

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES
DEL CAMPO VHR**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

OPCIÓN: ESTUDIO DE CASO

MILTON ALEXANDER CÓRDOVA MOLINA

quitoquil@hotmail.com

DIRECTOR: Mgtr. JOANA S. MARTÍNEZ V.

joana.martinez@epn.edu.ec

CO-DIRECTOR: Dr. JOHNNY R. ZAMBRANO C.

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, enero 2021

DECLARACIÓN

Yo, Milton Alexander Córdova Molina, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

MILTON ALEXANDER CÓRDOVA MOLINA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Milton Alexander Córdova Molina, bajo nuestra supervisión.

Mgtr. JOANA S. MARTÍNEZ V.
DIRECTOR DEL TRABAJO

Dr. JOHNNY R. ZAMBRANO C.
CO-DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A la Facultad de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, por su gran aporte a la Educación Superior, aportando profesionales calificados para el desarrollo del país.

A la Ingeniera Joana Martínez por haber dirigido acertadamente el trabajo de titulación y a quien considero a más de una gran docente una gran persona. De igual manera al Ingeniero Johnny Zambrano que a más de ser el co-director de este trabajo de titulación, en su calidad como Decano de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos siempre ha mostrado su calidad humana y su preocupación por los estudiantes.

A la empresa Petroamazonas E. P., especialmente al Ingeniero Bruno Salguero Gerente del Activo Cuyabeno, por haber brindado todas las facilidades y permitir que el presente trabajo se lleve a cabo.

Al Ingeniero Fernando Carrión Superintendente de Operaciones del Activo Cuyabeno, quien en su calidad como director en Petroamazonas de este proyecto, me brindó no solo su conocimiento y su colaboración desinteresada, sino también, su amistad a lo largo de todo el proceso de desarrollo del mismo.

Por último, quiero agradecer a todo el personal de operaciones del Activo Cuyabeno, especialmente a los Señores Ingenieros Wilmer Regalado, Bernardo Burgos y Oscar Calvache ingeniero de QA/QC, por la cordialidad y colaboración que me brindaron.

DEDICATORIA

A mi padre Milton Roosvel, porque siempre me brindó su estima y comprensión a lo largo de mi vida.

A mi madre Dolores Violeta, por ser una mujer luchadora que no se rinde ante las adversidades.

A mi segunda madre, Narcisa Molina, por el afecto, el cariño y la amistad que me han brindado desde que nací.

A mi hermana y su familia, por ser un ejemplo de vida.

A toda mi familia; tíos, primos, sobrinos, quienes han estado presentes en diversos momentos de mi vida y a quienes agradezco infinitamente.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
DEDICATORIA.....	v
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xiv
ABREVIATURAS.....	xv
RESUMEN.....	xvii
PRESENTACIÓN.....	xviii
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	1
1.1.1. Antecedentes.....	1
1.1.2. Ubicación.....	1
1.1.3. Geología estructural.....	2
1.1.4. Propiedades de roca y fluidos.....	3
1.2. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	4
1.2.1. Declinación exponencial.....	4
1.2.2. Declinación hiperbólica.....	5
1.2.3. Declinación armónica.....	5
1.3. PERFILAJE DE POZOS.....	6
1.3.1. Registros de diámetros.....	6
1.3.1.1. Registro de calibración.....	6
1.3.2. Registros eléctricos.....	7
1.3.2.1. Potencial espontáneo.....	7
1.3.2.2. Resistividad.....	7
1.3.3. Registros radiactivos.....	8
1.3.3.1. Rayos gamma.....	8
1.3.4. Registros de porosidad.....	8
1.3.4.1. Registro neutrónico.....	8
1.3.4.2. Registros de densidad.....	9
1.3.4.3. Registros sísmicos.....	9
1.4. EVALUACIÓN DE CEMENTACIÓN Y TUBERÍA.....	9
1.4.1. Evaluación de cementación.....	9
1.4.1.1. Herramientas sísmicas.....	9
1.4.1.2. Herramientas ultrasónicas.....	10

1.4.2.	Evaluación de tubería.....	10
1.4.2.1.	Vistas en 3D.....	11
1.4.2.2.	Clasificación del daño en tubería.....	12
1.5.	PRODUCTIVIDAD DEL POZO.....	13
1.5.1.	IPR Compuesto.....	13
1.5.2.	Factor de daño o skin.....	13
1.5.3.	Eficiencia de flujo.....	14
1.6.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	15
1.6.1.	Geometría de fractura.....	16
1.6.1.1.	Modelos de geometría de fractura.....	16
1.6.2.	Registro de temperatura.....	17
1.6.3.	Fluidos de fracturamiento hidráulico.....	17
1.6.3.1.	Aditivos.....	18
1.6.4.	Pérdida de fluido.....	18
1.6.5.	Presiones en el fracturamiento hidráulico.....	20
1.6.5.1.	Presión de cierre instantánea ISIP.....	20
1.6.5.2.	Presión de tratamiento en superficie.....	20
1.6.5.3.	Presión de tratamiento en fondo “BHTP”.....	20
1.6.5.4.	Presión hidrostática.....	21
1.6.5.5.	Presión de fractura.....	21
1.6.5.6.	Gradiente de fractura.....	21
1.6.5.7.	Presión de fricción.....	22
1.6.5.8.	Presión de fricción en tubería.....	22
1.6.5.9.	Pérdidas de presión en las cercanías del pozo.....	23
1.6.5.10.	Presión de fricción por tortuosidad.....	24
1.6.5.11.	Presión de fricción en los perforados.....	25
1.6.5.12.	Presión de cierre “FCP”.....	26
1.6.5.13.	Presión neta.....	26
1.6.5.14.	Presión de goteo “Pg”.....	27
1.6.5.15.	Presión de reapertura “Pr”.....	27
1.6.5.16.	Resistencia a la tensión.....	27
1.6.6.	Prueba Minifrac.....	28
1.6.6.1.	Prueba en etapas y retorno.....	28
1.6.6.2.	Prueba de inyección y decremento.....	30
1.6.6.3.	Prueba de inyección y retorno.....	31
1.7.	INDICADORES ECONÓMICOS Y RENTABILIDAD DE PROYECTOS.....	31
1.7.1.	Valor actual neto (VAN).....	31
1.7.2.	Tasa interna de retorno (TIR).....	32
1.7.3.	Relación costo / beneficio (RCB).....	33

1.7.4.	Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	33
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE POZOS CASOS BASE		35
2.1.	POZO VHR-08	35
2.1.1.	Localización y antecedentes	35
2.1.2.	Historial del pozo	35
2.1.3.	Descripción de los reservorios de interés	38
2.1.3.1.	Sección estructural y pozos de correlación.....	38
2.1.3.2.	Correlación estructural de la Arenisca M2 para el pozo VHR-08	39
2.1.3.3.	Correlación estructural de la Parasecuencia “C” entre pozos	40
2.1.4.	Evaluación petrofísica de la Arenisca M2	41
2.1.5.	Análisis de tubería.....	43
2.1.5.1.	Registro para el intervalo 7650’-7750’	43
2.1.5.2.	Vista 3D en el intervalo 7693’-7724’	44
2.1.5.3.	Registro para el intervalo 7740’-7850’	44
2.1.5.4.	Vista 3D en el intervalo 7719’-7750’	45
2.1.6.	Análisis de cementación.....	46
2.1.6.1.	Registro de cementación (7680’-7770’)	46
2.1.7.	Diseño de fracturamiento	47
2.1.7.1.	Presión y geometría de fractura en la simulación inicial	47
2.1.7.2.	Minifrac	49
2.1.7.2.1	Fricciones en la vecindad del pozo.....	50
2.1.7.2.2	Análisis de las curvas de declinación de presión.....	52
2.1.7.2.3	Cálculo de presiones de tratamiento.....	53
2.1.7.2.4	Resumen de presiones Minifrac.....	55
2.1.7.3.	Match de presión neta.....	56
2.1.7.4.	Registro de temperatura.....	56
2.1.7.5.	Geometría de fractura esperada.....	57
2.2.	POZO VHR-13	57
2.2.1.	Localización y antecedentes	57
2.2.2.	Historial del pozo.....	58
2.2.3.	Descripción de los reservorios de interés	59
2.2.3.1.	Sección estructural y pozos de correlación.....	60
2.2.3.2.	Correlación estructural de la Arenisca Ts para el pozo VHR-13	60
2.2.4.	Evaluación petrofísica de la Arenisca Ts	61
2.2.5.	Análisis de tubería.....	61
2.2.6.	Análisis de cementación.....	62
2.2.7.	Diseño de fracturamiento	62
2.2.7.1.	Minifrac	62
2.2.7.1.1	Resumen de presiones Minifrac.....	62

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO	64
3.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO VHR-08.....	64
3.1.1. Análisis de fractura.....	64
3.1.1.1. Geometría de fractura obtenida.....	65
3.1.1.2. Cotejo de fractura propuesta vs obtenida	65
3.1.2. Análisis de pruebas de presión.....	66
3.1.2.1. Análisis previo al fracturamiento hidráulico.....	66
3.1.2.2. Análisis posterior al fracturamiento hidráulico.....	68
3.1.3. Análisis de productividad.....	69
3.1.4. Análisis IPR.....	72
3.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO VHR-13.....	74
3.2.1. Análisis de fractura.....	74
3.2.1.1. Geometría de fractura obtenida.....	74
3.2.1.2. Cotejo de fractura propuesta vs obtenida	75
3.2.2. Análisis de pruebas de presión.....	75
3.2.3. Análisis de productividad.....	76
3.2.4. Análisis IPR.....	78
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	80
4.1. ANÁLISIS DEL PRECIO DE PETROLEO ECUATORIANO - WTI.....	80
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VHR-08	81
4.2.1. Producciones pre fractura y post fractura	81
4.2.2. Descripción de costos involucrados.....	82
4.2.3. Rentabilidad de la empresa operadora como inversionista.....	84
4.2.4. Cálculo de la tarifa de pago al consorcio por inversión.....	85
4.2.5. Rentabilidad de la empresa operadora como inversionista el consorcio a cargo	87
4.2.6. Rentabilidad del consorcio como inversionista	88
4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VHR-13	89
4.3.1. Resumen del análisis económico considerando la rentabilidad de la empresa operadora como inversionista.....	89
4.3.2. Resumen del análisis económico considerando la rentabilidad de la empresa operadora como inversionista el consorcio a cargo	90
4.3.3. Resumen del análisis económico considerando la rentabilidad del consorcio como inversionista.....	90
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	91
5.1. CONCLUSIONES.....	91
5.2. RECOMENDACIONES	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXOS.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de ubicación del campo VHR	2
Figura 1.2. Campo Víctor Hugo Ruales: sección sísmica CP-1020.....	3
Figura 1.3. Principales herramientas en el análisis de una cementación	9
Figura 1.4. Registro de evaluación de cementación con herramientas CAST y CBL.....	10
Figura 1.5. Registro de evaluación de tubería MIT - MTT	11
Figura 1.6. Vista en 3D de una sección de tubería	12
Figura 1.7. Pista DAMAGEJ en un registro de evaluación de tubería	12
Figura 1.8. IPR Compuesto	13
Figura 1.9. Esquema General de Fracturamiento Hidráulico	15
Figura 1.10. Caracterización de la geometría de fractura	16
Figura 1.11. Modelos de fracturamiento hidráulico	17
Figura 1.12. Caracterización de la geometría de fractura	17
Figura 1.13. Pérdidas de fluido en una fractura	19
Figura 1.14. Factor de fricción para flujo en tuberías	23
Figura 1.15. Pérdidas de presión por tortuosidad o al efecto de los disparos.....	24
Figura 1.16. Efectos de tortuosidad presente en el pozo	24
Figura 1.17. Gráfica general de tratamiento en una prueba de esfuerzos in situ.....	27
Figura 1.18. Prueba de inyección step up.....	29
Figura 1.19. Prueba de inyección step down.....	29
Figura 1.20. Prueba de retorno con análisis de la presión de cierre.....	30
Figura 1.21. Prueba pump in / shut in.....	30
Figura 1.22. Prueba pump in / flowback.....	31
Figura 2.1. Correlación estructural a nivel de la Arenisca M2 entre pozos.....	39
Figura 2.2. División de parasecuencias de la Arenisca M2 para el Pozo VHR-08.....	40
Figura 2.3. Delimitación de la Parasecuencia C en la Arenisca M2.....	41
Figura 2.4. Registro eléctrico en el intervalo de M2 en el pozo VHR-08.....	41
Figura 2.5. Registro de tubería en el intervalo 7650´-7750´ del pozo VHR-08.....	43
Figura 2.6. Vista 3D de la tubería en el intervalo 7693´-7724´ del pozo VHR-08.....	44

Figura 2.7. Registro de tubería en el intervalo 7740´-7850´ del pozo VHR-08.....	45
Figura 2.8. Vista 3D de la tubería en el intervalo 7719´-7750´ del pozo VHR-08.....	45
Figura 2.9. Registro de cementación en el intervalo 7680´-7770´ del pozo VHR-08.....	47
Figura 2.10. Parámetros preliminares de tratamiento obtenidos por simulación.....	48
Figura 2.11. Geometría de fractura preliminar obtenida por simulación.....	48
Figura 2.12. Prueba Minifrac en la formación M2 del Pozo VHR-08.....	49
Figura 2.13. Fase de step down en el Minifrac del Pozo VHR-08 para M2.....	50
Figura 2.14. Fricciones en las cercanías del Pozo VHR-08 para M2.....	51
Figura 2.15. Gráfica Log-Log en el Minifrac del Pozo VHR-08 para M2.....	52
Figura 2.16. Gráfica Función G en el Minifrac del Pozo VHR-08 para M2.....	52
Figura 2.17. Match de la presión neta del Pozo VHR-08 para M2.....	56
Figura 2.18. Registro de temperatura para el pozo VHR-08.....	56
Figura 2.19. Geometrías de fractura esperadas.....	57
Figura 2.20. Prueba Minifrac en la formación Ts del Pozo VHR-13.....	62
Figura 3.1. Tratamiento de fractura en la formación M2 del Pozo VHR-08.....	64
Figura 3.2. Geometría de fractura final de la formación M2 del Pozo VHR-08.....	65
Figura 3.3. Prueba Build U´p del pozo VHR-08 en M2 previo al fracturamiento.....	66
Figura 3.4. Gráfico log-log en el Build Up del pozo VHR-08 previo al fracturamiento.....	67
Figura 3.5. Prueba Build U´p del pozo VHR-08 en M2 posterior al fracturamiento.....	68
Figura 3.6. Gráfico de la derivada en el Build U´p de VHR-08 post fracturamiento.....	68
Figura 3.7. Historial de producción del pozo VHR-08 para los años 2014 y 2015.....	70
Figura 3.8. Historial de producción del pozo VHR-08 para los años 2016 y 2017.....	71
Figura 3.9. Historial de producción del pozo VHR-08 posterior al fracturamiento.....	72
Figura 3.10. IPR Compuesto para el Pozo VHR-08 Post Fractura.....	72
Figura 3.11. Tratamiento de fractura en la formación Ts del Pozo VHR-13.....	74
Figura 3.12. Geometría de fractura final de la formación Ts del Pozo VHR-13.....	74
Figura 3.13. Historial de producción del pozo VHR-13 entre los años 2014 y 2018.....	76
Figura 3.14. Historial de producción del pozo VHR-13 en Ts en 2002 y 2004.....	77
Figura 3.15. Historial de producción del pozo VHR-13 en Ts post fracturamiento.....	77

Figura 3.16. IPR Compuesto para el Pozo VHR-13 Pre y Pos Fractura.....	78
Figura 4.1. Precio promedio del petróleo WTI para los años 2017, 2018 y 2019.....	80
Figura 4.2. Declinación de producción estimada para la arena M2 del Pozo VHR-08.....	81
Figura 4.3. Costo de producción por barril de petróleo.....	83
Figura 4.4. Costo operativo por activo.....	83
Figura 4.5. Tarifa de pago al consorcio por actividades en el Campo VHR.....	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Propiedades de roca y fluidos de Basal Tena, M2, Us, Um, Ui y T en VHR.....	4
Tabla 1.2. Reseña de los fluidos de fracturamiento	18
Tabla 1.3. Interpretación del VAN.....	32
Tabla 1.4. Interpretación del TIR.....	33
Tabla 1.5. Interpretación del RCB.....	33
Tabla 2.1. Pruebas iniciales del pozo VHR-08.....	35
Tabla 2.2. Tabla de propiedades petrofísicas de M2 en el Pozo VHR-08.....	42
Tabla 2.3. Principales valores obtenidos en el Minifrac del Pozo VHR-08.....	50
Tabla 2.4. Datos obtenidos en el step down del Pozo VHR-08.....	50
Tabla 2.5. Valores de fricción en las cercanías del pozo VHR-08 en M2.....	51
Tabla 2.6. Resumen de datos obtenidos de análisis en el Minifrac del pozo VHR-08.....	55
Tabla 2.7. Pruebas iniciales del pozo VHR-13.....	58
Tabla 2.8. Tabla de propiedades petrofísicas de Ts en el Pozo VHR-13.....	61
Tabla 2.9. Resumen de datos obtenidos de análisis en el Minifrac del pozo VHR-13.....	63
Tabla 3.1. Cotejo de geometría de fractura de el pozo VHR-08.....	65
Tabla 3.2. Valores de presión de fondo fluyente y caudal de la figura 3.10.....	73
Tabla 3.3. Cotejo de geometría de fractura del pozo VHR-13.....	75
Tabla 3.4. Cotejo de skin y eficiencia de flujo del pozo VHR-13.....	75
Tabla 3.5. Valores de presión de fondo fluyente y caudal de la figura 3.16.....	78
Tabla 4.1. Precio promedio del Crudo Oriente en los años 2018, 2019 y 2020.....	80
Tabla 4.2. Producciones de VHR-08 en M2 para los años 2014, 2015, 2018 y 2019.....	81
Tabla 4.3. Costos del trabajo de fracturamiento del Pozo VHR-08.....	82
Tabla 4.4. Costo total de producción por barril para el Campo VHR.....	83
Tabla 4.5. Costos de producción incluida la tarifa del consorcio.....	86

ÍNDICE DE ANEXOS

- Anexo 1.** Relación de diámetros para en el cálculo del coeficiente de descarga
- Anexo 2.** Correlación estructural a nivel de la Arenisca T entre los pozos
- Anexo 3.** División de parasecuencias de la Arenisca Ts del Pozo VHR-13
- Anexo 4.** Registro eléctrico en el intervalo de T en el pozo VHR-13
- Anexo 5.** Registro de tubería (8100´-8160´) del pozo VHR-13
- Anexo 6.** Registro de cementación (7900´-8200´) del pozo VHR-13
- Anexo 7.** Prueba B´Up del Pozo VHR-08 en M2 (año 2014)
- Anexo 8.** Prueba B´Up post fractura del Pozo VHR-08 en M2
- Anexo 9.** Curva IPR del Pozo VHR-08 para M2 en el año 2014
- Anexo 10.** Prueba B´Up pre fractura del Pozo VHR-13 en Ts
- Anexo 11.** Prueba B´Up post fractura del Pozo VHR-13 en Ts
- Anexo 12.** BHA de fractura para los pozos VHR-08 y VHR-13
- Anexo 13.** Flujo neto de caja considerando la rentabilidad de la empresa operadora como inversionista (VHR-13)
- Anexo 14.** Flujo neto de caja considerando la rentabilidad para la empresa operadora tomando como inversionista al consorcio a cargo (VHR-13)
- Anexo 15.** Flujo neto de caja considerando la rentabilidad del consorcio como inversionista (VHR-13)

ABREVIATURAS

VHR	VÍCTOR HUGO RUALES
BAPD	BARRILES DE AGUA POR DÍA
BFPD	BARRILES DE FLUIDO POR DÍA
BGPD	BARRILES DE GAS POR DÍA
Bls	BARRILES
BN	BARRIL NORMAL (CONDICIONES DE SUPERFICIE)
Bo	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL CRUDO
BPPD	BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA
BSW	CORTE DE AGUA
BT	BASAL TENA
BY	BARRIL A CONDICIONES DE YACIMIENTO
CAP	CONTACTO AGUA PETRÓLEO
cp	CENTIPOISES
DDP	DISPAROS POR PIE
EF	EFICIENCIA DE FLUJO
FNC	FLUJO NETO DE CAJA
GR	GAMMA RAY
IP	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
K	PERMEABILIDAD
Km	KILÓMETROS
Pb	PRESIÓN DE BURBUJA
PCN	PIE CÚBICO NORMAL
ppm	PARTES POR MILLÓN
Pr	PRESIÓN DE RESERVORIO
PRI	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN
PVT	ANÁLISIS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA
Pwf	PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE
Pws	PRESIÓN ESTÁTICA PROMEDIO
RCB	RELACIÓN COSTO BENEFICIO
Rs	RELACIÓN GAS PETRÓLEO
Rw	RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN
SP	POTENCIAL ESPONTÁNEO
SSTVD	PROFUNDIDAD BAJO NIVEL DEL MAR
Sw	SATURACIÓN DE AGUA

Ti	T INFERIOR
TIR	TASA INTERNA DE RETORNO
Ts	T SUPERIOR
TVD	PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA
u	VISCOSIDAD
Ui	U INFERIOR
Us	U SUPERIOR
VAN	VALOR ACTUAL NETO
Vsh	VOLUMEN DE ARCILLA
Φ	POROSIDAD

RESUMEN

En el presente estudio se analiza los resultados obtenidos a partir de la aplicación del fracturamiento hidráulico que fue realizado en pozos productores del Campo VHR durante los años 2018 y 2019. De los cinco pozos que fueron estimulados, el estudio se realizó en base a los pozos VHR-8 y VHR-13, los cuales, fueron fracturados hidráulicamente durante estos años.

El análisis permitió concluir que el trabajo de fracturamiento realizado en los dos pozos fue exitoso. El estudio integral y comparativo del antes y después de cada pozo, permitió corroborar que para el pozo VHR-08 se obtuvo: una geometría de fractura muy deseable, el skin posterior a su estimulación se redujo de $S=0.28$ a $S=-5.95$, una eficiencia de flujo característica en pozos fracturados de $EF=3.26$, la oferta en la curva IPR presentó un sustancial incremento en su caudal máximo llegando a los 1462 bls/día y una producción de petróleo con intervalos de producciones estabilizadas entre 150 y 140 BPPD. Por su parte el pozo VHR-13 presentó una reducción en su skin de alrededor del 71%, una eficiencia de flujo de $EF=1.54$, una notable mejora en su oferta con 2886 bls/día respecto a los 963 bls/día previo a su fractura e incrementó su producción de petróleo alcanzando los +/-300 BPPD.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación es un Estudio de Caso concerniente al análisis de los resultados obtenidos en los trabajos de fracturamiento realizados en los pozos VHR-8 y VHR-13, con el objetivo de concluir el éxito de dichos fracturamientos desde varios enfoques.

El análisis se realizó como un proceso que involucró los resultados finales obtenidos en la geometría de fractura y su cotejo con respecto a la fractura diseñada antes del trabajo, los valores de skin pre y post fractura, la eficiencia de flujo posterior al fracturamiento, las producciones que el pozo presentó antes de su fractura como después de la misma y la oferta del pozo mediante la generación de curvas IPR.

En el Capítulo 1 se presenta una breve descripción del campo, en la que se establece generalidades del campo. Además, se presenta la teoría concerniente a todos los temas que se trataron en este trabajo de titulación.

En el Capítulo 2 se analizaron las condiciones previas de los pozos antes de haber sido fracturados. Así como los diversos análisis implementados en el diseño del fracturamiento, a manera de una guía que servirá como una referencia bibliográfica en cuanto a los diferentes estudios que se realizaron a estos pozos antes de proceder con su fracturamiento.

En el Capítulo 3 se realizó un estudio integral abordando diferentes enfoques. De esta forma se concluye si el trabajo de fracturamiento realizado en los pozos fue exitoso desde el punto de vista de cada uno de los enfoques estudiados.

En el Capítulo 4 se analizó el costo beneficio y la rentabilidad en los trabajos de fracturamiento en relación a diferentes escenarios y costos de barril de petróleo; notando que este trabajo se realizó en fechas posteriores a las intervenciones en los pozos, se contó con producciones fiscalizadas reales por día que produjeron los pozos, por lo tanto, el análisis se ajusta a la realidad y no en estimaciones previas.

CAPITULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1.1 Antecedentes

El campo Víctor Hugo Ruales (VHR), fue descubierto por CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana) luego de reinterpretar la información sísmica 2D en el área. En 1988 entre junio y julio se perforó con el nombre Cantagallo-1 el primer pozo, aproximadamente a 2.9 km hacia el Norte del pozo exploratorio Lilian-1, con una producción aproximada de petróleo de 10600 barriles al día y dando una calidad promedio de 32° API de los yacimientos Basal Tena (550 bpd, 20° API), “M2” (442 bpd, 32° API), “U” (8 617 bpd, 32° API), y “T” (1008 bpd, 33° API) (Baby et al., 2004).

El campo fue renombrado y adquirió el nombre de Víctor Hugo Ruales en honor al ejecutivo de CEPE a raíz de su fallecimiento en el año de 1991. Inició su producción oficialmente como campo VHR en marzo de 1991 obteniendo sus mejores registros de producción a mediados del 2002 para posteriormente empezar a declinar y reducir su producción para el año 2003 en un 24.32% (Carrillo & Yunda, 2008).

1.1.2 Ubicación

Ubicado en la región de la Amazonía ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, hacia NE de la Cuenca Oriente, limitado al Norte, Oeste y al Este por la frontera con Colombia y al Sur por el Bloque-53 campo Singue, como se observa en la figura 1.1 (Carrillo & Yunda, 2008).

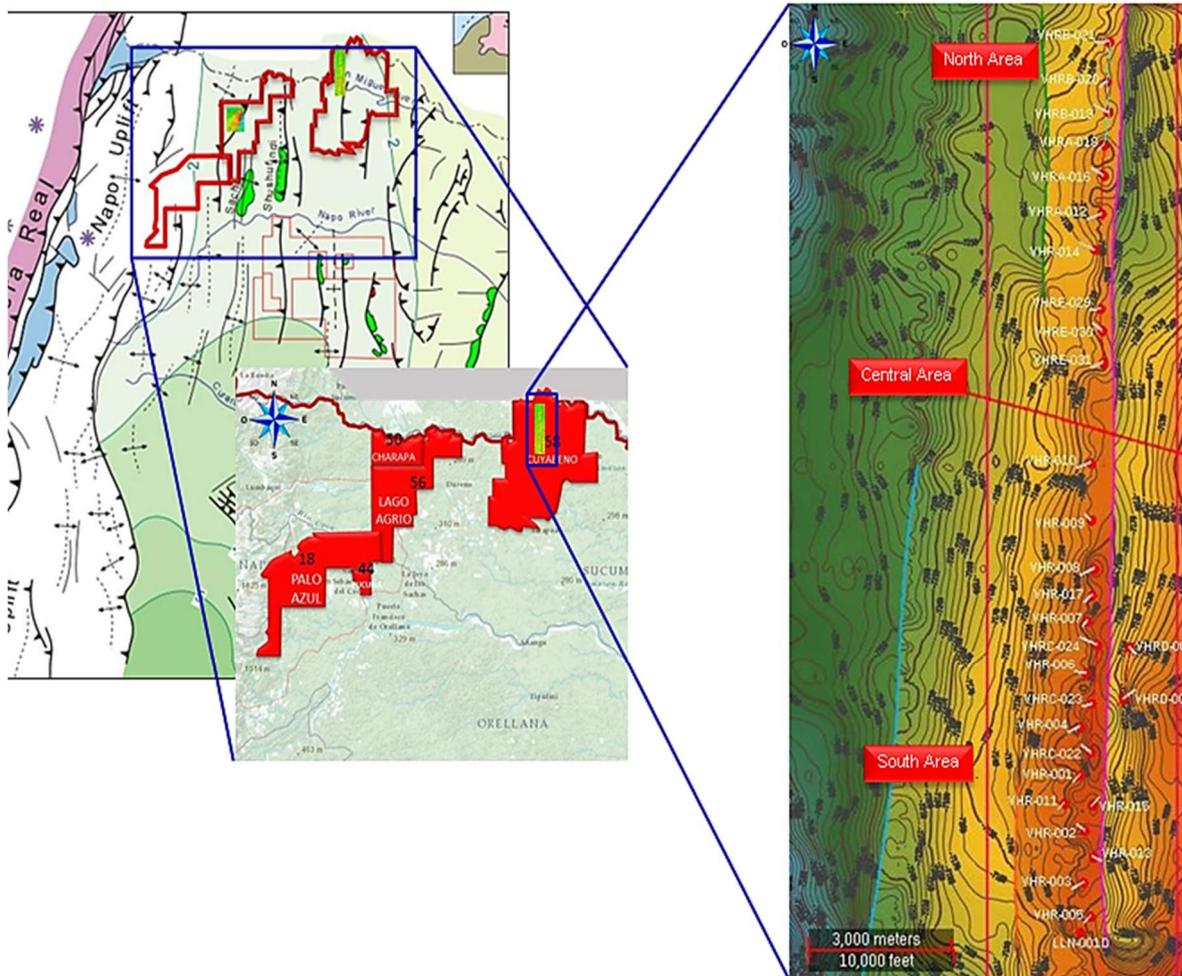


Figura 1.1. Mapa de ubicación del campo VHR
Fuente: (Balkwill et al., 1995)

1.1.3 Geología estructural

El campo VHR se encuentra hacia el borde Oeste del corredor estructural Invertido Bogui - Capiron. Forma parte del Play VHR - Cuyabeno - Sansahuari, caracterizado por presencia de estructuras anticlinales con cierre contra falla inversa (antiguamente normales). Desde la perspectiva y criterio de reservorios, presenta entrapamiento de hidrocarburos por componente estructural para la Arenisca U Inferior y componente estratigráfico para las Areniscas T Superior, U Media, U Superior, Arenisca M2 y BT.

La interpretación de la información sísmica 3D de la adquisición realizada por la ex PETROPRODUCCION ahora PETROAMAZONAS EP en los años 2005 - 2006 y que fuera procesado por la Cía. GEOTECH ha permitido definir de mejor manera la

estructura. La estructura del campo VHR es un anticlinal asimétrico de alto relieve asociado al paleoalto de basamento de edad Precámbrica, de dirección N - S de 18 km de largo por 2.5 km de ancho (en su eje ampliado), limitado hacia el Este por una falla inversa (antes normal - invertida) en la misma dirección y contra la cual cierra la estructura Pitalala-1, de aproximadamente 180 pies de desplazamiento vertical que se origina desde el Basamento y afecta hasta por encima del tope de la formación Tena (conglomerado inferior de Tiyuyacu - Eoceno inferior), como se muestra en la figura 1.2. Las fallas mapeadas en el área presentan algunas etapas de reactivación, esto se demuestra con la falla inversa hacia el Oeste de la parte norte del campo, que afecta hasta la caliza M2 (Baby et al, 2004).

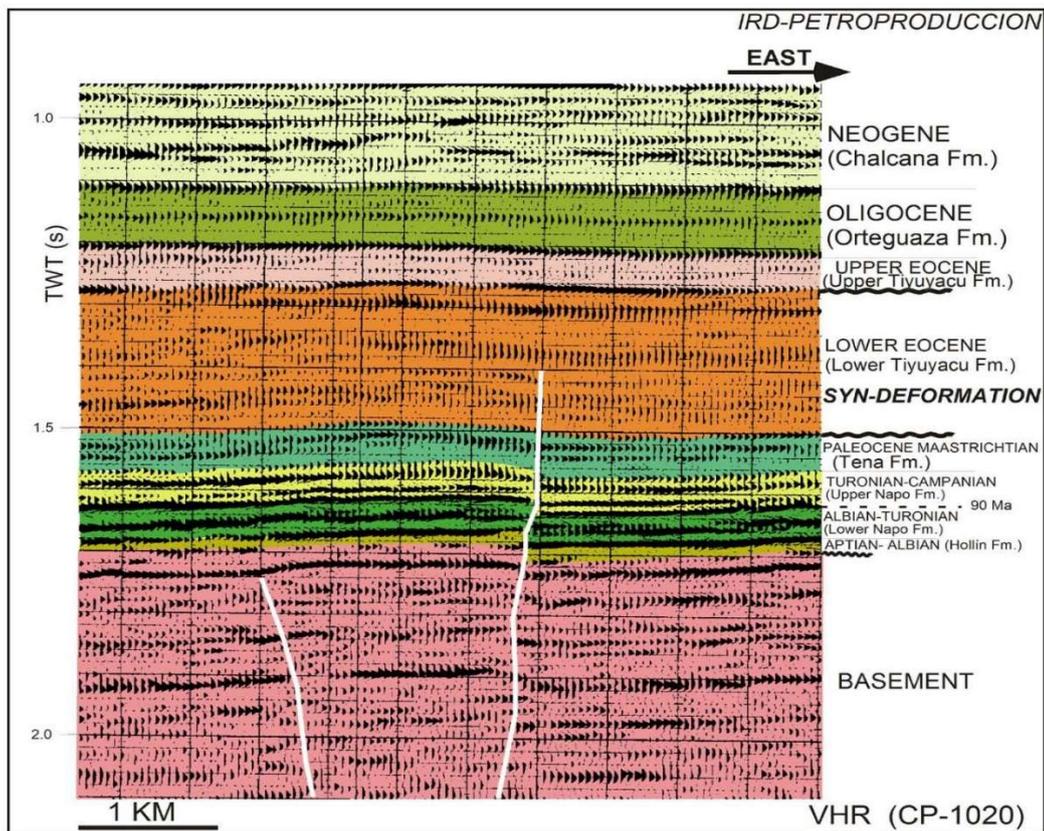


Figura 1.2. Campo Víctor Hugo Ruales (VHR): sección sísmica CP-1020

Fuente: (Baby et al, 2004)

1.1.4 Propiedades de roca y fluidos

En la tabla 1.1 se presentan los datos y características de las principales arenas del campo, obtenidas a partir de pruebas y análisis PVT.

Tabla 1.1. Propiedades de roca y fluidos de las formaciones BT, M2, Us, Um, Ui y T en el campo VHR

Dato	Basal Tena	M2	Us	Um	Ui	T	Unidad
Presión inicial	3150	3190	3250	3280	3340	3400	psi
Presión de saturación	700	480	780	850	800	280	psi
Presión actual	3100	3000	2950	3050	3100	3000	psi
Gravedad API	20	29,2	32	30	32	31	°API
RGP	180	100	210	260	230	50	PCN/BN
Porosidad	15,5	13,2	15,9	15,7	15,7	14	%
Saturación agua inicial	37	50	22	25	28	30	%
Factor volumétrico inicial	1,0852	1,1237	1,1790	1,1806	1,2248	1,2690	BY/BN
Factor de recobro	20	20	29	20	28	20	%
Permeabilidad	889	137	1468	592	1048	77	mD
Viscosidad del petróleo	8	2	2	2	2	1,8	cP
Temperatura de formación	196	197	198	198	198	199	°F
Salinidad cloruro de sodio	50000	40000	40000	40000	40000	15000	ppm

Fuente: (Petroamazonas E.P., 2020)

1.2 CURVAS DE DECLINACIÓN

Una curva de declinación es una herramienta útil para predecir el comportamiento de un pozo o reservorio. Se basa en el análisis del historial de producción de un pozo, con el fin de visualizar su comportamiento de producción futuro, así como también, poder predecir las producciones de acuerdo al comportamiento que se esperaría del pozo. (Cuaical, 2017). Los principales tipos de curvas de declinación son: exponencial, hiperbólica y armónica.

1.2.1 Declinación exponencial

La curva de declinación exponencial debido a su simplicidad, es la más usada. Su comportamiento se basa en una tasa de declinación constante en donde el exponente de declinación es cero (Aragón et al., 2014) y se define matemáticamente por la ecuación 1.

$$q = q_i * e^{-Dt} \quad \text{Ec. (1)}$$

La producción acumulada de petróleo en barriles se obtiene mediante la ecuación:

$$N_p = \frac{q_i - q}{D} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

q = Producción esperada a cierto periodo de tiempo (BPPD, BPPM, BPPA)

q_i = Tasa inicial de producción (BPPD, BPPM, BPPA)

D = Porcentaje o tasa de declinación (días⁻¹, meses⁻¹, años⁻¹)

t = Tiempo en el que se desea estimar el nuevo caudal (días, meses, años)

1.2.2 Declinación hiperbólica

En este tipo de análisis la tasa de declinación no es contante, es decir, varía con el tiempo. Estos casos suelen ser un poco más ajustados a la realidad, pero más complejos de calcular (Aragón et al., 2014).

$$q = q_i(1 + nD_i t)^{-\frac{1}{n}} \quad \text{Ec. (3)}$$

La producción acumulada de petróleo en barriles puede ser obtenida matemáticamente como:

$$N_p = \frac{q_i^n}{(1 - n)D_i} (q_i^{1-n} - q^{1-n}) \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

D_i = Tasa inicial de declinación (días⁻¹, meses⁻¹, años⁻¹)

t = Tiempo en el que se desea estimar el nuevo caudal (días, meses, años)

q = Producción esperada a cierto periodo de tiempo (BPPD, BPPM, BPPA)

q_i = Tasa inicial de producción (BPPD, BPPM, BPPA)

n = Exponente de declinación adimensional. Generalmente n ∈]0,1[

1.2.3 Declinación armónica

Similar a la declinación hiperbólica, en este tipo de análisis la tasa de declinación también variará con el tiempo, pero a un exponente de declinación adimensional igual a la unidad (Aragón et al., 2014).

