



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA

“SELECCIÓN DE FLUIDOS DE FRACTURA
PARA YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES DENTRO DE LA
CUENCA TAMPICO-MISANTLA”

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

DANTE ALDAIR DÍAZ ARIAS

ASESOR DE TESIS:

M.G. JOSE DE JESUS RUIZ ZAMORA

MISANTLA, VERACRUZ

MAYO-2022



**INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES
AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

FECHA: 28 de Abril de 2022

ASUNTO: **AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN
DE TESIS PROFESIONAL**

A QUIEN CORRESPONDA:

Por medio de la presente hago constar que el (la) C.

DANTE ALDAIR DÍAZ ARIAS


pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 172T0721 ha cumplido satisfactoriamente con lo estipulado por el **Manual de Procedimientos para la Obtención del Título Profesional de Licenciatura** bajo la opción **Titulación Integral (Tesis Profesional)**

Por tal motivo se **Autoriza** la impresión del **Tema** titulado:

"SELECCIÓN DE FLUIDOS DE FRACTURA PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DENTRO DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA"

Dándose un plazo no mayor de un mes de la expedición de la presente a la solicitud del Acto de Recepción para la obtención del Título Profesional.

ATENTAMENTE


MII. GRACIELA GUADALUPE AGUILERA ALVAREZ
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES



Archivo.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado con todo mi amor a mis padres, a mi hermana y a mi abuela, quienes durante este tiempo pusieron su confianza en mí y nunca me dejaron de apoyar para que cumpliera mi sueño de terminar mi carrera profesional.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, Ana María de los Ángeles por apoyarme siempre, por quererme y cuidarme, fuiste siempre mi mayor inspiración y mi ejemplo para entender que podía lograr lo que sea sin importar las adversidades, siempre te llevare conmigo, te amo.

A mi padre, Raúl Díaz Martínez, por el apoyo y los consejos que me brindaste mientras estuviste conmigo. Té quiero mucho.

A mi hermana, Yael Guadalupe, porque a pesar de la distancia siempre estás ahí para apoyarme si es necesario y sé que puedo contar contigo si necesito un consejo, te quiero mucho.

A mi abuela, María Guadalupe, quien ha estado ahí para mí desde siempre dándome su apoyo incondicional, has sido como una segunda madre para mí y gracias a ti estoy a punto de cumplir este sueño, solo puedo decir que muchas gracias por tu infinito amor, te quiero mucho.

A mi tía, Eloísa Sarahi, gracias por siempre apoyarme cuando lo necesito, sobre todo permitiéndome estar en tu casa mientras cursaba mi carrera profesional y apoyándome siempre en mis citas al médico, gracias por todo, eres una gran persona te quiero mucho.

A mi novia, Iris Steffi, que siempre has estado ahí cuando lo necesitaba, gracias por tus palabras de aliento y motivación, y sobre todo gracias por estar en los momentos más difíciles y que te necesitaba. Te deseo todo lo mejor que venga de aquí en adelante. Te amo.

A mi familia, por creer en mí y apoyarme siempre que lo necesite.

A mis amigos en el tecnológico, con quienes compartí grandes momentos dentro y fuera de las aulas, les deseo mucho éxito en sus vidas personales y profesionales.

Al cuerpo académico de la carrera de Ing. Petrolera, por compartir sus conocimientos para nuestro desarrollo académico y brindarnos su tiempo cuando lo necesitábamos.

Al Instituto Tecnológico Superior de Misantla, por darme la oportunidad de pertenecer a su institución y brindarme todo lo necesario para mi formación académica.

RESUMEN

En este trabajo se presenta una descripción de los fluidos de fractura, los factores clave a considerar para cada fluido y su importancia en el fracturamiento hidráulico, los agentes apuntalantes y como seleccionar correctamente el tipo de fluido para evitar posibles daños en la formación, para este trabajo se tomó como área de interés la Formación Pimienta ubicada en la cuenca Tampico-Misantla.

Con el presente trabajo se busca encontrar cuál de los tipos de fluidos de fractura existentes puede ser el adecuado para la Formación Pimienta, de tal forma que pueda aumentar su producción y disminuya el daño a la formación.

En este trabajo se presentan tres casos de pozos con Fracturamiento Hidráulico en la cuenca Tampico – Misantla con objetivos no convencionales, estos casos nos servirán para determinar qué tipo de fluido de fractura y agente apuntalante se debe de seleccionar esto en base a la información geológica y del pozo disponible.

ABSTRACT

This paper presents a description of the fracturing fluids, the key factors to consider for each fluid and its importance in hydraulic fracturing, the proppant agents and how to correctly select the type of fluid to avoid possible damage to the formation. For this work, the Pimienta Formation located in the Tampico-Misantla basin was taken as the area of interest.

The present work seeks to find out which of the existing types of fracture fluids may be suitable for the Pimienta Formation, in such a way that it can increase its production and reduce the damage to the formation.

In this work, three cases of wells with Hydraulic Fracturing in the Tampico - Misantla basin with non-conventional objectives are presented, these cases will help us to determine what type of fracture fluid and proppant agent should be selected based on the geological information and the well available.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
CAPITULO I- GENERALIDADES	13
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	14
JUSTIFICACIÓN	15
OBJETIVOS	15
General.....	15
Específicos.....	15
HIPÓTESIS	16
DELIMITACIÓN	16
LIMITES	16
CAPITULO II- MARCO TEÓRICO	17
Conceptos petrofísicos básicos	17
Tipos de Yacimientos	19
Antecedentes del fracturamiento hidráulico	21
El fracturamiento hidráulico en México	23
Definición	25
¿Qué pozos son candidatos a ser fracturados hidráulicamente?	25
Mecánica de rocas	27
Módulo de <i>Young</i> (<i>E</i>)	31
Relación de <i>Poisson</i>	31
Orientación de la fractura	32
Daño a la formación	33
Mecánica de la geometría de la fractura	34
Modelos de Fractura	35
Reología de los fluidos	38
Fluidos Fracturantes	42
Tipos de Fluidos Fracturantes	45
Fluidos base aceite	47
Fluidos base acido	48

Fluidos base CO2	48
Fluidos base alcohol	49
Fluidos emulsionados	49
Fluidos espumados	50
Fluidos Energizados	50
Fluidos Binarios	51
Agentes Apuntalantes	51
Tipos de agentes apuntalantes	54
Perdida de fluido	59
CAPITULO III- MARCO GEOLÓGICO	60
Cuenca Tampico-Misantla	60
Ubicación	60
Marco Estructural	61
Marco Estratigráfico	64
Formación Pimienta	71
Descripción Litológica	71
Ambiente de deposito.....	72
Espesor del intervalo.....	72
COT, Contenido Orgánico Total	72
Zonas prospectivas.....	73
CAPITULO IV- METODOLOGÍA	75
CONTROL DE DATOS	75
• Trayectoria del pozo	75
• Formación Pimienta	75
• Producción	75
POZO PANKIWI – 1 EXP	75
• Datos del Yacimiento	77
• Datos del Pozo.....	77
• Ubicación Geográfica	78
• Producción del pozo Pankiwi – 1Exp	78
POZO KANENI - 1EXP	80
• Datos del Yacimiento	80
• Datos del Pozo.....	80

Ubicación Geográfica.....	81
• Producción del pozo Kaneni – 1Exp.....	81
• Detalles de Tuberías.....	83
POZO MAXOCHITL – 1EXP.....	84
• Datos del Yacimiento.....	84
• Datos del Pozo.....	84
• Ubicación Geográfica.....	85
• Producción del pozo Maxochitl – 1Exp.....	85
• Detalles de Tuberías.....	87
SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA.....	88
SELECCIÓN DEL AGENDE APUNTALANTE.....	90
CAPITULO V - RESULTADOS.....	93
CONCLUSIONES.....	94
RECOMENDACIONES.....	95
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 Numero de pozos en México con fracturamiento hidráulico, extraído de (CNH,2019)	24
Ilustración 2 Vector de desplazamiento y campos de desplazamientos (Madrid,2020).....	28
Ilustración 3 Clasificación de los cuerpos de acuerdo al esfuerzo aplicado (Navarro,2017).....	29
Ilustración 4 Modulo de Young (Madrid,2016).....	31
Ilustración 5 Relación de Poisson (Madrid,2016).....	31
Ilustración 6 Tipos de fracturas (Modificado de Matinez,2012).....	32
Ilustración 7 Modelo PKN (Navarro,2017).....	35
Ilustración 8 Modelo KGD (Navarro,2017).....	36
Ilustración 9 Modelo en 3D (Navarro,2017).....	37
Ilustración 10 Comportamiento reológico de los fluidos en función del esfuerzo de corte y ritmo de corte (Moreno,2009).....	42
Ilustración 11 Parámetros del API para redondez y esfericidad (Navarro,2017).....	53
Ilustración 12 Esfericidad y redondez de arena(izquierda), arena recubierta con resina(intermedio), cerámicos(derecha)(Navarro,2017).....	56
Ilustración 13 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla.....	60
Ilustración 14 Elementos Tectónicos-Marco Estructural (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla.....	61

Ilustración 15 Fosas-Goyo de México (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla	62
Ilustración 16 Etapa del Margen pasivo (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla	62
Ilustración 17 Orogenia Laramide (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla	63
Ilustración 18 Segunda Etapa de Margen Pasivo (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla	64
Ilustración 19 Columna Estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla	66
Ilustración 20 Secuencia Estratigráfica (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla	67
Ilustración 21 Formación Pimienta Riqueza Orgánica (Alonso,2017)	73
Ilustración 22 Áreas prospectivas de lutitas en la Fm. Pimienta (Alonso,2017)	74
Ilustración 23 Ubicación Geográfica del Pozo Pankiwi - 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)	78
Ilustración 24 Producción del Pozo Pankiwi- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)	79
Ilustración 25 Sísmica del Pozo Kaneni - 1Exp (CNH)	80
Ilustración 26 Ubicación Geográfica del pozo Kaneni- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)	81
Ilustración 27 Producción del Pozo Kaneni- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)	83
Ilustración 28 Estado Mecánico del pozo Kaneni - 1Exp (CNH)	83
Ilustración 29 Sísmica del Pozo Maxochitl - 1Exp (CNH)	84
Ilustración 30 Ubicación Geográfica del Pozo Maxochitl- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)	85
Ilustración 31 Producción del Pozo Maxochitl- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)	87
Ilustración 32 Estado Mecánico Del Pozo Maxochitl - 1Exp (CNH)	87
Ilustración 33 Diagrama para la selección del fluido fracturante (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)	89
Ilustración 34 Diagrama para la selección del agente apuntalante para el Pozo Pankiwi - 1Exp (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)	90
Ilustración 35 Diagrama para la selección del agente apuntalante para el Pozo Kaneni - 1Exp (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)	91
Ilustración 36 Diagrama para la selección del agente apuntalante para el Pozo Maxochitl - 1Exp (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Pozos candidatos a ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico (Navarro,2017)	25
Tabla 2 Tipos de deformación longitudinal (Tomado de Navarro, 2017)	30
Tabla 3 Tipos de deformación angular (Tomado de Navarro, 2017)	30
Tabla 4 Tamaños Primarios de apuntalante (Tomado de Vazquez,2009)	52
Tabla 5 Tamaños alternativos de apuntalante (Tomado de Vazquez,2009)	52
Tabla 6 Químicos añadidos a los fluidos fracturantes (Espinosa,2017)	58
Tabla 7 Datos del Yacimiento (CNH)	77
Tabla 8 Datos del Pozo Pankiwi- 1Exp (Datos obtenidos del Mapa Interactivo del CNIH)	77
Tabla 9 Producción mensual del Pozo Pankiwi- 1Exp (Datos obtenidos del Sistema de información de Hidrocarburos)	78
Tabla 10 Datos del Yacimiento (CNH)	80
Tabla 11 Dato del Pozo Kaneni- 1Exp (Datos obtenidos del Mapa Interactivo del CNIH)	80
Tabla 12 Producción Mensual del Pozo Kaneni- 1Exp (Datos obtenidos del Sistema de información de Hidrocarburos)	81
Tabla 13 Datos del Yacimiento (CNH)	84
Tabla 14 Datos del Pozo Maxochitl- 1Exp (Datos obtenidos del Mapa Interactivo del CNIH)	84
Tabla 15 Producción Mensual del Pozo Maxochitl- 1Exp (Datos obtenidos del Sistema de información de Hidrocarburos)	85

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Ecuación de la porosidad	17
Ecuación 2 ecuación de la permeabilidad relativa	18
Ecuación 3 Formula para saturación de fluidos	19
Ecuación 4 Deformación de los cuerpos	30
Ecuación 5 Esfuerzo de corte	38
Ecuación 6 Velocidad de corte	38
Ecuación 7 Viscosidad de un fluido	39
Ecuación 8 Viscosidad aparente o viscosidad observada	39
Ecuación 9 Viscosidad plástica	39
Ecuación 10 Representación de los fluidos Newtonianos	40
Ecuación 11 Ley de potencias	41
Ecuación 12 Temperatura de fondo de Pozo	76

INTRODUCCIÓN

En México se tiene un amplio potencial de recursos no convencionales que aún no se ha desarrollado por completo, uno de los prospectos donde se tiene más potencial de aceite y gas en lutitas (shale oil – shale gas) es en la cuenca Tampico-Misantla, sin embargo, debido al tipo de formaciones que se presentan en esta zona para que se pueda producir de una manera rentable se debe utilizar fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es un tipo de estimulación de pozos petroleros en el que se crean canales de flujo desde la formación al pozo, esto con la finalidad de aumentar la producción de estos.

Esta técnica se logra a través del bombeo de fluidos a alta presión en diferentes etapas, estos serán los encargados de crear la fractura y de transportar el agente apuntalante que será el encargado de mantener abierta la fractura.

Los fluidos de fractura son de gran importancia para esta técnica ya que estos serán los encargados de abrir la fractura en la primera etapa y de transportar el agente apuntalante.

Debido a que existen distintos tipos de fluidos de fractura se debe tener un buen conocimiento de la formación en la que se estará trabajando ya que si no se utiliza el fluido correcto se pueden presentar problemas como daño a la formación, pérdidas de fluido, pérdidas de permeabilidad y presión.

CAPITULO I- GENERALIDADES

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El fracturamiento hidráulico es una técnica que desde los años 40 en su invención ha logrado un aumento en la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, principalmente en campos de shale oil y shale gas, actualmente Estados Unidos es el país que más produce con esta técnica, sin embargo, en México también se han descubierto zonas con potencial para utilizar fracturamiento hidráulico en la cuenca Tampico-Misantla.

Se observa un potencial en la cuenca Tampico-Misantla en cuestión de yacimientos no convencionales.

Las principales rocas generadoras de la cuenca Tampico-Misantla han sido identificadas como rocas arcillo- calcáreas del Jurásico Superior (formaciones Pimienta, Tamán, y Santiago), y plays del Turoniano-Cenomaniano (Formación Agua Nueva).

Cuando se realiza fracturamiento hidráulico, es importante conocer la formación geológica donde se está trabajando.

Los estudios geológicos, geofísicos, nos servirán para detectar posibles problemas que pueden afectar más adelante como: zonas de presión anormal, zonas arcillosas, formaciones carbonatadas. Si la zona de interés se encuentra en una formación de carbonato se puede optar por usar fracturamiento ácido.

Los fluidos de fractura son elementos de gran importancia en el desarrollo de campos de shale oil y shale gas por lo que se debe tener un correcto tratamiento y desarrollo de estos para su uso y evitar daños en la formación productora y posibles daños ambientales.

Es por esto que se requiere una selección del fluido de fractura, para las formaciones consideraras como yacimientos no convencionales. El diseño del fluido de fractura está en función de la presión y temperatura del fondo, así como otras características del yacimiento, por lo que estos factores servirán para determinar si se utilizará un fluido de fracturamiento base agua o base aceite.

No elegir correctamente el fluido necesario puede ocasionar problemas de pérdida de control de fluido hacia la formación, que puede derivar en daño hacia ésta.

ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

El problema que se plantea en esta investigación surge a partir de los inicios del fracturamiento hidráulico con fluidos base aceite, ya que, aunque estos fluidos no ocasionan daño, son inflamables y tienen un impacto negativo en el medio ambiente además de que se requiere un mejor manejo de estos fluidos para evitar accidentes.

Debido a esto es que los fluidos base aceite no son tan utilizados y solo se utilizan en formaciones que lo requieran.

El primer pozo en ser bombeado bajo la técnica de fracturamiento hidráulico fue en el año de 1947 y fue el Klepper No. 1, localizado en el estado de Kansas, este pozo fue terminado con una estimulación acida, los fluidos base agua utilizados como fluido fracturante se remonta a inicios de 1955, hoy en día el 80 % de todas las operaciones de fracturamiento hidráulico se realiza con fluidos base agua. (Rodriguez,2014)

¿Cómo ha evolucionado el fracturamiento hidráulico? La inyección de fluido se realizaba a volúmenes de 200 a 400 galones con media libra de arena por cada galón usado, y se trabajaba a velocidades de 2 a 4 barriles por minuto lo que se podía considerar como una velocidad promedio ya que el doble de estas cantidades ya era un trabajo muy grande.

Muchas veces se inyectaban volúmenes de agua relativamente bajos en comparación con los utilizados actualmente, aunque altos en aquellos años ya que se llegaban a utilizar volúmenes de 1500 a 2000 galones lo que podía llegar a ser un trabajo muy arriesgado, estos trabajos dieron como resultado el aumento de la producción en los lugares donde se aplicara esta técnica. (Martinez,2012)

A medida que las tasas aumentaban, se experimenta con fluidos de menor viscosidad lo que reduce los costos y da muy buenos resultados, los tratamientos realizados en 1975 mostraron en promedio 37,000 a 45,000 libras de arena, una relación arena – fluido de 1,25 libras por galón.

Hoy en día los fluidos de fracturamiento son preparados en superficie e inyectados al pozo a presiones máximas de unos 20,000 PSI (libras por pulgada cuadrada) en cabeza de pozo, esto es 666 veces más que la presión de una llanta de un vehículo, que es de 30 PSI. (Martinez,2012)

JUSTIFICACIÓN

Los fluidos de fractura son de gran importancia en el fracturamiento hidráulico ya que éstos crean fracturas en la formación y conducen agentes apuntalantes que mantienen la conductividad entre el pozo y el yacimiento.

Esta investigación analiza la Formación Pimienta localizada en la cuenca petrolera Tampico-Misantla, esto con el fin de obtener la información geológica necesaria que nos permita conocer mejor la formación Pimienta, con la finalidad de se pueda tomar una mejor decisión en el momento de la selección de un fluido de fractura de acuerdo a las características de la Formación Pimienta y así evitar problemas durante la operación.

Actualmente la cuenca Tampico-Misantla es una de las mayores áreas de oportunidad para aumentar la producción de hidrocarburos en México, ya que cuenta con considerables reservas de shale oil y shale gas, por lo cual es necesario conocer el fluido de acuerdo a las características de la formación de interés.

OBJETIVOS

General

Seleccionar el fluido fracturante, así como el agente sustentante adecuado de acuerdo a las características de la formación para obtener una conductividad adecuada a un yacimiento no convencional aumentando su productividad.

Específicos

- Crear una base de datos en Excel con información geológica de la Formación Pimienta dentro de la cuenca Tampico- Misantla en la cual se especifiquen las propiedades más importantes de la formación como su porosidad, permeabilidad, saturación.
- Analizar el hidrocarburo encontrado en la Formación Pimienta por medio de los pozos Pankiwi-1Exp, Kaneni- 1Exp y Maxochitl- 1Exp
- Evaluar el tipo de fluido fracturante y agente sustentante adecuados para la Formación Pimienta.

HIPÓTESIS

Si se realiza la selección adecuada del fluido fracturante y el agente sustentante, se obtendrá una mejor conductividad en la Formación Pimenta al aplicar fracturamiento hidráulico.

DELIMITACIÓN

Duración de la investigación: La presente investigación se realizará mediante la recopilación de información de distintos autores y durará 2 años aproximadamente, teniendo el año 2020 como año de inicio.

Población a estudiar: Esta investigación se realizará en la Formación Pimienta ubicada en la cuenca Tampico-Misantla en el estado de Veracruz.

LIMITES

Las limitantes que se tienen en esta investigación tienen diferentes variables de acuerdo a diferentes causas:

- Una limitante que se tiene es la imposibilidad de viajar por el momento a un lugar donde se pueda obtener mayor información de los temas abordados
- Se tienen también límites económicos al realizar esta investigación

CAPITULO II- MARCO TEÓRICO

Conceptos petrofísicos básicos

➤ Porosidad

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. (Espinosa,2017)

$$\emptyset = \frac{V_P}{V_T}$$

Ecuación 1 Ecuación de la porosidad

Donde:

\emptyset = Porosidad

V_p = Volumen de espacios para almacenar fluidos

V_t = Volumen total de la roca

La porosidad de una roca puede ser clasificada de dos maneras:

- Según su origen
 - a) **Porosidad primaria o intergranular:** Es aquella que se origina durante el proceso de deposición de material que da origen a la roca.
 - b) **Porosidad secundaria:** Es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores al momento en el cual los sedimentos fueron depositados.
- Según la comunicación de sus poros

Dependiendo de cómo sea la comunicación de los poros, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- a) Total, o absoluta
- b) Interconectada o efectiva

c) No interconectada o no efectiva

➤ **Permeabilidad**

Es uno de los parámetros de las rocas que se determina, para saber la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento, así como también la facilidad con la que fluirán a través del sistema poroso al pozo. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella. (Espinosa,2017).

Existen tres tipos de permeabilidad:

- **Permeabilidad Absoluta:** Es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente de fluido
- **Permeabilidad Efectiva:** Es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y se mide en Darcy
- **Permeabilidad Relativa:** Corresponde a la relación entre la permeabilidad efectiva a una cierta saturación (K_i) y la permeabilidad absoluta (k), constituye la fracción de la permeabilidad efectiva del fluido i (petróleo, gas o agua) entre la permeabilidad absoluta y se expresa como:

$$K_r = \frac{K_i}{K}$$

Ecuación 2 ecuación de la permeabilidad relativa

Donde:

K_i = Es la permeabilidad efectiva a una cierta saturación

K = Permeabilidad absoluta

➤ **Saturación**

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentra el yacimiento. (Espinosa,2017)

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Ecuación 3 Formula para saturación de fluidos

Donde:

Sf = Saturación de un fluido

Vf = Volumen del fluido

Vp = Volumen poroso

➤ Mojabilidad

La mojabilidad es la preferencia de un sólido por retener el contacto con un fluido en lugar de otro. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario, un fluido no mojante formara gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. La mojabilidad depende de las fuerzas intermoleculares de los materiales en contacto; las fuerzas adhesivas entre el líquido y el sólido provocan que el líquido se extienda por la superficie, mientras que las cohesivas del líquido hacen que este se abulte y tienda a evitarla. (Espinosa,2017)

Tipos de Yacimientos

Un yacimiento es un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo.

➤ Yacimientos Convencionales

En estos yacimientos los hidrocarburos están contenidos en rocas almacén conformadas como trampas estructurales, estratigráficas o mixtas. En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora (puede ser lutita o caliza arcillosa). La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos periodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que

se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica depositada se transforme y se descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como roca sello. (Espinosa,2017)

➤ **Yacimientos no convencionales**

Son aquellos donde los hidrocarburos (gas y/o aceite) permanecen en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora a diferencia de los yacimientos convencionales. En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma. (Espinosa,2017)

Los yacimientos no convencionales se caracterizan por tres aspectos principales:

- Los hidrocarburos no migran
- Los hidrocarburos se entrapan in situ
- El yacimiento se autosella

Tipos de hidrocarburos no convencionales

- a) Aceite pesado (Heavy oil):** Petróleo en estado líquido de alta densidad, para la extracción de este tipo de aceite se requiere la inyección de vapor o polímeros.
- b) Arenas bituminosas (Oil sands):** El bitumen es un hidrocarburo de alta densidad y viscosidad el cual no tiene la capacidad de fluir al pozo, su densidad se encuentra por debajo a los 10° API
- c) Aceite en lutitas (Shale oil):** Petróleo producido directamente desde la roca generadora (lutitas ricas en materia orgánica).
- d) Gas en lutitas (Shale gas):** Gas natural contenido en rocas arcillosas (lutitas) con un alto contenido de materia orgánica y baja permeabilidad de la roca generadora.
- e) Aceite en rocas compactas (Tight oil):** Petróleo contenido en yacimientos con baja porosidad y permeabilidad, regularmente el aceite contenido en estas formaciones no

puede fluir a gastos rentables por lo que se debe implementar métodos para su explotación.

