



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**UNIDAD TICOMAN**  
**CIENCIAS DE LA TIERRA**

---

---

Seminario de actualización con opción a titulación de  
“Perforación, Terminación y Reparación de Pozos  
Petroleros”.

**TÉSIS**

**Fracturamiento hidráulico**

A fin de obtener el título de Ingeniero Petrolero

**PRESENTAN**

Pérez Díaz Fernando  
Ruiz Caballero Paul Ramiro  
Vargas López David  
Vega López Jorge Saúl.

**DIRECTORES**

Ing. Manuel Torres Hernández  
Ing. Alberto Enrique Morfín Faure



Ciudad de México

Septiembre, 2019



**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**  
E.S.I.A.

SECRETARÍA ACADÉMICA  
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR

Folio: DES/3764/2019

**RECIBIDO**  
17:45  
03 JUL 2019  
Ruben

\*2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata\*  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Asunto: Impartición de Seminario

Ciudad de México, a 1 de julio de 2019

**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA**  
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN  
DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
P R E S E N T E

E.S.I.A.  
UNIDAD TICOMÁN  
**RECIBIDO**  
03 JUL 15:40 2019  
Ja. Elías  
DIRECCIÓN

Con fundamento en el Artículo 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio UPIIG/DIR/1102/2019, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

**"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"**

Folio de Autorización:	DES/ESIA-TIC/S/433-22/2010-2019
Vigencia del seminario:	22 de marzo de 2018 al 22 de marzo de 2020
Duración:	150 horas.
Período de impartición:	Del 4 de julio al 26 de septiembre de 2019
Horario:	jueves y viernes de 14:00 a 20:00 horas y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede:	ESIA-TICOMAN.
Expositores	Ing. Manuel Torres Hernández, Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morfín Faure

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.

Unidad Profesional Adolfo López Mateos, Edificio de la Secretaría Académica  
Av. Luis Enrique Erro s/n, col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07738, Ciudad de México  
Conmutador 01 (55) 5729 6000 exts. 50521 y 50520 www.ipn.mx/des



**2019**  
AÑO DEL CAUDILLO DEL SUR  
EMILIANO ZAPATA



"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**  
**"La Técnica al Servicio de la Patria"**



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
Dirección de Educación Superior

**M. EN C. ROSALÍA MARÍA DEL CONSUELO TORRES BEZAURY**  
**DIRECTORA**

c.c.p Dr. Jorge Toro González - Secretario Académico del IPN.  
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.

T-12386

RMCTB/EGCV/yumn



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

PRESENTE

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben: Pérez Díaz Fernando, Ruiz Caballero Paul Ramiro, Vargas López David, Vega Lopez Jorge Saul, manifiestan ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Fracturamiento hidráulico" en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (publicación en línea) "LA TESIS" por un periodo de un año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento la calidad de los autores de la "LA TESIS".

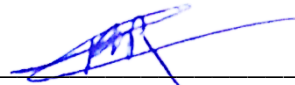
Adicionalmente, y en calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto a "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de la "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Atentamente:


Pérez Díaz Fernando



Ruiz Caballero Paul Ramiro



Vargas López David



Vega Lopez Jorge Saul



## **AGRADECIMIENTOS.**

### **Fernando:**

A mis padres:

Por siempre brindar el amor y apoyo que un hijo necesita, a pesar de cualquier circunstancia que se pudiese presentar. Gracias por enseñarme cada uno los diferentes aspectos y valores fundamentales que he de ocupar a lo largo de la vida. Sus enseñanzas son regalos especiales que espero siempre seguir obteniendo.

A mis hermanos:

Que a base de su presencia supieron comprender mejor que nadie esta etapa de la vida en la que a pesar de la distancia nos apoyamos para alcanzar nuestras metas.

A mis amigos:

Por los que me dieron momentos de alegría y felicidad, por aquellos con los que compartí experiencias únicas en una ciudad diferente y ambiciosa. Por aquellos que se quedaron para empujarme indirectamente hacia el éxito.

A mis profesores:

A los docentes que con vocación, conocimiento y experiencia se dieron a la tarea de forjar incondicionalmente ingenieros de calidad con el objetivo de aportar al mundo una persona competente y profesional.

Gracias a todos por su dedicación y perseverancia con la que hoy puedo comenzar una nueva etapa en la vida.

## **AGRADECIMIENTOS.**

**Paul:**

A mí Padre Ramiro Ruiz, mi Madre Irma Caballero, mi Hermano Jorge Ruiz caballero, Mi Abuelo Adolfo Ruiz, Mis abuelas Eloísa Sixtos y Martha González, Mis tíos Jorge Hernández Jorge Caballero y Martín Ruiz, así como a todos mis tíos y primos.

Por su apoyo, amor y confianza incondicional en cada etapa de mí vida valorando lo bueno y lo malo que hemos pasado dado que gracias a ello soy lo que soy.

A mis profesores:

por cada enseñanza impartida día a día y el esfuerzo dedicado a mejorar la calidad de mi persona, les agradezco de todo corazón su noble trabajo y a ellos les dedico este logro ya que sin ellos no sería posible.

Pero sobre todo a dios por permitirme llevar esta vida con las personas que quiero y amo ya que todo se lo debo a él.

## **AGRADECIMIENTOS.**

### **Jorge:**

A mi madre:

Gracias por brindarme todo tu apoyo en este largo camino, tus esfuerzos son impresionantes y tu amor para mi es invaluable, tu sola me has educado y me has proporcionado todo y cada cosa que eh necesitado. De ahora en adelante tus enseñanzas las aplicare cada día. En esta vida solo necesito de ti y de mis hermanas para superarme cada día.

A mis hermanas:

Haydyn gracias por el apoyo que me has dado desde el comienzo de mi carrera por ser mi confidente y sé que hay veces que no coincidimos en muchas cosas, pero sin tu ayuda nunca hubiera llegado a este punto.

Vanessa gracias por ser mi segunda madre y mi hermana mayor que a pesar de todo mis errores siempre has estado ahí para levantarme, no tengo palabras para describir lo importante que eres tú y mis sobrinos para mi este logro también es de ustedes.

## **AGRADECIMIENTOS.**

### **David:**

Agradecería a muchas personas y la lista sería bastante larga, empezando por aquel amigo (balu) que me recomendó estudiar ingeniería petrolera, mis dos abuelas Cristina y Bartola a las cuales quiero como a mi madre; a todos mis familiares por las palabras de aliento en momentos de decaimiento, a mi nueva familia que Dios me ha otorgado, y por supuesto a mis padres Miguel Ángel y María por su apoyo incondicional siempre presente.

A todos aquellos y aquellas que me quieren y que quiero; que aman y que amo, y algunas otras más.

Sobre todo a la persona que más agradezco porque todo esto sea posible, por no haberse rendido, por creer que si podría concluir esto algún día, por no tomar salidas fáciles y por escuchar a Dios en momentos difíciles, por eso y algunas cosas más, agradezco a mi Nemo Ramms por hacerme sentir la felicidad que causa el alcanzar el éxito de una y de muchas metas y propósitos más.



# Contenido

RESUMEN

ABSTRACT

OBJETIVO

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1 TERMINACIÓN DE POZOS. ....	1
1.1. ELABORACION DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN. ....	3
1.2. PROCESOS EN LA TERMINACIÓN DE POZOS. ....	3
1.3. TIPOS DE TERMINACIÓN. ....	4
1.3.1. TERMINACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO. ....	5
1.3.2. TERMINACIÓN EN AGUJERO REVESTIDO. ....	6
1.3.3. TERMINACIÓN CON TUBERÍA RANURADA NO CEMENTADA. ....	8
1.3.4. TERMINACIÓN SENCILLA SELECTIVA. ....	9
1.3.5. TERMINACIÓN DOBLE. ....	10
1.4. TERMINACIÓN CON SAP. ....	11
1.4.1. BOMBEO MECÁNICO. ....	12
1.4.2. BOMBEO NEUMÁTICO. ....	13
CAPÍTULO 2 FRACTURAMIENTO. ....	15
2.1 ESFUERZO Y DEFORMACIÓN. ....	15
2.1.1 FUERZA. ....	15
2.1.1.2 UNIDADES DEFUERZA. ....	16
2.1.2 ESFUERZO. ....	17
2.1.3 TIPOS DE ESFUERZOS. ....	17
2.1.4 DEFORMACIÓN. ....	18
2.1.4.1 TIPOS DE DEFORMACIÓN. ....	18
2.2 CREACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA. ....	19
2.3 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA. ....	20
2.3.1 PROPAGACIÓN. ....	20
2.3.2 DIRECCIÓN Y TAMAÑO. ....	21
2.4 PRESIÓN DE FRACTURA. ....	22
CAPÍTULO 3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	24
3.1 INTRODUCCIÓN. ....	24
3.2 DEFINICIÓN. ....	24
3.3 FLUIDOS FRACTURANTES. ....	25
3.3.1 FLUIDOS BASE AGUA. ....	25
3.3.2 FLUIDOS BASE ACEITE. ....	29
3.3.3 FLUIDOS BASE ÁCIDO. ....	29
3.3.4 FLUIDOS BASE CO <sub>2</sub> ....	31
3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES EN BASE A SU CONSISTENCIA. ....	32
3.4.1 CONVENCIONALES. ....	32

3.4.2	COMPLEJOS. ....	34
3.4.3	EMULSIONADOS. ....	35
3.4.4	ESPUMADOS. ....	35
3.4.5	COMBINADOS. ....	37
3.4.6	ESPECIALES. ....	37
3.5	AGENTES APUNTALANTES. ....	37
3.5.1	PROPIEDADES DE LOS APUNTALANTES. ....	37
3.5.2	REDONDEZ Y ESFERICIDAD. ....	39
3.5.3	USO DE LOS AGENTES APUNTALANTES. ....	40
3.5.4	TIPOS DE AGENTES APUNTALANTES. ....	41
3.6	PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	44
3.6.1	EQUIPO QUE SE USA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	44
3.6.2	PROCEDIMIENTO DE FRACTURAMIENTO. ....	48
CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....		52
4.1	INFORMACIÓN PREVIA. ....	52
4.1.1	UBICACIÓN. ....	52
4.1.2	COLUMNA GEOLÓGICA Y SECCIÓN ESTRUCTURAL. ....	53
4.1.3	EVALUACIÓN PETROFÍSICA. ....	54
4.2	ANTECEDENTES DEL POZO. ....	56
4.2.1	PERFORACIÓN. ....	56
4.2.2	TERMINACIÓN. ....	57
	ESTIMULACIONES E INTERVENCIONES. ....	57
4.2.4	DATOS DEL POZO. ....	57
4.3	EJECUCIÓN DEL MINIFRAC. ....	62
4.3.1	ALCANCE DE LA PRUEBA DE INYECCIÓN (MINIFRAC). ....	62
4.3.2	REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO. ....	62
4.3.3	FLUIDO DE FRACTURA. ....	64
4.3.4	PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN. ....	65
4.3.5	PROCEDIMIENTO DEL TRABAJO Y CEDULA DE BOMBEO PROGRAMADA. ....	68
4.3.6	EFFECTUAR LA CEDULA DE BOMBEO. ....	69
4.3.7	GRAFICA DE OPERACIÓN. ....	69
4.4	ANÁLISIS DE LA PRUEBA. ....	71
4.4.1	FUNCIÓN G. ....	71
4.4.2	RAÍZ CUADRADA DEL TIEMPO. ....	73
4.4.3	LOG-LOG. ....	74
4.4.4	MÉTODO GRAFICO $\eta f$ . ....	76
4.4.5	TABLAS DE RESULTADOS. ....	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. ....		81
BIBLIOGRAFÍA. ....		82

## **RESUMEN.**

Este trabajo es un análisis de información existente sobre fracturamiento hidráulico para definir si es viable utilizarlo para estimular los pozos aplicables en México.

En el capítulo 1, se define las bases que se tienen antes de realizar el fracturamiento hidráulico como lo es una buena terminación de pozos y los sistemas artificiales de recuperación que pueden establecerse antes del fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 2, se presentan conceptos fundamentales para el fracturamiento como lo es la mecánica de las rocas, daño a la formación, tipos de fracturas y la aplicación en el fracturamiento.

En el capítulo 3, se explica de forma específica el fracturamiento hidráulico, equipos utilizables, agentes apuntalantes, productos químicos y aditivos, metodologías y sus características, y si es aplicable y viable para los pozos en México.

En el capítulo 4, se trata un caso real aplicado en México al definir todo el proceso que se realiza, por último se presenta las conclusiones-recomendaciones.

## **ABSTRACT.**

This work is an analysis of existing information on hydraulic fracturing to define whether it is feasible to use it to stimulate wells applicable in Mexico.

In chapter 1, we define the bases that are in place before hydraulic fracturing, such as good well completion and the artificial recovery systems that can be established before hydraulic fracturing.

In chapter 2, fundamental concepts for fracturing are presented such as rock mechanics, damage to formation, types of fractures and the application in fracturing.

Chapter 3 specifically explains hydraulic fracturing, usable equipment, shoring agents, chemicals and additives, methodologies and their characteristics, and if applicable and feasible for wells in Mexico.

Chapter 4 deals with a real case applied in Mexico by defining the entire process that is carried out, and finally presents the conclusions-recommendations.

## **OBJETIVO**

El objetivo de este trabajo es ser un documento de referencia teórica sobre fracturamiento hidráulico para académicos, estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, así como toda aquella persona que tenga la necesidad de ampliar sus conocimientos a fin de entender el fracturamiento hidráulico, la metodología que se usa y definir si es aplicable en los pozos de México.

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera es una de las más lucrativas en el mundo, sin embargo, el petróleo es un recurso no renovable por lo que se han desarrollado diferentes técnicas para extraer la mayor cantidad posible con diferentes sistemas de recuperación mejorada que ayudan a este fin; una de las alternativas es el fracturamiento hidráulico que se encarga de mejorar la permeabilidad del yacimiento a través del bombeo de un fluido a alta presión y alto gasto, así como un agente sustentante que impide el cierre de las fracturas generadas.

Debido a que la presión del pozo disminuye con el transcurso del tiempo después de abrirse a producción, es necesario aplicar un método de recuperación mejorada el cual depende de las condiciones del pozo como son las características mecánicas y la de sus fluidos, para poder encontrar el fracturamiento adecuado. Entre los tipos de fracturamiento hidráulico, se encuentra el fracturamiento con ácido, fracturamiento apuntalado, fracturamiento espumado y el fracturamiento con gas energizado.

Se deben usar los datos que se obtienen con registros geofísicos y de producción a fin de determinar que fracturamiento se debe usar y definir la metodología a seguir para que la operación sea un éxito de acuerdo a la información que se tenga por los diferentes medios.

De igual manera, es necesario determinar el equipo adecuado para la zona a fracturar, ya que los equipos a utilizar son muy diversos y dependen de las características de la zona en donde se trabaje.

El fracturamiento hidráulico abarca diferentes ámbitos de estudio como la geomecánica y la ingeniería en terminación y producción, por lo cual se convierte en un punto de interés para futuras investigaciones de innovación técnica y tecnológica.

## **CAPÍTULO 1. TERMINACIÓN DE POZOS.**

La terminación de pozos petroleros es el conjunto de operaciones que se efectúan para comunicar el yacimiento con la superficie, mediante la realización de disparos en la tubería de revestimiento de explotación cuando la terminación se realiza en agujero entubado. La terminación de pozos petroleros es una etapa culminante e importante de la extracción de hidrocarburos, dado que se conjuga el conocimiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento, de la geometría del pozo y de la energía, para que en el presente y futuro comportamiento del ciclo de vida del yacimiento-pozo, la terminación sea lo más eficiente posible. La comprensión del modelado de las fuerzas que actúan en los aparejos de producción tanto en el diseño de aparejo de producción (grados y pesos), como las fuerzas de presión, temperatura y corrosión que se presentan en las diversas operaciones que se realizan a lo largo de la vida del pozo petrolero es de suma importancia en su terminación.

El diseño de la tubería de producción se debe efectuar considerando las cargas máximas, modeladas con conceptos de esfuerzos triaxiales, con lo cual se garantiza la integridad de la tubería durante la vida productiva del pozo. Existen diferentes operaciones que pueden ser catalogadas como reparaciones o mantenimientos, aunque existan operaciones similares, no existen operaciones iguales y cada caso debe ser analizado individualmente. La estimulación de pozos se realiza para reducir o eliminar el daño a la formación y el fracturamiento hidráulico para crear conductividad en la formación, lo primero se presenta en las operaciones que antecedieron la terminación del pozo y en algunos inclusive durante la terminación, por lo que se debe en estos casos ser más preventivos que correctivos: con relación al fracturamiento, en una formación de baja permeabilidad, el objetivo es rebasar ese daño, crear conductividad y obtener una producción comercial de hidrocarburos.

Factor de daño (S)

Durante la operación de perforación y terminación del pozo la permeabilidad de la formación en la sección cercana al mismo puede ser alterada. A esta zona alterada de permeabilidad se le llama zona dañada. La invasión de fluidos de perforación, dispersión de las arcillas (hinchamiento), presencia de emigre y cemento, y la presencia de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores responsables en la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación tal como acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño a la formación (Figura 1).

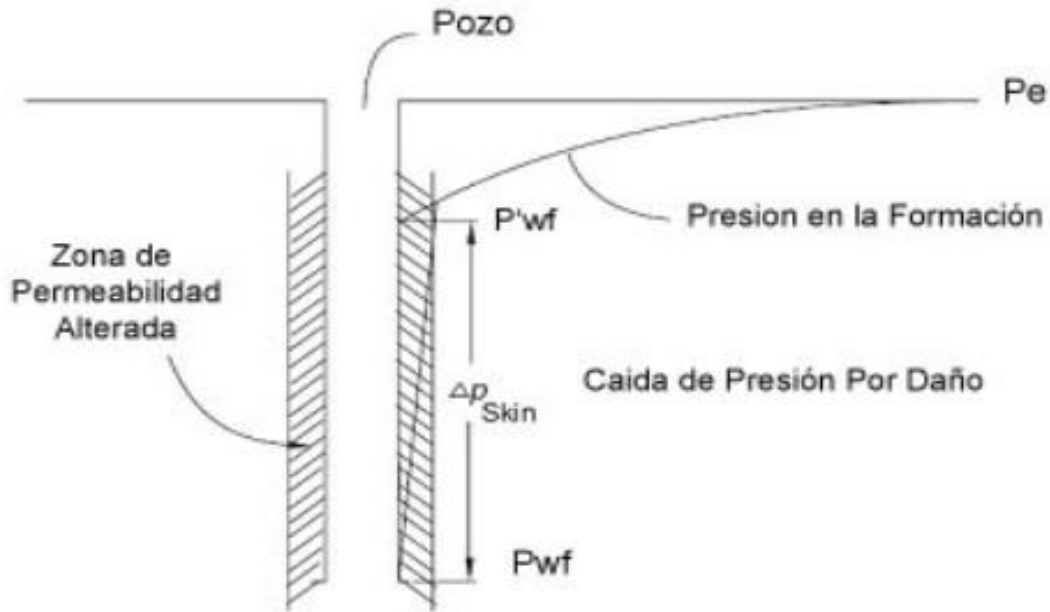


Figura 1.- Daño a la formación.

Este factor de daño se determina por ensayos de pozo en el cual se refleja cualquier fenómeno mecánico o físico que restrinja el flujo al pozo. Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son debido a una penetración parcial de los disparos del pozo a la formación, poca penetración de los disparos, taponamiento del disparo o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin). Es importante notar que el efecto de daño completo o total, incluyendo turbulencia, puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con terminaciones muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5. El factor de daño ( $S_t$ ) es una constante que relaciona la caída de presión debido al daño, con el gasto y la conductividad de la formación, entonces:

$$S_t = \frac{\Delta P_{skin}}{\left( \frac{141,2 q \mu_o B_o}{k h} \right)}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{skin} &= 0,87 m S_t \\ &= (P'_{wf} - P_{wf}) \end{aligned}$$

Donde,  $m$  = Es la pendiente de la línea semi-log obtenida en el ensayo de pozo tipo Build up o drawdown (psi/ciclo de log).

$$S_t = S_d + S_p + S_{pp} + S_{turb} + S_o + S_s + \dots$$



## **1.1 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN.**

Para desarrollar la planeación en la terminación se debe de contar con la información del pozo a intervenir y de pozos vecinos, que es: registros geofísicos, muestras de canal, corte de núcleos, pérdidas de circulación, correlaciones, antecedentes de pruebas durante la perforación y pruebas de formación (DST). Esta información se evalúa con el propósito de determinar cuáles son las zonas de interés que contengan hidrocarburos y a través de un análisis nodal se diseñan los disparos, diámetros de tubería de producción y diámetro de estranguladores para mejorar la producción del yacimiento.

### **Diseño del programa:**

Se desarrolla por el ingeniero de proyecto y se crea con información de la perforación del pozo a intervenir en caso de ser exploratorio y pozos vecinos al tratarse de pozos de desarrollo. Consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, la limpieza del pozo, el diseño de disparos, y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés de potencial económico. En cuanto a la parte operativa, es necesario tener en cuenta las consideraciones siguientes:

- Seguridad operativa.
- Seguridad industrial.
- Herramientas de apoyo a la operación.
- Reologías optimizadas.
- Geometría del pozo a intervenir.
- Personal técnico especializado.
- Programa de ejecución.

## **1.2 PROCESOS EN LA TERMINACIÓN DE POZOS.**

Si bien cada pozo es diferente de otro y por tanto requiere de operaciones diferentes, se puede proponer una metodología generalizada que funciona como base a partir de la cual se puede planear la terminación de la mayoría de los pozos convencionales de acuerdo a lo siguiente:

1. Instalar el equipo que proporciona la fuente de alimentación.
2. Probar conexiones superficiales con las presiones de trabajo (máximas presiones).
3. Quitar el medio árbol de válvulas, sacar la T.P. e instalar la válvula BOP.
4. Bajar barrena y escareador para reconocer la profundidad interior (El escareador "raspa" la tubería para quitar impurezas en donde se va a "anclar" algún aditamento).
5. Sacar string a superficie.
6. Correr registros geofísicos (sónico para evaluar la cementación, rayos gama paracorrelaciones, densidad variable para ver la adherencia y coples para afinar la profundidad de los disparos).
7. Bajar y anclar empacador permanente (con línea de acero, cable, T.P. o tubería flexible).
8. Cambio de lodo por agua o fluido de terminación

9. Bajar probando el aparejo de producción cada “x” metros (Probar baloneo, pistoneo, buckling y temperatura).
10. Instalar conexiones definitivas y probar (Incluyendo el medio árbol de válvulas).
11. Abrir camisa de circulación (Cambiar fluido de terminación por uno limpio que no cause daño).
12. Disparar intervalo.
13. Realizar prueba de producción.

### **1.3 TIPO DE TERMINACIÓN.**

En los inicios del siglo veinte, los pozos de aceite y gas fueron generalmente terminados con una simple tubería de revestimiento, dicha tubería era hasta de siete pulgadas de diámetro, consistiendo de varias secciones. Una tubería de revestimiento en un pozo se extiende desde la superficie hasta una profundidad donde la ventana operacional nos indique la máxima profundidad de asentamiento de esa tubería de revestimiento. Existe un caso especial donde la cima de la tubería de revestimiento se asienta a una profundidad por debajo de la superficie, a esta tubería se le conoce como tubería de revestimiento corta o liner. Las tuberías cortas comúnmente se encuentran en pozos terminados durante los inicios del siglo veinte.

La tecnología de la cementación tuvo inicio en los veintes y ya por los treintas muchas tuberías de revestimiento fueron corridas y asentadas con cemento. Estas primeras técnicas de terminación fueron adecuadas en pozos relativamente someros, sin embargo, a medida que fueron descubriendo yacimientos más profundos con alta presión, se comenzó a utilizar mejoras en la operación de reparación de pozos. A partir de esto, una amplia gama de equipos y accesorios se usan en el pozo, diseñados y fabricados para cubrir las necesidades de terminación de pozos más complicados. El propósito de la perforación es el de explorar, producir hidrocarburos o inyectar fluidos en los yacimientos. El pozo proporciona un conducto para el flujo de fluidos del yacimiento a la superficie o viceversa, en caso de tratamientos o pozos inyectoros.

Cierto equipo y diversos accesorios deben ser colocados y manejados en el pozo, así como, procedimientos que se deben usar a fin de controlar el flujo de fluidos. Este equipo, accesorios y procedimientos requeridos en la instalación se conocen como terminación del pozo. De manera general cualquier terminación de pozo cae dentro de los siguientes 3 tipos:

- Agujero descubierto.
- Agujero revestido.
- Tubería ranurada no cementada.

### 1.3.1 TERMINACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO.

Es cuando la tubería de revestimiento se asienta en la cima de la formación. La terminación en agujero descubierto reduce la inversión y costos, lo que facilita la opción de realizar operaciones con objeto de profundizar el pozo más tarde, sin embargo, algunas operaciones no se pueden realizar en este tipo de terminación al tener poco control de los fluidos producidos por el pozo.