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad \text{Ec. (5)}$$

La producción acumulada de petróleo en barriles viene expresada como:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

D_i = Tasa inicial de declinación (días⁻¹, meses⁻¹, años⁻¹)

t = Tiempo en el que se desea estimar el nuevo caudal, (días, meses, años)

q = Producción esperada a cierto periodo de tiempo, (BPPD, BPPM, BPPA)

q_i = Tasa inicial de producción (BPPD, BPPM, BPPA)

1.3 PERFILAJE DE POZOS

El perfilaje de un pozo consiste en la toma de perfiles o registros del pozo, los cuales, son una representación digital o analógica de una o más propiedades geológicas y petrofísicas medidas contra la profundidad. Su estudio es de importancia a la hora de valorar las características de los estratos en los cuales se requiere localizar y evaluar yacimientos de hidrocarburos (Quijano & Valcarcel, 2015). Adicionalmente, el registro de un pozo permite obtener información sobre los fluidos presentes en los poros de las rocas (PDVSA, 1997). Los principales tipos de perfiles de pozos son:

1.3.1 Registros de diámetros

Este tipo de registros gestionan la información necesaria para determinar las condiciones del agujero. Dentro de los registros de diámetros se tiene:

1.3.1.1 Registro de Calibración (Caliper = CALI)

El caliper es un instrumento que mide el diámetro del pozo, y es importante para diferenciar entre litologías resistentes y poco resistentes (Serra, 1984). El diámetro del hoyo (CALI) puede ser analizado en función del diámetro de la mecha o bit size (BS), de acuerdo a:

- Si el CALI es mayor que el BS, es un indicativo de un posible derrumbe en el hoyo.
- Si el CALI es menor que el BS, posiblemente se trate de lutitas expansivas o de un revoque muy grueso.
- Si el CALI es igual al BS, el hoyo se encuentra en buenas condiciones.

1.3.2 Registros eléctricos

Estos registros generan información necesaria respecto a las propiedades eléctricas de las rocas. Dentro de los registros eléctricos se tiene:

1.3.2.1 Potencial espontáneo (SP)

“Los potenciales espontáneos son causados generalmente por la separación de la carga en la arcilla u otros minerales, por la presencia de una interfase semipermeable que impide la difusión de los iones a través del espacio poroso de las rocas, o por el flujo natural de un fluido conductor (agua salada) a través de las rocas” (Schlumberger Oilfield Glossary, 2020). Por convención, el análisis de la curva se realiza considerando las desviaciones hacia la izquierda como negativas y las desviaciones hacia la derecha como positivas, de tal forma que:

- Si el SP es positivo, la salinidad de filtrado del lodo es mayor a la del agua de formación y es un indicativo de arenas con presencia de agua dulce.
- Si el SP es negativo, la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado del lodo y es un indicativo de arenas con presencia de agua salada.
- Si el SP es nulo (0), es un indicativo de capas gruesas de arcilla.

1.3.2.2 Resistividad (Resistivity)

Resistividad es la capacidad que tienen los fluidos en la roca para oponerse al paso de la corriente eléctrica y es lo opuesto a la conductividad (Ellis & Singer, 2007). Proporciona evidencia del contenido de fluidos en las rocas, de tal forma que:

- Bajas resistividades (alta conductividad), es un indicativo de agua salada.
- Altas resistividades (baja conductividad), es un indicativo de petróleo o gas.

Morales & De la Torre (2018), señalan que existen diferentes tipos de perfiles de resistividad, entre los principales se tiene:

1. **El Perfil Lateral (Laterolog):** se utiliza en lodos conductivos y se clasifican en:
 - a) MSFL = Microspheric Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0').
 - b) MLL = LLM = Micro Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0')
 - c) SLL = LLS = Shallow Laterolog. Para profundidades someras (0.5 y 1.5')
 - d) DLL = LLD = Deep Laterolog. Para profundidades de más de 3.0'.

2. **Inducción (Induction Log):** se utiliza en lodos resistivos y se clasifican en:
 - a) SFL = Spherical Induction Log. Para profundidades someras (0.5 – 1.5')
 - b) MIL = LIM = Medium Induction Log. Para distancias medias (1.5 – 3.0')
 - c) DIL = ILD = Deep Induction Log. Para profundidades de más de 3.0'

1.3.3 Registros radiactivos

Permiten obtener información de las propiedades radiactivas de las rocas. Dentro de los registros radioactivos se tiene:

1.3.3.1 Rayos gamma (Gamma Ray = GR)

Consiste en medir las radiaciones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. En general el registro GR permite hallar el contenido de arcilla de las capas (Vsh) y diferenciar litologías porosas de no porosas (Quiche, 2016), de esta manera se tiene:

- Si el GR es bajo, es un indicativo de un bajo contenido de arcilla y carbonatos
- Si el GR es alto, es un indicativo de un alto contenido de arcilla e incluso en areniscas limpias con contenido alto de feldespatos de potasio, micas, glauconita, o aguas ricas en uranio pueden presentarse altos GR (Quijano & Valcarcel, 2015).

1.3.4 Registros de porosidad

Este tipo de registros facilitan la información sobre la porosidad del yacimiento y ayudan a detectar y delimitar los yacimientos de gas (Ellis & Singer, 2007). Dentro de los registros de porosidad se tiene:

1.3.4.1 Registro neutrónico (NPHI)

Consiste en medir la cantidad de hidrógeno dentro de los fluidos con el fin de detectar la presencia de agua o petróleo. Mediante la herramienta CNL se realiza un choque de neutrones con los hidrógenos presentes, estimando así la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI) (Ellis & Singer, 2007).

1.3.4.2 Registros de densidad (RHOB)

Este tipo de registros se obtienen a partir de la herramienta fluid density compensation por sus siglas en inglés "FDC", a partir de la generación de valores de densidad de la formación, mediante atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Este registro permite estimar la densidad del sistema roca (Quiche, 2016). Cuando se encuentra en la lectura un registro de densidad bajo se concluye que existe una alta porosidad y si es alto indica baja porosidad.

1.3.4.3 Registros Sónicos (SPHI)

Este tipo de registro utiliza la herramienta borehole compensated sonic por sus siglas en inglés "BHC", que mide la velocidad del sonido a través de la emisión de ondas que penetran por el pozo, así la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) puede ser determinada a partir del tiempo de tránsito de las ondas (Δt) (Quiche, 2016). De esta manera a mayor tiempo de tránsito, menor velocidad y por lo tanto mayor porosidad en la roca.

1.4 EVALUACIÓN DE CEMENTACIÓN Y TUBERÍA

La evaluación tanto de la tubería como de la cementación de un pozo representa un paso crítico y de ella dependerá las decisiones a tomar en el fracturamiento del mismo, por ello, es de vital importancia conocer la condición y el estado en que se encuentran estas dos variables (Bravo, 2012). Para ello, se presenta a continuación algunas herramientas, funcionamiento y mediciones con las que se realizó el análisis e interpretación de la cementación y de la tubería de los pozos.

1.4.1 Evaluación de adherencia de la cementación

Independientemente de la calidad, el objetivo principal es evaluar el contacto del cemento en las superficies del anular asegurando el sello entre arenas productoras.

En la figura 1.3 se presentan las principales herramientas en el análisis de una cementación (Barradas et al., 2012).

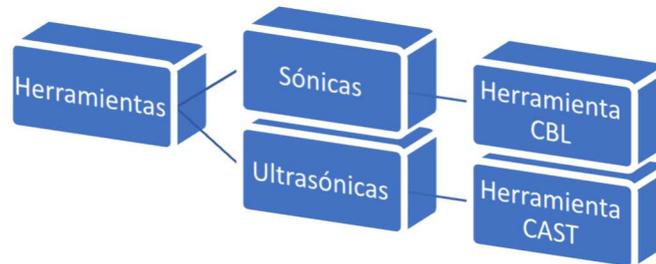


Figura 1.3. Principales herramientas en el análisis de una cementación
Realizado por: (Córdova, 2020)

1.4.1.1 Herramientas sónicas

La evaluación de cemento en registros obtenidos de herramientas de análisis de unión de cemento convencional por sus siglas “CBL-VDL”, estará en función de la amplitud y forma de onda (Bernardo et al., 2014).

Interpretación de acuerdo a la amplitud:

- A altas amplitudes poca presencia de cemento en el anular.
- A bajas amplitudes buena presencia de cemento en el anular.

Interpretación de acuerdo a la forma de ondas:

- Fuertes actividades de ondas indicarán buena presencia de cemento.
- Débiles actividades de ondas indicarán poca presencia de cemento en la zona.

1.4.1.2 Herramientas ultrasónicas

La interpretación en los registros obtenidos en este tipo de herramientas estará enfocada en la impedancia que se genere al correr la herramienta. “La impedancia acústica es la resistencia que opone un medio a las ondas sonoras que se propagan sobre este” (Beranek & Mellow, 2012) y de acuerdo a la impedancia se tiene que:

- A altas mediciones de impedancia buena presencia de cemento.
- A bajas mediciones de impedancia poca presencia de cemento.

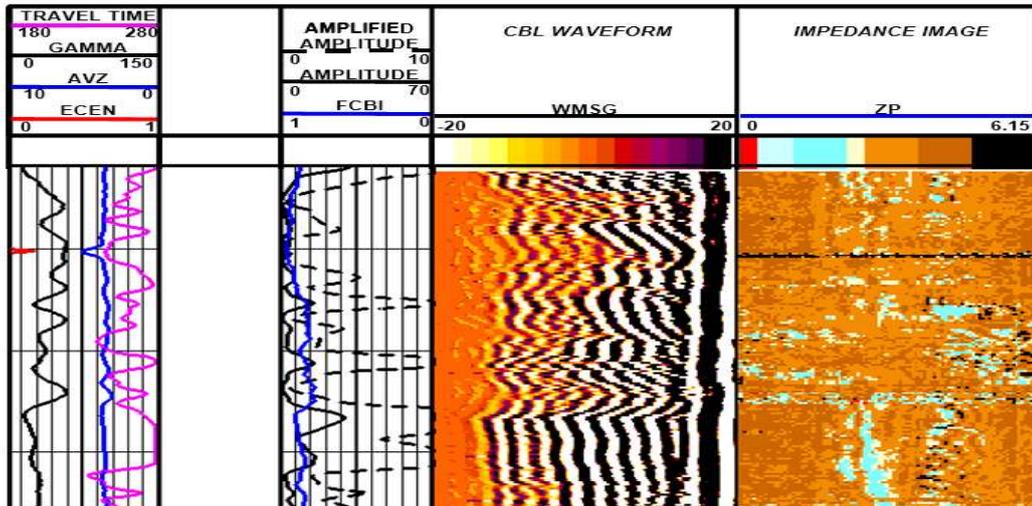


Figura 1.4. Registro de evaluación de cementación con herramientas CAST y CBL
Fuente: (Bernardo et al., 2014)

1.4.2 Evaluación de tubería

Existen diversos problemas que puede presentar la tubería como corrosión, acumulación de escala, agujeros, grietas o deformación de tubería, las cuales, deben ser evaluados a la hora de decidir realizar un trabajo en un pozo. Esta evaluación puede realizarse mediante diversos tipos de herramientas, entre las principales se tiene las herramientas de imágenes de dedos múltiples por sus siglas en inglés “MIT”, herramientas de espesor magnético (MTT) y herramienta de escaneo acústico circunferencial rápido (CAST-F). (Bernardo et al., 2014)

En la figura 1.5 se presenta un conjunto de mediciones basadas a partir de la corrida de herramientas MIT y MTT, los mismo que ayudan a proporcionar estimados de integridad y espesor de la tubería.

De acuerdo al radio mínimo (curva azul) y máximo (curva roja) presentados en la pista 3 y 5 de la figura 1.5, se puede analizar las pérdidas de metal que ha sufrido la tubería de acuerdo a:

- Incrementos en el radio máximo, es un indicativo de pérdida de metal
- Decrementos en el radio mínimo, es un indicativo de colapso

El análisis de estos parámetros, se presentan en la pista 6 (PRADN), en donde los rojos muestran pérdidas de metal y los azules indican radios menores a los esperados (Bernardo et al., 2014).

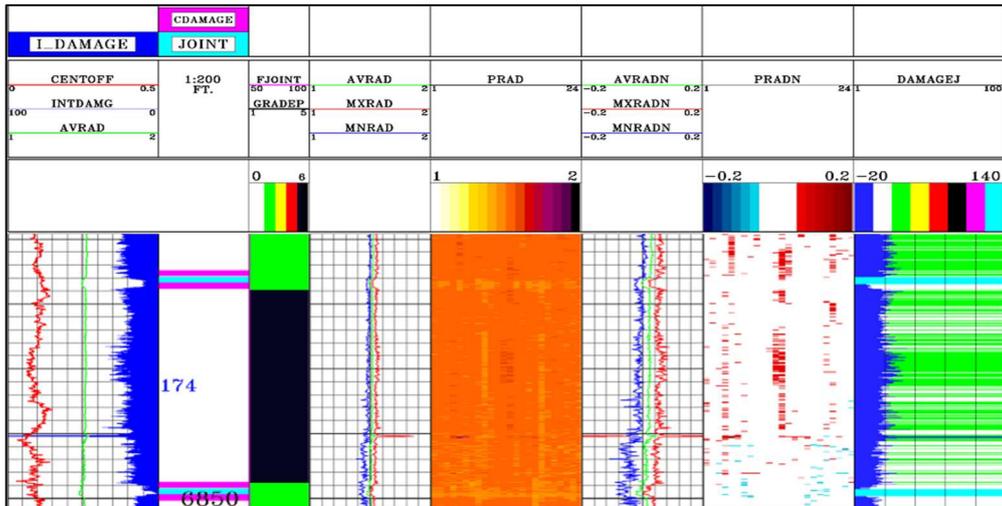


Figura 1.5. Registro de evaluación de tubería MIT - MTT
Fuente: (Bernardo et al., 2014)

1.4.2.1 Vistas en 3D

Las vistas en 3D (figura 1.6), son generadas por software a partir del registro de inspección de tubería, proveen imágenes de sección transversal de tubería que de acuerdo a su tonalidad pueden proporcionar una perspectiva más visual en el análisis.

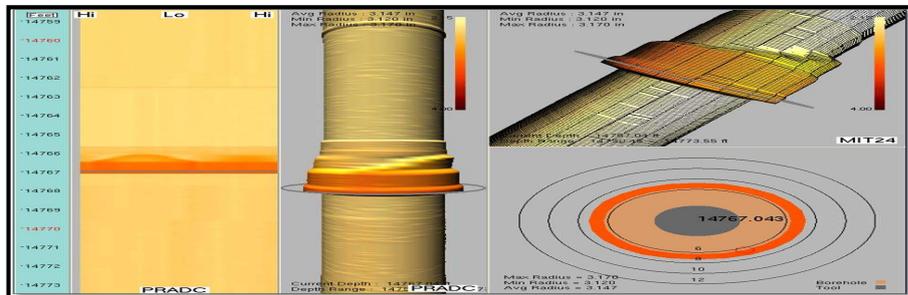


Figura 1.6. Vista en 3D de una sección de tubería
Fuente: (Bernardo et al., 2014)

1.4.2.2 Clasificación del daño en tubería

El daño presente en la tubería puede ser analizado principalmente en la pista DAMAGEJ de un registro MIT – MTT (figura 1.5). El DAMAGEJ es una medida del porcentaje de pared restante en la tubería, de acuerdo a las mediciones de radio y espesor (Bernardo et al., 2014).

El daño total en tubería está representado por el deterioro presente tanto en el interior como en el exterior de la tubería (Bernardo et al., 2014). De acuerdo al

porcentaje, el daño total puede clasificarse en grados como se indica a continuación:

- Grado 1: $0 < TOTDAMG < 20 \%$
- Grado 2: $20 < TOTDAMG < 40 \%$
- Grado 3: $40 < TOTDAMG < 60 \%$
- Grado 4: $60 < TOTDAMG < 80 \%$
- Grado 4+: $80 < TOTDAMG$

En la figura 1.7 se puede observar la pista correspondiente al DAMAGEJ con sus respectivos grados de daño representados por colores. También se presenta el daño interno en color azul y la presencia de collars en color celeste.

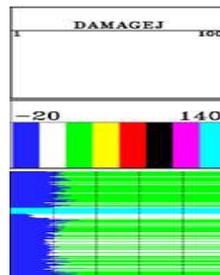


Figura 1.7. Pista DAMAGEJ en un registro de evaluación de tubería
Fuente: (Bernardo et al., 2014)

1.5 PRODUCTIVIDAD DEL POZO

La productividad de un pozo se puede definir como la capacidad de aporte de fluidos que entrega una sección del yacimiento como respuesta a una variación de presión (Vivas, 2012). El análisis integral de la productividad de un pozo puede abordarse en función de varios enfoques, los cuales, se presentan a continuación.

1.5.1 IPR Compuesto

El Inflow Performance Relationship (IPR) es un método que señala el comportamiento del pozo basado en las tasas de producción bajo diferentes presiones de abatimiento (Schlumberger Oilfield Glossary, 2020). Las metodologías para analizar la capacidad de aporte del pozo son variadas, sin embargo, la mayoría consideran que los pozos no producen agua. El método compuesto se encuentra ampliamente optimizado en casos donde existe producción de agua, ya que, implementa flujos fraccionales de petróleo y agua (Brown, 1984). En la figura 1.8

se observa la curva correspondiente del IPR Compuesto, la cual, se compone de cuatro zonas establecidas por los valores de q_b , $q_o \text{ máx}$, $q_t \text{ máx}$ y $q_w \text{ máx}$.

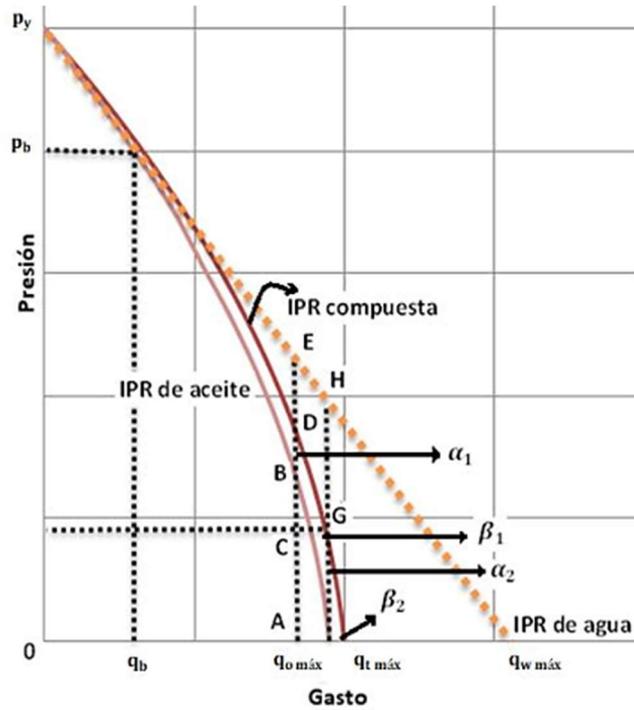


Figura 1.8. IPR Compuesto
Fuente: (Ramírez, 2015)

1.5.2 Factor de daño o skin

Los pozos en sus diferentes etapas de perforación, completación y producción se encuentran expuestos a que se desarrollen alteraciones petrofísicas alrededor de sus paredes. El daño de formación es la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo de una zona productora. El efecto que esto tiene sobre la presión y el comportamiento de flujo, es el denominado efecto skin (López & Ortíz, 2013).

El factor skin es una variable adimensional y compuesta, que representa todos los efectos que producen caídas de presión adicionales (ΔP_s) en el sistema yacimiento-pozo (Larrea et al., 2011) y puede ser calculado con:

$$S = \frac{\Delta P_s * K * h}{141.2 * q * \beta * \mu} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

ΔP_s = Diferencial de caída de presión por efecto del daño (psi)

K = Permeabilidad de la formación productora con daño (mD)

h = espesor (pies)

q = Caudal antes del cierre (bls)

β = Factor volumétrico del petróleo (by/bf)

μ = Viscosidad del petróleo (cP)

El factor skin será positivo o negativo en los siguientes casos: altamente dañado ($S > 10$), dañado ($S > 0$), sin daño ($S = 0$), acidificado ($-1 < S < -3$), fracturado ($-2 < S < -4$), masivamente fracturado ($S < -5$) (Freire et al., 2012).

1.5.3 Eficiencia de flujo

“La eficiencia de flujo es una medida de cuanto ha afectado el efecto skin la productividad del pozo” (Rodríguez, 2016). Matemáticamente puede establecerse como la relación existente entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal (Abarca, 2015). De acuerdo a la eficiencia de flujo se puede determinar si un pozo se encuentra estimulado o dañado, de acuerdo a:

- $EF > 1$ en pozos estimulados (skin<0)
- $EF < 1$ en pozos dañados (skin>0)

La eficiencia de flujo viene dada por la ecuación 8.

$$EF = \frac{IP_{real}}{IP_{ideal}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ec. (8)}$$

En donde, el índice de productividad ideal puede obtenerse con la ecuación 9.

$$IP_{ideal} = \frac{Q_f}{P_{ws} - P_{wf_{ideal}}} \quad \text{Ec. (9)}$$

Y el cálculo del índice de productividad real, se presenta mediante la ecuación 10.

$$IP_{real} = \frac{Q_f}{P_{ws} - P_{wf_{real}}} \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde:

IP_{ideal} = Índice de productividad ideal (bls/día/psi)

IP_{real} = Índice de productividad real (bls/día/psi)

Q_f = Caudal de fluido (bls/día)

P_{ws} = Presión de reservorio (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

1.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico, ver esquema en la figura 1.9, es un tratamiento de estimulación que consiste en inducir la ruptura de la roca y crear un canal de flujo conductivo mediante la inyección de uno o más fluidos a un caudal y presión determinado, donde la inyección de fluido debe ser a una presión superior a la presión de fractura del yacimiento (Nolen, 2013).

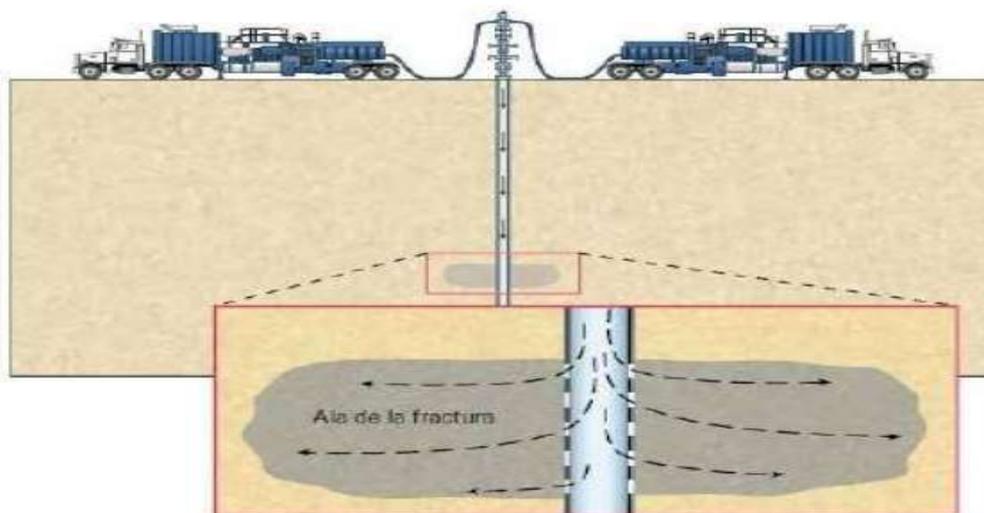


Figura 1.9. Esquema General de Fracturamiento Hidráulico

Fuente: (Martínez et al., 2012)

1.6.1 Geometría de fractura

La geometría de fractura son aproximaciones de las dimensiones de la misma, en las cuales, se considera a la formación como isotrópica, homogénea y linealmente elástica. Los modelos se construyen sobre la base de las propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido de fractura, condiciones de caudal, presión y volumen (Avenidaño, 2010). En la figura 1.10 se presenta la concepción de una fractura según su geometría.

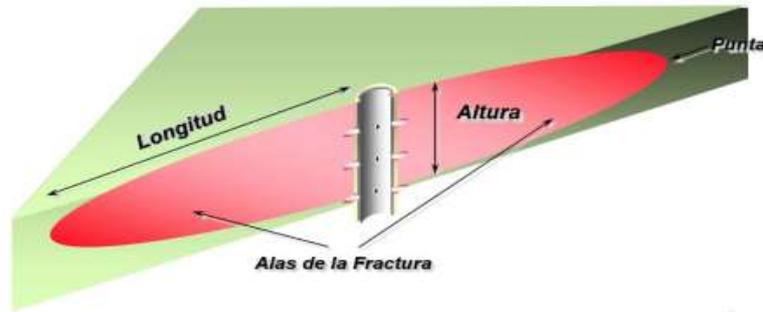


Figura 1.10. Caracterización de la geometría de fractura
Fuente: (Llerena, 2019)

1.6.1.1 Modelos de geometría de fractura

“Un Modelo es la representación de un proceso, en la cual, se captura sus características principales a fin de proveer una comprensión sencilla del mismo” (Almazan, 2015). La geometría de fractura básicamente se encuentra conformada por la altura, longitud y ancho de fractura, la relación de estas medidas se encuentra asociada a las propiedades mecánicas de la roca y fluido fracturante, parámetros de presión e inyección y los esfuerzos in situ presentes en la roca (Almazan, 2015).

Debido a la complejidad de estimar las dimensiones in situ durante el tratamiento, se presentan estas modelaciones matemáticas, que presentan simplificaciones y suposiciones que toman en cuenta los factores ligados a la geometría de fractura. En la figura 1.11 se presenta la clasificación de estos modelos.

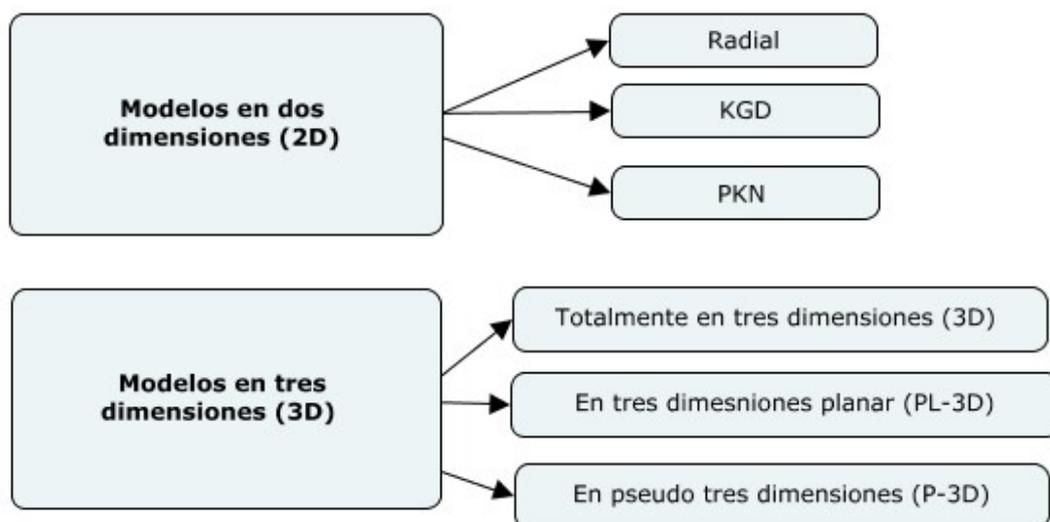


Figura 1.11. Modelos de fracturamiento hidráulico
Realizado por: (Córdova, 2020)

1.6.2 Registro de temperatura

El registro de temperatura es una técnica directa de diagnóstico implementada para estimar la altura de la fractura creada en el pozo; además de la tendencia de crecimiento de la fractura. El análisis se lo realiza de la comparación entre perfiles de temperatura tomados antes y después de realizado el fracturamiento. En la figura 1.12 se presenta un registro de este tipo, en el cual, el análisis para detectar la fractura se basa en el cambio de temperatura (enfriamiento) que se tiene como resultado de la inyección de fluidos en el proceso de fractura del pozo (Avendaño, 2010).

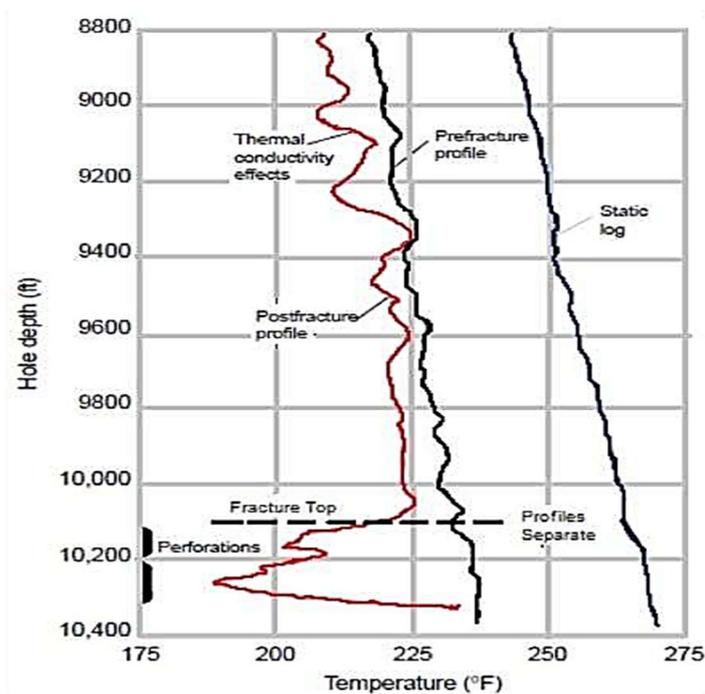


Figura 1.12. Registro de temperatura pre y post fractura
Fuente: (Guo et al, 2007)

1.6.3 Fluidos de fracturamiento hidráulico

El fluido a utilizarse en un trabajo de fracturamiento debe presentar las características adecuadas que permitan romper la formación, además de propagar la fractura y conducir el agente apuntalante a través de toda la fractura (Parker et al, 2003). Por lo tanto, la composición de un fluido de fracturamiento se determina caso por caso, dependiendo de las condiciones en tiempo real, la ubicación del trabajo y el conocimiento de la formación que se está fracturando. En la tabla 1.2 se presenta una reseña y clasificación de los fluidos de fracturamiento.

Tabla 1.2. Reseña de los fluidos de fracturamiento

Base	Tipo de Fluido	Principal composición	Uso
Base Agua	Fluidos lineales	Agua gelificada GUAR < HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas y bajas temperaturas.
Base Agua	Fluidos reticulados	Reticulante + GUAR, HPG, CMHPG, CMHEC	Fracturas largas y altas temperaturas.
Base Aceite	Fluidos lineales	Aceite, aceite gelificado	Formaciones con sensibilidad al agua y fracturas cortas.
Base Aceite	Fluidos reticulados	Geles de éster de fosfato	Formaciones con sensibilidad al agua y fracturas largas.
Base Aceite	Emulsiones con agua	Agua + Aceite + Emulsionante	Bueno para el control de pérdida de fluido.
Base Espuma	Espuma a base de agua	Agua y espumador + N ₂ o CO ₂	Formaciones con baja presión.
Base Espuma	Espuma a base de ácido	Ácido y espumador + N ₂	Presiones bajas y formaciones sensibles al agua.
Base Espuma	Espuma a base de alcohol	Metanol y espumador + N ₂	Formaciones con baja presión y problemas de bloqueo de agua.

Fuente: (Aslam, 2011)

1.6.3.5 Aditivos

Los aditivos son productos químicos que se usan para asegurar un mayor éxito en el tratamiento de fractura y para asegurar que la producción de petróleo o gas natural sea lo más eficiente posible (Frenier, 2002).

1.6.4 Pérdida de fluido

El estudio de la pérdida de fluido que se obtiene en la formación al momento del slurry (bombeo de apuntalante en el fluido fracturante) es fundamental, ya que, está relacionado con las dimensiones que alcanzará la fractura (Llerena, 2019). En la figura 1.13 se puede observar como la dimensión de fractura es mayor o menor de acuerdo a la pérdida de fluido que se tenga hacia la formación.

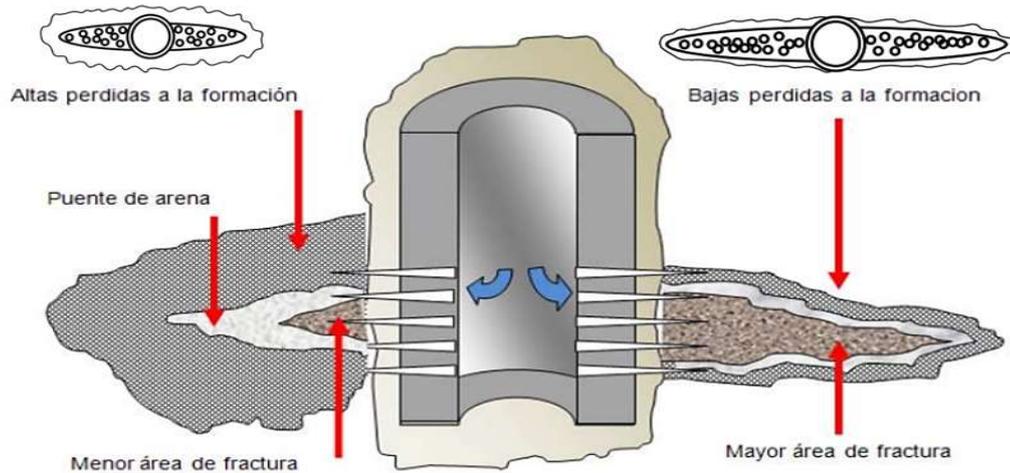


Figura 1.13. Pérdidas de fluido en una fractura

Fuente: (Llerena, 2019)

La eficiencia del fluido es una medida de la pérdida de fluido en la fractura, de tal modo que, una baja eficiencia estará relacionada con altas pérdidas de fluido y una alta eficiencia se relacionará con bajas pérdidas de fluido (Ardila & Rodríguez, 2012). Puede ser obtenida relacionando los volúmenes de fluido de acuerdo a la ecuación 11.

$$\eta_f = \frac{\text{Volumen en la fractura}}{\text{Volumen inyectado}} = \frac{\text{Vol. Inyectado} - \text{Vol. Filtrado}}{\text{Vol. Inyectado}} \quad \text{Ec. (11)}$$

La eficiencia del fluido fracturante también puede definirse en la gráfica de la función G, mediante la ecuación:

$$\eta_f = \frac{G_c}{2\kappa + G_c} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde:

η_f = Eficiencia del fluido de fractura (fracción)

G_c = Valor de la función G a la presión de cierre (adimensional)

κ = Factor de corrección por la pérdida instantánea del filtrado (adimensional)

Generalmente para casos ideales se considera que la pérdida instantánea de filtrado en la formación al momento de propagación de la fractura no existe, es decir $\kappa=1$. Para comportamientos de fractura no ideales, el factor de corrección κ será distinto de 1.

1.6.5 Presiones en el fracturamiento hidráulico

1.6.5.1 Presión de cierre instantánea ISIP

Es la presión registrada al momento en que se para el bombeo durante el tratamiento, en donde, todas las presiones por los efectos de fricción desaparecen quedando solo la presión interna de la fractura y la presión hidrostática (Caamaño & Chele, 2017).

1.6.5.2 Presión de tratamiento en superficie “WHTP”

Conocida también como presión de inyección, presión de cabeza o de bombeo. Es la presión estimada en la cabeza del pozo durante el tratamiento (Belyadi et al., 2017).

$$WTHP = BHTP - P_h + \Delta P_{fricción} \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde:

WHTP = Presión de cabeza (psi)

BHTP = Presión de fondo (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi)

$\Delta P_{fricción}$ = Pérdidas de presión por fricción (psi)

La presión de fondo puede ser considerada la presión de fractura durante el inicio del fracturamiento.

1.6.5.3 Presión de tratamiento en fondo “BHTP”

Es la presión requerida dentro de la fractura para mantenerla abierta (Belyadi et al., 2017). Cuando se para el bombeo esta puede ser considerada como la presión de cierre instantánea en fondo (ISIP Bottomhole).

$$BHTP = \text{ISIP Bottomhole} = \text{ISIP} + P_h \quad \text{Ec. (14)}$$

Donde:

BHTP = presión de fondo (psi)

P_h = presión hidrostática (psi)

ISIP = Presión de cierre instantánea en superficie (psi)

1.6.5.4 Presión hidrostática

Es la presión que ejerce la columna de fluido en función de su densidad y la altura con respecto a un nivel de referencia.

$$P_h = 0.052 * \rho_f * H \quad \text{Ec. (15)}$$

Donde:

ρ_f = densidad del fluido, (lb/gal)

H = altura, (ft)

1.6.5.5 Presión de fractura

Presión a la cual ocurre la ruptura de la roca en la formación. Cuando se llega a este punto la presión de bombeo cae producto de la abertura generada en la roca. Generalmente la presión de fractura es mayor que el gradiente de fractura, debido a los esfuerzos y resistencia de la roca que tiene que vencer (Navarro, 2017).

$$P_{fr} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_o \quad \text{Ec. (16)}$$

Donde:

P_{fr} = presión de fractura (psi)

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo (psi)

σ_H = esfuerzo horizontal máximo (psi)

P_p = presión de poro (psi)

T_o = esfuerzo de tensión de la roca (psi)

La presión de fractura también puede ser obtenida directamente en una prueba de esfuerzos in situ, como se puede observar en la figura 1.17.

