

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**“ESTUDIO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA UI
DE LOS POZOS DE BAJAS PERMEABILIDADES Y/O ALTOS DAÑOS
PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS
CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

DEIVY EFRAÍN JIMÉNEZ GUAMÁN

deivy.jimenez@hotmail.com

JORGE GABRIEL TERCERO CONTERÓN

jorgegabriel-t@hotmail.com

DIRECTOR: ING. MARCO GALLEGOS

mgallegos@petroamazonas.ec

Quito, Noviembre 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Deivy Efraín Jiménez Guamán y Jorge Gabriel Tercero Conterón, 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 normativa institucional vigente.

Deivy Efraín Jiménez Guamán Jorge Gabriel Tercero Conterón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Deivy Efraín Jiménez Guamán y Jorge Gabriel Tercero Conterón, bajo mi supervisión.

Ing. Marco Gallegos

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mi más profundo agradecimiento a mi Dios que está en el cielo, el cual me ha bendecido ayudándome a conocerlo mejor y a poner en práctica sus normas y mandatos, por ayudarme a salir adelante en los momentos de agobio de dificultades y por haberme bendecido con una madre que me ha sabido educar y corregir en todo momento.

A mi madre por haber creído en mí y darme todo su cariño, consejo, comprensión y apoyo incondicional en todas las metas que he decidido alcanzar.

A mis hermanos por todo su apoyo, colaboración desinteresada y todos sus consejos que me han prestado durante estos años, han sido un pilar fundamental en la consecución de todos mis objetivos y en la formación ética moral de mi persona.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería de Geología y Petróleos, a todos los ingenieros que a lo largo de este tiempo supieron impartir sus conocimientos de forma acertada. Un agradecimiento al Ing. Gerardo Barros por haberme colaborado desinteresadamente en la realización de este proyecto, y no solo como docente de la institución sino como un gran amigo.

A la Empresa Estatal Petroecuador y sus profesionales, por su colaboración para la recolección de la información y con sus conocimientos para la realización de este proyecto.

Un agradecimiento a la empresa SCHLUMBERGER por darnos las facilidades que necesitamos para realizar nuestro proyecto, en especial a la Ing. Carolina Guerra, gran profesional quien supo guiarnos y apoyarnos en todo momento.

Un agradecimiento especial a mi director, Ing. Marco Gallegos por su colaboración, guía, apoyo y amistad.

Deivy J.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios, que cada día me llena de bendiciones y prospera mi vida y de las personas que amo. Es muy grato saber que Él nunca me faltara, así como sé que alejado de Él nada soy.

Quiero enfatizar mi más sincero agradecimiento a mis padres Hortensia Conterón y Gabriel Tercero, que gracias a su apoyo y amor por la familia es que he llegado donde estoy, sabiendo que aún falta mucho camino por recorrer y con el ejemplo de mis padres de honestidad, esfuerzo y sacrificio sé que lo lograre.

También quiero agradecer a mis hermanas Nancy, Norma y hermanos Wilson y Christian que siempre han sido un apoyo y en muchas ocasiones mi aliento para continuar adelante.

No me puedo olvidar de la Escuela Politécnica Nacional y la gran Facultad de Geología y Petróleos que fueron mi segundo hogar, donde aprendí, sonreí y llore.

Gracias a Rómulo, Marco, Vanessa, Diana Taipei, Carla, Javier, Deivy, Diana Aguilar y tantos amigos más que llenaron mi vida de ejemplos y buenos deseos, sé que faltan muchos nombres y tal vez soy ingrato con muchos de ellos; pero créanme a todos los llevo en el corazón.

Los Ingenieros Gerardo Barros, Vinicio Melo y todos los docentes que sembraron esa semilla del conocimiento y las ganas de aprender gracias por su amistad.

Ingeniero Marco Gallegos gracias por su apoyo y dedicación para la realización de este proyecto de titulación.

Jorge T.

DEDICATORIA

A mi Dios llamado Jehová, que me bendijo con mi Sra. madre María, la cual me guio por el camino de la humildad, honestidad, trabajo y dedicación para alcanzar mis sueños, que por su ejemplo y amor, hoy puede ver su esfuerzo de día a día, hecho realidad.

A mis hermanos: Doris, John, Darayth, Monserrath por su comprensión y apoyo en los momentos más difíciles. Mis queridos aliados y mejores amigos.

A mi sobrinita Abigail, la más tierna y linda ilusión que ha llegado a mi hogar.

Al final del proyecto solo puedo decir **“JEHOVÁ ES MI REFUGIO”**

Deivy J.

DEDICATORIA

A Dios, porque todos los días me bendice, transformo mi vida y me lleno de su amor, sé que todo lo puedo en Cristo que me fortalece, y si Él está conmigo quien contra mí.

Mis padres Hortensia Conterón y Gabriel Tercero desde niño me inculcaron los valores que hoy en día me hacen alcanzar un sueño que empezamos juntos, que se fue fortaleciendo en el camino, y aprendimos de los errores y alegrías para fortalecer nuestra unión familiar.

Mis hermanos y hermanas que con su apoyo y comprensión lograron esto, es de ustedes, es nuestro, porque con sus palabras siempre tuve ganas de salir adelante

Mi sobrino Jhoan Alejandro cambio mi forma de ver la vida y continuar día a día luchando en ella.

Jorge T.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VIII
CONTENIDO DE TABLAS.....	XVII
CONTENIDO DE FIGURAS.....	XIX
SIMBOLOGÍA.....	XXII
RESUMEN.....	XXIV
PRESENTACIÓN.....	XXV
CAPÍTULO I.....	1
DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS ACTUAL DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	1
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.2.1 COORDENADAS UTM DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA	2
1.3 MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL.....	4
1.3.1 MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO	4
1.3.1.1 Fallas Principales:.....	4
1.3.1.2 Superficies Geológicas:.....	4
1.3.2 AMBIENTES DEPOSICIONALES Y COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA –ANACONDA.	5
1.3.3 LITOLÓGÍA DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA –ANACONDA.....	8
1.3.3.1 Basal Tena	8
1.3.3.2 Arenisca “U”	8
1.3.3.3 Arenisca “T”	8
1.3.3.4 Arenisca Hollín Superior.....	9
1.3.3.5 Arenisca “U” Inferior.....	9

1.3.4 RESUMEN PETROFÍSICO DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA – ANACONDA.....	10
1.4 ANÁLISIS PVT DEL CAMPO CULEBRA –YULEBRA–ANACONDA.....	11
1.5 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.....	11
1.5.1 YACIMIENTO BASAL TENA.....	12
1.5.2 YACIMIENTO NAPO U.....	12
1.5.3 YACIMIENTO NAPO T.....	13
1.5.4 YACIMIENTO HOLLÍN INFERIOR.....	13
1.5.5 YACIMIENTO HOLLÍN.....	14
1.6 RESERVAS.....	14
1.6.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS.....	14
1.6.1.1 Reservas Probadas.....	15
1.6.1.2 Reservas Probables.....	15
1.6.1.3 Reservas Posibles o Potencial Geológico.....	16
1.6.2 CÁLCULO DE RESERVAS.....	16
1.6.2.1 Método Volumétrico.....	16
1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	18
CAPÍTULO II.....	22
TEORÍA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	22
2.1 DEFINICIÓN DE FRACTURA.....	22
2.2 OBJETIVO DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA.....	22
2.3 LONGITUD DE PERMEABILIDAD DESEABLE EN UNA.....	25
FRACTURA HIDRÁULICA.....	25
2.3.1 MODELOS DE FRACTURA.....	26
2.3.1.1 Modelación de Geometría de Fractura.....	26
2.3.1.2 Modelos en Dos Dimensiones.....	27
2.3.1.2.1 PKN (Perkins-Kern y Nordgren).....	27
2.3.1.2.2 KGD (Kristianovic-Zheltoy y Geertsma de Klerk).....	27
2.3.1.2.3 Modelo radial.....	27
2.3.1.2.4. Modelo PKN.....	28
2.3.1.3 Modelo en tres dimensiones.....	29
2.3.1.4 Modelo PKN para Fluido Newtoniano.....	29

2.3.1.5	Modelo PKN Para Flujo No Newtoniano	31
2.3.1.6	Modelo GKD.....	32
2.4	FACTORES QUE INFLUYEN EN UNA FRACTURA.....	33
2.4.1	MECÁNICA DE ROCAS	33
2.4.1.1	Compresibilidad de la Roca	38
2.4.1.1.1	Compresibilidad de los Poros (Cp)	39
2.4.1.1.2	Compresibilidad de la Roca Matriz (Cr).....	39
2.4.1.1.3	Compresibilidad Total de la Roca (Cb)	39
2.4.1.1.4	Compresibilidad del Fluido (Cf).....	39
2.4.1.1.5	Compresibilidad de un Yacimiento (Ct).....	40
2.4.1.2	Dureza (Toughness)	40
2.4.1.3	Sistema Roca-Fluido.....	41
2.4.1.4	Gradiente de fractura	42
2.4.1.5	Pruebas de Resistencia de la Formación	42
2.4.1.5.1	Prueba de Fuga (LOT)	42
2.4.1.5.2	Prueba de Integridad de la Formación (FIT)	43
2.4.1.6	Presión de Sobrecarga	43
2.4.1.7	Presión de Poros	43
2.5	DIRECCIÓN DE FRACTURA.....	43
2.6	FLUIDOS Y APUNTALANTES.....	48
2.6.1	FLUIDO FRACTURANTE.....	48
2.6.1.1	Propiedades del Fluido Fracturante.....	48
2.6.1.2	Fracturamiento con Apuntalante	48
2.6.1.3	Factores que afectan la Conductividad de una Fractura.....	49
2.6.2	PROPIEDADES FÍSICAS DE UN APUNTALANTE.....	49
2.6.2.1	Tipos de Apuntalantes.....	50
2.6.2.1.1	Apuntalante Natural.....	50
2.6.2.1.2	Apuntalante Sintético	50
2.6.2.2	Características de los Apuntalantes	50
2.7	FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS.....	51
2.7.1	PROPIEDADES DEL FRACTURAMIENTO CON ESPUMA.....	51

2.7.2	CARACTERÍSTICA DE LA ESPUMA.....	52
2.8	FRACTURAMIENTO ÁCIDO	52
2.8.1	FACTORES QUE CONTROLAN LA EFECTIVIDAD DE UN FRACTURAMIENTO ÁCIDO	52
2.8.1.1	Longitud de la Fractura Efectiva	53
2.8.1.2	Conductividad de la fractura	53
2.9	GELES DE FRACTURAMIENTO MÁS COMÚNES	53
2.10	POLIMEROS VISCOSIFICANTES	54
2.10.1	CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS VISCOSIFICANTES.....	54
2.10.1.1	Goma Guar:	54
2.10.1.2	El Hidroxipropil Guar (HPG):.....	55
2.10.1.3	El Carboxi metil hidroxi propil Guar (CMHPG):.....	55
2.10.1.4	Hidroxietilcelulosa (HEC) o de Hidroxipropil celulosa (HPC):	55
2.10.1.5	Carboximetilhidroxietil Celulosa (CMHEC):.....	55
2.10.1.6	La Goma Xantana:.....	55
2.10.1.7	Fluidos de Nueva Generación:.....	55
2.11	ADITIVOS DE FLUIDOS MÁS COMUNES.....	55
2.11.1	ACTIVADORES DE VISCOSIDAD	55
2.11.2	QUEBRADORES	56
2.11.3	ADITIVOS PARA PÉRDIDA DE FILTRADO.....	56
2.11.4	BACTERICIDAS.....	56
2.11.5	ESTABILIZADORES	56
2.11.6	SURFACTANTES.....	56
2.12	PRESIONES DE ESTIMULACIÓN	57
2.12.1	PRESIÓN DE FRACTURA.....	57
2.12.2	CAÍDA DE PRESIÓN TOTAL.....	57
2.12.3	PRESIÓN HIDROSTÁTICA	58
	CAPÍTULO III.....	59
	DETERMINAR LOS POZOS DE LA ARENA UI DE BAJAS PERMEABILIDADES Y ALTOS DAÑOS MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN	59
3.1	INTRODUCCIÓN.....	59
3.1.1	DEFINICIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	59

3.1.2 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	60
3.1.2.1 Métodos de análisis	60
3.1.2.2 Resultados que se obtienen de los análisis de Presión.....	61
3.2 FUENTES DE DATOS	61
3.2.1 UNIDAD MTU.....	61
3.2.2 PROCESAMIENTO DE DATOS.....	62
3.2.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO.....	62
3.2.3.1 Tiempos témpanos (región ETR).....	64
3.2.3.1.1 Almacenamiento.....	64
3.2.3.1.1.1 Almacenamiento constante	65
3.2.3.1.1.2 Almacenamiento variable	66
3.2.3.1.2 Daño	68
3.2.3.1.3 Flujo lineal.....	71
3.2.3.1.4 Flujo bilineal.....	73
3.2.3.2 Tiempos medios (Región MTR).....	74
3.2.3.2.1 Flujo esférico.....	74
3.2.3.2.2 Flujo radial	75
3.2.3.2.3 Doble porosidad o doble permeabilidad.....	77
3.2.3.3 Tiempos tardíos (Región LTR).....	78
3.2.3.3.1 Flujo dominado por los límites (BDF)	78
CAPÍTULO IV	93
SELECCIONAR MEDIANTE LOS ANÁLISIS DETERMINADOS, LOS POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR EL FRACTURAMIENTO.	93
4.1 INTRODUCCIÓN.....	93
4.2 METODOLOGÍA	93
4.3 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE OFM (Oil Field Manager).....	94
4.4 APLICACIONES EJECUTADAS CON EL PROGRAMA OFM	94
4.4.1 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD	94
4.4.1.1 Índice de heterogeneidad aplicado al campo.....	96
4.4.1.2 Significados de los Cuadrantes en la Gráfica de Índice de Heterogeneidad.	99
4.4.1.2.1 Primer Cuadrante	99

