



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR  
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR  
LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA,  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR(ES):**

**KELLY GEOCONDA ANGEL MUÑOZ  
FERNANDO DANIEL HIDALGO CHICA**

**TUTOR:**

**ING. JORGE PAÚL ORDÓÑEZ ANDRADE, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**(2022)**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA  
ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA  
PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA  
PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR(ES):**

**KELLY GEOCONDA ANGEL MUÑOZ  
FERNANDO DANIEL HIDALGO CHICA**

**TUTOR:**

**ING. JORGE PAÚL ORDÓÑEZ ANDRADE, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**(2022)**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

**Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.**  
DIRECTORA DE CARRERA DE  
PETRÓLEOS

---

**Ing. Jorge Ordóñez Andrade, MSc.**  
DOCENTE TUTOR

---

**Lda. Erica Lorenzo García, PhD.**  
DOCENTE ESPECIALISTA

---

**Ing. Carlos Alberto Portilla, MSc.**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

A **Dios**, por permitirnos llegar a este momento tan especial de nuestras vidas, a **nuestros padres**, por todo el apoyo incondicional que nos han brindado durante el transcurso de toda nuestra formación académica y a nuestro tutor **Ing. Jorge Ordóñez Andrade**, por guiarnos durante el desarrollo del presente trabajo.

## CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**” elaborado por **KELLY GEOCONDA ANGEL MUÑOZ** y **FERNANDO DANIEL HIDALGO CHICA**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que, una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis se encuentra con un 4 % de la valoración permitida.



### Document Information

Analyzed document	TESIS-URKUND.docx (D126132233)
Submitted	2022-01-25T23:45:00.0000000
Submitted by	
Submitter email	ferbask_96@outlook.com
Similarity	4%
Analysis address	jordonez.upse@analysis.arkund.com

  
Ing. Jorge Paúl Ordóñez Andrade, MSc.  
C.I.: 0926920729

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

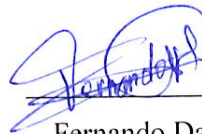
Nosotros, **Kelly Geoconda Ángel Muñoz** y **Fernando Daniel Hidalgo Chica**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración, **cedemos** los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Kelly Geoconda Ángel Muñoz

Autor  
C.I. 2450464173



Fernando Daniel Hidalgo Chica

Autor  
C.I. 2450347816



## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Jorge Paúl Ordóñez Andrade, MSc.

### **TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de tutor del trabajo **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”**, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, elaborado por **KELLY GEOCONDA ÁNGEL MUÑOZ** y **FERNANDO DANIEL HIDALGO CHICA**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.

  
Ing. Jorge Paúl Ordóñez Andrade, MSc.

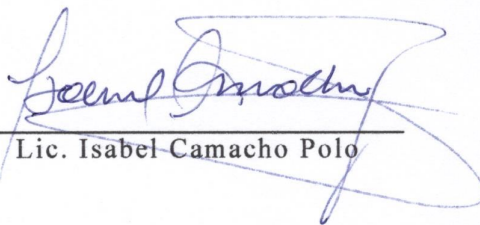
TUTOR

## CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de titulación, con el tema **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”**, elaborado por **KELLY GEOCONDA ÁNGEL MUÑOZ** y **FERNANDO DANIEL HIDALGO CHICA**, para optar por el Grado de **INGENIERO EN PETRÓLEO**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, febrero de 2022



Lic. Isabel Camacho Polo

Teléfono: 0994416753  
e-mail: [isabelacamacho@hotmail.com](mailto:isabelacamacho@hotmail.com)  
Reg. Senescyt 1023-11-1101534



## **AGRADECIMIENTOS**

Al total apoyo que nos han brindado nuestros padres, docentes y amigos. También queremos reconocer el apoyo que nos brindó Christian Sánchez, ingeniero del Reservorio de Pacifpetrol; a César Jara, Técnico de Operaciones de Pacifpetrol; Víctor Salazar, Gerente de América Latina & el Caribe de CMG y a Máximo Nastacuas, ingeniero en Petróleo, que con buena voluntad han ayudado y colaborado para la realización de este trabajo de integración curricular para la obtención del título de Ingenieros en Petróleo.

# CONTENIDO

**Pág.**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	III
DEDICATORIA.....	IV
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	V
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	VI
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	VII
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	VIII
AGRADECIMIENTOS.....	IX
LISTA DE FIGURAS .....	XIII
LISTA DE TABLAS .....	XVI
RESUMEN .....	XVIII
ABSTRACT .....	XIX
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Problema de investigación.....	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Hipótesis .....	5
1.4 Objetivos.....	5
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos Específicos. ....	5
1.5 Alcance .....	6
1.6 Variables .....	6
1.6.1 Variable Dependiente. ....	6
1.6.2 Variable Independiente.....	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Descripción del Campo Santa Paula.....	7
2.1.1 Ubicación geográfica. ....	7
2.1.2 Geología estructural.....	8
2.1.3 Geología del área. ....	8
2.1.4 Estratigrafía.....	9

2.1.5	Reservas del campo. ....	11
2.2	Fundamentos de mecánica de rocas.....	13
2.2.1	Mecánica de rocas.....	13
2.2.2	Presiones de formación.....	17
2.2.3	Propiedades petrofísicas. ....	18
2.2.4	Parámetros petrofísicos del área. ....	22
2.3	Fundamentos básicos de los fluidos .....	23
2.3.1	Propiedades del fluido. ....	23
2.4	Registros geofísicos .....	25
2.4.1	Tipos de registros eléctricos y sus aplicaciones principales:.....	26
2.5	Fracturamiento hidráulico.....	28
2.5.1	Proceso del fracturamiento hidráulico. ....	29
2.5.2	Fluidos de fracturamiento. ....	30
2.5.3	Aditivos. ....	32
2.5.4	Agente soporte. ....	33
2.5.5	Geometría de la fractura. ....	34
2.5.6	Orientación de la fractura. ....	35
2.5.7	Longitud/altura de fractura. ....	36
2.5.8	Modelos para la fractura hidráulica .....	37
2.6	Método de fracturamiento hidráulico slickwater .....	43
2.6.1	Ancho de fractura. ....	44
2.6.2	Complejidad de la fractura.....	46
2.6.3	Apuntalante.....	47
2.6.4	Transporte de apuntalante.....	48
2.6.5	Deposición. ....	51
2.6.6	Conductividad de la fractura.....	52
2.7	Simulación de yacimientos .....	55
2.7.1	Simulador Computer Modelling Group (CMG). ....	55
2.7.2	Simulador Pengtools.....	57
2.7.3	Simulador FracPro.....	58
2.7.4	Software Gmsh. ....	58
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		60
3.1	Metodología de la investigación .....	60
3.1.1	Tipo de investigación.....	60
3.1.2	Recopilación de datos e información.....	60
3.1.3	Población y muestra.....	60

3.2	Características del pozo propuesto .....	61
3.2.1	Historia del pozo.....	61
3.2.2	Historial de workover realizados.....	61
3.2.3	Historial de producción.....	62
3.2.4	Estado Actual del pozo SPA1001.....	64
3.3	Metodología de análisis .....	65
3.3.1	Selección de las zonas potenciales. ....	66
3.3.2	Selección del tipo de fluido y apuntalante.....	67
3.3.3	Parámetros de fractura con Pengtools. ....	68
3.3.4	Simulación de fractura hidráulica con FracPro. ....	73
3.3.5	Simulación en condiciones estáticas y dinámicas. ....	77
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....		88
4.1	Interpretación de los resultados .....	88
4.1.1	Resultados de la fractura en FracPro. ....	89
4.1.2	Resultados de la simulación en CMG.....	96
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		101
5.1	Conclusiones.....	101
5.2	Recomendaciones .....	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		103
ANEXOS.....		108

# LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación sección Santa Paula.....	7
Figura 2. Sección Geológica.....	8
Figura 3. Columna estratigráfica campo Santa Paula.....	10
Figura 4. Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos.....	12
Figura 5. Esfuerzos principales en un plano.....	14
Figura 6. Representación de esfuerzos in situ en un pozo.....	15
Figura 7. Porosidad de una roca. ....	20
Figura 8. Permeabilidad de una roca. ....	21
Figura 9. Fracturamiento hidráulico. ....	28
Figura 10. Diagrama de proceso de fractura.....	29
Figura 11. Modelo de apuntalante en una fractura. ....	33
Figura 12. Orientación de la fractura.....	36
Figura 13. Diagrama de longitud y altura de la fractura.....	37
Figura 14. Condiciones de los planos de deformación horizontal y vertical.....	38
Figura 15. Modelo Geométrico P.K.N. ....	39
Figura 16 Modelo geométrico K.G.D.....	41
Figura 17. Modelo radial. ....	41
Figura 18. Tipos de fluidos fracturantes utilizados en U.S. ....	44
Figura 19. Ancho de fractura generada por fluidos fracturantes. ....	45
Figura 20. Ancho efectivo de fractura. ....	46
Figura 21. Comparación de complejidad de fracturas. ....	47
Figura 22. Velocidades de asentamientos con diferentes apuntalantes. ....	51
Figura 23. Conductividad vs. diversos apuntalantes. ....	52
Figura 24. Arreglo de fractura vertical. ....	53
Figura 25. Arreglo vertical complejo. ....	54
Figura 26. Arreglo ideal.....	55
Figura 27. Curva histórica de Producción del SPA1001. ....	63



Figura 28. Curva histórica de Producción del SPA1001 del 2006 al 2021. ....	64
Figura 29. Pronóstico de producción hasta el año 2029. ....	65
Figura 30. Proceso del diseño del fracturamiento hidráulico. ....	65
Figura 31. Registros eléctricos del pozo SPA1001. ....	66
Figura 32. Ventana de inicio optiFrac. ....	68
Figura 33. Propiedades del apuntalante. ....	68
Figura 34. Parámetros petrofísicos y geomecánica del reservorio. ....	69
Figura 35. Curvas tipo para fracturamiento pseudoestacionario. ....	70
Figura 36. Ventana de inicio FracDesign. ....	70
Figura 37. Condiciones para el modelo de fractura. ....	71
Figura 38. Parámetros del reservorio. ....	71
Figura 39. Condiciones del fluido a utilizar. ....	72
Figura 40. Parámetros de bombeo. ....	72
Figura 41. Diseño previo de fractura. ....	73
Figura 42. Ventana de inicio FracPro. ....	74
Figura 43. Configuración de la completación del pozo SPA1001. ....	74
Figura 44. Configuración de los parámetros del reservorio. ....	75
Figura 45. Selección del fluido de fractura y apuntalante. ....	75
Figura 46. Programa del tratamiento de bombeo. ....	76
Figura 47. Mapa de contorno creado con Gmsh. ....	77
Figura 48. Ventana de inicio. ....	78
Figura 49. Mapa isópaco y ajuste de malla. ....	79
Figura 50. Ingreso de topes y espesores de arena de la Formación Atlanta. ....	80
Figura 51. Mapa y espesores cargados en 2D. ....	80
Figura 52. Valores de compresibilidad de la roca. ....	81
Figura 53. Interfaz de correlaciones para permeabilidades. ....	83
Figura 54. Ventana de condiciones iniciales. ....	83
Figura 55. Ubicación del pozo SPA1001. ....	84
Figura 56. Ajuste de histórico de producción. ....	85
Figura 57. Ventana de permeabilidad y refinamiento del plano de fractura. ....	86
Figura 58. Ventana principal para diseñar fracturas hidráulicas. ....	86
Figura 59. Vista en planta de la fractura planar del pozo SPA1001. ....	87
Figura 60. Diseño de fractura en Pengtools. ....	88
Figura 61. Programa de bombeo obtenido por Pengtools. ....	89

Figura 62. Conductividad de la fractura para el escenario I.....	90
Figura 63. Concentración de apuntalante en la fractura para el escenario I.....	90
Figura 64. Programa de bombeo modificado para el escenario II.....	91
Figura 65. Conductividad de fractura para el escenario II. ....	92
Figura 66. Concentración de apuntalante en la fractura para el escenario II.....	92
Figura 67. Programa de bombeo modificado para el escenario III. ....	93
Figura 68. Conductividad de fractura para el escenario III. ....	94
Figura 69. Concentración de apuntalante en la fractura para el escenario III. ....	94
Figura 70. Conductividad de fractura del pozo SPA1006. ....	95
Figura 71. Concentración de apuntalante del pozo SPA1006. ....	96
Figura 72. Producción de petróleo estimada hasta el año 2029. ....	97
Figura 73. Resultado de la simulación para el primer escenario de producción. ....	98
Figura 74. Resultado de la simulación para el segundo escenario de producción.....	99
Figura 75. Resultado de la simulación para el tercer escenario de producción.....	100
Figura A 1. Tipos de apuntalante, tamaño, forma y usos .....	109
Figura A 2. Propiedades mecánicas y aplicaciones en la industria del petróleo .....	110
Figura A 3. Composición mineralógica y química de los apuntalantes .....	111
Figura A 4. Importancia de los apuntalantes, aplicación y morfología.....	112
Figura F 1. Modelo de reservorio en 3D posterior a la fractura hidráulica. ....	132
Figura F 2. Declinación de presión para el periodo 2026 en el modelo 3D .....	133
Figura F 3. Acercamiento de los intervalos fracturados.....	134
Figura F 4. Corte del modelo de reservorio en la zona de interés. ....	135

# LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Reservas estimadas de la sección Santa Paula. ....	12
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del área.....	23
Tabla 3. Historial de producción por año desde el 2006 hasta 2021 .....	63
Tabla 4. Evaluación cuantitativa de registros eléctricos SPA1001 .....	67
Tabla 5. Ajuste de malla. ....	79
Tabla 6. Parámetros petrofísicos. ....	81
Tabla 7. Datos PVT del fluido.....	82
Tabla B 1. Cálculos necesarios para la creación de fracturas.....	113
Tabla B 2. Parámetros de saturación y permeabilidades necesarios en CMG. ....	114
Tabla B 3. Calculos de porosidad y permeabilidad para el modelo de simulación.....	115
Tabla C 1. Propiedades del apuntalante seleccionado en optiFrac.....	116
Tabla C 2. Parámetros del reservorio ingresados en optiFrac. ....	116
Tabla C 3. Parámetros de fractura obtenidos en optiFrac.....	117
Tabla D 1. Resultados obtenidos de FracDesign.....	118
Tabla D 2. Diseño de bombeo generados en FracDesign.....	119
Tabla E 1. Geometría de fractura, escenario uno. ....	120
Tabla E 2. Conductividad de fractura, escenario uno.....	120
Tabla E 3. Presiones de fractura, escenario uno. ....	121
Tabla E 4. Operaciones de fractura, escenario uno. ....	121
Tabla E 5. Programa de tratamiento para el diseño de fractura, escenario uno.....	123
Tabla E 6. Geometría de fractura, escenario dos. ....	124
Tabla E 7. Conductividad de fractura, escenario dos. ....	124
Tabla E 8. Presiones de fractura, escenario dos. ....	125
Tabla E 9. Operaciones de fractura, escenario dos.....	125
Tabla E 10. Programa de tratamiento para el diseño de fractura, escenario dos.....	127
Tabla E 11. Geometría de fractura, escenario tres.....	128
Tabla E 12. Conductividad de fractura, escenario tres.....	128

Tabla E 13. Presiones de fractura, escenario tres. ....	129
Tabla E 14. Operaciones de fractura, escenario tres.....	129
Tabla E 15. Programa de tratamiento para el diseño de fractura, escenario tres.....	131

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA  
ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
(SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN  
POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO  
GALINDO VELASCO”**

**RESUMEN**

En el campo Gustavo Galindo Velasco (G.G.V) se han realizado diversas técnicas y tratamientos de recuperación para mantener la producción en los pozos, el presente trabajo de investigación tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica del método de fracturamiento hidráulico Slickwater en el pozo SPA1001, ubicado en el área de Santa Paula, campo GGV, el cual tiene una producción de cuatro barriles de petróleo diarios y condiciones del yacimiento ideales para su estudio, pretendiendo así aumentar la producción de petróleo. El proceso de investigación se lleva a cabo utilizando los datos del pozo SPA1001 proporcionados por la empresa Pacifpetrol S.A y junto al uso de diversas herramientas de simulación permitieron crear el diseño de fractura hidráulica y predecir el comportamiento del yacimiento. Se realizó la simulación sin el tratamiento de fractura y tres escenarios aplicando el tratamiento de fractura slickwater para determinar la factibilidad técnica. Los resultados obtenidos en los diferentes escenarios indicaron que el tratamiento es factible en todos los escenarios propuestos, logrando recuperar nueve veces más la producción actual de petróleo, en el mejor escenario.

**PALABRAS CLAVE: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO/ SLICKWATER/  
SIMULACIÓN/ PRODUCCIÓN**



**“TECHNICAL FEASIBILITY STUDY OF HYDRAULIC FRACTURE STIMULATION (SLICKWATER) TO IMPROVE THE PRODUCTION OF A WELL IN THE SANTA PAULA SECTOR, GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD”.**

**ABSTRACT**

In the Gustavo Galindo Velasco (G.G.V) field, several techniques and recovery treatments have been performed to maintain production in the wells, the present research work aims to evaluate the technical feasibility of the Slickwater hydraulic fracturing method in the SPA1001 well, located in the Santa Paula area, GGV field, which has a production of four barrels of oil per day and ideal reservoir conditions for its study, thus aiming to increase oil production. The research process is carried out using the SPA1001 well data provided by Pacifpetrol S.A. and together with the use of several simulation tools allowed creating the hydraulic fracture design and predicting the reservoir behavior. The simulation was performed without the fracture treatment and three scenarios applying the slickwater fracture treatment to determine the technical feasibility. The results obtained in the different scenarios indicated that the treatment is feasible in all the proposed scenarios, recovering nine times the current oil production in the best scenario.

**KEYWORDS: HYDRAULIC FRACTURING/ SLICKWATER/ SIMULATION/ PRODUCTION**

# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

El campo Gustavo Galindo Velasco (G.G.V.) forma parte de los primeros yacimientos en ser explotados en el Ecuador, por lo que ha pasado un siglo desde que comenzó su etapa de producción, en la actualidad el campo se encuentra en una etapa de depletación donde mantenerlo en producción es uno de los principales retos.

Los pozos de este campo han ido declinando su producción debido a factores del entorno en el que se encuentra el yacimiento, entre ellos la baja permeabilidad y la declinación de presión, a causa de esto la empresa encargada del campo opta por implementar diferentes sistemas de levantamiento artificial para incrementar la producción (Pasto M, 2015).

La técnica Slickwater es un tipo de fracturamiento hidráulico de baja complejidad química, la cual se adapta de mejor manera a las condiciones del yacimiento de estudio, sin embargo, se limita en las cantidades excesivas de agua que se requiere para fracturar la roca (Palisch, Vincent, & Handren, 2010).

Los resultados de la investigación y el pertinente análisis de la simulación ejecutada determinarán si la aplicación del método de fracturamiento hidráulico Slickwater logra un incremento en la producción del pozo SPA1001 del área Santa Paula, para así determinar la factibilidad de este tipo de trabajos en el campo.

## 1.2 ANTECEDENTES

Michael, J., Mayerhofer & Nathan, D., Meehan. (1998) en el estudio denominado “*Waterfracs – Results from 50 Cotton Valley Wells*” comparan los resultados de producción al implementar tratamientos de fracturamiento hidráulico con slickwater y el fracturamiento hidráulico convencional. El estudio se realizó en tres campos diferentes con cincuenta trabajos de fracturamiento hidráulico, demostrando que los tratamientos usando la técnica slickwater generan fracturas más largas con superficies rugosas en rocas de baja permeabilidad obteniendo mejores resultados en comparación con el fracturamiento hidráulico convencional; además tiende a ser 50% más barato debido a que es libre de polímeros y reduce considerablemente las concentraciones de apuntalante.

Fredd, C.N., McConnell, S.B., Boney, C.L. & England, K.W. (2001) en el artículo titulado “*Experimental Study of Fracture Conductivity for Water-Fracturing and Conventional Fracturing Applications*” investigan a través de pruebas de laboratorio los efectos de la conductividad de las fracturas que incluyen sistemas fracturados por agua y con apuntalante convencional. En las pruebas de laboratorio se utilizaron núcleos extraídos de la Formación Cotto Valley y se dividieron en cuatro posibles escenarios; los resultados de este estudio demostraron que el éxito del desplazamiento de las fracturas y su conductividad dependerá en gran medida de las propiedades de la formación y la aplicación correcta en las concentraciones de apuntalante y de su alta resistencia.

Denney, D. (2005), en su artículo “*Slickwater and Hybrid Fracturing Treatments: Lessons Learned*” menciona que el procedimiento de fractura con la técnica slickwater es óptimo para la viabilidad económica a largo plazo; puesto que se realizaron cinco tratamientos de fractura, en el cual el quinto tratamiento fue con slickwater. Para este método se empleó una almohadilla de gel reticulado y en la etapa de apuntalante, arena de malla 20/40; obteniendo como resultado final una producción de 18000 pies cúbicos de gas por día, rindiendo más que los tratamientos anteriores. Cabe mencionar que esto se hizo en el área de Dowdy Ranch donde la arena Bonner tiene una permeabilidad inferior a 0,1 mD.

Palisch, T., Vincent, M. & Handren, P. (2010) en el artículo científico “*Slickwater Fracturing: Food for Thought*” informan que la técnica de fracturamiento hidráulico

slickwater fue introducido por la Compañía Mitchell Energy & Development en el año 1997; aplicándose por primera vez en la formación Cotton Valley al este de Texas – Estados Unidos. El fracturamiento slickwater es aplicado en reservorios de baja permeabilidad usando grandes volúmenes de agua y 25% menos de apuntalante comparado con un fracturamiento hidráulico convencional.

Torres, L. (2011) en el trabajo de investigación *“Aplicación Del Método De Fracturamiento Slickwater En Off Shore”* realizó una prueba piloto del método de fracturamiento hidráulico usando la técnica slickwater en una plataforma costa afuera (*off shore*) en la formación Amotape en Perú, específicamente en el pozo “Well-11”. Este es un pozo de desarrollo y de tipo desviado; se efectuó la simulación de fracturamiento hidráulico bombeando 5630 barriles de agua de mar durante casi tres horas, se recomendó usar el aditivo GBW-5 con el propósito de evitar problemas de emulsión, dando como resultado final una afirmación de que es un método alternativo en la recuperación de hidrocarburos a bajo costo en comparación al fracturamiento convencional, recuperando un 50% de crudo en el primer año.

Lamson, Brad., Keith, Don., Zotskine, Youssoguf & Yule, Keri (2013) en el estudio denominado *“An Unconventional Approach to a Conventional Field, how Slickwater has Changed the Game in the Cardium”* evaluaron el procedimiento de la técnica de fracturamiento hidráulico aplicado en el campo petrolífero convencional más grande de Canadá. Determinaron que los tratamientos con slickwater crean un retraso en la producción inicial debido al tiempo requerido para recuperar el alto volumen de agua inyectada en comparación con otros sistemas de fluidos fracturantes. Sin embargo, cuando se evaluó el desempeño de la producción posterior al periodo inicial de flujo, la producción promedio con slickwater superó con creces a todos los demás tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Jackson, Kale & Orekha, Olatunji. (2017) en el artículo *“Low Density Proppant in Slickwater Applications Improves Reservoir Contact and Fracture Complexity - A Permian Basin Case History”* presentaron el desarrollo de un nuevo apuntalante de baja viscosidad para mejorar las capacidades de transporte de fluidos slickwater y aumentar el área de contacto con el yacimiento. El paquete de apuntalante alcanza un 25 a 40% de conductividad posterior a la tensión de cierre, este desempeño se atribuye a la mejora en

la geometría de la fractura y al apuntalante con un alto grado de transporte. La efectividad del diseño de estimulación y la recuperación final esperada apunta a un ahorro potencial en costos y una huella ambiental reducida en el diseño y ejecución de un fracturamiento slickwater en yacimientos no convencionales.

Karadkar, Prasad., Alabdrabalnabi, Mohammed & Bataweel, Mohammed. (2020) en el trabajo de investigación “*A New Insight into Friction Reducer Evaluation for Slickwater Unconventional Fracturing*” abarcaron la evaluación de diferentes reductores de fricción para fracturas no convencionales, emplearon reductores con base de poliacrilamida variando la concentración; mencionaron que el reductor de fricción es el principal componente de la técnica slickwater para un tratamiento de fracturamiento hidráulico exitoso y económico. Para el experimento se empleó agua dulce, surfactantes, agente de control de arcilla y reductor de fricción a base de poliacrilamida; se realizaron diferentes pruebas de flujo variando las velocidades, por medio de un circuito de flujo en espiral helicoidal se evaluó el rendimiento del flujo de slickwater. Las condiciones de las pruebas fueron a altas presiones y temperaturas redondeando los 2000 psi y 300°F respectivamente, con el fin de obtener datos que contribuyan a la reducción de la fricción.

Uchuev, Pavlovich., Prutsakov, Sergeevich., Chebykin, Vladimirovich et al. (2020) en el artículo “*New Milestone in Russian Fracturing – Low Viscous Frac Fluids Based on Synthetic Polymer Gazpromneft-Khantos Case Study*” demostraron que la producción inicial de los pozos tratados con slickwater era un 10 a 20% más alta y la tasa de producción del campo es semejante a los diseños tradicionales que ocupan mayor volumen de apuntalante. Los ensayos de campo sobre la implementación de fluidos viscosos de slickwater indicaron ser exitosos tanto desde el punto de vista operativo como tecnológico, alcanzando mayor termoelasticidad y valores más altos de conductividad.

Tigse, F. (2018), en su estudio técnico “*Optimización de la producción del Campo Gustavo Galindo Velasco por medio del método de fracturamiento hidráulico*” se basó en el estudio de siete pozos tomando en cuenta historiales de producción, características geofísicas, geológicas y petrofísicas de los pozos. Se utilizaron los registros eléctricos para obtener parámetros petrofísicos y mecánicos del reservorio, y realizar el diseño de la fractura para los pozos propuestos a obtener un incremento en la producción en el área de estudio. El personal experto que labora en este campo sugiere que lo más



recomendable es utilizar un fluido con carga polimérica de 25 lb/gal base agua que contiene un guar refinado y aditivos, debido a las condiciones del yacimiento. Al realizar el diagnóstico de la información del campo Ancón se concluyó que los pozos (ANC1275, ANC0790, ANC1252, ANC1217, ANC1724 y TIG0049) existe viabilidad técnica para efectuar el trabajo de fracturamiento hidráulico.

El análisis realizado en los diferentes escenarios tales como pruebas de laboratorio y campos petroleros donde se aplicó el método de fracturamiento hidráulico con la técnica Slickwater resultó ser exitoso. Se considera el estudio técnico de la simulación en el área de Santa Paula con este tipo de tratamientos de fracturas, dado que posee características idóneas para la implementación, lo cual podría favorecer en el incremento de la producción en un menor tiempo.

### **1.3 HIPÓTESIS**

Al realizar un trabajo de simulación con el método de fracturamiento hidráulico por medio de la técnica Slickwater, se espera aumentar el factor de recobro de petróleo en un 4% para el pozo SPA1001 del área Santa Paula, ya que su producción ha tenido un descenso hasta llegar al punto de producir solo 4,5 barriles de petróleo por día.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo General.**

- Evaluar la aplicabilidad del método de fracturamiento hidráulico Slickwater en el pozo SPA1001 del área de Santa Paula para incrementar la producción de hidrocarburos.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos.**

- Establecer el modelo de reservorio usando la información extraída del pozo SPA1001.
- Ajustar el modelo con los datos de producción obtenidos del pozo.

- Realizar la simulación de un trabajo de fracturamiento hidráulico ajustándose a los parámetros del yacimiento para predecir su comportamiento.
- Analizar los resultados y determinar la factibilidad técnica del trabajo.

## **1.5 ALCANCE**

El alcance del trabajo se centra en el pozo SPA1001 del área Santa Paula, en el cual se realiza un estudio para evaluar la aplicabilidad de la técnica Slickwater mediante la simulación del fracturamiento hidráulico con el fin de predecir el comportamiento del yacimiento y la producción máxima alcanzable. Además, aportar información para futuros proyectos que se realicen en el área ya sea por parte de estudiantes o la empresa.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variable Dependiente**

Producción de petróleo de un pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco debido a su madurez.

### **1.6.2 Variable Independiente**

Propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, etc.) e histórico de producción del pozo.

# CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

## 2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SANTA PAULA

### 2.1.1 Ubicación geográfica.

El área Santa Paula se encuentra localizada en la zona norte del campo G.G.V, cuenta con una extensión aproximada de 2.9 km<sup>2</sup>, el área está limitada por las coordenadas UTM (*Universal Transverse Mercator*) como se muestra en la Figura 1.

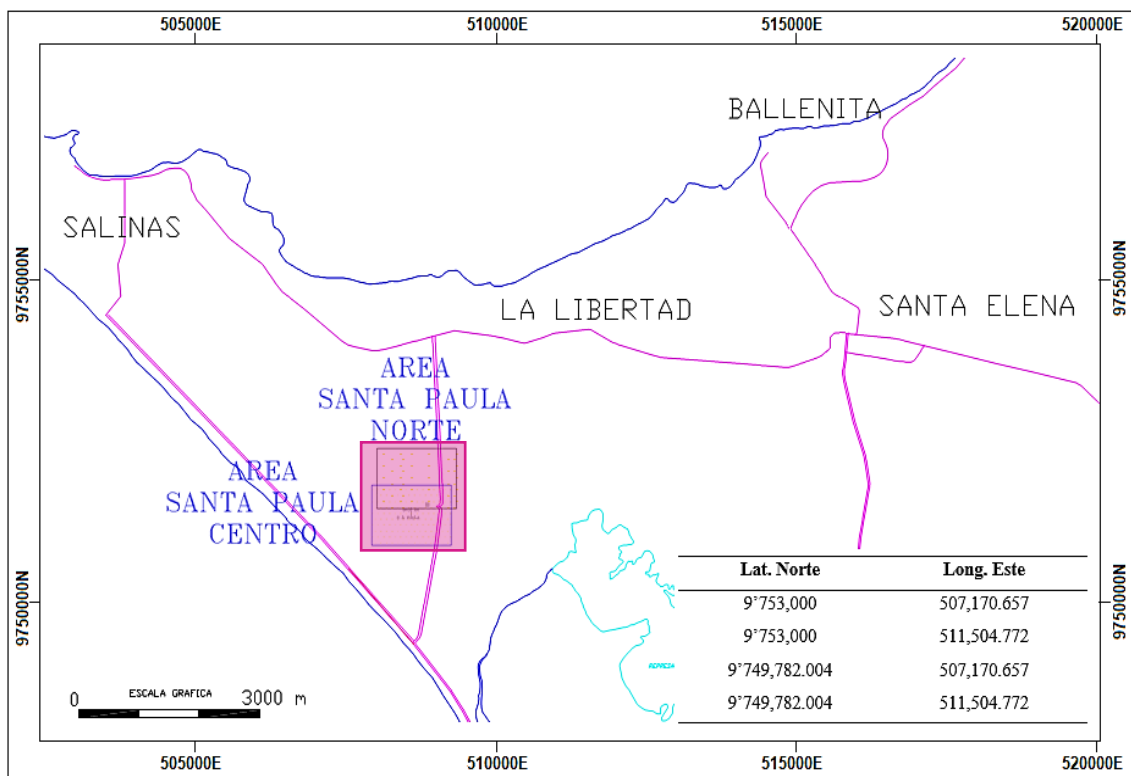


Figura 1. Ubicación sección Santa Paula modificado de (Pacifpetrol S.A., 2010a).

## 2.1.2 Geología estructural

La estructura regional de la parte occidental de la Península de Santa Elena muestra que los estratos de Atlanta y Santa Elena se elevan gradualmente de sur a norte. Esta tendencia regional fue interrumpida por el levantamiento del Campo Santa Paula, el cual puede tener su origen en una tectónica transgresiva representada por una falla sinistral de rumbo noreste-suroeste, la cual pudo haber generado fallas inversas de rumbo norte-sur y buzamiento este que levantaron las rocas cretácicas originando la configuración actual (Narváez & Viteri, 2003).

## 2.1.3 Geología del área

El área Santa Paula se encuentra situada en la cuenca de Santa Elena en la unidad geológica conocida como “Levantamiento de Santa Elena” abarcando la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno), mírese en la Figura 2 (Bustos, 2018).

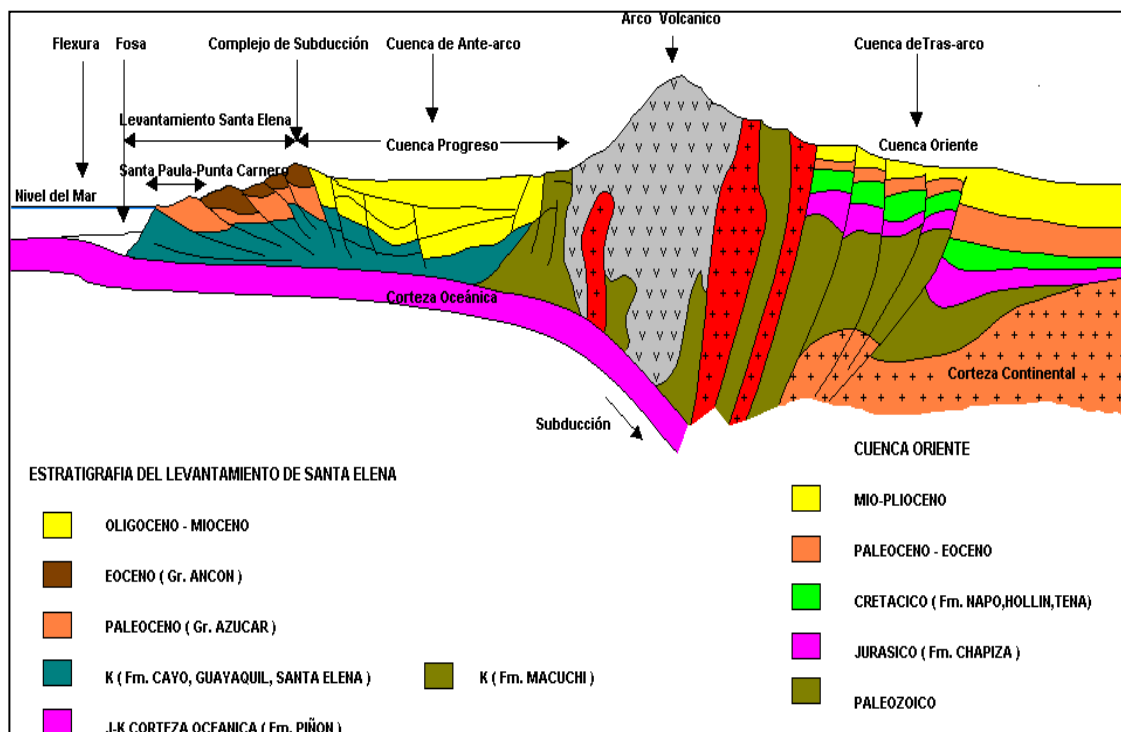


Figura 2. Sección Geológica (Pacifpetrol S.A., 2009).

El levantamiento se encuentra delimitado al noreste por la falla regional de “La Cruz”, que la separa de la Cuenca Progreso; el área de interés se encuentra en el sector

occidental del levantamiento donde afloran rocas pertenecientes al Cretácico (Rodríguez & Gómez, 2014).

#### **2.1.4 Estratigrafía**

La estratigrafía de la sección Santa Paula está conformada principalmente por las formaciones Santa Elena, Atlanta y el Grupo Ancón; las características litológicas de cada una de las formaciones se describen a continuación.

- **Formación Santa Elena.** – La formación Santa Elena pertenece al Cretácico Superior, formada por intercalaciones de arcillitas negras suaves y argilitas silíceas duras, depositadas en un ambiente marino profundo. Las secuencias de argilíticas contienen Chert (roca sedimentaria silícea de grano fino), el cual es bastante fisurado, esta característica le otorga la calidad de reservorio debido a su porosidad secundaria. En muchos casos, estas fisuras están rellenas de calcita (Navarrete, 2018).

La secuencia de argilíticas dentro de la formación se ha clasificado como SE-1, SE-2 y SE-3. La secuencia SE-1 no contiene una producción significativa y a menudo erosionada contra el contacto formacional discordante. La secuencia SE-2 presenta mayor contenido de Chert en comparación con las demás secuencias. La secuencia SE-3 es un reservorio importante debido a su mayor aporte de producción en el área Santa Paula (Narváez & Viteri, 2003).

- **Grupo Azúcar Fm. /Atlanta Fm.** – Constituida por las formaciones: Estancia, Chanduy y Engabao, distribuidas con intercalaciones de lutitas, un facie conglomerática que separa a dos facies areno-arcillosas. Consiste de areniscas duras bien cementadas, con matriz arcillosa ocasionalmente calcárea y variada proporción de conglomerado, de grueso a muy grueso (Aguirre & Hidalgo, 2015).

La Formación Azúcar es semejante a la Formación Atlanta, formación que se le atribuye como principal arena aportadora al campo G.G.V, con aproximadamente el 69% de la producción acumulada. Sin embargo, en el área

Santa Paula el mayor aporte lo genera la unidad Atlanta Basal, la cual se clasifica en tres secuencias AB-3, AB-2 y AB-1 (Aguirre & Hidalgo, 2015).

- **Grupo Ancón.** – Las rocas de este grupo son blandas, contienen lutitas, limolitas y areniscas con abundante matriz arcillosa expansiva y de alta plasticidad, está constituida por las Formaciones: Clay Pebble Beds (CPB), Socorro, Seca y Punta Ancón. La Formación CPB está conformada por un bloque de litología variada con intercalaciones de areniscas finas. En ciertas áreas del campo se haya un cuerpo arenoso llamado Santo Tomas perteneciente de igual manera a este grupo (ESPOL, 2004).

Prof. [prom.]	Edad [m.a.]	Sistema	Epoca	Formación	Descripción	
1000'	54	TERCIARIO PALEOGENO	EOCENO	GR. ANCON	Lutitas, intercalaciones de arenisca de grano fino y limolita	
1600'	57			FM. ATLANTA	MB. ATLANTA ARCILLOSO	Areniscas de grano fino con matriz arcillosa
2000'					MB. ATLANTA BASAL	Areniscas de grano medio a grueso con matriz arcillosa
2050'				FM. SANTA ELENA		Lutita tobacea
2080'	66.5	SE-1	Chert			
2200'		SE-2	Chert			
2250'		SE-3	Chert			
				Intercalaciones de lutitas y areniscas de grano fino		
		CRETACICO	SUPERIOR			

Figura 3. Columna estratigráfica campo Santa Paula modificado de (Narváez & Viteri, 2003).

En la Figura 3, se muestra la columna estratigráfica del área de Santa Paula, el cual detalla las formaciones, el tipo de roca sedimentaria de cada formación con sus respectivas profundidades y edad a la que pertenece.

### 2.1.5 Reservas del campo

Las reservas son cantidades de petróleo estimadas para ser recuperadas comercialmente, estos depósitos conocidos van a ser explotados desde una fecha establecida y bajo condiciones definidas. Para lograr recuperar estas reservas se aplican proyectos de desarrollo diseñados para extraer la mayor cantidad de fluido posible. Existen tres tipos de reservas que se encuentran clasificadas de acuerdo al porcentaje de incertidumbre, estas se clasifican en: reservas probadas, reservas probables y reservas posibles (Ríos et al., 2017).

- **Reservas Probadas.** – Las reservas probadas son aquellas que, a través del análisis de datos de ingeniería y geociencia, es posible estimar con una certidumbre razonable la cantidad de hidrocarburos que pueden ser explotados comercialmente de reservorios conocidos; bajo condiciones económicas actuales, métodos de operación y condiciones especificadas por el gobierno (Ross, 2001).
- **Reservas Probables.** – Las reservas probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, indican que se podrá recuperar hidrocarburo con un grado menor de certeza al de las reservas probadas (L.D.L.E.P., 2005).
- **Reservas posibles.** – Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería muestra que es menos probable que se recuperen que las reservas probables (Ross, 2001).

