



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Teoría del Fracturamiento Hidráulico

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Cristina Navarro Rodríguez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIAS

A mis padres

Arcelia Rodríguez Rodríguez

y

Miguel Navarro Sánchez

A mi hermano

Miguel Ángel Navarro Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá, Arcelia Rodríguez, por apoyarme siempre, por quererme, cuidarme y consentirme, porque siempre has estado y sé que siempre estarás para mí. Gracias por tu infinito amor. Te amo mamá.

A mi papá, Miguel Navarro, por el apoyo que me brindaste y por siempre darme todo lo que necesité para poder llegar hasta este punto.

A mi hermano, Miguel Ángel Navarro, porque eres una de las personas más importantes para mí, sin tí la vida sería aburrida. Te quiero mucho, y deseo que cumplas todos tus sueños.

A Juan Carlos Lira, porque siempre has estado ahí para apoyarme y ayudarme, por tu comprensión, cariño, nobleza, paciencia y amor incondicional. Eres una persona maravillosa y especial, gracias por cruzarte en mi camino y dejarme disfrutar la vida a tu lado. Te amo.

A mi abuela, Eva Rodríguez, por el apoyo, las oraciones y bendiciones, los buenos deseos y el amor que nos das.

A Obed Pérez, por tu amistad, por escucharme, por tus consejos, por estar conmigo en los días alegres, pero sobre todo en los días tristes, por hacerme reír y por cuidarme. Gracias por el maravilloso regalo de tu amistad.

A mi primo, Fernando Valenzuela, porque eres como un hermano mayor para mí, me divierto mucho cuando estoy contigo, eres muy especial y me encanta que seas parte de mi familia.

A mi familia, por creer en mí, apoyarme y darme ánimo.

A mis amigos de la universidad, en especial a Salvador Torres, David Varela, Roberto Ramírez, Kevin Gómez, Javier Jiménez, Víctor Hugo Pineda, Juan Salvador Ramírez, Jorge Hernández, Rafael Martínez, Edgardo Martínez, Erik Alejandro Gómez e Itzel Rico. Porque gracias a ustedes disfruté mi paso por la universidad, por ser mis compañeros de clase, de equipo, pero sobre todo por ser mis amigos y brindarme tantos momentos alegres.

Agradecimientos

A mis amigos: Fabiola, Mara, Griselda, Marlon, Sergio, César, Lugo, José Gerardo, Liz, Kika, porque a pesar del tiempo y la distancia ustedes siguen siendo personas especiales e importantes en mi vida.

Al Ingeniero Juan Carlos Coca por ser un maestro y un amigo, porque gracias a ti sé que no me equivoqué al elegir mi carrera.

Al Ingeniero Cuauhtémoc Pineda por regalarme un poco de tu tiempo para que yo aprendiera, porque gracias a ti descubrí el amor que siento por mi carrera y eso me motivó a echarle más ganas.

A todos los profesores que ayudaron a mi formación.

A mi director de tesis, el Ingeniero Juan Carlos Sabido, porque es un excelente profesor, por su interés genuino en que nos desarrollemos no sólo como profesionistas, sino también como personas. Pero sobre todo gracias por su tiempo, paciencia y por las palabras de apoyo.

A mis sinodales por su tiempo para revisar este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por darme una oportunidad de vida, por brindarme todo lo necesario para mi formación académica, porque es un orgullo pertenecer a la máxima casa de estudios, porque en este hermoso recinto encontré una segunda casa y una segunda familia.

CONTENIDO

Dedicatorias	II
Agradecimientos.....	III
Índice de figuras.....	VIII
Índice de tablas	XII
Resumen.....	XIII
Abstract	XIV
Objetivo	XV
Objetivos específicos	XV
Introducción.....	1
1. Razones para estimular un pozo	1
2. Métodos de estimulación	2
3. Pozos candidatos a ser fracturados hidráulicamente	10
Capítulo 1 Conceptos básicos.....	12
1.1 Esfuerzo y deformación	12
1.2 Compactación de la roca	20
1.3 Pruebas de integridad.....	22
1.4 Disparos.....	26
1.5 Gradiente de fractura	30
1.6 Reología de los fluidos.....	30
Capítulo 2 Mecánica de las rocas	36
2.1 Propiedades Mecánicas.....	36
2.2 Relación esfuerzo deformación	39

Contenido

2.3 Estado de esfuerzos	42
2.4 Orientación de las fracturas	49
Capítulo 3 Fluidos fracturantes.....	52
3.1 Propiedades deseables	54
3.2 Tipos de fluidos fracturantes.....	56
3.3 Aditivos	62
3.4 Pérdida de fluido	69
3.5 Reología de los fluidos fracturantes.....	70
Capítulo 4 Agentes sustentantes.....	73
4.1 Propiedades físicas	74
4.2 Tipos de agentes sustentantes	80
4.3 Daño a la formación.....	86
4.4 Conductividad en la fractura	91
Capítulo 5 Geometría de fractura	95
5.1 Modelos 2D (dos dimensiones) ⁶⁶	96
5.2 Modelos 3D (tres dimensiones) ⁶⁶	103
Capítulo 6 Análisis de procesos de fracturamiento	108
6.1 Pruebas de inyección o calibración	108
6.2 Análisis e interpretación de presiones de tratamiento.....	114
6.3 Pérdidas de presión	120
Capítulo 7 Diseño de tratamientos	126
7.1 Información requerida para el diseño	126
7.2 Consideraciones de diseño.....	128
7.3 Pasos para diseñar el fracturamiento hidráulico	131
7.4 Equipo de fracturamiento hidráulico	135
7.5 Optimización del tratamiento de fractura	141

Contenido

Capítulo 8 Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales	143
8.1 Metano en Capas de Carbón (Coal Bed Methane)	144
8.2 Hidratos de Metano	154
8.3 Lutita Petrolífera (Oil Shale).....	165
8.5 Gas / Aceite en Lutitas (Shale Gas / Shale Oil)	169
8.6 Gas / Aceite en Arenas Compactas (Tight Gas / Tight Oil).....	179
Conclusiones.....	185
Recomendaciones.....	186
Apéndice	187
Presión de poro	187
Referencias	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de daño.	4
Figura 2 Tipos de tratamientos de estimulación.	4
Figura 3 Tratamiento de estimulación por succión. ²²	5
Figura 4 Tipos de estimulaciones matriciales.	6
Figura 5 Tipos de fracturamientos.	8
Figura 1.1 Tipos de fuerzas.	13
Figura 1.2 Vector de esfuerzo oblicuo.	14
Figura 1.3 Tipos de esfuerzos.	14
Figura 1.4 Deformación longitudinal.	16
Figura 1.5 Deformación angular.	16
Figura 1.6 Clasificación de los cuerpos. ³⁵	17
Figura 1.7 Tipos de deformación de acuerdo al cuerpo.	18
Figura 1.8 Diagrama esfuerzo vs deformación. A: Rocas frágiles; B: Rocas dúctiles. ²	19
Figura 1.9 Gráfica de compactación. ⁹⁰	20
Figura 1.10 Proceso de compactación química. ⁹⁰	21
Figura 1.11 Prueba FIT. ⁹¹	22
Figura 1.12 Prueba LOT. ⁹¹	23
Figura 1.13 Prueba ELOT. ⁹¹	24
Figura 1.14 Tipos de porta cargas.	26
Figura 1.15 Sistemas de pistolas. ³⁴	27
Figura 1.16 Tipos de transporte de pistolas.	27
Figura 1.17 Proceso de disparos. ³⁴	28
Figura 1.18 Factores geométricos del disparo. ⁶³	29
Figura 1.19 Patrones de perforación y ángulos de disparo. ³⁴	29
Figura 2.1 Propiedades mecánicas.	36
Figura 2.2 Gráfica esfuerzo vs deformación. A: Rocas frágiles; B: Rocas dúctiles. ²	40
Figura 2.3 Gráfica esfuerzo vs deformación de ingeniería. ⁷⁷	40
Figura 2.4 Tensor de esfuerzos. ⁵⁴	42
Figura 2.5 Esfuerzos principales. ⁴³	43
Figura 2.6 Esfuerzos principales totales. ⁴³	43
Figura 2.7 Esfuerzos efectivos. ¹²	44
Figura 2.8 Esfuerzos principales in situ. ¹⁵	45
Figura 2.9 Configuración de esfuerzos in situ. ⁵⁴	46

Índice de figuras

Figura 2.10 Esfuerzos alrededor del pozo. ¹⁵	47
Figura 2.11 Tipos de esfuerzos alrededor del pozo. ⁵⁴	48
Figura 2.12 De esfuerzos alrededor del pozo a esfuerzos in situ. ⁵⁴	48
Figura 2.13 Tipos de fracturas de acuerdo a la configuración de los esfuerzos....	49
Figura 3.1 Objetivos de los fluidos fracturantes.....	52
Figura 3.2 Composición volumétrica general de los fluidos fracturantes base agua.	53
Figura 3.3 Tipos de fluidos base aceite.....	56
Figura 3.4 Tipos de fluidos base agua.	57
Figura 3.5 Otros tipos de fluidos fracturantes.....	59
Figura 3.6 Tipos de polímeros.....	62
Figura 3.7 Tipos de agentes gelificantes.....	63
Figura 3.8 Tipos de reticulantes.	63
Figura 3.9 Tipos de aditivos para pérdida de fluidos.	65
Figura 3.10 Tipos de rompedores.	67
Figura 4.1 Fractura apuntalada. ⁸⁶	73
Figura 4.2 Propiedades físicas de los agentes sustentantes.	74
Figura 4.3 Parámetros de esfericidad y redondez. ⁸⁹	75
Figura 4.4 Comportamiento mecánico del agente apuntalante.	79
Figura 4.5 Tipos de agentes sustentantes.	80
Figura 4.6 Comparación de un apuntalante cerámico vs arena. ⁸⁶	83
Figura 4.7 Arena, arena recubierta con resina y cerámicos, respectivamente. ⁸⁶ ..	83
Figura 4.8 Tipos de daño.	86
Figura 4.9 Reducción de la permeabilidad del agente sustentante.	86
Figura 4.10 Fractura con efecto de daño por obturamiento parcial. ⁸⁸	87
Figura 4.11 Razones del daño en la cara de la fractura.	88
Figura 4.12 Fractura con efecto de daño en la cara de la fractura. ⁸⁸	88
Figura 4.13 Fractura con efecto de daño compuesto por obturamiento parcial y daño en la cara de la fractura. ⁸⁸	90
Figura 4.14 Conductividad en la fractura. ¹³	91
Figura 4.15 Pirámide de conductividad del apuntalante. ⁴⁹	92
Figura 4.16 Propiedades que tienen impacto en la conductividad de la fractura... 94	
Figura 5.1 Modelos de fracturamiento hidráulico.....	95
Figura 5.2 Tipos de modelos radiales.	97
Figura 5.3 Modelo radia. ⁶⁶	97
Figura 5.4 Modelo KGD. ⁶⁶	98
Figura 5.5 Vista lateral del modelo KGD. ⁶⁶	99
Figura 5.6 Modelo PKN. ⁶⁶	100

Índice de figuras

Figura 5.7 Vista lateral del modelo PKN. ⁶⁶	101
Figura 5.8 Modelo en 3D. ⁶⁶	103
Figura 5.9 Modelo PL-3D. ⁶⁶	104
Figura 5.10 Tipos de análisis del modelo P-3D.....	105
Figura 5.11 Análisis por celdas. ⁶⁶	106
Figura 5.12 Análisis por sector. ⁶⁶	106
Figura 6.1 Tipos de pruebas de inyectividad.....	108
Figura 6.2 Prueba step up. ⁷⁹	111
Figura 6.3 Prueba step down. ⁷⁹	112
Figura 6.4 Prueba flowback. ⁷⁹	112
Figura 6.5 Presiones de tratamiento. ⁹¹	114
Figura 6.6 Etapas de inyección. ⁹¹	116
Figura 6.7 Presión neta. ¹³	118
Figura 6.8 Grafico Nolte-Smith. Modelos mecánicos de fractura. ¹⁷	118
Figura 6.9 Causas y consecuencias de las pérdidas de presión.....	120
Figura 6.10 Fase de disparos de 90°. ¹⁰	121
Figura 6.11 Fase de disparos de 60°. ¹⁰	122
Figura 6.12 Fase de disparos de 180°. ¹⁰	123
Figura 6.13 Tortuosidad. ⁷⁸	124
Figura 7.1 Diagrama de la configuración del equipo de fracturamiento hidráulico.	135
Figura 7.2 Equipo de fracturamiento hidráulico. ³²	136
Figura 7.3 Gráficas para la optimización del tratamiento de fracturamiento hidráulico. ⁸⁹	142
Figura 8.1 Yacimientos no convencionales que se pueden estimular por fracturamiento hidráulico.	143
Figura 8.2 Clasificación de las diaclasas.....	146
Figura 8.3 Diaclasas frontal e interpuesta. ⁵	146
Figura 8.4 Producción de gas en un yacimiento CBM. ⁵	148
Figura 8.5 Producción en un CBM. ⁵	149
Figura 8.6 Etapas de producción del CBM. ¹⁶	150
Figura 8.7 Tipos de sistemas de fracturamiento hidráulico en CBM.	151
Figura 8.8 Localización de CBM en el mundo (2009). ⁵	153
Figura 8.9 Esquemas de explotación de yacimientos de hidratos de metano.	160
Figura 8.10 Esquema de despresurización para la explotación de hidratos de metano.	161
Figura 8.12 Esquemas químicos para la explotación de hidratos de metano.	162
Figura 8.11 Esquemas térmicos para la explotación de hidratos de metano.	163

Índice de figuras

Figura 8.13 Localización de hidratos de metano en el mundo (2010). ²⁷	164
Figura 8.14 Métodos de recuperación de oil shale.....	166
Figura 8.15 Localización de oil shale en el mundo (2010). ⁹	168
Figura 8.16 Explotación de yacimientos shale. FH = fracturamiento hidráulico. .	173
Figura 8.17 Tipo de arcilla: esmectita.....	175
Figura 8.18 Tipo de arcilla: illita.....	175
Figura 8.19 Fracturamiento multietapas.....	176
Figura 8.20 Localización de shale gas y shale oil en el mundo.....	178
Figura 8.21 Técnicas para la explotación de tight gas / tight oil.	181
Figura 8.22 Localización de tight gas / tight oil en el mundo (2006). ⁴⁷	184

Apéndice

Fig. 1 Porosidad normal y anormal.....	188
Fig. 2 Sobrecarga, esfuerzo y presión de poro.....	189
Fig. 3 Modelo de Terzaghi.....	190

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Tipos de deformación longitudinal.....	15
Tabla 1.2 Tipos de deformación angular.....	16
Tabla 1.3 Deformación de acuerdo al cuerpo.....	18
Tabla 1.4 Tabla comparativa de las pruebas LOT y ELOT. ⁹¹	25
Tabla 1.5 Modelos reológicos.....	35
Tabla 2.1 Tipos de fracturas de acuerdo a la posición del pozo.....	51
Tabla 3.1 Propiedades deseables en los fluidos fracturantes.	54
Tabla 3.2 Calidad de las espumas.	60
Tabla 4.1 Tamaños de grano recomendados por el API. ⁸⁹	77
Tabla 4.2 Propiedades de las arenas premium y estándar. ⁸⁹	81
Tabla 4.3 Beneficios y desventajas de los tipos de apuntalantes.....	85
Tabla 4.4 Razones del daño por obturamiento parcial.	87
Tabla 5.1 Tabla comparativa de los modelos 2D. ⁴⁰	102
Tabla 5.2 Tabla comparativa de los modelos 3D.	107
Tabla 8.1 Clasificación de los hidratos de metano. ⁴⁰	155
Tabla 8.2 Modelos microestructurales de sedimentos que contienen hidratos. ²⁷	157
Tabla 8.3 Métodos para extraer el metano de los hidratos. ⁴⁰	159

RESUMEN

El fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación que se lleva a cabo en pozos petroleros. Su propósito, es crear canales de flujo desde la formación al pozo para mejorar la productividad de los mismos.

Lo anterior se logra a través del bombeo a alta presión de fluidos fracturantes; que serán los encargados de abrir la fractura. Además, deben ser viscosos para transportar el agente sustentante o apuntalante, éste último mantendrá abierta la fractura cuando se complete el tratamiento.

La inyección continua del fluido permite crear y propagar la fractura que se extenderá fuera del pozo, según los esfuerzos in-situ presentes en la formación.

El diseño de los disparos también es fundamental, ya que son el conducto del fluido entre la fractura y el pozo, por lo que deben elegirse los parámetros y procesos que minimicen las caídas de presión cerca del pozo.

Los modelos de diseño de fracturas permitirán conocer la geometría de la fractura, la cual está definida por su altura, longitud y amplitud; ya que de ellas depende el resultado del fracturamiento hidráulico.

La tendencia consistía en fracturar formaciones con permeabilidades muy bajas, pero con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el fracturamiento de formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas; así como técnica conocida como "Frac & pack"; aunado al hecho de la disminución de costos, han permitido considerar al tratamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

Esta práctica no es nueva, sin embargo en los últimos años ha tomado gran importancia en la industria petrolera debido a que mejora la conductividad en los pozos, aumentando así su producción. Adicionalmente, cada vez es más frecuente extraer los hidrocarburos de yacimientos no convencionales, los cuales tienen características que no permiten el movimiento de fluidos, ya sea por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleo de muy alta viscosidad. Los primeros requieren tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico para tener gastos de producción comerciales.

ABSTRACT

Hydraulic fracturing is a stimulation treatment which is performed in oil wells. Its purpose is to create channels of flow from the formation to the well to improve well productivity.

This is achieved through the high pressure pumping fracturing fluids; which will be responsible for opening the fracture. They must also be viscous to transport the proppant, this latter will keep the fracture open when the treatment is complete.

The continuous fluid injection allows create and propagate the fracture, which will extend out of the well by the in-situ present efforts in the formation.

The design of the shots is also critical, as are the fluid conduit between the fracture and the well, so that the parameters and processes that minimize draw down pressure near the well should be selected.

The fracture design models allow to know the geometry of the fracture, which is defined by its height, length and width; because of them it depends on the result of hydraulic fracturing.

The tendency was to fracture formations with very low permeabilities, but with modern capabilities of the improved fracturing, as in the fracturing of formations with permeabilities moderate to high, with the technique known as "Frac & Pack" and the fact of decreased costs, they have allowed the hydraulic treatment considered as a type of well termination.

This practice is not new, but in recent years has become very important in the oil industry because it improves the conductivity in the wells, thus increasing production. In addition, it is increasingly common to extract unconventional hydrocarbons, which have characteristics that do not allow the movement of fluids, either by be trapped in rocks slightly permeable or due to very high viscosity oil. The first requires treatments hydraulic fracture stimulation to have commercial rates.

OBJETIVO

Este trabajo tiene como objetivo ser un documento de referencia teórica de Fracturamiento Hidráulico para académicos y estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, así como profesionales de la industria que tengan la necesidad de ampliar sus conocimientos acerca del tema.

Esto se realizará haciendo la revisión del Estado del Arte del Fracturamiento Hidráulico tomando como referencias libros, tesis y artículos técnicos nacionales e internacionales para conjuntar este conocimiento en un documento de consulta.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Objetivo Específico: Conceptos Básicos.

Revisar los conceptos mínimos necesarios para entender la teoría del Fracturamiento Hidráulico.

Objetivo Específico: Mecánica de las Rocas.

Entender las propiedades mecánicas de las rocas que afectan directamente el Fracturamiento Hidráulico.

Objetivo Específico: Fluidos Fracturantes.

Analizar los tipos de fluidos fracturantes, las propiedades que debe de cumplir un fluido y los aditivos empleados para ayudar a que cumplan con su objetivo.

Objetivo Específico: Agentes Sustentantes.

Conocer las propiedades físicas que permiten al apuntalante cumplir con su función en un Fracturamiento Hidráulico.

Objetivo Específico: Geometría de Fractura.

Realizar una breve descripción de los modelos que definen la geometría de una fractura.

Objetivo Específico: Análisis de Procesos de Fracturamiento.

Describir las pruebas de calibración y los métodos de análisis e interpretación de presiones de los tratamientos.

Objetivos específicos

Objetivo Específico: Diseño de tratamientos.

Revisión de la información requerida y consideraciones para el diseño, propuesta de secuencia para el diseño.

Objetivo Específico: Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos No Convencionales.

Describir los yacimientos no convencionales y su relación con el Fracturamiento Hidráulico.

INTRODUCCIÓN

1. RAZONES PARA ESTIMULAR UN POZO

1.1. ¿QUÉ ES UNA ESTIMULACIÓN?

Durante la terminación o durante la vida productiva del pozo se presentan situaciones en las que el estrato productor no produce el suficiente volumen de hidrocarburos hacia el pozo. El conjunto de operaciones que se han desarrollado para solucionar o corregir estos problemas es lo que se conoce como estimulación de pozos.

La estimulación es un tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Es el proceso mediante el cual se inyectan fluidos de tratamiento con la finalidad de remover el daño y mejorar la permeabilidad para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o viceversa. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas.

1.2. ¿POR QUÉ ESTIMULAR UN POZO?

Las principales razones para estimular un pozo son:

Incremento de la producción

La estimulación incrementa la producción y resulta en un rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve tiempo. Inclusive se incrementan las reservas recuperables.

Si no estimulamos es probable que la extracción de hidrocarburos no se lleve a cabo de forma eficiente, y quede una cantidad importante de estos en el subsuelo. Las estimulaciones nos brindan la posibilidad de extraer reservas de forma rentable.

Reducción de la caída de presión en la vecindad del pozo

Una caída notable de presión en el fondo del pozo puede causar la conificación de agua o de gas, o el pozo se puede taponar por un bloqueo por asfaltenos, parafinas, arenamiento u otros mecanismos de daño. Disminuyendo la caída de presión en la vecindad del pozo podemos evitar que ocurran problemas que

ocasionen una disminución de la permeabilidad de la formación y por ende, una disminución de la productividad.

Incremento del régimen de inyección

El beneficio del incremento del volumen inyectado permite incrementar la presión de los yacimientos que están sometidos a recuperación secundaria por inyección de agua contribuyendo en tiempo oportuno al mantenimiento de presión en el yacimiento y contribuyendo a mejorar el recobro de petróleo en el mismo.

Éxito de tratamientos sucesivos

El éxito de los tratamientos adicionales depende de eliminar el daño de formación.

2. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN

2.1. HISTORIA

1860. Primer método de estimulación. Estimulación con explosivos: se hacía explotar nitroglicerina.

1894. Acidificación: estimulación con ácido clorhídrico que se aplicó en formaciones de calizas.

1896. Se patenta el proceso de acidificación, sin embargo es abandonado o poco usado debido a la alta corrosión en instalaciones superficiales y sub superficiales.

1920. Se populariza la estimulación con explosivos.

1932. La acidificación es ampliamente aceptada y reconocida como un medio efectivo de incrementar la productividad de pozos.

1940. Se introduce el empleo de mezclas de ácidos.

1947: Se efectúa el primer fracturamiento hidráulico pero los resultados son desalentadores. Posteriormente con el empleo de mayores volúmenes y gastos se aprobó con éxito y su aplicación fue ampliamente extendida.

1953: Se patenta el fracturamiento hidráulico, uno de los métodos de estimulación más importantes.

2.2. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACTUALES

La ecuación de Darcy representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu(\ln(r_e/r_w) + S)}$$

Introducción

Donde:

k = permeabilidad, no debe referirse a la permeabilidad absoluta, efectiva ni relativa, sino a la permeabilidad equivalente, efectiva a los fluidos del yacimiento, función de la heterogeneidad de la formación y otros factores. [md]

q = gasto del pozo [bpd]

h = espesor de la zona productora [ft]

P_{ws} = presión de fondo estática [psi]

P_{wf} = presión de fondo fluyendo [psi]

μ = viscosidad de los fluidos del yacimiento [cp]

r_w = radio del pozo [ft]

r_e = radio de drene [ft]

S = daño [adimensional]

Cada uno de los términos de esta ecuación afectará la productividad del pozo y pueden tomarse ciertas acciones para cambiar favorablemente estos factores.

Los parámetros que pueden cambiarse son la permeabilidad, k , y el daño, S . Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande de daño propiciarán una baja productividad del pozo.

Con respecto a la permeabilidad, en los casos en que es baja, la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por fracturamiento o la estimulación matricial.

Por otra parte, un valor grande de daño en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación, terminación y reparación e incluso estimulación del mismo.

Esta alteración en la vecindad del pozo puede ser eliminada y así reducir a cero el valor de daño, o en algunos casos disminuirlo a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la estimulación por succión, por inyección de fluidos, por fracturamiento o estimulación matricial, la utilización de cada uno depende de la severidad del daño.

El daño es cualquier factor que afecta la formación reduciendo o impidiendo su producción. Es causado por restricciones en el tamaño del poro ocasionando una caída de presión en las vecindades del pozo.

La eficiencia de un tratamiento de estimulación depende principalmente de la caracterización y remoción del daño que restringe la producción.

La figura 1 muestra los tipos de daño, así como las causas y consecuencias de cada uno.

Introducción

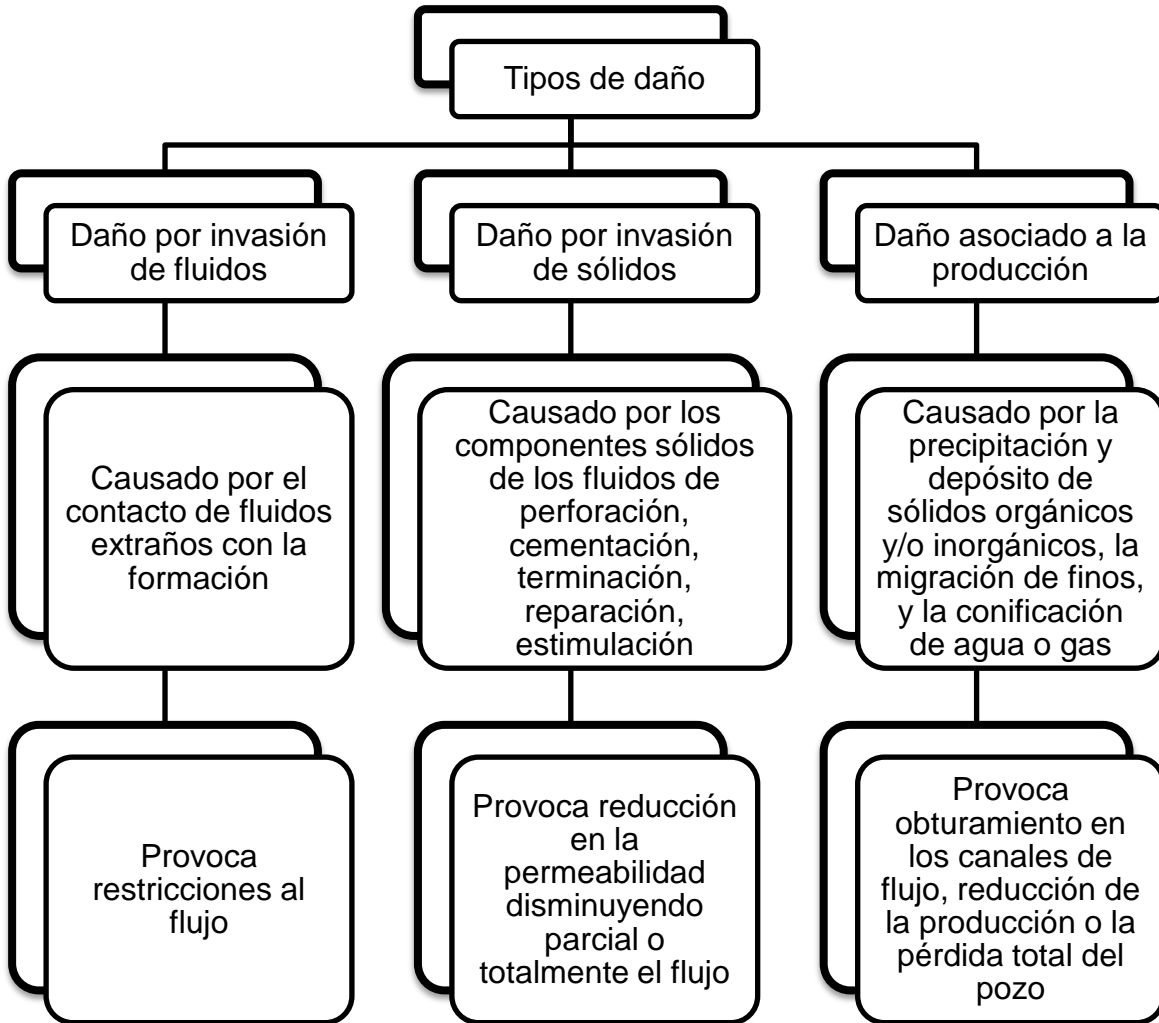


Figura 1 Tipos de daño.

La estimulación de pozos puede ser dividida en cuatro tipos de operaciones, mostradas en la figura 2. La utilización de cada tratamiento dependiendo de las causas del problema y las posibles correcciones a realizar en el pozo.

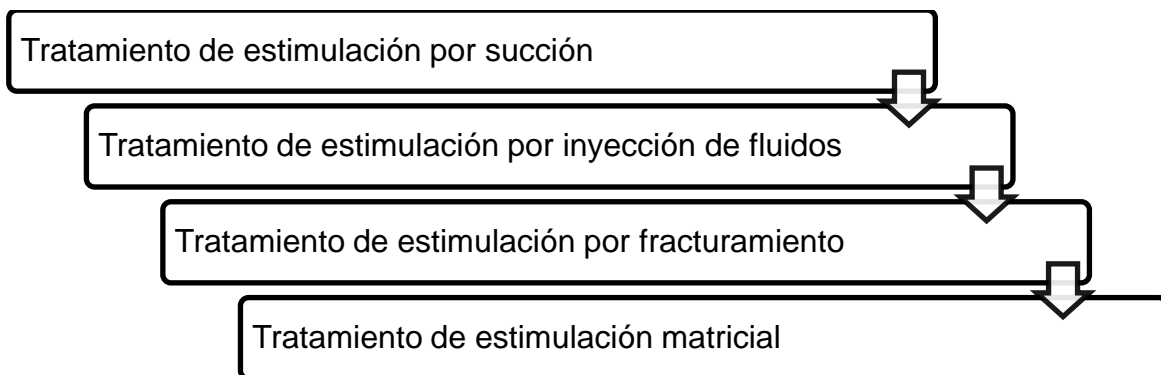


Figura 2 Tipos de tratamientos de estimulación.

Introducción

2.2.1. Tratamiento de estimulación por succión

Este es el tipo de estimulación más sencillo, se utiliza para solucionar los problemas causados por los fluidos durante la perforación y la terminación.

La parte líquida del fluido de perforación y terminación, así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtran hacia la periferia del pozo. Si esta invasión es muy severa y extensa, deteriora la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del pozo. Esto ocasiona que no se obtenga la producción esperada, y por tanto se procede a intentar remediar el daño induciendo al pozo a fluir succionándolo utilizando un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión, como se muestra en la figura 3. El émbolo se introduce en la tubería y al sacarlo impone una fuerza de succión al estrato productor.

Los objetivos de la succión son limpiar la periferia o zona invadida del pozo y restablecer la permeabilidad e inducir el flujo utilizando la energía natural del yacimiento.

Generalmente son suficientes pocas estimulaciones, pero en algunos casos se realiza el proceso varias veces sin obtener respuesta, en ese momento se debe pensar en utilizar otro método para estimular el pozo.

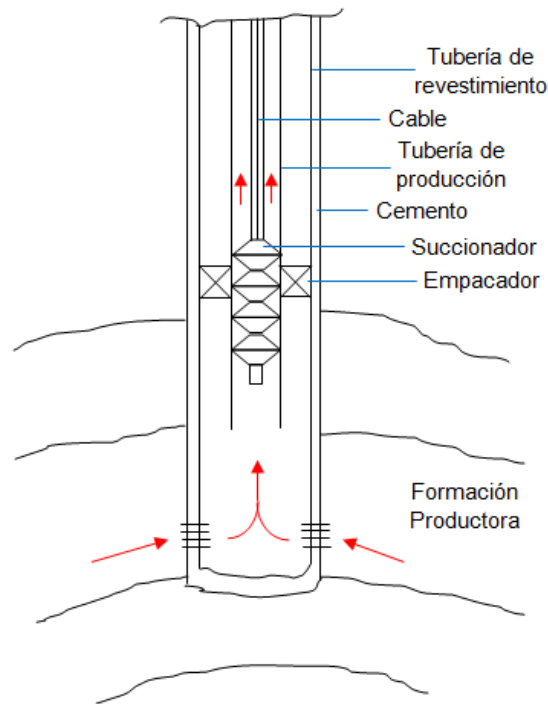


Figura 3 Tratamiento de estimulación por succión.²²

2.2.2. Tratamiento de estimulación por inyección de fluidos

Si el pozo no puede ser inducido a producción por succión, el daño en la permeabilidad en las cercanías del pozo es elevado y debe ser corregido.

La inyección de fluidos es la técnica que debe ser aplicada para limpiar o desplazar las obstrucciones facilitando el flujo. Entre los fluidos que se inyectan encontramos petróleo ligero, keroseno o destilados que tengan propiedades muy parecidas a las de los fluidos del yacimiento.

Al realizar la inyección se forma un contra flujo, para contribuir a la acción desplazante del fluido inyectado, generalmente se opta por agregar agentes o aditivos como desemulsionante que disminuyen la viscosidad y activan el desplazamiento y la acción de limpieza por empuje de las partículas que obstruyen tanto los poros como los canales de flujo.

Los factores que indican los procedimientos, la presión de inyección, y los volúmenes de fluidos de inyección y aditivos son las características de la roca, el espesor del estrato a tratar y todos los datos obtenidos de los estudios realizados en núcleos, recortes y registros del pozo.

2.2.3. Tratamiento por estimulación matricial

Se realiza a presión de inyección inferior a la presión de fractura del yacimiento. Esto permite una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo. Están diseñados para restaurar la permeabilidad natural del yacimiento después del daño al área cercana al pozo.

Su éxito depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento.

La figura 4 muestra los tipos de estimulación matricial, los cuales se describen a continuación.

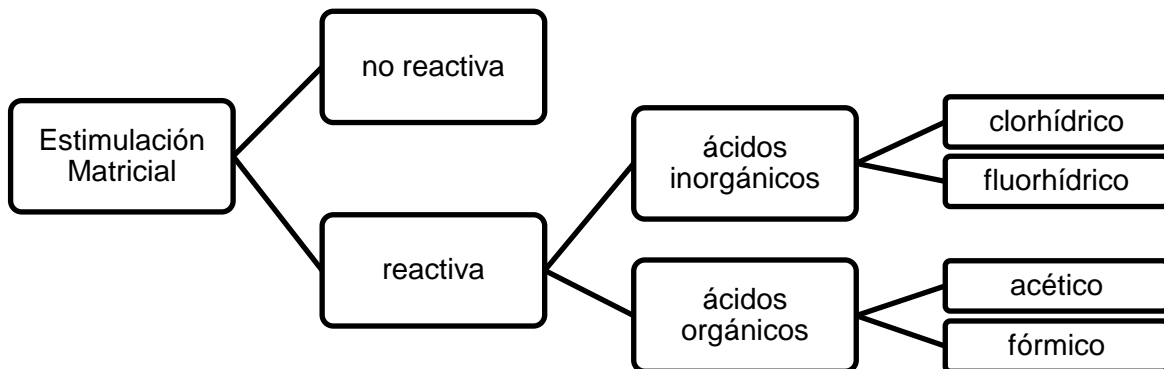


Figura 4 Tipos de estimulaciones matriciales.

Estimulación Matricial No Reactiva

Los fluidos del tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la formación.

Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.

Estimulación Matricial Reactiva

Los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales sólidos de invasión y de la roca.

Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. en algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

Con excepción del ácido fluorhídrico que sirve para disolver minerales sílicos (como arenas o areniscas), los demás ácidos se utilizan para estimular formaciones calcáreas.

2.2.4. Tratamiento de estimulación por fracturamiento

Se realiza a presión de inyección superior a la presión de fractura del yacimiento.

Es un proceso en el cual un fluido a alta presión es inyectado a la roca del yacimiento hasta que ocurre una fractura. Al mantener la presión, la fractura se propaga creando una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo.

La finalidad es establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la movilidad de fluidos del pozo a la formación o viceversa.

En la figura 5 se muestran los tipos de fracturamiento y el tipo de formación a la que puede aplicarse cada uno.

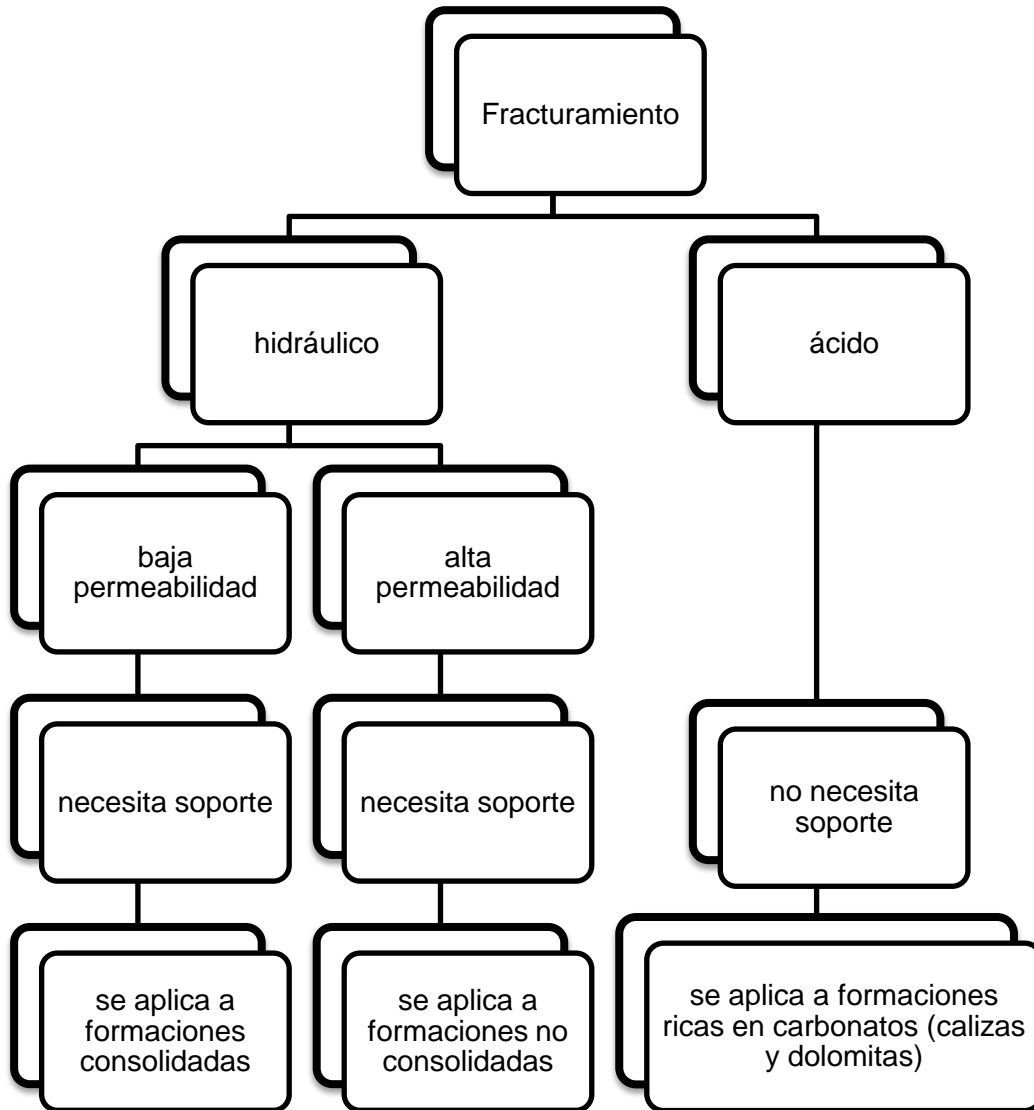


Figura 5 Tipos de fracturamientos.

Fracturamiento ácido

El ácido es inyectado a una formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. (El ácido es limitado a formaciones carbonatadas, y raramente utilizado en tratamientos para arenas, debido a que aún incluyendo el ácido fluorhídrico, no tiene un gravado adecuado en la cara de la fractura).

El ácido fluye de manera no uniforme disolviendo la roca. La longitud de la fractura depende del volumen de ácido, el ritmo de reacción de éste y las pérdidas de filtrado en la formación.

Introducción

Se inyecta un fluido altamente viscoso como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante el tratamiento, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un ancho gravado (no se emplea agente apuntalante puesto que el ácido grava la cara de la fractura para dar la conductividad requerida) y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad está dada por la longitud de la fractura gravada.

Fracturamiento hidráulico

Consiste en la inyección de un fluido a alta presión. Esta inyección se hace por etapas, en la primera es inyectado sólo el fluido fracturante con la finalidad de abrir y propagar la fractura, en etapas consecuentes se añade el agente sustentante, el cual es transportado por el fluido fracturante y colocado dentro de la fractura para evitar el cierre de ésta cuando la presión de inyección es retirada.

El fluido fracturante debe tener características específicas que le permitan no sólo abrir y propagar la fractura, sino también transportar el agente apuntalante y distribuirlo en la fractura creada.

El agente apuntalante permite incrementar la conductividad de la formación separando las paredes adyacentes a la fractura, de tal forma que al intentar cerrarse nuevamente (debido a los esfuerzos in situ), este material la mantendrá abierta permitiendo el paso de los fluidos e incrementando así el flujo de fluidos hacia el pozo.

3. POZOS CANDIDATOS A SER FRACTURADOS HIDRAULICAMENTE

Será buen candidato	No será buen candidato
Pozos de gas con permeabilidad de 0.01 a 10 md Pozos de aceite con permeabilidades de 0.1 a 100 md	Pozos con permeabilidades menores a 0.001 md Pozos con permeabilidades mayores a 1000 md
La permeabilidad es un parámetro determinante, sobre todo en casos en donde es baja. Si la permeabilidad es baja el crudo no puede recuperarse a tasas económicas usando métodos convencionales por lo que un yacimiento con esta característica sería un candidato a ser fracturado.	Si la permeabilidad es demasiado baja el tratamiento no hará una diferencia significativa. Si la permeabilidad es muy alta no es necesario realizar el fracturamiento hidráulico.

Será buen candidato	No será buen candidato
Pozos con energía de presión mayor a 0.2 psi/pie	Pozos con energía de presión menores a 0.2 psi/pie
Una buena presión asegura que el hidrocarburo podrá ser producido y que el fluido fracturante podrá ser recuperado al término del tratamiento, esto es importante para evitar dañar la formación.	Si la presión resulta ser muy baja, un tratamiento con fracturamiento no incrementaría la productividad lo suficiente para que el tratamiento sea rentable. Podría incrementar la producción pero esta declinará muy rápidamente.

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

Introducción

Será buen candidato	No será buen candidato
Pozos asociados a yacimientos con reservas suficientes	Pozos asociados a yacimientos con insuficiente reserva
Las reservas deben ser suficientes para que el tratamiento sea rentable.	Si las reservas no son suficientes no se podrá recuperar la inversión del tratamiento.

Será buen candidato	No será buen candidato
Factor de daño de la formación positivo	Factor de daño de la formación menor a -4
Un factor de daño positivo indica la existencia de cierto daño de formación que está deteriorando la producción, se puede mejorar la producción eliminando la causa que está generando este daño mediante fracturamiento.	Un factor de daño negativo indica un mejoramiento de la productividad por lo que no sería necesario fracturar.

Será buen candidato	No será buen candidato
Espesor de la formación mayor a 5 pies	Espesor de la formación menor a 5 pies
Un mayor espesor de la formación se relaciona con mayores reservas, lo que haría que el tratamiento sea rentable. Sin embargo se debe tener en cuenta que la producción no depende únicamente del espesor de la zona.	Se considera que un espesor menor a 5 pies no es rentable. Aunque en zonas delgadas el fracturamiento puede ser beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme, es decir, donde las secciones productoras de petróleo se ensanchan o donde no están bien definidas.

Otras consideraciones: Es útil considerar otras condiciones tales como estado del equipo utilizado para fracturar, historia de producción del pozo a ser fracturado, condición mecánica del pozo, registros de cementación, entre otros.

El indicativo para determinar si un pozo es o no un buen candidato para fracturamiento hidráulico es diagnosticarlo y encontrar la causa de su baja productividad. Después de un buen diagnóstico de los pozos seleccionados, se puede diseñar el tratamiento que optimice la producción de éste.

CAPÍTULO 1 CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 ESFUERZO Y DEFORMACIÓN

1.1.1. 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 puede ser representada 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 dependerá de su intensidad, propiedades del cuerpo, tiempo.

Como se muestra en la figura 1.1, pueden ser divididas en dos tipos principales:

- **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. Pueden trabajar 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 del mismo. 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:** que consisten en dos fuerzas actuando en sentidos contrarios sobre la misma línea recta de acción y que son divergentes.
- **Fuerzas de compresión:** que consisten en dos fuerzas actuando en sentidos contrarios sobre la misma línea recta de acción y que convergen hacia el cuerpo.
- **Fuerzas de corte:** que consisten en dos fuerzas actuando en sentido contrario a lo largo de dos rectas paralelas constituyendo lo que se llama un par de fuerzas.

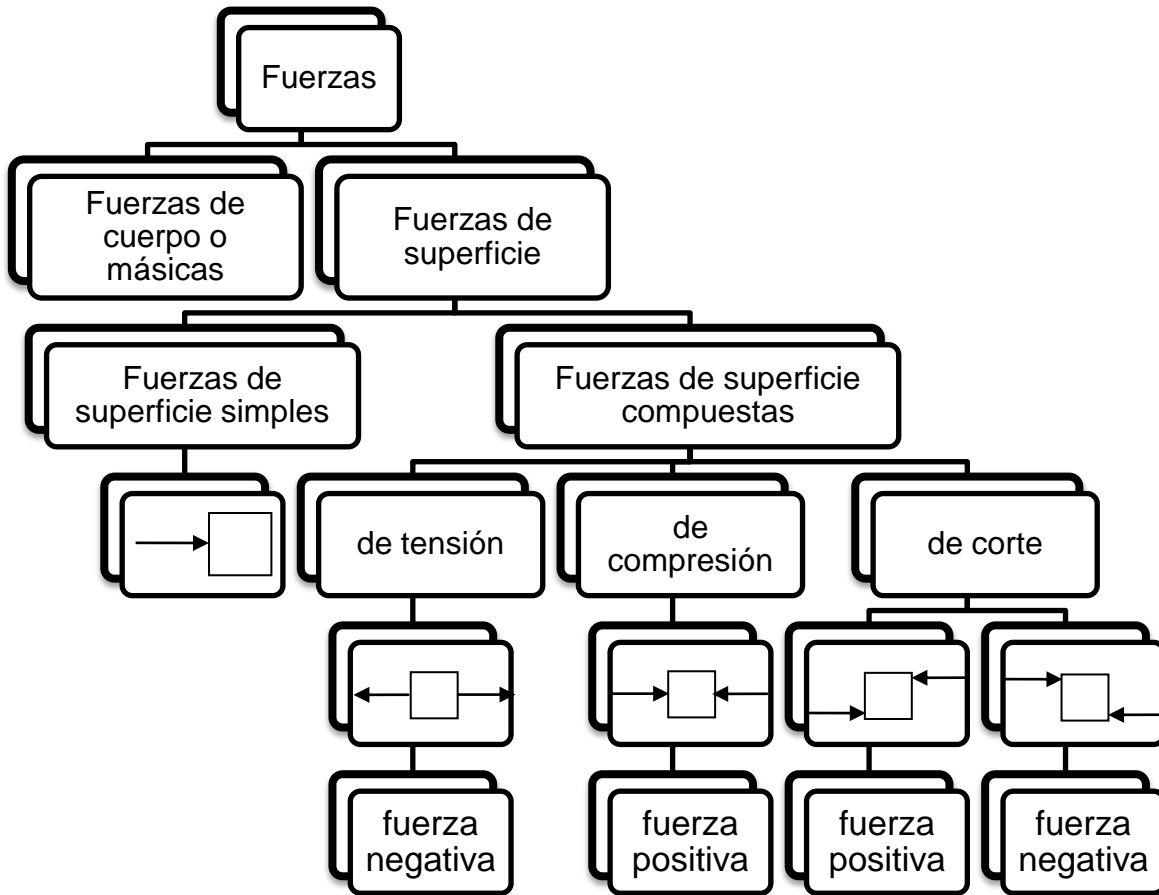


Figura 1.1 Tipos de fuerzas.

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.

1.1.2. ESFUERZO

Es la fuerza por unidad de superficie que soporta o se aplica sobre un cuerpo. 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 (θ), puede descomponerse en una fuerza perpendicular y otra paralela

Conceptos básicos

al plano (como se ilustra en la figura 1.2). Esta descomposición da lugar a las componentes del esfuerzo llamadas esfuerzo normal (σ) y esfuerzo cortante (τ), respectivamente.

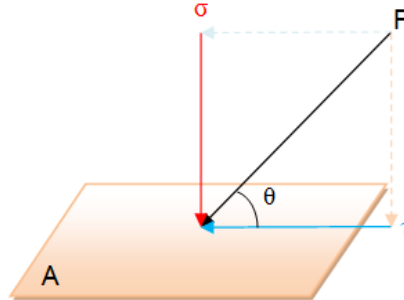


Figura 1.2 Vector de esfuerzo oblicuo.

La figura 1.3 muestra los tipos de esfuerzos, los cuales se describen más adelante.

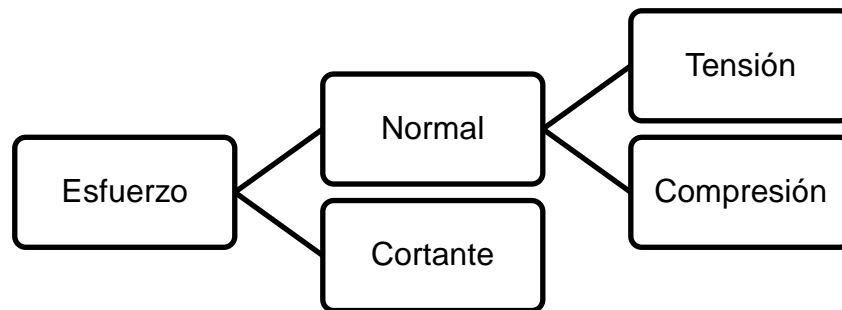


Figura 1.3 Tipos de esfuerzos.

El **esfuerzo normal** (σ) 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.

$$\sigma = \frac{F \operatorname{sen} \theta}{A}$$

Donde:

σ = esfuerzo normal [psi]

F = fuerza [lb_f]

A = área [in²]

Conceptos básicos

En cambio el **esfuerzo cortante** (τ) 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.

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

Donde:

τ = esfuerzo cortante [psi]

F = fuerza [lb_f]

A = área [in²]

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

1.1.3. 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**.

Tipos de deformación

Deformación longitudinal: ocurre cuando el esfuerzo aplicado modifica la longitud original del cuerpo (ilustrado en la figura 1.4). Esta deformación es causada por esfuerzos normales de tensión y compresión que provocan que el cuerpo se alargue o se acorte (tabla 1.1).

Tabla 1.1 Tipos de deformación longitudinal.

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

Conceptos básicos

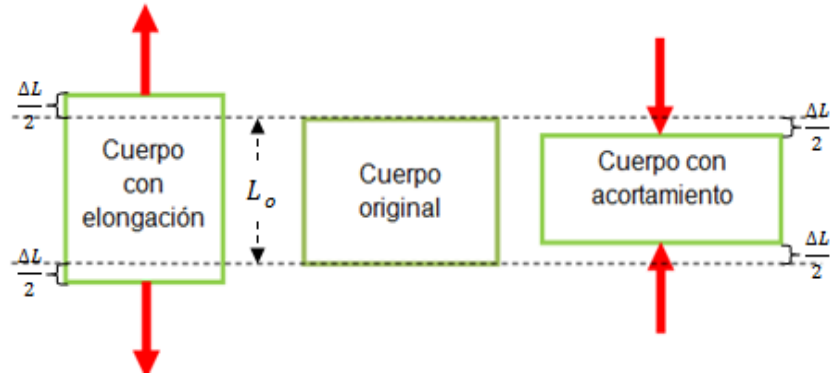


Figura 1.4 Deformación longitudinal.

La deformación longitudinal se calcula con la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L_o}$$

Donde:

ε = deformación unitaria [adimensional]

ΔL = variación de longitud producida [in]

L_o = longitud inicial del cuerpo [in]

Deformación angular: ocurre cuando el esfuerzo aplicado modifica el ángulo original del cuerpo (ilustrado en la figura 1.5). Esta deformación es causada por esfuerzos cortantes que provocan que los ángulos del cuerpo aumenten o disminuyan (tabla 1.2).

Tabla 1.2 Tipos de deformación angular.

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

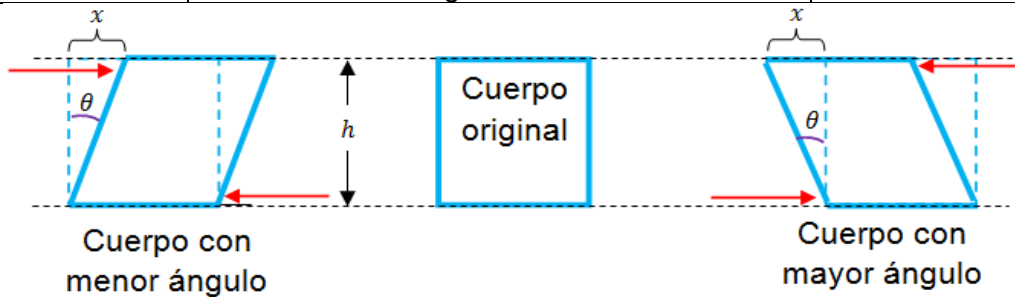


Figura 1.5 Deformación angular.

La deformación angular se calcula con la siguiente fórmula:

$$\gamma = \frac{x}{h} = \tan \theta$$

Conceptos básicos

Donde:

γ = deformación angular [adimensional]

x = variación de longitud producida [in]

h = longitud inicial del cuerpo [in]

Clasificación de los cuerpos

La figura 1.6 ilustra la deformación de los cuerpos de acuerdo al tipo de material y el tipo de esfuerzo aplicado.

Un cuerpo elástico es aquel que puede recuperar su forma y tamaño original cuando la fuerza que lo deformó deja de actuar sobre él.

Un cuerpo plástico es aquel que presenta un cambio de posición de las partículas dentro del cuerpo.

Un cuerpo rígido es aquel que presenta un cambio de posición de todas las partículas sin presentar cambio interno. Su deformación es frágil.



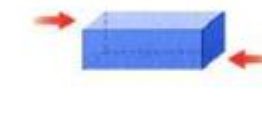



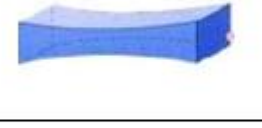

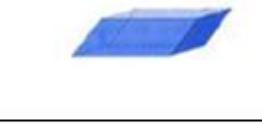



		Tipo de esfuerzo			
		Tensión	Compresión	Cortante	
Deformación después de retirar el esfuerzo	In-deformado				
	Elástico				
	Plástico				Tipo de material
	Rígido				

Figura 1.6 Clasificación de los cuerpos.³⁵

Tipo de deformación de acuerdo al cuerpo

La tabla 1.3 muestra el tipo de deformación que presenta en cada tipo de cuerpo.

Tabla 1.3 Deformación de acuerdo al cuerpo.

Cuerpo	Deformación
Elástico	Dúctil elástica
Plástico	Dúctil plástica
Rígido	Frágil

La figura 1.7 muestra los tipos de deformación, los cuales se describen más adelante.

