



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**FACTIBILIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL
CAMPO PACOA BLOQUE 1 MEDIANTE EL MODELO
GEOMECÁNICO 2D**

AUTOR

Baque Domínguez, Eliana Jacqueline

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS

TUTOR

Iturralde Kure, Sadi Armando. MSc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Firmado electrónicamente por:
**ALEX GIOVANNY
TENICOTA GARCIA**



Firmado electrónicamente por:
**SADI ARMANDO
ITURRALDE KURE**


Ing. Alex Giovanni Tenicota García, Mgtr.
COORDINADOR DEL PROGRAMA

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Mgtr.
TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA**

Ing. José Villegas Salavarría, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA 1

**ANDRES EDUARDO
GUZMAN
VELASQUEZ**  Firmado digitalmente por
ANDRES EDUARDO
GUZMAN VELASQUEZ
Fecha: 2024.06.13 15:46:42
-05'00'

Ing. Andrés Eduardo Guzmán Velázquez, Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA 2

Ab. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por ELIANA JACQUELINE BAQUE DOMÍNGUEZ, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR



firmado electrónicamente por:
**SADI ARMANDO
ITURRALDE KURE**

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure. MSc

22 días del mes de mayo del año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, ELIANA JACQUELINE BAQUE DOMÍNGUEZ

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, Factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Pacoa Bloque 1 mediante el modelo geomecánico 2D previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 22 días del mes de mayo del año 2024

EL AUTOR



Firmado electrónicamente por:
ELIANA JACQUELINE
BAQUE DOMÍNGUEZ

Eliana Jacqueline Baque Domínguez



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado Factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Pacoa Bloque 1 mediante el modelo geomecánico 2D, presentado por el estudiante, Eliana Jacqueline Baque Domínguez fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al **3%**, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**SADI ARMANDO
ITURRALDE KURE**

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure. MSc



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, **ELIANA JACQUELINE BAQUE DOMÍNGUEZ**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales del informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

Santa Elena, a los 22 días del mes de mayo del año 2024

EL AUTOR



ELIANA JACQUELINE
BAQUE DOMINGUEZ

Eliana Jacqueline Baque Domínguez

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer al Ministerio de Energía y Minas (Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos) por proporcionarme información fundamental para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Al Ing. Sadi Iturralde, cuyo invaluable asesoramiento hicieron posible la realización de este estudio.

A todas las personas e instituciones que de alguna manera fueron parte fundamental para seguir esta maestría, puesto que con su apoyo y contribución pude terminar con éxito esta nueva etapa de mi vida.

Por último, a mis docentes que compartieron sus consejos, conocimientos y experiencias en mi camino hacia la obtención de este grado académico.

Eliana Jacqueline Baque Domínguez.

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación es dedicado principalmente a Dios, por darme salud y fortaleza.

A mis padres, que con su motivación y sabios consejos me animaron a seguir adelante.

A mi esposo, por su cariño, comprensión y constante apoyo; siendo un pilar fundamental para poder alcanzar mis metas académicas.

A mis hijos: Derek y Emma, por brindarme su amor incondicional; siendo ellos mi fortaleza, inspiración, motivación, y mi mayor orgullo, esperando que este logro también les inspire en el futuro a perseguir sus propios sueños, objetivos y metas.

Eliana Jacqueline Baque Domínguez

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	IV
DECLARO QUE.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
SIMBOLOGÍA.....	XIV
ÍNDICE DE TABLA.....	XIX
ÍNDICE DE FIGURAS	XXI
RESUMEN	XXIII
ABSTRACT	XXIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	6
1.1. REVISIÓN DE LITERATURA.....	6
1.2. ASPECTOS GEOLÓGICOS	8
1.2.1. Geología regional.....	8
1.2.2. Geología estructural.....	9
1.2.2.1. Cuenca Progreso	9
1.2.2.2. Cordillera costera Chanduy-Playas	9

1.2.2.3.	Cordillera Chongon Colonche	10
1.2.2.4.	Levantamiento Santa Elena,	10
1.2.3.	<i>Características geológicas y litológicas del campo Pacoa</i>	10
1.2.3.1.	Formación Piñón.....	10
1.2.3.2.	Formación Cayo	11
1.2.3.3.	Formación Santa Elena.....	11
1.2.3.4.	Formación El Rosario	11
1.2.3.5.	Formación CPB (Clay Pebble Beds).....	12
1.2.3.6.	Formación Socorro	12
1.2.3.7.	Formación Seca	13
1.3.	SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO PACOA.....	14
1.3.1.	<i>Roca madre</i>	14
1.3.2.	<i>Roca almacén</i>	14
1.3.3.	<i>Roca sello</i>	15
1.3.4.	<i>Trampa</i>	15
1.4.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PACOA.....	15
1.5.	NÚMERO DE POZOS Y NIVELES PRODUCTORES	16
1.6.	YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	20
1.7.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	21
1.7.1.	<i>Proceso de Fracturamiento hidráulico</i>	23
1.7.2.	<i>Fluidos para Fracturamiento hidráulico</i>	23
1.7.2.1.	Componentes de fluidos de Fracturamiento hidráulico.....	24
1.7.2.2.	Etapas de fractura	25
1.7.3.	<i>Mecánica del fracturamiento</i>	27
1.7.3.1.	Iniciación de la fractura	27
1.7.3.2.	Orientación de la fractura	27
1.7.3.3.	Propagación de la fractura	28
1.7.4.	<i>Modelo de fractura</i>	28
1.7.5.	<i>Presiones relacionadas con la fractura</i>	29
1.7.5.1.	Presión de poro	30

1.7.5.2.	Presión de fractura o gradiente de fractura.....	31
1.7.5.3.	Presión de cierre de fractura	31
1.8.	GEOMECÁNICA.....	32
1.8.1.	<i>Modelo Geomecánico</i>	33
1.8.2.	<i>Propiedades elásticas y mecánicas de la roca</i>	34
1.8.2.1.	Esfuerzos	35
1.8.2.2.	Módulos de elasticidad	35
1.8.2.3.	Resistencia a la Roca	36
1.8.2.4.	Resistencia a la compresión uniaxial (UCS).....	36
1.8.2.5.	Resistencia a la tensión.....	37
1.8.2.6.	Ángulo de fricción interno	37
1.9.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	37
1.9.1.	<i>Volumen de arcilla</i>	37
1.9.2.	<i>Porosidad</i>	39
1.9.3.	<i>Gradiente Geotérmico</i>	42
1.9.4.	<i>Saturación de agua</i>	43
1.9.5.	<i>Permeabilidad</i>	44
CAPITULO 2. METODOLOGÍA.....		45
2.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS DEL CAMPO PACOA.....	45
2.2.	DISEÑO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	45
2.3.	TIPO Y MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	47
2.4.	POBLACIÓN Y MUESTRA	47
2.4.1.	<i>Índice de heterogeneidad</i>	47
2.5.	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	50
2.5.1.	<i>Modelo geomecánico 1D</i>	51
2.5.1.1.	Determinación del Gradiente de Sobrecarga.....	51
2.5.1.2.	Determinación del registro Bulk Density.....	53
2.5.1.3.	Determinación de la presión de poro	53
2.5.1.4.	Determinación del gradiente de Presión de fractura.....	54
2.5.1.5.	Determinación del Esfuerzo horizontal mínimo (S_h)	55

2.5.1.6.	Determinación del Esfuerzo horizontal máximo (S_H).....	57
2.5.1.7.	Determinación del Módulo de Corte o de cizalla (G_{dyn}).....	58
2.5.1.8.	Determinación del Módulo de Bulk (K_{dyn})	58
2.5.1.9.	Determinación del Módulo de Young (E_{dyn}).....	59
2.5.1.10.	Relación de Poisson.....	60
2.5.1.11.	Determinación de la Compresibilidad Volumétrica (C_v).....	61
2.5.1.12.	Determinación de la resistencia de la compresibilidad uniaxial (UCS)	61
2.5.1.13.	Determinación de la resistencia a la Tensión	61
2.5.1.14.	Determinación del ángulo de fricción interna	62
2.5.2.	<i>Modelo geomecánico 2D para simulación de la fractura</i>	62
2.5.2.1.	Selección de espesores candidatos	62
2.5.2.2.	Selección del fluido fracturante y agente apuntalante	63
2.5.2.3.	Diseño de fracturas hidráulicas	64
2.5.2.4.	Método de Diseño Unificado de Fractura (UFD).....	64
2.6.	PROCESAMIENTO DE LA EVALUACIÓN: VALIDEZ Y CONFIABILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS APLICADOS PARA EL LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN	69
 CAPITULO 3. ELABORACIÓN DE MODELO GEOMECANICO (1D) PARA EL CAMPO PACOA		
		70
3.1.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	70
3.1.1.	<i>Cálculo del índice de heterogeneidad modificado (MHI)</i>	70
3.2.	INFORMACIÓN GENERAL DE POZOS SELECCIONADOS.....	72
3.2.1.	<i>Historial de perforación</i>	72
3.2.2.	<i>Historial de producción y producción acumulada</i>	74
3.3.	CONSTRUCCIÓN DE MODELO GEOMECÁNICO.....	75
3.3.1.	<i>Modelo geomecánico pozo Mata Chivato</i>	77
3.3.2.	<i>Modelo geomecánico pozo PACOA 05</i>	82
3.3.3.	<i>Modelo geomecánico pozo PACOA 10</i>	88
3.3.4.	<i>Modelo geomecánico pozo PACOA 12</i>	93
CAPITULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		99

	ESPESORES CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	99
4.1:	PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	104
4.3.	DISEÑO DE FRACTURA.....	108
4.3.1.	<i>Selección del agente apuntalante y fluido de control</i>	108
4.3.2.	<i>Masa del propante optima</i>	109
4.3.3.	<i>Determinación de la geometría de la fractura</i>	112
4.4.	DETERMINACIÓN DEL CAUDAL INCREMENTAL	112
4.5.	MODELO GEOMECANICO 2D - SIMULACIÓN DE FRACTURAS DE POZOS SELECCIONADOS	
	116	
4.5.1.	<i>Simulación de fractura Pozo Mata Chivato</i>	116
4.5.2.	<i>Simulación de fractura Pozo Pacoa 05</i>	119
4.5.3.	<i>Simulación de fractura Pozo Pacoa 10</i>	122
4.5.1.	<i>Simulación de fractura Pozo Pacoa 12</i>	125
	CONCLUSIONES	129
	RECOMENDACIONES	132
	REFERENCIAS.....	134
	ANEXOS.....	159

SIMBOLOGÍA

API	American Petroleum Institute
UFD	Diseño Unificado de fractura
Ma	Millones de años
CPB	Clay Pebble Beds
MTCH	Mata Chivato
IGM	Instituto Geográfico Militar
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BAPD	Barriles de agua por día
bp	Barriles de petróleo
in	Pulgadas
psi/ft	Libras por Pulgada Cuadrada sobre / Pies
ft	Pie
A	Constante de Sobrecarga por Edad Geológica
<i>grcc</i>	Gramos / Centímetros Cúbicos
<i>g</i>	Gravedad
ρ	Densidad
<i>c</i>	Constante de Ecuación de Gardner

e	contantes empíricas de Gardner
OBG	Esfuerzo Vertical
D	Profundidad de Interés
Cn	Constante para el Método de Zamora
x	Constante para el Método de Zamora
ν	Relación de Poisson
G_{dyn}	Módulo de Corte
K_{dyn}	Módulo Volumétrico
E_{dyn}	Módulo de Young
r_w	Radio del Pozo
φ	Ángulo de Fricción Interno
FH	Fracturamiento hidráulico
V_{pad}	Volumen de relleno
V_{iny}	Volumen de inyección
V_{frac}	Volumen de fractura
η	Eficiencia de la fractura
P_c	Presión de cierre
g_f	Gradiente de fractura
D	Profundidad
UCS	Resistencia a la compresión uniaxial

τ_0	Resistencia a la tensión
V_{CLGR} :	Volumen de arcilla en la curva de Gamma Ray
GR:	Gamma Ray
<i>GRmatriz</i> :	Gamma Ray en una roca con 100% matriz, zona limpia
<i>GRclay</i> :	Gamma Ray de una lutita, 100% de contenido de arcilla
ϕ_s :	Porosidad derivada del registro sísmico,
Δt_{ma} :	Tiempo de tránsito por intervalo en la matriz
Δt_{log} :	Tiempo de tránsito por intervalo en la formación de interés
Δt_{fl} :	Tiempo de tránsito por intervalo en el fluido de formación
ϕ_D	Porosidad perfil de densidad
ρ_{ma}	Densidad de la matriz
ρ_b	Densidad registrada
ρ_{fl}	Densidad del fluido
ϕ_T	Porosidad total
ϕ_e	Porosidad efectiva
ϕ_N	Porosidad calculada en la curva de Neutrón
GT	Gradiente geotérmico
BHT	Temperatura de fondo
T_s	Temperatura de superficie
D_{total}	Profundidad total

Sw	Saturación de agua
Rt	Resistividad de la formación
m	Factor de cementación
n	Factor de Compactación
a	Constante de Saturación
Rw	Resistividad del agua de Formación
Rcl	Resistividad en la arcilla
Kyac	Permeabilidad del yacimiento
Pp	Presión de poro
PPn	Presión de poro normal de la formación
S _{hmin}	esfuerzo horizontal mínimo
S _{hmax}	Esfuerzo horizontal máximo
Lpg	Libras por galón
u	Coefficiente de fricción
RhoGard	Curva de densidad aparente
Vp	Velocidad de la onda P
Vs	Velocidad de la onda S
Cv	Compresibilidad volumétrica
φ	Angulo de fricción interno
Vres	Volumen de drenaje

h	Espesor neto
V_{iny}	Volumen de inyección
M_p	Masa del propante
Φ_p	Porosidad del propante
ρ_p	Densidad del propante
N_p	Número del propante
K_p	Permeabilidad del propante
h_f	Espesor bruto
J_o	Índice de productividad
r_e	Radio de drenaje
r_w	Radio del pozo
S	factor de daño
FOI	Folds Of Increase
J_{max}	Índice de productividad máximo
C_{fD}	Índice de conductividad
X_f	Longitud de la fractura
W_f	Ancho de la fractura
S_f	Factor Skin después de la fractura
FG	Gradiente de fractura

ÍNDICE DE TABLA

<i>Tabla 1. Niveles productores de la Formación Socorro – Campo Pacoa</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 2. Coordenadas del área de estudio – Campo Pacoa.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 3. Listado de localización, niveles productores y sistema de extracción del Campo Pacoa.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 4. Pozo reinyector del Campo Pacoa</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 5. Pozo abandonado del Campo Pacoa.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 6. Listado de pozos cerrados del Campo Pacoa.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 7. Historial de producción del Campo Pacoa.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 8. Coordenadas georreferenciales de la ubicación de pozos existentes del Campo Pacoa.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 9. Valores método Zamora</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 10. Índice de Heterogeneidad de los pozos productores del Campo Pacoa, octubre y noviembre del 2023.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 11. Pozos candidatos por medio del MTCH</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 12. Información general pozos seleccionados del campo Pacoa.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 13. Topes de intervalos de formaciones perforadas</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 14. Niveles productores e intervalos disparados.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 15. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Mata Chivato.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 16. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Pacoa 05.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 17. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Pacoa 10.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 18. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Pacoa 12.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 19. Características de los pozos seleccionados.....</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 20. Propiedades petrofísicas de intervalos de interés del pozo Mata Chivato</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 21. Propiedades petrofísicas de Pozo 05.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 22. Propiedades petrofísicas de Pozo 10.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 23. Propiedades petrofísicas de Pozo 12.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 24. Propiedades del agente de sostén.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 25. Resultado del cálculo del volumen de drenaje.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 26. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo MTCH</i>	<i>110</i>

<i>Tabla 27. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo Pacoa 05</i>	110
<i>Tabla 28. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo Pacoa 10</i>	111
<i>Tabla 29. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo Pacoa 12</i>	111
<i>Tabla 30. Resultados de geometría de fractura optima</i>	112
<i>Tabla 31. Reporte de producción pozo Pacoa 12</i>	114
<i>Tabla 32. Resultados del caudal incremental</i>	115
<i>Tabla 33. Datos generales del pozo Mata Chivato- Campo Pacoa</i>	116
<i>Tabla 34. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Mata Chivato</i>	116
<i>Tabla 35. Resumen de presión de fractura</i>	119
<i>Tabla 36. Datos generales del pozo Pacoa 05</i>	119
<i>Tabla 37. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Pacoa 05</i>	119
<i>Tabla 38. Resumen de presión de fractura pozo Pacoa 05</i>	122
<i>Tabla 39. Datos generales del pozo Pacoa 10</i>	122
<i>Tabla 40. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Pacoa 10</i>	122
<i>Tabla 41. Resumen de presión de fractura pozo Pacoa 10</i>	125
<i>Tabla 42. Datos generales del pozo Pacoa 12</i>	125
<i>Tabla 43. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Pacoa 12</i>	125
<i>Tabla 44. Resumen de presión de fractura pozo Pacoa 12</i>	128
<i>Tabla 45. Resultado final de geometría de la fractura</i>	128

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Historial de producción del Campo Pacoa.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2. Tipos de fraccionamiento de la formación.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3. Representación gráfica de la fracturación hidráulica</i>	<i>22</i>
<i>Figura 4 . Representación gráfica de los componentes del fluido de fracturamiento hidráulico</i>	<i>24</i>
<i>Figura 5. Principales factores involucrados en la propagación de una fractura (presiones y esfuerzos) 29</i>	<i>29</i>
<i>Figura 6. Perfil de la presión de poro</i>	<i>31</i>
<i>Figura 7. Tensiones principales.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 8. Análisis del Volumen de arcilla</i>	<i>39</i>
<i>Figura 9. Cálculo de gradiente de temperatura.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 10. Análisis de Saturación de agua.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 11 Metodología general para Factibilidad de fracturamiento hidráulico mediante modelo geomecánico 2 D.</i>	<i>46</i>
<i>Figura 12 Cuadrantes de producción del Índice de Heterogeneidad.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 13. Análisis de heterogeneidad de la formación Rosario.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 14. Análisis de heterogeneidad de la formación Socorro</i>	<i>71</i>
<i>Figura 15. Resultado Curva de Presiones del pozo Mata Chivato</i>	<i>78</i>
<i>Figura 16. Resultado Propiedades Elásticas del pozo Mata Chivato.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 17. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo Mata Chivato</i>	<i>80</i>
<i>Figura 18. Resultado de Modelo geomecánico del pozo Mata Chivato.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 19. Resultado Curva de Presión de Poro pozo PACOA 05.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 20. Resultado Propiedades Elásticas pozo PACOA 05.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 21. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo PACOA 05</i>	<i>86</i>
<i>Figura 22. Resultado del modelo geomecánico del pozo PACOA 05</i>	<i>87</i>
<i>Figura 23. Resultado de Gradientes de presiones en el pozo PACOA 10.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 24. Resultado propiedades de elásticas de la roca del pozo PACOA 10</i>	<i>90</i>
<i>Figura 25. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo PACOA 10.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 26. Resultado del modelo geomecánico del pozo PACOA 10.....</i>	<i>92</i>

<i>Figura 27. Resultado de Gradientes de presiones en el pozo PACOA 12</i>	<i>94</i>
<i>Figura 28. Resultado propiedades de elásticas de la roca del pozo PACOA 12.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 29. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo PACOA 12</i>	<i>97</i>
<i>Figura 30. Resultado del modelo geomecánico del pozo PACOA 12.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 31. Ventana operacional de los intervalos seleccionados del pozo Mata Chivato</i>	<i>100</i>
<i>Figura 32. Ventana operacional del intervalo seleccionado del pozo Pacoa 05.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 33. Ventana operacional de los intervalos seleccionados del pozo Pacoa 10.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 34. Ventana operacional de los intervalos seleccionados del pozo Pacoa 12</i>	<i>103</i>
<i>Figura 35. Determinación de la masa de propante óptima del pozo MTCH.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 36. Determinación de la masa de propante óptima del pozo Pacoa 05.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 37. Determinación de la masa de propante óptima del pozo Pacoa 10.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 38. Determinación de la masa de propante óptima del pozo Pacoa 12.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 39. Reporte de producción pozo Mata Chivato</i>	<i>113</i>
<i>Figura 40. Reporte de producción pozo Pacoa 05</i>	<i>113</i>
<i>Figura 41. Reporte de producción pozo Pacoa 10</i>	<i>114</i>
<i>Figura 42. Grafica de Prat´s</i>	<i>115</i>
<i>Figura 43. Programa de bombeo pozo Mata Chivato</i>	<i>117</i>
<i>Figura 44. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Mata Chivato</i>	<i>118</i>
<i>Figura 45. Concentración del propante en fractura pozo Mata Chivato</i>	<i>118</i>
<i>Figura 46. Programa de bombeo pozo Pacoa 05.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 47. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Pacoa 05.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 48. Concentración del propante en fractura pozo Pacoa 05.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 49. Programa de bombeo pozo Pacoa 10.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 50. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Pacoa 10.....</i>	<i>124</i>
<i>Figura 51. Concentración del propante en fractura pozo Pacoa 10.....</i>	<i>124</i>
<i>Figura 52. Programa de bombeo pozo Pacoa 12.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 53. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Pacoa 12.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 54. Concentración del propante en fractura pozo Pacoa 12.....</i>	<i>127</i>

RESUMEN

El fracturamiento hidráulico o fracking es un tratamiento donde se estimula el pozo para incrementar los canales de flujo desde la formación, dando como resultado un aumento de la productividad; para que esta técnica sea exitosa, debe ir conectada con modelos computacionales que ayudan a tener una mejor visión del comportamiento de la roca y fluido, aumentando la probabilidad de éxito en el momento que se consideran factores que pueden afectar al yacimiento. El presente Proyecto de “Factibilidad del fracturamiento hidráulico en el campo Pacoa Bloque 1 mediante el modelo geomecánico 2D”, tiene como objetivo principal generar un modelo geomecánico 2D para predecir la factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Pacoa.

El desarrollo metodológico que se aplicó es el método cuantitativo, donde también se utiliza una investigación analítico y sintético, puesto que para este proyecto se tiene que analizar la información recolectada, descomponiéndola en pequeñas partes para poder tener una mejor comprensión de la información.

Se procedió a realizar el estudio geomecánico, analizando los estados de esfuerzos presión de poro, propiedades elásticas y mecánicas de las rocas; a partir de la información obtenida se elabora el modelo geomecánico 1D, para posteriormente construir el modelo geomecánico 2D de la simulación de la fractura, identificando los intervalos óptimos a ser fracturados, de esta manera obtener la geometría de la fractura hidráulica y poder analizar el incremento de producción antes y después del fracturamiento.

Palabras claves: Fracturamiento hidráulico, modelo geomecánico, registros eléctricos, simulación, campo Pacoa, Bloque 1, geomecánica.

ABSTRACT

Hydraulic fracturing or fracking is a treatment where the well is stimulated to increase the flow channels from the formation, resulting in increased productivity. For this technique to be successful, it must be connected with computational models that help to better understand the behavior of the rock and fluid, increasing the probability of success when factors that can affect the reservoir are considered. The present project, "Feasibility of Hydraulic Fracturing in the Pacoa Block 1 Field Using the 2D Geomechanical Model," has as its main objective the creation of a 2D geomechanical model to predict the feasibility of hydraulic fracturing in the Pacoa field.

The methodological development applied is the quantitative method, where analytical and synthetic research is also used, since for this project, the collected information must be analyzed, breaking it down into small parts to gain a better understanding of the information.

The geomechanical study was carried out, analyzing the stress states, pore pressure, and the elastic and mechanical properties of the rocks. From the obtained information, a 1D geomechanical model was developed to later construct the 2D geomechanical model for fracture simulation, identifying the optimal intervals to be fractured.

This way, the geometry of the hydraulic fracture can be obtained, and the increase in production before and after fracturing can be analyzed.

Keywords: Hydraulic fracturing, geomechanical model, electric logs, simulation, Pacoa field, Block 1, geomechanics.

INTRODUCCIÓN

El campo Pacoa inicia su actividad petrolera en 1944, con la perforación de algunos pozos exploratorios a cargo de la compañía Anglo Ecuadorian Oilfields, no teniendo éxito en el descubriendo de yacimiento rentables; en el año 1989 la empresa Tripetrol realizó la perforación de pozos exploratorios teniendo éxito en el pozo denominado San Pablo de la formación Socorro. (Molina, 2015)

Su vida productiva empieza en el año 1990, con una producción de 3,09 BPPD, alcanzando la máxima producción de 755,31 BPPD (Cuadros Buenaventura, 2018); partiendo de ese año la producción ha ido decreciendo considerablemente.

En la actualidad es operada por la Empresa pública Petroecuador, cuenta con 46 pozos perforados, pero no todos están produciendo; el principal mecanismo de extracción es por bombeo mecánico, seguido por pistoneo y son pocos los pozos que producen por flujo natural. (Ordóñez Andrade et al., 2022)

La calidad del crudo del campo Pacoa es de 33 °API promedio, considerándose como un crudo de muy buena calidad de acuerdo a la clasificación Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute), aunque la profundidad donde localizamos las reservas de hidrocarburos es somera y de baja permeabilidad, por lo que podría considerarse como un yacimiento no convencional, además de eso es un campo maduro. (Constante & Santos, 2021b)

Al generar un modelo geomecánico en 2D se busca determinar la factibilidad del fracturamiento hidráulico, identificando los mejores intervalos a fracturar y poder predecir la geometría de la fractura, de esta manera disminuye el riesgo de inversión, obteniendo una mayor tasa de éxito en la aplicabilidad de la técnica.

El proyecto es desarrollado en 4 capítulos los cuales están descritos a continuación:

Capítulo I, se describe el marco teórico referencial, que consta de información sobre el campo Pacoa y cada uno de sus pozos, ayudándonos a conocer su ubicación geográfica, entender las características geológicas, estado actual del campo; así como también información detallada de la técnica de fracturamiento hidráulico y propiedades geomecánicas.

Capítulo II, aborda la metodología aplicada en el proyecto, describiéndose aspectos como el tipo de estudio, población y muestras; también se definen las ecuaciones para elaborar el modelo geomecánico e incluye las ecuaciones para el cálculo de la geometría de la fractura a través del Diseño Unificado de fractura (UFD).

Capítulo III, se realiza la construcción de modelo geomecánico 1D de los pozos seleccionados por medio del índice de heterogeneidad modificado, por lo tanto, se debe conocer el historial de perforación y producción, registros eléctricos, intervalos productores de cada pozo seleccionado.

Capítulo IV, se exponen los resultados obtenidos mediante la generación del modelo geomecánico y la simulación de fractura.

Planteamiento de la investigación

El fracturamiento hidráulico se puede definir como un proceso mediante el cual se inicia una fractura, y esta se propaga debido a la presión hidráulica causado por un fluido inyectado dentro de la misma, siendo una de las técnicas de estimulación de yacimientos más utilizada hoy en día.

Los yacimientos no convencionales requieren de técnicas avanzadas de recuperación como el fracturamiento hidráulico para poder extraer los hidrocarburos atrapados en las reservas y optimizar la producción del yacimiento. Sin embargo, es muy difícil poder predecir la eficacia del proceso, si no se tiene una comprensión clara de la propagación de la fractura al momento de inyectar fluidos a alta presión.

Por este motivo se justifica el proyecto de Factibilidad de fracturamiento hidráulico mediante modelo geomecánico 2D a realizarse en el campo Pacoa – Bloque #1, en base a la necesidad de conocer las condiciones de presión, esfuerzo y comportamiento mecánico de la roca; ayudándonos a identificar posibles fracturas, disminuyendo las probabilidades de fracaso del tratamiento; a determinar la capacidad de propagación de la fractura y su crecimiento vertical; siendo de gran beneficio porque brinda la ventaja de evaluar y planificar de manera eficiente el trabajo de estimulación, definiendo la ejecutabilidad de esta técnica, puesto que se identifican los factores claves que deben ser considerados durante la operación.

Siendo necesario conocer información indispensable para la realización de este modelo geomecánico, como la descripción litológica de la columna estratigráfica pruebas de presión, registros eléctricos, condiciones de pozo, entre otras.

Formulación del problema de investigación

La mayoría de los campos petroleros que se encuentra en el Ecuador son campos maduros, puesto que, para poder extraer los hidrocarburos se tienen que aplicar diferentes alternativas que permitan obtener una mejor producción; un claro ejemplo es el campo Pacoa Bloque 1.

En el transcurso de los años la producción del campo ha ido disminuyendo significativamente, puesto que no alcanza ni los 50 BPPD, provocando un riesgo de

rentabilidad y pérdida de producción siendo esto causado por diversos factores; como son: la densidad elevada del fluido de perforación al cruzar los niveles de producción con la finalidad de mantener la presión del poro, diseños inapropiados de fracturamiento hidráulico y la consecuente presencia de fallas al encontrarse en una zona geológicamente activa. (Constante & Santos, 2021a)

Debido a esto, se deben aplicar técnicas más complejas que se adapten a las particularidades del campo, considerando el comportamiento de los reservorios en términos de las características espaciales de las rocas y fluidos que los conforman.

El fracturamiento hidráulico es uno de los métodos más exitosos cuando se trata de yacimientos no convencionales considerados así, por su baja permeabilidad, esta técnica consiste en la inyección a alta presión de agua, arena y una cantidad mínima de aditivos químicos, provocando fracturas estrechas en la roca y ampliando las pequeñas grietas de formación con el fin de estimular el reservorio y aumentar la producción del campo; este proyecto se basa en generación de un modelo geomecánico 2D teniendo como objetivo poder evaluar la factibilidad y propagación de la fractura.

¿Determinará el modelado geomecánico 2D, la factibilidad de la técnica de fracturamiento hidráulico en el Campo Pacoa- Bloque 1?

Objetivo General:

Generar un modelo geomecánico 2D para la factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Pacoa - Bloque #1.

Objetivos Específicos:

1. Describir las principales características geológicas y litológicas del campo Pacoa.

2. Analizar la situación actual de los pozos del campo Pacoa (datos de perforación y producción) mediante esquema mecánico e historial de producción.
3. Calibrar las mediciones de registros eléctricos, núcleos, pruebas de presión, y parámetros petrofísicos para definir la aplicabilidad del fracturamiento hidráulico.
4. Construir el modelo geomecánico para pozos seleccionados en el campo Pacoa Bloque 1.
5. Determinar los mejores intervalos para su estimulación.
6. Predecir la geometría de la fractura ancho, altura y longitud a través de simulación numérica de yacimientos.
7. Predecir el comportamiento de la producción después de la fractura.

Planteamiento hipotético

El modelado geomecánico 2D, va a determinar la factibilidad de la técnica de Fracturamiento hidráulico en el Campo Pacoa - Bloque 1, puesto que permite saber cómo se comportará el subsuelo durante el proceso y cómo se propagarán las fracturas en las capas de roca.

CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

Yuyang Liu et al. (2022), en su estudio “*An Approach for Predicting the Effective Stress Field in Low-Permeability Reservoirs Based on Reservoir-Geomechanics Coupling*”, se construyó un modelo geomecánico en 3D partiendo de datos básicos del yacimiento, basándose en estos modelos se realizaron simulaciones numéricas de diferencias finitas para obtener los campos de tensión tectónica y la presión intersticial, permitiendo predecir con claridad el valor del esfuerzo efectivo, siendo esencial para la optimización del fracturamiento hidráulico mejorando el desarrollo del reservorio.

Santos, J. (2020), en su estudio de “*Características geomecánicas de las formaciones en el campo Pacoa y su influencia durante la perforación*”, concluye que la estimulación de los pozos de petróleo por medio del fracturamiento hidráulico puede mejorar la productividad de los pozos del campo Pacoa; considerando también, que una de las causas de la inestabilidad de la densidad del fluido de perforación son los eventos geo mecánicos y presencia de gas en los pozos de perforación, lo que aumenta el riesgo de daño a los reservorios.

Mohammad Abdideh et al. (2020), en el artículo científico “*Modeling reference fracture pressures to design hydraulic fracture operations using well logging data*” tiene como objetivo principal determinar la presión de fractura al realizar fracturamiento hidráulico mediante análisis de datos petrofísicos, generación de modelo geomecánico, y cálculo de las tensiones in situ; en el presente estudio se considera al modelo geomecánico como la base para poder evaluar la técnica de fracturamiento hidráulico, el cual concluye con la construcción del modelo geomecánico obteniendo las propiedades elásticas, las tensiones in situ, la presión de fractura y la dirección de fractura.

Vinil Mukku et al. (2019), en el artículo científico *“Increase in Oil Production: Methodology & Best Practices for Hydraulic Fracturing Candidate Selection and Execution in Assam-Arakan Basin”* tiene como objetivo la selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico de los campos de la cuenca del Alto Assam de Oil India Ltd., el cual realiza un análisis de datos de pozos vecinos para comprender su geología; y a través de datos geomecánico genera un modelado de fracturas obteniendo la óptima geometría de fractura, llegando a la conclusión que el fracturamiento hidráulico es un método efectivo para rejuvenecer los campos maduros, siempre y cuando se realice un cuidadoso estudio y selección de pozos, permitiendo generar mayor rendimiento acelerando la producción.

Ali Taghichian et al. (2018) en su estudio *“Geomechanical optimization of hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: a semi-analytical approach”* se analizan tres factores principales: apertura, la dirección y el potencial de propagación de la fractura, siendo de suma importancia para la optimización del fracturamiento hidráulico; concluyendo que, en los yacimientos no convencionales a pesar de ser poco rentables, se pueden aplicar diferentes tipos de técnicas para que sean económicamente viables en la producción; por lo tanto, por medio de la geomecánica se optimizó el fracturamiento en estos yacimientos tanto por su resistencia y tenacidad, como por la viscosidad.

Diego Peña et al. (2018) en el artículo científico *“Generación del modelo geomecánico 3D del yacimiento C-INF VLC-363, aplicado al análisis de estabilidad de hoyo”* para el estudio se construyó un modelo geomecánico 1D considerando la recopilación de datos de pozos, eventos operacionales de perforación, litología, propiedades mecánicas esfuerzos, presión de poro, magnitudes y la estabilidad de hoyo; también se construyó un modelo geomecánico en 3D, concluyendo en la visualización

tridimensional de la variación de las propiedades mecánicas, esfuerzo y ventanas operacionales, lo cual facilita la optimización de futuras perforaciones.

1.2. Aspectos geológicos

1.2.1. Geología regional

En la región ecuatoriana, a lo largo del periodo Neógeno entre una escala de tiempo de 23 Ma. a 2 Ma. aproximadamente, ocurrió la ruptura de la Placa de Farallón, dando origen a la que actualmente conocemos como la placa Nazca, teniendo efectos significativos en la tectónica de placas (Mantilla, 2015), pues esta subduce por debajo de la placa Sudamericana, siendo responsable de la formación de la cordillera de los Andes con sus componentes de fallamientos, desplazamientos y volcanismos. (Núñez, 2003)

El Ecuador está dividido en tres regiones geográficas con rasgos estructurales diferentes debido a los movimientos que ocurren en la litosfera, siendo estos causados por las interacciones de las placas tectónicas las cuales son Costa, Sierra y Oriente. (Núñez, 2003)

La zona Costa o Ante arco, se compone por secuencias de rocas que se depositan en la corteza oceánica (Formación Piñón) encontrándose sobre ésta un arco de islas denominado Formación Las Orquídeas y materias de volcánico - sedimentos asociados de la Formación Cayo del Cretácico tardío. (Mantilla, 2015)

El campo Pacoa se encuentra geográficamente al sur-oeste de la falla de la Cordillera Chongon Colonche y en la parte Sur – centro del Bloque petrolero #1, en el periodo Ante- Neógeno (Paleógeno y Cretácico) (Deniaud, 1998), como se puede visualizar en el Anexo 1 y 3.

1.2.2. Geología estructural

Los rasgos geológicos de zona Sur- Oeste de la costa ecuatoriana nos indican que es una región muy compleja con respecto a su estructura, esto es debido a la interacción de las placas tectónicas, la subducción de la placa oceánica la cual se sumerge por debajo de la placa continental provocando una variedad de fallamientos en la corteza terrestre, por su historia tectónica, puesto que, a lo largo del tiempo se pudieron crear deformaciones y plegamientos en las capas de las rocas, y sin dejar a un lado su alta actividad sísmica. (Núñez, 2003)

Los diferentes tipos de fallamientos que se encuentran en esta zona son: fallas de cizalla, normales e inversas, entre las más importantes se puede mencionar:

Falla Colonche, La Cruz, Carrizal, Chanduy, Anconcito, Playas, Salinas, Colinas, Villao S2, Zapotal, y Progreso. (Anexo 1)

De acuerdo a las características estratigráficas y estructurales, se reconocen 4 unidades morfo - tectónicas. (Anexo 3)

1.2.2.1. Cuenca Progreso

Es considerada como la cuenca colapsada del Ante arco, cuyo hundimiento fue provocado durante la rotación de la Cordillera Chongon Colonche en el periodo comprendido entre el Oligoceno y el Mioceno temprano, encontrándose ubicada entre la cordillera Chongon Colonche y el Levantamiento Santa Elena. (Morato Medina, 2022)

1.2.2.2. Cordillera costera Chanduy-Playas

Presentan relieves asociados a rocas volcano - sedimentarias de la formación Cayo, Grupo Ancón, Grupo Azúcar, Miembro Dos Bocas y Miembro Zapotal, con areniscas medias a gruesas. (IEE & MAGAP, 2012)

1.2.2.3. Cordillera Chongon Colonche

Está limitada al Sur por la falla Colonche, formada por rocas básicas de la formación Piñón, Cayo y Miembro Zapotal su estructura va desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno Medio con dos interrupciones en la sedimentación: la primera es, entre el Paleoceno y el Eoceno Inferior, y la segunda se encuentra después del periodo del Eoceno. (Benítez, 1995)

1.2.2.4. Levantamiento Santa Elena

Se encuentra entre las fallas La Cruz y Posorja con dirección Noroeste-Sureste, en el margen Sur de la cuenca Progreso, formadas por: formación Santa Elena cuya edad va del Cretácico al Paleoceno, Grupo Azúcar del Paleoceno, y Grupo Ancón del Eoceno. (Benítez, 1995) (Anexo 1)

1.2.3. Características geológicas y litológicas del campo Pacoa

El campo Pacoa comenzó su producción en 1990 por Belco - Tripetrol, estudios bio - estratigráficos realizados por LABO-GEO, muestran una columna estratigráfica de aproximadamente 3000 m de espesor. (Benítez, 1995)

La unidad geológica del Cretácico, contiene rocas sedimentarias de la edad del Aptiano al Campaniense, formada de basamentos oceánicos y cobertura volcánico - clásticas (Cuadros Buenaventura, 2018), en esta se encuentran las siguientes formaciones. (Anexo 4)

1.2.3.1. Formación Piñón

Considerada como la principal unidad del basamento de la costa ecuatoriana (Mishell & Uribe, 2022), se encuentra ubicada en el periodo del Cretácico temprano, aflora en el flanco norte de la Cordillera Chongon Colonche, constituida por diabasas,

pioxenitas, rocas basálticas y aglomerados piroclásticos; consiste principalmente de basaltos afaníticos en almohadillas y de doleritas intrusivas. (Benítez, 1995)

1.2.3.2. Formación Cayo

Se encuentra ubicada en el periodo del Cretácico superior, de edad del Turoniano - Campaniense, constituida por una variedad de rocas sedimentarias como son: sedimentos marinos, tobas originadas a partir de fragmentos volcánicos e intercalaciones de lava almohadilladas formadas en el fondo marino, las cuales presentan condiciones adecuadas para la generación de hidrocarburos. (Cuadros Buenaventura, 2018)

En el Paleoceno encontramos la formación de Santa Elena y formación El Rosario, formados por rocas sedimentarias compuestas de fragmentos gruesos de rocas y algunos minerales, identificada como facies conglomerática, causadas por los cambios en las condiciones ambientales ocurridos en un abanico submarino. (Morato Medina, 2022)

1.2.3.3. Formación Santa Elena

Ubicada en la columna estratigráfica en el periodo del Paleoceno temprano y superior, de edad Maestrichtiense- Tanetiano, consiste en lutitas silíceas duras gris verduzcas, chert negro, limolita calcárea, toba y areniscas turbidíticas, debido a una discordancia del periodo no se encuentra en la columna estratigráfica del Campo Pacoa. (Zumba, 2005)

1.2.3.4. Formación El Rosario

Esta formación en algunos estudios era considerada como equivalente de la Formación Santa Elena, ubicada en el periodo Paleoceno superior, en la edad del Tanetiano, su litología consiste en rocas conglomeráticas, tobas arcillosas, aglomerados volcánicos y areniscas tobáceas de color gris verdoso; en un informe realizado por Canadá

Grande en 1999 se concluyó que la Formación El Rosario se formó en la parte superior de la Formación Santa Elena como una brecha de fragmentos de roca, de niveles calcáreos cementados, provocando eventos recurrentes de meteorización y fracturación, afectando por lo menos 2 niveles estratigráficos, siendo estos considerados atractivos para la exploración y explotación de hidrocarburos, aunque esta formación no aflora en todo el campo Pacoa. (Zumba, 2005)

Las formaciones del periodo del Eoceno medio descansan de forma discordante en el periodo del Paleoceno, por lo que se distingue un salto de periodo conocido como Hiato, lo que nos indica que en un momento de la historia hubo una deformación de las rocas causadas por fuerzas tectónicas que va desde la edad del Maestrichtiense- Eoceno medio. (Benítez, 1995)

1.2.3.5. Formación CPB (Clay Pebble Beds)

A lo largo del periodo del Eoceno se experimentó una serie de eventos geológicos que dieron lugar a la acumulación de sedimentos de tipo turbiditas formadas por las corrientes submarinas de alta densidad, dando origen a la Formación CPB, nombrándose así por encontrarse rocas de características de contenedor de guijarros y fragmentos de arcilla; se encuentra localizada en la base de este periodo, con una litología de arcilla grises verdosas, limolita, arenisca, caliza, y con conglomerado basal de la Formación El Rosario. (Lorenzo et al., 2018)

1.2.3.6. Formación Socorro

Se localiza en la parte superior de la Formación CPB cubierta por la Formación Seca, compuesta principalmente por rocas sedimentarias, las cual fueron depositadas en un ambiente marino por las corrientes turbidíticas, siendo estas el principal agente de transporte de los clastos gruesos hacia la cuenca Progreso; cuenta con características

favorables con respecto a la porosidad y permeabilidad, por lo tanto, es considerada como un reservorio importante de petróleo; está constituida por arcilla, limolita, arenisca, marga caliza y toba arcillosa, tal como se observa en la tabla 1. (Morato Medina, 2022)

Tabla 1. Niveles productores de la Formación Socorro – Campo Pacoa

NIVELES	ESPESOR (FT)	POROSIDAD Φ (%)	SATURACIÓN DE AGUA (%)	LITOLOGÍA
D	40,00	20,20	57,37	Areniscas arcillosas, lutitas intercaladas y limos finos
C	30-50	16,80	56,68	Arenisca compuesta por clastos y líticos volcano-porfiríticos
B	25,40	29,10	50,63	Areniscas -feldespáticas
E	35,00	-	-	Depósitos clastos y feldespáticos

Nota: La tabla nos indica los diferentes niveles productores de la Formación Socorro, siendo los niveles D, C y B los que albergan el mayor volumen de hidrocarburos, son muy pocos los pozos que producen del nivel E. Fuente: (Constante & Santos, 2021a; Suárez & Salinas, 2021)

Está dividida en 4 reservorios conocidos por niveles denominadas como E, B, C, D, los cuales consisten de areniscas tobáceas consolidadas e intercaladas con arcillolitas impregnadas de petróleo, sumándole que existe una diferencia espacial en las propiedades de la roca y fluidos, lo que provoca una variación en la producción y debido a su estructura geológica como por ejemplo las múltiples fallas que existen en el campo Pacoa, dificultan establecer una tendencia clara del comportamiento de los pozos. (Ver tabla 1) (Constante & Santos, 2021a)

1.2.3.7. Formación Seca

Depositada consecuentemente por encima de la Formación Socorro y su tipo de litología es de arcillas grises verdosas, toba arcillosa y arenisca con base erosiva; es considerada como la formación impermeable del campo Ancón, las rocas arcillosas actúan como un sello superior basado a su posición estratigráfico, y su espesor estimado es de 524 m. (Benítez, 1995)

1.3. Sistema petrolero del Campo Pacoa

El sistema petrolero es un conjunto natural de procesos técnicos y geológicos que permiten la formación, acumulación y producción de reservas de hidrocarburos comprendiendo varios elementos como son: roca madre, roca almacén, roca sello y trampa. (Morato Medina, 2022)

1.3.1. Roca madre

De acuerdo a la columna estratigráfica del Campo Pacoa y al estudio de “*Evaluación Geológica de la Formación Socorro en el campo Morrillo*” elaborado por Pacifpetrol se expone como roca generadora a la Formación Cayo que va de la edad del Turoniano al Campaniense, la cual procede de Kerógeno tipo I y II, conteniendo materia orgánica apropiada para la generación de petróleo y gas, con un porcentaje de Carbono Orgánico Total (COT) que se encuentra entre 0,65 a 0,71%. (Cuadros Buenaventura, 2018)

1.3.2. Roca almacén

Las rocas reservorio del sistema petrolero, permiten el almacenamiento de hidrocarburos y su flujo a través de los poros interconectados; se encuentra constituida principalmente de areniscas y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa, ubicada en la unidad estratigráfica del Eoceno Inferior.

La formación Socorro es el principal reservorio de petróleo del campo Pacoa presenta características petrofísicas (porosidad y permeabilidad) promedio, se ubica en la columna estratigráfica en el periodo del Eoceno Medio; la formación Rosario también es considerada como roca reservorio, aunque cuenta con una porosidad muy pobre su condición de brechamiento la convierte en una roca propicia para el almacenamiento de

hidrocarburos, se ubica en el periodo del Paleoceno Superior. (Cuadros Buenaventura, 2018)

1.3.3. Roca sello

La roca sello en el Campo Pacoa para la Formación Socorro es Formación Seca, ubicada también en la unidad estratigráfica del Eoceno Medio en la edad Batoniense, compuestas por arcillolitas tobáceas que no permiten el paso del petróleo y para la Formación Rosario la roca sello es CPB formada por limolitas y lutitas. (Zumba, 2005)

1.3.4. Trampa

La trampa es la encargada de impedir que los hidrocarburos se muevan de forma ascendente, provocando la acumulación de este en depósitos subterráneos; en el campo Pacoa esta estructura geológica se encuentra en el periodo del Eoceno Superior en adelante, ligado a fallamientos existentes. (Cuadros Buenaventura, 2018)

1.4. Ubicación geográfica del campo Pacoa

El campo Pacoa está ubicado entre las comuna San Pablo, Cerro Alto, Santa Rosa y El Morrillo del cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena, pertenece al bloque petrolero #1, tal como se puede visualizar en el mapa de la figura 1; cuenta con una extensión territorial de 15 km² que representa solo el 0,37% del área total del Bloque #1, pues este cuenta con una extensión total de 4000 km², 3000 Km² se encuentran fuera (75%) y 1000 km² en tierra (Ver Anexo 2) (Ordóñez Andrade et al., 2022). Se encuentra dentro de la carta topográfica de San Pablo CT-MV-A1 con código internacional 3587-III de acuerdo al Instituto Geográfico Militar (IGM), al norte de la provincia, y en el extremo sur occidental de la costa ecuatoriana. (Cuadros Buenaventura, 2018)

El área de realización del proyecto - Campo Pacoa, limita:

Norte: Propiedad de la comuna San Pablo;

Sur: Vía San Pablo- San Vicente;

Este: Comuna Colonche y Comuna el Morillo;

Oeste: Propiedad de la Comuna San Pablo.

Encontrándose entre las siguientes coordenadas geo-referenciales de Datum 17

Sur WGS 1984: (Anexo 5)

Tabla 2. Coordenadas del área de estudio – Campo Pacoa

COORD	X	Y
P 01	527773,00	9765400,00
P 02	529800,00	9764035,00
P 03	527557,00	9760771,00
P 04	526985,00	9759693,00
P 05	525960,00	9759693,00
P 06	525539,00	9760251,00
P 07	524988,00	9761223,00
P 08	524707,00	9762098,00

Nota: Información base referencial del IGM. Archivos GPS Diferencial. Carta Topográfica: San Pablo CT-MV-A1 con código internacional 3587-III. Elaboración propia

1.5. Número de pozos y niveles productores

El campo Pacoa cuenta con 46 pozos perforados, dentro de los cuales se encuentran los pozos Mata Chivato y San Pablo; están distribuidos en diversas categorías ver tabla 3. (Anexo 6)

- **Pozos productores**, cuenta con 39 pozos productores de los cuales 30 pozos son operados por bombeo mecánico, 8 por pistoneo y un solo pozo produce por flujo Natural.

