

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN
MATRICIAL EN POZOS DE LA CUENCA ORIENTE**

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

OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO

ERICK WLADIMIR NÉJER ORMAZA

erick.nejer@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr. Johnny Zambrano Carranza

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, septiembre 2020

DECLARACIÓN

Yo, Erick Wladimir Néjer Ormaza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

ERICK WLADIMIR NÉJER ORMAZA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Erick Wladimir Néjer Ormaza, bajo mi supervisión.

Dr. Johnny Zambrano

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Mariela y Guillermo por el esfuerzo, la comprensión y demás valores que me han inculcado desde niño y permitirme ser la persona que he llegado a ser.

Al Ing. Franklin Gómez por el esfuerzo, paciencia y tiempo brindado para la ejecución de este trabajo de titulación.

A los ingenieros Cesar Calvachi, Gabriel Restrepo y Sebastián Revelo por la asesoría invaluable brindada en el presente trabajo.

A mis hermanos Kelly y Jordy, porque a pesar de los desencuentros del destino siempre nos tendremos el uno al otro.

A mi abuelita Blanca por las palabras de aliento precisas en los momentos más importantes de mi vida.

A mis amigos y compañeros de la "Poli" que se convirtieron en una familia e hicieron que el transcurso por el camino de la ingeniería sea más ameno.

A todas las personas que el destino puso en mi camino y me ayudaron de una u otra manera en los andares de mi vida.

A todos infinitas gracias

DEDICATORIA

A mis padres, fuente de inspiración inagotable.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	2
CERTIFICACIÓN.....	3
AGRADECIMIENTOS.....	4
DEDICATORIA.....	5
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	6
ÍNDICE DE FIGURAS.....	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	9
ÍNDICE DE ANEXOS.....	10
ABREVIATURAS.....	11
RESUMEN.....	13
ABSTRACT.....	14
INTRODUCCIÓN.....	15
1. MARCO TEÓRICO.....	18
1.1. TEORÍA DE LA SELECCIÓN DE POZOS.....	18
1.1.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	18
1.1.2. PROPIEDADES DE YACIMIENTO.....	19
1.1.3. REGISTROS A HUECO ABIERTO.....	21
1.1.4. PRUEBAS DE PRESIÓN.....	26
1.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	26
1.2.1. VOLÚMENES Y CONCENTRACION DEL FLUIDOS.....	29
1.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	39
1.3.1. MODELOS DE FRACTURAS.....	41
a) MODELOS BIDIMENSIONALES.....	41
b) MODELOS TRIDIMENSIONALES Y PSEUDOTRIDIMENSIONALES.....	42
1.3.2. PARÁMETROS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	43
a) Esfuerzos (σ).....	43
b) Presión y pérdidas de presión.....	45
c) Altura de fractura (h_f).....	50
d) Ancho de fractura (w).....	50
e) Largo de fractura (x_f).....	50
f) Volumen de fractura (V_f).....	50
2. METODOLOGÍA.....	51
2.1. SELECCIÓN DE POZOS.....	51
2.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	54

2.3.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	56
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	58
3.1	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	58
3.2	CARÁCTERÍSTICAS DE YACIMIENTO.....	60
3.3	PRUEBAS DE PRESIÓN.....	60
3.4	ANÁLISIS DE REGISTROS A HUECO ABIERTO	61
3.5	ESTIMULACIÓN MATRICIAL	63
3.6	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	68
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
	BIBLIOGRAFÍA	75
	ANEXOS.....	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Historial de Producción	19
Figura 2: Registro de Potencial Espontáneo.....	22
Figura 3: Registro Rayos Gamma, Resistividad, Densidad y Neutrón	25
Figura 4: Algoritmo para determinar el volumen de fluido de prelavado	32
Figura 5: Penetración de ácido fluorhídrico.....	34
Figura 6 : Efecto del Volumen de inyección en la penetración de ácido.....	35
Figura 7: Efectos del contenido de silicatos en la penetración del ácido	35
Figura 8: Volumen unitario de fluido de estimulación	37
Figura 9: Algoritmo para cálculo de fluido de estimulación	38
Figura 10: Algoritmo para cálculo de volumen de desplazamiento.....	40
Figura 11: Modelo PKN	42
Figura 12: Modelo KGD.....	42
Figura 13: Esfuerzos de la formación.....	45
Figura 14: Presiones presentes en el proceso de fracturamiento hidráulico.....	46
Figura 15: Proceso para la selección de pozos.....	51
Figura 16: Proceso de la interfaz de Matlab para cálculo de volúmenes.....	55
Figura 17: Algoritmo para determinar dimensiones de la fractura.....	57
Figura 18: Gráfico Historial de Producción SES-012B.....	58
Figura 19: Historial de Producción SMS-140	59
Figura 20: Registro a hueco abierto SES-012B	62
Figura 21: Registro a hueco abierto SMS-140	63
Figura 22: Interfaz ingreso de datos pozo SES-012.....	64
Figura 23: Interfaz Volumen de prelavado y Penetración de ácido para el pozo SES-012	66
Figura 24: Interfaz Volumen de Estimulación pozo SES-012	67
Figura 25: Mapa en dos dimensiones del área estudio.....	68
Figura 26: Mapa en tres dimensiones del área de estudio.....	69
Figura 27: Cálculo de modelo PVT para modelo estático.....	69
Figura 28: Solubilidad, Factor Volumétrico, Viscosidad y Compresibilidad de petróleo a varias presiones	70
Figura 29: Ubicación de la fractura en el pozo SMS-140	71
Figura 30: Producción del pozo SMS-140 posterior a la fractura.....	71
Figura 31: Corte de agua del pozo SMS-140 posterior a la fractura.	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Límites de temperatura de ácidos de estimulación matricial.....	20
Tabla 2: Valores referenciales de litología y fluidos típicos en registros de densidad.	23
Tabla 3: Uso de ácidos para prelavado en areniscas.	30
Tabla 4 : Poder de disolución del ácido	31
Tabla 5 : Uso de ácidos en areniscas	33
Tabla 6: Valores típicos de módulo de Young y coeficiente de Poisson	44
Tabla 7: Vida productiva de los pozos estudiados.....	53
Tabla 8: Tabla para tabulación de datos	54
Tabla 10: Datos ingresados Pozo SES-012.....	64
Tabla 11: Resultados de parámetros iniciales de diseño de estimulación matricial ..	65
Tabla 12: Penetración de ácido para pozo SES-012.....	66

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Historial de producción SAS-020B.....	76
Anexo 2: Historial de producción SBS-185	76
Anexo 3: Historial de producción SCS-139	77
Anexo 4: Historial de producción SDS-141	77
Anexo 5: Historial de producción SES-12B.....	78
Anexo 6: Historial de producción SFS-118	78
Anexo 7: Historial de producción SGS-159.....	79
Anexo 8: Historial de producción SIS-161	79
Anexo 9: Historial de producción SJS-162.....	80
Anexo 10: Historial de producción SKS-272	80
Anexo 11: Historial de producción SLS-065	81
Anexo 12: Historial de producción SMS-140	81
Anexo 13: Historial de producción SNS-090.....	82
Anexo 14: Historial de producción SOS-164.....	82
Anexo 15: Historial de producción SPS-190	83
Anexo 16: Historial de producción SRS-083.....	83
Anexo 17: Historial de producción SQS-292.....	84
Anexo 18: Mapa de permeabilidad de la zona del campo de Estudio	84
Anexo 19: Resumen pozos analizados.....	85
Anexo 20: Mapa de porosidad de la zona del campo de Estudio	87
Anexo 21: Reservorio de Prueba	87
Anexo 22: Factor Volumétrico de petróleo vs Presión	88
Anexo 23: Factor Volumétrico de gas vs Presión	88
Anexo 24: Densidad de Petróleo vs Presión.....	89
Anexo 25: Densidad de gas vs Presión	89
Anexo 26: Viscosidad de Petróleo vs Presión	90
Anexo 27: Viscosidad de Gas vs Presión.....	90
Anexo 28: Relación gas-petróleo vs Presión	91
Anexo 29: Variograma de Porosidad	91
Anexo 30: Variograma de Permeabilidad	92
Anexo 31: Variograma de Zona de Pago	92
Anexo 32: Parámetros de control utilizados en la producción de pozos	93
Anexo 33: Intervalos Productores.....	93
Anexo 34: Historiales de Producción Cargados	94

ABREVIATURAS

ABREVIACIÓN	DESCRIPCIÓN
API	American Petroleum Institute
Bbl	Barriles
Cq	Factor de corrección por gasto de inyección
Cs	Factor de corrección por contenido de silicatos
E	Módulo de Young
F	Fahrenheit
ft	Pies
g/cm	gramo por centímetro cúbico
Gal	Galones
Gf	Gradiente de Fractura
GR	Rayos Gamma
HF	Ácido Fluorhídrico
J/Jo	Eficiencia de flujo
KGD	Khristianovich, Zheltov, Geertsma y Klerk
Pa	Penetración de ácido
Paq	Corrección de penetración por gasto de ácido en arena limpia
Paqs	Corrección de Paq por contenido de silicatos
Ph	Presión hidrostática
PKN	Perkins, Kern y Nordgren
Ps	Presión de superficie
r_a	Radio de penetración efectivo
r_e	Radio de drenaje
r_w	Radio de pozo
r_x	Radio de zona dañada
SES-012	Pozo de prueba 1
SMS-140	Pozo de prueba 2
SP	Potencial Espontáneo
TVD	True Vertical Depth

V1	Volumen de Prelavado
V2	Volumen de Estimulación
V3	Volumen de Desplazamiento
Va	Volumen unitario de ácido
Vd	Volumen de Desplazamiento
Vf	Volumen de Fluido
Vp	Volumen poroso
Vt	Volumen total

RESUMEN

El análisis de veinte pozos de la cuenca oriente permitió la selección de dos pozos para la ejecución de trabajos de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico. Se realizó el análisis de historial de producción, propiedades de yacimiento, registros a hueco abierto y pruebas de presión. Desarrollado el análisis se escogieron los pozos que cumplieron con las condiciones para efectuar cada trabajo de reacondicionamiento. Para los pozos que requieren estimulación matricial se determinaron los fluidos a ser usados y los volúmenes respectivos mediante un algoritmo desarrollado en el software “Matlab”; y, el fracturamiento hidráulico se determinó ingresando los parámetros de caracterización de reservorio y fractura para ejecutar el fracturamiento hidráulico mediante simulación en el software “tNavigator”. Los resultados obtenidos de la estimulación matricial y fracturamiento hidráulico indican que los pozos seleccionados tienen alto potencial de disminuir el daño con el implemento de estimulación matricial por medio del uso de ácidos; y, de incrementar la producción mediante la aplicación de fracturamiento hidráulico.

ABSTRACT

The analysis of twenty wells in the Cuenca oriente allowed the selection of two wells for the execution of workovers that can be matrix stimulation and hydraulic fracturing. Analysis of production history, reservoir properties, open hole logs and pressure tests were performed. Once the analysis was developed, the wells that had the conditions were selected to be stimulated. For the wells that require matrix stimulation, the fluids to be used and the respective volumes were determined using an algorithm developed in the "Matlab" software; and, for the hydraulic fracturing, the parameters to execute the fracture were determined by simulation in the software "tNavigator".

The results obtained from the matrix stimulation and hydraulic fracturing indicate that the selected wells have a high potential to reduce damage with the matrix stimulation implement through the use of acids; and, to increase production through the application of hydraulic fracturing.

INTRODUCCIÓN

El trabajo desarrollado contempla un algoritmo para el diseño de estimulación matricial ácida en la interfaz de “Matlab” y la aplicación de un fracturamiento hidráulico en el software “tNavigator”. Por medio de un análisis exhaustivo que involucró registros eléctricos, pruebas de presión, propiedades petrofísicas e historiales de producción, se escogieron dos pozos del campo “X” para la aplicación de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico.

Se han desarrollado tecnologías y mecanismos para mejorar y recuperar la producción de hidrocarburos (AOP, 2010). Estas tecnologías se han perfeccionado para alargar la vida productiva de los pozos petroleros, la que ha estado afectada por factores de la formación, propiedades del fluido, estado mecánico del pozo, entre otros. El fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial ácida poseen un alto porcentaje de aplicabilidad a nivel mundial, estas pueden ser catalogadas como trabajos de reacondicionamiento de pozos y pueden ser usadas para recuperar o mejorar la productividad de los pozos (León & Bohada, 2009).

En la estimulación matricial la problemática radica en el correcto diseño y la selección del ácido con el cual se procederá a estimular el pozo. De acuerdo con Economides et al. (2013), para quienes el estudio de los parámetros petrofísicos y la selección de pozos para trabajos de reacondicionamiento es de vital importancia, realizar análisis de permeabilidad, porosidad, constitución de la roca, registros de pozo (siendo los de hueco abierto los de mayor confiabilidad según el autor), cuantificación del daño de la formación, entre otros factores, son esenciales para el correcto diseño y selección del fluido de estimulación.

Por otro lado, el fracturamiento hidráulico es una de las técnicas más importantes y duraderas desarrolladas por la industria petrolera, siendo el segundo avance tecnológico más importante de la industria (Berry & Montgomery, 2015). El fracturamiento es básicamente fracturar un reservorio poco permeable y poroso aplicando una presión mayor a la presión de yacimiento, cuyo objetivo será incrementar su conductividad, atravesando la zona de daño. En muchas ocasiones

esto altera el flujo de los fluidos de la formación. En el planteamiento de fracturamiento y estimulación matricial deberá evaluarse parámetros como: esfuerzos horizontales, verticales, esfuerzos máximos y mínimos de la roca, módulo de Young característico de cada yacimiento (esto ayudará a determinar la geometría de la fractura). Cabe mencionar que es fundamental tomar en cuenta que para el fracturamiento se necesita evaluar las condiciones del fluido: permeabilidad al contacto con la formación, la costra que pudiese producirse, la viscosidad, y la cantidad de fluido que se va a bombear a la formación (Economides, et al., 2013). Por lo que antes de su ejecución, se deben desarrollar cálculos y simulación para predecir posibles problemas y rectificar antes de su puesta en marcha.

Se recopiló información de registros eléctricos, pruebas de presión, propiedades petrofísicas e historiales de producción de distintos pozos de un campo de la cuenca oriente ecuatoriana para realizar un análisis cualitativo y cuantitativo. Se eligieron los pozos SES-012 y SMS-140, que mostraron potencial para aplicar técnicas de reacondicionamiento. El pozo SMS-140, pese a haber sido sometido a una estimulación matricial no ha tenido la producción esperada, por tal motivo se ha visto como trabajo factible un fracturamiento hidráulico. En tanto que el pozo SES-012B, ha mostrado desde los inicios de su vida productiva alta producción de agua, tal es el caso que en el análisis desarrollado se logró concluir que la zona cañoneada no ha sido la adecuada, y se propone un recañoneo y la aplicación de una estimulación matricial para tener la producción dadas las condiciones y el potencial de este pozo.

ALCANCE

Se analizarán 20 pozos para seleccionar al menos dos, uno para aplicar fracturamiento hidráulico y otro pozo para emplear estimulación matricial (Reactiva o no reactiva), dependiendo de su factibilidad.

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar el Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial en pozos de la Cuenca Oriente para la restauración o mejoramiento de su producción.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Simular el fracturamiento hidráulico de un pozo del campo “X”, por medio del software “tNavigator”.
- Proponer la Estimulación Matricial para un pozo del campo “X” mediante Matlab u Hoja de Cálculo.
- Predecir la Producción de los pozos seleccionados después de los trabajos de Reacondicionamiento.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. TEORÍA DE LA SELECCIÓN DE POZOS

Previo al desarrollo de un trabajo de reacondicionamiento se debe realizar un análisis de cualitativo y cuantitativo de las propiedades petrofísicas de la formación, con el fin de tener la mayor cantidad de información disponible de los pozos a intervenir.

La baja producción de los pozos en muchos casos es producto de la baja permeabilidad y la obturación de las gargantas porales, sin embargo, se debe analizar un conjunto de parámetros para llegar a tener certeza de la causa y posible solución de este inconveniente (Economides, et al., 2013).

La información de mayor importancia de este análisis está integrada por:

- Historial de Producción
- Propiedades de Yacimiento
- Registros a Hueco Abierto
- Pruebas de Presión

1.1.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

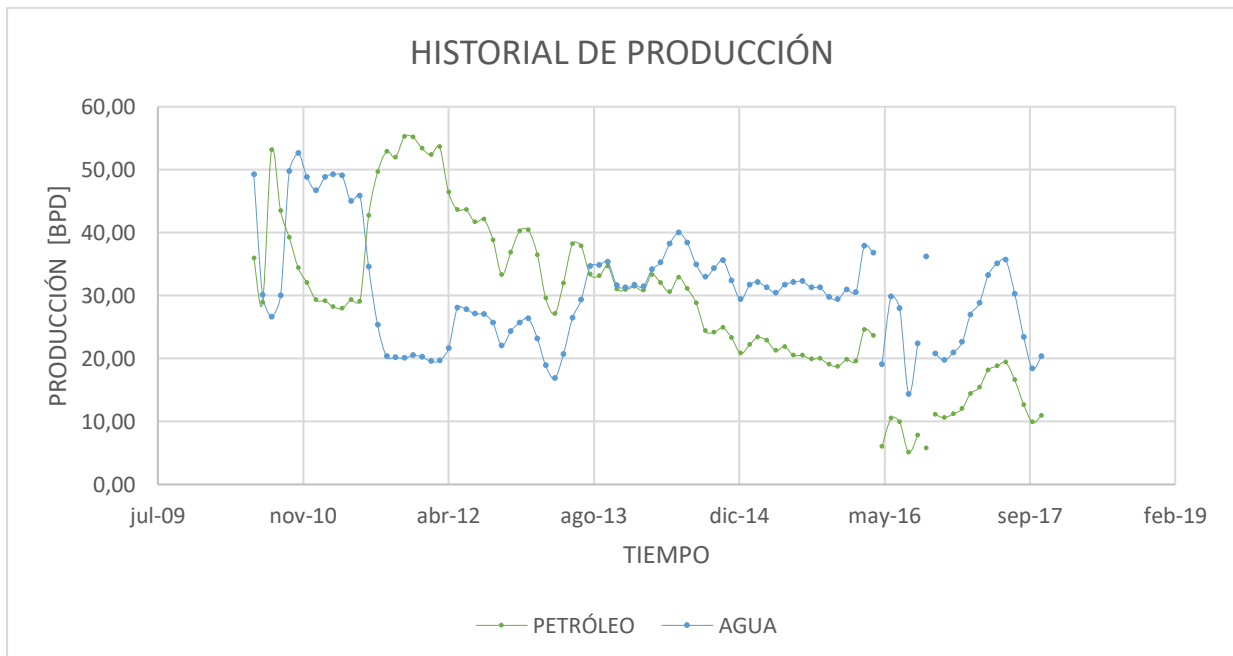
El historial de producción se analiza para identificar incrementos de producción de agua, reducción de la producción de petróleo, cierres de pozo y problemas presentados durante la vida productiva. Esto permite determinar posibles causas de la baja productividad.

El historial de producción actual de cada pozo debe ser comparado con el historial de producción de los inicios de la vida productiva del pozo para poder analizar las causas de la caída de producción. Si este tiene una caída de producción considerable, se debe analizar las propiedades petrofísicas de la zona de interés, para un análisis cuantitativo y cualitativo de las mismas.

Para poder analizar el historial se debe realizar un gráfico en dos dimensiones de los caudales de petróleo, agua y gas producidos en función del tiempo (ver figura 1). Se

deben considerar los tiempos cuando los pozos fueron sometidos a intervenciones y es necesario tener conocimiento de estas intervenciones para poder interpretar las posibles variaciones que estos trabajos pueden conllevar.

Figura 1: Historial de Producción



Elaborado por: Néjer, 2020

1.1.2. PROPIEDADES DE YACIMIENTO

Las propiedades petrofísicas permiten conocer la interacción de los fluidos con el yacimiento en el subsuelo, y determinadas características constituyen un rasgo importante, por cuanto detallan las propiedades distintivas de cada yacimiento.

Entre las principales consideraciones petrofísicas tanto para estimulación matricial y fracturamiento hidráulico, se tiene: temperatura, permeabilidad y porosidad.

a) Temperatura de Reservorio

Para objeto de este estudio es importante conocer el valor de la temperatura de la formación, por cuanto de esta propiedad depende la viscosidad de los fluidos

de formación, viscosidad de los fluidos de estimulación y fracturamiento. Para el caso de la estimulación matricial, los ácidos seleccionados deberán soportar la temperatura de yacimiento, además se debe prestar atención a la formación de costra en el fluido de fracturamiento hidráulico. En la Tabla 1 se presentan límites de la temperatura de varios ácidos empleados en Estimulación Matricial.

Tabla 1: Límites de temperatura de ácidos de estimulación matricial.

ÁCIDO	LÍMITE DE TEMPERATURA [°F]
Clorhídrico	300
Fluorhídrico	> 200
Fórmico	< 350
Acético	175 – 250

Fuente: (Islas, 1991)

Elaborado por: Néjer, 2020

b) Permeabilidad

Característica propia de la roca que define la capacidad del medio poroso para que un fluido se transporte a través de sus poros.

Si mayor es la permeabilidad en el yacimiento, mayor es la cantidad de petróleo recuperable. En los procesos de fracturamiento hidráulico incrementa la conductividad de la formación; por lo que está implícito el aumento de la permeabilidad.

c) Porosidad

Es una propiedad de la formación que se puede definir como el espacio de roca que tiene la capacidad de albergar fluidos, es el cociente del volumen poroso entre el volumen total de la roca. Se determina mediante la expresión:

$$\phi = \frac{V_{\phi}}{V_T}$$

ϕ : porosidad

V_{ϕ} : Volumen poroso

V_T : Volumen Total

La porosidad que interesa es la porosidad efectiva, que se define como el espacio conexo. A mayor porosidad efectiva de la formación productora mayor será el volumen recuperable de petróleo de la formación (Ferrer, 2009).

1.1.3. REGISTROS A HUECO ABIERTO

Es importante analizar los registros de pozos a hueco abierto, por cuanto los datos registros de pozos posteriores se ven alterados por la presencia de fluidos de tratamiento, casing y cemento principalmente (Economides, et al., 2013).

Los pozos normalmente no deben haber sido sometidos a trabajos de estimulación previos, sea por fracturamiento o por estimulación matricial, con esto se asegura que existe daño en las inmediaciones de la cara del pozo; por lo tanto, el pozo considerado candidato para realizar un trabajo de reacondicionamiento para recuperar o mejorar la producción. Caben excepciones en las cuales una estimulación matricial no ha sido efectiva y el pozo tiene potencial de producción, caso en el cual se puede realizar un fracturamiento hidráulico y viceversa.

a) Potencial Espontáneo (SP)

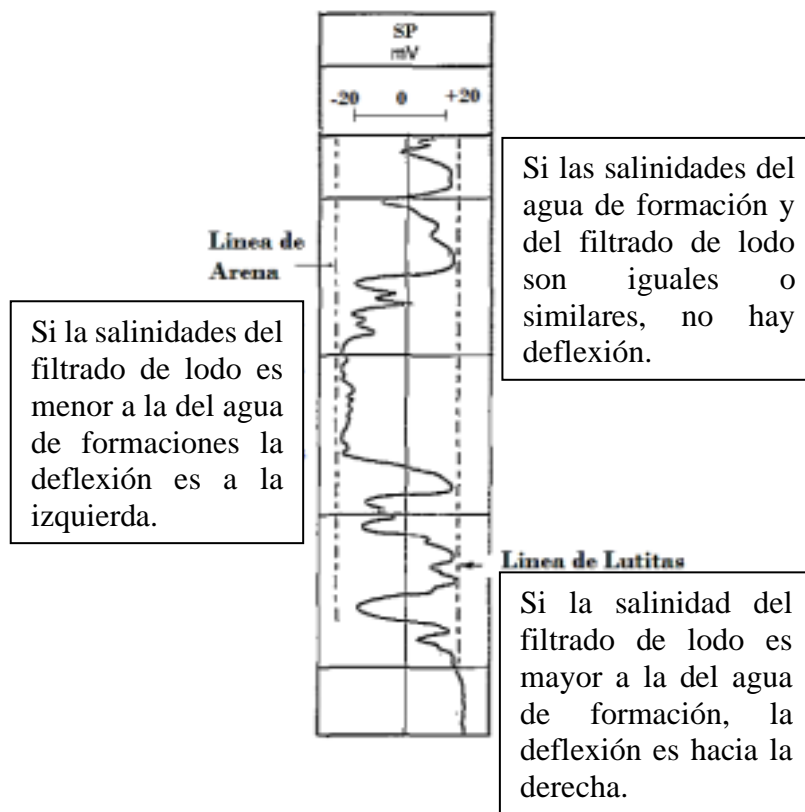
Se usa el registro SP para identificar zonas permeables. En las zonas de presencia de areniscas la deflexión del SP será notable al tomar como referencia la línea base de lutitas, lo que estimará los topes y bases de dicha formación, con una posible presencia de hidrocarburo, mientras que en la zona de lutitas el valor del SP de este registro no mostrará variaciones con respecto a la línea base de lutitas (Bassiouni, 1994). Además, este registro varía de

acuerdo con la salinidad de la formación como se detalla en la figura 2. Las medidas usadas para tomar los valores del registro de SP son milivoltios.

b) Densidad y Neutrón

Los registros de densidad y neutrón están directamente relacionados con la porosidad,

Figura 2: Registro de Potencial Espontáneo



Fuente: (Osorio, 2016)

El registro de densidad permite determinar las densidades de los componentes de las formaciones y los fluidos del reservorio, en Tabla 2 se presentan los valores referenciales para cada litología y fluido de formación, se mide en gramos por centímetro cúbico.