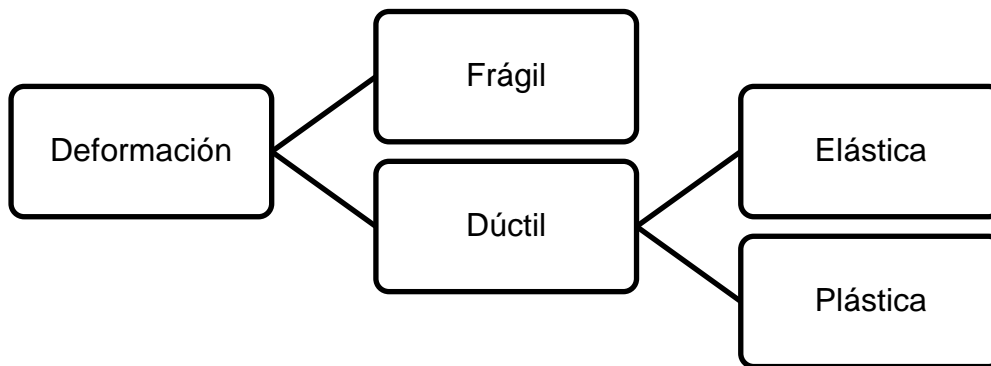


Figura 1.7 Tipos de deformación de acuerdo al cuerpo.

La deformación frágil es la que produce ruptura, los materiales se rompen sin sufrir apenas deformación (figura 1.8-A).

La deformación dúctil es aquella en la que los cuerpos sufren una deformación amplia sin que el cuerpo se fracture, puede subdividirse en elástica y plástica (figura 1.8-B).

En la deformación elástica, si los esfuerzos se retiran, la deformación se pierde recuperando el cuerpo su forma original.

En la deformación plástica, si los esfuerzos se retiran, la deformación permanece y el cuerpo no recupera su forma original.

El límite elástico es el punto en el que el cuerpo comienza a deformarse permanentemente debido a que el esfuerzo está por encima de su rango elástico (figura 1.8).

El límite plástico es el punto en el que el cuerpo comienza a romperse debido a que el esfuerzo está por encima de su rango plástico (figura 1.8).

Conceptos básicos

En la práctica, las rocas se deforman inicialmente de una manera elástica, hasta alcanzar el límite elástico; a partir de este punto se produce la deformación plástica. El comportamiento plástico también tiene un límite, alcanzado el cual se produce la ruptura. Las deformaciones elásticas, al no producir deformaciones permanentes, no generan estructuras geológicas, éstas son producidas por la deformación plástica o bien por la ruptura.

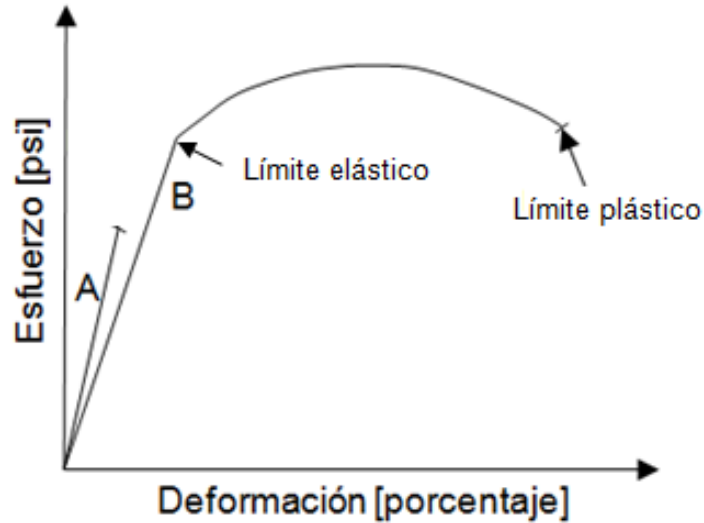


Figura 1.8 Diagrama esfuerzo vs deformación. A: Rocas frágiles; B: Rocas dúctiles.²

1.2 COMPACTACIÓN DE LA ROCA

La compactación es uno de los procesos de la diagénesis y se define como la reducción del volumen del sedimento.

La diagénesis hace referencia a aquellos cambios físicos, químicos y bioquímicos que ocurren a los sedimentos o rocas sedimentarias después del depósito.

Los sedimentos se depositan y compactan debido a la sobrecarga de los sedimento provocando la expulsión de los fluidos fuera del poro por lo que la porosidad se ve reducida, adicionalmente la presión y temperatura aumentan durante el sepultamiento.

Durante la compactación ocurren procesos mecánicos y químicos.

La figura 1.9 muestra una gráfica de porosidad vs profundidad en la que se destaca la profundidad a la que se da cada tipo de compactación y su porosidad.

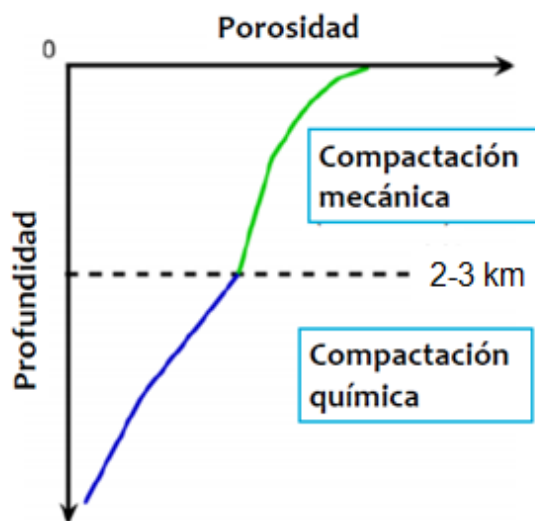


Figura 1.9 Gráfica de compactación.⁹⁰

La **compactación mecánica** se produce en los primeros momentos del sepultamiento, a profundidades entre 0 a 2-3 [km] y es producida por la presión litostática o de sobrecarga.

Sus consecuencias fundamentales son: reordenación de los granos individuales hacia un empaque más apretado, expulsión de agua, deformación de granos dúctiles y ruptura de los frágiles.

La **compactación química** se presenta a continuación de la compactación mecánica, durante el sepultamiento profundo, a profundidades mayores a 2-3 [km].

Conceptos básicos

Es causada por la concentración de esfuerzos en los puntos de contacto entre granos favoreciéndose su disolución.

La consecuencia es el desarrollo de contactos cóncavo-convexos y suturados entre granos, y la aparición de superficies estilolíticas a gran escala.

El proceso de compactación química se ilustra en la figura 1.10.

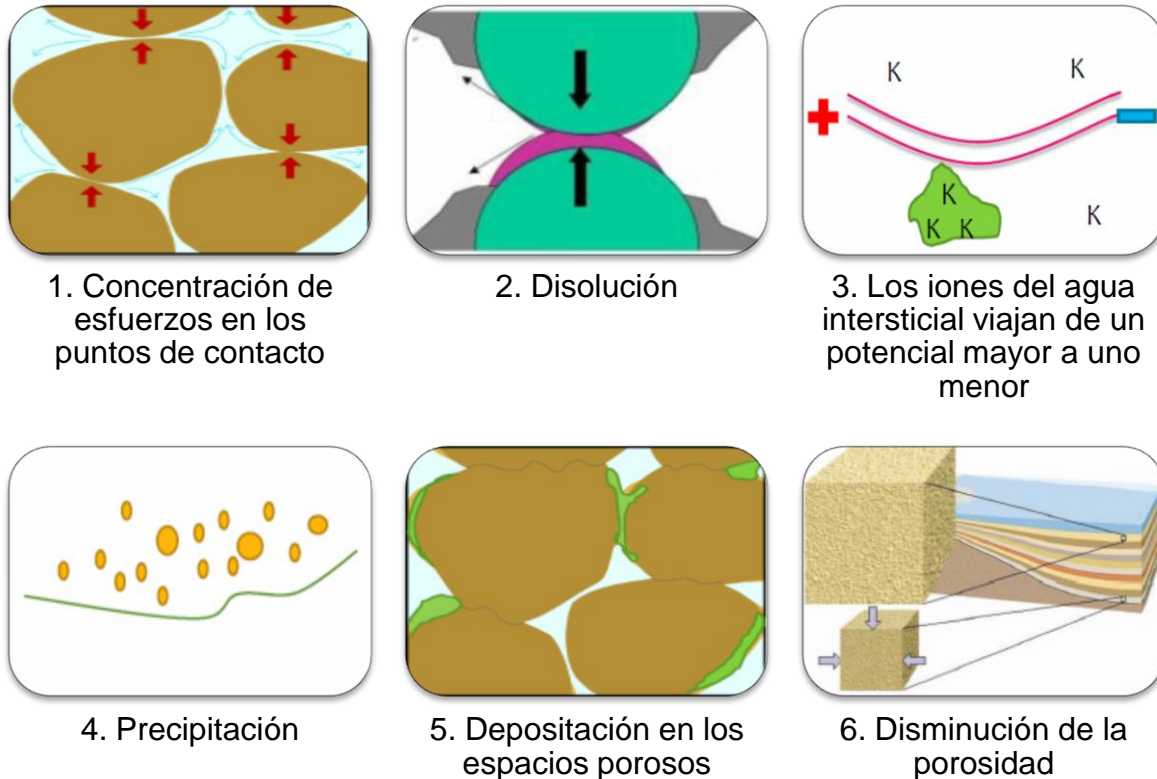


Figura 1.10 Proceso de compactación química.⁹⁰

En rocas silíceas, la compactación provoca que la porosidad de la roca disminuya, esto a su vez provoca una permeabilidad más baja. Por lo que, si se desea fracturar esta zona, la energía necesaria para iniciar y propagar la fractura es mayor, debido a que ya no tenemos un fluido presurizado dentro del yacimiento que nos ayude a abrir la roca (ya que durante el proceso de compactación el fluido fue expulsado del poro).

Durante el fracturamiento, cuando el colchón es inyectado a la formación, el fluido se filtra ocasionando que la presión de poro se incremente (debido a la inyección de un fluido al yacimiento). Esto provoca la disminución de la presión efectiva de la roca, permitiendo iniciar más fácilmente la fractura.

1.3 PRUEBAS DE INTEGRIDAD

1.3.1. PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN (FIT)

En esta prueba la formación se presuriza hasta alcanzar la máxima presión que ejercerá el fluido en estado dinámico. También se puede tomar como referencia el gradiente de fractura pronosticado a la profundidad de la última tubería de revestimiento cementada.

En la prueba FIT, no se espera que la formación admita fluido, y la máxima presión que la formación acepta antes de admitir fluido no es determinada, el objetivo principal de la prueba es saber si la zapata resiste la máxima presión hidrostática de lodo que se diseñó para la siguiente etapa a perforar. En general estas pruebas solamente proveen información del límite inferior del gradiente de fractura de la formación, el cual es un indicativo del esfuerzo horizontal mínimo.

En la figura 1.11, la gráfica definida entre [0] y [1] (en amarillo) corresponde al comportamiento típico de una prueba de integridad de la formación, es decir, existe una relación lineal entre la presión y la deformación de la roca.

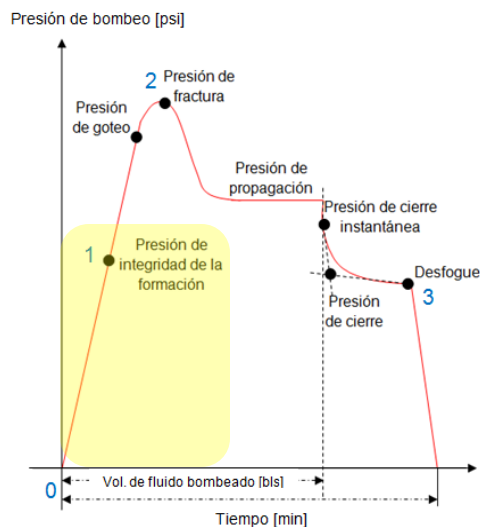


Figura 1.11 Prueba FIT.⁹¹

1.3.2. PRUEBA DE GOTEO O LEAK OFF TEST (LOT)

Una prueba de goteo es realizada para estimar la presión o densidad de fluido que la formación puede soportar antes de que ocurran pérdidas de fluido, ya que se desarrolla hasta que la formación filtra fluido.

El comportamiento comienza con la deformación lineal de la formación y al momento en que la formación empieza a admitir fluido, este comportamiento

Conceptos básicos

declina (cambia de pendiente), indicando que el goteo a iniciado y es momento de terminar la prueba.

En la figura 1.12, la gráfica definida entre [0] y [2] (en amarillo) corresponde al comportamiento típico de una prueba de goteo.

Son realizadas rutinariamente para estimar la máxima presión que la formación puede soportar antes de que ocurra la fractura, además de generar información acerca de la integridad formación / tubería de revestimiento (chechar el sello del cemento entre la tubería de revestimiento y la formación). Hoy en día los datos LOT son comúnmente usados más allá de este propósito original, para la estimación de los esfuerzos.

Las pruebas LOT han sido utilizadas en la industria petrolera por la necesidad de información acerca de los esfuerzos en el planeamiento de trabajos de exploración y perforación. Los esfuerzos obtenidos a partir de esta prueba no han sido los más confiables, por lo tanto se ha promovido el uso de pruebas más refinadas, las cuales logran los objetivos de la LOT pero con una mejor precisión y confiabilidad para ser usados como métodos de estimación de esfuerzos. Esta prueba es llamada Prueba de Leak Off Extendida (ELOT o XLOT) la cual toma cerca de una hora en realizarse y comprende presurizaciones repetidas de la formación.

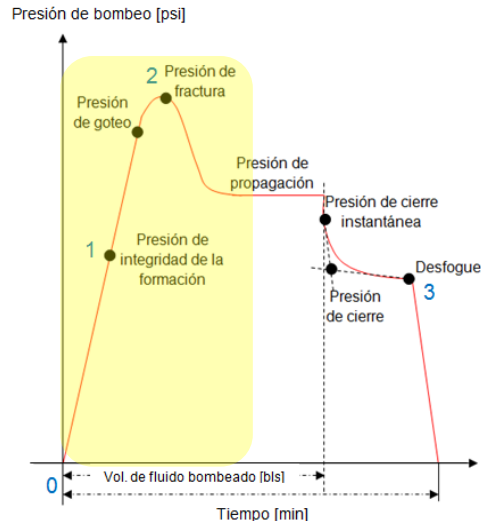


Figura 1.12 Prueba LOT.⁹¹

Prueba Extendida Leak Off Test (ELOT)

La ELOT es en realidad una prueba de Mini Frac ya que esta se lleva a cabo hasta que la roca falla por tensión, son realizadas de una forma similar a las estándar LOT, pero se repiten los ciclos de presurización, lo cual resulta en un mejoramiento en la estimación de los esfuerzos.

Conceptos básicos

En la figura 1.12, la gráfica definida entre [0] y [3] corresponde a un ciclo de una prueba ELOT, mientras que la figura 1.13 muestra tres ciclos.

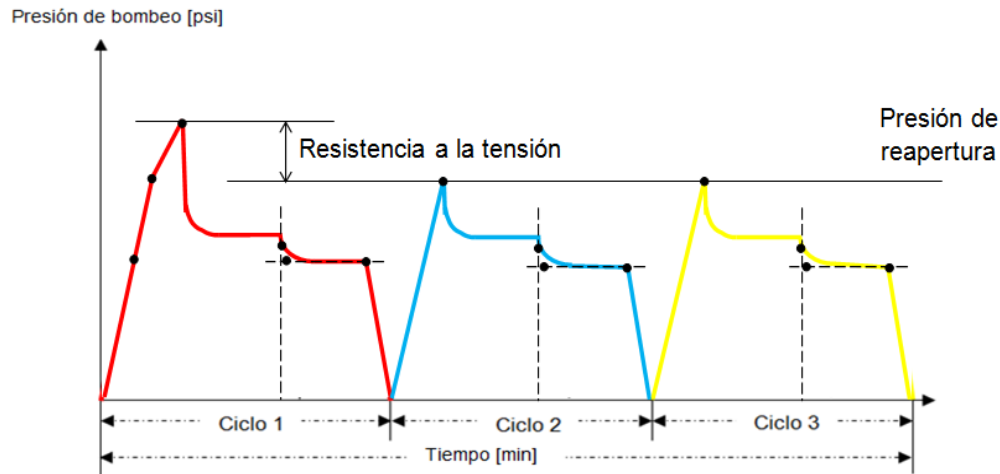


Figura 1.13 Prueba ELOT.⁹¹

La diferencia entre una prueba LOT y una ELOT es la repetición de ciclos, esto permite eliminar el efecto de la resistencia a la tensión de la roca permitiendo obtener valores más precisos del esfuerzo horizontal mínimo.

El valor del esfuerzo horizontal mínimo se considera que es aproximadamente igual a la presión de cierre o la presión de cierre instantánea, dependerá de que valor de presión es menor y cuál de estas presiones se puede definir de manera más precisa en la gráfica de la prueba de goteo extendida, es decir:

$$\sigma_h \approx P_c \approx P_{ci}$$

Donde:

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo [psi]

P_c = presión de cierre [psi]

P_{ci} = presión de cierre instantánea [psi]

Además, si se tienen pruebas ELOT y se conoce la presión de poro, se puede determinar el valor del esfuerzo horizontal máximo con la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_{fr} - P_o + T_o$$

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_r - P_o$$

Donde:

σ_H = esfuerzo horizontal máximo [psi]

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo [psi]

P_{fr} = presión de fracturamiento [psi]

Conceptos básicos

P_r = presión de reapertura [psi]

P_o = presión de poro [psi]

T_o = resistencia a la tensión [psi]

La tabla 1.4 muestra las diferencias entre una prueba LOT y una ELOT.

Tabla 1.4 Tabla comparativa de las pruebas LOT y ELOT.⁹¹

	LOT	ELOT
Propósito	Determinar la máxima presión que puede ser ejercida por el fluido antes de que ocurra la fractura.	Obtener valores más precisos de los esfuerzos.
Fin de la prueba	Se lleva a cabo hasta que la formación filtra fluido.	Se lleva a cabo hasta que la roca falla por tensión.
Determinación del esfuerzo horizontal mínimo	El valor obtenido, en la mayoría de los casos no es certero.	Da valores más precisos del esfuerzo horizontal mínimo.
Determinación de la presión de fractura	No	Sí* $P_{fr} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_o + T_o$
Determinación de la presión de reapertura	No	Sí* $P_r = 3\sigma_h - \sigma_H - P_o$
Determinación de la resistencia a la tensión de la roca	No	Sí* $T_o = P_{fr} - P_r$

* La prueba ELOT sí determina la presión de fractura, presión de reapertura y resistencia a la tensión, pero sólo en formaciones que no son naturalmente fracturadas.

P_{fr} = presión de fracturamiento [psi]

P_r = presión de reapertura [psi]

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo [psi]

σ_H = esfuerzo horizontal máximo [psi]

P_o = presión de poro [psi]

T_o = resistencia a la tensión [psi]

1.4 DISPAROS

Cuando un pozo es terminado con agujero revestido debe realizarse la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación conectando así el pozo con el yacimiento.

La importancia de los disparos aumenta cuando se sabe que el pozo será fracturado. Por ello, es de suma importancia cuidar el diseño de los mismos.

Si se fractura, los disparos son el conducto entre la fractura y el pozo.

1.4.1. PISTOLAS

Las pistolas se componen de:

Estopín. Es el encargado de iniciar la detonación mediante una corriente eléctrica enviada desde superficie.

Cordón explosivo. Proporciona la energía para detonar las cargas.

Carga moldeada revestida. Utiliza un explosivo secundario para impulsar un chorro (jet) de partículas metálicas a alta velocidad para penetrar la TR, el cemento y la formación.

Carga. Indicador o carga de transferencia: Está compuesto de una pequeña cantidad de explosivo más sensitivo que el principal. Transfiere el choque del cordón detonante al explosivo principal.

Explosivo principal: Provee la energía para producir el jet.

Porta Carga. Se utiliza para montar las cargas, la figura 1.14 muestra su clasificación.

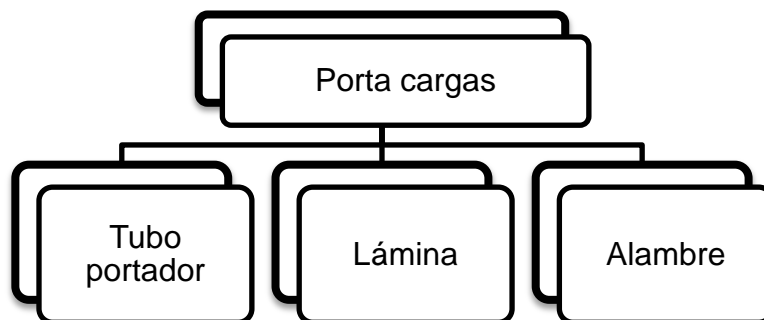


Figura 1.14 Tipos de porta cargas.

1.4.2. SISTEMAS DE PISTOLAS

La figura 1.15 ilustra y describe los tipos de sistemas de pistolas.

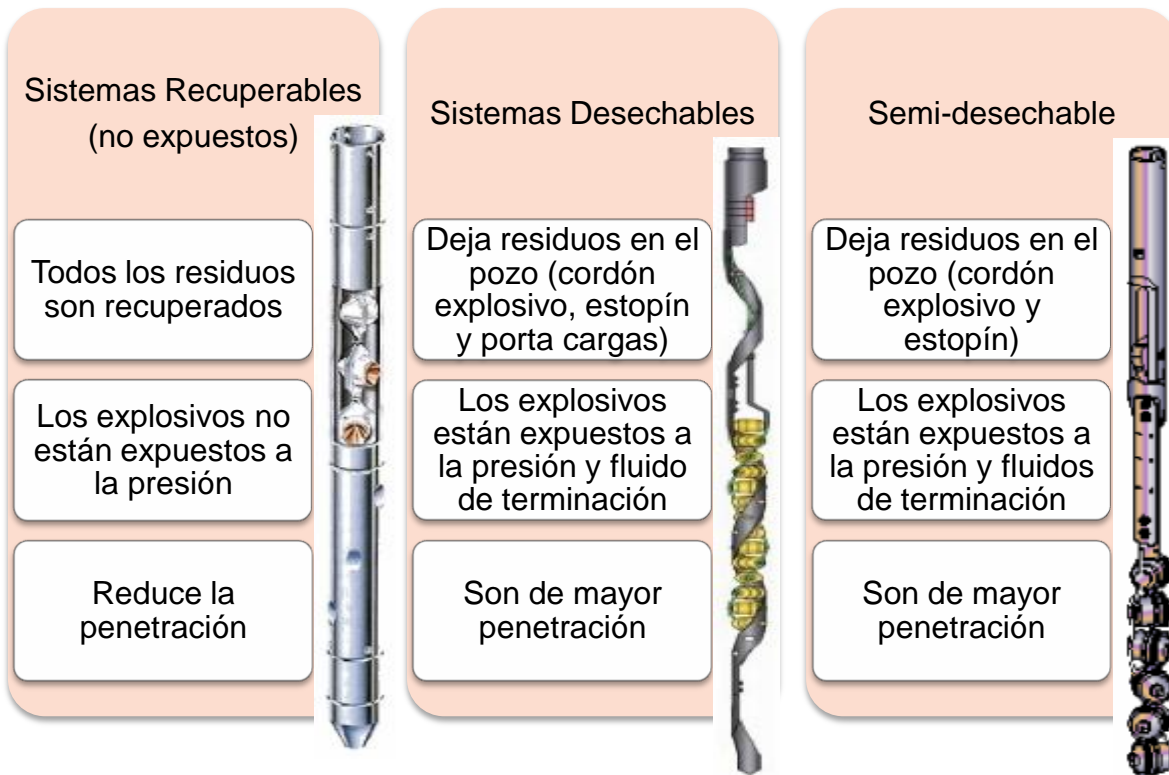


Figura 1.15 Sistemas de pistolas.³⁴

1.4.3. TRANSPORTE

La figura 1.16 muestra los tipos de transporte de pistolas y sus ventajas.

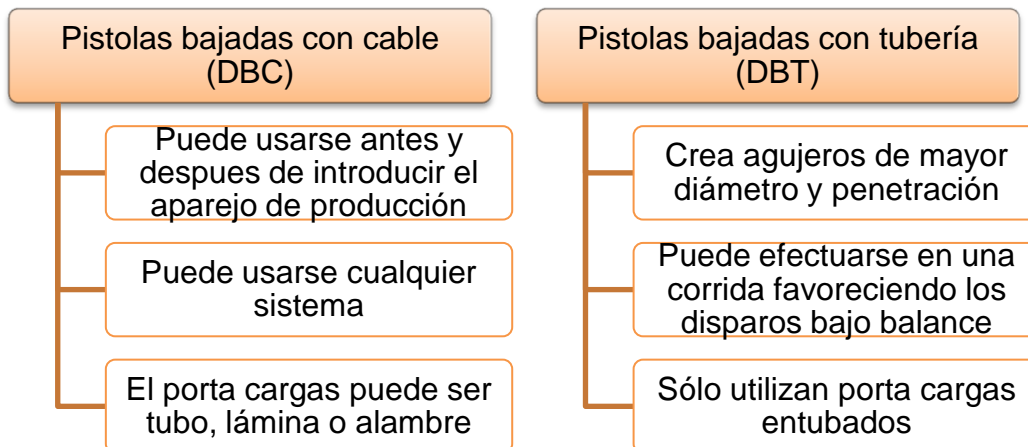


Figura 1.16 Tipos de transporte de pistolas.

Conceptos básicos

La ventaja de disparar antes de introducir el aparejo de producción es que se pueden emplear pistolas de diámetro más grande, generando un disparo más profundo.

El sistema BDT permite bajar el aparejo de producción junto con las pistolas reduciendo el tiempo para poner el pozo en producción.

1.4.4. PROCESO DE DISPARO

La figura 1.17 ilustra y describe el proceso de disparos

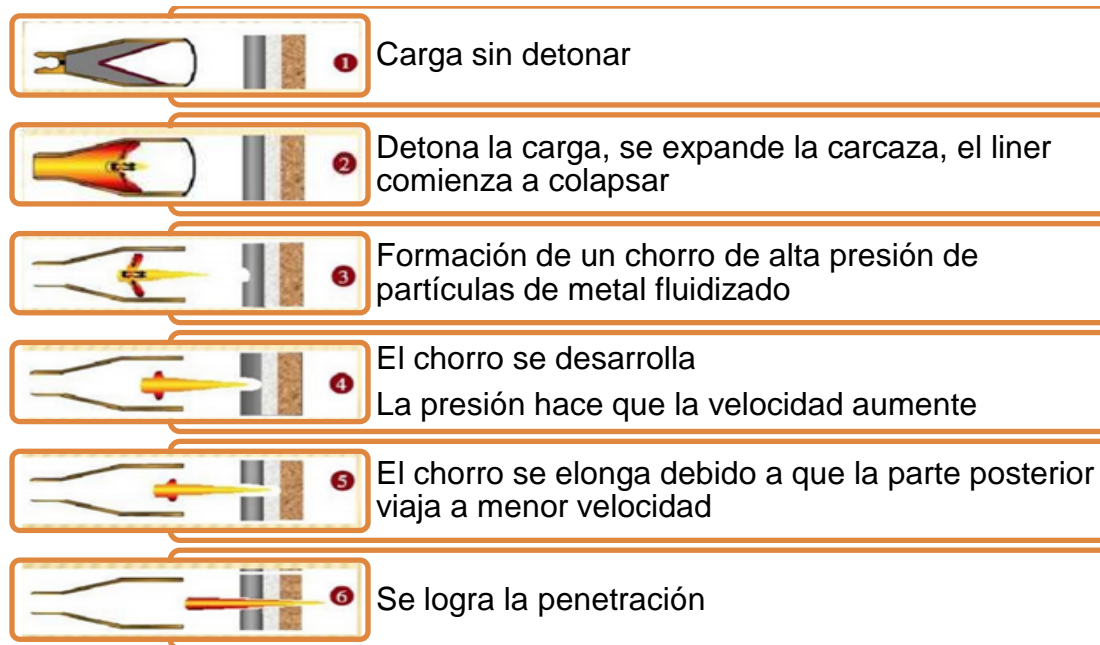


Figura 1.17 Proceso de disparos.³⁴

1.4.5. FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO

La geometría del agujero influye en la producción y está definida por los elementos ilustrados en la figura 1.18:

- Penetración (longitud de la perforación)
- Densidad de cargas (cargas/metro)
- Fase angular de las perforaciones (ángulo entre disparos)
- Diámetro de la perforación (del disparo)

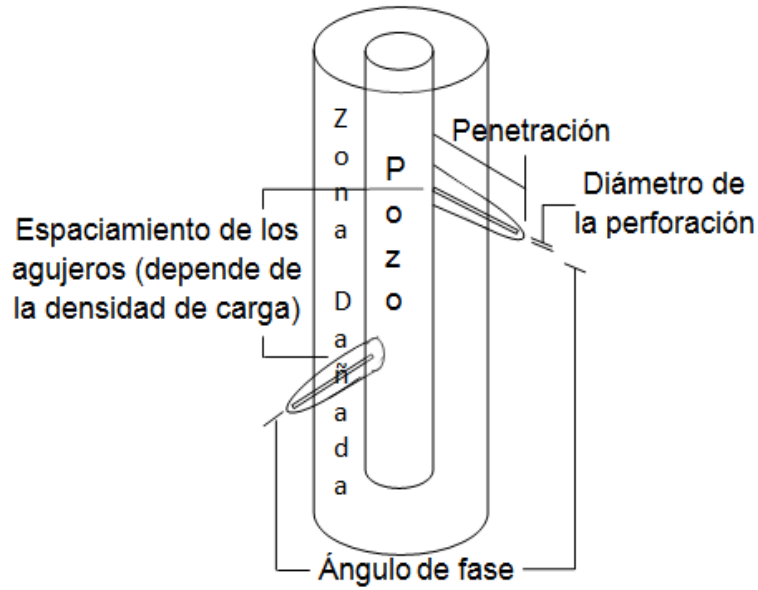


Figura 1.18 Factores geométricos del disparo.⁶³

1.4.6. PATRONES DE PERFORACIÓN Y ÁNGULOS DE DISPARO

La figura 1.19 ilustra los patrones de perforación y ángulos de disparo.

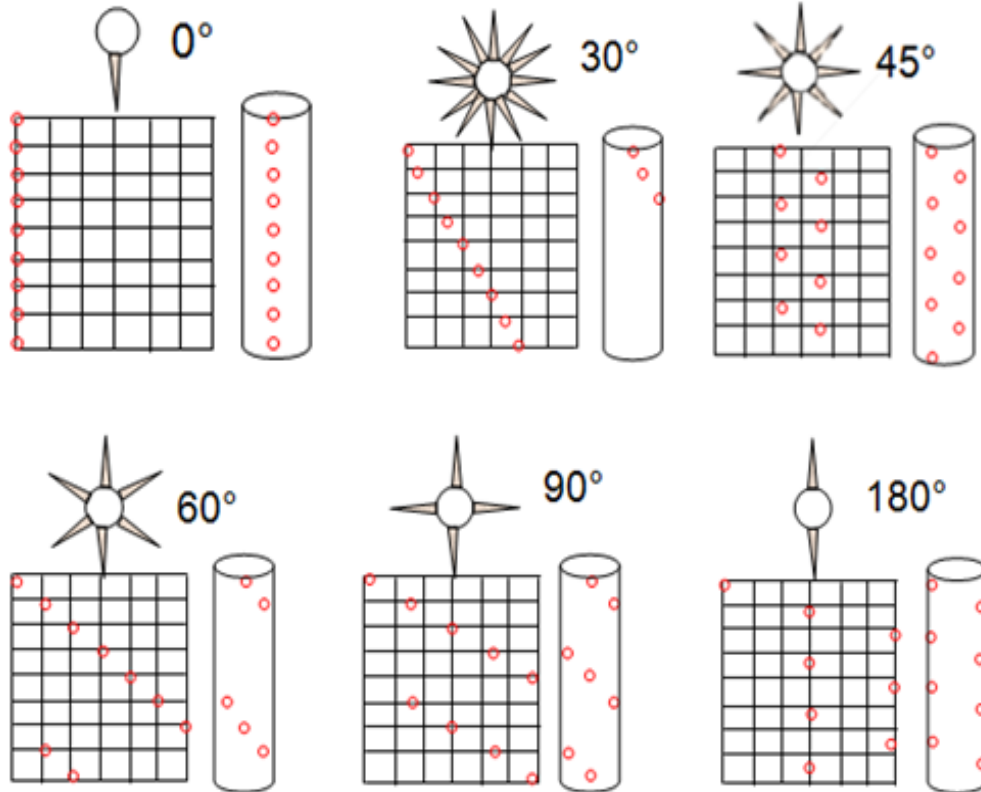


Figura 1.19 Patrones de perforación y ángulos de disparo.³⁴

1.5 GRADIENTE DE FRACTURA

Es la relación entre la presión de fractura y la profundidad de la formación, es decir, el cociente presión/profundidad, que define la manera en que varía la presión de fractura con respecto a la profundidad.

En las operaciones de fracturamiento hidráulico es necesario considerar diferentes parámetros geomecánicos (esfuerzos in situ, módulo de Young, relación de Poisson), entre los cuales el gradiente de fractura es el más importante, ya que es uno de los encargados de realizar el dimensionamiento del equipo a utilizar.

Es un parámetro geomecánico que determina que presión es necesaria aplicar a la formación para fracturarla dividida entre la profundidad. Matemáticamente se expresa como:

$$g_f = \frac{P_f}{D}$$

Donde:

g_f = gradiente de fractura [psi/ft]

P_f = presión de fractura de la formación [psi]

D = profundidad de la formación [ft]

Como se puede observar en la expresión matemática, el gradiente de fractura está directamente ligado con la presión de fractura y por ende con la magnitud de los esfuerzos que actúan en la cara del pozo. Con respecto a su dependencia con la profundidad, a mayor profundidad es de esperarse un mayor de gradiente de fractura para un mismo pozo objeto de estudio.

1.6 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS

Las características reológicas de los fluidos deben estar bien definidas a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para circularlos.

La reología es la ciencia que estudia la deformación y flujo de los materiales sometidos a fuerzas externas. La rama de la física en la cual se estudia el concepto de reología es la mecánica de los cuerpos deformables.

Analiza la relación existente entre las variables esfuerzo (τ), gradiente de velocidad (γ) o velocidad de deformación, y tiempo (t). Dependiendo de esta relación, los materiales presentan comportamientos reológicos diferentes.

La caracterización reológica del fluido permite determinar cómo fluirá en distintas condiciones, durante su fabricación, transporte, almacenamiento o utilización.

1.6.1. PROPIEDADES REOLÓGICAS

Esfuerzo de corte, τ

Fuerza mínima necesaria para mantener una velocidad constante de movimiento de un fluido.

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

Donde:

τ = esfuerzo de corte [psi]

F = fuerza de corte [lb_f]

A = área en la que actúa la fuerza [in²]

Velocidad de corte, γ

Es el cambio de velocidad del fluido dividido por el ancho del canal a través del cual el flujo se desplaza en flujo laminar. Puede expresarse como:

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

Donde:

γ = velocidad de corte [1/s]

V = velocidad [ft/s]

H = distancia [ft]

Viscosidad, μ

Propiedad de los fluidos que tiende a oponerse al flujo cuando se le aplica una fuerza, entre más alta sea la viscosidad de un fluido mayor resistencia interna al flujo opondrá.

Es el esfuerzo de corte dividido por la correspondiente velocidad de corte:

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

Donde:

μ = viscosidad [cp]

τ = esfuerzo de corte [psi]

γ = velocidad de corte [1/s]

Conceptos básicos

La viscosidad del fluido se puede medir en un punto determinado o sobre una amplia escala de mediciones esfuerzo cortante/velocidad de corte.

Viscosidad aparente, μ_A

La viscosidad aparente es la viscosidad real o viscosidad verdadera observada.

Se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional.

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

Donde:

μ_A = viscosidad aparente [cp]

L600 = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 600 rpm [cp]

L300 = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 300 rpm [cp]

Viscosidad efectiva, μ_E

Es la viscosidad bajo condiciones específicas. Se usa para describir la resistencia del fluido a fluir a través de una geometría particular, al cambiar las geometrías del pozo también cambia la viscosidad efectiva.

Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura.

Está definida por:

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

Donde:

μ_E = viscosidad efectiva [cp]

τ = esfuerzo de corte [psi]

γ = velocidad de corte [1/s]

Conceptos básicos

Viscosidad plástica, VP o μ_p

Es la viscosidad que resulta de la fricción entre sólidos, sólido-líquido, y entre líquidos. La viscosidad plástica está generalmente relacionada con el tamaño, forma y número de partículas de un fluido en movimiento.

Se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional:

$$\mu_p = L600 - L300$$

Donde:

μ_p = viscosidad plástica [cp]

$L600$ = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 600 rpm [cp]

$L300$ = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 300 rpm [cp]

Punto de cedencia, PC o τ_Y

Es el esfuerzo mínimo de corte que debe aplicarse a un fluido para que comience a desplazarse.

Se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional:

$$\tau_Y = L300 - \mu_p$$

Donde:

τ_Y = punto de cedencia [cp]

$L300$ = lectura obtenida del viscosímetro rotacional a 300 rpm [cp]

μ_p = viscosidad plástica [cp]

Resistencia al gel

Es el esfuerzo cortante medido a baja velocidad de corte después de que el fluido (fluido dependiente del tiempo) ha quedado en reposo durante cierto periodo de tiempo, generalmente este periodo es de 10 segundos o 10 minutos, pero pueden hacerse mediciones después de 30 minutos o 16 horas.

Depende de la cantidad y tipo de sólidos en suspensión, tiempo de reposo, temperatura y tratamiento químico.

Índice de flujo, n

Es la relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico log-log.

Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido.

Entre más alejado de la unidad sea el valor del índice de flujo, más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido.

Índice de consistencia, k

Caracterización numérica de la consistencia del fluido, es decir, es una medida indirecta de la viscosidad.

Cuanto mayor sea el valor del índice de consistencia el fluido será más espeso o viscoso.

Depende del tamaño, forma y número de partículas en el fluido.

1.6.2. FACTORES QUE AFECTAN LA REOLOGÍA

Temperatura: la viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura.

Presión: ejerce poco efecto en los fluidos base agua pero puede afectar significativamente a los fluidos base aceite.

Tiempo: la estructura gel sólo se desarrolla después de un periodo de tiempo en que el fluido ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

1.6.3. MODELOS REOLÓGICOS

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

Los modelos reológicos permiten caracterizar los fluidos fracturantes, lo cual permite obtener datos representativos de su desempeño. Esto, durante el diseño de la fractura, permite determinar si el fluido es apropiado para usarse en el campo.

Conceptos básicos

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas.

La tabla 1.5 muestra los modelos reológicos, con una breve descripción y su representación matemática.

Tabla 1.5 Modelos reológicos.

Modelo	Descripción	Representación matemática
Newton	Fluidos ideales: fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. El coeficiente de viscosidad describe su comportamiento de flujo.	$\tau = \mu\gamma$
Bingham	Un fluido Plástico de Bingham no comienza a fluir hasta que el esfuerzo de corte excede el valor de τ_Y . A partir de este punto el cambio en τ es proporcional a γ y la constante de proporcionalidad es μ_P .	$\tau = \tau_Y + \mu_P\gamma$
Ley de Potencia	La viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta. Los fluidos comienzan a fluir a una tasa de corte igual a cero.	$\tau = k\gamma^n$
Herschel-Bulkley o Ley de Potencia Modificado	Es la combinación del modelo de Bingham y Ley de potencia. Describe el comportamiento reológico con mayor exactitud que otros modelos.	$\tau = \tau_Y + (k\gamma^n)$
Casson	Da una buena descripción de las características reológicas pero a altas temperaturas y bajas presiones la aproximación se hace más pobre.	$\tau^{1/2} = \tau_Y^{1/2} + (\mu_P\gamma)^{1/2}$
Robertson-Stiff	Es un modelo híbrido de los modelos Ley de potencia y de Bingham	$\tau = k(\gamma_o + \gamma)^n$ γ_o es una corrección a la velocidad de corte.

CAPÍTULO 2 MECÁNICA DE LAS ROCAS

La mecánica de rocas es la ciencia teórica y aplicada que analiza las características y define las propiedades de las rocas, lo anterior para estudiar el comportamiento de éstas al ser sometidas a los esfuerzos que actúan en su entorno.⁵⁶

Se utiliza para analizar y resolver problemas como la estabilidad de pozos tanto en la fase de perforación como en la fase de operación, la recuperación terciaria de crudo mediante inyección, la respuesta del yacimiento durante la producción y los posibles hundimientos o fenómenos de subsidencia que origina la extracción.

2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS

Las propiedades mecánicas permiten predecir el comportamiento mecánico de las rocas.⁵⁶

Las propiedades mecánicas están determinadas por la interacción de las propiedades intrínsecas de la roca y de las condiciones ambientales que les afectan⁵⁶ (figura 2.1).



Figura 2.1 Propiedades mecánicas.

A continuación se mencionan las propiedades mecánicas de la roca y cómo estas se relacionan con la fractura que se obtendrá al realizar el fracturamiento hidráulico.

2.1.1. PROPIEDADES INTRÍNSECAS DE LA ROCA

Composición

La composición de la roca determinará si ésta es dúctil o rígida.

Si una roca rígida es sometida a un estado de esfuerzos, desarrollará una mayor cantidad de fracturas, en comparación a una dúctil sometida al mismo régimen de esfuerzos, pues las rocas dúctiles primero presentan deformación y sólo al pasar el límite plástico presentarán fracturas.

Permeabilidad

Para un mismo ambiente de esfuerzos, cuando la permeabilidad es baja se desarrollarán fracturas más largas ya que el volumen de fluido inyectado cumplirá su función de desarrollar la fractura.

Cuando la permeabilidad es alta, la fractura será corta debido a que la pérdida de fluido hacia la formación no permite que ésta siga creciendo.

Porosidad

Para un mismo ambiente de esfuerzos, una roca con baja porosidad va a tener fracturas más largas que una con porosidad mayor.

Las rocas porosas contribuyen a la pérdida del fluido fracturante por lo que no es aprovechado todo el volumen inyectado para la propagación de la fractura.

Tamaño de grano

El tamaño de grano condiciona la abundancia de las fracturas; entre menor es el tamaño del grano, menor es la permeabilidad y por consiguiente mayor será la longitud de las fracturas.

La resistencia de las rocas bien seleccionadas a la tensión y compresión aumenta notablemente, por lo cual en rocas bien seleccionadas habrá menor cantidad de fracturas.

Espesor de la capa

Si se consideran constantes todas las propiedades y sólo se varía el espesor de la capa, entonces las capas más delgadas presentarían una intensidad de microfracturamiento mucho mayor que las más gruesas.

Posición estructural

La posición estructural inicial y final de las formaciones es importante en la deducción de los lugares con mayor ocurrencia de fracturamiento.

En el caso de sectores específicos de la formación, lo que sucede es que en sus cercanías se encuentran la mayor cantidad de fracturas, mientras que los sistemas con esfuerzos regionales por lo general desarrollan fracturas en todas las secuencias a nivel de una cuenca.

Diagénesis

Este factor influye en la localización de fracturas tectónicas ya que puede afectar preferencialmente a algunos sectores de una formación.

Causa la reducción de volumen y la ductilidad de las rocas, lo que significa que la zona desarrollará fracturas con mayor dificultad.

Roca isotrópica o anisotrópica

La roca isotrópica prácticamente no se deforma antes de romperse y por consiguiente es rígida.

En la roca anisotrópica hay deformación, por lo que se trata de una roca plástica. Por lo tanto en una roca isotrópica se desarrollarán más fácilmente las fracturas que en una roca anisotrópica.

2.1.2. PROPIEDADES AMBIENTALES

Profundidad

El punto donde las rocas podrían fracturarse más fácilmente es cerca de la superficie puesto que a grandes profundidades se comportan más plásticamente, por lo que se facilita la deformación dúctil.

Temperatura

Con el incremento de la temperatura hay un aumento en la plasticidad de la roca y con su disminución, la roca se torna más rígida. A su vez la temperatura se incrementa con la profundidad.

Por lo que a mayor profundidad, mayor temperatura, las rocas se comportan más plásticas y por lo tanto se requiere mayor esfuerzo para iniciar la fractura.

Contenido de fluidos

Las rocas secas se comportan en forma rígida pero mojadas se comportan plásticamente.

La presencia de fluidos como el incremento de la temperatura aumenta el campo de deformación, desplazando el límite de rompimiento para esfuerzos cada vez mayores.

Tiempo o duración del esfuerzo

Las rocas que se comportan elásticamente frente a un esfuerzo de una determinada intensidad, pueden deformarse plásticamente, o incluso fracturarse, si dicho esfuerzo actúa durante un periodo largo de tiempo.

Si la velocidad de deformación es alta, el tiempo será breve y la roca responderá con rigidez; si la deformación se desarrolla a una velocidad lenta y durante más tiempo responderá más plásticamente.

Debe tomarse en cuenta que la unidad de tiempo geológico es un millón de años.

Presión

Las rocas se comportan más plásticamente bajo una presión de confinamiento elevada.

Esto quiere decir que, cuando la presión de confinación ejercida en la roca se incrementa, se incrementa el esfuerzo que se requiere para fracturar la formación.

2.2 RELACIÓN ESFUERZO DEFORMACIÓN

Las deformaciones son causadas por sistemas de esfuerzos, de forma que esfuerzo y deformación son conceptos que están ligados por una relación de causa a efecto.

Los esfuerzos se definen y analizan para un instante dado, mientras que las deformaciones se miden por los cambios producidos en un intervalo de tiempo y se analizan comparando un estado final con uno inicial.

Cuando un cuerpo se somete a diferentes fuerzas se producirán las correspondientes deformaciones, si se grafican los valores medidos en un sistema cartesiano obtendríamos el comportamiento esfuerzo-deformación del material, la figura 2.2 ilustra este comportamiento para rocas frágiles y para rocas dúctiles.

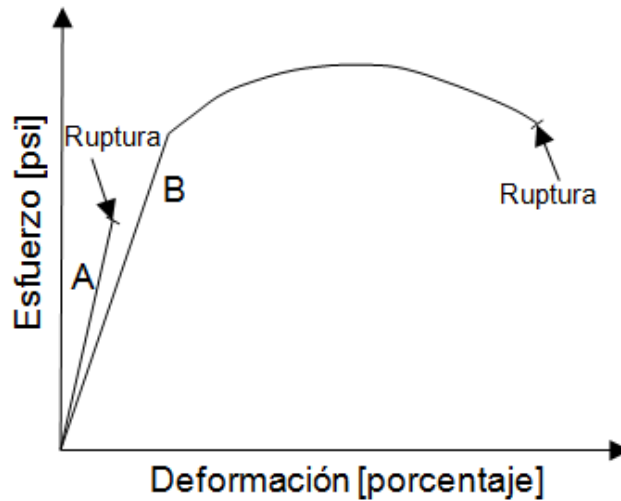


Figura 2.2 Gráfica esfuerzo vs deformación. A: Rocas frágiles; B: Rocas dúctiles.²

Un material dúctil exhibe un amplio intervalo de deformación en el intervalo plástico antes de la fractura.

Un material frágil se rompe sin ninguna o muy poca deformación plástica.

La figura 2.3 muestra un diagrama más detallado de la relación esfuerzo deformación, y los puntos resaltados se explican a continuación.

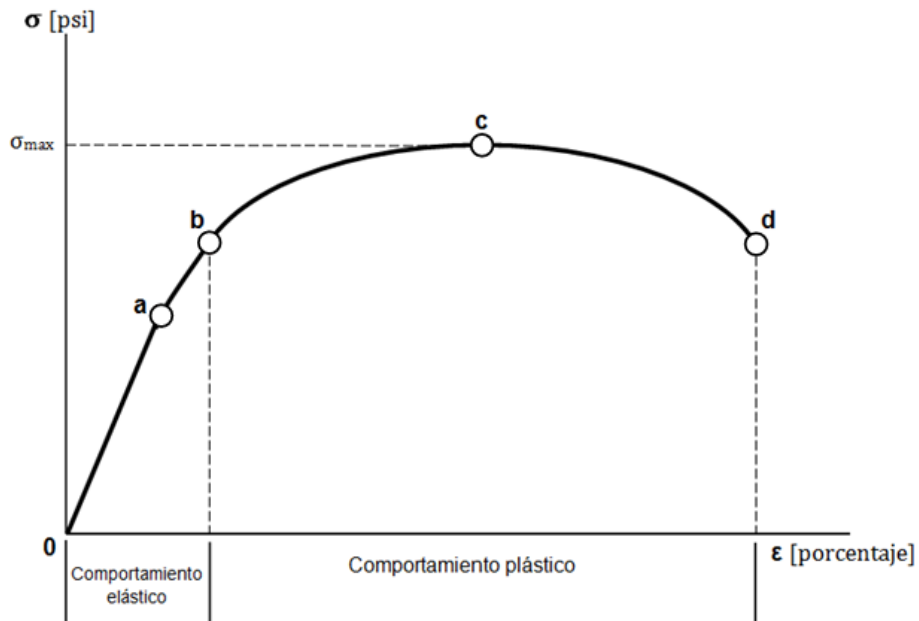


Figura 2.3 Gráfica esfuerzo vs deformación de ingeniería.⁷⁷

0-b ZONA CON COMPORTAMIENTO ELÁSTICO

0-a Zona elástica lineal La relación esfuerzo deformación es constante. El material puede volver a su forma original al dejar de aplicar el esfuerzo.

a Límite de proporcionalidad Punto en el que la relación esfuerzo deformación cambia de lineal a no lineal.

a-b Zona elástica no lineal La relación esfuerzo deformación ya no es constante pero el material sigue teniendo un comportamiento elástico ya que el material puede volver a su forma original al dejar de aplicar el esfuerzo.

b Límite elástico Es el esfuerzo máximo que el material es capaz de soportar sin deformarse permanentemente, después de este punto (al seguir aumentando el esfuerzo) el material entrará a la zona plástica.

b-d ZONA CON COMPORTAMIENTO PLÁSTICO

b-c Endurecimiento por deformación El material se endurece por una deformación plástica que tiene el efecto de incrementar la densidad del material.

c Esfuerzo máximo Indica el máximo esfuerzo que el material es capaz de soportar.

c-d Estricción Una zona específica comienza a disminuir su área en lugar de hacerlo en toda su longitud. Puesto que el área está decreciendo constantemente, el área más pequeña soporta un esfuerzo cada vez más decreciente.

d Ruptura Esfuerzo al cual el material se rompe.

Nunca existirán dos diagramas iguales para un material particular ya que los resultados dependen de la influencia de ciertos factores, en el caso de las rocas en yacimientos de hidrocarburos esos factores son los siguientes:

- Composición y litología de la roca
- Grado de cementación y cementante
- Fluidos contenidos en la roca
- Compresibilidad de la matriz de la roca y de sus fluidos
- Porosidad y permeabilidad
- Presión y temperatura del yacimiento
- Tiempo de aplicación del esfuerzo

2.3 ESTADO DE ESFUERZOS

2.3.1. TENSOR DE ESFUERZOS

El tensor de esfuerzos representa la distribución de esfuerzos en el medio. Los tensores se emplean para describir cómo se comportan los esfuerzos ante ciertas transformaciones.

Para dar una descripción completa del estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales, como se muestra en la figura 2.4.

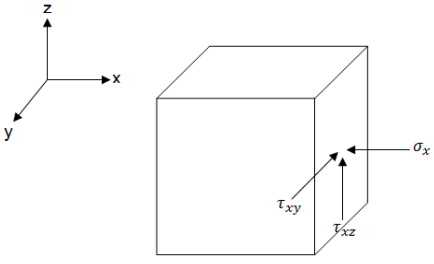
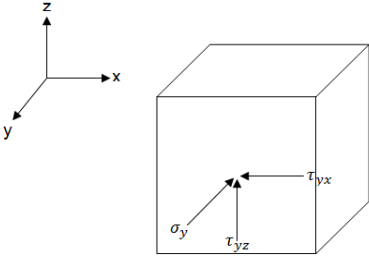
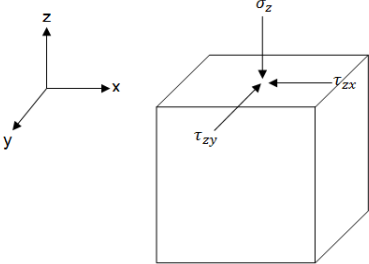
<p>Esfuerzos relacionados a una superficie normal al eje x</p>	$\sigma_x, \tau_{xy}, \tau_{xz}$	
<p>Esfuerzos relacionados a una superficie normal al eje y</p>	$\tau_{yx}, \sigma_y, \tau_{yz}$	
<p>Esfuerzos relacionados a una superficie normal al eje z</p>	$\tau_{zx}, \tau_{zy}, \sigma_z$	

Figura 2.4 Tensor de esfuerzos.⁵⁴

σ representa los esfuerzos normales y τ los esfuerzos de corte.

2.3.2. ESFUERZOS PRINCIPALES

Una condición particular del tensor de esfuerzos es aquella en la que las componentes de corte se igualan a cero, por lo que sólo tendríamos las componentes de esfuerzos normales; este sistema se denomina de esfuerzos principales, representados en la figura 2.5.

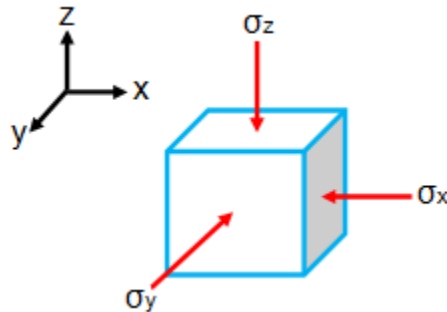


Figura 2.5 Esfuerzos principales.⁴³

Por razones de simplicidad a menudo se asume que éstas son las direcciones de los esfuerzos principales.

2.3.3. ESFUERZOS PRINCIPALES TOTALES

Es el esfuerzo total debido a la carga externa, representado en la figura 2.6.

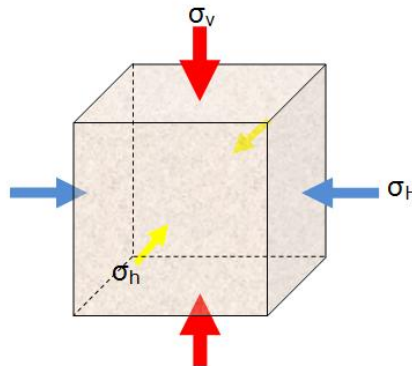


Figura 2.6 Esfuerzos principales totales.⁴³

Una muestra de roca es sometida a fuerzas compresivas actuando en tres direcciones con ángulos rectos entre las mismas: una en la dirección longitudinal y las otras en direcciones laterales. Esta muestra de roca tiene fluidos alojados en los poros que se resisten a las fuerzas compresivas.

Los esfuerzos principales totales son las fuerzas compresivas que actúan sobre la roca, pero no incluyen la presión de poro.

2.3.4. ESFUERZOS PRINCIPALES EFECTIVOS

Es la porción de esfuerzo total aplicado soportado por la matriz o por el apuntalante.

Matemáticamente es la diferencia entre el esfuerzo total aplicado y la presión de poro. Por lo tanto es una diferencia de esfuerzos, como se muestra en la figura 2.7. Su representación matemática es la siguiente:

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

Donde:

σ' = esfuerzo efectivo [psi]

σ = esfuerzo total aplicado [psi]

P_p = presión de poro [psi]

Los cambios en la presión de poro no inducirán ajustes en los esfuerzos totales pero sí en los esfuerzos efectivos.

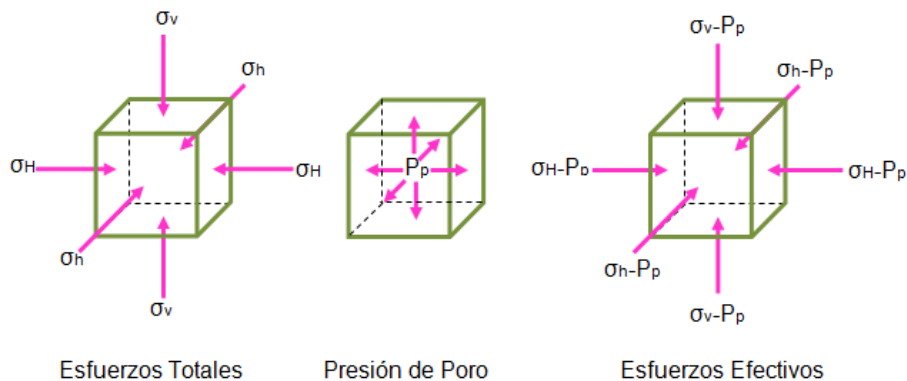


Figura 2.7 Esfuerzos efectivos.¹²

Cualquier cambio en la presión de poro está acompañado por la variación en el volumen del poro, por lo que esto afecta por completo la respuesta mecánica de la roca. Biot propuso una teoría para que el esfuerzo efectivo sea más exacto:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p$$

Donde:

α : es el coeficiente de Biot ($0 < \alpha < 1$) y refleja la eficiencia del fluido en contrarrestar la carga aplicada, cuanto más alto es su valor, mayor es la eficiencia y menor el esfuerzo efectivo.