4.4.1.2.2 Segundo Cuadrante	99
4.4.1.2.3 Tercer Cuadrante	99
4.4.1.2.4 Cuarto cuadrante	99
4.4.2 CAPACIDAD DE FLUJO	100
4.4.2.1 Capacidad de Flujo área Culebra Arena UI.....	100
4.4.2.2 Capacidad de Flujo del Campo Yulebra Arena UI	101
4.5 CORRELACIÓN ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD Y CAPACIDAD.....	103
DE FLUJO.....	103
4.6 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPESIM.2011.....	106
4.6.1 PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS	106
4.6.2 MODELO DE ANÁLISIS NODAL.....	107
4.6.3 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM.....	108
4.6.4 CORRELACIONES DE FLUJO	109
4.6.5 PROCEDIMIETO BÁSICO	110
4.6.6 EJEMPLO DE MODELAMIENTO EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011 DEL	111
POZO CUL_15D	111
4.7 CORRECCIÓN DE PRESIONES.....	125
CAPÍTULO V	129
ESTUDIO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS.	129
5.1 POZO CULEBRA 15D	129
5.1.1 OBJETIVO.....	129
5.1.2 ANTECEDENTES	130
5.1.3 EVALUACION PETROFÍSICA.....	131
5.1.4 CARACTERÍSTICA DE LA ARENA	133
5.1.5 ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI.....	134
5.1.6 EVALUACIÓN DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN	134
5.1.7 ANÁLISIS DEL POZO CUL-15D PARA EL FRACTURAMIENTO	135
5.1.7.1 Permeabilidad.....	135
5.1.7.2 Daño de Formación.....	135
5.1.7.3 Presión del Yacimiento.....	136
5.1.7.4 Razones para Fracturar	136

5.1.8	DATOS DEL POZO Y RESERVORIO ACTUALES.....	136
5.1.9	DISEÑO DE FRACTURA	137
5.1.9.1	Volúmenes de Fluido y Cantidad de Apuntalantes.....	138
5.1.10	SIMULACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA DEL POZO CUL_15D	139
5.1.10.1	Modelo de Fracturamiento Hidráulico.....	139
5.1.10.2	Modelo Pseudo Steady State.....	144
5.2	POZO YULEBRA 9D.....	147
5.2.1	OBJETIVO.....	147
5.2.2	ANTECEDENTES	147
5.2.3	EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	149
5.2.4	CARACTERÍSTICA DE LA ARENA UI	151
5.2.5	ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI.....	152
5.2.6	EVALUACIÓN DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN	152
5.2.7	ANÁLISIS DEL POZO YUL-9D PARA EL FRACTURAMIENTO	153
5.2.7.1	Permeabilidad.....	153
5.2.7.2	Daño de Formación.....	153
5.2.7.3	Presión del Yacimiento.....	154
5.2.7.4	Razones para Fracturar	154
5.2.8	DATOS DEL POZO Y RESERVORIO ACTUALES.....	154
5.2.9	DISEÑO DE FRACTURA	155
5.2.9.1	Volúmenes de Fluido y Cantidad de Apuntalantes.....	156
5.2.10	SIMULACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA A LA ARENA UI DEL POZO YUL_9D	157
5.2.11	PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM	157
5.3	POZO YULEBRA 15D.....	161
5.3.1	OBJETIVO.....	161
5.3.2	ANTECEDENTES	161
5.3.3	EVALUACION PETROFÍSICA.....	163
5.3.4	CARACTERÍSTICA DE LA ARENA UI	165
5.3.5	ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI.....	166
5.3.6	EVALUACIÓN DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN	166
5.3.7	ANÁLISIS DEL POZO YUL-15D PARA EL FRACTURAMIENTO	167

5.3.7.1 Permeabilidad.....	167
5.3.7.2 Daño de Formación.....	167
5.3.7.3 Presión del Yacimiento.....	168
5.3.7.4 Razones para Fracturar	168
5.3.8 DATOS DEL POZO Y RESERVORIO ACTUALES.....	168
5.3.9 DISEÑO DE FRACTURA	169
5.3.9.1 Volúmenes de Fluido y Cantidad de Apuntalantes.....	170
5.3.10 SIMULACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA A LA ARENA UI DEL POZO YUL_15D.....	171
5.3.11 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM	171
CAPÍTULO VI	175
ANÁLISIS ECONÓMICO	175
6.1 INTRODUCCIÓN.....	175
6.2 CRITERIOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	176
6.2.1 VALOR ACTUAL NETO	177
6.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO.....	177
6.2.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO.....	179
6.2.5 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN	179
6.3 VARIABLES IMPORTANTES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	179
6.3.1 COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE	179
6.3.2 INGRESOS.....	181
6.3.3 EGRESOS.....	181
6.3.4 COSTOS DE OPERACIÓN.....	182
6.4 ESTIMACIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO.....	182
6.5 PROPUESTA	183
6.5.1 RESULTADOS	184
CAPÍTULO VII	187
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	187
7.1 CONCLUSIONES	187
7.2 RECOMENDACIONES.....	191
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	192
ANEXOS	194

ANEXO 1. INFORMACIÓN QUE SE INGRESA EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011	195
ANEXO 2. DIAGRAMAS DE POZO	199
ANEXO 3. CORRELACIONES	203
ANEXO 4. HISTORIALES DE BUILD UP.....	207
ANEXO 5. ANÁLISIS DE MUESTRAS DE CORES DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA.....	211
ANEXO 6. CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO	214

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1. 1 PRIMEROS POZOS PERFORADOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA	1
TABLA 1. 2 COORDENADAS UTM	2
TABLA 1. 3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR REERVORIO	10
TABLA 1. 4 ANÁLISIS PVT DEL CAMPO	11
TABLA 1. 5 SUMARIO DE RESERVAS TÉCNICAS POR RESERVORIO A DICIEMBRE DEL 2012	17
TABLA 1. 6 SUMARIO RESERVAS REMANENTES POR RESERVORIO A DICIEMBRE DEL 2012	18
TABLA 1. 7 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS RESEVORIOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	20
TABLA 2. 1 VALORES PROMEDIOS DE COMPRESIBILIDADES.....	40
TABLA 2. 2 INTENSIDAD DE ESFUERZOS CRÍTICOS.....	41
TABLA 2. 3 DIFERENCIA ENTRE FLUIDOS FRACTURANTES.....	54
TABLA 3. 1 ANÁLISIS DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO.....	63
TABLA 3. 2 DATOS DE PRODUCCIÓN A DICIEMBRE DEL 2012	79
TABLA 3. 3 INFORMACIÓN ADICIONAL DE INTERPRETACIÓN	82
TABLA 3. 4 RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES DE LOS BUILD UP ARENA UI... 90	90
TABLA 3. 5 POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR POR PRUEBAS DE PRESIÓN.....	91
TABLA 4. 1 IDENTIFICACIÓN DE LOS CUATRO CUADRANTES DEL ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD	96
TABLA 4. 2 UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE HI ÁREA CULEBRA ARENA UI	97
TABLA 4. 3 UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE HI ÁREA YULEBRA ARENA UI	98
TABLA 4. 4 RESULTADOS CAPACIDAD DE FLUJO	103
TABLA 4. 5 CORRELACIÓN ENTRE HI Y CAPACIDAD DE FLUJO.....	104
TABLA 4. 6 POZOS CANDIDATOS MEDIANTE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	104
TABLA 4. 7 CORRELACIONES USADAS EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011.....	109
TABLA 4. 8 PWS, PRODUCCIÓN Y PWF ACTUAL A DICIEMBRE DEL 2012 DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA.....	115
TABLA 4. 9 RESULTADOS DE SIMULACION DE POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CULEBRAS-YULEBRAS A DICIEMBRE 26 DEL 2012	124
TABLA 4. 10 DATUM DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	125

TABLA 4. 11 PRESIONES CORREGIDAS AL DATUM.....	126
TABLA 4. 12 SELLECCION DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR.....	128
TABLA 5. 1 IDENTIFICAR ZONAS PERMEABLES	132
TABLA 5. 2 ANÁLISIS PROMEDIO DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI	134
TABLA 5. 3 DATOS DEL RESERVORIO ACTUALES.....	137
TABLA 5. 4 PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA DEL MODELO A SEGUIR DEL POZO CUL-11D	137
TABLA 5. 5 RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO A LA ARENA UI DEL POZO CUL_15D	143
TABLA 5. 6 IDENTIFICAR ZONAS PERMEABLES	150
TABLA 5. 7 ANALISIS PROMEDIO DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI	152
TABLA 5. 8 DATOS DEL RESERVORIO ACTUALES A DICIEMBRE 2012	154
TABLA 5. 9 PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA DEL MODELO A SEGUIR DEL POZO CUL-11D	155
TABLA 5. 10 RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO DE LA ARENA UI DEL POZO YUL_9D	159
TABLA 5. 11 IDENTIFICAR ZONAS PERMEABLES	164
TABLA 5. 12 ANÁLISIS PROMEDIO DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI.....	166
TABLA 5. 13 DATOS DEL RESERVORIO ACTUALES.....	168
TABLA 5. 14 PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA DEL MODELO A SEGUIR DEL POZO CUL-11D	169
TABLA 5. 15 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE FRACTURAMIENTO DE LA ARENA UI EN EL POZO YUL_15D	173
TABLA 6. 1 RESUMEN DEL TRABAJO A REALIZARSE.....	175
TABLA 6. 2 COSTOS ESTIMADOS DE FRACTURAMIENTO.....	180
TABLA 6. 3 PROPUESTA DE POZOS SELECCIONADOS	183
TABLA 6. 4 CRONOGRAMA DE TRABAJO DE FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	184
TABLA 6. 5 RESULTADOS DE LA PROPUESTA.....	184

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA Y ANACONDA	3
FIGURA 1. 2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA.....	5
FIGURA 1. 3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE	7
FIGURA 1. 4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA DEL CAMPO.....	9
FIGURA 1. 5 MECANISMO DE PRODUCCIÓN, RESERVORIO BASAL TENA	12
FIGURA 1. 6 MECANISMO DE PRODUCCIÓN, RESERVORIO U	13
FIGURA 1. 7 MECANISMO DE PRODUCCIÓN, RESERVORIO HOLLÍN.....	14
FIGURA 2. 1 ROMPIMIENTO DE LA ROCA POR FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	23
FIGURA 2. 2 NÚMERO Y PORCENTAJE DE POZOS FRACTURADOS.....	24
FIGURA 2. 3 ESFUERZO MÍNIMO	25
FIGURA 2. 4 MODELO DOS DIMENSIONES PKN.....	28
FIGURA 2. 5 MODELO PKN CON LA FRACTURA EN FORMA ELÍPTICA	29
FIGURA 2. 6 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA PROPAGACIÓN DE FRACTURA CON FLUJO LAMINAR DE ACUERDO AL MODELO GKD.....	32
FIGURA 2. 7 MÓDULO DE YOUNG.....	34
FIGURA 2. 8 COEFICIENTE DE PROPORCIONALIDAD E	36
FIGURA 2. 9 GRÁFICO DEL MÓDULO DE RELACIÓN DE POISSON	37
FIGURA 2. 10 RADIO DE RELACIÓN DE DEFORMACIÓN DE MODELO DE POISSON.....	38
FIGURA 2. 11 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	38
FIGURA 2. 12 FRACTURA RESULTANTE EN LA ROCA.....	42
FIGURA 2. 13 FRACTURA RESULTANTE EN LA ROCA.....	44
FIGURA 2. 14 FRACTURAMIENTO VERTICAL.....	45
FIGURA 2. 15 FRACTURAMIENTO HORIZONTAL	46
FIGURA 2. 16 PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA.....	47
FIGURA 2. 17 FORMACIÓN HOMOGÉNEA.....	47
FIGURA 2. 18 MATERIAL APUNTALANTE.....	49
FIGURA 4. 1 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD DEL ÁREA CULEBRA ARENA UI.....	97
FIGURA 4. 2 INDICE DE HETEROGENEIDAD DEL ÁREA YULEBRA ARENA UI.....	98
FIGURA 4. 3 CAPACIDAD DE FLUJO ÁREA CULEBRA ARENA UI.....	101
FIGURA 4. 4 CAPACIDAD DE FLUJO AREA YULEBRA ARENA UI.....	102
FIGURA 4. 5 MODELO DEL POZO	108
FIGURA 4. 6 INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS CORRESPONDE AL PUNTO DE OPERACIÓN.....	110