- f) **Arenas compactas (Tight gas):** Yacimientos de gas de baja permeabilidad, esto quiere decir que no existe una suficiente conexión entre los poros. Para poder extraer el gas se debe fracturar la formación para permitir el flujo de gas.
- g) **Metano en capas de carbón (Coalbed methane):** Son yacimientos relativamente someros, el carbón se encuentra en capas de diferente espesor. El gas metano se encuentra en los poros y/o fracturas de las capas de carbón.
- h) **Hidratos de metano:** Los hidratos son formados a partir de agua y gas a ciertas condiciones de presión y temperatura, en donde el gas metano queda atrapado en una molécula de hielo.

Antecedentes del fracturamiento hidráulico

La paternidad del fracturamiento se le atribuye a Edward A. L. Roberts, uno de los hombres más ricos de los EE.UU. quien murió en 1881, y debe su riqueza a que patentó una especie de bomba que explotaba en el fondo de los pozos y los hacía producir; esto lo probó exitosamente en muchos pozos en Titusville, Pennsylvania, donde nació la industria petrolera. Roberts en 1866 patentó su “torpedo” para fracturar los pozos y hacerlos producir. La técnica consistía en colocar un explosivo (pólvora luego reemplazada por nitroglicerina) en el fondo del pozo, previamente lleno de agua. (Petróleoamerica,2015)

Su invención cayó en desuso cuando comenzaron a ocurrir los grandes descubrimientos de los campos petroleros gigantes de Texas (Spindletop, 1901), Oklahoma y California, que por supuesto sus pozos no necesitaban ser fracturados para producir miles de barriles diarios cada uno.

Después del invento de Roberts, la empresa Dow Chemical en 1932 comenzó a usar ácido clorhídrico mezclado con arsénico para disolver la roca y permitir el flujo de petróleo del yacimiento al pozo. Ya para 1938 unos 25.000 pozos habían sido acidificados. Pero los ingenieros se dieron cuenta que el ácido funcionaba mejor en lutitas que en areniscas, que conformaban la mayoría de los yacimientos.

Floyd Farris, graduado en la universidad de Oklahoma en 1935, descubrió que en el proceso de cementación de los pozos el cemento que se inyectaba producía fracturas en los yacimientos, descubriendo indirectamente que un líquido a presión podía fracturar la roca.

Bob Fast, un ingeniero petrolero graduado en la universidad de Tulsa en 1943, en noviembre de 1946, probó la teoría de Farris haciendo un fracturamiento con agua, pero la mezcló con gasolina y napalm, pero no tuvo el éxito esperado. Intuyó que la fractura se cerraba al producirse de nuevo los fluidos inyectados; entonces se le ocurrió aplicarle también arena a la mezcla de líquidos para que esta mantuviera las fracturas. Farris patentaría su producto en 1948. Le daría la licencia a HOWCO (The Halliburton Oil Well Cementing Company). Para 1955 más de 100.000 pozos habían sido fracturados hidráulicamente.

El 17 de marzo de 1949, Halliburton realizó los dos primeros tratamientos comerciales de fracturación hidráulica en el condado de Stephens, Oklahoma y el condado de Archer, Texas. Desde entonces, la fracturación hidráulica se ha utilizado para estimular aproximadamente un millón de pozos de petróleo y gas en varios regímenes geológicos con buen éxito.

George Mitchell, quien era un empresario petrolero de Texas que deseaba aumentar la productividad y estuvo financiando las investigaciones de fracturamiento hidráulico durante varios años sin tener resultados.

Después de muchos años en los que no obtuvo resultados y ya con una edad avanzada de ya 80 años conoció a Nick Steinsberger, un ingeniero que le propuso una nueva versión de su concepto de fracturamiento, en la cual era filtrar en su mayor parte agua, gracias a esta innovación en solo un par de años se logró aumentar la producción de gas en 250%.

Nick Steinsberger, un ingeniero de petróleo graduado de la Universidad de Texas-Austin en 1987, en 1998, para fracturar los pozos propuso usar solo mucha agua, junto con la arena para mantener las fracturas y con algunos químicos, en lugar de la mezcla gel que se usaba. Tuvo éxito y se le asigna la condición de ser el padre del fracturamiento moderno. Utilizó 1,2 millones de galones de agua para fracturar su pozo modelo exitoso que era vertical (hoy se usan 5 y 6 millones de galones por pozo y son horizontales). No solo demostró que el agua era mejor que los geles para fracturar las lutitas, sino más barata. (Petróleoamerica,2015)

Se tiene registro de los primeros lodos de perforación en el año de 1914, estos fluidos también llamados lodos son usados en la perforación para ejecutar funciones como: enfriar y lubricar la barrena, controlar las presiones de la formación, dar estabilidad a las paredes del pozo, etc.

Los primeros fluidos que se ocuparon en el fracturamiento hidráulico eran a base de hidrocarburos, se agregaban gelificantes de la misma formación productora. Conforme los pozos se volvieron más profundos y aumentaba la temperatura se necesitó del uso de nuevos tipos de fluidos que pudieran soportar las altas temperaturas y presiones por lo que se desarrollaron fluidos de perforación a base de polímeros y otros químicos que pudieran realizar las fracturas.

Es importante analizar que durante el fracturamiento hidráulico se utilizan grandes volúmenes de agua según se necesite que puede oscilar de desde los 10,000 lts hasta los 36,000,000 lts por pozo según datos del Servicio Geológico de Estados Unidos, por lo que también es importante que se le dé un tratamiento al agua que se inyecta en estos pozos para así no generar más gasto de agua.

El fracturamiento hidráulico en México

En México el fracturamiento hidráulico es una técnica de extracción de hidrocarburos, la cual ha sido utilizada principalmente en campos de gas, a la fecha, se han perforado 30558 pozos en la zona terrestre de México, de los cuales se cuenta con información de perforación para 19563 pozos. (CNH,2019)

Con base en la información disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), se ha identificado que 8,457 pozos terrestres han tenido actividad de fracturamiento hidráulico en su historia, lo que representa 43% del total de pozos terrestres. Solo 27 de estos pozos han sido perforados con objetivos no convencionales. (CNH,2019)

A continuación, se indican los estados donde se ha utilizado esta técnica, así como el número de pozos en cada uno:

Coahuila (26 Pozos)

Chiapas (37 pozos)

Tabasco (224 Pozos)

Puebla (1,390 Pozos)

Nuevo León (1,776 Pozos)

Veracruz (2,270 Pozos)

Tamaulipas (2,734 Pozos)

En un inicio la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) fue quien llevaba las operaciones de fracturamiento hidráulico, trabajando incluso en yacimientos de arenas compactas en el proyecto de aceite terciario del golfo (ATG), sin embargo, la perforación de estos pozos no solo ha sido por parte de PEMEX ya que también se ha contratado empresas extranjeras para estas operaciones como Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, entre otras.

A la fecha, estos 8,457 pozos han recuperado 1,476 millones de barriles de aceite y 12,038 millones de pies cúbicos, equivalentes a 3,884 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta producción representa 7% de la producción histórica en el país. (CNH,2019)

Ya que en México se cuenta con reservas importantes de shale gas en el norte del país es importante saber con qué formaciones se cuenta, como funciona esta técnica, y con qué fluidos se debe realizar ya que dependiendo de las características de la formación se analizará que fluido es mejor usar y si se debe usar un fluido base agua o aceite y realizar el procedimiento con cuidado para evitar accidentes o pérdidas de fluido en la perforación y sobre todo cuidar el ambiente en el que se está trabajando ya que representa un posible potencial para el futuro.

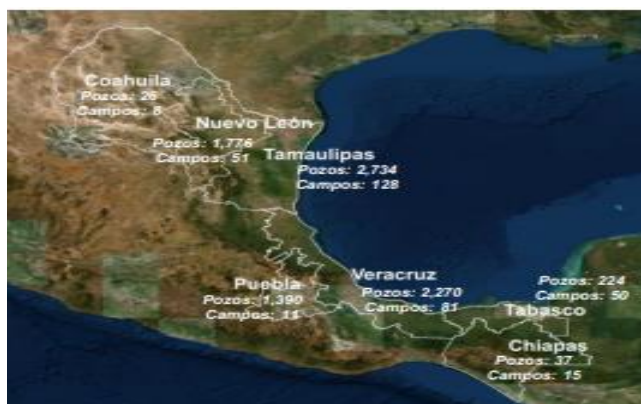


Ilustración 1 Numero de pozos en México con fracturamiento hidráulico, extraído de (CNH.2019)

Definición

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, con el objetivo de generar canales de flujo (fracturas) en la formación y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

El efecto del incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo, esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante (arena), el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura en la formación.

El agente apuntalante ayuda a mantener abierta la fractura permitiendo así el flujo de los fluidos hacia el pozo, esto gracias a que evita el cierre de la fractura debido a los esfuerzos in situ de la formación. (Navarro,2017)

¿Qué pozos son candidatos a ser fracturados hidráulicamente?

Cuando se planea utilizar fracturamiento hidráulico en un pozo se debe tener en consideración varios aspectos, entre estos se encuentran la historia de producción del pozo, registros de cementación además se debe realizar un diagnóstico para encontrar la causa de la baja de productividad ya que este ayudara a diseñar el mejor tratamiento para mejorar la producción.

Para ayudar a decidir si el fracturamiento hidráulico es la opción más rentable en la terminación del pozo se deben realizar varios estudios sobre las condiciones en las que se encuentra para saber si el pozo puede ser candidato a ser fracturado hidráulicamente. (Navarro,2017)

Otras consideraciones que se deberán tener en cuenta son:

Tabla 1 Pozos candidatos a ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico (Navarro,2017)

Será buen candidato	No será buen candidato
Pozos de gas con permeabilidad de 0.01 10 md	Pozos con permeabilidades menores a 0.001 md

Pozos de aceite con permeabilidades de 0.1 a 100 md	Pozos con permeabilidades mayores a 1000 md
La permeabilidad es uno de los parámetros más importantes, cuando esta es baja el crudo no puede recuperarse por métodos convencionales por lo que es un candidato a ser fracturado.	Cuando la permeabilidad es demasiado baja no habrá una diferencia significativa aun si se realiza fracturamiento, en cambio si es muy alta no será necesario realizar fracturamiento.

Será buen candidato	No será buen candidato
Pozos con energía de presión mayor a 0.2 psi/ft	Pozos con energía de presión menor a 0.2 psi/ft
Cuando el pozo tiene una buena presión se puede asegurar que el hidrocarburo podrá ser producido y que se podrá recuperar el fluido de fractura sin ocasionar daños a la formación.	Cuando se tiene una baja presión, un tratamiento con fracturamiento no aumentaría la productividad lo suficiente para que sea rentable.

Será buen candidato	No será buen candidato
Formaciones adyacentes con buen contraste de esfuerzos	Formaciones adyacentes con pobre contraste de esfuerzos
Un buen contraste de esfuerzos permite confinar el crecimiento vertical de la fractura, por lo que ésta no se extenderá a zonas indeseadas.	Un pobre contraste de esfuerzos no confina la fractura, por lo que ésta se extenderá pudiendo contaminar recursos que se encuentren en formaciones superiores.

Será buen candidato	No será buen candidato
Pozos asociados a yacimientos con reservas suficientes	Pozos asociados a yacimientos con reservas insuficientes

Las reservas deben ser suficientes para que el tratamiento sea rentable.	Si las reservas no son suficientes no se podrá recuperar la inversión.
--	--

Será buen candidato	No será buen candidato
Cuando se tiene un factor de daño de la formación positivo	Factor de daño de la formación menor a -4
Un factor de daño positivo indica la existencia de cierto daño de formación que está deteriorando la producción, se puede mejorar la producción eliminando la causa que genera el daño mediante fracturamiento.	Un factor de daño negativo indica un mejoramiento de la productividad por lo que no se requeriría el uso de fracturamiento.

Será buen candidato	No será buen candidato
Espesor de formación mayor a 5 ft	Espesor de formación menor a 5 ft
Un mayor espesor de la formación se puede relacionar con un mayor número de reservas, lo que hace que el fracturamiento pueda ser rentable.	Cuando el espesor de la formación es menor a 5 ft se considera no rentable, aunque en zonas delgadas puede resultar beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme.

Mecánica de rocas

La mecánica de rocas es la ciencia teórico-práctica que se encarga del estudio de las propiedades mecánicas de los cuerpos rocosos y nos permite conocer y entender el comportamiento de estos materiales.

El objetivo de la mecánica de rocas es conocer y predecir el comportamiento de los materiales rocosos ante la actuación de fuerzas internas y externas que se ejercen entre ellos. (Navarro,2017)

A continuación, se presentan algunos de los conceptos más importantes de mecánica de rocas que pueden ser aplicados en el fracturamiento hidráulico, por lo que el conocimiento acerca de estos es de suma importancia cuando se desea utilizar esta técnica.

Desplazamiento (u)

Es el cambio de posición de una partícula s , y queda definido por un vector $u = p' - p$. El campo de desplazamientos en un sistema será homogéneo si los vectores de desplazamiento de cada partícula son iguales en magnitud y dirección. (Madrid,2020)

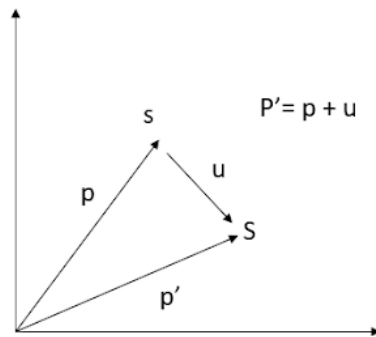


Ilustración 2 Vector de desplazamiento y campos de desplazamientos (Madrid,2020)

Estado Tensional

El estado tensional de un sistema es consecuencia de las fuerzas actuando sobre él. Al variar las fuerzas, por tanto, varían el estado de tensiones asociados a los planos considerados. (Madrid,2020)

Fuerzas

Las fuerzas son las responsables primarias del estado y comportamiento mecánico de un sistema. En la mecánica de rocas actúan dos tipos de fuerzas, la fuerza gravitatoria o volumétrica y las fuerzas superficiales, que son ejercidas sobre el cuerpo por los materiales que lo rodean, y actúan sobre las superficies de contacto en tres partes adyacentes del sistema rocoso. (Madrid,2020)

Esfuerzo

El concepto de esfuerzo se define como la capacidad que posee un cuerpo para soportar una fuerza por unidad de área, los esfuerzos son la relación que existe entre la fuerza aplicada y la superficie en la cual se aplica. (Navarro,2017)

Existen diferentes tipos de esfuerzos dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza a la superficie los cuales se muestran a continuación:

- **Esfuerzo normal (σ):** es el que tiende a comprimir o separar las dos partes del cuerpo que quedan a ambos lados del plano sobre el que actúa, los esfuerzos normales pueden ser de tensión o compresión. (Navarro,2017)
 - Tensión: es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la acción de fuerzas externas tendientes a incrementar la longitud del cuerpo.
 - Compresión: es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la de fuerzas externas tendientes a disminuir la longitud del cuerpo.
- **Esfuerzo de corte (τ):** el esfuerzo de corte tiende a romper el cuerpo por ese plano, y a desplazar las dos mitades del cuerpo, una junto a la otra. Produce un cambio en la forma del elemento. (Navarro,2017)



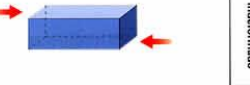

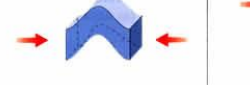




Tipo de esfuerzo			Tipo de deformación	
Tension	Compresion	Cizalla		
				Indefornado
				Ductil
			Fragil	

Ilustración 3 Clasificación de los cuerpos de acuerdo al esfuerzo aplicado (Navarro,2017)

Deformación (ϵ)

La deformación es la compresión o extensión de un cuerpo que resulta de la aplicación de fuerzas externas, lo cual genera un cambio en la forma, volumen o posición de un cuerpo. La deformación está en función de la magnitud de los tipos de esfuerzos, del tipo de cuerpo al que se le esté aplicando el esfuerzo y del tiempo que se aplicó el esfuerzo. Este parámetro es adimensional y compara situaciones en dos estados mecánicos diferentes. (Navarro,2017)

$$\varepsilon = \frac{(l_f - l_i)}{l_i} = \frac{\Delta l}{l_i}$$

Donde:

Ecuación 4 Deformación de los cuerpos

ε : Deformación

l_i : Longitud inicial

l_f : Longitud final

Tipos de deformación:

- **Deformación longitudinal:** este tipo de deformación ocurre cuando el esfuerzo que se aplica sobre el cuerpo modifica la longitud original del cuerpo. Esta deformación se causa por esfuerzos normales de tensión y compresión que provocan la elongación o disminución del cuerpo.

Tabla 2 Tipos de deformación longitudinal (Tomado de Navarro, 2017)

Tipos de esfuerzo	Tipo de deformación	Signo
Tensión	Elongación o incremento en la longitud original	Negativo
Compresión	Acortamiento o disminución en la longitud original	Positivo

- **Deformación angular:** ocurre cuando el esfuerzo aplicado modifica el ángulo original del cuerpo. Esta deformación es causada por esfuerzos cortantes que provocan que los ángulos del cuerpo aumenten o disminuyan.

Tabla 3 Tipos de deformación angular (Tomado de Navarro, 2017)

Tipo de esfuerzo	Tipo de deformación	Signo
Cortante	El ángulo disminuye	Negativo
	El ángulo aumenta	Positivo

Módulo de Young (E)

El módulo de Young, E , define la relación lineal elástica entre el esfuerzo aplicado y la deformación producida en la dirección de aplicación del esfuerzo. En un material homogéneo y elástico, como puede ser un metal, esta deformación es lineal en función al esfuerzo que se le aplica.

Desgraciadamente las rocas son un material no homogéneo y no elástico en todo rango de carga. Un material ideal tiene una relación esfuerzo/deformación lineal, pero las rocas no son un material ideal. Se toma la pendiente de la curva en la parte lineal para determinar el Módulo de Young.

Un alto valor de E representa un material muy duro, lo que significa que un alto esfuerzo (alta presión) es necesaria para deformar la roca. (Madrid,2016)

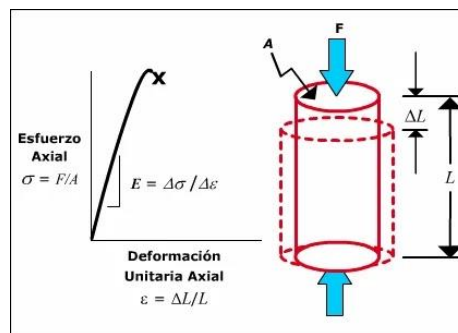


Ilustración 4 Modulo de Young (Madrid,2016)

Relación de Poisson

La relación de Poisson representa la deformación lateral (perpendicular a la dirección del esfuerzo) de un material sometido a un esfuerzo longitudinal. Para un diseño de fractura el valor de la Relación de Poisson no tiene mucha importancia.

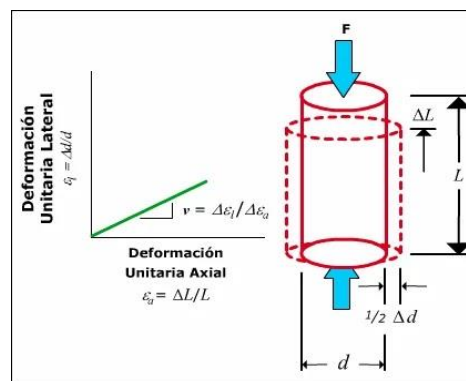


Ilustración 5 Relación de Poisson (Madrid,2016)

Debido a que las rocas tienen un comportamiento no lineal, la relación de Poisson no es constante en todo el rango de esfuerzo. Al igual que el módulo de Young la relación de Poisson es afectada por los mismos factores. (Madrid,2016)

Orientación de la fractura

Los esfuerzos en la roca controlan la orientación en la que se propagan las fracturas hidráulicas, las fracturas pueden ser verticales, horizontales o inclinadas dependiendo de los esfuerzos principales in situ, aunque siempre se pretenderá fracturar de manera perpendicular al esfuerzo mínimo. (Navarro,2017)

Existen diferentes factores que pueden influenciar en la orientación de la fractura:

- Esfuerzos locales
- Presión de poro
- Módulo de Poisson
- Módulo de Young
- Compresibilidad de la roca

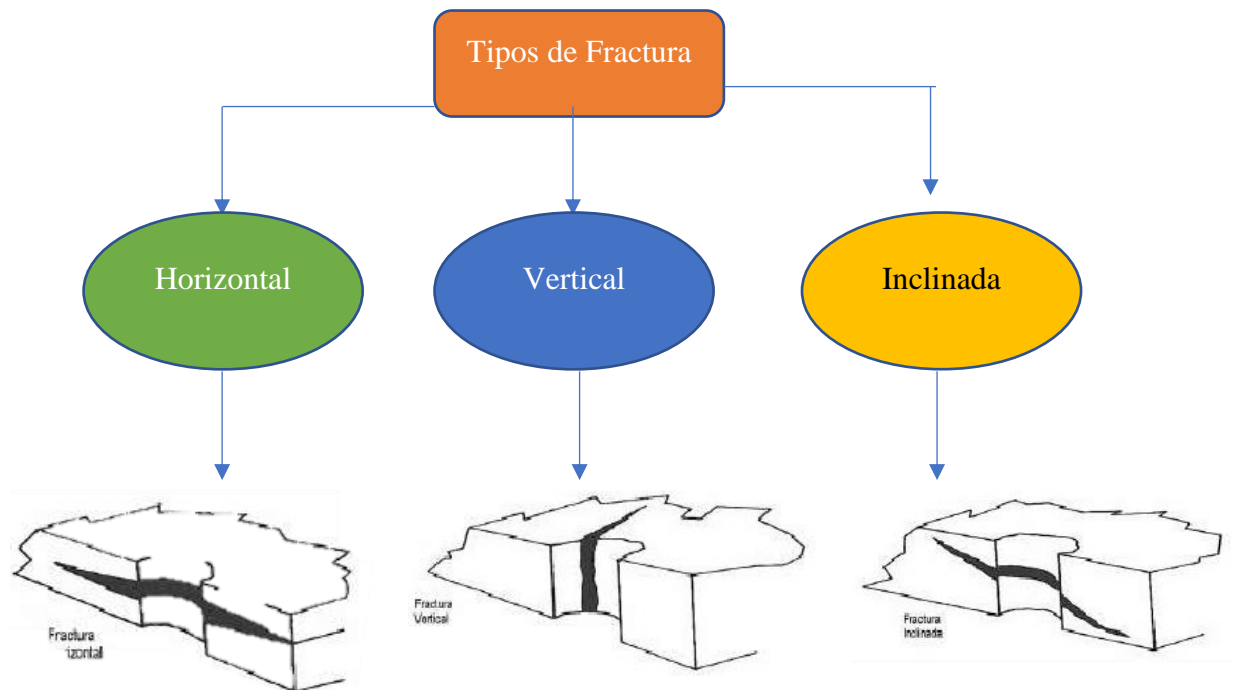


Ilustración 6 Tipos de fracturas
(Modificado de Matinez,2012)

Daño a la formación

Durante la perforación, terminación o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño.

El daño se define como la pérdida de productividad o inyectabilidad, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción. (Espinosa,2017)

Características

Los principales mecanismos de daño a la formación son:

- **Daño físico**
 - Invasión de solidos
 - Migración de finos
- **Daño químico**
 - Interacciones roca fluido (arcilla, humectabilidad)
 - Interacciones fluido-fluido (bloqueo por agua, emulsiones)

Causas del daño a la formación

Este daño se ocasiona por diversos factores que deben ocurrir desde el momento en que el pozo se perfora o en algún tiempo durante la vida productiva del pozo. Las causas principales para el daño de formación son:

- Hinchamiento de arcillas
- Invasión de solidos
- Bloqueos por emulsión
- Cambios de mojabilidad
- Bloqueos por agua

- Depositación orgánica
- Depositación de inorgánicos
- Depósitos mixtos

Tipos de daño

- Daño durante la perforación de pozos
- Daño durante la cementación
- Daño durante la terminación
- Daño durante la estimulación del pozo
- Daño durante la reparación del pozo
- Daño durante la producción del pozo
- Daño durante la inyección de aceite y gas
 - Inyección de agua
 - Inyección de gas

Mecánica de la geometría de la fractura

Las variables que deben considerarse en el diseño del proceso de fracturamiento son seis:

1. Altura (HF): Usualmente controlada por los diferentes esfuerzos *in situ* existente entre los estratos.
2. Módulo de Young (E): Resistencia a la deformación de la roca.
3. Pérdida de fluido: Relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
4. Factor de intensidad de esfuerzo crítico (KIC) (toughness): Resistencia aparente de la fractura, donde domina la presión requerida para propagar la fractura.
5. Viscosidad del fluido (μ): Afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del apuntalante.

