



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“EVALUACIÓN DE POZOS POTENCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN EL CAMPO TAPI – BLOQUE 57”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentado por:

DOMINIQUE LISSETH GRANDA ORTEGA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2017

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por guiarme y
ser mi luz en momentos de oscuridad.

A mis padres Alicia Ortega y Edgar
Granda, a mis hermanas Nicole,
Mayte y Gisselle, y a toda mi familia
por su amor y apoyo incondicional.

A mis amigos y compañeros.

Dominique Lisseth Granda Ortega

AGRADECIMIENTO

A la ilustre Escuela Superior Politécnica del Litoral y a todos los docentes por permitirme formarme como profesional.

A la empresa Petroamazonas EP.

Al ingeniero Álvaro Izurieta por guiarme en el proyecto.

Al MSc. Fabián Vera y al MSc. Fernando Sagnay.

Dominique Lisseth Granda Ortega

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

Dominique Lisseth Granda Ortega

RESUMEN

El proyecto detalla un estudio de los criterios básicos que deben cumplir los pozos para que sean considerados aptos para el proceso de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico, optimizando así la productividad del campo Tapi el cual es considerado un campo maduro.

En el desarrollo del proyecto se evalúa los historiales de producción, parámetros petrofísicos, PVT, pruebas de presión (*Build up*) y registros eléctricos de los distintos pozos existentes en el campo Tapi en base a la metodología PASS y así seleccionar los mejores pozos para la aplicación del método del Diseño Unificado de Fractura (UFD).

En el capítulo 1 se define el preámbulo, planteamiento del problema, los objetivos que se pretenden alcanzar y la metodología de estudio.

En el capítulo 2 se detalla la descripción del área de estudio como la ubicación geográfica del campo, reseña histórica, geología, características litológicas y marco teórico sobre fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 3 se describe la metodología del desarrollo del proyecto y se define los pozos a fracturar por medio del diseño unificado de fractura.

En el capítulo 4 se realiza el análisis financiero del proyecto para ver su rentabilidad.

Por último en el capítulo 5 se concluye y recomienda, justificando la realización del proyecto.

Palabras claves: Campo Tapi, Fracturamiento hidráulico, Selección de pozos, Metodología PASS.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
CAPÍTULO 1	20
INTRODUCCIÓN	20
1.1 Preámbulo	22
1.2 Planteamiento del Problema	23

1.2.1	Identificación del Problema.....	23
1.2.2	Enunciado del Tema.....	23
1.2.3	Descripción del Problema.....	24
1.3	Objetivos.....	25
1.3.1	Objetivo General	25
1.3.2	Objetivos Específicos	25
1.4	Metodología de Estudio	26
CAPÍTULO 2		27
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO		27
2.1	Ubicación Geográfica	28
2.1.1	Reseña Histórica	28
2.2	Geología del Campo Tapi.....	30
2.2.1	Características litológicas del Campo Tapi	31
2.2.2	Mecanismo de Producción del Campo Tapi.....	32
2.3	Parámetros PVT y características petrofísicas de las arenas y fluidos del Campo Tapi	32
2.4	Marco Teórico – Yacimiento Subsaturado	33
2.5	Definición de Fracturamiento Hidráulico	33
2.5.1	Fluido fracturante.....	34
2.5.2	Apuntalante	38
2.6	Mecánica de las rocas	40

2.7	Daño a la formación (S).....	43
2.8	Modelos de diseño de Fracturamiento Hidráulico	44
2.9	Criterios a considerar para fracturar	49
CAPÍTULO 3		50
METODOLOGÍA.....		50
3.1	Tipo de Diseño	51
3.2	Universo y Muestra.....	51
3.2.1	Universo	51
3.2.2	Muestra	51
3.3	Métodos	51
3.4	Recolección de Datos.....	53
3.5	Evaluación de pozos potenciales.....	53
3.6	Análisis de Registros Eléctricos de los pozos a fracturar	59
3.7	Pruebas de Presión (<i>Build Up</i>)	64
3.8	Condiciones mecánicas de los pozos a fracturar	65
3.9	Diseño de la fractura por UFD	66
CAPÍTULO 4		74
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS		74
4.1	Evaluación del fracturamiento.....	75
4.1.1	Análisis financiero.....	76
CAPÍTULO 5		80

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
---	-----------

5.1. Conclusiones	81
-------------------------	----

5.2. Recomendaciones	82
----------------------------	----

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BES	Bombeo Electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo Hidráulico
BPPD	Barriles de Petróleo por día
BSW	Basic Sediment and Water (%)
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
FOI	Oportunidad de incremento de la productividad
GR	Rayos Gamma
HEC	Polímeros Hidroxietilcelulosos
HI	Índice de Heterogeneidad
Lbs	Libras
PASS	Sistema de monitoreo y evaluación del desempeño
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
TIR	Tasa Interna de Retorno
Ti	Arena T inferior
Ts	Arena T superior
UFD	Diseño Unificado de Fractura

Ui	Arena U inferior
Us	Arena U superior
VAN	Valor Actual Neto

SIMBOLOGÍA

B_{actual}	Tasa de declinación de la producción actual
B_{inc}	Tasa de declinación de la producción incremental
B_o	Factor Volumétrico del petróleo (RB/STB)
C_{fD}	Conductividad adimensional de la fractura
E	Módulo de Young
h	Espesor de la formación (ft)
h_f	Espesor de la fractura (ft)
J	Índice de productividad (BPD/PSI)
JD	Índice de productividad adimensional
$J_{fD\text{max}}$	Índice de productividad máximo adimensional del pozo fracturado
K	Índice de consistencia de flujo (lbf/ft ²)
k	Permeabilidad efectiva del reservorio (md)
k_f	Permeabilidad del propante (md)
M_p	Masa del propante a inyectar (lbs)
N	Índice de comportamiento de flujo adimensional
N_2	Nitrógeno
N_{pro}	Número de propante adimensional
P_p	Presión del poro (Psi)

P_r	Presión del reservorio (Psi)
P_{wf}	Presión de fondo fluyente (Psi)
Q_f	Caudal de fractura (bbl/d)
Q_i	Caudal de inyección del fluido de fractura (bbl/d)
Q_{inc}	Caudal incremental
R_e	Radio de drenaje de la formación (ft)
R_w	Radio del pozo (in)
S	Daño de formación
S_f	Daño en la cara de la fractura
V_r	Volumen de la zona de drenaje (ft ³)
V_{iny}	Volumen inyectado en la zona de pago (dos alas)
V_f	Volumen de un ala apuntalada
$\bar{w}$	Ancho promedio de la fractura
$\bar{w}_{opt}$	Ancho óptimo de fractura (in)
$\bar{x}_f$	Longitud media de la fractura (ft)
x_{opt}	Longitud óptima de la fractura
A	Constante de Biot
$\emptyset$	Porosidad de la formación
$\emptyset_p$	Porosidad del propante
σ_1	Esfuerzo vertical
σ_2	Esfuerzo horizontal mínimo
σ_3	Esfuerzo horizontal máximo

σ_{ext}	Esfuerzos tectónicos
ϵ_l	Compresión de la expansión lateral
ϵ_a	Compresión longitudinal
ρ_p	Densidad del propante
ν	Relación de Poisson
μ	Viscosidad (cp)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Mapa del Campo Tapi-Libertador.....	29
Figura 2.2 Mapa Estructural al tope de la arenisca “U inferior” del Campo Tapi.....	30
Figura 2.3 Esfuerzos de compresión.....	40
Figura 2.4 Modelo de fractura 2D-PKN.....	45
Figura 2.5 Modelo de fractura 2D-KGD.....	47
Figura 3.1 Diagrama de Ishikawa – Problemas que afecta a la productividad de los pozos.....	52
Figura 3.2 Índice de heterogeneidad arena Us – Campo Tapi.....	56
Figura 3.3 Índice de heterogeneidad arena Ui – Campo Tapi.....	57
Figura 3.4 Índice de heterogeneidad arena Ts – Campo Tapi.....	57
Figura 3.5 Índice de heterogeneidad arena Ti – Campo Tapi.....	58
Figura 3.6 Registro eléctrico Tapi-001 arena Ui.....	60
Figura 3.7 Registro petrofísico del Tapi-007 arena Ti.....	61
Figura 3.8 Registro petrofísico del Tapi-009 arena Ti.....	61

Figura 3.9 Registro eléctrico del Tapi-010 arena Ts.....	62
Figura 3.10 Registro eléctrico del Tapi-011 arena Ti.....	63
Figura 3.11 Registro petrofísico del Tapi-014 arena Ui.....	63
Figura 3.12 Conductividad estimada vs Esfuerzo de cierre a diferentes diámetros de apuntalante.....	67
Figura 3.13 FOI vs Masa del propante.....	70
Figura 3.14 Gráfico de Prat's.....	72
Figura 3.15 Gráfica de correlación del Skin factor.....	73
Figura 3.16 Comparación del daño pre y post fractura.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Distribución de pozos en el campo Tapi.....	23
Tabla II. Coordenadas Geográficas del Campo Tapi.....	28
Tabla III. Parámetros Petrofísicos y PVT del campo Tapi.....	32
Tabla IV. Tipos de fluidos fracturantes base agua.....	36
Tabla V. Tipos de fluidos fracturantes base aceite.....	37
Tabla VI. Tipos de fluidos fracturantes base espuma.....	38
Tabla VII. Valores del Módulo de Young en diferentes formaciones.....	42
Tabla VIII. Índice de heterogeneidad.....	54
Tabla IX. Clasificación de pozos por arenas “U y T” del campo Tapi.....	56
Tabla X. Pozos candidatos por medio del HI.....	58
Tabla XI. Pozos candidatos por medio de las curvas de producción.....	59
Tabla XII. Resultados de análisis de perfiles eléctricos.....	64
Tabla XIII. Datos de permeabilidad y daño de la formación.....	65
Tabla XIV. Condición mecánica de los pozos a fracturar.....	66
Tabla XV. Propiedades del apuntalante CarboLite.....	67
Tabla XVI. Masa óptima de apuntalante a utilizar.....	70

Tabla XVII. Resultados del diseño de la fractura por medio del método UFD.....	75
Tabla XVIII. Resultados de la tasa de incremento.....	76
Tabla XIX. Tiempo de incidencia de la fractura.....	78
Tabla XX. Resultados del análisis financiero.....	79

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera desde sus inicios hasta la actualidad ha estado en una constante innovación de técnicas y herramientas para optimizar la explotación de hidrocarburos. En estas últimas décadas, donde ya casi se ha consumido la mayoría de las reservas energéticas de yacimientos convencionales y la mayoría de los campos son maduros, es por ello que los ingenieros vieron la necesidad de crear un nuevo método de estimulación siendo este el fracturamiento hidráulico.

Este método revoluciono completamente la industria petrolera debido al alcance que se obtuvo con la explotación de yacimientos no convencionales, actualmente es uno de los métodos de mayor uso por la industria, a pesar de ser uno de los más caros es uno de los que más ganancias generan y la recuperación de la inversión es casi inmediata, siempre y cuando se haya seleccionado un buen candidato para el tratamiento.

El presente proyecto está orientado para optimizar la producción del campo Tapi siendo este un yacimiento convencional, para el método de optimización se lo realiza por medio del fracturamiento hidráulico por medio del diseño unificado de fractura, dando como resultado un óptimo diseño geométrico potenciando así la fractura y mejorando la producción. En cambio para la selección de los pozos idóneos a fracturar es por medio de la metodología *PASS* que tiene como fin evaluar de forma sistemática el desempeño de los pozos y yacimiento, permitiendo recomendar los trabajos de estimulación que requerirán cada pozo.

1.1 Preámbulo

El presente proyecto tiene como objetivo evaluar y analizar los pozos que comprende el campo Tapi, identificando así los más aptos para una estimulación por fracturamiento hidráulico.

El proceso determinativo del pozo candidato se rige en base a los análisis y resultados de los perfiles de dichos pozos:

- Características petrofísicas,
- Propiedades PVT,
- Historiales de producción,
- Diagramas de completación,
- Historial de *workover*,
- Registros eléctricos,
- Reservas.

Haciendo que este proyecto tenga como resultado pozos con un alto incremento de producción. El campo Tapi cuenta con 14 pozos perforados los cuales están distribuidos por 3 *drilling pads* el A, B y C y por 4 pozos individuales. En la siguiente tabla I se muestra la distribución.

Tabla I. Distribución de pozos del Campo Tapi.

CAMPO	PLATAFORMAS	POZOS PERFORADOS	NÚMERO DE POZOS
TAPI	TAP – 01	TAP – 01	1
	TAP – 02	TAP - 02RW	1
	TAP – 04	TAP – 04	1
	PAD – 05	TAP – 05	2
		TAP – 12	
	PAD – C	TAP - 06C	3
		TAP - 14C	
		TAP - 10C	
	PAD – A	TAP - 07A	2
		TAP - 08A	
	PAD – B	TAP - 09B	5
		TAP - 11B	
		TAP - 16B	
		TAP - 17B	
		TAP - 12B	

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción–Petroamazonas EP, 2017.

1.2 Planteamiento del problema

1.2.1 Identificación del Problema

Identificar los pozos del campo Tapi con bajo rendimiento de la producción mediante la metodología PASS para proponer un diseño de fracturamiento.

1.2.2 Enunciado del Tema

Evaluación de pozos potenciales para el fracturamiento hidráulico en el campo Tapi – Bloque 57.

1.2.3 Descripción del Problema

Tras un período prolongado de explotación de hidrocarburos en un yacimiento, este con el tiempo pierde su energía y cada vez es más difícil la recuperación del crudo, es por ello que se necesitan de algunos métodos de estimulación para facilitar el recobro del mismo. Entre uno de los métodos más revolucionarios de la años 1947 es el fracturamiento hidráulico o también conocido como *fracking*, el cual fue perfeccionado ya para los años de 1998 por George P. Mitchell (Dunn J., 2007) haciéndolo viable económicamente, este método ha ayudado considerablemente en un aumento de la productividad de los campos y haciendo que esto se extienda a nuevos horizontes de explotación considerando ya los yacimientos no convencionales, generando un incremento sustancial de reservas.

El fracturamiento hidráulico no es más que la inyección de fluido mezclado con arena y aditivos a altas presiones el cual permite crear nuevos canales conductivos en la roca, mejorando así la permeabilidad y minimizando el daño en la formación. Esta técnica es una de las más costosas en el mercado petrolero pero se convierte en un elemento económicamente viable para alcanzar una producción comercial si es que es aplicado correctamente.

Si bien es cierto toda roca puede ser fracturada pero no todo pozo puede ser considerado apto para realizarle el fracturamiento hidráulico debido a que existen ciertas limitaciones ajenas a la roca, entre estas destacan: la cantidad de reservas en ese pozo que no sean económicamente rentables, el bajo precio del petróleo, entre otros.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar los pozos del campo Tapi mediante la revisión de información necesaria para la selección de los pozos ideales a fracturar, optimizando su producción.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar los criterios básicos para la selección de los pozos aptos para el fracturamiento hidráulico en el Campo Tapi.
- Interpretar todos los parámetros petrofísicos, historiales de producción, registros eléctricos e historial del campo Tapi.
- Justificar la metodología de la evaluación de los pozos potenciales para el fracturamiento hidráulico.
- Seleccionar los mejores pozos candidatos del campo Tapi para aplicar el fracturamiento hidráulico.

1.4 Metodología de estudio

La metodología de estudio son los tipos de investigación que se realiza para desarrollar el proyecto y se clasifican según la fuente de información y ubicación del problema planteado.

1.4.1 Investigación Documental

Este tipo de investigación permite recopilar información relacionada con el fracturamiento hidráulico de distintas fuentes como son:

- Libros
- Revistas científicas
- Tesis
- Monografías
- Artículos científicos
- Fuentes secundarias de información.

El propósito de esta metodología de investigación es facilitar un mejor desarrollo y comprensión del problema propuesto, con la ayuda de esto se podrá enunciar y plantear las teorías que sostienen los criterios básicos para evaluar y considerar un pozo apto para el fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Ubicación Geográfica

El Campo Tapi está ubicado en el Campo Libertador – Bloque 57 en la provincia de Sucumbíos en la parte Norte – Noreste de la cuenca Oriente (ver Anexo A), este campo tiene un área aproximada de 1.947 acres y cuenta con 17 pozos perforados.

Este campo se encuentra aproximadamente a unos 250 km de distancia de Quito, y tiene las siguientes coordenadas geográficas ver Tabla II.

Tabla II. Coordenadas Geográficas del Campo Tapi.

COORDENADAS GEOGRÁFICAS			
LATITUD	NORTE: 00°12'11"	LONGITUD	76°32'13" Oeste a 76°32'50" Este
	SUR: 00°13'02"		

Fuente: Maroto H., Vinlasaca D., 2012.

2.1.1 Reseña Histórica

El inicio de la perforación del campo Tapi – Tetete (antiguamente considerado una sola estructura), fue en julio en el año de 1980 con el pozo TETETE – 01 con una profundidad de 9.400 ft, este pozo inicia su producción con 1.315 BPPD en la arena “T superior” y 330 BPPD en la arena “U inferior”. Para el año de 1985 entre el noveno y décimo mes, inicia la perforación del primer pozo de la

estructura Tapi, donde separan los campos Tapi y Tetete (ver Figura 2.1) (Jiménez R. & Paucar J., 2011).

El pozo TAPI-01 alcanza una profundidad de 9.232 ft e inicio su producción con 1.333 BPPD en la arena “T” y unos 712 BPPD en la arena “U inferior”. La gravedad API promedio de estas arenas fluctúa entre un rango de 28 a 30 °API (Jiménez R. & Paucar J., 2011).

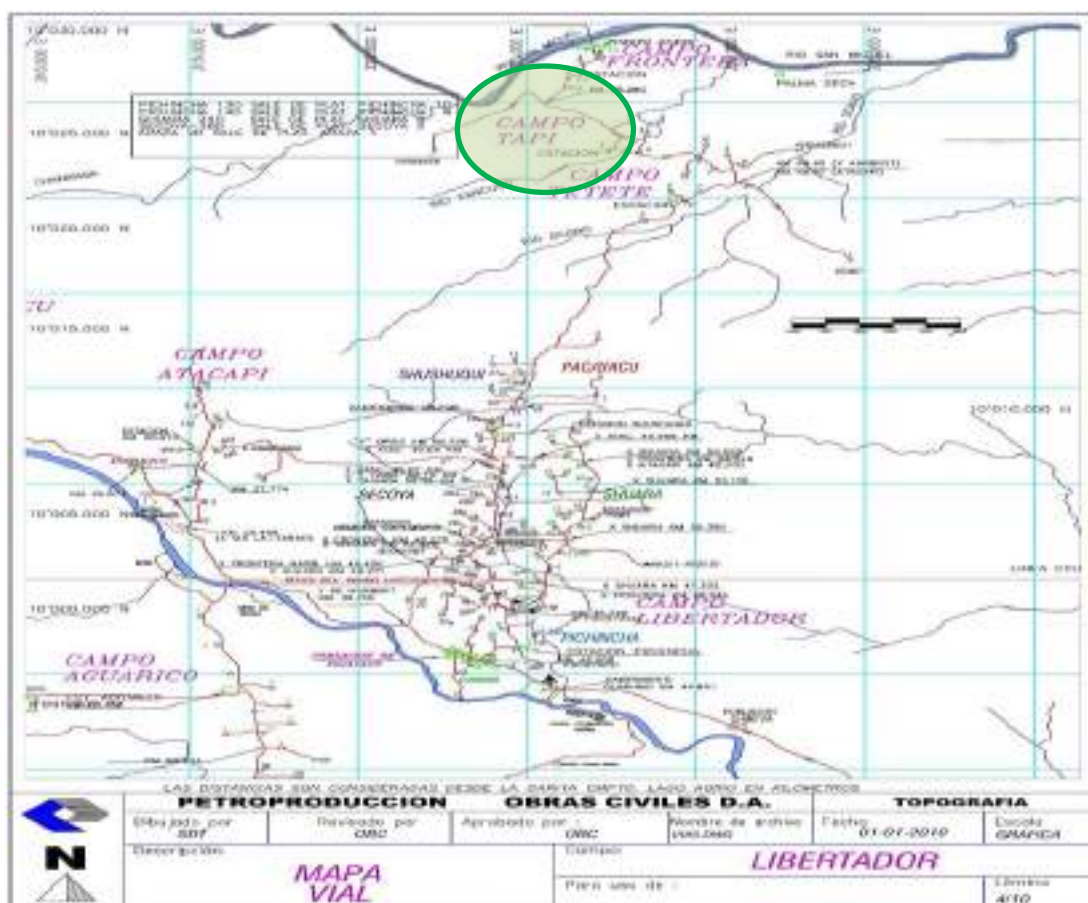


Figura 2.1 Mapa del Campo Tapi – Bloque 57.

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción – Petroamazonas EP, 2017.

2.2.1 Características litológicas del Campo Tapi

Las formaciones de interés de este campo son las areniscas U y T, y estas presentan en su mayoría del cuerpo areniscas cuarzosas. En el anexo B se muestra la columna estratigráfica de un pozo tipo.

2.2.1.1 Arenisca “U superior”

En esta arena existe la presencia de areniscas cuarzosas con intercalaciones lutíticas (Maroto H. & Vinlasaca D., 2012).

2.2.1.2 Arenisca “U inferior”

En esta arena existe presencia cuarzosa con grano decreciente, presencia pobre de cemento silíceo (Maroto H. & Vinlasaca D., 2012).

2.2.1.3 Arenisca “T superior”

Hay presencia de areniscas cuarzo – glauconíticas con intercalaciones de lutitas calcáreas de grano fino con bioturbaciones (Maroto H. & Vinlasaca D., 2012).

2.2.1.4 Arenisca “T inferior”

Hay presencia de arenisca cuarzosa con importante cantidad de glauconita saturada de hidrocarburos (Maroto H. & Vinlasaca D., 2012).

2.2.2 Mecanismo de Producción del Campo Tapi

Esta estructura geológica posee un acuífero de fondo en la arena “U” por lo cual el mecanismo de producción es el empuje hidráulico, y en la arena “T” posee un mecanismo de producción mixto como es empuje lateral y expansión volumétrica. También es un yacimiento Subsaturado según estudios realizados (Maroto H. & Vinlasaca D., 2012).

2.3 Parámetros PVT y características petrofísicas de las arenas y fluidos del Campo Tapi

Los parámetros PVT y petrofísicos de las formaciones de interés del campo Tapi están especificados en la siguiente tabla III.

Tabla III. Parámetros Petrofísicos y PVT del campo Tapi.

CAMPO	ARENA	PARÁMETRO PVT						PARÁMETROS PETROFÍSICOS				
		Pr (Psi)	Tr (°F)	Pb (Psi)	Rs (spc/ bn)	Bo (scf/ bbl)	API °	Φ (%)	k (md)	ho (ft)	Sw (%)	μ (cp)
Tapi	Us	2365	218	305	92	1.14	29.8	12	450	35.27	20	2.68
	Ui	2635	218	305	92	1.20	29.8	15.72	450	37.02	20	2.68
	Ts	2615	217	1890	99	1.37	28.7	12.94	282	12.5	25	1.21
	Ti	2615	217	1890	99	1.37	28.7	12.74	282	24.1	25	1.21

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción – Petroamazonas EP, 2017.

2.4 Marco Teórico – Yacimiento Subsaturado

Es un yacimiento cuya presión inicial del reservorio es superior a la presión de burbuja, en donde la temperatura se encuentra por debajo de la temperatura crítica del fluido del yacimiento. En este tipo de yacimientos fluye solo una sola fase que es líquida (Rivero J., 2004).

2.5 Definición de Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es conocido también como una estimulación hidráulica, no es más que un método que se encarga de bombear fluidos a altas velocidades y presiones, la cual excederá la presión de fracturamiento o tensión de la matriz poral, creando así la fractura en la roca. El continuo bombeo del fluido fracturante ayuda a que la fractura se propague creando nuevos canales en la formación objetivo. Durante el proceso de estimulación hidráulica dos componentes principales son bombeados a la formación los cuales son: fluido fracturante y apuntalante. El primero es el encargado de crear la fractura dentro del yacimiento y propagarla, venciendo los esfuerzos “in-situ”, mientras que el segundo ayuda a preservar los canales creados en la roca, facilitando el aumento de permeabilidad y por ende el incremento de producción de hidrocarburos.

Esta técnica se divide en dos fases. La primera es conocida como la fase de colchón, aquí se bombea fluido viscoso sin apuntalante por medio de los disparos de la tubería de revestimiento a altas presiones permitiendo

fracturar la formación. La segunda fase es conocida como la fase de lechada de apuntalante, aquí se bombea fluido más apuntalante hacia las fracturas creadas. Estas fracturas se cerrarán una vez cuando se deje de bombear, mientras que la mayoría del apuntalante se mantendrá en su lugar preservando esos nuevos canales aún durante la producción del pozo (Gillard M., et al, 2011).

2.5.1 Fluido fracturante

En sus inicios de la aplicación de este método se usaban fluidos base aceite y base agua, al pasar de los años se ha ido perfeccionando esta técnica e incorporando diferentes tipos de fluidos fracturantes cuyo objetivo es controlar la dimensión de la fractura, haciendo que esta sea más efectiva. Por ello es necesario una buena selección de fluido fracturante previo a una evaluación de las características que presenta el yacimiento.