Tabla 2: Valores referenciales de litología y fluidos típicos en registros de densidad.

LITOLOGÍA/FLUIDO	DENSIDAD [g/cm ³]
ARENISCA	2,64
LUTITA	2,71
DOLOMITA	2,88
ANHIDRITA	2,96
SAL	2,04
AGUA DULCE	1,00
AGUA SALADA	1,15

Fuente: (Asquit & Krygowski, 2004)

Elaborado por: Néjer, 2020

El registro Neutrón permite determinar la porosidad ya que es una relación de los iones de hidrógeno presentes por volumen de formación (%) y registra valores altos en presencia de agua e hidrocarburo por la presencia de hidrógeno, mientras que en formaciones consolidadas el registro marca valores bajos.

La combinación de estos dos registros permite determinar la litología de la formación. En la figura 3, se puede observar en el Track 3 que cuando la curva del registro neutrón (color gris) se cruza con la curva del registro de densidad (color marrón) y dependiendo del espaciamiento o ancho de este cruce se puede decir que existe la presencia de: agua, si el cruce es de 1 grilla de ancho; petróleo, si el cruce es de 2 a 4 grillas de ancho; y, gas si el cruce es de 5 a 8 grillas de ancho. Al tener altos valores en el registro neutrónico (por presencia de iones hidrógeno presentes en agua, gas y petróleo), se cruzará con el registro de densidades (por tener baja densidad en los fluidos de formación: agua, gas y petróleo). (Palacios, 2015)

Para el fracturamiento hidráulico al fracturar la roca se incrementa la porosidad efectiva, lo que a su vez incrementará la permeabilidad de la formación. Por lo tanto, la porosidad antes de la fractura puede ser relativamente baja.

Para el caso de la estimulación matricial se recupera y en ciertos casos incrementará la porosidad de la formación, por la disolución de material de la formación. En estos casos, se recomienda que la porosidad inicial de la formación haya sido alta para poder recuperarla o mejorarla si las condiciones son óptimas.

c) Rayos Gamma (GR)

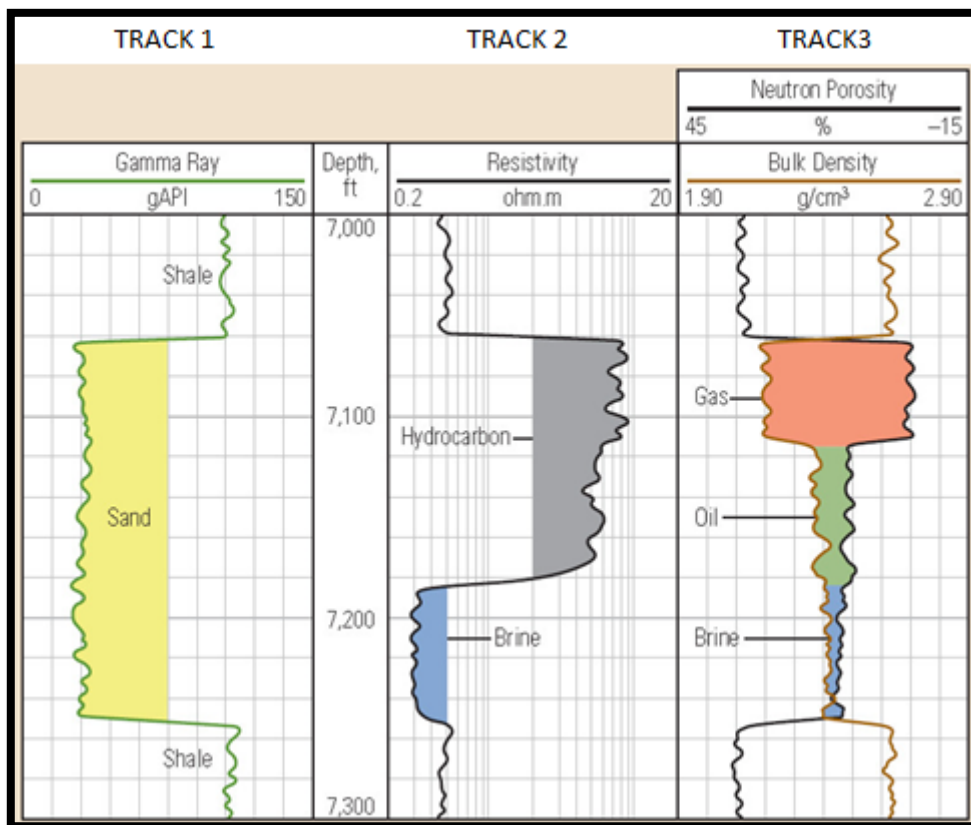
El Registro de Rayos Gamma (GR, por su traducción al inglés) mide la radioactividad de la roca por la presencia de Torio, Uranio y Potasio; en unidades API. Este registro es indicador del tipo de litología, la cual debe ser corroborada con registros de resistividades, el registro neutrón, el registro de densidad, para que se considere arenisca los valores de GR debe ser bajos, en alrededor 30 API, que es lo que se considera una zona limpia. En casos en los cuales el GR es medio-alto lo indica la presencia de areniscas con feldespatos, glauconitas o micas. Los valores para arenisca varían entre 20 y 40 API, mientras que para lutita presentan valores superiores a los 75 API. En la figura 3, Track 1 se presenta como actúa el registro de Rayos Gamma, en el intervalo inicial se observa que la curva empieza en valores de 75 API los que es indicador de una formación de lutitas, luego se presenta un cambio brusco o deflexión hacia valores menores o hacia la izquierda, hasta llegar a un valor de 30 API, esta deflexión se mantiene constante algunos pies, lo que refiere a que la formación es una arenisca limpia, ya que no existe ningún cambio en la tendencia de la curva. (Palacios, 2015)

d) Resistividad

Se dispone de tres tipos de registros de resistividad: el registro de resistividad somera que mide la resistividad de la zona invadida por los fluidos de perforación; el registro de resistividad media mide la resistividad de la zona de transición; y, los registros de resistividad profunda registran los valores de resistividad de la zona que no ha sido invadida (zona de hidrocarburos), estos

registros se miden en ohmio-metro (ohm-m). La importancia de los valores de resistividad radica en que bajos valores de estos registros indican presencia de agua de formación, y, al contrario, si se muestran valores de resistencia altos se está en presencia de zonas de hidrocarburos. Al conjugar estas definiciones se puede identificar un contacto de agua-petróleo, lo cual es importante identificar para cañonear en la profundidad más adecuada para la producción de hidrocarburos. En el figura 3, Track 2 se visualiza como actúa el registro de resistividad, este registro tiene una escala logarítmica para el eje donde se lee los valores de resistividad, la escala en general se presenta desde 0,2 hasta 2000 ohm-m, pero la figura 3 al tratarse de un ejemplo didáctico nos muestra desde 0,2 hasta 20 ohm-m. Una deflexión de la curva hacia la derecha o hacia valores bajos nos indica la presencia de agua, en cambio, una deflexión hacia la izquierda o hacia valores altos nos indicaría la posible presencia de hidrocarburo.

Figura 3: Registro Rayos Gamma, Resistividad, Densidad y Neutrón



Fuente: (OILFIELDTEAM, 2019)

1.1.4. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión permiten determinar las condiciones de los pozos de producción, las pruebas de presión generan y miden variaciones de presión en el reservorio y consecuentemente se podrá estimar propiedades del sistema roca-fluido (Valencia, 2011). Entre las propiedades más importantes que se pueden determinar por medio de pruebas de presión se tiene: condiciones de daño o estimulación en los alrededores del pozo, presión de reservorio, permeabilidad; en este trabajo de titulación son esenciales para poder diseñar la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico.

1.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

En general, durante la vida productiva de un campo, se presentan problemas en los pozos, por lo que son sometidos a trabajos de reacondicionamiento. Los problemas que un trabajo de reacondicionamiento puede corregir son: caída natural de la presión de reservorio, cañoneo, trabajos de pesca, baja productividad del reservorio, daño o skin, siendo este último uno de los importantes a tomar en cuenta y que se deberían eliminar o reducir (León & Bohada, 2009).

Se entiende por daño a la alteración de las características originales de una formación productora que distorsiona el flujo lineal en dirección a los pozos debido a la reducción del volumen poral y la reducción de la permeabilidad efectiva de la formación, generando una caída de presión en las cercanías del pozo (Schlumberger, 2019).

La estimulación matricial sirve para restaurar e incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver material calcáreo, aumentando a la vez la porosidad de la roca (Schlumberger, 2011).

Según Islas (1991) y Bridges (2000) los parámetros para un correcto diseño de fluido están basados en las propiedades petrofísicas de la roca, y se debe tomar en cuenta que la presión de inyección de los fluidos debe ser inferior a la presión de fractura del

yacimiento; por lo tanto, los primeros cálculos a realizar son los de cálculos de presión y volúmenes de inyección de fluidos.

Antes de seleccionar el fluido de estimulación matricial se necesita conocer la presión máxima de inyección en superficie, caudal máximo de inyección, eficiencia de flujo, parámetros que en el presente trabajo se determinan por medio de las siguientes expresiones:

a) Presión de fractura (P_f)

Es la presión a la cual la formación empieza a crear canales y aumentar su porosidad efectiva. Las unidades en que se debe registrar esta presión es psia. (Berry & Montgomery, 2015).

$$P_f = G_f * TVD$$

G_f : gradiente de fractura [psia/ft]

TVD : True Vertical Depth/Profundidad vertical verdadera [ft]

b) Presión máxima de inyección en superficie ($P_{s(max)}$)

Se denomina presión de inyección máxima a la presión a la cual se puede inyectar el fluido en la formación sin que este produzca alteraciones físicas en la misma. (Berry & Montgomery, 2015)

$$P_{s(max)} < P_f - 0.433 * TVD * \rho$$

P_f : Presión de fractura [psia]

$P_{s(max)}$: Presión de inyección máxima [psia]

ρ : densidad de fluido inyectado [g/cm³]

c) Caudal de inyección máximo ($q_{i(max)}$)

El caudal de inyección máximo es el volumen inyectado por unidad de tiempo que se puede aplicar al yacimiento, considerando su presión de reservorio y presión de fractura para su estimulación. (Berry & Montgomery, 2015)

$$q_{i(max)} = \frac{4.917 * 10^{-6} * k_f * h_f * (P_f - P_{wf})}{\mu_f * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Q_i : caudal de inyección máximo [bpm]

k_f : permeabilidad de la formación [mD]

h_f : espesor de la formación [ft]

r_e : radio de drenaje [ft]

r_w : radio de pozo [ft]

μ_f : viscosidad del fluido inyectado [cP]

P_{wf} : presión de estática de reservorio [psia]

d) Eficiencia de flujo (J/J_o)

Es el indicador de producción que se obtiene bajo condiciones propias de presión y caudal del yacimiento. Sin embargo, es posible determinarlo por medio de radios de drenaje, pozo y zona de interés; y permeabilidades de las zonas de interés.

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right) + \left(\frac{k_f}{k_x}\right) * \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)}$$

$\frac{J}{J_o}$: Eficiencia de flujo

k_x : permeabilidad de la zona dañada [mD]

r_x : radio de la zona dañada [ft]

1.2.1. VOLÚMENES Y CONCENTRACION DEL FLUIDOS

Volumen de Fluido (Vf)

Es el volumen que puede ocupar el fluido de estimulación en la zona porosa, para eliminar el daño de la formación.

Se tiene fluido de prelavado, fluido de estimulación y fluido de desplazamiento.

$$V_f = 23,5 * \phi * h_f * (r_x^2 - r_w^2)$$

Vf: volumen de fluido [bbl]

ϕ : Porosidad [%]

Para el cálculo de volúmenes es necesario conocer la presión de inyección, la presión de fractura, caudal máximo de inyección, volumen de fluido y eficiencia de flujo, determinadas en la sección anterior.

Una vez determinadas las condiciones iniciales de la estimulación matricial, se procede con el diseño de fluidos de estimulación.

a) Fluido de Prelavado (V1)

Es el fluido que elimina los iones del agua de formación y material calcáreo de la zona a ser tratada, con el fin de que el fluido de estimulación no dé lugar a precipitaciones. (Islas, 1991)

Para calcular el volumen de prelavado se requiere determinar el volumen poroso.

$$V_\phi = 23,5 * \phi * h_f * (r_x^2 - r_w^2)$$

V_ϕ : Volumen poroso [gal]

Nota: El radio de penetración debe estar entre uno y tres pies (Islas, 1991).

Dado que el principal compuesto de este fluido de estimulación es el ácido clorhídrico, se lo determina mediante la expresión:

$$V_{HCl} = \frac{23.5 * (1 - \phi) * X_{HCl} * (r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

V_{HCl} : Volumen de roca que se puede disolver con el ácido [gal]

β : Poder de disolución del ácido [ft³ de HCl al % de concentración/ ft³ de arena]

X_{HCl} : Fracción en peso del material soluble en HCl [fracción de material calcáreo que se puede eliminar].

El porcentaje de ácido utilizado para prelavado depende de las características del reservorio, de acuerdo con la teoría el porcentaje de ácido a usar se detalla en la Tabla 3. (Islas, 1991)

Tabla 3: Uso de ácidos para prelavado en areniscas.

CONDICIÓN	RECOMENDACIÓN
PARA ALTA PERMEABILIDAD (>100 mD)	
Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido de arcilla (<5%)	15,00% HCl
Alto contenido de feldespato (>20%)	15,00% HCl
Alto contenido de arcillas (>10%)	5,00% HCl
Alto contenido de Clorita	5,00% HCl
PARA BAJA PERMEABILIDAD (< 10 mD)	
Bajo contenido de Arcilla (>5%)	7,5,00% HCl ó 10,00% Acético
Alto contenido de Clorita	5,00% Acético

Fuente: (Islas, 1991)

Elaborado por: Néjer, 2020

En la Tabla 4 se presenta el poder de disolución de los ácidos empleados.

Tabla 4 : Poder de disolución del ácido

PODER DE DISOLUCIÓN DE ÁCIDOS PARA CARBONATOS	ROCA	DENSIDAD	ÁCIDO	VOLUMEN DE ROCA DISUELTA VOLUMEN DE ÁCIDO REACCIONA			
				5%	10%	15%	30%
				CALIZA	2,71	CLORHÍDRICO	0,026
FÓRMICO	0,020	0,041	0,062			0,129	
ACÉTICO	0,016	0,031	0,047			0,096	
DOLOMÍA	2,87	CLORHÍDRICO	0,023	0,046	0,071	0,157	
		FÓRMICO	0,018	0,036	0,054	0,112	
		ACÉTICO	0,014	0,027	0,041	0,083	

Fuente: (Islas, 1991)

Elaborado por: Néjer, 2020

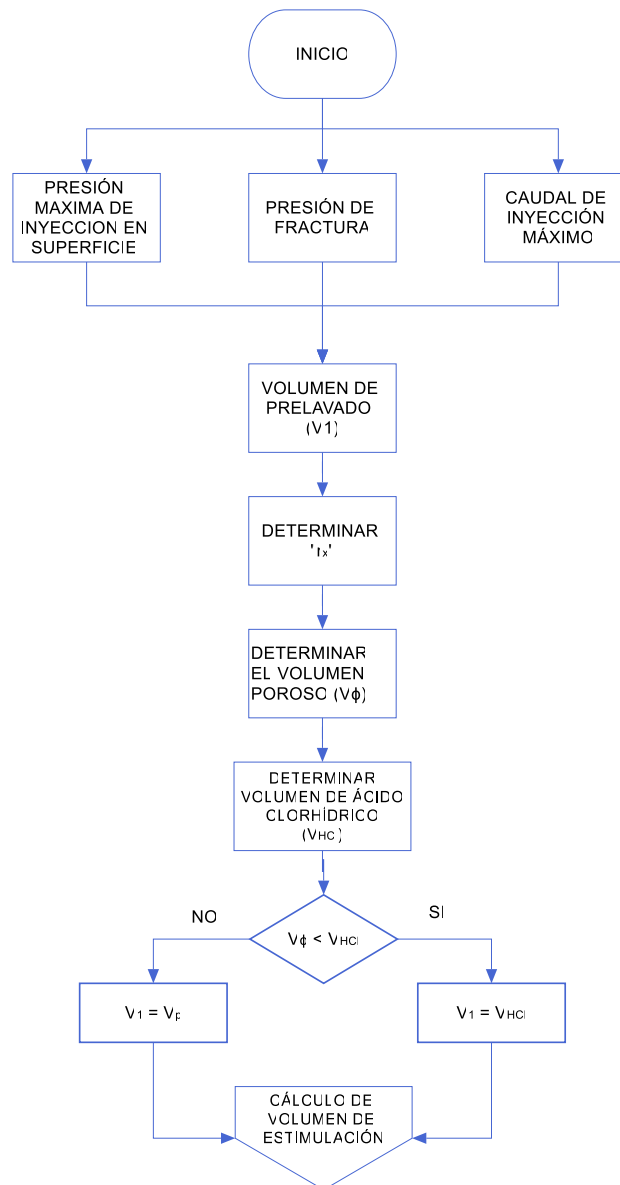
Una vez calculados los dos volúmenes, se debe realizar la siguiente comparación, con las condicionantes de:

Si, $V_{\phi} < V_{HCl}$ entonces $V_1 = V_{HCl}$

Si, $V_{\phi} > V_{HCl}$ entonces $V_1 = V_p$

El algoritmo para determinar el fluido de prelavado se detalla en la figura 4.

Figura 4: Algoritmo para determinar el volumen de fluido de prelavado



Elaborado por: Néjer, 2020

b) Fluido de estimulación (V2)

Este fluido de estimulación tiene como objetivo eliminar el daño de la formación y restaurar las propiedades a las iniciales del reservorio, de ser posible. En los yacimientos la presencia de material silíceo es mayor que la presencia de material calcáreo, por lo tanto, en base a la presencia de este material se condicionará y se establecerá un balance adecuado para cada formación de ácido fluorhídrico y ácido clorhídrico. (Islas, 1991)

El fluido con mayor uso en este tipo de operaciones es una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, se tiene como referencia que la concentración en volumen de esta mezcla de estimulación debe estar entre 3% y 12%. En la Tabla 5 se presentan las concentraciones de ácido dadas las características que son recomendables si la formación es una arenisca. (PEMEX, 2008)

Tabla 5 : Uso de ácidos en areniscas

CONDICIÓN	RECOMENDACIÓN	
PARA CUALQUIER PERMEABILIDAD		
Solubilidad al HCl >20%	No usar HF	
PARA ALTA PERMEABILIDAD (>100 mD)		
Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido de arcilla (<5%)	12,00% HCl	3,0% HF
Alto contenido de feldespato (>20%)	13,50% HCl	1,5% HF
Alto contenido de arcillas (>10%)	6,50% HCl	1,0% HF
Alto contenido de Clorita	3,00% HCl	0,5% HF
PARA BAJA PERMEABILIDAD (< 10 mD)		
Bajo contenido de Arcilla (>5%)	6,00% HCl	1,5% HF
Alto contenido de Clorita	3,00% HCl	0,5% HF

Fuente: (Islas, 1991)

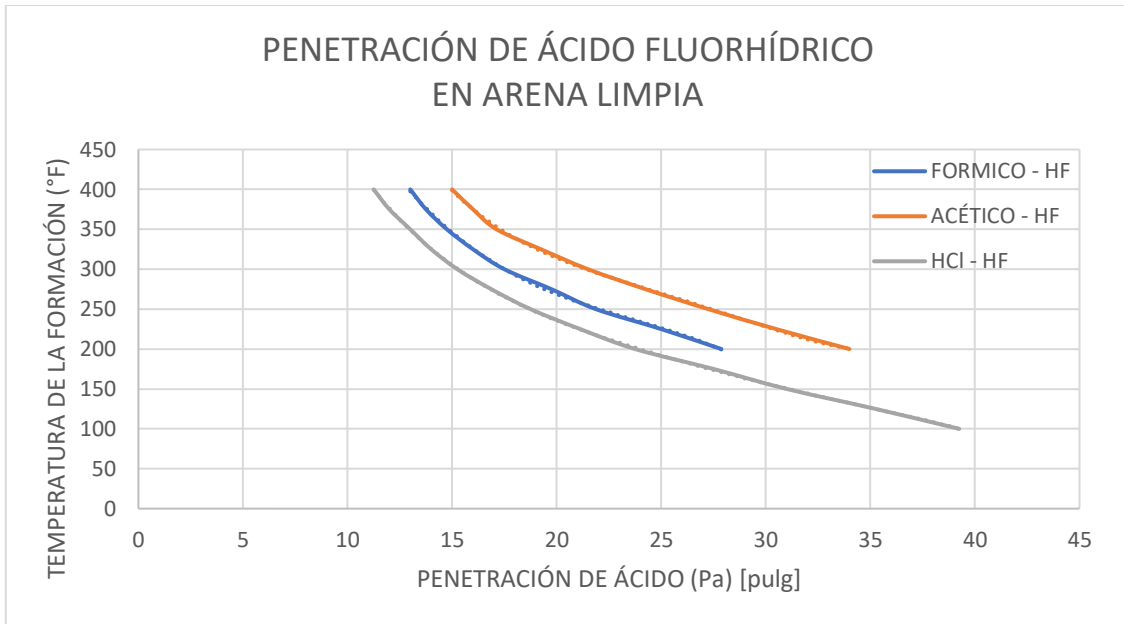
Elaborado por: Néjer, 2020

Si la roca presenta 20% de carbonatos se usará 15% de HCl como recomendación general (Islas, 1991).

En la determinación del volumen del fluido de estimulación se debe seguir el algoritmo, detallado en la figura 9, para su obtención.

Como se detalló en el algoritmo, la determinación de la penetración de fluido en arena limpia (Pa), en función de la temperatura de formación y de la mezcla de ácidos que se vayan a utilizar en el proceso de estimulación matricial, mediante la figura 5.

Figura 5: Penetración de ácido fluorhídrico



Fuente: (Islas, 1991)

Elaborado por: Néjer, 2020

Paralelamente se debe determinar el volumen de inyección unitario e ingresar con este valor a la Figura 6 para obtener el factor de corrección por gasto de inyección (C_q).

Una vez determinado la penetración en arena limpia y el factor de corrección, se debe determinar la corrección por gasto de inyección, por medio de la expresión:

$$P_{aq} = C_q * P_a$$

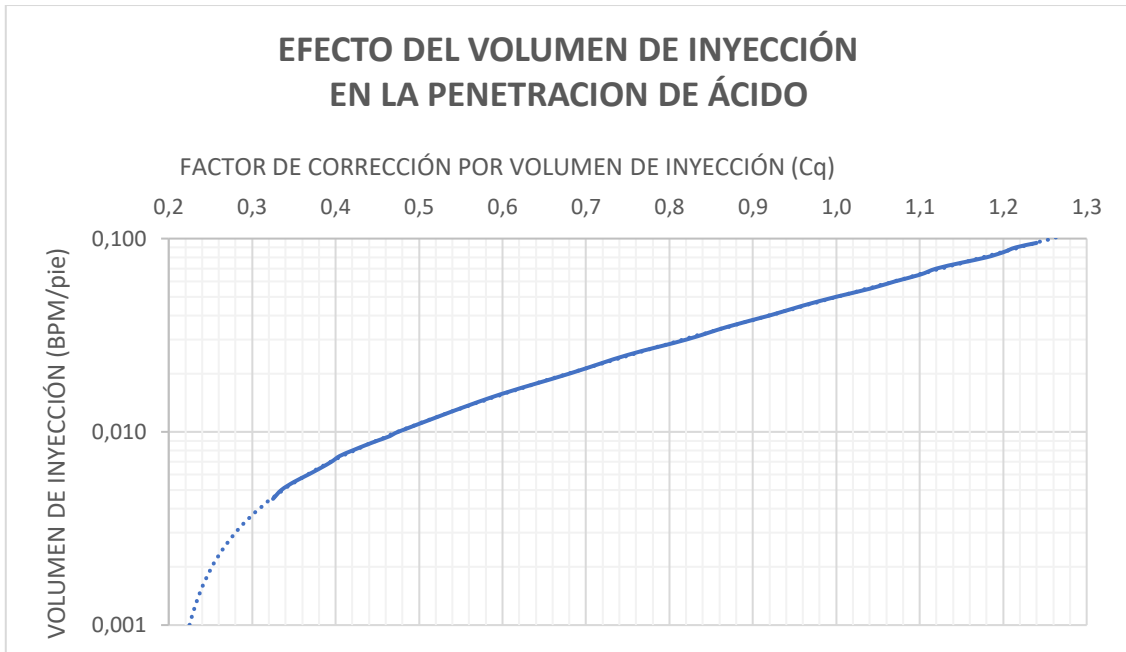
P_{aq} : Corrección de Penetración por gasto de ácido en arena limpia [pulg]

C_q : Factor de corrección por gasto de inyección

P_a : Penetración de ácido [pulg]

Luego, se debe realizar una corrección por contenido de silicatos (C_s), dependiendo del porcentaje que estos silicatos se encuentren en la formación, con la Figura 7.

