

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN LA ARENA U DE UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

WILSON JAVIER JIMENEZ ERAZO

wj.jmz.e@gmail.com

ALEXANDER SANTIAGO PÉREZ JÁCOME

alex90santi@gmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, agosto 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, Wilson Javier Jimenez Erazo, Alexander Santiago Pérez Jácome, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

WILSON JAVIER
JIMENEZ ERAZO

ALEXANDER SANTIAGO
PÉREZ JÁCOME

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Wilson Javier Jimenez Erazo y Alexander Santiago Pérez Jácome bajo mi supervisión.

Ing. VINICIO MELO

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, mis padres y mi hermano, que ha sido el pilar fundamental en mi vida.

A los ingenieros Vinicio Melo, José A. Salas, Jorge Velásquez y Pablo Trejo quienes nos han ayudado y dirigido en buen rumbo para la correcta realización de este proyecto.

A mis amigos que han compartido conmigo, dentro y fuera de las aulas a lo largo de mi vida estudiantil.

A la Escuela Politécnica Nacional, por tener excelentes profesores quienes nos han guiado e impartido su conocimiento y aún más importante nos comparten sus experiencias.

Wilson Javier Jimenez Erazo

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios, a mis padres, hermanos y a mi familia que me han dado un apoyo incondicional durante todas las etapas de mi vida.

A mis profesores, gracias a su estímulo y dirección me ayudaron a prepararme para los desafíos futuros.

A los Ingenieros Vinicio Melo, José Salas, Jorge Velásquez y Pablo Trejo por compartir sus conocimientos y tiempo para la culminación de este proyecto.

A Wilson por su amistad y apoyo incondicional en este proyecto además de otros aspectos de la vida

A todos mis amigos y compañeros que me apoyaron de una u otra manera para la culminación de esta meta.

A la Escuela Politécnica Nacional por guiarme en esta etapa de mi vida

Alexander Santiago.

DEDICATORIA

A mis padres Wilman y Marcia que con su esfuerzo y dedicación han hecho de mí lo que soy, por su comprensión e incondicional apoyo a lo largo de mi vida.

A mi hermano por su apoyo en los buenos y malos momentos, que además de hermano, es un amigo.

Wilson Javier Jimenez Erazo

DEDICATORIA

*A mis padres: Laura y Orgel
por su afecto, comprensión y apoyo,
guiándome en el camino de la vida
para alcanzar todas mis metas*

Alexander Santiago

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VIII
SIMBOLOGÍA.....	XIX
RESUMEN	XXIII
PRESENTACIÓN	XXIV
CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE	2
1.2.1. GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE	3
1.3. GENERALIDADES DEL CAMPO	5
1.3.1. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA.....	5
1.3.1.1 Formación Tena	7
1.3.1.1.1 Basal Tena	7
1.3.1.2 Formación Napo.....	7
1.3.1.2.1 Arena U superior	8
1.3.1.2.2 Arena U inferior	8
1.3.1.2.3 Arena T superior.....	9
1.3.1.2.4 Arena T inferior.....	9
1.3.1.3 Formación Hollín	10
1.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	10
CAPÍTULO II	16
ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADOS EN EL CAMPO SELECCIONADO, EMPLEADOS EN LA ARENA U	16
2.1 INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	16
2.1.1 DEFINICIÓN.....	16
2.1.2 RESEÑA HISTÓRICA	18
2.1.3 OBJETIVO.....	19
2.1.4 BENEFICIOS DE REALIZAR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	20
2.2. FACTORES QUE INFLUENCIAN EN LA FRACTURA	20
2.2.1. ESFUERZOS LOCALES	20
2.2.2. PRESIÓN DE SOBRECARGA	22
2.2.3. COEFICIENTE DE BIOT	23
2.2.4. PRESIÓN DE PORO.....	24

2.2.5.	PRESIÓN NETA DE FRACTURA	24
2.2.6.	GRADIENTE DE FRACTURA	26
2.2.7.	COMPORTAMIENTO DE LA ROCA	27
2.2.7.1	Relación de Poisson.....	27
2.2.7.2	Módulo de Young	28
2.2.7.3	Compresibilidad de la roca	29
2.2.7.4	Dureza.....	30
2.2.8.	OTRAS PRESIONES INVOLUCRADAS EN EL PROCESO	30
2.2.8.1.	Presión hidrostática, P_{hyd}	30
2.2.8.2.	Pérdida por fricción, P_{fric}	31
2.2.8.3.	Presión de tratamiento en fondo, P_{wb}	32
2.2.8.4.	Presión de fricción en las perforaciones (cañoneos), P_{perf}	32
2.2.8.5.	Presión de tortuosidad, P_{tort}	32
2.2.8.6.	Presión del fluido para fractura, P_{frac}	32
2.2.9.	DIRECCIÓN DE FRACTURA.....	33
2.3.	MODELOS DE FRACTURA HIDRÁULICA	33
2.3.1	GRUPO 1 (PKN).....	34
2.3.2	GRUPO 2 (KGD)	36
2.3.3	MODELOS EN TRES DIMENSIONES	37
2.3.3.1	Modelo general 3D	37
2.3.3.2	Pseudo 3D.....	37
2.3.3.3	No planar 3D	40
2.4	FLUIDOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	40
2.4.1	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	41
2.4.2	PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN	43
2.4.3	COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE TRATAMIENTO Y EL FLUIDO DE FORMACIÓN	44
2.4.4	TIPOS DE FLUIDOS PARA FRACTURAMIENTO	45
2.4.4.1	Geles base agua	45
2.4.4.2	Geles base aceite.....	45
2.4.4.3	Fluidos multifásicos	46
2.4.4.4	Ácidos.....	47
2.4.4.5	Viscoelásticos.....	47
2.4.4.6	Polímeros	48
2.4.4.7	Agentes de reticulación (Crosslinkers)	48
2.4.4.8	Aditivos.....	51
2.5	AGENTE APUNTALANTE	54

2.5.1	PROPIEDADES.....	54
2.5.1.1.	Apuntalantes elasto-frágiles	54
2.5.1.2.	Apuntalantes elasto-plásticos.....	54
2.5.2	TIPOS.....	55
2.5.2.1.	Arena regular	55
2.5.2.2.	Arena recubierta con resina	56
2.5.2.3.	Apuntalante de resistencia intermedia (ISP)	57
2.5.2.4.	Apuntalantes de alta resistencia (HSP).....	58
2.6	CARACTERÍSTICAS DE LA FRACTURA.....	59
2.6.1	PRESIÓN DE CIERRE DE LA FRACTURA	59
2.6.2	PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA.....	60
2.6.2.1	Crecimiento vertical	61
2.6.2.2	Crecimiento horizontal.....	61
2.6.3	LONGITUD MEDIA DE LA FRACTURA (x_f)	61
2.6.4	CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA.....	62
2.7	EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO	62
2.7.1	MEZCLADOR PROGRAMABLE DE DENSIDAD ÓPTIMA II (POD BLENDER)	64
2.7.2	MEZCLADOR DE PRECISIÓN CONTINUO (PCM)	65
2.7.3	BOMBA PARA ESTIMULACIÓN DE ALTA PRESIÓN	65
2.7.4	CONTENEDOR DE ARENA.....	66
2.7.5	CAMIÓN DE ARENA.....	67
2.7.6	CAMIÓN MÚLTIPLE.....	68
2.7.7	CAMIÓN LABORATORIO	69
2.7.8	UNIDAD DE FRACCAT	70
2.7.9	DENSITÓMETRO EN LÍNEA (DOWNSTREAM).....	71
2.7.10	EQUIPO DE TRATAMIENTO	72
2.7.10.1	Mangueras	72
2.7.10.2	Tubería de hierro.....	73
2.7.10.3	Uniones giratorias	74
2.7.10.4	Válvulas.....	75
2.7.10.5	Líneas de evacuación	76
CAPÍTULO III		78
EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ALTERADAS DEBIDO A LA ESTIMULACIÓN PARA SELECCIONAR LOS PROCESOS CON MEJORES RESULTADOS.....		78
3.1.	PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	80
3.1.1.	ANÁLISIS PRELIMINAR	80
3.1.2.	EJECUCIÓN DEL TRABAJO	80

3.1.2.1.	Diseño de la fractura (Simulación)	81
3.1.2.1.1.	Fluidos	81
3.1.2.1.2.	Apuntalante	83
3.1.2.1.3.	PropGUARD (Aditivo para evitar el reflujo de apuntalante)	83
3.1.2.1.4.	Simulación FracCADE	84
3.1.2.1.5.	Resultados de la simulación del tratamiento	87
3.1.2.2.	Ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico	89
3.1.2.2.1.	Programa de trabajo	89
3.1.2.2.2.	Pruebas de MNFO (Minifalloff) y DataFRAC	90
3.1.2.2.3.	Rediseño de la fractura.....	94
3.1.2.3.	Evaluación del tratamiento.....	95
3.1.3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	98
3.2.	CARACTERÍSTICAS DE ROCA Y FLUIDO ALTERADAS EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	98
3.3.	RESULTADOS DE LOS POZOS ESTIMULADOS CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	103
3.3.1.	PARÁMETROS ANTES DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	104
3.3.2.	RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE PARÁMETROS TRAS EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	122
3.3.2.1.	Producción	122
3.3.2.2.	Materiales empleados	139
3.3.2.3.	Proceso de fracturamiento hidráulico.....	142
3.3.3.	SELECCIÓN DE LOS PROCESOS CON LOS MEJORES RESULTADOS	156
CAPÍTULO IV.....		159
PROPUESTA DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.		159
4.1.	PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	165
4.1.1.	ANÁLISIS PRELIMINAR	165
4.1.2.	EJECUCIÓN DEL TRABAJO	165
4.1.2.1.	Diseño de la fractura (simulación).....	165
4.1.2.1.1.	Pre flujo one step.....	166
4.1.2.1.2.	Fluidos para fractura.....	166
4.1.2.1.3.	Apuntalante	167
4.1.2.1.4.	PROPGUARD.....	167
4.1.2.1.5.	Fluidos de limpieza	167
4.1.2.2.	Ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico	168
4.1.2.3.	Evaluación del tratamiento de fracturamiento hidráulico	172
4.1.2.4.	Consideraciones para arranque del pozo	172

CAPÍTULO V	173
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	173
5.1. ANÁLISIS TÉCNICO.....	173
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	173
5.2.1. DESCRIPCIÓN DE COSTOS INVOLUCRADOS EN EL TRABAJO ..	173
5.2.2. INDICADORES ECONÓMICOS.....	174
5.2.2.1. Valor actual neto (VAN).....	174
5.2.2.2. Tasa interna de retorno (TIR).....	175
5.2.2.3. Relación costo/beneficio (RCB)	176
5.3. RESULTADOS.....	176
CAPÍTULO VI.....	178
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	178
6.1. CONCLUSIONES	178
6.2. RECOMENDACIONES.....	180
GLOSARIO.....	182
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	189
ANEXOS	191

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Datos de las arenas presentes en el campo	15
2.1	Densidades de varias sustancias y matrices	23
2.2	Coefficiente de biot de varias matrices	24
2.3	Rango típico de valores de módulo de Young y relación de Poisson	28
2.4	Clasificación de los apuntalantes de acuerdo a la presión de cierre	60
3.1	Datos del apuntalante	83
3.2	Descripción de trabajo	85
3.3	Total de fluidos	86
3.4	Total de apuntalante	86
3.5	Porcentaje de colchón	86
3.6	Tasa de bombeo	95
3.7	Total en pista	96
3.8	Comparación de producciones pozo "X-046"	122
3.9	Historial de producción post fractura pozo "X-046"	123
3.10	Comparación de producciones pozo "X-130D"	124
3.11	Historial de producción post fractura pozo "X-130D"	124
3.12	Comparación de producciones pozo "X-141D"	125
3.13	Historial de producción post fractura pozo "X-141D"	126
3.14	Comparación de producciones pozo "X-226"	127
3.15	Historial de producción post fractura pozo "X-226"	128
3.16	Comparación de producciones pozo "X-150D"	129
3.17	Historial de producción post fractura pozo "X-150D"	129
3.18	Comparación de producciones pozo "Y-010"	131
3.19	Historial de producción post fractura pozo "Y-010"	131
3.20	Comparación de producciones pozo "X-072"	133
3.21	Historial de producción post fractura pozo "X-072"	133
3.22	Comparación de producciones pozo "Y-015D"	134
3.23	Historial de producción post fractura pozo "Y-015D"	135
3.24	Comparación de producciones pozo "X-080"	136
3.25	Historial de producción post fractura pozo "X-080"	136
3.26	Comparación de producciones pozo "X-099"	137
3.27	Historial de producción post fractura pozo "X-099"	138
3.28	Materiales empleados en el fracturamiento hidráulico para pozos de arena U inferior	140
3.29	Materiales empleados en el fracturamiento hidráulico para pozos de arena U superior	141
3.30	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-046"	143
3.31	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-130D"	145
3.32	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-141D"	146
3.33	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-226"	147
3.34	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-150D"	149

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.35	Geometría simulada y obtenida, pozo "Y-010"	150
3.36	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-072"	151
3.37	Geometría simulada y obtenida, pozo "Y-015D"	152
3.38	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-080"	153
3.39	Geometría simulada y obtenida, pozo "X-099"	156
3.40	Comparación de eficiencia del fracturamiento hidráulico para pozos de arena U inferior	157
3.41	Comparación de eficiencia del fracturamiento hidráulico para pozos de arena U superior	158
4.1	Comparaciones entre tiempos de limpieza y evaluación de fluido, limpieza de arena frente a la variación en la producción	164
4.2	Rango de valores óptimos para el diseño	171
5.1	Costos asociados a trabajos de fractura	174
5.2	Posibles elecciones según el VAN	175
5.3	Interpretación del valor de RCB	176
5.4	Indicadores económicos del proyecto	177

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Estratigrafía de la Cuenca Oriente	4
1.2	Perfilaje generalizado de la formación napo de la Cuenca Oriente	6
1.3	Presión vs tiempo, Basal Tena.	7
1.4	Presión vs tiempo, arena "U".	8
1.5	Presión vs tiempo, arena "T".	9
1.6	Factor volumétrico del petróleo vs presión	11
1.7	Factor volumétrico del gas vs presión	11
1.8	Factor volumétrico total vs presión	12
1.9	Relación gas-petróleo vs presión	13
1.10	Relación gas-petróleo producido vs presión	14
2.1	Pozo vertical con fractura	17
2.2	Esfuerzos normal y cortante	21
2.3	Esfuerzos normales	21
2.4	Comportamiento idealizado de crecimiento de fractura según Nolte-Smith	25
2.5	Comportamiento real de crecimiento de fractura según Nolte-Smith	26
2.6	Esquema de presiones significativas durante la fractura	31
2.7	Modelo PKN	35
2.8	Modelo KGD	36
2.9	Propagación de la fractura usando la geometría de p3D	38
2.10	Representación conceptual del modelo "lumped"	39
2.11	Ancho y altura de un modelos p3D	39
2.12	Distribución de longitud y altura de un modelo p3D	40
2.13	Viscosidad relativa vs temperatura	50
2.14	Arena regular	56
2.15	Arena recubierta con resina (rcp)	57
2.16	Apuntalante de resistencia intermedia	58
2.17	Apuntalantes de alta resistencia	59
2.18	Equipos para un tratamiento típico de fractura hidráulica	63
2.19	POD Blender II	64
2.20	PCM	65
2.21	Bomba para estimulación	66
2.22	Contenedor de arena	67
2.23	Camión de arena	67
2.24	Camión múltiple (vistas izquierda y derecha)	68
2.25	Camión laboratorio	69
2.26	Unidad fraccat	70
2.27	Densitómetro en línea (downstream)	71
2.28	Mangueras de succión	72
2.29	Mangueras de descarga	73
2.30	Tubería de hierro	74
2.31	Unión giratoria	75

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.32	Válvulas tapón	75
3.1	Perfil de concentración por área	87
3.2	Perfil de bombeo	88
3.3	Efecto del coeficiente de pérdida de fluido en el volumen de fluido requerido.	92
3.4	Efecto del daño del empaque de apuntalante y longitud de la fractura en el valor actual neto de la fractura.	93
3.5	Procedimiento de bombeo típico de servicio DATAFRAC.	93
3.6	Comportamiento de las pruebas minifalloff y DATAFRAC	94
3.7	Ejecución del trabajo de fractura hidráulica	97
3.8	Geometría de fractura obtenida	97
3.9	Fractura hidráulica alineada en la dirección de la propagación	99
3.10	Tasa de flujo y área de drenaje / pozo	100
3.11	Cambio de la producción por fractura	101
3.12	Prueba de conductividad para apuntalante bauxita 20/40	102
3.13	Fractura con apuntalante	103
3.14	Perfilaje de pozo "X-046"	105
3.15	Historial de producción pozo "X-046"	105
3.16	Perfilaje de pozo "X-130D"	107
3.17	Historial de producción pozo "X-130D"	108
3.18	Perfilaje de pozo "X-141D"	110
3.19	Perfilaje de pozo "X-226"	111
3.20	Perfilaje de pozo "X-150D"	112
3.21	Historial de producción pozo "X-150D"	112
3.22	Perfilaje de pozo "Y-010"	113
3.23	Historial de producción pozo "Y-010"	114
3.24	Perfilaje de pozo "X-072"	115
3.25	Historial de producción pozo "X-072"	116
3.26	Perfilaje de pozo "Y-015D"	117
3.27	Historial de producción pozo "Y-015D"	117
3.28	Perfilaje de pozo "X-080"	118
3.29	Historial de producción pozo "X-080"	119
3.30	Perfilaje de pozo "X-099"	120
3.31	Historial de producción pozo "X-099"	121
3.32	Historial de producción post fractura pozo "X-046"	123
3.33	Historial de producción post fractura pozo "X-130D"	125
3.34	Historial de producción post fractura pozo "X-141D"	127
3.35	Historial de producción post fractura pozo "X-226"	128
3.36	Historial de producción post fractura pozo "X-150D"	130
3.37	Historial de producción post fractura pozo "Y-010"	132
3.38	Historial de producción post fractura pozo "X-072"	134
3.39	Historial de producción post fractura pozo "Y-015D"	135
3.40	Historial de producción post fractura pozo "X-080"	137
3.41	Historial de producción post fractura pozo "X-099"	138
3.42	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-046"	142

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.43	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-046"	143
3.44	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-130D"	144
3.45	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-130D"	144
3.46	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-141D"	145
3.47	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "x-141D"	146
3.48	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-226"	147
3.49	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-226"	147
3.50	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-150D"	148
3.51	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-150D"	148
3.52	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "Y-010"	149
3.53	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "Y-010"	150
3.54	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-072"	151
3.55	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-072"	151
3.56	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "Y-015D"	152
3.57	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "Y-015D"	153
3.58	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-080"	154
3.59	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-080"	154
3.60	Perfil simulado de fractura y concentración de apuntalante: pozo "X-099"	155
3.61	Perfil obtenido de fractura y concentración de apuntalante una vez realizada la fractura en el pozo "X-099"	155
4.1	Variación en la producción frente a la limpieza de arena	160
4.2	Variación en la producción frente al tiempo de evaluación y limpieza	161

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Factor volumétrico del petróleo	10
1.2	Factor volumétrico del gas	12
1.3	Factor volumétrico total	12
1.4	Relación gas - petróleo	13
2.1	Mínimo esfuerzo horizontal	22
2.2	Presión de sobrecarga	22
2.3	Gradiente de sobrecarga	23
2.4	Presión neta de fractura	24
2.5	Gradiente de fractura	26
2.6	Relación de Poisson (Deformaciones)	27
2.7	Relación de Poisson (Velocidades de onda)	27
2.8	Módulo de Young	28
2.9	Compresibilidad	29
2.10	Compresibilidad de los poros	29
2.11	Compresibilidad de la matriz	29
2.12	Compresibilidad total de la roca	30
2.13	Presión hidráulica	31
2.14	Presión de tratamiento en fondo	32
2.15	Pérdida de presión en las perforaciones	32
2.16	Presión del fluido para fractura	33
2.17	Ancho máximo de la fractura (Modelo PKN)	35
2.18	Módulo elástico de corte	35
2.19	Ancho máximo de la fractura (Modelo KGD)	36
2.20	Calidad de espuma	47
2.21	Eficiencia de fluido	52
2.22	Presión de cierre	60
2.23	Conductividad adimensional de la fractura	62
5.1	Valor actual neto	175
5.2	Tasa interna de retorno	175
5.3	Relación costo/beneficio	176

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American petroleum institute	
∂	Derivada	
A	Área, pie ²	L ²
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BES	Bombeo electro sumergible	
BF	Barril fiscal	L ³
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BHA	Bottom hole assembly (Ensamblaje de fondo de pozo)	
BHFP	Bottom hole flowing pressure (Presión de fondo fluyente)	
bl	Barril	L ³
bpm	Barriles por minuto	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BSW	Basic sediments and water (Contenido de agua y sedimentos)	
C	Compresibilidad, psi ⁻¹	Lt ² /M
Cb	Compresibilidad total de la roca, psi ⁻¹	Lt ² /M
Cd	Coefficiente de descarga	
CIBP	Casing irretrievable bridge plug (Tapón puente)	
cm	Centímetro	L
CMHPG	Caboxylmethylhydroxypropyl	
Co	Compresibilidad del petróleo, psi ⁻¹	Lt ² /M
CO ₂	Dióxido de carbono	
Cp	Compresibilidad de los poros, psi ⁻¹	Lt ² /M
cp	Centi poise	M/Lt
CPS	Completions	
Cr	Compresibilidad de la matriz, psi ⁻¹	Lt ² /M
CT	Coiled tubing	
d	Día	t
D	Profundidad, pie	L
Dp	Diámetro de perforaciones, pg	L
E	Módulo de Young, psi	M/Lt ²
EOJ	End of job (Fin de trabajo)	
F	Fuerza, lbf	ML/t ²
FCD	Conductividad adimensional	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
FG	Gradiente de fractura, psi/pie	M/L ² t ²
G	Módulo elástico de corte, psi	M/Lt ²
g	Gramo	M
γ	Factor geométrico	
gal	Galón	L ³
HCl	Ácido clorhídrico	
HEC	Hidroxietilcelulosa	
hf	Altura media de la fractura, pie	L
HPG	Hidroxipropilguar	
HSP	High-strength proppant (Apuntalante de alta resistencia)	
Hyd	Hidrostática	
Hz	Hertzio	1/t
ISIP	Instantaneous shut-in pressure	
ISP	Intermediate-strength proppant (Apuntalante de resistencia intermedia)	
KGD	Kristianovich, Geerstma y Daneshy	
km	Kilómetro	L
Ko	Permeabilidad efectiva al petróleo, mD	L ²
L	Longitud, pie	L
lb	Libra	M
m	Metro	L
MD	Measure depth (Profundidad medida), pie	L
mD	mili darcy (0.001 darcy)	L ²
min	Minuto	t
MNFO	MiniFallOff	
MTU	Mobile test unit	
η	Eficiencia	
N	Nitrógeno	
NE	Noreste	
NO	Noroeste	
Np	Número de perforaciones	
°F	Grado Fahrenheit	T
P	Presión, psi	M/Lt ²
P3D	Pseudo 3D	
Pb	Presión de burbuja, psi	M/Lt ²
PCM	Continuous precision mixer (Mezclador de precisión continuo)	
PCS	Pie cúbico estándar	L ³
pg	Pulgada	L
pH	Potencial hidrógeno	
PKN	Perkins, Kern y Nordgren	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
POD	Programmable optimum density (Programable de densidad óptima)	
POES	Petróleo original en sitio, bl	L ³
PPA	Pounds of proppant added (Libras de apuntalante por galón de fluido)	
ppg	Pound per gallon (Libra por galón)	M/L ³
PSG	Goma guar	
psi	Pound per square inch (Libra por pulgada cuadrada)	M/Lt ²
psig	Pound per square inch gauge	M/Lt ²
PVT	Presión, Volumen, Temperatura	
q	Caudal, bpm	L ³ /t
Q	Calidad	
RBP	Retrivable bridge plug	
RCB	Relación costo-beneficio	
RCP	Resin-coated proppants (Apuntalante curable de resina)	
Rp	Relación gas – petróleo producido, pie ³ /bl	
Rs	Relación gas – petróleo, pie ³ /bl	
σ	Esfuerzo normal	
s	Segundo	T
σ_{ext}	Esfuerzo tectónico	
SG	Specific gravity (Gravedad específica)	
σ_{min}	Mínimo esfuerzo horizontal	
SO	Sureste	
σ_{ov}	Presión de sobrecarga, psi	M/Lt ²
σ_{ovg}	Gradiente de sobrecarga, psi/pie	M/L ² t ²
T	Temperatura, °F	T
TCP	Tubing conveyed perforating	
Ti	Arena T inferior	
TIR	Tasa interna de retorno	
TVD	True vertical depth (Profundidad vertical verdadera), pie	L
U	Viscosidad, cp	M/Lt
Ui	Arena U inferior	
Uo	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt
Uob	Viscosidad del petróleo en punto de burbuja, cp	M/Lt
Us	Arena U superior	
V	Volumen	L ³
v	Velocidad, km/s	L/t
VAN	Valor actual neto	
Vg	Volumen de gas, pie ³	L ³

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
V_o	Volumen de petróleo, bl	L^3
WHP	Well head pressure (presión de cabeza), psi	M/Lt^2
WO	Work Over (Reacondicionamiento)	
WS	Well Services	
w_w	Máximo ancho de fractura, pg	L
x_f	Longitud media de la fractura, pie	L
Z	Factor de compresibilidad	
α	Coefficiente de Biot	
β_g	Factor volumétrico del gas, pie ³ /PCS	
β_o	Factor volumétrico del petróleo, bl/BF	
Bob	Factor volumétrico del petróleo en punto de burbuja, bl/BF	
Bt	Factor volumétrico total, bl/BF	
ε	Deformación	
\emptyset	Porosidad	
ν	Relación de Poisson	
ρ	Densidad, ppg	M/L^3
τ	Esfuerzo de corte	

RESUMEN

En el primer capítulo se realiza una descripción general de la Cuenca Oriente, continuando con las generalidades y características estratigráficas del campo estudiado, para finalizar con un análisis de las características de los fluidos.

En el segundo capítulo se estudia los procesos de fracturamiento hidráulico aplicados en el campo, iniciando con la historia y teoría de los trabajos de fracturamiento hidráulico, los factores que influyen a la fractura, características de la fractura, los diferentes modelos de fracturamiento, fluidos para fractura, agentes apuntalantes y por último, equipos que se utilizan en los trabajos de fracturamiento hidráulico.

En el tercer capítulo se analiza los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los pozos: X-046, X-130, X-141D, X-226, X-150D, Y-010, X-072, Y-015D, X-080 y X-099, para evaluar sus características tras el proceso de estimulación con el fin de seleccionar los tratamientos con los mejores resultados.

En el cuarto capítulo se presenta una propuesta de proceso de fracturamiento hidráulico, el cual se ajusta de mejor manera a las características que presentan los reservorios de la arena U del campo en estudio, con el fin de obtener los incrementos en la producción esperados.

En el quinto capítulo se realiza un análisis técnico-económico del proyecto, se inicia justificando técnicamente el motivo por el cual se realiza un tratamiento de este tipo, a continuación el análisis económico, basándose en los indicadores económicos VAN, TIR y RCB que demuestran la rentabilidad del proceso recomendado frente a los procesos que se han utilizado previo a este estudio.

Finalmente, en el sexto capítulo se establecen las conclusiones y recomendaciones que se adquirieron tras la realización del presente proyecto.

PRESENTACIÓN

La realización de este proyecto se encuentra focalizada en analizar los tratamientos de fracturamiento hidráulico realizados a diez pozos productores del campo seleccionado, en los cuales se analiza la posibilidad de incrementar su potencial mediante una estimulación (fracturamiento hidráulico) en la arena U superior o U inferior.

Se analiza registros eléctricos, historiales de workovers, completaciones, y reportes de tratamiento de fracturamiento hidráulico, además de la comparación entre producciones pre y post fractura, basándose en esta información se realiza un proceso que se ajustará óptimamente a las características de la arena U del campo, dicho proceso, fue el resultado de un minucioso estudio de los resultados de cada tratamiento efectuado en los diferentes pozos analizados.

Este documento contiene información y criterios, los cuales fueron desarrollados con el fin de mejorar los procesos de fracturamiento hidráulico, que en algunos casos no obtuvieron los resultados esperados; además de instruir al lector sobre el método de estimulación por fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad los campos maduros aportan un 70% de la producción mundial, en su mayor parte dichos campos se encuentran en fase secundaria o terciaria de producción. Por lo que su optimización y mantenimiento es un punto clave para la industria y la matriz energética, esto se logra utilizando adecuados métodos de estimulación y se debe tener optimas prácticas de mantenimiento del pozo para prolongar su vida útil y obviamente su producción. Dichos métodos de estimulación han sido utilizados alrededor del mundo obteniendo diferentes resultados y experiencias, por todos los estudios realizados se tiene ya un proceso que funciona perfectamente en los campos en los cuales se ha estudiado o en otros donde su litología sea similar, sin embargo surge la necesidad, de realizar estudios por separado en cada campo ya que su mineralogía, estructura, fluido, permeabilidad, entre otras características, cambia inclusive de pozo a pozo. Por ello ese proceso deberá ser modificado según los parámetros exclusivos de cada reservorio.

Dado esto, en el país no se debe tomarlo a la ligera ya que la mayoría de campos en el Ecuador son campos maduros que producen ya, por más de 40 años, además poseen en promedio un corte de agua entre 50 y 70% con permeabilidades entre 10 y 500 mD.

El Campo del Oriente Ecuatoriano escogido para realizar este estudio, es uno de los campos más importantes en el país, con más de 44 años de producción, no ha dejado de ser un pilar fundamental en la economía, puesto que su producción es aproximadamente 65000 bl netos de crudo, dicha producción se ha logrado, llevando a cabo varios trabajos de estimulación, para zonas de bajas permeabilidades y/o depletadas, además también gracias a la perforación de nuevos pozos. Estos trabajos logran que su producción actual se mantenga

en un aumento progresivo. Actualmente el campo se encuentra limitado en la producción, debido a que las estaciones de producción no están preparadas para la cantidad de fluido que se produce en los pozos.

1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente se encuentra ubicada al Este de la Cordillera de los Andes, entre los 77°45' y 75°15' de Longitud Occidental y 0°15' de Latitud Norte y 4°30' de Latitud Sur.

La Cuenca Oriente Ecuatoriana tiene una extensión aproximada de 100,000 km² y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco, las cuales se extienden a lo largo de 6,400 km. desde Venezuela hasta la parte austral de Argentina. Están limitadas al Oeste por la Cordillera de los Andes y por el Este con el Cratón Guayano-Brasilero. Desde el punto de vista tectónico se subdivide en dos regiones o zonas: una adyacente a la Cordillera Central llamada zona Subandina y hacia el Este la cuenca Oriental propiamente dicha.

A la parte norte de la cuenca Oriental del Ecuador el escudo Guayanés presenta una saliente la cual estrecha la cuenca oriental en la parte Norte, esta saliente es conocida como la saliente de Vaupés. Los Campos más importantes se encuentran en la llanura amazónica, y las estructuras productoras son anticlinales de bajo relieve, que en algunos casos cierran contra fallas subverticales-inversas, reactivadas en el Cretácico y/o en el Terciario. Las principales unidades de reservorio constituyen las areniscas basales de la formación Terciaria Tena; las areniscas "M1", "M2", "U" y "T" de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del Cretácico inferior. Las calizas "A", "B" y la arenisca "M2" de Napo; así como los depósitos conglomeráticos de la formación Tiyuyacu se consideran reservorios marginales. Los reservorios en forma general, presentan las características estratigráficas, constituidos por areniscas de origen fluvial (canales apilados) a la base, y depósitos de ambientes estuarinos y marino transicional hacia el tope. Las areniscas de los niveles superiores presentan geometrías complejas,

mientras que en la base generalmente, la arenisca se presenta masiva, homogénea y arealmente continúa.

1.2.1. GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE

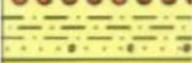
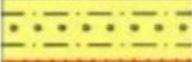
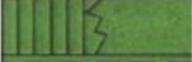
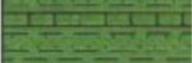
El Dominio Occidental o Sistema Subandino presenta de Norte a Sur 3 zonas morfo-estructurales:

- El levantamiento Napo que corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE-SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas.
- La Depresión Pastaza donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina-Cordillera Oriental
- La Cordillera de Cutucú, la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de NS a NNO-SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Fm. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fm. Pumbuiza y Macuma).

El Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi abarcan los tiempos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente (Sacha, Shushufindi, Libertador). Está deformado por mega-fallas en transpresión, orientadas NNE-SSO, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie. El Dominio Oriental o Sistema Capirón-Tiputini corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal.

La figura 1.1 que es la columna estratigráfica general, muestra los principales aspectos estratigráficos y de la geología del petróleo para la Cuenca Oriente.

FIGURA 1. 1 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		
Q		MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados	
TERCIARIO	OLIGOCENOEOCENO – PLIOCENO	CHAMBIRA		Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTIN.
		ARANJUNO		Conglomerados, arcillas en partes	
		CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARINO
		ORTEGUASA		Lutitas pardas, poca arenisca	CONTINENT.
		TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	
CRETÁCICO	MAAS	TENA		Arcilla roja y areniscas	MARINO
		M – 1		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	
	APT – SANT	NAPO		"A" – Arenisca "U" – Caliza "B" – Arenisca "T" – Caliza	
		HOLLÍN		Arenisca cuarzosa blanca	
JURÁSICO	M U	Misahulli		Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	CONTINENTAL
		CHAPIZA		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	
PALEOZOICO	MISSDEV – PERMPENSS – L	SANTIAGO		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	MARINO
		MACUMA		Caliza, lutita, dolomita, arenisca	
		PUMBUIZA		Lutita gris-negro	
P C		BASAMENTO		Esquisto, gneis, granito	

FUENTE: Departamento de geología, Petroecuador

La parte basal de la columna está conformado por las formaciones pre-Cretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma y Pumbuiza. Este intervalo estratigráfico ha sido poco estudiado y es actualmente considerado como el basamento comercial de la cuenca.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia por la presencia de saturaciones de petróleo. En este intervalo se encuentran las areniscas de la formación “Hollín” y las areniscas “M1”, “M2”, “U” y “T” de la formación Napo, las que constituyen los principales reservorios de la Cuenca Oriente.

1.3. GENERALIDADES DEL CAMPO

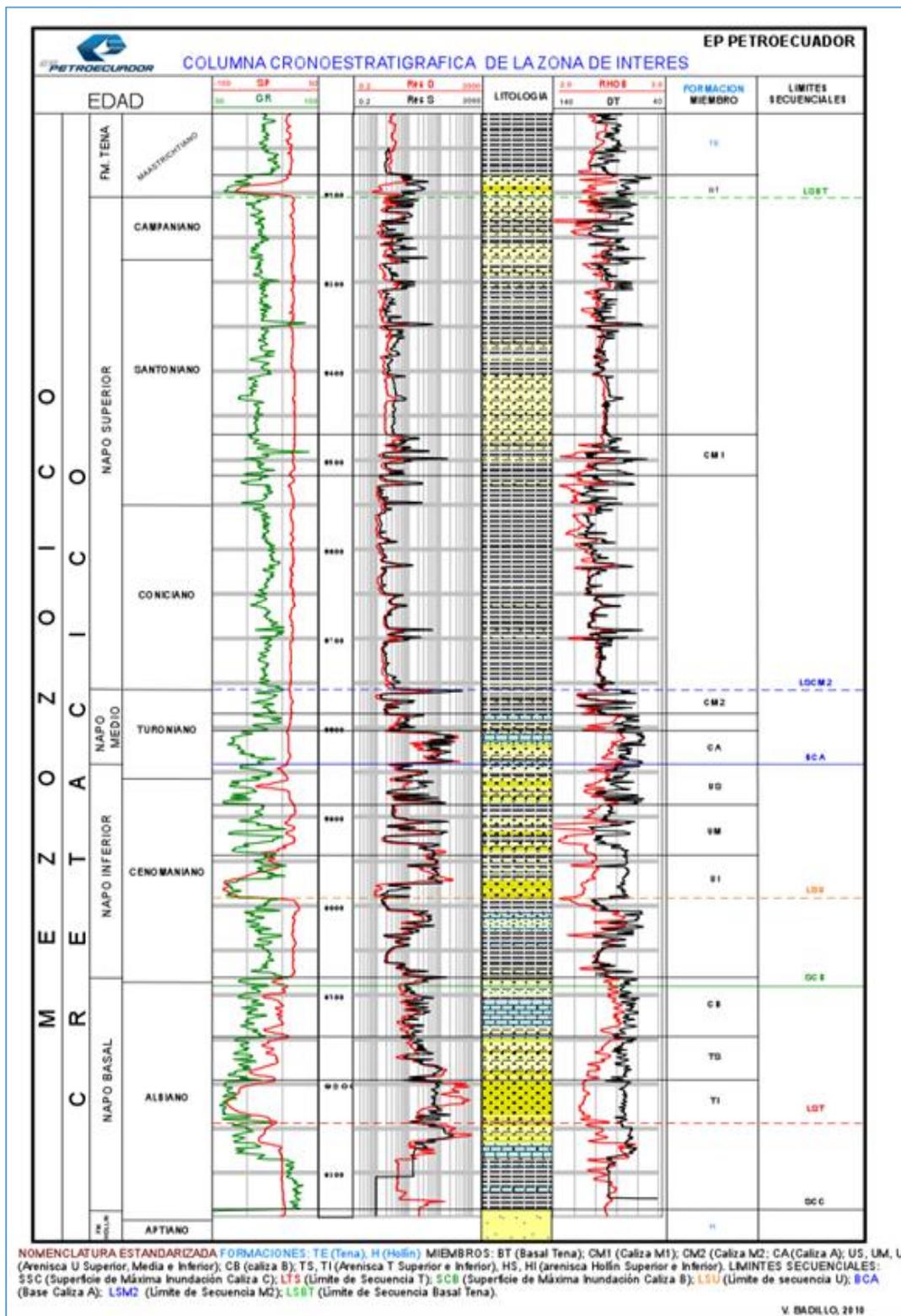
1.3.1. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA

La litología identificada en el campo es la representativa de toda la Cuenca Oriente. Las arenas consideradas reservorios son de grano medio con valores altos de esfericidad mayormente impregnados de petróleo.

Los estratos productivos del campo son las arenas “U”, “T” y “Hollín” de los cuales proviene la mayoría del petróleo conocido a la fecha de la Cuenca Oriente.

La figura 1.2 muestra el perfilaje generalizado del campo de la formación Napo.

FIGURA 1. 2 PERFILAJE GENERALIZADO DE LA FORMACIÓN NAPO DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

1.3.1.1 Formación Tena

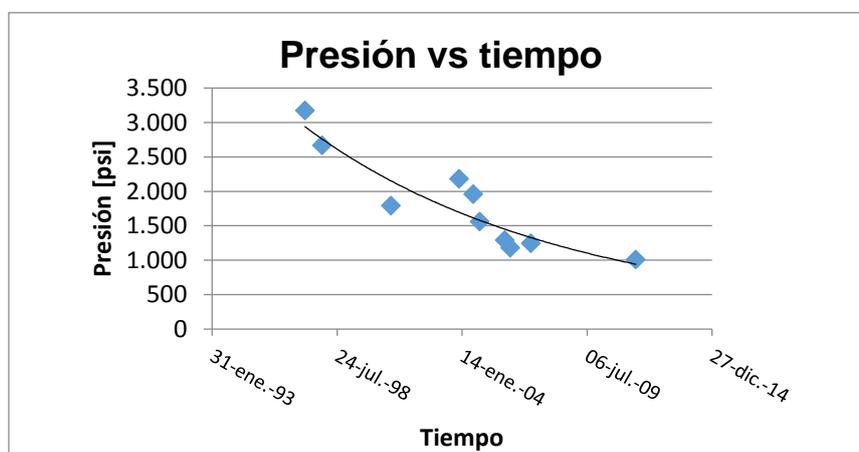
Se encuentra en toda la Cuenca Oriente, se ubica sobre la formación Napo, la cual está constituida por limolita, areniscas cuarzosas con un tamaño de grano entre medio y fino, esta formación tiene un espesor entre 1,640 a 3,280 pies.

1.3.1.1.1 Basal Tena

Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, grano medio subredondeado, fiable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo.

Siendo un reservorio secundario, tiene la tendencia de orientarse en dirección Sur-Suroeste, esta formación presenta un espesor que varía entre 1 y 22 pies. La figura 1.3 muestra la declinación de la presión en función del tiempo en la formación Basal Tena.

FIGURA 1. 3 PRESIÓN VS TIEMPO, BASAL TENA.



FUENTE: Base de datos, Petroamazonas

1.3.1.2 Formación Napo

Los yacimientos U y T tienen similares características, tanto en origen como en constitución, siendo formadas por areniscas de granos finos.

Basándose en las características petrofísicas, en los horizontes calcáreos y en las características de los fluidos que la saturan, se la subdivide en:

1.3.1.2.1 Arena U superior

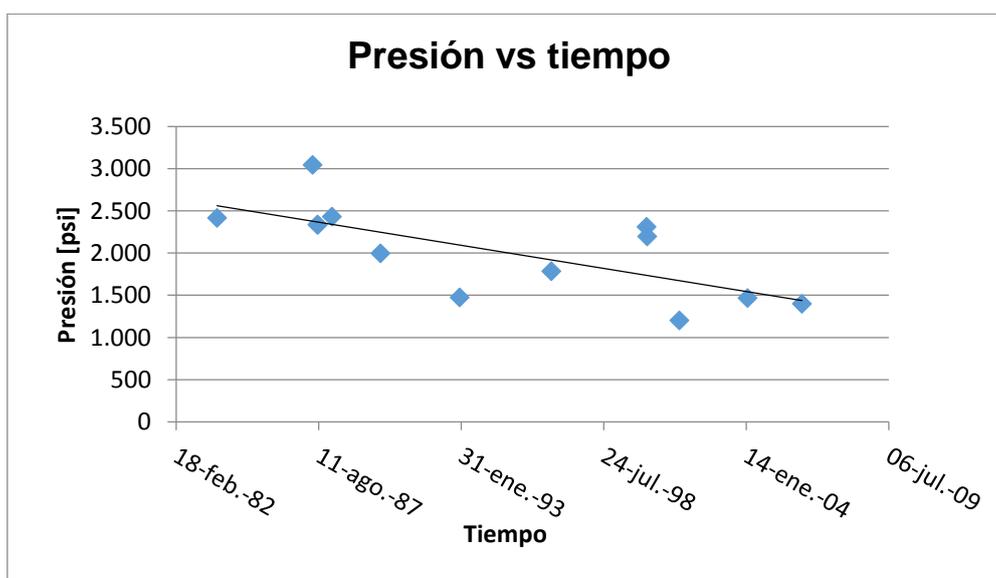
Es considerada como un reservorio secundario debido a la producción, además es conocida como la arenisca "G2", mantiene el espesor por todo el campo el cual oscila entre 5 y 80 pies, su tope es la caliza "A" y su base "U inferior".

Está constituida por areniscas con interacciones de lutitas, con gran cantidad de arcilla lo que disminuye su capacidad de roca reservorio.

1.3.1.2.2 Arena U inferior

Se encuentra presente en todo el campo, se encuentra constituida por areniscas de matriz arcillosa, el espesor está comprendido entre 20 y 100 pies. La figura 1.4 muestra la declinación de la presión con respecto al tiempo de la arena U.

FIGURA 1. 4 PRESIÓN VS TIEMPO, ARENA "U".



FUENTE: Base de datos, Petroamazonas

1.3.1.2.3 Arena T superior

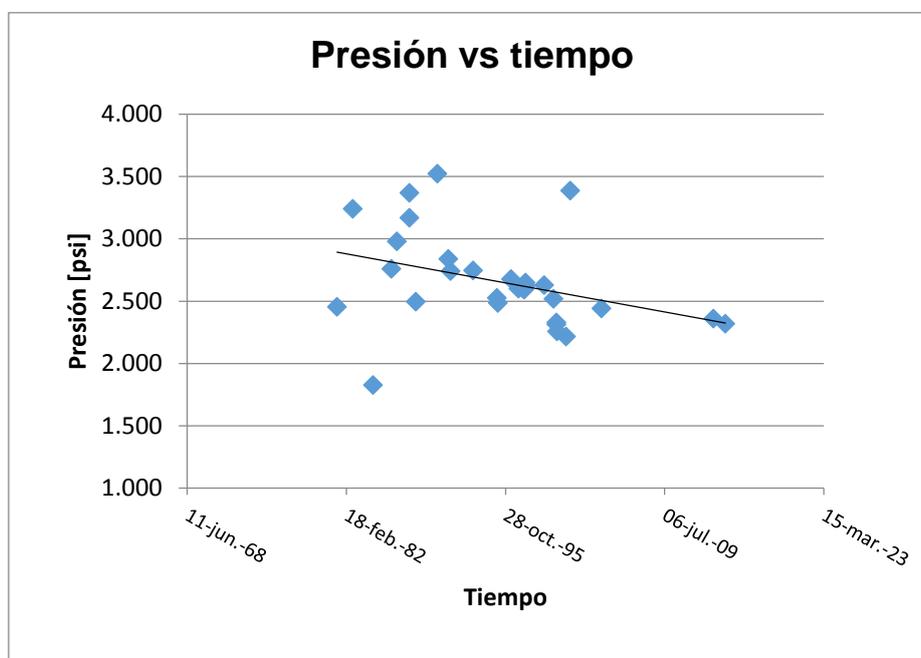
Formada por areniscas de grano fino con los poros cubiertos por limo o arenisca de grano fino y posible cementación de cuarzo. Es una formación de permeabilidad baja si se la compara con la T inferior, es considerada un reservorio secundario, el espesor oscila entre 60 y 140 pies.

1.3.1.2.4 Arena T inferior

Formada por areniscas cuarzosas, con interacciones de lutitas, porosa y permeable.

Las correlaciones estratigráficas muestran claramente la continuidad del reservorio en dirección Sur-Norte y Oeste-Este, el espesor oscila entre 30 y 110 pies. La figura 1.5 muestra la declinación de la presión con respecto al tiempo de la arena T.

FIGURA 1. 5 PRESIÓN VS TIEMPO, ARENA "T".



FUENTE: Base de datos, Petroamazonas

1.3.1.3 Formación Hollín

Formada por arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, con una matriz silíceea, posee un acuífero de fondo por lo que cuenta con un mecanismo de empuje hidráulico. Ubicada sobre la formación Misahualli y en contacto bajo la formación Napo. Se encuentra a una profundidad aproximada de 9,880 pies de profundidad, con un espesor estimado de 390 pies.

1.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

Los parámetros PVT son:

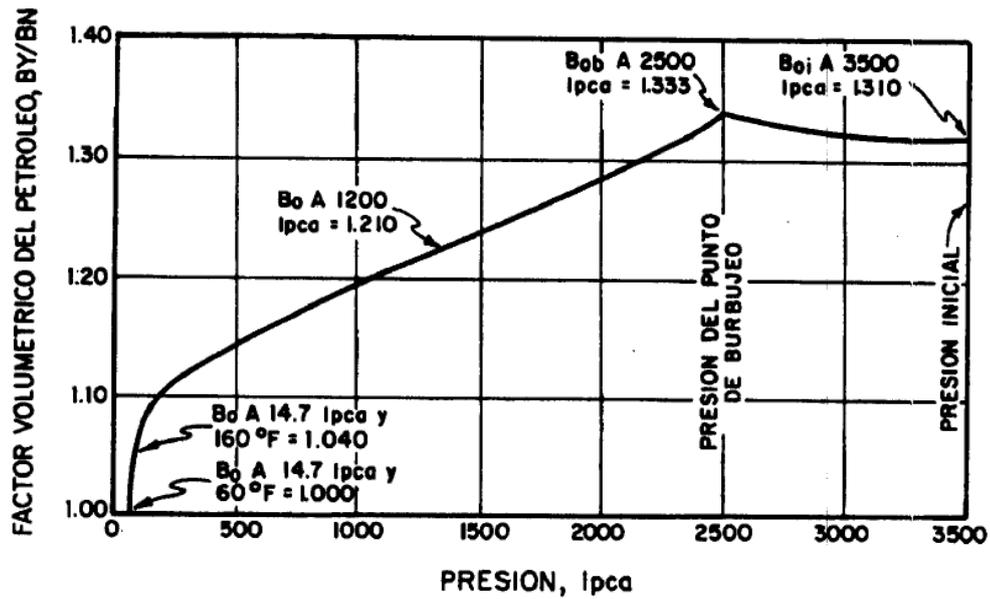
- **Factor volumétrico del petróleo (β_o)**

El factor volumétrico es la relación del volumen de petróleo con gas en solución a condiciones de yacimiento y su volumen correspondiente a condiciones de superficie.

$$\beta_o = \frac{Vol(\text{petróleo} + \text{gas en solución})_{\text{cond.yac.}}}{Vol(\text{petróleo})_{\text{cond.super.}}} \quad (1.1)$$

A medida que la presión disminuye y se encuentra sobre el punto de burbuja, este valor aumenta, debido a que el petróleo se expande. Cuando la presión baja del punto de burbuja este valor disminuye, debido a que, el crudo libera el gas en solución contenido en éste y su volumen disminuye, este comportamiento se puede observar en la figura 1.6.

FIGURA 1. 6 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO VS PRESIÓN



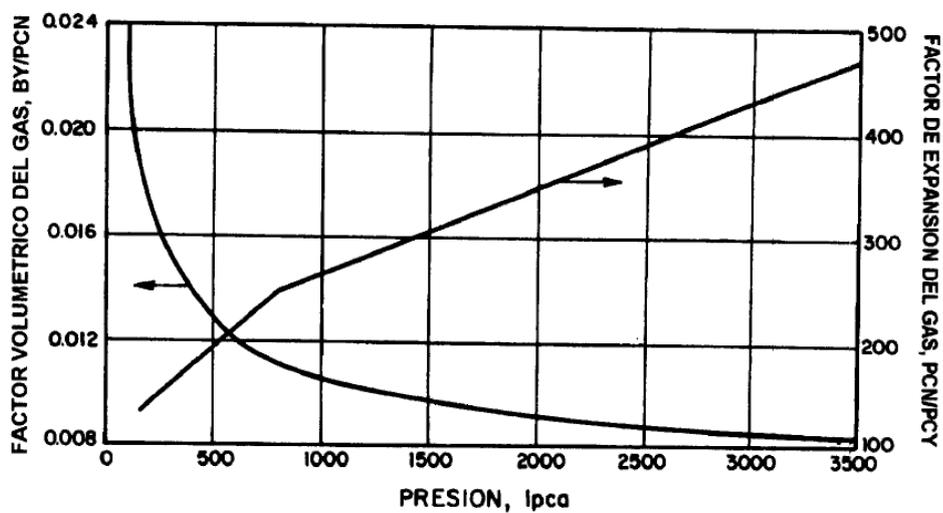
FUENTE: Banzer Carlos, Correlaciones numéricas PVT

ELABORADO POR: Banzer Carlos

- Factor volumétrico del gas (β_g)

Básicamente es la relación de volumen de gas en yacimiento y su correspondiente volumen en superficie. Este comportamiento se muestra en la figura 1.7.

FIGURA 1. 7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS VS PRESIÓN



FUENTE: Banzer Carlos, Correlaciones numéricas PVT

ELABORADO POR: Banzer Carlos

Partiendo de la ecuación de gas real se puede, obtener la siguiente ecuación.

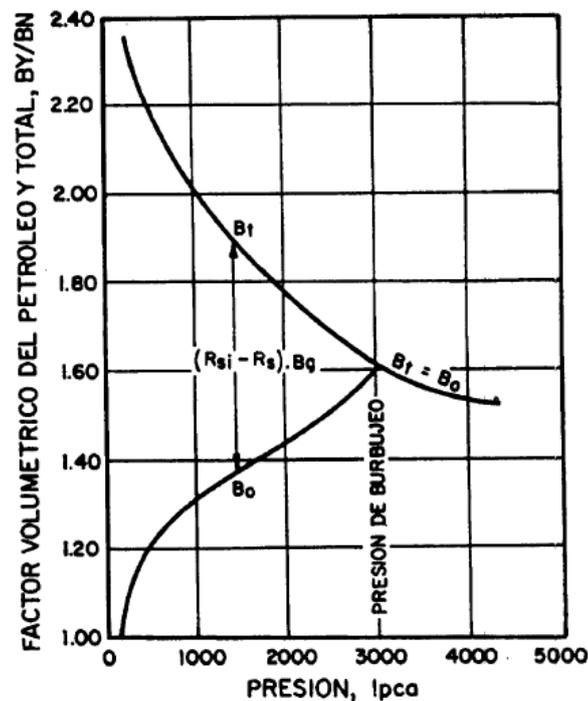
$$\beta_g = 0.02829 \frac{Z_{yac} T_{yac}}{P_{yac}} \quad (1.2)$$

- **Factor volumétrico total (β_t)**

Denomina al volumen que ocupa un barril de petróleo más el volumen de gas disuelto inicialmente a cualquier presión y temperatura. Cuando el petróleo libera este gas, se sigue tomando en cuenta el volumen que ocupa ese mismo, anteriormente disuelto, a la nueva temperatura y presión. La figura 1.8 muestra el comportamiento del factor volumétrico total con respecto a la presión.

$$\beta_t = \beta_o + \beta_g (R_{si} - R_s) \quad (1.3)$$

FIGURA 1. 8 FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL VS PRESIÓN



FUENTE: Banzer Carlos, Correlaciones numéricas PVT

ELABORADO POR: Banzer Carlos

- **Relación gas – petróleo (Rs)**

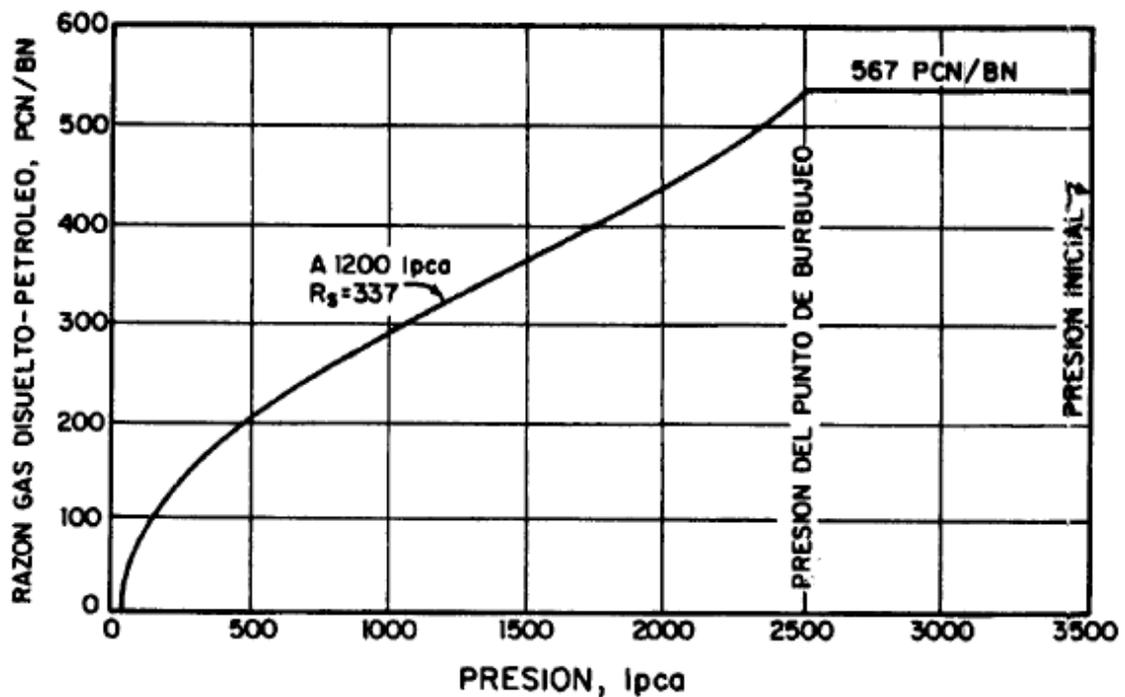
Se define como el gas en solución en pies cúbicos que pueden disolverse en un barril de petróleo a determinada condición de temperatura y presión.