La Figura 4 ilustra cómo se clasifican las reservas con los volúmenes de hidrocarburo que pueden ser recuperados en términos probabilísticos; la probabilidad de que existan reservas probadas es del 90%, mientras que la probabilidad de que existan las reservas probadas y posibles es del 50% y la probabilidad de que existan las reservas probadas, probables y posibles es del 10% (Figuerola, 2006).

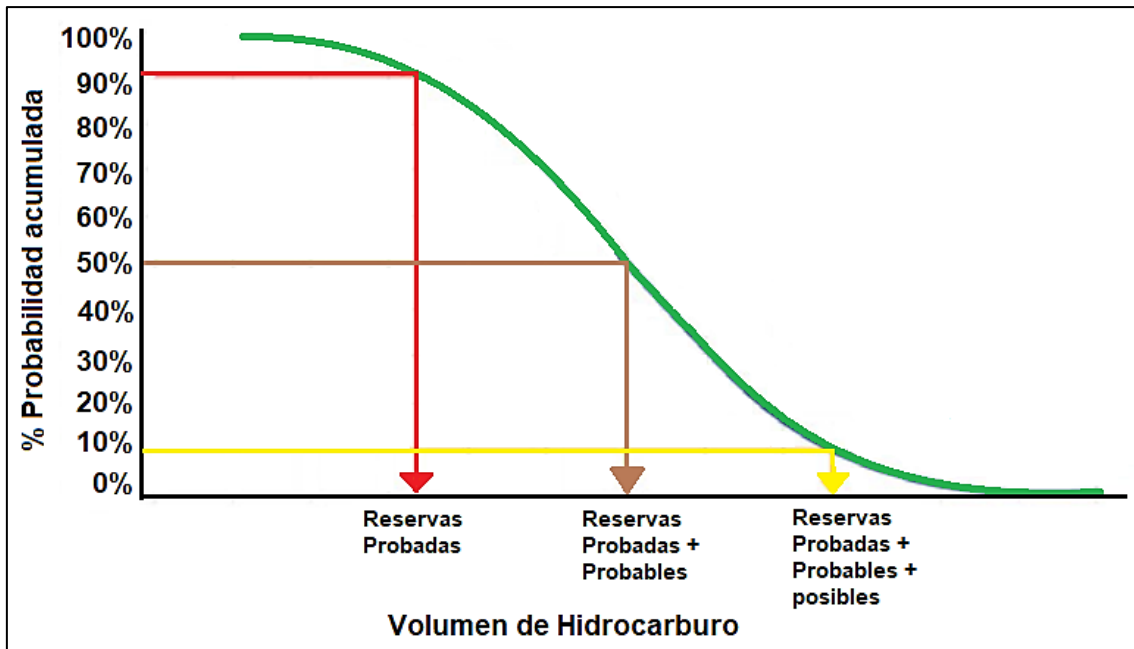


Figura 4. Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos modificado de (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

En la Tabla 1 se muestra cómo las reservas probadas, probables y posibles se encuentran distribuidas en la Formación Atlanta y Santa Elena; de acuerdo con los estudios realizados por la empresa Pacifpetrol S. A. se ha determinado que la mayoría de las reservas de crudo pertenece a la Formación Atlanta lo que quiere decir que es financieramente factible al precio actual del petróleo. Sin embargo, en términos probabilísticos ambas formaciones no cuentan con reservas posibles, debido a que análisis de datos de geociencia e ingeniería muestran que son menos probables que se recuperen que las reservas probables, sus acumulaciones de reservas no son económicamente rentables para la recuperación de la inversión y producción.

Tabla 1: Reservas estimadas de la sección Santa Paula (Pacifpetrol S.A., 2021b).

Formación	Reserva total (MMbbls)	Reserva probada (MMbbls)	Reserva probable (MMbbls)	Reserva posible (MMbbls)
Atlanta	73,53	0.10	0.67	-
Santa Elena	6,43	0,32	-	-



## 2.2 FUNDAMENTOS DE MECÁNICA DE ROCAS

Definida de manera general por el *US National Committee on Rock Mechanics* en 1964 y redefinida en 1974: “*La mecánica de rocas es la ciencia teórica y práctica del comportamiento mecánico de las rocas y de los macizos rocosos; es la rama de la mecánica referente a la respuesta de la roca y del macizo rocoso a los campos de fuerza de su ambiente físico*”.

La aplicación de la mecánica de rocas en ingeniería de petróleo es importante al momento de perforar uno o más pozos, evaluar su estabilidad y debido a que esta acción cambia los campos de fuerza del ambiente físico de la roca. El estudio teórico, práctico en el comportamiento de la roca y su respuesta ante la acción de fuerzas internas y externas aplicadas en su entorno físico requiere de la aplicación de técnicas analíticas específicamente desarrolladas para dicho propósito (Campos, 2017).

### 2.2.1 Mecánica de rocas

El estudio del comportamiento mecánico y deformación de las rocas es de gran importancia para la ingeniería en petróleo debido al ambiente físico donde se encuentra la roca ya que está sometida a cambios de campo de fuerza durante el desarrollo de técnicas para la producción de petróleo. A continuación, se especifican las siguientes definiciones y ecuaciones, mismos que servirán en la investigación para predecir el comportamiento mecánico de la roca posterior a su fracturación (Campos, 2017).

- **Esfuerzo.** – El esfuerzo se define como la fuerza por unidad de superficie que soporta o se aplica sobre un plano cualquiera de un cuerpo. Asumiendo que el esfuerzo esta uniformemente distribuido en el material (Calderón, 2014).

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

Donde:

$\sigma$  = esfuerzo

$F$  = fuerza aplicada

$A$  = área de aplicación

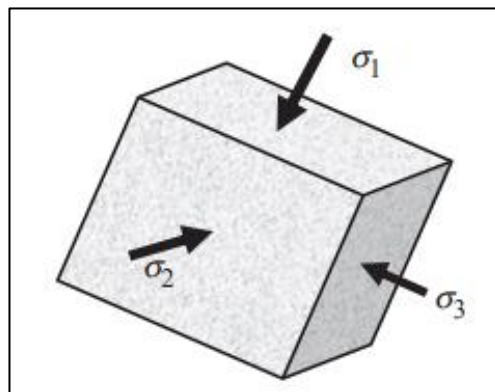
- *Esfuerzo normal y esfuerzo de cizalla.* – Los esfuerzos normales ( $\sigma_n$ ) son aquellos esfuerzos orientados perpendicularmente a la superficie y tienden a cambiar el volumen del material; el esfuerzo de cizalla o también denominado esfuerzo cortante ( $\tau$ ) actúan paralelos a la superficie y tienden a deformar el material sin cambiar el volumen. El esfuerzo normal y el esfuerzo cortante se definen mediante las siguientes expresiones (Berry & Reid, 1996).

$$\sigma_n = \text{esfuerzo normal} = \frac{\text{fuerza normal al plano}}{\text{área del plano}} \quad (2)$$

$$\tau = \text{esfuerzo de corte} = \frac{\text{fuerza paralela al plano}}{\text{área del plano}} \quad (3)$$

- *Esfuerzos principales.* – Los esfuerzos principales son aquellos que actúan perpendicularmente a la cara de la partícula donde los esfuerzos cortantes son iguales a cero ( $\tau = 0$ ) como se muestra en la Figura 5. Los esfuerzos principales pueden ser expresados de la siguiente manera (Nauroy, 2011).

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (4)$$



*Figura 5. Esfuerzos principales en un plano.*

- *Esfuerzo efectivo.* – El esfuerzo efectivo es aquel que controla los cambios de volumen y la resistencia al corte del suelo; matemáticamente se define como la diferencia entre el esfuerzo total en una dirección y la presión de poro (Berry & Reid, 1996).

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (5)$$

Donde

$\sigma'$  = esfuerzo efectivo

$\sigma$  = esfuerzo total

$P_p$  = presión de poro

- *Esfuerzos in situ.* – El esfuerzo in situ es el estado de esfuerzo original en las rocas, estos esfuerzos son ortogonales entre ellos y perpendiculares al plano donde se aplican, son expresados de la siguiente manera: esfuerzos verticales ( $\sigma_v$ ), horizontal máximo ( $\sigma_H$ ) y horizontal mínimo ( $\sigma_{min}$ ). Los esfuerzos in situ se encuentran normalmente bajo la acción de esfuerzos compresivos debido al peso de sobrecarga, como se muestra en la Figura 6.

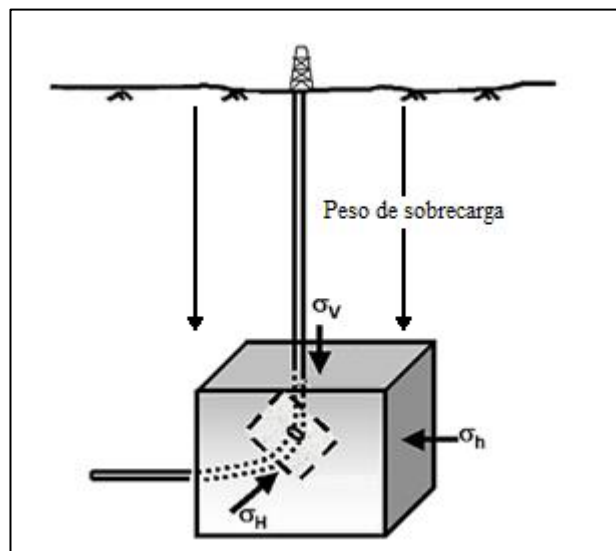


Figura 6. Representación de esfuerzos in situ en un pozo modificada de (Zhang, 2019).

- **Constantes elásticas**

- *Módulo de Young.* – El módulo de Young se define como la relación entre el esfuerzo aplicado perpendicularmente y la deformación axial de un mismo material, obteniendo como resultado un cambio longitudinal (Torres, 2011).

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (6)$$

Donde:

$E$  = módulo de Young

$\sigma$  = esfuerzo

$\varepsilon$  = deformación

La siguiente ecuación representa el módulo de Young dinámico, mediante velocidades de onda compresional y de cizalla (Miskimins, 2019):

$$E_d = \frac{1.34684 \times 10^{10} \rho_b (3V_p^2 - 4V_s^2)}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} \quad (7)$$

Donde:

$E_d$  = módulo de Young dinámico

$V_p$  = velocidad de la onda de compresión

$V_s$  = velocidad de la onda de corte

$\rho_b$  = densidad aparente

- *Relación de Poisson.* – La relación de Poisson es la relación de la deformación transversal y la deformación axial sobre un material tensionado a lo largo de un eje (Gutiérrez, 2016).

$$v = -\frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{long}} \quad (8)$$

Donde:

$v$  = relación de Poisson

$\varepsilon_{lat}$  = deformación lateral

$\varepsilon_{long}$  = deformación longitudinal

La siguiente ecuación representa la relación de Poisson dinámica (Miskimins, 2019):

$$v_d = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right)^2 - 1} \quad (9)$$

Donde:

$v_d$  = relación de Poisson dinámico

$\Delta t_s$  = velocidad de la onda de compresión

$\Delta t_c$  = velocidad de la onda de corte

Otra forma de calcular la relación de Poisson es a partir del nomograma de Eaton (Escobar et al., 2018):

$$v = 0,0645 \ln(H) - 0,0673 \quad (10)$$

Donde:

$H$  = profundidad

- *Módulo de corte.* – El módulo de corte indica la cantidad de energía necesaria para deformar elásticamente un material al aplicarle un esfuerzo cortante, se expresa de la siguiente manera (Domínguez, 2012):

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (11)$$

Donde:

$G$  = módulo de corte

$\tau$  = esfuerzo cortante

$\gamma$  = deformación de corte

### 2.2.2 Presiones de formación

- *Presión de sobrecarga.* - La presión sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso total de las formaciones supra adyacentes, es decir, por encima del punto de interés. El peso corresponde al peso combinado de los sólidos de la roca (matriz) y de los fluidos en el espacio poroso (Calderón, 2014).

$$S = 0,433 * [(1 - \phi)\rho_{ma} + (\phi\rho_f)] * h \quad (12)$$

Donde:

$S$  = presión de sobrecarga

$\emptyset$  = porosidad

$\rho_{ma}$  = densidad matriz de la roca

$\rho_f$  = densidad del fluido

$h$  = profundidad vertical verdadera

- **Presión de poro.** - La presión de poro, también llamada presión de formación es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca. Puede ser de dos tipos: normal, cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido, propio de la formación; y anormal, cualquier presión diferente a la presión normal de una formación, para un área dada (Bowers, 2001; Pérez et al., 2009).
- **Presión de fractura.** – La presión de fractura es la presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca y la presión de formación. Para predecir la presión de fractura se empleará el método de Eaton, este método introduce la relación de Poisson en donde la magnitud del esfuerzo horizontal causado por el esfuerzo vertical es una función de la relación de Poisson de la roca, la ecuación resultante de la presión de fractura es (Gutiérrez, 2016):

$$P_f = \frac{\nu}{1 - \nu} (S - P_p) + P_p \quad (13)$$

Donde:

$P_f$  = presión de fractura

$\nu$  = relación de Poisson

$S$  = presión de sobrecarga

$P_p$  = presión de poro

### 2.2.3 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas son importantes puesto que con ellas se puede predecir el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, con estos datos se busca mejorar las condiciones del yacimiento y el desplazamiento de los fluidos mediante la

estimulación de reservorios, obteniendo como resultado una producción rentable (Castillo & Ortega, 2016).

- **Saturación del fluido.** – La saturación de un fluido indica el volumen de fluido en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura que se encuentre el yacimiento, la saturación de fluidos se obtiene de las siguientes maneras dependiendo del tipo de fluido (Lorenzo & Morato, 2018):

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (14)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (15)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (16)$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (17)$$

D onde:

$S_o$  = saturación de petróleo

$S_w$  = saturación de agua

$S_g$  = saturación de gas

$V_o$  = volumen de petróleo

$V_p$  = volumen de poro

$V_w$  = volumen de agua

$V_g$  = volumen de gas

- **Porosidad.** – La porosidad es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca; la porosidad de una roca es una medida del volumen de poro que es capaz de contener fluidos como aceite, gas, agua y vapor de agua (Castillo & Ortega, 2016).

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (18)$$

Donde:

$\emptyset$  = porosidad

$V_p$  = volumen poroso

$V_T$  = volumen total

La porosidad depende de la existencia de poros interconectados y poros aislados, Escobar (2012) en su libro de “*Fundamentos de ingeniería de yacimientos*” la clasifica de la siguiente manera:

- *Porosidad absoluta.* – La porosidad absoluta considera el volumen neto poroso de la roca esté o no interconectado.
- *Porosidad efectiva.* – La porosidad efectiva es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca.
- *Porosidad no efectiva.* – La porosidad no efectiva es el diferencial entre porosidad absoluta y efectiva.

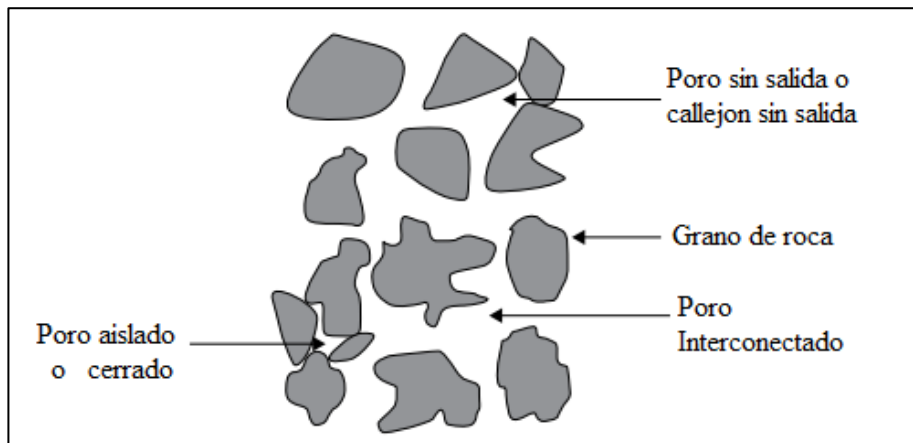


Figura 7. Porosidad de una roca (Speight, 2016).

- **Permeabilidad.** – La permeabilidad es una propiedad de la roca que permite el flujo de fluidos a través del medio poroso interconectado de una roca, sin que se dañen ni se desplacen partículas de la roca; su ecuación es obtenida a partir de un ajuste del modelo matemático de Darcy (Lorenzo & Morato, 2018).



$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (19)$$

Donde:

$K$  = permeabilidad

$q$  = tasa de producción

$\mu$  = viscosidad en la dirección de recorrido

$L$  = distancia que recorre el flujo

$A$  = sección transversal

$\Delta P$  = diferencia de presión

La permeabilidad de la roca ( $K$ ) es importante ya que controla el movimiento direccional y la velocidad del flujo de los fluidos en el yacimiento y se clasifica de la siguiente manera (Castillo & Ortega, 2016):

- *Permeabilidad absoluta.* – La permeabilidad absoluta es la conductividad de una roca a un fluido cuando el fluido satura 100% el espacio poroso.
- *Permeabilidad efectiva.* – La permeabilidad efectiva es la medición de la permeabilidad cuando la roca está saturada en presencia de uno o más fluidos (petróleo, agua o gas) y saturan el medio poroso.
- *Permeabilidad relativa.* – La permeabilidad relativa es la relación entre permeabilidad efectiva y absoluta.

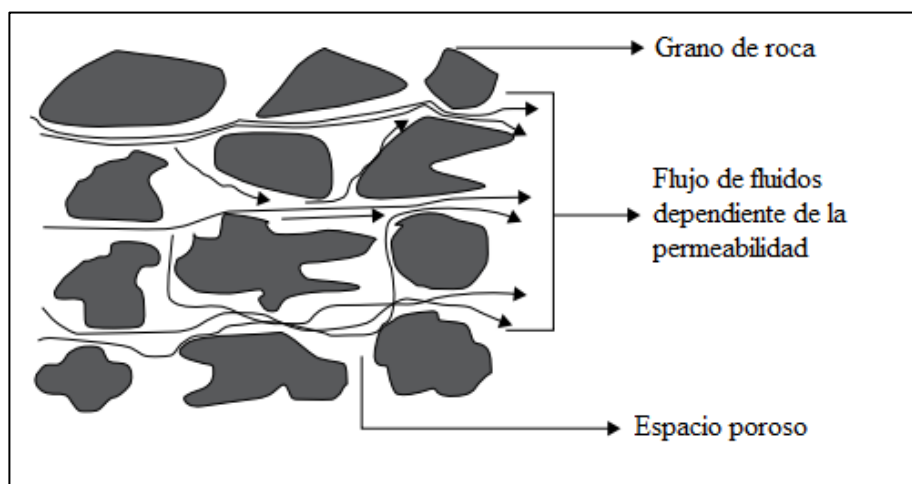


Figura 8. Permeabilidad de una roca (Speight, 2016).

- **Tensión superficial e interfacial.** – La tensión es una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles, cuando una de las fases es gas y la otra líquida se denomina tensión superficial y cuando ambas son líquidas se denomina tensión interfacial (Paris, 2001).

$$\sigma = \frac{rh(\rho_w - \rho_a)g}{2\cos\theta_c} \quad (20)$$

Donde:

$r$  = radio del capilar

$h$  = elevación del agua dentro del capilar

$\rho_w$  = densidad del agua

$\rho_a$  = densidad del aire

$g$  = constante gravitacional

$\theta_c$  = ángulo de contacto entre el agua y el tubo capilar

- **Mojabilidad.** – La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse preferentemente sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido; si la roca es mojada por petróleo es oleofílica y si es mojada por agua es hidrófila (Paris, 2001).

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{us} = \sigma_{ow}\cos\theta_c \quad (21)$$

Donde:

$\sigma_{os}$  = energía interfacial entre el sólido y el petróleo

$\sigma_{us}$  = energía interfacial entre el sólido y el agua

$\sigma_{ow}$  = energía interfacial entre el petróleo y el agua

$\theta_c$  = ángulo de contacto (petróleo-sólido-agua) medido a través del agua

#### 2.2.4 Parámetros petrofísicos del área

Los parámetros petrofísicos que poseen las Formaciones Atlanta y Santa Elena describen los aspectos físicos de la roca y del sistema roca fluido; el resultado de toda la información recopilada de la caracterización del yacimiento, se debe analizar de manera exhaustiva, para tomar buenas decisiones en la explotación del yacimiento (Meza, 2013).

En la Tabla 2 se detalla las propiedades petrofísicas de las formaciones en estudio.

*Tabla 2: Propiedades petrofísicas del área (Pacifpetrol S.A., 2021c).*

<b>Propiedades Petrofísicas</b>	<b>Formación Atlanta</b>	<b>Formación Santa Elena</b>
<b>Área (acre)</b>	639	469
<b>Vol. de Roca Efectivo (acre-pie)</b>	135,084	25,548
<b>Densidad del petróleo °API</b>	40	33,6
<b>Factor volumétrico de formación <math>\beta_o</math> (rb/STB)</b>	1,20	1,20
<b>Saturación de agua <math>S_w</math></b>	0,28	0,34
<b>Saturación de petróleo <math>S_o</math></b>	0,72	0,66
<b>Porosidad <math>\phi</math> (%)</b>	27	33
<b>Prod. Acumulada <math>N_p</math> (MMbbls)</b>	1,06	3,45
<b>Vol. Original de petróleo N (MMbbls)</b>	175,325	37,150

## 2.3 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LOS FLUIDOS

### 2.3.1 Propiedades del fluido

Las propiedades de un fluido son aquellas que definen el comportamiento y características del fluido ya sea en estado estático o dinámico. Dentro de las propiedades más importantes del fluido analizaremos las siguientes:

- **Factor Volumétrico del Petróleo.** – El factor volumétrico es definido como el volumen de petróleo en el yacimiento necesario para producir un barril de petróleo en superficie, el petróleo de formación incluye al gas disuelto (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

$$\beta_o = \frac{Vol. Pet. + Vol. Gas}{Vol. Pet.} \quad (22)$$

Donde:

$\beta_o$  = factor volumétrico

$Vol. Pet$  = volumen de petróleo

$Vol. Gas$  = volumen de gas

- **Viscosidad.** – La viscosidad es una propiedad de los líquidos para resistirse al paso del flujo, puede denominarse como fuerza de arrastre y es afectada por la presión y temperatura (Viswanath et al., 2006).
- **Densidad.** – La densidad es una propiedad intensiva de la materia definida como la masa entre su volumen a ciertas condiciones de presión y temperatura. Sus unidades en el sistema internacional son kilogramos sobre metro cúbico (kg/m<sup>3</sup>) (Arregui et al., 2017).

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (23)$$

Donde:

$\rho$  = densidad del fluido

$V$  = volumen

$m$  = masa

- **Gravedad específica.** – La gravedad específica indica la densidad de un fluido respecto la densidad del agua a temperatura estándar. La gravedad específica es adimensional, no tiene unidades debido a que resulta del cociente entre dos unidades de igual magnitud (Londoño, 2011).

$$SG = \frac{\rho_{fluido}}{\rho_w} \quad (24)$$

Donde:

$SG$  = gravedad específica del petróleo

$\rho_{fluido}$  = densidad del petróleo

$\rho_w$  = densidad del agua

- **Gravedad API.** – La gravedad API de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua (Sánchez, 2014).

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} + 131.5 \quad (25)$$

Donde:

$\gamma_o$  = gravedad específica de petróleo

## 2.4 REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros geofísicos o también denominados perfiles de pozo, son una de las actividades más importantes dentro de la exploración y producción de hidrocarburos. Esta actividad permite determinar las propiedades petrofísicas mediante la lectura continua de las características rocosas y fluidos atravesadas durante el desplazamiento de aparatos de medición (sondas) en el hoyo del pozo (Garduza, 2019).

Los parámetros que se obtienen de un pozo son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del hoyo, etc. La principal función de los registros geofísicos es la localización y evaluación de los cambios litológicos y fluidos presentes en los poros de la roca. Estos registros geofísicos pueden ser aplicados en pozos entubados y no entubados (Holmes, 2013).

### 2.4.1 Tipos de registros eléctricos y sus aplicaciones principales:

- **Registro de diámetro de broca.** – El registro de diámetro de broca genera una curva que representa el diámetro de la broca utilizada en el proceso de perforación (Oil Production, 2012).
- **Registro de calibración (Caliper).** – El Caliper es la herramienta que permite medir el diámetro del pozo, el cual permitirá diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. La función principal es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo en comparación con el diámetro de la broca que perfora el pozo indica que hubo derrumbe de la formación. Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la broca, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la broca puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque (Garduza, 2019).
- **Potencial Espontáneo.** – El potencial espontáneo registra los potenciales eléctricos naturales que se producen dentro de un pozo, midiendo la diferencia de potencial que ocurre de forma natural cuando el lodo filtrado con una salinidad invade la formación que contenía agua con una salinidad diferente. Esto puede ser usado para estimar la extensión de la invasión y en algunos casos, la salinidad del agua de formación. La función principal consiste en diferenciar las litologías porosas permeables, potencialmente almacenadoras de hidrocarburo, de las litologías arcillosas improductivas. Además, determina topes y bases, estima la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) y el contenido de arcilla ( $V_{sh}$ ) en las rocas reservorio (Camargo, 2005).
- **Registros de resistividad.** – Los registros de resistividad son herramientas que permiten conocer la resistividad de las rocas (capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de la corriente eléctrica inducida). Estos registros son diseñados para ver un rango de profundidades de investigación dentro de la formación, se utilizan para estimar contactos agua-petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) y la resistividad verdadera de la formación ( $R_T$ ). Estas herramientas se dividen en dos categorías principales:

los registros Laterolog y los registros de inducción; los registros Laterolog utilizan corrientes de baja frecuencia; por lo tanto, requieren un lodo base agua y los registros de inducción miden los campos magnéticos causados por corrientes eléctricas inducidas; debido a que operan con altas frecuencias, éstas requieren un sistema de lodos base aceite (Manzano, 2009).

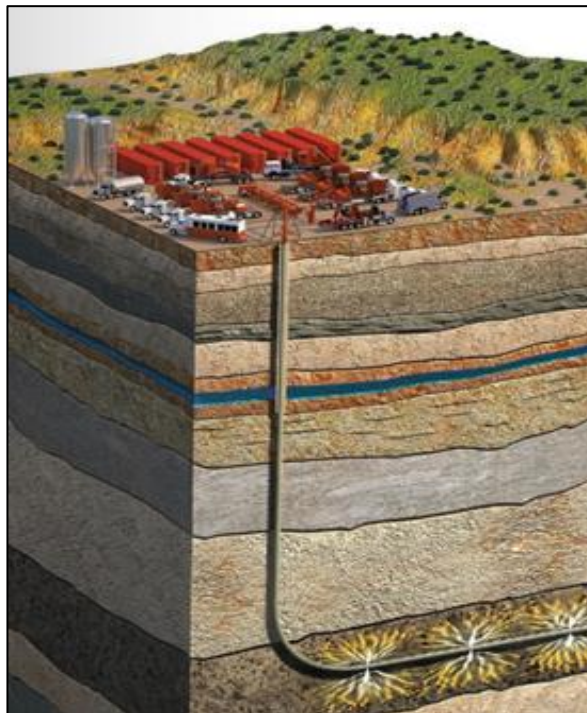
- **Rayos Gamma.** – El registro de rayos Gamma se basa en la medición de la emisión natural de rayos Gamma que tienen las rocas, su aplicación se debe a que las lutitas tienen emisiones de rayos Gamma mayores que las arenas; mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de rayos Gamma. Se utiliza para calcular el contenido de volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) de la formación, estimar el tamaño de grano y distinguir entre litologías porosas y no porosas. Puede usarse en pozos entubados y con lodo base aceite, la unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 100 API (Garduza, 2019).
- **Registro Neutrónico.** – El registro neutrónico determina la ubicación de zonas porosas en la formación y zonas de gas en combinación con registros de densidad, estos registros responden a la concentración de átomos de hidrógeno presentes en una formación. En formaciones limpias, desprovistas de shale, la herramienta neutrónica mide con precisión la cantidad de porosidad llena con líquido, ya sea aceite o agua. El registro neutrónico puede ser utilizado en cualquier tipo de pozos (entubados y no entubados), lleno de gas o lodos base agua o aceite (Camargo, 2005).
- **Registros de densidad.** – El registro de densidad se basa en medir la densidad de la formación para luego ser usada como un indicador de porosidad primaria. El registro puede ser usado sólo o en combinación con otra herramienta, tal como el neutrón para determinar litología y tipo de fluido poral. Funciona bien en pozos que contengan lodo con base aceite, lodo con base agua de cualquier salinidad, o gas (Rojas, 2011).
- **Registros sínicos.** – Los registros sínicos utilizan el mismo principio que los métodos sísmicos, mide la velocidad del sonido en ondas que viajan a través del pozo. El objetivo principal del registro sínico es determinar la porosidad

en las rocas penetradas por el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad y, por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. La curva que se genera en el registro sínico se lee de derecha a izquierda y la unidad de medida es el microsegundo por pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) de 140-40 (Oil Production, 2012).

## 2.5 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación utilizada en la industria del petróleo, permitiendo mejorar la producción de hidrocarburos en diferentes tipos de yacimientos mediante la carga hidráulica (presión) ejercida por un fluido en el interior de la fractura, en este proceso se supera los esfuerzos in situ y se causa falla en el medio poroso (Calderón, 2014).

La Figura 9, representa un trabajo de fracturamiento hidráulico donde a un pozo se le ha inyectado un fluido fracturante, lo que permite superar los esfuerzos in situ generando las denominadas fracturas hidráulicas, esto a su vez ayuda a que el fluido atrapado pueda llegar a la superficie y así poder aumentar o mantener la producción del pozo.



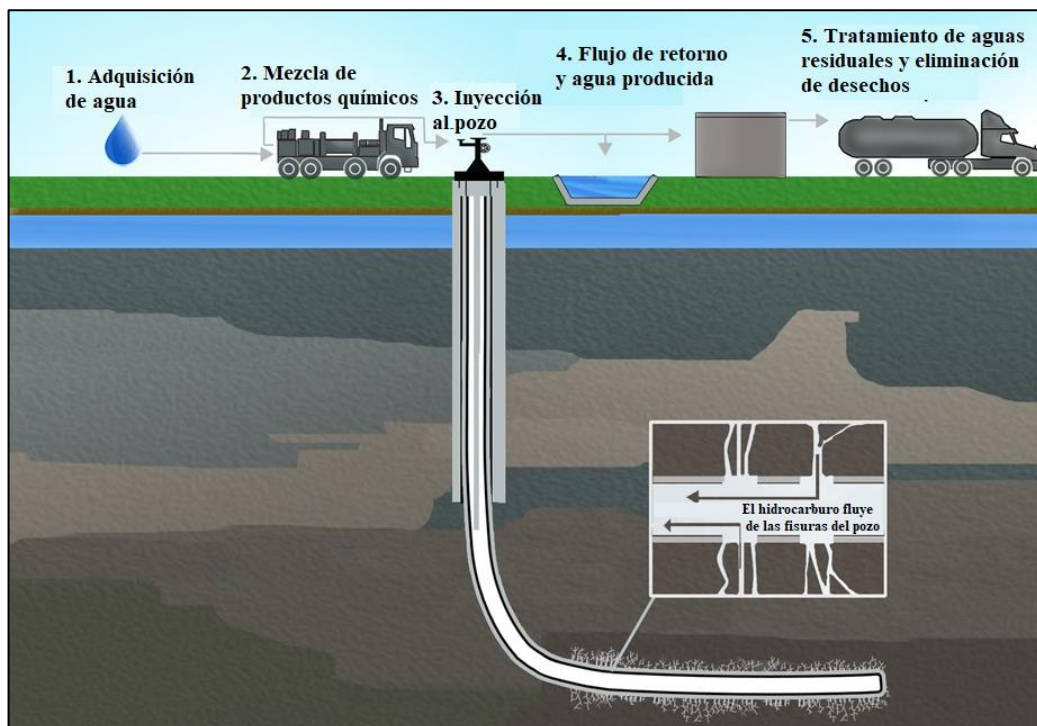
*Figura 9. Fracturamiento hidráulico (Madrid, 2016).*



## 2.5.1 Proceso del fracturamiento hidráulico

El proceso de fracturamiento hidráulico se realiza mediante la inyección de un fluido a alta presión a través de un pozo para superar los esfuerzos in situ de la roca. Su efectividad se basa en la orientación y extensión del área del sistema de fractura, creando accesos a las reservas de petróleo y gas natural (Speight, 2016).

En la Figura 10 se observa cómo un yacimiento ha sido fracturado, su proceso inicia adquiriendo el material principal de la técnica “el agua”, luego se procede a mezclar los apuntalantes y aditivos necesarios que requerirá el tratamiento de fracturamiento hidráulico de acuerdo a las características y propiedades petrofísicas que presente el yacimiento, después se bombea el fluido fracturante el cual cumplirá con la función de crear la presión suficiente para generar las fracturas en la roca procediendo a la liberación del crudo, posterior a la fractura se procede a retirar el fluido para empezar a producir.



*Figura 10. Diagrama de proceso de fractura (Hanania, Jenden, & Stenhouse, 2014).*

El fracturamiento hidráulico de una formación se establece en cuatro etapas de acuerdo con (Speight, 2016):

- ***Etapa ácida.*** – La etapa ácida involucra miles de galones de agua mezclados con ácido diluido, tales como ácido clorhídrico o muriático, empleados para limpiar los restos de cemento en el pozo y generar un conducto abierto para otros fluidos de fracturamiento.
- ***Etapa de almohadilla.*** – La etapa de almohadilla consiste en inyectar miles de galones de fluido base agua sin material apuntalante, llenando así el pozo creando canales a la formación que ayudará a facilitar el flujo y la colocación del material apuntalante.
- ***Etapa de secuencia de apoyo.*** – La etapa de secuencia de apoyo consiste en varias subestaciones de agua combinadas con material de apoyo (arena o material cerámico) destinadas a dejar abierta las fracturas creadas. En esta etapa se emplean miles de galones de agua y el material apuntalante varía dependiendo del tamaño de fractura desde un tamaño de partícula más fino a uno más grueso a lo largo de la secuencia.
- ***Etapa de lavado.*** – La etapa de lavado consiste en un volumen de agua dulce suficiente para eliminar el exceso de apuntalante del pozo, para luego hacer el respectivo monitoreo al pozo y verificar que los fluidos estén en las zonas destinadas y evitar posibles problemas de taponamientos.

## **2.5.2 Fluidos de fracturamiento**

Los fluidos de fracturamiento son una mezcla de un fluido base con agentes apuntalantes y aditivos, la función de los fluidos de fracturamiento es transmitir la presión hidráulica de las bombas de superficie a la formación, creando las fracturas en la roca donde se encuentra atrapado el petróleo/gas y llevando el material apuntalante sobre ella. Por lo general, la mayor parte del fluido de fracturamiento es agua y los aditivos químicos sirven para mantener las tuberías frías, reducir la fricción, evitar la acumulación de sarro y el crecimiento bacteriano (Navarro, 2017).

El trabajo de investigación de Hernández (2011) denominado “*Caracterización de un fluido polimérico para fracturamiento hidráulico*” indica que para lograr un mejor

desempeño en la estimulación el fluido fracturante debe poseer las siguientes propiedades:

- Compatibilidad con el material de la formación
- Capacidad de transporte.
- Coeficiente bajo pérdida por filtrado.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
- Fácil preparación de fluido en el campo.
- Bajos costos.
- Preparación fácil y manipulación segura.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Capaz de desarrollar el ancho necesario de la fractura.
- Baja pérdida de presión por fricción.

Los fluidos de fracturamiento pueden ser a base agua los cuales tienen un bajo costo, alto desempeño, fácil manejo, polímeros solubles que aumentan la viscosidad; los fluidos base aceite causan menos daño a la formación y tienen baja conductividad de la fractura generada; también están los fluidos de base alcohol, estos disminuyen la tensión superficial del agua y genera un gran uso como estabilizador de temperatura. Además, existe el fluido base espuma el cual es una tecnología basada en burbujas de gas que brindan una alta viscosidad y aportan una excelente capacidad de transporte del material apuntalante (Castañeda et al., 2012).

- **Flujo no-Darciano.** - El flujo no-Darciano, también conocido como flujo turbulento se presenta cuando existen altas velocidades de flujo tanto en pozos de petróleo como pozos de gas, ocasionando que el flujo que converge en el pozo alcance velocidades que excedan el número de Reynolds para el flujo laminar o flujo de Darcy y da como resultado un flujo turbulento; como la mayoría del flujo turbulento tiene lugar en las zonas cercanas al pozo productor, el efecto del flujo no Darciano es un factor de daño dependiente del flujo (Madrid, 2013).

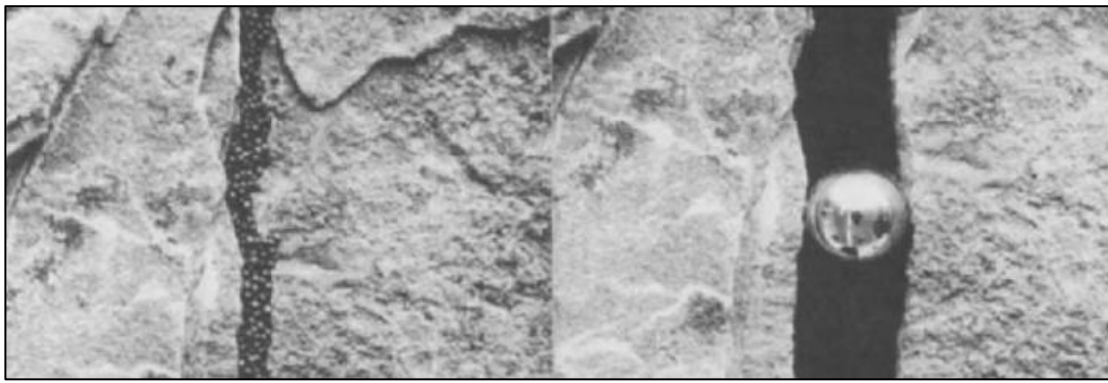
### 2.5.3 Aditivos

Los aditivos son materiales que se utilizan independientemente del fluido fracturante, debido a que los fluidos de fracturamiento no poseen todas las propiedades que se necesitan al momento de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico. Su uso varía de acuerdo con la formación a fracturar, y de la empresa que llevará a cabo el fracturamiento, los aditivos producen efectos específicos como: controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el pH, y mejorar la estabilidad con la temperatura. Los aditivos comúnmente utilizados son (C. Hernández & Soto, 2009):

- **Viscosificadores.** – Los Viscosificadores se utilizan para incrementar la viscosidad del fluido fracturante, ya que la viscosidad permite transportar el material apuntalante hacia la fractura creada.
- **Gelificadores.** – Los gelificadores aumentan la viscosidad del fluido de base agua, con el fin de ayudar al transporte y suspensión del agente apuntalante.
- **Controladores de filtrado.** – Los controladores de filtrado son usados en los lodos a base agua, disminuyen la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial.
- **Reductores de pérdida de fricción.** – Los reductores de pérdida de fricción son sólidos finamente divididos, los cuales durante el tratamiento forman un revoque temporal sobre la cara de la fractura, reduciendo así la fuga del fluido.
- **Surfactantes.** – Los surfactantes son agentes que reducen la tensión superficial del fluido de la formación para mantener la viscosidad del fluido de fracturamiento.
- **Secuestrantes o agentes quelantes.** – Los agentes quelantes sirven para crear un reactivo cuya propiedad es unirse a ciertas sustancias que quieren evitarse en el fluido, disminuyendo su concentración para no interferir con el tratamiento.