1.6.5.6 Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se define como la oposición que presenta la formación a romperse o fracturarse (Leines, 2015). Matemáticamente puede ser obtenido de la relación entre la presión de cierre instantáneo en fondo y la profundidad verdadera.

$$G_f = \frac{ISIP \text{ Bottomhole}}{TVD} \quad \text{Ec. (17)}$$

1.6.5.7 Presión de fricción

Se la puede definir como las pérdidas de presión totales asociadas a las fricciones en el tubing, casing y en las cercanías del pozo (cañoneo y tortuosidades) (Llerena, 2019).

$$\Delta P_{fricción} = \Delta P_{tub} + \Delta P_{NW} \quad \text{Ec. (18)}$$

Donde:

ΔP_{tub} = variación de presión en tubería (psi)

ΔP_{NW} = variación de presión en las cercanías del pozo (psi)

También puede ser obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{fricción} = WHTP - ISIP \quad \text{Ec. (19)}$$

1.6.5.8 Presión de fricción en tubería

Hace referencia a las pérdidas de presión por fricción que se generan tanto en el tubing como en el casing (Llerena, 2019).

$$\Delta P_{tub} = \Delta P_{tubing} + \Delta P_{casing} \quad \text{Ec. (20)}$$

Donde las pérdidas de presión en casing o en tubing para fluidos Newtonianos pueden ser calculadas por la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{tub} = 11.41 \frac{f * TVD * \rho * Q^2}{d_i^2} \quad \text{Ec. (21)}$$

Donde:

TVD = longitud de la tubería, (ft)

Q = caudal de fluido en la tubería, (ft³/s)

f = factor de fricción de Fanning

ρ = densidad del fluido, (lb/gal)

d_i = diámetro interno de tubería, (in)

El factor de fricción de Fanning puede ser calculado en la figura 1.14 mediante el cálculo del número de Reynolds.

$$N_R = 1.592 \times 10^4 \frac{\rho * Q}{d_i * \mu} \quad \text{Ec. (22)}$$

Donde:

N_R = Número de Reynolds para fluidos Newtonianos

Q = caudal de fluido en la tubería, (ft/s)

ρ = densidad del fluido, (lb/gal)

d_i = diámetro interno de tubería, (in)

μ = viscosidad del fluido, (cp)

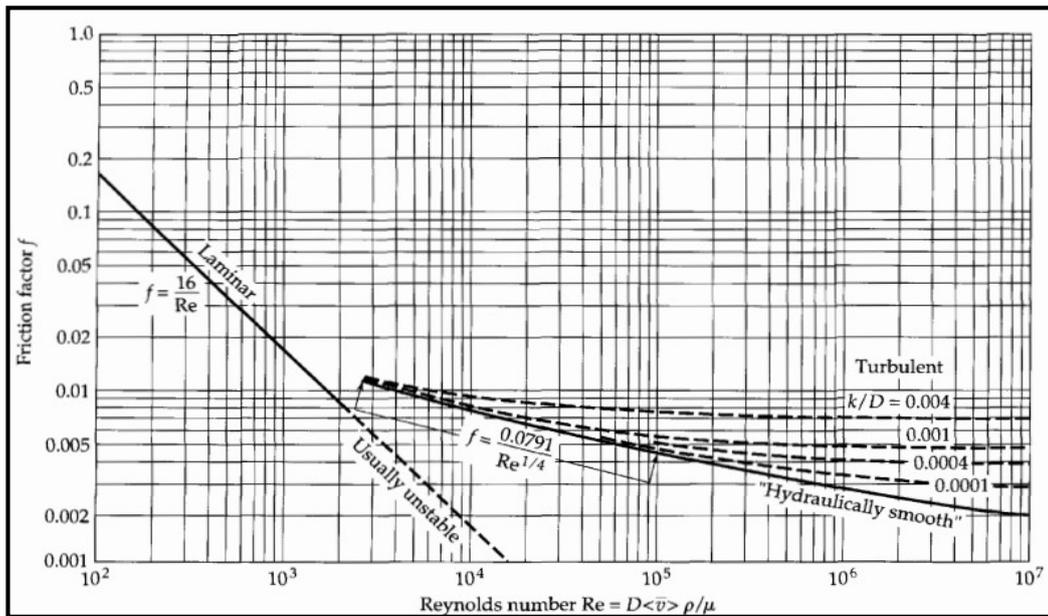


Figura 1.14. Factor de fricción para flujo en tuberías

Fuente: (Bird, 2002)

1.6.5.9 Pérdidas de presión en las cercanías del pozo

En las cercanías del pozo pueden existir grandes pérdidas de presión asociadas a los disparos, ya sea, por un tamaño y densidad inadecuada en los mismos o por desalineación de los disparos al momento del cañoneo (Belyadi et al., 2017). Las pérdidas de presión en las áreas circundantes al pozo pueden definirse como:

$$\Delta P_{NW} = \Delta P_{perf} + \Delta P_{tort} \quad \text{Ec. (23)}$$

Donde:

ΔP_{perf} = presión de fricción en los perforados

ΔP_{tort} = Presión de fricción por tortuosidad

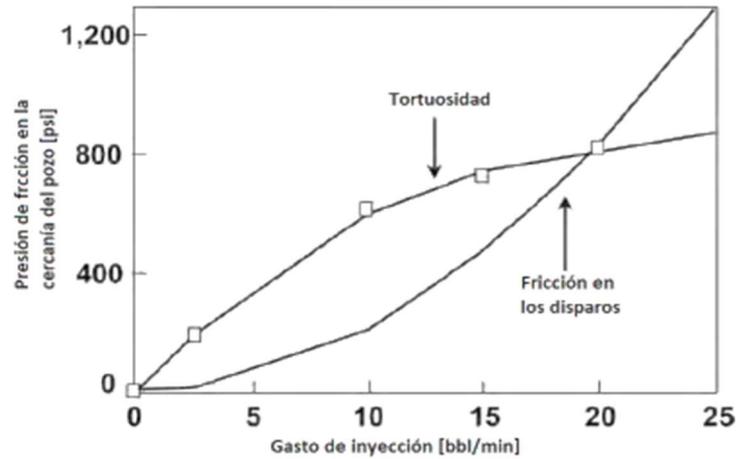


Figura 1.15. Gráfica de pérdidas de presión por fricción a causa de la tortuosidad o al efecto de los disparos

Fuente: (Lake, 2007)

1.6.5.10 Presión de fricción por tortuosidad

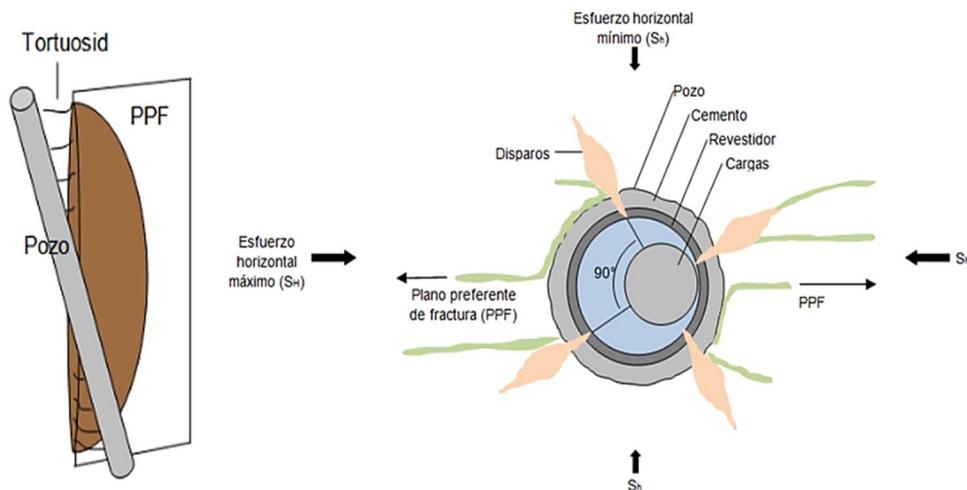


Figura 1.16. Efectos de tortuosidad presente en el pozo

Fuente: (Navarro, 2017)

Cuando la orientación de los disparos es inadecuada, el fluido tenderá a viajar con dirección al plano normal al mínimo esfuerzo horizontal (plano preferente de creación de la fractura), presentándose restricciones al flujo debido a la creación de complejas trayectorias de flujo más conocidas como tortuosidad (Almaguer, 2002).

Las pérdidas por tortuosidad pueden ser calculadas como se indica a continuación:

$$\Delta P_{tort} = K_{tort} * q^{\alpha} \quad \text{Ec. (24)}$$

Donde:

K_{tort} = Coeficiente de pérdida de presión de tortuosidad (psi/(stb/d)²)

q = Tasa de flujo (bpm)

α = Exponente de pérdida de presión de tortuosidad, generalmente 0.5

1.6.5.11 Presión de fricción en los perforados

Se la puede considerar como la pérdida de presión que existe cuando el fluido circula a través de zonas restringidas presentes en los perforados. Willingham et al. en 1993 presentaron la ecuación 25 para calcular las pérdidas en los disparos.

$$\Delta P_{perf} = K_{perf} * q^2 \quad \text{Ec. (25)}$$

Donde:

K_{perf} = Coeficiente de pérdida de presión de perforación (psi/stb²/d²)

q = tasa de flujo (bpm)

El coeficiente de pérdida de presión de perforación puede ser calculado matemáticamente por la ecuación 26.

$$K_{perf} = 0.237 \frac{\rho}{N_p^2 C_d^2 D_p^4} \quad \text{Ec. (26)}$$

Donde:

ρ = densidad del fluido de fractura (lb/gal)

N_p = número de perforaciones

D_p = diámetro de las perforaciones (in.)

C_d = coeficiente de disparo o de descarga

La relación entre la descarga real y la descarga teórica del orificio da como resultado el coeficiente de disparo, típicamente sus valores se encuentran en el rango de 0.6 a 0.9 (Martínez et al., 2012). Puede obtenerse relacionando el

diámetro del flujo en la vena contracta (D_v) con respecto al diámetro del orificio o perforación (ver anexo 1).

$$C_p = \frac{D_{perf}}{D_v} \quad \text{Ec. (27)}$$

También puede obtenerse gracias a la ecuación 28, planteada en el artículo de Reddy (2018).

$$C_p = \frac{q_v}{A\sqrt{2gh}} \quad \text{Ec. (28)}$$

Donde:

q_v = tasa de flujo por el orificio

A = área del orificio

g = constante gravitacional

h = profundidad hasta el centro del orificio

1.6.5.12 Presión de cierre “FCP”

Es la presión mínima en la formación a la cual la fractura comienza a cerrarse. Cuando se ha esparcido el propante a lo largo de la fractura, se dice que, la presión ejercida sobre el propante será la presión de cierre (Leines, 2015). Generalmente es obtenida en el análisis de la declinación de presión durante el Minifrac.

1.6.5.13 Presión neta

Es la presión necesaria para que la fractura se mantenga abierta y se propague. La geometría de fractura puede ser determinada con ayuda de la distribución de la presión neta a lo largo de la fractura, pues esta controlará el ancho y la altura de la misma, ya que, mantiene separada las paredes de la misma permitiendo el ingreso de fluido y apuntalante (Belyadi et al., 2017).

Matemáticamente puede ser calculada como la diferencia entre la presión de fractura y la presión de cierre.

$$P_{net} = P_{frac} - FCP \quad \text{Ec. (29)}$$

$$P_{net} = WTHP + P_h - \Delta P_{fricción} - FCP \quad \text{Ec. (30)}$$

1.6.5.14 Presión de goteo “P_g”

Conocida también como presión de LeakOff, es la presión a la cual la roca empieza a cambiar de su fase elástica a su fase plástica. En esta transición diminutos volúmenes o gotas de fluido ingresan a la roca (Olivieri, 2015).

1.6.5.15 Presión de reapertura “P_r”

Es la presión necesaria para reabrir la fractura previamente inducida. Como se puede observar en la figura 1.17, generalmente es menor que la presión de fractura, puesto que, la resistencia a la tensión que presenta la roca ya fue vencida en la primera intervención (Navarro, 2017).

1.6.5.16 Resistencia a la tensión

Se puede definir como las fuerzas de tensión que experimentan las rocas aledañas a la fractura (Navarro, 2017).

$$T_o = P_{frac} - P_r \quad \text{Ec. (31)}$$

Donde:

T_o = resistencia a la tensión (psi)

P_{frac} = presión de fracturamiento (psi)

P_r = presión de reapertura (psi)

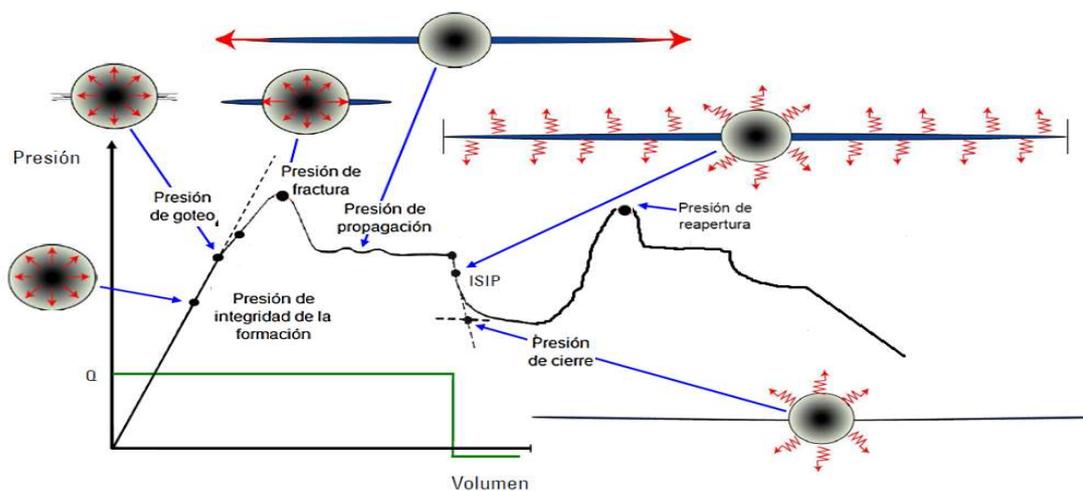


Figura 1.17. Gráfica general de tratamiento en una prueba de esfuerzos in situ
Modificada de: (Leines, 2015)

1.6.6 Prueba Minifrac

La prueba Minifrac hace referencia a cualquier prueba de inyección in situ que se realice a la formación antes del tratamiento principal de fractura. Tiene como principal objetivo analizar la información que presenta la formación con respecto al fracturamiento de la misma, es decir, su aplicación se fundamenta en la obtención de los parámetros de fracturamiento que permitan diseñar el tratamiento específico de la formación (Avendaño, 2010). En esta prueba se busca que se abra una fractura lo más parecida a la que se idealiza se tendrá en el proceso principal.

El control de la prueba debe ser supervisado de tal manera que se logre penetrar toda la zona de interés, sin sobrepasar las barreras naturales y artificiales. Además, la supervisión también debe ser enfocada al análisis de la declinación de presión que permitirá conocer parámetros como: el ISIP, la presión de cierre, la presión neta, el tiempo de cierre, presión de fondo, las pérdidas asociadas a las fricciones, entre otros (Suárez, 2013).

En una prueba Minifrac pueden presentarse las siguientes pruebas:

- Pruebas en etapas y retorno “step-rate / flowback”
- Pruebas de inyección y decremento “pump in / shut in”
- Pruebas de inyección y retorno “pump in / flowback”

1.6.6.1 Prueba en etapas y retorno

En esta prueba el fluido de tratamiento es bombeado a la formación a bajos gastos los cuales se irán incrementando en forma escalonada, dándose un flujo de régimen conocido como matricial, es decir, que el fluido circulará por el espacio poroso de la matriz (Reyes, 2016). Esta prueba está conformada por tres fases o etapas, las cuales son: la fase de step up, la fase de step down y el periodo de flowback.

La fase de step up (figura 1.18), se basa en incrementar poco a poco los gastos de inyección al pozo hasta obtener la presión en la cual la fractura empieza a extenderse.

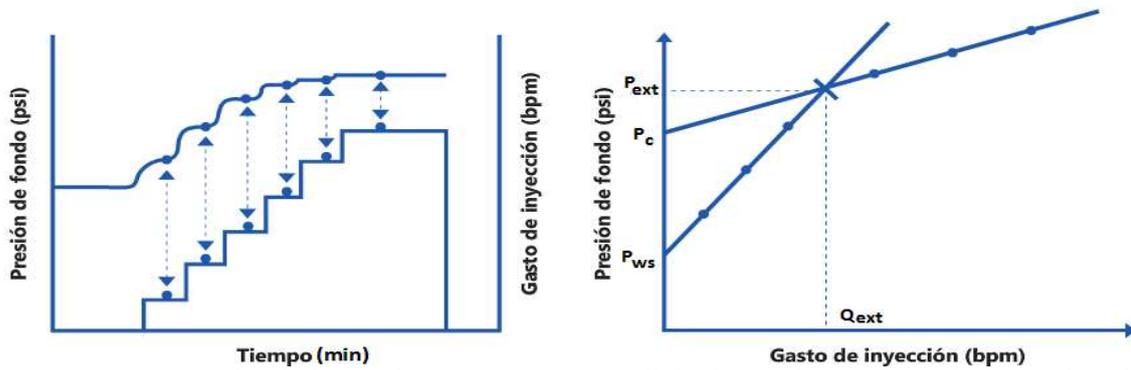


Figura 1.18. Prueba de inyección step up con análisis de presión y gasto de extensión de fractura

Fuente: (Antuñano et al., 2011)

La fase step down como se muestra en la figura 1.19, se presenta posterior a la fase de step up. Una vez se haya dado el bombeo de un pre colchón, los gastos se irán disminuyendo escalonadamente a fin de determinar las pérdidas de presión en las cercanías del pozo por efecto de los disparos, por efectos de tortuosidad o por presencia de ambos. Para medir esta caída de presión en las cercanías del pozo, la presión neta en la fractura tiene que ser relativamente constante, condición mediante la cual, el cambio de presión de inyección de fondo será función de la caída de presión en la cercanía del pozo conforme el gasto de inyección se reduce, obteniéndose una gráfica de pérdidas de presión por fricción como se observa tanto en la figura 1.19 con en la figura 1.15 (Lobato, 2016).

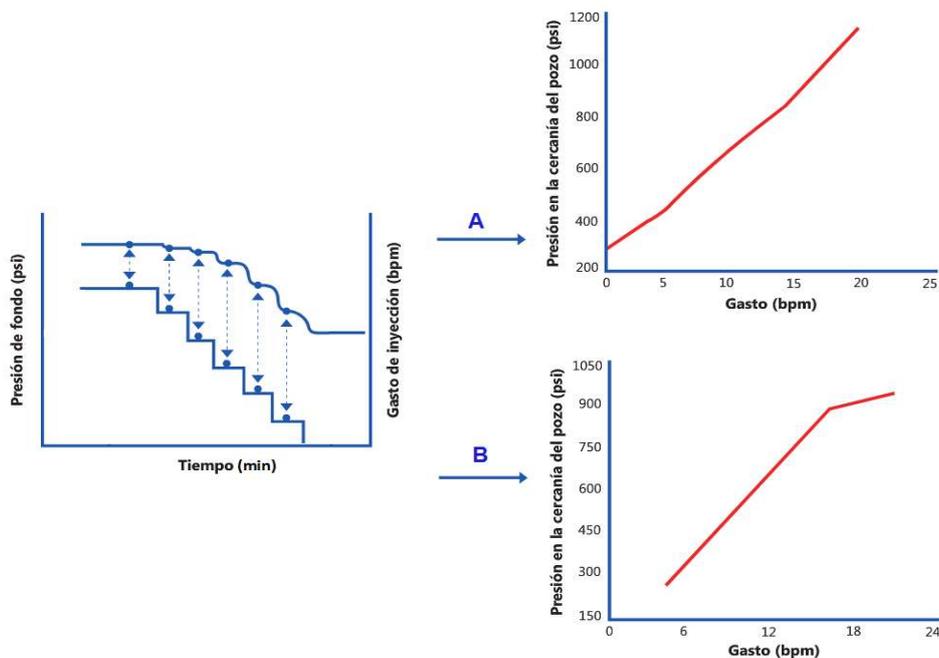


Figura 1.19. Prueba de inyección step down con análisis de la presión por efecto de los disparos (A) y por tortuosidad (B)

Fuente: (Antuñano et al., 2011)

En la figura 1.20 se presenta el periodo flowback, aquí el enfoque se centrará en el análisis de la caída de presión al final del bombeo, con el fin de estimar la presión de cierre. La presión de cierre estará definida en el punto donde se intersequen dos rectas trazadas tangencialmente a la inflexión de la curva y otra en el cambio de curvatura de la misma.

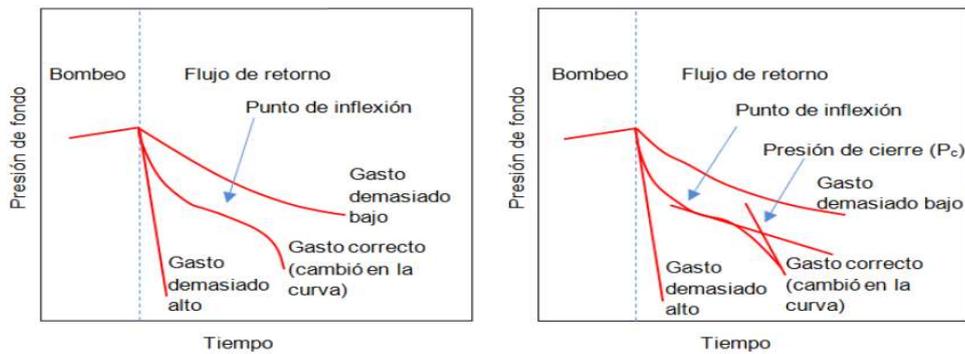


Figura 1.20. Prueba de retorno con análisis de la presión de cierre
Fuente: (Antuñano et al., 2011)

1.6.6.2 Prueba de inyección y decremento

La prueba consiste en la inyección de suficiente volumen de fluido hasta la creación de una pequeña fractura, momento en el cual las bombas son apagadas y se procede a medir la presión de cierre en la misma.

En este proceso puede considerarse que la presión de cierre será similar al mínimo esfuerzo horizontal, dándose el caso de una fractura abierta si se sobrepasa la presión de cierre o una fractura cerrada cuando se esté por debajo de la misma. Como se observa en la figura 1.21, la presión de cierre es estimada en el punto en donde la tasa de declinación de la presión experimenta un cambio, por concepto de que la fractura se cerró a causa de los esfuerzos de cierre de la formación (Caamaño & Chele, 2017).

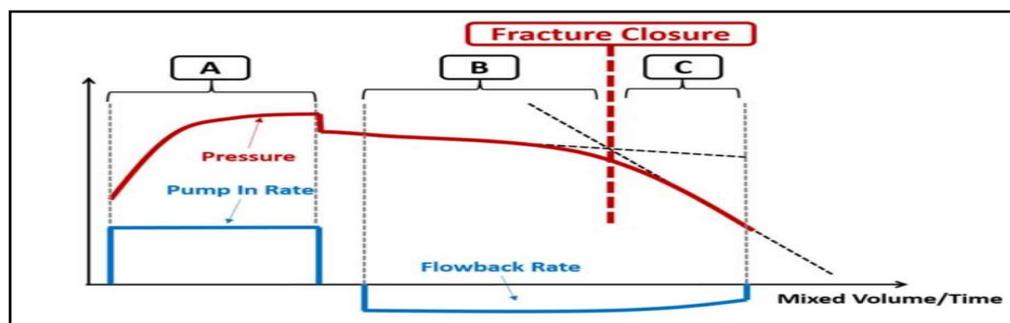


Figura 1.21. Prueba pump in / shut in
Fuente: (Pichon et al., 2018)

1.6.6.3 Prueba de inyección y retorno

Esta prueba es similar a la de inyección y decremento, se la realiza con el fin de corroborar que la presión de cierre en la prueba de decremento es fidedigna. La principal diferencia es que después de cerrado el pozo, se lo vuelve a abrir a un gasto constante tal como se muestra en la figura 1.22. Aquí la presión es monitoreada hasta que el gasto contante no pueda ser mantenido por más tiempo (Navarro, 2017).

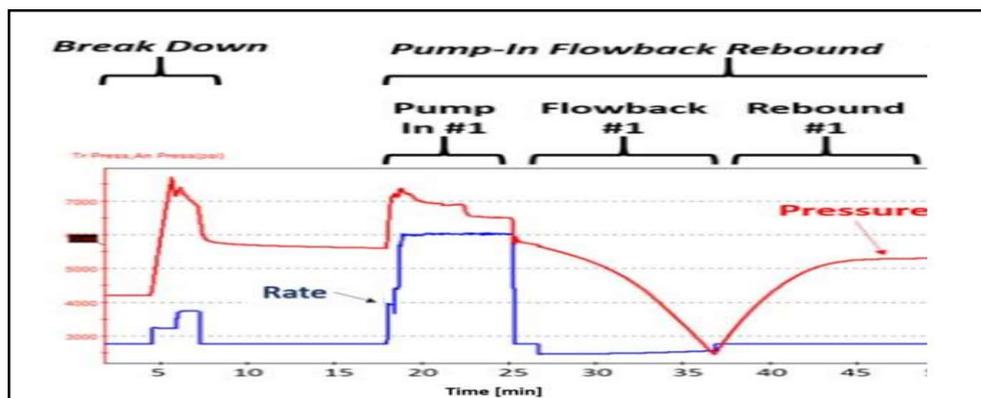


Figura 1.22. Prueba pump in / flowback

Fuente: (Pichon et al., 2018)

1.7 INDICADORES ECONÓMICOS Y RENTABILIDAD DE PROYECTOS

El análisis económico de un proyecto se encuentra directamente asociado con el margen de beneficio que obtendrá en su ejecución y la viabilidad para desarrollarlo (Sapag, 1991). Normalmente el análisis de económico se efectúa en base a indicadores económicos, entre los cuales principalmente se encuentran:

- Valor Actual Neto
- Tasa Interna de Retorno
- Relación Costo / Beneficio
- Periodo de Recuperación de la Inversión

1.7.1 Valor actual neto (VAN)

“El VAN representa el indicador de rentabilidad por excelencia en evaluación de proyectos de inversión pública” (Roche, 2016). Este criterio es el punto inicial en el

análisis económico y financiero en un proyecto, puesto que, los costos e ingresos generados en el proyecto a lo largo de su vida útil son resumidos en un solo valor.

El cálculo del VAN se lo realiza mediante la diferencia entre los ingresos futuros traídos al presente y los costos tanto de inversión como de operación y mantenimiento traídos al presente.

$$VAN = -I_o + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \frac{FC_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. (32)}$$

Donde:

VAN = Valor Actual Neto

FC_n = Flujo neto de caja

i = Tasa de actualización o descuento

n = Número de periodos

I_o = Inversión inicial del proyecto

El análisis del VAN se presenta en la tabla 1.3, en la cual aparecen diferentes criterios en base al valor de este indicador.

Tabla 1.3. Interpretación del VAN

VALOR	CRITERIO
$VAN > 0$	EL PROYECTO GENERARÁ GANANCIAS (ES ACEPTADO)
$VAN = 0$	EL PROYECTO RECUPERARÁ SOLO LA INVERSIÓN (INDIFERENTE)
$VAN < 0$	EL PROYECTO GENERARÁ PÉRDIDAS (NO ES ACEPTADO)

Fuente: (Sapag, 1991)

1.7.2 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR en un medidor de rentabilidad que metodológica y conceptualmente presenta una relación directa con el valor actual neto (Roche, 2016). Puede considerarse como la tasa de rentabilidad del proyecto, matemáticamente puede ser obtenido cuando el VAN es igual a cero.

$$0 = -I_o + \frac{FC_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FC_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} \quad \text{Ec. (33)}$$

El análisis del TIR se realiza en base a compararlo con respecto a la tasa de financiamiento del proyecto o tasa de descuento. En la tabla 1.4 se presentan los criterios de comparación.

Tabla 1.4. Interpretación del TIR

VALOR	CRITERIO
$TIR > i$	EL PROYECTO ES ACEPTADO
$TIR = i$	EL PROYECTO ES INDIFERENTE
$TIR < i$	EL PROYECTO NO ES ACEPTADO

Fuente: (Sapag, 1991)

1.7.3 Relación costo / beneficio (RCB)

En este indicador se relacionan los valores equivalentes en el presente de los ingresos y los costos, generados por el proyecto a lo largo de su desarrollo. En general se puede decir que el proyecto será viable económicamente cuando los beneficios superen a los costos (Morales, 2012).

$$RCB = \frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios o Ingreso al presente}}{\text{Costos al presente}} \quad \text{Ec. (34)}$$

Los criterios de análisis del RCB se presentan en la tabla 1.5.

Tabla 1.5. Interpretación del RCB

VALOR	CRITERIO
$RCB > 1$	Ingresos mayores a los egresos (proyecto aceptable)
$RCB = 1$	Ingresos igual a egresos (proyecto indiferente)
$RCB < 1$	Ingresos menores a egresos (proyecto no aceptable)

Fuente: (Sapag, 1991)

1.7.4 Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Es un tipo de indicador en el que se mide el plazo de tiempo para el cual la inversión total inicial del proyecto se recuperaría. Matemáticamente puede ser obtenido por la ecuación 35.

$$PRI = a + \frac{b - c}{d} \quad \text{Ec. (35)}$$

Donde:

b = Inversión Inicial.

d = Flujo de caja del periodo en que se recupera la inversión

a = Periodo anterior al periodo en que se recupera la inversión

c = Flujo de caja acumulado del periodo anterior al periodo en el que se recupera la inversión.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE POZOS CASOS BASE

2.1 POZO VHR-08

El pozo VHR-08 fue fracturado hidráulicamente el 13 de febrero del 2018 en el intervalo de 7695.7 – 7708 ft de la arena productora M2.

2.1.1 Localización y antecedentes

El pozo VHR-008, es un pozo de tipo vertical, perforado en agosto de 1990 hacia la parte Norte de la estructura con la finalidad de probar acumulaciones de hidrocarburo en las Areniscas U, M2 y BT. Alcanzó una profundidad total de 8270 pies MD.

Fue completado en septiembre de 1990, siendo punzados y evaluados los intervalos del reservorio U, detallados en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Pruebas iniciales del pozo VHR-08

Prueba	Fecha	Zona	Intervalo	BPPD	BSW	°API	Pc [psi]	Observaciones
Antes	19-Sep-90	Ui	7890'-7904'	780	0.6%	31.6	60	Se toma B'UP, la prueba se realizó con tanque.
Después	21-Sep-90	Us	7830'-7854'	1584	1.6%	29.7	150	Se toma B'UP, la prueba se realizó con tanque.

Fuente: (Petroamazonas, 2020)

2.1.2 Historial del pozo

Workover 01 (10-Jul-95)

Se cambió de producción a bombeo mecánico. Se realizó cementación forzada a "Us" y "Ui", se re disparó y evaluó por separado.

Workover 02 (03-May-02)

Se implementó bombeo electro-sumergible. Se aisló el corte de agua de "Ui" con cementación forzada.

Workover 03 (10-Sep-03)

Se punzonó la arena "T ". Se evaluó y completó para BES.

Workover 04 (21-Feb-06)

Se evaluó la arena "T" y se re diseñó equipo BES.

Workover 05 (29-Dic-06)

Se evaluó "Us" y se re diseñó BES.

Workover 06 (11-Feb-07)

Se re punzonó arena "Us": 7830' - 7842' (12') a 5 DPP y evaluó "Us" rediseñando BES.

Workover 07 (11-Sep-07)

Se molió CIBP a 7870' y evaluó "T". Posteriormente se diseñó BES.

Workover 08 (23-ene-09)

Se punzonó arena "Us" y evaluó con B'UP. Posteriormente se diseñó BES.

Workover 09 (24-Abr-09)

Se molió CIBP a 7874'. Se corrió registro GR-Espectral. De acuerdo al registro realizaron SQZ y re dispararon las zonas de interés. Posteriormente se evaluó y re diseñó BES.

Workover 10 (06-Jun-09)

Se re disparó la arena "Us", evaluaron y re diseñaron equipo BES.

Workover 11 (07-Oct-2010)

Punzonaron la arena "BT", evaluaron y re diseñaron equipo BES.

Workover 12 (24-Jun-13)

Se punzonó la arena "Um": 7869'-7874' (5'); 7882'-7886' (4') a 5DPP, evaluaron con B'UP y se diseñó BES.

Workover 13 (30-Mar-14)

Se realizó cementación forzada a las arenas "Um", "Us", "Ui" Y "BT". Punzonaron los siguientes intervalos:

Arena "M2": 7700' - 7708' (8')

Arena "M2": 7740' - 7748' (8')

Arena "M2": 7758' - 7763' (5')

Arena "Ui": 7895' - 7908' (13')

Se bajó completación de fondo para acoplar BES.

Workover 14 (19-Sep-17)

Realizaron pulling del BES y de la completación de fondo. Se re disparó en la arena "UI": 7895' - 7908' (13') a 10 DPP. Se asentó tapón a 7945'. Armaron completación de fondo y bajaron equipo BES HAL400.

Estatus pre fracturamiento

Casing 10 3/4"	H-40, 32.75 LPP, 8 RD, @ 2003'
Casing 7"	C-95, 26 LPP, 8RD, @ 8263'
7" Collar flotador	@ 8231';
Zapato Guía 7"	@ 8263';
7" CIBP	@ 7959';
7" CIBP	@ 7945';
SQZ W.O #13	@ 7354'-7364' (10') Arena "BT"
SQZ W.O #1, 9, 13	@ 7830'-7854' (24') Arena "Us"
SQZ W.O #9	@ 7857'-7864' (7') Arena "Us"

SQZ W.O#13	@7869'-7874'(5'); 7882'-7886'(4)' "Um"
SQZ W.O #9	@ 8051'-8060' (9') Arena "T"
Tubería de 3 ½" SEC	9.2 LPP, 243 Jts Clase "B"
Tipo de Hoyo:	VERTICAL
Elevación de la mesa rotaria:	21'
Tipo de fluido en el hoyo	Hidrocarburo

Workover 15 (13-Feb-18)

Se re disparó y realizó fracturamiento hidráulico en la arena "M2" en los intervalos:

Fracturamiento: 7695'-7708' (13') a 5DPP

Punzonan: 7740'-7748' (8') a 5DPP

2.1.3 Descripción de los reservorios de interés

Los principales reservorios se encuentran en las areniscas U. Los reservorios secundarios, corresponden a la arenisca M2 y T Superior de la formación Napo. Así como también Basal Tena de la formación Tena.

Como se constató en los workovers presentados en el historial del pozo VHR-08, este produjo de las arenas BT, T, M2 y U. Sin embargo, las características propias de la arena M2 en cuanto a sus bajos BSW's y las pocas intervenciones que tuvo la arena con respecto a las demás, permitieron que ésta sea considerada el objetivo principal del trabajo de fracturamiento y motivo del siguiente análisis.

2.1.3.1 Sección estructural y pozos de correlación

El pozo VHR-008 fue perforado hacia el Norte de la parte más levantada del campo VHR, donde se tiene un límite definido por el pozo VHR-010 (CAP en U Inferior). Con respecto al nivel de marcador sísmico Base Caliza A (Tope Arenisca U Superior) se encuentra más alto que los pozos vecinos VHR-009 y VHR-017 (ver figura 2.1).

Estructuralmente esta zona constituye la parte más levantada del Campo VHR y se caracteriza por estar entre 7000' TVDSS y 7100' TVDSS (cierre estructural

aproximado de 100' TVDSS). En dirección W - E, el ancho aproximado es de 1.2 Km. En dirección S - N tiene una longitud aproximada de 10 Km. tomando como referencia el pozo Lilian-001 y VHR-010 respectivamente.

En la figura 2.1 se presenta la correlación estructural a nivel de la Arenisca M2 entre pozos productores cercanos, los cuales son: al norte, produciendo de U Inferior el VHR-009 a 943 m. de distancia y reinyectando agua de formación al conglomerado inferior Tiyuyacu el VHR-010 a 2000 m de distancia. Al sur produciendo de la Arenisca M2 el pozo VHR-017 a 498 m de distancia.

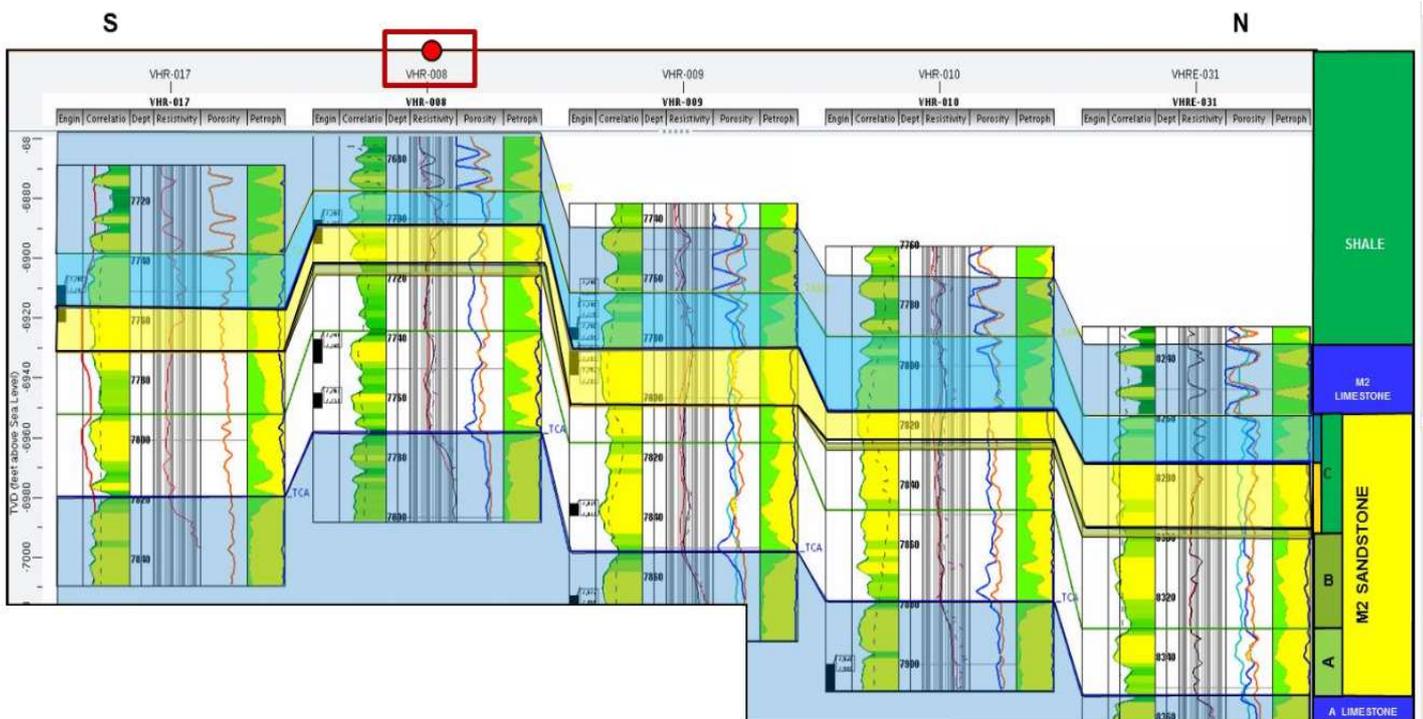


Figura 2.1. Correlación estructural a nivel de la Arenisca M2 entre los pozos VHR-017, VHR-008, VHR-009, VHR-010 y VHR-031

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.3.2 Correlación estructural de la Arenisca M2 para el pozo VHR-08

La interpretación del reservorio M2 ha sido realizada en base a la toma y análisis de electroformas y núcleos de corona de los pozos VHR-013 y VHR-029. Con lo cual, como se observa en la figura 2.2 se la ha dividido en tres parasecuencias o unidades depositacionales (A, B y C), empezando desde la base hasta el tope, las cuales, van variando en su litología muy heterogénea, siendo la parasecuencia C la que ha sido probada y actualmente produce en algunos pozos.

