



Proyecto de grado

**Consideraciones del *Fracking* en Territorio Colombiano a Partir de Modelos
Análogos**

Dilan Arturo Martínez Sánchez

Trabajo de Grado para Optar al Título de: Geólogo

Director:

Giovanny Jimenez Díaz

Geólogo phd

Universidad Industrial de Santander

Facultad Físico-Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017

DEDICATORIA

Es difícil iniciar una dedicatoria y recordar todas las personas que estuvieron en este largo, tedioso y en muchas ocasiones alegre proceso. Aunque, no todas fueron parte fundamental de mi día a día con leves palabras, comentarios y aportes; no solo geológicos sino de la vida misma, han dejado una huella en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Al iniciar estos agradecimientos es necesario reconocer la dedicación de mis padres y mi familia en general que con el sudor diario me dieron la oportunidad de dedicar mi tiempo y espacio a esto que tanto empecé a amar, a ellos mil y mil gracias.

Hablando de familia debo agradecer a esa segunda familia que te otorga la vida y esta hermosa profesión, la llamada conejera. Esos amigos que, aunque a veces distantes sé que siempre serán incondicionales; muchachos gracias por esos gratos momentos donde no coordinamos, donde la locura del momento nos invade de alegría y por el apoyo durante esta etapa.

A mis demás colegas, compañeros, amigos (Laura, Natalia, Liz) y esa persona especial por subirme el ánimo cuando era necesario y compartir muy gratos momentos.

Además, agradezco principalmente a mi director de proyecto, Giovanni J., por la confianza otorgada durante tanto tiempo y el conocimiento brindado. Al fondo Corrigan de la corporación geológica ARES en conjunto con la ACGGP y a la decanatura de Ingenierías Físico-Químicas por su apoyo económico en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	19
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
1.2 OBJETIVOS	20
<i>1.2.1 OBJETIVO GENERAL.</i>	<i>20</i>
<i>1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.</i>	<i>21</i>
1.3 JUSTIFICACIÓN	21
2. MARCO TEÓRICO	23
2.1 REOLOGÍA	23
<i>2.1.1 ELASTICIDAD.</i>	<i>23</i>
<i>2.1.2 PLASTICIDAD.</i>	<i>28</i>
<i>2.1.3 VISCOSIDAD</i>	<i>31</i>
2.2 COMPORTAMIENTO FRÁGIL	34
<i>2.2.1 TIPOS DE FRACTURAS</i>	<i>36</i>
2.3 FRACKING	39
<i>2.3.1 MECÁNICA DE FRACTURAS HIDRÁULICAS</i>	<i>40</i>
2.4 TEORÍA DE ESCALADO	45
3. MARCO GEOLÓGICO	48

3.1 FRACKING A NIVEL MUNDIAL	48
3.2 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS EN COLOMBIA	50
3.3 AGUAS SUBTERRÁNEAS	51
4. METODOLOGÍA	55
5. RESULTADOS	58
5.1 MONTAJE EXPERIMENTAL	58
5.1.1 ESCALADO.	58
5.2 MODELAMIENTO	71
6. DISCUSIÓN	90
7. CONCLUSIONES	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98

FIGURAS

Pág

Figura 1. Ilustra la tendencia dada para los tres tipos de elasticidad. a) se gráfica la trayectoria de la elasticidad lineal, definida por la constante del módulo de Young. b) ilustra la función no lineal de la elasticidad perfecta donde la deformación tiene la misma trayectoria durante la carga y descarga de esfuerzos. c) la relación dada para la elasticidad con histéresis, donde la trayectoria es diferente durante la carga y descarga de esfuerzos. Adaptada de Fossen (2016)..... 24

Figura 2. Ejemplos donde la relación de Poisson es igual a 1. a) b) los dos son ejemplos similares donde varía la cantidad de deformación aplicada. Adaptada de Fossen (2016). 26

Figura 3. Relación de deformación con esfuerzos, teniendo en cuenta el cambio de presión debido a la presencia de fluidos. Demostrando que a mayor presencia de fluidos se necesita menos esfuerzos para la deformación. Tomada de (Rossello, 2015). 29

Figura 4. Representación teórica de la respuesta plástica. a) hace referencia al comportamiento asumido por un material idealmente plástico, el cual a medida que se aumenta el esfuerzo no sufre deformación antes de alcanzar el punto de rendimiento del esfuerzo, después de este la deformación inicia y continua sin la necesidad de aumentar el esfuerzo aplicado. Modificada de (Davis and Reynolds, 2012). b) representación de la teoría clásica de la plasticidad la cual asume que si se desciende el σ aplicado gradualmente la deformación continua al llegar a un esfuerzo constante. Modificada de (Zheng et al., 2005). c) representación del endurecimiento de la deformación, modelo que indica que en algunos materiales o rocas el esfuerzo debe aumentarse



luego del pico deformación elástica para continuar la deformación. Adaptada de Fossen (2016).

..... 30

Figura 5. Representación del modelo Elástico-Plástico. a) es la relación que se tiene entre el esfuerzo (σ) y la deformación (e) antes y después del punto de rendimiento. b) es la relación de la cantidad de deformación a la cual se somete el material a través del tiempo. P. R (Punto de Rendimiento). Adaptada de (Fossen, 2016)..... 31

Figura 6. a. representación visual del promedio para generar la curva de viscosidad lineal ($(\eta_1 + \eta_2 + \eta_3)/3$) y comparación la línea de la viscosidad ideal. Modificada de (Fossen,2016). b. relación del cambio en la pendiente de la curva en el momento de alcanzar la viscosidad efectiva. Adaptada de Burg (2016)..... 33

Figura 7. Modelo de jalea (Jelly Sandwich Model), para la litosfera continental basado en la ley de fricción frágil y la ley de flujo plástico calculados experimentalmente. El perfil de resistencia depende de la mineralogía y la estratificación litológica, en este caso se eligió una estratificación Cuarzo-Feldespatos-Olivino obteniendo así tres zonas de transición; la zona de transición ocurre cuando la ley frágil y plástica se encuentran. En la imagen se puede observar que las rocas secas son más resistentes, ya que pueden sostener altos diferenciales de esfuerzo. Adaptada de Fossen (2016)..... 35

Figura 8. Tipos de fracturas y su orientación en relación a los esfuerzos principales. Adaptada de Fossen (2016)..... 37



Figura 9. Tipos de fractura de cizalla. a) movimiento paralelo a la fractura y a los bordes de la fractura, denominado de deslizamiento. b) movimiento paralelo a la fractura y perpendicular a los bordes de la fractura, denominado de desgarre. Adaptada de Fossen (2010)..... 38

Figura 10. Modelo simplificado en el cual se muestra que el fracturamiento hidráulico se genera principalmente paralelo al σ_1 , cuando la magnitud del esfuerzo otorgado por el fluido es igual a la magnitud del esfuerzo menor ($|\sigma_3|$). Adaptada de Fossen (2016). 39

Figura 11. Orientación de fracturas en relación a la orientación del pozo. En la imagen se evidencian ejemplos de fracturas longitudinales y transversales. Adaptada de Yew y Weng 2015. 41

Figura 12. Gráficas del comportamiento del fluido de fracturamiento según su viscosidad. a) variación de la rotación de la fractura en dos dimensiones considerando el eje vertical (z) y el eje horizontal mínimo (x), suponiendo una relación de 2.5 entre el eje máximo horizontal y el eje mínimo horizontal. b) variación de la presión neta ejercida sobre el centro del pozo a medida que avanza el tiempo de bombeo. c) variación en el ancho del centro de la fractura generada en relación al tiempo de bombeo. Adaptada de Yew y Weng (2015). 42

Figura 13. Posibles escenarios de riesgos en la planeación en las cuales las fallas y las paredes del pozo funcionan como rutas de migración. Modificada de (Scotchman, 2016). 49

Figura 14. Clasificación en zonas de aguas subterráneas en profundidad según el grado de saturación. Modificada de (Singhal and Gupta, 2010). 51

Figura 15. Tipos de aguas según su origen. Adaptada de Singhal y Gupta (2010). 52

Figura 16. Ciclo hidrológico. Adaptada de Singhal y Gupta (2010). 53

Figura 17. Modelos esquemáticas del recipiente de acrílico con tuberías; la tubería horizontal será intercambiable con el fin de tener diversas opciones de ranuras (líneas |, – y aleatorias sobre la tubería) que influyen en la inyección del fluido y las fracturas generadas. a) Modelo estable sin un sello (arcillas o limos) en la zona mecánicamente frágil; b) Modelo con diaclasamientos preexistentes sin presencia de un sello; c) modelo estable con presencia de sellos en la zona mecánicamente frágil; d) modelo diaclasamientos preexistentes y sello en la zona frágil; e) modelo con un diaclasamiento preexistente extremo y variación en la presencia del nivel sello de la zona frágil..... 57

Figura 18. Metodología para medir las propiedades elásticas de la gelatina. a) bloque de gelatina estable. b) bloque de gelatina sometido a un esfuerzo vertical, ejercido mediante el peso del vaso medidor y su contenido de agua..... 60

Figura 19. Bloque de gelatina con sobre posición de los vectores de deformación en el área de interés. a. resalta las dos zonas tomada para medir la deformación en el componente vertical (componente v) con dos rectángulos azules horizontales. b. resalta las dos zonas tomada para medir la deformación en el componente horizontal (componente u) con dos rectángulos azules verticales. 62

Figura 20. Relación de esfuerzo y deformación medida sobre el bloque de gelatina, la cual presenta un comportamiento perfectamente elástico, dado por la tendencia lineal (Curva azul punteada).63

Figura 21. Viscosímetro de Koelher, en proceso de la medición de la muestra de miel. 66

Figura 22. Recipiente utilizado para el montaje experimental con la tubería adecuada en cada modelo.....	69
Figura 23. Paso a paso del montaje experimental. a y b) relación de la cantidad de agua y gelatina utilizada, 1 L y 70 g respectivamente. c) capa de 10 cm de gelatina. d) inyección de fluido hasta llenar la tubería. e) adición de la gelatina líquida sobre el recipiente utilizado para cada modelo.	70
Figura 24. Disposición de arena sobre la capa de gelatina sólida.	71
Figura 25. Vista inicial del modelo, se presenta la capa de gelatina con 10 cm de espesor la tubería en medio de esta y en la zona superior una capa de arena de 5 cm	72
Figura 26. Imagen final del modelo. En esta etapa se observan dos fracturas principales.	72
Figura 27. Imagen digital de los resultados del primer modelo.....	73
Figura 28. Disposición de anisotropías en el modelo 2.	74
Figura 29. Etapa inicial del segundo modelo en esta se observan dos estructuras en la zona superior y hacia la base del tubo otra de las estructuras la cual está en contacto con la tubería.	75
Figura 30. Etapa final del modelo 2, evidencia los cambios de la dirección del fluido al entrar en contacto con las superficies de anisotropía.	76
Figura 31. Modelo 2 digitalizado, con color rojo se presentan las estructuras de la etapa inicial y con verde las generadas durante la inyección del fluido. Las flechas negras indican el escape de fluido a través del plano.....	76

Figura 32. En esta fotografía de la superficie de la gelatina se muestra la red de anisotropías conectadas que se generaron para este modelo..... 77

Figura 34. Fase final del tercer modelo. Se resaltan con flechas negras las fracturas generadas por el fluido inyectado, con flechas rojas algunas de las anisotropías generadas que se evidencian en la vista lateral y con flecha azul se resalta el escape de fluido. 78

Figura 35. Tercer modelo representado de manera digital. Se resalta la dispersión del fluido mediante flechas negras. 79

Figura 36. Montaje del cuarto modelo donde se visualiza la capa de arcilla de 1 cm..... 80

Figura 37. Fase inicial del cuarto modelo. En la figura se destacan con flechas negras algunas anisotropías generadas por el escape de fluido durante la etapa de refrigeración. 80

Figura 38. Fase final del cuarto modelo. En la fotografía se evidencian las fracturas generadas durante la inyección de fluido..... 81

Figura 39. Escape del fluido en contacto la capa de arcilla. a) en esta fotografía se presenta la fractura cuando entra en contacto con la capa de arcilla. b) en la fotografía se observa el crecimiento lateral de la fractura comparada con la imagen (a) debido a no poder avanzar en vertical y el flujo del fluido en el contacto de las dos capas. c) es una vista superior donde se aprecia el fluido en contacto con la capa de arena mediante el espacio entre la arcilla y la pared del tanque. 82

Figura 40. Imagen digital del cuarto modelo, en esta se observa el buzamiento diferente de las fracturas generadas en la zona de mayor anisotropía por el escape del fluido 83

Figura 41. Fase inicial del quinto modelo, las flechas rojas señalan los planos de anisotropía creados. 84

Figura 42. Fase final del quinto modelo, en la imagen resaltada se observan señalados con las flechas negras los escapes que tomo el fluido evitando el fracturamiento. 85

Figura 43. Fase final digital del quinto modelo, en este se precisa observar que el flujo (Flechas negras) es diferente en cada uno de los planos generados en la fase inicial. 85

Figura 44. Fase inicial del sexto modelo, en esta fotografía se aprecian las burbujas y con la flecha roja se resalta la pequeña anisotropía generada. 86

Figura 45. Fase final del sexto modelo, en la imagen se señalan con flechas azules las nuevas fracturas generadas y la flecha roja el plano inicial que creció mediante la inyección. Además, se muestra un corte sobre una de las fracturas para mostrar su forma sinuosa tomando paso a través de las diversas burbujas. 87

Figura 46. Modelo digital del sexto modelo, donde las fracturas generadas se aprecian de color verde y al interior de la fractura inferior derecha se nota un plano con la anisotropía inicial 87

Figura 47. Fase inicial del séptimo modelo. 88

Figura 48. Fase final del séptimo modelo. En la imagen se señalan las tres fracturas con flechas negras y sobre estas se muestran cortes perpendiculares a cada una. 89

Figura 49. Imagen digital del séptimo modelo. 89

Figura 50. Comportamiento elástico de algunas rocas y minerales sometidas a bajos esfuerzos.
Adaptada de Fossen (2016)..... 90

Figura 51. Imagen del modelo 1 donde se marca la prolongación vertical de las fracturas. 93

Figura 52. Imagen generada a partir del modelo 1 (imagen izquierda) y el modelo 2 (imagen
derecha) donde se marca la distancia del punto de inyección al borde de la fractura en la lateral.
..... 93

Figura 53. Migración del fluido a través de los planos de anisotropía en el modelo 5 dependiendo
de sus propiedades. 94

TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Viscosidades de Fluidos comunes en geología y en la industria. Modificada de (Davis y Reynolds, 2012).	32
Tabla 2. Relación de los tipos de fluidos para fracturamiento dependiendo de las necesidades en la formación reservorio. Adaptada de Asri y Rachmat (2016).	44
Tabla 3. Variables para tener en cuenta en el escalado de un modelo análogo. Adaptada de Twiss and Moores (2006).	47
Tabla 4. Relación de la deformación vertical y horizontal medida sobre el bloque de gelatina para definir la relación de Poisson.	64
Tabla 5. Relaciones de Poisson consultadas para los principales tipos de roca sedimentarias y el granito.	91

RESUMEN**TITULO:**

CONSIDERACIONES DEL *FRACKING* EN TERRITORIO COLOMBIANO A PARTIR DE MODELOS ANÁLOGOS*.

AUTOR:

DILAN ARTURO MARTÍNEZ SÁNCHEZ**

PALABRAS CLAVES:

MODELOS ANÁLOGOS, *FRACKING*, AGUAS SUBTERRANEAS

DESCRIPCIÓN:

El *fracking* a nivel mundial está siendo considerado como un método potencial en la extracción de hidrocarburos dado el incremento de producción que presentaron Estados Unidos y Canadá en los últimos años con su implementación, basado en esto Colombia ha considerado la implementación del *fracking*. Sin embargo, preocupa la contaminación de aguas subterráneas debido a la migración de fluidos a través de las fracturas generadas y pre existentes. Buscando observar la viabilidad del *fracking* en el territorio colombiano se plantea una metodología para otorgar ciertas consideraciones a partir de modelos análogos basados en escalar las propiedades elásticas de la roca con gelatina y donde materiales como arena y arcilla se encargan de someter el bloque a presión (litostática, en escala de la naturaleza), siendo la arcilla utilizada como un sello y la arena como la roca que contiene las aguas subterráneas. En total se generaron 7 modelos donde cambiaba principalmente la presencia de anisotropías pre existentes, la presencia de roca sello y las ranuras de inyección fluido en la tubería. Obteniendo como conclusión algunos parámetros con respecto a la distancia que debería existir entre la zona de interés para explotación y las aguas subterráneas, entre la zona de inyección de fluido de fracturamiento y las fallas que conectan de una manera u otra con la superficie, y estudiar de manera detallada la permeabilidad tanto de las fallas cercanas como de la roca sello.

*Trabajo de grado, modalidad investigación

**Escuela de Geología, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Universidad Industrial de Santander. Director: Giovanni Jiménez Díaz PhD.

ABSTRACT**TITLE:**

FRACKING CONSIDERATIONS IN COLOMBIAN TERRITORY THROUGH ANALOGUE MODELS.

AUTHOR:

DILAN ARTURO MARTÍNEZ SÁNCHEZ

KEYWORDS:

ANALOGUE MODELS, FRACKING, UNDERGROUND WATERS

DESCRIPTION:

The fracking around of world is being considered as potential method in the hydrocarbons extraction given the increase of production in USA and Canada at last years with its implementation. Based in this Colombia has considered the implementation of fracking. However, the contamination of underground waters is worrying due to fluids migration through the generated and pre-existents fractures. Searching look the viability of fracking in Colombian territory is proposed a methodology to grant certain considerations through analogue models based in the elastic properties of the reservoir rocks scaled with gelatin and further materials as sand and clay that apply pressure (lithostatic pressure in the nature) over the gelatin block, although the clay is also used as sail and the sand as reservoir rock of underground water. Like results were generated seven models where change the anisotropy presence, the rock sail presence, and the injection groove of fluids in the pipeline. as conclusion were obtained any parameters with respect to the necessary distance between the interesting zone to exploitation and underground waters, also between the injection zone of fracturing fluids and the faults that connect with the shallows area, and study in detail the permeability both nearby faults and the rock sail.

***Undergraduate Thesis, Investigation modality**

****Escuela de Geología, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Universidad Industrial de Santander. Director: Giovanni Jiménez Díaz PhD.**

1. Introducción

1.1 Planteamiento del Problema

La producción de hidrocarburos en Colombia ha descendido en los últimos años al comparar los reportes de producción de crudo y gas de la ANH (2013; 2014a; 2015; 2016). Debido a la fuerte caída del precio del crudo en el mundo la cual está asociado al aumento de producción de Estados Unidos al implementar el “Fracking” (Mayer, 2016; BP, 2016).

Este problema de producción ha llevado a diversos debates de la implementación del “*fracking*” en Colombia. El principal tema de discusión es la conservación ambiental, en especial la contaminación de aguas subterráneas. La Agencia Internacional de Energía (2012), sugirió las reglas para la explotación de yacimientos no convencionales en las que evalúa diversos aspectos socio-económicos y científicos. En el ámbito geológico sugieren la importancia de definir una zona donde el “*fracking*” no afecte fallas profundas asociadas a sismos u aspectos como escape de fluidos a través de estratos geológicos, además mantener en constante monitoreo las fracturas generadas asegurando que éstas no se extiendan más allá de la zona de producción de hidrocarburo. King (2012) mediante *microsisimica* en el fondo del pozo, *tiltmeters*, trazadores y *logging*; plantea que para realizar un fracturamiento adecuado sin contaminación de agua fresca este se debe realizar a profundidades mayores a los 2000 Ft, tomando que las fracturas pueden cubrir algunos pocos cientos de pies sobre el yacimiento.

Esta investigación tiene como objetivo evaluar la relación que presentan los acuíferos con las zonas de yacimientos no convencionales a partir de la generación de “*fracking*” a escala de laboratorio, simulando de manera sencilla las condiciones de los campos petrolíferos en Colombia y su conexión las aguas subterráneas superficiales.

Otorgando respuesta a la pregunta base de esta investigación ¿Es viable geológicamente el *fracking* en Colombia?, luego de evaluar y analizar la relación entre las fracturas generadas en la zona de yacimiento y la zona de acuíferos durante la simulación de diversas configuraciones estructurales en yacimientos. Esta relación será positiva en la viabilidad del *fracking* cuando se observe que el fluido inyectado en la simulación no se propague hacía los acuíferos mediante las fracturas generadas y negativa en el momento que estos fluidos cubra la zona de aguas subterráneas.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General.

Evaluar la viabilidad del *fracking* en Colombia, generando en modelos análogos de manera idealizada la relación entre los acuíferos y los yacimientos petrolíferos.

1.2.2 Objetivos Específicos.

- ✓ Escalar los modelos, mediante las ecuaciones respectivas para los cambios reológicos que se presentan en las cuencas sedimentarias a profundidad

- ✓ Generar modelos a escalas que representen las configuraciones estructurales idealizadas de los yacimientos petrolíferos colombianos

- ✓ Determinar los factores geológicos que influyen en la viabilidad del *fracking* en Colombia

1.3 Justificación

El “fracking” es usado de manera extensiva en Estados Unidos y Canadá ofreciendo el potencial de una nueva fuente de hidrocarburos. Países alrededor del mundo están tomando serias consideraciones para sancionar la técnica con el fin de proveer seguridad en el futuro de la energía doméstica. Estas múltiples ideas han generado diversos debates dado el potencial de impacto ambiental negativo (Goodman, 2016). Colombia es uno de los países que ha creado reglamentos de exploración y explotación de yacimientos no convencionales (ANH, 2014b). Además, se crearon diversos foros de debates del factor ambiental en la web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Todo esto lleva a pensar en la importancia de generar modelos para ilustrar el posible fracturamiento y su relación con las aguas subterráneas, principal debate ambiental en territorio colombiano. El aporte visual del *fracking* dado por modelos análogos, servirá como un medio para aclarar algunas dudas sobre el posible impacto ambiental que surgen en explotación de yacimientos no convencionales en Colombia.

2. Marco Teórico

2.1 Reología

La reología es el estudio de las propiedades mecánicas de los materiales sólidos, así como fluidos y gases, o de la respuesta mecánica de los materiales sometidos a un sistema de esfuerzos (Fossen, 2010; Burg, 2016). Definiendo de manera ideal que la respuesta de estos materiales es principalmente: Elástica, perfectamente plástica y viscosa (Newtoniano). La respuesta física dada por la roca está ligada a la resistencia de la misma, asumiendo de manera inicial y sencilla la presencia de una fuerte litosfera (Barrel, 1914), la cual luego empezó a formar parte de la tectónica de placas y la pregunta global de cómo varía la resistencia litosférica espacial y temporalmente (Burov, 2010; Turcotte y Schubert, 2014; Jackson, 2002; Cochran, 1979).

La reología es controlada principalmente por las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentra sometida la roca, aunque también por los minerales deformantes (composición), fluidos y velocidad de deformación (Burov, 2015; Kattenhorn, 2014; Keefner et al., 2011; Fossen, 2010).

2.1.1 Elasticidad.

Idealmente la reología elástica es definida por la respuesta presentada por un material al retomar su forma original, después de ser deformado mediante un campo de esfuerzos, y retirar el esfuerzo

aplicado (Fossen, 2016; Burg 2016; Turcotte y Schubert, 2014). Es importante considerar que la deformación elástica es independiente del tiempo, es decir no importa si la deformación ocurrió en un corto momento de tiempo o durante millones de años será reversibles. Conservando de manera ideal según la ley de Hooke una respuesta lineal describiendo una relación proporcional entre los esfuerzos (σ) y la deformación (e), esto suele ocurrir en algunos minerales y rocas sometidos a bajas deformaciones (Figura 1.a) (Davis y Reynolds, 2012; Fossen, 2016). A los cuerpos o materiales con propiedades elásticas se les atribuye la capacidad de almacenar energía que fue usada para deformarlo (Burg, 2016).

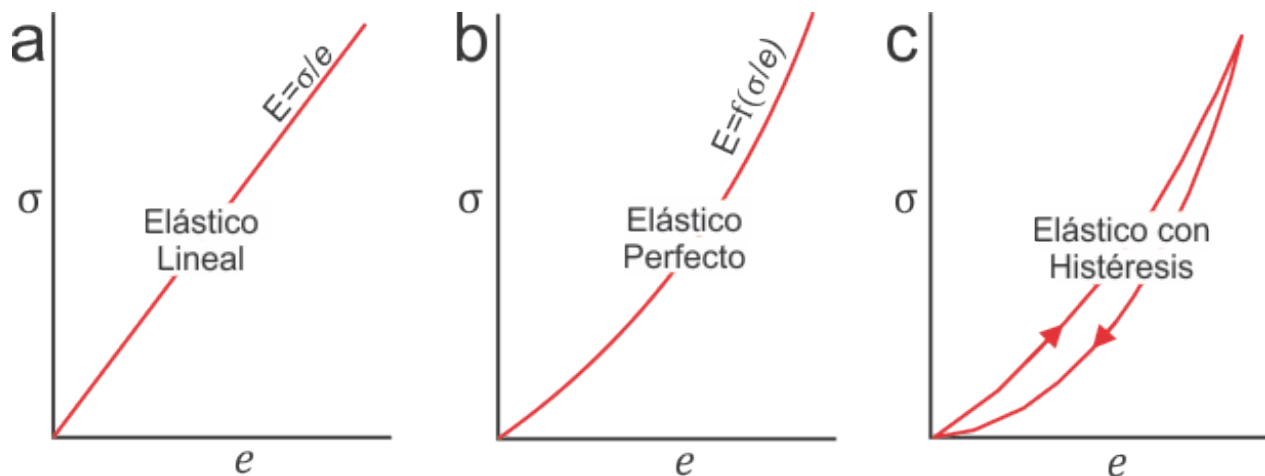


Figura 1. Ilustra la tendencia dada para los tres tipos de elasticidad. a) se gráfica la trayectoria de la elasticidad lineal, definida por la constante del módulo de Young. b) ilustra la función no lineal de la elasticidad perfecta donde la deformación tiene la misma trayectoria durante la carga y descarga de esfuerzos. c) la relación dada para la elasticidad con histéresis, donde la trayectoria es diferente durante la carga y descarga de esfuerzos. Adaptada de Fossen (2016).