FIGURA 4. 7 INFORMACIÓN GLOBAL DEL PROYECTO CUL_15D.....	111
FIGURA 4. 8 MODELO DE PIPESIM.2011 CUL_15D	112
FIGURA 4. 9 SELECCIÓN DE UNIDADES.....	113
FIGURA 4. 10 CORRELACIONES DE FLUJO CUL_15D	114
FIGURA 4. 11 DATOS DE RESERVORIO CUL_15D.....	116
FIGURA 4. 12 DATOS DE RESERVORIO CUL_15D.....	116
FIGURA 4. 13 DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN CUL_15D	117
FIGURA 4. 14 SURVEY DEL POZO CUL_15D	118
FIGURA 4. 15 DATOS DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE CUL_15D.....	119
FIGURA 4.16 MODELO BLACK OIL CUL_15D.....	120
FIGURA 4. 17 ANÁLISIS NODAL CUL_15D.....	121
FIGURA 4. 18 IPR ACTUAL DEL POZO CUL_015D	122
FIGURA 4. 19 IPR DEL POZO YUL_09D.....	123
FIGURA 4. 20 IPR DEL POZO YUL_15D.....	123
FIGURA 4. 21 DECLINACIÓN DE PRESIÓN POR AÑO DEL ÁREA CULEBRA ARENA UI	127
FIGURA 4. 22 DECLINACIÓN DE PRESIÓN POR AÑO DEL ÁREA YULEBRA ARENA UI	128
FIGURA 5. 1 UBICACIÓN DEL POZO DEL POZO CUL 15D EN EL MAPA ESTRUCTURAL	130
FIGURA 5. 2 HISTORIAL DE PRODUCCION MENSUAL CUL_015D.....	131
FIGURA 5. 3 REGISTRO ELECTRICO DEL POZO CUL_15D.....	133
FIGURA 5. 4 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	138
FIGURA 5. 5 MODELO DE SIMULACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO CUL_15D	140
FIGURA 5. 6 DATOS DE RESERVORIO.....	141
FIGURA 5. 7 IPR FRACTURADO DEL POZO CUL_15D.....	142
FIGURA 5. 8 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO DEL POZO CUL_15D	144
FIGURA 5. 9 MODELO PSEUDO STEADY STATE.....	145
FIGURA 5. 10 CORRIDA DE SENSIBILIDAD DE DAÑO	146
FIGURA 5. 11 IPR CON SENSIBILIDADES DE DAÑO	146
FIGURA 5. 12 UBICACIÓN DEL POZO YUL 9D EN EL MAPA ESTRUCTURAL.	148
FIGURA 5. 13 HISTORIAL DE PRODUCCION MENSUAL YUL_09D	149
FIGURA 5. 14 REGISTRO ELECTRICO DEL POZO YUL_9D	151
FIGURA 5. 15 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	156
FIGURA 5. 16 IPR DE FRACTURAMIENTO YUL_09D.....	158
FIGURA 5. 17 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO DEL POZO YUL_9D.....	160
FIGURA 5. 18 UICACIÓN DEL POZO YUL 15D EN EL MAPA ESTRUCTURAL.....	162

FIGURA 5. 19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL YUL_015D.....	163
FIGURA 5. 20 REGISTRO ELECTRICO DEL POZO YUL_15D.....	165
FIGURA 5. 21 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.....	170
FIGURA 5. 22 IPR FRACTURAMIENTO YUL_015D.....	172
FIGURA 5. 23 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO DEL POZO YUL_15D.....	174
FIGURA 6. 1 CURVA DE PRODUCCIÓN MENSUAL.....	176
FIGURA 6. 2 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 97,77 USD.....	185
FIGURA 6. 3 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD.....	185
FIGURA 6. 4 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD.....	186

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
BLS	Barriles	L^3/t
BA	Barriles de agua	L^3/t
BAPD	Barriles de agua producidos por día	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo producidos por día	L^3/t
BO	Factor volumétrico del petróleo	
CBL	Cement bond log	
CDM	Continuum mechanical damage	
FE	Eficiencia de flujo	
CE	Comprensibilidad efectiva	L^2/M
CP	Concentración de apuntalante	M/L^3
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos	
E	Módulo de Young	M/Lt^2
ϵ_1	Contracción longitudinal	L
ϵ_1	Deformación lateral	L
G	Módulo de corte	M/Lt^2
Gf	Gradiente de fractura	M/Lt^2L
GOR	Relación gas-petróleo	
HTD	High temperatura delayed	T
HSD	High Shot density	
ID	Diámetro interior	L
IP	Índice de productividad	
PI	Presión Intake	M/Lt^2
ISP	Intermediate Strength Proppant	M/Lt^2
K	Permeabilidad	L^2
KGD	Khristianovic y Zeltov, Geertsma	

Símbolo	Significado	Dimensiones
L	Longitud de la fractura	L
MD	MeasureDeep	L
md	Mili darcys (0.001 darcys)	L ²
OD	Diámetro exterior	L
PB	Presión de burbuja	M/Lt ²
PF	Presión de burbuja	M/Lt ²
PH	Presión hidrostática	M/Lt ²
PKN	Perkins y Kern, Nordgren	
POD	Densidad optima programable	
Pws	Presión estática del reservorio	M/L ³
PS	Presión de superficie	M/L ³
Pwf	Presión fe fondo fluyente	M/L ³
QC	Flujo calculado	L ³ /T
RW	Radio del pozo	L
TIR	Tasa interna de retorno	
TVD	True Vertical Deep	L
μ	Viscosidad	M/Lt
S	Daño	
VAN	Valor actual neto	
VDL	VariabilityDensity Log	
Vf	Volumen de fluido ocupado en la fractura	L ³
□	Relación de Poisson	M/Lt ²
Wmax	Ancho máximo de fractura	L
Xf	Ancho de la fractura	L
σ_{min}	Esfuerzo mínimo	M/Lt ²
σ_v	Esfuerzo vertical	M/Lt ²
σ_h	Esfuerzo vertical	M/Lt ²

RESUMEN

Este proyecto de investigación tiene la finalidad de estudiar la arena UI en los pozos que presentan bajas permeabilidades y altos daños de formación del campo Culebra-Yulebra - Anaconda, para incrementar la producción mediante el fracturamiento hidráulico.

Para lo cual en el capítulo 1, se realizará una descripción actual de dicho campo, así como historial de producción, ubicación de los pozos en la estructura.

En el capítulo 2 se estudia los fundamentos teóricos que define el método de fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 3 se determina los sectores de bajas permeabilidades y altos daños en la arena UI, mediante el análisis de pruebas de presión en los pozos existentes para determinar cuáles son los más apropiados para el fracturamiento hidráulico.

También en el capítulo 4 se selecciona mediante los análisis de reacondicionamientos realizados, los historiales de producción, las pruebas de restauración de presión, análisis de incremento de producción basado en las IPR de cada pozo candidato, para realizar el fracturamiento, ya que toda esta información se cerrara a diciembre del 2012

En el capítulo 5 se realiza el estudio del fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados.

A continuación en el siguiente capítulo, con los datos obtenidos de este análisis de incrementos de producción se procede a realizar el estudio técnico-económico del proyecto para determinar la rentabilidad de la empresa.

Finalmente en el capítulo 7, se presenta las conclusiones y recomendaciones que se han logrado en este proyecto.

PRESENTACIÓN

Una de las principales inquietudes que se presenta en la industria petrolera, especialmente en Gerencia de Exploración y Producción área Auca como Filial de EP Petroecuador, es la necesidad de incrementar la producción de crudo en sus diferentes campos, razón por la cual este proyecto se justifica debido a que existe la suficiente cantidad de reservas por seguir recuperando en el campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

El presente proyecto de titulación tiene como objetivo plantear una alternativa adecuada desde el punto de vista técnico y económico para lograr incrementar la producción del campo Culebra-Yulebra-Anaconda mediante la implantación de Fracturamiento Hidráulico en arenas de baja permeabilidad y altos daños, debido que a causa de ello se ha reducido el aporte de producción de los pozos en manera significativa del campo, llegando hasta cerrar pozos por este problema.

En base al estudio de la información recopilada de las diferentes características del reservorio, como la de los pozos seleccionados, se ha determinado los mejores candidatos para realizar la simulación de fracturamiento hidráulico en la arena UI de baja permeabilidad y altos daños de formación, con el fin de incorporar nuevas zonas productoras de difícil explotación por técnicas convencionales.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS ACTUAL DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

En un principio este campo era tomado como tres campos independientes los cuales eran: Culebra, Yulebra y Anaconda. Esto hasta que en base a estudios geológicos y trabajos de simulación desarrollados entre los años 1997 y 1998, se definió a estos como un solo campo. Sus primeros pozos de este campo se describen en la **tabla 1.1**

TABLA 1.1 PRIMEROS POZOS PERFORADOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA

FECHA	COMPAÑIA	POZO	PROF. (ft)	RESERVORIO	PRODUCCIÓN BPPD	°API
8/11/1973	Texaco	Cul_01	10625	"Hollín"	60	24
				"T"	100	26
				"U"	360	19
1980	Texaco	Yul_01	10345	"Basal Tena"	1614	23
				"Hollín Inferior"	189	27
				"U"	252	20
				"Caliza M-2"	63	22
1991	Petroamazonas	Ana_01	10403	"Hollín Principal"	423	24
				"Hollín Inferior"	451	26
				"U" Inferior	614	20

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Ya con la unificación del campo, éste fue puesto en producción con un promedio por pozo de 131 BPD, con una tendencia incremental continua en el tiempo hasta llegar

a su estabilización en una producción de entre 7000 y 8000 BPD en diciembre de 1995. Su producción máxima se alcanzó en junio de 1997 que fue alrededor de 8328 BPD.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Culebra – Yulebra – Anaconda se encuentra situado en el oriente Ecuatoriano en la Provincia de Orellana, a unos 12 km al Este de la ciudad capital de dicha Provincia que es Francisco de Orellana (Coca), y a unos 180 km al Sureste de la ciudad de Quito y al Sur del campo Sacha.

1.2.1 COORDENADAS UTM DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA

El área comprendida por Culebra – Yulebra – Anaconda se encuentra dentro de las siguientes coordenadas UTM que se muestran en la **tabla 1.2**.

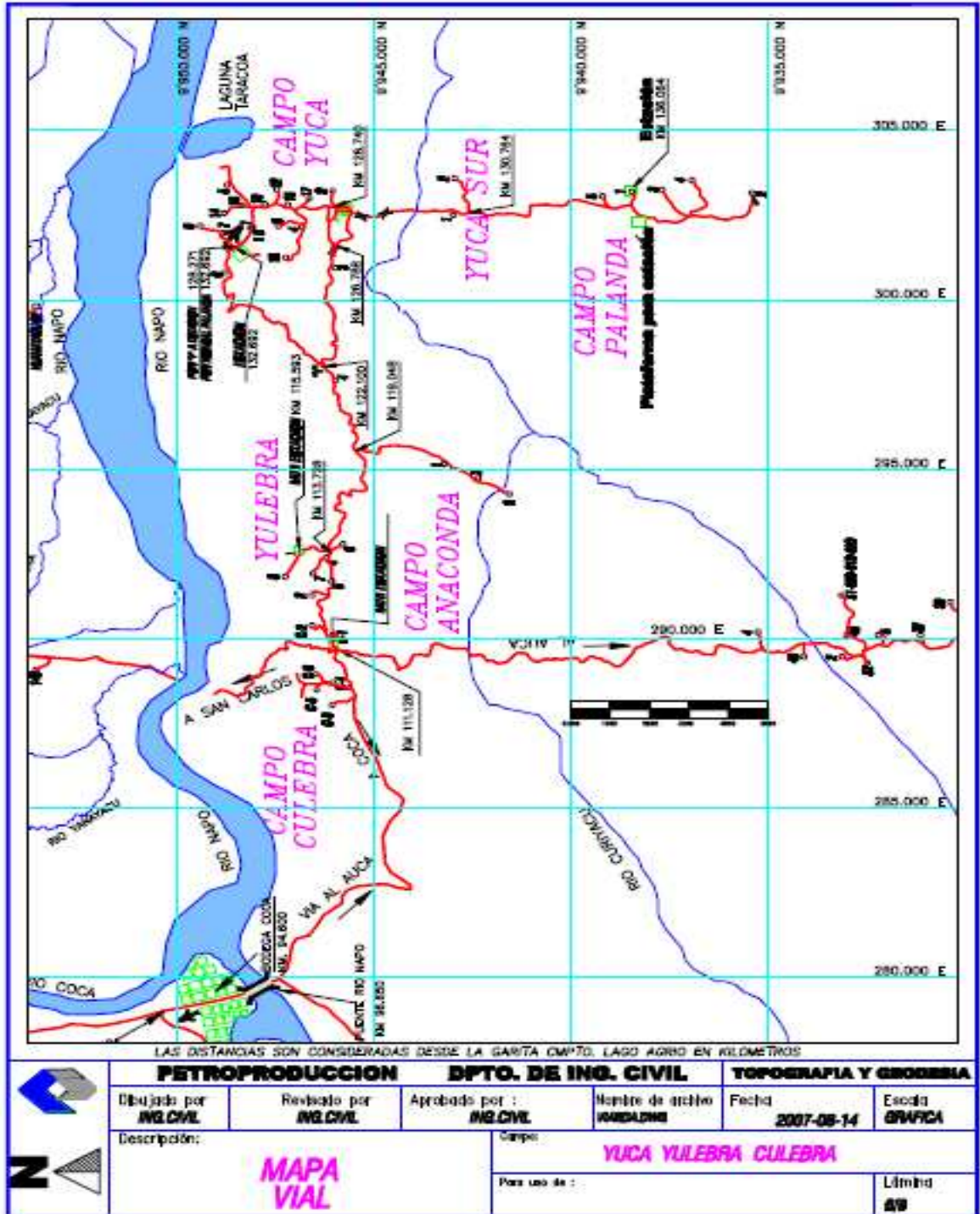
TABLA 1. 2 COORDENADAS UTM

COORDENADAS	X	Y
Mínimo	284000	9941000
Máximo	296000	9951000

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

El campo Culebra – Yulebra – Anaconda conjuntamente con los campos Armadillo, Auca Sur, Auca Este, Conga Sur, Cononaco, Yuca, Rumiyacu forman parte del campo Auca, tal como se muestra en la **figura 1.1**.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico

1.3 MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

1.3.1 MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO

Define el marco geométrico básico de la trampa de Hidrocarburos, constituida fundamentalmente por Fallas Principales y Superficies Geológicas.