6. Gasto de la bomba (Q): Que afecta casi todo el proceso. (Pemex,2015)

Modelos de Fractura

El cálculo de la geometría de fractura es esencialmente una aproximación, debido a que se supone que el material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, lo cual sucede solo en un material ideal. Además, se considera que el fluido de fractura se comporta de acuerdo con un modelo matemático particular, lo que generalmente no es el caso.

Las diferencias entre los distintos métodos de diseño de fracturas hidráulicas radican en las ecuaciones utilizadas, formuladas para los distintos eventos físicos. Estos métodos se pueden clasificar en tres grupos dependiendo la forma en que se utilice para calcular el espesor de la fractura. (Pemex,2015)

Modelo PKN

Modelos desarrollados por Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972). En ellos se supone que el espesor de la fractura es proporcional a la altura de la misma.

Las primeras ecuaciones de diseño propuestas correspondieron a las de Perkins y Kern, las cuales fueron ampliamente usadas por mucho tiempo. Estos autores formularon ecuaciones con y sin el efecto de la filtración, y permiten el estudio de fracturas tanto verticales como horizontales, ya sea para flujo turbulento o laminar.

El método de Nordgren mejora el de Perkins y Kern, pues incluye la influencia de la filtración de fluidos. Para obtener la geometría de la fractura, Nordgren resuelve numéricamente las ecuaciones de fractura y filtración de fluido, por lo que se requiere el uso de una computadora para su aplicación. (Pemex,2015)

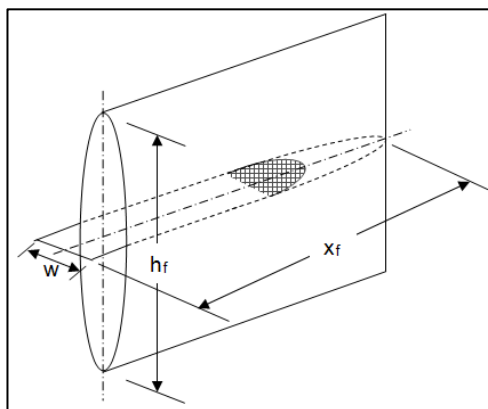


Ilustración 7 Modelo PKN (Navarro,2017)

Modelo KGD

Modelos desarrollados por Kristianovich y Zheltov (1955), LeTirant y Dupuy (1967), Geerstma y deKlerk (1969) y Daneshy (1973). Estos modelos proponen que el ancho de la fractura es proporcional a la longitud de la misma, a diferencia de Perkins y Kern y Nordgren, que proponen la proporcionalidad con la altura de la fractura.

En este modelo el deslizamiento se produce en los planos horizontales superior e inferior, donde la roca que se fractura contacta las barreras impermeables que la limitan. Así, una sección normal vertical, perpendicular a la dirección de propagación tiene una forma rectangular, desde la base hasta la cima de la fractura. (Pemex,2015)

Las principales suposiciones entre los modelos PKN y KGD son las siguientes:

- Ambos suponen que la fractura es plana y que se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo.
- Suponen que el flujo de fluidos es unidimensional (1D) a lo largo de la longitud de fractura.
- Asumen que la roca que se fractura es como un sólido lineal isotrópico, continuo y heterogéneo.
- Suponen que la fractura es fija en altura o completamente confinada.

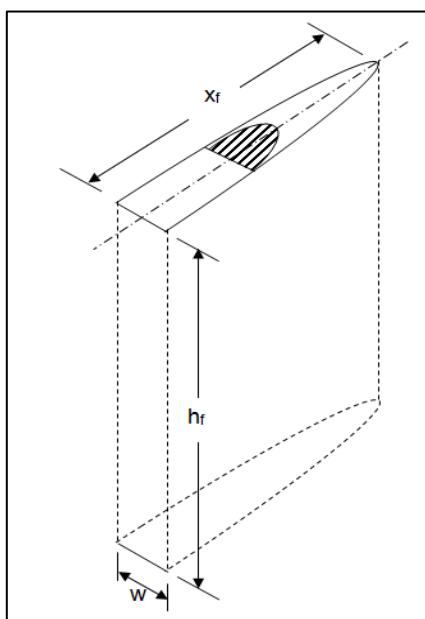


Ilustración 8 Modelo KGD
(Navarro,2017)

Modelos tridimensionales y pseudotridimensionales:

Los modelos mencionados anteriormente están limitados debido a que se requiere especificar la altura de la fractura o asumir que se desarrollara una fractura radial. También la altura de la fractura varía del pozo a la punta de la fractura. Esto puede remediarse usando modelos planos tridimensionales (3D) y pseudotridimensionales (P3D).

En los modelos 3D, los cálculos del flujo total de fluidos bidimensional (2D) en la fractura son acoplados a la respuesta elástica tridimensional (3D) de la roca, mientras que, en los modelos pseudotridimensionales, por acoplamiento u otra manera, se aproximan a la elasticidad 3D. (Pemex,2015)

Los cálculos computacionales que incluyen este modelo consumen muchos recursos informáticos, haciendo que el tiempo de cálculo sea muy largo, dependiendo de la complejidad introducida en los datos. Sólo se utiliza en casos de estudio o en fracturas de laboratorio realizadas sobre núcleos, para estudiar el efecto de inicio de fractura y las condiciones cercanas al pozo (disparos y tortuosidad), y no exactamente la propagación final de la misma. (Navarro,2017)

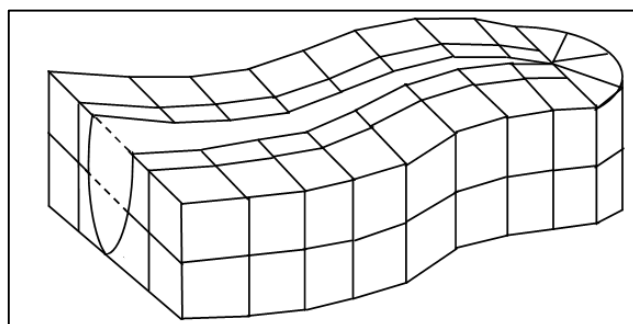


Ilustración 9 Modelo en 3D (Navarro,2017)

Reología de los fluidos

La reología es la ciencia que se encarga del estudio de la deformación y como fluyen los materiales sometidos a fuerzas externas. Esta parte de la física es de gran importancia ya que permitirá determinar cómo será el movimiento de los fluidos a diferentes condiciones, durante su fabricación, su transporte, su almacenamiento o su utilización.

Las propiedades reológicas son de gran importancia en operaciones de fracturamiento hidráulico ya que estos fluidos serán los encargados de crear y propagar la fractura por lo que es importante diseñarlos correctamente. (Navarro,2017)

- **Esfuerzo de corte**

El esfuerzo de corte es la fuerza mínima que se requiere para poder mantener una velocidad constante de movimiento de un fluido.

$$\tau = \frac{F}{A}$$

Ecuación 5 Esfuerzo de corte

Donde:

τ = esfuerzo de corte, psi

F = fuerza de corte, lb_f

A = área en la que actúa la fuerza, in^2

- **Velocidad de corte**

Es el cambio en la velocidad del fluido dividido por el ancho del canal a través del cual el flujo se desplaza en flujo laminar

$$\gamma = \frac{V}{H}$$

Ecuación 6 Velocidad de corte

Donde:

γ = velocidad de corte, 1/S

V = velocidad, ft/s

H = distancia, ft

- **Viscosidad**

La viscosidad es la propiedad que poseen los fluidos para oponer una resistencia al flujo cuando se les aplica una fuerza, mientras mayor sea el grado de viscosidad mayor será la resistencia al flujo del fluido. La viscosidad es el esfuerzo de corte dividido por la correspondiente velocidad de corte:

$$\mu = 1.45 \times 10^{-7} \frac{\tau}{\gamma}$$

Ecuación 7 Viscosidad de un fluido

Donde:

μ = viscosidad, cp

τ = esfuerzo de corte, psi

γ = velocidad de corte, 1/s

Viscosidad aparente

La viscosidad aparente es la viscosidad real o viscosidad verdadera observada, esta se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional.

$$\mu_A = L300 \quad 0 \quad \mu_A = \frac{L600}{2}$$

Ecuación 8 Viscosidad aparente o viscosidad observada

Donde:

μ_A = viscosidad aparente, cp

L600 = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 600 rpm, cp

L300 = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 300 rpm, cp

Viscosidad plástica

Esta viscosidad es el resultado de la fricción entre sólidos, solido-líquido y entre líquidos. La viscosidad plástica se relaciona con el tamaño, número y forma de las partículas del fluido en movimiento. Se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional

$$\mu_p = L600 - L300$$

Ecuación 9 Viscosidad plástica

Donde:

μ_p = viscosidad plástica, cp

L600 = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 600 rpm, cp

L300 = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 300 rpm, cp

Resistencia al gel

Es el esfuerzo de corte medido a baja velocidad de corte después de que el fluido ha quedado en reposo durante un cierto periodo de tiempo, este periodo puede variar entre 10 segundos a 10 minutos, y se pueden hacer mediciones de hasta 30 minutos o 16 horas. Esto dependerá de la cantidad y el tipo de sólidos en suspensión el tiempo de reposo, la temperatura y el tratamiento que se le haya dado. (Navarro,2017)

Índice de consistencia

Es una caracterización numérica del fluido, es decir, es una medida indirecta de la viscosidad. Cuanto mayor sea el índice de consistencia el fluido será más espeso o viscoso. (Navarro,2017)

Modelos reológicos

Fluidos Newtonianos

Los fluidos Newtonianos son aquellos en los que, manteniendo la presión y la temperatura constantes, exhibe una proporcionalidad directa entre los esfuerzos ejercidos y el ritmo de corte aplicado, esta relación se puede expresar en forma de ecuación de la siguiente manera (Moreno y Ortiz,2009):

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \left(- \frac{dv_r}{dy} \right)$$

Ecuación 10 Representación de los fluidos Newtonianos

Fluido plástico de Bingham

En los fluidos plásticos de Bingham el esfuerzo de corte varía linealmente con el corte. A diferencia de los fluidos Newtonianos, debe aplicarse una fuerza mínima para iniciar el movimiento. Estos fluidos se caracterizan por dos constantes (Moreno y Ortiz,2009):

- a) Punto de cedencia o valor de cedencia (τ_y), el cual corresponde a la fuerza mas pequeña requerida para poner al fluido en movimiento.
- b) Viscosidad plástica (μ_p), es la relación entre el incremento del esfuerzo de corte y el correspondiente incremento en el ritmo de corte, es decir, es la pendiente de la curva obtenida al graficar el esfuerzo de corte como una función del ritmo de corte.

Fluidos Pseudoplásticos y Fluidos Dilatantes

Haciendo de lado los dos modelos anteriores, todos los modelos reológicos se pueden clasificar como no Newtonianos, en estos los fluidos no tienen punto de cedencia, pero su viscosidad aparente es algunas veces una función no lineal del esfuerzo de corte y de la duración del corte. Los fluidos no Newtonianos se pueden clasificar en dos grupos principales definidos como pseudoplásticos y dilatantes. En un fluido pseudoplástico la viscosidad aparente disminuye con el incremento en el valor del esfuerzo de corte, la pendiente de la curva decrece continuamente y frecuentemente se aproxima a un valor constante a ritmos de cortes altos. Un fluido dilatante muestra un comportamiento reológico opuesto al de un pseudoplástico, en el cual su viscosidad aparente se incrementa al aumentar el esfuerzo de corte. (Moreno y Ortiz,2009)

Ley de potencias

Este modelo representa la relación del esfuerzo de corte, τ , y el ritmo de corte, γ , para una gran variedad de fluidos no Newtonianos (presentado como caso particular a los fluidos Newtonianos). Para un amplio rango de ritmos de corte, este modelo se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\tau = k' \gamma^{n'} \quad \text{ó} \quad \tau = k' \left(-\frac{dv}{dy} \right)^{n'}$$

Ecuación 11 Ley de potencias

Donde n' es adimensional y se conoce como índice de comportamiento de flujo y se emplea para evaluar el grado de comportamiento no Newtoniano de un fluido, valores de n' entre 0 y la unidad caracterizan a los fluidos pseudoplásticos, en cambio valores de n' mayores que la unidad, caracterizan a los fluidos dilatantes. (Moreno y Ortiz,2009)

Fluidos Tixotrópicos y fluidos Reopécticos

Estos fluidos dentro de la clasificación de los no Newtonianos, se caracterizan porque sus propiedades reológicas cambian con relación al esfuerzo de corte y al ritmo de corte dentro de ciertos límites a los que son sometidos, esto quiere decir que dependen del tiempo de reposo a que están sujetos.

Los fluidos tixotrópicos generalmente definidos como geles, tienen la propiedad de volverse fluidos con el movimiento y una vez que quedan en reposo irán perdiendo esta propiedad, este fenómeno es reversible por lo que aumenta su resistencia al esfuerzo cortante (gelatinosidad), cuando se encuentra en reposo, pero una vez que se le aplican ritmos de corte constantes, la gelatinosidad se rompe.

Los fluidos reopécticos, también son un tipo de fluido no Newtoniano, que, a diferencia de los tixotrópicos, su viscosidad aparente aumenta con el tiempo hasta cierto valor máximo a cualquier velocidad de corte constante. (Moreno y Ortiz,2009)

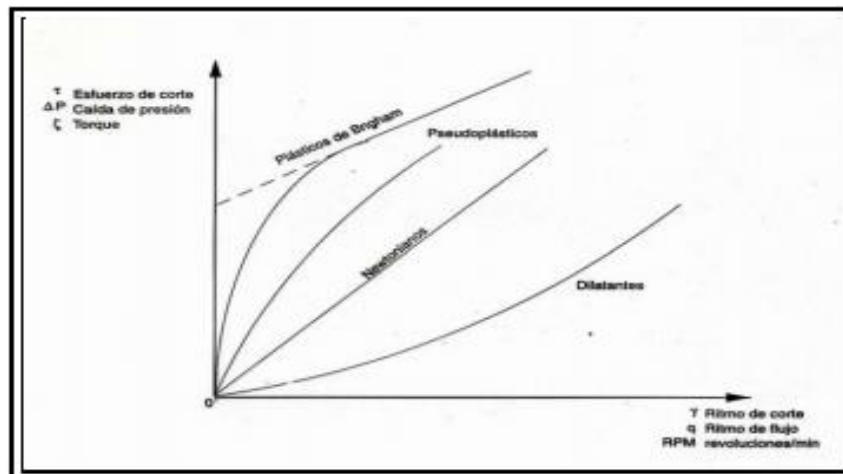


Ilustración 10 Comportamiento reológico de los fluidos en función del esfuerzo de corte y ritmo de corte (Moreno,2009)

Fluidos Fracturantes

Los fluidos de fracturamiento son la parte más importante durante una estimulación hidráulica ya que estos fluidos serán bombeados e inyectados con el fin de crear fracturas en la roca aumentando así su permeabilidad y, de esta forma, consiguiendo mejorar la producción de aceite y gas del pozo.

Los fluidos de fracturamiento son una mezcla del fluido base o fracturante, el más usado por su eficiente comportamiento es el agua, y los aditivos, una amplia variedad de químicos que mejoran las propiedades de los fluidos, que, en conjunto con el agente sustentante o apuntalante, el más utilizado por su costo y eficacia es la arena, permiten efectuar las fracturas en la roca, ya su vez permite mantenerlas abiertas (Navarro,2017).

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de distintos tipos de fluido en diferentes etapas, durante la cual cada uno realiza diferentes funciones según las características del fluido.

Dichos fluidos se dividen en tres etapas fundamentales:

1.- Primera etapa: inyección del fluido de relleno o colchón

La primera etapa del fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido de relleno también conocido como fluido colchón, este fluido fracturante no tiene material sustentante en suspensión, este tiene como objetivo iniciar y propagar la fractura.

Su principio se centra en aumentar la presión del pozo a partir del flujo a una alta velocidad del fluido colchón, lo que provoca las primeras rupturas en la roca y con eso se inicia la fractura. La inyección de fluido colchón continuara hasta que se llega a la presión conocida como presión de iniciación de la fractura (Nolen-Hoeksema, 2013), este primer fluido ya no se va a recuperar ya que se va a filtrar en la formación hasta que se consiga la fractura, posteriormente se inyecta el siguiente fluido el cual acarreará el agente sustentante.

2.- Segunda etapa: inyección de fluido con agente sustentante en suspensión

Después de la inyección del fluido de colchón, el siguiente paso en el proceso es la inyección del fluido con agente sustentante en suspensión o también conocido como lechada; el cual consiste en mezclar en mayor proporción el fluido base con una menor proporción del agente sustentante, ya que si no se cuida esta variable puede causar que el fluido base no pueda arrastrar a los sólidos en suspensión y por consiguiente disminuir la presión y el flujo (Navarro,2017).

Los valores de concentración del apuntalante en suspensión dependerán de la capacidad de transporte con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura.

3.- Tercera etapa: inyección del fluido de limpieza

Finalmente, en la tercera etapa es bombeado el fluido de limpieza, el cual tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y por consiguiente el cierre de la fractura.

Propiedades deseables de los Fluidos Fracturantes

Los fluidos de fractura deben presentar características específicas, las cuales ayudaran para su optimo desempeño cuando se requiera realizar un fracturamiento hidráulico, a continuación, se describen algunas de las propiedades más importantes de los fluidos Fracturantes:

- Capacidad de transporte: Esta se refiere a la capacidad que tienen los fluidos de fractura para transportar el apuntalante a través de las tuberías de perforación e introducirlo dentro de la fractura.
- Viscosidad: La viscosidad del fluido es una de las propiedades más importantes ya que si esta es demasiado alta no se podrá bombear con facilidad y tampoco permitirá el transporte de los apuntalantes.
- Capacidad de degradarse: Esta característica permite que los fluidos se degraden de una viscosidad alta a una baja, de forma que se pueda retomar después de haber colocado el apuntalante y abierto la fractura.
- Compatibilidad: El fluido debe ser compatible con la roca del yacimiento y los fluidos contenidos en el mismo, por lo que no debe existir interacción química o fisicoquímica que pueda provocar daño a la formación.
- Coeficiente de fricción: Esta debe ser lo más bajo posible para minimizar la potencia hidráulica de las bombas necesarias para bombear fluido durante el fracturamiento.

- **Eficiencia:** Esta normalmente es lograda por la combinación de fluidos de alta viscosidad con aditivos para pérdida de fluidos.
- **Económico:** El fluido debe ser económicamente eficiente y viable, ya que si los costos de operación son mayores que las ganancias que se tienen contempladas no serán económicamente rentables.

Tipos de Fluidos Fracturantes

Fluidos base agua

Este tipo de fluidos es el más utilizado en la actualidad, ya que se puede obtener de diversas fuentes de suministro, además de su bajo costo, alto desempeño, manejo fácil y seguro, disponibilidad en casi todas las áreas y debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades.

Estos fluidos poseen excelentes propiedades para el transporte del apuntalante y control de filtrado, es fácil de preparar y manipular en campo, tiene disponibilidad en casi todas las áreas, su alta densidad permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base aceite, es adaptable a las condiciones de cada yacimiento. (Navarro,2017)

Los inconvenientes que pueden llegar a surgir cuando se utiliza un fluido fracturante base agua es la presencia de material arcilloso en la roca, la distribución y contenido de la misma afecta la sensibilidad de la formación de fluidos acuosos; esta sensibilidad se manifiesta como expansión y dispersión-migración de las arcillas y consecuentemente una reducción del flujo de fluidos a través de los poros y fracturas inducidas. (Moreno y Ortiz,2009)

A pesar de esto los fluidos base agua ofrecen muchas ventajas las cuales los hacen una opción más viable:

- No provoca incendios.
- El agua es fácilmente encontrada en la mayoría de las áreas, tiene bajo costo, puede ser tratada con reductores de fricción.
- Tiene baja viscosidad, por lo que es fácil de ser bombeado.

- Tiene alta densidad relativa, la cual crea una alta carga hidrostática.

A continuación, se describen los tipos de fluidos base agua más comunes utilizados en el fracturamiento:

Goma Guar

Fue de las primeras que se usaron a fin de viscosificar el agua usada en los fracturamientos, es un polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene una alta afinidad con el agua al agregarse al agua se hincha y se hidrata, lo que crea un medio para que las moléculas del polímero se asocien con las del agua, desarrollándose y extendiéndose en la solución. (Espinosa,2017)

Hidroxiopropil Guar (HPG)

Se deriva del guar con oxido de propileno, contiene de 2 a 4 % de residuos insolubles, pero algunos estudios indican que HPG es más estable que el Guar a temperaturas mayores (Pozos > 150°C) y más soluble en alcohol. (Espinosa,2017)

Carboximetilhidroxipropil Guar (CMHPG)

En un doble derivado del guar, el primer polímero usado para pozos de baja temperatura. Para esa aplicación es activado con aluminatos (que lo hacen más económico que un fluido HPG activado con zirconatos o titanatos). Es también activado con zirconatos, lo que le permite mayores viscosidades y trabajar en altas temperaturas. (Espinosa,2017)

Agua Oleosa

Estos fluidos se componen principalmente por agua, un agente de control de arcillas y un reductor de fricción. Su principal ventaja es su bajo costo, es fácil de mezclar y posibilita la recuperación y reutilización del agua. Debido a su baja viscosidad su principal desventaja es que el ancho de la fractura es estrecho y su principal mecanismo para el transporte de apuntalante es la velocidad, por lo este tipo de fluidos deben ser bombeados a muy altas tasas. (Navarro,2017)

Carboximetilhidroxietil Celulosa (CMHEC)

Se forma al activar suavemente el HEC agregando el grupo carboximetil. Este polímero provoca una activación de iones metálicos como aluminatos, zirconatos o titanatos en ambientes con pH de aproximadamente de 2 a 4. (Espinosa,2017)

Geles Lineales

Al igual que los fluidos de agua oleosa, estos se componen de agua, un agente de control de arcilla y un agente gelificante, un bactericida para evitar la degradación del gel, rompedores para reducir el daño al empaque de apuntalante. Los geles lineales además de ser baratos presentan menores pérdidas de fluido y mejoran las características de viscosidad. (Navarro,2017)

Geles Reticulados

Se componen de agua, un agente de control de arcilla y un agente gelificante de la misma forma que los geles lineales, pero además contienen un reticulante que incrementa la viscosidad. El fluido permanece viscoso hasta que el agente de ruptura (rompedor) es introducido para romper el reticulado y eventualmente el polímero.

Aunque la reticulación del fluido aumenta su costo, se mejora considerablemente el desempeño en el fracturamiento hidráulico. Una mayor viscosidad se traduce en un mayor ancho de fractura lo que permite aceptar concentraciones más altas de apuntalante, mejora el transporte de apuntalante y reduce la presión por fricción. (Navarro,2017)

Fluidos base aceite

Estos fluidos fueron los primeros en ser utilizados debido a la necesidad de contar con fluidos de fracturamiento para formaciones que son altamente sensibles a las soluciones acuosas por lo que su objetivo es no alterar las condiciones de la formación.

Los fluidos Fracturantes base aceite se pueden dividir en dos tipos:

Aceite Crudo

Los primeros fluidos base aceite utilizados en fracturamiento con apuntalante fueron aceites crudos estabilizados, estos ofrecen una viscosidad de acarreo y control de filtrado, no causan daño a la formación y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción, cuenta

con facilidad de remoción y no causa problemas en la batería. La desventaja al utilizar estos fluidos es su disponibilidad ya que si no se produce cerca del área puede aumentar el costo, aunque si se produce cerca será una mayor ventaja debido al bajo costo.

Sin embargo, son inflamables e impactan de manera severa en el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones, las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja. (Navarro,2017)

Aceites Refinados

Durante mucho tiempo los fluidos de aceites refinados fueron los de uso común, ya que entre sus ventajas encontramos un bajo costo, disponibilidad y fácil remoción de la fractura.