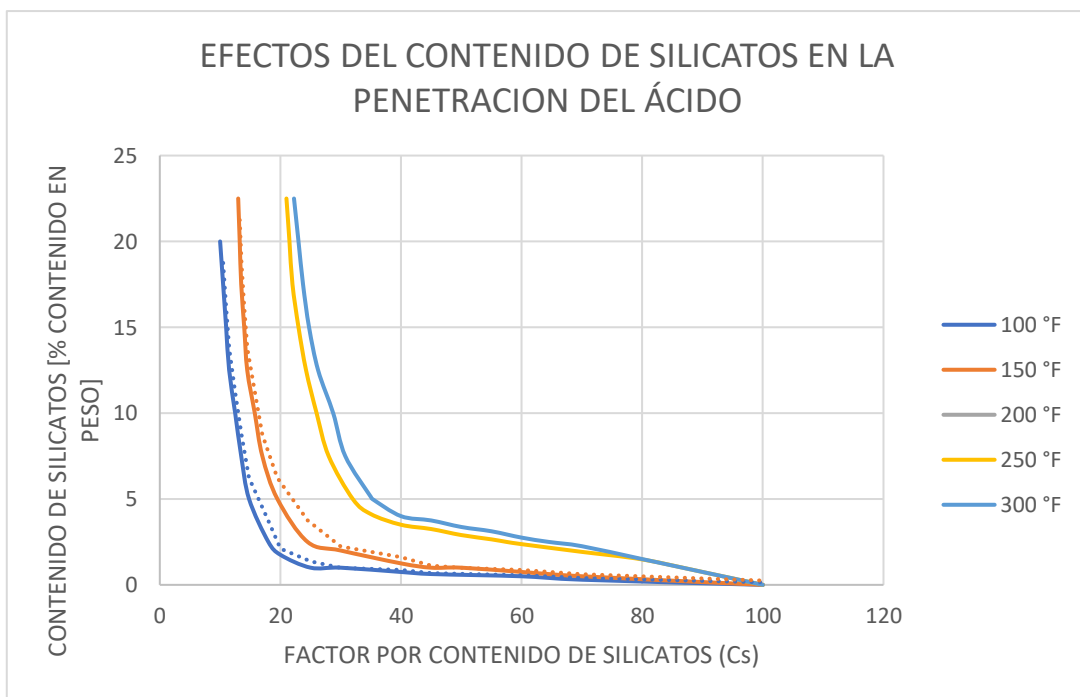
Figura 6 : Efecto del Volumen de inyección en la penetración de ácido.



Fuente: (Islas, 1991)

Elaborado por: Néjer, 2020

Figura 7: Efectos del contenido de silicatos en la penetración del ácido



Fuente: (Islas, 1991)

Elaborado por: Néjer, 2020

$$P_{aqs} = C_s * P_{aq}$$

P_{aqs} : Corrección de P_{aq} por contenido de Silicatos [pulg]

C_s : Factor de corrección por contenido de Silicatos

Una vez determinado la penetración del ácido y realizadas las correcciones necesarias se determina el valor del radio de penetración (r_x) que viene dado por la siguiente expresión:

$$r_x = r_w + P_{aqs}$$

Para finalmente obtener el radio efectivo de penetración (r_a), mediante la expresión:

$$r_a = r_x^2 - r_w^2$$

r_a : radio de penetración efectivo [ft]

Con este valor, se ingresa en la Figura 8 y se determina el volumen unitario (V_a) de ácido.

Y de esta manera poder determinar el volumen de estimulación (V_2)

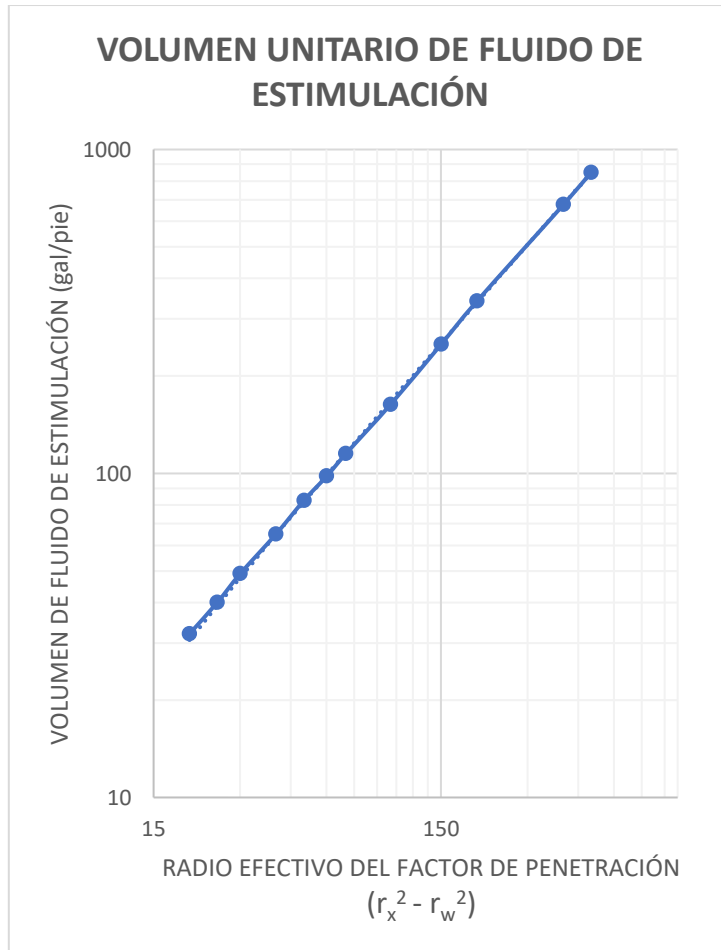
$$V_2 = V_a * hf$$

V_2 : Volumen del sistema ácido [bb]

V_a : Volumen unitario de ácido [bb]

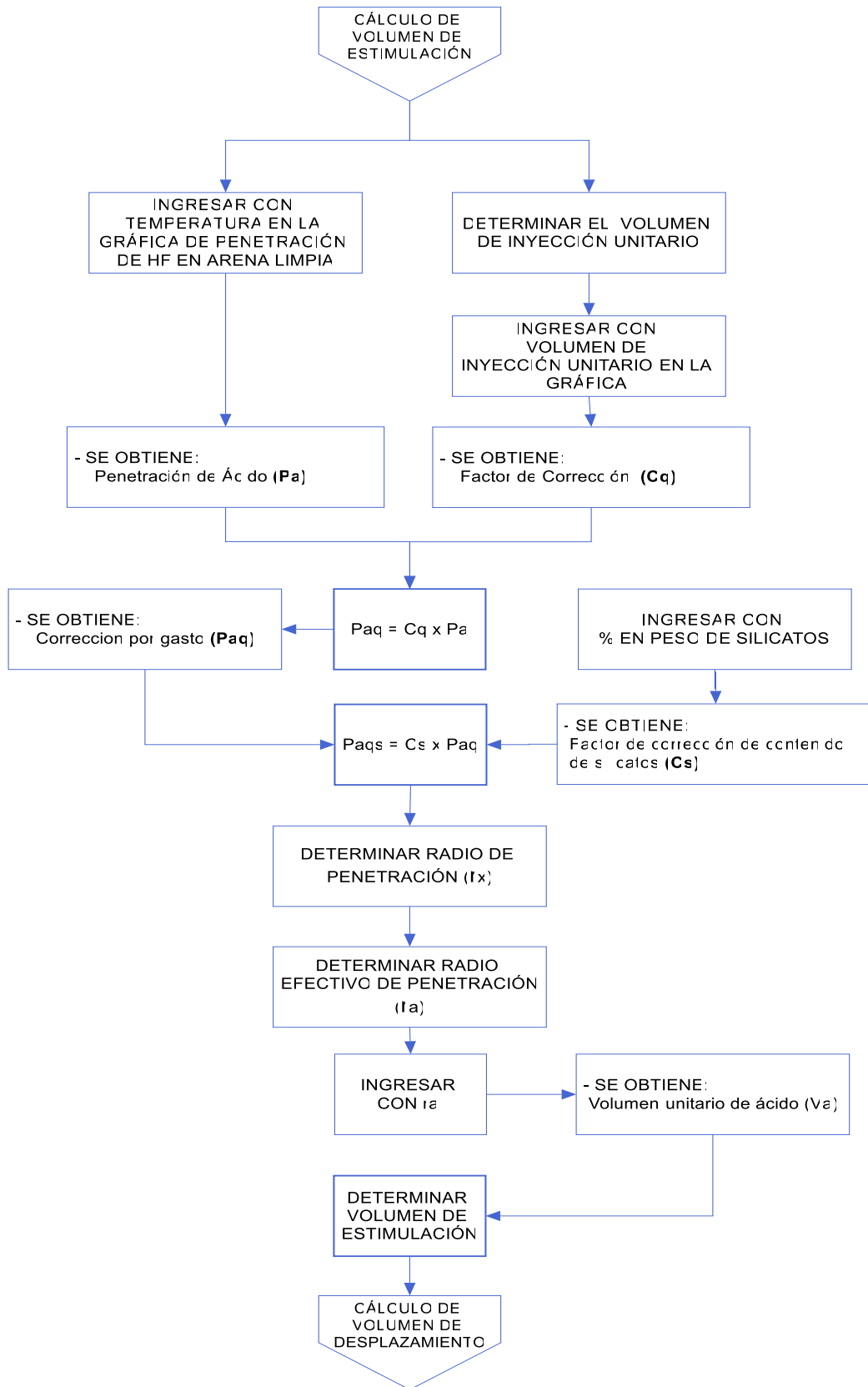
En la figura 9 se presenta el algoritmo para el cálculo del fluido de estimulación.

Figura 8: Volumen unitario de fluido de estimulación



Fuente: (Islas, 1991)
Elaborado por: Néjer, 2020

Figura 9: Algoritmo para cálculo de fluido de estimulación



Elaborado por: Néjer, 2020

c) Fluido de desplazamiento (V3)

Este fluido tiene como finalidad desplazar los precipitados y productos de reacción que puede dificultar el flujo en las cercanías del pozo, además permite que el ácido fluorhídrico reaccione totalmente. (Islas, 1991)

Complementar este tipo de ácidos con solventes mutuos ha mejorado el resultado de las operaciones de estimulación matricial, y se recomienda en la mayoría de los casos utilizar un 10% de solventes mutuos (Islas, 1991).

Además, este volumen debe estar entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen del volumen de desplazamiento.

$$V_d = 23,5 * \phi * hf * (r_3^2 - r_w^2)$$

V_d : Volumen de desplazamiento [gal]

r_3 : Radio de penetración [ft]

$$r_3 = 4 + r_w$$

El radio de penetración del Fluido de desplazamiento debe ser mayor o igual a 4 pies.

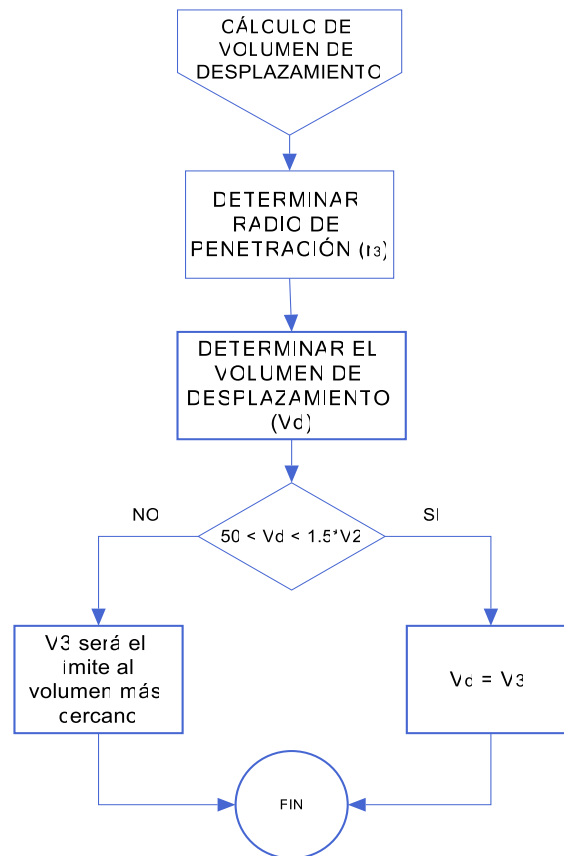
Si, $50 < V_d < 1.5 V_2$ entonces $V_3 = V_d$

Caso contrario V_3 será el límite al volumen más cercano.

1.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Un fracturamiento hidráulico se lo realiza mediante la creación de un canal que permita unir el pozo con la zona productora con el fin de: aumentar la cantidad de reservas recuperables, incrementar el área de drenaje o cantidad de formación en contacto con el pozo, reducir el daño del pozo, disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área. Es importante hacer énfasis en que el fracturamiento hidráulico no modifica la permeabilidad de la formación, pero si incrementará la porosidad de la formación a ser intervenida. En la Figura 10 se presenta el algoritmo para el cálculo de volumen de desplazamiento.

Figura 10: Algoritmo para cálculo de volumen de desplazamiento



Elaborado por: Néjer, 2020

El fracturamiento de la formación se produce después del bombeo del fluido de fractura de tal manera que la presión que ejerce este fluido sobre las paredes de la formación incrementa al punto de quebrar la roca, en sentido perpendicular a los menores esfuerzos presentes en el yacimiento (Berry & Montgomery, 2015).

El proceso antes mencionado, determina la geometría de la fractura y esta puede ser modelada si se conoce: propiedades del fluido de fractura, propiedades mecánicas de la roca, caudal y presión de inyección del fluido fracturante, esfuerzo de formación, distribución de esfuerzos en el yacimiento (Berry & Montgomery, 2015).

Los modelos en los que se puede basar para el diseño del trabajo de reacondicionamiento son: modelos en dos dimensiones, modelos en tres

dimensiones y modelos pseudotridimensionales, de los cuales los más abarcados en estudios han sido los modelos de dos dimensiones (Paz, 2018).

1.3.1. MODELOS DE FRACTURAS

a) MODELOS BIDIMENSIONALES

Los modelos de fractura en dos dimensiones suponen una altura constante en la geometría de la fractura.

a.1) Modelo PKN: Este modelo es considerado para alturas de fractura en las cuales son mucho menores que la longitud de fractura se desarrolló el modelo Perkins, Kern y Nordgren (PKN), este modelo muestra una altura constante y una región transversal rectangular (ver Figura 11).

Rahman expuso las consideraciones de este modelo:

- Se fractura en un plano de deformación vertical
- Se produce una figura elíptica aproximadamente
- Aplicable para fracturas que son largas en comparación de la altura
- Predice que la presión neta es directamente proporcional a su altura
- El ancho de la fractura es función de la altura

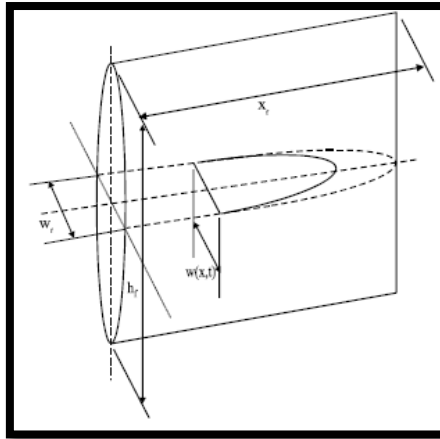
a.2) Modelo KGD: Este modelo es considerado para alturas de fractura mucho mayores que la longitud de fractura se presentó el modelo de Khristianovich, Zheltov, Geertsma y Klerk (KGD) (ver figura 12).

Las consideraciones de este modelo según Rahman son:

- Se fractura en un plano de deformación horizontal
- Se produce una figura rectangular aproximadamente
- Aplicable para fracturas que son pequeñas en comparación de la altura
- Predice que la presión neta es inversamente proporcional a su altura

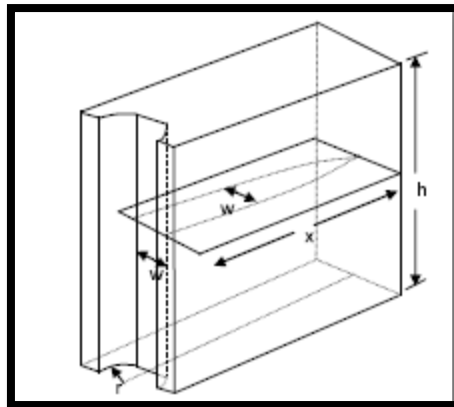
El ancho de la fractura es función de la longitud

Figura 11: Modelo PKN



Fuente: (Rahman, 2010)

Figura 12: Modelo KGD



Fuente: Rahman, 2010

b) MODELOS TRIDIMENSIONALES Y PSEUDOTRIDIMENSIONALES

Estos modelos consideran que la altura de la fractura varía en función del caudal de fluido de fractura y del material soportante, además es necesario conocer el flujo de fluido que se tiene en el yacimiento. La geometría de la fractura en estos casos debe tomar en cuenta los coeficientes de elasticidad de la roca. Para estos casos puede existir una propagación de la fractura de manera lateral y/o vertical, también puede haber un cambio de plano, esto depende de la geometría del pozo, propiedades de la roca (Rahman, 2010).

Son denominados pseudo modelos por cuanto no consideran la variación de la fractura en las tres dimensiones, son una variación del modelo PKN (Rahman, 2010).

1.3.2. PARÁMETROS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los parámetros más importantes por considerar en el diseño de fracturamiento hidráulico son:

- a) Esfuerzos
- b) Presión y pérdidas de presión
- c) Altura de fractura
- d) Ancho de fractura
- e) Largo de fractura
- f) Volumen de fractura

a) Esfuerzos (σ)

Los esfuerzos de la formación se ven condicionados por la tectónica y profundidad del reservorio. Los esfuerzos controlan la dirección y propagación del fracturamiento. (Nolen-Hoeksema, 2013)

En el diseño de fracturamiento hidráulico, se utiliza el modelo lineal elástico, por consideraciones elásticas de la roca y la facilidad que muestra al momento de realizar cálculos (Nolen-Hoeksema, 2013). De donde se tiene la expresión:

$$\sigma = E * \varepsilon$$

ε : deformación de la roca []

E: módulo de Young [psi]

a.1) Módulo de Young (E): Es la relación que existe entre el esfuerzo longitudinal y la deformación que se produce por la acción de dicho esfuerzo

(Schlumberger, 2019). En la Tabla 6 se observan los valores típicos del Módulo de Young y coeficiente de Poisson.

Tabla 6: Valores típicos de módulo de Young y coeficiente de Poisson

LITOLOGIA	MÓDULO DE YOUNG [psi]	COEFICIENTE DE POISSON
ARENA BLANDA	0.1 – 1x10 ⁶	0.2 - 0.35
ARENA MEDIA	2 – 5x10 ⁶	0.15 - 0.25
ARENA DURA	6 – 1x10 ⁵	0.1 - 0.15
CALIZA	8 – 1.2x10 ⁵	0.30 - 0.35
LUTITA	1 – 1x10 ⁴	0.28 - 0.43

Fuente: (Holditch, 2007)

a.2) Esfuerzo vertical (σ_v): conocido como presión de sobrecarga o litostática; es la presión que ejercen las estructuras geológicas suprayacentes sobre el reservorio. En profundidades someras este esfuerzo será el mínimo.

$$\sigma_v = 1.05 * TVD$$

El valor de 1.05 es la constante de presión que ejercen las capas por cada pie de profundidad. Sus unidades son [psi/ft].

a.3) Esfuerzo horizontal (σ_H): en la mayoría de los yacimientos este esfuerzo es menor que el vertical a profundidades menores a 8000 pies. Este esfuerzo es producto del propio peso de la formación, por lo cual se produce una reacción que genera esfuerzo horizontal, otra de las formas de producirse es por la acción de fuerzas tectónicas.

En los esfuerzos horizontales se tiene, el esfuerzo horizontal mínimo y el esfuerzo horizontal máximo, de los cuales el esfuerzo horizontal mínimo es

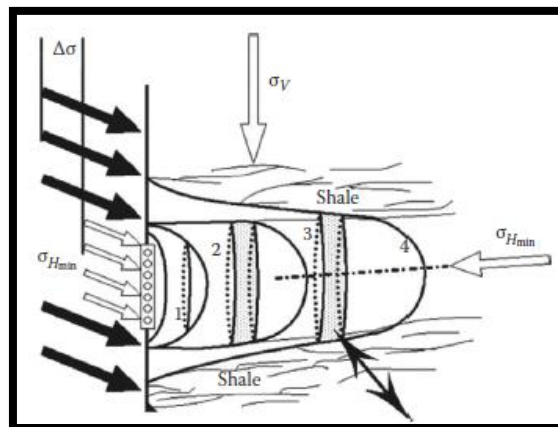
el de mayor importancia en este caso, por cuanto la fractura será perpendicular a este.

Luego de análisis Berry y Montgomery se determinó la siguiente expresión para determinar el esfuerzo mínimo:

$$\sigma_{Hmin} = \frac{\sigma_v}{3}$$

La figura 13 indica la presencia de los esfuerzos en la formación.

Figura 13: Esfuerzos de la formación

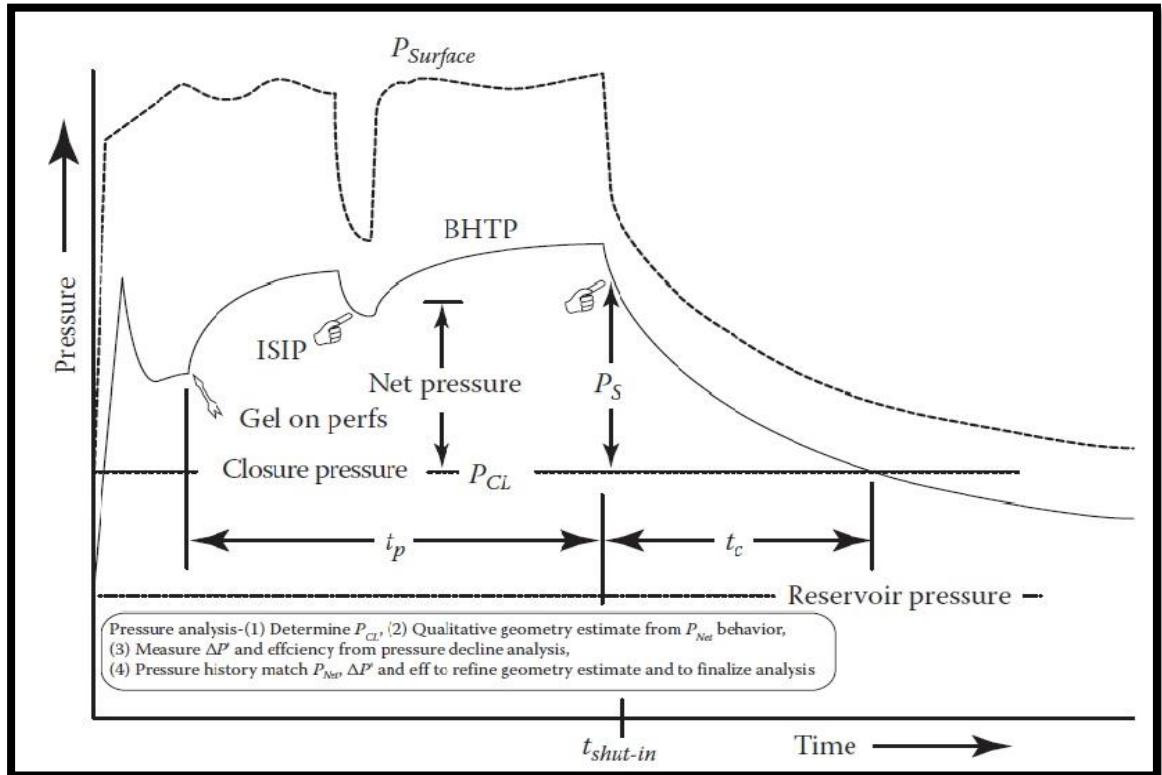


Fuente: (Berry & Montgomery, 2015)

b) Presión y pérdidas de presión

Uno de los factores más complicados al momento de realizar un fracturamiento hidráulico es la consideración de las presiones, por la cantidad de valores a tomar en cuenta; en la figura 14 se puede visualizar el comportamiento de las presiones en el proceso de fracturamiento hidráulico.

Figura 14: Presiones presentes en el proceso de fracturamiento hidráulico.



Fuente: (Berry & Montgomery, 2015)

b.1) Presión de superficie (P_s): es la presión de inyección (de bombeo) medida en superficie.

b.2) Presión hidrostática (P_H): es la presión a la profundidad del reservorio, dada por la columna de fluido y la densidad. Se determina mediante:

$$P_H = 0.433 * SG * TVD$$

b.3) Presión de fricción en tuberías (P_{fricción}): la caída de presión por fricción es uno de los datos más complejos a obtener, dado el cambio de propiedades de los fluidos a lo largo de la tubería, sin embargo, los simuladores poseen datos determinados de caídas de presión.

Si lo anteriormente expuesto no es imposible, la pérdida de presión por fricción puede ser calculada de datos del fluido empleando ecuaciones como:

$$\Delta P_{fricción} = 0.325 \frac{SG LV^2 f}{d}$$

L: longitud de tubería [ft]

f: factor de fricción

d: diámetro [pulg]

v: velocidad promedio en la sección transversal de la tubería [ft/s].

El factor de fricción es determinado usando el Número de Reynolds. Para Flujo Laminar será:

$$f = \frac{16}{N_{Re}}$$

N_{re}: Número de Reynolds.