Tabla 3. Listado de localización, niveles productores y sistema de extracción del Campo Pacoa

Nº	POZO	FECHA DE CORTE	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACION
1	MATA CHIVATO	15/11/2023	ROSARIO	13,02	8,25	4,77	BM	SUR
2	PACOA 001	15/11/2023	C	33,95	0,99	32,97	BM	CENTRO
		15/11/2023	D	7,77	0,23	7,54	BM	CENTRO
3	PACOA 002	30/6/2020	D, C, B	0,47	0,26	0,21	BM	CENTRO
4	PACOA 003	30/6/2020	C, B, E	0,00	0,00	0,00	SWAB	NORTE
5	PACOA 004	30/6/2020	D, C	0,00	0,00	0,00	BM	CENTRO
6	PACOA 005	16/11/2023	C	1,49	1,49	0,00	BM	SUR
		16/11/2023	E	0,40	0,40	0,00	BM	SUR
7	PACOA 009	14/11/2023	D	1,44	1,34	0,10	BM	SUR
8	PACOA 010	18/11/2023	B	2,59	2,59	0,00	BM	SUR
		18/11/2023	C	0,71	0,71	0,00	BM	SUR
		18/11/2023	E	0,32	0,32	0,00	BM	SUR
9	PACOA 011	16/11/2023	B	0,98	0,46	0,52	BM	SURESTE
		16/11/2023	D	0,2	0,09	0,11	BM	SURESTE
10	PACOA 012	19/11/2023	E	0,45	0,45	0,00	BM	CENTRO
		19/11/2023	C	0,34	0,34	0,00	BM	CENTRO
		19/11/2023	B	0,25	0,25	0,00	BM	CENTRO
		19/11/2023	D	0,29	0,29	0,00	BM	CENTRO
11	PACOA 014	30/6/2020	D, C	0,00	0,00	0,00	BM	NORTE
12	PACOA 015	30/6/2020	D	0,23	0,13	0,10	BM	NORTE
13	PACOA 017	17/11/2023	D	1,9	0,47	1,43	BM	NORTE
14	PACOA 018	30/6/2020	D, C	0,37	0,2	0,17	BM	NORTE
15	PACOA 020	17/11/2023	D	0,83	0,49	0,34	BM	CENTRO
17	PACOA 022	20/11/2023	B	1,67	1,31	0,36	BM	SUR
		20/11/2023	D	0,26	0,2	0,06	BM	SUR
		20/11/2023	C	0,55	0,43	0,12	BM	SUR
18	PACOA 023	18/11/2023	C	1,42	0,53	0,89	BM	NORTE
		18/11/2023	D	1,41	0,53	0,88	BM	NORTE
19	PACOA 024	30/6/2020	D, C, B	0,31	0,171	0,14	SWAB	CENTRO
20	PACOA 025	30/6/2020	D, C	0,00	0,00	0,00	BM	CENTRO
21	PACOA 026	30/6/2020	D, C	0,00	0,00	0,00	BM	NORTE
22	PACOA 028	30/6/2020	D	0,00	0,00	0,00	SWAB	NORESTE
23	PACOA 029	30/6/2020	D	0,00	0,00	0,00	SWAB	NORTE
24	PACOA 031	19/11/2023	C	0,59	0,23	0,36	BM	NORESTE
25	PACOA 032	30/6/2020	D, C, B	0,00	0,00	0,00	BM	SUR
26	PACOA 033	30/6/2020	C	0,25	0,14	0,11	SWAB	NORESTE
27	PACOA 034	7/11/2023	D	4,70	0,94	3,76	BM	NORESTE
28	PACOA 035	30/6/2020	D, C, B	0,00	0,00	0,00	SWAB	NORESTE
29	PACOA 036	7/11/2023	C	3,23	1,99	1,24	BM	CENTRO-SUR
30	PACOA 037	30/6/2020	D, C	0,00	0,00	0,00	BM	NORTE
31	PACOA 038	3/11/2023	C	8,39	0,35	8,04	FN	NOROESTE

32	PACOA 039	3/11/2023	B	3,30	1,79	1,51	BM	CENTRO-OESTE
33	PACOA 040	30/6/2020	B	2,84	1,56	1,28	BM	SUR
34	PACOA 041	30/6/2020	C, B, E	0,00	0,00	0,00	BM	SUR
35	PACOA 042	14/11/2023	B	8,00	1,00	7,00	SWAB	SUR
		14/11/2023	E	1,00	0,41	0,88	SWAB	SUR
		14/11/2023	C	2,00	0,26	1,74	SWAB	SUR
36	PACOA 043	8/11/2023	B	1,19	0,66	0,53	BM	SUR
		8/11/2023	E	2,59	1,43	1,16	BM	SUR
37	PACOA 044	30/6/2020	B, E	1,00	0,24	0,76	SWAB	SUR
38	PACOA 046	13/11/2023	C	0,94	0,94	0,00	BM	SUR
39	SAN PABLO	2/11/2023	D	1,07	0,60	0,47	BM	CENTRO

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables Exploración y Explotación - Proceso de producción pruebas de pozo por compañías; (Gaona Castro, 2020)

- **Pozo reinyector**, el campo cuenta con un pozo reinyector encargado de inyectar fluidos al yacimiento, de esta manera mantiene la presión en el mismo. (Ver tabla 4)

Tabla 4. Pozo reinyector del Campo Pacoa

POZO	FECHA DE CORTE	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACION
PACOA 027	30/6/2020	D, C	0,000	0,000	0,000	R	NORESTE

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables Exploración y Explotación - Proceso de producción pruebas de pozo por compañías; (Gaona Castro, 2020)

- **Pozo abandonado**, en el campo se encuentra un pozo abandonado o seco, el cual ha sido sellado debido a la nula producción. (Ver tabla 5)

Tabla 5. Pozo abandonado del Campo Pacoa

POZO	FECHA DE CORTE	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACION
PACOA 019	30/6/2020	-	0,000	0,000	0,000	AB	SURESTE

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables Exploración y Explotación - Proceso de producción pruebas de pozo por compañías; (Gaona Castro, 2020)

- **Pozos cerrados**, estos pozos se encuentran temporalmente cerrados por causa de rentabilidad y por diversos motivos técnicos, encontrándose 5 pozos cerrados. (Ver tabla 6)

Tabla 6. Listado de pozos cerrados del Campo Pacoa

N°	POZO	FECHA DE CORTE	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACION
1	PACOA 006	30/6/2020	D, C	0,000	0,000	0,000	C	SURESTE
2	PACOA 007	30/6/2020	D, C, B	0,000	0,000	0,000	C	SUR
3	PACOA 008	30/6/2020	D, B	0,000	0,000	0,000	C	SUR
4	PACOA 016	30/6/2020	D	0,000	0,000	0,000	C	NORTE
5	PACOA 030	30/6/2020	D, C	0,000	0,000	0,000	C	CENTRO

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables Exploración y Explotación - Proceso de producción pruebas de pozo por compañías; (Gaona Castro, 2020)
Historial de producción del campo Pacoa

Empieza con una producción de 3,09 bp y una producción promedio mensual de 92,77 bp; alcanzando la máxima producción en el año 1995 con un promedio mensual de 22659,25 bp, a partir de ese año la producción ha ido disminuyendo considerablemente, ver tabla 7. (Cuadros Buenaventura, 2018)

Tabla 7. Historial de producción del Campo Pacoa

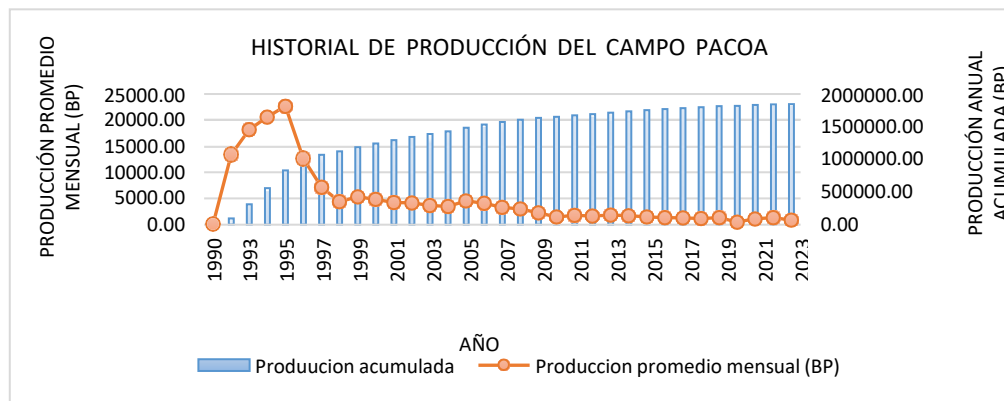
Año	Producción acumulada (BP)	Producción diaria (BP)	Producción promedio mensual (BP)	Producción anual (BP)
1990	92,77	3,09	92,77	92,77
1992	93676,77	445,64	13369,14	93584,00
1993	311448,77	604,92	18147,67	217772,00
1994	557816,77	684,36	20530,67	246368,00
1995	829727,77	755,31	22659,25	271911,00
1996	981540,77	421,70	12651,08	151813,00
1997	1067555,77	238,93	7167,92	86015,00
1998	1120520,77	147,13	4413,75	52965,00
1999	1184480,77	177,67	5330,00	63960,00
2000	1241934,77	159,59	4787,83	57454,00
2001	1292299,77	139,90	4197,08	50365,00
2002	1341958,77	137,94	4138,25	49659,00
2003	1385982,27	122,29	3668,63	44023,50
2004	1427426,75	115,12	3453,71	41444,48
2005	1481896,75	151,31	4539,17	54470,00
2006	1530675,75	135,50	4064,92	48779,00
2007	1570056,85	109,39	3281,76	39381,10
2008	1605474,85	98,38	2951,50	35418,00
2009	1632582,85	75,30	2259,00	27108,00
2010	1650220,85	48,99	1469,83	17638,00
2011	1671637,34	59,49	1784,71	21416,49
2012	1691424,01	54,96	1648,89	19786,67
2013	1713558,95	61,49	1844,58	22134,94
2014	1734128,27	57,14	1714,11	20569,32
2015	1751654,21	48,68	1460,50	17525,94
2016	1767281,17	43,41	1302,25	15626,96
2017	1782389,22	41,97	1259,00	15108,05
2018	1796460,59	39,09	1172,61	14071,37
2019	1812140,52	43,56	1306,66	15679,93
2020	1817869,52	15,91	477,42	5729,00
2021	1830636,52	35,46	1063,92	12767,00

2022	1838698,52	44,79	1343,67	8062,00
2023	1843715,52	27,87	836,17	5017,00

Nota. Los datos de producción del campo Pacoa están actualizados hasta junio del 2023. Fuente: Santa Elena Petroleum S.A. (Cuadros Buenaventura, 2018)(EP-PETROECUADOR, 2023) (Agencia de Regulación y Control Energía Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), 2020)

Hasta el momento el Campo Pacoa del Bloque petrolero #1 tiene una producción acumulada de 1'843715,52 bp ver tabla 7 y figura 1 que representa la producción desde 1990 hasta 2023.

Figura 1. Historial de producción del Campo Pacoa.



Elaboración propia

1.6. Yacimientos convencionales y no convencionales

Los hidrocarburos están compuestos por cadenas de carbono e hidrogeno, formados en el subsuelo a partir de plantas y microorganismos, los cuales se depositaron en capas de rocas sedimentarias a lo largo del tiempo, que sometidos a diferentes presiones y temperaturas provocan que la materia orgánica se convierta en hidrocarburo liquido siempre y cuando alcance una temperatura de 90°C, y si la roca madre alcanza una temperatura de 130°C se transforma en hidrocarburo gaseoso. (Cabanillas et al., 2013)

Debido a su densidad y presión los hidrocarburos se mueven por encima del agua de formación, almacenándose en rocas porosas y permeables, siempre y cuando cuenten en la parte superior con trampas geológicas, a estos reservorios se los conoce como yacimientos convencionales; sin embargo los hidrocarburos tienden a almacenarse en el

subsuelo de diferentes formas por lo que de acuerdo a las características geológicas y los métodos de extracción también se pueden denominar yacimientos no convencionales.

En los yacimientos convencionales las características de las rocas son permeables y porosas permitiendo que el fluido fluya fácilmente a través de ella, y esencialmente cuentan con una roca sello que evita que el hidrocarburo se fugue en su ascenso, al momento de su extracción no se necesita ningún tipo de estimulación especial, y solo se realiza con tecnología tradicional, por lo que su extracción es económica.

Los yacimientos no convencionales presentan condiciones de baja permeabilidad y porosidad, esto no permite el movimiento del fluido por lo requieren técnicas especiales de extracción, como el fracturamiento hidráulico, para poder obtener niveles de producción aceptables.

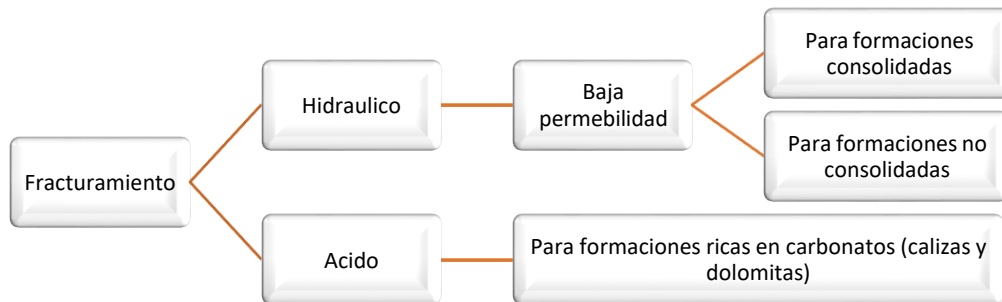
1.7. Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento de una formación es realizado con la intención de estimular el pozo a través de la inyección de fluidos a presión con el propósito de remover el daño de la formación y mejorar la productividad. Este tratamiento de estimulación está dividido en dos tipos de fracturamiento, ácido e hidráulico; en la figura #2 nos muestra, en que formación se puede aplicar cada tipo de fracturamiento. (Navarro, 2017)

El fracturamiento hidráulico (FH) es puesto en práctica por primera vez en el año de 1947, en el campo de gas Hugoton en el condado de Grant, por Stanolind Oil & Gas al Suroeste de Kansas, EEUU., no obteniendo ningún cambio en la productividad; en 1949 se le otorga la patente a la empresa Halliburton Oil Well, teniendo éxito comercial aunque la ingeniería aplicada era poco sofisticada (Alonso & Frómeta, 2021), pero no fue hasta el año 1964, que esta técnica fue aplicada masivamente en algunos campos de gas

y petróleo ubicados en el Este de Texas, Colorado, Kansas, Oklahoma y Wyoming. (Shahbazi et al., 2017)

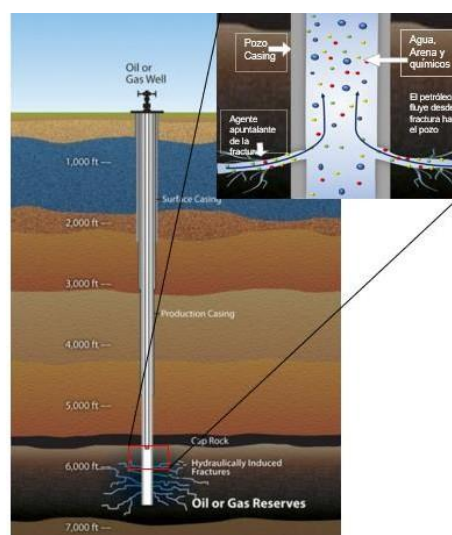
Figura 2. Tipos de fraccionamiento de la formación



Fuente: (Navarro, 2017), modificado por el autor.

Es una técnica de estimulación que consiste en el bombeo de un fluido fracturante altamente viscoso, compuesto por agua, aditivos y agente apuntalante, para generar fracturas a la formación, provocando el aumento en la permeabilidad. El fracturamiento hidráulico puede aplicarse tanto en pozos verticales como horizontales, y es considerado como uno de los avances tecnológicos más importantes en la última década. (Castillo Castro et al., 2021)

Figura 3. Representación gráfica de la fracturación hidráulica.



Fuente: Fracking- Water Education Foundation, modificado por el autor

1.7.1. Proceso de Fracturamiento hidráulico

El FH por lo general es utilizado en la industria petrolera en yacimientos no convencionales, donde mediante cargas explosivas realizadas en el interior del casing, provocan la creación de agujeros pequeños, posteriormente se inyecta fluidos altamente viscosos (agua y aditivos) a alta presión, incitando la ruptura de la roca de forma discreta dando inicio a la creación de microfracturas, después se agrega el agente apuntalante que evita el cierre de la fractura y forma un camino altamente conductivo. (Ver figura # 3) (Serebrinsky et al., 2016)

El proceso del fracturamiento hidráulico esta influenciado por numerosos factores como características geológicas, datos geomecánicos, propiedades de los fluidos, por lo que se considera una técnica compleja, siendo necesario tener un conocimiento profundo de geología, yacimientos, tecnología para que pueda ser ejecutada de manera efectiva. (Serebrinsky et al., 2016)

Los datos del yacimiento como porosidad, saturación de agua, permeabilidad y presión del yacimiento son necesarios para poder estimar el potencial del pozo, así como también es fundamental conocer los datos geomecánicos que nos ayuda a obtener la estimación de la geometría y un diseño preliminar de la fractura. (Chayres Varela, 2017)

1.7.2. Fluidos para Fracturamiento hidráulico

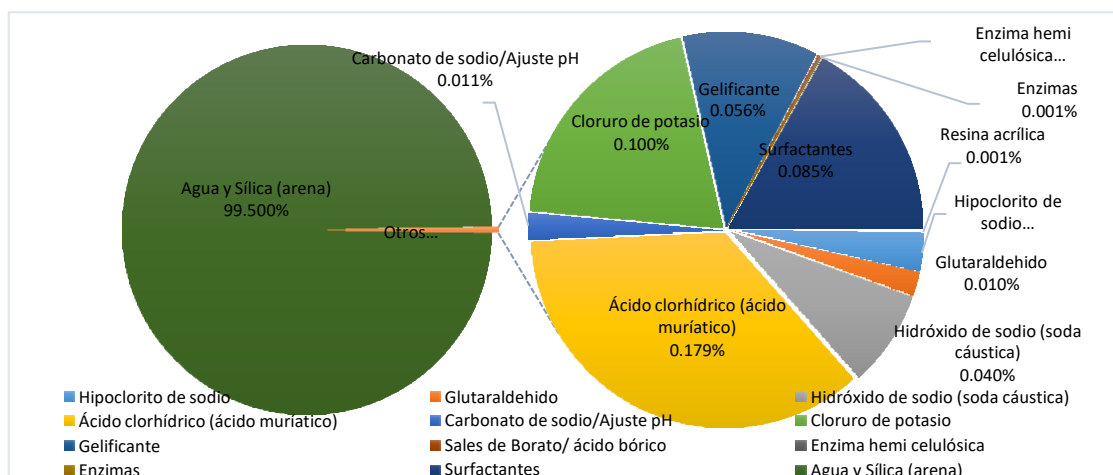
Los fluidos utilizados para FH son un componente importante en el proceso de fracturamiento, los cuales deben contar con características específicas para abrir, propagar la fractura y así también poder transportar y distribuir el agente apuntalante a través de la misma.

1.7.2.1. Componentes de fluidos de Fracturamiento hidráulico

Los fluidos consisten en una mezcla principalmente compuesta por el 95% de agua, 4.5 % de agente apuntalante y un 0.5% de aditivos químicos tal como se puede observar en la figura #8. Un tratamiento de estimulación de FH típico por lo general contiene entre 3 a 12 aditivos químicos, por lo que la concentración es extremadamente baja. (Ortiz Florián, 2022)

Los aditivos químicos están conformados comúnmente por inhibidores de crecimiento bacteriano, que previenen la creación de bacterias dentro del pozo; estabilizador de arcilla tienen como objetivo minimizar la expansión excesiva de la arcilla; controladores del pH, mantienen el pH de las propiedades químicas de los fluidos; gelificante, utilizados para que el fluido se convierta en gel adquiriendo la consistencia adecuada para poder transportar alguno de los aditivos utilizados en el fracturamiento; inhibidores de corrosión, entre otros, ver figura 4. (Skalany, 2018)

Figura 4 . Representación gráfica de los componentes del fluido de fracturamiento hidráulico.



Nota: En esta gráfica se encuentran la mayoría de fluidos utilizados en una operación de fracturamiento hidráulico, considerando un porcentaje aproximado para la estimulación. Fuente:(Skalany, 2018), modificado por el autor.

1.7.2.2. Etapas de fractura

Los fluidos de fractura son inyectados en diferentes etapas por lo tanto cada uno va a cumplir una función en específico.

- **Fluido de relleno**

En esta etapa se bombea el primer fluido conocido como Pad o fluido de relleno con el objetivo de preparar la formación rocosa para el proceso de fractura, este fluido es inyectado a altas presiones y no contiene agente apuntalante; consisten en agua mezclado con productos químicos, como el clorato de potasio que sirve para reducir la fricción, los gelificantes que ayudan a aumentar la viscosidad del fluido, carbonato de sodio encargado de mantener el equilibrio del pH, ácido clorhídrico ayuda a disolver los minerales generando microfracturas y otros aditivos necesarios para que el proceso de fracturamiento sea eficiente, ver figura 4.

El fluido de relleno debe cumplir con algunas consideraciones de acuerdo a la “Norma API RP 39” publicado por América Petroleum Institute en enero de 1983, las cuales son:

- ✓ Debe ser viscoso para poder fracturar y reducir las pérdidas de fluido durante su proceso de inyección.
- ✓ Para lograr recuperar este fluido es necesario minimizar las fricciones por lo tanto el fluido también tiene que ser ligero al momento de ser propagado hacia la superficie

El fluido de relleno cuenta con las siguientes funciones: abre la formación, transporta el material de soporte, reduce perdidas de fluido, construye una costra en la

pared de la fractura y mejora la productividad. (Castro Martínez & Martin Camargo, 2016)

Se calcula a través de la siguiente formula:

$$V_{pad} = V_{iny} * \left(\frac{1 - \eta}{1 + \eta} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

V_{pad} = Volumen de relleno,

V_{iny} = Volumen de inyección,

V_{frac} = Volumen de fractura,

η = Eficiencia de la fractura (este valor será de 0,40 y es tomado de proyectos similares).

- **Etapas de colocación de agente apuntalante (proppant)**

Los fluidos utilizados en esta etapa por lo general contienen arena mezclada con un fluido portador conocido como carrier fluid, el cual tiene la finalidad de transportar el agente de soporte hasta la fractura, estos fluidos son inyectados incrementando su concentración hasta el final del tratamiento. Si se realiza una concentración exagerada de este fluido provoca que su transporte sea dificultoso y causa heterogeneidades en el yacimiento (fisuras naturales). (Navarro, 2017)

Cuando el agente de soporte o apuntalante llega a la fractura permite que permanezcan abiertas y que el petróleo o gas pueda fluir con facilidad.

- **Etapa de limpieza**

Se inyecta un fluido de limpieza posterior a la inyección del agente apuntalante con la intención de eliminar cualquier residuo, partículas sueltas u otros aditivos no deseados, de esta manera se despeja la fractura y se asegura que el flujo fluya eficientemente hacia la superficie, algunos aditivos utilizados son: surfactantes que sirven como aditivos de acondicionamiento del pozo ayudando a limpiar cualquier residuo suelto, enzimas que pueden ayudar a romper las cadenas poliméricas entre otros, ver figura 4.

1.7.3. Mecánica del fracturamiento

La mecánica del FH se rige esencialmente en poder controlar la creación de fracturas en la roca considerando las condiciones y características del yacimiento; por lo tanto, es necesario conocer como inicia, orienta y se propaga la fractura.

1.7.3.1. Iniciación de la fractura

Para iniciar la fractura las condiciones del yacimiento deben ser propicias para poder vencer la resistencia de las rocas, para esto es necesario aplicar una fuerza perpendicular a la orientación principal de los esfuerzos compresivos, y mediante bombeo del fluido de fracturamiento a alta presión crean tensiones tangenciales que buscan exceder la resistencia de la roca. (Arguello Marrufo, 2019)

1.7.3.2. Orientación de la fractura

La orientación de la fractura dependerá de la dirección en que se aplicara las fuerzas en la roca, si se efectúa en formaciones someras o poco profundas el esfuerzo realizado es vertical, por lo tanto, la fractura será horizontal, a diferencia si hablamos de formaciones profundas el esfuerzo que se realiza es horizontal, dando una orientación de

la fractura vertical, en base a lo mencionado anteriormente se considera que la orientación de la fractura es perpendicular al esfuerzo principal (Quezada Espinosa & Vásquez, 2018). Aunque la orientación de las fracturas puede variar de acuerdo a los aspectos geológicos del subsuelo, litología y otros factores geomecánicos.

1.7.3.3. Propagación de la fractura

Al alcanzar la presión de fractura, se sigue con el proceso de inyección del fluido, de esta manera se logra que la fractura se extienda en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo (Arguello Marrufo, 2019). La propagación de la fractura esta influenciada por algunos factores como: presión, orientación de los esfuerzos de la roca, presencia de fracturas naturales, entre otros.

1.7.4. Modelo de fractura

Los modelos de fractura están clasificados como bidimensionales (2D), pseudotridimensionales (P3D) y modelos tridimensionales (3D).

En los modelos de fractura de 2D se utilizan ecuaciones analíticas para el cálculo de la geometría de la fractura, se requiere especificar la altura y se asume que esta es constante, entre los más comunes son: Perkins Kern Norgren (PKN), el cual es usado normalmente cuando la longitud de la fractura (X_f) es mucho mayor que la altura de la fractura (h_f); el modelo Kristonovich Geertsma Daneshky (KGD) se utiliza siempre y cuando la altura de la fractura (h_f) sea mucho mayor que la longitud de la misma; y el modelo radial es aplicado siempre y cuando el doble de la longitud de la fractura sea igual a la altura de la fractura. Los modelos 2D son limitados cuando se trata de formaciones estratificadas ya existe una variación de las propiedades petrofísicas entre los estratos provocando resultados inexactos en la simulación de las fracturas, en estos casos es

recomendable realizar el análisis de comportamiento de las mismas a través de modelos pseudotridimensionales (P3D).

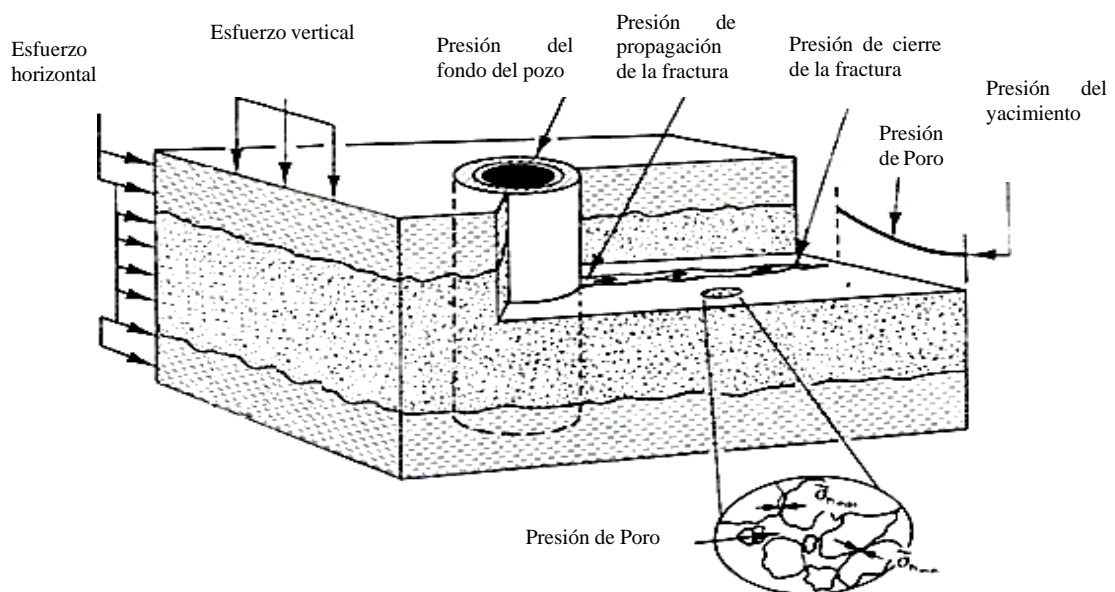
Los modelos pseudotridimensionales (P3D) simulan la propagación de fractura en un plano bidimensional, sus cálculos no son tan complejos como los modelos 3D, por lo que son menos costosos, para su diseño se consideran propiedades importantes como son: propiedades petrofísicas, propiedades del yacimiento (presión de fondo, presión del fluido, gradiente de temperatura) y propiedades mecánicas de la roca.

Los modelos 3D suelen ser complejos pues requieren mayor cantidad de datos importantes y sus cálculos son extensos, en ellos la fractura es discretizada y dentro de cada bloque se realizan cálculos en base a los criterios fundamentales para la propagación de la fractura, siendo recomendables solo en pozos horizontales altamente desviados.

1.7.5. Presiones relacionadas con la fractura

En la figura 5 se muestra los principales factores involucrados en una fractura. (Vázquez Cárdenas, 2009)

Figura 5. Principales factores involucrados en la propagación de una fractura (presiones y esfuerzos)



Fuente: Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico (Vázquez Cárdenas, 2009);
modificado por el autor.

1.7.5.1. Presión de poro

La presión de poro es la presión que ejercen los fluidos atrapados entre los poros, los cuales fueron depositados y compactados a lo largo del tiempo geológico. Es un parámetro de suma importancia en el estudio de mecánica de rocas, pues la presión tiende a variar de acuerdo a la profundidad y composición de la roca, obteniendo información relevante de la estabilidad de pozos, migración de fluidos, y producción de hidrocarburo. (X. A. Rodríguez, 2017).

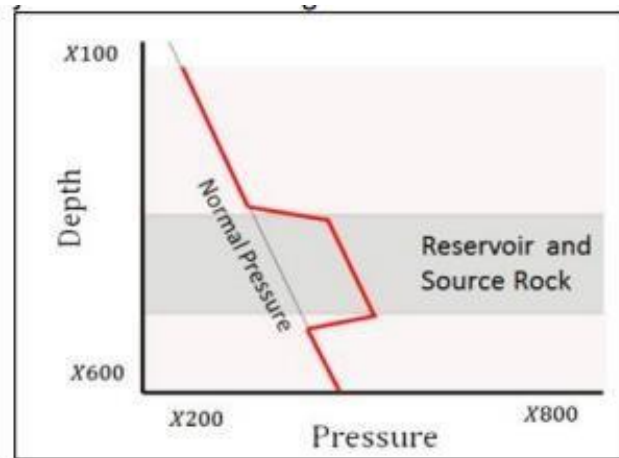
Su valor es usualmente considerado como el valor de la presión hidrostática siempre y cuando las formaciones tengan una presión de poro normal (8,33 lpg). Si sufre fuertes variaciones de presión como la disminución de la misma se habla de sub - presión causada por el agotamiento de los hidrocarburos, y si la presión es mayor se la denomina anormal o sobre presionada provocando que el yacimiento sea más prolifero, pero con el peligro de provocar influjos, reventones, perdidas de las propiedades del lodo, problemas de estabilidad, derrumbes de la formación, etcétera, ver figura 6. (Massaro Sosa, 2019)

Los métodos más comunes para el cálculo de la presión del poro son:

- Método de Hottman and Johnson (1965)
- Método de Eaton (1975)
- Método de Bowers (1995)

El perfil de la presión de poro al cruzar un yacimiento de roca generadora de hidrocarburos aumenta notoriamente debido a los procesos de compactación y a la cantidad de materia orgánica contenida en esta roca, tal como se muestra en la figura 6.

Figura 6. Perfil de la presión de poro



Fuente: (Antolínez Jiménez & Bohórquez Esparta, 2018)

1.7.5.2. Presión de fractura o gradiente de fractura

El gradiente de fractura también conocida como presión de fractura dentro de la industria petrolera, es aquella presión requerida para iniciar la fractura en una formación, en el FH se inyecta fluidos a alta presión al yacimiento, esta presión se conoce como presión de fractura que busca aumentar la presión hasta superar los niveles de resistencia de la roca para que se abran fisuras en ella, por lo tanto, la presión de bombeo cae rápidamente debido al fracturamiento de la roca (Navarro, 2017). Siendo este parámetro muy importante para el diseño de fracturamiento hidráulico, pues representa el límite máximo del peso de lodo que se debe usar para fracturar la formación. (Antolínez Jiménez & Bohórquez Esparta, 2018)

1.7.5.3. Presión de cierre de fractura

Detenido el bombeo la fractura empieza a achicarse debido a que el fluido se filtra dentro de la formación hasta quedar apoyada sobre el agente apuntalante, ocasionando de forma parcial la desintegración del mismo, provocando la reducción del espacio poroso; es por este motivo que se trata de mantener la fractura abierta. Por lo tanto, se considera

la presión de cierre de fractura como la presión mínima requerida dentro de la fractura para lograrlo. Aunque usualmente la presión de cierre es igual al esfuerzo horizontal mínimo. (Ortiz Florián, 2022)

$$P_c = g_f * D \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde, P_c es la presión de cierre de fractura, g_f es el gradiente de fractura; y D la profundidad de la formación.

1.8. Geomecánica

La geomecánica es una disciplina que integra varias ramas como: la mecánica de rocas, geofísica y la geología; su nombre proviene del prefijo griego “*geo*” que significa tierra y del latín “*mechanica*” que significa maquina o ingenio (Antolínez & Bohórquez, 2018). Inicia su aplicabilidad por el año 1950-1960, focalizada solamente a comprender el comportamiento mecánico de la roca y estructuras geológicas, a partir de esa década con el avance de la tecnología y el auge de la estimulación de pozos no convencionales a través de la técnica de fracturamiento hidráulico su uso se intensifico; es considerada como una de las ciencias dentro de la industria petrolera más joven en su disciplina, y estudia principalmente las interacciones entre la roca y los fluidos presentes en el yacimiento. (Massaro Sosa, 2019)

En el FH, la geomecánica es utilizada para conocer los comportamientos inesperados de los reservorios, bajas de producción luego de una estimulación, para explicar de forma cualitativa y cuantitativa la orientación de la fractura, declinación de la presión de pozos cercanos, deformación del casing por fracturamiento cizallante, problemas de estabilidad entre otros. (Massaro Sosa, 2019)

Los problemas de estabilidad y colapso de la formación a medida que se perforaba a mayor profundidad fueron aumentando debido principalmente a los grandes esfuerzos tectónicos provocados por la carga tanto interna como externa a la cual la roca era sometida, dando como resultado la desestabilización de la estructura (deformación) (Misahel, 2018). A partir de este momento los estudios se enfocan en la caracterización de la formación, utilizando herramientas de perfilaje eléctrico, pruebas de núcleos u otros.

Con la tecnología en ascenso y considerando la teoría de elasticidad se ha logrado un avance significativo con respecto a los modelos computacionales que nos ayudan a conocer un aproximado de la realidad de la formación. (Massaro Sosa, 2019)

1.8.1. Modelo Geomecánico

El modelo geomecánico (Mechanical Earth Model -MEM) de acuerdo a varios estudios consiste en la recolección de datos relevantes para poder realizar una representación numérica de la roca que va ayudar a analizar y comprender el comportamiento de un yacimiento ante diferentes eventos que se realizan durante la exploración hasta el abandono del campo (Vallejo, 2015), como por ejemplo estudios de estabilidad del pozo, producción del yacimiento, o de colapso del revestimiento, además es utilizado para poder seleccionar el tipo de perforación óptima si se trata de un pozo defectuoso, y permite diseñar operaciones de estimulación de formaciones como el fracturamiento hidráulico. (Abdideh et al., 2021)

En el fracturamiento hidráulico el MEM es esencial para poder diseñar el comportamiento de la fractura con respecto a las características geológicas del yacimiento, de esta manera se puede conocer la orientación, dimensiones y predecir la propagación de las fracturas. (Antolínez & Bohórquez, 2018)

Los datos necesarios para realizar un MEM, son: presión de poro, estados de esfuerzos, propiedades elásticas, estructura, resistencia de la roca; principalmente estos datos están relacionados con las rocas que son perforadas, fracturada o afectadas por las diversas operaciones realizadas en el yacimiento. (Ramos Marcano, 2018)

Las propiedades de deformación elásticas más utilizadas son el Módulo de Young (Edyn) y el Módulo de Poisson (ν), las cuales influyen en la geometría de la fractura; para poder conocer su propagación es necesario determinar el régimen de esfuerzos presentes en la formación, y así clasificar si el ambiente geomecánico es normal, vertical o rumbo deslizante; permitiendo estimar la factibilidad de generar fracturas en forma perpendicular a fallas propias del sector o en dirección paralela, previniendo fracturas no deseadas. (Quintero et al., 2010)

Los modelos geomecánicos pueden ser de diferentes dimensiones, por lo general son de una dimensión (1D), bidimensional (2D), tridimensional (3D) y hasta el más complejo que es de cuatro dimensiones (4D); este estudio se plantea los modelos geomecánicos de una y dos dimensiones.

1.8.2. Propiedades elásticas y mecánicas de la roca

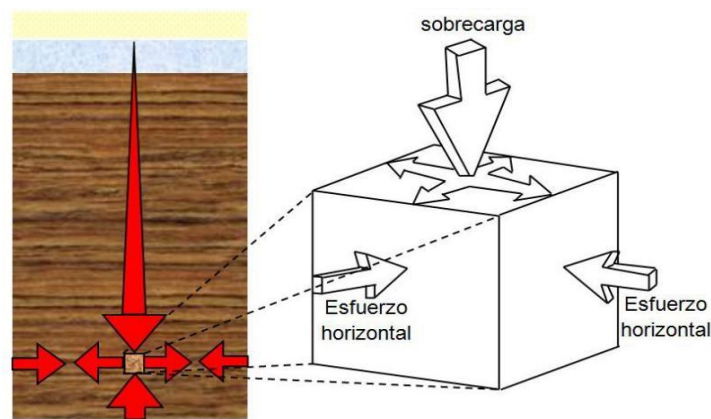
La teoría de elasticidad describe el comportamiento de los materiales sólidos cuando estos se someten a fuerzas y deformaciones; una forma simplificada de esta teoría es la teoría lineal de elasticidad, pues considera que si la roca se deforma de una manera lineal cuando se aplica un esfuerzo, es una roca elástica ideal, por lo que se supone que son de material isotópico, es decir en todas las direcciones las propiedades de sus microcomponentes serán las mismas.(Massaro Sosa, 2019). En general el tensor de deformación se puede expresar como una combinación lineal del tensor de esfuerzo, siempre y cuando las deformaciones ocurran de forma infinitesimal. (Misahel, 2018)

Las propiedades mecánicas de la roca definen la capacidad de respuesta que tiene el material para resistir las deformaciones y fuerzas tanto interna como externas aplicadas sobre la misma (Ramos Marcano, 2018). Estas propiedades van a variar de acuerdo al tipo de roca, su estructura o historial geológico.

1.8.2.1. Esfuerzos

El estado de esfuerzo está representado por tres tensiones principales, denominadas esfuerzo vertical o de sobrecarga, esfuerzo horizontal máximo y esfuerzo horizontal mínimo; los cuales están representados en la figura 7.

Figura 7. Tensiones principales.



Nota: A menudo se asume que los esfuerzos se comprimen siendo atraídas en la misma dirección, aunque esto va a variar dependiendo de la estructura geológica de cada lugar. Fuente: (Navarro, 2017)

Estos esfuerzos normalmente no son iguales y de acuerdo a su dirección van a variar de magnitud. Originalmente esta nomenclatura fue propuesta en la clasificación de fallas de Anderson. (Higgins-Borchardt et al., 2016)

1.8.2.2. Módulos de elasticidad

Los módulos elásticos describen la capacidad de una roca para deformarse bajo la acción de una relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, estos pueden ser estáticos y dinámicos. Los módulos estáticos se obtienen a través de pruebas

del laboratorio mientras que los dinámicos se calculan en base de ecuaciones de propagación de ondas acústicas.

Los módulos elásticos utilizados para caracterizar diferentes tipos de deformación son: módulo de Young (E_{dyn}), relación de Poisson (ν), módulo volumétrico (K_{dyn}), módulo de corte (G).

1.8.2.3. Resistencia a la Roca

La resistencia a la roca es la capacidad de un material de soportar esfuerzos diferenciales cuando se llega a producir un fallamiento. De acuerdo al tipo de esfuerzo aplicado, puede generar distintos tipos de fallamiento (tensión, compresión, cizalla). La resistencia a la roca está especificada en cuatro términos: Resistencia a la tensión, resistencia a la compresión, resistencia a la cizalla, resistencia al impacto. (Antolínez Jiménez & Bohórquez Esparta, 2018)

Para la creación de la fractura solo se tiene en cuenta la resistencia a la tensión pues es la propiedad que influye en la creación de las mismas. Por lo tanto, los parámetros de la resistencia a la roca a considerar para el Modelo geomecánico son: resistencia a la compresión uniaxial (UCS), la resistencia a la tensión (τ_0), y el ángulo interno de fricción (u).

1.8.2.4. Resistencia a la compresión uniaxial (UCS)

La resistencia uniaxial se define como el esfuerzo de compresión axial máximo el cual soporta una roca previa a la fractura, este es el valor del esfuerzo antes del momento de la fractura. (Loya Loachamin, 2020)

1.8.2.5. Resistencia a la tensión

En la mayoría de casos los valores reales de la resistencia a la tensión suelen ser pequeños, de hecho, una aproximación estándar de rocas sedimentarias como los Shales, asume que la resistencia a la tensión es cero o 0.1 veces de la resistencia a la compresión. La relación entre Resistencia a la Compresión Uniaxial (UCS) con la resistencia a la tensión suelen tener valores elevados en un rango que oscila entre 20 - 25 en rocas frágiles, aunque la relación decrece en rocas que presentan un comportamiento altamente dúctil a la deformación.

1.8.2.6. Ángulo de fricción interno

El ángulo de fricción interna (φ) es una propiedad mecánica de la roca, el cual depende de varios factores como el tamaño, forma, distribución de los granos y densidad de la formación.

1.9. Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas son fundamentales para comprender la composición y la capacidad de producción de un reservorio, pueden ser obtenidas a partir de registros eléctricos, sísmica, análisis PVT, medidas directamente de núcleos, etc.

1.9.1. Volumen de arcilla

Se denomina al volumen neto de arcilla o lutita que existe en una formación, entre menor sea la cantidad de arcilla que se tenga en el reservorio, mejores serán las condiciones de estudio relacionados con la porosidad y la permeabilidad. (Castro Martínez & Martin Camargo, 2016)

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizaron los siguientes métodos:

- Registro de Gamma Ray que permite estimar la fracción de arcilla que no contiene materiales radioactivos y está representado como V_{CLGR}

$$V_{CLGR} = \frac{GR - GR_{matriz}}{GR_{clay} - GR_{matriz}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

V_{CLGR} : Volumen de arcilla en la curva de Gamma Ray,

GR: Lectura del registro Gamma Ray de la zona de interés. (°API),

GR_{matriz} : Lectura del registro Gamma Ray en una roca con 100% matriz, zona limpia. (°API),

GR_{clay} : Lectura del registro Gamma Ray de una lutita, 100% de contenido de arcilla. (°API),

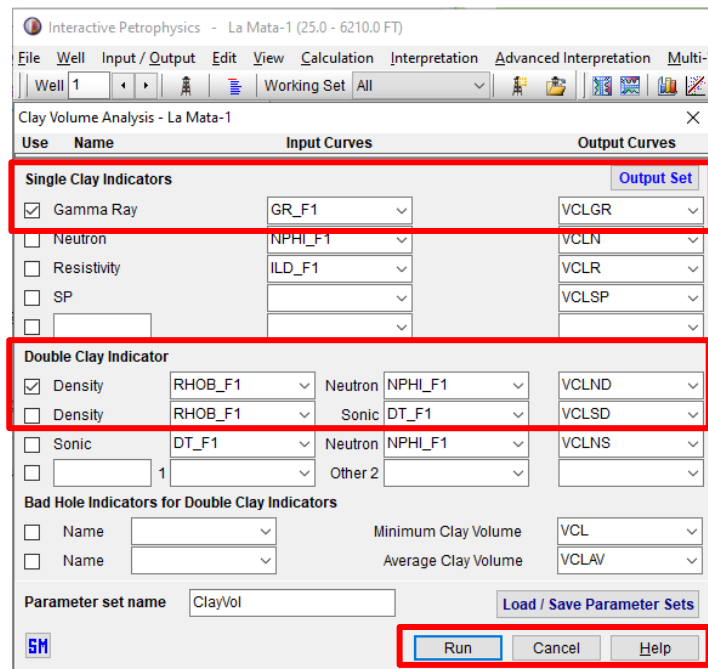
- Combinación de los registros de Densidad (g/cm³) y Neutrón (v/v), el cual está representado como V_{CLND} .

Este análisis se realizó con los modelos matemáticos del programa Interactive Petrophysics, considerando los archivos de extensión .LAS en los cuales constan los datos de registros corridos en cada uno de los pozos del campo Pacoa, proporcionados por Ministerio de Energía y Minas (Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos).

Al realizar este análisis se obtienen dos curvas diferentes, las cuales se les realizaron los ajustes correspondientes considerando las zonas de interés, ubicación de la zona con 100% de contenido de arcilla, y zona de matriz; por lo tanto, es recomendable calcular un promedio aritmético entre el volumen de arcilla obtenido a través de la curva

de Gamma Ray y el obtenido mediante la combinación de la densidad de formación y Neutrón representado como V_{CLAV} . (Ver figura 8)

Figura 8. Análisis del Volumen de arcilla



Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia.

1.9.2. Porosidad

Es la medida del espacio poroso (vacío) entre granos, que tiene la capacidad de almacenar fluidos o gas, y se define como la relación entre el Volumen poroso y el volumen total de la roca, está representado por el símbolo griego Φ (Phi).

Por lo general se expresa en porcentaje, y esta se puede determinar de acuerdo a la conductividad de los espacios porosos, de tal manera la porosidad puede ser absoluta, efectiva y no efectiva. (Castro Martínez & Martin Camargo, 2016)

La porosidad se puede calcular por medio de algunos registros como son el registro Sonico, Densidad y Neutrón.

- **Registro Sonico**

Para calcular la porosidad se utiliza el promedio de tiempo de tránsito de una zona de interés; esta ecuación fue propuesta por M. R. J. Wyllie. La cual considera que si la arena es limpia y consolidada su porosidad será menor que 25%, aunque pueden alcanzar el 30% a 35% si los reservorios se encuentran con una saturación alta de hidrocarburos, lo que conlleva a la obtención de valores altos de intervalos de tiempo de tránsito, por lo tanto, la porosidad obtenida es una porosidad aparente.

Para la obtención de la porosidad se aplica la siguiente formula:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

ϕ_s : Porosidad derivada del registro sónico,

Δt_{ma} : Tiempo de tránsito por intervalo en la matriz (para arenas consolidadas la velocidad es de 18000 ft/seg y el tiempo de tránsito 55,5 useg/ft),

Δt_{log} : Tiempo de tránsito por intervalo en la formación de interés,

Δt_f : Tiempo de tránsito por intervalo en el fluido de formación (lodo de agua fresca = 189 μ seg/pie; lodo de agua salada = 185 μ seg/pie).

- **Registro de Densidad**

Registro de Densidad es usado principalmente para el cálculo de los parámetros de la Litología y porosidad. De acuerdo a este registro si la densidad es bajo indica que se tiene una alta porosidad, pero si la densidad es alta la porosidad es baja, para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

ϕ_D : Porosidad perfil de densidad,

ρ_{ma} : Densidad de la matriz, g/cm³,

ρ_b : Densidad registrada, g/cm³,

ρ_f : Densidad del fluido, g/cm³.

- **Registro Neutrón**

La porosidad en este registro se calcula directamente, y esta expresada en fracción o en %, con un rango de valores que van desde -0,15 a 0,45.

La presencia de arcilla es uno de los problemas al momento de calcular los valores de la porosidad, por tal motivo se debe calcular la porosidad efectiva para corregirlos. Este análisis se realizará por medio del programa Interactive Petrophysics (figura 8).

Al combinar los registros de Densidad y Neutrón se pueden obtener valores de porosidad confiables, así también como corregir la presencia de arcilla con las siguientes ecuaciones:

$$\phi_T = \frac{\phi_N^2 - \phi_D^2}{2} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\phi_e = \phi_T * (1 - V_{CL}) \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

ϕ_T : Porosidad total

ϕ_e : Porosidad efectiva

ϕ_N : Porosidad calculada en la curva de Neutrón

ϕ_D : Porosidad calculada a partir del registro de Densidad

1.9.3. Gradiente Geotérmico

El gradiente geotérmico es una medida de cómo varía la temperatura con respecto a la profundidad debajo de la superficie terrestre, por lo tanto, este valor no es constante y depende de las características físicas que presentan los materiales en cada parte del interior de la corteza terrestre. (Benavides Cusme & Gálvez Chamba, 2013)

Los valores de la temperatura que se necesitan para el cálculo del gradiente geotérmico se obtuvieron de cada uno de los registros eléctricos del campo, este cálculo se lo realizó a través del Programa Interactive Petrophysics (Ver figura 9), la ecuación es la siguiente:

$$G_T = \frac{BHT - T_s}{D_{total}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

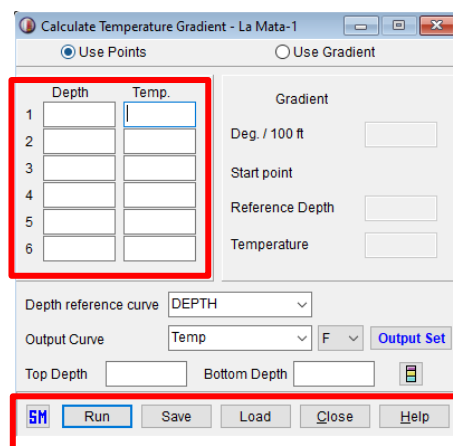
G_T : Gradiente geotérmico, °F/ft

BHT: Temperatura de fondo, °F

T_s : Temperatura de superficie, °F

D_{total} : Profundidad total, ft

Figura 9. Cálculo de gradiente de temperatura



Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia.

1.9.4. Saturación de agua

La saturación se define como una propiedad capaz de medir la fracción de un fluido ocupado en un espacio poroso. Se considera como la relación entre la porosidad absoluta y el volumen del fluido.

La saturación del agua puede ser calculada por diferentes ecuaciones considerando las características de cada reservorio, pero para el presente estudio se la determinara por medio del Método de Indonesia, pues es el que más se adapta a formaciones con presencia de arcilla (Benavides Cusme & Gálvez Chamba, 2013), y está basado en datos de registros de pozos incluidos registros de resistividad, como también el gradiente geotérmico.