Las características que debe cumplir el fluido fracturante son:

- Suficiente viscosidad para crear una fractura dinámica ancha.
- Debe ser compatible con la formación y químicos rompedores de polímeros.
- Debe ayudar a conservar el apuntalante en suspensión en condiciones de caudales altos.
- Debe romperse la viscosidad fácilmente para disminuir el daño de formación y el empaquetamiento del apuntalante.

- Debe generar poca fricción y de fácil remoción en la etapa del fluido de retorno.

2.5.1.1 Fluido Fracturante base agua

Este tipo de fluido es uno de los más accesibles por su bajo costo, además que puede ser combinado con muchos polímeros debido a que presentan afinidad con el agua. Ayudan a incrementar la viscosidad a condiciones atmosféricas, cuando la temperatura aumenta, la viscosidad de esta mezcla disminuye considerablemente por lo tanto para reducir estos efectos es necesario incrementar la dosificación de polímeros, teniendo en cuenta que a altas concentraciones de polímeros puede causar un daño en la fractura.

A continuación se presenta una tabla sobre los polímeros solubles en agua y en qué condiciones del yacimiento se deben aplicar (Bonilla G., 2013).

Tabla IV. Tipos de fluidos fracturantes base agua

TIPOS DE POLÍMEROS	TIPO DE FLUIDO	CONDICIONES
GEL, GUAR, HEC, CMHPG	Fluido Lineal	Fracturas cortas. Baja temperatura.
Activador + (GUAR, HPG, CMHCG, CMHPG)	Fluido Activado	Fracturas largas. Alta temperatura.

Fuente: Bonilla G., 2013.

2.5.1.2 Fluido fracturante base aceite

Este tipo de fluido es accesible y de bajo costo puesto que es el petróleo crudo el que se utiliza. Altamente aplicable para formaciones sensibles a soluciones acuosas, sin provocar daño a la fractura. Por otra parte tiene algunas limitantes como son: no admite crear fracturas de alto alcance, no es del todo eficaz el asentamiento del apuntalante a temperaturas elevadas, existe gran pérdida de carga cuando es bombeado a grandes caudales por lo cual se requiere de mayor potencia en las bombas creando un gasto adicional de energía, su manejo es riesgoso por ser inflamables y contaminantes generan un gran impacto en el ambiente.

En la actualidad se han elaborado nuevas mezclas de fluidos base aceite más gel, que solventan algunas de las

limitantes descritas en el apartado de arriba, como: las pérdidas por fricción donde las ha disminuido a un 90%, es más eficiente con el asentamiento del apuntalante, conserva la viscosidad a grandes temperaturas y es compatible con los fluidos de la zona de interés.

A continuación se presenta una tabla sobre los fluidos fracturantes base aceite y en qué condiciones del yacimiento se debe aplicar (Bonilla G., 2013).

Tabla V. Tipos de fluidos fracturantes base aceite

TIPOS DE POLÍMEROS	TIPO DE FLUIDO	CONDICIONES
Diesel, Keroseno	Fluido Lineal	Fracturas cortas. Formaciones sensibles al agua.
Gel de Ester Fosfatado	Fluido Activado	Fracturas largas. Formaciones sensibles al agua.
Agua + Aceite + Emulsificador	Emulsiones con agua externa	Bueno para control de pérdida de fluido.

Fuente: Bonilla G., 2013.

2.5.1.3 Fluido fracturante base espuma

Este tipo de fluido es una mezcla emulsificante de gas en líquido, cuando se forma una mezcla estable puede tener viscosidad similar a la del fluido fracturante base aceite más gel. Las burbujas de gas son creadas bajo turbulencia al momento de la mezcla, estas pueden tener una calidad entre el 70, 75 y 80% de fase gaseosa, proporcionando

viscosidades altas para un eficiente transporte de apuntalante. Para estabilizar la mezcla del gas en agua, se requiere de surfactantes que formen una película de protección a las burbujas de gas.

Este fluido tiene algunas limitantes con respecto al transporte de arena, no es eficaz a altas concentraciones. También tiene problemas con la estabilidad de la espuma y para eso es necesario grandes presiones de bombeo (Bonilla G., 2013).

Tabla VI. Tipos de fluidos fracturantes base espuma.

TIPOS DE POLÍMEROS	TIPO DE FLUIDO	CONDICIONES
Agua y espumante + N2	Espuma base agua	Formaciones de baja presión.
Ácido y espumante + N2	Espuma base ácido	Baja presión. Formaciones sensibles al agua.
Metanol y espumante + N2	Espuma base alcohol	Formaciones de baja presión con problemas de bloqueo de agua.

Fuente: Bonilla G., 2013.

2.5.2 Apuntalante

Para que el método sea efectivo es necesario seleccionar bien el tipo de apuntalante con el tamaño adecuado, con el fin de preservar la abertura de la fractura. Por lo cual elegir apuntalantes de dimensiones grandes y esféricos ayudan a minimizar los

efectos de cierre y compensan los impactos de flujo turbulento en las fracturas creadas, pero también generan más migraciones de finos.

Existen diversos tipos de apuntalantes y tamaños del mismo, su selección dependerá de la presión de cierre de la fractura, de los esfuerzos de la formación, de las necesidades del cliente y de la posibilidad económica. Entre los apuntalantes tenemos:

- Arena natural
- Arena cubierta de resina
- Arena tamizada
- Apuntalantes cerámicos sintéticos de resistencia intermedia/alta
- Apuntalantes de óxido de aluminio.

El propósito que deben cumplir los apuntalantes son los siguientes:

- Conservar la conductividad de la fractura creada sin que estos se pulvericen.
- Aumentar la permeabilidad
- Disminuir los efectos de cierre en formaciones blandas.
- Controlar el influjo y migración de finos (Troncoso J., et al, 2002).

2.6 Mecánica de las rocas

La mecánica de rocas aplicada al diseño de fracturamiento hidráulico juega un papel muy importante ya que nos ayuda a entender los fenómenos que ocurren en el subsuelo, y así poder direccionar y diseñar la fractura.

Existen tres parámetros físicos-mecánicos que rigen para generar una fractura, los cuales son: esfuerzos in-situ, módulo de Young y relación de Poisson.

Esfuerzos in-situ

Las capas del subsuelo están sometidas bajo tres esfuerzos: el vertical (σ_1), horizontal mínimo (σ_2) y horizontal máximo (σ_3), estos esfuerzos son anisotrópicos, compresivos y no homogéneos. La magnitud y dirección de estos esfuerzos son de suma importancia ya que controlan las presiones necesarias para crear, diseñar y prolongar una fractura. Estos esfuerzos se incrementan con la profundidad.

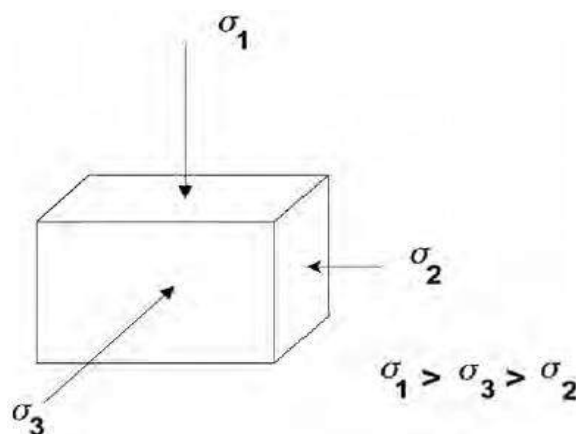


Figura 2.3 Esfuerzos de compresión.

Fuente: Dunn, J., Holditch, S., 2007.

La propagación de una fractura hidráulica es perpendicular al esfuerzo mínimo principal.

Esfuerzo vertical (σ_1): También conocido como esfuerzo de sobrecarga, este es generado por el peso de la roca que suprayace un punto de medición. El gradiente vertical es el gradiente litostático (Nolen R., 2013).

Esfuerzos horizontales mín. (σ_2) y máx. (σ_3): Estos son generados por el peso del fluido por encima de un punto de medición de las cuencas que son presionadas creando una presión de poro local. Sus gradientes verticales varían grandemente según cuenca y litología donde son controlados por esfuerzos locales y regionales. El gradiente vertical de la presión de poro es el gradiente hidrostático (Nolen R., 2013).

En una fractura vertical el esfuerzo horizontal mínimo se puede estimar con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{min} \cong \frac{v}{1-v} (\sigma_1 - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_{ext} \quad (2.1)$$

Donde:

σ_{min} = Esfuerzo horizontal mínimo

v = Coeficiente de Poisson

σ_1 = Esfuerzo de sobrecarga

α = Constante de Biot

p_p = Presión del fluido del yacimiento o presión del poro.

σ_{ext} = Esfuerzos tectónicos

Módulo de Young (E)

La Ley de *Hooke* expresa una relación lineal entre el esfuerzo y deformación de un material.

$$\sigma = E\varepsilon \quad (2.2)$$

El módulo de Young es un parámetro importante ya que para calcular la dimensión de la fractura, esta estará basada en la teoría de elasticidad lineal. El módulo de Young no es más que la medida de la resistencia que presenta un material al aplicarle un esfuerzo, también se define como la relación entre el esfuerzo y la deformación para el esfuerzo uniaxial.

Para fracturaciones hidráulicas si la formación presenta un módulo grande (roca dura) esta fractura será angosta, caso contrario en formaciones menos rígidas (módulo bajo) la fractura será más ancha.

Tabla VII. Valores del Módulo de Young en diferentes formaciones.

LITOLOGÍA	MÓDULO DE YOUNG (PSI)	RELACIÓN DE POISSON
Arenisca Blanda	0.1 - 1 x10 ⁶	0.2 - 0.35
Arenisca Media	2 - 5 x10 ⁶	0.15 - 0.25
Arenisca Dura	6 - 10 x10 ⁶	0.1 - 0.15
Caliza	8 -12 x10 ⁶	0.30 - 0.35
Carbón	0.1 - 1 x10 ⁶	0.35 - 0.45
Lutita	1 - 10 x10 ⁶	0.28 - 0.43

Fuente: Dunn, J., Holditch, S., 2007.

Relación de Poisson (ν)

Es una medida de relación de la roca cuando es sometida a efectos de compresión de la expansión lateral (ε_l) contra la contracción longitudinal o axial (ε_a).

$$\nu = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} \quad (2.3)$$

2.7 Daño a la formación (S)

2.7.1 Definición

El daño de formación es la restricción parcial o total de la roca modificando su permeabilidad y porosidad, reduciendo considerablemente la producción de fluidos.

Este daño también se lo conoce como *skin* y puede darse de forma natural o creada por diferentes procesos operacionales dentro del pozo. Para clasificar el tipo de daño en el pozo se lo realiza de la siguiente manera:

$S > 0$: significa que el pozo está dañado, por lo tanto hay limitaciones en la producción de fluidos, esto quiere decir que el pozo está aportando menos que su diámetro original.

$S = 0$: pozo sin daño, no hay limitaciones en la producción. El pozo está aportando con su diámetro real.

$S < 0$: pozo estimulado, esto nos indica que no hay limitaciones en la producción de flujo y que además está produciendo más de lo esperado.

2.7.2 Tipos de daño

El daño se puede producir por lo siguiente:

- Daño por fluidos y sólidos de perforación.
- Daño durante la producción por migración de finos.
- Daño por fluidos de completación.
- Daño por limpieza del pozo.

2.8 Modelos de diseño de Fracturamiento Hidráulico

Para diseñar fracturas es necesario conocer todas las propiedades del reservorio ya que de eso depende como se generará la fractura.

Para el diseño de la fractura se puede clasificar en tres grupos y esto dependerá del cálculo del espesor de la fractura. Es necesario recalcar que la columna de fluido inyectada se divide en dos partes, la primera parte de fluido se pierde por filtración y la segunda ocupa los canales creados (Bonilla G., 2013).

2.8.1 Grupo A

Modelos PKN – Dimensionales (2D)

Modelo de *Perkins-Kern-Nordgren*

Indica que el espesor de la fractura es directamente proporcional a la altura de la misma. Estos modelos también permiten el diseño de fracturas horizontales y verticales, y flujos laminares o turbulentos con y sin efecto de filtración (Bonilla G., 2013).

El modelo PKN maneja de forma más acertada la influencia de filtración de fluido, resuelve numéricamente las ecuaciones con la ayuda de un computador (Bonilla G., 2013).

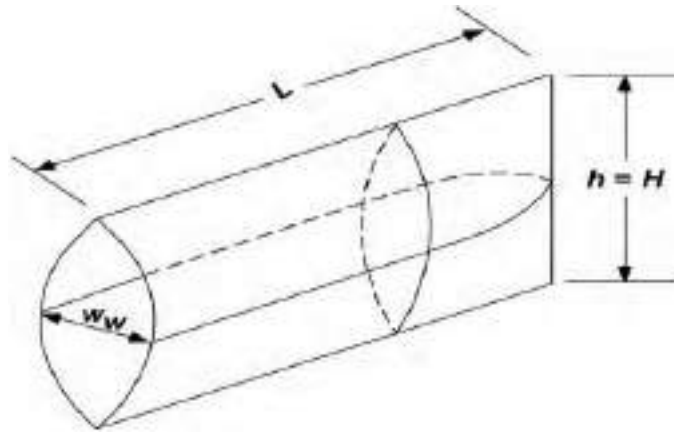


Figura 2.4 Modelo de fractura 2D - PKN.

Fuente: Dunn, J., Holditch, S., 2007.

Para calcular el ancho máximo de la fractura incluyendo el efecto del fluido no newtoniano, es la siguiente ecuación:

$$w_{w,o} = 3.57 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad 2.4$$

$w_{w,o}$

$$= (9,15)^{\frac{1}{2n+2}} (3,98)^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{1 + 2,14n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} (K)^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad 2.5$$

Donde:

$w_{w,o}$ = Ancho máximo de la fractura

q_i = Caudal de inyección del fluido de fractura

x_f = Longitud media de la fractura

E' = Módulo del plano de deformación

n = Índice de comportamiento de flujo adimensional

K = Índice de consistencia de flujo $[lbf/ft^2]s^n$

h_f = Altura de la fractura

Para calcular el promedio del ancho de la fractura, se realiza con la siguiente ecuación:

$$\bar{w} = 0,628w_{w,o} \quad 2.6$$

2.8.2 Grupo B

Modelo KGD – Dimensionales (2D)

Modelo de *Kristianovich & Zheltov*, *LeTirant & Dupuy*, *Geerstma & deKlerk* y *Daneshy*

Plantean que el ancho de la fractura es directamente proporcional a la longitud de la misma, en donde también consideran que el ancho es constante (Bonilla G., 2013).

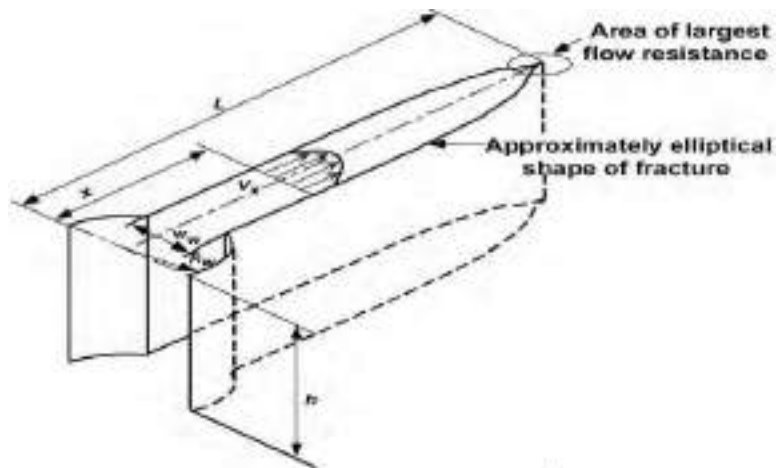


Figura 2.5 Modelo de fractura 2D - KGD.

Fuente: Dunn, J., Holditch, S., 2007.

Suposiciones del modelo:

- Fractura plana y su propagación es perpendicular al mínimo esfuerzo.
- Flujo de fluidos unidimensional a lo largo de la fractura.
- Fractura fija en altura o confinada.
- La roca es considerada un sólido lineal elástico isotrópico, continuo y heterogéneo.
- El extremo de la fractura domina la propagación de la misma.

Para calcular el ancho máximo de la fractura incluyendo el efecto del fluido no newtoniano, es la siguiente ecuación:

$$w_w = 3,22 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad 2.7$$

$$w_{w,o}$$

$$= (11,1)^{\frac{1}{2n+2}} (3,24)^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{1+2n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} (K)^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{q_i^n x_f^2}{E' h_f^n} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad 2.8$$

Para calcular el promedio del ancho de la fractura, se realiza con la siguiente ecuación:

$$\bar{w} = 0,785 w_w \quad 2.9$$

2.8.3 Grupo C

Modelos Tridimensionales (3D)

Hay tres tipos de modelos los cuales exponen el crecimiento de la altura de la fractura, estos serán expuestos a continuación:

- a) Modelo Generales tridimensionales: para la orientación y crecimiento de la fractura indican que existen factores que influyen como la orientación del pozo o el patrón de los disparos, pero que al final serán direccionados perpendicularmente al mínimo esfuerzo (Bonilla G., 2013).
- b) Modelos Planos tridimensionales: sus cálculos no son complejos ya que presentan un comportamiento de fractura plana y se propagan perpendicularmente al mínimo esfuerzo (Bonilla G., 2013).

c) Modelos Pseudo tridimensionales: sigue en los modelos planos (2D) evitando la complejidad en los cálculos, este modelo está basado en celdas y en dos alas elípticas para perfiles verticales de fractura (Bonilla G., 2013). Este tipo de modelo considera algunos parámetros que ayudan a predecir el crecimiento de la fractura, y estos son:

- 1) Mecánica de las rocas
- 2) Parámetros petrofísicos
- 3) Propiedades del fluido del reservorio
- 4) Propiedades del reservorio

2.9 Criterios a considerar para fracturar

Antes de realizar cualquier trabajo de estimulación hidráulico se requiere de un estudio y análisis previo de la zona objetivo, entre estos criterios básicos tenemos:

- Yacimientos con presión suficiente para que el fluido fracturante fluya hacia la fractura.
- Baja permeabilidad en la zona de interés.
- Reservas económicamente rentables.
- Nivel de daño en la formación.
- Condición mecánica del pozo.
- Espesor de la formación.
- Viscosidad del crudo.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Tipo de Diseño

El diseño aplicado en el proyecto es de carácter descriptivo, ya que se analiza y realiza una evaluación de los diferentes parámetros e historiales de los pozos del campo para la selección del pozo ideal para el fracturamiento hidráulico.

3.2 Universo y Muestra

3.2.1 Universo

El universo comprende todos los pozos perforados en el Campo Tapi. El campo en estudio está conformado por 15 pozos, los cuales ya fueron definidos en la tabla I. del capítulo 1.

3.2.2 Muestra

La muestra comprende las cuatro arenas productoras del Campo Tapi, como son: “Us”, “Ui”, “Ts” y “Ti”.

3.3 Métodos

Los métodos que se emplean en el proyecto se basan en tres técnicas principales: analítico, inductivo y estadístico.

En el caso del método analítico se investigó de manera minuciosa sobre los problemas que causan una baja productividad en los pozos y para esto se usó el diagrama de Ishikawa o también conocido como el diagrama de “Causa y Efecto”.

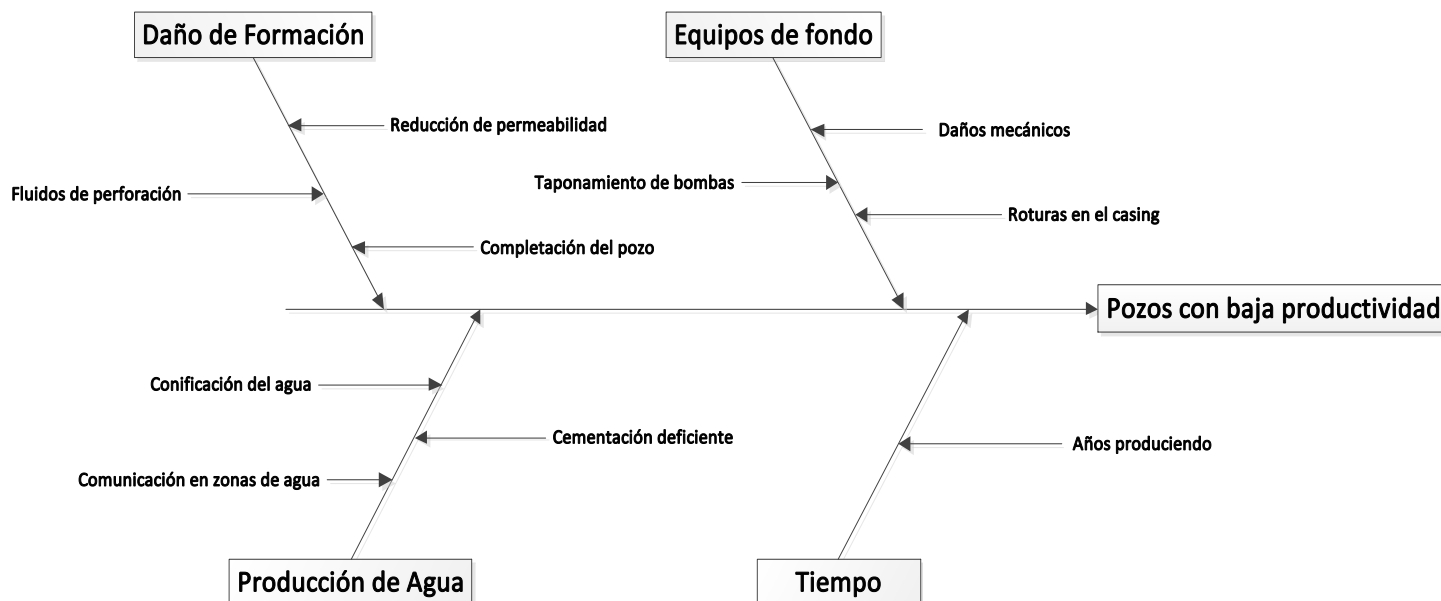


Figura 3.1 Diagrama de Ishikawa - Problemas que afecta a los pozos.
Fuente: Granda D., 2017.

Para el caso del método inductivo, mediante la observación y clasificación de todos los parámetros de las arenas productoras de los pozos, se planteará los casos idóneos para una buena selección del pozo a fracturar hidráulicamente. Si bien es cierto el éxito o fracaso de una estimulación hidráulica concierne en una buena selección de pozo.

Por último para el caso del método estadístico para la parte de selección de los pozos ideales para fracturar se empleará la metodología PASS (Sistema de monitoreo y evaluación del desempeño), donde incluye análisis de curvas de producción petróleo y agua, registros eléctricos y petrofísicos, y el análisis del índice de heterogeneidad el cual ayuda a

medir el desempeño de un pozo en comparación de todos los pozos del campo.

3.4 Recolección de Datos

La recolección de todos los datos del campo es de suma importancia ya que por medio de esta nos permitirá realizar la metodología correcta para la selección de pozos, esta fue proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, para el análisis y previa realización del proyecto, entre estos datos tenemos:

- Historial de producción
- Historial de *workover*
- Registros eléctricos
- Pruebas de presión
- Parámetros PVT
- Parámetros petrofísicos
- Reservas del yacimiento

Como segundo punto para la realización del proyecto fue necesaria la recolección de información de distintas fuentes científicas relacionadas al tema de estudio, como libros, papers y proyectos investigativos de pre y post-grado.

3.5 Evaluación de pozos potenciales

Para la evaluación del potencial de un pozo se lo realizará mediante el índice de heterogeneidad (HI) y para ello se hará uso del software Excel,

donde este HI se lo calculará mediante la ecuación 3.1, y se evaluará mediante una gráfica que permitirá detectar el potencial o desempeño de un pozo en comparación con el potencial promedio de todos los pozos que se encuentran en el campo Tapi. La ecuación que define el HI es la siguiente:

$$HI = \frac{valor_{well}}{valor_{average\ of\ wells}} - 1 \quad (3.1)$$

Esta gráfica posee cuatro cuadrantes. Los pozos que caigan en los rangos o cuadrantes aceptables serán los candidatos ideales para la estimulación hidráulica.

Tabla VIII. Índice de Heterogeneidad

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD	
Net HI Producción de agua	CUADRANTE IV
	Alta producción de agua Baja producción de petróleo
	CUADRANTE I
	Alta producción de agua Alta producción de petróleo
	CUADRANTE III
	Baja producción de agua Baja producción de petróleo
	CUADRANTE II
	Baja producción de agua Alta producción de petróleo

Net HI Producción de petróleo

Fuente: Kiome P., Harami K., et al, 2013.