## 2.5.4 Agente soporte

El agente soporte o apuntalante debe tener una gran resistencia, pues es el único que debe permanecer en la fractura manteniéndola abierta como se aprecia en la Figura 11, generando un canal de conducto entre la formación y el pozo, permitiendo el flujo de los fluidos, la concentración del agente soportante depende de la capacidad de transporte del mismo con el fluido, la cabida de tolerancia del yacimiento y creación de fractura, la función principal es oponerse al esfuerzo en el plano horizontal con la finalidad de mantener abierta la fractura luego de la inyección de fluido (Torres, 2011).



*Figura 11. Modelo de apuntalante en una fractura (Mader, 1989).*

Las propiedades físicas del agente soporte fueron divididos en dos tipos principales (Peña, 2014):

- **Apuntalante elasto-frágiles.** – El apuntalante elasto-frágil es un tipo de apuntalante en el cual las deformaciones son casi nulas a los esfuerzos aplicados sobre el material apuntalante hasta llegar al punto de ruptura, un ejemplo puede ser arenas de sílice.
- **Apuntalante elasto-plástico.** – Los apuntalantes elasto-plásticos poseen una deformación proporcional a los esfuerzos aplicados, la curva de esfuerzo contra la deformación presenta una primera fase elástica y posteriormente, el comportamiento de la deformación es plástica.

Los apuntalantes poseen otras características que se deben tener en cuenta durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico (Mader, 1989):

- Redondez
- Gravedad específica
- Densidad aparente
- Tamaño de grano
- Solubilidad en ácido
- Resistencia a la compresión
- Agrupamiento

El tipo de materiales en agente de apuntalante se divide en dos, apuntalantes naturales y apuntalantes sintéticos (C. Hernández & Soto, 2009).

- ***Apuntalantes naturales.*** – Los apuntalantes naturales se encuentran en arenas de cuarzo y sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre, hasta un límite de 4000 psi.
- ***Apuntalantes sintéticos.*** – Los apuntalantes sintéticos se caracterizan por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación llegando a soportar esfuerzos de cierre de hasta 14000 psi. Los productos más comunes son:
  - Arena
  - Cáscara de nuez
  - Bolas de aluminio o acero
  - Esferas de vidrio
  - Arenas recubiertas en resina
  - Bauxita
  - Cerámicos

### **2.5.5 Geometría de la fractura**

La fractura puede propagarse lateral y verticalmente creando una geometría de fractura, al principio se pensaba que las fracturas eran horizontales, pero Hubbert y Willis con Shell Oil Company presentaron un artículo en el año 1957 informando sobre el trabajo que habían realizado en un modelo de gelatina, el trabajo indicó que todas las

fracturas eran verticales, a mediados de la década de 1960 fue cuando la industria acepto la teoría de que todas las fracturas eran verticales y que muy pocas eran horizontales o inclinadas (Smith & Montgomery, 2015).

La geometría de las fracturas depende de la técnica que se vaya a utilizar, propiedades del yacimiento, fluidos de fractura, formaciones estratificadas, entre otros incluyendo la intensidad del esfuerzo. En yacimientos no convencionales la geometría tiene desafíos que incluyen el azimut de fractura, no crear la longitud esperada, roca quebradiza o dúctil y una red de fracturas simples o complejas. En el proceso del tratamiento de fracturamiento hidráulico la geometría queda definida por la altura, longitud y amplitud de la fractura (Kennedy et al., 2012).

### **2.5.6 Orientación de la fractura**

La orientación y el tamaño de una fractura está determinado por los esfuerzos locales de la formación (esfuerzos in-situ) y al mecanismo que la genera; Los principales esfuerzos ortogonales son: esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ), esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ), esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_{min}$ ). Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos son determinadas por el régimen tectónico de la región y la profundidad, presión de poro y las propiedades de la roca, que definen como se distribuye el esfuerzo en las formaciones (Bustos, 2018).

Las fracturas hidráulicas se abren en dirección al esfuerzo principal mínimo y se propagan por el plano de mayor esfuerzo, si el esfuerzo de compresión máximo es el de sobrecarga, las fracturas serán verticales y perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo; en un pozo vertical, uno de los esfuerzos principales es el esfuerzo vertical, el cual es paralelo al eje del pozo, si este esfuerzo es el mínimo esfuerzo la fractura iniciara y se propagara horizontalmente (Calderón, 2014).

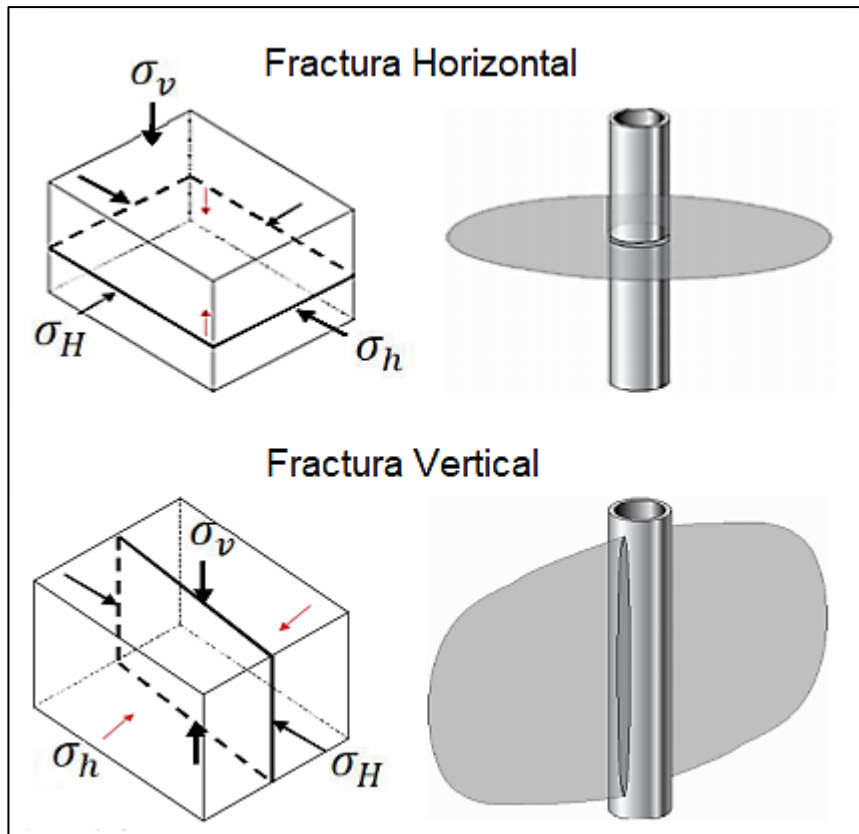


Figura 12. Orientación de la fractura modificada de (Calderón, 2014).

### 2.5.7 Longitud/altura de fractura

La longitud y altura a la que se propagará una fractura está controlada por el volumen, la velocidad y la presión del fluido que se bombea; la zona de confinamiento superior limitará el crecimiento vertical de una fractura debido a que posee suficiente resistencia o elasticidad para contener la presión de los fluidos inyectados. Tomar en cuenta que la longitud de una fractura igualmente puede verse influenciada por fracturas o fallas naturales, la atenuación natural de la fractura ocurrirá en distancias respectivamente cortas debido al volumen limitado de fluido que se bombea y la dispersión de la presión de bombeo independientemente de las rutas migratorias que se cruzan (Speight, 2016).



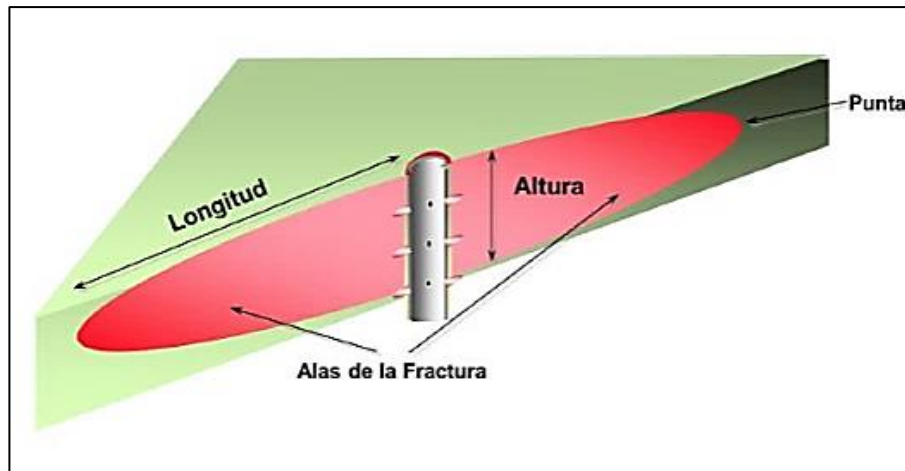


Figura 13. Diagrama de longitud y altura de la fractura (Sócrates, 2016).

### 2.5.8 Modelos para la fractura hidráulica

La inyección de un fluido a alta presión en un pozo origina la fractura en la formación, la geometría y el crecimiento de la fractura, puede ser definida por modelos que tomen en cuenta los siguientes parámetros: propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido fracturante y condiciones a la que el fluido es inyectado. La propagación de la fractura depende de la distribución de esfuerzo local y las propiedades de la roca, ya que puede propagarse vertical, horizontal y llegar a cambiar la dirección original del plano de deformación (Pazmiño, 2004).

Los modelos para la fractura hidráulica se emplean tanto en pozos verticales como horizontales, este trabajo se enfocó en diseños de fracturas para pozos verticales, ya que los pozos del campo G.G.V. son verticales en su mayoría y el pozo propuesto para el análisis es vertical; en términos generales existen tres categorías para el modelado de las fracturas (Calderón, 2014):

- **Modelo en dos dimensiones (2D).** - Los modelos 2D determinan el ancho y la longitud de la fractura, los parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura se consideran como un paralelepípedo. Estos modelos son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida, a continuación, se muestran los casos con variación de longitud de fractura ( $x_f$ ) versus altura de la fractura ( $h_f$ ): En el caso de que una fractura sea mucho más larga que la altura ( $x_f \gg h_f$ ) se tiene el modelo de Perkins, Kern, y

Nordgren (PKN) el cual es una aproximación adecuada; si se da el caso de que las longitudes de fractura sean mucho menores que la altura de la fractura ( $h_f \gg x_f$ ) se emplea el modelo de Khristianovic & Zheltov, y Geertsma & de Klert (KGD); pero cuando la altura es el doble de la longitud de la fractura ( $2x_f = h_f$ ), es conocida como modelo radial, se produce debido a que la altura de la fractura utilizada es dinámica lo cual significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura (Andrade, 2007).

El modelo 2D se usa para cálculos del ancho de fractura y la propagación de fractura, ya sea de fluido Newtoniano o no Newtoniano; considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación. La Figura 14 presenta una gráfica del plano de deformación vertical y horizontal en 2D para la condición de deformación de la zona productora (Pazmiño, 2004).

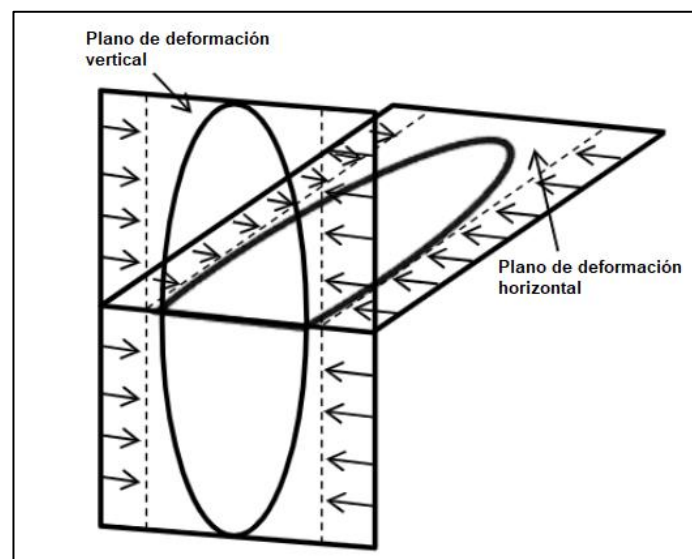


Figura 14. Condiciones de los planos de deformación horizontal y vertical (Pazmiño, 2004).

- *Modelo P.K.N.* - El modelo P.K.N considera para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo, en la Figura 15 se muestra cómo la máxima amplitud está en la línea central de la elipse con cero de ancho en el tope y el fondo, la altura es constante y la longitud es consecuentemente mayor que la altura y el ancho (Sarango, 2018).

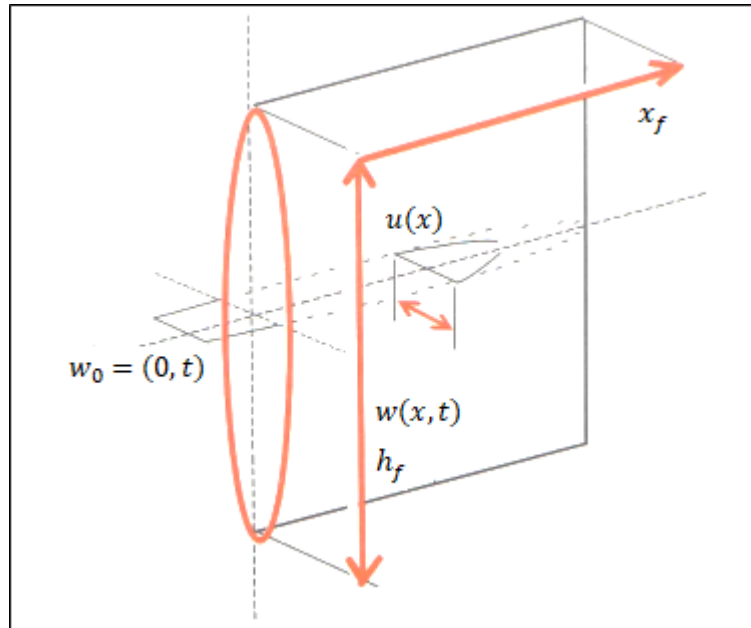


Figura 15. Modelo Geométrico P.K.N (Pazmiño, 2004).

La geometría elíptica da iniciativa a una expresión para el ancho promedio de la fractura, se obtiene al multiplicar en ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico  $\gamma$ , el cual es aproximadamente igual a 0,75, en unidades de campo queda expresada de la siguiente manera (Andrade, 2007):

$$\bar{w} = 0,3 \left[ \frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \left( \frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (26)$$

Donde:

$\bar{w}$  = es el ancho promedio de la fractura

$q_i$  = tasa de flujo

$\mu$  = viscosidad de fluido fracturante

$x_f$  = longitud de fractura

$G$  = módulo de corte o cizalla

El ancho máximo de fractura para un fluido no Newtoniano en unidades de campo se expresa de la siguiente forma:

$$w_{max} = 12 \left[ \left( \frac{128}{3\pi} \right) (n+1) \left( \frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left( \frac{0,9775}{144} \right) \left( \frac{5,61}{60} \right)^{n'} \right]^{\frac{1}{2n'+2}} * \left( \frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (27)$$

Donde:

$w_{max}$  = ancho máximo de la fractura.

$n'$  = índice de comportamiento del fluido (adicional)

$k'$  = índice de consistencia de fluido

$E$  = módulo de Young

$q_i$  = caudal de inyección

- *Modelo K.G.D.* - El modelo K.G.D se presenta en la Figura 16, es un modelo que gira 90° el modelo PKN, el cual se usa para aproximar la geometría de la fractura cuando  $h_f \gg x_f$ , no se recomienda para casos donde grandes fracturas en la formación productora se generen con el fracturamiento hidráulico. Para la aplicación en fluidos no newtonianos se emplea la viscosidad equivalente de la ley de potencias; la ecuación para hallar el ancho promedio ( $\bar{w}$ ) de la fractura en unidades de campo queda de la siguiente manera (Peña, 2014):

$$\bar{w} = 2,53 \left( \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right)^{1/4} \quad (28)$$

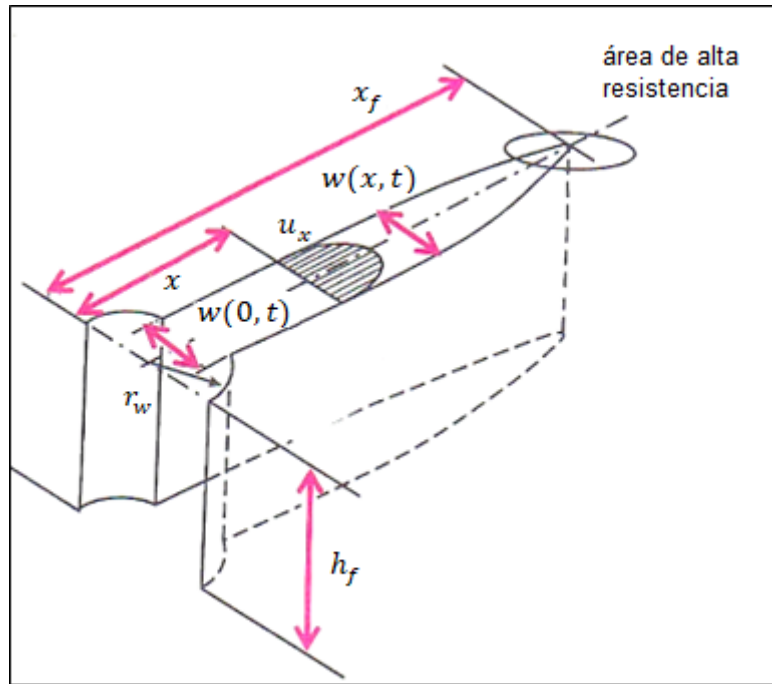


Figura 16 Modelo geométrico K.G.D (Pazmiño, 2004).

- *Modelo radial.* – El modelo radial considera que la presión de fluido permanece constante, es aplicado a yacimientos homogéneos, cuando no hay barreras que limitan el crecimiento de la altura de la fractura, cuando se crea una fractura horizontal y cuando la distribución del esfuerzo mínimo in situ es uniforme (Calderón, 2014).

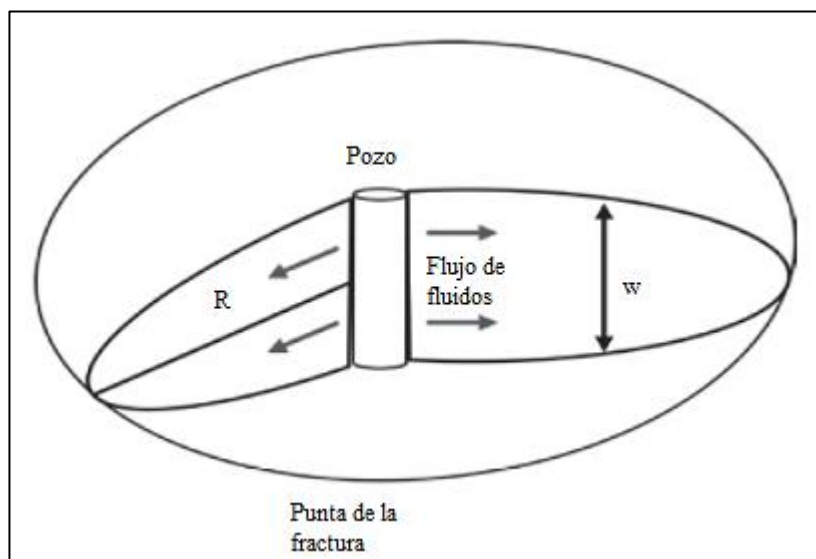


Figura 17. Modelo radial modificada de (Calderón, 2014).

- **Modelo en tres dimensiones (3D).** - El modelo 3D es práctico para solucionar las limitaciones que ocurren en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, en estos modelos la altura de la fractura varía con respecto a la inyección del fluido fracturante y el material soportante (Andrade, 2007).

Al realizar un modelo 3D completo se vuelve complejo por el hecho de requerir datos suficientes para ajustar parámetros con la finalidad de obtener resultados y análisis más detallados (Sarango, 2018).

- **Modelo pseudo tres dimensiones (3D).** - El modelo pseudo 3D debe considerar propiedades importantes al realizar el diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, tales como (Calderón, 2014):
  - *Propiedades de fluido del yacimiento:* Tipo y composición de fluido.
  - *Propiedades mecánicas de la roca:* Esfuerzo de cierre de la roca, módulo de Young, relación de Poisson y toughness (tenacidad) de la fractura.
  - *Propiedades del yacimiento:* Presión de fluido, presión de fondo, gradiente de temperatura.
  - *Propiedades petrofísicas:* Permeabilidad, porosidad, saturación de agua, composición mineralógica.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta otros factores como los que se mencionan a continuación.

- **Conductividad adimensional de la fractura.** – La conductividad adimensional de la fractura es la capacidad que poseen las fracturas para comunicar los fluidos del reservorio al pozo dividido para la capacidad de la formación de transmitir fluidos a las fracturas, obteniendo la siguiente ecuación (Rodríguez, 2021):

$$C_{fD} = \frac{k_f * w_f}{k * x_f} \quad (29)$$

Donde:

$C_{fD}$  = conductividad adimensional de la fractura

$k_f$  = permeabilidad de la fractura

$x_f$  = longitud de fractura

$k$  = permeabilidad de la formación

- **Índice de productividad adimensional.** – El índice de productividad adimensional  $J_D$  se define como el caudal de producción respecto a la fuerza del mecanismo de impulso o la caída de presión. Su valor se establece a partir de tablas donde se requieren los valores de conductividad adimensional y el valor del apuntalante utilizado (Ardila & Rodríguez, 2012).

## 2.6 MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SLICKWATER

El fracturamiento hidráulico slickwater, algunas veces descrito como *waterfrac* o *riverfrac* tuvo sus inicios en el año de 1970 en el famoso caso de estudio de la formación Cotton Valley al este de Texas. Las causas que impulsaron a la tendencia de implementar waterfrac fueron asociados a tres razones: la necesidad de recortar costos a medida que declinaba el precio del petróleo, los estados de agotamiento de los reservorios sumados a su baja permeabilidad dificultando la limpieza del gel convencional de fractura y debido a la evaluación de los tratamientos, los cuales determinaron que las fracturas no estaban funcionando correctamente (Palisch et al., 2010).

Gary Schein, define al fracturamiento slickwater como: “*Un tratamiento de fractura que utiliza un gran volumen de agua para crear una geometría de fractura y una conductividad adecuada para obtener una producción comercial a partir de baja permeabilidad*”. A su vez estima que las fracturas slickwater constituyeron más del 30% de los tratamientos de estimulación bombeados durante el año 2004, ver Figura 18 (Schein, 2005).

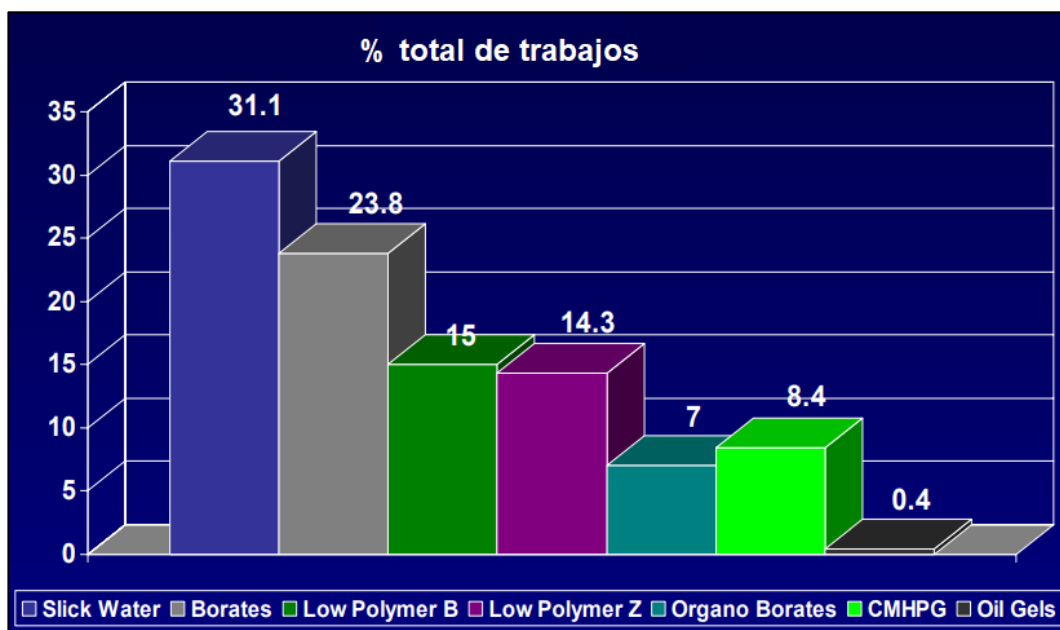


Figura 18. Tipos de fluidos fracturantes utilizados en U.S. (Schein, 2005).

El sistema de fluidos slickwater está caracterizado por ser un fluido a base agua compuesto por un reductor de fricción, que típicamente es un polipropileno o un copolímero de alto peso molecular. Los reductores de fricción a menudo existen en forma de emulsiones de aceite en agua, donde los polímeros se distribuyen entre las fases de agua y aceite. Cuando se agregan los reductores de fricción al agua, la emulsión se invierte rápidamente y libera el polímero en el agua, lo que obliga al reductor de fricción a hidratarse más (Zhao et al., 2018).

Las concentraciones del reductor de fricción en los sistemas slickwater varían de 5% a 20% en peso y su viscosidad base está entre 1 cp y 7 cp, lo que puede reducir la fricción en un 70 a 80% durante el proceso de bombeo. Por lo general, al sistema de fluidos también suelen agregarse otro tipo de aditivos tales como: aditivos de limpieza, estabilizadores de arcilla, fungicidas y desincrustante. El agregar o no otro tipo de aditivos dependerá de las condiciones y requerimientos de cada pozo (Wang et al., 2020).

### 2.6.1 Ancho de fractura

El ancho de fractura se determina mediante la comparación de dos escenarios importantes durante el proceso de fractura, los escenarios radican en crear un ancho de fractura efectivo final o un ancho hidráulico de fractura. Con el fracturamiento



convencional se logra un ancho hidráulico provocado por las altas tasas de bombeo, sin embargo, una vez que finaliza el tratamiento, este ancho de fractura se ve reducido drásticamente. Por otro lado, con el fracturamiento slickwater obtendremos un ancho de fractura hidráulico menor sin reducir tanto la fractura efectiva final (Torres, 2011).

En la Figura 19 se aprecia un ejemplo de cómo el ancho creado al bombear un fluido de fractura convencional con agua crosslinkada gelificada (30# XLGW) a 40 bbls/min genera un ancho de fractura de 0,48 pulgadas. Comparada con la generada durante una fractura slickwater a 80 bbl/min con un ancho de fractura de 0,19 pulgadas (Palisch et al., 2010).

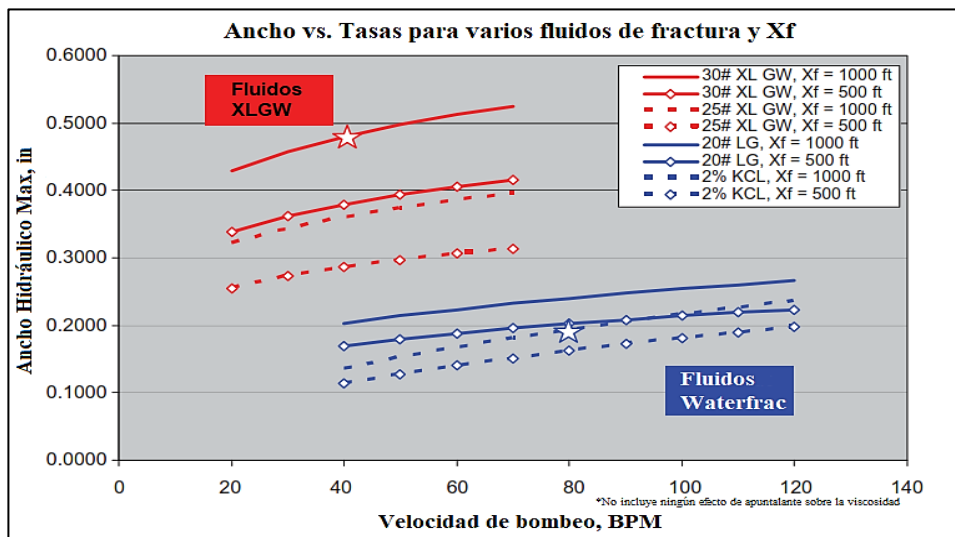


Figura 19. Ancho de fractura generada por fluidos fracturantes modificado de (Palisch et al., 2010).

En el caso de que el ancho de fractura generado durante el bombeo sea superior no garantiza un ancho efectivo final posterior al cierre de la fractura. Como se logra con los fluidos slickwater que, en la misma formación tiene el potencial de proporcionar un ancho efectivo más amplio después del cierre de la fractura, como se muestra en la Figura 20.

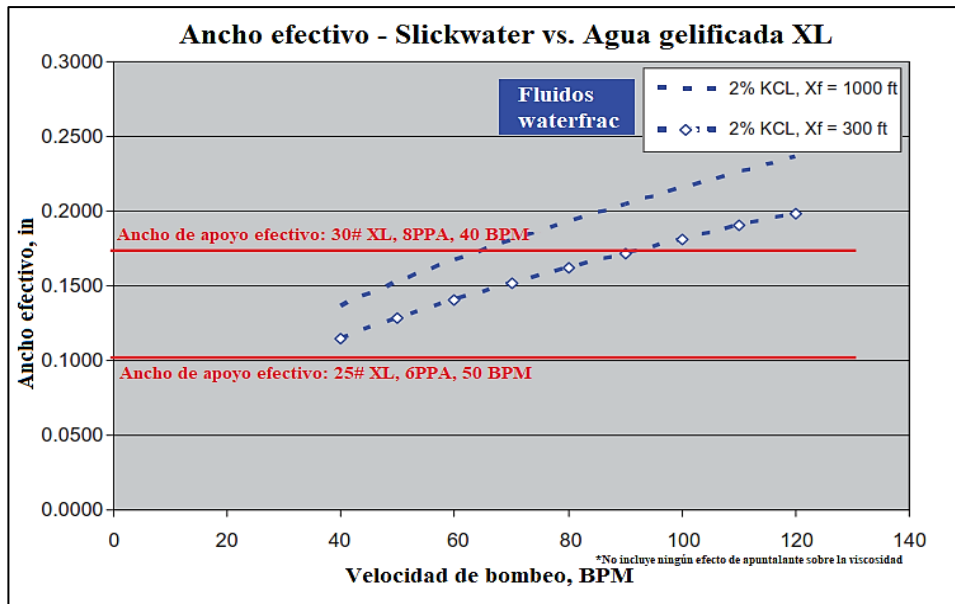


Figura 20. Ancho efectivo de fractura modificada de (Palisch et al., 2010).

## 2.6.2 Complejidad de la fractura

La complejidad de fractura radica en numerosos estudios de campo y de minas que han demostrado que las fracturas hidráulicas pueden llegar a ser complejas y en una gran variedad de formaciones. La complejidad esta frecuentemente asociada a características como: la orientación de los granos de roca preexistentes, múltiples fracturas plegables, ramificaciones, hebras de fracturas paralelas y otras combinaciones complejas, incluso en los casos en que se han utilizado fluidos crosslinkados (Fredd et al., 2001).

El crecimiento de las fracturas complejas aumenta la extensión del contacto con el yacimiento, esta acción tiende a reducir la conductividad efectiva de la red de fractura y la conductividad con el pozo. En definitiva, las lutitas extremadamente apretadas (microdarcy a nanodarcy) responden a una complejidad de fracturas favorables. Sin embargo, en yacimientos típicos (superiores de 100 microdarcies) se debe limitar las fracturas tanto como sea posible (Wang et al., 2020).

En la mayoría de los casos esta complejidad de fracturas es reducida al agregar partículas de pérdidas de circulación cubriendo las fracturas secundarias o fisuras. Para evaluar los tratamientos de fracturas se utilizan métodos como mapeo microsísmico y el mapeo con inclinómetro. Estas mediciones han demostrado una variedad sorprendente en

el crecimiento de la fractura hidráulica, variando desde planos de fractura simples a sistemas de fracturas muy complejas (Palisch et al., 2010).

El tratamiento slickwater, bombeados a velocidades muy altas de inyección, tiende a abrir fracturas existentes en la formación y a su vez generar nuevas fracturas. En yacimientos naturalmente fracturados la geometría de la fractura creada tiende a ser muy compleja, debido a esto la industria ha utilizado fluidos crosslinkados convencionales para disminuir la complejidad de las fracturas (Torres, 2011).

La Figura 21 muestra dos mapas microsísmicos realizados en un mismo pozo de Barnett Shale, el tratamiento inició con un fracturamiento convencional crosslinkado para posteriormente refracturarlo con slickwater; el tratamiento de fractura convencional generó un sistema bastante complejo de múltiples fracturas, y al emplear un fluido con slickwater aumenta la complejidad de las fracturas (Schein, 2005).

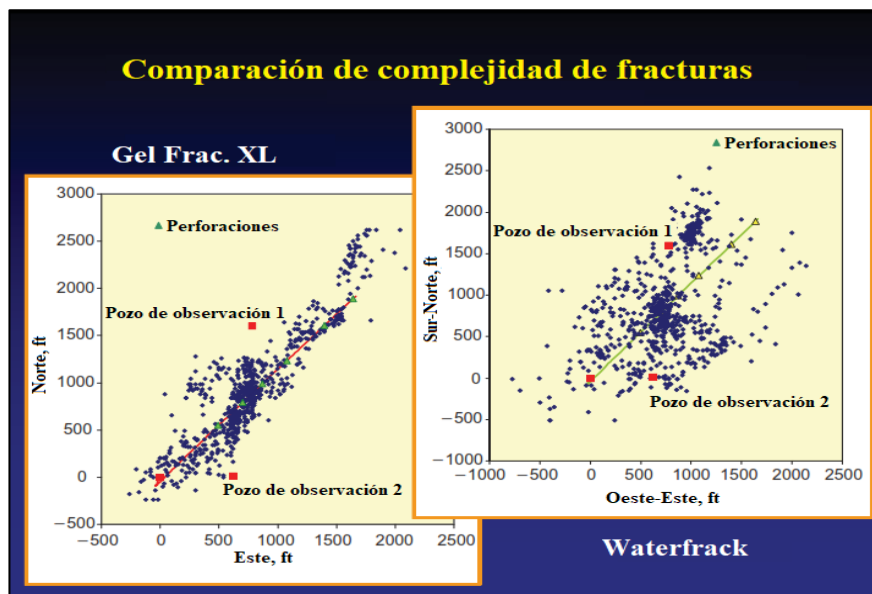


Figura 21. Comparación de complejidad de fracturas modificada de (Torres, 2011).

### 2.6.3 Apuntalante

Los parámetros que controlan la capacidad del flujo de las fracturas son: el tipo de apuntalante a utilizar, la cantidad de apuntalante y su ubicación dentro de la fractura. Entre los apuntalantes más utilizados en la técnica slickwater son arena 40/70, arena revestida de resina (RCS) 40/70 y cerámica ligera (LWC) 40/80, debido a tasas de

sedimentación más lentas en comparación con los apuntalantes de mayor diámetro (Vanbever et al., 2009).

En algunas operadoras se ha optado por emplear cerámica ligera económica (ELWC) y arenas de malla 100 para aumentar la densidad de la red de fractura, con la finalidad de obtener una mayor conductividad. En escenarios donde los pozos tengan una tensión más alta utilizan cerámicas de densidad intermedia, de malla 40/70, 30/50 y 100 (Vanbever et al., 2009).

Al realizar un mal procedimiento provoca que las partículas de apuntalantes entren en contacto entre sí, y consecuentemente generen un tapón impermeable durante el cierre de la fractura, debido a esto hay que colocarlos cuidadosamente en una monocapa parcial. Las características ideales para los apuntalantes que se usan en la técnica de slickwater serían las siguientes: debe ser tan ligero como el agua, ser más fuertes que los diamantes y más económico (Torres, 2011).

La elaboración de apuntalantes con las características mencionadas anteriormente aún está en desarrollo, por lo que la industria de petróleo se ha encargado de desarrollar tratamientos que combinen diferentes beneficios tales como un mejor transporte de apuntalante, conductividad y buen precio (Torres, 2011).

#### **2.6.4 Transporte de apuntalante**

El primer trabajo experimental sobre el transporte de apuntalante durante un fracturamiento hidráulico fue desarrollado en 1959, con los resultados obtenidos realizaron una gráfica de velocidad de equilibrio versus las tasas de inyección de apuntalante, este experimento sirvió para sentar las bases del mecanismo de transporte de apuntalante; desde entonces se han desarrollado múltiples estudios experimentales para diferentes condiciones y escenarios propuestos (Kern et al., 1959).

La velocidad de transporte ( $V_t$ ) se puede calcular mediante el ajuste de la ecuación universal de la velocidad de sedimentación propuesta por (Ferguson & Church, 2004). Esta correlación de velocidad de asentamiento es ideal para flujo laminar, transicional y turbulento.

$$V_t = \frac{Rgd^2}{\frac{18\mu}{\rho_f} + \sqrt{0.75Rgd^3}} \quad (30)$$

Donde:

$R$  = densidad del grano

$g$  = constante gravitacional

$d$  = diámetro de la partícula

$\rho_f$  = densidad del fluido

$\mu$  = viscosidad del fluido

Otra ecuación que se puede utilizar para el transporte del fluido apuntalante es con la ley de Stokes, la ecuación (31) puede predecir la velocidad de sedimentación de una partícula en un fluido estático. Sin embargo, está limitada solo para un flujo laminar (Ahmad & Miskimins, 2019).

$$V_s = \frac{(\rho_p - \rho_f)gd^2}{18\mu} \quad (31)$$

Donde:

$V_s$  = velocidad de sedimentación o decantación

$\rho_p$  = densidad de la partícula

$\rho_f$  = densidad del fluido

$g$  = aceleración de la gravedad

$d$  = diámetro de la partícula

$\mu$  = viscosidad del fluido

En el trabajo de investigación de Torres (2011) determinó ciertas consideraciones que pueden dificultar la velocidad de asentamiento dentro de una fractura.

- El fluido reduce su viscosidad a medida que incrementa la velocidad de sedimentación. Si la viscosidad del fluido es lo suficientemente alta, tal como ocurre con los fluidos crosslinkeados, entonces la velocidad de sedimentación tiende a cero y se puede suponer una suspensión ideal.

- Cuando la viscosidad es pequeña, como ocurre en las fracturas slickwater donde la viscosidad del fluido es menor a 10 cp, la única manera de reducir la velocidad de sedimentación a cero es usando un apuntalante que posea la misma densidad del fluido de fracturamiento.
- Si el diámetro del apuntalante incrementa, su velocidad de depositación incrementará de igual manera. Es decir, el tamaño de la partícula tiene una relación exponencial a su velocidad de asentamiento.

En la práctica muchos operadores no consideran bombear un apuntalante suficientemente denso como la bauxita en un fracturamiento slickwater ya que deducen que el asentamiento sería severo. Pese a esta preocupación, se han realizado experimentos (Figura 22), donde la tasa de asentamiento con arena 20/40 es 50% superior que la bauxita 40/70. Sabiendo esto, no es de extrañar que los apuntalantes para slickwater más conocidos sean: la arena 40/70, arena revestida con resina (RCS) 40/70 y cerámica ligera (LWC) 40/80. Siendo estos productos superiores en velocidad de asentamiento que los apuntalantes ultraligeros con 1,75 de gravedad específica aparente (ASG) de tamaño 20/40 (Palisch et al., 2010).

La ley de Stokes permite comparar las capacidades del fluido y el apuntalante de un producto a otro, esta ley es inadecuada para predecir el verdadero transporte y asentamiento en un fracturamiento con slickwater. Es necesario reconocer que la ecuación (31) tiene muchas suposiciones que son omitidas en la práctica real. Además, no hay una conclusión exacta sobre el uso de apuntalantes de pesos ultralivianos (Ahmad & Miskimins, 2019).