Su análisis se realizó por medio del Programa Interactive Petrophysics (figura 10), la formula del método de Indonesia se presenta en la ecuación siguiente:

$$S_w = \left[\frac{1}{\phi e^m \left(1 - \frac{V_{CL}}{V} \right)^{\frac{2}{n}} \left(\frac{a * R_w}{\sqrt{R_{CL}}} + \frac{1}{\sqrt{Rt}} \right)} \right]$$

Ecuación 9

Donde:

Sw: Saturación de agua,

Rt: Resistividad de la formación,

Øe: Porosidad efectiva,

m: Factor de cementación,

n: Factor de Compactación,

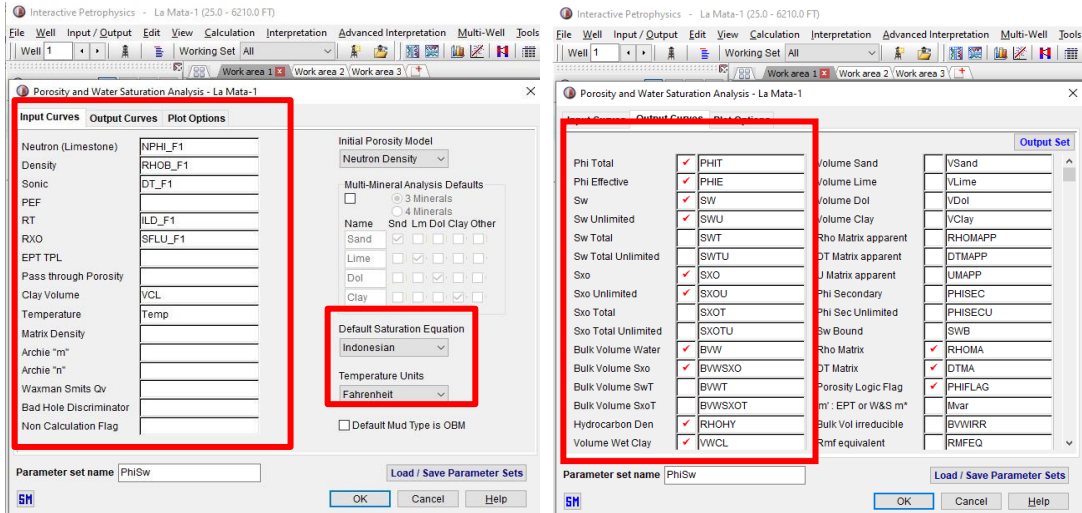
a: Constante de Saturación,

Rw: Resistividad del agua de formación,

V_{CL} : Volumen de arcilla,

Rcl: Resistividad en la arcilla.

Figura 10. Análisis de Saturación de agua



Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia.

1.9.5. Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad que mide la capacidad de la roca que permite que el fluido fluya a través del espacio poroso. Este término fue definido por el científico francés Henry Darcy, por lo que es medida en Darcies o milidarcies. (Suárez & Salinas, 2021)

Debido a la escasa información actualizada del campo Pacoa, la permeabilidad se calculará en base a un modelo que relaciona la permeabilidad con la porosidad efectiva, tal como consta en el tutorial de CMG de Geomodelling for Reservoir Engineers Builder V.2018.10 (CMG, 2018) por esta razón se utilizará la siguiente formula:

$$K_{yac} = 3000 * \frac{(\phi_e + 0,1)^3}{(\phi_e - 0,1)^2} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

K_{yac}: permeabilidad (md),

ϕ_e: porosidad efectiva.

CAPITULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Ubicación geográfica de los pozos del campo Pacoa.

Los pozos petroleros del campo Pacoa se encuentra ubicados dentro de la carta topográfica de San Pablo CT-MV-A1 con código internacional 3587-III - IGM, en la tabla 4 se puede visualizar las coordenadas geográficas de cada uno de los Pozos con el Datum 17-Zona Sur UTM. (Anexo 6)

Tabla 8. Coordenadas georreferenciales de la ubicación de pozos existentes del Campo Pacoa

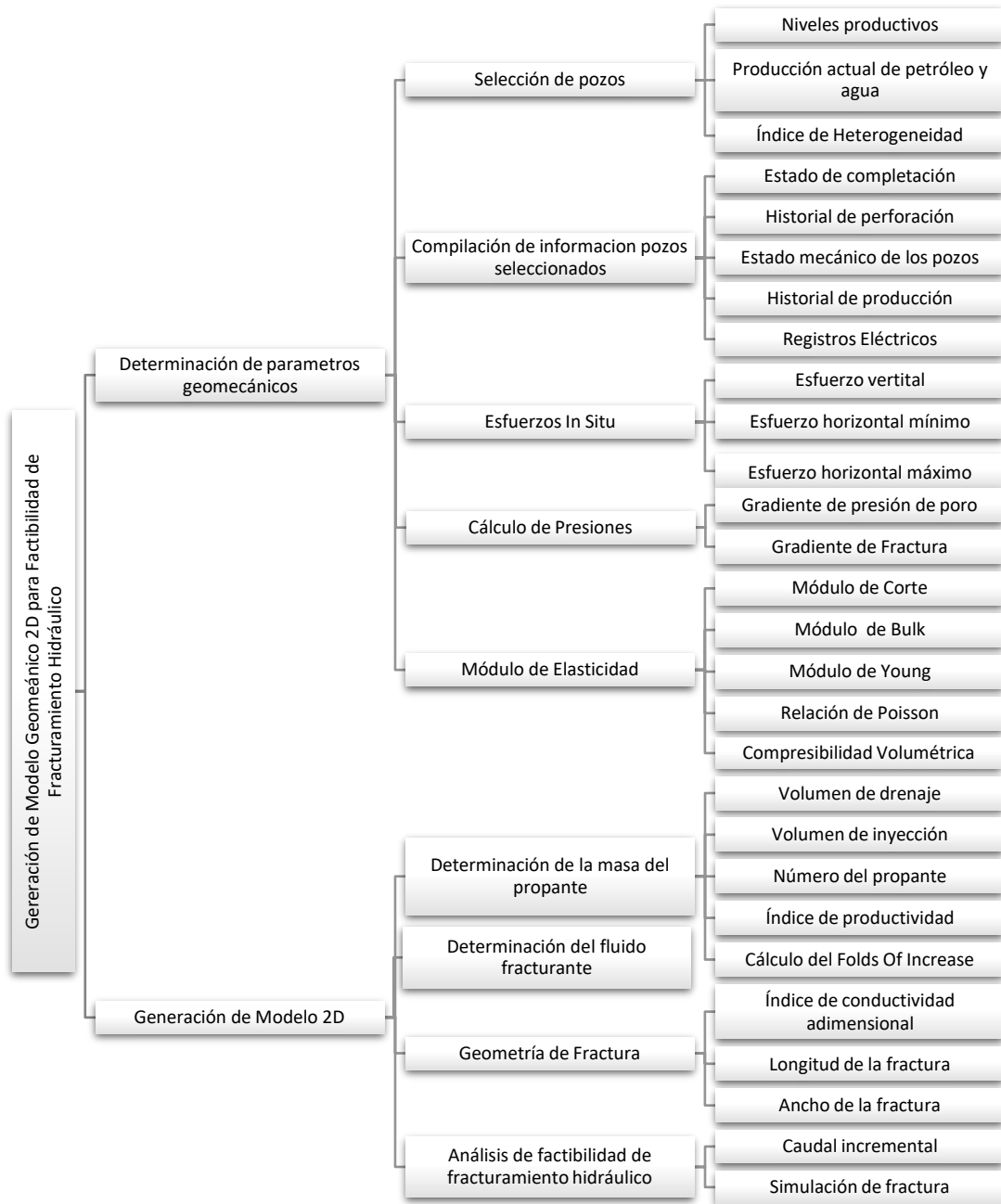
<i>COORD</i>	<i>X</i>	<i>Y</i>	<i>COORD</i>	<i>X</i>	<i>Y</i>
<i>MATCH</i>	528207,52	9763214,09	PACOA 23	528213,46	9764721,55
<i>SAN PABLO-</i>	527014,36	9762195,02	PACOA 24	527693,63	9761260,35
<i>PACOA 1</i>	525704,23	9761554,88	PACOA 25	527182,09	9763792,96
<i>PACOA 2</i>	525712,21	9761114,18	PACOA 26	527437,86	9763215,37
<i>PACOA 3</i>	525888,61	9762523,63	PACOA 27	527547,83	9763741,53
<i>PACOA 4</i>	525919,91	9762089,09	PACOA 28	527825,59	9763993,88
<i>PACOA 5</i>	526783,76	9760149,67	PACOA 29	528252,75	9764351,54
<i>PACOA 6</i>	525152,72	9761635,54	PACOA 30	527734,06	9763189,82
<i>PACOA 7</i>	525420,09	9761883,09	PACOA 31	527445,30	9762576,02
<i>PACOA 8</i>	525866,97	9760337,43	PACOA 32	525600,30	9762600,31
<i>PACOA 9</i>	526268,78	9760023,90	PACOA 33	527039,86	9763679,11
<i>PACOA 10</i>	526450,16	9760581,99	PACOA 34	527231,92	9762377,59
<i>PACOA 11</i>	526029,08	9761407,78	PACOA 35	527437,76	9762878,04
<i>PACOA 12</i>	526256,47	9762701,46	PACOA 36	525781,52	9762825,80
<i>PACOA 14</i>	527342,56	9763525,72	PACOA 37	526824,80	9764213,01
<i>PACOA 15</i>	527122,35	9764010,84	PACOA 38	526043,93	9763385,28
<i>PACOA 16</i>	527146,36	9764366,24	PACOA 39	525933,99	9763121,42
<i>PACOA 17</i>	527488,05	9764307,14	PACOA 40	526200,41	9760376,28
<i>PACOA 18</i>	527326,78	9763978,67	PACOA 41	525957,61	9760046,07
<i>POZO SECO 19</i>	527365,55	9764579,98	PACOA 42	526507,27	9759735,84
<i>PACOA 20</i>	526568,76	9763251,60	PACOA 43	526443,20	9760292,11
<i>PACOA 21</i>	528207,59	9763834,84	PACOA 44	526311,12	9760871,58
<i>PACOA 22</i>	526025,59	9760819,78	PACOA 46	526798,47	9760950,49

Fuente: GOOGLE, Google Earth, Instituto Geológico Militar, Plan de Desarrollo Campo Pacoa-junio 2011 - E.P. Petroecuador.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

Al generar un modelo geomecánico 2D, se interpretan diferentes datos, por lo que se considera una investigación científica siendo el diseño de la investigación de carácter experimental teniendo un alcance analítico.

Figura 11. Metodología general para Factibilidad de fracturamiento hidráulico mediante modelo geomecánico 2 D.



Fuente: Elaboración propia

La metodología aplicada para la generación de este modelo consiste en la obtención de información del pozo como: historial de perforación, estado mecánico de los pozos, datos de producción, registros eléctricos (Gama Ray, Sonico, RHOB) información de presión actual en los intervalos de interés, pruebas que permitan tener un

dato aproximado de esfuerzo mínimo en la zona, estado mecánico, topes de las formaciones, entre otros; para luego proceder con la interpretación petrofísica y la construcción del modelo geomecánico. (ver figura 13)

2.3. Tipo y métodos de investigación

El tipo de investigación a utilizar en este proyecto tiene un enfoque cuantitativo; es decir se realiza a través de la recolección y análisis de datos; los cuales nos van a ayudar a generar un modelo geomecánico 2D convirtiéndose en una investigación sistemática; el método de investigación es el analítico y sintético, puesto que para este proyecto se tiene que analizar la información recolectada, descomponiéndola en pequeñas partes para poder tener una mejor comprensión de la información y partiendo de este análisis poder sintetizarlo a través de la generación del modelo geomecánico 2D.

2.4. Población y muestra

El proyecto está enfocado principalmente en el campo Pacoa- Bloque 1, por ende, es el foco principal de la investigación; la muestra es el conjunto de pozos petroleros del campo que serán seleccionados de acuerdo a análisis e información recolectada para realizar la investigación.

2.4.1. Índice de heterogeneidad

El índice de heterogeneidad es un método de análisis de la producción que va a cuantificar las anomalías del desempeño de cada pozo con relación a un grupo de pozos con el fin de poder evaluar la eficiencia de la producción; este método fue introducido en el ámbito petrolero en el año 1996 por R. Reese en la conferencia y exhibición técnica anual del SPE. (Reese, 1996)

Para el cálculo del Índice de heterogeneidad nos basamos en la producción media del campo, obteniéndose ésta, de la producción actual de cada uno de los pozos, y así identificar aquellos pozos con un rendimiento deficiente de tasas de aporte de petróleo.

La fórmula para calcularlo es la siguiente (Chipantashi-Aneloa, 2021):

$$HI_{fluido} = \frac{Fluid_{well}}{Fluid_{average\ of\ well}} - 1 \quad \text{Ecuación 11}$$

Despejando la ecuación quedaría:

$$HI_{fluido} = \frac{Fluid_{well} - Fluid_{average\ of\ well}}{Fluid_{average\ of\ well}} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

HI_{fluido} : Índice de heterogeneidad de producción de un determinado fluido (petróleo, gas, barriles de petróleo equivalente, líquido total, relación gas • petróleo o corte de agua).

$Fluid_{well}$: Producción actual de un respectivo pozo.

$Fluid_{average\ of\ well}$: Producción promedio del campo o zona productora.

En la ecuación anterior se puede observar que el límite de esta se encuentra de -1 al infinito esto quiere decir que también se obtendrán valores significativamente elevados por encima del promedio lo que conlleva a que el análisis de heterogeneidad sea menos preciso, por esta razón se aplica una modificación a este análisis donde se introducen los valores mínimos y máximos del fluido y así poder determinar con mayor precisión los pozos que se encuentran por debajo del promedio.

La ecuación 13 se utilizará para el cálculo del índice de heterogeneidad modificado: (Ayala et al., 2020)

$$MHI_{fluido} = \frac{Fluid_{well} - Fluid_{average\ of\ well}}{Fluid_{maxwell} - Fluid_{minwell}} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde MHI_{fluido} es el Índice de heterogeneidad de producción modificado donde sus valores oscilan entre -1 a 1. $Fluid_{well}$, es la producción actual de un determinado pozo. $Fluid_{average\ of\ well}$, es la producción promedio del campo o zona productora. $Fluid_{maxwell}$, es el valor máximo de la producción del campo o zona productora y $Fluid_{minwell}$, es el valor mínimo de la producción del campo o zona productora.

Con el análisis de la producción se puede seleccionar los pozos candidatos para este estudio, considerando solo los pozos de baja producción de agua, para posteriormente evaluar las propiedades petrofísicas, entre otros análisis.

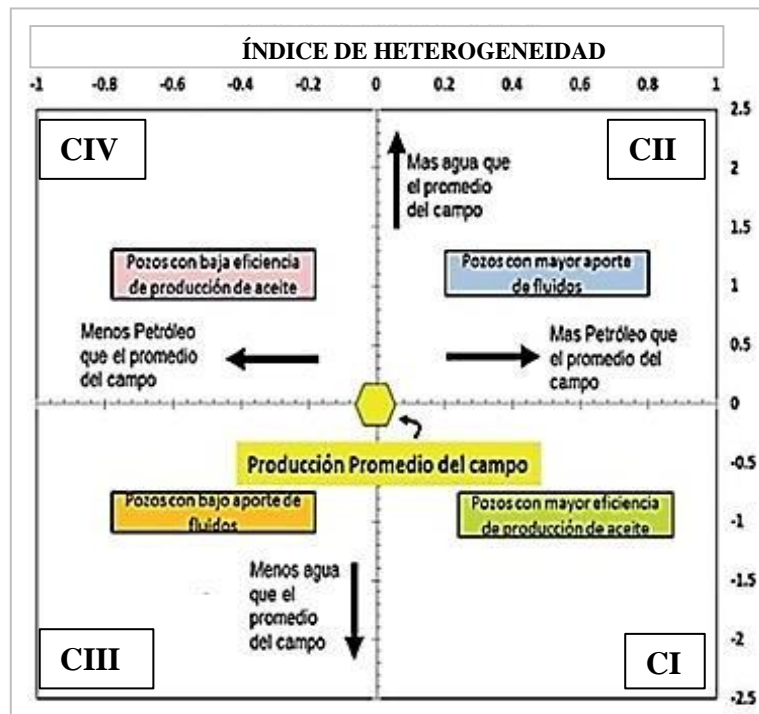
Para el diseño de este método, los pozos deben ser agrupados por formaciones, producción mensual desde la primera producción hasta la última del mes. (Reese, 1996)

Para este estudio los valores del índice de heterogeneidad se visualizan en cuadrantes donde se representa el desempeño de la producción, clasificándose de la siguiente manera: (Figura 12) (Ayala et al., 2020):

- CI: menor producción de agua y mayor producción de petróleo que el promedio.
- CII: mayor producción de agua y mayor producción de petróleo que el promedio.
- CIII: menor producción de agua y menor producción de petróleo que el promedio.

- CIV: mayor producción de agua y menor producción de petróleo que el promedio.

Figura 12 Cuadrantes de producción del Índice de Heterogeneidad



Fuente: (Ayala et al., 2020), Modificado por el autor.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para que la investigación sea exitosa es necesario aplicar técnicas e instrumentos idóneos para la recolección de información, con el fin de cumplir los objetivos de la investigación.

La técnica de recolección de datos es un método que va a permitir obtener información necesaria para nuestro proyecto, la investigación científica consta con una gran variedad de técnicas e instrumentos (Hernández Mendoza & Duana Ávila, 2020), por lo tanto, es necesario elaborar un plan detallado que nos ayude a reunir datos específicos para la investigación, como:

- Revisión de las fuentes donde se obtendrá la información

- Localización de las fuentes
- Método para la recolección de datos; en nuestro caso se utilizará un método analítico-sintético
- Procesamiento de datos; para este punto se utilizarán herramientas tecnológicas como ArcGIS 10.3, Google Earth, Interactive Petrophysic, y FracPro; para la observación y análisis del modelo generado.

2.5.1. Modelo geomecánico 1D

El software Interactive Petrophysic se utilizó con la finalidad de obtener el modelo geomecánico 1D, en el cual se calcula las propiedades petrofísicas, esfuerzos, propiedades elásticas y propiedades mecánicas de la roca, utilizando los diversos registros eléctricos de cada uno de los pozos estudiados (Gamma Ray, resistividad, Sonico, Neutrón, Densidad, Caliper).

2.5.1.1. Determinación del Gradiente de Sobrecarga

El esfuerzo vertical es la tensión que actúa de forma perpendicular a la superficie, se encuentra en función del espesor y de la densidad de formaciones y es muy importante para la obtención de la presión de poro.

El método seleccionado para el cálculo del esfuerzo vertical o gradiente de sobrecarga es el método Zamora llamado así porque fue propuesto por Zamora en 1989; el cual consiste en integrar la densidad aparente de la formación desde la superficie hasta la profundidad deseada, este valor va a variar dependiendo a la profundidad en que se encuentre (Higgins-Borchardt et al., 2016).

$$OBG(u) = 8.345 \int_0^Z \rho(u) du \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde ρ es la densidad aparente del material, este cálculo es mucho más sencillo si se realiza a través del registro eléctrico de densidad, de esta manera se puede obtener directamente el dato de densidad de la roca. (Quezada Espinosa & Vásquez, 2018)

$$\rho(u) = (C_n + C_n * A)u^x \quad \text{Ecuación 15}$$

En algunas ocasiones no se realiza el registro de densidad en pozos someros o presenta inconsistencias, en este caso la densidad aparente es definida como una curva exponencial y se consideran las constantes del método de Zamora dependiendo de la edad geológica de la formación, expresada de la siguiente forma:

Al sustituir la densidad aparente en la ecuación del método Zamora integrando respectivamente se obtiene la siguiente ecuación:

$$OBG = \frac{1}{D} (C_1 + C_2 * A) D^{x+1} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde: OBG es el Gradiente de sobrecarga en lpg, D la profundidad en ft; C_n , x y A son constantes del Método de Zamora.

Tabla 9. Valores método Zamora

Valores de constantes C_n	Código de edad geológica (A)
$C_1=1.034$	$0 \leq A \leq 5$: Holoceno- Piloceno
$C_2 = 0.030$	$5 \leq A \leq 9$: Mioceno – Oligoceno
$C_3 = 8.030$	$9 \leq A \leq 5$: Eoceno – Paleoceno
$C_4 = 0.232$	$10 \leq A \leq 11$: Cretácico – Triásico
$C_5 = 0.55$	$11 \leq A \leq 14$: Pérmico
$C_6 = 0.000134$	X=0.075

Fuente: (Loya Loachamin, 2020)

2.5.1.2. Determinación del registro Bulk Density

El registro de densidad proporciona información valiosa sobre las características de la roca ayudando a identificar zonas productivas de petróleo y siendo necesario para realizar el cálculo de la presión de poro; pero hay ocasiones en que el pozo no posee este registro, pero si cuenta con la curva sónica (DT), en casos como este se puede calcular la densidad aparente a través de constantes empíricas y el registro sónico. Para este estudio se utiliza el programa Interactive Petrophysics, donde se ingresan los datos del registro sónico a través de archivos .LAS.

La relación de Gardner (1974), basada en el análisis de muestras de arenas saturadas observadas en el laboratorio y en el campo; es una ecuación que calcula la densidad aparente en la formación, y está dada ecuación 17: (Gardner et al., 1974)

$$\text{RhoGard} = c \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^e \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

RhoGard: Densidad aparente (gr/cm³),

c = 0.23 ft/s y e = 0,25: constantes empíricas de Gardner,

Δt: Tiempo de tránsito en diferentes intervalos (us/ft).

2.5.1.3. Determinación de la presión de poro

Para calcular la presión del poro se utilizó el método de Eaton, este método se basa en relación al esfuerzo de sobrecarga, presión hidrostática, registros observados (registro sónico, registro de resistividad, como también el exponente “d”), el último elevado a un exponente empírico (Panez, 2010). El cálculo de esta presión se realiza en secciones litológicas compuestas por shales (lutitas) formadas principalmente por arcillas,

puesto que su estructura laminar limita el espacio poroso convirtiéndola en una roca impermeable. (X. A. Rodríguez, 2017)

Dependiendo del registro se traza una línea de tendencia y el punto de divergencia del perfil (formación sobre presionada), al relacionarlo con las lecturas medidas nos da el tope de anomalía de la presión formación. (Panez, 2010)

El método de Eaton está definido por la siguiente ecuación: (Santos, 2020) (Abdelghany et al., 2021)

Método Sónico:

$$P_p = OBG - [OBG - (P_{pn})] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t}\right)^3, \text{ lpg} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

P_p : Presión de poro (lpg),

OBG: Presión de sobrecarga (lpg),

P_{pn} : Presión de poro normal de la formación 8,33 (lpg),

Δt_n : Tiempo de tránsito sónico obtenido a partir de la línea de tendencia normal (us/ft),

Δt : Tiempo de tránsito sónico obtenido a partir de registros de pozos (us/ft).

Los cálculos fueron realizados con el programa Interactive Petrophysics utilizando el registro Sónico.

2.5.1.4. Determinación del gradiente de Presión de fractura

El gradiente de fractura ayuda a comprender el comportamiento de la fractura en

áreas vulnerables y así prevenir problemas como la fracturación y el flujo de lodo en la

formación, para estimar el gradiente se utilizó el método de Eaton, el cual asume que las formaciones terrestres presentan propiedades elásticas.

La ecuación para el cálculo del gradiente de presión de fractura es la siguiente:

$$G_F = \frac{\nu}{1 - \nu} (OBG - P_p) + P_p, \quad \text{lpg} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

G_F : gradiente de presión de fractura (lpg),

ν : Relación de Poisson,

OBG: Gradiente de sobrecarga (lpg),

P_p : presión de poro (lpg).

2.5.1.5. Determinación del Esfuerzo horizontal mínimo

(S_h)

El esfuerzo horizontal mínimo tiene una influencia directa en la propagación de las fracturas hidráulicas, se puede determinar directamente a través del método de Mini-frac que se trata de una prueba de inyección de fluido donde se crea una pequeña fractura, midiéndose la presión en el momento que se cierra la fractura, la presión obtenida es equivalente a la tensión horizontal mínima (Higgins-Borchardt et al., 2016). Esta técnica generalmente se utiliza en un contexto de agujero abierto, puesto que se puede observar directamente el cierre de la fractura y es posible determinar de forma precisa los datos del esfuerzo horizontal mínimo. (Fernández & Alvarelos, 2011)

En pozos perforados, entubados y cementados el cálculo es diferente, la roca no se va a deformar de la misma forma que en un pozo abierto; debido a esto, se suele aplicar técnicas más complejas para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo, entre las más

conocidas están las pruebas de leak off test (LOT), extended leak off test (XLOT), step

rate test (SRT), entre otras; los resultados obtenidos de las pruebas servirán para la calibración del perfil dinámico. El perfil dinámico es obtenido a través de la correlación de Eaton, la cual sustenta la teoría de elasticidad. (X. A. Rodríguez, 2017)

El método para determinar el esfuerzo horizontal mínimo en este proyecto, no se basará en la teoría de elasticidad, sino mediante el uso de correlaciones desarrollada por Breckels y van Eekeln que relacionan la presión del poro, presión de poro normal y la profundidad. (Loya Loachamin, 2020)

La ecuación para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo es la siguiente:

$$S_{hmin} = 0.197 * D^{1.145} + P_{pn}(P_p - P_{pn}) \quad \text{para } D < 11500 \text{ ft} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

S_{hmin} : esfuerzo horizontal mínimo (psi);

P_p : presión del poro (psi/ft),

P_{pn} : presión del poro normal (psi/ft),

D es la profundidad (ft).

Si la presión del poro está en unidades lpg se usa los siguientes factores de conversión:

$$1 \text{ lpg} = 0,051948 \text{ psi/ft}$$

Se obtiene:

$$S_{hmin} = \frac{[0.197 * D^{1.145} + 0,465(P_p * 0,051948 - P_{pn})] \text{ psi}}{D}, \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right) \quad \text{Ecuación 21}$$

2.5.1.6. Determinación del Esfuerzo horizontal máximo

(S_H)

De los tres esfuerzos principales, el esfuerzo horizontal máximo es el más complicado de hallar, puesto que no existe un método directo para el cálculo de este, es por eso, que se utilizan varias metodologías combinadas para poder obtener un valor estimado del S_H, como son: la teoría de fallas de Anderson, teoría de Coulomb, el polígono de esfuerzos entre otras.

Sin embargo, con ayuda de la obtención del esfuerzo horizontal mínimo se puede utilizar el método de Zoback y Healy (1984) que permite utilizar una ecuación que relaciona los esfuerzos horizontales máximos y mínimos con la presión de poro y el coeficiente de fricción (μ). El coeficiente de fricción toma valores entre (0,6 – 1) de acuerdo a recopilaciones de mediciones de tensiones en pozos poco profundos, esta relación se describe mediante la ley de Byerlee, que establece que la relación entre el esfuerzo S_{Hmin} y el esfuerzo vertical (OBG) suele ser $u = 0.6$ tal como lo dijo una vez, John Jaeger, una de las figuras principales de la mecánica de rocas en el siglo XX: Sólo hay dos cosas que necesitas saber sobre la fricción. Siempre es 0,6 y siempre te hará quedar en ridículo. (Zoback, 2007)

Por lo tanto, el esfuerzo horizontal máximo se calcula bajo la siguiente ecuación:

$$\frac{S_{hmin} - p_p}{S_{hmax} - p_p} = (\sqrt{1 + u^2} + u)^{-2}$$

Ecuación 22

Donde:

S_{hmax}: Esfuerzo horizontal máximo (lpg);

S_{hmin}: Esfuerzo horizontal mínimo (lpg);

P_p : Presión del poro (lpg);

u : Coeficiente de fricción.

2.5.1.7. Determinación del Módulo de Corte o de cizalla (G_{dyn})

Este módulo de corte es una propiedad elástica de la roca utilizado para describir la resistencia de un material a la deformación de corte; asumiendo un esfuerzo de cizalla en vez de uno compresivo, está relacionado tanto con el tiempo de tránsito y también con densidad, donde se utilizará para su cálculo el registro de densidad aparente (RHOB) para cada valor de acuerdo a la profundidad. (Loya Loachamin, 2020)

$$G_{dyn} = 1.3474 * 10^{10} * \frac{RhoGard}{DT^2} \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

G_{dyn} : Módulo de corte (psi),

$RhoGard$: Curva de densidad aparente en gr/cm³,

DT: Curva sónica en us/ft.

2.5.1.8. Determinación del Módulo de Bulk (K_{dyn})

El módulo de Bulk establece una relación lineal entre una variación del volumen y la presión hidrostática aplicada a una masa de material geológico, lo que indica el aumento de presión externa requerido para causar una disminución unitaria de volumen, para calcular su valor se utilizará la ecuación que relaciona la densidad de la formación, con la velocidad de las ondas de compresión “P” y ondas de corte “S”. (Loya Loachamin, 2020)

$$K_{dyn} = (1.3474 * 10^{-2}) * \text{RhoGard} * (Vp^2 - \frac{4}{3}Vs^2)$$

Ecuación 24

Donde:

Kdyn: Módulo de Bulk (psi),

Vp: Velocidad de la onda P (ft/s),

Vs: Velocidad de la onda S (ft/s),

RhoGard: Valor del registro de densidad (gr/cm3).

Para el cálculo de la velocidad de la onda P se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_p = \left(\frac{10^6}{DT} \right), \text{ (ft/s)}$$

Ecuación 25

Para el cálculo de la velocidad de la onda S se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_s = \frac{(V_p)}{\sqrt{3}}, \text{ (ft/s)}$$

Ecuación 26

2.5.1.9. Determinación del Módulo de Young (Edyn)

El módulo de Young es conocido como una propiedad física que define la rigidez de la roca bajo diferentes condiciones de esfuerzo, es decir mide la capacidad de la roca para resistir una compresión provocada por un esfuerzo uniaxial. Este parámetro va a variar dependiendo de una región geológica a otra, y tiene un papel de suma importancia en el diseño del fracturamiento hidráulico, pues si el valor del Módulo de Young es alto la roca no se deforma fácilmente por lo que la fractura creada tendera a ser más delgada

y alargada a lo contrario que si el Módulo de Young es bajo; la fractura será más anchas y corta. (Reyes Navas, 2021)

Para el cálculo del módulo de Young se utilizará la siguiente ecuación que relaciona los módulos de Bulk y el de corte. (Loya Loachamin, 2020)

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} * K_{dyn}}{3K_{dyn} + G_{dyn}} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

E_{dyn} : Módulo de Young (psi),

G_{dyn} : Módulo de corte (psi),

K_{dyn} : Módulo de Bulk (psi).

2.5.1.10. Relación de Poisson

La relación o coeficiente de Poisson es una medida de la compresibilidad de un material perpendicular al esfuerzo aplicado, es decir que describe la relación entre la deformación transversal y la deformación unitaria longitudinal (vertical), bajo condiciones de esfuerzo uniaxial. La relación de Poisson es siempre menor a 0.5, con valores promedio en un rango que oscila entre 0.2 - 0.35. Su nombre se debe en honor al físico matemático francés Simeone Poisson (1781-1840). (Rodríguez & Silva, 2013)

En el presente proyecto se la obtendrá por medio del nomograma de Eaton, para obtener la relación de Poisson, tal como se muestra a continuación: (Herrera Mendoza & Uguña Guachilema, 2017)

$$v = 0,0645 * \ln(D*0.3048) - 0,0673 \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

ν : Relación de Poisson,

D: Profundidad en zona de interés (ft).

2.5.1.11. Determinación de la Compresibilidad Volumétrica (C_v)

Se define como el inverso del módulo de Bulk, su ecuación es la siguiente:
(Herrera Mendoza & Uguña Guachilema, 2017)

$$C_v = \frac{1}{K_{dyn}} \quad \text{Ecuación 29}$$

2.5.1.12. Determinación de la resistencia de la compresibilidad uniaxial (UCS)

Para determinar la resistencia de la compresibilidad uniaxial (UCS) se utilizará la siguiente ecuación:

$$UCS = 1087,5 \left(\frac{304,8}{DT} \right)^{2.93} \quad \text{Ecuación 30}$$

Donde:

UCS: Resistencia a la compresibilidad uniaxial (psia)

DT: Registro sísmico (us/ft)

2.5.1.13. Determinación de la resistencia a la Tensión

La resistencia a la Tensión, τ_0 en el presente proyecto será calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$\tau_0 = 0,1 * UCS \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

τ_0 : Resistencia a la tensión en psia,

UCS: Resistencia a la compresibilidad uniaxial en psia.

2.5.1.14. Determinación del ángulo de fricción interna

Para este proyecto se lo calculara con la siguiente ecuación.

$$\text{Sen}(\varphi) = \frac{(1 - \nu)}{(1 + \nu)} \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde:

φ : Angulo de fricción interno,

ν : Nomograma de Eaton (Relación de Poisson).

2.5.2. Modelo geomecánico 2D para simulación de la fractura

Para realizar el modelo geomecánico 2D para simulación de la fractura primero se selecciona los intervalos a ser fracturados, considerando las propiedades petrofísicas y modelo geomecánico (1D) de los pozos candidatos, luego se realiza la selección del fluido de limpieza y agente de sostén que se aplicara a la fractura, y por último se prosigue con la elección del modelo de fractura, el cual se aplicará un modelo pseudotridimensional (P3D) utilizando el método de diseño unificado de fractura (UFD) incluyendo datos de modelo geomecánico 1D. (Archila J. et al., 2014)

2.5.2.1. Selección de espesores candidatos

Los espesores candidatos son seleccionados desde el punto de vista geomecánico (tipo de formación, propiedades elásticas y propiedades mecánicas de la roca de los pozos seleccionados en el presente estudio), considerando que: los espesores sean suficientemente grandes para ser fracturados, intervenir en zonas cañoneadas de arenas

productoras, y que cuenten con las mejores condiciones geomecánicas (Módulos de Young, relación de Poisson, y régimen de esfuerzos), siempre y cuando la formación tenga un alto módulo de Young y baja relación de Poisson por lo que favorece la propagación longitudinal de la fractura requerida en pozos de baja permeabilidad. (Archila J. et al., 2014), también se consideran las secciones que cuenten con los valores máximos de la presión de poro, descartándose aquellos cuya estimación del volumen de arcilla sean superiores al 25%, los niveles altos de arcillosidad pueden afectar de manera negativa el fracturamiento hidráulico, provocando problemas de empaquetamiento, hinchamiento de arcilla u otros.

2.5.2.2. Selección del fluido fracturante y agente apuntalante

La elección del material de sustento se realiza considerando que los pozos del Campo Pacoa son someros, a los esfuerzos que está sometida la formación y la dureza de la roca.

Los fluidos fracturantes más utilizados son los fluidos en base agua debido a su bajo costo y alto desempeño, por lo tanto, se tomó las siguientes consideraciones para su selección:

- Fluido que tengan mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo.
- Fluido con carga polimérica y crosslinker con base borato pues aumentan la viscosidad del fluido, lo que lo hace más efectivo transportar y suspender el agente apuntalante y permiten generar la geometría de la fractura a alcanzar.

2.5.2.3. Diseño de fracturas hidráulicas

Para poder realizar el diseño de fractura a través del modelo geomecánico se debe de conocer la cantidad aproximada de propante y fluido fracturante a ser inyectado, incluido el cálculo de la geometría de la fractura, para la obtención de estos valores se utilizara el método de Diseño Unificado de Fractura (UFD) establecido por Michael Economides; esta teoría nos ayuda a determinar la masa propante y geometría de la fractura optima que maximiza la productividad de un tratamiento de fracturación hidráulica.

Se utilizó el programa FracPro, con la finalidad de obtener la geometría de la fractura (largo y ancho), concentración del propante y demás propiedades de la fractura.

2.5.2.4. Método de Diseño Unificado de Fractura (UFD)

- **Masa del propante optima**

Para esto se calcula el volumen de drenaje, por lo que se utilizara la siguiente ecuación:

$$V_{res} = \pi * r_e^2 * h$$

Ecuación 33

Donde:

V_{res}: Volumen de drenaje (ft³),

r_e: Radio de drenaje (ft),

h: Espesor neto del intervalo definido (ft).

Posteriormente se calcula el volumen de inyección (V_{iny}), variando la masa del propante desde 10000 lbs a 50000 lbs.

$$Viny = \frac{Mp}{(1 - \phi_p)\rho_p}$$

Ecuación 34

Donde:

Viny: Volumen de inyección (ft³),

Mp: Masa del propante (lbs),

ϕ_p : Porosidad del propante,

ρ_p : Densidad del propante (lbs/ft³).

También es necesario calcular el número del propante (Np) el cual es la relación del volumen de fractura y el volumen de drenaje, determinado con la relación de la permeabilidad tanto del propante como la del yacimiento, para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$Np = 2 * \frac{Viny * Kp * h}{Vres * Kyac * hf}$$

Ecuación 35

Donde:

Np: Número del propante (adimensional),

Viny: Volumen de inyección (ft³),

Kp: Permeabilidad del propante (mD),

h: Espesor neto del intervalo definido (ft),

Vres: Volumen de drenaje (ft³),

Kyac: Permeabilidad del yacimiento en (mD),

hf: Espesor bruto (ft).

Se prosigue con el cálculo del índice de productividad máximo el cual es un valor adimensional (J_{Dmax}), de acuerdo a Economides este valor se calcula considerando el número de propante, por lo tanto:

Si, $N_p > 0.1$ se utiliza la siguiente ecuación:

$$J_{Dmax} = \frac{6}{\pi - e^{\frac{0.423 - 0.311N_p - 0.089N_p^2}{1 + 0.667N_p + 0.015N_p^2}}} \quad \text{Ecuación 36}$$

Si, $N_p < 0.1$ se utiliza la siguiente ecuación:

$$J_{Dmax} = \frac{1}{0.99 - 0.5 (LN(N_p))} \quad \text{Ecuación 37}$$

Se debe calcular el índice de productividad (J_o) antes del fracturamiento, utilizando la ecuación siguiente:

$$J_o = \frac{1}{\frac{0.472 * r_e}{LN \left(\frac{r_w}{r_e} \right) + S}} \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

J_o : Índice de productividad,

r_e : Radio de drenaje (ft),

r_w : Radio del pozo (ft),

S : factor de daño.

Una vez que se calculó el índice de productividad, se procede con el cálculo de

las veces que incrementa la productividad una vez realizada el fracturamiento representado como FOI por sus siglas en inglés (Folds Of Increase).

$$FOI = \frac{J_{max}}{J_o}$$

Ecuación 39

Donde:

Jmax: Índice de productividad máximo,

Jo: Índice de productividad.

Por último, se realiza una gráfica donde se coloca la Masa del propante (Mp) versus FOI; cuando el aumento del FOI deja de ser significativo con respecto a la masa del propante se puede observar cual es la masa del propante optimo. (Archila J. et al., 2014)

- **Índice de conductividad**

El índice de conductividad (C_{fD}) se calcula en función del número del propante (N_p), de acuerdo a la teoría de Economides cuando el N_p es menor a 0,1 se asume que la conductividad en cada uno de los intervalos seleccionados para fracturamiento hidráulico es 1,6 este valor es adimensional. (Archila J. et al., 2014)

Si valores de ($0,1 < N_p < 10$) se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{fD} = 1,6 + \exp\left(\frac{-0,583 + 1,48 * LN(N_p)}{1 + 0,142 * (LN(N_p))}\right)$$

Ecuación 40

- **Geometría de la fractura**

La geometría de la fractura se obtiene calculando la longitud y ancho de la fractura por lo tanto se procede a utilizar las siguientes ecuaciones:

$$X_f = \left(\frac{Kp * Vf}{C_{fD} * Kyac * hf} \right)^{1/2} \quad \text{Ecuación 41}$$

$$W_f = \left(\frac{C_{fD} * Kyac * Vf^{1/2}}{Kf * hf} \right) * 12 \quad \text{Ecuación 42}$$

$$V_f = \frac{V_{iny}}{2} \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde:

X_f: Longitud de la fractura (ft³),

K_p: Permeabilidad del propante (mD),

V_f: volumen del propante para un ala de la fractura,

C_{fD}: Índice de conductividad,

K_{yac}: Permeabilidad del yacimiento (mD),

h_f: Espesor bruto (ft),

W_f: Ancho de la fractura (in).

- **Caudal incremental**

Para determinar el caudal con fractura en fondo se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q_{fractura} = \frac{0,00708 * k * h * (P - P_{wf})}{r_e} * B * \mu * (\ln(r'_w))$$

Ecuación 44

A partir de la producción actual del pozo e incluyendo el caudal de fractura se calcula la producción incremental con la siguiente ecuación:

$$Prod. Incr. = Q_{fractura} - Q_{actual} \left(\frac{bIs}{día} \right) \quad \text{Ecuación 45}$$

El valor del efecto Skin resultante se calcula con la siguiente ecuación:

$$Sf = -\ln \left(\frac{rw'}{rw} \right) \quad \text{Ecuación 46}$$

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información

Toda medición e instrumento de recolección de datos debe reunir los requisitos esenciales como es la confiabilidad y validez para el correcto procesamiento de la información.

La validez de la información del campo Pacoa Bloque 1, esta respalda por medio de oficio Nro. MEM-DAIEH-2023-0032-OF del Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos, también fueron revisadas varias investigaciones publicadas en diferentes revistas científicas, diversos libros y estudios relacionados con el proyecto; información que se puede ser verificada en la bibliografía y anexo del proyecto.

CAPITULO 3. ELABORACIÓN DE MODELO GEOMECANICO (1D) PARA EL CAMPO PACOA

3.1. Selección de pozos candidatos

El campo Pacoa- Bloque 1 cuenta con un total de 46 pozos perforados, de los cuales 39 están activos, estos producen de la formación Socorro en los niveles B, C, D, E y la formación Rosario; para este estudio se consideraron 21 pozos productores, esta elección está basada por las pruebas de producción de los meses de octubre y noviembre del 2023, datos obtenidos a través del Ministerio de Energía y Minas de la Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos. A partir de la información obtenida se realizó la selección de los pozos candidatos.

3.1.1. Cálculo del índice de heterogeneidad modificado (MHI)

Para el cálculo del índice de heterogeneidad modificado se clasifican los pozos de acuerdo a la formación productora, las cuales están divididas en Formación Socorro y Rosario; luego se definieron dos variables a utilizar las cuales fueron: el caudal de petróleo, y % BSW de la producción de octubre y noviembre del 2023, con su respectivo promedio, incluyendo los valores mínimos y máximos de los mismos, obteniendo los valores resultantes por medio de la ecuación 13. Se grafica el índice de heterogeneidad modificado donde el eje de las “X” se considera MHI OIL y el eje de las “Y” MHI BSW (Ver figura 12); dado que la producción de petróleo de los pozos del campo Pacoa es menor de 10 BPPD, se seleccionaron los que se ubican en el cuadrante CI y CIII.

Tabla 10. Índice de Heterogeneidad de los pozos productores del Campo Pacoa, octubre y noviembre del 2023.

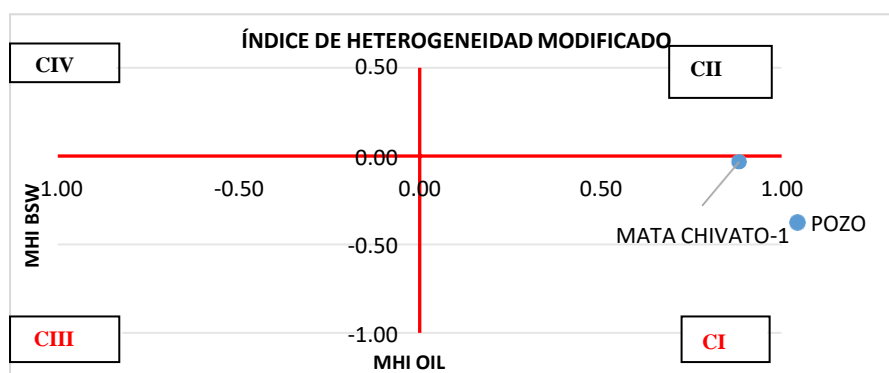
FORMACIÓN	POZO	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	MHI OIL	MHI BSW
ROSARIO	MTCH	13,92	8,74	5,18	37,17	0,88	-0,03
SOCORRO	PACOA-01	17,52	0,41	17,11	97,72	-0,10	0,59
SOCORRO	PACOA-05	0,76	0,76	0,00	0,00	-0,06	-0,41

SOCORRO	PACOA-09	2,30	2,13	0,17	7,32	0,10	-0,34
SOCORRO	PACOA-10	1,23	1,23	0,00	0,00	0,00	-0,41
SOCORRO	PACOA-11	0,53	0,27	0,26	49,03	-0,11	0,09
SOCORRO	PACOA-12	0,35	0,35	0,00	0,00	-0,11	-0,41
SOCORRO	PACOA-17	1,93	0,49	1,44	74,64	-0,09	0,35
SOCORRO	PACOA-20	0,92	0,49	0,43	46,29	-0,09	0,06
SOCORRO	PACOA-22	1,19	0,63	0,56	43,36	-0,07	0,03
SOCORRO	PACOA-23	1,08	0,50	0,58	53,11	-0,09	0,13
SOCORRO	PACOA-31	0,77	0,24	0,53	67,35	-0,12	0,27
SOCORRO	PACOA-34	4,70	0,94	3,76	80,00	-0,04	0,40
SOCORRO	PACOA-36	3,41	2,23	1,18	34,67	0,12	-0,06
SOCORRO	PACOA-38	8,39	0,35	8,04	95,83	-0,11	0,57
SOCORRO	PACOA-39	3,07	1,68	1,38	44,99	0,05	0,05
SOCORRO	PACOA-40	2,88	1,56	1,68	58,86	0,04	0,19
SOCORRO	PACOA-42	3,74	0,76	2,97	80,62	-0,06	0,41
SOCORRO	PACOA-43	1,72	1,22	0,50	28,35	0,00	-0,12
SOCORRO	PACOA-46	0,96	0,96	0,00	0,00	-0,03	-0,41
SOCORRO	SAN PABLO	1,01	0,59	0,42	41,36	-0,08	0,01
PROMEDIO		3,16	1,24	1,92	40,51		
FLUID MAXWELL		17,52	8,74	17,11	97,72		
FLUID MINWELL		0,35	0,24	0,00	0,00		

Elaboración propia, Fuente: Ministerio de Energía y Minas de la Dirección de Análisis de Información

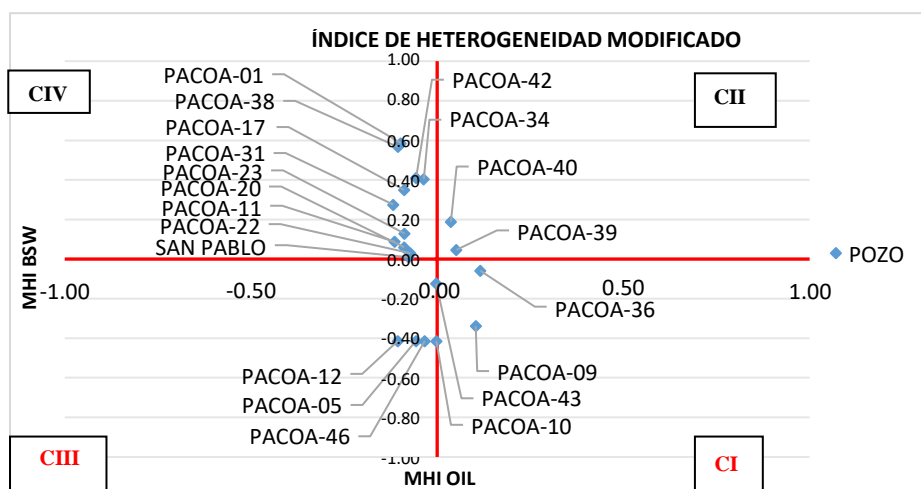
Estratégica de Hidrocarburos

Figura 13. Análisis de heterogeneidad de la formación Rosario



Elaboración propia

Figura 14. Análisis de heterogeneidad de la formación Socorro



Elaboración propia

Los resultados que se obtuvieron por medio del análisis de heterogeneidad, se pueden observar en la figura 9,10; donde 8 pozos de distintos niveles, se localizaron en el cuadrante CI y CIII; de los cuales solo se analizarán 4, debido a la poca información que se obtuvo de los pozos restantes.

Tabla 11. Pozos candidatos por medio del MTCH

POZOS	%BSW	°API
MATACHIVATO	37,17	18,90
PACOA-05	0,00	38,10
PACOA-09	7,32	38,50
PACOA-10	0,00	37,10
PACOA-12	0,00	28,40
PACOA-36	34,67	28,30
PACOA-43	28,35	35,60
PACOA-46	0,00	30,10

Los pozos candidatos a ser analizados serán: MATACHIVATO, PACOA-05, PACOA-10, y PACOA-12.

3.2. Información general de pozos seleccionados

3.2.1. Historial de perforación

Para construir un modelo geomecánico con el menor grado de incertidumbre es necesario conocer la mayor cantidad de información, por lo tanto, el historial de perforación nos brinda indicios de condiciones de la roca, fluidos presentes, e incluso las profundidades de los intervalos cañoneados de las formaciones donde se reportó petróleo. Los estados mecánicos de los pozos seleccionados se encuentran en los Anexos 11-16

En la tabla # 12 se detalla los antecedentes de perforación de los pozos seleccionados del campo Pacoa Bloque #1 e información general.

Tabla 12. Información general pozos seleccionados del campo Pacoa

POZO	ESTACION	FORMACIÓN	PERFORACION		COMPLETACION	TOPE (FT)
			INICIO	FIN		
MATACHIVATO	SUR	SOCORRO	22/09/1990	13/11/1990	07/02/1991	6225
PACOA-05	SUR	SOCORRO	1992	1992	17/10/1992	2870
PACOA-10	SUR	SOCORRO	31/07/1992	09/08/1992	21/09/1992	2241
PACOA-12	CENTRO	SOCORRO	14/09/1992	20/09/1992	22/11/1992	2290

Fuente: Ministerio de Energía y Minas de la Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos

La perforación del pozo Mata Chivato tardó 52 días debido a múltiples problemas operacionales como pérdidas de circulación, derrumbes y abundante presencia de gas. En diferentes profundidades 3520 ft (Socorro), 5500 ft (CPB) y 5900 ft (Rosario) se reportaron incrementos abundantes de gas que fueron controlados con circulación e incremento en el peso del fluido de perforación.

Del pozo Pacoa 05 no se obtuvo información de la fecha exacta de su perforación, aunque si se registró pérdida de circulación y presencia de gas.

La perforación del pozo 10, tardó 8 días donde registraron algunos eventos de pérdida de circulación y presencia de gas.

En el pozo 12 su perforación tardó solo 6 días, aunque se registraron pérdidas de circulación, derrumbes y presencia de gas.

Las formaciones perforadas de los pozos seleccionados fueron:

Tabla 13. Topes de intervalos de formaciones perforadas

POZO	FORMACION				
	SECA (FT)	SOCORRO (FT)	CPB (FT)	ROSARIO (FT)	CAYO (FT)
MATACHIVATO	65,40 - 1027	1027 - 4786	4786 - 5843	5843 - 6068	6068 - 6225
PACOA-05	28 - 1186	1186 - 2780	-	-	-
PACOA-10	31 - 752	752 - 2077	-	-	-
PACOA-12	17 - 1027	1027 - 2290	-	-	-

Fuente: Ministerio de Energía y Minas de la Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos

El pozo Mata Chivato fue uno de los pozos exploratorios que alcanzaron la formación Cayo con una profundidad total de 6235 ft, las zonas identificadas como perforadas están en la formación Socorro, C.P.B, Rosario y Cayo a diferencia de los demás pozos; en la tabla 14 se detallan los niveles productores, identificando los intervalos cañoneados en cada nivel productor.