Si $\alpha = 1$ la presión de poro tiene una eficiencia máxima para contrarrestar el esfuerzo total, además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo (pésima condición para la falla de la roca).

Si $\alpha < 1$ la presión de poro es menos eficiente para contrarrestar el esfuerzo total por lo que el esfuerzo efectivo de la roca es mayor.

2.3.5. ESFUERZOS PRINCIPALES IN SITU

Es el conjunto de fuerzas que actúan sobre la roca mientras la misma está ubicada dentro de la formación, debajo de la superficie terrestre.

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión; y pueden ser descompuestos en tres componentes llamados:

- esfuerzo vertical (σ_v)
- esfuerzo horizontal máximo (σ_H)
- esfuerzo horizontal mínimo (σ_h)

los cuales son perpendiculares entre sí.

El esfuerzo vertical o de sobrecarga es el esfuerzo aplicado sobre una formación a una profundidad dada, debido a la carga geológica (litostática), es decir, debido al peso total de la roca y de los fluidos por encima de esta profundidad. Usualmente éste es el mayor esfuerzo de los tres, no obstante en algunos casos es el mínimo, este hecho se presenta en pozos someros.

Los esfuerzos horizontales son debidos al confinamiento, a fenómenos tectónicos, a perfiles topográficos (estructuras geológicas que crean campos tensionales o compresionales).

Lo anterior se ilustra en la figura 2.8.

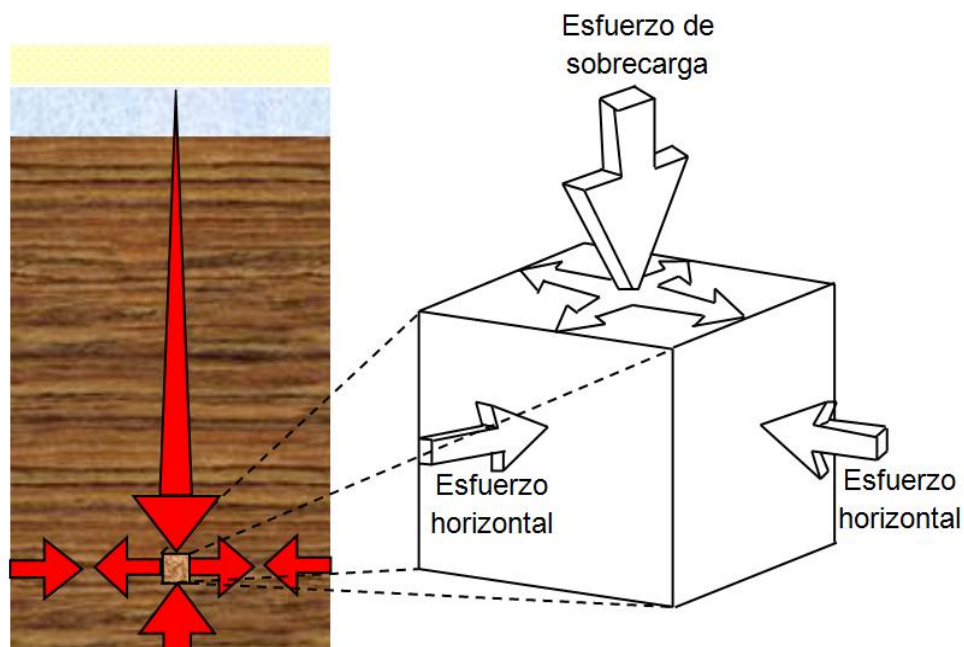


Figura 2.8 Esfuerzos principales in situ.¹⁵

Mecánica de las rocas

Dependiendo de la magnitud de estos tres esfuerzos se determinan varios regímenes de esfuerzos. Anderson (1951), a partir de las magnitudes relativas entre los esfuerzos in situ describió los posibles regímenes de esfuerzo in situ que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo (figura 2.9).


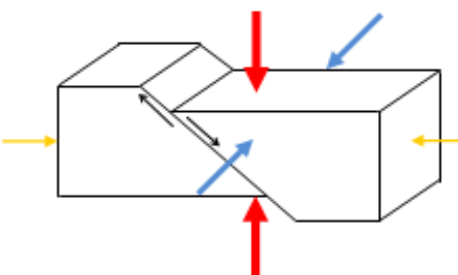
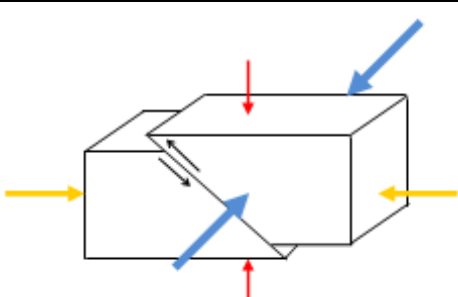
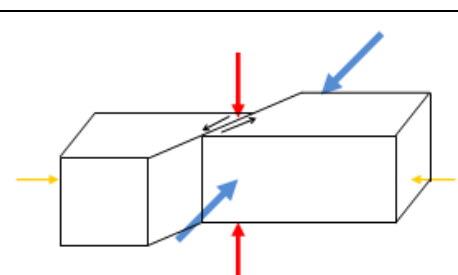
Régimen	Configuración de los esfuerzos in situ	
Extensional o de falla normal (NF)	$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$	
Inverso o compresivo (RF)	$\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$	
De rumbo o Strike-Slip (SS)	$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$	

Figura 2.9 Configuración de esfuerzos in situ.⁵⁴

Si las fuerzas cambian o se distorsiona el equilibrio tendrá lugar una corrección natural en el yacimiento para restaurar la estabilidad.

2.3.6. ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO

Las formaciones se encuentran sometidas a esfuerzos in-situ que están en un estado de equilibrio, cuando un pozo es perforado se genera una alteración de este, y para tratar de hacer que los esfuerzos ejercidos del yacimiento al pozo regresen a su estado original, se utiliza la presión hidráulica del fluido de perforación, es decir, el soporte inicialmente ofrecido por la roca perforada es reemplazado por la presión hidráulica del lodo, como se ilustra en la figura 2.10.

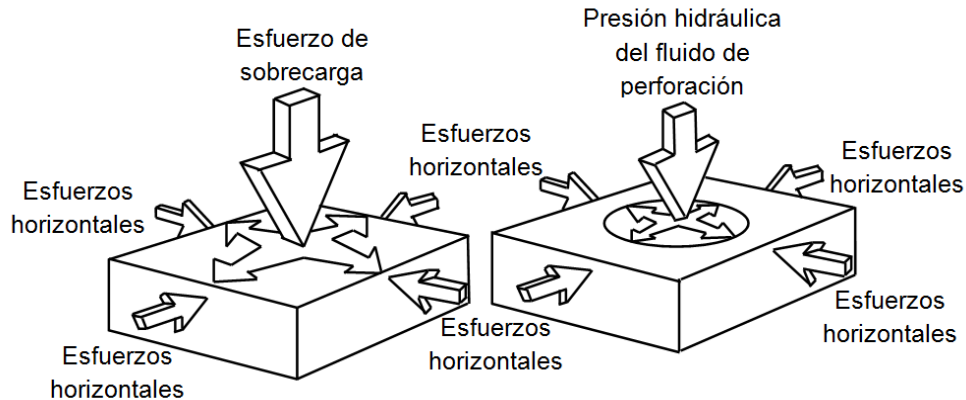


Figura 2.10 Esfuerzos alrededor del pozo.¹⁵

Si la redistribución del estado de esfuerzos excede la resistencia de la roca, ya sea en tensión o compresión, esto dará como resultado inestabilidad.

Después de perforar el pozo, los esfuerzos alrededor del pozo son:

- esfuerzo radial σ_r
- esfuerzo tangencial σ_t
- esfuerzo axial σ_α

El esfuerzo radial actúa en todas las direcciones, perpendicular a la pared del pozo, el esfuerzo tangencial rodea el pozo y el esfuerzo axial actúa paralelo al eje del pozo, como se ilustra en la figura 2.11.

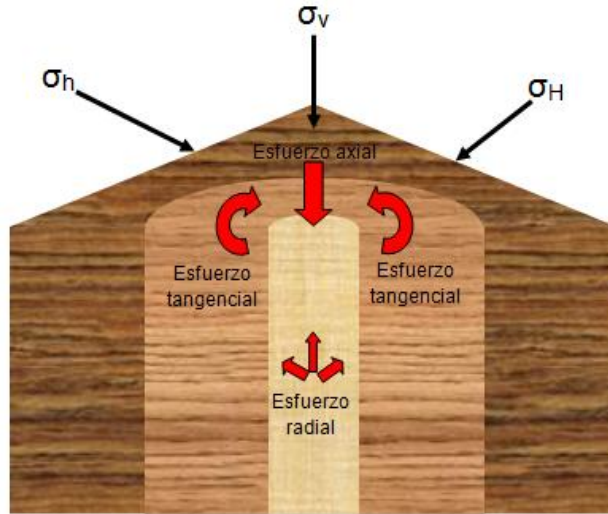


Figura 2.11 Tipos de esfuerzos alrededor del pozo.⁵⁴

La trayectoria del pozo más favorable será aquella donde la redistribución de esfuerzos en el pozo sea lo más uniforme posible, de ahí la importancia de conocer la distribución de los esfuerzos alrededor del pozo.

Los esfuerzos en la cara del pozo disminuyen rápidamente y se convierten en los esfuerzos in situ al alejarse de la cara del pozo (figura 2.12).

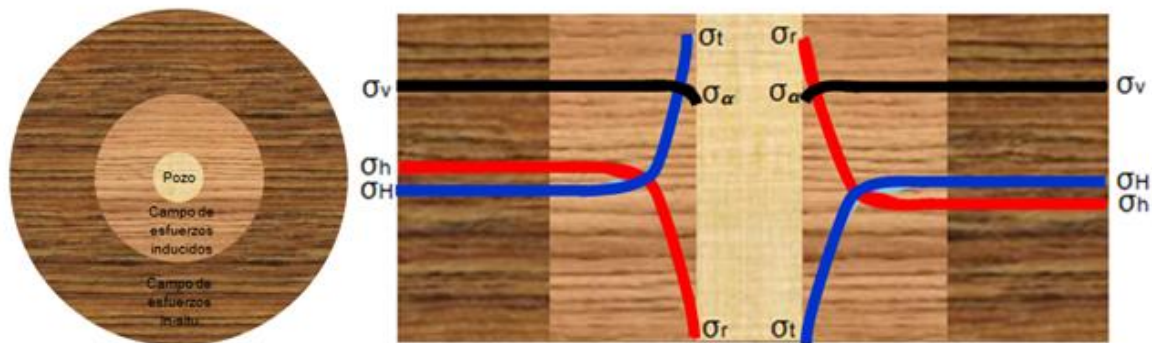


Figura 2.12 De esfuerzos alrededor del pozo a esfuerzos in situ.⁵⁴

En ocasiones estas perturbaciones en el estado de esfuerzos no son totalmente equilibradas con la densidad del lodo y se generan fallas en las paredes del pozo. La identificación de algunas de estas fallas puede ayudar a determinar el estado de esfuerzos debido a que se generan en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo y por la marcada anisotropía en las magnitudes de los esfuerzos.

2.4 ORIENTACIÓN DE LAS FRACTURAS

Los esfuerzos controlan la orientación y la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas.

Dependiendo de la magnitud de los esfuerzos principales in situ, la fractura será vertical, horizontal o inclinada, pero siempre se fracturará perpendicular al esfuerzo mínimo, como se muestra en la figura 2.13.

Los factores que tienen una mayor influencia en la orientación de la fractura son:

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

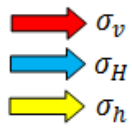
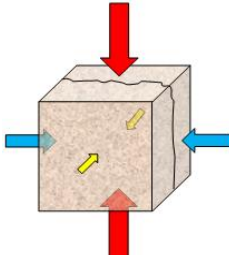
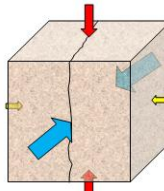
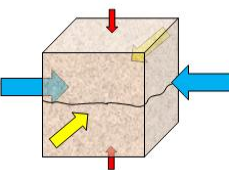
Tipo de fractura	Configuración de los esfuerzos	
Vertical	$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$	
Vertical	$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$	
Horizontal	$\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$	

Figura 2.13 Tipos de fracturas de acuerdo a la configuración de los esfuerzos.

2.4.1. TIPOS DE FRACTURAS DE ACUERDO A LA POSICIÓN DEL POZO

La posición de la fractura depende del sistema de fallamiento, pero también de la orientación del pozo, esto lo podemos ver en las figuras de la tabla 2.1, en las que se representa con una elipse a la fractura, y vemos como su posición es diferente para cada combinación de los factores mencionados.

El cuadro amarillo representa el plano preferente de fractura, el cual es paralelo al esfuerzo máximo horizontal y perpendicular al menor esfuerzo, y es el plano sobre el que se formará la fractura.

De acuerdo a lo anterior, se obtienen los siguientes tipos de fracturas:

Fractura axial. La altura de la fractura es paralela al eje del pozo.

Las fracturas axiales son generadas cuando el pozo yace en el plano preferente de fractura y uno de los tres esfuerzos principales (pero no el más pequeño) es paralelo al pozo.

Representadas en la tabla 2.1, figuras 1, 3, 4, 5.

Fractura normal. La fractura es perpendicular al eje del pozo.

Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es normal y se propaga perpendicularmente a la dirección del pozo.

Representadas en la tabla 2.1, figura 2, 6.

Fractura inclinada. La fractura es inclinada respecto al eje del pozo, pero seguirá siendo perpendicular al menor esfuerzo.

Son creadas cuando ninguno de los esfuerzos principales in situ es paralelo al eje del pozo.

Representadas en la tabla 2.1, figuras 7, 8, 9.

Mecánica de las rocas

Tabla 2.1 Tipos de fracturas de acuerdo a la posición del pozo.

		Sistema de fallamiento		
		Normal $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$	Inverso $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$	De rumbo $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$
Orientación del pozo	Vertical	1	2	3
	Horizontal	4	5	6
	Inclinado	7	8	9

CAPÍTULO 3 FLUIDOS FRACTURANTES

Los fluidos de fracturamiento son una mezcla de un fluido base, agentes sustentantes (o apuntalantes) y varios productos químicos (o aditivos).

Son bombeados hacia las formaciones para estimular la producción de gas y aceite. Su importancia radica en que es el encargado de cumplir con los objetivos mostrados en la figura 3.1.

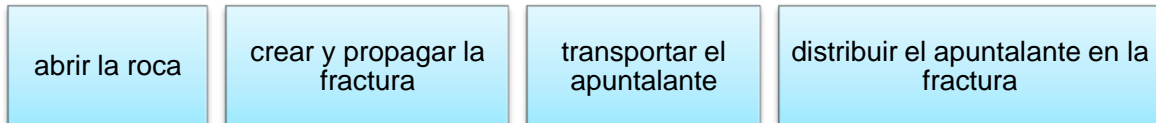


Figura 3.1 Objetivos de los fluidos fracturantes.

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección en diferentes etapas de distintos tipos de fluido, en donde cada uno realiza una función bien definida según su comportamiento.

1. Fluido de relleno (colchón)

Es el fluido fracturante que no tiene material sustentante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura.

Durante la propagación de la fractura, el fluido se agota por filtración en la formación productora, creando la geometría de la fractura.

Este tipo de fluido es el primero que se inyecta en el tratamiento de fracturamiento hidráulico, para posteriormente inyectar la lechada con la que se acarreará el material soportante dentro de la fractura.

2. Fluido con agente sustentante en suspensión o lechada

Después de la inyección del fluido de colchón, se agrega al fluido fracturante material sustentante, incrementando la concentración del mismo por etapas hasta el final del tratamiento.

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

Excesiva concentración puede dificultar el transporte del material sustentante.

3. Fluido de limpieza

El fluido de limpieza (flush) tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura.

El agua es el fluido base más común, por lo que la composición de un fluido fracturante (mostrada en la figura 3.2) comúnmente es de: agua 98% o 99%, apuntalante de 1% a 1.9%, productos químicos de 0.1% a 1%.

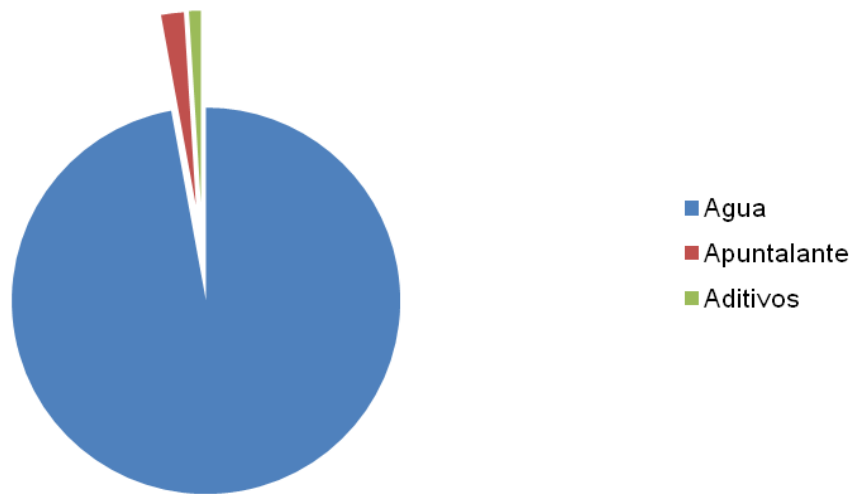


Figura 3.2 Composición volumétrica general de los fluidos fracturantes base agua.

Los fluidos fracturantes deben adaptarse a las condiciones variables de presión, temperatura, tasas de corte y pH que se presentan a lo largo de su recorrido por la tubería del pozo hacia la formación. Las características que deben presentar estos fluidos requieren que algunas propiedades como la viscosidad y el pH sean cambiantes por lo que se añaden productos químicos que ayudan a mantener las características deseadas del fluido durante el fracturamiento asegurando la eficiencia del mismo.

3.1 PROPIEDADES DESEABLES

Para su óptimo desempeño, los fluidos fracturantes, deben presentar características específicas para realizar un fracturamiento efectivo y asegurar la conductividad del empaque apuntalante, Estas se describen brevemente en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Propiedades deseables en los fluidos fracturantes.

Viscosidad	<ul style="list-style-type: none">• Transportar efectivamente el apuntalante• Crear una buena fractura
Rompimiento	<ul style="list-style-type: none">• Reducir la viscosidad para retornar el fluido
Limpieza	<ul style="list-style-type: none">• Minimizar el daño en la fractura
Compatibilidad	<ul style="list-style-type: none">• Prevenir problemas que dañen la fractura
Baja caída por fricción	<ul style="list-style-type: none">• Minimizar la potencia de bombeo
Estabilidad	<ul style="list-style-type: none">• Mantener la reología del fluido
Eficiencia	<ul style="list-style-type: none">• Controlar el filtrado para crear la fractura, y mantenerla abierta para colocar el apuntalante
Económico	<ul style="list-style-type: none">• Fluido rentable

Una característica a destacar de un fluido fracturante es su capacidad para transportar el apuntalante por las tuberías de perforación e introducirlo dentro de la fractura. Grandes viscosidades son necesarias para transportar el apuntalante y para desarrollar el ancho de la fractura, pero debe ser la apropiada para permitir su bombeabilidad. El ancho insuficiente de la fractura y una viscosidad inadecuada podría no permitir el transporte rápido de los apuntalantes dentro de la fractura.

Fluidos fracturantes

La viscosidad del fluido es normalmente reducida por degradación termal en pozos con altas temperaturas o por la degradación controlada a través del uso de agentes fracturantes.

Los sistemas modernos de fluidos fracturantes han sido desarrollados para permitir altas viscosidades pero tener reducidas propiedades de fricción. Si el fluido no puede ser bombeado fácilmente no es aceptado como un fluido fracturante.

Otra característica importante es su capacidad para degradarse de una alta viscosidad a una baja (cercana a la del fluido base) de tal manera que pueda retornar después de haber colocado el apuntalante y finalizado la fractura. La reducción de la viscosidad es necesaria para que el tratamiento del fluido pueda removerse de la formación fácilmente.

La limpieza es muy importante para minimizar el daño en el empaque de la fractura.

El fluido debe ser compatible con la roca del yacimiento y los fluidos contenidos en el mismo, no debe existir interacción química o fisicoquímica que provoque el consecuente daño a la formación. Esto prevendrá problemas posteriores que dañan la fractura como el hinchamiento y migración de arcillas, las emulsiones y los bloqueos de agua por cambio de mojabilidad.

Su coeficiente de fricción debe ser lo más bajo posible para minimizar la potencia hidráulica de las bombas necesarias para bombearlo durante el fracturamiento. De este modo se aprovecha al máximo la capacidad del equipo superficial de bombeo obteniendo como resultado mayores velocidades de bombeo y por lo tanto mayor eficiencia en el tratamiento.

El fluido debe mantener sus características reológicas a temperatura de yacimiento el tiempo suficiente para completar el tratamiento. Debe también exhibir una degradación mínima debido al esfuerzo de corte durante la colocación del apuntalante.

La eficiencia del fluido es normalmente lograda por la combinación de fluidos altamente viscosos con aditivos para pérdidas de fluidos. Un buen fluido debe ser capaz de mantener abierta la fractura el tiempo necesario para colocar todo el apuntalante dentro de la misma, para lograrlo debe exhibir un adecuado coeficiente de filtrado hacia la formación.

El fluido debe ser económicamente eficiente y viable. Se pueden obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento, pero el costo de la operación puede finalmente hacer poco rentable el tratamiento.

3.2 TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES

El incremento en la producción derivado del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, en muchas ocasiones, depende del fluido seleccionado. Cada tipo de fluido tiene propiedades físicas y químicas diferentes.

3.2.1. FLUIDOS BASE ACEITE

Los primeros fluidos de fracturamiento utilizados fueron base aceite con el objetivo de no provocar alteraciones significativas en las formaciones, pudiendo éstas ser sensibles a soluciones acuosas.

Son atractivos por ser naturalmente más viscosos que los fluidos base agua, pero son caros para usarse y operacionalmente difíciles de manejar, además de aumentar la preocupación con respecto a la salud 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.

La figura 3.3 muestra los tipos de fluidos fracturantes base aceite, los cuales se describen a continuación.

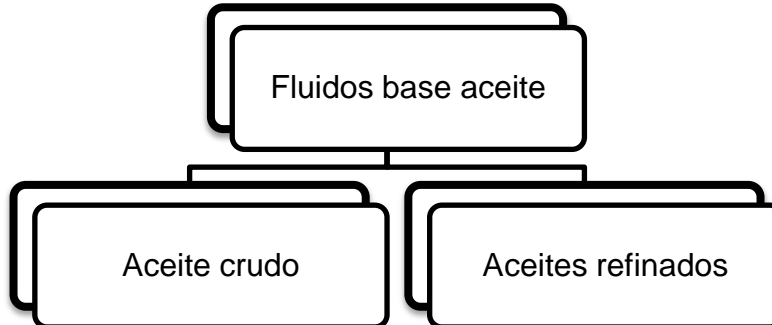


Figura 3.3 Tipos de fluidos base aceite.

Aceite crudo

El aceite crudo por su parte ofrece una apropiada viscosidad de acarreo y control de filtrado, no causan daño a la formación, el flujo de retorno es incorporado a la producción, cuenta con facilidad de remoción, no causa problemas en la batería. Su disponibilidad puede ser una desventaja si no se produce cerca del área o una ventaja si se produce cerca, aunado al bajo costo. Sin embargo son inflamables, tienen un severo impacto en el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones, las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, la conductividad de la fractura que genera es baja.

Aceites refinados

Por mucho tiempo los fluidos de aceites refinados fueron los de uso más común. Entre sus ventajas encontramos bajo costo, disponibilidad y fácil remoción de la fractura.

Con el avance tecnológico se incorporaron fluidos base diesel o kerosina, los cuales brindan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura más grandes en ancho y longitud dando como resultado mayor conductividad. Al ser altamente volátiles y contaminantes su manejo, almacenamiento y transporte incrementan los costos de un tratamiento.

3.2.2. FLUIDOS BASE AGUA

Los riesgos asociados al usarse fluidos base aceite (como la contaminación ambiental por fuga o derrame o de exposición por tratarse de un combustible) aunado a su alto costo propiciaron que se desarrollaran los fluidos base agua.

Los fluidos base agua se han vuelto los más usados por su bajo costo, alto desempeño, manejo seguro y fácil, disponibilidad en casi todas las áreas y debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades.

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

La figura 3.4 muestra los tipos de fluidos base agua utilizados en el fracturamiento, los cuales se describen a continuación.

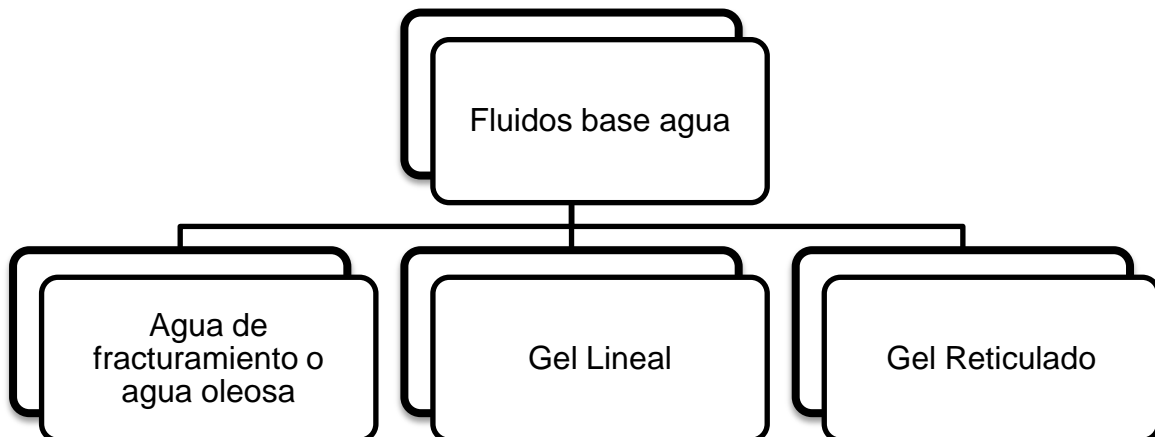


Figura 3.4 Tipos de fluidos base agua.

Agua de fracturamiento o agua oleosa

Se compone principalmente por agua, un agente de control de arcillas y un reductor de fricción. Su principal ventaja es su bajo costo, es fácil de mezclar y posibilita recuperar y reusar el agua. Debido a su baja viscosidad su principal desventaja es que el ancho de la fractura es estrecho y su principal mecanismo de transporte de apuntalante es la velocidad por lo que este tipo de fluidos son bombeados a muy altas tasas.

Geles lineales

Se componen de agua, un agente de control de arcilla y un agente gelificante, un bactericida para evitar la degradación del gel, rompedores para reducir el daño al empaque de apuntalante.

Los geles lineales además de ser baratos presentan menores pérdidas de fluido y mejoran las características de viscosidad.

Geles reticulados

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

Aunque la reticulación del fluido aumenta su costo se mejora considerablemente el desempeño en el fracturamiento hidráulico. Una mayor viscosidad se traduce en un mayor ancho de fractura que permite aceptar concentraciones más altas de apuntalante; reduce la pérdida de fluido; mejora el transporte de apuntalante y reduce la presión por fricción. La pérdida de fluido es controlada mediante el enjarre.

3.2.3. OTROS FLUIDOS

Existen otros tipos de fluidos fracturantes, los cuales se presentan en la figura 3.5, que son necesarios para formaciones con características especiales como formaciones sensibles al agua u otro tipo de fluido, en calizas o dolomías, en pozos con baja presión de fondo fluyendo.

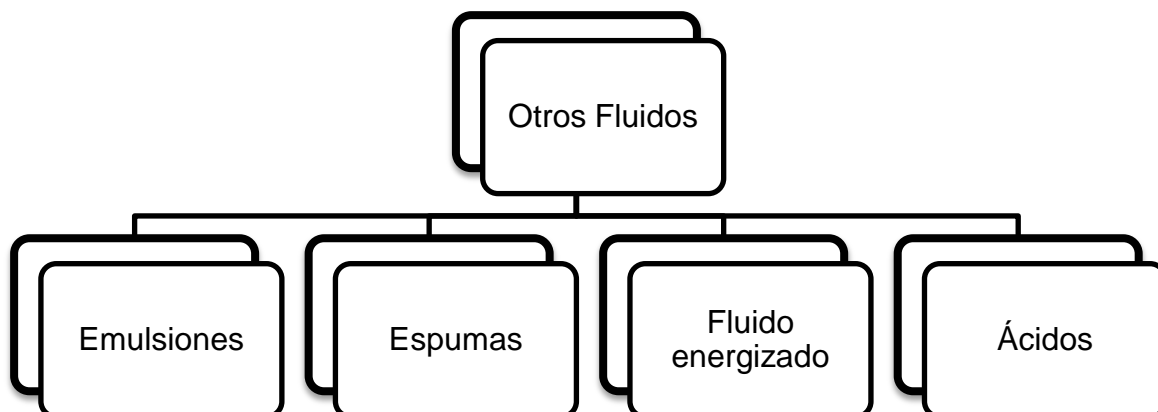


Figura 3.5 Otros tipos de fluidos fracturantes.

Emulsiones

Los fluidos emulsionados se forman generalmente con agua y un hidrocarburo como el propano, diesel o condensados.

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

Ayudan a reducir la viscosidad en pozos con crudos viscosos disolviendo ciertos compuestos asfálticos, mejorando la productividad.

Espumas

Los fluidos espumados son una dispersión de un gas en un líquido, el gas es la fase dispersa y el líquido la fase continua. Generalmente se forman con agua y algún gas como el nitrógeno (N_2) o el dióxido de carbono (CO_2).

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 (interfase) y previene las células de coalescencia, es decir que previenen la unión de partículas de agua de manera que éstas sigan dispersas.

Fluidos fracturantes

En las espumas se representa el contenido de gas en porcentaje, a lo que se denomina “calidad”. La tabla 3.2 muestran los tipos de espumas de acuerdo a su porcentaje de calidad.

Tabla 3.2 Calidad de las espumas.

calidad entre 52 % y 95%	• espuma
calidad por arriba de 95%	• niebla
calidad por debajo de 52%	• pérdida de estabilidad de la espuma

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 CO₂ es más denso que el N₂ 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 CO₂ es mucho más soluble en el aceite y agua que el N₂, se utiliza más CO₂ 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.

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 poli-emulsiones 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.

En Rusia se utilizó un fluido fracturante a base de espuma en pozos en los que el fracturamiento hidráulico tradicional tenía poco éxito. Obteniendo un incremento promedio de 50% en la producción, el corte de agua disminuyó 23% y se redujo en 60% el volumen de agua utilizado en los tratamientos, mejoró la conductividad de la fractura, se consiguió que el daño de formación y de fractura se redujera al obtener una concentración menor de gel por tonelada de apuntalante, y se agilizó la limpieza de los pozos contribuyendo a reducir los tiempos de estimulación en un 50%.⁸⁴

Fluido energizado

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

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

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

En Argentina se utilizó un fluido fracturante energizado en pozos de un campo maduro. Debido a la producción, el yacimiento perdió su presión, por lo que un tratamiento de estimulación convencional implicaba operaciones de limpieza de larga duración y costosas; esto generó la necesidad de aplicar otras técnicas de estimulación para intentar recuperar las reservas disponibles.¹⁴

Los pozos estimulados con un fluido de baja carga polimérica y energizados con nitrógeno excedieron las expectativas de producción debido a las buenas capacidades del transporte del apuntalante ya que permitió obtener una alta conductividad de la fractura debido a las elevadas concentraciones de agente sustentante, la alta saturación de gas lograda en la zona invadida y la rápida recuperación del fluido inyectado redujeron drásticamente los tiempos de limpieza del pozo. Esto aumento significativamente el gasto, y la aceleración en la producción se traduce directamente en un beneficio económico que hace viables proyectos dirigidos al desarrollo de yacimientos depresionados.¹⁴

3.3 ADITIVOS

Los aditivos son materiales que se utilizan, independientemente del fluido fracturante, para producir un efecto específico como:

- Romper el fluido
- Controlar la pérdida de fluidos
- Minimizar el daño a la formación
- Ajustar el pH
- Mejorar la estabilidad con la temperatura

Su uso varía de acuerdo a la formación a fracturar, y de la empresa que llevará a cabo el fracturamiento. La composición de los fluidos de fractura no es constante, se adaptan a las características de la formación, tamaño del fracturamiento, costos y formulación específica de cada compañía.

Algunos de los aditivos usados comunmente son:

3.3.1. POLÍMEROS

Los polímeros son macromoléculas que se componen por unidades de moléculas más pequeñas denominadas monómeros.

Pueden ser utilizados en el fluido de fracturamiento para aumentar la viscosidad y reducir las pérdidas por fricción.

La figura 3.6 muestra los tipos de polímeros.

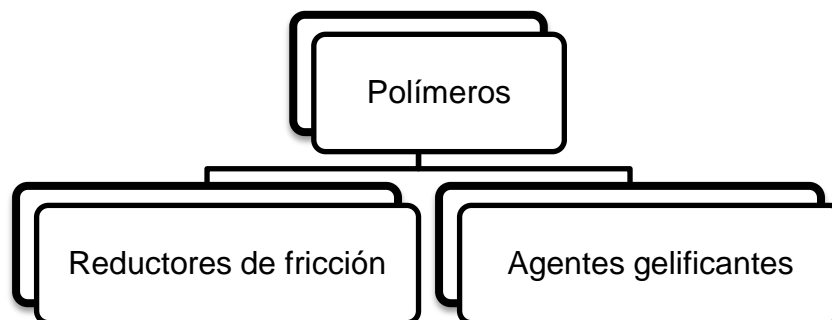


Figura 3.6 Tipos de polímeros.

Reductores de fricción

Al bombear el fluido de fracturamiento se crea presión por fricción debido al roce del fluido con la pared de la tubería lo cual repercute en la cantidad de energía y equipo necesario para poder alcanzar las presiones requeridas para el fracturamiento. Los reductores de fricción son usados para reducir las fricciones generadas en la tubería durante el bombeo ayudando a optimizar la cantidad de energía necesaria.

Fluidos fracturantes

Los reductores de fricción pueden causar daño a la formación ya que el agua se pierde en la formación y el reductor de fricción queda en la pared de la fractura o en la matriz de apuntalante reduciendo la conductividad del empaque. Para mantener la conductividad del empaque se puede utilizar un rompedor que romperá el polímero reductor de fricción reduciendo el daño al empaque apuntalante.

Agentes gelificantes

Son utilizados para lograr aumentar la viscosidad, característica crítica, pues de ella depende la capacidad de carga y transporte de apuntalante y el ancho de la fractura. Su clasificación y un ejemplo de cada uno se muestran en la figura 3.7.

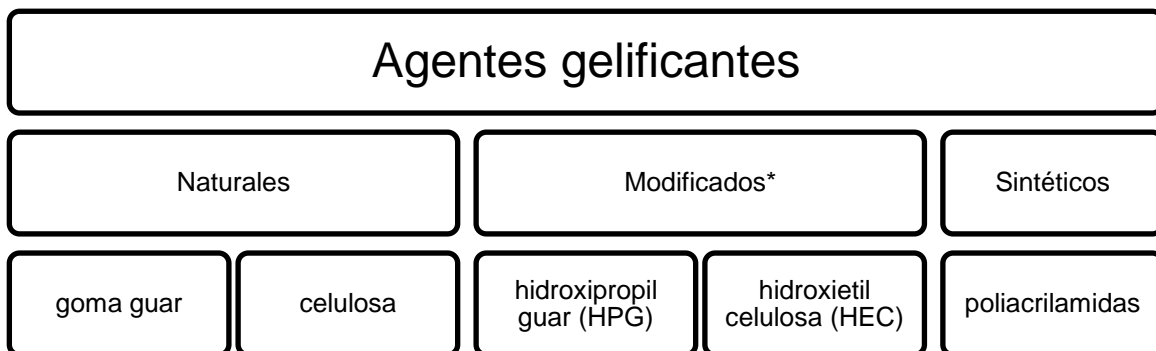


Figura 3.7 Tipos de agentes gelificantes.

*Requieren procesos para modificarlos y permitir su solubilidad en agua o aceite.

3.3.2. RETICULANTES

Cuando se requiere un fluido más viscoso que un gel lineal se recurre a aditivos denominados reticulantes los cuales aumentan la viscosidad del gel.

La figura 3.8 muestra los tipos de reticulantes, los cuales se describen a continuación.

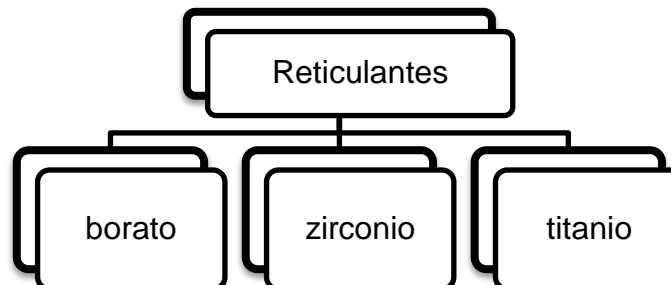


Figura 3.8 Tipos de reticulantes.

La reacción de reticulación es sensible a los cambios de pH, temperatura y corte por lo que estos parámetros deben ser controlados para obtenerla en el momento adecuado.

Borato

La reticulación con borato requiere que el fluido mantenga su pH a niveles altos (10-12), ya que al bajar esta se pierde y al aumentar se forma de nuevo, puesto que se trata de un proceso reversible. Es estable a temperaturas de 149°C (300°F).

Las tasas de corte también son un factor importante, la reticulación puede ser rota a altas tasas de corte y puede construirse de nuevo al disminuir.

Zirconio y Titanio

Metales como el zirconio y titanio se utilizan para ampliar el rango de temperatura y pH en el que pueda ocurrir la reticulación, la cual no es reversible como en el caso del borato. Las altas tasas de corte tienen un efecto negativo en el fluido, por lo que deben ser controladas para evitar que el fluido pierda viscosidad irreversiblemente.

3.3.3. BACTERICIDAS, BIOCIDAS O BIÓXIDOS

Los biocidas son usados para controlar la contaminación por el crecimiento de bacterias en el fluido que degradan los polímeros como los agentes gelificantes (ya que son fuente de alimento para estos organismos) provocando la destrucción de la viscosidad y de bacterias reductoras de sulfato que pueden producir ácido sulfhídrico (H₂S) y amargar el hidrocarburo (además de ser altamente tóxico). Esto se controla incrementando el valor del pH.

El control de bacterias debe realizarse en el fluido fracturante, en el almacenamiento del agua y después del fracturamiento en el tratamiento del agua de flujo de retorno y agua producida. (No son necesarios en fluidos base aceite).

Aplicar cambios en el biocida puede resultar beneficioso para evitar que los microorganismos se adapten y desarrollen resistencia a uno solo disminuyendo la eficiencia del mismo.

3.3.4. ADITIVOS PARA PÉRDIDA DE FLUIDO

Debido a que la presión de fractura es mucho mayor que la presión de poro, el fluido tiende a perderse en la formación, por ello se utilizan partículas de grano finas con el objetivo de construir una costra en las paredes de la fractura como un medio para controlar el filtrado una vez que se ha formado y estabilizando la costra dentro de la fractura.

La figura 3.9 muestra los tipos de aditivos para pérdida de fluidos, los cuales se describen a continuación.

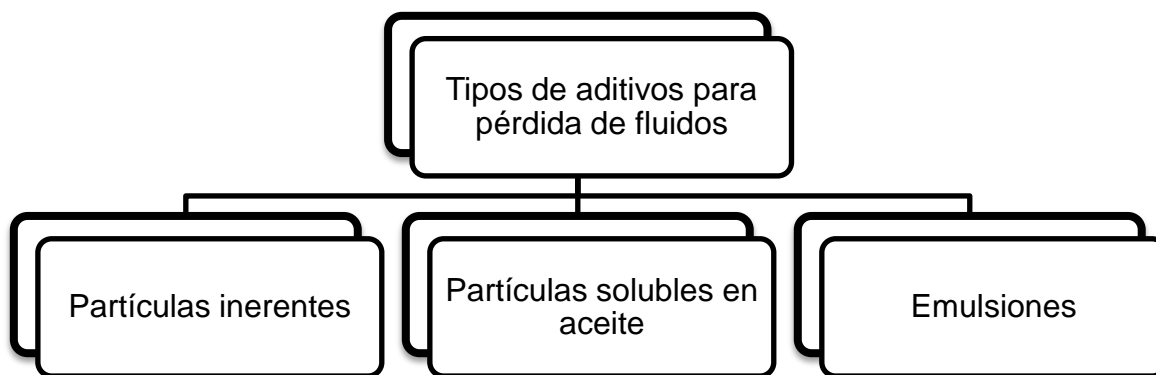


Figura 3.9 Tipos de aditivos para pérdida de fluidos.

Partículas inertes

Son las más usadas y las más económicas pero pueden generar daño, aunque éste generalmente no es significativo.

Partículas solubles en aceite

Son resinas especiales solubles en aceite e insolubles en agua, salmuera o ácido. Su ventaja es que se solubilizan al fluir en el pozo y ponerse en contacto con el aceite de la formación. Su desventaja es el costo.

Emulsiones

No induce daño a la formación. Se agrega un pequeño porcentaje de diesel (2-5%) al agua de mezcla, es decir una emulsión de aceite en agua (fase interna diesel). El fluido bifásico así formado tiene un coeficiente de filtrado menor a cada uno de sus componentes por separado.

La espuma también trabaja de esta manera.

3.3.5. DESEMULSIONANTES

Usados para prevenir o romper la emulsión formada entre los fluidos del tratamiento de fracturamiento y los fluidos de la formación.

3.3.6. SURFACTANTES

Altera las características o propiedades físicas como la tensión superficial entre fluidos y sólidos. Pueden ser afines al agua o al aceite. Pueden actuar como desemulsionantes o emulsionantes. Se requieren para:

- Crear o prevenir emulsiones estables y los cambios de mojabilidad.
- Facilitar la recuperación del fluido dentro de la fractura.
- Facilitar la limpieza postfractura reduciendo la tensión interfacial.

Fluidos fracturantes

- Tratar algunos tipos de daño:
 - Remueve los bloqueos provocados por los finos de la formación: al cambiar la mojabilidad de los finos, éstos pueden ser removidos con los fluidos producidos.
 - Previene o remueve los bloqueos de agua que se producen en la cara de la fractura: al reducir la presión capilar, es más fácil para el agua moverse a través de la matriz y de la fractura.

3.3.7. AGENTES ESPUMANTES

Se requieren para mantener el gas en dispersión en fluidos espumantes. Actúan como surfactantes y emulsificadores.

3.3.8. ESTABILIZADORES DE ARCILLAS

Algunas formaciones contienen arcillas muy sensibles que pueden hincharse al contacto con el agua base de los fluidos fracturantes, por lo que se usa este aditivo para controlar esa reacción que puede provocar un daño en la formación, previniendo el hinchamiento y dispersión de arcillas contenidas en la roca.

3.3.9. ESTABILIZADORES

Ayudan a atrapar el oxígeno y removerlo previniendo la degradación de los polímeros a altas temperaturas.

3.3.10. ROMPEDORES O BREAKERS

Una vez que se han creado las fracturas y el apuntalante se encuentra en la fractura es necesario disminuir la viscosidad del fluido fracturante para permitir el asentamiento del apuntalante, el retorno del fluido a superficie y evitar daño al empaque apuntalante debido al aumento de la concentración del polímero a causa de la pérdida del fluido base.

Los rompedores degradan las moléculas de polímeros rompiéndolas y disminuyen la viscosidad del fluido fracturante para el proceso de flujo de retorno; permitiendo así la limpieza de los residuos en el proceso de post-tratamiento y producción.

La adición de rompedores causa inmediata degradación del gel, por lo tanto si este proceso no es controlado y se añade una cantidad excesiva, puede ocurrir un arenamiento prematuro. Por otro lado, si no utilizamos suficiente rompedor se puede causar daño a la fractura que resultaría en reducción de la producción.

El rompedor debe permanecer inactivo durante un periodo de tiempo para evitar que interactúe prematuramente con el polímero y debe ser intensamente activo cuando se requiera para romper el polímero y preparar así el fluido para su retorno a superficie.

Fluidos fracturantes

La figura 3.10 muestra los tipos de rompedores, los cuales se describen a continuación.

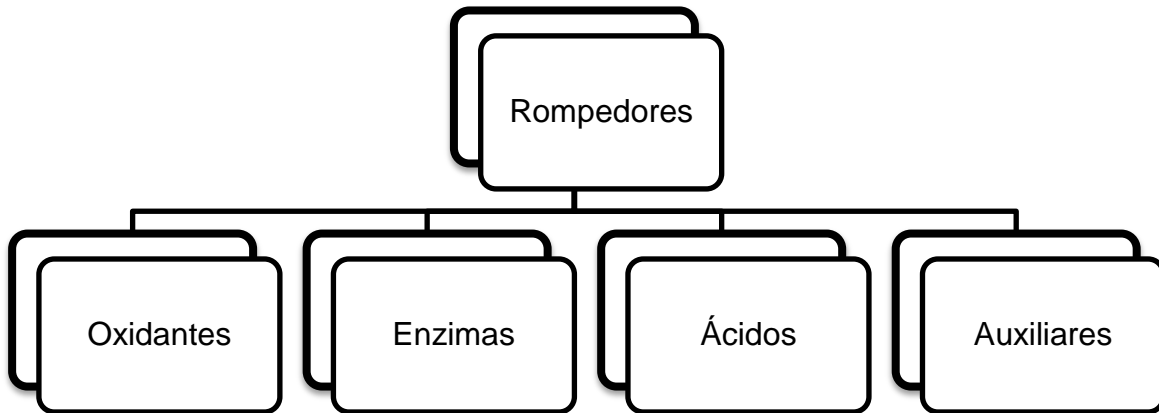


Figura 3.10 Tipos de rompedores.

Oxidantes

Los oxidantes son los más usados, son efectivos a temperaturas entre 50 a 110 °C y dependen mucho de su concentración para romper efectivamente el fluido.

Las altas concentraciones pueden romper la viscosidad del fluido antes de que se realice el tratamiento, por lo que pueden ser encapsulados para su liberación una vez que el fracturamiento se haya llevado a cabo y sea necesario reducir la viscosidad del fluido.

Enzimas

Las enzimas son catalizadores que actúan uniéndose a la cadena del polímero y degradando su estructura. Una molécula de enzimas puede reaccionar con varias moléculas de polímero y permanecerán hasta que no haya polímero que degradar.

Son afectadas por las temperaturas altas y bajos pH por lo que su uso se limita a temperaturas debajo de los 60°C (140°F) y pH entre 4 y 9. No obstante existen enzimas que pueden ser efectivas a altos pH, la concentración de las enzimas pueden ampliar su rango de aplicación en temperaturas altas y altas presiones pueden ampliar su tiempo de vida reduciendo así la concentración necesaria a temperaturas de 65-93°C (150-200°F).

Ácidos

Los ácidos no son tan usados como los oxidantes y las enzimas y generalmente son usados cuando la ruptura del gel no fue apropiada y se generó un daño en el empaque de apuntalante. Los ácidos degradan el polímero y reducen el pH del fluido invirtiendo el reticulado con borato.

Auxiliares

Son catalizadores que se utilizan con los oxidantes.

El catalizador líquido se utiliza cuando la temperatura es menor a 50°C.

El catalizador sólido se utiliza cuando la temperatura es menor a 50°C y solamente en sistemas de reticulación retardada con boratos.

3.3.11. CONTROLADORES DE pH O BUFFERS

Algunos aditivos como los reticulantes resultan afectados por el pH del fluido por lo que debe ser controlado y así evitar cambios en el fluido que afecten la eficiencia del fracturamiento. Los controladores de pH o buffers se añaden al fluido de fracturamiento para controlar el pH a lo largo de su recorrido desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Son básicamente bases o ácidos, algunos controladores se disuelven lentamente en el fluido ayudando a retardar la reticulación con borato y controlar la viscosidad del fluido fracturante.

3.3.12. INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES

El agua que se encuentra en los yacimientos de petróleo contiene minerales disueltos y en equilibrio que pueden dar origen a las incrustaciones minerales al cambiar los factores como la temperatura, la presión, el pH, o al interactuar el agua de la formación con otras aguas (por ejemplo el agua de inyección o fracturamiento).

Alterar el agua de la formación causaría problemas de incrustaciones que obstruyen el flujo de hidrocarburos y bajan la productividad del pozo por lo que deben ser evitados o removidos si ya se formaron.

Para evitar la formación de incrustaciones se agrega este aditivo, que las minimiza dispersando los primeros cristales evitando su aglomeración y crecimiento.

3.3.13. ESTABILIZADORES DE TEMPERATURA

Son usados para prevenir la degradación de los fluidos base agua a temperaturas mayores a 90°C.

La estabilidad a alta temperatura depende del tipo de polímero, pH y presencia de rompedores.

Los estabilizadores de temperatura más usados son el metanol y el tiosulfato de sodio.

3.4 PÉRDIDA DE FLUIDO

La pérdida de fluido hacia la formación es de suma importancia en las dimensiones que alcanzará la fractura.

Con la selección del fluido apropiado se optimiza el control de pérdida del fluido.

Usando aditivos para pérdida de fluido se puede mejorar la fuga de éstos hacia la formación, sin embargo su uso debe evitarse cada vez que se pueda pues éstos pueden causar daño en la conductividad de la fractura.

También puede controlarse incrementando la viscosidad del fluido a través de un aditivo reticulante. Sin embargo los geles no reticulados han demostrado tener un mayor control en el crecimiento de la geometría de la fractura.

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

La importancia del daño en la cara de la fractura se reduce significativamente debido al incremento del área superficial de la formación productiva que está expuesta a la fractura creada. Existe la posibilidad de una invasión profunda de fluidos a lo largo de la cara de la fractura, lo cual podría tener un impacto negativo en la productividad. El daño a la conductividad de la fractura también puede reducir significativamente la efectividad del tratamiento. Por lo tanto la evaluación de los fluidos requiere un estudio del comportamiento de la pérdida, características del daño a la formación, y el deterioro de la conductividad de la fractura.

Algunos de los factores que controlan las principales pérdidas de fluido son la viscosidad del fluido y su compresibilidad, diferencial de presión, la permeabilidad de la formación, la temperatura y la reología del fluido.

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

3.5 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES

Las propiedades reológicas del fluido fracturante son la clave para que estos cumplan con su objetivo, ya que afectan su viscosidad, su capacidad para transportar apuntalante y su tendencia a la pérdida de fluido en el medio poroso, influyendo directamente en la formación.

La caracterización reológica también permite obtener datos representativos del desempeño en áreas críticas, tales como: pérdidas por fricción en tuberías, velocidad de pérdida de fluidos, conductividad de fractura y daño a la formación; mismos que pueden usarse en el diseño de la fractura y que deben determinarse antes de utilizar el sistema de fluido en el campo.

Existe una gran variedad de fluidos que se utilizan en el fracturamiento hidráulico y los modelos reológicos permiten representarlos, para seleccionar el adecuado es necesario analizar las propiedades del fluido a utilizar, las condiciones de presión y temperatura del pozo, características de los fluidos de formación y el tipo de roca, así como los criterios de desempeño que impactan en el diseño, ejecución y costo del tratamiento, y la eventual productividad del pozo.

Los diferentes tipos de fluidos de fracturamiento son acompañados por un gran rango de diferencias en el desarrollo reológico. La caracterización del sistema determina si una nueva composición mejora un sistema existente o si puede tener un desempeño similar a menor costo.

3.5.1. COMPORTAMIENTO NEWTONIANO

El comportamiento Newtoniano implica que los fluidos tienen viscosidad constante para diferentes velocidades de corte, esto se cumple para fluidos de baja viscosidad, los aceites y el gas son ejemplos de fluidos que presentan este comportamiento. La siguiente ecuación representa el comportamiento Newtoniano:

$$\tau = \mu\gamma$$

Donde:

τ = esfuerzo de corte [psi]

μ = viscosidad (constante) [md]

γ = velocidad de corte [1/seg]

3.5.2. COMPORTAMIENTO NO NEWTONIANO

Un fluido fracturante tendrá variación en los valores de viscosidad dependiendo del esfuerzo de corte que se ejerza sobre el fluido. El comportamiento no Newtoniano de la mayoría de fluidos de fracturamiento juega un papel importante en la fricción desarrollada en la tubería y en el tratamiento y también en la capacidad del fluido para transportar el apuntalante.

El comportamiento del flujo en tuberías generalmente está disponible para un gran rango de configuraciones de tubería.

La caracterización reológica de un fluido no Newtoniano requiere de la respuesta del fluido a los cambios de la velocidad de corte y debe ser determinado y relacionada con un modelo para que la viscosidad se pueda calcular en las distintas condiciones de corte en la fractura.

En general, los fluidos fracturantes exhiben un comportamiento no-Newtoniano, pero esencialmente desarrollan un comportamiento como el de Ley de Potencias.

Modelo ley de potencia

Es el más usado para representar el comportamiento de los fluidos de fractura en los simuladores de diseño de fracturas.

El comportamiento de la viscosidad generalmente es determinado por las especificaciones API, usando un viscosímetro. Para los fluidos que desarrollan un comportamiento de ley de potencias, el esfuerzo cortante y la velocidad de corte está relacionado por la siguiente ecuación:

$$\tau = k\gamma^n$$

Donde:

τ = esfuerzo de corte [psi]

k = índice de consistencia: indicativo de la consistencia del fluido [psi-seg]

γ = velocidad de corte (constante) [1/seg]

n = índice de comportamiento de flujo (constante) [adimensional]

Algunos modelos son corridos para desarrollar curvas tipo, donde se relaciona el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. De estas gráficas, los valores para n y k son determinados por la pendiente y la intersección.

Todos los fluidos de fracturamiento tienen dependencia de la temperatura, y esta dependencia depende el tipo de fluido seleccionado.

Muchos de los fluidos del tipo de ley de potencia se degradarán con el tiempo, y esta degradación se acelera a elevadas temperaturas. También aparecerán signos

de la degradación del gel a elevados esfuerzos de corte. Esto también depende del tipo de fluido usado.

Aunque algunos de los fluidos no se comportan estrictamente como el modelo de ley de potencias, siguen un comportamiento muy cercano al de la ley de potencias dentro de un rango de esfuerzos de corte, que para esfuerzos prácticos, se pueden predecir adecuadamente con un simple juego de valores para n y para k .

3.5.3. REOLOGÍA DE LA LECHADA

Actualmente existen pocos datos reológicos para las lechadas cuyos fluidos contienen apuntalante del 20 al 80% del volumen total de tratamiento de fractura.

La determinación de la reología de las lechadas de fractura es un problema considerable debido a la dependencia sobre la composición del fluido, geometría del flujo, temperatura, tiempo y tamaño del apuntalante, densidad y concentración.

3.5.4. FLUIDOS RETICULADOS

Este tipo de fluidos son comúnmente usados en los fracturamientos hoy en día por su buena capacidad de transporte del apuntalante y rendimiento de la estabilidad de la temperatura.

Tienen algunas propiedades reológicas complicadas por lo que su caracterización representa una dificultad y un reto.

CAPÍTULO 4 AGENTES SUSTENTANTES

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

La función de un agente sustentante o apuntalante es mantener abierta la fractura después de que el fluido fracturante se dejó de bombear y fue removido del yacimiento, para así permitir que los fluidos del yacimiento fluyan por la fractura.

Después de completar el trabajo de fracturamiento, el único componente que queda en la fractura es el apuntalante.

