

**IDENTIFICACIÓN DE FACTORES GEOMECÁNICOS EN PROCESOS DE
INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS: CASOS DE
ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL**

**URIEL FELIPE GUIO BARACALDO
CAMILO ALEJANDRO VELASQUEZ CASAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**IDENTIFICACIÓN DE FACTORES GEOMECÁNICOS EN PROCESOS DE
INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS: CASOS DE
ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL**

**URIEL FELIPE GUIO BARACALDO
CAMILO ALEJANDRO VELASQUEZ CASAS**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

**Phd. Zuly Himelda Calderón
Director**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios por brindarme la oportunidad de vivir, conocer, disfrutar y aprender en los años transcurridos, por permitirme tomar lo mejor de cada situación y darme la fuerza para levantarme después de un difícil momento.

A mis padres Uriel Guio y Gladys Baracaldo, hermanos Julian, Diego y David, y mi sobrino Sebastián, quienes con su esfuerzo, apoyo y amor incondicional me dieron la fuerza necesaria para hoy ser la persona y el profesional que soy.

A mis abuelitos Silvano, Rosalba, tíos, primos, padrinos y demás familiares, quienes siempre me apoyaron. A mi abuelito Rafa quien se fue dejando grandes enseñanzas y una gran familia y aunque hoy no esté presente seguirá siendo el pilar más grande, nos acompañará y cuidará de la mano de mi abuelita Betulia y de la virgen de Monguí.

A Felipe Zabaleta “mi hermano mayor” quien con sus consejos y cariño me ayudó a tomar la mejor decisión para emprender este proceso como profesional.

A dos grandes familias que me recibieron como un hijo y me hicieron sentir que jamás estuve solo en esta ciudad, familia Portilla Pineda y familia Alarcón Gómez.

A Nury A. Romero quien se convirtió en una persona muy importante en estos dos últimos años y con su apoyo, confianza, respeto, conocimientos y amor me ha enseñado que la palabra “proyectar” tiene mayor fuerza y contundencia que la palabra “soñar”.

A mis amigos y compañeros que hicieron parte de mi vida durante este tiempo pero especialmente a Alejo, mi compañero de tesis y amigo con quien compartí agradables y difíciles momentos, a Sebas Pinto mi mejor amigo quien me enseñó el valor de una sincera amistad, a Leo y Ricardo quienes me brindaron su apoyo y se aguantaron mis momentos de hiperactividad, a Fercho, Kevin, Cloud, Lau, Javi, Adri, Merchán, Angulo, Ibáñez, Roger, Checho, y un sin número de personas importantes que siempre tendrán un espacio en mi vida y en mis recuerdos.

Uriel Felipe Guio Baracaldo

DEDICATORIA

A Dios por todo lo que me ha regalado, y de haber vivido esta experiencia de poder realizar y culminar exitosamente esta etapa de mi vida, que es la formación universitaria.

A mi familia; mis padres por apoyar mis decisiones y de ayudarme en todo lo que ellos podían, ya que sin ellos no sería la persona que soy hoy en día. A mis hermanas por estar incondicionalmente siempre a mi lado.

A mis amigos;

Felipe, compañero de este proyecto y con quien compartí momentos buenos y difíciles en esta fase.

Ricardo “Que Gay”; Quien es también uno de mis mejores amigos que he logrado en este transcurso, con quien he pasado momentos que quedaran en mi memoria.

Leonardo; Ese amigo que siempre ha estado en las buenas y en las malas con toda la disposición del mundo.

A mis amigos restantes, por compartir momentos llenos de alegría y hacerme sentir en familia: Angie, Adri, Nury, Claudia R, Claudia L, Suca, Erik, Checho, Javi, Fercho.

Especialmente a mi padre; esa persona que me inculco todos sus valores, quien es, fue y seguirá siendo el pilar más importante en mi vida, quien me enseñó que puedo lograr lo que me propongo con su frase insignia: “¿QUÉ!!! ¿LE QUEDO GRANDE?”.

Camilo Alejandro Velásquez Casas

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitir el desarrollo de éste proyecto sin ningún percance y contra tiempo, también por brindarnos el apoyo, la confianza, los conocimientos y la fuerza necesaria para culminar esta gran etapa.

A la universidad industrial de Santander, su escuela de ingeniería de petróleos y a cada uno de los profesores que hacen parte de ella, por todos los conocimientos y valiosas enseñanzas brindadas durante éste tiempo.

A nuestra directora, Dr. Zuly Calderón, por su guía, apoyo, consejos y tiempo que nos dedicó durante la realización de éste proyecto.

A los ingenieros Luis Oliveros y Reinel Corzo, quienes en su calidad de calificadores ayudaron y apoyaron durante el desarrollo de éste proyecto, con sus conocimientos y recomendaciones.

A nuestros amigos Leonardo y Adriana, por disponer de su tiempo, y brindarnos su colaboración, consejos, y conocimientos durante éste proyecto.

A todas las personas que de alguna manera participaron en la realización de éste trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA E INYECCIÓN DE AGUA .	21
1.1. GEOMECÁNICA	21
1.1.1. Esfuerzos in situ.....	21
1.1.2. Presión de poro.....	23
1.2. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS	23
1.2.1. Elasticidad.....	24
1.2.2. Esfuerzo.....	24
1.2.3. Deformación.....	25
1.2.3.1. Elongación	25
1.2.3.2. Deformación de corte.....	26
1.2.4. Ley de Hooke establece.....	27
1.2.5. Módulo de Young E	28
1.2.6. Relación de Poisson ν	28
1.2.7. Termoelástico	29
1.3. INYECCIÓN DE AGUA	30
1.3.1. Proceso de inyección de agua	31
1.3.2. Tipos de inyección	32
1.4. PRUEBAS DE INYECCIÓN	33
1.4.1. Step-Rate Tests (SRT).....	34
1.4.2. Hydraulic Impedance Test (HIT)	34
1.5. DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN	36
1.5.1. Total de solidos suspendidos (TSS)	37
1.5.2. Métodos de disposición.....	38
1.5.2.1. Inyección de agua en el pozo por el anular.....	38

1.5.2.2.	Inyección de agua en pozo profundo	39
1.5.2.3.	Inyección de agua en un pozo poco profundo	39
2.	CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL	40
2.1.	Inyección de agua como proceso de recobro.	41
2.1.1.	Campo A, UK mar del norte	41
2.1.2.	Campo Siret, Libia	50
2.1.3.	Campo B, offshore Nigeria.....	58
2.1.4.	Campo Seria, Negara Brunei Darussalam	67
2.1.5.	Campo C, Suroeste de Francia.....	76
2.2.	Reinyección de agua de producción.....	80
2.2.1.	Campo D, en Australia	80
2.2.2.	Campo E, Sur de Oman.....	84
2.2.3.	Campo F, Mar del norte	89
3.	FACTORES GEOMECÁNICOS QUE AFECTAN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	97
3.1.	Esfuerzos <i>in situ</i> (magnitud y dirección)	98
3.1.1.	Disposición de agua de producción	98
3.1.2.	Inyección de agua como método recobro.	100
3.2.	Módulo de Young (E).....	103
3.2.1.	Disposición de agua de producción	105
3.2.2.	Inyección de agua como método recobro	105
3.3.	Esfuerzos poroelástico	105
3.4.	Esfuerzo térmico (termoelástico)	106
3.4.1.	Disposición de agua de producción	107
3.4.2.	Inyección de agua como método recobro.	108
3.5.	Contraste de esfuerzos.....	110
3.5.1.	Disposición de agua de producción	110
3.5.2.	Inyección de agua como método de recobro	112
3.6.	Total de solidos suspendidos (TSS)	114

3.6.1.	Disposición de agua de producción	114
3.6.2.	Inyección de agua como método recobro	115
4.	GRADO DE IMPORTANCIA DE LOS FACTORES GEOMECÁNICOS QUE MÁS AFECTAN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA USANDO UN ANÁLISIS IMPACTO-PROBABILIDAD	119
4.1.	Análisis de riesgos.....	119
4.1.1.	Análisis cualitativo.....	119
4.1.2.	Análisis semicuantitativo	121
4.1.3.	Análisis cuantitativo (Diagrama de Pareto)	122
4.2.	Análisis de riesgos para inyección de agua	122
4.2.1.	Análisis cualitativo.....	126
4.2.2.	Análisis semicuantitativo de los riesgos	127
4.2.3.	Análisis cuantitativo de los riesgos	128
5.	CONCLUSIONES	131
	RECOMENDACIONES.....	133
	BIBLIOGRAFÍA	134

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Casos de estudio a nivel mundial.	41
Tabla 2 Propiedades de la formación, Campo A, UK mar del norte.....	43
Tabla 3 Propiedades mecánicas de la formación, Campo A, UK mar del norte	43
Tabla 4 Propiedades del yacimiento, Campo A, UK mar del norte	47
Tabla 5 Propiedades geomecánicas para las 42 capas, Campo Siret, Libia	56
Tabla 6 Propiedades petrofísicas, Campo B, offshore Nigeria	59
Tabla 7 Propiedades geomecánicas, Campo B, offshore Nigeria.....	60
Tabla 8 Propiedades del yacimiento, Campo Seria, Negara Brunei Darussalam ..	69
Tabla 9 Estrategias de inyección, Campo Seria, Negara Brunei Darussalam	70
Tabla 10 Propiedades generales campo C, Suroeste de Francia.....	77
Tabla 11 Valores del caso base para la simulación, Campo D, en Australia	82
Tabla 12 Propiedades mecánicas, Campo E, Sur de Oman.....	87
Tabla 13 Propiedades generales campo E, Mar del norte	90
Tabla 14 Tectónica regional.....	99
Tabla 15 identificación de riesgo y consecuencias	124
Tabla 16 Probabilidad del riesgo.....	126
Tabla 17 Nivel de riesgo (análisis semicuantitativo)	127
Tabla 18 Análisis cuantitativo de los riesgos	128
Tabla 19 relación de riesgos con los factores geomecánicos.....	130
Tabla 20 Priorización de los factores geomecánico.....	130

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Esfuerzos principales normales.	22
Figura 2 Presión de poro.	23
Figura 3 Elongación de un cuerpo debido a un esfuerzo.	26
Figura 4 Deformación de un cuerpo debido a un esfuerzo.	27
Figura 5 Relación de Poisson.	29
Figura 6 Primera implementación de un proceso de inyección de agua. (1907) ..	31
Figura 7 Inyección periférica o externa en los flancos para mantenimiento de presión.	32
Figura 8 Inyección en arreglos de 7 puntos según Smith y Cobb.	33
Figura 9 Diagrama general del HIT	35
Figura 10 Efecto de la trayectoria en la presión de fractura.....	45
Figura 11 Efecto de la temperatura.....	46
Figura 12 Efecto de la permeabilidad del cake en la longitud media de la fractura	48
Figura 13 Efecto de la temperatura en: a) longitud media, y b) altura de la fractura	50
Figura 14 Sector Model con los pozos productores y el pozo inyector	53
Figura 15 División de la grilla de simulación cerca a la cara del pozo	54
Figura 16 Esfuerzo mínimo y permeabilidad con respecto a la profundidad y los valores promedio para cada capa.....	55
Figura 17 Esfuerzos función de la distancia radial al pozo inyector	57
Figura 18 Longitud media de la fractura	58
Figura 19 Esfuerzo termoelástico y poroelástico	63
Figura 20 Longitud de la fractura con respecto al tiempo para cada arena	64

Figura 21 Volumen perdido con respecto a la permeabilidad a un TSS de 100 ppm	66
Figura 22 Presión de fondo para un TSS 1000 ppm y 20 ppm	67
Figura 23 Sección transversal del campo Seria en dirección oeste-este	68
Figura 24 Opciones de completamiento para pozos fracturados por la inyección de agua	71
Figura 25 Propagación de la fractura	72
Figura 26 Crecimiento de la fractura simple	74
Figura 27 Crecimiento de doble fractura	74
Figura 28 Crecimiento de múltiples fracturas	75
Figura 29 Crecimiento de las fractura con respecto al tiempo	76
Figura 30 Historial de inyección	78
Figura 31 Historial de presión	80
Figura 32 Modelo esquemático estratigráfico	81
Figura 33 Comparación del frente térmico y el frente de agua (punta de la fractura) entre los dos escenarios de inyección	83
Figura 34 Esquema estratigráfico	85
Figura 35 Parámetros que impactan la propagación de la fractura vertical	86
Figura 36 Tiempo en el cual cada pozo afecta el shale	88
Figura 37 Esquema de inyección	90
Figura 38 Evolución de la longitud de la fractura	92
Figura 39 Evolución de la presión en fondo	93
Figura 40 Longitud de la fractura respecto el tiempo	94
Figura 41 Inyectividad con respecto al tiempo	94
Figura 42 Ancho efectivo y total de la fractura respecto al tiempo	95
Figura 43 Perfil de temperatura a 300 días de inyección	96
Figura 44 Estado de esfuerzos.	99
Figura 45 Pérdidas de presión del pozo a la fractura	100
Figura 46 Impacto de la orientación de la fractura en el barrido areal	102

Figura 47 Factor de recobro para un patrón lineal. a) orientación favorable , b) orientación desfavorable	103
Figura 48 Contención de una fractura entre dos capas de altos esfuerzos	112
Figura 49 Tortuosidad debido al contraste de esfuerzos horizontales	113
Figura 50 Efecto del TSS sobre el Factor de recobro para un patrón de 5 puntos, con la fractura en dirección favorable.	116
Figura 51 Efectos de los parámetros geomecánicos sobre un proceso de inyección de agua como disposición.....	117
Figura 52 Efectos de los parámetros geomecánicos sobre un proceso de inyección de agua como recobro.	118
Figura 53 Análisis cualitativo.....	121
Figura 54 Matriz general de riesgos.....	127
Figura 55 Diagrama de Pareto.....	129

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN DE FACTORES GEOMECÁNICOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS: CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL *

AUTORES: Guio Baracaldo, Uriel Felipe
Velásquez Casas, Camilo Alejandro **

PALABRAS CLAVES: Factores Geomecánicos, Campos a Nivel mundial, Inyección de agua, Fractura

DESCRIPCIÓN:

En la última década, el estudio de la geomecánica en los yacimientos de hidrocarburos ha tomado gran importancia debido a alteración de la roca y fluidos al realizar procesos de exploración y explotación. Este proyecto se realizó con el fin de identificar los factores geomecánicos que tienen incidencia en la inyección de agua como método de recobro, y la reinyección de agua como disposición. Para el desarrollo de este, se acudió a fuentes bibliográficas de estudios realizados a nivel mundial sobre inyección de agua teniendo en cuenta la geomecánica del yacimiento. Durante la investigación, se encontró que los parámetros de mayor relevancia son: los esfuerzos in situ, el contraste de esfuerzos entre capas, el esfuerzo poroelástico y termoelástico, el módulo de Young; con los cuales se realizó una disertación sobre su influencia en un proceso de inyección de agua.

Por otra parte, se definió que la cantidad de sólidos suspendidos influyen de manera significativa en la eficiencia de los procesos de inyección de agua, ya que sin ser un factor geomecánico, inciden en la propagación de fracturas.

Una vez identificados los factores geomecánicos y los riesgos a los cuales se encuentra expuesto el proceso de inyección de agua cuando no se tiene un seguimiento de éstos, se planteó la realización de una sensibilidad mediante el uso de tres análisis diferentes: cualitativo, semicuantitativo y cuantitativo, respectivamente. La evaluación en conjunto de los análisis mencionados, resultó en una priorización de los factores geomecánicos sobre un proyecto de inyección de agua, siendo así la base para futuros estudios.

* Trabajo de grado

** Faculda de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Dr. Zuly Himelda Calderón.

ABSTRACT

TITLE: GEOMECHANICAL FACTORS IDENTIFICATION IN WATER INJECTION PROCESSES IN OIL RESERVOIR: CASE STUDIES WORLDWIDE*

AUTHORS: Guio Baracaldo, Uriel Felipe
Velásquez Casas, Camilo Alejandro**

KEY WORDS: Geomechanical Factors, Worldwide Fields, Water Injection, Fracture

DESCRIPTION

In the last decade, reservoirs' geomechanics studies have been taking an important role due to the rock-fluid interaction during E&P (exploration and production) processes. This project purpose was to identify the geomechanic factors that impact water injection as a recovery method and water re-injection as a disposal solution. A huge number of worldwide references were studied during the development of this work, taking into account the reservoir's geomechanics. Throughout the research, it was found out that stress in-situ, the stress contrast between layers, poroelastic and thermoelastic stress and Young's modulus are the most important factors. A formal dissertation was performed in order to determine the influence of these factors on a water injection process.

It was determined that the quantity of solids in suspension affect in a significant way the efficiency of water injection processes due to without being a geomechanic factor; it affects the fractures propagation.

Having identified the geomechanical factors and risks to which it is exposed the water injection process when you have to track them, was raised by performing a sensitivity analysis using three different: qualitative, semi-quantitative and quantitative. The assessments of these analyses produced as a result the prioritization of the geomechanic factors in a water injection project, becoming in this way the basis for future studies.

*Degree Project

** Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Dr. Zuly Himelda Calderón

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los hidrocarburos se han consolidado como la fuente principal de energía y dado que la mayoría de los yacimientos convencionales poseen un factor de recobro bajo por medio de la recuperación primaria o energía propia del yacimiento, se ha aplicado la inyección de agua como alternativa para aumentar el factor de recobro del yacimiento, así mismo asociado a la producción de hidrocarburos existe una producción de agua inevitable la cual genera problemas de disposición en superficie, que deben ser remediados para cumplir con la normatividad ambiental. Por esta razón, una solución viable es el tratamiento del agua de producción seguido a una reinyección al yacimiento.

Por otro lado, en los últimos años la industria petrolera se ha interesado en tener un mayor conocimiento referente a las rocas debido a que es de allí de donde se extraen los hidrocarburos, por lo cual es de gran importancia en el entendimiento de la mecánica de rocas; definiendo mecánica de rocas como la ciencia encargada de estudiar y predecir las respuestas de los materiales rocosos cuando son sometidos a diferentes esfuerzos ya sean internos o desde su entorno físico.

Cuando se realiza un proceso de recuperación secundaria por medio de una inyección de agua o ya sea una reinyección del agua de producción, los esfuerzos a los que la roca se encuentra sometida son modificados generando así un cambio en el estado de la roca que podría afectar la eficiencia del proceso.

Durante el desarrollo de este proyecto se identificaron los diferentes factores que pueden ser alterados por la implementación de alguno de los dos procesos ya mencionados y la incidencia que estos factores tienen sobre la eficiencia de cada

uno de los procesos. El tema será desarrollado durante 4 capítulos en los cuales el primero tiene la finalidad de familiarizar al lector con los conceptos básicos relacionados con la geomecánica, inyección de agua como método de recobro y la reinyección de agua para disposición.

En el capítulo 2 se realizó una recopilación de los casos de estudio a nivel mundial en los cuales se acoplan los procesos de inyección de agua con la geomecánica del yacimiento. Durante el proceso de selección se encontraron 18 casos de estudio, de los cuales 8 casos eran los más relevantes, 3 de ellos para inyección de agua para disposición en fondo y 5 para inyección de agua como método de recobro, debido a que manejaban mayor información de geomecánica y que recopilaban lo que mencionaban los 10 campos restantes,.

En el capítulo 3, se definieron puntualmente cuales son los parámetros geomecánicos que impactan los procesos de inyección de agua y se evaluó el peor escenario para cada uno, especificando cuál sería su impacto en la eficiencia del proceso.

Finalmente en el capítulo 4, se priorizaron los factores geomecánicos de mayor a menor incidencia sobre la inyección de agua, asociando los factores geomecánicos a diferentes riesgos que fueron presentados en los casos de estudio, y basándose en el impacto de dicho riesgo y la probabilidad de ocurrencia, se usó un estudio probabilístico el cual se desarrolla con tres análisis diferentes los cuales son el cualitativo, semicuantitativo y el cuantitativo, el acople de estos tres análisis da como resultado una base para posteriores estudios.

1. CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA E INYECCIÓN DE AGUA

Los yacimientos de hidrocarburos son estructuras geológicas sometidas a diferentes esfuerzos in situ tales como la presión de los fluidos, el esfuerzo de sobrecarga, los esfuerzos por movimientos tectónicos, etc. Estos esfuerzos se encuentran en equilibrio antes de algún tipo de perturbación, como la perforación o movimiento de fluidos en el medio, es por eso que es de gran importancia tener un conocimiento general de la geomecánica y de la inyección de agua a los yacimientos hidrocarburos, para así poder abordar conceptos más profundos y complejos.

1.1. GEOMECÁNICA

La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación sometidos a esfuerzos in situ y las reacciones a cambios en los mismos, utilizando los conceptos básicos de la mecánica de rocas y la mecánica de suelos. Estos cambios de esfuerzos se dan producto a las actividades petroleras tales como la perforación, completamiento y producción como también por acontecimientos naturales como fallas, derrumbes, etc.¹

1.1.1. Esfuerzos in situ Los esfuerzos que actúan sobre una formación pueden variar en su origen, magnitud y dirección. Para un mejor entendimiento de la distribución de los esfuerzos en el yacimiento, se toma una sección de este simplificando a un esfuerzo vertical y dos horizontales sobre el mismo. El esfuerzo vertical es originado fundamentalmente por los estratos de sobrecarga. Los

¹ VÁSQUEZ, Andrés R., Introducción a la geomecánica petrolera. [En línea]. Disponible en: www.youblisher.com/p/106315-Introduccion-Geomecanica/

esfuerzos horizontales poseen además una componente que puede ser intensificada por la tectónica, los esfuerzos térmicos, estructura geológica, litología, presión de poro y la temperatura.

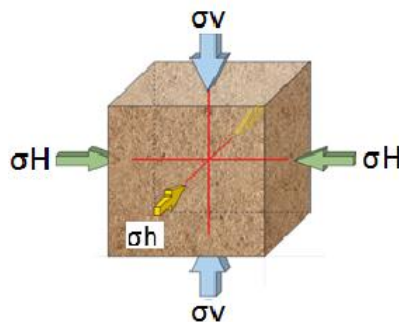
El esfuerzo, una medida de la fuerza que actúa sobre un área determinada, está compuesto por componentes normales y componentes de corte.

El esfuerzo normal (σ): Es el que se aplica en forma perpendicular a un plano o la superficie de la roca.

El esfuerzo de corte (τ): Se aplica a lo largo de la cara del plano. Matemáticamente, existe una orientación de ejes ortogonales que define las direcciones de los esfuerzos para las cuales los esfuerzos de corte son nulos. Esa orientación define los ejes de los esfuerzos principales, en los que los esfuerzos aplicados son estrictamente normales².

En la figura 1 se muestran los esfuerzos normales cuando están alineados la los ejes principales, por lo cual no existe el esfuerzo de corte.

Figura 1 Esfuerzos principales normales.

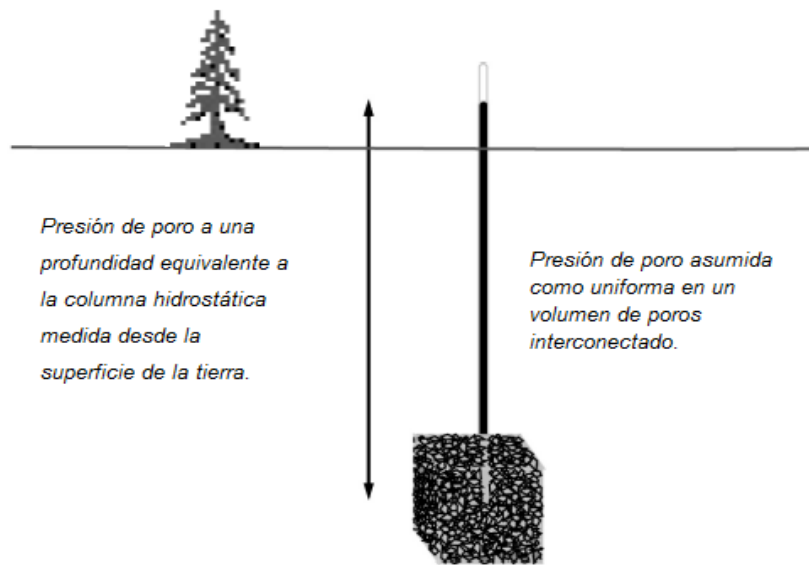


FUENTE: John Cook, et al. Las rocas importan: realidades de la geomecánica.

² COOK, John et al. Las rocas importan: Realidades de la geomecánica. Oilfield Review. Schlumberger, Invierno 2007/2008, pág. 38-39.

1.1.2. **Presión de poro** La presión de poro es definida como un potencial hidráulico actuando en un espacio poroso interconectado. El valor de la presión de poro se describe generalmente en relación con la presión hidrostática, desde la superficie hasta la profundidad de interés, como se ve en la figura 2.³

Figura 2 Presión de poro.



FUENTE: Mark D. Zoback, Reservoir geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University, Cambridge university press.

1.2. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

La mecánica de rocas es la ciencia encargada de estudiar y predecir las respuestas de los materiales rocosos cuando son sometidos a diferentes esfuerzos ya sean internos o desde su entorno físico.

³ ZOBACK Mark d., Reservoir geomechanics, department of geophysics, Stanford university, Cambridge university press. Pág. 28

1.2.1. **Elasticidad** Muchos materiales tienen la habilidad de resistir y recobrar su forma después de haber sido alterada por fuerzas exteriores, esta habilidad es llamada elasticidad. Es esta la base de todos los aspectos de la mecánica de rocas. El tipo más simple de respuesta es uno donde hay una relación lineal entre una fuerza externa y su correspondiente deformación. Cuando un cambio en las fuerzas es suficientemente pequeño, la respuesta siempre es lineal. En pocas palabras esta teoría se basa en los conceptos de esfuerzo y deformación⁴.

1.2.2. **Esfuerzo** es definido como una fuerza que actúa sobre un área definida.

$$\sigma = \frac{F_n}{A} \quad (1)$$

Además el esfuerzo es un tensor el cual describe la distribución de fuerzas actuando en todas las superficies que pasan por un punto dado.

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Donde las componentes xx, yy y zz son los esfuerzos normales a cada plano y las componentes xy y xz son los esfuerzos de corte sobre el plano x en dirección y y z respectivamente, y así mismo para las diferentes componentes yx, yz, zx y zy.

Cuando se define que no existe ningún tipo de rotación en el cuerpo se dice que $\tau_{yx} = \tau_{xy}$, $\tau_{zx} = \tau_{xz}$ y $\tau_{zy} = \tau_{yz}$ lo cual implica que el tensor de esfuerzos se reescriba de la siguiente manera.

⁴ FJÆR E, et al, Petroleum related rock mechanics Elsevier Science Publishers, Second edition, 2008, pág. 1

Cuando el esfuerzo es aplicado sobre los planos principales, los esfuerzos de corte son cero (0), lo cual implica que el tensor de esfuerzos se reescriba de la manera más simplificada.⁵

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (3)$$

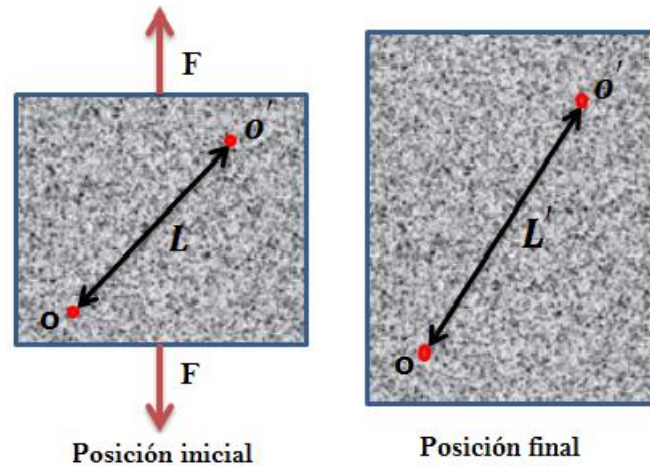
1.2.3. Deformación La deformación es el cambio en el tamaño o forma de un cuerpo debido a la acción de una fuerza interna o externa. Si la posición relativa de las partículas dentro de una muestra han cambiado, y las nuevas posiciones no pueden ser obtenidas simplemente por una translación rígida o una rotación de la muestra, se dice que el cuerpo se ha deformado. Pueden presentarse dos tipos de deformación los cuales son, elongación y deformación de corte.⁶

1.2.3.1. Elongación La elongación de un cuerpo se da cuando la distancia entre dos partículas cambia después de haber aplicado una fuerza interna o externa, como se muestra en la figura 3 por la aplicación de una fuerza externa.

⁵ ZOBACK Op. cit, pág. 5

⁶ FJÆR. E. Op. cit, pág. 14-15.

Figura 3 Elongación de un cuerpo debido a un esfuerzo.



FUENTE: Modificado de FJÆR E, et al, Petroleum related rock mechanics Elsevier Science Publishers, Second edition, 2008.

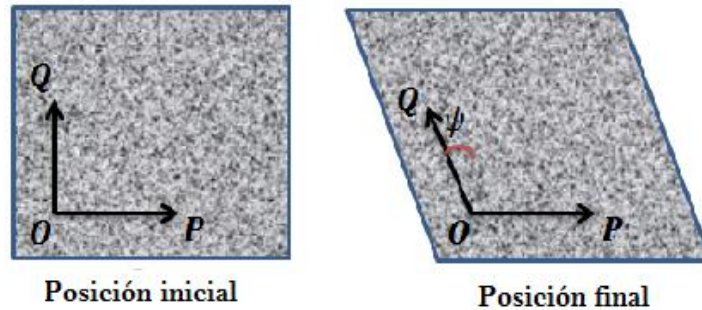
La expresión para determinar la elongación de un cuerpo después de ser sometido a un esfuerzo es la siguiente:

$$\varepsilon = \frac{L - L'}{L} = \frac{\Delta L}{L} \quad (4)$$

La elongación se considera positiva cuando es el resultado de la acción de una fuerza compresiva, de modo que se cumple la convención de signos para los esfuerzos.

1.2.3.2. **Deformación de corte** Este tipo de deformación puede ocurrir cuando existe un cambio de ángulo entre dos partículas sin que exista rotación rígida después de haber aplicado algún tipo de fuerza ya sea interna o externa como se observa en la figura 4.

Figura 4 Deformación de un cuerpo debido a un esfuerzo.