El esquema general de una terminación en agujero descubierto se describe en la figura 2, en donde se aprecia como el intervalo productor carece de tubería y se encuentra expuesto directamente al agujero.

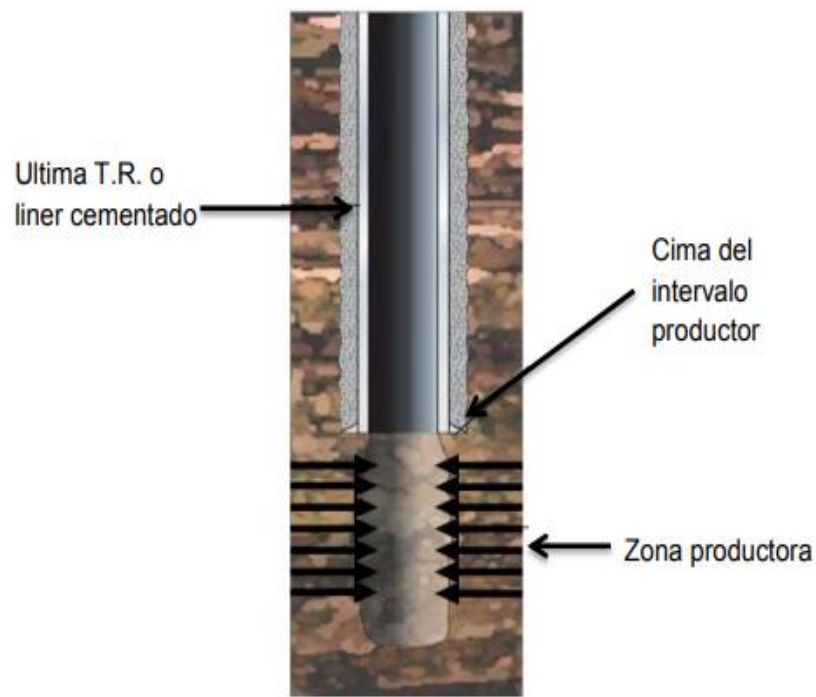


Figura2.- Terminación de un pozo en agujero descubierto.

Ventajas:

- Operativamente sencilla y de bajo costo.
- Se obtiene fluido en 360°.
- Se tiene un buen acceso a las fracturas del yacimiento.

Desventajas:

- El enjarre debe ser lavado o se puede afectar la productividad.
- Los fluidos deben pasar por las zonas dañadas.
- No se tiene protección contra el colapso del pozo.
- No se pueden aislar zonas.
- Solo se puede usar en formaciones bien consolidadas (calizas y dolomías).
- Se manifiestan problemas en los contactos Gas-Aceite y Agua-Aceite Este tipo de terminación usualmente se usa en formaciones de baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande. Aunque diversos pozos se terminan de esta manera y están todavía operando hoy en día, este método de terminación ha sido superado con tubería de revestimiento de explotación o de agujero entubado, como se le conoce generalmente.

### 1.3.2 TERMINACIÓN EN AGUJERO REVESTIDO.

En una terminación en agujero revestido o entubado, la tubería de revestimiento se asienta a fin de cubrir el intervalo productor y después se cementa a la profundidad de asentamiento programada (figura 3).

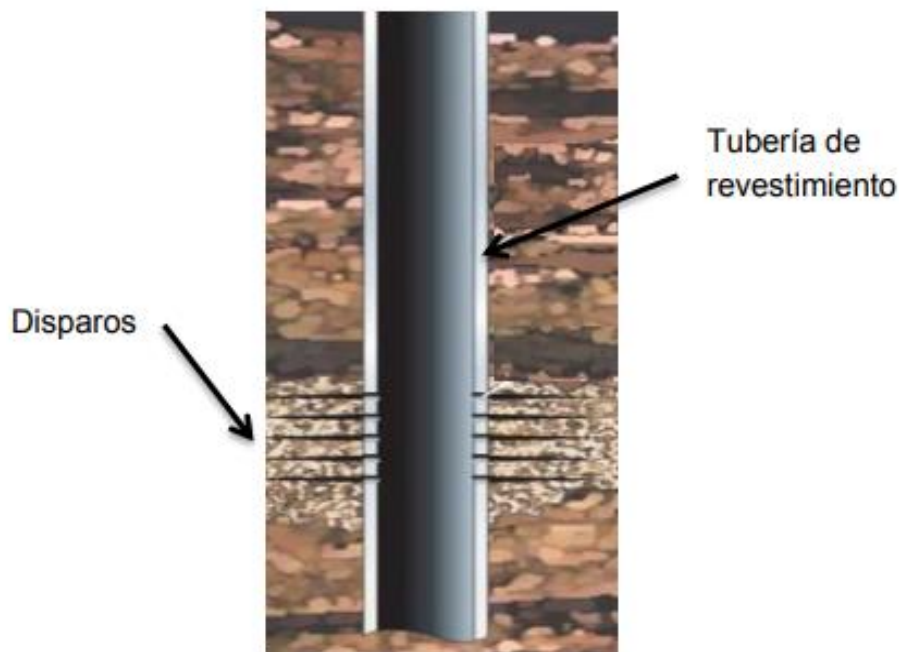


Figura 3.- Terminación en agujero revestido (Reyes V. & Rosete V., 2010)

El flujo de fluidos del yacimiento se tiene por la creación de agujeros en la tubería de revestimiento de explotación llamados disparos, los cuales se extienden más allá de la tubería

de revestimiento y el espesor de cemento; de esta se conecta el yacimiento con el pozo para establecer la producción. Los pozos que son terminados con tubería de revestimiento a través del intervalo productor proveen o dan un gran control de los fluidos del yacimiento, debido a que algunos o todos los disparos pueden ser re-cementados o en su defecto bajar al fondo del pozo accesorios que pueden cerrar o aislar los intervalos disparados. Sin embargo, los registros en agujero descubierto deben efectuarse antes de que la tubería de revestimiento sea bajada y cementada, dado que con la información de los registros se conoce previamente el intervalo exacto a ser disparado. La terminación en agujero entubado es más susceptible de daño a la formación que la terminación en agujero descubierto.

El daño a la formación puede ser removido por medio de técnicas de estimulación de pozos. En los casos donde el daño a la formación se extiende solamente unos pocos pies desde el pozo, este puede estimularse para disolver o remover el daño; la acidificación matricial se emplea con objeto de restaurar la productividad inicial mientras que el fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que crea una fractura con el objetivo de extenderse más allá del área dañada. Avances significativos se han implementado en la estimulación de pozos desde los inicios del siglo veinte, cuando las terminaciones en agujero descubierto fueron estimuladas por medio de nitroglicerina, que fueron previamente colocadas en el fondo del pozo y después detonadas.

#### Ventajas:

- No es necesario lavar el enjarre.
- Los disparos atraviesan la zona invadida.
- Se pueden aislar zonas.
- Se pueden producir varios intervalos de interés.
- Mejorar la integridad del pozo al cementarlo en forma adecuada.
- Se tiene una protección contra el colapso.
- Es aplicable en cualquier formación.
- Control sobre los problemas en los contactos Gas-Aceite y Agua-Aceite.
- Cierta control sobre las arenas en el pozo.

#### Desventajas:

- Es más difícil de manejar operativamente y más costoso.
- Se requiere más tiempo de trabajo antes de poner el pozo a producir.
- El flujo del yacimiento al pozo es más limitado.
- Se genera un daño extra al utilizar los disparos.

### 1.3.3 TERMINACIÓN CON TUBERÍA RANURADA NO CEMENTADA.

Esta terminación tiene diversas ventajas: se pueden aislar zonas dentro del intervalo productor evitando problemas de conificación, es menos costosa que la terminación en agujero revestido y requiere menos tiempo de trabajo para producir el pozo; como desventajas se debe lavar el enjarre y estimular el pozo para contrarrestar el daño, sin embargo, su principal debilidad es que no permite un buen fracturamiento ya que no se tiene un buen control en los volúmenes de inyección. En la figura 4, se indica como esta terminación trabaja en conjunto con los empacadores hinchables lo cual genera un método rápido de producción; se obtiene un mejor índice de productividad dado que los empacadores eliminan la necesidad de cementar, lo que disminuye el daño en la formación, y con la tubería ranurada se elimina el uso de disparos para conectar hidráulicamente la formación. Los empacadores hinchables funcionan absorbiendo los hidrocarburos y/o agua, con lo cual se genera un aumento de volumen en el empacador lo que permite aislar zonas específicas para tener una explotación más selectiva evitando los contactos agua-aceite y gas-aceite.

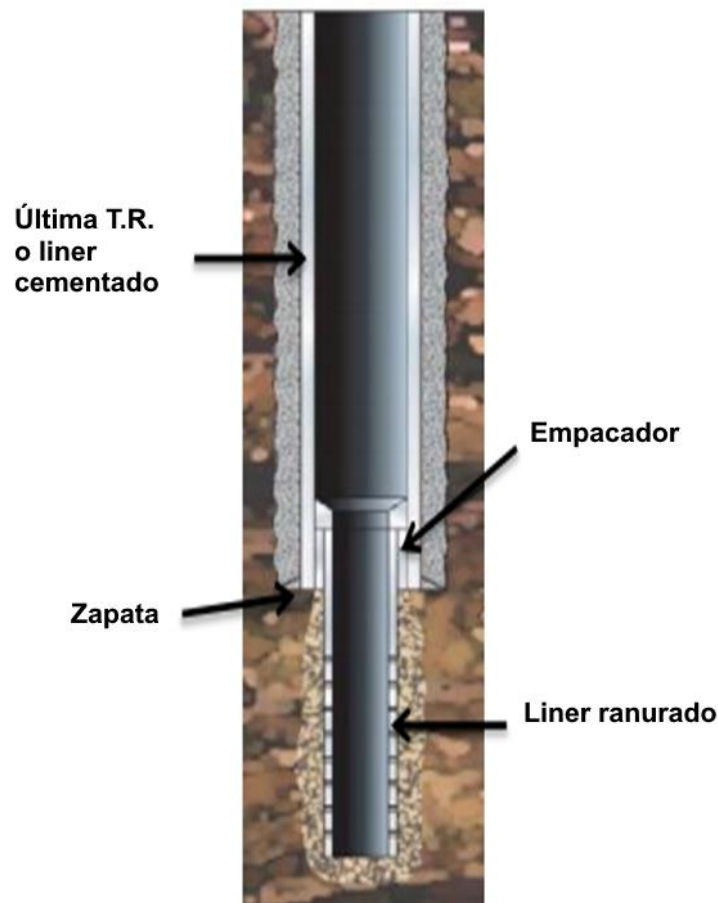


Figura 4.- Terminación con tubería no cementada (Reyes V. & Rosete V., 2010)

### 1.3.4 TERMINACIÓN SENCILLA SELECTIVA.

En ocasiones se tiene diversas zonas productoras en un mismo pozo a diferentes profundidades, también se puede presentar el caso de que la formación tenga un gran espesor y no sea factible disparar todo el intervalo, en cualquiera de estas situaciones se suele ocupar una terminación sencilla selectiva, la cual permite explotar más de un intervalo al mismo tiempo. Este aparejo consta de un empacador permanente inferior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación. Los fluidos que aporta se pueden combinar selectivamente; explotando simultáneamente los dos intervalos o aislando uno de ellos. En la figura 5, se aprecia la configuración básica de una terminación sencilla selectiva.

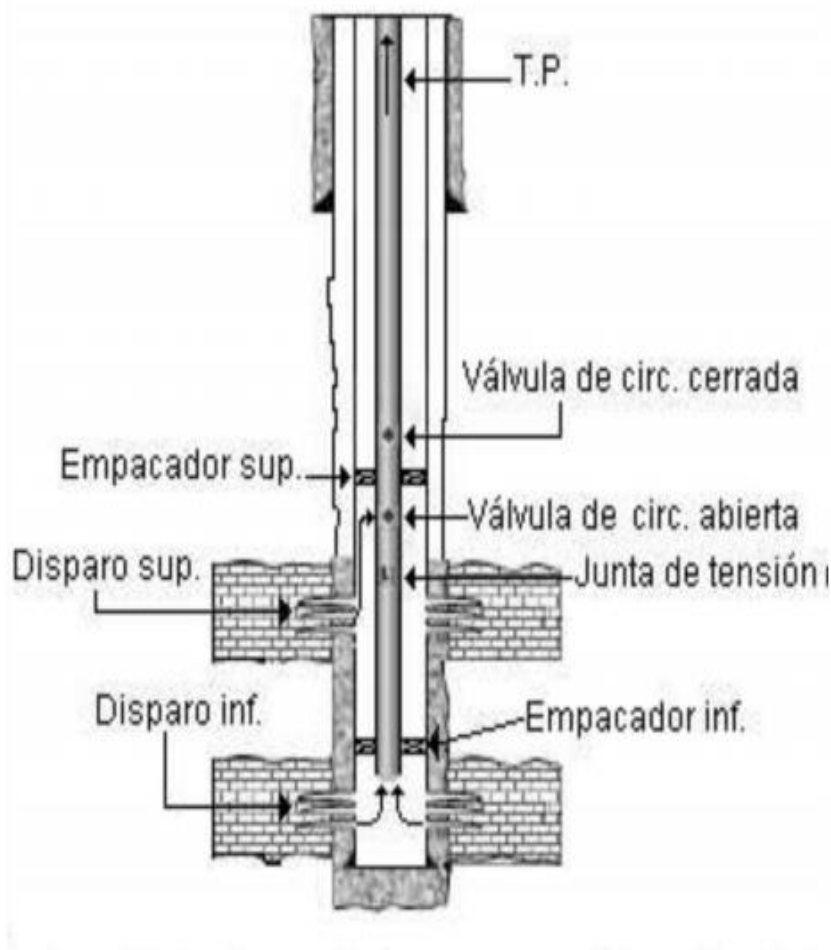


Figura 5.- Terminación sencilla selectiva (Gonzales, 2005)

### 1.3.5 TERMINACIÓN DOBLE.

La terminación doble se aplica en yacimientos múltiples (intervalos) que producen desde un mismo pozo, entonces dos aparejos de producción y al menos dos empacadores de producción se incluyen. Los empacadores pueden estar separados por dos o más yacimientos. Una camisa deslizante puede ser incluida entre o arriba de los empacadores, de manera que uno o más yacimientos se seleccionan para producir en cualquier momento. Otros equipos que se usan en el aparejo de producción son: niples de asiento, válvulas de seguridad, mandriles de bolsillo (para bombeo neumático). Todos estos accesorios se incluyen en una terminación doble. La figura 6, representa un pozo con el arreglo de un aparejo de terminación doble, en el que se aprecian dos intervalos aislados entre sí, produciendo en el mismo pozo.

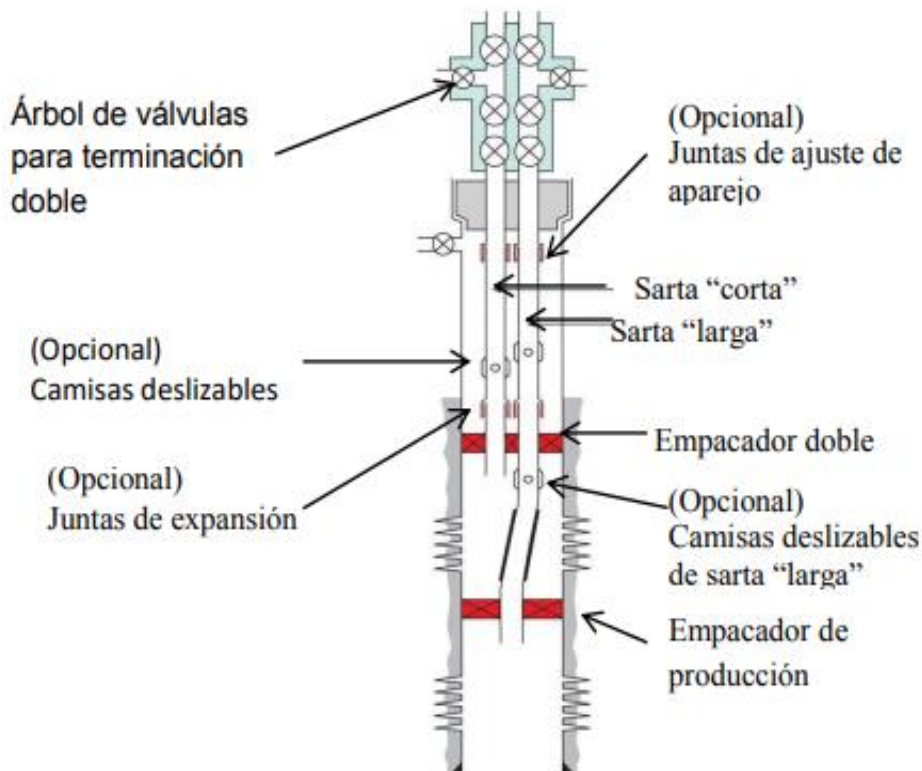


Figura 6.- Diagrama de pozo con terminación doble (Bellarby, 2009)

Actualmente, diversos pozos horizontales se terminan en una sección horizontal en agujero descubierto, con tubería corta ranurada en agujero descubierto y otros con terminación seccionada de empacamiento de grava. A la fecha, el uso de tuberías de revestimiento, empacadores de producción, camisas u otros accesorios se han limitado debido a que poco a poco la tecnología ha avanzado al proveer un sello mecánico o hidráulico en la junta (área) entre el agujero vertical y el inicio de la sección horizontal.



## 1.4 TERMINACIÓN CON SAP.

Para una buena selección del SAP se requiere de la colaboración y participación de diferentes disciplinas como son: Ingeniería de yacimientos, producción, y perforación (terminación de pozos). De esta manera la prueba de formación, datos de producción, estados mecánicos de las instalaciones superficiales y la infraestructura construida son el primer paso para iniciar la corrección.

Para iniciar en el proceso se debe observar las condiciones actuales de los pozos, esto ayuda a visualizar el método que tiene mayor factibilidad de aplicación. Así también la predicción de los gastos de producción con el sistema artificial y el periodo de vida del sistema en el pozo es la parte más difícil de obtener ya que las condiciones cambian a lo largo de la vida del pozo. Existen parámetros que ayudan a la selección del sistema artificial, estos se dividen en parámetros de diseño, aspectos operativos y problemas especiales. En estos se comparan aspectos como la eficiencia hidráulica, flexibilidad, confiabilidad, profundidad, monitoreo, manejo de gas, etc, de las cuales destacan 6 consideraciones:

1. La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
2. Se necesita estimar y comparar las condiciones económicas que resulten del sistema específico.
3. La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera, servicio de mantenimiento y reparaciones fáciles. Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.
4. El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es en plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático. Estos dos métodos han demostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método se elige si cuenta con ventajas económicas y operativas.
5. Una vez que se ha seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños a fin de conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
6. Finalmente todos estos factores deben ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que SAP utilizar. Hay que recordar que el mejor método, es el que aumenta al máximo la ganancia o beneficio y que no obliga a cambiar de sistema durante cierto tiempo de explotación; se debe considerar que el SAP debe estar en función de las condiciones de la producción que prevalece.

Normalmente la maximización de la última ganancia se obtiene al usar diferentes métodos de producción artificiales en momentos diferentes durante la vida de un pozo. La producción

cambiante es una capacidad ventajosa y deben considerarse los costos, además se debe saber cuándo esos cambios tienen lugar.

Los SAP deben ser considerados desde el principio del plan de desarrollo del campo del yacimiento, desde la perforación, la terminación y así tomar las decisiones que la producción tome en cuenta. Todos deben conocer las condiciones de la producción y los cambios futuros. Después de seleccionar uno o más métodos para una cierta aplicación, la próxima fase involucra:

- Determinación de escenarios operacionales (con la profundidad, gastos de flujo, caballos de fuerza, etc.).
- Especificación del equipo del pozo y elementos o componentes de este.
- Definición de los mecanismos de control de fallas.
- Definición de la estrategia de monitoreo al ser adaptado.

#### **1.4.1 BOMBEO MECÁNICO.**

El bombeo mecánico es el primer sistema artificial de producción que fue implementado en la industria petrolera y por consiguiente es el más usado en el mundo. En México este sistema artificial de producción es el segundo más usado después del bombeo neumático. El bombeo mecánico opera eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de pozo, este sistema es considerado para producir volúmenes moderados a profundidades someras y volúmenes pequeños a profundidades intermedias. Si los fluidos del pozo no contienen ácido sulfúrico, o si usan varillas de succión especiales, es posible levantar 1,000 bpd desde aproximadamente 14,000 pies de profundidad. Si los fluidos del pozo contienen ácido sulfúrico, el sistema de bombeo mecánico puede levantar 1,000 bpd desde 4,000 pies y 200 bpd desde 10,000 pies de profundidad. La mayoría de las partes del sistema de BM están certificadas por estándares internacionales, los cuales han sido establecidos por el American Petroleum Institute (API).

Ventajas del Bombeo Mecánico:

- ✓ Diseño simple.
- ✓ Baja inversión.
- ✓ Profundidades someras a intermedias (7,800 pies).
- ✓ Se puede adaptar a pozos con una desviación moderada.
- ✓ Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- ✓ Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.

Limitaciones del Sistema:

- ✓ Poca capacidad para manejar arena.
- ✓ Parafina y sarro interfieren con la operación eficiente de estos sistemas.
- ✓ Se corre el riesgo que el prensa estopas de la varilla pulida se salga de su lugar.

## 1.4.2 BOMBEO NEUMÁTICO.

El Bombeo Neumático Continuo (BNC) es el sistema artificial de producción que más se usa en nuestro país, ya que aproximadamente el 40% de los pozos productores operan con este sistema. Se usa en pozos con alto índice de productividad ( $>0.5\text{bl/día/psi}$ ) y presiones de fondo altas.

El bombeo neumático es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie por la inyección de gas; a una presión relativamente alta ( $250\text{ lb/pg}^2$  mínima), al espacio anular, el cual pasa a la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o más puntos de inyección. Para lo cual están involucrados los siguientes mecanismos:

- Disminución de la densidad.
- Expansión del gas inyectado.
- Desplazamiento del líquido.

Los efectos del gas dentro de la tubería de producción son:

- Reducción de la densidad de la columna de fluidos.
- Expansión del gas conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad.
- Empuje de baches de líquido cuando las burbujas son suficientemente grandes para llenar el diámetro interno de la TP. Los diferentes tipos de flujo se muestran en la figura 7.

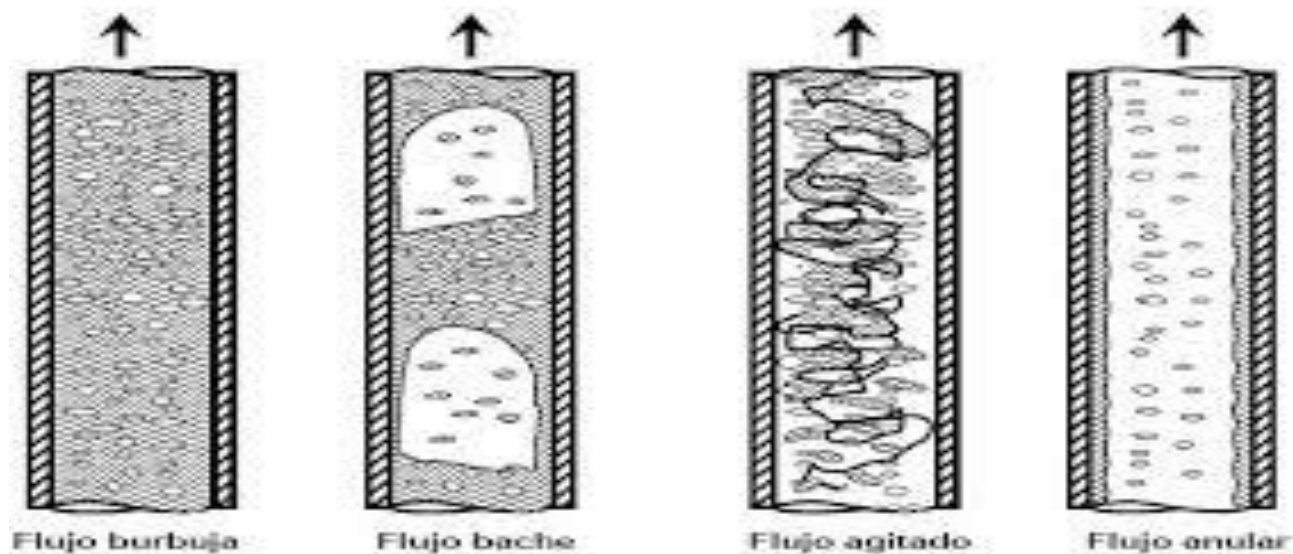


Figura 7.- Tipos de flujos.