A lo largo del tiempo, así como las técnicas de fracturamiento han evolucionado, los agentes sustentantes también, en un principio se utilizaban cáscaras de nuez, después arenas naturales y esferas de alta resistencia, tal ha sido la evolución que ahora se utilizan arenas recubiertas con resina que aglutina la arena después de ser depositada en la fractura hasta esferas hechas con bauxita o cerámica.

Debido a la gran variedad que existe en el mercado, el Instituto Americano del Petróleo estableció en 1983 la norma API RP56 la cual es una prueba para distinguir la calidad y la utilidad de cada agente sustentante.

La figura 4.1 muestra una fractura empacada con un sustentante que cumple con las especificaciones (izquierda) y una fractura empacada con un sustentante que no cumple con las especificaciones (derecha). Un sustentante que no cumple con las especificaciones no alcanza su objetivo ya que las gargantas se tapan y la permeabilidad de la fractura se verá reducida.

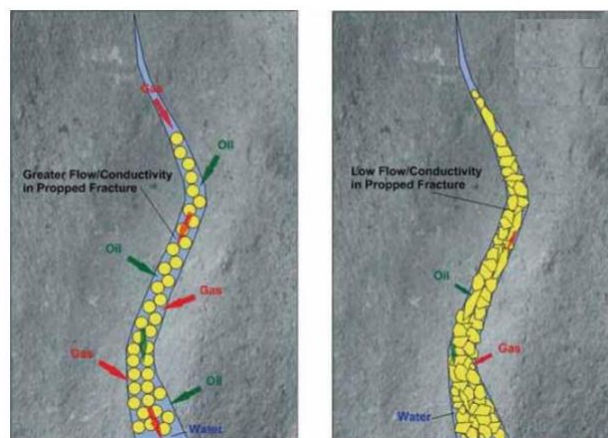


Figura 4.1 Fractura apuntalada.⁸⁶

4.1 PROPIEDADES FÍSICAS

Las especificaciones respecto a las propiedades físicas de los agentes apuntalantes definidas por el American Petroleum Institute (API) y las recomendaciones para su evaluación se detallan en la norma API RP56. La figura 4.2 muestra estas especificaciones.

Cada uno de estos factores influye tanto en la operación de fracturamiento como en la productividad del yacimiento después de dicha operación por lo que se necesitan monitorear constantemente.



Figura 4.2 Propiedades físicas de los agentes sustentantes.

4.1.1. REDONDEZ Y ESFERICIDAD

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

La figura 4.3 muestra la tabla de redondez y esfericidad propuesta por Krumbein.

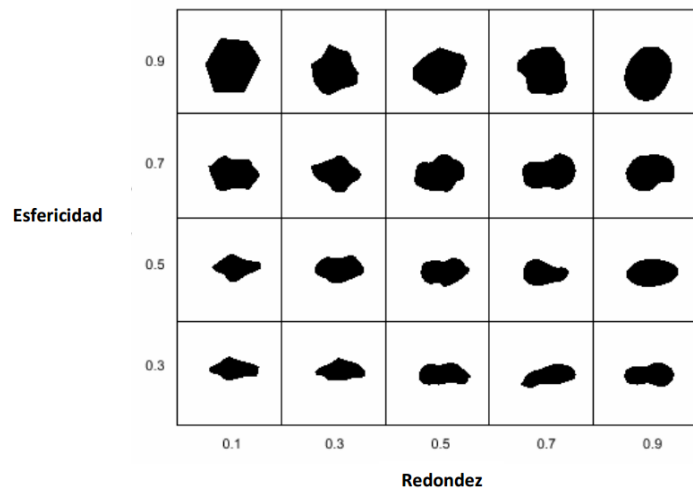


Figura 4.3 Parámetros de esfericidad y redondez.⁸⁹

Para tener una aproximación de estas propiedades, se tienen que observar muchas muestras de arena para poder hacer la comparación correcta.

Si los granos son redondos y más o menos del mismo tamaño, los esfuerzos sobre él se distribuyen más uniformemente, resultando en mayores cargas antes de que el grano se fracture y que se tenga un menor trituramiento. Además un empacamiento de granos con mayor redondez y esfericidad proporciona una mejora en la porosidad y en la permeabilidad comparada con agente sustentante sin estas características.

Los granos angulosos fallan en esfuerzos de cierre bajos, produciendo finos que reducen la conductividad de fractura, también tienden a formar un puente en la fractura que puede ocasionar que se regrese cierta cantidad de apuntalante hacia el pozo.

4.1.2. GRAVEDAD ESPECÍFICA O DENSIDAD RELATIVA

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

4.1.3. DENSIDAD BULK

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

La densidad del apuntalante influye en su transporte, porque el ritmo de colocación aumenta linealmente con la densidad, por lo que se necesita una densidad adecuada para poder transportar el apuntalante por el fluido a través de la fractura evitando su asentamiento prematuro. Así, apuntalantes de alta densidad son más difíciles de suspender en el fluido fracturante y transportarlos a la fractura. Esto puede mejorarse utilizando fluidos de alta viscosidad que puedan transportar el apuntalante o usando fluidos de baja viscosidad e incrementando el gasto de inyección para reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo de suspensión.

Se utiliza para estimar los volúmenes de transporte y el volumen real obtenido de la fractura.

4.1.4. DENSIDAD ESPECÍFICA

Representa la densidad aparente de un solo grano, incluye cualquier porosidad interna de la partícula de apuntalante pero no incluye la porosidad entre los granos.

Generalmente se utiliza para estimar el tiempo de asentamiento del apuntalante.

4.1.5. TAMAÑO DE GRANO (TAMIZ)

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

Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan un empaque más permeable, ya que la permeabilidad se incrementa con el cuadrado del diámetro del grano.

Agentes sustentantes

Las formaciones sucias (formación de arena que contiene de 5% a 20% de arcilla) o sujetas a migración de finos (con alto grado de aportación de finos) son malos candidatos para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, causando taponamientos parciales y rápidas reducciones en la permeabilidad. En estos casos, es más adecuado usar apuntalantes más pequeños que resistan la invasión de finos. Aunque estos apuntalantes pequeños ofrecen una conductividad inicial baja, el promedio de conductividad a lo largo de la vida del pozo es mayor comparada con las altas productividades iniciales que proporcionan los apuntalantes de mayor tamaño (lo que normalmente se convierte en una rápida declinación).

Los apuntalantes de tamaño grande pueden ser menos efectivos en pozos profundos porque son más susceptibles de ser aplastados, ya que los esfuerzos de cierre son mayores (a medida que el tamaño de grano se incrementa, disminuye su resistencia).

Los apuntalantes grandes presentan un mayor problema en su colocación por dos razones: se requiere una fractura más amplia para no tener una condición bridge-out o puente durante el tratamiento, y el ritmo de colocación de las partículas aumenta con el incremento del tamaño. Una condición bridge-out o puente se produce cuando la limitación del ancho de fractura impide que el apuntalante pueda ser transportado dentro de la fractura.

El tamaño de grano recomendado por la API se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Tamaños de grano recomendados por el API.⁸⁹

Tamiz	Milímetros (mm)
8/12	2.38-1.68
10/20	2.00-0.84
20/40	0.84-0.42
70/140	210-105 micron

El tamiz 20/40 (0.42mm-0.84mm) comúnmente es la más usada.

4.1.6. SOLUBILIDAD EN ÁCIDO

La solubilidad de apuntalante en ácido clorhídrico es un indicador de la cantidad de finos y contaminantes presentes (tales como carbonatos, feldspatos y óxidos de hierro) y de la estabilidad relativa del apuntalante en el ácido. También puede ser un indicador de la tendencia del apuntalante para disolverse en ambientes con temperaturas muy elevadas.

Agentes sustentantes

El API recomienda un máximo de solubilidad para arena del 2% mientras que para arenas cubiertas con resinas el límite de solubilidad es del 7%.

Es necesario que los apuntalantes sean insolubles al ácido o casi insolubles, ya que posterior al fracturamiento es posible que se programe una acidificación, si el agente es soluble durante la acidificación se perderían los conductos creados en el fraturamiento. La práctica de acidificar después de fracturar es común. El API limita la cantidad de agente sustentante disuelta por el sistema ácido al 5%, esta características la cumplen casi todos los agentes con excepción de los orgánicos como la cascara de nuez, lo que representa la principal limitación para su uso.

4.1.7. CONTENIDO DE LIMO Y ARCILLA

Esta medición indica la cantidad de arcilla y limo o de otras partículas finas presentes. Tiene impacto en la permeabilidad reduciéndola si hay un alto porcentaje de finos.

Con lavar o procesar el apuntalante, este no tendrá un exceso en el contenido de estas partículas.

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

4.1.8. 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 y varía según el material y el tamaño de grano. Esta medición es expresada en porcentaje de partículas finas.

Para abrir y propagar una fractura deben rebasarse los esfuerzos in situ. Al retirar la presión de fracturamiento comienzan a actuar los esfuerzos de la formación sobre la fractura recién creada con una tendencia a cerrarla, para evitar el cierre se introduce el apuntalante.

A continuación se presentan rangos de resistencia de los apuntalantes:

Arena: esfuerzos de cierre menores a 6000[psi].

Arena recubierta con resina: esfuerzos de cierre menores a 8000[psi].

Apuntalante cerámico (de resistencia intermedia): esfuerzos de cierre mayores a 5000[psi] pero menores a 10000[psi].

Apuntalante de alta resistencia: esfuerzos de cierre mayores a 10000[psi].

Usualmente los apuntalantes que se requieren deben resistir entre 4000 [psi] y 6000 [psi], es por ello que la arena es el apuntalante más usado comúnmente.

Agentes sustentantes

La figura 4.4 muestra el comportamiento mecánico del agente sustentante, el cual se refiere a los efectos que tendrán los esfuerzos de cierre en la resistencia del apuntalante.

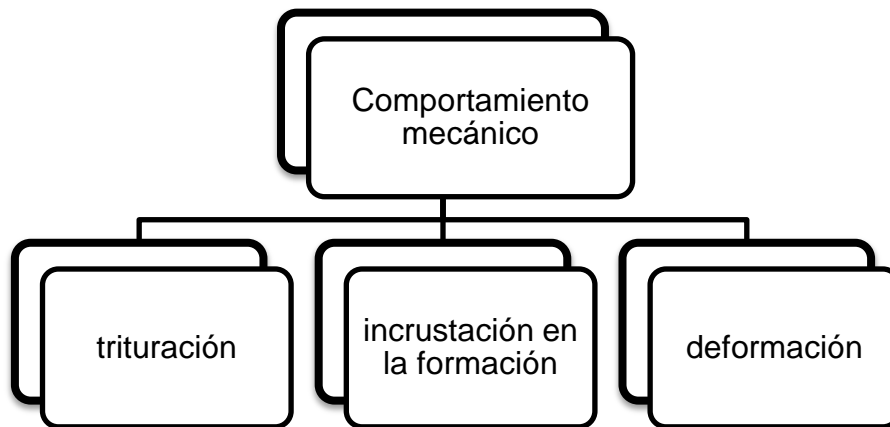


Figura 4.4 Comportamiento mecánico del agente apuntalante.

La resistencia del apuntalante debe ser la adecuada, si no es suficientemente resistente para mantener abierta la fractura el esfuerzo de cierre triturará el apuntalante, creando finos que reducirán drásticamente la permeabilidad y la conductividad. De igual manera, cuando el apuntalante tiene mayor resistencia al esfuerzo de confinamiento y la formación es suave, el apuntalante se puede incrustar en las paredes de la formación. La deformación ocurre cuando el sustentante es elasto plástico (no se usan en la actualidad).

Algunas veces para reducir los efectos por aplastamiento del apuntalante y prevenir la migración de finos de la formación las compañías utilizan sistemas tales como aditivos químicos que mejoran la resistencia del apuntalante, estos aditivos se aplican durante el bombeo del tratamiento al pozo.

4.1.9. TURBIDEZ

La turbidez no es esencialmente una característica del apuntalante sino de su distribución, el apuntalante se selecciona en una planta o mina y debe lavarse para retirar todas las partículas finas, o polvo, impregnadas entre el material granular. La turbidez evalúa indirectamente la pureza o limpieza del material; para esto se elabora una dispersión del agente en agua observando la turbidez de esta y midiendo su opacidad con un equipo llamado turbidímetro. Si el agente no contiene partículas finas el agua será clara con turbidez nula, en cambio si existen gran cantidad de partículas finas en el material el agua será turbia al disolverse los finos en ella.

4.2 TIPOS DE AGENTES SUSTENTANTES

La figura 4.5 muestra la evolución de los tipos de apuntalantes utilizados en fracturamiento hidráulico.

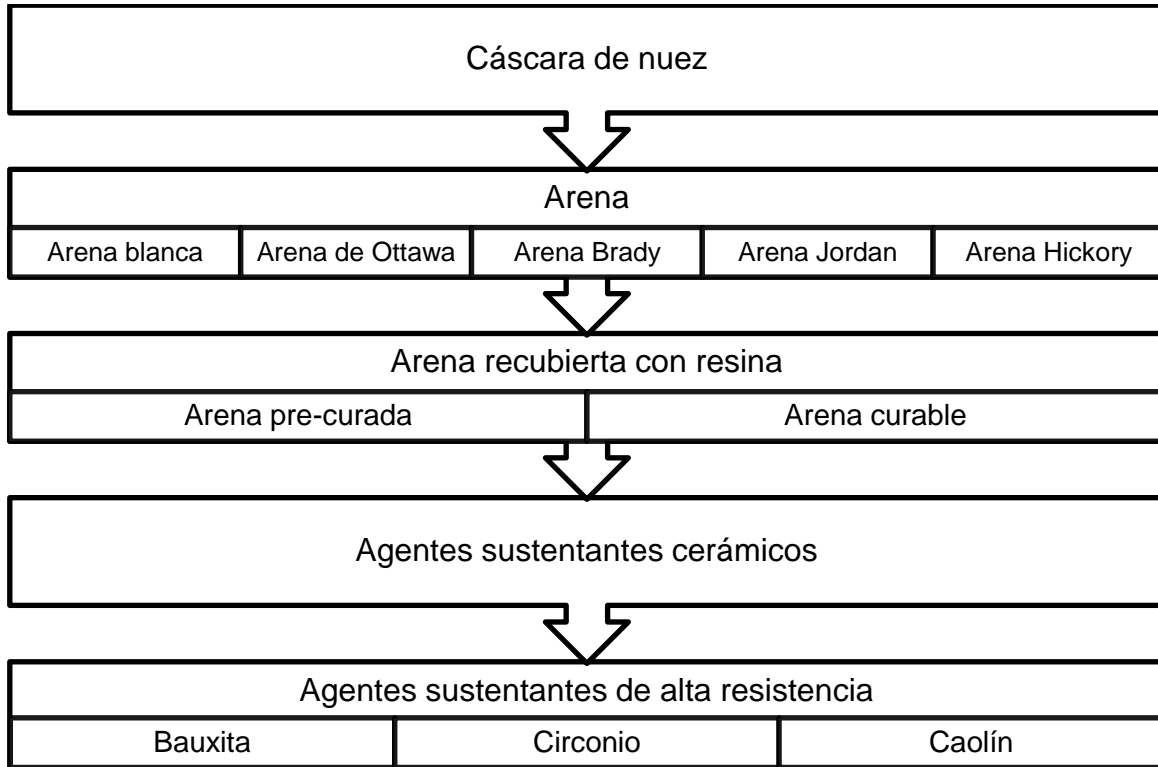


Figura 4.5 Tipos de agentes sustentantes.

4.2.1. CASCARA DE NUEZ

Este material presenta una naturaleza deformable que permite que las partículas se aplanen y haya una distribución de cargas. La desventaja de estos materiales es que cuando hay una severa deformación los canales de flujo son bloqueados y las partículas quedan prácticamente “atascadas”.

La cascara de nuez como material apuntalante esta en desuso debido al nuevo avance tecnológico que permite materiales con mayor índice de resistencia a presiones y temperaturas altas.

Agentes sustentantes

4.2.2. ARENA

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

Comúnmente se utilizan la arena de Ottawa y Brady.

La arena Ottawa es una arena de alta calidad de la parte Noreste de los Estados Unidos. Su composición es puramente cuarzo, de color blanco, con gran redondez y esfericidad. Los granos están compuestos casi en su totalidad por monocristales, lo cual hace que tengan gran resistencia.

La arena Brady es otro tipo de arena también de muy alta calidad del estado de Texas, caracterizada por su angulosidad y presencia de feldespatos. También es conocida como la arena café debido a su color, es considerada con un poco menos de calidad que la arena Ottawa.

Las propiedades físicas de algunos tipos de arena usada comúnmente en los tratamientos de fracturamiento hidráulico se presentan en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Propiedades de las arenas premium y estándar.⁸⁹

PROPIEDADES DEL APUNTALANTE				
Propiedades	Arena Premium (Jordan/Ottawa)		Arena Estándar (Hickory/Brady)	
	12/20	20/40	12/20	20/40
Redondez	0.8	0.8	0.7	0.7
Esfericidad	0.8	0.8	0.8	0.7
Gravedad Específica	2.65	2.65	2.65	2.65
Densidad Bulk (lb/ft ³)	96	102	100	102
Solubilidad en ácido (% de peso)	1.3	1.2	0.9	1.6
Resistencia a la compresión (% finos)	2.4	1.8	11.1	11.0
Agrupamiento (% de peso)	0.3	0.1	0.8	0.3

4.2.3. ARENA RECUBIERTA CON RESINA

Las necesidades de un apuntalante más resistente y con mayores beneficios han llevado a buscar otros tipos de apuntalante o bien mejorar los ya existentes, actualmente las arenas son recubiertas con resina. La resina con la que se recubre la arena es usualmente reticulada durante el proceso de manufactura para formar una película inerte.

Las arenas recubiertas con resina tienen una alta conductividad y presión de confinamiento alta a comparación de las arenas convencionales. La resina ayuda a resistir el esfuerzo, sobre una mayor área del apuntalante y reduce la carga puntual, lo que provoca una distribución de carga más homogénea. Cuando hay una fuerza aplicada sobre los granos la resina no mantendrá unidos a los granos pero sí ayuda a encapsular el aplastamiento, y los previene de migrar y cerrar el canal de flujo. Estos agentes pueden ser usados para prevenir el flujo inverso del agente cerca del pozo. La arena recubierta con resina es bombeada al final del tratamiento. El pozo es cerrado por un tiempo para permitir el contacto de las partículas del agente, estando consolidadas y a la vez permitiendo el flujo.

Los recubrimientos con resinas están disponibles para casi cualquier tipo de arena, cerámica, y bauxita.

Existen dos tipos de arena con resina con diferentes aplicaciones:

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

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

Las arenas con resina (especialmente las curables) tienen efectos colaterales en los fluidos fracturantes ya que alteran al pH, retardando o impidiendo la reticulación del fluido.

4.2.4. AGENTES APUNTALANTES CERÁMICOS

Estos apuntalantes fueron creados para ambientes de alta presión de cierre son de naturaleza cerámica, dadas estas características “especiales” su costo es elevado, la densidad a comparación con otros apuntalantes es alta, además de proveer una alta conductividad ya que su forma totalmente esférica y su tamaño homogéneo les permite un mejor acomodo, comparado con granos de arena donde son totalmente heterogéneos, estos agentes son utilizados para resistir esfuerzos de cierre con rangos entre 5000 [psi] y 10000 [psi]. En la figura 4.6 se puede apreciar con mayor claridad el acomodo de las partículas comparando el agente sustentante cerámico (en azul) con arena (en amarillo).

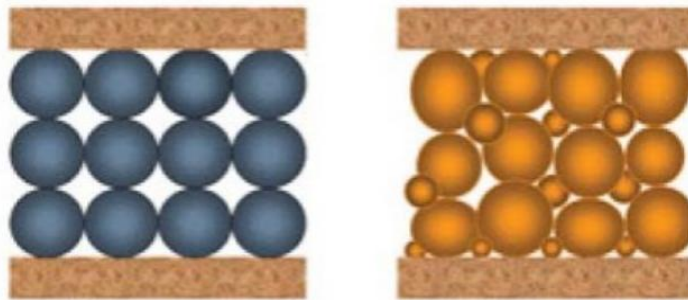


Figura 4.6 Comparación de un apuntalante cerámico vs arena.⁸⁶

Los apuntalantes cerámicos están hechos a base de mullita, un compuesto de aluminio, con algunos compuestos de sílice. Esto produce un material un poco más denso que la arena (densidad relativa aproximadamente de 2.65 a 3.3). Este tipo de apuntalante tiene una mayor resistencia que la arena pero un poco menos que la bauxita intermedia.

En la figura 4.7 podemos comparar la redondez y esfericidad de la arena (izquierda), arena recubierta con resina (intermedio) y apuntalantes cerámicos (derecha).



Figura 4.7 Arena, arena recubierta con resina y cerámicos, respectivamente.⁸⁶

4.2.5. AGENTES APUNTALANTES DE ALTA RESISTENCIA

Son utilizados cuando se requiere muy alta resistencia a la compresión.

Dentro de estos agentes sustentantes podemos encontrar a la Bauxita, Circonio y Caolín por mencionar algunos, dadas las características especiales de estos agentes su costo es elevado lo que provoca la limitante para ser empleado en cualquier pozo, reduciéndolo sólo a pozos donde la presión de cierre es alta.

Bauxita

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

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

La bauxita de alta resistencia y la bauxita de resistencia media, son fabricadas en esencia por el mismo proceso.

La bauxita sintética de alta resistencia es formada en su mayoría de mineral puro de bauxita, esto le imparte gran densidad relativa (3.7) y gran resistencia. La bauxita de media resistencia es formada con materiales menos puros.

Caolín

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

El requerimiento primordial de un buen apuntalante es sin duda la conductividad que este pueda ofrecer a la fractura, si bien este es uno de los principales factores no se puede dejar de lado la parte económica de la operación, es decir entre más resistencia tenga el apuntalante, más caro será y puede que la operación de fracturamiento hidráulico no sea rentable.

Agentes sustentantes

4.2.6. TABLA COMPARATIVA DE LOS AGENTES SUSTENTANTES

La tabla 4.3 muestra los principales beneficios y desventajas de los diferentes tipos de agentes sustentantes.

Tabla 4.3 Beneficios y desventajas de los tipos de apuntalantes.

Agente sustentante	Beneficios	Desventajas
Cáscara de nuez	Buena distribución de cargas	Poca resistencia Cuando la deformación es severa los canales de flujo son bloqueados
Arena	Bajo costo Disponibilidad	Resistencia limitada hasta cierto esfuerzo de confinamiento
Arena recubierta con resina	Mayor conductividad y resistencia a los esfuerzos confinantes que las arenas Disminución de los finos generados Previene el retorno del apuntalante cuando el pozo se pone a producir	Alteran el pH del fluido fracturante retardando o impidiendo su reticulación
Apuntalantes cerámicos	Resisten ambientes de alta presión de cierre Alta conductividad	Costo elevado Alta densidad*
Apuntalantes de alta resistencia	Muy alta resistencia a la compresión, a la temperatura y a la erosión	Costo elevado Gran densidad*

*Mientras mayor sea la densidad del apuntalante, éste tendrá una velocidad de asentamiento mayor y el fluido fracturante tendrá mayor dificultad para transportarlo.

4.3 DAÑO A LA FORMACIÓN

Los tipos de daño después del fracturamiento que pueden afectar el desarrollo del pozo se muestran en la figura 4.8.

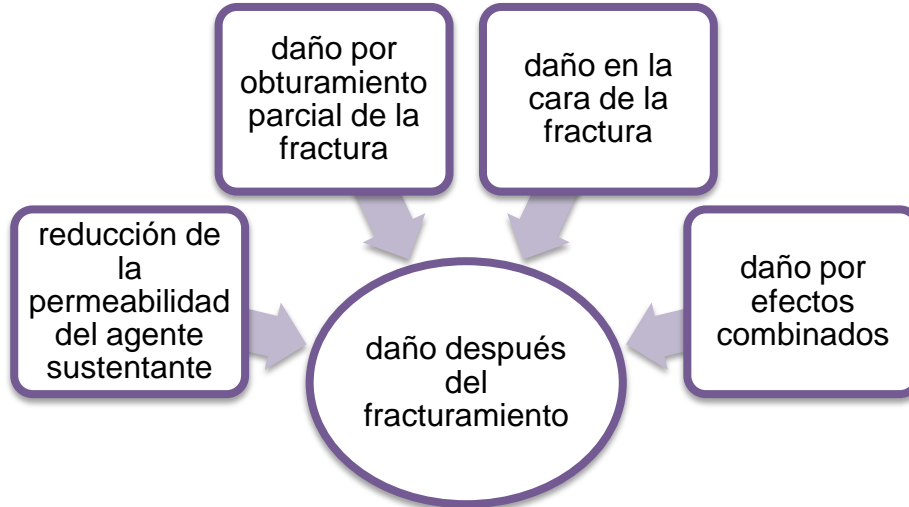


Figura 4.8 Tipos de daño.

4.3.1. REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD DEL AGENTE SUSTENTANTE

La figura 4.9 muestra qué ocasiona la reducción de la permeabilidad del agente sustentante y cómo evitarlo.



Figura 4.9 Reducción de la permeabilidad del agente sustentante.

El uso de materiales de mayor calidad, a largo plazo se traducirá en un ahorro en el costo debido a que la reducción en la permeabilidad será mínima.

4.3.2. DAÑO POR OBTURAMIENTO PARCIAL DE LA FRACTURA

Es el “daño dentro de la fractura”. La tabla 4.4 muestra qué ocasiona que se presente este daño, y la figura 4.10 ilustra la zona dañada dentro de la fractura.

Tabla 4.4 Razones del daño por obturamiento parcial.

¿Por qué se presenta este daño?	Migración de finos y su acumulación cerca del pozo y en el interior de la fractura	Uso excesivo de agente sustentante	Mala comunicación de los disparos con la fractura
----------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------	----------------------------------------------------------

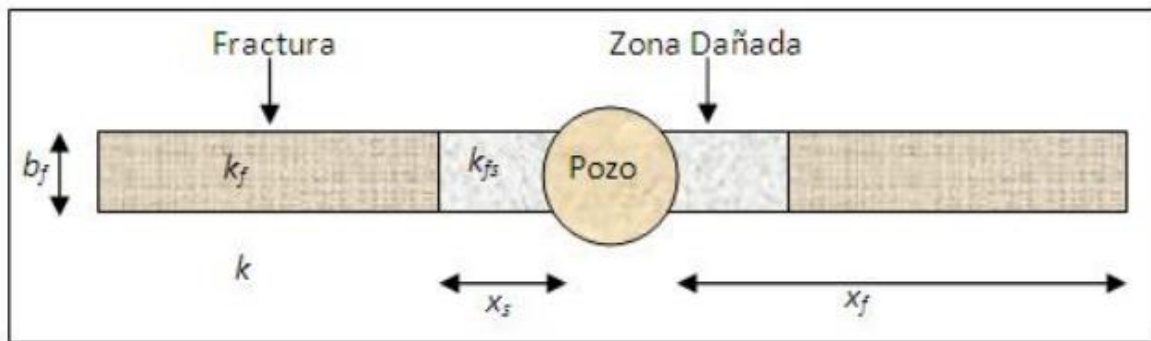


Figura 4.10 Fractura con efecto de daño por obturamiento parcial.⁸⁸

Considerando flujo en estado estacionario dentro de la zona dañada, Cinco Ley y Samaniego definieron el factor de daño por obturamiento parcial como:

$$(S_{fs})_{op} = \frac{\pi x_s k}{b_{fs} k_{fs}}$$

Donde:

$(S_{fs})_{op}$ = factor de daño por obturamiento parcial de la fractura [adimensional]

k = permeabilidad de la formación [md]

x_s = longitud de la zona dañada dentro de la fractura [m]

b_{fs} = ancho de la zona dañada dentro de la fractura [m]

k_{fs} = permeabilidad de la zona dañada dentro de la fractura [md]

4.3.3. DAÑO EN LA CARA DE LA FRACTURA

Este tipo de daño trae consigo el deterioro en la permeabilidad alrededor del pozo. La figura 4.11 muestra qué ocasiona que se presente este daño y cómo evitarlo. La figura 4.12 muestra la localización de la zona dañada respecto al pozo y la fractura.

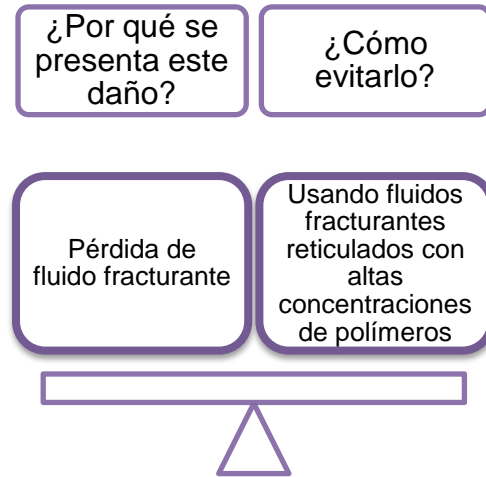


Figura 4.11 Razones del daño en la cara de la fractura.

El tratamiento debe ser diseñado para prevenir el daño en la cara de la fractura por lo que, en el fluido fracturante deben utilizarse aditivos que ayuden a minimizar la pérdida de fluidos durante la operación.

Para fracturas de larga longitud el daño en la cara de la fractura tiene un pequeño impacto en el rendimiento del pozo. Pero para fracturas de longitud corta, como las desarrolladas en yacimientos de alta permeabilidad, el deterioro por este tipo de daño debe ser considerado.

Una productividad inicial baja debida a este daño puede disminuirse con un diseño de tratamiento adecuado.

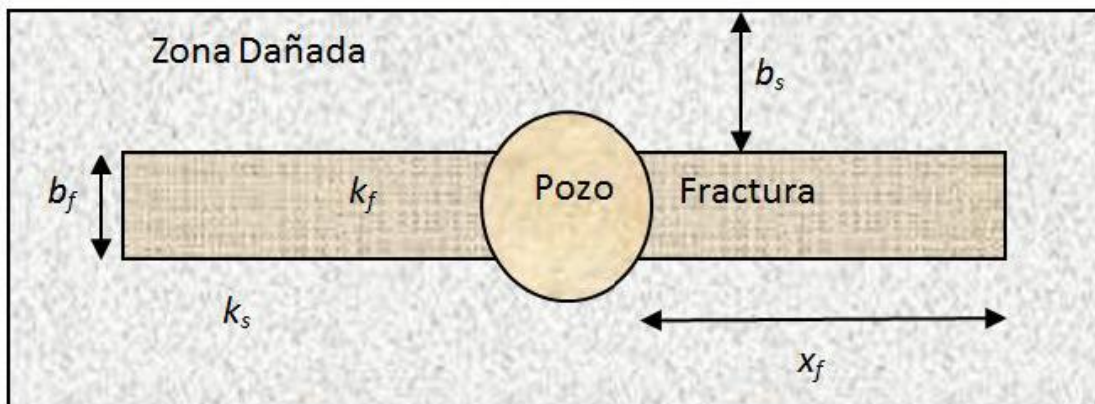


Figura 4.12 Fractura con efecto de daño en la cara de la fractura.⁸⁸

Agentes sustentantes

De nuevo Cinco Ley y Samaniego obtuvieron una forma de calcular este factor de daño definido por:

$$S_{fs} = \frac{\pi b_s}{2x_f} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right)$$

Donde:

S_{fs} = factor de daño en la cara de la fractura [adimensional]

b_s = penetración del daño en la cara de la fractura [m]

x_f = longitud de la fractura [m]

k = permeabilidad de la formación [md]

k_s = permeabilidad de la zona dañada [md]

4.3.4. DAÑO POR EFECTOS COMBINADOS

Compuesto por el daño por obturamiento parcial de la fractura y daño en la cara de la fractura. Ilustrado en la figura 4.13.

Mathur propuso una expresión para cuantificar la magnitud del daño combinado. Esta expresión para obtener el daño compuesto está dado por:

$$S_d = \frac{\pi}{2} \left[\frac{b_s k}{r_s k_{si} + (x_f - r_s) k_{so}} + \frac{(r_s - b_s) k}{r_s k_{rs} + (x_f - r_s) k} - \frac{r_s}{x_f} \right]$$

Donde:

S_d = daño compuesto [adimensional]

b_s = penetración del daño en la cara de la fractura [m]

k = permeabilidad de la formación [md]

r_s = radio del daño [m]

x_f = longitud de la fractura [m]

k_{si} = permeabilidad en la zona de invasión de la cara de la fractura y dentro del radio de daño [md]

k_{so} = permeabilidad en la zona de invasión de la cara de la fractura pero fuera del radio de daño [md]

k_{rs} = permeabilidad en la zona de daño radial [md]

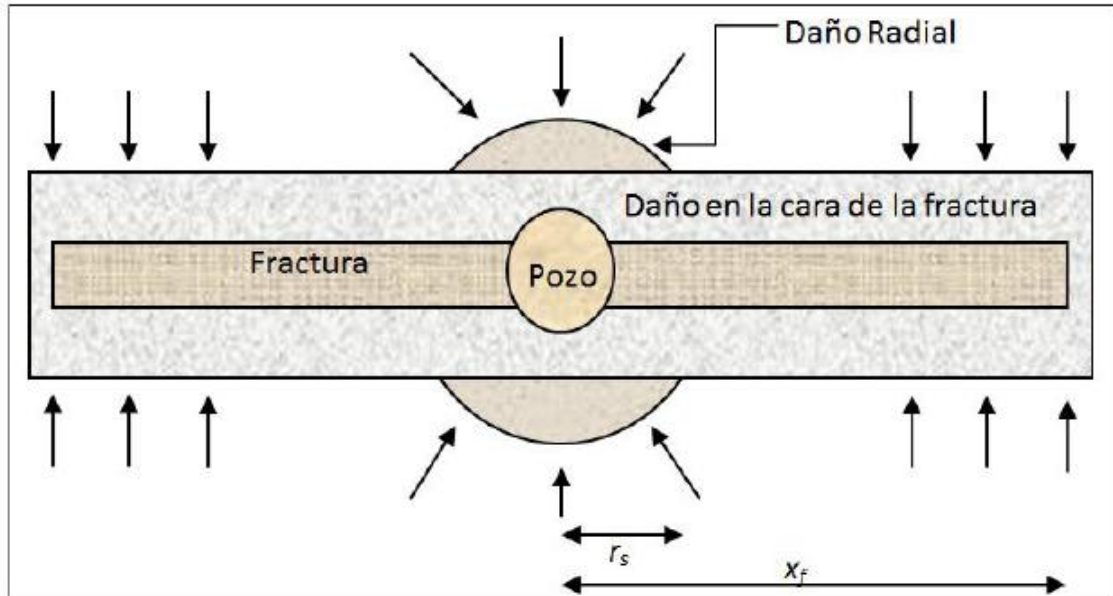


Figura 4.13 Fractura con efecto de daño compuesto por obturamiento parcial y daño en la cara de la fractura.⁸⁸

A la ecuación anterior se la puede sumar directamente el factor de daño equivalente de la fractura, S_f , (Cinco Ley), para obtener el daño total, S_t :

$$S_t = S_d + S_f$$

Donde:

S_t = daño total [adimensional]

S_d = daño compuesto [adimensional]

S_f = daño equivalente de la fractura [adimensional]

Donde S_f se obtiene gráficamente.

4.4 CONDUCTIVIDAD EN LA FRACTURA

La conductividad de la fractura es una medición de la capacidad para transmitir fluidos, es decir, es la facilidad con la cual se mueven los fluidos dentro de la fractura creada.

El éxito del fracturamiento hidráulico depende de la conductividad que creemos con el agente sustentante, ya que éste proporciona una trayectoria conductora que aumenta la capacidad de flujo y proporciona un beneficio económico cuando el pozo se pone a producir. Es por ello que la conductividad de la fractura es un parámetro clave en el diseño del fracturamiento hidráulico.

La conductividad de la fractura está dada por:

$$c_f = w k_f$$

Donde:

c_f = conductividad de la fractura [md-ft]

w = ancho de la fractura [ft]

k_f = permeabilidad del empaque de apuntalante en la fractura [md]

Estos elementos se ejemplifican en la figura 4.14, en donde vemos que la permeabilidad en el ancho de la fractura es el elemento a través del cual va a transitar el fluido producido desde la formación, por la fractura, hasta el pozo.

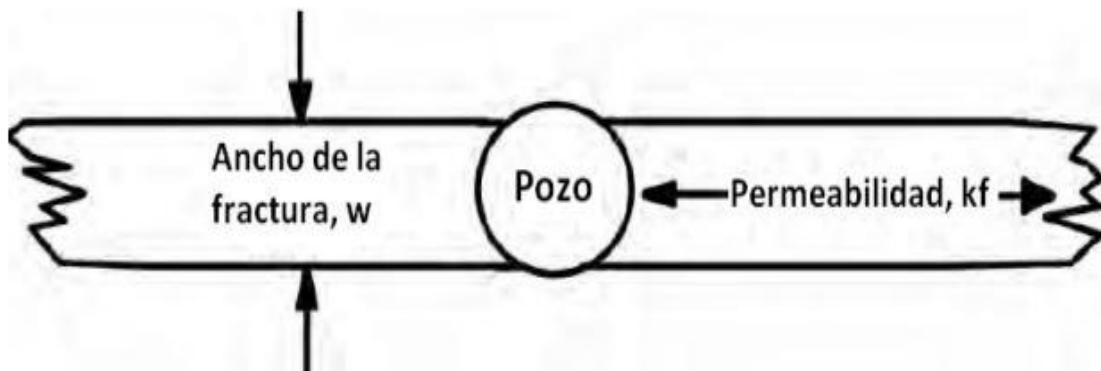


Figura 4.14 Conductividad en la fractura.¹³

Debido a un análisis dimensional en que la permeabilidad es L^2 y la dimensión del ancho de fractura es L , la conductividad de la fractura se puede considerar como la capacidad volumétrica de la fractura para transmitir fluidos del yacimiento al pozo.

En general los tratamientos de fracturamiento hidráulico proveen una excelente conductividad, pero en muchas ocasiones sólo por un corto lapso de tiempo.

Agentes sustentantes

Los efectos de reducción de la conductividad pueden empezar prácticamente después de que el bombeo es parado.

Pirámide de conductividad del apuntalante

La figura 4.15 muestra cómo las características del apuntalante influyen en la conductividad de la fractura.

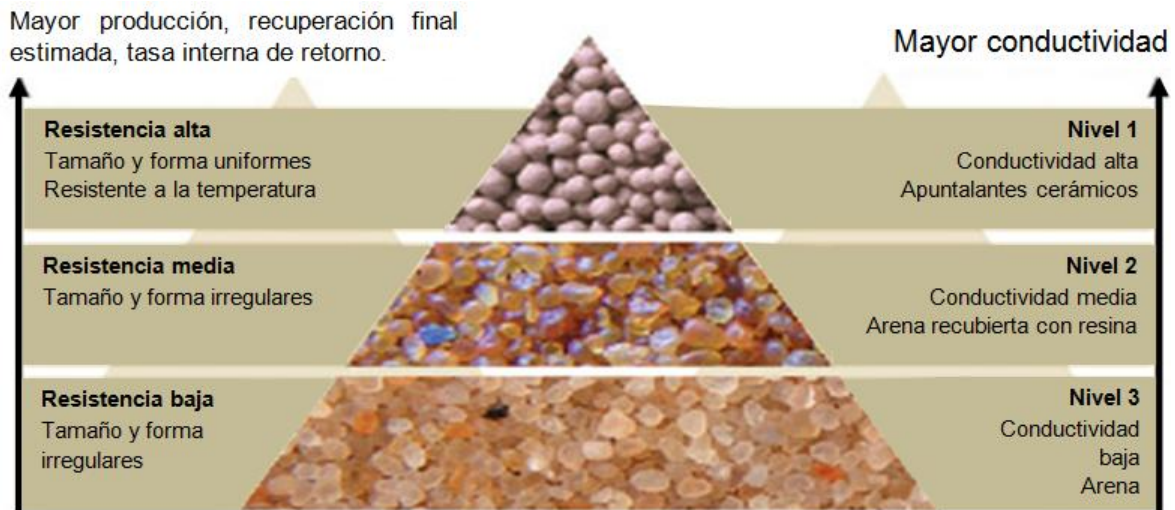


Figura 4.15 Pirámide de conductividad del apuntalante.⁴⁹

En la figura 4.16 se muestran las propiedades que tienen impacto en la conductividad de la fractura y cómo influyen en ella.

Las propiedades que tienen impacto en la conductividad de la fractura son:

tipo de apuntalante

Los apuntalantes que cumplen con las especificaciones API y características requeridas para cierta formación proveerán una mayor conductividad.

redondez y esfericidad

Si los granos son muy angulosos y tienen baja esfericidad fallan a esfuerzos de cierre menores, produciendo finos que reducen la conductividad de la fractura.

tamaño de grano

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

Si los granos son aproximadamente del mismo tamaño los esfuerzos sobre el apuntalante son distribuidos de manera más uniforme, por lo que resisten cargas más altas.

distribución del apuntalante

Se debe inhibir la precipitación del apuntalante en la fractura, con ello se mejora la distribución vertical. Esto significa mayor y mejor porosidad y permeabilidad.

concentración de apuntalante en la fractura

Una baja concentración provee muy altas conductividades debido a su alta porosidad, sin embargo no soporta los esfuerzos de cierre. Cuando la concentración es muy alta las partículas tienden a aglomerarse y la velocidad de asentamiento se incrementa.

esfuerzo de sobrecarga

El esfuerzo de sobrecarga causa un aplastamiento en el apuntalante por lo que existe una pérdida significativa de la conductividad cada vez que el esfuerzo es incrementado. Esto sólo se cumple si el sistema de fallamiento es normal.

características de incrustación de la formación

En formaciones muy suaves la incrustación del apuntalante es severa, el apuntalante puede desaparecer en la formación y por tanto la fractura empacada es inexistente.

Las propiedades que tienen impacto en la conductividad de la fractura son:

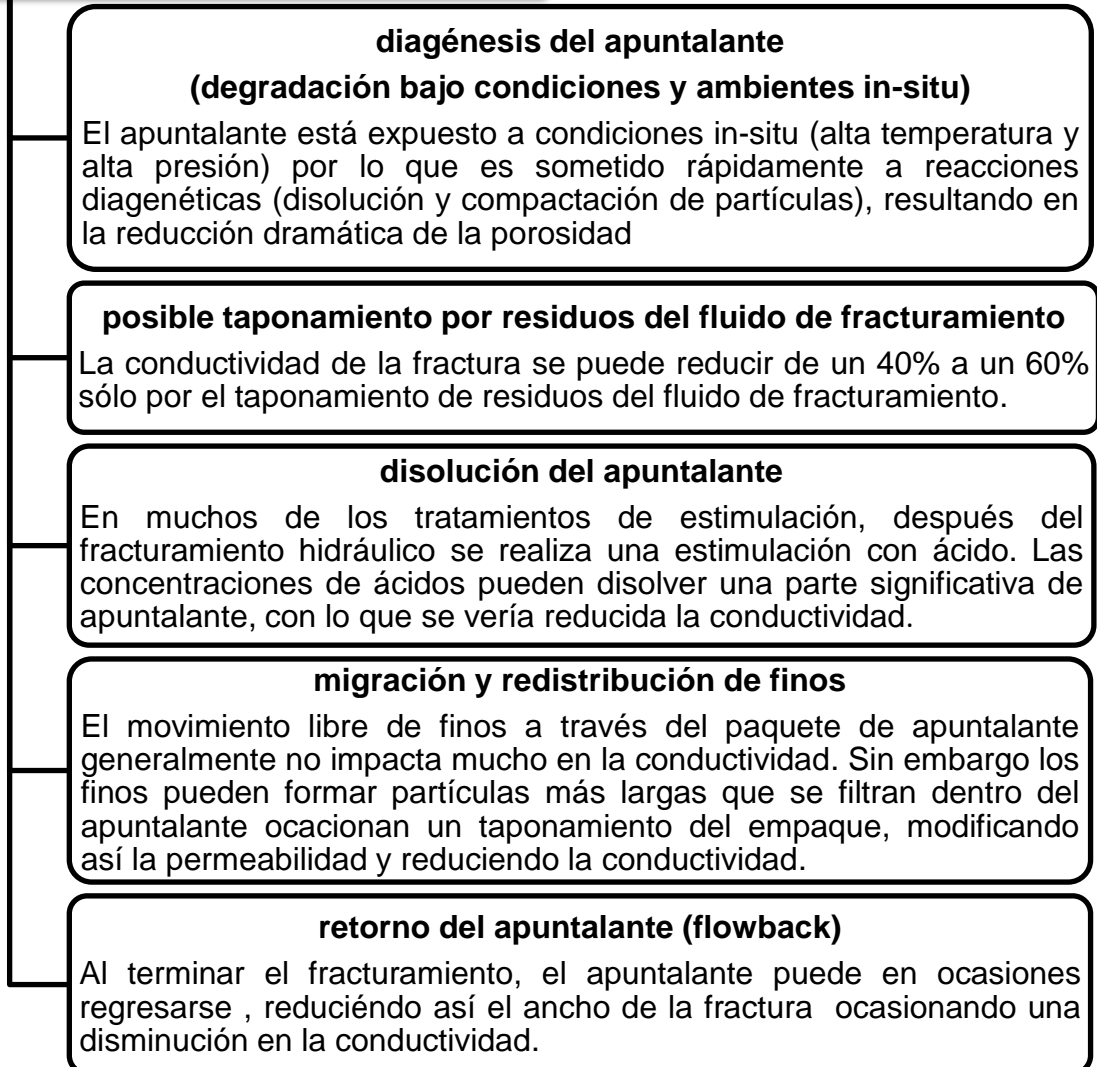


Figura 4.16 Propiedades que tienen impacto en la conductividad de la fractura.

Cuando se combinan los efectos negativos de las propiedades antes mencionadas el resultado puede ser una reducción significativa en la conductividad de la fractura, la cual se traduce en un decremento de la producción.

El mantenimiento de la conductividad de la fractura puede mejorar las inversiones hechas para tratamientos de estimulación y lograr una producción sostenida a través de la combinación de:

- Un diseño de tratamiento apropiado
- Sistemas de fluidos de bajo daño
- Selección apropiada del apuntalante

CAPÍTULO 5 GEOMETRÍA DE FRACTURA

Le geometría de la fractura está definida por su altura (h_f), longitud (x_f) y amplitud (w); y su predicción depende de la relación de estas dimensiones con las propiedades de la formación y del fluido fracturante.

Dado que estas dimensiones no pueden ser medidas in situ durante el tratamiento, es necesario aplicar métodos para estimarlas a partir de los parámetros que sí pueden ser medidos directamente como el volumen de fluido y apuntalante inyectados y el tiempo durante el que se inyectan.

Por supuesto ninguna teoría es perfecta, sino que son soluciones capaces de acercar el cálculo a lo que realmente ocurre. El trabajo del ingeniero es seleccionar cual es la que mejor se adapta a un caso en particular.

Los factores que intervienen en la geometría de la fractura son:

- Propiedades mecánicas de la formación
- Gasto y presión de inyección
- Propiedades el fluido fracturante

Para entender las dimensiones de la fractura durante el tratamiento se necesitan modelos matemáticos con numerosas suposiciones y simplificaciones, pero estos modelos sólo proporcionan una aproximación.

Los modelos de fracturamiento hidráulico disponibles se mencionan en la figura 5.1.

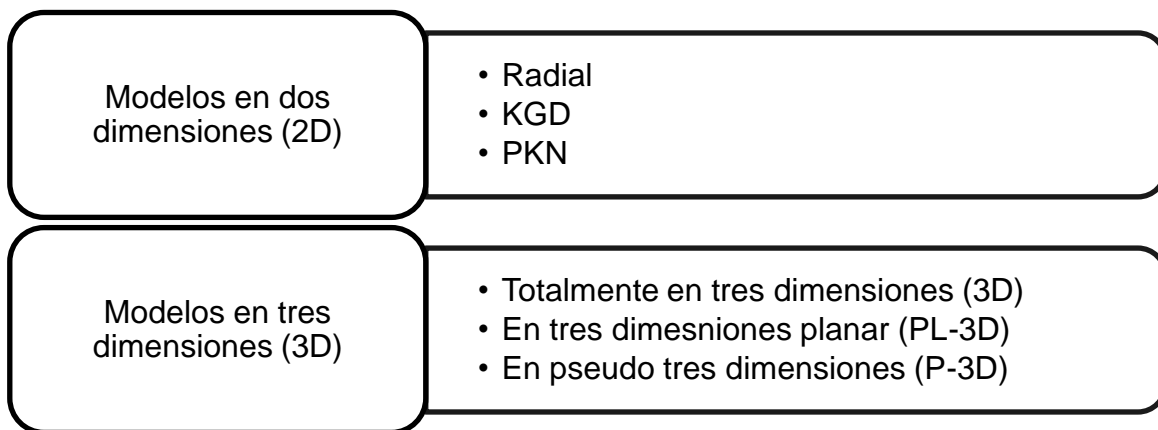


Figura 5.1 Modelos de fracturamiento hidráulico.

5.1 MODELOS 2D (DOS DIMENSIONES)⁶⁶

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan la amplitud y la longitud de la fractura.

Suposiciones de los modelos 2D:

- a. La altura de la fractura es constante, de tal manera que no hay crecimiento vertical de la fractura ya que está limitada por barreras.
- b. La falla en la roca es de tipo frágil.
- c. La amplitud de la fractura es controlada por la caída de presión.
- d. Tanto la roca como el yacimiento son homogéneos, es decir, el coeficiente de pérdida por filtrado es constante.
- e. En el caso de fluidos no Newtonianos, la ley de potencias es aplicable.
- f. La geometría de la fractura es elíptica.
- g. El movimiento del fluido se realiza en la misma dirección del crecimiento de la fractura, es decir, horizontalmente y hacia adelante. No hay flujo en ninguna otra dirección. La caída de presión es unidireccional. Esta condición da como resultado dos puntos importantes:
 - El gradiente de fricción del fluido disminuye a lo largo de la fractura, desde la boca hasta el extremo.
 - El gradiente de fricción es constante en cualquier sección transversal normal a la fractura, a lo largo de la altura desde la base hasta el tope. No hay flujo perpendicular a la dirección de propagación de la fractura.
- h. Deformación plana. El efecto de los esfuerzos laterales secundarios es despreciable en comparación con el efecto de los esfuerzos principales aplicados en el cuerpo.

Del concepto de conservación del momento, el esfuerzo tangencial o de corte es despreciable, luego, tan sólo existe un esfuerzo normal constante, dejando solamente dos caras que pueden interactuar.

Este condicionamiento permite que los modelos de fractura se simplifiquen, incluso se facilita el cálculo permitiendo que un ordenador simple resuelva muy rápido las ecuaciones.

Los modelos 2D se dividen como vimos en la figura 5.1 y cada uno se describe a continuación.

5.1.1. RADIAL (SNEEDON Y ELLIOT)

Desarrollado por Sneedon y Elliot en 1946. Es el modelo más simple (representado en la figura 5.3) y aún se aplica en algunos casos especiales, como la fractura en formaciones masivas, sin barreras o para fracturas de desarrollo horizontal. Los tipos de modelos radiales se presentan en la figura 5.2, con las formaciones en las cuales se utiliza este modelo.

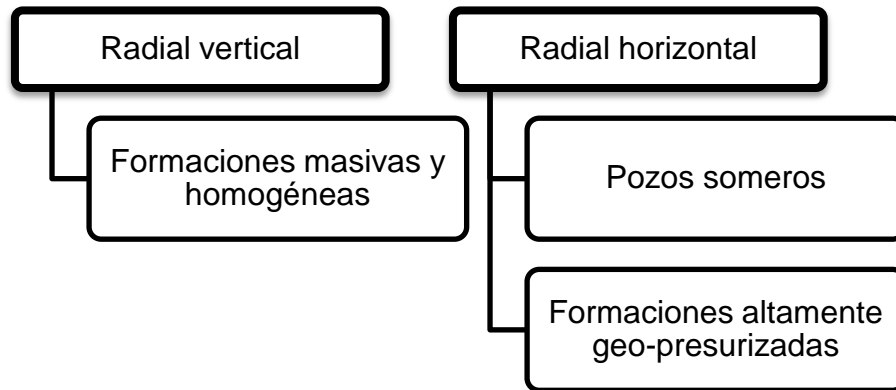


Figura 5.2 Tipos de modelos radiales.

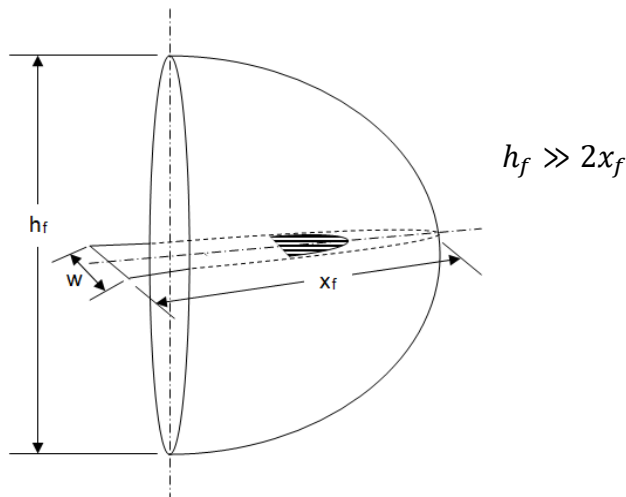


Figura 5.3 Modelo radia.⁶⁶

Características:

1. Desarrollo circular, en forma de moneda. A este modelo también se le conoce como Forma de Moneda (Penny shape).
2. La presión neta disminuye con el tiempo.
3. La sección normal vertical perpendicular al sentido de propagación es elíptica.
4. La sección normal horizontal paralela al sentido de propagación de fractura es elíptica.

5.1.2. KGD (KHRISTIANOVICH, GEERTSMA Y DE KLERK)

Este modelo fue desarrollado originalmente por Khristianovich y Zheltov en 1955, basándose en el modelo de Sneedon. Originalmente fueron desarrollados con el único propósito de calcular el ancho de la fractura, para un determinado gasto y longitud de fractura, sin tener en cuenta ningún balance de materia.

En 1957, Carter introdujo un modelo que tenía en cuenta el balance de materia, pero no calculaba el ancho, ya que consideraba que era constante.

En 1969, los investigadores Geerstma y de Klerk introdujeron dentro del modelo de Khristianovich y Zheltov el concepto de balance de materia desarrollado por Carter, así nació el modelo KGD, cuyo nombre resume el apellido de los principales científicos que desarrollaron el mismo.

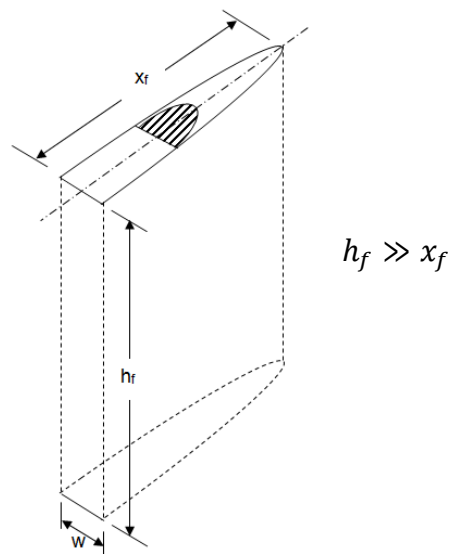


Figura 5.4 Modelo KGD.⁶⁶

El plano de deformación se ubica en las barreras superior e inferior. La fractura se desliza libremente sobre estos planos.

El concepto de deslizamiento se utiliza para convertir el sistema 3D en uno 2D y resolver el problema en un solo plano.

En este modelo el deslizamiento se produce en los planos horizontales superior e inferior, donde la roca que se fractura contacta las barreras impermeables que la limitan. Así, una sección normal vertical, perpendicular a la dirección de propagación tiene una forma rectangular, desde la base hasta la cima de la fractura. Dichas secciones varían en espesor desde la boca (ancho máximo) hasta el extremo (ancho nulo). La sección transversal paralela al plano de deslizamiento

Geometría de fractura

(horizontal), resulta de forma elíptica, con su vértice en el extremo de la fractura. Esta descripción se representa en las figuras 5.4 y 5.5.