Tabla 14. Niveles productores e intervalos disparados

POZO	FORMACION	NIVELES	INTERVALOS	DISPAROS/ PIE
MATACHIVATO	SOCORRO	D	2080 FT - 2090 FT	4
			2100 FT - 2120 FT	
			2395 FT - 2422 FT	
			2690 FT - 2700 FT	
			2700 FT - 2720 FT	
	C	2720 FT - 2722 FT	4	
		2740 FT - 2760 FT		
	CPB		2939 FT - 2970 FT	4
			4750 FT - 4768 FT	
	ROSARIO		5430 FT - 5450 FT	4
5890 FT - 5901 FT				
5914 FT - 5926 FT				
5934 FT - 5946 FT				
5958 FT - 5982 FT				
5986 FT - 5996 FT				
6001 FT - 6008 FT				
6010 FT - 6034 FT				
PACOA-05	SOCORRO	D	1220 FT - 1232 FT	4
			1346 FT - 1357 FT	
		C	1484 FT - 1500 FT	4
			1738 FT - 1748 FT	
		B	1755 FT - 1758 FT	4
2092 FT - 2110 FT				
E	2116 FT - 2122 FT	4		
	2760 FT - 2780 FT			
PACOA-10	SOCORRO	D	1052 FT - 1058 FT	4
			1064 FT - 1074 FT	
		C	1388 FT - 1414 FT	4
			1618 FT - 1630 FT	
		B	1688 FT - 1699 FT	4
1708 FT - 1713 FT				
E	2056 FT - 2077 FT	4		
PACOA-12	SOCORRO	D	1027 FT - 1079 FT	4
			1362 FT - 1398 FT	
		C	1536 FT - 1550 FT	4
			1910 FT - 1946 FT	

Fuente: Ministerio de Energía y Minas de la Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos

3.2.2. Historial de producción y producción acumulada

El pozo Mata Chivato inició su producción en la formación Rosario, por flujo natural en septiembre de 1990, lastimosamente no se disponen de documentos que indiquen las razones por las que se dejó de producir esta formación, por lo que esta formación fue cerrada para poner en producción la formación Socorro siendo fracturada el 24/09/1991 pero por su bajo aporte se cambió a producir los intervalos 4750-4768 ft y 5430-5450 ft que corresponden al reservorio de la formación C.P.B. Actualmente el pozo Mata Chivato produce por la Formación Rosario y tiene una producción acumulada de 46367,40 barriles de Rosario, Socorro y CPB.

El pozo Pacoa- 05 empezó su producción en el reservorio D en 1992. En el año 1994 se empieza a producir las arenas productoras del nivel C, B, E; todos los niveles producen en commingled, aunque solo se tiene reportes actuales de producción de los niveles C y E; cuenta con una producción acumulada de 39744,6 barriles de todos los niveles.

El pozo Pacoa – 10 inició su producción en agosto 1992 de los niveles D, B y C; en marzo de 1995 el nivel E fue puesto en producción y todos los niveles pasaron a producir en commingled, el 10/03/2003 el pozo fue intervenido por baja producción. Según el historial de workover todos los niveles fueron fracturados con arena API 12/20. cuenta con una producción acumulada de 168390,30 barriles de los niveles B, C y E.

El pozo Pacoa – 12 empezó su producción desde el reservorio D. En 01/03/2000 los niveles B, C y E fueron puestos en producción. Los cuatro niveles siguen produciendo hasta la actualidad. De acuerdo al historial de workover todos los niveles fueron fracturados utilizando arena 12/20, a excepción del nivel E. Los niveles producen en commingled, tiene una producción acumulada de 37737 barriles de los niveles D, C, B, E. Según correlaciones estructurales y petrofísicas realizadas por el departamento de geociencias de la compañía Santa Elena Petroleum S.A., no existe un intervalo E en el pozo Paco 012, sin embargo, PETROECUADOR reporta producción de este intervalo.

3.3. Construcción de modelo geomecánico

Los resultados obtenidos de la construcción del MEM de los pozos seleccionados del campo Pacoa son agrupados en secuencia con la finalidad de poder observar cómo varían las propiedades mecánicas de la roca a lo largo de la columna del pozo. Como primer paso se verificó la integridad del registro de densidad (RHOB) que cuenta con una escala de 1,95– 2,95 gr/cm³; tras este análisis, si se confirma que la curva de densidad se

encuentra completa se prosigue con el proceso, al no ser así se construye el registro de densidad aparente (ρ_{Gard}) ejecutando la ecuación 17. El gradiente de sobrecarga es calculado por el método Zamora de la ecuación 16; debido a que las Formaciones Socorro, C.P.B. y Rosario pertenecen a la edad geológica correspondiente al Eoceno y el Paleoceno se consideran los valores para $C_3 = 8,030$ y $A = 9$. Para la generación de los valores de la presión del poro se determinó la línea de tren de compactación (NCT por sus siglas en inglés) a través del registro Sonico e identificando las zonas arcillosas. Ahora bien, la predicción de la presión de poro y el gradiente de fractura se la realizó por medio del método de Eaton (ecuación 18 y 19), cuyos valores están dados en libras por galón, en un rango de 0-20. En las figuras 15, 19, 23, 27; track de presión de poro, se puede observar el aumento de presión del gradiente de sobrecarga por cada pie de profundidad, aunque este cálculo no toma relevancia hasta la evaluación del régimen de esfuerzos, y también que la presión del poro se encuentra por debajo del esfuerzo vertical.

Una vez obtenidas las diferentes presiones, se procede con el cálculo de los esfuerzos principales de las formaciones. En las figuras 16, 20, 24, 28, (track esfuerzos) se observan las 3 curvas de esfuerzos S_{hmin} , S_{hmax} y OBG, calculadas con las ecuaciones 16, 21 y 22, van en un rango de 0 - 30 libras por galón.

Las propiedades elásticas se calcularon en base a las ecuaciones 23 – 27, utilizando la curva del registro Sonico y de Densidad; el módulo de corte (G_{dyn}), el módulo de Bulk (K_{dyn}) y el módulo de Young (E_{dyn}) se encuentran en un rango de 0 – 10 Mpsi; para hallar el módulo de Bulk fue necesario calcular primero las velocidades de la onda P y onda S su rango va a variar de 4000 - 14000 ft/seg. Para esta secuencia el coeficiente de Poisson (ν), se encuentra en el orden de 0,1 a 0,8.

3.3.1. Modelo geomecánico pozo Mata Chivato

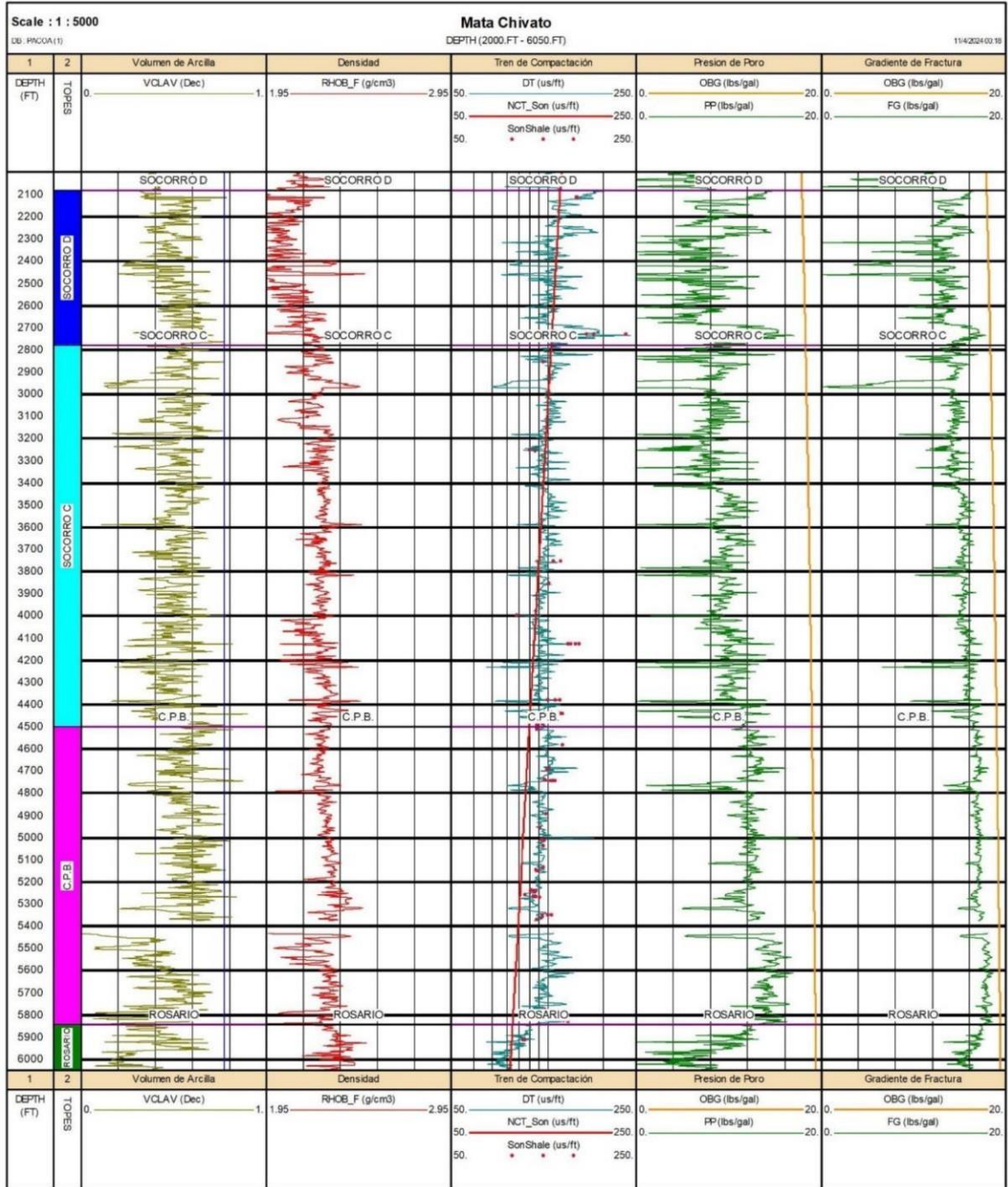
El registro de densidad (RHOB) se verificó comenzando con la lectura a una profundidad de 2000 ft y se extiende hasta la profundidad de 6034 ft, que es la profundidad del último intervalo cañoneado en el pozo (figura 15 track densidad).

En la figura 16 se puede observar que en el primer track se realiza una comparación con la curva del esfuerzo vertical o presión de sobrecarga (OBG) con los esfuerzos horizontal mínimo y máximo, en diferentes intervalos de las formaciones el esfuerzo $Sh_{max} > OBG > Sh_{min}$, lo que indica un estado de compresivo; en el segundo track se visualiza que la velocidad de la onda P es inversa a la curva del registro Sonico, lo que significa que hay una discrepancia de cómo se propagan las ondas en el subsuelo y como se registran las velocidades además que los valores más altos de velocidades se encuentran en la formación Socorro nivel C y en la formación Rosario, lo que nos indica la presencia de rocas compactas las cuales suelen ser más cohesivas y resistentes como areniscas o caliza. (Ver figura 16).

Los resultados para las propiedades de resistencia de roca se pueden observar en la Figura 17, en la cual se visualiza que los valores de UCS y de tracción en las Formación Socorro nivel C (2960 ft) y Rosario (5920 ft) son más altos, lo que sugiere que la formación rocosa es menos propensa a la deformación, contando con un ángulo de fricción interna de 24° lo que significa una resistencia al esfuerzo cortante bajo facilitando la propagación de las fracturas con una menor presión de inyección.

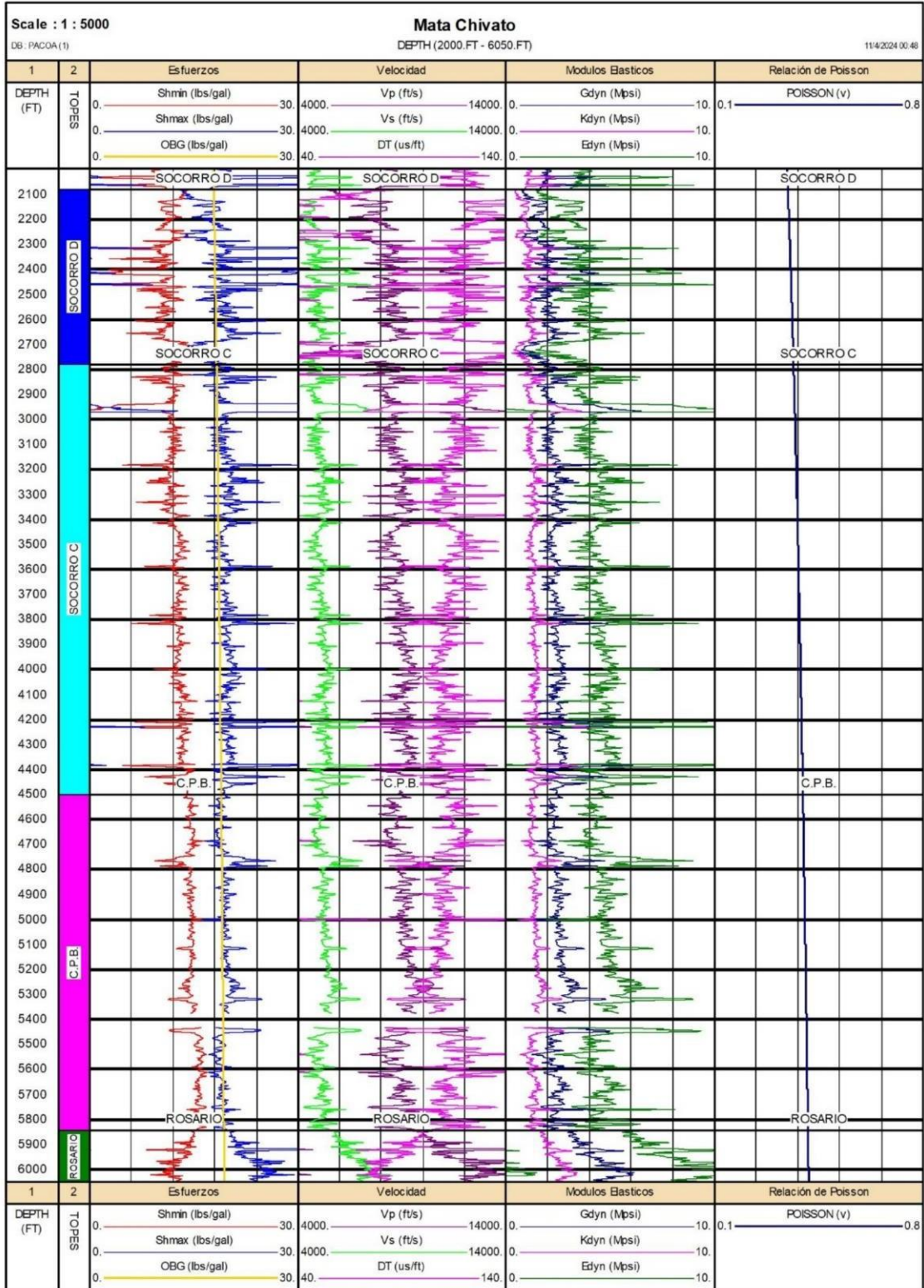
En la figura 18 se observan los resultados obtenidos para el modelo geomecánico elaborado en el pozo Mata Chivato de los intervalos perforados de cada formación.

Figura 15. Resultado Curva de Presiones del pozo Mata Chivato



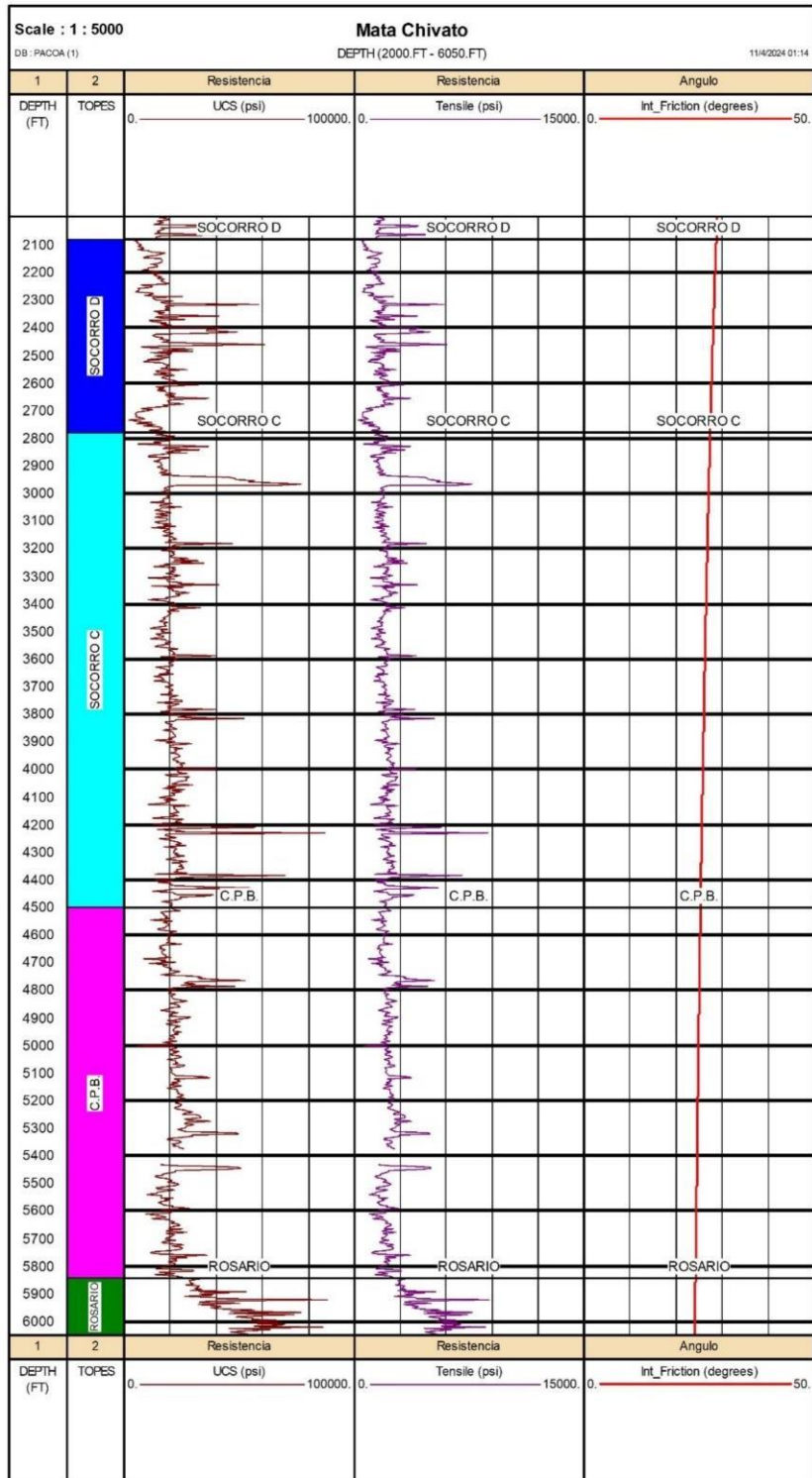
Elaboración propia.

Figura 16. Resultado Propiedades Elásticas del pozo Mata Chivato



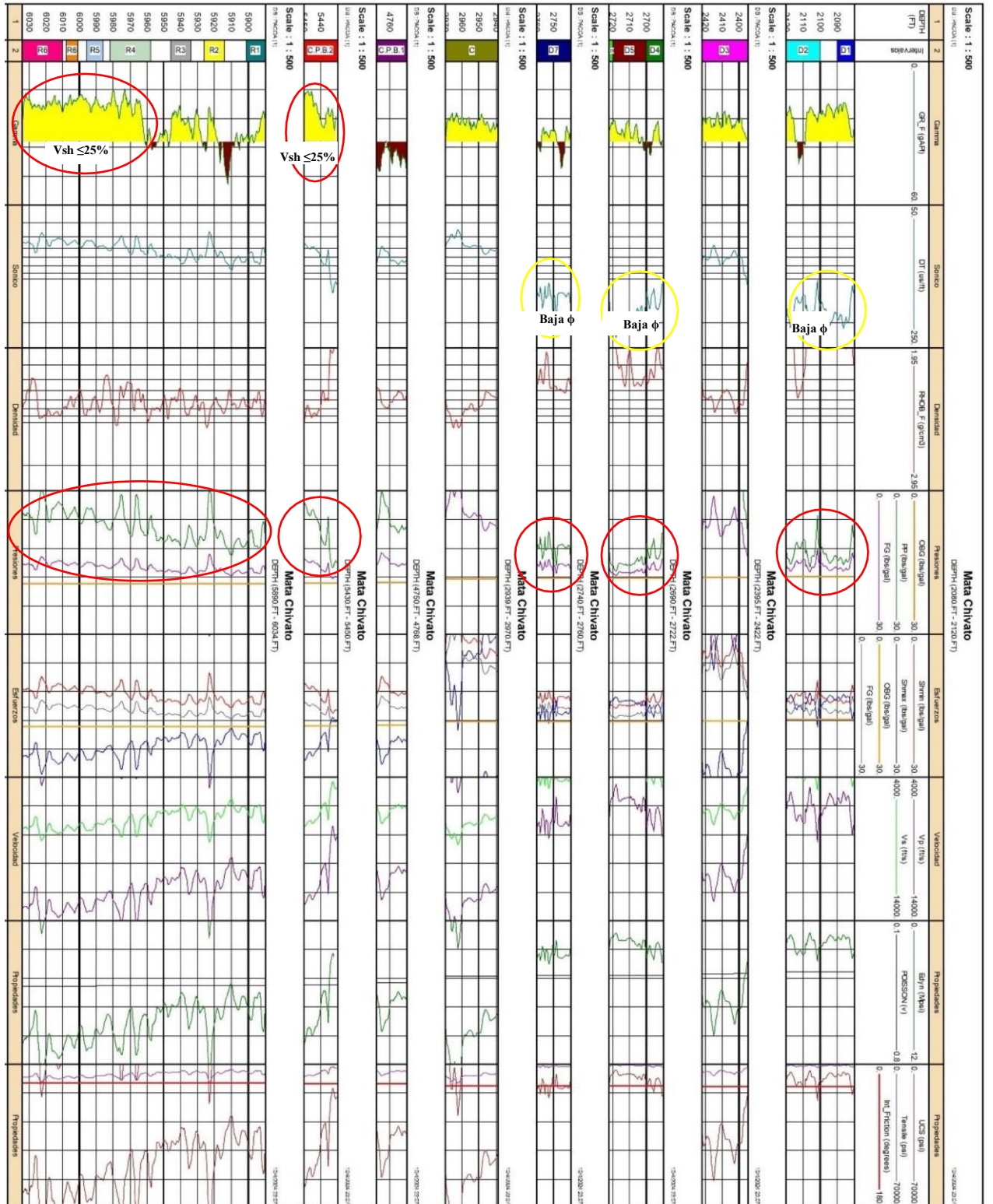
Elaboración propia.

Figura 17. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo Mata Chivato



Elaboración propia.

Figura 18. Resultado de Modelo geomecánico del pozo Mata Chivato



Elaboración propia

Finalmente se realizó un análisis cuantitativo de las 3 secciones importantes del modelo geomecánico (análisis de presiones, módulos elásticos, y propiedades mecánicas de la roca).

Tabla 15. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Mata Chivato.

NIVEL	TOPE-BASE	VCL	PP (LPG)	FG (LPG)	OBG (LPG)	SHMIN (LPG)	SHMAX (LPG)	EDYN (MPSIA)	POISSON (V)	UCS (PSIA)
Socorro D1	2080-2090	0,32	14,24	16,23	17,95	13,94	13,32	1,73	0,35	6532,60
Socorro D2	2100-2120	0,34	13,59	15,94	17,96	13,66	13,82	2,03	0,35	7732,90
Socorro D3	2395-2422	0,30	-2,08	9,22	18,14	6,60	24,99	6,98	0,36	37516,00
Socorro D4	2690-2700	0,43	13,53	16,28	18,30	14,05	15,16	2,55	0,37	9929,40
Socorro D5	2700-2720	0,44	15,80	17,24	18,30	15,11	13,67	1,69	0,37	5318,80
Socorro D6	2720-2722	0,30	15,08	16,95	18,31	14,79	14,17	1,76	0,37	6821,20
Socorro D7	2740-2760	0,39	13,12	16,13	18,33	13,89	15,54	2,86	0,37	10993,00
Socorro C	2939-2970	0,21	-8,99	7,21	18,42	3,74	30,72	9,81	0,37	59108,00
C.P.B. 1	4750-4768	0,34	9,01	15,79	19,09	12,97	21,38	7,10	0,40	38445,00
C.P.B. 2	5430-5450	0,14	11,02	16,79	19,29	14,16	20,82	7,44	0,41	39105,00
Rosario 1	5890-5901	0,40	12,17	17,32	19,40	14,85	20,53	7,38	0,42	39653,00
Rosario 2	5914-5926	0,30	9,91	16,69	19,41	13,81	22,07	9,00	0,42	52115,00
Rosario 3	5934-5946	0,23	12,52	17,44	19,41	15,03	20,35	7,18	0,42	38391,00
Rosario 4	5958-5982	0,25	9,41	16,57	19,42	13,59	22,46	9,19	0,42	55775,00
Rosario 5	5986-5996	0,23	8,65	16,36	19,43	13,25	22,98	9,88	0,42	60330,00
Rosario 6	6001-6008	0,21	8,38	16,29	19,43	13,12	23,18	9,97	0,42	62096,00
Rosario 7	6010-6034	0,20	7,94	16,17	19,43	12,92	23,49	10,40	0,42	64897,00

3.3.2. Modelo geomecánico pozo PACOA 05

El registro de densidad (RHOB) se verificó comenzando con la lectura a una profundidad de 1186 ft y se extiende hasta la profundidad de 2780 ft, que es la profundidad del último intervalo cañoneado en el pozo. (Ver figura 19, track Densidad), en el track de la presión de poro se observa que el esfuerzo vertical o de sobrecarga es mayor a la presión de poro y al gradiente de fractura, por lo que se genera una presión efectiva alta, lo que reduce la porosidad y permeabilidad, dado a que las rocas tienden a compactarse y favorece la estabilidad de las formaciones.

En la figura 20 se puede observar que al realizar una comparación con la curva del esfuerzo vertical o presión de sobrecarga (OBG) con los esfuerzos horizontal mínimo

y máximo, en diferentes intervalos de las formaciones el esfuerzo $S_{hmax} > OBG >$

Shmin, lo que indica un estado de compresivo (track Esfuerzos), también se visualiza que la velocidad de la onda P es inversa a la curva del registro Sonico, además que los valores más altos de velocidades se encuentran en la formación Socorro nivel E en los intervalos 2090 ft -2110 ft y 2760 ft -2780 ft, lo que nos indica la presencia de rocas compactas las cuales suelen ser más cohesivas y resistentes como areniscas o calizas (track Velocidad).

Los resultados para las propiedades de resistencia de roca se pueden observar en la Figura 21, en la cual se visualiza que los valores de UCS y de tracción en la Formación Socorro nivel E (2100 ft y 2770 ft) son más altos, lo que sugiere que la formación rocosa es menos propensa a la deformación; también se puede visualizar que el ángulo de fricción interno disminuye a mayor profundidad, a pesar de esto cuenta con un ángulo de fricción de 28° lo que significaría que la resistencia al esfuerzo cortante es aproximadamente de 53% teniendo una buena a resistencia a fallar, reduciendo el riesgo de colapso.

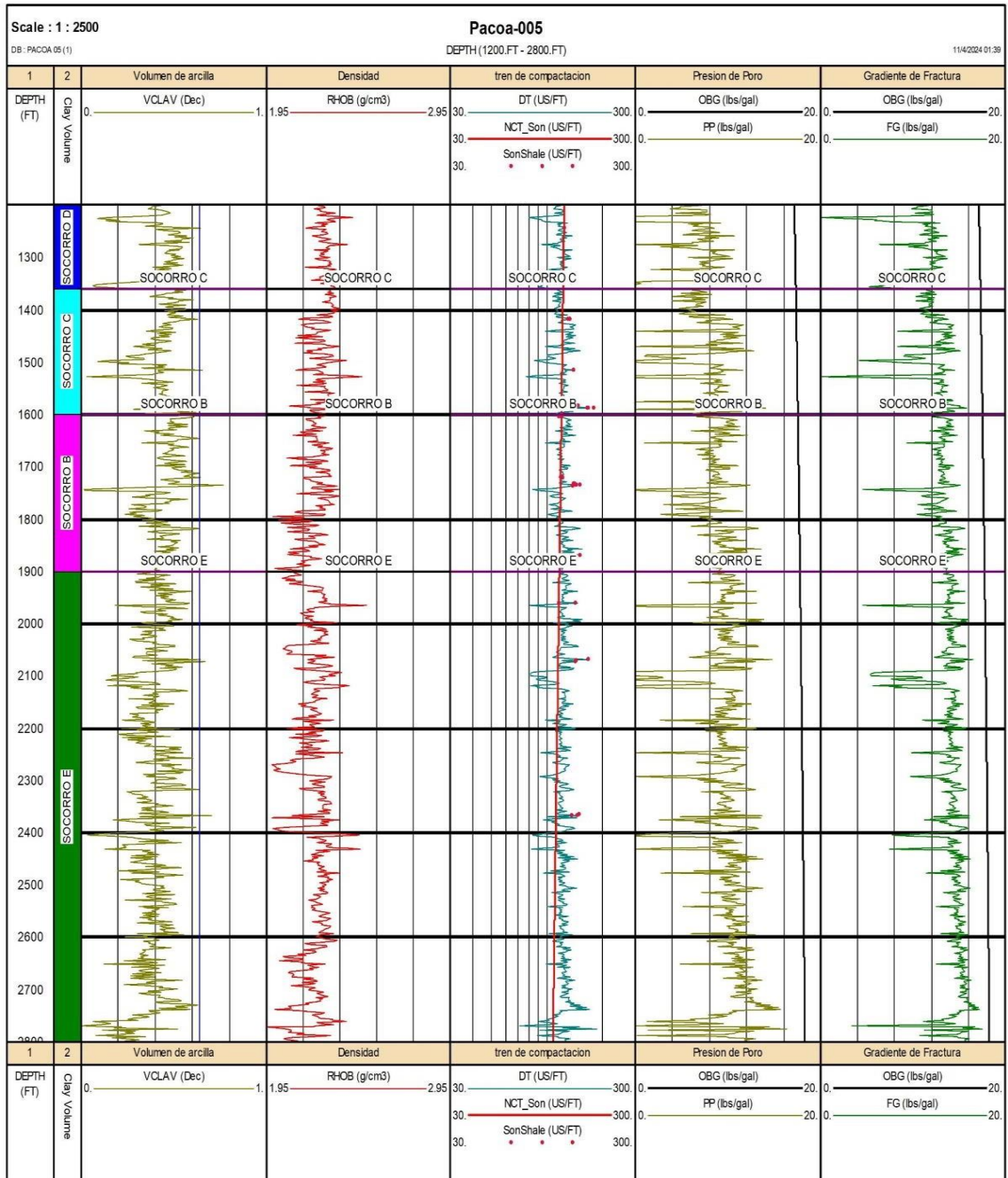
En la figura 22 se observan los resultados obtenidos para el modelo geomecánico elaborado en el pozo PACOA 05 de los intervalos perforados de cada formación.

Finalmente se realizó un análisis cuantitativo de las 3 secciones importantes del modelo geomecánico (análisis de presiones, módulos elásticos, y propiedades mecánicas de la roca).

Tabla 16. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Pacoa 05.

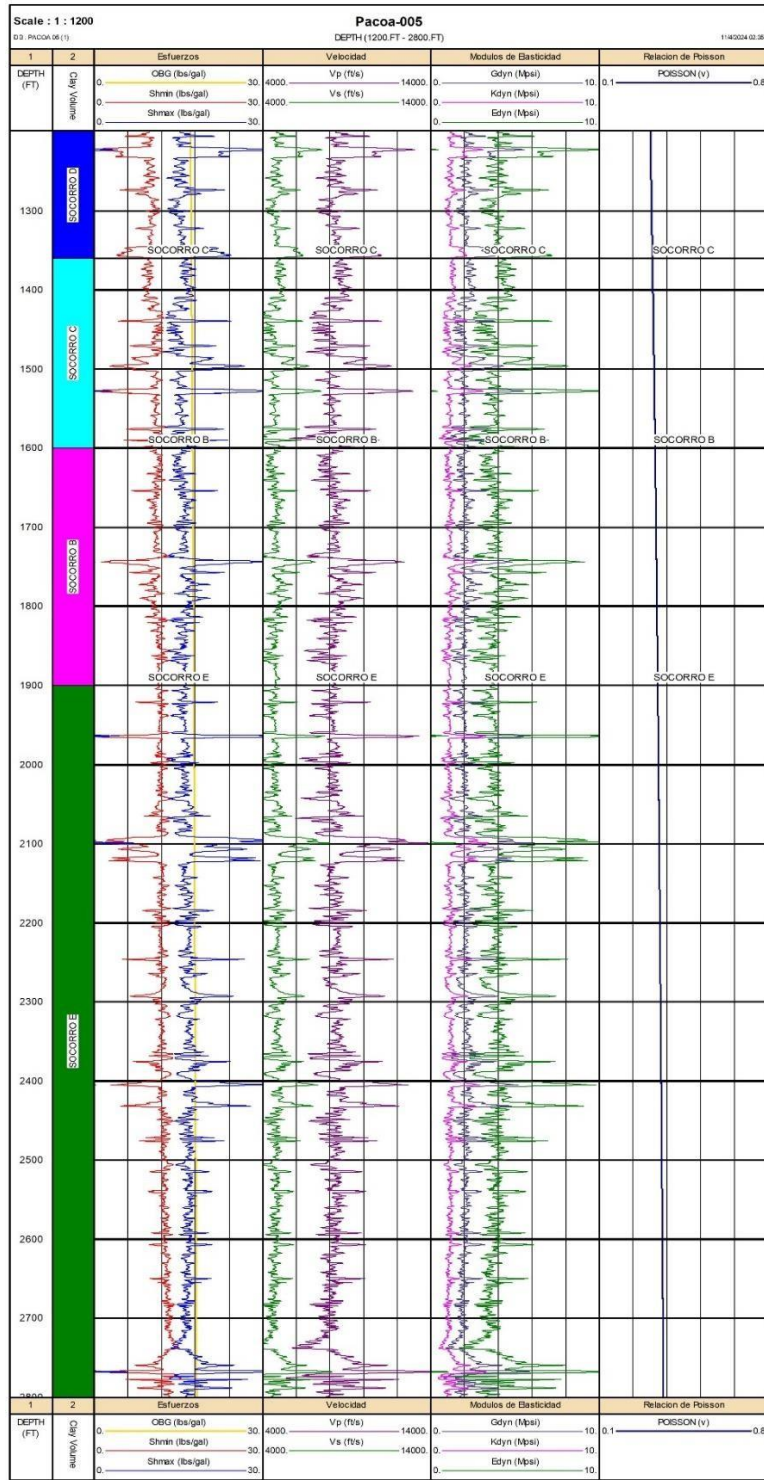
Nivel	Tope (ft)	Base (ft)	Vcl	Pp (lpg)	FG (lpg)	OBG (lpg)	Shmin (lpg)	Shmax (lpg)	Edyn (Mpsia)	POISSON (V)	UCS (PSIA)
Socorro D1	1220	1232	0,17	-4,99	4,32	17,25	3,65	24,65	7,30	0,31	39401,00
Socorro D2	1346	1357	0,16	-2,09	7,12	17,37	5,65	22,06	6,36	0,32	32825,00
Socorro C	1484	1500	0,25	0,84	8,96	17,50	7,17	20,58	5,82	0,33	28815,00
Socorro B1	1738	1748	0,13	-0,26	8,89	17,71	6,91	22,10	6,14	0,34	32334,00
Socorro B2	1755	1758	0,31	3,39	10,71	17,72	8,62	19,70	5,50	0,34	26009,00
Socorro E1	2092	2110	0,24	-2,74	7,77	17,96	5,45	25,60	7,48	0,35	42146,00
Socorro E2	2116	2122	0,28	-3,09	8,25	17,97	5,91	25,00	7,55	0,35	40505,00
Socorro E3	2760	2780	0,19	7,98	13,48	18,34	10,95	19,83	4,84	0,37	25544,00

Figura 19. Resultado Curva de Presión de Poro pozo PACOA 05



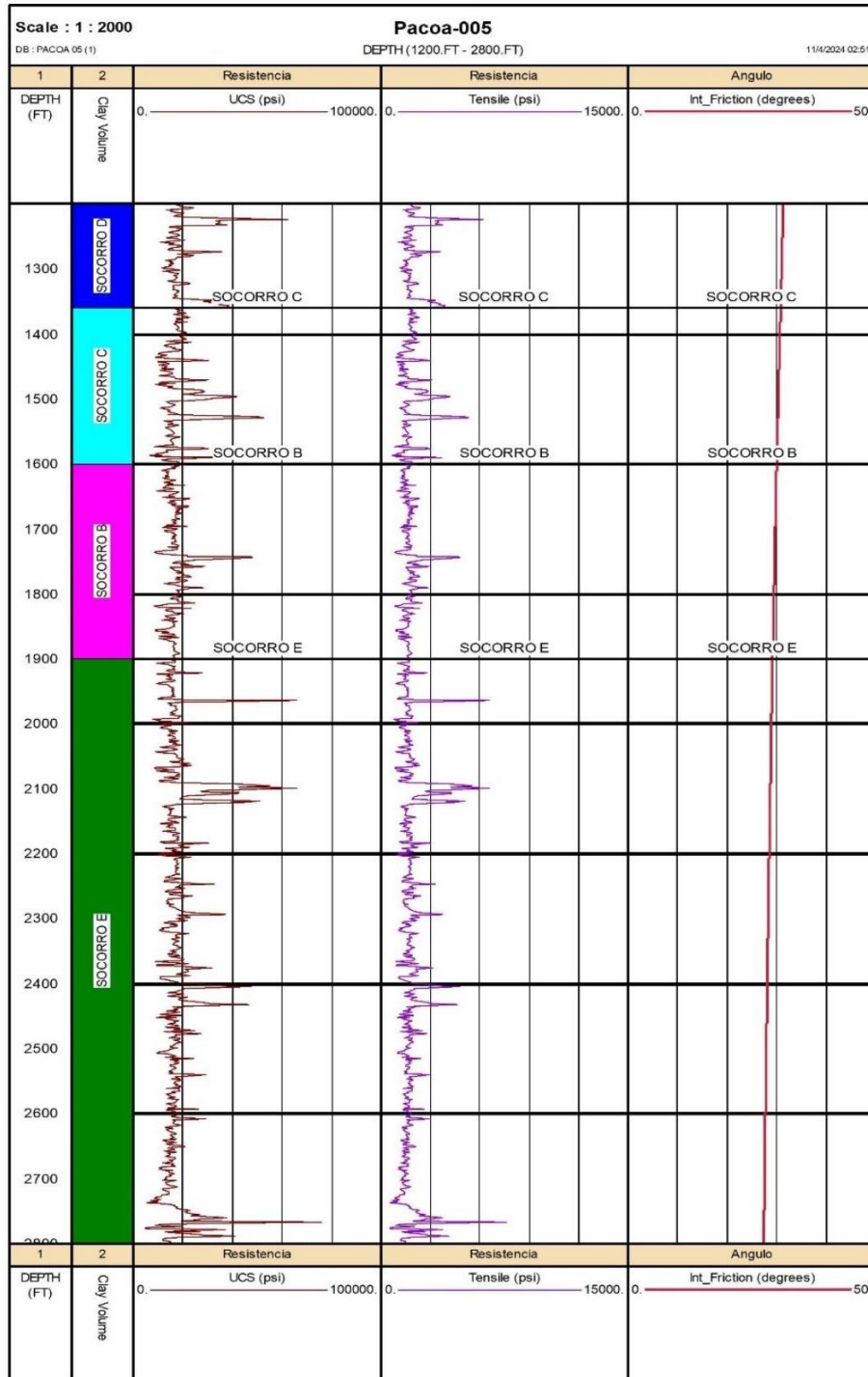
Elaboración propia

Figura 20. Resultado Propiedades Elásticas pozo PACOA 05



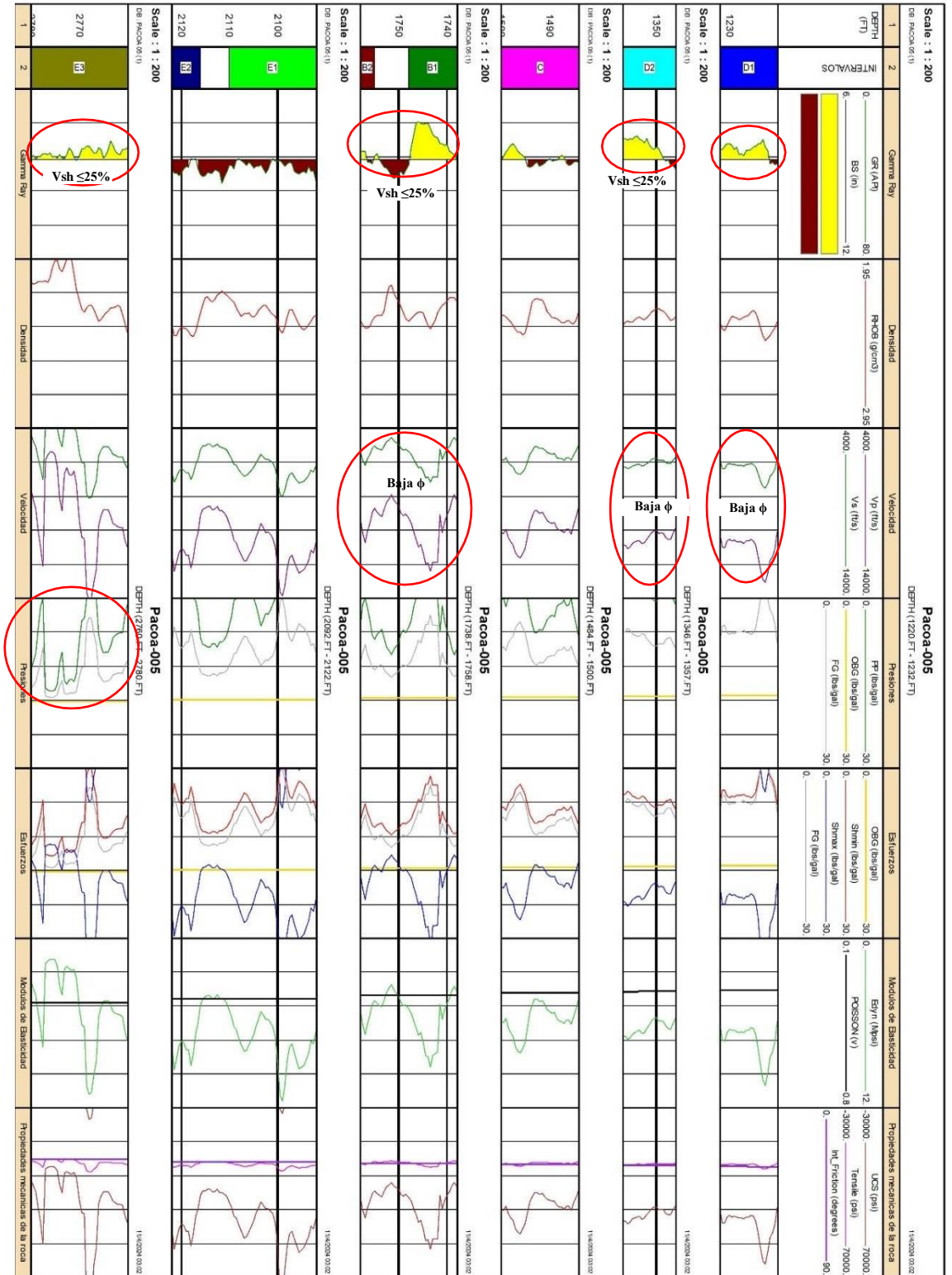
Elaboración propia

Figura 21. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo PACOA 05



Elaboración propia

Figura 22. Resultado del modelo geomecánico del pozo PACOA 05



Elaboración propia

3.3.3. Modelo geomecánico pozo PACOA 10

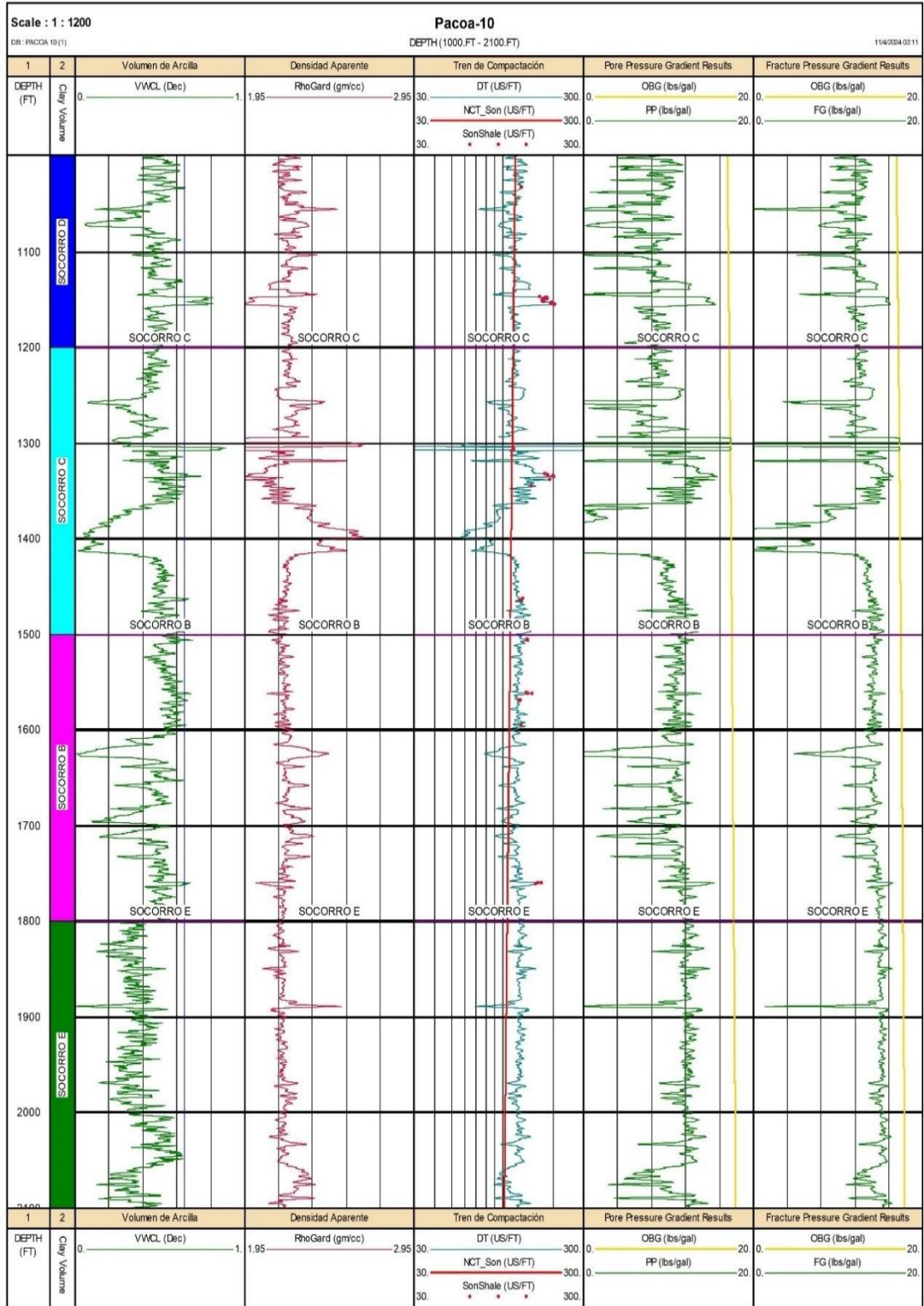
Como primer paso se verificó la integridad del registro de densidad (RHOB), al no contar con la curva de densidad y en base a los valores del registro Sonico se aplicó el método de Gardner para construir el registro de densidad aparente RhoGard (ecuación 17) comenzando con la lectura a una profundidad de 1000 ft y se extiende hasta la profundidad de 2077 ft, que es la profundidad del último intervalo cañoneado en el pozo, tal como se visualiza en la figura 23 track de densidad.

En la figura 24 en el primer track se realiza una comparación con la curva del esfuerzo vertical o presión de sobrecarga (OBG), donde se visualiza que en diferentes intervalos de las formaciones el esfuerzo $Sh_{max} \geq OBG > Sh_{min}$. En el segundo track la velocidad de la onda P es inversa a la curva del registro Sonico, además que los valores más altos de velocidades se encuentran en la formación Socorro nivel C en los intervalos 1380 ft -1420 ft, lo que nos indica la presencia de rocas compactas las cuales suelen ser más cohesivas y resistentes como areniscas o calizas.

Los resultados para las propiedades de resistencia de roca se pueden observar en la Figura 25, en la cual se visualiza que los valores de UCS y de tracción en la Formación Socorro nivel C (1400 ft) son más altos, lo que sugiere que la formación rocosa es menos propensa a la deformación, contando con un ángulo de fricción interno de 28° lo que significaría que la resistencia al esfuerzo cortante es aproximadamente de 53% teniendo una buena a resistencia a fallar, reduciendo el riesgo de colapso.