- Cuadrante I: Muestra altos índices de producción tanto para agua como petróleo, que son superiores a la producción promedio. Por lo tanto estos pozos no son candidatos para realizar fracturamiento hidráulico por el alto corte de agua, siendo estos candidatos ideales para control de agua.
- Cuadrante II: Muestra valores altos en la producción de petróleo y valores bajos en la producción de agua. Estos tipos de pozos no necesitan necesariamente una estimulación hidráulica.
- Cuadrante III: Muestra valores de baja producción de agua y de petróleo, estos parámetros se encuentran por debajo de la producción promedio. Los pozos que caigan en este cuadrante es ideal para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico.
- Cuadrante IV: Muestra valores de baja producción de petróleo y alta producción de agua. Los pozos que se encuentran en este rango no son del todo favorables para realizar un fracturamiento hidráulico debido al alto contenido de agua.

Primero para ello se clasificarán los pozos por diferentes arenas (U_s , U_i , T_s , y T_i), y luego si se procederá a analizar los pozos por las diferentes arenas.

Tabla IX. Clasificación de pozos por arenas “U y T” del campo Tapi.

ARENA	POZO	ARENA	POZO
Us	TAP-06		TAP-01
Ui	TAP-01	Ts	TAP-04
	TAP-02		TAP-05
	TAP-04		TAP-06
	TAP-05		TAP-10
	TAP-06		TAP-12
	TAP-07		TAP-17
	TAP-08	Ti	TAP-01
	TAP-09		TAP-04
	TAP-11		TAP-06
	TAP-12		TAP-07
	TAP-14		TAP-08
	TAP-16		TAP-09
	TAP-17		TAP-10
			TAP-11

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción – Petroamazonas EP, 2017.

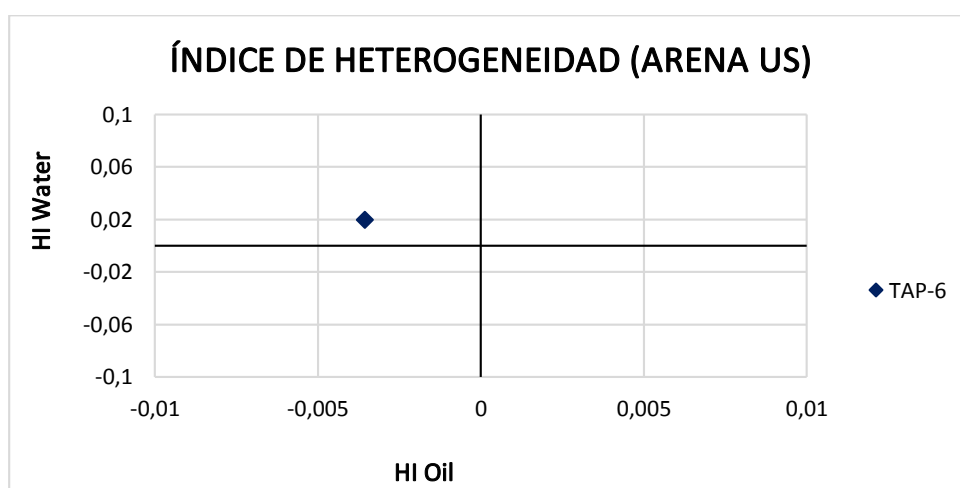


Figura 3.2: Índice de Heterogeneidad arena Us - Campo Tapi.
Fuente: Granda D., 2017.

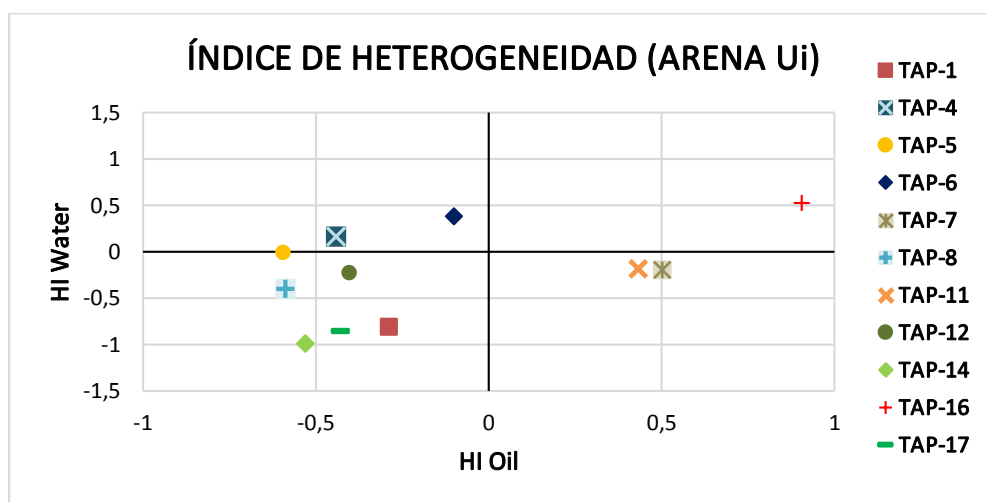


Figura 3.3: Índice de Heterogeneidad arena Ui - Campo Tapi.
Fuente: Granda D., 2017.

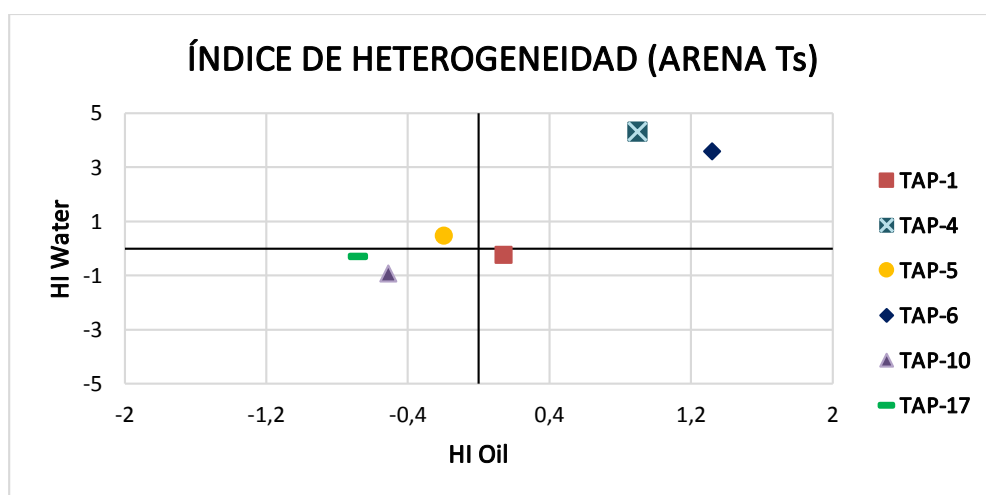


Figura 3.4: Índice de Heterogeneidad arena Ts - Campo Tapi.
Fuente: Granda D., 2017.

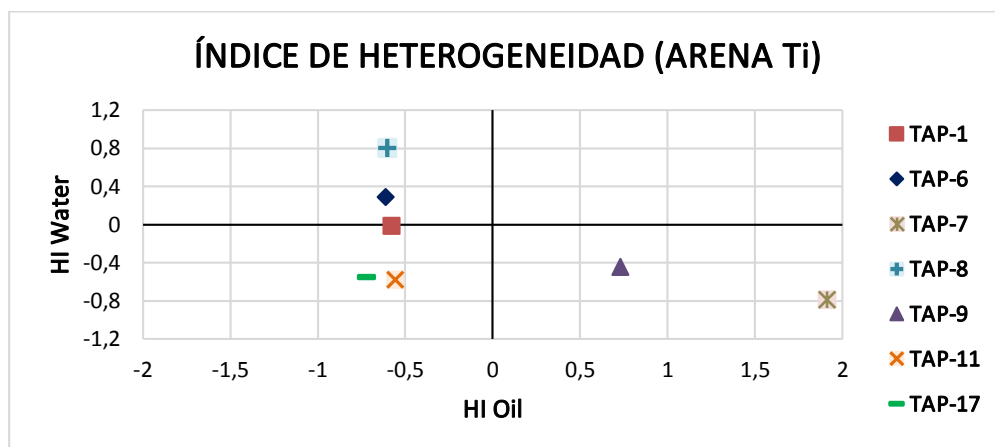


Figura 3.5: Índice de Heterogeneidad arena Ti - Campo Tapi.
Fuente: Granda D., 2017.

Se analizaron 13 pozos de los 15 que posee el campo Tapi, ya que 2 fueron rediseñados para pozos re-inyectores. Los resultados que se obtuvo por medio del HI fueron que 7 pozos en distintas arenas cayeron en el cuadrante III (ver tabla XII), pozos que están por debajo del potencial promedio de petróleo y agua. Entre los factores que predominan en la ejecución de un fracturamiento hidráulico, es que el espesor de interés sea suficientemente grande.

Tabla X. Pozos candidatos por medio del HI.

Pozo	Arena	h (ft)
TAPI-11	Ti	24
TAPI-14	Ui	16
TAPI-01	Ui	14
TAPI-10	Ts	14
TAPI-17	Ts	11
TAPI-17	Ui	10
TAPI-12	Ui	8
TAPI-08	Ui	5
TAPI-17	Ti	5

Fuente: Granda, D., 2017.

Ahora se aplicará el otro método para la selección de pozos, se lo realizó bajo las gráficas de producción (ver Anexo C). De este análisis se determinó 7 pozos, de los cuales solo se tomarán en cuenta 6 ya que el pozo Tapi-06 ya fue fracturado. Uno de los factores predominantes para ser candidato ideal, es la prematura declinación de producción en un rango de tiempo corto, sin obviar que el caudal dominante debe ser el petróleo. Este escenario es un indicativo de que el pozo fue dañado a medida que la producción decayó tempranamente. Se resalta que algunos de estos pozos coincidieron con los pozos pre-seleccionados por medio del índice de heterogeneidad.

Tabla XI. Pozos candidatos por medio de las curvas de producción.

Pozo	Arena	h (ft)
TAPI-11	Ti	24
TAPI-14	Ui	11
TAPI-01	Ui	12
TAPI-10	Ts	14
TAPI-07	Ti	21
TAPI-09	Ti	14

Fuente: Granda D., 2017.

3.6 Análisis de Registros Eléctricos de los pozos a fracturar

Los pozos seleccionados de la tabla XIII, se los evaluará por medio de registros eléctricos o petrofísicos, donde se determinará si la zona es buena o apretada y si las zonas de agua están cerca de los espesores de interés. Esto ayudará a limitar el espesor para el diseño de la fractura.

Tapi-001 Arena “U Inferior”

La zona de pago es limitada en esta arena, es de 14 ft de espesor, en la parte superior e inferior de la zona de interés se aprecia con el registro *Caliper* zonas significativas de *washout* superiores a 6 in, corroborando con los registros de resistividades, lo cual es un limitante a la hora de fracturar, por lo tanto se recomienda no fracturar un espesor mayor a la zona de pago para evitar comunicación con las zonas de agua.

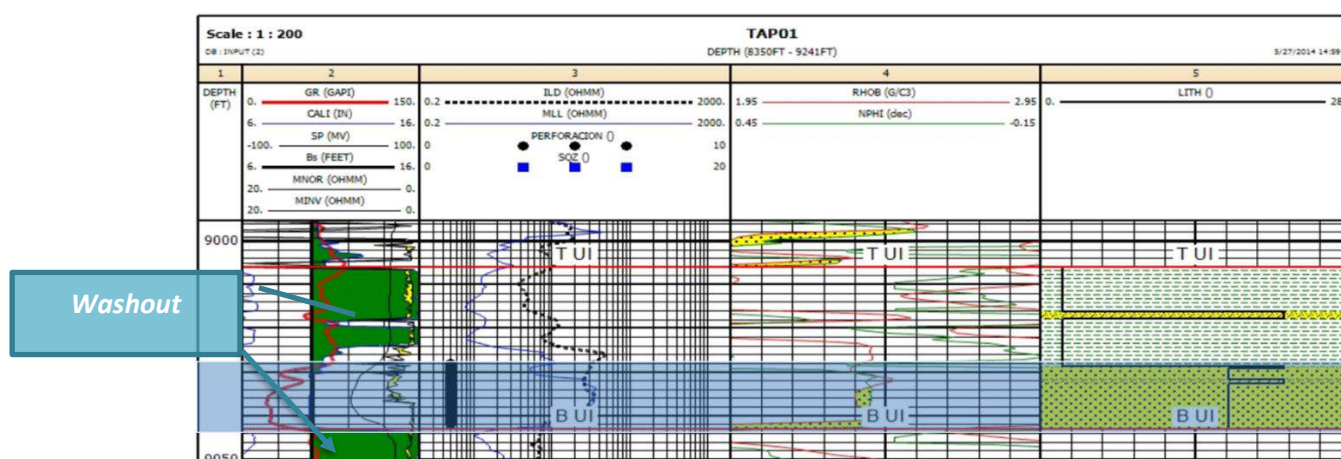


Figura 3.6: Registro eléctrico Tapi-001 arena “Ui”

Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

Tapi-007 Arena “T Inferior”

Con el registro petrofísico se lee una la zona de pago de 21 ft. Con los registros de resistividades para la zona superficial, media y profunda, se aprecian resistividades altas en la zona de pago y resistividades bajas en la zona superior, por lo tanto el espesor de la fractura debe estar limitada al espesor de pago.

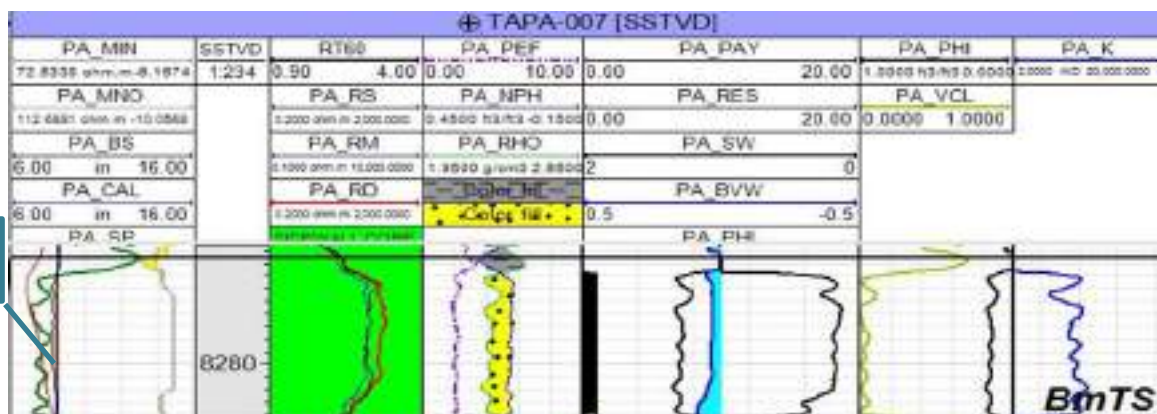


Figura 3.7 Registro petrofísico del Tapi-007 arena "Ti"

Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

Tapi-009 Arena "T Inferior"

El espesor de la zona de pago es de 14ft. En el *caliper* se registra en la zona un ligero revoque. Por encima y por debajo del *net pay* no hay valores significativos de agua, por lo tanto no hay problema si la fractura se prolonga más del espesor de pago.

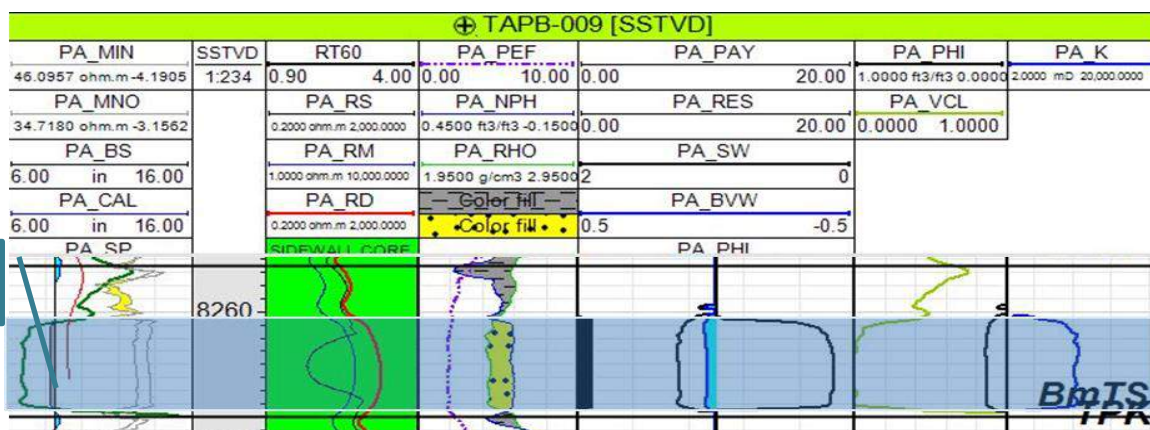


Figura 3.8 Registro petrofísico del Tapi-009 arena "Ti"

Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

Tapi-010 Arena “T Superior”

El pozo presenta 4 zonas de pago: $h_1 = 5'$, $h_2 = 2'$, $h_3 = 4'$ y $h_4 = 3'$. El registro *caliper* detecto ligeras zonas de *washout* con un máximo de 1 in, lo cual no es significativo, por lo tanto no hay inconveniente que el espesor de la fractura sobrepase el espesor de las zonas de pago.

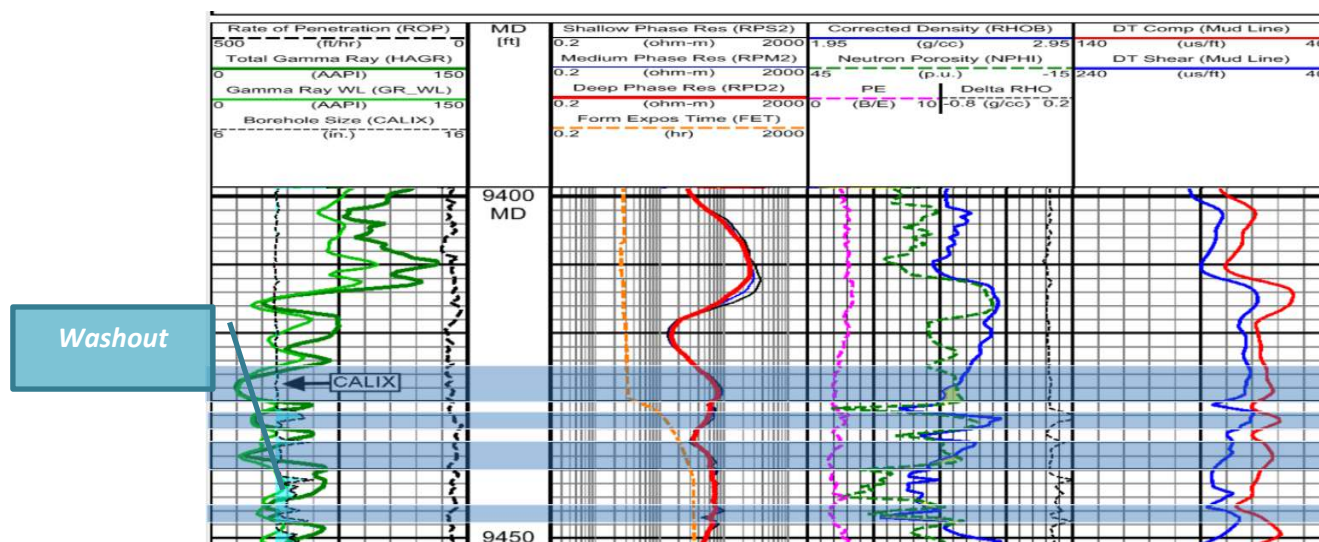


Figura 3.9 Registro eléctrico de Tapi-010 arena “Ts”

Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

Tapi-011 Arena “T Inferior”

Este pozo tiene dos zonas de pago: $h_1 = 6'$ y $h_2 = 18'$. En la primera zona se detecta un ligero *washout* menor a 1 in. En los demás registros no se determina valores de agua significativos, por lo cual no hay impedimento en limitar el espesor de la fractura.

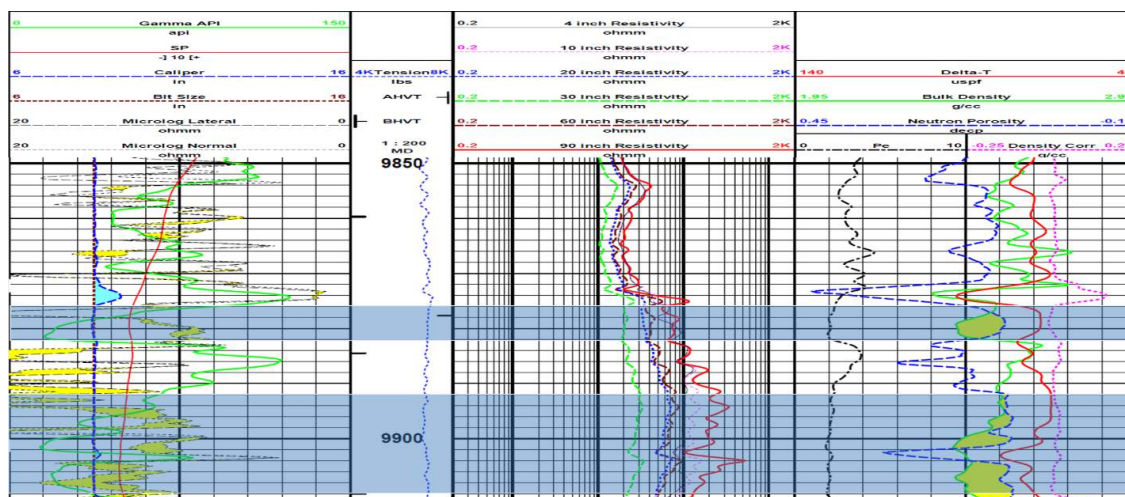


Figura 3.10 Registro eléctrico del Tapi-011 arena “Ti”

Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

Tapi-014 Arena “U Inferior”

Esta arena presenta 3 zonas de pago: $h_1 = 5'$, $h_2 = 2'$ y $h_3 = 4'$. La primera zona presenta mayor movilidad de petróleo que agua en comparación a las otras zonas. Si se pretende fracturar, el espesor de fractura no deberá superar 36 ft debido a que en la parte superior de la primera zona, a 18 ft se detecta zonas de agua.

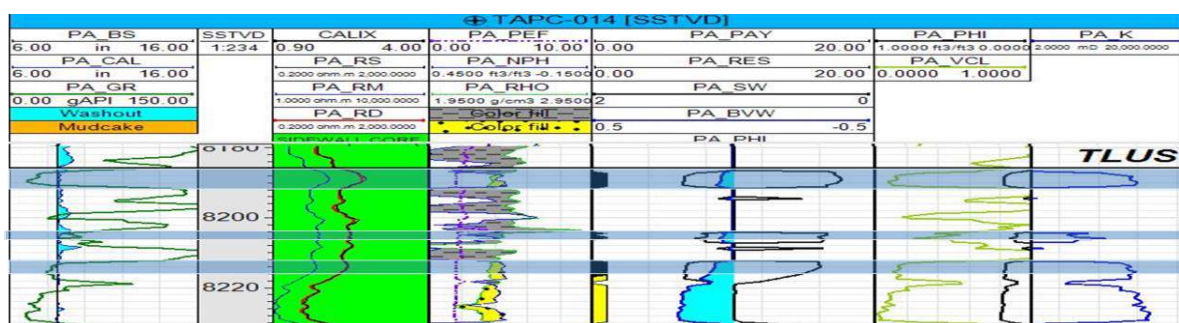


Figura 3.11 Registro petrofísico del Tapi-014 arena “Ui”

Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

A continuación se presenta una tabla con los resultados leídos de los perfiles eléctricos y petrofísicos de los pozos en estudio, donde se planteará espesores tentativos para el diseño de la fractura.

Tabla XII. Resultados de análisis de perfiles eléctricos.

POZO	ARENA	NET GROSS		NET PAY		ØN	Sw	h _{pay} (ft)	ESPESOR ACEPTABLE DE FRACTURA
		TOPE (ft)	BASE (ft)	TOPE (ft)	BASE (ft)				
TAPI-01	Ui	9006	9044	9028	9042	0,18	0,20	12	< 14
TAPI-07	Ti	8263	8289	8266	8287	0,12	0,3	21	< 21
TAPI-09	Ti	8253	8276	8261	8275	0,09	0,25	14	< 19
TAPI-10	Ts	9414	9460	9425 9432 9436 9445	9430 9434 9440 9448	0,12 0,075 0,135 0,195	0,25	5 2 4 3	< 10
TAPI-11	Ti	9876	9910	9876 9892	9882 9910	0,12 0,09	0,25	6 18	< 22
TAPI-14	Ui	8186	8240	8187 8204 8212	8192 8206 8216	0,21 0,27 0,18	0,20	5 2 4	< 36

Fuente: Granda D., 2017.

3.7 Pruebas de Presión (*Build Up*)

Para definir la permeabilidad y daño de la formación de interés se hizo uso de las pruebas de restauración de presión dispuestas por la empresa, cabe indicar que no se obtuvo todas las pruebas de los pozos en estudio ya que alguna información no se encontraba actualizada y para ello se utilizó los datos del input de los pozos restantes.

Ajustando los modelos adecuados de la derivada y la gráfica de *Horner* de los pozos Tapi-007, Tapi-010 y Tapi-011 (ver anexo F) se obtuvo los

siguientes datos que se expondrán en la tabla XIII, estos ajustes se los hizo con el software Saphir v.4.01, y para los pozos Tapi-001, Tapi-009 y Tapi-014 se tomó ya los datos de daño y permeabilidad ya calculados.