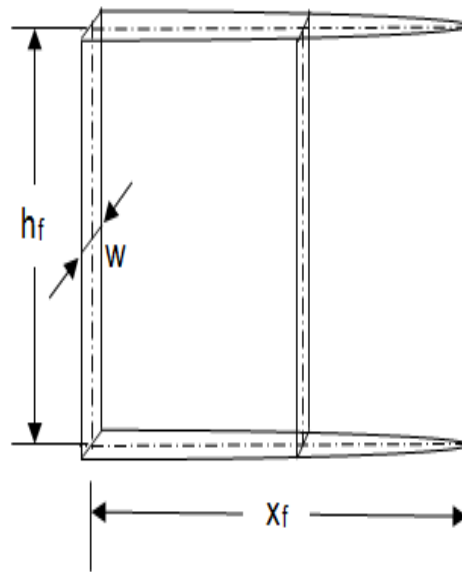


Figura 5.5 Vista lateral del modelo KGD.⁶⁶

Características

- Asume una altura de fractura fija.
- El movimiento (flujo) del fluido es horizontal.
- La falla de apertura de la roca se resuelve en el plano horizontal.
- El ancho de la fractura es independiente de la altura.
- La presión neta tiene una pendiente negativa con respecto al tiempo.
- La sección normal vertical perpendicular al sentido de propagación es rectangular.
- La sección normal horizontal paralela el sentido de propagación de fractura es elíptica.
- Este modelo es válido si la altura es mucho mayor que la longitud de la fractura.
- Resulta en una fractura corta y ancha.
- Asume gasto constante.
- La presión puede aproximarse a una presión constante en la mayoría del cuerpo de la fractura.

5.1.3. PKN (PERKINS, KERN Y NORDGREN)

Este modelo también fue desarrollado a partir del de Sneedon por los investigadores Perkins y Kern en 1961. Al igual que el de Khristianovich y Zheltov, solo calculaba el ancho de la fractura, fijando el largo y la velocidad del flujo. La única diferencia con éste último era el plano de resolución de las ecuaciones.

El 1972 Nordgren introdujo el concepto de balance de materia, desarrollado por Carter, dando nacimiento al modelo PKN.

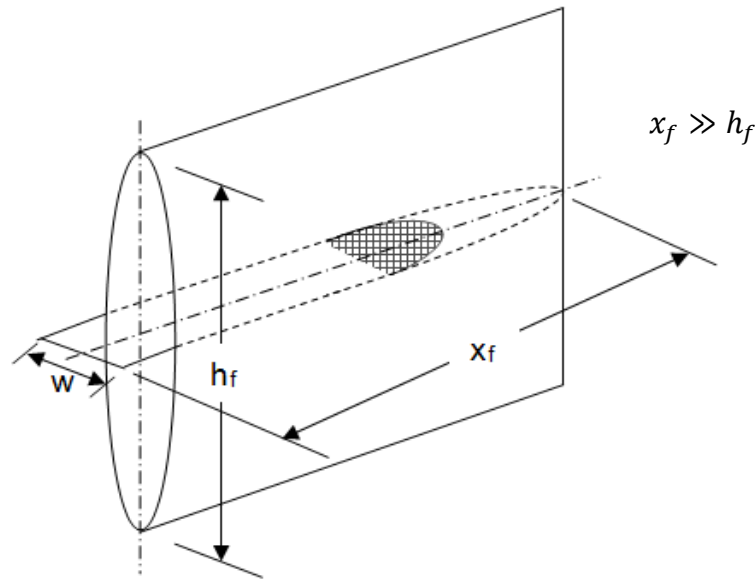


Figura 5.6 Modelo PKN.⁶⁶

El plano de deformación se ubica en las secciones frontal y posterior de la fractura. Estas caras se deslizan libremente.

El modelo PKN recurre al concepto de deslizamiento como soluciones para transformar el sistema 3D en 2D. Sólo que en este caso, a diferencia del modelo KGD, se asume que los planos de deslizamiento son verticales, ubicados en los extremos frontal y posterior de la fractura.

Ello da como resultado que la sección transversal normal al plano de propagación de la fractura tenga forma elíptica, con los vértices ubicados en la base y en el tope de la formación donde ésta conecta a las barreras impermeables.

Por supuesto, el área de cada sección transversal elíptica disminuye desde el frente (boca de la fractura) hasta el extremo, donde dicha área es nula.

Esta descripción se representa en las figuras 5.6 y 5.7.

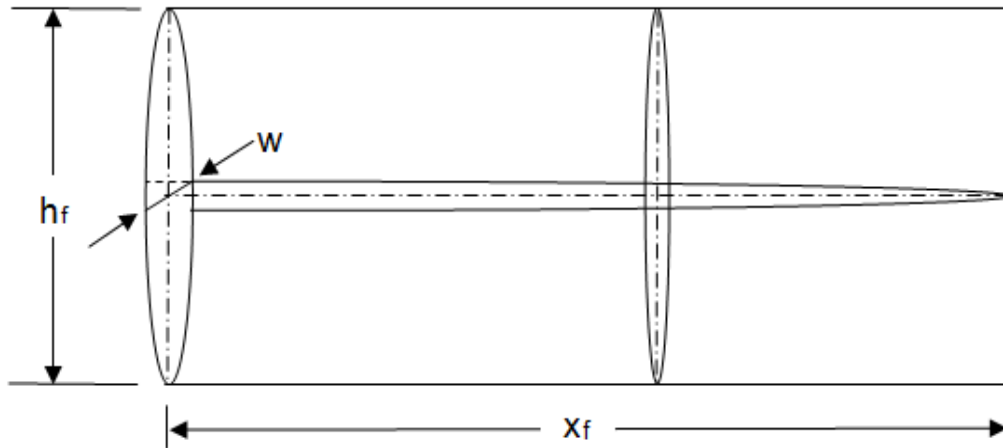


Figura 5.7 Vista lateral del modelo PKN.⁶⁶

Características

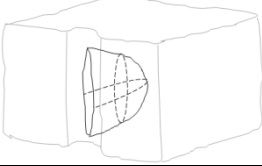
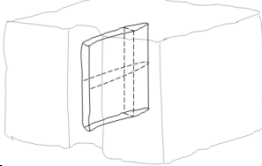
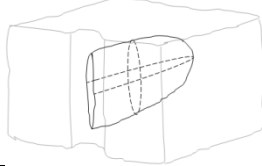
- Asume una altura de fractura fija.
- El movimiento (flujo) del fluido es horizontal.
- La falla de apertura de la roca se resuelve en el plano vertical.
- El ancho de la fractura varía con la altura.
- La presión neta tiene una pendiente positiva con respecto al tiempo.
- La sección normal vertical perpendicular al sentido de propagación es elíptica.
- La sección normal horizontal paralela el sentido de propagación de fractura es elíptica.
- Este modelo es válido si la longitud es mucho mayor que la altura de la fractura.
- Resulta en una fractura larga y angosta.
- Se resuelve el modelo numéricamente, no puede ser expresado analíticamente: sin embargo se puede obtener la geometría en casos limitados de alta eficiencia (baja pérdida de fluidos) y baja eficiencia (alta pérdida de fluidos).

Geometría de fractura

5.1.4. TABLA COMPARATIVA DE LOS MODELOS 2D

La tabla 5.1 muestra la comparación de las principales características de los modelos 2D.

Tabla 5.1 Tabla comparativa de los modelos 2D.⁴⁰

Modelos 2D	Radial	KGD	PKN
			
Plano de deformación	Horizontal y vertical	Horizontal	Vertical
Altura	Dinámica	Fija	Fija
Ancho	Varía con la longitud y la altura	Independiente de la altura Varía con la longitud	Independiente de la longitud Varía con la altura
Longitud	Longitud igual a la mitad de la altura	Longitud mucho menor que la altura	Longitud mucho mayor que la altura
Comportamiento de la fractura	Corta y angosta	Corta y ancha	Larga y angosta
Movimiento del fluido	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Geometría de la sección vertical	Elíptica	Rectangular	Elíptica
Geometría de la sección horizontal	Elíptica	Elíptica	Elíptica
Comportamiento de la presión neta	Disminuye con el tiempo	Disminuye con el tiempo Disminuye cuando la longitud aumenta	Aumenta con el tiempo Aumenta cuando la longitud aumenta
Aplicación	Formaciones masivas Formaciones sin barreras Pozos someros Fracturas pequeñas	Cuando se tiene una altura de la fractura descontrolada o se buscan fracturas pequeñas	Formaciones que delimitan litológicamente la cima y el fondo de la altura de la fractura

Es importante mencionar que ningún modelo es superior a otro ya que todos proveen resultados razonables y no se ha demostrado una ventaja incuestionable de alguno de ellos sobre el resto.

5.2 MODELOS 3D (TRES DIMENSIONES)⁶⁶

5.2.1. MODELO 3D (TOTALMENTE EN TRES DIMENSIONES)

Los modelos 3D (representado en la figura 5.8) fueron desarrollados para incluir el crecimiento vertical, una condición que debe ser impuesta por el ingeniero cuando se utiliza un modelo 2D y que constituye una seria limitación cuando la fractura tiene un confinamiento muy pobre. Cuando la fractura está confinada, los modelos 3D se pueden comportar igual que los 2D.

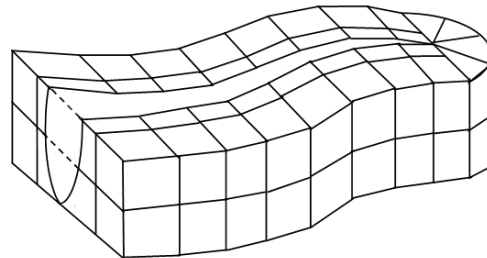


Figura 5.8 Modelo en 3D.⁶⁶

Características

- La malla tiene tres dimensiones (3D).
- Utilizable solo para investigación.
- El análisis consume mucho tiempo y recursos.

Se usa solamente para trabajos muy sofisticados, en donde todos los parámetros deben ser tenidos rigurosamente en cuenta para su análisis en 3D.

En este caso se considera que tanto el fluido como la elasticidad son 3D. Tiene en cuenta el efecto de iniciación de la fractura en un plano diferente del de propagación.

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

Un modelo 3D es aquel que acopla el movimiento 2D del fluido dentro de la fractura con la deformación 3D de la formación. La forma más o menos exacta de hacerlo en forma práctica, da origen a dos tipos de modelos 3D:

- PL-3D (planar 3D)
- P-3D (pseudo 3D)

5.2.2. MODELOS PL-3D (TRES DIMENSIONES PLANAR)

El modelo de fractura planar (representado en la figura 5.9) asume una fractura de una cierta forma que yace en un único plano. La totalidad de ese plano es discretizado (dividido) en un cierto número de celdas. Las ecuaciones fundamentales se satisfacen simultáneamente para cada una de las celdas, abriéndose la fractura progresivamente cuando la energía remanente en una celda cualquiera es suficiente como para abrir otra celda adyacente, y así sucesivamente. Como energía remanente se entiende un esfuerzo (presión neta) existente dentro de la celda actualmente en estudio.

Este modelo no incluye el cálculo de los efectos de iniciación de la fractura en un plano diferente al principal de propagación. La dirección del plano vertical de propagación es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

Se utiliza cuando una porción de la fractura creada se encuentra fuera de la zona de alteración de esfuerzos o cuando hay un movimiento vertical de fluido mayor que el horizontal, es decir, se está creando una altura mayor. Normalmente este caso se da cuando el esfuerzo en las zonas adyacentes es menor que el esfuerzo en la zona de fractura.

Esta simulación supone una propagación de fractura muy complicada y debe ser aplicada sólo en casos extremos, ya que requiere una gran capacidad de cálculo en el ordenador utilizado.

Excepto por el efecto de iniciación de fractura, este modelo da una muy buena aproximación para diseños y evaluaciones de rutina.

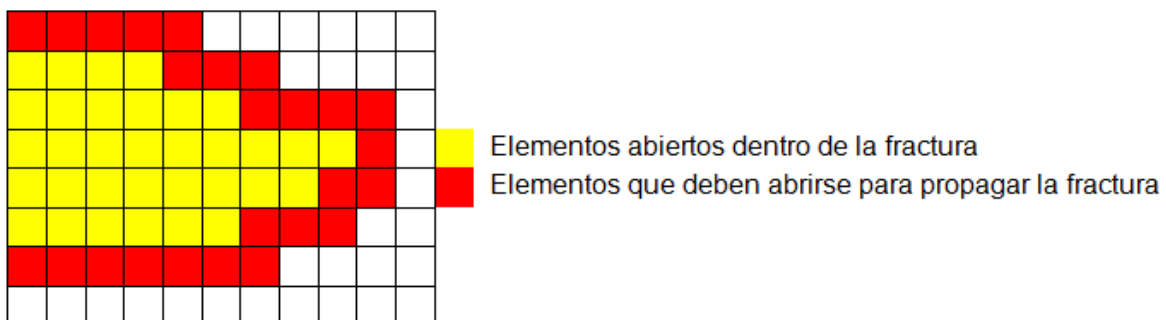


Figura 5.9 Modelo PL-3D.⁶⁶

Características

- La fractura es plana y se orienta perpendicularmente al mínimo esfuerzo.
- Movimiento del fluido y del apuntalante vertical y horizontal en la dirección de la propagación de la fractura.

- Existe una caída de presión vertical debido a la geometría de fractura, distribuyéndose desde el centro de la sección hacia ambos extremos verticales.
- La altura de la fractura es función de la presión neta existente dentro de la fractura en un momento determinado.
- Las constantes geomecánicas utilizan los valores reales para cada capa o zona.
- Las celdas se extienden en dos direcciones, horizontal y vertical.
- El cálculo del flujo de fluido y apuntalante es riguroso.
- Las variaciones de esfuerzos se consideran en dos direcciones.
- El tiempo de cálculo se incrementa notablemente.

5.2.3. MODELOS P-3D (PSEUDOS TRES DIMENSIONES)

El Modelo P-3D pretende incluir las características de un Modelo PL-3D, sin su complejidad matemática. Es una extensión del cálculo 2D.

Al igual que el PL-3D, la dirección del plano vertical de propagación es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal y no tiene en cuenta el efecto de inicio de la fractura.

Características

- La deformación es 2D (No hay deformaciones en los planos frontal y posterior).
- La altura de fractura se calcula en función de la presión neta, o del esfuerzo diferencial entre la formación y sus barreras.
- Se usan valores promedio para las propiedades mecánicas de la roca.
- El movimiento del fluido es en una sola dirección (La caída de presión es unidireccional).

Los Modelos P-3D se pueden calcular de maneras diferentes, pero hay dos que son las más populares y se muestran en la figura 5.10.

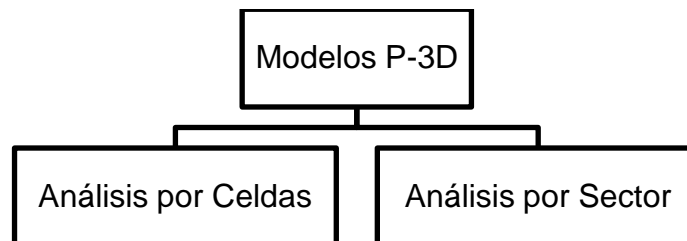


Figura 5.10 Tipos de análisis del modelo P-3D.

Tomando los mismos datos para ambos casos, la resolución da formas y dimensiones de fractura diferentes, por la forma en que los datos son procesados.

Análisis por Celdas

Este modelo divide a la fractura en celdas separadas pero conectadas, como se observa en la figura 5.11.

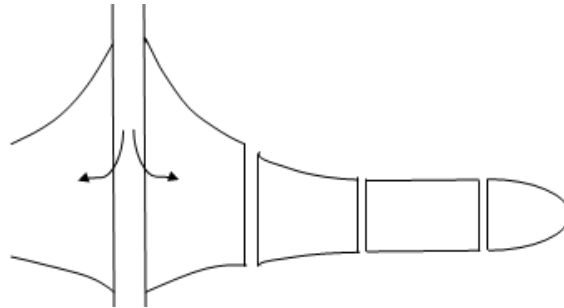


Figura 5.11 Análisis por celdas.⁶⁶

Características:

- Divide la fractura en bloques o celdas separadas.
- Aplica las ecuaciones físicas fundamentales para cada celda.
- Considera que la fractura es la suma de una serie de celdas conectadas.
- No pre condiciona una forma de la fractura, pero asume que se propaga en forma uni-planar.
- Cada celda actúa independientemente.
- El cálculo del movimiento vertical del fluido no se acopla a la perfección con el cálculo de la geometría vertical.

Análisis por Sector (o Modelo Elíptico)

Este modelo representa a la fractura con dos semi elipses, como se observa en la figura 5.12.

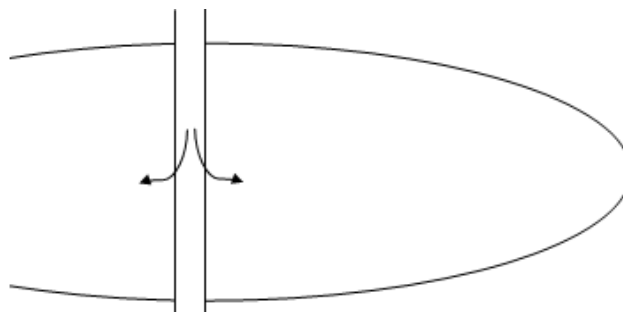


Figura 5.12 Análisis por sector.⁶⁶

Características:

- Predice la geometría de fractura y la caída de presión de un modo promedio.
- Es un análisis simplificado.
- Las ecuaciones físicas fundamentales se resuelven considerando un promedio general.
- Considera que la fractura es la suma de dos semi elipses horizontales unidas en su centro.
- La longitud horizontal y la vertical son calculadas por etapas y después superpuestas para que su forma final coincida con el modelo inicial.
- El movimiento de fluido es horizontal unidireccional, desde los disparos hacia el extremo horizontal de la fractura y se mueve en láminas de una forma particular, derivada de una solución analítica muy simple.

5.2.4. TABLA COMPARATIVA DE LOS MODELOS 3D

La tabla 5.2 muestra las principales ventajas y desventajas de los modelos 3D.

Tabla 5.2 Tabla comparativa de los modelos 3D.

Modelos 3D	3D	PL-3D	P-3D
Ventajas	La malla tiene tres dimensiones Incluye el crecimiento vertical Estudia el efecto de inicio de fractura y las condiciones cercanas al pozo	Da muy buena aproximación para diseños y evaluaciones de rutina	Incluye las características de un modelo PL-3D pero sin su complejidad matemática
Desventajas	Consumo mucho tiempo y recursos Utilizado sólo para investigación	Requiere gran capacidad de cálculo del ordenador Supone una propagación de fractura muy complicada No incluye el efecto de inicio de fractura	No tiene en cuenta el efecto de iniciación de la fractura.

CAPÍTULO 6 ANÁLISIS DE PROCESOS DE FRACTURAMIENTO

6.1 PRUEBAS DE INYECCIÓN O CALIBRACIÓN

La técnica más confiable para medir el esfuerzo in situ son las pruebas de admisión o inyectividad, las cuales consisten en un volumen de fluido fracturante bombeado a un gasto de inyección constante para propagar la fractura. Debido a que los datos se obtienen de la declinación de la presión, la presión de bombeo se debe monitorear aun después de que se termina la prueba.

Estas pruebas se muestran en la figura 6.1.

Generalmente, antes de realizar una operación de fracturamiento hidráulico se hacen estas pruebas de inyectividad ya que a partir de la calibración del tratamiento se obtienen los datos necesarios para el diseño del tratamiento de bombeo; no obstante, las pruebas de pump in/flowback no se hacen en todos los pozos y lo más común es que sean hechas en campos nuevos o en nuevos yacimientos para desarrollar correlaciones requeridas para optimizar los tratamientos de fractura para pozos subsecuentes. Necesariamente se realiza una prueba minifrac previa a cualquier tratamiento de fracturamiento hidráulico.

El objetivo principal de una prueba de esfuerzos en sitio y de minifrac es determinar las presiones en la fractura, cuando ésta se abre y cuando se cierra. Si hay una excesiva caída de presión en las inmediaciones del pozo debido a mala conectividad entre el pozo y la fractura, la interpretación de los datos puede ser difícil.

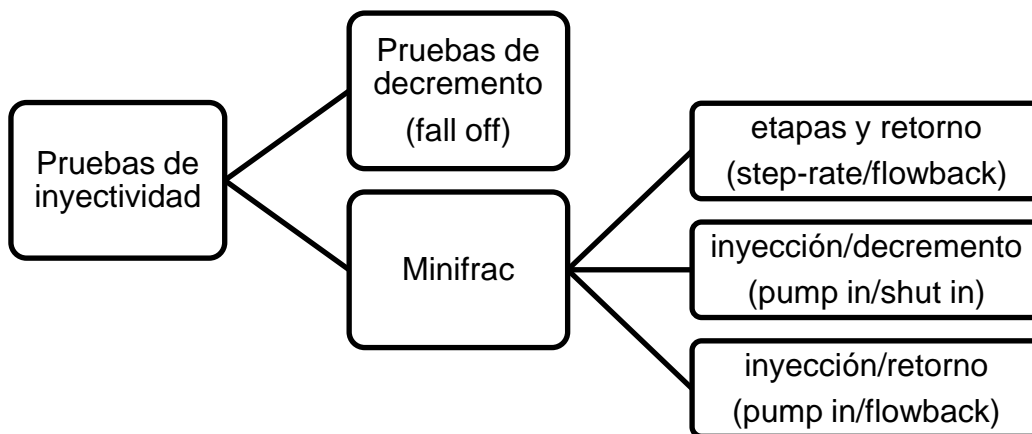


Figura 6.1 Tipos de pruebas de inyectividad.

6.1.1. PRUEBA DE DECREMENTO O FALL OFF

Para que sea hecha exitosamente se requiere establecer una conexión entre el pozo y la fractura creada.

La prueba de decremento es una medición de presión en un pozo que está en proceso de inyección y se hace antes del minifrac, debido a que se recomienda que el pozo no haya estado perturbado antes de la ejecución de esta prueba.

Consiste en bombear fluidos lineales a gastos fracturantes. La presión en el fondo del pozo durante la inyección es función de la presión neta en la fractura y de la caída de presión en la cercanía del pozo. Para medir esta caída de presión, la presión neta en la fractura tiene que ser relativamente constante durante la etapa de decremento de la prueba. Para ello, la prueba se empieza inyectando al pozo durante 10 o 15 min. El gasto de inyección se reduce en pasos hasta un gasto de cero. El gasto de inyección en cada etapa debe permanecer constante durante aproximadamente un minuto para que la presión de inyección estabilizada pueda ser medida. El gasto de inyección debe ser disminuido desde el valor máximo hasta cero en tres o cinco etapas en menos de 5 minutos.

El objetivo es medir la caída de presión en la cercanía del pozo como función del gasto de inyección. Si la presión neta en la fractura es relativamente estable entonces el cambio de la presión de inyección de fondo será función de la caída de presión en la cercanía del pozo a medida que el gasto de inyección se reduce.

La clave para analizar esta prueba es identificar las dos razones principales de la caída de presión conforme los datos se analizan, las cuales son debido a la fricción en los disparos o bien, debida a la tortuosidad.

6.1.2. PRUEBA MINIFRAC.

El término minifrac es utilizado para describir cualquier prueba de inyección realizada en un yacimiento. Esta prueba de inyectividad se hace antes del tratamiento principal de fractura.

Con ésta se busca determinar el valor de los parámetros necesarios para la ejecución de un fracturamiento hidráulico. Ambos deben ser diseñados exclusivamente para cada pozo. Los datos de esta prueba pueden ser usados para modificar el diseño del fracturamiento, en caso de ser necesario.

El objetivo de la prueba es crear una fractura similar a la que se realizará en el fracturamiento, por lo tanto debe ser lo más representativa posible.

Análisis de procesos de fracturamiento

Se busca inyectar un volumen suficiente de fluido de tratamiento, a gastos y presiones de fractura, con un fluido similar al que se usará en el tratamiento, para crear una fractura que represente la geometría de la fractura principal; el tamaño de la prueba debe ser lo suficientemente pequeño para asegurar que no se sobrepasen las barreras y lo suficientemente grande para penetrar toda la zona de interés. Después de que la mini fractura es creada hay una etapa de interrupción para monitorear y, posteriormente, analizar la declinación de presión.

La caída de presión puede usarse para estimar la presión de cierre, el coeficiente de pérdida y el esfuerzo mínimo, conocer el área de fractura o el modelo geométrico aproximado y la evidencia de la existencia de barreras de limitación en el crecimiento de la fractura.

La medición de la presión de fondo durante la prueba de minifrac permite determinar la presión máxima de operación en la tubería y además calcular las pérdidas por fricción en la tubería.

La prueba de minifrac puede incluir la prueba de inyección de fluido en forma de escalón (step rate test) aumentando el gasto de inyección (step up) seguido de un periodo de flujo que puede ser escalonada (step down) o de retorno (flowback) y las pruebas de inyección/decremento e inyección/retorno.

Prueba en etapas y retorno (step rate test)

Consiste en bombear un fluido de tratamiento base dentro de la formación a bajas tasas de manera que el mismo circule por el espacio poroso de la matriz, lo cual se conoce como régimen de flujo matricial, luego se incrementan las tasas de manera escalonada. Una vez que la presión se encuentra estabilizada el tiempo de bombeo de cada etapa se determina por el tiempo que se necesita para alcanzar una tasa de inyección a presión constante.

La prueba **step up** consiste en inyectar al pozo gastos cada vez mayores con lo que se busca obtener la presión de extensión de fractura.

Para obtener estos datos es necesario seleccionar valores de presión de fondo y de gastos de inyección a partir de la gráfica de éstos contra el tiempo; estas curvas tienen forma escalonada. Una vez seleccionados se grafican y se obtienen dos líneas rectas, cuya intersección se interpreta como la presión y el gasto de extensión de la fractura. Al prolongar estas líneas hasta el eje de las ordenadas se obtienen los valores de presión de yacimiento y presión de cierre aproximados, como se muestra en la figura 6.2.

Análisis de procesos de fracturamiento

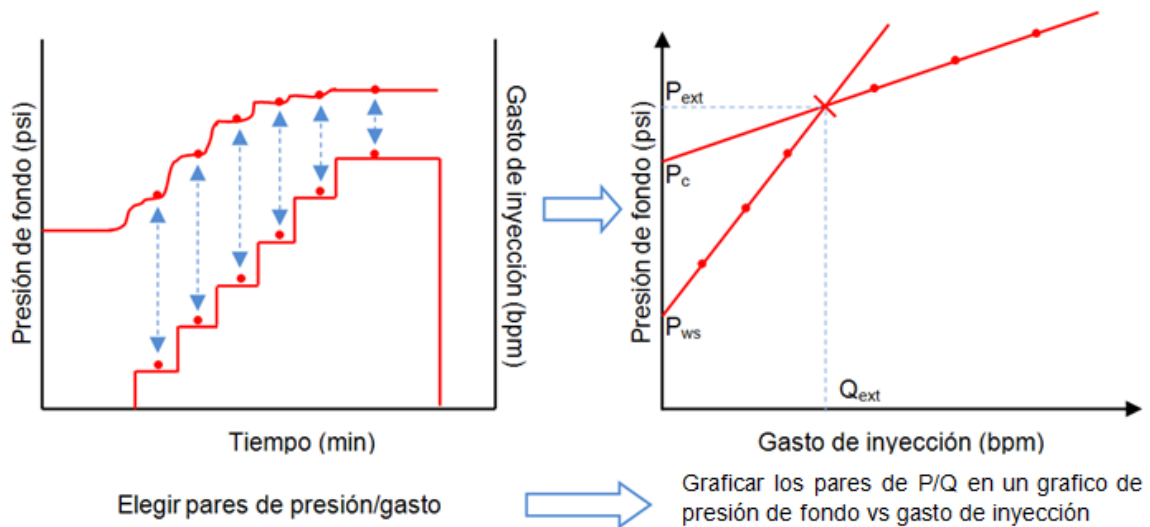


Figura 6.2 Prueba step up.⁷⁹

La prueba **step down** se realiza después de que la presión de propagación de fractura ha sido establecida. Consiste en que, una vez bombeado un pre colchón, se disminuye el gasto de inyección por escalones. Su función es ayudar a determinar la pérdida de presión ya sea por fricción en los disparos o bien por efectos de tortuosidad.

Los escalones de las pruebas deberán mantener una duración de algunos minutos y además de obtener la presión de extensión de la fractura y las pérdidas de presión, puede hacer posible determinar las propiedades de pérdida de fluido en la formación.

El análisis de esta prueba permite determinar específicamente si el efecto de presión de fricción en la vecindad del pozo es debido al efecto de los disparos y/o a la tortuosidad; pueden presentarse ambos fenómenos, sin embargo, la gráfica tendrá la forma característica de aquel que sea predominante.

Al igual que en la prueba de step up, se seleccionan y grafican datos de presión de fondo y gasto de inyección.

Las curvas resultantes permiten conocer la causa de las presiones por fricción, es decir: si la gráfica tiene una forma cóncava hacia arriba significa que la presión por fricción en la cercanía del pozo se debe principalmente a los efectos de los disparos. Si la gráfica tiene forma cóncava hacia abajo se indica que existen restricciones debidas a la tortuosidad. Si la presión solo cambia gradualmente durante el decremento del gasto de inyección, se puede detectar que no existe una restricción. Esto lo podemos observar en la figura 6.3.

Análisis de procesos de fracturamiento

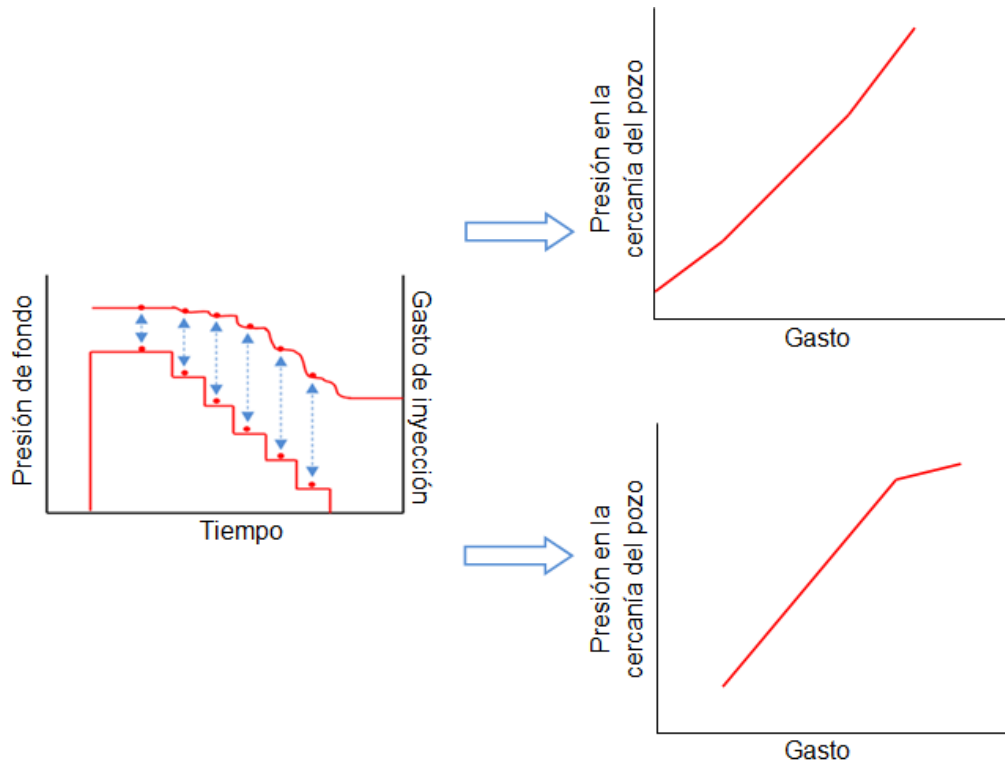


Figura 6.3 Prueba step down.⁷⁹

El periodo de **flowback** sirve para estimar la presión de cierre de la fractura al analizar la curva de caída de presión.

El punto de intersección de dos rectas, una tangente al punto de inflexión y la otra tangente al cambio de la curvatura, será la presión de cierre como se muestra en la figura 6.4.

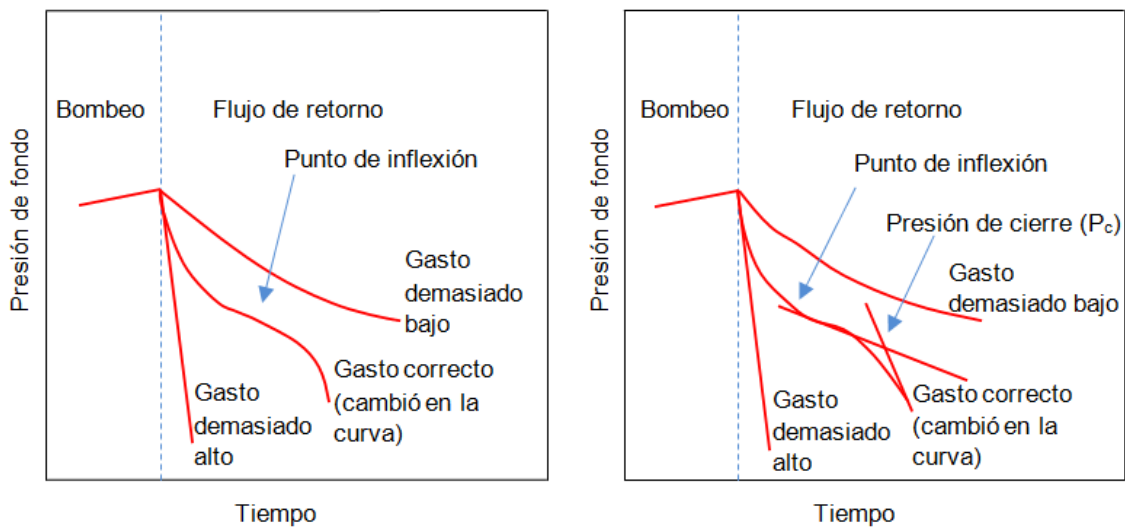


Figura 6.4 Prueba flowback.⁷⁹

Prueba de inyección/decremento (pump in/shut in)

Se realiza con pequeños volúmenes de fluido inyectados a bajo gasto. El objetivo es bombear un fluido a gasto suficiente para crear una pequeña fractura. Una vez que se crea dicha fractura, las bombas se apagan y la presión es registrada y analizada para determinar la presión de cierre. Por lo anterior, el término presión de cierre de la fractura es equivalente al mínimo esfuerzo horizontal; cuando la presión en la fractura es mayor que la presión de cierre de fractura, la fractura está abierta y cuando la presión en la fractura es menor que la presión de cierre de la fractura, la fractura está cerrada. Se efectúan varias pruebas para asegurar la consistencia de los datos.

Prueba de inyección/retorno (pump in/flowback)

La diferencia entre la prueba pump in/shut in y la de pump in/flowback radica en que en la segunda, después de que el fluido se inyecta a gasto determinado durante cierto tiempo y el pozo se cierra, se abre y se fluye a gasto constante.

Se monitorea la presión hasta que el gasto constante es difícil de mantener o bien el operador de la prueba esté seguro de que la fractura está cerrada. Esta prueba no se lleva a cabo con mucha frecuencia debido a que es complicada de realizar en formaciones de alta permeabilidad, por lo que se considera que la presión de cierre tomada del pump in/shut in es fidedigna y cuando se lleva a cabo, comúnmente se hace después de la prueba de step rate.

En el tratamiento principal, después de iniciar la fractura, la zona se presuriza hasta la presión de propagación de la fractura, que es mayor que la presión de cierre de la fractura y de esta manera garantizar la extensión y el crecimiento de las dimensiones de ésta.

6.2 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRESIONES DE TRATAMIENTO

La gráfica de la figura 6.5 proporciona diferentes puntos de presión a saber, los cuales se mencionan a continuación.

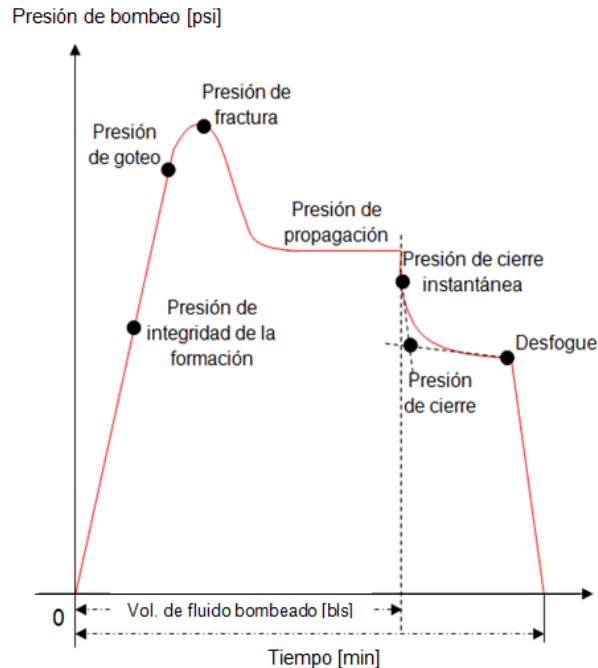


Figura 6.5 Presiones de tratamiento.⁹¹

6.2.1. PRESIÓN DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN

Valor de presión a la que se prueba que la formación resistirá sin admisión de fluidos.

6.2.2. PRESIÓN DE GOTEO (P_g)

Presión a la cual la formación comienza a admitir pequeñas cantidades del fluido bombeado. Por lo anterior, en este punto la relación lineal entre el volumen bombeado y la presión de bombeo cambia de pendiente, es decir, comienza la transición de la roca de su fase elástica a su fase plástica.

6.2.3. PRESIÓN DE FRACTURAMIENTO (P_{fr})

Presión a la cual se crea la fractura. En este punto la presión de bombeo cae súbitamente debido al fracturamiento de la roca.

Puede ser determinada con la siguiente ecuación:

$$P_{fr} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_o + T_o$$

Donde:

P_{fr} = presión de fracturamiento [psi]

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo [psi]

σ_H = esfuerzo horizontal máximo [psi]

P_o = presión de poro [psi]

T_o = resistencia a la tensión [psi]

6.2.4. PRESIÓN DE PROPAGACIÓN (P_p)

Valor de presión a la que la fractura se está propagando. La presión de bombeo se mantiene constante durante la inyección por determinado lapso de tiempo.

6.2.5. PRESIÓN DE CIERRE INSTANTANEA (P_{ci})

Presión que se tendrá inmediatamente después de que el fluido deja de inyectarse al pozo.

La disminución de la presión continúa a causa del efecto combinado de la pérdida de fluido a la formación y de los esfuerzos de cierre de la formación.

6.2.6. PRESIÓN DE CIERRE (P_c)

Presión a la cual la fractura se cierra.

Cuando el ritmo de declinación cambia, la fractura se habrá cerrado; el tiempo transcurrido entre el término del bombeo del fluido y este cambio en el ritmo de declinación, corresponde al tiempo que se requiere para que la fractura se cierre.

El valor del esfuerzo horizontal mínimo se considera que es aproximadamente igual a la presión de cierre o la presión de cierre instantánea, dependerá de que valor de presión es menor y cuál de estas presiones se puede definir de manera más precisa en la gráfica de la prueba de goteo extendida, es decir:

$$\sigma_h \approx P_c \approx P_{ci}$$

Donde:

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo [psi]

P_c = presión de cierre [psi]

P_{ci} = presión de cierre instantánea [psi]

6.2.7. DESFOGUE

Se libera la presión y ésta regresa a su valor inicial.

Para comprobar la consistencia de los datos obtenidos se realizan dos o más ciclos de inyección, como se muestra en la figura 6.6.

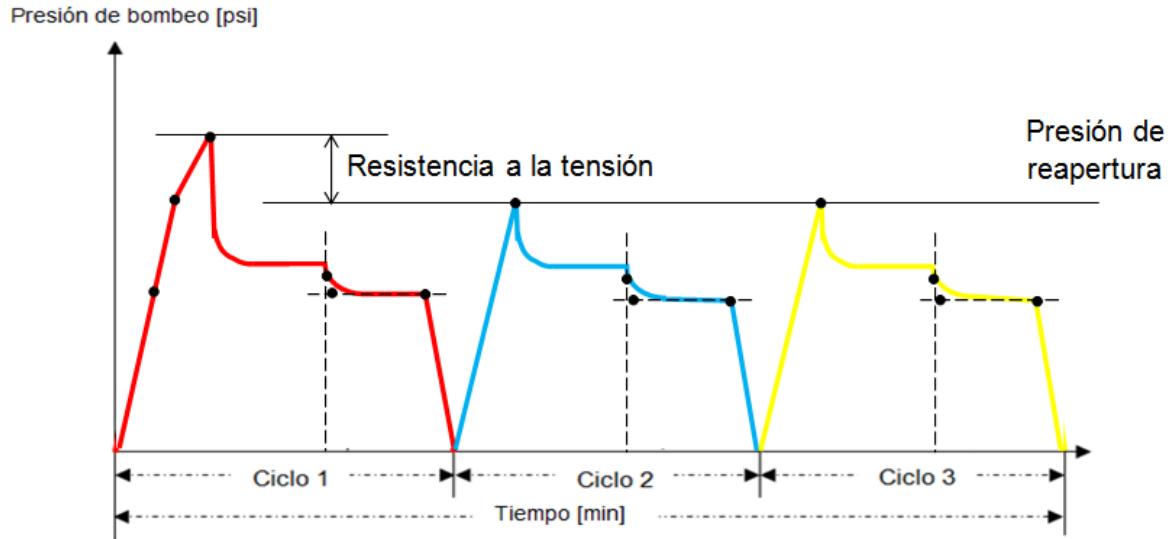


Figura 6.6 Etapas de inyección.⁹¹

6.2.8. PRESIÓN DE REAPERTURA (P_r)

Valor de presión en el cual la fractura inducida vuelve a abrirse y propagarse.

El primer ciclo abarca desde el inicio de la inyección, la creación de la fractura y termina con el cierre de la fractura y el desfogue.

En el segundo ciclo tenemos un comportamiento similar, sin embargo la presión a la que se crea la fractura ahora es llamada presión de reapertura, que es la presión a la cual volveríamos a abrir la misma fractura, y será menor que la presión requerida para abrirla la primera vez.

Puede ser determinada con la siguiente ecuación:

$$P_r = 3\sigma_h - \sigma_H - P_o$$

Donde:

P_r = presión de reapertura [psi]

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo [psi]

σ_H = esfuerzo horizontal máximo [psi]

P_o = presión de poro [psi]

6.2.9. RESISTENCIA A LA TENSIÓN (T_o)

Durante el bombeo las rocas que se encuentran cercanas a la fractura se encuentran sometidas a fuerzas de tensión. Después del primer ciclo, a pesar de que la fractura se cerró, quedan en la roca pequeñas fracturas. Para el segundo ciclo, la presión necesaria para reabrir la fractura es menor puesto que se necesita

Análisis de procesos de fracturamiento

menor energía para propagar una fractura ya creada (aunque ésta sea muy pequeña) que para abrir una nueva.

De la figura 6.6 y las ecuaciones de presión de fractura y presión de reapertura podemos determinar que la resistencia a la tensión se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_o = P_{fr} - P_r$$

Donde:

T_o = resistencia a la tensión [psi]

P_{fr} = presión de fracturamiento [psi]

P_r = presión de reapertura [psi]

6.2.10. PRESIÓN NETA (P_{net})

Es la presión excedida del fluido fracturante dentro de la fractura, es decir, la presión que está por encima de la necesaria para mantener abierta la fractura. Y esta presión excedida es la que propaga la fractura y produce la anchura.

En pocas palabras es la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra.

$$P_{net} = P_{frac} - P_c$$

Donde:

P_{net} = presión neta [psi]

P_{frac} = presión del fluido fracturante dentro de la fractura [psi]

P_c = presión de cierre [psi]

Se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso. En muchas formaciones, esta caída de presión es dominada por la presión en aumento cerca del inicio de la fractura cuando se empieza a propagar.

La presión neta multiplicada por el volumen de la fractura da la cantidad total de energía disponible para el crecimiento de la fractura.

Si la presión neta es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada.

El perfil de la presión neta (figura 6.7) nos ayuda a determinar la geometría de la fractura durante la operación ya que controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

Análisis de procesos de fracturamiento

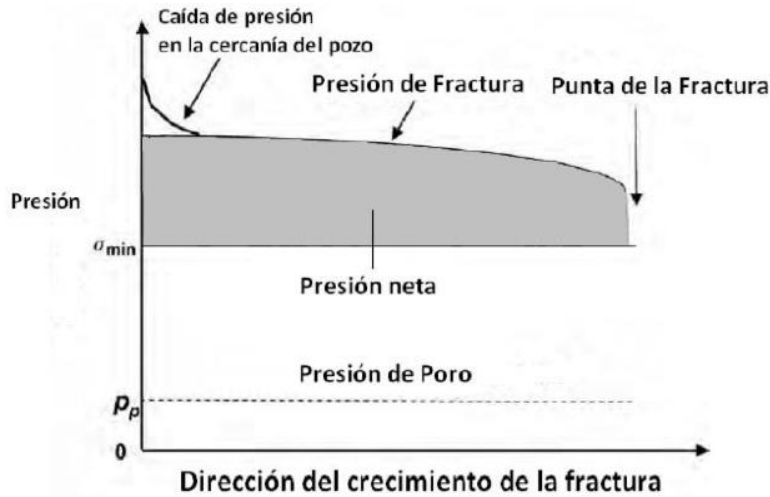


Figura 6.7 Presión neta.¹³

A mediados de la década de los 80's, los investigadores K. Nolte y G. Smith desarrollaron una técnica para evaluar el comportamiento de la fractura observando la evolución de la presión neta durante el bombeo. El resultado es el gráfico de Nolte-Smith, ampliamente utilizado actualmente (figura 6.8).

Dicho gráfico es una construcción práctica. Para hacerlo, se calcula la presión neta actual y se grafica en doble-logarítmico (log-log) contra el tiempo de bombeo transcurrido. Así, para cada instante t_i tenemos un punto definido por la presión neta (P_{NETi}) en ese instante. La variación de la misma a lo largo del bombeo define varias zonas que son características de un comportamiento determinado de la fractura.

Los 4 comportamientos más comunes de la presión neta se han representado en una gráfica log-log tiempo vs presión neta.

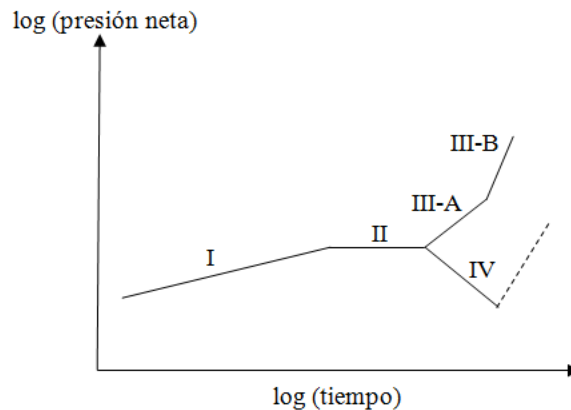


Figura 6.8 Grafico Nolte-Smith. Modelos mecánicos de fractura.¹⁷

Modelo I. Pendiente positiva pequeña.

Crecimiento de la longitud de la fractura con altura restringida.

Análisis de procesos de fracturamiento

Modelo II. Pendiente nula (Presión constante).

La presión no varía debido a que se produce mayor pérdida de fluido, mayor altura o un cambio en la elasticidad de la fractura mientras que la longitud de la misma permanece constante.

Puede indicar:

- Crecimiento vertical estable: parte del fluido se gasta en extender la fractura verticalmente, dentro de una zona de mayor resistencia, mientras la fractura aún puede crecer horizontalmente.
- Mayor pérdida de fluido: en este momento todo el fluido se está perdiendo, por contacto con una zona de mayor filtrado (fisuras). En este caso la fractura no está creciendo horizontalmente.

En casi todos los casos esta situación ha procedido a arenamiento o a crecimientos indeseables de la altura de fractura.

Modelo III. Pendiente unitaria.

La fractura llegó a una barrera lateral o arenamiento. La velocidad de extensión de la fractura decrece rápidamente por alguna restricción del flujo. El fluido bombeado a la fractura no llega al vértice de la misma, sino que se almacena aumentando el ancho o la presión.

III-A. Si la pendiente es igual a la unidad significa que hay crecimiento restringido en el extremo de la fractura ($m=1$).

III-B. Si la pendiente es mayor a la unidad, entonces existe el riesgo de que se esté desarrollando un arenamiento. ($m>1$).

Modelo IV. Pendiente negativa.

Crecimiento descontrolado en la altura de la fractura, esto puede suceder cuando rompemos una barrera muy débil. Durante este periodo el crecimiento del volumen de la fractura es mayor que el gasto del fluido. Esto resulta en una pérdida de volumen de la fractura, que se traduce en una fuerte restricción del ancho creado, lo que puede originar un arenamiento prematuro súbito.

También puede significar conexión con una capa con alta pérdida de filtrado debido a que su estado de esfuerzos es más relajado.

Línea punteada. Si la fractura alcanza la capa mencionada en el modelo IV, el cambio en la dirección del flujo puede promover el asentamiento de la arena y con ello un posible arenamiento.

6.3 PÉRDIDAS DE PRESIÓN

En la vecindad del pozo se presentan altas pérdidas de presión por fricción, sobre todo en pozos desviados cuya trayectoria sea mal orientada en cuanto a los esfuerzos de la roca, o en pozos en los que se efectuaron disparos inadecuados.

Estas pérdidas de fricción pueden derivarse de una pobre comunicación con el pozo (fricción por disparos), desalineación de las fases de los disparos, y la tortuosidad. Estos efectos pueden provocar un aumento en la presión neta y pueden incrementar el riesgo de la formación de un arenamiento por el ancho reducido de la fractura en la vecindad del pozo o en el espacio anular.

En la figura 6.9 se muestran las causas (en vertical) de las pérdidas de presión y las consecuencias (en horizontal) que traen consigo.

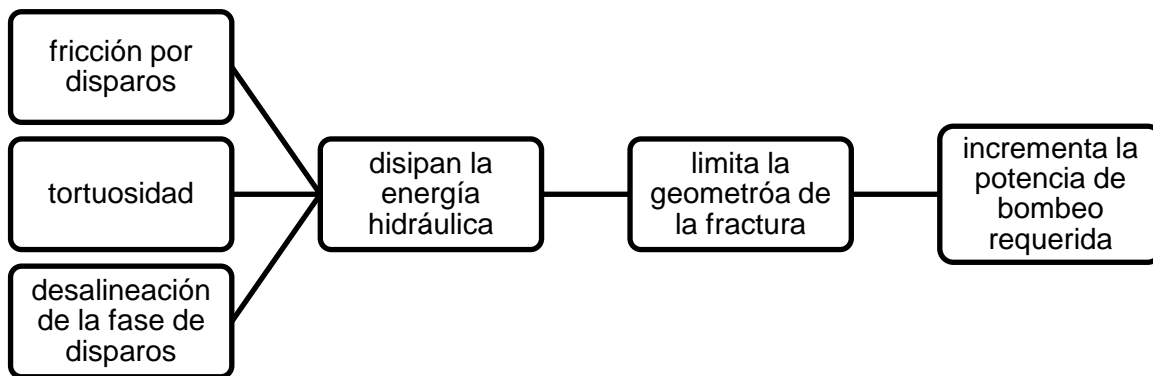


Figura 6.9 Causas y consecuencias de las pérdidas de presión.

6.3.1. FRICCIÓN POR DISPAROS

Los disparos afectan la presión de rompimiento y de tratamiento pudiendo provocar un arenamiento. Si los disparos son de la fase y tamaño adecuado, este efecto es despreciable, de otra manera el efecto se toma constante durante todo el tratamiento.

6.3.2. DESALINEACIÓN DE LA FASE DE DISPAROS

Los disparos deben estar orientados al plano preferente de fractura (que es paralelo al esfuerzo máximo horizontal) para tener las mínimas caídas de presión, sin embargo esta es una tarea muy difícil. Diferentes estudios coinciden en que la fractura se inicia en un disparo y se extenderá sólo si los disparos están orientados dentro de 10° a 20° del plano preferente de fractura.

Análisis de procesos de fracturamiento

El cuerpo principal de la fractura se encuentra en un plano que es normal al mínimo esfuerzo debido a que esto permite que la fractura se abra en contra del mínimo esfuerzo, lo cual requiere menos energía; sin embargo, si la fractura no se inicia en esta dirección debido al desalineamiento de los disparos, la fractura inicial se gira y voltea para llegar a la orientación preferida.

Los disparos son de suma importancia ya que si esta operación no se hace adecuadamente se puede presentar un arenamiento prematuro en la fractura, lo que causará problemas en la producción, agregará costos para limpiar el pozo y costos asociados a la compra de más apuntalante y fluidos para volver a crear la fractura. Cabe aclarar que su relevancia se limita únicamente a lo mencionado anteriormente y no están ligados directamente a la geometría de la fractura.

En la figura 6.10 observamos una fase de 90° , como vemos, ninguno de los disparos está alineado con el plano preferente de fractura, lo que provoca trayectorias de flujo complejas, o tortuosidad (en verde), que aumentan las caídas de presión por fricción de los fluidos durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

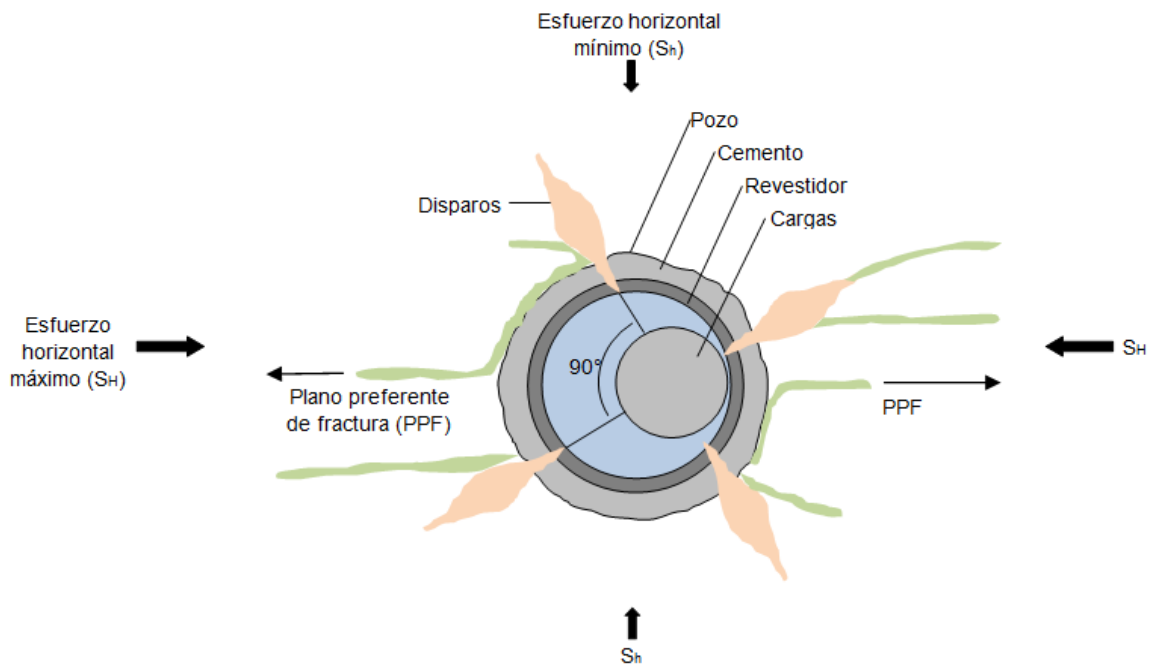


Figura 6.10 Fase de disparos de 90° .¹⁰

La figura 6.11 muestra una fase de 60° , con esto se incrementó la probabilidad de obtener disparos orientados con el plano preferente de fractura, y aunque hay disparos inefectivos, también obtenemos disparos estables que, al estar

Análisis de procesos de fracturamiento

orientados al PPF, reducen o eliminan la tortuosidad y maximizan la estabilidad del túnel dejado por los disparos dentro de la formación, esta da como resultado fracturas más anchas que permiten el uso de apuntalantes de mayor tamaño y concentraciones más altas de los mismos, en combinación con fluidos de menor viscosidad; todo esto tiende a mejorar la conductividad de la fractura.