La ley de Hooke define la ecuación constitutiva de materiales elásticos, en donde:

$$\sigma = Ee$$

$$e = \frac{(\ell - \ell_0)}{\ell_0}$$

$$\sigma = E \frac{(\ell - \ell_0)}{\ell_0}$$

Siendo en esta ecuación:

σ = Esfuerzo aplicado

e = deformación unidireccional

ℓ =longitud luego de la deformación

ℓ_0 =longitud inicial del cuerpo

E = el Modulo de Young o de elasticidad, el cual también se puede definir como: $E = \sigma/e$,

es decir la relación constante entre la deformación y el esfuerzo aplicado

La deformación elástica en varios casos no responde a una relación lineal y el módulo de Young deja de ser una constante, y pasa a ser una función dada la relación de esfuerzo y deformación. Cuando la curva de esta relación en el momento de carga o aplicación de esfuerzo es idéntica a la curva de descarga o liberación del esfuerzo aplicada, se define el material como perfectamente elástico (Figura 2.a). aunque también en muchos casos dichas curvas difieren, pero aun así el material recobra su estado inicial, estos materiales son llamados como elásticos con histéresis (Fossen, 2016).

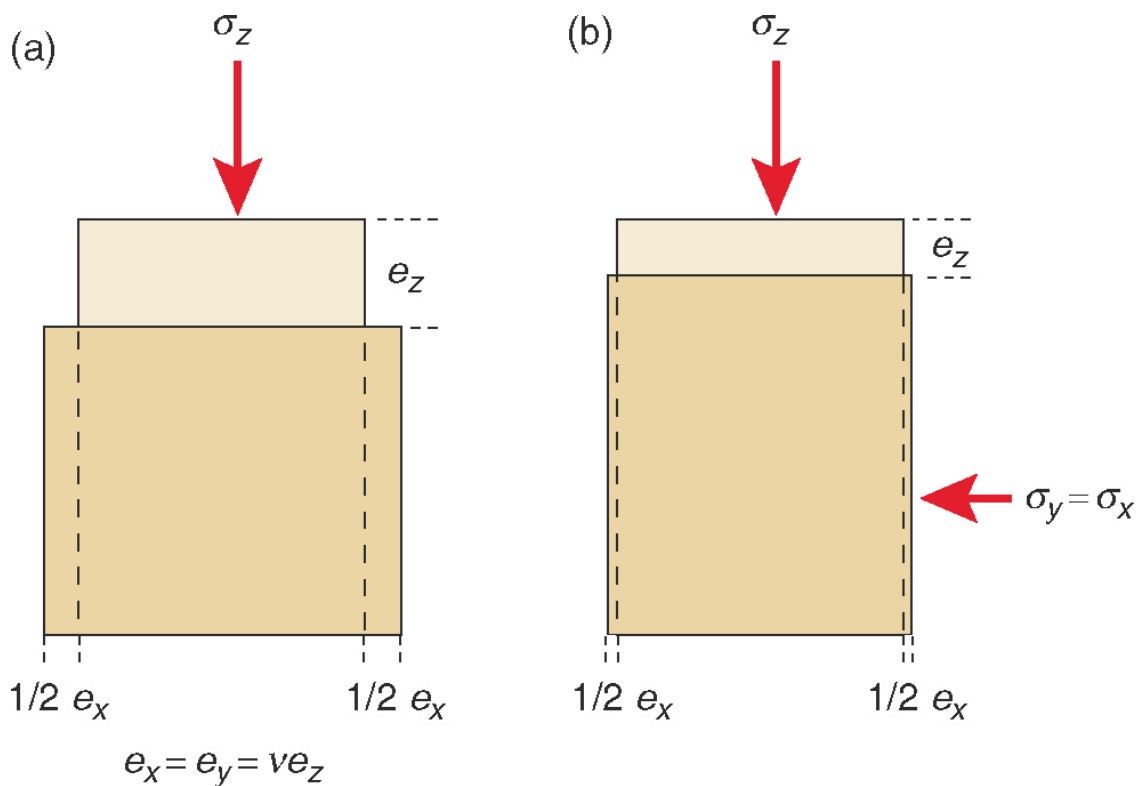


Figura 2. Ejemplos donde la relación de Poisson es igual a 1. a) b) los dos son ejemplos similares donde varía la cantidad de deformación aplicada. Adaptada de Fossen (2016).

Otro módulo de elasticidad es la relación de Poisson (ν). Este módulo asocia el cambio de volumen del cuerpo bajo deformación con los esfuerzos aplicados haciendo una relación entre la extensión en dirección normal (e_x) y la paralela (e_z) al esfuerzo principal (Figura 2.) (Davis y Reynolds, 2012; Fossen, 2016; Burg, 2016). En las rocas para la mayoría de los casos está relación se encuentra cerca de 0.25, indicando que la deformación lateral corresponde a un cuarto de la deformación impuesta por el esfuerzo (Burg, 2016).

$$\nu = -\frac{e_x}{e_z}$$

El cual asociado a la ley de Hooke en cada dirección se produce una deformación dada por un esfuerzo principal:

$$e_{xx} = -\frac{\sigma_{xx}}{E} \quad ; \quad e_{yy} = -\nu \frac{\sigma_{xx}}{E} \quad ; \quad e_{zz} = -\nu \frac{\sigma_{xx}}{E}$$

El último módulo a considerar en elasticidad es el módulo del volumen o de incompresibilidad (K). Este relaciona el cambio de presión efectiva (ΔP) y el cambio de volumen (ΔV), es decir da la medida relativa del cambio de volumen en respuesta a los cambios de presión o esfuerzos:

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V * V_0}$$

Entre más alto sea el valor del módulo define que se necesita más presión para realizar la compresión (Fossen, 2016; Burg, 2016; Turcotte y Schubert, 2014). Además, se debe tener en cuenta que la presión efectiva tiene relación con la presencia de fluidos. Estableciendo que a mayor presencia de fluidos hay menor presión efectiva, por lo cual la deformación necesita menos esfuerzo (Figura 3) (Rosello, 2015).

2.1.2 Plasticidad.

Idealmente la plasticidad es asociada a la deformación permanente en un sólido, este punto es alcanzado cuando se sobrepasa al límite de resistencia (límite de elasticidad o rendimiento de esfuerzo) del material (Burg, 2016; Fossen, 2016; Davis y Reynolds, 2012). La relación de esfuerzo y deformación es una línea vertical hasta el límite de resistencia, al alcanzar este punto la deformación continua sin aumentar el esfuerzo, pero las rocas no presentan una plasticidad ideal (Figura 4. a) (Davis y Reynolds, 2012).

Fossen (2016), añade otro requerimiento para llamar a una deformación plástica, diciendo que el material no debe presentar fracturas en la escala de observación. Aunque en micro escala la plasticidad está asociada a mecanismos de dislocación, difusión y maclado. Tomando que para rocas el flujo plástico involucra cambios de volumen durante la deformación (Burg, 2016)

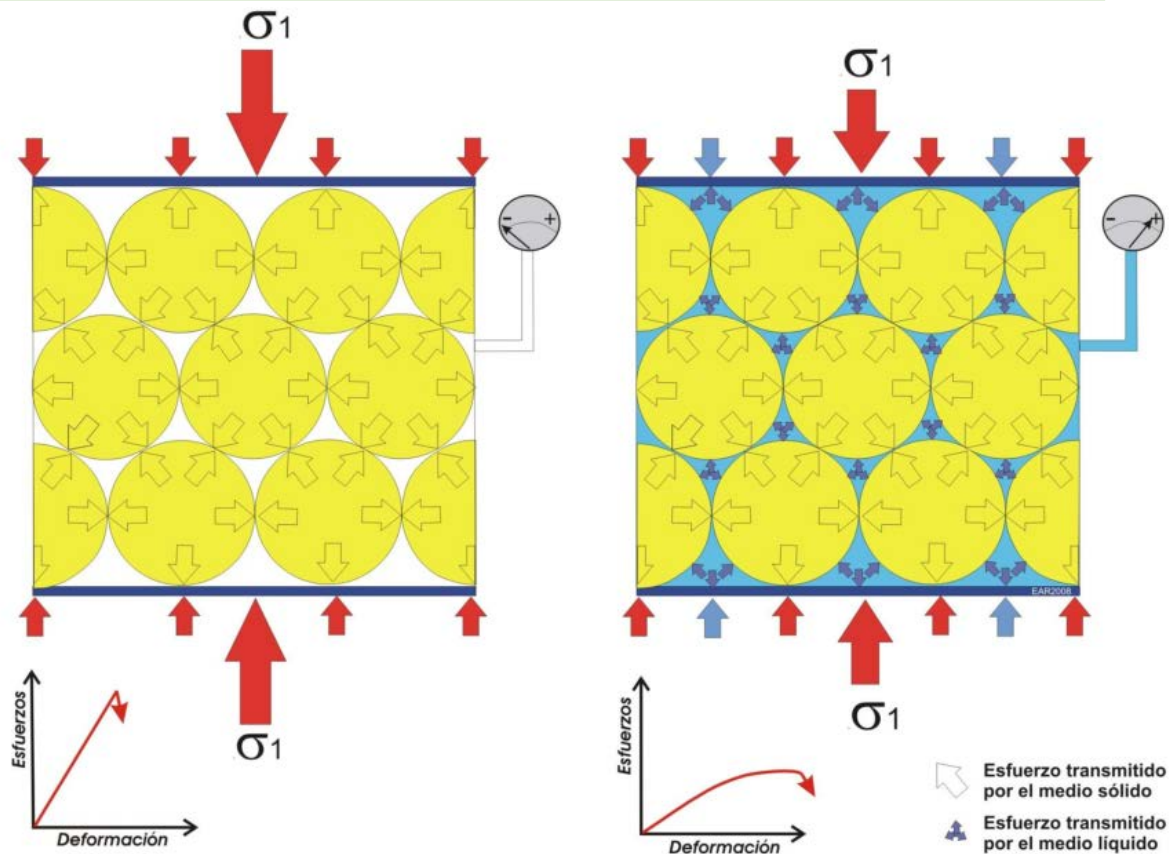


Figura 3. Relación de deformación con esfuerzos, teniendo en cuenta el cambio de presión debido a la presencia de fluidos. Demostrando que a mayor presencia de fluidos se necesita menos esfuerzos para la deformación. Tomada de (Rossello, 2015).

De manera combinada el modelo comúnmente aplicado a deformación en gran escala de la corteza completa o el manto es el elástico-plástico o un material Prandtl. Este hace referencia a la situación cuando el esfuerzo y la deformación elástica avanzan hasta el punto de rendimiento, a partir de ahí la deformación es plástica (Figura 5) (Fossen, 2016).



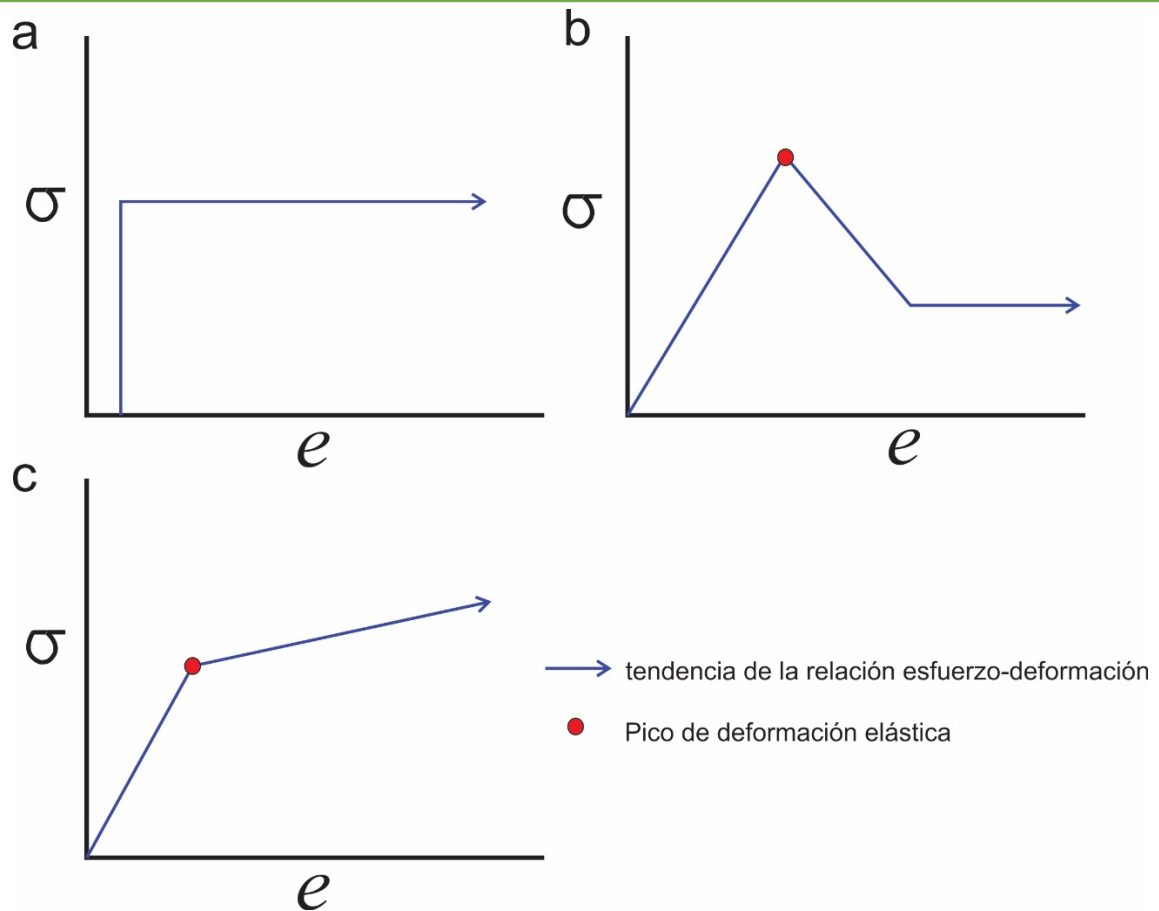


Figura 4. Representación teórica de la respuesta plástica. a) hace referencia al comportamiento asumido por un material idealmente plástico, el cual a medida que se aumenta el esfuerzo no sufre deformación antes de alcanzar el punto de rendimiento del esfuerzo, después de este la deformación inicia y continua sin la necesidad de aumentar el esfuerzo aplicado.

Modificada de (Davis and Reynolds, 2012). b) representación de la teoría clásica de la plasticidad la cual asume que si se desciende el σ aplicado gradualmente la deformación continua al llegar a un esfuerzo constante. Modificada de (Zheng et al., 2005). c) representación del endurecimiento de la deformación, modelo que indica que en algunos materiales o rocas el esfuerzo debe aumentarse luego del pico deformación elástica para continuar la deformación.

Adaptada de Fossen (2016).

2.1.3 Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia a fluir y es dada en poises (10 poises= 1 Pa*s), en si la viscosidad se puede definir como la relación del esfuerzo necesario para deformar (Davis and Reynolds, 2012; Fossen, 2016; Rana, 1969). El material idealmente viscoso se deforma o fluye como un fluido. La deformación en un cuerpo viscoso es dependiente del esfuerzo, asumiendo así que la deformación avanza mientras el esfuerzo se mantiene al retirarlo ésta cesa y el cuerpo se mantiene en su estado deformado final (Burg, 2016; Fossen, 2016).

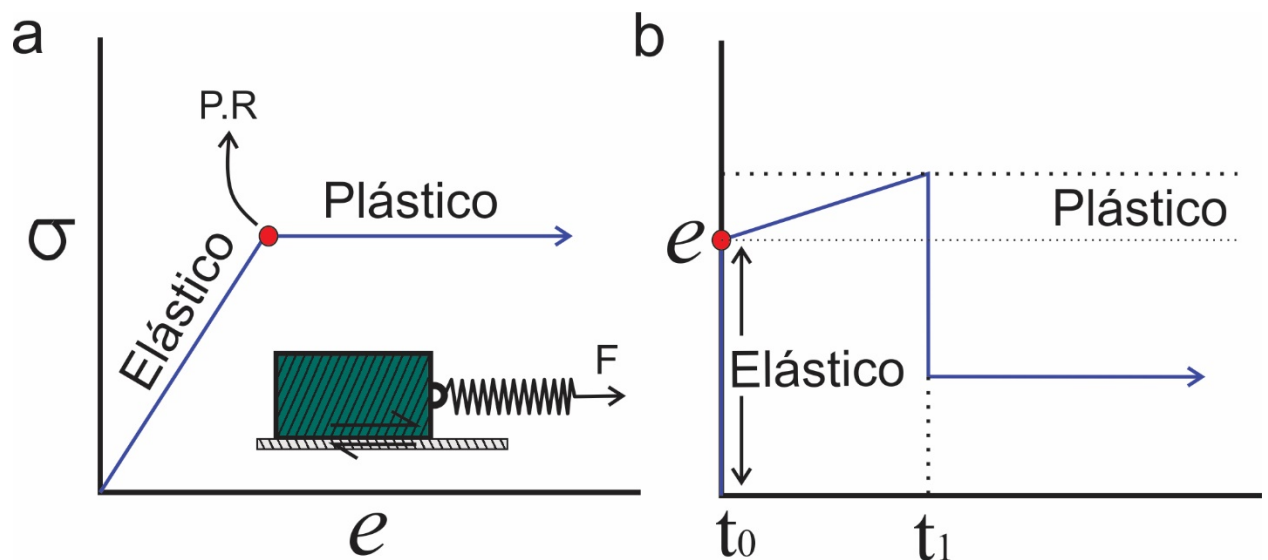


Figura 5. Representación del modelo Elástico-Plástico. a) es la relación que se tiene entre el esfuerzo (σ) y la deformación (e) antes y después del punto de rendimiento. b) es la relación de la cantidad de deformación a la cual se somete el material a través del tiempo. P. R (Punto de Rendimiento). Adaptada de (Fossen, 2016).

La ecuación para un cuerpo idealmente viscoso corresponde a la ley de fluidos Newtonianos:

$$\sigma = \eta * e$$

Donde η corresponde a la viscosidad, el esfuerzo (σ) y la deformación (e) pueden ser expresados en valores de esfuerzos de cizalla y deformación de cizalla o esfuerzo normal y elongación (Fossen, 2016).

Tabla 1. Viscosidades de Fluidos comunes en geología y en la industria. Modificada de (Davis y Reynolds, 2012).

<i>MATERIAL</i>		
Más Viscoso	Manto de la Tierra	10^{23}
	Sal	10^{17}
	Lava Riolítica	10^9
	Alquitrán	10^7
	Lava de Basalto	10^3
	Jarabe de Maíz	10^2
	Aceite de Castor	10^1
Menos Viscoso	Aceite de Maquinaria Pesada	6
	Aceite de Oliva	0.8
	Trementina	0.01
	Agua a 30°C	0.008



En las capas de rocas la viscosidad es también de interés, así como la más viscosa (rígida) capa tiende a *Boudinage* o combarse mediante esfuerzos compresivos o extensivos. Esta relativa viscosidad se asocia a la competencia donde una capa es más rígida o viscosa que su entorno (Fossen, 2016).

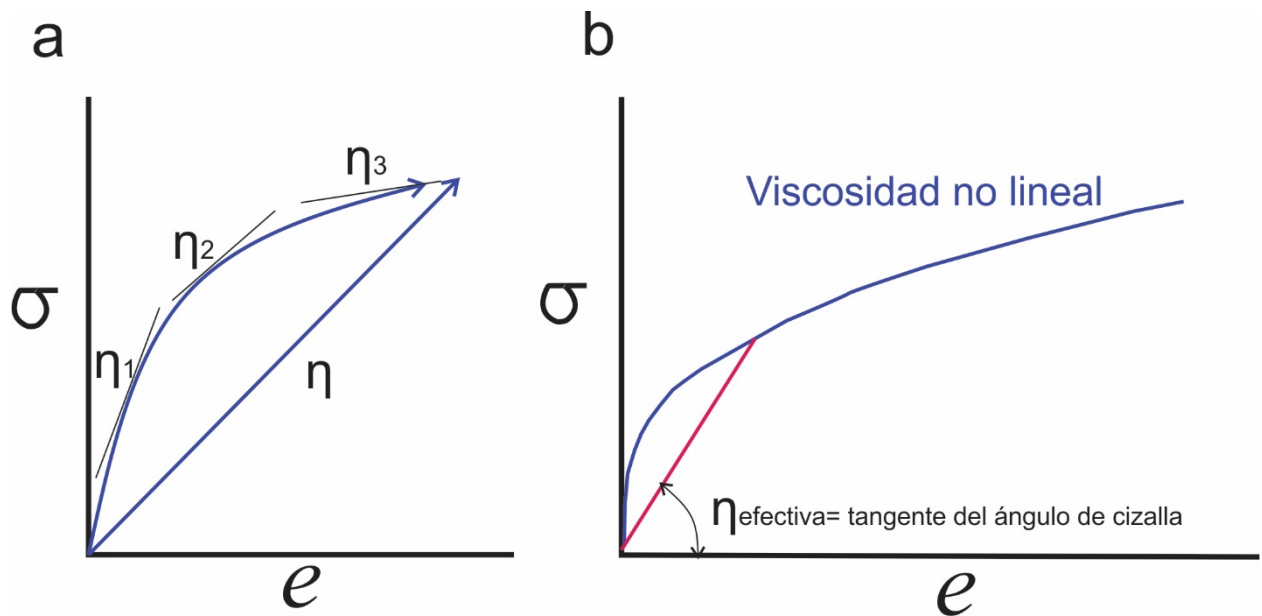


Figura 6. a. representación visual del promedio para generar la curva de viscosidad lineal $((\eta_1 + \eta_2 + \eta_3)/3)$ y comparación la línea de la viscosidad ideal. Modificada de (Fossen,2016).

b. relación del cambio en la pendiente de la curva en el momento de alcanzar la viscosidad efectiva. Adaptada de Burg (2016).

Solo los fluidos se consideran verdaderamente viscosos, es decir en geología solo los magmas, sales e idealizados lodos pueden ser modelados bajo términos de viscosidad (Tabla 1).



Sin embargo, la viscosidad es fundamental para entender ciertos aspectos de la plasticidad; por lo cual se establece un comportamiento viscoso no lineal en las rocas, el cual simplemente promedia los rangos de viscosidades de una roca caliente que presenta una respuesta viscosa (Figura 6a) (Burg, 2016; Fossen, 2016).

Este comportamiento no lineal depende de los cambios de presión, temperatura y el ángulo de cizalla; dada esta nueva relación en la ecuación inicial de flujo Newtoniano la viscosidad es remplazada por el valor de la viscosidad efectiva (Figura 6b), esta tendencia no lineal es denominada “no Newtoniana” (Burg, 2016; Burov, 2015). En temperaturas $> 300^{\circ}\text{C}$ la deformación de la roca depende principalmente de la no lineal dislocación y en temperaturas $>1330^{\circ}\text{C}$ la deformación es dominada por la difusión (Burov, 2015).

$$\sigma = \eta_{efectiva} * \dot{\epsilon}$$

2.2 Comportamiento Frágil

El comportamiento Frágil es caracterizado por el inicio del frecturamiento cuando se supera el punto de elasticidad (Fossen, 2010). La deformación frágil de una roca o rocas frágiles domina las capas superficiales de la corteza, pero también esta característica ha sido encontrada en el manto litosférico. Definido así en el modelo de jalea (*jelly sandwich model*) (Figura 7), el cual es considerado el más acertado (Fossen,2016; Fossen, 2010; Jackson 2002, Burov, 2010).