Ventajas del BNC son:

- ✓ Pocos problemas al manejar gran volumen de sólidos.
- ✓ Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto IP.
- ✓ Muy flexible para cambiar de continuo a intermitente.
- ✓ Discreto en localizaciones urbanas.
- ✓ Fuente de poder ubicable, alejado de la localización.
- ✓ Sin dificultad para operar pozos con alta RGL.
- ✓ Reacondicionamientos con unidad de —Wirelinell.
- ✓ Opera en pozos con terminación desviada.
- ✓ Menores problemas por corrosión.
- ✓ Aplicable costa afuera.

Las desventajas que presenta el Bombeo Neumático Continuo son:

- Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- Problemas en líneas de superficie obstruidas.
- Experiencia mínima necesaria del personal.
- Dificultad para manejar emulsiones.
- Disponibilidad del gas de inyección.
- La TR debe de resistir presiones elevadas.

# CAPÍTULO 2. FRACTURAMIENTO.

## 2.1 ESFUERZO Y DEFORMACIÓN.

### 2.1.1. FUERZA.

La fuerza es una magnitud vectorial que puede cambiar la dirección de un cuerpo o modificar su estructura interna, es decir, tiende a producir una deformación. Una fuerza se representa por medio de un vector el cual tiene una magnitud, dirección y sentido. El que una fuerza o sistema de fuerzas produzcan o no deformación depende de su intensidad, propiedades del cuerpo y tiempo.

Como se indica en la figura 8, se dividen en dos tipos principales:

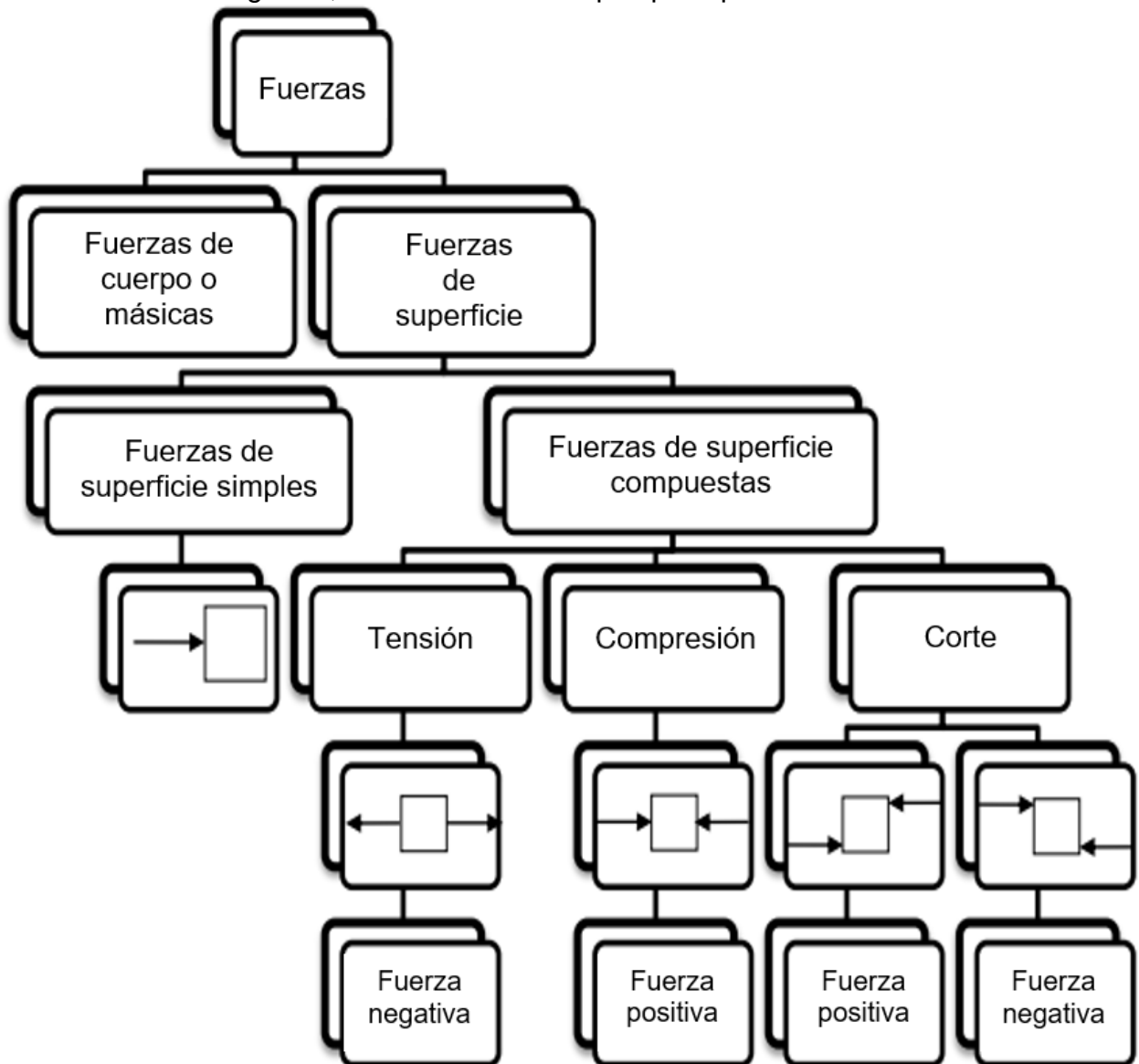


Figura 8.- Tipos de Fuerzas.

Fuerzas de cuerpo o másicas:

Están en relación directa con la masa del cuerpo al cual se aplican, aunque su origen puede ser debido a causas externas. Trabajan sobre un objeto a distancia donde la magnitud de la fuerza depende de la cantidad de materia afectada. Por ejemplo, la gravedad.

Fuerzas de superficie:

Siempre dependen de causas externas al cuerpo y no guardan relación alguna con la masa de este. Son aplicadas a la superficie de algún cuerpo por lo que operan a través de una superficie de contacto. La magnitud de esta fuerza depende del área sobre la que actúa. Por ejemplo, fracturas originadas por eventos tectónicos.

Las fuerzas de superficie se dividen en simples y compuestas:

Fuerzas de superficie simples: Tienden a producir un movimiento.

Fuerzas de superficie compuestas: Tienden a producir distorsión (cambio de forma).

Las fuerzas compuestas se dividen en:

Fuerzas de tensión: Consisten en dos fuerzas que actúan en sentidos contrarios sobre la misma línea recta de acción y que son divergentes.

Fuerzas de compresión: Consisten en dos fuerzas que actúan en sentidos contrarios sobre la misma línea recta de acción y que convergen hacia el cuerpo.

Fuerzas de corte: Consisten en dos fuerzas que actúan en sentido contrario a lo largo de dos rectas paralelas constituyendo lo que se llama un par de fuerzas.

En Ciencias de la Tierra, la fuerza de compresión se considera positiva, la fuerza de tensión se considera negativa y la fuerza de corte es positiva cuando produce un giro en contra de las manecillas del reloj y es negativa cuando ocurre lo contrario.

### **2.1.1.2 UNIDADES DE FUERZA.**

En el sistema de unidades inglés e internacional, la fuerza no es una unidad fundamental, la unidad fundamental es la masa (gr y Kg respectivamente). La unidad de fuerza en cada uno de estos sistemas se define respectivamente como: la fuerza que es necesario aplicar a un cuerpo de masa con una unidad para que adquiriera una aceleración igual a una unidad de longitud por cada unidad de tiempo elevada al cuadrado, por lo que, desde el punto de vista matemático la fuerza se puede expresar como:

$$F = m \cdot a$$

Donde: F = fuerza, m = masa, a = aceleración.

### 2.1.2 ESFUERZO.

Se define como la fuerza por unidad de superficie que soporta ó se aplica sobre un cuerpo, es decir es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie en la cual se aplica.

En este caso nos enfocaremos en los esfuerzos que se aplican a las rocas, causados por fuerzas independientes a la masa del cuerpo en cuestión, es decir, fuerzas de superficie, como las que se originan por actividad tectónica. Los esfuerzos originados por fuerzas de superficie también son magnitudes vectoriales.

Un vector de esfuerzo oblicuo, es decir, una fuerza (F) aplicada a un plano (A) con un ángulo ( $\theta$ ), puede descomponerse en una fuerza perpendicular y otra paralela al plano (figura 9). Esta descomposición da lugar a las componentes del esfuerzo llamadas esfuerzo normal ( $\sigma$ ) y esfuerzo cortante ( $\tau$ ), respectivamente.

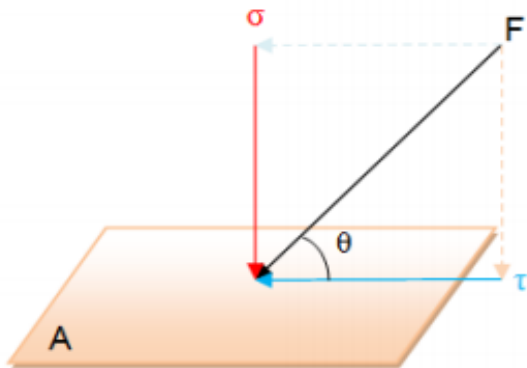


Figura 9.- Vector de esfuerzo oblicuo.

### 2.1.3 TIPOS DE ESFUERZOS.

Esfuerzo normal ( $\sigma$ ), es el que tiende a comprimir o separar (según sea de tensión o compresión) las dos partes del cuerpo que quedan a ambos lados del plano sobre el que actúa.

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 acción de fuerzas externas tendientes a disminuir la longitud de un cuerpo.

$$\sigma = (F \operatorname{sen}\theta) / A$$

Donde:

$\sigma$  = Esfuerzo normal (psi)

F = Fuerza (lbf)

A = Área ( $\text{pg}^2$ )

Esfuerzo cortante ( $\tau$ ) 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.

$$\tau = (F \operatorname{cos}\theta) / A$$

Donde:

$\tau$ = esfuerzo cortante (psi)

F= fuerza (lbf)

A= área (in<sup>2</sup>)

Cuando se aplica una fuerza perpendicular al plano, y no existe una fuerza paralela al plano, el esfuerzo se denomina esfuerzo principal.

#### 2.1.4 Deformación.

Es la compresión o extensión de un cuerpo que resulta de la aplicación de fuerzas externas, ocasionando un cambio en la forma, volumen o posición de un cuerpo. La deformación está en función de la magnitud del esfuerzo, del tipo de cuerpo al que se está aplicando el esfuerzo y del tiempo que se aplica el esfuerzo.

La relación entre la deformación absoluta sufrida por el cuerpo entre su dimensión original se conoce como deformación unitaria.

##### 2.1.4.1 Tipos de deformación.

Deformación longitudinal: Ocurre cuando el esfuerzo aplicado modifica la longitud original del cuerpo (figura 10). Esta deformación es causada por esfuerzos normales de tensión y compresión que provocan que el cuerpo se alargue o se acorte.

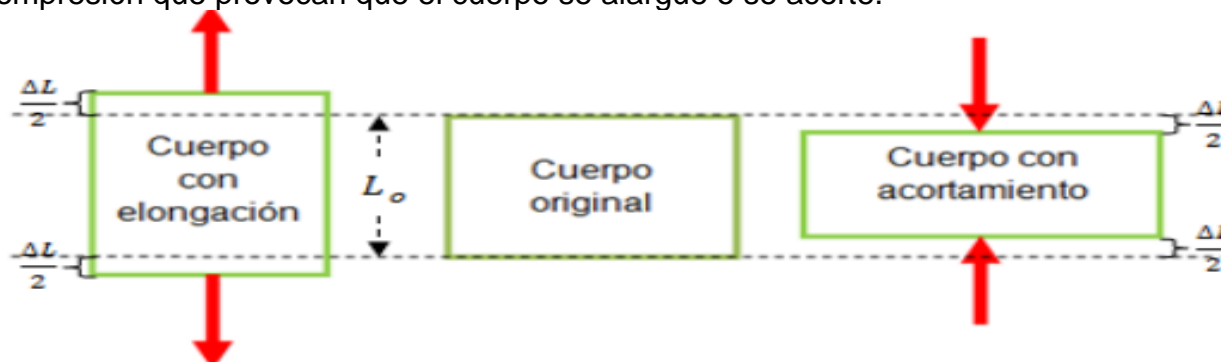


Figura 10.- Deformación longitudinal.

La deformación longitudinal se calcula con la siguiente fórmula:

$$\epsilon = \Delta L / L_0$$

Donde:

$\epsilon$ = Deformación unitaria (adimensional)

$\Delta L$ = Variación de longitud producida (pg)

$L_0$ = Longitud inicial del cuerpo (pg)

Tipos de deformación longitudinal:

Por esfuerzo de tensión: El tipo de deformación es una elongación o un incremento en la longitud original, el signo es negativo.



Por esfuerzo de compresión: El tipo de deformación es acortamiento o disminución en la longitud inicial, el signo es positivo.

Deformación angular: Ocurre cuando el esfuerzo aplicado modifica el ángulo original del cuerpo (figura 11). Esta deformación es causada por esfuerzos cortantes que provocan que los ángulos del cuerpo aumenten o disminuyan

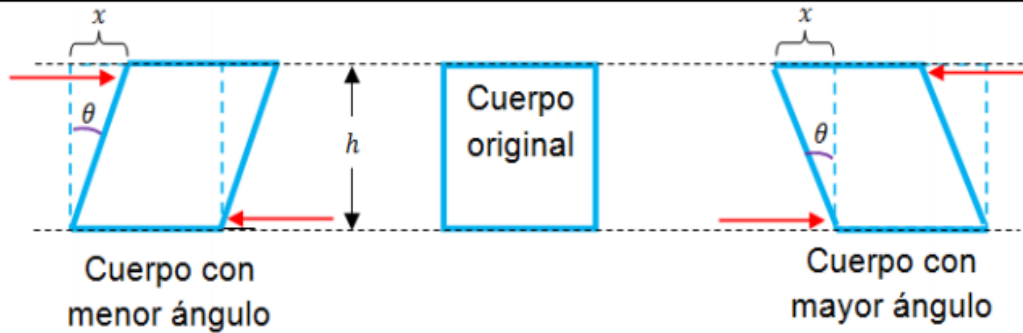


Figura 11.- Deformación angular.

La deformación angular se calcula con la siguiente fórmula:

$$\gamma = x/h = \tan\theta$$

Donde:

$\gamma$ = Deformación angular (adimensional)

X= Variación de la longitud producida (pg)

H= Longitud inicial del cuerpo (pg)

## 2.2 CREACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.

Cuando un fluido es bombeado dentro de un pozo más rápido de lo que el fluido puede filtrarse en la formación, inevitablemente la presión se elevará y en algún punto un elemento cederá a esa presión. El acero de las tuberías de revestimiento es generalmente más fuerte que la formación por lo que la formación es la que cede a los esfuerzos de tensión generados por la presión interna.

La ruptura y el principio del crecimiento de la fractura exponen a nueva área de contacto del fluido inyectado con la formación por lo que la pérdida de fluido puede incrementarse. Sin embargo, si la tasa de bombeo sigue siendo superior a la tasa de pérdida de fluido, entonces la fractura seguirá propagándose. Aunque la fractura aumenta en gran medida el área de flujo de la formación durante el bombeo, una vez que el bombeo sea detenido y comience la filtración del fluido la fractura comenzará a cerrarse debido a los esfuerzos de cierre de la formación (aún si no hay filtración la formación se cerrará al regresar el fluido de fractura a la superficie). Para prevenir lo anterior se debe de colocar un agente sustentante o apuntalante para que la fractura se mantenga abierta una vez que el fluido de fractura no se encuentre más en la formación. El agente sustentante o apuntalante es agregado al fluido de fractura en superficie para ser transportado dentro de la fractura, de ésta manera cuando el bombeo es detenido y el fluido regresa a superficie, el agente sustentante permanecerá en el sitio para

mantener la fractura abierta y mantener una vía de flujo conductiva para el incremento del área de flujo de la formación durante la producción. El fracturamiento hidráulico tiene que vencer la presión de fractura de la formación por medio de la presión que se genera al inyectar un fluido a alto gasto, primero una grieta será generada y después la fractura crecerá al seguir inyectando el fluido.

### **2.3 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.**

Los modelos de fractura se usan a fin de optimizar el diseño de la fractura hidráulica. Ahora bien, más allá de estar bien desarrollados y difundidos a través de varios softwares comerciales, se deben tener en cuenta varias estimaciones y consideraciones para acercarse a resultados reales de formación durante una fractura. Los modelos de fractura calculan las dimensiones de ella o geometría, de acuerdo a una serie de datos geomecánicos que se suponen acertados. Lamentablemente, en la mayoría de los casos, esos datos son sólo estimaciones más o menos adecuadas y no pueden corroborarse hasta después de realizarse la fractura, en el mejor de los casos. En efecto, durante la etapa de diseño se evalúan los registros sísmicos con el fin de estimar las constantes elásticas, especialmente el módulo de Young y la relación de Poisson, datos fundamentales en el diseño de la fractura. Pero estos valores son puntuales y varían a medida que aumenta la distancia del pozo.

Es un área del fracturamiento multietapas importante, donde el objetivo principal es saber las características y dimensiones correctas de la fractura, para así optimizar la operación.

Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación, para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se puedan disminuir los costos. La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido y los esfuerzos y su distribución en el medio poroso.

#### **2.3.1 PROPAGACIÓN.**

La fractura se propaga en forma vertical y lateralmente, y algún cambio en la dirección planeada originalmente, depende de la distribución de esfuerzos local y de las propiedades de la roca.

Para poder tener una buena propagación de la fractura, se consideran estas dos leyes:

- Entender los principios fundamentales, tales como las leyes de momento, masa y energía.
- Criterio de propagación, por ejemplo, los factores que causan que la fractura avance.

Conservación de la energía. - Afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de energía.

La cantidad de movimiento obedece a una ley de conservación, lo cual significa que la cantidad de movimiento total de todo el sistema (o sea uno que no es afectado por fuerzas exteriores,

y cuyas fuerzas internas no son disipadoras) no puede ser cambiada y permanece constante en el tiempo.

Ley de conservación de la masa. - Establece que en toda química la masa se conserva, es decir, la masa consumida de los reactivos es igual a la masa obtenida de los productos. Esto incluye interacciones con la roca, fluido y la distribución de energía.

### 2.3.2 DIRECCIÓN Y TAMAÑO.

Dirección de la fractura. - La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento, es decir, para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo. La fractura hidráulica se propaga perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto provoca una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente es horizontal, resultando una fractura vertical.

Tamaño de la fractura. - La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que se libera la presión de bombeo, comúnmente denominada como  $h_F$ .

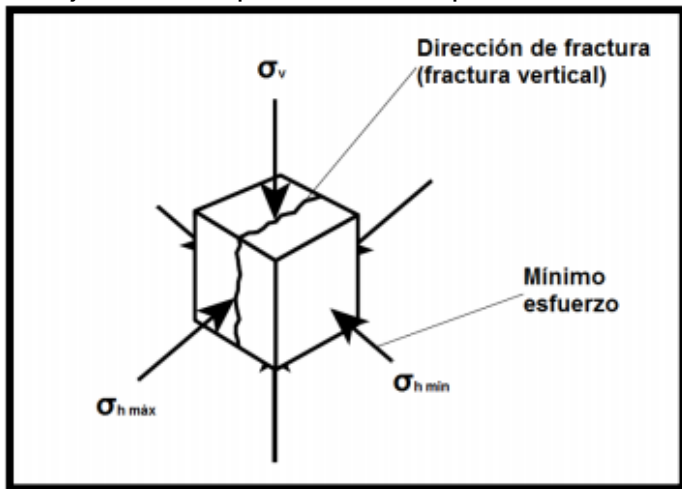


Figura 12.- Esfuerzos verticales y horizontales.

La altura se controla por la mecánica de las rocas que incluye el perfil de esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta. A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos ( $A_0$ ) de los estratos de formación, la altura de la fractura se reduce y su longitud aumenta (ideal para el fracturamiento); en cambio si  $A_0$  disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce (no conveniente para el fracturamiento dado que puede conectar casquetes de gas y el control de agua). Si la presión neta es menor al diferencial de los perfiles

de esfuerzos ( $p_{net} < A_o$ ), la fractura hidráulica que se crea es perfectamente confinada al espesor de la formación productora.

Respecto al ancho de la fractura, se refiere a como la amplitud de la fractura se forma a lo largo de la longitud y altura creada, una vez que se libera la presión de bombeo.

Conductividad. - Es el producto del ancho de la fractura apuntalada y la permeabilidad del agente apuntalante. La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente (arenas y los apuntalantes cerámicos) son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se ha aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuye durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante, aplaste del apuntalante, empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos.

El esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante es el que se produce entre el esfuerzo in-situ y la presión que fluye en la fractura. Cuando el pozo produce, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante aumenta normalmente debido a la disminución de la presión de fondo fluyendo. El esfuerzo in-situ disminuye con el tiempo conforme declina la presión del yacimiento. Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas.

Conforme aumenta el esfuerzo efectivo, se deben utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva.

En la selección del agente apuntalante se debe escoger aquel que mantenga una conductividad suficiente después de que se ha incrustado y empotrado; también deben de considerarse los efectos de flujo no darciano, flujo multifásico y el daño que pueda causar el fluido.

## **2.4 PRESIÓN DE FRACTURA.**

Es la presión a la cual se presenta una falla mecánica en la formación, originando pérdida de lodo hacia la misma, esta puede ser parcial o total.

Aunque los términos presión de fractura y gradiente no son técnicamente lo mismo, a menudo se emplean para designar lo mismo. La presión de fractura se expresa como un gradiente en  $[(\text{kg} / \text{cm}) / \text{m}^2] / \text{m}$ ,  $[\text{psi} / \text{pie}]$  ó en  $[\text{kg} / \text{cm}^2]$ ,  $[\text{psi}]$ . Los gradientes de fractura usualmente aumentan con la profundidad.

Existen métodos directos e indirectos para calcular los gradientes de fractura de la formación.

Los directos son propuestos por los autores:

- Hubert y Willis.
- Matthews y Kelly.
- Eaton.

Por otro lado, el método indirecto se evalúa en campo para determinar el gradiente de fractura, denominado "Prueba de Goteo".

Prueba de Goteo. - Para determinar el gradiente de fractura de la formación se realiza la Prueba de Goteo, con el objeto de proporcionar con bastante confianza el gradiente de fractura de la formación, y definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidad de lodo máxima a usarse y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento.

La razón fundamental de la Prueba de Goteo es encontrar la presión a la cual la formación inicia a admitir fluido de control sin provocar fracturamiento de la formación. El resultado es la suma de la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido empleado más la presión del manómetro al represionar. La presión a manejar en superficie depende del valor de la columna hidrostática que se use en el pozo; a mayor densidad del lodo menor presión se requiere en superficie.

# CAPÍTULO 3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

## 3.1 INTRODUCCIÓN.

En años recientes el fracturamiento hidráulico ha cobrado cierta popularidad debido al gran interés de diversos países en adquirir los recursos petrolíferos que se encuentran en yacimientos que por sus características requieren del fracturamiento para poder producirlos. Mucho se habla del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico, de las grandes cantidades de agua que se requieren para llevar a cabo este procedimiento y del fracturamiento masivo necesario para poner a producir yacimientos de lutita a gastos rentables. Sin embargo, la tecnología del fracturamiento es usada desde hace varias décadas, no es una tecnología reciente. El primer fracturamiento hidráulico se realizó en 1947 en Estados Unidos y fue patentado por Floyd Farris en 1953, como un método de estimulación para incrementar la productividad de pozos, desde entonces ha ido evolucionando hasta la actualidad.

## 3.2 DEFINICIÓN.

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, con el objeto de generar en ella 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 se conoce como agente apuntalante.

El efecto de 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.

La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud deseada se le agrega un apuntalante al fluido para que lo transporte y así evite el cierre de la fractura al término; una característica importante del agente apuntalante debe ser altamente permeable.

A veces, los procesos diagenéticos restringen la abertura de la roca y reduce la habilidad de que fluyan los fluidos a través de ellas. Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para un fracturamiento hidráulico.

Un estudio de las condiciones del pozo puede ayudar a decidir si un fracturamiento hidráulico es el adecuado en la terminación del pozo. Los pozos a ser candidatos deben tener las siguientes características:

Flujo vertical restringido. - Si la permeabilidad vertical es baja o no existe, entonces un pozo horizontal fracturado sería lo más económico en el desarrollo del campo. Esta misma conclusión se aplica a pozos horizontales perforados en formaciones estratigráficas con pequeñas capas de lutitas que evitan la comunicación entre varios intervalos con buena impregnación de hidrocarburos.

Yacimientos naturalmente fracturados. - Si se tiene una formación con permeabilidad primaria derivada de fracturas naturales, un pozo horizontal perforado en forma perpendicular a la

dirección de las fracturas es ideal; sin embargo, en muchos casos las fracturas no son continuas o uniformes, y si la orientación de la fractura hidráulica inducida es diferente de la orientación de las fracturas naturales, esta formación es candidata a un fracturamiento.

Permeabilidad y porosidad. - Los pozos horizontales perforados en áreas donde los pozos verticales tienen baja permeabilidad y porosidad, y en los cuales se requiere de intensa estimulación, más que la eliminación de un simple daño a la pared del pozo, estos son buenos candidatos para fracturarse hidráulicamente.