Los fluidos base Diesel o kerosina aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura más grandes en ancho y longitud dando como resultado mayor conductividad. Al ser altamente volátiles y contaminantes su manejo, almacenamiento y transporte incrementan los costos de un tratamiento, por lo que actualmente se usa en formaciones altamente sensibles al agua. (Navarro,2017)

Fluidos base ácido

Los fluidos base ácido son, en lo general, empleados en fracturamiento de formaciones carbonatadas, que presentan buena permeabilidad. Este tipo de fluido es utilizado frecuentemente cuando se tienen altas temperaturas, y estos se acondicionan para fracturamiento ácido. (Moreno y Ortiz,2009)

Fluidos base CO₂

Este fluido es utilizado en donde existen campos depresionados y además sensibles a la acción del polímero y es utilizado en los fluidos fracturantes convencionales, para ello se requiere el uso de fluidos con menor cantidad de polímero y que proporcionen energía adicional para recuperar la mayor cantidad de fluidos a superficie, obteniendo con esto una mejor conductividad retenida del paquete apuntalado.

Una de las principales ventajas de utilizar dióxido de carbono para energizar el fluido de fractura es que, durante los tratamientos, este se mantiene en forma líquida junto con el fluido

polimérico. Esta ventaja permite tener una mayor columna en el fondo durante el tratamiento, disminuyendo las presiones de operación en superficie y reduciendo la posibilidad de arenamiento prematuro comparado con fluidos energizados con nitrógeno. (Moreno y Ortiz,2009)

Fluidos base alcohol

El metanol e isopropanol han sido usados por muchos años tanto como un componente de fluidos fracturantes base agua y base ácido, como exclusivamente un fluido fracturante en algunos casos. El alcohol reduce la tensión superficial del agua, ha sido frecuentemente usado para la remoción de obstrucciones de agua. En fluidos fracturantes, el alcohol ha encontrado amplio uso como estabilizador de temperatura.

El principal beneficio que presenta es una baja tensión superficial, miscibilidad con el agua, remoción de bloqueadores de agua y compatibilidad con formaciones que son sensibles al agua.

Por otra parte, el uso de fluidos base alcohol crea muchos inconvenientes, especialmente el peligro inminente sobre el personal que respira los vapores del alcohol y el peligro constante de una combustión. En altas concentraciones, presentan dificultades en el control de la degradación del fluido base, se requiere de altas concentraciones de rompedores para completar la degradación. (Moreno y Ortiz,2009)

Fluidos emulsionados

Los fluidos emulsionados se forman generalmente con agua y un hidrocarburo como el propano, Diesel o condensados. Son soluciones altamente viscosas con buenas propiedades de transporte. El fluido más común, denominado poliemulsión, es compuesto de 67% fase interna (también llamada fase continua) hidrocarburo, 33% salmuera viscosificada como fase externa (también llamada fase discontinua o dispersa) y un surfactante emulsionante. Viscosificar la fase acuosa (fase interna) mejora la estabilidad de la de la emulsión y reduce significativamente la presión por fricción durante el bombeo porque el polímero actúa como un reductor de fricción. (Navarro,2017)

Fluidos espumados

Los fluidos espumados son una dispersión de un gas en un líquido, el gas es la fase dispersa y el líquido la fase continua. Generalmente se forman con agua y algún gas como el nitrógeno (N₂) o el dióxido de carbono (CO₂).

Para crear una espuma se agregan agentes que actúan en la interface de los fluidos para lograr disminuir las fuerzas interfaciales y obtener así una mezcla estable del gas y el agua. La concentración ideal del surfactante estabiliza la película delgada entre el agua y el gas (interface) y previene las células de coalescencia, es decir que previenen la unión de partículas de agua de manera que estas sigan dispersas.

Las espumas pueden mejorarse haciendo más viscosa la fase líquida agregando algún polímero, el resultado es una espuma más estable. La reticulación del polímero también mejora la espuma haciéndola incluso estable a calidades menores de 40, también se mejora la reología de la espuma y el control de pérdida de fluido. (Navarro,2017)

Fluidos Energizados

Cuando la calidad de la espuma está debajo de 52% la estabilidad de esta se pierde, pero puede existir una dispersión estable del gas en el líquido, estos fluidos son denominados energizados.

Los fluidos energizados contienen nitrógeno o dióxido de carbono y se utilizan para reducir el volumen de agua utilizada, disminuir la concentración de polímero requerida hasta de un 50%, lo que a su vez reduce el daño de formación producido por el polímero residual, agilizando la limpieza y mejorando la productividad.

En el tratamiento con fluidos energizados es esencial fluir el pozo inmediatamente después de terminada la operación. Esto evita la disipación de la energía contenida en el gas comprimido hacia el yacimiento, utilizándola para retornar los fluidos a superficie y hacer más efectiva la limpieza del pozo al aumentar el volumen de fluido recuperado al término del fracturamiento. (Navarro,2017)

Fluidos Binarios

Los fluidos binarios han demostrado ser excelentes, son empleados en formaciones sensibles al agua y consisten en geles lineales o complejas, con o sin alcohol, espumados con N₂ y/o CO₂ (gaseoso y/o líquido).

Los fluidos binarios espumados consisten de una mezcla de gases CO₂ y N₂ como fase interna y un gel base agua como fase externa. La relación de gas varía de 20% de CO₂ / 35% de N₂ a 45% de CO₂ / 35% de N₂.

Estos son utilizados en yacimientos bajo saturados y/o sensibles al agua ya que estos minimizan el contacto con los fluidos de la formación y suministran energía para la recuperación del fluido de tratamiento. Las desventajas que presenta este tipo de fluidos es que las pequeñas variaciones en la velocidad de la mezcla de agua o gas pueden causar la pérdida de la estabilidad de la espuma. Su aplicación es en pozos de poca profundidad y de baja presión los cuales requieren de un fluido energizado o que son sensibles al agua, donde la espuma debe ser utilizada. (Moreno y Ortiz,2009)

Agentes Apuntalantes

El agente apuntalante (también llamado sustentante) es un material sólido que es transportado por el fluido fracturante para ser colocado dentro de la fractura creada y proporcionar una trayectoria conductora que aumente la capacidad de flujo.

La principal función de un agente apuntalante es mantener abierta la fractura después de que el fluido de fractura se dejó de bombear y fue removido del yacimiento, para así permitir el flujo de fluidos del yacimiento a través de la fractura.

A lo largo del tiempo, las técnicas de fracturamiento han evolucionado y debido a esto también los agentes sustentantes, en un principio se utilizaban cascaras de nuez, después se emplearon arenas naturales y esferas de alta resistencia, hoy en día se utilizan arenas recubiertas con resina que aglutina la arena después de ser depositadas en la fractura, hasta arenas hechas con bauxita o cerámica. Debido a la gran variedad de agentes apuntalantes que existen en el mercado, el Instituto Americano del Petróleo estableció la norma API RP56 la cual establece las especificaciones de la calidad de los apuntalantes utilizados en tratamientos de fracturamiento hidráulico. (Navarro,2017)

Estas especificaciones son:

- Tamaño de Grano

El tamaño de grano tiene un impacto en la permeabilidad. Normalmente un tamaño más grande de apuntalante proporciona una mayor permeabilidad, pero solo cuando se tienen bajos esfuerzos de cierre. A medida que el esfuerzo de cierre aumenta, el efecto del tamaño de la partícula en la conductividad se reduce debido al incremento del trituramiento de las partículas.

En el caso de formaciones sucias (formaciones de arena que contengan de 5% a 20 % de arcilla) o que estén sujetas a migración de finos son malos candidatos para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, causando taponamientos parciales y reducciones en la permeabilidad (Navarro,2017). El tamaño de grano de los apuntalantes se describe en las siguientes tablas:

Tamaños Primarios

Tabla 4 Tamaños Primarios de apuntalante (Tomado de Vazquez,2009)

Intervalo de Malla	Tamaño (μm)
12/20	850-1700
20/40	425-850
40/70	212-425

Tamaños Alternativos

Tabla 5 Tamaños alternativos de apuntalante (Tomado de Vazquez,2009)

Intervalo de Malla	Tamaño (μm)
6/12	1700-3350
8/16	1180-2360
16/30	600-1180
30/50	300-600
70/140	106-212

- Redondez y esfericidad

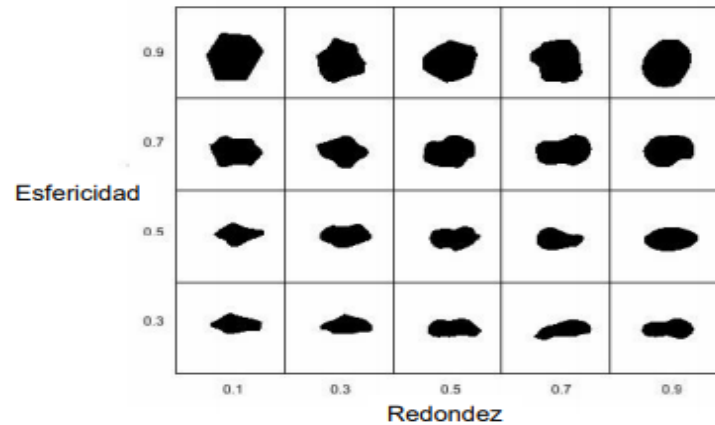


Ilustración 11 Parámetros del API para redondez y esfericidad (Navarro,2017)

Estas dos propiedades son factores que influyen en la porosidad, el empacamiento, la conductividad de la fractura y en la capacidad de transporte del apuntalante. La redondez es la medición relativa de la agudeza de las esquinas de los granos o la curvatura de dichos granos. La esfericidad es la medición de que tanto una partícula se aproxima a la forma de una esfera. El API recomienda ciertos límites para la arena, cuyo valor es de 0.6, para arenas recubiertas con resinas los límites propuestos por el API son de 0.7. (Vazquez,2009)

- Gravedad específica

La gravedad específica del apuntalante es la medición de la densidad absoluta de la partícula de apuntalante con relación al agua. La recomendación del API respecto a los límites máximos de la gravedad específica para la arena es de 2.65. (Vazquez,2009)

- Densidad Bulk

Es el volumen ocupado por una unidad de masa de apuntalante (la cantidad de material para llenar un volumen dado) incluyendo los espacios vacíos entre el apuntalante. Las unidades para la densidad bulk son (lb/ft³) o (g/cc). La recomendación máxima del API es de 105 (lb/ft³) u 8.55 (g/cc). (Vazquez,2009)

La densidad del apuntalante influye en su transporte, porque el ritmo de colocación aumenta linealmente con la densidad, por lo que se necesita una densidad adecuada para poder transportar el apuntalante por el fluido a través de la fractura evitando su asentamiento prematuro.

- Solubilidad en ácido

La solubilidad del apuntalante en ácido clorhídrico al 12% es un indicador de la cantidad de contaminantes presentes y de la estabilidad relativa del apuntalante en el ácido. También esta puede ser un indicador de la tendencia del apuntalante para disolverse en ambientes a temperaturas muy elevadas. El API recomienda un máximo para arena del 2% mientras que para arenas cubiertas con resinas el límite de solubilidad es del 7%. (Vazquez,2009)

- Contenido de limo y arcilla

Esta medición indica la cantidad de arcilla y limo o de otras partículas finas presentes. Tiene impacto en la permeabilidad reduciéndola si hay un alto porcentaje de finos. Con lavar o procesar el apuntalante, este no tendrá un exceso en el contenido de estas partículas. El API recomienda un límite máximo de 250 unidades de turbidez. (Vazquez,2009)

- Resistencia a la compresión

La resistencia al aplastamiento indica la fuerza relativa de apuntalante medido por la cantidad de material aplastado bajo una carga dada. Esta medición es expresada en porcentaje de partículas finas. (Vazquez,2009)

El API recomienda que los límites máximos para arena son:

- Para tamaño de malla 12/20 – 16 % a 3000 psi
- Para tamaño de malla 20/40 - 14 % a 4000 psi

El API recomienda que los límites máximos para apuntalantes de alta resistencia son:

- Para tamaño de malla 12/20 - 25 % a 7500 psi
- Para tamaño de malla 16/20 - 25 % a 10000 psi
- Para tamaño de malla 20/40 -10 % a 12500 psi
- Para tamaño de malla 40/70 – 8 % a 15000 psi

Tipos de agentes apuntalantes

- Arenas naturales

En la mayoría de las operaciones de fracturamiento hidráulico se ha utilizado arena como agente sustentante por las características de este material como su bajo costo, disponibilidad y resistencia (hasta ciertas profundidades y esfuerzos). Dependiendo de sus propiedades físicas las arenas pueden ser subdivididas en grupos de excelentes, buenos y deficientes grados de calidad. Las arenas utilizadas en el fracturamiento son “arena blanca”, “arena de Ottawa”, “arena Jordan”, “arena Brady”, “arena Hickory”, etc., las cuales cumplen con los estándares de la norma API. (Navarro,2017)

- Arena recubierta con resina

Las arenas recubiertas con resina tienen una alta conductividad y presión de confinamiento alta a comparación de las arenas convencionales. La resina ayuda a resistir el esfuerzo, sobre una mayor área del apuntalante y reduce la carga puntual, lo que provoca una distribución de carga más homogénea.

Existen dos tipos de arena con resina con diferentes aplicaciones:

La arena pre-curada tiene una cubierta de resina que aumenta su resistencia al esfuerzo confinante y disminuye la cantidad de finos generados y liberados. Puede ser usada para llenar toda la fractura y no necesita químicos activadores para que la resina actúe posterior al cierre.

La arena curable normalmente es bombeada en la parte final del tratamiento, y esta recubierta con algunos químicos. Para activarla en el fluido se bombea un catalizador que activa la resina una vez que la fractura ha cerrado. Requiere un tiempo de curado antes de que fluya el pozo. Es utilizada para prevenir el retorno del apuntalante cuando el pozo se pone a producir. (Navarro,2017)

- Apuntalantes cerámicos

Estos apuntalantes fueron creados para ambientes de alta presión de cierre, son de naturaleza cerámica, dadas estas características “especiales” su costo es elevado, la densidad a comparación con otros apuntalantes es alta, además de proveer una alta conductividad ya que su forma totalmente esférica y su tamaño homogéneo les permite un mejor acomodo, comparado con granos de arena donde son totalmente heterogéneos, estos agentes son utilizados para resistir esfuerzos de cierre con rangos entre 5000 psi y 10000 psi.



Ilustración 12 Esfericidad y redondez de arena(izquierda), arena recubierta con resina(intermedio), cerámicos(derecha)(Navarro,2017)

Los apuntalantes cerámicos están hechos a base de mullita, un compuesto de aluminio, con algunos compuestos de sílice. Esto produce un material un poco más denso que la arena (densidad relativa aproximadamente de 2.65 a 3.33). Este tipo de apuntalante tiene una mayor resistencia que la arena, pero poco menos que la bauxita intermedia. (Navarro,2017)

- Apuntalantes de alta resistencia

Existen materiales artificiales que tienen mayores resistencias a la presión de confinamiento (sobrecarga). Si la arena tiene una resistencia de 4000 a 5000 psi, una cerámica tiene una resistencia de 5000 a 10000 psi. La ventaja de los materiales artificiales es que son esferas prácticamente perfectas por lo tanto tienen una conductividad mejor que la arena. El problema es que son muy caros. (Espinosa,2017)

➤ **Bauxita**

El mineral de la bauxita es un grano que es molido y formado dentro de “píldoras” verdes. Después de ser secadas y cribadas, las píldoras son fundidas en hornos a altas temperaturas. El proceso de fundición de las píldoras, fusiona las caras de cada grano de bauxita.

Este agente sustentante puede ser de resistencia media o alta, en esencia su fabricación es la misma, la diferencia es la pureza de los materiales empleados en ellas puede llegar a resistir hasta más de 8000 psi en presión de cierre.

➤ **Caolín**

La bauxita es el material principal para este tipo de apuntalante luego de mezclarla con diferentes aditivos, aumenta la calidad de la misma, y se le agregan ventajas como la resistencia a altas temperaturas, resistencia a presiones altas, buena capacidad de conductividad y resistencia a la erosión.

Tabla 6 Químicos añadidos a los fluidos fracturantes (Espinosa,2017)

Aditivos	Función	Productos típicos
Polímeros	Viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel lineal	GUAR, HPG, CMHPG, CMG, CMC, HEC, XA
Reticulantes	Viscosificar el fluido base para convertirlo en un gel complejo	Compuestos de boro, de zirconio, de aluminio, de titanio
Rompedores	Degradan al polímero en forma controlada, permitiendo la reducción de la viscosidad del fluido para su fácil remoción	Ácidos, oxidantes, enzimas (persulfatos)
Controladores de pH	Mantienen el pH del sistema para permitir que el polímero se hidrate y forme el gel y el reticulante pueda formar enlaces tridimensionales	Bicarbonato y carbonato de sodio, ácidos fumárico acético, cítrico
Estabilizadores de gel	Reducen la degradación térmica del gel	Tiosulfato sodio, metanol
Reductores de pérdida de fluido	Minimiza la pérdida del fluido fracturante a la formación	Arena fina, adomita, resinas
Biocida	Acondiciona el agua para evitar la degradación del polímero	Amidas, aminas, fenoles
Reductor de pérdidas de presión por fricción	Disminuyen las pérdidas de presión por fricción	Poliacrilamidas
Estabilizadores de arcilla	Evitan que el fluido fracturante genere en las arcillas de la formación su hinchamiento y/o su dispersión	KCI, aminas, compuestos de aluminio, zirconio
Surfactantes	Facilita la remoción de los fluidos, evita bloqueos de fluidos, previene la formación de emulsiones, asegura el mojado con agua de la formación, permite la formación de emulsiones y espumas	Sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos, cloruros, óxidos

Perdida de fluido

La pérdida de fluido hacia la formación es de suma importancia en las dimensiones que alcanzará la fractura. Con la selección del fluido apropiado se optimiza el control de pérdida del fluido.

Usando aditivos para pérdida de fluido se puede mejorar la fuga de estos hacia la formación, sin embargo, su uso debe evitarse cada vez que se pueda pues estos pueden causar daño en la conductividad de la fractura. También puede controlarse incrementando la viscosidad del fluido a través de un aditivo reticulante. Sin embargo, los geles no reticulados han demostrado tener un mayor control en el crecimiento en la geometría de la fractura.

Los fluidos requieren un buen manejo en el control de pérdida para mantener y poder aumentar la presión diferencial con la finalidad de deshidratar la lechada (fluido con apuntalante) e incrementar la apertura de la fractura para colocar altas concentraciones de apuntalante.

El daño a la conductividad de la fractura también puede reducir significativamente la efectividad del tratamiento. Por lo tanto, la evaluación de los fluidos requiere un estudio del comportamiento de la pérdida, características del daño a la formación, y el deterioro de la conductividad de la fractura. Algunos de los factores que controlan las principales pérdidas de fluido son la viscosidad del fluido y su compresibilidad, diferencial de presión, la permeabilidad de la formación, la temperatura y la reología del fluido.

La velocidad del filtrado del fluido es producto de la diferencia entre la presión de inyección sobre tres resistencias: la compresibilidad del fluido del yacimiento, la invasión de la formación por el fluido viscoso y la eventual formación de un enjarre en las paredes de la fractura. (Navarro,2017)

CAPITULO III- MARCO GEOLÓGICO

Cuenca Tampico-Misantla

Ubicación

La Cuenca de Tampico-Misantla abarca un área de 50,000 km² incluyendo su parte marina, además de ser la cuenca con la mayor antigüedad de explotación de aceite en México (Pemex, 2014). Hasta el día de hoy la cuenca tiene una producción acumulada de 6180 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las reservas remanentes totales son de 18, 053 millones de barriles de petróleo crudo equivalente” (Pemex, 2014).

La Cuenca Petrolera Tampico-Misantla, se localiza en la porción centro-oriental de la República Mexicana, comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata 200 m. Limita al norte con la porción central de la Cuenca de Burgos, al sur con la Cuenca de Veracruz, al oeste con el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al este con aguas territoriales en la Provincia de Cordilleras Mexicanas. (CNH,2017)

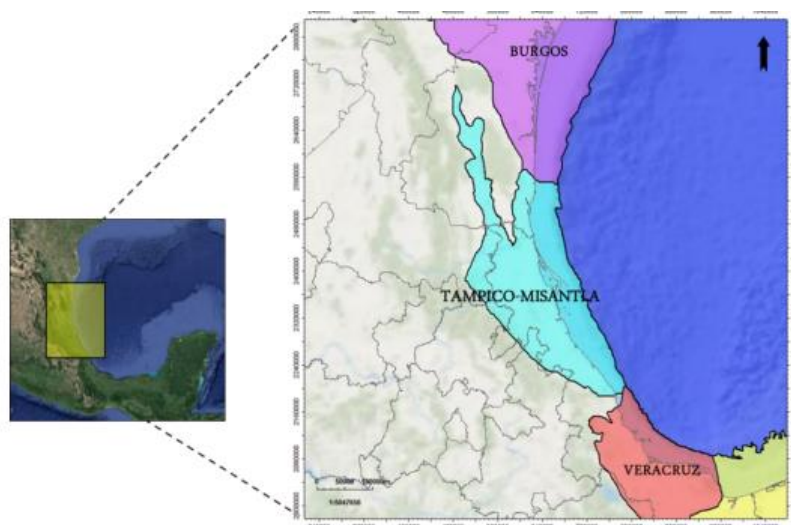


Ilustración 13 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Marco Estructural

Elementos Tectónicos

Tampico-Misantla es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca. (CNH,2017)

La Cuenca Tampico-Misantla está conformada principalmente por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos: el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias (límite Norte), hacia el centro el Paleocañón Bejuco-La Laja, el Alto de la Sierra de Tantima y el Paleocañón de Chicontepec, al sur limita con la Franja Volcánica Transmexicana; al este se tiene el Alto o Isla de Arenque y el Alto de la Plataforma de Tuxpan, hacia el oeste limita con el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental. Algunos de estos elementos estructurales han influido en la creación de diferentes unidades litoestratigráficas con gran interés económico petrolero, como son:

Paleocañón Bejuco-La Laja: en el cual se han perforado más de 140 pozos, estableciendo producción en rocas fracturadas del Cretácico Inferior.

Paleocanal de Chicontepec. La importancia económica petrolera de este elemento radica en que en él se encuentra el mayor porcentaje de reservas remanentes en México, buena parte de los yacimientos actuales están estratigráficamente por debajo del paleocanal

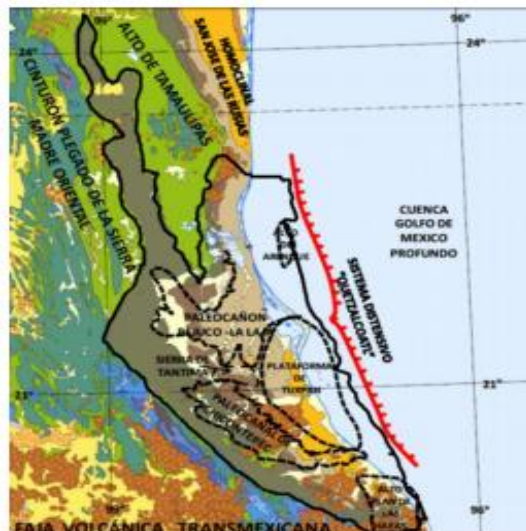


Ilustración 14 Elementos Tectónicos-Marco Estructural (CNH,2017),
Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

La geometría actual de la Cuenca Tampico-Misantla es producto de varios eventos tectónicos que han formado parte de la evolución del Golfo de México:

Etapa Rifting: Primera etapa de apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico Jurásico Medio, en la que se formaron fosas tectónicas. En las cuencas formadas durante el Triásico se depositaron en gran cantidad lechos rojos de origen continental, los principales sedimentos de depósito eran areniscas, limolitas y conglomerados

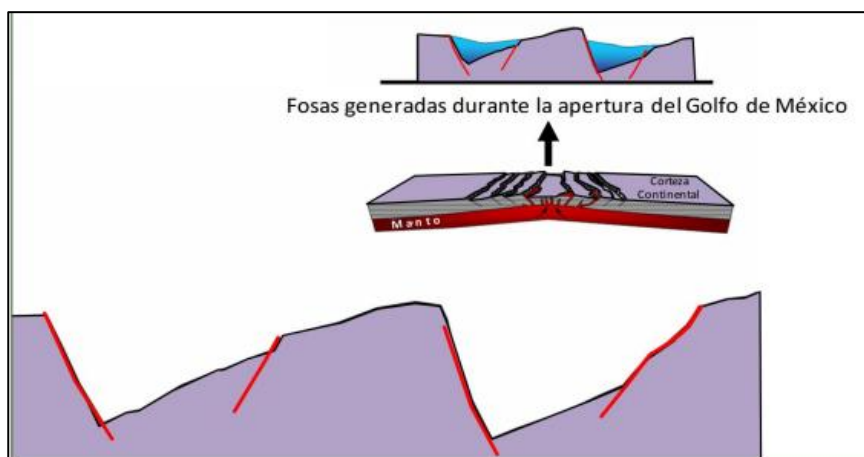


Ilustración 15 Fosas-Golfo de México (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Etapa de Margen Pasivo: “A finales del Jurásico tardío con la apertura del Golfo de México se desarrolla un margen pasivo, que evolucionó sobre las unidades de transgresión en las que ocurrió subsidencia rápida que propició a la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico (Pemex, 2010).