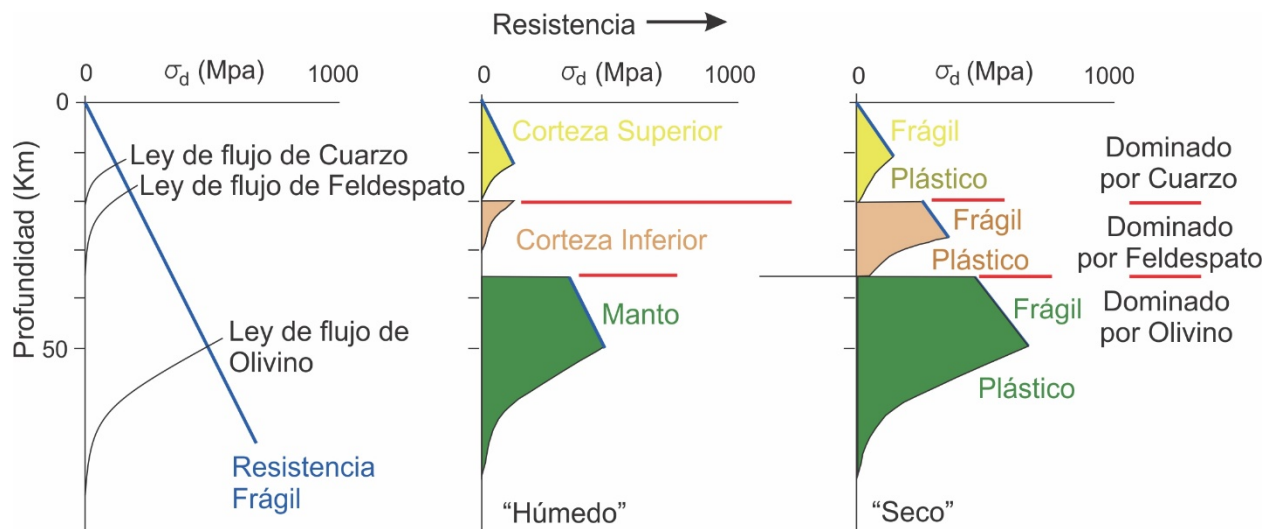


Figura 7. Modelo de jalea (*Jelly Sandwich Model*), para la litosfera continental basado en la ley de fricción frágil y la ley de flujo plástico calculados experimentalmente. El perfil de resistencia depende de la mineralogía y la estratificación litológica, en este caso se eligió una estratificación Cuarzo-Feldespato-Olivino obteniendo así tres zonas de transición; la zona de transición ocurre cuando la ley frágil y plástica se encuentran. En la imagen se puede observar que las rocas secas son más resistentes, ya que pueden sostener altos diferenciales de esfuerzo.

Adaptada de Fossen (2016).

Es estas zonas de régimen frágil actúan mecanismos incluidos en dos flujos principales. El flujo granular, que ocurre principalmente en la deformación superficial y consta de dos mecanismos; rotación granular y desplazamiento friccional, este flujo granular suele resultar principalmente en un tipo de zona cizalla dúctil que puede abarcar escalas de milímetros a decímetros. El otro flujo incluye los anteriores mecanismos, pero además se presenta un

fracturamiento intergranular, este flujo es denominado cataclástico y se encuentra en zonas más profunda y ocurre en sedimentos muy bien consolidados y rocas no porosas (Fossen, 2010). Estos mecanismos son influyentes en cada tipo de fractura a diferentes escalas.

2.2.1 Tipos de Fracturas

Las fracturas, hablando de manera estricta, son discontinuidades planares o subplanares que es más estrecha en una dimensión que en las otras dos y se forma como resultado de los esfuerzos internos y externos, en si son discontinuidades en desplazamiento y propiedades mecánicas donde la roca y/o minerales son partidos y pierden las características de cohesión (Fossen, 2010). Las fracturas se pueden clasificar en 3 tipos principales de fracturas: de extensión, de cizalla y de contracción (Figura 8).

Las fracturas de extensión se presentan perpendiculares a la pared donde se somete el esfuerzo principal, así mismo se clasifican en abiertas y diaclasas. Estas de diaclasa se caracterizan por no presentar un desplazamiento macroscópico o detectable a simple vista. Las fracturas abiertas son rellenadas por: gas, fluidos, magma o soluciones minerales. De ahí dependiendo del tipo de relleno estas reciben el nombre de fisura (rellenas de aire o gas), venas (rellenas de fluido mineral) y dikes (fracturas generadas y rellenadas por magmas) (Fossen, 2016; Fossen, 2010; Twiss y Moores, 2006).

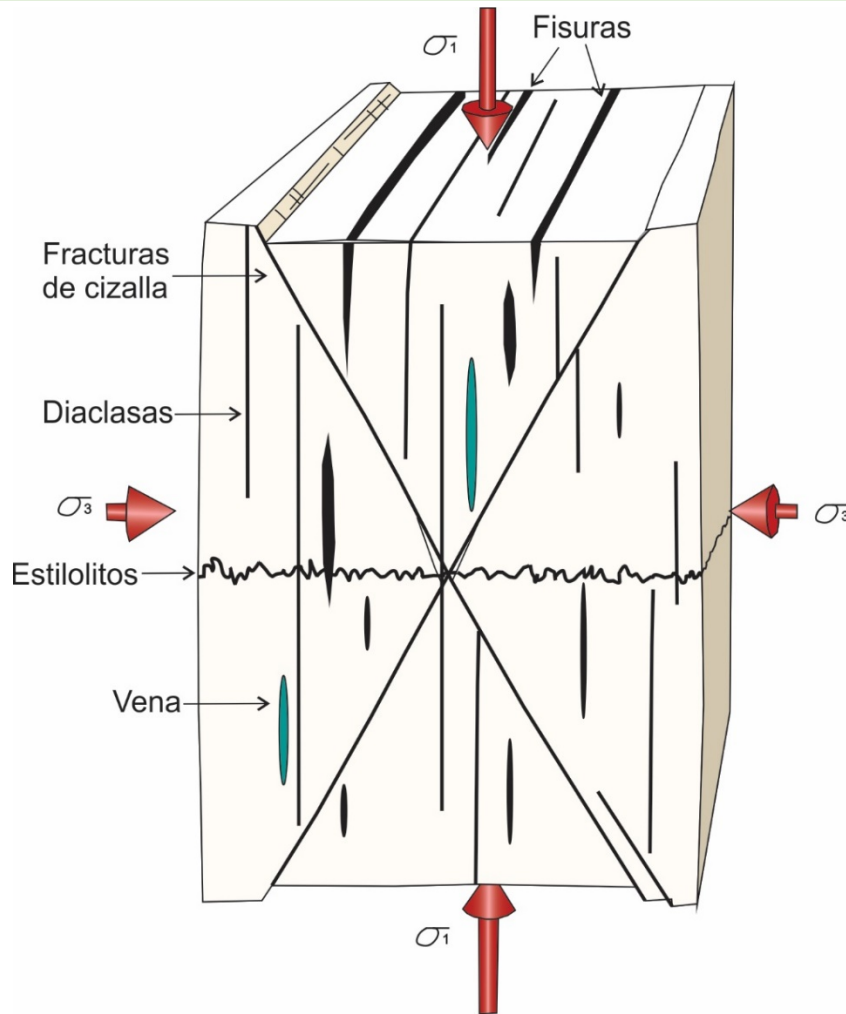


Figura 8. Tipos de fracturas y su orientación en relación a los esfuerzos principales.

Adaptada de Fossen (2016).

Las fracturas de cizalla son un tipo de fractura donde se acumula un movimiento o desplazamiento paralelo a la misma, el termino falla es normalmente asociado a este tipo de fracturas generalmente en casos donde la continuidad de la superficie es de escala métrica o superior. Este desplazamiento se puede presentar en dos formas paralelo al borde de la fractura (figura 9.a) o perpendicular al borde (Figura 9.b). (Fossen, 2016; Fossen, 2010; Twiss y Moores, 2006).

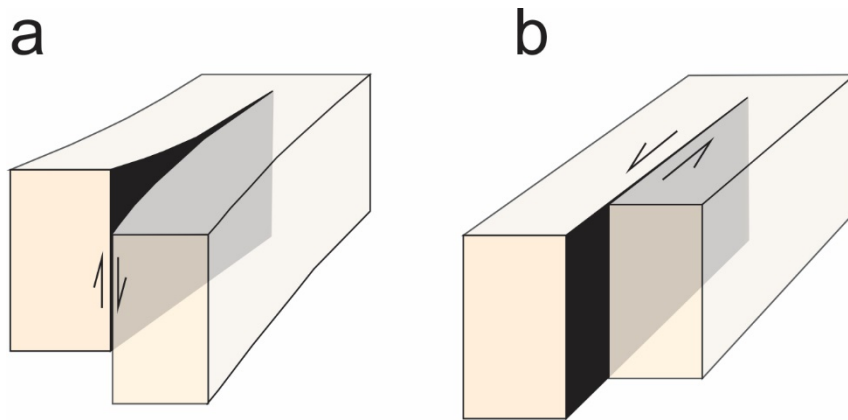


Figura 9. Tipos de fractura de cizalla. a) movimiento paralelo a la fractura y a los bordes de la fractura, denominado de deslizamiento. b) movimiento paralelo a la fractura y perpendicular a los bordes de la fractura, denominado de desgarre. Adaptada de Fossen (2010).

Por último, se presentan las fracturas contraccionales que ocurren perpendiculares a la dirección del esfuerzo principal y que tienen desplazamientos pequeños y se rellanan con material de la roca huésped, un ejemplo serían los estilolitos. (Fossen, 2016; Fossen, 2010).

Cada uno de estos modos de fracturas son de relevancia porque uno de los principales factores en la distribución de esfuerzos y sus magnitudes es asociado a la geometría de las puntas de las fracturas (Pollard and Fletcher, 2005).



2.3 Fracking

Las fracturas hidráulicas se clasifican como fracturas extensionales, y se pueden generar naturalmente donde el fluido es atrapado y sobre presionado sea por sobrecarga, esfuerzos tectónicos o pulsos de fluidos (Fossen, 2016).

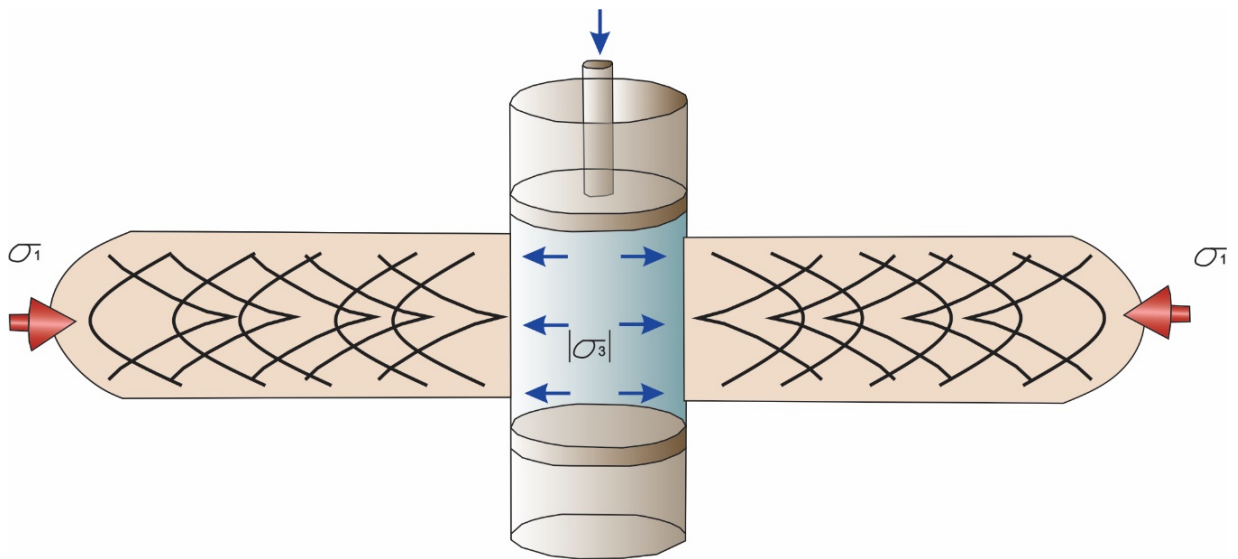


Figura 10. Modelo simplificado en el cual se muestra que el fracturamiento hidráulico se genera principalmente paralelo al σ_1 , cuando la magnitud del esfuerzo otorgado por el fluido es igual a la magnitud del esfuerzo menor ($|\sigma_3|$). Adaptada de Fossen (2016).

Popularmente es referido como *fracking*, relacionado a la producción de pozos de hidrocarburos. El *fracking* busca mejorar las condiciones de permeabilidad y porosidad del reservorio además de ayudar a los fluidos a fluir dentro del pozo de producción o fuera del pozo, en los casos de estimulación por pozos de inyección. Las fracturas generadas por esta estimulación

tienden a cerrarse cuando la presión se estabiliza, por este motivo es añadido al fluido partículas de cerámica o arena para mantener las fracturas abiertas (Fossen, 2016).

2.3.1 Mecánica de Fracturas Hidráulicas

La generación de fracturas hidráulicas en pozos horizontales ha aumentado la productividad de pozos, pero Yew y Weng (2015), plantean que antes de realizar el fracturamiento es importante tener en cuenta las siguientes condiciones:

- La orientación del eje del pozo con respecto al esfuerzo mínimo.
- Si el pozo es un agujero abierto o cubierto y encajonado.
- El número de fracturas a ubicar y su orientación con respecto al pozo.

Aunque no se puede olvidar que la configuración de esfuerzos en la zona es claramente el factor más importante en el fracturamiento hidráulico (Warpinski y Smith, 1989). En pozos el fracturamiento se realiza aumentando la presión hasta superar o igualar el esfuerzo mínimo σ_3 + la resistencia tensional de la formación reservorio; la cual es relativamente pequeña. Definiendo así que principalmente las fracturas serán perpendiculares al esfuerzo mínimo (Figura 10) (Fossen, 2016; Brady et al., 1992; Hubbert y Willis, 1957). Pero como fue mencionado anteriormente la orientación del pozo puede causar ciertas variaciones en la dirección del fracturamiento, la figura 13, muestra dos pozos uno orientado en dirección del σ_3 y otro en dirección del σ_1 .

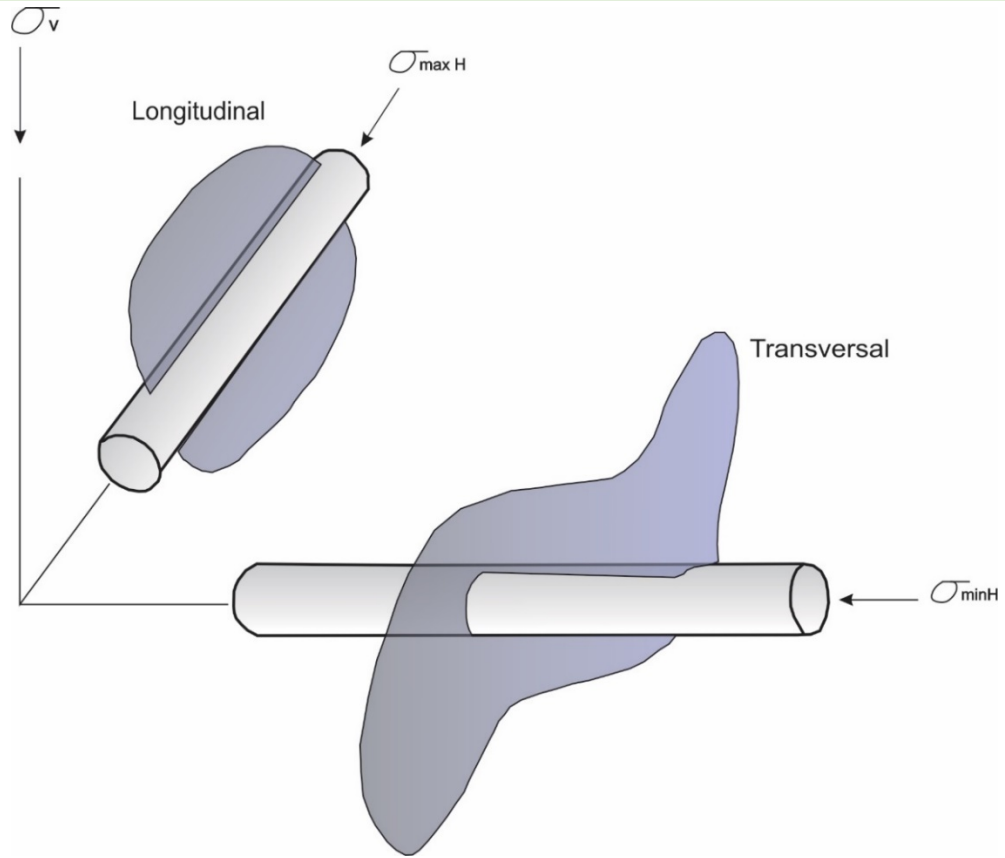


Figura 11. Orientación de fracturas en relación a la orientación del pozo. En la imagen se evidencian ejemplos de fracturas longitudinales y transversales. Adaptada de Yew y Weng 2015.



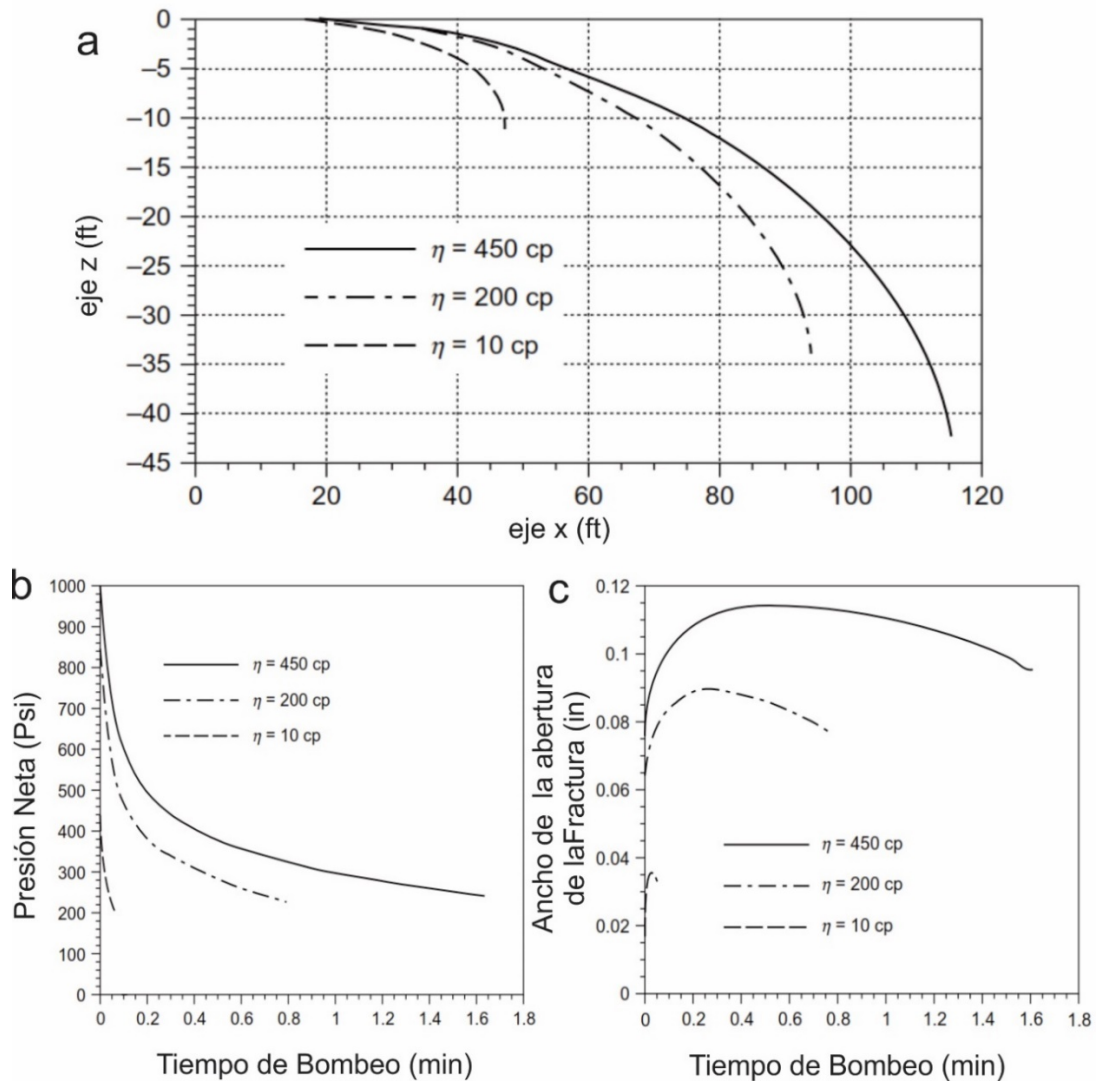


Figura 12. Gráficas del comportamiento del fluido de fracturamiento según su viscosidad.

a) variación de la rotación de la fractura en dos dimensiones considerando el eje vertical (z) y el eje horizontal mínimo (x), suponiendo una relación de 2.5 entre el eje máximo horizontal y el eje mínimo horizontal. b) variación de la presión neta ejercida sobre el centro del pozo a medida que avanza el tiempo de bombeo. c) variación en el ancho del centro de la fractura generada en relación al tiempo de bombeo. Adaptada de Yew y Weng (2015).

Cuando el pozo se ubica en dirección paralela al esfuerzo máximo horizontal la fractura inducida es vertical y se propaga de manera paralela al pozo, esta fractura es llamada longitudinal (figura 11). en otros casos cuando el pozo se ubica de manera paralela al eje mínimo horizontal, la fractura se inicia paralela al pozo y a medida que el bombeo se mantiene la fractura va cambiando en dirección perpendicular al pozo ubicándose de manera paralela al esfuerzo máximo horizontal, esta fractura se denomina transversal (figura 11). Igualmente, cuando la dirección del pozo no coincide con ningún esfuerzo principal horizontal la fractura se genera de manera oblicua al pozo. Pero cambiará su dirección para ubicarse de manera perpendicular al esfuerzo mínimo (Yew y Weng, 2015).

En la práctica para mejorar el flujo vertical una fractura transversal es ideal para incrementar la productividad porque complementa la dirección del pozo, dado el mejoramiento del flujo en todas las direcciones in el reservorio dentro del pozo. sin embargo, claro está que una fractura transversal solo estaría conectada con el pozo en una dirección por lo cual es importante planear la distribución de múltiples fracturas transversales a lo largo del pozo (Yew y Weng, 2015).

El fluido utilizado en la creación de fracturas es considerado otro factor importante en el proceso de fracturación y tratamiento. Teniendo en cuenta que el fluido sirve para iniciar las fracturas y propagar los agentes de apuntalamiento a la formación reservorio. También el fluido tiene relación con el rango de bombeo. Por lo cual se debe considerar el tipo de fluido utilizado en cada caso (Tabla 2) (Asri y Rachmat, 2016).

Tabla 2. Relación de los tipos de fluidos para fracturamiento dependiendo de las necesidades en la formación reservorio. Adaptada de Asri y Rachmat (2016).

FLUIDO BASE	TIPO DE FLUIDO	USADO PARA:
AGUA	Lineal	Fracturas pequeñas, bajas temperaturas
	Reticulado	Fracturas grandes, altas temperaturas
	Micelar	Fracturas de longitud media, temperaturas medias
ESPUMA	Base Agua	Formaciones con baja presión
	Base Acida	Baja presión, formaciones carbonatadas
	Base Alcohol	Bajas presiones, formaciones sensibles al agua
ACEITE	Lineal	Fracturas pequeñas, formaciones sensibles al agua
	Reticulado	Fracturas grandes, formaciones sensibles al agua
	Emulsión de Agua	Fracturas con longitud media, buen control de pérdida de fluidos
ACIDO	Lineal	Fracturas pequeñas, formaciones carbonatadas
	Reticulado	Fracturas grandes y amplias, formaciones carbonatadas
	Emulsión de aceite	Fracturas con longitud media, formaciones carbonatadas

Además, en relación mecánica el fluido debe ser altamente Viscoso, como lo demuestra la figura 12; en la cual se puede observar la variación espacial de la fractura (figura 12.a), el cambio de la presión en el pozo a medida que se produce el bombeo (figura 12.b) y el ancho de la fractura abierto durante el bombeo (Figura 12.c). Debido a que el comportamiento de la fractura hidráulica

con una alta viscosidad produce altas presiones dentro de la red del pozo, fracturas grandes y amplias, y un rango lento en la rotación de la fractura (Yew y Weng, 2015). Por lo cual la SPE (2016), menciona que normalmente se utilizan rangos entre 50-1000 cp en la viscosidad del fluido de fracturamiento; añadiendo que la densidad también juega un papel importante en la presión de inyección superficial y en el flujo de regreso del fluido después del tratamiento, aunque esta puede variar considerablemente entre 5 ppg (0,5991 g/ml) y 12 ppg (1,4379 g/ml) dependiendo del fluido utilizado.

Yew and Weng (2015), a partir de modelos numéricos, matemáticos y comparados con ejemplos de campo, definen que la perforación se debe llevar a cabo en dirección del mínimo esfuerzo y el fracturamiento debe ser llevado a cabo con un alto rango de bombeo usando un fluido de fracturación altamente viscoso.

2.4 Teoría de Escalado

En los modelos análogos la teoría de escalado tiene un rol muy importante, ya que los procesos ocurridos en Km y millones de años serán presentados en cm y horas. Inicialmente se consideran los factores de escala de espacio (L), Tiempo (T) y Masa (M); los subíndices r, m y p hacen referencia a relación, modelo y prototipo o naturaleza respectivamente (Yagupsky, 2009).

$$L_r = \frac{L_m}{L_p}; T_r = \frac{t_m}{t_p}; M_r = \frac{m_m}{m_p}$$

Yagupsky (2009) indica que, al realizar la relación escalar de Espacio y tiempo, las demás propiedades físicas por consiguiente presentaran un escalado similar y se ajustaran al modelo (en modelos de comportamiento frágil). Además, establece que el modelo y el prototipo son dinámicamente similares cuando las fuerzas se encuentran relacionadas en el prototipo con el mismo factor de escala. Una tabla (Tabla 3) con las diferentes variables que se deben tener en cuenta para el escalamiento de un modelo es presentada por Twiss y Moores (2006).