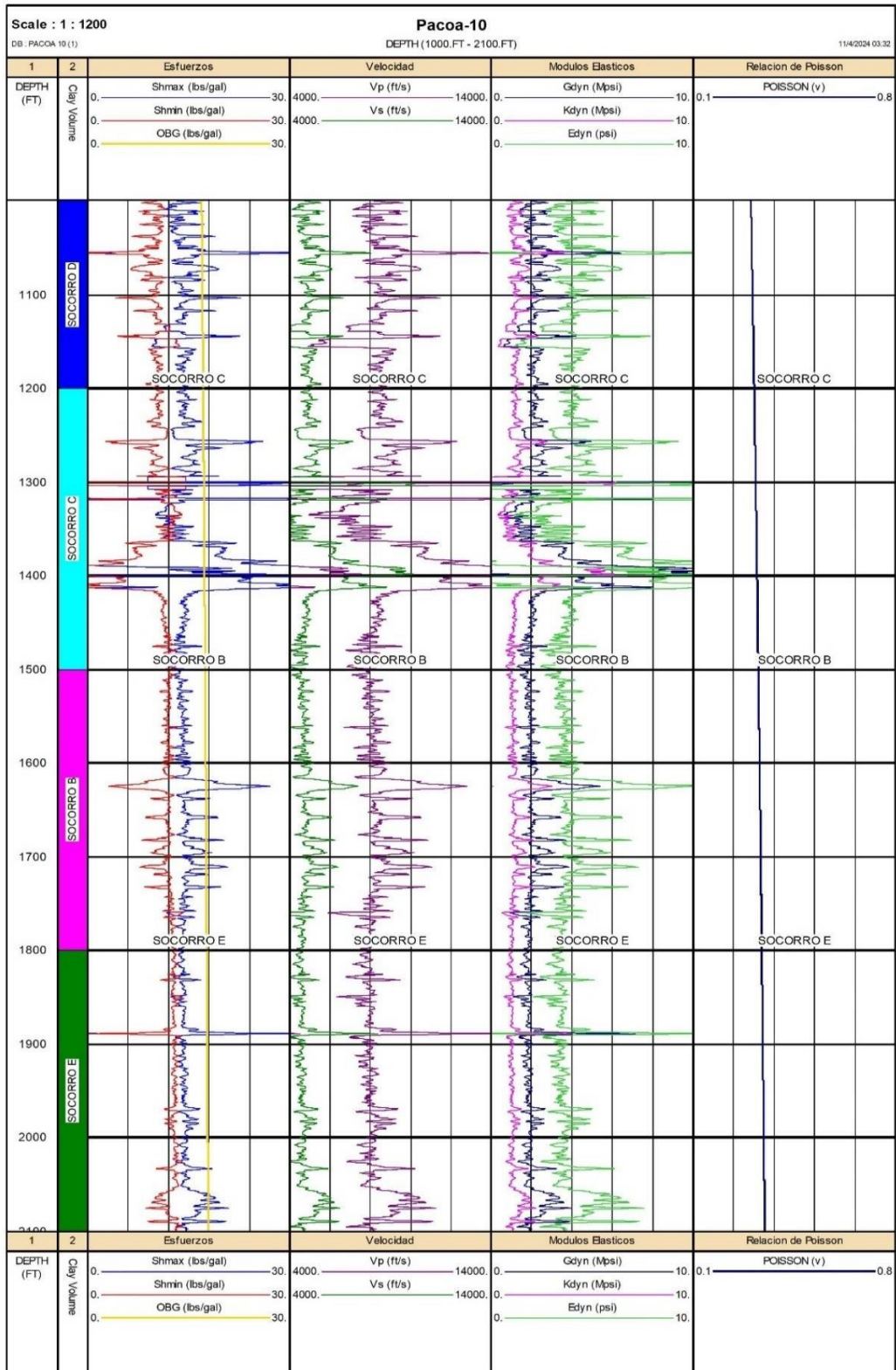
En la figura 26 se observan los resultados obtenidos para el modelo geomecánico elaborado en el pozo PACOA 10 de los intervalos perforados de cada formación.

Figura 23. Resultado de Gradientes de presiones en el pozo PACOA 10



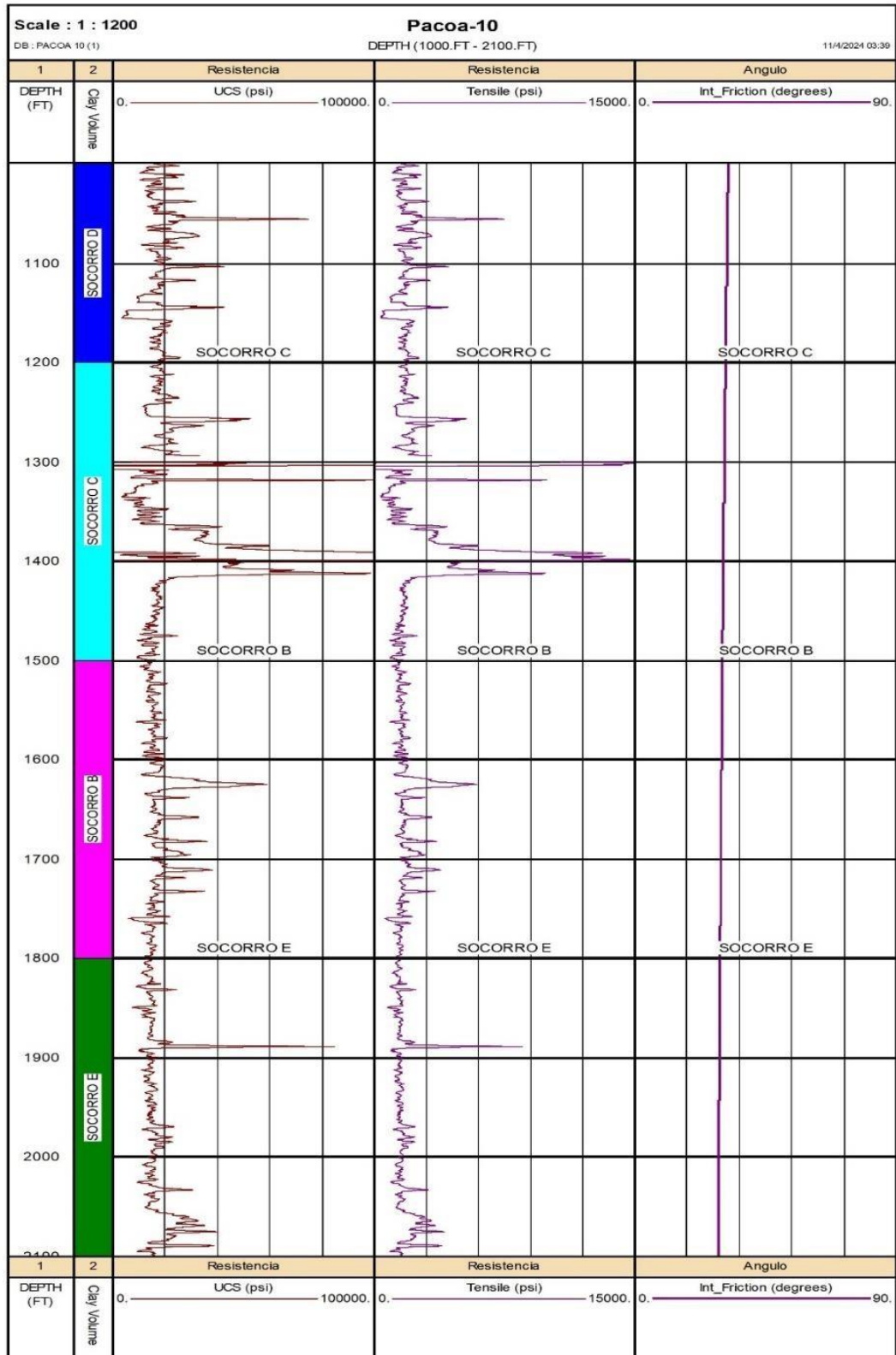
Elaboración propia

Figura 24. Resultado propiedades de elásticas de la roca del pozo PACOA 10



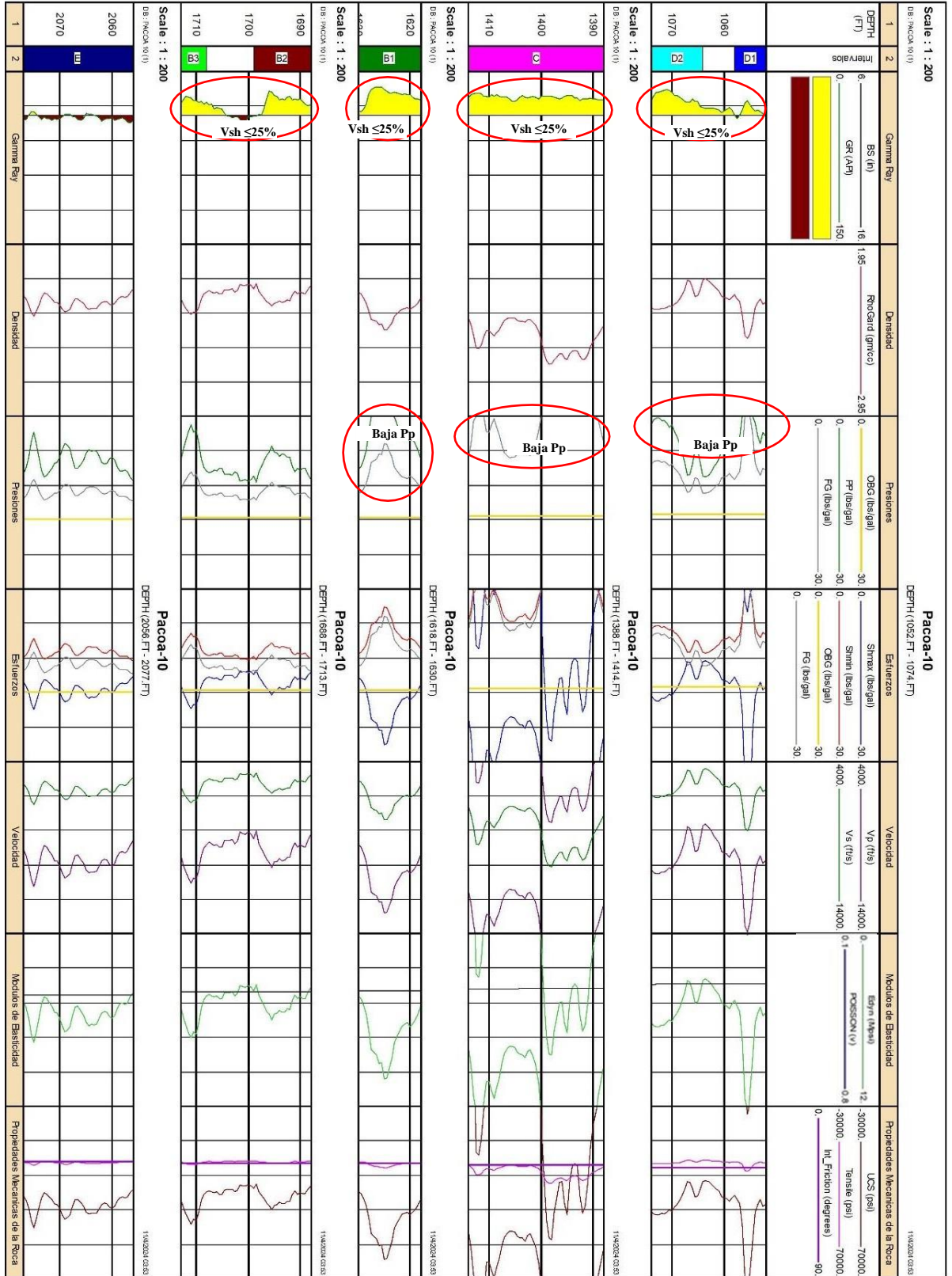
Elaboración propia

Figura 25. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo PACOA 10



Elaboración propia

Figura 26. Resultado del modelo geomecánico del pozo PACOA 10



Elaboración propia

Finalmente se realizó un análisis cuantitativo de las 3 secciones importantes del modelo geomecánico (análisis de presiones, módulos elásticos, y propiedades mecánicas de la roca).

Tabla 17. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Pacoa 10

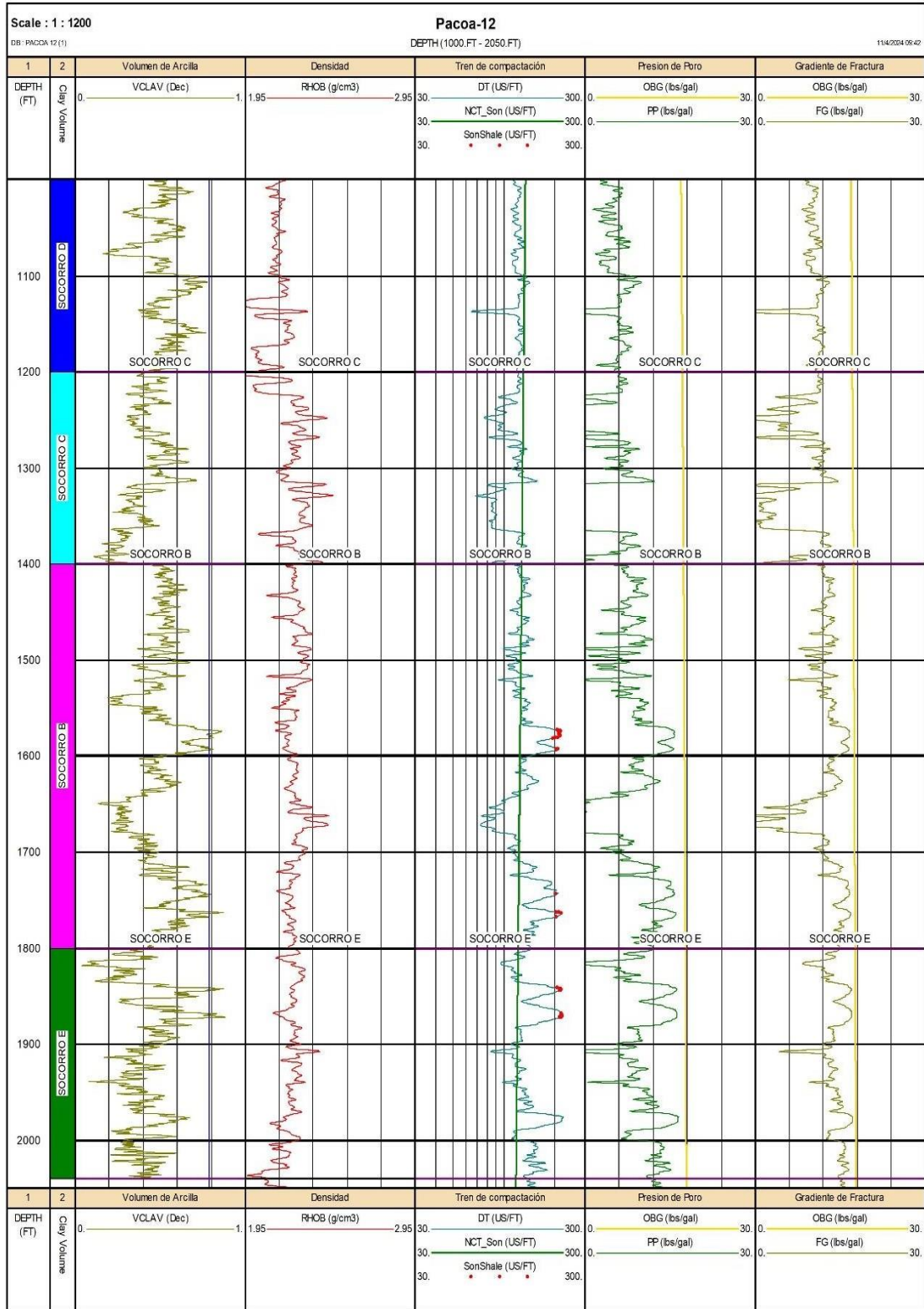
Nivel	Tope (ft)	Base (ft)	VCL	Pp (lpg)	FG (lpg)	OBG (lpg)	Shmin (lpg)	Shmax (lpg)	Edyn (Mpsia)	Poisson (v)	UCS(Psia)
Socorro D1	1052	1058	0,30	-2,94	5,84	17,05	4,88	21,44	7,22	0,31	38901,00
Socorro D2	1064	1074	0,17	4,41	9,99	17,07	8,31	16,59	5,21	0,31	25028,00
Socorro C	1388	1414	0,09	-21,12	-2,71	17,42	-3,14	34,97	12,77	0,32	81330,00
Socorro B1	1618	1630	0,13	1,40	9,49	17,62	7,57	20,63	7,08	0,33	37395,00
Socorro B2	1688	1699	0,25	8,22	12,99	17,67	10,80	16,28	4,83	0,34	22577,00
Socorro B3	1708	1713	0,21	5,24	11,54	17,68	9,44	18,33	5,95	0,34	29686,00
Socorro E1	2056	2077	0,31	7,73	13,19	17,94	10,90	17,63	5,61	0,35	27435,00

3.3.4. Modelo geomecánico pozo PACOA 12

Como primer paso se verificó la integridad del registro de densidad (RHOB) comenzando con la lectura a una profundidad de 1000 ft y se extiende hasta la profundidad de 1946 ft, que es la profundidad del último intervalo cañoneado en el pozo; tras este análisis, se confirmó que la curva de densidad se encontraba completa, tal como se visualiza en la figura 27 track densidad.

En la figura 28 track 1 se realiza una comparación con la curva del esfuerzo vertical o presión de sobrecarga (OBG), donde se visualiza que en diferentes intervalos de las formaciones el esfuerzo $Sh_{max} \geq OBG > Sh_{min}$.; en el segundo track se puede observar que la velocidad de la onda P es inversa a la curva del registro Sonico, además que los valores más altos de velocidades se encuentran en la formación Socorro nivel C en los intervalos 1328 ft -1332 ft, lo que nos indica la presencia de rocas compactas las cuales suelen ser más cohesivas y resistentes como areniscas o calizas.

Figura 27. Resultado de Gradientes de presiones en el pozo PACOA 12



Elaboración propia

Los resultados para las propiedades de resistencia de roca se pueden observar en la Figura 29, en la cual se visualiza que los valores de UCS y de tracción en la Formación Socorro nivel D (1136 ft) son más altos, lo que sugiere que la formación rocosa es menos propensa a la deformación, también se puede visualizar que el ángulo de fricción interno disminuye a mayor profundidad, a pesar de esto cuenta con un ángulo de fricción de 30° lo que significaría que la resistencia al esfuerzo cortante es aproximadamente de 58% teniendo una resistencia equilibrada a la propagación de la fractura.

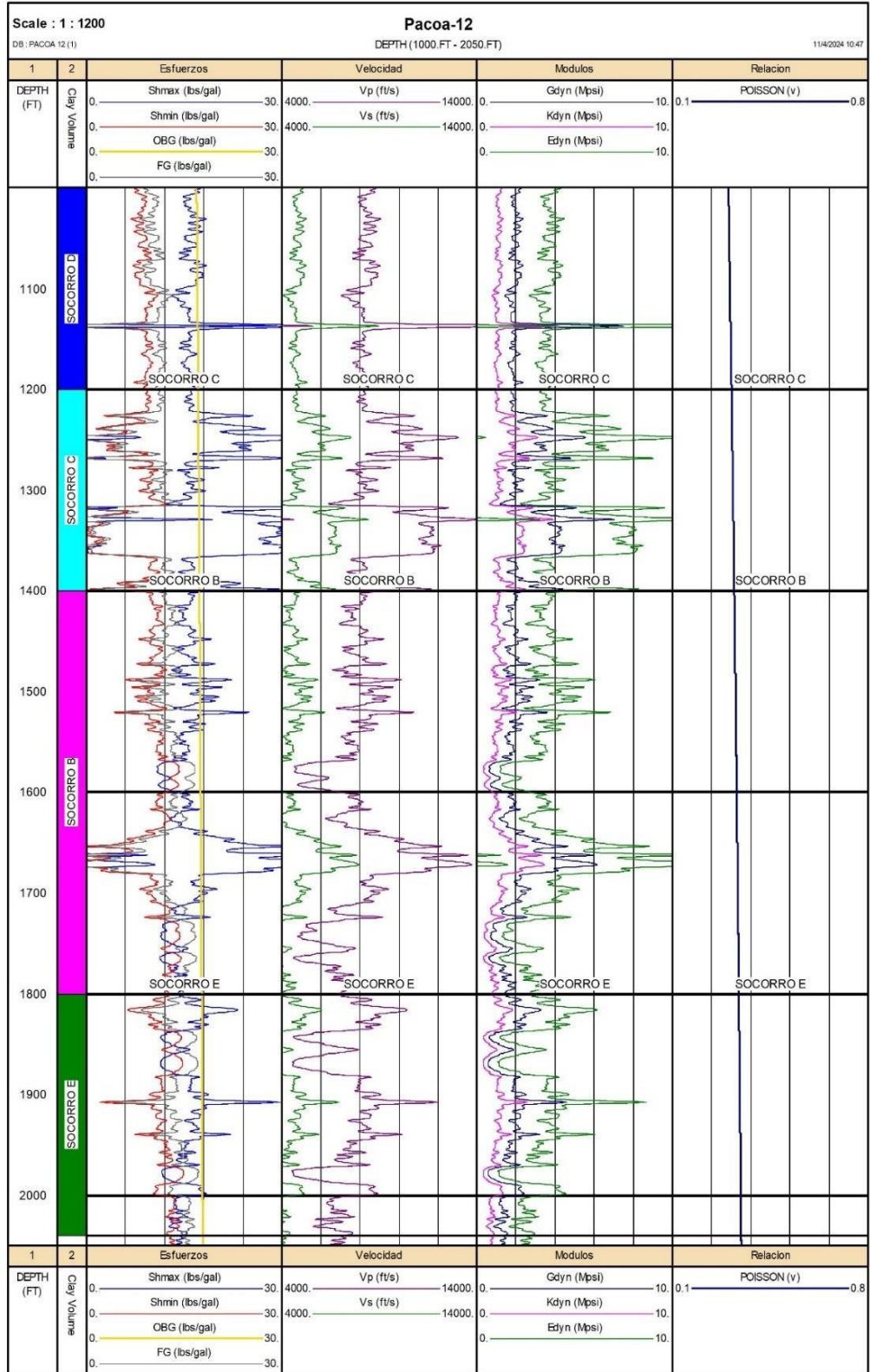
En la figura 30 se observan los resultados obtenidos para el modelo geomecánico elaborado en el pozo PACOA 12 de los intervalos perforados de cada formación.

Finalmente se realizó un análisis cuantitativo de las 3 secciones importantes del modelo geomecánico (análisis de presiones, módulos elásticos, y propiedades mecánicas de la roca).

Tabla 18. Resultado cuantitativo del modelo Geomecánico del pozo Pacoa 12

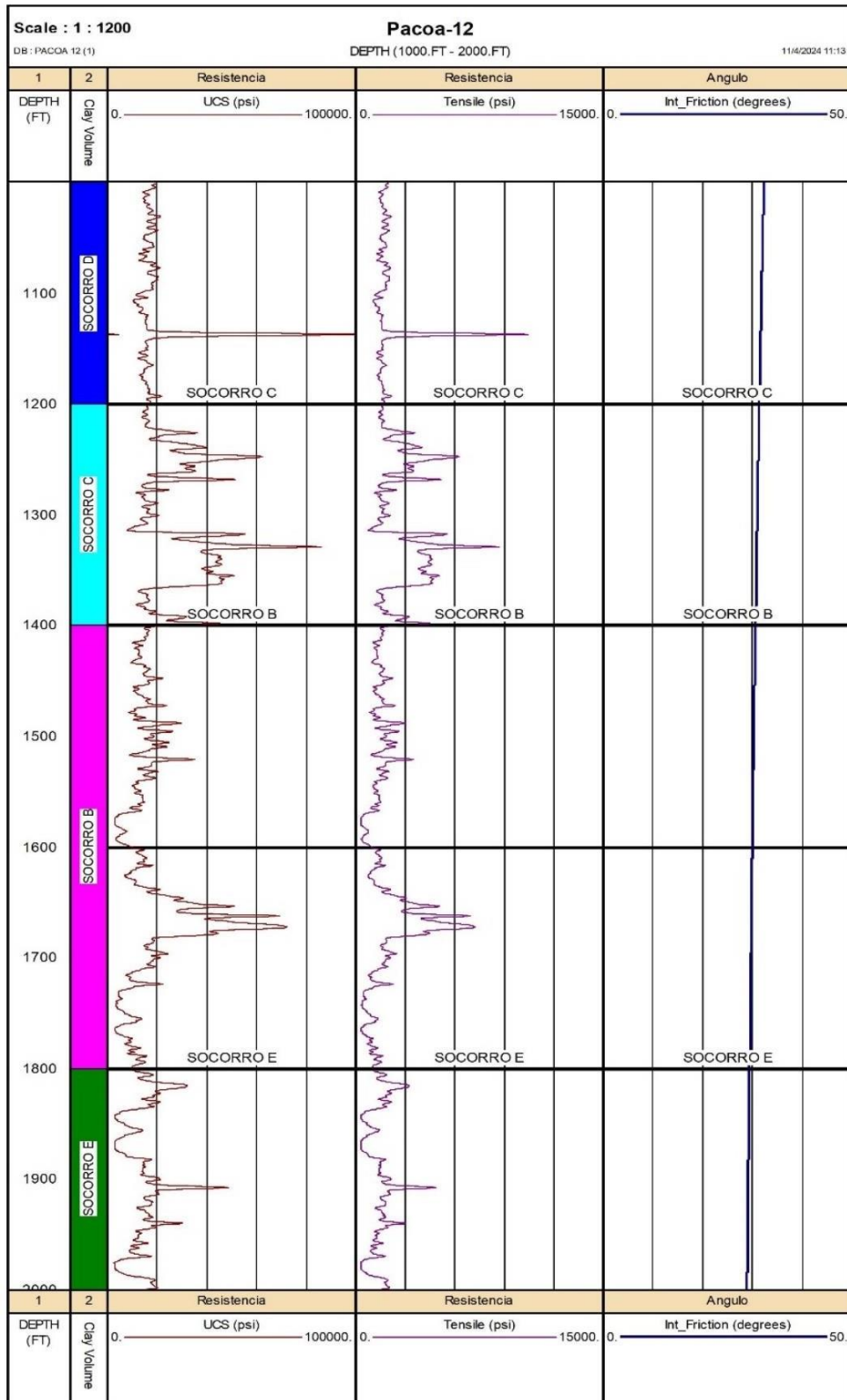
Nivel	Tope (ft)	Base (ft)	VCL	Pp (lpg)	FG (lpg)	OBG (lpg)	Shmin (lpg)	Shmax (lpg)	Edyn (Mpsia)	Poisson (v)	UCS (Psia)
Socorro D	1027	1079	0,43	4,74	10,14	17,05	8,44	16,30	3,79	0,30	17092,00
Socorro C	1362	1398	0,24	3,40	10,06	17,40	8,24	18,49	4,51	0,32	20928,00
Socorro B	1536	1550	0,29	9,15	13,28	17,55	11,09	15,20	3,25	0,33	13270,00
Socorro E	1910	1946	0,33	7,83	13,08	17,84	10,83	17,21	4,04	0,34	17527,00

Figura 28. Resultado propiedades de elásticas de la roca del pozo PACOA 12



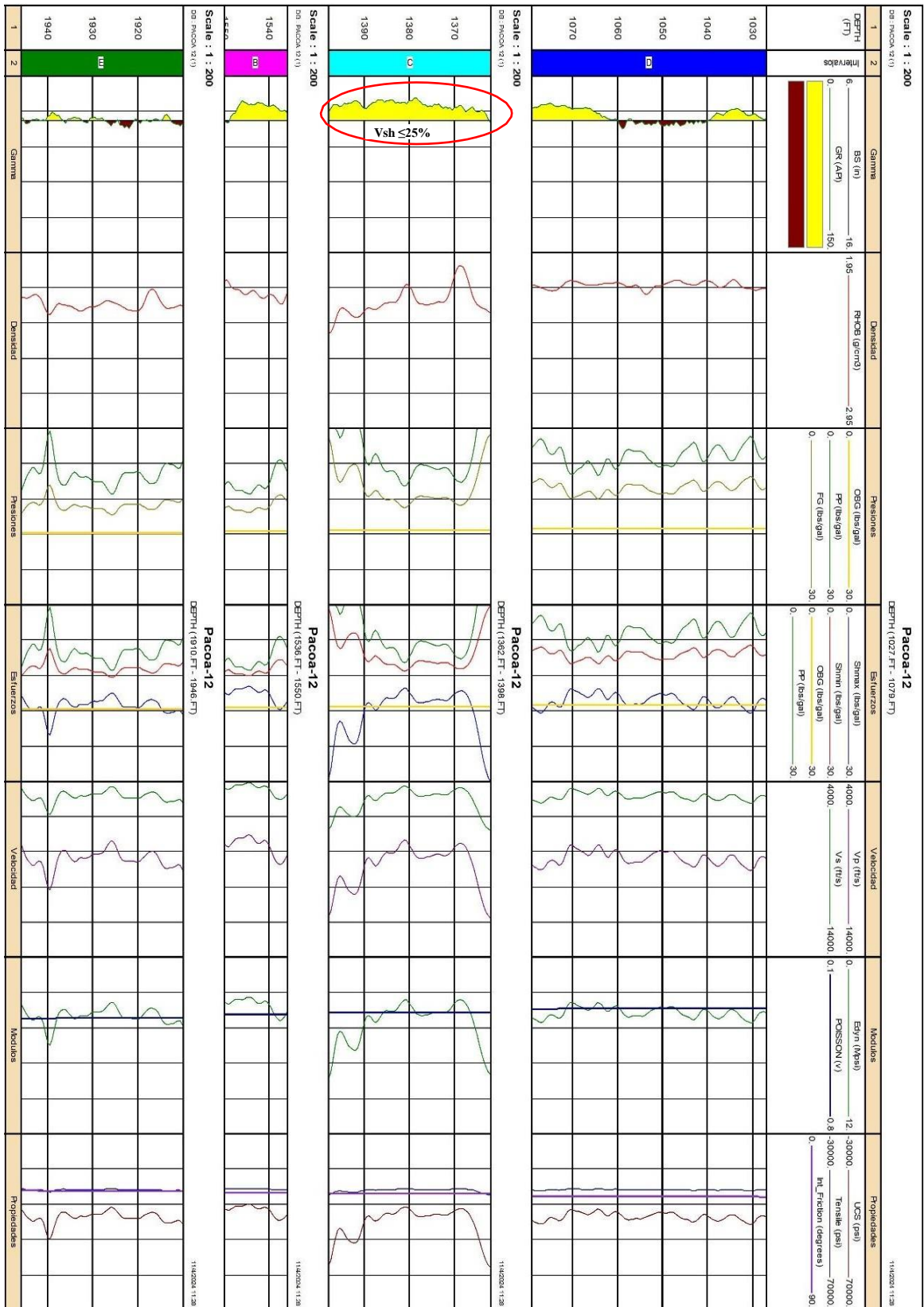
Elaboración propia

Figura 29. Resultado Propiedades de resistencia de la roca del pozo PACOA 12



Elaboración propia

Figura 30. Resultado del modelo geomecánico del pozo PACOA 12



Elaboración propia

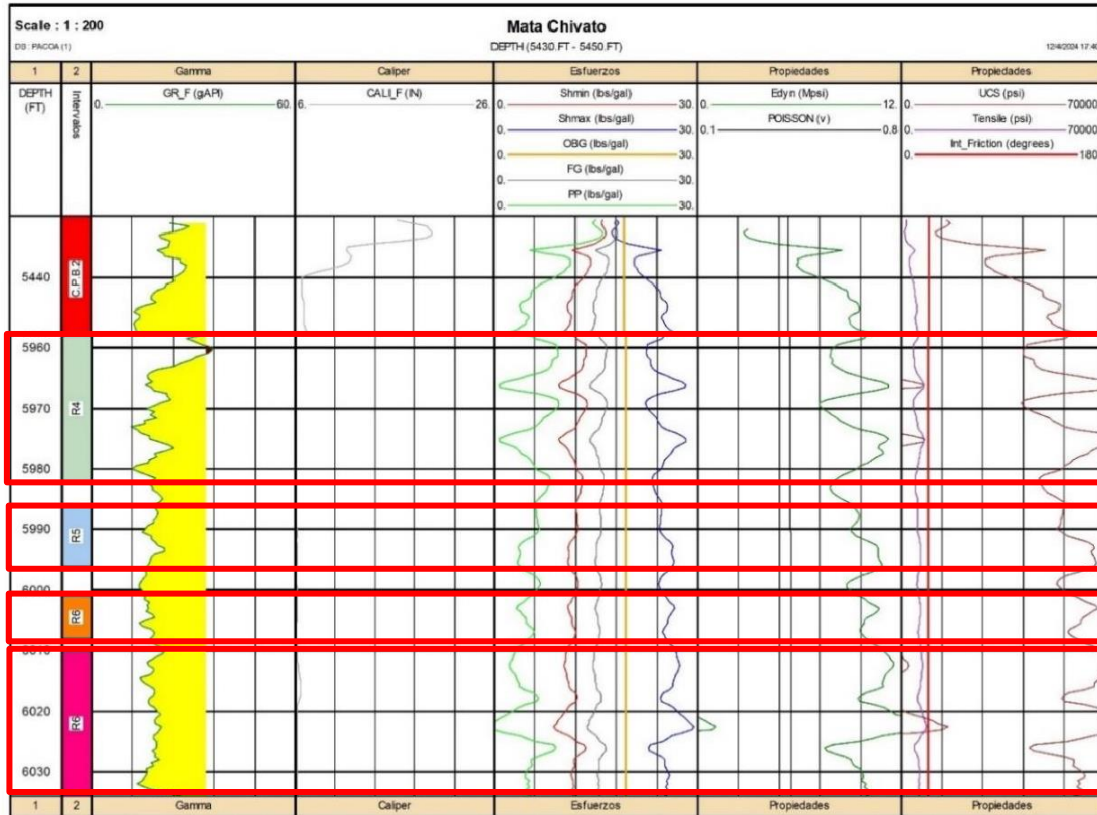
CAPITULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Espesores candidatos para fracturamiento hidráulico

Los valores promedios del modelo geomecánico del pozo **Mata Chivato** se encuentra en la tabla 15. La sección de la formación C.P.B.2 (5430 ft - 5450 ft) se puede considerar como posible candidato dado a su contenido de arcilla que es de 14%, cuenta con una presión del poro promedio de 11,02 lpg la cual se encuentra por encima de la presión normal (8,33 lpg), pero al realizar el análisis con el registro Caliper se puede observar picos altos en el registro, lo que podría indicar que es una zona inestable o con presencia de fracturas naturales, por este motivo no es considerado como un intervalo apto para fracturamiento en este estudio. Por lo tanto, los intervalos seleccionados como posibles candidatos exitosos a un fracturamiento hidráulico pertenecen a la formación Rosario (1) 5962 ft – 5982 ft, (2) 5986 ft – 5996 ft, (3) 6001 ft - 6008 ft, (4) 6010 ft – 6034 ft; su régimen de esfuerzo es compresivo, puesto que $Sh_{max} > OBG > Sh_{min}$, al tratarse de un pozo vertical permite que la fractura se propague de forma vertical.

El módulo de Young aproximadamente es de 9,68 Mpsia, lo que indica que la zona de la formación es muy elástica y resistente a deformaciones de acuerdo a cargas aplicadas; la relación de Poisson cuenta con un valor de 0,42; con una resistencia a la compresibilidad promedio de 60774 psi cuando se aplica fuerza uniaxial, lo que significa que se necesita un propante más resistente con alta densidad para asegurar una buena conducción y fijación de la fractura, aunque el ángulo de fricción interno es de 24° , con una presión de cierre promedio de 4800 psi y un gradiente de fractura de 0,80 psi/ft (ver figura 31).

Figura 31. Ventana operacional de los intervalos seleccionados del pozo Mata Chivato



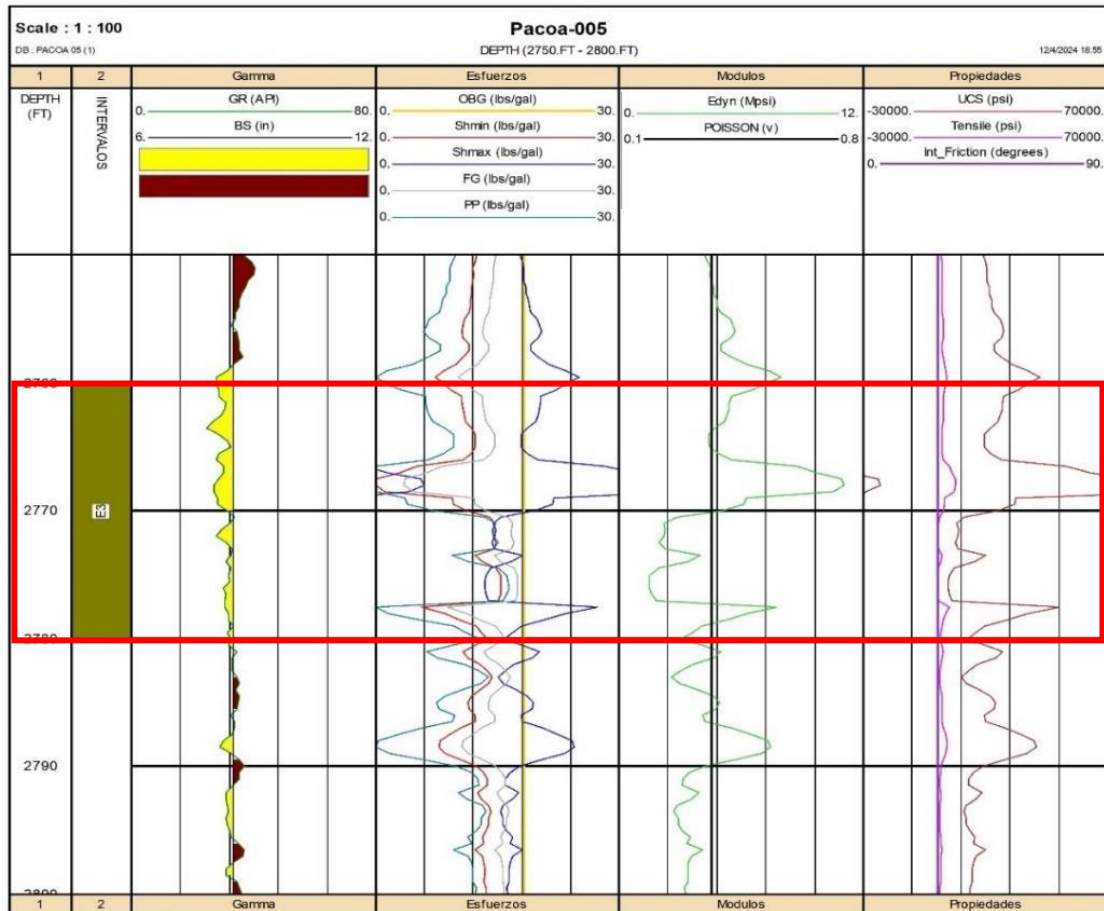
Elaboración propia

Los valores promedios del modelo geomecánico del pozo **Pacoa 05** se encuentra en la tabla 16, por lo tanto, se seleccionó el intervalo 2760 ft – 2780 ft, de la formación Socorro nivel E, como posible candidato exitoso a un fracturamiento hidráulico, pues cuenta con un nivel de arcilla del 19% y la presión de poro es de 7,98 lpg la cual es mayor que la de los demás intervalos cañoneados.

Su régimen de esfuerzo varia de compresivo a normal, dado que $Sh_{max} > OBG > Sh_{min}$, aunque también se llega a observa que $OBG > Sh_{max} > Sh_{min}$ en el mismo intervalo, por lo tanto, permite el desarrollo de fracturas verticales. Tiene un módulo de Young aproximadamente de 4,84 Mpsia, lo que nos indica que esa zona de la formación es elástica y resistente a deformaciones de acuerdo a cargas aplicadas; la relación de Poisson cuenta con un valor de 0,37; tiene un gradiente de fractura de 0,70 psi/ft, con un

promedio de UCS de 25544 psi, lo cual significa que tiene una resistencia moderada a la compresión, con un ángulo de fricción interna de 28°. (ver figura 32)

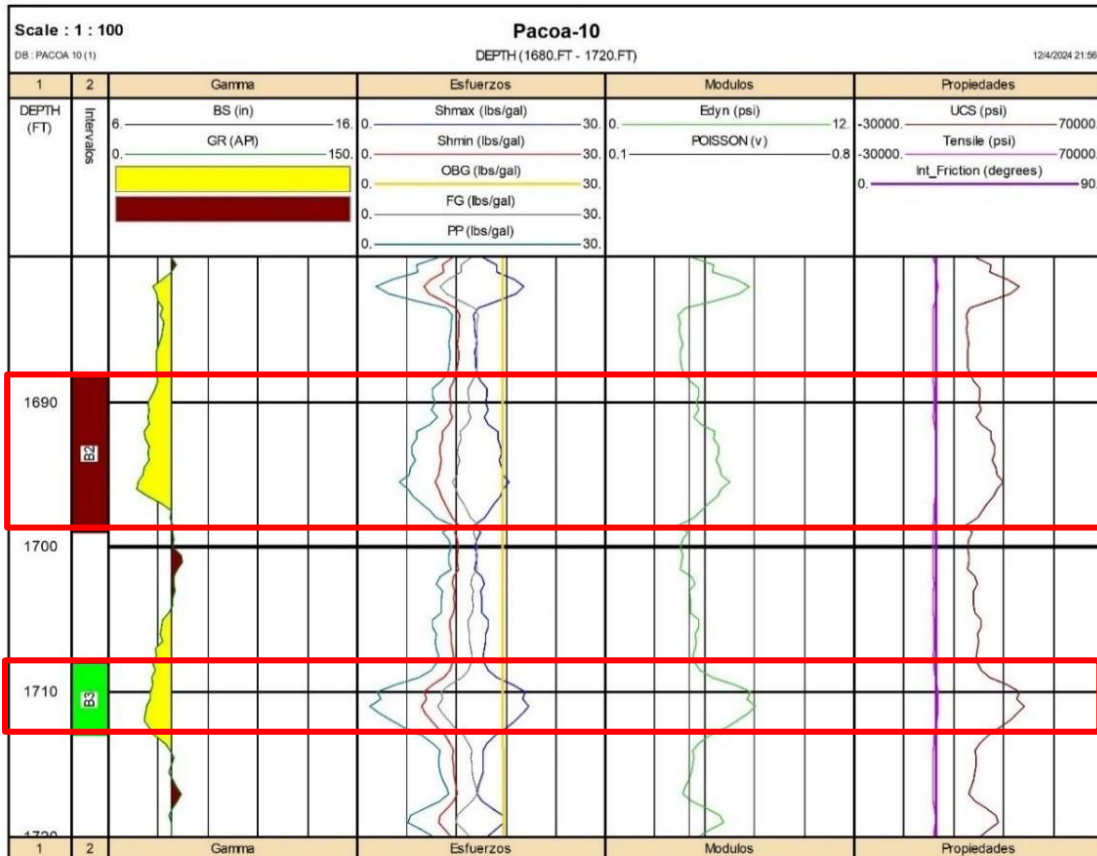
Figura 32. Ventana operacional del intervalo seleccionado del pozo Pacoa 05



Elaboración propia

Los valores promedios del modelo geomecánico del pozo **Pacoa 10** se encuentra en la tabla 17. Donde el nivel C tiene un volumen de arcilla de 9% pero la presión del poro es de -21,12 lpg, lo que significa que este nivel estaría depletado, aunque de acuerdo a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - Exploración y Explotación se reporta producción de este nivel hasta la actualidad, por lo tanto, no es considerado como posible intervalo exitoso para fracturamiento.

Figura 33. Ventana operacional de los intervalos seleccionados del pozo Pacoa 10

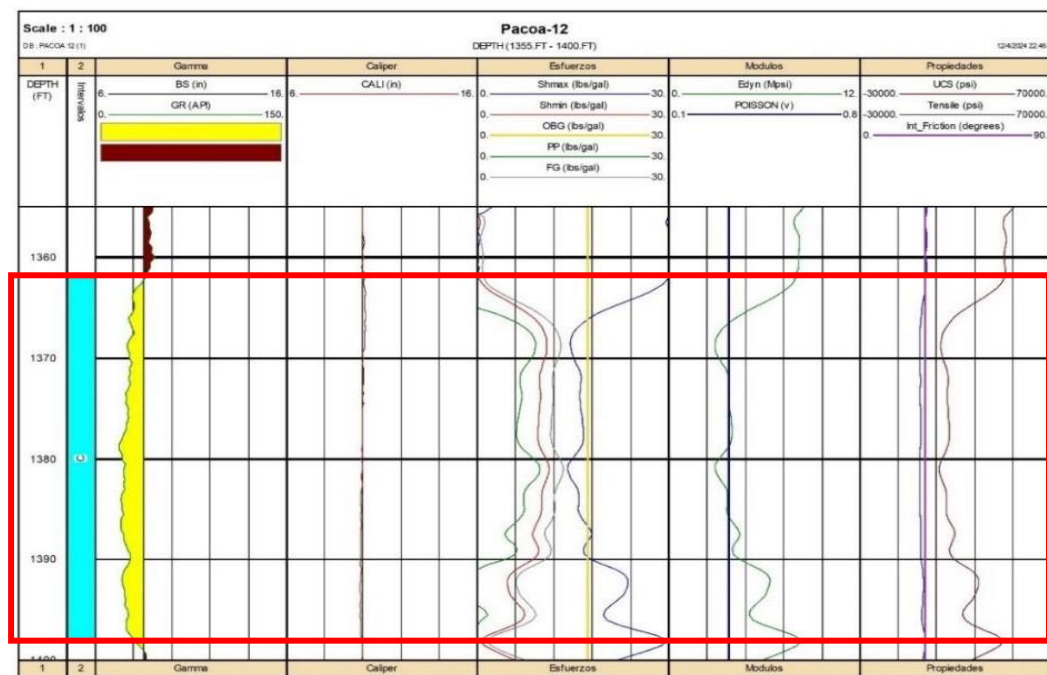


Elaboración propia

Los intervalos seleccionados son (1) 1688 ft – 1699 ft y (2) 1708 ft -1713ft, de la formación Socorro nivel B como posibles candidatos exitosos a un fracturamiento hidráulico, cuenta con un promedio de 23% de nivel de arcillosidad, con una presión de poro de 6,73 lpg, su régimen de esfuerzo varia de normal a compresivo, dado que $Sh_{max} > OBG > Sh_{min}$, aunque también se llega a observa que $OBG > Sh_{max} > Sh_{min}$ en el mismo intervalo, por lo tanto, permite el desarrollo de fracturas verticales. Tiene un promedio del módulo de Young de 5,39 Mpsia, lo que nos indica que esa zona de la formación es elástica y resistente a deformaciones de acuerdo a cargas aplicadas; la relación de Poisson cuenta con un valor de 0,34 y tiene un gradiente de fractura de 0,64 psi/ft, con un UCS promedio de 26128 psia lo cual significa que tiene una resistencia moderada a la compresión, con un ángulo de fricción interna de 28°. (ver figura 33)

Los valores promedios del modelo geomecánico del pozo **Pacoa 12** se encuentra en la tabla 18. Se analizó la formación Socorro nivel B como posible candidato para fracturamiento hidráulico pues cuenta con una presión de poro 9,15 lpg mayor a la presión del poro normal, pero su nivel de arcillosidad es mayor a 25% y el UCS es 13270 psi, siendo el intervalo con el menor valor de resistencia a la compresión, es por esto que no se lo considera como candidato optimo; por lo tanto, se seleccionó el intervalo 1362 ft – 1398 ft de la formación Socorro nivel C.

Figura 34. Ventana operacional de los intervalos seleccionados del pozo Pacoa 12



Elaboración propia

La sección C cuenta con un nivel de arcillosidad de 24% y una presión de poro de 3,40 lpg lo que indica un posible agotamiento de hidrocarburos y baja porosidad efectiva, aunque también actúa por su alto valor a la resistencia de la compresibilidad el cual es de 20928 psi, su régimen de esfuerzo varía de normal a compresivo, dado que $Sh_{max} > OBG > Sh_{min}$, aunque también se llega a observar que $OBG > Sh_{max} > Sh_{min}$ en el mismo intervalo, lo cual permite el desarrollo de fracturas verticales. Tiene un módulo de Young

de 4,51 Mpsia, lo que nos indica que esa zona de la formación es elástica y resistente a deformaciones de acuerdo a cargas aplicadas; la relación de Poisson cuenta con un valor de 0,32 y un gradiente de fractura de 0,52 psi/ft. (ver figura 34)

Se deben considerar que los valores de las propiedades geomecánicas obtenidos en los intervalos seleccionados de cada uno de los pozos estudiados en este proyecto no son representativos a los valores reales.

4.2. Parámetros petrofísicos

Las propiedades petrofísicas como la permeabilidad (k_{yac}), porosidad (ϕ_{yac}), volumen de arcilla (V_{cl}) y saturación de agua (S_w) de los intervalos seleccionados de los pozos estudiados del campo Pacoa fueron estimadas a través del programa Interactive Petrophysics a partir de los registros de Resistividad, Sonico, Neutrón, Densidad y Gamma Ray; para el cálculo de la saturación se utilizó el método de Indonesia, los coeficientes fueron $a = 0.81$, $n = 1$ y $m = 2$ para las formación Rosario, para la formación Socorro fueron $a = 0.62$, $n = 2$ y $m = 1.3$ estos valores fueron considerados de acuerdo a su formación tal como se detalla en el Informe Operacional del Campo Pacoa realizado en el año 2015, la permeabilidad fue calculada a través de la ecuación 10. Para determinar el gradiente geotérmico, los valores de temperatura se tomaron de los encabezados de los registros eléctricos de cada uno de los pozos.

El radio de drenaje (r_e) es considerado como la distancia máxima que se pueda tener antes de haber interferencia entre los pozos vecinos, tanto el factor skin y el área del yacimiento se obtuvieron del “Informe operacional del campo Pacoa” y tesis “Determinación de parámetros de producción de los pozos del campo Pacoa-Bloque1, mediante la aplicación de la técnica de análisis nodal para la optimización de la producción.