Tabla XIII. Datos de permeabilidad y daño de la formación.

POZO	S	k (md)
TAP 001	50	241
TAP 007	32,8	286
TAP 009	24	140
TAP 010	-1,61	30,1
TAP 011	10,4	108
TAP 014	18,3	38,6

Fuente: Granda D., 2017.

3.8 Condiciones mecánicas de los pozos a fracturar

Antes de realizar el tratamiento de estimulación hidráulica es necesario diagnosticar las condiciones mecánicas en la que se encuentra la tubería y equipos de fondo de los pozos, para determinar si previo al fracturamiento se debe realizar alguna intervención a los pozos ya sea por fallas mecánicas como: comunicación tubing-casing, filtraciones en zonas no deseadas, etc. Ver anexo E.

Tabla XIV. Condición Mecánica de los pozos a fracturar.

POZO	ZONA	MÉTODO	PROFUNDIDAD DE LA BOMBA (FT)	LONGITUD DEL POZO (FT)	PROBLEMA MECÁNICO	ESTADO DEL POZO
TAPI-001	Ui	BES	8778 MD	9216 MD	No	Activo
TAPI-007	Ti	BES	8414 MD	9640 MD	No	Activo
TAPI-009	Ti	BES	8616 MD	9345 MD	No	Activo
TAPI-010	Ts	BH	9226 MD	9601 MD	No	Activo
TAPI-011	Ti	BES	9500 MD	10020 MD	Pescado (Fondo)	Activo
TAPI-014	Ui	BES	9601 MD	10051 MD	Pescado (Fondo)	Activo

Fuente: Granda, D., 2017

3.9 Diseño de la fractura por UFD

Para la realización de la fractura de los 6 pozos ya elegidos, se aplicara el método del diseño unificado de fractura o también conocido como UFD. Este método fue establecido por Michael Economides, el cual propone un método eficaz para determinar la geometría de fractura óptima, maximizando la productividad en un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Antes de realizar el diseño de la fractura es importante definir el tipo de agente propante que se usará y sus propiedades, por afinidad se seleccionara el propante *Carbolite* debido a que se ha realizado trabajos anteriores y en el mercado es uno de los más económicos y amigable con el medio ambiente.

El agente de sostén *carbolite* presenta las siguientes propiedades: SG= 2,74, redondez de 0,9, porosidad de 0,35 y esfericidad de 0,9. A continuación se presenta una gráfica de conductividad vs esfuerzo de cierre a diferentes diámetros del apuntalante.

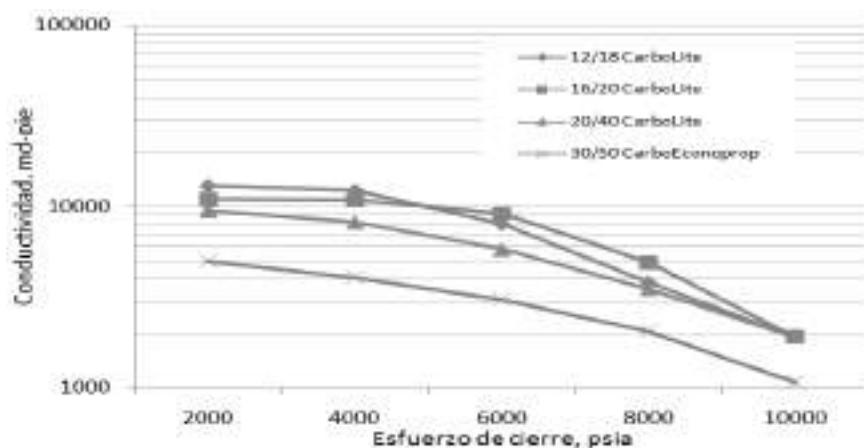


Figura 3.12 Conductividad vs esfuerzos de cierre a diferentes diámetros.

Fuente: Uriostegui V., 2011.

Tabla XV. Propiedades del apuntalante CarboLite.

Data del Propante				
Nombre del Propante	Gravedad Específica	Diámetro Medio (in)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
CarboLite 20/40	2,74	0,029	35	296478

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción – Petroamazonas EP, 2017.

Una vez de haber establecido el tipo de agente de sostén y definido los espesores para el diseño de la fractura de cada pozo en la tabla XIV, se procede a diseñar la fractura con la metodología de UFD, posterior a esto se analizó la data de *build up* de cada pozo para determinar la permeabilidad y daño.

1) Se calcula el volumen del reservorio o de drenaje:

$$V_r = \pi r_e^2 h [ft^3] \quad 3.2$$

Donde:

r_e = Radio de drenaje

h = espesor de pago

2) Se calcula la masa óptima del apuntalante, para ello se debe calcular el volumen de inyección del propante:

$$V_{iny} = \frac{M_p}{(1 - \theta_p)\rho_p} [ft^3] \quad 3.3$$

Donde:

M_p = Masa del propante (lbs)

θ_p = porosidad del propante.

ρ_p = Densidad del propante (lbs/ft³)

Número de propante:

$$N_p = \frac{2V_{iny}(k_f)(h)}{V_r(k_r)(h_f)} [Adim.] \quad 3.4$$

k_f = Permeabilidad del propante (md)

k_r = Permeabilidad del reservorio (md)

h_f = espesor de la fractura (ft)

Se calcula el índice de productividad máximo, para esto se divide en dos partes para valores de N_p .

Para $N_p < 0.1$

$$JD_{max} = \frac{1}{0.99 - 0.5(\ln(N_p))} \quad 3.5$$

Para $N_p > 0.1$

$$JD_{max} = \frac{6}{\pi - e^{\frac{(0.423 - 0.311N_p - 0.089N_p^2)}{(1 + 0.667N_p + 0.015N_p^2)}}} \quad 3.6$$

Se calcula el FOI que es la oportunidad de incrementar la productividad después de realizar el fracturamiento. Para ello se debe calcular el índice de productividad antes del fracturamiento.

$$J_o = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right) + S} \quad 3.7$$

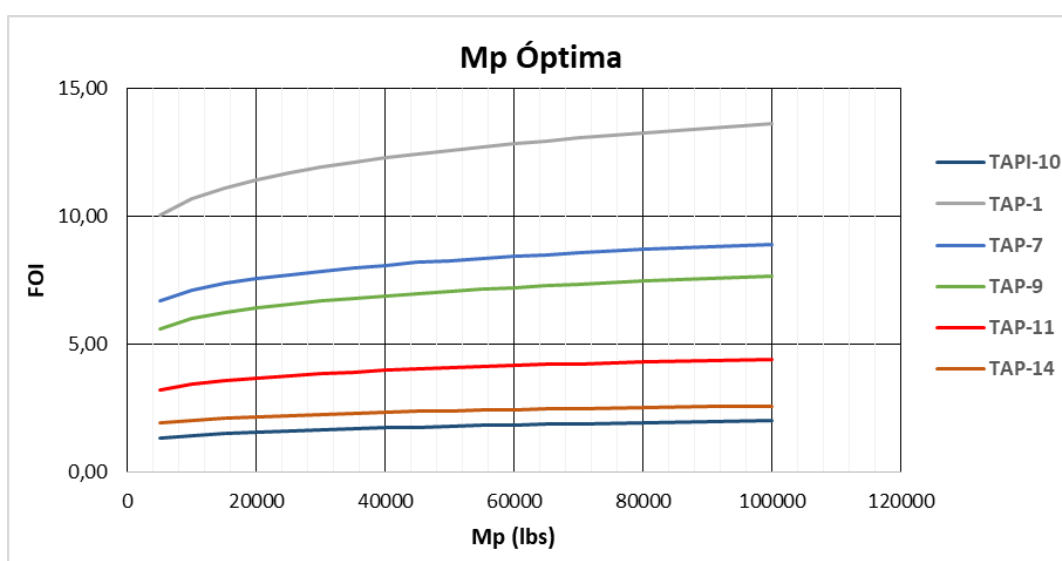
$$FOI = \frac{JD_{max}}{J_o} \quad 3.8$$

3) Se calcula la masa óptima del propante a inyectar, se lo realiza con las ecuaciones ya planteadas y se ejecuta una gráfica FOI vs M_p , la cantidad óptima es cuando el valor del FOI deja de aumentar significativamente en comparación a la masa del propante.

Tabla XVI Masa óptima de apuntalante a utilizar.

	TAP-1	TAP-7	TAP-9	TAP-10	TAP-11	TAP-14
Mp	FOI	FOI	FOI	FOI	FOI	FOI
5000	10,06	6,71	5,63	1,35	3,25	1,93
10000	10,71	7,12	6,00	1,46	3,46	2,05
15000	11,13	7,38	6,24	1,53	3,60	2,13
20000	11,44	7,58	6,42	1,59	3,71	2,19
30000	11,92	7,88	6,70	1,68	3,87	2,28
70000	13,07	8,59	7,36	1,91	4,25	2,50
90000	13,45	8,82	7,58	1,98	4,38	2,57
100000	13,62	8,92	7,68	2,02	4,44	2,60

Fuente: Granda D., 2017.

**Figura 3.13** FOI vs Masa del propante.

Fuente: Granda D., 2017

- 4) Se calcula el índice de conductividad adimensional (Cfd), el cual está en función del Np si el $Np < 0,1$ como es el caso de los pozos candidatos, el índice de conductividad adimensional según la teoría del diseño unificado de fractura es ($Cfd = 1,6$).

Para valores de $(0,1 < N_p < 10)$ se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{fD} = 1,6 + \exp\left(\frac{-0,583 + 1,48\ln(N_p)}{1 + 0,142\ln(N_p)}\right) \quad 3.9$$

5) Se procede a calcular la longitud y el ancho óptimo de la fractura:

Longitud óptima

$$x_{f,opt} = \left(\frac{(k_f)(V_f)}{(C_{fD,opt})(k)(h_f)}\right)^{1/2} [ft^3] \quad 3.10$$

$$V_{iny} = 2V_f \quad 3.11$$

Donde:

V_f = volumen para un ala de la fractura

Ancho óptimo

$$w_{f,opt} = \left(\frac{(C_{fD,opt})(k)(V_f)}{(k_f)(h_f)}\right)^{1/2} \times 12 [in] \quad 3.12$$

6) Se debe calcular el radio efectivo del pozo ($R'w$), para ello se hará uso de la gráfica de Prat's cuyo valor de $C_{fd} = 1,6$, y para valores diferentes se determinara con ecuaciones que se detallarán a continuación.

Para valores de $C_{fd} = 1,6$ como es el caso de los pozos candidatos, se

lee en la gráfica dando como resultado: $\frac{R'w}{x_f} = 0,28$.

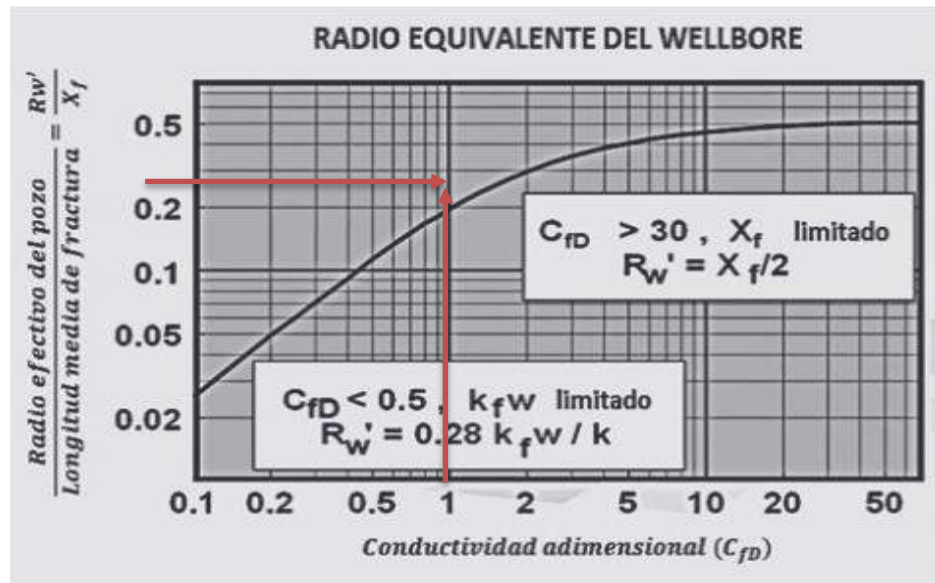


Figura 3.14 Gráfica de Prats - (R_w'/x_f) vs C_{fd} .

Fuente: Archila J., Romero N. et al., 2014.

Para valores $C_{fd} > 30$

$$R_w' = x_f/2 \quad 3.13$$

Para valores $C_{fd} < 0.5$

$$R_w' = 0.28 * k_f * w / k \quad 3.14$$

7) Finalmente se calcula el skin creado por el fracturamiento, esto se lo calcula en base a la gráfica de correlación del factor de daño (ver figura 3.15) de “Cinco Ley – Samaniego”, donde plantea lo siguiente:

$$\frac{r_w e^{-sf}}{x_f} \approx \exp \left[- \frac{1.648546 - 3.002711 \times 10^{-1} u + 1.506532 \times 10^{-1} u^2}{1 - 2.136604 \times 10^{-1} u + 9.513761 \times 10^{-2} u^2 + 8.276998 \times 10^{-3} u^3} \right] \quad 3.15$$

$$u = \ln(C_{fd}) \quad 3.16$$

Sabiendo que $C_{fD} = 1,6$ para todos los pozos candidatos, se procede a calcular.

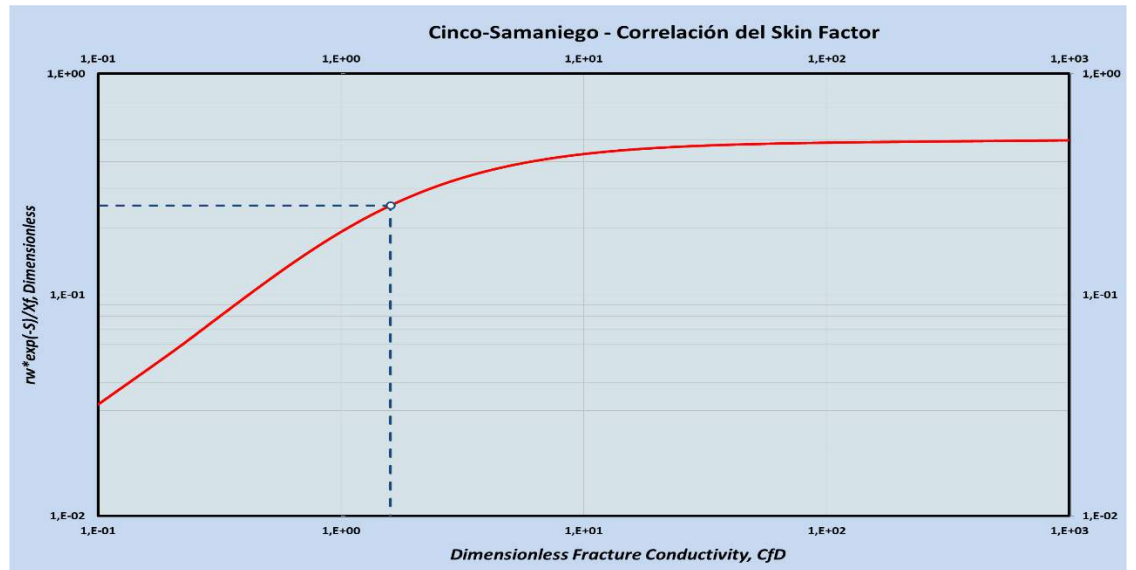


Figura 3.15 Gráfica de correlación del Skin Factor

Fuente: Cinco, L., & Samaniego, V., F., 1980.

El valor leído y calculado para todos los pozos es de: $\frac{r_w e^{-S_f}}{x_f} = 0,253395$,

donde se despeja el S_f para conocer el daño provocado por el fracturamiento. Despejando la ecuación queda de la siguiente manera:

$$S_f = -\ln\left(\frac{0,253395(x_f)}{r_w}\right) \quad 3.17$$

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 Evaluación del fracturamiento

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados en el capítulo 1, se seleccionó los pozos con mayor potencial del campo convirtiéndolos en candidatos ideales para la estimulación hidráulica, para validar el éxito del tratamiento, se debe calcular el nuevo caudal en superficie con el propósito de hacer un análisis financiero del proyecto.

A continuación se presenta una tabla con los resultados obtenidos con las ecuaciones planteadas en el capítulo 3 del diseño del fracturamiento de los 6 pozos candidatos, y una gráfica de comparación del daño de formación pre y post fractura.

Tabla XVII. Resultados del diseño de la fractura por medio del método UFD.

POZO	rw (ft)	hf (ft)	M _{popt} (lbs)	X _{f,opt} (ft)	W _{f,opt} (in)	R'w	S _f
TAP 001	0,354	13	10000	52	0,81	4,85	-3,61
TAP 007	0,354	20	15000	47	0,87	4,14	-3,51
TAP 009	0,354	18	15000	70	0,64	6,24	-3,92
TAP 010	0,354	9	5000	124	0,24	16,48	-4,49
TAP 011	0,354	21	15000	74	0,52	6,58	-3,97
TAP 014	0,354	35	20000	111	0,28	5,78	-4,38

Fuente: Granda D., 2017.

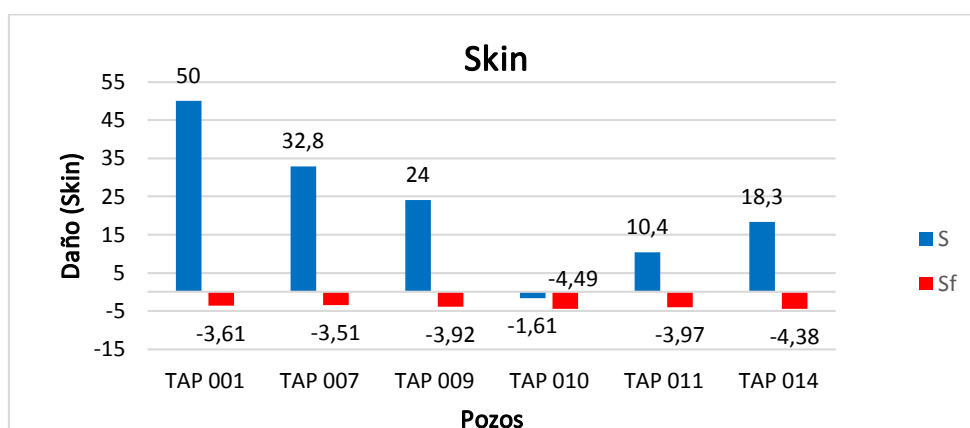


Figura 3.16 Comparación del daño pre y post fractura.
Fuente: Granda D., 2017.

4.1.1 Análisis financiero

Con los datos ya definidos y calculados en el capítulo anterior, se procede a estimar el caudal con fractura con la ecuación 4.1 y con la ecuación 4.2 se determina el caudal de ganancia.

$$Q_f = \frac{0,00708kh(\bar{P} - P_{wf})}{B\mu \ln(re/R'w)} \quad 4.1$$

$$Q_{incremental} = Q_f - Q_{actual} \quad 4.2$$

Dando como resultado:

Tabla XVIII. Resultados de la tasa de incremento.

POZO	Qfrac (Bls)	Qactual (Bls)	Qincr (Bls)
TAP 001	633	259	374
TAP 007	3093	249	2844
TAP 009	1795	491	1304
TAP 010	283	51	232
TAP 011	919	167	752
TAP 014	569	171	398

Fuente: Granda, D., 2017.

Para calcular el tiempo de incidencia de la fractura se procede a calcular la tasa de declinación de cada pozo con la curva de declinación exponencial.

La ecuación de declinación exponencial nos ayuda a determinar la tasa de declinación del campo, cabe indicar que esta ecuación es solo una expresión matemática que da un aproximado del comportamiento del fluido (depletación del campo) siendo este un valor no real, debido a que no interfieren términos físicos del yacimiento.

$$q = q_o * \exp(-Ba) \quad 4.3$$

Donde:

q = producción actual

q_o = producción inicial

Ba = tasa de declinación anual

La ecuación 4.4 calcula la tasa de declinación de cada pozo, conociendo que la tasa de declinación actual mensual del campo es de 0,0901, calculada con la ecuación 4.3. En la tabla XVIII se determinó los valores del caudal actual y caudal incremental.

$$\frac{q_{inc}}{q_{actual}} = \frac{B_{inc}}{B_{actual}} \quad 4.4$$

Después de calcular la tasa de declinación incremental de cada pozo, con la ecuación 4.5 se calculará el tiempo de incidencia de la fractura.

$$t = \frac{\ln\left(\frac{q_{actual}}{q_{inc}}\right)}{B_{actual} - B_{inc}} \quad 4.5$$

Tabla XIX. Tiempo de incidencia de la fractura.

Pozos	Binc	T (Meses)
TAP-01	0,16504	5
TAP-07	1,03001	3
TAP-09	0,40407	3
TAP-10	0,48096	4
TAP-11	0,48168	4
TAP-14	0,26263	5

Fuente: Granda D., 2017.

Con el caudal incremental ya calculado y un aproximado del tiempo que durará la producción con el tratamiento, se procede hacer un análisis financiero, sabiendo que un tratamiento hidráulico esta alrededor de \$600.000,00. Es preciso indicar que el método de curva exponencial para calcular la tasa de declinación no es un método confiable ya que es solo un análisis matemático donde no influye parámetros físicos del reservorio, solo es un modelo que permite al ingeniero estimar el comportamiento de declinación de la producción con el tiempo. A

continuación en la tabla XX se presenta los ingresos, egresos, la ganancia, TIR y VAN.

Tabla XX. Resultado del análisis financiero.

Pozos	Ingresos	Egresos	Ganancia	Días de Recuperación
TAP-01	\$ 2.151.350,86	\$ 600.000,00	\$ 1.551.350,86	40
TAP-07	\$ 10.023.308,28	\$ 600.000,00	\$ 9.423.308,28	6
TAP-09	\$ 4.764.310,51	\$ 600.000,00	\$ 4.164.310,51	12
TAP-10	\$ 1.056.094,77	\$ 600.000,00	\$ 456.094,77	64
TAP-11	\$ 3.393.974,22	\$ 600.000,00	\$ 2.793.974,22	20
TAP-14	\$ 2.288.104,82	\$ 600.000,00	\$ 1.688.104,82	37
Total	\$21.989.311,22	\$3.600.000,00	\$ 18.389.311,22	
Flujo Neto	\$ 18.389.311,22			
VAN	1,41E+07			
TIR	14%			

Fuente: Granda D., 2017.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

De los 15 pozos analizados por medio de la metodología PASS en el presente estudio, 6 pozos fueron considerados para fracturamiento hidráulico, entre los que dieron mejor resultado fueron los pozos Tapi-07, Tapi-09 y Tapi-11 cuyos dos primeros pozos en sus inicios contaron con buen potencial con producciones superiores a 2000 BPPD.

El éxito o fracaso de una estimulación hidráulica depende netamente de la selección del pozo ideal y para ello se debe realizar un buen estudio del reservorio y condición mecánica del pozo, para que sea una alternativa económicamente rentable.

El diseño de la geometría de la fractura de las zonas de interés por medio del UFD de los 6 pozos, sirve como base para el diseño del modelo del fracturamiento hidráulico, modelos planteados en el capítulo 2, datos que pueden ser usados para un futuro trabajo de estimulación en este campo.

El análisis financiero del proyecto dio como resultado un VAN positivo por lo tanto el proyecto es netamente viable.

Del dinero invertido de los 6 pozos se recupera en promedio el 14% cada día aproximadamente.

5.2. Recomendaciones

Para un estudio más detallado es necesario que toda la información se encuentre actualizada.

Realizar nuevas pruebas de presión debido a la falta de esta información de algunos pozos, donde estas pruebas nos permitirán corroborar con el diseño de la geometría de la fractura planteado en el capítulo 4.