1.3.1.1 Fallas Principales:son aquellas que limitan los bloques más grandes del Yacimiento.

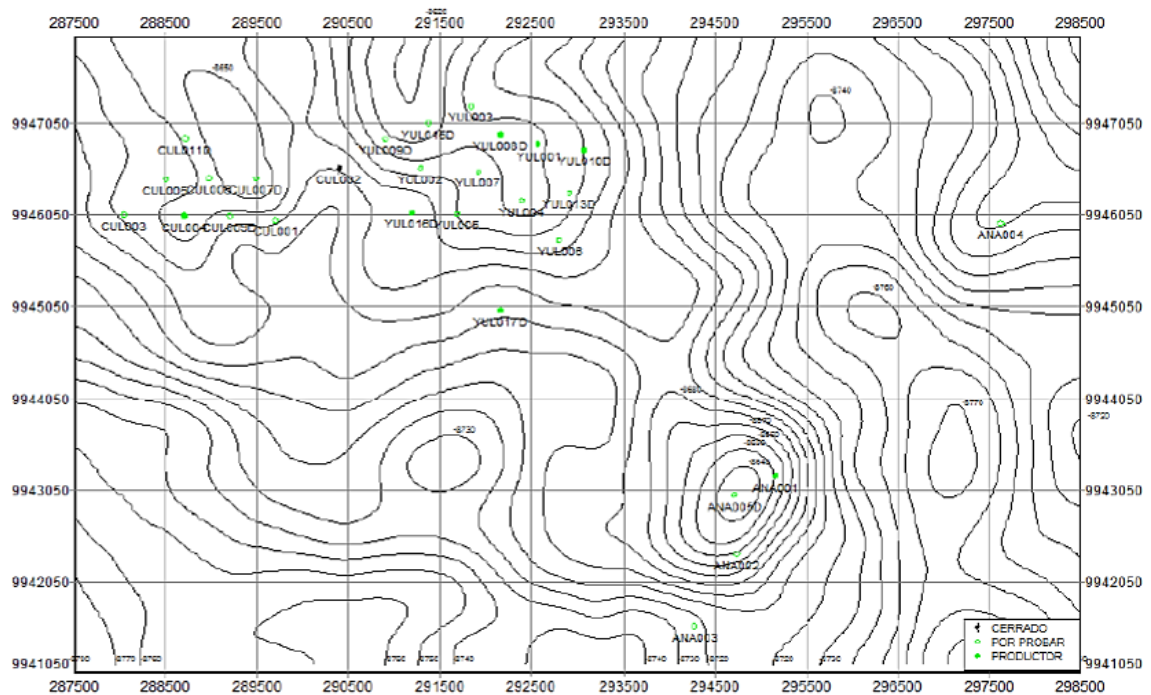
1.3.1.2 Superficies Geológicas:delimitan a las principales formaciones geológicas del Yacimiento.

El campo se halla localizado al centro oeste de la Cuenca Oriente, al sur del campo Sacha, alineándose en el eje estructural Norte – Sur, conformado por los campos Lago Agrio, Sacha, Culebra, Yulebra y Auca, y constituye un anticlinal asimétrico con una tendencia preferencial Oeste – Este y un eje secundario de dirección Sur – Este en el que se encuentra el alto Anaconda, limitados con rumbo norte – sur por fallas con salto de baja magnitud, que podrían ser considerados como flexuras al oeste por un límite inferior de petróleo (LIP) (Pozo Culebra 6) y al este por un contacto agua-petróleo (CAP) (Pozo Yulebra 6), del mapa estructural al tope de la Arenisca “U”.

La estructura del campo Culebra – Yulebra forma un anticlinal asimétrico con dos altos estructurales separados por una silla estructural a la altura de los pozos (Culebra 2) y (Yulebra 2), y se separan de la estructura Anaconda por una derivación hacia el sur siguiendo la dirección noroeste – sureste.

La sección sísmica estructural principal del campo Culebra-Yulebra-Anaconda se observa en la **Fig.1.2**

FIGURA 1. 2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico

Anaconda es el tercer alto estructural que se encuentra limitado al Norte, Este y Sur por bajos estructurales bien definidos. Estos altos estructurales se expresan en todos los niveles de la columna estratigráfica.

1.3.2 AMBIENTES DEPOSICIONALES Y COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DELCAMPO CULEBRA –YULEBRA –ANACONDA.

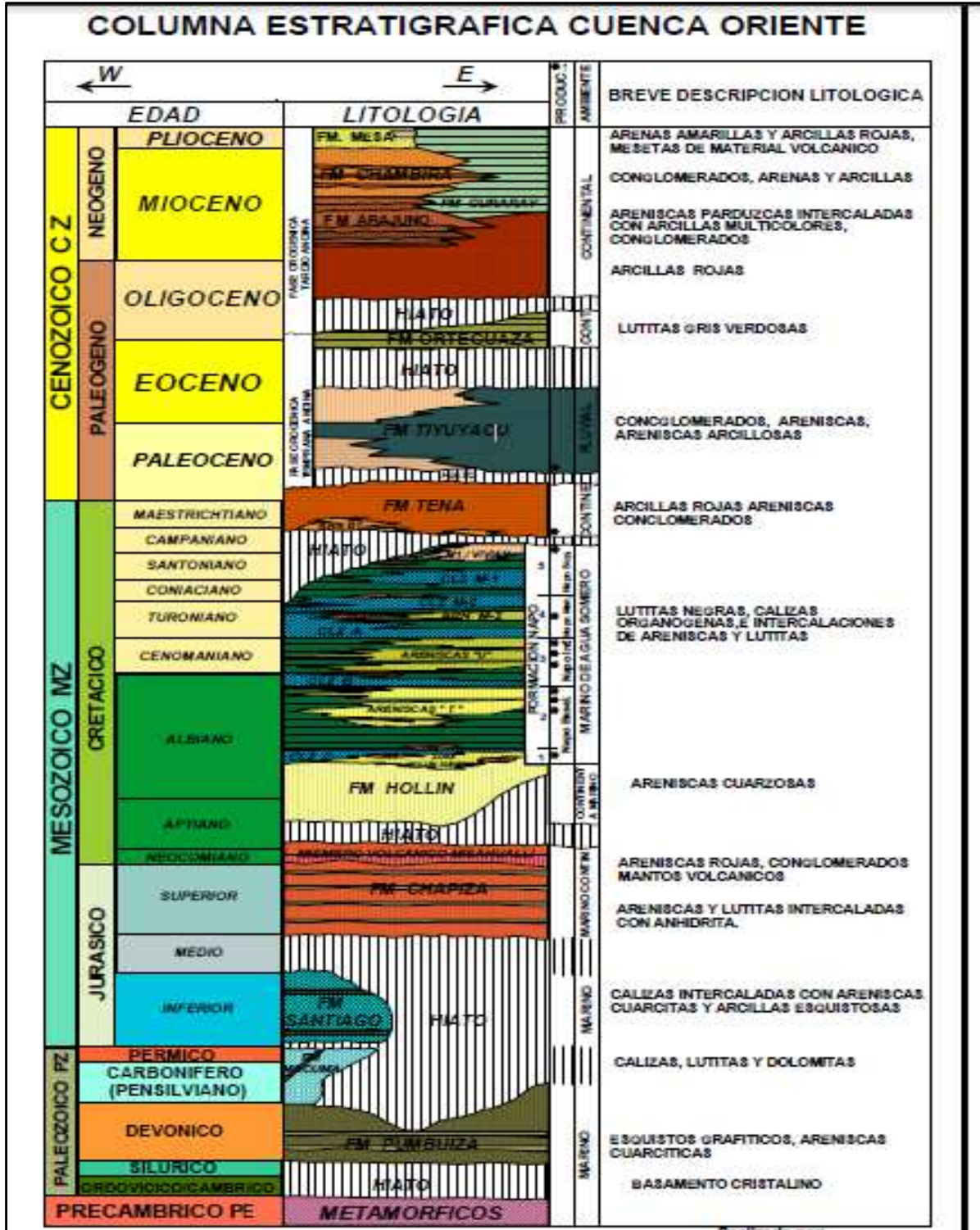
El ambiente deposicional de la arenisca Napo-T fue analizada a partir del análisis de núcleos del pozo Yulebra-1, observándose un ambiente de marea (sub-ambiente de banco de marea), el cual evolucionó hacia una plataforma marina lodosa.

Se indica que este perfil se puede también atribuir a un complejo de canal de marea (barra de punta), con un ambiente lagunar similar cercano a la línea de costa. Es decir, correspondiente a la parte superior de una secuencia de relleno de valle socavado.

Por su parte, estudios sedimentológicos realizados en los núcleos de corona de la arenisca Napo-U sugieren un ambiente de estuarios influenciados por mareas con sub-ambientes de depósitos de barra de marea, planicie arenosa y de plataforma marina.

La **fig.1.3** muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente Ecuatoriana donde se resaltan las características sedimentológicas y litológicas principales.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico

1.3.3 LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA –ANACONDA.

En el campo Culebra – Yulebra – Anaconda, las formaciones de interés en las cuales vamos a realizar nuestros estudios presentan espesores promedios para Basal Tena de 21 ft, para “U” Inferior de 43 ft, para “T” Superior de 18 ft, para “T” Inferior de 20 ft, para Hollín Superior de 45 ft y de Hollín Inferior de 32 ft.

1.3.3.1 Basal Tena

La arenisca Basal Tena está constituida por areniscas de cuarzo de grano fino a muy fino, redondeado, con selección de regular a buena, con presencias de circón, rutilo, glauconita y cemento de silicio – calcáreo.

1.3.3.2 Arenisca “U”

Esta arenisca forma parte de la Formación Napo, constituida por cuarzo de grano fino a medio, sub-redondeadas, con una clasificación de regular a buena, tiene un cemento de silicio, y en ocasiones hacia el tope tiende a tener glauconita con presencias de carbón, azufre y yeso.

1.3.3.3 Arenisca “T”

Esta arenisca al igual que la arenisca “U” forma también parte de la Formación Napo, en sí es una arenisca cuarzosa, de grano fino – decreciente hasta que sufre un cambio abrupto a un lodolito laminado.