Mientras que para Flujo Turbulento:

$$f = \frac{0.0303}{N_{Re}^{0.1612}}$$

La primera etapa en el proceso de determinar la caída de presión por pérdidas de fricción es determinar el Número de Reynolds, luego el factor de fricción, que nos servirá para finalmente calcular las pérdidas de presión por fricción. (Martin, 2005)

b.4) Presión de tratamiento en el fondo (BHTP): es la presión de tratamiento medida antes de que el fluido ingrese a las perforaciones.

$$BHTP = P_S + P_H - \Delta P_{fricción}$$

b.5) Presión de fricción en las perforaciones (ΔP_{perf}): es la caída de presión que se ejerce por el fluido al ingresar al medio poroso y encontrar restricciones al flujo, este es el caso de las perforaciones o punzados. Se mide en psia. (Paz, 2018)

$$\Delta P_{perf} = \frac{2.93 SG (q/n)^2}{d^4}$$

SG: es la gravedad específica del fluido,

q: es el caudal del fluido [bpm]

d: es el diámetro de las perforaciones [pulg]

n: es el número de perforaciones.

b.6) Presión de fricción en el borde del pozo (ΔP_{nwb}): es la suma de las pérdidas de presión por fricción en perforaciones, las pérdidas ocasionadas por la tortuosidad y es la pérdida de presión por el fluido de fractura al pasar a través de una región restringida entre las perforaciones y la fractura principal. La tortuosidad puede presentarse bajo diversidad de circunstancias. Una muy común son los largos intervalos punzados, ya que en el intervalo se pueden dar inicio al fracturamiento sucesivo de la roca (Paz, 2018).

b.7) Presión de cierre (P_{ci}): es la fuerza que actúa para cerrar la fractura. La fractura se cierra cuando la presión está bajo la presión de cierre, y por el contrario la fractura se abre cuando la presión está sobre la presión de cierre. Este valor es importante en el trabajo de fracturamiento, es determinado a partir de Minifrac.

Para mantener la fractura abierta después del inicio, la presión en la fractura tiene que exceder la presión de poro por una cantidad igual al mínimo esfuerzo matricial efectivo de la roca. El gradiente de fractura es la presión de cierre de la fractura dividida por la profundidad.

b.8) Presión de extensión o propagación (P_{ext}): es la presión requerida en el fluido de la fractura durante el trabajo para generar la propagación de la

fractura. Es normalmente entre 100 y 200 psi más grande que la Presión de Cierre, y esta presión diferencial representa la energía requerida para que la fractura se propague y se mantenga abierta. En formaciones duras, la Presión de Extensión de la Fractura está cerca de la Presión de Cierre. En formaciones suaves, donde grandes cantidades de energía pueden ser absorbidas por la deformación plástica a la punta de la fractura, la presión de extensión puede ser significativamente más alta que la presión de cierre. La presión de extensión de la fractura puede ser obtenida de una prueba SRT. Por definición, Presión de extensión debe ser mayor que la presión de cierre, ya que la fractura se debe mantener abierta para que se pueda ganar longitud, anchura y altura. La presión de extensión no es constante y varía con la geometría de la fractura (Paz, 2018).

b.9) Presión neta (P_{net}): la presión neta es una medida de la cantidad de trabajo que se desarrolla en la formación. Al realizar un análisis exhaustivo se puede determinar si la fractura está creciendo o si se encoge. y se define como:

$$P_{net} = BHTP - \Delta P_{nwb} - \Delta P_{closure}$$

$$P_{net} = P_s + P_h - \Delta P_{fricción} - \Delta P_{nwb} - \Delta P_{cl}$$

La presión Neta está directamente relacionada a la longitud, al ancho y a la altura de la fractura. La presión neta debería ser mayor a la presión extensión, lo cual significa que la fractura se va a propagar a lo largo de las inmediaciones del reservorio (Paz, 2018).

b.10) Presión de cierre instantáneo (ISIP): es el valor de presión que puede ser determinada tanto en superficie como al fondo del pozo, es obtenida inmediatamente después que las bombas se paran, al inicio de la declinación de presión. Si se mide al fondo del pozo, el valor de la presión ISIP debe ser igual a BHTP, asumiendo que P_{nwb} es cero.

c) Altura de fractura (hf)

Es uno de los parámetros fundamentales para el diseño del fracturamiento hidráulico, y está condicionado por los esfuerzos de la formación. Se refiere a la distancia de la fractura paralela al pozo. La altura que interesa es la que se genera después de la inyección del fluido, puede ser medida en pies.

d) Ancho de fractura (w)

Es la abertura en forma elíptica que se genera en el reservorio por la inyección del fluido de fracturamiento. Se mide en pies.

$$w = \frac{2 * hf * P_{neta}}{E'}$$

P_{neta}: presión neta [psia]

hf: altura de fractura [ft]

E': Módulo del plano de deformación (Relación entre el módulo de Young y relación de Poisson, tiene un valor típico de 0.2) (Paz, 2018).

e) Largo de fractura (xf)

Es la distancia simétrica de la fractura a los dos lados de los pozos, hace referencia a la mitad de la longitud de la fractura, puede ser medida en pies.

f) Volumen de fractura (Vf)

Es el volumen de la fractura idealizada determinada por los parámetros antes descritos.

$$Vf = hf * w * 2xf$$

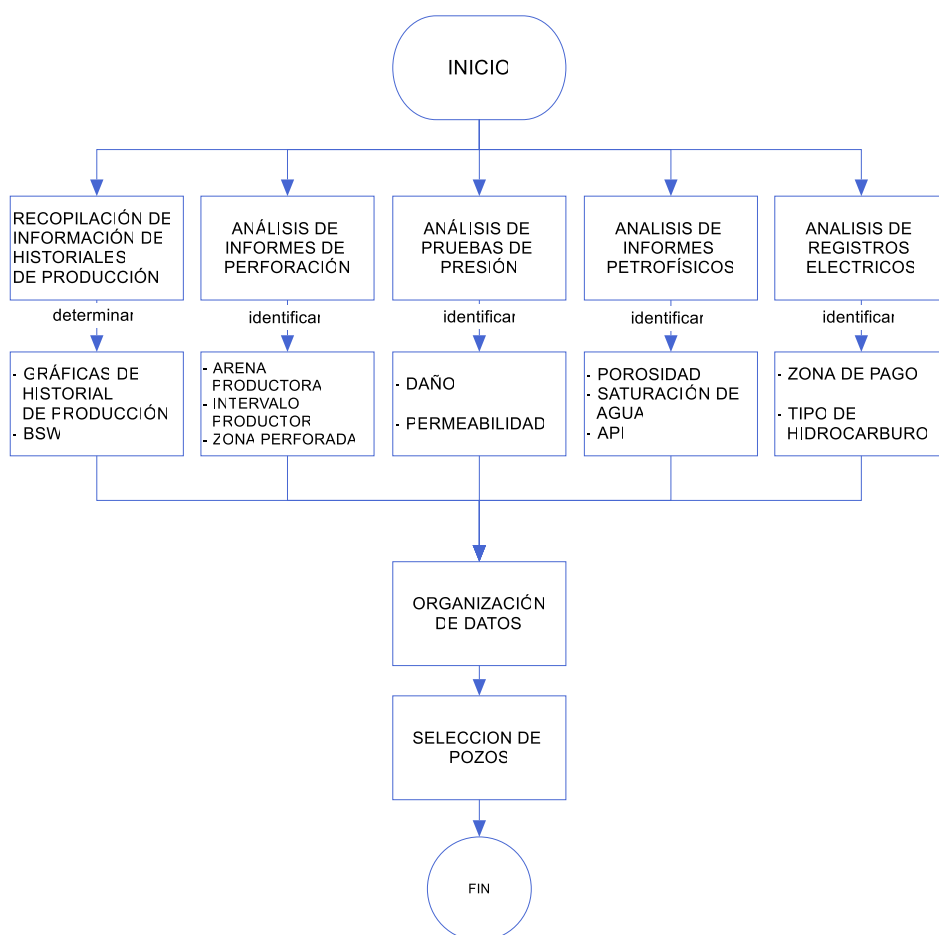
La expresión considera que no existe pérdida de fluido.

2. METODOLOGÍA

2.1. SELECCIÓN DE POZOS

En este trabajo de titulación se analizaron 20 pozos de la Cuenca Oriente ecuatoriana. De los cuales se seleccionaron dos, uno para la ejecución de estimulación matricial y otro para fracturamiento hidráulico. El proceso de selección se puede observar en la figura 15.

Figura 15: Proceso para la selección de pozos.



Elaborado por: Néjer, 2020

Se elaboraron los gráficos de historiales de producción de los pozos a ser estudiados, los cuales serán permiten descartar pozos de los cuales no se disponía información suficiente, pozos de inyección y pozos en los que la producción no sea estable, estos gráficos fueron realizados en función del caudal versus el tiempo (mensual). Además,

la información de caudales permitió determinar la producción de agua, petróleo acumulado y el BSW promedio semestral a la fecha de realización de este trabajo de titulación.

En la tabla 7, se muestran los pozos analizados con las fechas de inicio de su vida productiva y la fecha hasta la cual se dispone de información de producción.

Adicionalmente, se debe adquirir la información complementaria detallada en la figura 15, la cual se la obtiene de: informes de perforación (arena productora, intervalo de la formación, pies perforados), pruebas de presión (daño y permeabilidad), informes petrofísicos (porosidad, saturación de agua, API); y, otros datos que se deben corroborar mediante el análisis de registros eléctricos a hueco abierto, tales como, el intervalo de la formación productora sea el adecuado, la profundidad e intervalo cañoneado es correcto, las características de la arena productora (componentes presentes), el tipo de fluido que se encuentra en la formación determinados por los registros rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad, densidad y neutrón. Es pertinente establecer que la falta de uno de estos datos no permite que el pozo sea seleccionado para trabajos de estimulación.

Los datos relevantes en los registros eléctricos son: Gamma Ray bajo (indica presencia de arenisca), resistividades profundas altas (indican presencia de hidrocarburo), deflexión prominente del registro de potencial espontáneo (indicativo que la permeabilidad del reservorio es buena); y, cruce de los registros de densidad y neutrón (presencia de agua, gas o petróleo). En el marco teórico se encuentran los valores referenciales para los distintos registros.

Tabla 7: Vida productiva de los pozos estudiados

# POZO	NOMBRE DEL POZO	FECHA INICIAL PRODUCCIÓN	FECHA FINAL PRODUCCIÓN
1	SAS-020	DICIEMBRE 2014	OCTUBRE 2018
2	SBS-185	DICIEMBRE 2014	OCTUBRE 2018
3	SCS-139	NOVIEMBRE 2012	MARZO 2014
4	SDS-141	MARZO 2013	OCTUBRE 2018
5	SES-012	ENERO 2013	OCTUBRE 2018
6	SFS-118	JULIO 2011	JULIO 2015
7	SGS-159	SEPTIEMBRE 2013	OCTUBRE 2018
8	SIS-161	AGOSTO 2014	MARZO 2016
9	SJS-162	ENERO 2012	NOVIEMBRE 2014
10	SKS-272	AGOSTO 2015	ABRIL 2016
11	SLS-065	JUNIO 2010	OCTUBRE 2018
12	SMS-140	JULIO 2011	ABRIL 2013
13	SNS-090	MAYO 2012	MARZO 2017
14	SOS-164	ENERO 2011	MAYO 2014
15	SPS-190	ABRIL 2015	SEPTIEMBRE 2018
16	SQS-292	OCTUBRE 2014	OCTUBRE 2018
17	SRS-083	JUNIO 2010	OCTUBRE 2017
18	SSS	JUNIO 2010	OCTUBRE 2017
19	STS	JUNIO 2013	MARZO 2014
20	SUS	ENERO 2014	MAYO 2016

Elaborado por: Néjer, 2020

Recopilada la información necesaria, se comparan valores obtenidos como se muestra en el Anexo 18. Cabe mencionar que los pozos SSS, STS, SUS, son pozos inyectores.

Tabla 8: Tabla para tabulación de datos

GENERALIDADES					Parámetros petrofísicos					Producción				
# POZO	NOMBRE POZO	ARENA	Intervalos	Pies perforados	Profundidad Media de Punzados	Porosidad	Daño	Permeabilidad	Saturación de agua	Producción acumulada	Producción de petróleo	Producción de agua	BSW (%)	API
					MD					Qt	Qo	Qw		

Elaborado Por: Néjer, 2020

Con los datos de daño de formación se puede descartar los pozos que tengan un factor skin negativo, por cuanto esto significa que los pozos se encuentran estimulados

Los pozos que cumplieron los parámetros de historial de producción (producción de petróleo se reduce sin motivo), propiedades de yacimiento (daño alto, baja porosidad, presencia de hidrocarburo) que fueron corroborados con el resultado del análisis de registros eléctricos antes discutidos fueron elegidos para efectuar los trabajos de reacondicionamiento.

2.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

El diseño de la estimulación matricial se efectuó desarrollando una interfaz en “Matlab”. Donde, para la determinación de fluidos de estimulación, se debe determinar la presión máxima de inyección en superficie, la presión de fractura, el caudal máximo de inyección. Lo cual define el límite de presión y caudal de fluido a ser empleado en el tratamiento.

Con los datos anteriormente obtenidos, se debe determinar el fluido a emplear de acuerdo la permeabilidad, porcentaje de arcilla y temperatura de formación para posteriormente estimar el volumen de prelavado tomando en cuenta el volumen poroso de la formación. Posteriormente se realiza el cálculo del volumen de estimulación y finalmente el volumen de desplazamiento. Estos volúmenes deben ser calculados en el orden detallado de los algoritmos de volúmenes de prelavado, estimulación y desplazamiento, usando las ecuaciones y tomando en cuenta las estipulaciones especificadas en la sección de estimulación matricial del marco teórico del presente trabajo. En la figura 16 se presenta el flujograma del proceso de la interfaz en Matlab.

Figura 16: Proceso de la interfaz de Matlab para cálculo de volúmenes.



Elaborado por: Néjer, 2020

Sin embargo, como se puede observar en el mismo capítulo es necesario el uso de figuras 6, 7, 8 y 9, para lo cual con el fundamento teórico descrito en el *Manual de Estimulación de Matricial para Pozos Petroleros* (Islas, 1991) se usaron dichas gráficas y se desarrollaron ecuaciones a partir de esas gráficas utilizando regresión no lineal. Las figuras permiten determinar: Penetración de ácido fluorhídrico en arena limpia, Efecto de volumen de inyección en la penetración de ácido fluorhídrico, Corrección por contenido de Silicatos, Volumen unitario de fluido de estimulación.

Todas las ecuaciones y consideraciones fueron ingresadas en el lenguaje de programación del software “Matlab” para obtener las interfaces que siguen los algoritmos detallados y que permiten determinar los volúmenes de fluido óptimos para cada pozo.

2.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Como se ha especificado en el marco teórico, se debe determinar el mínimo esfuerzo para la consecución de la fractura, tal es el caso que se debe determinar el esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal máximo y mínimo para comparar y determinar cuál es el menor de estos tres valores.

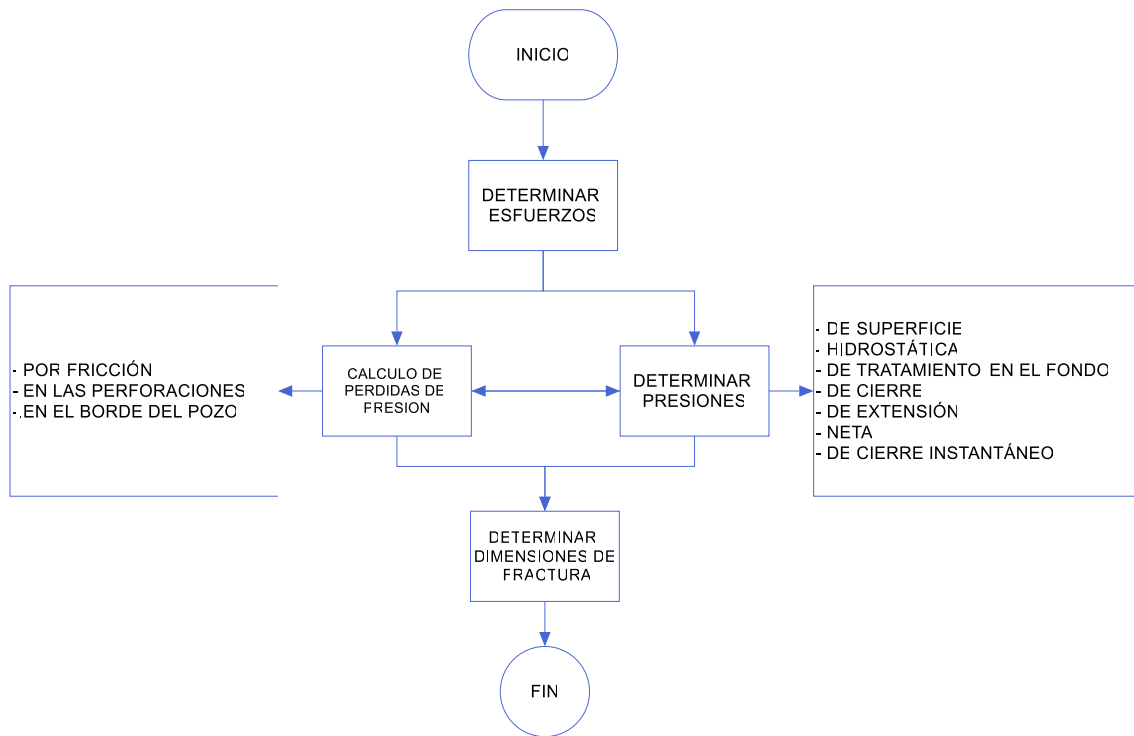
Posteriormente se debe determinar con las referidas presiones y las caídas de presión conforme lo estipulado en la teoría de fracturamiento hidráulico.

Para finalmente con dichas presiones determinar la geometría de fractura (largo, ancho y profundidad) y con estos parámetros determinar el volumen ideal de la fractura.

Con estos cálculos una vez realizados se puede utilizar el Software “tNavigator” para la simulación de la fractura.

Para el uso del software es necesario ingresar coordenadas de superficie de los pozos, trayectorias, registros eléctricos, pruebas de presión, volumen y temperatura (PVT) correspondiente a la arena a fracturar, además ingresar temperatura de reservorio, presión de fondo, densidad de crudo. Con esto se caracteriza y delimita la formación a ser fracturada. Además, se debe ingresar las características de la fractura previamente determinadas (esfuerzos, presiones, geometría) para que el software pueda simular su propagación y la producción que se puede obtener con el fracturamiento hidráulico. En la figura 17 el algoritmo para determinar las dimensiones de la fractura.

Figura 17: Algoritmo para determinar dimensiones de la fractura



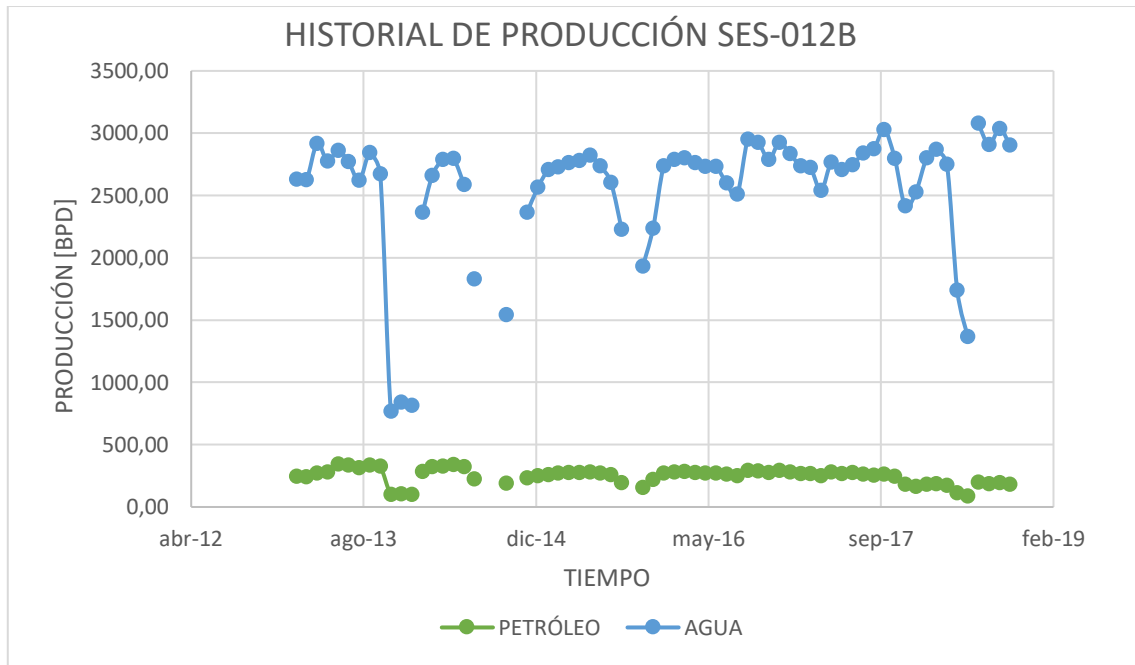
Elaborado por: Néjer, 2020

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Para la selección de los pozos a ser intervenidos con estimulación matricial y fracturamiento hidráulico se realizaron gráficos de historial de producción. Los pozos, objeto del estudio han tenido bajas producciones de petróleo, en comparación al potencial productivo del pozo; dicha producción se ha mantenido estable por un lapso significativo de tiempo y la producción de agua preferentemente debe ser baja. El pozo SES-012B objeto de estudio ha mostrado un BSW alto desde los inicios de su producción, lo cual indica que la profundidad a la que fue cañoneado el pozo no es la correcta al tener un acuífero en la zona, además se analizaron los trabajos de reacondicionamiento realizados, de lo cual tiene que se han realizado seis cambios de bombas desde el 2013, con lo cual el corte de agua ha aumentado en cada una de las ocasiones desde un 78% hasta alcanzar producción del 97%. En la figura 18 se visualiza el historial de producción desde el año 2013.

Figura 18: Gráfico Historial de Producción SES-012B



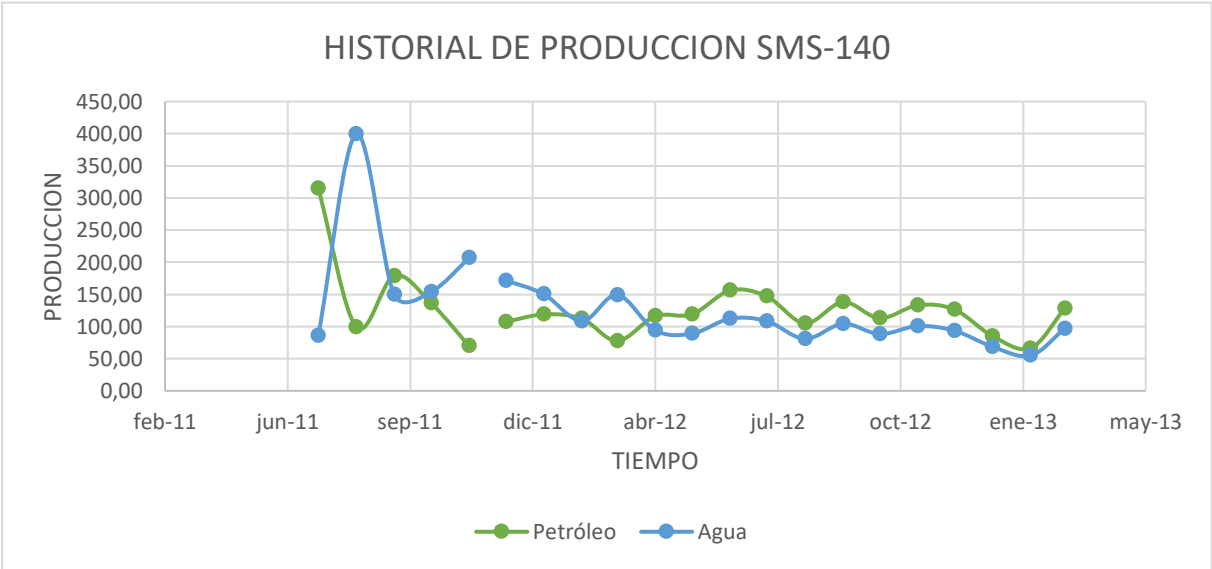
Elaborado por: Néjer, 2020

Fuente: Petroamazonas, 2018

Pese a los cambios de bombas la producción de agua ha sido alta, y al tener zonas de pago entre los 9145 a 9166 pies, y de 9175 a 9195 pies de profundidad; es una de las razones para elegir el pozo y aplicar la estimulación matricial. Se tuvo como propósito cementar y recañonear la zona de interés con la posterior aplicación de estimulación matricial para aprovechar las reservas que muestran los registros eléctricos en el pozo.

Respecto al pozo SMS 140, presenta una baja producción de agua y ha sido sometido a trabajos de reacondicionamiento por estimulación matricial a finales del año 2016 por este motivo se presenta una inactividad productiva del pozo, lo cual se indica en el detalle de los trabajos de reacondicionamiento realizados a lo largo de la vida productiva del pozo. Como se puede observar la producción no ha incrementado, por tal motivo se tiene como primer indicador que este pozo es candidato para la realización de un fracturamiento hidráulico. En la Figura 19 se visualiza el historial de producción del pozo SMS-140.

Figura 19: Historial de Producción SMS-140



Elaborado por: Néjer, 2020

Fuente: Petroamazonas, 2018

3.2 CARÁCTERÍSTICAS DE YACIMIENTO

La arena productora de los pozos seleccionados es la arena U inferior, que está compuesta por areniscas finas. La principal característica de esta arena es que está compuesta por cuarzo monocristalino (95%), con presencia de feldespatos (2%), arcillas (2%), y el porcentaje restante está compuesto por: carbonatos (trazas) y circón (trazas). Las arcillas más comunes presentes son caolinita, de los cementos se puede observar cemento de cuarzo y esporádicos cementos de calcita (Baby et al., 2004). Tiene una porosidad promedio de 19%, aproximadamente.