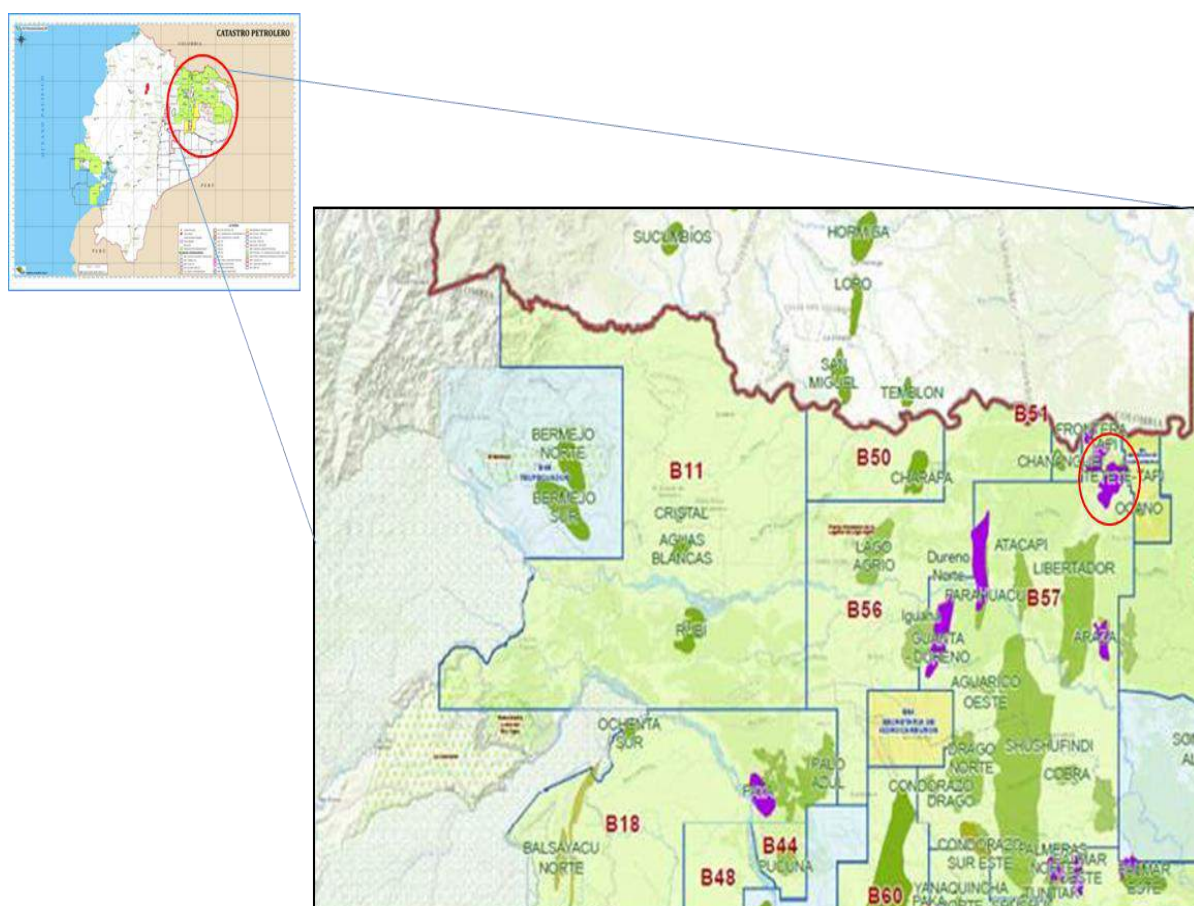
También realizar nuevas pruebas de registros de cemento para descartar que exista comunicación formación-casing y poder evitar filtraciones de los contactos agua-petróleo.

Para confirmar la integridad de la tubería se requerirá realizar pruebas de hermeticidad, debido a que se va a trabajar con altas presiones.

ANEXOS

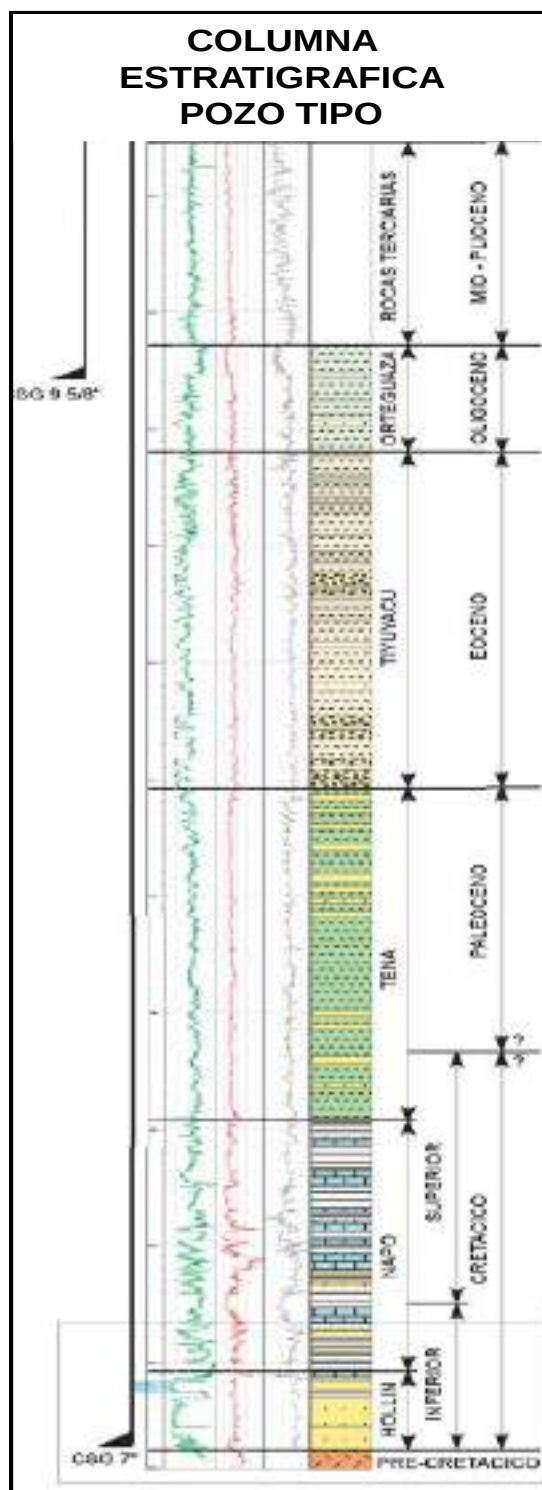
ANEXO A

MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO TAPI



ANEXO B

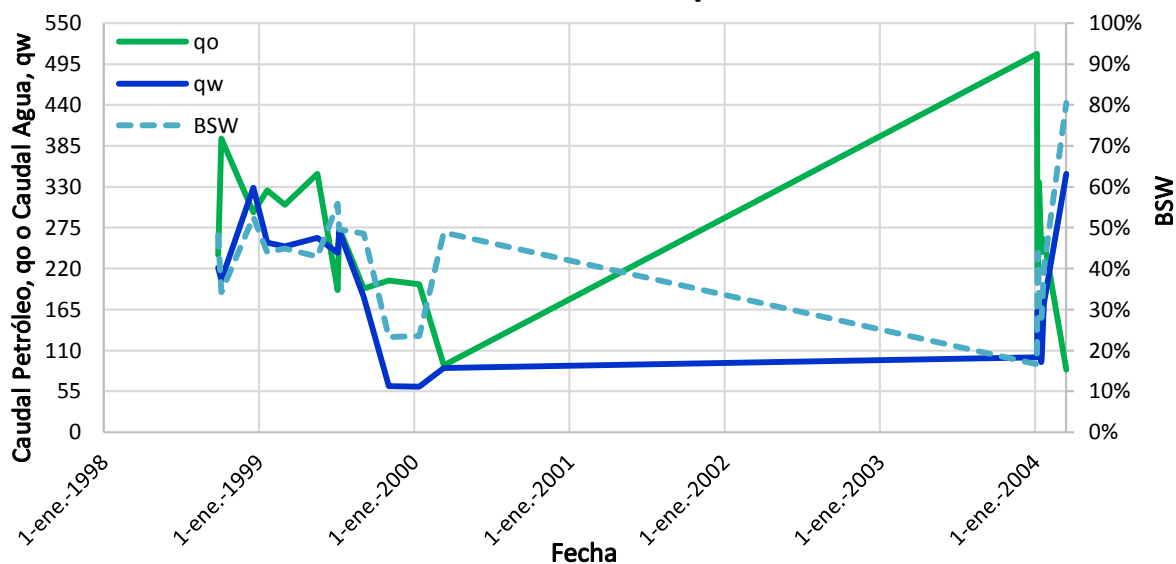
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE UN POZO TIPO



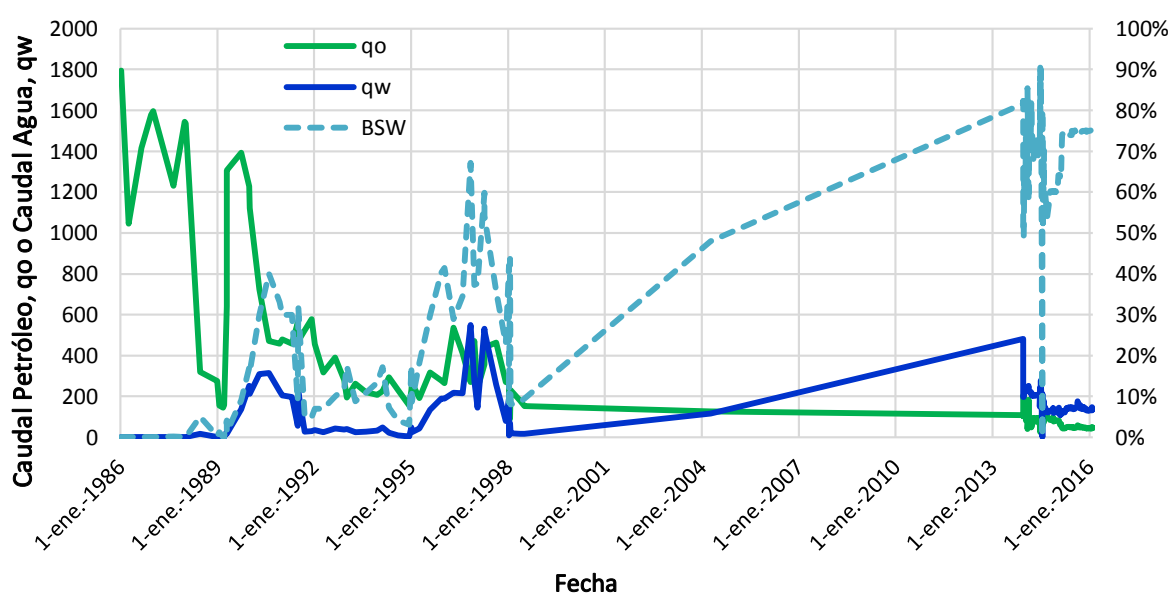
ANEXO C

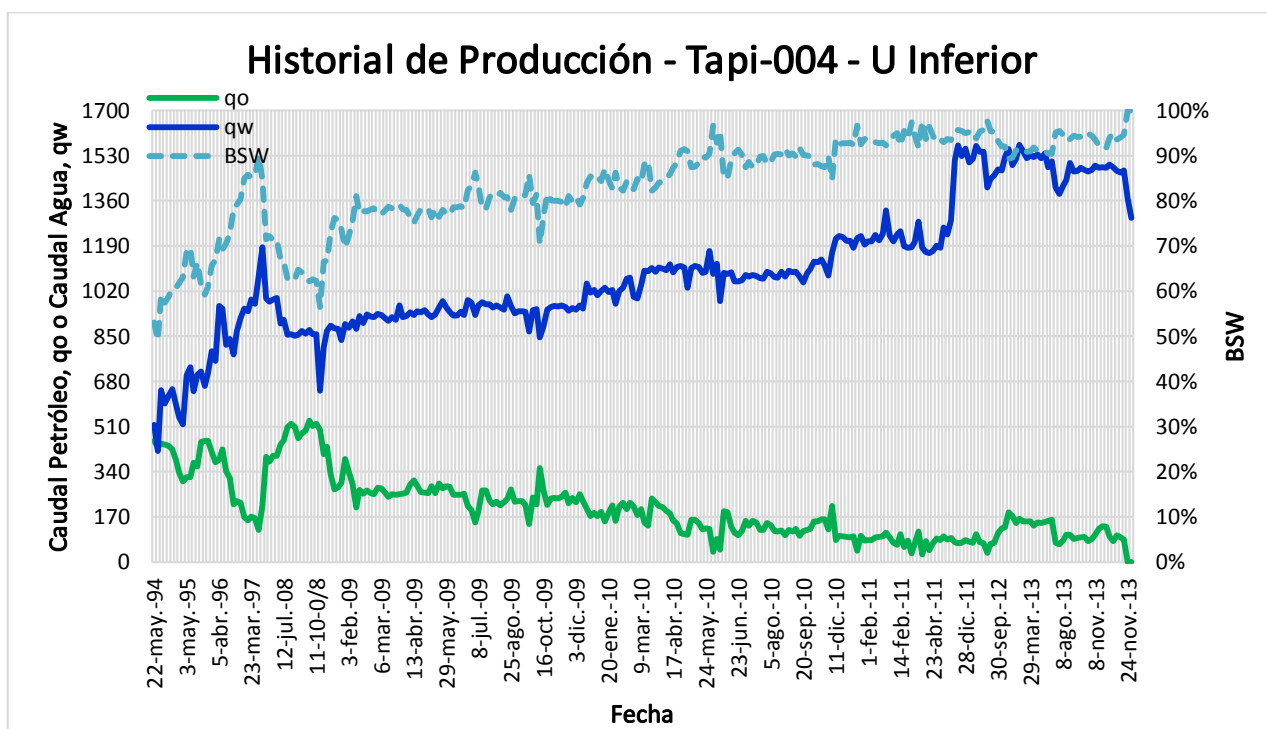
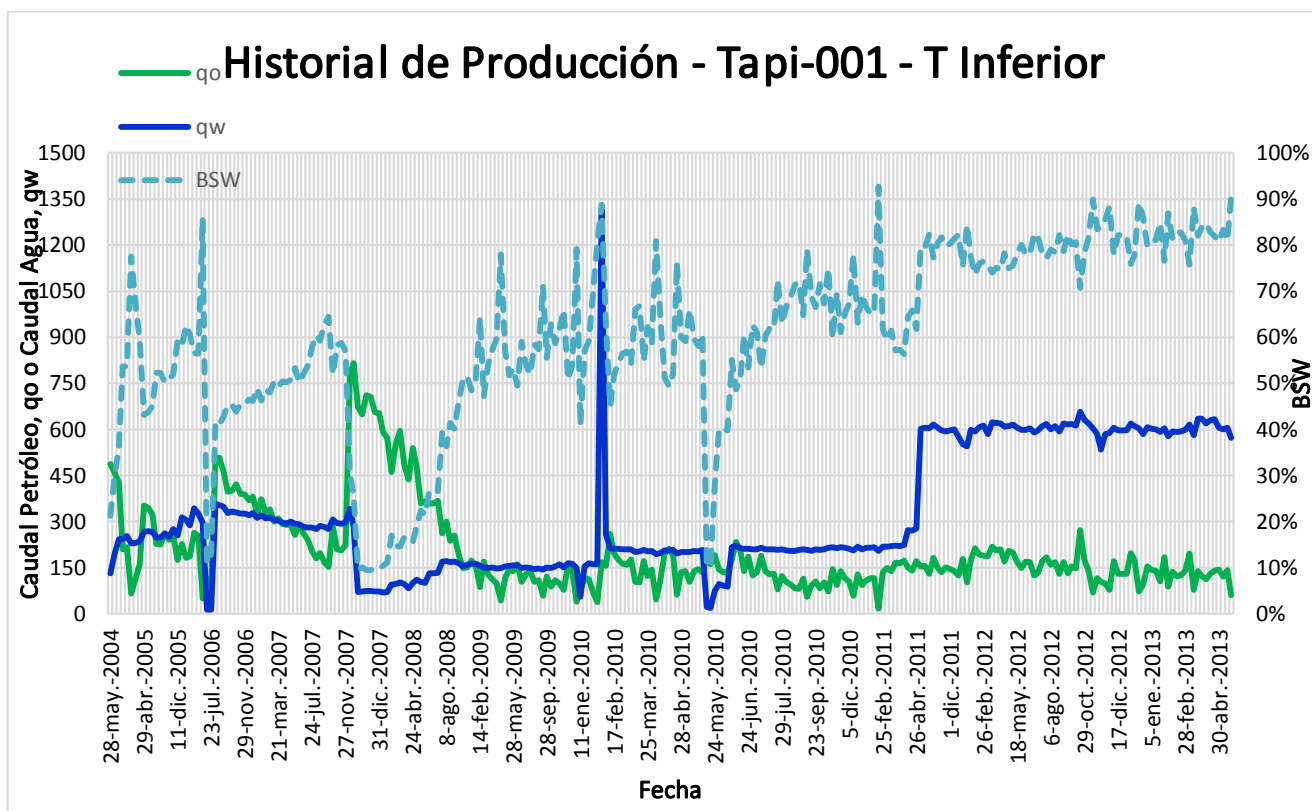
HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

Historial de Producción - Tapi-001 - U Inferior

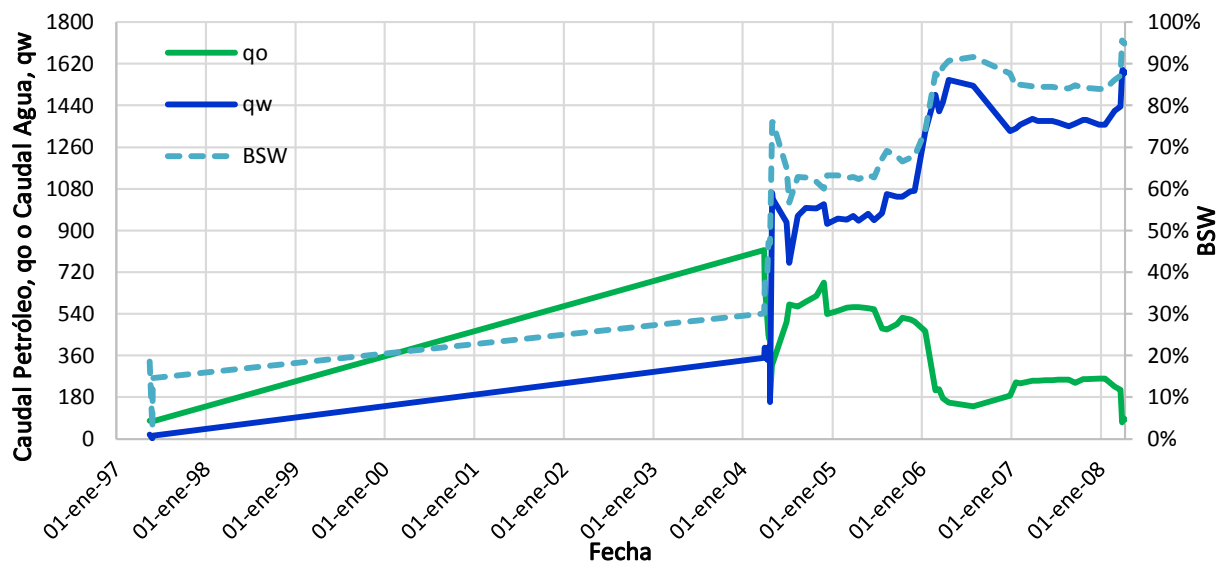


Historial de Producción - Tapi-001 - T Superior

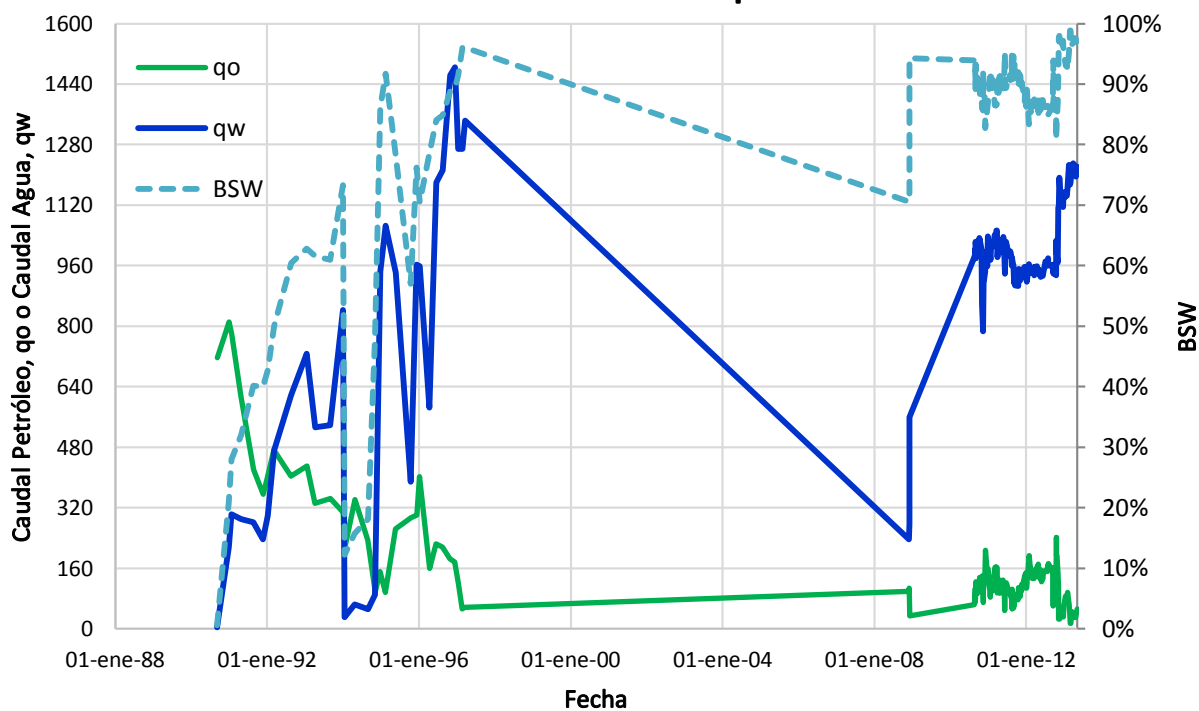


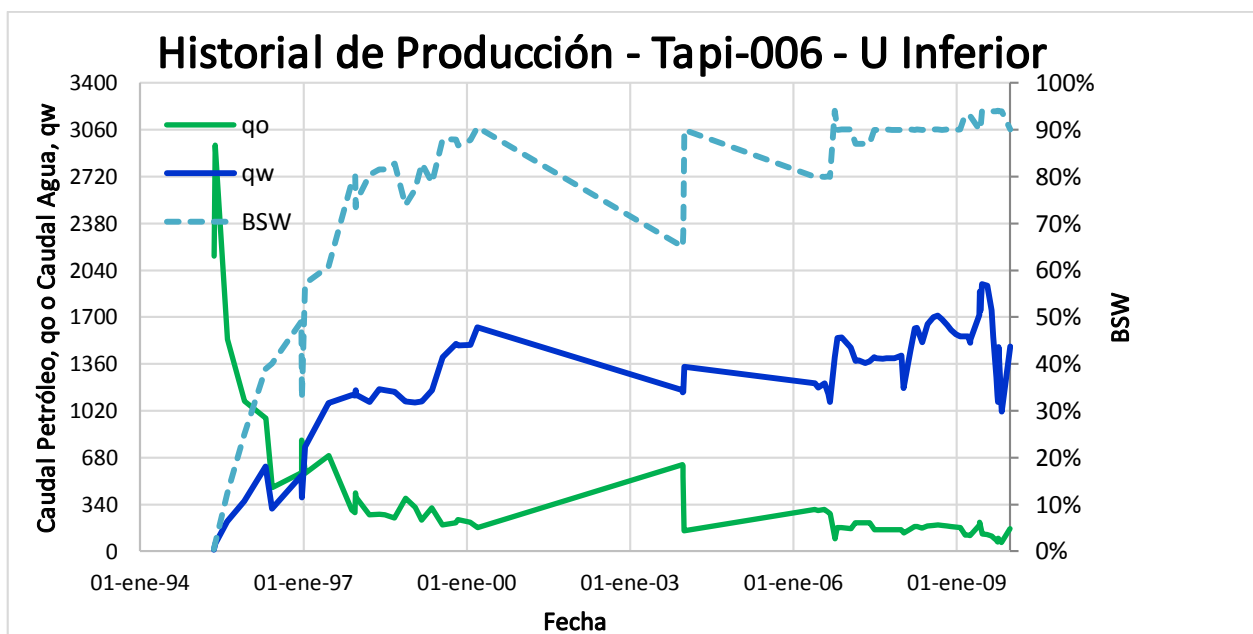
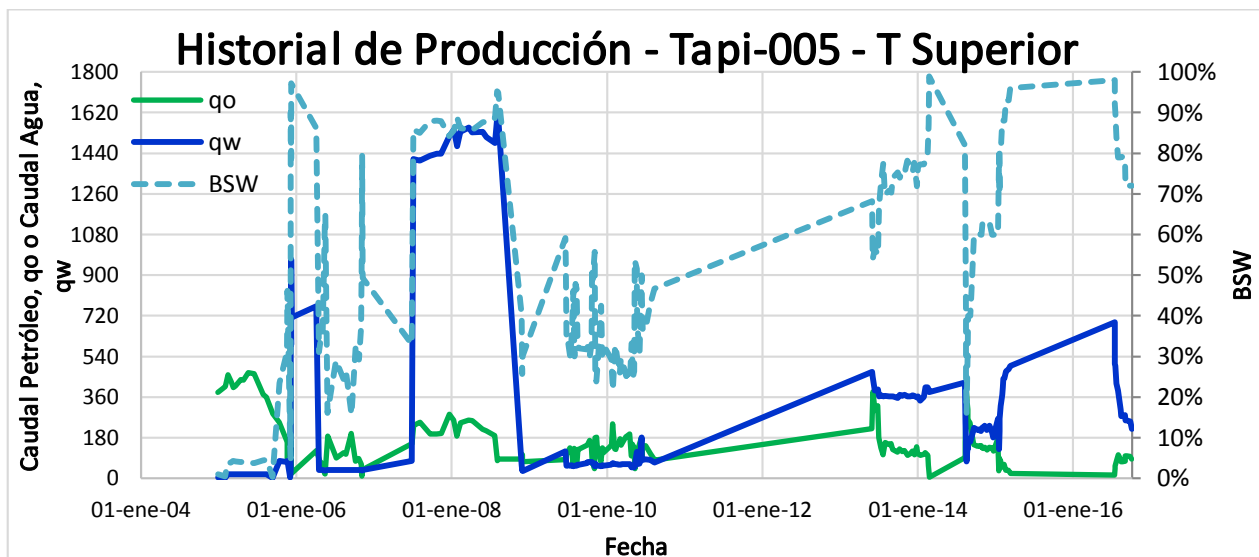