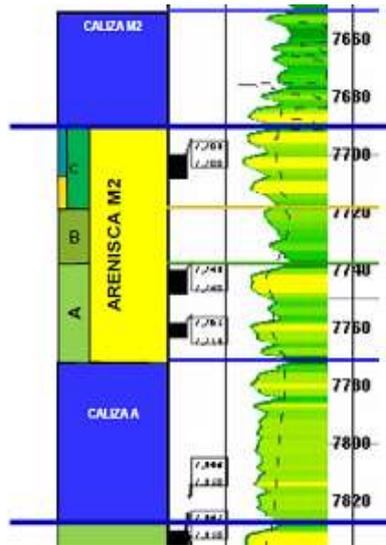


Figura 2.2. División de parasecuencias de la Arenisca M2 para el Pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

La Parasecuencia A, corresponde a depósitos de arena con gran contenido de arcillas e intercalaciones de depósitos de sedimentos finos, los cuerpos de arena son más discontinuos debido a los cambios laterales de facies. Ha sido probado y producido en el pozo VHR-019 localizado hacia la parte norte del campo.

La Parasecuencia B, presenta cuerpos de arena con mejor desarrollo, propiedades petrofísicas y continuidad lateral pero no se ha llegado a entrapar hidrocarburo.

Finalmente, la Parasecuencia C litológicamente formada por arenisca de grano fino hacia la base y grano medio hacia el tope, presenta contenido variable de glauconita y matriz arcillosa. Existe una zona interna influenciada por contenido de cemento calcáreo el cual afecta la calidad del reservorio especialmente desde el tope hasta casi la mitad de la Parasecuencia C. Su porosidad promedio es del orden de 13%.

2.1.3.3 Correlación estructural de la Parasecuencia “C” entre pozos

Del análisis de la información de registros eléctricos y núcleos de corona, se llegó a definir una delimitación interna a nivel de la Parasecuencia C, la cual, está dada por el contenido de cemento calcáreo en forma de parches hacia el tope de la mencionada parasecuencia (Intervalo Superior), lo cual hace que el hidrocarburo entrapado se enmascare.

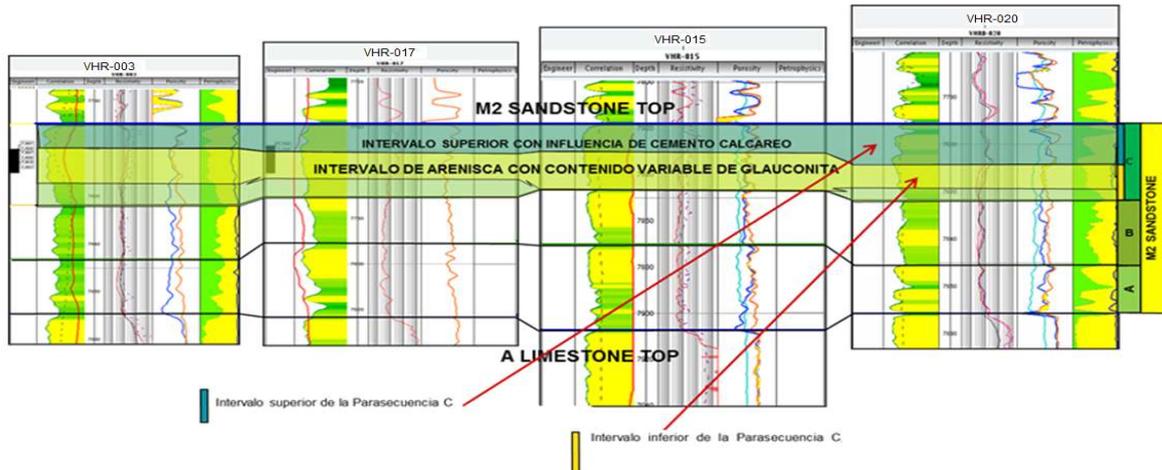


Figura 2.3. Delimitación de la Parasecuencia C en la Arenisca M2
 Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Hacia la base de la Parasecuencia C (Intervalo Inferior) se tiene la influencia del contenido variable de glauconita, lo cual, afecta los valores de resistividad somera y profunda, que de igual manera enmascara el hidrocarburo entrampado.

2.1.4 Evaluación petrofísica de la Arenisca M2

En el análisis petrofísico se debe tener en cuenta que, debido a la presencia de alto contenido de material conductor como la glauconita y bioturbaciones, la conductividad de la roca se encuentra afectada, dando valores de resistividad bajos de entre los 3 y los 22 ohmm, enmascarando la respuesta del hidrocarburo.

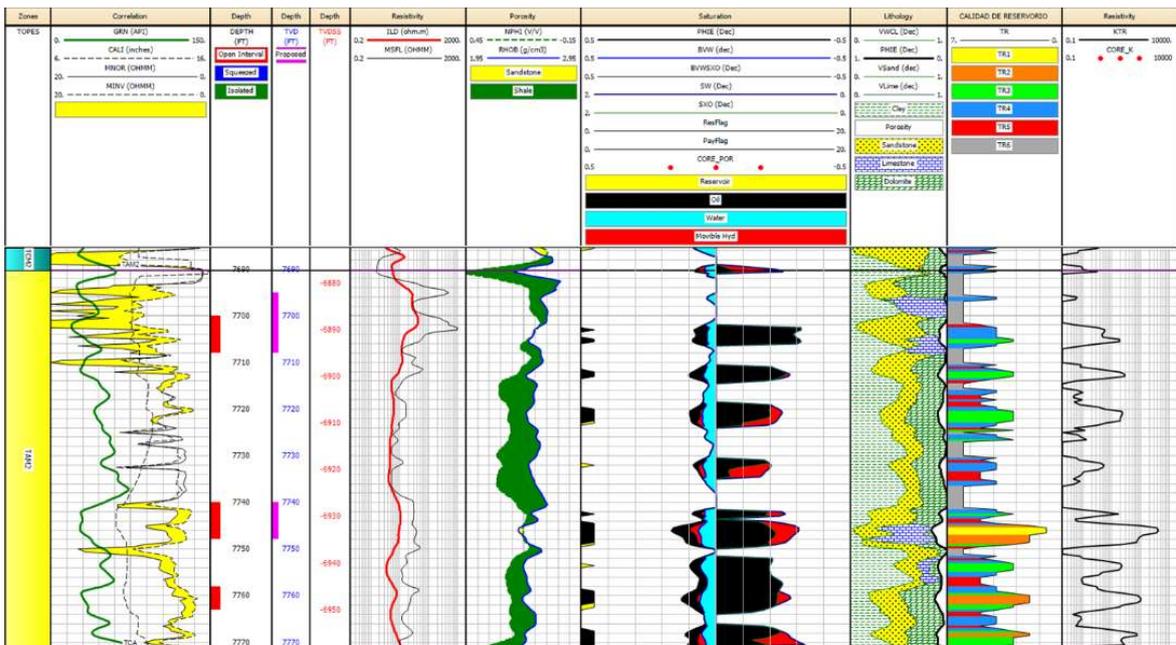


Figura 2.4. Registro eléctrico en el intervalo de M2 en el pozo VHR-08 con delimitación de punzados y zonas de interés para el fracturamiento hidráulico
 Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Además, se pudo ver un proceso de invasión entre las curvas ILD y MSFL lo que ha dado bajos valores de resistividad para la Parasecuencia “C”. Las limitaciones de los registros eléctricos en estos tipos de ambientes son evidentes, por lo que la determinación de zona de pago fue validada por la empresa a cargo mediante el estudio de núcleos y productividad en los pozos VHR-13 y VHR-09 donde las condiciones son bastante similares y han sido probadas con éxito.

En la Parasecuencia “A” siete pies hacia la base del reservorio, fue interpretado con pago debido a la extrapolación en el modelo petrofísico, se presentaron bajas resistividades debido a un posible efecto mineralógico que no se evidencian en el registro. Hay que tomar en cuenta que los pozos vecinos VHR-19 y VHR-21 en este mismo reservorio se presentó altas lecturas de gas y en las pruebas iniciales de producción del pozo VHR-19 en la misma secuencia estratigráfica a la base del reservorio arrojaron 360 BPPD y 40% de BSW. Sin embargo, la recomendación del personal a cargo fue tener cautela en la interpretación de este cuerpo.

Tabla 2.2. Tabla de propiedades petrofísicas de M2 en el Pozo VHR-08

Arena M2	
Tope	7690.38 ft
Base	7771.42 ft
Espesor Total	81.04 ft
Espesor Neto	17.5 ft
N/G	0.22
Av Phi	0.11
Av Sw	0.45
Av Vd	0.22
Av K	131 mD

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

La evaluación petrofísica proporcionada por la empresa operadora se presenta en la tabla 2.2. Se estimó el intervalo de prospección entre 7690 ft - 7771.42 ft con un espesor de 81.04 ft, se presenta un espesor neto de 17.5 ft, una relación de espesores de 0.22, una porosidad del 11%, saturación de agua del 45%, porcentaje

de arcilla de 22% y una permeabilidad de 131 mD, la cual, es validada por la prueba de restauración de presión realizada en marzo del 2014 que muestra un valor semejante.

2.1.5 Análisis de tubería

La inspección de tubería se basó en la interpretación del registro de casing, en el cual se observó buena repetitividad entre las diferentes corridas realizadas (data consistente), lo cual permitió efectuar un análisis e interpretación con margen de incertidumbre aceptable. Los intervalos de interés son: 7695'-7708' (13') a 5 disparos por pie y 7740'-7748' (8') a 5 disparos por pie.

2.1.5.1 Registro para el intervalo 7650'-7750'

Según el registro de inspección de tubería realizada el 22 de enero del 2018 presentado en la figura 2.5, aproximadamente desde 7650' hasta los 7750' se observa daño en la tubería. Los daños internos presentan valores entre 30 y 45% en su mayoría, es decir, se encuentran categorizados entre daño grado 2 y 3 respectivamente.

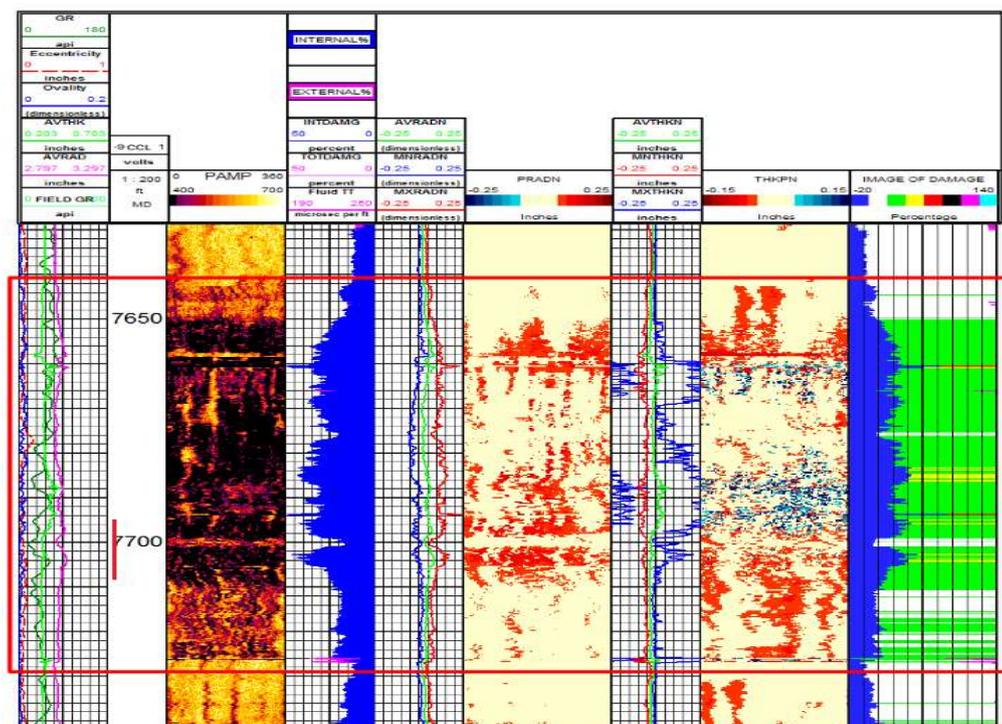


Figura 2.5. Registro de inspección de tubería en el intervalo 7650'-7750' del pozo VHR-08

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

En el intervalo de 7695'-7708' podemos ver una reducción del daño interno aproximadamente del 15 al 20% a mitad del intervalo; sin embargo, al inicio y al final del mismo posee un daño grado 3.

En general se presenta un daño total de grado 2 en toda la tubería.

2.1.5.2 Vista 3D en el intervalo 7693'-7724'

El registro con modo de vista 3D (figura 2.6), indica un daño de tubería muy posiblemente por la pérdida de material. Lo cual aplica también para el intervalo de 7695'-7708'.

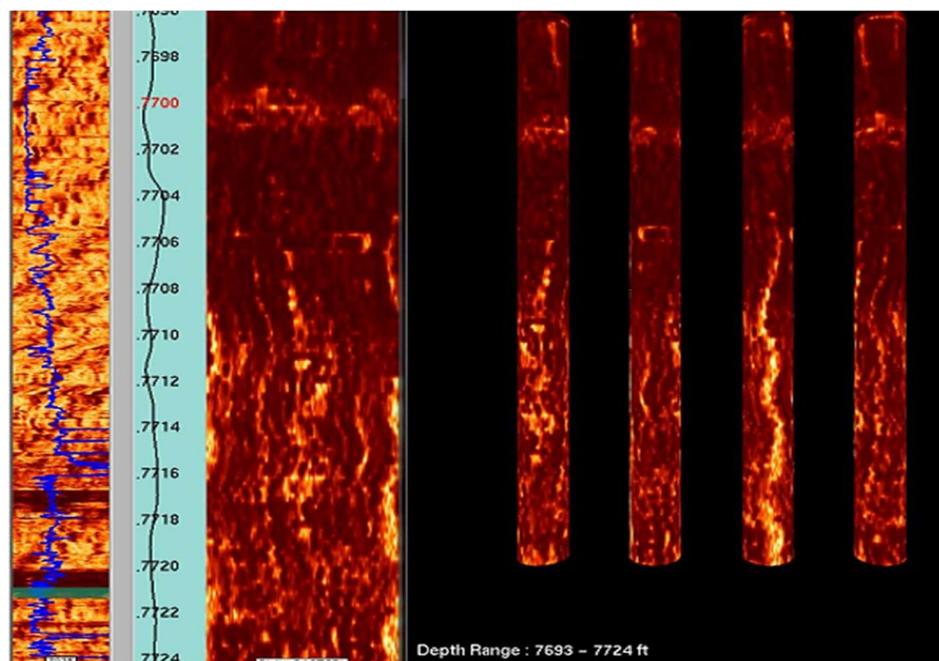


Figura 2.6. Vista 3D de la tubería en el intervalo 7693'-7724' del pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.5.3 Registro para el intervalo 7740'-7850'

En la pista PAMP y con ayuda del daño interno presente en la tercera pista de la figura 2.7, se puede reconocer la zona de punzonados realizados en el workover 13, correspondientes a los intervalos de 7740' a 7748' (8') y de 7758' a 7763' (5'). También se puede apreciar la zona de punzonados correspondientes al workover 10, en la arena Us en el intervalo de 7830' a 7838' (8').

En general se observa un daño total similar a los daños internos de entre 20 y 30% (grado 2) en su mayoría para todo el intervalo de registro.

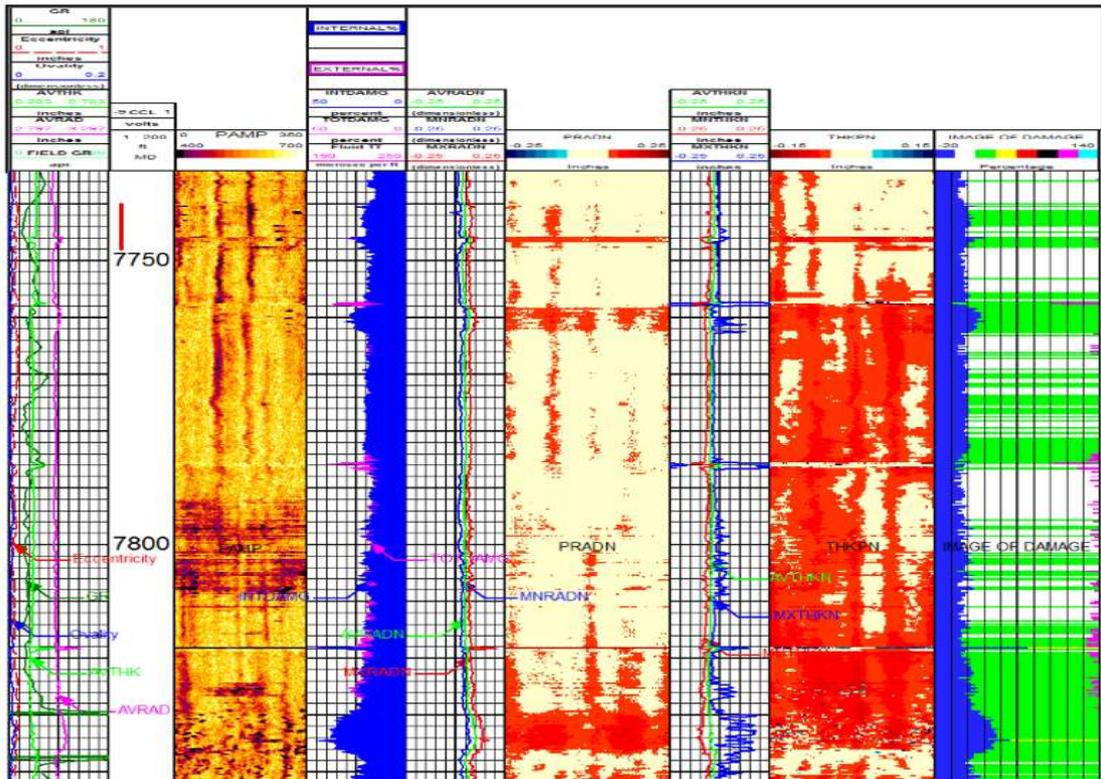


Figura 2.7. Registro de inspección de tubería (7740'-7850') del pozo VHR-08
 Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.5.4 Vista 3D en el intervalo 7719'-7750'

En la figura 2.8 se presenta la vista en 3D obtenida a partir del registro de tubería en el intervalo 7719'-7750', donde se puede observar poca presencia de daño en el intervalo de interés (7740'-7748').

De igual manera, en el mismo intervalo se puede corroborar la presencia de puntos negros, los cuales, corresponden a los punzonados que fueron realizados en el workover 13.

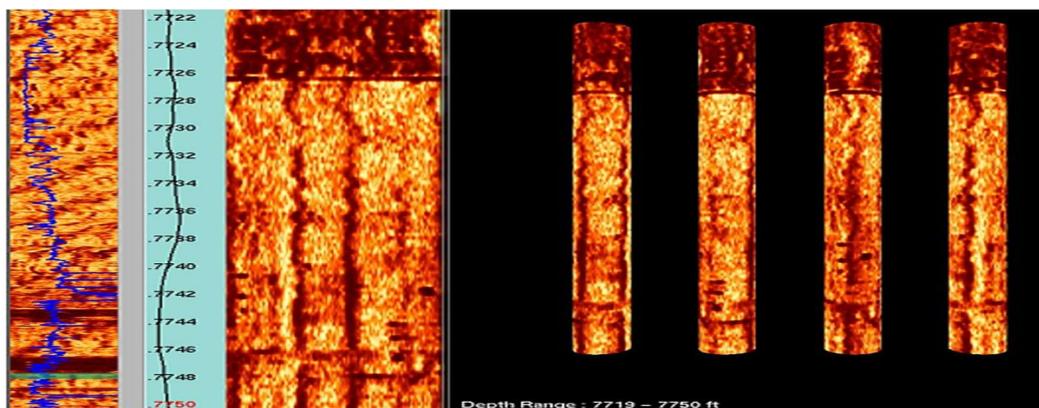


Figura 2.8. Vista 3D de la tubería en el intervalo 7719'-7750' del pozo VHR-08
 Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.6 Análisis de cementación

Para la evaluación de cementación se corrió herramienta (CAST-CBL-MSG-GR-CCL) entre las profundidades: 5895' a 7934' (MD), en un liner de 7" con peso de 26 lb/ft.

Se observó buena repetitividad entre las diferentes corridas realizadas (data consistente), lo cual permite efectuar el análisis e interpretación con un margen de incertidumbre aceptable. El intervalo de interés es: 7695'-7708' (13') a 5 disparos por pie.

2.1.6.1 Registro de cementación (7680'-7770')

Del registro de cementación (figura 2.9) en general:

- Se presentan valores de excentricidad menores a 0.2 dando una buena confiabilidad para realizar la interpretación.
- En base a los valores de amplitud se puede distinguir zonas con buena a regular adherencia casing-cemento-formación. Con variaciones de 2 a 10 mV aproximadamente.
- La pista del MSG (pista 3), muestra una buena adherencia entre cemento y formación en todo el intervalo.
- En la pista de impedancia promedio, en su mayoría se presentan impedancias con valores dentro del rango entre 3 y 6 Mrayls, lo cual indica adherencia regular.

Del registro de cementación para el intervalo de interés (7695'-7708'):

- De acuerdo a los valores de amplitud que fluctúan entre 4 y 9 mV, se tiene adherencias que fluctúan entre regulares a buenas.
- El MSG muestra buena adherencia cemento-formación.
- Respecto a la Impedancia, se puede distinguir una zona de buena adherencia con valores entre 5 y 8 Mrayls y una segunda zona de regular a buena adherencia con valores entre 4 y 6 Mrayls.

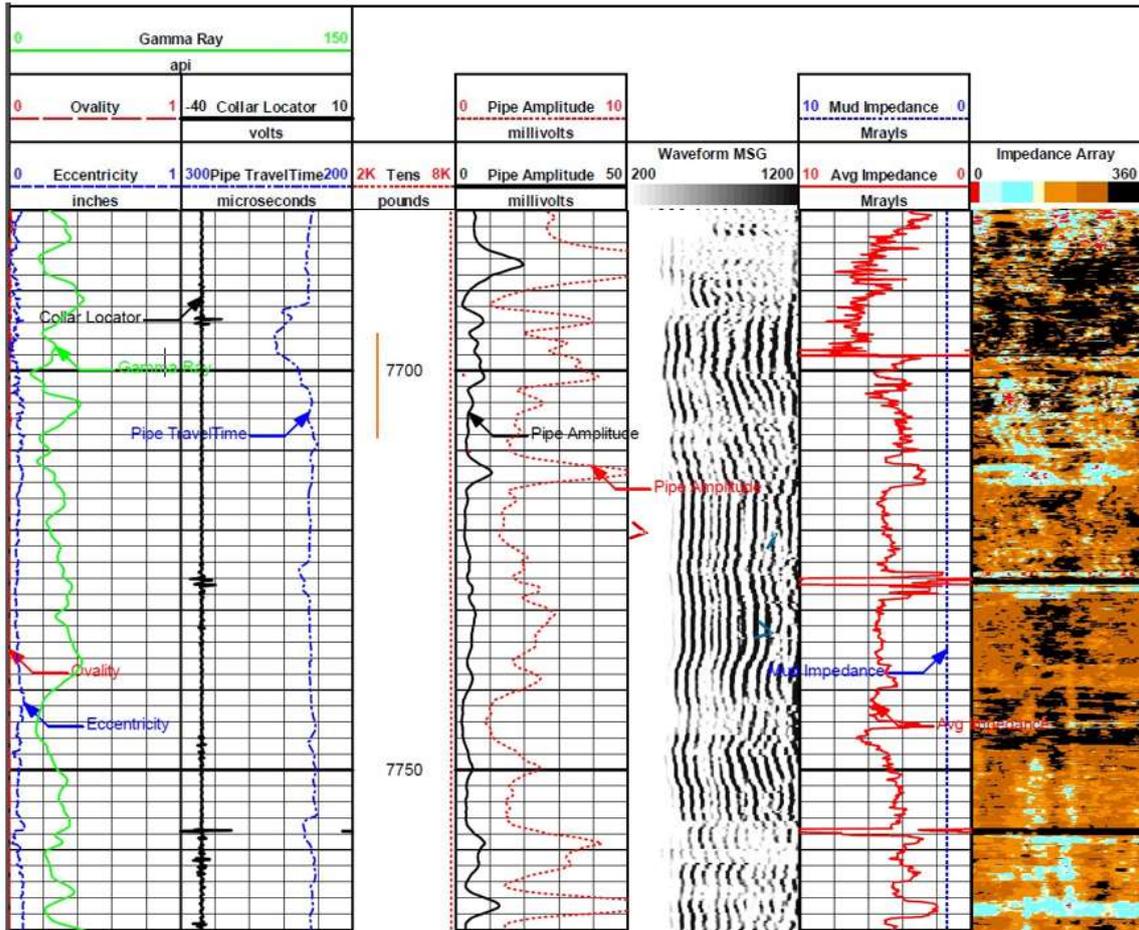


Figura 2.9. Registro de cementación en el intervalo 7680'-7770' del pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.7 Diseño de fracturamiento

Una vez que se han seleccionado los componentes para realizar el trabajo de fractura, es necesario conocer previo a su ejecución, valores estimados de tratamiento y de geometría de fractura. Para ello se realiza una simulación por software para obtener parámetros de fractura preliminares.

2.1.7.1 Presión y geometría de fractura en la simulación inicial

De la simulación se obtienen las figuras 2.10 y 2.11, en las cuales se muestra los parámetros preliminares de tratamiento y de geometría de fractura respectivamente. En la figura 2.10 se presentan los parámetros preliminares de tratamiento como: presiones inmersas, concentración de propante, tasa de bombeo; y en la figura 2.11 se presenta la geometría de fractura preliminar en base a parámetros como: longitud la fractura, longitud adecuada, altura total de fractura,

altura total apuntalada, profundidad máxima de la fractura, profundidad del fondo de la fractura, ancho promedio de fractura, concentración media del apuntalante, conductividad adimensional, etc.

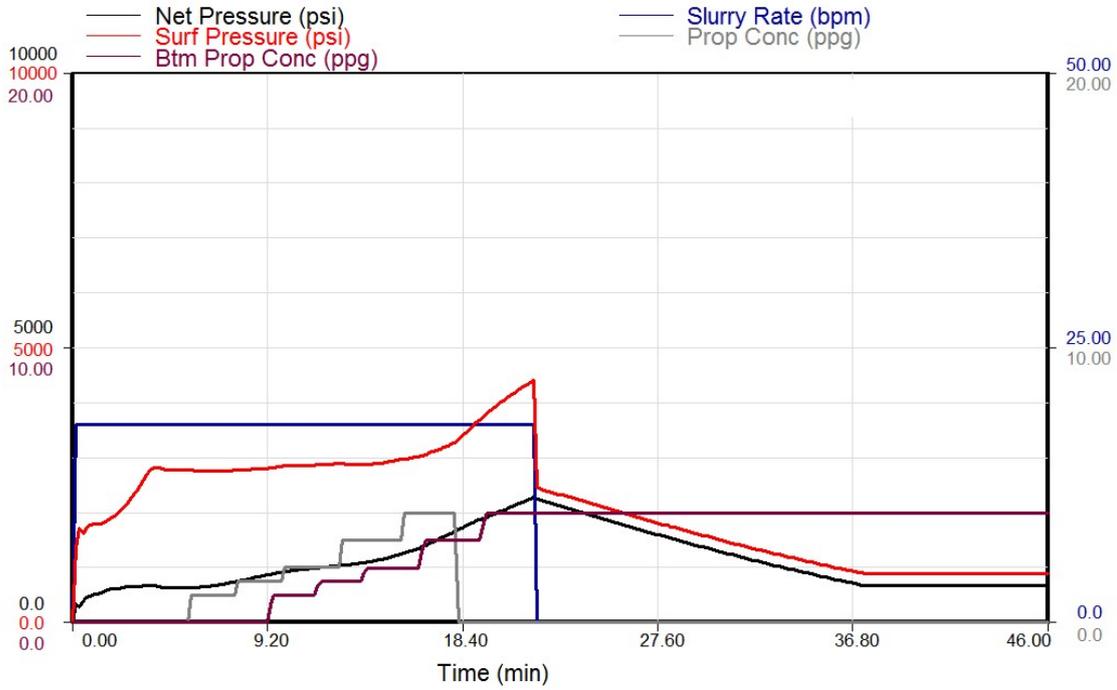


Figura 2.10. Parámetros preliminares de tratamiento obtenidos por simulación
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

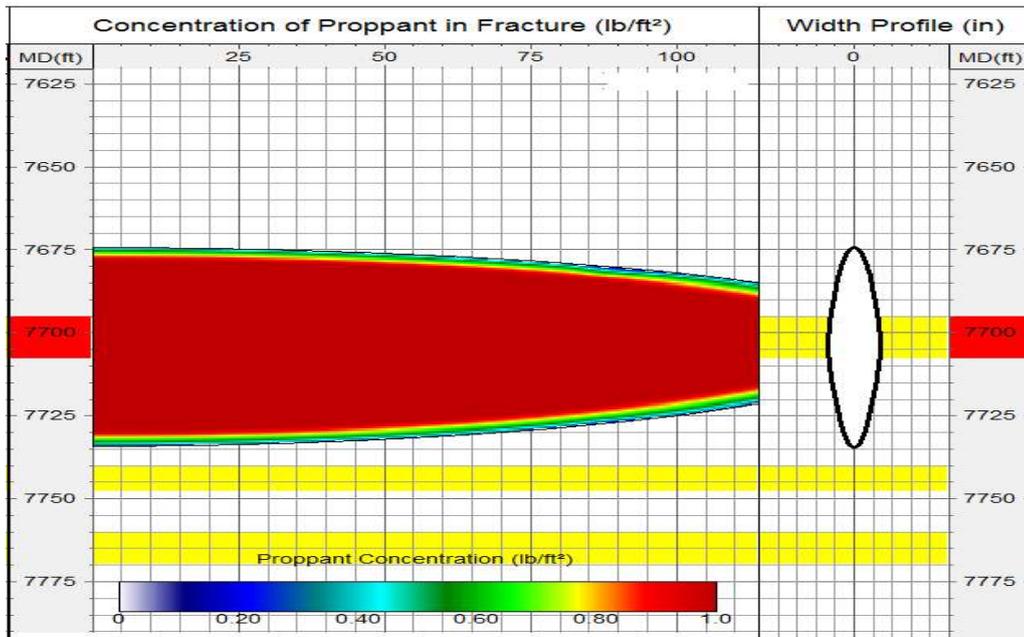


Figura 2.11. Geometría de fractura preliminar obtenida por simulación
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.7.2 Minifrac

El pozo previo al fracturamiento hidráulico fue sometido a un proceso de Minifrac, con el objetivo de determinar y ajustar los parámetros mecánicos de la roca y de inyección previstos en la simulación.

Para el proceso de Minifrac realizado al pozo, se inyectó un total de 4000 gal de Gel Activado Hybor G 35# a 20 bpm, donde se obtuvo una presión máxima de 3800 psi y una presión estabilizada de 2530 psi. Posteriormente se realizó desplazamiento con 3000 gal de gel lineal.

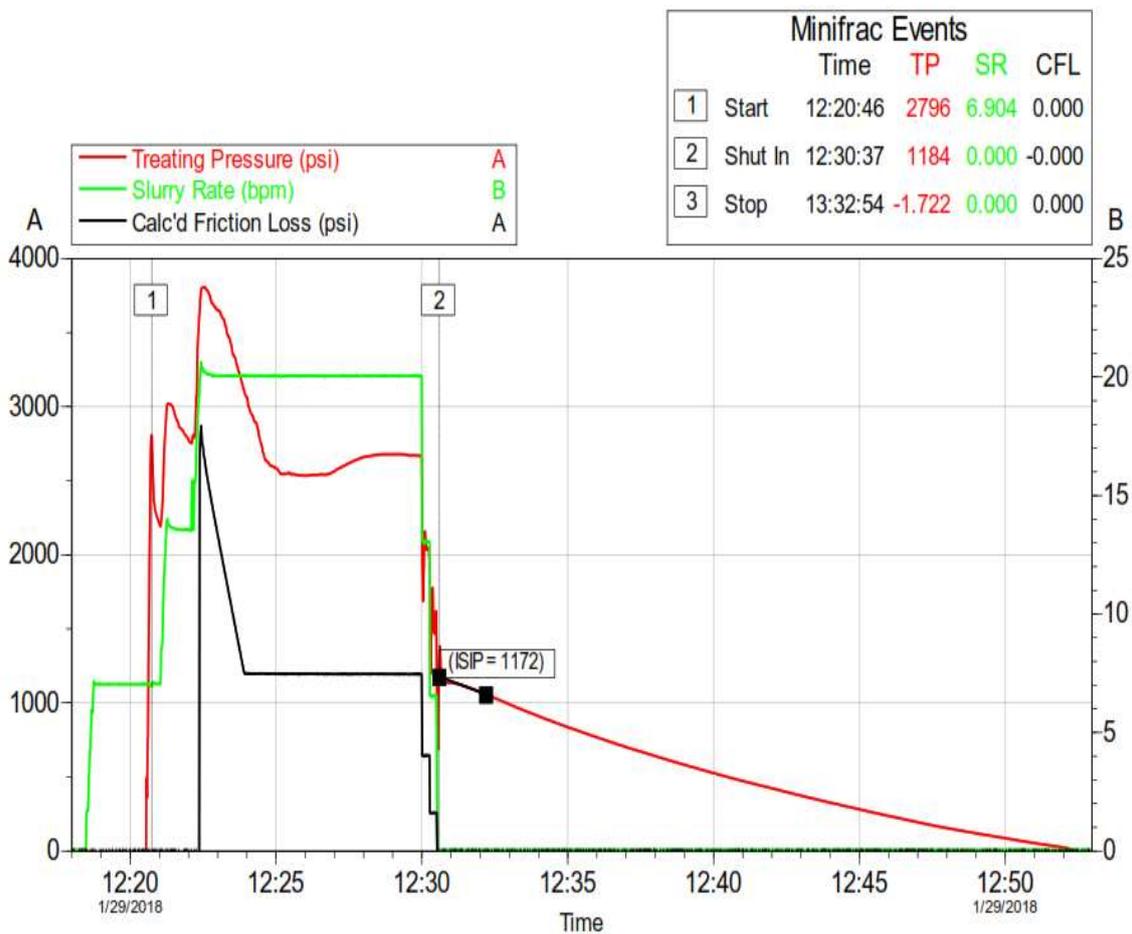


Figura 2.12. Prueba Minifrac en la formación M2 del Pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Del comportamiento de la presión en el proceso de Minifrac (figura 2.12) se pudo determinar un ISIP de 1172 psi en superficie, que corresponde a un gradiente de fractura de 0.59 psi/ft.

Tabla 2.3. Principales valores obtenidos en el Minifrac del Pozo VHR-08

Presión máxima en superficie (psi)	3850
ISIP en superficie (psi)	1172

2.1.7.2.1 Fricciones en la vecindad del pozo

En la fase de step down se pueden obtener las pérdidas de fricción presentes en las cercanías del pozo de acuerdo a la gráfica de monitoreo obtenida en esta fase.

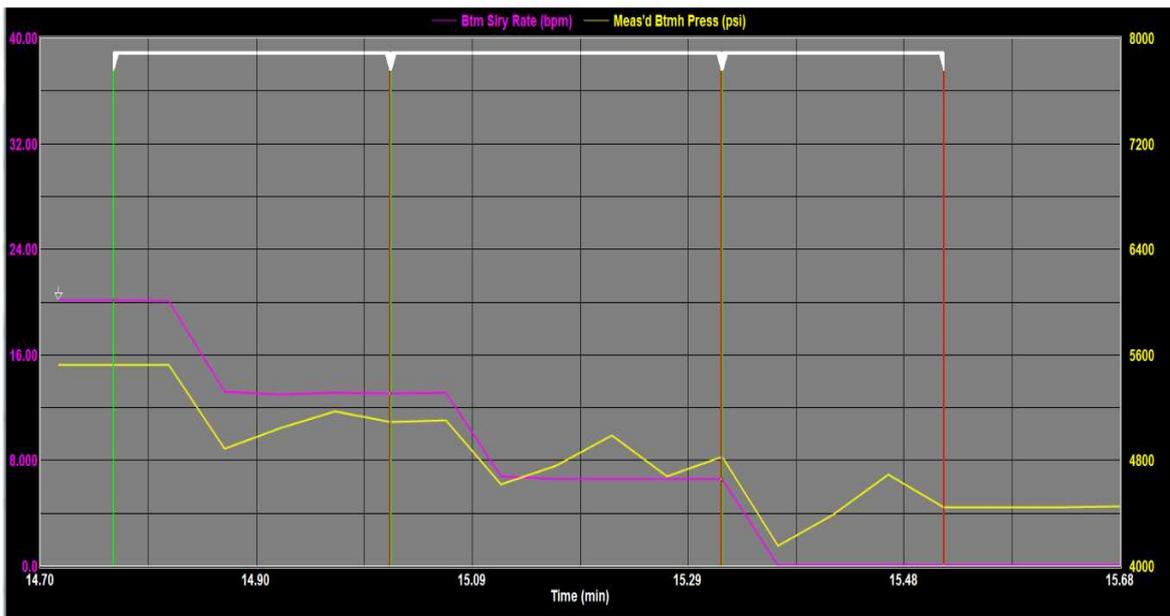


Figura 2.13. Fase de step down en el Minifrac del Pozo VHR-08 para M2
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

En la figura 2.13 se manifiestan las diferentes tasas de inyección durante la fase de step down en el Minifrac, donde se puede observar tres periodos de análisis definidos. Los datos de monitoreo en la fase de step down se presentan en la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Datos obtenidos en el step down del Pozo VHR-08

Tiempo (min)	Gasto #1 (bpm)	Gasto #2 (bpm)	Variaciones de fricción (psi)
14.89	20.14	13.15	178
15.17	13.15	6.60	69
15.42	6.60	0.00	254

Con la modelación de software se puede obtener la gráfica de pérdidas de presión resultantes por efectos de perforados y tortuosidad (figura 2.14).