FUENTE: Modificado de FJÆR E, et al, Petroleum related rock mechanics Elsevier Science Publishers, Second edition, 2008.

La expresión para determinar la deformación de corte de un cuerpo después de ser sometido a un esfuerzo es la siguiente:

$$\Gamma = \frac{1}{2} \tan(\psi) \quad (5)$$

1.2.4. **Ley de Hooke** establece que la deformación que experimenta un cuerpo que se comporta elásticamente es directamente proporcional a la fuerza aplicada. Si se considera una muestra de longitud L y de sección transversal A sobre la cual actúa una fuerza compresiva F , la longitud de la muestra se reducirá a L' , por lo tanto, el esfuerzo estará dado por la ecuación (1) y la correspondiente elongación está dada por la ecuación (4). Si la muestra se comporta de acuerdo a la teoría elástica lineal, hay una relación lineal entre σ_x y ε_x , la cual está dada por la ecuación⁷:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \quad (6)$$

⁷ FJÆR. E. Op. cit, pág. 20

Esta ecuación es conocida como la ley de Hooke donde E se conoce como el módulo de Young.

1.2.5. **Módulo de Young (E)** También conocido como módulo de elasticidad. Es una medida de la rigidez del material; es decir, de la resistencia a la deformación cuando el material es sometido a esfuerzos uniaxiales.

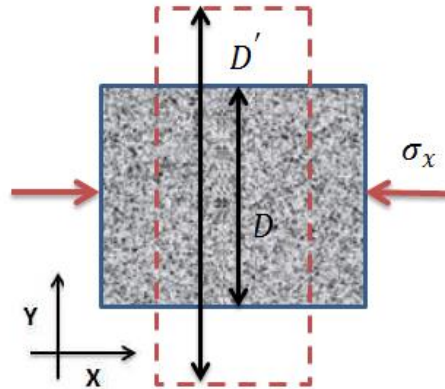
1.2.6. **Relación de Poisson (ν)** Si se considera un esfuerzo compresivo σ_x actuando sobre un cuerpo, el cuerpo reducirá su longitud pero consecuentemente incrementará su anchura, la cual se definirá como una elongación lateral que está dada por:

$$\varepsilon_y = \frac{D - D'}{D} \quad (7)$$

En general D' es mayor que D por lo que ε_y y ε_z tendrán un valor negativo. La relación de Poisson es entonces conocida como la medida de la expansión lateral relativa a una contracción longitudinal. Es decir, si sobre la muestra actúa una fuerza compresiva será la relación de la elongación lateral respecto a la contracción longitudinal:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (8)$$

Figura 5 Relación de Poisson.



FUENTE: Modificado de FJÆR E, et al, Petroleum related rock mechanics Elsevier Science Publishers, Second edition, 2008.

1.2.7. **Termoelástico** el esfuerzo termoelástico es el esfuerzo que se genera sobre un cuerpo a partir de un diferencial de temperatura.

- Deformación térmica (ε_a)

Como es bien sabido la mayoría de los materiales se expanden o se contraen bajo un cambio de temperatura. Si se considera una barra elástica la cual está libre para expandirse, la temperatura inicial es T_0 , y la temperatura es cambiada a otro valor T . El esfuerzo axial resultante del cambio de temperatura es dado por.

$$\varepsilon_a = -\alpha_T (T - T_0) \quad (9)$$

Donde α_T es el coeficiente lineal de expansión térmica y el valor de este depende del material para este caso de la roca. El signo menos que lo acompaña asegura que el α_T es positivo.⁸

⁸ FJÆR. E. Op. cit, pág. 24.

- Esfuerzo térmico

Si una barra está limitada en los extremos, de tal manera que no puede cambiar su longitud. Un esfuerzo térmico se acumulara cuando la temperatura aumente y el material intente cambiar su tamaño, la magnitud del esfuerzo puede ser obtenido a partir de la siguiente expresión.

$$\sigma_a = E\alpha_T (T - T_0) \quad (10)$$

Donde E ya está definido como módulo de Young.⁹

- Esfuerzo efectivo

El concepto de esfuerzo efectivo es basado en un trabajo pionero en la mecánica de rocas en el año 1923 por Kal Von Terzaghi, quien noto que el comportamiento de una roca saturada será controlada por el esfuerzo efectivo, que es la diferencia entre los esfuerzos externos aplicados y la presión de poro interna en forma matemática.¹⁰

1.3. INYECCIÓN DE AGUA

Las fuerzas que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación primaria generalmente se han complementado mediante la inyección de agua como proceso secundario de recobro con el fin de aumentar la energía del yacimiento o disminuir su tasa de depleción y así mismo aumentar la cantidad de petróleo recuperado.¹¹

⁹ FJÆR. E. Op. cit, pág. 24.

¹⁰ COUSSY Oliver, Mechanics and physis of porous solids. pág. 57.

¹¹ PARIS DE FERRER Magdalena, inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, pág. 11.

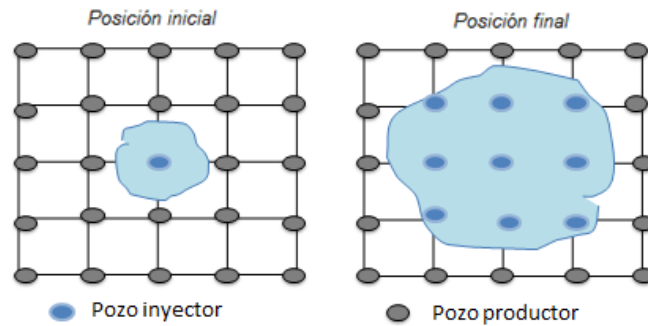
1.3.1. Proceso de inyección de agua La inyección de agua tuvo sus inicios en la ciudad de Pihole, Pennsylvania, en el año de 1865. Como la mayoría de los avances tecnológicos este proceso se conoció a partir de un suceso accidental, que consistió en la intrusión de agua proveniente de arenas acuíferas o acumulaciones de aguas superficiales que se movían a través de las formaciones productoras de hidrocarburos viéndose reflejado en un aumento en la producción de petróleo en los pozos vecinos.

Inicialmente se pensó que la intrusión de agua ayudaba únicamente al mantenimiento de presión en fondo pero tiempo después se dieron cuenta que el agua que entró a la zona productora había mejorado la producción.

El primer caso aplicado de inyección de agua como proceso para mejorar la producción de petróleo en un campo fue implementado en Bradford en 1907, y consistía en una invasión circular donde se comenzaba la inyección en un solo pozo, y a medida que los pozos vecinos aumentaban su producción de agua se convertían en pozos inyectoros logrando así un frente circular más amplio, como se observa en la figura 6.¹²

Figura 6 Primera implementación de un proceso de inyección de agua. (1907)

¹² PARIS DE FERRER, Op. cit, pág. 11-12.

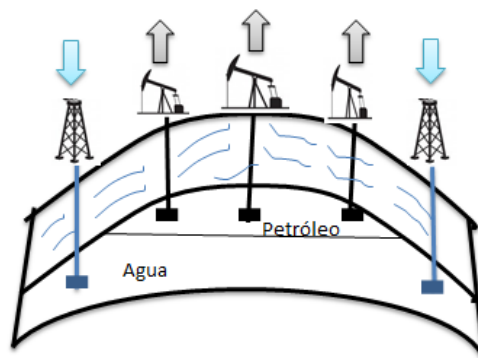


1.3.2. **Tipos de inyección** De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores este proceso se puede llevar acabo de dos maneras diferentes, con inyección periférica o externa y de dispersión o en arreglos, esto depende de la geología estructural, tipo de fluido, topografía, etc.

Inyección periférica o externa

Consiste en la inyección de agua desde los pozos más externos de la zona de petróleo o en los flancos del yacimiento, como se observa en la figura 7.

Figura 7 Inyección periférica o externa en los flancos para mantenimiento de presión.



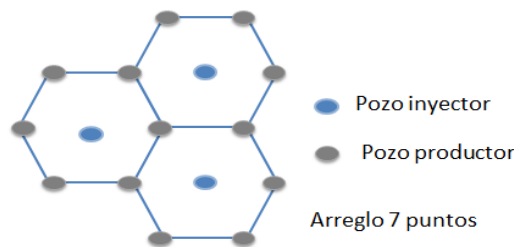
Este tipo de inyección se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento o la estructura del mismo favorece la inyección. La característica más importante es que los pozos inyectoros están en el acuífero del yacimiento.¹³

Inyección de dispersión o en arreglos

Consiste en la inyección de agua dentro de la zona del petróleo, el agua invade esta zona y desplazan los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores, la disposición de los pozos de inyección puede variar dependiendo de la estructura, límites del yacimiento, continuidad de arenas, permeabilidad, porosidad y del espaciamiento y posición de los pozos existentes, generalmente se emplea en yacimientos con poco buzamiento y gran extensión areal.¹⁴

En la figura 8 se muestra un arreglo de 7 puntos donde por cada pozo inyector hay 6 pozos productores.

Figura 8 Inyección en arreglos de 7 puntos según Smith y Cobb.



1.4. PRUEBAS DE INYECCIÓN

Algunas pruebas de inyección se basan en el único objetivo de cuantificar la cantidad de fluido que entrará a una formación o capa específica y así poder

¹³ PARIS DE FERRER, Op. cit, pág. 12-13.

¹⁴ PARIS DE FERRER, Op. cit, pág. 13 y 138.

cuantificar la inyectividad total del pozo o de un grupo de capas, también es posible cuantificar la cantidad de agua de inyección que se está produciendo después del momento de irrupción con la adición de algunos isotopos radioactivos al agua de inyección y la herramienta que tome datos de radioactividad en el pozo productor.

1.4.1. Step-Rate Tests (SRT) La prueba denominada Step-Rate Tests o SRT es una prueba implementada en pozos de gas y de aceite para obtener información importante y necesaria antes de llevar a cabo trabajos de fracturamiento o inyección de fluidos al yacimiento.

Una SRT consiste en inyectar un fluido al yacimiento generalmente agua, por economía y disposición a diferentes caudal empezando desde un caudal q y aumentándolo de manera gradual y escalonada manteniéndolo hasta obtener el valor de presión estabilizada, posteriormente se realiza una gráfica de caudal vs presión y se busca identificar un cambio en la pendiente, este cambio indica el inicio de extensión de la fractura.

De la prueba SRT se puede obtener la presión de poro, el esfuerzo mínimo, presión mínima de extensión de fractura y gradiente de fractura, la variación de la prueba se puede dar por el tipo de fluido, tasas de inyección, tipo de propante, densidad del propante y cantidad de propante.¹⁵

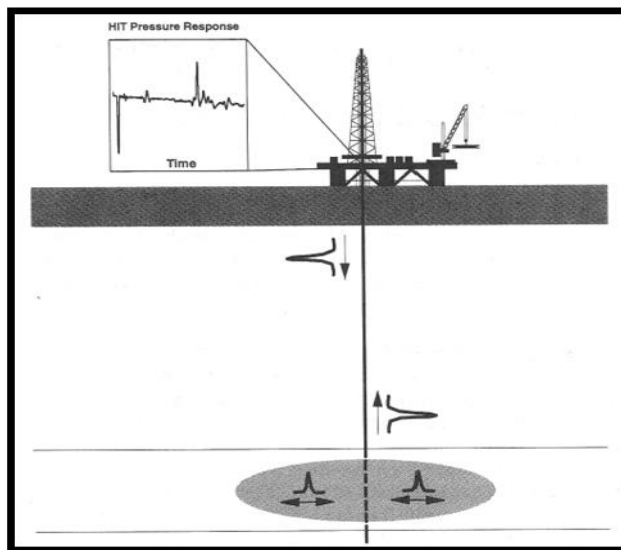
1.4.2. Hydraulic Impedance Test (HIT) es una prueba realizada para determinar el tipo de fractura que se encuentra en la cara del pozo. Esta prueba da una idea

¹⁵ K. F. Lizak, Shell; K. M. Bartko, Saudi Aramco J. F. Self, Halliburton Energy, New analysis of Step-rate injection test for improved fracture stimulation desing, SPE, paper 98098, 2006.

de las dimensiones de la fractura como altura y profundidad. Este tipo de prueba solo se realiza para fracturas que se encuentran abiertas sin ningún tipo de soporte o propante.

La prueba consiste en la generación de un pulso de presión a una alta frecuencia (A) que viaja desde la cabeza del pozo hasta la fractura, en fondo se refleja en un pulso (B) y cuando llega a la fractura se refleja en un pulso (C), el pulso A es conocido y el pulso B se puede determinar debido a que se conoce la longitud que debe recorrer, por lo cual es del pulso C de donde se obtiene la información más importante de la prueba. Dependiendo de la energía con la cual se refleja el pulso C es posible determinar la altura de la fractura y con el tiempo de transito del pulso se puede determinar la longitud de la misma, todos estos datos son recopilados en un sistema electrónico instalado en superficie e interpretados por un experto.¹⁶

Figura 9 Diagrama general del HIT



FUENTE: R.W. Paige. Lit Murray. and J.D.M. Roberts, Field Application of Hydraulic Impedance Testing for Fracture Measurement, SPE BP Exploration, paper 26525-PA

¹⁶ R.W. Paige. Lit Murray. and J.D.M. Roberts, Field Application of Hydraulic Impedance Testing for Fracture Measurement, SPE BP Exploration, paper 26525-PA

1.5. DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

En la actualidad cada vez se presta mayor atención a la situación ambiental del mundo debido a una creciente conciencia pública y a preocupaciones y presiones ambientales gubernamentales, las políticas actuales exigen a las compañías exploradoras y productoras mayor atención a las actividades realizadas enfocando esta atención a la importancia del medio ambiente y comprometiéndolas con políticas ambientales corporativas y su actuación concreta en el campo.

En los campos de petróleo y gas, el mayor producto obtenido durante la vida productiva de los pozos es el agua de producción, pues como se conoce se deben manejar millones de barriles de agua al día. Este fluido no es un producto comercial lo cual no genera ingresos sino por el contrario genera costos debido a que el agua de producción está asociada a sólidos en suspensión, sales disueltas, hidrocarburos disueltos, metales pesados, entre otros, los cuales son denominados como el total de sólidos suspendidos en el agua o TSS. Esos sólidos suspendidos tienen un gran efecto en el medio ambiente. Por ello el agua de producción debe ser tratada y puesta a disposición por varios métodos, como pueden ser, la re-inyección de agua de producción, disposición en un cuerpo de agua, la re-utilización, el vertimiento en costa marina, etc.¹⁷

En un proyecto de disposición se debe tener en cuenta que la formación de disposición va ser fracturada, puesto que la mayoría de veces la inyección de agua de producción en la matriz es difícil de lograr debido a la cantidad de sólidos suspendidos en el agua, por ello se deben tener en cuenta varios parámetros antes de su ejecución, ya que un estudio erróneo conllevará a pérdidas económicas o en el peor de los casos se generará contaminación ambiental al contactar acuíferos potables, lo cual conllevará a problemas jurídicos por esta acción, y gran inversión económica para mitigación y remediación de las consecuencias sin contar con la sanción económica, como se menciona

¹⁷ ARPEL, Disposición y tratamiento del agua producida, Uruguay, 1992, pág. 1

anteriormente la mayoría de campos petroleros donde se realiza esta práctica, buscan la forma de manejo de esta agua de producción ya que su tratamiento puede llegar a ser costoso dependiendo de la cantidad de barriles a ser tratados y de las exigencias en la calidad del agua para vertimiento en cuerpos de agua o disposición en superficie.

En algunos campos a nivel mundial se ha visto que la producción de agua es de tan grandes magnitudes que no es posible hacer uso de una sola practica para disponer de su totalidad, el campo ubicado en la región de Oman es un claro ejemplo de esta problemática, la cual decidieron afrontarla desde diferentes frentes como el tratamiento convencional en superficie con diferentes tratadores, también se usan nuevas tecnologías como lo son los humedales construidos de flujo superficial horizontal, en el cual se maneja agua de producción y por medio de contacto natural con una vegetación del humedal y la práctica de disposición en fondo, buscan así el mejor esquema económico y ambiental¹⁸.

1.5.1. Total de solidos suspendidos (TSS) Cuando se menciona el termino de solidos suspendidos la palabra solidos hace alusión a materia suspendida o disuelta en un medio acuoso. La determinación de sólidos disueltos totales mide específicamente el total de residuos sólidos filtrables (sales y residuos orgánicos) a través de una membrana con poros de 2.0 μm (o más pequeños).¹⁹

Se entiende por Total de sólidos en suspensión o TSS a un parámetro utilizado en la calificación de la calidad del agua y en el tratamiento de aguas residuales. Indica la cantidad de sólidos (medidos habitualmente en miligramos por litro - mg/l), presentes, en suspensión y que pueden ser separados por medios

¹⁸ BREUVE R.S, SCHILCHT T. NIMR Bauer, Produced water management using wetland: A progress report on the installation of the first commercial wetland application in the oil and gas industry, SPE 140239

¹⁹ Parámetros físico - químicos: solidos disueltos totales. [En línea], disponible en: <http://www.uprm.edu/biology/profs/massol/manual/p2-tds.pdf>

mecánicos, como por ejemplo la filtración en vacío, o la centrifugación del líquido. Algunas veces se asocia a la turbidez del agua.

1.5.2. Métodos de disposición La disposición del agua de producción no es una práctica que se hubiese dado en la actualidad, lo que sucede es que anteriormente este fluido se disponía de tal forma que causaba serios problemas ambientales debido a que no existía una conciencia ambiental y tampoco una legislación ambiental que estandarizara y regulara esta práctica, los impactos generados por estos vertimientos no se dieron a notar a corto plazo posiblemente por la naturaleza de la descarga del agua y por qué muchos de los vertimientos se dieron en lugares remotos y de baja población.

Los métodos de disposición de agua tratados a continuación serán los métodos de disposición de agua de producción en fondo.²⁰

1.5.2.1. Inyección de agua en el pozo por el anular La disposición por el espacio anular es una forma de descarga sin control. En muchos de los casos se excede la presión de fractura de la formación en la zapata de cementación de la tubería del revestimiento superficial. La mayoría de estos fluidos probablemente migrarán hacia arriba por las fracturas creadas y posiblemente lleguen a una arena de agua potable o dulce.

Esta práctica no es recomendable puesto que es un método de descarga sin control y puede afectar zonas ambientalmente sensibles.²¹

²⁰ DH Parker, RD Waterland, M Smies, Oil production and water management in Oman, Spe paper 23322.

²¹ ARPEL, Op. cit, pág. 24.

1.5.2.2. Inyección de agua en pozo profundo La disposición del agua de producción en un pozo profundo consta de la inyección de agua de producción a través de un pozo de inyección, a una profundidad mayor de 2000 pies (ft) que no sea la zona productora.

En la disposición en un pozo profundo no se tendrán en cuenta las zonas de agua dulce por encima de este punto.

Esta práctica es muy usada en Estados Unidos y Canadá y también es el método más recomendable debido a que es poco probable que la zona de vertimiento esté conectada con un cuerpo de agua dulce o una zona sensible.²²

1.5.2.3. Inyección de agua en un pozo poco profundo La disposición en pozos poco profundos o someros aún se practica en varias zonas y consta de inyectar el agua de producción en pozos por debajo de 2000 pies (ft).

Este método puede usarse siempre que se haya realizado un estudio completo de cualquier arena de agua dulce de la zona más cercana y que la zona en donde se realiza la inyección no se encuentre en comunicación con cualquier arena de agua dulce en la dirección de flujo de la capa acuífera.

El problema potencial de este método de disposición es la comunicación con una arena de agua dulce y la contaminación de fuentes de agua potable.

Esta práctica se considera un método aceptable siempre y cuando se tenga un estudio completo de la zona donde se llevara a cabo el vertimiento.²³

²² ARPEL, Op. cit, pág. 25.

²³ ARPEL, Op. cit, pág. 25.

2. CASOS DE ESTUDIO A NIVEL MUNDIAL

Durante la revisión de los casos de estudio a nivel mundial se observó que la mayoría de los artículos trataban de los procesos de inyección de agua tanto de disposición como proceso de recobro sin tener en cuenta factores geomecánicos. los artículos encontrados que involucran en sus estudios la geomecánica son estudios realizados a partir de los años 90 hasta hoy en día, lo cual indica que en los últimos años se está viendo la necesidad de tener en cuenta la geomecánica para optimizar dichos procesos.

En la revisión se definieron 18 campos en los cuales se habían realizado estudios acoplado la inyección de agua y la geomecánica del yacimiento, de los cuales se encontró que 8 casos eran los más relevantes para este estudio, debido a que manejaban mayor información de geomecánica y que recopilaban lo que mencionaban los 10 campos restantes, tomando 3 para inyección de agua para disposición en fondo y 5 para inyección de agua como método de recobro.

El desarrollo de esta sección se explicara en dos partes principalmente por un lado se evaluara la inyección de agua como proceso de recobro y por otro la reinyección de agua de producción para su disposición en fondo. Para cada caso se explicara el objetivo del estudio, se expondrán los parámetros más generales del yacimiento, del proceso de inyección y las propiedades geomecánicas que mencionan, posteriormente se mostraran y explicaran diferentes figuras para poder finalizar con la conclusión del estudio realizado para cada caso si así es necesario.

A continuación se mostrará una tabla de los 18 campos con su respectiva ubicación.

Tabla 1 Casos de estudio a nivel mundial.

#	Proceso	Ubicación	Paper	Año de publicación
1	Inyección de agua (recobro;5-patrón)	Mar del Norte	SPE - 115204	2008
2	Inyección de agua (recobro-periférico)	Golfo de México	SPE - 115204	2008
3	Inyección de agua (recobro-periférico)	Medio Oriente	SPE - 115204	2008
4	Inyección de agua (recobro)*	Coquina - Brasil - P1	SPE - 122180	2009
5	Inyección de agua (recobro)*	Coquina - Brasil - P2	SPE - 122180	2009
6	Inyección de agua (recobro; mantenimiento)	Cuenca Campos - Brasil	SPE - 122180	2009
7	Inyección de agua (recobro;5-patrón)	Omán - Medio Oriente	SPE - 81462	2003
8	Inyección de agua (recobro; patrones)	Brasil	SPE - 94704	2005
9	Inyección de agua (recobro)*	Prudhoe bay - Alaska	IPTC - 11508	2007
10	Inyección de agua para disposición	Mar del Norte	SPE - 68974	2001
11	Inyección de agua (recobro)*	Sirte - Libia	SPE - 125310	2009
12	Inyección de agua (recobro; mantenimiento)	Seria - Negara	SPE - 84884	2003
13	Inyección de agua para disposición	Australia	SPE - 158893	2012
14	Inyección de agua (recobro)*	UK - Mar del Norte	SPE - 158893	2012
15	Inyección de agua (recobro; mantenimiento)	Nigeria	SPE - 97526	2005
16	Inyección de agua (recobro; periférico)	Sur Oeste de Francia	SPE - 78482	2002
17	Inyección de agua para disposición	Sur de Omán	SPE - 144481	2011
18	Inyección de agua (recobro; patrones)	Oeste Salym	SPE - 136560	2010

2.1. Inyección de agua como proceso de recobro.

A continuación se especificaran los 5 campos relevantes sobre inyección de agua como proceso de recobro teniendo en cuenta la geomecánica del yacimiento y se especificará cada caso de estudio con la generalidad del estudio, el problema, la evaluación, sus consecuencias y posibles soluciones.

2.1.1. Campo A, UK mar del norte El campo A ubicado en UK mar del norte fue considerado para re-desarrollo por el operador, debido a que después de un factor de recobro inicial del 7%, el campo fue abandonado en 1996 debido a la declinación de producción causada por excesiva agua de producción. El plan de

re-desarrollo tomado por el operador incluyó la reinyección del agua de producción con 2 pozos de inyección desviados cada uno inyectando 40000 BPD al tiempo del pico de producción de agua. El operador inicialmente hizo un estudio para llevar a cabo una valoración de la inyektividad para establecer la calidad del agua que podría mantener un nivel de inyección sostenible en los pozos inyectoros. Debido a la restricción impuesta en la presión de inyección en superficie y en el fondo del pozo, el estudio indico una significativa dificultad en alcanzar el nivel de inyección deseado.

En una minuciosa revisión del estudio inicial se establecieron dos principales deficiencias:

1. Asumir parámetros geomecánicos, particularmente relación de Poisson y el módulo de Young, lo cual dió como consecuencia que la formación no era viable para la disposición de agua.
2. Los modelos de inicio de fractura y de extensión usados son únicamente válidos para pozos verticales.

Un programa de estudio se llevó a cabo nuevamente de la siguiente manera:

- Pruebas mecánicas de rocas para establecer propiedades elásticas de la formación para la disposición de agua
- Valoraciones de inyektividad y extensión de la fractura para pozos desviados usando un modelo geomecánico integral del campo.
- Estudio de sensibilidad de inyektividad al cambio de la presión de formación y el efecto térmico durante la inyección.

Pruebas mecánicas de roca

Las pruebas fueron hechas con muestras de corazones de la formación (arenisca). Los corazones fueron retirados de dos pozos, 7 y 7z.

Tabla 2 Propiedades de la formación, Campo A, UK mar del norte

Pozo	Profundidad tope (ft)	Profundidad base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Densidad de grano (f/cc)
7	5398,5	5400	27,9-29,7	1470-2040	2,65-2,66
7z	5915,5	5917,5	31,1-31,7	570-960	2,66-2,70

FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

El módulo de Young y relación de Poisson de la formación para la disposición de agua se obtienen de la prueba triaxial. La presión de confinamiento a 2100 psi fue puesta para simular condiciones de los esfuerzos efectivos in situ a la profundidad de la zona de disposición de agua.

Tabla 3 Propiedades mecánicas de la formación, Campo A, UK mar del norte

Pozo	Profundidad del corazón	Presión de confinamiento	Módulo de Young	Relación de poisson
	ft MD	PSI	10 ⁶ PSI	
7z	5915,33	400	0,46	0,25
	5915,33	750	0,57	0,142
	5915,58	1100	0,65	0,155
	5915,58	2100	0,77	0,138
7	5399,5	400	0,49	0,16
	5399,5	750	0,51	0,122
	5399,63	1100	0,69	0,101
	5399,5	2100	0,84	0,1

FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

Los datos de módulo de Young obtenidos en la prueba a 2100 psi para los dos pozos son razonables, y los de la relación de Poisson son realistas pero son bajos debido a que el comportamiento típico esta de 0,1 a 0,3 en rocas sedimentarias.

Iniciación y propagación de la fractura para los pozos inyectoros.

La presión a la cual se inicia la fractura y la dirección para los pozos inyectoros propuestos W1 y W2, fueron estimados a 5575 ft TVDKB (profundidad media del yacimiento) con los siguientes parámetros geomecánicos derivados del campo:

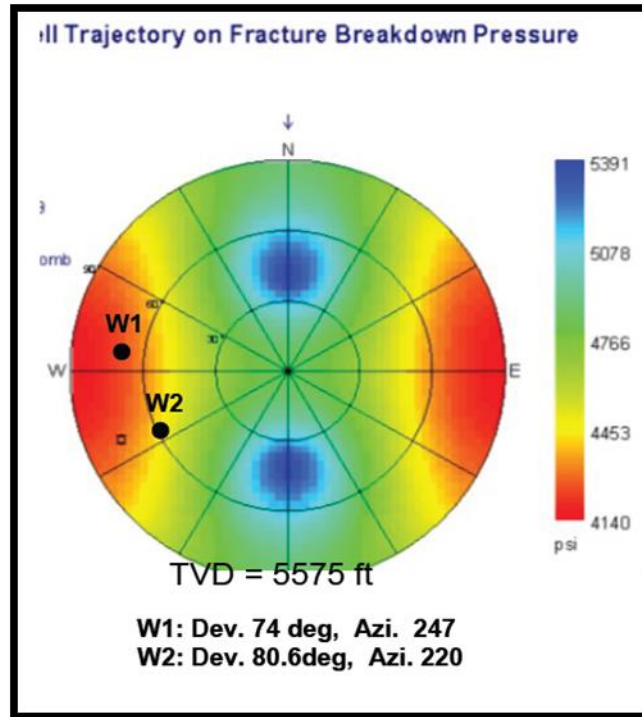
- Los esfuerzos in situ $s_v = 0,90 \text{ psi/ft}$ $s_{Hmax} = 0,79 \text{ psi/ft}$ $s_{Hmin} = 0,74 \text{ psi/ft}$

$$P_p = 0,451 \text{ psi/ft} \text{ dirección del esfuerzo mínimo } s_{Hmin} = 0^\circ \text{N}$$

- Relación de Poisson=0,14, Modulo de Young=800000 psi
- Presión actual del yacimiento es de 200 psi menos que la inicial; y la temperatura del yacimiento es de 145° F.

La figura 10 presenta la presión a la cual se inicia la fractura en un gráfico polar para diferentes trayectorias en la formación de disposición. Los círculos concéntricos representan la desviación del pozo: un pozo vertical en el centro y uno horizontal en la circunferencia más externa. Los dos círculos internos representan las desviaciones a 30° y 60°. A dirección de las manecillas del reloj desde el norte representa el azimut del pozo. Los pozos W1 y W2 son representados por dos puntos negros. La grafica muestra que pozos altamente desviados a lo largo de la dirección este-oestes requerirá menos presión para iniciar una fractura. W1 requerirá alrededor de 300 psi menos que W2 para iniciar la fractura.

Figura 10 Efecto de la trayectoria en la presión de fractura

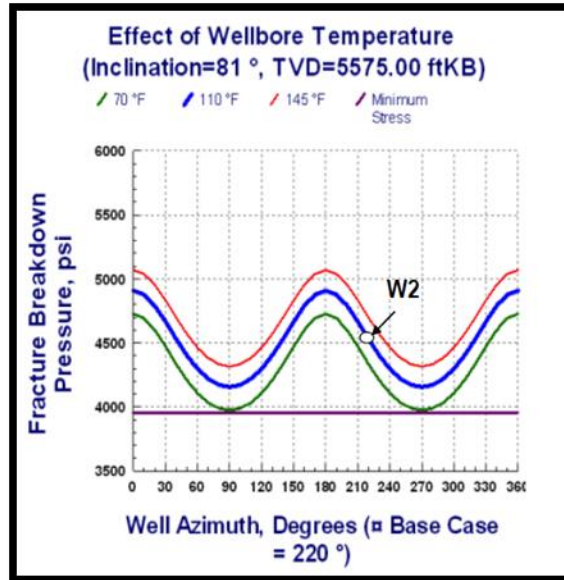


FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

Efecto de la temperatura

La figura 11 muestra que disminución la temperatura del fluido de inyección disminuye la presión a la cual se inicia la fractura. Para este caso se observó el comportamiento en el pozo W2, donde el fluido se inyecta a 110°F y la presión a la cual se inicia la fractura para esa temperatura es de 4500 psi, y si se inyectara a 70°F la presión sería aproximadamente 4400 psi.