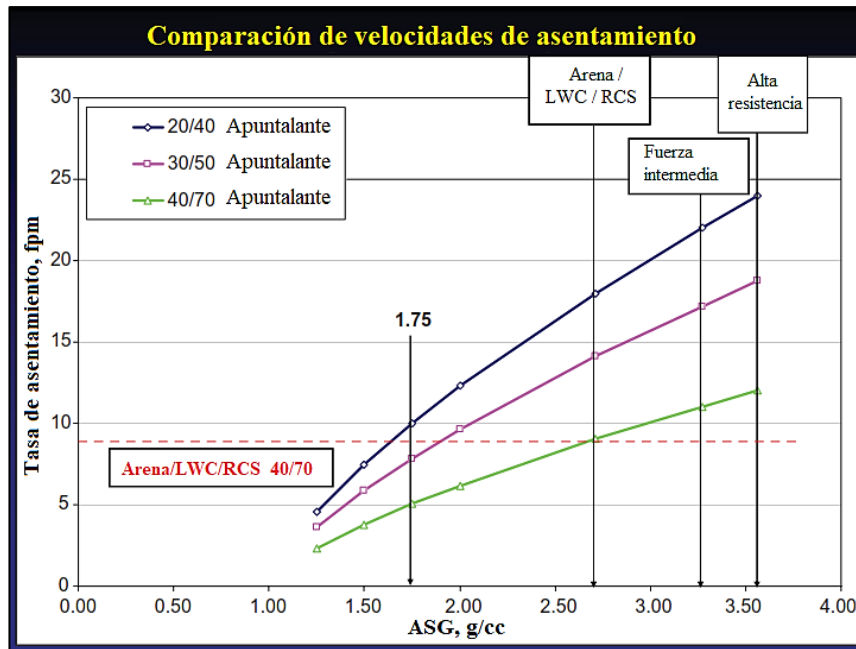


Figura 22. Velocidades de asentamientos con diferentes apuntalantes modificada de (Palisch et al., 2010).

## 2.6.5 Depositación

La depositación es el principal problema en los fluidos de baja viscosidad debido a su ineficiente capacidad de transportar el apuntalante, si lo comparamos con fluidos crosslinkeados convencionales. Por lo general, los operadores creen que los tratamientos con slickwater generan longitudes apuntaladas muy cortas (Torres, 2011).

En múltiples pruebas de laboratorio se determinó, que de la misma manera que una corriente puede transportar partículas de sedimentos a cientos de millas, las partículas logran desplazarse a distancias sorprendentes dentro de un tratamiento slickwater, logrando superar las expectativas previstas por los cálculos de la velocidad de asentamiento (McClure, 2018).

Para complementar las pruebas de laboratorio también se recopiló datos de campo donde se confirmó significativas distancias de transporte usando slickwater, con partículas 40/70 rastreables radiactivamente. Esas observaciones ocurrieron en pozos de Barnett shale a más de 550 ft de distancia y partículas con malla de 100 localizadas a más de 1200 ft (Handren & Palisch, 2007).

## 2.6.6 Conductividad de la fractura

La conductividad de la fractura es la capacidad para transmitir fluidos, es decir, es la facilidad con la cual se mueven los fluidos dentro de la fractura creada. Si bien es cierto, la longitud de la fractura es un factor importante para poder conectar y extraer el hidrocarburo atrapado en el yacimiento, también es de suma importancia que la red de fracturas proporcione una conductividad óptima para transmitir estos fluidos al pozo (A. Hernández, 2011)

Existe suficiente evidencia teórica y de campo donde indica que la conductividad tiene bastante relevancia en los tratamientos con fluidos crosslinkeados. M. C. Vincent en su estudio *“A review of 80 published field demonstrating the importance of increased fracture conductivity”* concluye que al aumentar la conductividad efectiva en las fracturas hidráulicas ha dado lugar a incrementos en la productividad de una amplia variedad de pozos. Para comprender un poco mejor cómo la reducción de la conductividad afecta la producción en un pozo, analizaremos el caso en la Formación Cotton Valley. Esta formación al cabo de 45 días posterior a sus tratamientos de fractura, y con los datos obtenidos de conductividad se ingresaron a un modelo predictivo y se generaron curvas de producción para cada apuntalante ingresado.

La Figura 23 muestra cómo los resultados de los apuntalantes perdieron del 75 al 90% de conductividad. Con este modelo se logró determinar que los factores que influyen en la conductividad son el flujo multifásico, el flujo no Darcy, residuos de gel y concentraciones bajas de apuntalante (Handren & Palisch, 2007).

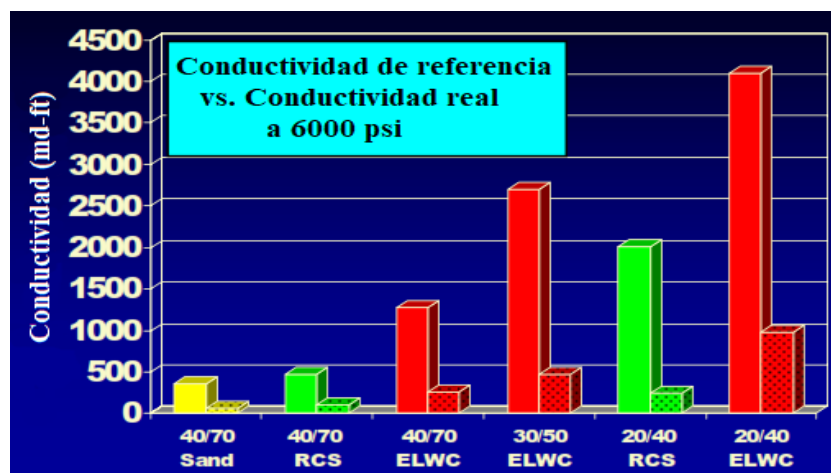


Figura 23. Conductividad vs. diversos apuntalantes (Handren & Palisch, 2007).



En los tratamientos slickwater el único efecto que no influye en la conductividad de las fracturas es el daño causado por los residuos de gel. Si bien, la eliminación el daño de gel beneficia para este tipo de fracturas, existen otros factores como por ejemplo la pérdida de presión que tiene una gran relevancia al momento de crear fracturas sostenidas.

En el trabajo de Handren & Palisch, 2007 con el tema “*Successful Hybrid Slickwater Fracture Design Evolution—An East Texas Cotton Valley Taylor Case History*” reportan un aumento de conductividad en las fracturas con la implementación de fluidos slickwater y por ende aumentando económicamente la producción. Además, en su estudio indica que se utilizó 75000 libras de apuntalante de cerámica ligera económica (ELWC) de malla 30/50 y 20/40. Es decir, 25% menos de apuntalante que un tratamiento convencional.

Una consideración adicional en este estudio es evaluar la relación entre la disposición de depósito del apuntalante y la conductividad resultante en un sistema de fractura altamente complejos y los necesarios para conductividad de formaciones micro y nanodarcy. A continuación se presentan tres arreglos de apuntalante aceptables que se pueden conseguir con fracturamiento slickwater (Palisch et al., 2010).

El primer arreglo Figura 24, se caracteriza por ser una fractura vertical plana en la que el apuntalante se desplaza hacia la parte inferior por la fractura a través del fluido y la depositación que ayudará a caer rápidamente al fondo de la fractura, llenándose hasta cierta altura de equilibrio en el lecho.

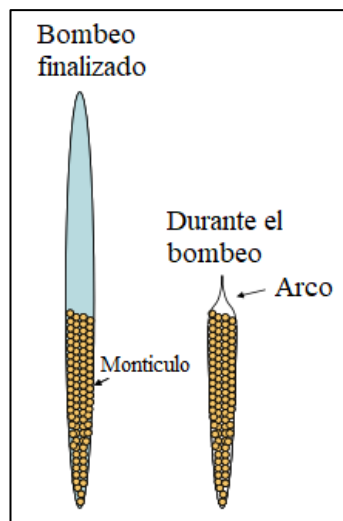
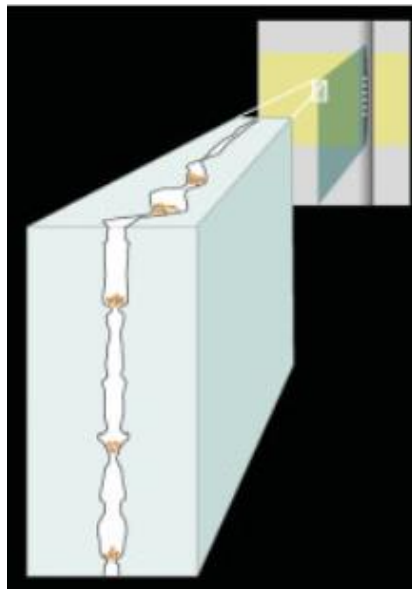


Figura 24. Arreglo de fractura vertical (Palisch et al., 2010).

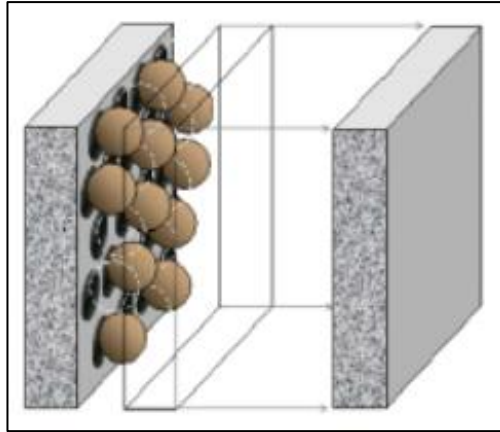
En este escenario, una vez el bombeo ha finalizado, la fractura sin soporte del apuntalante sobre el lecho se cerrará dejando la posibilidad de que se forme un arco de espacio vacío en la parte superior de la fractura. Este escenario es el más común en fracturas relativamente planas y menos complejas que proporciona una ruta de flujo principal al pozo.

El segundo arreglo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, logra representar potencialmente una fractura vertical que no es plana o simple. En este escenario existe un conjunto complejo de set de pilares, puntos de contacto (*pinch points*) y espacios vacíos creados a medida que el apuntalante se desplaza a través de este. En este escenario, el apuntalante cae hasta quedar atrapado en los nodos de la cara de la fractura.



*Figura 25. Arreglo vertical complejo (Palisch et al., 2010).*

El último arreglo Figura 26, muestra un sistema de monocapa parcial, este escenario es aceptable solo cuando se utiliza un apuntalante relativamente ligero donde las partículas de apuntalante son forzadas a entrar a las fisuras y fracturas extremadamente estrechas.



*Figura 26. Arreglo ideal (Palisch et al., 2010).*

## 2.7 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación es representar virtualmente un fenómeno físico, mediante un conjunto de programas computacionales que resuelven los modelos reales, empleando algoritmos matemáticos; con la simulación de yacimientos es posible determinar el comportamiento de un yacimiento sometido a un trabajo de recuperación, visualizar los efectos de localización y espaciamento de pozos, estimar el efecto de tasa de producción sobre la recuperación, para finalmente obtener soluciones aproximadas de las condiciones del entorno real (Cerón, 2016).

### 2.7.1 Simulador Computer Modelling Group (CMG).

Computer Modelling Group (CMG), es un software de simulación de yacimientos empleado para realizar procesos de recuperación simples y avanzados, debido a la tecnología que posee. Los trabajos se realizan mediante una combinación de flujos de construcción de modelos que mejoran el rendimiento de efectos térmicos, geoquímica, geomecánica, comportamiento de fluidos, fases, hidráulica del pozo y completaciones; todo esto es necesario para ajustar el modelo de simulación con mejor precisión a los procesos de recuperación (CMG / Software Solutions, s/f).

El software CMG cuenta con un gran potencial de herramientas que se describirán a continuación:

- **CMOST-AI.** - CMOST-IA es una herramienta de análisis y optimización inteligente, que aumenta la capacidad y el potencial para tomar una mejor decisión en los procesos de recuperación combinando análisis estadístico avanzado, inteligencia artificial y la experiencia de ingeniería.
- **GEM.** - GEM es un simulador para el modelado de yacimientos de composición, químicos y no convencionales, modela fracturas hidráulicas y naturales en yacimientos de gas y petróleo, además de todo tipo de procesos de recuperación de petróleo mejorada (EOR) no térmicos.
- **IMEX.** - IMEX es un simulador que modela trabajos de recuperación de petróleo, tanto primarios como secundarios, en yacimientos de crudo (petróleo/gas) convencionales y no convencionales, empleando modelos de celdas de pequeña a gran escala para tener pronósticos de producción más confiables.
- **STARS.** - STARS es un simulador de procesos térmicos y avanzados, utilizado para el modelado avanzado de procesos de recuperación que implique vapor, solventes, aire y químicos; para mejorar la producción el rendimiento y la eficiencia.
- **COFLOW.** - COFLOW es un software multidisciplinario de modelado integrado de sistemas de yacimientos y sistemas de producción; que combinados, crean un único modelado de alta confiabilidad permitiendo al usuario tomar decisiones informadas sobre grandes proyectos integrados de petróleo y gas.
- **BUILDER.** - BUILDER es un preprocesador de construcción de modelos de simulación, proporciona una interfaz interactiva para la integración de datos y la gestión de flujo de trabajos entre IMEX, GEM, STARS y fuentes de datos externas.
- **WINPROP.** – WINPROP es una herramienta de caracterización de propiedades de fluidos donde existen variaciones de composición y múltiples

fases, para mejorar la interpretación de fluidos del yacimiento, comportamiento de las fases PVT avanzados y cálculos termodinámicos.

- **RESULTS.** - RESULTS es el post-procesador de visualización y análisis de resultados que ayudan a comprender los procesos de recuperación y el rendimiento del yacimiento.

### 2.7.2 Simulador Pengtools

Pengtools es un simulador que proporciona diversas herramientas de ingeniería en petróleo en línea el cual permite resolver problemas típicos para una toma de decisiones eficientes en las áreas de yacimientos, fracturamiento e ingeniería de procesos; entre sus herramientas están (Wolcott et al., 2011):

- **Herramienta PVT.** - La herramienta PVT calcula las propiedades del petróleo, gas y agua en los pozos utilizando un conjunto de correlaciones de petróleo negro, con gráficos con propiedades PVT y tablas de resultados.
- **PQplot.** – PQplot calcula la relación de rendimiento de entrada (IPR) y curvas de rendimiento de elevación vertical (VLP) para pozos de petróleo y gas, con correlaciones de flujo multifásico y análisis de sensibilidad.
- **sPipe.** – sPipe es un software de dimensionamiento de tuberías de superficie, calcula la caída de presión en las líneas de flujo de petróleo, gas o agua. Con correlaciones de flujo multifásico y análisis de sensibilidad.
- **PhaseD.** – PhaseD es un software que sirve para crear diagramas de fase de presión-temperatura para las composiciones de gas dadas; con la posibilidad de comparar composiciones y cálculos rápidos.
- **optiFrac.** – optiFrac es un software de optimización para el diseño de fracturas de un solo pozo. Para el conjunto dado de propiedades del yacimiento y apuntalante, calcula el índice de productividad máximo alcanzable del pozo y la geometría de fractura requerida.

- ***optiFracMS.*** – optiFracMS es un software de optimización del diseño de fracturas de múltiples etapas para pozos horizontales, el conjunto de propiedades del yacimiento y la masa del apuntalante ayudan a calcular el número óptimo de fracturas hidráulicas transversales y la geometría de fracturas.
- ***FracDesign.*** – FracDesign es un software de diseño de fracturas hidráulicas; con las propiedades del yacimiento, fluido y apuntalante, el proceso de diseño produce el programa de bombeo que creará la geometría de fractura óptima para lograr la máxima productividad del pozo.
- ***PumpDesing.*** – PumpDesign es un software de diseño de bombeo electro sumergible (BES) que proporciona un flujo de trabajo de dimensionamiento B.E.S. para lograr la presión y el flujo de fondo de pozo.

### **2.7.3 Simulador FracPro.**

FracPro es un software de análisis y diseño de fracturas utilizado en la industria petrolera. Este software puede modelar eficazmente cualquier tipo de trabajo de estimulación, incluyendo pozos con información limitada, múltiples intervalos de disparos y fracturamiento de pozos horizontales; mejorando el rendimiento de los pozos al brindarle el conocimiento necesario para lograr estimulaciones exitosas, independientemente del tipo de formación, permeabilidad o la ubicación. El simulador contiene cuatro módulos totalmente integrados: diseño de fractura, análisis de fractura, optimización económica y rendimiento del yacimiento; incluye utilidades para la captura de datos en tiempo real, la importación y exportación de datos y la generación de informes (Carbo Ceramics Inc., s/f).

### **2.7.4 Software Gmsh**

El software Gmsh es un generador de malla con elementos finitos en tres dimensiones con un motor construido en CAD (diseño asistido por computador) y un post-procesador. Su objetivo es proporcionar una herramienta de mallado rápida, liviana y fácil de usar con entrada paramétrica y capacidades de visualización avanzadas. Gmsh usa una representación de los límites para describir geometrías. Los modelos son creados

desde una base para sucesivamente definir puntos, líneas orientadas, superficies orientadas y volúmenes. El lenguaje de escritura de Gmsh permite que todas las entidades geométricas sean completamente parametrizadas (Geuzaine & Remacle, 2009; Romero, 2012).

## **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1.1 Tipo de investigación.**

El presente trabajo se fundamenta en una investigación descriptiva y cuantitativa sobre la simulación de un fracturamiento hidráulico utilizando la técnica Slickwater en el pozo SPA1001, perteneciente al área Santa Paula, del campo Gustavo Galindo Velasco.

#### **3.1.2 Recopilación de datos e información.**

Los parámetros y criterios técnicos del fracturamiento hidráulico mediante la técnica Slickwater, se fundamenta principalmente de casos de estudios y experimentales. Además, la recopilación de datos de campo fue proporcionada por la fuente primaria, es decir, directamente de la empresa Pacifpetrol S.A, manteniendo los protocolos de confidencialidad.

El estudio para incrementar la producción del pozo SPA1001 mediante el método de fracturamiento hidráulico (Slickwater), requiere de los siguientes datos: diagrama actual del pozo, historial de producción del pozo, geología de la formación de interés, datos PVT, petrofísica de la formación y registros eléctricos.

#### **3.1.3 Población y muestra**

La población es el área Santa Paula, ubicada en el campo G.G.V. (bloque 2), provincia de Santa Elena, la cual cuenta con aproximadamente 513 pozos, entre ellos productores, parados – transitorio, inyectoros y abandonados. La muestra corresponde al



pozo SPA1001, el cual dispone de los registros eléctricos Gamma Ray, Sonico y Neutrón que indican la arena con potencial de producción.

## **3.2 CARACTERÍSTICAS DEL POZO PROPUESTO**

### **3.2.1 Historia del pozo**

El pozo SPA1001 se perforó el dieciocho de enero de 1997 y completado el primero de febrero del mismo año, el mismo posee dos secciones:

- La primera sección se encuentra asentada a 300 pies de profundidad, con un casing de 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgadas, próxima al tope de la formación Atlanta que se encuentra ubicada a 326 pies de profundidad (Pacifpetrol S.A., 2021a).
- La segunda sección se encuentra desde cero hasta 2910 pies de profundidad, posee un casing de 5 <sup>1</sup>/<sub>2</sub> pulgadas el cual fue asentado y cementado a 2476 pies, además fue pre-perforado en la sección que comprende entre 2476 y 2773 pies de profundidad, dando un equivalente de 297 pies (Pacifpetrol S.A., 2021a).

En el pozo se realizaron diversos trabajos de reacondicionamiento para mantener la producción, tales como: cambios de bomba y tratamientos de fracturamiento hidráulico. Al inicio se mantuvo con una producción de 68 barriles de petróleo por día (BPPD) y 62 barriles de agua por día (BAPD), por medio del sistema de bombeo Plunger Lift desde la completación hasta junio de 1997. Debido a la variación de producción la empresa encargada del campo optó por implementar el sistema de bombeo mecánico hasta la actualidad (Pacifpetrol S.A., 2010b).

### **3.2.2 Historial de workover realizados**

Los reportes por parte de la empresa Pacifpetrol S.A. mencionan que el primer programa de reacondicionamiento fue el cuatro de mayo de 1997 con los trabajos de punzados y fracturamiento realizados en los siguientes intervalos de profundidad pertenecientes a las formaciones Atlanta Basal y Santa Elena: 1266' – 1280'; 1283' –

1288'; 1336' – 1344'; 1343' – 1351'; 1354' – 1358'; 1362' – 1378'; 1620' – 1640'; 1660' – 1680'; 1700' – 1720'; 1920' – 1928'. El sistema de levantamiento se mantuvo con el sistema *Plunger lift* con la tasa de producción la cual se mantuvo sobre los 60 barriles de petróleo por día (Pacifpetrol S.A., 2010b).

El segundo programa de reacondicionamiento fue dado en octubre del año 2008, en el informe técnico 004 DIG PACIFPETROL 2010, los registros eléctricos presentan zonas potenciales para su explotación, en el programa se seleccionó la Formación Atlanta Basal, los intervalos a punzar son: 2106'- 2110'; 1989' – 1993'; 1984' – 1988'; 1964' – 1968'; 1592' – 1596'; 1576' – 1580'; 1542' – 1546' y 1438' – 1442'. Cada intervalo fue de 4 disparos por cada pie. En este segundo programa de punzados se optó por emplear el sistema de bombeo mecánico debido a la baja tasa de producción (Pacifpetrol S.A., 2010b).

### **3.2.3 Historial de producción**

El historial de producción del pozo SPA1001 inició con 68 barriles de petróleo por día (BPPD) y 62 barriles de agua por día (BAPD) por medio del sistema de bombeo *Plunger Lift* obteniendo el primer año una producción de 10500 barriles de petróleo por año (BPPA) y un corte de agua aproximado a los 2200 barriles de agua por año (BAPA), como se aprecia en la Figura 27. Para el año 1999, las curvas de producción indican una declinación acelerada con respecto a la producción de petróleo y un alto corte de agua llegando a superar la producción de crudo. Esta declinación se mantiene constante debido a posibles factores que afectaron el rendimiento de la productividad del pozo, esto se puede ver reflejado en las curvas de producción (Pacifpetrol S.A., 2010b).

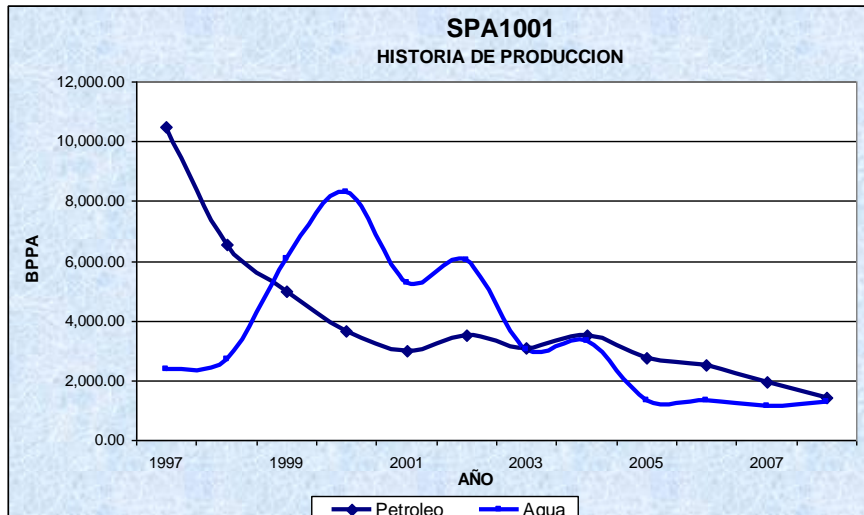


Figura 27. Curva histórica de Producción del SPA1001 (Pacifpetrol S.A., 2010b).

Se ha recopilado información tomando como referencia desde el año 2006 hasta la actualidad para mostrar con cifras el comportamiento de producción del pozo, la Tabla 3 muestra que durante 2007 hasta el 2012 mantiene una producción sobre los 1000 barriles anuales debido a los trabajos de workover que se han implementado en el pozo (Pacifpetrol S.A., 2010b).

Tabla 3: Historial de producción por año desde el 2006 hasta 2021 (Pacifpetrol S.A., 2021c).

Año	Petróleo	Agua
2006	2371,44	3764,05
2007	1945,56	4680
2008	1943,77	4572
2009	1924,11	4197
2010	1796,59	3816
2011	1762,58	4346
2012	1770,24	4011
2013	1671,63	3779,72
2014	1357,48	2835,64
2015	1490,35	2573,39
2016	1406,43	2491,94
2017	1572,58	2657,13
2018	1537,46	2962,13
2019	1557,78	2423
2020	488,22	710
2021	1398,48	1934

Cabe mencionar que el pozo produce más agua que petróleo, lo cual tiene una mejor apreciación en la Figura 28; es necesario mencionar que la producción durante

finales del 2019 y principios del 2020 se vieron afectados debido a la falta de personal y monitoreo por motivos de pandemia (COVID-2019). Sin embargo, la producción de petróleo y de agua para el año 2021 comenzaron a restaurar sus valores alcanzando hasta la fecha del día 13 de noviembre una producción de 4,5 BPPD y 8 BAPD (Pacifpetrol S.A., 2010b).



Figura 28. Curva histórica de Producción del SPA1001 del 2006 al 2021 (Pacifpetrol S.A., 2021c).

### 3.2.4 Estado Actual del pozo SPA1001

En la actualidad el pozo SPA1001 se encuentra produciendo 4,5 BPPD, mediante levantamiento artificial de bombeo mecánico, se emplea el modelo de bomba número 741 (20-125-RWAC-8-3) F – R, la cual está situada a 1969 pies de profundidad, en la Formación Atlanta Basal; el pronóstico de producción que muestra que el pozo cuenta con una producción acumulada de aproximadamente 67602,9 barriles de petróleo estimada por la empresa desde el 31 de octubre del presente año hasta diciembre del año 2029 (Pacifpetrol S.A., 2010b).

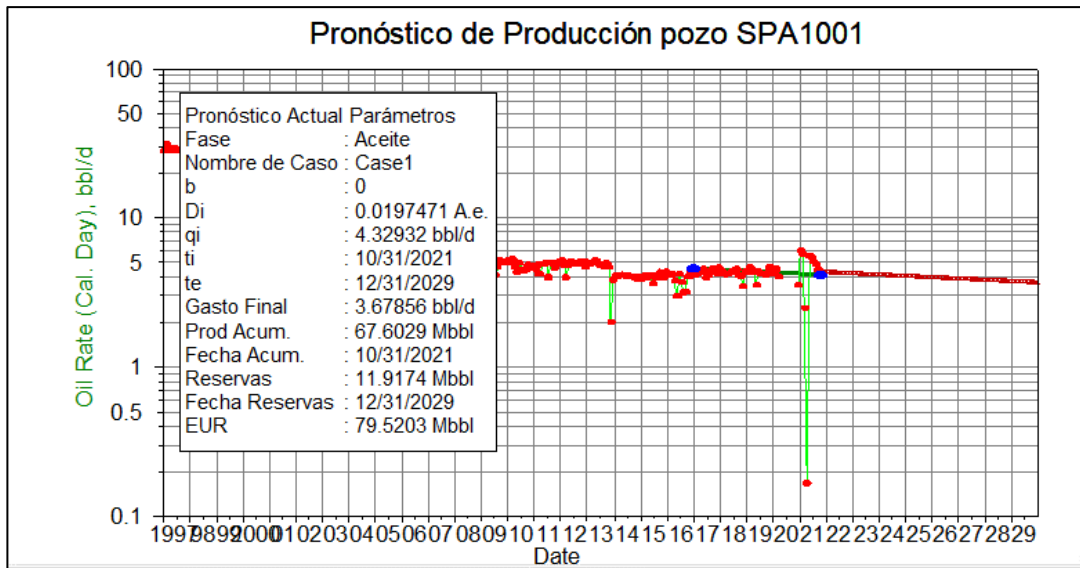


Figura 29. Pronóstico de producción hasta el año 2029 (Pacifpetrol S.A., 2021d).

### 3.3 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

El diseño para el fracturamiento hidráulico está dividido en cinco fases: la primera fase consiste en seleccionar las zonas con potencial de producción; en la segunda fase se selecciona el tipo de fluido y el apuntalante a ser utilizado; en la fase tres se realiza un diseño de fractura óptimo acorde a los parámetros obtenidos en el software Pengtools; la fase cuatro consiste en la simulación del fracturamiento implementando la técnica Slickwater mediante el simulador FracPro; por último, se realiza la simulación en condiciones estáticas y dinámicas con todos los parámetros obtenidos anteriormente.

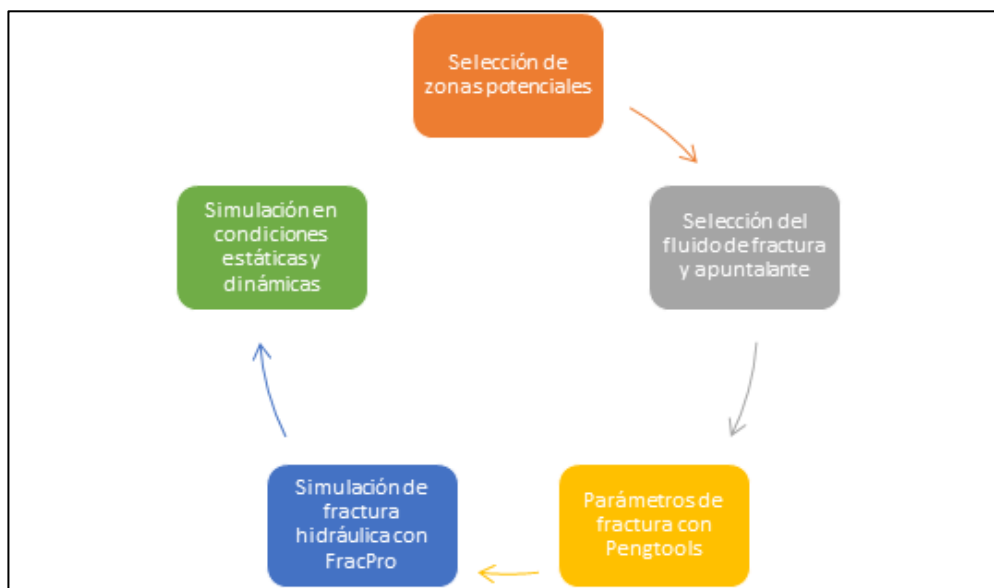


Figura 30. Proceso del diseño del fracturamiento hidráulico.

### 3.3.1 Selección de las zonas potenciales

Los datos suministrados por la empresa Pacifpetrol S. A. se utilizan para definir con exactitud los intervalos a ser punzados, mediante los registros eléctricos Gamma Ray, Resistividad y Sónico, existentes para este pozo. En el análisis de los registros eléctricos del pozo SPA1001 se identificaron tres zonas con potencial de producción en la Formación Atlanta Basal a las profundidades comprendidas entre 2028 ft – 2031 ft; 2033 ft – 2034 ft y 2042 ft – 2044 ft, ver Figura 31.

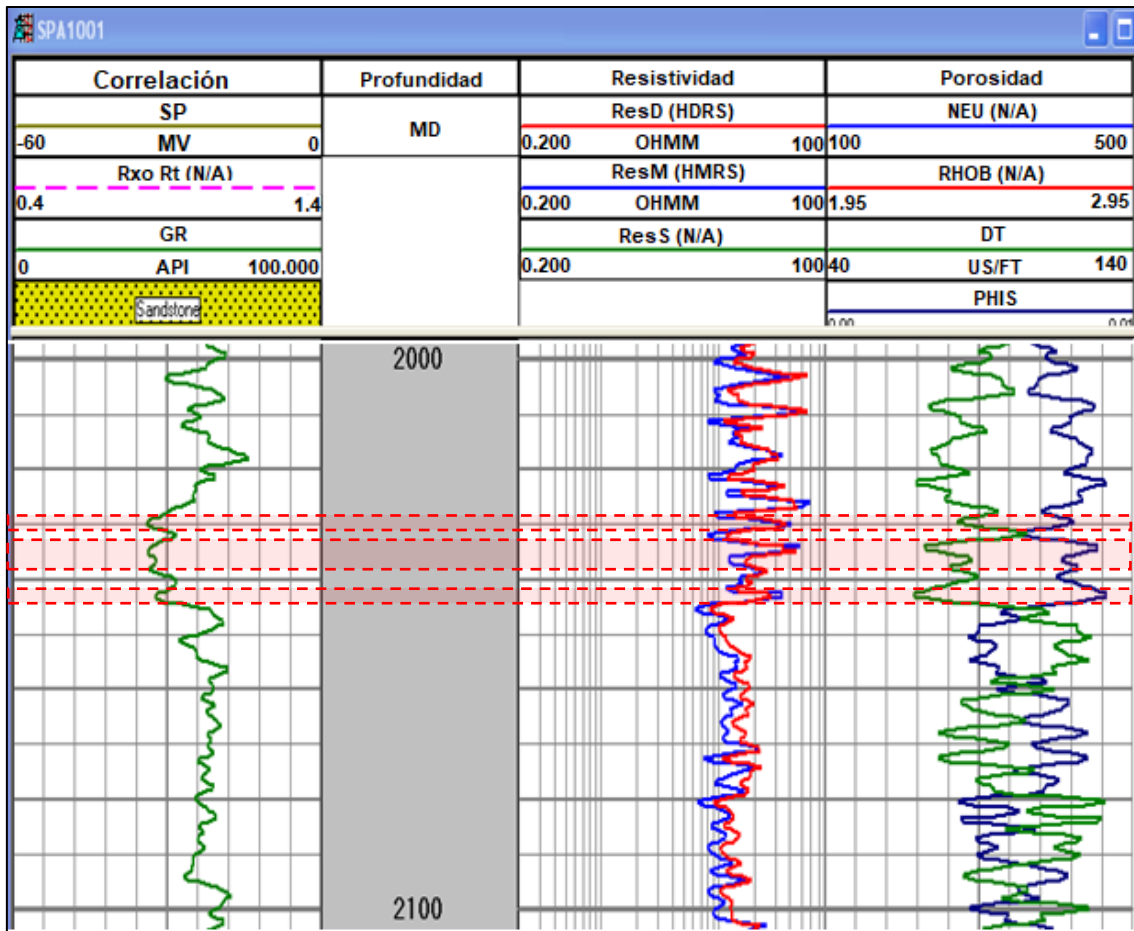


Figura 31. Registros eléctricos del pozo SPA1001 modificada de (Pacifpetrol S.A., 2010b).

El espesor de arena neta es de 16 pies, este espesor será tomado en cuenta a la hora de realizar la simulación del fracturamiento hidráulico; una vez identificadas las zonas de interés y definidos los topes y bases de cada una de estas zonas, se procede a evaluar cada uno de los intervalos para determinar un promedio de las propiedades petrofísicas.

La evaluación cuantitativa de la zona de interés Tabla 4, determinó un volumen promedio de arcilla de 49,4 API, lo que indica un contenido de arcilla promedio; posee un diámetro de hoyo de nueve pulgadas; el perfil SP deflacta a la izquierda de la línea base de shale indicando la presencia de areniscas o calizas; el alto índice de resistividad es un indicador de presencia de hidrocarburos; los registros RHOB y NPHI indican la presencia de arenisca.

*Tabla 4: Evaluación cuantitativa de registros eléctricos SPA1001.*

<b>Registros eléctricos</b>	<b>Pozo SPA1001</b>
<b>Rayos Gamma</b>	49,4 API
<b>Caliper</b>	9 in
<b>Potencial Espontaneo (SP)</b>	-24,26 Mv
<b>Resistividad (RT)</b>	141,9 $\Omega$ .m
<b>Porosidad Neutrón (NPHI)</b>	20%
<b>Porosidad Densidad (RHOB)</b>	2,65 gr/cc
<b>Porosidad Sónico (DT)</b>	74,9 $\mu$ s/ft

### 3.3.2 Selección del tipo de fluido y apuntalante

La selección del fluido y apuntalante depende de las características del yacimiento, el fluido principal es agua fresca la cual se utilizada como base del fluido fracturante combinado con reductor de fricción al 75%; los reductores de fricción son necesarios en fracturamientos de altas velocidades para reducir la presión de fricción y ser capaz de transportar apropiadamente el agente apuntalante.

En el proceso de selección del apuntalante para el fracturamiento hidráulico, se emplean diversas tablas con especificaciones técnicas tomando en cuenta la permeabilidad de la formación y conductividad de la fractura. En el Anexo A se especifican los diferentes tipos de apuntalantes y sus propiedades tales como: resistencia, tamaño de grano, gravedad específica o densidad aparente.

El apuntalante natural que mejor se adapta a las condiciones del yacimiento es el de arena de cuarzo de tamaño de malla 20/40 ideal para pozos con producción de petróleo, posee un grado de cristalinidad de 98 a 100°, la gravedad específica es de 2.65 g/cm<sup>3</sup>, una densidad aparente de 96 a 103 lb/ft<sup>3</sup>, las pruebas de aplastamiento API fueron de 40 a

59% para tamaños de grano 20/40, por último, posee una resistencia a la tensión de cierre de 3000 a 5000 psi (Mader, 1989).

### 3.3.3 Parámetros de fractura con Pengtools

La utilización del software Pengtools radica en dos de sus herramientas diseñadas para la creación de fracturas: optiFrac y FracDesign las cuales se utilizan en conjunto para proporcionar los parámetros necesarios para realizar un diseño de fracturamiento hidráulico óptimo.

- **Herramienta optiFrac**

El manejo de la herramienta optiFrac empieza mediante la asignación del nombre del pozo, las unidades que se emplean para realizar los cálculos y por último se establece las condiciones de flujo del pozo seleccionado, como se muestra en la Figura 32.

<b>Nombre</b>	SPA1001		
<b>Breve</b>	DISEÑO DE FRACTURA		
<b>Grupo</b>			
<b>Unidades</b>	<input checked="" type="radio"/> Campo	<input type="radio"/> Métrico	
<b>Estado de la condición de flujo:</b>			
	<input checked="" type="radio"/> Pseudoestable	<input type="radio"/> Estable	

Figura 32. Ventana de inicio optiFrac.

Luego, se selecciona el apuntalante de malla 20/40 establecido previamente el cual se encuentra disponible en su librería; una vez seleccionado el apuntalante la herramienta automáticamente cargará las propiedades y rango de aplicabilidad.


<b>Apuntalante</b>	20/40 TX Brown		
<b>Densidad Aparente</b>	96.1	lbm/ft <sup>3</sup>	
<b>Diametro medio apun.</b>	0.025	in	
<b>SG</b>	2.65		
<b>kr</b>	106533	md	
<b>Porosidad</b>	0.42		

Figura 33. Propiedades del apuntalante.



Posteriormente, se proporciona los parámetros petrofísicos (permeabilidad, espesor de arena neta, radio de drenaje, etc.) y datos referentes a la geomecánica del reservorio (módulo de Young, radio de Poisson, presión neta máxima, etc.), revisar Anexo B. Toda esta información sirve para calcular la geometría de fractura, el índice de productividad máximo del pozo y otros parámetros que se utilizarán posteriormente, para el modelado de la fractura hidráulica.

$k$	3	md	
$h_{net}$	16	ft	
$h_f$	177	ft	
$x_e$	400	ft	
$E$	2293318.193	psia	
$\nu$	0.346722531		
$\gamma$	0.75		
$\delta$	0.60		
$P_{net\_max}$	1429.625883	psia	

*Figura 34. Parámetros petrofísicos y geomecánica del reservorio.*

Al completar todos los parámetros la herramienta optiFrac realiza los cálculos pertinentes; para luego mostrar la curva de comportamiento de fractura donde especifica el índice de productividad adimensional y la conductividad adimensional alcanzados con el apuntalante 20/40 TX Brown; también muestra una tabla, donde especifica a detalle la longitud de fractura alcanzada, el ancho de fractura, el volumen de apuntalante a utilizar, la presión neta de fractura y entre otros parámetros que se necesitan al momento de diseñar la fractura, ver Anexo C.