Prevalecen condiciones de enfriamiento cortical y por consiguiente subsidencia, aunadas a eventos transgresivos de alto orden que inundaron los altos paleogeográficos y rellenaron parcialmente las fosas tectónicas remanentes del “rift” (Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta) en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío.

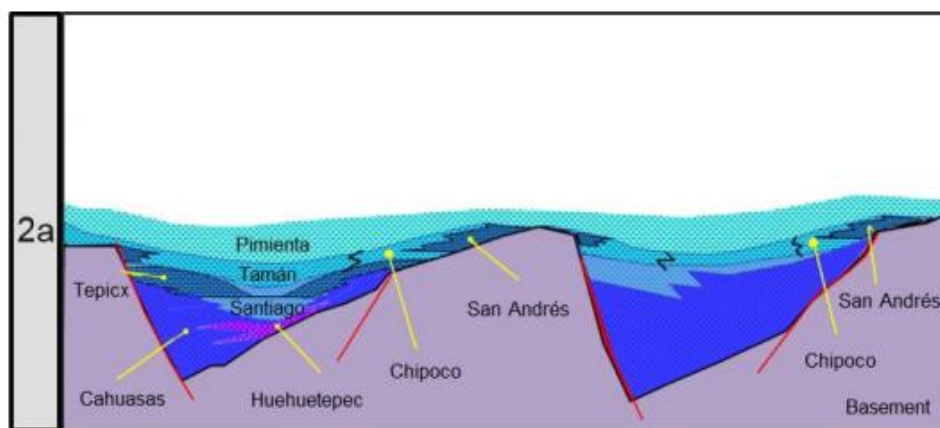


Ilustración 16 Etapa del Margen pasivo (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Orogenia Laramide: En el Cretácico tardío existió en esta zona un amplio mar y la circulación del agua ya no estuvo restringida. Posteriormente, debido a la subducción de la placa de Farallón debajo de la Placa Norteamericana y por el movimiento de bloques hacia el sur, se infiere que la región experimentó la acción de esfuerzos que causaron cambios sedimentológicos importantes que se reconocen en el incremento de aporte de material terrígeno y volcánico a las cuencas marinas. (Peña,2017)

Así se originó la Formación Soyotal, al poniente y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez en la Cuenca de Tampico-Misantla, Los efectos compresivos de la Orogenia Laramide dieron origen a la Sierra Madre Oriental, la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de Chicontepec.

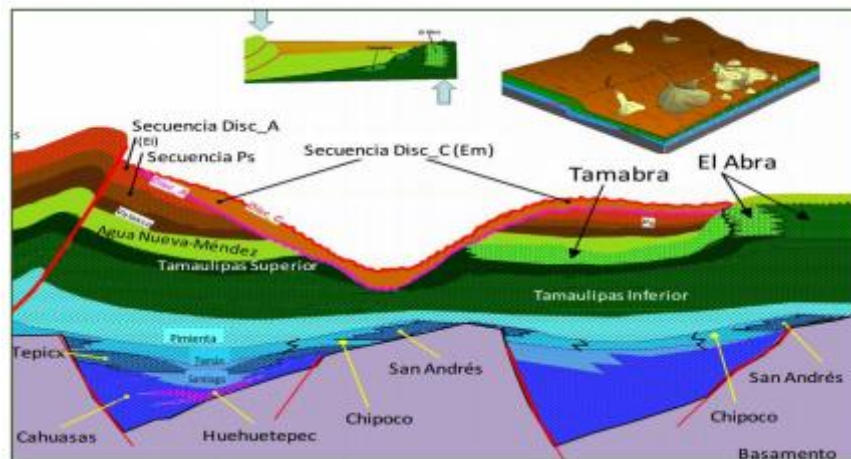


Ilustración 17 Orogenia Laramide (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Segunda etapa de margen pasivo: Después de los eventos de deformación y del relleno de la cuenca con aporte de sedimentos detríticos de la Cuenca de Chicontepec, la Cuenca Tampico-Misantla entró en una etapa de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el Cenozoico que se depositó sobre el margen continental, provocó el hundimiento vertical y el basculamiento como consecuencia del peso de los sedimentos hacia el Golfo de México con varias transgresiones y regresiones de menor orden (Pemex, 2010).

Un ejemplo de esto es la Cuenca de Chicontepec, en la que se depositó una gran cantidad de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, que corresponden a las formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior, sobre las secuencias jurásicas y cretácicas.

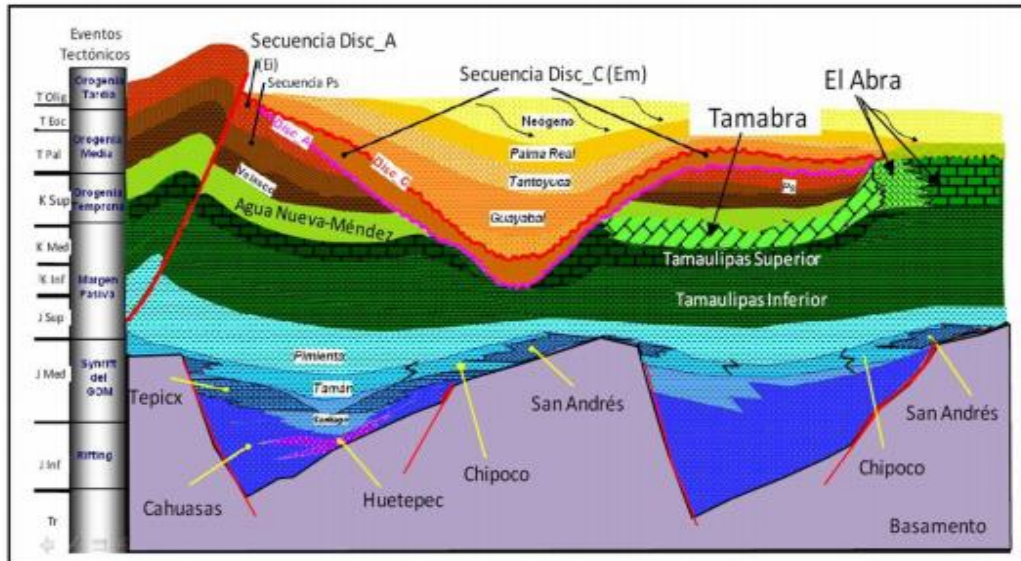


Ilustración 18 Segunda Etapa de Margen Pasivo (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Marco Estratigráfico

Columna Estratigráfica

La columna estratigráfica de Provincia Petrolera de Tampico-Misantla, contempla del Triásico- Jurásico Inferior a la edad reciente. Hacia la base presenta sedimentos terrígenos de lechos rojos rellenando las fosas de horst y grabens, cubiertos por depósitos transicionales con mayor contenido de carbonatos durante el Jurásico Medio (Formación Huizachal, Formación Huayacocotla, Formación Cahuasas, Formación Tenexcate, Formación Tepicx). Durante el Jurásico Superior se registró un evento transgresivo de orden mayor depositando sedimentos calcáreo-arcillosos con altos contenidos de materia orgánica (Formación Santiago, Formación Tamán, Formación Pimienta) y sedimentos terrígenos depositados sobre los altos de basamento aún emergentes (Formación San Andrés, Formación Chipoco, Formación Casitas). (CNH,2017)

Sedimentos calcáreos en ambientes marinos abiertos (Formación Tamaulipas Inferior) con el inicio de desarrollo de grandes plataformas carbonatadas durante el Albiano-Cenomaniano dando lugar a depósito de las Formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Del Turoniano al Maastrichtian, rocas caracterizadas por elevado contenido de materia orgánica (Formación Agua Nueva) que varían verticalmente a carbonatos y margas de ambientes de cuenca (Formación San Felipe, Formación Méndez).

Durante el Paleógeno inicia el depósito de sedimentos arcillo-arenosos en ambientes marinos profundos. Por flujos turbidíticos provenientes de la erosión de la Sierra Madre Oriental

(Formaciones como Velasco, Chicontepec y Guayabal). Durante esta época se forman el Paleocañón de Bejuco - La Laja y el Paleocanal de Chicontepec.

A finales del Eoceno, se presenta un levantamiento isostático regional a lo largo de la margen occidental de la cuenca, dando como resultado la erosión de gran parte de la columna estratigráfica (Jurásico-Neógeno) y depositando una gran cantidad de sedimentos del tipo molasa con progradación de depocentros hacia el Este (Formaciones Tantoyuca, Chapopote, Horcones, Palma Real, Mesón y Tuxpan). (CNH,2017)

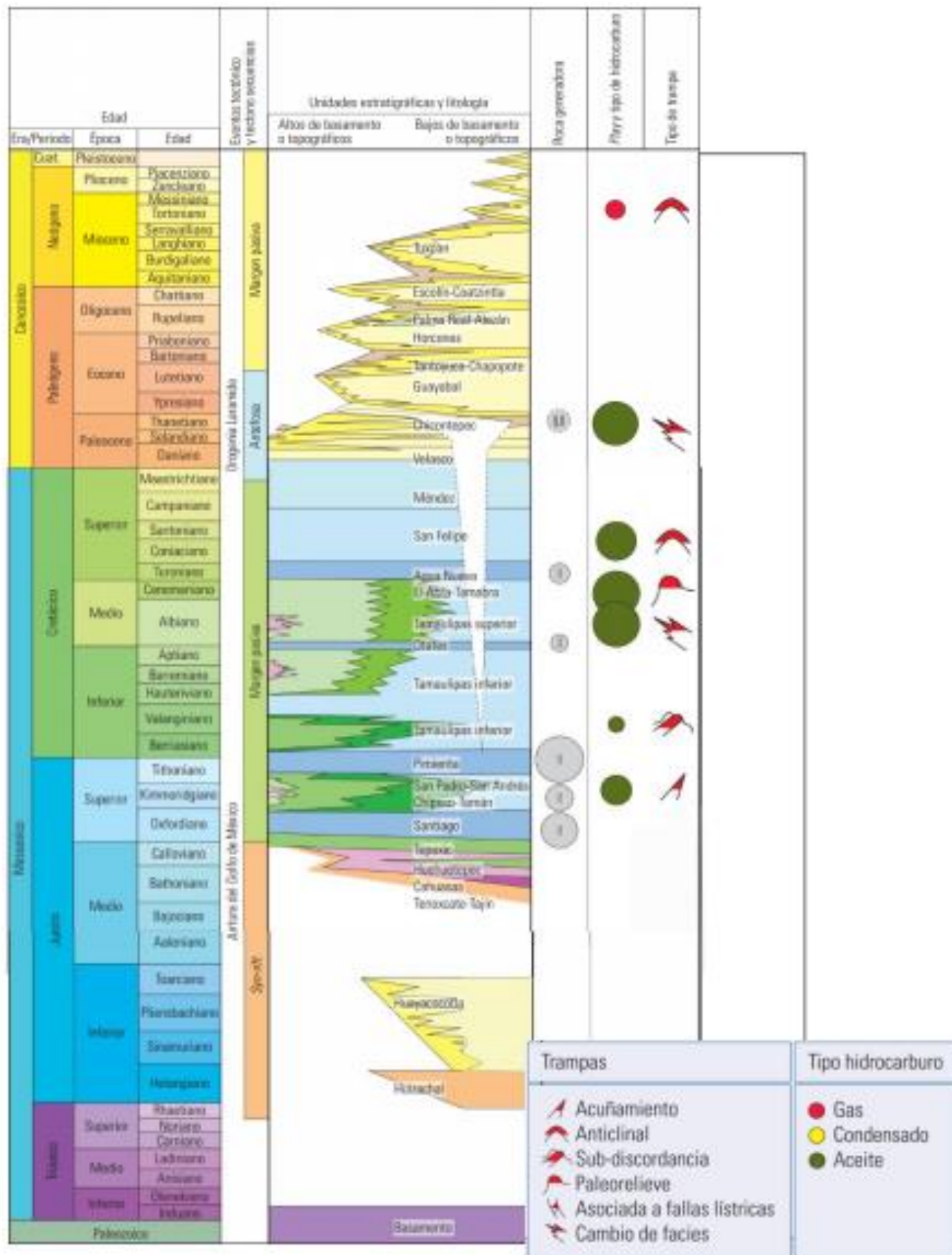


Ilustración 19 Columna Estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Secuencias Estratigráficas

El Oxfordiano constituye un ciclo mayor de segundo orden caracterizado por 4 ciclos orgánicos, condicionados por los ritmos eustáticos de alta frecuencia. El Arco de Tamaulipas no contiene potencial de roca generadora debido al dominio de condiciones de rampa proximal.

El Kimmeridgiano presenta generalmente un carácter transgresivo arriba de una discordancia mayor a la cima del Oxfordiano. El inicio de la transgresión conduce al depósito de una roca generadora extendida localmente en la porción sur y porción central.

El Titoniano constituye un hem ciclo regresivo mayor compuesto por 4 ciclos orgánicos, los 3 primeros conteniendo el mayor potencial de materia orgánica. De acuerdo con los datos bioestratigráficos, el límite Jurásico/Cretácico (tope Pimienta) representa una discordancia mayor.

El Turoniano contiene 2 eventos orgánicos, asociados con episodios marinos de alta frecuencia. Mientras que la extensión del evento inferior es regional. El evento superior aparece concentrado en las áreas central y sur.

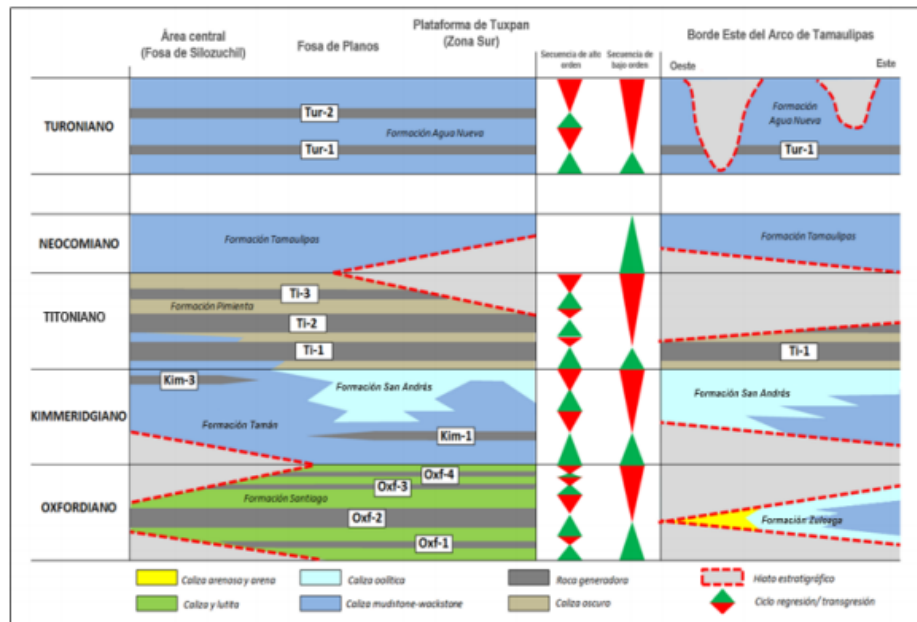


Ilustración 20 Secuencia Estratigráfica (CNH,2017), Recuperado de Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla

Estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla

A continuación, se describen las principales características de las diferentes formaciones que constituyen la cuenca Tampico-Misantla.

- **Basamento pre-mesozoico**

Las rocas con mayor antigüedad en la Cuenca Tampico-Misantla son de tipo granítico metamórfico, la litología está conformada por esquistos de color gris y gneises de color gris oscuro de edad precámbrica y un protolito que se conforma de rocas sedimentarias clásticas para los esquistos, mientras que para los gneises se propone una roca plutónica.(Carrillo,1971)

- **Formación Huizachal (Triásico Tardío)**

Para esta formación se propone una litología compuesta por lutita calcárea de color rojo, con limolita y arenisca de grano fino de procedencia continental” (Pemex, 2013), siendo esta última la más representativa de la unidad. “Esta formación está relacionada a la etapa de rifting del Golfo de México, siendo descrita por Imlay en 1948 en el Valle del Huizachal, cerca de la cabecera de Arroyo Juan Capitán, aproximadamente a unos 20 Km al S-SW de Ciudad Victoria, Tamaulipas (Pemex, 2013).

- **Formación Huayacotla (Sinemuriano)**

Fue descrita por primera vez en 1948 por Imlay, caracterizándola como una lutita oscura con intercalaciones de arenisca y conglomerado con escasos lentes de caliza, en la cual propone una edad origen del Sinemuriano basándose en su contenido fósil que está conformado por: *Vercimeras* sp., *Arnioceras* sp. Y *Coroniceras (methopliceras)* sp. “Sin embargo, posteriormente Pemex propone una litología compuesta de areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados definiendo así un ambiente de depósito fluvial cercano a una costa de alta energía” (Pemex, 2013). Esta formación tiene afloramiento localizado sobre el cauce del río Vinasco al sur de la población de Huayacotla, Veracruz.

- **Formación Cahuasas (Bathoniano)**

“Esta formación fue el resultado de sistemas de abanicos aluviales, que se depositaron en fosas” (Pemex, 2013). (Carrillo, 1965) “hace mención a que esta formación está

depositada en discordancia angular sobre sedimentos de la Fm. Huayacotla del Jurásico Inferior y subyace discordantemente a estratos de arcillas y limolitas del Jurásico Superior”. El afloramiento está ubicado en el rancho Cahuassas, Hidalgo, sobre el río Amajac.

- **Formación Huehuetepic (Bathoniano)**

“La Fm. Huehuetepic sobreyace concordante y transicional a la Fm. Cahuassas del Jurásico Medio y subyace concordante y transicional a la Fm. Tepexic que es la cima del Jurásico Medio (Calloviano)” (como se citó en López, 1979). (Aguilera, 2013) Propone que se depositó en una cuenca que estaba restringida. “La Fm. Huehuetepic está compuesta por dos cuerpos: el inferior conformado por rocas como calizas oolíticas y bioclastos y el superior que contiene rocas mudstone, wackstone y evaporitas del Bathoniano” (Pemex, 2013).

- **Formación Tepexic (Calloviano)**

“La describió como sedimentos del tipo grainstone y packstone arcilloso que correspondían al Calloviano” (Aguilera, 1972). “La Fm. corresponde a un ambiente de depósito de lagunas y de una plataforma somera que se va agrandando verticalmente a la Fm. Santiago” (Pemex, 2013).

- **Formación Santiago (Oxfordiano Tardío)**

(Cantú, 1969) “La describe con una litología que corresponde a lutitas calcáreas de color gris oscuro intercalada de caliza arcillosa, con edad del Calloviano Medio y el Oxfordiano tardío”. “La Fm. Santiago corresponde a un sistema de depósito de cuenca de aguas profundas y su contacto inferior es la transición de la Fm. Palo Blanco, el contacto superior es concordante con la Fm. Tamán” (Pemex, 2013).

- **Formación Chipoco (Oxfordiano tardío-Kimmerigiano tardío)**

(Aguilera, 1972) “Propone que la Fm. Chipoco está compuesta por rocas del tipo mudstone arcilloso, con intercalaciones y cuerpos lenticulares de grainstone que están estratificadas con lutita negra”. “La Fm. Chipoco está asociada a una edad del Oxfordiano

Superior-Kimmeridgiano Superior, esto se basa en la presencia de fósiles de amonites como *Haploceras* sp. Y *Dichotemosphintecs* sp” (Hermoso, 1972).

“La Fm. Chipoco está asociada a un ambiente de depósito de borde plataforma-cuenca o talud de plataforma y esta concordante a la Fm. Tamán y subyace concordante a la Fm. Pimienta” (Aguilera, 1972).

- **Formación San Andrés (Kimmeridgiano Temprano)**

(Cantú, 1969) “la asocia al Kimmeridgiano temprano debido a la presencia del fósil *Idoceras*”. “Las características litológicas de la Formación San Andrés están asociadas a rocas tipo oolíticas, litoclásticas, bioclásticas y en algunas zonas boundstone de corales y algas, que se asocian a un ambiente de plataforma marina somera” (Aguilera, 1972).

- **Formación Tamán (Kimmeridgiano Temprano-Tithoniano temprano)**

(Cantú, 1969) Asocia a la Fm. Tamán a la edad Kimmeridgiano temprano – Tithoniano temprano, debido a los fósiles de amonites clasificados como: *Ataxiocerasaff.*, *Subinvolutum* e *idoceras* sp., *Virgatosphintecs Mexicanus*, *Aulacomiaella Neogae* y *MazapilitesTobosensis*.

(Aguilera, 1972) Propone que la Fm. Tamán está compuesta por dos secciones: La primera (miembro inferior), está conformada por lutitas calcáreas microlaminadas e intercaladas con limolitas arcillosas y mudstone arcillopiritizados con algunos horizontes que contienen nódulos calcáreos; el segundo (miembro superior) está compuesto por mudstone arcilloso y lutitas calcáreas laminares con escasas intercalaciones de limolitas). La localidad de afloramiento está localizada en el pueblo de Tamán, San Luis Potosí, entre el río Moctezuma y la Carretera México-Laredo en el Km 435-350, y fue descrita por Heim en 1926.

- **Formación Pimienta (Tithoniano)**

“La Formación Pimienta está compuesta por calizas carbonosas que cambian gradualmente a una secuencia de calizas de estratificación delgada con capas y lentes de pedernal negro, con abundante materia orgánica caracterizada por radiolarios calcificados y/o silificados, estomiosféridos y saccocomidos” (Pemex, 2013). La localidad donde se

localiza el afloramiento fue propuesta por Heim en 1926, y está ubicado en el rancho Pimienta aproximadamente a 300 m al oeste de la carretera México-Laredo en el Km 337-338.

Formación Pimienta

A continuación, se describen las características más importantes de la formación pimienta, la cual es el área de estudio de esta tesis.

La formación pimienta es una unidad calcáreo-arcillosa, diversos autores y estudios la consideran la principal roca generadora de México, en específico en la provincia petrolera Tampico-Misantla, donde PEMEX a través de estudios determino que es un yacimiento no convencional de aceite y gas en lutitas.

Descripción Litológica

Heim (1926) menciona que está constituida por una serie de caliza densa, negra, y/o blanca de estratificación delgada rica en capas de pedernal negro. Esta unidad está constituida por capas de caliza micritica arcillosa, de color gris a negro, cuyos espesores varían de 20 a 30 cm, las cuales alternan con capas de lutita de color gris de 15 a 25 cm de espesor; así mismo recalca la presencia de lentes de pedernal negro y capas delgadas de bentonita en la cima de la sucesión estratigráfica (Cantu-Chapa,1984).

Aguilera (1972) diferencia dos facies calcáreas, denominadas facies calcáreo-arcillosa, con pedernal y facies calcárea-terrágena, la primera constituida por mudstones arcillosos, gris oscuro, ligeramente piritizados con interestratificaciones delgadas de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal negro; la segunda facies se caracteriza por mudstones de colores claros, con poca arcilla y lentes de pedernal; así como de mudstones recristalizados de color oscuro y mudstones arcillosos.

Hermoso de la Torre y Martínez Pérez (1972) mencionan que la parte inferior de esta unidad está constituida por caliza negra arcillosa de estratificación delgada, que alternan con capas de lutita de color negro, así como con capas de bentonita y pedernal negro, mientras que la parte superior presenta caliza arcillosa de color pardo oscuro, con interacciones de lutita y nódulos de pedernal negro. En general consiste de mudstone y wackestone arcilloso, de color

negro a gris oscuro, carbonoso, dispuestos en capas que varían de 5 a 30 cm de espesor, con los que se intercalan lutitas calcáreas y lutitas laminares negras ricas en materia orgánica.