Rs, mantiene un valor con presiones mayores a las de burbuja y bajo esta presión, el valor disminuye, ya que el gas disuelto se libera.

$$R_s = \frac{V_{gs}(PCS)}{V_{os}(BF)} \quad (1.4)$$

La figura 1.9 muestra el comportamiento de la relación gas petróleo con respecto a la presión.

FIGURA 1. 9 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO VS PRESIÓN



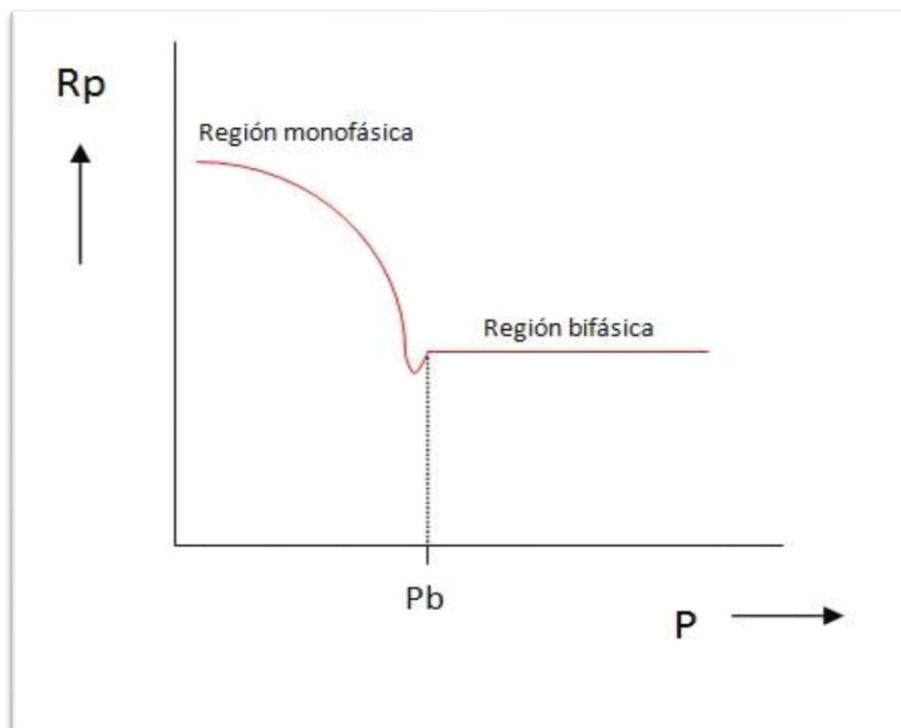
FUENTE: Banzer Carlos, Correlaciones numéricas PVT

ELABORADO POR: Banzer Carlos

- **Relación gas – petróleo producido (Rp)**

Se refiere al volumen en pies cúbicos de gas producido entre los barriles de petróleo producido. A presiones mayores que las de burbuja este valor permanece constante, bajo este punto el gas se empieza a liberar, quedando atrapado en el yacimiento por lo que sólo se produce gas en solución. Cuando el gas llegue a su saturación crítica se producirá conjuntamente con el petróleo. La figura 1.10 muestra el comportamiento de la relación gas petróleo producido con respecto a la presión.

FIGURA 1. 10 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO PRODUCIDO VS PRESIÓN



FUENTE: <http://petroleovivo.blogspot.com/>

ELABORADO POR: Sira Lage

Permite relacionar volúmenes de crudo en condiciones de reservorio y volúmenes a condiciones estándar (14.7 psi y 60 °F).

Los análisis PVT son necesarios para tener conocimiento sobre las propiedades de los fluidos en el reservorio. Este se debe llevar a cabo al principio de la vida productiva del yacimiento. Con estos datos se puede llevar

a cabo el diseño de instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos, permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento, predecir su vida productiva, definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados. Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado, hacen más factibles la realización de los estudios.

El análisis se lo realiza tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- Presión estática del yacimiento
- Presión de fondo fluyente
- Presión y temperatura a la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Tasas de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque
- Factor de volumétrico del petróleo.

La tabla 1.1 muestra un resumen de parámetros de las arenas U y T de Napo además de Basal Tena.

TABLA 1. 1

DATOS DE LAS ARENAS PRESENTES EN EL CAMPO

Reservorio	Pres. reser. (psi)	Temp. reser. (°F)	Prof. (pie)	Rsb (pie ² /bl)	Pb (psi)	°API	Y _g	Uoi (cp)	Uob (cp)	βoi (BF/bl)	βob (BF/bl)	Co (psi ⁻¹) x10 ⁶	Ko (mD)	Grad. pres. (psi/pie)	Grad. temp. (°F/100 pie)
Basal Tena	3530	185	7549	160	960	24	0.98	3.5	2.32	1.11	1.12	4.97	656	0.394	1.2
Arena U	3867	198	8210	220	1239	17-30	0.98	2.2	1.52	1.14	1.16	5.96	350-451	0.39	1.2
Arena T	4042	200	8515	250	1227	28-32	1.05	1.5	0.99	1.15	1.17	6.15	259-465	0.377	1.2

FUENTE: Base de datos, Petroamazonas

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

CAPÍTULO II

ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADOS EN EL CAMPO SELECCIONADO, EMPLEADOS EN LA ARENA U

2.1 INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1.1 DEFINICIÓN

Proceso de estimulación en el cual se bombea un fluido (generalmente viscoso) al pozo, a una tasa y presión, que deben superar la resistencia natural del reservorio, para así generar una fractura hidráulica con geometría definida (altura, longitud y ancho) con la finalidad de incrementar el índice de productividad y por ende la producción, cambiando el patrón de flujo del pozo de radial a lineal, con el consecuente aumento del área de drenaje.

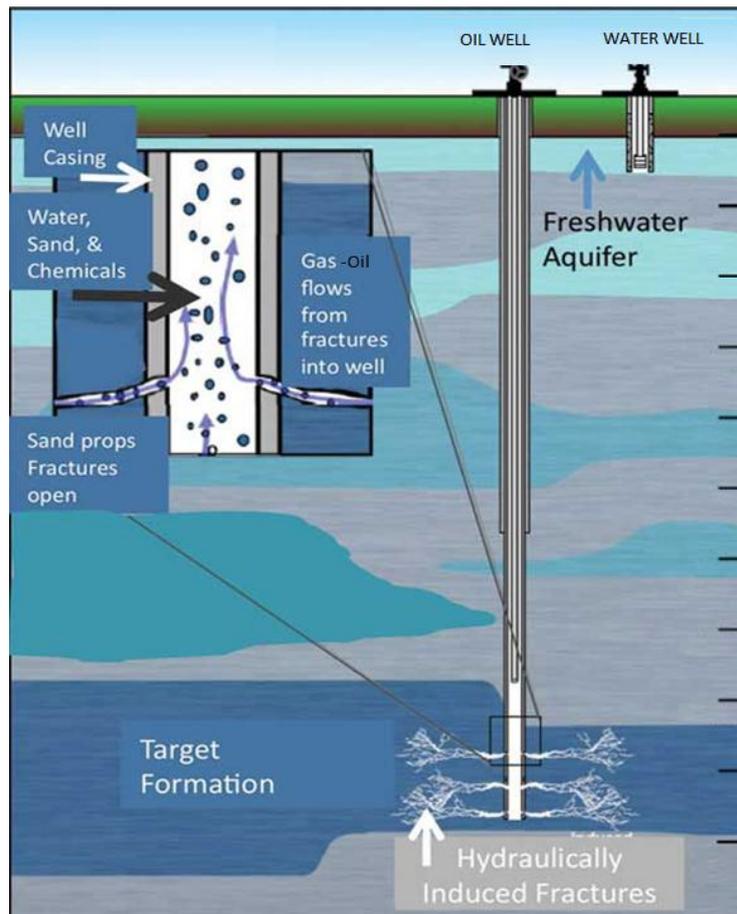
Cuando se alcanza el volumen de fractura requerido, se le agrega un material sólido (apuntalante) para evitar el cierre de la fractura, al disminuir la presión aplicada en el reservorio.

Al utilizar apuntalantes (arenas) como sostén de la fractura abierta dentro del reservorio, se denomina fractura apuntalada y se aplica especialmente en areniscas.

Al utilizar químicos para formar canales con forma de gusano (worm hole) en el reservorio que permitan el flujo hacia el pozo, se denomina fractura ácida. Generalmente HCl como fluido para fractura para formaciones con carbonatos (calizas y dolomitas).

La figura 2.1 muestra una fractura hidráulica inducida en un pozo vertical.

FIGURA 2. 1 POZO VERTICAL CON FRACTURA



FUENTE: Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources

Cabe recalcar en este punto que los fracturamientos hidráulicos no están confinados para reservorios de baja permeabilidad, como se pensaba anteriormente. El surgimiento de fracturamiento en reservorios de alta permeabilidad, demuestra que no existe diferencia entre reservorios de baja y alta permeabilidad en términos de beneficios obtenidos, por otro lado y más importante, es que para cualquier volumen de apuntalante a inyectarse, existe sólo una geometría de fractura que maximizará la producción. Esta geometría óptima consistirá en longitud y ancho adecuados, conociéndose como optimización física.

En formaciones de baja permeabilidad, la fractura óptima será una fractura larga y angosta; por el contrario en un yacimiento de alta permeabilidad la

fractura óptima deberá ser corta y ancha. Sin embargo esto no puede ser económicamente viable.

El fracturamiento hidráulico se realiza generalmente para:

- Remover (By pass) el daño cercano al pozo y restablecer el estado natural del pozo.
- Para extender la trayectoria conductora dentro de la formación y por lo tanto incrementar el nivel natural de producción.
- Para alterar el flujo de fluidos en la formación.

2.1.2 RESEÑA HISTÓRICA

En 1947 Floyd Farris de Stanolind Oil & Gas Corporation, realizó un estudio que constituye la primera experiencia de fracturamiento hidráulico, en un yacimiento de gas de Hugoton, en el condado de Grant en el suroeste de Kansas por la operadora Stanolind. Dicha experiencia se basó en la inyección, en la formación de piedra caliza a 2,400 pies, de 1,000 galones de gasolina gelatinosa y arena del río Arkansas Estados Unidos. El tratamiento no tuvo mayor éxito.

En 1949 se le concedió una licencia exclusiva a Halliburton Oil Company. El 17 de marzo del mismo año, realizó los 2 primeros tratamientos de fracturamiento hidráulico en Stephens, Oklahoma y en Archer, Texas.

En 1952 se realizaron trabajos de fracturamiento con agentes apuntalantes en la Unión Soviética y en países Europeos, incluyendo el norte de África. Noruega, Polonia, Checoslovaquia, Yugoslavia, Hungría, Austria, Francia, Italia, Bulgaria, Rumanía, Turquía, Túnez y Argelia también incursionaron en esta nueva técnica.

Para finales de 1955 se habían realizado más de 100,000 tratamientos individuales.

En 1968, Pan American Petroleum hace del tratamiento un trabajo masivo en Stephens, Oklahoma, utilizando agentes apuntalantes. En 1970 los tratamientos de fractura hidráulica se los realizaba al oeste de Canadá, Rotliegend, en Alemania, Países Bajos y en el Mar del Norte, Reino Unido. Con el descubrimiento y existencia de reservorios de Gas con arenas consolidadas de muy baja permeabilidad (Tight Gas, Unconventional Gas) haciendo de su recuperación, un problema y siendo económicamente no rentable; en 1973 se realizaron fracturas hidráulicas en miles de pozos de gas en la cuenca del Río Verde, Clinton-Medina y en el Cotton Valley.

Para 1980, Texaco, incursiona en pozos horizontales de crudo y en pozos de gas, realizando trabajos de fractura hidráulica demostrando, que estos eran más eficientes en un pozo horizontal que en un vertical.

Para 1982 Nolte y Smith introducen el concepto de presión neta de fractura, útil para monitorear las presiones y entender el proceso de fractura, para su futura optimización.

Anadarko Petroleum y Devon Energy, basados en las prácticas predecesoras, desarrollan la técnica de fracturamiento conocida como "Slickwater Fracture", que básicamente era añadir productos químicos al agua, para aumentar la eficiencia del mismo proceso y la producción.

En la actualidad se realizan fracturas hidráulicas con agua, geles, espumas, entre otros con un sin número de aditivos y agentes apuntalantes que mejoran la eficacia y rentabilidad, sin embargo el principio básico del proceso no ha sufrido cambios.

2.1.3 OBJETIVO

El principal objetivo del fracturamiento hidráulico en la industria del petróleo es mejorar la productividad de los pozos mediante la creación de un área de alta conductividad en el reservorio, alrededor del pozo, que cambia el patrón de

flujo de radial a lineal. Logrando que el aporte de fluidos de la formación hacia el pozo se permita sin restricciones significativas.

2.1.4 BENEFICIOS DE REALIZAR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico permite:

- Incrementar la tasa de producción de petróleo y/o gas.
- Lograr conectar fracturas naturales presentes en el reservorio.
- Reducir la deposición de asfáltenos.
- Controlar la producción de finos.
- Desarrollar reservas adicionales.
- Disminuye la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo.
- Disminuye el número de pozos para drenar un área.

2.2. FACTORES QUE INFLUENCIAN EN LA FRACTURA

2.2.1. ESFUERZOS LOCALES

Primero se debe definir que es esfuerzo. Se denomina esfuerzo al conjunto de fuerzas que actúan sobre un cuerpo o material y tienden a deformarlo. Usualmente se describe en términos de unidades de fuerza por unidad de área, dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza en relación a la superficie.

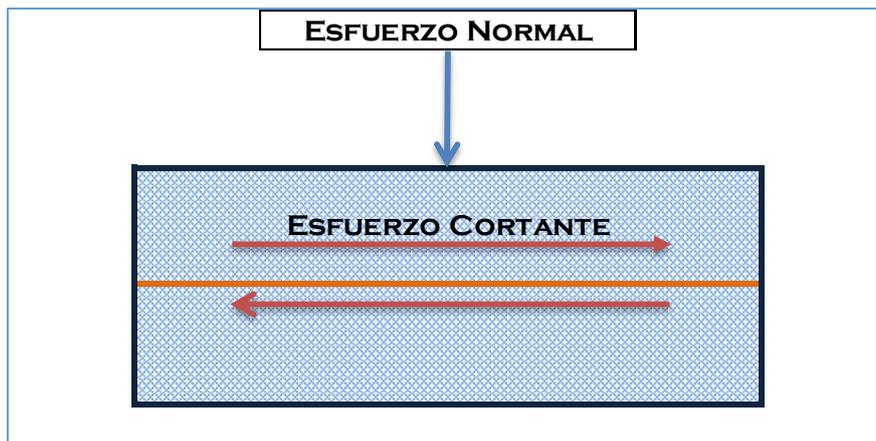
El esfuerzo local es una medida de la fuerza que actúa sobre un área determinada, está compuesto por componentes normales y componentes de corte.

El esfuerzo normal (σ) es el que se aplica en forma perpendicular a un plano o a la superficie de la roca. Si tira de él, será esfuerzo de tracción, si lo empuja, será esfuerzo de compresión.

El esfuerzo de corte (τ) se aplica a lo largo de la cara del plano. Es decir paralelos al plano o cara de la roca.

La figura 2.2 muestra las direcciones de los esfuerzos normal y cortante.

FIGURA 2. 2 ESFUERZOS NORMAL Y CORTANTE

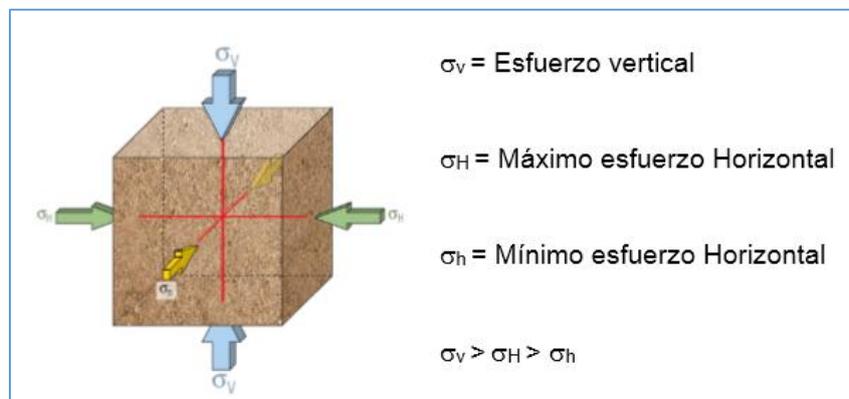


ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

Los esfuerzos efectivos son la carga neta soportada por la estructura mineral sólida, esto se da, debido a que parte de las cargas en el reservorio es soportada por el fluido. Estos se representan por la letra σ' .

Una vista tridimensional las direcciones de los esfuerzos vertical y horizontal se muestran en la figura 2.3

FIGURA 2. 3 ESFUERZOS NORMALES



FUENTE: John Cook, Las rocas importan: Realidades de la geomecánica

ELABORADO POR: John Cook

Dichos esfuerzos deforman la roca, y a la larga conllevan a fracturas, además pueden incidir directamente en la orientación de las fracturas. Por lo general en pozos verticales o direccionales la fractura hidráulica será vertical, debido a los esfuerzos en el reservorio.

La propagación de una fractura hidráulica será perpendicular al mínimo esfuerzo principal. Para una fractura vertical el mínimo esfuerzo horizontal puede calcularse usando:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_1 - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_{ext} \dots \quad (2.1)$$

Dónde: σ_h = Mínimo esfuerzo horizontal
 ν = Relación de Poisson
 σ_1 = Esfuerzo de sobrecarga
 α = Coeficiente de Biot
 p_p = Presión de poro o presión del fluido de reservorio
 σ_{ext} = Esfuerzo tectónico

2.2.2. PRESIÓN DE SOBRECARGA

Se define como presión de sobrecarga a la presión ejercida por las capas suprayacentes de la formación de interés. Esta presión es ejercida tanto sobre la roca matriz, como el fluido contenido en ésta.

Es función principalmente de las densidades de las rocas, porosidad y los fluidos presentes en las capas suprayacentes.

$$\sigma_{ov} = 0.052 * \rho_b * D \quad (2.2)$$

Dónde: σ_{ov} = Presión de sobrecarga (psi)
 ρ_b = Densidad de la formación (ppg)
 D = Profundidad (pie)

$$\sigma_{ovg} = 0.433 [(1 - \phi)\rho_{ma} + (\phi * \rho_f)] \quad (2.3)$$

Dónde: σ_{ovg} = Gradiente de sobrecarga. (psi/pie)
 ϕ = Porosidad expresada como una fracción
 ρ_{ma} = Densidad de la matriz. (g/cm³)
 ρ_f = Densidad del fluido de la formación. (g/cm³)

La tabla 2.1 muestra las densidades de varias sustancias y matrices que se usarán en el cálculo de la presión y gradiente de sobrecarga.

TABLA 2. 1
DENSIDADES DE VARIAS SUSTANCIAS Y MATRICES

Sustancia	Densidad (g/cm ³)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Cal	2.35
Arcilla	2.7 - 2.8
Agua Potable	1
Agua de Mar	1.03 - 1.06
Aceite	0.6 - 0.7
Gas	0.015

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

2.2.3. COEFICIENTE DE BIOT

Representa la relación, entre el volumen de agua desplazado fuera de la roca y el cambio total de volumen por deformación a una presión constante del fluido.

La tabla 2.2 muestra los coeficientes de Biot de varias matrices.

TABLA 2. 2
COEFICIENTE DE BIOT DE VARIAS MATRICES

Litología	Radio α
Arcilla	1
Barro endurecido	0.96
Arenisca	0.72
Caliza	0.8
Basalto	0.24

FUENTE: P.A. Domenico & F.W. Schwartz, Physical and Chemical Hydrogeology

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

2.2.4. PRESIÓN DE PORO

Es la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca y normalmente se relaciona con la salinidad del fluido. La presión se incrementa en forma predecible con la profundidad, en las áreas de presión normal.

El gradiente de presión hidrostática normal para el agua dulce es de 0.433 psi/pie y de 0.465 psi/pie para el agua con 100,000 ppm de sólidos disueltos totales (un agua típica de la Costa del Golfo). Las desviaciones respecto de la presión normal se describen como presión alta o baja.

2.2.5. PRESIÓN NETA DE FRACTURA

Está definido como el excedente de la presión del fluido para fractura dentro de la misma, partiendo de la presión para que la fractura se mantenga abierta, es decir:

$$P_{net} = P_{frac} - P_{cierre} \quad (2.4)$$

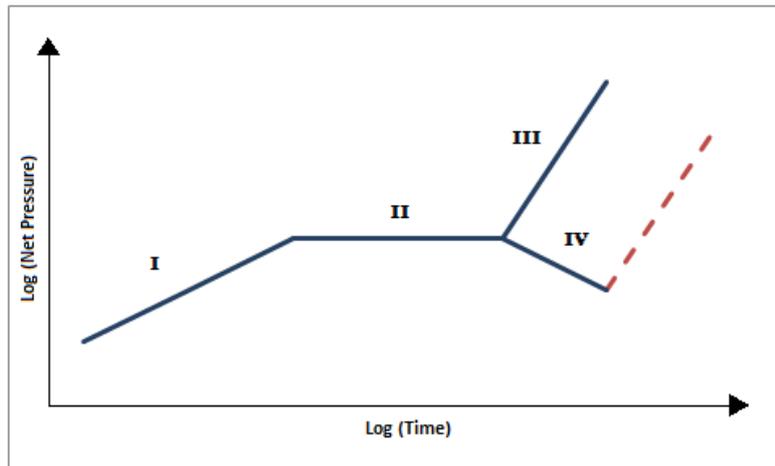
Dónde: P_{net} = Presión neta de fractura, psi

P_{frac} = Presión de fractura, psi

P_{cierre} = Presión de cierre, psi

Nolte y Smith realizaron un estudio para interpretar dicha presión. Para ello analizaron la presión de fondo y recolectaron la data durante el proceso de fractura, concluyendo que al graficar la presión neta vs el tiempo en un gráfico log-log, se logra estimar los patrones de crecimiento de la fractura (figura 2.4).

FIGURA 2. 4 COMPORTAMIENTO IDEALIZADO DE CRECIMIENTO DE FRACTURA SEGÚN NOLTE-SMITH

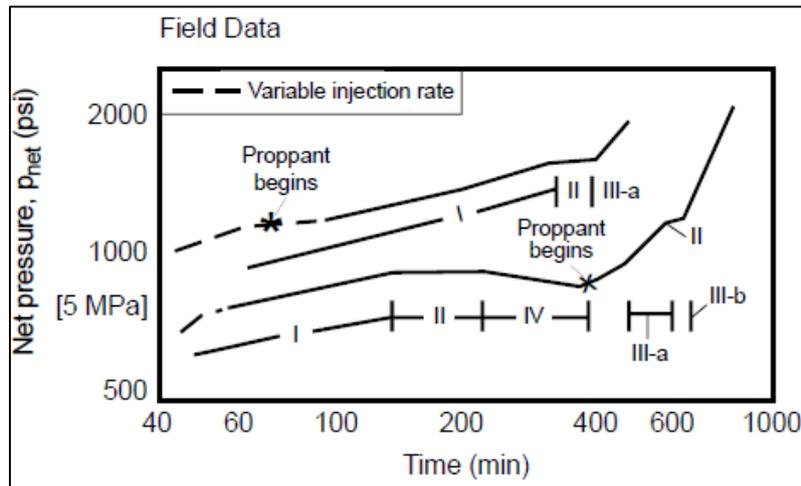


FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 2.5 muestra zonas donde se puede diferenciar comportamiento del crecimiento de la fractura, en la **Zona I**, denota el crecimiento lateral de la fractura con relación al tiempo, la altura se mantiene y aumenta la presión al momento de la estimulación. La inclinación de la curva será de $1/8$ a $1/4$ aproximadamente. La **Zona II**, muestra la etapa de crecimiento en altura de la fractura, fractura en forma de T o la pérdida de fluido en fisuras de la formación. La pendiente de esta zona será aproximadamente 0 "cero". En la **Zona III**, si el valor de la pendiente es 1 (**III a**), muestra restricción en la punta (2 alas activas); si la pendiente es 2 (**III b**), se restringe la extensión (un ala activa). Cabe recalcar que pueden presentarse los dos casos o uno solo de ellos. Y en la **Zona IV**, de llegar la curva a esta zona, muestra crecimiento descontrolado en altura o conexión con una capa de alta pérdida de filtrado.

FIGURA 2. 5 COMPORTAMIENTO REAL DE CRECIMIENTO DE FRACTURA SEGÚN NOLTE-SMITH



FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Economides and Nolte

2.2.6. GRADIENTE DE FRACTURA

Relación de la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación y su profundidad, es esencial para optimizar el diseño del pozo. En la etapa de planeación del pozo, puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia.

Existen métodos empíricos para su estimación: Matthew & Kelly (1967), Eaton (1969), Daines (1982).

Método de Eaton:

$$FG = \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - \frac{p_p}{D} \right) \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) + \frac{p_p}{D} \quad (2.5)$$

Dónde: FG = Gradiente de fractura, psi/pie

σ_{ov} = Presión de sobrecarga, psi

D = Profundidad del pozo, pie

p_p = Presión de poros, psi

ν = Relación de Poisson, adimensional

2.2.7. COMPORTAMIENTO DE LA ROCA

2.2.7.1 Relación de Poisson

Una constante elástica que es una medida de la compresibilidad de un material perpendicular al esfuerzo aplicado, o la relación entre la deformación latitudinal y la deformación longitudinal.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{trans}}{\varepsilon_{long}} \quad (2.6)$$

Dónde: ν = Relación de Poisson
 ε_{trans} = Deformación latitudinal
 ε_{long} = Deformación longitudinal

La relación de Poisson puede expresarse en términos de las propiedades que pueden medirse en el campo, incluyendo las velocidades de ondas P y ondas S, como se muestra a continuación.

$$\nu = \frac{1}{2} (V_p^2 - 2V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2) \quad (2.7)$$

Dónde: ν = Relación de Poisson
 V_p = Velocidad de onda P, km/s
 V_s = Velocidad de onda S, km/s

$V_s = 0$, la relación de Poisson es igual a 1/2, lo que indica la presencia de un fluido.

Un valor V_s cercano a cero es característico de un yacimiento de gas. La relación de Poisson para las rocas carbonatadas es 0.3, para las areniscas 0.2, y para las lutitas, valores superiores a 0.3. La relación de Poisson del carbón es 0.4.

La tabla 2.3 muestra los valores del módulo de Young y de la relación de Poisson.

TABLA 2. 3
RANGO TÍPICO DE VALORES DE MÓDULO DE YOUNG Y RELACIÓN DE POISSON

Rango típico de Valores de Módulo de Young		
Litología	Módulo de Young (psi)	Relación de Poisson
Arena Suave	0.1-1 x 10 ⁶	0.2 a 0.35
Arena Media	2-5 x 10 ⁶	0.15 a 0.25
Arena Dura	6-10 x 10 ⁶	0.1 a 0.15
Caliza	8-12 x 10 ⁶	0.30 a 0.35
Carbón	0.1-1 x 10 ⁶	0.35 a 0.45
Lutita	1-10 x 10 ⁶	0.28 a 0.43

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

2.2.7.2 Módulo de Young

Parámetro utilizado para contabilizar el comportamiento de un material elástico, según la dirección y magnitud de la fuerza aplicada. Es la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal.

Se representa con el símbolo E.

$$E = \frac{(F/A)}{(\Delta L/L)} \quad (2.8)$$

- Dónde:
- E = Módulo de Young (psi)
 - F = Fuerza (lbf)
 - A = Área (pg²)
 - ΔL = Cambio de longitud (pie)
 - L = Longitud original (pie)

Afecta directamente al comportamiento de la fractura: un valor E bajo, indica que la fractura será ancha, corta y de altura limitada, por el contrario un valor alto indica que la fractura será angosta, alta y gran penetración.

2.2.7.3 Compresibilidad de la roca

Es la capacidad que tiene la roca para reducir el volumen al aplicarse una presión sobre la misma, manteniendo constantes otros parámetros.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right) \quad (2.9)$$

Dónde: C = Compresibilidad entre P_1 y P_2

V = Volumen a P_1

$\frac{\partial V}{\partial P}$ = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión P_1 y P_2

En un reservorio perforado se libera presión al ser producido, por lo que la roca y el fluido también se expanden, lo que resulta en un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Este mecanismo es especialmente importante en yacimientos que carecen de un empuje hidráulico.

Se definen 3 tipos de compresibilidades:

Compresibilidad de los poros (C_p)

$$C_p = \frac{1}{\theta} \left(\frac{\partial \theta}{\partial P} \right) \quad (2.10)$$

Compresibilidad de la matriz (C_r)

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right) \quad (2.11)$$

Compresibilidad total de la roca (C_b)

$$C_b = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right) \quad (2.12)$$

Las compresibilidades promedio de:

Arena consolidada :	4-5x10 ⁻⁶	psi ⁻¹
Caliza:	5-6 x10 ⁻⁶	psi ⁻¹
Arena semi-consolidada:	20 x10 ⁻⁶	psi ⁻¹
Arena no consolidada:	30 x10 ⁻⁶	psi ⁻¹

2.2.7.4 Dureza

Oposición que ofrecen los materiales a alteraciones como la penetración, abrasión, rayado, cortadura, deformaciones, entre otras. Por ejemplo la roca posee una resistencia a la propagación de la fractura.

2.2.8. OTRAS PRESIONES INVOLUCRADAS EN EL PROCESO

Saber y tener claras las fuentes de ganancia de energía y pérdida de la misma, es importante para entender el proceso de fractura. La figura 2.6 ilustra las principales presiones que se puede encontrar en el proceso de fractura, los mismos que a continuación se detallan:

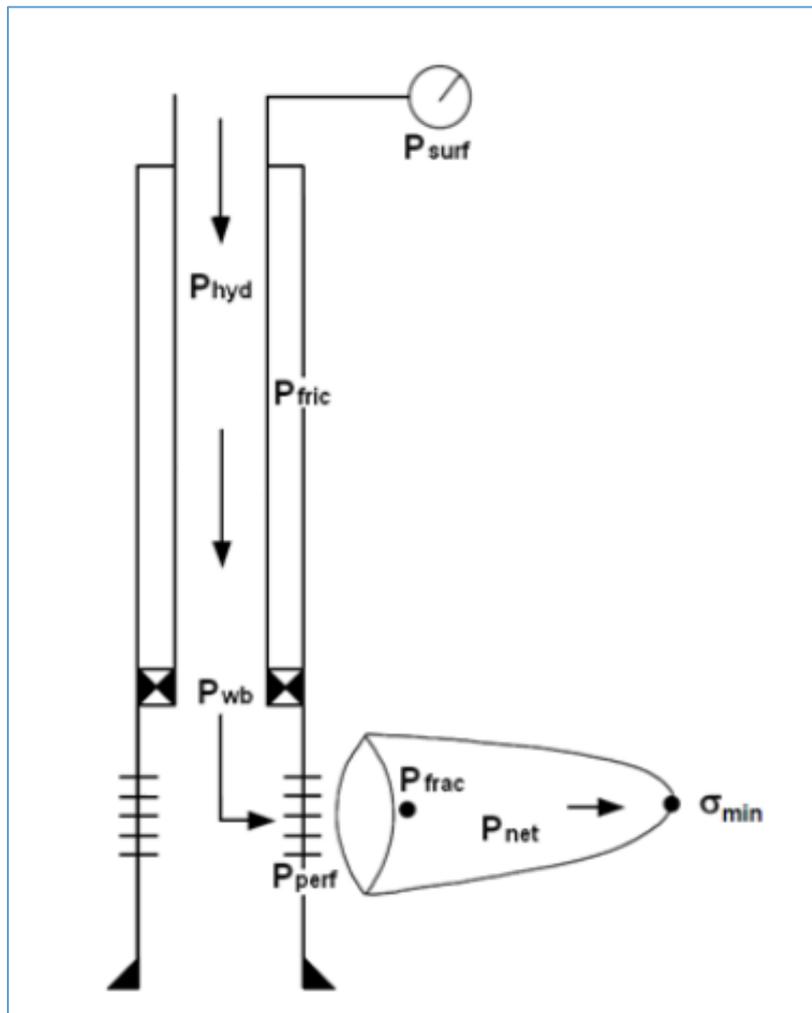
2.2.8.1. Presión hidrostática, P_{hyd}

Esta presión es la presión hidrostática ejercida por el fluido para fractura gracias a los cambios de profundidad y densidad. En la industria petrolera es usada la siguiente fórmula para determinarla.

$$P_{hyd} = 0.052(\rho D) \quad (2.13)$$

Dónde: ρ = Densidad del fluido (lb/gal)
 D = Profundidad total (pie)

FIGURA 2. 6 ESQUEMA DE PRESIONES SIGNIFICATIVAS DURANTE LA FRACTURA



FUENTE: Interpretation of hydraulic fracturing pressure in low-permeability gas reservoirs

ELABORADO POR: Gun-Ho Kim

2.2.8.2. Pérdida por fricción, P_{fric}

Se refiere a la presión de fricción ejercida por el tubing o el pozo. Es el efecto de pérdida de presión en el pozo cuando el fluido es inyectado.

2.2.8.3. Presión de tratamiento en fondo, P_{wb}

Esta presión se refiere a la presión en la cara de la formación a tratarse. Es la presión en fondo calculada en la mitad del intervalo tratado. Puede ser calculada con el dato de presión en superficie con la siguiente fórmula:

$$P_{wb} = P_{surf} + P_{hyd} - P_{fric} \quad (2.14)$$

2.2.8.4. Presión de fricción en las perforaciones (cañoneos), P_{perf}

Es la pérdida de presión cuando el fluido para fractura pasa a través de área de fluido restringida de las perforaciones. La pérdida por fricción en las perforaciones puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$\Delta P_{perf} = 0.2369 \left(\frac{q^2 \rho}{N_p^2 D_p^4 C_d^2} \right) \quad (2.15)$$

Dónde:

- ρ = Densidad del fluido (lb/gal)
- q = Caudal total (bpm)
- N_p = Número de perforaciones (total)
- D_p = Diámetro de la perforación (pg)
- C_d = Coeficiente de descarga

2.2.8.5. Presión de tortuosidad, P_{tort}

Es la pérdida de presión cuando el fluido pasa a través de una región con una restricción de flujo entre las perforaciones y el cuerpo de la fractura. Esta región denominada tortuosidad se refiere a un factor geométrico que nos permiten caracterizar a las rocas porosas.

2.2.8.6. Presión del fluido para fractura, P_{frac}

Es la presión del fluido para fractura, dentro del cuerpo principal de la fractura, luego de que ha pasado las perforaciones y cualquier tortuosidad. La presión

del fluido para fractura puede no ser constante debido al efecto de fricción dentro de la fractura. Se calcula de la siguiente forma.

$$P_{frac} = P_{wb} - \Delta P_{perf} \quad (2.16)$$

2.2.9. DIRECCIÓN DE FRACTURA

La dirección de la fractura está ligada al estado de esfuerzos en sitio y al mecanismo que lo genera. Se propagará en el sentido perpendicular al menor esfuerzo de la roca. Pueden ser: horizontales, verticales o inclinados.

En formaciones someras las fracturas pueden desarrollarse en dirección horizontal, porque el componente de esfuerzo vertical (peso de estratos de sobrecarga) es mínimo. Una fractura hidráulica horizontal reduce la efectividad del tratamiento de estimulación porque es muy probable que se forme a lo largo de los planos de debilidad horizontales y que se alinee preferentemente con la permeabilidad vertical de la formación, que usualmente es mucho más baja que la permeabilidad horizontal.

En formaciones profundas, como es de esperar el componente de esfuerzo vertical es mucho mayor, por lo que las fracturas hidráulicas podrán desarrollarse en dirección vertical. Logrando tener mayor área vertical alineada con la permeabilidad horizontal.

2.3. MODELOS DE FRACTURA HIDRÁULICA

Varios artículos técnicos introductorios y claves se han presentado entre 1950 y 1970 sobre el modelamiento del fracturamiento hidráulico. Carter (1957) descuidó el efecto de la viscosidad del fluido y los sólidos, se concentró solamente en la pérdida de fluido. En 1955 Khristianovich y Zheltov, realizaron asunciones simples acerca del flujo de fluidos y se enfocan en la mecánica de la fractura. En 1961 Perkins y Kern asumen que la mecánica de la fractura es relativamente no importante y se enfocan en el flujo de fluidos.

El primer trabajo de modelamiento de fractura se realizó por varios investigadores rusos, trabajo que Khristianovich lo resumió en 1959.

Otra contribución importante la dieron Perkins y Kern en 1961 con su trabajo, creando modelos que permiten calcular la geometría de la fractura, particularmente en ancho, para una longitud y tasa de flujo específica, pero carecían de un balance de volumen satisfactorio.

Carter en 1957 introduce un modelo donde satisface el balance de volumen pero asume un ancho constante y uniforme.

Estos 2 modelos básicos son generalmente llamados KGD y PKN por las iniciales de sus desarrolladores. Todos los modelos existentes se pueden dividir en grupos, según la manera de calcular el espesor de la fractura:

MODELOS EN DOS DIMENSIONES

Suponen que la fractura es plana y se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo, que el flujo de fluidos es unidimensional a lo largo de la longitud de la fractura y que la fractura es fija en altura y confinada completamente.

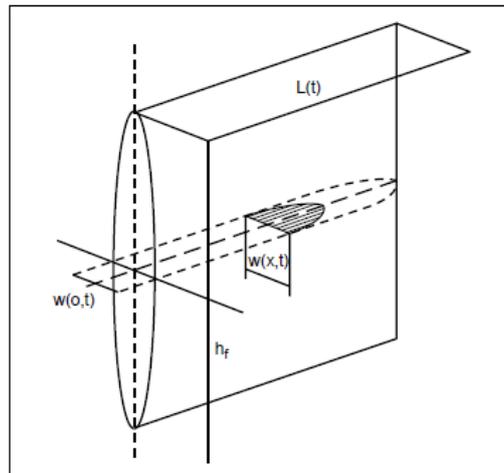
El éxito del modelo utilizado depende de los datos necesarios (Módulo de Young, permeabilidad, esfuerzos en-sitio, etc.) y la veracidad de los mismos.

2.3.1 GRUPO 1 (PKN)

El modelo 2D de Perkins, Kern y Nordgren es normalmente usado cuando la longitud de la fractura es mayor que la altura.

Como se puede apreciar en la figura 2.7, el modelo de PKN considera una forma elíptica para la propagación de la fractura.

FIGURA 2. 7 MODELO PKN



FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation, Second Edition

ELABORADO POR: Economides and Nolte

El ancho máximo estará dado por la siguiente ecuación:

$$w_w = 0.3 \left[\frac{q_i u (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (2.17)$$

Dónde:	w_w	=	Máximo ancho de la fractura (pg)
	q_i	=	Caudal de inyección (bpm)
	ν	=	Relación de Poisson
	x_f	=	Longitud media de la fractura (pie)
	u	=	Viscosidad del fluido para fractura (cp)
	γ	=	Factor geométrico (generalmente 0.75)
	G	=	Módulo elástico de corte (psi)

El módulo elástico de corte es igual a:

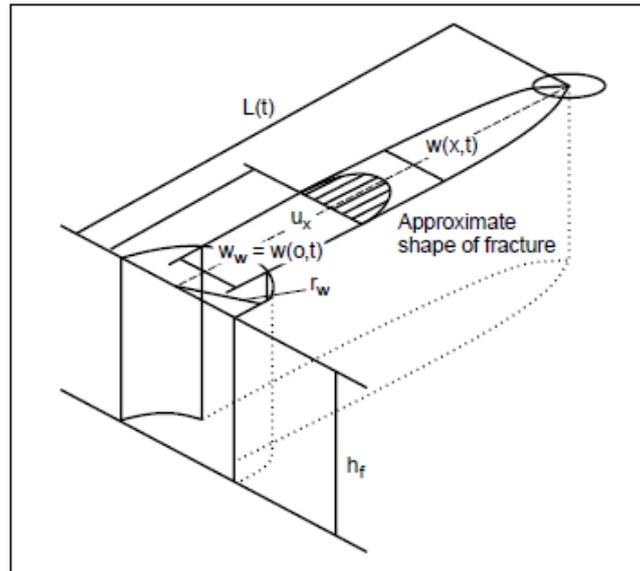
$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (2.18)$$

Dónde:	E	=	Módulo de Young
	ν	=	Relación de Poisson

2.3.2 GRUPO 2 (KGD)

El modelo de Kristianovich, Geerstma y Daneshy. Es usado cuando la altura de la fractura es mayor que la longitud. Como se puede apreciar en la figura 2.8, el modelo tiene la forma del modelo de PKN pero girado 90 grados.

FIGURA 2. 8 MODELO KGD



FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Economides and Nolte

El ancho de la fractura está dado por:

$$w_w = 0.3 \left[\frac{q_i u (1-v) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad (2.19)$$

Dónde:	w_w	=	Máximo ancho de la fractura (pg)
	q_i	=	Caudal de inyección (bpm)
	v	=	Relación de Poisson
	x_f	=	Longitud media de la fractura (pie)
	h_f	=	Altura media de la fractura (pie)
	u	=	Viscosidad del fluido para fractura (cp)
	γ	=	Factor geométrico (generalmente 0.75)
	G	=	Módulo elástico de corte (psi)

2.3.3 MODELOS EN TRES DIMENSIONES

Debido a que los modelos en dos dimensiones están limitados porque se requiere especificar la altura, o asumir una fractura radial para desarrollarlos y gracias a las computadoras y su alto poder de procesamiento, aparecen los modelos en tres dimensiones para remediar los problemas de los modelos 2D y mejorar notablemente la predicción, usando modelos 3D y pseudo 3D.

Para simular la propagación lateral y vertical de la fractura se removi6 la asunci6n de que la altura es constante y uniforme.

2.3.3.1 Modelo general 3D

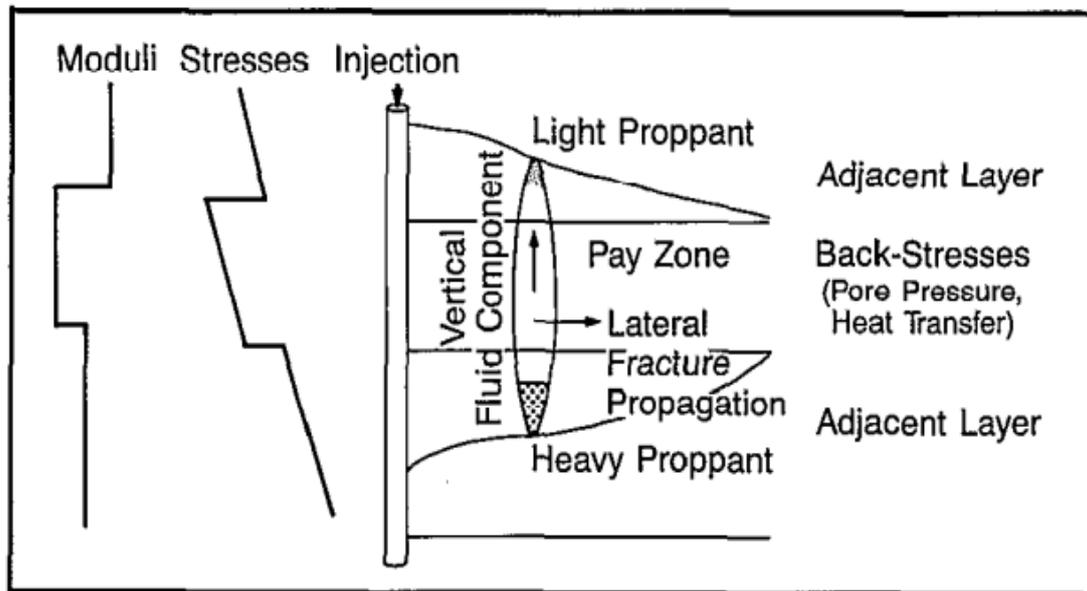
Este modelo no realiza asunciones acerca de la orientaci6n de la fractura. Factores como la orientaci6n del pozo o el patr6n de perforaci6n pueden causar que la fractura inicie en una direcci6n en particular, antes de ir perpendicular al m6nimo esfuerzo.

- Las respuestas que provee no son r6pidas. Necesitan gran capacidad de procesamiento.
- Las ecuaciones son complejas, para modelar el flujo, apertura y crecimiento de la fractura y transporte del apuntalante.
- Utiliza mecanismos de fractura el6stica lineal.
- Limita caracter6sticas de ajustes de la presi6n neta. (tiempo y costo).

2.3.3.2 Pseudo 3D

El concepto b6sico del modelo pseudo 3D es igual al sistema del modelo PKN, pero la altura depende de la posici6n a lo largo de la fractura y el tiempo. Asociado al cambio de la altura, un componente vertical del flujo de fluidos es considerado pero de manera secundaria respecto a la direcci6n principal. La mayor asunci6n es que la longitud de la fractura es mayor a su altura. En la figura 2.9 se puede apreciar un diagrama de c6mo se plantea el modelo P3D.

FIGURA 2. 9 PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA USANDO LA GEOMETRÍA DE P3D



FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Economides and Nolte

La principal diferencia de los modelos 2D es en la estimación del término de un flujo de fluidos vertical. El modelo posee el comportamiento de los planares pero sin la complejidad del cálculo, por lo que es menos costoso y más rápido, lo que se traduce en una reducción de costos. Dos de los principales tipos son “lumped” y “cell-based”.

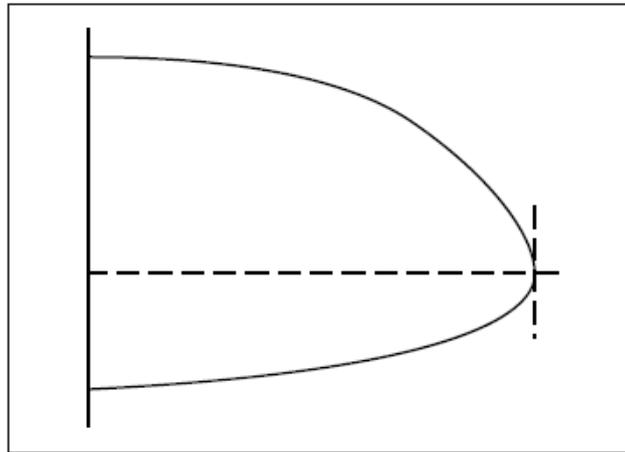
El modelo lumped (elíptico) consiste en 2 medias elipses unidas en el centro, como muestra la figura 2.10. Este modelo realiza asunciones inherentes, que el flujo de fluidos se da a lo largo de las líneas de flujo de las perforaciones hasta el borde de la elipse y estas líneas de flujo tienen una forma particular derivada de una solución analítica simple.

El modelo “Cell-Based” trata a la fractura como una serie de celdas conectadas, estas celdas no describen una forma de la fractura, pero generalmente asumen una deformación plana y no acopla el cálculo del flujo de fluidos en dirección vertical para el cálculo de la geometría de la fractura.

Se basa en las siguientes propiedades:

- Provee respuestas rápidas, es posible correr en PC.
- Se basa en modelos 2D, ajusta la altura, fija, a lo largo de su longitud.
- Usa solamente 1D al transporte del apuntalante y flujo de fluidos
- Buena capacidad para ajustar presiones netas.

FIGURA 2. 10 REPRESENTACIÓN CONCEPTUAL DEL MODELO “LUMPED”

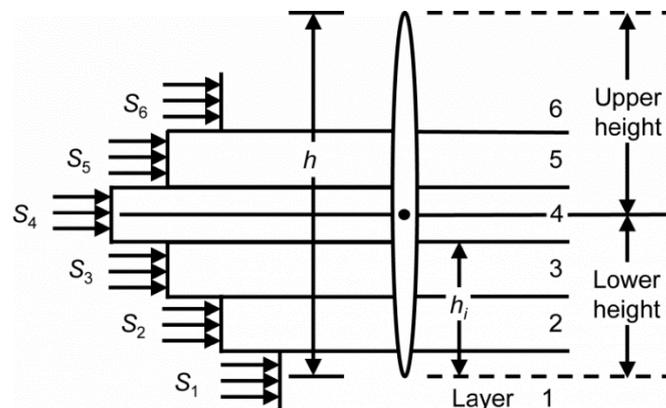


FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Economides and Nolte

Las figuras 2.11 y 2.12 muestran como, en teoría, la longitud y el ancho de la fractura varían según la altura de la misma.

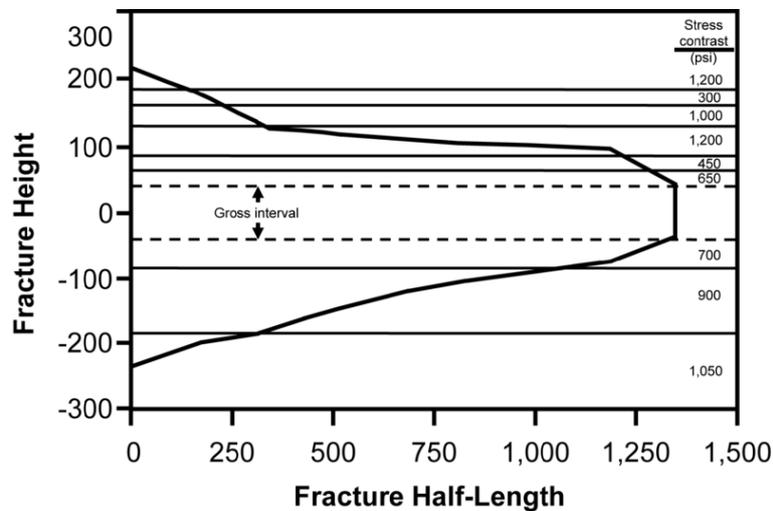
FIGURA 2. 11 ANCHO Y ALTURA DE UN MODELO P3D



FUENTE: Petrowiki.org

ELABORADO POR: Gidley, J.L.

FIGURA 2. 12 DISTRIBUCIÓN DE LONGITUD Y ALTURA DE UN MODELO P3D



FUENTE: Petrowiki.org

ELABORADO POR: Gidley, J.L.

2.3.3.3 No planar 3D

Los modelos No planar 3D cuentan con las siguientes características:

- Las respuestas que provee no son rápidas.
- Las ecuaciones para modelar la apertura y el crecimiento de la fractura, son complejas.
- No permite modelar complejamente el apuntalante y flujo de fluidos.
- Permite calcular la curvatura de la fractura.
- Limitada capacidad de ajuste de la presión neta. (tiempo y costo)

2.4 FLUIDOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los fluidos para fracturamiento hidráulicos son diseñados para romper la formación y llevar el apuntalante hasta el fondo de la fractura generada, transmite la presión hidráulica de las bombas en superficie a la formación, creando las fracturas y transporta el material soportante dentro de ella.

Un trabajo de fracturamiento consta de distintas etapas de fluidos, cada una ideal para efectuar una tarea específica.

2.4.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los fluidos relevantes dentro de la industria son los geles para fracturamiento hidráulico que son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido con las propiedades deseadas.

Las características principales de los fluidos para fracturamiento son:

- Viscosidad
- Eficiencia
- Compatibilidad
- Estabilidad
- Pérdida de presión por fricción
- Rotura controlable y limpieza
- Economía

Para la selección del fluido para fractura se fija como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento, al mismo tiempo que proporcionará una viscosidad suficiente para la generación de ancho de fractura en la zona de interés. Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basándose en lo anteriormente expuesto y en la temperatura estimada de yacimiento, se propone utilizar un cierto tipo de sistema como fluido para fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, lo cual llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseado.

Los aditivos rompedores consisten en un producto basado en persulfato de sodio, el cual está disponible en dos presentaciones: la versión normal que se utiliza en solución, diluidos en agua. La segunda versión consiste en el mismo material, recubierto de un material que se bombea en las etapas con el apuntalante, permaneciendo sólido durante el bombeo en la fractura, este se rompe una vez que la fractura se cierra y el esfuerzo de cierre actúa sobre él, siendo este el momento en el cual el aditivo es totalmente liberado y la acción rompedora inicia. La combinación de ambas permite maximizar la permeabilidad retenida dentro de la fractura, incrementando así la conductividad final de la fractura, ayudando a obtener un mayor impacto en el incremento de la producción post-tratamiento.

Para resumir, las propiedades o características que debe cumplir un fluido para fracturamiento son las siguientes:

- Tener bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Ser de fácil remoción después del tratamiento.
- Poseer compatibilidad con los fluidos de formación.
- Minimizar el daño a la permeabilidad de la formación y fractura.
- El fluido para fractura debe generar la geometría óptima o acercarse a ésta, para evitar problemas operacionales y ayudar a que el apuntalante penetre hasta la longitud deseada.
- Debe ser capaz de transportar el apuntalante durante todo el tiempo que dura la operación.
- Debe poseer una buena capacidad de control de pérdida de fluido, también denominada eficiencia del fluido.
- Debe romperse completamente regresando a su estado inicial y ser lo más parecido posible al fluido base.
- El fluido y sus componentes deben ser correctamente calculados y mezclados para economizar, ya que los altos volúmenes requeridos conllevan altos costos.