Figura 11 Efecto de la temperatura



FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

En resumen las figuras anteriores revelan que la presión de iniciación de fractura puede ser menor debido a la inyección de agua a bajas temperaturas a través pozos inyectoros altamente desviados orientados en dirección este-oeste. El rango de temperatura estaría entre 70° F y 145° F, la presión de fractura estará de 4000 psi a 4450 psi para el pozo W1 y de 4300 psi a 4700 para W2. Si el pozo inyector es orientado horizontalmente en dirección este-oeste y el agua producida es inyectada a 70°F, la fractura iniciara ligeramente por debajo de 4000 psi BHP.

Valoración de la inyectividad y el crecimiento de la fractura

Para evitar la complejidad del crecimiento de la fractura, una sección horizontal fue adicionada al pozo propuesto W1 al a profundidad media del yacimiento (5575 ft). La sección horizontal estará a lo largo de la dirección este-oeste (90° o 270° azimut) y con esto se lograra una fractura planar que tenga buena inyectividad.

En la tabla 4 se muestran los parámetros usados como datos de entrada para un modelo 3D de fractura, Y también se tomaron otros parámetros geomecánicos ya mencionados anteriormente.

Tabla 4 Propiedades del yacimiento, Campo A, UK mar del norte

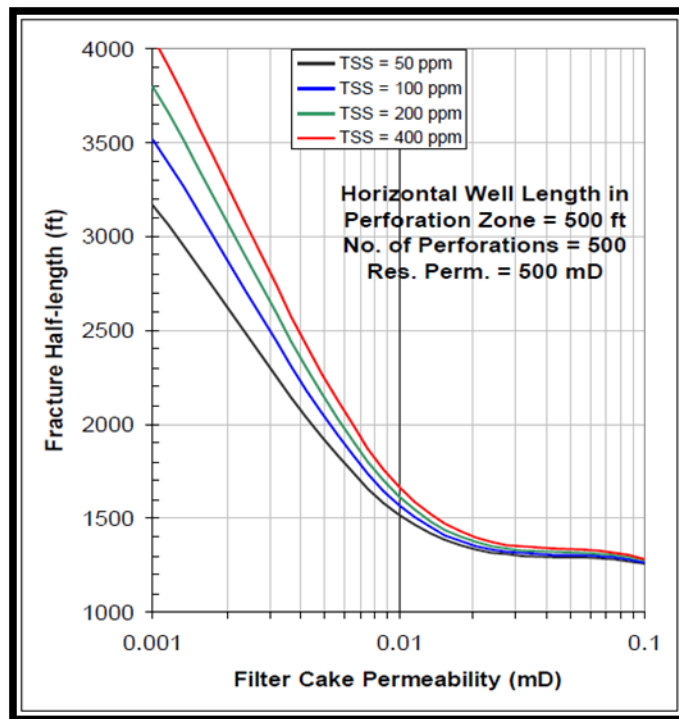
Parámetros	Valores con unidades
Espesor del yacimiento	52 ft (desde 5549 hasta 5601 ft TVD)
Permeabilidad	100 md
Porosidad	30%
Permeabilidad en el fondo y el tope de las capas	0,001 md
TSS	100ppm
Temperatura de inyección	70°F y 110°F
permeabilidad cake	0,003 md
Módulo de Young en el tope de la capa	1 millón psi
Módulo de Young en la base de la capa	3 millones psi
Relación de poisson	0,2
Longitud sección horizontal	variable ft
Perforaciones	1 tiro por ft
Tasa de inyección	40000 bpd
Periodo de inyección	9 años
Swi	0,12
Sor	0,28
Krw	0,9
Viscosidad	3,9 cp
Coefficiente de expansión térmica	5,5e-6 (1/°F)
compresibilidad de grano	1,5e-7 psi ⁻¹
compresibilidad de la formación	5e-6 psi ⁻¹

FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

La figura 12 muestra los efectos de la permeabilidad del cake alojado en la cara de la fractura vs la longitud media de la fractura para diferentes concentraciones de TSS, Y así saber el rango potencial de concentración TSS en el agua a ser inyectada.

También se observa que a fracturas largas se necesitan cakes con permeabilidades bajas y TSS con altas concentraciones para alcanzar el mismo nivel de inyección (40000 BPD sobre los 9 años), puesto que a grandes concentraciones de TSS desarrolla altos daños internos en las regiones cerca de la cara de la fractura las cuales reducen la rata de leak off, y por lo tanto requiere fracturas más largas para el mismo nivel de inyección.

Figura 12 Efecto de la permeabilidad del cake en la longitud media de la fractura



FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

Para una permeabilidad relativamente alta del cake, mayor que 0,03 mD, el efecto de la concentración de TSS en la longitud de la fractura es despreciable. La

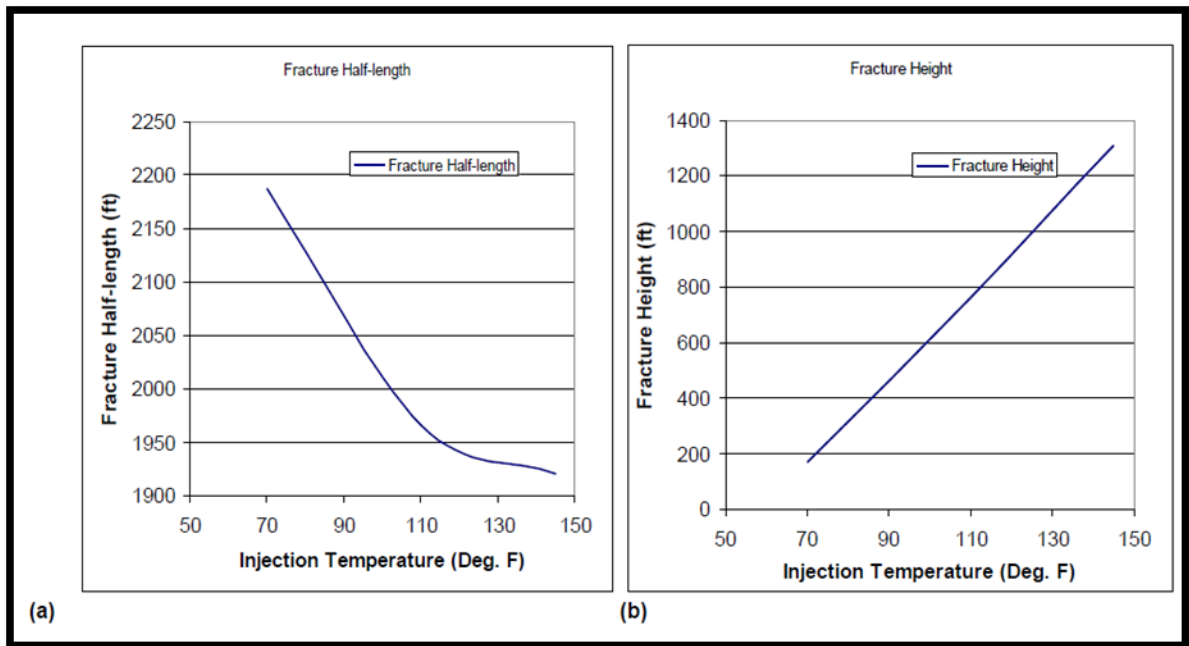
longitud media de la fractura desarrollada después de los 9 años de inyecciones de 40000 BPD puede variar aproximadamente desde 1260 ft a más de 4000 ft por el rango de concentraciones de TSS y la permeabilidad del cake. La altura de la fractura en el centro del yacimiento se prevé que será alrededor de 170ft independiente de su longitud. Las presiones en superficie y en fondo son aproximadamente 2050 psi y 4250 psi respectivamente, y el requerimiento en la bomba es de 1400 HP.

Efecto de la temperatura en la geometría de la fractura

La figura 13 presenta una sensibilidad en el tamaño de la fractura a varias temperaturas de inyección para un TSS de 100 ppm, permeabilidad del cake 0,003 mD y una permeabilidad del yacimiento baja, de 500mD, porque estas combinaciones dan grandes dimensiones de la fractura. Se observa que fracturas largas son creadas a la inyección de bajas temperaturas, y a mayores temperaturas de inyección el efecto térmico es despreciable y así la fractura será más corta y entrara a dominar el crecimiento de la altura debido al bajo contraste de esfuerzos entre la zona de interés y las capas límites.

Inyectando a temperaturas cercanas a las del yacimiento la altura de la fractura aproximadamente es de 1000 ft. Por lo tanto, se recomienda inyectar a tan baja temperatura como sea posible para mantener la integridad del pozo y para evitar la inyección del agua de producción en otras zonas.

Figura 13 Efecto de la temperatura en: a) longitud media, y b) altura de la fractura



FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

2.1.2. **Campo Siret, Libia** Cuando el fluido es inyectado al yacimiento en un proceso de recobro la temperatura del fluido es generalmente más baja que la temperatura del yacimiento, después de un tiempo de inyección el agua fría se genera un gradiente de temperatura alrededor del pozo diferente a la que se encuentra en cada punto del yacimiento después del frente. La transferencia de calor ocurre en función de la porosidad, permeabilidad, rata de inyección y el diferencial de temperatura.

Es importante comprender los cambios que ocurren en fondo cuando se realiza la inyección de fluidos a diferente temperatura, la alteración de los esfuerzos en el yacimiento es de los cambios más importantes pues puede generar fracturas y así

disminuir la eficiencia del proceso. Por esta razón es muy importante definir los parámetros a los cuales se puede trabajar sin llegar a fracturar la formación, o si no es posible trabajar a estas condiciones es importante identificar las mejores condiciones para obtener el mejor esquema de recuperación.

En este caso de estudio se presentarán los efectos de inyectar agua fría al campo Sirte ubicado en Libia, el campo actualmente produce bajo recuperación primaria, el estudio se hace bajo la herramienta ECLIPSE para evaluar cómo responde el campo a un proceso de inyección de agua, y definir su potencial bajo este método de recobro. Durante el estudio se tomarán como variables la temperatura de inyección, la tasa de inyección, y la duración de la inyección para determinar los efectos de estos parámetros sobre la cantidad de aceite recuperado.

En este estudio se observó que uno de los efectos más importantes por los cuales disminuye la inyectividad es por la alta viscosidad del agua, otro efecto de la inyección de agua fría fue la disminución en la movilidad del aceite debido a su aumento en la viscosidad, estos factores dan como resultado una disminución en el recobro final del yacimiento.

Esfuerzo tangencial y gradiente de temperatura

La presión en fondo debe exceder el esfuerzo tangencial para que la fractura se pueda extender a través del yacimiento, por lo cual es importante determinar los efectos de un cambio en la temperatura sobre la formación.

Los esfuerzos termoelástico y poroelástico en el yacimiento son calculados dividiendo el yacimiento en capas. Este esfuerzo no varía de forma apreciable con respecto al radio o a la posición vertical de la región, pero fuera de la región cercana al pozo si decrece de forma acelerada con respecto a la distancia.

Los autores obtienen una solución usando un método numérico donde se observa una reducción en el esfuerzo tangencial probablemente causado por la inyección de agua fría, por lo cual la presión a la cual se induce y se propaga la fractura

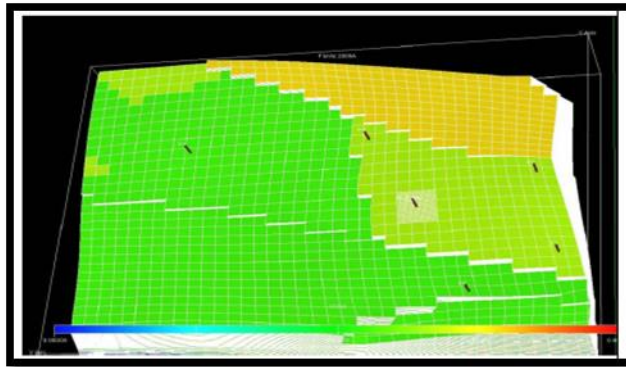
disminuye. Generalmente las capas que se enfrían más rápido son las capas con una mayor permeabilidad por lo cual en las de baja permeabilidad las fracturas no pueden propagarse en forma vertical. Como se inyecta un fluido frío a un yacimiento caliente la roca cercana al pozo se enfría, los esfuerzos horizontales son modificados debido a la expansión o compresión de la roca por los cambios térmicos en las zonas alteradas, con la reducción de los esfuerzos horizontales la presión de fractura disminuye más de lo esperado.

Modelo usado en este estudio

Para este estudio se usó un sector model como se observa en la figura 14, dividiendo el yacimiento en diferentes capas, se cargaron las propiedades geomecánicas como módulo de Young, relación de Poisson, densidad de la roca y las profundidades, se realizaron las diferentes corridas para calcular el esfuerzo en función de la distancia y del tiempo, la reducción del esfuerzo en función de la temperatura de inyección y la profundidad a la cual se obtiene un mejor proceso de recobro.

Durante la simulación se mantuvo la presión del yacimiento constante en 6000 psi, se usó 1 pozo inyector y 5 productores, y en la zona cercana a los pozos se realizó una división de la grilla más refinada para poder modelar mejor esta zona.

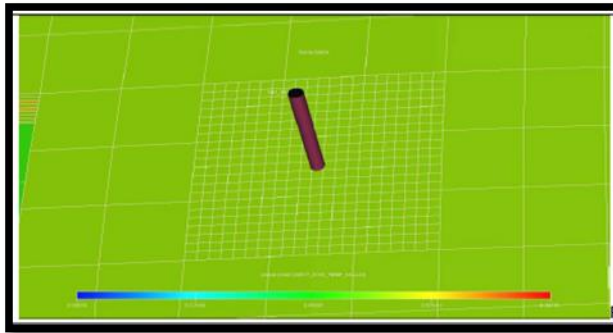
Figura 14 Sector Model con los pozos productores y el pozo inyector



FUENTE: Abdalkadeer K. M., Senturk E., National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Technology; H. E. Goodman, M. Prada, N. Rivera, Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold water injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

Como se observa en la figura 15, en la zona cercana al pozo se usó una grilla más refinada y se calculó el cambio en la temperatura y de viscosidad tanto del aceite como del agua, para cada paso de tiempo, la herramienta eclipse calcula la nueva temperatura para el grid block por medio de la conservación de energía, calcula las viscosidades con esta nueva temperatura y así para cada paso de tiempo. Esto permite crear un perfil de temperatura y de presión en el pozo inyector.

Figura 15 División de la grilla de simulación cerca a la cara del pozo



FUENTE: Abdalkadeer K. M., Senturk E., National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Tecchnology; H. E. Goodman, M. Prada, N. Rivera, Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold wáter injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

Identificación del esfuerzo tangencial inicial

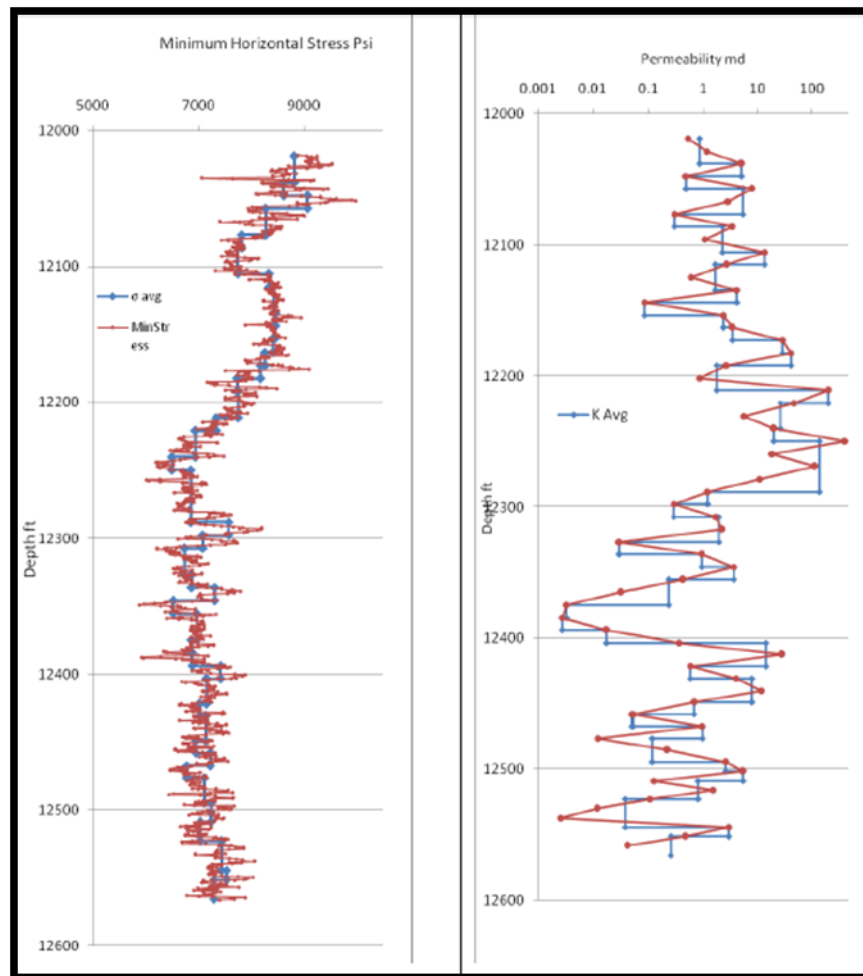
En este estudio es muy importante cuantificar el esfuerzo tangencial antes de realizar la inyección, el esfuerzo tangencial o el mínimo esfuerzo in situ puede ser obtenido directamente a partir de un registro sísmico. El método más exacto para obtener este valor es la prueba Hydraulic Fracture Testing. Sin embargo, esta prueba se hace cuando se realiza el asentamiento del casing por lo cual solo se obtiene el valor para puntos discretos durante la trayectoria del pozo, por lo cual para este caso el modelo geomecánico fue desarrollado calculando el esfuerzo tangencial y diferentes propiedades tomando como datos de referencia los obtenidos en otros dos pozos, el esfuerzo tangencial fue calculado a partir de un registro sísmico y por la presión de sobrecarga.

Identificación de las capas

La identificación de las capas se debe hacer debido a que no todas las capas tienen las mismas propiedades, por lo cual la identificación se hizo a partir de 4 factores principales que son el módulo de Young, relación de Poisson, esfuerzo mínimo y permeabilidad horizontal.

Como se observa en la figura 16, el esfuerzo mínimo horizontal y la permeabilidad varían respecto a la profundidad por lo cual fue útil definir estas propiedades para cada capa a partir de los valores promedio de la zona.

Figura 16 Esfuerzo mínimo y permeabilidad con respecto a la profundidad y los valores promedio para cada capa



FUENTE: Abdalkadeer K. M., Senturk E., National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Technology; H. E. Goodman, M. Prada, N. Rivera, Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold water injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

La tabla 5 muestra las propiedades geomecánicas generales para las 42 capas definidas anteriormente.

Tabla 5 Propiedades geomecánicas para las 42 capas, Campo Siret, Libia

Capa del modelo Eclipse	Capa modelo goemec	Tope (ft)	Base (ft)	Permeabilidad prom (md)	R. de Poisson prom	M. Young prom (MMpsi)	Esfuerzo mínimo (psi)
1-2	1	12018,9	12038,1	0,85	0,33	2,44	8821,7
3	2	12038,1	12047,7	5,08	0,32	6,14	8612,33
4	3	12047,7	12057,3	0,49	0,35	5,32	9072,17
5-6	4	12057,3	12076,6	5,3	0,29	6,17	8281,85
7	5	12076,6	12086	0,3	0,25	2,99	7827,44
8-9	6	12086	12105,4	2,57	0,25	3,2	7743,56
10	7	12105,4	12115	13,31	0,29	2,4	8335,7
11-12	8	12115	12134,3	1,63	0,3	1,63	8431,29
13	9	12134,3	12143,9	4,21	0,3	2,01	8460,15
14	10	12143,9	12153,4	0,08	0,3	2,22	8454,16
15	11	12153,4	12163,1	2,31	0,3	2,21	8406,77
16	12	12163,1	12172,8	3,46	0,29	3,23	8266,1
17	13	12172,8	12182,3	28,48	0,28	3,74	8179,87
18	14	12182,3	12191,9	40,67	0,24	5,4	7737,72
19-20	15	12191,9	12211,2	1,76	0,24	4,74	7753,5
21	16	12211,2	12220,8	197,59	0,2	4,24	7340,08
22-23	17	12220,8	12240	25,93	0,16	4,55	6941,71
24	18	12240	12249,7	19,87	0,11	4,74	6496,79
25-28	19	12249,7	12288,2	136,03	0,15	4,62	6853,54
29	20	12288,2	12297,8	1,22	0,22	5,09	7574,53
30	21	12297,8	12307,4	0,29	0,17	5,46	7084,6
31-32	22	12307,4	12326,6	1,96	0,13	5,05	6742,49
33	23	12326,6	12336,2	0,03	0,15	5,34	6867,36
34	24	12336,2	12345,8	0,93	0,19	5,78	7309,35
35	25	12345,8	12355,3	3,61	0,11	4,63	6522,08
36-37	26	12355,3	12374,7	0,23	0,16	4,31	6972,64
38	27	12374,7	12384,3	0,003	0,14	3,94	6867,5
39	28	12384,3	12393,9	0,003	0,14	4,17	6874,34
40	29	12393,9	12403,4	0,02	0,2	3,93	7418,49
41-42	30	12403,4	12421,7	14,16	0,17	2,73	7154,82
43	31	12421,7	12430,8	0,58	0,16	3,64	7028,97
44-45	32	12430,8	12449	7,95	0,17	4,32	7144,47

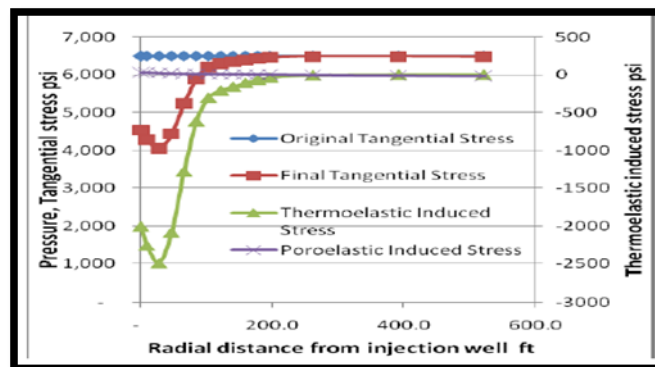
FUENTE: Abdalkadeer K. M., Senturk E., National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Technology; H. E. Goodman, M. Prada, N. Rivera, Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold water injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

Calculo de esfuerzos

Para el cálculo del esfuerzo tangencial actual es necesario considerar el esfuerzo inicial, el esfuerzo termoelástico inducido y el esfuerzo poroelástico inducido, pues la inyección de agua a la formación genera un aumento en la presión de poro lo cual se refleja en un aumento en el esfuerzo poroelástico y este aumenta el esfuerzo tangencial con respecto al inicial, esto hace que la roca sea más resistente a fracturarse. Pero el esfuerzo termoelástico inducido debido a la diferencia de temperatura entre el agua de inyección y la formación disminuye en mayor proporción el esfuerzo tangencial en relación con el inicial siendo el factor más dominante entre los dos y haciendo así que finalmente la resistencia de la roca a la fractura disminuya.

La figura 16 muestra el esfuerzo tangencial original, el esfuerzo poroelástico inducido, el esfuerzo termoelástico inducido y el esfuerzo tangencial final en función de la distancia radial al pozo inyector para un caudal de inyección de 5000 BPD y una temperatura de inyección de 100 °F.

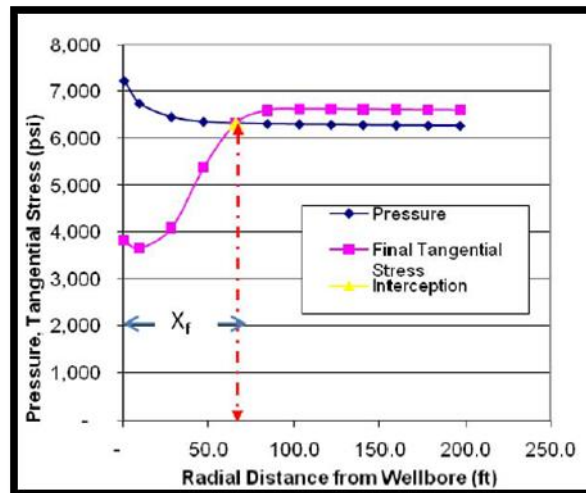
Figura 17 Esfuerzos función de la distancia radial al pozo inyector



FUENTE: Abdalkadeer K. M., Senturk E., National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Technology; H. E. Goodman, M. Prada, N. Rivera, Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold water injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

Cuando se realiza la gráfica de presión y de esfuerzo tangencial final en función de la distancia radial al pozo se puede encontrar en la intersección de las dos curvas la longitud media de la fractura pues el punto de corte es el punto en el cual los dos esfuerzos son iguales y de ese punto en adelante ya no existe fractura, esta grafica se da para el escenario anterior.

Figura 18 Longitud media de la fractura



FUENTE: Abdalkadeer K. M., Senturk E., National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Tecchnology; H. E. Goodman, M. Prada, N. Rivera, Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold wáter injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

2.1.3. Campo B, offshore Nigeria En este campo se realizó un estudio para encontrar los factores principales que controlan el comportamiento del crecimiento de múltiples fracturas, bajo el proyecto de inyección de agua para mantenimiento de presión y barrido del yacimiento, usando un modelo de simulación de fractura 3D.

Características del pozo inyector

- Tasa de inyección : 15000 BPD
- Temperatura de inyección : 70°F
- Inyección de agua en la arena B, a una profundidad de 6175 ft TVD
- Presión inicial 2600 psi

En la tabla 6 se muestra las permeabilidades relativas para cada secuencia de arena-shale, que servirá para el modelo del yacimiento.

Tabla 6 Propiedades petrofísicas, Campo B, offshore Nigeria

Descripción	TVDSS (ft)	K _o	K _{re1}	K _{re2}	Kh
SHALE	6090,2842	0,001	0,001	0,001	0,001
A SAND	6117,1538	194,94	728,15	194,92	793,19
A SHALE-	6124,4819	0,001	0,001	0,001	0,001
A SAND	6142,2432	313,37	802,19	271,72	831,24
SHALE	6174,4917	0,001	0,001	0,001	0,001
B_1 SAND	6186,9741	272,57	779,98	248,67	923,28
B SHALE-	6192,1753	0,001	0,001	0,001	0,001
B_2a SAND	6200,4902	106,03	647,88	115,45	695,66
B SHALE-	6202,5645	0,001	0,001	0,001	0,001
B_2b SAND	6209,1318	99,35	608,54	106,29	695,66
B SHALE-	6216,7329	0,001	0,001	0,001	0,001
B_3 SAND	6237,8032	131,68	650,91	134,18	755,03
B SHALE-	6244,3657	0,001	0,001	0,001	0,001
B_4 SAND	6261,981	337,11	808,42	278,17	981,44
B SHALE-	6237,0254	0,001	0,001	0,001	0,001
SHALE-	6416,7124	0,001	0,001	0,001	0,001
C-SAND	6437,9966	128,07	649,27	130,77	651,81
SHALE-	6502,71	0,001	0,001	0,001	0,001

FUENTE: J.C. Chavez, SPE, Helix RDS; J. carruthers, SPE, Addax petroleum; and P. Mc Curdy, SPE, Helix RDS. Water flooding Efficiency in a scenario of multiple induced fractures, an applied geomechanical study. Paper 97526.

Propiedades geomecánicas

Estas propiedades se obtuvieron del campo B, por medio de leak off test en adición con la interpretación de registros sísmicos y análisis de corazones.

El contraste del gradiente de esfuerzos bajo fue realizado teniendo en cuenta la presión inicial del yacimiento y el contraste del gradiente de esfuerzos alto con respecto a la depleción del yacimiento (1900 psi), como se observa en la tabla 7.

Tabla 7 Propiedades geomecánicas, Campo B, offshore Nigeria

Descripción	TVDSS (ft)	Bajo contraste de esfuerzos (psi/ft)	Alto contraste de esfuerzos (psi/ft)
SHALE	6090	0,71	0,71
A SAND	6117	0,61	0,55
A SHALE-	6124	0,71	0,71
A SAND	6142	0,61	0,55
SHALE	6174	0,71	0,71
B_1 SAND	6186	0,61	0,55
B SHALE-	6192	0,71	0,71
B_2a SAND	6200	0,61	0,55
B SHALE-	6202	0,71	0,71
B_2b SAND	6209	0,61	0,55
B SHALE-	6216	0,71	0,71
B_3 SAND	6237	0,61	0,55
B SHALE-	6244	0,71	0,71
B_4 SAND	6261	0,61	0,55
B SHALE-	6273	0,71	0,71
SHALE-	6416	0,72	0,72
C-SAND	6437	0,61	0,55
SHALE-	6502	0,72	0,72

FUENTE: J.C. Chavez, SPE, Helix RDS; J. carruthers, SPE, Addax petroleum; and P. Mc Curdy, SPE, Helix RDS. Water flooding Efficiency in a scenario of multiple induced fractures, an applied geomechanical study. Paper 97526.

Propiedades mecánicas

Los siguientes datos fueron obtenidos a partir de análisis de corazones: El módulo de Young para la arena B es de $1,5 * 10^6$, y el shale de $2 * 10^6$ psi, la relación

poisson para la arena B es de 0,23 y el shale de 0,25 y como se altera los esfuerzos debido a la inyección de agua fría es necesario contar con el coeficiente de expansión térmica para cada litología, de lo cual tenemos que para el shale se encuentra en un rango de $6,6 * 10^{-6}$ (1/°F) a $5 * 10^{-6}$ (1/°F) y para las arenas se encuentra en un valor de $4 * 10^{-6}$ (1/°F).