Tabla 19. Características de los pozos seleccionados

POZO	FORMACIÓN	RE (M)	A (ACRES)	SKIN
MTCH	ROSARIO	200	31,05	1,33
PACOA 05	SOCORRO	200	31,05	7,64
PACOA 10	SOCORRO	200	31,05	1,00
PACOA 12	SOCORRO	150	17,47	6,15

Fuente: Informe operacional del Campo Pacoa y (G. Rodríguez & Tomalá, 2012)

El **pozo Mata Chivato** cuenta con tres zonas productoras, aunque este análisis se realizó en los intervalos óptimos de la formación Rosario; tiene una profundidad total (TVD) de 6225 ft. El volumen de arcilla se determinó considerando el promedio del volumen de arcilla a partir del registro Gamma Ray y la combinación Densidad – Neutrón. Esta sección cuenta con un volumen de arcilla del 22%, saturación de agua de alrededor del 19 % y una porosidad del 21%. Los valores de las temperaturas considerados son: Ts = 74 °F y BHT =126 °F. (Ver anexo 7)

Las propiedades petrofísicas de los intervalos de interés de la formación Rosario son los siguientes:

Tabla 20. Propiedades petrofísicas de intervalos de interés del pozo Mata Chivato

ZONA#	ZONE NAME	TOP (FT)	BOTTOM (FT)	GROSS (FT)	AV PHI	AV SW	AV VCL	KYAC (MD)
1	ROSARIO4	5962	5982	20	0,225	0,211	0,246	187,37
2	ROSARIO5	5986	5996	10	0,202	0,197	0,226	134,65
3	ROSARIO6	6001	6008	07	0,222	0,161	0,208	169,51
4	ROSARIO7	6010	6034	24	0,204	0,181	0,196	148,13
	ALL ZONES	5962	6034	61	0,213	0,192	0,219	161,20

Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia

El espesor neto es de 61 ft, y al no registrarse zonas significativas de agua en esta sección, el espesor bruto considerado a la hora de realizar la simulación de la fractura será de 72 ft, puesto que no hay impedimento para limitar el espesor de la fractura.

La zona productora del pozo **Pacoa 005** tiene una profundidad total (TVD) de 2870 ft se encuentra en la formación Socorro que está dividida en cuatro niveles; este

análisis se realizó en el nivel C de la formación Socorro. Las temperaturas consideradas son: $T_s = 78\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $\text{BHT} = 120\text{ }^{\circ}\text{F}$. El volumen de arcilla se determinó del promedio del volumen de arcilla a partir del registro Gamma Ray y la combinación Densidad – Sonico, contando con un nivel de arcillosidad del 19%, saturación de agua de alrededor del 44 % y una porosidad del 25%. Los valores de las temperaturas considerados son: $T_s = 74\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $\text{BHT} = 126\text{ }^{\circ}\text{F}$. (Ver anexo 8)

Donde los resultados de las propiedades petrofísicas del intervalo de interés del pozo Pacoa 05 de la formación Socorro se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 21. Propiedades petrofísicas de Pozo 05

ZONA#	ZONE NAME	TOP (FT)	BOTTOM (FT)	GROSS (FT)	AV PHI	AV SW	AV VCL	KYAC (MD)
1	SOCORRO E	2760	2780	20	0,254	0,436	0,190	240,43

Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia.

El espesor neto de la zona productora es de 20 ft, al analizar la curva Caliper se registra un ligero aumento con un máximo de 2 in en la parte superior de la zona de pago a una profundidad de 2739 ft lo cual no es significativo al momento de extenderse la fractura, pero será considerado para determinar el espesor de la misma, en base a lo mencionado anteriormente el espesor bruto considerado a la hora de realizar la simulación de la fractura será de 31 ft.

La zona productora del pozo **Pacoa 010** se encuentra en la formación Socorro y está dividida en 4 niveles, D, C, B, E; cuenta con una TVD de 2241 ft, este análisis se realizó en los intervalos 2 y 3 del nivel B, de la formación Socorro. El volumen de arcilla se determinó considerando el promedio del volumen de arcilla a partir del registro Gamma Ray y la combinación Densidad – Sonico, contando con un nivel de arcillosidad del 24%, saturación de agua de alrededor del 59 % y una porosidad del 19%; los valores de

temperatura usados para el cálculo del gradiente geotérmico son: $T_s = 78$ °F y BHT =110 °F. (Ver anexo 9)

Donde los resultados de las propiedades petrofísicas de los intervalos de interés del pozo Pacoa 010 formación Socorro se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 22. Propiedades petrofísicas de Pozo 10

ZONA#	ZONE NAME	TOP (FT)	BOTTOM (FT)	GROSS (FT)	AV PHI	AV SW	AV VCL	KYAC (MD)
3	SOCORRO B 2	1688	1699	11	0,20	0,59	0,215	121,14
4	SOCORRO B 3	1708	1713	5	0,18	0,59	0,164	98,48
	ALL ZONES	1688	1713	16	0,19	0,590	0,242	113,81

Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia

El espesor neto de las 2 zonas de interés es de 16 ft, y al no registrarse zonas significativas de agua en esta sección de acuerdo al respectivo análisis de la curva Caliper, no hay impedimento para limitar el espesor de la fractura; por lo tanto, el espesor considerado a la hora de realizar la simulación de la fractura será de 25 ft.

La zona productora del pozo **Pacoa 012** se encuentra en la formación Socorro y está dividida en 4 niveles, D, C, B, E; cuenta con una TVD de 2290 ft, de acuerdo a información obtenida del informe operacional del campo Pacoa ese pozo no cuenta con el nivel E, este análisis se realizó en el nivel C de la formación Socorro. El volumen de arcilla se determinó considerando el promedio del volumen de arcilla a partir del registro Gamma Ray y la combinación Densidad – Sonico, cuenta con un nivel de arcillosidad del 24%, saturación de agua de alrededor del 29 % y una porosidad del 17%; los valores de temperatura considerados son: $T_s = 78$ °F y BHT =120 °F. (Ver anexo 10)

Donde las propiedades petrofísicas del intervalo neto de interés en la formación Socorro es el siguiente:

Tabla 23. Propiedades petrofísicas de Pozo 12

ZONA#	ZONE NAME	TOP (FT)	BOTTOM (FT)	GROSS (FT)	AV PHI	AV SW	AV VCL	KYAC MD
1	SOCORRO C	1362	1398	36	0,166	0,293	0,241	86,62

Fuente: Interactive Petrophysics. Elaboración propia.

El espesor neto de la zona de interés es de 36 ft, y al no registrarse zonas significativas de agua en esta sección de acuerdo al respectivo análisis de la curva Caliper, no hay impedimento para limitar el espesor de la fractura; por lo tanto, el espesor bruto se calcula en base al espesor en relación con la porosidad. Por lo tanto, el espesor considerado a la hora de realizar la simulación de la fractura será de 43 ft.

4.3. Diseño de fractura

4.3.1. Selección del agente apuntalante y fluido de control

Para la selección del fluido fracturante se toma como prioridad la utilización de un fluido que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento, para así lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo. Por lo tanto, se propone utilizar el sistema **YF120LGD** y **YF130LG** que son fluido poliméricos en base agua, contiene polímero en gel reticulado con un crosslinker tipo borato que es utilizado para crear fracturas más anchas, y garantiza el desplazamiento de los fluidos residuales y su carga es de 20 y 30 galones por cada 1000 galones de fluido; para obtener una mejor limpieza se recomienda el uso de gel reticulado, WF120 y WF130.

La formación Rosario del pozo Mata Chivato está sujeta a un stress de alrededor de 4770 a 4827 psi y cuenta con un gradiente de fractura de 0,79 psi/ft, por lo tanto, se seleccionó como material de sustento para la correcta simulación de la fractura el apuntalante CarboLite de tamaño API 20/40, esta malla genera una granulometría que

soporta una presión de cierre hasta 7000 psi con un margen de 31% de seguridad en relación a la presión de cierre. (Ver tabla 24)

Para la formación Socorro de los pozos Pacoa 05, Pacoa 10 y Pacoa 12 se considera como agente apuntalante el propante Jordan Sand de malla API 12/20, que genera una granulometría que soporta 3491 psi; pues la formación está sujeta a un stress aproximado de 1000 psi a 2000 psi, generando un margen de seguridad del 35% con relación a la presión de cierre.

Tabla 24. Propiedades del agente de sostén

NOMBRE DEL PROPANTE	CARBOLITE 20/40	JORDAN SAND 12/20
DENSIDAD	168,48 LB/FT3	164,74 LB/FT3
POROSIDAD	41 %	36 %
PERMEABILIDAD	438369 MD	535574 MD

Fuente: Software FracPro 2019

4.3.2. Masa del propante optima

El cálculo de la masa propante se lo realizo a través del modelo de diseño unificado. Primeramente, se tiene que calcular el volumen de drenaje utilizando la ecuación 33, para después calcular el volumen de inyección (ecuación 34), número de propante (ecuación 35), índice de productividad máximo (ecuación 37), índice de productividad (ecuación 38) y el FOI utilizando la ecuación 39.

Tabla 25. Resultado del cálculo del volumen de drenaje

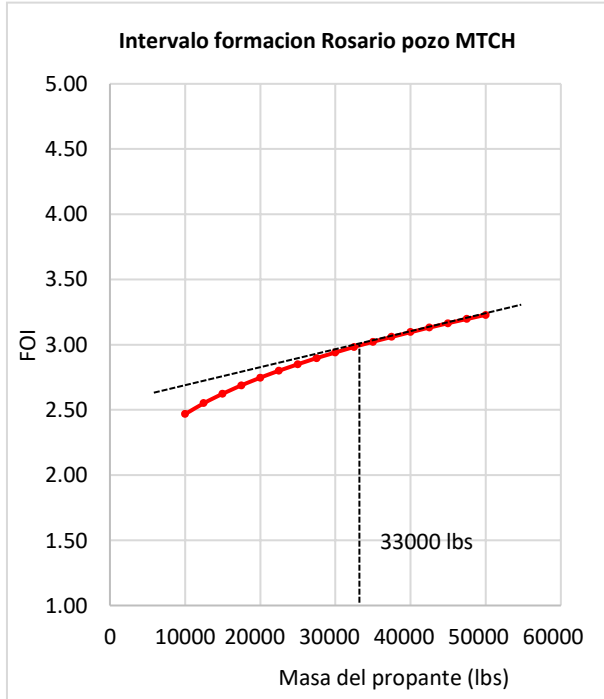
Pozo	Formación	hf (ft)	h (ft)	Vres (ft3)
MTCH	ROSARIO	72,00	61,00	82510798,35
Pacoa 05	SOCORRO	31,00	20,00	27052720,77
Pacoa 10	SOCORRO	25,00	16,00	21642176,62
Pacoa 12	SOCORRO	43,17	36,00	27390879,78

- Masa del propante óptima para el pozo MTCH

Tabla 26. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo MTCH

MP	VINY	NP	JDMAX	JPRE	FOI
10000	100,26	0,01	0,29	0,12	2,47
12500	125,33	0,01	0,30	0,12	2,55
15000	150,39	0,01	0,31	0,12	2,62
17500	175,46	0,01	0,32	0,12	2,69
20000	200,52	0,02	0,33	0,12	2,75
22500	225,59	0,02	0,33	0,12	2,80
25000	250,65	0,02	0,34	0,12	2,85
27500	275,72	0,02	0,34	0,12	2,90
30000	300,78	0,02	0,35	0,12	2,94
33000	330,86	0,02	0,33	0,12	2,76
35000	350,91	0,03	0,36	0,12	3,02
37500	375,98	0,03	0,36	0,12	3,06
40000	401,04	0,03	0,37	0,12	3,10
42500	426,11	0,03	0,37	0,12	3,13
45000	451,17	0,04	0,38	0,12	3,16
47500	476,24	0,04	0,38	0,12	3,20
50000	501,30	0,04	0,38	0,12	3,23

Figura 35. Determinación de la masa de propante óptima del pozo MTCH



- Masa de propante optima pozo Pacoa 05

Figura 36. Determinación de la masa de propante óptima del pozo Pacoa 05

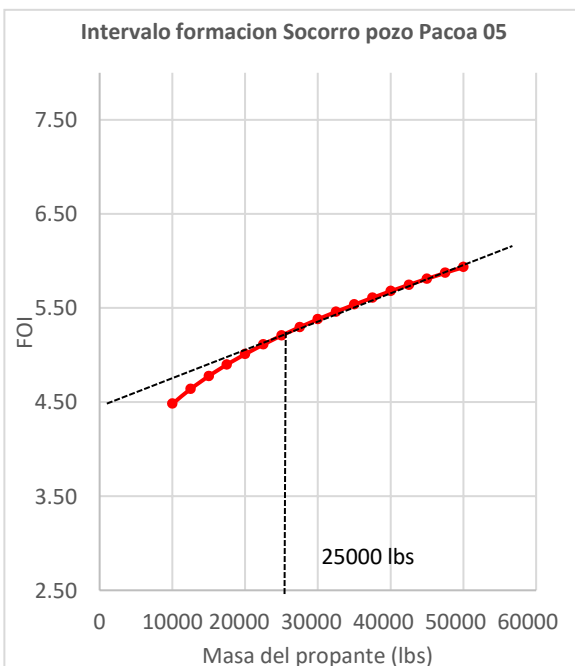


Tabla 27. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo Pacoa 05

MP	VINY	NP	JDMAX	JPRE	FOI
10000	94,85	0,01	0,30	0,07	4,48
12500	118,56	0,01	0,31	0,07	4,64
15000	142,27	0,02	0,32	0,07	4,78
17500	165,98	0,02	0,33	0,07	4,90
20000	189,69	0,02	0,34	0,07	5,01
22500	213,40	0,02	0,35	0,07	5,11
25000	237,12	0,03	0,35	0,07	5,21
27500	260,83	0,03	0,36	0,07	5,30
30000	284,54	0,03	0,37	0,07	5,38
32500	308,25	0,03	0,37	0,07	5,46
35000	331,96	0,04	0,38	0,07	5,54
37500	355,67	0,04	0,38	0,07	5,61
40000	379,39	0,04	0,39	0,07	5,68
42500	403,10	0,04	0,39	0,07	5,75

45000	426,81	0,05	0,39	0,07	5,81
47500	450,52	0,05	0,40	0,07	5,87
50000	474,23	0,05	0,40	0,07	5,93

- Masa de propante optima pozo Pacoa 10

Figura 37. Determinación de la masa de propante óptima del pozo Pacoa 10

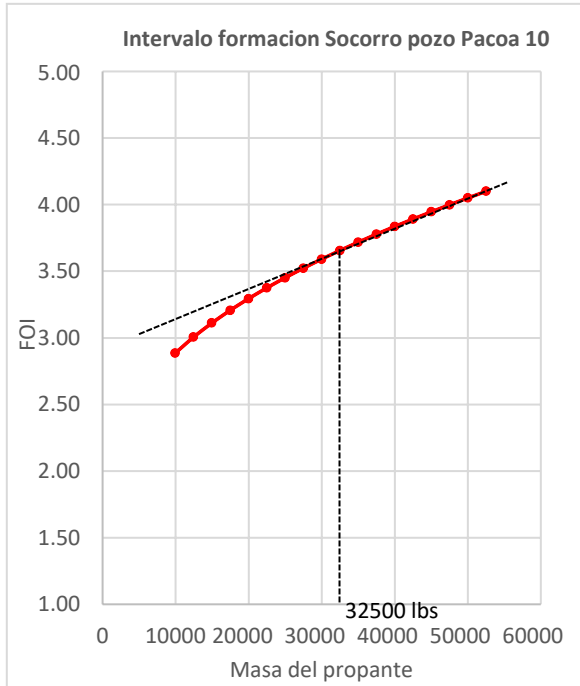


Tabla 28. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo Pacoa 10

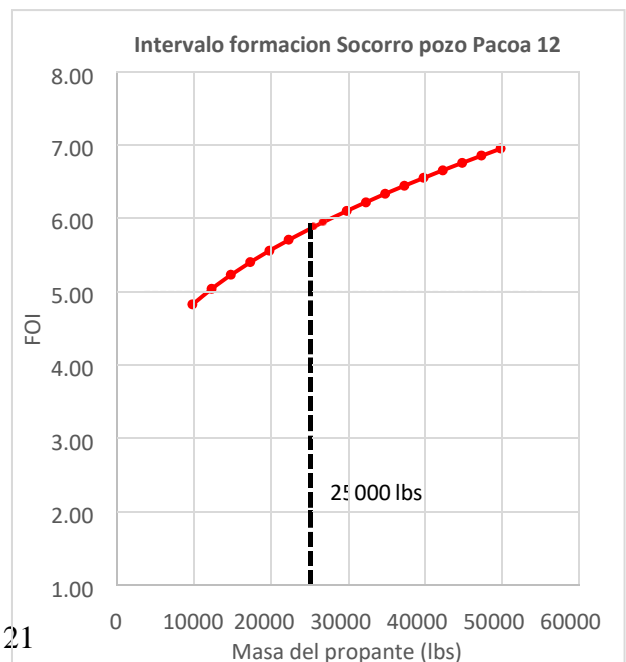
MP	VINY	NP	JDMAX	JPRE	FOI
10000	94.85	0.03	0.36	0.12	2.89
12500	118.56	0.03	0.37	0.12	3.01
15000	142.27	0.04	0.38	0.12	3.11
17500	165.98	0.05	0.40	0.12	3.21
20000	189.69	0.05	0.41	0.12	3.29
22500	213.40	0.06	0.42	0.12	3.37
25000	237.12	0.07	0.43	0.12	3.45
27500	260.83	0.07	0.43	0.12	3.52
30000	284.54	0.08	0.44	0.12	3.59
32500	308.25	0.09	0.45	0.12	3.65
35000	331.96	0.09	0.46	0.12	3.72
37500	355.67	0.10	0.47	0.12	3.77
40000	379.39	0.11	0.47	0.12	3.83
42500	403.10	0.11	0.48	0.12	3.89
45000	426.81	0.12	0.49	0.12	3.94
47500	450.52	0.13	0.49	0.12	3.99
50000	474.23	0.13	0.50	0.12	4.05

- Masa de propante optima pozo Pacoa 12

Tabla 29. Parámetros para determinar la masa del propante del pozo Pacoa 12

MP	VINY	NP	JDMAX	JPRE	FOI
10000	94.85	0.04	0.38	0.08	4.88
12500	118.56	0.04	0.39	0.08	5.09
15000	142.27	0.05	0.41	0.08	5.28
17500	165.98	0.06	0.42	0.08	5.46
20000	189.69	0.07	0.43	0.08	5.61
22500	213.40	0.08	0.44	0.08	5.76
25000	237.12	0.09	0.45	0.08	5.90
27500	260.83	0.10	0.47	0.08	6.03
30000	284.54	0.11	0.47	0.08	6.15
32500	308.25	0.12	0.48	0.08	6.27
35000	331.96	0.12	0.49	0.08	6.39
37500	355.67	0.13	0.50	0.08	6.50
40000	379.39	0.14	0.51	0.08	6.60
42500	403.10	0.15	0.52	0.08	6.71
45000	426.81	0.16	0.53	0.08	6.81
47500	450.52	0.17	0.53	0.08	6.91

Figura 38. Determinación de la masa de propante óptima del pozo Pacoa 12



5000	474,23	0,18	0,54	0,08	7,00
52500	497,94	0,19	0,55	0,08	7,10

Con los cálculos obtenidos anteriormente (tablas 26 – 29) se procedió a graficar el FOI vs Masa propante tal como se puede observar en las figuras 35 – 38 de cada espesor seleccionado de los pozos candidatos estudiados, en un rango de 10000 lbs a 50000 lbs considerando el valor de masa propante óptima cuando el FOI deja de ser significativo con respecto a la masa propante; como es el caso del pozo MTCH que cuenta con una masa propante óptima calculada de aproximadamente de 33000 lbs y un volumen de inyección total de 9899,32 gal.

4.3.3. Determinación de la geometría de la fractura

En la tabla 30 se pueden apreciar los resultados obtenidos para todos los pozos, en donde se tiene la masa de propante óptima con el respectivo volumen de inyección para cada espesor, incluido el índice de conductividad que según la teoría de UFD nos indica que si el número de propante (N_p) es menor a 0,1 se asume que C_{fd} es igual a 1,6 siendo una medida adimensional, tal como es el caso de cada uno de los pozos seleccionados del Campo Pacoa, y el cálculo de la geometría de fractura (largo y ancho) diseñada en cada intervalo.

Tabla 30. Resultados de geometría de fractura óptima

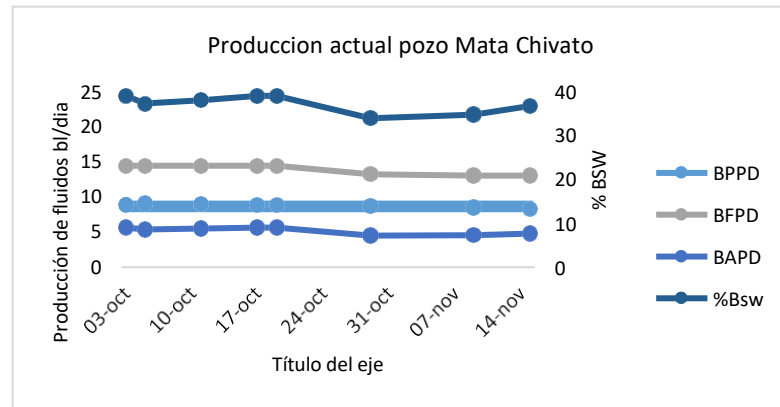
Pozo	Formación	hf (ft)	Mp (lbs)	Viny (ft3)	VinyT (gal)	N_p	C_{fd}	Vf (ft3)	Xf (ft)	Wf (in)
MTCH	ROSARIO	72,00	33000	330,86	9899,32	0,02	1,60	661,72	98,74	0,56
Pacoa 05	SOCORRO	31,00	25000	237,12	7094,63	0,03	1,60	474,24	145,94	0,63
Pacoa 10	SOCORRO	25,00	32500	308,25	9222,84	0,09	1,60	616,50	230,77	0,64
Pacoa 12	SOCORRO	43,17	25000	237,12	7094,51	0,09	1,60	474,23	206,04	0,32

4.4. Determinación del caudal incremental

En base al reporte de producción de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables Exploración y Explotación en los meses de octubre y noviembre el pozo Mata Chivato en la formación Rosario produce un promedio de 8,73

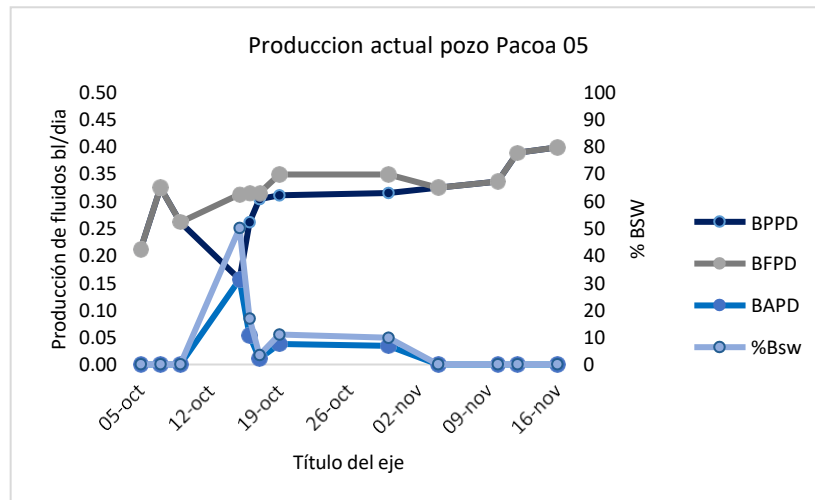
BPPD, con una producción de agua del 5,18 BAPD; datos que se pueden observar la figura 39, para calcular la declinación de la producción no se visualiza una tendencia clara, pareciera que se cuenta con estabilidad y una tendencia a incremento de la producción, pero debido a la poca cantidad de datos obtenidos no se podría establecer la declinación de la producción.

Figura 39. Reporte de producción pozo Mata Chivato



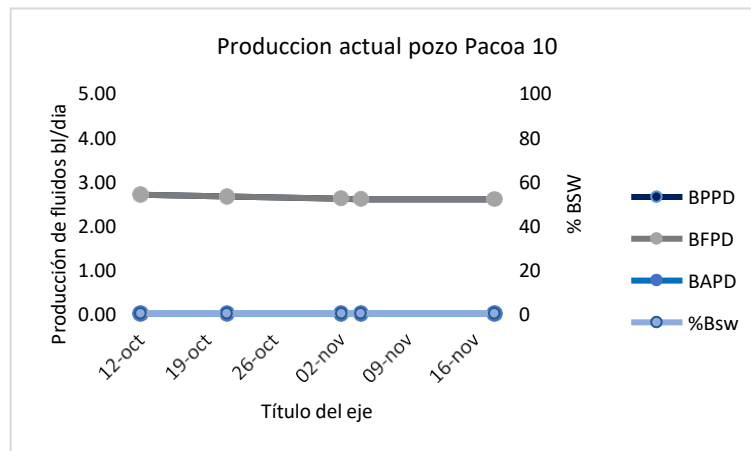
El pozo Pacoa 05 en el nivel E de la formación Socorro cuenta con una producción promedio menor a un barril de petróleo por día y su producción de agua es mínima. Datos que se pueden observar en la figura 40.

Figura 40. Reporte de producción pozo Pacoa 05



El pozo Pacoa 10 produce a través del nivel B un promedio de 2,63 BPPD; y hasta noviembre del 2023 no se reportó producción de agua, debido a la poca información de datos no se tiene una clara tendencia de declinación de producción.

Figura 41. Reporte de producción pozo Pacoa 10



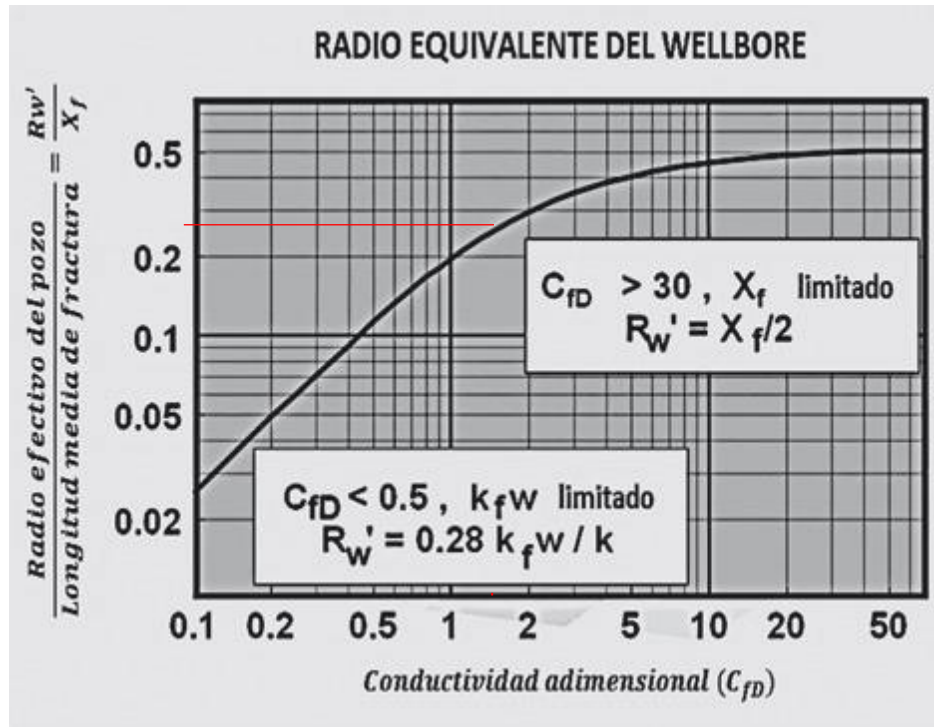
El pozo Pacoa 12 produce un promedio de 0,36 BPPD y cuenta con una nula producción de agua de acuerdo al reporte producción, tal como se puede observar en la tabla 31.

Tabla 31. Reporte de producción pozo Pacoa 12

FECHA	BPPD	BFPD	BAPD	%BSW
20-OCT	0.369	0.369	0	0
05-NOV	0.356	0.356	0	0
19-NOV	0.343	0.343	0	0

Conociendo que el índice de conductividad (Cfd) es de 1,6 para cada uno de los pozos, se determina el radio efectivo a partir de la gráfica de Prat's.

Figura 42. Gráfica de Prat's



Fuente: (Archila J. et al., 2014)

$$\frac{R_w'}{x_f} = 0,28$$

Ecuación 47

Después se procede a calcular el caudal con fractura en fondo (ecuación 44) de cada uno de los pozos seleccionados donde se considera un escenario pesimista de los parámetros de presión de fondo y permeabilidad, con una caída de presión del 50% tal como consta en la tabla 32 donde se puede observar que se estima un incremental de 10 hasta 48 barriles de petróleo por pozo, dependiendo de las condiciones del reservorio.

Tabla 32. Resultados del caudal incremental

Pozo	hf (ft)	K (mD)	μ (cp)	β_0	Q actual (BPPD)	Pr (psi)	Pwf (psi)	r'w (ft)	Qfract (BPPD)	Qinrem (BPPD)	sf
MTCH	72,00	7,50	25,79	1,0668	8.73	2609,00	1304,5	27,44	57,10	48.51	-4,68
Pacoa 05	31,00	5,00	8,94	1,0668	0.30	520,00	260	40,86	10,78	10.48	-5,08
Pacoa 10	25,00	5,00	8,92	1,0668	2.63	740,00	370	64,62	14,85	12.22	-5,53
Pacoa 12	43,17	5,00	6,12	1,0668	0.36	600,00	300	57,69	32,76	32.40	-5,42

4.5. Modelo geomecánico 2D - Simulación de fracturas de pozos seleccionados

El programa de bombeo fue diseñado en base a los resultados del análisis de la geometría de la fractura mediante el uso del Software FracPro 2019, con una simulación pseudo 3D, teniendo en cuenta los propantes y fluidos escogidos, considerando la masa propante calculada en la sección anterior. El volumen del pad se determinó a través de la eficiencia de fractura (η) y el volumen de inyección utilizando la ecuación 34, a una tasa de bombeo de 20 bpm, el número de etapas será de 8 en la cual está incluido la etapa de lavado (flush), a 4 disparos/ft; información tomada de trabajos de operaciones desarrollados en el campo.

Ingresando los datos mecánicos y geomecánicos de cada uno de los pozos seleccionados se procede a realizar la simulación.

4.5.1. Simulación de fractura Pozo Mata Chivato

Los datos generales correspondientes al pozo Mata Chivato se detallan en la tabla 33 y 34:

Tabla 33. Datos generales del pozo Mata Chivato- Campo Pacoa

Tasa máxima de bombeo	20 bpm	Permeabilidad	7,5 mD
Volumen del Pad	4242 gal	Viscosidad	29 cp
Volumen de inyección	9899,32 gal	Porosidad	21%
Volumen de limpieza	1386 gal	Saturación de agua	19%
Masa del propante	33000 lbs	Factor de daño	1,33
Espesor bruto	72 ft	Módulo de Young	9,68 Mpsi
Tope	5962 ft	Relación de Poisson	0,42
Base	6034 ft	Presión promedio en reservorio	2609 nsi

Tabla 34. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Mata Chivato

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
56	5.311,2	5.311,2	4.585	0,860	6,15e+06	0,410	4,444e-04	7,500e+00
57	5.348,0	5.348,0	4.826	0,898	4,91e+06	0,410	4,444e-04	7,500e+00

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
58	5.398,0	5.398,0	5.059	0,934	5,54e+06	0,411	4,444e-04	7,500e+00
59	5.431,0	5.431,0	4.820	0,883	5,54e+06	0,411	4,444e-04	7,500e+00
60	5.481,0	5.481,0	5.080	0,923	4,17e+06	0,412	4,444e-04	7,500e+00
61	5.531,0	5.531,0	5.209	0,938	3,77e+06	0,412	4,444e-04	7,500e+00
62	5.581,0	5.581,0	5.222	0,932	4,24e+06	0,413	4,444e-04	7,500e+00
63	5.631,0	5.631,0	5.174	0,915	4,97e+06	0,413	4,444e-04	7,500e+00
64	5.681,0	5.681,0	5.252	0,923	4,72e+06	0,414	4,444e-04	7,500e+00
65	5.693,6	5.693,6	5.293	0,926	4,69e+06	0,414	4,444e-04	7,500e+00
66	5.743,6	5.743,6	5.354	0,929	4,55e+06	0,415	4,444e-04	7,500e+00
67	5.781,2	5.781,2	5.400	0,930	4,46e+06	0,415	4,444e-04	7,500e+00
68	5.831,2	5.831,2	5.296	0,904	5,67e+06	0,416	4,444e-04	7,500e+00
69	5.881,2	5.881,2	5.120	0,867	7,33e+06	0,416	4,444e-04	7,500e+00
70	5.931,0	5.931,0	4.997	0,840	8,30e+06	0,417	4,444e-04	7,500e+00
71	5.962,0	5.962,0	4.768	0,795	9,96e+06	0,417	4,444e-04	7,500e+00
72	6.034,0	6.034,0	4.957	0,818	9,68e+06	0,418	4,444e-04	7,500e+00
73	6.081,2	6.081,2	5.261	0,862	7,65e+06	0,418	4,444e-04	7,500e+00
74	6.131,2	6.131,2	5.159	0,838	9,46e+06	0,419	4,444e-04	7,500e+00
75	6.181,2	6.181,2	5.218	0,844	8,99e+06	0,419	4,444e-04	7,500e+00

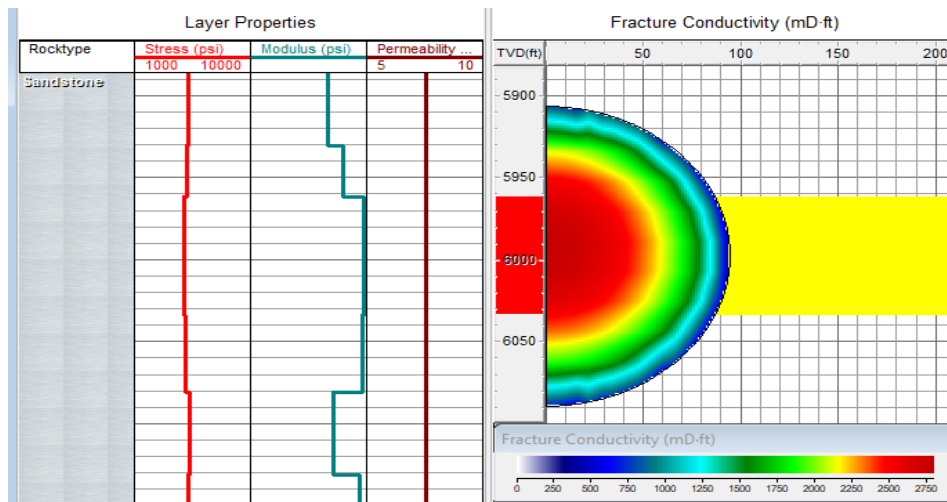
El programa de bombeo propuesto para fracturar la formación Rosario del pozo Mata Chivato va a variar de acuerdo a las condiciones que se tenga en el proceso de fracturamiento, considerando que mientras la permeabilidad es menor el volumen del PAD será mayor, con el programa de bombeo listo se procede a cargarlo en el simulador donde se ajusta el volumen del PAD a 99 bbls, el volumen de inyección a 228 bbls para obtener una mejor distribución del agente de sostén. (Ver figura 43, Anexo 17)

Figura 43. Programa de bombeo pozo Mata Chivato

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	20,00	0,00	4.158	4,95	4:56	YF130LGD	
2	Main frac slurry	20,00	1,00	1.512	1,88	6:49	YF130LGD	CarboLite 20/40
3	Main frac slurry	20,00	2,00	1.722	2,23	9:03	YF130LGD	CarboLite 20/40
4	Main frac slurry	20,00	3,00	1.680	2,27	11:19	YF130LGD	CarboLite 20/40
5	Main frac slurry	20,00	4,00	1.638	2,30	13:37	YF130LGD	CarboLite 20/40
6	Main frac slurry	20,00	5,00	1.680	2,44	16:03	YF130LGD	CarboLite 20/40
7	Main frac slurry	20,00	6,00	1.344	2,03	18:05	YF130LGD	CarboLite 20/40
8	Main frac flush	20,00	0,00	1.386	1,65	19:44	wF130	
9	Shut-in	0,00	0,00	0	0,00	19:44	Shut-in	
10	0,00	0,00	0	0,00			

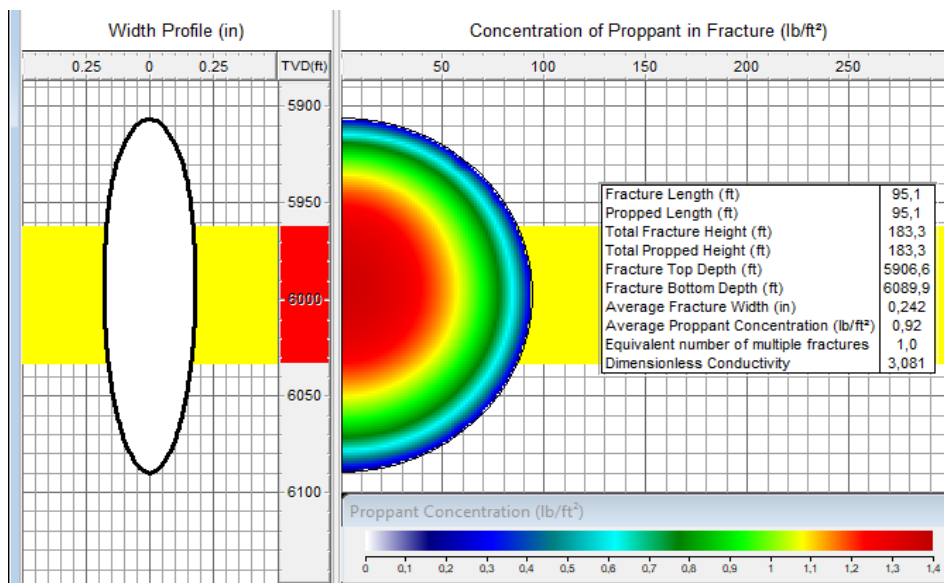
La figura 44 muestra el comportamiento de la conductividad de la fractura en relación a las propiedades geomecánicas de la formación y el intervalo seleccionado; se obtiene una conductividad promedio de 2198,3 mD-ft.

Figura 44. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Mata Chivato



En la figura 45 se observa una penetración efectiva de 95,1 ft, una altura de fractura de 183,3 ft en un intervalo de 5907 ft– 6090 ft y alcanza una eficiencia de fluido de 0,74; un ancho máximo de 0,36 in y una concentración del propante de 0,92 lb/ft².

Figura 45. Concentración del propante en fractura pozo Mata Chivato



Se debe realizar el tratamiento de fracturamiento verificando el comportamiento de la presión neta observada a cada instante de tiempo.

Tabla 35. Resumen de presión de fractura

Model Net Pressure (psi)	1.518	BH Fracture Closure Stress (psi)	4.768
Max. Surface Pressure (psi)	5086	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,795
Reservoir Pressure (psi)	2.609	Avg. Surface Pressure (psi)	985

4.5.2. . Simulación de fractura Pozo Pacoa 05

Los datos generales correspondientes al pozo Pacoa 05 se detallan en la tabla 36 y 37:

Tabla 36. Datos generales del pozo Pacoa 05

Tasa máxima de bombeo	20 bpm	Permeabilidad	5 mD
Volumen del Pad	3024 gal	Viscosidad	8,94 cp
Volumen de inyección	7094,63 gal	Porosidad	25 %
Volumen de limpieza	974 gal	Saturación de agua	44%
Masa del propante	25000 lbs	Factor de daño	7,64
Espesor bruto	31 ft	Módulo de Young	4,84 Mpsi
Tope	2749 ft	Relación de Poisson	0,37
Base	2780 ft	Presión promedio en reservorio	520 nsi

Tabla 37. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Pacoa 05

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
29	1.951,8	1.951,8	1.382	0,699	4,01e+06	0,346	4,314e-04	5,000e+00
30	2.001,8	2.001,8	1.501	0,741	3,59e+06	0,347	4,314e-04	5,000e+00
31	2.051,8	2.051,8	1.350	0,650	4,64e+06	0,349	4,314e-04	5,000e+00
32	2.101,8	2.101,8	1.396	0,656	4,75e+06	0,350	4,314e-04	5,000e+00
33	2.151,8	2.151,8	1.608	0,738	3,79e+06	0,352	4,314e-04	5,000e+00
34	2.201,8	2.201,8	1.619	0,727	3,98e+06	0,353	4,314e-04	5,000e+00
35	2.251,8	2.251,8	1.646	0,723	4,00e+06	0,355	4,314e-04	5,000e+00
36	2.301,8	2.301,8	1.754	0,754	3,88e+06	0,356	4,314e-04	5,000e+00
37	2.351,8	2.351,8	1.761	0,741	4,02e+06	0,357	4,314e-04	5,000e+00
38	2.401,8	2.401,8	1.619	0,671	5,12e+06	0,358	4,314e-04	5,000e+00
39	2.420,8	2.420,8	1.816	0,742	4,19e+06	0,359	4,314e-04	5,000e+00
40	2.470,8	2.470,8	1.901	0,763	4,01e+06	0,361	4,314e-04	5,000e+00
41	2.515,8	2.515,8	1.938	0,763	4,02e+06	0,362	4,314e-04	5,000e+00
42	2.565,8	2.565,8	2.008	0,775	3,94e+06	0,363	4,314e-04	5,000e+00
43	2.615,8	2.615,8	2.087	0,790	3,64e+06	0,364	4,314e-04	5,000e+00
44	2.665,8	2.665,8	2.163	0,804	3,50e+06	0,365	4,314e-04	5,000e+00
45	2.715,8	2.715,8	2.200	0,804	3,55e+06	0,367	4,314e-04	5,000e+00
46	2.758,2	2.758,2	1.948	0,700	4,84e+06	0,368	4,314e-04	5,000e+00
47	2.808,2	2.808,2	2.213	0,783	3,21e+06	0,369	4,314e-04	5,000e+00

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
48	2.843,0	2.843,0	2.192	0,771	3,45e+06	0,369	4,314e-04	5,000e+00

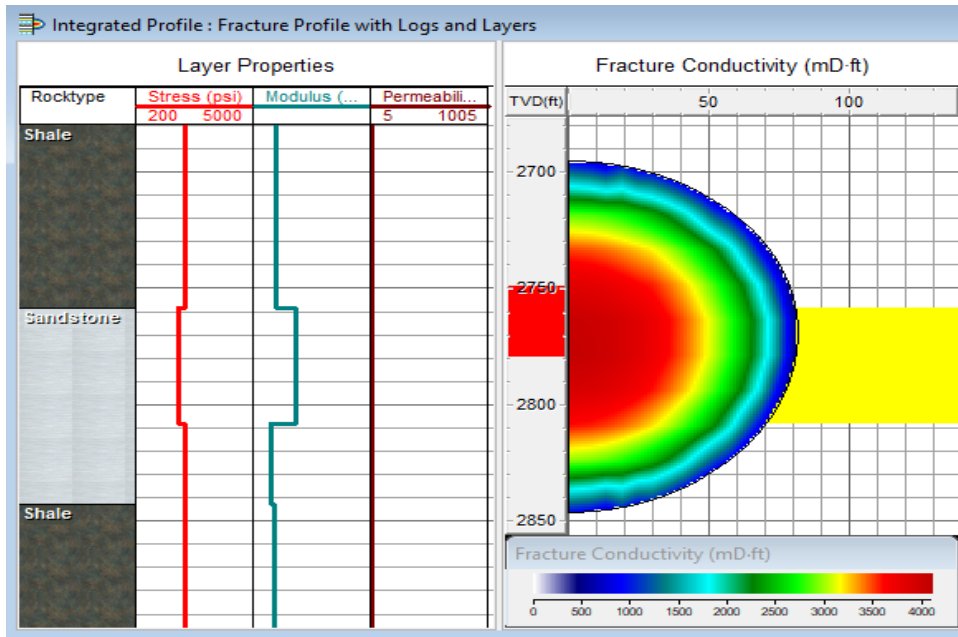
El programa de bombeo propuesto para fracturar la formación Socorro del pozo Pacoa 05 va a variar de acuerdo a las condiciones que se tenga en el proceso de fracturamiento, considerando que mientras la permeabilidad es menor el volumen del PAD será mayor, con el programa de bombeo listo se procede a cargarlo en el simulador donde se ajusta el volumen de inyección a 179 bbls para obtener una mejor distribución del agente de sostén, con una masa del propante de Jordan Sand 12/20 de 25,07 klbs. (Ver figura 46, Anexo 18)

Figura 46. Programa de bombeo pozo Pacoa 05

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	20,00	0,00	3.024	3,60	3:35	YF120LG	
2	Main frac slurry	20,00	1,00	1.470	1,83	5:25	YF120LG	Jordan Sand 12/20
3	Main frac slurry	20,00	2,00	1.344	1,75	7:10	YF120LG	Jordan Sand 12/20
4	Main frac slurry	20,00	3,00	1.218	1,65	8:49	YF120LG	Jordan Sand 12/20
5	Main frac slurry	20,00	4,00	1.176	1,65	10:28	YF120LG	Jordan Sand 12/20
6	Main frac slurry	20,00	5,00	1.302	1,90	12:22	YF120LG	Jordan Sand 12/20
7	Main frac slurry	20,00	6,00	1.008	1,53	13:54	YF120LG	Jordan Sand 12/20
8	Main frac flush	20,00	0,00	974	1,16	15:03	w/F120 w/0.00156	
9	Shut-in	0,00	0,00	0	1,00	16:03	Shut-in	
10	----	0,00	0,00	0	0,00			

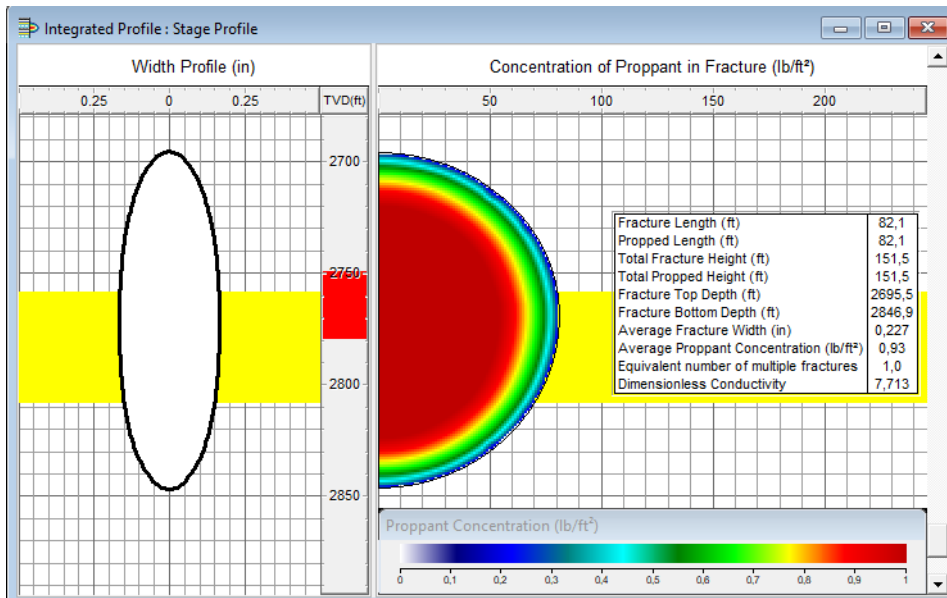
La figura 47 muestra el comportamiento de la conductividad de la fractura en relación a las propiedades geomecánicas de la formación y el intervalo seleccionado; se obtiene una conductividad promedio de 3167,4 mD-ft.

Figura 47. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Pacoa 05



En la figura 48 se observa una penetración efectiva de 82 ft, una altura de fractura de 151 ft en un intervalo de 2695 ft– 2847 ft y alcanza una eficiencia de fluido de 0,88; un ancho máximo de 0,33 in y una concentración del propante de 0,93 lb/ft².

Figura 48. Concentración del propante en fractura pozo Pacoa 05



Se debe realizar el tratamiento de fracturamiento verificando el comportamiento de la presión neta observada a cada instante de tiempo.