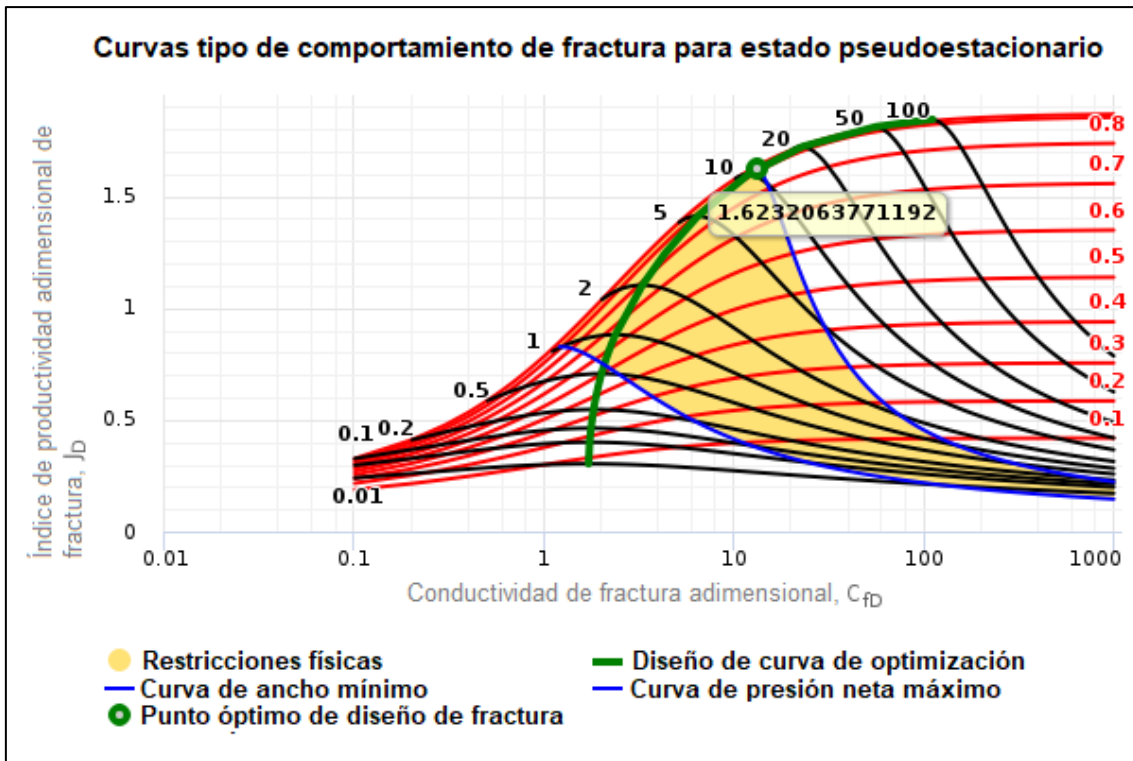


Figura 35. Curvas tipo para fracturamiento pseudoestacionario.

- **Herramienta FracDesign**

El manejo de la herramienta FracDesign es similar a optiFrac, se debe ingresar en la primera ventana el nombre del pozo y las unidades que se emplearán para realizar los cálculos.

<b>Nombre</b>	SPA1001
<b>Breve</b>	DISEÑO DE FRACTURA
<b>Grupo</b>	
<b>Unidades</b>	<input checked="" type="radio"/> Campo <input type="radio"/> Métrico

Figura 36. Ventana de inicio FracDesign.

Luego, se establece las condiciones del modelo de fractura, se selecciona el modelo de flujo del pozo en este caso pseudoestable, el modelo de fractura a emplear PKN, una forma de fractura elíptica y el modelo de balance de masa en función G.

<b>Estado de la condición de flujo:</b>	
<input checked="" type="radio"/> Pseudoestable	<input type="radio"/> Firme
<b>Modelo de fractura:</b>	
<input checked="" type="radio"/> PKN	<input type="radio"/> KGD
<b>Forma de fractura:</b>	
<input type="radio"/> Rectangular	<input checked="" type="radio"/> Elíptico
<b>Modelo de balance de masa:</b>	
<input checked="" type="radio"/> función g	<input type="radio"/> Carretero <input type="radio"/> Nolte

Figura 37. Condiciones para el modelo de fractura.

En la siguiente ventana se ingresa ciertos parámetros de fractura, geomecánica, área de drenaje y coeficientes de pérdida de fluidos; los parámetros de pérdida de fluido son considerados en los cálculos para el diseño óptimo de bombeo.

<b>k</b> ?	3	md	<b>i</b>
<b>h<sub>net</sub></b> ?	16	ft	<b>i</b>
<b>h<sub>f</sub></b> ?	177	ft	<b>i</b>
<b>E</b> ?	2293318	psia	<b>i</b>
<b>v</b> ?	0.34672		<b>i</b>
<b>x<sub>e</sub></b> ?	400	ft	<b>i</b>
<b>C<sub>L</sub></b> ?	2.30e-3	ft/min <sup>0.5</sup>	<b>i</b>
<b>C<sub>L_mult</sub></b> ?	1		<b>i</b>
<b>S<sub>p</sub></b> ?	0.010	gal/ft <sup>2</sup>	<b>i</b>

Figura 38. Parámetros del reservorio.

Se selecciona el apuntalante y se especifica el tipo de fluido, en este caso no newtoniano; al seleccionar esta opción la herramienta genera automáticamente los valores de la constante reológica, como se muestra en la Figura 39.

**Seleccione el tipo de fluido:**

newtoniano
  No newtoniano

$\mu$ ?	200	cP	<i>i</i>
$K$ ?	0.060	Pa * seg ^ n	<i>i</i>
$n$ ?	0.50		<i>i</i>

Figura 39. Condiciones del fluido a utilizar.

En los parámetros de bombeo, se establece el caudal de inyección de fluido fracturante, presión neta de fractura, número de etapas de bombeo y la concentración máxima de apuntalante.

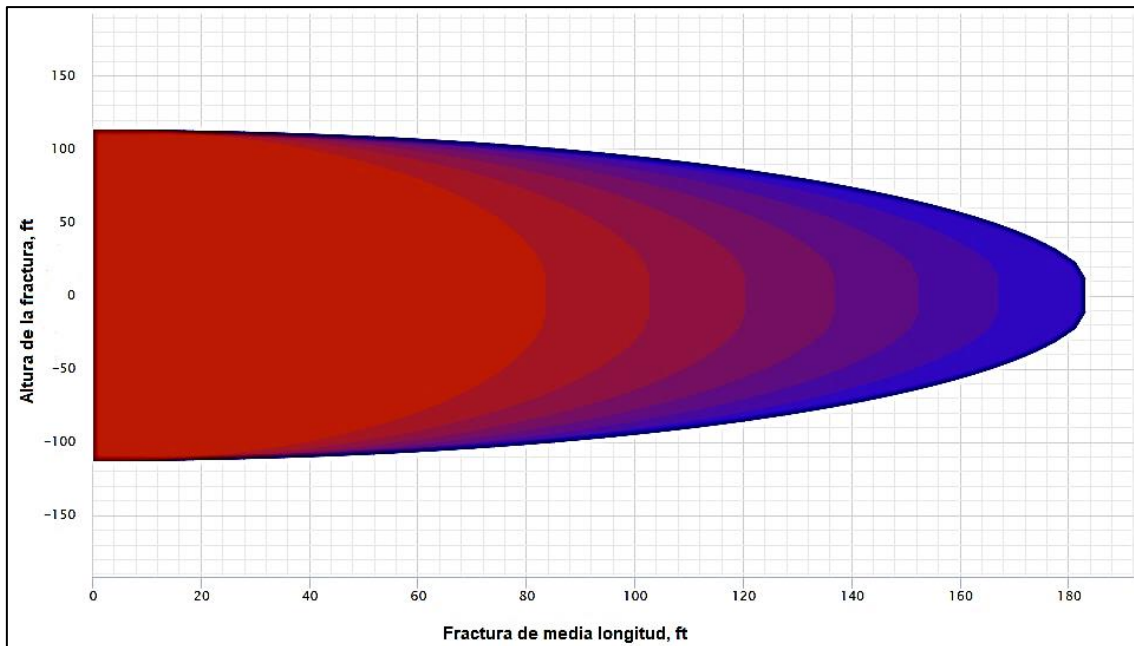
**Seleccione el modo de fractura:**

Diseño
  Simulación

$q$ ?	80	bpm	<i>i</i>
$P_{net\_max}$ ?	3091	psia	<i>i</i>
Stages ?	6		<i>i</i>
$ce_{max}$ ?	3	ppg	

Figura 40. Parámetros de bombeo.

Finalmente, se selecciona la opción calcular y la herramienta FracDesign realizará los cálculos correspondientes, estableciendo un diseño de fractura óptimo especificando la longitud y la altura de la fractura máxima alcanzada, tasas y tiempos de bombeo, concentraciones de apuntalante de cada etapa, índices de productividad alcanzados y presiones de bombeo; el diseño y otros parámetros finales se pueden observar en el Anexo D.



*Figura 41. Diseño previo de fractura.*

### 3.3.4 Simulación de fractura hidráulica con FracPro

El uso del simulador FracPro y junto a la información previamente establecida, permite realizar diversas pruebas de fractura hidráulica implementando la técnica Slickwater, logrando así un modelo de fractura más acertado; una vez que se hayan obtenidos los resultados, dicha información se trasladará al simulador principal (CMG) estableciendo así las condiciones estáticas y dinámicas del reservorio.

La simulación inicia mediante la selección de un nuevo proyecto, como se observa en la Figura 42, se asigna los datos del pozo, tales como; nombre del campo, pozo, formación a fracturar, ubicación, coordenadas del pozo, fecha inicio del tratamiento y tipo de tratamiento a realizar.

Se establece las condiciones del modelo de fractura de la siguiente manera: primero, se establece el modelo de fuga predeterminado del sistema; se escoge un modelo de perfil 3D clásico; y la orientación de la fractura en vertical; el resto de los apartados se los deja por defecto.

Figura 42. Ventana de inicio FracPro.

Luego, se establece la configuración de completación del pozo SPA1001, en esta ventana se proporcionan datos referentes al pozo perforado estableciendo una broca de 5,5 pulgadas de diámetro y un diámetro efectivo de 4,825 pulgadas. Posteriormente, colocar los diámetros del casing superficial e intermedio y las profundidades de asentamiento de cada una, de igual manera ingresar los datos de la línea de producción, como se muestra en la Figura 43. En el siguiente apartado se debe establecer el tope y base seleccionado para realizar las fracturas hidráulicas.

Length (ft)	Top MD (ft)	Bot MD (ft)	Surf Line/Tubing	OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Grade
300.0	0.0	300.0	Surface Line	2.375	0.00	1.995	Unspec
2,100.0	0.0	2,100.0	Tubing	2.375	0.00	1,995	Unspec
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0,000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0,000	

Figura 43. Configuración de la completación del pozo SPA1001.

El siguiente paso consiste en ingresar los parámetros del reservorio, primero se establecen los espesores de la arena que conforma la Formación Atlanta, ver Figura 44; luego se establecen las propiedades geomecánicas, químicas y térmicas del tipo de roca que predomina en la formación; finalmente establecer los parámetros petrofísicos de la formación y especificar que es un pozo productor de petróleo.

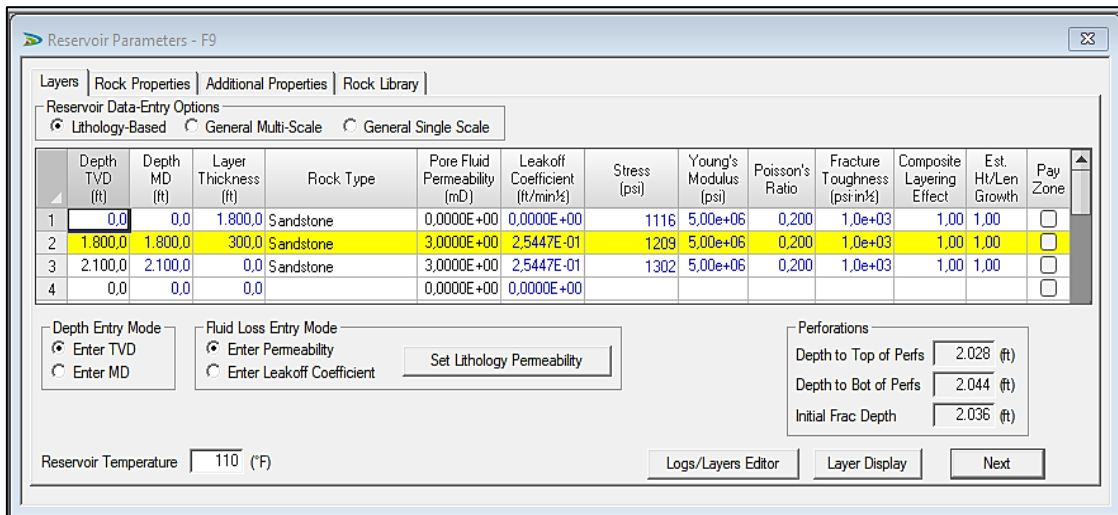


Figura 44. Configuración de los parámetros del reservorio.

En la selección del tipo fluido de fracturamiento y el agente apuntalante; el fluido seleccionado fue slickwater con una concentración del 75% de reductor de fricción mientras que el agente apuntalante fue la arena cuarzo de tamaño 20/40 y una presión de producción de referencia de 985 psi, ver Figura 45.

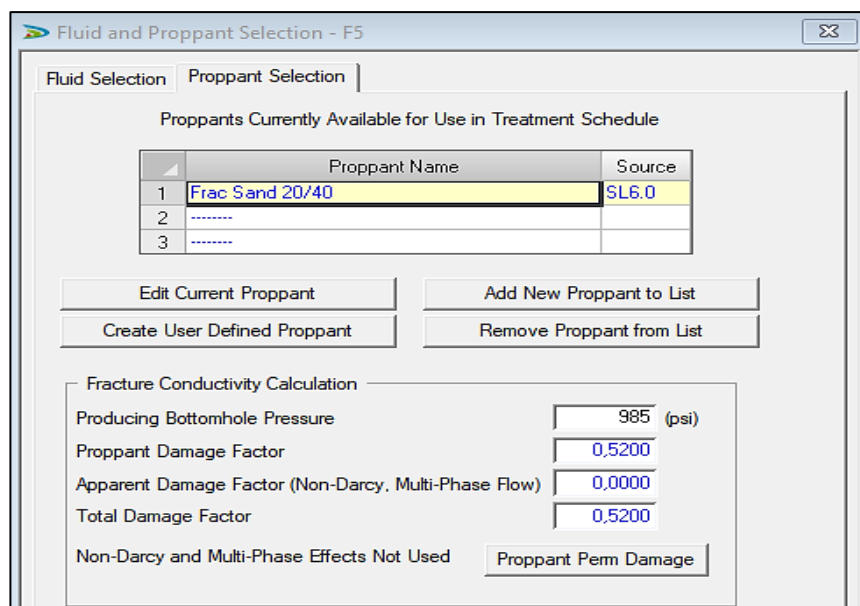


Figura 45. Selección del fluido de fractura y apuntalante.

El diseño del programa de tratamiento del fracturamiento hidráulico, se basa en establecer un total de siete etapas de bombeo; la primera etapa consiste en bombear 2000 galones de fluido slickwater con reductor de fricción al 75% a 80 barriles por minuto sin material apuntalante, llenando así el pozo y creando canales a la formación que permitirá facilitar el flujo y la colocación del material apuntalante; de la etapa dos a la siete consiste en bombear fluido slickwater combinadas con el agente apuntalante a diferentes concentraciones que van desde 0,50 a 5 libras por galón. El tiempo total del programa de bombeo es de aproximadamente 21 minutos, como se ilustra en la Figura 46.

The screenshot shows the 'Treatment Schedule - F6' window. At the top, there are tabs for 'Design Treatment Schedule' and 'Treatment Totals'. Below the tabs, there are dropdown menus for 'Treatment Info' (set to 'Cumul Time') and 'Wellbore Fluid' (set to 'Slickwater-0.75'). The main part of the window is a table with the following data:

	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	80.00	0.00	2.000	0.60	0:35	Slickwater-0.75	
2	Main frac slurry	80.00	0.50	3.500	1.07	1:39	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
3	Main frac slurry	80.00	2.00	6.000	1.95	3:36	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
4	Main frac slurry	80.00	2.50	10.000	3.31	6:55	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
5	Main frac slurry	80.00	3.25	15.000	5.12	12:02	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
6	Main frac slurry	80.00	4.00	15.000	5.27	17:18	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
7	Main frac slurry	80.00	5.00	10.000	3.65	20:57	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
8	Shut-in	0.00	0.00	0	0.00	20:57	Shut-in	
9	----	0.00	0.00	0	0.00			
10	----	0.00	0.00	0	0.00			

Below the table, there are several control panels:

- Treatment Type:** Radio buttons for 'No foam', 'N2 & CO2', 'N2', 'Custom', and 'CO2'. 'No foam' is selected.
- Prop Mode:** Radio buttons for 'Staged', 'Ramped', and 'Proprietary'. 'Staged' is selected.
- Calculate ...:** Radio buttons for 'Bhole from Surface', 'Surface from Bhole', 'Volume from Time', and 'Time from Volume'. 'Time from Volume' is selected.
- Wbore Volume:** A text box containing '329 (gal)'.
- Pulsed Proppant:** A checkbox that is unchecked, with a 'Pulse Duration' of '0 (secs)'.
- Include Stage Aliases:** A checkbox that is unchecked.
- A 'Next' button is located at the bottom right.

Figura 46. Programa del tratamiento de bombeo.

El último paso en FracPro es correr la simulación y comprobar que la fractura generada produzca una mayor conductividad, tenga una buena distribución del agente apuntalante y conocer la altura y longitud final con el tratamiento Slickwater. Si el diseño es factible se llevarán sus resultados a CMG, de lo contrario se deberá crear otro programa de bombeo hasta obtener un diseño óptimo de fractura. Los reportes generados de FracPro se encuentran en el Anexo E.



### 3.3.5 Simulación en condiciones estáticas y dinámicas

La simulación en condiciones estáticas permite crear un modelo de reservorio semejante al entorno real del campo; para ello se tomará una porción del área Santa Paula, estableciendo el modelo geológico del área, las propiedades petrofísicas y geomecánicas que lo conforman, la caracterización del fluido presente y la ubicación del pozo SPA1001.

La simulación en condiciones dinámicas permite, simular el flujo de fluidos, caídas de presión a lo largo del yacimiento, ajustar los niveles históricos de producción, crear fracturas hidráulicas y evaluar el comportamiento productivo generado por el modelo creado.

La construcción de la unidad geológica empieza mediante la digitalización de una porción del mapa de contorno de la Formación Atlanta de acuerdo con la ubicación del pozo SPA1001, estableciendo sus límites, topes y espesores de arena utilizando el software GMSH. En la Figura 47 se puede observar los puntos que describen las coordenadas en las direcciones (X, Y); una vez generado el mapa se debe exportar en un archivo compatible con CMG, en este caso en formato (bna).

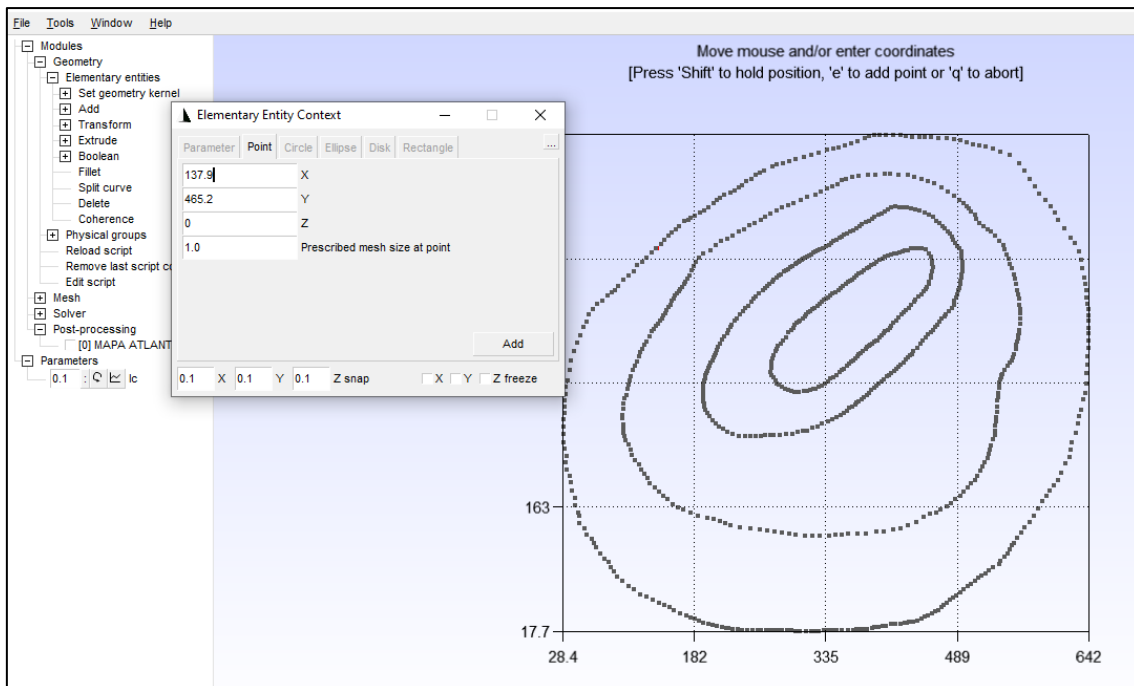


Figura 47. Mapa de contorno creado con GMSH.

- **Construcción del modelo estático y dinámico**

La construcción del modelo estático inicia mediante el uso del software CMG, se ejecuta la herramienta “Builder” para crear un nuevo proyecto y se ajustan los parámetros, como se observa en la Figura 48. La herramienta que se utiliza para realizar la simulación es “IMEX”, el sistema de unidades serán las de campo (*Field*) y se selecciona “DUALPERM” debido a que los bloques de la matriz estarán conectados tanto a los bloques de fractura como a los bloques de matriz próximos.

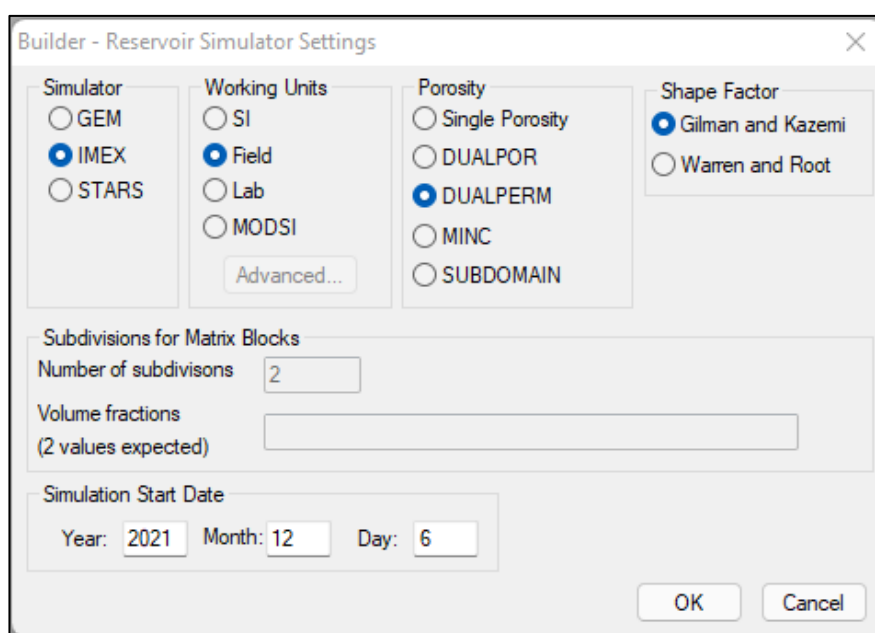


Figura 48. Ventana de inicio.

Se carga el mapa de contorno realizado anteriormente, esta opción se sitúa en la cinta de opciones marcando sobre “File” y seleccionando “Open Map File”, posterior a esto aparece una ventana emergente donde se debe establecer el formato del mapa generado (bna), las unidades del mapa (pies) y buscar el archivo en el ordenador.

Una vez cargado el mapa en la ventana principal de “Builder” se procede a realizar la configuración de la malla; este paso es importante debido a que debe cubrir toda el área de estudio. Para crear la malla se debe ir a la cinta de opciones, marcar sobre “Reservoir” y seleccionar “Create Grid - Orthogonal Corner Point”. Posterior a este paso se ejecuta una ventana donde se debe ingresar los siguientes datos de la Tabla 5.

Tabla 5: Ajuste de malla.

Dirección	Número de celdas	Ancho de celda	Longitud total
I →	100	40 ft	4000 ft
J ↓	100	40 ft	4000 ft
K ↘	6	Definido por mapa isópaco	

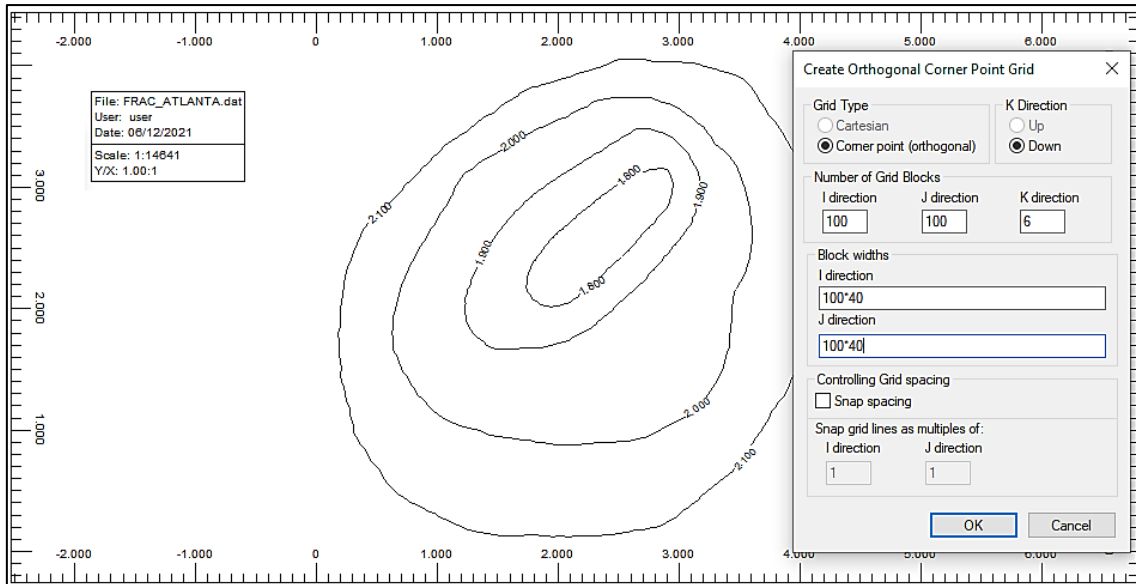


Figura 49. Mapa isópaco y ajuste de malla.

Luego, se carga los espesores de arena de la Formación Atlanta, para ello se debe dirigir a la opción “Specify Property”, ejecutando una ventana donde nuevamente debe cargar el mapa isópaco en la columna “Grid Top” fila “Layer 1”, dando clic derecho se escoge la opción “Geological Map”. Después, en la columna “Grid Thickness” debe cargar los espesores de arena de la formación Atlanta, el proceso para cargar los espesores de arena es similar, sin embargo, como se ha dividido la arena en 6 capas es necesario establecer un multiplicador de 0.1666667 para cada una de las capas, ver Figura 50.

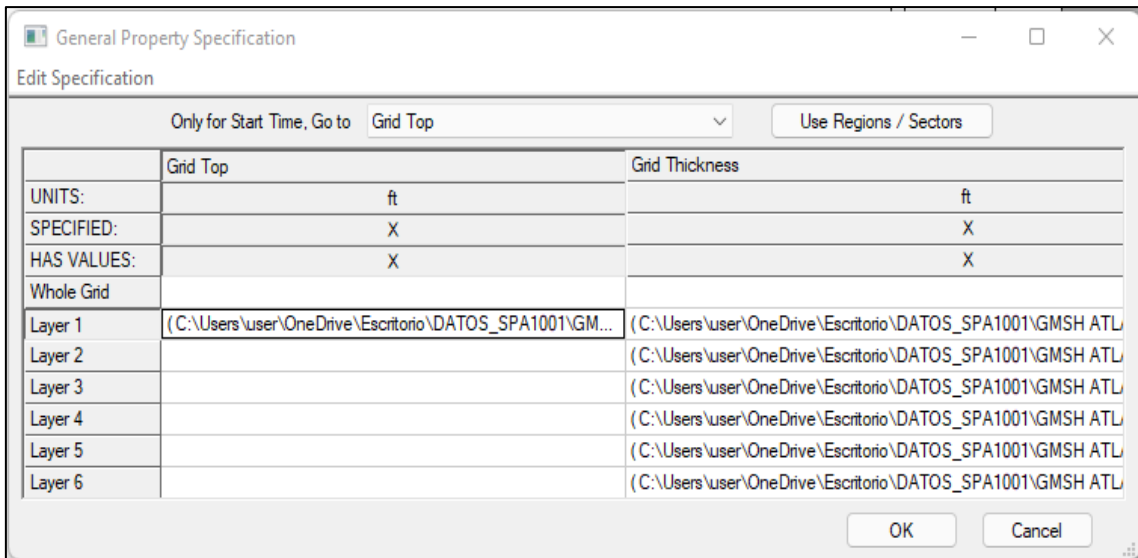


Figura 50. Ingreso de topes y espesores de arena de la Formación Atlanta.

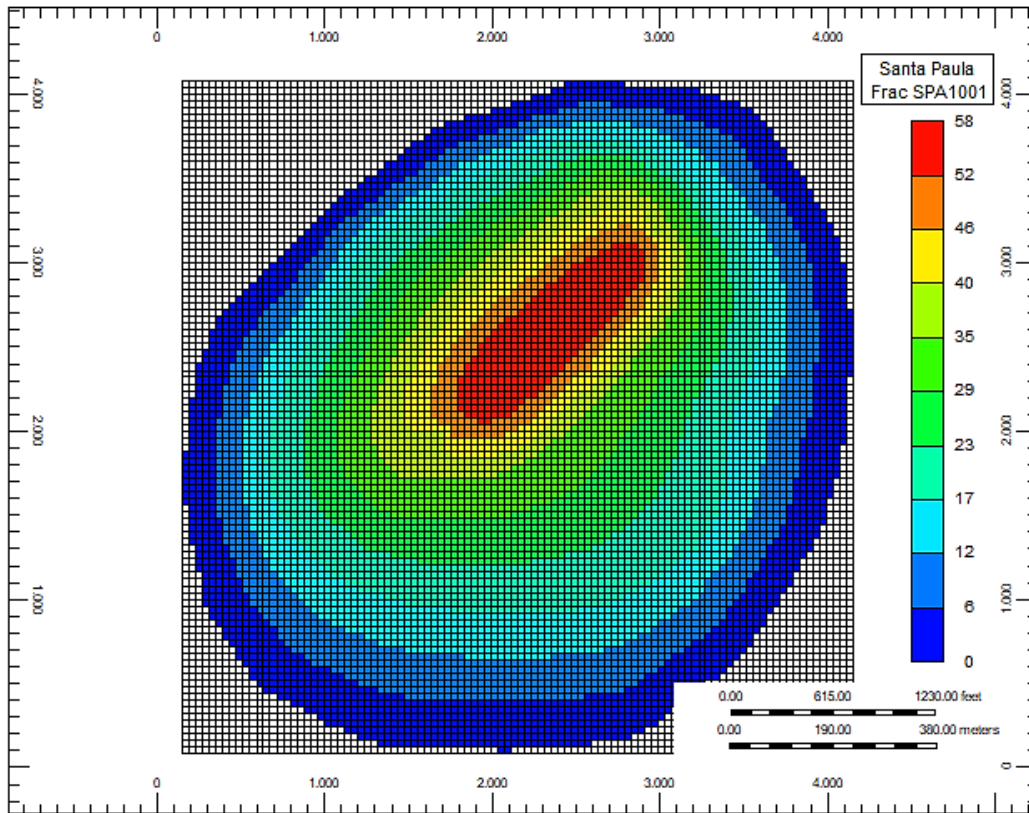


Figura 51. Mapa y espesores cargados en 2D.

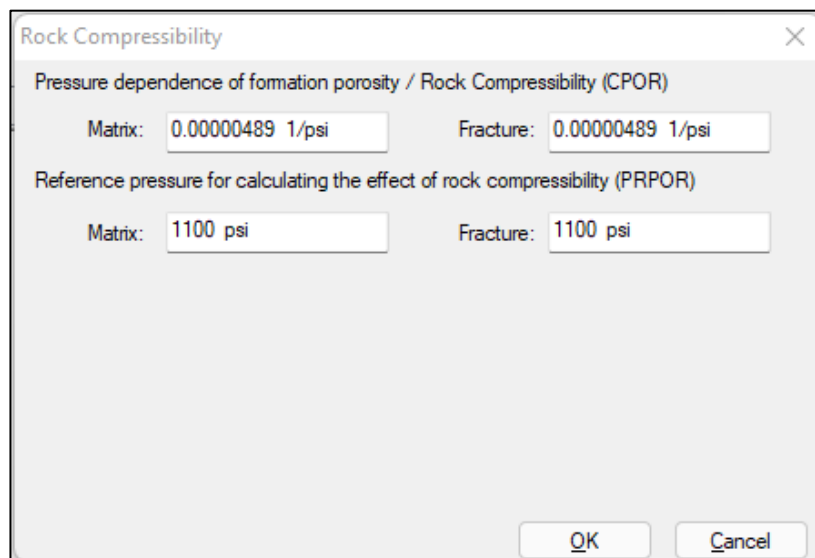
Se selecciona Ok y el software comienza a interpolar el mapa de contorno ajustándose a la malla generada anteriormente y reproduciendo un modelo a escala del yacimiento, ver Figura 51. Una vez cargados los topes y espesores de arena se debe guardar los cambios realizados; nuevamente se accede a la ventana “Specify Property”

para añadir los parámetros que se muestran en la Tabla 6. Los cálculos y ecuaciones se encuentran en el Anexo B.

*Tabla 6: Parámetros petrofísicos.*

<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>
<b>Porosidad</b>	0,27
<b>Porosidad de fractura</b>	0,00005
<b>Permeabilidad, mD</b>	3
<b>Permeabilidad de fractura (I)</b>	0,000025
<b>Permeabilidad de fractura (J)</b>	0,000025
<b>Permeabilidad de fractura (K)</b>	0,00005
<b>Saturación de petróleo</b>	0,72
<b>Saturación de agua</b>	0,28

Una vez cargados todos los valores se procede a aplicar los cambios y guardar; después hay que establecer los valores de compresibilidad de la roca, para ello se selecciona “Reservoir” situado en el lateral izquierdo, seguido de “Rock Compressibility” generando una nueva ventana emergente, en este apartado se debe ingresar los valores de compresibilidad de la roca que se utilizará en todo el modelo (CPOR) y la presión de poro de referencia (PRPOR). Estos parámetros hacen que se produzcan modificaciones continuas en los valores de porosidad a medida que la presión del fluido en el yacimiento suba o baje; los valores que se utilizarán se pueden observar en la Figura 52.



*Figura 52. Valores de compresibilidad de la roca.*

Los siguientes parámetros que se deben ajustar son los datos PVT del fluido que se utilizarán en la simulación; se selecciona “Components” seguido de “Model” escogiendo el modelo “Black oil”, después se abrirá una ventana emergente donde se colocan los valores de la Tabla 7, y se da clic en ok.

*Tabla 7: Datos PVT del fluido.*

<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>
<b>Temperatura del reservorio</b>	110°F
<b>Presión máxima</b>	1200 psi
<b>Presión del punto de burbuja</b>	850 psi
<b>Densidad del petróleo</b>	40 °API
<b>Densidad del gas</b>	1,018
<b>Densidad del agua</b>	62,5898 lb/ft <sup>3</sup>
<b>Factor volumétrico de formación</b>	1,00603
<b>Compresibilidad del agua de formación</b>	3,07113e-006 1/psi
<b>Presión de referencia</b>	1100 psi
<b>Viscosidad del agua de formación</b>	0,69668 cp
<b>Salinidad del agua</b>	13000 ppm

El software generará diversas curvas de comportamiento del fluido de acuerdo con los datos ingresados, estas curvas representan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento a diferentes presiones. Para el modelo PVT creará curvas de solubilidad del gas ( $R_s$ ), factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ ), gas de expansión ( $E_g$ ) y la viscosidad del gas ( $Vis_g$ ) como la del petróleo ( $Vis_o$ ).

Los parámetros de roca-fluido se establecen en la sección “Rock-Fluid” situado en la cinta de opciones de Builder, seguido de “Rock Fluid Types” cargando una nueva ventana emergente, se selecciona la opción “New Rock Type”, después se selecciona “Tools” seguido de “Generate tables using correlations”. En esta sección se cargan los valores para que el software cree las correlaciones de permeabilidad relativas, ver Figura 53; los valores completos se encuentran en el Anexo B.

#	Description	Value
1	SWCON - Endpoint Saturation: Connate Water	0.2
2	SWCRIT - Endpoint Saturation: Critical Water	0.22
3	SOIRW - Endpoint Saturation: Irreducible Oil ...	0.15
4	SORW - Endpoint Saturation: Residual Oil for...	0.18
5	SOIRG - Endpoint Saturation: Irreducible Oil f...	0.05
6	SORG - Endpoint Saturation: Residual Oil for ...	0.08
7	SGCON - Endpoint Saturation: Connate Gas	0.05
8	SGCRIT - Endpoint Saturation: Critical Gas	0.08
9	KROCW - Kro at Connate Water	1
10	KRWIRO - Krw at Irreducible Oil	1
11	KRGCL - Krg at Connate Liquid	0.05
12	KROGCG - Krog at Connate Gas	1
13	Exponent for calculating Krw from KRWIRO	2
14	Exponent for calculating Krow from KROCW	2
15	Exponent for calculating Krog from KROGCG	2
16	Exponent for calculating Krg from KRGCL	2

Figura 53. Interfaz de correlaciones para permeabilidades.

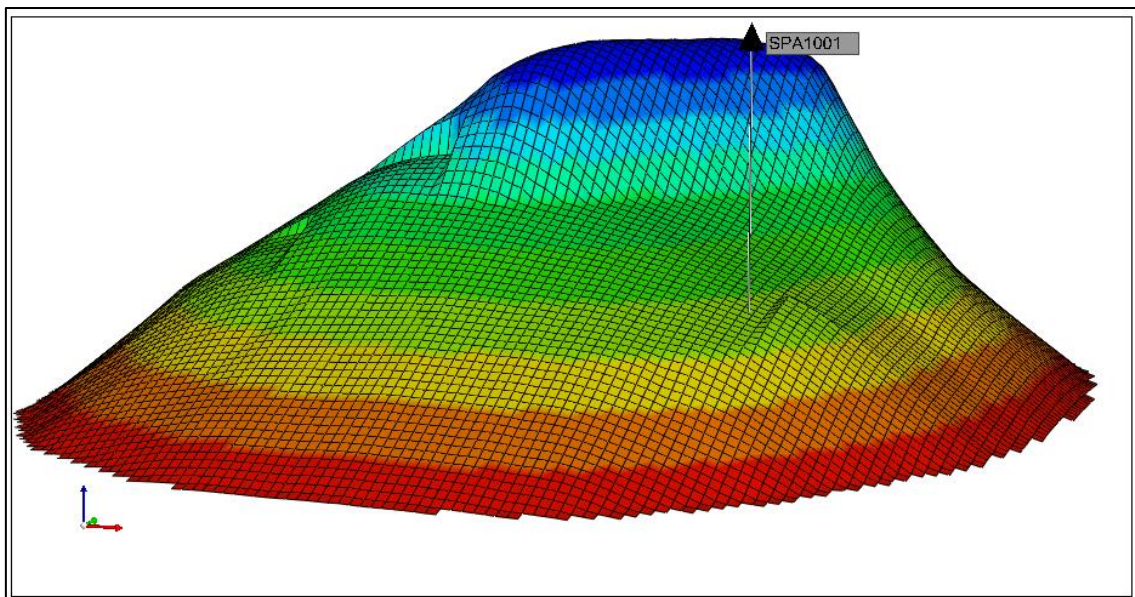
Se asignan las condiciones iniciales, consiste en establecer las presiones de referencia, profundidades de los puntos de contacto (gas, petróleo o agua) y la presión de burbuja. En la cinta de opciones seleccionamos “Initial Conditions” posterior a ello cargará una ventana donde se debe escoger el tipo de equilibrio capilar-gravedad del yacimiento, en este caso el contacto agua-petróleo. Después se establece la presión y profundidad de referencia 1200 psi y 2060 pies. Luego se debe establecer la profundidad del contacto agua petróleo a 2060 pies, la presión del punto de burbuja a 850 psi y se aplica los cambios, como se ilustra en la Figura 54.