Se han planteado diversos valores considerables en el momento de escalar un modelo, Pollard y Fletcher (2010), plantearon un rango de valores en los tres factores principales para el momento de escalar.

$$10^{-6} \leq L_r \leq 1; 10^{-18} \leq M_r \leq 1; 10^{-10} \leq T_r \leq 1.$$

La gravedad tendrá una relación igual a 1, considerando que no han ocurrido cambios considerables en el valor de gravedad durante el tiempo (Yagupsky 2009; Dooley y Schreurs 2012; Fletcher 2010).

Tabla 3. Variables para tener en cuenta en el escalado de un modelo análogo. Adaptada de Twiss and Moores (2006).

CANTIDAD FÍSICA	SIMBOLO	UNIDADES	FACTOR ESCALA
Longitud	L	L	L_r
Tiempo	T	T	T
Masa	m	m	m_r
Área	A	L^2	A_r
Volumen	V	L^3	V_r
Densidad	ρ	$\frac{m}{V}$	ρ_r
Velocidad	v	$\frac{L}{T}$	v_r
Aceleración	a	$\frac{L}{T^2}$	a_r
Fuerza	F	$\frac{mL}{T^2}$	F_r
Esfuerzo	σ	$\frac{F}{A}$	σ_r
Viscosidad	η	$\frac{FT}{L^2}$	η_r

3. Marco Geológico

3.1 Fracking a Nivel Mundial

El *Fracking* en el mundo es una alternativa nueva para satisfacer las necesidades energéticas, considerándose así una transición del carbón. En los Estados Unidos durante los últimos 10-15 años la producción en Shale-Gas ha desplazado al carbón para la generación de electricidad. Sin embargo, en gran parte de Europa el desarrollo de esta fuente solo existe de manera virtual, debido al rechazo público presentado por la seguridad y el efecto ambiental negativo, primordialmente por la filtración de hidrocarburos a aguas subterráneas (Scotchman, 2016).

Las pérdidas de gas y contaminación de aguas subterráneas debido a la pobre ingeniería en la perforación del pozo y el procedimiento de *fracking*, son problemas asociados a diversos escenarios durante la planeación (figura 13); principalmente relacionados a fallas y paredes del pozo que sirven como rutas de migración (Scotchman, 2016). Para evitar estos problemas Yoxtheimer (2014), menciona que es crucial la integridad del pozo, principalmente en el rango de 500 – 1000 ft (152.4 – 304.8 m) donde se encuentran los acuíferos. Hasta cerca de los 200 ft (~600 m) para evitar la migración por las paredes del pozo de hidrocarburos superficiales.

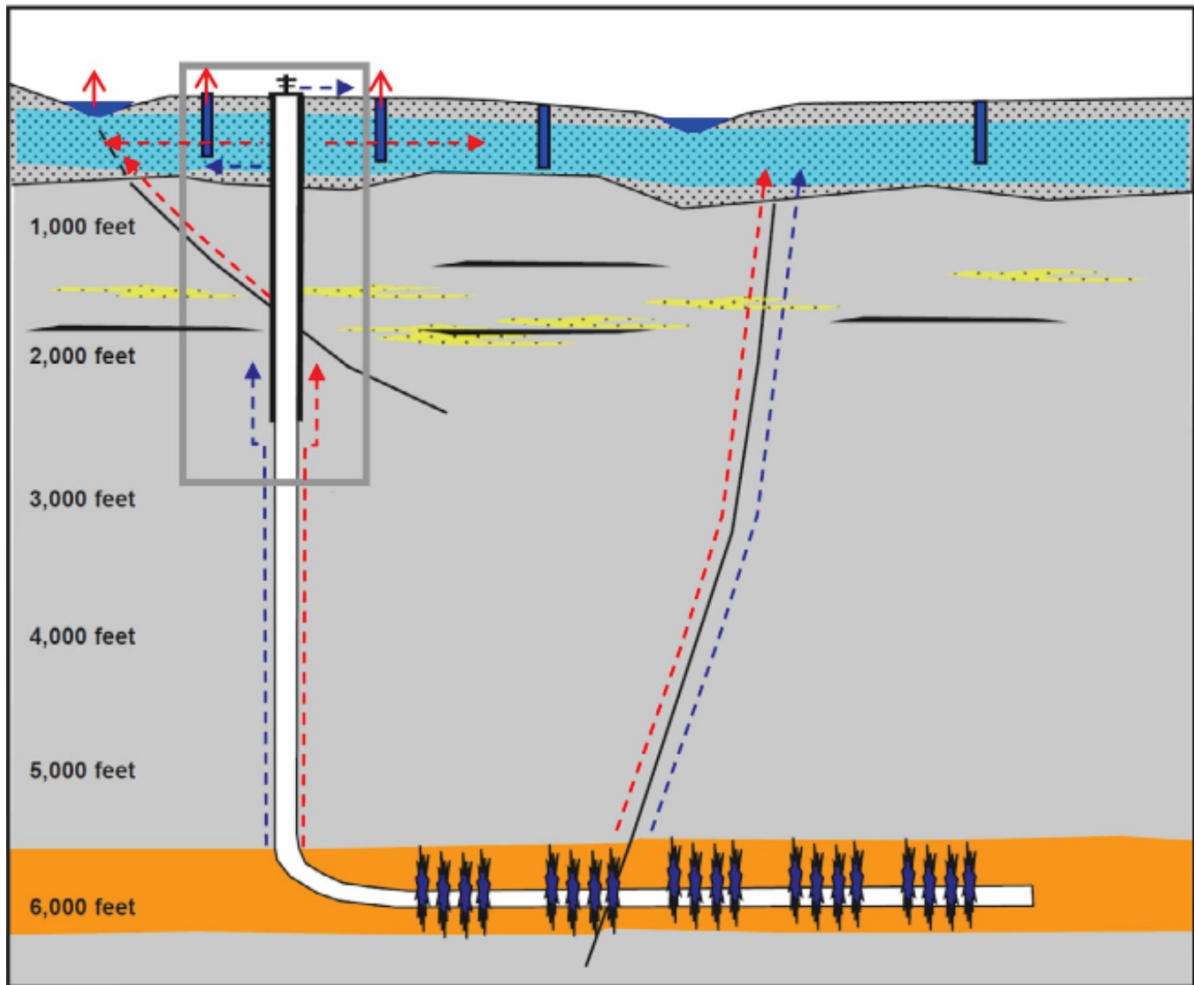


Figura 13. Posibles escenarios de riesgos en la planeación en las cuales las fallas y las paredes del pozo funcionan como rutas de migración. Modificada de (Scotchman, 2016).

En el *fracking* generalmente entre 2-20 millones galones de agua son bombeados dentro de rocas impermeables, la cual es una cantidad menor a la consumida para la extracción de combustibles fósiles convencionales (Meng, 2016). Este índice es corroborado por la EPA (Agencia De Protección Ambiental, Estados Unidos) (2016), indicando que el promedio de agua usada por pozo es de 1.5 millones de galones, ubicándose en los rangos de 1-5 millones de galones

(IEA, 2012). Los cuales según Meng (2016), podrían afectar las propiedades físicas y la estructura de la roca

3.2 Yacimientos Petrolíferos en Colombia

El informe de cuencas sedimentarias en Colombia presentado por Barrero et al. (2007), describe las 15 cuencas sedimentarias en donde la mayoría presenta un cierto potencial para la explotación de hidrocarburos. Estas cuencas poseen sistemas estructurales extensivos y comprensivos.

Además, como un aspecto relevante en la importancia de la implementación del *Fracking* cabe resaltar el que para Salgar (2006), presidente de ECOPETROL en este periodo, en sus datos del proyecto de crudos pesados confirmo que el 40% de la producción en Colombia eran crudos pesados; cifra aumentada en CAMPETROL (2015), a un 55%. Confirmando la importancia de implementar el *fracking* debido a su relación con este tipo de yacimientos de crudos pesados.

En Colombia se han identificado 7 cuencas (Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales, Sinú-San Jacinto, Cauca, Cordillera Oriental y Catatumbo) con potencial para shale gas y shale oil. Además, se clasifica como el tercer país en Sur América con mayor potencial de yacimientos no convencionales detrás de Brasil y Argentina, estableciendo en la prospectividad de los próximos 20 años en Colombia que el gas y el crudo no convencional tendrán aportes entre el 32-60% y 11-26% respectivamente (ANH, 2014c).

3.3 Aguas Subterráneas

Las aguas subterráneas son sencillamente las aguas que se encuentran bajo la superficie del suelo, pero estas se pueden clasificar según su profundidad de ocurrencia dependiendo del grado de saturación en dos zonas: La zona vadosa y la zona de saturación (Figura 14). La zona vadosa es el área donde el espacio intergranular es parcialmente llenado con agua y el restante con aire, además en esta predominan procesos de oxidación y lixiviación. En la zona de saturación se presenta la saturación de agua y la exclusión de aire (Singhal y Gupta, 2010; Fetter, 2000).

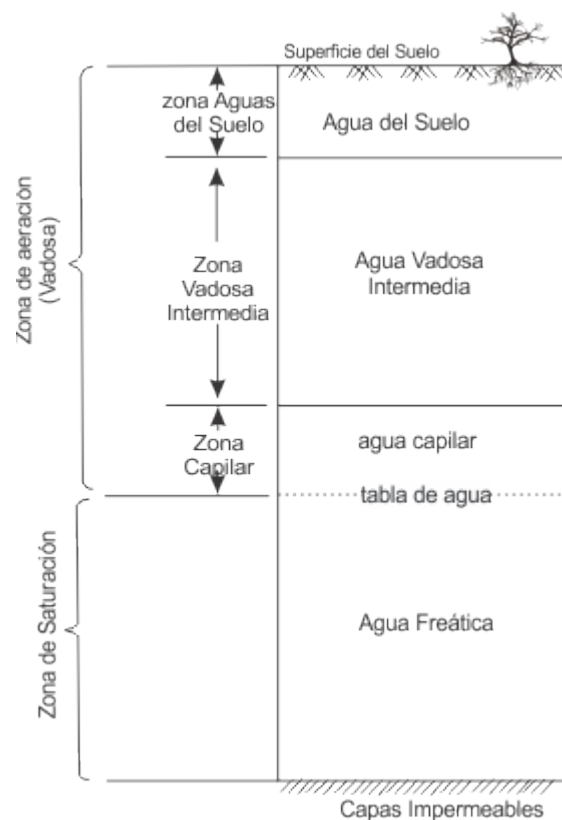


Figura 14. Clasificación en zonas de aguas subterráneas en profundidad según el grado de saturación. Modificada de (Singhal and Gupta, 2010).

Estas dos zonas se encuentran separadas por el nivel freático o tabla de agua, el cual tiene diferentes profundidades dependiendo del nivel de recarga del área, llegando a estar muy cerca de la superficie o a cientos de metros de profundidad (Singhal y Gupta, 2010).

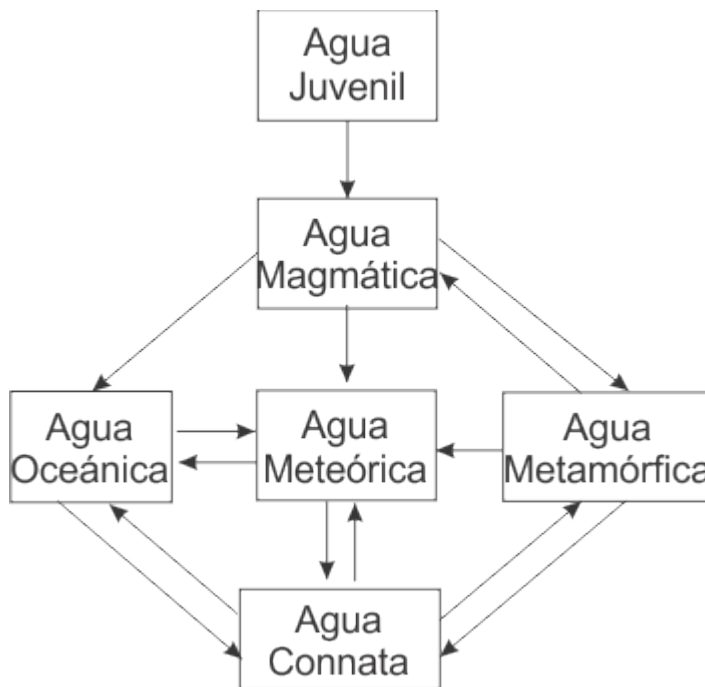


Figura 15. Tipos de aguas según su origen. Adaptada de Singhal y Gupta (2010).

Otra forma de clasificar estas aguas es a partir de su origen (Figura 15), la mayoría son provenientes de la precipitación atmosférica y son denominadas aguas meteóricas, este tipo de aguas hacen parte del actual ciclo hidrológico (Figura 16). Los otros tipos de aguas son de un interés más académico; las aguas juveniles o magmáticas que provienen del magma o de volcanes superficiales, las aguas connatas que se denominan como aguas antiguas remanentes en las rocas



y no están en continuidad hidráulica con el ciclo hidrológico actual, las aguas metamórficas o rejuvenecidas conocidas así porque provienen de minerales hidratados que sufren metamorfismo siendo una fuente casi nula de suplemento (Singhal y Gupta, 2010).

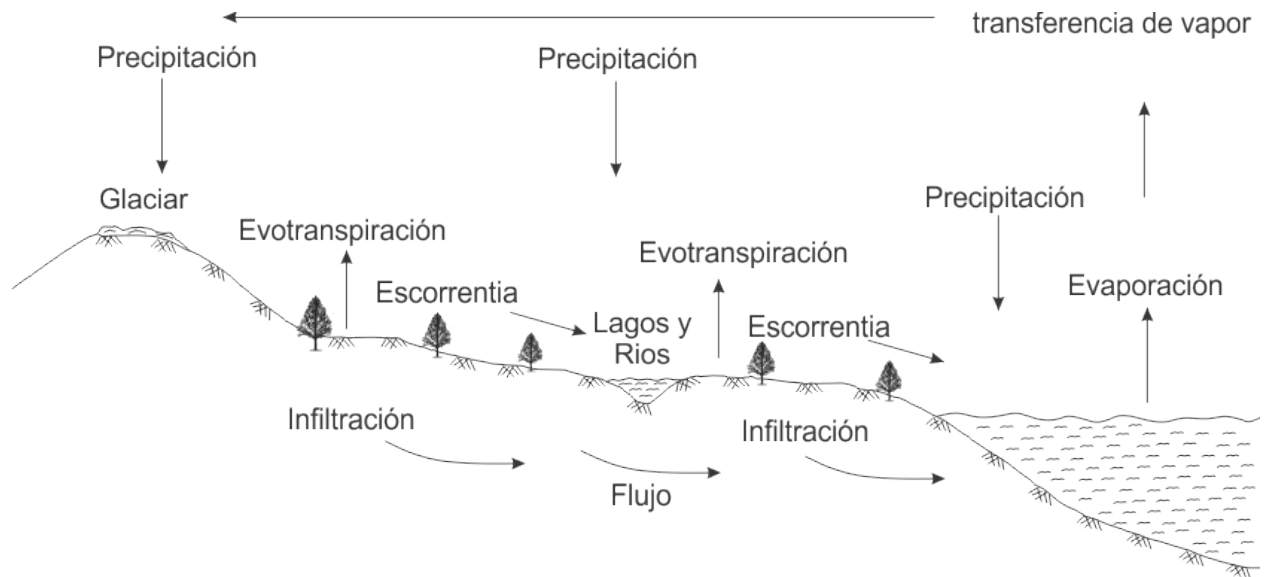


Figura 16. Ciclo hidrológico. Adaptada de Singhal y Gupta (2010).

El ultimo método de clasificación es basado en las características geológicas de las formaciones en el subsuelo: textura, litología y estructura. Y es dividida en tres tipos dependiendo de su permeabilidad relativa; los acuíferos los cuales son una estructura geológica saturada con agua la cual tienes buenas propiedades de conductividad para suplir con una cantidad razonable de agua el poco(formaciones sedimentarias no muy bien consolidadas y rocas cristalinas fracturadas), los acuitardos que son definidos por formaciones que no poseen la conductividad necesaria para abastecer de agua pero permite el intercambio de agua entre acuíferos

adyacentes (limolitas, shales y arcillolitas), y los acuicluidos que funcionan como capa confinante debido a que son impermeables (infracturadas rocas cristalinas y shales), aunque en la naturaleza es muy raro éstas últimas rocas porque siempre tienen un grado de conductividad hidráulica (Singhal y Gupta, 2010).

4. Metodología

La corteza continental se divide según sus propiedades y comportamiento físico en corteza superior (Frágil) y corteza inferior (Dúctil) (Stüwe, 2007). Estas subdivisiones de la corteza son representadas en los modelos análogos por diferentes materiales como la arena o arcilla húmeda para representar el comportamiento frágil de la corteza superior. Los materiales viscosos como silicona y gelatina son los usados para simular generalmente la corteza inferior y otros cuerpos que presenten comportamientos dúctiles (Dooley y Schreurs, 2012).

Para el desarrollo de este trabajo se pretende realizar experimentos usando gelatina y arena-arcilla en un recipiente de 20*30*40 cm (Figura 1), con el fin de simular una estratigrafía mecánicamente viscosa-elástica y netamente frágil. Teniendo en cuenta que los yacimientos en Colombia se presentan en profundidades promedio cercanas a dos kilómetros (Tissot y Welte, 1984), donde el comportamiento reológico de las rocas es más visco-elástico y los acuíferos en zonas superficiales tienden a un comportamiento netamente frágil.

Las propiedades de la naturaleza se deben escalar en los modelos antes de realizar el montaje, para esto se probaron diversas variaciones en los materiales, con el fin de establecer la mejor opción durante el modelo. Seguido del escalamiento se llevará a cabo la disposición de los materiales buscando una distribución simplificada de las zonas petrolíferas en Colombia, variando

diversos aspectos en cada modelo: diaclasamiento preexistente, presencia de sellos y distribución en las ranuras de inyección presentes en la tubería (Figura 17).

Finalizando con la inyección de fluidos viscosos por medio de la tubería a cada uno de los modelos simplificados en la zona definida como yacimiento (gelatina), para generar el fracturamiento hidráulico y evaluar las fracturas generadas en relación con la zona de aguas frescas (arena); de cada modelo se obtendrán una serie de fotografías tomadas durante la inyección del fluido las cuales permitirán definir las consideraciones en la implementación del *fracking*.



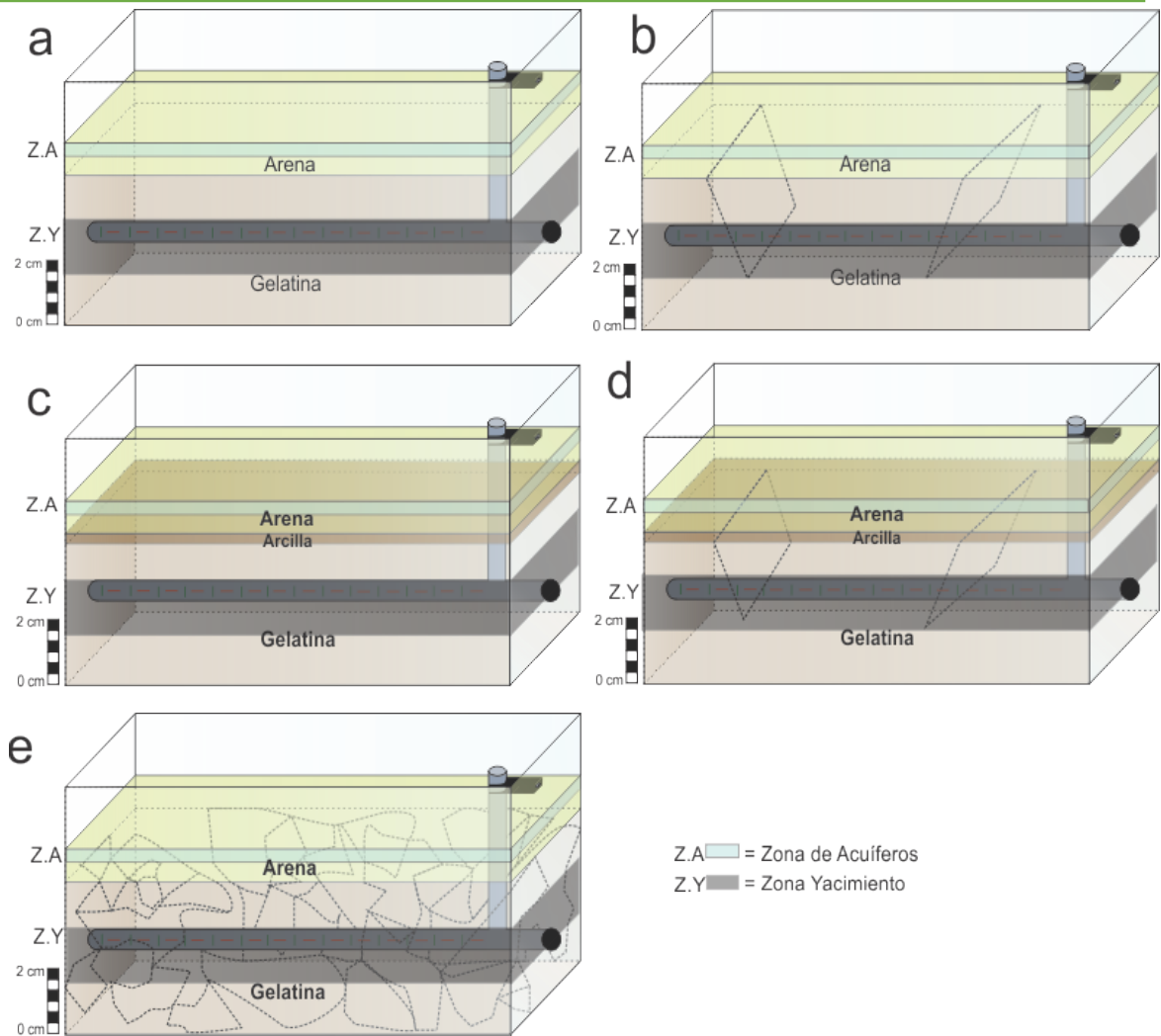


Figura 17. Modelos esquemáticos del recipiente de acrílico con tuberías; la tubería horizontal será intercambiable con el fin de tener diversas opciones de ranuras (líneas |, – y aleatorias sobre la tubería) que influyen en la inyección del fluido y las fracturas generadas. a) Modelo estable sin un sello (arcillas o limos) en la zona mecánicamente frágil; b) Modelo con diaclasamientos preexistentes sin presencia de un sello; c) modelo estable con presencia de sellos en la zona mecánicamente frágil; d) modelo diaclasamientos preexistentes y sello en la zona frágil; e) modelo con un diaclasamiento preexistente extremo y variación en la presencia del nivel sello de la zona frágil.

5. Resultados

5.1 Montaje Experimental

5.1.1 Escalado.

La primera fase del montaje experimental consta del escalado de los materiales a utilizar. Inicialmente se define una escala longitudinal de $5 * 10^{-5}$, es decir 5 cm en el modelo equivalen a 1 km en la naturaleza. A partir de este se obtiene la escala volumétrica considerando:

$$V = L^3$$

Entonces,

$$V_r = L_r^3$$

$$V_r = (5 * 10^{-5})^3$$

$$V_r = 1.25 * 10^{-13}$$

Por lo tanto, 1.25 cm^3 equivale a 1 Km^3 o 1 ml equivale a $8 * 10^9 \text{ l} = 2,113 * 10^9 \text{ gal}$.

Considerando que la densidad de la corteza superior puede variar dependiendo de su composición entre 2.4 y 2.6 g/ml (Nikkilä et al., 2015; Wu et al., 2015; Rosas et al., 2014; Bonini,

2007), en este caso se utilizará 2.5 g/ml. para el montaje experimental se utilizan tres materiales como parte de la corteza superior. El primer material es arena la cual posee una densidad promedio de 1.2 g/ml, el segundo material es arcilla 1.2 g/ml, y el tercer material es gelatina que tiene una densidad promedio de 1.02 g/ml. Por lo cual las relaciones de la densidad son las siguientes:

$$\rho_{rg} = \frac{1.02}{2.5} = 0.408$$

$$\rho_{ra} = \frac{1.2}{2.5} = 0.48$$

$$\rho_{rs} = \frac{1.7}{2.5} = 0.68$$

Donde ρ_{rg} es la relación de la densidad en la gelatina, ρ_{ra} es la relación de densidad para la arena y ρ_{rs} es la relación de densidad la arcilla.

El material fundamental en este modelo experimental es la gelatina, para este caso la gelatina tiene un porcentaje de concentración de 7%, valor tomado de Oterloo y Cruden (2016), la cual representará la zona de yacimientos no convencionales donde se realizará el fracturamiento hidráulico. Por ello se calcularon las propiedades elásticas de la gelatina de manera unidireccional

(Modulo de Young y relación de Poisson), realizando en un bloque de gelatina diferentes esfuerzos verticales, aplicados mediante un vaso medidor con contenido de agua (Figura 18).



Figura 18. Metodología para medir las propiedades elásticas de la gelatina. a) bloque de gelatina estable. b) bloque de gelatina sometido a un esfuerzo vertical, ejercido mediante el peso del vaso medidor y su contenido de agua.