2.4.2 PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN

La solubilidad de la roca en el fluido para fracturamiento debe ser considerada ya que puede tender a ayudar o impedir el resultado final; esto depende de un alto grado de constituyentes en la roca, que son solubles en el fluido. Si, por ejemplo, el principal material en una roca es calcáreo y se utiliza ácido como base de fluido para fracturamiento, la formación puede desintegrarse bajo las presiones aplicadas después del tratamiento. Si la formación permanece competente después del tratamiento, todavía existe el problema de liberación de finos en la matriz y fractura que pueden causar taponamiento. Esto puede ser severo si las partículas de finos pueden ser granos muy pequeños de arena, anhidrita, arcillas u otros materiales que han sido liberados. Un análisis de rayos X de un núcleo de la formación determinará si estos materiales están presentes y, si es así, una prueba de inmersión colocando partes del núcleo en varias soluciones de ácido permitirán detectar visualmente de cualquier fino liberado. Ambas pruebas pueden ser necesarias ya que la anhidrita por ejemplo, si se presentan en cantidades suficientes, se disolverá en el ácido activo pero se precipitará cuando el ácido sea gastado.

El contenido de sal de una formación puede ser importante cuando se fractura con agua porque la sal se puede disolver, aumentando la permeabilidad de la formación efectiva. La sal puede depositarse cerca del pozo si se producen cantidades considerables de salmuera con la producción de petróleo o gas. Este depósito puede causar un declinamiento gradual en producciones de largos períodos de tiempo. Generalmente, un pequeño volumen de agua dulce puede remover suficiente sal para mejorar la producción.

La cantidad y efecto de sal en los núcleos de la formación también puede ser analizada durante pruebas de inmersión y rayos X. La parafina en el fluido producido puede ser la causa de un declinamiento rápido en la productividad.

2.4.3 COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE TRATAMIENTO Y EL FLUIDO DE FORMACIÓN

El fluido para fracturamiento usado, deberá ser compatible con la formación y los fluidos de la misma. Ésta es una consideración muy importante cuando se contempla un trabajo que afectará al reservorio y en especial un trabajo de estimulación.

Existen dos posibles áreas de daño en una operación de fracturamiento. Primero, la posibilidad de dañar la matriz de la formación impidiendo su habilidad para transmitir fluido a la fractura.

Segundo, el posible daño que se le puede causar a la fractura misma, disminuyendo su capacidad de flujo.

Se deben realizar pruebas para determinar una posible incompatibilidad entre el crudo o fluido de formación y el fluido para fracturamiento. Estas pruebas se llevan a cabo mezclando volúmenes iguales de los fluidos para fracturamiento y de formación, dejándolas en reposo a condiciones de reservorio, con esto se obtiene una idea de lo que pasa en el mismo.

Otro punto que debe considerarse es, si el contenido de parafinas es crítico, el fluido de tratamiento podrá causar un enfriamiento en la formación por debajo del punto de nube ocasionando taponamiento por precipitación de parafinas. De mayor importancia en la selección del fluido para fracturamiento es el tipo y contenido de arcillas de la formación. Hay algunas arcillas que presentan daño por hinchamiento, otras por migración y otras por una combinación de estos dos mecanismos. Las arcillas que se clasifican como sensibles al agua son la caolinita, la illita, la montmorillonita y mezclas de éstas. Otras arcillas como la clorita tienden a migrar a través de la formación ocasionando daño.

2.4.4 TIPOS DE FLUIDOS PARA FRACTURAMIENTO

Existen fluidos para fracturamiento base agua, aceite, ácido, alcohol y combinaciones fluido-gas (con Nitrógeno y CO₂) para formar los geles de dos fases. También se pueden preparar emulsiones (60-70% aceite + 40 - 30% agua gelificada) mediante el uso de surfactantes apropiados. Los sistemas más usados son los geles base agua y base aceite; por tal razón, se considerarán solamente estos fluidos para fracturamiento.

2.4.4.1 Geles base agua

Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo los fluidos base agua son muy usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo a medida que esta se incrementa estas soluciones se adelgazan significativamente, sin embargo, el aumentar la concentración de polímeros (carga polimérica) puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la cara de la fractura. En su lugar se utilizan agentes de reticulación cuya función es incrementar el peso molecular efectivo del polímero, aumentando la viscosidad del fluido.

2.4.4.2 Geles base aceite

Los primeros fluidos base aceite utilizados en fracturamientos con apuntalante fueron aceites crudos estabilizados, no causan daño y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción, sin embargo son inflamables e impactan de manera severa el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lb/gal), las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja.

Los fluidos base diésel o kerosina aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura mayores en

ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad, su inconveniente es el manejo y almacenamiento de alto riesgo por ser muy volátiles y contaminantes, por lo que actualmente se usa en formaciones altamente sensibles al agua.

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto (del orden del 20% o mayor) o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio (pruebas de inmersión) comprobaron una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua.

En cuanto a las ventajas de los geles base agua sobre los geles base aceite se puede mencionar:

- Mejor capacidad de transporte (viscosidad)
- Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje requerido
- Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base
- Mayor seguridad (fluido no-inflamable)
- Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrante)
- Permiten ser mezclados en forma continua “al vuelo”, utilizando sólo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

2.4.4.3 Fluidos multifásicos

- **Espumas.-** La espuma es una emulsión estable de gas en líquido. La calidad de la espuma es la relación del volumen de gas al volumen de líquido. Fórmula:

$$Q = \frac{V_g}{V_g + V_L} \quad (2.20)$$

Dónde: Q = Calidad de la espuma
 V_g = Volumen de gas
 V_L = Volumen de líquido

Para ser considerado una espuma, el fluido para fracturación debe tener una calidad de la espuma que va desde 52% a 96%. Un fluido con una calidad de la espuma de menos de 52% se considera que es un fluido energizado. Un fluido con una calidad de espuma mayor que 96% es un líquido atomizado.

Los cuatro tipos de espuma utilizados en los fluidos para fracturamiento son: espuma estable, súper espuma, espuma alcohólica, y espuma de aceite estable.

Tienen las cualidades del CO₂ y de la espuma N₂. Estas espumas se utilizan en formaciones de baja presión, formaciones sensibles al agua, o para el control de fugas.

- **Polyemulsiones.-** Utilizado para las formaciones altamente sensibles al agua. Se compone de 67% de hidrocarburo emulsionado en 33% de salmuera gelificada. Un surfactante emulsionante se concentra en la interfaz de fluido para mantener la emulsión.

2.4.4.4 Ácidos

Son fluidos a base de ácido utilizados para formaciones de carbonato. Ejemplo de estos es el 15% de HCl.

2.4.4.5 Viscoelásticos

Los surfactantes viscoelásticos se mezclan con una salmuera de cloruro para crear viscosidad. No se requieren polímeros.

Los fluidos a base de surfactante viscoelástico, comprenden:

- **ClearFRAC.-** Un fluido para fracturación libre de sólido que se utiliza cuando se requiere retener una alta permeabilidad.

- **PermPACK.**- Utilizado para el transporte de grava en las operaciones de empaque de grava.

2.4.4.6 Polímeros

Son fluidos para fracturamiento a base de agua, lineales o reticulados, se utilizan para crear y mantener la estabilidad de la viscosidad del fluido en diferentes rangos de temperatura. Estos polímeros son:

- **Goma guar (PSG).**- el polímero más común y más barato.
- **Hidroxipropilguar (HPG).**- un derivado de PSG que ha sido refinado para eliminar los finos, que se utilizan en pozos profundos de temperaturas altas.
- **Hidroxietilcelulosa (HEC).**- utilizados en el control de arena para el empaque de grava o como un inversor, una limitación de HEC es que se requiere un trabajo de ácido para la limpieza.
- **Goma de xantano.**- Un biopolímero que se utiliza en temperaturas frías por debajo de 50 °F.
- **Guar de caboxymethylhydroxypropyl (CMHPG).**- Un derivado de HPG, más caro que el PSG o HPG y se utiliza en formaciones de alta temperatura.

2.4.4.7 Agentes de reticulación (Crosslinkers)

Un agente reticulador enlaza las cadenas de polímero del fluido para fractura, resultando en un fluido de alta viscosidad. Un fluido de polímero típico con una viscosidad de 30 centipoises podría elevarse a tanto como 400 centipoises cuando se usa agentes de reticulación. Esta alta viscosidad es necesaria para el transporte de apuntalante a través de la fractura, puede causar un gran aumento en la presión de fricción si no se retrasa hasta que el fluido este cerca de las perforaciones. Dos tipos principales de agentes de reticulación son:

- **Reticuladores de borato.-** son fáciles de limpiar porque el polímero sigue vinculado por sólo un período relativamente corto de tiempo. Son dependientes de pH (9 -10.5), aunque la temperatura puede tener algún efecto sobre la eficiencia y el momento de la reticulación. Algunos reticuladores de borato exhiben estabilidad hasta 325 °F.

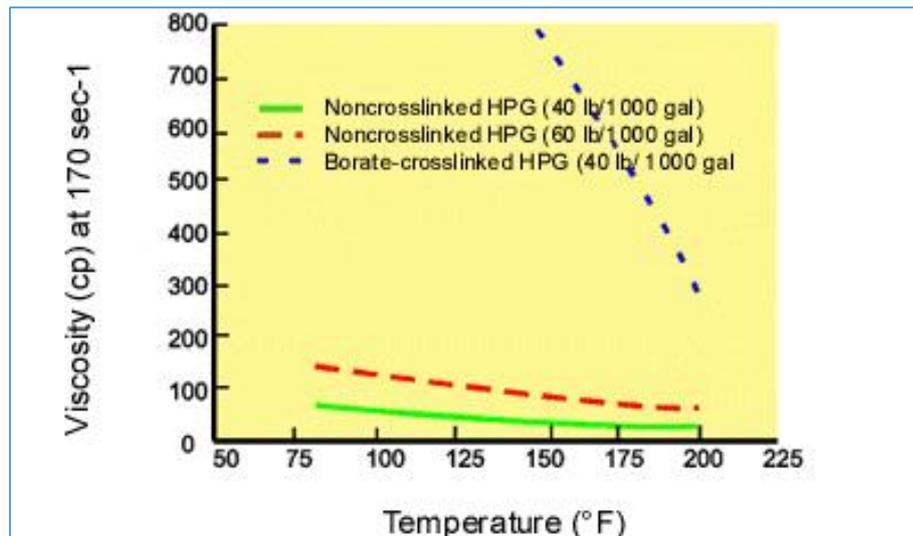
Agentes de reticulación de borato pueden constar de ácido bórico o sales de borato. Se trata de un sistema de reticulación rápida, pero la reticulación se puede retrasar por agentes retrasantes.

Una característica importante de agentes de reticulación de borato es que la reticulación es reversible. Esto es especialmente importante para los fluidos que se reticulan en los tubulares antes de entrar en la fractura.

Cuando los reticulantes organometálicos son sometidos a cizallamiento, los enlaces de reticulación se rompen y no se pueden volver a unir a la cadena de polímero resultando en una pérdida de viscosidad.

La figura 2.13 muestra la viscosidad relativa de un fluido HPG reticulado en comparación con un fluido lineal HPG a diversas temperaturas. Esta alta viscosidad dentro de la fractura es lo que hace que los reticuladores de borato sean tan eficaces en la fracturación hidráulica.

FIGURA 2. 13 VISCOSIDAD RELATIVA VS TEMPERATURA



FUENTE: Types of fluids, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- **Reticuladores organometálicos.**- Las dos familias de reticulantes organometálicos de metales pesados utilizados por Schlumberger son: titanatos y circonatos.

Titanatos se utilizan para el tratamiento de fluidos multifásicos de CO₂. Los titanatos son un agente de reticulación sensible al pH y de reticulación en un intervalo de pH de 4 a 5. Los titanatos son muy perjudiciales para la permeabilidad del apuntalante y sólo deben utilizarse en conjunción con CO₂.

Circonatos el mecanismo de reticulación es la temperatura y es dependiente del pH. Circonatos mantienen la estabilidad del fluido a altas temperaturas y tienen un rango de temperatura de 225 °F a 350 °F. Pueden ser utilizados en las formaciones con temperaturas de hasta los 400 °F, si se proporciona un enfriamiento.

A diferencia de los fluidos de borato, que puede volver a adjuntar sus enlaces de reticulación después de ser sometido a cizallamiento, los agentes de reticulación organometálicos son sensibles al esfuerzo cortante y no recuperan la viscosidad

2.4.4.8 Aditivos

Entre los aditivos principales se tiene:

Cloruro de potasio.- Usado normalmente al 2% por peso de agua. Inhibe el hinchamiento de arcillas.

Bactericidas.- Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias anaeróbicas en la formación.

Aditivos de control de pH.- Se utiliza para ajustar y controlar el pH del fluido base para lograr la gelificación completa y controlar el tiempo y eficacia del agente de reticulación (cross-linker).

Aditivos para control de pH:

- Control de gelificación
- Control de reticulación (cross – linking)
- Compatibilidad con la formación
- Estabilidad del gel
- Solución buffer: evitar cambios del pH

Gelificante.- Aditivos para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales, las cuales producen el efecto de viscosidad.

Surfactantes.- Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá incorporar el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento, una vez culminado el trabajo y roto el gel.

Rompedores.- Permiten, una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en este caso). Esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento y colocar el pozo a producción.

Controladores de pérdida del filtrado.- Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y largo principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de éste, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación.

Este aditivo y su concentración deberán ser cuidadosamente seleccionados basándose en las propiedades de la formación (permeabilidad, tipo de fluido, temperatura) y su interacción con el gel que contenga este aditivo (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).

La eficiencia de fluido y volumen de colchón (gel viscoso sin arena) requeridos dependerán de la selección adecuada de este aditivo. Los parámetros que afectan la eficiencia del fluido son la viscosidad del fluido de tratamiento, compresibilidad del fluido de formación, combinación de los anteriores.

Una vez formada la “torta” de aditivo de control de filtrado sobre la cara de la fractura, ésta será el factor gobernante para controlar la eficiencia de fluido.

La eficiencia de fluido:

$$\eta = \frac{\text{Volumen en la fractura}}{\text{Volumen inyectado}} = \frac{\text{Vol.inyectado}-\text{Vol.filtrado}}{\text{Volumen inyectado}} \quad (2.21)$$

La efectividad del aditivo para controlar filtrado es función de la permeabilidad, el tipo, tamaño de partículas y concentración del aditivo.

Reductores de fricción.- De gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de los máximos limitantes por las condiciones mecánicas del pozo.

De no ofrecer bajas propiedades friccionales el fluido para fracturamiento, se requeriría de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación.

Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son colateralmente excelentes reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Divergentes.- De tipo químico o mecánico para ayudar a diversificar el tratamiento a lo largo de todo el intervalo productor. Se diseña el tratamiento por etapas, separando cada una de estas etapas con estos divergentes. Se entiende que en este caso cada etapa constará de:

- Volumen de pre-colchón
- Volumen de colchón
- Volúmenes con apuntalante a concentraciones crecientes

Se recomienda acudir a divergentes cuando el intervalo a tratar es muy grande y no es permisible una tasa de bombeo muy alta.

Alternativamente, para intervalos productores de gran longitud se puede recurrir a otras técnicas como:

- Aislamiento selectivo por empaques
- Técnica de “entrada limitada”

Otros aditivos.- Normalmente en el pre-colchón se utilizan aditivos como estabilizadores de arcillas y controladores de hierro.

2.5 AGENTE APUNTALANTE

Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico el agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de formación hacia el pozo.

Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, éste se podría triturar; en formaciones suaves éste se puede incrustar y el grado de ocurrencia de estos factores depende del tamaño y resistencia del apuntalante, la dureza de la formación y los esfuerzos a que estará sometido.

2.5.1 PROPIEDADES

De acuerdo a las propiedades físicas se han dividido en dos grupos:

2.5.1.1. Apuntalantes elasto-frágiles

En esta clasificación las deformaciones que sufre el material son casi nulas con los esfuerzos aplicados sobre él hasta que viene la ruptura, ejemplo: arenas de sílice.

2.5.1.2. Apuntalantes elasto-plásticos

En esta la deformación del material es proporcional a los esfuerzos aplicados sobre el mismo, la curva del esfuerzo contra la deformación presenta una primera fase elástica y posteriormente, el comportamiento de la deformación es plástica.

2.5.2 TIPOS

Se pueden clasificar de acuerdo a su procedencia o de acuerdo a sus características.

Por su procedencia existen dos tipos de apuntalantes, los naturales y los sintéticos.

- **Apuntalantes naturales.** Principalmente se encuentran las arenas de sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4,000 psi.
- **Apuntalantes sintéticos.** Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación al cerrarse la fractura, en la actualidad se han desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta 15,000 psi. Estos pueden ser recubiertos con capas de resina curable y pre-curable, según sea la necesidad.

Y de acuerdo a sus características hay cuatro tipos de agentes apuntalantes:

- Arena regular
- Arena recubierta con resina (ya sea pre-curado o curable)
- Apuntalantes de resistencia intermedia
- Apuntalantes de alta resistencia

2.5.2.1. Arena regular

La arena es el apuntalante de uso más frecuente. Es el más económico, es fácilmente disponible, y proporciona conductividad de la fractura suficiente a un esfuerzo de cierre menor a 6,000 psi.

Dependiendo del equilibrio general de las propiedades físicas, la arena se puede subdividir en los siguientes grupos:

- Arena blanca del norte
- Arena café de Texas
- Arena de sílice de Colorado
- Arena de sílice de Arizona

Con base a las normas del Instituto Americano del Petróleo (API), cualquier fuente de arena puede ser calificada y agrupada de manera similar a las arenas superiores.

La gravedad específica de la arena es de aproximadamente 2.65. En la figura 2.14 se puede observar una muestra de arena regular.

FIGURA 2. 14 ARENA REGULAR



FUENTE: Fracturing proppants, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

2.5.2.2. Arena recubierta con resina

La resina reacciona químicamente con los reticulantes (circonio) y los rompedores oxidantes en el fluido para fracturar. La reacción con los agentes de reticulación hace que los reticulantes sean menos eficaces.

La arena recubierta con resina es más cara que la arena regular, pero puede manejar presiones de cierre hasta 8,000 psi.

La arena recubierta con resina puede ser curada, ya sea durante el proceso de fabricación o durante el cierre para evitar el contraflujo de apuntalante.

La reacción con el rompedor hace que sea menos eficaz, y el gel no se romperá como se esperaba. Esto se puede superar mediante la adición de rompedor adicional. En la figura 2.15 se puede observar una muestra de arena recubierta con resina.

FIGURA 2. 15 ARENA RECUBIERTA CON RESINA (RCP)



FUENTE: Fracturing proppants, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Las interacciones entre apuntalantes curables revestidos con resina (RCP) y de fluidos reticulados también pueden reducir la resistencia al flujo de retorno apuntalante de la RCP. La reducción de la fuerza RCP es particularmente grave en los fluidos reticulados de borato con pH alto ($\text{pH} > 10.5$). Esto ocurre porque el cáustico utilizado para elevar el pH del fluido disuelve el recubrimiento de resina desde el apuntalante.

2.5.2.3. Apuntalante de resistencia intermedia (ISP)

Un apuntalante de resistencia intermedia (ISP) es un apuntalante de cerámica fusionada (de baja densidad) o apuntalante de bauxita sinterizada (densidad media). El ISP de bauxita sinterizada se procesa a partir de mineral bauxita que

contiene grandes cantidades de mullita. ISP se utiliza en presiones de cierre superiores a 5,000 psi, pero menos de 10,000 psi.

Las gravedades específicas de los apuntalantes de resistencia intermedia van desde 2.7 hasta 3.2. En la figura 2.16 se puede observar una muestra de arena de resistencia intermedia.

FIGURA 2. 16 APUNTALANTE DE RESISTENCIA INTERMEDIA



FUENTE: Fracturing proppants, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La presión máxima de cierre en las que se pueden utilizar estos apuntalantes es de 10,000 psi.

2.5.2.4. Apuntalantes de alta resistencia (HSP)

De alta densidad, la bauxita sinterizada es un apuntalante de alta resistencia (HSP). Tiene un peso específico de 3.49 y se puede utilizar con esfuerzo de cierre hasta 15,000 psi.

La bauxita sinterizada y otros apuntalantes de alta resistencia se utilizan generalmente en pozos profundos, más calientes donde se pueden esperar presiones de cierre muy altas. El apuntalante de alta resistencia es el más caro. En la figura 2.17 se puede observar una muestra de arena de alta resistencia.

FIGURA 2. 17 APUNTALANTES DE ALTA RESISTENCIA



FUENTE: Fracturing proppants, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La selección de un apuntalante implica muchos compromisos impuestos por consideraciones económicas y prácticas. Los criterios para seleccionar el tipo de apuntalante son el tamaño y la concentración, se basan en la necesidad de conductividad adimensional.

Tipo y tamaño del apuntalante deben determinarse mediante la comparación de los beneficios económicos frente a los costos.

La elección de apuntalante depende tanto de la presión de cierre anticipada y la permeabilidad de las fracturas en sitio requerida.

2.6 CARACTERÍSTICAS DE LA FRACTURA

2.6.1 PRESIÓN DE CIERRE DE LA FRACTURA

Se debe tener en cuenta que si el valor de presión de cierre calculada está muy cercano al limitante de resistencia máxima (por trituramiento) del apuntalante escogido, se deberá quizás seleccionar otro apuntalante de mayor resistencia. De otra forma, se ha observado que al ir declinando la presión de fondo fluyente (BHFP) la fractura va perdiendo capacidad de flujo rápidamente por trituramiento parcial y/o incrustamiento del apuntalante en la cara de la fractura. En general, los apuntalantes más utilizados hoy en día en la industria, se

pueden clasificar de acuerdo con la resistencia (presión de cierre) máxima (teórica) que podrían soportar.

Las pruebas de presión de cierre se recomiendan que se las haga en sitio, aunque se puede tener un estimado:

$$P. \text{ de cierre} = BHFP - WHP \quad (2.22)$$

Dónde:

BHFP = Presión de fondo fluyente (psi)

WHP = Presión de cabeza (psi)

Si la presión de cierre supera el rango de resistencia máxima del apuntalante, éste se triturará resultando una pérdida total de la conductividad de la fractura. La tabla 2.4 muestra los valores para presión de cierre para ciertos apuntalantes.

TABLA 2. 4

CLASIFICACIÓN DE LOS APUNTALANTES DE ACUERDO A LA PRESIÓN DE CIERRE

Apuntalante	Presión de cierre, psi
Arena	< 5,000
Resina (arena recubierta)	4,000 – 8,000
Materiales cerámicos (intermedio)	5,000 – 12,000
Bauxita sinterizada	10,000 – 15,000

FUENTE: Revista Técnica Schlumberger 2004

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

2.6.2 PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA

La propagación de fractura, inicia a partir de concentración de esfuerzos. Algunas de las esquinas resistentes sobre los poros están orientadas a lo largo del esfuerzo de tensión y oponen resistencia al mismo, es en estas esquinas resistentes que la fractura inicia.

Conforme la fractura se va propagando, ocurren deslizamientos transversales al plano de falla en el frente de fractura.

La fractura de la roca se realiza de forma perpendicular al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos la fractura es vertical.

2.6.2.1 Crecimiento vertical

En la ecuación de balance de materiales aplicando el fracturamiento hidráulico se aprecia que el crecimiento vertical de la fractura es otra de las variables que influyen en el diseño de una fractura en el pozo.

La altura de fractura es controlada por los esfuerzos en sitio, en particular por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre los diferentes estratos.

Si la presión neta es mucho mayor que la diferencia de esfuerzos, la altura de la fractura no tiene restricciones.

2.6.2.2 Crecimiento horizontal

El inicio de la fractura es una grieta o rajadura en la roca y esto responde al criterio de considerar que la formación productora es un medio elástico.

2.6.3 LONGITUD MEDIA DE LA FRACTURA (x_f)

Una fractura hidráulica se modela normalmente suponiendo que se extiende en línea recta por igual en cada lado del pozo. La longitud media de la fractura es la distancia desde el centro del pozo hasta la longitud máxima de la fractura.

La longitud media de la fractura depende del tamaño del tratamiento de las mismas, que pueden variar desde unos pocos pies a unos cientos de pies.

2.6.4 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

Se refiere a la capacidad de flujo de la fractura y es una medida de la facilidad con la que el fluido se mueve a través de una fractura. Se define como el producto de la permeabilidad de la fractura y ancho de la fractura.

Cuando el valor de la capacidad de flujo de la fractura se divide por el producto de la permeabilidad de la formación (k) y longitud de la fractura (x_f), el resultado se conoce como la conductividad adimensional de la fractura (F_{CD}), la cual se define como:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (2.23)$$

Dónde:

F_{CD} = Conductividad adimensional de la fractura

k_f = Permeabilidad de la fractura

w_f = Ancho de la fractura

k = Permeabilidad de la formación

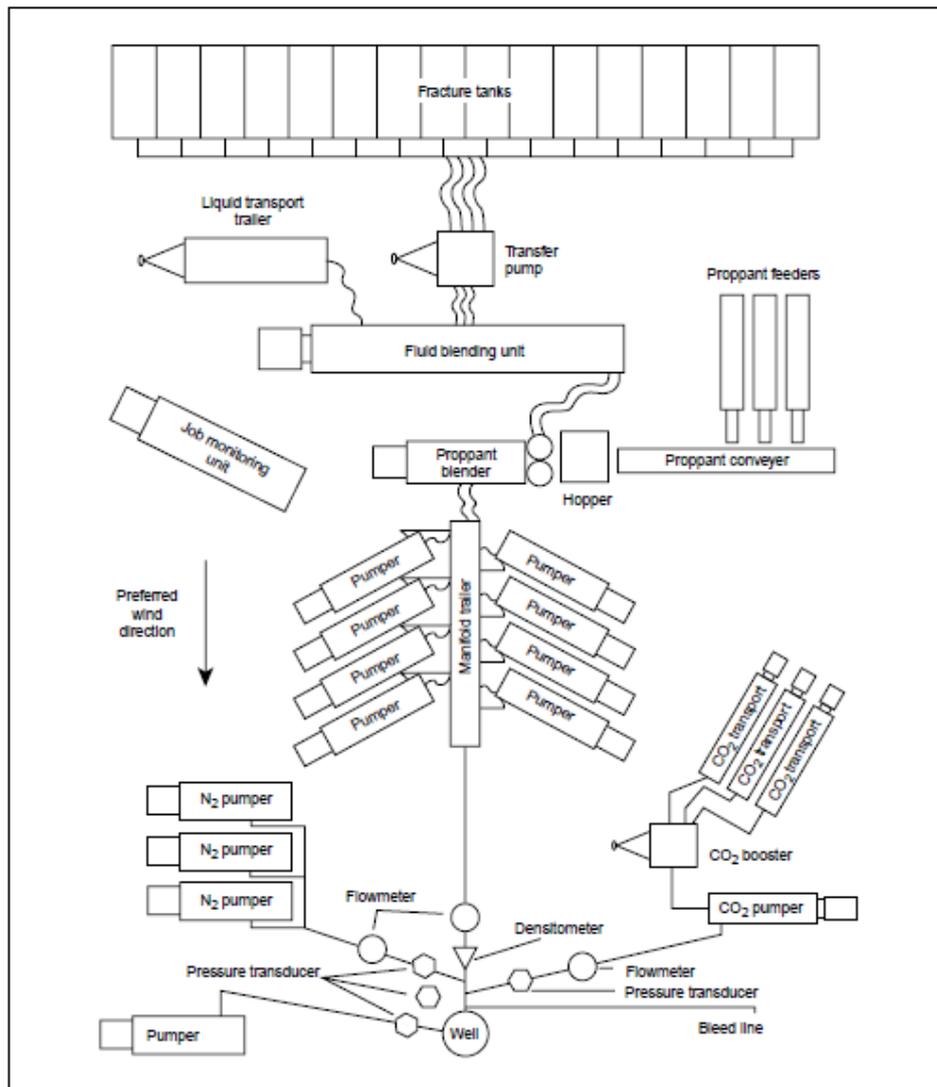
x_f = Longitud de la fractura

2.7 EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO

A pesar de que la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, las técnicas, materiales y equipos que se utilizan para ello sí han evolucionado. Los equipos son cada vez más sofisticados en cuanto a capacidad y precisión de mezclado, así como en cuanto al control de presión, tasa, dosificación de aditivos y materiales apuntalantes. Incluso se ha llegado a utilizar tubería flexible para realizar estas operaciones.

Por otra parte, los adelantos en informática han hecho posible resolver con rapidez y eficiencia las complejas operaciones matemáticas del diseño y su optimización en sitio, así como su evaluación final. En la figura 2.18 se puede apreciar la ubicación típica de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

FIGURA 2. 18 EQUIPOS PARA UN TRATAMIENTO TÍPICO DE FRACTURA HIDRÁULICA



FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Economides and Nolte

El equipo típico que se requiere para tratamientos de fracturamiento es:

- Mezclador programable de densidad óptima II (POD Blender)
- Mezclador de precisión continuo (PCM)
- Bomba de estimulación de alta presión
- Contenedor de la arena
- Camión de arena
- Camión múltiple

- Camión laboratorio
- Unidad FracCAT
- Densitómetro en línea (Downstream)
- Equipo de tratamiento

2.7.1 MEZCLADOR PROGRAMABLE DE DENSIDAD ÓPTIMA II (POD BLENDER)

El POD (programmable optimum density) mezclador programable de densidad óptima II, es una unidad montada en camión que mezcla y bombea hasta 70 bl/min de la mezcla para fractura. La figura 2.19 muestra un POD Blender.

El POD Blender II puede realizar cualquiera de las siguientes tareas:

- Mezclas de apuntalante, aditivos secos, aditivos líquidos y fluidos para fracturamiento.
- Medir y controlar la cantidad de apuntalante que se añade al fluido para fracturamiento.
- Bombas de fluido para fracturación presurizado al camión múltiple y a las bombas.

FIGURA 2. 19 POD BLENDER II.



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

2.7.2 MEZCLADOR DE PRECISIÓN CONTINUO (PCM)

En la figura 2.20 se muestra un mezclador de precisión continuo PCM que es una bomba montada en un camión y sistema de mezcla utilizada para mezclar fluidos para fracturamiento a base de agua.

FIGURA 2. 20 PCM



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Un PCM puede realizar cualquiera de las siguientes tareas:

- Continuarmente medir e hidratar el polímero mediante la mezcla con agua.
- Entregar fluido para fracturación para el mezclador POD.
- Mantener constante la presión hidrostática para el mezclador POD.
- Transportar la mezcla de gel para el sitio.
- Mezclar continuamente gel de polímero, cargar de 10 a 60 lb/1,000 gal y descargar hasta 70 bl/min para el POD Blender.

2.7.3 BOMBA PARA ESTIMULACIÓN DE ALTA PRESIÓN

La bomba de la estimulación, inyecta fluidos para fracturamiento en la formación a presiones y caudales altos. En un trabajo típico de fracturación, varias autobombas están aparejadas a un camión distribuidor.

El camión múltiple controla el flujo de fluido desde las bombas y descarga el fluido para fracturación a la cabeza del pozo. En general se utilizan bombas triplex. Una bomba triplex es una bomba de desplazamiento positivo con tres émbolos. La figura 2.21 muestra una bomba para estimulación de alta presión.

FIGURA 2. 21 BOMBA PARA ESTIMULACIÓN



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

2.7.4 CONTENEDOR DE ARENA

Un contenedor de arena alimenta de apuntalante al POD Blender durante las operaciones de fracturamiento. El contenedor de la arena es transportado vacío para el sitio del pozo. En el lugar es cargado de apuntalante desde el camión de transporte de material seco. Los camiones de transporte tienen compresores de aire que soplan el apuntalante a los compartimientos del contenedor de arena.

Cada compartimiento se puede cargar con el mismo apuntalante o un tipo diferente de apuntalante de los otros compartimentos.

Una cinta transportadora de velocidad variable se encuentra bajo el contenedor de arena que suministra el apuntalante a una tolva de arena unida al POD Blender. La figura 2.22 muestra un contenedor de arena.

FIGURA 2. 22 CONTENEDOR DE ARENA



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services
FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Esta cinta transportadora controla la velocidad a la que el apuntalante se alimenta a la tolva de arena. Compuertas situados en los compartimientos controlan la cantidad de apuntalante colocado sobre la cinta transportadora.

2.7.5 CAMIÓN DE ARENA

El camión de arena provee de apuntalante a la localización del pozo. Tiene dos compartimentos por lo que puede transportar dos tipos diferentes de apuntalante a la vez. La figura 2.23 muestra un camión de arena.

FIGURA 2. 23 CAMIÓN DE ARENA



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services
FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Las restricciones de peso en las carreteras pueden determinar la cantidad real de apuntalante que se puede transportar a la localización del pozo.

En la parte trasera del camión están operadas hidráulicamente las puertas de división que miden el flujo de material. Un canal de descarga guía el material dentro del vórtice de la mezcladora.

El camión de arena se utiliza en lugar del contenedor de arena en las operaciones con cantidades relativamente pequeñas de apuntalante.

2.7.6 CAMIÓN MÚLTIPLE

El camión múltiple de alta presión, a veces llamado misil, se utiliza para organizar los aparejos de las múltiples bombas de alta presión.

El múltiple proporciona conexiones de succión y descarga de hasta 10 camiones de bombeo, 5 en cada lado. Tiene dos sistemas de múltiples de succión separados. Cuenta con dos colectores de descarga nominales de hasta 15,000 psi. La figura 2.24 muestra un camión múltiple.

FIGURA 2. 24 CAMIÓN MÚLTIPLE (VISTAS IZQUIERDA Y DERECHA)



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

El aparejo de los camiones bomba al múltiple incluye una válvula de aislamiento y una línea de evacuación. Este aparejo permite al operador aislar

una bomba si ésta falla durante el trabajo. La válvula de aislamiento también se utiliza durante el cebado de las bombas, de modo que cada bomba puede ser cebada por separado.

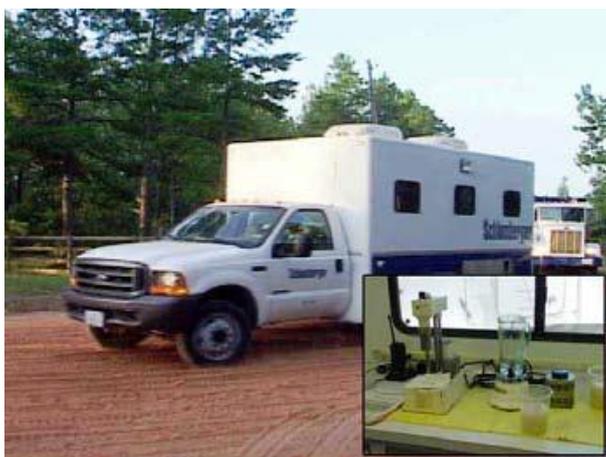
El camión múltiple proporciona flujo de fluido desde los POD Blenders a los camiones bomba y de los camiones bomba al pozo. El múltiple proporciona un medio estándar de aparejos para cada trabajo, lo que permite que las conexiones se hagan rápidamente.

El múltiple también proporciona una distancia corta de succión desde las bombas de alta presión a la cabeza de pozo. Esta distancia ayuda a mantener la presión alta y minimiza la cavitación.

2.7.7 CAMIÓN LABORATORIO

Un camión laboratorio, equipado con las herramientas básicas de pruebas de calidad del fluido debe estar presente en el lugar de trabajo durante un tratamiento de fractura. La figura 2.25 muestra un camión laboratorio.

FIGURA 2. 25 CAMIÓN LABORATORIO



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Se toman muestras de los fluidos que suministra la mezcladora PCM al POD Blender y son verificados para controlar la calidad. La garantía de la calidad

que se puede hacer con este camión asegura que se ejecute el tratamiento como se ha diseñado.

Medidas de control de calidad sencillas pueden aumentar en gran medida las probabilidades de éxito de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

2.7.8 UNIDAD DE FRACCAT

Una unidad de FracCAT es un sistema de control móvil. Alberga las PC y de adquisición de cajas FracCAT utilizados para monitorear, controlar, registrar y evaluar los tratamientos de fracturamiento. La figura 2.26 muestra una unidad FracCAT.

FIGURA 2. 26 UNIDAD FRACCAT



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Una unidad FracCAT tiene dos compartimentos y proporciona una visión de las operaciones de trabajo. En un compartimiento, el supervisor y los clientes monitorean los parámetros del trabajo y toman decisiones de operación. El segundo compartimento se utiliza para ejecutar las operaciones de la bomba.

La unidad FracCAT está equipada con un conjunto completo de sensores para la adquisición de los parámetros de tratamiento, datos y funciones de los

equipos de control. Los sensores recogen datos de densidad, presión, caudal, temperatura, revoluciones, pH, viscosidad, y la concentración de diversos productos químicos.

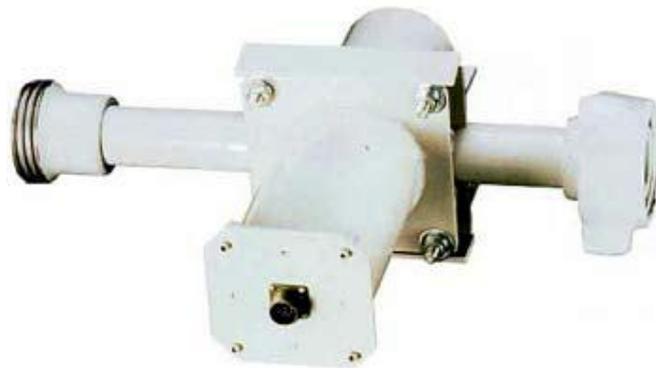
La información de densidad, presión, y de tasa de flujo son los datos primarios de los sensores utilizados en tratamientos de fracturamiento.

La data del sensor también es utilizada por el sistema informático FracCAT para proveer al cliente con los registros de las tasas de tratamiento, presiones y densidades. La información post job se puede comparar con el diseño de los trabajos anteriores y se utiliza en la planificación de futuros tratamientos.

2.7.9 DENSITÓMETRO EN LÍNEA (DOWNSTREAM)

Un densitómetro de alta presión (downstream) se apareja en la línea de tratamiento. El densitómetro lee la densidad de la mezcla que se bombea en el pozo. La figura 2.27 muestra un densitómetro en línea.

FIGURA 2. 27 DENSITÓMETRO EN LÍNEA (DOWNSTREAM)



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

2.7.10 EQUIPO DE TRATAMIENTO

El tratamiento de una fractura requiere una cantidad considerable de equipo de tratamiento, y varía de un trabajo a otro.

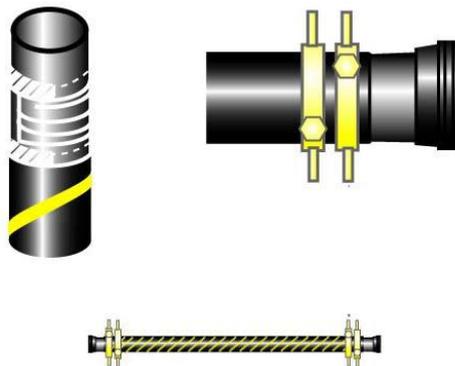
2.7.10.1 Mangueras

Las mangueras de succión ilustradas en la figura 2.28 son de diámetros de 4 o de 8 pulgadas usadas comúnmente en la fracturación.

Tienen una bobina de alambre tejido en las fibras para evitar el colapso. Estas mangueras son también llamadas mangueras duras. Las mangueras de succión están conectadas con dos abrazaderas opuestas y sólo se utilizan en la succión. Nunca se usan en la descarga de ninguna bomba, ya que pueden desprenderse del niple bajo presión.

El flujo máximo permitido para mangueras de succión de 4 pulgadas es 8 bl/min.

FIGURA 2. 28 MANGUERAS DE SUCCIÓN



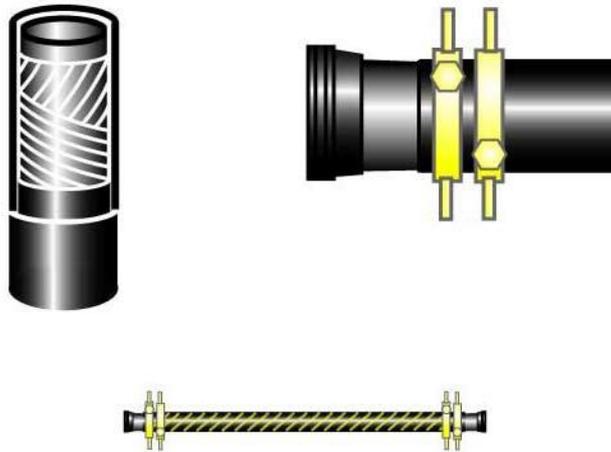
FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Si la longitud de la manguera es excesiva, se restringe el flujo de fluidos a la bomba y ocurrirá la cavitación de la bomba, causando con ello el movimiento excesivo de las líneas de tratamiento y el daño potencial a la bomba.

Mangueras de descarga son típicamente suaves, sin la bobina de alambre tejida en las fibras. La figura 2.29 muestra una manguera de descarga.

FIGURA 2. 29 MANGUERAS DE DESCARGA



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

El flujo máximo permitido para mangueras de descarga de 4 pulgadas es 10 bl/min.

2.7.10.2 Tubería de hierro

El tamaño de la tubería de alta presión es dada por las tasas y presiones anticipadas. Las líneas más pequeñas tienen una máxima limitación al tratar la presión que los tamaños más grandes. La velocidad del fluido debe limitarse a 45 pie/s para minimizar la erosión excesiva del hierro. El bombeo por encima de estas tasas para cualquier período de tiempo prolongado puede erosionar la tubería de hierro y por lo tanto reducir la presión de trabajo eficaz con lo que el hierro podría estar expuesto a un fallo catastrófico. Si el diseño del flujo exceden los límites de flujo de las especificaciones del hierro, entonces o bien una tubería más grande debe ser utilizada o múltiples líneas debe colocarse a la cabeza del pozo. La figura 2.30 muestra tubería de hierro.

FIGURA 2. 30 TUBERÍA DE HIERRO



FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Los caudales máximos para las tuberías son:

- 2 pulgadas: 8.5 bl/min
- 3 pulgadas: 20 bl/min
- 4 pulgadas: 40 bl/min

En la tubería de hierro no debería haber costuras soldadas o expuestas las conexiones roscadas, sino que debe ser integral. Para eliminar estas juntas y roscas expuestas, el hierro y las conexiones asociadas deben ser mecanizados de piezas únicas de metal. La presión máxima de las juntas integrales es de 15,000 psi.

2.7.10.3 Uniones giratorias

Durante las operaciones de bombeo, las tuberías tienden a moverse y vibrar ligeramente. Para evitar la exposición del hierro al estrés de este movimiento, la unión giratoria se coloca para proporcionar una cierta flexibilidad. Las uniones giratorias permiten al hierro cierta libertad de movimiento. Las uniones giratorias también permiten al hierro girar en las esquinas y cambiar de dirección. Para asegurar que las secciones rectas del hierro sean completamente libres de moverse, se recomienda tener tres rótulas entre dos puntos fijos en la línea. La figura 2.31 muestra una unión giratoria.

FIGURA 2. 31 UNIÓN GIRATORIA

FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

2.7.10.4 Válvulas

Hay varios tipos de válvulas que se utilizan para realizar un tratamiento.

- Válvulas de tapón controlan el flujo de fluido en los colectores de descarga de alta presión y líneas de tratamiento. Las válvulas de tapón también se utilizan para las líneas de evacuación y son designadas por el tamaño de la línea y su diámetro interno. Por ejemplo, 2x1 significa que la válvula se utiliza en una línea 2 pulgadas y que tiene un diámetro de 1 pulgada en el interior. La figura 2.32 muestra válvulas tapón.

FIGURA 2. 32 VÁLVULAS TAPÓN

FUENTE: Fracturing equipment, Schlumberger Fracturing Services

FOTOGRAFIADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- Una válvula de control debe ser colocada en la línea de tratamiento, en el suelo, tan cerca de la cabeza del pozo como sea posible. La válvula permite el flujo en una dirección, por lo tanto, puede ser bombeada a través de, pero se cierra automáticamente una vez que el bombeo se detiene, no permite el flujo hacia atrás en dirección opuesta. Este tipo de válvula aísla presiones del pozo para el lado cerrado de la válvula de retención e impide el flujo de los fluidos del pozo. Este tipo de válvula es esencial para controlar el pozo si una repentina pérdida de presión de la bomba se produce, por ejemplo, cuando una línea de tratamiento falla. En estas situaciones de emergencia, no hay tiempo para cerrar físicamente las válvulas en la cara del pozo, pero la válvula de retención automática se puede cerrar.
- Las válvulas de retención de aleta se suelen utilizar en la línea de tratamiento principal. Apuntalantes, agentes de desvío sólidos, y selladores de bolas pueden ser bombeados a través de este tipo de válvula sin temor a tapar o destruir su fiabilidad. Al igual que una válvula de retención, cuando el bombeo se detiene, se cierra para evitar el reflujos.
- Válvulas de retención de dardo se utilizan en líneas de tratamiento de nitrógeno y dióxido de carbono. Estas válvulas utilizan un resorte para asentar un dardo y cerrar la válvula cuando se detiene la inyección. Debido a que las válvulas de retención de dardos son fáciles de desconectar y conectar, no se recomiendan para su uso en el tratamiento de la línea principal. Una línea de evacuación esta entre la válvula de retención y la válvula maestra para liberar cualquier presión antes de desconectar la línea.

2.7.10.5 Líneas de evacuación

Una línea de evacuación alivia la presión del sistema de tratamiento de las líneas de alta presión cuando las válvulas en boca de pozo se han cerrado. La línea de evacuación no está diseñada para prolongar el flujo de retorno de fluidos del pozo, sólo para el drenaje de la línea de líquido antes de desconectar la línea. Una línea de flujo de retorno permanente deben

establecerse para el flujo a largo plazo de los fluidos del pozo (por lo general el cliente dispondrá de terceros operadores con equipos responsables de flujo de retorno a largo plazo).

La línea de evacuación debe colocarse entre la válvula de retención y la válvula de control de cabeza de pozo. Si el arreglo de evacuación está fuera de lugar, la presión quedará atrapada entre la presión de la cabeza del pozo y la válvula de retención, y una presión peligrosa resultara cuando la línea de tratamiento sea desarmada.

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ALTERADAS DEBIDO A LA ESTIMULACIÓN PARA SELECCIONAR LOS PROCESOS CON MEJORES RESULTADOS.

Muchos de los grandes yacimientos de alta permeabilidad del mundo se están acercando al fin de sus vidas productivas. Cada vez con más frecuencia, los hidrocarburos que abastecen combustible a las diferentes naciones y economías del mundo provendrán de yacimientos de baja permeabilidad y esas formaciones compactas requieren tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico para producir a regímenes económicos.

Si bien el incremento de la productividad o inyectividad de un yacimiento estimulado puede implicar el éxito de un tratamiento, no necesariamente significa que los modelos de yacimiento y fracturamiento hayan pronosticado correctamente el resultado.

Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permiten a los equipos a cargo de los activos de las compañías operadoras aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos.

Siempre deben considerarse las características del yacimiento a la hora de diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico. En yacimientos de permeabilidad moderada a alta, el objetivo de las fracturas es mejorar la producción sorteando el daño de formación en la región vecina al pozo. En estos yacimientos, la característica más importante de la fractura es su conductividad adimensional; una función que incluye el ancho, la permeabilidad y la longitud de la fractura, además de la permeabilidad de la matriz de la

formación. En yacimientos permeables pero débilmente consolidados, los métodos de fracturamiento se utilizan en conjunto con los tratamientos de empaque de grava para reducir la caída de presión y las velocidades del flujo en las adyacencias de un pozo durante la producción, y de este modo mitigar la producción de arena.

En yacimientos de baja permeabilidad, sin lugar a dudas el tipo de yacimiento más comúnmente estimulado por fracturamiento hidráulico, los especialistas de la industria han establecido que la longitud de la fractura es el factor decisivo en lo que respecta al incremento de la productividad y la recuperación. Desde el punto de vista del desarrollo de los yacimientos, contar con un conocimiento razonable de la geometría y la orientación de las fracturas hidráulicas es crucial para determinar el espaciamiento entre pozos y concebir estrategias de desarrollo de campos petroleros para extraer más hidrocarburos. Además, el modelado de yacimientos se mejora con un profundo conocimiento de las fracturas hidráulicas efectuadas en un campo.

Las fracturas naturales, que a menudo constituyen el mecanismo primario para el flujo de fluido en yacimientos de baja permeabilidad, comprometen severamente la capacidad para predecir la geometría de las fracturas hidráulicas y el efecto de las operaciones de estimulación sobre la producción y el drenaje.

La comprensión de la forma en que las fracturas creadas hidráulicamente interactúan con los sistemas de fracturas naturales abiertos y con rellenos de minerales requiere el conocimiento de los tipos de fracturas tanto hidráulicas como naturales.

Las fracturas hidráulicas tienden a propagarse de acuerdo con las direcciones de los esfuerzos actuales y los planos de debilidad preexistentes, tales como las fracturas naturales. Las orientaciones de los sistemas de fracturas naturales reflejan los regímenes de esfuerzos antiguos y posiblemente localizados.

En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables del mejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales.

3.1. PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para obtener un buen tratamiento de la fractura se debe realizar el proceso con cierta secuencia:

- Análisis preliminar
- Ejecución del trabajo
- Resultados y análisis

3.1.1. ANÁLISIS PRELIMINAR

En esta sección se especifica el pozo, formación a ser fracturada y la fecha de ejecución del trabajo de fracturamiento hidráulico. Además se detalla cierta información como:

- Antecedentes
- Historial de pruebas de producción de pozo
- Datos de Workover
- Registros de perfilaje

3.1.2. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

En esta sección se llevan a cabo tres puntos clave en el tratamiento de la fractura:

- Diseño de la fractura (simulación)
- Ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico
- Evaluación del tratamiento

3.1.2.1. Diseño de la fractura (Simulación)

Se revisa y analiza la información disponible, en base a estos datos se puede concluir si el pozo puede incrementar considerablemente su producción mediante la realización de un tratamiento de estimulación, el cual incluye el control de la altura de la fractura mediante el uso de fluido para fractura y apuntalante.

3.1.2.1.1. Fluidos

a) Fluidos para fractura

Los fluidos para fractura que se usaron en este campo son:

- ***Fluido 1***

Es un fluido gelificado polimérico lineal con un excelente control de pérdida de fluido y propiedades de reducción de la fricción que resulta en baja presión por fricción. La adición de un rompedor encapsulado reduce aún más la viscosidad tras el tratamiento de fracturamiento además optimiza la conductividad del empaque de apuntalante.

- ***Fluido 2***

Es un gel polimérico reticulado de goma guar, en el cual el agente de reticulación es el borato, con 30 libras de polímero (goma guar) por cada 1,000 litros de agua. Además de ser un fluido para altas temperaturas con efecto retardado.

- ***Fluido 3***

Es un gel polimérico reticulado de goma guar, en el cual el agente de reticulación es el borato, con 35 libras de polímero (goma guar) por cada 1,000

litros de agua. Además de ser un fluido para altas temperaturas con efecto retardado.

b) Fluidos de limpieza

Los fluidos de limpieza que se utilizaron para este campo son:

- **Fluido de limpieza 1**

Es un fluido gelificado polimérico lineal con un excelente control de pérdida de fluido y propiedades de reducción de la fricción que resulta en baja presión por fricción. La adición de un rompedor encapsulado reduce aún más la viscosidad tras el tratamiento de fracturamiento, la optimización de la conductividad empaque de apuntalante.

- **Fluido de limpieza 2**

Es un gel lineal polimérico de goma guar, con 25 libras de polímero (goma guar) por cada 1,000 litros de agua. Además de ser un fluido para altas temperaturas con efecto retardado.

- **Fluido de limpieza 3**

Es un gel lineal polimérico de goma guar, con 30 libras de polímero (goma guar) por cada 1,000 litros de agua. Además de ser un fluido para altas temperaturas con efecto retardado.

- **Fluido de limpieza 4**

Es un gel lineal polimérico de goma guar, con 35 libras de polímero (goma guar) por cada 1,000 litros de agua. Además de ser un fluido para altas temperaturas con efecto retardado.

3.1.2.1.2. Apuntalante

Carbolite 20/40

Proporciona la conductividad de la fractura más alta para una mayor productividad en los pozos a profundidades moderadas, en particular los pozos de petróleo. Este apuntalante de cerámica de peso ligero tiene una densidad aparente y la gravedad específica similar a la arena, sin embargo, proporciona la capacidad de flujo alta para tasas de producción mejoradas.

Para la selección del apuntalante, se toma como principal parámetro la presión de cierre que se espera conseguir en el yacimiento y la conductividad del apuntalante a dicha presión. Se estima que el gradiente de fractura esté entre 0.58 y 0.665 psi/pie (teniendo como referencia pozos en el mismo yacimiento). Esto da un esfuerzo de cierre sobre el apuntalante entre 4,200 y 6,500 psi aproximadamente. El agente apuntalante posee la capacidad de resistir este valor de esfuerzo sin que se produzcan fallas de grano que reduzcan significativamente la conductividad de la fractura creada. La tabla 3.1 muestra las especificaciones del apuntalante Carbolite 20/40.

TABLA 3. 1
DATOS DEL APUNTALANTE

Datos del apuntalante			
Nombre	Gravedad específica	Diámetro principal (pg)	Porosidad de empaque
Carbolite 20/40	2.71	0.029	35%

FUENTE: <http://www.carboceramics.com/CARBO-LITE/>

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

3.1.2.1.3. PropGUARD (Aditivo para evitar el reflujo de apuntalante)

El aditivo PropGUARD, es una fibra pequeña que se bombea en conjunto con el apuntalante. Esta fibra permite formar una malla estrecha que no solamente favorece el bombeo del fluido más apuntalante dentro de la tubería (buena suspensión de sólidos, especialmente a concentraciones de apuntalante más

altas), sino que además impide la producción o reflujo de apuntalante una vez que el pozo sea puesto en producción. Primero las fibras individuales se conectan unas con otras creando una malla que mejora la consolidación mecánica del empaque. Segundo la malla de fibras se refuerza cuando las fibras ya unidas se unen a otras fibras en los puntos de intersección.