Figura 54. Ventana de condiciones iniciales.



A continuación, se debe agregar el pozo en el modelo de reservorio; en la cinta de opciones se selecciona “Well” seguido de “Well New”, cargando una interfaz, en la cual primero se debe asignar el nombre del pozo en este caso SPA1001, luego se especifica que el tipo de pozo, en este caso productor y se guarda los cambios.

Lo siguiente a realizar es perforar el pozo de acuerdo con el diagrama de completación. Para perforar el pozo se debe seleccionar “Perf” situado debajo de SPA1001 en el lateral izquierdo donde cargará una nueva ventana, la ubicación del pozo se encuentra en los bloques “76 66 3” y “76 66 4” se selecciona Ok y guardar; completado este paso se puede observar el pozo en el modelo 3D como se muestra en la Figura 55.



*Figura 55. Ubicación del pozo SPA1001.*

La producción actual del pozo se asigna mediante la opción “Well” seguido de “Import Production/Injection Data” esto generará una nueva ventana donde se debe cargar un archivo con los datos de producción del pozo. Después, se ajusta en la columna dos el formato de fechas de producción, en la columna tres y cuatro se debe especificar el tipo de producción (petróleo y agua), sus unidades en barriles por día y el periodo previsto en días, como se observa en la Figura 56; se aceptan los cambios y se guarda.



	1	2	3	4
Identifier	Well/Group Name ▾	Date/ Time ▾	Oil Produced ▾	Water Produced ▾
Related info		D M Y (eg. ... ▾	Producing d... ▾	Producing dail... ▾
Units			bbl/day ▾	bbl/day ▾
Expected period			Daily ▾	Daily ▾
Missing dates			zero(take ze... ▾	zero(take zero ... ▾
1	WELL	DATE	OILPRODUCTI...	WATERPRODUC...
2	NAME	D/M/Y	BOPD	BWPD
3	SPA1001	1/1/2018	4.03	10
4	SPA1001	2/1/2018	3.82	10
5	SPA1001	3/1/2018	4.34	10
6	SPA1001	4/1/2018	3.67	10
7	SPA1001	5/1/2018	5.26	10
8	SPA1001	6/1/2018	4.07	10
9	SPA1001	7/1/2018	4.86	10
10	SPA1001	8/1/2018	4.51	10
11	SPA1001	9/1/2018	4.58	10
12	SPA1001	10/1/2018	3.88	10
13	SPA1001	11/1/2018	4.26	10
14	SPA1001	12/1/2018	4.65	10
15	SPA1001	13/1/2018	5.11	10

Figura 56. Ajuste de histórico de producción.

Ahora se deben crear las fracturas hidráulicas de acuerdo con los intervalos seleccionados; en la cinta de opciones, se selecciona “Well” seguido de “Hydraulic Fracturing”, en esta ventana se escoge la opción “Non-Darcy Option” y se selecciona la opción “General Correlation” después se debe dirigir a “Fractures” y dar clic en “New Planar Fracture Stage”, esta opción permitirá crear una o más fracturas planas en el pozo en una misma dirección, espaciado y configuración de la perforación permitiendo la ubicación y número de fracturas. Lo siguiente es crear un “Planar Template” donde se debe añadir los valores de permeabilidad primaria y ajustar la refinación de la plantilla de acuerdo con los datos obtenidos de FracPro, los valores ingresados se pueden observar en la Figura 57.

El diseño de fractura que se desea realizar cuenta con una separación de tres pies por cada fractura; la permeabilidad intrínseca es de 152 mD obteniendo una permeabilidad efectiva de 228 mD (valor obtenido por FracPro); se establece una permeabilidad máxima de fractura de 477 mD; después determina la dirección de la fractura en dirección I (dirección horizontal), con un número de siete refinamientos en dirección (I, J, K); la longitud máxima de fractura es de 132 pies (valor obtenido por

FracPro); el número de capas perforadas por encima de la fractura es de 0; el número de capas por debajo de la fractura es “1”; y el ancho de celda de cuadrícula lo dejamos por defecto.

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <table border="1"> <tr> <td>Fracture Width</td> <td>3 ft</td> </tr> <tr> <td>Intrinsic Permeability</td> <td>152 md</td> </tr> <tr style="background-color: yellow;"> <td>Effective Permeability</td> <td>228 md</td> </tr> <tr> <td>Tip Permeability</td> <td>477 md</td> </tr> </table> </div> </div> </div> </div> </div>		Fracture Width	3 ft	Intrinsic Permeability	152 md	Effective Permeability	228 md	Tip Permeability	477 md
Fracture Width	3 ft								
Intrinsic Permeability	152 md								
Effective Permeability	228 md								
Tip Permeability	477 md								

Figura 57. Ventana de permeabilidad y refinamiento del plano de fractura.

En la casilla “Fractures” se selecciona el “Planar Template” que se creó anteriormente, después se escoge la opción “Visible Perforations Only”, se da clic en aplicar y guardar cambios, ver Figura 58.

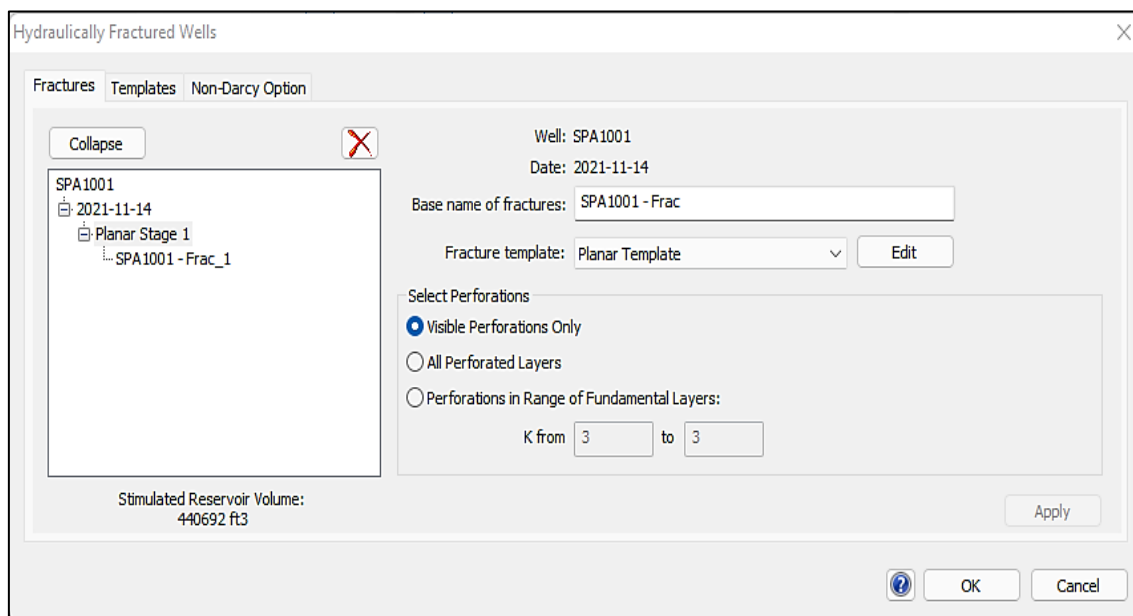
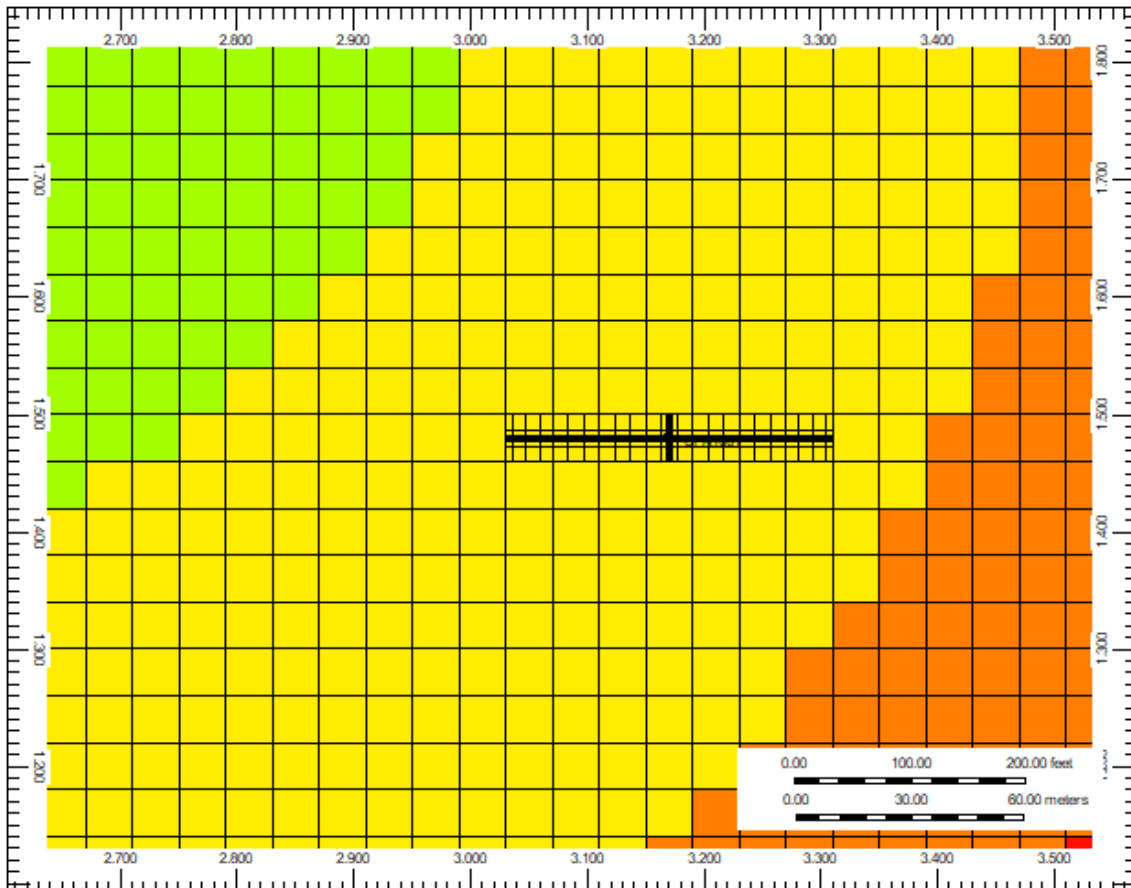


Figura 58. Ventana principal para diseñar fracturas hidráulicas.

En la cinta de opciones de Builder se selecciona el plano tres y se verifica si se aplicaron las fracturas en el pozo, como se muestra en la Figura 59. Posteriormente, se debe establecer el tiempo de producción que desea pronosticar, en este caso hasta noviembre del 2031 con un periodo previsto en meses. Finalmente, se debe validar la simulación en “IMEX” generando una nueva ventana emergente donde comienza el proceso de simulación.



*Figura 59. Vista en planta de la fractura planar del pozo SPA1001.*

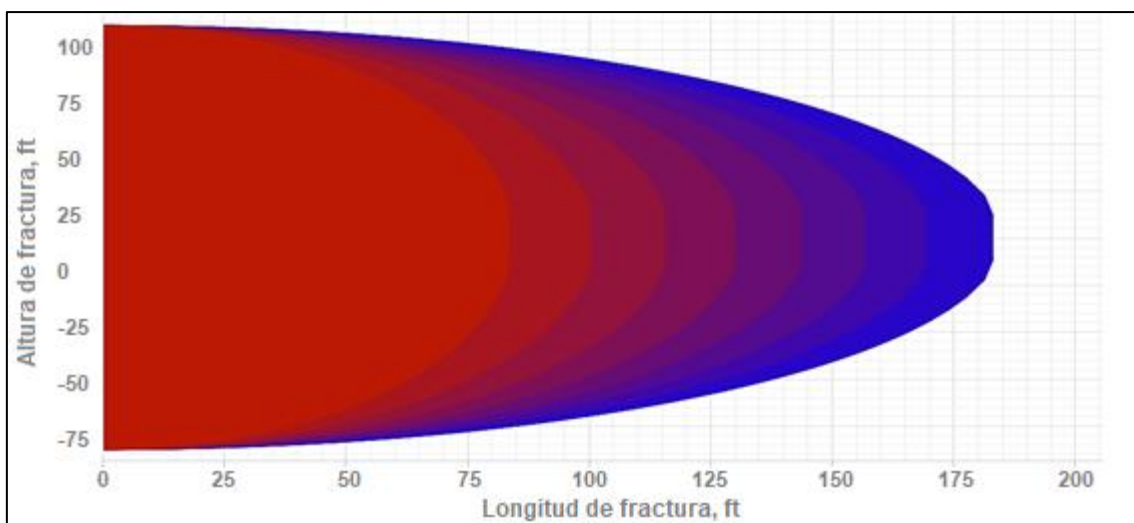
Se realizarán tres escenarios de fractura junto a sus respectivos pronósticos de producción para determinar la aplicabilidad del tratamiento de fracturamiento hidráulico en el pozo SPA1001 con la finalidad de incrementar la producción de petróleo.

# CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 4.1 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

El análisis de los parámetros obtenidos en el software Pengtools, proporcionó un diseño de fractura previo que sirvió como guía para realizar el diseño final de fractura aplicando la técnica Slickwater; además, permitió conocer el índice de productividad máximo, las concentraciones de apuntalante y las tasas de bombeo necesarios para alcanzar la altura y longitud de fractura óptimo.

Los valores suministrados al software de acuerdo con lo revisado en el capítulo 3, logró crear un programa de bombeo con 80 bpm y una concentración máxima de 3 ppg; el diseño propuesto alcanzó una longitud de fractura de 178 pies y una altura de fractura de 177 pies, como se observa en la Figura 60.



*Figura 60. Diseño de fractura en Pengtools.*

Una vez realizada la prueba de fractura, se procedió a utilizar el simulador FracPro para crear fracturas hidráulicas con la técnica Slickwater y generar diversos programas de fractura. Cabe mencionar que el uso de la herramienta FracPro, se debe a que existen reportes del campo donde se empleó esta herramienta para crear programas de fracturamientos, tales como en el pozo SPA1006 y SPA1004 (Marco, 1997).

#### 4.1.1 Resultados de la fractura en FracPro

- *Escenario I*

En el escenario uno, la configuración del pozo y reservorio es igual para todos los escenarios como se explicó en el capítulo tres; sin embargo, el programa de bombeo que se utilizó fue el generado por el simulador Pengtools e implementado en FracPro, como se muestra en la Figura 61.

The screenshot shows the 'Treatment Schedule - F6' window with the following data table:

Stage	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	80.00	0.00	5.824	1.73	1:44	Slickwater-0.75	
2	Main frac slurry	80.00	1.27	1.900	0.60	2:19	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
3	Main frac slurry	80.00	1.90	1.842	0.60	2:55	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
4	Main frac slurry	80.00	2.24	1.811	0.59	3:31	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
5	Main frac slurry	80.00	2.50	1.787	0.59	4:06	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
6	Main frac slurry	80.00	2.71	1.768	0.59	4:42	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
7	Main frac slurry	80.00	3.00	1.984	0.67	5:22	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
8	Main frac slurry	80.00	3.00	115.781	39.12	44:29	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
9	----	0.00	0.00	0	0.00			
10	----	0.00	0.00	0	0.00			

Below the table, the interface includes several control panels:

- Treatment Type:** Radio buttons for No foam, N2 & CO2, N2, Custom, and CO2.
- Prop Mode:** Radio buttons for Staged, Ramped, and Proprietary.
- Calculate ...:** Two buttons for calculating volume and time from different parameters.
- Wellbore Volume:** A text input field showing 329 (gal).
- Pulsed Proppant Pulse Duration:** A text input field showing 0 (secs).
- Include Stage Aliases:** A checkbox.
- Next:** A button to proceed to the next screen.

Figura 61. Programa de bombeo obtenido por Pengtools.

El primer escenario utilizó fluido slickwater con 75% de aditivo reductor de fricción, consta de ocho etapas de las cuales se bombeó 3159,5 bbls de fluido limpio a 80 bpm con un total de 372,5 k lbs de material apuntalante, obteniendo una longitud de fractura de 148 ft con una longitud alcanzada por el apuntalante de 116 ft, la altura de la fractura es de 292 ft con un alcance de altura del apuntalante de 228 ft, el ancho promedio

de la fractura es de 0,25 in, la concentración promedio de apuntalante es de 0,52 lb/ft<sup>2</sup>, con un número equivalente de fracturas múltiples igual a 1, lo que genera una conductividad promedio de fractura de 1046,4 mD-ft, como se muestra en la Figura 62 y Figura 63.

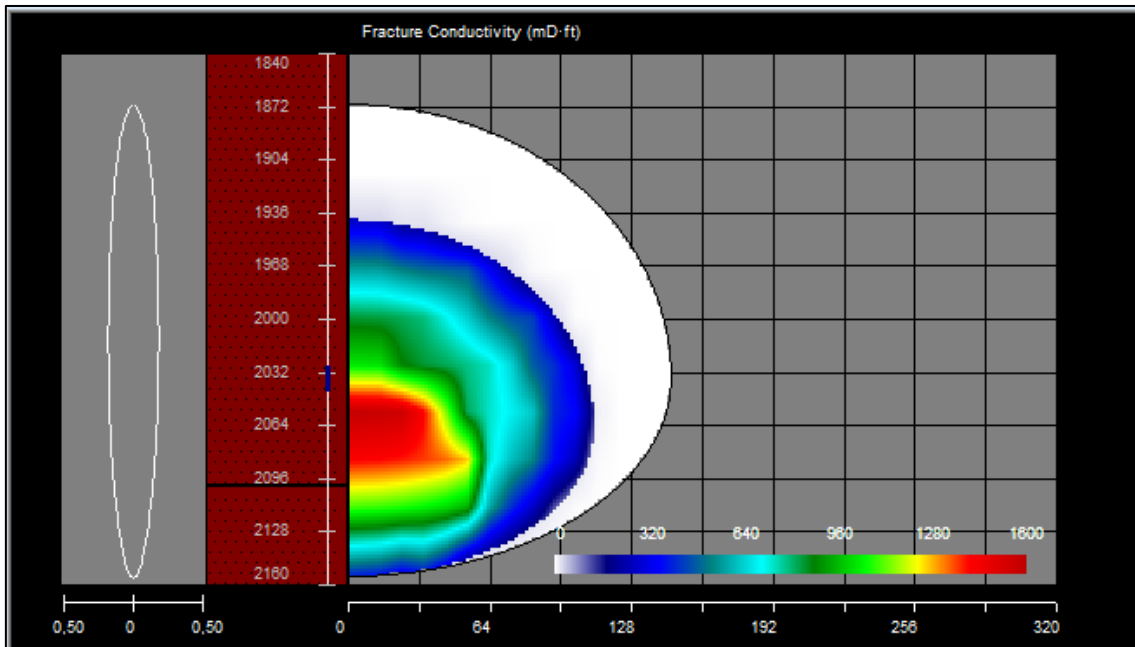


Figura 62. Conductividad de la fractura (mD-ft) para el escenario I.

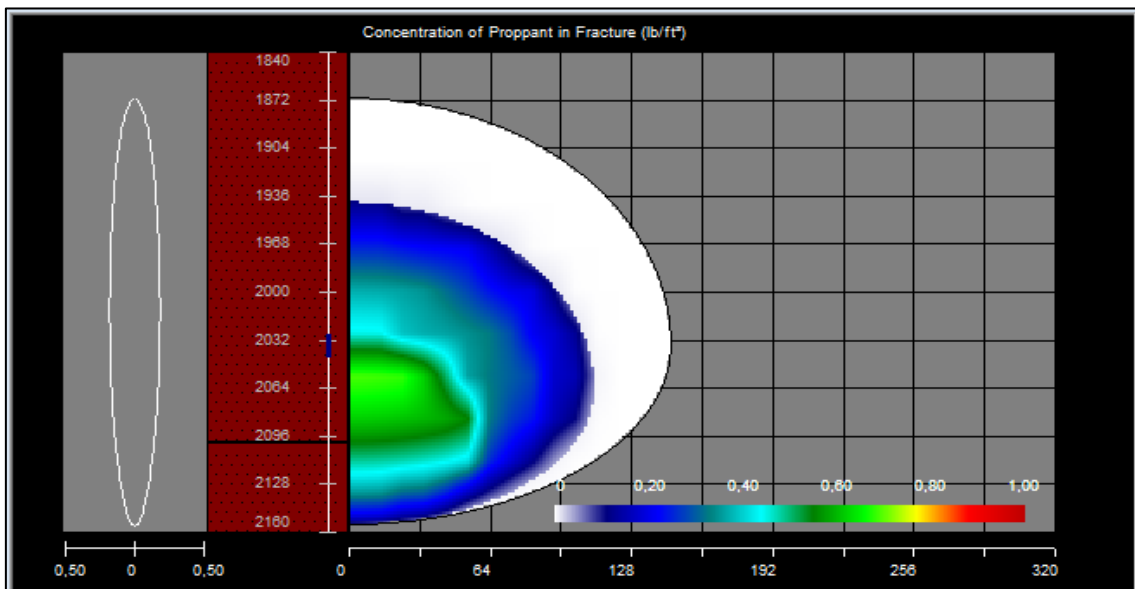


Figura 63. Concentración de apuntalante en la fractura (lb/ft<sup>3</sup>) para el escenario I.

El programa de bombeo con el software Pengtools, muestra en sus resultados que no hay una buena distribución de material apuntalante en las etapas, en su última etapa

presenta una mayor cantidad de fluido, esto genera que la fractura no sea suficiente para mantener una buena conductividad entre el pozo y el yacimiento. La fractura generada por el simulador es buena, como se aprecia en la Figura 63, sin embargo, la distribución del apuntalante al no ser la adecuada (región en blanco) provoca que se cierre la fractura, por lo que no será posible mantener abiertos los canales de flujo.

Los resultados del primer escenario serán tomados en cuenta para realizar la simulación con CMG y constatar si presenta un incremento en la producción del pozo; este diseño también servirá para mejorar los programas de bombeo en los escenarios posteriores hasta lograr un diseño óptimo.

• **Escenario II**

El escenario dos muestra un programa de bombeo de fluido limpio más uniforme con volúmenes que varían desde 3000 hasta 11000 galones, evitando problemas de distribución del material apuntalante, las concentraciones de apuntalante para las ocho etapas fueron aumentando hasta alcanzar los 5 ppg, las tasas de bombeo se mantienen a 80 bpm con un volumen total de fluido de 1731,8 bbls, ver Figura 64.

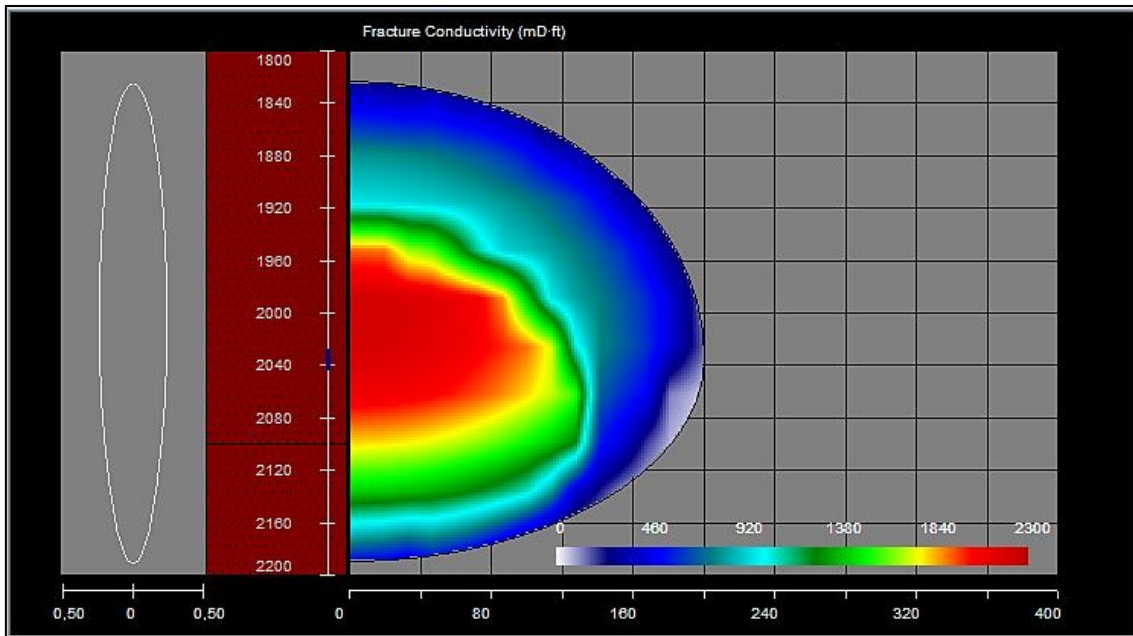
Stage	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	80,00	0,00	3.000	0,89	0:53	Slickwater-0.75	
2	Main frac slurry	80,00	0,50	8.000	2,43	3:19	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
3	Main frac slurry	80,00	1,75	8.000	2,57	5:53	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
4	Main frac slurry	80,00	2,00	9.000	2,92	8:49	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
5	Main frac slurry	80,00	3,25	9.000	3,07	11:53	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
6	Main frac slurry	80,00	4,00	11.000	3,86	15:45	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
7	Main frac slurry	80,00	5,00	8.000	2,92	18:40	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
8	Main frac flush	80,00	0,00	10.000	2,98	21:38	Slickwater-0.75	
9	Shut-in	0,00	0,00	0	0,00	21:38	Shut-in	
10	---	0,00	0,00	0	0,00			

Treatment Type:  No foam,  N2 & CO2,  N2,  Custom,  CO2  
 Prop Mode:  Staged,  Ramped,  Proprietary  
 Calculate ...:  Bhole from Surface,  Surface from Bhole  
 Calculate ...:  Volume from Time,  Time from Volume  
 Wellbore Volume: 329 (gal)  
 Pulsed Proppant Pulse Duration: 0 (secs)  Include Stage Aliases

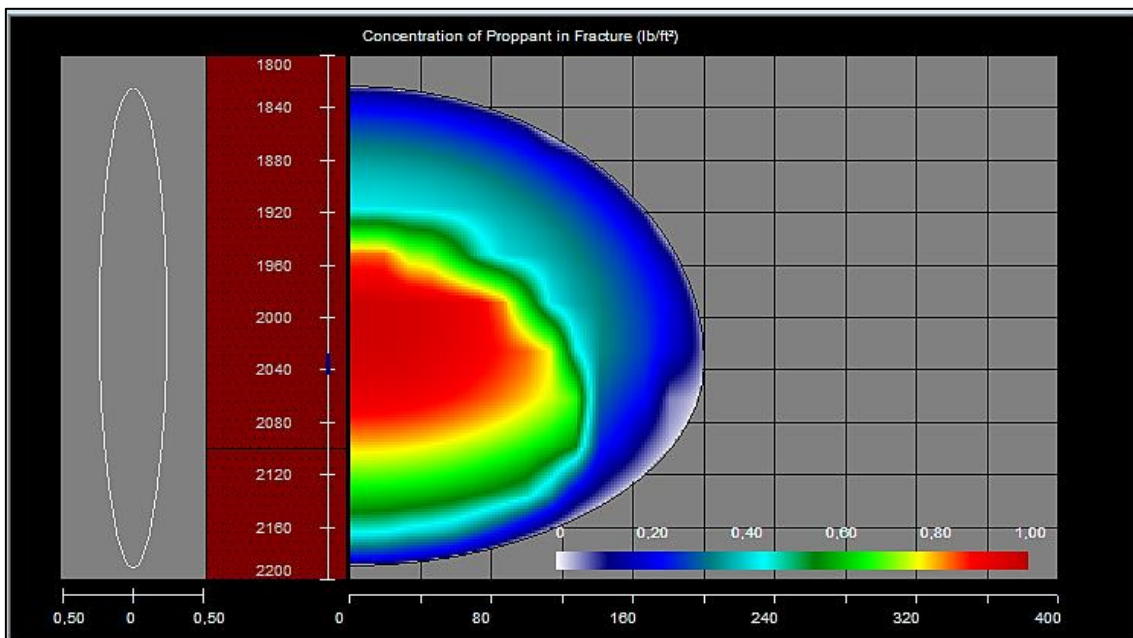
Figura 64. Programa de bombeo modificado para el escenario II.

El diseño de fractura del tratamiento alcanza una longitud de 202 ft con lo que el material apuntalante alcanzó a cubrir 175 ft, la altura de fractura fue de 366 ft con un

alcance de material apuntalante de 317 ft, el ancho de fractura promedio es de 0,320 en una concentración de apuntalante de 0,49 lb/ft<sup>2</sup> generando una conductividad de fractura promedio de 1207,3 mD-ft, mejorando el contacto del pozo con el yacimiento, ver Figura 65 y Figura 66.



*Figura 65. Conductividad de fractura (mD-ft) para el escenario II.*



*Figura 66. Concentración de apuntalante en la fractura (lb/ft³) para el escenario II.*

El resultado de este diseño de fractura logra ser semejante a los reportes de programas de fractura del área de Santa Paula de años anteriores (1997), generando



confiabilidad en el diseño propuesto; sin embargo, la zona que se desea fracturar supera en grandes proporciones la altura del espesor de arena seleccionado, y debido a esto se debe crear un tercer escenario el cual se pretende que dé mejores distribuciones del apuntalante y se adapte de mejor manera la geometría de la fractura.

• **Escenario III**

El escenario tres presenta volúmenes de fluido limpio que varían de 2000 hasta 17000 galones por etapas del tratamiento los cuales fueron ajustados en base a la bibliografía referente para este tipo de tratamientos de fractura y el yacimiento en estudio, las tasas de bombeo del sistema se mantienen a 80 bpm y la concentración máxima del material apuntalante es de 5 ppg, lo cual beneficia a la distribución de apuntalante ya que se obtendrá una mejor concentración en toda el área de la fractura.

El tratamiento de fractura consta de ocho etapas en el cual se bombeó 1869 bbls de fluido limpio y 197,5 k lbs de material apuntalante dando un volumen total de 2081,3 bbls bombeados en todo el sistema, ver Figura 67.

Stage	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	80,00	0,00	2.000	0,60	0:35	Slickwater-0.75	
2	Main frac slurry	80,00	0,50	3.500	1,07	1:39	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
3	Main frac slurry	80,00	2,00	6.000	1,95	3:36	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
4	Main frac slurry	80,00	2,50	10.000	3,31	6:55	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
5	Main frac slurry	80,00	3,25	15.000	5,12	12:02	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
6	Main frac slurry	80,00	4,00	15.000	5,27	17:18	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
7	Main frac slurry	80,00	5,00	10.000	3,65	20:57	Slickwater-0.75	Frac Sand 20/40
8	Main frac flush	80,00	0,00	17.000	5,06	26:00	Slickwater-0.75	
9	Shut-in	0,00	0,00	0	0,00	26:00	Shut-in	
10	----	0,00	0,00	0	0,00			

Treatment Type:  No foam  N2 & CO2  N2  CO2  Custom  
 Prop Mode:  Staged  Ramped  Proprietary  
 Calculate ...:  Bhole from Surface  Surface from Bhole  Pulsed Proppant Pulse Duration: 0 (secs)  
 Calculate ...:  Volume from Time  Time from Volume  
 Wellbore Volume: 329 (gal)  Include Stage Aliases

Figura 67. Programa de bombeo modificado para el escenario III.

El diseño de fractura en el escenario tres alcanza una longitud de 131,6 ft y una altura de 259,9 ft donde el material apuntalante cubre en su totalidad las dimensiones descritas, la fractura logra distribirse desde los 1904,5 ft de profundidad hasta llegar a

la base de 2164,4 ft, dentro de la fractura posee un ancho promedio de 0,309 in y una concentración de apuntalante de 0,63 lb-ft<sup>2</sup> obteniendo una conductividad de 1475,9 mD-ft, como se observa en la Figura 68 y Figura 69.

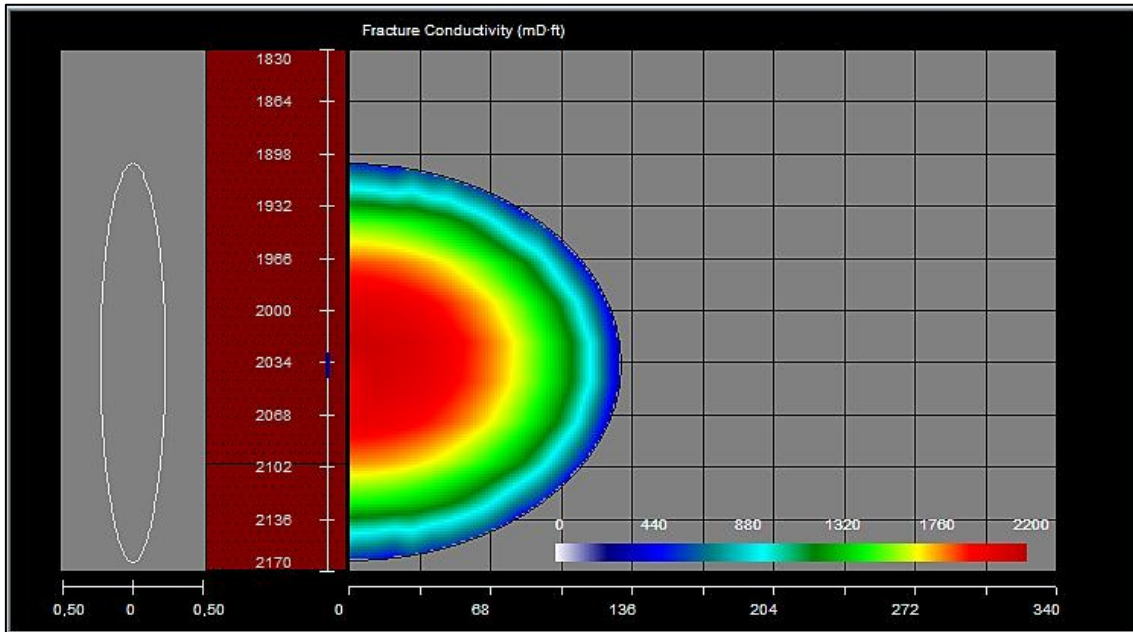


Figura 68. Conductividad de fractura (mD-ft) para el escenario III.

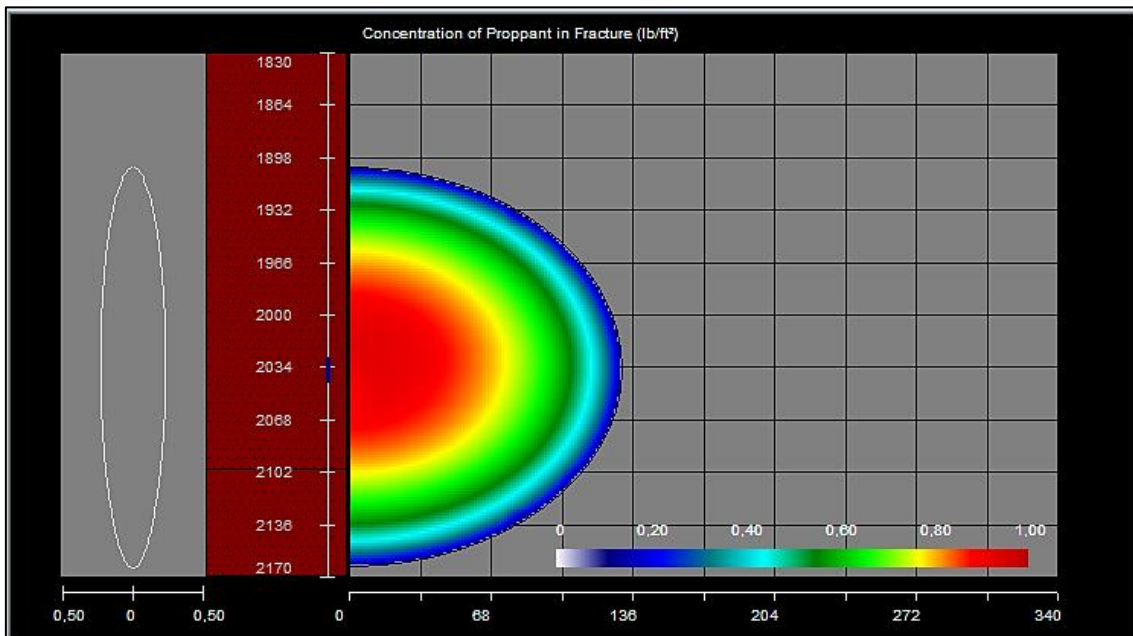


Figura 69. Concentración de apuntalante en la fractura (lb/ft<sup>3</sup>) para el escenario III.

Los resultados del diseño de fractura en el escenario tres muestran una mejor distribución de la concentración del apuntalante y una mayor conductividad en el área tratada, evitando así futuros tapones que dificulten la conductividad de los fluidos del

yacimiento con el pozo productor. Además, se debe tomar en cuenta que el material apuntalante es el único que debe quedarse dentro de la fractura para mantenerla abierta permitiendo el paso de los fluidos. Los reportes de resultados de cada escenario generado anteriormente se muestran en el Anexo E.

El diseño de fracturamiento hidráulico en este tercer escenario puede compararse con los trabajos realizados en campañas anteriores; como muestra de ello está el diseño de fracturamiento del pozo SPA1006, en este diseño se empleó arena Brady 12/20 junto al fluido Deltafrac-25 y otros aditivos. La longitud de fractura alcanza 178 ft donde el material apuntalante cubrió 167,1 ft, una altura de fractura de 346 ft con un alcance de material apuntalante de 323,9 ft, el ancho máximo de fractura fue de 0,36 in, la concentración promedio del material apuntalante fue de 0,50 lb/ft<sup>2</sup> y una conductividad de fractura promedio de 3000 mD-ft, ver Figura 70 y Figura 71.