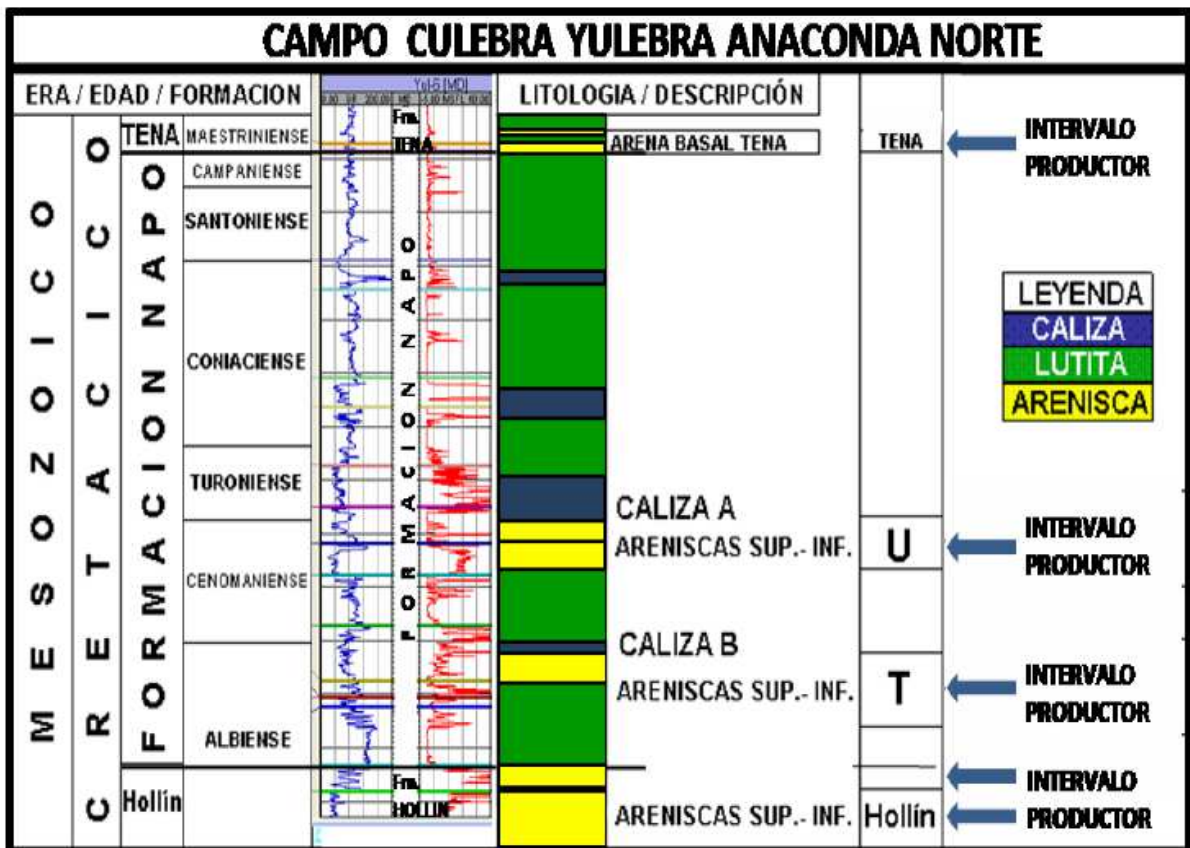
1.3.3.4 Arenisca Hollín Superior

Esta arenisca está formada por cuarzo de granos finos, redondeados de buena clasificación, con presencia de glauconita, materia orgánica y piritita, con cemento calcáreo.

1.3.3.5 Arenisca “U” Inferior

“U” Inferior, es el yacimiento que consideraremos como el de mayor interés del campo debido a su desarrollo y distribución, el cual tiene mejores propiedades en el campo Culebra-Yulebra-Anaconda, como se muestra en la **Fig.1.4**.

FIGURA 1. 4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA DEL CAMPO



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción. Departamento de Yacimientos

1.3.4 RESUMEN PETROFÍSICO DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA – ANACONDA.

Para las evaluaciones de los pozos se consideraron los parámetros de evaluación; tales como resistividades de agua de formación (R_w), de cada intervalo evaluado. Se analizaron los datos de núcleos de corona y se correlacionaron con los datos de registros eléctricos.

La **tabla 1.3** muestra el resumen petrofísico del campo Culebra-Yulebra-Anaconda fundamentado en registros eléctricos convencionales y especiales de núcleos, así como estudios de simulación de yacimientos.

TABLA 1. 3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIOPOR REERVORIO

ARENA	COMPOSICIÓN	SALINIDAD [ppm] NaCl	R_w [ohm-m]	T [°F]	POROSIDAD [%]	ESPESOR [ft]	S_w [%]
Basal Tena	Lutitas y Limos finos.	50000	0.05	214	18	10	23
“U”	Arenisca con interacción de Lutitas.	50000	0.05	235	16.4	31.9	16.9
“T”	Arenisca cuarzosas con interacción de Lutitas.	20000-25000	0.091	238	15.1	5.6	39
Hollín Superior	Arenisca blancas de grano grueso cuarzosa con presencias de arcillas y calizas.	8000-12000	0.16-0.23	240	12.6	10.3	14.7
Hollín Inferior	Arenisca blancas de grano grueso cuarzosa con baja presencias de arcillas.	800-1000	1.6-2.2	241	15.7	32	8.4

Fuente: Coordinación de Desarrollo, grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

1.4 ANÁLISIS PVT DEL CAMPO CULEBRA –YULEBRA– ANACONDA.

La tabla 1.4 muestra los valores obtenidos, de análisis PVT de muestras de fluidos del campo Culbra-Yulebra - Anaconda.

TABLA 1. 4 ANÁLISIS PVT DEL CAMPO

	Basal Tena	"U" Inferior	"T" Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión Inicial (psi)	3720	3955	4270	4390	4500
Presión de Burbuja (psi)	630	860	1170	206	120
Boi (BY/BN)	1,1254	1,1689	1,1526	1,1479	1,1479
Bob (BY/BN)	1,134	1,199	1,169	1,152	1,152
Rsi (PCN/BN)	108	163	128	40	40
Coi (1/psi)	3,987EXP-08	4,009EXP-08	4,204EXP-08	4,3 EXP-08	4,05 EXP-08
°API	21,2	21,3	27,2	27,2	27,2
Salinidad (ppm NaCl)	41663	52371	48098	8168	2393
Yg	1,25	1,028	1,2551	1,2	1,1234

Fuente: Coordinación de Desarrollo, grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

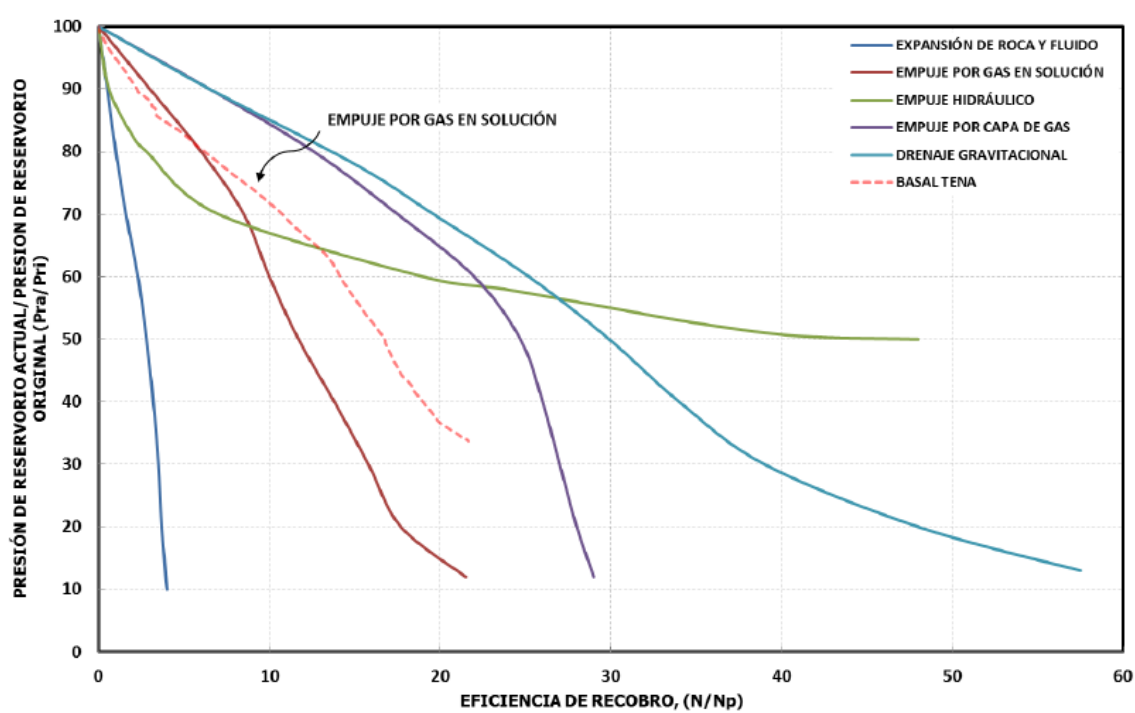
1.5 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Los principales yacimientos del campo Culebra-Yulebra-Anaconda son las areniscas cretácicas Basal Tena de la formación Tena, U-inferior de la formación Napo y la Hollín inferior. De menor relevancia es la formación Hollín Superior. Los estudios y análisis PVT realizados en el campo indican que en todos los casos se trata de yacimientos sub-saturados, con relativamente baja relación gas-líquido y presiones de saturación. La continuidad areal y soporte de presión varía en cada yacimiento.

1.5.1 YACIMIENTO BASAL TENA

Como es tradicional en la Cuenca Oriente, el Yacimiento Basal Tena es de espesor moderado y limitada continuidad areal. El principal mecanismo de desplazamiento lo constituye el empuje por gas en solución y por expansión de roca y fluido. Como tal, este yacimiento se caracteriza por una disminución rápida de presión a medida que se producen los fluidos. La **figura 1.5** nos indica el mecanismo de producción del reservorio Basal Tena.

FIGURA 1.5 MECANISMO DE PRODUCCIÓN, RESERVORIO BASAL TENA

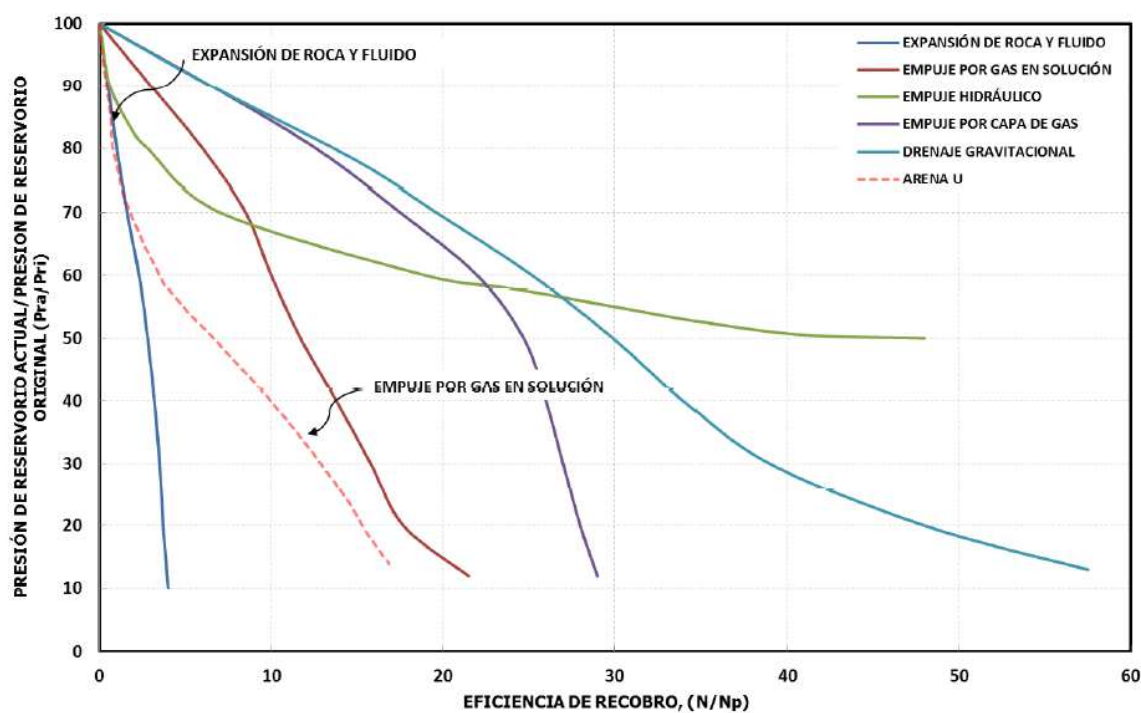


Fuente: EP Petroecuador.

1.5.2 YACIMIENTO NAPO U

El principal mecanismo de desplazamiento del Yacimiento Napo-U lo constituye la expansión de la roca y fluidos, y del gas en solución que posee este reservorio, además de una entrada parcial de agua del acuífero. La **figura 1.6** nos indica el mecanismo de producción del reservorio U.

FIGURA 1. 6 MECANISMO DE PRODUCCIÓN, RESERVORIO U



Fuente: EP Petroecuador.

1.5.3 YACIMIENTO NAPO T

No tiene suficiente información para poder mostrar su gráfico, pero su mecanismo de desplazamiento para este yacimiento lo constituye la expansión de la roca y fluidos, del gas en solución y de una entrada parcial de agua, la cual ayuda a sostener la presión del yacimiento.