3.1.2.1.4. Simulación FracCADE

Con la finalidad de determinar el programa de bombeo se utiliza el simulador FracCADE para estimar la geometría de fractura óptima.

Los siguientes resultados son determinados usando un modelo vertical (modelo Pseudo 3-D Vertical):

- Tope inicial de la fractura TVD (pie)
- Fondo inicial de la fractura TVD (pie)
- Longitud del apuntalado de la fractura (pie)
- End Of Job Hydrostatic a Altura a Pozo (pie)
- Ancho promedio apuntalado (pg)
- Concentración de gel promedio (lb/milgal)
- Factor retenido del fluido gel promedio
- Presión neta (psi)
- Eficiencia
- Conductividad efectiva (md.pie)
- Fcd efectiva
- Presión máxima en superficie (psi)

En base a los datos mencionados se obtiene:

a) Tabla de descripción de trabajo

En esta sección según los datos ingresados; la simulación dará ciertos resultados:

- *Nombre de la etapa*, aquí se especifica el proceso a seguir en el bombeo, así puede ser el bombeo del colchón, el bombeo de gel con apuntalante aumentando la concentración de éste y finalizando con el bombeo de limpieza.
- *Caudal de la bomba*, este valor suele ser constante durante todo el tratamiento debido a la limitante de las tuberías de tratamiento.
- *Nombre de fluido*, en esta sección se especifica qué tipo de fluido se bombea en cada etapa.
- *Volumen de fluido por etapa*, aquí se especifica cuanto fluido se bombeó en cada etapa del tratamiento.
- *Concentración de gel*, debido a que se usa un mismo gel para todo el tratamiento este valor no suele variar.
- *Tipo de apuntalante y mesh*, en esta sección se especifica el apuntalante usado y su respectivo mesh.
- *Concentración de apuntalante*, en esta sección se especifica la concentración de apuntalante bombeada por etapa.

La manera de presentar estos valores se muestra en la tabla 3.2.

TABLA 3. 2

DESCRIPCIÓN DE TRABAJO

Descripción de trabajo						
Nombre de etapa	Caudal de bomba (bl/min)	Nombre del fluido	Volumen de fluido por etapa	Concentración de gel (lb/mgal)	Tipo de Apuntalante y Mesh	Conc. de apuntalante (PPA)
Colchón	18,0	FLUIDO 2	3000	30,0		0,00
0,5 PPA	18,0	FLUIDO 2	400	30,0	CarboLite 20/40	0,50
1,0 PPA	18,0	FLUIDO 2	500	30,0	CarboLite 20/40	1,00
3,0 PPA	18,0	FLUIDO 2	550	30,0	CarboLite 20/40	3,00
4,0 PPA	18,0	FLUIDO 2	600	30,0	CarboLite 20/40	4,00
LIMPIEZA	18,0	FLU. DE LIMP. 2	3239	30,0		0,00

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

b) Tabla de total de fluidos

En esta sección se especifica el total de fluido de tratamiento y limpieza. Un ejemplo de esto se muestra en la tabla 3.3.

TABLA 3. 3**TOTAL DE FLUIDOS**

Total de fluidos	
9389 bl de FLUIDO 2	
3239 bl de FLU. DE LIMP. 2	

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

c) Total de apuntalante

En esta sección se especifica el total de apuntalante a usarse especificando su tipo y mesh. La tabla 3.4 muestra un ejemplo del total de apuntalante tras la simulación con FracCADE.

TABLA 3. 4**TOTAL DE APUNTALANTE**

Total de fluidos	
9400 lb de CarboLite 20/40	

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

d) Porcentajes de colchón

En esta sección se especifica el porcentaje de colchón de limpieza y fluido con arena. La tabla 3.5 muestra un ejemplo de porcentajes de colchón tras la simulación con FracCADE.

TABLA 3. 5**PORCENTAJE DE COLCHÓN**

Porcentaje de colchón	
% Colchón de limpieza	48.8
% Fluido con Arena	45.7

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

3.1.2.1.5. Resultados de la simulación del tratamiento

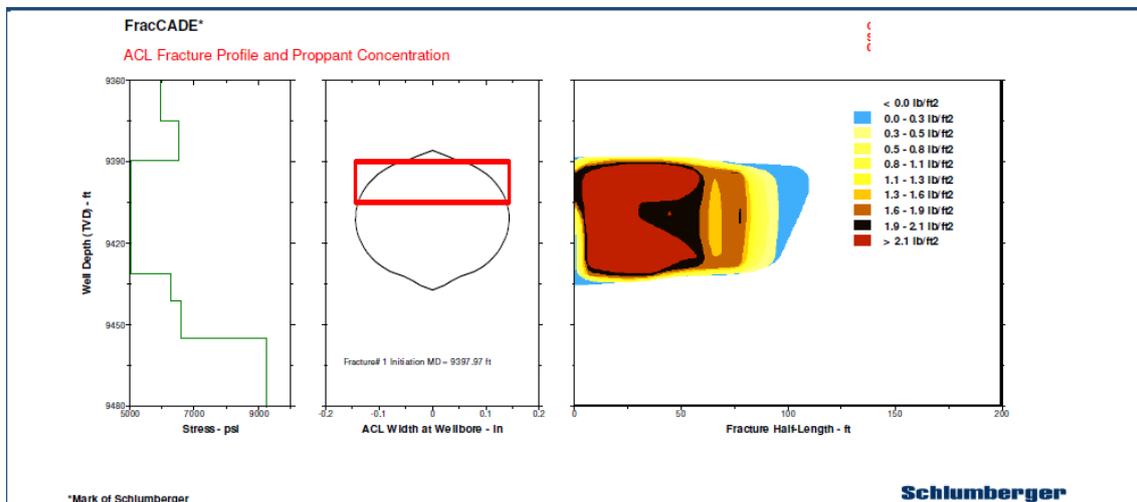
a) Gráfica de perfil de concentración por área

En esta gráfica se comparan:

- Profundidad vs tensión
- Profundidad vs ancho de pozo
- Profundidad vs longitud de la fractura

La figura 3.1 muestra un ejemplo de un perfil de concentración por área tras la simulación con FracCADE, mientras menor sea el esfuerzo en la formación mayor será el ancho de la fractura dando lugar a una mayor concentración de apuntalante.

FIGURA 3. 1 PERFIL DE CONCENTRACIÓN POR ÁREA



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

b) Gráfica de bombeo

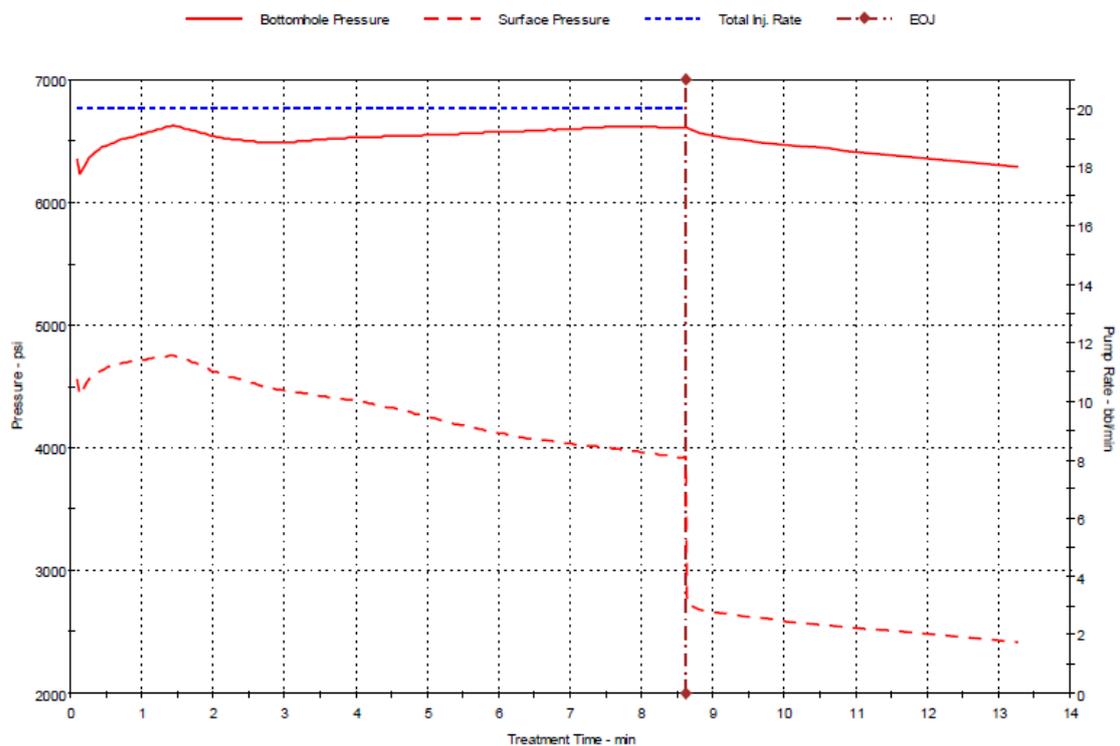
En esta gráfica se muestra el comportamiento de:

- Presión de fondo vs tiempo de tratamiento

- Presión de superficie vs tiempo de tratamiento
- Caudal total de inyección vs tiempo de tratamiento
- EOJ (End of job) vs tiempo de tratamiento

En la figura 3.2 se aprecia que mientras se mantiene la tasa de inyección constante en superficie, las presiones de superficie y fondo aumentan hasta fracturar la formación, tras esto la presión de superficie decae en forma lineal sin embargo la presión de fondo se mantiene mientras crea la geometría de la fractura, al finalizar el trabajo (EOJ) y dejar de inyectar fluido para fractura a la formación, la presión de superficie cae bruscamente, para luego disminuir gradualmente logrando de esta manera que la presión de fondo disminuya de la misma manera evitando el reflujos de apuntalante.

FIGURA 3. 2 PERFIL DE BOMBEO



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Para finalizar esta sección se especifica el caudal de bombeo requerido para lograr los objetivos propuestos además del total de apuntalante.

3.1.2.2. Ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico

Se inicia informando la fecha de arribo de los equipos y la fecha de realización de la fractura.

3.1.2.2.1. Programa de trabajo

En esta sección se detalla el orden en el cual se realizarán los procesos a seguir en el tratamiento de fracturamiento hidráulico los cuales son:

- Armar y bajar sarta de fracturamiento.
- Asentar packer a profundidad deseada.
- Armar equipo de Well Services para fracturamiento hidráulico.
- Realizar pruebas de líneas de Well Services contra la válvula de tapón en cabezal de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 3 minutos, liberar presión, abrir cabezal de pozo.
- Recalcular desplazamiento hasta el tope de los punzados en locación en base a la configuración de tubería disponible.
- Realizar DataFRAC para evaluar fricciones /eficiencia.
- Realizar operación de fracturamiento hidráulico de acuerdo al programa de bombeo revisado luego del análisis del DataFRAC.
- Esperar cierre de fractura y luego liberar presión (para evitar retorno de apuntalante). En caso que el pozo quedará presurizado luego del cierre de la fractura se recomienda liberar la presión a aproximadamente 0.5 bpm para evitar devolución de apuntalante durante el flujo de retorno.
- Continuar con operaciones de WO previstas.

Además se deben especificar ciertas recomendaciones relacionadas con el uso del PropGUARD.

3.1.2.2.2. Pruebas de MNFO (Minifalloff) y DataFRAC

a) Pruebas de MNFO (MINIFRAC)

Las pruebas se han utilizado durante décadas para determinar propiedades de formación esenciales y para evaluar la condición del pozo. Hay muchos tipos diferentes de pruebas que pueden ser utilizados para recopilar esta información según el momento en que se realiza la prueba, la ubicación del pozo, el tipo de pozo y el tipo de formación. En su mayor parte, las pruebas convencionales (flujo/acumulación o inyección/caída) han cumplido la mayoría de nuestras necesidades. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, los métodos de ensayo tradicionales no son factibles por diversas razones. Esto es especialmente cierto para las formaciones de muy baja permeabilidad que requieren la estimulación masiva para obtener la producción económica. Para estas formaciones, es extremadamente importante establecer la presión de la formación y permeabilidad antes de la estimulación principal. Una prueba que ha demostrado ser conveniente para este propósito se conoce comúnmente como una prueba " MNFO".

Una prueba MNFO es una prueba de diagnóstico de la inyección-caída realizada sin apuntalante antes de un tratamiento de estimulación de fractura principal. La intención es romper la formación para crear una corta fractura durante el período de inyección, y luego de observar el cierre del sistema de fracturas durante el período de caída subsiguiente. Históricamente, estas pruebas se llevaron a cabo inmediatamente antes del tratamiento principal de fractura para obtener parámetros de diseño (es decir: presión de fractura de cierre, gradiente de fractura, coeficiente de pérdida de fluido, la eficiencia de fluido, permeabilidad de la formación y la presión del yacimiento). Sin embargo, ya que el personal y los equipos de fractura estaban esperando en el lugar para realizar el tratamiento principal, el período de caída se detuvo por lo general poco después de la observación de cierre, antes de que se pudieran obtener estimaciones fiables de la presión de formación y permeabilidad. Dado que estos dos parámetros son fundamentales para el diseño de la fractura y de la

ingeniería de producción/reservorio, parecía prudente ampliar el período de caída para obtener mejores estimaciones, sobre todo porque hay poca esperanza de recopilar esta información después de la estimulación principal. Muchos operadores han logrado esto simplemente programando la prueba MNFO mucho antes del tratamiento principal de la fractura. Sin embargo, la predicción del tiempo de caída necesaria para obtener estimaciones significativas de la presión de formación y la permeabilidad es difícil, ya que depende de tener un conocimiento previo de la permeabilidad, además de conocer las propiedades geomecánicas de la formación. En muchos casos, el progreso de una prueba MNFO se puede evaluar con los datos de presión medida en la cabeza del pozo, eliminando la necesidad de "adivinar" cuando se ha obtenido datos suficientes.

La fractura creada puede cortar a través de daño cerca del pozo, y proporcionar una mejor comunicación entre el pozo y la verdadera formación.

b) DataFRAC

El servicio de determinación de datos de fractura DataFRAC identifica los valores de los parámetros específicos para la formación y el pozo que son críticos para el diseño óptimo de tratamiento de las fracturas. Los valores estimados o inexactos pueden dar lugar a:

- Arenamiento prematuro y reducción de la penetración de la fractura debido al agotamiento del colchón de fluido.
- Fracturas sin apuntalante, daño en la conductividad del empaque de apuntalante, y el aumento de los costos de tratamiento, debido a volumen excesivo del colchón.

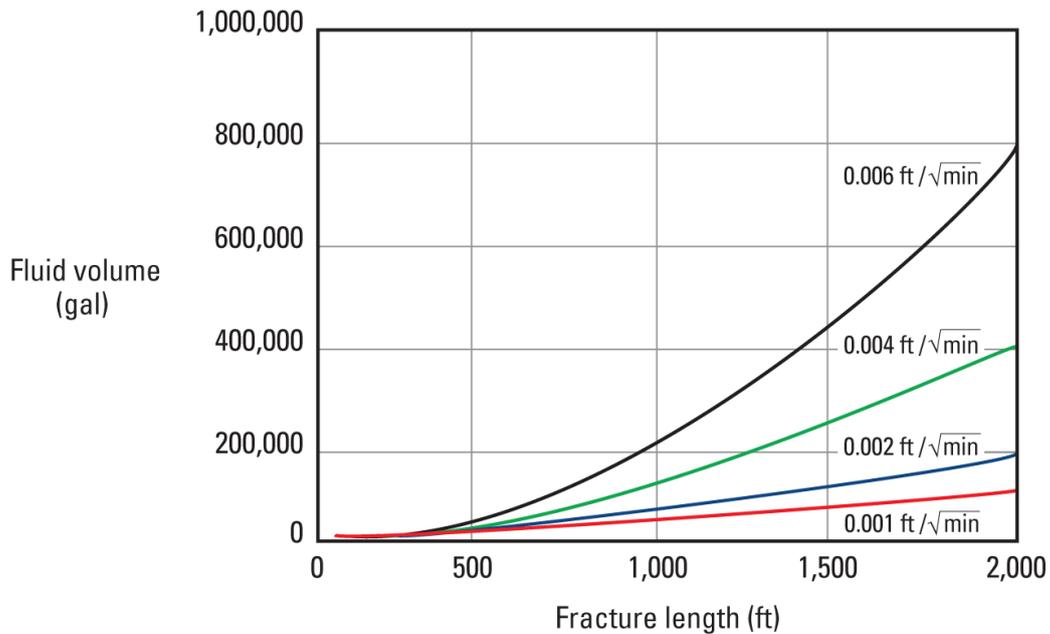
El servicio por lo general consta de dos pruebas:

- La prueba de cierre determina la presión de cierre o la mínima tensión de la roca en sitio, que es esencial para todos los análisis de la fractura.

- La prueba de calibración es un procedimiento de inyección/cierre/declinación. Un fluido viscoso sin apuntalante se bombea en el pozo a una velocidad propuesta para el tratamiento de fracturación. El pozo se cierra, entonces la disminución de presión es monitoreada y analizada utilizando el diseño de fracturamiento FracCADE y un software de evaluación.

La figura 3.3 muestra el efecto del coeficiente de pérdida de fluido en el volumen de fluido requerido.

FIGURA 3. 3 EFECTO DEL COEFICIENTE DE PÉRDIDA DE FLUIDO EN EL VOLUMEN DE FLUIDO REQUERIDO.

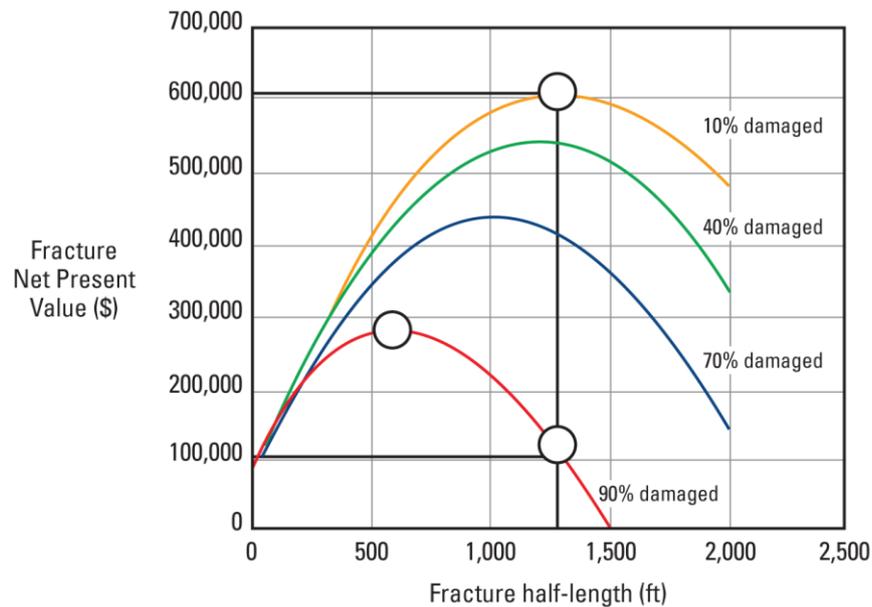


FUENTE: Fracturing fluids, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La figura 3.4 muestra el efecto del daño del empaque de apuntalante y longitud de la fractura en el valor actual neto de la fractura.

FIGURA 3. 4 EFECTO DEL DAÑO DEL EMPAQUE DE APUNTALANTE Y LONGITUD DE LA FRACTURA EN EL VALOR ACTUAL NETO DE LA FRACTURA.

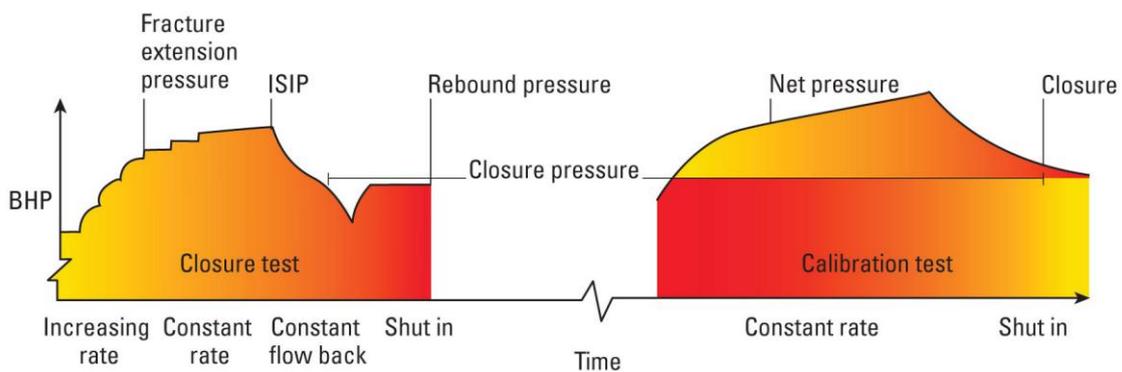


FUENTE: Fracturing, fluids, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Este tipo de pruebas se realizan con fluido real con lo que se obtiene la figura 3.5, un gráfico de presión de tratamiento vs tiempo y caudal de mezcla vs tiempo.

FIGURA 3. 5 PROCEDIMIENTO DE BOMBEO TÍPICO DE SERVICIO DATAFRAC.



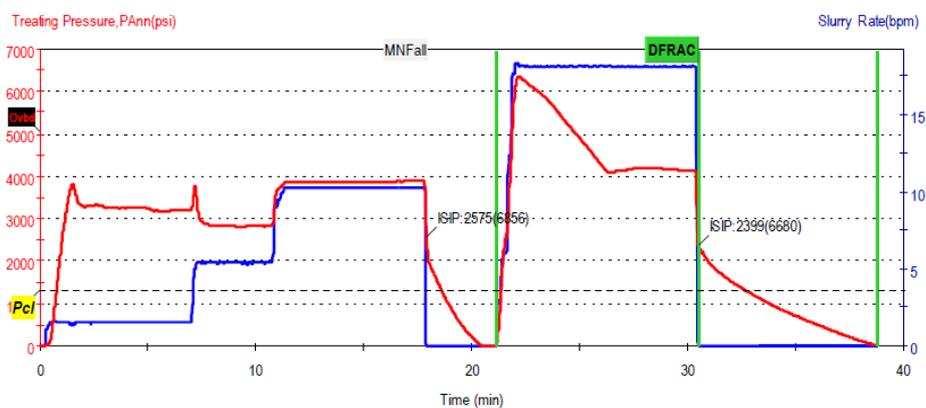
FUENTE: Fracturing fluids, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

En la figura 3.6 se muestra un ejemplo del comportamiento de las pruebas de Minifalloff y DataFRAC, además se pueden obtener datos importantes para el rediseño de la fractura:

- Presión MNFO (psi)
- Presión DataFRAC (psi)
- KH/u (md.pie/cp)
- Gradiente de presión, Fg (psi/pie)

FIGURA 3. 6 COMPORTAMIENTO DE LAS PRUEBAS MINIFALLOFF Y DATAFRAC



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services
ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

3.1.2.2.3. Rediseño de la fractura

Basándose en los datos obtenidos en las pruebas de MNFO y DataFRAC además de un análisis se procede a rediseñar la fractura con lo que se obtiene:

- Tabla de descripción de trabajo
- Tabla de total de fluidos
- Total de apuntalante

Basándose en los nuevos resultados se procede a realizar el tratamiento de la fractura.

3.1.2.3. Evaluación del tratamiento

En esta sección se muestran los datos y gráficos obtenidos en el tratamiento de la fractura, los cuales son:

a) Diseño de bombeo

- *Nombre de la etapa*
- *Volumen bombeado*
- *Caudal de la bomba*
- *Tiempo de bombeo*
- *Nombre de fluido*
- *Volumen de fluido*
- *Nombre de apuntalante*
- *Concentración de apuntalante*
- *Masa de apuntalante*

La tabla 3.6 muestra un ejemplo de horario de bombeo:

TABLA 3. 6
TASA DE BOMBEO

Tasa de bombeo									
#	Nombre de etapa	Volumen de mezcla	Caudal de bomba (bl/min)	Tiempo de bombeo	Nombre del fluido	Volumen de fluido por etapa	Tipo de Apuntalante y Mesh	Conc. de apuntalante (PPA)	Masa de apuntalante (lb)
1	COLCHÓN	81	18,0	4.5	FLUIDO 2	3000		0,00	0
2	0,5 PPA	9.6	18,0	0.5	FLUIDO 2	400	CarboLite 20/40	0,50	100
3	1,0 PPA	10.9	18,0	0.6	FLUIDO 2	500	CarboLite 20/40	1,00	225
4	2,0 PPA	12.4	18,0	0.7	FLUIDO 2	500	CarboLite 20/40	2,00	500
5	3,0 PPA	12.9	18,0	0.7	FLUIDO 2	550	CarboLite 20/40	3,00	100
6	4,0 PPA	14	18,0	0.8	FLUIDO 2	600	CarboLite 20/40	4,00	1500
7	6,0 PPA	6	18,0	0.8	FLUIDO 2	600	CarboLite 20/40	6,00	2000
8	LIMPIEZA	76.3	18,0	0.3	FLU. DE LIMP. 2	3239		0,00	0

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

b) Descripción del tratamiento o diseño

- Fluido con arena
- Tiempo de bombeo
- Fluido limpio
- Apuntalante

La tabla 3.7 muestra un ejemplo de total en pista:

TABLA 3. 7

TOTAL EN PISTA

Valores de diseño			
Volumen de Fluido [bl]	Tiempo de Bombeo [min]	Volumen Fluido Limpio [gal]	Apuntalante [lb]
251.2	14	10154	9025

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

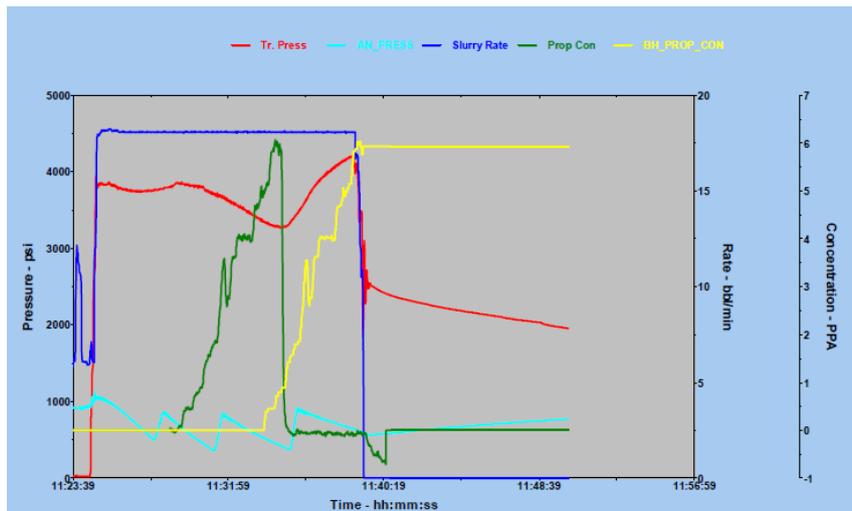
c) Gráfico de ejecución del trabajo de fractura hidráulica

Esta gráfica muestra los comportamientos de:

- Presión de tratamiento vs tiempo
- Presión anular vs tiempo
- Caudal de bombeado vs tiempo
- Concentración de apuntalante vs tiempo
- Concentración de apuntalante en fondo vs tiempo

En la figura 3.7 se aprecia el caudal constante del tratamiento, la variación de presión del tratamiento, la concentración de apuntalante añadido y acumulado en fondo además de la presión en el espacio anular obtenida en el tratamiento.

FIGURA 3. 7 EJECUCIÓN DEL TRABAJO DE FRACTURA HIDRÁULICA



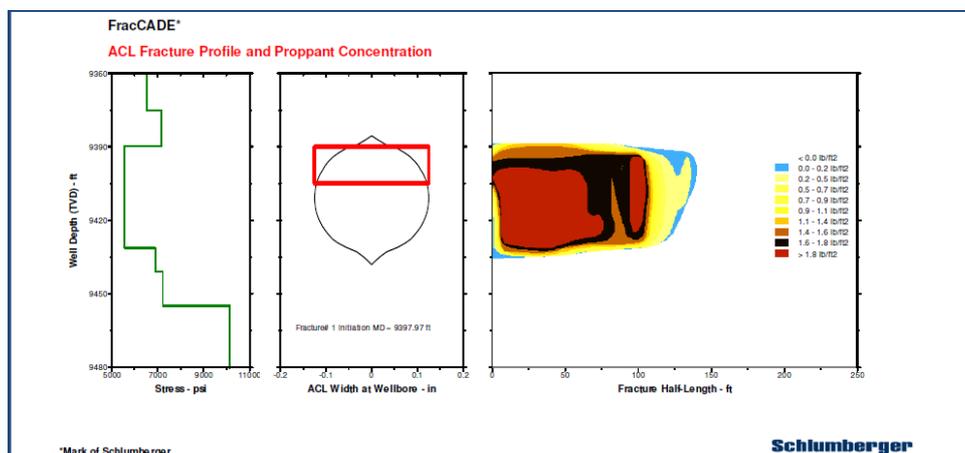
FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

d) Geometría de fractura obtenida

La figura 3.8 es un perfil de concentración por área que se obtiene en la simulación y se comparan:

- Profundidad vs tensión
- Profundidad vs ancho de pozo
- Profundidad vs longitud de la fractura

FIGURA 3. 8 GEOMETRÍA DE FRACTURA OBTENIDA



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger Fracturing Services
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

3.1.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En todo proceso se obtienen resultados, los cuales pueden ser satisfactorios o no, debido a esto se obtienen varias conclusiones de los resultados y del proceso en general, además de recomendaciones basadas en la experiencia del proceso.

En este tipo de procesos se pueden tener varias conclusiones tales como:

- Si el trabajo de fracturamiento hidráulico se realizó con o sin problemas operacionales.
- Cual fue la concentración en formación de PPA de apuntalante.
- La producción final del pozo tras el proceso de fracturamiento hidráulico.

Además de recomendaciones como:

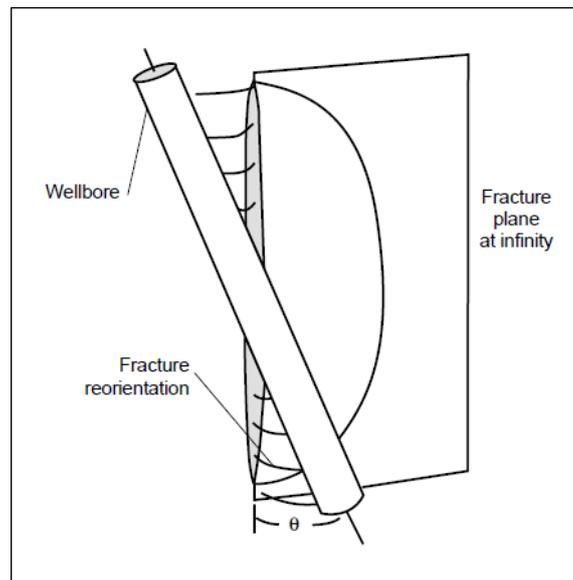
- Tener en cuenta ciertos procesos debido a posibles problemas operativos.
- Tomar en cuenta el estado de los equipos sin olvidar los materiales a usarse en el tratamiento.

3.2. CARACTERÍSTICAS DE ROCA Y FLUIDO ALTERADAS EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para poder comprender los cambios que una fractura hidráulica provoca en el reservorio, se debe diferenciar la zona afectada por la fractura, de la zona que permanece intacta.

Como se aprecia en la figura 3.9, independientemente de la configuración del pozo, la fractura se alinearán perpendicularmente al plano de menor esfuerzo en la formación

FIGURA 3. 9 FRACTURA HIDRÁULICA ALINEADA EN LA DIRECCIÓN DE LA PROPAGACIÓN



FUENTE: Economides and Nolte, Reservoir Stimulation

ELABORADO POR: Economides and Nolte

La zona que se estudiará es exclusivamente la zona fracturada. Básicamente, la fractura en sí.

Lo que se logra al realizar una fractura hidráulica es canalizar el fluido en un área de mayor permeabilidad que va desde la pared del pozo hasta una longitud límite dentro del reservorio. Logrando con esto evitar cualquier zona alrededor del pozo que pueda provocar una reducción significativa del caudal aportado y cambiando el patrón de flujo de radial a lineal.

Se analizará cada punto que se ve afectado por el proceso de estimulación:

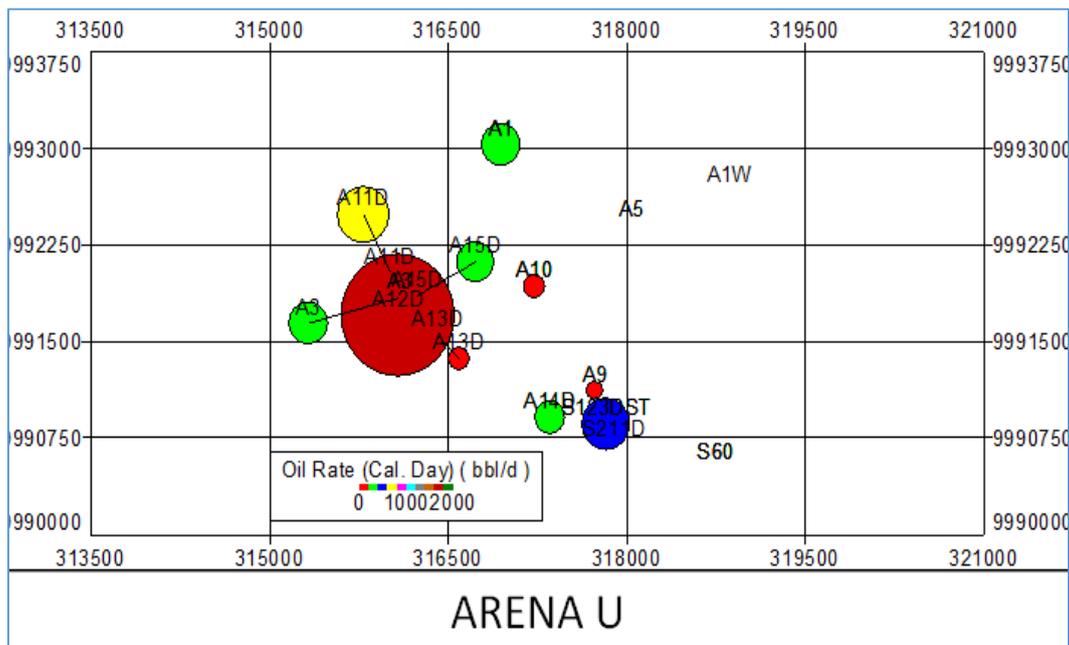
- Área de Drenaje

El área de drenaje del pozo, es el área alrededor del pozo, de donde éste logrará captar fluidos del reservorio. La figura 3.10 despejará cualquier duda sobre este concepto.

Dicha área se verá afectada por la heterogeneidad del reservorio, en un reservorio homogéneo esta área será un área circular alrededor del pozo y esta es la manera más fácil de representarla y estudiarla.

Al realizar un trabajo de estimulación y especialmente con fracturas hidráulicas, los pozos producirán de una mayor área del reservorio. Por lo que luego del proceso de estimulación el pozo tendrá una mayor área de drenaje, logrando un aumento en las reservas estimadas del pozo y una mayor producción del mismo.

FIGURA 3. 10 TASA DE FLUJO Y ÁREA DE DRENAJE / POZO



FUENTE: Reservoir Information, Schlumberger

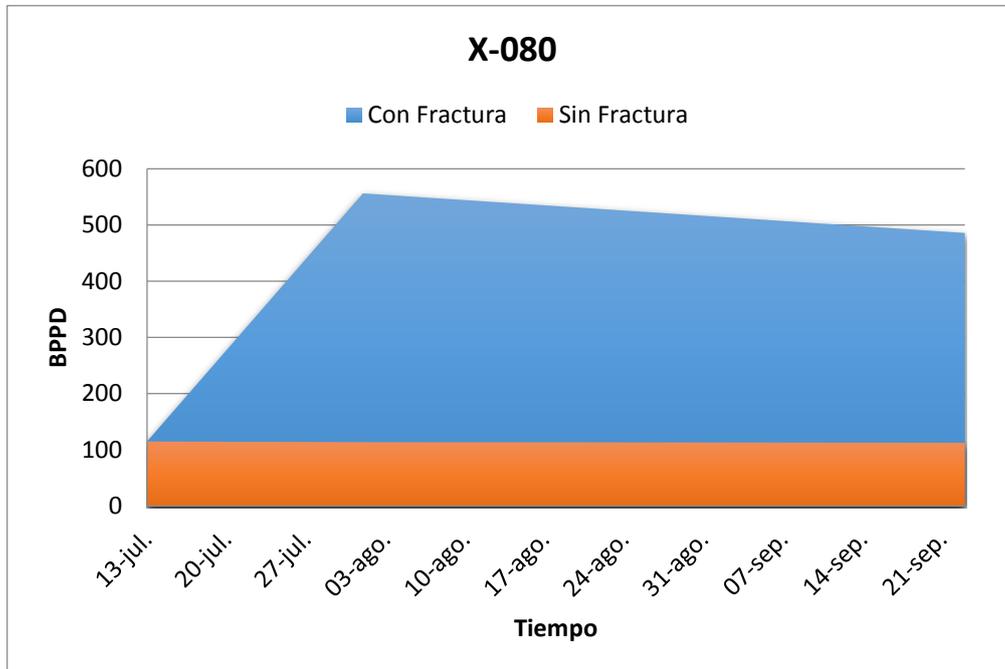
ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- Producción

Uno de los objetivos principales de cualquier proceso de estimulación es aumentar la producción del pozo; esto se da gracias a que el área “ganada” dentro del reservorio por la fractura, ayuda a canalizar una mayor cantidad de fluido al pozo, logrando un aumento significativo en la producción acumulada.

La figura 3.11, producción en BPPD vs tiempo muestra un ejemplo de lo que causa un proceso de estimulación exitoso a la producción del pozo.

FIGURA 3. 11 CAMBIO DE LA PRODUCCIÓN POR FRACTURA



FUENTE: Base de datos producción, Petroamazonas

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- Reservas

Como se ha dicho ya, el radio de drenaje del pozo incrementará con la fractura por lo que las reservas estimadas del yacimiento aumentarán considerablemente. Mientras más extensa sea el área y la altura de la formación de pago, mayor será la cantidad de barriles de crudo que producirá el yacimiento a través de los pozos.

Sin embargo se debe tener cuidado de no sobreestimar las reservas, ya que al inicio tras realizar la estimulación, el pozo aportará cantidades importantes de hidrocarburo, esto se dará por un periodo de tiempo no muy prolongado. Dicho esto se debe esperar la estabilización del reservorio para poder estimar correctamente dichas reservas.

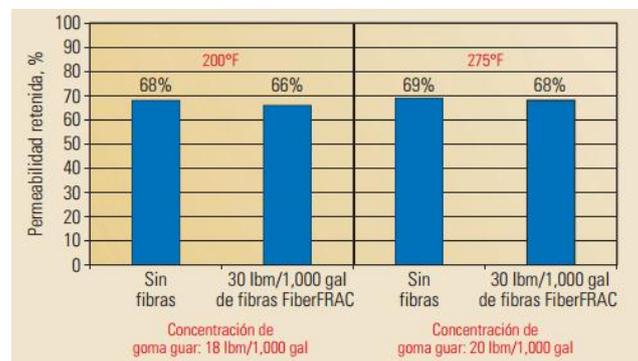
- Permeabilidad

La permeabilidad, es la capacidad de la roca a permitir el flujo de un fluido entre su espacio poroso interconectado. La permeabilidad del reservorio no cambiara, sin embargo la permeabilidad del tramo fracturado (permeabilidad de la fractura), dependerá del apuntalante usado y las presiones de cierre de la fractura.

En teoría se desea que el espacio de la fractura no tenga ningún sólido y sea un camino libre para poder producir sin restricciones, algo imposible de lograr. Los apuntalantes están diseñados para mantener un espacio interconectado en la fractura.

En la figura 3.12 se aprecia una comparación de conductividad de apuntalante con y sin fibras a temperaturas determinadas.

FIGURA 3. 12 PRUEBA DE CONDUCTIVIDAD PARA APUNTALANTE BAUXITA 20/40



FUENTE: Nuevas Fibras para tratamiento de fracturamiento hidráulico (Schlumberger)

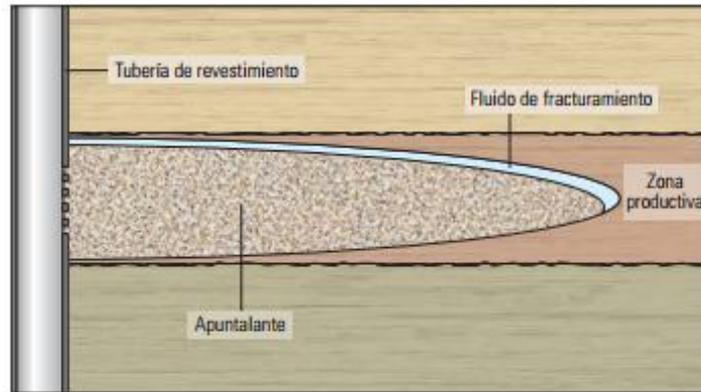
ELABORADO POR: Craig H. Bivins, Curtis Boney

- Porosidad

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. La porosidad del canal fracturado (fractura), dependerá de la

concentración del apuntalante dentro de la fractura y no podrá ser mayor a la de diseño del apuntalante. Se puede ver la figura 3.13 para un mejor entendimiento.

FIGURA 3. 13 FRACTURA CON APUNTALANTE



FUENTE: Nuevas Fibras para tratamiento de fracturamiento hidráulico (Schlumberger)

ELABORADO POR: Craig H. Bivins, Curtis Boney

3.3. RESULTADOS DE LOS POZOS ESTIMULADOS CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para efectos de un buen estudio en este proyecto se van a analizar 10 trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en la arena U del campo en estudio; 5 en la arena U inferior y 5 en la arena U superior.

Los pozos a estudiarse son:

Arena U inferior

- X-046
- X-130D
- X-141D
- X-226
- X-150D

Arena U superior

- Y-010
- X-072
- Y-015D
- X-080
- X-099

3.3.1. PARÁMETROS ANTES DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para empezar el análisis se muestran los datos de los pozos antes de realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico:

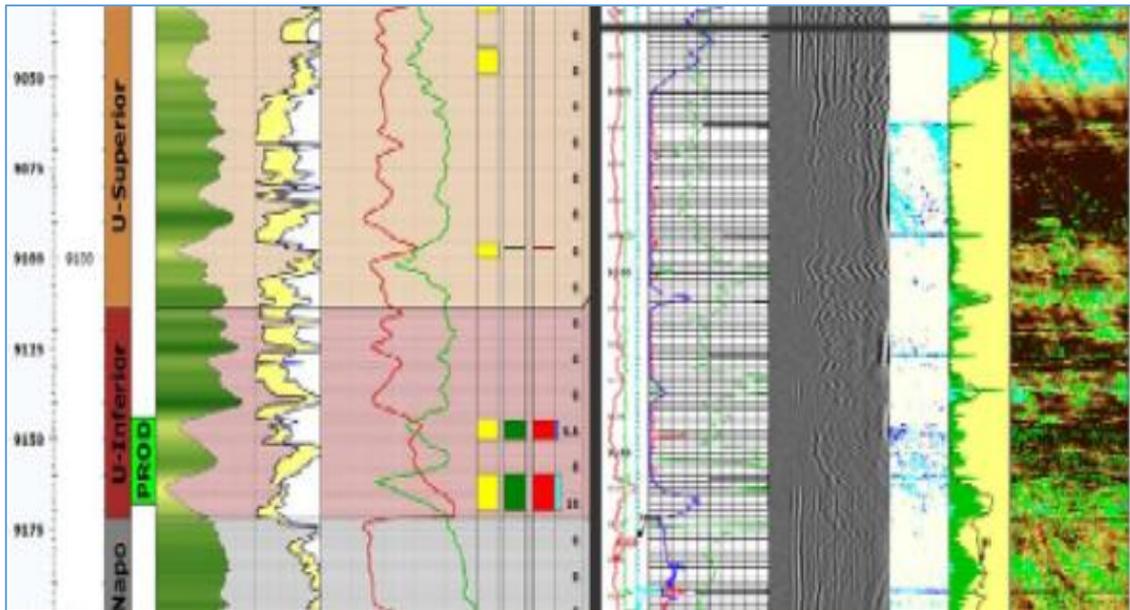
Arena U inferior

- **Pozo X-046**

El pozo X-046 está completado en la arena U inferior, tiene una producción en junio 2012 de 260 BFPD, 228 BPPD, 12% BSW.

En el perfilaje de pozo (figura 3.14) se puede observar que se tiene buenas barreras arriba y debajo de la formación Ui para contener la fractura en altura.

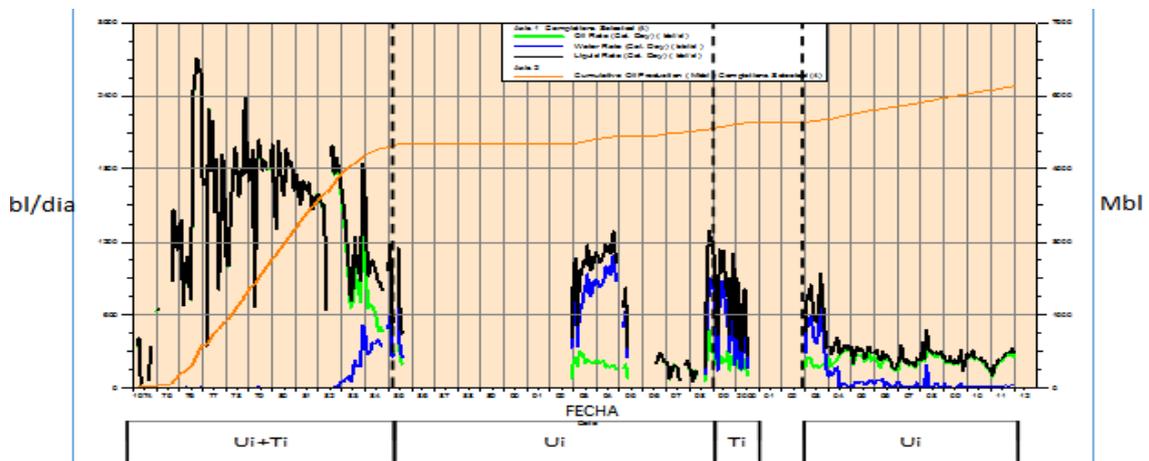
Los pozos cercanos, X-36 produce 741 BFPD, 578 BPPD con 22 % BSW y X-86 produce 847 BFPD, 338 BPPD con 60 % BSW, lo que indicaría el posible daño de formación en el X-046.

FIGURA 3. 14 PERFILAJE DE POZO “X-046”

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La figura 3.15 muestra el historial de producción del pozo X-046.

FIGURA 3. 15 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “X-046”

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Comparándolo con los pozos cercanos el X-046 tiene oportunidad de incrementar su potencial a 520 BFPD, por lo que se propone estimular este pozo de la siguiente manera: primero incrementar el intervalo perforado para disminuir el daño por penetración parcial: 9,142 – 9,171 pies. (5 pies

adicionales) y segundo realizar una fractura hidráulica en el nuevo intervalo punzado.

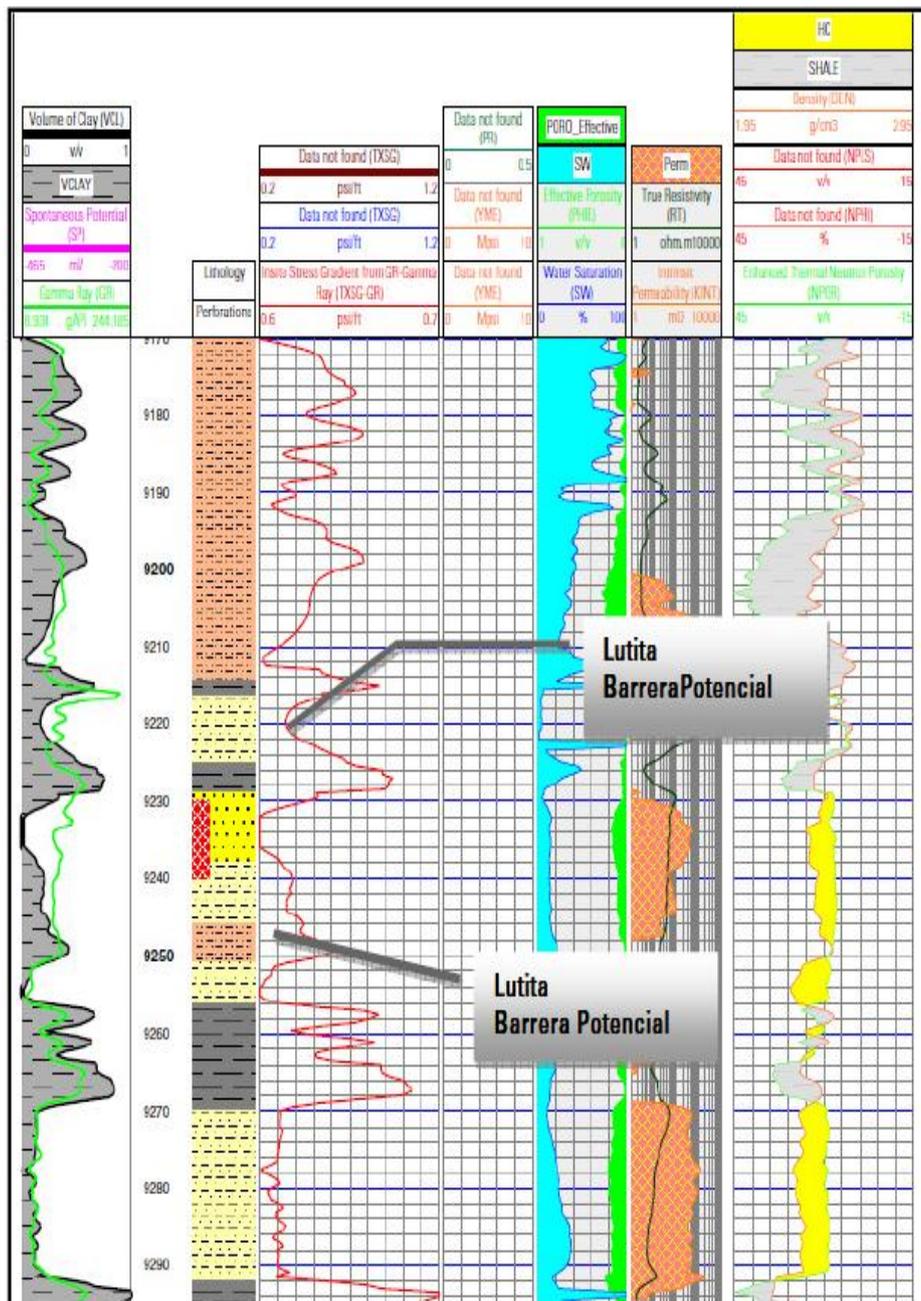
Los datos de WO muestran una presión de reservorio de 1,700 psi.

- ***Pozo X-130D***

El 22 de agosto de 2011 el pozo X-130D fue perforado y completado en la arena “U” con una producción inicial de 559 BPPD con 2% BSW. Desde entonces su producción ha declinado fuertemente hasta su aporte actual de 215 BPPD con 3% de BSW para agosto de 2013.

La figura 3.16 muestra el perfilaje del pozo dónde se puede observar que se tienen formaciones arcillosas arriba y debajo del intervalo de interés, conteniendo la fractura en esta zona.

FIGURA 3. 16 PERFILAJE DE POZO “X-130D”

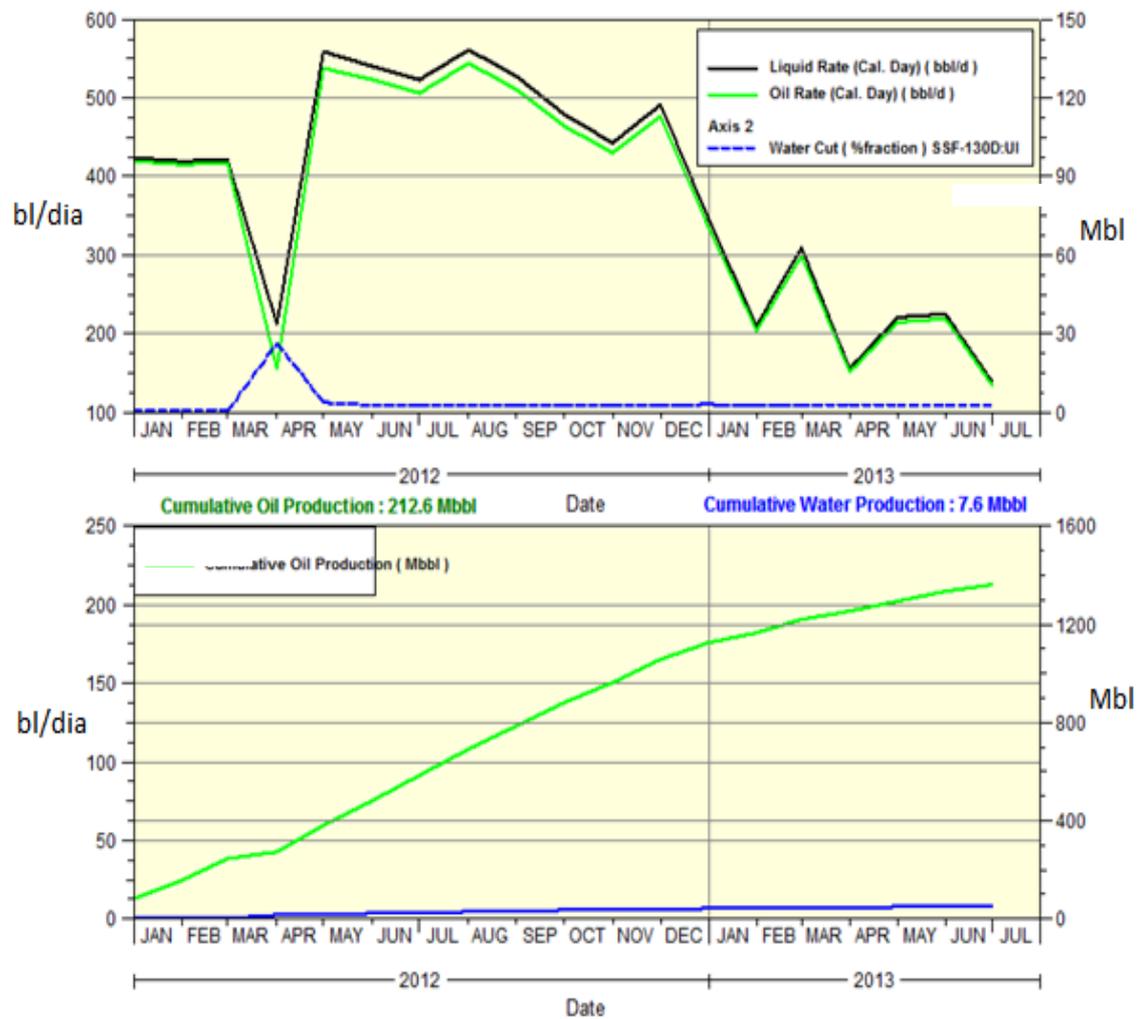


FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La figura 3.17 muestra el historial de producción para este pozo. La producción del pozo a agosto de 2013, junto con el dato de producción en ese momento de 222 BFPD y 3% BSW.