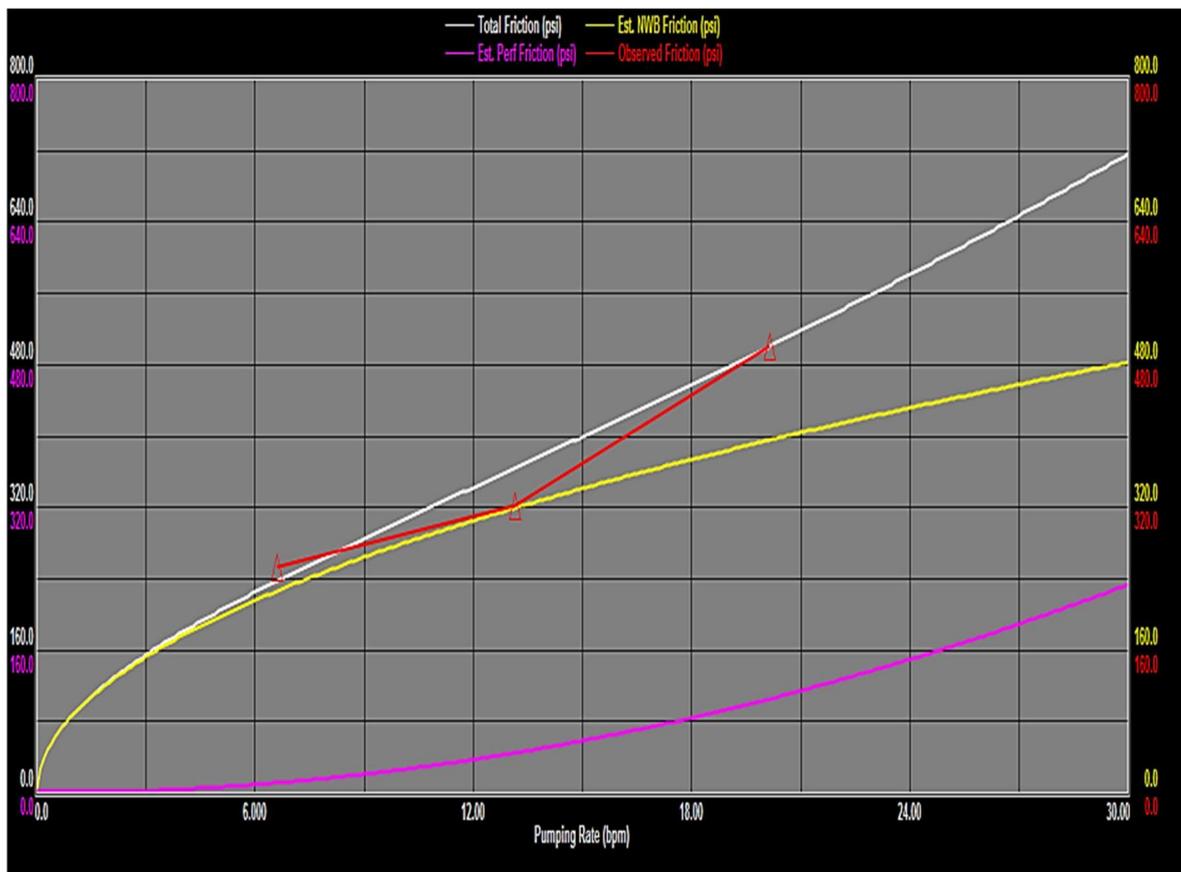


Figura 2.14. Fricciones en las cercanías del Pozo VHR-08 para M2
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Con respecto a las fricciones, en la figura 2.14 se observa un gradiente de presión en la vecindad del pozo (curva blanca) de 501 psi, del cual 105 psi se deben a perforados (curva magenta) y 396 psi a tortuosidad (curva amarilla).

Tabla 2.5. Valores de fricción en las cercanías del pozo VHR-08 en M2.

Fricciones en la vecindad del pozo (psi)	501
Fricciones en los perforados (psi)	105
Fricciones por tortuosidad (psi)	396
Coefficiente de fricción en perforados K_{perf}	0.26
Coefficiente de tortuosidad K_{tort}	88.16

2.1.7.2.2 Análisis de las curvas de declinación de presión

- **Análisis de la Curva Log-Log**

De la Curva Log-Log (figura 2.15), se determinó al tiempo de cierre de 16.94 minutos una presión neta de 1004 psi, correspondiente a una presión de cierre de 3528 psi con un gradiente de esfuerzo mínimo de 0.46 psi/ft.

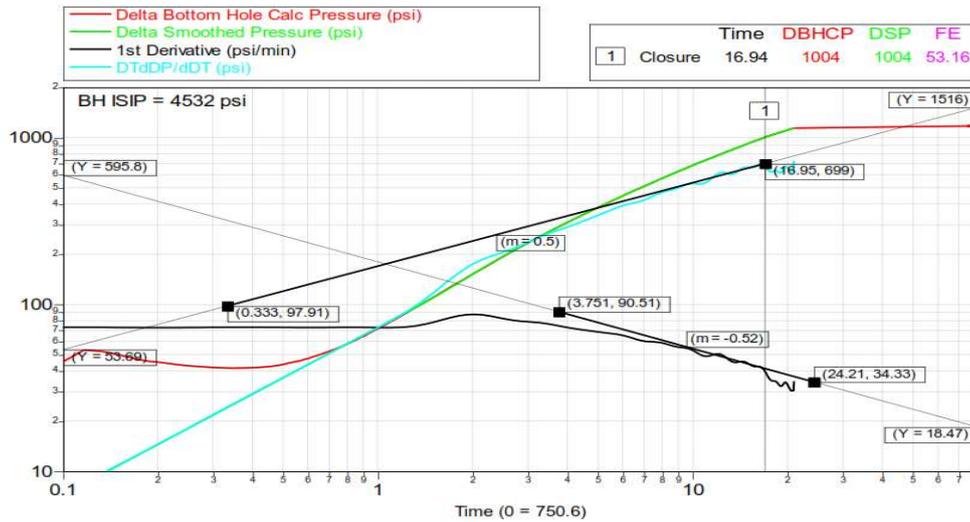


Figura 2.15. Gráfica Log-Log en el Minifrac del Pozo VHR-08 para M2
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

- **Análisis de la Curva Función G**

De la Curva Función G presentada en la figura 2.16, se determina una presión de cierre de 3535 psi, correspondiente a un gradiente de esfuerzo mínimo de 0.46 psi/ft.

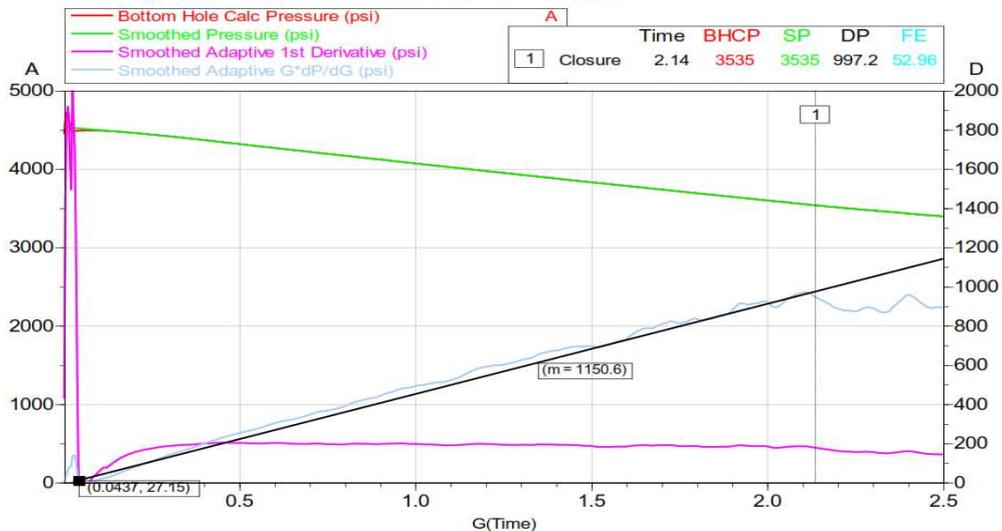


Figura 2.16. Gráfica Función G en el Minifrac del Pozo VHR-08 para M2
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.7.2.3 Cálculo de presiones de tratamiento

Con una densidad de fluido de 8.398 ppg y a la profundidad de 7695,7 ft (tope de la fractura).

$$Ph = 0.052 * \rho * TVD$$

$$Ph = 0.052 * 8.398 * 7695.7$$

$$Ph = 3360.93 \text{ psi}$$

Con el ISIP de 1172 psi obtenido en el Minifrac, el BHTP es calculado usando la ecuación 14.

$$BHTP = ISIP + Ph$$

$$BHTP = 1172 + 3360.93$$

$$BHTP = 4532.93 \text{ psi}$$

Las fricciones totales son calculadas con la ecuación 19 a un WHTP promedio de 2660 psi obtenido en la figura 2.12.

$$\Delta P_{fricción} = WHTP - ISIP$$

$$\Delta P_{fricción} = 2660 - 1172$$

$$\Delta P_{fricción} = 1488 \text{ psi}$$

El coeficiente de fricción en los perforados viene dado por la ecuación 26 a un coeficiente de descarga de 0.85.

$$K_{perf} = 0.237 \frac{35}{0.85^2 * 105^2 * 0.25^4}$$

$$K_{perf} = 0.26 \text{ (psi/stb}^2/\text{d}^2)$$

Las pérdidas de presión en los perforados son calculadas con el K_{perf} y la tasa de inyección de tratamiento de 20.14 bpm.

$$\Delta P_{perf} = 0.26 * 20.14^2$$

$$\Delta P_{perf} = 105 \text{ psi}$$

Las pérdidas de presión ligadas a la tortuosidad son calculadas con el K_{tort} y la tasa de inyección de tratamiento de 20.14 bpm

$$\Delta P_{tort} = 88.16 * 20.14^{0.5}$$

$$\Delta P_{tort} = 396 \text{ psi}$$

Con los valores de fricción por tortuosidad y en perforados, las fricciones en tubería pueden ser calculadas.

$$\Delta P_{fricción} = \Delta P_{tub} + \Delta P_{NW}$$

$$\Delta P_{fricción} = \Delta P_{tub} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tort}$$

$$\Delta P_{tub} = \Delta P_{fricción} - \Delta P_{perf} - \Delta P_{tort}$$

$$\Delta P_{tub} = 1488 - 105 - 396$$

$$\Delta P_{tub} = 987 \text{ psi}$$

El cálculo del gradiente de fractura se obtiene utilizando la ecuación 17.

$$Gf = \frac{BHTP}{TVD}$$

$$Gf = \frac{4532.93}{7701.85}$$

$$Gf = 0.59 \text{ psi}$$

Despejando en la ecuación 29 y con la presión neta de 1004 psi obtenido de la figura 2.17 se obtiene la presión de cierre.

$$FCP = ISIP - P \text{ neta}$$

$$FCP = 4532.93 - 1004$$

$$FCP = 3528.93 \text{ psi}$$

El gradiente de cierre es obtenido dividiendo la presión de cierre para la profundidad a mitad de los disparos de 7701.85 ft.

$$Gc = \frac{Pc}{TVD}$$

$$Gc = \frac{3528.93}{7701.85}$$

$$Gf = 0.46 \text{ psi}$$

La eficiencia del fluido puede ser obtenida mediante la ecuación 12 con el valor de la función G a la presión de cierre y para un $\kappa = 0.94$

$$\eta_f = \frac{2.12}{2(0.94) + 2.12} = 0.53$$

2.1.7.2.4 Resumen de presiones Minifrac

El resumen de datos obtenidos en el análisis del Minifrac del pozo VHR-08 se presenta en la tabla 2.6.

Tabla 2.6. Resumen de datos obtenidos de análisis en el Minifrac del pozo VHR-08

Parámetro	Valor Estimado
Presión Hidrostática (psi)	3360.93
Pre ISIP - Superficie (psi)	2660.00
ISIP Superficie (psi)	1172.00
Fricciones Totales (psi)	1488.00
Fricciones Tubería (psi)	987.00
Fricciones NWB (psi)	501.00
Fricción Perforados (psi)	105.00
Fricción por Tortuosidad (psi)	396.00
ISIP Bottomhole (psi)	4532.93
Gradiente de Fractura	0.59
Tiempo de Cierre (min)	1.26
Presión de Cierre Bottomhole (psi)	3528.00
Gradiente de Cierre	0.46
Eficiencia de Fluido (%)	53
Presión Neta (psi)	1004

2.1.7.3 Match de presión neta

En el gráfico de la figura 2.17 se puede observar el match o ajuste de la presión neta simulada con el valor obtenido en el Minifrac de 1004 psi en el ISIP, con el fin de modelar las dimensiones finales de la fractura.

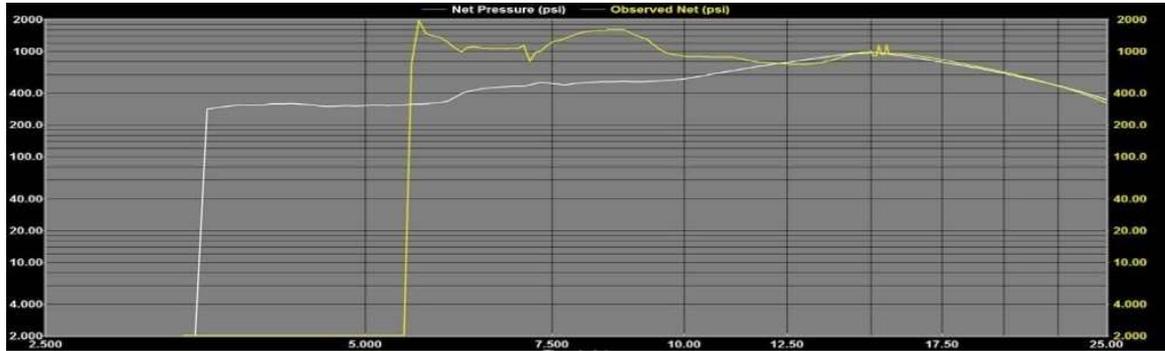


Figura 2.17. Match de la presión neta del Pozo VHR-08 para M2
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.7.4 Registro de temperatura

El registro de temperatura (figura 2.18) corrido hasta los 7730 ft manifiesta crecimiento de la fractura hacia la zona de interés en los redisparos (7740' – 7748'). Sin embargo, de acuerdo a la tendencia que presentó el registro, era muy probable que los esfuerzos de cierre no fueran suficientes para contener el crecimiento vertical de la fractura, por lo que, era muy probable que la fractura sobrepase el intervalo de interés.

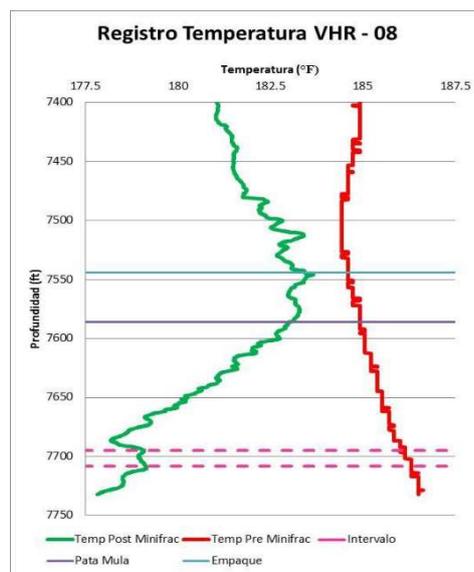


Figura 2.18. Registro de temperatura para el pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.1.7.5 Geometría de fractura esperada

En la figura 2.19 se puede observar las geometrías de fractura correspondientes a las simulaciones ajustadas para 200 y 300 sacos de arena respectivamente.

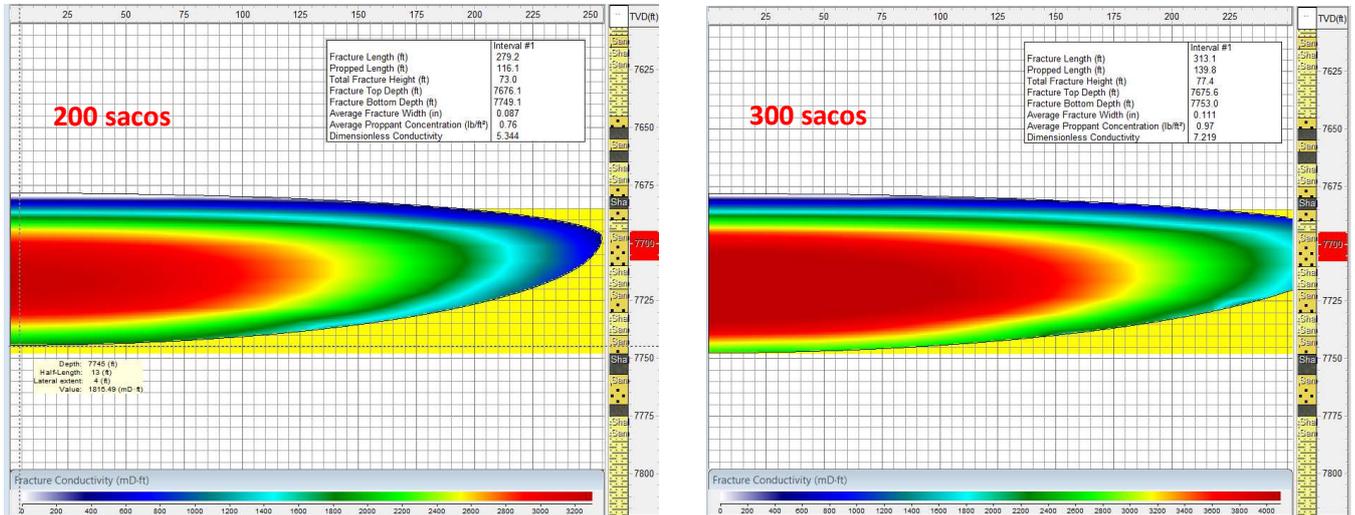


Figura 2.19. Geometría de fractura esperada para 200 y 300 sks de arena Carbolite 16/20 – 1 ppg @ 6 ppg
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Del análisis de las figuras, se concluyó que el apuntalamiento tanto en longitud como para el intervalo de interés de 7740 – 7748 ft, era más deseado en la inyección con 300 sacos. Sin embargo, como se infirió en el registro de temperatura era muy probable que la fractura siga creciendo en altura contactando la zona de agua presente a los 7750 ft, por lo que, finalmente se decidió por una geometría de fractura generada a partir de 200 sacos, donde, de acuerdo a la simulación el rango de altura entre la fractura y la zona de agua era mayor.

2.2 POZO VHR-13

El pozo VHR-13 fue fracturado hidráulicamente en junio del 2018 en el intervalo de 8140 – 8152 ft de la arena productora Ts.

2.2.1 Localización y antecedentes

El pozo VHR-013 es un pozo vertical de desarrollo, fue perforado con en octubre del 2002 con la finalidad de probar acumulaciones de hidrocarburo en las areniscas U, T, M2 y BT. Fue completado en noviembre del 2002, siendo punzado y evaluado el siguiente intervalo del reservorio Ts:

Tabla 2.7. Pruebas iniciales del pozo VHR-13

Fecha	Zona	Intervalo	T/P [hrs]	BPPD	BSW	°API	Pc [psi]	Observación
26-Nov-02	“ Ts ”	8140'-8152'	10	972	12%	31.3	CTK	Se tomó B'UP

Fuente: (Petroamazonas, 2020)

2.2.2 Historial del pozo

Workover 01 (25-Sep-04)

Punzonaron la arena “Ui”. Evaluaron y completaron para producir por flujo natural.

Workover 02 (30-Abr-05)

Se implementó bombeo electro-sumergible.

Workover 03 (02-Ago-05)

Se reparó el equipo BES.

Workover 04 (01-Jun -08)

Se reparó el equipo BES.

Workover 05 (10-Feb-09)

Se realizó cementación forzada a “Ui”. Re punzonaron arena “Ui” en los intervalos de 8018'-8026' y 8032'-8037', evaluaron y rediseñaron equipo BES.

Workover 06 (10-Oct-09)

Se disparó la arena “Us” en el intervalo de 7987' - 7999', evaluaron y rediseñaron equipo BES.

Workover 07 (13-Feb-14)

Se aisló con CIBP la arena "Us". Punzonaron M2 en los intervalos de 7830'-7840' y bajaron equipo BES.

Workover 08 (12-Feb-16)

Se realizó pulling al BES por bajo aislamiento.

Workover 09 (05-Mar-17)

Se realizó pulling al BES por rotura del eje en equipo BES. Se armó completación de fondo y se bajó equipo BES HAL400.

Estatus pre fracturamiento

Casing 10 ¾"	Csg Superficial, J-55, 40.5 lbs/pie, 56 Tubos
Casing 7"	Csg Producción, C-95, 26 lbs/pie, BTC, 178 Tubos
Tubing de 3 ½"	Tbg EUE, 238 Tubos (Clase "B")
CIBP:	@ 7890' ; 8009' ; 8080'
COTD	@ 8073' WO 06
PT	@ 8361'
Tipo de hoyo:	Vertical
Elevación mesa rotaria:	30'

Workover 10 (13-Jun-19)

Se corrió registros eléctricos. Se re disparó y realizó fracturamiento hidráulico en la arena "Ts" en los intervalos:

Fracturamiento: 8140'-8152' (12')

Punzonan: 8172'-8177' (5')

2.2.3 Descripción de los reservorios de interés

Los principales reservorios se encuentran en las areniscas U. Reservorios secundarios, corresponden a la arenisca M2 y T Superior de la formación Napo. Así como también Basal Tena de la formación Tena.

En el pozo VHR-13, la arenisca T litológicamente se encuentra conformada por depósitos de arenisca cuarzosa que, de acuerdo a varios estudios, se divide en dos secciones: T Superior y T Inferior. La sección correspondiente a T Superior presenta buenas características en cuanto a desarrollo, continuidad lateral y calidad de reservorio; por lo que fue considerada objetivo principal con un intervalo desde los 8140' MD hasta los 8152' MD.

2.2.3.1 Sección estructural y pozos de correlación

El pozo VHR-13 ha sido perforado con dirección N – S hacia el eje principal de la estructura. Con respecto al nivel de marcador sísmico Base Caliza A, se encuentra más alto que los pozos vecinos VHR-005 y VHR-003.

Estructuralmente esta zona se caracteriza por estar entre 7010' TVDSS y 7100' TVDSS con un cierre estructural aproximado de 90' TVDSS. En dirección W - E, el ancho aproximado es de 1.2 Km. En el Anexo 2 se presenta la correlación estructural a nivel de la arenisca T, entre los pozos productores cercanos (VHR-002, VHR-003 y VHR-005).

2.2.3.2 Correlación estructural de la Arenisca T Superior para el pozo VHR-13

La interpretación de la arquitectura de la arenisca T Superior ha sido realizada en base a la descripción litológica de ripios de perforación, registros eléctricos y núcleos de corona, con lo cual, ha sido dividida desde su base hasta el tope en dos parasecuencias (Ver anexo 3). Parasecuencias A y B, siendo la Parasecuencia B la que presenta mejores características en cuanto al entrapamiento de hidrocarburo se refiere.

La Parasecuencia A, corresponde a la sección desde el tope de T Inferior hasta un máximo de inundación relacionado al comportamiento de la curva GR cuando esta incrementa, presenta depósitos de sedimentos con un arreglo granodecreciente. Aunque litológicamente está conformada por depósitos de arenisca de grano fino a medio con abundante contenido de arcilla en la matriz, intervalos de lutita e incluso facies heterolíticas; esta parasecuencia en el pozo VHR-13 presenta mejores características y buena calidad de reservorio con presencia de hidrocarburo con respecto a pozos cercanos, especialmente hacia la base de la parasecuencia.

La Parasecuencia B, localizada entre la base de la Caliza B hasta el tope de la Parasecuencia A, presenta depósitos de arenisca de grano fino a medio con contenido de glauconita, partes de cemento calcáreo diagenético y pequeños intervalos de lutita con ciertas facies heterolíticas. Al no presentar gran contenido de arcilla, esta parasecuencia presenta entrapamiento hidrocarbúfero, que ha sido corroborado en diversos cañoneos de pozos con resultados favorables.

2.2.4 Evaluación petrofísica de la Arenisca Ts

De la evaluación del registro eléctrico presentado en el anexo 4, para el reservorio de Ts se caracterizó dos zonas presentes en la Parasecuencias A, con valores en la curva de GR entre 48 y 50 API, resistividades de 40 a 80 ohmm, densidades desde los 2.29 hasta los 2.35 gr/cc y PEF entre los 3.10 y 3.65, los cuales, hicieron de estas zonas objetivos principales en el trabajo de fracturamiento. Las características petrofísicas que fueron obtenidas de la evaluación en el intervalo de interés se presentan en la tabla 2.8, así como también para todo el intervalo de la arena Ts.

Tabla 2.8. Tabla de propiedades petrofísicas de Ts en el Pozo VHR-13

Arena Ts	
Tope	8138.95 ft
Base	8181.35 ft
Espesor Total	42.40 ft
Espesor Neto	11.5 ft
N/G	0.27
Av Phi	0.16
Av Sw	0.45
Av Vd	0.10
Av K	592 mD

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.2.5 Análisis de tubería

La inspección de tubería se basó en la interpretación del registro de casing posterior al cañoneo en el intervalo de interés (8140'-8152') presentado en el anexo 5, en el cual, se puede observar que por la tendencia que experimenta el máximo radio antes y después del intervalo, la tubería presentó buena integridad; los incrementos que presenta el máximo radio en el intervalo se deben a los disparos realizados. El análisis del mínimo radio, no mostró señales de colapso en la tubería.

2.2.6 Análisis de cementación

Del análisis del registro de cementación presentado en el anexo 6, la evaluación de cementación para el intervalo de interés (8140'-8152') presentó valores de amplitud que fluctúan entre 4 y 6 mV, fuertes actividades de onda en la pista del MSG y valores promedios entre 4 y 10 Mrayls en el mapa de impedancia, lo cual, indica que la adherencia casing-cemento-formación fue buena.

2.2.7 Diseño de fracturamiento

2.2.7.1 Minifrac

Para el proceso de Minifrac realizado al pozo, se bombeó en directa 1260 gal de fluido de control de 8.4 lpg en la arena "Ts" a 15 bpm. Del comportamiento de la presión en el proceso de Minifrac (figura 2.20), se determinó una presión máxima de 8127 psi y una presión estabilizada de 7586 psi. En la figura 2.20, se puede identificar el momento correspondiente al ISIP en los 3370 psi, equivalente a un gradiente de fractura de 0.65 psi/ft.

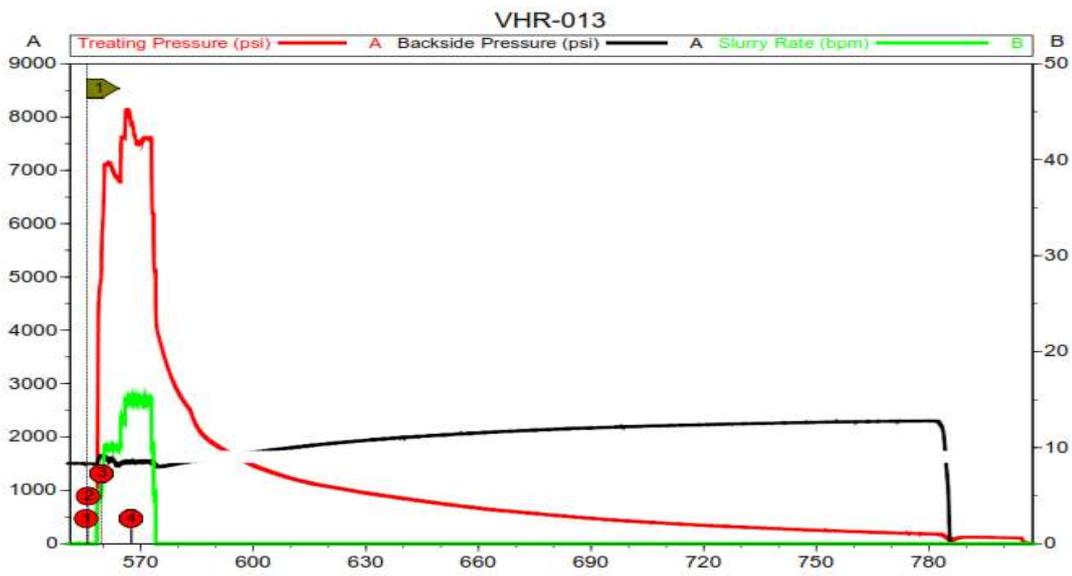


Figura 2.20. Prueba Minifrac en la formación Ts del Pozo VHR-13

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

2.2.7.1.1 Resumen de presiones Minifrac

El resumen de datos obtenidos en el análisis del Minifrac del pozo VHR-08 se presenta en la tabla 2.9.

Tabla 2.9. Resumen de datos obtenidos de análisis en el Minifrac del pozo VHR-13

Parámetro	Valor Estimado
Presión Hidrostática (psi)	3531.00
Presión de Fractura (psi)	7095.00
ISIP Superficie (psi)	3370.00
Fricciones Totales (psi)	3377.00
Fricciones Tubería (psi)	1200.00
Fricciones NWB (psi)	2177.00
Fricción Perforados (psi)	1323.00
Fricción por Tortuosidad (psi)	854.00
ISIP Bottomhole (psi)	6901.00
Gradiente de Fractura	0.65
Presión de Cierre Bottomhole (psi)	5733.00
Gradiente de Cierre	0.54
Presión Neta (psi)	2821

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO

3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO VHR-08

3.1.1 Análisis de fractura

Se realizó el Fracturamiento Hidráulico para el intervalo 7695.7 – 7708 ft con fluido de fractura Hybor G 35#. Donde el caudal se mantuvo constante a 20 bpm con una presión promedio de 2660 psi y una presión máxima registrada de 3450 psi (ver figura 3.1). Se inyectó en total 840 gal de sistema NVSO, 3900 gal de CW Frac, 15834 gal de Hybor G 35# y 2940 gal de Gel Lineal base Hybor 35#. Se bombeó un total de 1500 lbs de arena carbolite 20/40 en el PAD + 22100 lbs de arena Carbolite 16/20 a concentraciones de 1.0 a 5.5 lb/gal, de las cuales 23000 lbs quedan en formación y 600 lbs en el pozo.

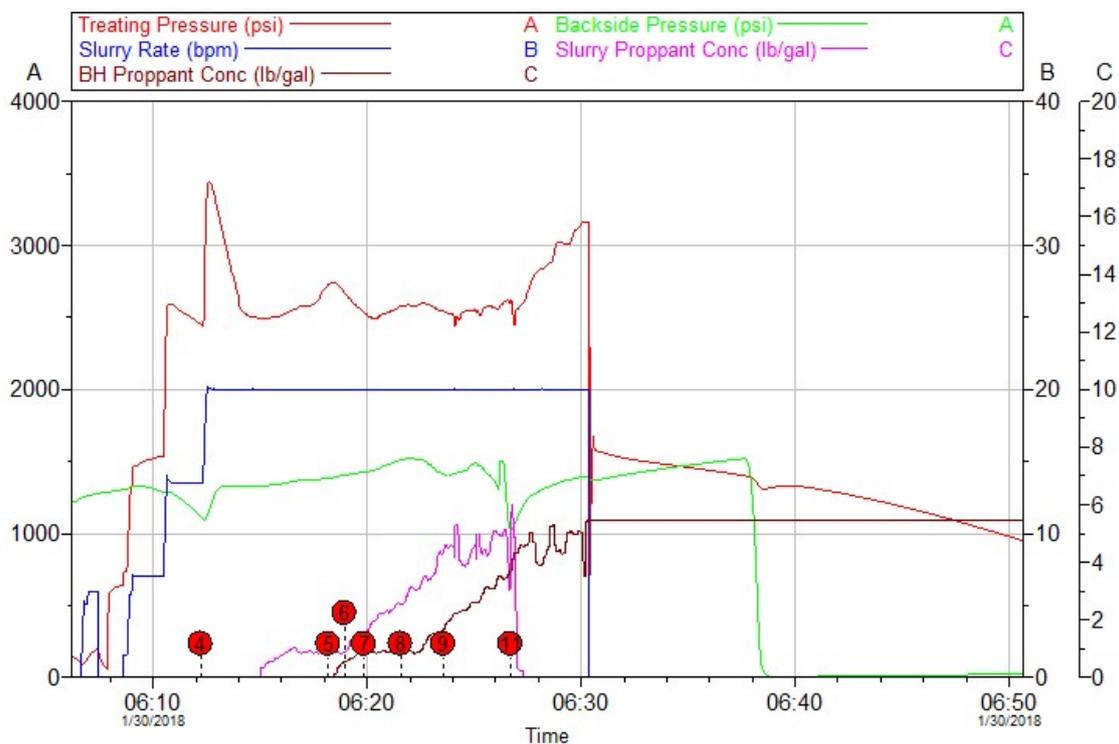


Figura 3.1. Tratamiento de fractura en la formación M2 del Pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

3.1.1.1 Geometría de fractura obtenida

En la figura 3.2, se presenta la geometría de fractura final posterior al trabajo de fracturamiento realizado a la formación M2 del Pozo VHR-08.

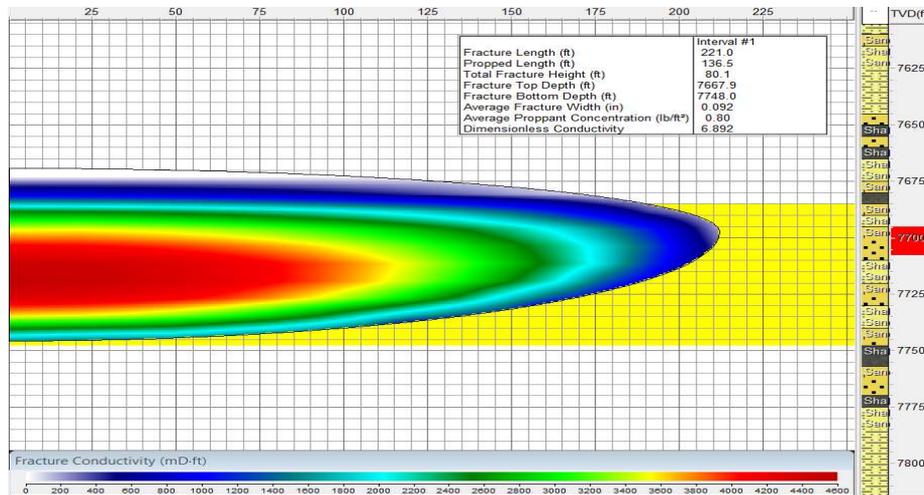


Figura 3.2. Geometría de fractura final de la formación M2 del Pozo VHR-08
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

3.1.1.2 Cotejo de fractura propuesta vs obtenida

De los resultados obtenidos en la simulación tanto en la geometría de diseño para 200 sacos de arena (figura 2.19) como en la geometría simulada al final del fracturamiento (figura 3.2), se realizó el cotejo de geometría presente en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Cotejo de geometría de fractura de el pozo VHR-08

Parámetro	Geometría	Propuesta	Obtenida	% Error
Longitud media de la fractura (ft)		272.9	221.0	23.48
Longitud media apuntalada de la fractura (ft)		116.1	136.5	14.94
Altura de la fractura (ft)		73.0	80.1	8.86
Profundidad al tope de la fractura (ft)		7676.1	7667.9	0.10
Profundidad a la base de la fractura (ft)		7749.1	7748.0	0.01
Ancho promedio de fractura (in)		0.087	0.092	5.43
Concentración promedio de apuntalante (lb/ft ³)		0.76	0.80	5
Conductividad adimensional		5.344	6.892	22.46

Del análisis de resultados mostrados en el cotejo de fractura mostrado en la tabla 3.1, se observa que parámetros como conductividad, longitud apuntalada y concentración arial son mejores a los propuestos. Además, se consiguió una mayor altura de fractura sin llegar a los límites de los 7750 ft, por lo que, se obtuvo en la fractura una geometría mucho más deseable que desde el punto de vista netamente de la geometría se infiere que el fracturamiento fue exitoso.

3.1.2 Análisis de pruebas de presión

3.1.2.1 Análisis previo al fracturamiento hidráulico

El análisis la última prueba de restauración de presión para M2 realizada el 22 de marzo del 2014, considerando un almacenamiento constante, reservorio homogéneo y una frontera infinita.

De la prueba de Build U'p previa al fracturamiento, se obtienen las figuras 3.3 y 3.4.