A partir de la escala longitudinal se define la escala de esfuerzos (σ_r ; E_r) el cual se calcula teniendo en cuenta:

$$\sigma_r = \frac{F_r}{A_r} = \frac{M_r * g_r}{A_r};$$

$$g_r = \frac{g_m}{g_p} = \frac{9.8 \text{ m/s}}{9.8 \text{ m/s}} = 1;$$

$$M_r = \rho_r * V_r;$$

Entonces,

$$\sigma_r = \frac{\rho_r * V_r}{A_r} = \rho_r * L_r$$

La cual para el caso de la gelatina sería:

$$\sigma_r = 2.04 * 10^{-5};$$

El cálculo se realizó con masas de 0.29, 0.39, 0.49, 0.59, 0.69, 0.79, 0.89, 0.99, 1.09, 1.19 y 1.29 Kg; la deformación obtenida con la variación de los esfuerzos establecidos por cada masa se calculó mediante la aplicación libre PIVlab asociada al software MATLAB. PIVlab analiza el cambio en cada uno de los pixeles comparando pares de fotos, para calcular los vectores de

deformación. Los resultados completos de los cálculos de deformación se encuentran en el anexo 1.

De este modo para el cálculo uniaxial del módulo de Young se toma cada una de las imágenes deformadas y se compara con la imagen anterior en la serie de esfuerzos, y de los vectores obtenidos se genera el valor promedio del componente vertical (componente v) en dos zonas relativamente cercanas al tope y la base del bloque (figura 19a) debido a que posiblemente en la interacción con las dos superficies los pixeles tienen una deformación diferente a la que tiene el bloque en general.

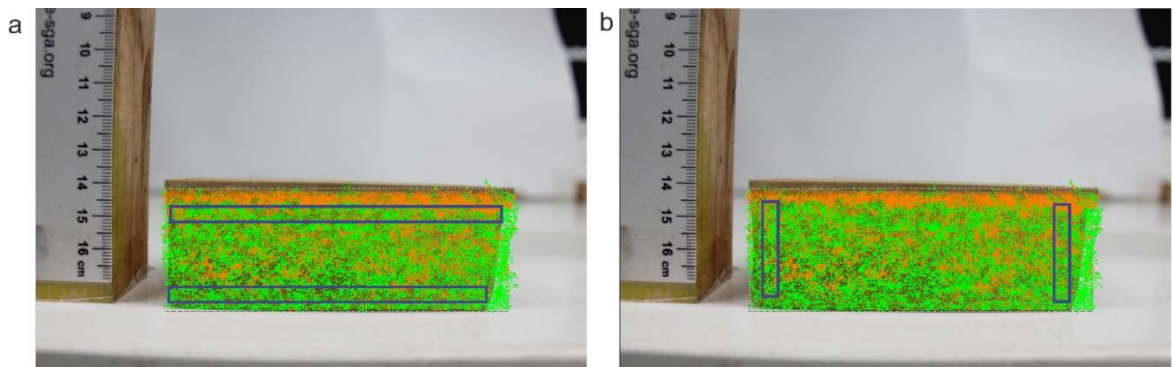


Figura 19. Bloque de gelatina con sobre posición de los vectores de deformación en el área de interés. a. resalta las dos zonas tomada para medir la deformación en el componente vertical (componente v) con dos rectángulos azules horizontales. b. resalta las dos zonas tomada para medir la deformación en el componente horizontal (componente u) con dos rectángulos azules verticales.



resultados en la escala del modelo se ilustran en la Figura 20. Con esta tendencia podemos definir que el comportamiento de la gelatina es lineal según lo mencionado en la sección 2.1.1 de este trabajo. Además, se puede definir que el módulo de Young es casi constante y tiene un promedio de $6.7 * 10^3$ Pa en el rango experimental.

La relación de Poisson (ν) medida mediante el mismo proceso, a diferencia que para este se realiza el cálculo del componente U en los bordes laterales del bloque de gelatina, para esta concentración ν es en promedio de 0.35 (Tabla 4).

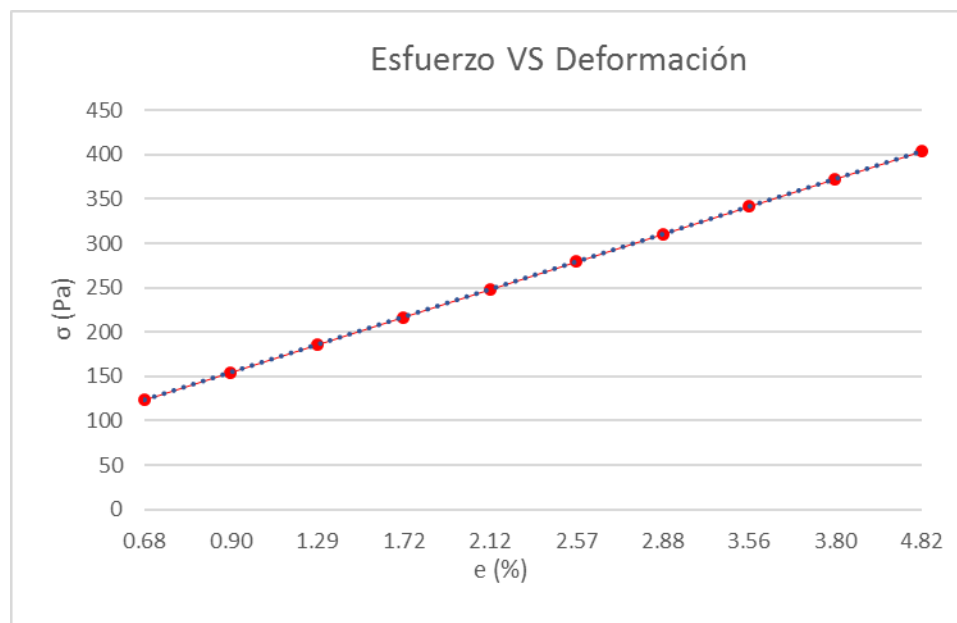


Figura 20. Relación de esfuerzo y deformación medida sobre el bloque de gelatina, la cual presenta un comportamiento perfectamente elástico, dado por la tendencia lineal (Curva azul punteada).



La arena y la arcilla no juegan un papel muy importante en la teoría del fracturado para este caso, su principal función será el de ejercer la presión litostática sobre el modelo. Sin embargo, la arcilla en los modelos donde se utilizará tiene como función representar un sello superficial, esto permitirá tener en consideración la presencia de sellos con acuíferos suprayacentes en el momento de fracturar.

Ahora bien, teniendo esto en cuenta y considerando las dimensiones del modelo y la densidad de la arena y la arcilla se obtiene la presión ejercida sobre el cuerpo de gelatina que se utilizará en el modelamiento; siendo importante para conocer la presión utilizada para poder llegar a generar fracturas.

Tabla 4. Relación de la deformación vertical y horizontal medida sobre el bloque de gelatina para definir la relación de Poisson.

DEFORMACIÓN VERTICAL (MM)	DEFORMACIÓN HORIZONTAL (MM)	RELACIÓN DE POISSON
0.196008532	0.164608972	0.303
0.268664609	0.143094334	0.141
0.402039764	0.205267723	0.249
0.549449305	0.281558722	0.321
0.685510167	0.39727979	0.426
0.836559219	0.450479892	0.413
0.941289728	0.524635316	0.446
1.174043971	0.548292427	0.377
1.253973124	0.629020699	0.418
1.602080298	0.73066049	0.390
	Suma	3.885
	Promedio	0.353182916

En los modelos donde solo se utiliza arena se puede considerar entonces:

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

$$F = M * g = \rho * V * g$$

Entonces, teniendo en cuenta que el área donde se produce el esfuerzo es igual a la base del volumen de arena:

$$\sigma = \rho * h * g$$

Donde h es igual a la altura del volumen de arena que para el modelo serían 5 cm. Por lo tanto, el esfuerzo que ejerce la arena sobre la gelatina es de 637 Pa en unidades del modelo. En los modelos donde se añade la arcilla se tendrán 4 cm de arena y uno de arcilla, por lo cual este esfuerzo al cual es sometida la capa e gelatina cambia siendo igual a la suma de los esfuerzos ejercido por los dos materiales:

$$\sigma_a + \sigma_s = g(\rho_a * h_a + \rho_s * h_s)$$

En este caso los subíndices a y s corresponden a la aren y la arcilla respectivamente, mediante este cálculo se obtiene que la presión sobre la gelatina en los modelos donde se utiliza la arcilla es de 638 pa en la escala del modelo



Figura 21. Viscosímetro de Koelher, en proceso de la medición de la muestra de miel.

Las propiedades de los fluidos de inyección no se van a escalar, debido a que las propiedades de los fluidos utilizados en *fracking* no sobrepasan por mucho las del agua y para disminuir las propiedades del fluido en el modelo se debe aplicar gas, el cual causaría un fracturamiento poco real; ya que las propiedades de la gelatina cambian al interactuar con el gas.



Los fluidos a utilizar será miel + colorante a base de aceite, sus propiedades de densidad se medirán con un picnómetro y la viscosidad con un Viscosímetro Koelher modelo K21410, el cual define el tiempo para obtener la viscosidad cinemática (V) (Figura 21).

La viscosidad se define mediante la conversión del tiempo (t) medido en el viscosímetro con la fórmula de viscosidad en relación al tiempo. En el caso de la miel el fluido se considera pesado, por lo cual se utilizó la entrada de Furol, obteniendo de tal forma Segundos Saybolt Furol (SSF) los cuales fueron convertidos a viscosidad cinemática (V) mediante la siguiente formula:

$$V = 0.02160t - \frac{0.6}{t};$$

$$t = 2005 \text{ s}$$

$$V = 43.307 \text{ Stokes}$$

Ahora bien, los valores de los fluidos de perforación están dados en viscosidad dinámica (η) en el sistema de medida de centiPoises (Cp); por lo cual se debe realizar la conversión para poder realizar la relación.

$$\eta = V * \rho_M * 100$$

$$\eta = 5525.76 \text{ cP}$$

Al tener medidas las propiedades esenciales de cada uno de los materiales a utilizar en el montaje el siguiente paso consta de realizar la disposición de cada uno de estos materiales en el recipiente utilizado para el montaje de cada modelo que consta de 30*40*20 cm en sus dimensiones de ancho*largo*alto respectivamente. la tubería utilizada para la inyección del fluido utilizado para fracturar consta de dos tramos; en el tramo inicial se utiliza una tubería de 1/16" de radio fabricada con cobre, éste tramo cubre 15 cm en la vertical y hace la flexión para tomar una orientación horizontal cubriendo 5 cm del tramo horizontal; en el segundo tramo se utiliza una tubería de 3/16" de radio fabricada con manguera, este tramo cubre toda la zona horizontal y es el tramo que contiene las ranuras para la inyección del fluido a la zona tomada en el modelo como yacimiento; las ranuras serán ubicadas en 4 tramos cada uno de 4 cm, los cuales estarán separados entre si 5 cm (Figura 22).

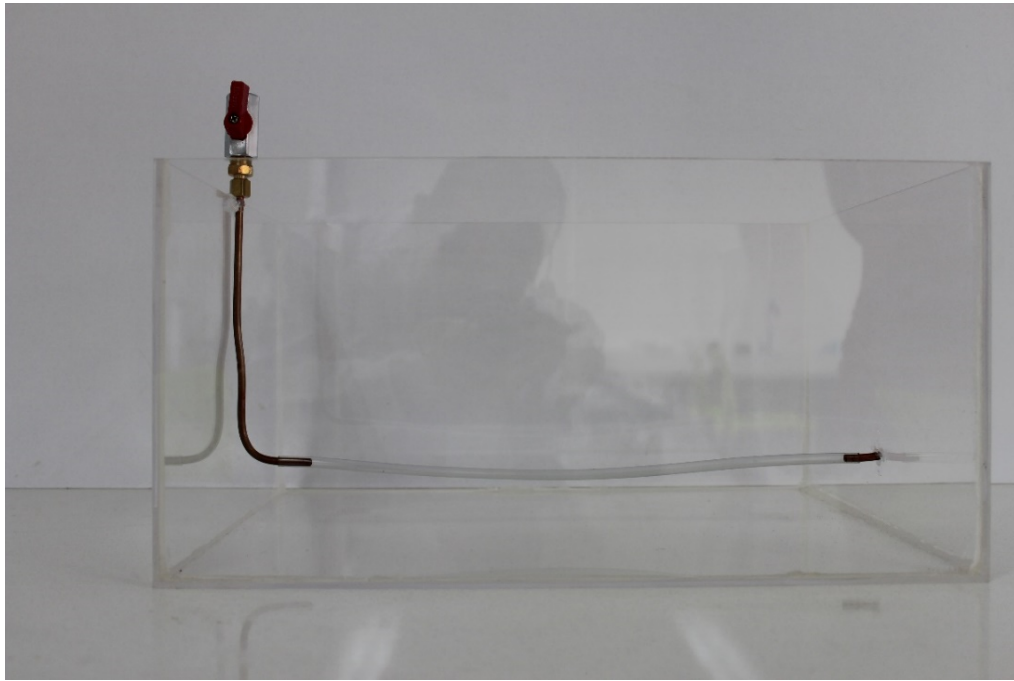


Figura 22. Recipiente utilizado para el montaje experimental con la tubería adecuada en cada modelo.

Para finalizar el montaje se dispondrán los materiales en el recipiente iniciando con la fabricación de la capa de gelatina de 10 cm de espesor. Seguido de esto la tubería se llena del fluido utilizado para fracturar y se encierra al vacío con la válvula dispuesta en la parte superior, con el fin de evitar que por medio de las ranuras se filtre la gelatina líquida obstaculizando la tubería. Después se vierte la gelatina líquida y se pone en la nevera durante cerca de 24 hrs (Figura 23).



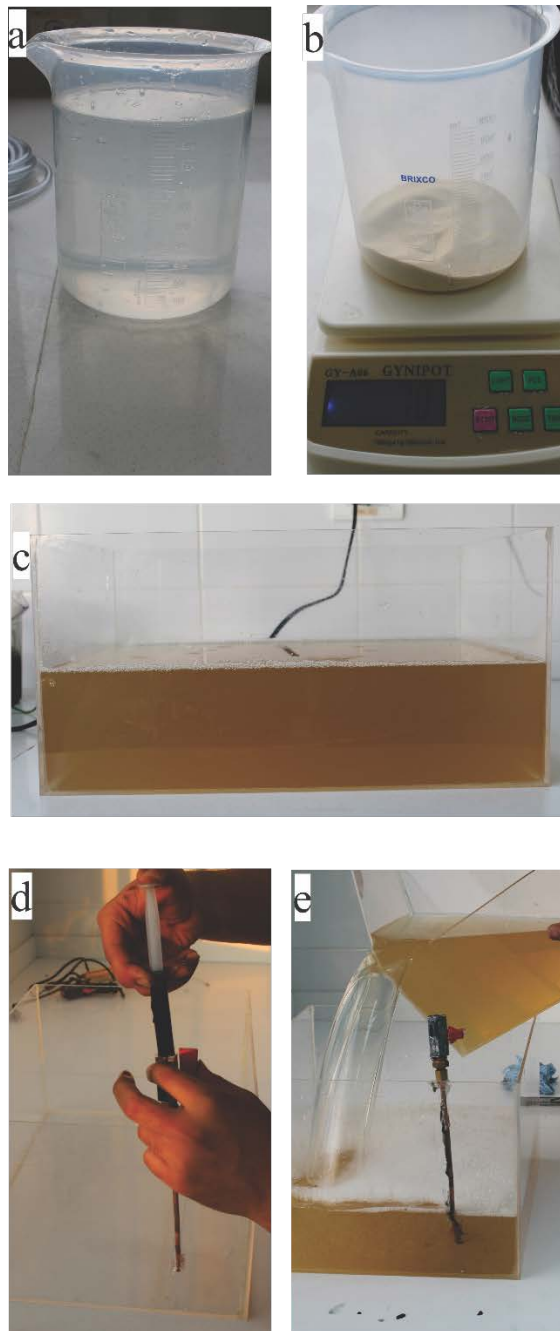


Figura 23. Paso a paso del montaje experimental. a y b) relación de la cantidad de agua y gelatina utilizada, 1 L y 70 g respectivamente. c) capa de 10 cm de gelatina. d) inyección de fluido hasta llenar la tubería. e) adición de la gelatina líquida sobre el recipiente utilizado para cada modelo.

Luego de tener la gelatina solidada se coloca sobre el recipiente las capas de arena y arcilla según sea el caso del modelo a realizar (Figura 24). Así para estos modelos se obtiene una cuenca de 3 km de espesor donde el área de interés para la explotación de hidrocarburos se encuentra cercana a los 2 Km de profundidad y la zona de aguas subterráneas abarca el primer km desde la superficie.

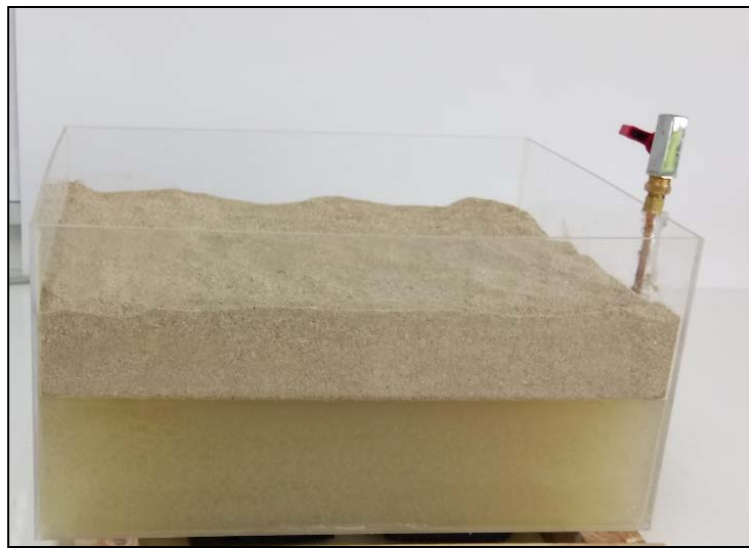


Figura 24. Diposición de arena sobre la capa de gelatina solidada.

5.2 Modelamiento

Los primeros 3 modelos se llevaron a cabo con ranuras en la parte superior de la tubería para generar fracturas paralelas a la dirección de la tubería, considerando así zonas donde el esfuerzo principal horizontal se presenta en esta misma dirección.

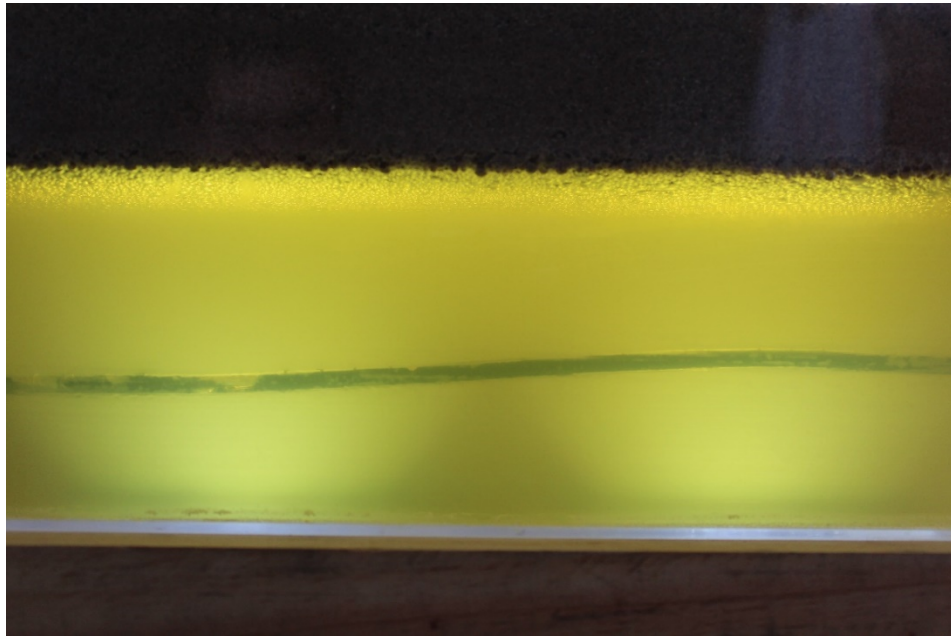


Figura 25. Vista inicial del modelo, se presenta la capa de gelatina con 10 cm de espesor la tubería en medio de esta y en la zona superior una capa de arena de 5 cm

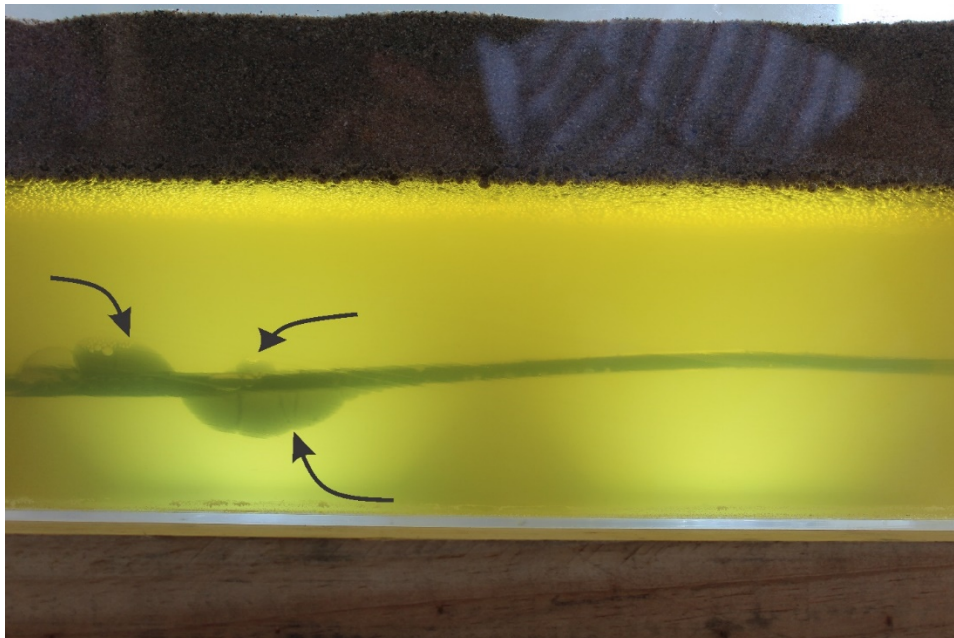


Figura 26. Imagen final del modelo. En esta etapa se observan dos fracturas principales.



Para el primer modelo no se generaron anisotropías y se quiso ver la tendencia normal de las fracturas generada con 2 ml del líquido inyectado, el cual cubriría un rango más amplio de fracturas con el fin de considerar la pérdida de fluido que no se puede obtener en el modelo. En la figura 25 y figura 26 se puede observar la etapa inicial y final respectivamente. en la imagen final se señalan las fracturas generadas por el fluido

En la etapa final (Figura 26) se evidencian dos fracturas principales las cuales son generadas mediante la unión de las fracturas inicialmente generadas en cada uno de los puntos o ranuras de inyección. De este primer modelo se ha empezado a generar un modelo digital en tres dimensiones (Figura 27) con el fin de visualizar mejor la estructura final obtenida.

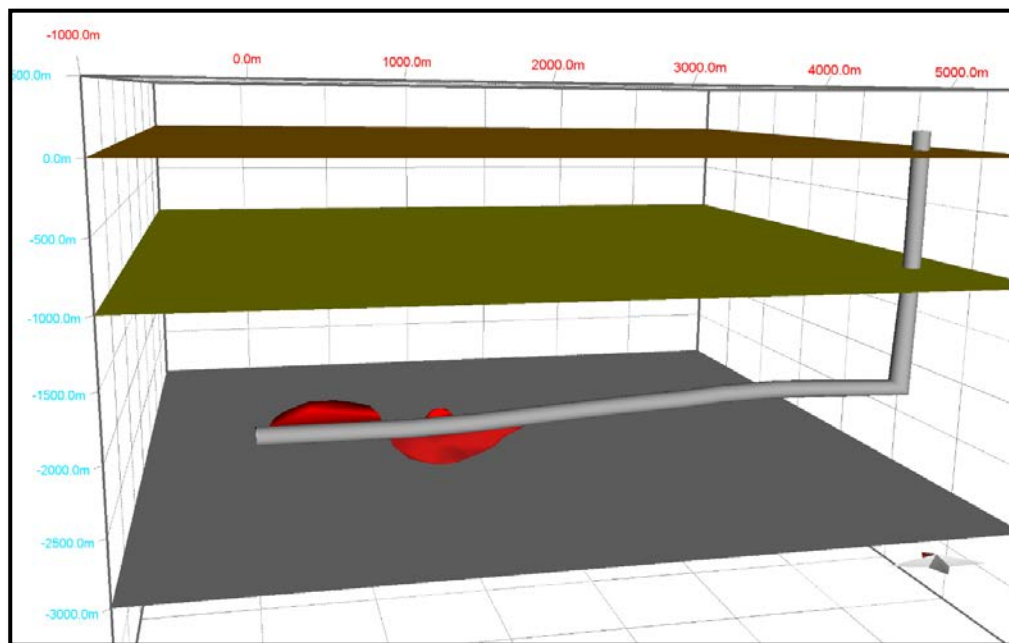


Figura 27. Imagen digital de los resultados del primer modelo

Para el segundo modelo se generaron planos sobre la zona de yacimiento para ver la respuesta del fluido en el caso en el que se cruzara con estos y poder establecer algunas consideraciones sobre las áreas donde se presentan este tipo de estructuras sobre el yacimiento. Estas anisotropías consideradas como zonas de falla se dispusieron de manera diferente; tres de ellas en la zona superior dispuestas intencionalmente (señaladas con flechas de color rojo) y otras dos (señaladas con flechas azules) surgieron durante la solidificación de la gelatina por leves escapes de fluido, considerando éstas dos como zonas de falla hacia la parte inferior de la tubería (Figura 28).