Solidos suspendidos

El agua de producción y el agua de mar fueron analizadas, este análisis indica un promedio de solidos suspendidos de 20ppm para el agua de mar y 1000ppm para el agua de producción. El rango de tamaño de partículas fue hasta 15 micrones en diámetro, adicionalmente hay riesgo de precipitación de escamas inorgánicas, (calcita), por incompatibilidad entre el agua de mar y el agua de producción, esta precipitación genera un incremento en los sólidos suspendidos en el agua de inyección.

Inyección de agua

El proceso de inyección de agua como método de recobro se ve influenciado.

- Alteraciones en el perfil del frente de agua
- Contención de la fractura
- Requerimientos de hidráulica para mantener la inyectividad

Dada la desviación del pozo y las múltiples arenas estas promoverán la generación de múltiples fracturas. El contexto de múltiples fracturas para este caso significa el desarrollo de una fractura por cada arena, y no múltiples fracturas dentro de una arena específica.

Por ello cada fractura se estudió para identificar las variables que influyen el comportamiento de la inyección de agua.

Propagación de las múltiples fracturas

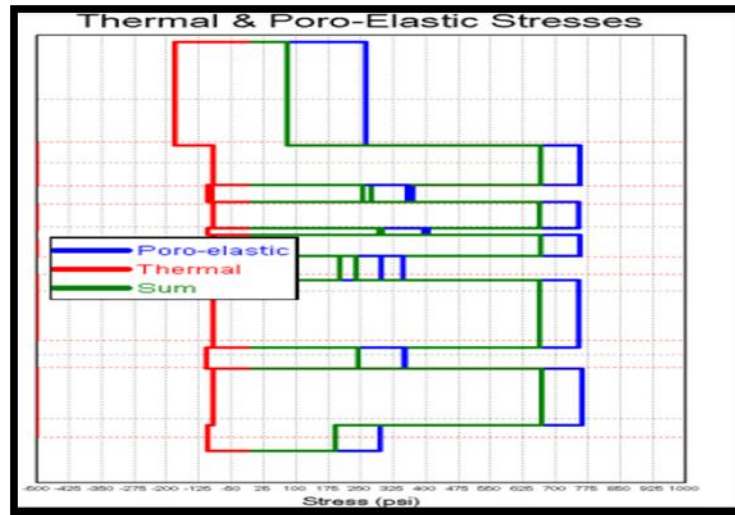
Durante la inyección de agua la propagación de la fractura será influenciada por la combinación de los siguientes factores.

- El alineamiento del pozo con el esfuerzo horizontal que causa tortuosidad en la fractura y asociado una caída de presión alta.
- Cambios en la magnitud del esfuerzo horizontal efectivo debido a la caída de temperatura en el pozo.
- Cambios en la magnitud del esfuerzo horizontal efectivo debido a las variaciones en la presión de poro.
- Contraste de esfuerzos entre los estratos (shale y arena).
- Contraste de esfuerzos entre el esfuerzo vertical y horizontal.

Efectos térmicos y poroelásticos

La inyección de agua fría a la formación causa una alteración en el esfuerzo horizontal mínimo. La reducción en el esfuerzo debido a los efectos térmicos es contrarrestado por un incremento en el esfuerzo por el incremento en la presión de poro. Ambos efectos son observados durante el proceso de inyección y muestran un incremento aproximado en el esfuerzo mínimo horizontal en la arena de 700 psi, como se observa en la figura 19.

Figura 19 Esfuerzo termoelástico y poroelástico



FUENTE: J.C. Chavez, SPE, Helix RDS; J. carruthers, SPE, Addax petroleum; and P. Mc Curdy, SPE, Helix RDS. Water flooding Efficiency in a scenario of multiple induced fractures, an applied geomechanical study. Paper 97526.

Geometría de la fractura

Como primera instancia la interferencia entre las fracturas durante su evolución será determinada por la orientación del pozo con respecto a los esfuerzos in situ del campo.

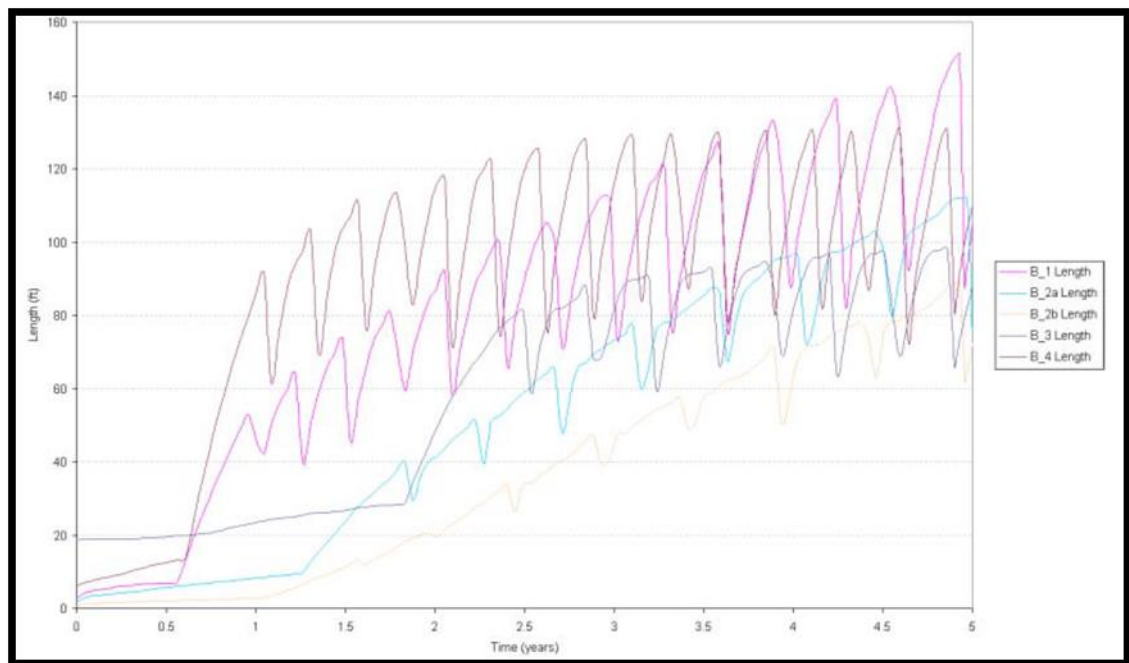
Altura de la fractura

La contención de la fractura es a menudo un parámetro crítico en la inyección de agua en el pozo para mantener la inyección dentro de la arena de interés para un óptimo barrido y mantenimiento de presión. La contención de la fractura se ve comprometida al bajo contraste de esfuerzos entre la litología presente en este campo ($\sigma_{\text{sand}}/\sigma_{\text{shale}} = 0,86$).

Longitud de la fractura

Durante el periodo de inyección, la evolución de la longitud de cada fractura generada en cada estrato muestra fluctuaciones causadas por múltiples expansiones y contracciones de las fracturas. Los sólidos suspendidos se filtrarán causando daños. Como consecuencia de la filtración de partículas, se formará un cake sobre la cara de la fractura reduciendo el leak off. La fractura continuará creciendo a través del área con permeabilidad reducida y el cake es erosionado, causando un incremento en el leak off. Como consecuencia de esto la fractura se contraerá y así generándose un ciclo de contracción y expansión. Como se observa en la figura 20.

Figura 20 Longitud de la fractura con respecto al tiempo para cada arena



FUENTE: J.C. Chavez, SPE, Helix RDS; J. Carruthers, SPE, Addax petroleum; and P. Mc Curdy, SPE, Helix RDS. Water flooding Efficiency in a scenario of multiple induced fractures, an applied geomechanical study. Paper 97526.

Ancho de la fractura

En promedio los valores del ancho de la fractura están entre 0,081in a 0,1in

Proceso de inyección de agua

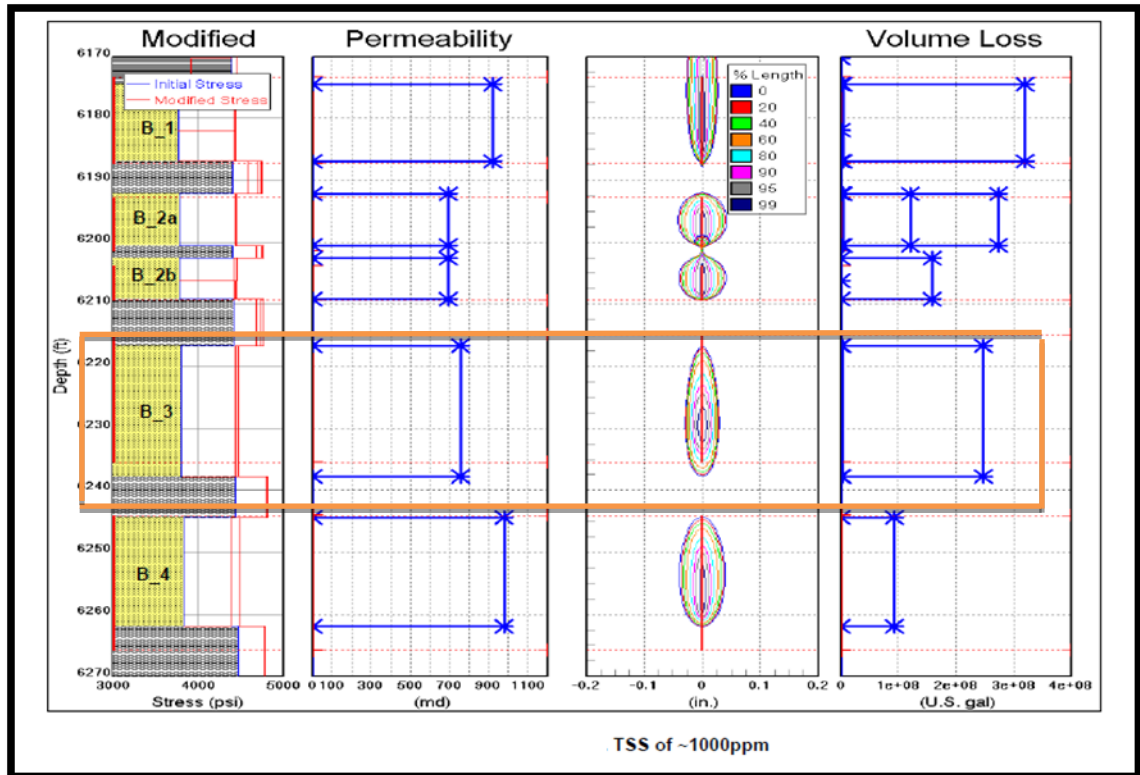
Hecho un análisis de la generación de las fracturas y la interacción, es posible acceder a los tres elementos críticos para la eficiencia de este proceso.

Perfil del frente de agua

La alteración de los esfuerzos muestran un impacto en la evolución de la fractura, sin embargo variaciones en la cantidad de sólidos suspendidos tiene un impacto más significativo en el comportamiento de la propagación de la fractura y la alteración en el frente de agua.

El comportamiento del volumen de fluido perdido en las múltiples fracturas no siempre se da en las zonas de mayor permeabilidad. Como se ve en la figura 23.

Figura 21 Volumen perdido con respecto a la permeabilidad a un TSS de 100 ppm



FUENTE: J.C. Chavez, SPE, Helix RDS; J. carruthers, SPE, Addax petroleum; and P. Mc Curdy, SPE, Helix RDS. Water flooding Efficiency in a scenario of multiple induced fractures, an applied geomechanical study. Paper 97526.

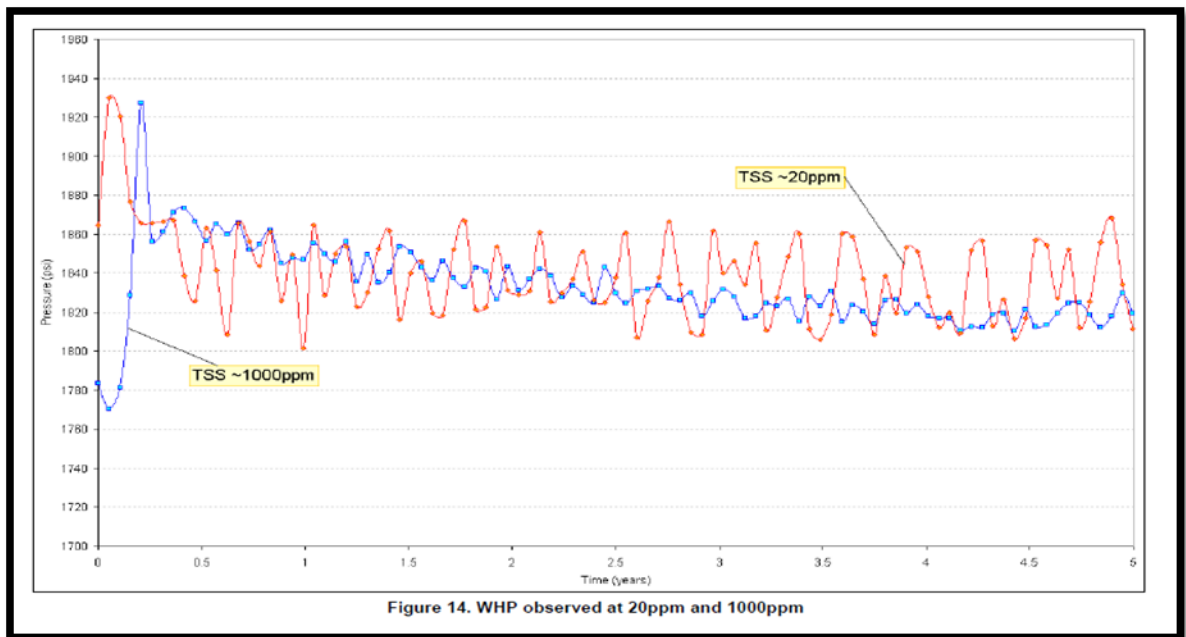
Contención de fractura

El análisis de la propagación de las múltiples fracturas sugiere que para los escenarios con baja depleción asociados con el contraste bajo de esfuerzos de 0,86, el sistema puede inducir que la propagación de la fractura vaya más allá de la zona de interés, a tasas de inyección de 15000 bpd. Una estrategia posible es implementar un control de tasas de inyección. Considerando una inyección de 15000 bpd durante el primer año, seguido por una reducción hasta 12000 bpd durante 6 meses, y por último se puede incrementar a 15000 bpd por el resto del periodo de inyección.

Requerimientos de hidráulica

El análisis muestra que durante el escenario de propagación de la fractura, el WHP requerido principalmente es función de las propiedades geomecánicas in situ. Sin embargo el total de solidos suspendidos tiene un impacto en el leak off y el comportamiento de la propagación de la fractura. La fluctuación observada en los requerimientos de WHP son asociados con las variaciones en el leak off debido a la continua generación de cake y erosión de esta. La figura 24 muestra el comportamiento característico de WHP a dos diferente TSS.

Figura 22 Presión de fondo para un TSS 1000 ppm y 20 ppm



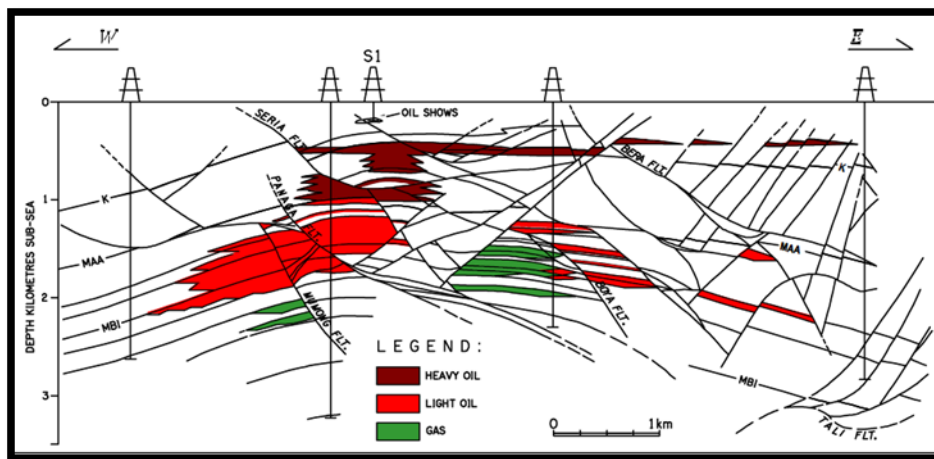
FUENTE: J.C. Chavez, SPE, Helix RDS; J. carruthers, SPE, Addax petroleum; and P. Mc Curdy, SPE, Helix RDS. Water flooding Efficiency in a scenario of multiple induced fractures, an applied geomechanical study. Paper 97526.

2.1.4. Campo Seria, Negara Brunei Darussalam El campo Seria fue puesto en producción en el año 1929, es el campo más viejo y extenso descubierto en

Negara Brunei Darussalam, el yacimiento está ubicado sobre la línea costera de Brunei a 120 km al oeste de la capital Bandar Seri Begawan.

El campo Seria está ubicado en una zona con grandes y extensas fracturas, a continuación se mostrará figura 23 que representa una sección transversal en dirección oeste este a través del campo, paralelo a la línea costera.

Figura 23 Sección transversal del campo Seria en dirección oeste-este



FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

En el yacimiento se encuentran fluidos con diferentes propiedades, el crudo pesado está en un rango de gravedad de 17 a 22° API y una viscosidad de 8 a 15 cP, entre 1200 y 2200 m de profundidad se encuentra un aceite liviano en un rango de gravedad de 30 a 45° API y una viscosidad de 0,3 a 1,5 cP. Este caso se enfocará en el estudio de la inyección de agua para mantenimiento de presión en dos bloques de aceite liviano encontrado por debajo de los 2000 m.

La finalidad del estudio es transportar el agua producida a bajas presiones en superficie hasta la cabeza del pozo inyector e inyectarla a alta presión para que

llegue al objetivo en fondo con la energía suficiente para aportarle al yacimiento, se realiza de esta manera para poder operar sin tener la necesidad de modificar las facilidades de superficie.

Descripción del yacimiento.

Los bloques seleccionados del yacimiento para este estudio son MAW y MBA, el yacimiento contiene intercalación de arena-arcilla con 13 separaciones de arena entre 1500 y 2200 m TVDSS, a continuación en la tabla se muestran las propiedades de los bloques seleccionados.

Tabla 8 Propiedades del yacimiento, Campo Seria, Negara Brunei Darussalam

Propiedad	Valor	Rango
Presión Inicial (KPa)	15350	
Profundidad (m)	1570	
Presión saturación (Kpa)	15350	
Factor volumetrico β_0	1,3	
GOR	100	
Factor de exp del gas @Pb	0,006	
API	36,5	
Viscosidad del aceite (cP)	0,6	
Temperatura del yto (°F)	161	
Porosidad prom	0,212	0,165 - 0.235
Permeabilidad (md)	260	50 – 1550
Numero de arenas	11	
Espezor prom de las arenas	4,5	1 – 8
Presion promedio (Kpa)	4000	
Esfuerzo horizontal (Kpa)	20053	

FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

Los bloques fueron seleccionados a partir de su potencial para recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos, el objetivo del proyecto es re-presurizar el yacimiento

sobre el 60 % de la presión inicial y mantener la presión durante toda la vida productiva del yacimiento.

Las capas de arenas en el yacimiento son homogéneas a lo largo del yacimiento lo cual da una mayor certeza sobre las propiedades calculadas por correlación entre los pozos y también la heterogeneidad entre las capas en cuanto las permeabilidades, estas condiciones son las más convenientes para realizar un proceso de inyección de agua al yacimiento. Por lo tanto es muy importante mantener control en el barrido vertical debido a que da una idea de la distribución en fondo y de las fracturas en los pozos inyectoros.

En el desarrollo del estudio con un modelo geológico y un desarrollo 3D en el campo se definieron las condiciones óptimas de ubicación de los pozos inyectoros como productores, el caudal de inyección y la predicción de la cantidad de aceite producido para un proceso de inyección de agua para mantenimiento de presión, se estimó un caudal de **100 m³** durante un periodo de 3 años y después reducir el caudal de inyección reemplazando el volumen poroso producido.

Estrategias de inyección de agua.

Dos estrategias de inyección pueden ser usadas, las cuales se muestran en la siguiente tabla con sus respectivas ventajas, incertidumbres y riesgos.

Tabla 9 Estrategias de inyección, Campo Seria, Negara Brunei Darussalam

Alta presión	Baja presión
--------------	--------------

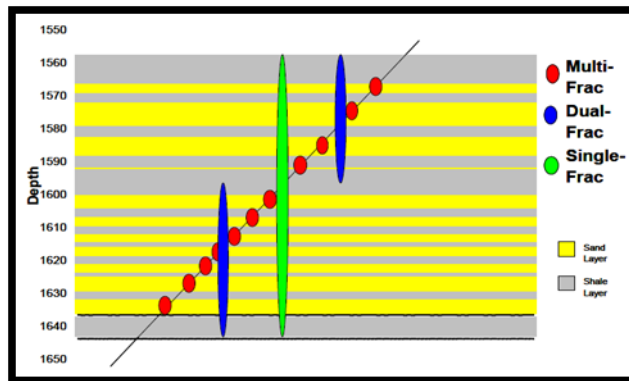
Incertidumbre	Incertidumbre
Presión de fractura Extensión de fractura Dirección de fractura Perfil de inyección	Inyectividad Daños mecánicos
Riesgo	Riesgo
Longitud de la fractura Contención de la fractura Presión de fractura muy alta	Disminución en la inyectividad Requerimiento de Workovers
Beneficios	Beneficios
Caudales de inyección altos y estables Menos pozos requeridos Tratamiento del agua	Bajos costos de energía

FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

Modelamiento de diferentes opciones de completamiento.

Basado en un conocimiento detallado de las capas y de registros se construyó un modelo para el estudio de 3 diferentes completamientos que se pueden implementar para la inyección de agua: el primero para una fractura, el segundo para dos fracturas y el tercero para múltiples fracturas

Figura 24 Opciones de completamiento para pozos fracturados por la inyección de agua

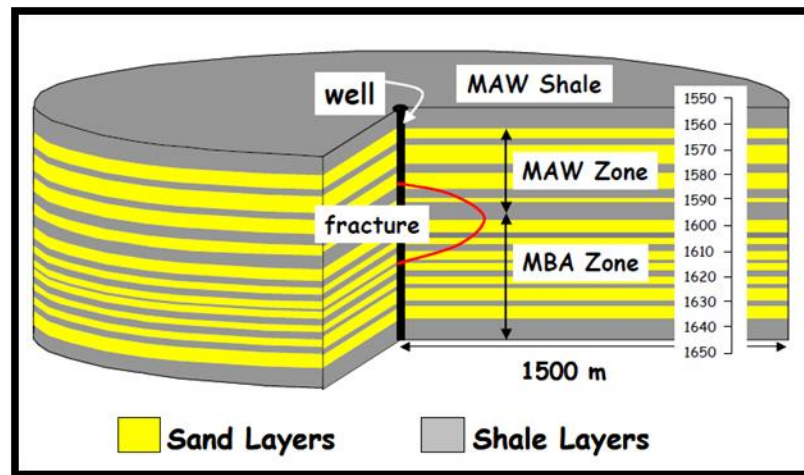


FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

El completamiento a una sola fractura se da por la propagación de la misma haciendo contacto con todas las capas de interés y re-presurizando el yacimiento, el completamiento a dos fracturas se da por el completamiento dual lo cual genera dos fracturas propagándose y contactando todas las capas. El completamiento a múltiples fracturas se dió controlando el caudal de inyección y las diferentes perforaciones para propagar las fracturas en cada una de las capas.

El principal riesgo en fondo al generar fracturas es perder la contención de la fractura y que el crecimiento de la misma afecta negativamente la eficiencia de barrido areal y vertical en el yacimiento, para mitigar este riesgo se debe realizar un modelo de simulación que determine la propagación de la fractura y sus dimensiones, para este estudio estos valores se obtuvieron a partir del punto donde se inicia la fractura y parámetros específicos de las capas.

Figura 25 Propagación de la fractura



FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

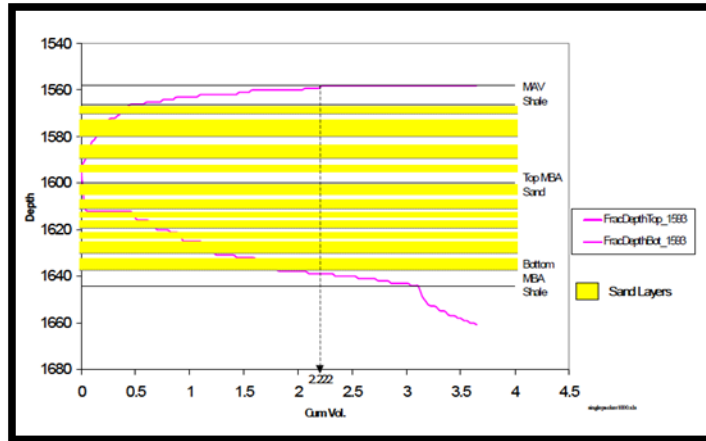
El modelo usado para la simulación fue cargado con parámetros diferentes para cada una de las capas tales como tope y base, esfuerzo horizontal, presión de formación, módulo de Young, relación de Poisson, porosidad, permeabilidad y adicionalmente el gradiente geotérmico, capacidad calorífica de la roca, saturación de agua connata, compresibilidad de la formación, viscosidad de los fluidos y los ends points de las curvas de permeabilidades relativas. Los parámetros del agua de inyección son determinados por la viscosidad en superficie, temperatura del yacimiento, capacidad calorífica, los sólidos totales suspendidos (TSS), aceite en el agua (OIW).

Para la simulación no se tendrá en cuenta la dirección de la fractura debido a que es necesario un estudio geomecánico con respecto a la dirección de los diferentes esfuerzos. Para el cálculo de la longitud de la fractura se realiza con el modelo ya mencionado y se asume que la totalidad de los sólidos suspendidos se almacenan en la fractura para el caso de una fractura simple.

Para minimizar los requerimiento del agua se asume un TSS de 100 ppm, la calidad del agua se obtiene después de la deshidratación del crudo, la sensibilidad se realizó modificando parámetros para obtener el máximo valor de agua inyectada y el crecimiento de la fractura para cada esquema de completamiento.

La figura 26 se puede observar el crecimiento de una fractura simple manteniendo una inyección de $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ y un TSS de 100 ppm, y se ve que al inyectar $2,2 * 10^6 \text{ m}^3$ acumulados de agua equivalente alrededor de 6 años de inyección, a este tiempo la fractura contacta el tope de la formación y la inyección debe ser detenida otro hecho importante que se puede ver en la gráfica es lo tarde que se inicial la inyección de agua en la última arena ya que tarda alrededor de 4,4 años para inicial la inyección en esa sección lo cual deja ver que un completamiento simple no permite el desarrollo vertical de la inyección.

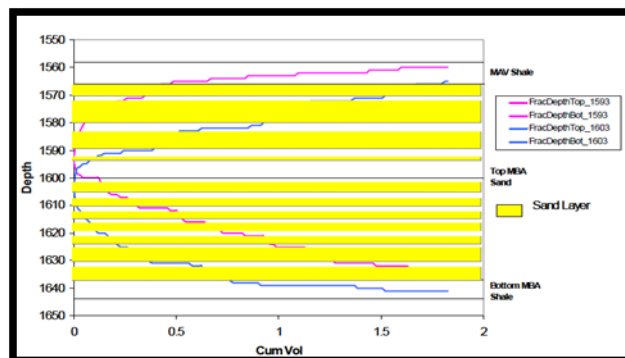
Figura 26 Crecimiento de la fractura simple



FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

La figura 27 presenta un completamiento doble para el cual se generaran dos fracturas, cada una con una inyección de $500\text{m}^3/\text{d}$ este completamiento permite una inyección de agua acumulada de $3,5 * 10^6 \text{ m}^3$ antes de que la fractura quede por fuera de la zona de inyección, y el tiempo de inyección a la última arena se reducido a 3,8 años la cual da un mejor desarrollo vertical.

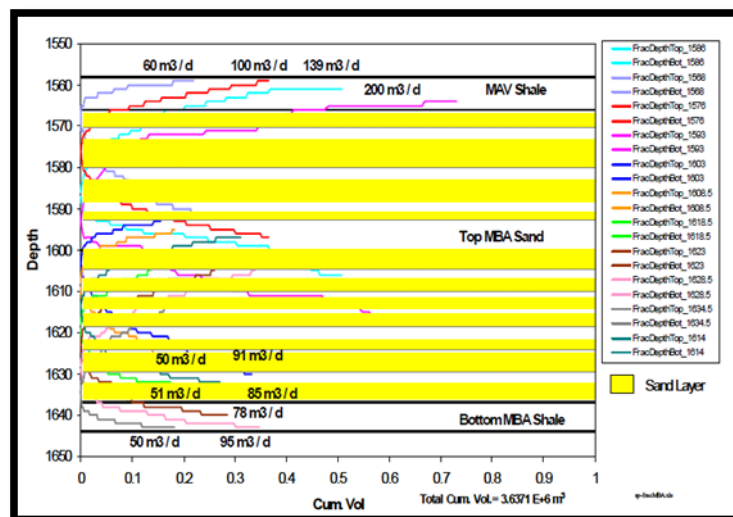
Figura 27 Crecimiento de doble fractura



FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

Para este caso la fractura fue generada y propagada en cada una de las arenas, la cantidad de agua acumulada incremento a $3,6 * 10^6 \text{ m}^3$ antes de que la fractura rompiera el tope de la capa de shale, la gran ventaja de este completamiento con respecto a los previos es la inyección de agua directamente en cada una de las capas de arena desde el inicio de la inyección, el caudal de cada arena es proporcional a la porosidad y el espesor de cada una de ellas, sin olvidar que la inyección total al yacimiento es de $1000 \text{ m}^3/\text{d}$, por lo tanto este esquema de completamiento es más óptimo de los tres pero genera un incremento en la energía necesaria para realizar la inyección.