FIGURA 3. 17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “X-130D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Con el objetivo de incrementar la producción en el pozo se propone adicionar el tope de la arena basal de “UI” y fracturar la arena productora debido a que:

- La arena actualmente abierta aunque variable en su calidad muestra buenas propiedades petrofísicas con picos de porosidad de 17% y 23%. La producción actual e histórica de la arena de 200-500 BFPD en combinación con sus drawdowns relativamente altos (presión de intake de la bomba 400-600 psi) podría estar indicando que la arena se encuentra dañada.

- El pozo lleva produciendo un BSW igual o menor a 3% desde el inicio de su producción lo que disminuye las probabilidades de un incremento de agua debido a una estimulación.
- En diciembre de 2012 el pozo vecino X-124D fue intervenido, mostrando un daño de 20 en "UI" mediante prueba de build-up. El pozo fue fracturado pasando de 125 BPPD a 802 BPPD con un BSW de 8 %. Su producción y corte de agua se mantienen estables desde entonces.
- La arena basal de "Ui" con excelentes propiedades petrofísicas nunca fue cañoneada debido a la existencia de un contacto de agua. Se propone cañonear el tope de esta arena que se muestra saturada de petróleo con una resistividad pico de 50 ohmm y evaluarla. En función de los resultados se decidirá entre dejar esta arena aislada o producirla en conjunto con la actual.

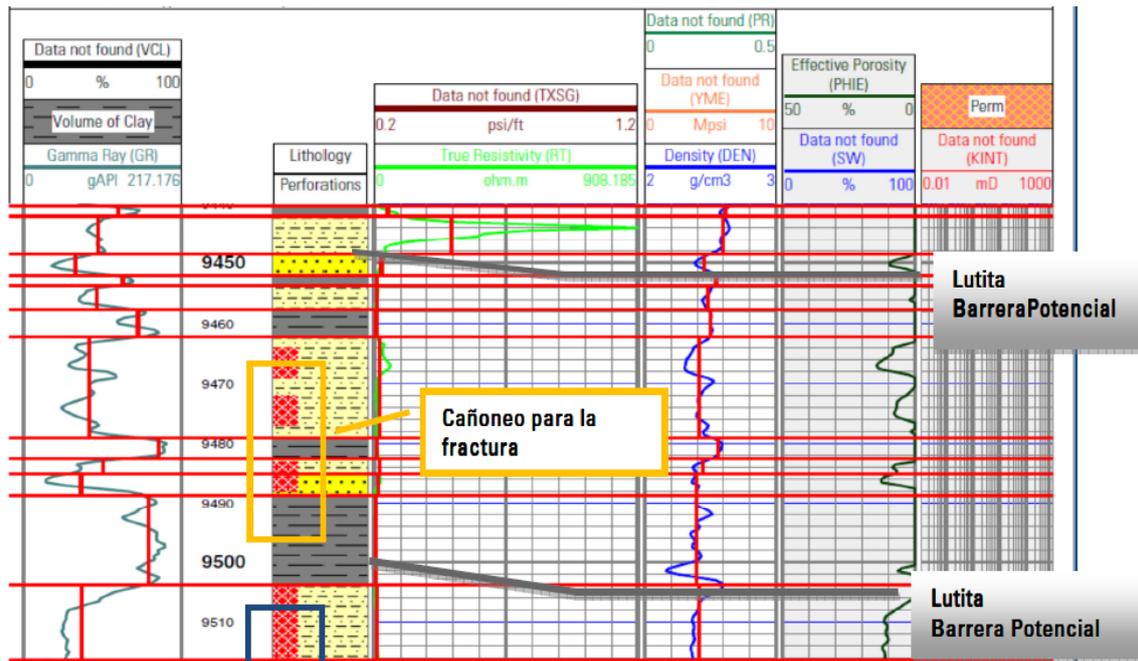
Los datos de WO muestran una presión de reservorio entre 1,500 y 1,900 psi.

- **Pozo X-141D**

El pozo X-141D se terminó de perforar el 17 de enero de 2013, alcanzó una profundidad total de 9,950 pies (MD) con liner de 7 pg. Los intervalos punzonados de la arena "U inferior" son 9,464-9,469 pies (5 pies), 9,472-9,477 pies (5 pies), 9,483-9,488 (5 pies) y 9,504-9,526 pies (21 pies). La completación y pruebas iniciales se finalizaron el 09 de marzo del 2013, el pozo se completó con sistema de levantamiento electro-sumergible produciendo de U inferior.

La figura 3.18 muestra el perfilaje de pozo, se puede observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo del intervalo de interés que resultan en potenciales barrera para la contención de la fractura en la zona de interés.

FIGURA 3. 18 PERFILAJE DE POZO “X-141D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

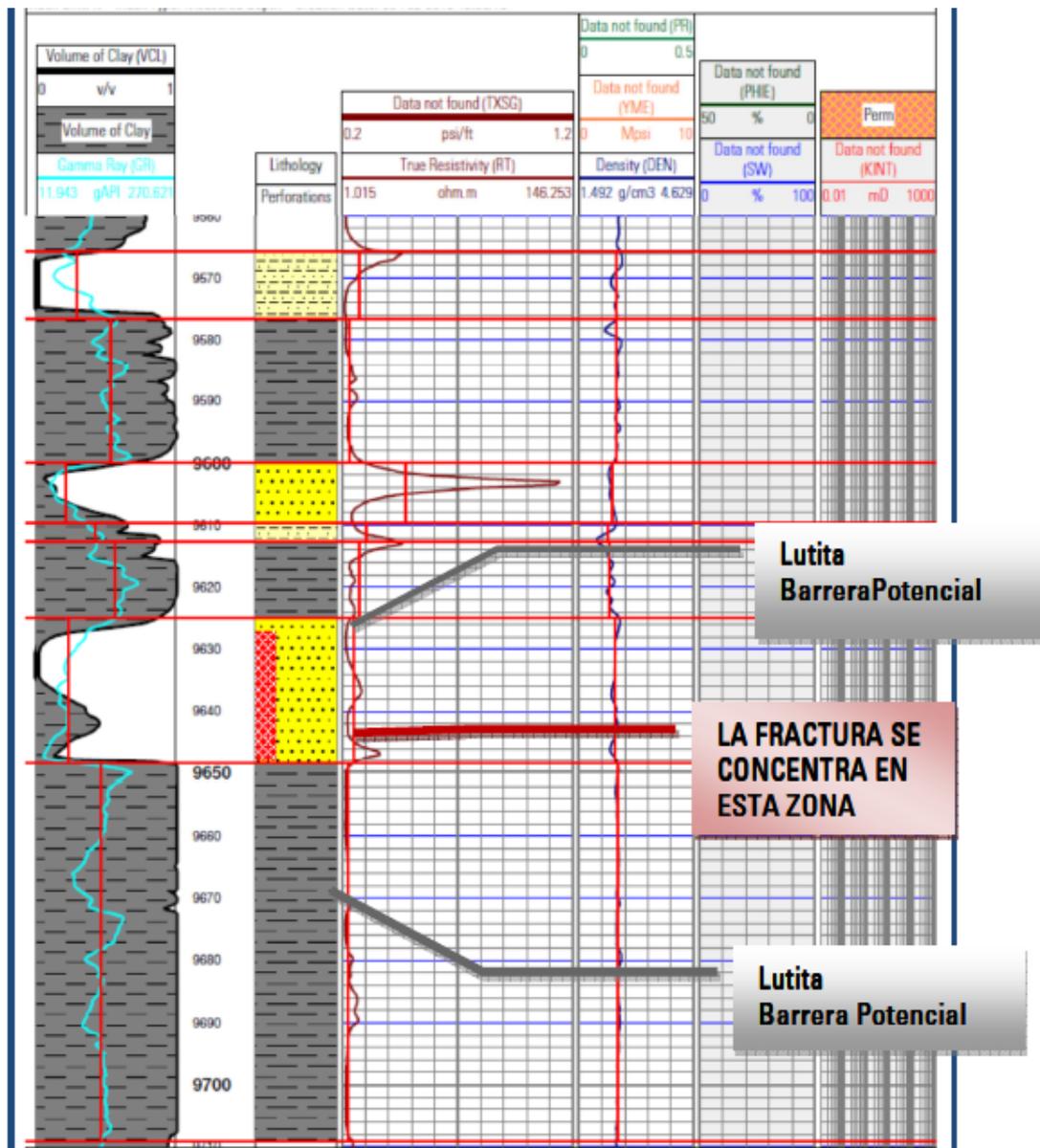
ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- **Pozo X-226**

El pozo X-226 se terminó de perforar el 07 de febrero de 2013, alcanzó una profundidad total de 10,094 pies (MD) con liner de 7 pg. Los intervalos punzonados de la arena “U inferior” son 9,627-9,648 pies (21 pies), 9,599-9,608 pies (9 pies).

La figura 3.19 muestra perfilaje de pozo, se puede observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo del intervalo 9,627-9,648 pies, conteniendo la fractura en esta zona.

FIGURA 3. 19 PERFILAJE DE POZO “X-226”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

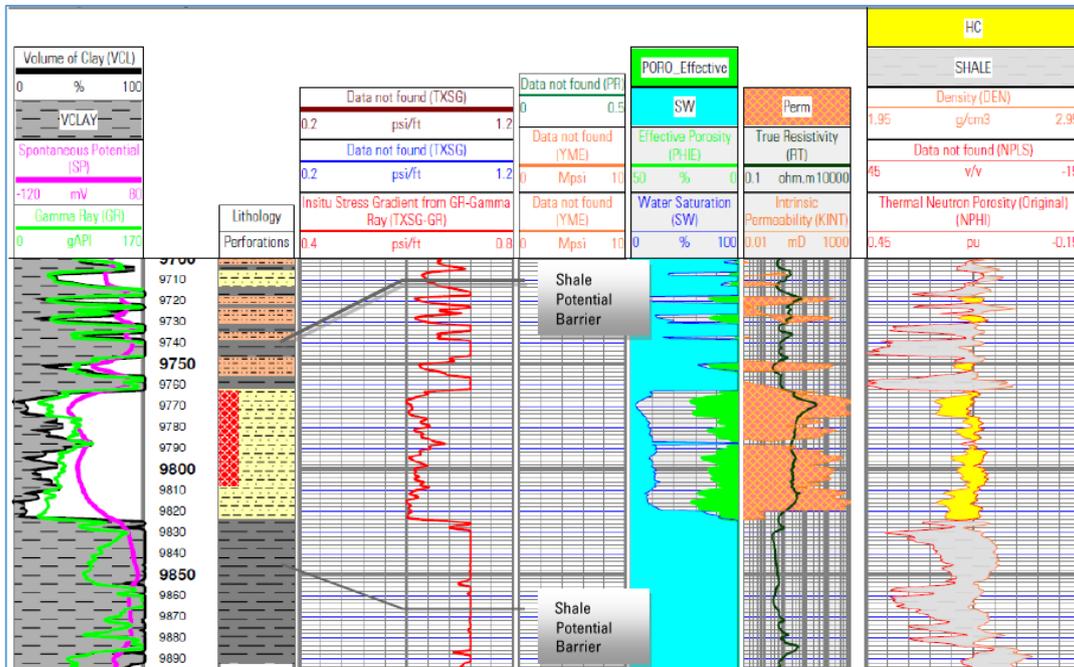
ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- **Pozo X-150D**

El pozo X-150D fue completado el 16 de octubre de 2012 en la arena “U inferior” en el intervalo (9,763–9,808 pies), comenzando con una producción de 278 BPPD y un corte de agua de 15%. Cabe destacar que el potencial de producción de los pozos vecinos es mayor al que presenta el X-150D lo cual indica un posible daño. Razón por la cual se considera candidato para realizar fracturamiento hidráulico.

La figura 3.20 muestra el perfilaje de pozo, se puede observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo de la formación Ui, las cuales podrían actuar como barreras para contener la fractura en altura.

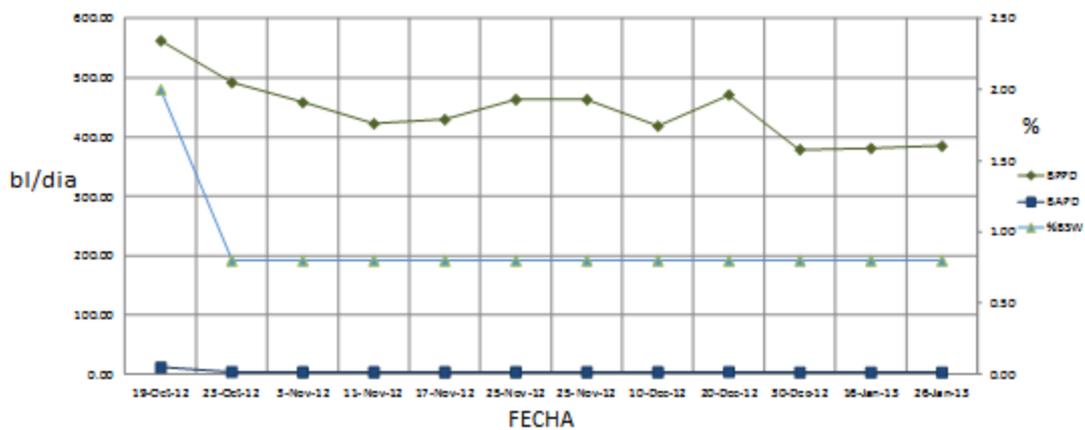
FIGURA 3. 20 PERFILAJE DE POZO “X-150D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La figura 3.21 muestra el historial de producción del pozo “X-150D”.

FIGURA 3. 21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “X-150D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

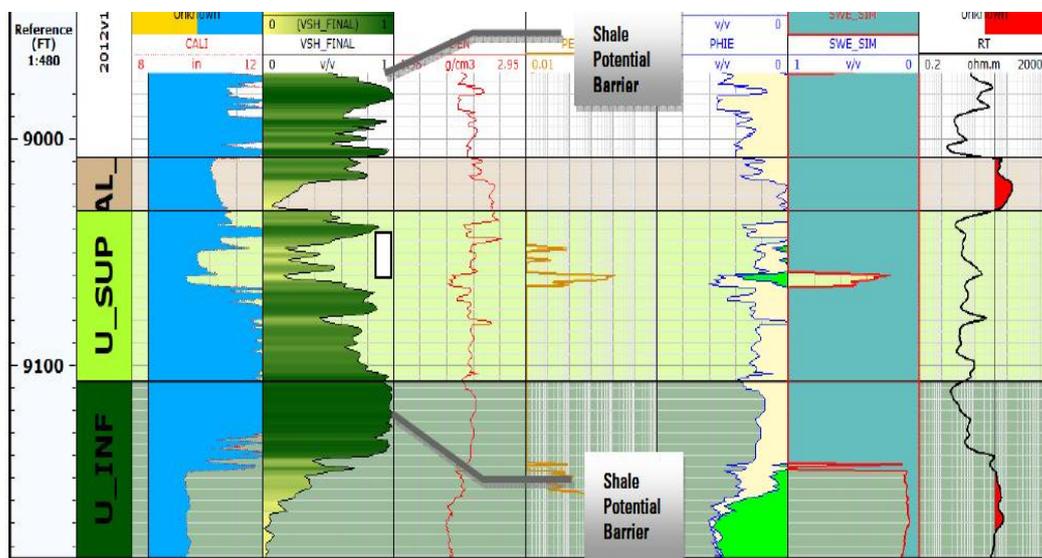
Los datos de WO muestran una presión de reservorio de 1,700 psi.

Arena U superior

- **Pozo Y-010**

La figura 3.22 muestra el perfilaje de pozo, se puede observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo en la formación Ui, las cuales podrían actuar como barreras para contener la fractura en altura.

FIGURA 3. 22 PERFILAJE DE POZO “Y-010”



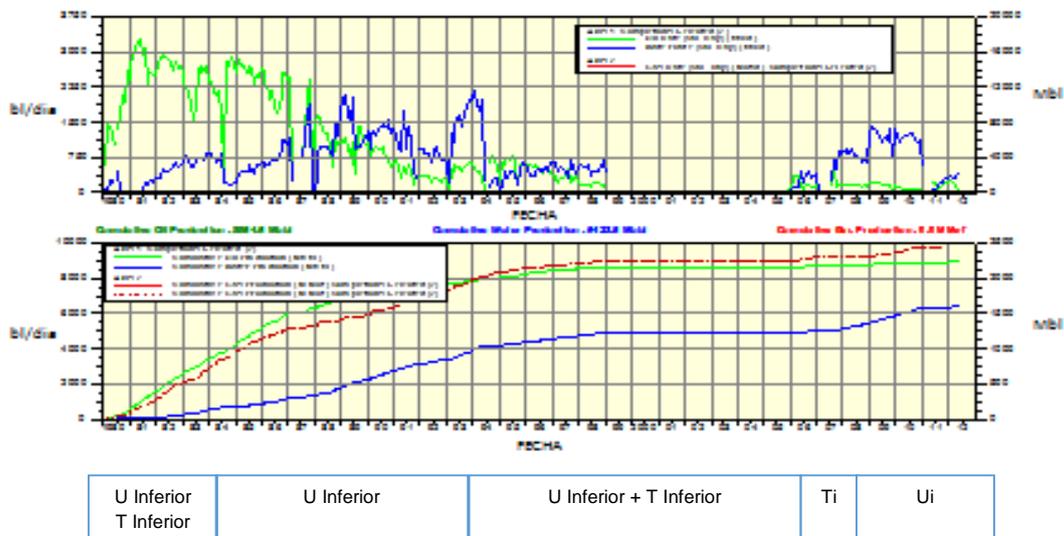
FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

El pozo Y-010 muestra prospectividad en la arena U superior, la cual presenta una porosidad y permeabilidad de 11% y 77mD respectivamente. La evaluación con MTU antes de realizar la fractura da como resultado que el pozo Y-015D tiene una producción de 172 BFPD, 26 BPPD y 85% de BSW para abril de 2013.

La figura 3.23 muestra el historial de producción del pozo “Y-010”.

FIGURA 3. 23 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “Y-010”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

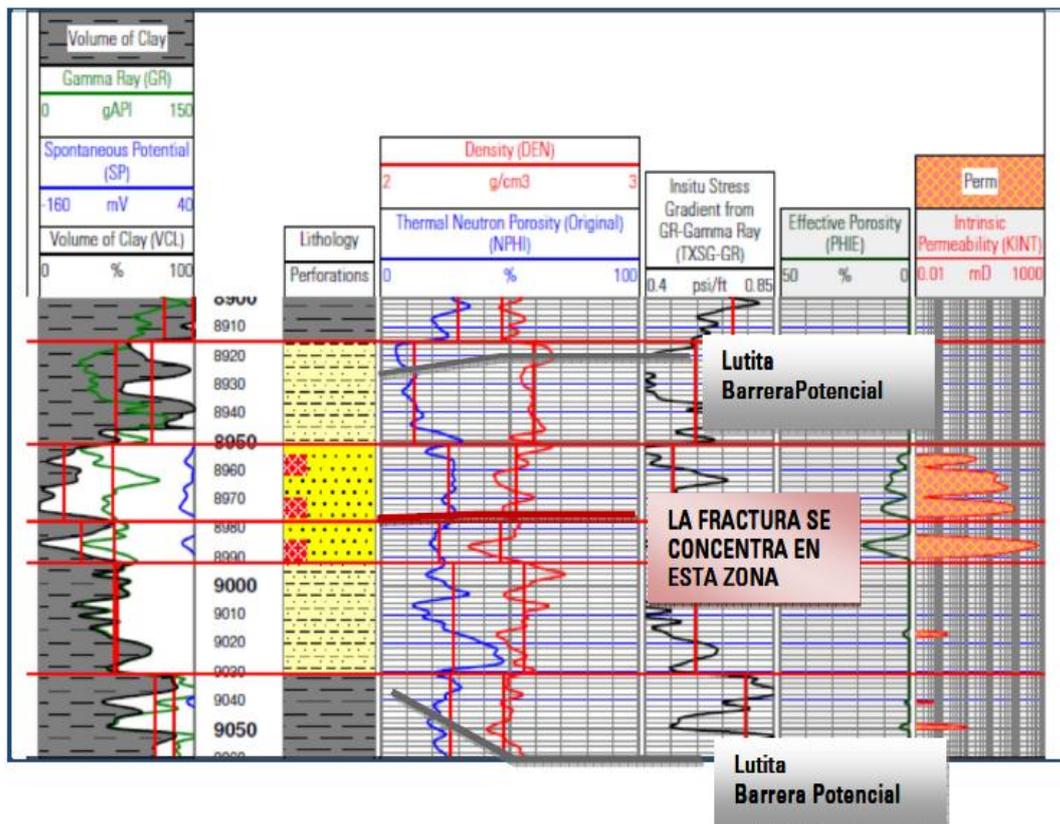
Los datos de WO muestran una presión de reservorio de 2,500 psi.

- **Pozo X-072**

En agosto del 1991 el pozo X-072 fue perforado y completado en arenas “Ti” probando inicialmente 1,663 BPPD con 1 % BSW.

La figura 3.24 muestra el perfilaje de pozo, se puede observar que se tienen formaciones arcillosas arriba y debajo del intervalo de interés, conteniendo la fractura en esta zona.

FIGURA 3. 24 PERFILAJE DE POZO “X-072”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

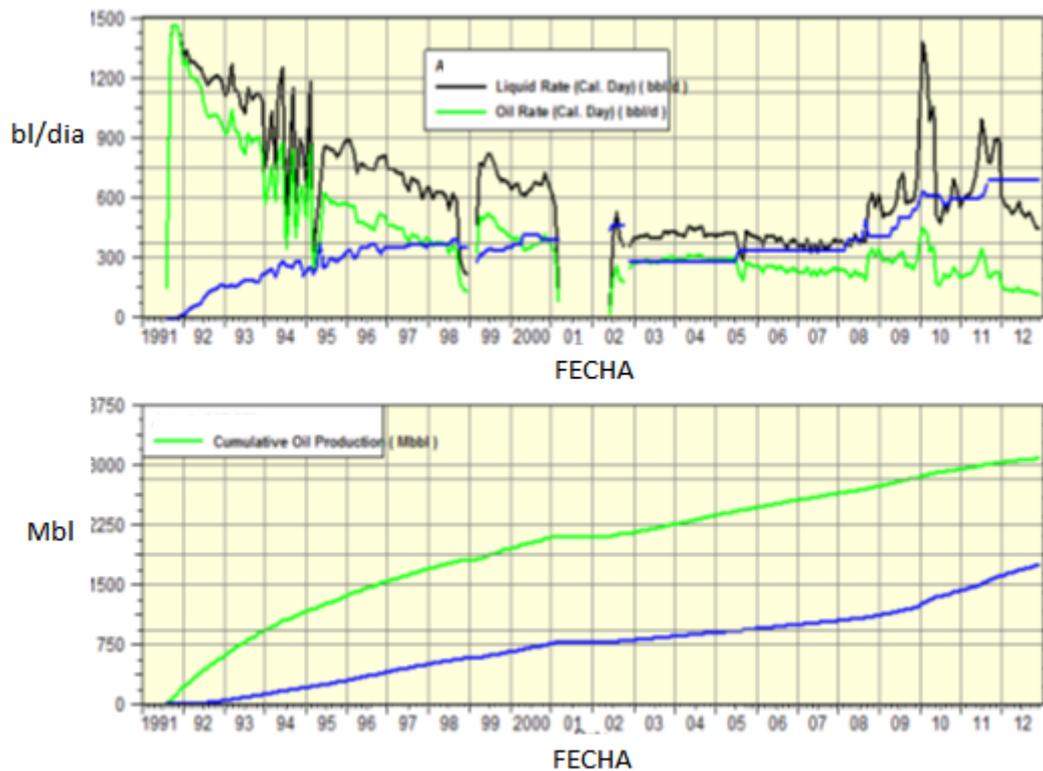
Aunque desde el año 2005 conserva un caudal de fluido razonablemente estable alrededor de los 500 BFPD de promedio su producción de crudo ha ido declinando paulatinamente debido a un creciente corte de agua. La última prueba con MTU muestra que la producción aproximada es de 152 BPPD con 80 % BSW para abril de 2013.

Se propone el cambio a la arena “U superior” con fractura ya que:

1. Nunca fueron producidas en el X-072
2. El pozo vecino X-065 se encuentra ahora produciendo de la arena “Us” con un corte de agua de 0.1 %, en mayo del 2012 fue fracturado resultando en un incremental de 250 BPPD y su producción actual se sitúa en los 368 BPPD.

La figura 3.25 muestra el historial de producción del pozo “X-072”.

FIGURA 3. 25 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “X-072”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

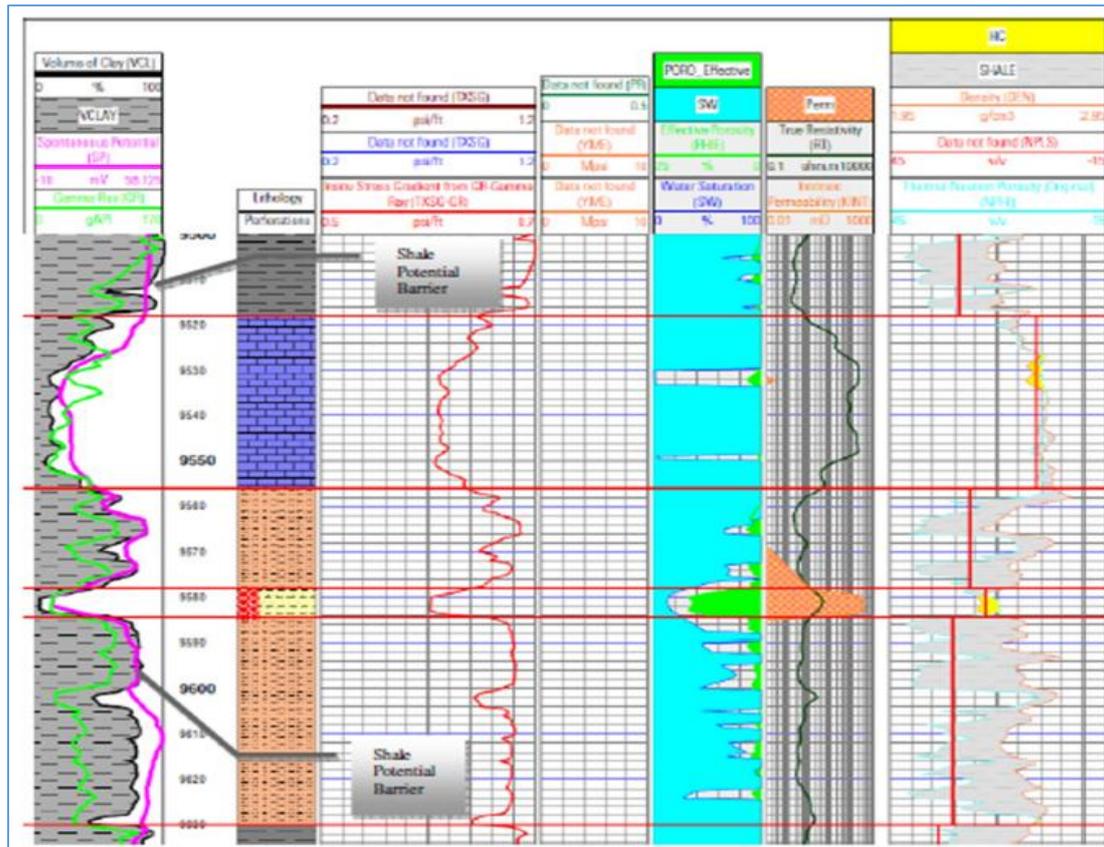
Los datos de WO muestran una presión de reservorio de 1,175 psi.

- **Pozo Y-015D**

El pozo Y-015D fue completado el 9 de julio de 2011 en la arena “U superior” en el intervalo (9,578–9,585 pies), comenzando con una producción promedio y estable de 480 BPPD con un corte de agua de 5% hasta noviembre de 2012.

La figura 3.26 muestra el perfilaje de pozo, se puede observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo de la formación Ui, las cuales podrían actuar como barreras para contener la fractura en altura.

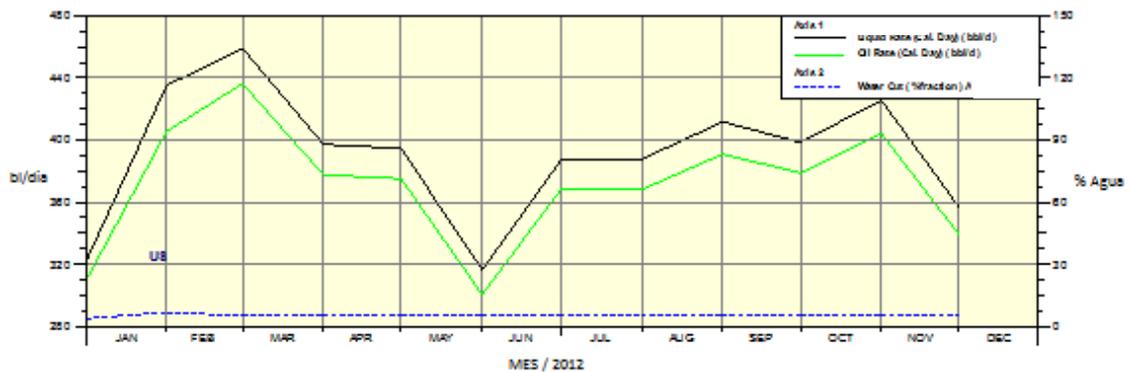
FIGURA 3. 26 PERFILAJE DE POZO “Y-015D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

La figura 3.27 muestra el historial de producción del pozo “Y-015D”.

FIGURA 3. 27 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “Y-015D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Los resultados obtenidos en las fracturas de la arena U superior del pozo X-065, además de la similitud de esta arena con dicho pozo. Se propone un fracturamiento hidráulico en U superior 9,578-9,585 pies (7 pies).

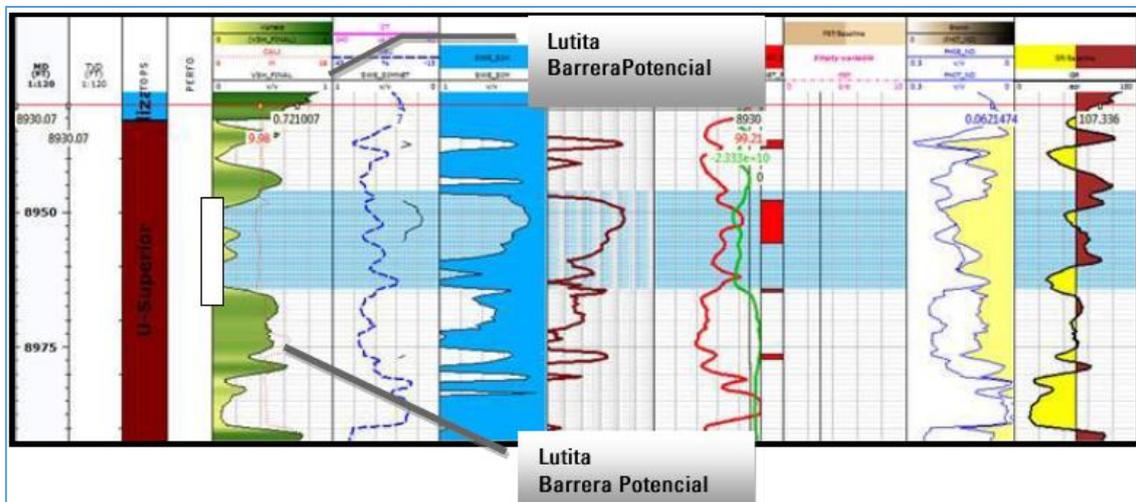
Los datos de WO muestran una presión de reservorio de 2,000 psi.

- **Pozo X-080**

En enero de 1993 el pozo X-080 fue perforado y completado en arenas "Ti" con una producción inicial de 2224 BPPD con 1.4% BSW. Para 2012 su producción ha ido declinando hasta 116 BPPD conforme el corte de agua se ha incrementado hasta 91% BSW.

La figura 3.28 muestra el perfilaje de pozo, se pueden observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo del intervalo de interés, las cuales contendrán la fractura en esta zona.

FIGURA 3. 28 PERFILAJE DE POZO "X-080"



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

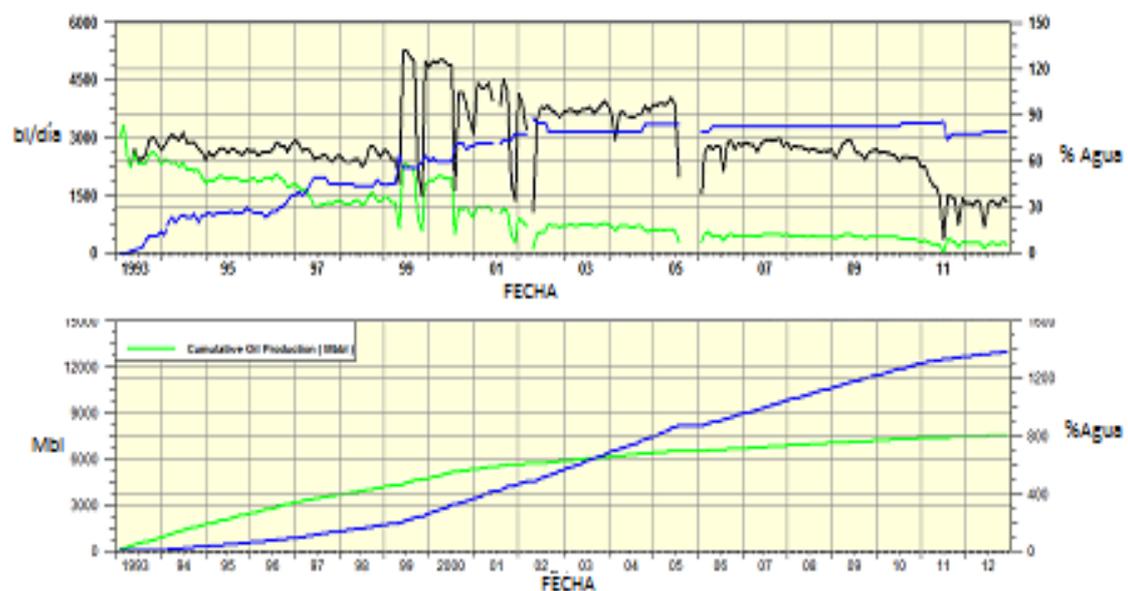
Con el objetivo de incrementar la producción en el pozo se propone re-completar a la zona "Us" nunca producida en el X-080 ya que:

“U superior” en el pozo X-080 muestra un cuerpo arenoso laminado pero fracturable y con picos de porosidad superiores a 20%. Esa arena correlaciona con la mayoría de vecinos en el área como por ejemplo X-091, X-021, X-092, X-006, X-075 y X-020B.

La producción de los pozos vecinos muestra un buen desempeño actual en “Us” en concreto el X-20B con 1,596 BFPD y 511 BPPD a fecha 26 de abril de 2013, el cual mostró un salto de 351 BPPD a 947 BPPD post fractura en enero del 2013. Debido a las muestras de presión de yacimiento históricas en el área así como indicios de presión tomados durante el fracturamiento del X-20B se cree que el X-080 podría tener una presión de yacimiento cercana a los 2,500 psi.

La figura 3.29 muestra el historial de producción del pozo “X-080”.

FIGURA 3. 29 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “X-080”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

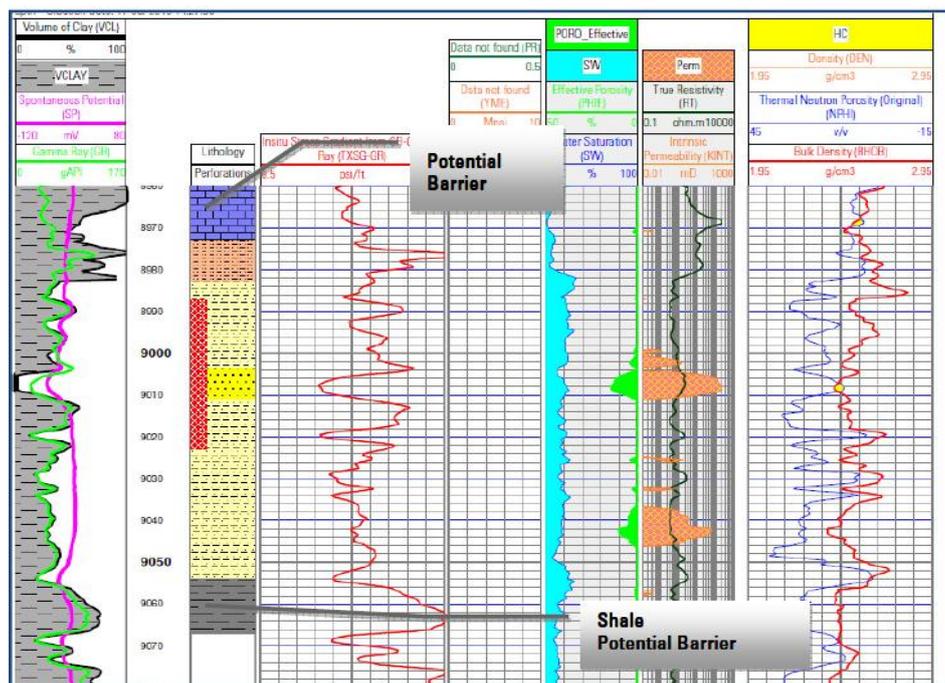
ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- **Pozo X-099**

El 12 de junio de 1998 el pozo X-099 fue perforado y completado en la arena “Ui” con una producción inicial de 250 BPPD con 5% BSW. Recientemente su producción en “T inferior” ha ido declinando en crudo debido a problemas de levantamiento por taponamiento de la bomba jet y por BSW oscilante entre 60 y 80%. Para mediados del 2012 se encontraba cerrado debido al alto corte de agua (99.9%).

La figura 3.30 muestra el perfilaje de pozo, se puede observar que tiene formaciones arcillosas arriba y debajo de la formación “Us”, las cuales podrían actuar como barreras para contener la fractura en altura.

FIGURA 3. 30 PERFILAJE DE POZO “X-099”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

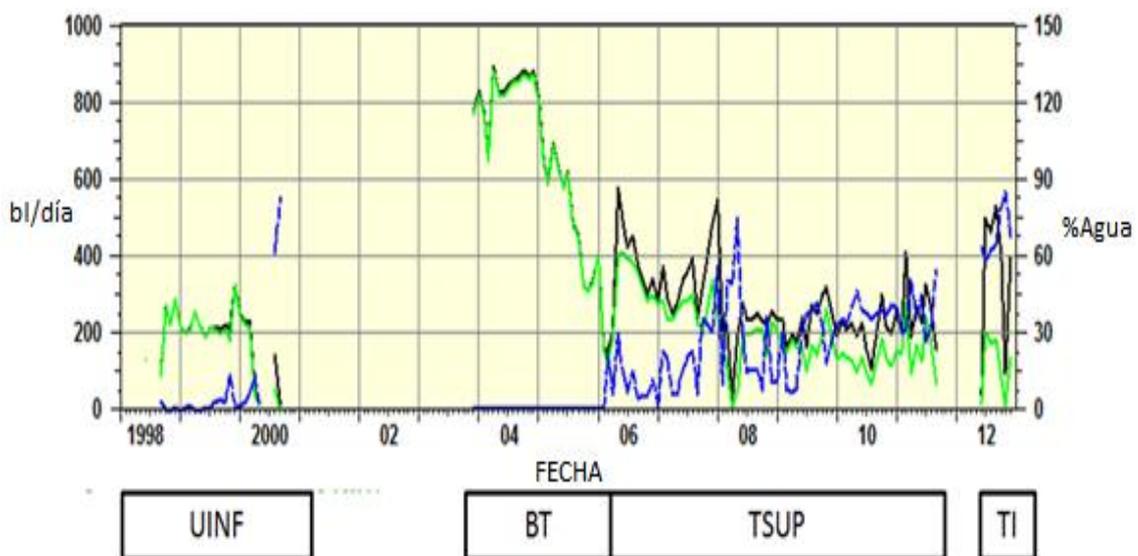
Se propone re-completar a la zona “Us” nunca producida en el X-099 ya que:

- “Us” contiene una arena limpia de buenas propiedades petrofísicas con un pico de porosidad efectiva de 14%.

- Muy poca producción histórica en el área en “Us” en la región norte del campo garantiza la conservación de presión en valores cercanos al original.
- La arena objetivo en “Us” se correlaciona fuertemente con el pozo vecino X-054 en dirección NO y más débilmente con los pozos X-070 y X-051 en la dirección NE-SO lo que muestra un indicio de continuidad lateral local.
- La arena objetivo en “Us” se puede estimular por fractura.

En base a estas evidencias se espera que la puesta en producción en “U superior” garantice la salida del pozo de su estado inactivo. La figura 3.31 muestra el historial de producción del pozo “X-099”.

FIGURA 3. 31 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO “X-099”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

Los datos de WO muestran una presión de reservorio de 2,500 a 3,000 psi.

3.3.2. RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE PARÁMETROS TRAS EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.3.2.1. Producción

Basándose en las propuestas de Work-Over y los reportes de fin de pozo de fractura hidráulica se tiene los siguientes resultados:

Arena U inferior

- *Pozo X-046*

La tabla 3.8 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-046, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento no fue exitoso ya que la producción lograda es 128 BPPD menor que la producción antes del tratamiento y el BSW incrementó en 10%.

TABLA 3. 8
COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-046”

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
260 BFPD	520 BFPD	128 BFPD	260 BFPD	-132 BFPD
228 BPPD	458 BPPD	100 BPPD	230 BPPD	-128 BPPD
BSW 12%	BSW 12%	BSW 22%	BSW 0%	BSW 10%
Junio 2012		Agosto 2012		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.9 presenta el historial de producción del pozo X-046 después del proceso de fracturamiento hidráulico, el cual indica un decremento constante en la producción concluyendo con el cierre del pozo.

TABLA 3. 9

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-046”

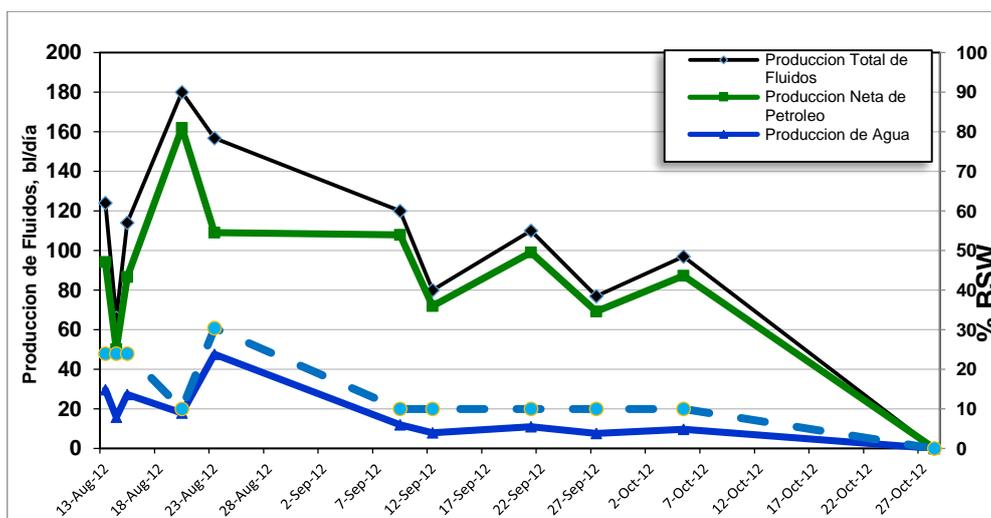
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
13-Aug-12	124	94	24	30
14-Aug-12	66	50	24	16
15-Aug-12	114	87	24	27
20-Aug-12	180	162	10	18
23-Aug-12	157	109	30	48
9-Sep-12	120	108	10	12
12-Sep-12	80	72	10	8
21-Sep-12	110	99	10	11
27-Sep-12	77	69	10	8

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.32 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-046.

FIGURA 3. 32 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-046”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-130D**

La tabla 3.10 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-130D, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 162 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW incrementó en 29%.

TABLA 3. 10**COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-130D”**

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
222 BFPD	630 BFPD	557 BFPD	408 BFPD	335 BFPD
215 BPPD	590 BPPD	377 BPPD	375 BPPD	162 BPPD
BSW 3%	BSW 6%	BSW 32%	BSW 3%	BSW 29%
Agosto 2013		Octubre 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.11 presenta el historial de producción del pozo X-130D después del proceso de fracturamiento hidráulico, que muestra una producción entre 250 y 320 BPPD con un BSW estable de 30%.

TABLA 3. 11**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-130D”**

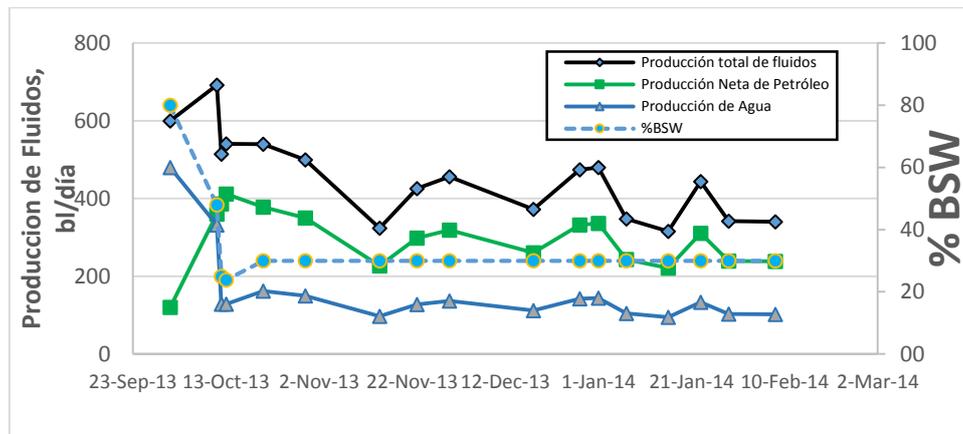
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
1-Oct-13	600	120	80.0	480
11-Oct-13	692	360	48.0	332
12-Oct-13	515	386	25.0	129
13-Oct-13	540	412	23.8	129
21-Oct-13	540	378	30.0	162
30-Oct-13	500	350	30.0	150
15-Nov-13	324	227	30.0	97
23-Nov-13	426	298	30.0	128
30-Nov-13	456	319	30.0	137
18-Dec-13	372	260	30.0	112
28-Dec-13	474	332	30.0	142
1-Jan-14	480	336	30.0	144
7-Jan-14	348	244	30.0	104
16-Jan-14	316	221	30.0	95
23-Jan-14	444	311	30.0	133
29-Jan-14	342	239	30.0	103
8-Feb-14	340	238	30.0	102
20-Feb-14	428	300	30.0	128

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.33 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-130D.

FIGURA 3. 33 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-130D”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-141D**

La tabla 3.12 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-141D, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 191 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW disminuyó en 57%.

La producción esperada no se muestra en la tabla ya que al ser una completación inicial no se tienen datos reales de la formación, sin embargo la prueba con MTU antes del tratamiento muestra el potencial del pozo el cual es 243 BFPD, 55 BPPD con un BSW de 77% (anexo 1).

TABLA 3. 12

COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-141D”

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
243 BFPD		306 BFPD		63 BFPD
55 BPPD		246 BPPD		191 BPPD
BSW 77%		BSW 20%		BSW -57%
Enero 2013		Marzo 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.13 presenta el historial de producción del pozo X-141D después del proceso de fracturamiento hidráulico, se observa que la producción se estabiliza desde el 12 marzo por los datos previos a fecha no son confiables, de abril a septiembre de 2013 la producción de crudo se mantiene en un promedio de 222 BPPD con un BSW de 21%.

TABLA 3. 13**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-141D”**

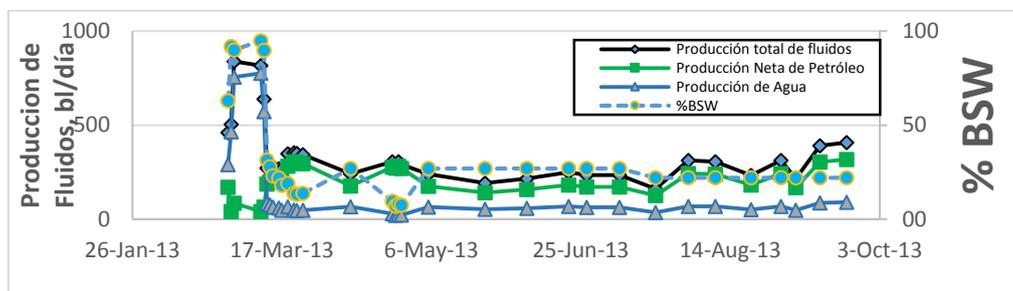
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
27-Feb-13	460	170	63.0	290
28-Feb-13	505	40	92.0	465
1-Mar-13	840	84	90.0	756
10-Mar-13	817	41	95.0	776
11-Mar-13	638	65	89.8	573
12-Mar-13	272	186	31.4	85
13-Mar-13	274	198	27.8	76
14-Mar-13	278	214	23.1	64
16-Mar-13	268	209	21.9	59
17-Mar-13	265	217	18.0	48
19-Mar-13	348	282	19.0	66
21-Mar-13	354	305	13.8	49
22-Mar-13	350	303	13.3	47
24-Mar-13	343	296	13.7	47
9-Apr-13	242	177	27.0	65
23-Apr-13	307	277	9.5	29
25-Apr-13	306	282	8.0	24
5-May-13	239	174	27.0	65
24-May-13	192	140	27.0	52
7-Jun-13	216	158	27.0	58
21-Jun-13	250	183	27.0	68
27-Jun-13	234	171	27.0	63
8-Jul-13	234	171	27.0	63
20-Jul-13	162	126	22.0	36
31-Jul-13	312	243	22.0	69
9-Aug-13	306	239	22.0	67
21-Aug-13	232	181	22.0	51
31-Aug-13	312	243	22.0	69
5-Sep-13	216	168	22.0	48
13-Sep-13	390	304	22.0	86

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.34 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-141D.

FIGURA 3. 34 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-141D”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-226**

La tabla 3.14 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-226, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 568 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW disminuyó en 44%.

La producción esperada no se muestra en la tabla ya que al ser una completación inicial no se tienen datos reales de la formación, sin embargo la prueba con MTU antes del tratamiento muestra el potencial del pozo el cual es 614 BFPD, 92 BPPD con un BSW de 85% (anexo 2).

TABLA 3. 14

COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-226”

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
614 BFPD		1125 BFPD		511 BFPD
92 BPPD		660 BPPD		568 BPPD
BSW 85%		BSW 41%		BSW -44%
Marzo 2013		Abril 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.15 presenta el historial de producción del pozo X-226 después del proceso de fracturamiento hidráulico, la producción decae de manera paulatina con un BSW de 48% y manteniendo su producción entre 200 y 400 BPPD.

TABLA 3. 15

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-226”

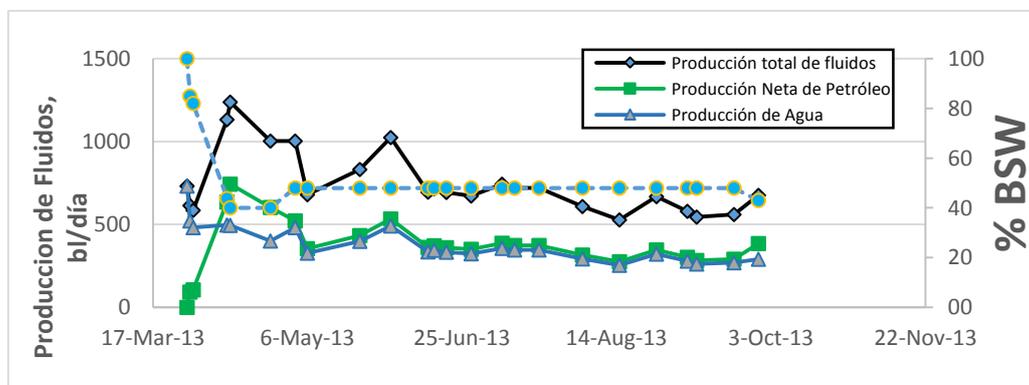
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
2-May-13	1003	522	48.0	481
6-May-13	680	354	48.0	326
23-May-13	832	433	48.0	399
2-Jun-13	1024	532	48.0	492
14-Jun-13	696	362	48.0	334
20-Jun-13	693	360	48.0	333
28-Jun-13	672	349	48.0	323
8-Jul-13	744	387	48.0	357
20-Jul-13	720	374	48.0	346
3-Aug-13	608	316	48.0	292
15-Aug-13	528	275	48.0	253
27-Aug-13	668	347	48.0	321
6-Sep-13	580	302	48.0	278
9-Sep-13	544	283	48.0	261

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.35 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-226.

FIGURA 3. 35 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-226”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-150D**

La tabla 3.16 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-150D, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 533 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW disminuyó en 58%.

TABLA 3. 16

COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-150D”

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
357 BFPD	730 BFPD	729 BFPD	373 BFPD	372 BFPD
103 BPPD	720 BPPD	636 BPPD	617 BPPD	533 BPPD
BSW 71%	BSW 1%	BSW 13%	BSW -70%	BSW -58%
Julio 2013		Julio/Agosto 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.17 presenta el historial de producción del pozo X-150D después del proceso de fracturamiento hidráulico, muestra que la producción promedio luego que se estabilizó el pozo es de 643 BPPD hasta septiembre con un BSW promedio de 10.9%.