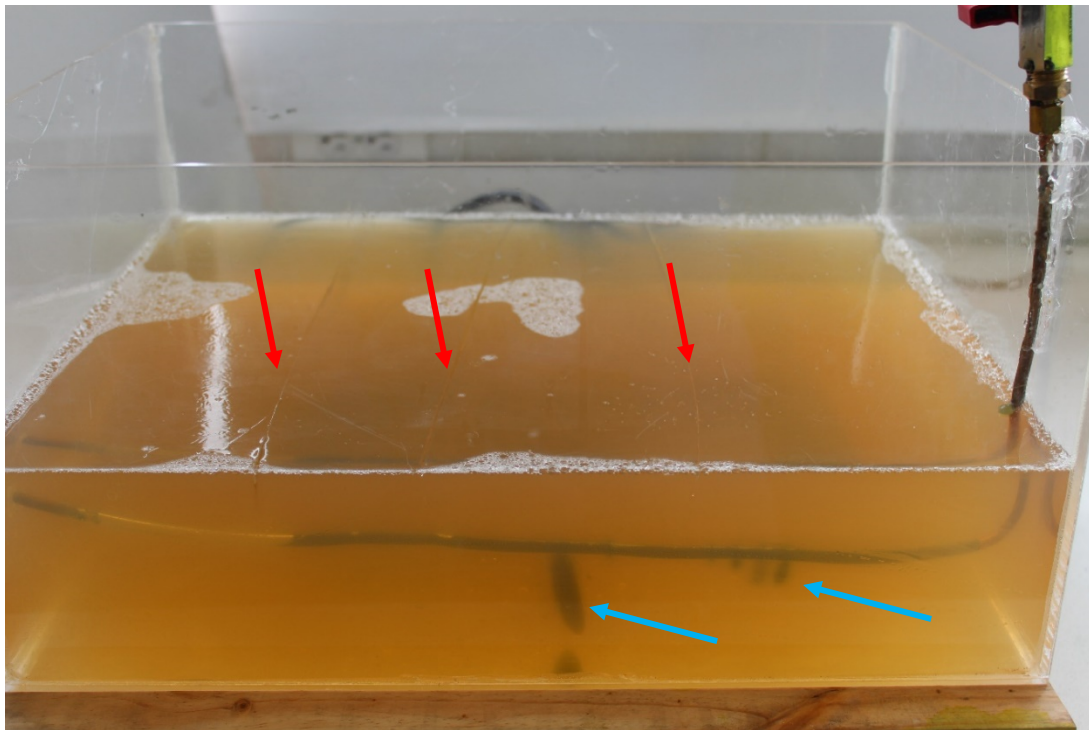


Figura 28. Disposición de anisotropías en el modelo 2.



los resultados son mostrados en dos figuras que representan el estado inicial y final en el modelo, Figuras 29 y 30 respectivamente, después de inyectar 2 ml del fluido usado para el fracturamiento. En la etapa final se resaltan las estructuras iniciales con flechas rojas y en negro las causadas por el fluido, al igual que el crecimiento de las estructuras pequeñas señaladas con azul en la figura 28. Además, a partir de la figura de la etapa final se generó un modelo digital a escala de la naturaleza para observar mejor las estructuras generadas y definir las consideraciones en cada uno (Figura 31)

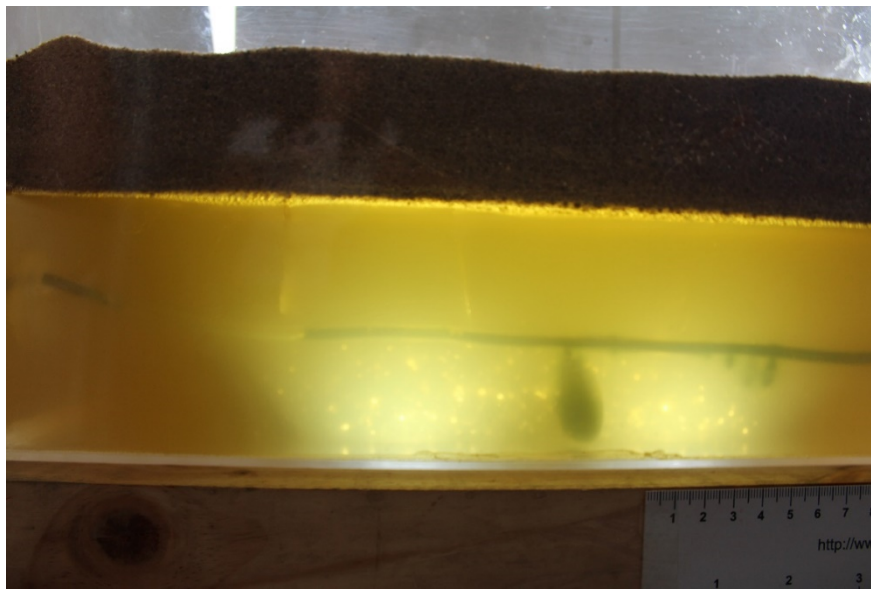


Figura 29. Etapa inicial del segundo modelo en esta se observan dos estructuras en la zona superior y hacia la base del tubo otra de las estructuras la cual está en contacto con la tubería.





Figura 30. Etapa final del modelo 2, evidencia los cambios de la dirección del fluido al entrar en contacto con las superficies de anisotropía.

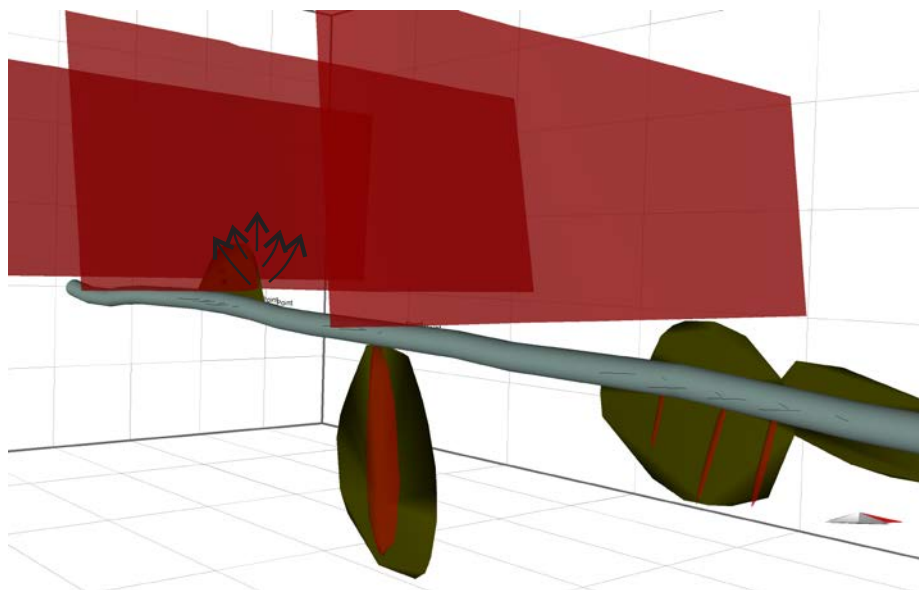


Figura 31. Modelo 2 digitalizado, con color rojo se presentan las estructuras de la etapa inicial y con verde las generadas durante la inyección del fluido. Las flechas negras indican el escape de fluido a través del plano.



Para el tercer modelo se generaron diversas anisotropías conectadas con el fin de observar el comportamiento del fluido inyectado en el momento que entra en contacto con estos planos. Las anisotropías fueron dispuestas de manera aleatoria (Figura 32).

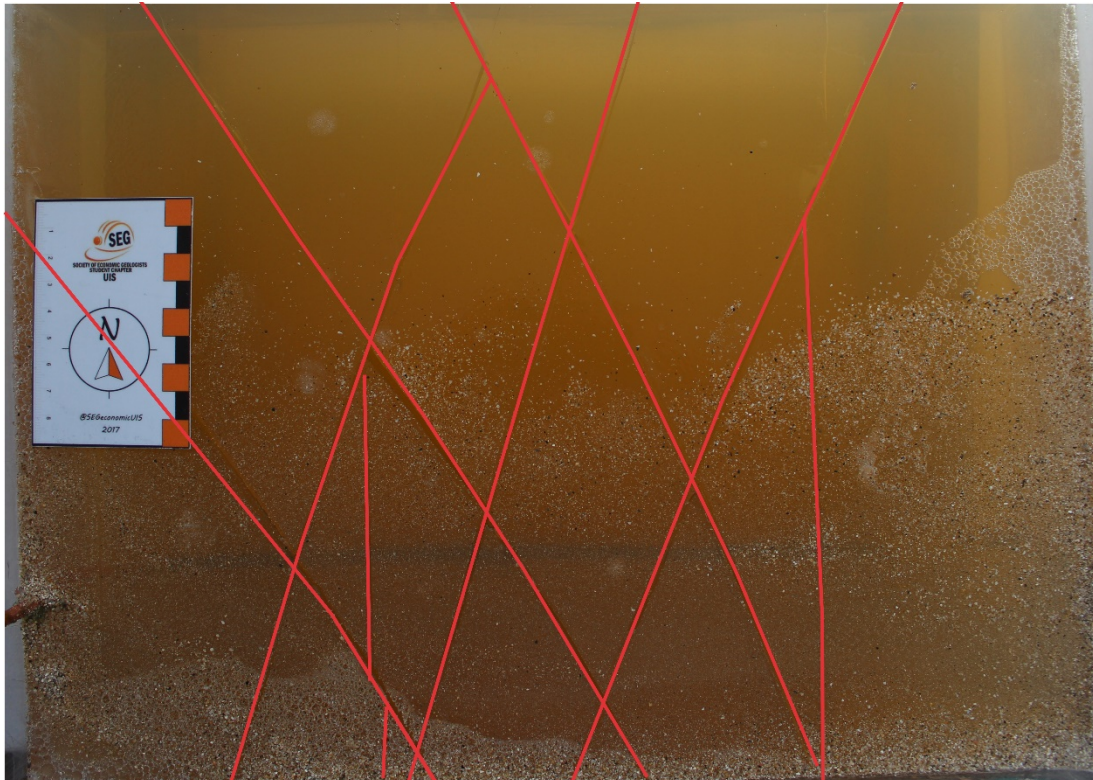


Figura 32. En esta fotografía de la superficie de la gelatina se muestra la red de anisotropías conectadas que se generaron para este modelo.

Los resultados de igual manera que en los modelos anteriores se presentan en tres imágenes (Figura 33;34;35) las cuales en su debido orden representaran el estado inicial, el estado final y una versión digital del modelo final. En el estado final se resalta el escape de fluido debido al cruce de las anisotropías iniciales con las fracturas hidráulicas generadas con la inyección de fluido.



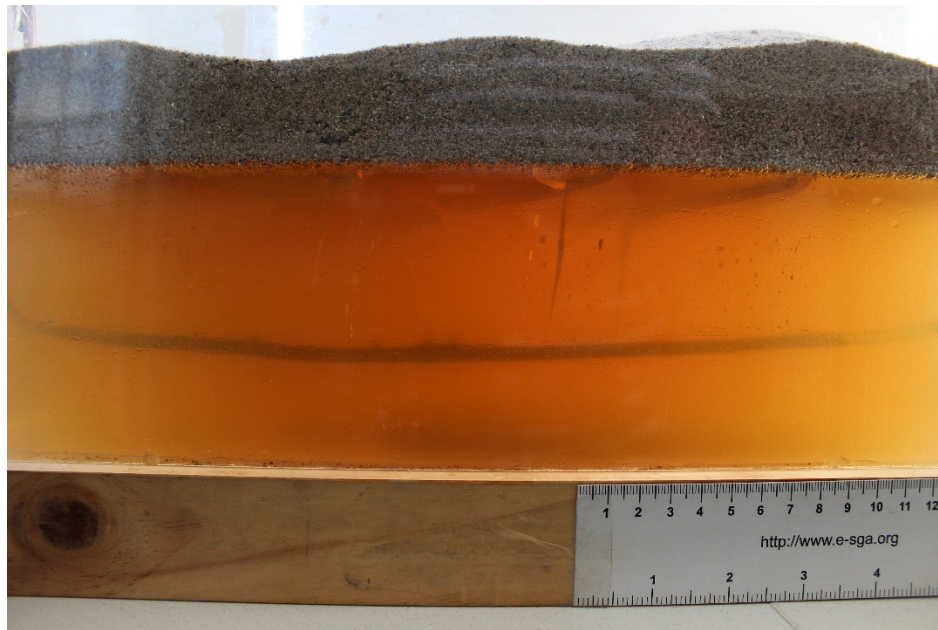


Figura 33. Estado inicial del tercer modelo.

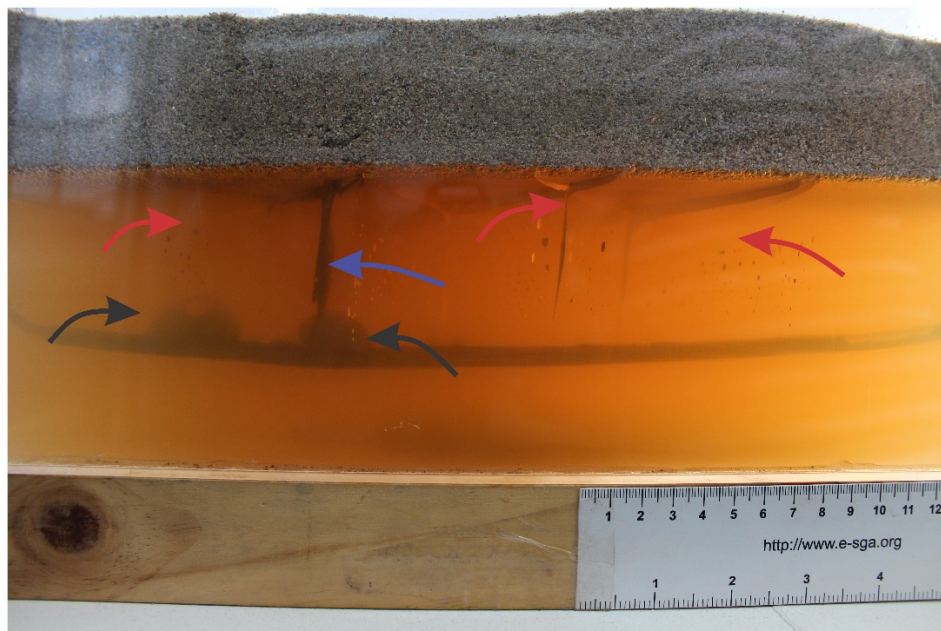


Figura 34. Fase final del tercer modelo. Se resaltan con flechas negras las fracturas generadas por el fluido inyectado, con flechas rojas algunas de las anisotropías generadas que se evidencian en la vista lateral y con flecha azul se resalta el escape de fluido.

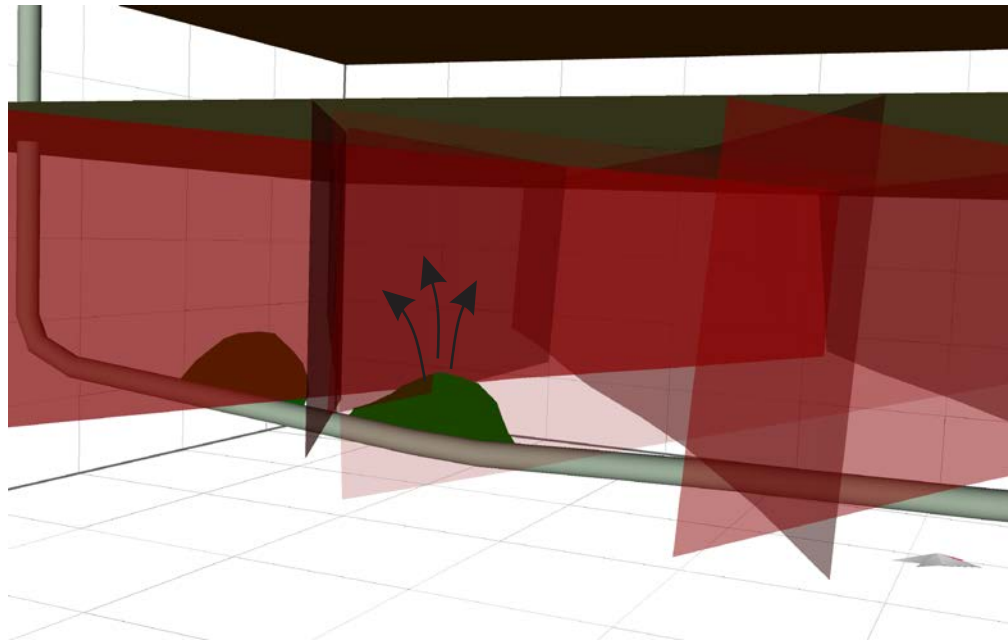


Figura 35. Tercer modelo representado de manera digital. Se resalta la dispersión del fluido mediante flechas negras.

El cuarto modelo se asemeja al primer modelo, pero en este la capa de gelatina es más pequeña y se pone una capa de 1 cm de arcilla entre la zona de acuíferos y el reservorio la cual representa un buen sello (Figura 36). Además, durante el montaje se generaron planos de anisotropía por escape de fluido (Figura 37). En este modelo la inyección de fluido será mayor con el fin de ver el comportamiento del fluido en contacto con un buen sello.



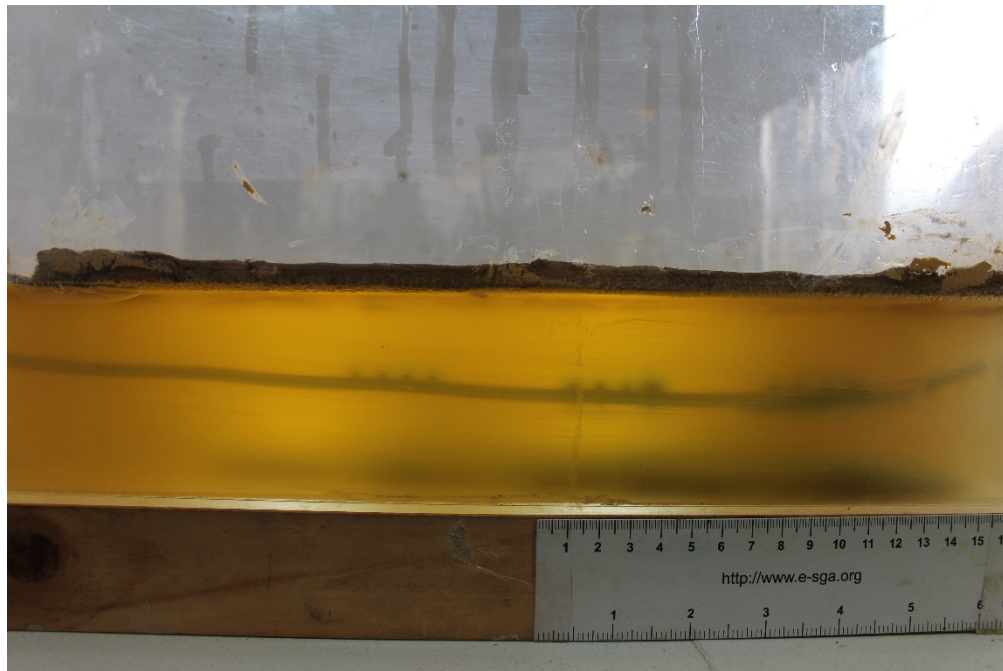


Figura 36. Montaje del cuarto modelo donde se visualiza la capa de arcilla de 1 cm.

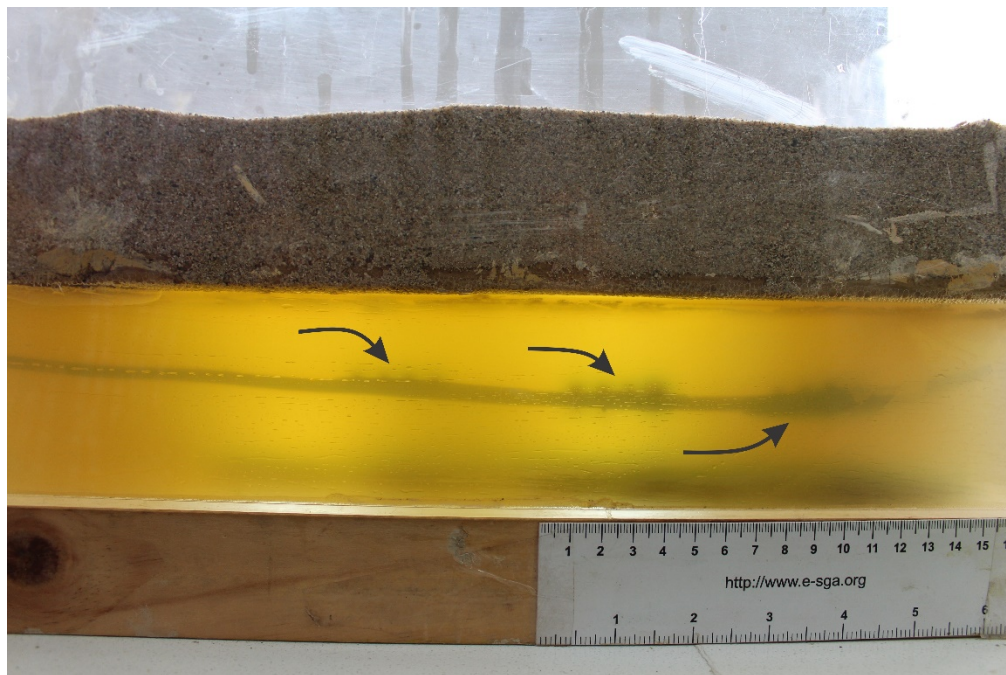


Figura 37. Fase inicial del cuarto modelo. En la figura se destacan con flechas negras algunas anisotropías generadas por el escape de fluido durante la etapa de refrigeración.

Como resultados se mostrarán cuatro imágenes (Figura 37; 38; 39; 40) las cuales muestran la fase inicial, la fase final, una vista superficial y lateral del escape de fluido, y una vista del modelo de forma digital respectivamente.

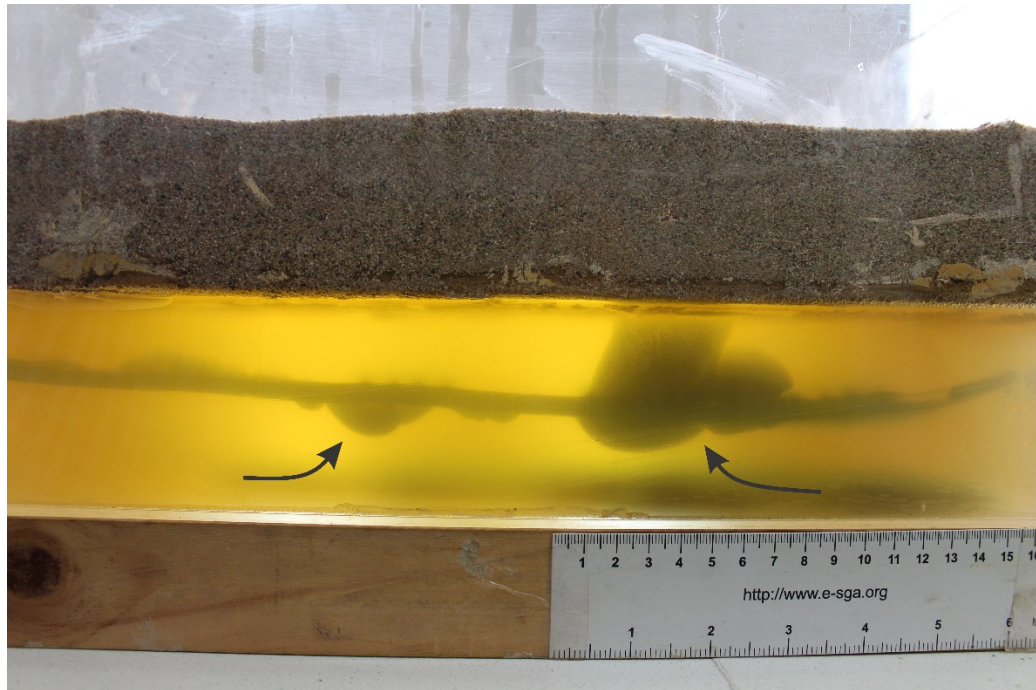


Figura 38. Fase final del cuarto modelo. En la fotografía se evidencian las fracturas generadas durante la inyección de fluido.

El fluido inyectado al llegar a la arcilla detiene su ascenso y promueve el crecimiento lateral de la fractura. En el momento en que se detiene la inyección el fluido escapa a través del espacio generado entre la capa de arcilla y gelatina, de manera seguida al llegar al borde del tanque asciende entre el espacio de la capa de arcilla y el tanque llegando a la capa de arena (Figura 39).