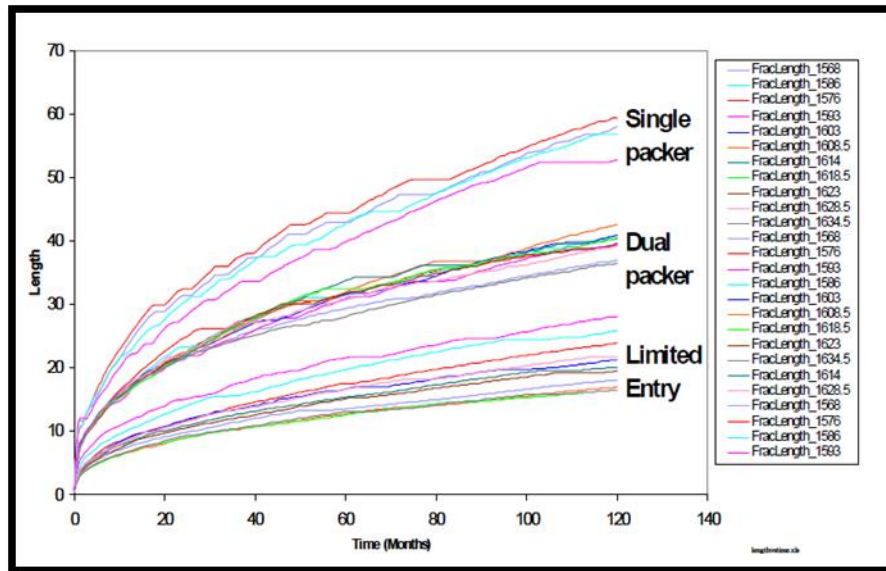
Figura 28 Crecimiento de múltiples fracturas



FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

Con respecto a la contención de la fractura y la eficiencia de barrido la figura 29 muestra el crecimiento de la fractura con relación al tiempo para las diferentes opciones de completamiento.

Figura 29 Crecimiento de las fractura con respecto al tiempo



FUENTE: Gerald sommerauer and Russel Petersen / BSP. Implementation of pressure maintenance in Seria field using limited entry fractured wáter injection. Paper SPE 84884.

La opción de una sola fractura muestra que la longitud media de la fractura esta entre 50 y 60 m, la doble fractura entre 30 y 40 m y para el completamiento de múltiple fractura está muy por debajo de 30 m, por eso este tipo de completamiento probablemente sea mejor con respecto a la eficiencia de barrido y la contención de la fractura es más sencilla.

Por las razones ya mencionada anteriormente se concluye que la opción que permite llevar a cabo un proceso más eficiente es un completamiento múltiple para generar así una fractura por cada capa de interés.

2.1.5. Campo C, Suroeste de Francia El yacimiento es un carbonato muy consolidado, tiene heterogeneidades laterales, las permeabilidades en el área de inyección son menores que 1 mD comparado con las permeabilidades del área de producción de 50-120 mD debido a una fisura natural y una red de fracturas.

La inyección en este campo empezó en 1979 en un pozo típico, con agua de un acuífero de otro campo de forma periférica para el soporte de presión a altas presiones durante 10 años, seguido por la inyección de agua de producción con la del acuífero durante otros 10 años.

En la tabla 10 se muestra las propiedades del campo C, y los parámetros de la inyección.

Tabla 10 Propiedades generales campo C, Suroeste de Francia

Propiedades generales del yacimiento						
TVDm	P (bar)	T (C°)	Porosidad Φ (%)	Permeabilidad K (mD)	Espesor (m)	Viscosidad (cp)
2875	260	98	20	0,1-5	30-50	0,3

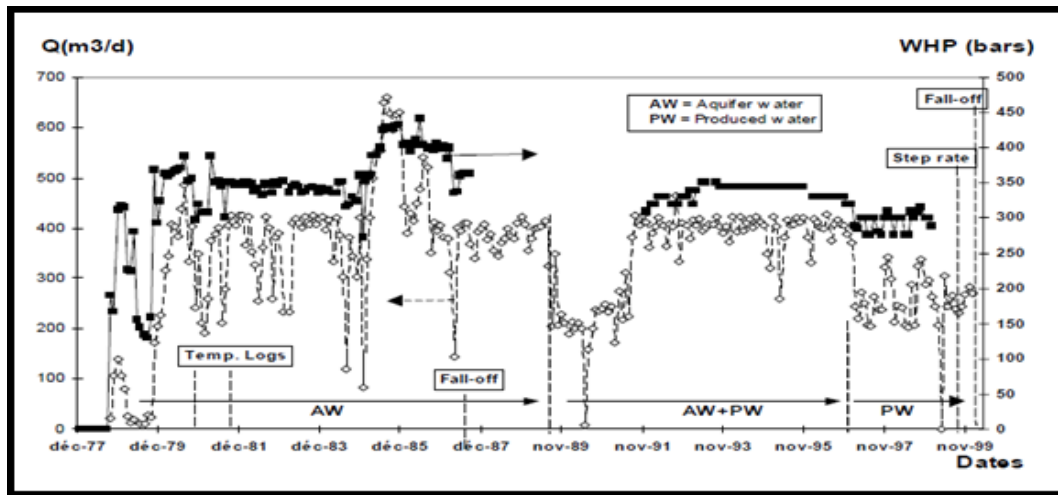
Propiedades generales de la reinyección			
Periodo de inyección	Tasa de inyección MCPD	Temperatura de inyección (C°)	TSS (Kg/m3)
10 años	variable	20	variable
10 años	variable	50	variable

Propiedades geomecánicas del yacimiento	
Relación de poisson	0,2
Módulo de Young (bar)	500000
Coefficiente de expansión térmica (1/°C)	1,00E-05
Constante de biot	8,00E-01
Esfuerzo vertical (psi/ft)	***
Esfuerzo horizontal máximo (bar)	***
Esfuerzo horizontal mínimo (bar)	500-600
Dirección de esfuerzo mínimo	***

Fuente: J-I.DEtienne,SPE,J.Danquigny,Y.Lacourie,M.Espy."Produced wáter re-injection on a low permeability carbonaceous reservoir".paper78482

El estudio en este campo durante los 20 años de inyección se hizo para poder entender el comportamiento del crecimiento de la fractura a partir de pruebas en el pozo (fall-off y step rate test) y por simulación, a continuación se presentará la historia de inyección y las fechas donde se hicieron las pruebas en el pozo.

Figura 30 Historial de inyección



Fuente: J-I.DEtienne,SPE,J.Danquigny,Y.Lacourie,M.Espy."Produced wáter re-injection on a low permeability carbonaceous reservoir".paper78482

Para poder comprender el comportamiento de la fractura se hizo necesario recurrir a un estudio geomecánico enfocado al cambio de los esfuerzos debido a los esfuerzos térmicos y poroelásticos inducidos por la inyección de agua en la formación, para hacer esto posible se recurrió a la relación analítica de Perkins y Gonzales.

$$\Delta\sigma T = -\left(\frac{\alpha E}{1-\nu}\right)(T_{res} - T_w) + \frac{\beta(1-2\nu)}{1-\nu}(P_{res} - P_{resi}) + \frac{\beta(1-2\nu)}{1-\nu}(P_{wf} - P_{res}) \quad (11)$$

Donde α es el coeficiente de expansión térmica, E es el módulo de Young , ν es la relación de Poissón y B el factor de Biot. También se puede observar que el primer

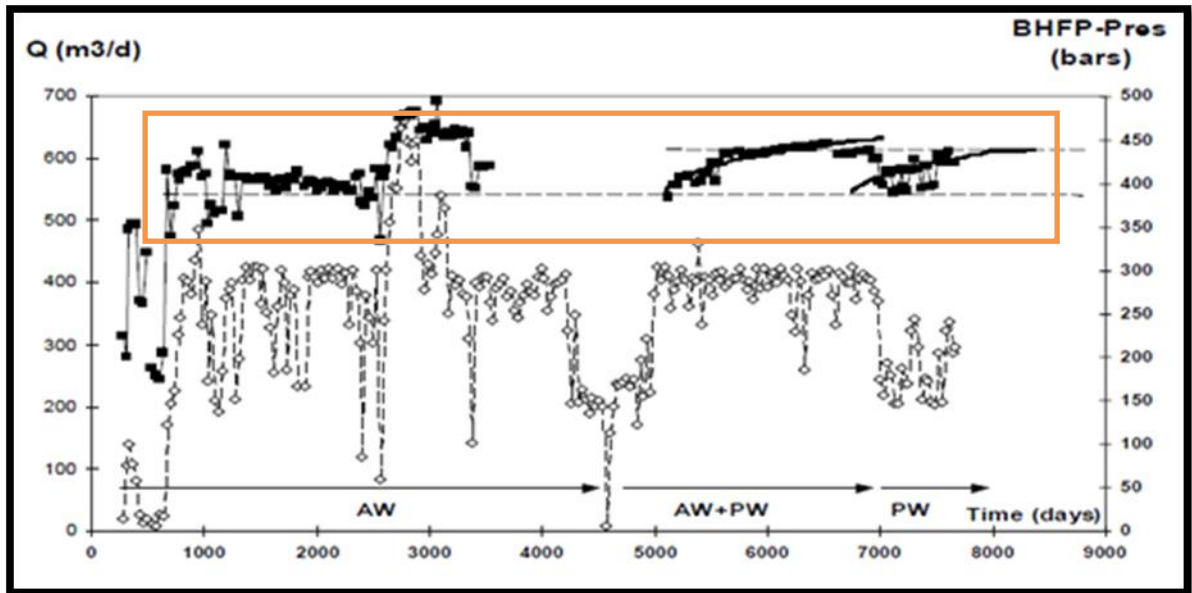
término es el efecto térmico por la inyección de agua fría, el segundo es la depleción del yacimiento y el último es diferencial de presión durante la inyección.

La experiencia tomada de diferentes yacimientos de este estilo, se tomó la mitad del valor del módulo de Young (500000 bars) para hacer un mejor modelamiento de los efectos térmicos, puesto que estos módulos in situ están relacionados con las fisuras abiertas en este tipo de rocas.

Impacto del agua de producción en la inyectividad

Como se observa en la figura 33, la inyección de agua de producción genera una sobrepresión de 40 bars comparada con los 400 bars necesarios para mantener la fractura abierta en la inyección de agua limpia, entonces se puede decir que hay una pérdida del 10% en la inyectividad. Por lo tanto, mientras se está inyectando agua del acuífero la longitud de la fractura llegara a un punto estable, y el agua inyectada entrara a la formación mientras que inyectando el agua de producción debido a los TSS altos la fractura tendera a seguir aumentando su longitud.

Figura 31 Historial de presión



Fuente: J-I.DEtienne,SPE,J.Danquigny,Y.Lacourie,M.Espy."Produced wáter re-injection on a low permeability carbonaceous reservoir".paper78482

2.2. Reinyección de agua de producción.

A continuación se especificaran los 3 campos relevantes sobre inyección de agua como proceso de disposición teniendo en cuenta la geomecánica del yacimiento y se especificará cada caso de estudio con la generalidad del estudio, el problema, la evaluación, sus consecuencias y posibles soluciones.

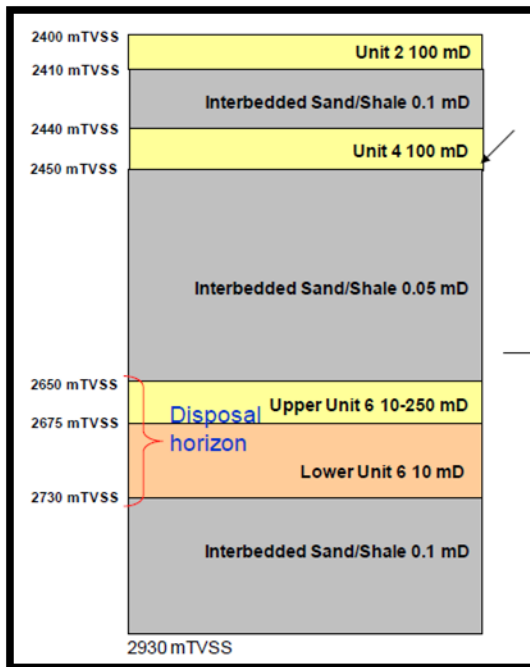
2.2.1. **Campo D, en Australia** En el campo D ubicado en Australia, el agua producida es inyectada a una tasa de 10000 BPD por 25 años con una concentración de 320 a 2000 ppm en una formación para disposición de 80 m aproximadamente, y una porosidad cercana al 10% y una permeabilidad promedio de 100md.en la figura 32 se mostrara un esquema estratigráfico para este campo.

Los objetivos principales del estudio fueron la simulación del crecimiento de la fractura en dos diferentes escenarios y comprender el crecimiento de la fractura con respecto a parámetros diferentes.

Primer escenario: inyección continua sobre los 25 años en un solo pozo.

Segundo escenario: inyección continua sobre los 25 años en 2 pozos

Figura 32 Modelo esquemático estratigráfico



FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

En la tabla 11 se muestran los datos para la simulación del caso base en el campo D, en Australia.

Tabla 11 Valores del caso base para la simulación, Campo D, en Australia

Periodo de inyección	25 años	Módulo de Young	30GPa
Tasa de inyección	10000 bpd	Relación de poisson	0,25
T _{ss}	2000ppm	Compresibilidad	0,05GPa ⁻¹
Permeabilidad up 6	100mD	Temperatura de la formación	140°C
Permeabilidad lower 6	10mD	Temperatura de inyección	55°C
Porosidad 6	10%	Coefficiente de expansión térmica	0,0000099 °C ⁻¹
S _{hmin} en shales	0,74 psi/ft	Permeabilidad del cake	0,002mD
S _{hmin} en shales	0,67 psi/ft	Densidad de las perforaciones	4 spf
Presión de poro	0,465 psi/ft	Diámetro perf	0,25 in

FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

Resultados del modelamiento de la geometría de la fractura

La figura 33 muestra el crecimiento de la fractura para la inyección del escenario 1 (inyección continua sobre los 25 años en un pozo). La longitud media de la fractura es un poco mayor a 3.5 km, altura de la fractura es de 178 m y un ancho promedio de 5 cm.

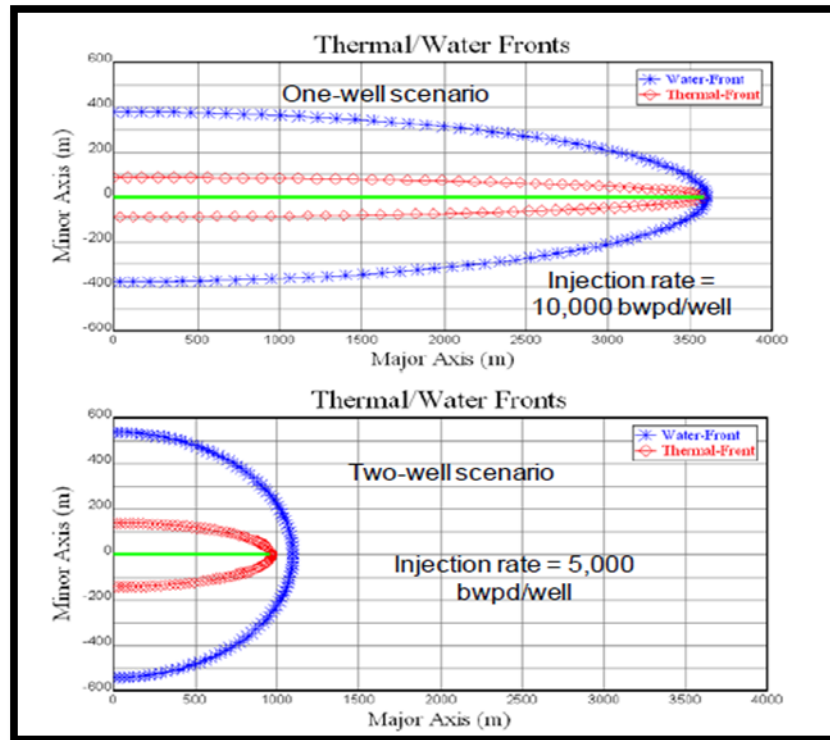
Se puede inferir que el alto crecimiento de la fractura podría ser por:

1. El alto efecto térmico que reduce los esfuerzos.
2. La permeabilidad muy baja del cake que no permite que el fluido se dirija a la formación y por lo tanto requiera una mayor longitud de fractura.

Con respecto a los parámetros geomecánicos se observó que el módulo de Young de 30 GPa era una estimación pobre de los dos pozos de exploración, puesto que no fue calibrado con ningún prueba de laboratorio de la roca, la estimación también muestra que un rango bajo del módulo de Young es cercano a 18 GPa,

por lo tanto un promedio de 20 Gpa fue considerado como una posibilidad. Este módulo de Young de 20 Gpa reduce el efecto térmico y por ello la longitud media de la fractura prevista fue aproximadamente de 1050 m. Esto conduce que una reducción del 33% en el módulo de Young causa una reducción del 70% en la longitud de la fractura. Otro parámetro que influye en este caso es el coeficiente lineal de expansión térmica, el valor usado en este estudio fue de $9,9 * 10^{-6}$ basado en literatura publicada, sin embargo valores pequeños entre 25% y 50% también fueron usados en estudios similares. Una reducción de 20% en este parámetro causara una reducción del 30% en la longitud de la fractura.

Figura 33 Comparación del frente térmico y el frente de agua (punta de la fractura) entre los dos escenarios de inyección



FUENTE: Khatil Rahman, SPE, Abbas Khaksar, SPE, Baker Hughes. Fracture Growth and injectivity issues for produced water reinjection wells – Case studies whit fields from Australia and the UK North Sea. Paper 158893

La simulación del segundo escenario muestra que la longitud media de la fractura puede ser aproximadamente de 1200m. En el primer escenario el frente térmico impulsa la punta de la fractura y por lo tanto la longitud media de la fractura fue considerable. En contraste en el segundo escenario, el frente térmico fue quedando atrás del frente de agua para una tasa de inyección de 5000 BPD/pozo. Como resultado la longitud de la fractura en el segundo escenario es aproximadamente de 1/3 del primer escenario aunque la inyección es justo la mitad. Una preocupación operacional con una tasa de inyección baja (3,4 Bl/min) es si podrá ser suficiente para transportar las partículas sólidas para la propagación de la fractura, pero se puede superar lavando con agua limpia a alta presión de forma intermitente si el escenario dos es preferido.

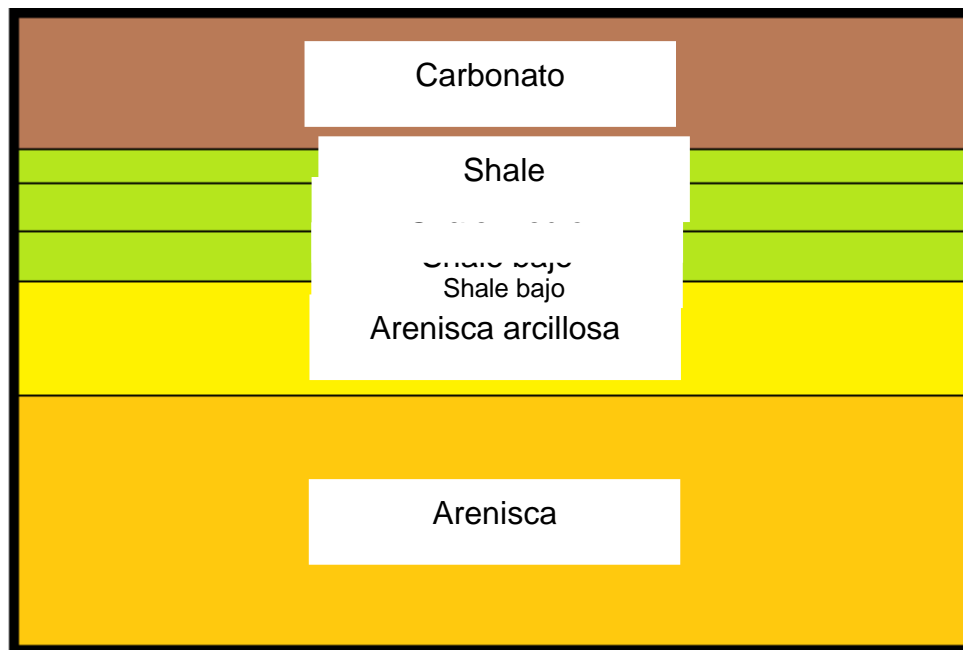
En conclusión el primer escenario puede ser factible pero con grandes precauciones, puesto que la longitud de la fractura predicha es mu larga pero probablemente puede ser más corta ya que las propiedades del yacimiento no son homogéneas por las discontinuidades de la roca. Pero para un mejor estudio de ambos escenarios lo mejor es tener una mejor caracterización de la roca y así tener certeza cuál de los dos casos se debe escoger, además de una optimización en los parámetros de inyección como: temperatura de inyección, numero de pozos, espaciamiento entre pozos, etc.

2.2.2. Campo E, Sur de Oman Este campo produce crudo a 94% de BSW promedio. Toda el agua producida es dispuesta sin tratamiento dentro del mismo acuífero, el agua es inyectada bajo condiciones de fractura y toma lugar a 200 metros por debajo del shale en la arenisca. Sin embargo una falla en el shale puede resultar en la contaminación de un acuífero suprayacente, por lo tanto es requerido un manejo riguroso en los 20 pozos inyectoros.

Para ellos se realizaron varias pruebas para el cálculo de los esfuerzos in situ en las capas del shale y la arenisca. Sin embargo usando pruebas normales fue muy

difícil, por lo tanto las pruebas fueron hechas con un fluido base aceite, puesto que esté permitiría el objetivo en zonas de alta permeabilidad y el shale.

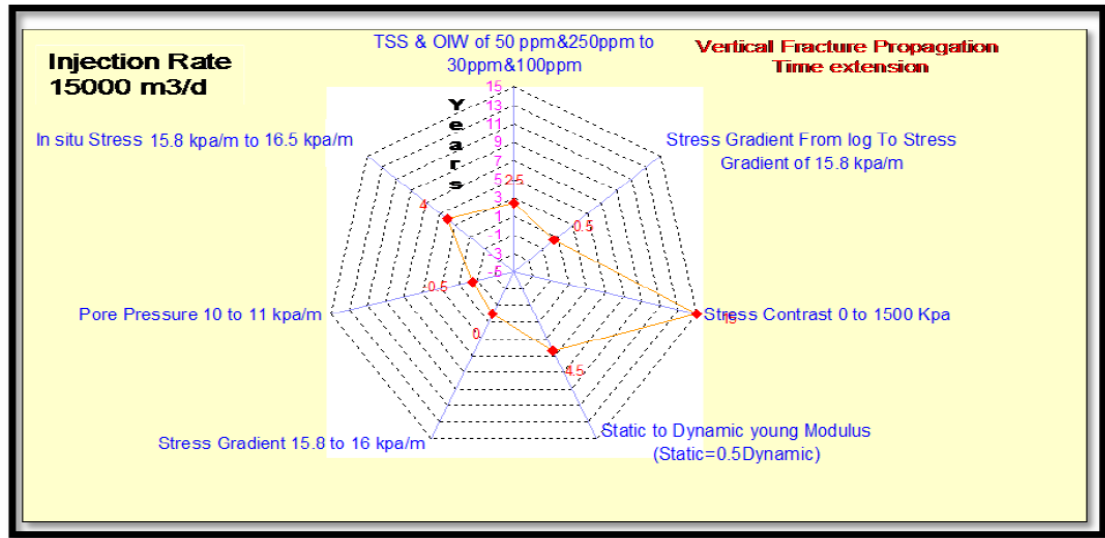
Figura 34 Esquema estratigráfico



Fractura vertical inducida

El estudio se enfocó en la reducción al máximo de todas las incertidumbres relacionadas a los parámetros con gran impacto sobre la propagación de la fractura. La figura 35 muestra cinco parámetros los cuales pueden tener un gran impacto en la fractura. Los cuales son el contraste de esfuerzos entre la formación de inyección (arenisca) y las formaciones suprayacentes, esfuerzos in situ, TSS, aceite en el agua, módulo de Young y la profundidad donde se inicia la fractura. Para reducir estas incertidumbres se recolecto la mayor información y data de las pruebas y correlaciones.

Figura 35 Parámetros que impactan la propagación de la fractura vertical



FUENTE: El Msallati, K. Hammad, P. Priyandoko, Koksai Cig. Innovative in situ reservoir stress test helped to manage and optimize water disposal under fracturing conditions in south Oman. Paper 144481.

Contraste de esfuerzos

Este parámetro fue tomado de un pozo que tenía registros sísmicos y de densidad y correlacionados con otro pozo, también se calculó el perfil del esfuerzo horizontal mínimo. El contraste de esfuerzos entre la arenisca y las capas suprayacentes es aproximadamente de 1500 KPa, este valor puede cambiar en diferentes regiones.

Esfuerzos in situ en el shale

La prueba que se hizo para el cálculo de los esfuerzos en el shale fueron las minifrac con un fluido viscoso base aceite, para reducir el comportamiento plástico de las shales. El valor entregado en este estudio fue de 15,8 KPa.

Sólidos totales suspendidos (TSS), aceite en agua (OIW)

Estos parámetros no habían sido meticulosamente medidos en el pasado, pero como estos parámetros son de gran impacto en la propagación de la fractura fueron medidos con más frecuencia, dando como resultado un TSS de 30ppm y 100ppm para OIW.

Módulo de Young, Relación de poisson

En la tabla 12 se presentan los módulos elásticos de la roca a diferentes presiones de confinamiento.

Tabla 12 Propiedades mecánicas, Campo E, Sur de Oman

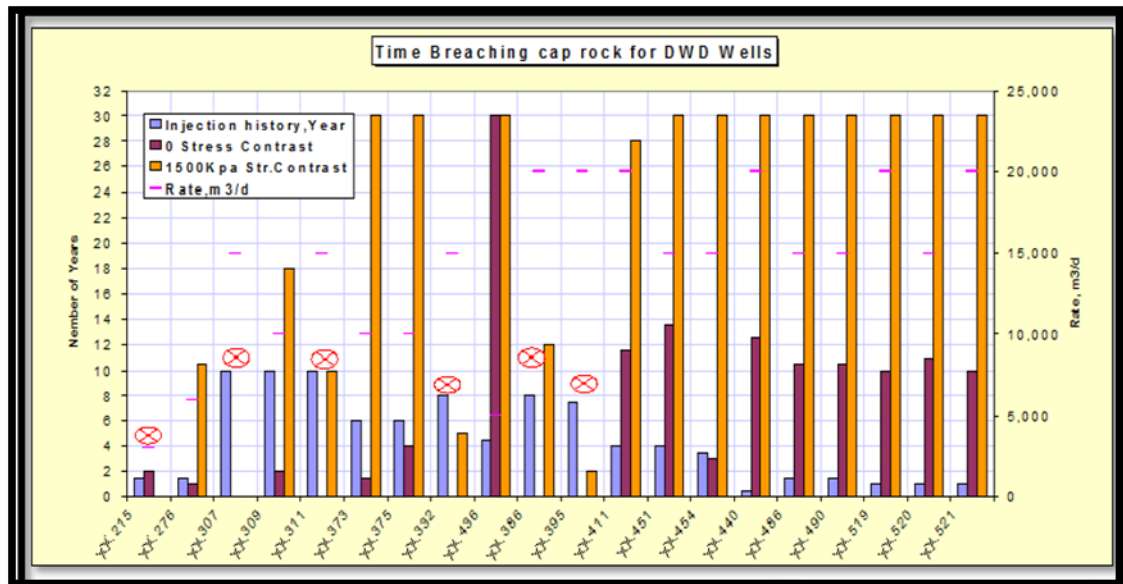
Profundidad (m)	Presión de confinamiento (Mpa)	Módulo de young (Gpa)	Relación de poisson
**1,70	0	2,7	0,3
**6,75	0	4,7	0,5
**7,75	0	11,6	0,03
**00,98	0	2,2	0,22
**1,70	3,5	5,4	0,23
**6,75	3,5	13,9	0,12
**7,75	3,5	21,6	0,19
**00,98	3,5	5,9	0,33
**1,70	7	5,5	0,26
**6,75	7	25,2	0,19
**7,75	7	23,8	0,21
**00,98	7	5,3	0,24
**1,70	14	6,8	0,25
**6,75	14	15,2	0,19
**7,75	14	24,4	0,15
**00,98	14	8,6	0,31

FUENTE: El Msallati, K. Hammad, P. Priyandoko, Koksai Cig. Innovative in situ reservoir stress test helped to monage and optimize wáter disposal under fracturing conditions in sout oman. Paper 144481.

Resultados de la simulación de la fractura

El modelo de la simulación toma en cuenta la especificación de cada pozo (geología, propiedades geomecánicas, registros de hueco abierto, perfil de esfuerzos, historial de inyección, presión estática de fondo). Los resultados se observan en la figura 36 y presenta que pozos tienen un alto riesgo de afectar la integridad del shale.

Figura 36 Tiempo en el cual cada pozo afecta el shale



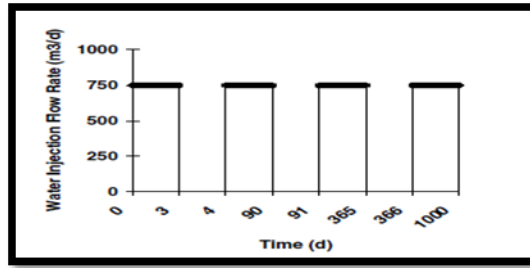
FUENTE: El Msallati, K. Hammad, P. Priyandoko, Koksai Cig. Innovative in situ reservoir stress test helped to manage and optimize water disposal under fracturing conditions in south Oman. Paper 144481.

Como se observa en la figura anterior de los pozos presentados, 5 de estos pozos tienen un alto riesgo en afectar la integridad el shale bajo, los cuales son: xxx307, xx311, xx332, xx386 y xx395. Estos pozos fueron señalados debido a que en poco tiempo alcanzan el contraste de esfuerzo entre la arenisca y el shale bajo (1500Kpa), y a la vez en los 5 pozos, una vez la fractura llega al shale esta no es capaz de contenerla si no que pasara instantáneamente al shale medio, debido a que no se presenta el contraste de esfuerzos entre el shale bajo y el medio (columna morada) como se evidencia en los otros pozos.

Para evitar la contaminación de un acuífero por encima del shale, la inyección de agua en estos pozos se reducirá parcialmente o total lo cual implica la necesidad de cerrar pozos de producción, puesto que no hay otra alternativa disponible para manejar grandes volúmenes del agua de producción.