Bajo contraste de esfuerzos. - Si una formación tiene bajo contraste de esfuerzos entre la zona productora y las capas limitantes, perforar un pozo horizontal e inducir varias fracturas pequeñas y perpendiculares a su eje es una opción muy viable. Las fracturas inducidas pueden permitir una rápida recuperación de los hidrocarburos, sin desarrollarse fuera de las capas limitantes. Una fractura grande probablemente rompa y penetre las capas límite.

Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente:

En formaciones de baja permeabilidad, aumentando el gasto de aceite y/o gas.

Permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo.

En el campo de la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo y la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drenaje del pozo productor.

### **3.3 FLUIDOS FRACTURANTES.**

#### **3.3.1 FLUIDOS BASE AGUA.**

Los fluidos base agua son los más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico debido a su bajo costo, accesibilidad y elevado desempeño y sencillo manejo, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una alta viscosidad capaz de mantener el apuntalante a temperatura ambiente, pero a medida que esta aumenta las soluciones se adelgazan considerablemente, sin embargo, el aumentar la concentración de polímeros puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la parte frontal de la fractura. La inconveniencia de utilizar este tipo de fluido fracturante 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 la cual se manifiesta como expansión y dispersión-migración de las arcillas y por consiguiente una reducción del flujo de fluidos a través de los poros y fracturas inducidas.

- **Características de los fluidos fracturantes base agua.**

1.- Los fluidos basados en agua son económicos. El agua como base del fluido es más económico que el aceite, condensados, metanol o ácido.

- 2.- Incrementan el rendimiento del cabezal hidrostático, en comparación con los de aceite, gases y metanol.
- 3.- Son incombustibles, por lo que no representan un riesgo al fuego.
- 4.- Disponibles con facilidad.
- 5.- Fácilmente viscosificados y controlados.

En retrospectiva, muchos de los tratamientos fracturantes iniciales se basan en el agua fueron direccionados a formaciones que no tenían mucha sensibilidad al agua.

- **Tipos de fluidos fracturantes base agua.**

Dentro de los fluidos fracturantes base agua se tiene los siguientes:

- a) ***Fluidos fracturantes lineales o polímeros viscosificantes.***

La necesidad de espesar agua para ayudarse a transportar los apuntalantes, decrece la pérdida de fluido e incrementa el ancho de la fractura, siendo aparentemente para investigadores, lo más rápido. La primera viscosificación fue con almidón. Este particular fluido tuvo una vida corta, ya que rompe su sensibilidad, por la falta de estabilidad en la temperatura y por la activación bacteriana.

**1.- 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.

**2.- El hidroxipropil 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.

**3.- El carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG).-**Es 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.



**4.- Hidroxietil celulosa (HEC) o el hidroxipropil celulosa (HPC).**-Estos fluidos tienen una cadena de unidades de azúcar glucosa. Pueden ser activados a pH de 6 a 10 con zirconatos o con lantánidos.

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

**6.- La goma Xantana.**-Es un biopolímero producido metabólicamente por el microorganismo xantomonas campestris. Esta solución se comporta como un fluido ley de potencias aun a bajos esfuerzos de corte, donde las soluciones de HPG llegan a ser newtonianos.

**7.- Fluidos de nueva generación.**-Actualmente hay en el mercado fluidos fracturantes ecológicos. El daño causado al entorno ambiental y al yacimiento es mínimo. El problema con los fluidos lineales es su pobre capacidad para suspender el apuntalante. También el gel lineal tiene menos estabilidad de temperaturas que un fluido activante similar.

El gel lineal es eficaz cuando se trata de eliminar daños a la formación o para evitar amontonamientos del apuntalante en una fractura, cerca de la boca del pozo, entonces un gel lineal podría ser un fluido ideal.

**b) Fluidos fracturantes activadores.**

*En la reacción de activación el peso molecular del polímero base es substancialmente incrementado al tratar juntas las varias moléculas de polímero en una estructura, a través de activadores de metales.*

La incompleta degradación de gel, después de los tratamientos de fractura, resultaría mucho menor, en el retorno de producción de un gel muy viscoso que podría posiblemente acarrear un retorno de apuntalante fuera de la fractura. La peor situación podría resultar en un temporal o quizás permanente taponamiento de la fractura, empacada con el apuntalante.

Los sistemas de activación de HPG pueden ser bombeados en la profundidad del yacimiento caliente. Ocurre mucha degradación por corte, si el fluido es activado en la superficie y bombeado a altas velocidades, dentro de buenas tuberías y a través de perforaciones. Debido a esta tendencia a perder su viscosidad permanente como resultado de altas velocidades de corte, el uso de sistemas de gel activador “estándar” ha declinado dramáticamente. Estos

sistemas han sido recientemente sustituidos por sistemas activadores de fluidos fracturantes retardadores.

<b>Fluido fracturante base</b>	<b>Tipo de fluido</b>	<b>Composición principal</b>	<b>Condiciones</b>
<b>Agua</b>	Fluido lineal	Gel, GUAR, HEC, CMHPG	Fracturas cortas, baja temperatura
	Fluidos activados	Activador + GUAR, HPG, CMHPG, CMHCG	Fracturas largas, alta temperatura
<b>Espuma</b>	Espuma base agua	Agua y espumante + $N_2$	Formaciones de baja presión
	Espuma base ácido	Ácido y espumante + $N_2$	Baja presión, formaciones sensibles al agua
	Espuma base alcohol	Metanol y espumante + $N_2$	Formaciones de baja presión con problemas de bloque de agua
<b>Aceite</b>	Fluidos lineales	Aceite, aceite en gel	Formaciones sensibles al agua, fracturas cortas
	Fluidos activados	Gel de Ester fosfatado	Formaciones sensibles al agua, fracturas largas
	Emulsiones con agua externa	Agua + aceite + emulsificador	Bueno para control de pérdida de fluido

Tabla 1.- Características de los fluidos fracturantes.

La tendencia en los últimos años se orienta hacia el uso de los fluidos base agua. Ello a pesar de que se considera generalmente inapropiado bombear agua hacia las formaciones productoras, sobre todo cuando la formación es sensitiva al agua. Sin embargo, se usa el agua por varias razones, entre ellas la económica.

En la actualidad, las dos terceras partes de los pozos se fracturan con fluidos base agua, debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades. Además se tienen algunas ventajas en el uso de este tipo de fluidos, entre las que se pueden mencionar:

- La seguridad en su manejo.
- Su disponibilidad en casi todas las áreas.
- Su bajo costo.
- Su efectivo tratamiento para reducir la fricción y su baja viscosidad.
- Hace fácil de bombear a altos gastos.

### **3.3.2 FLUIDOS BASE ACEITE.**

Los fluidos base aceite son atractivos por ser naturalmente más viscosos que los fluidos base agua, pero son caros para usarse y operacionalmente difíciles de manejar, al usarse estos fluidos aumenta la preocupación con respecto a la seguridad del personal y el impacto ambiental.

La pérdida de fluido es controlada principalmente por la viscosidad. Al igual que con los fluidos base agua un agente gelificante puede añadirse pero pueden presentarse problemas con aceites crudos de alta viscosidad o aceites crudos que tienen surfactantes naturales.

### **3.3.3 FLUIDOS BASE ÁCIDO.**

Los fluidos ácidos se usan para realizar trabajos de estimulación en rocas carbonatadas principalmente y se aplican poco en lutitas. A medida que el ácido fluye a través de la fractura, porciones de la cara de la fractura son disueltas. Debido a que el flujo de ácido tiende a “atacar” en forma no uniforme, se crean canales conductivos que permanecen cuando la fractura se cierra. El mayor reto en estos tratamientos es la pérdida de fluido, debido a que la erosión de la cara de la fractura no es uniforme, es difícil que se cree un enjarre efectivo que reduzca la pérdida.

En la estimulación de pozos se usan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones, estas reacciones son procesos de cambios entre los reactantes para dar productos de reacción; los ácidos más comúnmente usados son:

- **Inorgánicos.**
  - a. Ácido Clorhídrico (HCL).
  - b. Fluorhídrico (HF).
- **Orgánicos.**
  - a. Acético (2HCH<sub>3</sub>CO<sub>3</sub>).
  - b. Fórmico (2HCOOH).

También se emplean la mezcla de ellos y son de uso menos común, dado su aplicación en forma específica.

- **Ácido Clorhídrico.**

Este ácido es una solución del gas cloruro de hidrógeno en agua y es el más utilizado en los tratamientos ácidos (estimulaciones y fracturamientos). Este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un 43% en peso a condiciones estándar; esta disociación le da la condición de ácido fuerte.

Su amplio uso se debe a esa propiedad (disociación) debido a que se genera un mayor volumen de roca disuelta, dando como resultado productos de reacción solubles en agua; la principal desventaja de este ácido es su alta corrosividad, lo que limita su uso a temperaturas altas (oscilando a los 300° F).

Comercialmente se encuentra disponible hasta una concentración del 32% en peso.

- **Ácido Fluorhídrico.**

Este ácido es el único que permite la solución de mineral silicio como las arcillas, feldespatos y cuarzo, a causa de la mayor área superficial de contacto de las arcillas; además, reacciona con los minerales calcáreos y a hacerlo se producen precipitados insolubles, motivo por el cual no se utiliza en los tratamientos ácidos en carbonatos. Por lo que se limita su uso a la remoción de daños causados por arcillas en formaciones arenosas.

Se usa en mezcla con el ácido clorhídrico a una concentración no mayor al 3%. En formaciones de alta temperatura se usa con ácidos orgánicos. Comercialmente se encuentra disponible en soluciones acuosas del 40 al 70% de concentración en peso.

- **Ácido Acético.**

Este ácido fue el primero de su tipo en emplearse en los tratamientos de acidificación, su característica principal es que es un ácido débil debido que su ionización en agua es parcial y ocurre de manera lenta, esto hace que reaccione lentamente con los carbonatos, por lo que es utilizado como ácido retardador y en condiciones de alta temperatura.

Por su característica de baja reacción y solubilidad con rocas carbonatadas se usa como agente secuestrante de fierro y controlador de arcillas. Además, se emplea en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico a una concentración no mayor a 10 % en peso. Este ácido se presenta como ácido acuoso o no acuoso (glacial), en esta última forma es soluble en agua o en aceite.

- **Ácido Fórmico.**

Esta ácido es más fuerte que el acético y más débil que el clorhídrico. Constituye un sistema intermedio de ambos, tanto por su reacción como por su costo de disolución de carbonatos. Este ácido es menos fácil de inhibir que el acético y bien inhibido puede utilizarse hasta temperaturas de 350 °F.

Su uso puede ser solo o en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico a una concentración no mayor del 10 % en peso y se usa como ácido retardador.

### **3.3.4 FLUIDOS BASE CO<sub>2</sub>.**

En la actualidad el CO<sub>2</sub> para inyección proviene de dos fuentes principalmente:

- 1. Antropogénico.**-Es el resultado de algún procedimiento realizado por el hombre ya sea como producto primario (ej. CO<sub>2</sub> grado alimentario para la industria refresquera) o como resultado de algún proceso de combustión (ej. Motor de combustión) y de plantas industriales.
- 2. Natural.**- Existen yacimientos de CO<sub>2</sub> como se mencionó, este puede encontrarse asociado a petróleo o como producto principal del yacimiento.

De acuerdo a estimaciones de PEMEX se requieren 10 MMpc de CO<sub>2</sub> para recuperar un barril de petróleo. Con esto se deriva que para el uso de este gas como método de recuperación mejorada se requiere de grandes fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> ya sea antropogénico o natural y adicionalmente que se encuentren en ubicaciones cercanas a las zonas de explotación petrolera.

Los fluidos basados en CO<sub>2</sub> son los fluidos no-convencionales reales. Estos fluidos han sido usados muy exitosamente en aplicaciones en formaciones de petróleo y gas de baja permeabilidad. La familia de estos fluidos consiste de CO<sub>2</sub> líquido puro y un fluido binario que consiste en una mezcla de CO<sub>2</sub> líquido y N<sub>2</sub> para reducir costos.

El uso del CO<sub>2</sub> en tratamientos de estimulación por fracturamiento tiene muchos beneficios. El CO<sub>2</sub> aporta una mayor recuperación de carga y es más rápida, ayuda al control del hinchamiento de arcillas mediante el amortiguamiento de los fluidos fracturantes acuosos; reemplaza parte del agua en el tratamiento, así reduce el volumen de agua a ser recuperado; puede ser usado para formular fluidos fracturantes de alta eficiencia que transportan el apuntalante de forma efectiva; y puede ser medido de forma precisa.

Se ha descrito la naturaleza única del CO<sub>2</sub> líquido como fluido fracturante. Sin la presencia de ningún otro fluido de transporte, gel u otros químicos, el apuntalante es colocado en la formación sin causar ningún tipo de daño. El uso de sustancias amigables con el yacimiento como el CO<sub>2</sub> líquido ofrece ventajas únicas a través de la eliminación de la retención de fluidos capilares y el hinchamiento de arcillas.

- **Caracterización de los fluidos base CO<sub>2</sub>**

1. Los aditivos espumosos con CO<sub>2</sub> dan mejor capacidad de recuperación que los que contienen N<sub>2</sub>.
2. No se produjeron efectos corrosivos medibles por fluidos que contienen CO<sub>2</sub>.
3. El CO<sub>2</sub> amortigua el pH de sistemas acuosos de 3.5, lo que ayuda a controlar el hinchamiento de arcillas.
4. Fluidos que contienen CO<sub>2</sub> exhiben mejores características de leakoff (Es la presión que ocasiona la pérdida de fluido).

### **3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES EN BASE A SU CONSISTENCIA.**

#### **3.4.1 CONVENCIONALES.**

Se caracterizan por ser geles lineales preparados con polímeros y fluidos base agua, aceite o ácido. Se utiliza para viscosificar el fluido base para transportar el apuntalante, disminuir la pérdida de fluido e incrementar el ancho de la fractura. Otros geles lineales usados actualmente son: la goma hidroxipropilo (HPG), la hidroxietil-celulosa (HEC), el carboxi-metil hidroxipropilo

(CMHPG), la goma xanthan y en algunos casos poli-acrilamidas. La HPG es la goma más usada y se obtiene a partir de la reacción del óxido de propileno con la molécula de guar, creando una sustancia de temperatura más estable y un polímero más viscoso. Se desarrolló para reducir el residuo derivado de la goma guar y para que sea más estable en cuanto a las variaciones de temperatura.

El HPG que genera residuos en el rango del 1 al 4% en comparación con los residuos de la goma guar que varían del 8 al 12%. Sin embargo, se observó que estos residuos funcionan como materiales de control en la pérdida de fluido en intervalos altamente permeables. Por lo cual, la cualidad más importante del HPG es su estabilidad a la temperatura y no su menor cantidad de residuos producidos.

El siguiente derivado de la goma guar, el CMHPG, se forma a partir de la reacción del HPG con mono-cloro-acetato sódico que se usa sólo con agentes reticulantes.

Otros agentes viscosificantes usados en sistemas de gel lineal incluyen el HEC, el carboximetil celulosa (CMC) y el carboximetil-hidroxietil celulosa (CMHEC). Estos polímeros de celulosa son considerados sintéticos. El CMC tiene poca o nula aplicación en procesos de fracturamiento hidráulico debido a su sensibilidad a las concentraciones salinas.

Una mejora del CMC es el CMHEC que no es sensible a la salinidad; se usa rara vez en sistemas lineales de gel y moderadamente en sistemas reticulados para sistemas de baja temperatura.

Los geles lineales son fluidos relativamente fáciles de usar y controlar, el problema con ellos es su poca capacidad de mantener en suspensión el apuntalante, además de que son menos estables en cuanto a temperatura que fluidos similares reticulados.

<b>AGENTE VISCOSIFICANTE</b>	<b>NOMBRE QUÍMICO</b>
<b>Almidón</b>	Almidón
<b>Goma guar</b>	Guar
<b>Goma hidroxipropilo</b>	HPG
<b>Hidroxietil celulosa</b>	KEC
<b>Carboxi-metil hidroxipropilo</b>	CMHPG
<b>Goma Xanthan</b>	XCD
<b>Carboximetil celulosa</b>	CMC
<b>Carboximetil-hidroxietil celulosa</b>	CMHEC

*Tabla 2.- Geles viscosificantes.*

Si se está diseñando un tratamiento de remoción de daño con una fractura altamente conductiva en la vecindad del pozo, el uso de un gel lineal puede ser lo ideal, pero si se requiere una gran penetración de apuntalante lejos de la vecindad del pozo, se debe optar por utilizar un fluido fracturante reticulado.

### **3.4.2 COMPLEJOS.**

Caracterizado por su alta viscosidad, generalmente es la combinación de geles lineales con agentes reticulantes. La adición de estos productos incrementa la viscosidad de las soluciones de polímeros al unir en una red tridimensional las moléculas de polímeros resultando compuestos de alto peso molecular y fluidos fracturantes complejos. Los agentes reticulantes deben seleccionarse en función del polímero a reticular, la temperatura y el pH del sistema.

Los metales se dispersan entre los componentes del polímero y ocurre una atracción entre los metales y los grupos hidroxilos o carboxilos. Esta interacción hace que un sistema gelado pase de líquido a un fluido pseudo plástico.

Reticular la molécula de polímero incrementa la estabilidad a la temperatura del polímero base. Además, al aumentar la viscosidad también se incrementa la presión de fricción durante el bombeo, lo cual no es así.

Estos sistemas reticulados fueron reemplazados por los sistemas reticulados retardados. Los sistemas reticulados retardados son fluidos que adquieren alta viscosidad gradualmente. De esta manera, la viscosidad del fluido al principio del proceso de bombeo es baja, lo que permite que el bombeo tenga baja presión de fricción al momento de inyectar los fluidos fracturantes al yacimiento, la viscosidad del fluido incrementa gradualmente en el transporte hacia la formación y durante su permanencia en la fractura.

El tiempo de reticulación se entiende como el tiempo que le toma al fluido base adquirir una estructura rígida, es decir, el tiempo que toma un incremento significativo en la viscosidad. Las ventajas que presenta un agente reticulante retardado son enlistadas a continuación:

- ✓ Se puede alcanzar una mayor viscosidad en la fractura en comparación a un gel lineal.
- ✓ El fluido es más eficiente desde el punto de vista de control de pérdida de fluido.
- ✓ Su capacidad de transporte de apuntalante es mayor.
- ✓ Tiene más estabilidad ante los cambios.
- ✓ Es más económico por libra de polímero usado.



Si se requiere alta viscosidad a alta temperatura y gran penetración en la fractura, el fluido más adecuado es un fluido reticulado con zirconio o titanio. Si se está trabajando en pequeñas zonas de baja presión y temperatura se puede considerar el uso de fluidos lineales.

### **3.4.3 EMULSIONADOS.**

Una emulsión de aceite y agua tienen buen control de pérdida de fluido, mostrando una gran capacidad de acarreo de apuntalante y sirve para tener una buena limpieza. Su uso es amplio en el área de tratamientos por fracturamiento hidráulico a su buen resultado costo-efectividad. Los dos tipos básicos de emulsiones son:

- 1.- Aceite externo.- El aceite es la fase continua y el agua es emulsificada en aceite teniendo propiedades de viscosidad similar a los fluidos base aceite, como resultado proporcionan una alta presión de fricción en relación con la alta viscosidad.
- 2.- Agua externa.- El agua es la fase continua y el aceite es la fase discontinua, debido a la baja viscosidad del agua en comparación a la del aceite, se presenta menores pérdidas de presión por fricción.

### **3.4.4 ESPUMADOS.**

- Espumas/poliemulsiones.

Estos fluidos se forman generalmente con agua y algún gas (espumas) como el nitrógeno ( $N_2$ ) o el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) o con agua y un hidrocarburo (poliemulsiones) como el propano, diésel o condensados.

Estos fluidos son muy limpios, tienen muy buen control de pérdida de fluido, proporcionan un excelente transporte de apuntalante y rompen con facilidad, simplemente por medio de la separación gravitacional. Una espuma es una mezcla estable de un líquido y un gas.

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 éstas sigan dispersas.

En las espumas se representa el contenido de gas en porcentaje, a lo que se denomina "calidad". De esta forma una espuma con nitrógeno o dióxido de carbono al 65% u 80% serían espumas de calidad 60 u 80 respectivamente.

La calidad surge de dividir el volumen de gas entre el volumen total de la espuma y multiplicar por cien el resultado para obtener un valor en porcentaje. Se considera espuma a la mezcla de gas y líquido de calidad entre 52% y 95% y arriba de 95% la mezcla se denomina niebla.

Cuando la calidad está debajo de 52% la estabilidad de la espuma se pierde pero puede existir una dispersión estable del gas en el líquido estos fluidos se denominan "fluidos energizados".<sup>5</sup> Los fluidos energizados se utilizan para reducir el volumen de agua utilizada y para proveer energía adicional durante el flujo de retorno y aumentar el volumen de fluido recuperado al término del fracturamiento.

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 estable incluso a calidades menores de 40, también se mejora la reología de la espuma y el control de pérdida de fluido.

El  $N_2$  y el  $CO_2$  presentan ventajas-desventajas por ejemplo, el  $CO_2$  es más denso que el  $N_2$  y crea una espuma densa y consecuentemente se usan menores presiones de tratamiento en superficie debido al incremento de la presión hidrostática en el fondo del pozo.

Menores presiones de tratamiento reducen costos de bombeo. Por otro lado, debido a que el  $CO_2$  es mucho más soluble en el aceite y agua que el  $N_2$ , se utiliza más  $CO_2$  para saturar el líquido y crear la espuma por lo que las reducciones en costo de bombeo pueden ser compensadas por el incremento en costo de material.

Fluidos de fracturamiento base emulsión 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 emulsificante.

Viscosificar la fase acuosa (fase interna) mejora la estabilidad de la emulsión y reduce significativamente la presión por fricción durante el bombeo porque el polímero actúa como un reductor de fricción. La principal desventaja de estos fluidos (espuma o emulsión) es la

seguridad ya que se bombea un fluido inflamable, es decir el bombeo de un gas a alta presión en el caso de las espumas o en caso de poliemulsiones propano gelificado.

El dióxido de carbono tiene un peligro adicional, ya que puede causar tapones de hielo seco cuando la presión se reduce. Estos fluidos también son generalmente más caros que los fluidos base agua.

### **3.4.5 COMBINADOS.**

En este caso se han empleado como fluidos fracturantes la combinación de geles lineales o complejos con o sin alcoholes, espumados con N<sub>2</sub> y/o CO<sub>2</sub> gaseoso y/o líquido. A este tipo de combinaciones se les conoce como fluidos binarios.

### **3.4.6 ESPECIALES.**

- **Fluido fracturante especial CO<sub>2</sub> líquido.**

Su aplicación ha mostrado ser de gran utilidad cuando existen restricciones de carga hidrostática, además de que no dañan a la formación.

La preparación de los fluidos fracturantes implica la mezcla de un importante número de productos químicos que son mezclados con los fluidos base antes citados.

## **3.5 AGENTES APUNTALANTES.**

### **3.5.1 PROPIEDADES DE LOS APUNTALANTES.**

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha establecido especificaciones de la calidad de los apuntalantes usados en los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Estas especificaciones son:

- Tamaño de grano (tamiz).
- Redondez.
- Esfericidad.
- Gravedad Específica.
- Densidad.
- Solubilidad en ácido.

- Contenido de limo y arcilla.
- Resistencia a la compresión.
- **Tamaño de grano (tamiz).**

La designación del tamaño de los apuntalantes se describe en las siguientes tablas:

Tabla 3.-Tamaños Primarios:

Intervalo de la malla	Tamaño ( $\mu$ )
12/20	850-1700
20/40	425-850
40/70	212-425

Tabla 4.- Tamaños Alternativos:

Intervalo de la malla	Tamaño ( $\mu$ )
6/12	1700-3350
8/16	1180-2360
16/30	600-1180
30/50	300-600
70/140	106-212

### 3.5.2 Redondez y Esfericidad.

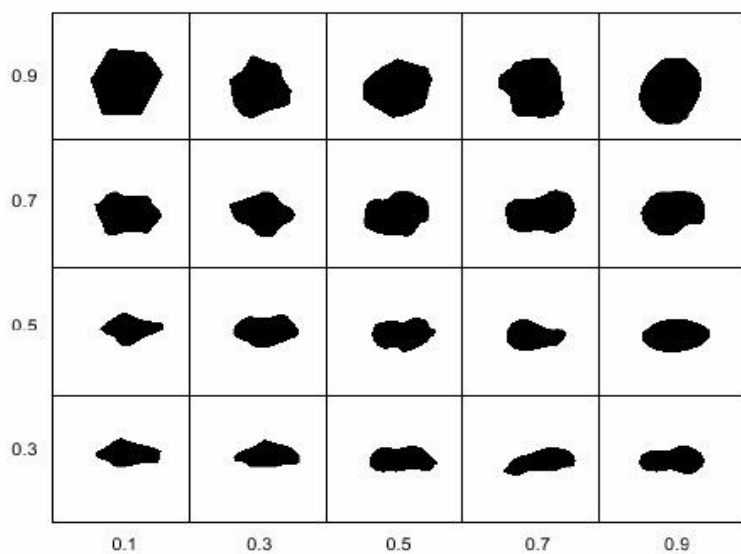


Figura 13.- Redondez y esfericidad.