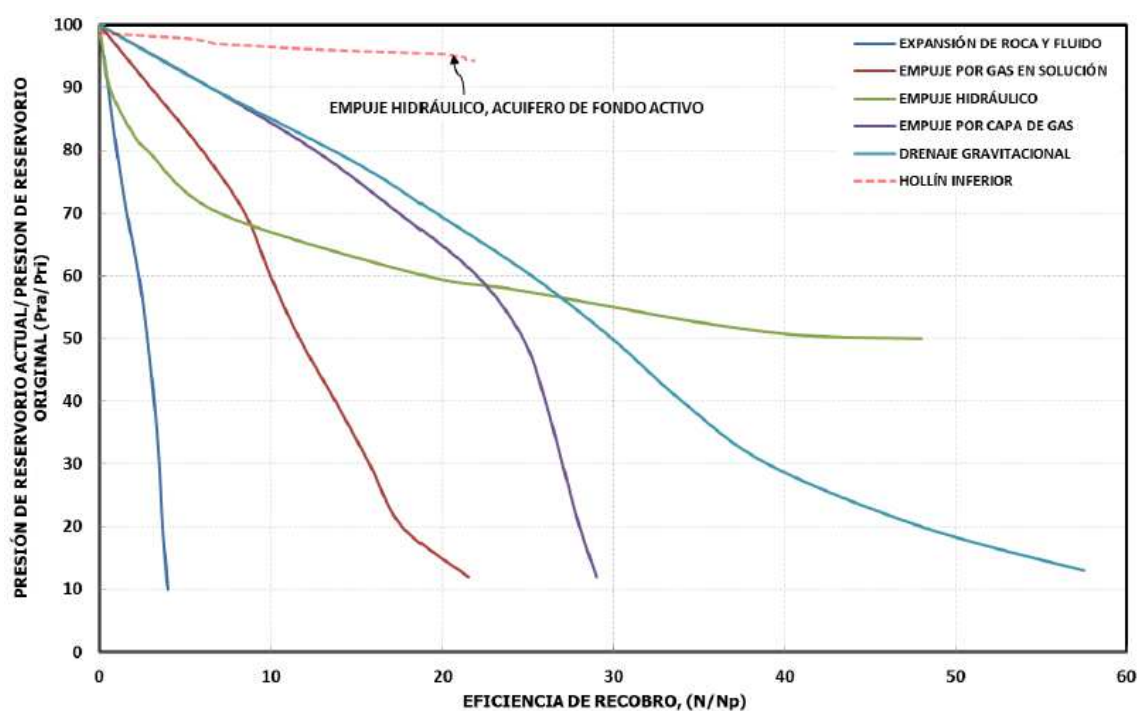
1.5.4 YACIMIENTO HOLLÍN INFERIOR

No tiene suficiente información para poder mostrar su gráfico, pero como es tradicional en la Cuenca Oriente, el yacimiento Hollín Inferior presenta una gran expansión areal y un acuífero activo en el fondo el cual constituye el principal mecanismo de desplazamiento, a la vez que mantiene de forma efectiva la presión en este yacimiento.

1.5.5 YACIMIENTO HOLLÍN

Se ha identificado como mecanismo de producción la combinación de un acuífero de fondo activo y empuje hidráulico, esto se corrobora a través de la producción de agua. La **figura 1.7** nos indica el mecanismo de producción del reservorio Hollín.

FIGURA 1.7 MECANISMO DE PRODUCCIÓN, RESERVORIO HOLLÍN



Fuente: EP Petroecuador.

1.6 RESERVAS

1.6.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS

Para analizar el concepto de reservas se establece que los yacimientos son cuerpos de roca con comunicaciones hidráulicas en donde se encuentra hidrocarburo. Las fuerzas capilares y gravitacionales controlan la distribución de los fluidos (petróleo, agua y gas), que al ser perturbadas sus condiciones de presión iniciales mediante la

perforación de pozos, expulsan parte de su contenido inicial hacia el pozo y luego a la superficie.

En términos generales, a las reservas se las considera como el volumen de hidrocarburo existente en un yacimiento y que es factible de recuperar.

Existen diferentes tipos de reservas como son:

- Reservas probadas
- Reservas probables
- Reservas posibles o potencial geológico

1.6.1.1 Reservas Probadas

“Es el volumen de hidrocarburos, medido a condiciones de superficie, que puede ser extraído como resultado de la producción técnicamente rentable, a partir de las condiciones originales del yacimientos y hasta las de abandono, considerando el métodos volumétrico como disponible para realizar la evaluación “.

Sin embargo, de acuerdo a los intereses y operaciones desarrolladas en el Campo, se empleara el método Volumétrico y las Curvas de Declinación; debido a que los modelos de producción en base a las estadísticas de los mismos han reflejado valores más aproximados.

1.6.1.2 Reservas Probables

“Es el volumen de hidrocarburos, medido a condiciones de superficie, que de acuerdo con los estudios geológicos y de yacimientos aplicables, podrían estimarse como recuperables a la luz de las condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación”.

1.6.1.3 Reservas Posibles o Potencial Geológico

“Es el volumen de hidrocarburos que podría recuperarse de yacimientos que se cree pueden existir en áreas en que la información geológica da posibilidad de encontrar hidrocarburo, al momento de hacerse la estimación, nos permite clasificarlas con mayor grado de seguridad”.

1.6.2 CÁLCULO DE RESERVAS

1.6.2.1 Método Volumétrico

Método para calcular el volumen de petróleo presente en el yacimiento y se basa en:

- Información obtenida de Registros eléctricos y con los datos petrofísicos como porosidad y saturación de los fluidos.

Para obtener el área que se empleara en la formula se asumieron áreas de drenaje de toda la estructura del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

La distancia entre los pozos se lo obtiene de OFM (Oil field Manager): posteriormente se determina el radio de drenaje del pozo medido en pies.

Para el cálculo de reservas se emplea la siguiente ecuación.

$$POES = \frac{7758 * A * h_o * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (\text{Ec.1.1})$$

Dónde:

POES Petróleo Original in Situ.

h_o Área neta petrolífera (espesor), en ft

φ Porosidad efectiva, en %

S_w Saturación de agua en %

A Área del Yacimiento, en Acres

B_{oi} Factor Volumétrico del Petróleo, bbl/BF

Para obtener las reservas iniciales probadas (N), al petróleo original in-situ se lo multiplica por el factor de recobro. El valor de FR que se usó para cálculo de reservas fue proporcionado por Gerencia de Exploración y Producción, Área Auca para cada arena. Las reservas remanentes se las calcula con la Ecuación:

Los resultados de estos cálculos se presentan en la **tabla 1.5**:

**TABLA 1. 5 SUMARIO DE RESERVAS TÉCNICAS POR RESERVORIOA
DICIEMBRE DEL 2012**

Basal Tena	49.3	31.1	15.33	9.95
"U"	224.3	28.2	63.25	35.83
"T"	10.92	20	2.18	0.44
Hollín Superior	44.67	20.2	9.02	0.056
Hollín Inferior	18.88	30	5.66	5.34
TOTAL	348.08		95.46	51.62

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En la **Tabla 1.6** se proporciona información de las Reservas Remanentes de Petróleo hasta el 31 de diciembre del 2012.

TABLA 1. 6SUMARIO RESERVAS REMANENTES POR RESERVOIRIO A DICIEMBRE DEL 2012

RESERVOIRIO	RESERVAS REMANENTES (MMBL)	FRA (%)
Basal Tena	5.38	20.2
"U"	27.42	16
"T"	1.75	4
Hollín Superior	8.97	0.1
Hollín Inferior	0.32	28.3
TOTAL	43.84	

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

De acuerdo a datos proporcionados por ingeniería de Petróleos del área Auca perteneciente al distrito amazónico Operado por EP Petroecuador, elaboramos el siguiente cuadro correspondiente a la producción total de los pozos productores, ubicados dentro del campo Culebra, Yulebra y Anaconda en el período enero-diciembre del año 2012.

En la **tabla 1.7** se muestra el historial de producción del campo Culebra-Yulebra-Anaconda a diciembre del 2012.

TABLA 1. 7 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS RESEVORIOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

PRODUCCIÓN ANUAL ENERO-DICIEMBRE 2012												
CAMPO	POZO	ARENA	METODO	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intake	PROD. ACUM. OIL	PROD. ACUM. AGUA
CULEBRA	CUL_01	U	BES	17,00	251,88	125,94	125,94	50,00	58,00	580,00	45339,17	45339,17
	CUL_02	U	BES	14,90	299,74	258,79	40,95	13,74	53,72	299,46	93163,39	14742,73
	CUL_03	U	BES	15,00	273,63	251,74	21,89	8,00	54,00	431,46	90627,26	7880,63
	CUL_05	U	BES	18,50	292,34	284,70	7,64	2,57	52,43	601,04	102493,26	2749,74
	CUL_06	U	BES	19,10	291,17	258,53	32,64	10,75	53,49	721,07	93070,35	11750,99
	CUL_09D	U	BES	22,41	210,53	168,43	42,11	20,00	52,55	594,29	60633,05	15158,26
	CUL_12D	UI	BES	20,10	319,37	317,31	2,06	0,55	53,00	828,11	114232,31	741,02
	CUL_13H	UI	BES	19,70	495,50	481,58	13,92	3,74	47,36	508,43	173369,33	5012,12
	CUL_14D	UI	BES	18,30	173,30	168,57	4,73	2,20	685,95	665,76	60686,74	1702,46
	CUL_15D	UI	BES	18,90	163,20	14,76	148,44	18,00	52,00	986,10	5313,60	53436,93
	CUL_16H	UI	BES	18,00	576,87	551,58	25,29	4,19	51,51	815,91	198568,01	9103,99
	CUL_17D	UI	BES	20,00	414,35	412,80	1,55	0,36	50,47	640,33	148606,71	558,43
	CUL_18D	UI	BES	19,70	165,72	164,21	1,51	0,70	48,46	586,94	59116,10	543,54
											TOTAL	1245219,28

CONTINUACIÓN TABLA 1.7: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ANUAL ENERO-DICIEMBRE 2012

CAMPO	POZO	ARENA	METODO	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	PROD. ACUM. OIL	PROD. ACUM. AGUA
YULEBRA	YUL_04	UI	BES	18,78	857,46	214,36	643,09	75,00	55,00	725,00	77171,17	231513,50
	YUL_05	U	BES	18,46	948,38	175,86	772,52	81,42	56,08	953,80	63310,23	278105,77
	YUL_09D	U	BES	19,15	267,90	235,75	32,15	12,00	59,23	868,00	84869,14	11573,06
	YUL_15D	Ui	BES	18,95	192,81	188,95	3,86	2,00	54,47	740,72	68021,63	1388,20
	YUL_16D	BT	BES	19,35	149,05	119,24	29,81	20,00	50,00	505,36	42927,21	10731,80
	YUL_19D	BT	BES	17,35	191,32	78,47	112,85	57,09	51,99	656,11	28250,28	40624,82
	YUL_20D	BT	BES	19,26	424,97	421,16	3,82	0,89	55,00	938,76	151616,73	1373,79
										TOTAL	516166,37	575310,94
ANACONDA	ANA_01	U	BES	25,50	272,64	256,29	16,36	6,00	54,01	105,13	92262,96	5889,13
	ANA_06	HS	BES	29,00	339,89	330,55	9,34	2,62	53,62	656,56	118997,80	3363,43
	ANA_07	HI	JET	27,40	846,46	823,73	22,73	2,70			296543,65	8181,15
										TOTAL	507804,41	17433,71

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

CAPÍTULO II

TEORÍA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

2.1 DEFINICIÓN DE FRACTURA

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y posterior ruptura.

La ejecución de una fractura hidráulica involucra la inyección de fluidos a una presión suficientemente alta para causar la fractura de la formación.

La presión de fractura, a menudo conocida como la presión de fraccionamiento, la roca se abre. Cuando los fluidos adicionales son inyectados, la abertura se extiende y la fractura se propaga.

2.2 OBJETIVO DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA

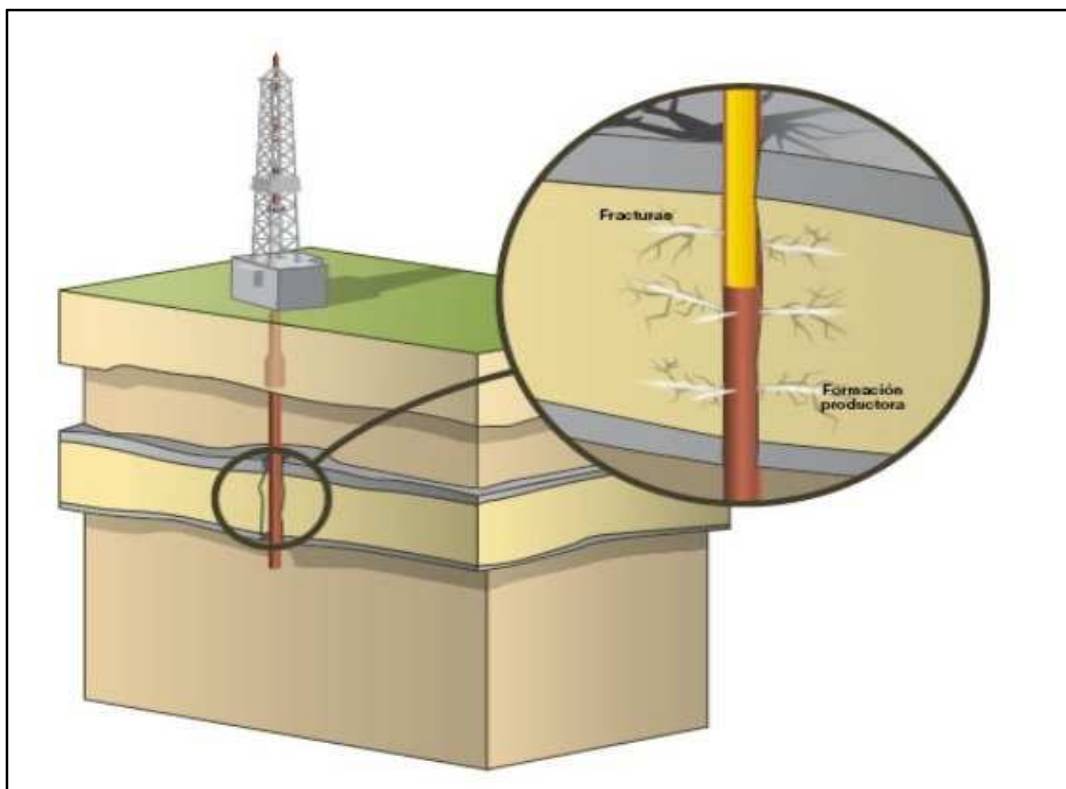
Como principal objetivo de una fractura hidráulica se tienen los siguientes aspectos:

- Mejorar la producción del pozo.
- Desarrollar reservas adicionales.
- Sobrepasar zonas altamente dañadas.
- Reducir la deposición de asfáltenos.
- Controlar la producción de escamas.
- Conectar sistemas de fracturas naturales.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo.

- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Reducir la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Retardar el efecto de conificación del agua.

Una fractura hidráulica apropiadamente ejecutada resulta en un sendero conectado hacia el pozo, que tiene mayor permeabilidad (frecuentemente cinco o seis ordenes mayor que la permeabilidad del reservorio) es angosto pero puede ser extremadamente largo. La **figura 2.1** indica la forma de sendero que ocasiona el fracturamiento hidráulico.

FIGURA 2.1 ROMPIMIENTO DE LA ROCA POR FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO

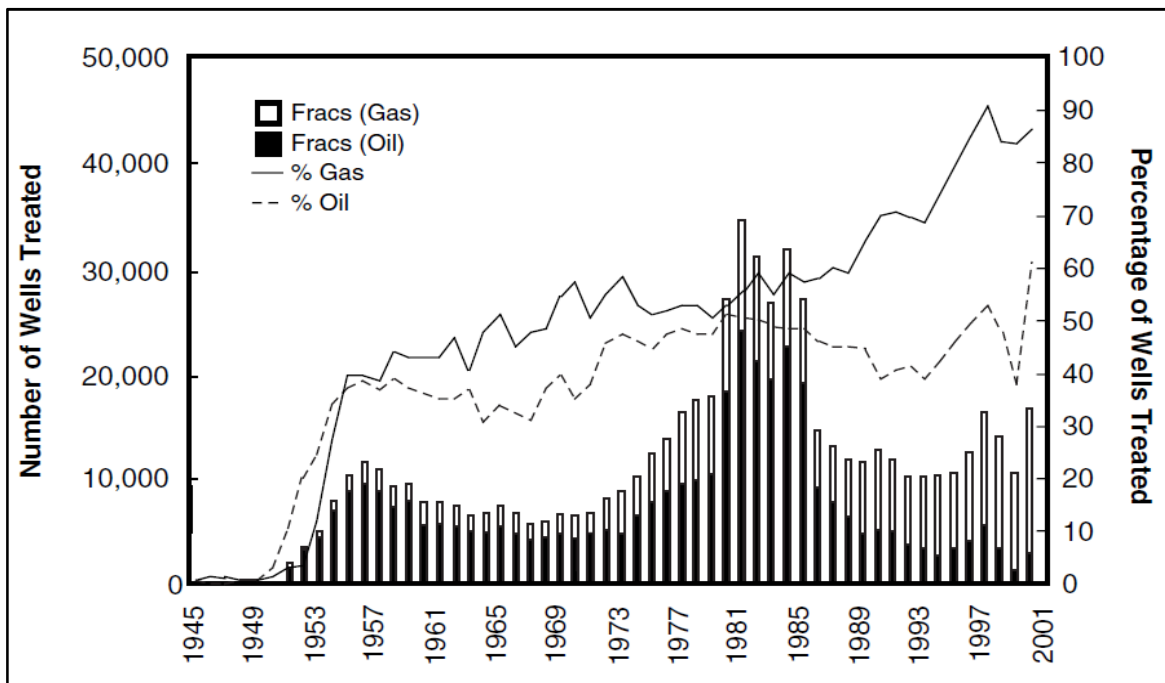


Fuente:BJServices.

Los ancho típicos promedio de una fractura hidráulica son de 0,25 pulgadas o menos, mientras la longitud efectiva puede ser de 300 pies de punta a punta. En una formación de 100 pies de espesor esta estructura angosta expondría el orificio del pozo a un área de fractura a formación de 30.000 ft².

La **figura 2.2** muestra los resultados de números de pozos tratados con fracturamiento hidráulico de pozos alrededor del mundo.

FIGURA 2. 2 NÚMERO Y PORCENTAJE DE POZOS FRACTURADOS

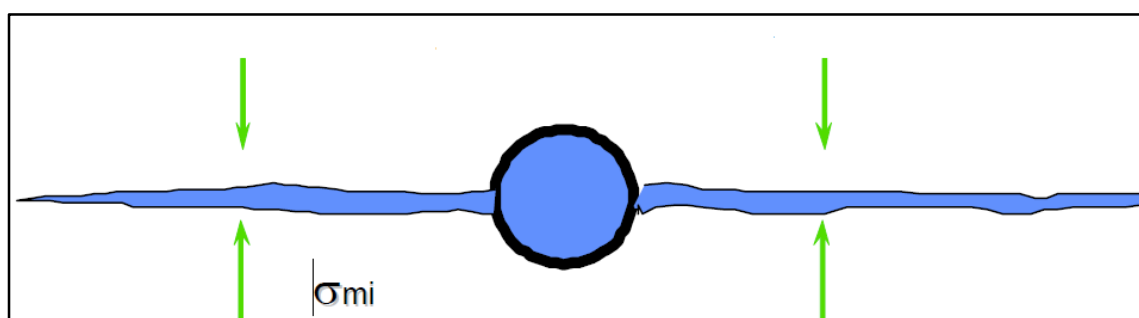


Fuente: Schlumberger

Un reservorio a profundidad está bajo un estado de esfuerzo. Esta situación puede estar caracterizada por los vectores de estrés. En un ambiente geológicamente estable. Tres esfuerzos principales pueden ser identificados, sus direcciones coinciden con la dirección donde todos los esfuerzos de corte desvanecen, usualmente estas direcciones son verticales y dos horizontales, del esfuerzo mínimo y del esfuerzo máximo horizontal.

Una fractura hidráulica será normal para el más pequeño de los tres esfuerzos porque se abrirá y desplazará la roca contra la menor resistencia. En la mayoría de los reservorios a ser fracturados hidráulicamente, el esfuerzo horizontal es más pequeño, conduciendo a fracturas hidráulicas verticales, como indica la **figura 2.3**.

FIGURA 2. 3 ESFUERZO MÍNIMO



Fuente: BJ Services.

2.3 LONGITUD DE FRACTURA DESEABLE EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO

Supongamos que gráficamente un reservorio es como un campo y la fractura es una carretera que conecta puntos apartados. En un campo con el sistema excelente y denso de amplias carreteras (análogo de reservorio de alta permeabilidad), con relación al mejoramiento del flujo de tráfico requeriría de vías aún más amplias y rápidas.

Esto se traduce en fracturas de alta permeabilidad, la relación de la permeabilidad de fractura con la permeabilidad de reservorio es proporcional a la conductividad de fractura, por lo tanto en reservorios de permeabilidad moderada a alta (que son candidatos para fracturar hidráulicamente) la conductividad es necesaria mientras la longitud de fractura es de importancia secundaria.

Lo contrario en un campo con un sistema escaso y pobre de vías (análogo de baja permeabilidad), se requeriría un largo camino que conecte lo mejor posible desde la

cara del pozo hasta el extremo más distante del pozo, dicha carretera larga podría causar una mejora en el fluido de tráfico. En realidad, mientras el sistema de vías sea peor, mayor serían los requisitos relativos de la nueva vía. Por analogía, la longitud de fractura en un reservorio de inferior permeabilidad es la prioridad; así en el diseño de una fractura hidráulica estos requisitos deben ser tomados en cuenta.

Sin embargo, como en el caso de incremento de producción posterior al tratamiento y la influencia de la permeabilidad de reservorio, la geometría de la fractura es afectada por el estado de esfuerzo y las propiedades de la roca.

2.3.1 MODELOS DE FRACTURA

2.3.1.1 Modelación de Geometría de Fractura

Después del inicio de la fractura, la inyección adicional de fluido resultara una propagación de fractura. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de las rocas, las propiedades del fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (cantidad, presión) y la distribución de esfuerzo en el medio poroso.

En la descripción de propagación de fractura, que es un fenómeno particular complejo que requiere dos tipos de leyes:

- Ley de conservación del momento, masa y energía y
- Ley de criterios para propagación, por ejemplo, que causa que la punta de la fractura avance, lo que sería referente a interacciones de roca, fluido y distribución de energía.

El cálculo de la geometría de fractura es esencialmente una aproximación, debido a que se supone que el material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, lo cual sucede en un material ideal.

Los modelos de fracturamiento hidráulico los podemos dividir en tres familias:

- Modelos de dos dimensiones (2-D)
- Modelos en pseudo-tridimensionales (p-3-D)
- Modelos tridimensionales (3-D)

2.3.1.2 Modelos en Dos Dimensiones

Determinan el ancho (W) y la longitud de la fractura (X_f), la hipótesis genera un paralelepípedo.

2.3.1.2.1 PKN (*Perkins-Kern y Nordgren*)

Para longitudes de fracturamayores que la altura de la fractura.

$$x_f \gg h_f$$

2.3.1.2.2 KGD (*Kristianovic-Zheltoy y Geertsma de Klerk*)

Para longitudes de fracturamenores que la altura de la fractura.

$$h_f \gg x_f$$

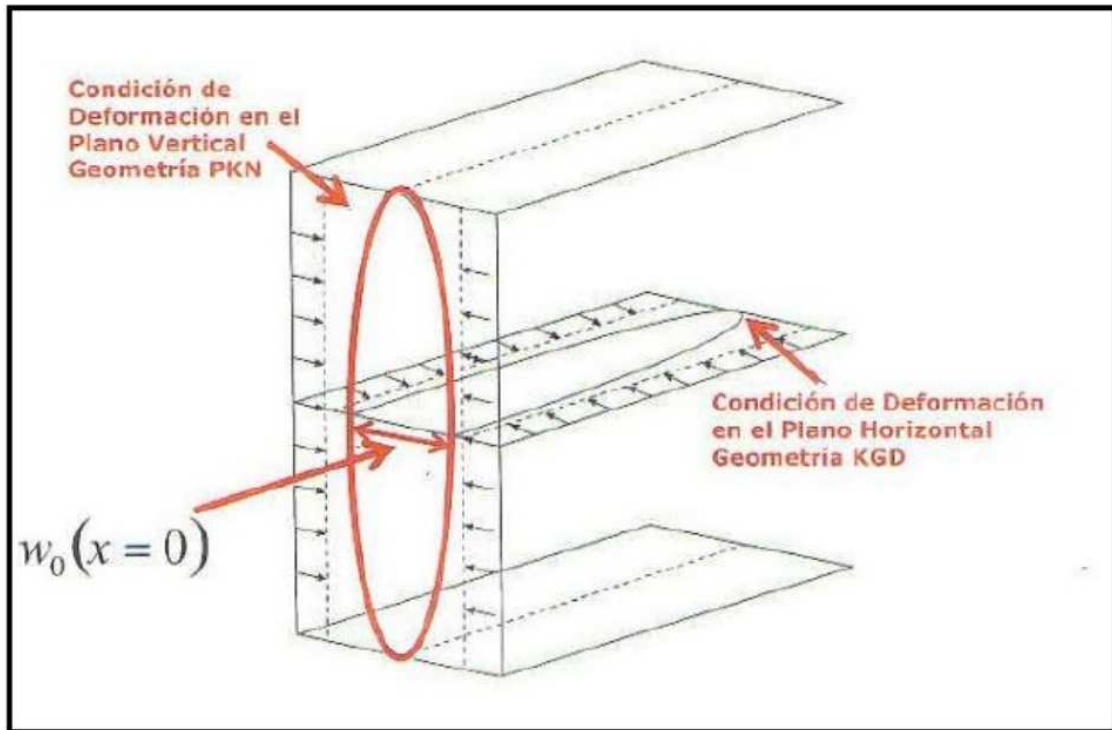
2.3.1.2.3 Modelo radial

La altura es igual a dos veces la longitud de fractura.

$$2x_f = h_f$$

La **figura 2.4** Nos muestra el modelo de dos dimensiones PKN.