2.2.3. Campo F, Mar del norte Durante este estudio se evaluó el crecimiento de la fractura y el comportamiento de la longitud de la misma en función de la cantidad de solidos suspendidos en el agua de inyección, pues se realizó una simulación de un proceso de reinyección de agua en dos fases, se inyectó agua con un TSS muy bajo durante 100 días y posteriormente se inyectó agua con un TSS más alto durante 200 días, dando un total de 300 días de inyección para el estudio y durante la inyección habrán días donde se para la inyección para evaluar la tasa de cierre de la fractura, como se observa en la figura 37.

Figura 37 Esquema de inyección



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détiéne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

En la tabla 13 se muestran la propiedades generales del estudio; propiedades del yacimiento, parámetros de inyección y las propiedades geomecánicas del yacimiento

Tabla 13 Propiedades generales campo E, Mar del norte

Propiedades generales del yacimiento					
P (MPa)	T (K)	Porosidad Φ (%)	Permeabilidad K (mD)	Espesor (m)	Viscosidad (cp)
300	393,15	10	100	50	***

Propiedades generales de la reinyección			
Periodo de inyección	Tasa de inyección MCPD	Temperatura de inyección (K)	TSS (Kg/m3)
100 Días	750	293,15	---
200 Días	750	293,15	0,1

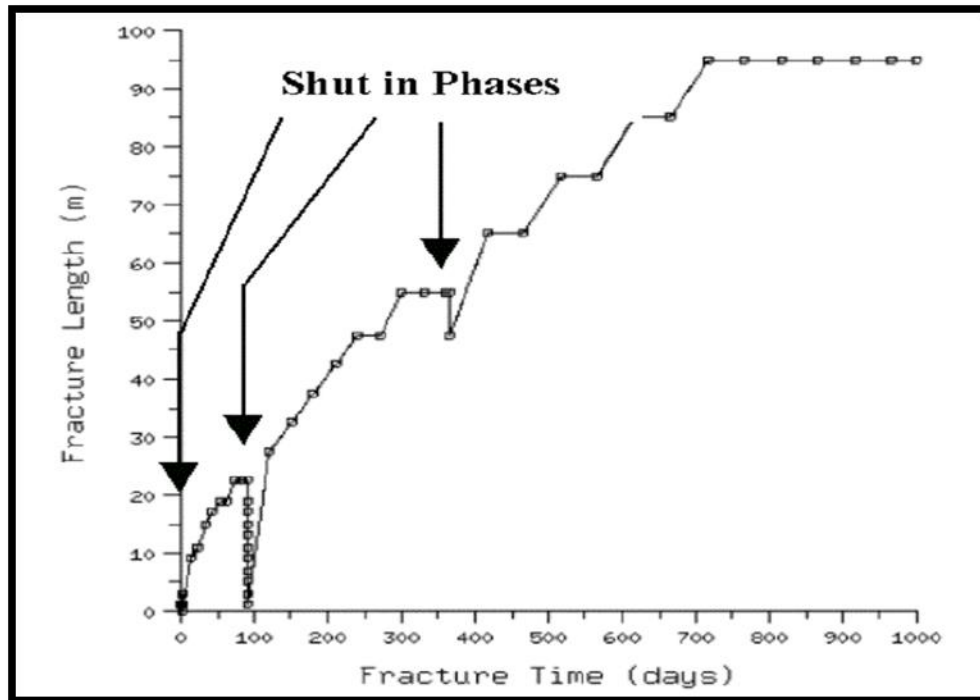
Propiedades geomecánicas del yacimiento	
Relación de Poisson	0,2
Módulo de Young (GPa)	30
Coefficiente de expansión térmica (1/K)	1,00E-04
Compresibilidad de la formación (1/GPa)	***
Esfuerzo vertical (MPa)	***
Esfuerzo horizontal máximo (MPa)	***
Esfuerzo horizontal mínimo (MPa)	0,55
Dirección de esfuerzo mínimo	***

FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détienne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

Como resultado del estudio se observan diferentes cambios en la longitud de la fractura, en la tasa de cierre de la misma en los periodos sin inyección, en la inyectividad respecto al tiempo y la presión en fondo.

Como se observa en la figura 38 durante los periodos sin inyección la fractura se cierra por completo en los primeros 100 días debido a que el agua de inyección tiene un TSS muy bajo y no existe ningún tipo de material de soporte cuando se detiene la inyección, a partir de los 100 días el agua de inyección tiene un TSS alto por lo cual esos solidos suspendidos no entran a la formación sino que por el contrario se almacenan en la fractura creando un cake en la cara de la fractura y sirviendo como material de soporte cuando se detiene la inyección.

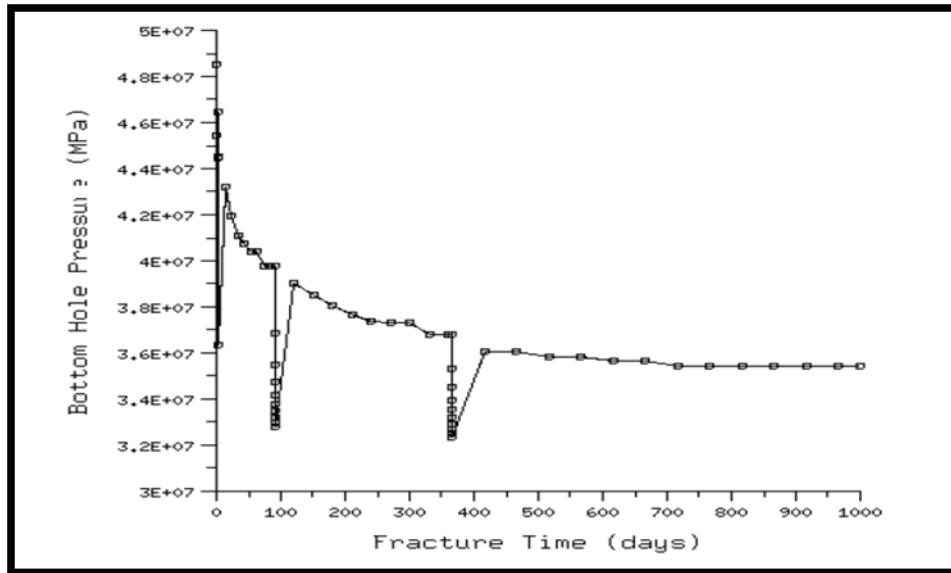
Figura 38 Evolución de la longitud de la fractura



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détiéne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

En la figura 39 se muestra que, durante la inyección de agua a la formación de interés se observa que la presión en fondo disminuye continuamente debido a que la cantidad de agua que se almacena en la fractura aumenta, por el crecimiento de la misma hasta llegar a estabilizarse en el punto en el cual la fractura encuentra la longitud máxima. Los picos donde la presión en fondo disminuye drásticamente es por los periodos donde la inyección se detiene y el aumento se da mientras la fractura se abre hasta la longitud que existía antes del periodo de cierre.

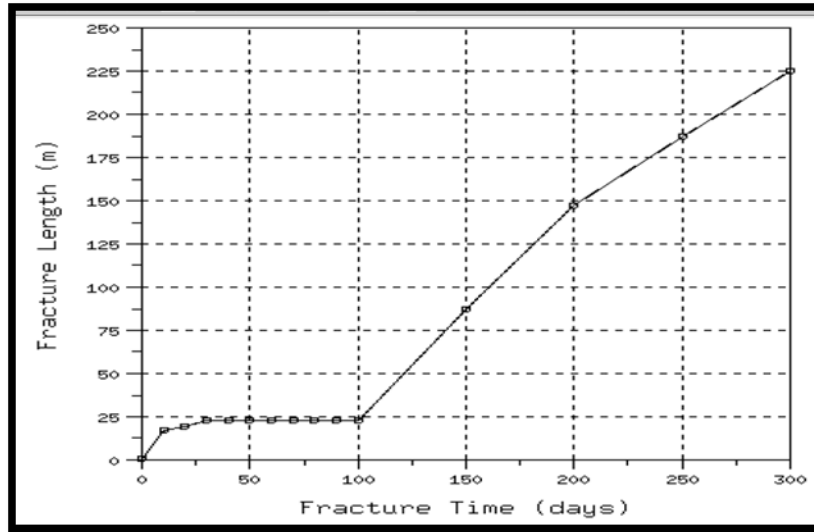
Figura 39 Evolución de la presión en fondo



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détiéne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

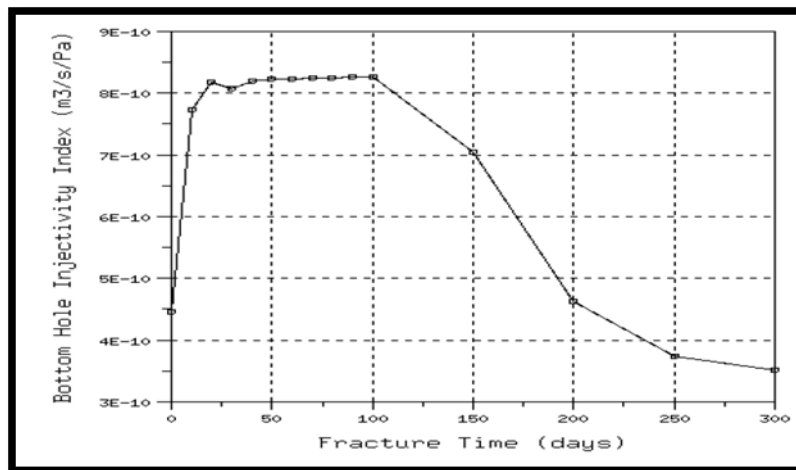
Relacionando las figuras 40 y 41 se observa que durante la inyección los primeros 100 días la Inyectividad aumenta hasta el punto donde la longitud de la fractura es constante, después de los 100 días de inyección como el único parámetro que varía es el TSS del agua se deduce que la longitud de la fractura aumenta debido al cake que forman los sólidos en la cara del pozo, como la permeabilidad del cake es baja el agua no puede entrar a la formación la presión en la fractura aumenta generando así su crecimiento, y debido a este aumento en la presión y la baja permeabilidad del cake la Inyectividad en la formación disminuye

Figura 40 Longitud de la fractura respecto al tiempo



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détiéne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

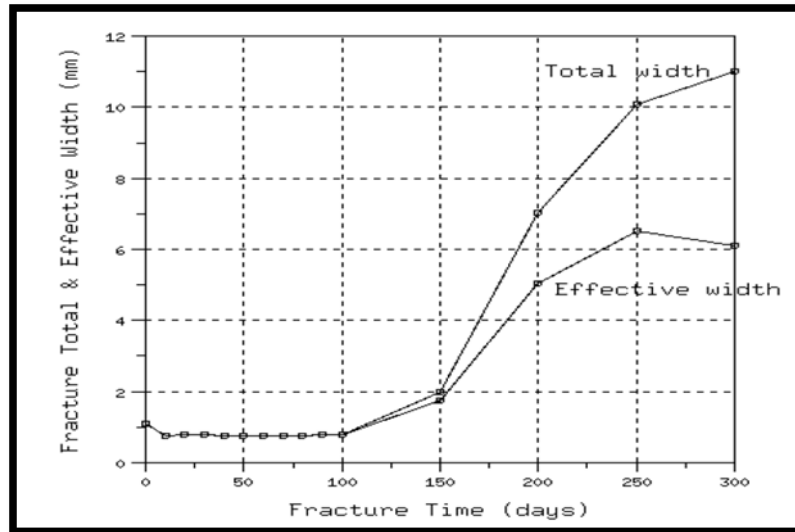
Figura 41 Inyectividad con respecto al tiempo



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détiéne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

Como se observa en la figura 42 el ancho efectivo y total de la fractura es igual durante los primeros 100 días, cuando la inyección de agua aumenta el TSS el ancho efectivo de la fractura disminuye debido al cake que se forma en la cara de la fractura.

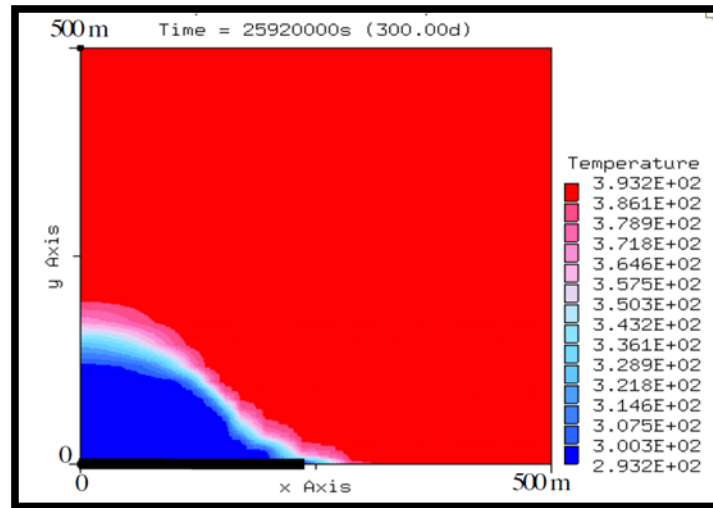
Figura 42 Ancho efectivo y total de la fractura respecto al tiempo



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détiéne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

Como se observa en la figura 43, la temperatura del fluido de inyección genera cambios térmicos en la formación y como se sabe los cambios térmicos en la formación genera cambios en los esfuerzos de tal manera que durante el estudio se calculó en tres momentos diferentes la magnitud del esfuerzo mínimo dando como resultado que a medida que la inyección transcurría el frente térmico avanzaba, llevando el esfuerzo mínimo de un valor de 55 MPa en el tiempo inicial del proceso después de 90 días de inyección a un valor de 36 MPa y después de un año de inyección a un valor de 30 MPa.

Figura 43 Perfil de temperatura a 300 días de inyección



FUENTE: P. Longuemare, institut du pétrole, J-L. Détienne, TotalfinaElf, p. Lemonnier, Institut Français du Pétrole, M. Boutéca, Institut Français du Pétrole and A. Onaisi, TotalFinaElf. "Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection". Paper 68974.

3. FACTORES GEOMECÁNICOS QUE AFECTAN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

A partir de los conceptos mencionados y revisados previamente en los casos de estudio a nivel mundial, donde se evaluaba la eficiencia de los procesos de disposición de agua de producción e inyección de agua como método de recobro teniendo en cuenta factores geomecánicos, se encontró que:

Durante de la inyección de agua como método de recobro uno de los principales objetivos es obtener la mayor eficiencia de barrido tanto areal como vertical, es decir que el frente de agua debe ser lo más estable posible, por lo cual aparece la necesidad de predecir y evaluar la creación de fracturas en la zona de interés, porque así como puede afectar de manera contraproducente la eficiencia de barrido canalizando el agua puede que genere un aumento en la eficiencia del proceso debido a la estabilización del frente.

Además se observó que existen factores geomecánicos de mayor incidencia que otros, por esta razón los factores geomecánicos como la relación de Poisson y el coeficiente de expansión térmica no serán tenidos en cuenta durante el desarrollo de este capítulo, puesto que en los esfuerzos inducidos, el efecto de la relación de Poisson tiene menor incidencia que el módulo de Young, al igual que el coeficiente lineal de expansión térmica, y el efecto de la cohesión de la roca no será tenido en cuenta debido al poco estudio que se ha realizado de los efectos de este parámetro sobre los procesos de inyección de agua.

Dicho lo anterior se tiene que los factores geomecánicos que afectan o intervienen en la creación y el crecimiento de la fractura y por lo tanto con la eficiencia del proceso, ya que están estrechamente ligados, son:

3.1. Esfuerzos *in situ* (magnitud y dirección)

Como se conoce los yacimientos de hidrocarburos se encuentran bajo la superficie en rocas que se encuentran sometidas a diferentes esfuerzos debido a las fluidos que ocupan el espacio poroso, los estratos superiores, los movimientos tectónicos, los esfuerzos térmicos, etc.

3.1.1. Disposición de agua de producción Antes de realizar un proceso de disposición de agua es necesario conocer la magnitud y la dirección de los tres esfuerzos principales pues como se mencionó anteriormente lo ideal para este proceso es generar una fractura de gran tamaño, para que pueda contener la mayor cantidad de agua posible y que también contenga los sólidos suspendidos en el agua evitando así el costo de tratamiento en superficie.

La magnitud de los esfuerzos es directamente proporcional al requerimiento de energía tanto en superficie como en fondo para generar la fractura, propagarla y mantenerla abierta durante el proyecto, por eso se hace necesario conocerlos, de tal forma que a mayor esfuerzo principal mínimo mayor será el requerimiento de presión para iniciar la fractura.

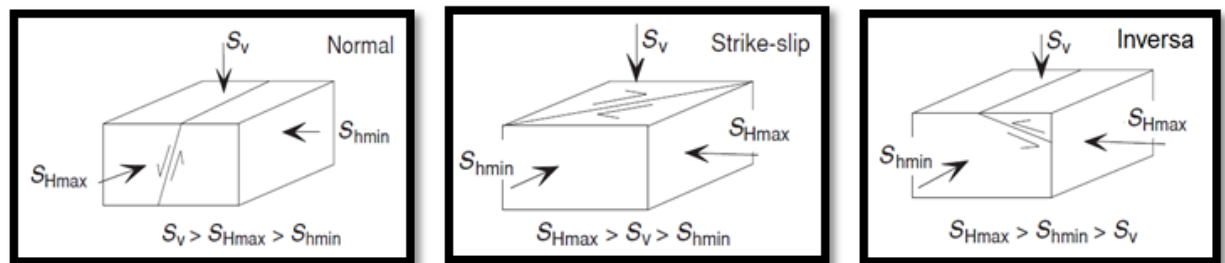
También es importante identificar la tectónica regional pues cuando se conoce la magnitud de los esfuerzos (σ_v , σ_H y σ_h) se puede definir los esfuerzos principales como S1, S2, S3. Siendo S1 el esfuerzo mayor, y S3 el menor, de lo cual se puede tener una idea general de cómo estará orientada la fractura, para lo cual se tienen tres regímenes diferentes, como se observa en la tabla 14 y figura 44:

Tabla 14 Tectónica regional.

Régimen	Esfuerzo		
	S ₁	S ₂	S ₃
Normal	σ_v	σ_{Hmax}	σ_{hmin}
Strike-slip	σ_{Hmax}	Σ_v	σ_{hmin}
Inversa	σ_{Hmax}	Σ_{hmin}	σ_v

FUENTE: Mark D. Zoback, Reservoir geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University, Cambridge university press.

Figura 44 Estado de esfuerzos.



FUENTE: Mark D. Zoback, Reservoir geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University, Cambridge university press.

Conociendo el estado de esfuerzos en la formación y sabiendo que la fractura se propagará perpendicularmente al esfuerzo mínimo (S_3), esto sucederá en el caso donde la magnitud de los tres esfuerzos sean diferentes. En ocasiones cuando existe un esfuerzo principal mayor y los otros dos son iguales no se puede tener una idea de la orientación y propagación que tendrá la fractura.²⁴

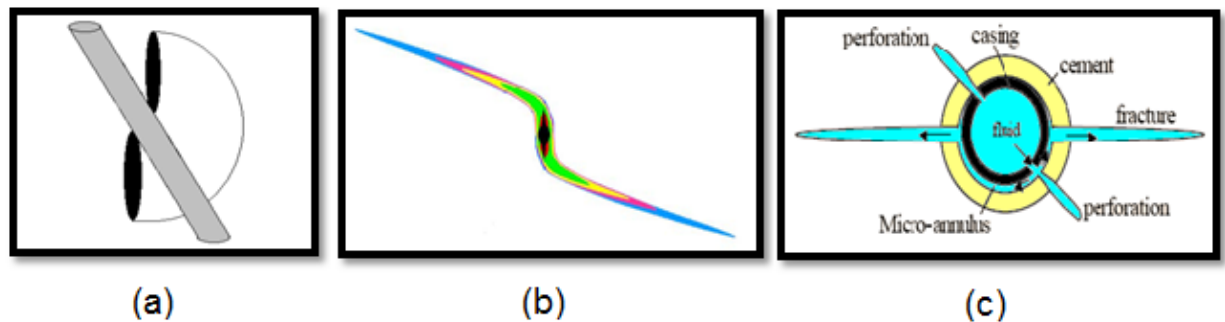
Con lo mencionado anteriormente se puede concluir que para poder generar una fractura y que esta pueda contener la mayor cantidad de agua, mayor cantidad de

²⁴ FJÆR. E. Op. cit, pag. 377.

solidos suspendidos en el agua y evitando una caída de presión drástica entre el pozo y la fractura, el mejor caso posible es obtener una fractura planar. Para generar dicha fractura es necesario alinear el pozo vertical en dirección del esfuerzo principal máximo y las perforaciones a lo largo de la formación de disposición y en dirección del esfuerzo intermedio, y así evitando la tortuosidad de la fractura y facilitando su propagación. Pues si estas condiciones de alineación no se dan la fractura se generará y después de un tiempo cambiará su dirección para así alinearse con el esfuerzo intermedio.

La figura 45 muestra pérdidas de presión entre el pozo y la fractura (a) debido a una mala alineación del pozo, (b) estrategia no eficiente del cañoneo y (c) una mala cementación del casing.

Figura 45 Pérdidas de presión del pozo a la fractura



FUENTE: Carlos Pedroso, SPE, Petrobras, Luis do Campo, SPE Petrobras, Luis Alves, Paulo da Mota, Euripedes Barsanulpho. Analysis of fracture growth induced by the injection of water above the fracture pressure in nonconsolidated sandstones and soft carbonates. Paper 122180.

3.1.2. Inyección de agua como método recobro. Como se observó en el capítulo anterior en los procesos de inyección de agua como recobro, todos se centraron en la inyección de agua bajo propagación de fractura (para reducir costos de tratamiento de agua de producción o mezcla y mantener la inyectividad),

ya que esta tiene un gran impacto en la recuperación del hidrocarburo y por lo tanto la geomecánica también lo tendrá.

Generalmente al inducir una fractura se tendrá dos efectos opuestos, por un lado, el recobro del hidrocarburo será menor por la disminución en la eficiencia areal y el otro es la mejora de la inyectividad del pozo inyector. Para una perspectiva económica, se necesita encontrar un esquema óptimo entre los dos efectos.

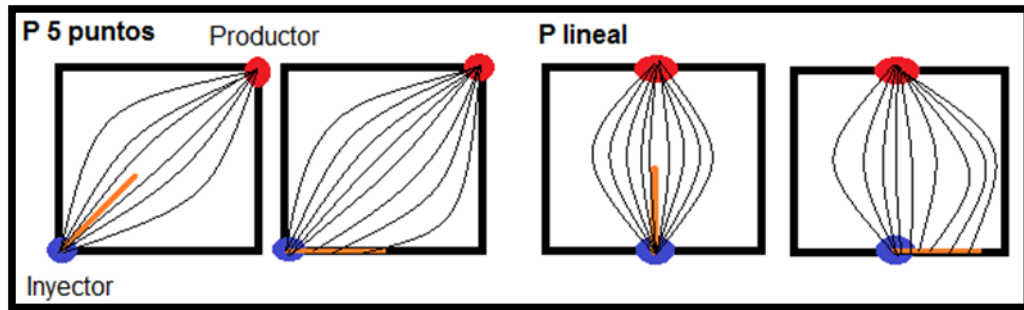
Al igual que en la disposición de agua el efecto directo de los esfuerzos in situ es la dirección de estos, pues como se mencionó, dependiendo de la orientación del esfuerzo principal intermedio se puede saber la dirección de propagación de la fractura, y dependiendo de ésta, el patrón de inyección y la longitud de la fractura, se tendrá varios esquemas con diferentes resultados.

La figura 46, muestra que la orientación de la fractura que mayor barrido areal presenta es la que está más lejos del pozo productor, debido a que el agua inyectada tendrá que recorrer una mayor distancia y por lo tanto desplazará más hidrocarburos que cuando la fractura está orientada hacia el pozo productor. Cabe resaltar que dependiendo de la longitud de la fractura la eficiencia areal cambiara.

Para observar mejor el impacto causado por la fractura inducida y la dirección de esta, con respecto a cuando no hay fractura, se hará referencia a un estudio que se hizo de un campo de Petrobras²⁵.

²⁵ A.L.S:Souza,P.D.Fernandes, R.A.Mendes ,A.J.Rosa, C.J.A.Fuertado, PetrobrasS.A, the impact of injection whit fracture propagation during waterflooding process, SPE 94704.

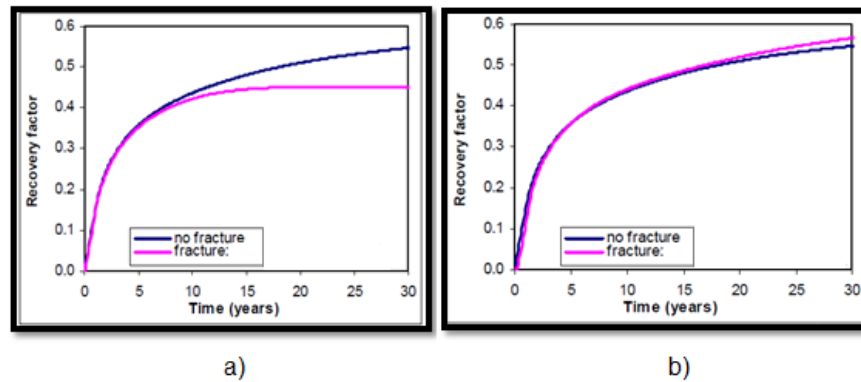
Figura 46 Impacto de la orientación de la fractura en el barrido areal



FUENTE: Tomado de Husted.B, Zwarts.d, Bjoemdal.h,Masfry.R,induced fracturing in reservoir simulations: aplicacion of a new coupled simulator to waterflooding field exmple.paper 102567.

La figura 47 a, muestra el comportamiento del factor de recobro con respecto al tiempo, teniendo en cuenta, si hay fractura (orientado al pozo productor) o no hay. La figura 47 b, es cuando la fractura está a 90° (dirección favorable) de la línea entre pozos. De la figura 49, se observa que cuando la fractura está orientada al pozo productor, el factor de recobro en los primeros años se mantiene igual con o sin fractura, puede ser por que la fractura ya llevo al pozo productor y a partir de ahí el cambio se ve pronunciado alrededor de un 10%, mientras que en la figura 49b como la fractura está a 90° , casi todo el tiempo se mantiene igual, solo hasta el final se ve un pequeño incremento en el factor de recobro puesto que con el esquema propuesto se puede desplazar un poco más de hidrocarburos.

Figura 47 Factor de recobro para un patrón lineal. a) orientación favorable , b) orientación desfavorable



FUENTE: A.L.S:Souza, P.D.Fernandes, R.A.Mendes, A.J.Rosa,C.J. A.Fuertado, PetrobrasS.A, the impact of injection whit fracture propagation during waterflooding process, SPE 94704.

Así, si en un proceso de inyección de agua se quiere inducir una fractura para mejorar la inyectividad, y además reducir costos de tratamiento de agua si se está inyectando agua de producción, se debe tener en cuenta la dirección de los esfuerzos in situ para saber cuál será la propagación de la fractura y con esto proponer un esquema de inyección adecuado para mejorar o no alterar el proceso.

3.2. Módulo de Young (E)

El módulo de Young es una propiedad de los materiales, la cual su magnitud representa la capacidad de resistencia de un material cuando se encuentra sometido a un esfuerzo externó. Cada tipo de material posee un valor diferente dependiendo de su rigidez y de la capacidad de deformación elástica.

Las rocas también tienen este tipo de propiedades asignándole a cada roca un valor específico de E, el cual puede variar en un rango muy amplio de $0,2 * 10^6$ a

$9 * 10^6$ psi donde a valores altos se refiere a rocas duras y a valores bajos a rocas frágiles²⁶.

El módulo de Young no es una propiedad que pueda ser modificada mientras se lleva a cabo un proceso de inyección de agua, pero su sub o sobre estimación si puede generar problemas durante un proceso de inyección de agua. Los efectos de una estimación errónea de esta propiedad serán descritos a continuación y posteriormente se expondrá el efecto directo sobre cada uno de los procesos.

Por un lado cuando se obtiene un valor de E menor al real debido a una prueba errónea en las rocas o por la mala calibración en campo, el efecto térmico que se generará en fondo debido a la inyección de agua fría en una formación a mayor temperatura, será menor como se observa en siguiente ecuación.

$$\Delta\sigma T = -\left(\frac{\alpha E}{1-\nu}\right)(T_{res} - T_w) \quad (12)$$

En la ecuación el parámetro con mayor sensibilidad es E debido a que los demás parámetros poseen un rango de variación relativamente pequeño en comparación con el módulo de Young²⁷, por lo tanto si se subestima el módulo de Young de la roca, la geometría de la fractura resultante será mayor a la que se predijo, también puede suceder que la presión neta durante el trabajo sea mayor a la predicha por una sub estimación de E, conlleva así al crecimiento de la altura de forma inesperada, sucederá de manera contraria cuando se sobre estime el valor de E. La presión neta está definida como²⁸:

$$P_{net} = P_{frac} - \sigma_{min} \quad (13)$$

²⁶ curso de fracturamiento hidráulico dirigido por BJ

²⁷ F.J. Santarelli, Geomec and O. Havmoller and M. Naumann, StatoilHydro, Geomechanical Aspects of 15 Years Water Injection on a Field Complex: An Analysis of the Past to Plan the Future, 2008, SPE 112944.

²⁸ BP, Hydraulic Fracturing Theory Manual, june 1997, pag 4-4

3.2.1. Disposición de agua de producción Cuando se realiza un proceso de disposición de agua en fondo, el gran tamaño de la fractura no será un punto negativo, pues por el contrario lo que se busca es generar una mayor fractura para almacenar mayor cantidad de agua, pero el crecimiento vertical inesperado puede llegar a fracturar las capas adyacentes de la formación de interés, contactando acuíferos o zonas que no son de interés aun cuando el contraste de esfuerzos entre las capas sea grande.

3.2.2. Inyección de agua como método recobro Durante un proyecto de inyección de agua como método de recobro la creación de una gran fractura genera una pérdida en la eficiencia del proceso de recobro debido a la canalización de esta por la fractura y el temprano tiempo de ruptura dejando así zonas sin contactar y el crecimiento vertical de la fractura puede contactar zonas diferentes a la de interés generando pérdidas de agua en fondo, que es el suceso cuando se subestima el módulo de Young.