Propuesta por Krumbein donde se muestran los parámetros de esfericidad y redondez del apuntalante.

Estas dos propiedades son factores que influyen en el empacamiento 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 cubiertas con resinas los límites propuestos por el API son de 0.7.

Para tener una aproximación de estas propiedades, se tienen que observar muchas muestras de arena para poder hacer la comparación correcta. En algunos casos, la angulosidad puede ser una característica ventajosa porque el apuntalante tiende a formar un puente en la fractura lo que puede ocasionar que se regrese cierta cantidad de apuntalante hacia el pozo.

- Gravedad específica.

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

- Densidad.

Es el volumen ocupado por una unidad de masa de apuntalante menos la cantidad de material para llenar un volumen dado. Las unidades para la densidad son [lb/pies<sup>3</sup>] o [g/cc.] La recomendación máxima del API es de 105 [lb/pies<sup>3</sup>] o 8.55 [g/cc].

- 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%.

- Contenido de limo y arcilla.

Esta medición indica la cantidad de arcilla y limo o de otras partículas finas presentes. Con lavar o procesar el apuntalante, este no debe tener un exceso en el contenido de estas partículas.

El API recomienda un límite máximo de 250 unidades de turbidez.

- 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.

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.

### **3.5.3 USO DE LOS AGENTES APUNTALANTES.**

Cuando se hace una fractura en una arenisca (y también en algunos carbonatos) es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo, y que garantice una conductividad al canal recién creado. Este material es lo que llamamos "agente de sostén", "agente apuntalante" o proppant. Este material debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, principalmente una alta resistencia a los esfuerzos. También debe resistir a la corrosión, porque en ciertos ambientes hay H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> en el fluido de producción, o a futuro se puede prever tratamientos ácidos. El agente de sostén debe tener una gravedad específica lo más baja posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura. Como son materiales que se utilizan en gran volumen es importante que el costo sea lo más bajo posible.

El agente de sostén convencional y de mayor uso en la industria del petróleo es la arena.

Su uso se remonta desde las primeras operaciones realizadas con entibadores y su selección, surgió de su fácil disponibilidad y bajo costo.

Los productos más comunes son:

Arena.

Cascara de nuez.

Bolas de aluminio o acero.

Esferas de vidrio.

Arenas recubiertas en resina.

Arenas recubiertas en resina.

### 3.5.4 TIPOS DE AGENTES APUNTALANTES.

- **Arenas naturales.**

Existen diferentes normas API para los diferentes tipos de agente de sostén, la norma API-RP56 es específica para las arenas.

La arena sílica o arena de sílice se obtiene al combinar sílice con oxígeno. Se compone por granitos de cuarzo con forma angular, es un mineral de alta pureza, producto de una roca intrusiva (granito) de color blanco cremoso.

Este tipo de arena es la más común con las siguientes características:

- Alto punto de fusión.
- Dureza.
- Transparencia.
- Resistencia química.

Este tipo de apuntalante son arenas de sílice que soportan bajos esfuerzos de cierre de fractura, hasta un límite de  $5000 \text{ lb/pg}^2$

- **Arenas recubiertas de resina.**

Aparentemente las resinas deben ser mandadas al pozo parcialmente durante el proceso de fracturamiento y se diseña de esta forma para que terminen de curarse a condiciones de temperatura del yacimiento así se reduce el retorno de la arena en superficie.

Dentro de su compatibilidad se incluyen el efecto del pH en un fluido, tiempo de activación, concentraciones de rompimiento y estabilidad en espumas. Los recubrimientos con resinas están disponibles para casi cualquier tipo de arenas, cerámicas, y bauxita. Este recubrimiento de resina no mantiene unidos a los granos pero si permite un alto nivel de conductividad en comparación con los apuntalantes sin este tipo de tratamiento.

Los recubrimientos de resina se aplican a la arena a fin de mejorar la resistencia del apuntalante, la arena recubierta es más resistente que la arena convencional aunque la resistencia puede variar y depende del tipo de arena recubierta. La resina ayuda a esparcir el

esfuerzo sobre la arena y si el grano es triturado, el recubrimiento de resina ayuda a encapsular las porciones trituradas de los granos y les impide migrar y taponar el canal de flujo.

Los recubrimientos de resina generalmente están endurecidos antes de ser usados en el fracturamiento pero un recubrimiento de resina endurecible puede también ser aplicado a arenas u otros tipos de apuntalantes.

La principal aplicación de los apuntalantes recubiertos con resina endurecible es para prevenir que el apuntalante se mueva durante el flujo de retorno y se establezca cerca del pozo. Los apuntalantes recubiertos de resina endurecible son mezclados y bombeados en etapas posteriores del tratamiento, el pozo es cerrado por un periodo de tiempo para permitirle a la resina unir las partículas de apuntalante. Teóricamente, el RCP se endurece y forma un consolidado de apuntalante permeable.

- **Arenas prefabricadas con resistencia intermedia.**

Un apuntalante de resistencia intermedia (ISP) es un apuntalante de cerámica fusionada (de baja densidad) o apuntalante de bauxita sinterizada (densidad media). El ISP de bauxita sinterizada (BS) se procesa a partir del mineral de bauxita que contiene grandes cantidades de mullita. ISP se utiliza en presiones de cierre superiores a 5,000 psi, pero menos de 10,000 psi.

La gravedad específica de los apuntalantes de resistencia intermedia va de 2.7 a 3.2.

En su composición figuran corundum, mullita, cristobalita (otro óxido de aluminio). Las distintas concentraciones de estos materiales permiten variar costos y resistencias.

La presión máxima de cierre en las que se puede utilizar estos apuntalantes es de 10,000 psi.

***Ventajas:***

- **Densidad:** El hecho de tener menor densidad hace que se necesiten menos libras que una BS. De hecho se tiene mejor transporte de agente.
- **Abrasividad:** No es tan abrasivo como la BS.
- **Costo:** Es bastante más barato que la BS.

**a) *Apuntalantes cerámicos.***

Los materiales cerámicos están dentro de una larga lista de materiales en los cuales se puede dividir, incluidos los metales. Generalmente, un material cerámico es cualquier no orgánico, no



metálico sólido formado por un proceso a altas temperaturas. Ejemplos de materiales cerámicos son vasos, refractarios, materiales abrasivos, cementos, etc.

Los apuntalantes cerámicos están hechos de una manera diferente. La composición de este tipo de apuntalante está hecha a base de mullita, un compuesto de aluminio, con algunos compuestos de sílice. Esto produce un material un poco más denso que la arena, aproximadamente de 2.65 a 2.75. Este tipo de apuntalantes tienen mayor resistencia que la arena pero un poco menos que la bauxita intermedia.

- **Arenas prefabricadas con 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 10.000 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. Las cerámicas se clasifican como agentes apuntalantes de resistencia intermedia (ISP: Intermedia Strength Proppant). Para pozos profundos, que deben soportar altas presiones de cierre se utiliza bauxita, este se clasifica como agente apuntalante de alta resistencia (HSP: High Strength Proppant). Existen varios proveedores de bauxita en el mundo, según el proveedor la bauxita puede llegar a ser más económica que la cerámica.

La bauxita es un material artificial de alta resistencia con una muy buena redondez y esfericidad. Fabricado en esencia por el mismo proceso que el de resistencia intermedia. 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 quemado o de fundición de las píldoras, fusiona las caras de cada grano de bauxita. La bauxita sintética de alta resistencia es formada por su mayoría de mineral puro de bauxita, esto le imparte gran densidad y gran resistencia.

### 3.6 PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

#### 3.6.1. EQUIPO QUE SE USA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Dentro del equipo de fracturamiento por usar al llevar a cabo el fracturamiento hidráulico se tiene básicamente:

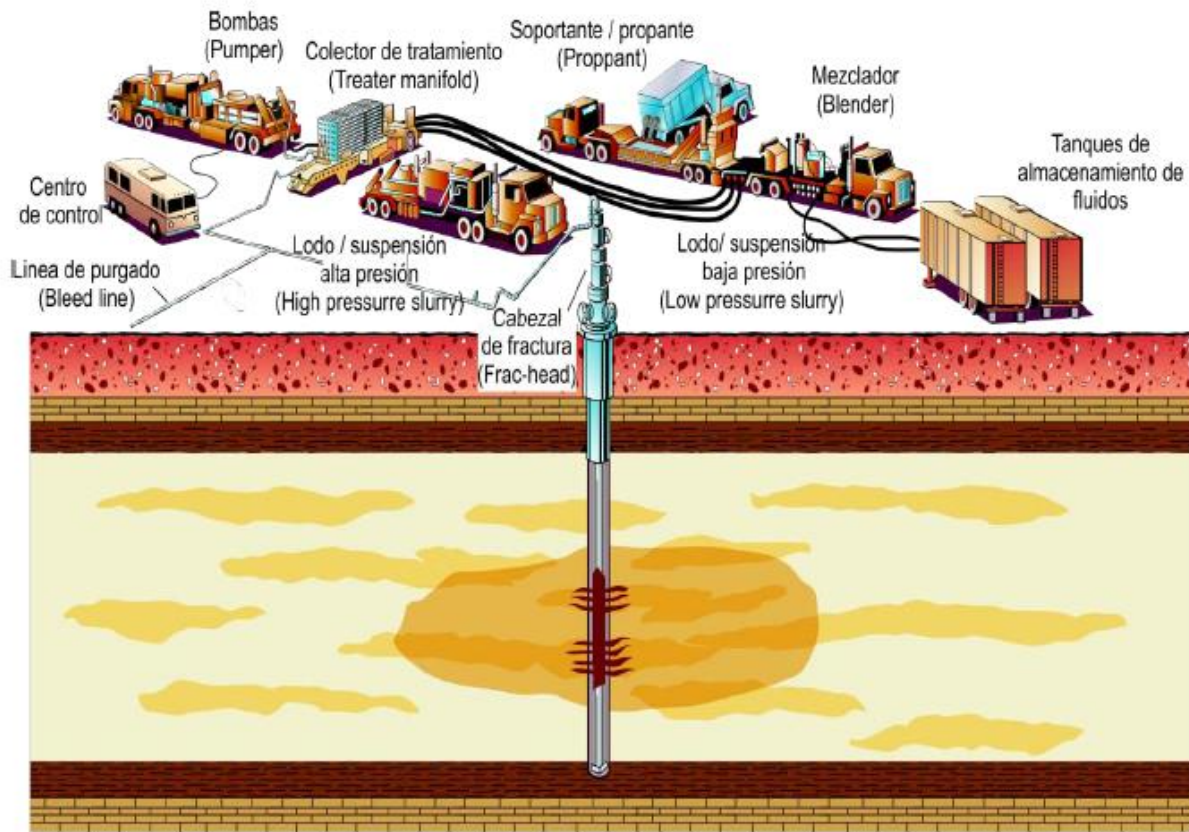


Figura 14.- Equipo que se usa en el fracturamiento hidráulico.

- Tanque de almacenamiento de fluidos
- Mezclador
- Unidad alimentadora de apuntalante
- Colector
- Bombas
- Unidad de monitoreo
- Líneas de alta y baja presión

A continuación se muestran individualmente los equipos de fracturamiento hidráulico.



*Figura 15.- Tanque de almacenamiento de agua.*



*Figura 16.- Mezclador de productos químicos y apuntalante (blender).*



*Figura 17.- Tráiler de transporte de apuntalante.*



*Figura 18.- Unidad de bombeo a alta presión y alto gasto.*



*Figura 19.- Colector (Manifold).*



*Figura 20.- Unidad de recolección de datos para el monitoreo y control.*

### 3.6.2 PROCEDIMIENTO DE FRACTURAMIENTO.

El proceso de fracturamiento consta esencialmente de cuatro pasos:

1. Presionar el yacimiento usando un fluido para crear una fractura, el volumen para este paso es denominado “colchón”.
2. Aumentar la fractura mediante el continuo bombeo de fluido de fractura.
3. Bombear materiales apuntalantes en la fractura en forma de suspensión.
4. Detener el bombeo e iniciar el flujo de retorno para recuperar los fluidos de fracturamiento dejando el apuntalante dentro de la fractura.

1). Para comenzar el fracturamiento, el fluido base es mezclado con los productos químicos que se usan para obtener un fluido adecuado para iniciar y extender la fractura (y posteriormente transportar el apuntalante o sustentante) para luego ser dirigidos al equipo de bombeo y enviarse al pozo. El fluido a fin de aplicar la presión sobre la formación por medio de los conductos generados por los disparos y al superar la presión de fractura de la formación se comienzan a crear grietas. La presión para fracturar la roca debe ser mayor que los esfuerzos que las fuerzas geológicas aplican al yacimiento pero dentro del rango de presión del pozo y equipo de fracturamiento.

El fluido que inicia la fractura no contiene apuntalante debido que a la filtración del fluido en la punta de la fractura en desarrollo es alta. Debido a esto, no se inicia la fractura con apuntalante ya que la pérdida del fluido puede hacer que el apuntalante tenga una consistencia seca y provocar un arenamiento debido a la acumulación del apuntalante. Por ello el bombeo del colchón se realiza antes del bombeo del apuntalante.

2). En el segundo paso se requiere de aumentar en la energía para extender las fracturas hasta la longitud de diseño mediante la energía que proporcionan las bombas.

3). Una vez que se ha creado una red de fracturas es necesario colocar el apuntalante, para lo cual en superficie se añade el agente apuntalante a la mezcla de los productos químicos y fluido base y se bombea al pozo, así se lleva a cabo el tercer paso. Con objeto de terminar el procedimiento una vez se ha llevado el proceso de colocación del apuntalante, el bombeo se detiene y el fluido de fractura empieza su retorno a superficie en un proceso llamado “flujo de retorno” o “flowback”.

El comportamiento de la presión durante un fracturamiento es mostrado en la Figura 20.

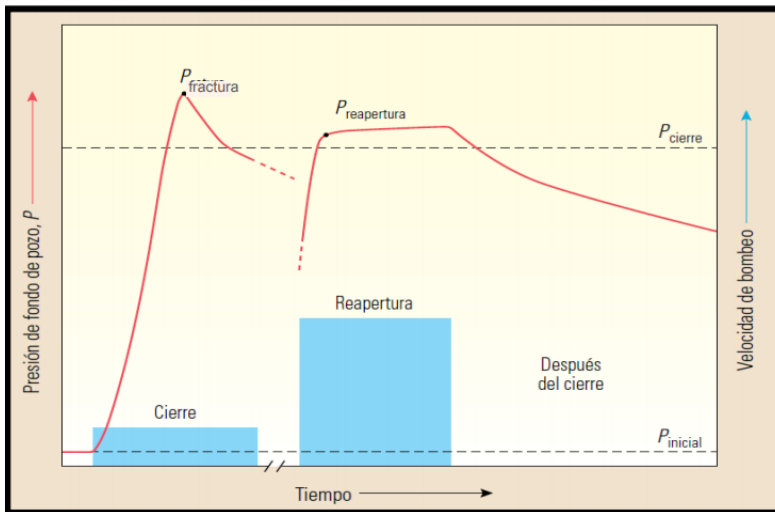


Figura 20.- Comportamiento de la presión de fondo de pozo con respecto al tiempo durante un fracturamiento hidráulico.

Se mantiene por arriba de la presión de cierre para que la fractura crezca y las paredes se mantengan separadas para que la mezcla del fluido fracturante y el apuntalante ingresen en la formación. En el diseño de un fracturamiento hidráulico, se debe establecer la tasa de pérdida o filtrado del fluido y el volumen del colchón en relación con la secuencia cronológica de la inyección de la mezcla de apuntalante y fluido de fracturamiento, de manera que cuando la fractura alcance su longitud, altura y anchura de diseño, la primera partícula de apuntalante llegue a la punta de la fractura.

4). Al término del proceso el apuntalante debe resistir la presión que ejerce la formación para mantener la fractura abierta y que el canal de flujo para los hidrocarburos sea efectivo. Los apuntalantes pueden ser principalmente arenas naturales, arenas recubiertas con resina o apuntalantes de cerámica. El tamaño de grano, tipo de arena, y volumen de apuntalante son elementos que también se toman en cuenta en el diseño de la fractura y que varían en cada operación de fracturamiento de acuerdo con las características de la formación.

Si se considera que un pozo reúne las características a fin de realizar un fracturamiento, éste debe ser planeado de la siguiente manera:

### Dirección del agujero.

El inicio de una fractura hidráulica inducida en el pozo es crítica, dado que se pretende sea perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Estudios realizados en el laboratorio de mecánica de rocas indican que el tipo de fracturas creadas cerca del pozo controlan las presiones de ruptura y de cierre en forma instantánea; de los datos de campo y laboratorio se encontró que en fracturas complejas pueden iniciarse en el agujero, además de cambiar la dirección para orientarse a ángulos perpendiculares al esfuerzo principal mínimo.

El inicio de la fractura no es crítico para un fracturamiento ácido como lo es para uno hidráulico. La diferencia es que el ácido remueve material y agranda cualquier restricción, mientras que en un fracturamiento hidráulico con sustentante, las restricciones no se agrandan fácilmente.

### **Distancia entre fracturas hidráulicas.**

Se acepta comúnmente que a profundidades encontradas en campos productores de aceite, el esfuerzo principal mínimo es uno de los esfuerzos horizontales. También se ha observado que la fractura inducida se orienta perpendicularmente al esfuerzo principal menor. El resultado es una fractura creada en un plano vertical. Si la sección horizontal del pozo se perfora en la dirección del esfuerzo menor, varias fracturas se pueden espaciar a lo largo de este eje, en cualquier perforación que esté presente. Este espaciamiento es uno de los parámetros de diseño que deben ser seleccionados mediante el empleo de simuladores. El modelo se recalcula para cada yacimiento o campo. Si el yacimiento es naturalmente fracturado, el modelo no es aplicable. Como una regla de dedo, cada fractura hidráulica inducida debe estar espaciada entre 250 y 300 pies.

### **Ubicación del pozo en la formación.**

La ubicación del pozo dentro de la formación deber estudiarse para optimizar la altura de la fractura a través de la zona productora. El estudio depende del perfil de esfuerzos en la zona superior, inferior a la zona productora, para diseñar el tamaño de la fractura, la parte de mayor esfuerzo es la más adecuada para asegurar que la fractura cubra el total de la zona productora. Si se va a realizar un tratamiento grande, la localización del pozo debe ser en la parte de menor esfuerzo. Se debe recordar que un gran tratamiento da una gran fractura.

### **Gasto.**

El gasto máximo del tratamiento es decidido por dos factores: la velocidad de flujo óptimo para cualquier TP o TR es de 80 pies/seg. De experimentos realizados en secciones tubulares, se obtiene que al aumentar la velocidad a 100 pies/seg puede ocurrir erosión que dañe la tubería; al agregar el sustentante el daño es mayor.

El segundo factor lo determina el tamaño de la localización. Cuando se desean altos gastos para el fracturamiento es necesario considerar la capacidad para su manejo, ya que algún equipo mezclador (blender), puede tener como restricción el manejo de solo 6 lb/gal de arena, siendo necesarios dos equipos para el fracturamiento. Tomando en consideración lo anterior es que se debe planear con anterioridad el tamaño de la localización.



## **Tamaño del tratamiento.**

De los comentarios y conclusiones que se obtienen de los trabajos de minifrac y de la toma de registros sónicos, se determina el tamaño del tratamiento.

Como punto de partida se deben usar los fracturamientos realizados en pozos verticales en el mismo yacimiento, y el mismo campo. Existen modelos tridimensionales que simulan la geometría de la fractura, posición y distribución del sustentante cuando la fractura cierra, etc.

## **Tratamientos múltiples.**

De la experiencia que se tiene se sabe que no todas las formaciones responden de la misma forma con las presiones de cierre instantánea, la de rompimiento y de tratamiento.

En caso de no presentarse presiones anormales en los tratamientos previos, se pueden realizar tratamientos múltiples al mismo tiempo en el pozo horizontal. Sin embargo, si se observan presiones anormales, entonces cada fractura debe ser tratada independientemente, con diferentes presiones de fractura y de inyección en cada etapa.

Las condiciones del yacimiento deben ser examinadas para determinar si el tratamiento por realizar es uno o múltiple; de tratarse de uno múltiple se tienen que seguir los siguientes procedimientos:

La distancia entre los puntos de iniciación es la misma.

El número de tratamientos se decide por el gasto máximo a usarse en el tratamiento múltiple. Las perforaciones se diseñan por las técnicas de entrada limitada, para el control del gasto en cada punto de iniciación de fractura.

El sistema de multietapas se realiza dependiendo del yacimiento, se recuerda que se tiene que aplicar el tratamiento correcto para el yacimiento adecuado. Posteriormente se comenta las diferentes tecnologías que hay en un fracturamiento de multietapas.

Cada punto de inicio de la fractura se realiza a partir del fondo del pozo, cada fractura se realiza de manera independiente.

## CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Con la ejecución de una prueba Minifrac en el pozo de interés se busca conocer los parámetros necesarios para evaluar la realización de un fracturamiento hidráulico apuntalado.

### 4.1 INFORMACIÓN PREVIA.

#### 4.1.2 UBICACIÓN.

El pozo Jun 1, ubicado al noroeste del estado de Tabasco, a 55 km al oriente de puerto de Coatzacoalcos, Veracruz (Figura 21). Pertenece a la Cuenca Salina del Istmo, de la Provincia geológica Cuencas Terciarias del Sureste en los cuerpos arenosos propios de la Formación Encanto y estructuralmente la arena EN-18 considerada en este caso, se localiza en el punto más alto de la cuenca.



Figura 21.- Ubicación geográfica del pozo Jun 1 y de la Cuenca Salina del Istmo, perteneciente a la Provincia Petrolera Sureste (Adaptada de Robles34, 2013).

#### 4.1.2 COLUMNA GEOLÓGICA Y SECCIÓN ESTRUCTURAL.

El intervalo potencial para explotación de hidrocarburos se encuentra a la profundidad de 2705 hasta los 2795 md(metros desarrollados), sin embargo, el intervalo de interés acondicionado para explotación en este caso está a una profundidad de 2705-2775 md y 2404-2474 mv (metros verticales) y se encuentran en la arena identificada como EN-18 (Figura 22).

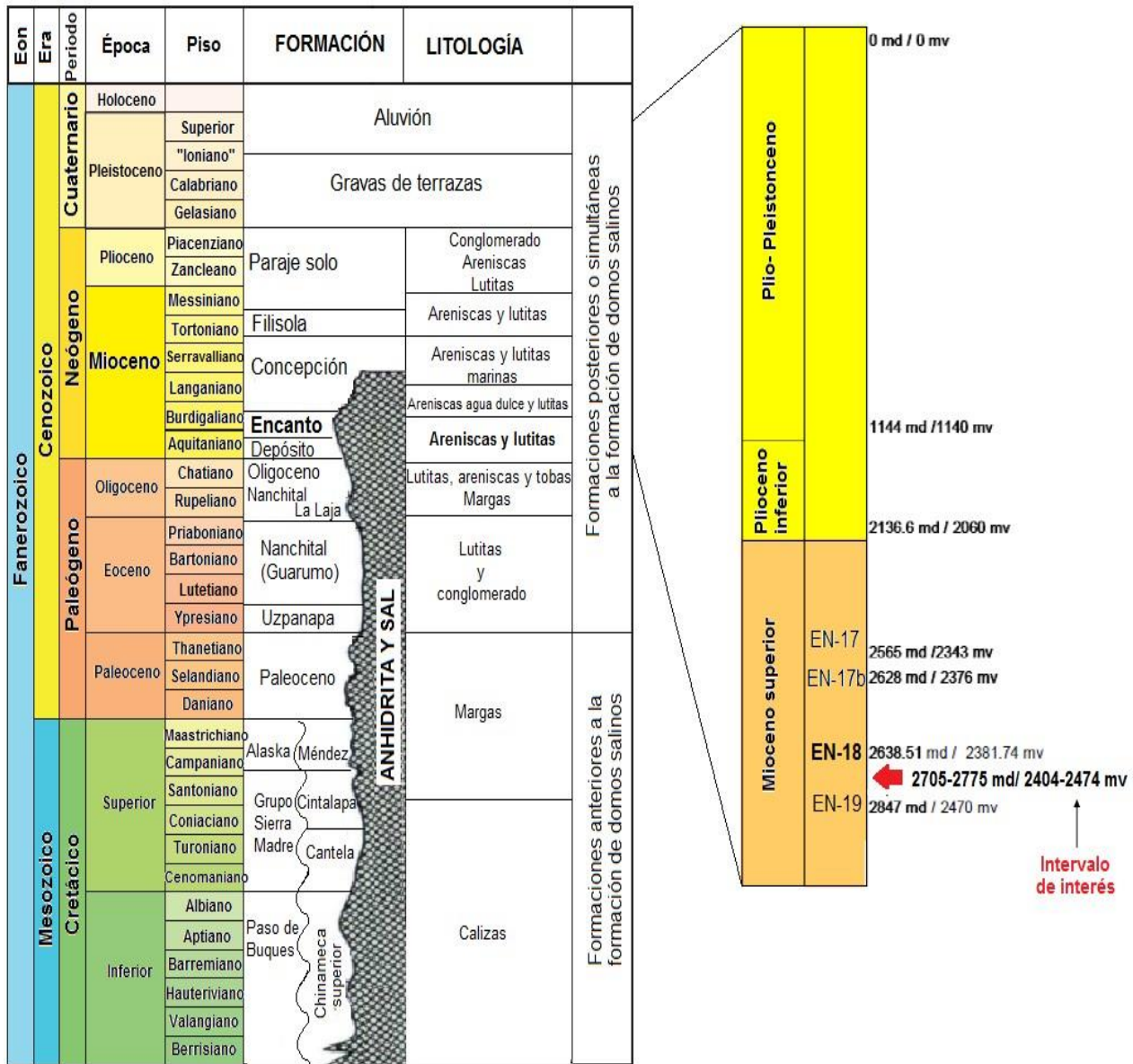


Figura 22.- Izquierda. Columna geológica de la Cuenca Salina del Istmo. Derecha. Intervalo disparado en la Formación Encanto.