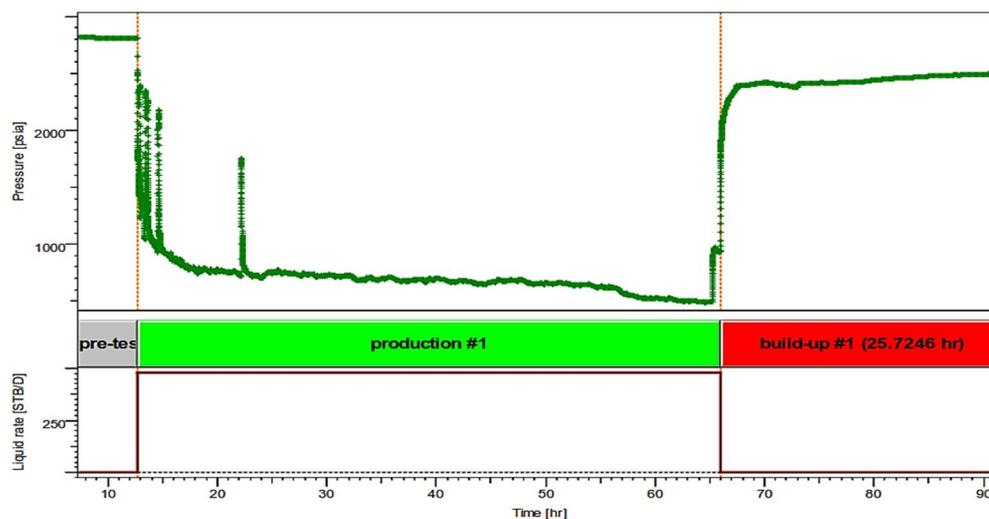


Figura 3.3. Prueba Build U'p del pozo VHR-08 en M2 previo al fracturamiento
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

En la figura 3.3 se presenta dos etapas: la primera de 66 horas donde el pozo se mantiene fluyendo a 480 bls/día, la segunda etapa representado por el cierre del pozo durante aproximadamente 25.72 horas, obteniéndose una restauración de presión rápida como se muestra en la curva de color verde posterior a las 66 horas, donde en un tiempo de 2 a 3 horas se llegó a la presión del yacimiento.

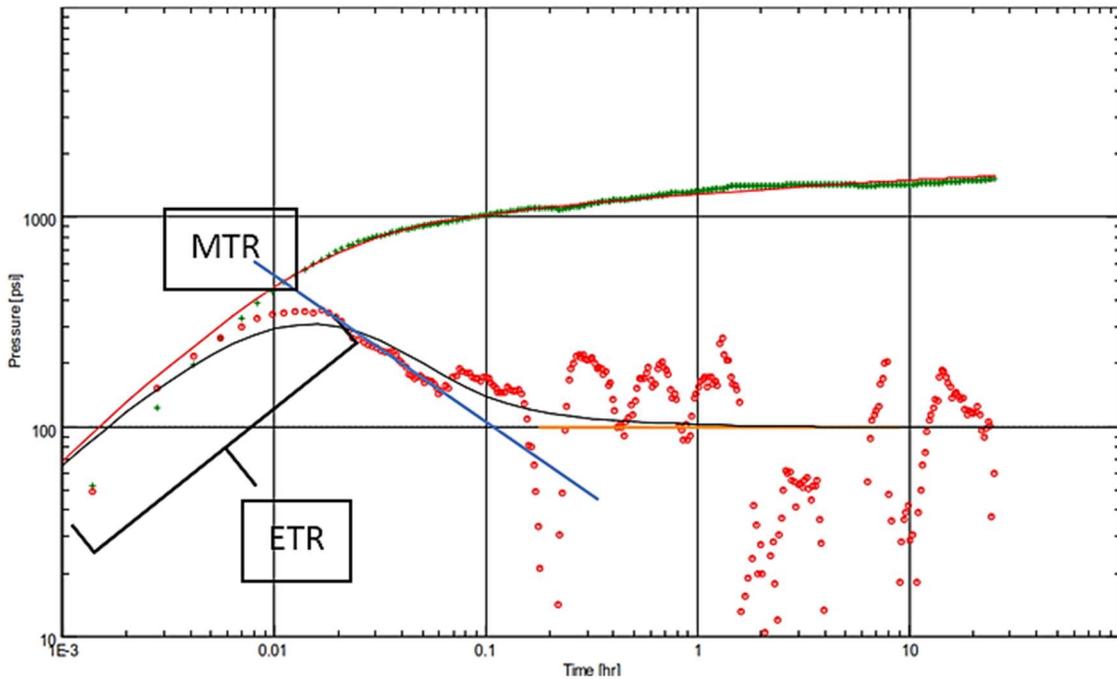


Figura 3.4. Modelo de la curva tipo: gráfico log-log en la prueba Build Up del pozo VHR-08 en M2 previo al fracturamiento
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

La figura 3.4 muestra la curva de la derivada, la cual permite visualizar el cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión respecto al logaritmo del tiempo.

La región de tiempos tempranos, ETR, representa la presión en las cercanías del pozo. La línea de color azul marca la tendencia del flujo radial normal que debe mantener la curva roja de la derivada, debido a que la región posterior al flujo radial tiene una elevación, el pozo podría presentar daño. El skin puede ser calculado mediante la ecuación 7, reemplazando los valores obtenidos en la prueba (Anexo 7).

$$S = \frac{40.42 * 136 * 8}{141.2 * 480 * 1.1237 * 2}$$

El valor de skin calculado es de:

$$S = 0.28$$

Del análisis de la prueba de presión se obtuvo que la formación tenía un daño promedio calculado de $S = 0.28$, considerado como un daño mínimo, por lo que, en este caso el justificativo de efectuar el fracturamiento no estuvo muy influenciado por el skin que presentaba el pozo en M2.

3.1.2.2 Análisis posterior al fracturamiento hidráulico

Es importante realizar un análisis post fracturamiento para determinar la eficiencia del mismo, el aumento de la producción y la mejoría en las condiciones que presenta el pozo.

Las figuras 3.5 y 3.6 son obtenidas de la prueba de restauración de presión posterior al trabajo de fracturamiento.

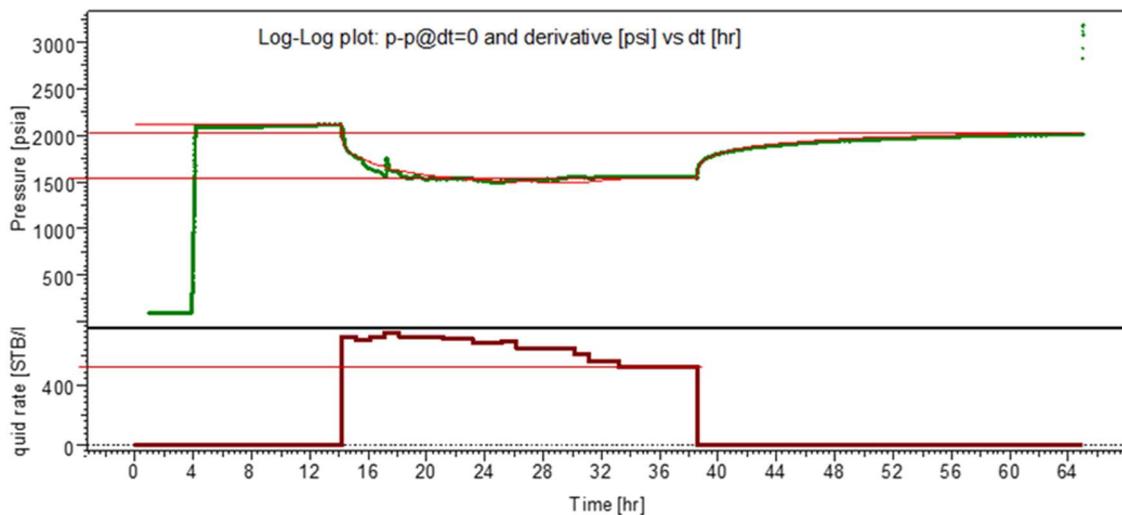


Figura 3.5. Prueba Build U'p del pozo VHR-08 en M2 posterior al fracturamiento (Petroamazonas E. P., 2020)

La figura 3.5 muestra un cierre del pozo por aproximadamente 26.20 horas y una duración total de prueba de 65 horas, donde el flujo estabilizado antes del cierre es de 500 bls/día, además se puede observar las presiones en las diferentes etapas de la prueba.

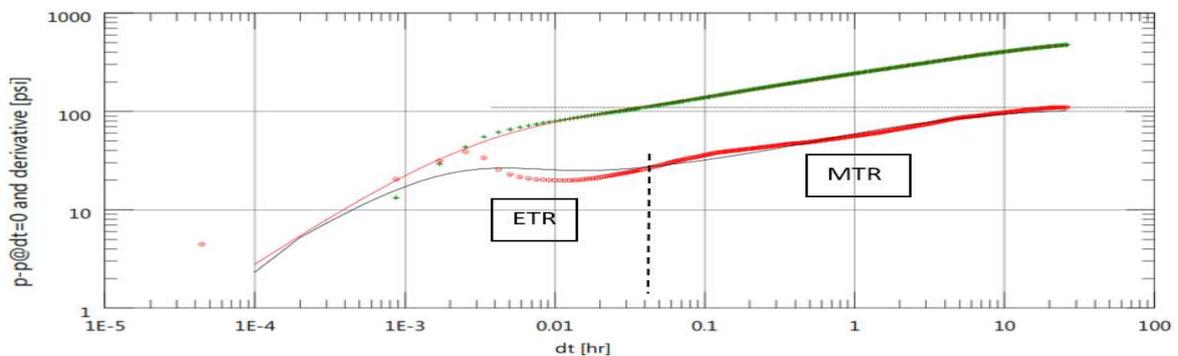


Figura 3.6. Derivada de la presión en la prueba Build U'p del pozo VHR-08 en M2 posterior al fracturamiento (Petroamazonas E. P., 2020)

De la gráfica de la derivada (figura 3.6) obtenida en la prueba de presión realizada después de la fractura, se identificó la región de tiempos tempranos, ETR, la línea segmentada marca el inicio del flujo radial en la región de tiempos medios, MTR.

En base a los datos de la prueba de restauración de presión posterior al tratamiento (ver anexo 8), se analizó la eficiencia de flujo y el skin en la formación como un indicativo de la efectividad del fracturamiento. La eficiencia de flujo puede ser obtenida reemplazando los valores presentes en el anexo 8, mediante la ecuación 8.

$$EF = \frac{2119 - 1550 - (-1308)}{2119 - 1550}$$

$$EF = 3.26$$

El skin post fractura se lo presenta a continuación, mediante la ecuación 7 anteriormente usada y utilizando los valores del anexo 8.

$$S = \frac{-1308 * 35 * 17.5}{141.2 * 500 * 1.236 * 1.54}$$

$$S = -5.95$$

Del análisis de la prueba de presión post fractura se obtuvo que el valor del skin calculado en la formación es de -5.95, indicativo de que el trabajo de fracturamiento fue exitoso y la formación se encuentra estimulada, esto se corrobora con el dato calculado de la eficiencia de flujo mayor a uno, valor característico en formaciones estimuladas.

3.1.3 Análisis de producción

El 30 de marzo del 2014 al finalizar el workover 13, el pozo empezó a producir de la arena M2 presentando considerables producciones de petróleo el primer mes. Como se puede observar en la figura 3.7, la producción fue declinando poco a poco hasta llegar a estabilizarse a finales del año 2014.

Para el año 2015 el pozo siguió produciendo de la arena M2 presentando BSW's entre 22 y 24%, con lo cual, la producción de petróleo se mantenía por sobre la del agua. Sin embargo, la producción que entregaba la arena era muy baja con

producciones máximas de entre 83 y 72 BPPD (5 de marzo al 9 de abril) y con variaciones de producción entre 60 y 70 BPPD en casi todo el resto del año.

En la figura 3.7 se muestra la producción mensual promedio del pozo VHR-08 en el reservorio M2, iniciando producción en marzo del 2014 reportando: 476 BFPD, 227 BPPD y 52% BSW. La última tasa reportada fue el 25 de octubre del 2015 con 60 BFPD, 45 BPPD y 24% BSW.

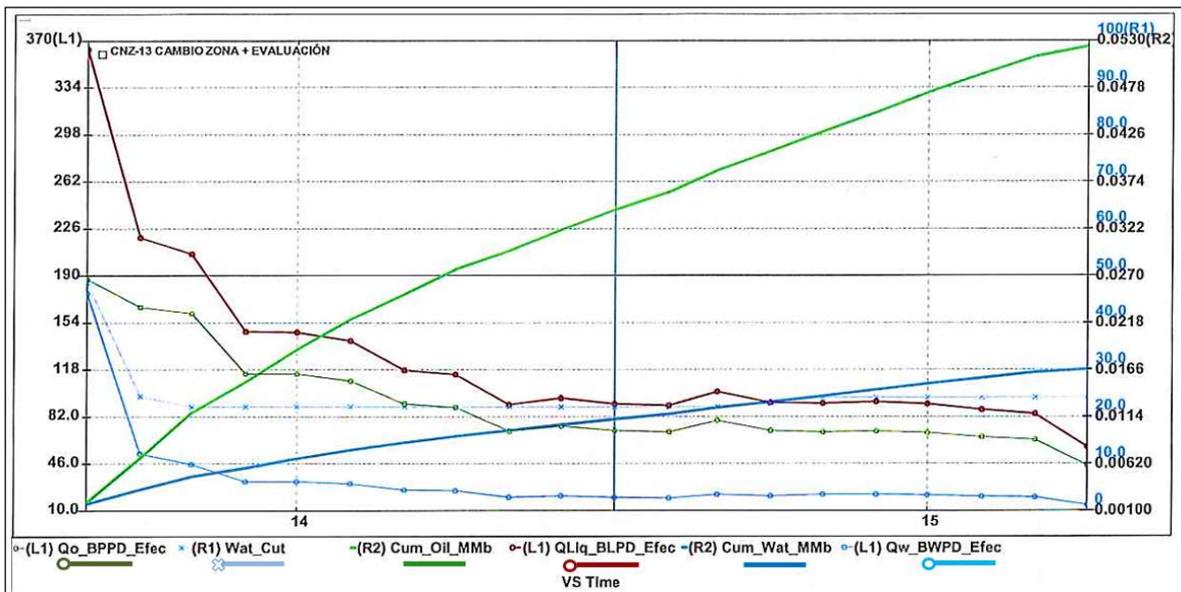


Figura 3.7. Historial de producción del pozo VHR-08 para los años 2014 y 2015
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Para el año 2016 se decidió producir de Ui, debido a las bajas producciones que entregaba M2. La producción del pozo para el año 2016 aproximadamente a partir del mes de noviembre se empezó a estabilizar con una producción de 209 barriles de petróleo por día, la cual, durante principios del año 2017 se mantuvo cercana y al alza hasta estabilizarse con una producción de 220 barriles por día aproximadamente.

A partir del 18 de abril del 2017 empezó a declinar la producción de petróleo con aumentos de BSW progresivos de 88% hasta 90%, llegando a estabilizarse aproximadamente el 25 de abril del mismo año con una producción de petróleo de 157 barriles por día que se mantuvo hasta el 28 de noviembre del 2017. En fechas posteriores se presentaron problemas por las que el pozo se mantuvo cerrado (posible rotura de eje) hasta el comienzo de operaciones pos fracturamiento. La

última producción reportada fue de 1599 BFPD, 160 BPPD, 90% BSW, WHP: 130 PSI, PIP: 2219 PSI el 6 de diciembre del 2017 del reservorio U Inferior.

Durante estas fechas de producción el pozo estuvo produciendo de la arena Ui (figura 3.8), presentando altos porcentajes de BSW incluso llegando a valores de 90%, por lo que, la producción de agua que entregaba la arena era demasiada alta, dando como resultado mayores labores en las Facilidades, altos costos de operación, problemas de corrosión, escalas, entre otros.

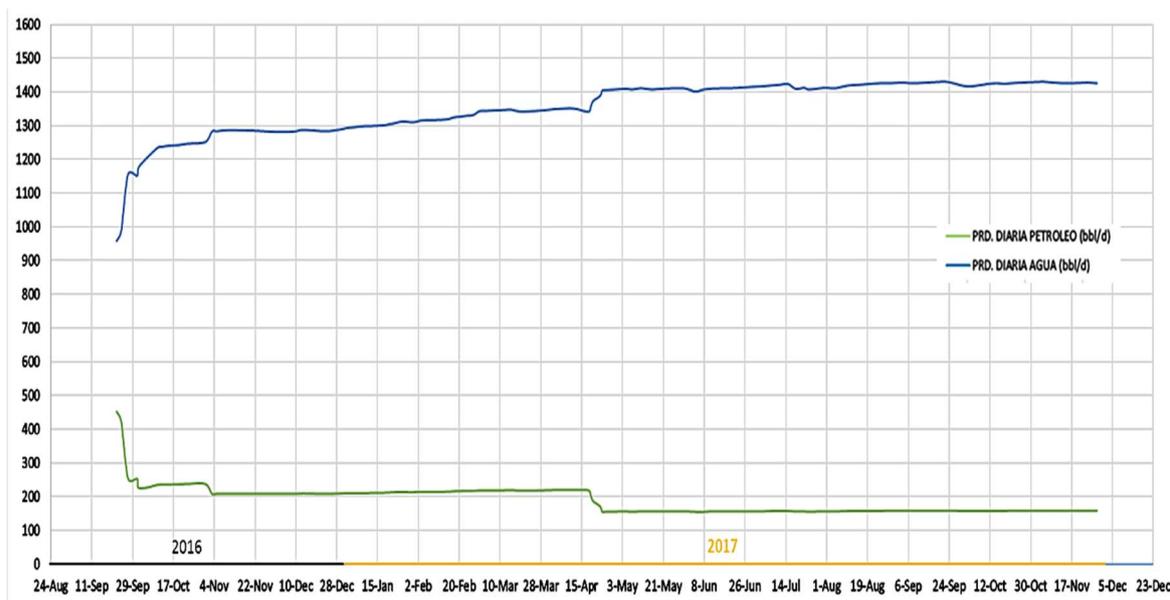


Figura 3.8. Historial de producción del pozo VHR-08 para los años 2016 y 2017

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Del historial de producción posterior al fracturamiento (figura 3.9) donde se re disparó y fracturó M2, se puede evidenciar una mayor producción de petróleo con intervalos de producciones estabilizadas entre 150 y 140 BPPD que declinan en cada intervalo en relación al aporte que la misma arena entregaba en 2015 (70 y 60 BPPD). Además, aunque las producciones estabilizadas de M2 posterior al fracturamiento se asemejan al aporte que el pozo entregaba cuando producía de Ui (160 – 140 BPPD); al producir nuevamente de la formación M2 se obtuvo una menor producción de agua (205 – 187 BPPD) con respecto a las grandes producciones de agua que entregaba Ui en el 2017 (1440 – 1400 BPPD). De las producciones post fractura presentadas en la figura 3.9, se concluye desde el enfoque de la producción que fracturar la arena fue acertado.

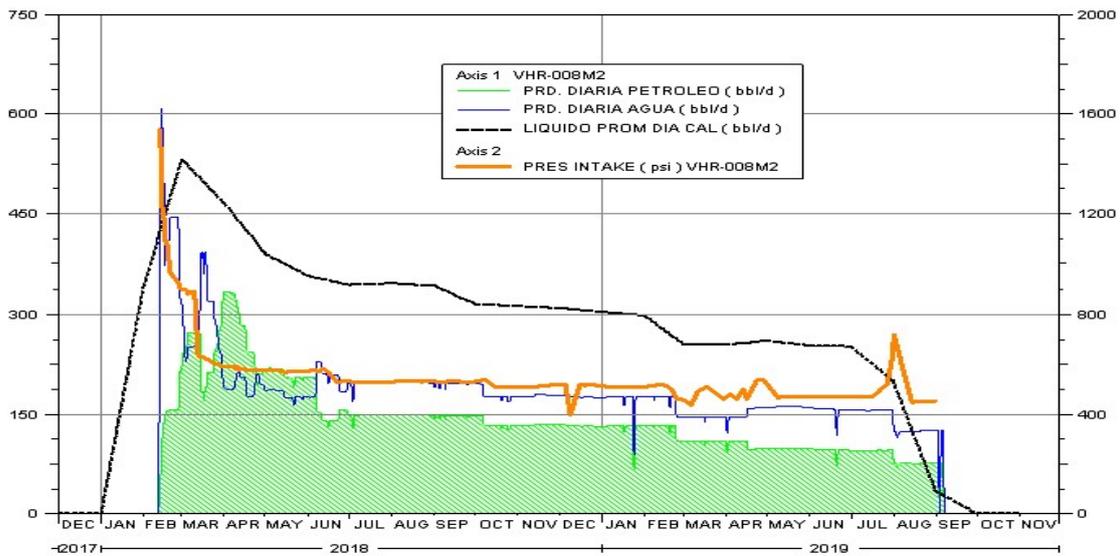


Figura 3.9. Historial de producción del pozo VHR-08 posterior al fracturamiento
 Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

3.1.4 Análisis IPR

A través de datos de producción en la prueba B'Up posterior al fracturamiento, se desarrolló la curva de oferta del pozo post fracturamiento. En el desarrollo de la curva IPR se aplicó la teoría de IPR Compuesto.

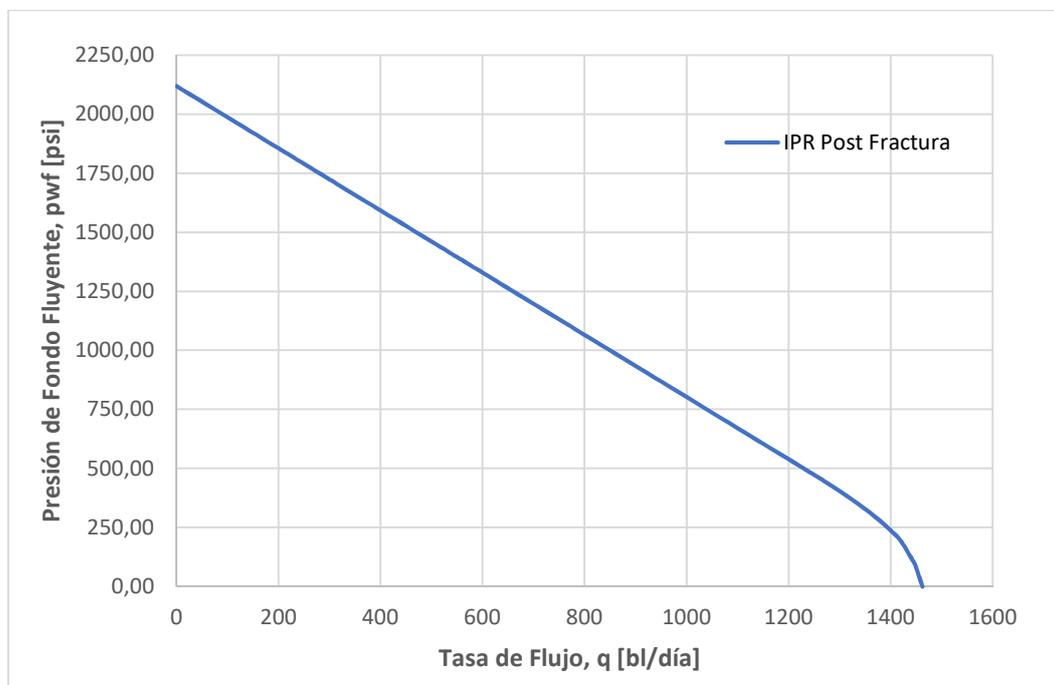


Figura 3.10. IPR Compuesto para el Pozo VHR-08 Post Fractura

En la figura 3.10 se observa la nueva oferta del pozo después de haber sido fracturado hidráulicamente. En la tabla 3.2 se presentan los valores de presión de

fondo fluyente con sus respectivos gastos de producción para el pozo VHR-08 estimulado hidráulicamente.

Tabla 3.2. Valores de presión de fondo fluyente y caudal de la figura 3.10.

Presión de fondo fluyente Pwf (psi)	Caudal total (bls/día)
2119,00	0
1855,76	200
1724,14	300
1460,90	500
1329,28	600
1066,04	800
480,00	1245,25
460,39	1260
433,08	1280
404,81	1300
375,40	1320
344,56	1340
311,88	1360
276,70	1380
237,85	1400
192,79	1420
93,90	1447,85
92,93	1448
80,00	1450
47,67	1455
15,34	1460
0,00	1462,372

Al no contar con una prueba de producción y/o de presión en el mismo año o en fechas cercanas previo a la estimulación de la arena, el análisis se lo realizó en base a la curva de oferta presentada en el anexo 9, la cual, fue obtenida de la última prueba de presión realizada a la misma formación en 2014.

Del análisis de la curva IPR para la arena M2 en el pozo VHR-08 después del trabajo de fracturamiento, se infiere muy claramente el incremento que presentó la

formación en su oferta después de su estimulación, con un caudal máximo de petróleo de 1462 bls/día con respecto a los 750 bls/día que presentó la curva de oferta de la arena en el 2014 (ver anexo 9), avalando el trabajo de fracturamiento realizado a la formación.

3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO VHR-13

3.2.1 Análisis de fractura

Se realizó el fracturamiento hidráulico para el intervalo 8140 – 8152 ft con inyección de 3150 lbs de arena malla a 8 bpm y una presión máxima de inyección de 4890 psi, alcanzando una concentración máxima de 2 lbs/gal. Se observó que todo el apuntalante ingresó a la formación. El tiempo de declinación de la presión hasta 0 psi fue de 30 min.

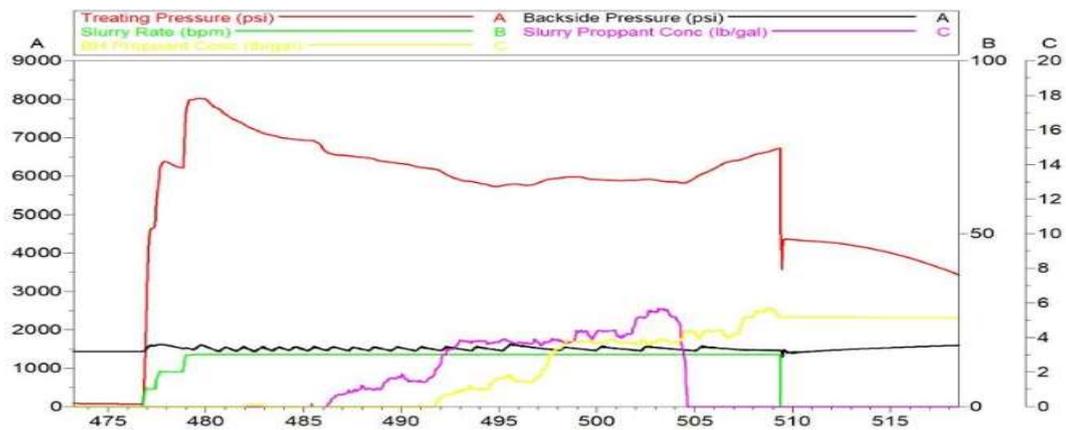


Figura 3.11. Tratamiento de fractura en la formación Ts del Pozo VHR-13
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

3.2.1.1 Geometría de fractura obtenida

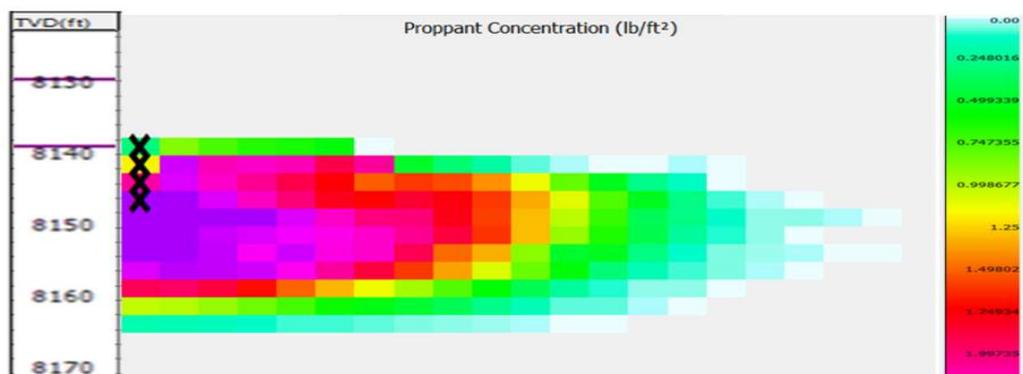


Figura 3.12. Geometría de fractura final de la formación Ts del Pozo VHR-13
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

3.2.1.2 Cotejo de fractura propuesta vs obtenida

Los resultados obtenidos en la geometría simulada al final del fracturamiento, se presenta en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Cotejo de geometría de fractura del pozo VHR-13

Parámetro	Geometría	Obtenida
Longitud media de la fractura (ft)		30.7
Longitud media apuntalada de la fractura (ft)		45
Altura de la fractura (ft)		55
Ancho promedio de fractura (in)		0.20
Concentración promedio de apuntalante (lb/ft ²)		1.53

Al no contar con valores de geometría propuestos en el diseño previo, no se pudo presentar un cotejo de fractura que indique las variaciones entre lo planeado y lo obtenido, por lo que, aunque los valores presentados en la tabla 3.3 con respecto a la longitud y concentración de apuntalante son bastante buenos, la única forma de corroborar que estos parámetros fueron deseables será en el análisis de productividad.

3.2.2 Análisis de pruebas de presión

El análisis se resume en la tabla 3.4, en la cual, se presentan los cálculos realizados para corroborar el daño e índice de productividad en el pozo VHR-13.

Tabla 3.4. Cotejo de skin y eficiencia de flujo del pozo VHR-13

Skin previo al fracturamiento hidráulico	35
Skin post fracturamiento hidráulico	10
Eficiencia de flujo	1.54

Del análisis se obtuvo que el pozo VHR-13 previo al fracturamiento se encontraba dañado con un skin de 35, considerado como un daño muy alto, por lo que, en este

caso el fracturamiento estuvo muy influenciado por el skin que presentaba el pozo en Ts.

Aunque el valor del skin post fractura indica que el pozo aún presenta daño en la formación, en la tabla 3.4 se puede constatar que el valor de skin en el pozo se redujo significativamente y al presentar una eficiencia de flujo mayor a uno, se puede concluir que el pozo se encuentra estimulado y bajo el enfoque de pruebas de presión el trabajo de fracturamiento fue exitoso.

3.2.3 Análisis de producción

En la figura 3.13 se presenta la producción del pozo VHR-13 durante los años 2014 al 2018, años en los cuales el pozo se mantuvo produciendo de M2. Como se puede observar la producción diaria de petróleo representada por la curva de color verde, a fines del 2018 era baja con altos cortes de agua que hicieron inviable la producción en el pozo.



Figura 3.13. Historial de producción del pozo VHR-13 entre los años 2014 y 2018
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Con respecto a la producción concerniente a la arena Ts en el pozo, en la figura 3.14 se presenta las producciones correspondientes a los años donde esta arena se mantuvo operativa en el pozo, reportándose sus últimas producciones con alrededor de 187 barriles de fluido, 92 barriles de petróleo y 49% de BSW's. El motivo de estas producciones bajas, se debió principalmente al daño que presentaba la arena Ts como se corroboró en la tabla 3.4, principalmente a nivel de la cara de la formación.

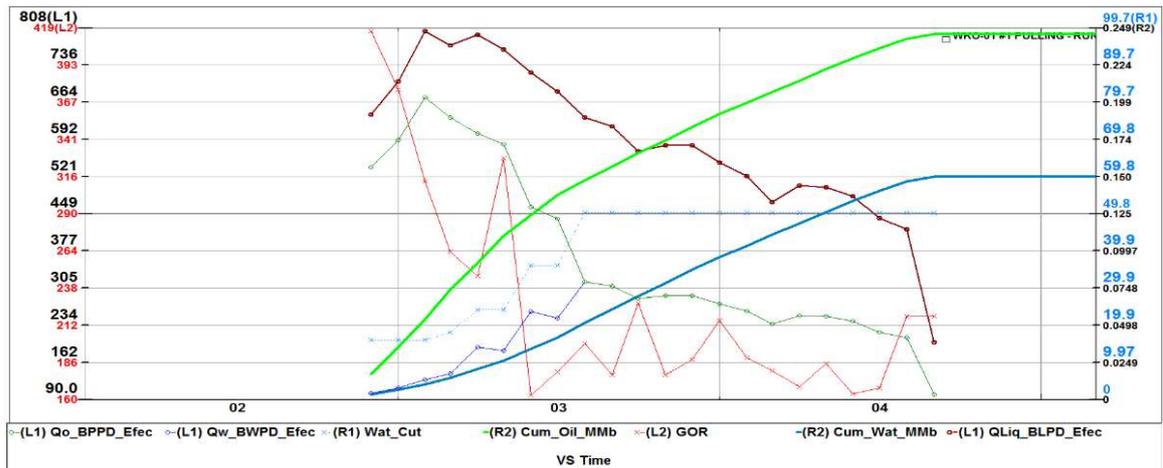


Figura 3.14. Historial de producción del pozo VHR-13 en Ts entre los años 2002 y 2004
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

El historial de producción posterior al fracturamiento donde se re disparó y fracturó Ts, se presenta en la figura 3.15 donde se puede evidenciar un incremento en la producción de petróleo de aproximadamente 126 BPPD con respecto al aporte que el pozo entregó durante los años 2016 al 2018 (125 – 62 BPPD). De igual manera se puede evidenciar una mejora notable en la capacidad de aporte de la arena Ts (250 – 188 BPPD) con respecto a los 92 BPPD reportados al último año donde se mantuvo operativa la arena (ver figura 3.14), lo cual, es congruente con los datos de skin e índice de productividad presentados en la tabla 3.4. En general, al cotejar las producciones pre y post fracturamiento se observa que al fracturar Ts, el pozo alcanzó producciones entre los +/-300 BPPD durante el 2019 (figura 3.15), por lo que se concluye desde el enfoque de la producción, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso.

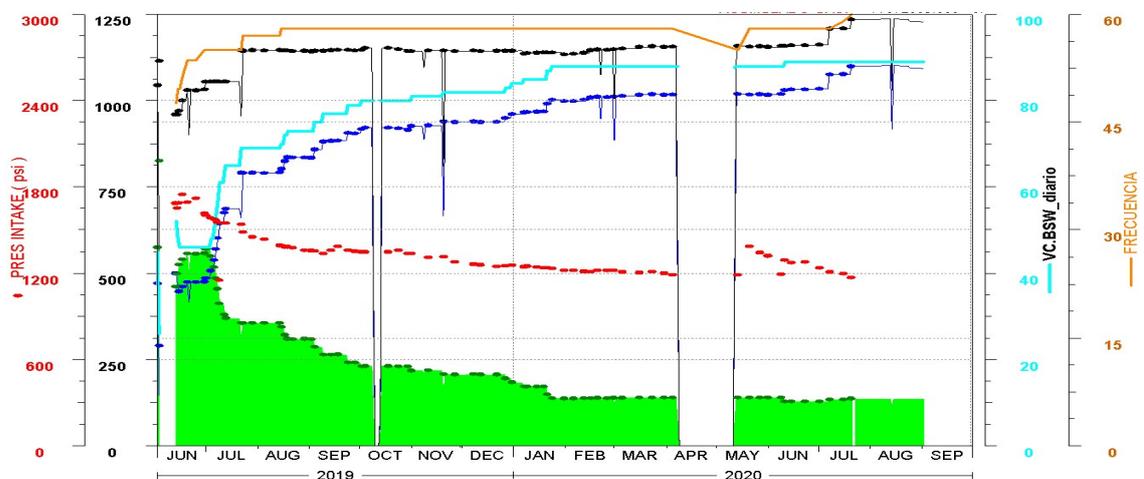


Figura 3.15. Historial de producción del pozo VHR-13 en Ts posterior al fracturamiento
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

3.2.4 Análisis IPR

En la figura 3.16 se presenta las curvas IPR del pozo antes y después de haber sido fracturado hidráulicamente.

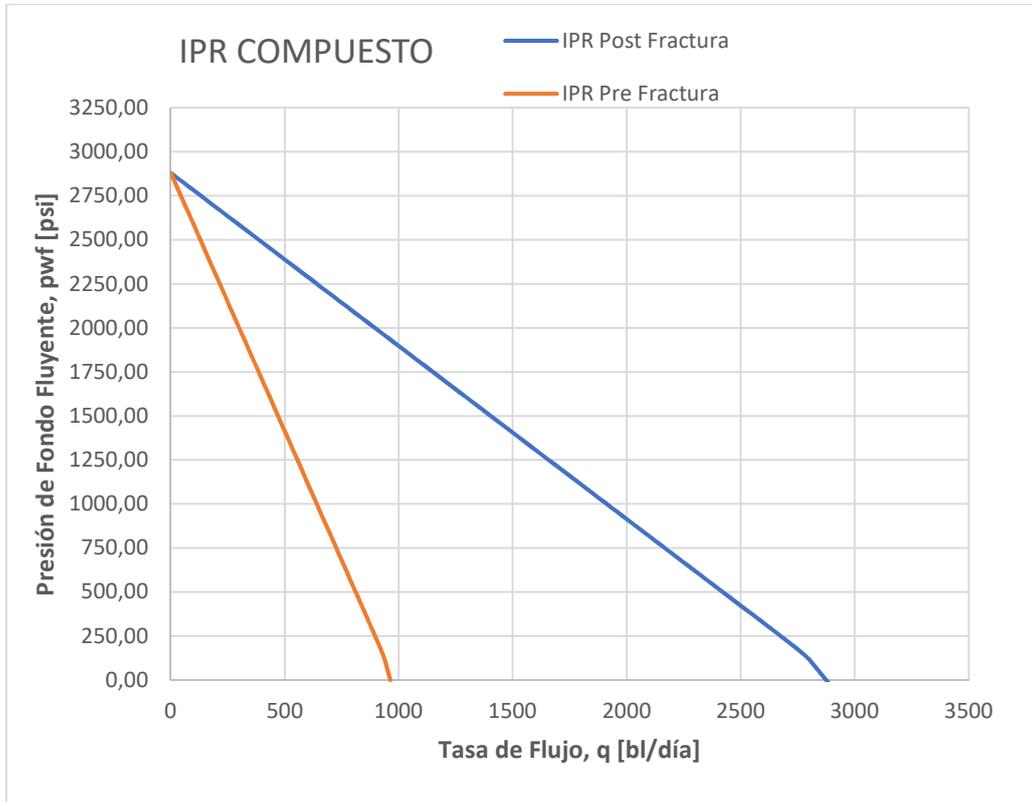


Figura 3.16. IPR Compuesto para el Pozo VHR-13 Pre y Pos Fractura

En la tabla 3.5 se presentan el cotejo de los valores de presión de fondo fluyente con sus respectivos gastos de producción.