Tabla 38. Resumen de presión de fractura pozo Pacoa 05

Model Net Pressure (psi)	1.594	BH Fracture Closure Stress (psi)	1948
Max. Surface Pressure (psi)	2612	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,70
Reservoir Pressure (psi)	520	Avg. Surface Pressure (psi)	574

4.5.3. Simulación de fractura Pozo Pacoa 10

Los datos generales correspondientes al pozo Pacoa 10 se detallan en la tabla 39 y 40:

Tabla 39. Datos generales del pozo Pacoa 10

Tasa máxima de bombeo	20 bpm	Permeabilidad	5 mD
Volumen del Pad	3953 gal	Viscosidad	8,92 cp
Volumen de inyección	9222,84 gal	Porosidad	19 %
Volumen de limpieza	596 gal	Saturación de agua	59%
Masa del propante	32500 lbs	Factor de daño	1,00
Espesor bruto	25 ft	Módulo de Young	5,39 Mpsi
Tope	1688 ft	Relación de Poisson	0,346
Base	1713 ft	Presión promedio en reservorio	740 nsi

Tabla 40. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Pacoa 10

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
1	0,0	0,0	972	0,715	3,14e+06	0,320	3,637e-04	5,000e+00
2	1.359,4	1.359,4	785	0,575	5,29e+06	0,322	3,637e-04	5,000e+00
3	1.371,5	1.371,5	158	0,113	1,02e+07	0,323	3,637e-04	5,000e+00
4	1.418,6	1.418,6	1.021	0,707	3,81e+06	0,325	3,637e-04	5,000e+00
5	1.468,6	1.468,6	1.109	0,742	3,39e+06	0,327	3,637e-04	5,000e+00
6	1.518,6	1.518,6	1.135	0,735	3,61e+06	0,330	3,637e-04	5,000e+00
7	1.568,6	1.568,6	1.168	0,735	3,70e+06	0,331	3,637e-04	5,000e+00
8	1.608,3	1.608,3	1.048	0,645	5,01e+06	0,333	3,637e-04	5,000e+00
9	1.643,1	1.643,1	1.204	0,724	4,01e+06	0,334	3,637e-04	5,000e+00
10	1.681,1	1.681,1	1.164	0,685	5,39e+06	0,336	3,637e-04	5,000e+00
11	1.718,7	1.718,7	1.313	0,753	3,71e+06	0,337	3,637e-04	5,000e+00
12	1.768,7	1.768,7	1.399	0,780	3,37e+06	0,339	3,637e-04	5,000e+00
13	1.818,7	1.818,7	1.445	0,783	3,39e+06	0,341	3,637e-04	5,000e+00
14	1.868,7	1.868,7	1.444	0,762	3,80e+06	0,343	3,637e-04	5,000e+00
15	1.918,7	1.918,7	1.534	0,789	3,49e+06	0,344	3,637e-04	5,000e+00
16	1.968,7	1.968,7	1.557	0,781	3,74e+06	0,346	3,637e-04	5,000e+00
17	2.018,7	2.018,7	1.561	0,764	4,13e+06	0,348	3,637e-04	5,000e+00
18	2.068,7	2.068,7	1.568	0,751	4,46e+06	0,349	3,637e-04	5,000e+00

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
19	2.105,5	2.105,5	1.712	0,804	3,58e+06	0,350	3,637e-04	5,000e+00
20	2.155,5	2.155,5	1.743	0,809	3,73e+06	0,352	3,637e-04	5,000e+00

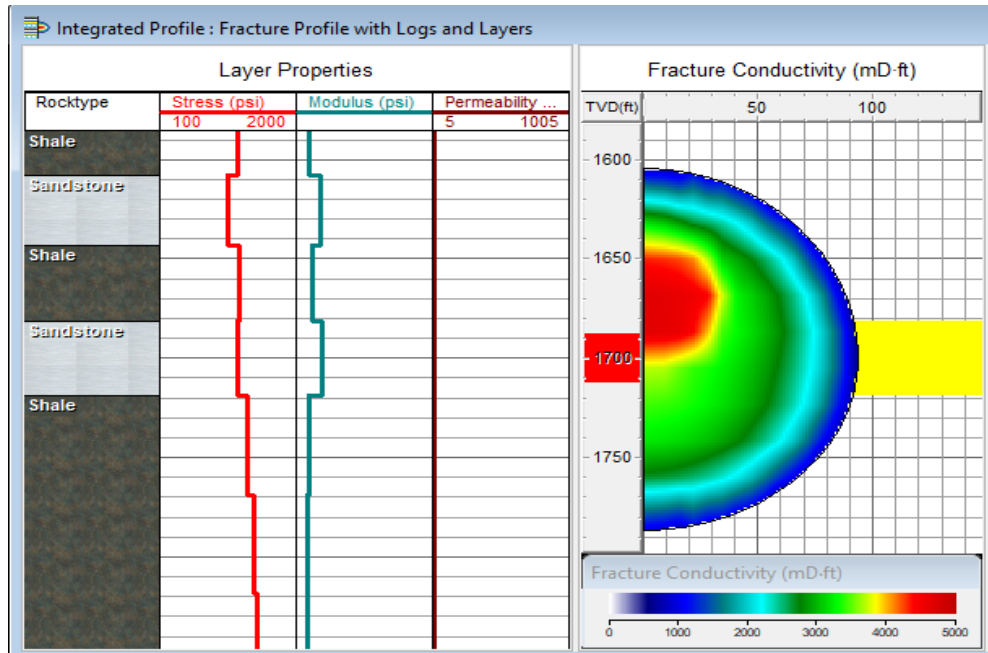
El programa de bombeo propuesto para fracturar la formación Socorro nivel B del pozo Pacoa 10 va a variar de acuerdo a las condiciones que se tenga en el proceso de fracturamiento, considerando que mientras la permeabilidad es menor el volumen del PAD será mayor, con el programa de bombeo listo se procede a cargarlo en el simulador donde se ajusta el volumen del PAD a 94 bbls, y el volumen de inyección a 218 bbls para obtener una mejor distribución del agente de sostén, con una masa propante Jordan Sand 12/20 de 32,51 klbs. (Ver figura 49, Anexo 19)

Figura 49. Programa de bombeo pozo Pacoa 10

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	20,00	0,00	3.948	4,70	4:41	YF120LG	
2	Main frac slurry	20,00	1,00	1.260	1,57	6:16	YF120LG	Jordan Sand 12/20
3	Main frac slurry	20,00	2,00	1.470	1,91	8:10	YF120LG	Jordan Sand 12/20
4	Main frac slurry	20,00	3,00	1.680	2,27	10:26	YF120LG	Jordan Sand 12/20
5	Main frac slurry	20,00	4,00	1.722	2,42	12:52	YF120LG	Jordan Sand 12/20
6	Main frac slurry	20,00	5,00	1.764	2,58	15:26	YF120LG	Jordan Sand 12/20
7	Main frac slurry	20,00	6,00	1.260	1,91	17:21	YF120LG	Jordan Sand 12/20
8	Main frac flush	20,00	0,00	546	0,65	18:00	WF120 w/0.00156%	
9	Shut-in	0,00	0,00	0	1,00	19:00	Shut-in	
10	----	0,00	0,00	0	0,00			

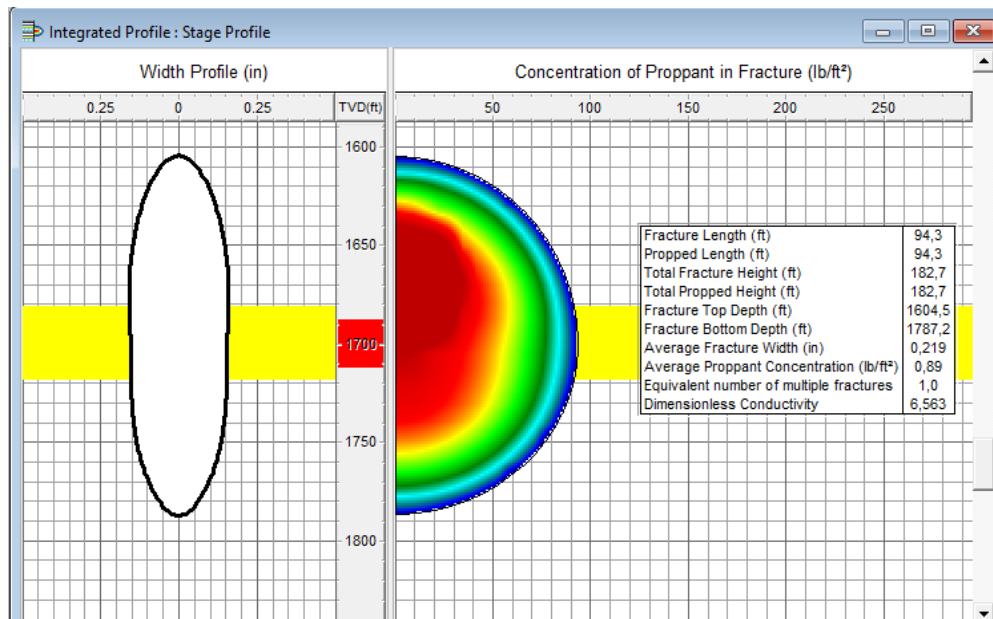
La figura 50 muestra el comportamiento de la conductividad de la fractura en relación a las propiedades geomecánicas de la formación y el intervalo seleccionado; se obtiene una conductividad promedio de 3094,1mD-ft.

Figura 50. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Pacoa 10



En la figura 51 se observa una penetración efectiva de 94,3 ft, una altura de fractura de 183 ft en un intervalo de 1605 ft– 1787 ft y alcanza una eficiencia de fluido de 0,88; un ancho máximo de 0,32 in y una concentración del propante de 0,89 lb/ft².

Figura 51. Concentración del propante en fractura pozo Pacoa 10



Se debe realizar el tratamiento de fracturamiento verificando el comportamiento de la presión neta observada a cada instante de tiempo.

Tabla 41. Resumen de presión de fractura pozo Pacoa 10

Model Net Pressure (psi)	793	BH Fracture Closure Stress (psi)	1164
Max. Surface Pressure (psi)	636	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,684
Reservoir Pressure (psi)	740	Avg. Surface Pressure (psi)	108

4.5.1. Simulación de fractura Pozo Pacoa 12

Los datos generales correspondientes al pozo Pacoa 12 se detallan en la tabla 42 y 43:

Tabla 42. Datos generales del pozo Pacoa 12

Tasa máxima de bombeo	20 bpm	Permeabilidad	5 mD
Volumen del Pad	3024 gal	Viscosidad	6,12 cp
Volumen de inyección	7094,51 gal	Porosidad	17 %
Volumen de limpieza	336 gal	Saturación de agua	29%
Masa del propante	25000 lbs	Factor de daño	6,15
Espesor bruto	43 ft	Módulo de Young	4,51 Mpsi
Tope	1359 ft	Relación de Poisson	0,32
Base	1402 ft	Presión promedio en reservorio	600 nsi

Tabla 43. Parámetros geomecánicos para simulación pozo Pacoa 12

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
3	598,2	598,2	228	0,365	3,99e+06	0,271	2,193e-04	5,000e+00
4	648,2	648,2	283	0,420	3,82e+06	0,276	2,193e-04	5,000e+00
5	698,2	698,2	122	0,168	5,30e+06	0,281	2,193e-04	5,000e+00
6	753,7	753,7	193	0,248	4,97e+06	0,285	2,193e-04	5,000e+00
7	803,7	803,7	351	0,424	4,08e+06	0,289	2,193e-04	5,000e+00
8	853,7	853,7	353	0,401	4,13e+06	0,293	2,193e-04	5,000e+00
9	903,7	903,7	399	0,430	4,07e+06	0,297	2,193e-04	5,000e+00
10	953,7	953,7	421	0,430	4,20e+06	0,300	2,193e-04	5,000e+00
11	1.003,7	1.003,7	547	0,539	3,65e+06	0,303	2,193e-04	5,000e+00
12	1.027,8	1.027,8	508	0,491	4,02e+06	0,304	2,193e-04	5,000e+00
13	1.039,3	1.039,3	560	0,533	3,74e+06	0,305	2,193e-04	5,000e+00
14	1.062,1	1.062,1	581	0,542	3,71e+06	0,306	2,193e-04	5,000e+00
15	1.081,4	1.081,4	635	0,574	3,50e+06	0,308	2,193e-04	5,000e+00
16	1.131,4	1.131,4	555	0,480	4,16e+06	0,311	2,193e-04	5,000e+00
17	1.181,4	1.181,4	655	0,543	3,83e+06	0,314	2,193e-04	5,000e+00
18	1.231,4	1.231,4	393	0,313	5,87e+06	0,316	2,193e-04	5,000e+00
19	1.281,4	1.281,4	558	0,427	5,02e+06	0,319	2,193e-04	5,000e+00
20	1.331,4	1.331,4	113	0,084	7,71e+06	0,321	2,193e-04	5,000e+00
21	1.362,5	1.362,5	731	0,529	4,51e+06	0,322	2,193e-04	5,000e+00
22	1.398,8	1.398,8	910	0,639	3,63e+06	0,324	2,193e-04	5,000e+00

Layer #	Top of zone TVD (ft)	Top of zone MD (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pore Fluid Perm. (mD)
23	1.448,8	1.448,8	945	0,641	3,74e+06	0,327	2,193e-04	5,000e+00
24	1.498,8	1.498,8	910	0,600	4,19e+06	0,328	2,193e-04	5,000e+00
25	1.535,2	1.535,2	1.132	0,727	2,87e+06	0,330	2,193e-04	5,000e+00
26	1.577,8	1.577,8	1.228	0,766	2,52e+06	0,332	2,193e-04	5,000e+00
27	1.627,8	1.627,8	578	0,350	6,43e+06	0,334	2,193e-04	5,000e+00
28	1.677,8	1.677,8	1.111	0,653	3,93e+06	0,336	2,193e-04	5,000e+00
29	1.727,8	1.727,8	1.448	0,826	1,95e+06	0,338	2,193e-04	5,000e+00

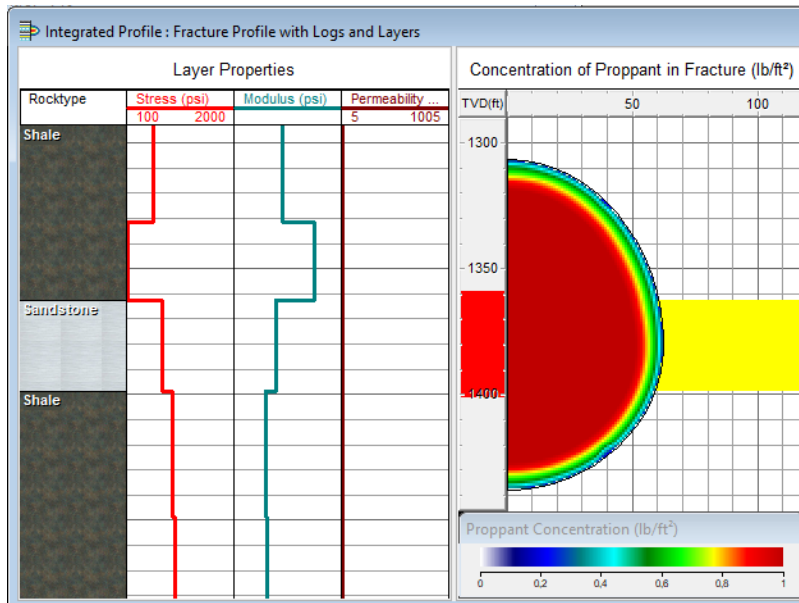
El programa de bombeo propuesto para fracturar la formación Socorro nivel B del pozo Pacoa 10 va a variar de acuerdo a las condiciones que se tenga en el proceso de fracturamiento, considerando que mientras la permeabilidad es menor el volumen del PAD será mayor, con el programa de bombeo listo se procede a cargarlo en el simulador donde se ajusta el volumen del PAD a 72 bbls y el volumen de inyección a 174 bbls para obtener una mejor distribución del agente de sostén, con una masa del propante de 24,95 klbs de Jordan Sand 12/20. (Ver figura 52, Anexo 20)

Figura 52. Programa de bombeo pozo Pacoa 12

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	20,00	0,00	3.024	3,60	3:35	YF120LG	
2	Main frac slurry	20,00	1,00	1.218	1,52	5:06	YF120LG	Jordan Sand 12/20
3	Main frac slurry	20,00	2,00	1.428	1,85	6:58	YF120LG	Jordan Sand 12/20
4	Main frac slurry	20,00	3,00	1.134	1,53	8:30	YF120LG	Jordan Sand 12/20
5	Main frac slurry	20,00	4,00	1.260	1,77	10:16	YF120LG	Jordan Sand 12/20
6	Main frac slurry	20,00	5,00	1.176	1,72	11:59	YF120LG	Jordan Sand 12/20
7	Main frac slurry	20,00	6,00	1.092	1,65	13:38	YF120LG	Jordan Sand 12/20
8	Main frac flush	20,00	0,00	336	0,40	14:02	YF120LG	
9	Shut-in	0,00	0,00	0	1,00	15:02	Shut-in	
10	----	0,00	0,00	0	0,00			

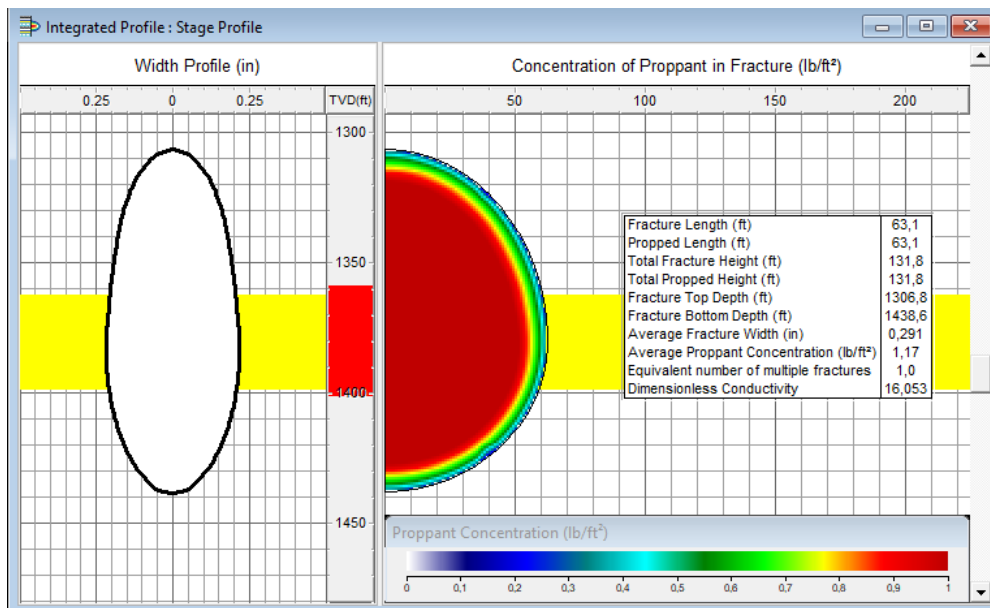
La figura 53 muestra el comportamiento de la conductividad de la fractura en relación a las propiedades geomecánicas de la formación y el intervalo seleccionado; se obtiene una conductividad promedio de 4220,9 mD-ft.

Figura 53. Conductividad de la fractura -Simulación pozo Pacoa 12



En la figura 48 se observa una penetración efectiva de 63,1 ft, una altura de fractura de 132 ft en un intervalo de 1307 ft– 1439 ft y alcanza una eficiencia de fluido de 1,05; un ancho máximo de 0,43 in y una concentración del propante de 1,17 lb/ft².

Figura 54. Concentración del propante en fractura pozo Pacoa 12



Se debe realizar el tratamiento de fracturamiento verificando el comportamiento de la presión neta observada a cada instante de tiempo.

Tabla 44. Resumen de presión de fractura pozo Pacoa 12

Model Net Pressure (psi)	1486	BH Fracture Closure Stress (psi)	731
Max. Surface Pressure (psi)	3050	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,53
Reservoir Pressure (psi)	600	Avg. Surface Pressure (psi)	440

Se realiza una comparación del análisis analítico de la geometría de la fractura y la simulación de fractura hidráulica de cada uno de los pozos seleccionados donde se puede observar que mediante la simulación se obtienen valores más reales de esta, así como también se visualiza que la altura de la fractura sobrepasa la zona de pago de cada uno de los pozos analizados, cabe acotar que estos intervalos no alcanzan zonas de acuíferos de acuerdo a los registros analizados. Los valores se encuentran en la tabla 45.

Tabla 45. Resultado final de geometría de la fractura

Pozo	Formación	Análisis analítico			Simulación de fractura		
		hf (ft)	Xf (ft)	Wf (in)	hf (ft)	Xf (ft)	Wf (in)
MTCH	Rosario	72.00	98.74	0.56	183,3	95,1	0,24
Pacoa 05	Socorro E	31.00	145.94	0.63	151.00	82,1	0,23
Pacoa 10	Socorro B	25.00	230.77	0.64	183.00	94,3	0,22
Pacoa 12	Socorro C	43.17	206.04	0.32	132.00	63,1	0,29

CONCLUSIONES

- Los pozos seleccionados que presentan mejores potenciales para incrementar la producción y cuenta con la información requerida para el tratamiento de fracturación hidráulica a través del índice de heterogeneidad donde se considera la producción de agua y de petróleo de cada uno de los pozos del campo Pacoa son: pozo Mata Chivato, Pacoa 05, Pacoa 10, Pacoa 12.
- Al evaluar la viabilidad del fracturamiento se evidenció que la mayoría de los pozos seleccionados alcanzan el criterio de la falla por tensión – compresión antes que una falla por cizalla, por lo que técnicamente se puede crear una fractura hidráulica vertical donde la presión de inyección se concentra en la dirección del esfuerzo máximo.
- Por medio del modelo geomecánico se realizó una clasificación de los parámetros geomecánicos para conocer los intervalos óptimos en una operación de fracturamiento hidráulico, esta clasificación va desde el régimen de esfuerzos, presión de poro, presión de fractura, las propiedades elásticas, y propiedades de la resistencia de la roca.
- Los parámetros geomecánicos (propiedades elásticas y mecánicas de la roca) que influyen en la propagación de la fractura son la presión del poro, presión de fractura, Modulo de Young, régimen de esfuerzos y relación de Poisson.
- Dado que el módulo de Young, el cual se encuentra entre 4,50 – 9,68 psia y la relación de Poisson la cual se encuentra entre 0,32-0,42 indican que la

roca es relativamente rígida, lo que significaría que va requerir mayor presión de fractura.

- A cada uno de los intervalos óptimos de los pozos seleccionados se le realizó el cálculo de Diseño Unificado de fractura, donde la masa propante de estos intervalos esta entre 25000 a 33000 libras y en función de estas se calculó la geometría de la fractura
- El pozo Mata Chivato cuenta con una baja producción de petróleo menor a 10 bbl/d, después de realizado el fracturamiento hidráulico esta incrementa a 48,51 bbl/d obteniendo un incremento del 500% en la producción, demostrando la alta efectividad del fracturamiento hidráulico. en mejorar la permeabilidad elevando la producción a un nivel más rentable.
- La producción de petróleo del pozo Pacoa 05 es extremadamente baja de 0,30 bbl/d, lo que indica una permeabilidad muy limitada, al realizarse el fracturamiento hidráulico aumenta su producción a 10,48 bbl/d, este incremento drástico demuestra que la técnica ha sido altamente efectiva, permitiendo una extracción más eficiente de petróleo.
- El pozo Pacoa 10 cuenta con una producción de petróleo actual de 2,63 bbl/d, obteniendo una producción de petróleo incremental de 12,22 bbl/d después del fracturamiento, lo que indica la efectividad de la técnica, mejorando significativamente las condiciones del pozo.
- La producción de petróleo del pozo Pacoa 12 es extremadamente baja de 0,36 bbl/d, después del fracturamiento hidráulico se obtiene un incremento de la producción de 32,40 bbl/d, lo que significa que esta técnica ha sido

altamente efectiva, mejorando considerablemente el flujo de petróleo hacia el pozo.

- Con los resultados obtenidos del modelo geomecánico se comprobó mediante la simulación de fractura el impacto que tienen los parámetros geomecánicos en la generación de la geometría y propagación de las fracturas.

RECOMENDACIONES

- Para un mejor análisis de las propiedades mecánicas es necesario contar con la mayor cantidad de información de todos los pozos del campo Pacoa además contar con pruebas de LOT y ELOT dado que para este estudio la información fue muy limitada.
- Para validar/calibrar las estimaciones de las propiedades mecánicas de la roca se recomienda realizar análisis de núcleos (Ensayos de mecánica de rocas) en pozos del Campo Pacoa.
- Para generar un modelo geomecánico se debe establecer presión de poro, presión de fractura, propiedades elásticas y mecánicas de la roca.
- De acuerdo a la presión de la formación se debe considerar una completación donde la bomba de subsuelo este ubicada en un nivel más alto a la zona productora.
- Es de vital importancia delimitar los niveles dado que los esfuerzos varían de acuerdo a la profundidad, por lo que no es recomendable fracturar todos los niveles en una sola etapa.
- El programa de bombeo y diseño de la geometría de fractura debe realizarse a través de un simulador puesto que los modelos teóricos son muy limitados.
- Se recomienda fracturar los niveles aislándolos con un RBP y RTTS. No se recomienda utilizar un packer activado por peso porque como los pozos son someros sería complicado activarlos. En caso de no haber disponibilidad de RBP y RTTS se recomienda utilizar un packer activado por tensión.

- Después de la fractura se debe dejar el pozo cerrado por lo menos unas 8 horas para que el material de sustento se acomode en los canales de las fracturas y luego circular por el anular para remover la arena del material de sustento asentada

REFERENCIAS

- Abdelghany, W. K., Radwan, A. E., Elkhawaga, M. A., Wood, D. A., Sen, S., & Kassem, A. A. (2021). Geomechanical modeling using the depth-of-damage approach to achieve successful underbalanced drilling in the Gulf of Suez rift basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202(December 2020), 108311. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108311>
- Abdideh, M., Joata bayrami, A., & Mahmoodzadeh, A. (2021). Modeling reference fracture pressures to design hydraulic fracture operations using well logging data. *Modeling Earth Systems and Environment*, 7(3), 1503–1510. <https://doi.org/10.1007/s40808-020-00879-7>
- Agencia de Regulación y Control Energía Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR). (2020). Producción Mensual Nacional De Petróleo Fiscalizado 2010-2019. *Agencia de Regulación y Control Energía Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR)*, 2.
- Alonso, W., & Frómeta, A. E. N. (2021). *Fracking lo que las personas no pueden desconocer sobre el tema*.
- Antolínez Jiménez, J. D., & Bohórquez Esparta, C. A. (2018). *Evaluación del impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la formación LA LUNA (Cuenca Valle Medio Del Magdalena)*.
- Archila J., J. L., Romero M., N. A., Calvete G., F. E., & Ardilla A., S. (2014). Estudio técnico-financiero para la viabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en campo escuela Colorado. *El Reventón Energético*, 12, 17–31.

- Arguello Marrufo, P. L. (2019). *Análisis técnico y Económico del Fracturamiento Hidráulico en Formaciones de Baja Permeabilidad* [Universidad Nacional Autónoma de México]. https://repositorio.unam.mx/contenidos?c=LP9oXx&d=false&q=*&i=3&v=1&t=search_1&as=1
- Ayala, D., Ayala, S., Pabón, G., & Fabara, J. (2020). Análisis y selección de un pozo reinyector en la Cuenca Oriente. *Fuentes El Reventón Energético*, 18(1), 51–59. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n1-2020006>
- Benavides Cusme, H. D., & Gálvez Chamba, L. G. (2013). *Actualización de las reservas y predicción de producción del campo CUYABENO-SANSAHUARI*.
- Benítez, S. (1995). Evolución géodynamique de la province côtière sud-équatorienne au Crétacé supérieur - Tertiaire. *Géology Alpine*, 71, 3–163.
- Cabanillas, L., Carstens, G., Lovecchio, J. P., Marshall, P., Rébori, L., Soldo, J. C., Vallejo, E., & Vergani, G. (2013). Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales. *Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Del Petróleo*, 23(agosto-septiembre), 40–48.
- Castillo Castro, D. S., Zambrano Carranza, J. R., & Rivera Parra, J. L. (2021). Propuesta de Actualización del RAOHE Incorporando Tecnologías de Fracturamiento Hidráulico, Reinyección de Recortes y Revisión de Límites Permisibles en la Gestión de Descargas Líquidas. *Revista Politécnica*, 48(2), 53–64. <https://doi.org/10.33333/rp.vol48n2.05>
- Castro Martínez, S., & Martin Camargo, J. (2016). *Diseño de Fracturamiento Hidráulico No Convencional en el Pozo Horizontal V2ph Del Campo Little Hoss de la Formación Barnett Shale, Ubicado en Texas, Estados Unidos*. 4(1), 64–75.

Chayres Varela, A. I. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México*.

Chipantashi-Aneloa, E. P. (2021). Potencial del fracturamiento hidráulico en el Ecuador: Estudio del caso Campo Guanta-Dureno. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 12(2), 37–51. <https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.2435>

CMG. (2018). *Geomodelling for Reservoir Engineers Builder V.2018.10*.

Constante, L., & Santos, J. (2021a). Evaluación de la Producción Inicial Esperada de Pozos de Relleno en el Campo Pacoa Mediante Random Forest. *PGE Petróleo & Gas*, 028, 29–36. <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2021/04/REVISTA-PETROLEO-Y-GAS-MARZO-2021-WEB.pdf>

Constante, L., & Santos, J. (2021b). Identificación temprana de riesgos asociados a la producción de petróleo mediante Redes Neuronales en el Campo Pacoa. *PGE Petróleo & Gas*, 13(1), 18–24. <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2021/04/REVISTA-PETROLEO-Y-GAS-MARZO-2021-WEB-OK.pdf>

Cuadros Buenaventura, V. (2018). Caracterización geológica de la formación Socorro en el campo Pacoa. *Universidad Central Del Ecuador*, 11(2), 430–439.

Deniaud, Y. (1998). Evolución tectono-sedimentaria de las cuencas costeras neogenas del Ecuador. *Petro producción/ORSTOM*, 74. <https://app.ingemmet.gob.pe/biblioteca/pdf/Reg-51.pdf>

EP-PETROECUADOR. (2023). *Informe estadístico enero-junio*.

Fernández, A., & Alvarellos, J. (2011). Modelos Geomecánicos 3D Y Su Creciente Aplicación en la industria petrolera. *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, 12(1), 151-157., 12(1), 151–157.

Gaona Castro, A. D. (2020). *Estudio para la optimización de la producción mediante análisis nodal en pozos con sistema BES del Bloque 57.*

Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). *Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps*. 39(6), 770–780.

Hernández Mendoza, S., & Duana Ávila, D. (2020). Técnicas e instrumentos de recolección de datos. *Boletín Científico de Las Ciencias Económico Administrativas Del ICEA*, 9(17), 51–53.

<https://doi.org/10.29057/icea.v9i17.6019>

Herrera Mendoza, A., & Uguña Guachilema, E. (2017). Optimización de la perforación mediante el diseño de un modelo geomecánico. In *Universidad Superior Politécnica del Litoral* (pp. 1–221).

Higgins-Borchardt, S., Sitchler, J., & Bratton, T. (2016). Geomechanics for Unconventional Reservoirs. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development*. Elsevier Inc.

<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00007-9>

IEE, & MAGAP. (2012). *Generación De Geo información Para La Gestión Del Territorio a Nivel Nacional, Escala 1: 25 000: Geomorfología.*

Lorenzo, E., Roca-Beltrán, W. A., Martínez, M., Morato, A., Escandón-Panchana, P. C., & Álvarez-Domínguez, C. P. (2018). Correlación geoquímica

entre crudos y rocas del sistema petrolero de la península de Santa Elena y el golfo de Guayaquil Geochemical correlation between crude oils and rocks of the petroleum system of the Santa Elena Península and the Gulf of Guayaquil. *Boletín de Geología*, 40(1), 31–42. <https://doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018002>.RESUMEN

Loya Loachamin, A. G. (2020). *La geomecánica en la perforación direccional y horizontal de un campo X del Oriente Ecuatoriano*.

Mantilla, G. (2015). Correlación Del Neógeno en el Ecuador. *Escuela Politécnica Nacional*, 1. <https://doi.org/10.1029/2004TC001723>

Massaro Sosa, A. (2019). Estudio Geomecánico Regional de la Formación Vaca Muerta y su Aplicación a los Reservorios No Convencionales del tipo Shale oil/gas. *Instituto Tecnológico de Buenos Aires -Departamento de Investigación y Doctorado*.

Misahel, Y. P. (2018). Geomecánica aplicada a la simulación numérica de yacimientos. In *Universidad Nacional Autónoma de México*.

Mishell, D., & Uribe, C. (2022). *Caracterización de nuevas ocurrencias del basamento de la región costa del Ecuador*.

Molina, R. (2015). *Optimización De La Producción De Pozos Con Bombeo Mecánico Campo Pacoa* (pp. 1–191). [http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5647#:~:text=Resumen %3A, y%2Fo incrementar la producción](http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5647#:~:text=Resumen%3A,y%2Fo%20incrementar%20la%20producci%3A)

Morato Medina, A. (2022). *Caracterización geoquímica de petróleos crudos y potenciales rocas madre en la Cuenca Progreso (Ecuador): sistemas petroleros hipotéticos.*

Navarro, C. (2017). *Teoría del fracturamiento hidráulico.* Universidad Nacional Autónoma de México.

Núñez, E. del A. (2003). Geología del Ecuador. *Facultad de Ingeniería En Ciencias de La Tierra de La Escuela Superior Politécnica Del Litoral*, 275.
<https://toaz.info/doc-view>

Ordóñez Andrade, J., Peña Indio, D., & Piloza Quimi, V. (2022). Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente al yacimiento del campo Pacoa en la provincia de Santa Elena. *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, 9(2), 31–38. <https://doi.org/10.26423/rctu.v9i2.678>

Ortiz Florián, D. A. (2022). Estrategia para el uso eficiente y sostenible del agua de retorno en proyecto de fracturamiento hidráulico en roca generadora. In *Fundación Universidad de América Maestría en Gestión ambiental para la Competitividad* (Issue 8.5.2017).

Panez, C. C. (2010). Análisis de Métodos Para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera. *Universidad Ricardo Palma*, 105.

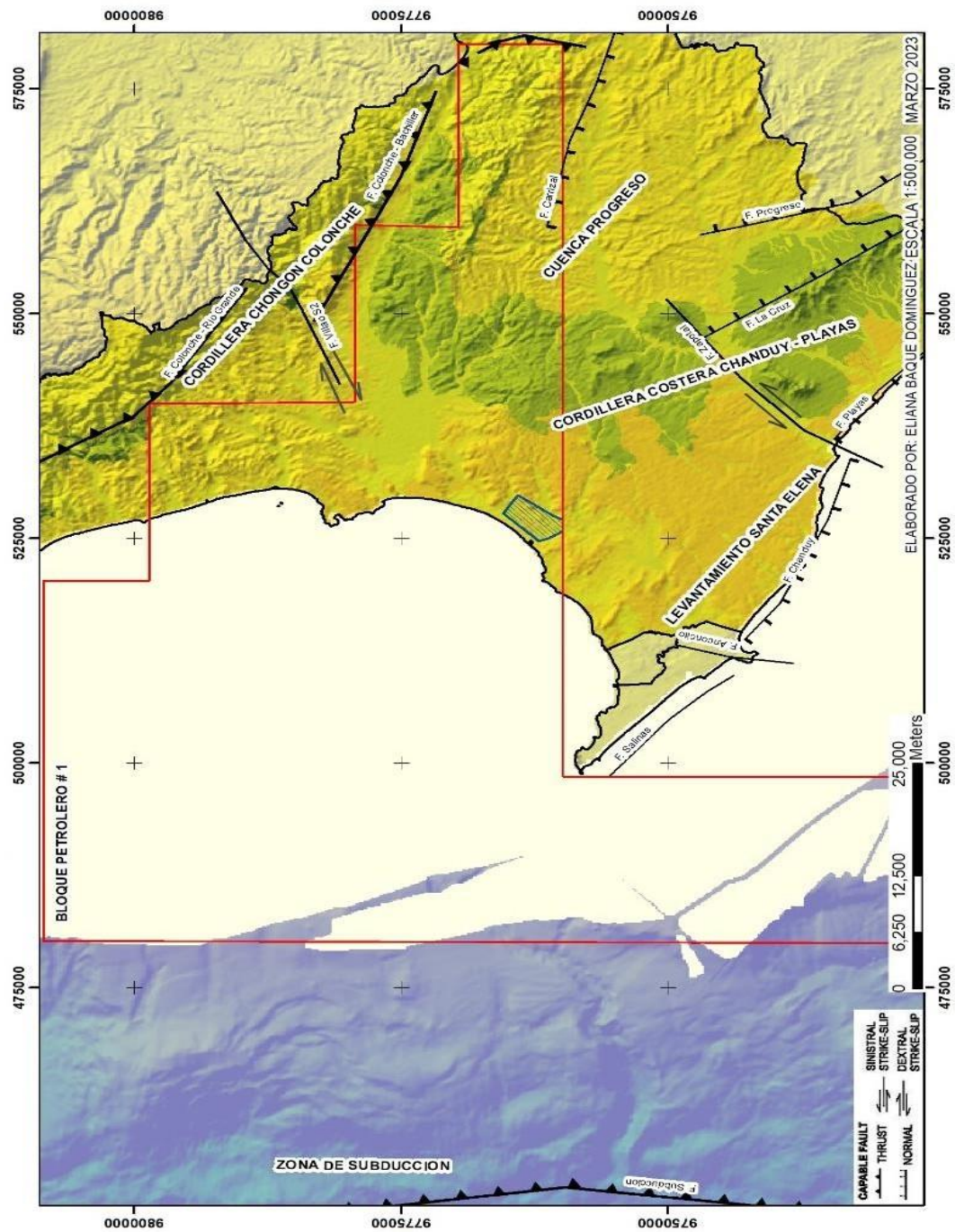
Quezada Espinosa, D. A., & Vásquez, C. F. (2018). Estudio de simulación matemática para la evaluación de un fracturamiento hidráulico en el campo Lobo. In *Universidad Central del Ecuador* (Vol. 11, Issue 2).

- Quintero, Y. A., Triana, R. L., Jaimes, M. G., & Torres, M. L. (2010). Optimización De Diseños De Fractura Hidráulica Aplicando Estudios Geomecánicos. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 8(2), 5–11.
- Ramos Marcano, R. (2018). Caracterización geomecánica del yacimiento cretáceo 21, para el diseño de fracturas en la caliza Apón, campo Urdaneta, Estado Zulia. *Universidad Central de Venezuela*, 138. http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCS/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG_ANAYA_RAQUEL_2004-000.pdf
- Reese, R. D. (1996, October 6). Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/36604-MS>
- Reyes Navas, Y. (2021). Evaluación del proceso de recobro térmico SAGD acoplado con geomecánica en yacimientos altamente inclinados. *Universidad Nacional de Colombia*.
- Rodríguez, F., & Silva, A. (2013). *Validación de los regímenes de esfuerzos según resultados de estabilidad de pozo en el campo Apiay* (Issue January 2013).
- Rodríguez, G., & Tomalá, C. (2012). *Determinación De Parámetros De Producción De Los Pozos Del Campo Pacoa-Bloque1, Mediante La Aplicación De La Técnica De Análisis Nodal Para La Optimización De La Producción*. 165.
- Rodríguez, X. A. (2017). *Daño geomecánico de sistemas naturalmente fracturados debido a esfuerzos inducidos por producción de fluidos*.
- Santos, J. (2020). Características geomecánicas de las formaciones del Campo Pacoa y su influencia durante la perforación. *PGE Petróleo & Gas*, 25, 25–33.

- Serebrinsky, S. A., Toscano, R., Goldschmit, M. B., Dvorkin, E. N., & Cohesiva, Z. (2016). Desarrollo y Validación de un Simulador de Fracturamiento Hidráulico Orientado al Petróleo y Gas. *Mecánica Computacional*, 34(15), 1027–1041.
- Shahbazi, K., Abdideh, M., & Hadipoor, M. (2017). Modelling hydraulic fracturing process in one of the Iranian southwest oil reservoirs. *Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science*, 126(3), 108–117. <https://doi.org/10.1080/03717453.2017.1322395>
- Skalany, M. (2018). Informe Estimulación por fractura hidraulica en formaciones no convencionales. *Secretaria de Ambiente y Ordenamiento Territorial. Gobierno Mendoza*.
- Suárez, J., & Salinas, A. (2021). *Inyección de surfactantes en el Bloque 1, del Campo Pacoa, ubicado en la Comuna Morrillo, Provincia de Santa Elena*.
- Vallejo, E. R. (2015). Predicción de arenamiento mediante un modelo geomecánico para un campo del oriente ecuatoriano. *Universidad Central Del Ecuador*, 16(1994), 1–37.
- Vázquez Cárdenas, J. F. (2009). Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico. In *Universidad nacional autónoma de México facultad de ingeniería*.
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. United States of América by Cambridge University Press, New York. www.cambridge.org/9780521770699
- Zumba, N. (2005). *Interpretación Geológica-Sísmica 2D en el Área de San Vicente-Morillo del Bloque ESPOL*. 185.

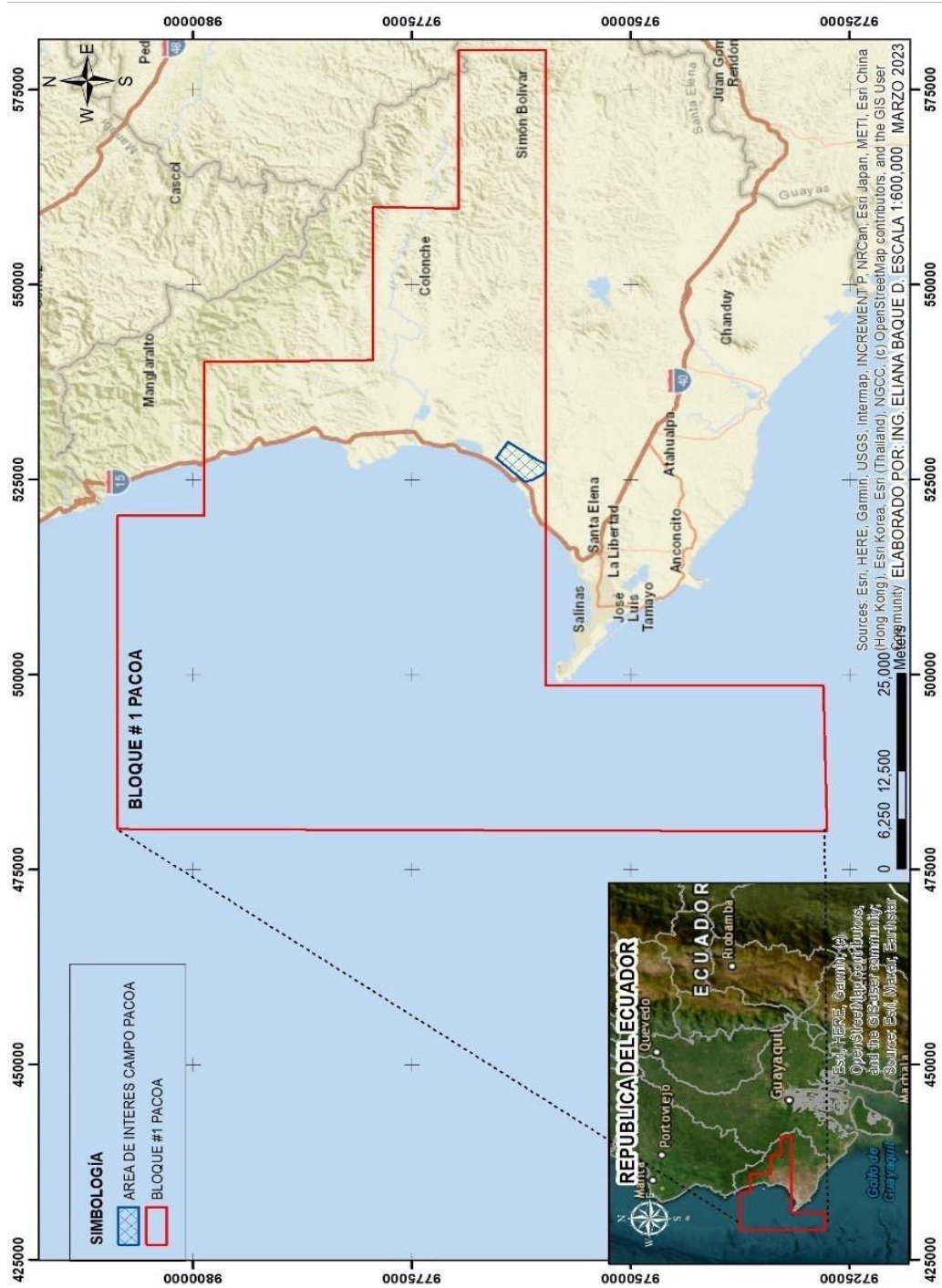
ANEXOS

Anexo 1.
Mapa de sistema de fallas geológicas del Bloque petrolero #1



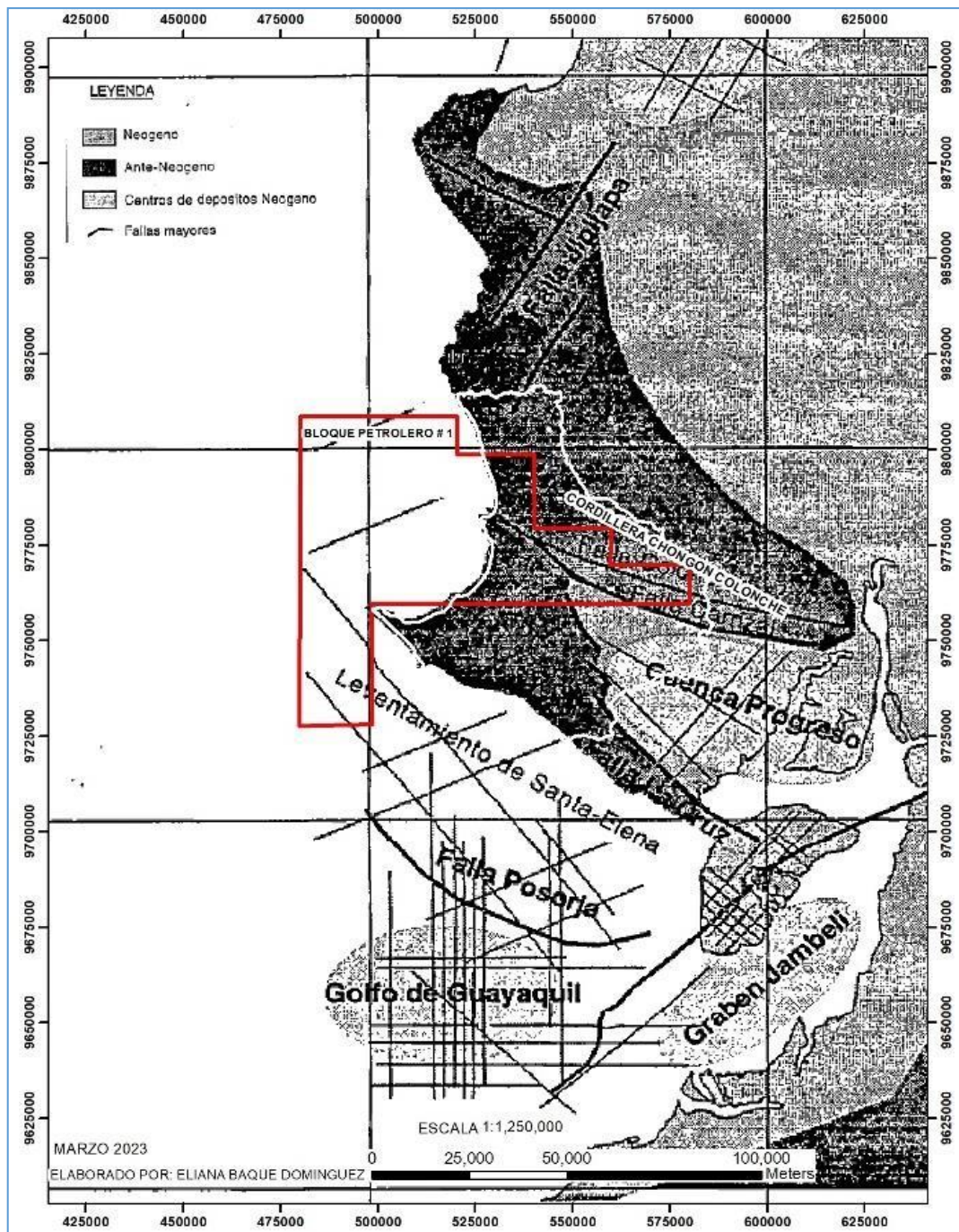
Nota: La figura muestra el mapa de sistema de fallas geológicas y geomorfológico del Bloque petrolero #1, utilizando como fuente el mapa geomorfológico de SIGTIERRAS y la carta topográfica del Instituto Geográfico Militar IGM. A una escala de 1: 500,000. Elaboración propia.

Anexo 2. Mapa del área de estudio campo Pacoa ubicada dentro del Bloque #1







Nota: La figura muestra el mapa del área de estudio Campo Pacoa, utilizando como fuente el mapa topográfico del Instituto de Investigación de Sistemas Ambientales ESRI y la carta topográfica del Instituto Geográfico Militar IGM, a una escala de 1: 40,000. Elaboración *propia*

Anexo 3. Ubicación del Bloque petrolero #1 en las Cuencas del Neógeno en el Antearco de Ecuador



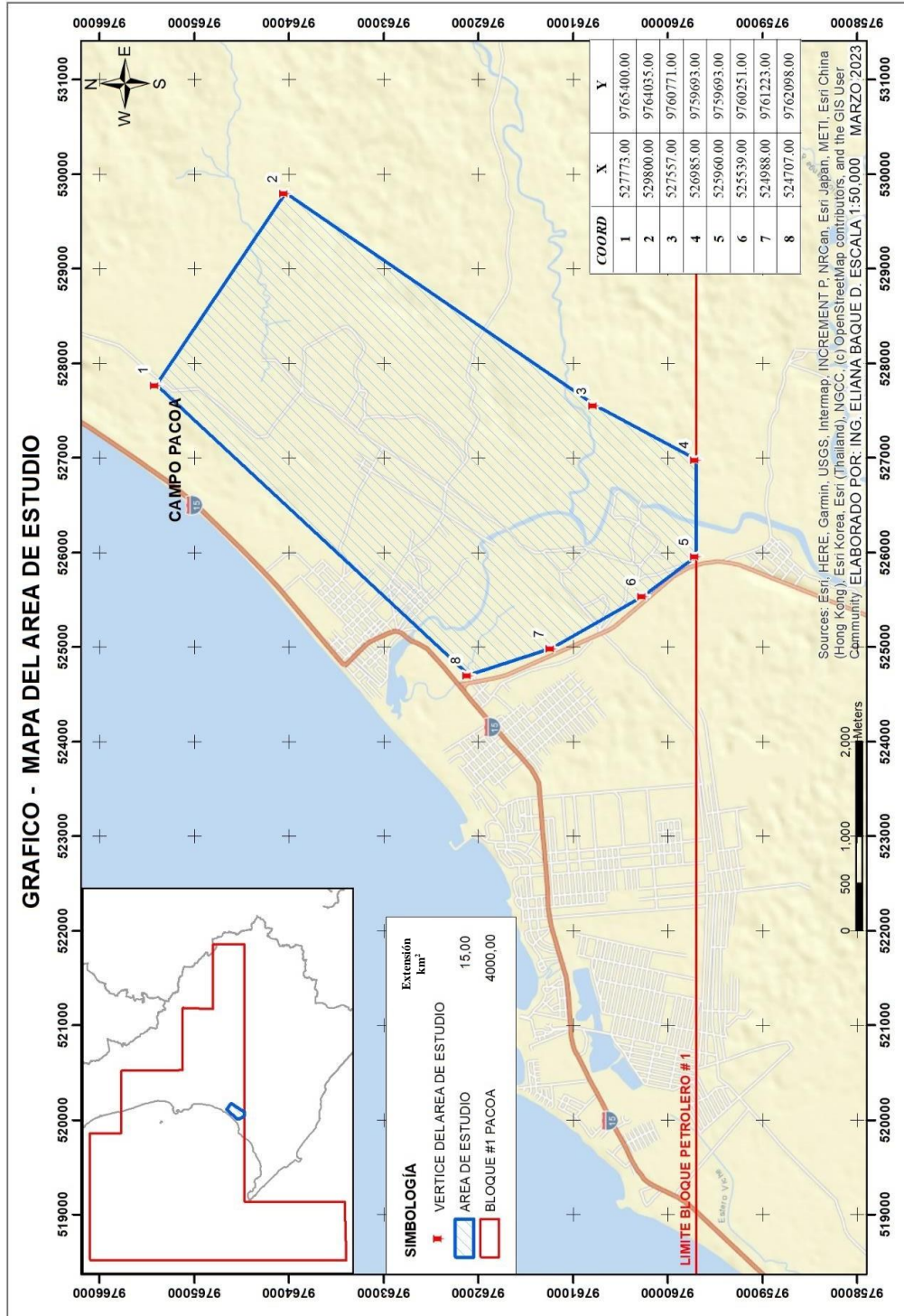
Nota: La figura muestra el mapa de ubicación del Bloque #1 en las cuencas del periodo de Neógeno y Ante neógeno en el Ante arco del Ecuador, utilizando como fuente: (Deniaud, 1998) estudio “Evolución Tecno-sedimentaria de las cuencas costeras neógenas del Ecuador”, modificado por el autor a una escala de 1: 250,000.