El pozo Jun 1, se correlaciona con tres pozos vecinos de los que se tienen antecedentes de producción, cada uno de los cuales tiene una ficha que resume sus características, como se observa a continuación (Figura 23).

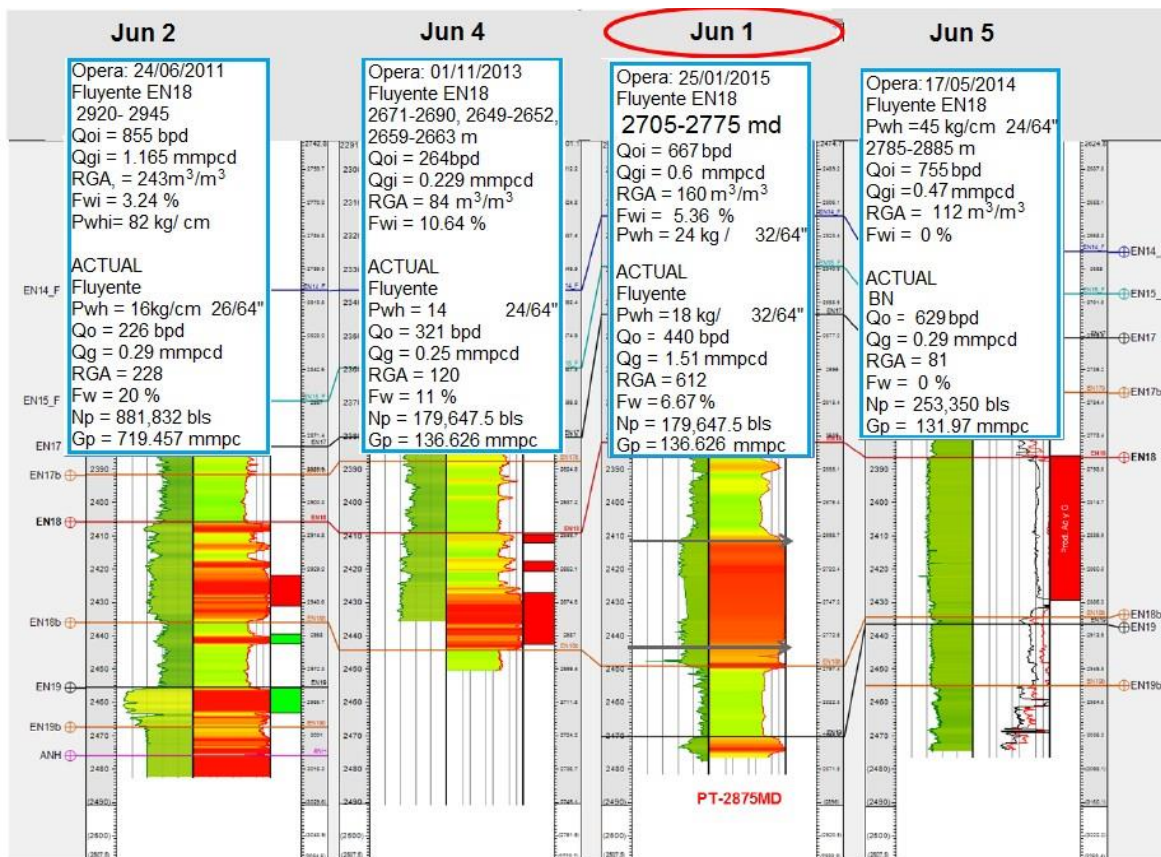


Figura 23.- Correlación del pozo Jun 1 con pozos vecinos, todos ellos fluyentes en la arena Encanto 18.

#### 4.1.3 EVALUACIÓN PETROFÍSICA.

El intervalo de interés identificado según el registro geofísico coincide con el determinado según el registro RST (Reservoir Saturation Tool). La formación tiene una porosidad del 22% y su saturación de agua es del 14%. Es un pozo de aceite y su reserva remanente calculada es de 244,223 barriles. A continuación se incluyen los registros geofísicos corridos en el pozo Jun 1 (Figura 24).

De izquierda a derecha. En el carril 1, la sección de color azul indica la formación Encanto-18 y la rosa, la misma formación solo que la sección identificada como la arena Encanto 19. En el siguiente carril, se tiene el registro de rayos gama, con el cual se identificó la litología de la

formación, la cual es arena con intercalación de lutitas. Desde la profundidad de 2700 md hasta los 2790 md se tiene una sección más arenosa, por lo tanto, de mayor permeabilidad, seguido de un intervalo más arcilloso que se termina a la profundidad de 2850 md.

En el carril 3, se indica la profundidad en metros verticales desarrollados y como se observa, el intervalo de interés (2705-2775md) se encuentra en la formación EN-18. En el carril 4, está el registro geofísico que presenta la resistividad de la roca con altos valores, lo que indica la presencia de hidrocarburos de 2700 md hasta 2775 md, porque además tiene buena porosidad. A la derecha, se tienen datos de porosidad y saturación de agua de tres intervalos impregnados de hidrocarburos en profundidades puntuales.

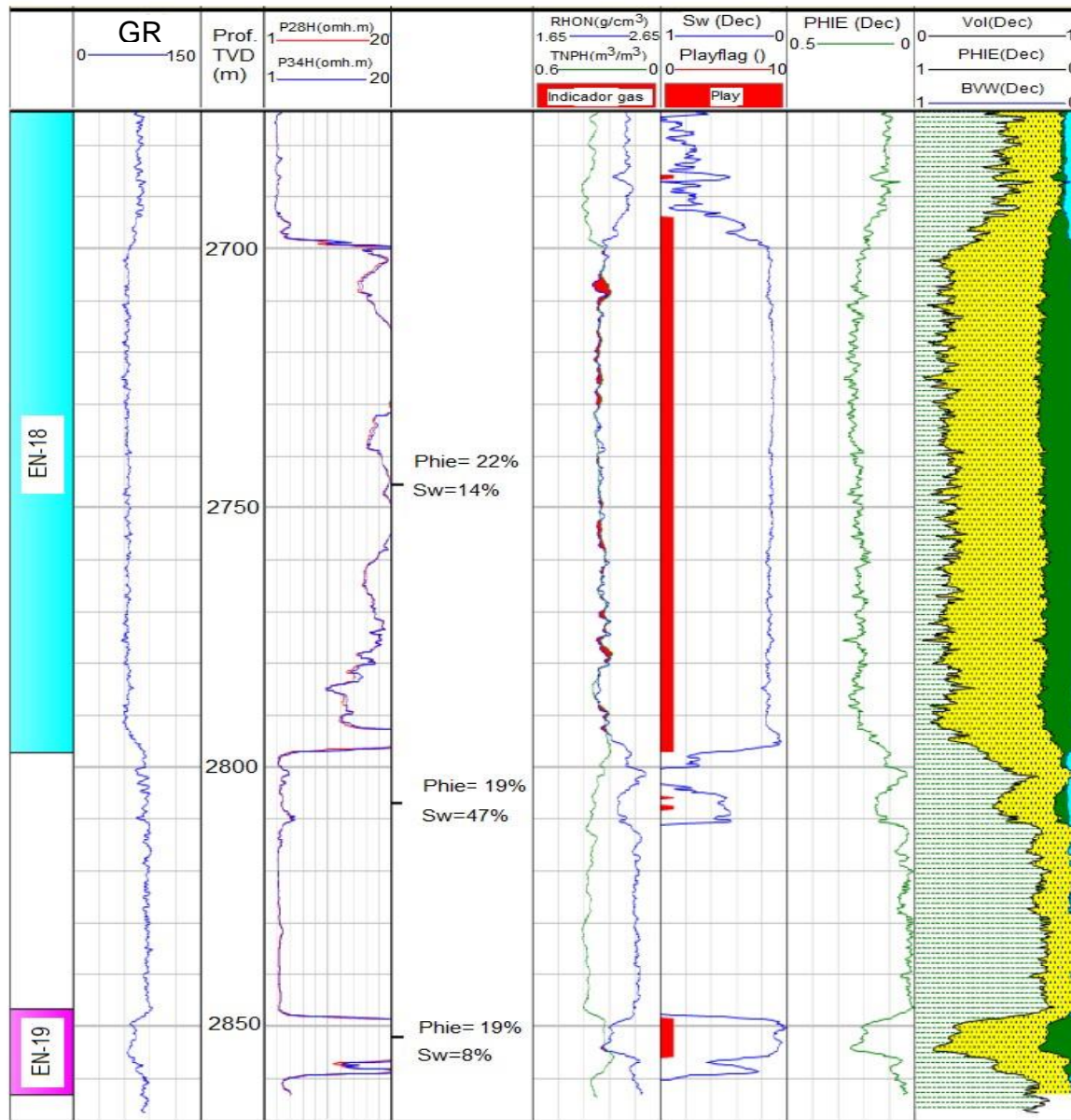


Figura 24.- Registros efectuados en el pozo Jun 1 junto con los registros procesados.

El carril 6, es el registro de densidad-neutrón. La línea azul corresponde al registro de densidad y la verde al neutrón. La intersección de estas dos curvas indica la presencia de gas marcada en color rojo que es mínima para este caso.

El registro RST, en el carril 7, permite identificar la zona impregnada de hidrocarburo. Se observa que el intervalo de interés tiene baja saturación de agua, menor a 0.2%.

El octavo carril, es el registro de porosidad efectiva, el cual indica una buena porosidad. Siendo las siglas PHIE correspondiente a porosidad efectiva. En el último carril se tiene la representación de los parámetros petrofísicos del pozo. La sección verde corresponde a arcilla, amarilla a arena, la sección verde se encuentra impregnada de hidrocarburo y la zona azul indica agua.

## 4.2 ANTECEDENTES DEL POZO.

### 4.2.1 PERFORACIÓN.

El pozo se perforó del 7 de Noviembre al 26 de Diciembre de 2014. Se hincó la tubería conductora TR de 13 3/8" y se continuó la perforación con una barrena PDC de 12 1/4" hasta 150 md. Se cambió la barrena y la sarta direccional con motor de fondo hasta los 991 md, profundidad a la cual se cementó la TR de 9 5/8" y 36 lb/pie.

Se continuó la perforación con una barrena PDC 8 3/8" y sarta de perforación direccional. Se bajó TR de 7", 26-29 lb/pie, N-80 a 2872 metros, procedimiento durante el cual se perdieron 17 m<sup>3</sup> de lodo de perforación (segunda etapa), al circular se perdieron 7 m<sup>3</sup> de lodo de control y se cementó la TR.

Se efectuó el registro de cementación de 841 md a 2753 m y posteriormente se reconoció la profundidad interior a 2860 md. Finalmente se efectuó desplazamiento de emulsión inversa para lavar el pozo, se bombeó un bache de 30 m<sup>3</sup> de salmuera, se efectuaron los registros RST de 2000 a 2857 md y el registro de cementación de 2700 a 2857 md.

Para perforar el pozo se usó lodo polimérico en la primera etapa y de emulsión inversa en la segunda con las características de la Tabla 5.

PROPIEDADES	ETAPA1 95/8"	ETAPA2 7"
Profundidad inicio(m)	44	991
Profundidad término (m)	991	2875
Tipo de fluido	KCl polimérico	Emulsión inversa
Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	1.12 – 1.22	1.22 – 1.45

<b>Viscosidad plástica (cp)</b>	11 – 33	<b>27 – 67</b>
<b>Yield point (lb/100 pie<sup>2</sup>)</b>	7 – 24	<b>12 – 51</b>
<b>Filtrado (ml)</b>	5 - 7	<b>2 – 3.2</b>
<b>Sólidos (%)</b>	6 – 14	<b>12 – 22</b>
<b>Salinidad (ppm x 1000)</b>	34.5 – 50.7	<b>20.5 – 23.8</b>
<b>pH</b>	<b>10 – 11</b>	<b>/</b>

*Tabla 5.- Propiedades de los fluidos de perforación.*

Se reportaron pérdidas de fluido de perforación a las profundidades de 991 a 2875 md con un total de 41.8 m<sup>3</sup>.

#### **4.2.2 TERMINACIÓN.**

Se llevó a cabo del 26 de Diciembre de 2014 al 21 de Enero de 2015. El 29 de Diciembre se disparó el intervalo 2705-2775 md con pistolas tipo TCP, fase 72° de 17 cargas por metro.

Se bajó el aparejo de producción definitivo de 2 7/8", N-80/ J-55, 6.5 lb/pie con empacador hidráulico a 2572.48 md, camisa deslizante a 2376 md y cuatro mandriles de bolsillo.

Se llevaron a cabo inducciones con tubería flexible inyectando nitrógeno y también se bombeó xileno. El pozo fue cerrado por intervalos de algunas horas en repetidas ocasiones y al abrirse se observa abatimientos de presión en cuestión de pocas horas.

#### **4.2.3 ESTIMULACIONES E INTERVENCIONES.**

El 21 de Enero de 2015 se registró un aforo inicial de  $Q_o=667$  bpd,  $Q_g=0.6$  mmpcd (millones de pies cúbicos diarios),  $F_w=5.36\%$ , una  $RGA=160$  m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> y presión en la tubería de producción de 24 kg/cm<sup>2</sup>. En el mes de Abril se registró una baja producción por alta RGA; la presión en la TP el día 6 fue de 18 kg/cm<sup>2</sup>.

Los primeros días de Mayo se realizó una estimulación no ácida y se cerró el pozo por 12 horas y cuando se abrió aportó productos de estimulación con un poco de aceite, la presión se abatió hasta 11 kg/ cm<sup>2</sup>.

El pozo se cerró por baja recuperación a mediados del mismo mes. La producción acumulada es de  $N_p=56,138$  bls,  $G_p=76,300$  mmpc y  $W_p=3,476$  bls.

#### **4.2.4 DATOS DEL POZO.**

Los datos que se tienen del pozo Jun 1 son aspectos generales, resumidos en las siguientes Tablas 6 y 7, y el estado mecánico (Fig. 25).

<b>POZO:</b>	<b>JUN 1</b>		
<b>TIPO DE OPERACIÓN:</b>	<b>MINIFRAC</b>		
<b>TIPO DE POZO:</b>	<b>PRODUCTOR DE ACEITE</b>		
<b>DATOS DE FORMACIÓN</b>			<b>Observaciones</b>
<b>Formación:</b>	Encanto-18		
<b>Espesor bruto:</b>	70	mv	
<b>Espesor neto:</b>	23	mv	
<b>Porosidad:</b>	22	%	
<b>Permeabilidad:</b>	50	mD	
<b>Saturación de agua:</b>	14	%	
<b>Corte de agua:</b>	/		
<b>Contacto agua-aceite:</b>	/		
<b>DATOS DEL YACIMIENTO</b>			<b>Observaciones</b>
<b>Presión de fondo estática:</b>	255.43	kg/cm <sup>2</sup>	<b>Estimada de yacimiento</b>
<b>Presión de fondo fluyendo:</b>	93.5 @2690 md	kg/cm <sup>2</sup>	<b>RPF</b>
<b>Factor de daño:</b>	/		
<b>Gradiente de fractura:</b>	/	psi/pe	
<b>DATOS DEL POZO</b>			<b>Observaciones</b>
<b>Diámetro promedio del aparejo de producción:</b>	2 7/8	pg	<b>Estado mecánico</b>
<b>Peso nominal del aparejo de producción:</b>	6 ½	lb/pie	
<b>Grado del aparejo de producción:</b>	N-80		<b>Estado mecánico Hidráulico</b>
<b>Profundidad promedio del empacador:</b>	2572.48	md	
<b>Presión diferencial del empacador:</b>	8000	psi	
<b>Temperatura de fondo:</b>	74.05 @2690md	oC	<b>Temperatura esperada</b>
<b>Intervalos disparados:</b>	2705-2775	md	
<b>Intervalos disparados:</b>	2404-2474	mv	
<b>Diámetro del disparo:</b>	0.2	pg	
<b>Tipo de pistolas:</b>	PJOHMX		



		Fase 72°	
Densidad de disparos:	17	c/m	
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>			<b>Observaciones</b>
Gasto de aceite:	440	BPD	<b>Esperado</b>
Presión en la cabeza:	/	kg/cm <sup>2</sup>	
Relación Gas-Aceite:	/	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	
Gravedad específica del aceite:	/	°API	
Densidad relativa del aceite	/	gr/cc	
Presencia de H <sub>2</sub> S o CO <sub>2</sub>	<b>No</b>		<b>0.18% Mol CO<sub>2</sub></b>

Tabla 6.- Datos generales del yacimiento y del pozo.

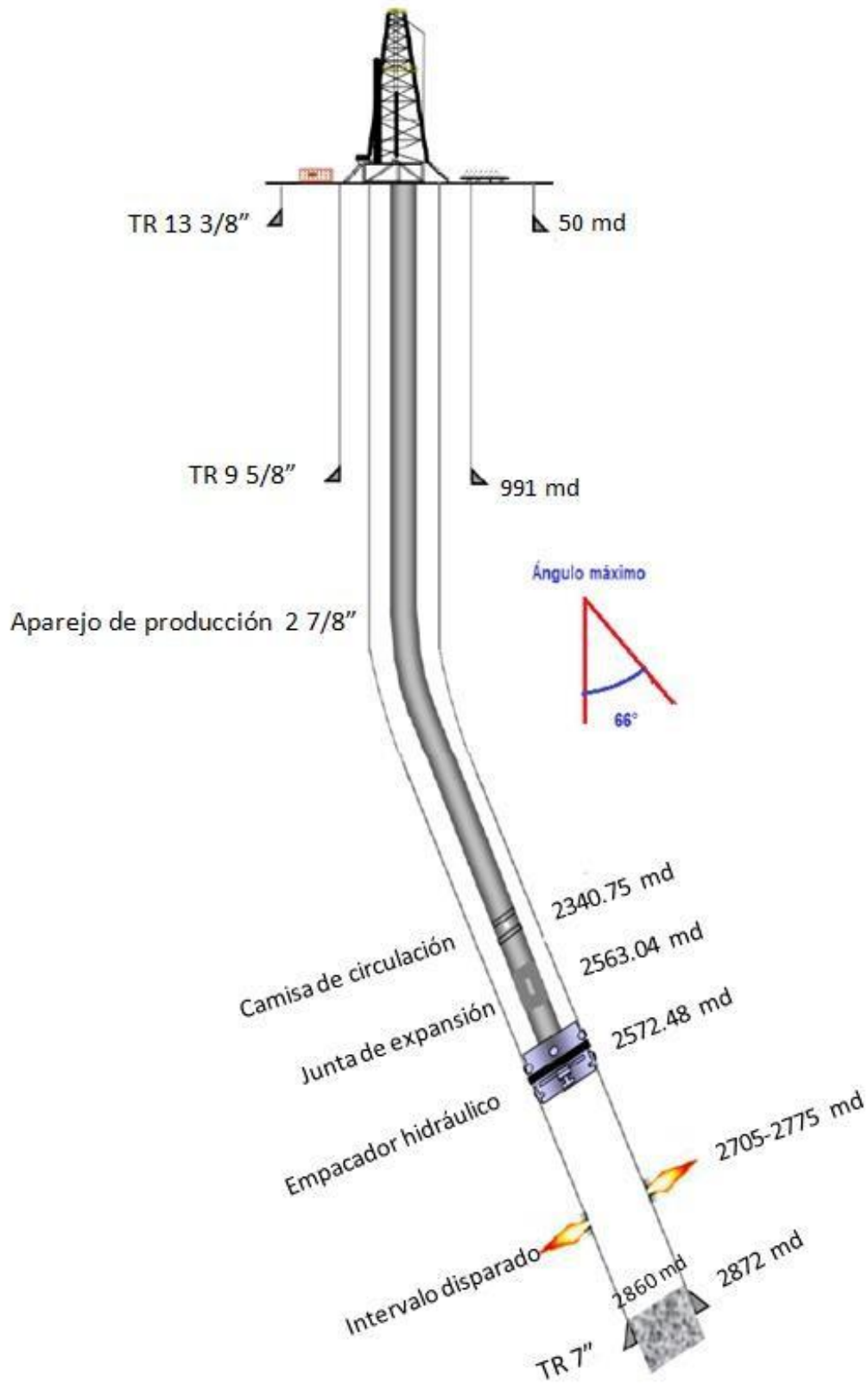


Figura 25.- Estado mecánico del pozo Jun 1.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD [m.v.b.m.r.]
Plio-Pleistoceno	Aflora
Plioceno inferior	1151.8
Plioceno superior	2067.8
Profundidad total real	2493.4

DISTRIBUCIÓN DE TR's				
Etapa	Diámetro [pg]	Grado	[lb/pie]	Intervalo [md]
1	9 5/8	J-55	36	0-991
2	7	N-80	26	0-2695
	7	N-80	29	2695-2872

APAREJO DE PRODUCCIÓN		
Descripción	Longitud [m]	De - a [md]
Asiento de canica expulsable	0.14	2585.22 - 2585.04
Empacador hidráulico	3.2	2575.68 - 2572.48
Junta de expansion	5.64	2563.04 - 2557.40
Camisa de circulación	0.94	2341.69 - 2340.75
Bola colgadora	0.3	5.05 - 5.05

DATOS COMPLEMENTARIOS
Capacidad del pozo al tope del primer disparo (2705m): 10.14 m <sup>3</sup>
Presión máxima permisible del árbol de producción: 5,000 psi

Tabla 7.- Datos adicionales del estado mecánico del pozo.

### 4.3 EJECUCIÓN DEL MINIFRAC.

#### 4.3.1 ALCANCE DE LA PRUEBA DE INYECCIÓN (MINIFRAC).

Una vez desplazada la prueba de Minifrac se analiza la declinación de presión con el propósito de identificar principalmente: presión y tiempo de cierre, gradiente de fractura, eficiencia del fluido, presión de cierre instantáneo y presión por fricción en los disparos y debido a tortuosidad.

En una estimulación de fracturamiento hidráulico como en cualquier proceso, existen riesgos que en este caso se pueden deber a distintas causas, por ejemplo: fuga excesiva de los fluidos de tratamiento hacia la formación, cambio en las propiedades del fluido causadas por contaminantes y eventos no planeados durante la ejecución del trabajo.

#### 4.3.2 REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO.

El equipo requerido para la operación se muestra en la Tabla 8 y en la Figura 26.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Unidad de bombeo	4
Pipa de transporte de fluido	2
Sistema de adquisición de Datos	1
Flow meter líquido-gas	2
Radios	3
Transductor de presión	3

*Tabla 8.- Requerimientos de equipo.*

Junto con la instalación del equipo necesario se instaló protector de medio árbol de 15,000 psi.

Es requisito que todo el personal que intervenga en la operación cuente con el equipo de protección individual adecuado que consta de: guantes, botas, lentes de protección, overol, casco y protectores auditivos. El personal a cargo del manejo de los fluidos de tratamiento, debe contar además con mascarillas de seguridad.



*Figura 26.- Equipo necesario para un Minifrac.*

Las siguientes fotografías se tomaron en el pozo Jun 1 una vez concluida la instalación del equipo necesario para la prueba Minifrac (Figura 27), donde se observa el cabezal del pozo y las líneas por las que se bombeará el tratamiento, los cables amarillos corresponden a los sensores que van del pozo y las líneas hasta la cabina de control y adquisición de datos. Se aprecia que la zona está acordonada pues no se permite el ingreso al área de trabajo a ninguna persona ajena a los encargados del tratamiento. También se pueden ver los pozos vecinos y las unidades de bombeo con las que se le proporciona la presión necesaria a los fluidos a inyectar.