TABLA 3. 17

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-150D”

Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
18-Jul-13	452	8	98.3	444
28-Jul-13	762	130	83.0	632
29-Jul-13	848	509	40.0	339
30-Jul-13	848	678	20.0	170
31-Jul-13	680	578	15.0	102
3-Aug-13	659	605	8.2	54
4-Aug-13	692	645	6.8	47
15-Aug-13	708	566	20.0	142
20-Aug-13	681	662	2.8	19
23-Aug-13	716	699	2.4	17
25-Aug-13	724	697	3.7	27

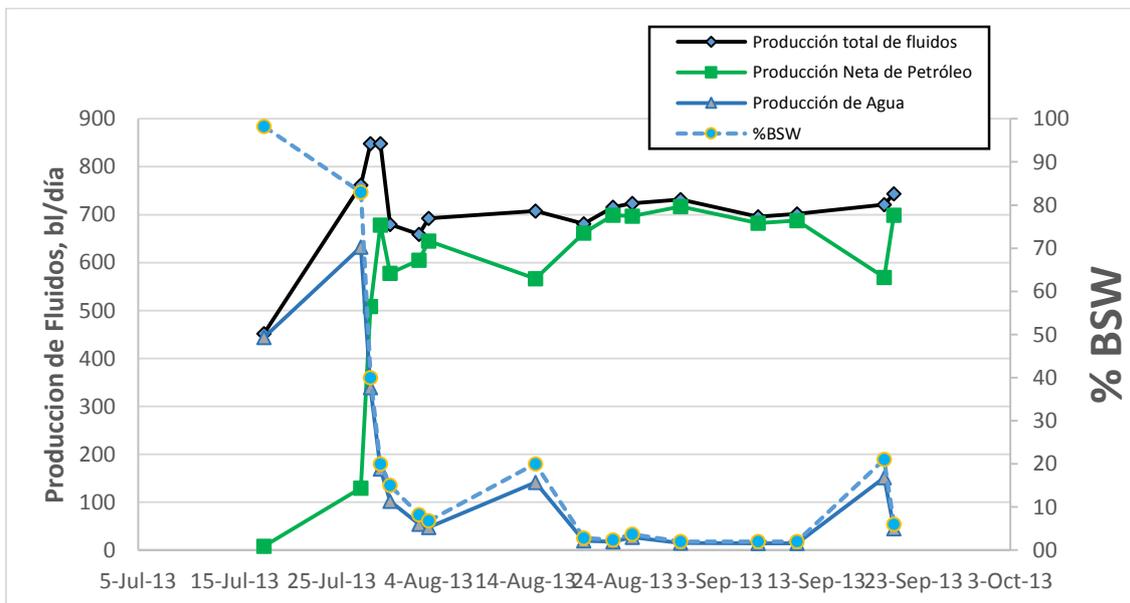
TABLA 3.17 (CONTINUACIÓN)

30-Aug-13	732	717	2.0	15
7-Sep-13	696	682	2.0	14
11-Sep-13	702	688	2.0	14
20-Sep-13	721	569	21.0	151
21-Sep-13	744	699	6.0	45

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.36 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-150D.

FIGURA 3. 36 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-150D”

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

Arena U superior

- **Pozo Y-010**

La tabla 3.18 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo Y-010, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento no fue exitoso ya que la producción lograda es 69 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW aumentó en 5%.

TABLA 3. 18**COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “Y-010”**

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
172 BFPD	1000 BFPD	937 BFPD	828 BFPD	765 BFPD
26 BPPD	200 BPPD	95 BPPD	174 BPPD	69 BPPD
BSW 85%	BSW 80%	BSW 90%	BSW -5%	BSW 5%
Abril 2013		Mayo 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.19 presenta el historial de producción del pozo Y-010 después del proceso de fracturamiento hidráulico, se observa que la producción promedio 130 BPPD con BSW promedio de 86%.

TABLA 3. 19**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “Y-010”**

Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
11-Apr-13	236	9	96	227
12-Apr-13	128	52	59	76
13-Apr-13	152	15	90	137
17-Apr-13	596	0	100	596
18-Apr-13	527	84	84	443
28-Apr-13	388	39	90	349
2-May-13	879	88	90	791
5-May-13	999	100	90	899
17-May-13	969	97	90	872
21-May-13	901	90	90	811
28-May-13	980	98	90	882
2-Jun-13	1056	106	90	950
7-Jun-13	892	89	90	803
10-Jun-13	1048	105	90	943
17-Jun-13	1028	116	89	912
18-Jun-13	1019	143	86	877
19-Jun-13	1031	141	86	890
23-Jun-13	1276	179	86	1097
26-Jun-13	752	113	85	639
6-Jul-13	880	132	85	748
19-Jul-13	976	156	84	820

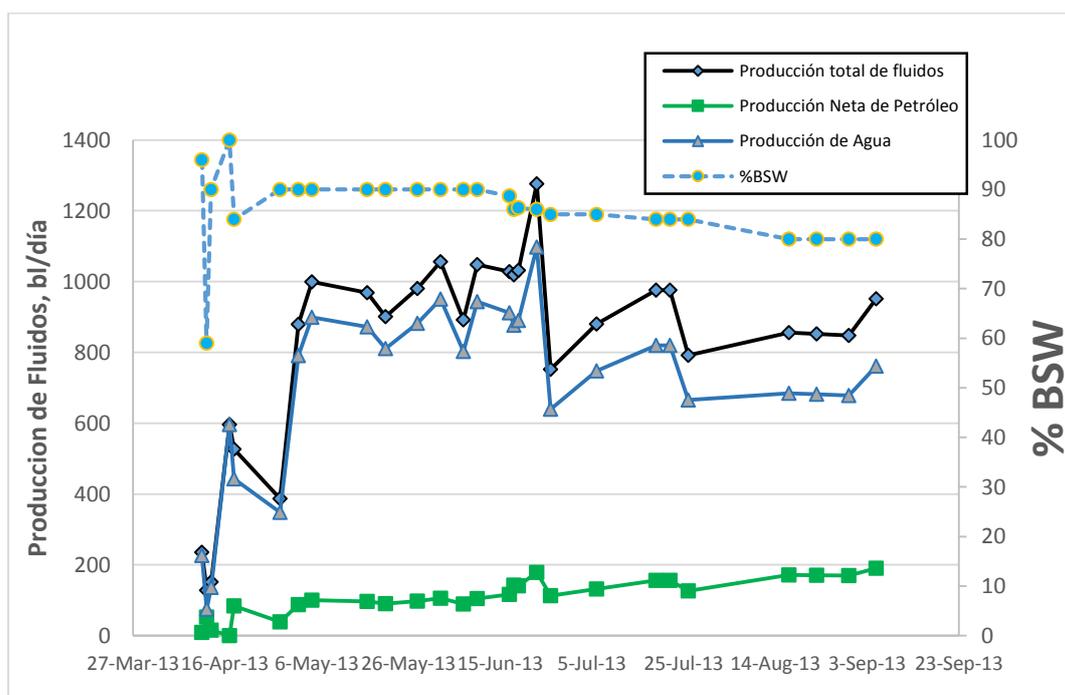
TABLA 3.19 (CONTINUACIÓN)

22-Jul-13	976	156	84	820
26-Jul-13	792	127	84	665
17-Aug-13	856	171	80	685
23-Aug-13	852	170	80	682
30-Aug-13	848	170	80	678
5-Sep-13	952	190	80	762

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.37 muestra el historial de producción post fractura del pozo Y-010.

FIGURA 3. 37 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “Y-010”

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-072**

La tabla 3.20 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-072, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 237 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW disminuyó en 70%.

TABLA 3. 20**COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-072”**

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
777 BFPD	560 BFPD	433 BFPD	-217 BFPD	-344 BFPD
152 BPPD	553 BPPD	389 BPPD	401 BPPD	237 BPPD
BSW 80%	BSW 1%	BSW 10%	BSW -79%	BSW -70%
Abril 2013		Mayo 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.21 presenta el historial de producción del pozo X-072 después del proceso de fracturamiento hidráulico, se observa que la producción promedio 382 BPPD con BSW promedio de 13%.

TABLA 3. 21**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-072”**

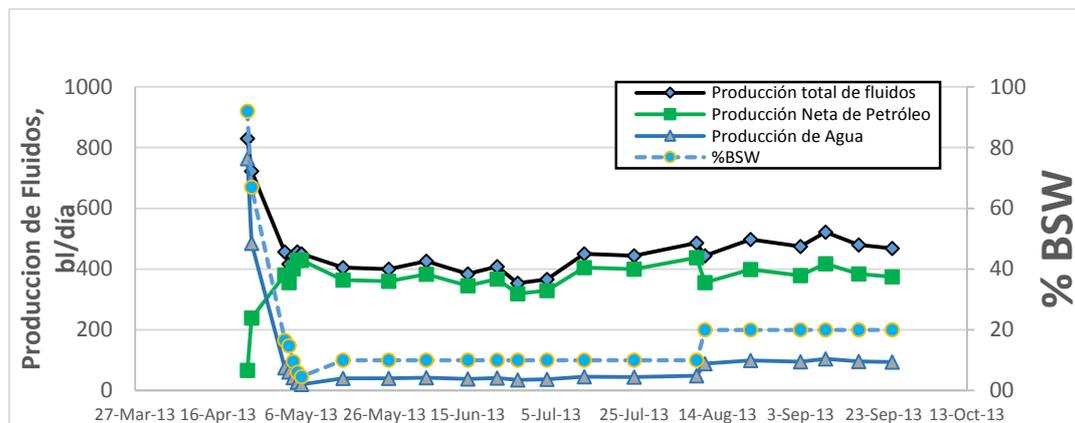
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
18-Apr-13	830	66	92.0	764
20-Apr-13	723	239	67.0	484
3-May-13	417	356	14.7	61
6-May-13	450	429	4.6	21
16-May-13	405	365	10.0	41
27-May-13	400	360	10.0	40
5-Jun-13	426	383	10.0	43
15-Jun-13	384	346	10.0	38
27-Jun-13	354	319	10.0	35
4-Jul-13	366	329	10.0	37
25-Jul-13	444	400	10.0	44
9-Aug-13	486	437	10.0	49
22-Aug-13	498	398	20.0	100
3-Sep-13	474	379	20.0	95
9-Sep-13	522	418	20.0	104
17-Sep-13	480	384	20.0	96
25-Sep-13	468	374	20.0	94

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.38 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-072.

FIGURA 3. 38 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-072”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo Y-015D**

La tabla 3.22 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo Y-015D, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 389 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW disminuyó en 73%.

TABLA 3. 22

COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “Y-015D”

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
383 BFPD	843 BFPD	493 BFPD	460 BFPD	110 BFPD
96 BPPD	800 BPPD	485 BPPD	704 BPPD	389 BPPD
BSW 75%	BSW 5%	BSW 2%	BSW -70%	BSW -73%
Abril 2013		Mayo 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.23 presenta el historial de producción del pozo Y-015D después del proceso de fracturamiento hidráulico, se tiene una producción promedio hasta septiembre de 287 BPPD con 2.4% de BSW.

TABLA 3. 23

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “Y-015D”

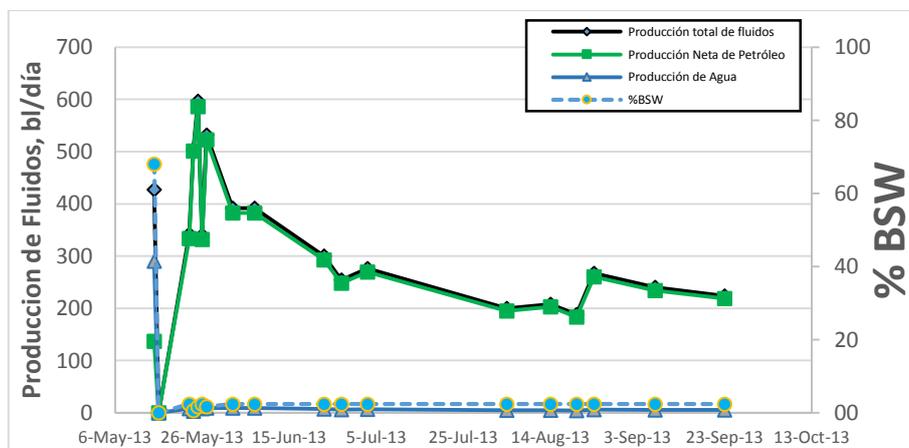
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
15-May-13	427	137	68.0	290
16-May-13	0	0	0.0	0
23-May-13	342	334	2.4	8
24-May-13	504	501	0.6	3
25-May-13	596	586	1.7	10
26-May-13	340	332	2.4	8
27-May-13	532	523	1.7	9
2-Jun-13	392	383	2.4	9
7-Jun-13	392	383	2.4	9
23-Jun-13	300	293	2.4	7
27-Jun-13	254	248	2.4	6
3-Jul-13	276	269	2.4	7
4-Aug-13	200	195	2.4	5
14-Aug-13	208	203	2.4	5
20-Aug-13	188	183	2.4	5
24-Aug-13	267	261	2.4	6
7-Sep-13	240	234	2.4	6
23-Sep-13	224	219	2.4	5

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.39 muestra el historial de producción post fractura del pozo Y-015D.

FIGURA 3. 39 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “Y-015D”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-080**

La tabla 3.24 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-080, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento fue exitoso ya que la producción lograda es 569 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento. La prueba realizada antes de la fractura dió como resultado que el pozo no tuvo ningún aporte de fluidos (anexo 3).

TABLA 3. 24

COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-080”

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
0 BFPD	1000 BFPD	603 BFPD	1000 BFPD	603 BFPD
0 BPPD	800 BPPD	569 BPPD	800 BPPD	569 BPPD
-	BSW 20%	BSW 6%	BSW 20%	BSW 6%
Julio 2013		Agosto 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.25 presenta el historial de producción del pozo X-080 después del proceso de fracturamiento hidráulico, se tiene una producción promedio hasta septiembre de 518 BPPD con 12% de BSW.

TABLA 3. 25

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-080”

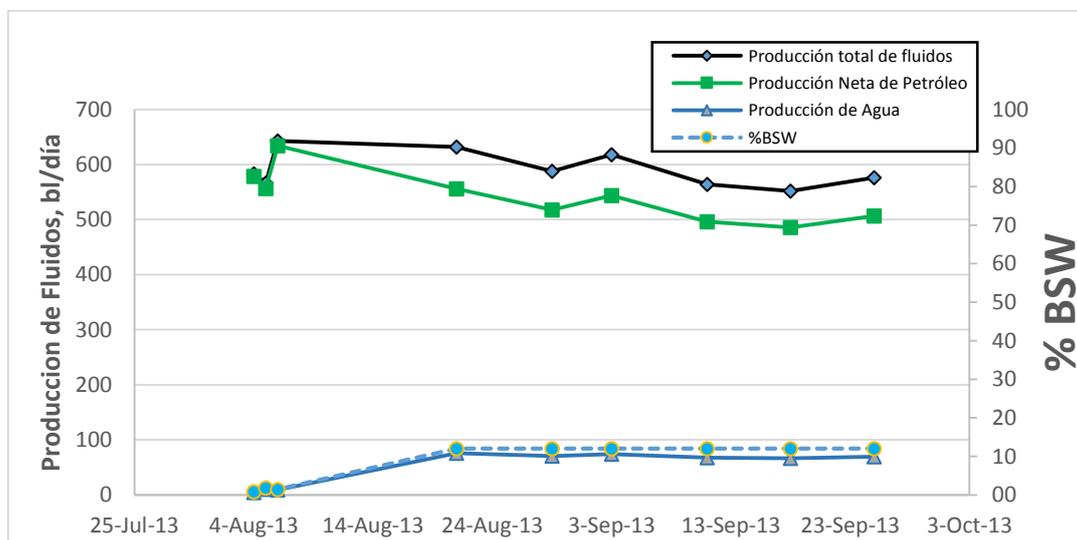
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
4-Aug-13	584	579	0.8	5
5-Aug-13	567	556	1.8	10
6-Aug-13	643	634	1.4	9
21-Aug-13	632	556	12.0	76
29-Aug-13	588	517	12.0	71
3-Sep-13	618	544	12.0	74
11-Sep-13	564	496	12.0	68
18-Sep-13	552	486	12.0	66
25-Sep-13	576	507	12.0	69

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.40 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-080.

FIGURA 3. 40 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-080”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Pozo X-099**

La tabla 3.26 muestra las producciones pre y post tratamiento del pozo X-099, dónde se observa, según los datos, que el trabajo de fracturamiento no fue exitoso ya que la producción lograda es 48 BPPD mayor que la producción antes del tratamiento y el BSW disminuyó en 50%.

**TABLA 3. 26
COMPARACIÓN DE PRODUCCIONES POZO “X-099”**

Producción antes de fractura	Producción esperada	Producción media lograda	Incremento de producción	
			Esperado	Logrado
438 BFPD	250 BFPD	240 BFPD	-188 BFPD	-198 BFPD
155 BPPD	238 BPPD	203 BPPD	83 BPPD	48 BPPD
BSW 65%	BSW 5%	BSW 15%	BSW -60%	BSW -50%
Agosto 2013		Septiembre 2013		

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La tabla 3.27 presenta el historial de producción del pozo X-099 después del proceso de fracturamiento hidráulico, se observa que la producción no logra estabilización por lo que para octubre se realiza nuevamente un workover.

TABLA 3. 27

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-099”

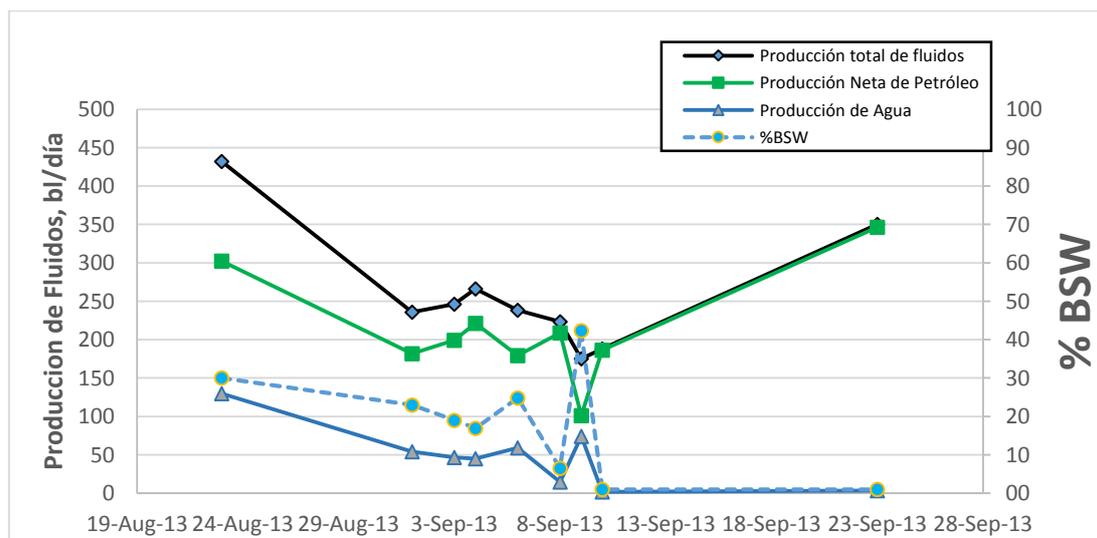
Fecha	BFPD	BPPD	BSW [%]	BAPD
23-Aug-13	432	302	30.0	130
1-Sep-13	236	182	23.0	54
3-Sep-13	246	199	19.0	47
4-Sep-13	266	221	16.9	45
6-Sep-13	239	179	24.8	59
8-Sep-13	223	209	6.5	15
9-Sep-13	175	101	42.3	74
10-Sep-13	188	186	1.0	2
23-Sep-13	350	347	1.0	4

FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

La figura 3.41 muestra el historial de producción post fractura del pozo X-099.

FIGURA 3. 41 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST FRACTURA POZO “X-099”



FUENTE: Archivos de seguimiento de producción, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

3.3.2.2. Materiales empleados

- **Arena U inferior**

Se tiene una admisión ente 5.9 hasta 9.2 libras añadidas de apuntalante por galón de fluido para esta arena, con caudales entre 15 y 25 bl/min. Se puede apreciar que en general se mantienen valores relativamente bajos de error en el diseño de la cantidad tanto de fluidos de 11% en promedio, como de apuntalantes de 9% en promedio tomando en cuenta los 5 casos, por lo que se puede concluir que se manejan buenos conocimientos del tema además de un buen manejo de los simuladores.

- **Arena U superior**

Se tiene una admisión entre 7.1 y 8.2 PPA para esta arena, con caudales entre 18 y 20 bl/min. Se puede apreciar que en general se mantienen valores bajos de error en ciertos casos pero en otros casos son considerables, para el diseño de la cantidad tanto de fluidos de 17% en promedio, como de apuntalantes de 15% en promedio tomando en cuenta los 5 casos, por lo que se puede concluir que se deben mejorar los conocimientos de esta arena aunque se tenga buen manejo de los simuladores.

Las tablas 3.28 y 3.29 muestran una comparación entre el diseño y la ejecución del uso de materiales en cada pozo en la arenas U inferior y U superior.

Arena U inferior

TABLA 3. 28

MATERIALES EMPLEADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA POZOS DE ARENA U INFERIOR

Pozo	PPA/Caudal (bl/min)		Fluido para fractura/total (bl)		Fluido de limpieza/total (bl)		Total de fluidos	Apuntalante/total (lb)		% Error de diseño	
	Diseño	Ejec.	Diseño	Ejecución	Diseño	Ejecución	Dise./Ejec.	Diseño	Ejecución	Fluido	Apunt.
X-046	6.0/20	6.0/15	FLUIDO 1/255	FLUIDO 1/369	FLU. DE LIMP. 1/52	FLU. DE LIMP. 1/52	307/421	Carbolite(20/40) /22600	Carbolite(20/40)/ 27487	27	18
X-130D	8.0/15	9.2/16	FLUIDO 2/ 140	FLUIDO 2/146	FLU. DE LIMP. 3/81	FLU. DE LIMP. 3/74	213/220	Carbolite(20/40) /12300	Carbolite(20/40)/ 11647	3	6
X-141D	6.0/20	7.1/20	FLUIDO 2/245	FLUIDO 2/272	FLU. DE LIMP. 3/87	FLU. DE LIMP. 3/81	332/353	Carbolite(20/40) /19100	Carbolite(20/40)/ 20778	6	8
X-226	6.0/20	5.9/20	FLUIDO 2/430	FLUIDO 2/463	FLU. DE LIMP. 3/83	FLU. DE LIMP. 3/77	513/540	Carbolite(20/40) /33200	Carbolite(20/40)/ 32000	5	4
X-150D	8.0/25	8.2/25	FLUIDO 2/495	FLUIDO 2/440	FLU. DE LIMP. 3/96	FLU. DE LIMP. 3/84	591/524	Carbolite(20/40) /33600	Carbolite(20/40)/ 37217	13	10

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

Arena U superior

TABLA 3. 29

MATERIALES EMPLEADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA POZOS DE ARENA U SUPERIOR

Pozo	PPA/Caudal (bl/min)		Fluido para fractura /total (bl)		Fluido de limpieza/total (bl)		Total de fluidos Dis/Eje	Apuntalante/total (lb)		% Error de diseño	
	Diseño	Ejec.	Diseño	Ejecución	Diseño	Ejecución		Diseño	Ejecución	Fluido	Apunt.
Y-010	7.0/17	7.4/19	FLUIDO 2/ 185	FLUIDO 2/329	FLU. DE LIMP. 2/82	FLU. DE LIMP. 2/75	267/404	Carbolite(20/40) /17400	Carbolite(20/40)/ 26723	34	35
X-072	7.0/20	7.8/18	FLUIDO 2/385	FLUIDO 2/575	FLU. DE LIMP. 3/77	FLU. DE LIMP. 3/74	462/649	Carbolite(20/40) /32800	Carbolite(20/40)/ 41223	29	20
Y-015D	6.0/18	7.1/18	FLUIDO 2/318	FLUIDO 2/336	FLU. DE LIMP. 2/99	FLU. DE LIMP. 2/82	417/418	Carbolite(20/40) /24900	Carbolite(20/40)/ 25374	0.2	2
X-080	7.0/20	8.2/20	FLUIDO 2/430	FLUIDO 2/361	FLU. DE LIMP. 3/82	FLU. DE LIMP. 3/77	512/438	Carbolite(20/40) /34400	Carbolite(20/40)/ 30225	17	14
X-099	7.0/20	7.1/20	FLUIDO 2/365	FLUIDO 3/339	FLU. DE LIMP. 3/82	FLU. DE LIMP. 4/78	447/417	Carbolite(20/40) /29000	Carbolite(20/40)/ 30450	7	5

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

3.3.2.3. Proceso de fracturamiento hidráulico

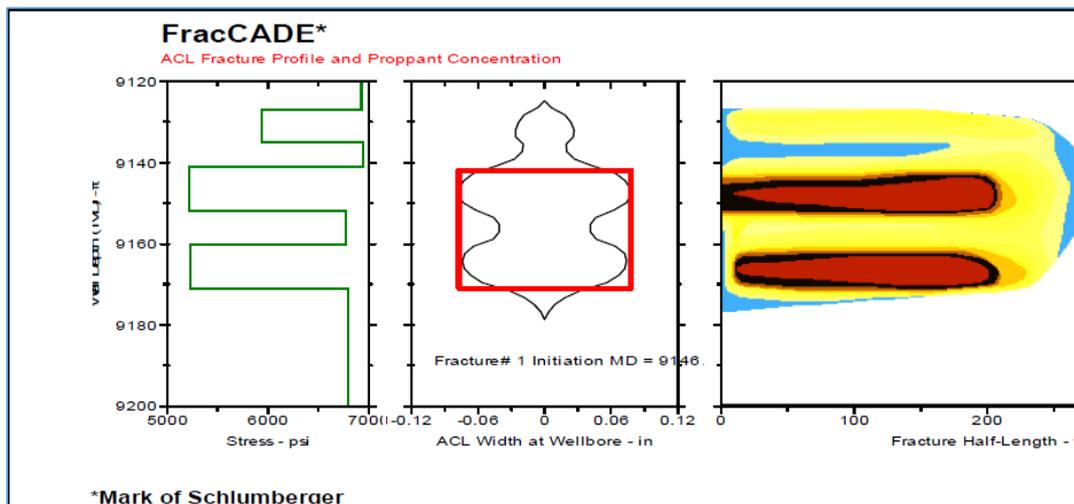
En esta sección se analizarán los gráficos del perfil de la fractura y concentración de apuntalante con el fin de comparar resultados entre el diseño y ejecución.

a) Arena U inferior

- **X-046**

Las figuras 3.42 y 3.43 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-046, se puede observar que los valores máximos de esfuerzo son mayores a los simulados por lo que la fractura se cierra en los extremos y la presión aplicada a la formación crea una fractura más ancha que la simulada, estos datos se pueden apreciar en detalle en la tabla 3.30.

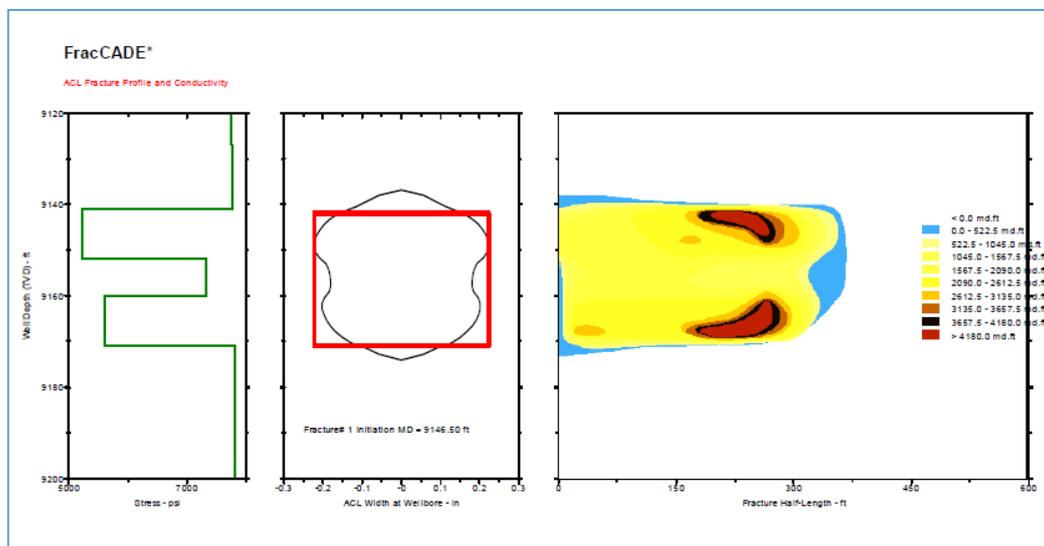
FIGURA 3. 42 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-046”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 43 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-046”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 30

GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-046”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	289.9	397.7	27
Altura de la fractura (pie)	53.9	37.2	45
Conductividad (md.pie)	2452	1229	100
Ancho Promedio (pg)	0.088	0.183	52
Fcd	4	1	300

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

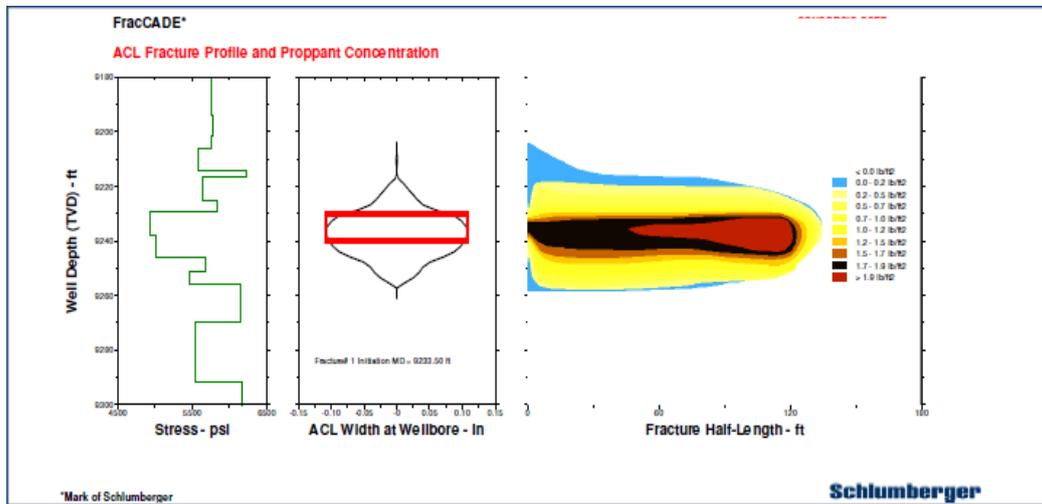
ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **X-0130D**

Las figuras 3.44 y 3.45 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-130D, se puede observar que los valores de esfuerzo son similares a los simulados sin embargo la fractura se ensancha en los extremos, como consecuencia se obtuvo una deficiencia en el acarreo del apuntalante en la fractura. Datos de la

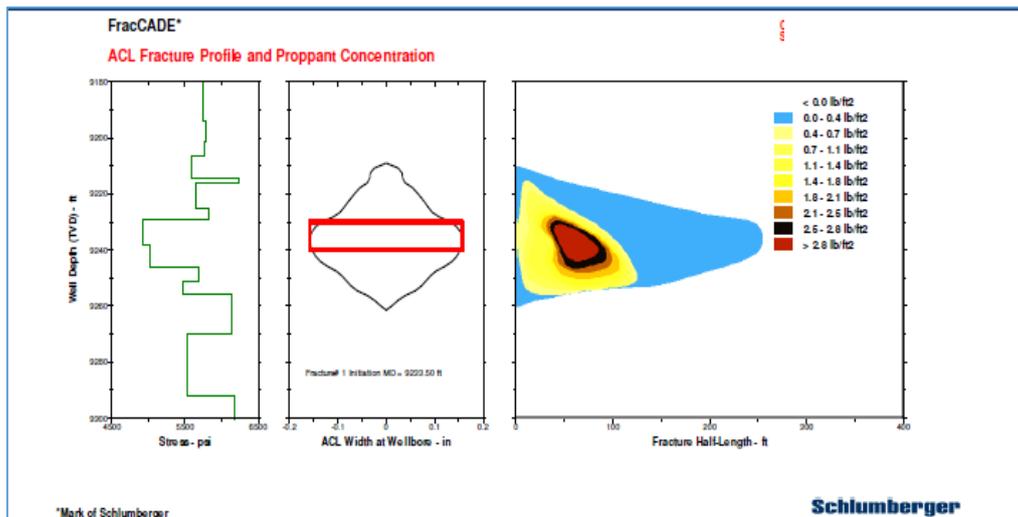
geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.31.

FIGURA 3. 44 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-130D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 45 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-130D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 31

GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-130D”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	140.6	145.4	3
Altura de la fractura (pie)	57.3	52.5	9
Conductividad (md.pie)	3247	3110	4
Ancho Promedio (pg)	0.118	0.123	4
Fcd	0.3	0.3	0

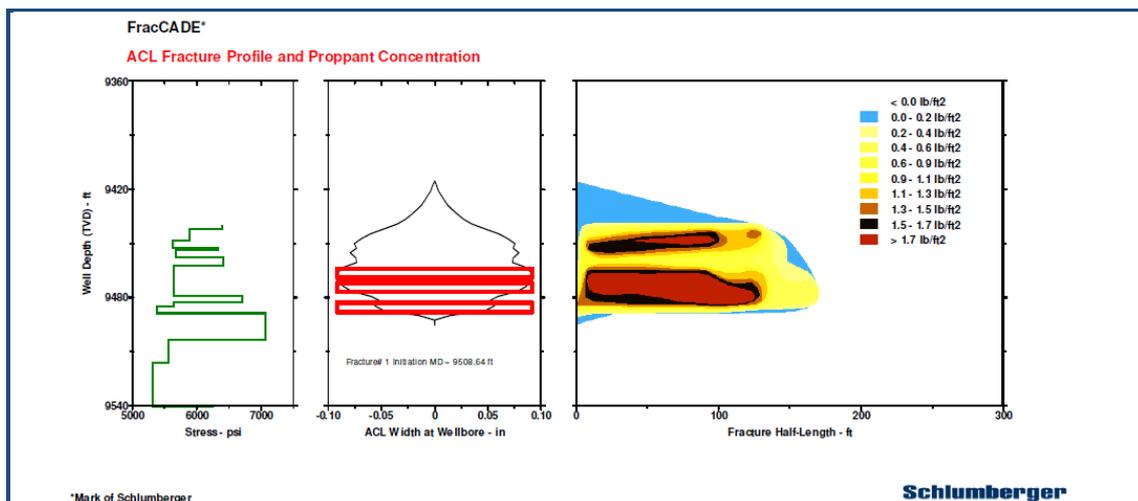
FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **X-141D**

Las figuras 3.46 y 3.47 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-141D, se puede observar que los valores de esfuerzo son similares a los simulados sin embargo la fractura varia en altura. Datos de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.32.

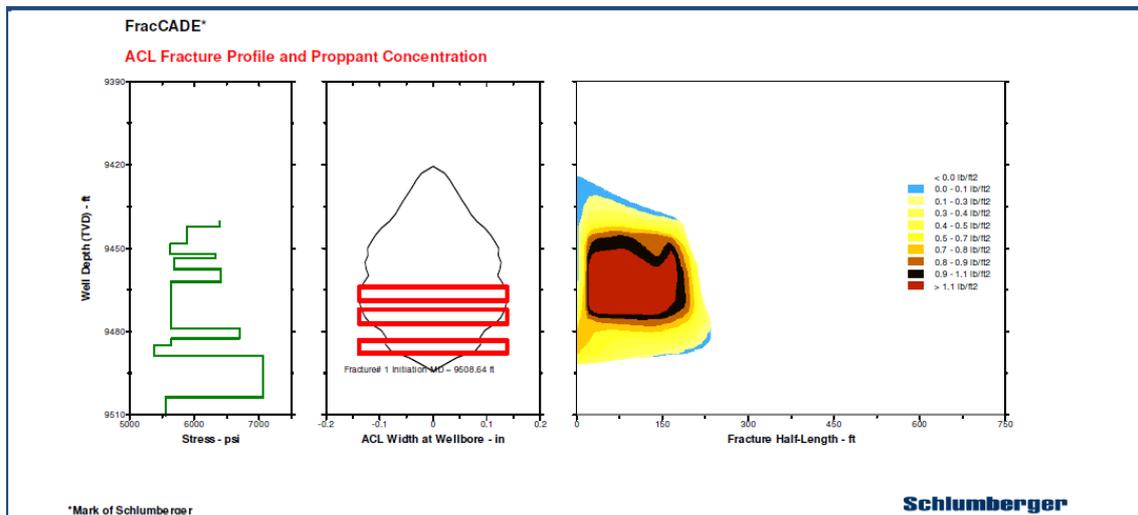
FIGURA 3. 46 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-141D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 47 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-141D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 32

GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-141D”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	182.3	190.8	4
Altura de la fractura (pie)	80	53.9	48
Conductividad (md.pie)	2836	2038	39
Ancho Promedio (pg)	0.077	0.075	3
Fcd	0.4	0.2	100

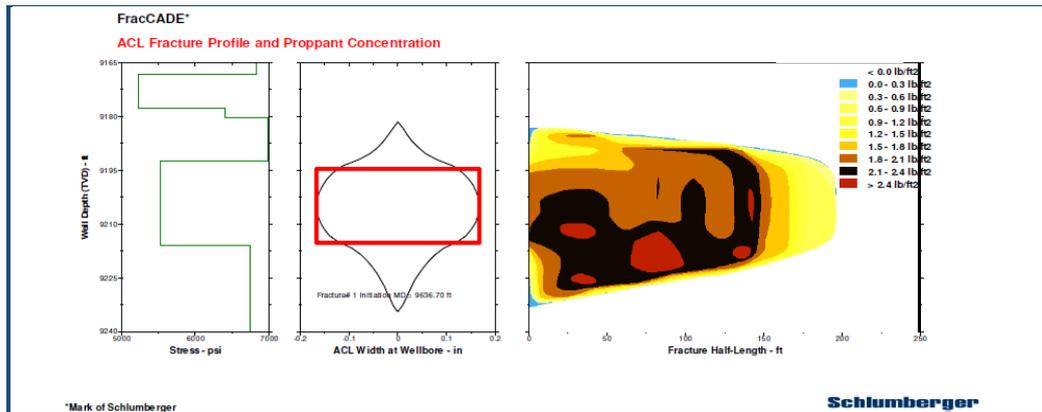
FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **X-226**

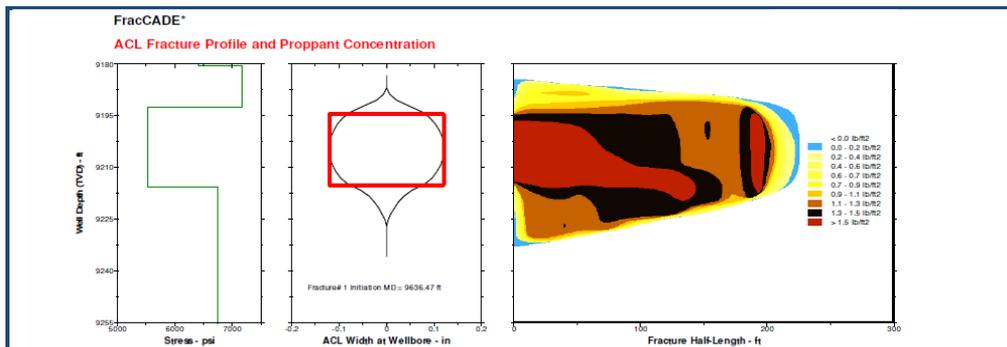
Las figuras 3.48 y 3.49 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-226, se puede observar que los valores de esfuerzo y geometría son similares. Datos de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.33.

FIGURA 3. 48 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-226”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 49 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-226”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

**TABLA 3. 33
 GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-226”**

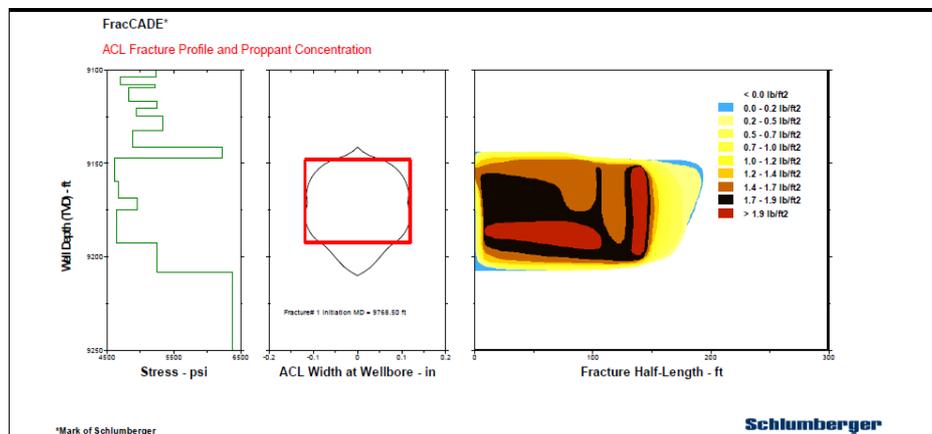
	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	204	180.9	13
Altura de la fractura (pie)	53.1	52.3	2
Conductividad (md.pie)	4763	3048	56
Ancho Promedio (pg)	0.192	0.163	18
Fcd	0.8	0.8	0

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **X-150D**

Las figuras 3.50 y 3.51 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-150D, se puede observar que los valores de esfuerzo no se asemejan. Diferencias entre la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.34.

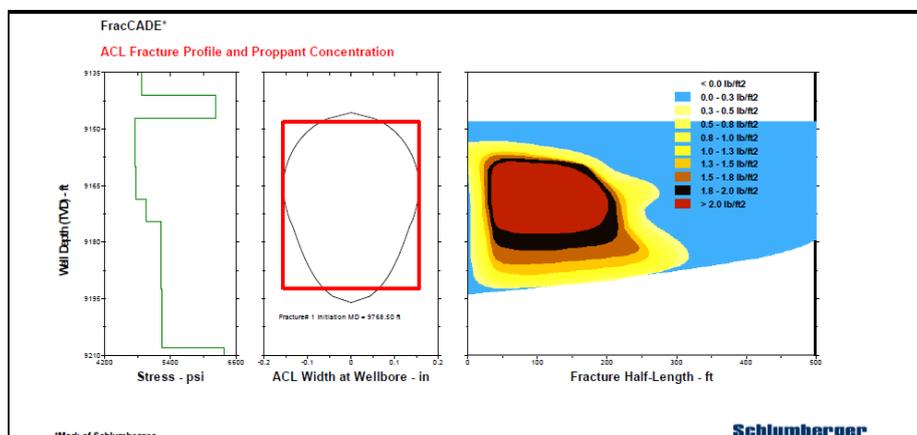
FIGURA 3. 50 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-150D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 51 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-150D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 34

GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-150D”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	270.2	203.6	33
Altura de la fractura (pie)	50.4	68.8	27
Conductividad (md.pie)	2705	2232	21
Ancho Promedio (pg)	0.162	0.153	6
Fcd	0.4	0.4	0

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

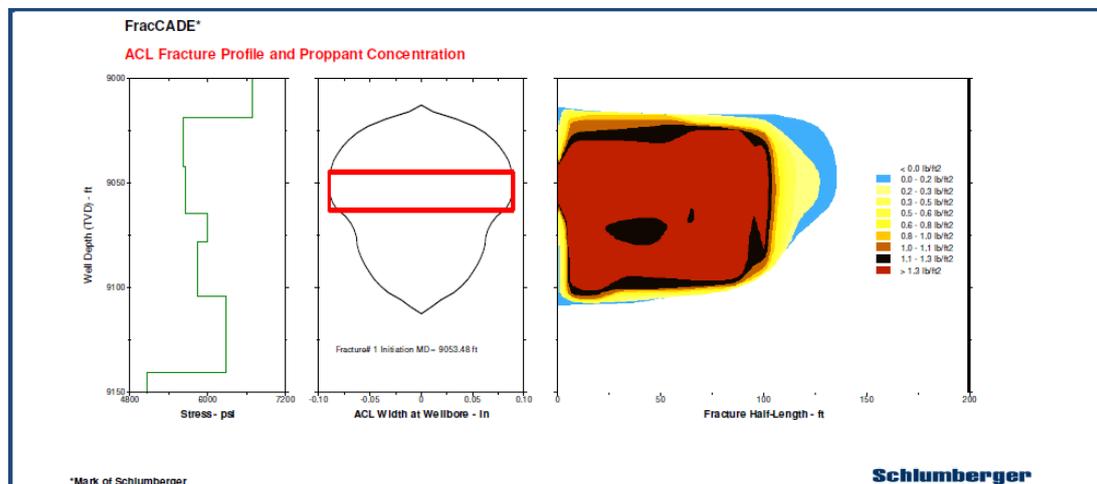
ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

b) Arena U superior

- Y-010

Las figuras 3.52 y 3.53 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo Y-010, se puede observar que los valores de esfuerzo y la geometría son similares, sin la distribución de la concentración del apuntalante no es la esperada. Datos de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.35.

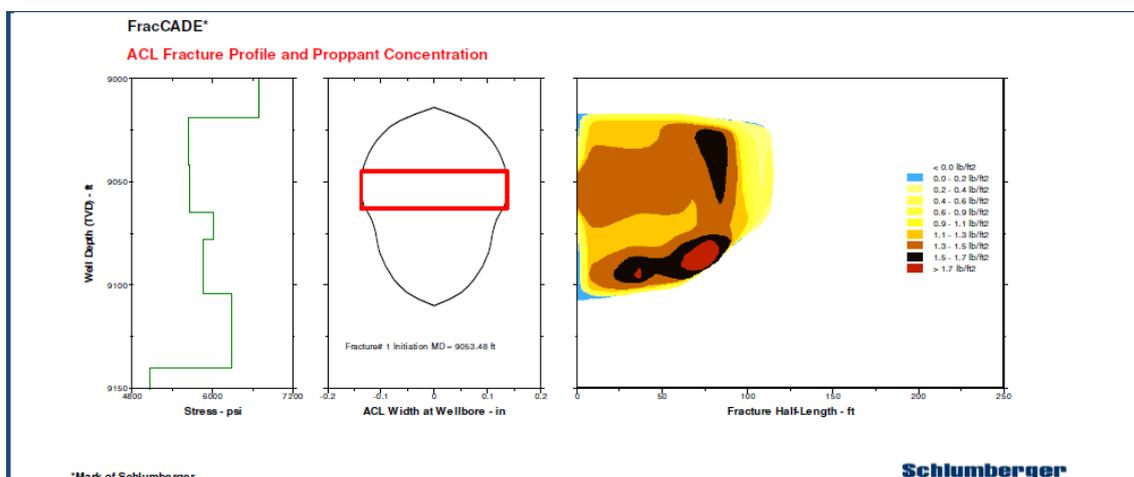
FIGURA 3. 52 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “Y-010”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 53 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “Y-010”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 35

GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “Y-010”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	131.3	124.3	6
Altura de la fractura (pie)	99.5	95.9	4
Conductividad (md.pie)	4284	4084	5
Ancho Promedio (pg)	0.111	0.135	18
Fcd	2.5	2.2	14

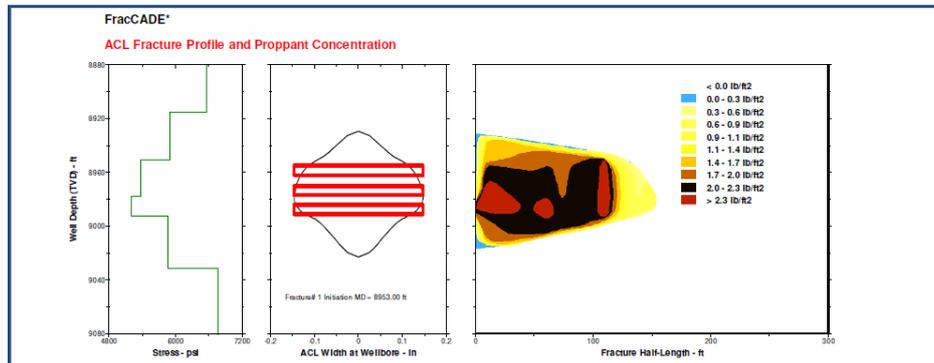
FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **X-072**

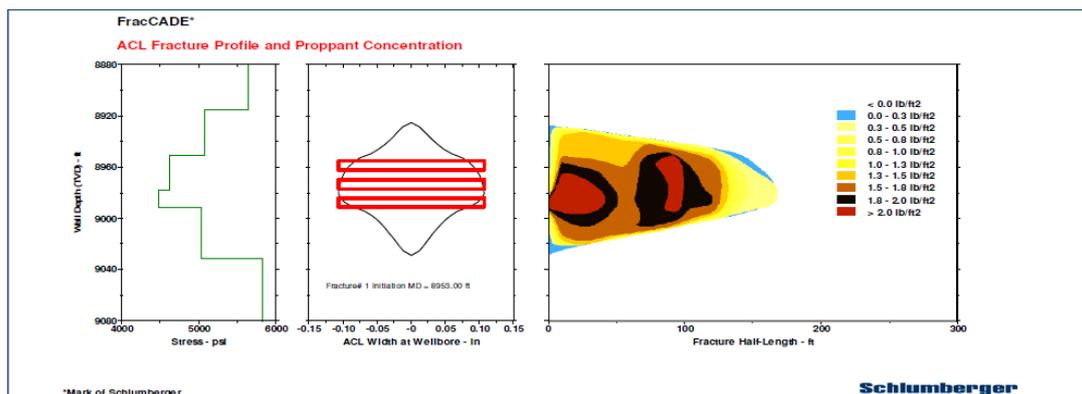
Las figuras 3.54 y 3.55 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-072, se puede observar que los valores de esfuerzo, la geometría y distribución de la concentración del apuntalante son similares. Datos de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.36.

FIGURA 3. 54 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-072”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 55 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-072”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

**TABLA 3. 36
 GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-072”**

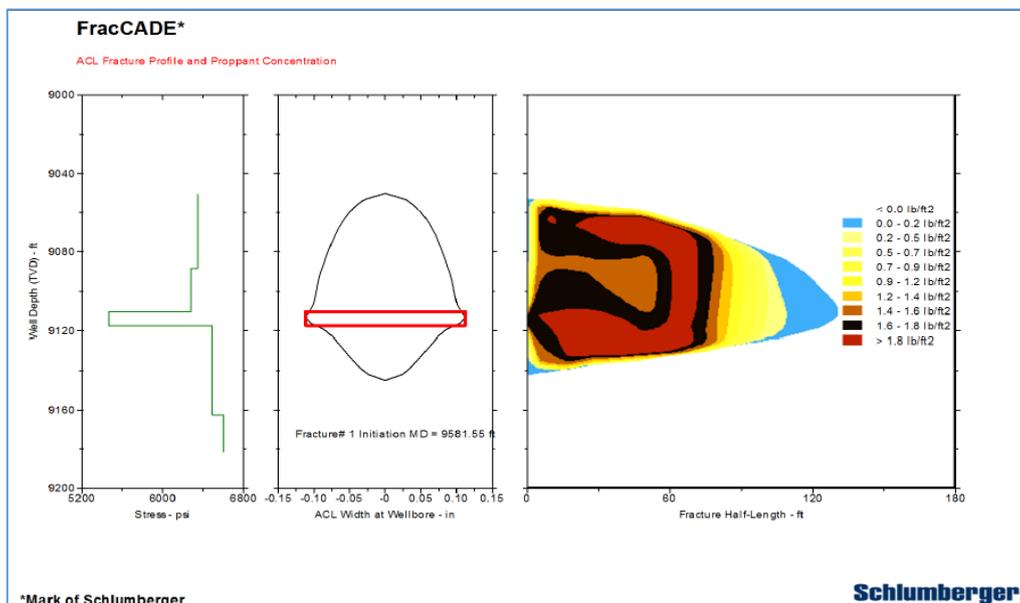
	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	120.7	132.3	9
Altura de la fractura (pie)	115	105.9	9
Conductividad (md.pie)	4038	4151	3
Ancho Promedio (pg)	0.187	0.198	6
Fcd	0.3	0.3	0

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger
 ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

- **Y-015D**

Las figuras 3.56 y 3.57 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo Y-015D, se puede observar que los valores de esfuerzo son similares sin embargo la geometría y distribución de la concentración del apuntalante no lo son. Datos de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.37.

FIGURA 3. 56 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “Y-015D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 37

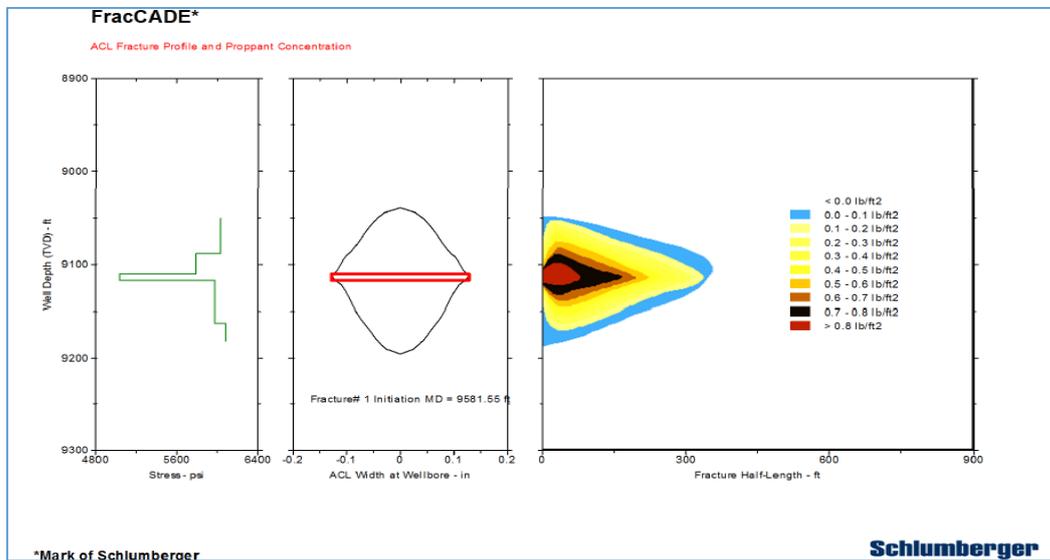
GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “Y-015D”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	89.1	392.3	77
Altura de la fractura (pie)	121.4	156.3	92
Conductividad (md.pie)	6054	2028	199
Ancho Promedio (pg)	0.121	0.028	322
Fcd	0.7	0.1	600

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

FIGURA 3. 57 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “Y-015D”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- **X-080**

Las figuras 3.58 y 3.59 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-080, se puede observar que los valores de esfuerzo son similares sin embargo la longitud de la fractura varía. Datos de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.38.