Tabla 3.5. Valores de presión de fondo fluyente y caudal de la figura 3.16.

Pre Fractura		Post Fractura	
Pwf (psi)	Qt (bls/día)	Pwf (psi)	Qt (bls/día)
2880,00	0	2880,00	0
2781,74	100	2733,33	50
2388,70	500	2586,67	100
1897,39	1000	2000,00	300
914,78	2000	1413,33	500
620,00	2300	533,33	800
280,00	2646,017	280,01	886,36
246,41	2680	269,31	890

236,44	2690	254,56	895
226,41	2700	239,71	900
206,19	2720	209,67	910
185,65	2740	194,42	915
164,63	2760	178,95	920
142,77	2780	163,18	925
131,22	2790	146,93	930
118,57	2800	129,77	935
112,01	2804,32	112,02	939,39
103,05	2810	109,15	940
87,29	2820	85,61	945
21,07	2862	62,08	950
10,11	2880	15,01	960
0	2886	0	963

Del cotejo de curvas IPR para la arena Ts en el pozo VHR-13 antes y después del trabajo de fracturamiento presentado en la tabla 3.5, se observa claramente el incremento en la oferta que presenta el pozo en la formación después de su estimulación con 2886 bls/día con respecto a los 963 bls/día que presentó antes de haber sido fracturado, lo que avala la consideración de que el tratamiento realizado a la formación fue acertado.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

4.1 ANÁLISIS DEL PRECIO DE PETROLEO ECUATORIANO - WTI

El West Texas Intermediate por sus siglas WTI, es una clase de petróleo que sirve como referencia para obtener un valor estándar con respecto al precio de comercialización entre países y sus crudos, principalmente entre los países cuyo comprador inmediato es los Estados Unidos. Para el caso de Ecuador el WTI es el marcador de referencia usual para la comercialización de crudo. En la figura 4.1 se muestra los precios promedios anuales que experimentó el crudo WTI según cifras del Banco Central del Ecuador.



Figura 4.1. Precio promedio del WTI para los años 2018, 2019 y 2020 (enero-marzo)

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2020)

Para estimar los ingresos se debe tener presente el costo de comercialización por barril de crudo ecuatoriano tomando en cuenta el castigo que percibe con respecto al crudo WTI.

Tabla 4.1. Precio promedio del Crudo Oriente en los años 2018, 2019 y 2020

Precio del Crudo Ecuatoriano	2018	2019	2020	Unidad
Precio del petróleo WTI	\$64,9	\$57,03	46,02	USD/bls
Diferencial Crudo	-\$1,7	+\$1,35	-\$3,49	USD/bls
Precio crudo ecuatoriano	\$63,2	\$58,38	\$42,53	USD/bls

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2020)

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VHR-08

4.2.1 Producciones pre fractura y post fractura

Los indicadores económicos fueron realizados tomando en cuenta las producciones fiscalizadas (tabla 4.2) más no las pronosticadas (figura 4.2), puesto que, de esta manera se tiene un enfoque mucho más ajustado a la realidad.

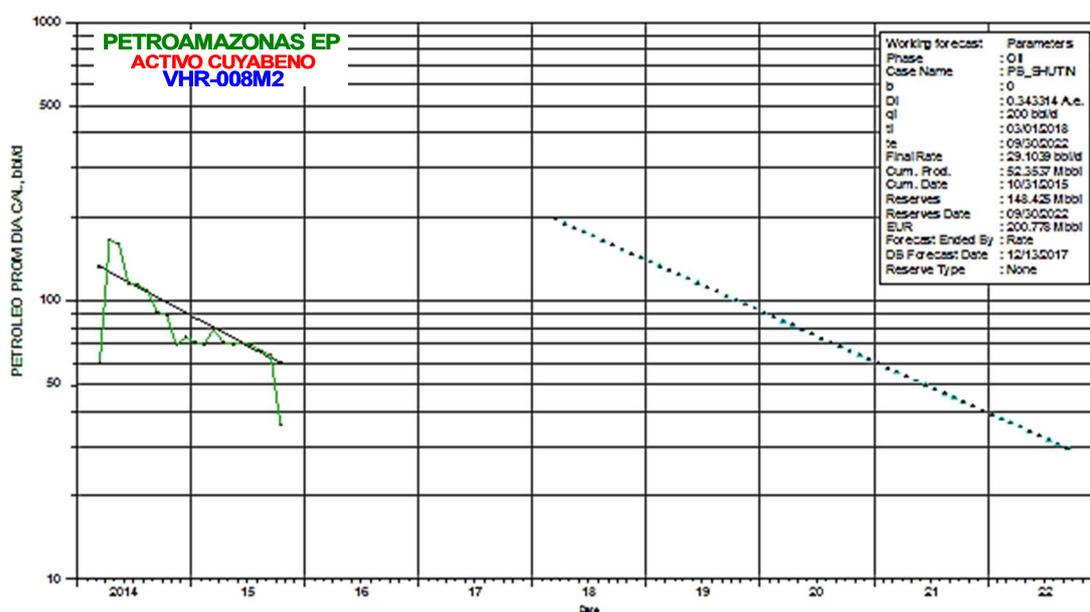


Figura 4.2. Declinación de producción estimada para la arena M2 del Pozo VHR-08
Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2020)

Debido a que el estudio se realizó en fechas posteriores a las intervenciones en el pozo, se cuenta con las producciones fiscalizadas reales por día que produjo el pozo. Por lo que, en el presente análisis las producciones mensuales presentadas en la tabla 4.2 serán el resultado de la sumatoria de las producciones por día de cada mes hasta agosto del 2019, fecha hasta la cual se cuenta con datos de producción. Posterior a esto se realizó una declinación exponencial de las producciones tomando una tasa de declinación anual del 34.33%, factor y método que fue recomendado por la empresa operadora en el pronóstico de producciones.

Tabla 4.2. Producciones del Pozo VHR-08 en M2 para los años 2014, 2015, 2018 y 2019

Prod. Oil Pre-frac						Prod. Oil Post-frac					
Año	Mes	BPPM	Año	Mes	BPPM	Año	Mes	BPPM	Año	Mes	BPPM
2014	1		2015	1	2211,827	2018	1		2019	1	4040,771

	2			2	1952,764		2	2299,681		2	3583,811
	3			3	2440,411		3	7567,991		3	7567,991
	4	4971,819		4	2133,588		4	8160,022		4	3099,594
	5	4973,769		5	2164,992		5	6526,318		5	3057,877
	6	3444,789		6	2123,003		6	4756,896		6	2878,065
	7	3545,447		7	2152,401		7	4584,746		7	2962,653
	8	3383,153		8	2050,748		8	4616,859		8	2356,479
	9	2744,677		9	1918,841		9	4415,57		9	2290,019
	10	2754,407		10	1112,479		10	4195,44		10	2225,434
	11	2094,611		11			11	4023,664		11	2162,670
	12	2306,488		12			12	4116,303		12	2101,676

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

4.2.2 Descripción de costos involucrados

Para la estimación de los costos fijos relacionados a los trabajos realizados al pozo, se tomó en cuenta no solo el valor del trabajo de fracturamiento, sino también, los costos asociados al pozo para que el mismo vuelva a producir.

Tabla 4.3. Costos del trabajo de fracturamiento del Pozo VHR-08

Servicio o producto	Costo / Unidad (USD)
Servicio de pozo: Fractura Hidráulica Convencional	\$1.163.846,00
Pruebas de pozo: Pruebas de pozo con torre	\$111.619,00
Completación de pozo: Sistema de levantamiento Artificial (BES)	\$487.561,00
Total:	\$1.763.026,00

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Para la evaluación de los costos variables inmersos en el proceso de producción se debe tener presente los diversos acuerdos de ley y parámetros legales vigentes para la empresa operadora o a su vez los parámetros que rige la empresa operadora para un determinado activo, en este caso el activo Cuyabeno.



Figura 4.3. Costo de producción por barril de petróleo
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

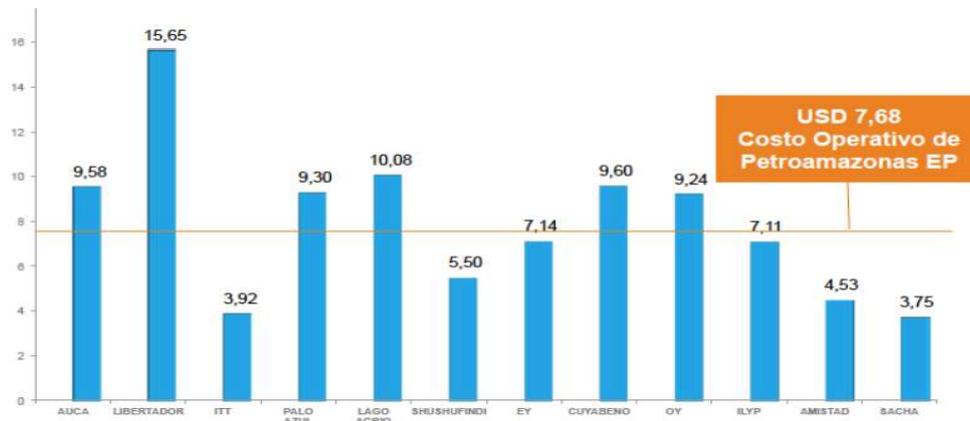


Figura 4.4. Costo operativo por activo
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Tabla 4.4. Costo total de producción por barril para el Campo VHR

Costo Total de Producción	Precio	Unidad
Costo de amortización	7,46	USD/bbl
Costo operativo	9,6	USD/bbl
Ley CTEA-40	2,31	USD/bbl
Transporte	1,06	USD/bbl
Comercialización	0,05	USD/bbl
Costo total	20,48	USD/bbl

Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

Se ha realizado el presente análisis económico tomando en consideración las producciones posteriores al fracturamiento, a una tasa de interés efectiva referencial para el sector público del 8.03% (Banco Central del Ecuador, 2018) equivalente a una tasa mensual del 0.64%.

Considerando los indicadores económicos para el análisis en donde la inversionista del proyecto es la empresa operadora podemos concluir que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, en donde, para un tiempo estimado de 23 meses a partir del trabajo de estimulación se obtienen ganancias netas de 1'821.115,24 millones de dólares.

Indicadores Económicos	
Tasa de interés mensual= 0.64%	
VAN = \$1.821.115,24 > 0	El proyecto es aceptable
TIR = 10% > i	El proyecto es aceptable
PRI = 7 meses 18 días	El proyecto es aceptable
RCB = 2,03 > 1	El proyecto es aceptable

4.2.4 Cálculo de la tarifa de pago al consorcio por inversión

El cálculo de la tarifa correspondiente al consorcio por actividades comprometidas a trabajos de fracturamiento se establece de acuerdo a lo establecido por ley en función a los acuerdos contractuales establecidos entre la operadora y el consorcio (ver figura 5.4).

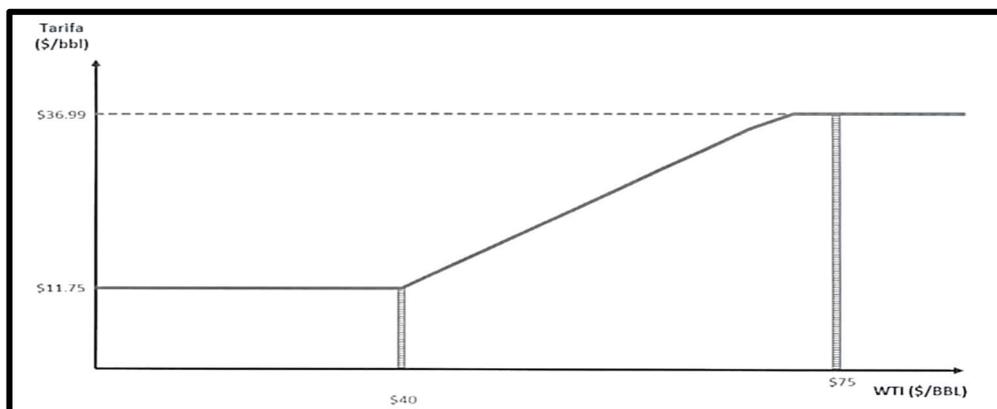


Figura 4.5. Tarifa de pago al consorcio por actividades en el Campo VHR
Fuente: (Petroamazonas E. P., 2020)

La tarifa de pago será el resultado de cálculo de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Valor de Pm (USD/Bbl)	TAC (USD/Bbl)
$Pm \leq 40$	$TACm = T_{min}$
$40 < Pm \leq 75$	$TACm = a + (b \times Pm)$
$Pm > 75$	$TACm = T_{max}$

Donde:

TACm = Tarifa por actividades en dólares por barril para el mes de facturación.

Pm = Promedio simple de los precios del crudo WTI al mes del trabajo.

Tmin = Tarifa mínima equivalente a 11,75 dólares por barril.

Tmax = Tarifa máxima equivalente a 36,99 dólares por barril.

a = Intercepto en el eje de las ordenadas, el cual tiene un valor de -17,0957 dólares por barril.

b = Pendiente de la ecuación, la cual tiene un valor de 0,7211.

Para un precio del crudo promedio WTI al mes de febrero del 2018 de 63,70 USD (Banco Central del Ecuador, 2020) entonces:

$$TACm = a + (b \times Pm)$$

$$TACm = (-17,0957) + (0,7211 \times 63,70)$$

$$TACm = 28,84 \text{ USD/ Bbl}$$

Con lo cual, el pago de tarifa al consorcio es de 28,84 USD/Bbl.

Tabla 4.5. Costos de producción incluida la tarifa del consorcio

Costo Total de Producción	Precio	Unidad
Pago de tarifa al consorcio	28,84	USD/bbl
Costo de amortización	7,46	USD/bbl
Costo operativo	9,6	USD/bbl
Ley CTEA-40	2,31	USD/bbl
Transporte	1,06	USD/bbl
Comercialización	0,05	USD/bbl
Costo total	49,32	USD/bbl

4.2.5 Análisis económico considerando la rentabilidad para la empresa operadora tomando como inversionista al consorcio a cargo

MESES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ITEMS / (UNIDADES)		INGRESOS												
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM		2299,68	7567,99	8160,02	6526,32	4756,90	4584,75	4616,86	4415,57	4195,44	4023,66	4116,30	
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls		63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	
Ingresos Totales	USD		145339,84	478297,03	515713,39	412463,30	300635,83	289755,95	291785,49	279064,02	265151,81	254295,56	260150,35	
		EGRESOS												
Costo total por barril	USD/Bls		49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	
Costo de producción mensual	USD		113420,27	373253,32	402452,29	321878,00	234610,11	226119,67	227703,49	217775,91	206919,10	198447,11	203016,06	
		FLUJO NETO DE CAJA												
FNC	USD	0	31919,57	105043,72	113261,11	90585,29	66025,72	63636,27	64082,00	61288,11	58232,71	55848,46	57134,29	
FNC (Acumulado)	USD		31919,57	136963,29	250224,39	340809,69	406835,40	470471,68	534553,68	595841,79	654074,50	709922,96	767057,24	
VAN al 8,03%	USD		31714,78	103700,14	111095,05	88282,83	63934,65	61225,53	61258,81	58212,11	54955,19	52366,98	53228,94	
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	TOTAL
ITEMS / (UNIDADES)		INGRESOS												
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM	4040,77	3583,81	7567,99	3099,59	3057,88	2878,07	2962,65	2356,48	2290,02	2225,43	2162,67	2101,68	
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	
Ingresos Totales	USD	235900,21	209222,89	441819,31	180954,30	178518,86	168021,43	172959,68	137571,24	133691,32	129920,83	126256,67	122695,86	5730185,18
		EGRESOS												
Inversión de Fractura	USD													
Costo total por barril	USD/Bls	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	49,32	
Costo de producción mensual	USD	199290,83	176753,56	373253,32	152871,98	150814,49	141946,17	146118,05	116221,54	112943,75	109758,40	106662,88	103654,67	4615884,95
		FLUJO NETO DE CAJA												
FNC	USD	36609,39	32469,33	68566,00	28082,32	27704,37	26075,27	26841,64	21349,70	20747,57	20162,43	19593,79	19041,19	
FNC (Acumulado)	USD	803666,63	836135,95	904701,95	932784,27	960488,64	986563,91	1013405,54	1034755,24	1055502,82	1075665,25	1095259,04	1114300,23	
VAN al 8,03%	USD	33888,17	29863,01	62657,59	25497,79	24993,23	23372,63	23905,20	18892,08	18241,48	17613,28	17006,71	16421,04	1052327,21

El análisis económico enfocado a la rentabilidad que generó la empresa operadora cuando el inversionista fue el consorcio a cargo nos muestra que el proyecto es aceptable; con una rentabilidad de 1'052.327,21 millones de dólares a diciembre del 2019.

Indicadores Económicos	
Tasa de interés mensual= 0.64%	
VAN = \$1.052.327,21 > 0	El proyecto es aceptable

4.2.6 Análisis económico considerando la rentabilidad del consorcio como inversionista

MESES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
		INGRESOS												
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM		2299,68	7567,99	8160,02	6526,32	4756,90	4584,75	4616,86	4415,57	4195,44	4023,66	4116,30	
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls		28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	
Ingresos Totales	USD		66322,80	218260,86	235335,03	188219,01	137188,88	132224,07	133150,21	127345,04	120996,49	116042,47	118714,18	
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	TOTAL
		INGRESOS												
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM	4040,77	3583,81	7567,99	3099,59	3057,88	2878,07	2962,65	2356,48	2290,02	2225,43	2162,67	2101,68	
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	
Ingresos Totales	USD	116535,84	103357,11	218260,86	89392,29	88189,17	83003,39	85442,91	67960,85	66044,16	64181,51	62371,40	60612,34	2699150,89
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	TOTAL
		EGRESOS												
Inversión de Fractura	USD													
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	TOTAL
		FLUJO NETO DE CAJA												
FNC	USD	116535,84	103357,11	218260,86	89392,29	88189,17	83003,39	85442,91	67960,85	66044,16	64181,51	62371,40	60612,34	
FNC (Acumulado)	USD	-52691,11	50666,00	268926,86	358319,15	446508,32	529511,72	614954,63	682915,48	748959,64	813141,15	875512,55	936124,89	
VAN al 8,03% anual	USD	107873,59	95060,61	199453,08	81165,15	79559,02	74400,29	76095,59	60137,71	58066,69	56067,00	54136,16	52271,83	768788,03

Del estudio de los indicadores económicos para el análisis de rentabilidad generada por el consorcio a cargo se concluye que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, donde, los cuatro parámetros primordiales para que el proyecto sea rentable muestran valores bastante favorables.

Indicadores Económicos	
Tasa de interés mensual= 0.64%	
VAN = \$768.788,03 > 0	El proyecto es aceptable
TIR = 4.73% > i	El proyecto es aceptable
PRI = 12 meses 15 días	El proyecto es aceptable
RCB = 1.50 > 1	El proyecto es aceptable

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VHR-13

Se ha realizado el presente análisis económico tomando en consideración las producciones posteriores al fracturamiento, a una tasa de interés efectiva referencial para el sector público del 9.25% (Banco Central del Ecuador, 2019) equivalente a una tasa mensual del 0.73%.

4.3.1 Resumen del análisis económico considerando la rentabilidad de la empresa operadora como inversionista

Considerando los indicadores económicos obtenidos del análisis del flujo neto de caja (FNC) presente en el anexo 13, para el análisis en donde la inversionista del proyecto es la empresa operadora podemos concluir que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, en donde, para un tiempo estimado de 16 meses a partir del trabajo de estimulación se obtienen ganancias netas de 1'041.329,34 millones de dólares.

Indicadores Económicos	
Tasa de interés mensual= 0.73%	
VAN = \$1.041.329,34 > 0	El proyecto es aceptable
TIR = 11,41% > i	El proyecto es aceptable
PRI = 4 meses 29 días	El proyecto es aceptable
RCB = 1,59 > 1	El proyecto es aceptable

4.3.2 Resumen del análisis económico considerando la rentabilidad para la empresa operadora tomando como inversionista al consorcio a cargo

El análisis económico a partir del FNC del anexo 14, enfocado a la rentabilidad que generó la empresa operadora cuando el inversionista fue el consorcio a cargo muestra que el proyecto es aceptable; con una rentabilidad de 255.794,21 millones de dólares a septiembre del 2020.

Indicadores Económicos	
Tasa de interés mensual= 0.73%	
VAN = \$255.794,21 > 0	El proyecto es aceptable
RCB = 2,13 > 1	El proyecto es aceptable

4.3.3 Resumen del análisis económico considerando la rentabilidad del consorcio como inversionista

Del estudio de los indicadores económicos obtenidos a partir del FNC en el anexo 15, para el análisis de rentabilidad generada por el consorcio a cargo se concluye que el proyecto es aceptable y genera ganancias.

Indicadores Económicos	
Tasa de interés mensual= 0.73%	
VAN = \$785.535,13 > 0	El proyecto es aceptable
TIR = 7.55% > i	El proyecto es aceptable
PRI = 7 meses 4 días	El proyecto es aceptable
RCB = 1.44 > 1	El proyecto es aceptable

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.1.1 POZO VHR-08

- La evaluación petrofísica en el reservorio M2 mostró una saturación de petróleo (55%) enmascarada por minerales presentes en la roca, bioturbaciones y zonas apretadas, por lo que, el pozo se presentó como un fuerte candidato para intervención a WO donde se cañoneó un nuevo intervalo y se realizó fracturamiento hidráulico para aumentar la conductividad en las vecindades del pozo y reducir el daño de formación.
- El análisis del skin en la arena sin estimulación, mostró que la formación no presentaba un daño considerable ($S=0.28$), por lo que, el justificativo de efectuar el fracturamiento no estuvo muy influenciado por esto.
- La permeabilidad de la arena M2 para el pozo VHR-08 se encuentra en un valor de 136 mD similar a la permeabilidad de la arena para todo el campo; este parámetro con respecto a las demás arenas (tabla 1.1) es muy bajo; condición para la intervención por fracturamiento.
- Se pudo corroborar que en el intervalo de fractura se tuvo presencia de tubería con rangos de daño aceptables (grado 2 y grado 3), acompañado de una adherencia entre casing y formación de regular a buena, por lo que, existió poca probabilidad de posibles colapsos durante el fracturamiento.
- Los valores finales de conductividad (6.89), longitud apuntalada (136.5 ft) y concentración arial (0.80 lb/ft^2) obtenidos en la geometría de fractura difirieron en un rango aceptable con respecto a los valores propuestos, lo cual no afectó de manera negativa el tratamiento, por el contrario, se obtuvo en la fractura una geometría mucho más deseable.
- El obtener parámetros de geometría de fractura final diferentes a los planteados en el diseño no necesariamente implica un trabajo de fractura

poco exitoso, por el contrario, en algunos casos puede derivar en mejores resultados de tratamiento.

- El análisis del skin post fractura ($S=-5.95$) mostró que la formación quedó estimulada, lo cual, fue corroborado con la eficiencia de flujo mayor a uno, valor característico en formaciones estimuladas.
- Del análisis de producción, se observa que las producciones estabilizadas post fractura (150 - 140 bbl/d) son mayores que las producciones estabilizadas que se tenían antes de la fractura en la misma arena (70 bbl/d), por lo que, se concluye que la arena presenta una producción de petróleo mucho más rentable que la que presentó en el año 2015.
- Si bien la producción estabilizada post fractura se asemeja a las producciones que entregaba el pozo en la arena Ui antes del fracturamiento (160 – 140 bbl/d), al producir nuevamente de la formación M2 se obtuvo una menor producción de agua con respecto a las grandes producciones de agua que entregó Ui en el 2017, manteniendo la rentabilidad de la formación con el plus de reducción de costos de operación relacionados a los altos BSW's.
- Los indicadores económicos para el análisis en donde la inversionista del proyecto es la empresa operadora concluyen que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, en donde, para un tiempo estimado de 23 meses a partir del trabajo de estimulación se obtienen ganancias netas de 1'821.115,24 millones de dólares.
- Los indicadores económicos enfocados a la rentabilidad que generaría la empresa operadora en el caso de que el inversionista sea el consorcio a cargo muestra que el proyecto es aceptable; con una rentabilidad de 1'052.327,21 millones de dólares a diciembre del 2019.
- Los indicadores económicos para el análisis de rentabilidad generada por el consorcio a cargo como inversor concluyen que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, donde, los cuatro parámetros primordiales para que el proyecto sea rentable muestran valores bastante favorables.

5.1.2 POZO VHR-13

- La sección correspondiente a Ts presentó buenas características en cuanto a desarrollo, continuidad lateral y calidad de reservorio; por lo que fue considerada objetivo principal en el trabajo de fracturamiento.
- El skin de que presentó la arena Ts en el pozo VHR-13 previo al fracturamiento (S=35), manifestó que el pozo se encontraba altamente dañado, por lo que, en este caso el fracturamiento fue realizado en gran parte por el skin que presentaba el pozo en la arena.
- De acuerdo a la tendencia que experimentó el máximo radio antes y después del intervalo de fractura en el registro de casing, se infirió que la tubería presentó buena integridad antes de trabajo de fracturamiento.
- El análisis post fractura del skin, manifestó que el pozo aún presentó daño después de su estimulación (S=10), sin embargo, se pudo evidenciar que el daño en el pozo redujo en un 71% su skin inicial.
- Las producciones post fractura que entregó el pozo fueron mejores en comparación a las producciones que entregaba en pozo entre los años 2016 y 2018.
- Se pudo evidenciar una mejora notable en la capacidad de aporte de la arena Ts con respecto a años anteriores donde se mantuvo operativa, lo cual, es congruente con los datos de skin e índice de productividad post fractura.
- Los indicadores económicos para el análisis en donde la inversionista del proyecto es la empresa operadora concluyen que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, en donde, para un tiempo estimado de 16 meses a partir del trabajo de estimulación se obtienen ganancias netas de 1'041.329,34 millones de dólares.
- Los indicadores económicos enfocados a la rentabilidad que generaría la empresa operadora en el caso de que el inversionista sea el consorcio a cargo muestra que el proyecto es aceptable; con una rentabilidad de 255.794,21 millones de dólares a mediados de septiembre del 2020.

- Los indicadores económicos para el análisis de rentabilidad generada por el consorcio a cargo como inversor concluyen que el proyecto es aceptable desde el punto de vista económico, con una rentabilidad de 785.535,13 millones de dólares.

5.2 RECOMENDACIONES

- Antes de someter a pozo a fracturamiento hidráulico, se recomienda un riguroso estudio (análisis presentados en capítulos anteriores) para estar seguros de que la estimulación es requerida.
- Si bien, comúnmente se utilizan métodos indirectos para inferir parámetros de geometría de fractura como el modelado de geometría por software mediante el análisis de la presión neta, cantidad de apuntalante inyectado, entre otros; se recomienda implementar técnicas de diagnóstico de fractura, las cuales permitan tener una medida directa de sus dimensiones y de esta manera tener una mayor certeza de las dimensiones de la fractura.
- Se recomienda siempre tener un adecuado conocimiento de los trabajos de fracturamiento realizado en los pozos, con el fin de que los equipos o personal de la empresa operadora o consorcios a cargo puedan aumentar la efectividad en tratamientos de estimulación futuros y así poder recuperar los hidrocarburos de una forma más eficiente.
- Aunque el análisis económico se realizó con la premisa de que se acercará lo más posible a la realidad; parámetros como tasas de interés, costos asociados y demás parámetros fueron considerados bajo la perspectiva del autor, por lo que, bajo ningún concepto se recomienda tomar este estudio como una realidad en su totalidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abarca, Z. (2015) Producción de Hidrocarburos I. Instituto Universitario Politécnico “Santiago Mariño”, Maracaibo, Venezuela.
- Almaguer, J., Manrique, J., Wickramasuriya, S., Habbtar, A., Cárdenas, J., May, D., McNally, A. & Sulbarán, A. (2002). Orientación de los disparos en la dirección correcta. *Oilfield Review*.
- Almazan, J. (2015). MODELOS DE FRACTURA 2D. Recuperado de https://www.academia.edu/15625865/MODELOS_DE_FRACTURA_2D
- Alzate, G., Franco, C., Restrepo, A., Del Pino Castrillon, J., Barreto, D. & Escobar, A. (2006). Evaluation of Alcohol-Based Treatments for Condensate Banking Removal. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/98359-MS
- Anadarko Petroleum Corporation. (2015). Facts on Hydraulic Fracturing. Recuperado de: https://www.anadarko.com/content/documents/apc/news/Fact_Sheets/FAQChemicalUsage_Final_Web.pdf
- Antuñano, Y., Lysandrou, M., Giraud, C. y Hernández, J. (2011). Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F.: Subdirección Técnica de Explotación, PEMEX.
- Aragón, A., Izquierdo, G. (2014). Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. Tecnología y Ciencias del Agua, Morelos, México.
- Ardila, A. & Rodríguez, N. (2012). Aplicación del diseño unificado de fractura para optimizar y evaluar los tratamientos de fracturamiento hidráulico en un campo colombiano. (Trabajo de grado como requisito para optar por el título de Ingeniero Petrolero). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Aslam, T. (2011). Review on hydraulic fracturing technique. (Submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Engineering in Petroleum Engineering). Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia.
- Avendaño, B. (2010). Análisis de geometría de fractura mediante registros de temperatura. (Trabajo de grado como requisito para optar por el título de Ingeniero Petrolero). Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO. Instituto Francés de Estudios Andinos, Lima, Perú.
- Balkwill H., Rodríguez G., Paredes F. y Almeida J. P. (1995) Northern Part of the Oriente Basin, Ecuador: Reflection Seismic Expression of Structures. In: A. J. Tankard, R. Suarez S, and H. J. Welsink, eds., Petroleum basins of South America: AAPG memoir 62: 559-571.
- Barbati, A. C., Desroches, J., Robisson, A. y McKinley, G. H. (2016). Complex fluids and hydraulic fracturing. Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts, Estados Unidos.
- Barradas, T., Hidalgo, A., Murillo, G., Quenta, M. & Uzeda, O. (2012). Perfiles en pozos entubados: perfiles de cementación. Universidad Mayor de San Andrés, La Paz, Bolivia.

- Beranek, L. & Mellow, T. (2012). *Acoustics: Sound Fields and Transducers*. Academic Press. ISBN 9780123914866.
- Belyadi, H. Fathi, E. y Belyadi, F. (2017). *Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales*. Editorial Golfo Professional Publishing, Estados Unidos.
- Bernardo, P., Okoye, G. y Frisch, G. (2014). *Cement Evaluation Tools & Theory From the Basic to Advanced: Casing/Tubing Evaluation And Analysis (CASE™)*. Halliburton: Formation & Reservoir Solutions (FRS).
- Berry, S. M. & Montgomery, T. C. (2015). *Hydraulic Fracturing*. Estados Unidos: Taylor & Francis Group.
- Bird, R. B., Stewart, W. E. y Lightfoot, E. N. (2002). *Transport phenomena*. (2da. Ed.). New York, Estados Unidos: John Wiley & Sons, Inc.
- Bravo, D. (2012). *Análisis técnico detallado e interpretación de los registros de cementación CBL (CEMENT BOD LOG) y VDL (VARIABLE DENSITY LOG)*. (Trabajo previo a la obtención de tecnólogo de Petróleos). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.
- Brown, K. (1984). *THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS*, Volume 4, PennWell Books, Págs. 30-35. The University of Tulsa, Oklahoma, USA.
- Caamaño, B. & Chele, A. (2017). *Redimensionamiento de las Facilidades de Producción del Campo V.H.R. (Proyecto de grado como requisito para optar por el título de Ingeniero Petrolero)*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- Carrillo, B. & Yunda, O. (2008). *Análisis de gráficas de pruebas de inyección de una minifractura. (Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos)*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Castañeda, C. J. & Ramírez, A. J. (2018). *Reducción de contrapresión en los pozos de aceite y gas mediante el efecto sifón modelado con herramienta CFD*. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.
- Cuaical, E. M. (2017). *Desarrollo del software Visual Production Analysis (VPA) para gerenciamiento de datos de producción de petróleo (Estudio Técnico presentado para optar el Título de Ingeniero de Petróleos)*. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Ellis, D. & Singer, J. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Amsterdam, The Netherlands: Springer Netherlands.
- Feng, W. C., Nurafza, P., Al-Shamma, B., y Gringarten, A. (2015). *Bilinear Flow in Horizontal Wells in a Homogeneous Reservoir: Huntington Case Study*. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/174325-MS
- Freire, R., Chuiza, P., Bolívar, M. (2012). *Análisis del factor de daño de formación y evaluación de los tratamientos de fracturamiento realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- Frenier, W., & Hill, D. (2002). *Effect of Acidizing Additives on Formation Permeability During Matrix Treatments*. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/73705-MS

- García, F. M. (2006). Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano. (Trabajo de Grado para optar por el título de Ing. de Petróleos). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Gentry, R. W. (1972). Decline-Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/3356-PA
- Golan, M., y Whitson, C.H. (1991). Well performance (2da. Ed.). Trondheim, Noruega.
- Guo, B., Lyons, W. C. y Ghalambor, A. (2007) *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*. (1ra. Ed.). Estados Unidos: Elsevier Science & Technology Books.
- Hernández, S. L. (2012). Análisis, integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Herranz, G. G. (2016). Estudio de los mecanismos de reticulación en la obtención de microcápsulas de gelatina-goma arábica. Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, España.
- Kanfar, M. S. & Clarkson, C. R. (2016). Rate Dependency of Bilinear Flow in Fractured Shale/Tight Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*. doi:10.15530/URTEC-2016-2456352
- Lake, L. W. (2007). Production Operations Engineering. Petroleum Engineering Handbook (Vol IV). USA: SPE.
- Larrea, M., Peña, D. y Miranda, B. (2011). Análisis del factor de daño y evaluación de los tratamientos de acidificación realizado en el campo AXY del Distrito Amazónico. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- Leines, A. J. (2015). Optimización de la producción utilizando una técnica de fracturamiento alternativa en un pozo de un campo maduro de la cuenca oriente. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Llerena, T. H. (2019). Fracturamiento Hidráulico. ESPE-Innovativa, Quito, Ecuador
- Llerena, T. H. (2019). Mecánica de rocas. ESPE-Innovativa, Quito, Ecuador.
- Lobato, R. (2016). La prueba Minifrac como herramienta básica para tomar decisiones en el fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. (Tesis para optar por el título de Ingeniería Petrolera). Universidad Nacional Autónoma de México, México Distrito Federal, México
- López, F. & Ortíz, I. O. (2013). Ingeniería de producción y productividad de pozos. (Tesis para optar por el grado de Ingeniero Petrolero). Universidad Nacional Autónoma de México, México Distrito Federal, México.
- Madrid, M. (2015). Simulación de Fracturamiento Hidráulico. Recuperado de <https://www.portaldelpetroleo.com/2015/01/simulacion-de-fracturamiento-hidraulico.html>

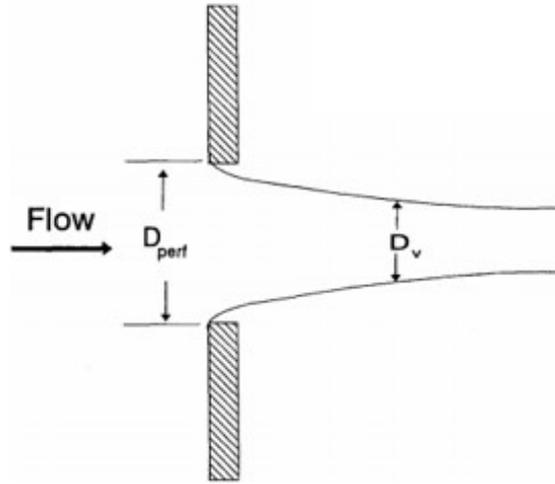
- Madrid, M. (2016). *Fracturamiento Hidráulico: Análisis de Prueba de Presión*. Recuperado de <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/02/fracturamiento-hidraulico-analisis-de-13.html> (Abril, 2020).
- Martínez, A. P., Gonzales, G., Bautista, D. J., Castro, O., Acevedo, M., Ballesteros, R. A., Suarez, B. A. (2012). Presentación de fracturamiento hidráulico. Recuperado de <https://es.slideshare.net/gabosocorro/presentacin-fracturamiento-hidraulico>
- Montes, B. A. (2002). Principios de estratigrafía (Trabajo de año sabático). Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Morales, C. M. (2012). FINANZAS DEL PROYECTO: Introducción a las Matemáticas Financieras. Medellín, Colombia.
- Morales, D. & De la Torre, J. (2018). Evaluación de la saturación promedio de los fluidos del "Pozo A" con los datos obtenidos de la herramienta RST, en el área sur del Campo Castilla. (Proyecto integral de grado para optar por el título de Ingeniero Petrolero). Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Muñoz, A. M. y De Vicente, G. M. (2006). Análisis del estado de esfuerzos en la corteza (Programa de Doctorado). Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España.
- Navarro, R. C. (2017). Teoría del fracturamiento hidráulico. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Nolen, R. H. (2013). Definición del concepto de fracturamiento hidráulico. Oilfield Review Recuperado de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-hydraulics-spanish> (Abril, 2020)
- Nordgren, R. P. (1972). Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *Society of Petroleum Engineers*.
- Olivieri, G. (2015). Manual de procedimientos operativos, completación y workover. *TEC-PRECINC S.R.L.*
- Parker, M., Slabaugh, B., Walters, H., Hart, T., Walsh, F., Haley, W., ... Weaver, J. (2003). New Hydraulic Fracturing-Fluid Technology Increases Production in the Barnett Shale and Reduces Impact on the Environment. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/80912-MS
- PDVSA. (1997). Registros de Pozos. Venezuela, Centro Internacional de Educación y Desarrollo: Autor.
- Peng, S. and Zhang, J. Engineering geology for underground rocks, 2007. Berlin, Alemania: Springer.
- Perfetto, R., Melo, R., Martocchia, F., Loreface, R., Ceccarelli, R., Tealdi, L., & Okassa, F. (2013). Oil-Based Fracturing Fluid: First Results in West Africa Onshore. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-16640-MS
- Pichon, S., Varela, R., Manière, J., Hasbani, J. y D' Huteau, E. (2018). Flowback-Based Minimum Stress Estimate in Low-Permeability Environment: Procedure, Interpretation, and Application in the Vaca Muerta Shale. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189894-MS

- Quiche, H. (2016). Los registros eléctricos y sus aplicaciones en minería y obras civiles. Universidad Geológica de Perú, Perú.
- Quijano, L. & Valcarcel, E. (2015). Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo a, b y c. Cuenca de los llanos orientales. (Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Geólogo). Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Sogamoso, Colombia
- Rahman, M. M., & Rahman, M. K. (2010). A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand. In Energy Sources Part A: Recovery, Utilization & Environmental Effects (pp. 14221425). Abu Dhabi, UAE: Taylor & Francis Group, LLC.
- Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros. Editorial Reverté S.A., Barcelona, España.
- Reddy, R. (2018). Application of Orifices and Its Characteristics and Fluid Mechanics. Engineering Notes India. Recuperado de <https://www.engineeringenotes.com/fluids/orifices/application-of-orifices-and-its-characteristics-fluid-mechanics/47367>
- Reyes, L. E. (2016). La prueba minifrac como herramienta básica para tomar decisiones en el fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Roche, H. (2016). Indicadores de rentabilidad económica y criterios de decisión (Material de Apoyo). Universidad de la República Uruguay, Uruguay.
- Rodríguez, A. (2016). Optimización de la producción en el pozo maduro, Shushufindi-1, del oriente ecuatoriano, en base al índice de productividad, obtenido del análisis de pruebas de presión. (Trabajo previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.
- Salazar, F., Rachid, R., Jimenez, J., Milne, A., y Ali, S. (2013). Hydraulic Fracturing with Water-Based Fluids in Water-Sensitive Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165082-MS
- Sapag, N (1991). Preparación y evaluación de proyectos. (2da. Ed.). Mexico D.F, Mexico: MacGraw Hill.
- Schlumberger Oilfield Glossary. (2020). "IPR" - Glossary.oilfield.slb.com. Recuperado el 3 April 2020, de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/ipr.aspx>
- Schlumberger Oilfield Glossary. (2020). "SP" - Glossary.oilfield.slb.com. Recuperado el 6 April 2020, de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sp.aspx>
- Serra, O. (1984) Fundamentals of Well-log Interpretation. (1ra. Ed.). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science Publishers B.V.
- Suárez, M. (2013). El fracturamiento hidráulico y sus implicaciones normativas y regulatorias para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia. (Proyecto de grado). Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
- Tong, S., Singh, R., & Mohanty, K. (2017). Proppant Transport in Fractures with Foam-Based Fracturing Fluids. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187376-MS

- Trejo, M. O. (2009). Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur. (Tesis para optar por el grado de: Maestro en Ingeniería Petrolera y Gas Natural – Perforación). Universidad Nacional Autónoma de México, México Distrito Federal, México.
- Ugualcala, V. (2016). *Nuevas tecnologías en la recuperación mejorada de petróleo*. Recuperado de <https://elpetroleoysusavances.wordpress.com/2016/12/01/nuevas-tecnologias-en-la-recuperacion-mejorada-de-petroleo/> (Abril, 2020)
- Urquiza, P. J. (2005) Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. Quito, Ecuador.
- Vivas, F. (2012). Análisis de la productividad de pozos de aceite en formaciones de baja permeabilidad. (Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero). Universidad Nacional Autónoma de México, México Distrito Federal, México
- Willingham, J.D., Tan, H.C. y Norman, L.R. (1993). Perforation Friction Pressure of Fracturing Fluid Slurries. *Sociedad de Ingenieros Petroleros*. doi: 10.2118 / 25891-MS
- Yew, C., & Weng, X. (2015). In C. Yew, & X. Weng, *Mechanics of Hydraulic Fracturing* (pp. 65-66). Waltham: Gulf Professional Publishing.