*Figura 27.- Unidades de bombeo, pozos vecinos y pozo Jun 1 con equipo para prueba de Minifrac.*

#### **4.3.3 FLUIDO DE FRACTURA.**

El fluido de fractura diseñado para este caso fue un gel base agua constituido por una celulosa derivada de dos polisacáridos y reticulado con zirconato.

Se usaron en total ocho aditivos, con las siguientes funciones: bactericida, inhibidor de arcillas, surfactante, buffer (regulador de pH), reticulante, agente gelificante y dos tipos de rompedores.

Para la prueba se recomendó el uso de 50 m<sup>3</sup> de gel de fractura activado (Figura 28).



Figura 28.- Gel de fractura activado con el que se realizó la prueba de Minifrac en el pozo Jun 1.

#### 4.3.4 PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN.

Para calcular la presión máxima de operación en el fondo se toma en cuenta el 80% de la resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento (Tabla 9), con la que se termina el pozo en la zona de interés, y la presión de yacimiento.

Diámetro exterior [pg]	Grado	Peso [lb/pie]	Diámetro interior [pg]	Drift [pg]	Resistencia presión interna [psi]	Resistencia colapso [psi]	Resistencia tensión [lb]	Distribución [m.d.b.m.r.]
9 5/8	J-55	36	8.921	8.765	3520	2020	564,000	0-991
7	N-80	26	6.276	6.151	7240	5410	604,000	0-2694.96
	N-80	29	6.184	6.059	8160	7030	676,000	2694.96-2872

Tabla 9.- Características de la tubería de revestimiento.

Por lo tanto, la presión máxima de trabajo en el fondo (máxima BHTP) es:

$$BHTP_{max} = 0.8 \times R_{PI} + P_y \quad \text{Ec.1}$$

$$0.8 \times 8160 \text{ psi} + 3633 \text{ psi} = 10,161 \text{ psi} \quad \text{Ec.2}$$

La presión máxima en superficie se calcula de tres maneras distintas: En función de la presión máxima de fondo, la presión hidrostática y la presión de fricción (Ec. 3); tomando en cuenta la resistencia de la tubería de producción y en función de la resistencia del árbol de producción.

La primera manera de calcularse es a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{W_{max}} = BHTP_{max} - PH + P_{fricc.} \quad \text{Ec.3}$$

La presión hidrostática (PH) se calcula al nivel medio de los disparos (2740 m)

$$PH = \frac{\rho * D}{10} \quad \text{Ec.4}$$

$$PH = \frac{1.676 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] * 2740 [m]}{10} = 459.224 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] \quad \text{Ec.5}$$

De tal manera que al nivel medio de los disparos la presión hidrostática es de 6530 psi.

La presión de fricción en tubería se calcula para diferentes gastos y como el gasto mayor programado para esta prueba Minifrac es de 22 bpm es la presión que se tomó en cuenta para el cálculo de la presión máxima de operación en superficie (Figura 29). También se consideran las propiedades del fluido de fractura que para este caso, es un gel activado inyectado por la tubería de producción del pozo de 2 7/8" y tiene un diámetro interior de 2.441" (Tabla 10).



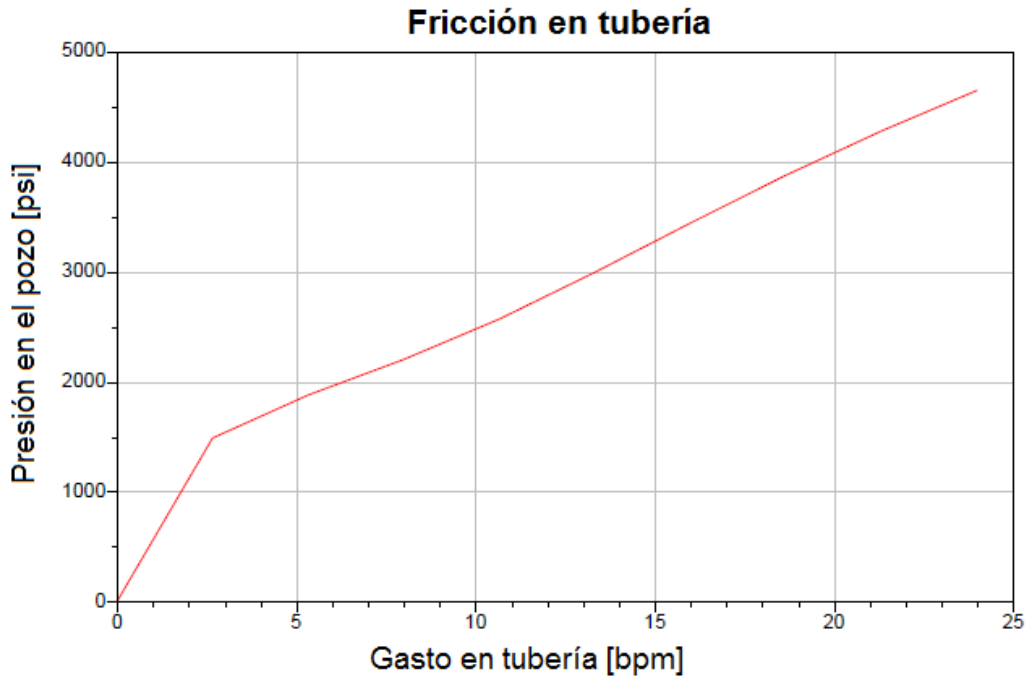


Figura 29.- Presión de fricción en la tubería de producción durante el bombeo del gel activado.

Entonces la máxima presión en superficie calculada en función de la máxima presión de trabajo, presión hidrostática y de la presión de fricción es:

$$P_{w_{max}} = 10161 \text{ psi} - 6530 \text{ psi} + 4374 \text{ psi} = 8003 \text{ psi} \quad \text{Ec.6}$$

La otra manera de calcular la presión máxima en superficie es tomando como referencia la resistencia de la TP (Tabla 10).

Díámetro exterior [pg]	Grado	Peso [lb/pe]	Díámetro interior [pg]	Drift [pg]	Resistencia a presión interna [psi]	Resistencia a colapso [psi]	Resistencia a tensión [lb]
2 7/8	N-80	6.5	2.441	2.347	10,570	11,170	145,000

Tabla 10.- Características de la tubería de producción.

Si se considera el 80% de su resistencia al estallido o a la presión interna que es de 10,570 psi, se determina que la presión máxima en superficie es de 8,456 psi  $\approx$  8,400 psi, calculada a partir de las características de la tubería de producción.

#### 4.3.5 PROCEDIMIENTO DEL TRABAJO Y CÉDULA DE BOMBEO PROGRAMADA.

Una vez que se autoriza la obtención del Minifrac y se ubica el equipo, la compañía responsable de la ejecución lleva a cabo el siguiente plan de trabajo:

1. Realizar una reunión de seguridad y operacional previa en la que se den a conocer los detalles y los riesgos. Posteriormente conectar las líneas de bombeo de superficie a la tubería de producción y una línea de respaldo de alta presión a la de revestimiento. Todo esto con el pozo cerrado.
2. Llevar a cabo una prueba de hermeticidad para verificar que el espacio anular esté aislado, para lo cual se conecta una unidad de alta presión a la TR y se bombea agua dulce hasta 2,000 psi, manteniéndose durante 10 minutos. En caso de que la prueba no sea exitosa no se continua con la operación del Minifrac.
3. Conectar la unidad de control y el monitoreo de la prueba del Minifrac.
4. Circular las bombas para verificar su funcionamiento.
5. Probar el corte de seguridad de cada una de las unidades de alta presión.
6. Probar las líneas de superficie con una presión de 8,000 psi durante 5 minutos. En caso de un mal funcionamiento, desfogar la presión y retomar desde el punto 3.
7. Probar línea de alta presión del espacio anular con 2,500 psi durante 5 minutos.
8. Verificar la disponibilidad de agua y aditivos para la preparación del fluido de fractura.
9. Realizar una reunión de seguridad con todo el personal presente, especificando las actividades que debe seguir cada uno siguiendo el programa de la prueba.
10. Iniciar el Minifrac de acuerdo a la cédula de bombeo.
11. Al concluir la operación esperar la declinación de la presión y evaluar en forma pertinente los parámetros.

Cédula de bombeo programada:

Se programó una prueba Minifrac escalonada en 4 etapas de gasto de inyección creciente y los tres restantes de decremento. Sólo se inyectó gel lineal activado sin apuntalante y la cédula de bombeo que se planeo en la operación (Tabla 11):

ETAPA	GASTO [BPM]	VOLUMEN [GAL]	VOLUMEN ACUMULADO [GAL]
1. Minifrac SRT	6	2,000	2,000
2. Minifrac SRT	12	2,000	4,000
3. Minifrac SRT	18	2,000	6,000

4. Minifrac SRT	22	4,000	10,000
5. Minifrac SDT	18	500	10,500
6. Minifrac SDT	12	200	10,700
7. Minifrac SDT	6	100	10,800
8. Parada	0	0	10,800

Tabla 11.- Cédula de bombeo programada con 7 escalones, los primeros cuatro pertenecen a la parte de Step Rate Test (SRT) y los siguientes tres a la Step Down Test (SDT).

#### 4.3.6 EFECTUAR LA CÉDULA DE BOMBEO.

Al inicio de la operación el pozo se encontraba cerrado. Durante la inyección del fluido de tratamiento se ajustaron los gastos de bombeo de acuerdo a la Tabla 12:

ETAPA	GASTO [BPM]	VOLUMEN [m <sup>3</sup> ]	VOLUMEN ACUMULADO [m <sup>3</sup> ]
1. Minifrac SRT	6	6	6
2. Minifrac SRT	9	6	12
3. Minifrac SRT	12	3	15
4. Minifrac SRT	18	1	16
5. Minifrac SRT	22	11	27
6. Minifrac SDT	17	2	29
7. Minifrac SDT	12	0.5	29.5
8. MinifracSDT	6	0.5	30

Tabla 12.- Gastos inyectados para la prueba Minifrac.

En total se bombearon 30 m<sup>3</sup> del gel activado de los 50 m<sup>3</sup> que había disponibles. La capacidad del pozo al tope del primer disparo (2705 md) es de 10.14 m<sup>3</sup> (Tabla 13), lo que significa que se inyectó tres veces la capacidad del pozo.

#### 4.3.7 GRÁFICA DE OPERACIÓN.

El tratamiento con una duración de 30 minutos, sin considerar la etapa anterior de prueba de presión en las líneas superficiales (Figura 30), que duró 30 min. Esta prueba, denominada prueba de hermeticidad, se realiza con el fin de cerciorarse de que no exista comunicación de TP a TR o viceversa, ya que si existe, la prueba de Minifrac no puede llevarse a cabo.

Para la tubería de revestimiento, la prueba de alta presión se hizo hasta 4,000 psi (al tiempo b en la Figura 30) y durante la ejecución la presión máxima registrada fue de 2,649 psi (tiempo d en la Figura 31). Por su parte, la tubería de producción, por la cual se inyectó el gel activado, fue probada hasta 9,500 psi (tiempo a en la Figura 30) y durante el tratamiento la presión máxima fue de 6,467 psi (punto d en la Figura 31).

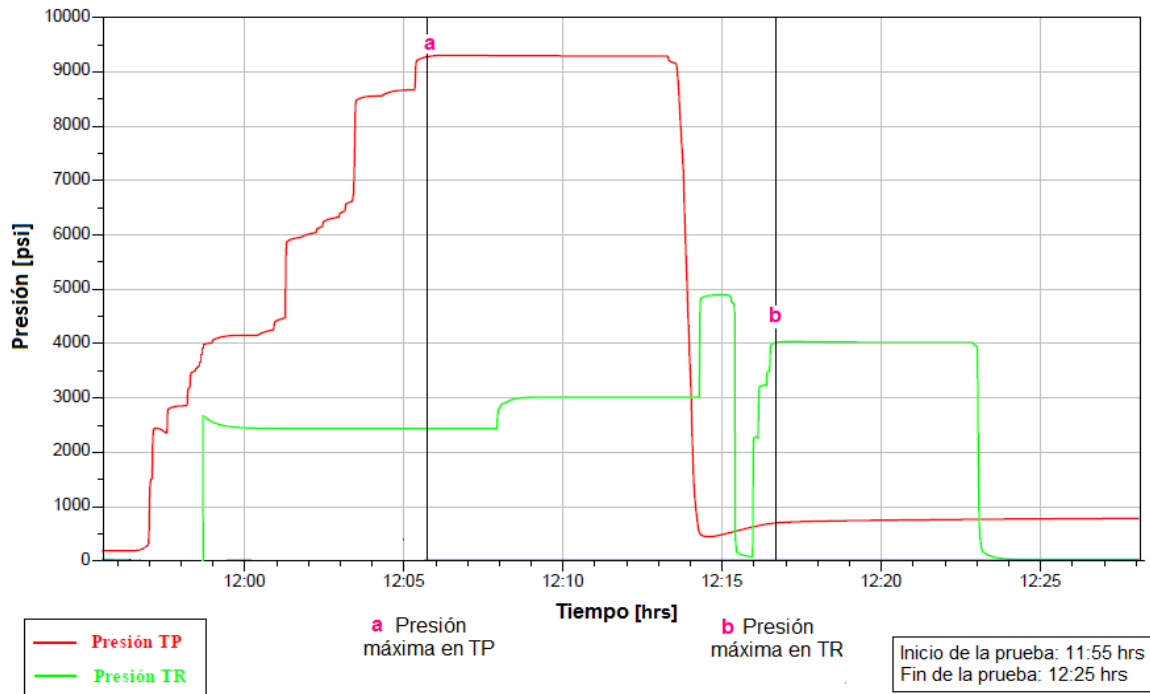


Figura 30.- Gráfica de bombeo registrada durante la ejecución del tratamiento Minifrac.

En la gráfica de bombeo registrada en tiempo real (Figura 31), se aprecian los escalones de la inyección (línea azul), siendo de mayor duración los escalones durante la prueba Step Rate y de menor duración en la de Step Down.

La curva roja es la gráfica de la presión en la TP a condiciones de fondo. En ella se observan incrementos de presión que coinciden con la inyección de los escalones. Sin embargo, cuando se alcanzó la inyección del gasto máximo, 22 bpm, se ve una tendencia ascendente de la presión sin observarse una ruptura clara de la formación, esto se identifica con un decremento de la presión durante la inyección de este gasto máximo, respuesta que no se observa. En el diseño del Minifrac (no presentado), se esperaba que la ruptura se presente al alcanzar el gasto máximo planificado para la prueba y como no se observó la fractura, se decidió no seguir incrementando el gasto de inyección y se procedió a la prueba de decremento en escalones (SDT por sus siglas en inglés). El decremento súbito de presión se presenta debido a la disminución del gasto de inyección que se cambió de 22 bpm a 17 bpm.

Esta prueba de incremento escalonada también permite determinar la presión de extensión de la fractura, pero no se tiene la certeza de haber roto la formación, por lo cual no es posible determinar este parámetro.

La prueba de Step Down se hace posteriormente al alcanzar la máxima tasa de bombeo programada. Los escalones disminuyen rápidamente con el fin de evitar que cambie la

geometría de la fractura que pudo haberse creado. Esta sección del bombeo sirve para evaluar si existe buena entrada del fluido en la cara de la fractura o si existe alguna restricción.

La presión de cierre instantánea (ISIP) se estima posterior al último gasto de inyección de la prueba SDT que fue de 6 bpm y cuando empieza la declinación de la presión (tiempo e de la Figura 29), es decir, se determina con la respuesta de la presión luego de que el caudal se lleva a cero. La presión se abate rápidamente, en cuestión de un par de minutos, desde este último gasto inyectado hasta un valor de aproximadamente 20 psi.

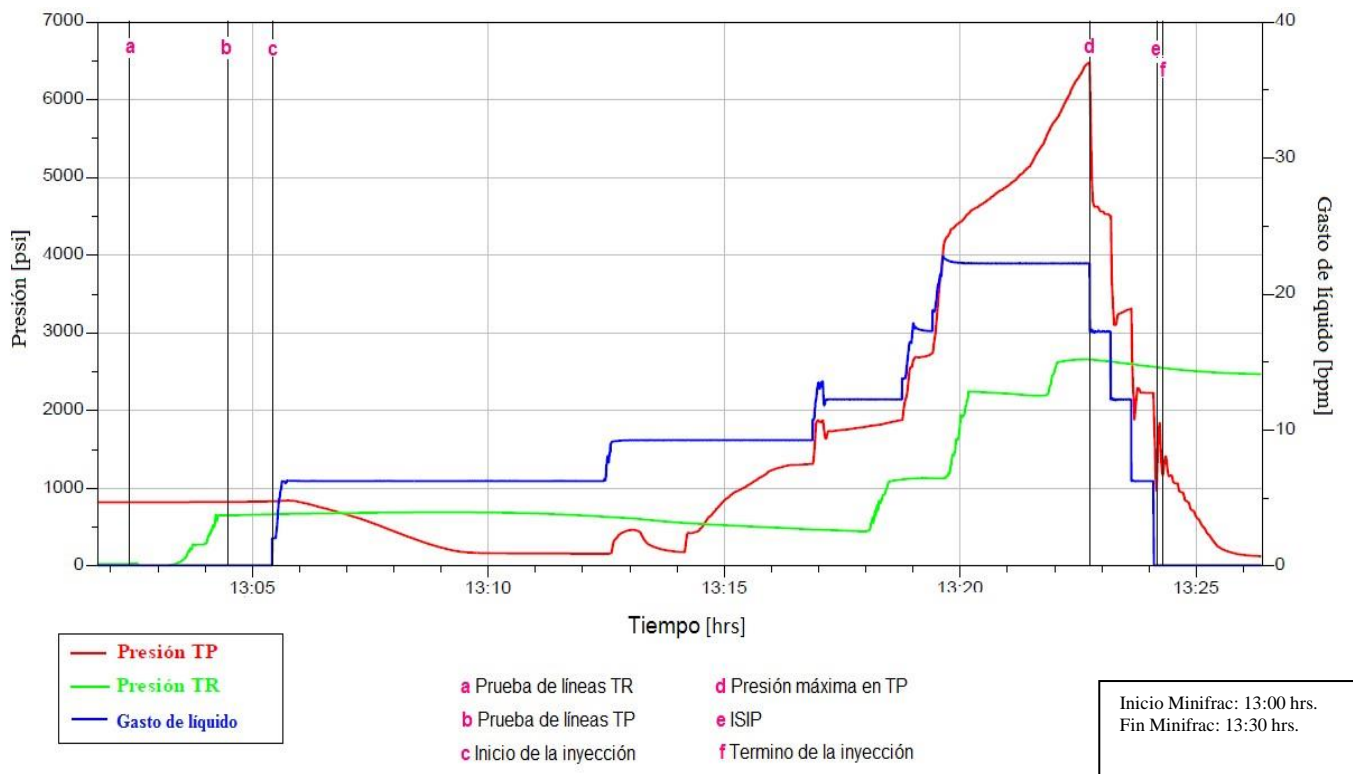


Figura 31.- Gráfica de bombeo registrada durante la ejecución del tratamiento Minifrac.

#### 4.4 ANÁLISIS DE LA PRUEBA.

Es necesario hacer uso de algunas gráficas especializadas que permiten el análisis de los datos recabados durante la prueba de Minifrac. En este caso se realizaron las gráficas de la función G (Figura 32), la de la raíz cuadrada (Figura 33) y la log-log (Figura 34).

##### 4.4.1 FUNCIÓN G.

La gráfica de la función G, elaborada con los datos de declinación de la presión, se utilizó principalmente para determinar la presión de cierre de la fractura (en caso de haberse fracturado); también permitió saber el tipo de pérdida de fluido que tiene la formación. Se

considera el uso de esta gráfica como una herramienta adecuada en yacimientos de alta permeabilidad, donde la declinación de la presión es rápida y difícil de observar.

Esta gráfica tiene cuatro curvas (Figura 32), de las cuales la de mayor utilidad es la de la función  $G \frac{dP}{dG}$  conocida como la superposición de la función  $G$  que se obtiene del producto de la función  $G$  con su derivada, ya que es la que permite identificar el cierre. Sobre esta curva se traza una línea recta prolongada hasta el origen, cuando la curva se desvía de esta línea recta, se identifica la presión de cierre (marcada como "1" en la figura). Al proyectar este punto de cierre verticalmente, las curvas de presión de fondo y presión suavizada, roja y verde respectivamente, permiten identificar la presión de fondo que se tiene al momento de cierre de la fractura (punto 2), la cual es de 3,781 psi y 3,808 psi para la presión suavizada.

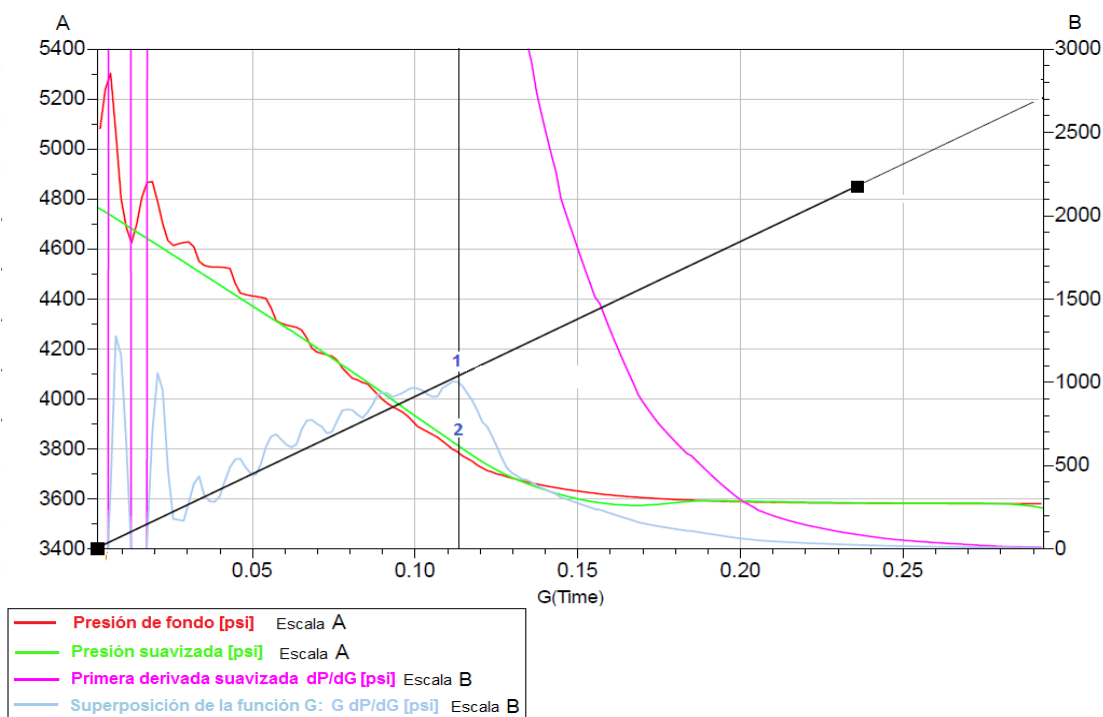


Figura 32.- Gráfica de la función  $G$  a fin de identificar el momento de cierre de la fractura (punto 1). Valor de la presión al momento de cierre de la fractura (punto 2).

El tipo de pérdida de fluido se asume es de tipo normal ya que la tendencia de la curva  $G$ ,  $dP/dG$  se ajusta a una línea recta, sin presentar una tendencia cóncava o convexa evidente antes del punto de cierre.

Para calcular la eficiencia del fluido con los datos de la función  $G$  se utiliza la ecuación 5 y el valor de esta función al tiempo de cierre ( $G_c = 0.113$ ), considerando que el factor de corrección por la pérdida instantánea de filtrado es  $k = 0.85$ .

$$\eta_f = \frac{0.113}{2(0.85) + 0.113} = 0.062 \quad \text{Ec.6}$$

Por lo que la eficiencia del fluido en porcentaje es 6.2%.