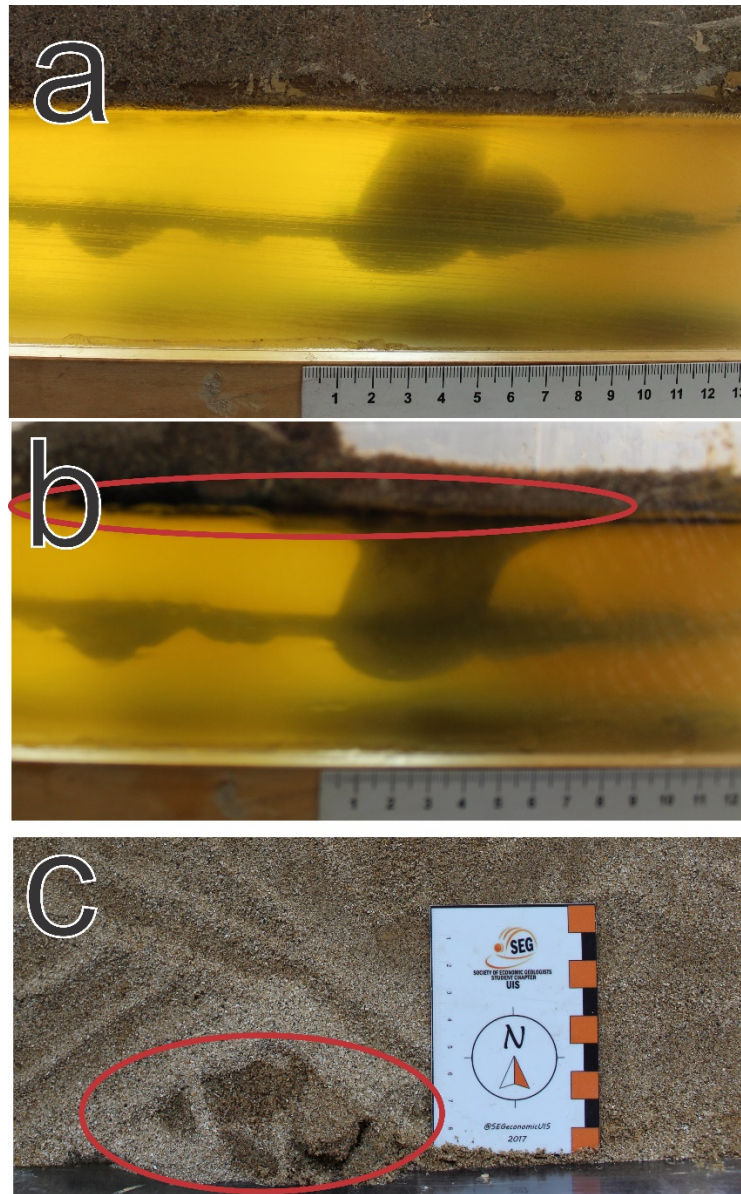


Figura 39. Escape del fluido en contacto la capa de arcilla. a) en esta fotografía se presenta la fractura cuando entra en contacto con la capa de arcilla. b) en la fotografía se observa el crecimiento lateral de la fractura comparada con la imagen (a) debido a no poder avanzar en vertical y el flujo del fluido en el contacto de las dos capas. c) es una vista superior donde se aprecia el fluido en contacto con la capa de arena mediante el espacio entre la arcilla y la pared del tanque.

Las fracturas generadas en la zona derecha se guiaron por las pequeñas anisotropías producidas durante la etapa de refrigeración por lo cual no son netamente verticales y presentan una leve inclinación (Figura 40).

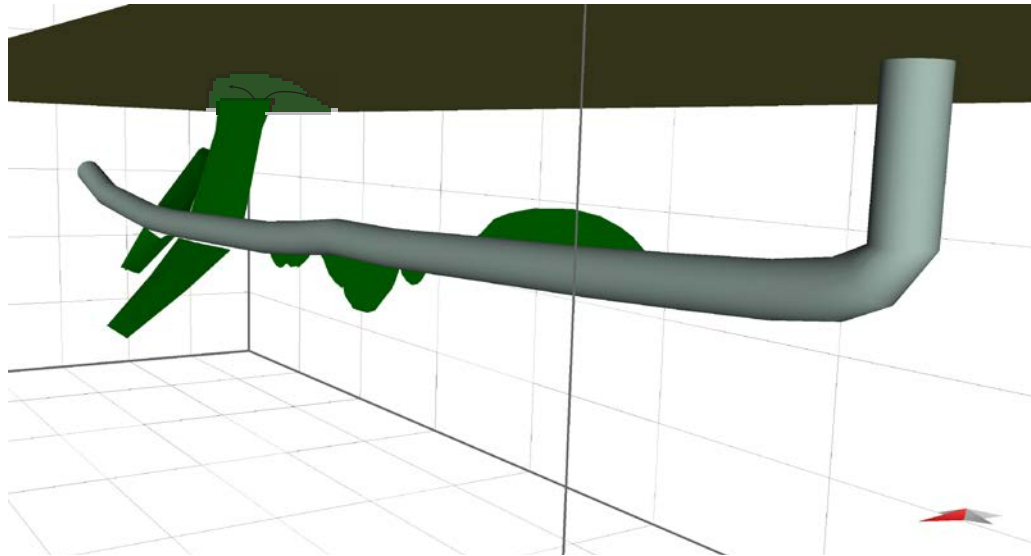


Figura 40. Imagen digital del cuarto modelo, en esta se observa el buzamiento diferente de las fracturas generadas en la zona de mayor anisotropía por el escape del fluido

Para el quinto modelo se utilizó la misma metodología del cuarto, a excepción de que para este se añadieron ciertos planos de anisotropía con el mismo fin de observar la forma como se dispersa el fluido en relación al contacto entre la gelatina y la capa de arcilla. al igual que en los demás resultados serán mostradas tres figuras (figura 41;42;43) las cuales hacen referencia a la fase inicial, fase final y el modelo digital. Aunque a diferencia de los anteriores para la fase final



se añadirán dos imágenes debido a que la mayoría del fluido dada la cercanía con los planos de anisotropía se dispersó y no es muy claro en las tomas iniciales.

El flujo para este modelo varió en cada una de las anisotropías donde se presentó el escape del fluido, en una de estas el fluido se dirigió principalmente hacia arriba como se había evidenciado en alguno de los modelos anteriores, pero además se observa que en otro de los planos el fluido descendió (Figura 42;43).

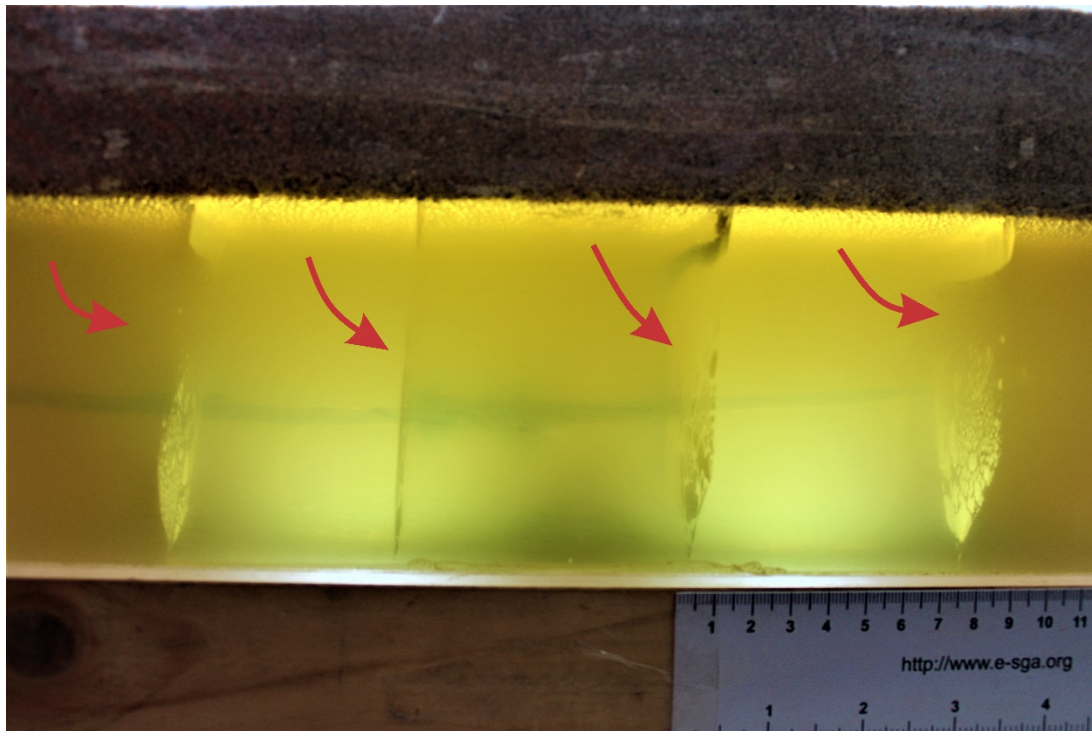


Figura 41. Fase inicial del quinto modelo, las flechas rojas señalan los planos de anisotropía creados.



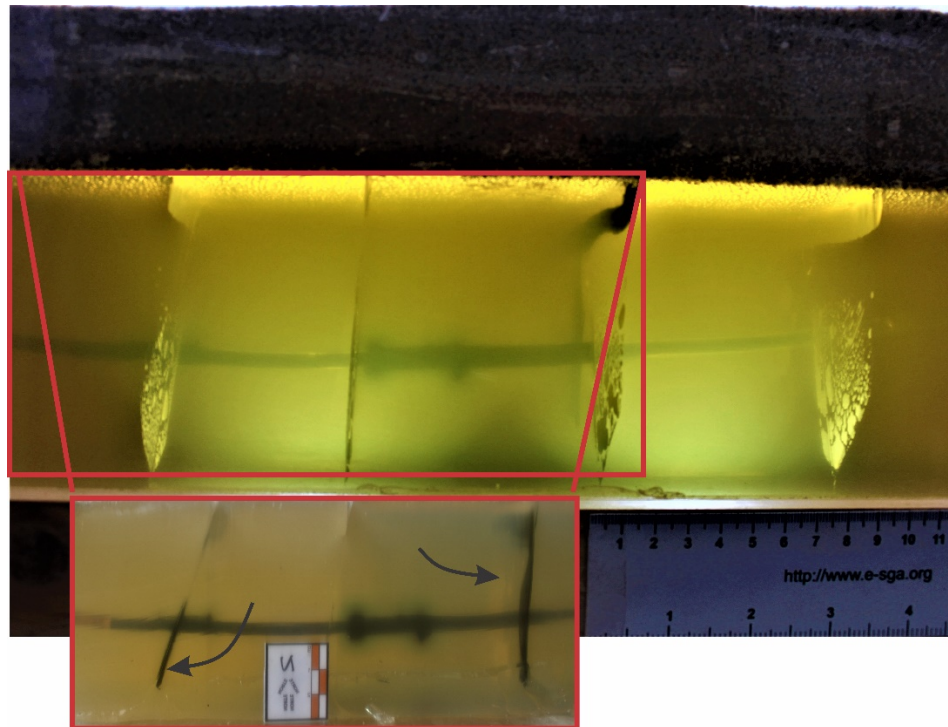


Figura 42. Fase final del quinto modelo, en la imagen resaltada se observan señalados con las flechas negras los escapes que tomo el fluido evitando el fracturamiento.

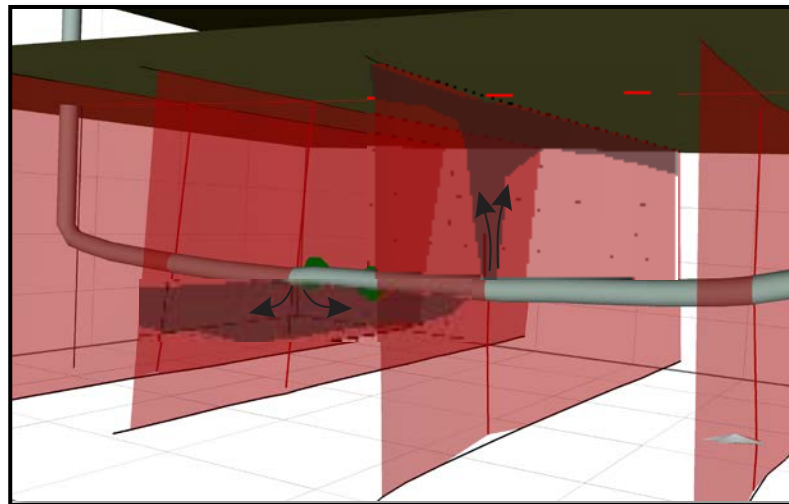


Figura 43. Fase final digital del quinto modelo, en este se precisa observar que el flujo (Flechas negras) es diferente en cada uno de los planos generados en la fase inicial.



El sexto modelo consta de una serie de burbujas las cuales serán consideradas como pequeñas anisotropías no conectadas alrededor de la zona de interés, este modelo no estaba planteado inicialmente, pero al observar la generación de las burbujas en la gelatina se consideró plantear este caso de pequeñas fracturas en una zona sin estar conectadas para ver la tendencia en la fractura a generar. Al igual que en modelos anteriores en este se presentó un leve escape de fluido que generó un plano de anisotropía (figura 44).

Como resultado se presentan la fase inicial, la fase final (con un acercamiento sobre la geometría de la fractura), y una imagen del modelo digital (Figura 44; 45; 46). En este modelo cabe resaltar la forma irregular de la fractura al extenderse a través de las burbujas más cercanas una de la otra.

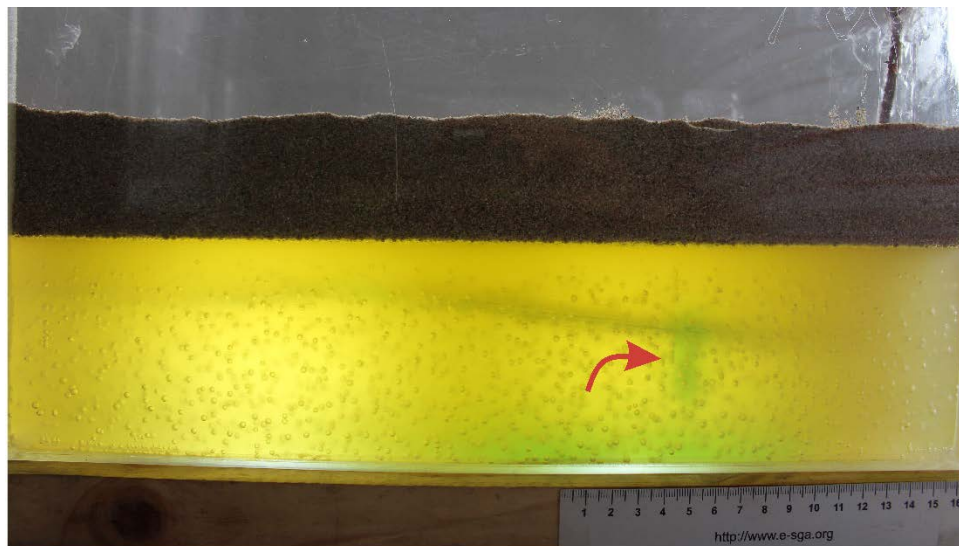


Figura 44. Fase inicial del sexto modelo, en esta fotografía se aprecian las burbujas y con la flecha roja se resalta la pequeña anisotropía generada.



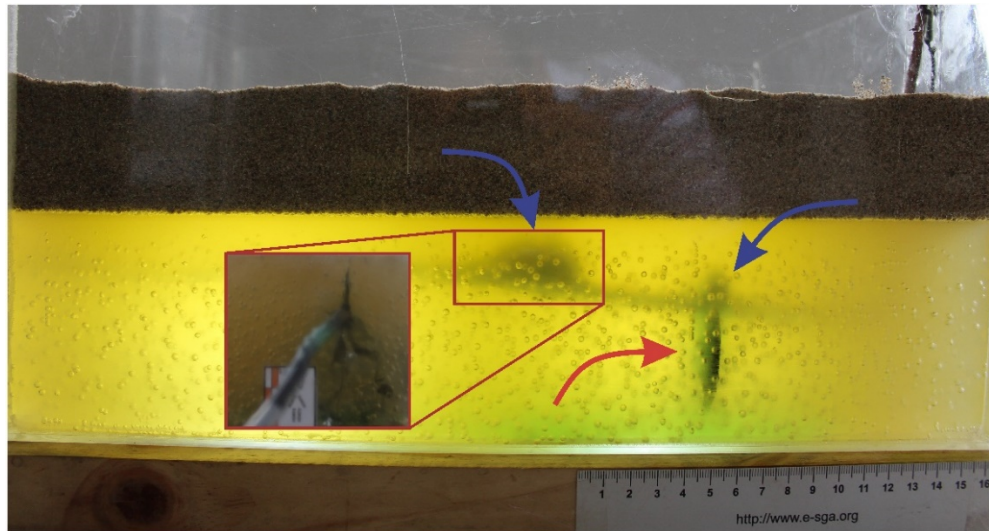


Figura 45. Fase final del sexto modelo, en la imagen se señalan con flechas azules las nuevas fracturas generadas y la flecha roja el plano inicial que creció mediante la inyección. Además, se muestra un corte sobre una de las fracturas para mostrar su forma sinuosa tomando paso a través de las diversas burbujas.

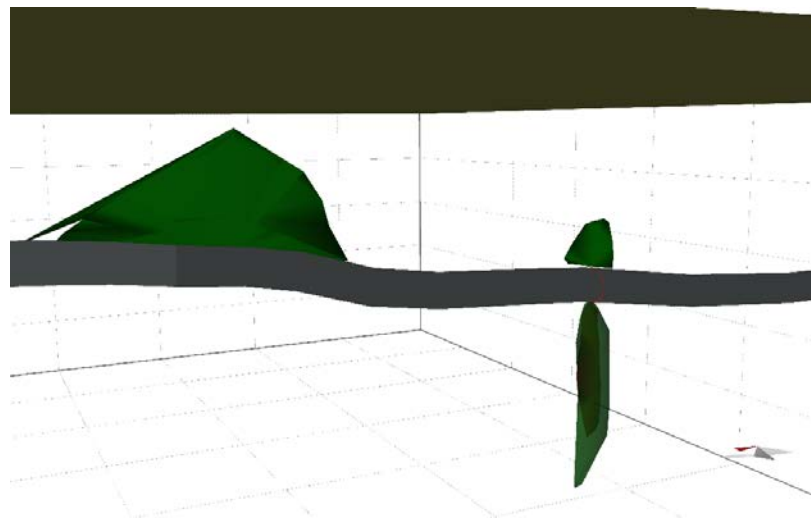


Figura 46. Modelo digital del sexto modelo, donde las fracturas generadas se aprecian de color verde y al interior de la fractura inferior derecha se nota un plano con la anisotropía inicial



Dentro de la metodología se planteó generar fracturas de forma perpendicular al eje de la tubería con el fin de simular un sistema de esfuerzos diferente. Después de cambiar el sistema de ranuras a utilizar se observa que se torna improbable generar fracturas que no vayan paralelas al tubo sin generar un esfuerzo horizontal perpendicular al mismo. El modelo realizado bajo esta metodología se tomará como el séptimo modelo y de igual forma a los demás modelos mostrarán tres figuras (Figura 47;48;49) como resultados, las cuales de igual forma mostrarán las fases inicial y final además del modelo digital.

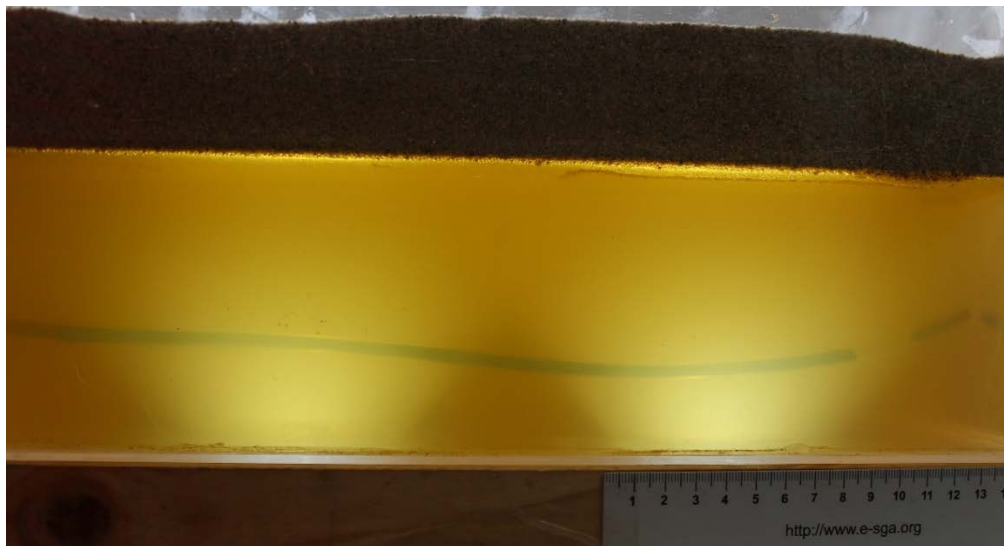


Figura 47. Fase inicial del séptimo modelo.

Para la fase final se muestran las fracturas con cortes sobre la misma lo cual permite observar el buzamiento que presentan siendo diferente a las fracturas netamente verticales que se generaron en el primer modelo posiblemente asociado al cambio de las ranuras, pero considerando que los esfuerzos horizontales son inexistentes las fracturas seguirán regidas por la anisotropía presentada por la superficie de la tubería y la presión de la arena; tendiendo así a verticalizarse levemente.



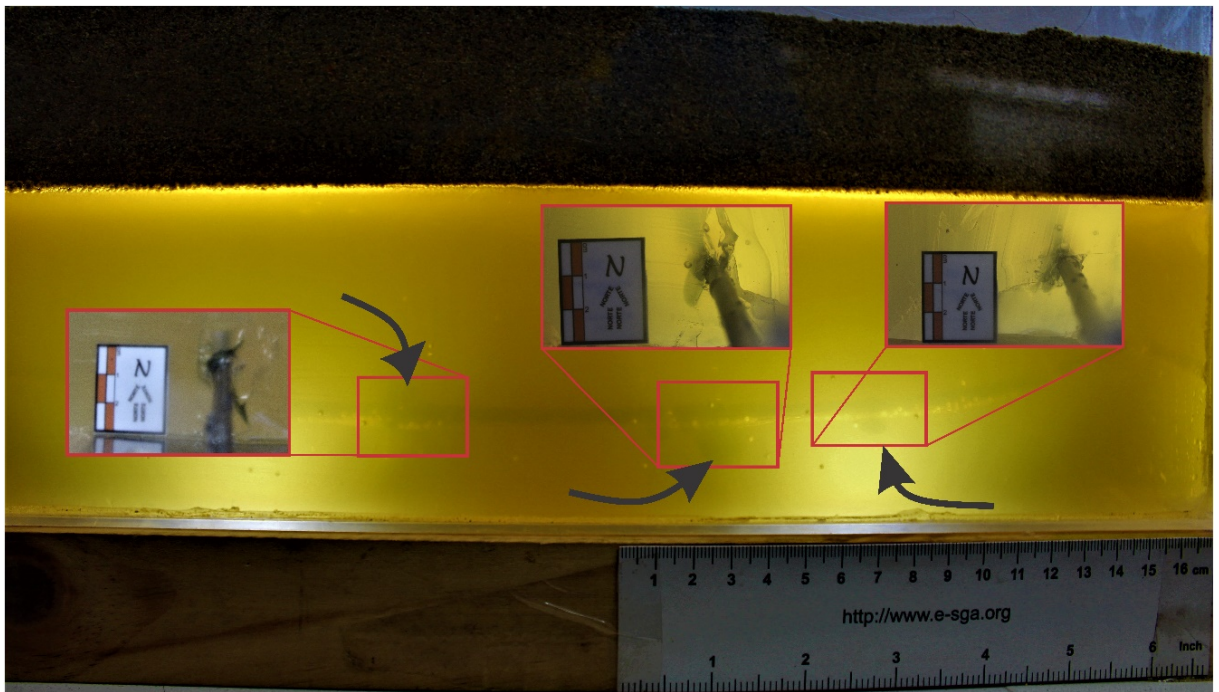


Figura 48. Fase final del séptimo modelo. En la imagen se señalan las tres fracturas con flechas negras y sobre estas se muestran cortes perpendiculares a cada una.

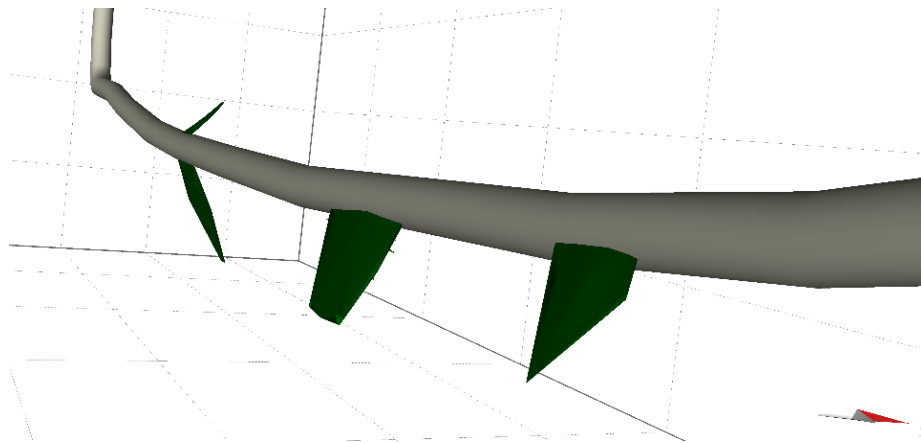


Figura 49. Imagen digital del séptimo modelo.