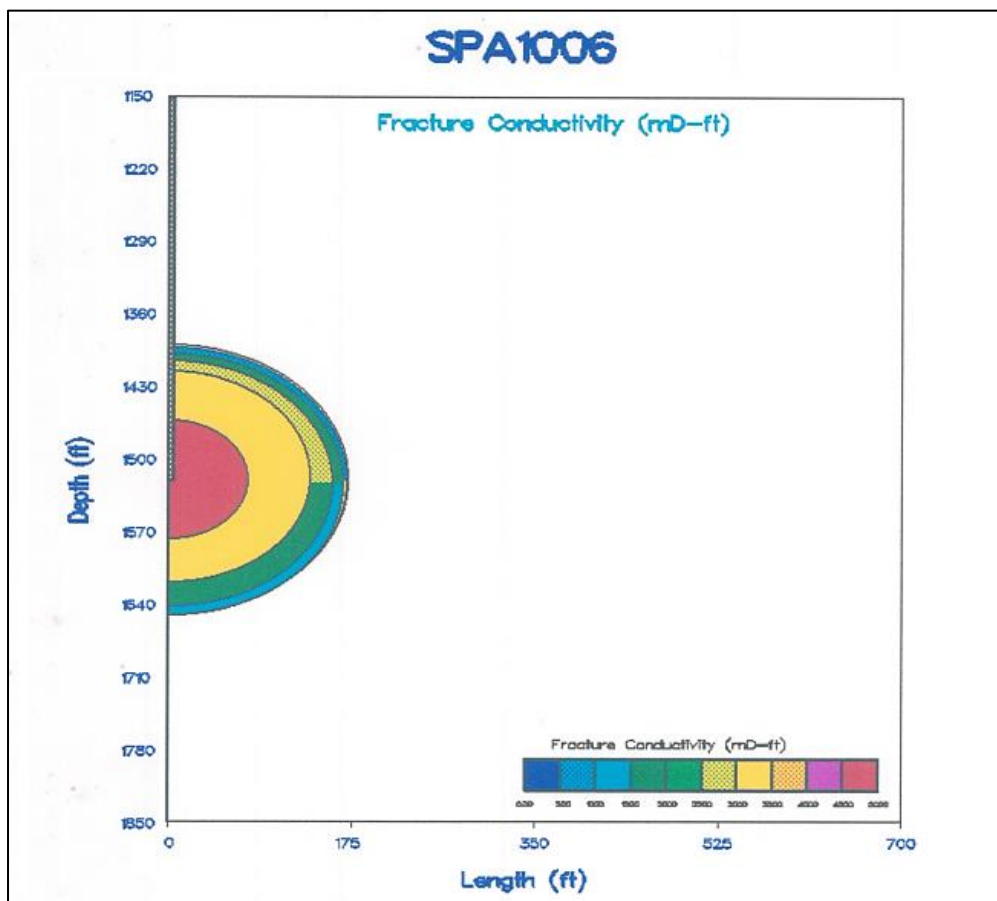


Figura 70. Conductividad de fractura del pozo SPA1006 (Marco, 1997).

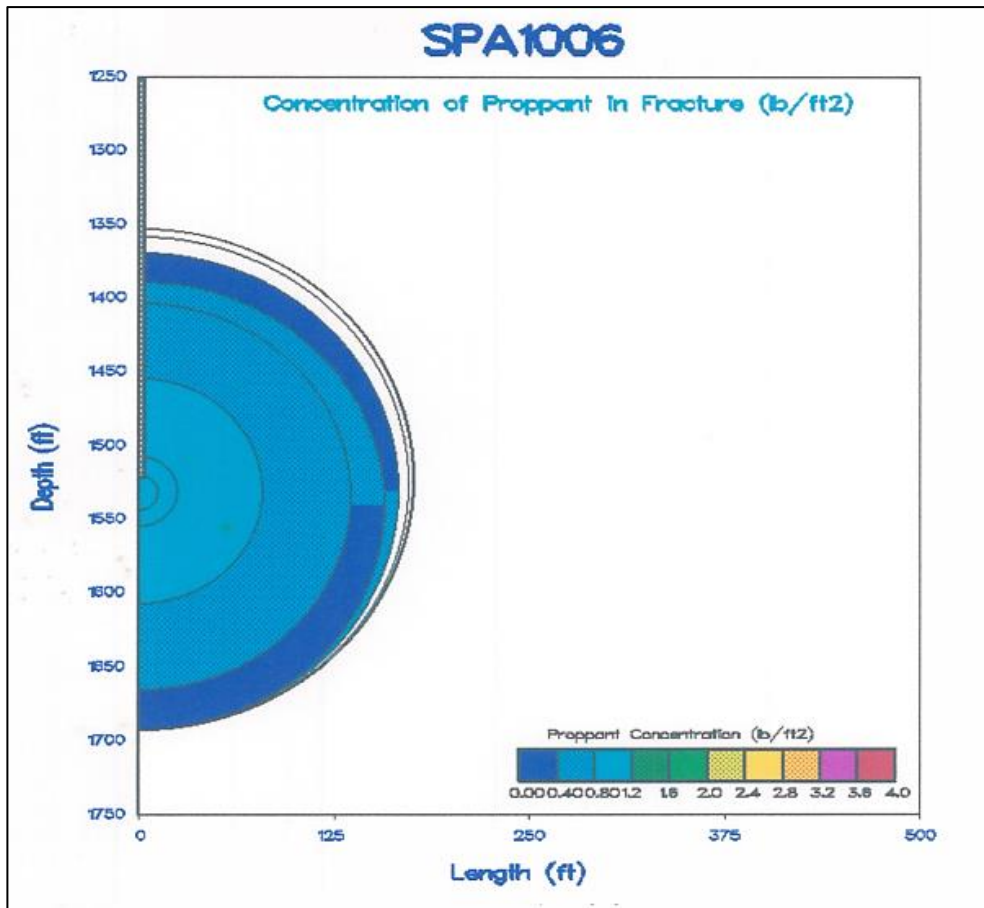


Figura 71. Concentración de apuntalante del pozo SPA1006 (Marco, 1997).

#### 4.1.2 Resultados de la simulación en CMG

El pozo SPA1001 antes de realizar el fracturamiento hidráulico tiene una producción de petróleo de 4,31 bbl/d, como se observa en la Figura 72, la cual presenta una declinación constante, siendo este una de las razones para proceder con el tratamiento de fractura hidráulica, esta figura sirve de referencia para comparar la producción del petróleo sin el tratamiento versus aplicando el tratamiento en el pozo, los resultados muestran el comportamiento en cada escenario en el que se realizó el diseño de fractura, debido a que en cada escenario posee una distribución diferente del material apuntalante.

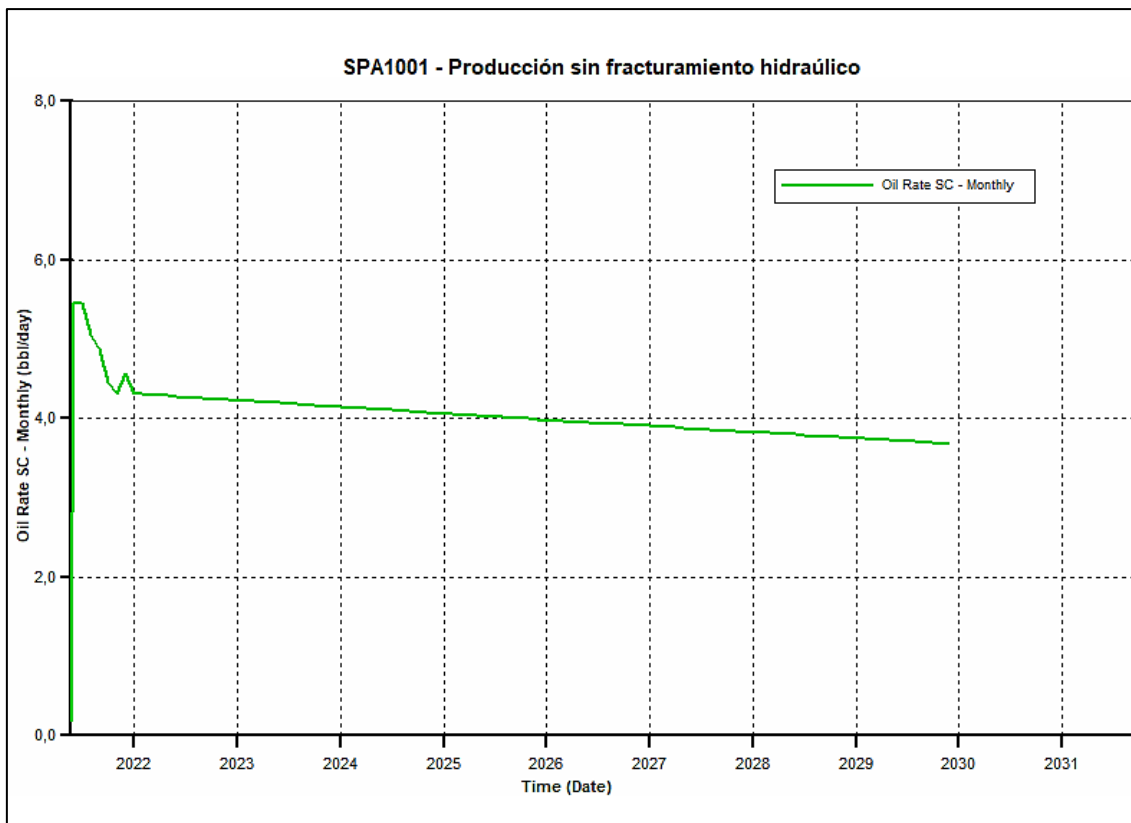


Figura 72. Producción de petróleo estimada del pozo SPA1001 hasta el año 2029.

- **Escenario I**

El escenario uno presenta dos curvas de producción de petróleo; la curva roja representa la producción de petróleo sin fracturamiento hidráulico estimada hasta el año 2029 alcanzando una tasa de 3,68 bbl/d, mientras que la curva verde representa la máxima producción de petróleo alcanzada mediante el trabajos de fracturamiento hidráulico Slickwater con 31,91 bbl/d a una presión de 1132 psi, en el año 2023 la presión se reduce a 1054 psi produciendo 26,74 bbl/d de petróleo; finalmente, la declinación hasta el año 2028 es leve llegando a producir 25,28 bbl/d, ver Figura 73; comparada con la producción del pozo sin el tratamiento de fracturamiento hidráulico; este escenario es favorable, sin embargo, la producción solo tiene un lapso de seis años, pasado este tiempo el pozo no produce, esto se debe a que el contacto entre el pozo y el yacimiento se ve afectado por la fractura creada ya sea porque se cerró la fractura o por motivos de pérdida de presión.

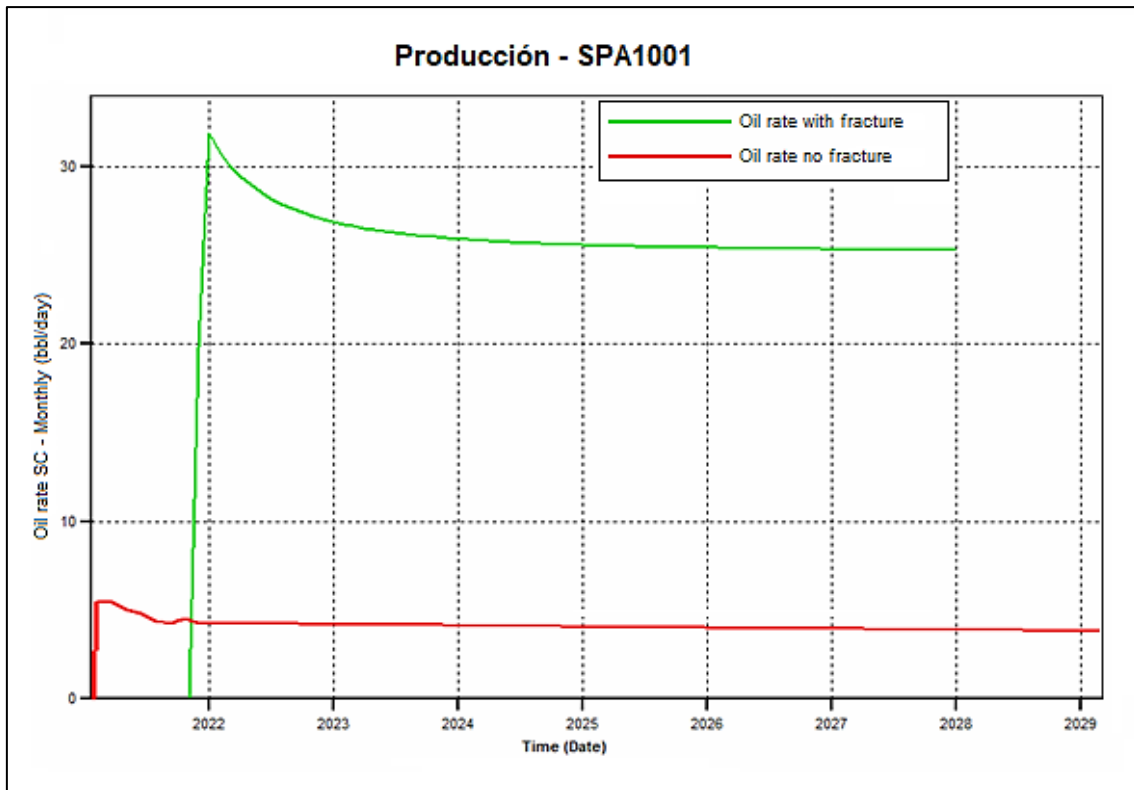


Figura 73. Resultado de la simulación para el primer escenario de producción.

- **Escenario II**

La producción de petróleo en el escenario dos logra alcanzar un pico máximo de producción similar con el primer escenario; sin embargo, la simulación logra calcular la producción de petróleo durante un tiempo más prolongado, se aprecia una producción inicial de 32 bbl/d de petróleo con una presión de 1110 psi, en un año declina a 27 bbl/d de petróleo y la presión a 1057,34 psi, luego mantiene una producción casi constante por los próximos nueve años logrando mantener una producción de petróleo de 25,25 bbl/d con una presión de 956,88 psi en el año 2031, ver Figura 74. En comparación con la producción pronosticada del pozo sin la aplicación del tratamiento de recuperación, el escenario es muy beneficioso.

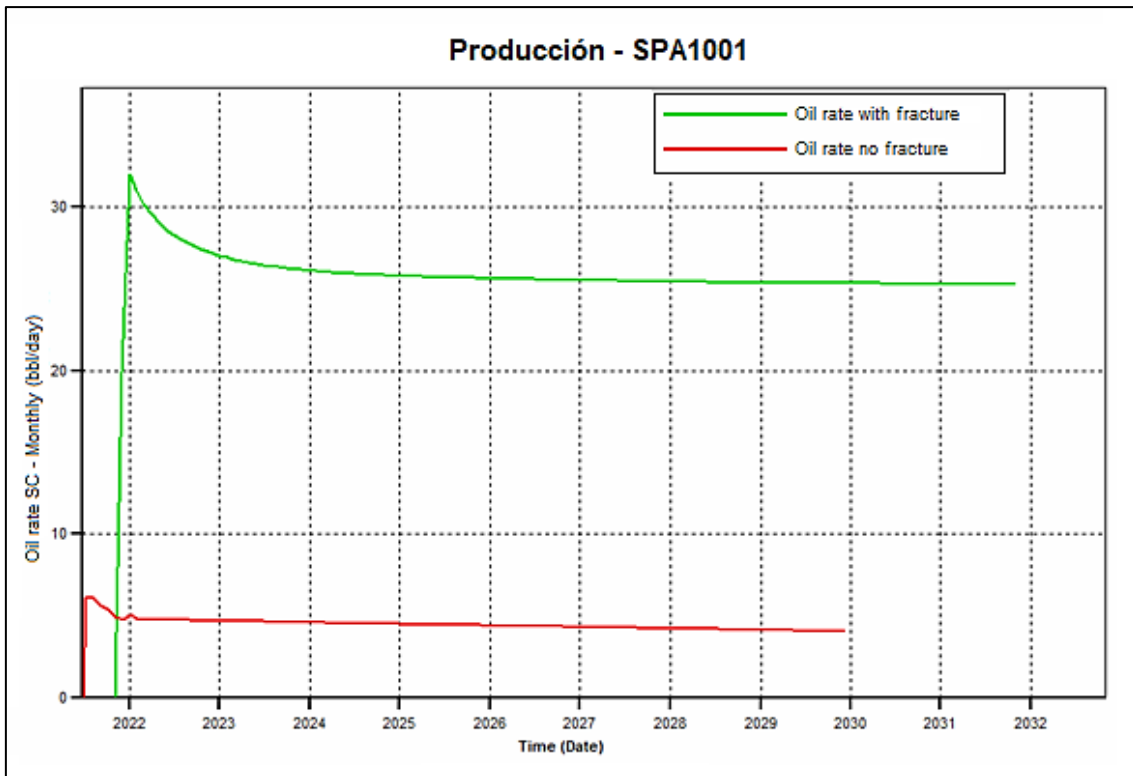


Figura 74. Resultado de la simulación para el segundo escenario de producción.

- **Escenario III**

El escenario tres muestra un incremento superior a los escenarios anteriores, obteniendo una producción de petróleo de 44,28 bbl/d con una presión de 1127,64 psi, esto se debe a que la fractura logró una mayor conductividad entre el yacimiento y el pozo, mejorando la permeabilidad de la zona de interés. La curva de producción de petróleo muestra una declinación de ocho barriles en un periodo de tiempo de un año 36 bbl/d y la presión declinó hasta 1046,24 psi, posteriormente la declinación es leve y la producción se mantiene sobre los 30 barriles con una presión de 952,17 psi, ver Figura 75. Este último escenario presenta mejores características tanto en condiciones de fractura como de producción convirtiéndose en el caso más favorable.

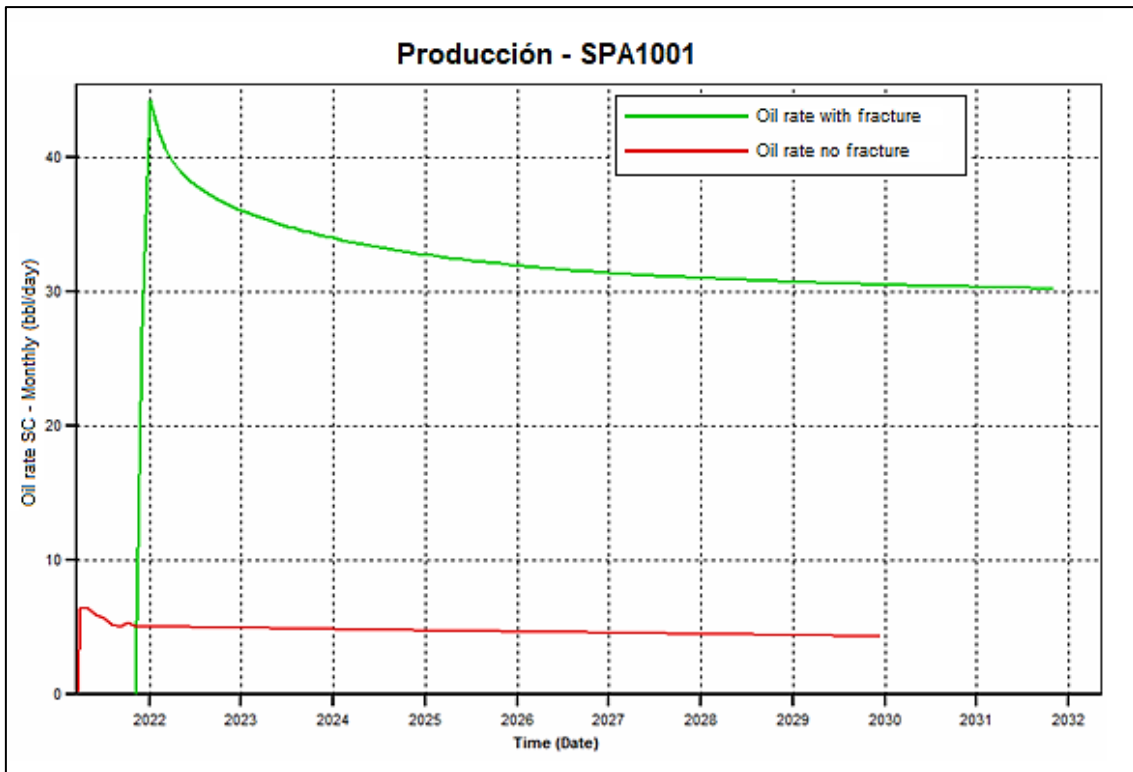


Figura 75. Resultado de la simulación para el tercer escenario de producción.



# CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1 CONCLUSIONES

- El modelo de reservorio se desarrolló a partir de los datos del pozo SPA1001 con el cual se diseñaron tres escenarios de fractura, obteniendo como resultado final que el tercer escenario tiene una mejor distribución de apuntalante cubriendo la totalidad del área de fractura, consecuentemente mayor conductividad superando los 1400 mD-ft y un 27% más de producción durante el primer año en comparación con los escenarios anteriores.
- La producción de petróleo pronosticada a diez años obtenida sin el tratamiento es de 3,68 barriles de petróleo diarios mediante el bombeo mecánico, con la aplicación del fracturamiento hidráulico la producción aumentó más del 600% durante el tiempo pronosticado, de esta manera se considera que el método es factible en este pozo.
- En el fracturamiento hidráulico se empleó el modelo 3D para solucionar las limitaciones que ocurren en el modelo en 2D con relación a las dimensiones de la fractura y las características del reservorio, donde el tercer escenario obtuvo una longitud de 133 ft, una altura de 259,9 ft y un ancho de fractura de 0,30 in, proporcionando los mejores resultados de producción en la simulación.
- Los resultados obtenidos mediante el método de fracturamiento hidráulico Slickwater muestran una mejora en las propiedades del reservorio y un índice de productividad adimensional ( $J_D$ ) de 1,62 lo cual da a conocer que el método es efectivo para el apuntalante seleccionado, tal valor es comprobado porque los

resultados de producción logrados por la fractura hasta el año 2031 están sobre los 30 barriles.

- El factor de recobro está en un rango de incremento de 0,34% menor a lo esperado, esto es debido a que solo fue posible determinar un solo intervalo con potencial de producción dado que las demás arenas ya fueron explotadas anteriormente por trabajos de recuperación en el pozo.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- El método de fracturamiento hidráulico Slickwater al utilizar menos aditivos se vuelve más fácil de manejar y menos contaminante para el área en el que se desea aplicar, por lo que se puede reutilizar en otras etapas dándole el debido tratamiento para evitar futuros contratiempos que puedan afectar la técnica.
- Realizar pruebas de *Drawdown* después de la fractura hidráulica para comprobar si existen anomalías en el reservorio, donde se debe verificar el cambio de las permeabilidades, presiones de fondo y el daño de formación.
- Analizar la técnica Slickwater en otros pozos del área de Santa Paula con la metodología propuesta incluyendo un análisis económico a gran escala, debido a que la producción para el pozo SPA1001 es alta.
- Ejecutar pruebas de laboratorio en la aplicación de surfactantes en pozos que presenten altos cortes de agua, ayudando así a reducir la alta producción que presenten los pozos, entre ellos el SPA1001.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre, M., & Hidalgo, A. (2015). *Estudio técnico - económico de inyección alternada de nitrógeno Huff & Puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos del Campo Gustavo Galindo Velasco*.
- Ahmad, F. A., & Miskimins, J. L. (2019). *Proppant transport and behavior in horizontal wellbores using low viscosity fluids*. Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition 2019, HFTC 2019. <https://doi.org/10.2118/194379-MS>
- Andrade, A. (2007). *Incremento de producción del Campo Parahuacu de Petroproduccion implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad*.
- Ardila, S., & Rodríguez, J. (2012). *Aplicación del diseño unificado de fractura para optimizar y evaluar los tratamientos de fracturamiento hidráulico en un campo colombiano*. Universidad de Santander. <http://www.oilproduction.net/cms3/files/144304.pdf>
- Arregui, F., Cabrera, E., Cobacho, R., Gómez, E., & Soriano, J. (2017). *Apuntes de mecánica de fluidos*. En Universitat Politècnica de València.
- Berry, P., & Reid, D. (1996). *Mecánica de suelos*. [https://www.academia.edu/31824775/Mecánica\\_De\\_Suelos\\_Peter\\_L\\_Berry\\_and\\_David\\_Reid\\_pdf](https://www.academia.edu/31824775/Mecánica_De_Suelos_Peter_L_Berry_and_David_Reid_pdf)
- Bowers, G. L. (2001). *Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy*. March. <https://doi.org/10.4043/13042-ms>
- Bustos, A. (2018). *Estudio de factibilidad para el fracturamiento hidráulico de la formación Santo Tomás en pozos de baja producción del campo Gustavo Galindo Velasco, provincia de Santa Elena*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Calderón, Z. (2014). *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo* (Primera ed). <https://elibro.net/es/ereader/upse/129273?page=31>
- Camargo, J. (2005). *Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto*.
- Campos, L. (2017). *La mecánica de rocas en la ingeniería en petróleos*. <https://docplayer.es/31842824-La-mecanica-de-rocas-en-la-ingenieria-de-petroleos.html>
- Carbo Ceramics Inc. (s/f). *FracPro*. Recuperado el 7 de diciembre de 2021, de <https://carboceramics.com/products/software-platforms-data-management/fracpro-software>
- Castañeda, A., Galeano, C., Barahona, J., Bohórquez, J., & Sánchez, S. (2012). *Fracturamiento hidráulico*. <https://es.slideshare.net/gabosocorro/fracturamiento-hidraulico-2>
- Castillo, O., & Ortega, A. (2016). *Propiedades petrofísicas: análisis, interpretación y aplicación*

- en un pozo petrolero al norte de la república mexicana.*
- Cerón, B. (2016). *Simulación de yacimientos*.  
[http://speepn.weebly.com/uploads/8/1/7/9/8179464/libro\\_simulación\\_-\\_rev\\_13\\_01\\_2016.pdf](http://speepn.weebly.com/uploads/8/1/7/9/8179464/libro_simulación_-_rev_13_01_2016.pdf)
- CMG | Software Solutions. (s/f). Recuperado el 24 de noviembre de 2021, de  
<https://www.cmgl.ca/software>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Reservas de hidrocarburos en México*. 1–86.  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/435679/20190207.\\_CNH-\\_Reservas-2018.\\_vf.\\_V7.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/435679/20190207._CNH-_Reservas-2018._vf._V7.pdf)
- Domínguez, O. (2012). *Aplicación de la geomecánica en formaciones litoarenita en el campo Furbero*.
- Escobar, K., Erazo, R., Arcentales, D., Herrera, A., & Uguña, E. (2018). *New challenge to optimize wells drilling using the geomechanical model design*. Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology, 2018-July(October), 0–7. <https://doi.org/10.18687/LACCEI2018.1.1.447>
- ESPOL. (2004). *Estudio y diseño preliminar de alternativas para recuperación de playa en Salinas*.
- Ferguson, R. I., & Church, M. (2004). *A simple universal equation for grain settling velocity*. Journal of Sedimentary Research, 74(6), 933–937. <https://doi.org/10.1306/051204740933>
- Figueroa, E. (2006). *El comportamiento económico del mercado del petróleo*.  
<https://books.google.com.ec/books?id=aR65BgAAQBAJ&pg=PA43&dq=definiciones+de+reservas+de+hidrocarburos&hl=en&sa=X&ved=2ahUKEwiI0e7A0dn0AhUBTTABHWj aDFcQ6AF6BAgHEAI#v=onepage&q=definiciones+de+reservas+de+hidrocarburos&f=false>
- Fredd, C. N., McConnell, S. B., Boney, C. L., & England, K. W. (2001). *Experimental study of fracture conductivity for water-fracturing and conventional fracturing applications*. SPE Journal, 6(03), 288–298. <https://doi.org/10.2118/74138-PA>
- Garduza, V. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. Boletín De La Asociación Mexicana De Geólogos Petroleros, a.C, LXI.
- Geuzaine, C., & Remacle, J.-F. (2009). *Gmsh: A three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities*. <https://gmsh.info/>
- Gutiérrez, L. (2016). *Predicción de las dimensiones de una fractura hidráulica en pozos de Chicontepec*.
- Handren, P., & Palisch, T. (2007). *Successful Hybrid Slickwater Fracture Design Evolution—An East Texas Cotton Valley Taylor Case History*. Most.
- Hernández, A. (2011). *Caracterización de un fluido polimérico para fracturamiento hidráulico*.
- Hernández, C., & Soto, J. (2009). *Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del Campo Yarigui-Cantagallo*.

- Holmes, K. (2013). *Registros geofísicos* (pp. 1–76).
- Kennedy, R. L., Gupta, R., Kotov, S., Burton, W. A., Knecht, W. N., & Ahmed, U. (2012). *Optimized shale resource development: Proper placement of wells and hydraulic fracture stages*. Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation, 5, 3855–3858. <https://doi.org/10.2118/162534-ms>
- Kern, L. R., Perkins, T. K., & Wyant, R. E. (1959). *The Mechanics of Sand Movement in Fracturing*. Journal of Petroleum Technology, 11(07), 55–57. <https://doi.org/10.2118/1108-g>
- L.D.L.E.P. (2005). *Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos*.
- Londoño, Y. (2011). *La gravedad específica (GE)*. <https://www.escuelapedia.com/la-gravedad-especifica-ge/>
- Lorenzo, E., & Morato, A. (2018). *Geología del petróleo*.
- Mader, D. (1989). *Hydraulic proppant fracturing and gravel packing*. En Hydraulic proppant fracturing and gravel packing. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90028-1](https://doi.org/10.1016/0920-4105(91)90028-1)
- Madrid, M. (2013). *Factor de turbulencia de gas y coeficiente de flujo no-Darciano*. <https://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/factor-de-turbulencia-de-gas-y.html>
- Madrid, M. (2016). *Fracturamiento Hidráulico: Análisis de Prueba de Presión*. [https://www.portaldelpetroleo.com/2016/02/fracturamiento-hidraulico-analisis-de\\_13.html](https://www.portaldelpetroleo.com/2016/02/fracturamiento-hidraulico-analisis-de_13.html)
- Manzano, D. (2009). *Registros Geofísicos en pozo entubado*.
- Marco, N. (1997). *Reporte final del fracturamiento SPA1006*.
- McClure, M. (2018). *Bed load proppant transport during slickwater hydraulic fracturing: Insights from comparisons between published laboratory data and correlations for sediment and pipeline slurry transport*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 161(May 2016), 599–610. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.043>
- Meza, K. (2013). *Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos*.
- Miskimins, J. L. (2019). *Hydraulic fracturing: Fundamentals and advancements*.
- Narváez, J., & Viteri, L. (2003). *Estudio de Factibilidad de Incremento de Producción Mediante Reacondicionamiento de Pozos en el Área Santa Paula-Campo Gustavo Falindo Velasco*.
- Nauroy, J.-F. (2011). *Geomechanics applied to the petroleum industry*.
- Navarrete, E. (2018). *Itinerarios geológicos de la costa del Ecuador*. [https://www.researchgate.net/publication/327868943\\_ITINERARIOS\\_GEOLOGICOS\\_DE\\_LA\\_COSTA\\_DEL\\_ECUADOR\\_4\\_CORTE\\_GEOLOGICO\\_EN\\_LOS\\_ACANTILADOS\\_ENTRE\\_ANCON\\_Y\\_ANCONCITO](https://www.researchgate.net/publication/327868943_ITINERARIOS_GEOLOGICOS_DE_LA_COSTA_DEL_ECUADOR_4_CORTE_GEOLOGICO_EN_LOS_ACANTILADOS_ENTRE_ANCON_Y_ANCONCITO)
- Navarro, C. (2017). *Teoría del fracturamiento hidráulico*. 192.
- Oil Production, consulting. (2012). *Perfilaje De Pozos*. Oil Production. [http://oilproduction.net/files/Perfilaje de pozos.pdf](http://oilproduction.net/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf)

- Pacifpetrol S.A. (2009). *Estudio geológico de las formaciones productoras de gas en la zona norte.*
- Pacifpetrol S.A. (2010a). *Estudio geológico de las emanaciones de hidrocarburos en las áreas Las Albarradas (Cantón Santa Elena) y Santa Paula norte y centro (Cantón Salinas).*
- Pacifpetrol S.A. (2010b). *Reacondicionamiento pozo SPA1001.*
- Pacifpetrol S.A. (2021a). *Completación SPA1001.*
- Pacifpetrol S.A. (2021b). *Master pozos.*
- Pacifpetrol S.A. (2021c). *Producción SPA1001.*
- Pacifpetrol S.A. (2021d). *Regresión histórica 2021-2029.*
- Palisch, T. T., Vincent, M. C., & Handren, R. J. (2010). *Slickwater fracturing: Food for thought.* SPE Production and Operations, 25(3), 327–344. <https://doi.org/10.2118/115766-PA>
- Paris, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.*
- Pazmiño, J. U. (2004). *Fundamentos teóricos del fracturamiento hidráulico* (p. 45). [http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/6246/CAPÍTULO\\_1.pdf?sequence=7&isAllowed=y](http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/6246/CAPÍTULO_1.pdf?sequence=7&isAllowed=y)
- Peña, O. (2014). *La estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico aplicados a pozos de aceite pesado.*
- Pérez, Z., Ojeda, G., & Mateus, D. (2009). *Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas.* 3. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832009000100001](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832009000100001)
- Ríos, J., Recalde, E., Merino, J., & Chiluisa, C. (2017). *Manual de procesos para la estimación anual de reservas y recursos hidrocarbúricos del país.* <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/06/Acta-de-Aprobación-Manual-del-Proceso-Estimación-de-Reservas-y-documentos-anexos.pdf>
- Rodríguez, J. (2021). *Evaluación del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en los yacimientos Napo U y T del Campo Drago en el período 2014 – 2019.*
- Rodriguez, P. O. G., & Gómez, M. E. V. (2014). *Estudio técnico – económico de los sistemas de producción de la sección Santa Paula del Campo Gustavo Galindo Velasco para definir el mejor sistema de producción para cada pozo.* En Repositorio UPSE. <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/1666>
- Rojas, O. (2011). *Práctica empresarial mantenimiento electrónico (wireline operations) Halliburton Latin America S. A.* <http://www.ainfo.inia.uy/digital/bitstream/item/7130/1/LUZARDO-BUIATRIA-2017.pdf>
- Romero, J. (2012). *Análisis de una cimentación compensada tipo cajón en suelo compresible por medio del método de los elementos finitos.*
- Ross, J. (2001). *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources.* En Society of Petroleum Engineers.

- Sánchez, L. (2014). *Grados API*. [http://www.widman.biz/Seleccion/grados\\_api.html](http://www.widman.biz/Seleccion/grados_api.html)
- Sarango, M. (2018). *Modelo integrado de gestión para mejorar la producción de pozos con fracturamiento hidráulico en el Campo Lago Agrio*.
- Schein, G. (2005). *The application and technology of slickwater fracturing*. Society of Petroleum Engineers.
- Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2015). *Hydraulic Fracturing*. En A. Y. Dandekar (Ed.), *Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering*. CRC PRESS Taylor & Francis Group. <https://www.routledge.com/Hydraulic-Fracturing/Smith-Montgomery/p/book/9781466566859>
- Speight, J. (2016). *Handbook of Hydraulic Fracturing - Knovel*. En John Wiley and sons.
- Torres, L. (2011). *Aplicación del método de fracturamiento slickwater en offshore*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Vanbever, R., Ben-Jebria, A., Mintzes, J. D., & Langer, R. (2009). *Slickwater treatment fluid and method*. *International Journal of Pharmaceutics*, 56(4), 1986–2001. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijpharm.2017.08.087><http://dx.doi.org/10.1016/j.ccr.2011.01.031>
- Viswanath, D., Ghosh, T., Dasika, P., Dutt, N., & Rani, K. (2006). *Viscosity of liquids*. En *J. Japan Soc. Lubr. Engr.* (Vol. 25, Números 1, 1980.). <https://doi.org/10.1201/9781482277425-63>
- Wang, J., Zhou, F., Bai, H., Li, Y., & Yang, H. (2020). *A Comprehensive method to evaluate the viscous slickwater as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193(December 2019), 107359. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107359>
- Wolcott, D., Tuzovskiy, M., Karmanov, A., Guk, V., Bondarenko, A., Belolipetskiy, P., Frolenkov, I., Nazhalov, M., Protsykov, G., & Bychina, M. (2011). *Online Petroleum Engineering Software*. <https://www.pengtools.com/>
- Zhang, J. J. (2019). *Applied petroleum geomechanics*. En *Applied Petroleum Geomechanics*. <https://doi.org/10.1016/C2017-0-01969-9>
- Zhao, H., Danican, S., Torres, H., Christanti, Y., Nikolaev, M., Makarychev-Mikhailov, S., & Bonnell, A. (2018). *Viscous slickwater as enabler for improved hydraulic fracturing design in unconventional reservoirs*. Day 2 Tue, September 25, 2018, 2018-Sept. <https://doi.org/10.2118/191520-MS>

# **ANEXOS**



### Anexo A. Tipos de apuntalantes y aplicaciones en la industria del petróleo

TIPOS DE APUNTALANTE TAMAÑOS DE GRANO Y SU APLICACIÓN EN LA ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y OTROS PROCESOS ENERGÉTICOS		T I P O					TAMAÑO DE GRANO								FORMA	
		Arena de cuarzo	Silicato de alúmina	Óxido de alúmina y silicato	Óxido de alúmina	silicato de zirconia	6/9	8/12	12/20	16/20	20/40	30/50	40/70	70/140	100	Redondez
APLICACIÓN																
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Producción de petróleo	●	●	●			●	●	●	●	●				●	●
	Producción e inyección de agua	●	●	●			●	●	●	●	●				●	●
	Producción de gas poco profundo	●	●	●			●	●	●	●	●	●			●	●
	Producción de gas moderadamente profundo	●	●	●		●		●	●	●	●	●			●	●
	Producción de gas a altas profundidades	●	●	●	●	●		●	●	●					●	●
GRAVEL PACK	Producción de petróleo	●	●		●	●		●	●	●	●	●	●		●	●
	Producción e inyección de agua	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●			●	●
	Recuperación mejorada con vapor	●			●		●	●	●	●	●	●			●	●
OTROS TRATAMIENTOS	Aditivo para fuga de fluidos de fractura	●											●		●	●
	Estimulación geotérmica de pozos	●	●	●	●	●	●	●	●	●					●	●
	Desgasificación de vetas de carbón	●	●	●	●				●	●	●	●			●	●
	Transferencia de calor de hornos de fundición				●			●							●	
	Purificación mecánica de gases				●			●							●	

Figura A 1. Tipos de apuntalante, tamaño, forma y usos (Mader, 1989)

PROPIEDADES MECÁNICAS Y PRODUCCIÓN/FABRICACIÓN DE APUNTALANTES PARA FRACTURAS HIDRÁULICAS Y EMPAQUES DE GRAVA			PROPIEDADES MECÁNICAS				FABRICACIÓN/PRODUCCIÓN								
							TIPO			ÁREA					
TIPO DE PROPANTES			Gravedad específica (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad aparente (lbs/ft <sup>3</sup> )	Prueba de aplastamiento API: % finos 10.000 psi	Resistividad de tensión de cierre (psi)	Natural	Sinterizado	Fusionado	USA	EUROPA	AUSTRALIA	SUDAMERICA	LEJANO ORIENTE (CHINA)	ÁFRICA
PROCEDENCIA	RESISTENCIA	T I P O													
Natural	Baja resistencia	Arena de cuarzo	2,65	96 - 103	40,8 - 59	3000 - 5000	●			●	●	●	●	●	●
Sintético	Resistencia intermedia	Silicato de alúmina de baja densidad	2,70 - 2,75	99 - 102,4	4,3 - 9,5	8000		●		●			●		
		Óxido de alúmina de alta densidad y silicato	3,15 - 3,27	112,5 - 116,8	3,5 - 6,1	10000 - 12000		●		●	●		●		
	Alta resistencia	Óxido de alúmina	3,60 - 3,80	130 - 144	1,5 - 5	15000	●	●		●	●	●	●	●	
		Silicato de zirconia	3,15 - 3,17	106 - 120	0,3 - 4,6	15000			●		●				

Figura A 2. Propiedades mecánicas y aplicaciones en la industria del petróleo (Mader, 1989)

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA Y QUÍMICA DE PROPANTES PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y EMPAQUE DE GRAVA			COMPOSICIÓN DEL PROPANTE															
			MINERALOGÍA								QUÍMICA							
			CRISTALINO						AMORFO									
			Cuarzo	Corindón	Porcelanita	Cristobalita	Espinela	Otros	Óxido de zirconia	Fase vítrea de sílice	Otras fases amorfas	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	TiO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	ZrO <sub>2</sub>		
PROCEDENCIA	RESISTENCIA	T I P O																
Natural	Baja resistencia	Arena de cuarzo	98 - 100											90 - 100				
Sintético	Resistencia intermedia	Silicato de alúmina de baja densidad			30 - 70	30 - 70		> 2						46 - 50	46 - 51	1.5 - 2.5	0.7 - 1.1	
		Óxido de alúmina de alta densidad y silicato			30 - 70	30 - 70		> 8	> 2			> 10		12 - 17	73 - 78	2.5 - 4.0	4.5 - 7.0	
	Alta resistencia	Óxido de alúmina			> 70	< 20		< 15	< 10					3.0 - 6.0	85 - 90	3.0 - 4.0	4.0 - 7.0	
		Silicato de zirconia								41	59			44	7.5	6.5	0.3	41.5

Figura A 3. Composición mineralógica y química de los apuntalantes (Mader, 1989)

IMPORTANCIA DE PROPANTES EN DEPÓSITO DE PETRÓLEO, ESTIMULACIÓN Y OTROS PROCESOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA			APLICACIÓN DE APUNTALANTE												MORFOLOGÍA				
			FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO					EMPAQUE DE GRAVA			OTROS TRATAMIENTOS				SUPERFICIE DE GRANO		FORMA DE GRANO		
			Producción de petróleo	Producción e inyección de agua	Producción de gas superficial	Producción de gas moderadamente profunda	Producción de gas profundo	Producción de petróleo	Producción e inyección de agua	Recuperación de aceite mejorada por impulsión de vapor	Aditivo para la pérdida de fluidos en fractura	Estimulación de pozos geotérmicos	Desgasificación de vetas de carbón	Transferencia de calor del horno de cubilote de fundición	Purificación mecánica de gases	Áspero	Liso	Redonda	Angular
TIPO DE PROPANTE																			
PROCEDENCIA	RESISTENCIA	T I P O																	
Natural	Baja resistencia	Arena de cuarzo	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sintético	Resistencia intermedia	Apuntalante de silicato de alúmina de baja densidad	●	●	●	●	●	●	●			●	●			●	●	●	
		Apuntalante de silicato y óxido de alúmina de alta densidad	●	●	●	●	●					●	●			●		●	
	Alta resistencia	Apuntalante de óxido de alúmina					●	●	●	●		●	●	●	●	●		●	●
		Apuntalante de zirconia-silicato				●	●	●	●			●					●	●	

Figura A 4. Importancia de los apuntalantes, aplicación y morfología (Mader, 1989)

## Anexo B. Ecuaciones y resultados de los parámetros petrofísicos

Tabla B 1: Cálculos necesarios para la creación de fracturas.