PEMEX (2013) describe a la formación Pimienta de manera general en la cuenca Tampico-Misantla perteneciente al sistema petrolero Thitoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno, como una roca compuesta por mudstones arcillosos negros, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus espesores varían entre 3 y 485 m.

Ambiente de depósito

Un importante criterio que se debe considerar es el tipo de ambiente de depósito de la lutita que pertenece a la Fm. Pimienta, es decir, si es de origen marino o continental. Con base en la información que se tiene es posible afirmar que es de origen marino, lo que quiere decir que tiene bajo contenido de arcilla y alto contenido en minerales frágiles tales como el cuarzo, feldespato y carbonatos. Fue hasta el Miltoniano, cuando la cuenca quedó completamente cubierta de agua, en la que se depositaron carbonatos y arcillas con materia orgánica marina (tipo II y tipo III) que dieron origen a la Fm. Pimienta.

Espesor del intervalo

La Formación Pimienta es una lutita negra rica en materia orgánica, las unidades de depósito son de 500-350 metros de espesor, con un promedio de 150 a 200 metros en la zona de depósito basal y de 50-100 metros en la zona de la pendiente adelgazándose a cero en las paleoformaciones. “Se debe tener en cuenta que la Fm. Pimienta es de 2-3 veces más gruesa que la lutita Eagle Ford en el sur de Texas” (Scott H., 2015, p.5).

Se ha estimado que el espesor neto promedio de las lutitas ricas en materia orgánica está alrededor de los 200 ft (60.96 m) y de 500 ft (152.4 m) dentro del área prospectiva (EIA/ARI,2013, p.18).

COT, Contenido Orgánico Total

El COT (Carbón Orgánico Total) promedio ha sido estimado en un 3% para la Fm. Pimienta, la cual presenta actualmente un potencial de generación de hidrocarburos. En general el contenido orgánico total de las áreas prospectivas necesariamente debe ser superiores al 2%.

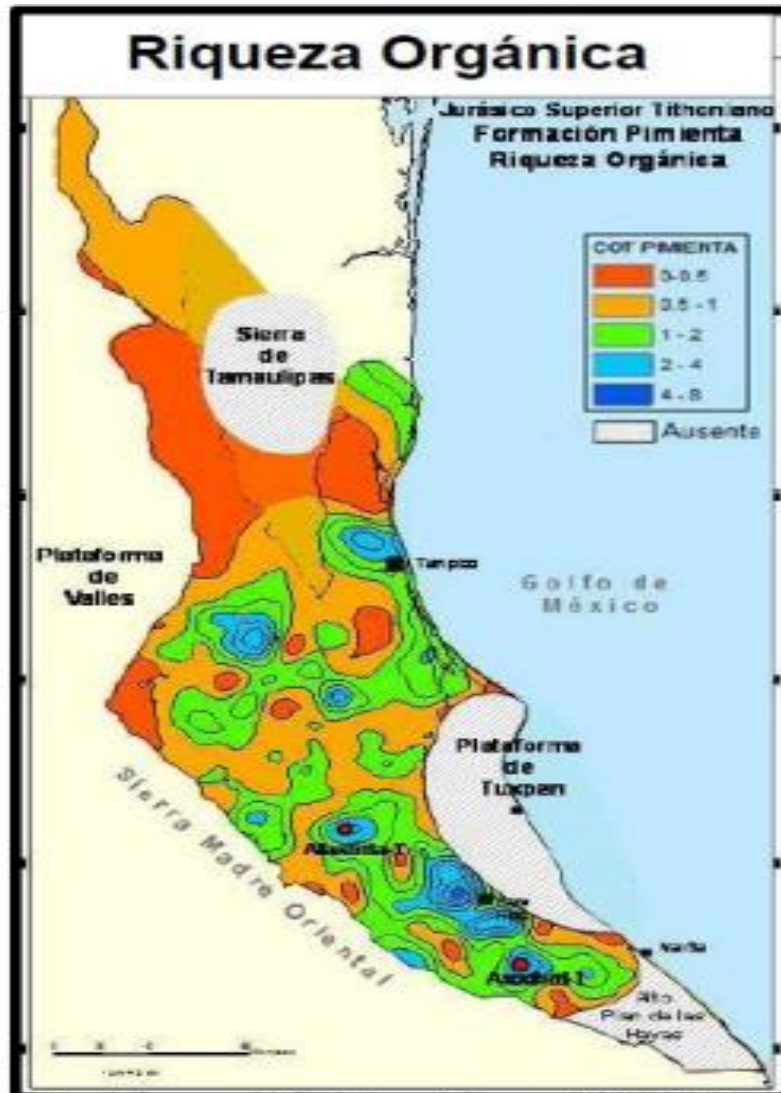


Ilustración 21 Formación Pimienta Riqueza Orgánica (Alonso,2017)

Zonas prospectivas

Las zonas prospectivas terrestres en la cuenca Tampico-Misantla cubren menos de la mitad del área total de la cuenca, sin embargo, estas zonas contienen las áreas de lutitas de aceite y gas de alta calidad, además de una geología favorable.

El área prospectiva para la Fm. Pimienta asciende aproximadamente a 13600 millas cuadradas (35223.84 km) (EIA/ARI, 2013, p.18). el área prospectiva para aceite ha sido estimada en 9000 millas cuadradas, el área prospectiva para condensados está estimada en 3050 millas cuadradas, el área prospectiva para el gas asociado ha sido estimado en 9000 millas cuadradas, para la zona del gas húmedo se ha estimado en 3050 millas cuadradas y el área prospectiva para el gas seco es de 1550 millas cuadradas.

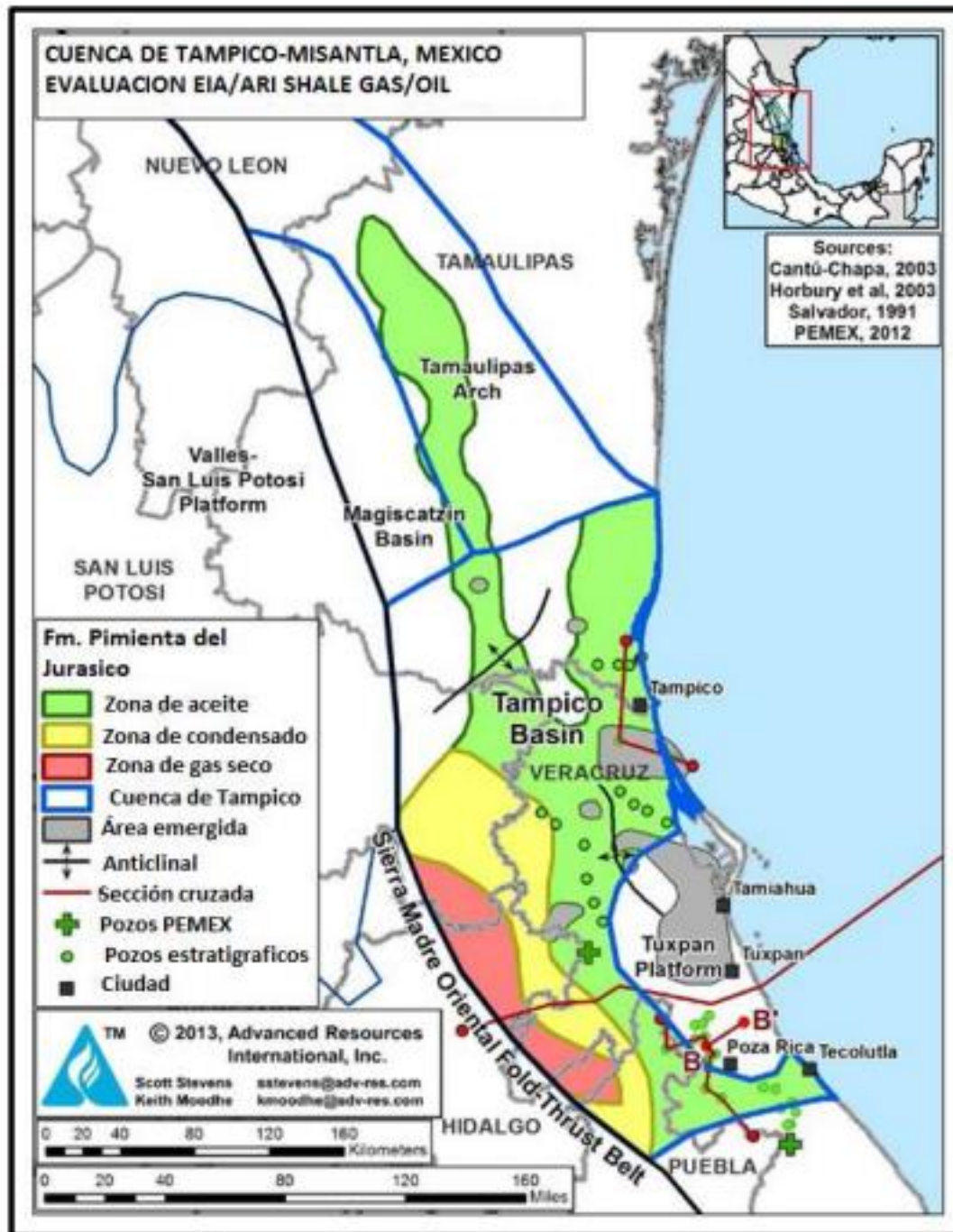


Ilustración 22 Áreas prospectivas de lutitas en la Fm. Pimienta (Alonso,2017)

CAPITULO IV- METODOLOGÍA

Para poder determinar cuál sería el tipo de fluido de fractura adecuado para pozos dentro de la cuenca Tampico-Misantla, se ha decidido trabajar con los datos de tres pozos ubicados en la formación Pimienta y con base en sus características geológicas poder determinar cuál será el fluido de fractura adecuado para utilizarse, así como el tipo de agente sustentante que deberá emplearse.

CONTROL DE DATOS

A continuación, se describirán los tres pozos ubicados en la zona centro del país, en el play Jurásico Superior Pimienta, se dará una descripción breve que incluye su geología, el inicio y termino de la perforación, la trayectoria de los pozos y si fueron productores o no.

- **Trayectoria del pozo**

Se decidió trabajar con estos pozos debido a que son pozos verticales de gran profundidad y que inicialmente fueron fracturados hidráulicamente.

- **Formación Pimienta**

La formación Pimienta es considerada como un yacimiento no convencional debido a su alto nivel de riqueza orgánica, litológicamente consiste de calizas arcillosas, lutitas calcáreas y algunas intercalaciones de margas.

- **Producción**

Se mostrará cual ha sido la producción histórica de cada uno de los pozos desde el momento de empezar su producción hasta su decaimiento, esto con el fin de observar su comportamiento y proponer como incrementar nuevamente la producción.

POZO PANKIWI – 1 EXP

El pozo Pankiwi – 1Exp se encuentra localizado en el municipio de Pantepec, Estado de Puebla. Su estado actual es productor de aceite y su clasificación es “nuevo campo”. Su profundidad total es de 4,760 m, mientras que su profundidad vertical es de 3,220 m, su trayectoria es horizontal (CNH). Para el caso del Pozo Pankiwi – 1Exp al no encontrarse información acerca de la presión y la temperatura del pozo se decidió proponer estos dos datos mediante las siguientes formulas:

BHT: Bottom Hole Temperature (Temperatura en Fondo de Pozo)

Datos:

Temp En Sup = 90° F (32.22° C)

Grad Temp = 0.0015 °F/ft

Prof. Vert. Pozo = 10,564.3 ft (3220 m)

$$TempForm = Temp\ En\ Sup + Grad\ Temp * Prof.\ Vert.\ Pozo$$

$$TempForm = 90^{\circ} F + 0.0015 \frac{^{\circ}f}{ft} * 10,564.3 ft$$

Ecuación 112 Temperatura de fondo de Pozo

$$TempForm = 90^{\circ}F + 158.46^{\circ}F$$

$$TempForm = 248.46^{\circ}F$$

Convertimos °F a °C

$$^{\circ}C = \frac{^{\circ}F - 32}{1.8000}$$

$$^{\circ}C = \frac{248.46 - 32}{1.8000} = 120.25^{\circ}C$$

BHP: Bottom Hole Pressure (Presión de Fondo de Pozo)

Datos:

MW = 12.380 lb/gal (1.4826 gr/cc)

Profundidad = 10,564.3 ft (3220 m)

Factor de conversión = 0.0052

MW: peso del lodo en libras por galón (Mud Weight por sus siglas en ingles)

Profundidad: Es la profundidad vertical verdadera en pies

$$BHP = MW * Profundidad * 0,0052$$

Ecuación 13 Presión en Fondo de Pozo

$$BHP = 12.380 \frac{lb}{gal} * 10,564.3 ft * 0.0052$$

$$BHP = 6800 PSI$$

- **Datos del Yacimiento**

Tabla 7 Datos del Yacimiento (CNH)

Tipo de Yacimiento	No convencional
Tipo de hidrocarburo	Aceite
Gravedad API	48.6 ° API
Temperatura de yacimiento	120 °C
Presión de yacimiento	6800 PSI
Elevación del terreno	220 m
Intervalo	3,088 – 3271 mvbmr (183 m)
Espesor neto	136 m
Porosidad	5 %
Saturación de agua	16 %

- **Datos del Pozo**

Tabla 8 Datos del Pozo Pankiwi- 1Exp (Datos obtenidos del Mapa Interactivo del CNIH)

Nombre del pozo	Pankiwi – 1Exp
Campo	Pankiwi
Entidad	Puebla
Ubicación	Terrestre
Clasificación	Exploratorio Nuevo Campo
Inicio de perforación	23-agosto-2018
Fin de perforación	10-enero-2019
Inicio de fractura	17-marzo-2019
Terminación de fractura	25-marzo-19
Fecha de terminación	31-diciembre-19
Profundidad total	4760 m
Profundidad vertical	3220 m
Trayectoria	Horizontal
Cuenca	Zona Tampico-Misantla
Objetivo geológico	Jurásico superior Tithoniano (Pimienta)

- **Ubicación Geográfica**

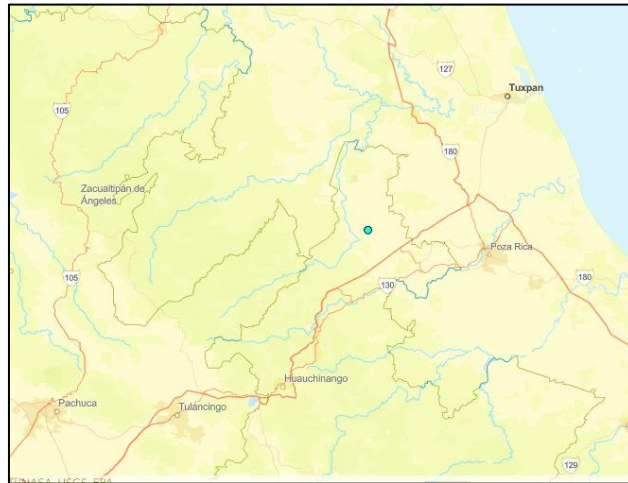


Ilustración 23 Ubicación Geográfica del Pozo Pankiwi - 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)

- **Producción del pozo Pankiwi – 1Exp**

Tabla 9 Producción mensual del Pozo Pankiwi- 1Exp (Datos obtenidos del Sistema de información de Hidrocarburos)

Fecha	Gas Asociado (MMPCD)	Agua (MBD)	Petróleo (MBD)
2019/abr	0	0	0
2019/may	0	0	0
2019/jun	1.4716	0.1971	0.2053
2019/jul	3.7505	0.3403	0.5218
2019/ago	0.8451	0.1227	.2272
2019/sep	0.5646	0.0454	0.086
2019/oct	0.6903	0.033	0.0669
2019/nov	0.6894	0.033	0.0668
2019/dic	0.8174	0.0224	0.0454
2020/ene	0.8371	0.0214	0.0434
2020/feb	0.8371	0.0214	0.0434
2020/mar	0.8371	0.0214	0.0434
2020/abr	0.836	0.0214	0.0433
2020/may	0.8371	0.0214	0.0434

2020/jun	0.8371	0.0214	0.0434
2020/jul	0.8371	0.0214	0.0434
2020/ago	0.8371	0.0214	0.0434
2020/sep	0.8371	0.0215	0.0434
2020/oct	0.8382	0.0215	0.0435
2020/nov	0.8371	0.0214	0.0434
2020/dic	0.8371	0.0214	0.0434
2021/ene	0.8371	0.0214	0.0434
2021/feb	0.3289	0.0081	0.0164

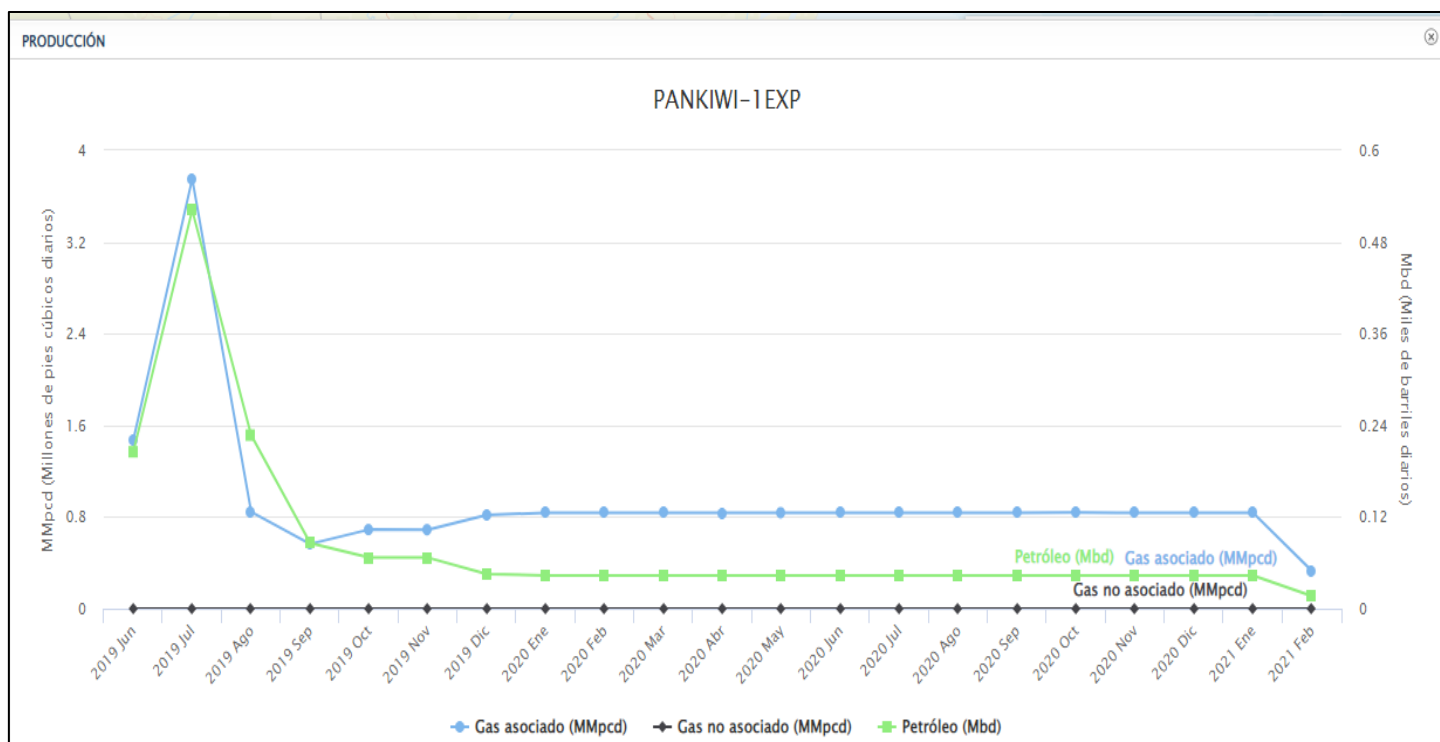


Ilustración 24 Producción del Pozo Pankiwi- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)

POZO KANENI - 1EXP

El pozo Kaneni- 1Exp se encuentra localizado en el municipio de Castillo de Teayo, estado de Veracruz. Su estado actual es productor de aceite y gas y su clasificación es “nuevo yacimiento”. Su profundidad total es de 4,940 m y su profundidad vertical es de 3,119 m, la trayectoria de este es horizontal. La localización de Kaneni-1Exp se ubica en la parte central de un sinclinal cuyo eje se orienta NW-SE. (CNH)

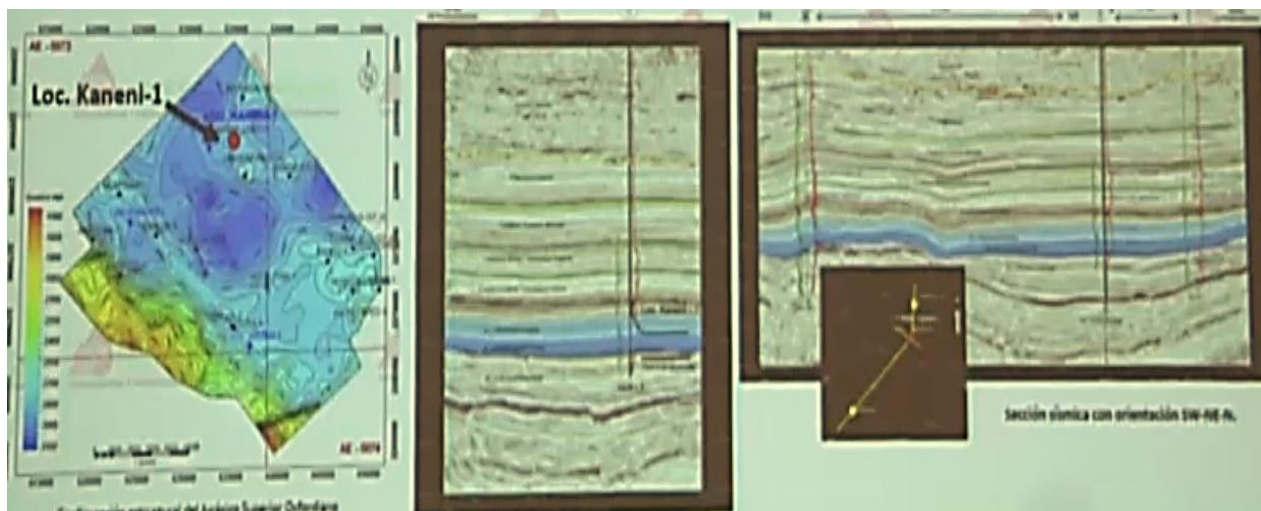


Ilustración 25 Sísmica del Pozo Kaneni - 1Exp (CNH)

- **Datos del Yacimiento**

Tabla 10 Datos del Yacimiento (CNH)

Tipo de Yacimiento	No convencional
Tipo de hidrocarburo	Aceite-Gas
Gravedad API	36° API
Temperatura de yacimiento	105°C
Presión de yacimiento	6,915 PSI
Elevación del terreno	200 m
Intervalo	3,021- 3,119 mvbmr (98 m)
Espesor neto	96 m
Porosidad	5 %
Saturación de agua	16 %

- **Datos del Pozo**

Tabla 11 Dato del Pozo Kaneni- 1Exp (Datos obtenidos del Mapa Interactivo del CNIH)

Nombre del pozo	Kaneni – 1Exp
Campo	Kaneni
Entidad	Veracruz de Ignacio de la llave
Ubicación	Terrestre
Clasificación	Exploratorio Nuevo Yacimiento
Inicio de perforación	16-agosto-2018
Fin de perforación	16-diciembre-2018
Inicio de fractura	16-febrero-2019
Terminación de fractura	05-marzo-2019
Fecha de terminación	31-diciembre-2019
Profundidad total	4940 m
Profundidad vertical	3119 m
Trayectoria	Horizontal
Cuenca	Zona Tampico – Misantla
Objetivo geológico	Jurásico superior Tithoniano (Pimienta)

Ubicación Geográfica

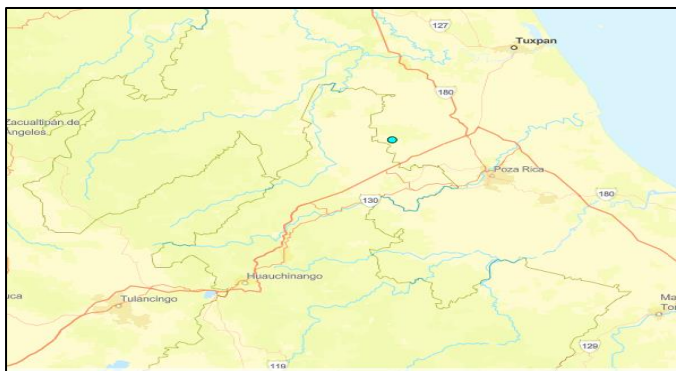


Ilustración 26 Ubicación Geográfica del pozo Kaneni- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)