6. Discusión

En postulaciones anteriores se menciona que las propiedades reológicas de la gelatina sólida cumplen con los requerimientos necesarios para representar la corteza en modelamiento análogo (Di Giuseppe et al., 2009; Otterloo y Cruden, 2016). A partir de los resultados obtenidos en las mediciones de viscosidad, relación de Poisson, módulo de pérdida, almacenamiento y cizalla de diferentes bloques de gelatina.

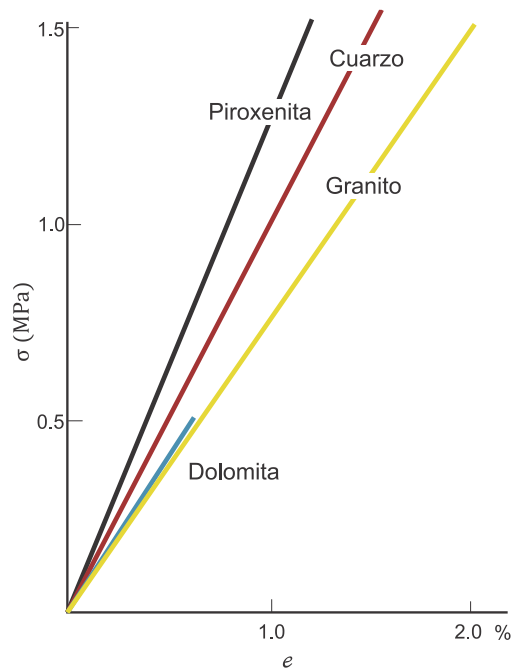


Figura 50. Comportamiento elástico de algunas rocas y minerales sometidas a bajos esfuerzos. Adaptada de Fossen (2016).

Durante el montaje experimental se puede observar que las propiedades elásticas encontradas en la gelatina utilizada para el modelamiento tienen una relación muy similar a las que se pueden encontrar en algunas rocas de la corteza; es decir el comportamiento lineal encontrado en el módulo de Young se puede comparar con el presentado por Fossen (2016), en el cual representa el comportamiento de algunas rocas al ser sometidas a bajos esfuerzos (Figura 50).

Además, teniendo en cuenta la relación de Poisson (ν) obtenida para el bloque de gelatina se puede decir claramente que en este aspecto el comportamiento elástico del bloque de gelatina es realmente similar al de varios tipos de rocas como se presenta en la tabla 5, la cual es una recolección de los valores planteados por algunos autores para las principales rocas sedimentarias y el granito.

Tabla 5. Relaciones de Poisson consultadas para los principales tipos de roca sedimentarias y el granito.

TIPO DE ROCA	ν (Fossen, 2010)	ν (Gercek, 2007)	ν (Pollard y Fletcher, 2005)
ARENISCA	0.21-0.38	0.05-0.4	0.10-0.40
SHALE	0.03-0.4	0.05-0.32	0.19-0.14
CALIZA	0.15-0.3	0.1-0.32	0.08-0.39
CARBON	-	-	0.33-0.37
GRANITO	0.1-0.25	0.1-0.33	0.10-0.39

Ahora entrando en los resultados obtenidos por los modelos se puede observar que bajo un área con presencia nula de fallas el fracturamiento realizado a profundidades promedio de 6000 ft



(~ 2 km) las fracturas hidráulicas no alcanzan zonas freáticas consideradas para los modelos el primer kilómetro desde superficie. Además, se debe considerar que el fluido inyectado en los modelos sobrepasa al fluido utilizado en los campos reales de explotación dando un rango más amplio de posibles zonas de daño, así que las fracturas generadas que abarcan prolongaciones verticales a lo largo de la zona de yacimientos son un poco mayores.

Estas fracturas en los modelos escalados a tamaño de la naturaleza tienen tamaños verticales entre 150 y 250 m (Figura 51). Añadiendo un límite similar al establecido por King (2012) quien señala que el *fracking* se debe realizar a profundidades mayores a 2000 ft, siendo para este caso profundidades mayores a los 3800 ft. Ya que a diferencia de King se plantea un rango de 1 km para ubicar las aguas subterráneas.

En casos como las reglas de oro para la explotación de yacimientos no convencionales planteadas por la Agencia Internacional de Energía, IEA, (2012). Se establece conocer la geología con relación a fallas grandes que invadan las zonas de interés ya que como menciona Scotchman (2016), estos planos funcionan como rutas de migración. Pero en ninguno de los casos se propone la distancia que debe presentarse desde el punto de inyección a la falla para que no llegue a presentarse el escape de fluidos, así que esta distancia es medida en el modelo 1 y 2, y se muestra en la figura 52, definiendo así que la distancia ideal a las fallas que conectan el reservorio con las zonas superficiales debería ser superior 400 m.

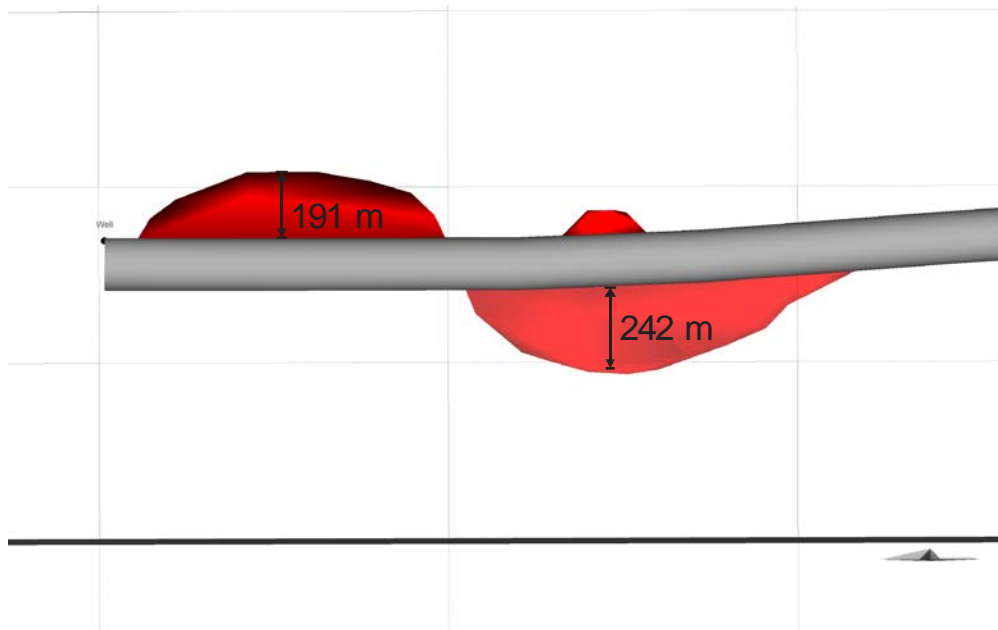


Figura 51. Imagen del modelo 1 donde se marca la prolongación vertical de las fracturas.

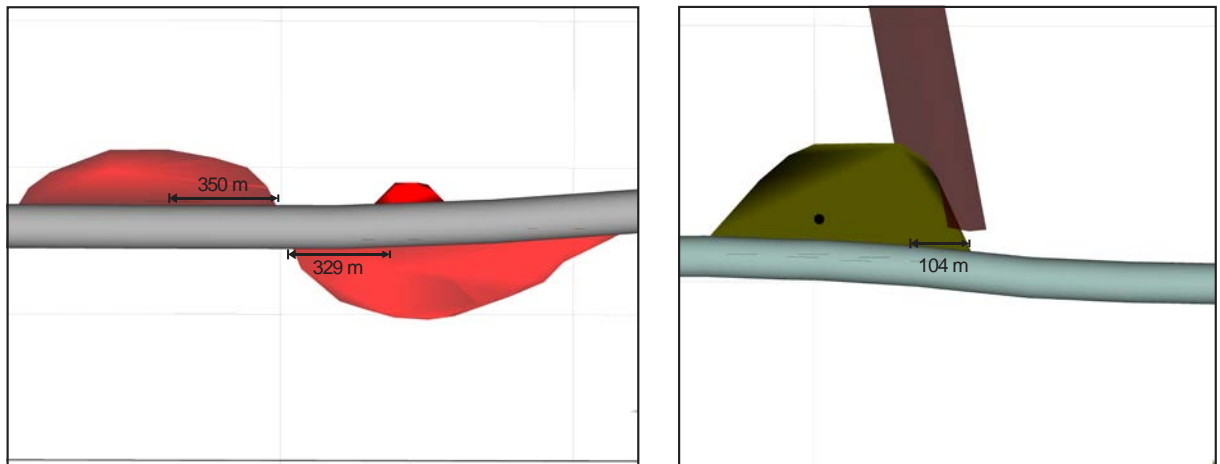


Figura 52. Imagen generada a partir del modelo 1 (imagen izquierda) y el modelo 2 (imagen derecha) donde se marca la distancia del punto de inyección al borde de la fractura en la lateral.



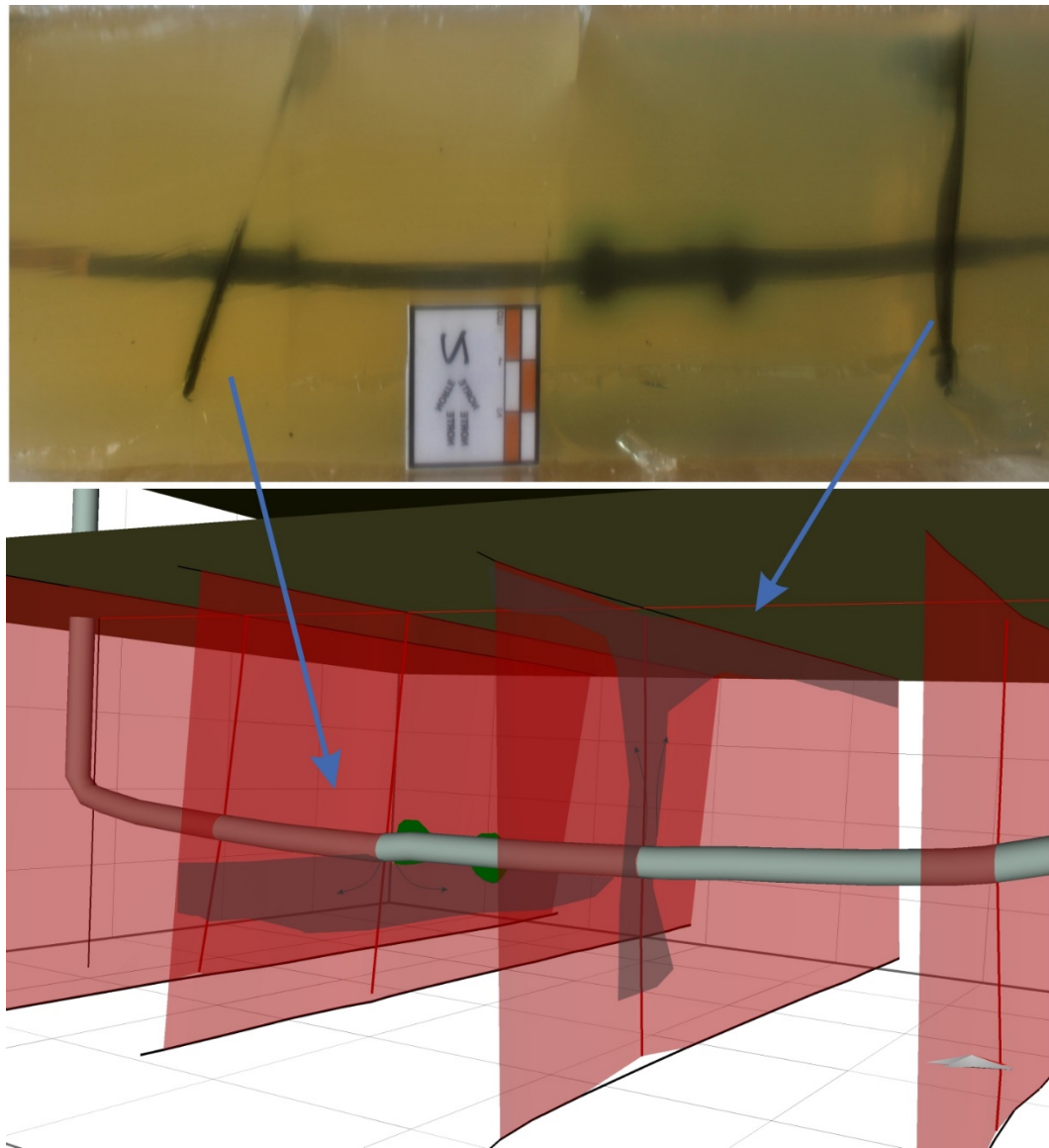


Figura 53. Migración del fluido a través de los planos de anisotropía en el modelo 5 dependiendo de sus propiedades.

También se debe considerar las propiedades de permeabilidad y la actividad de la falla que está cerca al área de producción, debido que las propiedades del material presente en la zona de daño en la falla pueden otorgar o quitar a la falla propiedades de migración. Siendo así las fallas

se pueden clasificar en falla de trasmisión, falla sello, falla de trasmisión vertical y sello lateral, y fallas de trasmisión intermitente (Aydin, 2000). También la actividad tectónica puede facilitar la migración mediante los planos de falla (Moretti, 1988).

En el modelo cinco y tres se puede apreciar estas dinámicas en la migración del fluido (Figura 53), debido a que el comportamiento de la gelatina cerró en zonas del plano de anisotropía los espacios de migración por compresión.

Con respecto a los modelos falta añadir que como se puede observar en el cuarto y quinto modelo que un buen sello sería un aislante ideal para evitar la migración del fluido, aunque este también debe estar bien delimitado debido a que cualquier plano de anisotropía que logre conectar con superficie permitiría la contaminación de la zona superficial.

7. Conclusiones

- La gelatina cumple con las propiedades elásticas (Modulo de Young y relación de Poisson) necesarias para escalar el comportamiento elástico de las rocas sometidas a un sistema de esfuerzos
 - El montaje experimental planteado es una buena herramienta para estudiar la generación de fracturas hidráulicas. Sin embargo, cabe resaltar que al no poder variar el sistema de esfuerzos horizontales solo se puede generar fracturas en un sentido, como se observó en el séptimo modelo.
 - El *fracking* a nivel general sigue manteniéndose como una metodología de extracción de hidrocarburos viable alrededor del mundo. Siendo este trabajo un punto de vista experimental sobre los parámetros y consideraciones que se deben revisar en el momento de ser implementado; parámetros como mantener distancias verticales entre la zona de producción y las zonas de acuíferos superiores 750 ft, distancias horizontales entre los puntos de inyección y fallas que de alguna manera conecten con las zonas de aguas frescas superiores a 400 m, conocer las propiedades de permeabilidad y actividad tectónica de las fallas cercanas a la zona del yacimiento, y mapear con precisión las calidades del sello que pueda aislar la zona de aguas con la zona de yacimiento.
 - En Colombia según las consideraciones generales se pueden establecer diversas áreas donde la producción mediante *fracking* puede ser llevada a cabo con éxito; entre esas áreas cabe resaltar zonas de baja complejidad estructural como la Cuenca de los Llanos Orientales. Además, con un mapeo estricto de las estructuras cercanas al área de
-

producción y un estudio detallado de las propiedades en las rocas de zonas de falla y el sello pueden ser consideradas otras cuencas donde la complejidad estructural es mayor.

- Por último, cabe mencionar que el monitoreo continuo del crecimiento de las fracturas generadas es pieza clave fundamental en el éxito de la extracción de hidrocarburo de manera ambientalmente sustentable.



Referencias Bibliográficas

- ANH, 2016. Producción Fiscalizada De Petróleo Por Campo En Superficie (Barriles Promedio Por Día Calendario - Bpdc)
- ANH, 2015. Producción Fiscalizada De Petróleo Por Campo En Superficie (Barriles Promedio Por Día Calendario - Bpdc)
- ANH, 2014a. Producción Fiscalizada De Petróleo Por Campo En Superficie (Barriles Promedio Por Día Calendario - Bpdc)
- ANH, 2014b. Acuerdo Número 03 de 2014. República de Colombia.
- ANH, 2014c. Resultados de la gestión hidrocarburifera en el país, yacimientos no convencionales.
- ANH, 2013. Producción Fiscalizada De Petróleo Por Campo En Superficie (Barriles Promedio Por Día Calendario – Bpdc.
- Asri, M. y Rachmat, S.,2016. Treatment Design of Hydraulic Fracturing and Economic Analysis on Water Dominated. 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California: 1-13.
- Aydin, A., 2000. Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow. *Marine and Petroleum Geology*, 17: 797-814.
- Barrel, J., 1914. *The Strength of the Earth's Crust*. University of Chicago
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A. y Martínez, J., 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH
-

- BP, 2016. BP Statistical Review of World Energy. BP Statistical Review. Consultar en: bp.com/statisticalreview.
- Brady, B., Elbel, J., Mack, M., Morales, H., Nolte, N. y Poe, B., 1992. Cracking rock: progress in fracture treatment design. *Oilfield review*, 4: 4-17.
- Bonini, M., 2007. Deformation patterns and structural vergence in brittle-ductile thrust wedges: An additional analogue modelling perspective. *Journal of Structural Geology*, 29: 141-158.
- Burg, J., 2016. Lithospheric Strength Profiles. Consultado el 20 de diciembre del 2016 en: <https://goo.gl/B11hlj>
- Burov, E. B., 2010. The equivalent elastic thickness (T), seismicity and the long-term rheology of continental lithosphere: Time to burn-out “crème brûlée”? Insights from large-scale geodynamic modeling. *Tectonophysics*, 484: 4-26.
- CAMPETROL, 2015. 55% del petróleo que se produce en Colombia es crudo pesado. Consultado el 20 de Abril del 2017 en: <https://goo.gl/Ju5kE9>
- Cochran, J., 1980. Some Remarks on Isostasy and The Long-Term Behavior of The Continental Lithosphere. *Earth and Planetary Science Letters*, 46: 266-274.
- Di Giuseppe, E., Funicello, F., Corbi, F., Ranalli, G. y Mojoli, G., 2009. Gelatins as rock analogs: a systematic study of their rheological and physical properties. *Tectonophysics*, 473: 391-403.
- Dooley, T. P. y Schreurs, G., 2012. Analogue modelling of intraplate strike-slip tectonics: A review and new experimental results. *Tectonophysics*, 574-575: 1-71.
-

EPA, 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Office of Research and Development. Washington, DC.

Fetter, C. W, 2000. Applied Hydrogeology, 4 ed. Prentice Hall, New Jersey, 4-9p.

Fossen, H., 2010. Structural Geology, 1 Ed. Cambridge University press.

Fossen, H., 2016. Structural Geology, 2 Ed. Cambridge University press.

Gercek, H., 2007. Poisson's ratio values for rocks. International Journal of Rock Mechanics y Mining Sciences, 44: 1-13.

Goodman, P., Galatioto, F., Thorpe, N., Namdeo, A., Davies, R. y Bird, R., 2012. Investigating the traffic-related environmental impacts of hydraulic-fracturing (fracking) operations. Environment International

Hubbert, M. K. y Willis, D. G., 1957. Mechanics Of Hydraulic Fracturing. Society of Petroleum Engineers.

IEA, 2012. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook, Special Report on Unconventional Gas.

Jackson, J., 2002. Strength of the continental lithosphere: Time to abandon the jelly sandwich?. Geological Society American Today: 4-9.

Kattenhorn, S., 2014. Lecture 3, Rheology: How Rocks Behave. Consultado el 20 de diciembre del 2016 en: <https://goo.gl/6hfSvb>

-
- Keefner, J. W., Mackwell, S. J., Kohlstedt, D. L. y Heidelberg, F., 2011. Dependence of dislocation creep of dunite on oxygen fugacity: Implications for viscosity variations in Earth's mantle. *Journal of Geophysical research*, 116: 1-15
- King, G., 2012. *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. SPE, 152596.
- Mayer, A., 2016. Risk and benefits in a fracking boom: Evidence from Colorado. *The Extractive Industries and Society*, 3: 744-753.
- Meng, Q., 2016. The impacts of fracking on the environment: A total environmental study paradigm. *Science of the Total Environment*.
- Moretti, I., The role of faults in hydrocarbon migration. *Petroleum Geoscience*, 4: 81-94.
- Nikkilä, K., Korja, A., Hoyi, H. y Eklund, O., 2015. Analog modelling of one-way spreading of hot orogens- a case study from the Svecofennian orogen, Fennoscandian shield. *Precambrian research*, 268: 135-152.
- Otterloo, J. y Cruden, A. R., 2016. Rheology of pig skin gelatine: Defining the elastic domain and its thermal and mechanical properties for geological analogue experiment applications. *Tectonophysics*, 683:86-97.
- Pollar, D. D. y Fletcher, R. C., 2010. *Fundamentals of structural geology*. Cambridge University Press, New York, 144-151p.
- Rana, M., 1969. Experimental Determination of viscosity of rocks. *Experimental mechanics*, 9: 538-549.
-

- Rosas, F. M., Duarte, J. C., Schellart, W. P., Tomas, R., Grigorova, V. y Terrinha, P., 2015. Analogue modelling of different angle thrust-wrench fault interference in a brittle medium. *Journal of Structural Geology*.
- Rossello, E., 2015. Fracturación: causas mecánicas y aplicaciones geomecánicas. XV congreso colombiano de geología.
- Salgar, M., 2006. Proyectos de Crudos Pesados en Colombia. ECOPETROL S.A.
- Scotchman, I. C., 2016. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. *Proceedings of the Geologist's Association*.
- Singhal, B. B. S y Gupta, R. P., 2010. *Applied Hydrogeology of fractured rock*, 2 es. Springer, New York, 1-11p.
- SPE, 2016. Fracturing fluids and additives. Consultado el 20 de febrero del 2017 en: <https://goo.gl/mu0jZM>
- Stüwe, K., 2007. *Geodynamics of the lithosphere, quantitative description of geological problems*. Springer-Verlag, 33-37p.
- Tissot, Bernard P. y Welte, Dietrich H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, 2 ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 451p.
- Turcotte, D. y Schubert, G., 2014. *Geodynamics*, 3 ed. Cambridge University Press. 133-162 pp.
- Twiss, R. J. y Moores, E. M. 2006. *Structural Geology*. Cambridge University Press, New York.
-

-
- Warpinski, N.R. y Smith, M.B., 1989. Rock mechanics and fracture geometry in recent advances in hydraulic fracturing. En: Gidley, J.L., 1989. Recent Advances in Hydraulic Fracturing. SPE, Monograph 12: 57–80.
- Wu, Z., Yin, H., Wang, X., Zhao, B., Zheng, J., Wang, X. y Wang, W., 2015. The structural styles and formation mechanism of salt structures in the Southern Precaspian Basin: insights from seismic data and analog modeling. *Marine and Petroleum Geology*.
- Yagupsky, D., 2009. Metodología para el estudio de sistemas compresivos y de sus controles estructurales. Universidad de Buenos Aires, Tesis doctoral.
- Yew, C. H. y Weng, X., 2015. *Mechanics of hydraulic fracturing*. Elsevier, gulf professional publishing: 105-131pp.
- Yoxtheimer, D., 2014. *Shale Energy Fluids Management Practices*. Forum on hydraulic fracturing, Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Zheng, H., Liu, D. F., Lee, C. F. y Ge, X.R., 2005. Principle of Analysis Of Brittle-Plastic Rock Mass. *International Journal Of Solids And Structures*, 42: 139-158.
-

ANEXOS



masa (Kg)	fuerza (N)	Esfuerzo (Pa)	Deformación	% def	Modulo de Young (pa), Modelo	Modulo de Young (Pa), Naturalaleza	deformación vertical (mm)	Deformación Horizontal (mm)	Ratio Poisson
0.295	2.891	92.0231729	0.006834886	0.68348863	13463.746	659987549	0.196008532	0.05945394	0.30332322
0.395	3.871	123.217469	0.00897183	0.89718297	13733.8172	673226331	0.268664609	0.037939302	0.14121436
0.495	4.851	154.411765	0.012894628	1.28946284	11974.8906	587004442	0.402039764	0.100112691	0.24901191
0.595	5.831	185.606061	0.017230203	1.72302031	10772.1342	528045794	0.549449305	0.176403691	0.32105544
0.695	6.811	216.800357	0.021231993	2.12319932	10211.0223	500540310	0.685510167	0.292124759	0.42614212
0.795	7.791	247.994652	0.025674612	2.56746124	9659.13911	473487211	0.836559219	0.345324861	0.41279189
0.895	8.771	279.188948	0.028754921	2.87549214	9709.2579	475944015	0.941289728	0.419480285	0.44564418
0.995	9.751	310.383244	0.035600634	3.56006345	8718.47507	427376229	1.174043971	0.443137396	0.37744531
1.095	10.731	341.57754	0.037951492	3.79514919	9000.37186	441194699	1.253973124	0.523865667	0.41776467
1.195	11.711	372.771836	0.048189938	4.81899382	7735.4703	379189721	1.602080298	0.625505458	0.39043328
1.295	12.691	403.966132	0.055370496	5.53704957	7295.69289	357632004	1.846219254	0.738830507	0.40018568
		SUMA			112274.017	5503628305			3.88501207
		PROMEDIO			10206.7289	500329846			0.35318292

Anexo 1. Tabla completa con los datos medidos para calcular la deformación