#### 4.4.2 RAÍZ CUADRADA DEL TIEMPO.

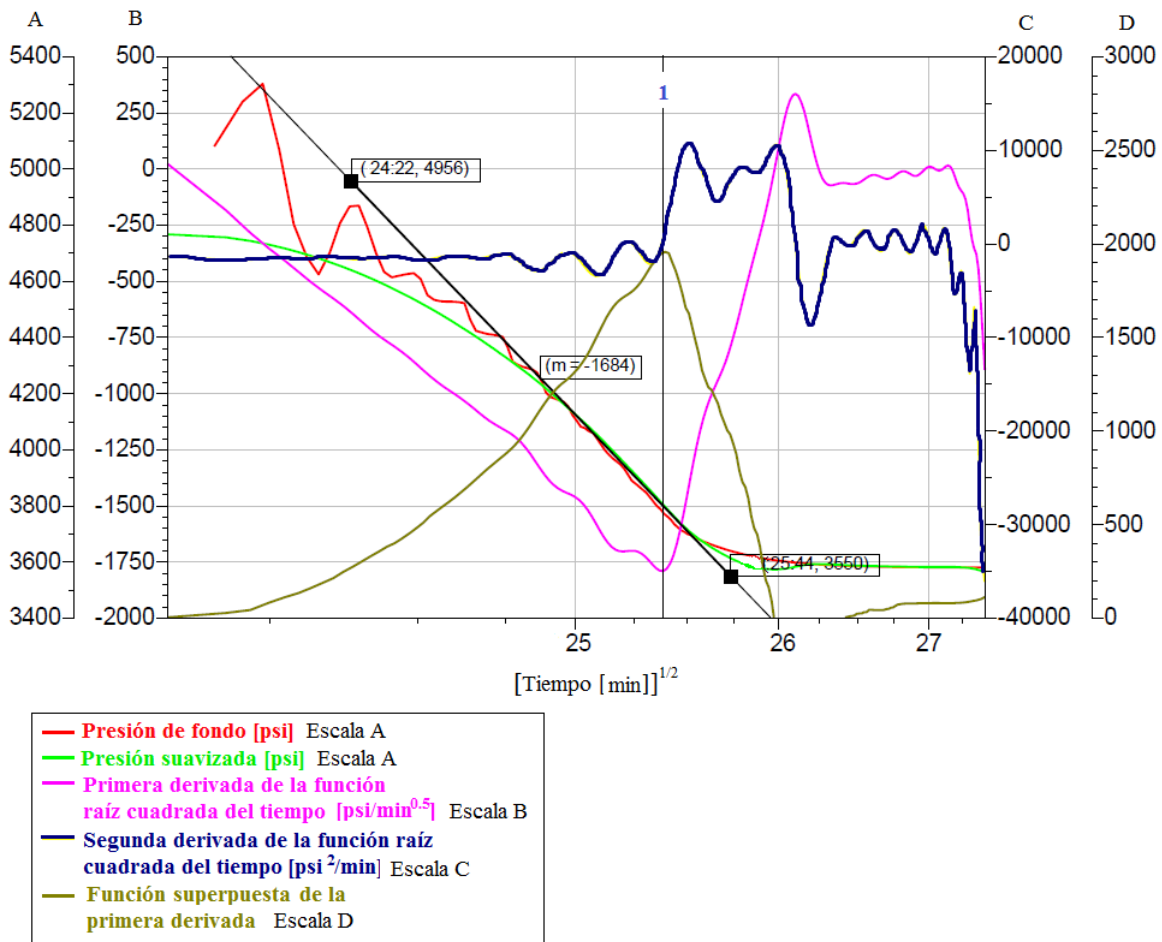


Figura 33.- Gráfica de presión en función de la raíz cuadrada del tiempo para verificar la presión de cierre.

La siguiente gráfica con la que se analizó el tratamiento es la elaborada con la presión registrada contra la raíz cuadrada del tiempo. Este método gráfico permite confirmar la presión de cierre estimada anteriormente. Los valores de presión que se toman en cuenta corresponden a los registrados durante el tiempo posterior a la interrupción del bombeo (Figura 33).

Las curvas más relevantes son la de la primera derivada de la presión respecto a la raíz cuadrada del tiempo ( $dP/dx$ , donde  $x=t^{0.5}$ ) y la de los valores de la función superpuesta de la raíz cuadrada con su primera derivada, curvas moradas y verdes, respectivamente.

La relación exponencial entre el cambio de presión y el tiempo durante el flujo lineal por efecto de una fractura genera una línea recta. Se asume que la fractura se cierra cuando la

curva de presión (línea verde en la Figura 33) se desvía de la línea recta, momento en que el régimen de flujo en la cercanía del pozo cambia de lineal a ser pseudo radial; sin embargo, es difícil identificar dicho cambio de pendiente en esta curva.

Para facilitar el análisis se gráfica la derivada de la presión respecto a la raíz cuadrada del tiempo (línea morada) y la presión de cierre se identifica como un mínimo en la curva. Para rectificarlo se gráfica en conjunto la función superpuesta de la derivada (línea verde), el punto de inflexión denota el cierre. El punto 1, que indica la presión de cierre, proyectado verticalmente permite leer el valor de la presión de fondo que corresponde al momento de cierre, que equivale a 3,774 psi transcurridos 25:22 minutos de la prueba. Este valor de presión se asemeja al determinado usando la gráfica de la función G, lo que verifica su similitud.

Junto con la elaboración de la gráfica de presión y la raíz cuadrada del tiempo se calculó la eficiencia del fluido fracturante determinando un valor de 6.07% (con el uso de un software).

#### **4.4.3 LOG-LOG.**

El análisis con la gráfica logarítmica de la diferencial de presión vs tiempo (log-log) es útil para identificar el régimen de flujo antes y después del cierre de la fractura, ya que no tiene un punto claro identificable para la presión de cierre, por lo cual solo se usa como herramienta de verificación de este último parámetro y no de determinación. En la Figura 34, que tiene las curvas de la diferencial de presión de fondo junto con su curva suavizada (línea roja y verde), la de la primera derivada de la presión con respecto al tiempo (morada) y la de la función  $DT \cdot d(DP/DT)$  en color azul, parecida a la de la presión disminuida.

Sobre estas curvas se trazan varias tangentes a fin de identificar el régimen de flujo antes y después del cierre. El cierre se identifica cuando se manifiesta un cambio de pendiente de positiva a negativa en la gráfica de declinación de la presión que se interpreta como un cambio de conductividad infinita (alcanzada con la apertura de una fractura) a finita, se produce este cambio al transcurrir 1:21 min después de finalizar con el bombeo a una presión de 3758 psi.

Antes del cierre se tiene una tangente en la curva de diferencial de presión con pendiente de  $\frac{1}{2}$  característica de flujo lineal en la cercanía del pozo que se puede deber al flujo a lo largo de la fractura, en caso de crearse. Inmediatamente después del cierre se traza otra tangente para que en función de su pendiente, se identifique el régimen de flujo que en este caso es de -2, propia de un régimen de flujo radial después del cierre.

De igual manera para el caso del análisis en función de la raíz cuadrada del tiempo, se determinó la eficiencia del fluido que en este caso es de 6.17%.



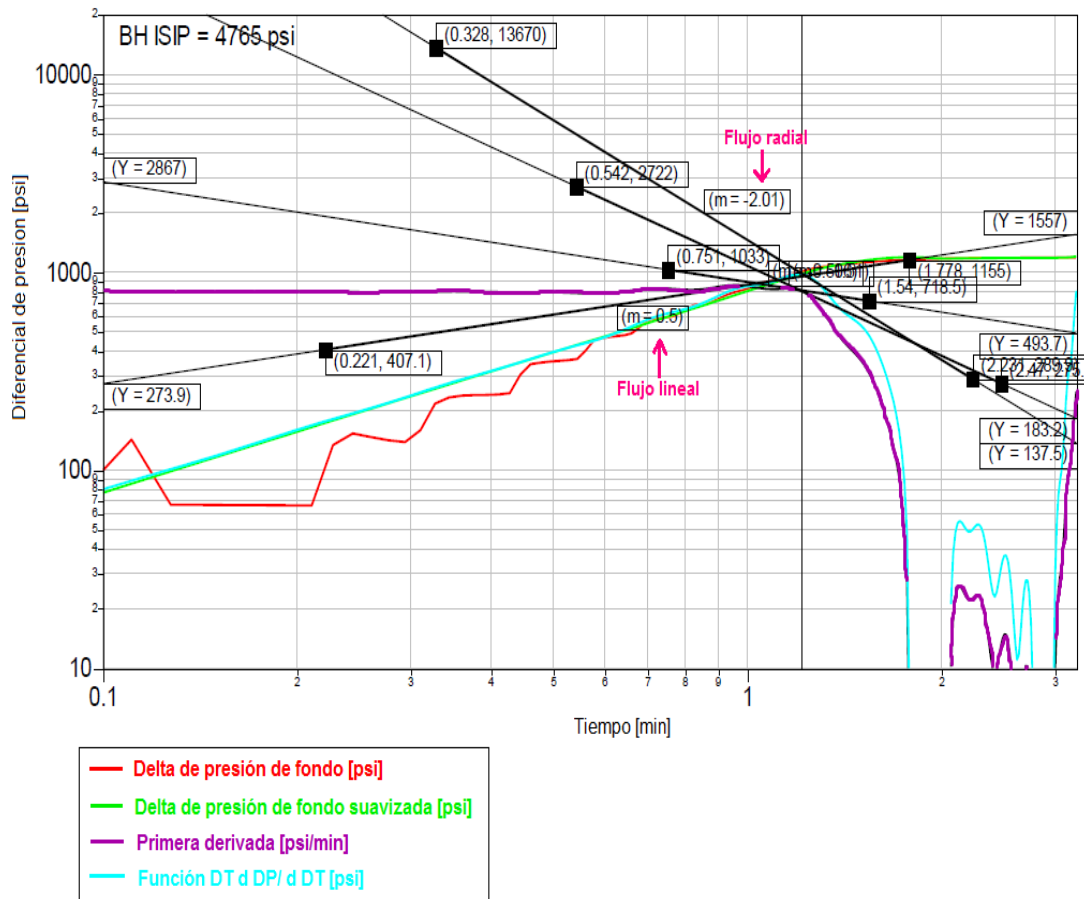


Figura 34.- Gráfica logarítmica de la diferencial de presión contra tiempo para identificar los regímenes de flujo.

#### 4.4.4 MÉTODO GRÁFICO $\eta_f$ .

Otra manera de calcular la eficiencia del fluido fracturante en un fracturamiento en el que no se ha colocado apuntalante puede ser aproximado en términos del tiempo de cierre adimensional ( $t_{cD}$ ) al usar un método gráfico (Figura 35). Primero se calcula  $t_{cD}$  con la ecuación:

$$t_{cD} = \frac{t_c}{t_i} \quad \text{Ec.7}$$

Donde  $t_c$  es el tiempo de cierre transcurrido después de que se suspendió el bombeo y  $t_i$  es el tiempo de inyección o de bombeo total.

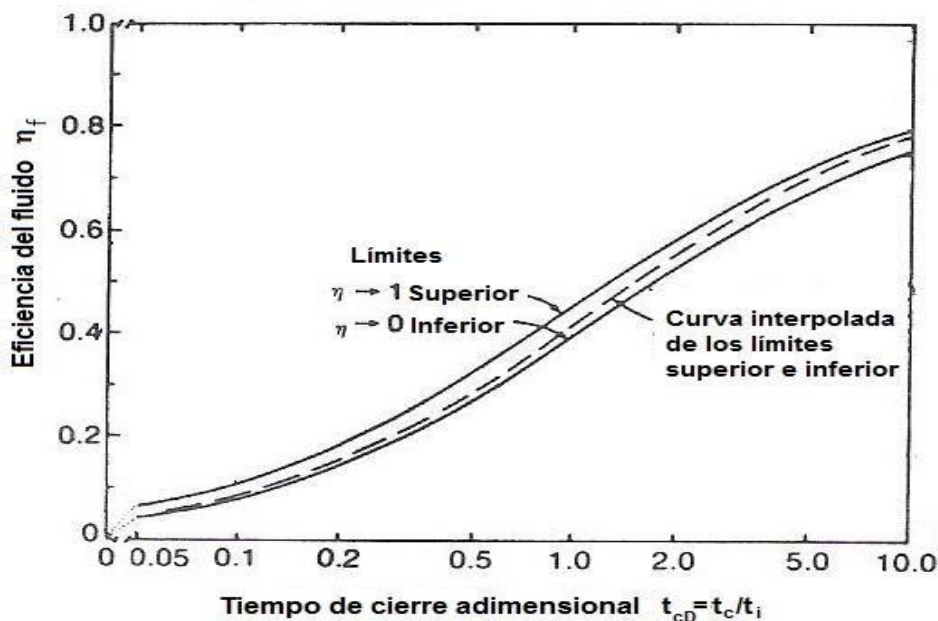


Figura 35.- Método gráfico para aproximar la eficiencia del fluido fracturante en función del tiempo de cierre adimensional. (Adaptada de Gidley 30, 1989).

Este valor se identifica en el eje horizontal de la Figura 35, se proyecta en forma horizontal hasta que se interseque con la curva de la eficiencia y en el eje vertical se lee el valor de la eficiencia del fluido fracturante ( $\eta_f$ ).

Del análisis del Minifrac con la gráfica log-log (Figura 36) se determinó que el tiempo de cierre fue de 1:21 min y el tiempo de bombeo de la prueba fue de 18:40 min (Figura 31), por lo que el tiempo de cierre adimensional es:

$$t_{cD} = \frac{1:21 [min]}{18:40 [min]} = 0.0657 \quad \text{Ec.8}$$

La gráfica de eficiencia de fluido se compone de tres curvas (Figura 33). Las líneas continuas indican los límites dentro de los cuales se encuentra el rango de los valores de la eficiencia que van de 0 a 1 (es decir, cuando  $\eta_f \rightarrow 0$  y cuando  $\eta_f \rightarrow 1$ ). Estos dos límites se encuentran próximos y no tienen una variación mayor al  $\pm 10\%$ , por lo que se considera un valor correcto el que se indica por la curva central (línea punteada).

Para el valor de  $t_{cD}=0.0657$  se observa un valor de eficiencia de fluido fracturante equivalente a 0.06, que es del 6% (Figura 36).

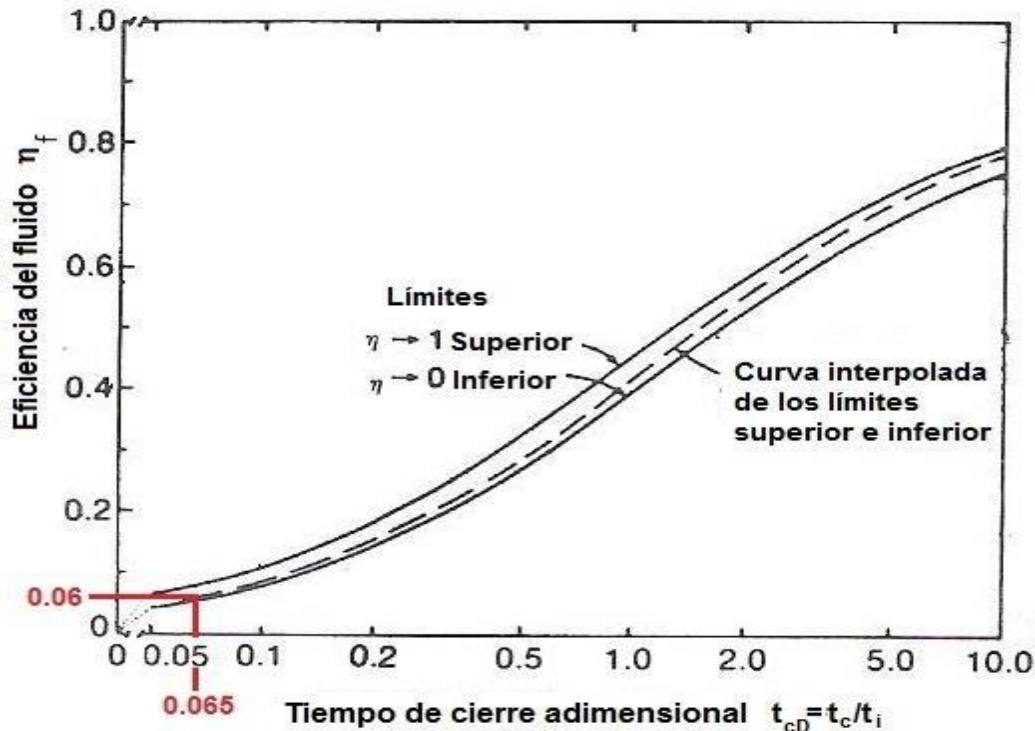


Figura 36.- Eficiencia del fluido fracturante determinado gráficamente. (Adaptada de Gidley 30, 1989).

Este valor indica que el tipo de fluido seleccionado, con sus respectivos aditivos, se perdió rápidamente en la formación y no fue el adecuado para favorecer la creación y propagación de la fractura

#### 4.4.5 TABLAS DE RESULTADOS.

A continuación se presentan los valores de presión de cierre y de eficiencia del fluido de fractura obtenidos a partir del análisis presentado junto con las gráficas anteriores (Tabla 13).

GRÁFICA	P <sub>c</sub> [psi]	η <sub>f</sub> [%]
Función G	3781	6.2
Raíz cuadrada del tiempo	3774	6.07
Log-Log	3758	6.17
Método gráfico η <sub>f</sub>	X	6

Tabla 13.- Presiones de cierre y porcentajes de eficiencia del fluido fracturante.

La Tabla 14, contiene un resumen de la información que se tiene de la prueba Minifrac que se realizó en el pozo Jun 1.

<b>POZO:</b>	<b>JUN 1</b>
<b>TIPO DE OPERACIÓN:</b>	<b>MINIFRAC</b>
<b>TIPO DEPOZO:</b>	<b>PRODUCTOR DEACEITE</b>
Inicio de la operación	13:00 hrs
Fin de la operación	13:30 hrs
Tiempo de bombeo	24:05 min
Fluido total inyectado	30 m <sup>3</sup>
Gasto máximo	22 bpm
Presión de inyección máxima	6467 psi
Presión hidrostática ISIP	3467 psi @2440 mv 4765 psi @ condiciones de fondo
Gradiente de presión	0.6 psi/pie
Presión de cierre	3771 psi
Tiempo de cierre	1.21 min
η <sub>f</sub>	6.11 %
Tipo de pérdida de fluido	Normal
Régimen de flujo	Radial solo en caso de fracturarse.

Tabla 14.- Resumen de información la prueba Minifrac.

El pozo Jun 1 se propuso para fracturarse hidráulicamente colocando apuntalante (debido a que es una formación constituida por una alternancia de areniscas) por considerarse potencialmente productor de aceite con favorables propiedades petrofísicas (Tabla 6) pero con baja presión de formación, motivo por el cual reportó baja producción antes de ser cerrado. Se llevó a cabo el Minifrac con el objetivo de recabar la información necesaria para definir la seguridad, realizar el diseño y evaluar el posible éxito del tratamiento principal. Los resultados de esta prueba de análisis previo se tomaron en cuenta en la Tabla 14 y las conclusiones a las que se llegaron, junto con las recomendaciones que se presentan a continuación.

Es necesario recabar información adicional del pozo Jun 1, particularmente al efectuar un registro de presión de fondo cerrado para estimar un valor adecuado de la presión de yacimiento. Así como tener información de los parámetros geomecánicos de la formación.

Al bombear el gasto máximo programado (22 bpm) no se identifica una ruptura clara de la formación. Fenómeno que se identifica en la gráfica de barriles bombeados y comportamiento de presión (Figura 31). Se inyectó tres veces la capacidad del pozo equivalente a 30 m<sup>3</sup>, se perdió ese volumen en la formación.

La declinación de la presión se produce muy rápidamente y, sólo en caso de fracturarse, se observa cierre en tiempos cortos (1:21 min); lo cual sugiere que el fluido de tratamiento permaneció poco tiempo en esta posible fractura, perdiéndose rápidamente en la formación.

El intervalo disparado tiene un gran espesor impregnado, de 70 md, por lo cual se recomienda reducir el intervalo expuesto al flujo. Esta disminución de la longitud abierta al flujo del fluido fracturante tiene la finalidad de concentrar la energía y garantizar la apertura de la fractura.

Se cree que en el intervalo disparado existe una zona de mayor admisión que el resto del intervalo por donde se perdió más rápidamente el fluido, evitando que la acumulación de presión fuera suficiente para favorecer la ruptura.

La eficiencia del fluido es muy baja (menor al 10%) considerando que ya era un fluido activado, por lo que se recomienda aumentar la concentración del aditivo reticulante o bien sustituirlo por otro que proporcione un aumento significativo de presión e incremente la concentración del aditivo de control de pérdida de fluido por tratarse de una formación altamente permeable.

Por las razones anteriormente expuestas se decidió no proceder a la ejecución del fracturamiento hidráulico apuntalado.

Estructuralmente el pozo Jun 1 está posicionado en una de las mejores zonas del campo y los pozos vecinos presentan una buena producción de hidrocarburos siendo sus producciones acumuladas mayores a 200,000 barriles; esto es un indicativo que el pozo

cuenta con un buen potencial para ser explotado, razón por la cual se optó por analizar alternativas.

Una posible alternativa para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico es la de aislar este intervalo ejecutando una reparación mayor; efectuar nuevamente la prueba Minifrac y analizar si es factible de realizar el fracturamiento hidráulico con las nuevas condiciones que presente el pozo en este intervalo más somero.

Se puede llevar a cabo esta estimulación con alguna de las técnicas de fracturamiento multi etapas apto para intervalos de interés de gran longitud ya que están diseñados para disminuir de manera efectiva el área expuesta al flujo de los materiales a inyectar, favoreciendo el éxito del tratamiento.

Otra alternativa para lograr fracturar la formación es incrementar el gasto de inyección, lo cual se determina por el diámetro del aparejo de 2 7/8" y por el análisis de las fricciones generadas en la tubería de producción (conducto por el cual se inyectó el tratamiento), a través de los disparos y debidas a la tortuosidad en la cercanía del pozo.

También se debe evaluar la posibilidad de la implementación de un sistema artificial de producción.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se observa de manera detenida el proceso que se lleva para el fracturamiento hidráulico, que se usa cuando un pozo a determinado tiempo baja la presión y su producción empieza a decaer para esto se elaboró un programa de elección de equipos dependiendo sus características geológicas, petrofísicas y con su plan de perforación y terminación del pozo a trabajar, usando estas características.

Se recomienda elegir el método de fracturamiento minifrac para adquirir datos relevantes del diseño para después proceder con el fracturamiento hidráulico, pero para esto la elección del aditivo debe de ser de manera relevante ya que se debe de considerar el ph y la temperatura entre otras. El éxito del fluido fracturante depende de sus características de elección para crear la fractura a un menor costo y sin que tenga un gran impacto hacia el ambiente.

Es de fundamental importancia tener bien caracterizado el yacimiento para poder aplicar la mejor ingeniería posible y no requerir de gastos innecesarios, y tener producciones que ni siquiera podrían cubrir los costos de la operación.

La estimulación de un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal es muy parecida de un pozo vertical, los fluidos y agentes sustentantes empleados en pozos horizontales no difieren de los utilizados convencionalmente, sin embargo de la gran distancia horizontal que viajan, se deben emplear fluidos con gran capacidad de suspensión y acarreo.

Una prueba de minifrac realizada en el pozo que se desea fracturar permite generar un diagnóstico de las condiciones de éste. La información específica que puede obtenerse de la ejecución y análisis de la prueba minifrac es: presión de cierre, presión de cierre instantánea, temperatura, presión neta, caída de presión por fricción, presión de fondo, coeficiente de pérdida, eficiencia del fluido fracturante, permeabilidad y presión del yacimiento, también se puede tener información de la posible geometría de la fractura y de parámetros elásticos de la formación como el módulo de Young o la relación de Poisson.

En este trabajo se hizo uso de diversas fuentes de información para realizar una investigación eficaz para el entendimiento de las futuras generaciones de trabajadores en el ámbito petrolero, ya que el fracturamiento hidráulico representa un tema en desarrollo en fechas recientes, tanto en lo tecnológico como en lo científico que abarca diferentes aspectos de los principios de geomecánica, terminación de pozos y producción.

## **BIBLIOGRAFIA**

Manual de Procedimientos Técnico Operativos en Campo, Tomos I, II, III, IV, V, PEP; Perforación y Mantenimiento de Pozos, Sugerencia de Terminación y reparación de Pozos.

Composite Catalog of Oil Field Equipmet and Services. Edition Published by World Oil, Golf Publishing Company, 1998-1999.

Garaicochea P. Francisco; "Apuntes de Estimulación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM.

La tecnología de Explotación y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos, Documento Técnico 2, Comisión Nacional de Hidrocarburos. México: 2010-2011.

Robles, Jorge; Curso Fractura, Introducción teórica. San Antonio Internacional: 2008.

Milligan, Mike; Well Stimulation Using Acids, The Journal of Canadian Petroleum Technology.

Guía de Diseños para Fracturamiento Hidráulico, Gerencia de Ingeniería y Tecnología de Perforación y Mantenimiento de Pozos, SEDE.

Pazmiño Urquizo, Jorge; Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico: 2004.

Elisea Guerrero, Frhid Manuel; Tesis "Respuesta de Registros Geofisicos de Pozos en Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales", UNAM.

M.I. Gómez Cabrera José Ángel. "Producción de Pozos 1". Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1985.

M.I. Lucero Aranda Felipe de Jesús. "Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción". Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1985.

Sánchez Medina G. de J. —Aplicación del BEC en terminaciones inteligentesII, Tesis, Facultad de Ingeniería, México 2012.

Ramirez Sabag, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Perez Tavares. "Productividad de pozos petroleros". Mexico, UNAM, Facultad de Ingenieria, 2007.

Díaz Zertuche H., Apuntes de Bombeo Neumático, Facultad de Ingeniería.

Reyes Lobato, Estephanie. "La prueba minifrac como herramienta básica para tomar decisiones en el fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero". Mexico, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2016.