Anexo 4.
Columna estratigráfica del Campo Pacoa

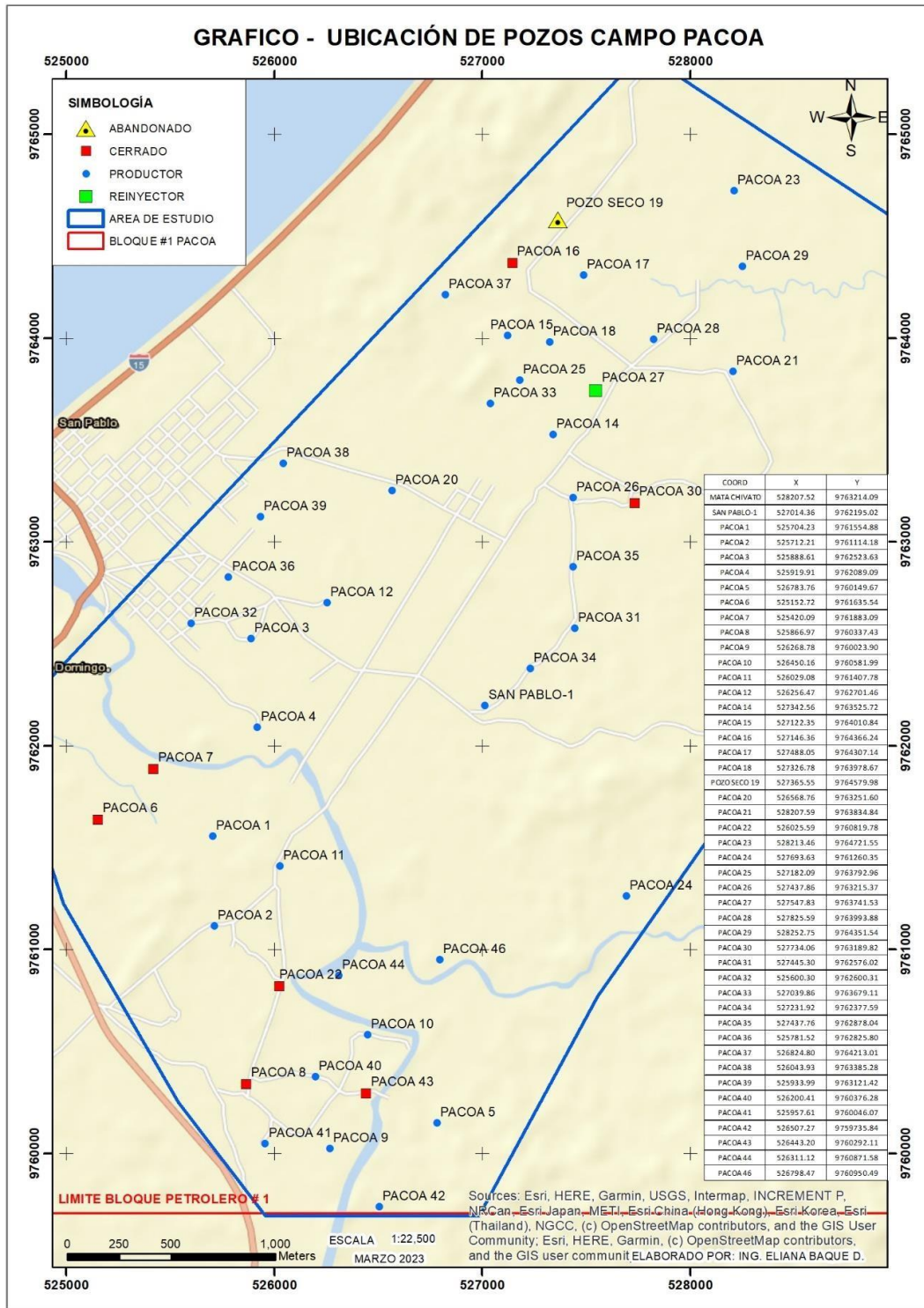
Periodo/Epoca	Edad	Unidades	Esp (ft)	Litología	Geología del Petróleo / Parametros			
Discordancia								
TERCIARIO	EOCENO	Bartoniano	FM. SECA	65 - 1027	Arcilla, toba arcillosa y arenisca			
			FM. SOCORRO SUPERIOR	1027 - 2800	Arcilla, limolita, arenisca, marga, caliza y toba arcillosa			
		Lutetiano	FM. SOCORRO INFERIOR	2800 - 4786	Arcilla, limolita, arenisca, caliza y toba arcillosa			
			FM. CLAY PEBBLE BEDS (CPB)	4786 - 5843	Arcilla, limolita, arenisca, caliza y toba arcillosa			
		T	Ypresiano	DISCORDANCIA				
	PALEOCENO	Superior	Tanetiano	FM. ROSARIO (DISCORDANCIA)	5843 - 6068	Arcilla, conglomerado, arenisca y toba arcillosa		
		T	Daniano	DISCORDANCIA				
MESOZOICO	CRETACEO	Superior	Maestrichtia	DISCORDANCIA				
			Campaniano	FM. CAYO	6068 - 6225	Arcilla, tobas y arenisca		
			Santoniano					
		Temprano	Coniaciano					
	Turoniano							
	Cenomania		FM. PIÑÓN	?	Piso oceánico			
	Albiano							
Roca Madre  Roca Almacen  Roca sello  Trampa 					Roca Madre	Roca Almacen	Roca Sello	Trampa

Nota: La figura muestra la Columna estratigráfica del Campo Pacoa Bloque petrolero #1, utilizando como fuente Columna Estratigráfica del campo Pacoa elaborado en el informe de Canadá Grande en 1999 e informe operacional del Pozo Mata Chivano de Juliana Saltos en el 2015. Modificado por el autor

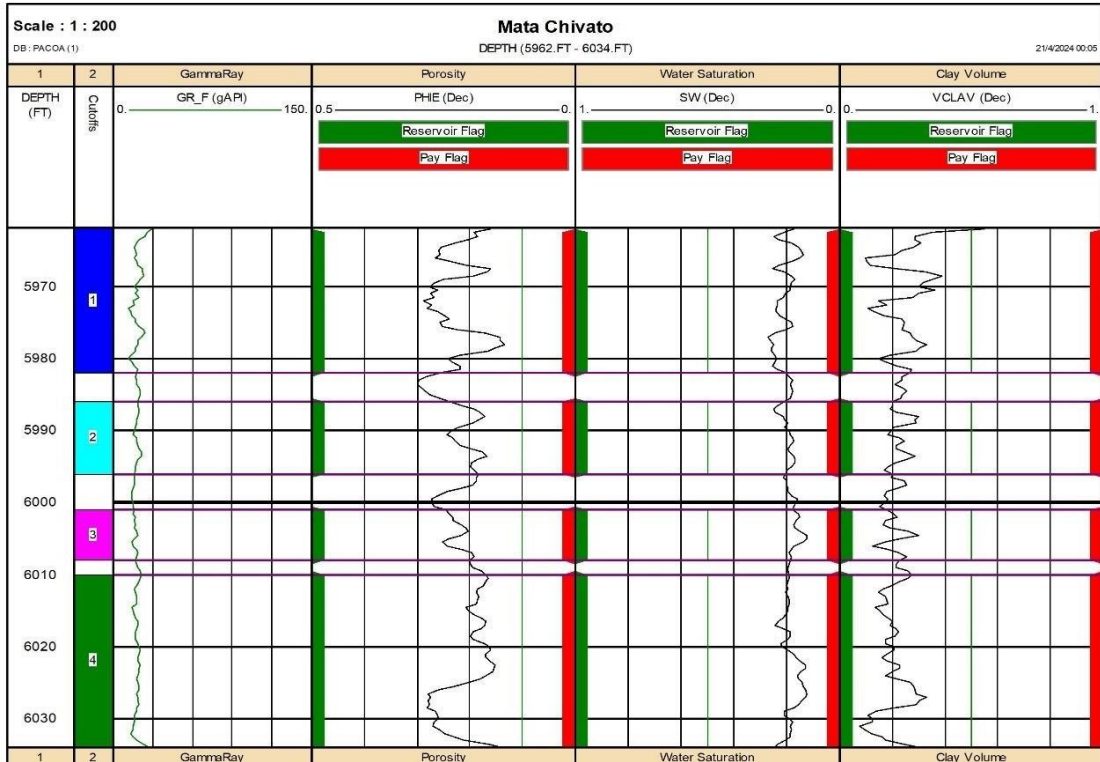
Anexo 5. Ubicación del Campo Pacoa



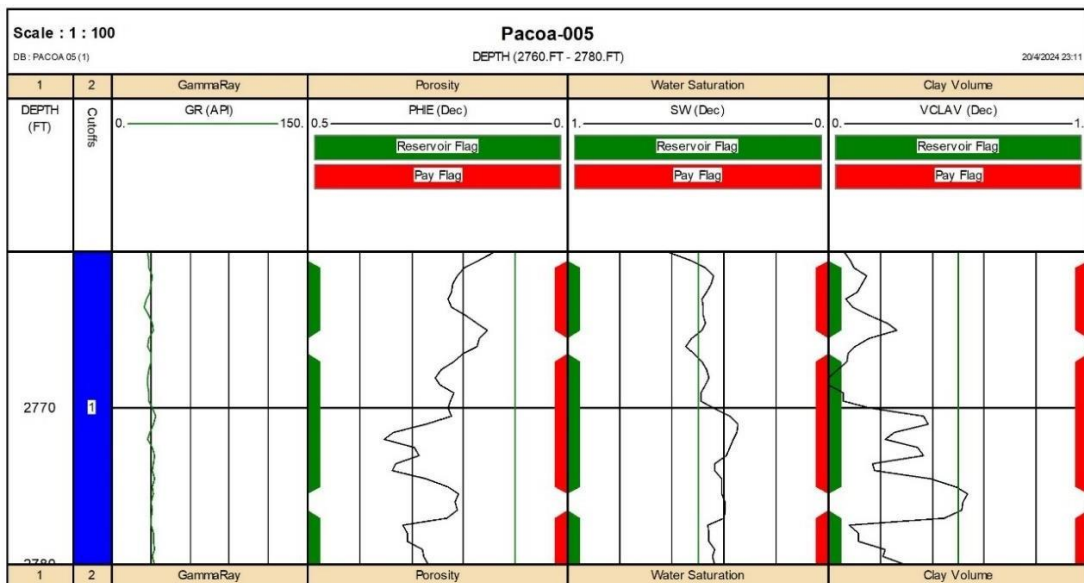
Anexo 6. Ubicación de pozos del Campo Pacoa



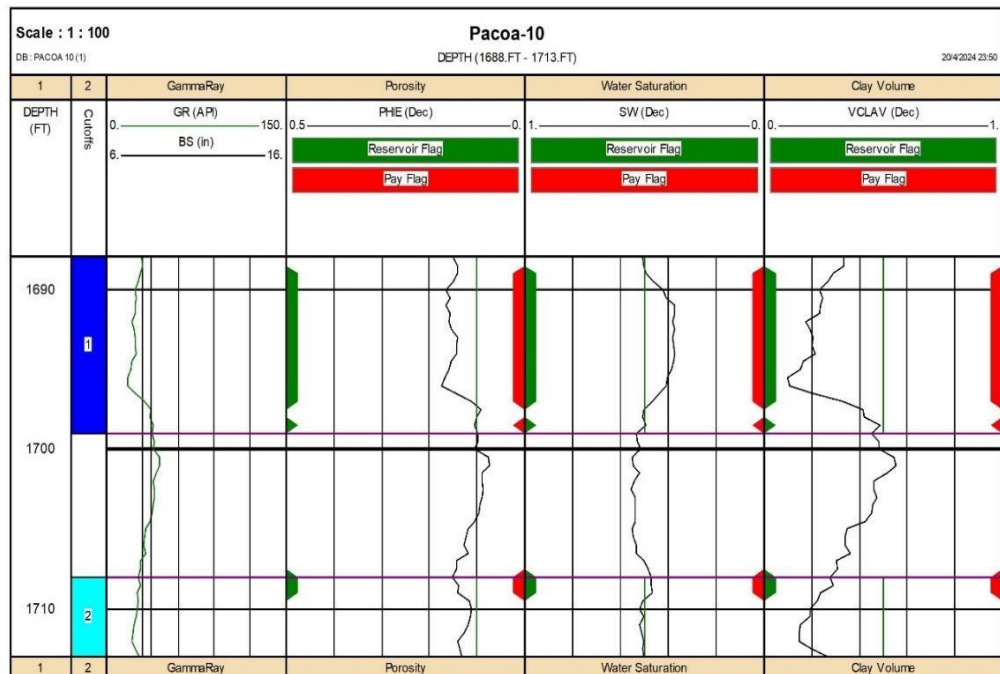
Anexo 7.
Análisis Petrofísico del pozo *Mata Chivato*



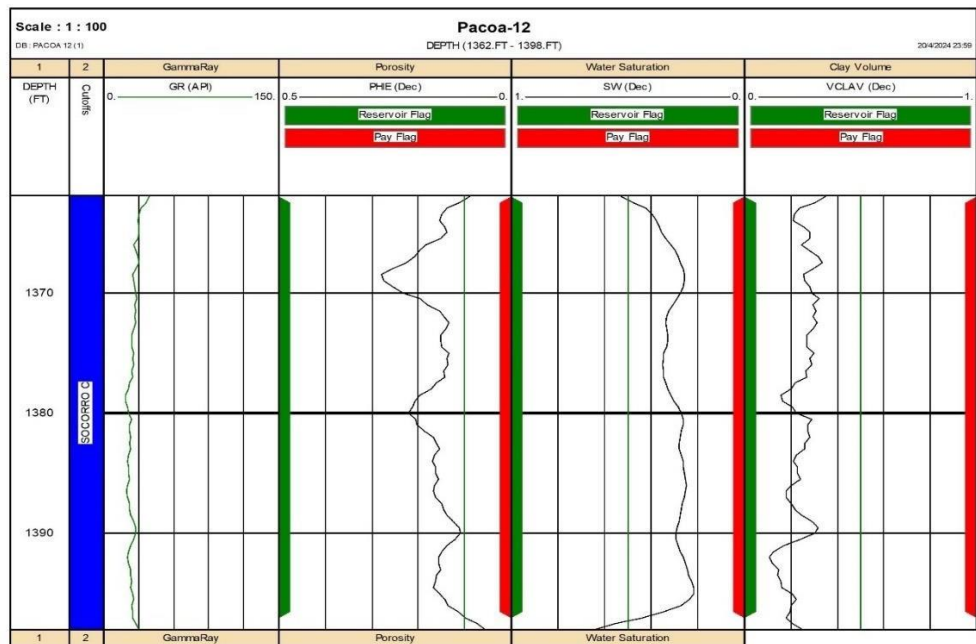
Anexo 8.
Análisis Petrofísico (zona de pago) del pozo *Pacoa 05*



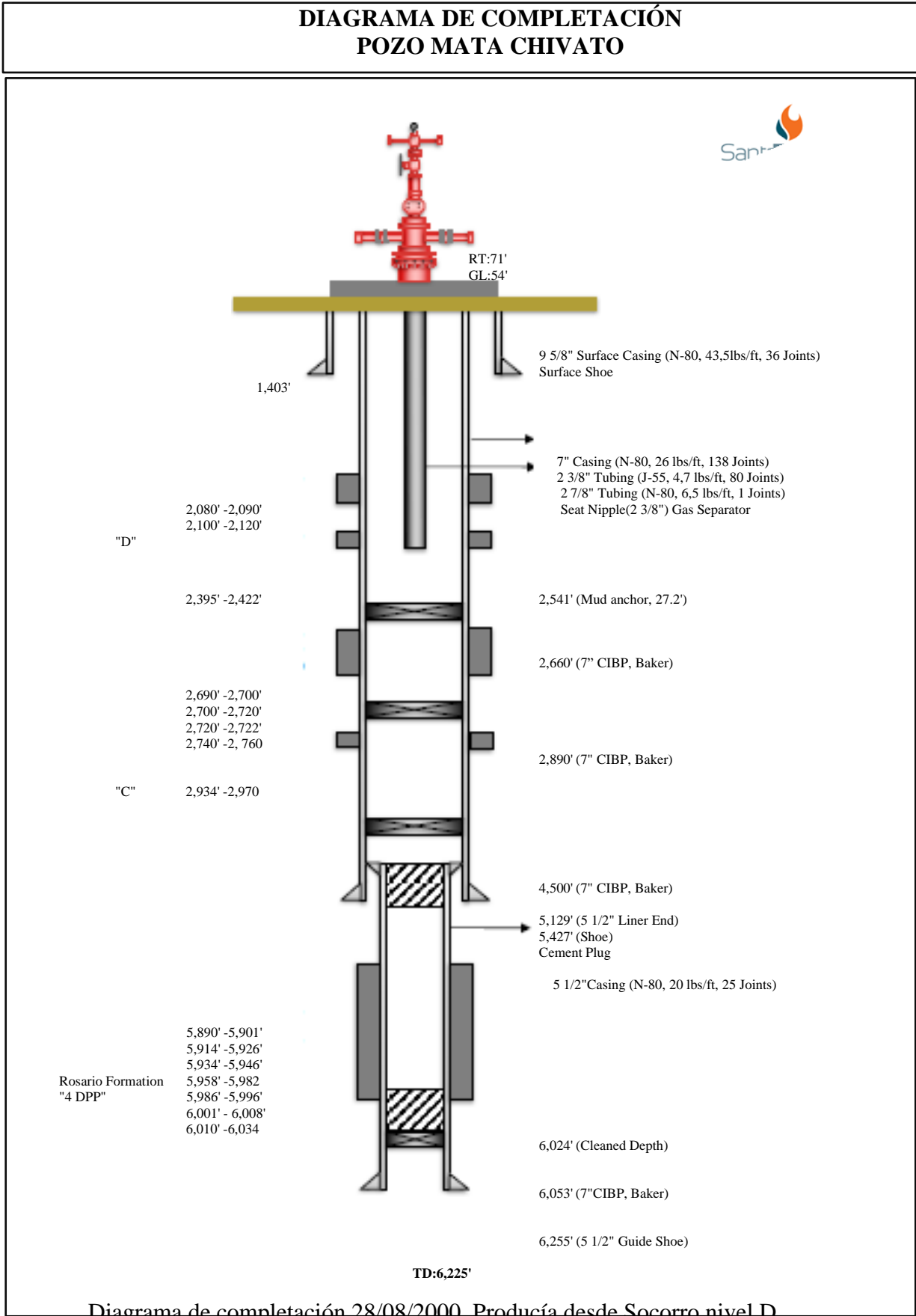
Anexo 9.
Análisis Petrofísico (zona de pago) del pozo Pacoa 10



Anexo 10.
Análisis Petrofísico (zona de pago) del pozo Pacoa 12

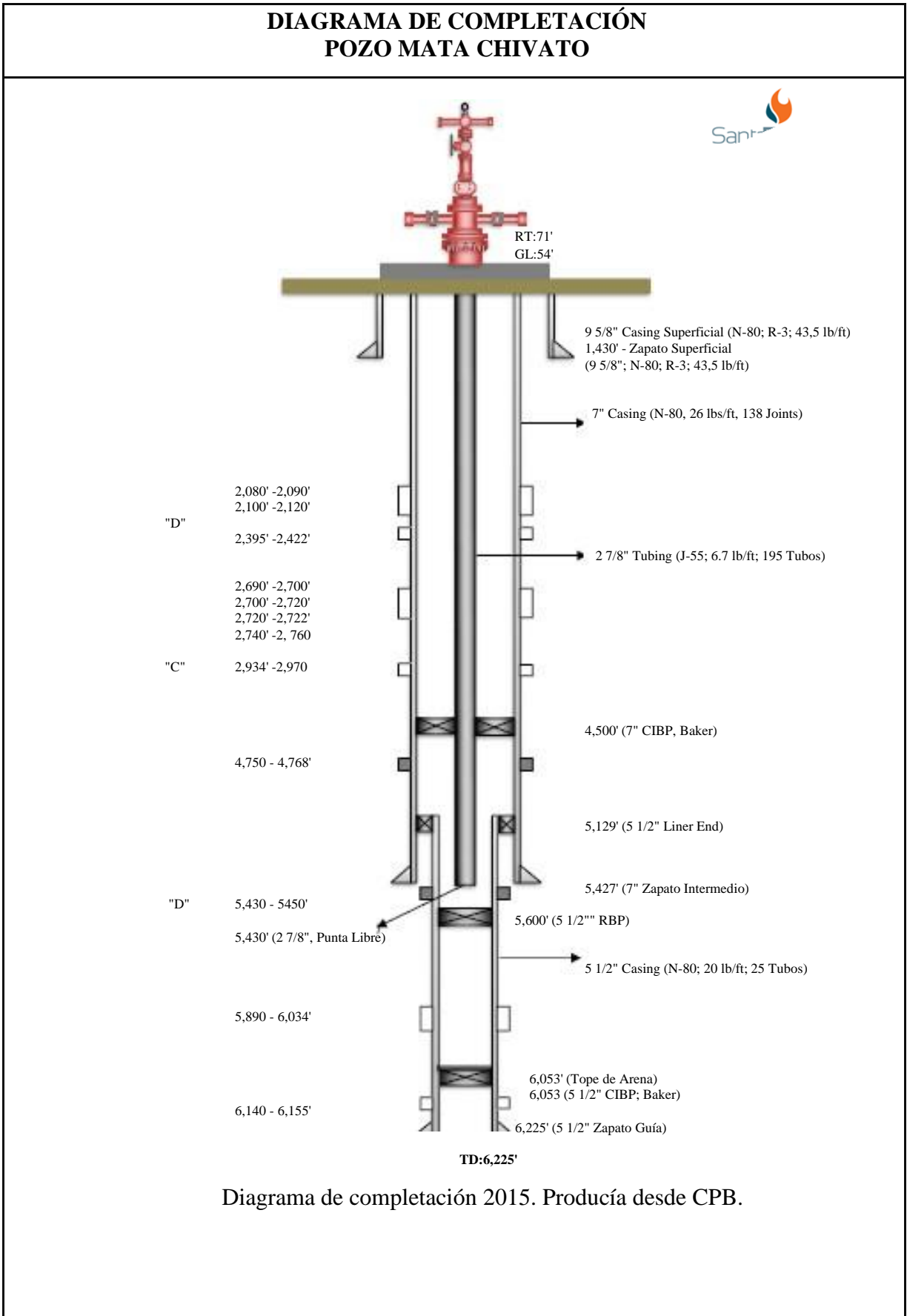


Anexo 11.
Esquema mecánico pozo Mata Chivato Agosto 2000



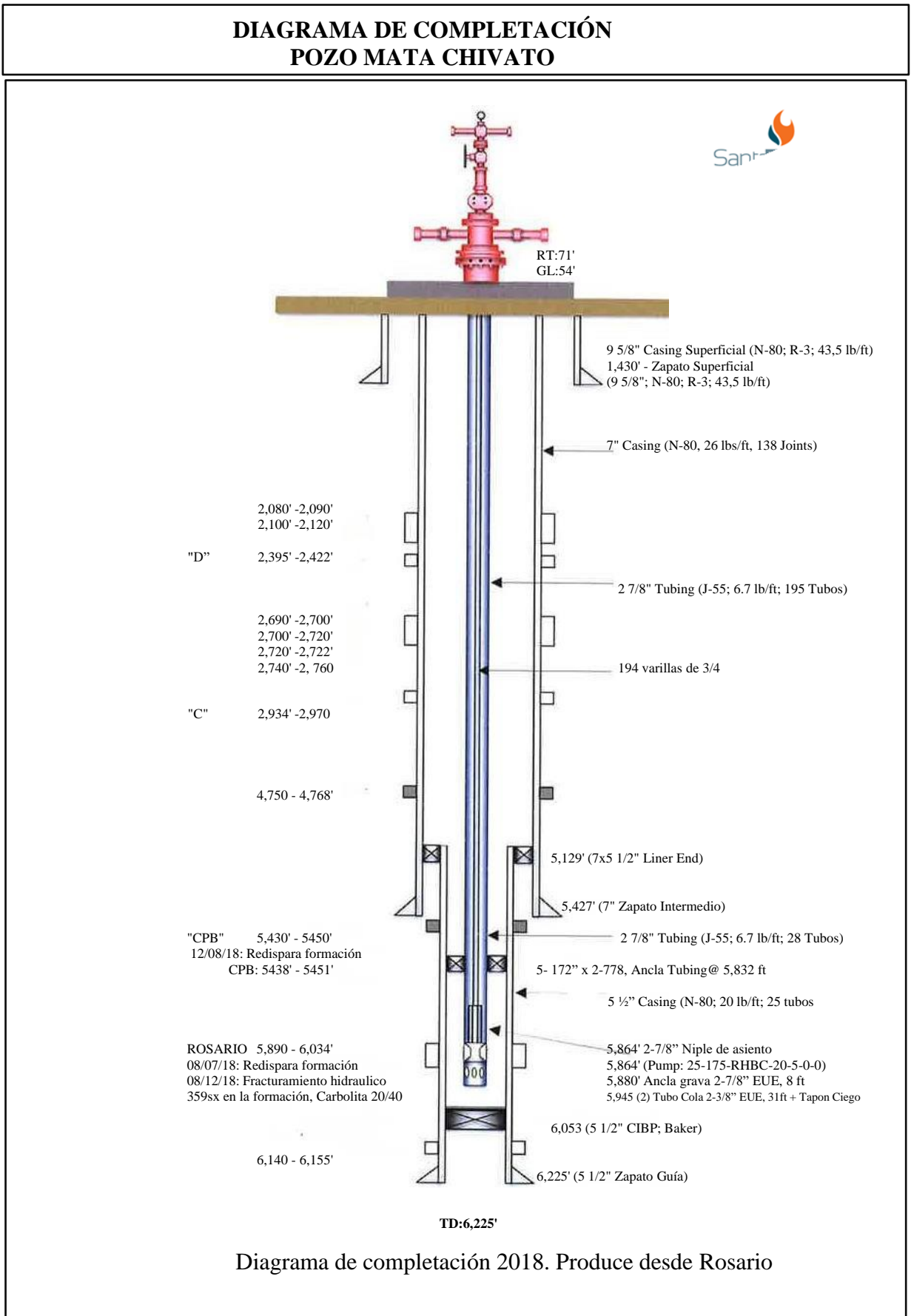
Anexo 12.

Esquema mecánico pozo Mata Chivato año 2015

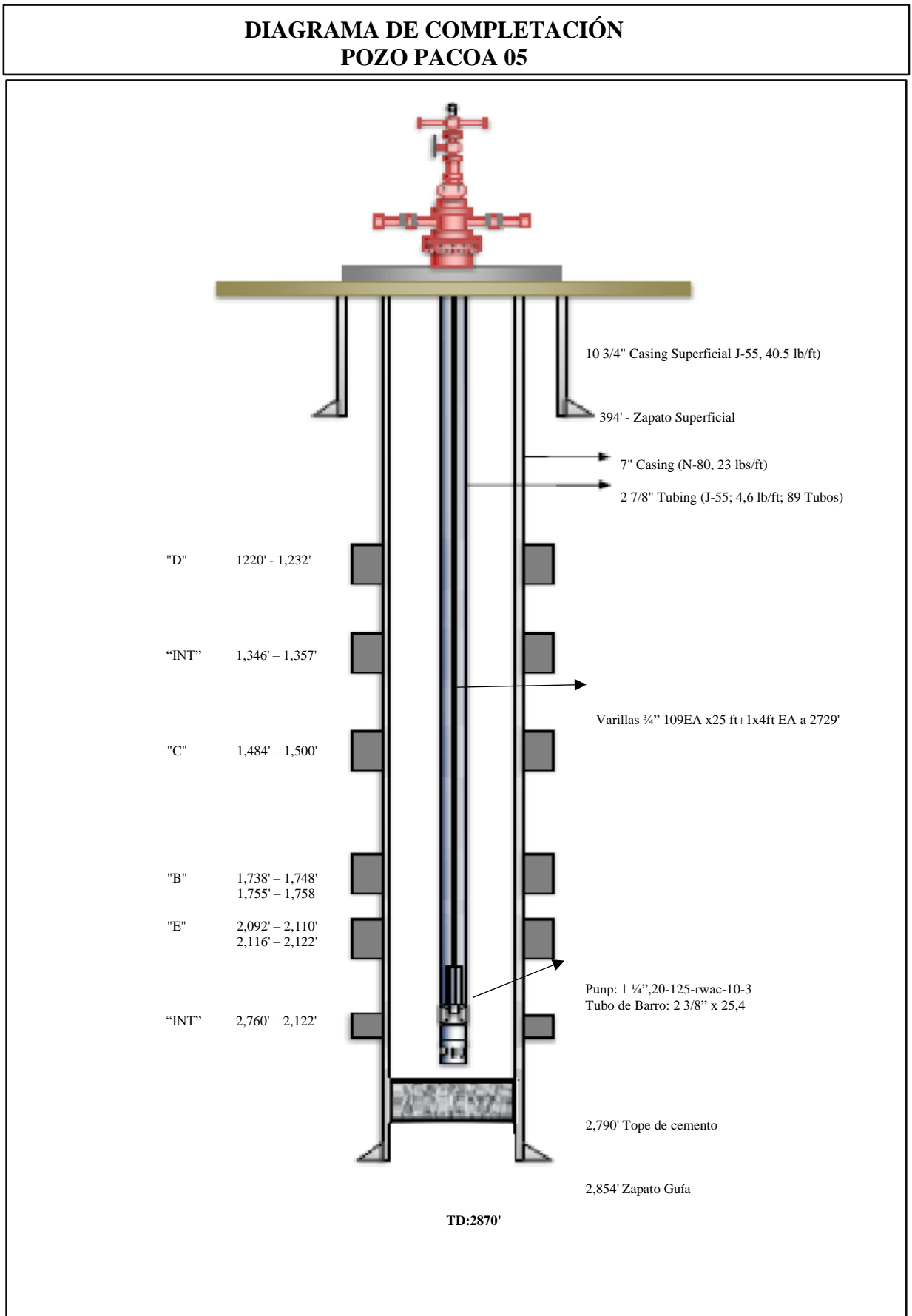


Anexo 13.

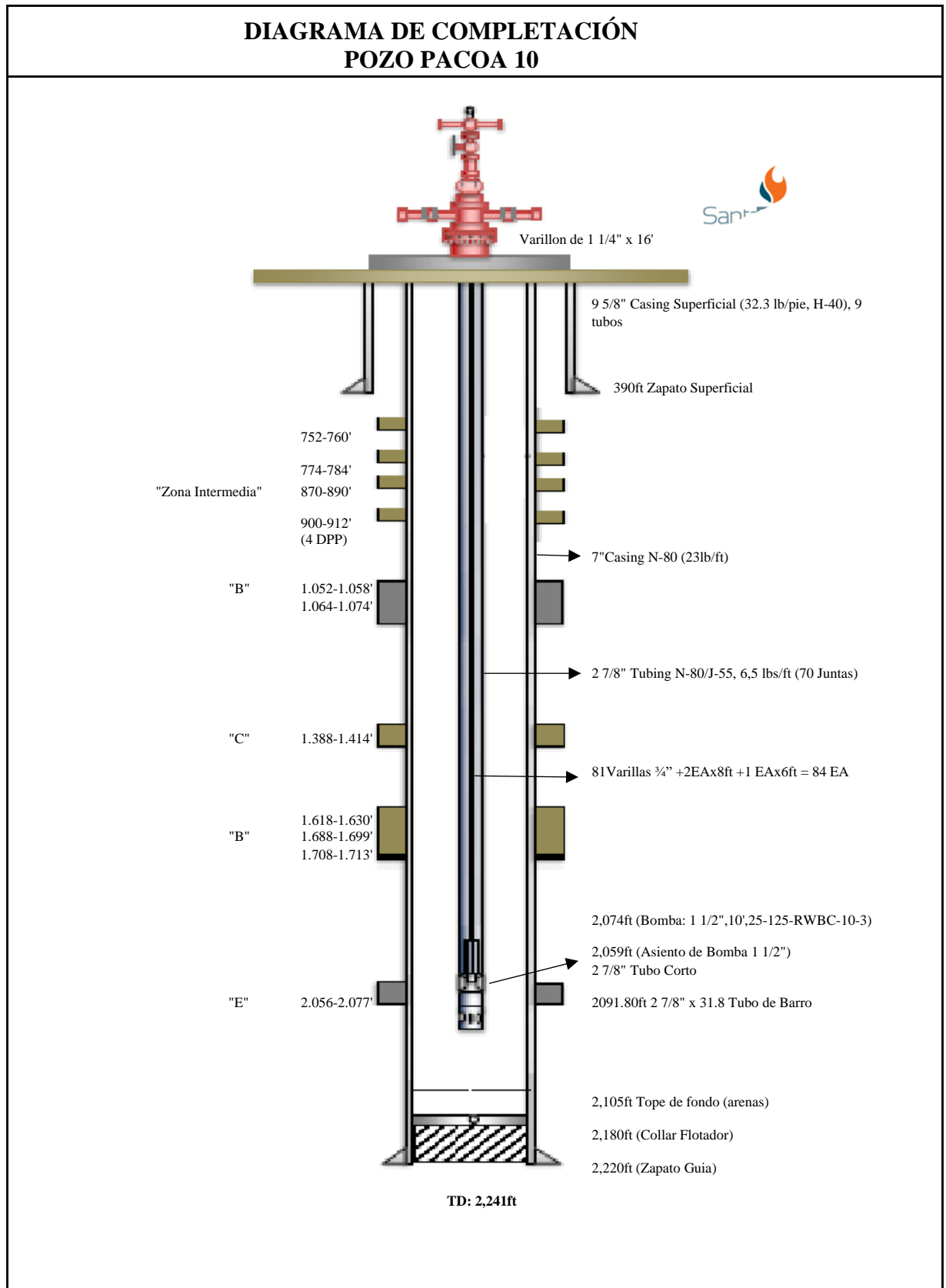
Esquema mecánico pozo Mata Chivato Final



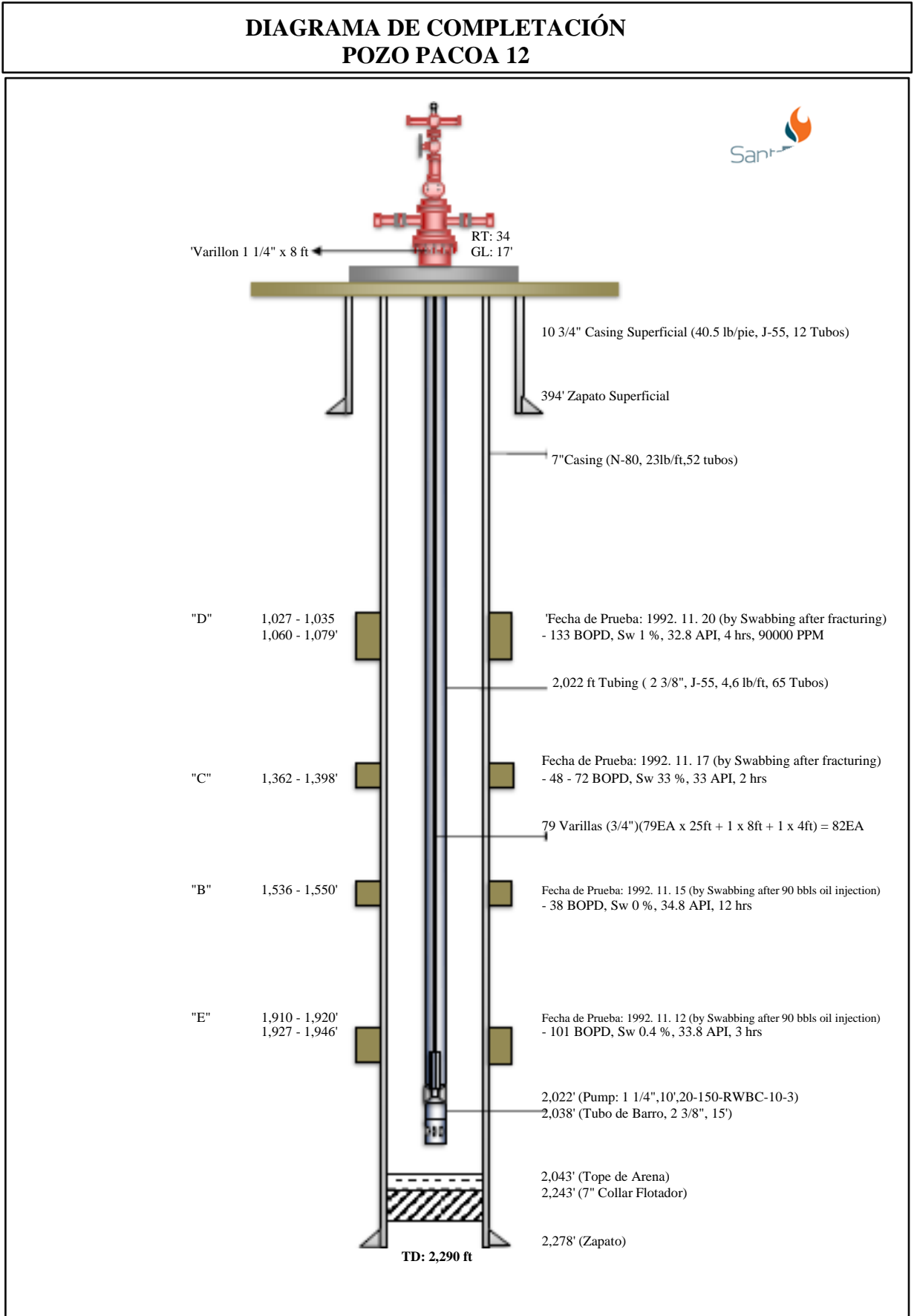
Anexo 14.
Esquema mecánico pozo Pacoa 05



Anexo 15.
Esquema mecánico pozo Pacoa 10



Anexo 16.
Esquema mecánico pozo Pacoa 12



Anexo 17.

Reporte de Simulación de fractura del Pozo Mata Chivato

Date: May 20, 2024
 Well Name: FRACPRO
 Location: Version 7.01
 Formation: Rosario
 Filename: Mata Chivato

Table 1: Fracture Geometry Summary*

Fracture Half-Length (ft)	95	Propped Half-Length (ft)	95
Total Fracture Height (ft)	183	Total Propped Height (ft)	183
Depth to Fracture Top (ft)	5.907	Depth to Propped Fracture Top (ft)	5.907
Depth to Fracture Bottom (ft)	6.090	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	6.090
Equivalent Number of Multiple Fracs	1,0	Max. Fracture Width (in)	0,36
Fracture Slurry Efficiency**	0,74	Avg. Fracture Width (in)	0,24
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	0,92

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 20,00 min (end of Stage 9 Shut-in after Main frac flush)

** Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

Table 2: Fracture Conductivity Summary*

Avg. Conductivity** (mD·ft)	2.198,3	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0,242
Dimensionless Conductivity**	3,08	Ref. Formation Permeability (mD)	7,5
Proppant Damage Factor	0,52	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	426.768
Apparent Damage Factor***	0,00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	204.849
Total Damage Factor	0,52	Prop Perm with Total Damage (mD)	204.839
Effective Propped Length (ft)	95	Proppant Embedment (in)	0,000

* All values reported are for the entire fracture system. Actual conductivity could be lower if equivalent multiple fractures have been modeled

** Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

*** Apparent Damage due to non-Darcy and multi-phase flow

Table 3: Fracture Pressure Summary*

Model Net Pressure** (psi)	1.518	BH Fracture Closure Stress (psi)	4.768
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,795
Hydrostatic Head*** (psi)	1.519	Avg. Surface Pressure (psi)	985
Reservoir Pressure (psi)	2.609	Max. Surface Pressure (psi)	5.086

* Averages and maxima reported for Main Frac stages.

** Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

*** Value reported for clean fluid

Table 4: Operations Summary*

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	66,5	Total Proppant Pumped (klbs)	27,5
Total Slurry Pumped (bbls)	124,4	Total Proppant in Fracture (klbs)	25,2
Pad Volume (bbls)	99,0	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	482
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	27,4	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	2.490
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	30,2	Avg. Btm. Slurry Rate (bpm)	12,1
Primary Fluid Type	YF130LGD	Primary Proppant Type	CarboLite 20/40

* Averages and maxima reported for Main Frac stages. Totals reported for all injections combined.

** Based on following volume ratio of stage types: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), and excluding flush.

Anexo 18.

Reporte de Simulación de fractura del Pozo Pacoa 05

Date: May 21, 2024
 Well Name: PACOA 05
 Location: Version 7.01
 Formation: SOCORRO
 Filename: PACOA 05

Table 5: Fracture Geometry Summary*

Fracture Half-Length (ft)	82	Propped Half-Length (ft)	82
Total Fracture Height (ft)	151	Total Propped Height (ft)	151
Depth to Fracture Top (ft)	2.695	Depth to Propped Fracture Top (ft)	2.695
Depth to Fracture Bottom (ft)	2.847	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	2.847
Equivalent Number of Multiple Fracs	1,0	Max. Fracture Width (in)	0,33
Fracture Slurry Efficiency**	0,88	Avg. Fracture Width (in)	0,23
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	0,93

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 16,19 min (end of Stage 9 Shut-in after Main frac flush)

** Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

Table 6: Fracture Conductivity Summary*

Avg. Conductivity** (mD-ft)	3.167,4	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0,227
Dimensionless Conductivity**	7,71	Ref. Formation Permeability (mD)	5
Proppant Damage Factor	0,52	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	730.980
Apparent Damage Factor***	0,00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	350.870
Total Damage Factor	0,52	Prop Perm with Total Damage (mD)	350.800
Effective Propped Length (ft)	82	Proppant Embedment (in)	0,006

* All values reported are for the entire fracture system. Actual conductivity could be lower if equivalent multiple fractures have been modeled

** Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

*** Apparent Damage due to non-Darcy and multi-phase flow

Table 7: Fracture Pressure Summary*

Model Net Pressure** (psi)	1.594	BH Fracture Closure Stress (psi)	1.948
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,704
Hydrostatic Head*** (psi)	2.323	Avg. Surface Pressure (psi)	574
Reservoir Pressure (psi)	520	Max. Surface Pressure (psi)	2.612

* Averages and maxima reported for Main Frac stages.

** Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

*** Value reported for clean fluid

Table 8: Operations Summary*

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	31,3	Total Proppant Pumped (klbs)	20,2
Total Slurry Pumped (bbls)	73,1	Total Proppant in Fracture (klbs)	18,2
Pad Volume (bbls)	72,0	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	281
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	25,9	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	1.279
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	28,6	Avg. Btm. Slurry Rate (bpm)	7,9
Primary Fluid Type	YF120LG	Primary Proppant Type	Jordan Sand 12/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Anexo 19.

Reporte de Simulación de fractura del Pozo Pacoa 10

Date: May 21, 2024
 Well Name: PACOA 10
 Location: SANTA ELENA - ECUADOR
 Formation: SOCORRO
 Filename: POZO PACOA 10

Table 9: Fracture Geometry Summary*

Fracture Half-Length (ft)	94	Propped Half-Length (ft)	94
Total Fracture Height (ft)	183	Total Propped Height (ft)	183
Depth to Fracture Top (ft)	1.605	Depth to Propped Fracture Top (ft)	1.605
Depth to Fracture Bottom (ft)	1.787	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	1.787
Equivalent Number of Multiple Fracs	1,0	Max. Fracture Width (in)	0,32
Fracture Slurry Efficiency**	0,88	Avg. Fracture Width (in)	0,22
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	0,89

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 19,04 min (end of Stage 9 Shut-in after Main frac flush)

** Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

Table 10: Fracture Conductivity Summary*

Avg. Conductivity** (mD-ft)	3.094,1	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0,183
Dimensionless Conductivity**	6,56	Ref. Formation Permeability (mD)	5
Proppant Damage Factor	0,50	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	781.027
Apparent Damage Factor***	0,00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	390.513
Total Damage Factor	0,50	Prop Perm with Total Damage (mD)	390.513
Effective Propped Length (ft)	94	Proppant Embedment (in)	0,000

* All values reported are for the entire fracture system. Actual conductivity could be lower if equivalent multiple fractures have been modeled

** Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

*** Apparent Damage due to non-Darcy and multi-phase flow

Table 11: Fracture Pressure Summary*

Model Net Pressure** (psi)	793	BH Fracture Closure Stress (psi)	1.164
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,684
Hydrostatic Head*** (psi)	1.324	Avg. Surface Pressure (psi)	108
Reservoir Pressure (psi)	740	Max. Surface Pressure (psi)	636

* Averages and maxima reported for Main Frac stages.

** Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

*** Value reported for clean fluid

Table 12: Operations Summary*

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	52,0	Total Proppant Pumped (klbs)	26,7
Total Slurry Pumped (bbls)	98,8	Total Proppant in Fracture (klbs)	24,0
Pad Volume (bbls)	94,0	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	53
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	27,1	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	311
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	30,1	Avg. Btm. Slurry Rate (bpm)	19,8
Primary Fluid Type	YF120LG	Primary Proppant Type	Jordan Sand 12/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

* Averages and maxima reported for Main Frac stages. Totals reported for all injections combined.

** Based on following volume ratio of stage types: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), and excluding flush.

** Based on following volume ratio of stage types: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), and excluding flush.

Anexo 20.

Reporte de Simulación de fractura del Pozo Pacoa 12

Date: May 21, 2024
 Well Name: PACOA 12
 Location: SANTA ELENA - ECUADOR
 Formation: SOCORRO
 Filename: POZO PACOA 12

Table 13: Fracture Geometry Summary*

Fracture Half-Length (ft)	63	Propped Half-Length (ft)	63
Total Fracture Height (ft)	132	Total Propped Height (ft)	132
Depth to Fracture Top (ft)	1.307	Depth to Propped Fracture Top (ft)	1.307
Depth to Fracture Bottom (ft)	1.439	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	1.439
Equivalent Number of Multiple Fracs	1,0	Max. Fracture Width (in)	0,43
Fracture Slurry Efficiency**	1,05	Avg. Fracture Width (in)	0,29
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	1,17

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 15,13 min (end of Stage 9 Shut-in after Main frac flush)

** Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

Table 14: Fracture Conductivity Summary*

Avg. Conductivity** (mD·ft)	4.220,9	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0,291
Dimensionless Conductivity**	13,37	Ref. Formation Permeability (mD)	5
Proppant Damage Factor	0,50	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	837.404
Apparent Damage Factor***	0,00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	418.702
Total Damage Factor	0,50	Prop Perm with Total Damage (mD)	418.702
Effective Propped Length (ft)	63	Proppant Embedment (in)	0,007

* All values reported are for the entire fracture system. Actual conductivity could be lower if equivalent multiple fractures have been modeled

** Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

*** Apparent Damage due to non-Darcy and multi-phase flow

Table 15: Fracture Pressure Summary*

Model Net Pressure** (psi)	1.486	BH Fracture Closure Stress (psi)	731
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0,529
Hydrostatic Head*** (psi)	1.444	Avg. Surface Pressure (psi)	440
Reservoir Pressure (psi)	600	Max. Surface Pressure (psi)	3.050

* Averages and maxima reported for Main Frac stages.

** Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 8, Main frac flush)

*** Value reported for clean fluid

Table 16: Operations Summary*

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	16,5	Total Proppant Pumped (klbs)	20,3
Total Slurry Pumped (bbls)	52,6	Total Proppant in Fracture (klbs)	15,4
Pad Volume (bbls)	72,0	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	215
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	26,4	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	1.493
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	29,2	Avg. Btm. Slurry Rate (bpm)	5,6
Primary Fluid Type	YF120LG	Primary Proppant Type	Jordan Sand 12/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Anexo 21.



Oficio Nro. MEM-DAIEH-2023-0032-OF

Quito, D.M., 22 de noviembre de 2023

Código de Entrega: DAIEH-ENTREGA-00759-00001

Medio: Digital.

Peso: 1,74 GB.

Contenido: 96 archivos.

Link descarga: <https://nextcloud.energiayminas.gob.ec/index.php/s/CF6Wj3WCt8LK29q>

La información proporcionada será utilizada exclusivamente para el desarrollo del trabajo de investigación de la estudiante Eliana Jacqueline Baque Domínguez, quien se manejarán dentro del marco del sigilo y buen uso de la información.

Los estudios adicionales que se generen mediante este proceso deberán ser entregados al BIPE para fortalecer el universo de Información Hidrocarburífera de este departamento.

La información hidrocarburífera del país conforme lo señalado al artículo 313 de la Constitución de la República corresponde a los sectores estratégicos del Estado, razón por la cual esta cartera de Estado se reserva el derecho de iniciar las acciones legales que correspondan por el mal uso o uso doloso de la misma.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

Documento firmado electrónicamente

Ing. Diego Alejandro Rojas Ponce

DIRECTOR DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN ESTRATÉGICA DE HIDROCARBUROS

Referencias:

- MEM-VH-2023-2360-EX

Anexos:

- oficio_010-2023-signed0721216001695398732.pdf

- 105-fca-ipg-2023_asignación_de_tutor_baque-iturralde.pdf

- mtop-cgj-22-18-of.pdf

Copia:

Señor Ingeniero

César Fabricio Andrade Yerovi

Especialista de UPSTREAM

Ministerio de Energía y Minas

Dirección: Av. República de El Salvador N36-64 y Suecia
Código postal: 170135 / Quito - Ecuador Teléfono: +593-2 3976000
www.recursosyenergia.gob.ec

Documento firmado electrónicamente por Quijux