- **Producción del pozo Kaneni – 1Exp**

Tabla 12 Producción Mensual del Pozo Kaneni- 1Exp (Datos obtenidos del Sistema de información de Hidrocarburos)

Fecha	Gas Asociado (MMPCD)	Agua (MBD)	Petróleo (MBD)
2019/abr	0.0021	0.1411	0.1942
2019/may	0.0089	0.6363	0.7362
2019/jun	0.0089	0.3139	0.7138
2019/jul	0.0089	0.1793	0.6746

2019/ago	0.0053	0.0597	0.3216
2019/sep	0.0543	0.1233	0.5337
2019/oct	0.2219	0.1706	0.4843
2019/nov	0.2344	0.1407	0.4029
2019/dic	0.253	0.1302	0.3744
2020/ene	0.4254	0.0947	0.2764
2020/feb	0.4264	0.0931	0.2719
2020/mar	0.4031	0.0743	0.271
2020/abr	0.3354	0.0202	0.2681
2020/may	0.3358	0.0203	0.2684
2020/jun	0.3358	0.0263	0.2746
2020/jul	0.3358	0.0069	0.306
2020/ago	0.3358	0.0069	0.306
2020/sep	0.3358	0.0069	0.306
2020/oct	0.3142	0.0063	0.2793
2020/nov	0.3358	0.0063	0.2788
2020/dic	0.3358	0.0262	0.2589
2021/ene	0.0542	0.0055	0.0368
2021/feb	0	0	0

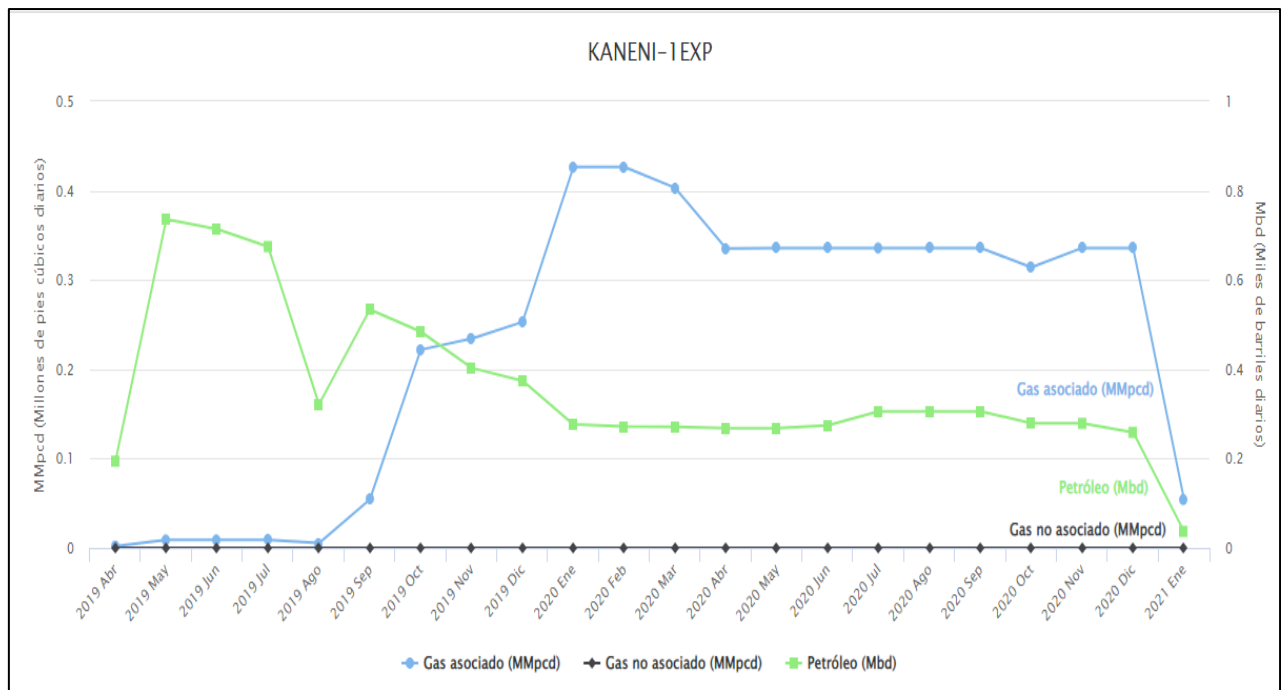


Ilustración 27 Producción del Pozo Kaneni- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)

- **Detalles de Tuberías**

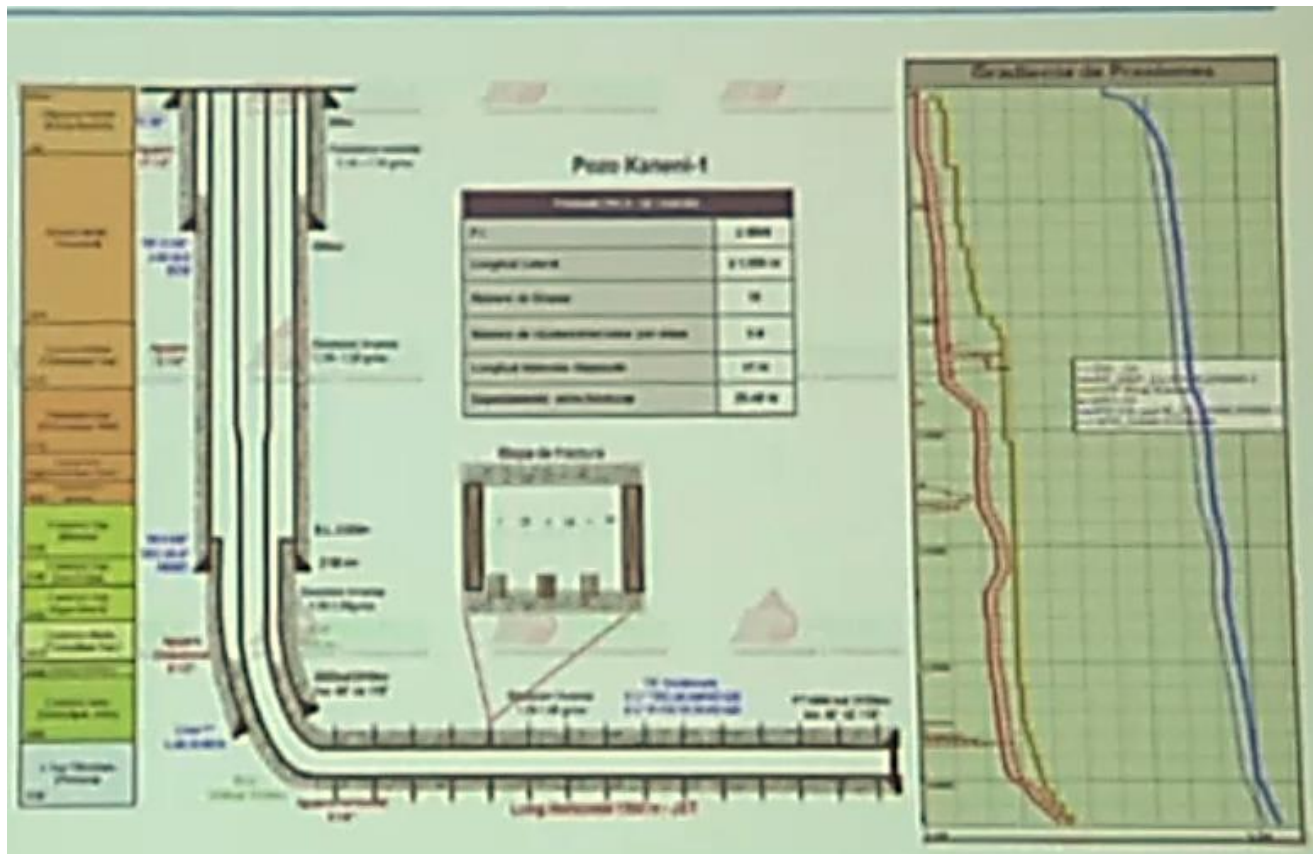


Ilustración 28 Estado Mecánico del pozo Kaneni - 1Exp (CNH)

POZO MAXOCHITL – 1EXP

El pozo Maxochitl – 1Exp se encuentra ubicado en el municipio de Venustiano Carranza, en el estado de Puebla, su estado actual es productor de aceite y gas, su clasificación es “nuevo yacimiento”. Su profundidad total es de 4,370 m, y su profundidad vertical es de 3,556 m, la trayectoria de este es horizontal. La localización de este pozo se ubica hacia el flanco NW de un sinclinal cuyo eje se orienta de SW – NE. (CNH)

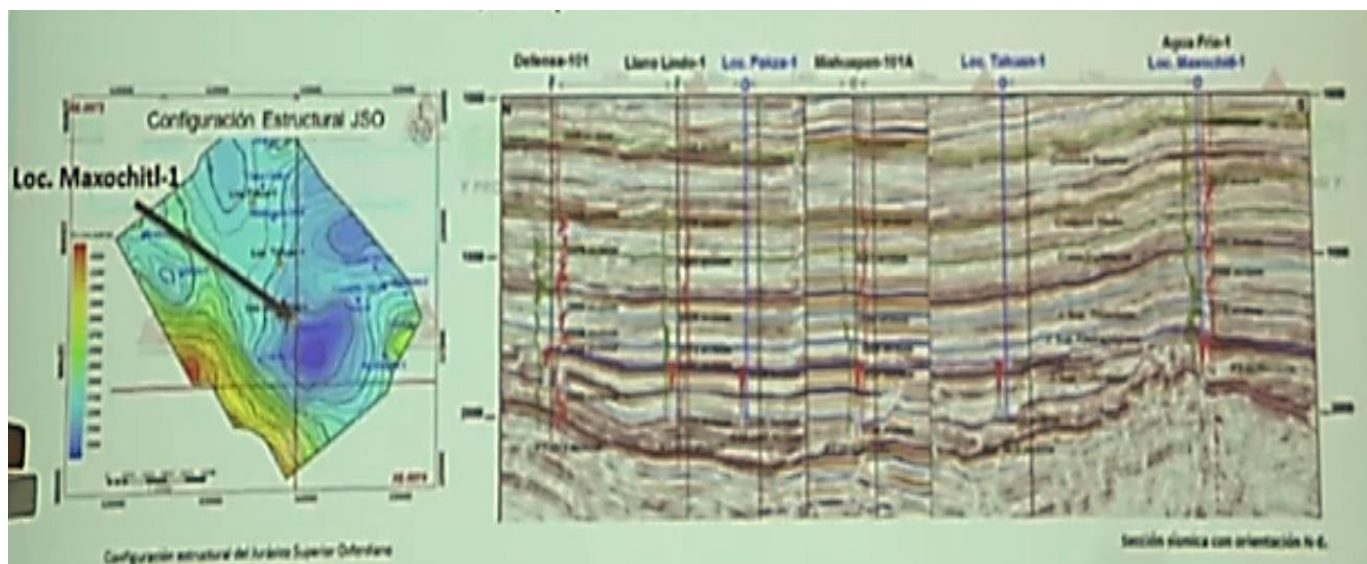


Ilustración 29 Sísmica del Pozo Maxochitl - 1Exp (CNH)

- **Datos del Yacimiento**

Tabla 13 Datos del Yacimiento (CNH)

Tipo de Yacimiento	No convencional
Tipo de hidrocarburo	Aceite-Gas
Gravedad API	43° API
Temperatura de yacimiento	126°C
Presión de yacimiento	3,096 PSI
Elevación del terreno	218.59 m
Intervalo	3,528 – 3560 mvbmr (32 m)
Espesor neto	22 m
Porosidad	4 %
Saturación de agua	31 %

- **Datos del Pozo**

Tabla 14 Datos del Pozo Maxochitl- 1Exp (Datos obtenidos del Mapa Interactivo del CNIH)

Nombre del pozo	Maxochitl – 1Exp
-----------------	------------------

Campo	Maxochitl
Entidad	Puebla
Ubicación	Terrestre
Clasificación	Exploratorio Nuevo Yacimiento
Inicio de perforación	21 – abril- 2018
Fin de perforación	30-noviembre-2018
Inicio de fractura	03-enero-2019
Terminación de fractura	09-enero-2019
Fecha de terminación	31-diciembre-2019
Profundidad total	4370 m
Profundidad vertical	3556 m
Trayectoria	Horizontal
Cuenca	Zona Tampico – Misantla
Objetivo geológico	Jurásico Superior Oxfordiano

- **Ubicación Geográfica**



Ilustración 30 Ubicación Geográfica del Pozo Maxochitl- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)

- **Producción del pozo Maxochitl – 1Exp**

Tabla 15 Producción Mensual del Pozo Maxochitl- 1Exp (Datos obtenidos del Sistema de información de Hidrocarburos)

Fecha	Gas Asociado (MMPCD)	Agua (MBD)	Petróleo (MBD)
2019/abr	0.0002	0.0114	0.0139
2019/may	0.23	0.04	0.0543
2019/jun	0.0031	0.0257	0.0434
2019/jul	0.0031	0.0235	0.0377

2019/ago	0.0031	0.0187	0.0301
2019/sep	0.0006	0.0036	0.0058
2019/oct	0.002	0.0148	0.0238
2019/nov	0.0031	0.0158	0.0254
2019/dic	0.0031	0.0145	0.0234
2020/ene	0.0031	0.0145	0.0234
2020/feb	0.0732	0.0045	0.0248
2020/mar	0.0955	0.0013	0.0252
2020/abr	0.0954	0.0013	0.0252
2020/may	0.0955	0.0013	0.0252
2020/jun	0.0955	0.0013	0.0252
2020/jul	0.0955	0.0013	0.0252
2020/ago	0.0955	0.0013	0.0252
2020/sep	0.0265	0.0004	0.0074
2020/oct	0.0957	0.0014	0.0272
2020/nov	0.0446	0.0007	0.0127
2020/dic	0.0678	0.001	0.0193
2021/ene	0.0955	0.0014	0.0272
2021/feb	0.0375	0.0005	0.0102

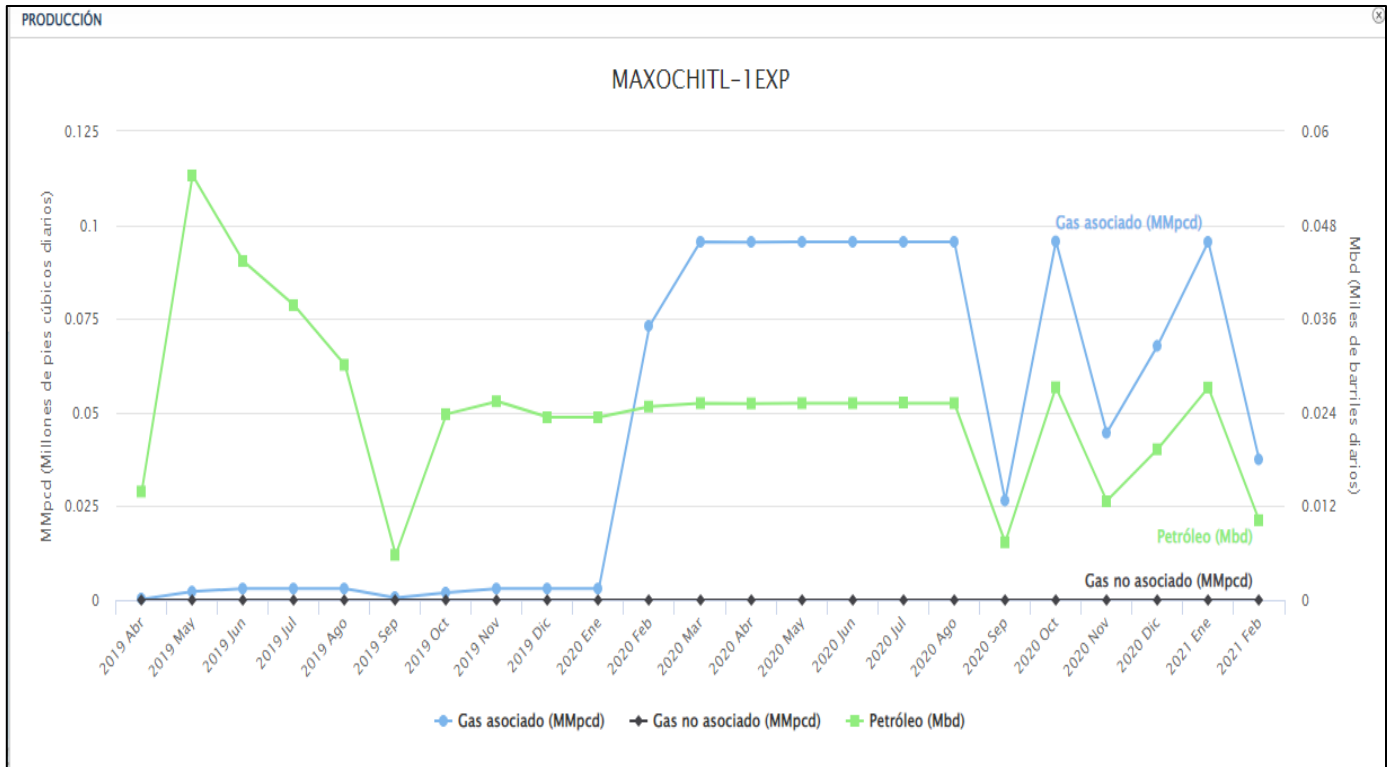


Ilustración 31 Producción del Pozo Maxochitl- 1Exp (Imagen obtenida del Mapa Interactivo del CNIH)

- **Detalles de Tuberías**

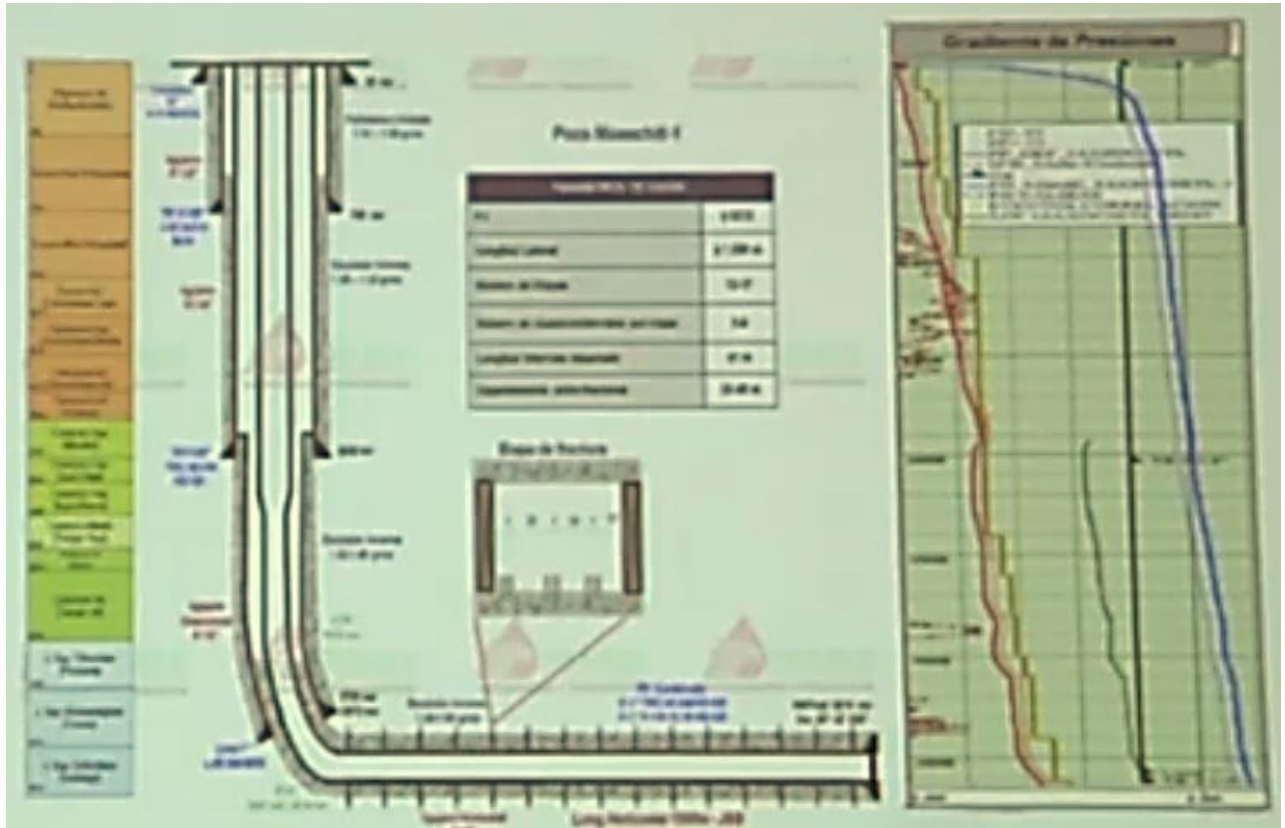


Ilustración 32 Estado Mecánico Del Pozo Maxochitl - 1Exp (CNH)

SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA

Ahora que se tiene la información más importante de los pozos con los que se está trabajando, es momento de comenzar con la selección del fluido para el fracturamiento hidráulico y del agente apuntalante. Existe una gran variedad de fluidos de fractura que han sido diseñados para la responder a la gran variedad de condiciones del pozo.

Cada pozo y cada proceso de fracturamiento es diferente por lo que cada uno presentara diferentes condiciones, es por eso que cada uno de estos fluidos es diseñado para diferentes niveles de profundidad, niveles de pH, temperatura, reacción con la formación productora, etc. Es por esto que se debe conocer las características de la formación a fracturar para evitar daños y posibles retrasos en la operación. A continuación, se describirán las principales rocas que componen la formación pimienta.

- **Litología de la Fm. Pimienta**

- **Calizas Arcillosas:** Están compuestas principalmente por carbonato de calcio (CaCo_3), pero que incluyen entre un 10 y un 40 % de minerales arcillosos: estas calizas, cuando son blandas se denominan margas.
- **Lutita:** Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante.
- **Lutita Negra:** son aquellas rocas que tienen al menos el 2 % de materia orgánica en su composición, incluso a manera de grafito. Esto implica que la roca se formó en un medio ambiente deficiente de oxígeno, que además favorece a la generación de pirita, que es un mineral muy común en las lutitas negras. Este tipo de rocas en un ambiente geológico adecuado pueden ser las rocas madre de hidrocarburos líquidos y gases, sobre todo cuando tienen un porcentaje superior al 2 %.
- **Lutita Bituminosa:** Es aquella roca que contiene alto porcentaje de material orgánico a manera de querógeno (hasta 1/3 de la roca en querógeno). De esta roca se podrían extraer grandes cantidades de hidrocarburos líquidos y gaseosos al calentar la roca y tratarla con algunos solventes.

- **Bentonita:** La bentonita es un material compuesto por minerales de arcilla, principalmente montmorillonita con cantidades escasas de otros minerales del grupo de las esmectitas. La bentonita se dilata considerablemente si se expone al agua, lo que la hace ideal para proteger las formaciones de la invasión de los fluidos de perforación. La montmorillonita se forma cuando se alteran las rocas básicas, tales como la ceniza volcánica de las cuencas marinas.

Con base en la información presentada en los tres pozos anteriores, se realizó el siguiente diagrama mediante el cual se hizo un análisis para determinar cuál es el fluido fracturante adecuado en base a sus características, a continuación, se muestra el diagrama y la selección del fluido.