TABLA 3. 38

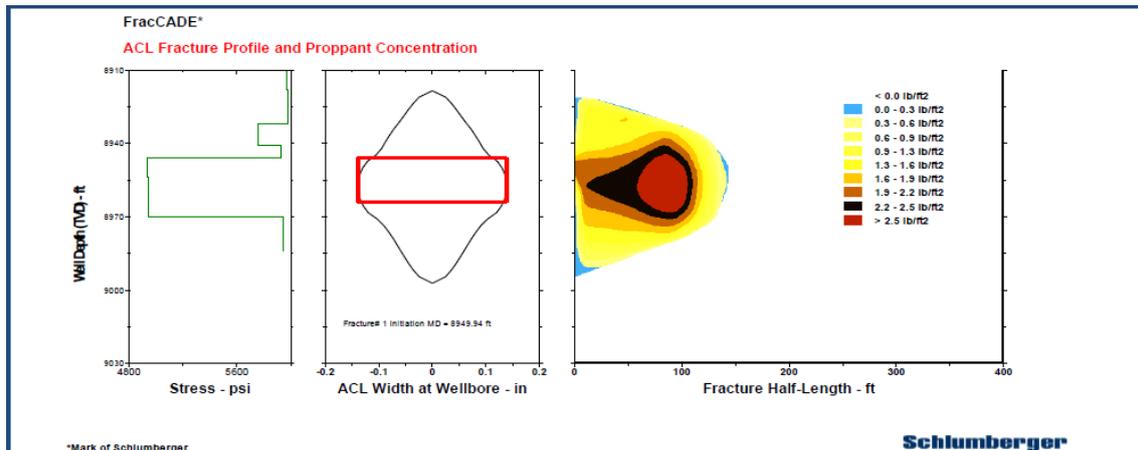
GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-080”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	147.9	195.9	25
Altura de la fractura (pie)	75.3	80.5	6
Conductividad (md.pie)	4736	4842	2
Ancho Promedio (pg)	0.135	0.134	1
Fcd	0.4	0.5	20

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

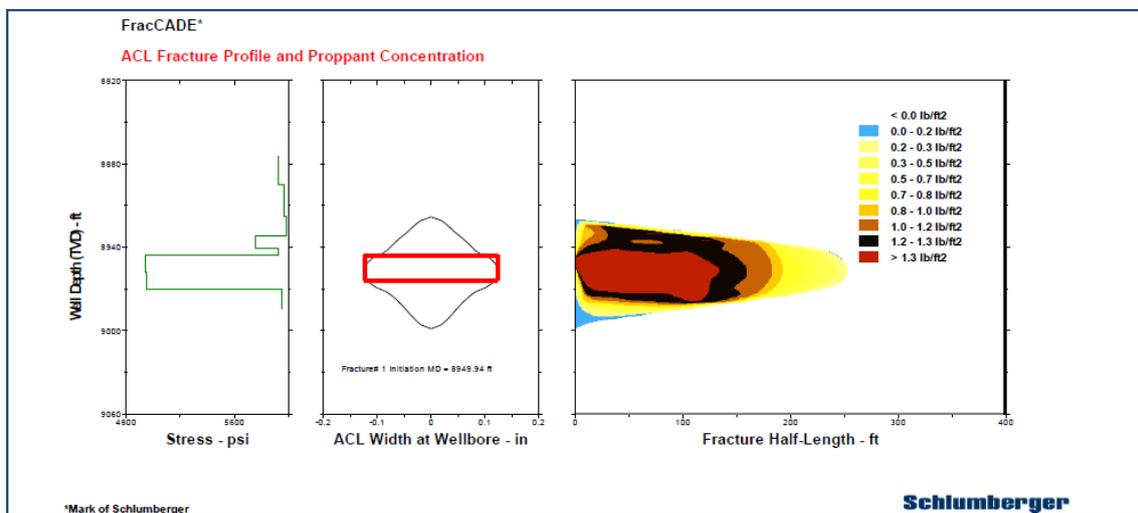
FIGURA 3. 58 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-080”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 59 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-080”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

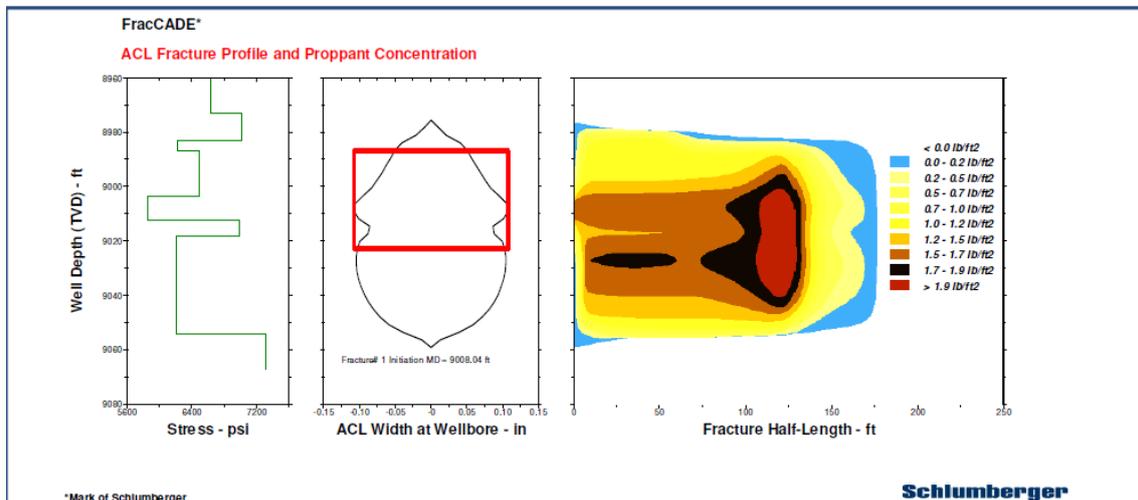
ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

- **X-099**

Las figuras 3.60 y 3.61 muestran las diferencias entre los perfiles de fractura y concentración de apuntalante simulado y obtenido para el pozo X-099, se puede observar que los valores de esfuerzo y geometría son similares. Datos

de la geometría simulada y obtenida de la fractura se muestran en detalle en la tabla 3.39.

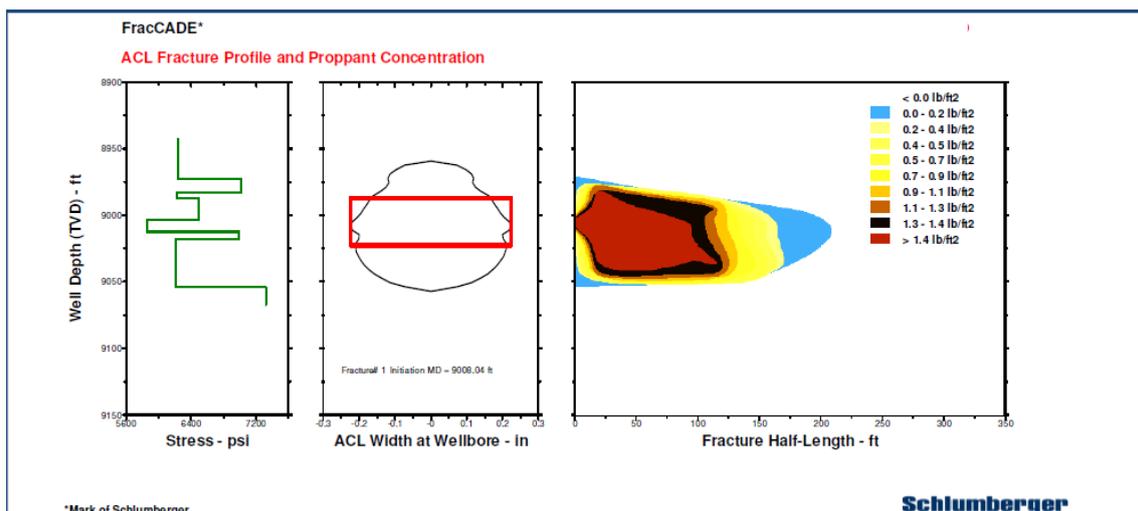
FIGURA 3. 60 PERFIL SIMULADO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE: POZO “X-099”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

FIGURA 3. 61 PERFIL OBTENIDO DE FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE UNA VEZ REALIZADA LA FRACTURA EN EL POZO “X-099”



FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Schlumberger Fracturing Services

TABLA 3. 39
GEOMETRÍA SIMULADA Y OBTENIDA, POZO “X-099”

	Fractura (simulada)	Fractura obtenida	% de error
Longitud de fractura (pie)	176.7	161.6	9
Altura de la fractura (pie)	83.7	98.1	15
Conductividad (md.pie)	5086	3411	49
Ancho Promedio (pg)	0.13	0.123	6
Fcd	0.2	0.2	0

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

3.3.3. SELECCIÓN DE LOS PROCESOS CON LOS MEJORES RESULTADOS

Para finalizar se realizó un análisis comparativo mostrado en las tablas 3.40 y 3.41 en las cuales se aprecia el incremento o decremento en la producción, así como el uso de materiales y la geometría de la fractura para seleccionar los casos con mejores resultados.

- **Arena U inferior**

Para determinar la efectividad de los procesos de fracturamiento hidráulico se juzgó por el incremento en la producción de petróleo, tomando en cuenta si se incrementó o no el % de BSW, con lo que se puede concluir si fue un proceso exitoso o no.

Los pozos de la arena U inferior con resultados favorables fueron: X-130D, X-141D, X-226 y X-150D; en los cuales se logró incrementar la producción de petróleo además de disminuir el % de BSW.

- **Arena U superior**

Los pozos de la arena U superior con resultados favorables fueron: X-072, X-080 y Y-015D; en los cuales se logró incrementar la producción de petróleo además de disminuir el % de BSW.

a) Arena U inferior

TABLA 3. 40

COMPARACIÓN DE EFICIENCIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA POZOS DE ARENA U INFERIOR

Pozo	Producción BFPD/BPPD/BSW %		Caudal/Fluidos/cantidad (bl)		Apuntalante		Geometría de la fractura				
	Antes	Después	Fractura	Limpieza	Apuntalante	PPA/Cantidad (lb)	Longitud (pie)	Altura (pie)	Conductividad (md.pie)	Ancho (in)	Fcd
X-046	260/228/12	128/100/22	15/FLUIDO 1/369	15/FLUIDO 1/52	Carbolite(20/40)	6.0/27487	397.7	37.2	1229	0.183	1.0
X-130D	222/215/3	557/377/32	16/FLUIDO 2/146	14/FLU. DE LIMP. 3/74	Carbolite(20/40)	9.2/11647	145.4	52.5	3110	0.123	0.3
X-141D	243/55/77	306/246/20	20/FLUIDO 2/272	20/FLU. DE LIMP. 3/81	Carbolite(20/40)	7.1/20778	190.8	53.9	2038	0.075	0.2
X-226	614/92/85	1125/660/41	20/FLUIDO 2/463	20/FLU. DE LIMP. 3/77	Carbolite(20/40)	5.9/32000	180.9	52.3	3048	0.163	0.8
X-150D	357/103/71	729/636/13	25/FLUIDO 2/440	25/FLU. DE LIMP. 3/84	Carbolite(20/40)	8.2/37217	203.6	68.8	2232	0.153	0.4

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

b) Arena U superior

TABLA 3. 41

COMPARACIÓN DE EFICIENCIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA POZOS DE ARENA U SUPERIOR

Pozo	Producción BFPD/BPPD/BSW %		Caudal/Fluidos/cantidad (bl)		Apuntalante		Geometría de la fractura				
	Antes	Después	Fractura	Limpieza	Apuntalante	PPA/Cantidad (lb)	Longitud (pie)	Altura (pie)	Conductividad (md.pie)	Ancho (in)	Fcd
Y-010	172/26/85	937/95/90	19/FLUIDO 2/329	19/FLU. DE LIMP. 2/75	Carbolite(20/40)	7.4/26723	124.3	95.9	4084	0.135	2.2
X-072	777/152/80	433/389/10	18/FLUIDO 2/575	18/FLU. DE LIMP. 3/74	Carbolite(20/40)	7.8/41223	132.3	105.9	4151	0.198	0.3
Y-015D	383/96/75	493/485/2	18/FLUIDO 2/336	18/FLU. DE LIMP. 2/82	Carbolite(20/40)	7.1/25374	392.3	156.3	2028	0.028	0.1
X-080	0 / 0 / -	603/569/6	20/FLUIDO 2/361	20/FLU. DE LIMP. 3/77	Carbolite(20/40)	8.2/30225	195.9	80.5	4842	0.134	0.5
X-099	438/155/65	240/203/15	20/FLUIDO 3/339	20/FLU. DE LIMP. 4/78	Carbolite(20/40)	7.1/30450	161.6	98.1	3411	0.123	0.2

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Antes de realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico se debe tener en cuenta ciertos parámetros:

- Determinar la distancia vertical a fracturar para evitar la comunicación entre arenas productoras y acuíferos existentes.
- Verificar que existan sellos lutíticos que permitan contener el crecimiento de la fractura, un buen sello debe estar entre los 80 a 100 pies.
- El registro de temperatura nos permite verificar el crecimiento de la fractura, cabe recalcar que este registro funcionara solo poco tiempo después de realizado el trabajo.
- Las fracturas crecen tres pies en promedio por cada barril por minuto de bombeo de fluido de fractura, sin embargo dependerá de los esfuerzos y las características de la formación donde se realizara el trabajo.
- Los registro de casing y cemento son de suma importancia tanto como para mantener la integridad del pozo, como para asegurar un trabajo exitosos.

Después de realizado el estudio de los parámetros afectados por el método de estimulación detallado en este documento, se puede continuar con la propuesta del proceso a seguir para llegar a una optimización del mismo.

En este capítulo se estructurará un proceso para realizar los trabajos de estimulación usando fracturamiento hidráulico, optimizado para el campo del oriente ecuatoriano, estudiado en cuestión.

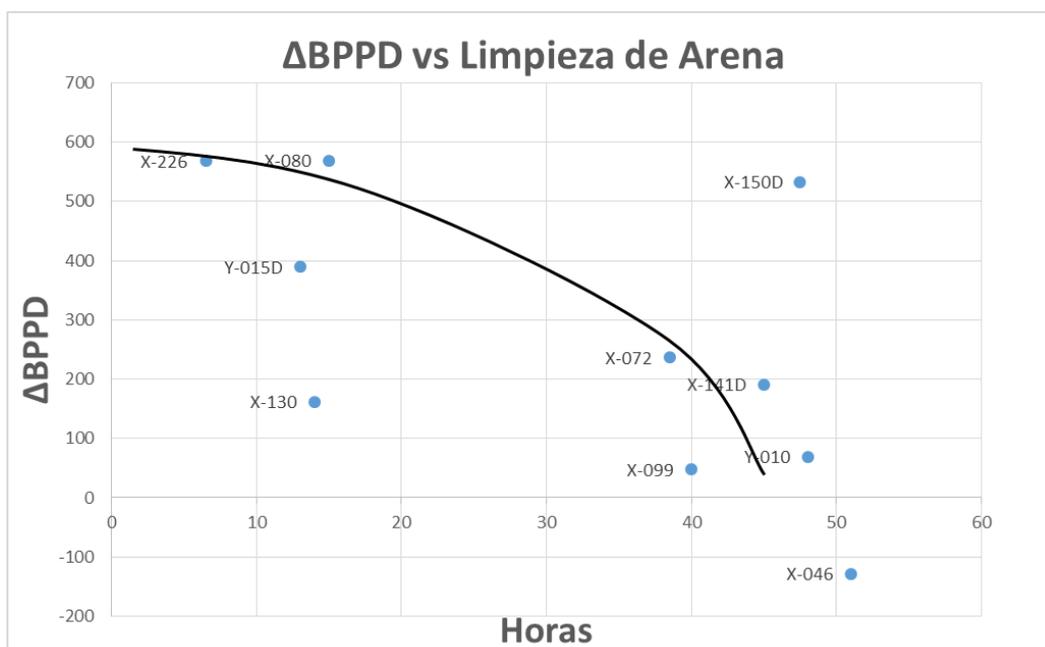
La propuesta se basa en un estudio detallado de los trabajos realizados en el campo entre los años 2012 y 2013 de los cuales se ha escogido 10, para buscar puntos a mejorar y así optimizar futuros trabajos de estimulación, utilizando tanto

nuevas tecnologías, como procedimientos y materiales adecuados, minimizando el tiempo no productivo, para lograr mejorar el rendimiento de maquinaria, fuerza de trabajo y material necesario.

El tiempo, que la arena sobrante o remanente en el pozo, permanece en el mismo es una variable importante en el proceso de estimulación, ya que como se puede ver en la figura 4.1, a un mayor tiempo de exposición del pozo a esta arena un menor aumento de producción es reflejado por lo que el trabajo de fractura hidráulica se verá comprometido.

Como se aprecia en la figura 4.1, el incremento en la producción no es significativo en los pozos Y-010, X-046, X-072, X-099 y X-141D debido a la demora en la limpieza de la arena para fractura.

FIGURA 4. 1 VARIACIÓN EN LA PRODUCCIÓN FRENTE A LA LIMPIEZA DE ARENA



FUENTE: Reportes diarios del trabajo de reacondicionamiento, Schlumberger

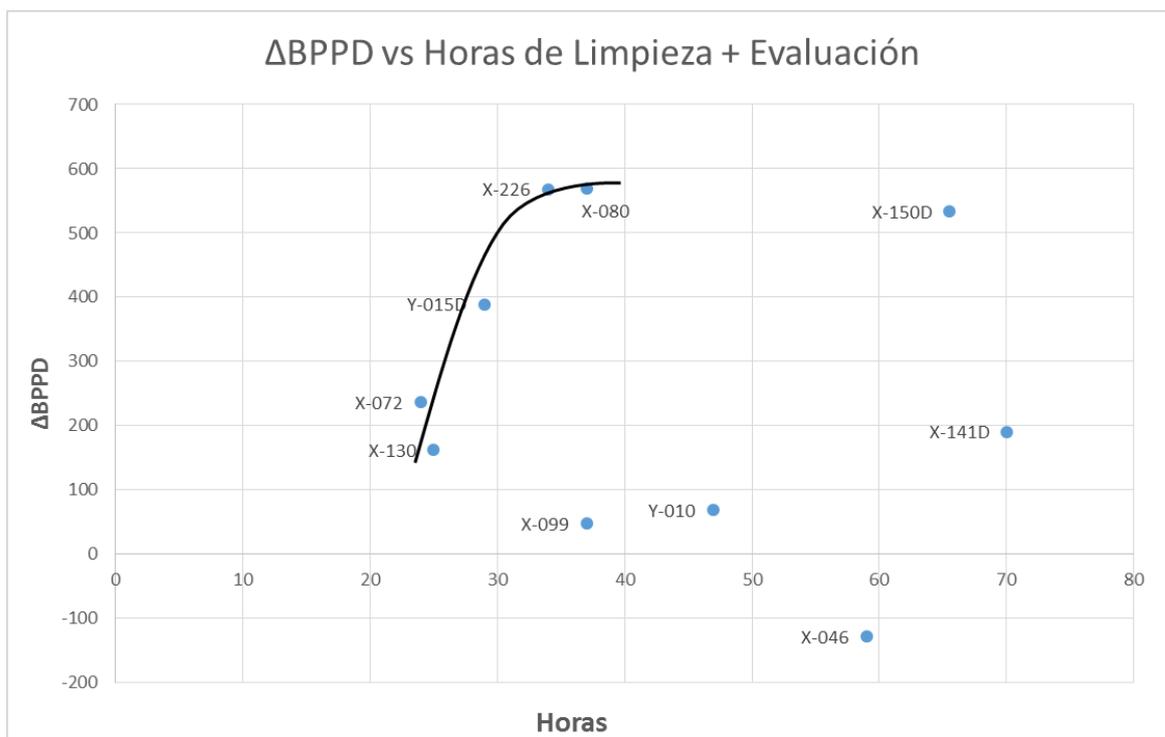
ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

Los tiempos de evaluación y limpieza marcan un punto clave en la producción post-fractura del pozo ya que pueden evitar que el fluido reaccione en la

formación y la daña, ya que cualquier fluido extraño en formación causa un efecto en la misma y deben ser retirados completamente. Se evalúa hasta que la producción se estabilice (6-8 Horas), para poder determinar un caudal veraz obtenido por el trabajo y evitar sobrestimar la producción el reservorio.

En la figura 4.2 se observa la gráfica tiempo de limpieza + evaluación vs barriles de petróleo producido por día, se puede notar claramente, que mientras aumentan las horas de evaluación y limpieza, producción de petróleo incremental también lo hace. Por otro lado se observa que a partir de 35 horas aproximadamente, no se obtiene mayor incremento en la producción, esto dependerá de la zona donde se encuentre ubicado el pozo, y el historial de producción tanto de los pozos vecinos como del mismo. En la figura 4.2 se observa que los pozos Y-010, X-046, X-099 y X-141D se encuentran fuera de la tendencia por lo explicado anteriormente.

FIGURA 4. 2 VARIACIÓN EN LA PRODUCCIÓN FRENTE AL TIEMPO DE EVALUACIÓN Y LIMPIEZA



FUENTE: Reportes diarios del trabajo de reacondionamiento, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

Según el estudio los pozos que tuvieron menor incremento en la producción son los siguientes:

- Y-010, durante las operaciones se bajó CIBP para realizar la fractura, el cual fue molido después de la intervención y causó daño en el tratamiento.
- X-046, este pozo en contrario al resto de pozos analizados posee un casing de producción de 5 1/2 pg, lo que causa ya un malestar en el proceso. Se aísla zona T, y se re-cañonea la zona U. El aislamiento de T, no es exitoso y se realiza squeeze a U y se baja nuevo CIBP para aislar T. Re-cañonean U y es en este momento cuando realizan la fractura que tuvo problemas operativos, el Blender falló durante la operación, dando como resultado fracturamiento hidráulico de mala calidad, tanto en el momento mismo del tratamiento, como el proceso de WO que dañaron la formación.
- El pozo X-072 cumple las tendencias y debido a la demora en la limpieza de la arena remanente en el pozo su incremental de producción fue bajo.
- En el pozo X-099, se realizó un cambio de zona productora, lo que hace de este pozo un caso especial, puesto que la zona productora de la arena "U" al ser un objetivo secundario, no responderá según la tendencia normal. Y para la completación final se utiliza un BHA selectivo, lo que aumenta el tiempo de exposición de los perforados con el fluido de completación, incrementando así el efecto del daño en la cara del pozo.
- X-141D, este pozo se dejó cerrado por 9 días después de cañonear por cambio de taladro. Además las dimensiones de fractura óptima para el pozo, no fueron las que se obtuvieron. Por lo que los resultados no son como se esperaban. El incremento de producción fue afectado por estos problemas operacionales.

Los pozos que tuvieron un considerable incremento en la producción son los siguientes:

- El pozo X-080, cumple con la tendencia, ya que esas zonas aún no se han explotado en estos pozos por lo que deberían responder normalmente.

Seguramente esta zona no representaba un objetivo principal y económicamente rentable el momento de su perforación

- X-130, Luego de realizar un cañoneo con TCP NOVA se aísla este intervalo con RBP y se cañonea sobre los intervalos abiertos anteriormente con WL para fracturar, luego de la estimulación el pozo pierde cerca de 85 bl de fluido de completación, para después retirar el RBP y poner en producción el pozo. Como dato adicional se ve que la geometría del pozo fue la diseñada, sin embargo la concentración del apuntalante fue menor.
- Y-015, en este pozo no se realizó un re-cañoneo de la zona, se bajó un CIBP para aislar los intervalos inferiores abiertos en la arena "T", para luego fractura "U" y se dejó produciendo. Respecto a la fractura, el ancho de la misma y la conductividad fueron sobreestimados en la simulación.
- X-226, al ser una completación y no tener los perforados expuestos por mucho tiempo al fluido de completación, logrando producir y completar el pozo rápidamente el incremento en el potencial fue muy significativo, cumpliendo las expectativas del trabajo de estimulación.
- X-150D, en este pozo, se baja un CIBP y recañonea la zona a fracturar, para luego evaluar y producir. En este caso se usa One Step por 4 horas lo que ayuda significativamente en el resultado, ya que el tiempo antes de limpiar la arena en el pozo es excesivo, sin embargo no causa mayor inconveniente, también ayudado por el extenso tiempo de limpieza de la formación.

La tabla 4.1 muestra un resumen de los resultados de las variables de estudio en el cual se aprecia los tiempos de limpieza, evaluación, limpieza + evaluación, limpieza de arena, concentración de apuntalante y daño

TABLA 4. 1

COMPARACIONES ENTRE TIEMPOS DE LIMPIEZA Y EVALUACIÓN DE FLUIDO, LIMPIEZA DE ARENA FRENTE A LA VARIACIÓN EN LA PRODUCCIÓN

	Pozo	Limpieza	Evaluación	Antes de Fractura		Después de Fractura		Variación en la Producción		Limp. de Arena	Concentración de apuntalante	Daño	
		Horas	Horas	BPPD	BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BFPD	Horas		Antes	Después
U inferior	X-046	20	39	228	260	100	128	-128	-132	51	2		-2.45
	X-130	12	13	215	222	377	557	162	335	14	2.8		
	X-141D	45	25	55	243	246	306	191	63	45	1.1	4	-3
	X-226	18	16	92	614	660	1125	568	511	6.5	1.5		0.14
	X-150D	19.5	46	103	357	636	729	533	372	47.5	2	8	-4
U superior	Y-010	21	26	26	172	95	937	69	765	48	1.7	1.91	0.014
	X-072	0	24	152	777	389	433	237	-344	38.5	2		
	Y-015D	19	10	96	383	485	493	389	110	13	0.8	10.9	-3
	X-080	15	22	0	0	569	603	569	603	15	1.3		0.0013
	X-099	19	18	155	438	203	240	48	-198	40	1.4	2	
											Promedio:	5.4	-1.8

FUENTE: Reportes diarios del trabajo de reacondicionamiento, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

4.1. PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los ingenieros diseñan una operación de fractura basada en las características geológicas de la formación y el yacimiento de petróleo. Componentes básicos del diseño de fracturamiento incluyen la presión de la inyección, y los tipos y cantidades de materiales (por ejemplo, productos químicos, líquidos, gases, arena) necesarios para lograr la estimulación deseada de la formación.

4.1.1. ANÁLISIS PRELIMINAR

Antes de iniciar el proceso de fractura en un pozo se debe realizar un estudio detallado de ciertos parámetros, analizando independientemente las arenas. Se debe saber presiones de reservorio, configuración mecánica del pozo, registros eléctricos, porosidad, permeabilidad, intervalos cañoneados (WO) o a cañonear (CPS), historial de producción, historial de trabajos de reacondicionamiento (WO), ubicación del pozo en el yacimiento.

Después de comprobar que el pozo es candidato posible para una estimulación analizando los datos descritos anteriormente. Se debe realizar un análisis de sensibilidad cambiando parámetros, especialmente daño, para estimar su producción post – tratamiento y saber su rentabilidad económica.

4.1.2. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Esta sección se enfoca netamente al proceso de fracturamiento hidráulico desde el proceso de diseño pasando por la ejecución y finalizando por la evaluación del tratamiento.

4.1.2.1. Diseño de la fractura (simulación)

En esta sección se revisa y analiza la información disponible, con lo que se puede concluir que el yacimiento puede mejorar su potencial mediante la realización de un tratamiento de fractura hidráulica.

Se elige el modelo P3D ya que se ajusta mejor a los parámetros del reservorio en estudio y posee características puntuales que permiten hacer una simulación rápida y precisa. Ahorrando tiempo y dinero para su realización.

La optimización del diseño del tratamiento depende de la disponibilidad y veracidad de los datos del yacimiento, ya que una simulación es tan buena como la data que en ésta se utiliza.

4.1.2.1.1. Pre flujo one step

Este tipo de pre flujo se utiliza en formaciones con contenido de arcillas, el fluido a circular es un sistema ácido gelificado que permite controlar permanentemente la migración de finos en areniscas con este tipo de problemas y además que contengan arcillas sensibles, además reduce el riesgo de corrosión en tubulares y equipos Este fluido se bombea previo al fracturamiento y debe permanecer en remojo en la formación durante un periodo de 5 a 7 horas. Otras características de este fluido son: remoción de lodo de perforación, lograr una penetración más profunda y reducir la probabilidad de precipitaciones.

Al encontrarse en un yacimiento con alto contenido de arcillas lo recomendable será que previo al tratamiento de fracturamiento hidráulico siempre se realice un “pre flujo one step”, con el fin de aumentar la eficiencia del tratamiento.

4.1.2.1.2. Fluidos para fractura

Para la selección del fluido para fractura se fijará como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento. Éste es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basado en lo expuesto y en la temperatura estimada de yacimiento, se propone utilizar los sistemas: fluido 2 ó fluido 3 los cuales cuentan con las características adecuadas para ser usados en este yacimiento, con la finalidad de mejorar la

eficiencia hidráulica de la fractura, lo cual llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseado. El parámetro variable entre los fluidos es el contenido de polímeros del mismo, con esto se puede acotar que la formulación de los fluidos es la correcta para el reservorio, en cuestión, y se debe tener siempre presente que cada pozo es un ambiente diferente y variable para la selección del fluido. Estos sistemas son utilizados para iniciar la fractura y asegurar que ésta se mantenga abierta durante el tratamiento, por la cual se requiere de un gel con alta viscosidad.

4.1.2.1.3. Apuntalante

Basándose en la presión de cierre según experiencias de trabajos de fracturamiento hidráulico previos en el reservorio, además de la conductividad del apuntalante a dicha presión, se concluyó que el apuntalante idóneo para este yacimiento es el carbolite 20/40, el cual brinda características óptimas para continuar con su uso.

4.1.2.1.4. PROPGUARD

Los resultados muestran que el uso de PROPGUARD ha mostrado resultados satisfactorios ya que la malla que forma, además de favorecer el bombeo del fluido con apuntalante también impide el reflujo del mismo una vez que el pozo sea puesto en periodo de limpieza, evaluación y posterior producción.

4.1.2.1.5. Fluidos de limpieza

Basado en lo expuesto y en la temperatura obtenida por experiencia en el yacimiento, se propone utilizar los sistemas: fluido de limpieza 2, 3 ó 4 los cuales cuentan con las características adecuadas para ser usados en este yacimiento, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura. Estos fluidos se diferencian de igual manera en la carga polimérica del mismo.

4.1.2.2. Ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico

Si existen perforados bajo el intervalo a fracturar, debemos aislar estos perforados utilizando un tapón puente (CIBP) y realizar viajes con dumb bailer para asegurar el sello durante el proceso de estimulación. Por el contrario si se tiene perforados sobre el intervalo a fracturar se debe aislar éstos realizando un squeeze (forzar cemento).

El proceso propuesto para un tratamiento de fracturamiento hidráulico se detalla a continuación:

- Calibrar las herramientas y verificar que sean las adecuadas de acuerdo al revestimiento del pozo.
- Realizar viaje de calibración y limpieza el casing/liner.
- Desplazar el fluido en el pozo por salmuera filtrada y con surfactante si lo requiere.
- Correr registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL, para verificar integridad del cemento.
- Cañonear el intervalo de interés a fracturar, con cargas adecuadas según la formación.
- Evaluar formación y tomar BUP.
- Armar y bajar sarta de fracturamiento de 3 1/2 pg. Con cola de +/- 90 pies. (anexo 4).
 - Verificar integridad de la tubería cada 2000 pies, conectando líneas y presurizando sarta hasta +/-2500 psi.
- Inyectar arena y espera decantación de la arena en el pozo.
 - Re-calcular volumen de arena a inyectar según las capacidades de la tubería en el pozo, para cubrir la parte inferior de los perforados e iniciar la fractura en la parte alta de la zona cañoneada.
- Asentar packer a profundidad deseada, dejando la punta de BHA +/- 2 pies sobre los intervalos a fracturar

- Asegurar la integridad de casing y cemento en el punto de asentamiento.
- Armar equipo de Well Services para fracturamiento hidráulico.
 - Verificar el estado de los equipos y el material adecuado a utilizar en el trabajo.
 - Tener suministro suficiente de agua filtrada, tratada y compatible con la formación.
 - Disponer de equipos de backup.
- Realizar pruebas de líneas contra la válvula de tapón en cabezal de pozo con +/- 9000psi. Si la prueba es satisfactoria durante 3 minutos, liberar presión, abrir cabezal de pozo.
 - Realizar prueba de presión en el anular.
 - Verificar que no existan fugas en las conexiones y en cabezal. Como recomendación se debe realizar un puente de flexibilidad cada 5 conexiones para evitar movimiento y desgaste de tubería.
- Recalcular desplazamiento hasta el tope de los punzados en locación en base a la configuración de tubería disponible.
- Antes del data frac bombear un pre-colchón de: one step gelificado
 - Dejar en remojo 6 horas como mínimo. (Se recomienda aprovechar este tiempo para preparar el gel para fractura).
- Realizar data frac para evaluar fricciones /eficiencia a cierto caudal.
 - Manejar la data correctamente para obtener una geometría óptima de la fractura.
 - Prestar atención a cualquier anomalía (fuga, liqueo) en el proceso.
- Realizar operación de fracturamiento hidráulico de acuerdo al programa de bombeo revisado luego del análisis del data frac.
 - El personal debe estar descansado, y debe tener experiencia para esta tarea.
 - Procurar realizar la operación en horas donde aún exista luz de día (Operación de corta duración y sumo cuidado).
 - Mantener en el anular una presión aproximada de 1000 psi, mientras sea posible, para disminuir el diferencial.

Una secuencia de bombeo óptima para la realización de un trabajo de fracturamiento hidráulico, no se puede establecer; sin embargo, el rango de los valores que dieron mejor resultado en este estudio se muestran en la tabla 4.2 la misma que fue elaborada con datos tomados en operaciones de campo.

- Esperar cierre de fractura y luego liberar presión (para evitar retorno de apuntalante).
 - En caso que el pozo quedara presurizado luego del cierre de la fractura se recomienda liberar la presión a aproximadamente 0.5 bpm para evitar devolución de apuntalante durante el retorno de fluido.
- Limpiar la arena remanente en el pozo con unidad de coiled tubing para evitar un alto e innecesario tiempo de exposición de la fractura a fluidos y materiales extraños.
- Con unidad de coiled tubing y una unidad de nitrógeno poner en producción el pozo, tan pronto sea posible así limpiar el fluido para fractura dentro de la formación.
- Recuperar la unidad de coiled tubing a superficie. Controlar el pozo con bombas del taladro.
- Continuar con operaciones de WO previstas.

TABLA 4. 2
RANGO DE VALORES ÓPTIMOS PARA EL DISEÑO

Rango de valores en diseño																		
#	Nombre de etapa	Vol. mezcla [bl]		Caudal mezcla [bl/min]		Tiempo bombeo [min]		Nombre de fluido		Volumen [gal]		Apuntalante	Máx. conc. apun. [PPA]		Conc. de apun. [PPA]		Apuntalante [lb]	
		Desde	Hasta	Desde	Hasta	Desde	Hasta	Desde	Hasta	Desde	Hasta		Desde	Hasta	Desde	Hasta	Desde	Hasta
1	COLCHÓN	60	260	14	35	5	15	Fluido 2	Fluido 3	2500	13500		0	1.5	0	0	0	800
2	1.0 PPA	8	70	15	25	0.5	3.5	Fluido 2	Fluido 3	300	2800	Carbolite 20/40	0.4	1.2	0	1	180	2600
3	2.0 PPA	15	35	15	25	0.8	2	Fluido 2	Fluido 3	600	1300	Carbolite 20/40	1.7	2.5	0.2	0.9	900	4100
4	3.0 PPA	20	40	15	25	1	2	Fluido 2	Fluido 3	800	1500	Carbolite 20/40	2.5	3.5	0.1	2.6	2500	4300
5	4.0 PPA	28	50	15	25	0.5	2.5	Fluido 2	Fluido 3	400	1800	Carbolite 20/40	3.5	4.5	0.1	3.3	1500	7400
6	5.0 PPA	35	55	15	25	1.5	3	Fluido 2	Fluido 3	1200	2000	Carbolite 20/40	4.8	5.6	1	5	6000	10000
7	6.0 PPA	35	45	15	25	1	2.5	Fluido 2	Fluido 3	500	1600	Carbolite 20/40	5.9	7.1	0	5.7	3500	10000
8	7.0 PPA	25	60	15	25	1	3	Fluido 2	Fluido 3	800	1900	Carbolite 20/40	7.8	8.2	0	3.7	5500	12500
9	8.0 PPA	20	25	15	25	0.5	1.5	Fluido 2	Fluido 3	600	700	Carbolite 20/40	8.2	9.2	0.6	7.1	4500	5400
10	LIMPIEZA	70	120	15	25	3	13	Fluido de limpieza 2	Fluido de limpieza 4	3000	3600	Carbolite 20/40	0.5	8	0	0.1	0	350
		316.0	760.0			14.8	48			10700	30700					24580	57450	
		Mezcla [bl]				Tiempo de bombeo [min]				Fluido limpio [gal]						Apuntalante [lb]		

FUENTE: Reportes finales de fractura, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

4.1.2.3. Evaluación del tratamiento de fracturamiento hidráulico

Usando el plan real de bombeo, el simulador será corrido otra vez, para determinar la geometría real de la fractura que fue obtenida. Para correlacionar la presión de superficie observada, tanto las propiedades del fluido (coeficiente de pérdida, fricción, etc.), como algunos parámetros de la formación serán ajustadas hasta el cotejo.

4.1.2.4. Consideraciones para arranque del pozo

- Verificar si la bomba está correctamente instalada (mecánica y eléctricamente) y que la línea de inyección de químico se encuentre empacada, asegurando que se esté inyectando antes del arranque de la bomba electro sumergible.

Nota: No arrancar el pozo sin inyección de químico anti-escala.

- Verificar que el pozo este alineado al tanque bota del equipo de WO, caminar la línea de producción y verificar funcionamiento de válvulas (manual/automática).
- Se definirá la frecuencia de operación en la prueba de producción @50Hz (tentativo), acelerando 0.9Hz / 30s. hasta llegar a 30Hz, y acelerando 0.1Hz/10s. hasta 50Hz.
- En un pozo fracturado el arranque deberá ser con rampas de aceleración lentas, no mayor a 0,1 Hz/10 min. hasta los 40 Hz verificando presencia de arena de fractura en el fluido producido. Si éste fuera el caso consultar con ingeniería de yacimiento para establecer frecuencia de operación. Si no se observa presencia de arena de fractura en el líquido producido establecer frecuencia de operación en 50 Hz.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

5.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Actualmente los campos maduros se encuentran en una declinación constante de producción y debido al escaso descubrimiento de nuevas reservas la industria petrolera se ve obligada a mantener la producción existente. Dado esto, las técnicas levantamiento artificial, recuperación mejorada y en especial las técnicas de estimulación para mejorar la producción actual, es indispensable y el punto focal en todo proyecto.

Cada barril de incremento representa \$ 30.6, independientemente de cualquier otro rubro, por lo que la ganancia por barril es independiente de las fluctuaciones del mercado.

El fracturamiento hidráulico se plantea como la opción más adecuada para estimular los pozos en el campo en estudio, ya que según la experiencia en el mismo, las estimulaciones ácidas y otros, no tiene la efectividad requerida ni esperada.

5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con ayuda de algunos indicadores económicos, se logra determinar la rentabilidad de las optimizaciones planteadas en el proceso.

5.2.1. DESCRIPCIÓN DE COSTOS INVOLUCRADOS EN EL TRABAJO

Los costos asociados a un proceso de fracturamiento hidráulico tomados en este documento son, los costos totales de un trabajo de fracturamiento se especifican en la tabla 5.1.

TABLA 5. 1
COSTOS ASOCIADOS A TRABAJOS DE FRACTURA

SERVICIO O PRODUCTO	COSTO/UNIDAD [\\$]	CANTIDAD	COSTO ESTIMADO [\\$]
Well Service: Fractura hidráulica Coiled tubing (Opcional)	200,000.00 56,000.00	1 [Global] 1 [Global]	200,000.00 56,000.00
Well completion: Ensamblaje de fondo para fractura	40,000.00	1 [Global]	40,000.00
Costos Extra: Evaluación pre fractura Evaluación+limpieza post-fractura Taladro	12,000.00 12,000.00 15,200.00	1 [Global] 1 [Global] 1 día	12,000.00 12,000.00 15,200.00
TOTAL CON COILED TUBING			323,200.00
TOTAL SIN COILED TUBING			279,200.00

FUENTE: IPM Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

5.2.2. INDICADORES ECONÓMICOS

Existen diversos métodos de análisis económicos, para evaluar un proyecto. Es importante aplicar métodos objetivos como por ejemplo:

- Tasa interna de retorno
- Valor actual neto
- Relación costo/beneficio

5.2.2.1. Valor actual neto (VAN)

Este indicador es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El valor actual neto se refiere a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos, que la misma ocasiona.

Calculando este indicador con la ecuación 5.1, un VAN positivo significara que el proyecto generara un incremento en la riqueza de la empresa equivalente al

monto del VAN, si es negativo el proyecto reducirá la riqueza de la empresa en el valor que arroje el VAN. Si el VAN es “cero”, la empresa no modificará el monto de su valor.

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+k_1)} + \frac{Q_2}{(1+k_1)*(1+k_2)} + \dots + \frac{Q_n}{(1+k_1)...(1+k_n)} \quad (5.1)$$

Dónde: VAN = Valor actual neto
 A = Inversión Inicial
 Q_n = Flujo neto efectivo
 K_n = Tasa de actualización
 N = Tiempo de retorno del periodo

La tabla 5.2 muestra la elección que se deberá tomar referente al proyecto, se basa en un valor calculado de VAN, más sin embargo se debe tener otros indicadores que den mayor soporten al proyecto.

TABLA 5. 2
POSIBLES ELECCIONES SEGÚN EL VAN

VALOR VAN	CONCLUSIÓN
VAN > 0	Entonces el proyecto es aceptado.
VAN = 0	Entonces el proyecto solo recuperará la inversión.
VAN < 0	Entonces el proyecto no deberá ser aceptado.

FUENTE: Castillo, Evaluación del proyecto

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

5.2.2.2. Tasa interna de retorno (TIR)

Entiéndase por tasa interna de retorno, como una característica propia de un proyecto que representa numéricamente la rentabilidad del mismo, ya que es indispensable saber si un proyecto es rentable o no, para continuar con el mismo. La ecuación 5.2, muestra la forma de plantear la ecuación. Cuando el valor de VAN es cero, el valor de la tasa de descuento pasa a ser denominado TIR.

$$0 = -A + \frac{Q_1}{(1+TIR)} + \frac{Q_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} \quad (5.2)$$

Se concluye que si la tasa de actualización (K_n) es menor al TIR, el proyecto es económicamente rentable.

5.2.2.3. Relación costo/beneficio (RCB)

Es un indicador que mide el grado de desarrollo que un proyecto puede generar. Para su cálculo se debe considerar varios factores como:

- La tasa de actualización será elegida según el tiempo de estudio.
- Se debe traer a valor presente los ingresos netos de efectivo asociados.
- Se debe traer a valor presente los egresos netos de efectivo asociados.

$$RCB = \frac{\text{Ingresos(Actualizados)}}{\text{Egresos (Actualizados)}} \quad (5.3)$$

La interpretación del valor obtenido de la ecuación 5.3, se detalla en la tabla 5.3, a continuación.

TABLA 5. 3
INTERPRETACIÓN DEL VALOR DE RCB

VALOR RCB	CONCLUSIÓN
RCB > 1	Los ingresos son mayores a los egresos (Proyecto aceptable)
RCB = 1	Los ingresos son igual a los egresos (Proyecto indiferente)
RCB < 1	Los ingresos son menores a los egresos (Proyecto NO aceptable)

FUENTE: Castillo, Evaluación del proyecto

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

Estos 3 métodos de análisis corroborarán si el proyecto es viable, siempre y cuando cumplan con los valores recomendados.

5.3. RESULTADOS

Para analizar los resultados del estudio de este documento hemos utilizado valores referenciales detallados en la tabla 5.1, estos valores han sido usados como base para armar un estimado de costos total del trabajo. Detallados en los

anexos 5, 6, 7 y 8, se analiza 3 casos distintos, en el primer caso se toma en cuenta las recomendaciones dadas en este documento. El segundo caso se basa en una fractura normal realizada con el proceso normal de fracturamiento. Y el tercer caso basado en un workover normal, donde solo exista cambio de zona, algún trabajo como cambio de bomba, squeeze, etc.

Como se detalla en el anexo 9, la producción base de incremento para los trabajo de WO en el 2013 fue 213 bl promedio por pozo, por pozo fracturado de manera tradicional 336 bl, y por pozo fracturado de manera optimizada de 529 bl. Los tiempos de los trabajos han sido estimados según un promedio de varios pozos analizados.

Según los datos mostrados en la tabla 5.4 se deduce que el proyecto es rentable.

TABLA 5. 4
INDICADORES ECONÓMICOS DEL PROYECTO

	DATOS @ 14%		
	VAN	TIR	RCB
Procedimiento Optimizado	\$ 1,488,720	39%	3.23
Procedimiento Normal	\$ 541,568	24%	2.70
Trabajo de reacondicionamiento	\$ 321,405	23%	2.62

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Los pozos Y-010, X-046, X-099 y X-141D presentan un bajo incremento en la producción y los pozos Y-015D, X-072, X-080, X-130D, X-150 y X-226 por el contrario muestran un buen incremento en la producción.
- Los pozos que en este estudio han cambiado de arena productora para realizar la fractura o han tenido problemas operacionales, no han sido tomados en cuenta para representar las tendencias.
- La figura 4.1 muestra que los pozos en los cuales se tuvo un tiempo prolongado antes de limpiar la arena para fractura remanente, obtuvieron bajo incremento en su producción, ya que un tiempo extenso de exposición sin puesta en producción daña el trabajo realizado en el pozo.
- El trabajo de DataFRAC es un paso vital e indispensable para obtener datos más exactos y realizar un re-diseño adecuado a la geometría de la fractura.
- Se debe realizar una selección adecuada del fluido, basándose en un estudio de compatibilidad entre los fluidos de reservorio y el fluido para fractura, para evitar emulsiones, bloqueos, reacciones u otras.
- La presencia de arcillas y otros minerales en la formación estudiada, hace que el uso de onestep, para remojar la formación, antes de realizar el trabajo de fractura hidráulica brinde una mayor eficacia del proceso.

- El carbolite 20/40 es un apuntalante liviano, de fácil acarreo con una densidad similar a la arena, con capacidad de proveer máxima conductividad de fractura en pozos con profundidades moderadas.
- El cambio de daño promedio, obtenido de los resultados de los pozos en estudio ha sido de un valor de +5.4, llevado a -1.8. El pozo X-150D antes del proceso de estimulación se encontraba con un valor de daño de +8 y el valor obtenido después de la estimulación fue -4.
- De ser necesario se puede utilizar un packer hidráulico para el proceso, ya que se evita la necesidad de desasentar el packer durante el fracturamiento hidráulico.
- Usar tubería flexible (CT) para la limpieza de arena y de fluido para fractura, reduce el tiempo de exposición en el reservorio, además disminuye el riesgo de una falla en las herramientas en el fondo del pozo (falla de mecanismo de asentamiento de packer, etc).
- Por lo visto en la figura 4.2 el tiempo de evaluación y limpieza recomendado es de alrededor de 35 horas ya que a tiempos mayores el incremento en la producción no varía.
- El análisis económico muestra que los trabajos de workover son rentables, sin embargo el que da mayor rédito económico y permite recuperar la inversión en 2.5 meses es el propuesto en este documento.
- Al llevar un registro de control de las herramientas usadas, se reduce el riesgo de fallas en las herramientas al momento de usarlas, y con esto evitar tiempos innecesarios o fallas y daños irreparables en el yacimiento.
- La presión, caudal y volumen de fluido utilizados durante el tratamiento se verán limitados por la capacidad de las herramientas, equipos y tanques disponible en locación.

6.2. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis de compatibilidad de fluidos individual para cada pozo ya que las características del fluido varían de entre estos.
- Disponer de información individual de producción de cada pozo, así como los historiales de reacondicionamientos y las características del yacimiento, debido a que tienen características únicas.
- Los equipos y demás herramientas a utilizarse durante el trabajo de estimulación, deben tener al día todas sus certificaciones y éstas deben ser revisadas por el personal a cargo, antes de ponerse en funcionamiento.
- El personal encargado de operar la maquinaria y utilizar los materiales durante la operación, debe estar correctamente capacitado y tener la experiencia suficiente en esta operación, para evitar fallas vinculadas al factor humano.
- Realizar un registro de temperatura inmediatamente después de realizar el proceso de fracturamiento hidráulico para tener un valor más real de la altura de la fractura.
- Utilizar herramientas con perfiles internos de 2 7/8 pg o mayores, para evitar problemas operacionales.
- Se debe poner el pozo en producción, inmediatamente después de realizada la fractura, para disminuir el daño provocado por el fluido utilizado que queda remanente en el pozo y en la formación.
- Usar de tubería flexible para la limpieza de arena y fluido después del tratamiento de fractura, para disminuir el tiempo de exposición del reservorio.

- Realizar las pruebas de pozo y de laboratorio de manera correcta sin escatimar esfuerzo, tiempo y dinero, para obtener datos veraces y más cercanos a la realidad.
- El arranque del equipo electro sumergible en pozos estimulados con fracturamiento hidráulico deberá ser paulatino con una aceleración no mayor a 0.1Hz/10min hasta alcanzar los 40Hz verificando presencia de arena para fractura en el fluido producido; de no observar arena para fractura en el fluido la frecuencia de operación establecida será de 50Hz.
- El tiempo aproximado para llegar a la frecuencia de diseño debe ser dos semanas, generando una caída de presión progresiva para no afectar la formación evitando el reflujo de apuntalante.

GLOSARIO

A

Abrasión: acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material.

Análisis nodal: es el estudio que permite conocer la capacidad de producción del yacimiento e identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción.

Análisis PVT: prueba de presión, volumen y temperatura y su función es determinar las propiedades físicas de los fluidos en un yacimiento.

Anhidrita: mineral compuesto de sulfato de calcio anhidro. Está formada por un 41.2% de CaO y un 58.8% de SO₃.

Anticlinal: plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo.

Arenamiento: condición que tiene lugar cuando los sólidos transportados en un fluido de tratamiento, tal como un apuntalante en un fluido de fracturamiento, forman un puente a través de los disparos o un área de flujo restringido similar. Esto produce una restricción súbita y significativa para el flujo de fluidos que ocasiona un rápido incremento de la presión de bombeo.

Arenamiento prematuro: se produce cuando la geometría de la fractura es de dimensiones inferiores, lo que produce que el apuntalante no ingrese a la formación quedándose en el pozo. Un indicativo de esto es el aumento de presión.

Asfáltenos: hidrocarburo de elevado peso molecular que se encuentra presente en el asfalto.

B

Bacterias anaeróbicas: bacterias que no viven ni proliferan en presencia de oxígeno.

Bauxita: roca sedimentaria, que puede ser tanto blanda como dura, compuesta por óxidos de aluminio hidratados.

Bomba triplex: son bombas que llevan tres cilindros, y son de simple acción, es decir desplazan el lodo en un solo sentido, este tipo de bomba queda definido por diámetro de la camisa y longitud de la camisa.

Borato: compuesto químico que contiene oxoaniones de boro, con boro en estado de oxidación de +3.

Build-up: uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice. La prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el yacimiento varía en función del tiempo.

C

Caolinita: arcilla blanca muy pura que se utiliza para la fabricación de porcelanas y de aprestos para almidonar.

Carbonato: sales del ácido carbónico o ésteres con el grupo R-O-C-O-R'.

Cavitación: es un efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido en estado líquido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli.

Cebado: consiste en llenar de líquido la tubería de aspiración succión y la carcasa de la bomba, para facilitar la succión de líquido, evitando que queden bolsas de aire en el interior.

Clorita: minerales de origen metamórfico que cristalizan en el sistema monoclinico y que se encuentran en forma de láminas flexibles de color verde.

Compresibilidad: propiedad de la materia a la cual se debe que todos los cuerpos disminuyan de volumen al someterlos a una presión o compresión determinada manteniendo constantes otros parámetros.

Conductividad: representa la mayor o menor facilidad con que el medio deja pasar el agua a través de él por unidad de área transversal a la dirección del flujo.

Cretácico: división de la escala temporal geológica, es el tercer y último período de la Era Mesozoica.

D

Daño: alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región vecina al pozo.

Densidad: magnitud escalar referida a la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia.

Depletada: disminuida.

Diversificar: convertir en múltiple y diverso lo que era uniforme y único.

Drawdown: prueba de presión durante el período de flujo consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, hecha durante un determinado período de tiempo a una tasa de producción constante. Usualmente el pozo es cerrado antes de una prueba de flujo durante un tiempo suficientemente largo como para que el yacimiento alcance la presión estática.

E

Embeber: absorber un cuerpo sólido otro en estado líquido.

Empuje hidráulico: energía que contribuye a la recuperación de petróleo proveniente de un acuífero contiguo a la zona de petróleo.

Emulsión: mezcla de líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea.

Esfuerzo de compresión: resultante de las tensiones o presiones que existe dentro de un sólido deformable o medio continuo, caracterizada porque tiende a una reducción de volumen del cuerpo, y a un acortamiento del cuerpo en determinada dirección.

Esfuerzo de corte: esfuerzo interno o resultante de las tensiones paralelas a la sección transversal de un prisma mecánico.

Esfuerzo de tracción: esfuerzo interno a que está sometido un cuerpo por la aplicación de dos fuerzas que actúan en sentido opuesto, y tienden a estirarlo.

Estuarino: desembocadura de un río amplio y profundo que desemboca en el mar e intercambia, con el mar, agua salada y agua dulce debido a las mareas.

F

Factor volumétrico del petróleo: factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica del petróleo a condiciones normales.

Falla lítrica: falla cuya superficie es curva, con buzamiento alto hacia superficie y bajo hacia profundidad.

Flowback: proceso que permite a los fluidos inyectados al pozo fluir a superficie después de un tratamiento.

G

Goma guar: es el polisacárido de reserva nutricional de las semillas de *Cyamopsis tetragonoloba*, una planta de la familia de las leguminosas. En India esta planta se ha utilizado en la dieta humana durante cientos de años.

I

Illita: arcilla no expansiva, micácea. La illita es un filosilicato o silicato laminar.