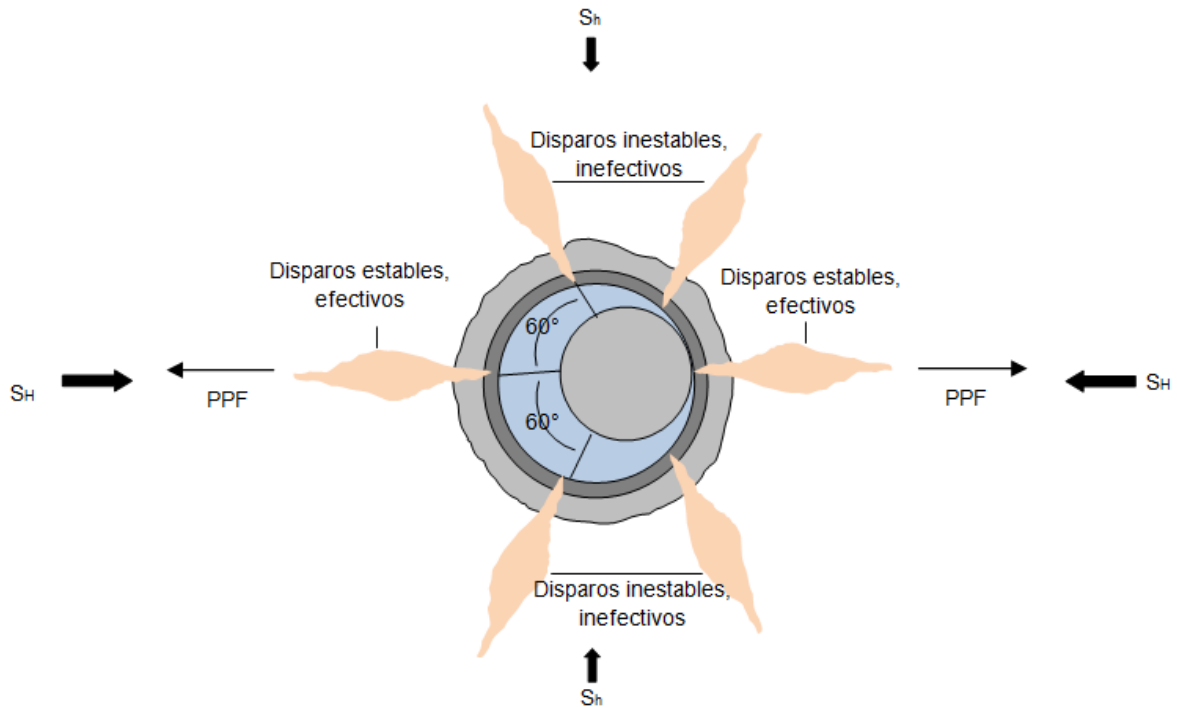


Figura 6.11 Fase de disparos de 60°. ¹⁰

La figura 6.12 muestra una situación ideal, en la que los dos disparos están orientados con el plano preferente de fractura. Sin embargo esta tarea es sumamente complicada y costosa.

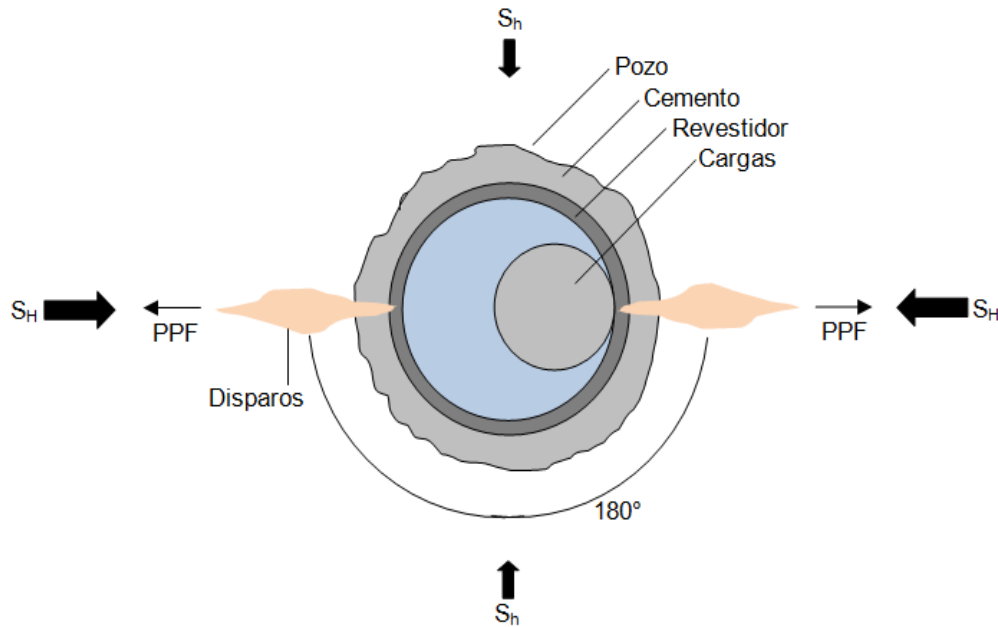


Figura 6.12 Fase de disparos de 180° .¹⁰

Por ello es recomendable utilizar pistolas con alta densidad de disparos para tratar de tener un pozo con disparos efectivos. Considerando que no todos los disparos en el pozo están alineados con el plano preferente de fractura debido que no es posible orientarlos, siempre se recomendará utilizar pistolas con alta densidad de disparos con fase de 60° o 120° pues ayudarán a que los mismos se encuentren entre 25° y 30° grados respecto a la dirección del esfuerzo máximo horizontal.

Actualmente existen herramientas de disparos que permiten orientar las pistolas y alinear los mismos con el plano preferente de fractura.

Los disparos orientados traen consigo:

- Mejora de la productividad puesto que reducen el riesgo de arenamiento prematuro
- Previenen la producción de arena
- Aumentan la eficiencia de bombeo
- Los disparos son más estables
- Reducen las fallas
- Mejoran la efectividad
- Reducen las caídas de presión por fricción
- Reducen las restricciones al flujo
- Permiten el crecimiento de fracturas más anchas
- Optimizan los tratamientos de operación, antes restringidos por presión, régimen de bombeo, volumen de fluido y apuntalante

6.3.3. TORTUOSIDAD

Es el camino complicado o retorcido que conecta al pozo con el cuerpo principal de la fractura.

Si los disparos no fueron orientados adecuadamente, la fractura buscará alinearse con el plano preferente de fractura por lo que se crearán caminos complicados (como se ilustra en la figura 6.13) que causarán fricción y caídas de presión adicionales, limitación en el ancho de fractura, arenamientos prematuros, aumento en el requerimiento de energía de bombeo.

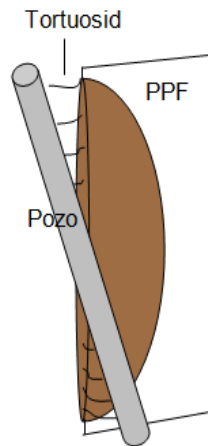


Figura 6.13 Tortuosidad.⁷⁸

El ancho de la fractura es proporcional a la diferencia entre los esfuerzos in situ y el esfuerzo al cual la fractura se abre; por lo tanto, cuando la fractura se abre en contra del esfuerzo que es más alto que el mínimo esfuerzo in-situ, el ancho de la fractura es más pequeño de lo que habría sido en la orientación óptima.

Una mala orientación de los disparos provoca una gran caída de presión debido a la reducción en el ancho de la fractura en el pozo. Esta reducción del ancho restringe el flujo y puede causar la formación de un arenamiento en la vecindad del pozo. Esto debe tenerse en cuenta para considerar la entrada del apuntalante si el ancho de la fractura es demasiado pequeño.

Las pérdidas de presión por tortuosidad se evidencian en la gráfica de la figura 6.3, la cual se obtiene a partir de la prueba step down, como se describe en el tema 6.1.2. Prueba Minifrac.

Para reducir los problemas ocasionados por la fricción por disparos, la desalineación de los disparos y la tortuosidad:

- Aumentar regímenes y presiones de bombeo

Análisis de procesos de fracturamiento

- Utilizar fluidos de mayor viscosidad para incrementar el ancho en la zona tortuosa.
- Pre-estimulaciones con ácido
- Repetir los disparos
- Bombear baches con apuntalante para erosionar restricciones, e incrementar el diámetro de los disparos.

Sin embargo estos métodos generan costos adicionales e influyen en la efectividad del tratamiento.

CAPÍTULO 7 DISEÑO DE TRATAMIENTOS

7.1 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL DISEÑO

El desarrollo completo y preciso de los datos es quizá la parte del diseño de fracturamiento hidráulico que consume mayor tiempo. Los datos necesarios pueden dividirse en:

Datos que pueden ser controlados

Son los parámetros que el ingeniero puede controlar pero debe hacer que estas variables se conecten coherentemente.

Estos parámetros son las características y propiedades del fluido fracturante y del agente sustentante como:

- volumen del fluido fracturante
- tipo de fluido fracturante
- aditivos
- viscosidad del fluido fracturante
- concentración de apuntalante
- tipo de apuntalante
- características del apuntalante

Datos parcialmente controlados

Son aquellos parámetros cuyo control parcial está en la decisión del ingeniero, pero también son función de las características del yacimiento.

- geometría de la fractura
- coeficiente de pérdida del fluido fracturante
- conductividad de la fractura

Datos que no pueden ser controlados

Son los parámetros sobre los que el ingeniero no tiene control. Estos datos deben ser medidos, calculados o estimados.

- profundidad de la formación
- temperatura del yacimiento
- presión del yacimiento
- espesor de las capas adyacentes
- espesor del yacimiento

Diseño de tratamientos

- litología
- composición mineralógica de la formación
- geomecánica:
 - módulo de Young
 - relación de Poisson
 - gradiente de fractura
 - esfuerzos in situ
 - espesores del intervalo productor
- permeabilidad de la formación
- porosidad de la formación
- compresibilidad de la formación
- tipo de fluidos producidos
- viscosidad y densidad de los fluidos
- salinidad del agua de formación
- saturación de fluidos
- contactos: gas-aceite, gas-agua, agua-aceite
- estado mecánico del pozo
- terminación del pozo

Los datos utilizados para el diseño pueden ser obtenidos de:

- Registros
- Núcleos
- Estudios de laboratorio
- Pruebas de presión
- Pruebas de inyección
- Datos del comportamiento de producción del yacimiento
- Análisis pre y post fractura de pozos vecinos
- Información de pozos vecinos (puede ser tomada para el nuevo pozo siempre y cuando se encuentren en el mismo yacimiento)

7.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

El diseño debe ser exclusivo para cada pozo por lo que deben considerarse los siguientes parámetros de diseño:

Presión del yacimiento

En el proceso de diseño se requiere para determinar la presión de fractura. En la etapa de ejecución será la energía que se requiere para recuperar el fluido inyectado una vez que el pozo se abre a producción.

Un dato correcto de presión es necesario para el acertado análisis de la productividad del pozo antes de la estimulación y es de crítica importancia para las estimaciones de recuperación a largo plazo posteriores al tratamiento.

Propiedades mecánicas de las rocas

Es necesario conocerlas para los cálculos de los modelos de propagación de fracturas.

La distribución de esfuerzos verticales es requerida debido a que la altura de la fractura depende directamente de esta distribución. El espesor, la extensión areal y los esfuerzos en las barreras superior e inferior de la zona de interés tienen influencia en el éxito del tratamiento.

Datos como el módulo de Young y la relación de Poisson idealmente se obtendrían de pruebas de núcleos realizadas bajo condiciones in situ reales, lo cual es poco frecuente.

Gradiente de fractura

Es un parámetro importante en la determinación de gastos y presiones de inyección y también influirá en las dimensiones finales de la fractura.

El gradiente de fractura puede ser obtenido a partir de los registros de fracturamientos realizados en pozos vecinos (del mismo yacimiento) dividiendo el valor del ISIP entre la profundidad a la cual se realizó la fractura.

Espesores del yacimiento

Estos son el espesor bruto, el espesor neto del intervalo productor y el espesor que admitirá el fluido fracturante, los que normalmente son diferentes entre sí.

El espesor neto se determina a partir de pruebas de incremento de presión. Si el espesor es sobredimensionado se concluirá que se requiere mucho fluido

fracturante para abarcar todo el espesor. Si es muy pequeño, la permeabilidad se considerará muy alta, lo que conlleva a errores en la selección del apuntalante.

La estimación de la recuperación a largo plazo depende directamente de los valores de permeabilidad y espesor seleccionados.

El espesor que admitirá la pérdida de fluido durante el tratamiento puede ser mayor que el espesor neto productivo debido a razones como que esta pérdida puede ir más allá de la región de la fractura que se mantendrá abierta por la colocación del agente apuntalante, o bien, en caso de existir zonas que acepten alta pérdida de fluido pero con poca o inclusive nula aportación a la producción, este es el caso de algunas fracturas naturales de la formación.

Una fuente de información para estos espesores es a partir del análisis combinado de datos de núcleos con registros de porosidad.

Propiedades de los fluidos del yacimiento

Los fluidos del yacimiento influyen principalmente en el comportamiento de pérdida del fluido inyectado, factor importante para la determinación de la eficiencia del fluido que se seleccionó para realizar la operación. Esta información idealmente proviene de pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos.

Características del cabezal y de la tubería de producción

El cabezal debe soportar altas presiones de inyección para fracturar, si el rango de presiones bajo el que opera es menor al requerido se puede cambiar temporalmente o bien puede ser aislado de las presiones de tratamiento con una herramienta especial.

Los fluidos de este tipo de operaciones usualmente se inyectan por la tubería de producción por lo que no debe tener restricciones y se requiere que tenga el diámetro suficiente para permitir altos gastos de inyección sin grandes caídas de presión por fricción. De no ser así, se deben adecuar los gastos y presiones de inyección, y en caso de ser necesario, se debe cambiar la tubería de producción a una de mayor diámetro.

Características de la tubería de revestimiento

Debe estar en condiciones adecuadas para soportar las altas presiones operativas. En algunos casos, se bombean los fluidos por la tubería de revestimiento para alcanzar altos gastos de inyección. Cuando la inyección se hace por debajo de la tubería de producción entre la tubería de revestimiento y el empacador, la tubería de revestimiento debe soportar todas las presiones de

bombeo. Otro caso especial es aquel que involucra inyección simultánea por la tubería de producción y el espacio anular entre ésta y la tubería de revestimiento.

Ubicación y tipo de empacador

El empacador debe resistir las fuerzas de presión que tienden a empujar hacia arriba al empacador durante la ejecución. Los empacadores que generalmente se tienen en los pozos a fracturar son permanentes.

Si la inyección se lleva a cabo por la tubería de producción y por la de revestimiento, la tubería de producción puede estar acompañada con un empacador hinchable que se infla una vez concluido el tratamiento para aislar el espacio anular.

En pozos muy profundos se recomienda que el empacador con un sello corredizo no se fije a la tubería de revestimiento hasta después de que se haya concluido la operación con la finalidad de que la tubería de producción pueda flotar en el receptáculo del empacador para evitar que los cambios térmicos debidos a la temperatura de los fluidos inyectados rompan parte de la tubería o las conexiones.

Aspectos asociados a los disparos

La densidad, orientación y tamaño de los disparos son importantes debido a que ayudan o dificultan el proceso.

Una baja densidad de disparos provoca pérdida de presión y esto puede restringir la inyectividad. Una mala orientación de los disparos puede generar tortuosidad.

El tamaño de los disparos se tiene que tomar en cuenta por la degradación del fluido fracturante. Si los disparos son pequeños, los altos esfuerzos de corte que se generen en el túnel de disparo pueden provocar la pérdida de viscosidad necesaria para favorecer el crecimiento de la fractura, además el fluido perderá su habilidad de transportar el apuntalante. También influye en el tamaño y concentración del agente apuntalante por lo que el diámetro de disparo debe ser lo suficientemente grande en relación al diámetro máximo del apuntalante para prevenir el taponamiento de los disparos.

Limitaciones en gastos y presiones de inyección

Para evitar que existan estas limitaciones en gastos y presiones de inyección, se debe considerar con anticipación, durante las etapas iniciales de la terminación del pozo, que éste se encuentre en condiciones de soportar altos gastos y presiones de tratamiento para futuras estimulaciones.

7.3 PASOS PARA DISEÑAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

1. Determinar si el fracturamiento es aplicable para el pozo a estimular

Para seleccionar los pozos candidatos a un fracturamiento hidráulico se deben considerar muchas variables, las más críticas son: permeabilidad, factor de daño y presión del yacimiento.

Los pozos a los que se les vaya a hacer un trabajo de fracturamiento deben contar con ciertas características en su terminación y sistema de conexiones, que deben ser previstas con anticipación y tomadas en cuenta para que permita la ejecución del trabajo con seguridad y el retorno del pozo a producción después del tratamiento. Si se va a hacer un trabajo de fracturamiento a un pozo ya existente o viejo, deberá modificarse de acuerdo a las limitaciones impuestas por las condiciones de terminación de dicho pozo.

2. Seleccionar el fluido fracturante y su volumen

Las consideraciones principales para su diseño son:

- Temperatura de fondo del pozo

Debido a la fuerte dependencia de la estabilidad del fluido con la temperatura.

El fluido debe mantener la viscosidad a la temperatura de fondo del pozo, de lo contrario habría una fuerte pérdida de fluido por filtrado a la formación y existe la posibilidad de que se produzca un arenamiento por la incapacidad de mantener en suspensión el apuntalante, con lo cual no podría ser arrastrado al interior de la fractura, taponando el pozo.

Es por ello que se debe evaluar la capacidad de suspensión del fluido a la temperatura de fondo de pozo para garantizar el transporte del apuntalante al interior de la fractura y reducir la posibilidad de arenamiento.

El control de pérdida de fluidos puede ser mejorado usando los aditivos adecuados.

- Principales características con las que debe cumplir el fluido fracturante

Debe seleccionarse el tipo de fluido apropiado que ajuste con las propiedades de la roca y sea compatible con los fluidos de la formación.

La selección del fluido fracturante depende principalmente de su poder de acarreo del sustentante, de sus propiedades para desarrollar la fractura y permitir la colocación del apuntalante, de la condicionante de dejar el mínimo daño residual en la fractura creada y en la formación.

También se deben considerar su disponibilidad, costo y calidad técnica.

- Tamaño del tratamiento

El volumen de fluido fracturante dependerá de la magnitud de fractura que se pretende obtener, a medida que aumenta el volumen del tratamiento aumenta la longitud de la fractura, sin embargo siempre existirá un volumen óptimo que será función del análisis económico del tratamiento.

3. Seleccionar el agente sustentante y su cantidad

El agente sustentante debe seleccionarse considerando la conductividad requerida, por lo que debe tener las propiedades físicas adecuadas para las características de la formación, como son el estado de esfuerzos y la presión de cierre a los que va a estar sometido el apuntalante.

La cantidad de agente sustentante a usar será función del requerimiento del área de fractura sustentada.

El análisis económico determinará el tipo y cantidad de sustentante requerido para obtener una conductividad óptima o deseada considerando la mejor relación costo beneficio.

4. Determinar el gasto y la presión requeridos

Dependen de un gran número de factores y están restringidos por las condiciones mecánicas del pozo.

Un alto gasto de inyección disminuye los tiempos de pérdida de fluido, incrementa el ancho y altura de la fractura, disminuye la degradación de la viscosidad, reduce el tiempo de bombeo y mejora la capacidad de transporte del apuntalante debido al incremento de la velocidad de la mezcla, evitando su precipitación y acumulación.

Sin embargo, el gasto de inyección y la presión deben mantenerse controlados a un nivel tal que no permita que la fractura se desarrolle más allá de la zona deseada, es decir, que no propicie la migración de la fuerza hacia zonas indeseables causando el rompimiento de otra formación adyacente al intervalo de interés.

Adicionalmente al aumentar la presión en la superficie también aumenta el caballaje hidráulico requerido y, por consiguiente, el costo.

5. Selección de un modelo de geometría de la fractura

Seleccionar el modelo que mejor se ajuste a las características de la formación y de la fractura requerida, así como los datos requeridos para el modelo geométrico seleccionado.

Un paso importante en el diseño de la fractura es simular su geometría y la colocación del apuntalante. La simulación permite:

- Asegurarse de que el apuntalante no cause un arenamiento.
- Determinar el fluido de tratamiento y volumen de apuntalante requerido.
- Asegurar que la concentración de apuntalante proporcione una adecuada conductividad.

Existe un gran número de simuladores. Su operación se basa en una teoría de geometría de fractura, un modelo de pérdida de fluido, un modelo de viscosidad de fluido y un modelo de transporte del agente sustentante. Si se está en la posibilidad de elegir entre más de un simulador, se debe seleccionar aquél que tome en cuenta los factores de mayor importancia para el caso en particular que se esté tratando, y limitarse a usar dicho simulador exclusivamente.

Es difícil predecir con precisión toda la información de entrada requerida por los simuladores. Cuando los resultados de campo varían significativamente con respecto de lo pronosticado por el simulador, lo más probable es que éste haya recibido información inadecuada.

Otras veces los errores pueden ser debidos a que el simulador elegido utiliza modelos muy simples. Asimismo, un sofisticado simulador puede dar predicciones alejadas de la realidad debido a que se le introdujo mucha información supuesta. Por lo anterior, si existen diferencias significativas entre las predicciones del simulador y los resultados de campo, el primer paso es la validación de la información que se ha introducido al simulador. Si esto no produce resultados exitosos, debe intentarse con otro simulador.

6. Estimar el resultado técnico y económico

Aun cuando es posible llevar a cabo el fracturamiento con varios tipos y cantidades de fluidos y de sustentantes, con resultados técnicos factibles y favorables, estos están limitados por las características del yacimiento y sus reservas de hidrocarburos.

Diseño de tratamientos

Económicamente existe un diseño óptimo que minimiza el resultado técnico de la estimulación pero también minimiza el costo de la misma.

Para el diseño de un fracturamiento hidráulico se deben considerar los siguientes factores:

- La capacidad de producción del yacimiento
- Las características de la formación y sus fluidos
- El estado de esfuerzos
- Las características del fluido fracturante y del agente sustentante
- El mecanismo de transporte y distribución del sustentante
- Las restricciones operacionales
- Los factores económicos

Estos factores deben analizarse en simuladores de yacimiento y de fracturamiento para determinar los costos y maximizar los beneficios económicos del fracturamiento.

Adicionalmente se requiere conocer la temperatura del yacimiento, el tipo de daño, el factor de daño, las barreras geológicas, las formaciones adyacentes al intervalo de interés, las condiciones mecánicas del pozo, los estudios disponibles y la estadística de la experiencia en tratamientos de estimulación previos.

En cualquier caso, los fracturamientos hidráulicos deben justificarse en función de:

- Incrementos de la producción de los pozos de gas y/o aceite
- Recuperación acelerada de reservas
- Incremento de reservas

La producción y las reservas están controladas por:

- La longitud de la fractura sustentada
- La conductividad de la fractura
- El área de drene del pozo

7. Definir los procedimientos, materiales, equipos y accesorios necesarios

Guías operativas, procedimientos de diseño, operativos y de seguridad, equipos necesarios para realizar el trabajo, personal, logística, localización. Todo esto son temas que se deben de considerar para realizar el diseño y ejecución de un fracturamiento hidráulico.

7.4 EQUIPO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La figura 7.1 muestra un diagrama en el que se observan los equipos por los que tienen que pasar el fluido base, los aditivos y el apuntalante antes de ser bombeados a la formación.

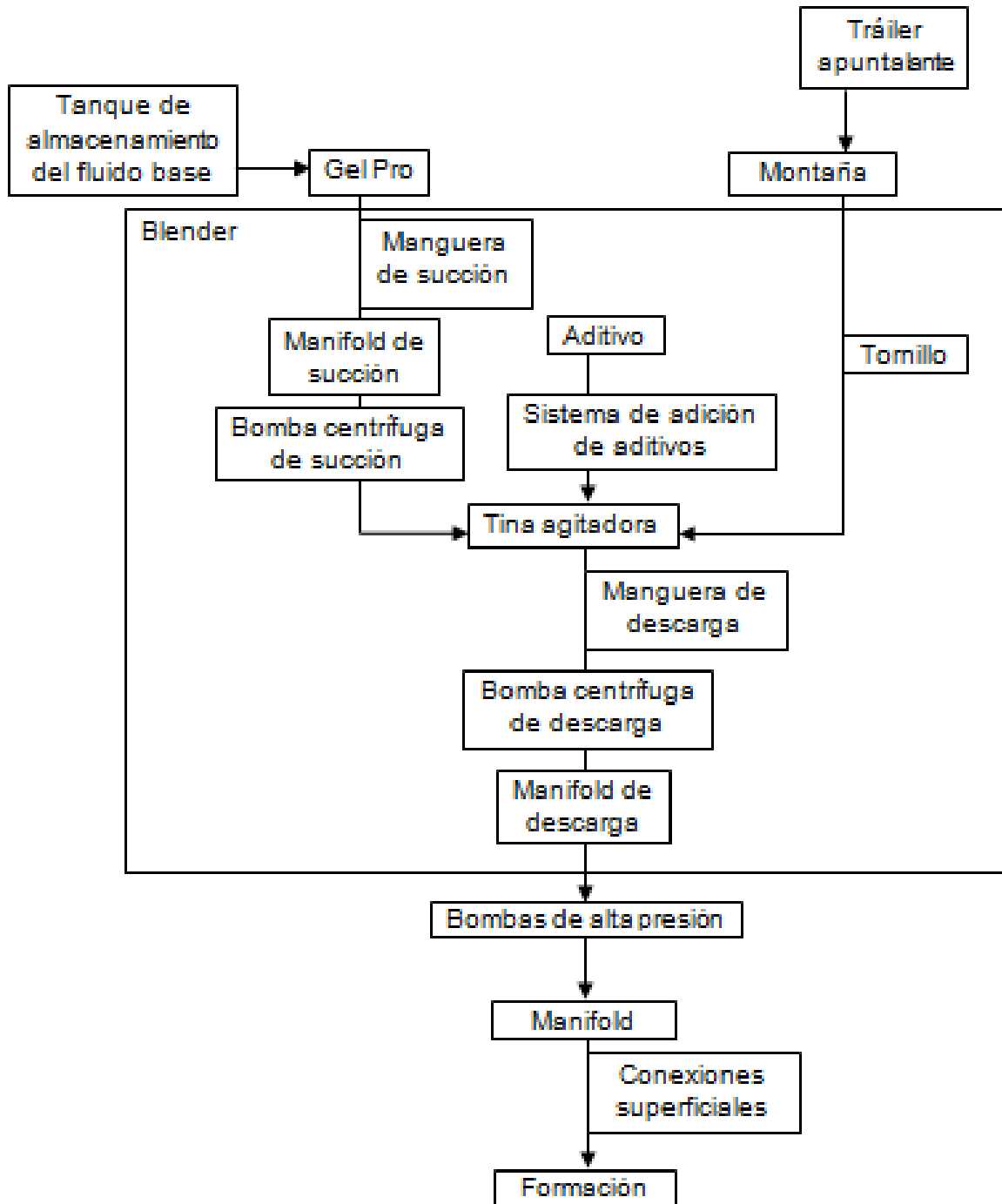


Figura 7.1 Diagrama de la configuración del equipo de fracturamiento hidráulico.

Diseño de tratamientos

La figura 7.2 muestra un esquema muy general del equipo requerido para realizar un fracturamiento hidráulico.

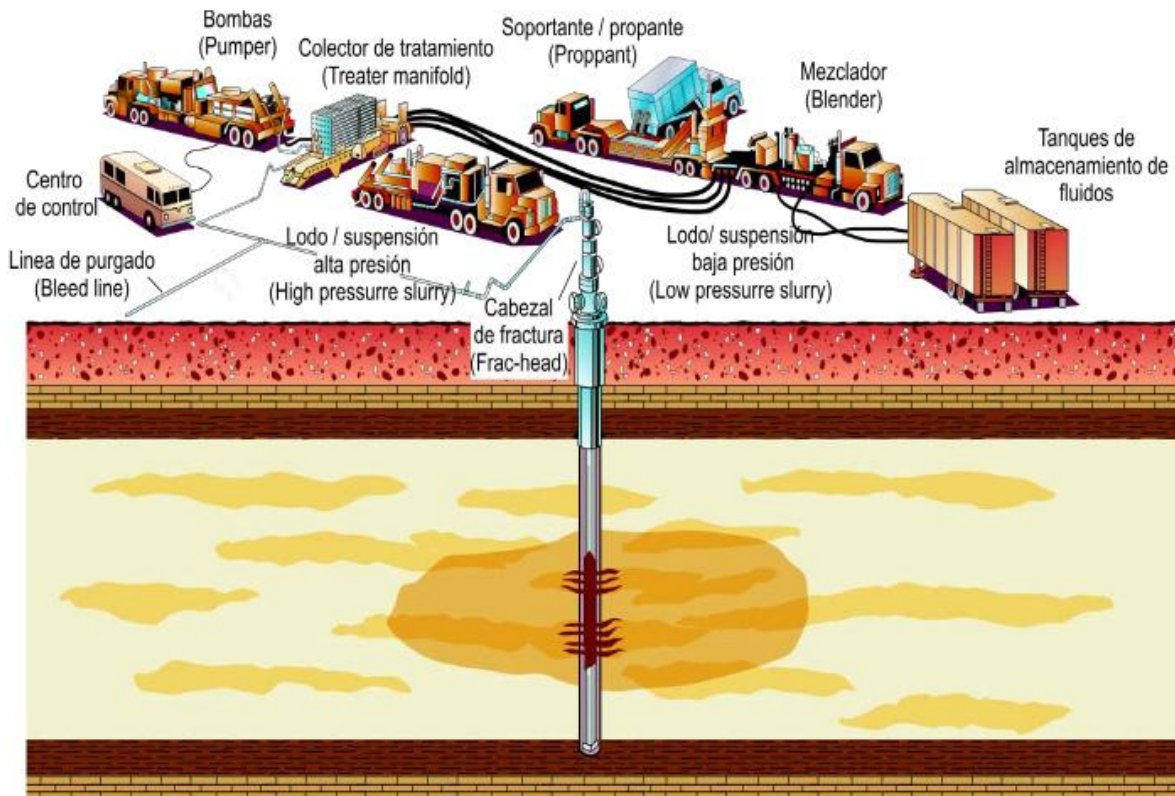


Figura 7.2 Equipo de fracturamiento hidráulico.³²

7.4.1. TRÁILER DE TRANSPORTE DE APUNTALANTE

Transporta el apuntalante hasta la montaña.

7.4.2. MONTAÑA

Almacena el apuntalante. Controla la cantidad de apuntalante que se envía al blender.

7.4.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA EL FLUIDO BASE

Almacenan el fluido base para el fracturamiento (sin químicos), generalmente agua, que se usará para el tratamiento de fracturamiento.

7.4.4. TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA EL FLUIDO FRACTURANTE O GELPRO

Almacenan los fluidos para el fracturamiento. Hay de varias formas y de distintas capacidades. Hay de tipo rectangular y cilíndrico.

Es donde se llevaba a cabo la hidratación del gel lineal, también controla el suministro del agua y el tiempo de residencia de la hidratación del gel.

El fluido mezclado en el gel pro es enviado al blender para que le sea agregado el sustentante.

7.4.5. BLENDER (MEZCLADOR)

Su función es la de tomar el fluido fracturante y mezclarlo con el apuntalante y aditivo para luego abastecer con esta mezcla a las bombas de alta presión.

Es un equipo desarrollado de tal forma que tienen todo el equipo necesario para adicionar y mezclar el fluido fracturante, apuntalante y aditivos montado en la base de un camión.

El blender debe mantener una correcta concentración de apuntalante en el fluido de fractura por lo que trabaja en paralelo con su respectivo alimentador de apuntalante y así asegurar la correcta mezcla en todas las etapas del tratamiento.

Los principales componentes que constituyen el blender son:

7.4.5.1. Mangueras

Son flexibles y su componente principal es goma. Son usadas para transportar el fluido de fracturamiento.

Podemos tener de succión y de descarga. Son usadas para transferir líquidos y aditivos del blender hacia las bombas de alta presión. Las mangueras de descarga generalmente están cargadas con fluidos a alta presión por lo que tienen que ser más resistentes que las mangueras de succión.

7.4.5.2. Manifold de succión

Recoge el fluido fracturante desde los tanques de almacenamiento. Es conectado hacia las bombas de succión.

7.4.5.3. Manifold de descarga

Funciona como colector de los distintos fluidos que provienen de la bomba de descarga.

7.4.5.4. Bombas centrífugas

Las bombas centrífugas son usadas en los blenders para extraer los fluidos fuera de los tanques de almacenamiento y enviarlos a las bombas de alta presión.

Son más tolerantes a los fluidos abrasivos que otros tipos de bombas. Esta tolerancia causa menor deterioro a las bombas alargando así su vida útil.

Los tipos de bombas usadas son:

Bombas de succión. Provee fluido desde el manifold de succión hacia la tina agitadora.

Bombas de descarga. Provee fluido desde la tina agitadora al manifold de descarga.

7.4.5.5. Tornillos para apuntalante

Llevan el apuntalante de la montaña a la tina agitadora.

7.4.5.6. Tina agitadora o batea de mezclar

La tina agitadora es la encargada de mezclar el fluido fracturante con apuntalante y agitar la mezcla para mantener el apuntalante suspendido en el fluido.

Si la velocidad de agitación es muy lenta, el apuntalante puede acumularse en la parte baja de la tina y convertirse en tapones que no permitirán un bombeo adecuado. Si la velocidad de agitación es muy rápida puede entrar aire, formando burbujas que ocasionan que la presión sea mayor debido al aire contenido en el fluido. La velocidad de agitación es aumentada conforme se aumenta la concentración de apuntalante.

7.4.5.7. Tanques y tolvas de aditivos

Los tanques almacenan los aditivos líquidos, mientras que las tolvas sirven para la adición de aditivos sólidos.

7.4.5.8. Sistema de adición de aditivos

Debido a la naturaleza de los fluidos fracturantes, algunos aditivos solo pueden ser adicionados mientras es bombeado el fluido. Varias bombas y tolvas montadas en el blender permiten la medición y adición correcta de estos aditivos.

7.4.5.9. Instrumentos de medición

Los instrumentos de medición dentro del blender son de suma importancia para la correcta aplicación de los tratamientos.

Los más usados son medidores de flujo, transductores de presión, densímetros radioactivos, probadores de pH.

7.4.6. BOMBAS DE ALTA PRESIÓN

Reciben fluido del blender y lo bombean a alta presión hacia el manifold; dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Tales características determinaran el modelo de bomba requerido.

7.4.7. MANIFOLD

Concentra el fluido de todas las bombas de alta presión y lo envía hacia el interior de la formación.

Sirve para reunir varios flujos de líquido en uno solo ya que por lo general se utilizan varias unidades de bombeo.

Están diseñados para transportar fluidos abrasivos.

7.4.8. CONEXIONES DE SUPERFICIE

Conducen fluido a alta presión, y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de las líneas debe seguir estrictas normas de seguridad.

7.4.9. CABEZAL DE FRACTURA

Es la conexión al pozo y permite la unión del equipo de fractura al pozo.

7.4.10. PACKER, OBTURADOR O EMPACADOR

Evita el movimiento vertical de los fluidos por el espacio anular y aísla la parte superior del pozo de la presión de trabajo durante la operación de fractura.

7.4.11. LABORATORIO

Se hacen las pruebas para tener las condiciones adecuadas del fluido y que estas no cambien durante el tratamiento, con la finalidad de tener un control óptimo y preciso de las condiciones del fluido.

Dentro de las pruebas de laboratorio se encuentran la calidad de agua, temperatura, pH y viscosidad del fluido.

7.4.12. CENTRO DE CONTROL

Es el centro de comando donde se toman las decisiones y actividades a seguir si surgiera una contingencia.

Todos los sistemas involucrados en el proceso de fracturamiento se controlan a través de un panel de control en el cual se muestran y registran los parámetros importantes de las operaciones de fractura, aunque la cantidad de información que pueden registrar varía, todos miden el gasto y la presión de bombeo, de este modo se controlarán las cantidades de material involucrados en la mezcla.

7.4.13. EQUIPO Y PERSONAL ESPECIALIZADO

Personal encargado y preparado para la dirección, ejecución y control del desarrollo del proceso de fracturamiento. Este equipo incluye operadores, analistas, ayudantes, choferes, mecánicos.

Dentro de las operaciones de un fracturamiento hidráulico encontramos, además de los equipos de uso en operaciones en tierra, unidades que realizan el mismo objetivo de fracturar a la formación pero en zonas marinas, los cuales tienen que ser optimizados a consecuencia de las limitaciones de tamaño y de rango de operación.

7.5 OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA

El objetivo de todo diseño de tratamiento de fracturamiento hidráulico debe ser alcanzar la fractura óptima para cada tratamiento y para cada pozo.

El diseño involucra un proceso de optimización que permite balancear la predicción del incremento de producción con su costo asociado.

Recomendaciones para la optimización:

- a) Calcular el volumen de fluido y sustentante necesario para conseguir la geometría y conductividad requerida con los simuladores.

Haciendo uso del simulador de fracturas y utilizando diferentes volúmenes de fluido fracturante y agente sustentante, se generan las correspondientes longitudes de fractura sustentada, estas mismas generan una serie de costos por diferentes conceptos: equipo, ingeniería, fluidos, sustentante, etc.

Cada fracturamiento requiere diferentes diseños hasta obtener la mejor propuesta a sus objetivos.

- b) Estimar los parámetros óptimos de bombeo, dentro de las restricciones operacionales, para maximizar la geometría final de la fractura sustentada.

El tamaño o la geometría de la fractura tiene una gran cantidad de posibilidades, por lo que la definición de la misma debe hacerse bajo el criterio de maximizar desde el punto de vista económico el beneficio adicional que se obtendría por el efecto del fracturamiento.

- c) Para cada diseño es indispensable determinar con un simulador de yacimientos y de producción el incremento que se puede esperar después del fracturamiento.

Haciendo uso del simulador de yacimientos se hace un pronóstico de producción que puede aportar el pozo con las diferentes geometrías generadas por el simulador de fracturas. La venta de producción acumulativa en el tiempo permite calcular los ingresos correspondientes a cada longitud de fractura.

- d) Para cada diseño se requiere efectuar un análisis económico, seleccionando la alternativa más rentable.

Tomando en cuenta todos los parámetros anteriores se debe elegir la alternativa que de la mejor relación costo beneficio. Todo esto se resume en las gráficas de la figura 7.3.

Diseño de tratamientos

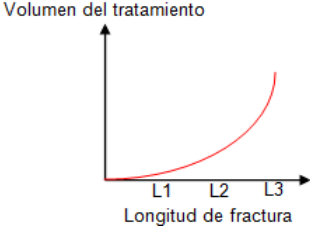
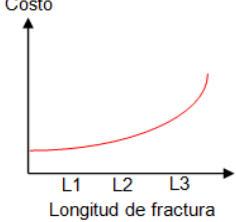
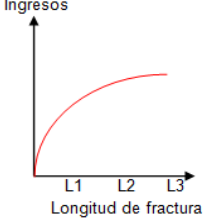
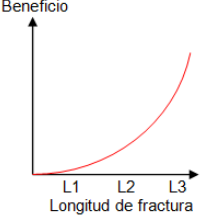
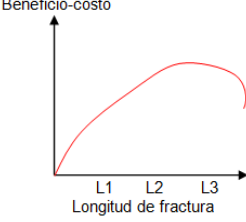
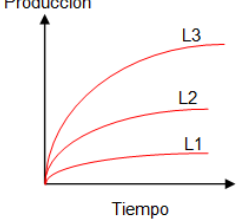
 <p>Volumen del tratamiento</p> <p>Longitud de fractura</p>	<p>A medida que aumenta el volumen del tratamiento, la longitud de la fractura apuntalada aumenta.</p>
 <p>Costo</p> <p>Longitud de fractura</p>	<p>A medida que aumenta la longitud de fractura, el costo incremental por cada pie de fractura se incrementa.</p>
 <p>Ingresos</p> <p>Longitud de fractura</p>	<p>A medida que aumenta la longitud de una fractura apuntalada, la producción acumulada aumentará y con ello los ingresos por venta de hidrocarburos.</p>
 <p>Beneficio</p> <p>Longitud de fractura</p>	<p>A medida que aumenta la longitud de fractura, el beneficio incremental (la cantidad de ingresos generados por pie adicional de longitud de fractura apuntalada) aumenta.</p>
 <p>Beneficio-costo</p> <p>Longitud de fractura</p>	<p>A medida que crece la longitud de la fractura, se obtiene una relación costo-beneficio creciente, pero llega a un punto, en el que se alcanza una longitud de fractura óptima, después del cual la relación costo beneficio decrece.</p>
 <p>Producción</p> <p>Tiempo</p>	<p>Con el tiempo la producción acumulada aumentará, sin embargo será diferente para cada longitud de fractura.</p>

Figura 7.3 Gráficas para la optimización del tratamiento de fracturamiento hidráulico.⁸⁹

El simulador nos dará los datos para diferentes longitudes de la fractura respecto a parámetros como costos e ingresos. Es importante ver que no siempre la que muestre mayores beneficios será la mejor opción pues también es importante tomar en cuenta las demás variables.

CAPÍTULO 8 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales se encuentran en formaciones geológicas que contienen hidrocarburos en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar en rocas poco permeables o por tratarse de aceites de muy alta viscosidad.

Para lograr su explotación, se deben realizar modificaciones de sus propiedades, lo que se puede lograr por inyección de químicos, perforación de pozos horizontales o por el desarrollo de una técnica de fracturamiento hidráulico, mediante la cual se realizan fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo de la roca generadora-almacenadora, de manera que su explotación pueda ser no solo viable sino económicamente atractiva. La figura 8.1 muestra los yacimientos no convencionales que pueden ser estimulados por fracturamiento hidráulico.

El declive de la producción de petróleo y gas en los yacimientos convencionales en todo el mundo generó la necesidad de buscar otras alternativas. Y ahora se dice que en el futuro cercano, los sistemas no convencionales van a determinar las reservas de hidrocarburos de la humanidad.

Los investigadores han detectado que las reservas en los yacimientos no convencionales son varias veces mayores que las reservas probadas de gas convencional en el planeta.

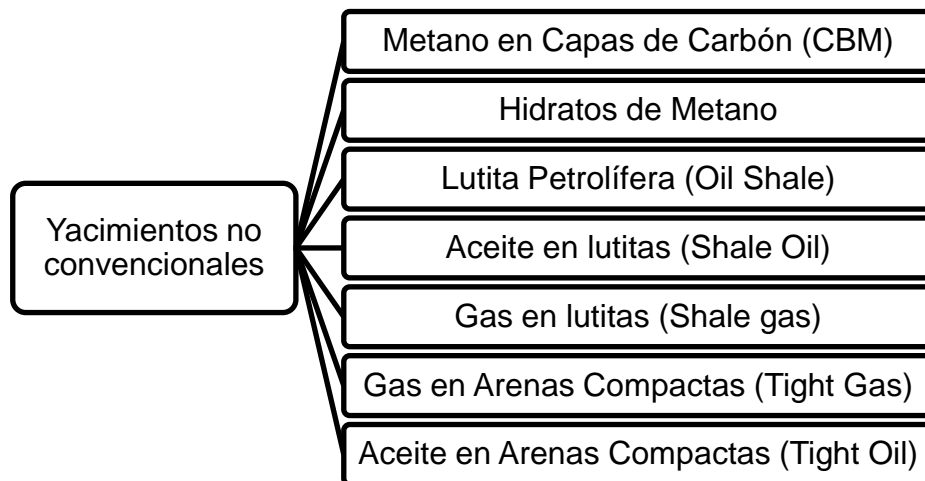


Figura 8.1 Yacimientos no convencionales que se pueden estimular por fracturamiento hidráulico.

8.1 METANO EN CAPAS DE CARBÓN (COAL BED METHANE)

Se conoce como CBM (por sus siglas en inglés) al gas natural con alto contenido de metano (prácticamente 100%, aunque es generado junto a pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y otros gases distintos a los hidrocarburos). Procede de los mantos en yacimientos subterráneos de carbón. El gas queda adsorbido en la superficie granulada del carbón por la presión del agua que lo rodea.

Es producido a menudo en mantos de poca profundidad junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable, aunque no siempre tienen agua; es generado y almacenado en vetas de carbón. Las capas de carbón suelen tener baja permeabilidad, por lo que los fluidos no circulan fácilmente a través de éstas a menos que el yacimiento sea estimulado, por ejemplo por fracturamiento hidráulico.

8.1.1. ¿CÓMO SE FORMAN LOS CBM?

La formación del carbón comienza con la sedimentación de materia orgánica vegetal, lo que da lugar a la turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de las plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener influencia marina o no.

La carbonización, o la transformación de la turba en carbón, se produce a diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica pone en marcha el proceso de carbonización, pero con el sepultamiento, el aumento de la presión de los estratos de sobrecarga y la temperatura del subsuelo, se generan procesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización.

Las capas de carbón se dividen en rangos (medida de la madurez del carbón) e incluyen, en orden de rango creciente:

- carbones sub-bituminosos
- bituminosos alto volátil
- bituminosos medio volátil
- bituminosos bajo volátil

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

- semi-antracita
- antracitas

El rango aumenta al liberarse el agua, dióxido de carbono y metano contenidos en las capas de carbón.

Si bien las capas de carbón contienen ciertos minerales inorgánicos, se componen en gran parte de macerales, o compuestos vegetales, que van desde plantas leñosas hasta resinas.

Las tres categorías generales de macerales son la vitrinita, la liptinita y la inertita:

- La vitrinita se refiere a material de plantas leñosas, tales como troncos, raíces, ramas y brotes.
- Los macerales liptiniticos corresponden a las partes más resistentes de la planta, tales como esporas, polen, ceras y resinas.
- Los macerales inertiníticos representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados. Estos macerales tienen un mayor contenido de carbón como consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación.

La generación de metano es una función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal, cada tipo de maceral almacena, o adsorbe, diferentes volúmenes de metano; por otro lado el cambio del rango del carbón afecta su capacidad de generar y almacenar metano (el carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango).

El carbón de rango más alto posee el mayor potencial para el almacenamiento de metano. No obstante, para la ejecución de operaciones comerciales exitosas no se requiere una gran capacidad de almacenamiento de gas.

El metano es generado en el carbón de bajo rango como consecuencia de la actividad microbiana y en el carbón de rango más alto durante la maduración térmica de sus compuestos orgánicos. Una vez generado, el metano es adsorbido o ligado por la atracción de las fuerzas intermoleculares débiles (fuerzas de van der Waals) a los materiales orgánicos que conforman el carbón. La capacidad de almacenamiento del carbón está relacionada con la presión y el contenido de gas adsorbido. Los volúmenes grandes de gas almacenado existen porque la superficie interna de la microporosidad donde el gas es adsorbido es muy grande.

También se observan volúmenes pequeños de metano en los espacios intersticiales creados cuando el carbón se contrae después de la depositación. La contracción tiene lugar durante la carbonización; el proceso de transformación de

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

la turba rica en materia orgánica en carbón a través de procesos biológicos y de la aplicación de calor y presión. Durante la carbonización, el agua es eliminada, el volumen de la matriz se reduce y se forman fracturas ortogonales o diaclasas.

Como se muestra en la figura 8.2, las diaclasas en carbón se clasifican geoméricamente en diaclasas primarias o frontales, las cuales generalmente son perpendiculares a las diaclasas secundarias o interpuestas (figura 8.3). Las diaclasas frontales a menudo son continuas y proveen continuidad, mientras que las diaclasas interpuestas son no continuas, forman ángulos rectos con respecto a las diaclasas frontales y a menudo terminan en las diaclasas frontales.

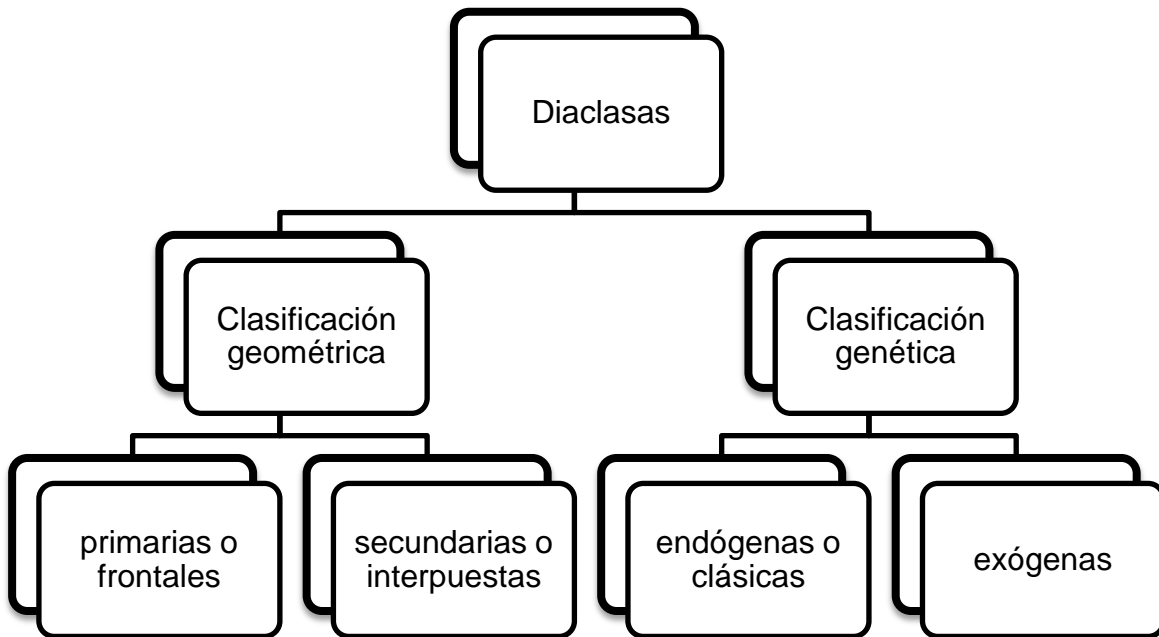


Figura 8.2 Clasificación de las diaclasas.



Figura 8.3 Diaclasas frontal e interpuesta.⁵

La clasificación genética de las fracturas del carbón también es común. Las fracturas endógenas o diaclasas clásicas, son creadas bajo tensión al comprimirse la matriz del carbón debido a la deshidratación y la desvolatilización producidas durante la maduración del carbón. Estos conjuntos de diaclasas son ortogonales y

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

casi siempre perpendiculares a la estratificación. Por el contrario, las fracturas exógenas formadas debido al tectonismo, y en consecuencia el campo de los esfuerzos regionales, denominan su orientación.

La separación espacial y las geometrías de las diaclasas son significativas porque este sistema de fracturas naturales es el principal mecanismo de permeabilidad.

8.1.2 DIFERENCIAS ENTRE UN CBM Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

Las diferencias fundamentales entre un yacimiento CBM y un yacimiento convencional radican en la producción de agua, el mecanismo de almacenamiento del gas y en la permeabilidad que estos poseen (que tiene relación con la presión).

Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de yacimientos. Se compone de material vegetal alterado (macerales) que funcionan a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización, que forma fracturas verticales o diaclasas.

El carbón posee una porosidad intrínseca moderada, puede almacenar hasta 6 veces más gas que un volumen equivalente de areniscas a una presión similar. La capacidad de almacenamiento de gas está determinada principalmente por el rango de un carbón.

Virtualmente en todos los yacimientos de metano en capas de carbón, las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario. Al igual que los yacimientos convencionales, las capas de carbón también pueden ser naturalmente fracturadas. En capas de carbón más profundas, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón y cerrar las diaclasas. En tales localizaciones, el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal sustento de la permeabilidad.

Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan gas comprimido en sus sistemas de porosidad. El metano es almacenado en el carbón por adsorción, proceso por el cual las moléculas de gas individuales se ligan a las moléculas orgánicas sólidas que conforman el carbón mediante fuerzas eléctricas débiles.

Las capas de carbón a menudo se encuentran en zonas adyacentes a las areniscas productivas que tienen propiedades mecánicas diferentes. El carbón tiene una relación de Poisson más alta y un módulo de Young más bajo que la arenisca, de modo que tiende a transferir el esfuerzo de los estratos de

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

sobrecarga lateralmente y a mantener gradientes de fracturas más altos. La presencia de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón genera escenarios de fracturamiento hidráulico complejos, que son extremadamente difíciles de modelar.

La capacidad de almacenamiento de los CBM les confiere un comportamiento inicial único en términos de producción, que está relacionado con la desorción, no con la caída de la presión.

8.1.3. ¿CÓMO SE PRODUCE?

En general, el agua llena los espacios intersticiales de la matriz del carbón. A medida que se produce agua y la presión de formación se reduce, se libera metano; el cual es adsorbido en las superficies de la matriz del carbón y se almacena en los microporos. Luego el gas se difunde a través de la matriz, migra hacia las diaclasas y las fracturas, y finalmente llega al pozo. El proceso se muestra en la figura 8.4.

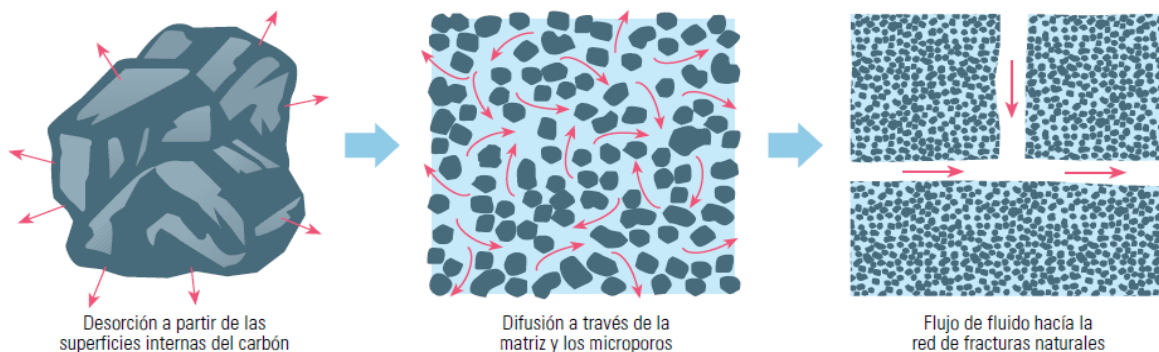


Figura 8.4 Producción de gas en un yacimiento CBM.⁵

La producción de CBM normalmente implica la eliminación del agua de la formación para reducir la presión del yacimiento, esto permite la formación de gas libre, lo que eleva la permeabilidad del carbón al gas y facilita la migración del gas hacia el pozo. La menor presión libera el metano adsorbido en la superficie del carbón, que luego fluye hacia el pozo a través del sistema de fracturas (figura 8.5).

El agua producida debe ser eliminada mediante su inyección en una zona más profunda o a través de su descarga en la superficie después del tratamiento. El gas proveniente del filón de carbón se separa del agua y se eleva hacia la superficie a través del espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

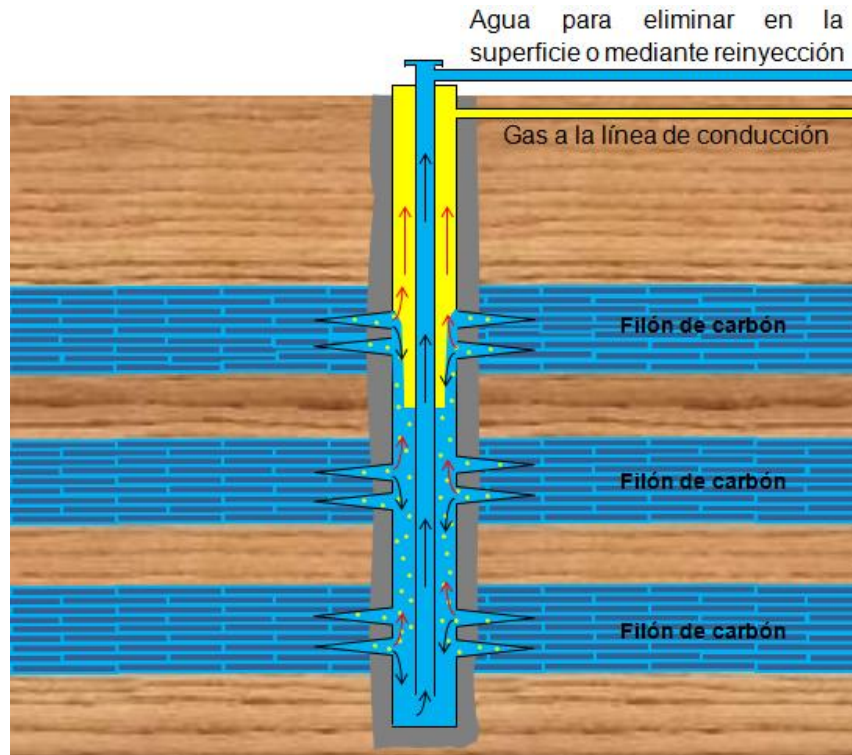


Figura 8.5 Producción en un CBM.⁵

Los pozos CBM se caracterizan en general por las bajas tasas de producción. Con el objetivo de aumentar al máximo el área de drenaje, muchos pozos CBM se estimulan mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico para conectar las diaclasas y las fracturas naturales con el pozo.