Además, en la zona donde se encuentran los pozos, existe la presencia de un acuífero, que mantiene la presión del reservorio, y a la vez tiende a invadir la zona de pago. Esta es una de las causas para que el pozo SES-012B presente una producción de agua demasiado alta.

Por la composición de la roca, el fluido a ser utilizado debe tener una concentración de 15%, según las recomendaciones dadas en las tablas 3 y 4.

3.3 PRUEBAS DE PRESIÓN

Los pozos seleccionados para estimulación matricial o fracturamiento hidráulico deben presentar daño en las inmediaciones de la cara del pozo. Un factor discriminatorio para los pozos es el daño negativo, lo cual indica que los pozos han sido estimulados previamente; tal es el caso que el pozo SES-12B tiene un daño de 16,56 y el pozo SMS-140 tiene una cuantificación de daño de 13.

Uno de los objetivos de los trabajos de reacondicionamiento que se proponen en este proyecto implican mejorar la conductividad de la formación, lo cual involucra mejorar la permeabilidad; sin embargo, las permeabilidades que se presentan para los dos pozos son idóneas, facilitando la ejecución de estos trabajos de estimulación.

Dentro de los 20 pozos se tiene tres que son pozos inyectoros, de los cuales no se dispone información. En el Anexo 1 se presenta un resumen de las propiedades y producción de los pozos analizados.

3.4 ANÁLISIS DE REGISTROS A HUECO ABIERTO

Para el pozo SHSE-012B (ver figura 20) se presenta un valor de Gamma Ray en la zona de pago que se encuentra a una profundidad de 9145 a 9166 pies, se puede estimar un aproximado de 60 API, y en la zona de pago que se encuentra entre los 9175 a 9195 pies 35 API aproximadamente, lo cual da un primer indicio de presencia de arenisca.

La deflexión del registro de potencial espontáneo, en conjunto con el análisis de los registros de rayos gamma, resistividad, neutrón y porosidad; indica que la zona de interés tiene buena permeabilidad.

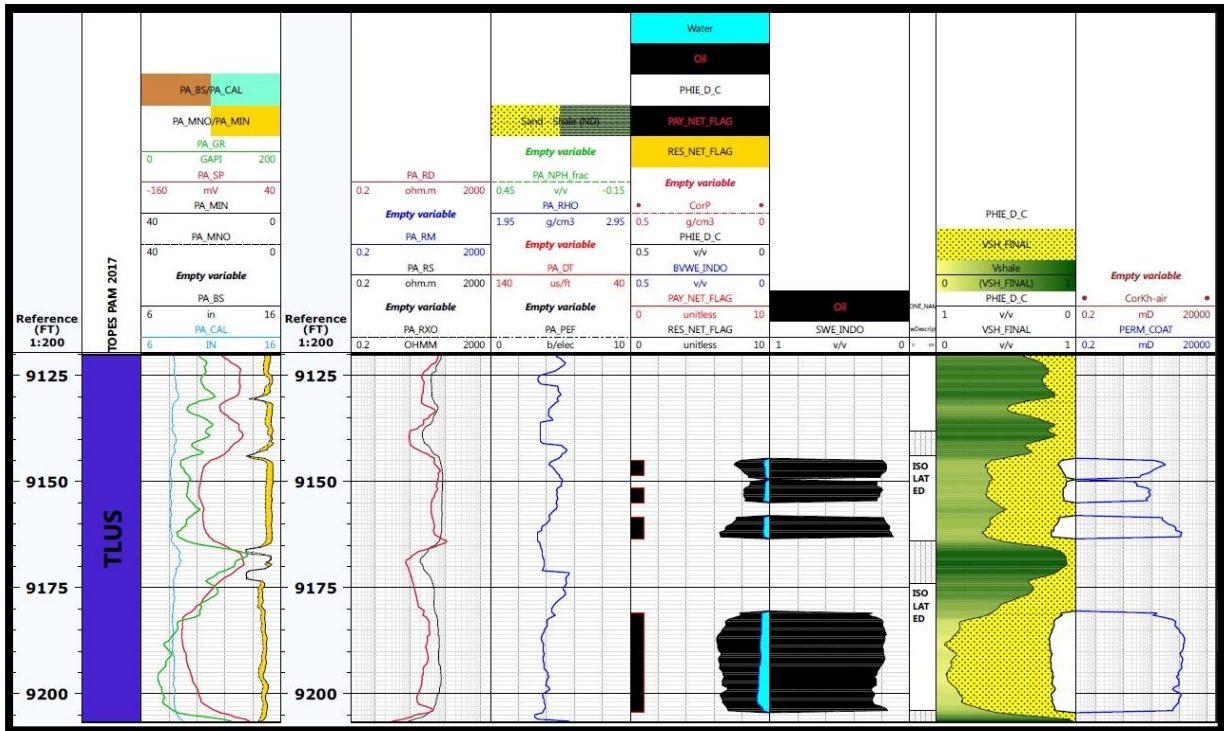
En la sección de resistividad se indica valores bajos, aproximadamente de 20 Ohm-m, lo que es indicativo de la presencia de hidrocarburo en la formación.

El cruce de los registros de densidad y neutrón muestran que la zona es una franja permeable, que concuerda con lo determinado por las propiedades petrofísicas.

Para el pozo SHSE-140 (ver figura 21) se presenta un valor de Gamma Ray en la zona de pago que se encuentra a una profundidad de 9359 a 9379 pies un aproximado de 50 API, y en la segunda zona de pago de 9399 a 9420 se tiene un valor de 70 API aproximadamente, lo cual da un primer indicio de presencia de arenisca. Es pertinente, indicar que en la segunda zona de pago existe un cambio brusco de la lectura del registro de gamma ray; por lo tanto, se puede inducir que existe la presencia de un sello de lutitas.

El registro de permeabilidad que se encuentra en la parte izquierda de las figuras 20 y 21, se pueden leer valores entre 200 y 2000 miliDarcys, para los pozos SMS-140 y SES-12B

Figura 20: Registro a hueco abierto SES-012B



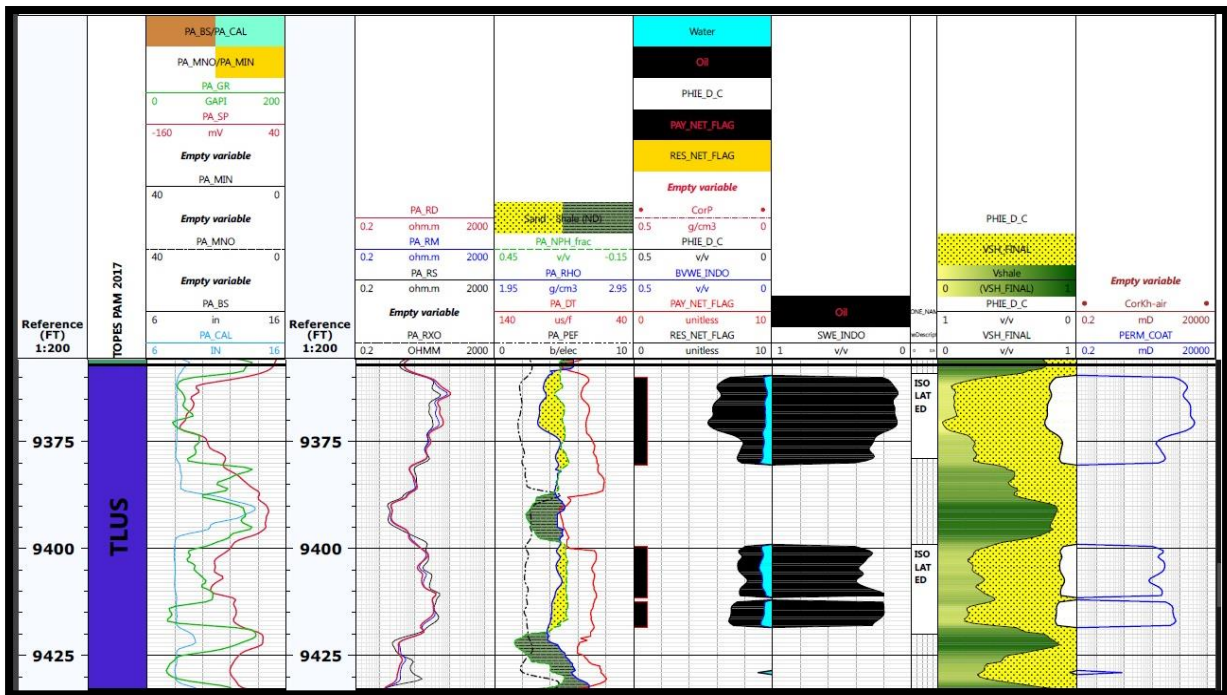
Fuente: Petroamazonas, 2018

En la sección de resistividad se indica una resistividad baja de un valor aproximado de 40 Ohm-m, lo que es un indicativo de la presencia de hidrocarburo en la formación.

El cruce de los registros de densidad y neutrón muestran que la zona es una franja permeable, que concuerda con lo determinado por las propiedades petrofísicas

Por los análisis de historiales de producción, informes de perforación, pruebas de presión, propiedades petrofísicas, historiales de trabajos de reacondicionamiento y su comparación con las lecturas e interpretaciones de los registros eléctricos antes detallados, se seleccionó el pozo SES-012B para desarrollar una estimulación matricial y el pozo SMS-140 para la aplicar de un fracturamiento hidráulico.

Figura 21: Registro a hueco abierto SMS-140



Fuente: Petroamazonas, 2018

3.5 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Para la implementación de la interfaz de “Matlab” se realizaron las 3 interfaces en la cual se desarrolla la estimulación matricial, donde el algoritmo informático desarrollado se divide en tres pantallas:

- INGRESO DE DATOS
- CÁLCULOS DE VOLÚMENES DE INYECCIÓN
- CÁLCULO DE VOLÚMENES DE DESPLAZAMIENTO

La hoja de cálculo desarrollada sigue los algoritmos descritos en la sección de Estimulación matricial. Sobre la base del referido algoritmo, como resultado se obtuvo la interfaz que se visualiza en la Figura 22.

Figura 22: Interfaz ingreso de datos pozo SES-012

Elaborado por: Néjer, 2020

En la interfaz se ingresaron los datos para el cálculo de los parámetros iniciales de la estimulación matricial; según la Tabla 10.

Tabla 9: Datos ingresados Pozo SES-012

Gf	1.05		Kf	870	mD	Rx	3	Ft
TVD	9180	Ft	H	41	Ft	Kx	102.14	mD
Densidad Fluido	1.07	g/cm³	Uf	0.72	cP			
Porosidad	0.14	%	Re	3525.11	Ft			
Ps	1534.51	Psia	Rw	0.29166	Ft			

Elaborado por: Néjer, 2020

Y se obtuvieron los resultados que se reportan en la Tabla 11.

Tabla 10: Resultados de parámetros iniciales de diseño de estimulación matricial

Ps(máx)	5385.81 psia
Qi(máx)	210.154 BPM
Vf	1202.54 gal
J/Jo	0.3212
Pf	9636 psia

Elaborado por: Néjer, 2020

En la segunda pantalla se calcula el volumen de prelavado (V1) y se ingresaron los valores de la tabla 4. Además de las figuras de Penetración de ácido fluorhídrico en arena limpia se obtuvieron las siguientes ecuaciones (ver figura 23).

Ácidos clorhídrico- fluorhídrico:

$$T = -0,00004Pa^5 + 0,0058Pa^4 - 0,3391Pa^3 + 10,136Pa^2 - 161,8Pa + 1334,5$$

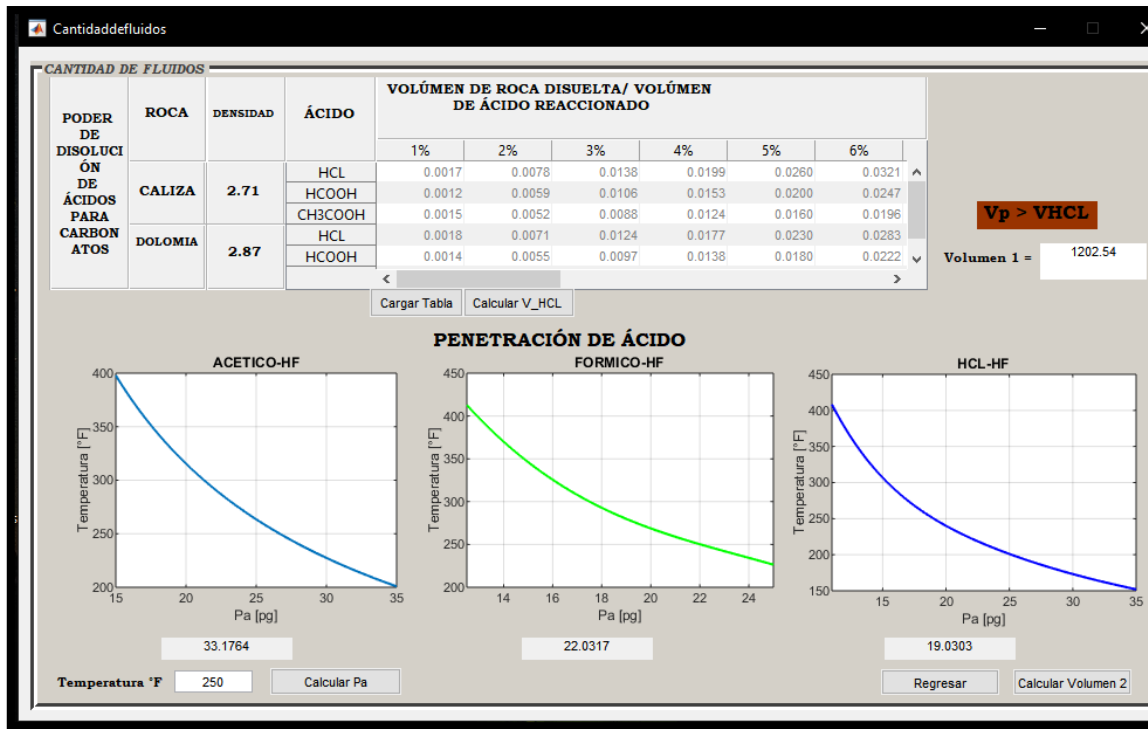
Ácido fórmico- fluorhídrico:

$$T = -0,0635Pa^3 + 4,5111Pa^2 - 114,63Pa + 1264,9$$

Ácido acético- fluorhídrico:

$$T = 0,0032Pa^4 - 0,3354Pa^3 + 13,268Pa^2 - 240,78Pa + 1993,4$$

Figura 23: Interfaz Volumen de prelavado y Penetración de ácido para el pozo SES-012



Elaborado por: Néjer, 2020

Se ha calculado que el volumen de prelavado es 1202.54 galones y que la penetración de ácido según el ácido puede ser según la Tabla 12.

Tabla 11: Penetración de ácido para pozo SES-012

ACETICO-HF	33.18	Pg
FORMICO-HF	22.03	Pg
HCL-HF	19.03	Pg

Elaborado por: Néjer, 2020

En la figura 24 se puede visualizar la pantalla para el cálculo del fluido de estimulación, donde se obtuvo la siguiente ecuación para la gráfica de Efecto de volumen de inyección en la penetración de ácido fluorhídrico.

$$\text{Volumen de inyección unitario} = 0,0599 C_q^5 - 0,1717 C_q^4 + 0,2566 C_q^3 - 0,1638 C_q^2 + 0,0799 C_q - 0,0112$$

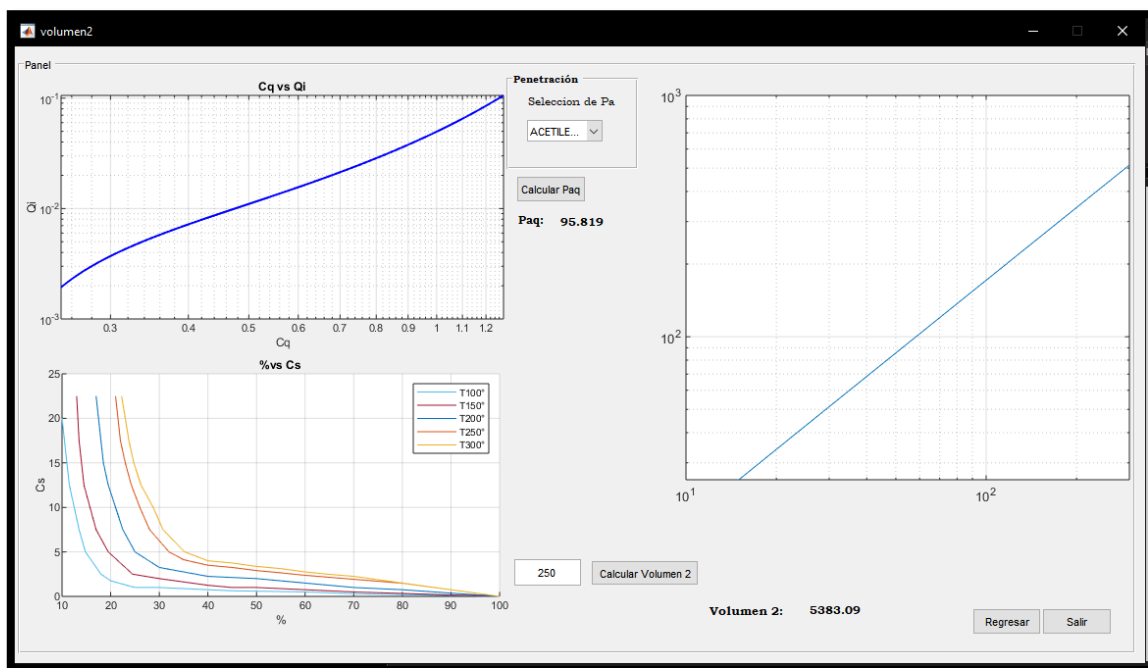
Para la corrección por silicatos se tomaron puntos de la gráfica original de Islas (1991) y se ingresaron directamente en “Matlab”, ya que por la complejidad de la estructura de la curva no fue posible tener una ecuación y las líneas de tendencia de las mismas curvas estaban alejadas a los resultados esperados, con estos puntos ingresados se graficó las curvas por corrección de silicatos.

Para el volumen unitario de fluido de estimulación se obtuvo la ecuación:

$$V2 = 1,7026(r_x^2 - r_w^2) - 3,434$$

Se obtuvo la interfaz que se visualiza en la figura 24.

Figura 24: Interfaz Volumen de Estimulación pozo SES-012



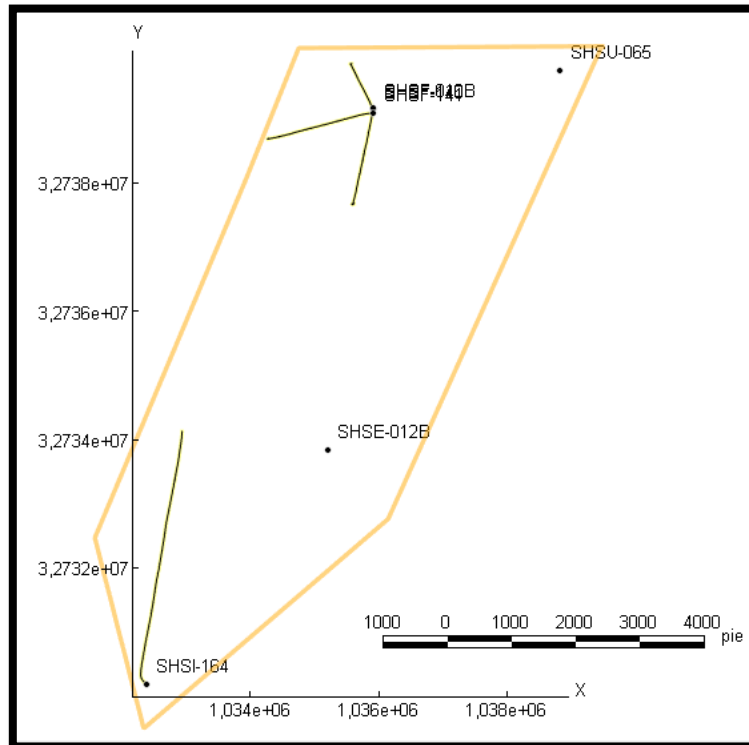
Elaborado por: Néjer, 2020

Se obtuvo al final que el volumen de estimulación es una mezcla de ácido acético y ácido fluorhídrico en una concentración del 15% por las condiciones que presenta el reservorio y el volumen a usar es de 5383.09 galones por cada pie (ft) de formación a ser estimulada.

3.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para la simulación del fracturamiento hidráulico se ingresaron las coordenadas de cabeza de los pozos y las trayectorias de seis pozos, posteriormente se delimitó parte del reservorio que contiene los pozos y así obtener un área de estudio (ver Figura 25).

Figura 25: Mapa en dos dimensiones del área estudio



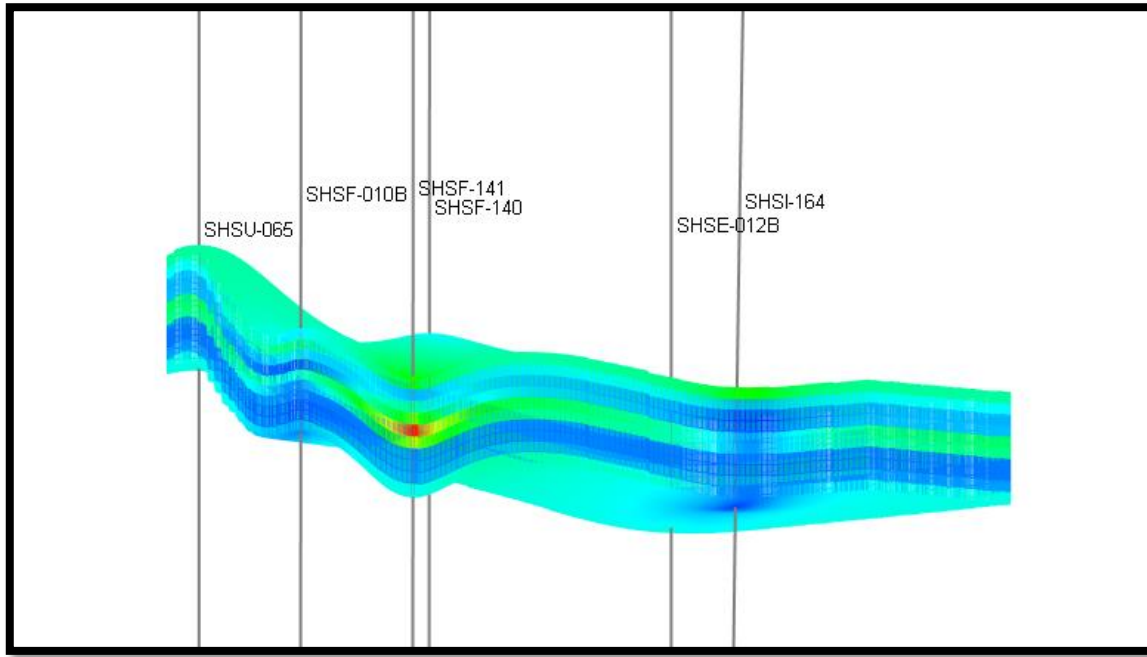
Elaborado por: Néjer, 2020

Posterior, se cargaron los toques y bases de la arena "U Inferior" para obtener los horizontes y grilla de la arena, se cargaron los registros eléctricos que permitieron poblar la grilla con la interpolación de los registros de permeabilidad y porosidad, de lo cual se obtuvo la Figura 26, y los anexos 18 y 19 que son los mapas de permeabilidad y porosidad de la arena productora de los pozos estudiados.

A partir de anexo 20 al 26 se indican las tablas de presión en función del factor volumétrico de petróleo y gas, densidad de petróleo y gas, viscosidad de gas y petróleo, solubilidad de gas en petróleo, solubilidad de petróleo en gas viscosidad de petróleo, datos que son necesarios para obtener la caracterización de presión

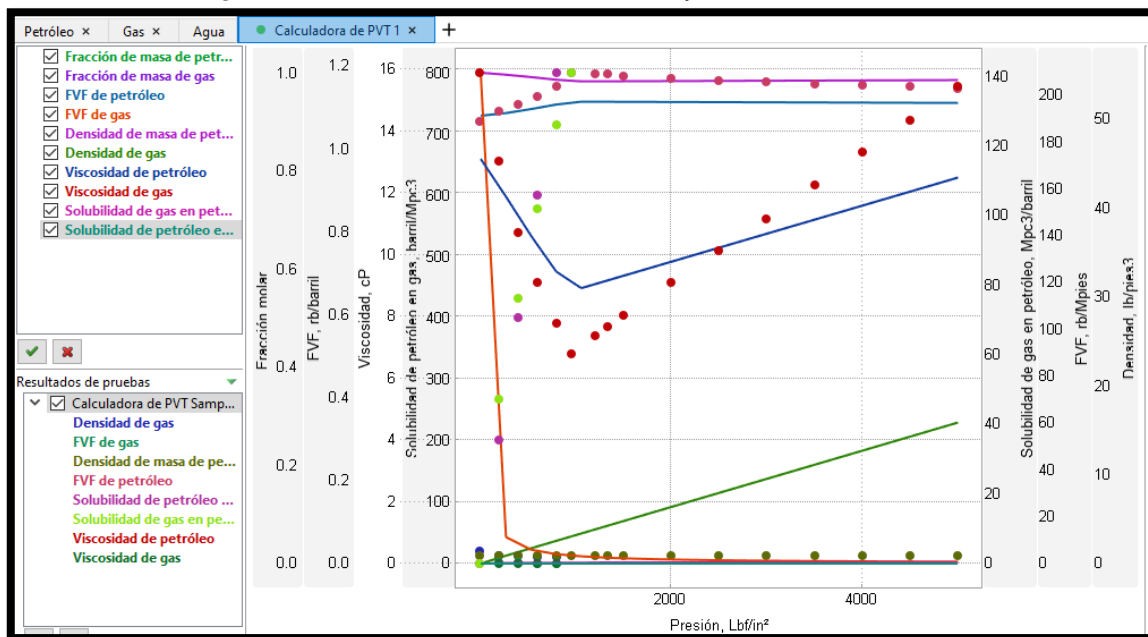
volumen y temperatura del reservorio. En las figuras 27 y 28 se puede observar el modelo de presión volumen y temperatura para la grilla de estudio, la temperatura de yacimiento estimada para cálculos fue de 220°F, y la presión de burbuja de 960 psi.