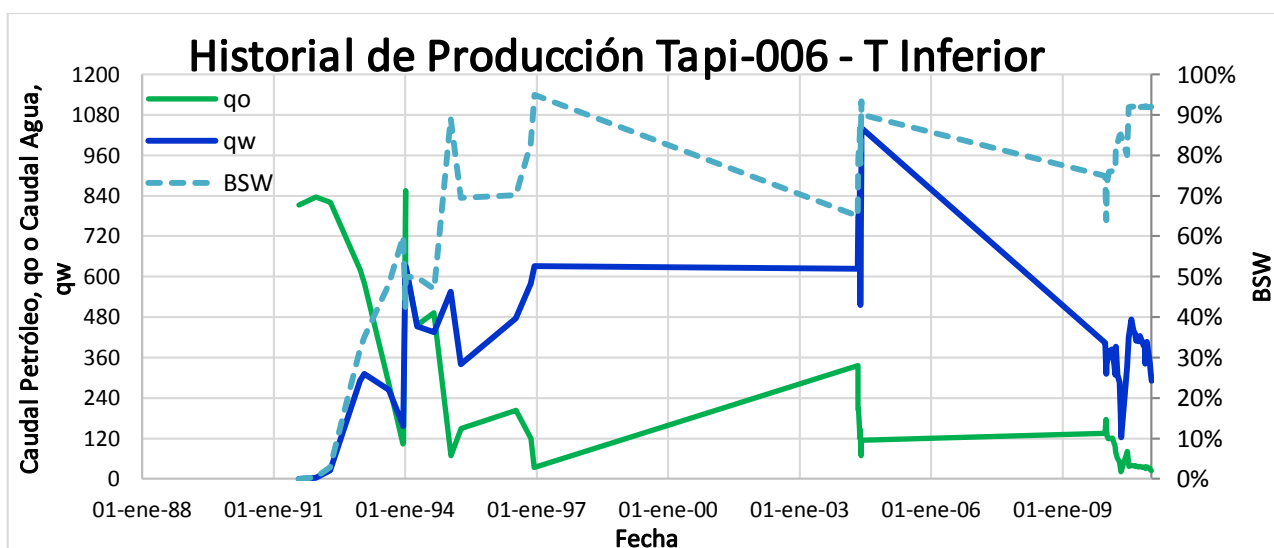
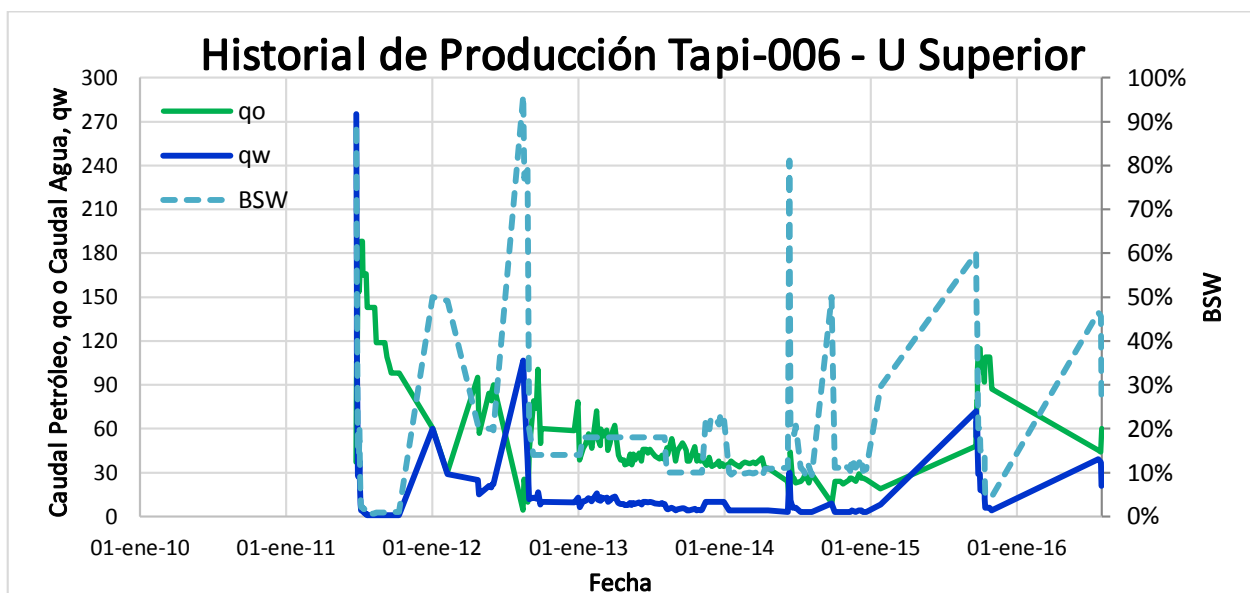
Historial de Producción - Tapi-004 - T Superior

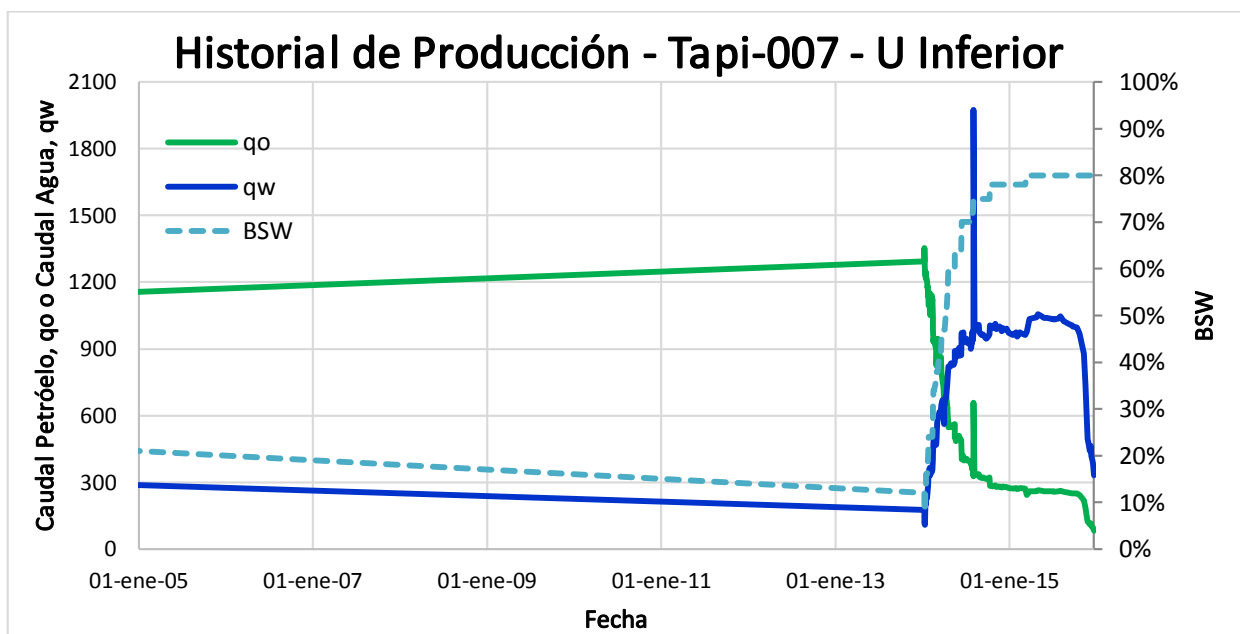
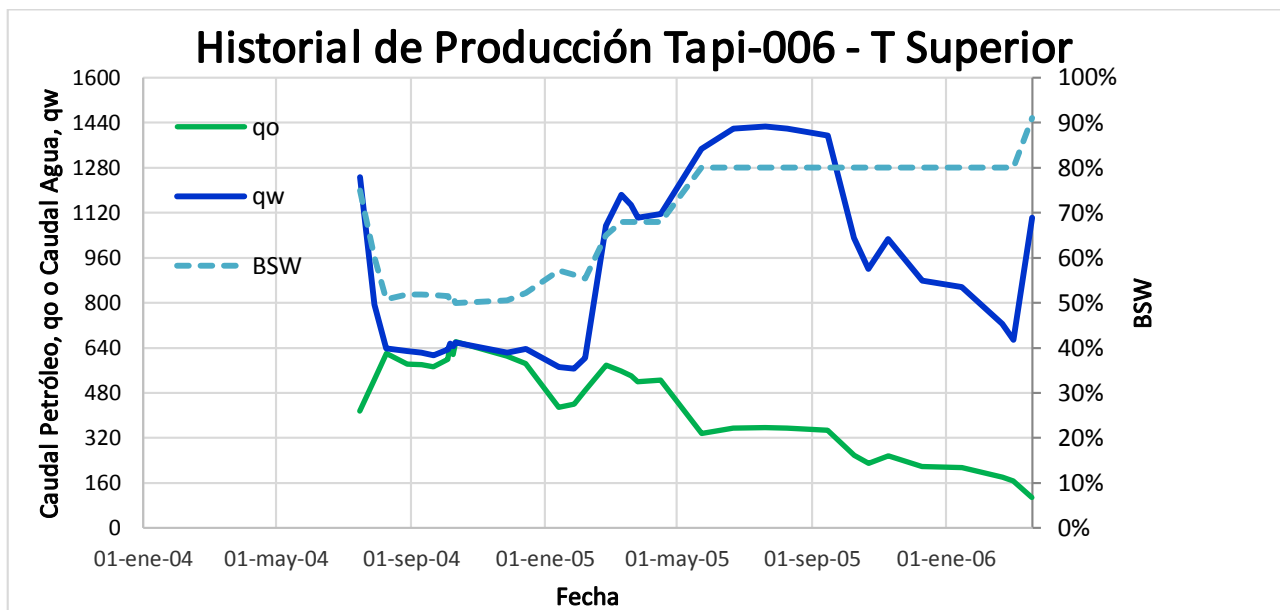


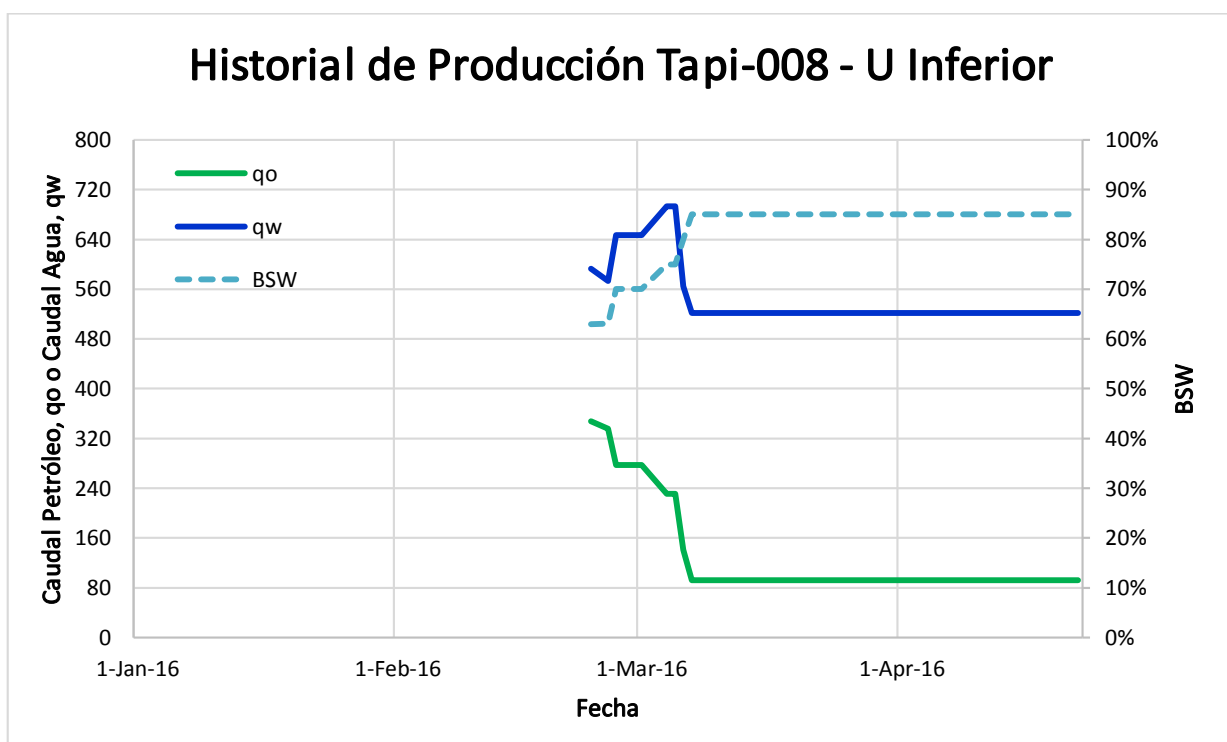
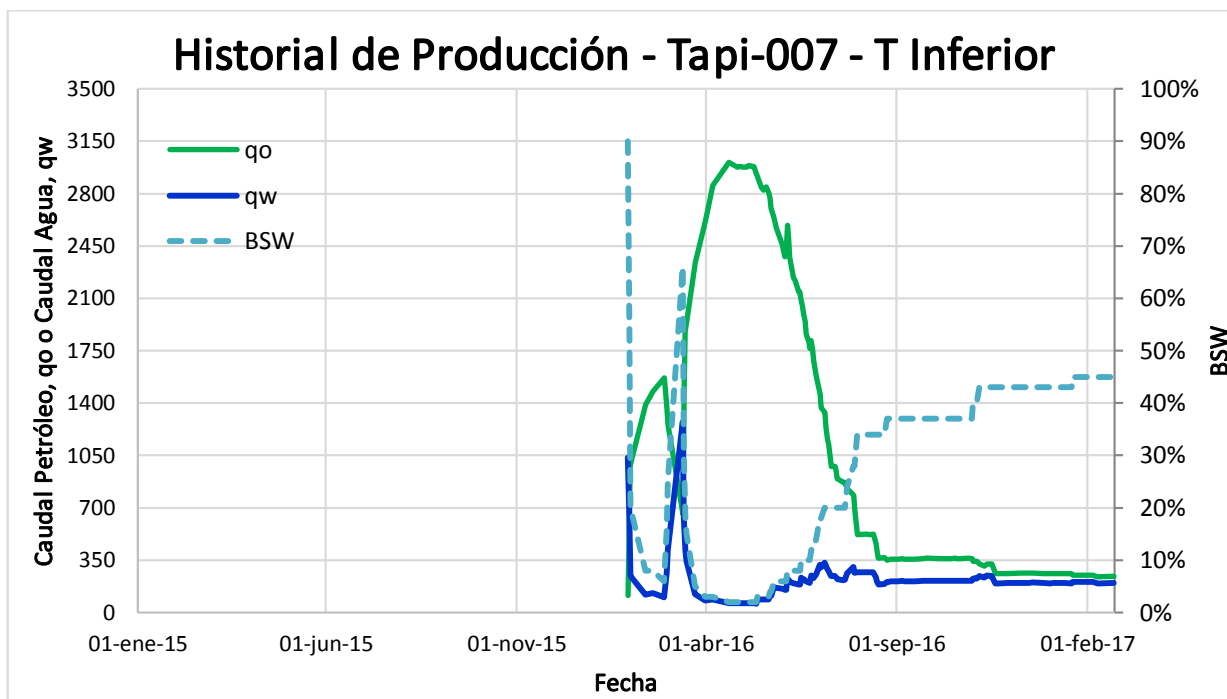
Historial de Producción - Tapi-005 - U Inferior



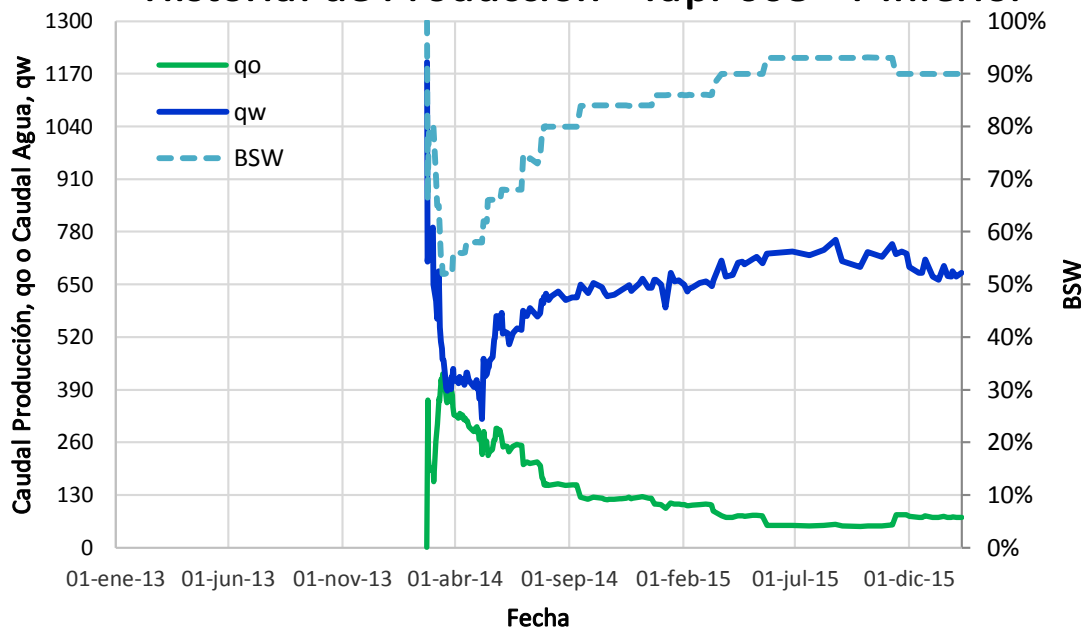




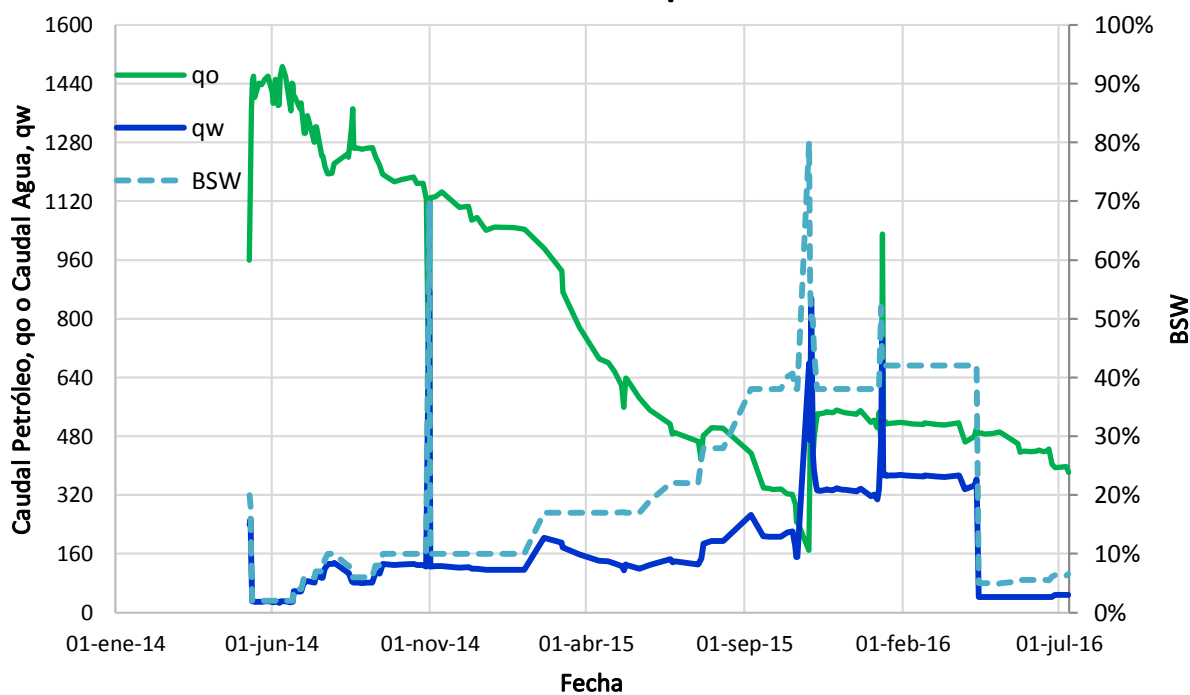




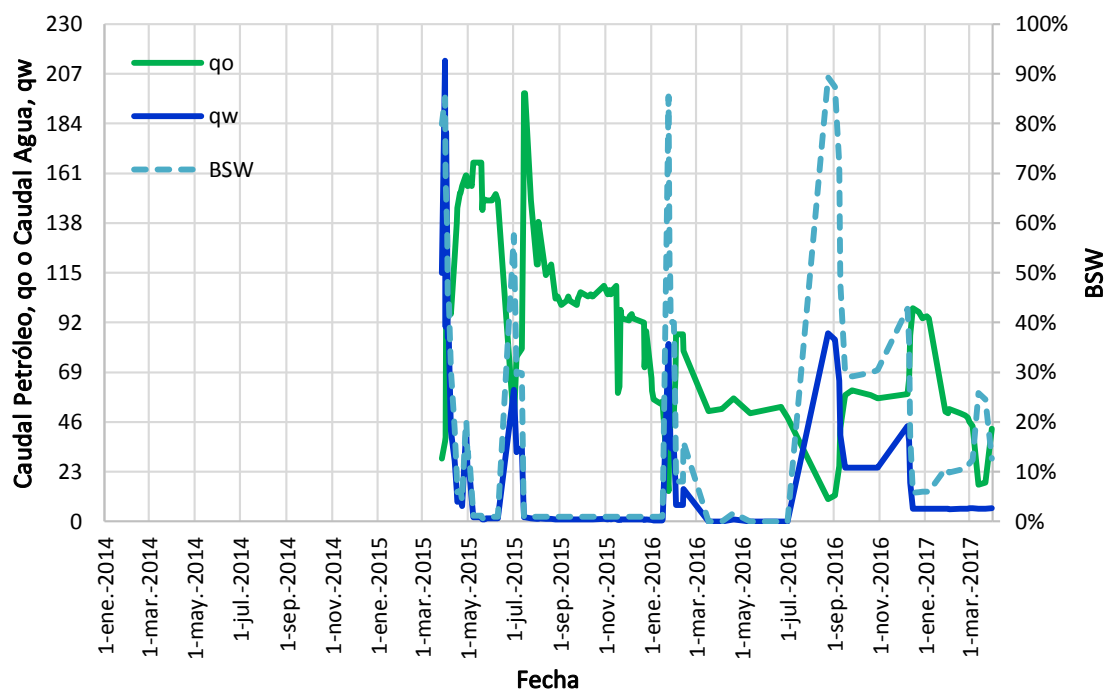
Historial de Producción - Tapi-008 - T Inferior



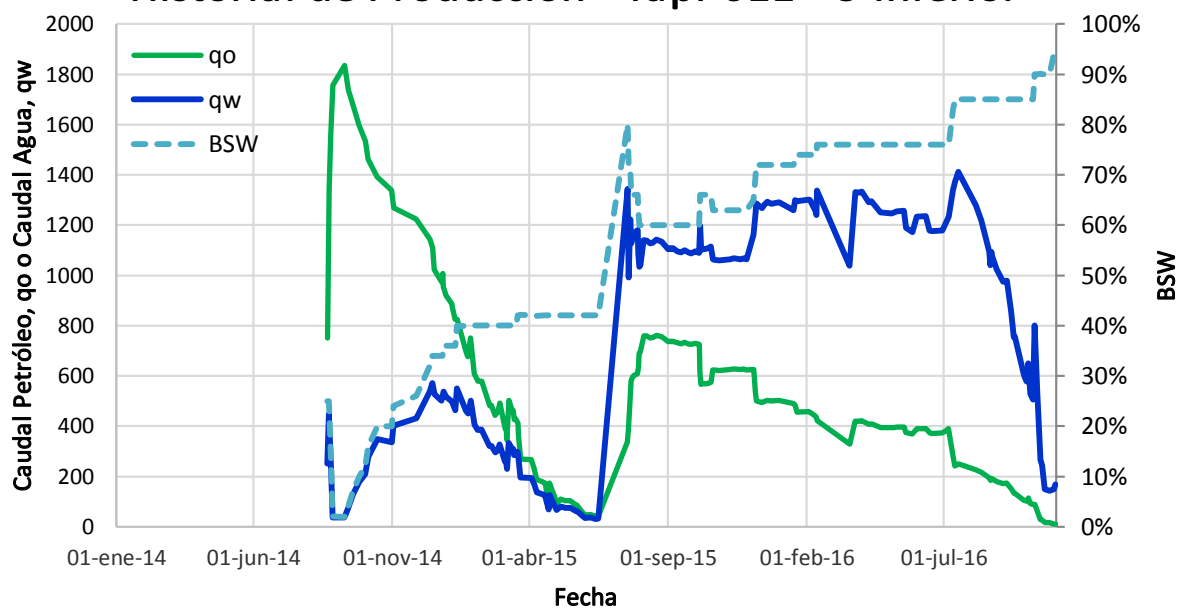
Historial de Producción - Tapi-009 - T Inferior