La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de atrapamiento como en los yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas (que está relacionado con el rango del carbón) y el grado de desarrollo de diaclasas o fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de CBM.

Etapas de producción

La figura 8.6 muestra las etapas de producción del CBM, las cuales se explican a continuación:

Etapa I. La producción inicial es dominada por el agua.

Etapa II. Al desplazarse el agua fuera de las diaclasas y las fracturas, la saturación y la producción de gas aumentan y la producción de agua cae.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Cuando la permeabilidad del gas finalmente se estabiliza, el carbón se considera deshidratado y la producción de gas alcanza su punto máximo.

Etapa III. A partir de este momento, tanto la producción de agua como la producción de gas comienzan a declinar lentamente, siendo el gas el fluido producido dominante.

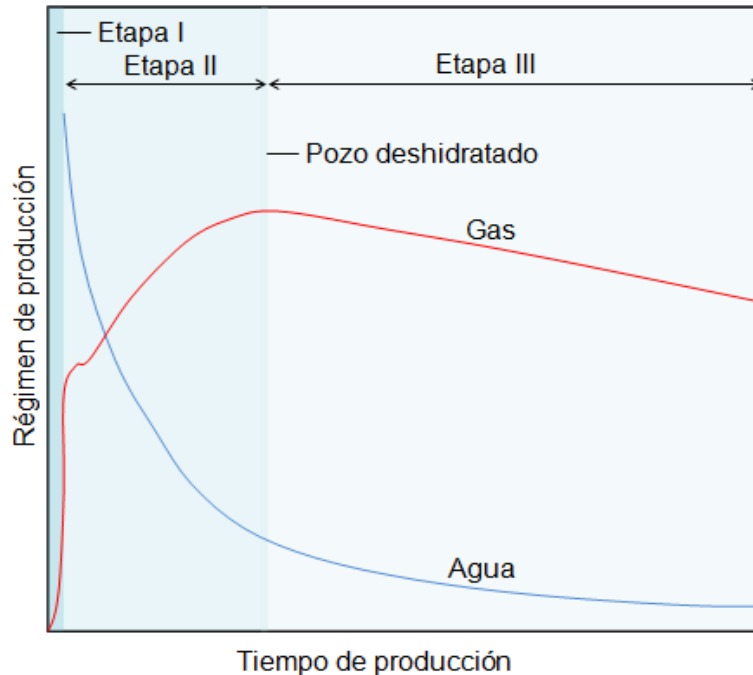


Figura 8.6 Etapas de producción del CBM.¹⁶

La velocidad a la cual se elimina agua del yacimiento depende de diversos factores, incluyendo las saturaciones originales de gas y agua, la porosidad de las diaclasas, la permeabilidad relativa y absoluta del carbón y el espaciado entre los pozos.

8.1.4. TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico en las capas de carbón han resultado exitosos en lo que respecta a la estimulación de la producción, pero los pozos en general demostraron un desempeño inferior al de los pozos que producen de yacimientos de arenisca estimulados por fracturamiento.

El carbón posee características físicas que son diferentes a las de las rocas convencionales. Su relación de Poisson más alta se traduce en gradientes de fractura también más altos, a menudo superiores a los de las capas adyacentes. La consistencia blanda del carbón dificulta la propagación de la fractura. Los sistemas de diaclasas generan redes de fracturas complejas. En carbones intensamente fracturados, con un módulo de Young bajo, se crean redes

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

complejas. Por consiguiente, se logran longitudes de fracturas limitadas. Las pérdidas de fluido asociadas con los sistemas a base de gel pueden producir hinchamiento y daños a los carbones.

El alto grado de heterogeneidad de los carbones que se hallan en una cuenca puede producir resultados inconsistentes. La variabilidad del carbón entre una cuenca y otra afecta los resultados finales de los tratamientos de estimulación.

Para el desarrollo de los proyectos CBM, los tratamientos de estimulación por fracturamiento se dividen en tres categorías principales, las cuales se muestran en la figura 8.7.

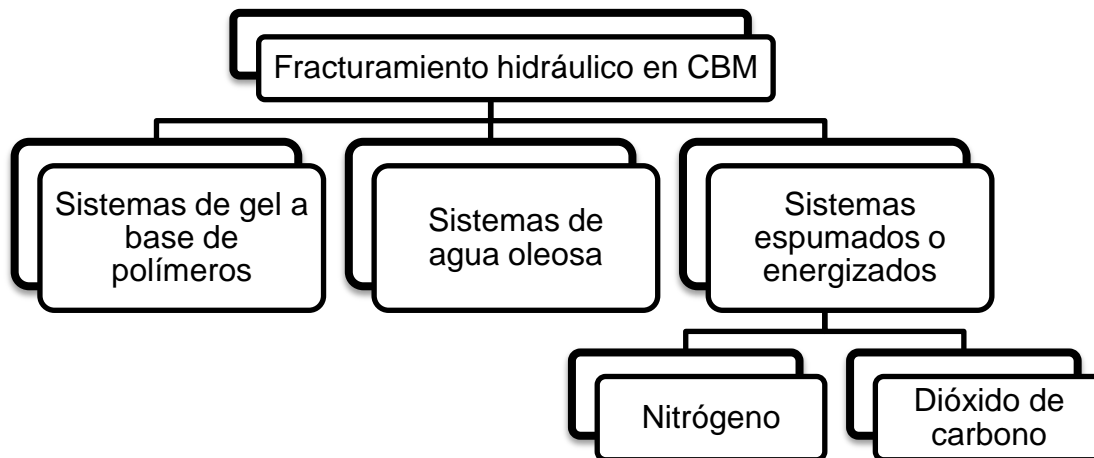


Figura 8.7 Tipos de sistemas de fracturamiento hidráulico en CBM.

Los sistemas de gel reticulado pueden producir daños de formación si el gel no se rompe, taponando irreversiblemente las diaclasas.

Los sistemas de agua oleosa requieren tasas de bombeo muy altas porque el fluido posee capacidades deficientes de transporte de apuntalantes.

Los sistemas energizados dan buenos resultados y reducen el potencial de daño causado por las interacciones entre el carbón y los fluidos de fracturamiento. No obstante el peligro de daño a la formación persiste incluso con los sistemas energizados. Por ejemplo, los surfactantes utilizados con estos sistemas pueden incidir negativamente en la mojabilidad natural del carbón y reducir la tasa de deshidratación.

Para encarar estos problemas existen fluidos sin sólidos y sin polímeros. Una de las ventajas de estos fluidos respecto a otros es el empleo de aditivos que satisfacen las normas ambientales de calidad del agua.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Los fluidos sin sólidos ni polímeros se utilizan con más frecuencia con los sistemas de espuma nitrificada. La minimización de los fluidos en fase líquida reduce el volumen de líquidos introducidos en la formación, que luego deben ser recuperados para iniciar la desorción del metano del carbón. El nitrógeno es químicamente no reactivo, económicamente efectivo y fácilmente disponible. Constituye un medio excelente para iniciar y propagar la fractura hidráulica, controlar las pérdidas de fluido y transportar los apuntalantes. Mediante la energización del yacimiento, el nitrógeno acelera la limpieza de los fluidos de fracturamiento y contribuye con la fase de deshidratación.

Los fluidos de fracturamiento tradicionales pueden modificar la mojabilidad de la matriz del carbón, afectando negativamente la deshidratación. Existe un aditivo que fue diseñado específicamente para mejorar la deshidratación, este aditivo no solo mantiene la mojabilidad de la superficie del carbón, sino que además reduce la migración de finos. Los finos pueden reducir la producción de fluidos, taponar los pozos y dañar el equipamiento de producción.

La relación entre diaclasas en carbones y esfuerzos horizontales puede ayudar a explicar las variaciones en la producción de yacimientos de CBM entre los distintos pozos y entre las distintas áreas de producción.

Las longitudes efectivas de las fracturas hidráulicas son bajas. Las fracturas hidráulicas pueden crecer desplazándose fuera de la zona o convertirse en redes de fracturas complejas dentro del carbón, deteriorando a menudo la permeabilidad del carbón cuando se utilizan fluidos de tratamiento a base de polímeros.

La efectividad del fracturamiento hidráulico de las capas de carbón individuales ha sido cuestionada debido a estas complejidades inherentes.

Algunos especialistas consideran que las reservas de CBM se triplicarían si el fracturamiento hidráulico de las capas de carbón fuera tan efectivo como el fracturamiento de las areniscas.

En el carbón Fruitland, en Nuevo México, EUA, se utilizó la técnica de fracturamiento vertical indirecto, el cual inicia la fractura en las areniscas sometidas a menores esfuerzos, que se encuentran por encima y por debajo de la capa de carbón, para garantizar su adecuada propagación. Esta técnica resulta exitosa porque la permeabilidad vertical del carbón suele ser mayor que su permeabilidad horizontal, lo que reduce la necesidad de que una fractura hidráulica atraviese completamente el carbón para su drene efectivo.¹⁶

8.1.5. ¿DÓNDE SE LOCALIZAN LOS CBM?

El mapa de la figura 8.8 muestra la localización de los yacimientos de capas de carbón en el mundo. Las principales reservas de CBM se encuentran en Rusia, EUA, China, Australia, Canadá, Reino Unido, India, Ucrania y Kazajistán. De los 69 países con la mayor parte de las reservas de carbón, el 61% ha registrado alguna actividad relacionada con el CBM (investigación, pruebas o producción).

En México existen recursos en la región de la Costa del Golfo de México, las mayores posibilidades para producir gas metano se encuentran en Sonora, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Puebla, Guerrero y Oaxaca.



Figura 8.8 Localización de CBM en el mundo (2009).⁵

8.2 HIDRATOS DE METANO

Los hidratos son una combinación de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y alta temperatura, se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo, con una estructura similar a este, excepto que las moléculas de gas se encuentran dentro de los cristales en lugar de estar entre ellos.

Se llama zona de formación de hidratos a un estrato de roca permeable, usualmente sedimentaria, cuya presión y temperatura corresponden a las condiciones de estabilidad de los hidratos. Los hidratos pueden existir en un amplio rango de temperaturas, en condiciones de alto vacío y a altas presiones. Los hidratos de gas, principalmente de metano, son de interés a presiones entre 290 a 7,200 [psi] y a temperaturas de 15 a 80 [°F], más allá de estas temperaturas los yacimientos de hidratos de gas naturalmente formados contienen cantidades de metano insignificantes. Debido a su baja permeabilidad los hidratos de gas actúan en muchos casos como roca sello, por lo tanto es muy común encontrar yacimientos de gas libre y de crudo bajo la capa de hidratos.

El rango de profundidad típico para la estabilidad de los hidratos se encuentra entre 100 y 500 [m] (330 y 1600 [ft]) por debajo del fondo marino.






La naturaleza compacta de la estructura de los hidratos genera un empaque altamente eficiente del metano.

Los hidratos de gas en un yacimiento situado a más de 0.5 km bajo la superficie marina, contienen más metano por unidad de volumen que el contenido como gas libre en el mismo espacio. Este hecho explica el enorme interés en los hidratos de metano como potencial de futura fuente de recursos energéticos.

R. D. Malone propuso una clasificación de los hidratos, teniendo en cuenta la forma en la que los hidratos se presentan en el medio poroso. La tabla 8.1 muestra los tipos de hidrato, con su descripción y una figura representativa.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Tabla 8.1 Clasificación de los hidratos de metano.⁴⁰

Tipo de Hidrato	Descripción	Representación
Hidratos finamente diseminados	Cuando el tamaño de la inclusión (cristal) de hidratos no excede el tamaño de los poros del medio, su naturaleza se debe a que posiblemente se formaron en el lugar de origen del gas.	
Hidratos granulares diseminados	El tamaño de la inclusión excede el tamaño del poro sin destruirlos.	
Hidratos nodulares	El tamaño de la inclusión varía desde varios milímetros hasta unos pocos centímetros, la formación de hidratos nodulares es acompañada por la destrucción del espacio poroso y los hidratos actúan como material cementante, su origen puede ser termogénico.	
Hidratos laminados	Un crecimiento adicional de los nódulos ocasiona la formación de acumulaciones de hidratos en forma de láminas que pueden llegar a tener decenas de centímetros de espesor y varios metros de ancho. Tales hidratos se pueden encontrar separados por capas de sedimentos.	
Hidratos masivos	Bajo condiciones favorables, las acumulaciones de hidratos pueden formar grandes depósitos que llegan a tener varios metros de espesor y extenderse por cientos de metros, se cree que se forman a lo largo de una falla, empujando los sedimentos hacia los lados.	

8.2.1. ¿CÓMO SE FORMAN LOS HIDRATOS DE METANO?

Muchos estudios demuestran que el gas que se encuentra en los hidratos formados naturalmente se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia orgánica por debajo del fondo del mar, produciendo metano y otros subproductos gaseosos incluyendo dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Todos ellos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero entre ellos predomina el metano. Existen algunas evidencias que respaldan el argumento de que en un limitado número de ambientes, el metano en los hidratos proviene también de fuentes termogénicas, ubicadas a mayor profundidad dentro de la tierra.

Los hidratos de metano se forman cuando existen cantidades suficientes de agua y gas con la combinación correcta de temperatura y presión. Fuera de esta zona de estabilidad, los hidratos se disocian en sus componentes agua y gas.

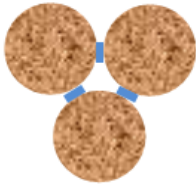


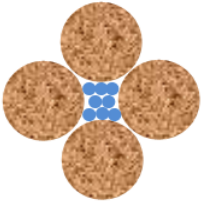
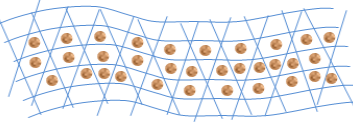

Teóricamente, los hidratos pueden existir en las rocas sedimentarias como cemento en los contactos entre granos o como recubrimiento sobre los granos. También pueden actuar como un componente de la matriz de granos o rellenar los poros. Todos estos modelos microestructurales consideran que el hidrato se encuentra distribuido en forma uniforme en los sedimentos.

En la tabla 8.2 se muestran los modelos microestructurales, con su descripción y una imagen representativa. En los primeros cinco, los hidratos de gas se encuentran distribuidos en forma uniforme a través de los granos sedimentarios como primera aproximación.

Estos modelos se utilizan para simular la respuesta de los sedimentos que contienen hidratos, a las mediciones sísmicas y las mediciones derivadas de los registros.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Tabla 8.2 Modelos microestructurales de sedimentos que contienen hidratos.²⁷

Modelos microestructurales		Descripción	Representación
1	Cemento en los contactos	Hidratos como cemento en los contactos entre granos.	
2	Recubrimiento de granos	Hidratos como recubrimiento de los granos.	
3	Soporte de matriz o granos	Hidratos como un componente de la matriz de granos	
4	Relleno de Poros	Hidratos como material de relleno de poros	
5	Matriz e Inclusiones	Considera a los granos sedimentarios como inclusiones en una matriz de hidratos.	
6	Relleno de Fracturas	Hidratos como nódulos o relleno de fracturas, en los sedimentos de grano fino y baja permeabilidad.	

La formación de hidratos en ambientes naturales se presenta de dos tipos:

1. A partir de gas disuelto, cuando la tasa de formación depende del flujo difusivo de gas desde el agua adyacente: las moléculas de gas disueltas en el agua se transforman en hidrato, encontrando solamente la resistencia difusiva del agua líquida, la cual está en contacto con la superficie de crecimiento del hidrato.

2. A partir de gas libre en el espacio poroso (transformación de yacimientos de gas o condensados en hidratos, causado por el cambio en las condiciones termodinámicas): las moléculas de gas libre contenidas en el espacio poroso deben vencer la resistencia difusiva de crecimiento del hidrato en el límite entre la burbuja de gas y el agua.

Los campos de hidratos de gas natural se forman principalmente mediante el primer tipo, ya que no requieren de cubierta litológica impermeable para su formación, puesto que a medida que se forman bloquean el flujo difusivo de los gases.

8.2.2. DIFERENCIAS ENTRE LOS HIDRATOS DE METANO Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

Los principios básicos de la geología de hidrocarburos también se aplican a la formación de depósitos de hidratos; en los que el gas se produce en una roca madre y migra a una zona de acumulación donde queda confinado por las características físico-químicas de esta, para su posterior exploración y explotación, en caso de ser rentable.

Es posible que el volumen de gas contenido en las acumulaciones de hidratos de metano sea mayor que el que contienen las reservas convencionales conocidas de gas de todo el mundo. Sin embargo, aún existen dudas en los estudios del potencial de producción o de factibilidad económica de la extracción de metano de los hidratos de metano.

8.2.3. ¿CÓMO SE EXPLOTA?

Los hidratos existentes en el espacio poroso fortalecen la matriz de granos, pero cuando el hidrato sólido se convierte en gas y agua, el volumen de material de relleno de poros puede incrementarse significativamente; el sedimento se fluidifica, comprometiendo la resistencia y la rigidez de la columna de sedimento. Esto puede ocasionar la compactación del sedimento en la zona productiva y en la sobrecarga, la desestabilización de las fallas, la producción de arena y otros procesos con posibilidades de dañar potencialmente la infraestructura.

Existen tres métodos para extraer el metano de los hidratos: la despresurización, la inyección térmica y la inyección de un inhibidor los cuales se describen en la tabla 8.3.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Tabla 8.3 Métodos para extraer el metano de los hidratos.⁴⁰

Método	Descripción	Representación
Despresurización	La presión del hidrato de gas se disminuye lo suficiente para provocar disociación. Este método es viable únicamente cuando puede producirse el gas libre asociado para disminuir la presión del depósito de hidrato.	<p>Este diagrama ilustra el método de despresurización. Un pozo vertical perfora tres estratos: una capa superior de hidrato (representada en azul claro), un yacimiento de gas libre (representado en marrón) y un yacimiento de gas libre inferior (representado en marrón). Una tubería perfora desde el yacimiento inferior hasta el yacimiento superior. Una flecha roja indica el gas que se extrae desde el yacimiento superior. El yacimiento inferior también muestra gas que se eleva hacia el superior.</p>
Inyección térmica o estimulación	En caso de ausencia de una zona de gas libre por debajo de los hidratos, la inyección térmica o la estimulación pueden ser una solución viable. Se les agrega calor a los estratos que contienen hidratos de gas a fin de incrementar la temperatura lo suficiente para provocar que el hidrato se disocie.	<p>Este diagrama ilustra el método de inyección térmica. Un pozo vertical perfora un estrato de hidrato (representado en azul claro) que está confinado entre dos estratos de roca impermeable (representados en azul oscuro). Una tubería perfora desde la superficie hasta el estrato de hidrato. Una flecha azul indica la inyección de vapor o agua caliente. Una flecha roja indica el gas que se extrae desde el estrato de hidrato. El estrato de hidrato muestra una zona de hidrato disociado (representado en naranja) directamente debajo de la tubería.</p>
Inyección de un inhibidor	La inyección de inhibidores, tales como el metanol, modifica el equilibrio presión-temperatura de modo que los hidratos ya no sean estables en sus condiciones normales y el metano sea liberado.	<p>Este diagrama ilustra el método de inyección de un inhibidor. El esquema es idéntico al de inyección térmica, con un pozo perforando un estrato de hidrato entre rocas impermeables. Una flecha azul indica la inyección de metanol. Una flecha roja indica el gas que se extrae desde el estrato de hidrato. El estrato de hidrato muestra una zona de hidrato disociado (representado en naranja) directamente debajo de la tubería.</p>

La figura 8.9 muestra los esquemas de explotación de los yacimientos de hidratos de metano, los cuales se detallan en las figuras 8.10, 8.11 y 8.12, en estas se observa cómo interviene el fracturamiento hidráulico en cada esquema.

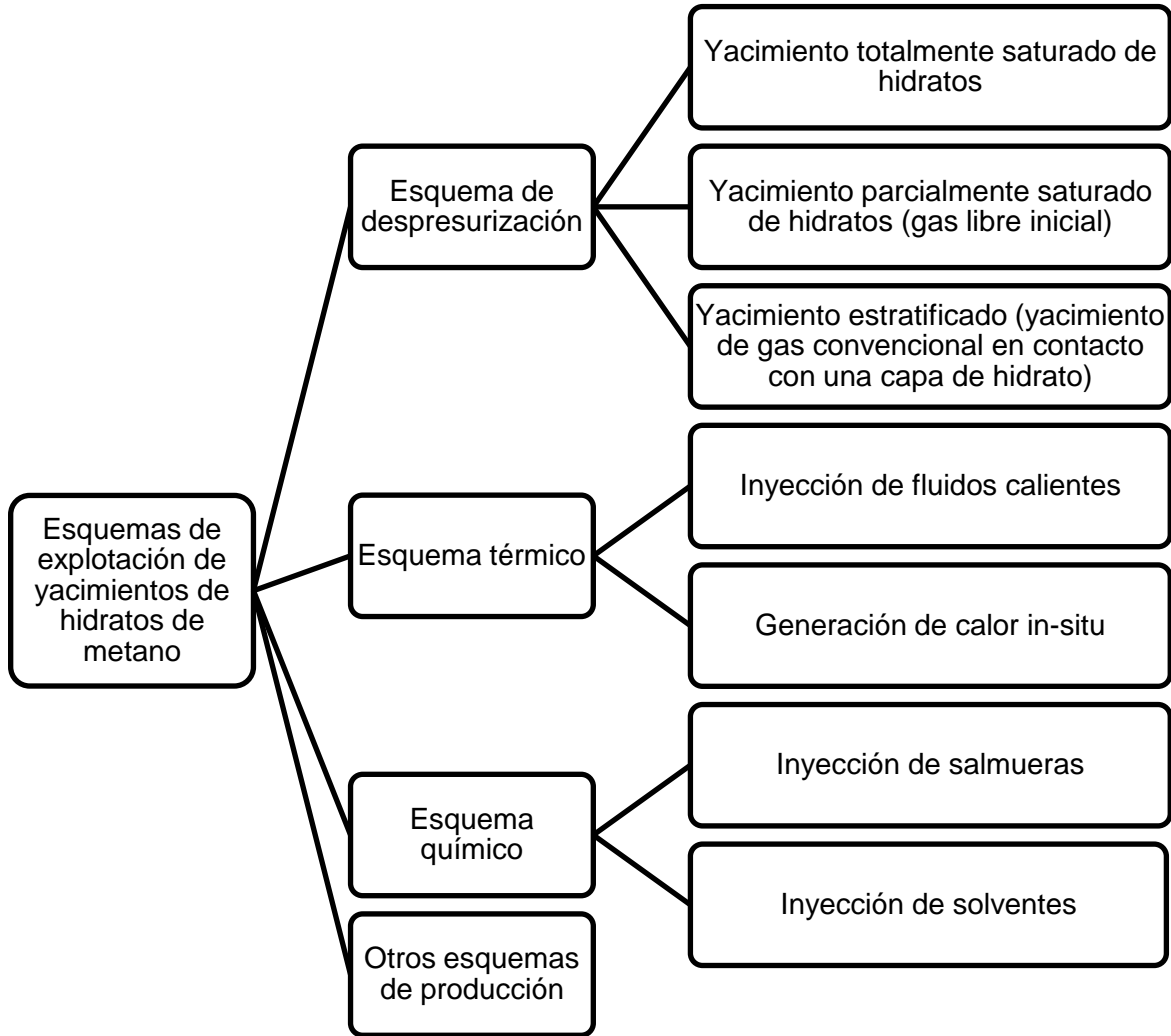


Figura 8.9 Esquemas de explotación de yacimientos de hidratos de metano.

8.2.4. TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO

Para despresurizar un yacimiento totalmente saturado de hidratos, debido a que no hay fases móviles, es necesario realizar un fracturamiento que permita una disociación inicial, seguidamente se procede a retirar los fluidos disociados para obtener la despresurización.

La producción de hidratos de gas por medio de despresurización sería una técnica factible si fuera posible mantener una alta permeabilidad de la fractura a temperaturas por debajo de 32 [°F], lo que es posible mediante la técnica de fracturamiento salino. El esquema de producción por despresurización parece ser el mejor método de producción de hidratos de gas natural, con el cual se podrían recuperar grandes cantidades de gas, en periodos de tiempo relativamente cortos, sin la utilización de grandes equipos.

ESQUEMA DE DESPRESURIZACIÓN

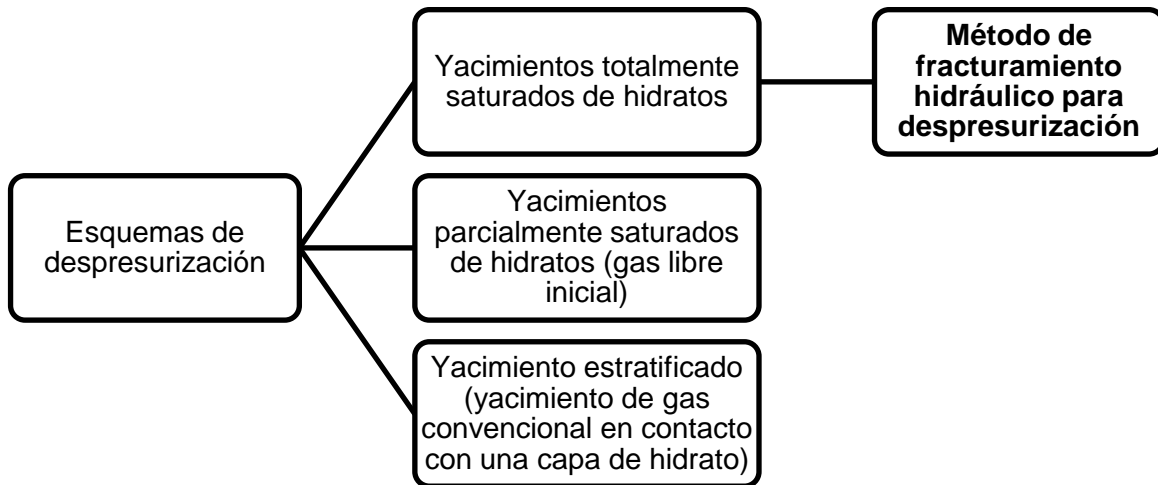


Figura 8.10 Esquema de despresurización para la explotación de hidratos de metano.

Fracturamiento hidráulico salino

La técnica de Fracturamiento Hidráulico Salino para despresurizar los hidratos de metano es aplicable si y solo si el yacimiento se encuentra saturado con hidratos al 100%.

El objetivo del fracturamiento hidráulico además de crear una fractura y mantenerla abierta con el material de soporte, debe mantener una alta permeabilidad impidiendo el congelamiento del agua.

El fracturamiento hidráulico salino es diseñado para lograr este propósito, asegurando que el contenido de sal en la fractura sea suficiente para impedir el congelamiento y la reformación del hidrato, además puede disociar los hidratos en las vecindades de la fractura. Si esto es obtenido, la permeabilidad en la fractura y sus vecindades proveerán un excelente camino de flujo para el gas disociado.

Con el fracturamiento se logrará una disociación inicial, a continuación se retirarán los fluidos disociados para lograr la despresurización. Este procedimiento tendrá un buen desempeño siempre y cuando se logre mantener una alta permeabilidad en las fracturas cuando están expuestas a bajas temperaturas.

Se ha comprobado que el mejor fluido fracturante es una salmuera saturada que usa cristales de sal como material de soporte, ya que forma y apuntala los canales de alta permeabilidad, que comunicarán el gas disociado de los hidratos con el pozo, y a la vez este tipo de fluido tiene un efecto inhibitor sobre los hidratos. Si no se utilizaran grandes cantidades de sal, el agua que se obtiene como producto de la disociación podría diluirla, lo que podría acarrear problemas como el

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

congelamiento de los fluidos, la formación de nuevos hidratos o el cierre de las fracturas, solo mediante el fracturamiento hidráulico salino es posible mantener las fracturas con un alta permeabilidad y temperatura.

El fluido con sales y el polímero viscosificante deberán ser mezclados en superficie, al disolverse la sal, su calor de hidratación levanta la temperatura considerablemente permitiendo que el fluido disuelva grandes cantidades adicionales de sal; la salmuera saturada será bombeada hacia el pozo a altas presiones para crear una fractura larga en la zona de hidratos que será empacada con sal.

La salmuera disocia los hidratos a los lados de la fractura creando un camino de flujo de alta permeabilidad y evitando la congelación de fluidos. A medida que la salmuera se enfría el exceso de sal se precipita de la solución y junto con la sal de soporte actúan para mantener una alta concentración de sal en el camino de flujo, el alto contenido de sal, aún si es diluido considerablemente por el agua liberada de la disociación, mantendrá el camino de flujo libre de congelamiento, asegurando que la fractura estimule efectivamente la disociación por largos periodos de tiempo.

ESQUEMA QUÍMICO

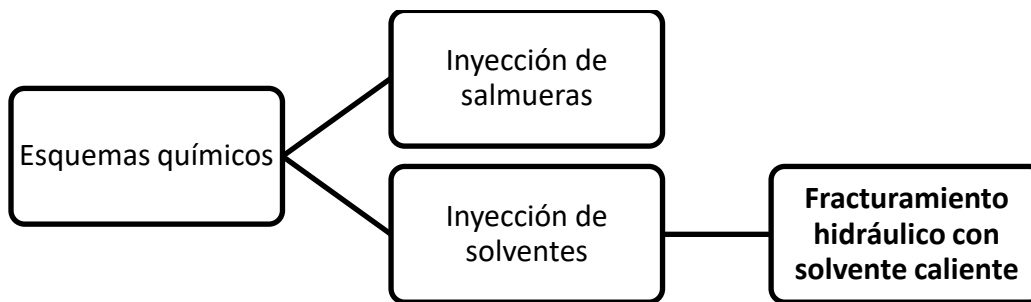


Figura 8.11 Esquemas químicos para la explotación de hidratos de metano.

Fracturamiento hidráulico con solvente caliente

Es una técnica que consiste en reemplazar el ácido usado en el fracturamiento hidráulico por un solvente caliente que aumente la disociación del hidrato.

Después de obtenida la fractura se inicia la etapa de producción, la cual puede realizarse mediante inyección cíclica del inhibidor, utilizando el pozo fracturado; o mediante inyección continua del inhibidor, utilizando un arreglo de pozos de inyección-producción. Aunque los inhibidores químicos (metanol, glicol) son más costosos que la salmuera, su grado de eficiencia es mucho mayor.

ESQUEMA TÉRMICO

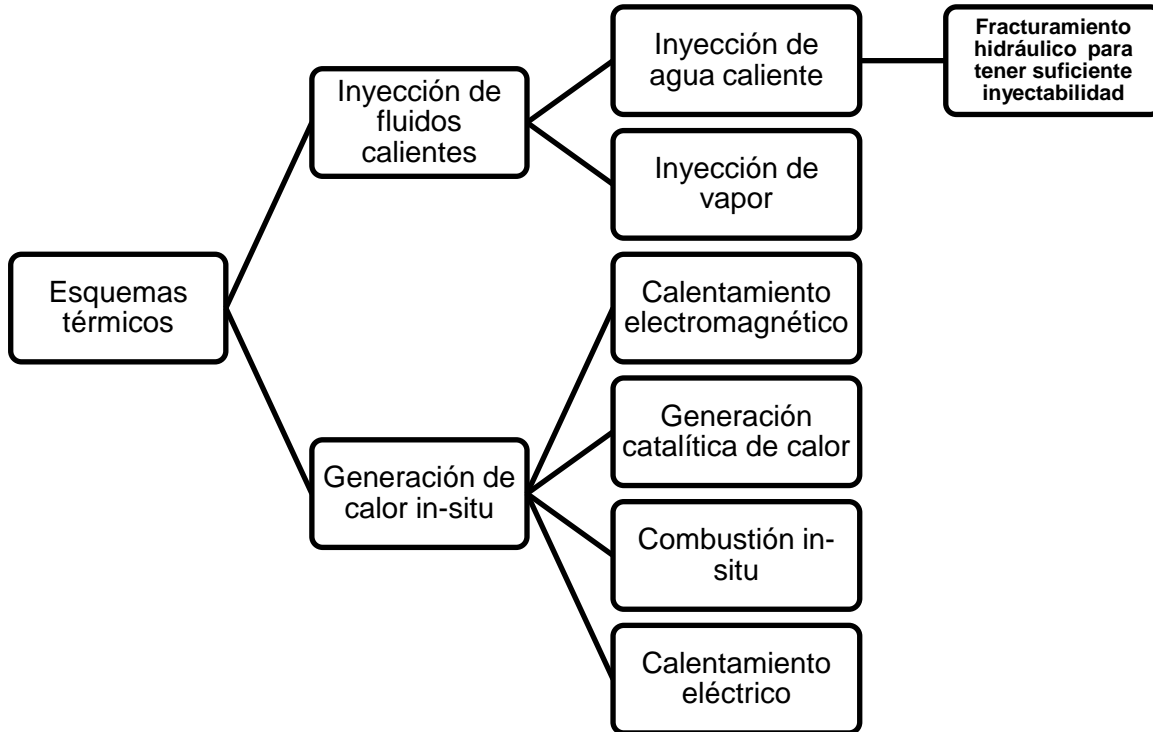


Figura 8.12 Esquemas térmicos para la explotación de hidratos de metano.

Inyección de agua caliente

La técnica consiste en suministrar calor al yacimiento inyectando agua previamente calentada en superficie, para aumentar la temperatura hasta la temperatura de equilibrio del hidrato y así provocar la disociación.

Para que la inyección de agua sea exitosa en la recuperación de gas se deben presentar las siguientes condiciones:

- Suficiente inyectabilidad de la formación, para que la inyección de agua sea factible técnicamente, de lo contrario, es necesario realizar un fracturamiento para lograr que suficiente agua penetre dentro del yacimiento y obtener la disociación deseada.
- La formación debe presentar un espesor considerable, para que las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes sean mínimas.

8.2.5. ¿DÓNDE SE LOCALIZAN LOS HIDRATOS DE METANO?

El mapa de la figura 8.13 muestra la localización de los hidratos de metano en el mundo. Se han identificado acumulaciones significativas en el Talud Norte de Alaska, en EUA; en los Territorios del Noroeste de Canadá; en el Golfo de México; y en las áreas marinas de Japón, en India, Corea del Sur y China.

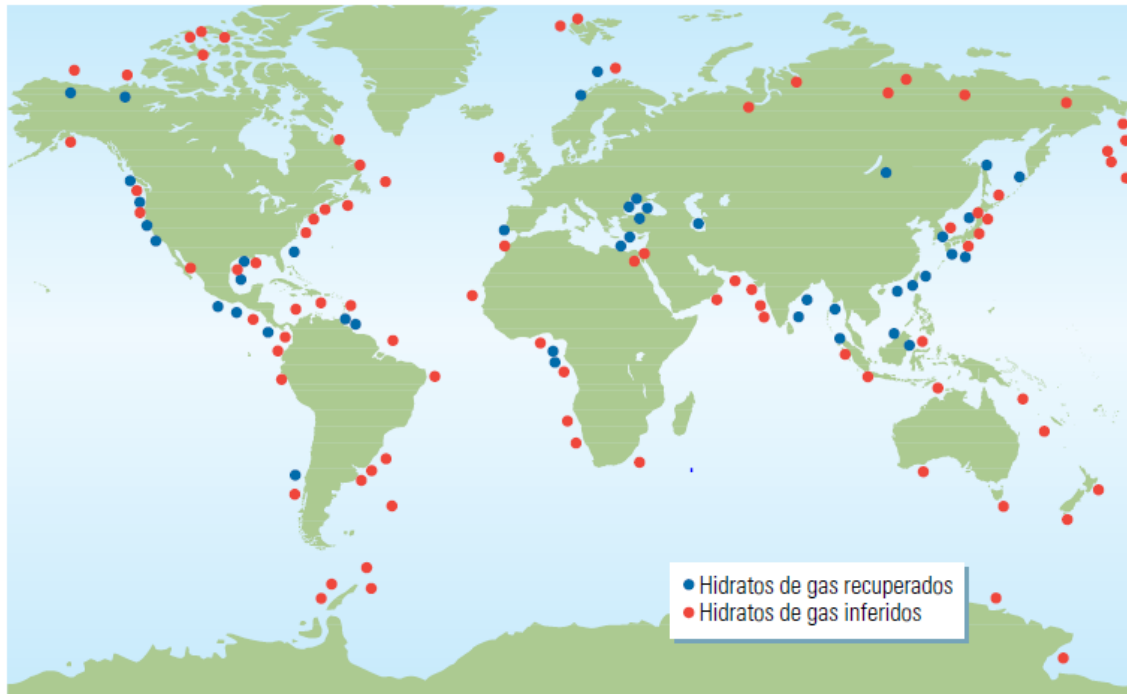


Figura 8.13 Localización de hidratos de metano en el mundo (2010).²⁷

8.3 LUTITA PETROLÍFERA (OIL SHALE)

Oil shale es el término que describe a la roca sedimentaria de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de material orgánico inmaduro, o kerógeno. Se trata en esencia de roca generadora (roca madre) potencial que habría generado hidrocarburos, si hubiera sido sometida a un proceso de sepultamiento geológico, a las temperaturas y presiones requeridas, durante un tiempo suficiente.

En la naturaleza, la mayoría de las rocas generadoras pueden requerir millones de años para generar petróleo a temperaturas de sepultamiento que oscilan entre 100°C y 150°C [210°F y 300°F]. Pero el proceso puede ser acelerado si se calienta la roca rica en kerógeno, en forma más rápida y hasta alcanzar temperaturas más altas, lo que genera hidrocarburos líquidos en un tiempo mucho más corto oscilante entre minutos y años.

8.3.1. ¿CÓMO SE FORMA EL OIL SHALE?

Se formó hace millones de años por el depósito de sedimentos y restos orgánicos en una diversidad de ambientes depositacionales, incluidos lagos y pantanos de agua dulce y agua salada, cuencas marinas litorales y plataformas submareales. Durante largos períodos de tiempo, el calor y la presión transformaron los materiales en lutita aceitífera en un proceso similar al proceso mediante el cual se forma el petróleo, pero el calor y la presión no eran tan grandes.

Pueden existir como capas sedimentarias secundarias o como acumulaciones gigantes, de cientos de metros de espesor, que cubren miles de kilómetros cuadrados.

La composición mineral posee poco efecto sobre el rendimiento petrolífero, pero puede incidir en el proceso de calentamiento. Los minerales de la arcilla contienen agua, lo que puede afectar la cantidad de calor requerido para convertir el material orgánico en petróleo.

Intercalado entre los granos de esta roca se encuentra el kerógeno; material orgánico insoluble, parcialmente degradado, que aún no ha madurado la suficiente para generar hidrocarburos. El kerógeno contenido en las lutitas petrolíferas se origina fundamentalmente de los restos de algas lacustres y marinas, y contiene cantidades secundarias de esporas, polen, fragmentos de plantas herbáceas y leñosas, y restos de otras clases de flora y fauna marina, terrestre y lacustre.

8.3.2. DIFERENCIAS ENTRE OIL SHALE Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

El oil shale puede ser extraído y procesado para generar aceite al igual que en un yacimiento convencional, pero es más caro y complejo ya que es necesario un calentamiento previo a la explotación, ya que el material encontrado entre los poros de la roca generadora es kerógeno.

8.3.3. ¿CÓMO SE EXPLOTA?

En general, las retortas de superficie calientan la lutita rápidamente. La escala de tiempo para el proceso de pirogenación está directamente relacionada con el tamaño de las partículas de la lutita, razón por la cual la roca es triturada antes de ser calentada en las retortas de superficie.

Los procesos en sitio calientan la lutita más lentamente, no obstante, el calentamiento lento posee ciertas ventajas. La pirogenación se produce a una temperatura más baja, de modo que se necesita menos calor. Además la calidad del petróleo se incrementa sustancialmente. Las reacciones de coqueo y craqueo que tienen lugar en el subsuelo tienden a dejar los componentes pesados no deseados en el suelo. Por consiguiente, en comparación con el procesamiento de superficie, el método de calentamiento en sitio puede producir hidrocarburos líquidos más livianos con menos contaminantes.

Además de generar un producto superior respecto del procesamiento en superficie, los métodos en sitio producen un impacto ambiental reducido en términos de perturbación de la superficie, requerimientos de agua y manejo de residuos.

Actualmente, los principales métodos utilizados para recuperar el aceite del oil shale se mencionan en la figura 8.14.

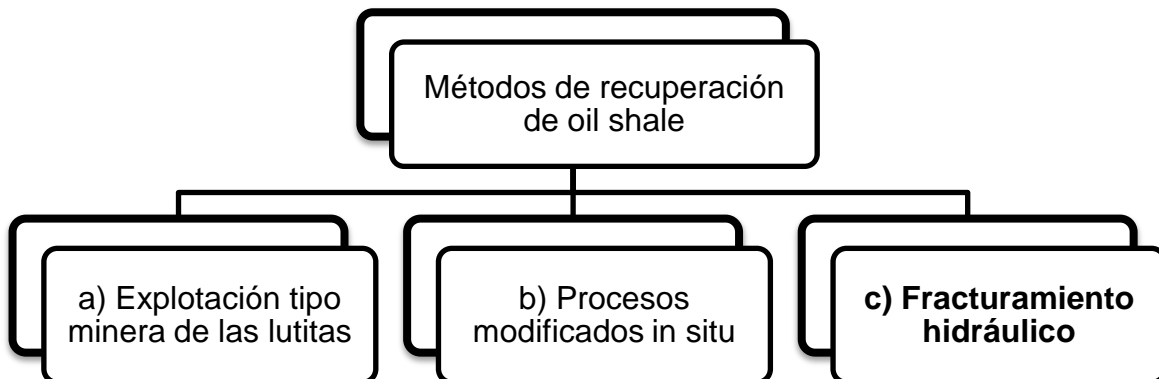


Figura 8.14 Métodos de recuperación de oil shale.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

a) Explotación tipo minera de las lutitas. Después de extraer las lutitas por métodos mineros, ésta es triturada y transportada a un centro de tratamiento de retortado, que es un proceso de calentamiento que separa las fracciones de petróleo de la fracción mineral.

b) Procesos modificados *in situ*. El proceso implica el calentamiento subterráneo de la lutita petrolífera, utilizando calentadores eléctricos. El volumen de lutita petrolífera se calienta durante un período de 2 a 3 años, hasta que alcanza entre 340 y 370°C, punto en el cual el petróleo se libera de la lutita. El producto liberado se recoge en los pozos de recolección ubicados dentro de la zona calentada.

Ambos métodos requieren excavaciones y son perjudiciales pues implican impactos ambientales.

8.3.4. TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO

c) Fracturamiento hidráulico

Se realiza de manera similar al proceso convencional en pozos petroleros.

El fluido fracturante y el agente sustentante se bombean a la formación a altas presiones creando fracturas. Estas fracturas proporcionan una trayectoria para otros líquidos. Se bombea explosivo y aire a través de las fracturas para generar un frente de combustión en el centro de la formación, con el fin de empujar al aceite hacia los pozos perforados en la periferia donde el aceite es recuperado.

En la formación Green River, se suministra calor a la lutita para descomponer el kerógeno y que los productos más livianos se eleven y fluyan. El calor es distribuido a través de la formación por el petróleo en proceso de reflujó; el fracturamiento termomecánico genera permeabilidad para la transferencia de calor por convección.¹¹

8.3.5. ¿DÓNDE SE LOCALIZA EL OIL SHALE?

El mapa de la figura 8.15 muestra los depósitos significativos de oil shale. La mayoría de los recursos conocidos de alta calidad se encuentran en estos 14 países. Los mayores yacimientos del mundo se encuentran en EUA.

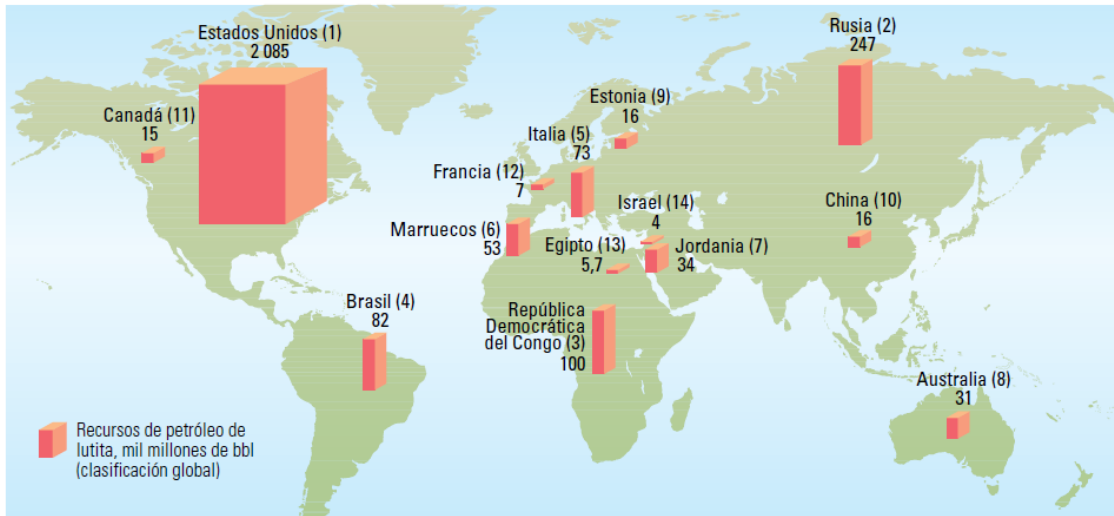


Figura 8.15 Localización de oil shale en el mundo (2010).⁹

El oil shale se han utilizado como combustible y como fuente de aceite en pequeñas cantidades durante varios años; pocos países producen aceite de este tipo de yacimientos a nivel comercial significativo. Muchos países no cuentan con importantes recursos y en aquellos países que los tienen la industria no se ha desarrollado porque el costo ha sido significativamente mayor que el petróleo convencional. La falta de viabilidad comercial del oil shale ha inhibido el desarrollo de mejores tecnologías que podrían reducir su costo.

8.5 GAS / ACEITE EN LUTITAS (SHALE GAS / SHALE OIL)

El gas / aceite de lutitas se refiere al gas natural y aceite crudo que es generado y almacenado en rocas de baja permeabilidad (lutitas) ricas en materia orgánica.

Las lutitas son rocas de granos finos que se forman por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas. Sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables y actúan como sellos para el entrapamiento de aceite y gas en los sedimentos infrayacentes.

Las lutitas están laminadas en estratificaciones muy finas y son fisibles, lo que significa que pueden separarse o quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar. Dependiendo de su madurez y mineralogía, también pueden fracturarse con gran facilidad.

Si exhiben las características adecuadas, las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial de actuar no sólo como fuentes de hidrocarburos, sino también como yacimientos para explotar.

Los objetivos de exploración de lutitas son los sedimentos ricos en materia orgánica que se depositaron de tal manera que permitieron preservar una parte importante de su materia orgánica original, la que finalmente funcionó como materia prima para la generación de hidrocarburo. Una vez generado, la mayor parte del hidrocarburo permaneció atrapado en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad, sin poder migrar.

Debido a la baja permeabilidad de las lutitas, la producción en cantidades rentables requiere técnicas de fracturamiento para aumentar la permeabilidad.

8.5.1. ¿CÓMO SE FORMA EL SHALE GAS / SHALE OIL?

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas.

La materia orgánica, que consiste principalmente en restos de plantas y animales, se deposita en el fondo de lagos u océanos y se convierte en alimento para otros animales y bacterias. Sin embargo, en ambientes anóxicos, las bacterias anaeróbicas, que son consumidoras menos eficientes que las aeróbicas, son las únicas bacterias capaces de consumir la materia orgánica. Así, los sedimentos pueden retener gran parte de su material orgánico original.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Las diminutas partículas de una lutita indican que se produjo un depósito como consecuencia de la sedimentación gradual de corrientes no turbulentas relativamente tranquilas. Entre estos ambientes se encuentran los lagos, las llanuras de inundación de ríos, lagunas y zonas de las cuencas oceánicas profundas. Incluso en esos tipos de ambientes tranquilos suele haber suficiente turbulencia como para mantener suspendidas las partículas de tamaño arcilloso casi indefinidamente.

A medida que se acumulan el limo, la arcilla y la materia orgánica, éstos se van compactando y tienden a formar capas delgadas, a las que se suele hacer referencia como láminas, que inicialmente se orientan al azar. Esta disposición desordenada deja un elevado porcentaje de espacio vacío, denominado espacio de poros, que se llena con agua. Sin embargo, esta situación cambia normalmente con el tiempo conforme nuevas capas de sedimento se apilan y compactan el sedimento situado debajo. Los sedimentos se van hundiendo a mayores profundidades y quedan sometidos a presiones y temperaturas más elevadas.

Durante esta fase las partículas de arcilla y limo adoptan una alineación más paralela y se amontonan reordenando los granos, lo que reduce el espacio poroso. El peso de los sedimentos suprayacentes provoca la expulsión de gran parte del agua. Una vez que los granos han sido compactados mediante presión, los diminutos espacios que quedan entre las partículas no permiten la circulación fácil de las soluciones que contienen el material cementante. Por consiguiente, las lutitas suelen describirse como débiles, porque están poco cementadas y, por consiguiente, no litificadas.

Las lutitas pueden contener un alto contenido de materia orgánica, que bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, liberan y atrapan hidrocarburos. Cuando una cantidad significativa de materia orgánica ha sido depositada con los sedimentos, las lutitas pueden contener materia orgánica sólida, es decir kerógeno, un material insoluble del cual se pueden generar los hidrocarburos, tanto petróleo como gas.

Las lutitas se dividen en dos variedades, basándose en su contenido orgánico:

- Lutitas de color claro, son formaciones de magras orgánicas.
- Lutitas de color oscuro o negro, las cuales son ricas orgánicamente, que fueron depositadas bajo condiciones de poco o nula existencia de oxígeno en el agua, preservando su material orgánico. La materia orgánica proviene de restos de plantas que han sido acumulados con el sedimento. Las lutitas de este tipo son la fuente de rocas para muchos depósitos de aceite y gas natural alrededor de todo el mundo. Estas lutitas de color negro obtienen su

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

color de pequeñas partículas de materia orgánica que fueron depositadas con el lodo en las formaciones de lutitas, por lo cual su color es un indicativo de que poseen materia orgánica. Cuando el lodo fue enterrado y calentado dentro de la tierra, algunos materiales orgánicos se transformaron en aceite y gas natural.

El gas se encuentra adsorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas in situ es la combinación del gas adsorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas adsorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno.

8.5.2. DIFERENCIAS ENTRE SHALE GAS / SHALE OIL Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

En los yacimientos convencionales las lutitas son consideradas roca sello y generadora, sin embargo, con el desarrollo de los yacimientos no convencionales son consideradas como una fuente potencial de rocas generadoras-almacenadoras de hidrocarburos.

El hidrocarburo de lutitas se encuentra en rocas generadoras y almacén sin que se haya dado migración, esto debido a que el medio es de muy baja permeabilidad. El hecho de que los hidrocarburos estén almacenados en medios de baja permeabilidad hace imposible la explotación a la manera de los yacimientos convencionales.

Estos yacimientos carecen de los contactos de fluidos presentes en yacimientos convencionales, exhiben significativas diferencias texturales, composicionales y petrofísicas. Poseen alto nivel de heterogeneidad y gran contenido de materia orgánica.

Los yacimientos de shale presentan numerosos retos para el análisis, los cuales no son un símil de los yacimientos convencionales. Un gran reto de estos yacimientos es la existencia de doble porosidad. De forma similar a los yacimientos carbonatados, los yacimientos de shale cuentan con dos almacenamientos principales, el de la matriz de la roca y el de las fracturas naturales. Sin embargo dentro de la porosidad de matriz se dan otros tipos de almacenamiento relacionados con la estructura física de las lutitas (porosidad intergranular, interlaminar y microporos entre laminaciones y materia orgánica). Por otro lado las fracturas naturales, por lo general están cerradas. La matriz tiene

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

muy baja permeabilidad. Por lo tanto, casi todos los yacimientos de shale deben ser hidráulicamente estimulados (fracturados). Las fracturas hechas tienen por objetivo conectar y activar las fracturas naturales que están en la roca.

Debido a los cambios ocurridos durante la depositación, las lutitas productivas comúnmente están comprendidas de capas delgadas o laminas que pueden tener diferentes litologías o mineralogías. Esto las hace altamente heterogéneas y las propiedades petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas y de ingeniería de los yacimientos de shale pueden variar abruptamente de forma vertical y lateral. Esta variabilidad frecuentemente resulta en cambios localizados en la fragilidad y permeabilidad, lo cual se traduce a nivel macro como diferencias en las tasas de producción entre pozos adyacentes. Las variaciones en la distribución geográfica de la madurez térmica (debido a las diferencias entre historia geológica) puede resultar en aceite, gas húmedo y gas seco producidos por la misma formación. Los atributos que más impactan en la productividad, es decir la permeabilidad y la heterogeneidad, hacen necesario el uso de técnicas de caracterización, perforación y terminación especializadas para permitir la producción y desarrollo exitosos.

El flujo de fluidos en yacimientos de shale se puede analizar a través de simulaciones numéricas al igual que para yacimientos convencionales. Dado que se tiene permeabilidades de matriz extremadamente bajas, el flujo en este tipo de yacimientos sucede a través de redes de fracturas naturales interconectadas.

En particular, el entendimiento de la interacción entre las fracturas hidráulicas inducidas y las fracturas naturales existentes es importante para el desarrollo y la explotación de estos yacimientos. Las mejoras en tecnologías de fracturamiento hidráulico y terminación han sido el elemento principal en la recuperación de hidrocarburos en estos yacimientos. El fracturamiento hidráulico no sólo crea una gran conductividad hidráulica primaria en las fracturas, sino que también estimula y reabre fracturas naturales en la vecindad de las fracturas hidráulicas. Esto generará una compleja red de fracturas o volumen de yacimiento estimulado circundando cada etapa de las fracturas hidráulicas primarias. El crecimiento y patrón final depende de las propiedades de la roca y de la fractura.

Las diferencias clave entre un pozo en una formación de lutitas y uno convencional están en el diseño de la terminación y los métodos de estimulación. El objetivo en el fracturamiento de las lutitas es tratar de crear una densa red de fracturas ramificadas, mientras que en el convencional el objetivo es crear simples fracturas bidimensionales.

8.5.3. ¿CÓMO SE EXPLOTA?

La primera perforación se hace en dirección vertical, dependiendo del espesor de la capa se decide si basta perforar pozos verticales o si éstos deberán perforarse en línea horizontal para maximizar el contacto con la capa de hidrocarburo. Una vez que la perforación llega a la capa de hidrocarburos se realiza el fracturamiento. El número de fracturas, su longitud y posición vertical u horizontal dependen del espesor del intervalo y otras características de la formación.

Dado que las formaciones no son homogéneas, las perforaciones subsecuentes a la primera vertical no siempre son horizontales (figura 8.16); a veces se van adaptando a la formación para disminuir el riesgo de fracturación excesiva. Una vez que la perforación alcanza el área productora, la extensión de los intervalos dependerá del volumen energético que se espera recuperar. Además de pozos verticales u horizontales, en algunos lugares se perforan pozos direccionales u oblicuos hasta encontrar el ángulo de mayor exposición del yacimiento para elegir las mejores áreas. Las técnicas de producción incluyen la perforación de pozos multilaterales a partir de dos o más pozos horizontales, después de la primera perforación vertical.