Indicador económico: dato estadístico sobre la economía que permite el análisis de la situación y rendimiento económico pasado y presente así como realizar pronósticos para el futuro.

Índice de productividad: indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo (reservorio). Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque y la caída de presión del reservorio.

Inherente: que por su naturaleza está de tal manera unido a algo, que no se puede separar de ello.

L

Limolita: roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano en el rango de limo mas fino que la arenisca y más grueso que arcillas.

Litología: parte de la geología que estudia a las rocas.

M

Mineralogía: rama de la geología que estudia las propiedades físicas y químicas de los minerales.

Montmorillonita: mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las llamadas arcillas.

MTU: son equipos transportables y versátiles, que proporcionan en forma continua el fluido motriz limpio y presión necesaria en superficie, parámetros requeridos para los trabajos de evaluaciones de pozos con bombas jet o pistón en forma confiable.

Mullita: silicato de aluminio del tipo nesosilicato, anhidro.

O

Ondas P: son ondas longitudinales o compresionales, lo cual significa que el suelo es alternadamente comprimido y dilatado en la dirección de la propagación.

Ondas S: ondas en las cuales el desplazamiento es transversal a la dirección de propagación. Su velocidad es menor que la de las ondas primarias.

Organometálico: es un compuesto en el que los átomos de carbono forman enlaces covalentes, es decir, comparten electrones, con un átomo metálico. Los compuestos basados en cadenas y anillos de átomos de carbono se llaman orgánicos, y éste es el fundamento del nombre organometálicos.

P

Packer: herramienta utilizada para bloquear el espacio anular entre dos tuberías o entre tubería y pared del pozo.

Parafina: nombre común de un grupo de hidrocarburos alcanos.

Permeabilidad: capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

pH: es una medida de acidez o alcalinidad de una disolución. El pH indica la concentración de iones hidronio [H_3O^+] presentes en determinadas sustancias.

Polímero: macromoléculas (generalmente orgánicas) formadas por la unión de moléculas más pequeñas llamadas monómeros.

Porosidad: medida de espacios vacíos en un material, y es una fracción del volumen de huecos sobre el volumen total.

Presión de intake: presión de entrada de la bomba.

Presión de sobrecarga: presión ejercida por el peso combinado de todos los materiales y los fluidos contenidos en los poros de las rocas de una formación en particular a una determinada profundidad.

Presión hidrostática: fuerza por unidad de área que ejerce un líquido en reposo sobre las paredes del recipiente.

R

Recuperación mejorada: conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido por medios convencionales.

Reticulación: es una reacción química presente en la química de los polímeros. La reticulación, de igual manera que la vulcanización o el curado, implica la formación de una red tridimensional formada por la unión de las diferentes cadenas poliméricas homogéneas.

S

Salmuera: agua con una alta concentración de sal disuelta.

Sinterizar: obtener un compuesto o un producto mediante síntesis.

Solución buffer: es una o varias sustancias químicas que afectan a la concentración de los iones de hidrógeno (o hidronios) en el agua. Siendo que pH no significa otra cosa que potencial de hidrogeniones (o peso de hidrógeno), un "buffer" (o "amortiguador") lo que hace es regular el pH.

Suprayacente: que yace por encima de algo.

Surfactante: sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases (p.ej., dos líquidos insolubles uno en otro).

T

Tapón puente: herramienta de fondo de pozo que se coloca para aislar la parte inferior de éste. Los tapones puente pueden ser permanentes o recuperables y permiten estancar la producción ósea aislarla temporalmente de un tratamiento efectuado en una zona superior.

Terciario: división de la escala temporal geológica, es la era geológica que se inició hace unos 65.5 ± 0.3 millones de años y que se extiende hasta la actualidad.

Tortuosidad: definiéndolo como la relación entre la longitud de la muestra de la roca y la longitud que debe recorrer el fluido por el espacio interconectado para cubrir la longitud de la muestra. La relación entre estos 2 parámetros se denomina tortuosidad.

Tras-arco: área de tras de un arco volcánico.

Trituramiento: es el nombre de los diferentes métodos de procesamiento de materiales. El triturado es también el nombre del proceso para reducir el tamaño de las partículas de una sustancia por la molienda, como por moler los polvos en un mortero con un mazo.

Tubería flexible: es una cadena continua de tubos, enrollada en un carrete.

Tubing: tubería de producción.

V

Viscosidad: oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, es debida a las fuerzas de cohesión moleculares.

W

Well Services: segmento de Schlumberger que proporciona servicios de cementación, tubería flexible además de servicio de estimulación de pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Banzer Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, Venezuela 1996
2. “Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento”.
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-compresibilidad.php>.
3. Doizer, George, Elbel, Jack. “Operaciones de Refracturamiento”. Houston Texas Invierno 2003-2004.
4. Enríquez Pabón José Rubén, Feijóo Loayza Marlon Rene. “Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del Campo Shushufindi”. Quito-Ecuador, Febrero 2008.
5. Espinosa Alfonso; Rodríguez Juan Carlos. “Procedimiento de Arranque equipos BES WO (CAPEX) O Pozos Nuevos”. Schlumberger.
6. “Geotecnia”. http://www.conanma.com/descargas/cap_12_geotecnia.pdf.
7. José Didier Vaquiro C. “El Valor Presente Neto”.
<http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>.
8. Marcelo Madrid. “Evaluación de operaciones de fracturamiento hidráulico”.
http://www.portaldelpetroleo.com/2013/03/evaluacion-de-operaciones-de_17.html.
9. Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte. “Reservoir Stimulation, Second Edition”. Houston Texas, 1989.
10. Nolen Richard, Hoekseman. “Elementos de fracturamiento hidráulico”.
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish13/sum13/defining_hydraulics.pdf.

11. Rivadeneira, Marco; Baby, Patrice; Barragán, Roberto. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”. 2014.
12. Robert Romero. “Inyección De Hidrocarburos”. <http://robertyaci.blogspot.com/>.
13. Schlumberger. “Fracturing aditives”.
14. Schlumberger. “Fracturing fluids”.
15. Schlumberger. “Fracturing proppants”.
16. Schlumberger. “Intro to Fracturing”.
17. Schlumberger. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.
18. Schlumberger. “Presiones de Formación”.
<http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>.
19. T. K. Perkins, L. R. Kern. “Widths of Hydraulic Fractures, The Atlantic Refining CO”. Dallas, Texas, Septiembre 1961. SPE 89.
20. US Enviroment Protection Agency. “Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources”. Washington D.C. Noviembre 2011.
21. “VAN Valor Actual Neto de una Inversión”.
<http://www.areadepymes.com/?tit=inversiones-en-inmovilizado-o-existencias-valor-actual-neto-van&name=Manuales&fid=ef0bcae>.

ANEXOS

ANEXO No 1
PRODUCCIÓN PRE-FRACTURA POZO “X-141D”



PRUEBA MTU

NW
X-141:Ui

CENTRAL

SALINIDAD

57800

PPM

D800N

API: 21.2

Datetime	fluid volume [bbl]	Oil volume [bbls]	Np	Volume BS&W [Water volume [bbl]	Gas volume [mcf]	Pressure [psia]	Frecuencia [Hz]	Pintake [Pala]	Observation
24-Jan-13	328	75	75	77,0	253	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior"
25-Jan-13	165	35	762	79,0	130	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior"
16-Feb-13	271	0	0	100,0	271	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo #1. Posterior a Fractura
17-Feb-13	201	0	0	100,0	201	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo #1. Posterior a Fractura
18-Feb-13	148	0	0	100,0	148	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo #1. Posterior a Fractura
19-Feb-13	221	0	0	100,0	221	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo #1. Posterior a Fractura
25-Feb-13	742	0	0	100,0	742	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo # 2.
26-Feb-13	672	0	0	100,0	672	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo # 2.
27-Feb-13	460	170	170	63,0	290	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo # 2. Realico cambio de bomba Jet
28-Feb-13	505	40	40	92,0	465	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo # 2. Iniclando prueba nuevamente

FUENTE: Reportes diarios del trabajo de reacondionamiento, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO No 2
PRODUCCIÓN PRE-FRACTURA POZO “X-226D”



PRUEBA MTU

NW
X-226:Ui

SUR

SALINIDAD

23200

PPM

DN-1150

API: 25.5

Datetime	fluid volume [bb]	Oil volume [bbbl]	Np	Volume BSBW [liter volume [bb]	Gas volume [mcf]	Pressure [psia]	Frecuencia (Hz)	Pintake (Pala)	Observation
28-Mar-13	732	0	0	100,0	732	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior"
29-Mar-13	614	92	92	85,0	522	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior"
30-Mar-13	586	105	1160	82,0	481	-	-	-	Prueba de Evaluacion con MTU. Arenas "U Inferior" Grupo #1. Posterior a Fractura
10-Apr-13	1132	636	636	43,8	496	130	58	1222	Medicion de Vx
11-Apr-13	1239	743	9664	40,0	496	81	58	1011	Prueba de Forecast. (Medicion de Vx: 1082 BFPD / 687 BPPD / 36.5 % BSW)

FUENTE: Reportes diarios del trabajo de reacondonamiento, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

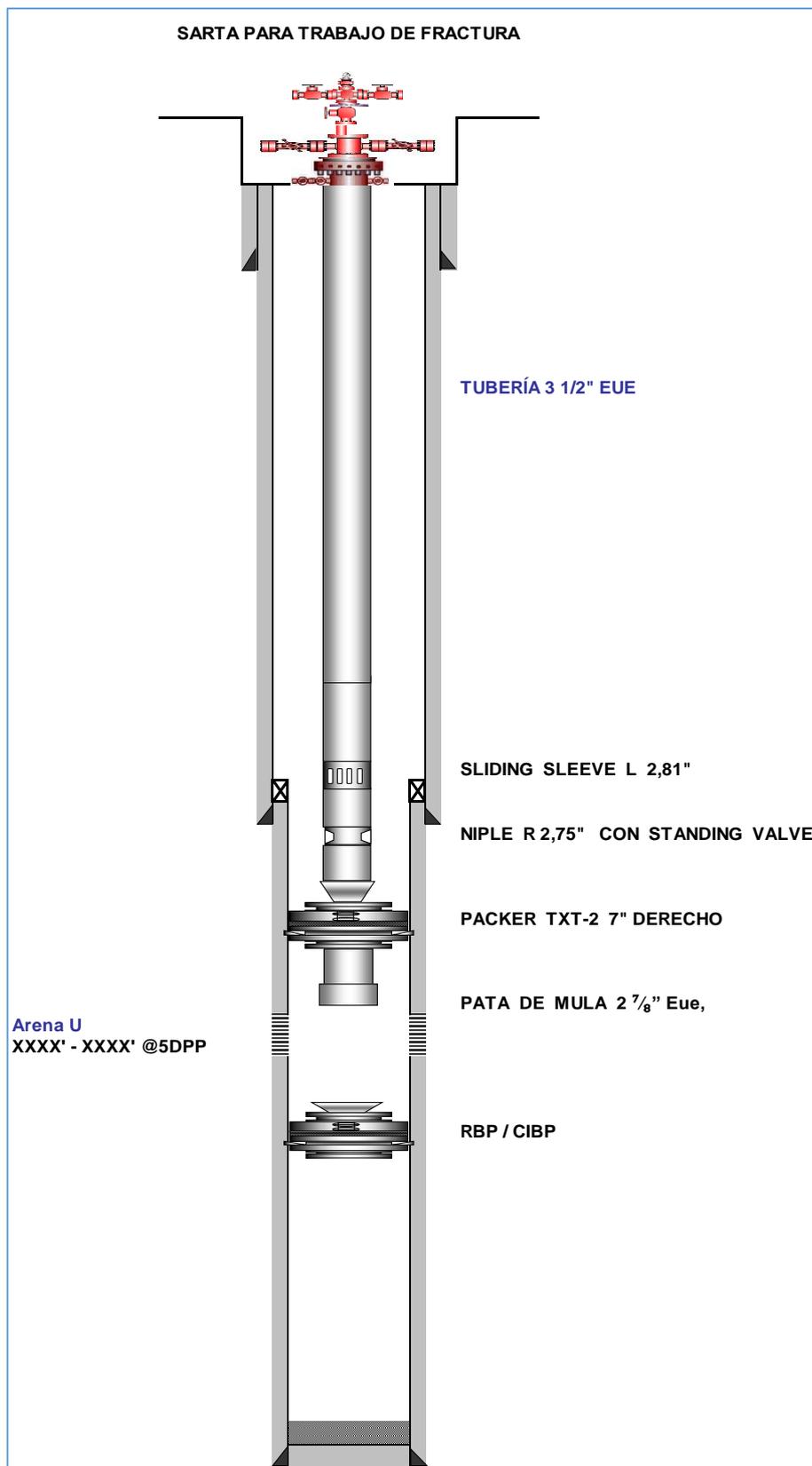
ANEXO No 3

REPORTE DIARIO DE EVALUACIÓN POZO “X-80”

DIAGRAMA DEL POZO		POZO :	FECHA :																																				
R.T.E.: 832	G.L.E.: 815'	M-R: 17'																																					
		REACOND. Nº : 12 EST. Nº : EQUIPO Nº : DIAS : HRS : OBJETIVO : CAÑONEAR INTERVALO DE ARENA "U SUP.", EVALUAR, TOMAR BUILD UP Y ESTIMULAR SI ES NECESARIO + BAJAR BES.																																					
Inicia Operación : 14/jul/13 a las : Hrs : Termina Operación : a las : Hrs :		Combustible Disponible: gl Usado: gl																																					
Fluido: DE CONTROL Peso: 8.34 LPG		Problemas en equipo: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> X																																					
Filtro Trabajando: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> X		Problemas Cias.Servicios: SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> X																																					
Cambio Filtros: Turbidez: NTU		Tiem.Perd.Hoy: 0 Hrs Acum. 0 Hrs																																					
Agua Filtrd. Hoy: Bbl Acum. Bbl		Costo Hoy Total Acum.																																					
Pozo Toma Hoy: Bbl Acum. Bbl		0.00																																					
COMPLET. A LAS 06:00: BHA DE EVALUACION / FRACTURA																																							
VERDE																																							
Veh: N/D Herram: N/A Bombeo: N/A Jet: N/A																																							
DESDE	HASTA	HRS																																					
6:00	6:30	0.5	PERSONAL SLB-SLICK LINE CONTINUA BAJANDO SHIFTING TOOL, ABRE CAMISA, CHEQUEA CIRCULACION "OK", RECUPERA HERRAMIENTA, DESARMA SARTA Y RETIRA UNIDAD																																				
6:30	8:30	2.0	TECNICO SLB-TESTING REALIZA CHARLA PRE-OPERACIONAL, SUELTAN BOMBA JET D-7, CONECTAN LINEA, PRUEBAN CON 3800 PSI "OK", ABREN VALVULA, ASIANTAN BOMBA JET EN CAMISA Y ESTABILIZAN PARAMETROS EN MODULO																																				
8:30	11:00	2.5	EVALUAN ARENA Us CON BOMBA JET D-7 AL TANQUE BOTA DE LA LOCACION, POZO NO APORTA , PARAMETROS DE INYECCION DENTRO DEL RANGO Y ESTABLES																																				
11:00	12:00	1.0	REVERSAN BOMBA JET D7, TECNICO TESTING VERIFICA ENSAMBLAJE Y ESTADO "OK"																																				
12:00	16:00	4.0	PERSONAL SLB-SLICK LINE UBICA UNIDAD, ARMA SARTA, LEVANTA, CONECTA Y PRUEBA LUBRICADORES CON 2000 PSI "OK", BAJAN Y RECUPERAN SENSORES DE PRESION Y TEMPERATURA, RELAJAN NUEVA CORRIDA CON SAND BAILER Y VERIFICAN LIBRE PASO POR BHA Y CHEQUEAN FONDO OPERATIVO DEL POZO "OK" PROFUNDIDA ALCANZADA 9025' , SACAN HERRAMIENTA CONECTAN SHIFTING TOOL BAJAN Y CIERRAN CAMISA, SACAN HERRAMIENTA, PRUEBAN ANULAR CON 1000 PSI "OK"																																				
16:00	17:00	1.0	CONECTAN LINEA Y REALIZAN PRUEBA DE INYECTIVIDAD, SE OBTENEN LOS SIGUIENTES RESULTADOS																																				
			<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>PRESION (PSI)</th> <th>CAUDAL (BPM)</th> <th>VOLUMEN (BBLs)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1500</td><td>0.0</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>2000</td><td>0.5</td><td>1.5</td></tr> <tr><td>2500</td><td>1.0</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>2800</td><td>1.5</td><td>9.0</td></tr> </tbody> </table>	PRESION (PSI)	CAUDAL (BPM)	VOLUMEN (BBLs)	1500	0.0	0.0	2000	0.5	1.5	2500	1.0	5.0	2800	1.5	9.0																					
PRESION (PSI)	CAUDAL (BPM)	VOLUMEN (BBLs)																																					
1500	0.0	0.0																																					
2000	0.5	1.5																																					
2500	1.0	5.0																																					
2800	1.5	9.0																																					
17:00	22:00	5.0	PERSONAL SLB-SLICK LINE BAJA STD. VALVE CON SENSORES DE PRESION Y TEMPERATURA ACOPLADOS Y LOS ASIENTA EN NOGO @ 8825', PRUEBAN ASENTAMIENTO CON 2000 PSI "OK", SACAN HERRAMIENTA, CONECTAN SHIFTING TOOL BAJAN Y ABREN CAMISA, PRUEBAN CIRCULACION "OK", SACAN SARTA, DESARMAN Y RETIRAN UNIDAD																																				
22:00	23:00	1.0	SUELTAN BOMBA JET D-6, CONECTAN LINEA, PRUEBAN CON 3800 PSI "OK", ASIANTAN EN CAMISA @ 8787', ESTABILIZAN PARAMETROS																																				
23:00	6:00	7.0	EVALUAN ARENA Us CON BOMBA JET D-6 y SENSORES AL TANQUE BOTA DE LA LOCACION																																				
			<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">INYECCION</th> <th colspan="2">PRODUCCION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PRES. INY. =</td> <td>3500 PSI</td> <td>TOTAL REC. =</td> <td>0 Bbls</td> </tr> <tr> <td>TOTAL INY. =</td> <td>448 BBL</td> <td>PROD. HR. =</td> <td>0 Bbls</td> </tr> <tr> <td>HR. INY. =</td> <td>64 BBL</td> <td>PROD. DIA =</td> <td>0 Bbls</td> </tr> <tr> <td>DIA INY. =</td> <td>1536 BBL</td> <td>BSW FORM. =</td> <td>N/A %</td> </tr> <tr> <td>BSW INY. =</td> <td>100 %</td> <td>BSW RET. =</td> <td>100 %</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>SALINIDAD =</td> <td>6850 PPMCL-</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>TOTAL HRS. EVAL. CON SENSORES =</td> <td>7 HR.</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>TOTAL HRS. EVAL =</td> <td>7 HR.</td> </tr> </tbody> </table>	INYECCION		PRODUCCION		PRES. INY. =	3500 PSI	TOTAL REC. =	0 Bbls	TOTAL INY. =	448 BBL	PROD. HR. =	0 Bbls	HR. INY. =	64 BBL	PROD. DIA =	0 Bbls	DIA INY. =	1536 BBL	BSW FORM. =	N/A %	BSW INY. =	100 %	BSW RET. =	100 %			SALINIDAD =	6850 PPMCL-			TOTAL HRS. EVAL. CON SENSORES =	7 HR.			TOTAL HRS. EVAL =	7 HR.
INYECCION		PRODUCCION																																					
PRES. INY. =	3500 PSI	TOTAL REC. =	0 Bbls																																				
TOTAL INY. =	448 BBL	PROD. HR. =	0 Bbls																																				
HR. INY. =	64 BBL	PROD. DIA =	0 Bbls																																				
DIA INY. =	1536 BBL	BSW FORM. =	N/A %																																				
BSW INY. =	100 %	BSW RET. =	100 %																																				
		SALINIDAD =	6850 PPMCL-																																				
		TOTAL HRS. EVAL. CON SENSORES =	7 HR.																																				
		TOTAL HRS. EVAL =	7 HR.																																				
Total Horas		24.00																																					
PROXIMA OPERACION :		ESPERAR DECISION SOBRE PROXIMA OPERACION																																					
OBSERVACIONES DE MEDIO AMBIENTE :		S/N																																					
SUPERVISOR		CÓDIGO	FIRMA																																				

FUENTE: Reportes diarios del trabajo de reacondionamiento, Schlumberger
 ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO No 4
ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO DURANTE UN TRABAJO
DE FRACTURA HIDRÁULICA

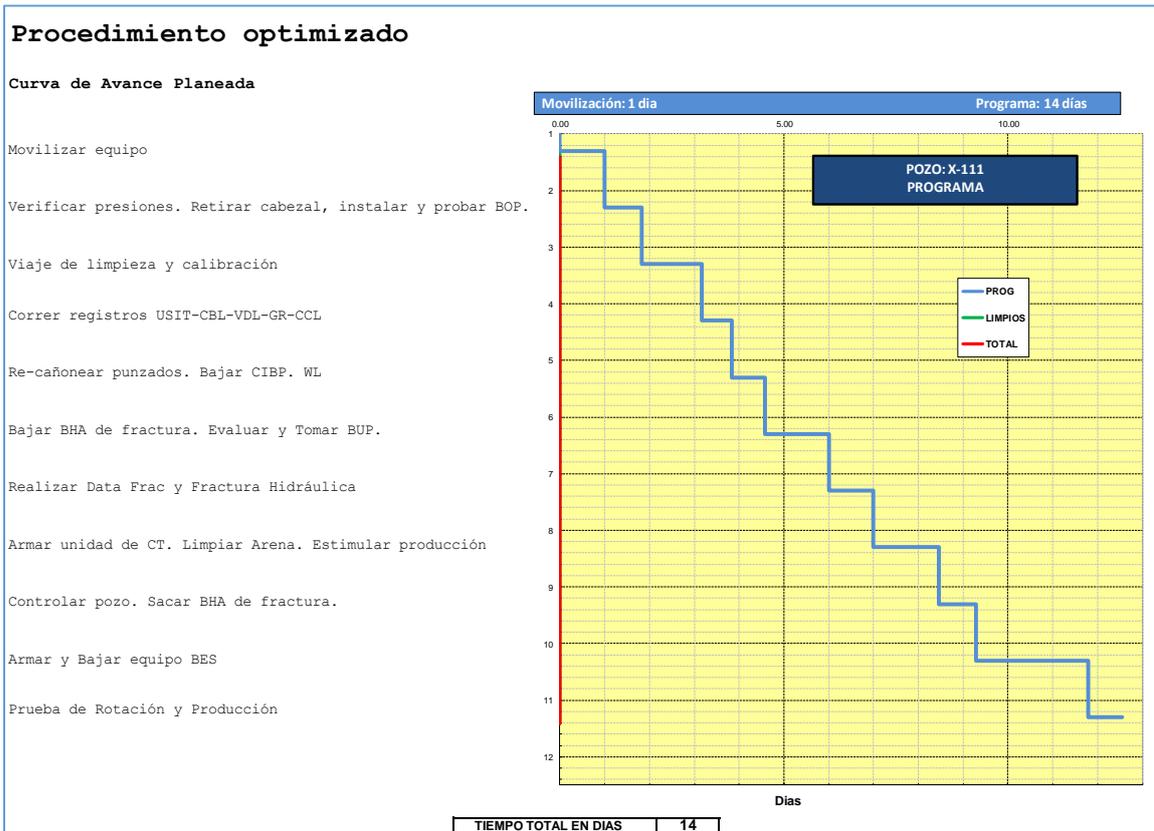


FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO No 5
TIEMPOS DE TRABAJOS ANALIZADOS

PROCESO OPTIMIZADO



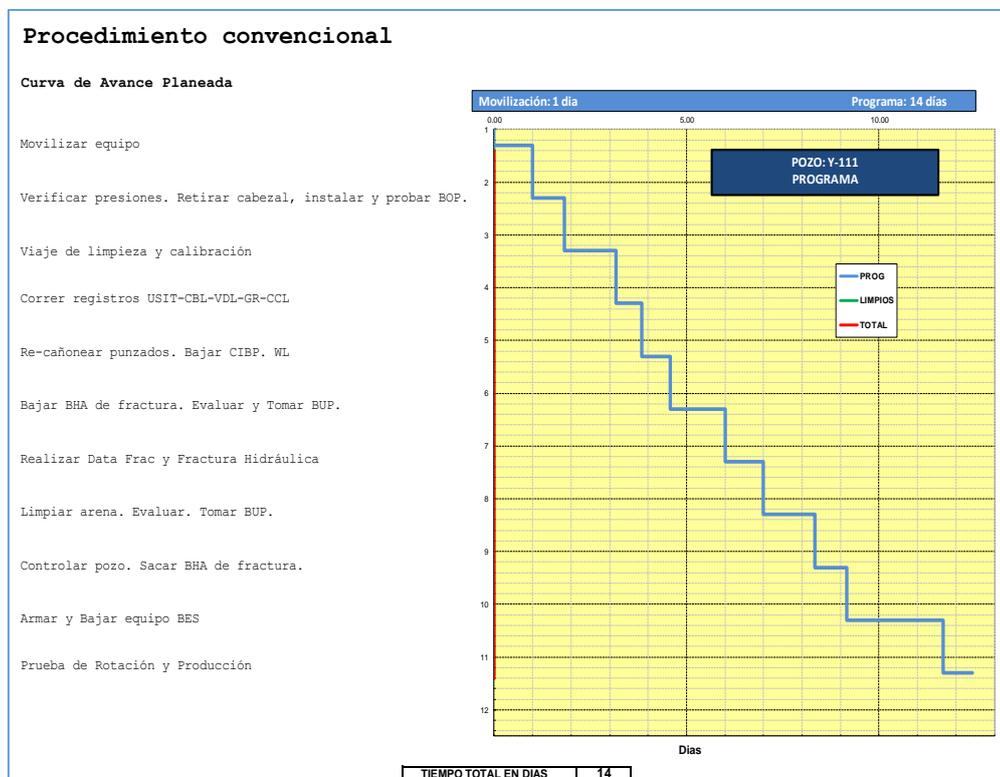
Operación	Hrs	Días	Días acumul
Movilizar equipo	24	1.00	1.00
Verificar presiones. Retirar cabezal, instalar y probar BOP.	20	0.83	1.83
Recuperar completación actual	36	1.50	3.33
Viaje de limpieza y calibración	32	1.33	4.67
Correr registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL	16	0.67	5.33
Re-cañonear punzados. Bajar CIBP. WL	18	0.75	6.08
Bajar BHA de fractura. Evaluar y tomar BUP.	34	1.42	7.50
Realizar DataFrac y fractura hidráulica	24	1.00	8.50
Armar unidad de CT. Limpiar arena. Estimular producción	35	1.46	9.96
Controlar pozo. Sacar BHA de fractura.	20	0.83	10.79
Armar y bajar equipo BES	60	2.50	13.29
Prueba de rotación y producción	18	0.75	14.04

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO 5: CONTINUACIÓN

PROCESO CONVENCIONAL



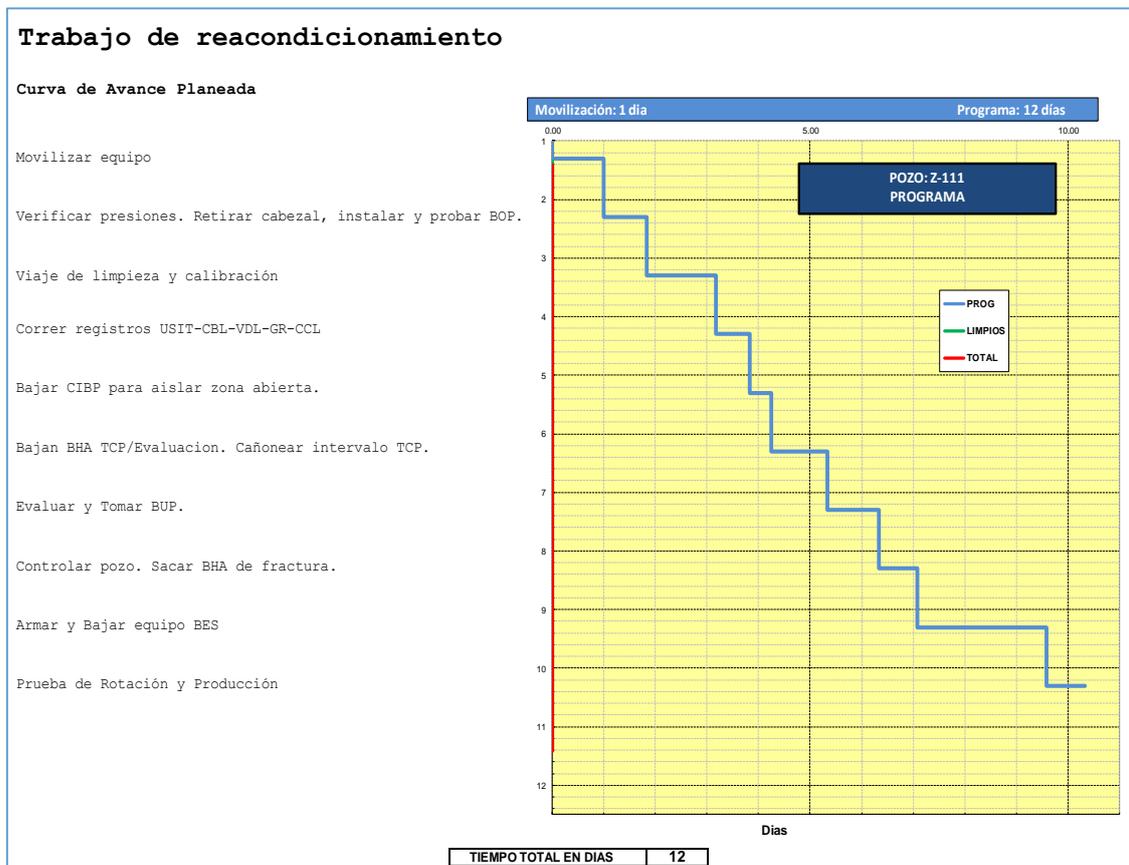
Operación	Hrs	Días	Días acumul
Movilizar equipo	24	1.00	1.00
Verificar presiones. Retirar cabezal, instalar y probar BOP.	20	0.83	1.83
Recuperar completación actual	36	1.50	3.33
Viaje de limpieza y calibración	32	1.33	4.67
Correr registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL	16	0.67	5.33
Re-cañonear punzados. Bajar CIBP. WL	18	0.75	6.08
Bajar BHA de fractura. Evaluar y tomar BUP.	34	1.42	7.50
Realizar DataFrac y fractura hidráulica	24	1.00	8.50
Limpiar arena. Evaluar. Tomar BUP.	32	1.33	9.83
Controlar pozo. Sacar BHA de fractura.	20	0.83	10.67
Armar y bajar equipo BES	60	2.50	13.17
Prueba de rotación y producción	18	0.75	13.92

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO 5: CONTINUACIÓN

TRABAJO CONVENCIONAL



Operación	Hrs	Días	Días acumul
Movilizar equipo	24	1.00	1.00
Verificar presiones. Retirar cabezal, instalar y probar BOP.	20	0.83	1.83
Recuperar completación actual	36	1.50	3.33
Viaje de limpieza y calibración	32	1.33	4.67
Correr registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL	16	0.67	5.33
Bajar CIBP para aislar zona abierta.	10	0.42	5.75
Bajan BHA TCP/Evaluación. Cañonear intervalo TCP.	26	1.08	6.83
Evaluar y Tomar BUP.	24	1.00	7.83
Controlar pozo. Sacar BHA.	18	0.75	8.58
Armar y bajar equipo BES	60	2.50	11.08
Prueba de rotación y producción	18	0.75	11.83

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO No 6
COSTOS DE TRABAJOS ANALIZADOS


Procedimiento optimizado
POZO: X Procedimiento optimizado
Profundidad: XXXX.X
Días planificados 14
Tarifa Equipo Workover 15,200

PROFUNDIDAD, Ft					
RUBRO	SEGMENTO	Cost Unit. (con IVA)	Unidad	Cantidad	AFE
Vigilancia 24 Hrs		380.00	dia	14	5,335.83
1 SEGURIDAD PRIVADA					5,335.83
Field transportation (Mobilization Miscellaneous ,Frac Tanks. Etc)		3,000.00	Global	1	3,000.00
2 TRASPORTE TERRESTRE					3,000.00
Equipo en operacion		15,200.00	DIA	14	213,433.33
Equipo Movilizacion		17,000.00	Hora	1	17,000.00
3 EQUIPO DE PERFORACION OWO	IPM				230,433.33
Servicio de Filtrado		2,300.00	Costo diario	8	18400.00
Tierra Diatomea		60.00	50lb/sx	4	240.00
Cartucho de 2µ o mayor		60.00	Por unidad	4	240.00
Cartucho menor a 2µ		62.00	Por unidad	4	248.00
Supervisor de Filtración		700.00	Por día	8	5600.00
Ayudante de operación		300.00	Por día	8	2400.00
SAFEVSE		275.00	CANECA	12	3300.00
SAFE OIDE		290.00	CANECA	2	580.00
4 COMPLETION FLUIDS (MI)	MI				31,008.00
6-1/8" Broca y Cesta		8,266.00	Compra x Pozo	1	8,266.00
9%" PUP Tool (Scraper/Magnet/Magnet/Brush)		8,980.00	Global	1	8,980.00
8 BROCCAS, RIMADORES, AMPLIADORES	MI (Completion)				17,246.00
Fluido de Control y Completion (Wellcont)		25.00	Barril de Fluido	800	20,000.00
Movilizacion del equipo de control		2.54	Por Km	100	254.00
Ing de Campo		200.00	Por día	5	1,000.00
Cementacion cemento convencional		0.00	Barril de cemento	0	0.00
Cementacion cemento Microfino		30,000.00	Global	0	0.00
Fractura Hidraulica		200,000.00	Global	1	200,000.00
Acidificacion Matricial		75,000.00	Global	0	0.00
9 WELL SERVICES	Well Services				221,254.00
Coiled Tubing		28,000	Global	2.00	56,000
11 COILED TUBING	CT				56,000.00
CCL Y Fijar Obturadores		10,368.00	Pie y profundidad	1	10,368.00
Cañoneo-PIE		190.00	Cargas de cañones	20	3,800.00
Cañoneo-PROFUNDIDAD		1.51	pie	8950	13,514.50
USIT -GBL-VDL/RST		39,000.00	Global	1	39,000.00
Registros Cased hole, RST,SIGMA		1.51	pie	0	0.00
Dum Bailer		1.51	pie	9500	14,345.00
Asentar tapon puente (Otros)		4,068.00	Global	1	4,068.00
12 REGISTROS Y CAÑONEO	Wireline				85,095.50
Cambio de bomba sencilla 50%/ reparacion 50%		350,000.00	Global	1	350,000.00
Equipo ESP nuevo con accesorios		686,200.00	Global	0	0.00
Personal(Ingeniero, Supervisor,Operador) and Completion Material		120,000.00	Global	1	120,000.00
Protectores		43,192.60	Global	0	0.00
QBP 7"		14,436.00	Global	1	14,436.00
13 COMPLETION	CPS				484,436.00
Sickline		3260	dia	1	3,260.00
Sensores de Presion		35	dia	0	0.00
Unidad MTU		3000	dia	2	6,000.00
Standing valve		75		1	75.00
Fract tank		120	dia	0	0.00
Bomba Jet		2300		1	2,300.00
14 CAÑONES TCP/TESTING	Testing				11,635.00
Ing de Completion		2,500.00		14	35,104.17
Supervisor de Taladro (Co. Man)		2,500.00	Dia	14	35,104.17
15 SERVICIOS PROFESIONALES	IPM				70,208.33
No Aplica			Pozo	0.00	0.00
18 EQUIPO CABEZA DE POZO	IPM				0.00
COSTO TOTAL, US\$					\$ 1,215,652.00

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO 6: CONTINUACIÓN

PROFUNDIDAD, Ft		Cost Unit. (con IVA)	Unidad	Cantidad	AFE
Schlumberger					
Procedimiento convencional					
POZO:	Y	Procedimiento convencional			
Profundidad:		XXXX.X			
Días planificados		14			
Tarifa Equipo Workover		15,200			
RUBRO	SEGMENTO	Cost Unit. (con IVA)	Unidad	Cantidad	AFE
Vigilancia 24 Hrs		380.00	dia	13.916667	5288.33
1 SEGURIDAD PRIVADA					5,288.33
Field transportation (Mobilization Miscellaneous ,Frac Tanks. Etc)		3,000.00	Global	1	3000.00
2 TRANSPORTE TERRESTRE					3,000.00
Equipo en operacion		15,200.00	DIA	13.916667	211,533.33
Equipo Movilizacion		17,000.00	Hora	1	17,000.00
3 EQUIPO DE PERFORACION OWO	IPM				228,533.33
Servicio de Filtrado		2,300.00	Costo diario	8	18400.00
Tierra Diatomea		60.00	50 lb/sx	4	240.00
Cartucho de 2 μ o mayor		60.00	Por unidad	4	240.00
Cartucho menor a 2 μ		62.00	Por unidad	4	248.00
Supervisor de Filtración		700.00	Por día	8	5600.00
Ayudante de operación		300.00	Por día	8	2400.00
SAFEVSE		275.00	CANECA	12	3300.00
SAFE ODE		290.00	CANECA	2	580.00
4 COMPLETION FLUIDS (MI)	MI				31,008.00
6-1/8" Broca y Cesta		8,266.00	Compra x Pozo	1	8,266.00
9% " PUP Tool (Scraper/Magnet/Magnet/Brush)		8,980.00	Global	1	8,980.00
8 BROCAS, RIMADORES, AMPLIADORES	MI (Completion)				17,246.00
Fluido de Control y Completion (Wellcont)		25.00	Barril de Fluido	800	20,000.00
Movilizacion del equipo de control		2.54	Por Km	100	254.00
Ing de Campo		200.00	Por día	5	1,000.00
Cementacion cemento convencional		0.00	Barril de cemento	0	0.00
Cementacion cemento Microfino		30,000.00	Global	0	0.00
Fractura Hidraulica		200,000.00	Global	1	200,000.00
Acidificacion Matricial		75,000.00	Global	0	0.00
9 WELL SERVICES	Well Services				221,254.00
Coiled Tubing		28,000	Global	-	-
11 COILED TUBING	CT				0.00
CCL Y Fijar Obturadores		10,368.00	Pie y profundidad	1	10,368.00
Cañoneo-PIE		190.00	cargas de cañones	20	3,800.00
Cañoneo-PROFUNDIDAD		1.51	pie	8950	13,514.50
USIT -CBL-VDL/RST		39,000.00	Global	1	39,000.00
Registros Cased hole, RST,SIGMA		1.51	pie	0	0.00
Dum Bailer		1.51	pie	9500	14,345.00
Otros (Asentar tapon puente)		4,068.00	Global	1	4,068.00
12 REGISTROS Y CAÑONEO	Wireline				85,095.50
Cambio de bomba sencilla 50%/ reparacion 50%		350,000.00	Global	1	350,000.00
Equipo ESP nuevo con accesorios		686,200.00	Global	0	0.00
Personal(Ingeniero, Supervisor,Operador) and Completion Material		120,000.00	Global	1	120,000.00
Protectores		43,192.60	Global	0	0.00
QBP 7"		14,436.00	Global	1	14,436.00
13 COMPLETION	CPS				484,436.00
Slickline		3260	dia	2	6,520.00
Sensores de Presion		.35	dia	0	0.00
Unidad MTU		3000	dia	5	15,000.00
Standing valve		75		3	225.00
Fract tank		120	dia	0	0.00
Bomba Jet		2300		3	6,900.00
14 CAÑONES TCP/TESTING	Testing				28,645.00
Ing de Completion		2,500.00		14	34,791.67
Supervisor de Taladro (Co. Man)		2,500.00	Dia	14	34,791.67
15 SERVICIOS PROFESIONALES	IPM				69,583.33
No Aplica			Pozo	0.00	0.00
18 EQUIPO CABEZA DE POZO	IPM				0.00
COSTO TOTAL, US\$					\$ 1,174,089.50

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO 6: CONTINUACIÓN

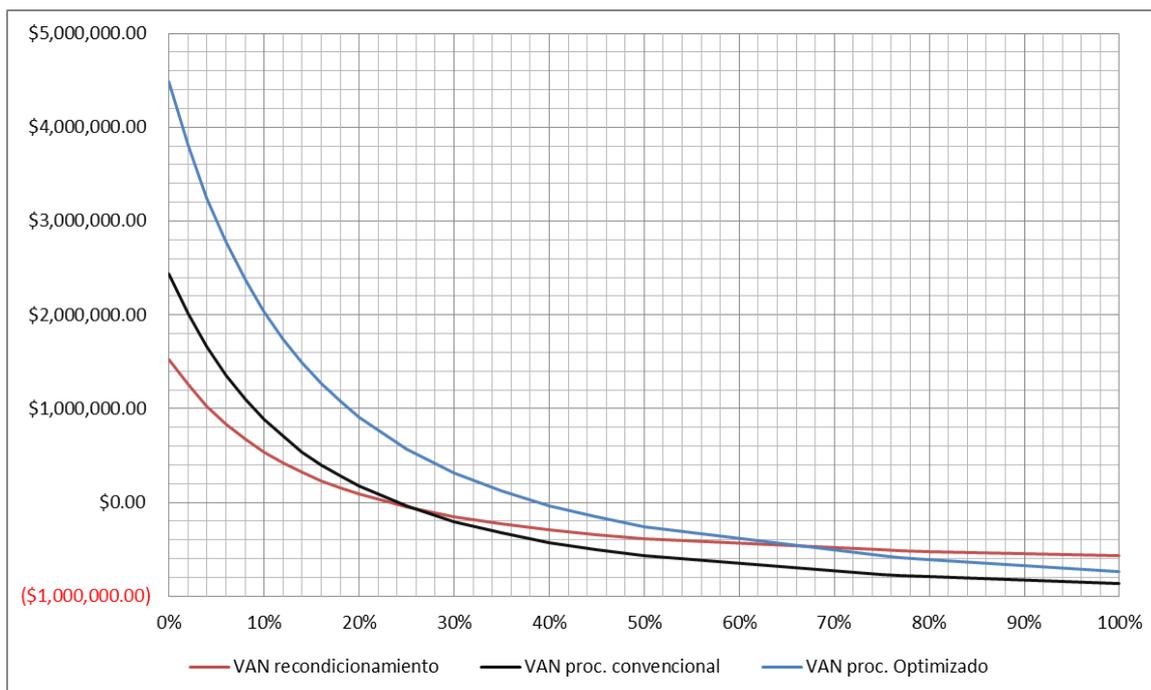
Schlumberger					
Trabajo de acondicionamiento					
POZO: Z Trabajo de acondicionamiento					
Profundidad: XXXX.X					
Días planificados 12					
Tarifa Equipo Workover 15,200					
PROFUNDIDAD, Ft					
RUBRO	SEGMENTO	Cost Unit. (con IVA)	Unidad	Cantidad	AFE
Vigilancia 24 Hrs		380.00	día	12	4,560.00
1 SEGURIDAD PRIVADA					4,560.00
Field transportation (Mobilization Miscellaneous ,Frac Tanks. Etc)		3,000.00	Global	1	3,000.00
2 TRANSPORTE TERRESTRE					3,000.00
Equipo en operacion		15,200.00	DIA	12	182,400.00
Equipo Movilizacion		17,000.00	Hora	1	17,000.00
3 EQUIPO DE PERFORACION O W/O	IPM				199,400.00
Servicio de Filtrado		2,300.00	Costo diario	8	18400.00
Tierra Diatomea		60.00	50 lb/sx	4	240.00
Cartucho de 2µ o mayor		60.00	Por unidad	4	240.00
Cartucho menor a 2µ		62.00	Por unidad	4	248.00
Supervisor de Filtración		700.00	Por día	8	5600.00
Ayudante de operación		300.00	Por día	8	2400.00
SAFEVSE		275.00	CANECA	12	3300.00
SAFEQDE		290.00	CANECA	2	580.00
4 COMPLETION FLUIDS (MI)	MI				31,008.00
6-1/8" Broca y Cesta		8,266.00	Compra x Pozo	1	8,266.00
9 1/2" PUP Tool (Scraper/Magnet/Magnet/Brush)		8,980.00	Global	1	8,980.00
8 BROCAS, RIMADORES, AMPLIADORES	MI (Completion)				17,246.00
Fluido de Control y Completion (Wellcont)		25.00	Barril de Fluido	800	20,000.00
Movilizacion del equipo de control		2.54	Por Km	100	254.00
Ing de Campo		200.00	Por dia	0	0.00
Cementacion cemento convencional		0.00	Barril de cemento	0	0.00
Cementacion cemento Microfino		30,000.00	Global	0	0.00
Fractura Hidraulica		200,000.00	Global	0	0.00
Acidificacion Matricial		75,000.00	Global	0	0.00
9 WELL SERVICES	Well Services				20,254.00
Coiled Tubing		28,000	Global	-	-
11 COILED TUBING	CT				0.00
COL Y Fijar Caturadores		10,368.00	Pie y profundidad	1	10,368.00
Cañoneo-PIE		190.00	cargas de cañones	0	0.00
Cañoneo-PROFUNDIDAD		1.51	pie	0	0.00
USIT -CBL-VDU/RST		39,000.00	Global	1	39,000.00
Registros Cased hole, RST,SIGMA		1.51	pie	0	0.00
Dum Bailer		1.51	pie	9500	14,345.00
Otros (Asentar tapon puente)		4,068.00	Global	1	4,068.00
12 REGISTROS Y CAÑONEO	Wireline				67,781.00
Personal(Ingeniero, Supervisor,Operador) and Completion Material		120,000.00	Global	1	120,000.00
Protectores		43,192.60	Global	0	0.00
13 COMPLETION	CPS				120,000.00
Ingeniero supervisor		18900	Global	1	18,900.00
PJO4505 + PURE + Chamber		96732	Global	1	96,732.00
PURE Job		10770	Global	1	10,770.00
Slickline		3260	día	1	3,260.00
Sensores de Presion		35	día	0	0.00
Unidad MTU		3000	día	5	15,000.00
Standing valve		75	día	2	150.00
Fract tank		120	día	0	0.00
Bomba Jet		2300	Global	2	4,600.00
Otros (Arrestallamas, daily cost TCP, etc.)		46879	Global	2	93,757.92
14 CAÑONES TCP/TESTING	Testing				243,169.92
Ing de Completion		2,500.00	Día	12	30,000.00
Supervisor de Taladro (Co. Man)		2,500.00	Día	12	30,000.00
15 SERVICIOS PROFESIONALES	IPM				60,000.00
No Aplica			Pozo	0.00	0.00
18 EQUIPO CABEZA DE POZO	IPM				0.00
COSTO TOTAL, US\$					766,418.92

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO No 7
TABLAS DE ANÁLISIS DE INDICADORES ECONÓMICOS

CURVA DE VALORES DE VAN VS TASA DE ACTUALIZACIÓN



FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

RELACIÓN COSTO BENEFICIO @ 14%

Tasa de Actualizacion			
Mayo-2014		14%	
Trabajo	Ingresos	Egresos	Relacion C/B
Reacondicionamiento	\$2,010,141.09	\$766,418.92	2.62
Procedimiento convencional	\$3,170,287.57	\$1,174,089.50	2.70
Procedimiento optimizado	\$3,930,927.23	\$1,215,652.00	3.23

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO 7: CONTINUACIÓN

VALORES CALCULADOS DE TIR

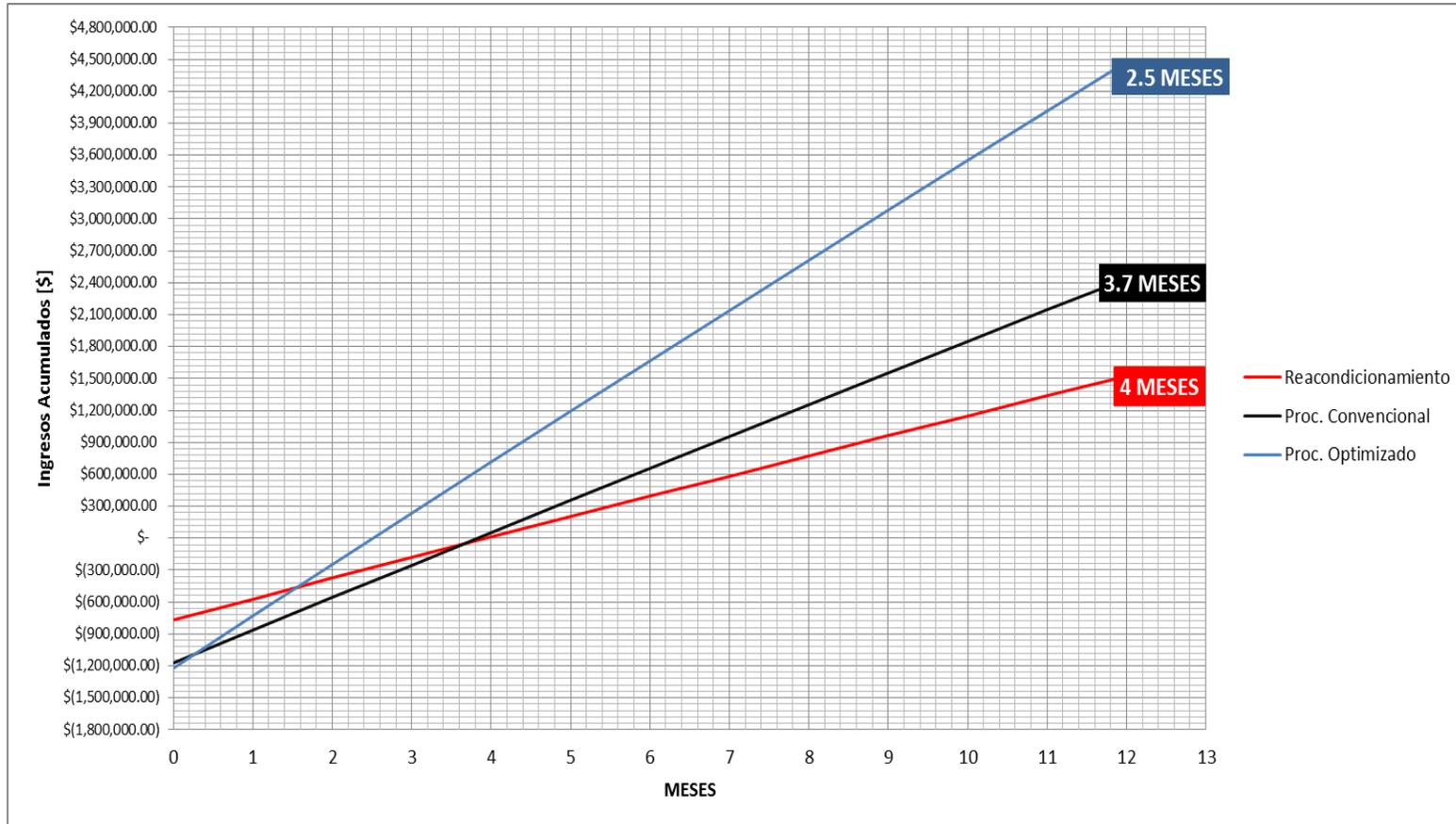
Meses	GANANCIA		
	Reacondicionamiento	Procedimiento Convencional	Procedimiento optimizado
0	\$ (766,418.92)	\$ (1,174,089.50)	\$ (1,215,652.00)
1	195,468.36	308,282.30	485,941.92
2	194,637.62	306,972.10	483,876.67
3	193,810.41	305,667.47	481,820.19
4	192,986.72	304,368.38	479,772.46
5	192,166.52	303,074.82	477,733.43
6	191,349.82	301,786.75	475,703.06
7	190,536.58	300,504.16	473,681.32
8	189,726.80	299,227.01	471,668.17
9	188,920.46	297,955.30	469,663.58
10	188,117.55	296,688.99	467,667.51
11	187,318.05	295,428.06	465,679.93
12	186,521.95	294,172.49	463,700.79
TIR	23%	24%	39%

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO 7: CONTINUACIÓN

TIEMPO DE RECUBRO DE INVERSIÓN POR CADA CASO



FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander

ANEXO No 8
PRODUCCIÓN Y GANANCIA MENSUAL

ANEXO No 9
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN SEGÚN TRABAJO
REALIZADO

	ANTES OPTIMIZACION		DESPUES OPTIMIZACION
Trabajo	Incremento	Trabajo	Incremento
Recañonear los intervalos de "U Inferior"; 9071'-9082' y 9086'-9096. Y Estimulacion con Acido	212.733	Aislo TI y Ui. Re-Completo en "US", realizo Fractura	1214.532
Evaluar la producción de la arena "U inferior", Cañonear el intervalo: 9145' – 9166', 9175' – 9206'.	91.39	Aislo "TS". Canoneo Us. Realizo estimulacion	101.72
Recompletar el pozo en "U Inferior". Intervalo (9338' – 9342', 9357' – 9360', 9362' – 9372').	144.21	Aislo "TI" y Recompleto en "UI"	-54.29
Abrir adicionalmente el intervalo 9060'-9073', Realizar Recañoneo del intervalo de "U Inferior"; 9080'-9100'	854.299	Aislo "TI" y Recompleto en "US" + Fractura	1091.499
Recuperacion de Pescado / Limpieza	410.28	Completacion DUAL	2081.201
Realizo Fractura en "US". Completo en "US" + "UI"	50.66	Realizo AAA-RON-Fractura	201.48
Recompleato pozo en "US" y realizo Fractura	269.701	Pozo Con Completamiento Dual en "TI"+"UI"	428.824
Realizo Fractura en "US".	171.109	Recompleto pozo en "US" y realizo Fractura	375.56
Recompletar en "TI"	64	Completacion DUAL	1401.84
Realizo Fractura en "UI".	282.944	Realizo AAA-Recañoneo y Fractura en "UI"	191.3
Realizo Recompletamiento en "US" y realizo Fractura	441.303	Acidificacion de "TI". Apertura de arenas en "UI". Completamiento Selectivo + Y-Tool. Evaluacion de "UI" & "TI"	313.7
Aislo TI y Ui. Canoneo Usup, realizo Fractura	799.2	Completacion DUAL	930.24
		Total	689.8
Total	316.0	Workover	129.7
Workover	296.2	Workover (Incl. Duales)	850.3
Fractura	335.8	Fractura	529.3

FUENTE: IPM, Schlumberger

ELABORADO POR: Jimenez Wilson y Pérez Alexander