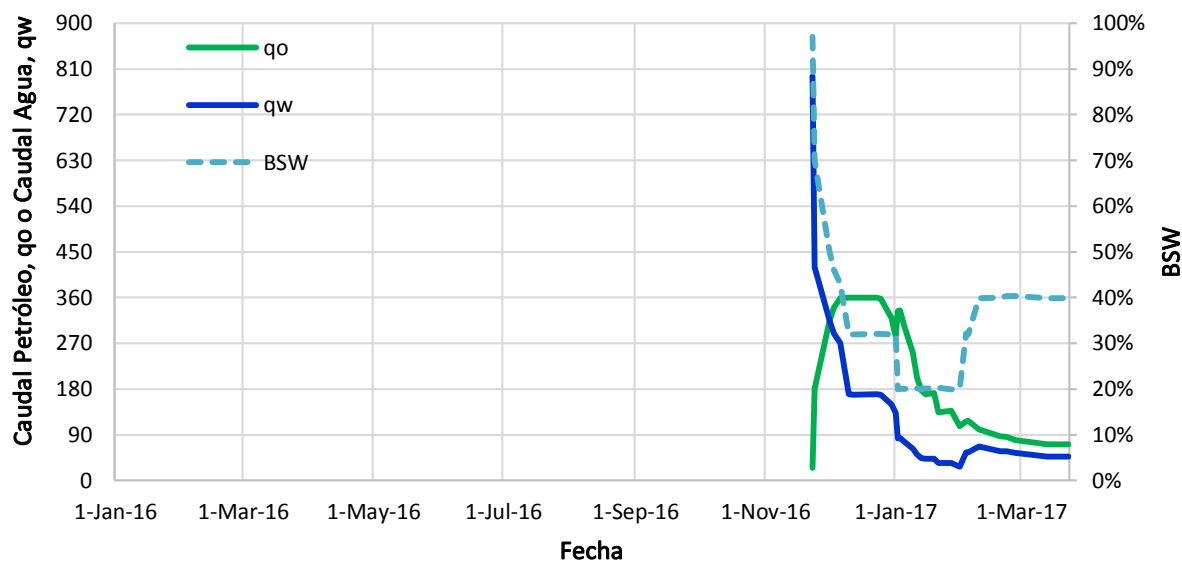
Historial de Producción Tapi-010 - T Superior



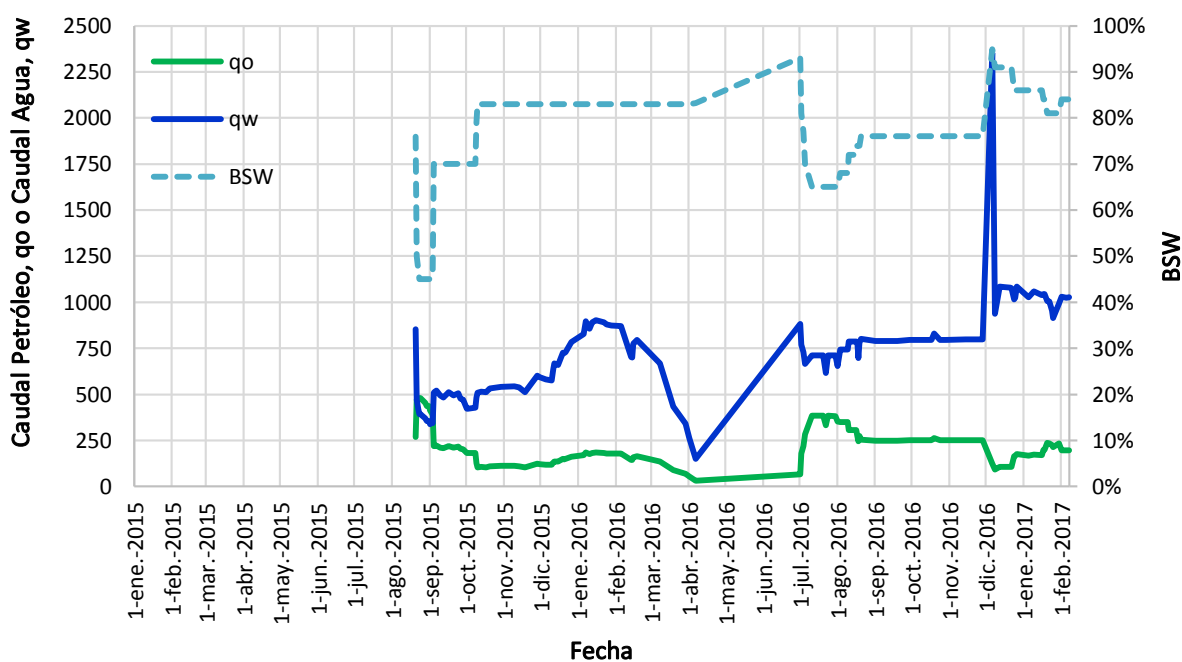
Historial de Producción - Tapi-011 - U Inferior



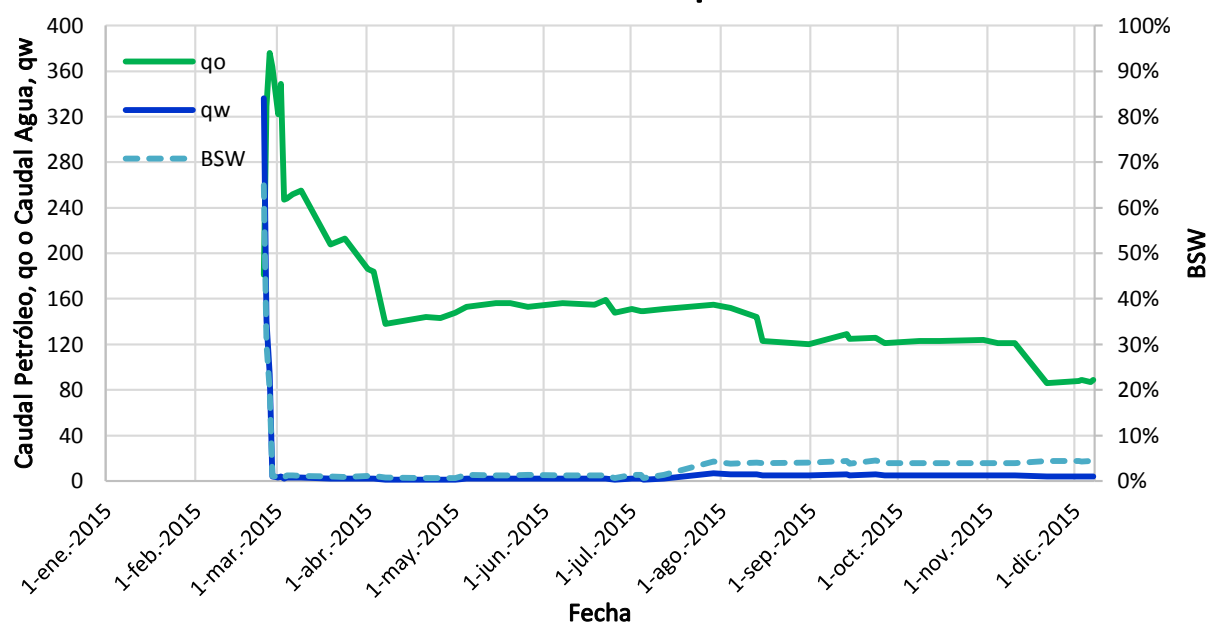
Historial de Producción - Tapi-011 - T Inferior



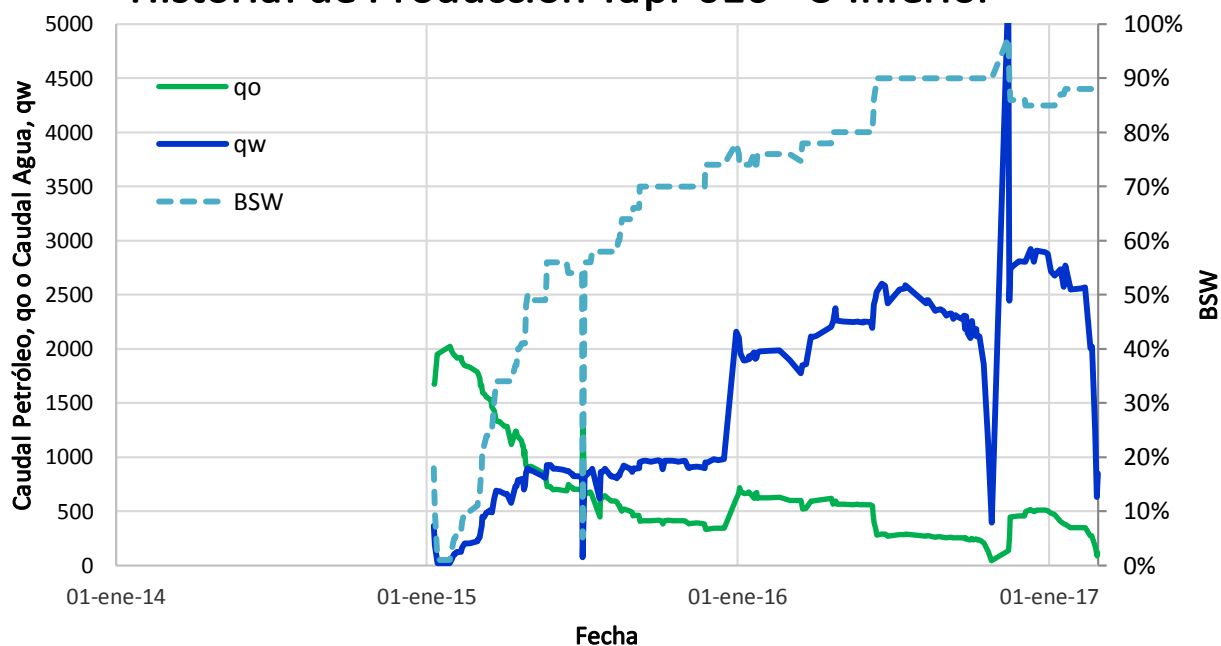
Historial de Producción Tapi-012 - U Inferior

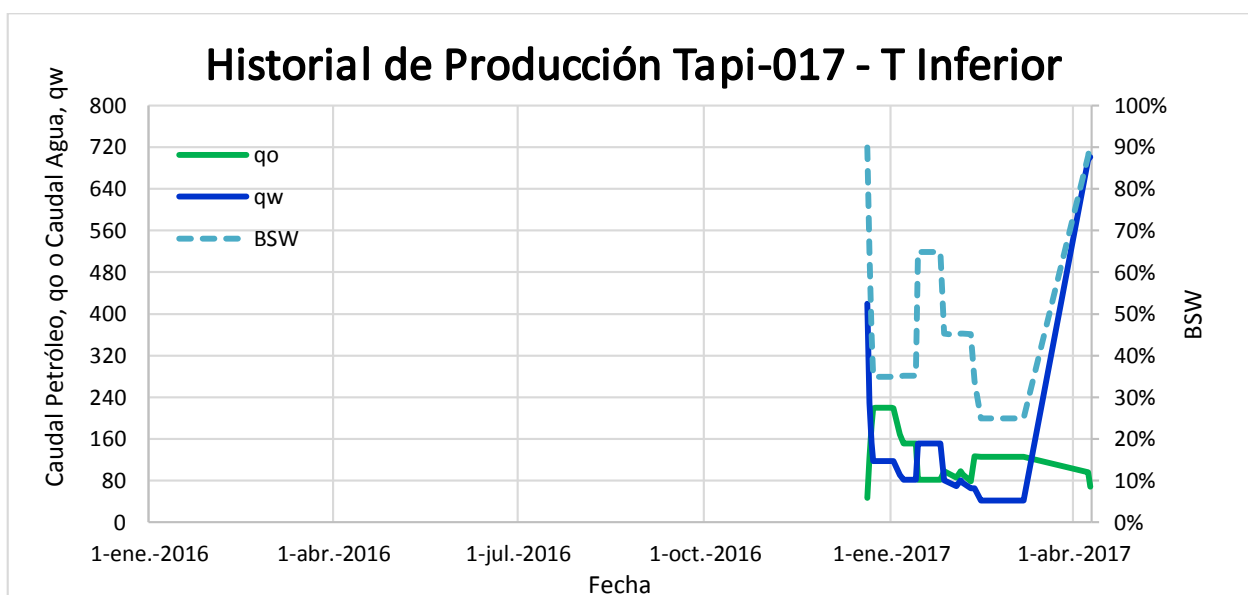
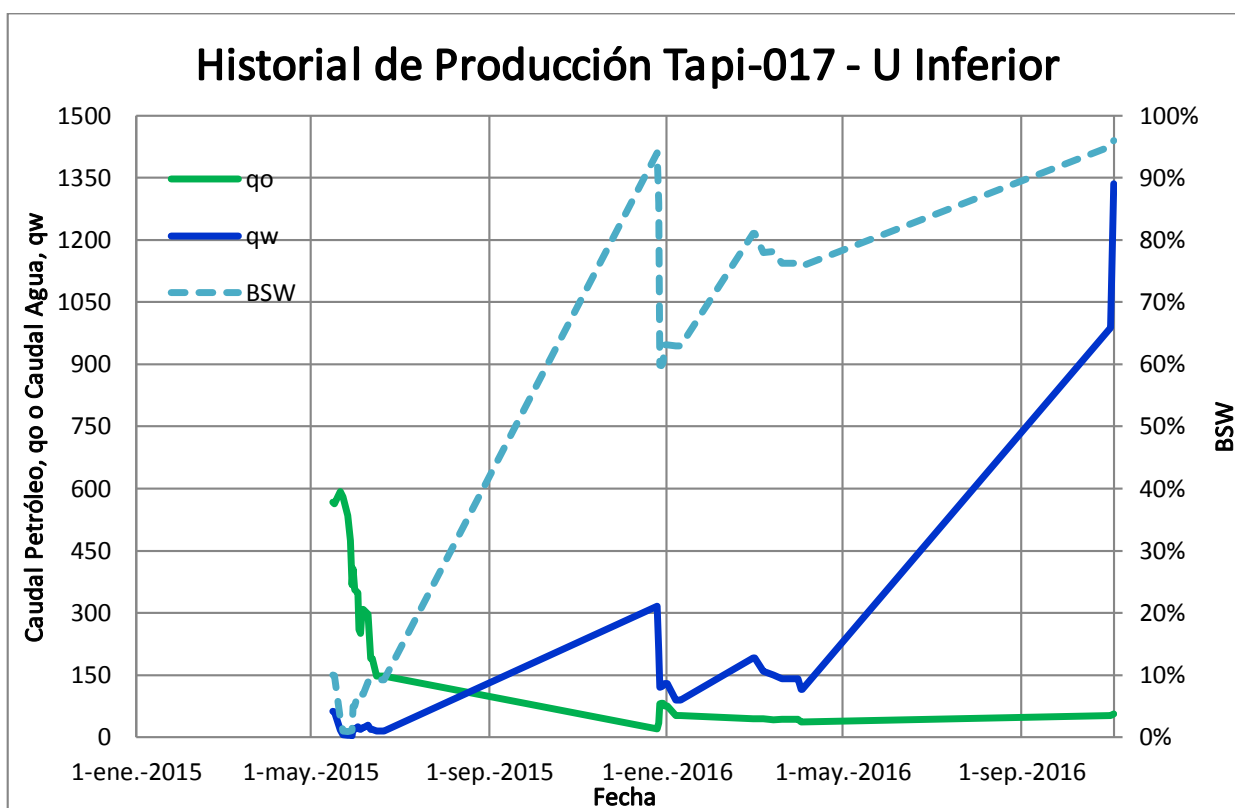


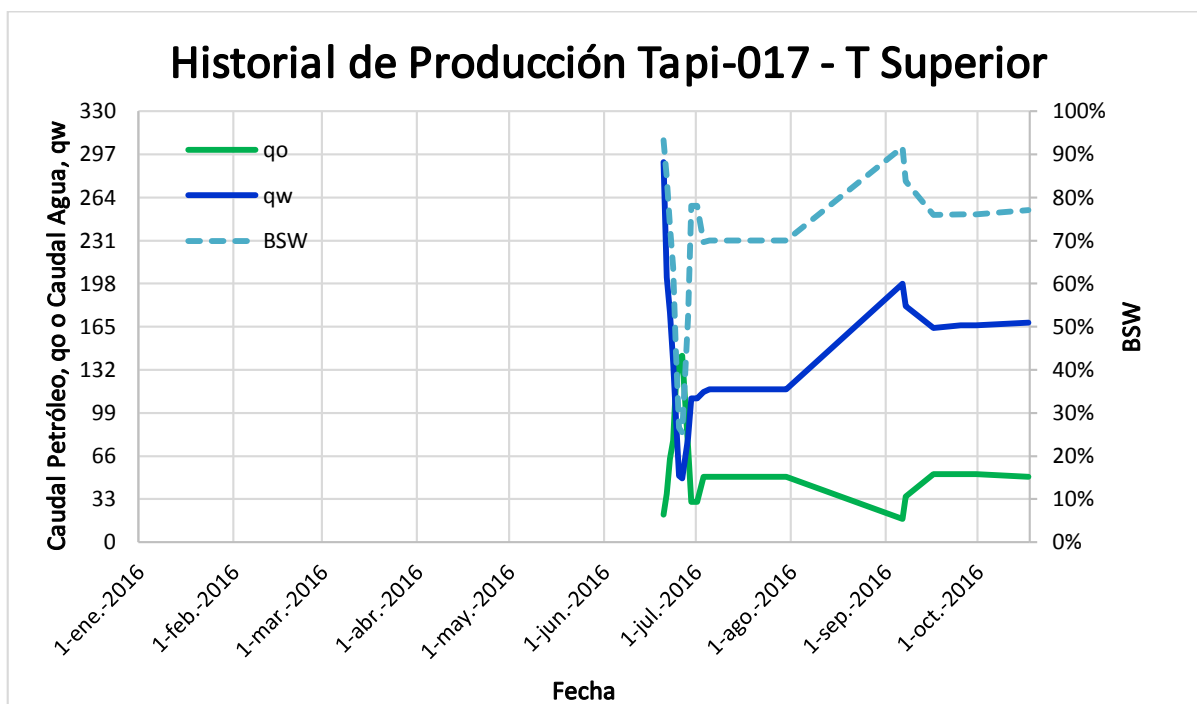
Historial de Producción Tapi-014 - U Inferior



Historial de Producción Tapi-016 - U Inferior







ANEXO D

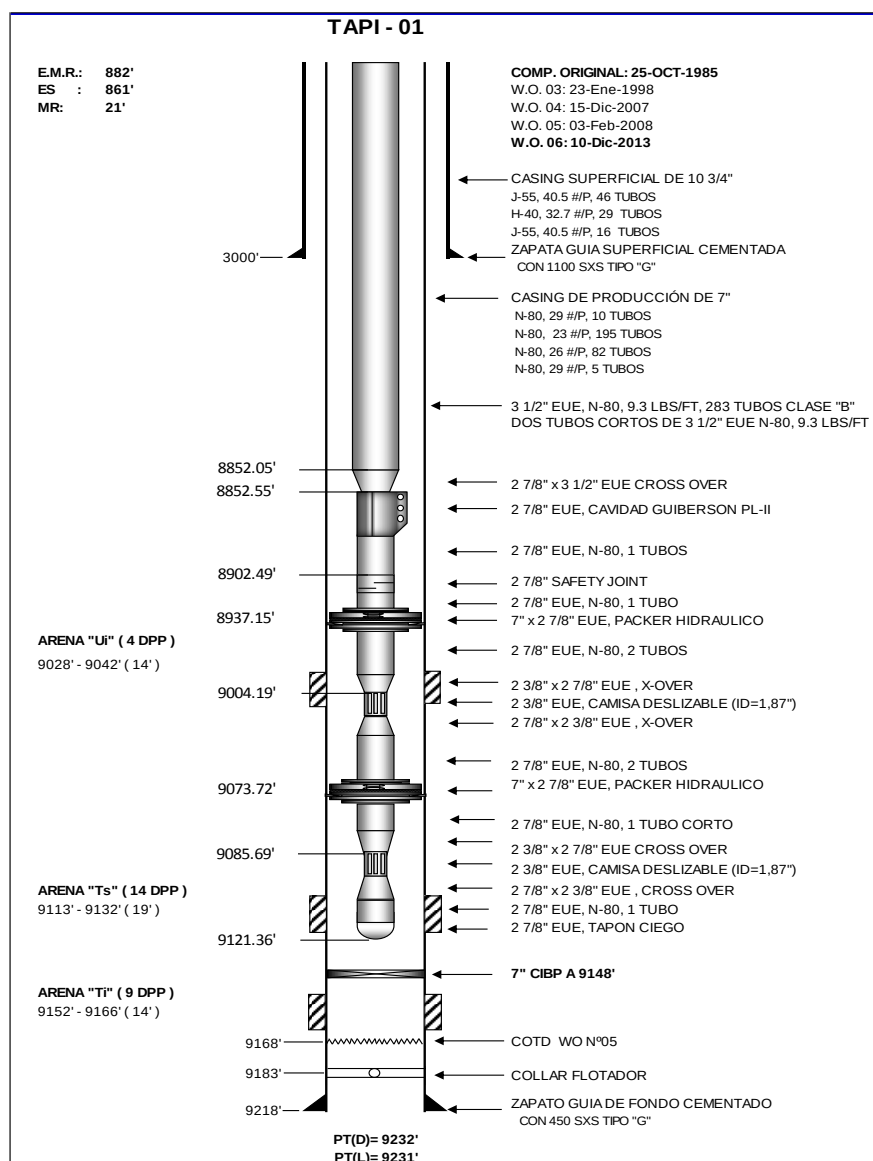
CORRELACIÓN PETROFÍSICA CAMPO TAPI



ANEXO E

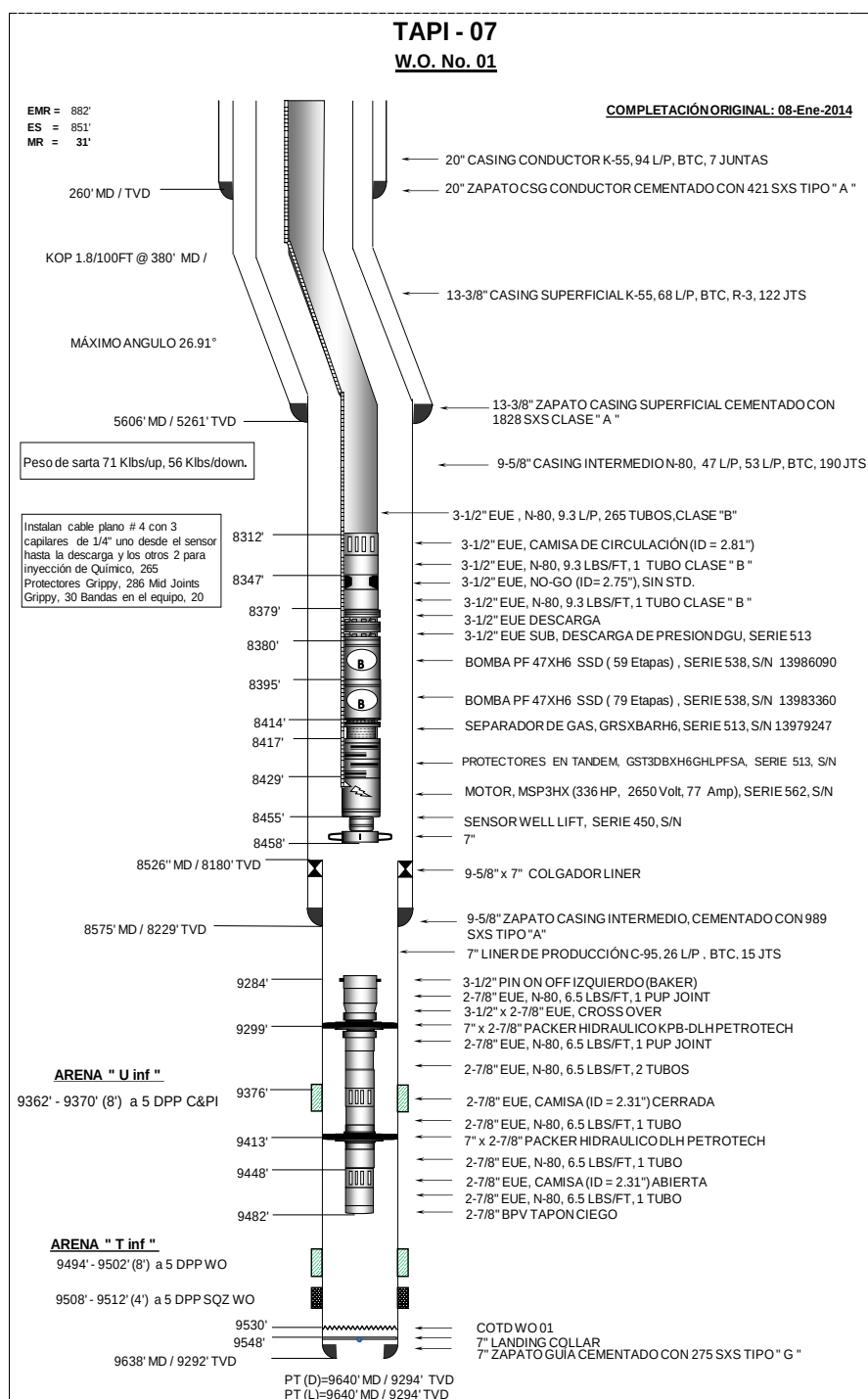
CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS

Figura E – 1: Condición Mecánica del pozo Tapi – 01.