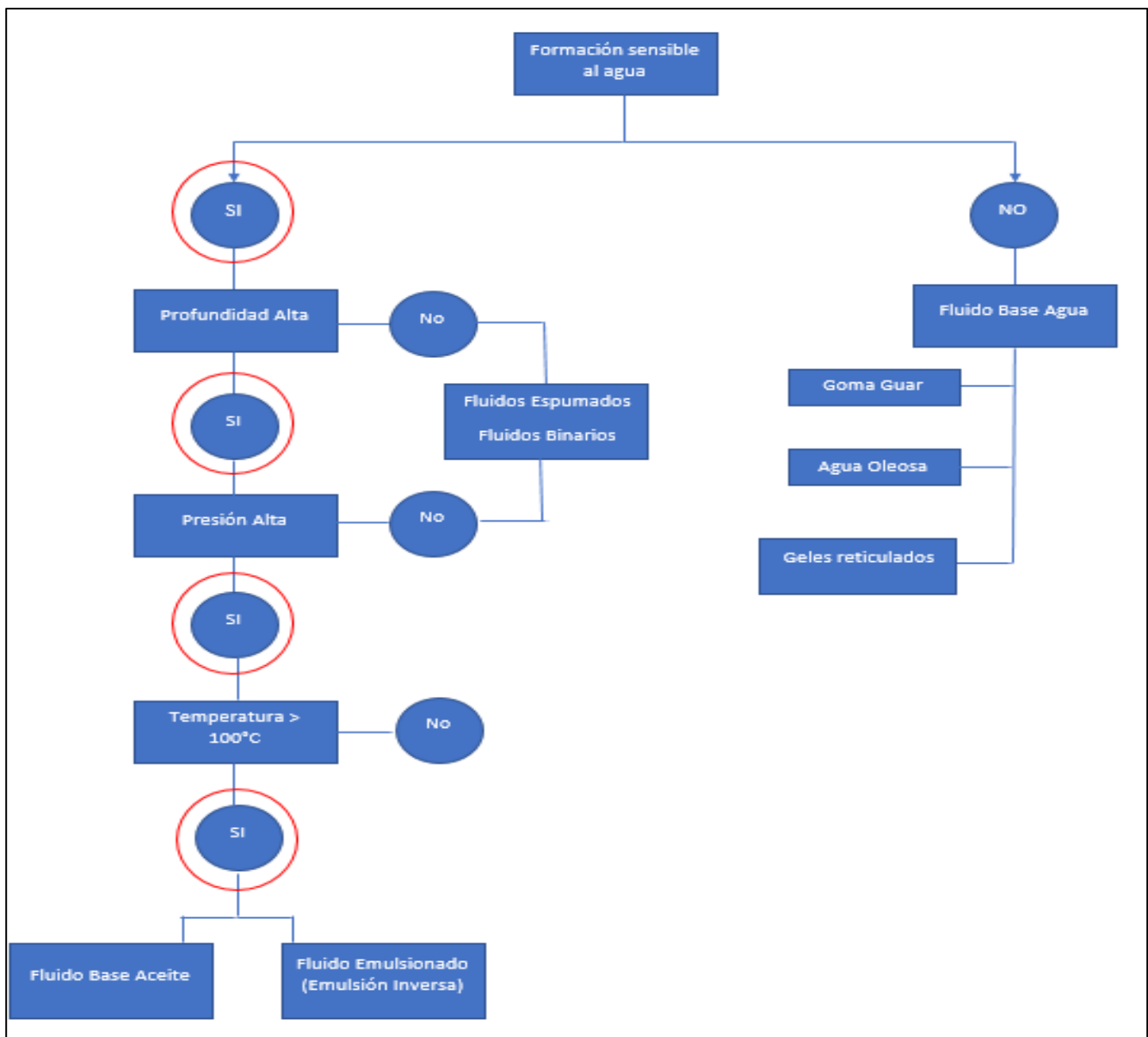


Ilustración 33 Diagrama para la selección del fluido fracturante (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)

SELECCIÓN DEL AGENTE APUNTALANTE

Ahora que ya se ha seleccionado el fluido de fractura adecuado para cada uno de los pozos, es momento de seleccionar el agente apuntalante, el cual permitirá mantener abierta la fractura creada.

Para realizar este procedimiento la selección se realizará pozo por pozo.

Pozo Pankiwi -1Exp

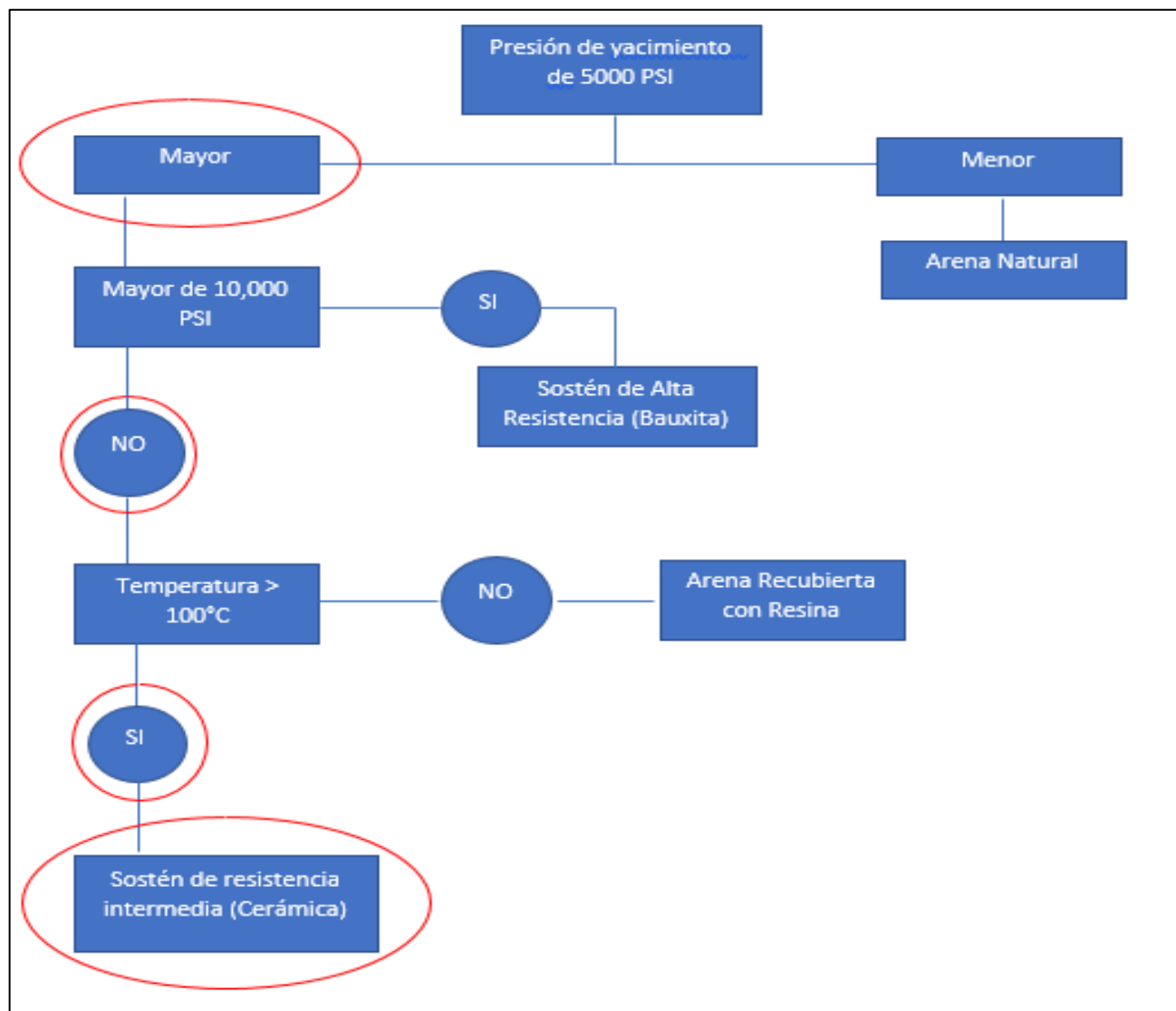


Ilustración 34 Diagrama para la selección del agente apuntalante para el Pozo Pankiwi - 1Exp (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)

Pozo Kaneni - 1Exp

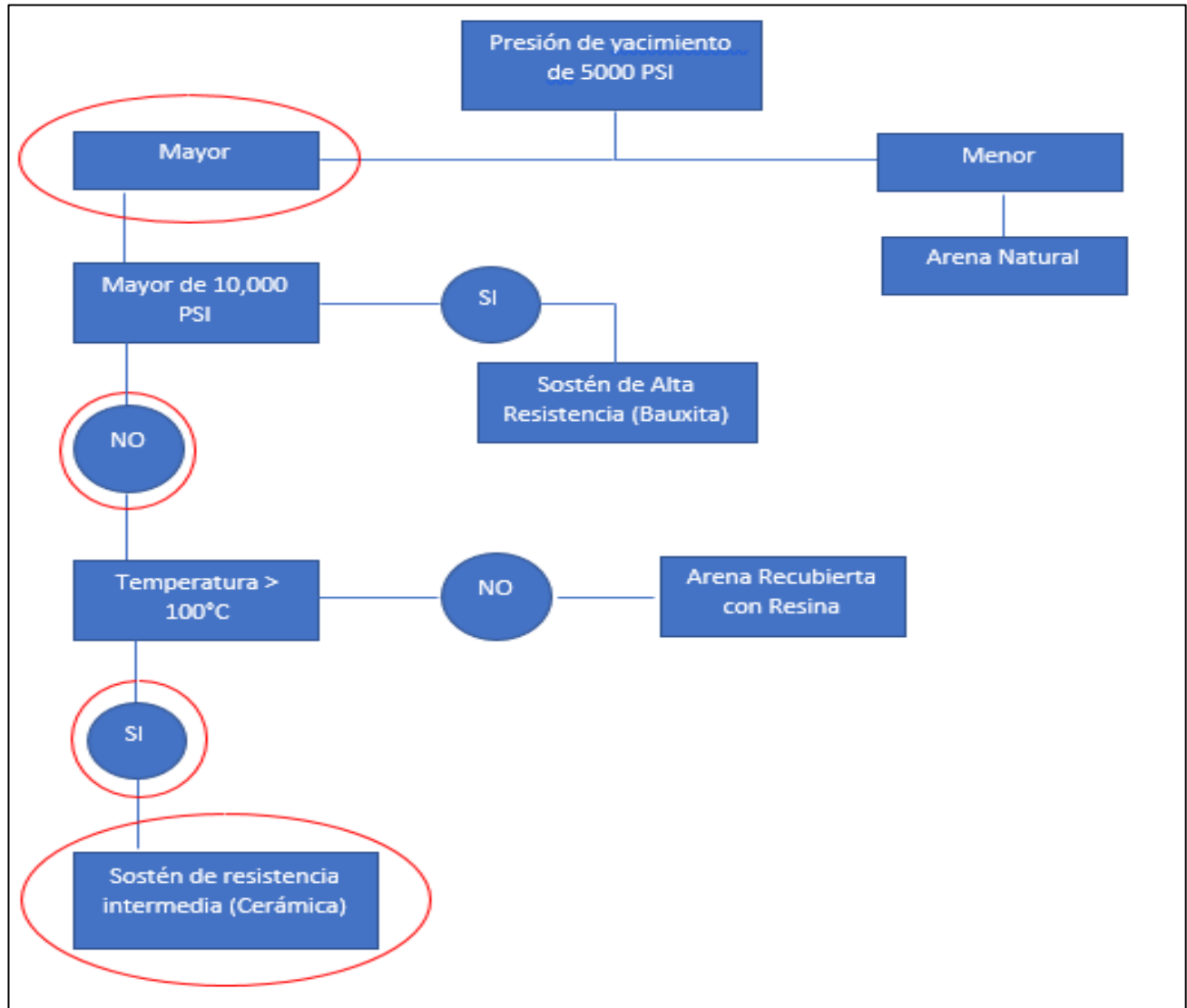


Ilustración 35 Diagrama para la selección del agente apuntalante para el Pozo Kaneni - 1Exp (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)

Pozo Maxochitl – 1Exp

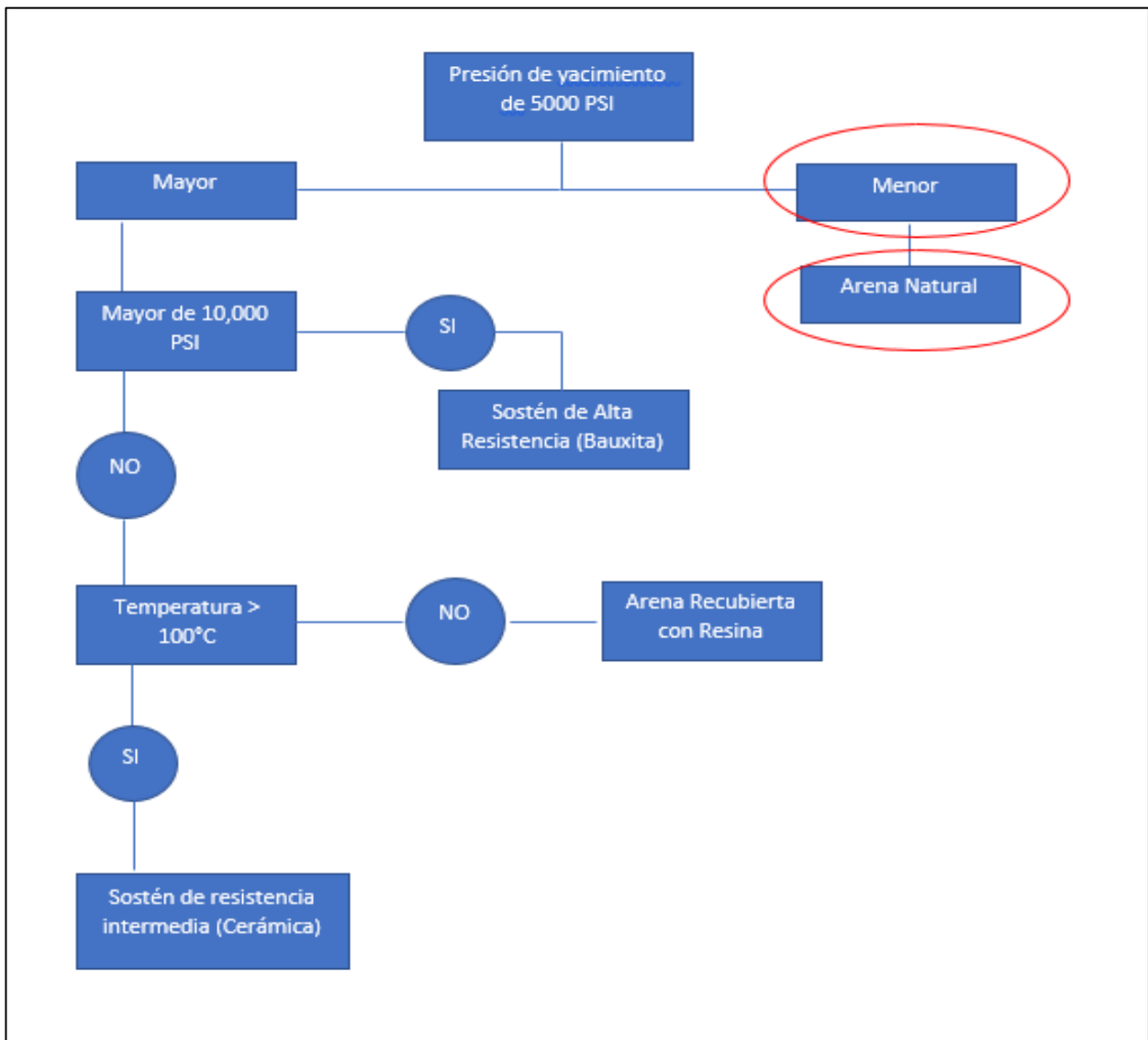


Ilustración 36 Diagrama para la selección del agente apuntalante para el Pozo Maxochitl - 1Exp (Modificado de Moreno y Ortiz, 2009)

CAPITULO V - RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la selección del fluido de fractura y del agente apuntalante a partir del análisis presentado en los diagramas anteriores

De acuerdo con la información presentada, los pozos anteriormente mostrados comparten características similares, se tiene un yacimiento que es sensible al agua (debido a la presencia de lutitas y material arcilloso), con una presión alta y una temperatura superior a los 100°C, debido a estos criterios un fluido base agua no sería ideal para estos pozos ya que podría provocar que las arcillas se hidraten.

Debido a esto, para este caso se seleccionó un fluido base aceite el cual es compatible con los fluidos de la formación y no daña la formación, también se propone el uso de una emulsión inversa la cual permite tener una viscosidad similar a los fluidos base aceite y reduce el riesgo de impacto ambiental.

Pozo Pankiwi -1Exp

Para este primer caso se tiene un yacimiento con una presión superior a los 5,000 PSI pero menor a 10,000 PSI (P= 6,800 PSI) y con una temperatura superior a los 100°C (120°C), debido a esto se seleccionó un agente apuntalante de resistencia media tamaño de malla 12/20, el cual cumple con las características de este pozo.

Pozo Kaneni - 1Exp

Para el segundo caso se tiene un yacimiento con una presión superior a los 5,000 PSI pero menor a 10,000 PSI (P= 6,915 PSI) y con una temperatura superior a los 100°C (105°C), debido a que tiene características similares al pozo Pankiwi – 1Exp, se seleccionó un agente apuntalante de resistencia media tamaño de malla 12/20, el cual cumple con las características de este pozo.

Pozo Maxochitl – 1Exp

Para el tercer y último caso, se tiene un yacimiento con una presión menor a los 5,000 PSI (3,096 PSI), y una temperatura mayor a los 100°C (126°C), debido a estas características la mejor opción para este caso es utilizar un agente apuntalante de arena natural tamaño de malla 20/40.

CONCLUSIONES

- El Fracturamiento Hidráulico es un método de estimulación muy efectivo que se puede implementar para la explotación de recursos no convencionales, además de mejorar la producción en pozos que sean candidatos.
- La formación Pimienta representa un gran potencial de volumen de hidrocarburos no convencionales que pueden ser recuperables mediante la implementación de tecnologías para su explotación como es el caso del Fracturamiento Hidráulico.
- La evaluación del yacimiento es esencial para conocer sus propiedades y con esto tomar mejores decisiones.
- Se deben conocer las características del yacimiento para la correcta selección del fluido de Fracturamiento, por lo que es importante hacer un análisis previo para saber el comportamiento del yacimiento.
- La correcta selección del fluido de fractura y de del correcto agente apuntalante resultará en una mejora en la conductividad de la fractura, y, por ende, un aumento en la producción.

RECOMENDACIONES

- Debido a que los pozos que fueron objeto de estudio de esta investigación se encuentran ubicados en formaciones sensibles al agua, se requiere conocer el tipo de arcilla específica para evaluar el tipo de fluido a utilizar.
- Se recomienda el uso de un fluido emulsionado debido a que este puede proporcionar las mismas características de un fluido base aceite y puede resultar en un menor impacto ambiental.
- Usar apuntalante de resistencia intermedia para los Pozos Pankiwi – 1Exp y Kaneni – 1Exp, y usar un apuntalante de arena para el Pozo Maxochitl – 1Exp.
- Evaluar el potencial económico de estos tres casos y determinar si es rentable utilizar Fracturamiento Hidráulico.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. AGUILAR, L. F. (2019). *EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO(FRACKING), MEDIANTE FLUIDOS QUE REDUZCAN SU IMPACTO AMBIENTAL E INCREMENTAN SU EFECIENCIA Y EFECACIA*. CIUDAD DE MEXICO: IPN.
2. AMGP. (1972). *SEGUNDO SIMPOSIO SOBRE LA ESTRATIGRAFÍA Y NOMENCLATURA DEL JURÁSICO SUPERIOR DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA*. CDMX: AMGP.
3. ANDREA PAOLA MARTINEZ, G. G. (2012). *FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*. SLIDESHARE.
4. ARCO, F. J. (2013). *EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO MIQUETLA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC*. CIUDAD UNIVERSITARIA: UNAM.
5. ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS, A.C. (2019). *SOMOS PETROLEROS*. CDMX: AIPMAC.
6. BAUTISTA, A. M. (2006). *FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BASE AGUA DE ALTO RENDIMIENTO APLICADOS AL CAMPO BALCON COMO SUSTITUIDOS DE LODO BASE ACEITE*. BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
7. BOTELLO, M. A. (2016). *EVALUACIÓN DE LA FORMACION PIMIENTA INFERIOR COMO YACIMIENTO NO CONVENCIONAL, AL SUR DE LA CUENCA TAMPICO - MISANTLA*. CDMX: IPN.
8. CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS. (2022). Obtenido de SISTEMA DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
9. CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS. (2022). Obtenido de MAPA INTERACTIVO DEL CNIH: <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
10. CNIH. (2019). *POZOS CON FRACTURAMIENTO EN MEXICO*. CDMX: CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.
11. COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2016). *2ª Sesión Ordinaria del Órgano de Gobierno CNH (25/02/2016)*. CDMX: CNH.

12. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2017). *ATLAS GEOLOGICO CUENCA TAMPICO - MISANTLA*. CDMX: Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
13. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2017). *ATLAS GEOLÓGICO RECURSOS NO CONVENCIONALES (LUTITA GAS/ACEITE)*. CDMX: Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
14. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2019). *10ª Sesión Ordinaria del Órgano de Gobierno (19/septiembre/2019)*. CDMX: CNH.
15. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2019). *16ª Sesión Ordinaria del Órgano de Gobierno (5/diciembre/2019)*. CDMX: CNH.
16. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2019). *ACTIVIDAD EXPLORATORIA*. CDMX: CNH.
17. CRISTINA, N. R. (2017). *TEORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*. CDMX: UNAM.
18. ESPINOSA RAMIREZ BRITANY LIZBETH, G. R. (2017). *"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS" FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*. CDMX: IPN.
19. Geologiaweb. (2022). *GEOLOGIAWEB*. Obtenido de <https://geologiaweb.com/rocas/lutita/>
20. GUILLERMO MORENO LUNA, M. O. (2009). *FLUIDOS BINARIOS COMO ALTERNATIVA PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*. CIUDAD DE MEXICO: UNAM.
21. HERRERA, L. A. (2010). *ESTIMULACIÓN DE POZOS PETROLEROS MEJORADORES DE LA CONDUCTIVIDAD EN ARENAS*. CDMX: IPN.
22. HIDROCARBUROS, C. N. (FEBRERO de 2020). *5º INFORME TRIMESTRAL Ratificación de Descubrimientos*. CDMX: CNH. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/535190/III.1_Informe_de_Ratificacion_de_descubrimientos.pdf
23. HIDROCARBUROS, C. N. (2020). *Seguimiento a Actividades de Exploración y Extracción Contratos*. CDMX: CNH.
24. López-Palomino, I. y.-A. (2007). PIMIENTA, FORMACIÓN JURASICO TARDIO (TITHONIANO) - CRETACICO TEMPRANO (BERRIASIANO/VALANGINIANO). *SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO*, 5.

25. M.MADRID. (31 de DICIEMBRE de 2011). *PORTAL DEL PETROLEO*. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2011/12/agentes-sosten-usados-fracking.html#h3-arena-resinada>
26. M.Madrid. (13 de Marzo de 2016). *portaldelpetroleo*. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/introduccion-a-la-mecanica-de-roca-aplicada-al-fracturamiento-hidraulico.html#-relaci-n-de-poisson>
27. M.Madrid. (10 de Marzo de 2020). *portaldelpetroleo*. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2020/03/fundamentos-de-mecanica-de-rocas.html#-esfuerzo>
28. PEMEX. (2002). *GUIA DE DISEÑO PARA FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS*. CDMX: PEMEX.
29. Peña, C. A. (2017). *INGENIERÍA DE SHALE*. CDMX: UNAM.
30. PETROLEOAMERICA. (01 de AGOSTO de 2015). *PETROLEOAMERICA*. Obtenido de <http://www.petroleoamerica.com/2015/01/opinion-historia-de-la-vieja-tecnica-de.html#:~:text=Nick%20Steinsberger%2C%20un%20ingeniero%20de,mezcla%20gel%20que%20se%20usaba>.
31. ROCHA, A. P. (2005). *MANUAL PARA EL CONTROL GEOLOGICO EN LA PERFORACION DE POZOS PRODUCTORES DE GAS Y PETROLEO MEDIANTE EL USO DE MICROPALEONTOLOGIA Y SEDIMENTOLOGIA*. SAN LUIS POTOSI: UASLP.
32. Schlumberger. (2022). *Schlumberger*. Obtenido de <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/shale>
33. Schlumberger. (2022). *Schlumberger*. Obtenido de <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/b/bentonite>
34. VAZQUEZ CARDENAS, J. F. (2009). *MEJORAMIENTO DE LA CONDUCTIVIDAD EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*. CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX: UNAM.
35. YAEL, R. H. (2014). *TECNOLOGIAS PARA EL MANEJO Y TRATAMIENTO DEL FLOW BACK EN POZOS DE SHALE GAS*. CDMX: UNAM.