Figura 26: Mapa en tres dimensiones del área de estudio



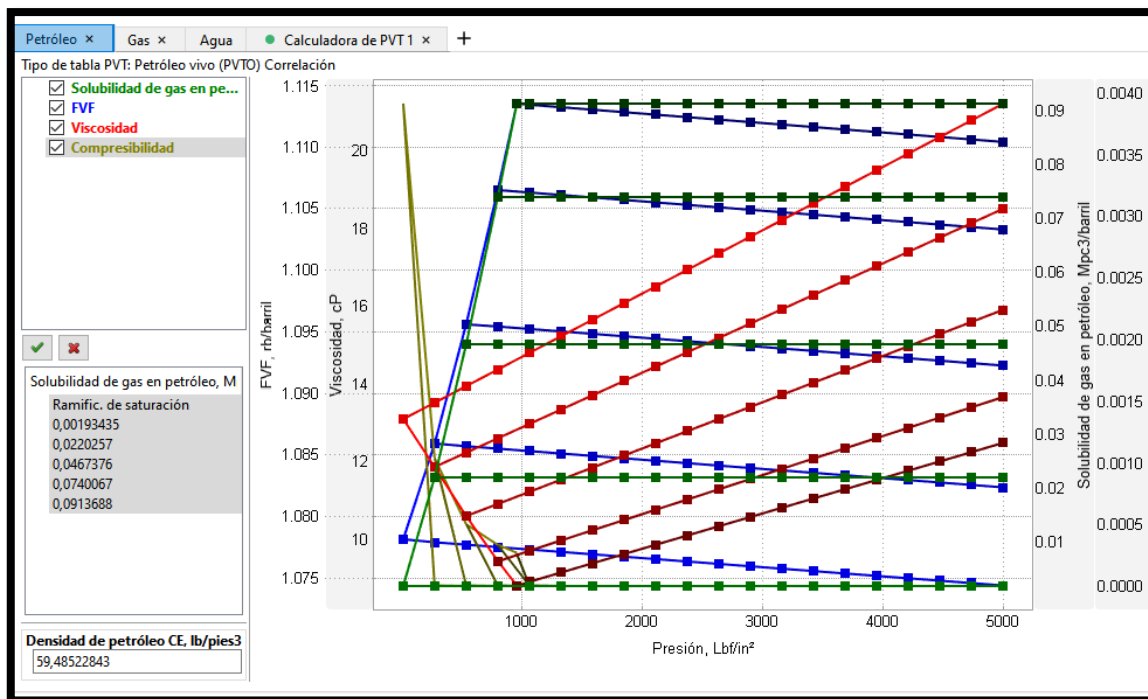
Elaborado por: Néjer 2020

Figura 27: Cálculo de modelo PVT para modelo estático



Elaborado por: Néjer, 2020

Figura 28: Solubilidad, Factor Volumétrico, Viscosidad y Compresibilidad de petróleo a varias presiones



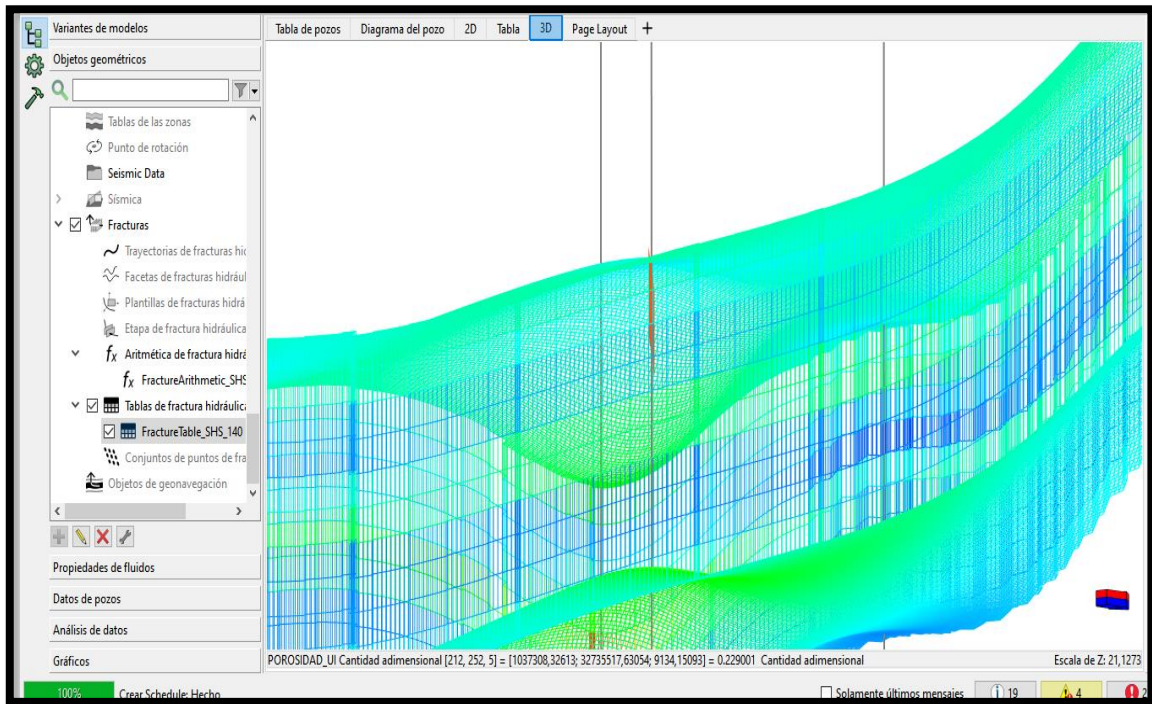
Elaborado por: Néjer, 2020

Para el pozo SMS-140 se recomienda el realizar una recementación, seguido de un cañoneo y terminar con un fracturamiento hidráulico debido a que la zona de interés en un inicio no ha sido perforada a la profundidad correcta.

Del fracturamiento hidráulico en el pozo SMS-140 se puede obtener una producción aproximada de 150 barriles de petróleo y un corte de agua de 0,4; a partir del año 2013.

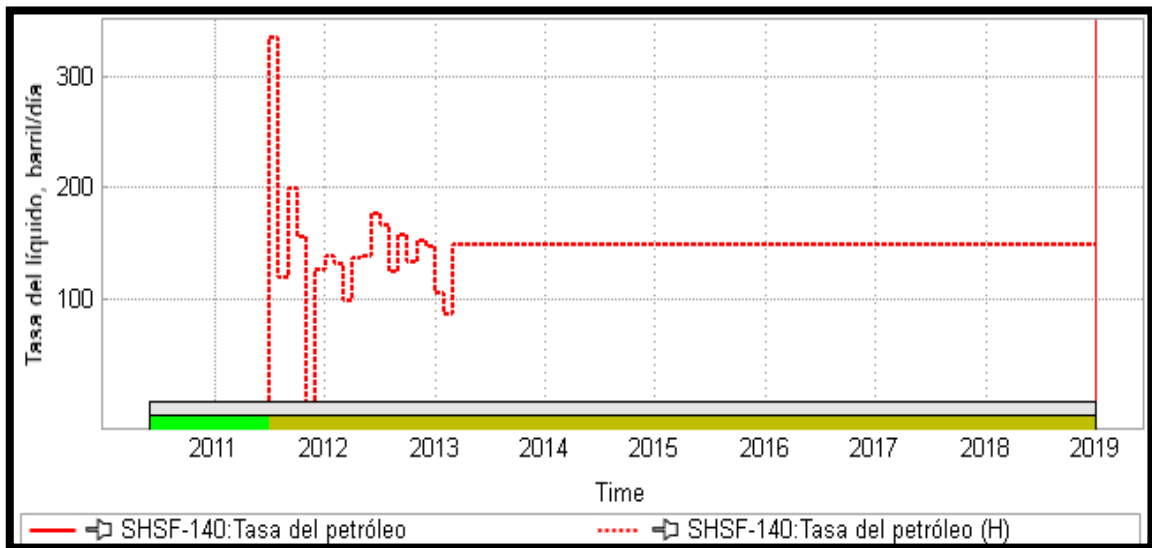
En la figura 30 y 31 se observa la producción que se puede obtener del pozo SMS-140 si la fractura se hubiese realizado y como se mantiene con el paso del tiempo con una presión estabilizada de 1200 psi.

Figura 29: Ubicación de la fractura en el pozo SMS-140



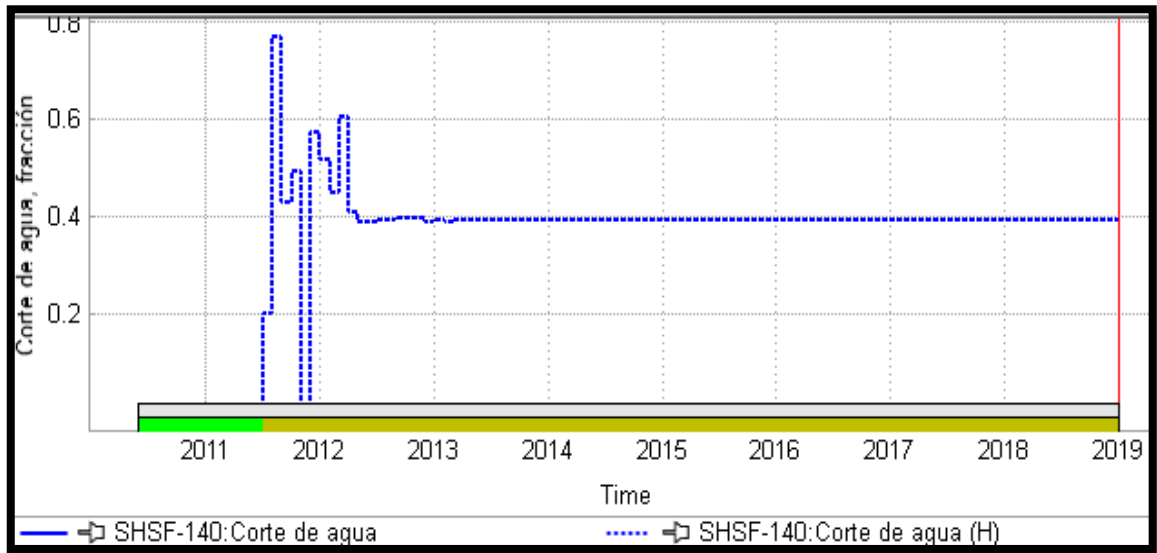
Elaborado por: Néjer, 2020

Figura 30: Producción del pozo SMS-140 posterior a la fractura.



Elaborado por: Néjer, 2020

Figura 31: Corte de agua del pozo SMS-140 posterior a la fractura.



Elaborado por: Néjer, 2020

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Es prioritario realizar un adecuado análisis de los registros eléctricos, ya sean a hueco abierto o entubado, por cuanto estos indican qué trabajo de reacondicionamiento se puede realizar y sobre todo si la región perforada fue la correcta. En el análisis de este trabajo se obtuvo que el pozo SMS-140 no fue adecuadamente cañoneado y ante su BSW alto fue cerrado; como solución se plantea un recañoneo y una fractura al pozo en referencia.
- Para el parámetro petrofísico permeabilidad, que es un indicador de qué trabajo de reacondicionamiento se puede realizar cuando presenta valores bajos, se recomienda realizar un fracturamiento hidráulico ya que al fracturar la roca se tiende a incrementar la permeabilidad; caso contrario se recomienda realizar una estimulación matricial por cuanto será conveniente que el fluido inyectado fluya con facilidad por el medio poroso.
- Para casos de estimulación matricial en los cuales sea factible el uso de cualquiera de los ácidos por las condiciones de la roca, el factor determinante para la selección entre ácido acético, ácido fórmico ó ácido clorhídrico será la inversión económica que se puede llegar a realizar por cada uno de estos.
- La cantidad de petróleo que se puede recuperar aplicando fracturamiento hidráulico y estimulación matricial es alta y, si se pueden aplicar métodos de recuperación secundaria y terciarias, se puede obtener mayor producción de petróleo en los campos petroleros ecuatorianos.

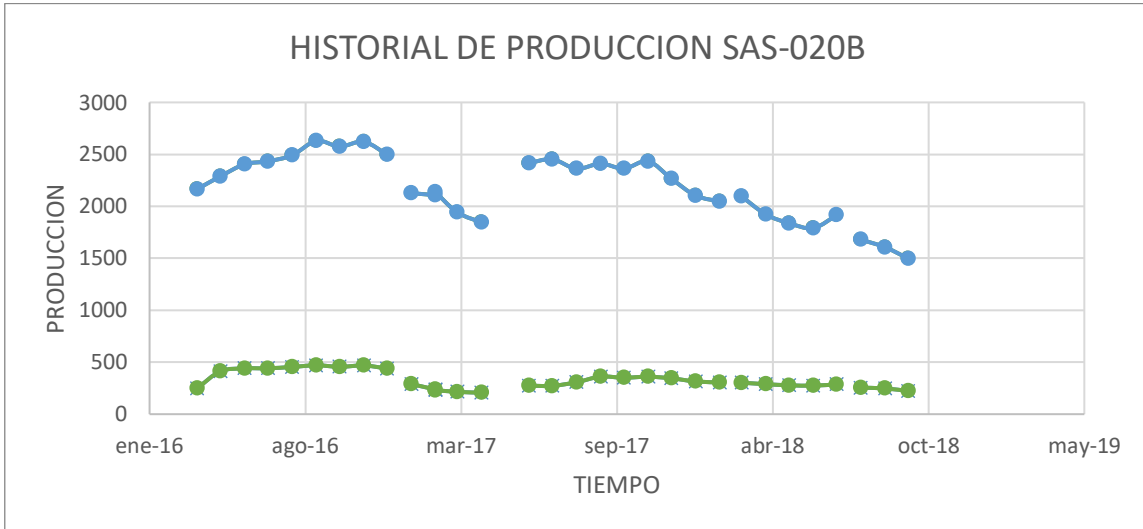
- Los cálculos de pérdidas de presión establecidos en el marco teórico de este trabajo pueden ser calculados empleando hojas de cálculo; sin embargo, el software “tNavigator” con los datos necesarios de caracterización de yacimiento pueden ser omitidos y realizar la geometría de la fractura directamente.
- Después de efectuar el fracturamiento hidráulico en el pozo SMS-140 se evidencia que aumenta la producción de petróleo de 128 barriles de petróleo por día a 148 barriles por día; y, con un BSW al momento de cierre del pozo de 44% y que en caso de fracturar se reducirá a 39%.
- Después de realizar el proceso de análisis de selección de pozos se definió al pozo SMS-140 para efectuar el fracturamiento hidráulico, sin embargo, es factible realizarlo también con el pozo SHS-065 en caso de poseer todos los datos de simulación.
- Después del análisis de los 20 pozos se evidencia que muchos de estos no tienen un correcto análisis al momento de cañonear la zona de pago, los métodos de reacondicionamiento no son los apropiados para cada pozo, ya que después de efectuar los mismos, las tasas de petróleo se mantienen por poco tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- AOP. (2010). Importancia del petróleo en la economía mundial. *MEMORIA AOP 2010*, 10-22.
- Asquit, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: AAPG.
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*. Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE.
- Berry, M., & Montgomery, C. (2015). *Hydraulic Fracturing*. Boca Ratón, Estados Unidos: CRC Press.
- Bridges, K. (2000). *Completion and Workover Fluids (Monografía)*. Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE Monograph Series.
- Economides, M., Economides, M. J., Hill, D., Ehling, C., Zhu, D., & Economides, M. (2013). *Petroleum production systems*. New Jersey, Estados Unidos: Prentice Hall.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data.
- Holditch, S. A. (2007). Hydraulic fracturing. *Petroleum Engineering Handbook—Production Operations Engineering*, 323-366.
- Islas, C. (1991). *Manual de estimulación matricial para pozos petroleros*. México: CIPM.
- León, C., & Bohada, M. (2009). *Metodología para la selección de pozos en la ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos*. Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería en Petróleos, Bucaramanga, Colombia.
- Martin, T. (2005). *HYDRAULIC FRACTURING MANUAL*. Singapore: BJ Services Company.
- Nolen-Hoeksema, R. (2013). Elementos de fracturamiento hidráulico. *Oilfield Review*, 57-58.
- OILFIELDTEAM. (13 de febrero de 2019). *OILFIELDTEAM*. Obtenido de How To Easily Read A Well Log in 5 Minutes or Less Using These 'Six Ko Ko Rules': <https://oilfieldteam.com/en/a/learning/Easily-Read-Well-Log>
- Osorio, R. (09 de febrero de 2016). *Petrologger.com*. Obtenido de Registros SP y Gamma Ray: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/registros-sp-y-gamma-ray.html/>
- Palacios, D. (2015). *"Registros Eléctricos I" (Material de Clase)*. Quito.
- Paz, F. (2018). *Estudio para el incremento de la producción en yacimientos depletados de baja permeabilidad del campo Gustavo Galindo Velasco mediante fracturamiento hidráulico (Tesis de Postgrado)*. Tesis de Postgrado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- PEMEX. (2008). *Guía para el diseño de estimulación*. México.
- Rahman. (2010). A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand. *Energy Resources, Part A, Part A*, 32: 1416-1436. doi:10.1080/15567030903060523
- Schlumberger. (2011). *Manual de terminación y mantenimiento de pozos*. Obtenido de http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf
- Schlumberger. (10 de diciembre de 2019). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- Valencia, R. (2011). *Fundamentos de pruebas de presión (Material de Clase)*. Quito, Ecuador.

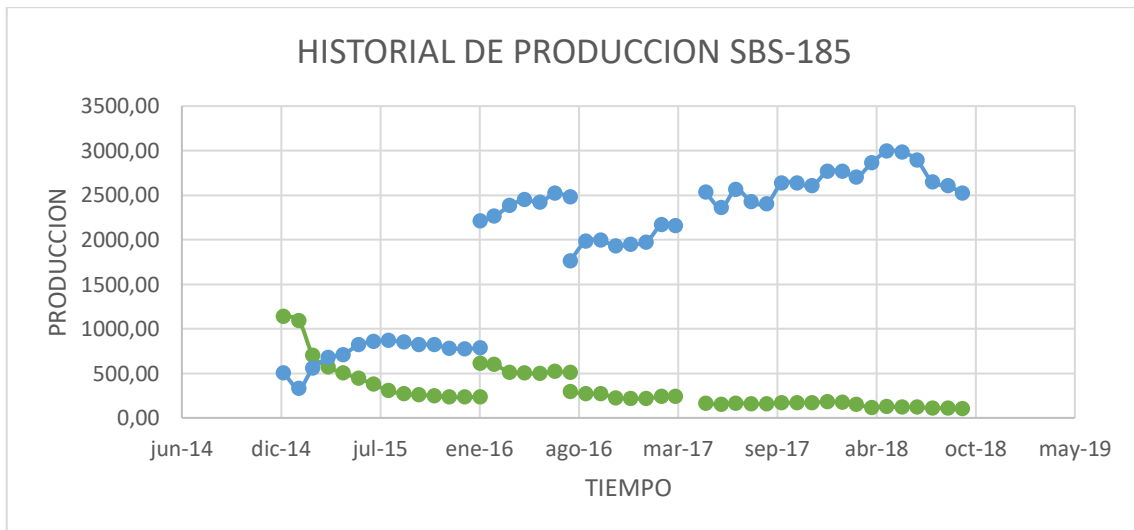
ANEXOS

Anexo 1: Historial de producción SAS-020B



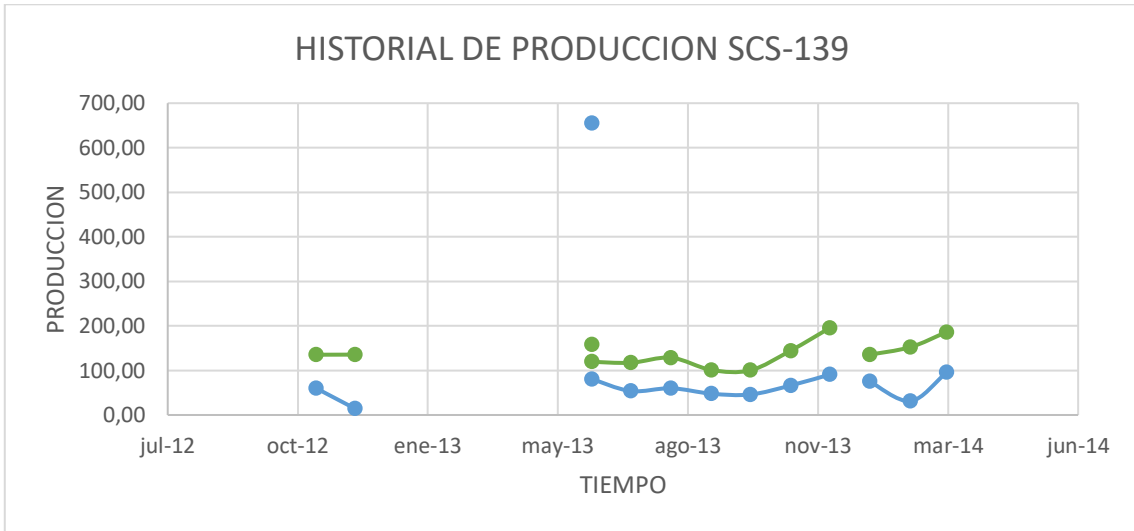
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 2: Historial de producción SBS-185



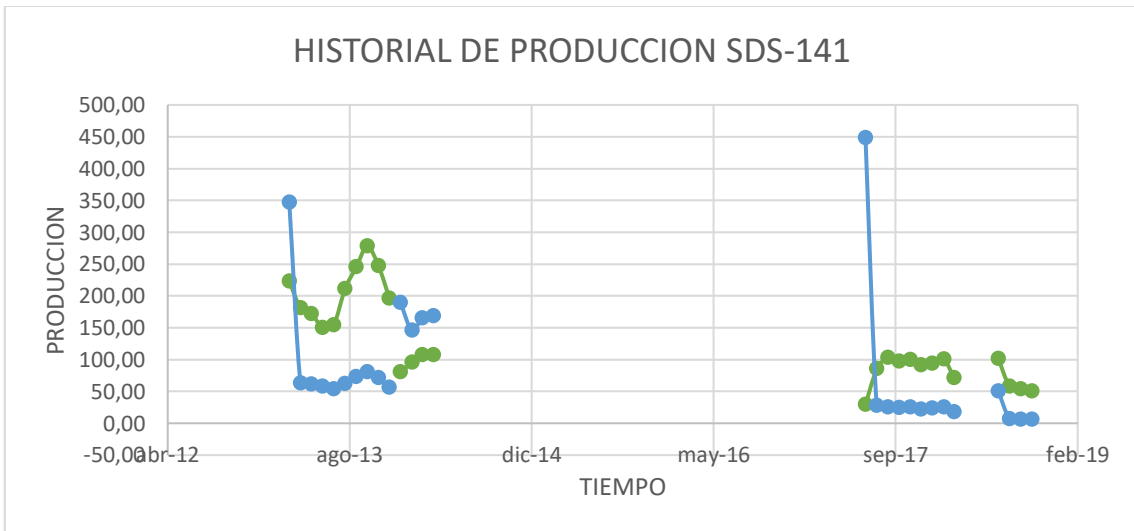
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 3: Historial de producción SCS-139



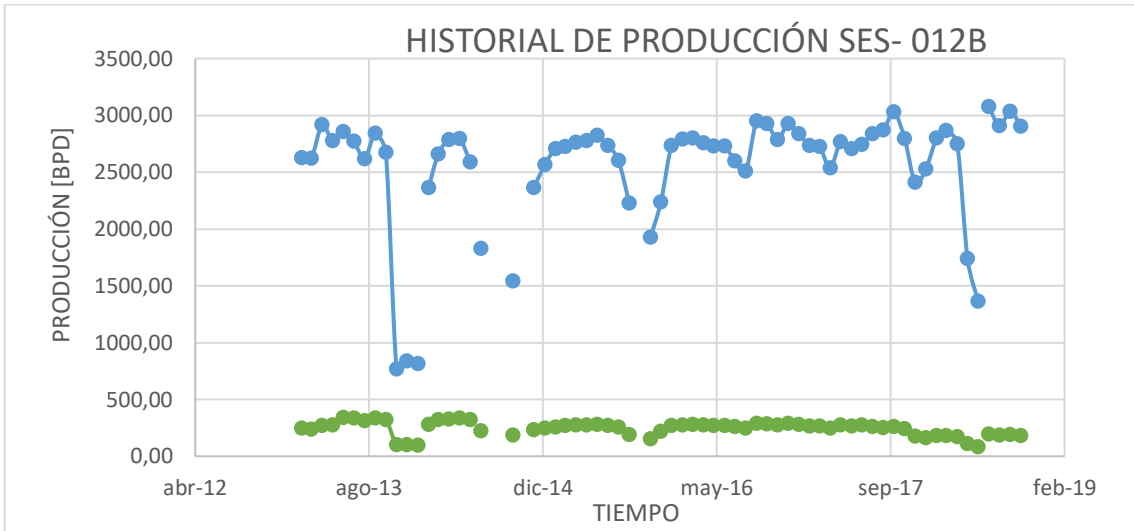
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 4: Historial de producción SDS-141