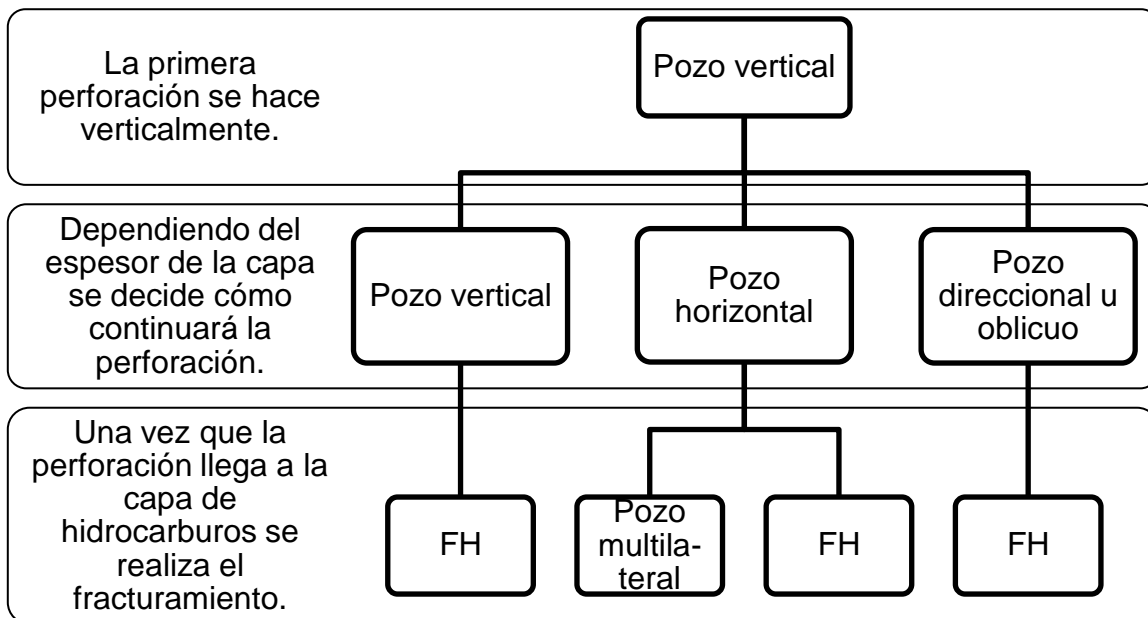


Figura 8.16 Explotación de yacimientos shale. FH = fracturamiento hidráulico.

Los esfuerzos a lo largo del pozo son una función de las fuerzas tectónicas, la profundidad y el espesor de la formación, además de los cambios originados por estimulaciones anteriores y producción en pozos cercanos.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Es importante comprender cómo reaccionará el yacimiento y la red de fracturas naturales, a medida que se los somete a los esfuerzos asociados con la perforación, estimulación y producción.

La existencia de fallas puede ser un gran problema cuando se está fracturando hidráulicamente un intervalo de lutitas. Una falla puede dominar efectivamente el crecimiento de la fractura y reorientar toda la energía del tratamiento dentro del sistema de fallas y fuera de la zona de destino. Las subsecuentes etapas de fracturación pueden crecer a través de las fallas estimuladas previamente, lo cual agrega muy poco al volumen total estimulado. Las fallas también funcionan como conductos que dirigen los tratamientos de fracturamiento hidráulico hacia zonas productoras de agua, lo cual puede potencialmente anular o reducir en gran medida la producción.

8.5.4. TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología para obtener el gas entrampado en las lutitas. El fracturamiento de la lutita desde pozos verticales producía tasas de flujo de producción inicial elevadas, seguidas por una rápida caída. Los operadores notaron que era necesario un mayor contacto con el yacimiento para evitar estas declinaciones rápidas. De este modo, junto con el fracturamiento hidráulico, la segunda tecnología facilitadora, la capacidad para perforar pozos horizontales de alcance extendido, permitió el contacto con un volumen significativamente mayor de yacimiento que el que es posible en pozos verticales.

El objetivo del fracturamiento hidráulico en yacimientos de lutitas, es mejorar el drenaje existente por medio de la reactivación de las fracturas naturales y crear nuevos canales de permeabilidad a través de una extensa zona con compleja propagación de fracturas. Las fracturas hidráulicas en lutitas frías se traducen en redes de fractura con muchas fracturas de varias longitudes, alturas y espesores, mientras que en lutitas dúctiles generalmente son fracturas simples bidimensionales.

Junto con los datos de mineralogía, las mediciones de espectroscopía proporcionan información acerca de los tipos de arcilla. Los ingenieros utilizan el tipo de arcilla para predecir la sensibilidad a los fluidos de fracturación y para comprender las características de fracturación de la formación.

Además de indicar la sensibilidad a los fluidos, el tipo de arcilla es un indicador de rocas dúctiles. Las figuras 8.17 y 8.18 muestran dos tipos de arcillas y por qué una es favorable para el fracturamiento hidráulico y la otra no.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

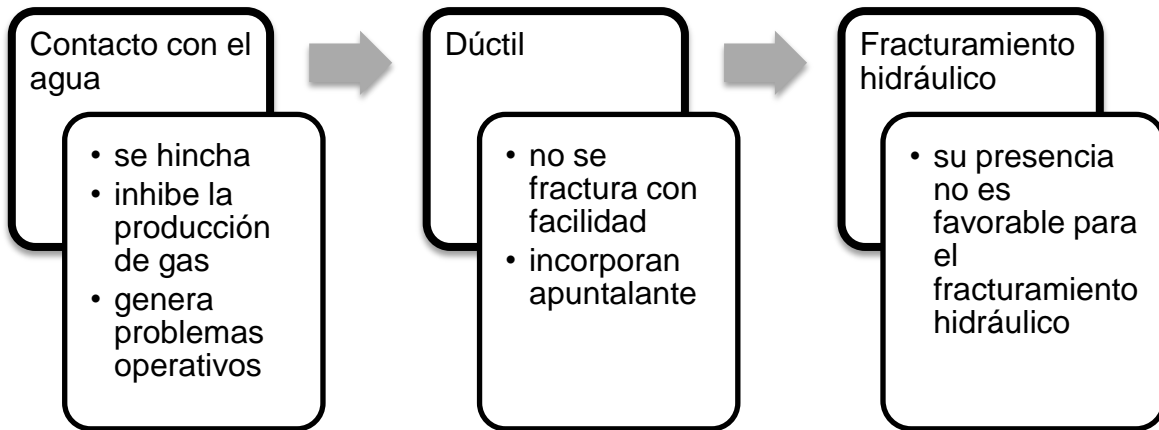


Figura 8.17 Tipo de arcilla: esmectita.

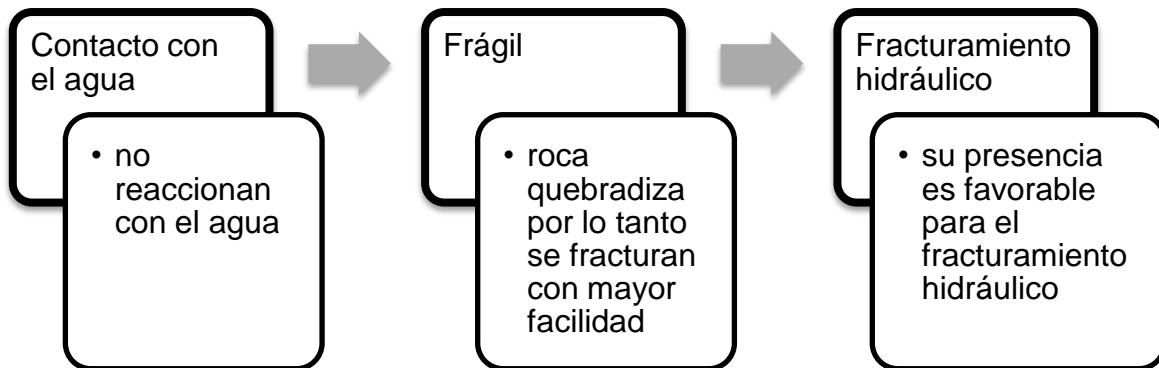


Figura 8.18 Tipo de arcilla: illita.

La heterogeneidad lateral dentro de estas secuencias resulta en áreas con características que contribuyen a una mejor producción y estimulación por fracturamiento hidráulico. Estos sectores ideales, incluyen zonas con alto potencial, es decir, que tienen buena calidad de yacimiento y zonas que pueden ser estimuladas de manera óptima; es decir, que tiene buena terminación.

Aunque el agua oleosa (slickwater), ha sido una técnica efectiva, la mejor capacidad de transporte de arena de estos sistemas, en comparación con los sistemas gelificados, y la tendencia a la decantación del apuntalante pueden limitar la capacidad de flujo de las fracturas inducidas. El contacto limitado o la pérdida de la conductividad en el área estimulada también pueden hacer que se desplome el régimen de producción.

Otro motivo de preocupación con los fracturamientos con agua oleosa es la sensibilidad de la lutita al fluido debido a que algunos tipos de arcillas tienen

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

tendencia a hincharse cuando entran en contacto con el agua. El gas y los fluidos a base de espuma parecen ofrecer una alternativa ideal a los sistemas gelificados o con agua oleosa; sin embargo, no son muy utilizados debido a su alto costo, disponibilidad limitada y por el hecho de que tradicionalmente se aplican en trabajos pequeños.

Otra práctica común en los programas de fracturamiento de lutitas es el fracturamiento multietapas (figura 8.19), que consiste en dividir la sección horizontal en etapas, las cuales se fracturan independientemente. En este proceso se utilizan empacadores y tapones para aislar los intervalos; ya que se terminó el fracturamiento todos los equipos y herramientas se retiran para comenzar a producir.

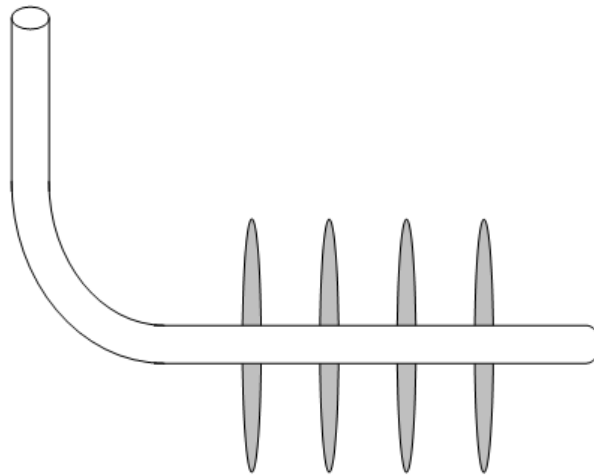


Figura 8.19 Fracturamiento multietapas.

Con esta técnica se pueden fracturar dos o más intervalos en un mismo pozo. Sin embargo este proceso pasa por alto la heterogeneidad vertical y horizontal de los yacimientos no convencionales. La heterogeneidad geológica existente a través de los pozos produce gran variabilidad en las propiedades de las rocas, que a su vez, incide directamente en dónde las etapas de fracturamiento encontrarán roca yacimiento producible. Como consecuencia de ello, el emplazamiento geométrico de las etapas a menudo implica un desempeño pobre de los pozos.

El incremento del número de conjuntos de disparos y etapas no es garantía de éxito. Es importante la implementación de etapas guiadas, las etapas de fracturamiento deben apuntar como objetivo a las rocas con propiedades petrofísicas y geomecánicas similares.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

No todas las etapas contribuyen por igual a la productividad de los pozos, y al igual que las etapas de fracturamiento, no todos los conjuntos de disparos contribuyen a la producción en la misma medida.

El conocimiento de la densidad y orientación de las fracturas, y de las propiedades de los esfuerzos locales, puede ayudar a tomar las decisiones sobre la ubicación y espaciamiento de los pozos, así como también a optimizar el programa de estimulación por fracturamiento.

El posicionamiento estratégico de los conjuntos dentro de las unidades geológicas productivas y fracturables es más importante que su número. Para ello se asignan niveles de calidad del yacimiento y calidad de la terminación a la roca yacimiento. Los puntajes se combinan para conformar un puntaje compuesto que clasifica los intervalos de mejor a peor para el posicionamiento de las etapas de fracturamiento y de los conjuntos de disparos dentro de cada etapa. Adicionalmente las rocas de calidad similar se agrupan en la misma etapa, lo que conduce a un tratamiento de múltiples etapas más efectivo.

En el sur de Texas, EUA, en la lutita Eagle Ford se refracturaron los pozos más antiguos con el objetivo de incrementar la recuperación de petróleo y gas, mediante el restablecimiento de la conductividad en las fracturas hidráulicas antiguas y la estimulación de un nuevo volumen de yacimiento. Después del refracturamiento las tasas de producción de petróleo y gas se duplicaron, y el índice de productividad incrementó en más del 600%.⁶⁵

8.5.5. ¿DÓNDE SE LOCALIZA EL SHALE GAS / SHALE OIL ?

Los mapas de la figura 8.20 muestran la localización de los yacimientos de shale oil y shale gas en el mundo.

Estados Unidos, Rusia y China tienen las mayores reservas de shale oil, mientras que China, Argentina y Argelia son los países con mayores reservas de shale gas.

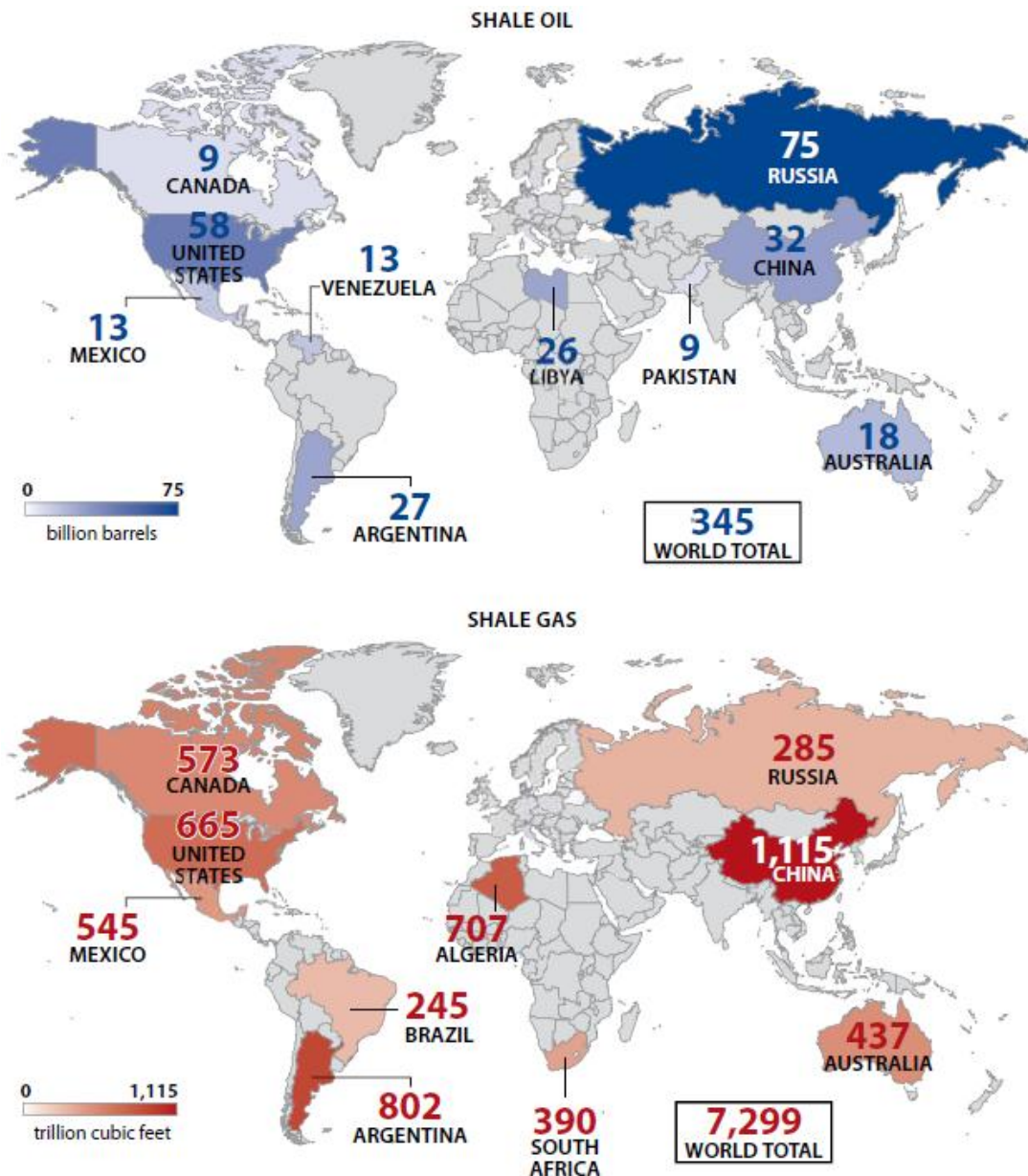


Figura 8.20 Localización de shale gas y shale oil en el mundo.

En México los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro-oriental de México, las cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Veracruz.

8.6 GAS / ACEITE EN ARENAS COMPACTAS (TIGHT GAS / TIGHT OIL)

Se denomina tight gas / tight oil al gas natural y aceite crudo presente en formaciones de arenas masivas productoras de hidrocarburos de muy baja permeabilidad, aunque también se pueden encontrar en formaciones calizas. Este tipo de yacimientos suele considerarse no convencional ya que, debido a su baja permeabilidad, para una recuperación rentable su desarrollo requiere mayor esfuerzo intelectual y técnico, requiriendo de fracturas hidráulicas.

No hay ningún yacimiento típico de arenas compactas, ya que puede ser profundo o somero, con alta o baja presión, con alta o baja temperatura, homogéneo o naturalmente fracturado y puede contener una o varias capas, conteniendo aceite o gas.

Una de las claves para producir estos recursos es localizar áreas donde abunden las fracturas naturales conocidos como puntos “dulces” (sweet spots). La distribución, orientación y densidad de estas fracturas es clave para la planificación y construcción de los pozos en estos yacimientos. La identificación de las mejores localizaciones para los pozos requiere un conjunto de técnicas de evaluación, como las técnicas de interpretación sísmica.

Salvo en los casos de encontrar fracturas naturales, prácticamente todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable.

8.6.1. ¿CÓMO SE FORMA EL TIGHT GAS / TIGHT OIL?

Las areniscas compactas son arenas litificadas que tienen muy pocos poros de tamaño súper capilar, por lo que no pueden almacenar y producir en forma convencional, aunque en la mayoría de las veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales y no hay una distinción clara entre ambos.

Los yacimientos tight son formaciones compuestas principalmente por areniscas muy finas, normalmente de origen marino. Son muy comunes en depósitos turbidíticos. Una de sus características es estar formado de capas delgadas y alto grado de laminación, o bien, estratos delgados compuestos de areniscas, con alto contenido de arcilla en la matriz o muy cementadas.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Los yacimientos tight se forman preferentemente en ambientes de depósito siliciclásticos y específicamente en subambientes donde las capas delgadas son altamente representativas. Además de originarse en turbiditas, también se forman en sistemas de aguas profundas. Así como, en sedimentos hemipélagico: deltaicos, depósitos lacustres, depósitos fluviales y en tempestitas.

8.6.2. DIFERENCIAS ENTRE TIGHT GAS Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

Los hidrocarburos que se producen de yacimientos de arenas compactas son el mismo tipo de hidrocarburos que se pueden recuperar a partir de yacimientos convencionales. Es la aplicación de tecnologías avanzadas las que hacen estos desarrollos sean no convencionales.

Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales, de manera que no hay una separación clara entre los dos tipos de yacimiento. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 1[md] para aceite y 0.1 [md] para gas. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos.

La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

La exploración de los yacimientos de arenas compactas se diferencia de los yacimientos convencionales en que pueden ser yacimientos continuos, consistentes en una capa de sedimentos saturada de gas o petróleo. Los yacimientos convencionales tienen fronteras mucho más definidas, y además suelen tener contacto con un acuífero en su parte inferior. La mayoría de los yacimientos no convencionales están saturados con gas, en lugar de petróleo.

8.6.3. ¿CÓMO SE EXPLOTA?

En general, un pozo vertical perforado a través de este tipo de formaciones debe ser estimulado exitosamente para permitir la producción de gas a gastos y volúmenes comerciales. Usualmente, se requiere una fractura hidráulica muy grande. Puede utilizarse la alternativa de perforar un pozo horizontal de gran extensión o realizar extensiones multi-laterales para mejorar el área de contacto entre pozo y yacimiento. No obstante, en la mayoría de estos casos, se necesitan realizar fracturas hidráulicas.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Para que una formación de baja permeabilidad produzca a gastos adecuados económicamente, la formación no solo debe tener una buena presión de yacimiento, sino que también debe poseer una buena área de flujo, es decir, o que un pozo de gran extensión la atraviese, o que sea una roca cuyo espesor productivo sea apreciable. Este es el principal factor que diferencia a una formación rentable de una no rentable. Por eso se habla de formaciones masivas, con un espesor muy grande de roca productiva (usualmente mayor a 50 m verticales) que debe estar expuesto al pozo.

Para conseguir esa gran área de flujo se utilizan diferentes técnicas, las cuales se mencionan en la figura 8.21.

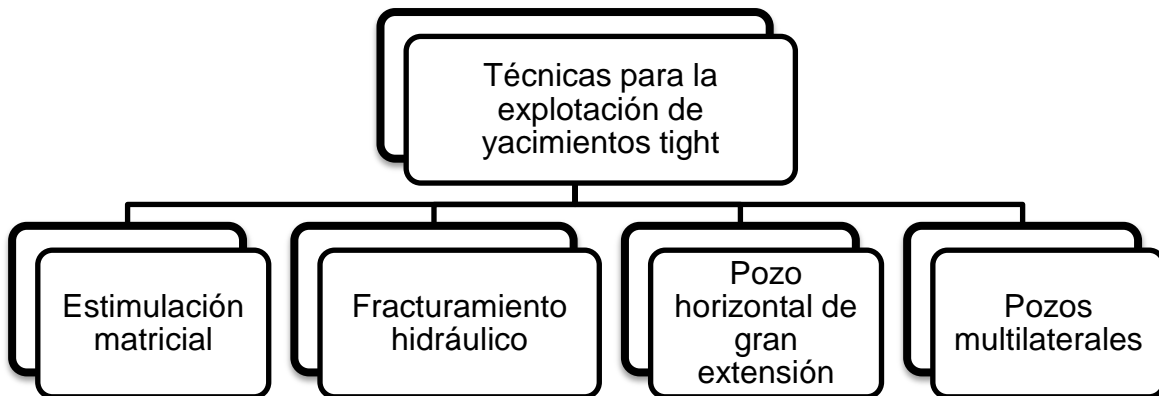


Figura 8.21 Técnicas para la explotación de tight gas / tight oil.

Para la exploración de yacimientos no convencionales de gas en arenas compactas, es importante buscar una cuenca con yacimientos de gas convencional, lo cual es lo más deseable para lograr un mayor nivel de éxito. Cuando las condiciones a las que se genera el gas en las profundidades del subsuelo de la cuenca exceden las condiciones necesarias para que el gas migre a la superficie o a una trampa en la profundidad de la cuenca, la acumulación de gas en arenas compactas puede llegar a formar grandes volúmenes.

Las extensas regiones con yacimientos de gas no asociado en general se encuentran libres de agua; donde las arenas están represionadas con gas en secuencias de baja permeabilidad. Estos sistemas experimentan variaciones relativamente altas de declinación durante su producción inicial, pero se estabilizan a tasas de declinación muy bajas, dando por resultado una larga vida a las reservas.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

Con la finalidad de explotar los tight gas, es necesario encontrar “puntos dulces”, donde se tiene una gran cantidad de gas accesible, y algunas veces para usar varios medios para crear presión de vacío en el pozo, lo cual atrapa el gas y lo lleva hacia la superficie.

8.6.4. TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO

Algunas de las características más importantes a tomar en cuenta en un fracturamiento en yacimientos tight son:

Apuntalantes. Desde el punto de vista del diseño de la fractura, cuando enfrentamos una formación de tight gas, lo más importante es proveer un área de flujo gigantesca, más que una buena conductividad. Así, las altas concentraciones de apuntalante no son críticas para el diseño, ni tampoco el efecto “Tip Screen-Out” (rotura por flujo concentrado). En todo caso, se puede diseñar una operación con alta concentración en la etapa final, con el objetivo de proveer una óptima interface fractura/wellbore (pared del pozo) para evitar problemas de turbulencia cuando el gas atraviese esta zona. Eso sí, el apuntalante utilizado debe ser de excelente calidad, prefiriéndose los cerámicos de alta resistencia, que soporten las presiones de cierre en el largo plazo, alargando la vida productiva del pozo.

Fluidos de fractura. Debido a las características de las rocas de la formación tight gas, caracterizada en la mayoría de los casos por un Módulo de Young alto, la fractura generada suele ser larga y angosta. Este hecho hace que la limpieza del canal inducido sea crítica para poder generar una buena conexión entre yacimiento y pozo.

Es por ello que el fluido de fractura debe ser lo más limpio posible, minimizando la posibilidad de dejar restos del gel no quebrado en su interior. Además, debe ser económico, debido al alto volumen a utilizar.

Consideraciones de diseño. El principal objetivo de la fractura en tight es crear un área de flujo lo más grande posible; luego, no se debe optar por la técnica del “Tip Screen-Out” por dos razones: el bajísimo filtrado hace muy difícil alcanzarlo y, segundo, no queremos generar una gran conductividad porque para este tipo de yacimientos no es un factor crítico.

Usualmente, durante la prueba de Minifrac es difícil estimar la presión de cierre. Para ello, se debe contar con un adecuado equipo para controlar el flujo de retorno posteriormente a la prueba de inyectividad. El test de calibración debe hacerse con un fluido monofásico (las espumas y fluidos energizados no se usan para este propósito) igual -o similar- al que se usará durante la fractura definitiva. La alta

Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

viscosidad del mismo y el escaso filtrado originado por la baja permeabilidad de la roca, hacen muy difícil estimar el verdadero Coeficiente de *Leak-off* (pérdida de fluido) y, por ende, el rendimiento del fluido, que en estos casos suele ser superior al 50%, que resulta en un diseño de bajo volumen de colchón, menor al 30% del volumen de tratamiento total. La recomendación es ser generoso con el volumen de colchón, ya que lo que nos importa es la propagación horizontal de la fractura y no el llenado total de la misma.

Los yacimientos de la formación Yanchang, en la cuenca de Ordos en China, están compuestos por areniscas de baja permeabilidad. Para producir petróleo de estos yacimientos de baja permeabilidad se estimularon los intervalos de producción mediante técnicas de fracturamiento hidráulico de múltiples etapas.⁴

En la formación Yegua, correspondiente al campo Palmito en Sonora, México, se aplicaron tratamientos de fracturamiento hidráulico, sin embargo los pozos presentaron problemas de contraflujo de apuntalante, recuperación limitada de polímero y baja conductividad de las fracturas. Aplicando una técnica de fracturamiento hidráulico con canales de flujo no se produjo ningún problema de arenamiento o contraflujo de apuntalante, se recuperó más del doble de los polímeros recuperados previamente, se obtuvo una producción inicial 32% mayor, y la producción acumulada de gas se incrementó 19%.⁸³

8.6.5. ¿DÓNDE SE LOCALIZA EL TIGHT GAS / TIGHT OIL?

Aunque los recursos de gas y aceite en arenas compactas están distribuidos por todo el planeta (figura 8.22), actualmente los principales productores de tight son Estados Unidos y Canadá; otros productores de menor escala son Australia y Egipto. De la misma forma hay países con importantes perspectivas en el desarrollo de este tipo de gas como son India, Alemania y Rusia.

En México se tienen arenas compactas que pudieran contener importantes volúmenes en varias cuencas, incluyendo las de Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), Sabinas, Comalcalco, Veracruz, Burgos y Macuspana.



Figura 8.22 Localización de tight gas / tight oil en el mundo (2006).⁴⁷

CONCLUSIONES

En yacimientos en los que las características de la formación no permiten su producción de manera rentable con métodos convencionales o pozos cuya producción ha declinado, ya sea por su baja permeabilidad o porque hay daño, el fracturamiento hidráulico ha jugado un papel muy importante en la recuperación de estas reservas gracias a que la fractura aumenta el área de exposición con la formación aumentando así el área de drenaje de los fluidos.

Este tratamiento ha tenido gran relevancia debido a que gracias a su implementación se ha satisfecho la constante necesidad de incorporar nuevas reservas de hidrocarburos. Ha permitido que se reactiven pozos y que aquellas formaciones que no podían ser explotadas debido a que no eran proyectos rentables ahora lo sean.

En yacimientos no convencionales en los que las características de la formación no permiten el libre flujo de los fluidos hacia el pozo, el fracturamiento hidráulico es un tratamiento que ha permitido la apertura a la explotación de estos recursos gracias a que, no sólo mejora la permeabilidad como en los yacimientos de shale oil, shale gas, tight oil, tight gas; sino que, en algunos casos es utilizado para inyectar fluidos que permiten que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo tales como la inyección de agua o de solventes calientes para disociar los hidratos de metano, o de explosivo y aire para recuperar el aceite de los yacimientos de oil shale.

Tanto las pruebas de integridad como las pruebas de inyección permiten obtener datos importantes, como son la medición de esfuerzos in situ o la presión de cierre, por lo que estas pruebas no deben dejarse de lado, pues el tiempo y los recursos utilizados en su implementación resultarán en datos confiables para un adecuado diseño del tratamiento de fracturamiento.

RECOMENDACIONES

Realizar mayor investigación en alternativas de fluidos fracturantes que permitan reducir las grandes cantidades de agua utilizadas durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico, al mismo tiempo implementar las ya existentes como los fluidos a base de espuma que permite reducir el volumen de agua hasta en un 60%.

Durante el análisis del sistema petrolero es necesario dar la importancia requerida a la caracterización de la roca adyacente, esto porque de no tener el contraste de esfuerzos suficiente, el crecimiento de la fractura puede no quedar confinado y provocar contaminación de mantos acuíferos y canalizaciones de gas en superficie.

Considerar en los diseños de terminación de los pozos que pueden llegar a ser fracturados, las técnicas de disparos orientados, ya que pueden ayudar a reducir los problemas de arenamiento prematuro al hacer los disparos alineados al plano preferente de fractura eliminando o reduciendo el fenómeno de tortuosidad.

Desarrollar e implementar técnicas que permitan un acomodo discontinuo del apuntalante dentro de la fractura, creando así canales abiertos a través de todo el empaque, lo que permitirá aumentar la conductividad de la fractura.

El avance tecnológico y la investigación científica permiten que constantemente exista innovación, por ejemplo en el uso de fluidos fracturantes y agentes sustentantes, que permiten que el fracturamiento hidráulico cada vez tenga un mayor rango de aplicación, por lo que los ingenieros tienen que actualizarse constantemente para estar al tanto de los alcances de este tratamiento.

Debido a la importancia del fracturamiento hidráulico en la industria petrolera es fundamental que los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera conozcan este tratamiento, por lo que se recomienda que la Facultad de Ingeniería haga más hincapié en la importancia del tema para la vida profesional de los estudiantes mediante la incorporación del curso como una materia obligatoria en el plan de estudios.

APÉNDICE

PRESIÓN DE PORO

Las rocas sedimentarias se formaron al depositarse los sedimentos e irse compactando debido a la acumulación de los mismos. Esto ocurre bajo diferentes ambientes de depósito a lo largo de millones de años.

Durante este proceso la acumulación actúa como una sobrecarga que hace que el volumen poroso se reduzca debido a la expulsión de los fluidos.

El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

Por ello es natural pensar que entre mayor sea la profundidad menor será el volumen poroso puesto que la sobrecarga será mayor, a esto se le llama sedimentación normal.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal (fig. 1) y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Sin embargo, cuando los fluidos no pueden ser expulsados la compactación se detiene evitando que la porosidad se reduzca con la profundidad, y será el fluido el que soporte parte de la sobrecarga, a esto se le llama desequilibrio en la compactación y es lo que provoca que encontremos estratos con presiones anormales (fig. 1).

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera. Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación debajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

El desequilibrio en la compactación es el principal generador de sobrepresiones, esto es debido a que los fluidos confinados en el espacio poroso soportan mayor parte de la sobrecarga.

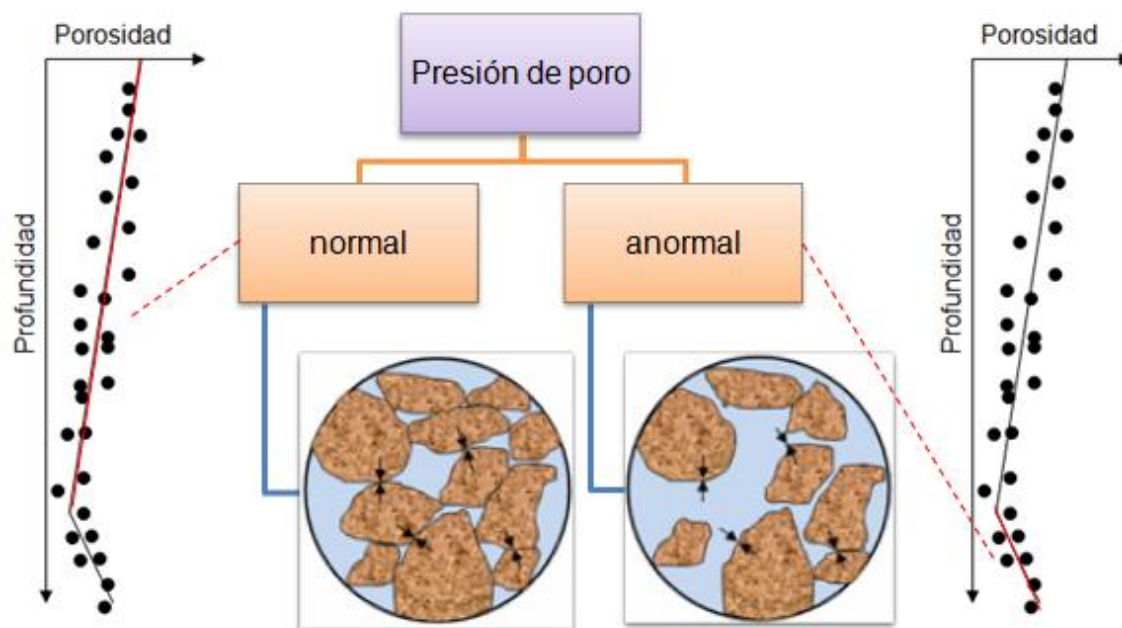


Fig. 1 Porosidad normal y anormal.

La sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal.

A partir de esto llegamos a que nuestra definición de presión de poro será:

“La presión de poro es la presión originada por los procesos de depósito y compactación de sedimentos a los que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los poros de la formación.”

La presión de poro está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando.

La pérdida de porosidad varía con el tipo de roca, cada tipo tendrá un límite inferior más allá de la cual ninguna compactación mecánica posterior es posible, y a partir de ahí, la pérdida de porosidad es debido a la compactación química.

El principio de Terzaghi define que la presión de sobrecarga S , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ más la presión de poro P_p definida como:

$$S = P_p + \sigma$$

Apéndice

La presión de sobrecarga (S [psi]) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad.

La presión de poro (P_p [psi]) es la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación.

El esfuerzo efectivo o de matriz (σ [psi]) es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés.

Los conceptos anteriores se relacionan como se muestra en la fig. 2.

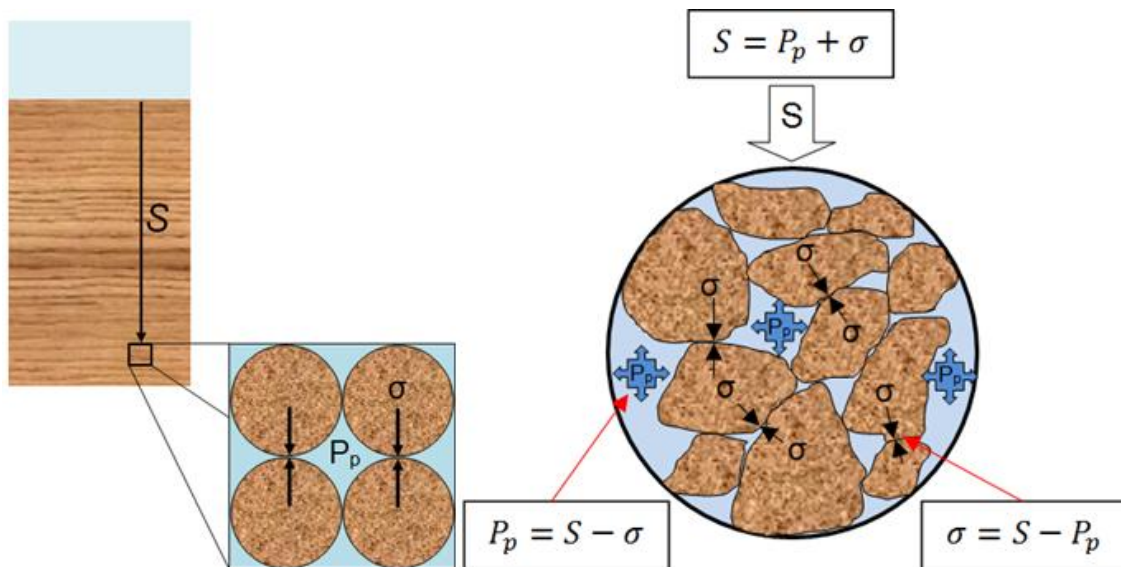


Fig. 2 Sobrecarga, esfuerzo y presión de poro.

El modelo de Terzaghi, ilustrado en la fig. 3, busca explicar el proceso de compactación de la roca a través de un recipiente cilíndrico que tiene una serie de pistones separados por resortes, el espacio entre los pistones está lleno con agua y los pistones están perforados.

Hottman y Johnson utilizaron este modelo más adelante para definir la presión de formación.

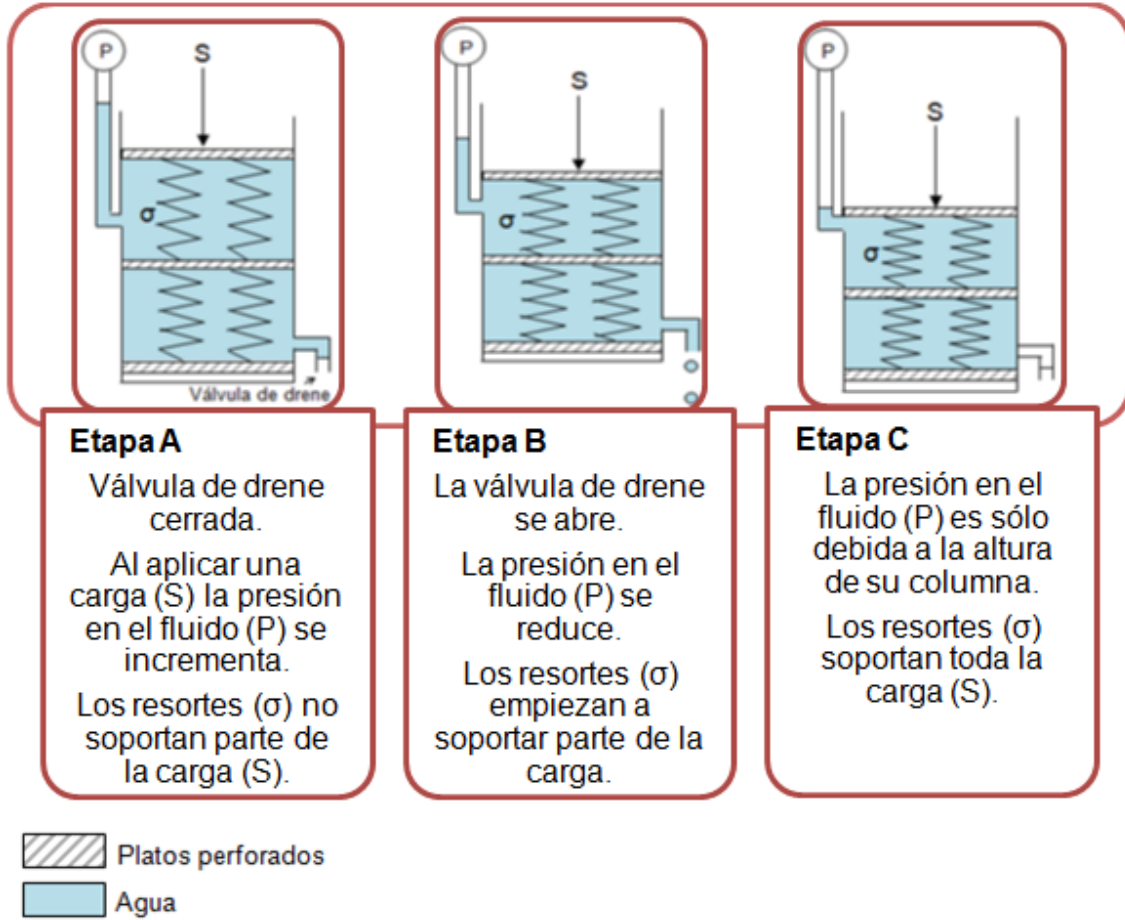


Fig. 3 Modelo de Terzaghi.

REFERENCIAS

1. Abbas, R., Dole, S., Effendhy, El-Hassan, H., Francis, L., Hornsby, L., Jarouj, H., Junaidi, H., McCraith, S., Messier, E., Munk, T., Nedland, N., van der Plas, K., Shuttleworth, N., Svendsen, R. K., Taoutaou, S., y Therond, E. (2004). Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación. *Oilfield Review*, 20-29.
2. Aceñolaza, G. et al. (1984). Deformación de las rocas. INSUGEO: Instituto Superior de Correlación Geológica. <http://www.insugeo.org.ar>
3. Acosta Gómez, J. C., & Palacios Bayona, Zora. (2011). *Desarrollo de una metodología que permita optimizar la interpretación de las pruebas STD, SRT y minifrac en trabajos de fracturamiento hidráulico aplicado al campo Yarigui-Cantagallo*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
4. Ajayi, B., Aso, I. I., Caplan, J., Clark, B. D., Ganguly, U., Gerdorn, D. W., Li, X., Liu, H., Luo, Y., Terry, I. J., Walker, K., Waters, G., Wutherich, K., y Yang, H. (2013). Diseño de tratamientos de estimulación para recursos no convencionales. *Oilfield Review*, 25(2), 38-51.
5. Al-Jubori, A., Boyer, C., Bustos, O. A., Lambert, S. W., Pashin, J. C., y Wray A. (2009). Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo. *Oilfield Review*, 21(2), 4-15.
6. Alarcón Garza, A. (2009). *Coal Bed Methane potential of Mexico*. [Diapositivas de PowerPoint].
7. Alejano Monge, L. y Ramírez Oyanguren, P., (2004), *Mecánica de Rocas: Fundamentos e Ingeniería de Taludes*. Madrid, España, UPM.
8. Alejos, L., (2014), *Fracturamiento en pozos de petróleo*.
9. Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., y Symington, B. (2010-2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), 4-15
10. Almaguer, J., Habbtar, A., López-de-Cárdenas, J., Manrique, J., May, D., McNally, A. C., Sulbarán, A., y Wickramasuriya, S. (2002). Orientación de los disparos en la dirección correcta. *Oilfield Review*, 18-33.
11. Alonso Suárez, A., y Mingo González, M., *La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas)*. Una revolución silenciosa, Ciudad de México, México, Cuadernos de Energía.
12. Alva Hurtado, J. E., *Mecánica de suelos*, Lima, Perú, FIC.
13. Álvarez López, B. I. *Fracturamiento hidráulico multietapas*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.

Referencias

14. Álvarez, L., d'Huteau, E., y Peñacorada, F. (2012). Fracturas hidráulicas en campos de gas maduro y de baja presión de reservorio. *Petrotecnia*, 56-64.
15. Amoco. (1996). Wellbore Stability. Drilling Handbook.
16. Anderson, J., Basinski, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D., Colson, L., John, Z., Khan, R., Low, N., Olsen, T., Ray, S., Reinheimer, D., Ryan, B., Schlachter, G., Schoderbek, D., y Simpson, M. (2003-2004). Producción de gas natural a partir del carbon. *Oilfield Review*, 15(3), 8-33.
17. Antuñano, Y., Lysandrou, M., Giraud, C., y Hernández, J. (2011). Documento guía para fracturamientos hidráulicos apuntalados y ácidos. México, D.F.: Subdirección Técnica de Explotación, PEMEX.
18. Ardila Ardila, S. A., & Rodríguez Nieto, J. L. (2012). *Aplicación del diseño unificado de fractura para optimizar y evaluar los tratamientos de fracturamiento hidráulico en un campo colombiano*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
19. Arellano Sánchez, E. A., & Rodríguez Trujillo, L. A. (2015). *Guía de campo de secuencias sedimentarias con potencial almacenador-generator de aceite-gas en lutitas, en la región de Pahuatlán-Xicotepec de Juárez, Puebla*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
20. Avalos Torres, H. (2013). *Petrofísica en yacimientos compactos, porción central del paleocanal de Chicotepec, centro-oriente de México*. (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
21. Avendaño Gallo, B. F. (2010). *Análisis de geometría de fractura mediante registros de temperatura*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
22. Barberii, E. E., (1998), *El pozo ilustrado*, Venezuela, PDVSA, programa de educación petrolera.
23. Barrios Bernal, E. O. (2015). *Panorama de la explotación de hidrocarburos no convencionales y energías no convencionales a nivel mundial*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
24. Barrosa, P., Félez, J., González, B., Kern, D., Lacoma, L., Menga, E., Obregón, P., Ortiz-Toranzo Morais, A., Portillo, D., del Pozo, D., Romero, I., Rubio, A., y Urrecha, M. (2014). Capítulo 9. Mecánica de la fractura. European Telecommunications Standards Institute: Grupo de simulación y modelado.
<http://simula.dimec.etsii.upm.es/~ignacio/resources/MSD/Apuntes/MSDcap9.pdf>
25. Baxter, D., Behrmann, L., Grove, B., Heiland, J., Hong, L. J., Khong, C. K., Martin, A., Mishra, V. K., Munro, J., Pizzolante, I., Safiin, N., Suppiah, R. R.,

Referencias

- y Williams, H. (2009). Operaciones de disparos: Cuando la falla es el objetivo. *Oilfield Review*, 21(3), 4-17.
26. Bedoya Moreno, M. I., & Cardona Lampion, N. (2009). *Estudios comparativos de modelos reológicos para lodos de perforación*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
27. Birchwood, R., Boswell, R., Collett, T., Cook, A., Dai, J., Dallimore, S., Fujii, K., Fukuhara, M., Imasato, Y., Kusaka, K., Murray, D., Schlander, D., y Saeki, T. (2010). Desarrollos en hidratos de gas. *Oilfield Review*, 22(1), 18-35.
28. Blanco Ybañez, A. J., y Vivas Hohl, J. (2014). Introducción al tight gas. *Petrotecnia*, 14-24.
29. Bonilla Carrillo, G. (2013). *Rentabilidad de un fracturamiento hidráulico*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
30. Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R., y Miller, C. K. (2011). Gas de lutitas: Un recurso global. *Oilfield Review*, 23(3), 28-39.
31. Boyer, C., Kieschnick, J., Lewis, R. E., Suárez-Rivera, R., y Waters, G. (2006-2007). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Review*, 36-49.
32. Bustos Cedeño, J. G. (2013). *Aplicación de la fractura hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. (Tesis de maestría). Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España.
33. Cabrera Alarcón, A. M. (2015). *Interpretación de registros geofísicos de pozo en lutitas gasíferas/aceitíferas para la determinación de reservas*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
34. *Capítulo III. Perforación y Terminación de Pozos*. Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1089/A6.pdf?sequence=6>
35. Castañeda Peña, O. (2014). *La estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico aplicados a pozos de aceite pesado*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
36. Castillo Borja, F. y Landín Sandoval, V. J. (2007). Importancia de los Hidratos de Metano como Fuente de Energía. *Conciencia Tecnológica*, (33), 60-63.
37. Castillo Ramos, K. D., & Castro García, M. Y. (2011). *Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz*. (Tesis de licenciatura). Universidad Veracruzana, Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, México.
38. Celis Castellanos, J., & León Giral, O. A. (2009). *Selección de pozos candidatos a estimulación. Caso campo colorado*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Referencias

39. Chayres Varela, A. I. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
40. Collett, T. S., Lewis, R., y Uchida, T. (2000). El creciente interés en los hidratos de gas. *Oilfield Review*, 46-61.
41. Contreras Puerto, O. M., & Rodríguez Cárdenas, W. A. (2008). *Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de Operaciones Apiay*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
42. Contreras Rázuri, C. A. (1991). *Evaluación técnico económica de la utilización de un fluido de alta viscosidad en estimulación del pozo 7512 – Zapotal – Formación Echino*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
43. Cook, J., Frederiksen, R. A., Green, S., Herwanger, J., Hooyman, P., Judzis, A., Koutsabeloulis, N., Lee, D., Marsden, R., Martin, J. W., Noeth, S., Sayers, C., Suárez-Rivera, R., Stage, M. G., y Tan, C. P. (2007/2008). Las rocas importan: Realidades de la geomecánica. *Oilfield Review*, 38-59.
44. D'Huteau, E., Gillard, Johnson, J., M., Medvedev, O., Miller, M., Peña, A., Rhein, T., Turner, M., y Willberg, D. (2011). Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. *Oilfield Review*, 23(3), 4-17.
45. Del Castillo Rodríguez, L. A. (2010). *Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando análisis de riesgos en el noroeste del Perú*. (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
46. Díaz Barrera, J. A., & Mesa Roa, N. D. (2009). *Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el campo llanito*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
47. Elisea Guerrero, F. M. (2013). *Respuesta de registros geofísicos de pozos en yacimientos de hidrocarburos no convencionales*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
48. Estrada, J. H., (2013), *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*, México, Naciones Unidas.
49. Evaluating and Developing Shale Resources, Petroskills 2017.
50. Gadiyar, B., Meese, C., Morales, H., Piedras, J., Profinet, J., Pau, F., y Stimatz, G. (2004/2005). Optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque. *Oilfield Review*, 18-31.
51. Galván García, S., & Ramírez Cortés L. (2011). *Herramienta de análisis para las pruebas de inyección y minifrac*. (Tesis de licenciatura). Universidad Veracruzana, Veracruz, México.

Referencias

52. Galicia Montes, F., & Herrera López, D. (2013). *Terminación de pozos en shale gas y shale oil*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
53. Garaicochea, F., (1980), *Apuntes de estimulación de pozos*, México, UNAM, FI, DICT.
54. García Fernández, M. A. (2006). *Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano*. (Tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
55. Gil Sánchez, J. C., & Rojas Parra, F. I. (2008). *Métodos utilizados en la recuperación de gas natural en formaciones de hidratos de lechos marinos*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
56. González de Vallejo, L. I., (2002), *Ingeniería geológica*, Prentice Hall.
57. González Franco, D., & Osorio Díaz, O. V. (2013). *Evaluación petrolera y métodos de explotación de hidratos de metano, un recurso no convencional*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
58. *Guía de Diseño para Fracturamientos Hidráulicos*. Gerencia de Ingeniería.
59. Hernández Amador, A. (2011). *Caracterización de un fluido polimérico para fracturamiento hidráulico*. (Tesis de licenciatura). Universidad Veracruzana, Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, México.
60. Hernández Machuca, M. A., & Ojeda Noguera, Y. C. (2012). *Aplicación del agua de formación para la formulación de fluidos de perforación a base de agua*. (Tesis de licenciatura). Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
61. Hernández Marín, C. J., & Soto Pabón, J. D. (2009). *Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yarigui-Cantagallo*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
62. Hernández Mendoza, O. D., & Vicencio Martínez A. G. (2010). *Fracturamiento a la formación con CO₂ y N₂*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
63. Hirschfeldt, M., Iglesias, S., y Torrea, G. (2000). Terminación y Mantenimiento de Pozos. OilProduction.net. Contenidos para la industria del petróleo: Manual terminación de pozos. http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf
64. Jácome Pazmiño, M. A., & Muñoz Cabanilla, D. F. (2016). *Diseño de fracturamiento hidráulico para la optimización de la producción en el pozo Fict-2D*. (Tesis de pregrado). Escuela Superior Técnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
65. Kraemer, C., Lecerf, B., Parra, P., Peña, A., Usoltsev, D., Valenzuela, A., y Watkins, H. (2014-2015). Revelación del potencial de los yacimientos no convencionales. *Oilfield Review*, 26(4), 4-17.

Referencias

66. Lira Meneses, A. *Taller de fractura hidráulica: Modelos de fractura*. [Diapositivas de PowerPoint].
67. Longoria Treviño, J. F. (2015). Shale gas – Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales: origen del shale gas. *EPISTEMUS*, 18, 52-58.
68. Luna García, C. (2014). *Manejo de agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
69. Maldonado Pérez, Y. S. (2014). *Aceite en lutitas (shale oil) un recurso no convencional y su perspectiva en México*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
70. Méndez Torres, C. I., Paredes Velasco, R., & Serapio Morales, J. A. (2012). *Caracterización reológica y tixotrópica de un fluido espumado, usado para la perforación de yacimientos naturalmente fracturados y/o depresionados*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
71. Muñoz Durán, E. (2013). *Potenciales impactos ambientales del fracturamiento hidráulico en shale gas*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
72. Navarro Bernal, M. (2015). Tema 6. Elasticidad. Universidad de Almería. <https://w3.ual.es/personal/mnavarro/Tema%206%20%20Elasticidad.pdf>.
73. Néquiz Martínez, M. F., & Robles Rodríguez, P. A. (2014). *Sistema de terminación multietapas en un pozo del área de Chicontepec*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
74. Nolen-Hoeksema, R. Elementos de fracturamiento hidráulico. *Oilfield Review*, 25(2), 57-58.
75. Páramo Sepúlveda, L. M. (2016). *Análisis geomecánico y de estabilidad para el pozo #3 del campo caso de estudio*. (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
76. Pazmiño Urquiza, J. (2004). *Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico*.
77. Pinzón Candelario, Manuel. (2012). Propiedades mecánicas de los materiales. Blog Universidad Tecnológica de Pereira: Metalografía – Universidad Tecnológica de Pereira. <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2-propiedades-mecanicas-de-los-materiales/>
78. Pozos Rivera, H. (2013). *Técnicas de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales de la formación Eagle Ford*. (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.

Referencias

79. Reyes Lobato, E. (2016). *La prueba minifrac para tomar decisiones en el fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
80. Rojas Rodríguez, D., (2012). *Desarrollo de shale gas y perspectivas de explotación*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
81. Sánchez Cueto, J. (2013). *Prueba piloto de la inyección cíclica de vapor en un campo de la región sur*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
82. Schneider, F. (2014). *Yacimientos no convencionales*. [Diapositivas de PowerPoint]. Recuperado de: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales%20-%20Fr%C3%A9d%C3%A9ric%20Schneider.pdf>
83. Schlumberger. (2012). Pemex incrementa la producción de gas de yacimientos en arenas compactas en un 32% a la vez que reduce la huella operacional. Caso de estudio.
84. Schlumberger. (2011). Reduzca el corte de agua, incremente la producción con un fluido de fracturamiento a base de espuma. Caso de estudio.
85. Schneider, L, (2008), *Tight gas sands y sus desafíos*, Buenos Aires, República Argentina, Ciencia y Energía del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas.
86. ShanXi GuangYu Ceramic proppant Co. Ltd. (2012). *About ceramic proppant*. ShangXi, China: GY Ceramic Proppants. Recuperado de: www.ceramic-proppants.com/about-ceramic-proppant.html
87. Tema 2. *Esfuerzo y deformación*. Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/109/A5.pdf?sequence=5>
88. Uriostegui Cobos, V. E. (2011). *Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
89. Vázquez Cárdenas, J. F. (2009). *Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
90. Vázquez Macedo, L. P. (2015). *Compactación química de las rocas*. [Diapositivas de PowerPoint].
91. White, A.J. et al. (2002). The use of leak-off tests as means of predicting minimum in-situ stress. *Petroleum Geoscience*, 8, 189-193.