3.3. Esfuerzos poroelástico

Cuando se realiza un proceso de inyección de agua en fondo sin tener en cuenta si es para disposición o como método de recobro se debe garantizar que el agua inyectada entre en la formación de interés y para que esto suceda la presión de fondo debe superar la presión de los fluidos en la formación para que puedan entrar en ella, a este cambio generado en la roca se denomina como un esfuerzo poroelástico inducido.

Es importante aclarar que la inyección de agua siempre se dará a bajas temperaturas en relación con la temperatura del yacimiento lo cual generará un esfuerzo denominado esfuerzo termoelástico, por lo cual estos dos efectos siempre estarán presentes uno con el otro.

Si analizamos por separado el esfuerzo poroelástico al esfuerzo termoelástico se define que se alterarán los esfuerzos totales en la roca de tal forma que el esfuerzo horizontal mínimo aumentara haciendo que la roca sea más resistente a la propagación longitudinal de fractura de lo que era inicialmente pero cuando se analiza el efecto termoelástico, el aumento del esfuerzo mínimo debido al esfuerzo poroelástico inducido es despreciable comparado con la disminución debido al esfuerzo termoelástico,

Por lo expuesto anteriormente se tendrán en cuenta los efectos predominantes del esfuerzo termoelástico que se explicara a continuación para cada uno de los proceso de interés y su efecto sobre ellos.

3.4. **Esfuerzo térmico (termoelástico)**

Como se conoce, la mayoría de los materiales se expanden o se contraen bajo un cambio de temperatura. Si se considera una barra elástica la cual está libre para expandirse, la temperatura inicial es T_0 , y la temperatura es aumentada a un valor T , el cuerpo cambiará su longitud debido a la energía que adquieren las partículas del material que vibraran con mayor intensidad y se separarán un poco más entre ellas, cuando el cambio térmico no es un amento sino una disminución a partir de la temperatura inicial, la energía perdida por las partículas hacen que no vibren de misma manera reduciendo su espacio entre estas y llevando así a la reducción del tamaño original del material.

Por lo general, cuando los materiales están expuestos a un aumento de temperatura son más dúctiles resistiendo un esfuerzo mayor al inicial antes de fallar o superar su límite de deformación plástica y cuando son enfriados se comportan de manera contraria, es decir, con la disminución de la temperatura son más frágiles, por lo cual fallaran a un menor esfuerzo al que soportaban inicialmente.

Como el medio poroso se encuentra sometido a diferentes esfuerzos in situ la roca no podrá cambiar su tamaño en caso de inducir algún cambio térmico, la restricción del cambio en tamaño genera un esfuerzo adicional a los que ya se encontraba sometida la roca y este esfuerzo se denomina el esfuerzo termoelástico inducido.

3.4.1. Disposición de agua de producción Como se sabe los yacimientos de hidrocarburos se encuentran en rocas porosas y permeables en el subsuelo, y debido al gradiente geotérmico, se asocia una alta temperatura a la mayoría de los yacimientos, generalmente el yacimiento se encuentra sobre los 145° F, durante la vida productiva del yacimiento se asume que el cambio de temperatura es mínimo y todo el proceso de explotación sucede bajo un proceso isotérmico a menos que el fluido en fondo caiga por debajo de su presión de saturación o se realice la inyección de algún fluido a diferente temperatura, por lo tanto cuando se realiza la inyección de agua de producción para su disposición la temperatura del fluido inyectado es menor que la temperatura de la formación, generalmente la temperatura de inyección se encuentra entre 70 y 110° F en fondo lo cual genera una reducción en la temperatura inicial de la formación por transferencia de calor por convección.

Esta disminución en la temperatura de la roca genera cambios en los esfuerzos a los que se encuentra sometida y también una disminución en los esfuerzos que soporta antes de fallar, por lo cual para un proceso de disposición de agua es importante tener en cuenta este factor pues una disminución en la presión de fractura genera una reducción el requerimiento de energía para fracturarla y como ya se mencionó anteriormente a mayor tamaño de fractura será mejor, debido a la capacidad de contener agua en la fractura y a que los sólidos suspendidos se almacenarán en la fractura sin afectar negativamente la inyectividad.

Para este caso será útil inyectar agua a un caudal alto para que el frente térmico se mantenga continuo en la longitud de la fractura como se muestra en la figura 35, pues si el frente térmico avanza a la misma tasa que la longitud de la fractura se necesitará menos presión para aumentar la longitud de la misma.

El frente hidráulico avanza con mayor velocidad que el frente térmico debido a que el frente térmico avanza a 1/3 de la velocidad de lo que avanza el frente hidráulico por lo cual si la condición anterior no se mantiene el requerimiento de presión para propagar la fractura puede que aumente debido al efecto del esfuerzo poroelástico inducido.

Si se tiene en cuenta el primer término de la siguiente ecuación el cual representa el esfuerzo térmico se ve que a mayor ΔT mayor será la reducción en el esfuerzo total, lo cual se verá directamente relacionado con el esfuerzo efectivo, el segundo término representa la depleción del yacimiento y el tercero representa la presión de inyección a lo que denominamos efecto poroelástico y cómo observa a mayor ΔP existirá un aumento en el esfuerzo total pero es importante aclarar que siempre será predominante el esfuerzo termoelástico.

$$\Delta\sigma T = -\left(\frac{\alpha E}{1-\nu}\right)(T_{res} - T_w) + \frac{\beta(1-2\nu)}{1-\nu}(P_{res} - P_{resi}) + \frac{\beta(1-2\nu)}{1-\nu}(P_{wf} - P_{res}) \quad (14)$$

3.4.2. Inyección de agua como método recobro. La inyección de agua como método de recobro es usado en yacimientos de hidrocarburos cuando el fluido que se encuentra en fondo no posee la suficiente energía en fondo para llegar a superficie o cuando el esquema de recobro es más rentable que la producción primaria del yacimiento, este método se usará siempre y cuando las condiciones del fluido sean apropiadas y cuando se tenga la cantidad de agua necesaria para mantener un proceso como este, pues no es posible mantener un proceso de inyección de agua como método de recobro contando únicamente con el agua de

producción por lo cual es necesario usar una mezcla del agua de producción y el agua disponible en superficie.

Esta mezcla de agua debe hacerse bajo condiciones de compatibilidad para no generar problemas de taponamiento en fondo por la precipitación de sólidos, también es importante aclarar que la temperatura de inyección siempre será menor que la temperatura del yacimiento.

La inyección de agua fría tiene dos efectos principales en yacimiento, uno es la reducción de viscosidad del aceite por el enfriamiento en la zona cercana al frente térmico y esto afecta directamente la relación de movilidades viéndose reflejado en la inyektividad del pozo.²⁹ Pero cabe aclarar que el efecto más importante en yacimiento debido al enfriamiento de la formación son los cambios en los esfuerzos a los que está sometida la roca y la capacidad de soportarlos, cuando el yacimiento se encuentra en condiciones normales y sin perturbación la roca se encuentra en un estado de compresión debido a que los esfuerzos principales son mayores que la presión de poro, cuando existe una perturbación a partir de la inyección de agua fría los esfuerzos principales se reducen del tal forma que pueden llegar cambia el estado de la roca de un estado de compresión a un estado de tensión haciendo así más fácil la generación y propagación de la fractura³⁰.

²⁹ K. M. Abdalkadeer., E. Senturk, National oil company of Libya, S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Technology; GOODMAN H. E., PRADA M., RIVERA N., Chevron. Changes in near wellbore stress and fracture gradient due to cold water injection in Siret Basin field, Libya. Paper 125310.

³⁰ PAIGE R. W., MURRAY L. R., BP exploration operating company Ltd. Re-injection of produced water – Field experience and current understanding. Paper SPE 28121. 1994.

3.5. Contraste de esfuerzos

Aunque el esfuerzo vertical normalmente incrementa regularmente con la profundidad los esfuerzos horizontales dependen también de la litología y el tipo de formación. En los shales los esfuerzos horizontales pueden acercarse a las condiciones de los esfuerzos litostáticos. Mientras que los esfuerzos horizontales en las areniscas son considerablemente bajos.

Este contraste de esfuerzos en los esfuerzos horizontales es un factor importante cuando se considera la contención de la fractura en la formación de interés. También la diferencia en las propiedades elásticas puede tener incidencia en la propagación de la fractura de un estrato a otro, pero el de mayor relevancia es la diferencia en los esfuerzos *in situ*³¹.

3.5.1. Disposición de agua de producción Cuando se realiza un proyecto de disposición de agua de producción, se hace bajo dos parámetros principales los cuales son el económico y el ambiental, pues la reinyección del agua de producción evita un minucioso tratamiento en superficie, como también el vertimiento en cuerpos de agua superficiales, aunque cuando se realiza la disposición se debe tener en cuenta en no contactar acuíferos subterráneos por la fractura creada para contener mayor cantidad de sólidos en suspensión. pues como la calidad del agua no es un parámetro controlado la inyección podría perjudicar cuerpos de agua en fondo.

Por ello en una formación para disposición con capas de shale por encima y por debajo la diferencia en el esfuerzo mínimo horizontal (fractura vertical el caso que generalmente se da), se debe tener en cuenta este parámetro puesto que, si la diferencia es considerable la fractura no podrá propagarse a los shales. Esto resultará una fractura con alas elípticas como se puede evidenciar en la figura 48b.

³¹ FJÆR. E. Op. cit, pag. 378.

Al seguir extendiendo dicha fractura contenida, las paredes se ven forçadas hacia fuera como se observa en la figura 48c. Como la fractura es contenida en el tope y en la base, se necesita más presión para que la fractura pueda propagarse, y así a mayor longitud de fractura mayor presión. Esta presión requerida para extender la fractura se puede dividir en tres partes³².

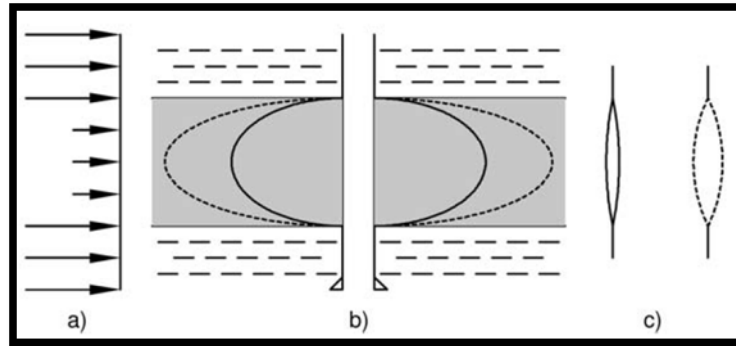
- Presión requerida para mantener abierta la fractura.
- Presión requerida para que fluya el fluido a través de la fractura.
- Presión requerida para superar la resistencia en la punta de la fractura y así. crear nuevo volumen de fractura.

Esta última es parte crucial proceso de disposición de agua puesto que toda producción de hidrocarburos el agua está asociada, y el corte de agua está en constante crecimiento. Por ello se necesitan grandes volúmenes en fractura para poder contenerla.

Puesto que se necesitan un volumen grande de la fractura y está contenida, la única forma para generar un volumen mayor es aumentando tanto longitud como en el ancho de la fractura, y se generará un aumento en la presión, tal aumento puede ser mayor que el esfuerzo horizontal de las capas que contienen la fractura, dando lugar a una penetración de la fractura en estas capas. Cuando esto sucede y la cantidad de agua manejar es significativa no pudiéndose tratar por costos económicos, y no hay otra manera de disponer dicha agua por regulaciones ambientales, la única manera para manejar dicha situación es cerrar pozos productores para no tener más agua de producción en superficie, como se observó en el capítulo 2 en el campo E, sur de Oman, medio oriente.

³² FJÆR. E. Op. cit, pag. 379

Figura 48 Contención de una fractura entre dos capas de altos esfuerzos



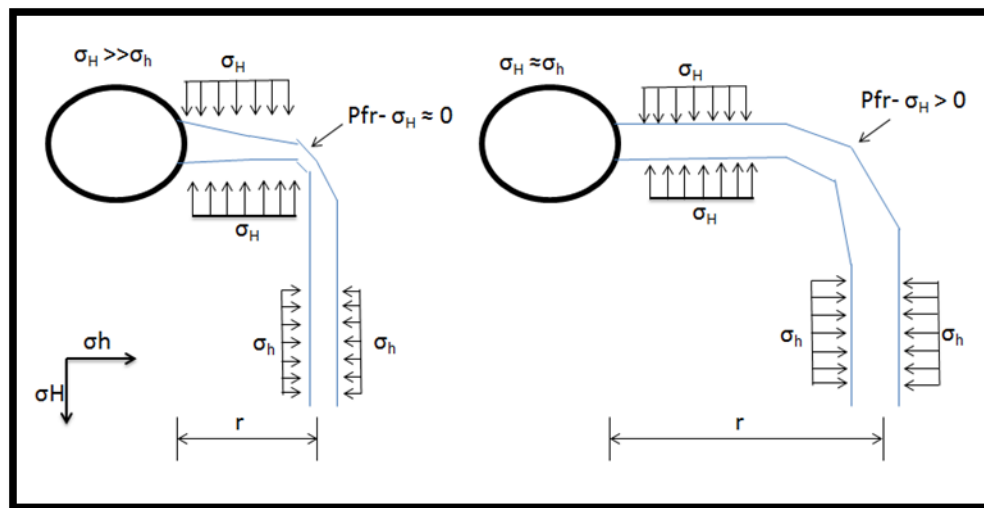
FUENTE: FJAER E, et al, Petroleum related rock mechanics Elsevier Science Publishers, Second edition, 2008

3.5.2. Inyección de agua como método de recobro La contención de la fractura es un parámetro crítico para la inyección de agua en el pozo para mantener la inyección dentro de la arena de interés, y así poder generar un óptimo barrido y mantenimiento de presión. El contraste de esfuerzos entonces proporcionara un factor de seguridad dependiendo de la diferencia entre los esfuerzos horizontales de los diferentes estratos, siendo entonces como un tipo de barrera para la propagación de la fractura.

Otro caso es cuando hay intercalaciones de arena/shale, el contraste de esfuerzos no es propiamente una barrera puesto que llegado el caso la fractura atravesó el estrato del shale hasta llegar a otra arena la fractura se extenderá allí, esto resultara en un complicada geometría de la fractura al igual que el barrido vertical de cada capa, es ahí entonces donde el ingeniero debe entrar a estudiar qué escenario es mejor para el mantenimiento de presión y el barrido vertical, para lo cual la posibilidades pueden ser múltiples fracturas o una fractura para todas las arenas y el desarrollo de cada esquema dependerá de las propiedades de cada arena y shale (ya que pueden ser iguales o no), como se observó en el capítulo anterior con el campo Seria, Negara Darussalam.

Otro aspecto para tener en cuenta es el contraste de esfuerzos (σ_H , σ_h) del mismo estrato, puesto que se puede presentar el caso en que las perforaciones por donde se inicia la fractura vertical (caso general) no estaban en dirección del esfuerzo máximo horizontal se genera una tortuosidad en la fractura, disminuyendo la inyectividad a la formación y generando una pérdida de presión que impediría una mayor propagación de la fractura, pero esto se puede ver más afectado por el contraste de esfuerzos entre los esfuerzos horizontales como se mostrará en la figura 49.

Figura 49 Tortuosidad debido al contraste de esfuerzos horizontales



FUENTE: Modificado de curso de fracturamiento hidráulico dirigido por BJ

La figura 49 muestra que al haber una diferencia considerable entre los esfuerzos horizontales en una fractura vertical la reorientación de la fractura hacia el esfuerzo horizontal máximo es más abrupto, generando así una pérdida de inyectividad considerable debido a que la fractura tiende a cerrarse en dicha reorientación, además el volumen de la fractura será menor que en el caso donde los esfuerzos horizontales son relativamente parecidos, puesto que la reorientación

de la fractura tiene una tendencia suave y por ello el “radio” de la reorientación es mayor.

Cabe resaltar que esta situación puede ocurrir también en el proceso de disposición de agua, donde este efecto causara una disminución en el volumen de la fractura que cuando no hay dicha tortuosidad trayendo consigo los problemas ya mencionados.

3.6. Total de solidos suspendidos (TSS)

Los sólidos suspendidos contenidos en el agua son de diferente naturaleza tales como, emulsiones, solidos de la formación, precipitación de escamas inorgánicas, partes de la tubería por corrosión, precipitación de solidos por mezcla de aguas incompatibles, por iones suspendidos en el agua, etc.

La cantidad de solidos suspendidos no es un parámetro geomecánico pero si tiene gran incidencia en el comportamiento de los procesos de inyección de agua y en el crecimiento de la fractura.

3.6.1. Disposición de agua de producción. Cuando se realiza un proceso de disposición de agua la cantidad de sólidos en suspensión que lleva el agua afectara el proyecto debido a que cuando se genera la fractura los sólidos que lleve el agua se almacenaran en la cara de la fractura de tal forma que la permeabilidad disminuirá en relación con la de la formación haciendo que la inyectividad se reduzca y cuando esto sucede significa que la gran cantidad del agua que llega a la fractura no entra a la formación sino se dirigirá hacia la punta de la fractura propagándola con mayor facilidad, como se observa en la figura 42. Cuando se realiza la inyección con un TSS mínimo la fractura tiene una longitud

máxima pero cuando el TSS es considerable la longitud de la fractura aumenta con el tiempo de inyección sin llegar a un punto de estabilización.

También es importante decir que esos sólidos en suspensión servirán como material de soporte cuando por algún motivo se deba detener la inyección y la fractura tienda a cerrarse, siendo así más fácil recuperar la fractura cuando se reanude la inyección, aunque también se debe tener en cuenta el crecimiento desmedido de la fractura pues podría contactar zonas que no sean de interés.

La gran ventaja de poder inyectar el agua sin una restricción en el TSS es que no habrá la necesidad de un exhaustivo tratamiento antes de la inyección lo cual se ve representado directamente en los costos de tratamiento.

3.6.2. Inyección de agua como método recobro El TSS o cantidad de sólidos suspendidos es un factor perjudicial para un proceso de recobro con inyección de agua debido a que como existirá una mezcla se deben realizar estudios previos al proyecto para definir la compatibilidad del agua y controles periódicos durante el proyecto para evitar la precipitación de sólidos y así evitar el taponamiento de los poros en el yacimiento, los estudios y el tratamiento del agua son para cumplir con un TSS nulo o casi nulo y esto se refleja directamente en los costos del proyecto.

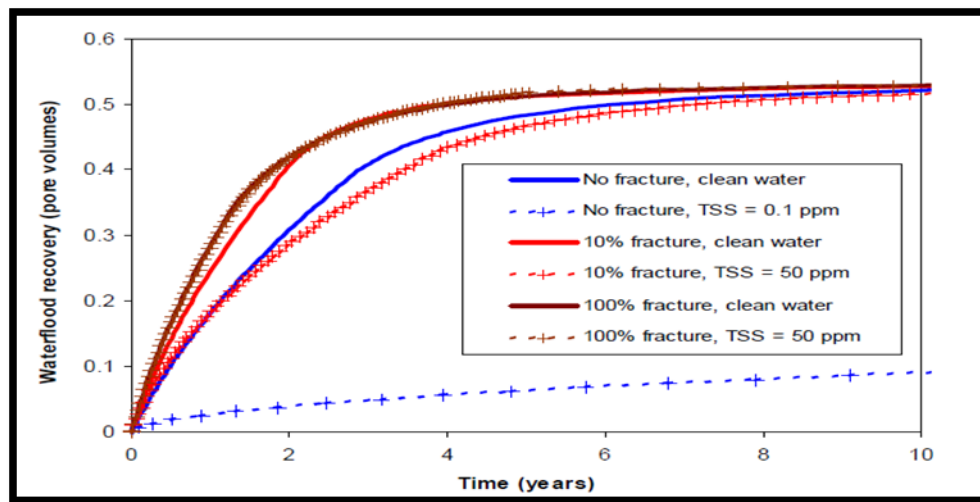
Como se observa en la figura 50, al inyectar agua con sólidos en suspensión al yacimiento sin generar fractura, los poros en la cara del pozo se taponarán disminuyendo la inyectividad y así perdiendo estabilidad en el frente debido al efecto de la gravedad, cuando existe precipitación de sólidos en el agua de inyección también se perderá parte de la eficiencia de barrido microscópica debido al taponamiento de los poros ya que se dejarán de contactar diferentes zonas.

En caso de que se realice la inyección del agua con un TSS considerable se debe procurar generar una fractura larga pues como se ve en la figura 52 cuando se

realiza la inyección con una fractura corta el recobro disminuye en relación con el obtenido con la inyección de agua limpia, cuando se realiza la inyección con una fractura larga los sólidos suspendidos se almacenen en ella sin afectar la formación por taponamiento y aumenta el factor de recobro por una mejor eficiencia de barrido areal³³.

Los resultados obtenidos se darán siempre y cuando la fractura está orientada de manera favorable al proceso de recobro y su longitud no se encuentre cerca al pozo productor.

Figura 50 Efecto del TSS sobre el Factor de recobro para un patrón de 5 puntos, con la fractura en dirección favorable.



FUENTE: P. J. Van den Hoek, SPE, Shell international Exploration and production B.V. Impact of induced fractures on sweep and reservoir management in pattern floods. Paper 90968 SPE.

En las figuras 51 y 52 se mostrará un diagrama de resumen de los factores geomecánicos y los efectos para cada uno de los procesos

³³ P. J. Van den Hoek, SPE, Shell international Exploration and production B.V. Impact of induced fractures on sweep and reservoir management in pattern floods. Paper 90968 SPE

Figura 51 Efectos de los parámetros geomecánicos sobre un proceso de inyección de agua como disposición.

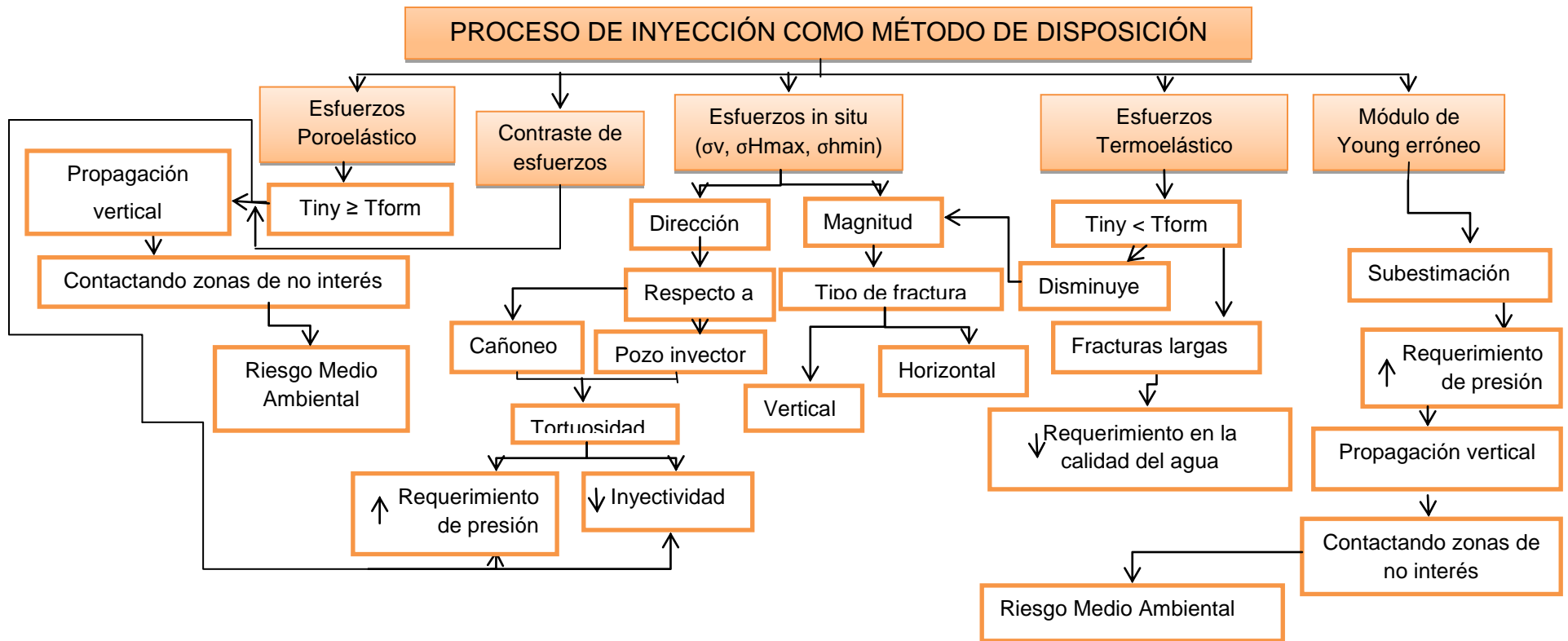
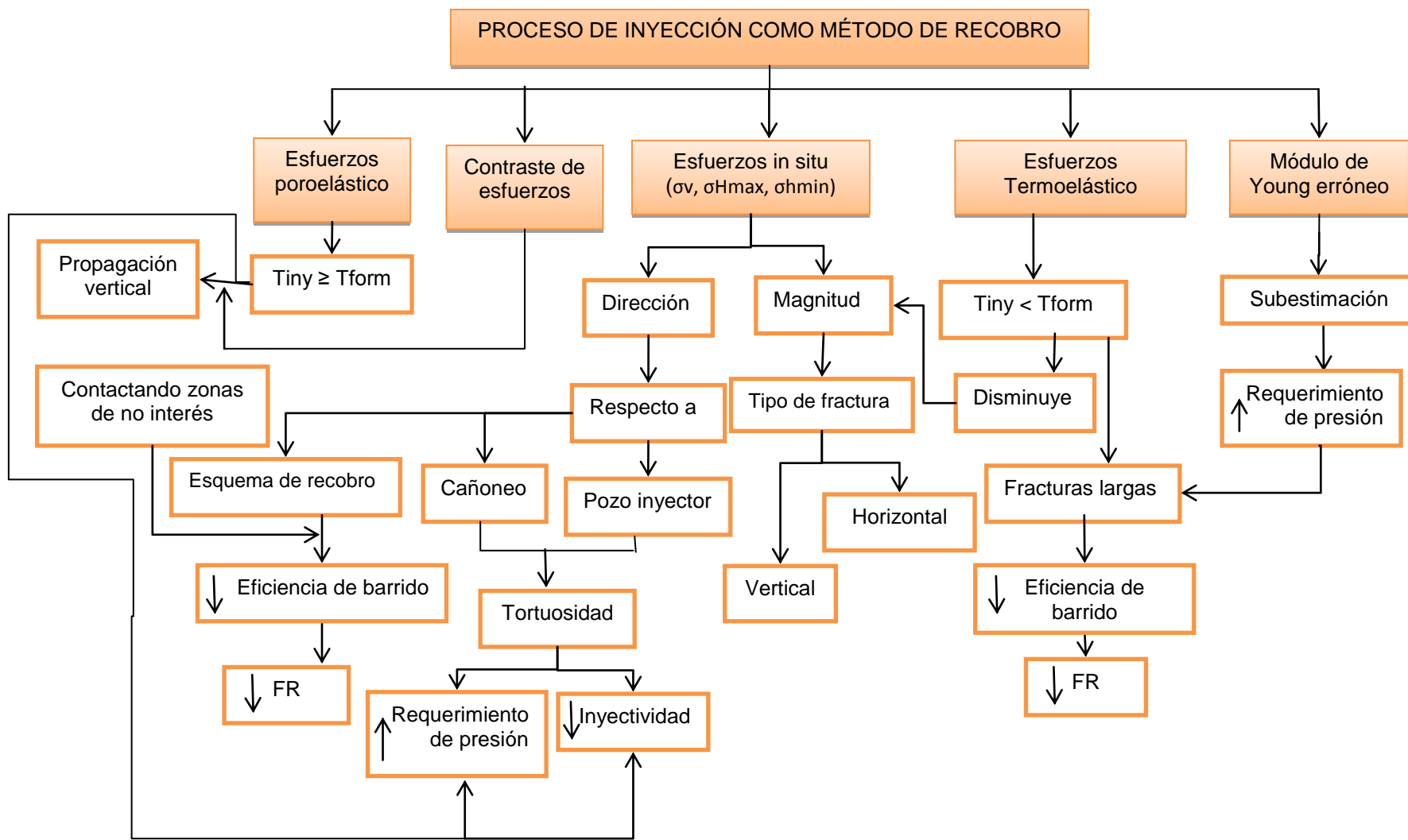


Figura 52 Efectos de los parámetros geomecánicos sobre un proceso de inyección de agua como recobro.



4. GRADO DE IMPORTANCIA DE LOS FACTORES GEOMECÁNICOS QUE MÁS AFECTAN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA USANDO UN ANÁLISIS IMPACTO-PROBABILIDAD

Durante el desarrollo del proyecto se definieron los diferentes factores geomecánicos que alteran un proceso de inyección de agua tanto para disposición como para recobro.

A continuación se desarrollara un análisis cualitativo y semicuantitativo de estos factores, basado en el impacto – probabilidad de los riesgos que se corren cuando los factores ya mencionados no son tenidos en cuenta o no son controlados durante la planeación y ejecución del proyecto de inyección. Para este análisis es necesario definir los riesgos, el impacto y la probabilidad de ocurrencia.

4.1. Análisis de riesgos

Existen diferentes circunstancias en la industria petrolera en la cual se deben evaluar los riesgos de manera cualitativa, debido a la carencia de valores específicos en los cuales se pueda basar una decisión. Cuando se presenta una situación como esta, la decisión se justifica basándose en preguntas frecuentes como: ¿Que sería lo peor que pasaría en esa situación?, ¿Qué alternativas existen para evitarlo? y ¿Que probabilidad hay de que esto ocurra?

4.1.1. Análisis cualitativo No todos los riesgos identificados son críticos para el proyecto, ni a todos se les puede prestar el mismo nivel de atención. Para reasignar la mayor cantidad de recursos a los riesgos que más lo justifican, es necesario poder evaluar y priorizar los riesgos mediante el análisis cualitativo, para ello se recomienda seguir la siguiente secuencia.