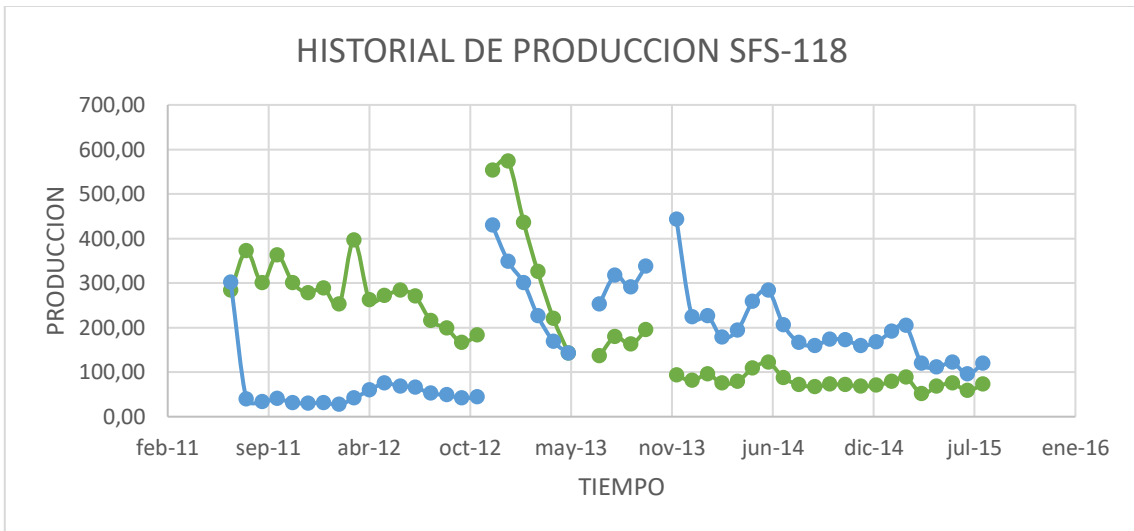
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 5: Historial de producción SES-12B



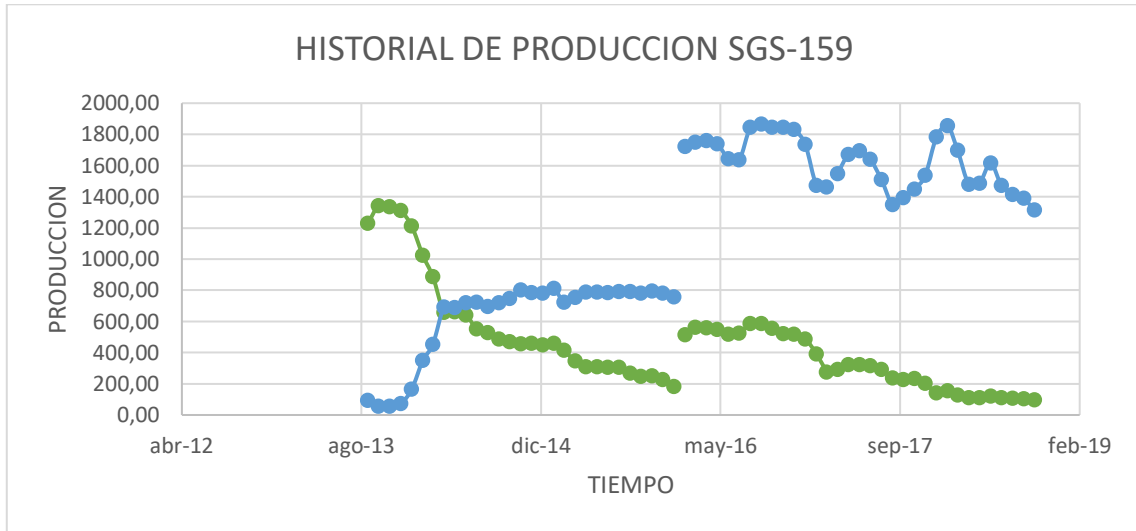
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 6: Historial de producción SFS-118



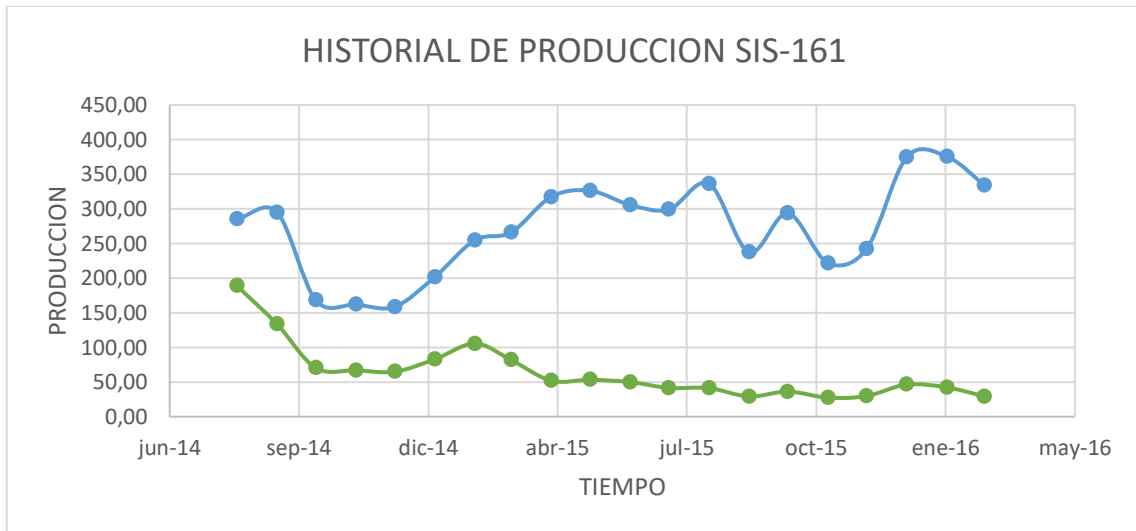
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 7: Historial de producción SGS-159



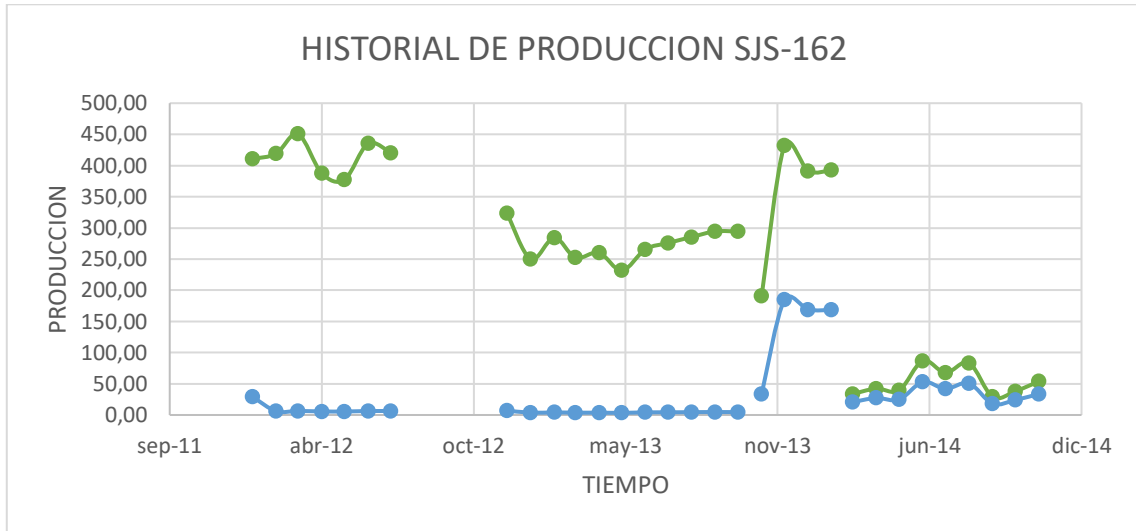
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 8: Historial de producción SIS-161



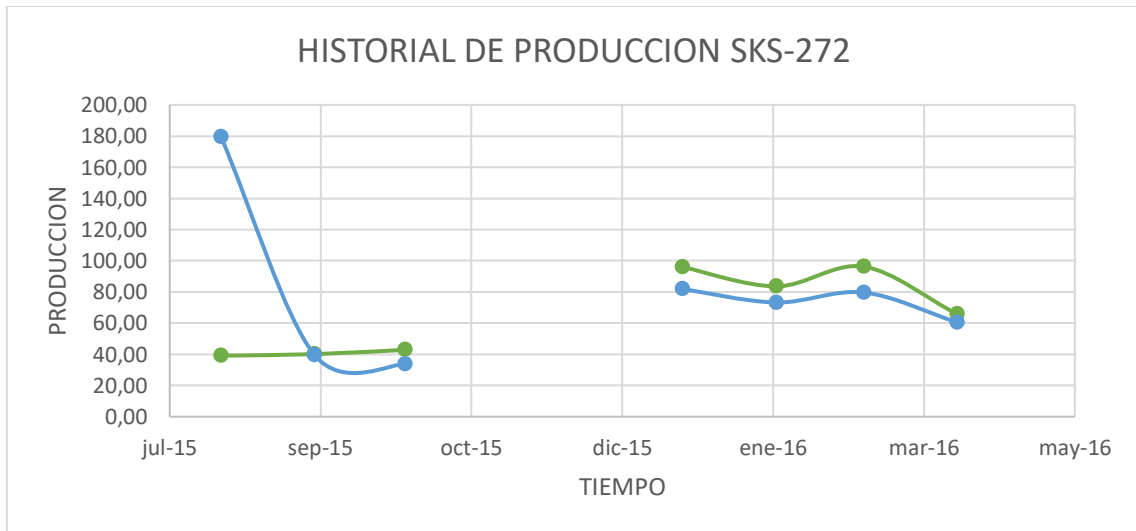
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 9: Historial de producción SJS-162



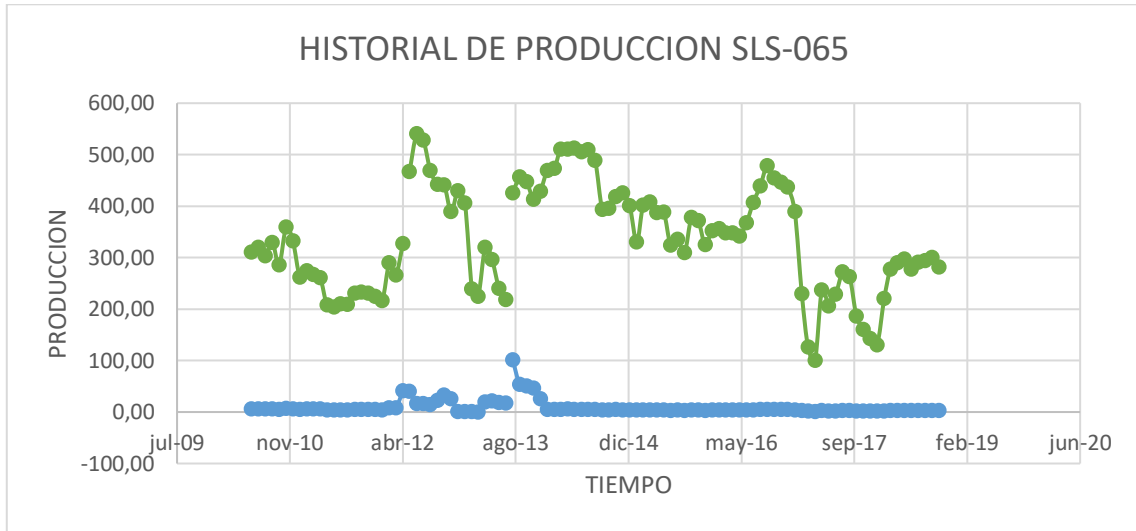
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 10: Historial de producción SKS-272



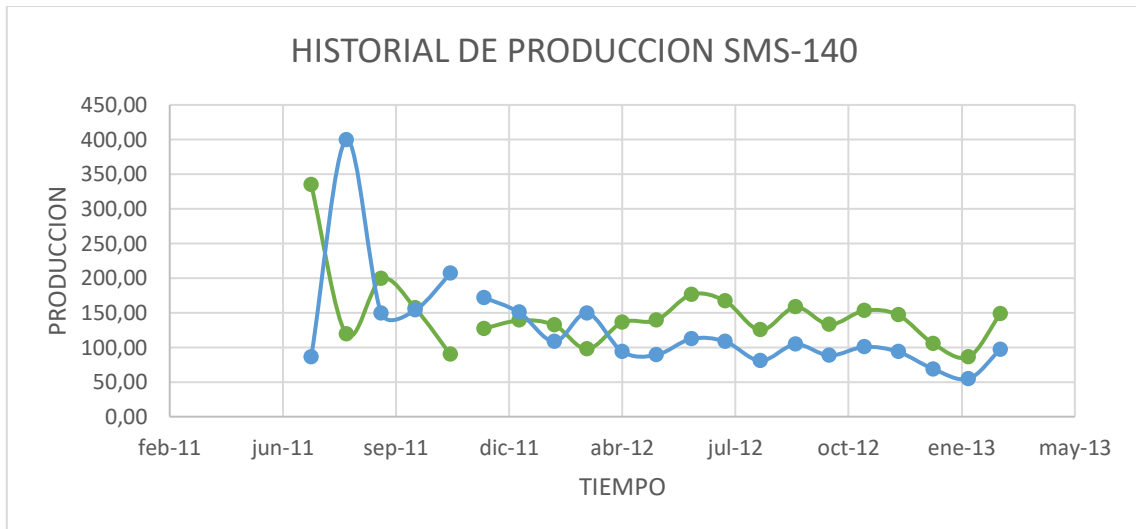
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 11: Historial de producción SLS-065



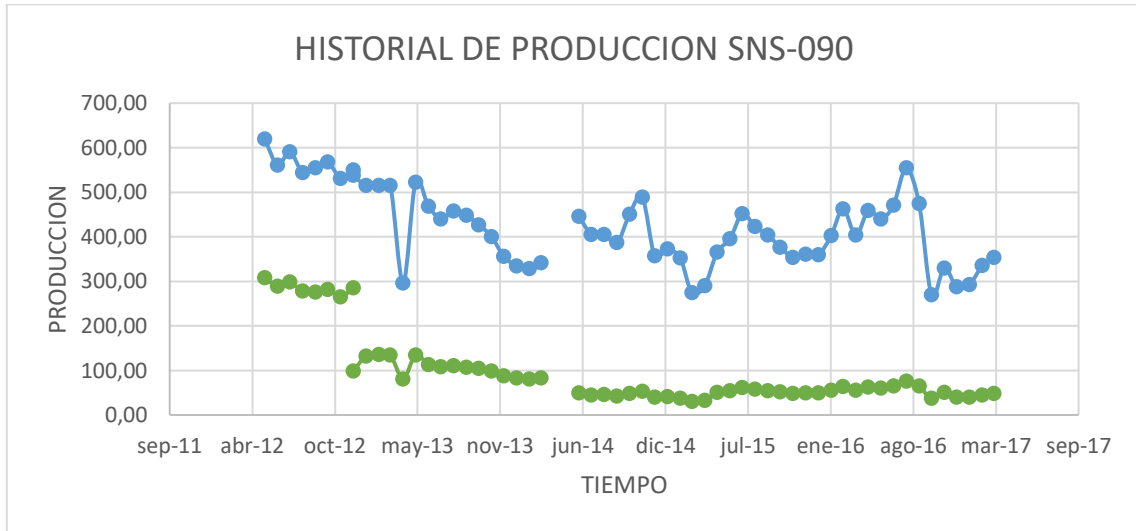
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 12:: Historial de producción SMS-140



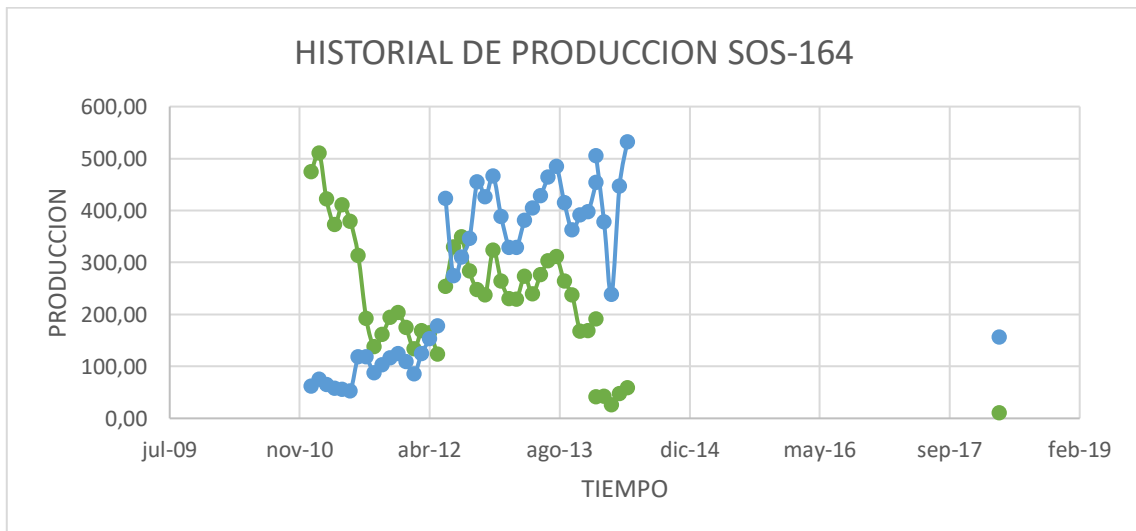
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 13: Historial de producción SNS-090



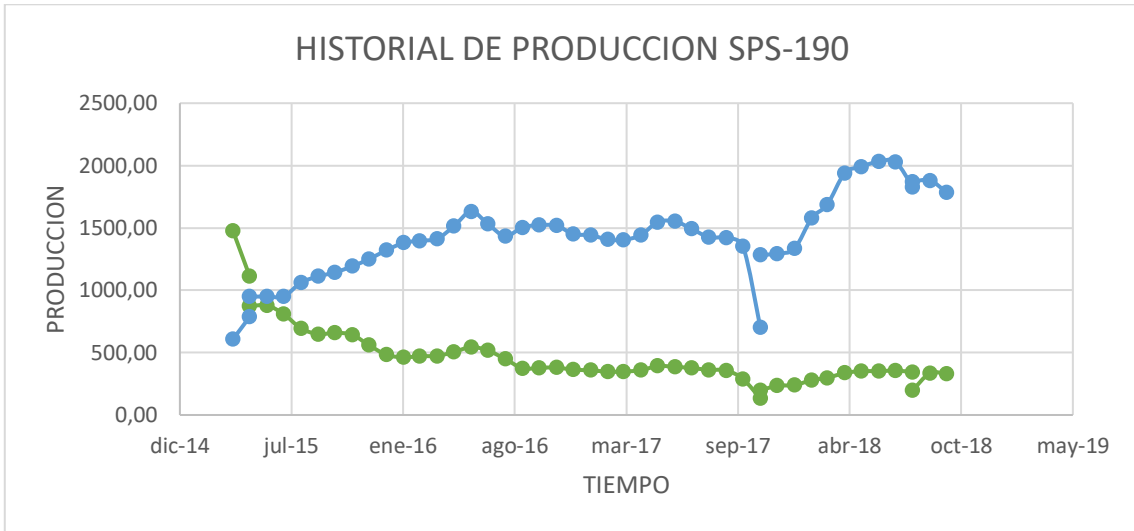
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 14: Historial de producción SOS-164



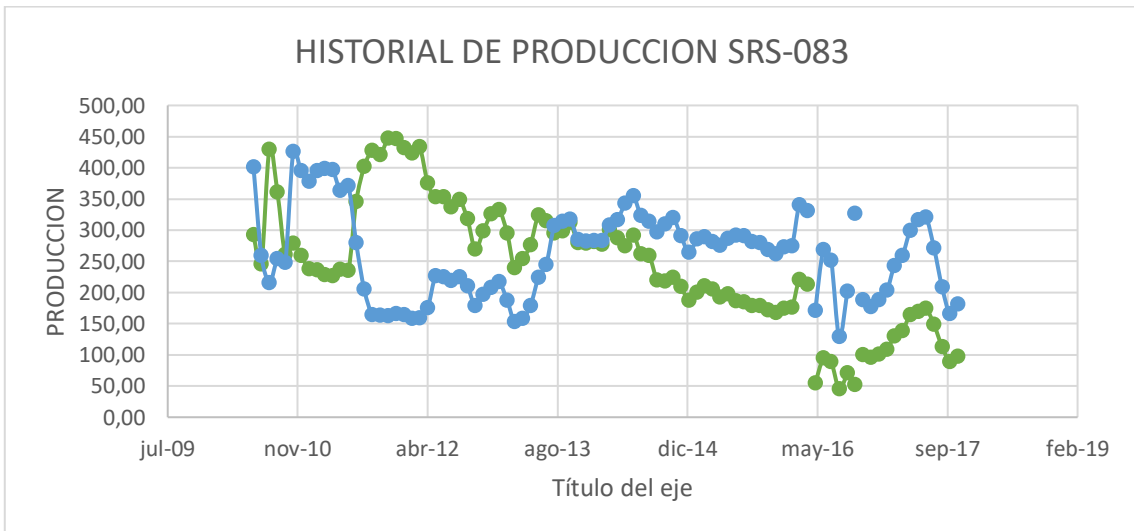
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 15: Historial de producción SPS-190



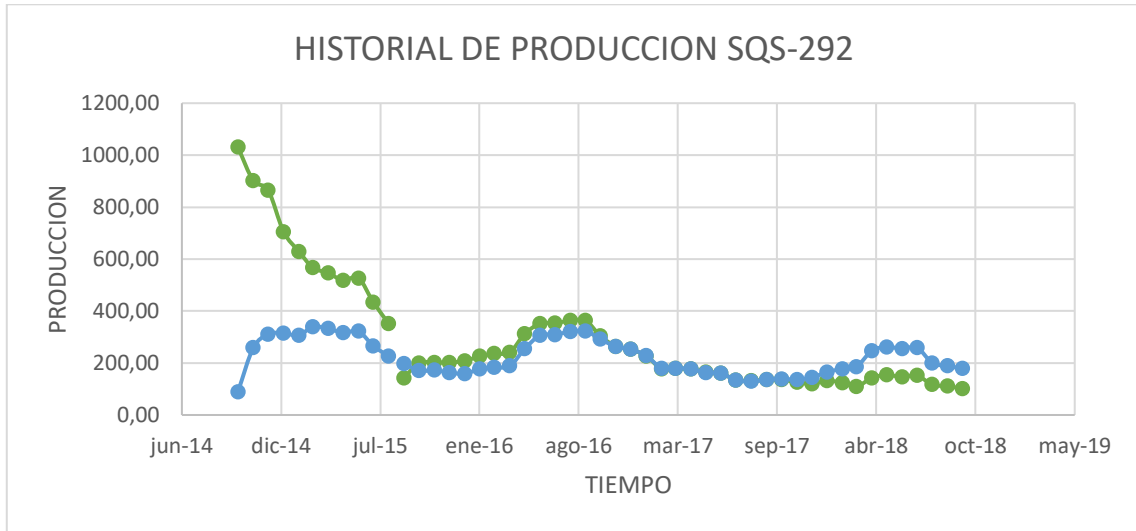
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 16: Historial de producción SRS-083



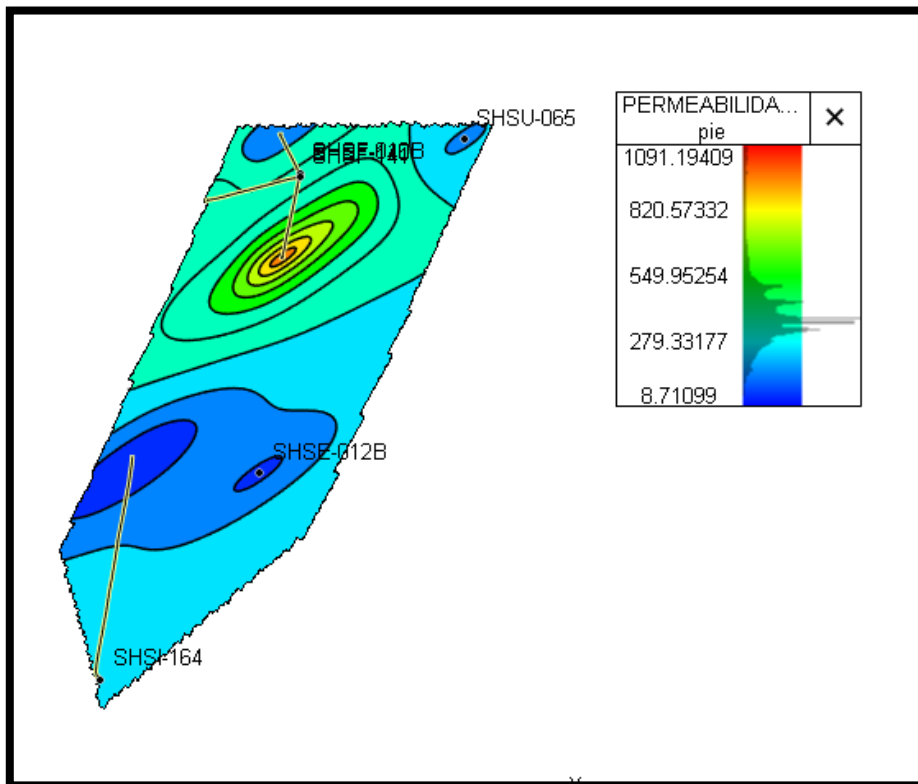
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 17: Historial de producción SQS-292



Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 18: Mapa de permeabilidad de la zona del campo de Estudio



Elaborado por: Néjer, 2020

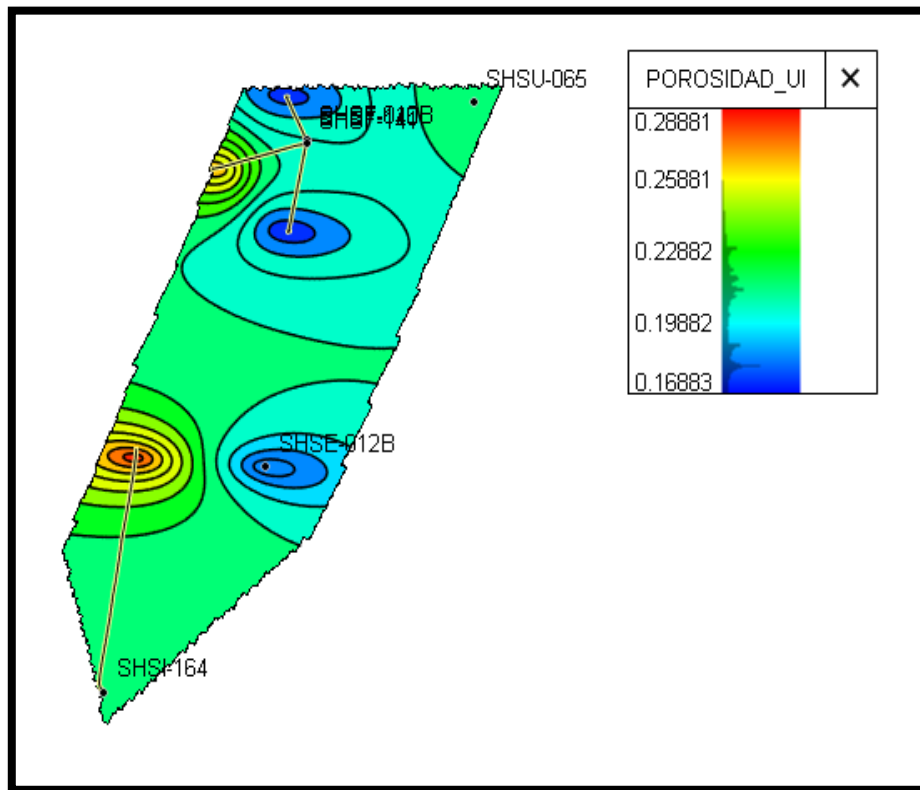
Anexo 19: Resumen pozos analizados

# POZO	NOMBRE POZO	ARENA	Intervalos	Pies perforados	Prof. Media de Punzados	Porosidad	Daño	Permeabilidad	Saturación de agua	Producción acumulada	Producción de petróleo	Producción de agua	BSW (%)	API
					MD					Qt	Qo	Qw		
1	SAS-020	US	8974-8982	8	8978	0,149	0,25	121	0,33	720	713	7	1	32
2	SBS-185	UI	9355-9365 9368-9372	14	9364	0,2	2,93	1430	0,099	-	-	-	-	-
3	SCS-139	UI	9366-9370 9376-9380 9386 9390 9399-9403	16	9384,5	0,119	-0,76	11	0,385	144	109,44	34,56	24	26
4	SDS-141	Uj	9389-939	10	9394	0,136	-3,5	233	0,288	-	-	-	-	-
5	SES-012	Uj	9145-9166 9175-9195	41	9170	0,149	16,56	870,523	0,246	1056	137,28	918,72	87	30
6	SFS-118	Us	9360-9374 9392-9402	24	9381	0,093	11,5	56,5	0,155	600	588	12	2	30
7	SGS-159	Uj	9748-9772	24	9751	0,198	14,5	820	0,122	-	-	-	-	-
8	SIS-161	Uj	9620-9648	28	9634	0,117	4,99	661	0,481	720	475,2	244,8	34	-
9	SJS-162	Us	10220- 10250	30	10235	0,169	2,7	22	0,234	288	244,8	43,2	15	24
10	SKS-272	Uj	9698-9711 9721-9740	32	9714	0,141	-2,57	9,2	0,293	288	69,12	218,88	76	-
11	SLS-065	Uj	9363-9392 9400-9414	8	8943,5	0,156	21	311	0,314	504	453,6	50,4	10	-
12	SMS-140	Uj	9359-9379 9399-9420	41	9389,5	0,177	13	241	0,173	431	331,87	99,13	23	24
13	SNS-090	UI+US	9363-9392 9400-9414	43	9388,5	0,123	-	-	0,419	-	-	-	-	-
14	SOS-164	UI	9016-9020 9050-9055	9	9035,5	0,187	9,44	85,3	0,261	552	165	386,4	70	-

Continuación Anexo 19														
15	SPS-190	UI	9769-9775 9782-9786 9802-9811	19	9790	0,125	0,809	124	0,504	408	195,84	212,16	52	24
16	SQS-292	UI	9873-9878 9897-9906 9935-9947	26	9910	0,172	4	295	0,123	-	-	-	-	-
17	SRS-083	UI	9986-10006 10016- 10020	24	10003	0,166	1,73	19,9	0,117	456	155	300,96	66	-

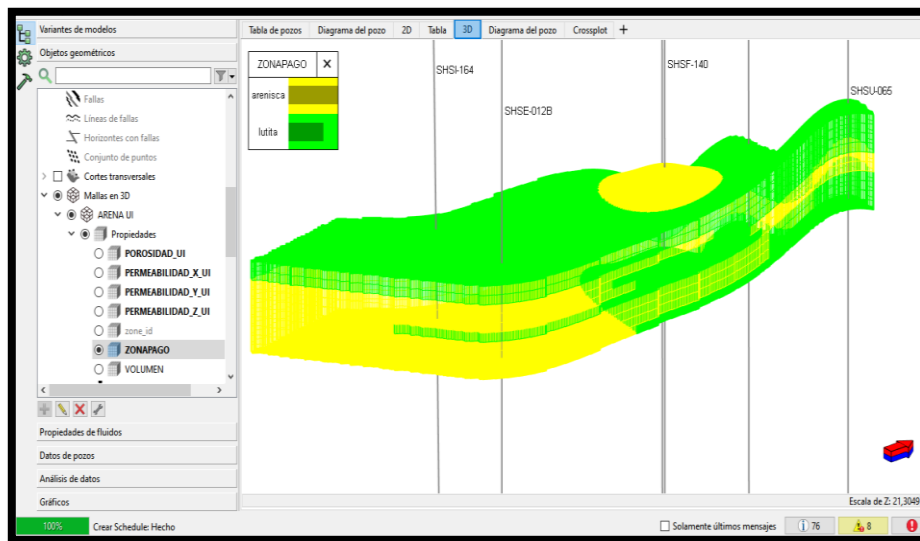
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 20: Mapa de porosidad de la zona del campo de Estudio



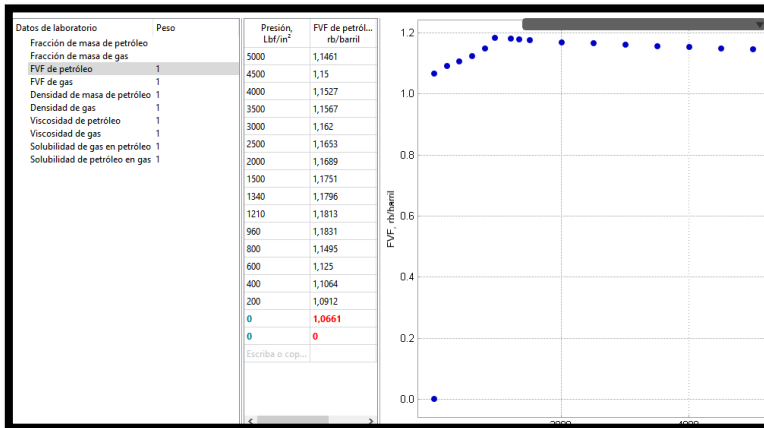
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 21: Reservorio de Prueba



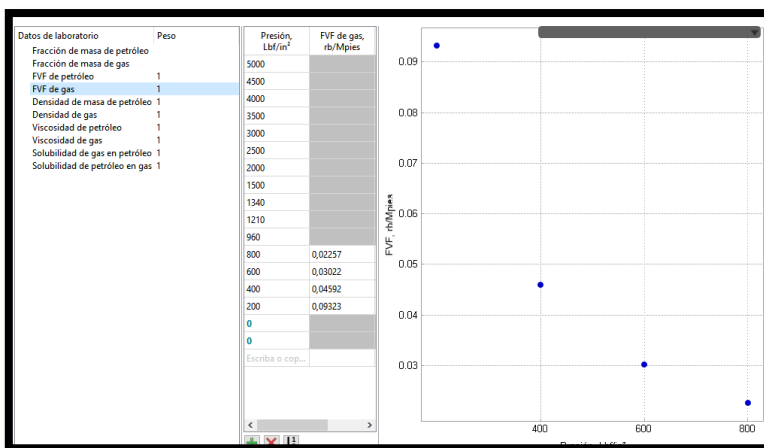
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 22: Factor Volumétrico de petróleo vs Presión



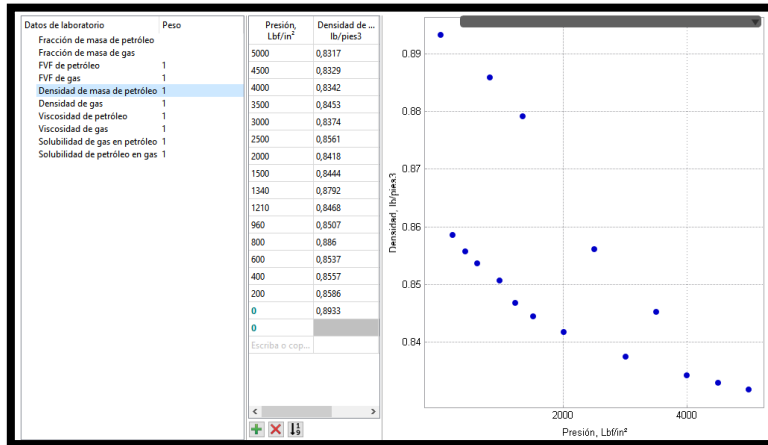
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 23: Factor Volumétrico de gas vs Presión



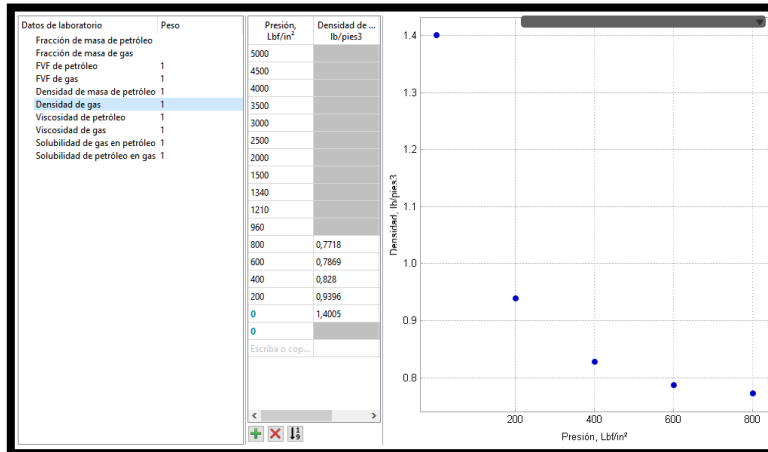
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 24: Densidad de Petróleo vs Presión



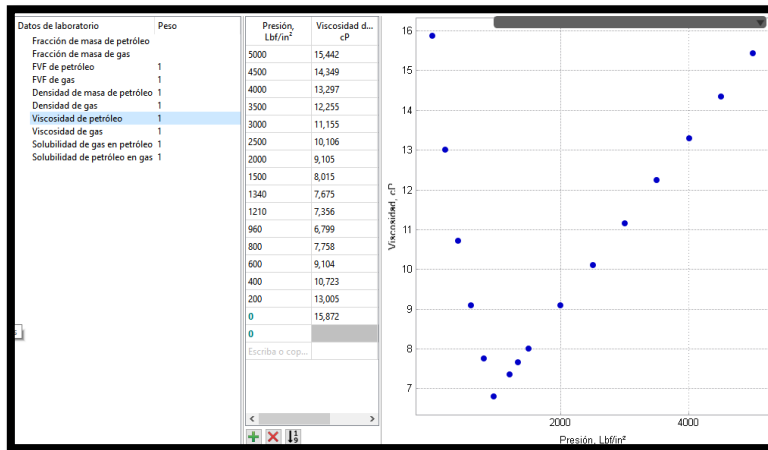
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 25: Densidad de gas vs Presión



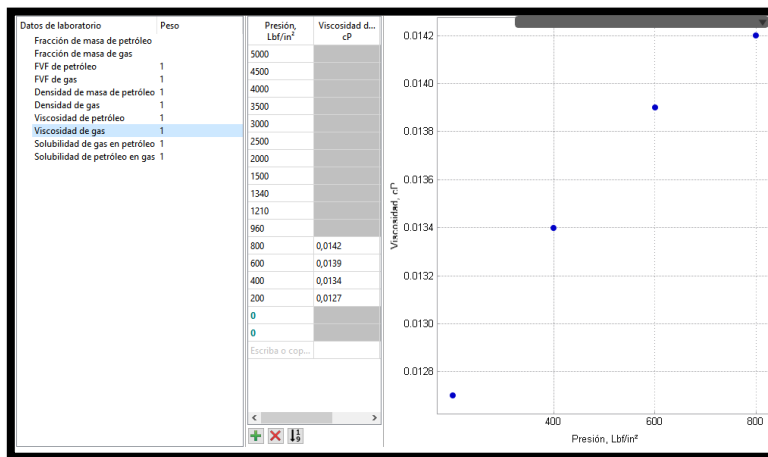
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 26: Viscosidad de Petróleo vs Presión



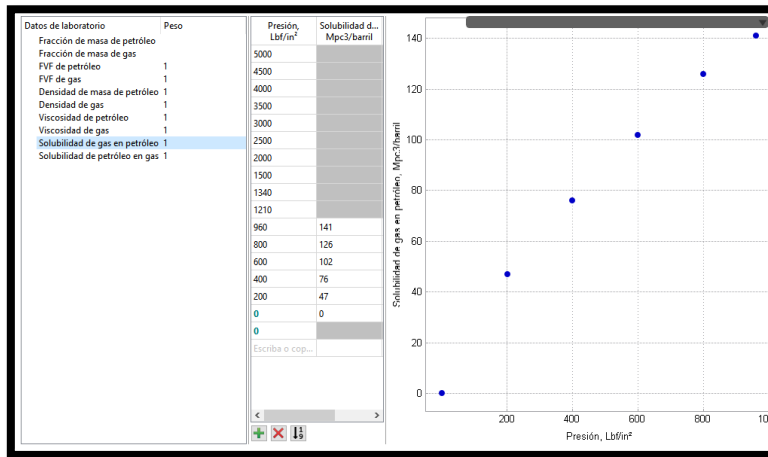
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 27: Viscosidad de Gas vs Presión



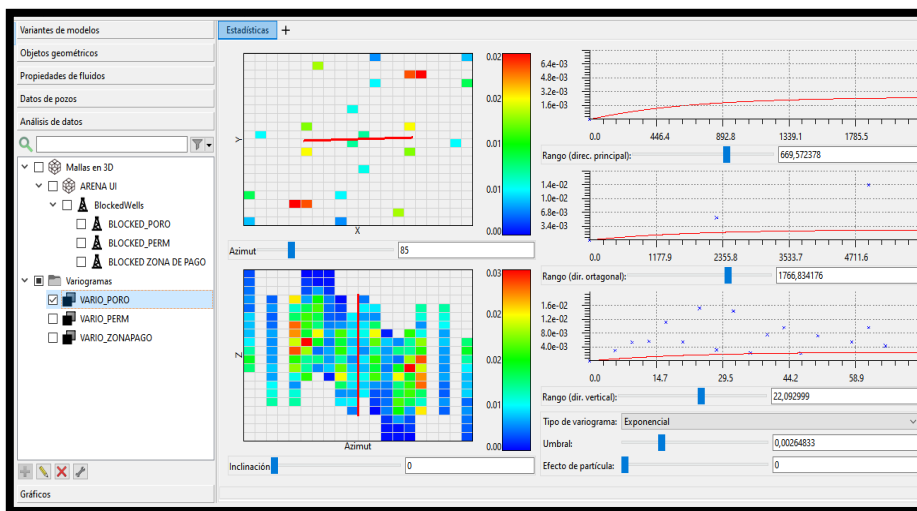
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 28: Relación gas-petróleo vs Presión



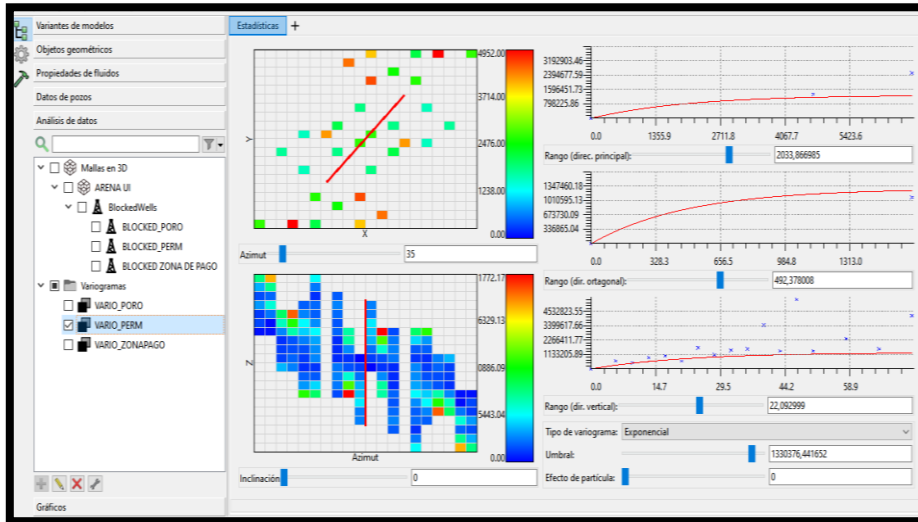
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 29: Variograma de Porosidad



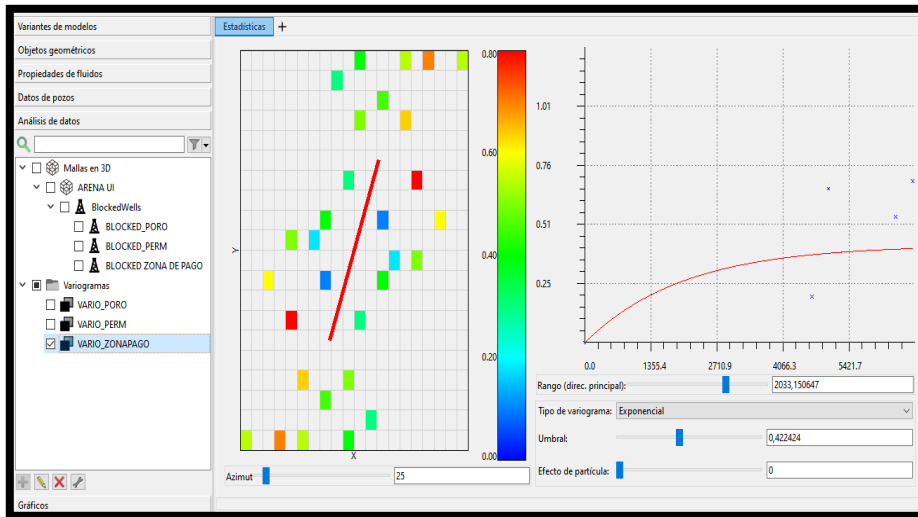
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 30: Variograma de Permeabilidad



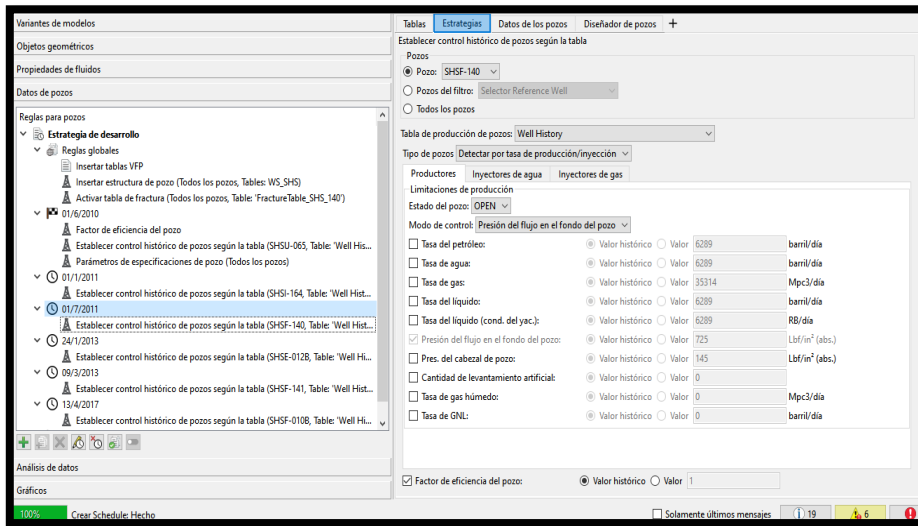
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 31: Variograma de Zona de Pago



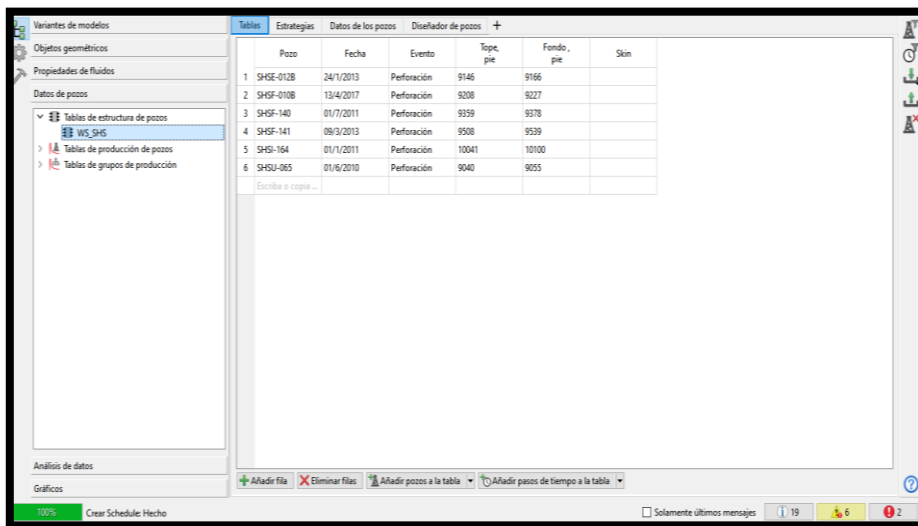
Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 32: Parámetros de control utilizados en la producción de pozos



Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 33: Intervalos Productores



Elaborado por: Néjer, 2020

Anexo 34: Historiales de Producción Cargados

The screenshot displays a software application window titled 'Diseñador de Modelos de (Navigator)'. The main window contains a table with the following data:

Pozo	Fecha	Tasa del petróleo, barm/día	Tasa de agua, barm/día	
1	SHSU-065	01/6/2010	310,26	5,77
2	SHSU-065	01/7/2010	320,16	5,91
3	SHSU-065	01/8/2010	302,97	5,75
4	SHSU-065	01/9/2010	329,53	5,62
5	SHSU-065	01/10/2010	285,68	5,28
6	SHSU-065	01/11/2010	359,16	6,59
7	SHSU-065	01/12/2010	332,73	6,08
8	SHSU-065	01/1/2011	262,28	5,01
9	SHSU-065	01/2/2011	274,22	5,52
10	SHSU-065	01/3/2011	267,39	5,59
11	SHSU-065	01/4/2011	260,82	5,48
12	SHSU-065	01/5/2011	207,76	3,86
13	SHSU-065	01/6/2011	203,46	3,85
14	SHSU-065	01/7/2011	209,93	3,97
15	SHSU-065	01/8/2011	208,67	4,09
16	SHSU-065	01/9/2011	230,98	4,66
17	SHSU-065	01/10/2011	232,56	4,74
18	SHSU-065	01/11/2011	230,95	4,39
19	SHSU-065	01/12/2011	224,98	4,39
20	SHSU-065	01/1/2012	216,01	4,28
21	SHSU-065	01/2/2012	289,36	8,39
22	SHSU-065	01/3/2012	265,95	7,76

An overlay dialog box titled 'Importar historia de pozos' is open on the right side of the screen. It contains the following fields and options:

- Usar para identificar: name
- Nombre de tabla de producción de pozos: Well History
- Recargar todo
- Nombres de archivos: .../TESIS/4. TNAVIGATOR/SIMULACION TNAVIGATOR/INGRESAR/HISTORIAL MENSUAL.txt
- Historia: Configuraciones de unidades
- Vista previa: Todos los espacios
- Separador: (empty)
- Comentarios: (empty)
- Saltar líneas: 0
- Detalles de vista previa: 50
- Formato de fecha: DD/MM/YYYY
- Formato de tiempo: HH:MM:SS
- Filtro de fechas

Elaborado por: Néjer, 2020