Parámetros petrofísicos	Ecuación	Resultados
Relación de Poisson dinámico	$v_d = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}$	0,345634
Nomograma de Eaton	$v = 0,0645 * \ln(D) - 0.0673$	0,346723
Módulo de Young dinámico	$E_d = \frac{1.34684x10^{10} \rho_b (3V_p^2 - 4V_s^2)}{\left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1}$	3528181,835 psi
Módulo de Young estático	$E_{static} = 0,65(E_d)$	2293318 psi
Presión hidrostática	$P_h = 0,052 * \rho_f * TVD$	875,2848 psi
Gradiente de sobrecarga	$P_{ovbg} = 0,433[(1 - \phi)\rho_{ma} + (\phi\rho_f)]$	0,924715 psi/ft
Esfuerzos mínimos in situ	$\sigma_h = \frac{v_d}{1 - v_d} (P_{ovbg} * h_{depth} - \alpha P_p) + P_p + (\sigma_{tec} = 0)$	1408,501619 psi
Gradiente de fractura	$FG = \left[ \frac{P_{ovg(Psi)}}{TVD} - \frac{P_p}{TVD} \right] \left( \frac{v}{1 - v} \right) + \frac{P_p}{TVD}$	0,703023844
Presión de fractura	$FG * h_{depth}$	1436,981 psi

*Tabla B 2: Parámetros de saturación y permeabilidades necesarios en CMG.*

<b>Parámetros de saturación y permeabilidades</b>		
Saturación de agua connata	SWCON	0,2
Saturación de agua crítica	SWCRIT	0,22
Saturación de aceite irreducible para la tabla de agua-aceite	SOIRW	0,15
Saturación de aceite residual para la tabla agua-aceite	SORW	0,18
Saturación de aceite irreducible para la tabla gas-líquido	SOIRG	0,05
Saturación de aceite residual para la tabla gas-líquido	SORG	0,08
Saturación de gas connata	SGCON	0,05
Saturación de gas crítica	SGCRIT	0,08
$K_{ro}$ en agua connata	KROCW	1
$K_{rw}$ en Aceite Irreducible	KRWIRO	1
$K_{rg}$ en Líquido connata	KRGCL	0,05
$K_{rog}$ en Gas connata	KROGCG	1
Exponente para calcular $K_{rw}$ a partir de KRWIRO		2
Exponente para el cálculo de $K_{row}$ a partir de KROCW		2
Exponente para calcular $K_{rog}$ a partir de KROGCG		2
Exponente para calcular $K_{rg}$ a partir de KRGCL		2

*Tabla B 3: Calculos de porosidad y permeabilidad para el modelo de simulación CMG.*

<b>Parámetros petrofísicos</b>	<b>Ecuación</b>	<b>Resultados</b>
Porosidad de fractura	$\phi_f = \frac{V_{I-frac} + V_{J-frac}}{V_{total\ del\ grid}}$	0,00005
Volumen de la dirección I en la fractura	$V_{I-frac} = 0,001 * DI * DJ * DK * \left( \frac{1}{DJ\ frac} \right)$	0,025
Volumen de la dirección J en la fractura	$V_{J-frac} = 0,001 * DI * DJ * DK * \left( \frac{1}{DI\ frac} \right)$	0,05
Valor total de la malla	$V_{total\ del\ grid} = DI * DJ * DK$	28800000000
Permeabilidad I de la fractura	$K_{f-I} = \frac{Cond.\ i - frac * Nro.i - frac}{Ancho\ bloque\ respectivo}$	0.000025
Número de fracturas de I	$Nro\ de\ i - Frac = \left( \frac{DJ}{DJ\ frac} \right)$	0,1
Conductividad Natural en la sección I	$Cond\ de\ i - frac = Apertura\ de\ la\ fractura * 1md$	0,01
Ancho del bloque respectivo	$Ancho\ bloque\ respectivo$	40
Permeabilidad K de la fractura	$K_{f-I} = \frac{Cond\ de\ i-frac * Nro\ de\ i - fract}{Ancho\ del\ bloque\ respectivo} + \frac{Cond\ de\ i-frac * Nro\ de\ i - fract}{Ancho\ del\ bloque\ respectivo}$	0,00005

## Anexo C. Parámetros de entrada y salida de optiFrac

*Tabla C 1: Propiedades del apuntalante seleccionado en optiFrac.*

<b>Propiedades del apuntalante</b>		
Apuntalante elegido en la biblioteca	<i>Prop</i>	20/40 TX Brown
Total, del apuntalante en masa	<i>Masa</i>	429901 lbm
Permeabilidad del apuntalante	$k_f$	106526 mD
Esfuerzo de cierre	$P_{\text{cierre}}$	4409 psia
Diámetro medio del apuntalante (ancho mínimo de fractura)	<i>Medio D</i>	0,025308314 in
Gravedad específica del apuntalante	<i>SG</i>	2,65
Volumen a grano	<i>Bulk Vol</i>	96,13912 lbm/ft3
Daño de GEL	<i>GEL Dam</i>	0%

*Tabla C 2: Parámetros del reservorio ingresados en optiFrac.*

<b>Parámetros de entrada</b>		
Permeabilidad del reservorio	$k$	3 mD
Espesor neto	$h_{\text{net}}$	16 ft
Altura de fractura	$h_f$	177 ft
Anchura de drenaje	$x_e$	400 ft
Módulo de Young	E	2293318 psia
Presión neta máxima	$P_{\text{net\_max}}$	1429,625883 psia
Radio de Poisson	$\nu$	0,346881
Factor geométrico en dirección vertical	$\gamma$	0,75
Relación ancho seco/húmedo al final del bombeo	$\delta$	0,60



*Tabla C 3: Parámetros de fractura obtenidos en optiFrac.*

<b>Parámetros óptimos de diseño de la fractura</b>		
Índice de productividad adimensional	$J_D$	1,62
Conductividad de fractura adimensional	$C_{fD}$	13,2
Fractura-media longitud	$X_f$	184,8 ft
Ancho de la fractura	$w_f$	0,82 in
Penetración de la fractura	$I_x$	0,92
Presión neta	$P_{net}$	1.428 psia
Volumen del reservorio	$V_r$	2880000 ft <sup>3</sup>
Volumen de apuntalante	$V_f$	455,6 ft <sup>3</sup>
Número de apuntalante	$N_p$	11,2

## Anexo D. Parámetros de salida de FracDesign

*Tabla D 1: Resultados obtenidos de FracDesign.*

Parámetros	Abreviatura	Resultados
Número de apuntalante	$N_p$	11,24
Conductividad de fractura adimensional	$C_{fD}$	13,16
Penetración de fracturas adimensionales	$I_x$	0,924
Índice de productividad adimensional	$J_D$	1,62
Altura media de la fractura	$h_{f,avg}$	177 ft
Fractura de media longitud máxima	$X_{f,max}$	184,8 ft
Ancho de fractura promedio apoyado	$w_{f,prop,avg}$	0,822 in
Relación de ancho promedio a máximo	$\gamma$	0,628
Ancho máximo de fractura hidráulico	$w_{f,hydr,max}$	5,04 in
Anchura de fractura media hidráulica	$w_{f,hydr,avg}$	3,16 in
Relación de aspecto	$A_{spratio}$	1,64
Área de superficie de fractura hidráulica	$A_{f,hydr}$	65.428 ft <sup>2</sup>
Volumen de fractura hidráulica	$V_{f,hydr}$	17.252 ft <sup>3</sup>
Factor de distribución del tiempo de apertura	$K_l$	1,44
Tiempo de bombeo	$t_e$	45,28 min
Tasa de inyección	$q$	80 bpm
Volumen inyectado	$V_{inj}$	17.740 ft <sup>3</sup>
Eficiencia del fluido	$\eta$	97,25%
Exponente de Nolte	$\varepsilon$	0,321
Tiempo de almohadilla	$t_{pad}$	1,73 min
Volumen de almohadilla	$V_{pad}$	778,6 ft <sup>3</sup>

*Tabla D 1: Continuación*

Concentración de apuntalante EOJ	$C_e$	3 ppg
Concentración de apuntalante añadido EOJ	$C_{e,add}$	3,47 ppg
Presión neta máxima	$P_{net,max}$	3.091 psia
Hora de inicio de TSO	$TSO_t$	5,42 min
Masa de apuntalante en fractura al inicio del TSO	$TSO_m$	28.318 lbm
Concentración de inyección limpia al inicio del TSO	$TSO_{ca}$	3,47 ppg
Media longitud en TSO	$TSO X_f$	184,8 ft
Ancho medio hidráulico al inicio de TSO	$TSO w_{avg}$	0,23 in
Presión neta al inicio de TSO	$TSO P_{net}$	224,3 psia

*Tabla D 2: Diseño de bombeo generados en FracDesign.*

<b>Etapas</b>	<b>Caudal de fluido</b>	<b>Volumen de fluido limpio, gal</b>	<b>Concentración de apuntalante, ppg</b>
0	80	5824,02	0
1	80	1900,35	1,35
2	80	1842,76	2,08
3	80	1811,37	2,5
4	80	1787,89	2,82
5	80	1768,66	3,09
6	80	1984,55	3,47
7	80	115781,4	3,47
<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>132700,99</b>	<b>3,24</b>

## Anexo E. Resultados del diseño de fractura hidráulica generada por FracPro

*Tabla E 1: Geometría de fractura, escenario uno.*

<b>Geometría de fractura</b>	
Longitud de fractura (ft)	148
Altura total de fractura (ft)	292
Profundidad hasta el tope de la fractura (ft)	1.866
Profundidad hasta el base de la fractura (ft)	2.158
Número equivalente de fracturas múltiples	1,0
Eficiencia del fluido de fractura	0,00
Longitud del apuntalante (ft)	116
Altura total del apuntalante (ft)	228
Profundidad del apuntalante hasta el tope de la fractura (ft)	1.929
Profundidad del apuntalante hasta la base de la fractura (ft)	2.158
Ancho máximo de fractura (in)	0,37
Ancho promedio de fractura (in)	0,25
Concentración promedio del apuntalante (lb/ft <sup>2</sup> )	0,52

*Tabla E 2: Conductividad de fractura, escenario uno.*

<b>Conductividad de fractura</b>	
Conductividad promedio (mD·ft)	1.046,4
Conductividad adimensional	3,01
Factor de daño del apuntalante	0,50
Factor de daño aparente	0,00
Factor de daño total	0,50
Longitud efectiva del apuntalante (ft)	116
Ancho promedio de fractura (Closed on prop) (in)	0,088

*Tabla E 2: Continuación.*

Permeabilidad de la formación (mD)	3
Permeabilidad probada sin daños al esfuerzo (mD)	477,022
Permeabilidad probada con daños probados (mD)	238,511
Permeabilidad probada con daño total (mD)	238,511
Incrustación del apuntalante (in)	0,000

*Tabla E 3: Presiones de fractura, escenario uno.*

<b>Presiones de fractura</b>	
Presión neta del modelo (psi)	610
Presión neta observada (psi)	0
Presión de cabeza hidrostática (psi)	2.719
Presión de reservorio (psi)	1.000
Esfuerzo de cierre de fractura BH (psi)	1.209
Gradiente de tensión de cierre (psi/ft)	0,594
Presión promedio superficial (psi)	872
Presión máxima superficial (psi)	3.609

*Tabla E 4: Operaciones de fractura, escenario uno.*

<b>Operaciones</b>	
Fluido limpio total bombeado (bbls)	-542.114,8
Fluido total bombeado (bbls)	-542.063,9
Volumen de almohadilla (bbls)	138,7
Fracción de almohadilla (% de volumen de fluido)	32,3
Fracción de almohadilla (% de volumen de fluido)	34,4

*Tabla E 4: Continuación.*

Tipo de fluido primario	Slickwater-0.75
Apuntalante total bombeado (klbs)	25,3
Apuntalante total en la fractura (klbs)	21,7
Promedio de los caballos de fuerza hidráulica (hp)	1.708
Máximo de los caballos de fuerza hidráulico (hp)	7.068
Tasa promedio Btm. del fluido (bpm)	12.000.625,0
Tipo de apuntalante primario	Frac Sand 20/40

---

*Tabla E 5: Programa de tratamiento para el diseño de fractura, escenario uno.*

<b>Etapas #</b>	<b>Tipo de etapas</b>	<b>Tiempo transcurrido min:seg</b>	<b>Tipo de fluido</b>	<b>Volumen limpio (gal)</b>	<b>Conc. de apuntalante (ppg)</b>	<b>Etapas de apuntalante (klbs)</b>	<b>Tasas de lodo (bpm)</b>	<b>Tipo de apuntalante</b>
Wellbore Fluid			Slickwater-0.75	329				
<b>1</b>	Main frac pad	1:44	Slickwater-0.75	5.824	0,00	0,0	80,00	
<b>2</b>	Main frac slurry	2:19	Slickwater-0.75	1.900	1,27	2,4	80,00	Frac Sand 20/40
<b>3</b>	Main frac slurry	2:55	Slickwater-0.75	1.842	1,90	3,5	80,00	Frac Sand 20/40
<b>4</b>	Main frac slurry	3:31	Slickwater-0.75	1.811	2,24	4,1	80,00	Frac Sand 20/40
<b>5</b>	Main frac slurry	4:06	Slickwater-0.75	1.787	2,50	4,5	80,00	Frac Sand 20/40
<b>6</b>	Main frac slurry	4:42	Slickwater-0.75	1.768	2,71	4,8	80,00	Frac Sand 20/40
<b>7</b>	Main frac slurry	5:22	Slickwater-0.75	1.984	3,00	6,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>8</b>	Main frac flush	44:30	Slickwater-0.75	115.781	3,00	347,3	80,00	Frac Sand 20/40

*Tabla E 6: Geometría de fractura, escenario dos.*

<b>Geometría de fractura</b>	
Longitud de fractura (ft)	202
Altura total de fractura (ft)	366
Profundidad hasta el tope de la fractura (ft)	1.825
Profundidad hasta el base de la fractura (ft)	2.191
Número equivalente de fracturas múltiples	1,0
Eficiencia del fluido de fractura	0,00
Longitud del apuntalante (ft)	175
Altura total del apuntalante (ft)	317
Profundidad del apuntalante hasta el tope de la fractura (ft)	1.874
Profundidad del apuntalante hasta la base de la fractura (ft)	2.191
Ancho máximo de fractura (in)	0,48
Ancho promedio de fractura (in)	0,32
Concentración promedio del apuntalante (lb/ft <sup>2</sup> )	0,49

*Tabla E 7: Conductividad de fractura, escenario dos.*

<b>Conductividad de fractura</b>	
Conductividad promedio (mD·ft)	1.207,3
Conductividad adimensional	2,30
Factor de daño del apuntalante	0,52
Factor de daño aparente	0,00
Factor de daño total	0,52
Longitud efectiva del apuntalante (ft)	175
Ancho promedio de fractura (Closed on prop) (in)	0,128
Permeabilidad de la formación (mD)	3
Permeabilidad probada sin daños al esfuerzo (mD)	477.022



*Tabla E 7: Continuación.*

Permeabilidad probada con daños probados (mD)	228.970
Permeabilidad probada con daño total (mD)	228.970
Incrustación del apuntalante (in)	0,000

*Tabla E 8: Presiones de fractura, escenario dos.*

<b>Presiones de fractura</b>	
Presión neta del modelo (psi)	602
Presión neta observada (psi)	0
Presión de cabeza hidrostática (psi)	2.334
Presión de reservorio (psi)	1.000
Esfuerzo de cierre de fractura BH (psi)	1.209
Gradiente de tensión de cierre (psi/ft)	0,594
Presión promedio superficial (psi)	1.015
Presión máxima superficial (psi)	6.456

*Tabla E 9: Operaciones de fractura, escenario dos.*

<b>Operaciones</b>	
Fluido limpio total bombeado (bbls)	-541.761,3
Fluido total bombeado (bbls)	-541.629,5
Volumen de almohadilla (bbls)	71,4
Fracción de almohadilla (% de volumen de fluido)	7,3
Fracción de almohadilla (% de volumen de fluido)	7,9
Tipo de fluido primario	Slickwater-0.75
Tipo de fluido secundario	0,0
Apuntalante total bombeado (klbs)	60,0
Apuntalante total en la fractura (klbs)	56,3

*Tabla E 9: Continuación.*

Promedio de los caballos de fuerza hidráulica (hp)	1.988
Máximo de los caballos de fuerza hidráulico (hp)	12.644
Tasa promedio Btm. del fluido (bpm)	15.483.211,0
Tipo de apuntalante primario	Frac Sand 20/40
Tipo de apuntalante secundario	0,0

---

*Tabla E 10: Programa de tratamiento para el diseño de fractura, escenario dos.*

<b>Etapas #</b>	<b>Tipo de etapas</b>	<b>Tiempo transcurrido min:seg</b>	<b>Tipo de fluido</b>	<b>Volumen limpio (gal)</b>	<b>Conc. de apuntalante (ppg)</b>	<b>Etapas de apuntalante (klbs)</b>	<b>Tasas de lodo (bpm)</b>	<b>Tipo de apuntalante</b>
Wellbore Fluid			Slickwater-0.75	329				
<b>1</b>	Main frac pad	3.000	Slickwater-0.75	5.824	0,00	0,0	80,00	
<b>2</b>	Main frac slurry	8.000	Slickwater-0.75	1.900	0,50	4,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>3</b>	Main frac slurry	8.000	Slickwater-0.75	1.842	1,75	14,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>4</b>	Main frac slurry	9.000	Slickwater-0.75	1.811	2,00	18,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>5</b>	Main frac slurry	9.000	Slickwater-0.75	1.787	3,25	29,3	80,00	Frac Sand 20/40
<b>6</b>	Main frac slurry	11.000	Slickwater-0.75	1.768	4,00	44,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>7</b>	Main frac slurry	8.000	Slickwater-0.75	1.984	5,00	40,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>8</b>	Main frac flush	10.000	Slickwater-0.75	115.781	0,00	0,0	80,00	
<b>9</b>	Shut-in	0	SHUT-IN	0	0,00	0,0	0,00	

*Tabla E 11: Geometría de fractura, escenario tres.*

<b>Geometría de fractura</b>	
Longitud de fractura (ft)	132
Altura total de fractura (ft)	260
Profundidad hasta el tope de la fractura (ft)	1.904
Profundidad hasta el base de la fractura (ft)	2.164
Número equivalente de fracturas múltiples	1,0
Eficiencia del fluido de fractura	0,00
Longitud del apuntalante (ft)	132
Altura total del apuntalante (ft)	260
Profundidad del apuntalante hasta el tope de la fractura (ft)	1.904
Profundidad del apuntalante hasta la base de la fractura (ft)	2.164
Ancho máximo de fractura (in)	0,46
Ancho promedio de fractura (in)	0,31
Concentración promedio del apuntalante (lb/ft <sup>2</sup> )	0,63

*Tabla E 12: Conductividad de fractura, escenario tres.*

<b>Conductividad de fractura</b>	
Conductividad promedio (mD·ft)	1.475,9
Conductividad adimensional	3,74
Factor de daño del apuntalante	0,52
Factor de daño aparente	0,00
Factor de daño total	0,52
Longitud efectiva del apuntalante (ft)	132
Ancho promedio de fractura (Closed on prop) (in)	0,164
Permeabilidad de la formación (mD)	3
Permeabilidad probada sin daños al esfuerzo (mD)	477,022

*Tabla E 12: Continuación.*

Permeabilidad probada con daños probados (mD)	228,970
Permeabilidad probada con daño total (mD)	228,970
Incrustación del apuntalante (in)	0,000

*Tabla E 13: Presiones de fractura, escenario tres.*

<b>Presiones de fractura</b>	
Presión neta del modelo (psi)	855
Presión neta observada (psi)	0
Presión de cabeza hidrostática (psi)	2.605
Presión de reservorio (psi)	1000
Esfuerzo de cierre de fractura BH (psi)	1.209
Gradiente de tensión de cierre (psi/ft)	0,594
Presión promedio superficial (psi)	811
Presión máxima superficial (psi)	6.456

*Tabla E 14: Operaciones de fractura, escenario tres.*

<b>Operación</b>	
Fluido limpio total bombeado (bbls)	-542.133,6
Fluido total bombeado (bbls)	-542.055,1
Volumen de almohadilla (bbls)	47,6
Fracción de almohadilla (% de volumen de fluido)	8,1
Fracción de almohadilla (% de volumen de fluido)	8,8
Tipo de fluido primario	Slickwater-0.75
Tipo de fluido secundario	0,0
Apuntalante total bombeado (klbs)	37,2
Apuntalante total en la fractura (klbs)	33,6

*Tabla E 14: Continuación.*

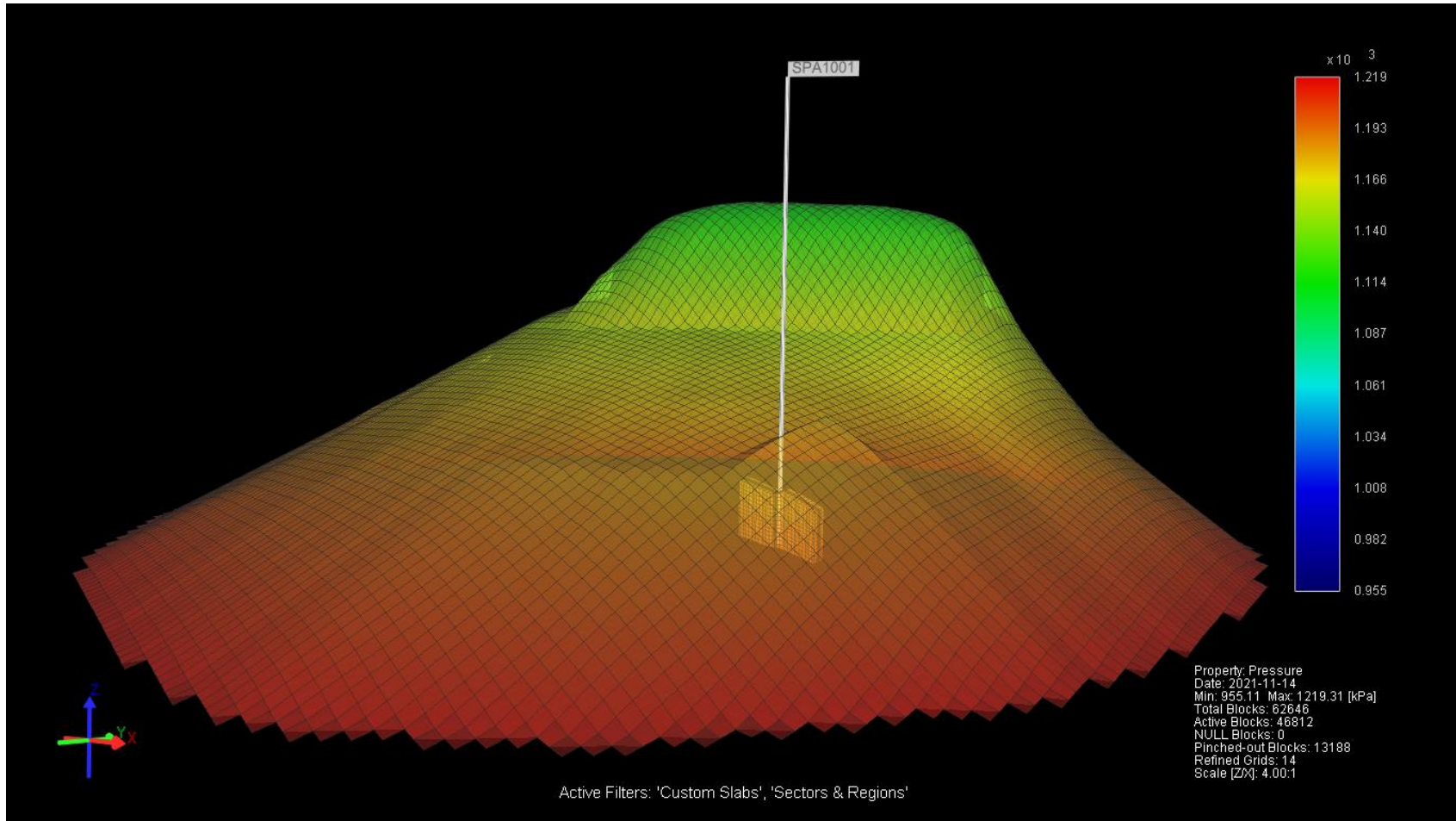
Promedio de los caballos de fuerza hidráulica (hp)	1.589
Máximo de los caballos de fuerza hidráulico (hp)	12.644
Tasa promedio Btm. del fluido (bpm)	21.468.276,0
Tipo de apuntalante primario	Frac Sand 20/40
Tipo de apuntalante secundario	

---

*Tabla E 15: Programa de tratamiento para el diseño de fractura, escenario tres.*

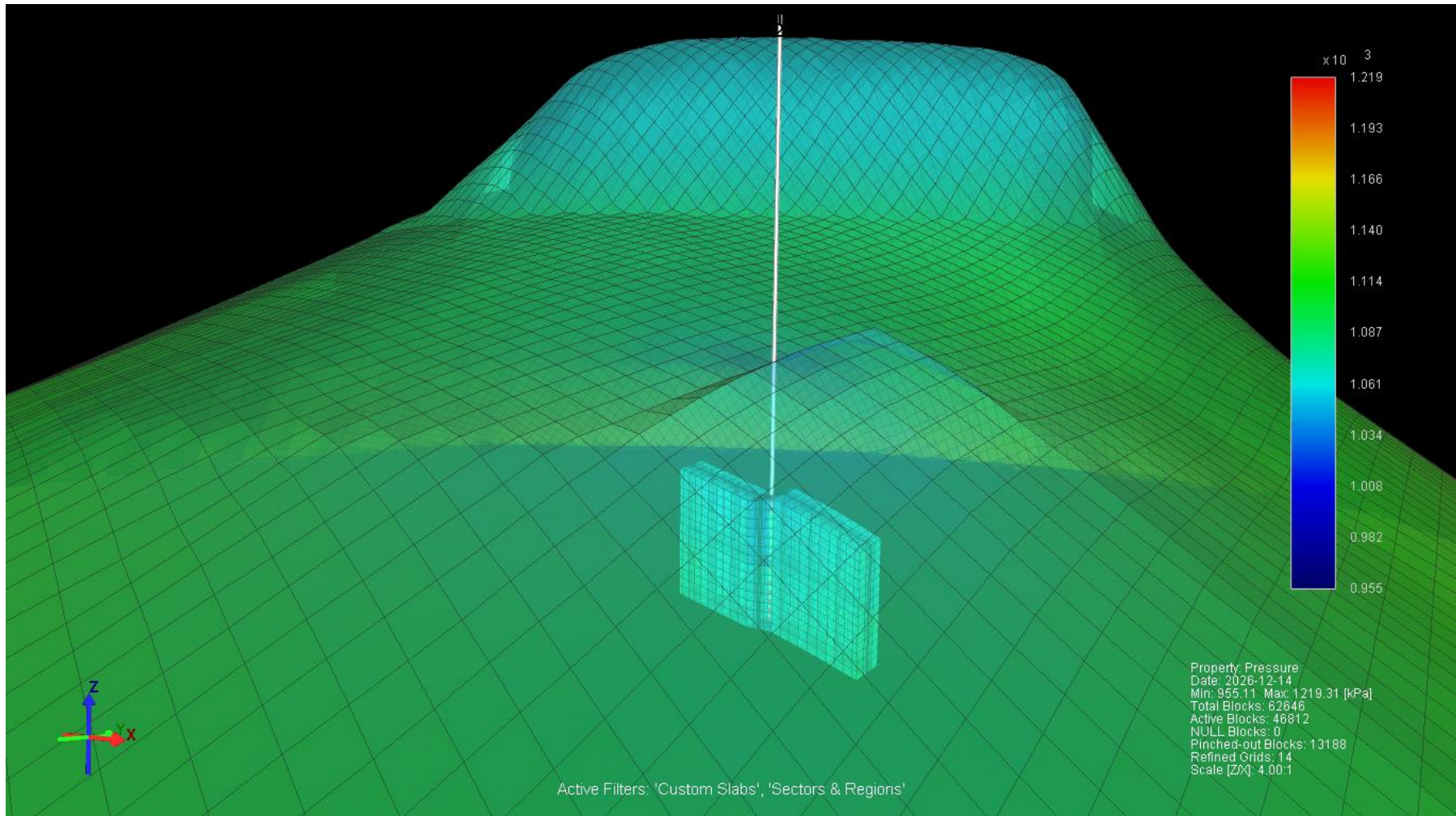
<b>Etapas #</b>	<b>Tipo de etapas</b>	<b>Tiempo transcurrido min:seg</b>	<b>Tipo de fluido</b>	<b>Volumen limpio (gal)</b>	<b>Conc. de apuntalante (ppg)</b>	<b>Etapas de apuntalante (klbs)</b>	<b>Tasas de lodo (bpm)</b>	<b>Tipo de apuntalante</b>
Wellbore Fluid			Slickwater-0.75	329				
<b>1</b>	Main frac pad	0:35	Slickwater-0.75	2.000	0,00	0,0	80,00	
<b>2</b>	Main frac slurry	1:39	Slickwater-0.75	3.500	0,50	1,8	80,00	Frac Sand 20/40
<b>3</b>	Main frac slurry	3:36	Slickwater-0.75	6.000	2,00	12,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>4</b>	Main frac slurry	6:55	Slickwater-0.75	10.000	2,50	25,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>5</b>	Main frac slurry	12:02	Slickwater-0.75	15.000	3,25	48,8	80,00	Frac Sand 20/40
<b>6</b>	Main frac slurry	17:18	Slickwater-0.75	15.000	4,00	60,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>7</b>	Main frac slurry	20:57	Slickwater-0.75	10.000	5,00	50,0	80,00	Frac Sand 20/40
<b>8</b>	Main frac flush	26:00	Slickwater-0.75	17.000	0,00	0,0	80,00	
<b>9</b>	Shut-in	26:00	SHUT-IN	0	0,00	0,0	0,00	

## Anexo F. Visualización del reservorio en 3D con CMG.

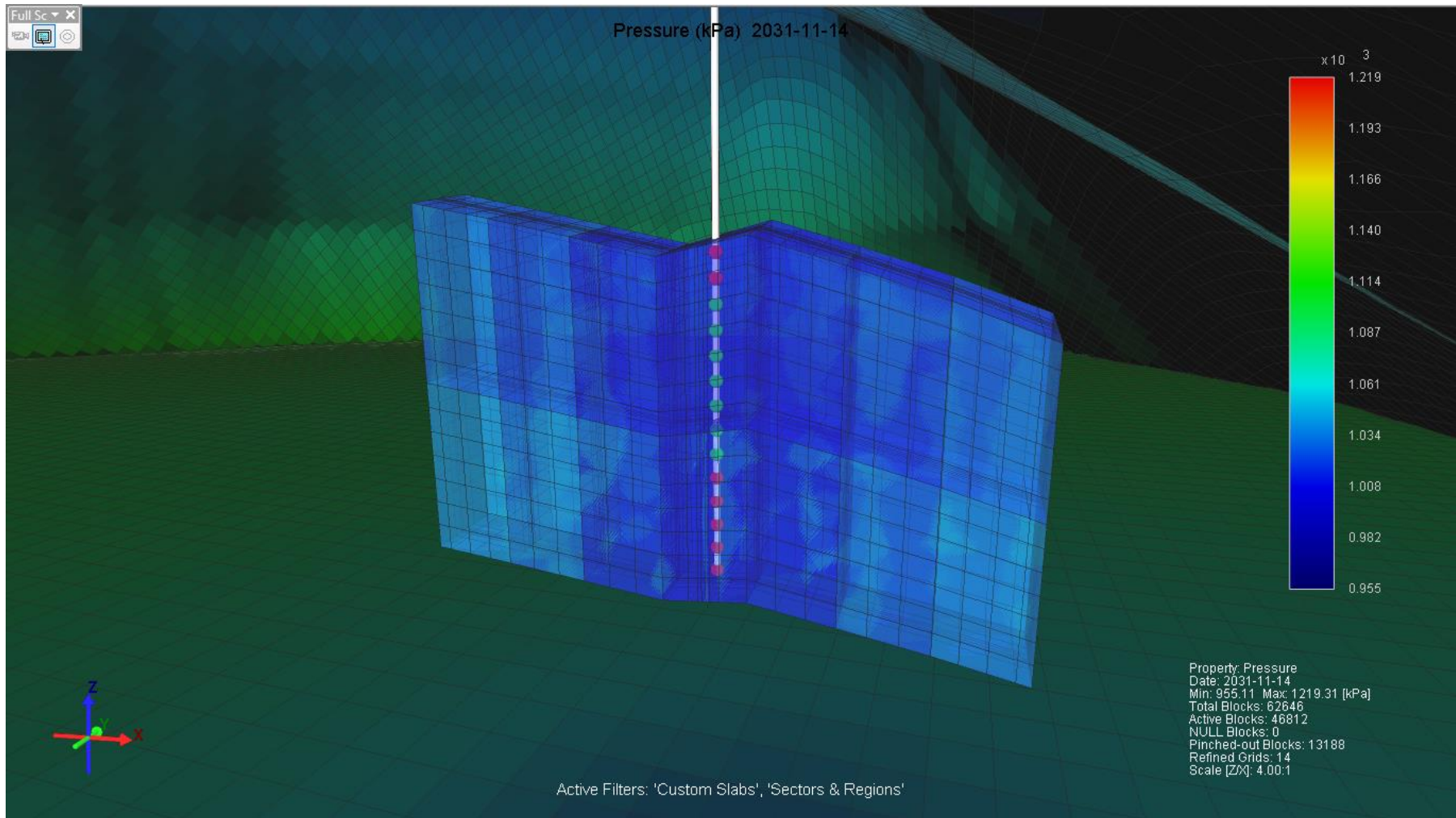


*Figura F 1. Modelo de reservorio en 3D posterior a la fractura hidráulica.*



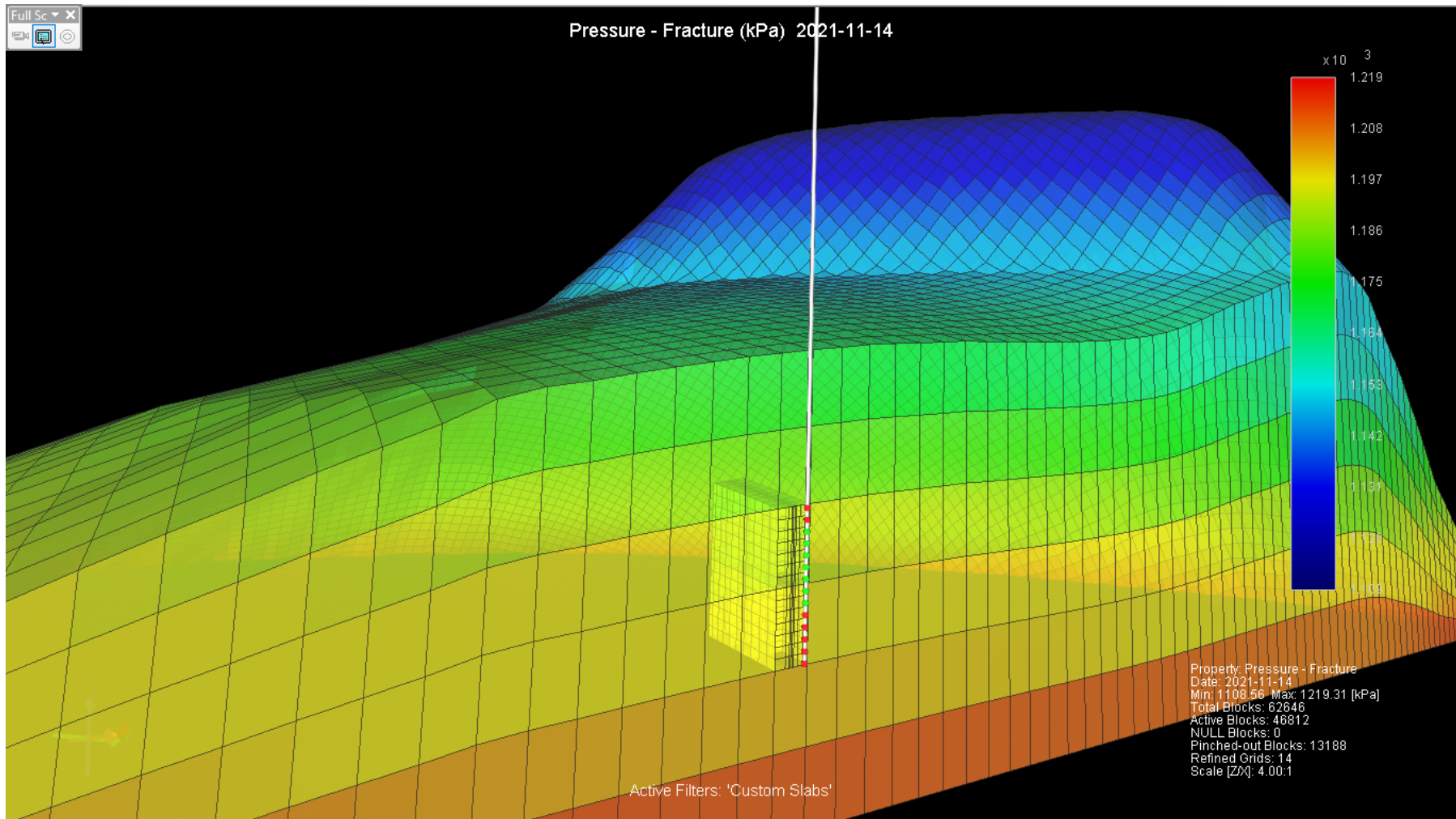


*Figura F 2. Declinación de presión para el periodo 2026 en el modelo 3D*



*Figura F 3. Acercamiento de los intervalos fracturados.*





*Figura F 4. Corte del modelo de reservorio en la zona de interés.*