- Definir adecuadamente el evento necesario a analizar
- Estimar las consecuencias o impactos potenciales
- Estimar la probabilidad de ocurrencia de las consecuencias

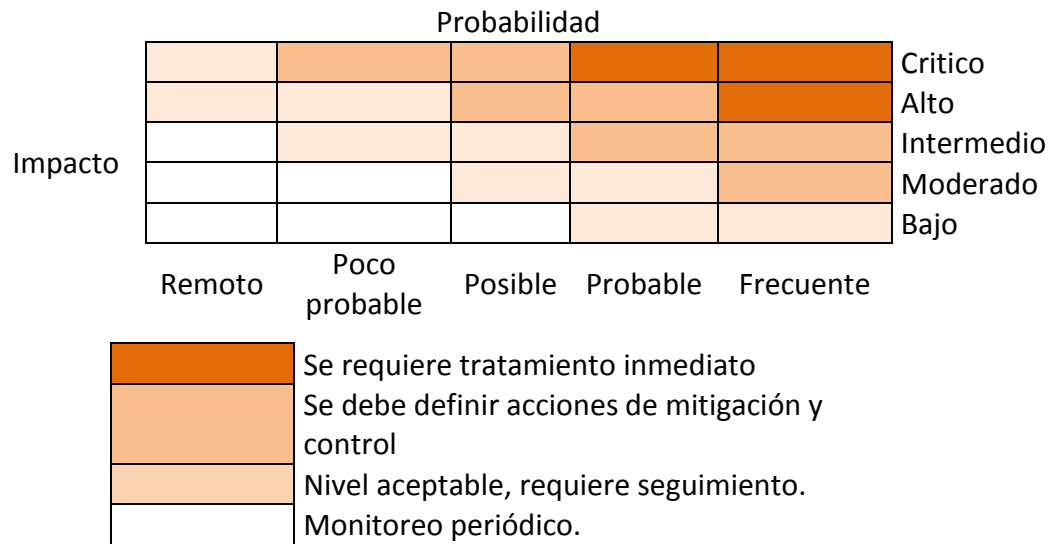
Se define consecuencias como lo que puede producirse debido a un peligro dentro de un escenario posible, considerando las condiciones predominantes. Los impactos de los riesgos definidos se evaluarán basándose en dos categorías: económicas y medio ambientales.

La severidad del impacto se ubicara en el eje vertical del análisis cualitativo para identificar el nivel de gravedad, se definió una escala la cual permite evaluar el impacto de dicho riesgo que consta en crítico, alto, intermedio, moderado y bajo.

La clasificación de la probabilidad de ocurrencia de los impactos mencionados se evalúa basado en la experiencia o evidencia histórica dentro de la industria, para este caso se utilizara la escala de remoto, poco probable, posible, probable y frecuente los cuales están ubicados en el eje x, creando así una matriz de impacto probabilidad, y para facilitar su lectura se adicionan colores y se definen criterios de tolerancia respecto a los colores seleccionados, como se observa en la figura 53.³⁴

³⁴ BRAVO Oscar, SANCHEZ Marleny, Gestión integral de riesgos tomo 1, Bravo & Sanchez.pag.134-135

Figura 53 Análisis cualitativo



FUENTE: Oscar Bravo, Marleny Sanchez, Gestión integral de riesgos tomo 1, Bravo & Sanchez

4.1.2. **Análisis semicuantitativo** Debido a los problemas asociados a la subjetividad y a la exactitud al momento de calificar los riesgos utilizando el método cualitativo, es útil asignar valores numéricos a las escalas de la matriz de lo que se conoce como análisis semicuantitativo. Lo que se persigue con esto es facilitar y precisar más en la clasificación de los riesgos sin requerir magnitudes exactas las cuales van hacer posibles de obtener en la medida de que se avanza un análisis cuantitativo.

Para elaborar el análisis semicuantitativo se le asignarán las siguientes escalas para la probabilidad y el impacto respectivamente. 1 para un escenario de probabilidad remota y para un impacto bajo, 5 para una probabilidad frecuente y para un impacto crítico, posteriormente se multiplicarán los valores asignados (impacto probabilidad) para cada riesgo, definiendo así la escala de valores finales.

Durante el análisis semicuantitativo la probabilidad de ocurrencia se definirá con respecto al número de riesgos totales encontrados en la totalidad de los campos y

se multiplicara este valor con el valor asignado al impacto dando como resultado un valor del nivel de importancia.

4.1.3. Análisis cuantitativo (Diagrama de Pareto) El Análisis de Pareto es una comparación cuantitativa y ordenada de elementos o factores según su contribución a un determinado efecto. El objetivo de esta comparación es clasificar dichos elementos o factores en dos categorías: Las "Pocas Vitales" (los elementos muy importantes en su contribución) y los "Muchos Triviales" (los elementos poco importantes en ella)³⁵.

Para construir el diagrama se debe realizar lo siguiente:

- Determinar el problema o efecto que se desea estudiar.
- Identificar los posibles elementos o factores que generan el problema.
- Escribir la magnitud de la contribución de cada factor.
- Ordenar los factores de mayor a menor en función de su respectiva magnitud.
- Calcular la magnitud total.
- Calcular el porcentaje total y el porcentaje acumulado para cada factor.
- Hacer el diagrama
- Determinar los "pocos vitales" y los "muchos triviales".

4.2. Análisis de riesgos para inyección de agua

Los riesgos que se deben tener en cuenta cuando se omite la importancia de los factores geomecánicos o se tiene incertidumbre en los valores reales en un proceso de inyección de agua, son los que se mostrarán en la tabla siguiente

³⁵ FUNDIBEQ, Diagrama de Pareto, elaboración y análisis. . [En línea]. Disponible en: http://www.fundibeq.org/opencms/export/sites/default/PWF/downloads/gallery/methodology/tools/diagrama_de_pareto.pdf

evaluando el peor escenario y definiendo el impacto de cada riesgo sobre el proceso, también se dará un estimativo a la probabilidad de ocurrencia de los riesgos basados en la información recopilada de los casos de estudio a nivel mundial.

Los riesgos observados en los diferentes campos se clasificaron evaluando su impacto en el ámbito económico, medio ambiental y operacional, siendo el económico el de mayor importancia importante, y el operacional el más relevante. Además se adjunta a cada riesgo su posible consecuencia.

Tabla 15 identificación de riesgo y consecuencias

#	Riesgo	Ubicación	Paper
1	Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	Mar del Norte	115204
2	Bajo contraste de esfuerzos entre capas	Mar del Norte	115204
3	Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	Mar del Norte	115204
4	Alto esfuerzo térmico inducido	Golfo de México	115204
5	Alto esfuerzo poro elástico inducido	Golfo de México	115204
6	Bajo contraste de esfuerzos entre capas	Golfo de México	115204
7	Bajo contraste de esfuerzos entre capas	Medio Oriente	115204
8	Alto esfuerzo poro elástico inducido	Medio Oriente	115204
9	Altos esfuerzos in situ	Coquina - Brasil - P1	122180
10	Módulo de Young erróneo (Sub estimación)	Coquina - Brasil - P2	122180
11	Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	Cuenca Campos - Brasil	122180
12	Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	Omán - Medio Oriente	81462
13	Alto esfuerzo poro elástico inducido	Omán - Medio Oriente	81462
14	Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	Brasil	94704
15	Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	Prudhoe bay - Alaska	11508
16	Altos TSS	Mar del Norte	68974
17	Alto esfuerzo térmico inducido	Mar del Norte	68974
18	Alto esfuerzo térmico inducido	Sirte - Libia	125310
19	Altos TSS	Sirte - Libia	125310
20	Orientación del cañoneo con respecto a los esfuerzos	Seria - Negara	84884
21	Alto esfuerzo térmico inducido	Australia	158893
22	Alto esfuerzo poro elástico inducido	Australia	158893
23	Módulo de Young erróneo (Sub estimación)	UK - Mar del Norte	158893
24	Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	UK - Mar del Norte	158893
25	Alto esfuerzo térmico inducido	UK - Mar del Norte	158893
26	Alto esfuerzo poro elástico inducido	UK - Mar del Norte	158893
27	Altos TSS	Oeste de Salym	136560
28	Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	Nigeria	97526
29	Alto esfuerzo térmico inducido	Nigeria	97526
30	Alto contraste de esfuerzos entre capas	Nigeria	97526
31	Módulo de Young erróneo (Sub estimación)	Sur Oeste de Francia	78482
32	Alto contraste de esfuerzos entre capas	Sur de Omán	144481

#	Consecuencia	Clasificación
1	Baja eficiencia del barrido areal - Disminución del factor de Recobro	EC
2	Contactar zonas diferentes a la de interés - Disminución de eficiencia de Barrido Areal	EC - MA
3	Mayor requerimiento de presión para generar fracturas – Tortuosidad	EC - OP
4	Gran longitud de fractura inducida - Disminución del factor de Recobro	EC
5	Reducción de la inyectividad - Crecimiento vertical inesperado de la fractura	EC - MA
6	Contactar zonas diferentes a la de interés - Disminución de eficiencia de Barrido Areal	EC - MA
7	Contaminación de acuífero dulce	MA
8	Reducción de la inyectividad - Crecimiento vertical inesperado de la fractura	EC - MA
9	Incapacidad en superficie para crear la fractura	OP
10	Incapacidad en superficie para crear la fractura	OP
11	Baja inyectividad - Tortuosidad	OP - EC
12	Baja eficiencia del barrido areal - Disminución del factor de Recobro	EC
13	Reducción de la inyectividad - Aumento en la presión de fractura	EC - OP
14	Baja eficiencia del barrido areal - Disminución del factor de Recobro	EC
15	Baja inyectividad - Disminución del factor de recobro	EC
16	Baja inyectividad - Disminución del factor de recobro	EC
17	Gran longitud de fractura inducida - Disminución del factor de Recobro	EC
18	Gran longitud de fractura inducida - Disminución del factor de Recobro	EC
19	Gran longitud de fractura inducida - Disminución del factor de Recobro	EC
20	Baja inyectividad - Tortuosidad	EC
21	Gran longitud de fractura inducida	MA
22	Aumento en la presión de fractura	EC - MA
23	Incapacidad en superficie para crear la fractura	OP - EC
24	Baja inyectividad - Tortuosidad	OP - EC
25	Gran longitud de fractura inducida	EC
26	Reducción de la inyectividad - Crecimiento vertical inesperado de la fractura	MA - EC
27	Gran longitud de fractura inducida - Disminución del factor de Recobro	EC
28	Baja inyectividad - Tortuosidad	OP - EC
29	Gran longitud de fractura inducida - Disminución del factor de Recobro	EC
30	Contactar zonas diferentes a la de interés	EC - MA
31	Baja inyectividad	OP- EC
32	Contactar zonas diferentes a la de interés	EC- MA

EC: Económico MA: Medio Ambiental OP: Operacional

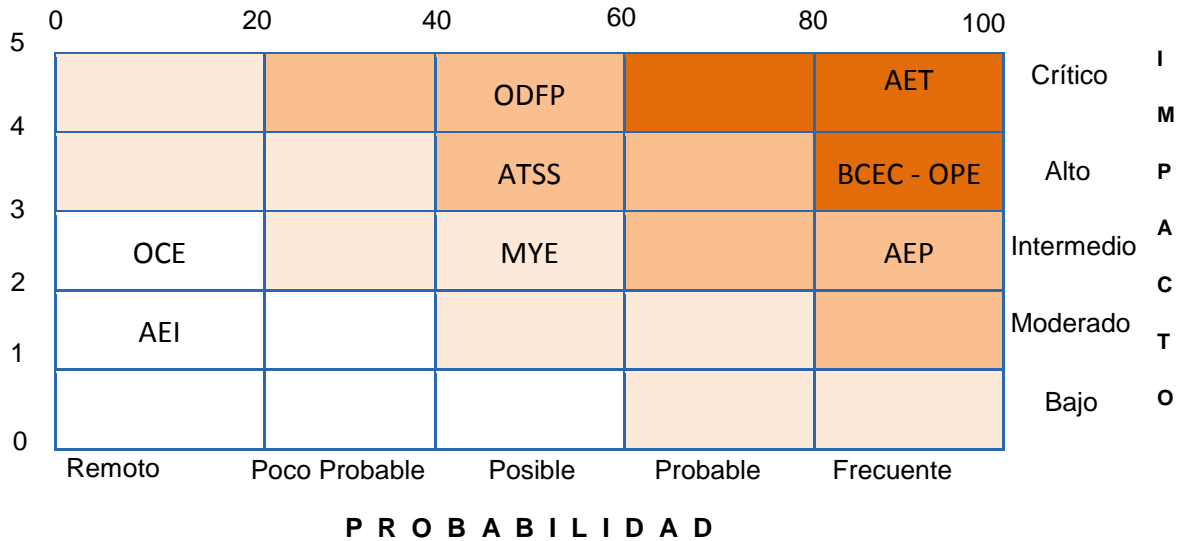
4.2.1. **Análisis cualitativo de los riesgos** Para realizar el análisis cualitativo se usó la siguiente metodología: 1) Identificar los problemas operacionales que se presentaron en los dieciocho campos estudiados, presentados en la tabla anterior, 2) Evaluar los impactos de ocurrencia de dichos problemas, 3) Finalmente, estimar la probabilidad de ocurrencia de estos problemas, que son presentadas en la tabla 16.

Tabla 16 Probabilidad del riesgo

Riesgo	Nomenclatura	# Problemas en campos	Probabilidad
Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	ODFP	3	0,5
Bajo contraste de esfuerzos entre capas	BCEC	5	0,83
Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	OPE	5	0,83
Alto esfuerzo térmico inducido	AET	6	1
Alto esfuerzo poro elástico inducido	AEP	5	0,83
Altos esfuerzos in situ	AEI	1	0,17
Módulo de Young erróneo (Sub estimación)	MYE	3	0,5
Altos TSS	ATSS	3	0,5
Orientación del cañoneo con respecto a los esfuerzos	OCE	1	0,17

En la figura 54, se presenta de manera ilustrativa el análisis cualitativo de los problemas operacionales presentados durante el estudio de 18 campos donde fue implementado el proceso de inyección de agua encontrando 32 problemas en total.

Figura 54 Matriz general de riesgos



4.2.2. Análisis semicuantitativo de los riesgos En este análisis se asignan valores numéricos a la escala descriptiva utilizada en la matriz de riesgos, lo cual precisa, facilita y mejora la exactitud en la calificación de los riesgos en comparación con la obtenida por medio del uso del análisis cualitativo.

Tabla 17 Nivel de riesgo (análisis semicuantitativo)

Riesgo	# Problemas en campos	Probabilidad		Impacto	Nivel
Alto esfuerzo térmico inducido	6	0,33	1,67	4,5	7,50
Bajo contraste de esfuerzos entre capas	5	0,28	1,39	3,5	4,86
Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	5	0,28	1,39	3,5	4,86
Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	3	0,17	0,83	4,5	3,75
Alto esfuerzo poro elástico inducido	5	0,28	1,39	2,5	3,47
Altos TSS	3	0,17	0,83	3,5	2,92
Módulo de Young erróneo (Sub estimación)	3	0,17	0,83	2,5	2,08
Orientación del cañoneo con respecto a los esfuerzos	1	0,06	0,28	2,5	0,69
Altos esfuerzos in situ	1	0,06	0,28	1,5	0,42
Totales campos	18				

Como se observa en tabla 17 se evidencia que el riesgo más relevante es el alto esfuerzo térmico inducido debido al alto impacto y probabilidad de ocurrencia, y el de menos nivel de riesgo son los altos esfuerzos in situ. Este análisis da una pauta para realizar el análisis cuantitativo.

4.2.3. Análisis cuantitativo de los riesgos El análisis cuantitativo se realizara con el diagrama de Pareto, clasificando los riesgos en muchos triviales y pocos vitales, basado en los datos obtenidos durante la elaboración del proyecto, se obtiene la tabla 18.

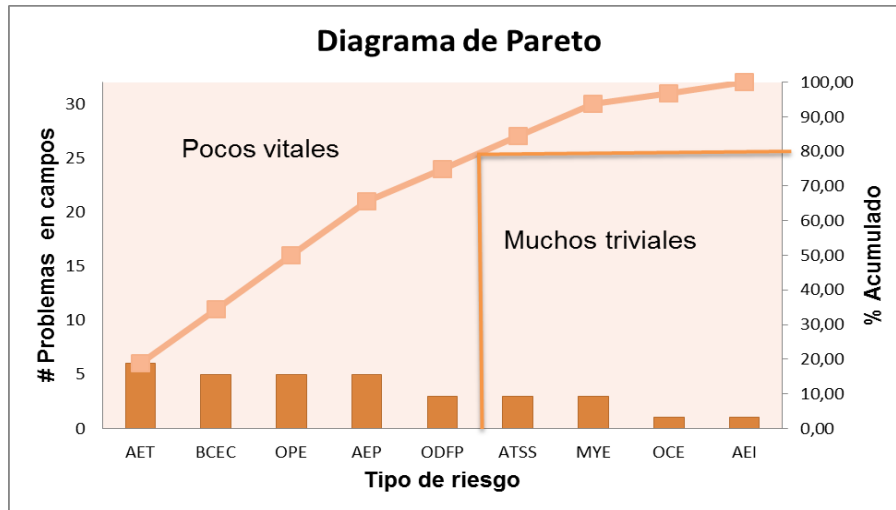
Tabla 18 Análisis cuantitativo de los riesgos

Riesgo	# Problemas en campos	Probabilidad		Acumulado
Alto esfuerzo térmico inducido	6	0,188	18,75	18,75
Bajo contraste de esfuerzos entre capas	5	0,156	15,63	34,38
Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	5	0,156	15,63	50,00
Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	3	0,094	9,38	59,38
Alto esfuerzo poro elástico inducido	5	0,156	15,63	75,00
Altos TSS	3	0,094	9,38	84,38
Módulo de Young erróneo (Su estimación)	3	0,094	9,38	93,75
Orientación del cañoneo con respecto a los esfuerzos	1	0,031	3,13	96,88
Altos esfuerzos in situ	1	0,031	3,13	100,00
Total de riesgos identificados	32			

Graficando la probabilidad acumulada y el número de problemas encontrados en los campos en función de las riesgos encontrados, se genera la gráfica mostrada a continuación, de la cual entrando al 80% de probabilidad se dividen los riesgos en dos grupo, uno refiriéndose a los mucho triviales y los demás a los pocos triviales de los cuales se definen cuáles serán los de vital importancia para el proceso y

cuáles serán de menor impacto pero sin olvidar su existencia, como se muestra en la figura 55.

Figura 55 Diagrama de Pareto



Con la ayuda de los tres análisis ahora se podrá dar una categorización de los riesgos que se han planteado en los campos a nivel mundial y con esto poder dar un grado de importancia a los factores geomecánicos, teniendo en cuenta que cada riesgo está asociado a un factor geomecánico diferente, exceptuando el TSS debido a que no es un factor geomecánico pero si tiene un impacto importante en el proceso de inyección tanto en costos debido al tratamiento de agua y la creación, contención y propagación de la fractura.

El riesgo de mayor importancia fue definido como los altos esfuerzos térmicos inducidos debido al diferencial de temperatura que se genera cuando se inyecta agua fría a la formación, y el menor riesgo son los altos esfuerzos in situ el cual se le atribuye a la naturaleza de la formación que se encontrara a diferentes esfuerzos, a continuación se mostrara la tabla del resumen en nivel de importancia y del riesgo asociado a el factor geomecánico correspondiente, analizando en conjunto los resultados obtenidos en el procedimiento semicuantitativo y cuantitativo.

Tabla 19 relación de riesgos con los factores geomecánicos

Riesgo	Factor geomecánico asociado	Probabilidad %
Alto esfuerzo térmico inducido	Esfuerzo termoelástico	18,75
Bajo contraste de esfuerzos entre capas	Contraste de esfuerzos	15,63
Orientación del pozo con respecto a los esfuerzos	Orientación de los esfuerzos	15,63
Orientación desfavorable de la fractura respecto a los pozos	Orientación de los esfuerzos	9,38
Alto esfuerzo poro elástico inducido	Esfuerzo poro elástico	15,63
Altos TSS	TSS	9,38
Módulo de Young erróneo (Sobre estimación)	Módulo de Young	9,38
Orientación del cañoneo con respecto a los esfuerzos	Orientación de los esfuerzos	3,13
Altos esfuerzos in situ	esfuerzos insitu magnitud	3,13

Como se evidencia en la tabla 18, tres de los riesgos están asociados a un único factor geomecánico el cual es la orientación de los esfuerzos por lo tanto este factor es el más predominante con respecto a los demás factores, por lo tanto a continuación se presentara el nivel de importancia de los factores geomecánicos que inciden en un proceso de inyección de agua, En orden decreciente siendo el primero de mayor importancia y el ultimo de menor importancia dentro de los factores que se escogieron en el anterior capítulo.

Tabla 20 Priorización de los factores geomecánico

Factor geomecánico	% Probabilidad
Orientación de los esfuerzos	28,1
Esfuerzo termoelástico	18,75
Contraste de esfuerzos	15,63
Esfuerzo poro elástico	15,63
TSS	9,38
Módulo de Young	9,38
Esfuerzos in situ magnitud	3,13

5. CONCLUSIONES

- Los parámetros geomecánicos como la relación de Poisson y el coeficiente lineal de expansión térmica son los factores de menor relevancia dentro de los parámetros que afectan los esfuerzos térmicos inducidos, puesto que estas variables poseen un rango de magnitud bajo con respecto al módulo de Young, que es el más influyente.
- Los sólidos totales suspendidos (TSS) no son un factor geomecánico, pero debido a su influencia en la propagación de la fractura afectará, la eficiencia del proceso, como método de recobro se disminuirá la eficiencia de barrido, pero en un proceso de reinyección de agua la respuesta será positiva, ya que a mayor tamaño de fractura, mayor almacenamiento de esta.
- Durante un proyecto de inyección de agua como proceso de recobro es importante definir la mejor orientación de la fractura respecto al pozo inyector y productor, para así obtener el mayor factor de recobro y evitar efectos como irrupción temprana de agua por canalización, y disminución de la eficiencia de barrido areal.
- En un proceso de inyección de agua se generará una fractura debido a los esfuerzos termoelásticos inducidos, la cual aumenta su tamaño cuando existe una gran diferencia de temperatura entre el agua de inyección (fría) y la formación (caliente). Por tal razón, se debe tener en cuenta la geometría de la fractura para no contactar zonas de no interés y disminuir la eficiencia de la inyección.

- Durante el desarrollo de la tesis se encontró que los factores geomecánicos que tienen mayor incidencia sobre la eficiencia de un proceso de inyección de agua son: el esfuerzo termoelástico inducido, el módulo de Young, los esfuerzos in situ, el esfuerzo poroelástico, la orientación de los esfuerzos y el contraste de esfuerzos.

- Según los análisis cualitativo, semicuantitativo y cuantitativo desarrollados para determinar los factores geomecánicos de mayor impacto en un proceso de inyección de agua, se encontró que la orientación de los esfuerzos, el esfuerzo termoelástico inducido y el contraste de esfuerzos son los 3 factores más influyentes, por lo cual es importante tenerlos en cuenta antes de realizar un proceso de inyección y reinyección de agua, con el fin de reducir los riesgos que estos parámetros generan y obtener una mayor eficiencia durante el proceso que se desee implementar.

RECOMENDACIONES

- Es importante realizar una revisión periódicamente de nuevos casos de estudio a nivel mundial que relacionen la geomecánica del yacimiento con la eficiencia de los procesos de inyección de agua y así continuar con la investigación.
- Para un posterior análisis detallado de los efectos de los factores geomecánicos para la inyección de agua como proceso de recobro es posible realizar una simulación acoplada entre el crecimiento de la fractura (geomecánica) y el proceso de recobro aplicado a un modelo real.

BIBLIOGRAFÍA

- ABDALKADEER K.M. and SENTURK E., National Oil Corporation of Libya; S. Dunn-Norman, Missouri University of Science and Technology; and GOODMAN H.E., PRADA M., and RIVERA N., Chevron, Changes in Near Wellbore Stress and Fracture Gradient Due to Cold Water Injection in a Sirte Basin Field, Libya, 2009, Paper 125310 SPE
- ANISKIN A., CHMUZH I., SPE, and SAKHIBGAREEV R., SPE, Salym Petroleum Development N.V, Waterflood Induced Fracture Modeling in West Salym Field (Russian), 2010. Paper 136560 SPE.
- ARPEL Disposición y tratamiento del agua producida, Uruguay, 1992.
- BP, Hydraulic Fracturing Theory Manual, June 1997
- BRAVO O., SANCHEZ M., Gestión integral de riesgos tomo 1, Bravo & Sanchez.
- BREUVE R.S, SCHILCHT T. NIMR Bauer, Produced water management using wetland: A progress report on the installation of the first commercial wetland application in the oil and gas industry, SPE 140239

- CHAVEZ J.C., SPE, Helix RDS; CARRUTHERS J., SPE, Addax Petroleum; and P. McCurdy, SPE, Helix RDS, Water Flooding Efficiency in a Scenario of Multiple Induced Fractures: An Applied Geomechanical Study, 2005, Paper 97526 SPE.

- COOK John et al. Las rocas importan: Realidades de la geomecánica. Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2007/2008

- COUSSY Oliver, Mechanics and physics of porous solids.

- Curso de Fracturamiento hidraulico dirigido por BJ.

- DETIENNE J-L., DANQUIGNY J., LACOURIE Y., ESPY M., TotalFinaElf, Produced water re-injection on a low permeability carbonaceous reservoir, 2002, Paper 78482 SPE.

- EL MSALLATI S., HAMMAD K., PRIYANDOKO P., (Petroleum Development Oman), Koksai Cig (Schlumberger), Innovative In-situ Reservoir Stress Test Helped to Manage and Optimize Water Disposal under Fracturing Conditions in South Oman, 2011, Paper 144481 SPE.

- FJÆR E, et al, Petroleum related rock mechanics Elsevier Science Publishers, Second edition, 2008,

- FUNDIBEQ, Diagrama de Pareto, elaboración y análisis. [En línea]. Disponible en: http://www.fundibeq.org/opencms/export/sites/default/PWF/downloads/gallery/methodology/tools/diagrama_de_pareto.pdf
- GOODMAN Richard E., Rock Mechanics, segunda edicciion.
- HUSTED B., ZWARTS. D., BJOEMDAL H., MASFRY R, Induced fracturing in reservoir simulations: application of a new coupled simulator to waterflooding field example. Paper 102567.
- IMEH V.U., MURRAY L., LENIG D., and ROBERTSON D., BP, and PANDA M., PRA, Prudhoe Bay Study Of Horizontal Well Injectivity And Recommended Approach To Achieving Long Term Efficient Waterflooding, 2007, Paper 11508 IPTC.
- LIZAK K. F., BARTKO K. M., Saudi Aramco JF, Halliburton Energy, New analysis of Step-rate injection test for improved fracture stimulation desing, 2006. Paper 98098 SPE.
- LONGUEMARE P., Institut Français du Petrole; J-L. Detienne, TotalFinaElf; LEMONNIER P., BOUTECA M., Institut Français du Petrole; ONAISI A.,

TotalFinaElf, Numerical Modeling of Fracture Propagation Induced by Water Injection/Re-Injection, 2001, Paper 68974 SPE.

- .NOIROT J.C., VAN DEN HOEK P.J., ZWARTS D., BJOERNDAL H.P., STEWART G., Shell International Exploration and Production B.V.; R. Drenth, R. Al-Masfry, B. Wassing, J. Saebby, M. Al-Masroori, A. Zarafi, Petroleum Development Oman, Water Injection and Water Flooding Under Fracturing Conditions, 2003, Paper 81462 SPE.

- PARKER DH, WATERLAND RD, SMIES M, Oil production and water management in oman, Spe paper 23322.

- PAIGE R. W., MURRAY L. R., BP exploration operating company Ltd. Re-injection of produced water – Field experience and current understanding. 1994. Paper 28121 SPE.

- PAIGE R.W., MURRAY Lit. and ROBERTS J.D.M., Field Application of Hydraulic Impedance Testing for Fracture Measurement, SPE BP Exploration, paper 26525-P

- Parámetros físicos - químicos: solidos disueltos totales. [En línea], disponible en: <http://www.uprm.edu/biology/profs/massol/manual/p2-tds.pdf>

- PARIS DE FERRER Magdalena, inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.
- PEDROSO C., SPE, Petrobras, DO CAMPO L., SPE Petrobras, ALVES L., DA MOTA P., BARSANULPHO E.. Analysis of fracture growth induced by the injection of water above the fracture pressure in nonconsolidated sandstones and soft carbonates. Paper 122180 SPE
- PEDROSO C., SPE, Petrobras, DO CARMO L., SPE, Petrobras, DA PAIXÃO L., DA MOTTA P., BARSANULPHO E., JUNIOR L., Petrobras, Analysis of Fracture Growth Induced by the Injection of Water Above the Fracture Pressure in Nonconsolidated Sandstones and Soft Carbonates - Deviations from the Linear Elastic Elastic Model or Why Can't I Inject Even Above the Fracture Pressure?, 2009. Paper 122180 SPE.
- RAHMAN K., SPE, KHAKSAR A., SPE, Baker Hughes, Fracture Growth and Injectivity Issues for Produced Water Reinjection Wells - Case Studies with Fields from Australia and the UK North Sea, 2012. Paper 158893 SPE.
- SOMMERAUER G., PETERSEN R., BSP Sdn Bhd, Implementation of Pressure Maintenance in Seria Field Using Limited Entry Fractured Water Injection, 2003. Paper 84884 SPE

- SANTARELLI F.J., Geomec and HAVMOLLER O. and NAUMANN M., StatoilHydro, Geomechanical Aspects of 15 Years Water Injection on a Field Complex: An Analysis of the Past to Plan the Future. 2008. Paper 112944 SPE
- SOUZA A.L.S.; FERNANDES P.D., MENDES R.A., ROSA A.J., FUERTADO C.J.A., Petrobras S.A, the impact of injection whit fracture propagation during waterflooding process. Paper 94704 SPE
- VAN DEN HOEK P.J., HUSTEDT B., . SOBERA M, MAHANI H., MASFRY R.A., SNIPPE J., and ZWARTS D., SPE, Shell International Exploration and Production B.V, Dynamic Induced Fractures in Waterflooding and EOR, 2008, Paper 115204 SPE.
- VAN DEN HOEK P. J., SPE, Shell international Exploration and production B.V. Impact of induced fractures on sweep and reservoir management in pattern floods. Paper 90968 SPE.
- VÁSQUEZ Andrés R., Introducción a la geomecánica petrolera. [En línea] www.youblisher.com/p/106315-Introduccion-Geomecanica/
- ZOBACK Mark D., Reservoir geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University, Cambridge university press.