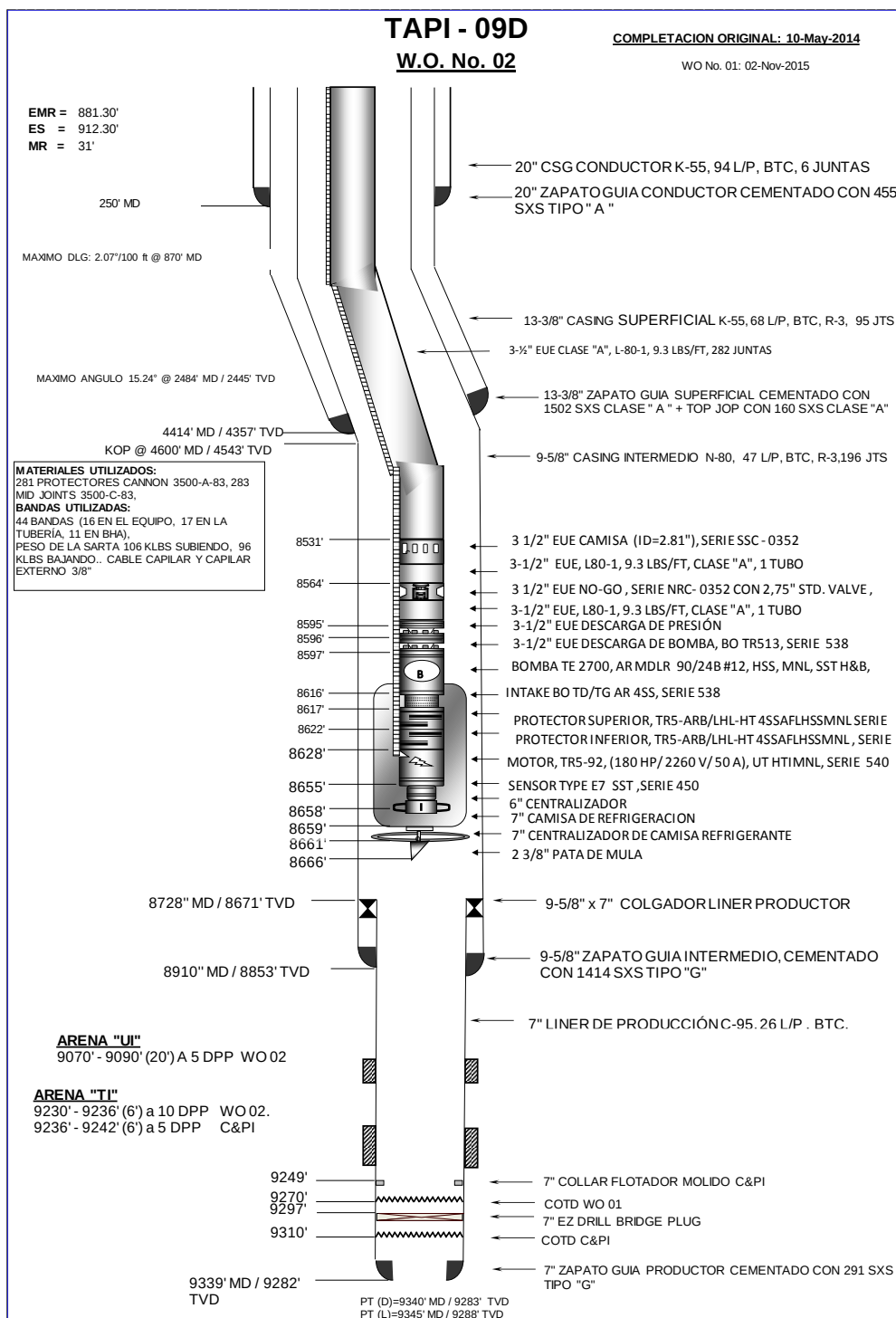
Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación –
Petroamazonas EP, 2017.

Figura E – 2: Condición Mecánica del pozo Tapi – 07.



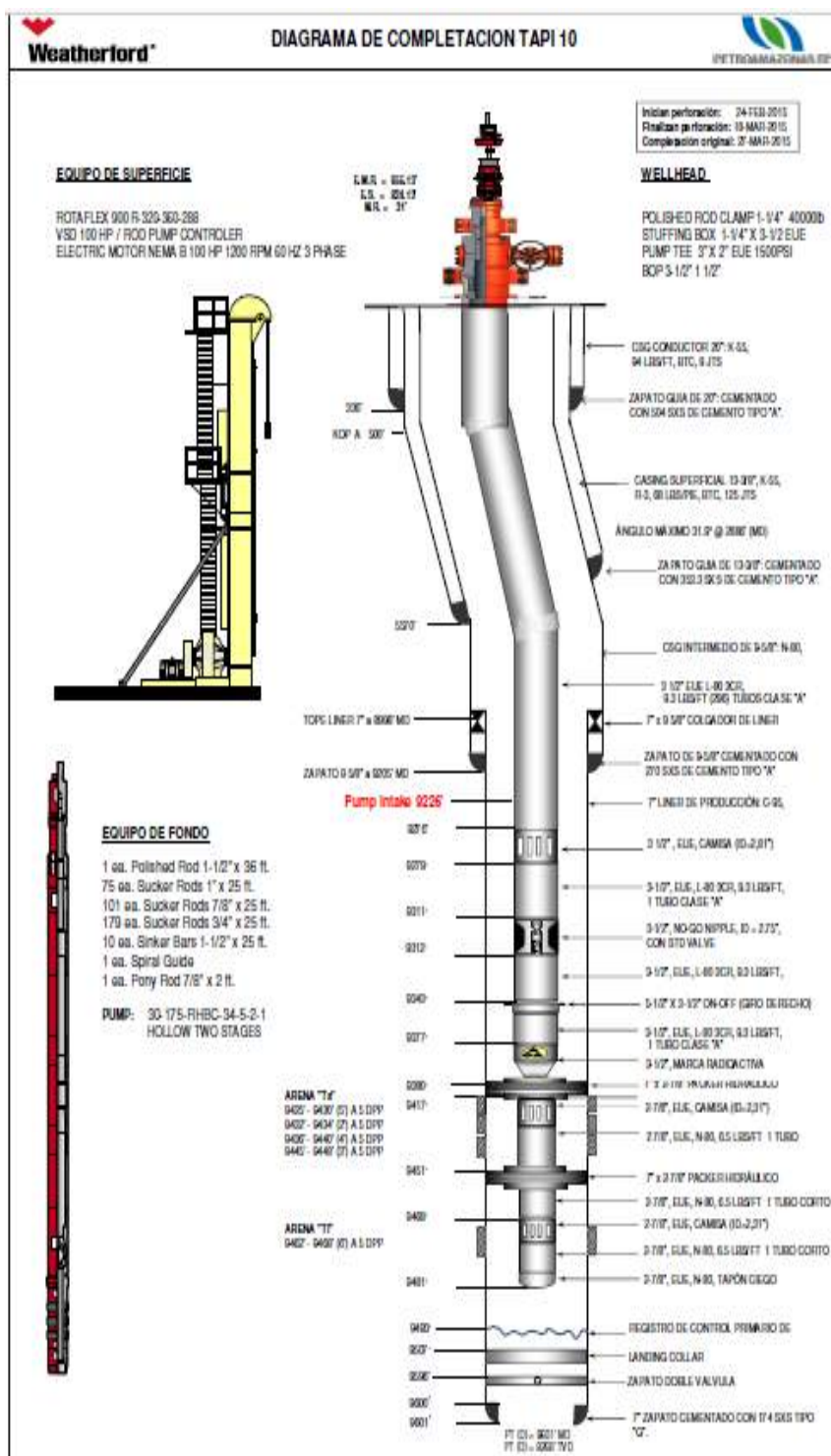
Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP, 2017.

Figura E – 3: Condición Mecánica del pozo Tapi – 09.



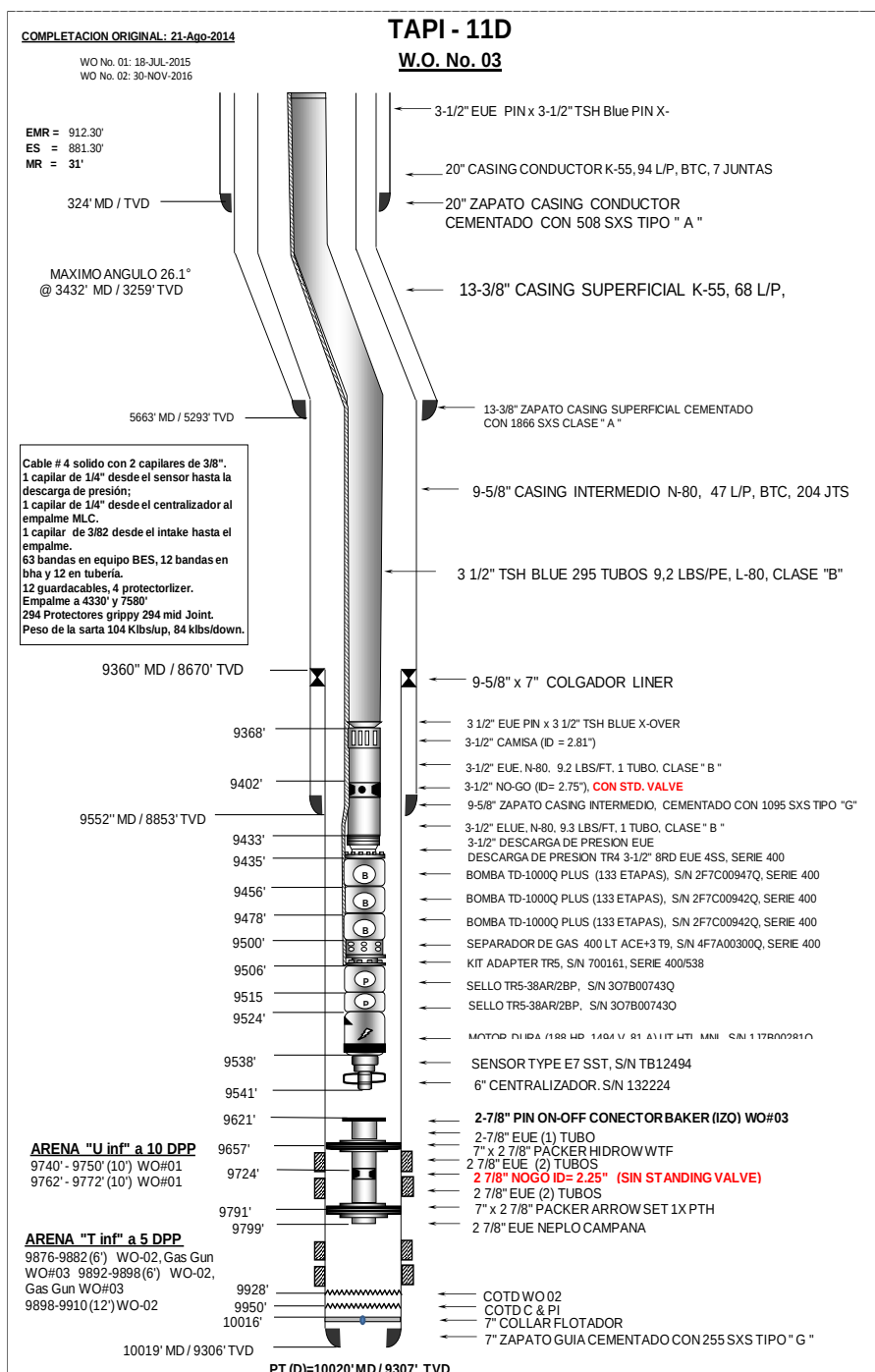
Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas
EP, 2017.

Figura E – 4: Condición Mecánica del pozo Tapi – 10.



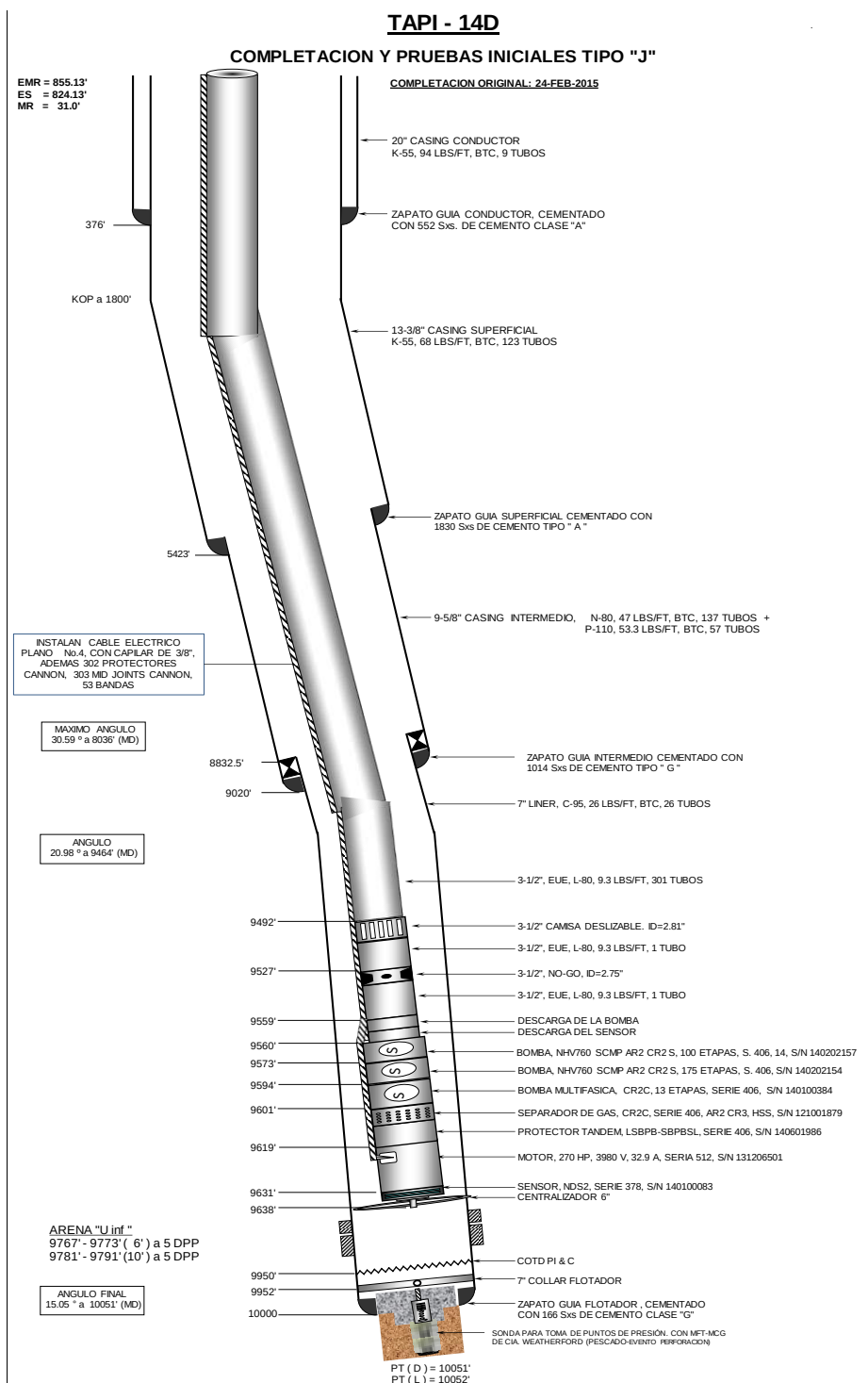
Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación –
 Petroamazonas EP, 2017.

Figura E – 6: Condición Mecánica del pozo Tapi – 11.



Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación –
 Petroamazonas EP, 2017.

Figura E-7: Condición Mecánica del Tapi-014



Fuente: Gerencia de Exploración y Perforación –
Petroamazonas EP, 2017.

ANEXO F

ANÁLISIS DE BUILD UP

Figura F–1: Análisis Build'up Tapi – 07 “Ti”

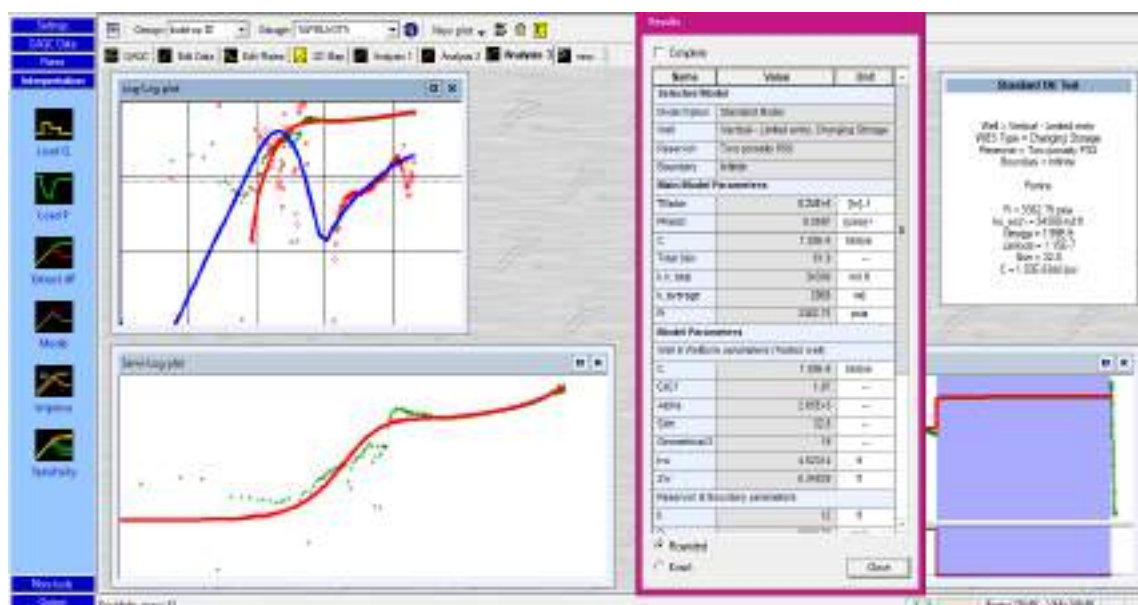


Figura F–2: Análisis Build Up Tapi –10

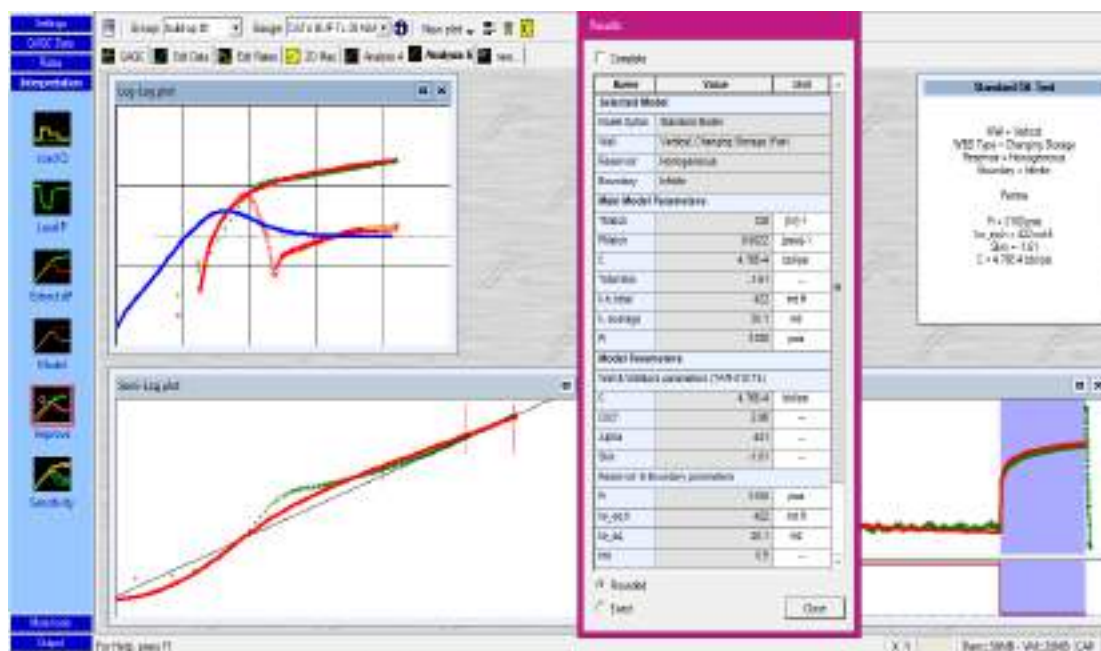
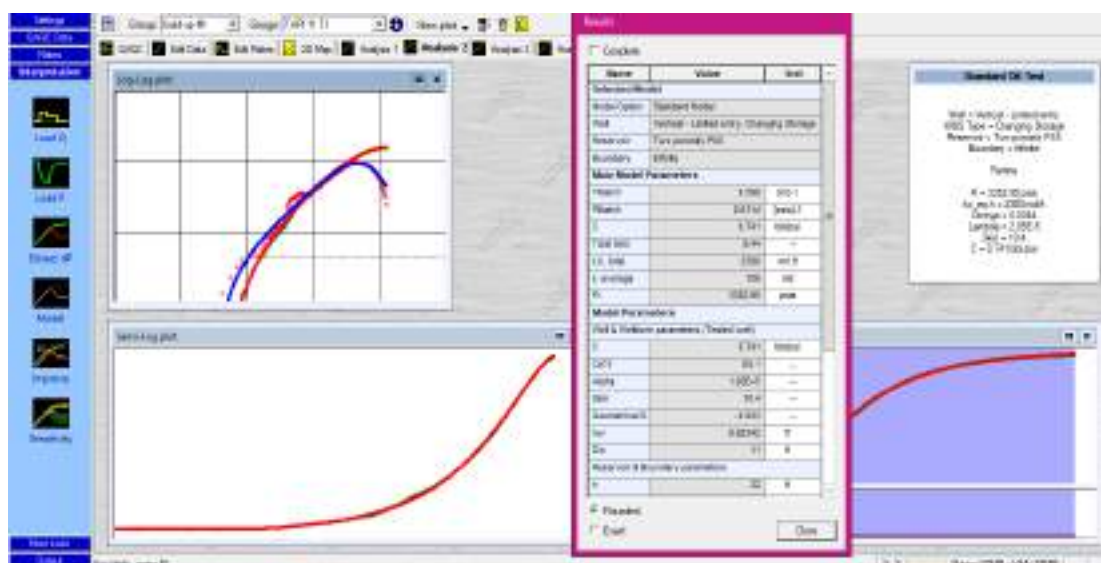


Figura F-3: Análisis Build Up Tapi – 11



BIBLIOGRAFÍA

Archila J., Romero N. et al. (2014). *Estudio Técnico-financiero para la viabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en Campo Escuela Colorado*.

Bonilla G. (2013). *Rentabilidad de un Fracturamiento Hidráulico*. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F.

Cinco L. & Samaniego V., F. (1980). *Transiente Pressure Analysis for fractured wells*. SPE Journal of Petroleum Technology.

Gerencia de Exploración y Perforación – Petroamazonas EP. Quito, Pichincha, Ecuador.

Gillard M., Miller, Peña, Johnson, Turner, Medvedev, et al., Schlumberger (s.f.) (2011). *Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción*. Oilfield Review: 23, no. 3.

Jiménez R. & Paucar J. (Abril 2011). *Estudio del comportamiento del sistema de reinyección de agua del campo Libertador*. (Tesis de pregrado).

Joe Dunn Clegg & Stephen A. Holditch. (2007). *Production Operations Engineering Volumen IV*. Texas A&M U: Reviwe Committee Technical.

Kiome P., Harami K., Sharma S., et al. (2013). SPE. *Heterogeneity Index and fast screening processes used in a large mature field designed for quick production gains*. SPE Kuwait Oil.

Maroto H. & Vinlasaca D. (Julio 2012). *Estudio para Optimizar el sistema de bombeo Electrosumergible en la producción de petróleo en el área Libertador*. Tesis, EPN. Quito, Pichincha, Ecuador.

Nolen-Hoeksema R. (2013). *Elementos de fracturamiento hidráulico*. Schlumberger. Oilfield Review. Volumen 25, no.2. México D.F.

Rivero J. (2004). *Explotación del gas y Optimización de la producción*. Bolivia.

Secretaría Nacional de la Administración Pública (2017). *Guía para la construcción y análisis Causa – Efecto Ishikawa*.

Troncoso J., Norman D., Wagner, Desroches, Morales, Shepherd, et al., Schlumberger (s.f.) (2002). *Método combinado de estimulación y control de la producción de arena*. Oilfield Review.