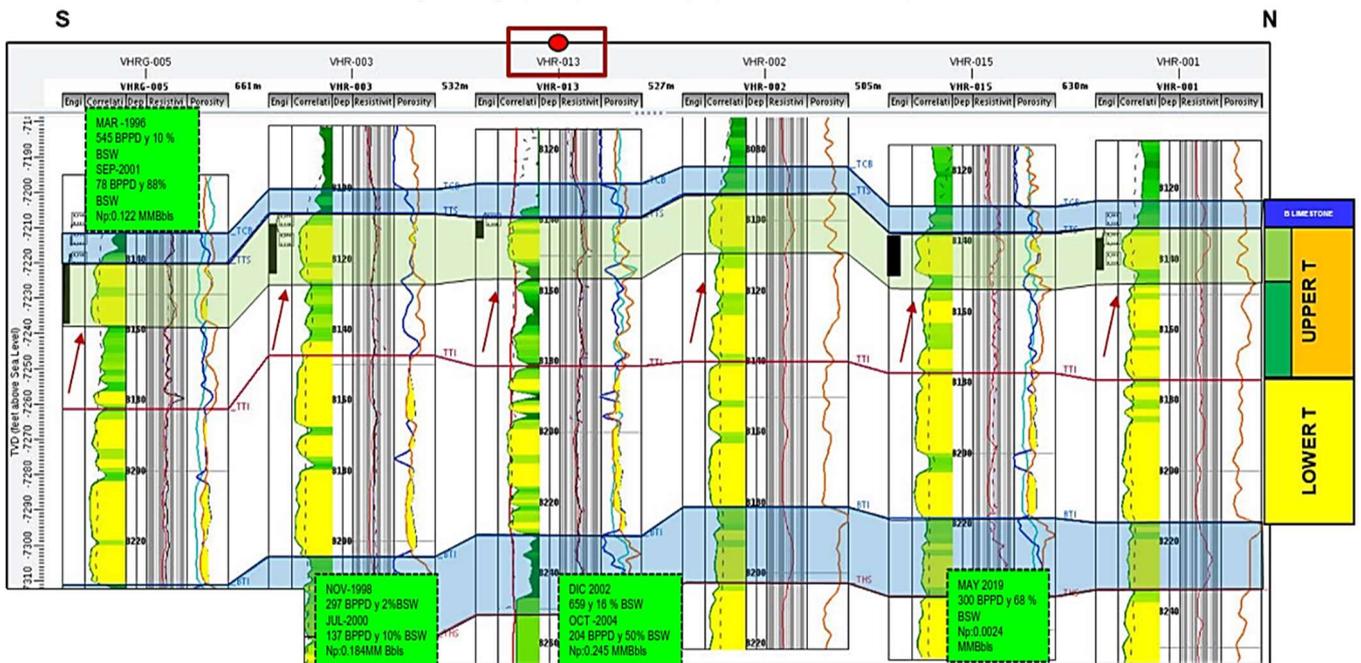
ANEXOS

ANEXO 1: Relación de diámetros para en el cálculo del coeficiente de descarga



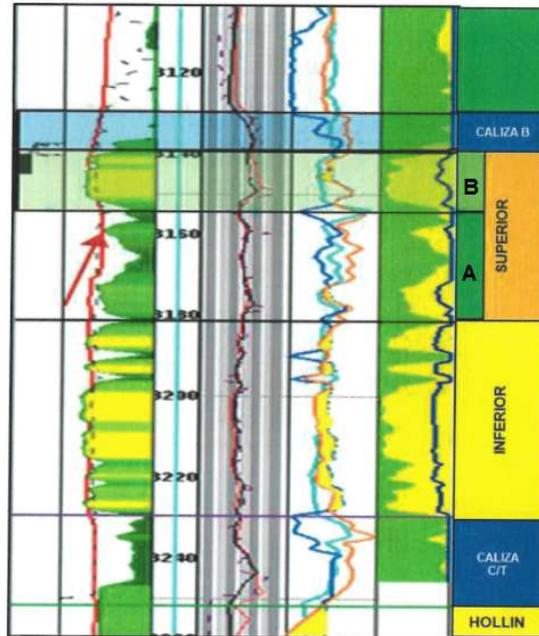
Fuente: Modificado de Willingham et al., (1993)

ANEXO 2: Correlación estructural a nivel de la Arenisca T entre los pozos VHR-005, VHR-003, VHR-013, VHR-002, VHR-015 y VHR-001



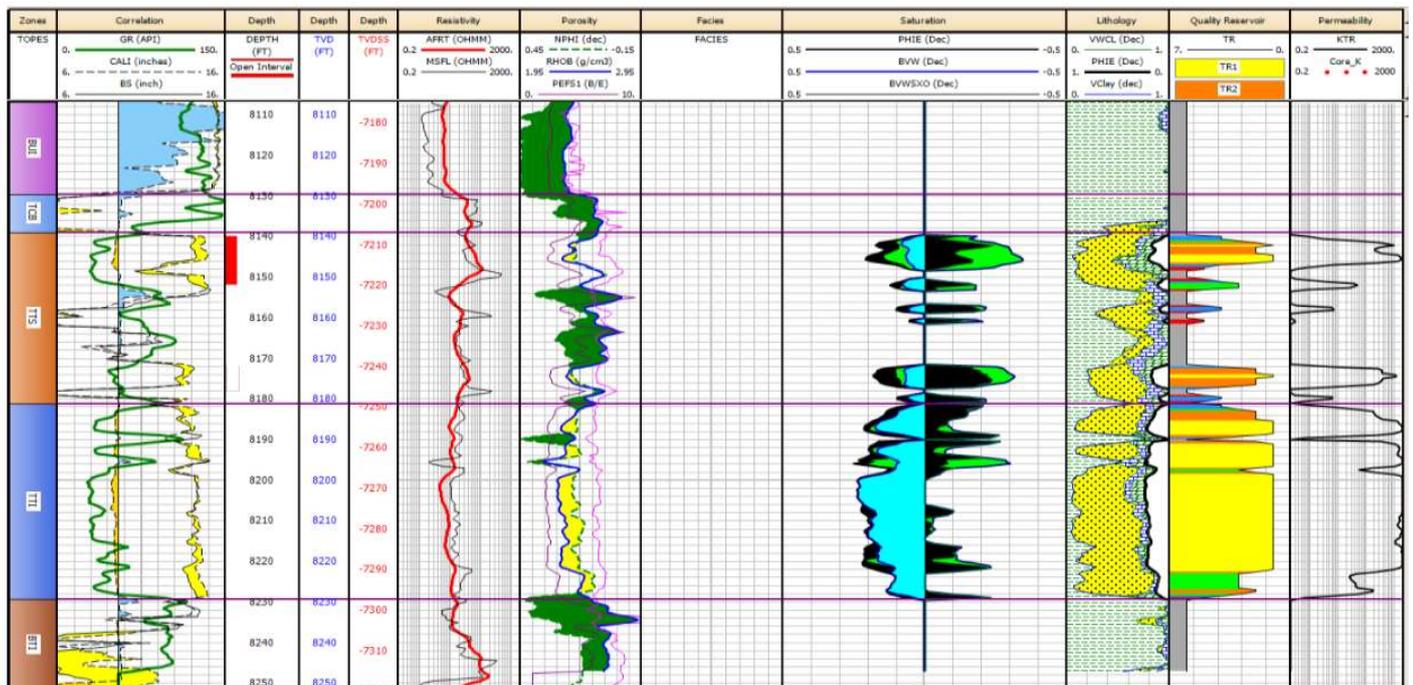
Fuente: Petroamazonas E. P.

ANEXO 3: División de parasecuencias de la Arenisca Ts del Pozo VHR-13



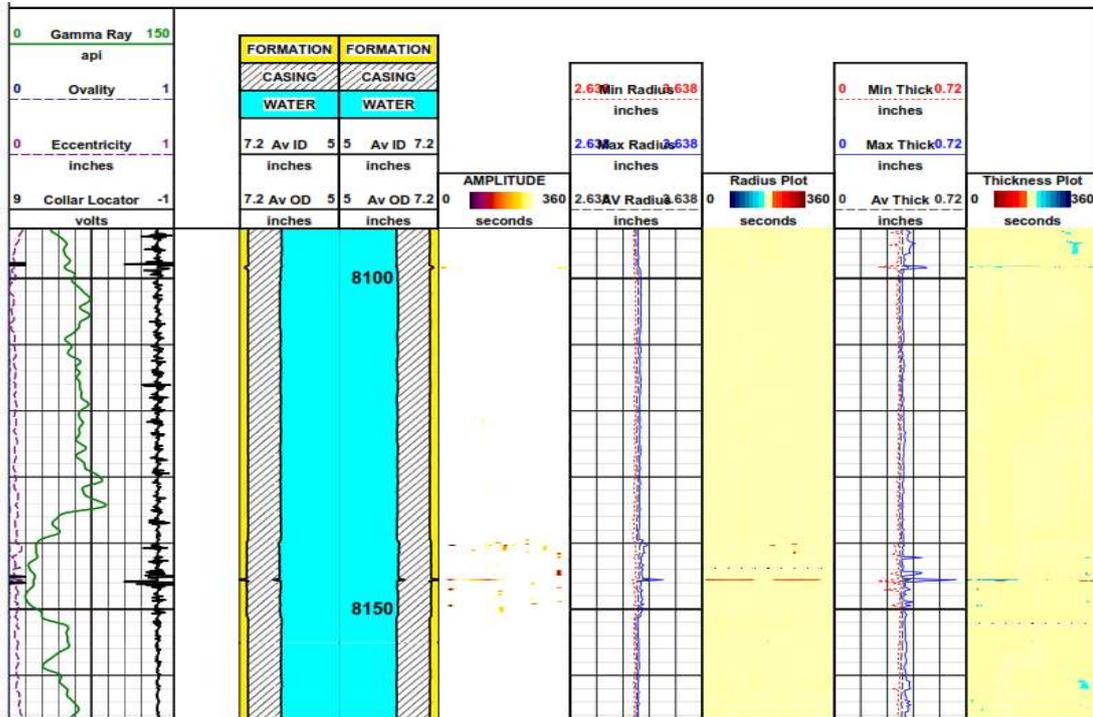
Fuente: Petroamazonas E. P.

ANEXO 4: Registro eléctrico en el intervalo de T en el pozo VHR-13 con delimitación de punzados y zonas de interés para el fracturamiento hidráulico



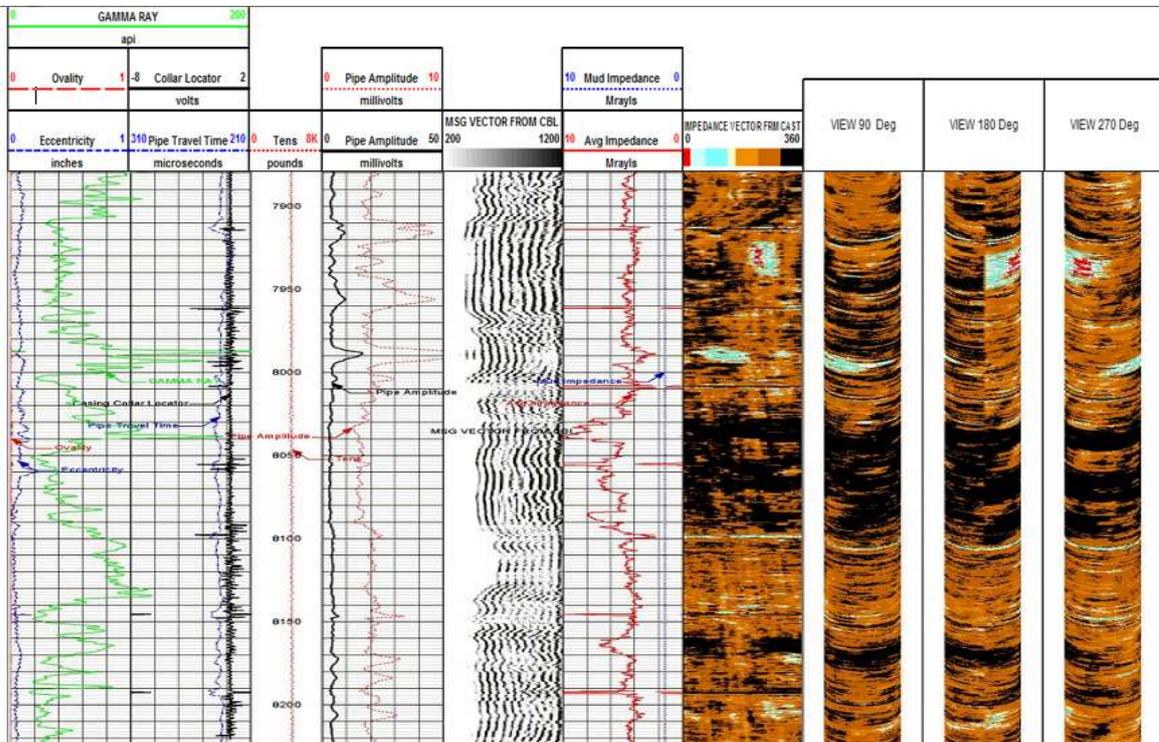
Fuente: Petroamazonas E. P.

ANEXO 5: Registro de tubería en el intervalo 8100'-8160' del pozo VHR-13



Fuente: Petroamazonas E. P.

ANEXO 6: Registro de cementación en el intervalo 7900'-8200' del pozo VHR-13



Fuente: Petroamazonas E. P.

ANEXO 7: Prueba B'Up del Pozo VHR-08 en M2 (año 2014)

Tabla A7.1. Valores de la prueba de producción

Prueba de producción		
Parámetro	Valor	Unidades
Q _o	230	BPPD
Q _w	250	BAPD
Q _t	480	BFPD
BSW	52	%
P _{wf}	1057.8	psi
P _b	480	psi

Tabla A7.2. Parámetros de roca y fluido

Parámetros de roca y fluido		
Parámetro	Valor	Unidades
h	8	ft
ϕ	16	%
r _w	0.29	ft
T _y	205	°F
Bo	1.1237	By/Bn
μ _o	2	cp
C _t	6.66781E-01	psi-1
GOR	52	scf/stb
γ _g	1.5	

Tabla A7.3. Parámetros principales del modelo

Parámetros principales del modelo		
Parámetro	Valor	Unidades
K absoluta	136	mD
K _o	65.2	mD
kh	1090	mD.ft
Delta P	40.419	psi
M	-226.204	psi
P@1hr	2277.97	psi

Fuente: Petroamazonas E. P.
Realizado por: Milton Córdova

ANEXO 8: Prueba B'Up post fractura del Pozo VHR-08 en M2

Tabla A8.1. Valores de la prueba de producción

Prueba de producción		
Parámetro	Valor	Unidades
Q _o	275	BPPD
Q _w	225	BAPD
Q _t	500	BFPD
BSW	45	%
P _{wf}	1550	psi
P _b	480	psi

Tabla A8.2. Parámetros de roca y fluido

Parámetros de roca y fluido		
Parámetro	Valor	Unidades
h	17.5	ft
ϕ	11	%
r _w	0.34	ft
T _y	210	°F
Bo	1.236	By/Bn
μ _o	1.54	cp
C _t	4.35001E-01	psi-1

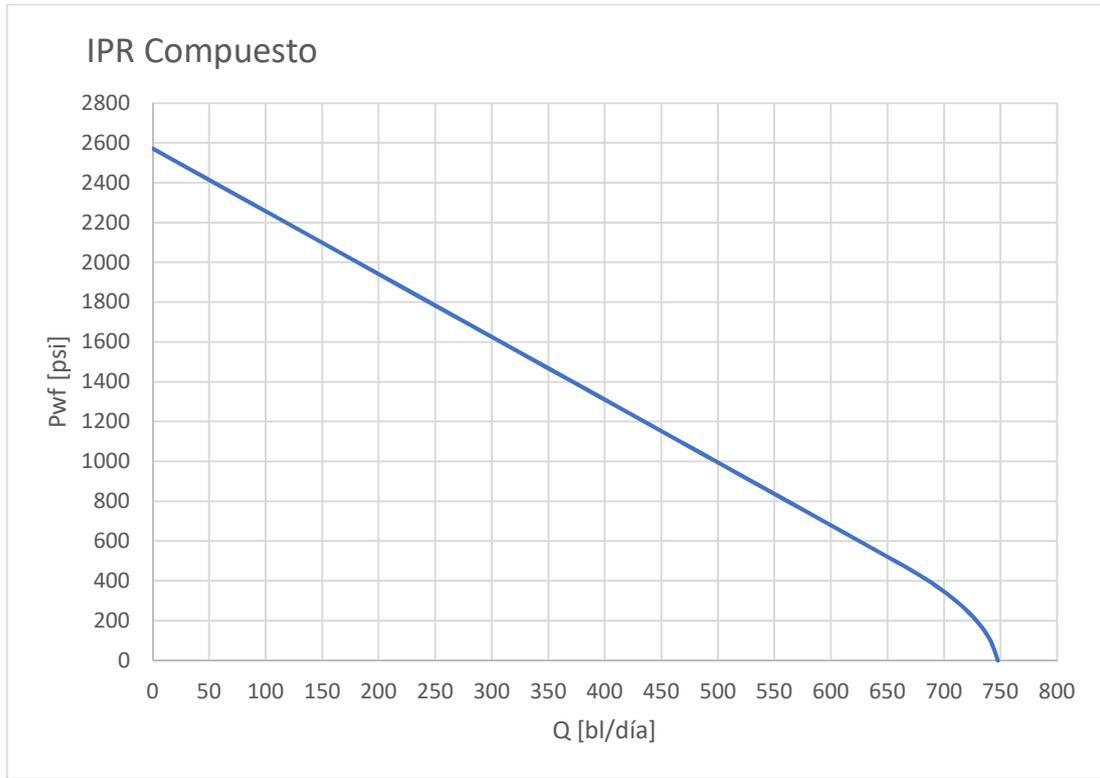
Tabla A8.3. Parámetros principales del modelo

Parámetros principales del modelo		
Parámetro	Valor	Unidades
K absoluta	34.9	mD
K _o	8.11	mD
kh	611	mD.ft
Delta P	-1308	psi

Fuente: Petroamazonas E. P.

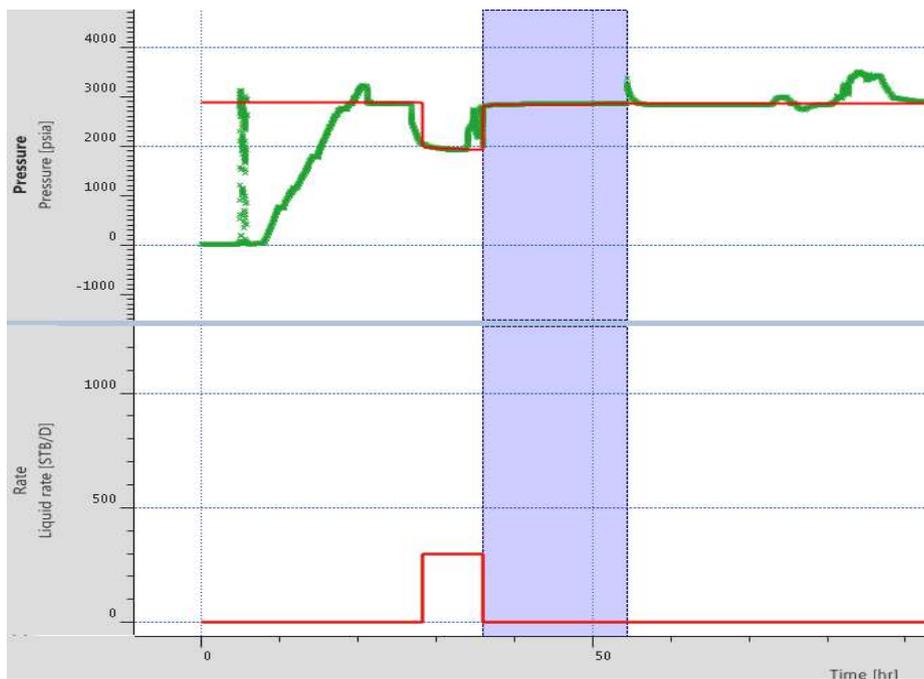
Realizado por: Milton Córdova

ANEXO 9: Curva IPR del Pozo VHR-08 para M2 en el año 2014



Fuente: Petroamazonas E. P.
Realizado por: Milton Córdova

ANEXO 10: Prueba B'Up pre fractura del Pozo VHR-13 en Ts



Fuente: Petroamazonas E. P.

Tabla A10.1. Valores de la prueba de producción

Prueba de producción		
Parámetro	Valor	Unidades
Q _o	30	BPPD
Q _w	270	BAPD
Q _t	300	BFPD
BSW	90	%
P _{wf}	2000	psi
P _b	280	psi

Tabla A10.2. Parámetros de roca y fluido

Parámetros de roca y fluido		
Parámetro	Valor	Unidades
h	12	ft
ϕ	17.7	%
r _w	0.375	ft
B _o	1.2691	B _y /B _n
μ _o	3.43	cp
C _t	6.E-06	psi-1

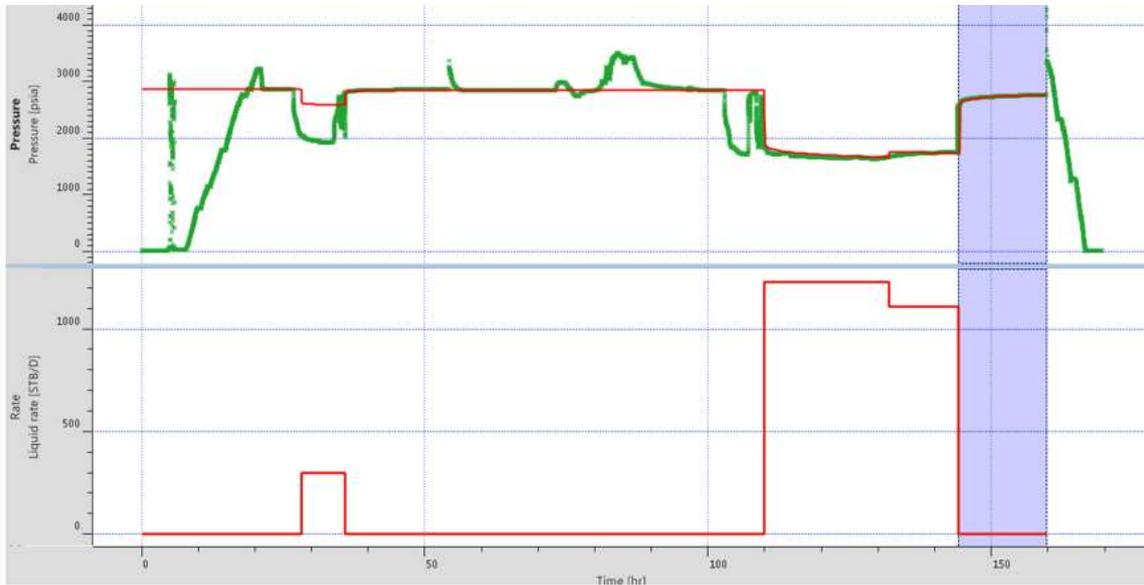
Tabla A10.3. Parámetros principales del modelo

Parámetros principales del modelo		
Parámetro	Valor	Unidades
K absoluta	714.49	md
kh	8573.92	md.ft
Delta P	752.72	psi
P _i	2879.51	psi

Fuente: Petroamazonas E. P.

Realizado por: Milton Córdova

ANEXO 11: Prueba B'Up post fractura del Pozo VHR-13 en Ts



Fuente: Petroamazonas E. P.

Tabla A11.1. Valores de la prueba de producción

Prueba de producción		
Parámetro	Valor	Unidades
Q _o	552	BPPD
Q _w	598	BAPD
Q _t	1150	BFPD
BSW	52	%
P _{wf}	1750	psi
P _b	280	psi

Tabla A11.2. Parámetros de roca y fluido

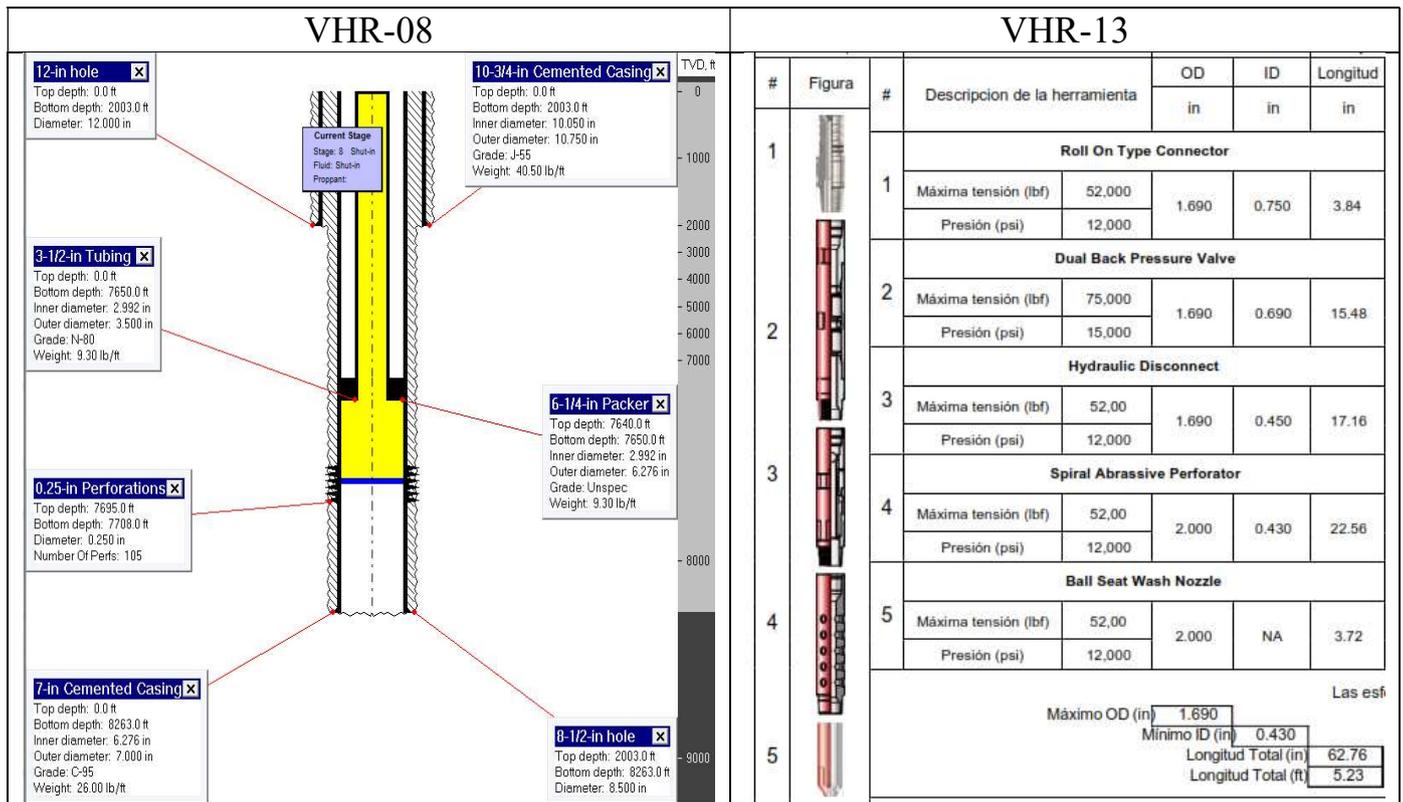
Parámetros de roca y fluido		
Parámetro	Valor	Unidades
h	12	ft
ϕ	17.7	%
r _w	0.375	ft
Bo	1.2691	By/Bn
μ_o	3.43	cp
C _t	6.E-06	psi-l

Tabla A11.3. Parámetros principales del modelo

Parámetros principales del modelo		
Parámetro	Valor	Unidades
K absoluta	958.91	md
kh	11506.9	md.pie
Delta P	- 614,27	psi
Pi	2860.48	

Fuente: Petroamazonas E. P.
Realizado por: Milton Córdova

ANEXO 12: BHA de fractura para los pozos VHR-08 y VHR-13



Fuente: Petroamazonas E. P.

ANEXO 13: Flujo neto de caja considerando la rentabilidad de la empresa operadora como inversionista (VHR-13)

MESES		4	5	6	7	8	9	10	11	12
ITEMS / (UNIDADES)		INGRESOS								
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM			10658,37	12686,68	10312,10	7991,42	6094,92	6324,24	6311,17
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls			58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38
Ingresos Totales	USD			622235,64	740648,38	602020,40	466539,10	355821,43	369209,13	368446,10
		EGRESOS								
Inversión de Fractura	USD		1763026							
Costo total de producción	USD/Bls			21,35	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35
Costo de producción mensual	USD			227556,20	270860,62	220163,34	170616,82	130126,54	135022,52	134743,48
		FLUJO NETO DE CAJA								
FNC	USD		-1763026	394679,44	469787,76	381857,06	295922,28	225694,89	234186,61	233702,63
FNC (Acumulado)	USD		-1763026	-1368346,56	-898558,80	-516701,74	-220779,45	4915,43	239102,04	472804,67
VAN al 9,25%	USD		-1763026	391780,41	462911,66	373504,18	287323,08	217526,81	224053,29	221947,92
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
ITEMS / (UNIDADES)		INGRESOS								
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM	5022,36	3961,37	4271,19	1039,42	2708,81	3936,92	4115,79	4186,74	2968,81
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53
Ingresos Totales	USD	213600,97	168477,07	181653,71	44206,53	115205,69	167437,21	175044,55	178062,05	126263,49
		EGRESOS								
Inversión de Fractura	USD									
Costo total de producción	USD/Bls	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35	21,35
Costo de producción mensual	USD	107227,39	84575,25	91189,91	22191,62	57833,09	84053,24	87872,12	89386,90	63384,09
		FLUJO NETO DE CAJA								
FNC	USD	106373,58	83901,82	90463,80	22014,92	57372,60	83383,97	87172,43	88675,15	62879,40
FNC (Acumulado)	USD	579178,25	663080,07	753543,87	775558,79	832931,38	916315,35	1003487,78	1092162,94	1155042,33
VAN al 9,25%	USD	100281,19	78515,48	84034,38	20300,06	52514,96	75763,38	78623,82	79391,71	55883,01

ANEXO 14: Flujo neto de caja considerando la rentabilidad para la empresa operadora tomando como inversionista al consorcio a cargo (VHR-13)

MESES		5	6	7	8	9	10	11	12	
		INGRESOS								
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM		10658,37	12686,68	10312,10	7991,42	6094,92	6324,24	6311,17	
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls		58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	58,38	
Ingresos Totales	USD		622235,64	740648,38	602020,40	466539,10	355821,43	369209,13	368446,10	
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
		INGRESOS								
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM	5022,36	3961,37	4271,19	1039,42	2708,81	3936,92	4115,79	4186,74	2968,81
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53
Ingresos Totales	USD	213600,97	168477,07	181653,71	44206,53	115205,69	167437,21	175044,55	178062,05	126263,49
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
		EGRESOS								
Inversión de Fractura	USD		0							
Costo total por barril	USD/Bls		50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19
Costo de producción mensual	USD		534943,59	636744,47	517564,30	401089,37	305904,03	317413,61	316757,62	
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
		FLUJO NETO DE CAJA								
FNC	USD		87292,05	103903,91	84456,10	65449,73	49917,39	51795,53	51688,48	
FNC (Acumulado)	USD		87292,05	191195,96	275652,06	341101,79	391019,18	442814,71	494503,19	
VAN al 9,25%	USD		86650,87	102383,11	82608,67	63547,83	48110,84	49554,32	49088,67	
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
		EGRESOS								
Costo total por barril	USD/Bls	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19	50,19
Costo de producción mensual	USD	252072,25	198821,16	214371,03	52168,49	135955,17	197594,01	206571,50	210132,48	149004,57
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
		FLUJO NETO DE CAJA								
FNC	USD	-38471,28	-30344,09	-32717,32	-7961,96	-20749,48	-30156,81	-31526,95	-32070,43	-22741,08
FNC (Acumulado)	USD	456031,91	425687,82	392970,50	385008,55	364259,06	334102,25	302575,30	270504,88	247763,79
VAN al 9,25%	USD	-36267,89	-28396,06	-30392,04	-7341,76	-18992,66	-27400,73	-28435,24	-28712,96	-20210,76

ANEXO 15: Flujo neto de caja considerando la rentabilidad del consorcio como inversionista (VHR-13)

MESES			5	6	7	8	9	10	11	12
ITEMS / (UNIDADES)			INGRESOS							
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM			10658,37	12686,68	10312,10	7991,42	6094,92	6324,24	6311,17
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls			28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84
Ingresos Totales	USD			307387,39	365883,85	297400,96	230472,55	175777,49	182391,08	182014,14
			EGRESOS							
Inversión de Fractura	USD		1763026							
			FLUJO NETO DE CAJA							
FNC	USD		-1763026	307387,39	365883,85	297400,96	230472,55	175777,49	182391,08	182014,14
FNC (Aumulado)	USD		-1763026	-1455638,61	-1089754,76	-792353,79	-561881,24	-386103,75	-203712,67	-21698,52
VAN al 9,25% anual	USD		-1763026	305129,54	360528,55	290895,51	223775,26	169415,96	174498,97	172859,25
MESES		13	14	15	16	17	18	19	20	21
ITEMS / (UNIDADES)		INGRESOS								
Prod. Petróleo Post Frac	BPPM	5022,36	3961,37	4271,19	1039,42	2708,81	3936,92	4115,79	4186,74	2968,81
Precio del crudo ecuatoriano	USD/Bls	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84	28,84
Ingresos Totales	USD	144844,86	114245,91	123181,12	29976,87	78122,08	113540,77	118699,38	120745,58	85620,48
		EGRESOS								
Inversión de Fractura	USD									
		FLUJO NETO DE CAJA								
FNC	USD	144844,86	114245,91	123181,12	29976,87	78122,08	113540,77	118699,38	120745,58	85620,48
FNC (Aumulado)	USD	123146,34	237392,25	360573,37	390550,24	468672,32	582213,09	700912,48	821658,06	907278,54
VAN al 9,25% anual	USD	136549,09	106911,54	114426,41	27641,82	71507,63	103164,10	107059,06	108104,67	76093,76