FIGURA 2.4 MODELO DOS DIMENSIONES PKN

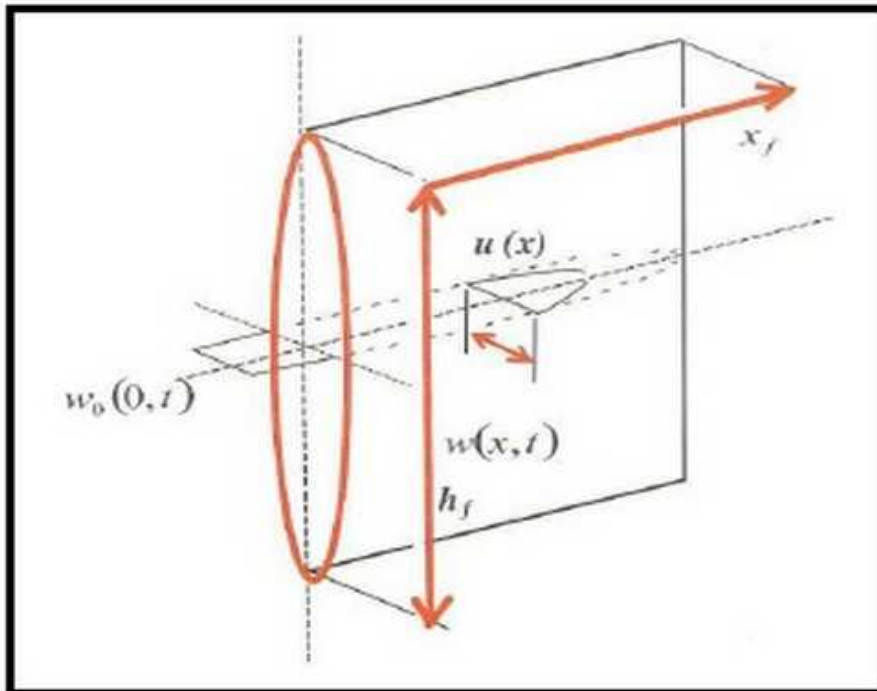


Fuente: BJ Services.

2.3.1.2.4. Modelo PKN

La **figura 2.5** Considera la fractura de una forma elíptica en el eje vertical del pozo, la cual lo describe el modelo PKN.

FIGURA 2. 5 MODELO PKN CON LA FRACTURA EN FORMA ELÍPTICA



Fuente: BJ

Services.

2.3.1.3 Modelo en tres dimensiones

Responde a las limitaciones de los modelos 2-D en relación a la forma de fractura en cuanto tiene que ver con la altura de esta.

El modelo PKN que está ilustrado en la figura anterior tiene una forma elíptica en el orificio del pozo. El ancho máximo está en la línea central de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo.

2.3.1.4 Modelo PKN para Fluido Newtoniano

Para un fluido Newtoniano el ancho máximo es cuando la longitud de fractura media es igual a x_f y está dada por:

$$w_{\max} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad \text{(Ec.2.1)}$$

Dónde:

w_{\max} Es el ancho máximo de fractura, en pulgadas

G Es el modulo elástico de corte

q_i Es el caudal de inyección, en bls

ν Es la relación de Poisson

x_f Es la longitud de fractura media, en ft

μ Es la viscosidad, en cp

De aquí G es el modulo elástico de corte y está relacionado con el módulo de Young E y está dada por:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad \text{(Ec.2.2)}$$

Dónde:

G Es el modulo elástico de corte

E Modulo de Young

ν Es la relación de Poisson

La ecuación es particularmente útil para entender la relación entre ancho de fractura, tratamiento, variables de viscosidad y propiedades de la roca.

2.3.1.5 Modelo PKN Para Flujo No Newtoniano

La expresión del máximo ancho de fractura con un fluido no Newtoniano, se expresa de la siguiente manera en unidades de campo:

$$w_{\max} = 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{\frac{1}{(2n'+2)}} * \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{\frac{1}{(2n'+2)}} \quad \text{(Ec.2.3)}$$

Dónde:

w_{\max} Es el ancho máximo de fractura, en ft

E Modulo de Young

q_i Es el caudal de inyección V es la relación de Poisson, en bl/s

x_f Es la longitud de fractura media, en ft

h_f Es la altura de fractura media, en ft

De aquí w_{\max} está en pulgadas, el promedio del ancho puede ser calculado multiplicando $\frac{\pi}{4} \gamma$, las variables n' y k' son propiedades reológicas de un fluido de fracturación:

n' = índice de comportamiento del fluido (adimensional)

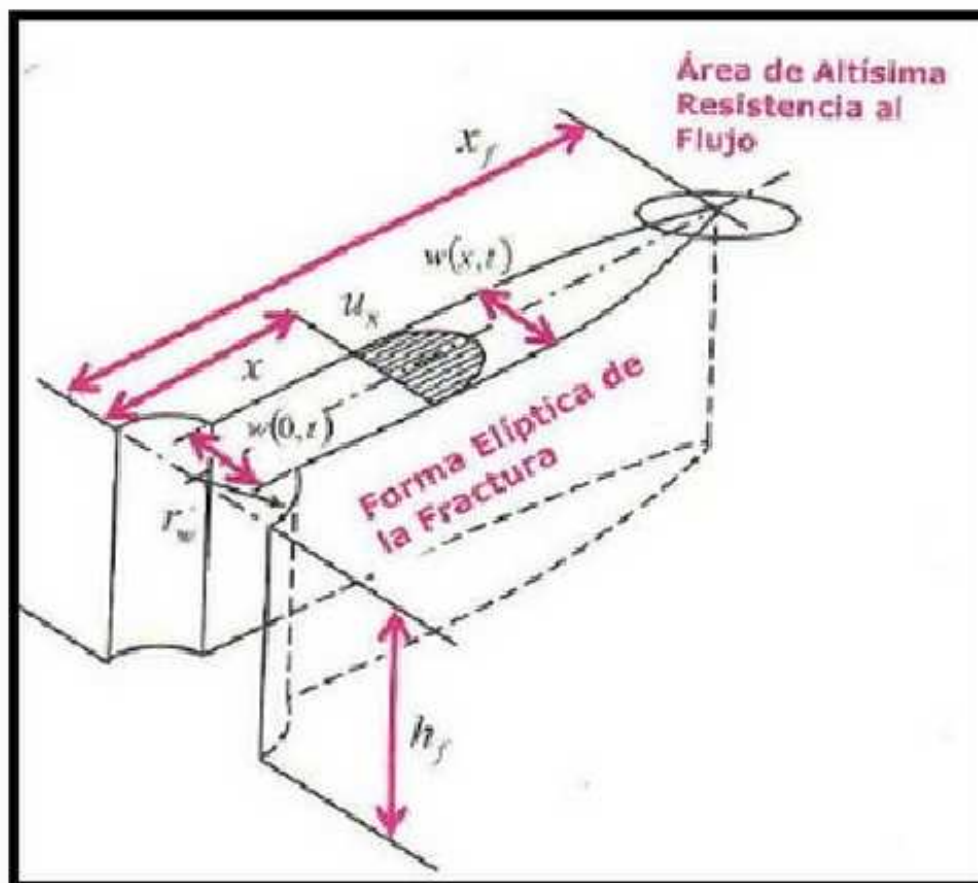
k' = índice de consistencia de fluido ($lb * seg^n / ft^2$)

2.3.1.6 Modelo GKD

Es un modelo que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de fractura donde la altura es mucho mayor que la longitud de la fractura ($h_f \gg x_f$), de tal forma, este modelo no debería ser usado en casos donde la distancia larga de fractura sea generada:

La **figura 2.6** representa el modelo GKD.

FIGURA 2.6 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA PROPAGACIÓN DE FRACTURA CON FLUJO LAMINAR DE ACUERDO AL MODELO GKD



Fuente: BJ

Services.

Tal como se muestra en la figura la máxima anchura de fractura está regida por la siguiente ecuación:

$$\bar{w} = 2.27 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad \text{(Ec.2.4)}$$

Dónde:

\bar{w} Es el ancho máximo de fractura, en pulgadas

G Es el módulo elástico de corte

q_i Es caudal de inyección, en bls

ν Es la relación de Poisson,

h_f Es la altura de fractura media, en ft

u Es la viscosidad, en cp

En unidades de campo \bar{w} está en pulgadas:

$$\bar{w} = 0.29 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad \text{(Ec.2.5)}$$

2.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN UNA FRACTURA

2.4.1 MECÁNICA DE ROCAS

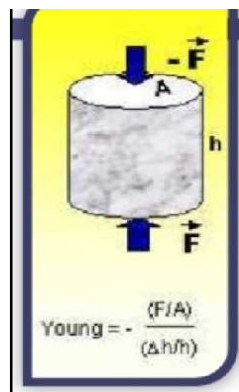
Si a una roca se le somete a una fuerza, esta se deforma, después de retirar esa carga, si recupera su forma y tamaño original se dice que la roca posee propiedades

elásticas, a la vez si quedara una deformación, a esto se lo llama deformación plástico o irreversible.

La deformación depende de las constantes elásticas del material, y el modelo más conocido es el lineal elástico, utilizado por su simplicidad, y se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformaciones (ϵ), los cuales relaciona la Ley de Hooke.

La teoría de la elasticidad es la que se ha desarrollado para determinar la relación entre esfuerzo y la deformación y se determina así como se indica en la **figura 2.7**.

FIGURA 2.7 MÓDULO DE YOUNG



Fuente: BJ Services.

Donde F representa la carga aplicada a un cilindro con longitud l y diámetro d , y A es el área del mismo:

$$A = \frac{\pi * d^2}{4} \quad \text{(Ec.2.6)}$$

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad \text{(Ec.2.7)}$$

$$\sigma = \frac{4F}{\pi d^2} \quad (\text{Ec.2.8})$$

En forma axial: $\varepsilon = \frac{\Delta l}{l}$ (Ec.2.9)

Donde l^* es la longitud, $\Delta l = l - l^*$

$$\varepsilon = \frac{l - l^*}{l} \quad (\text{Ec.2.10})$$

La conclusión de esta relación es que el material regresa a su estado natural, una vez que la acción de la fuerza de carga cesa. En el caso de la prueba de comprensión uniaxial será:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (\text{Ec.2.11})$$

Donde el coeficiente de proporcionalidad E es el módulo de Young.

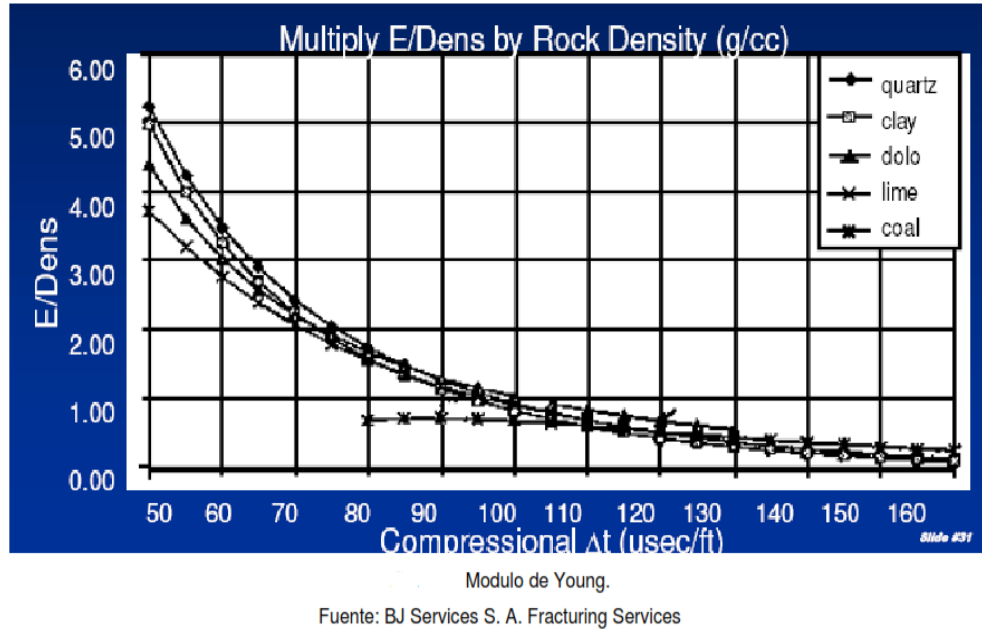
El módulo de Young mide la rigidez de la roca, a mayor valor de E , mayor es la rigidez.

Afecta directamente a la propagación de la fractura en lo siguiente:

- A valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada.
- A valores grandes resultan en una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal.

La **figura 2.8** muestra el coeficiente de proporcionalidad E en el modelo de Young por densidad de la roca.

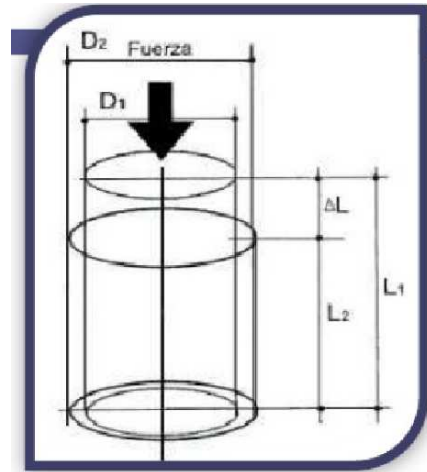
FIGURA 2. 8 COEFICIENTE DE PROPORCIONALIDAD E



Además de que una roca se comprime en una dirección, no solo se encoge a lo largo de esta dirección, sino que además se expande lateralmente.

Esto se lo realiza con la introducción de una constante llamada módulo de Poisson y se denomina con la letra (ν), la cual relaciona la deformación lateral y la longitudinal. En la que se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo, como se muestra en la **figura 2.9**.

FIGURA 2.9 GRÁFICO DEL MÓDULO DE RELACIÓN DE POISSON



Fuente: BJ Services.

Si definimos ambas deformaciones con sus respectivas ecuaciones, tenemos:

Dónde:

$$\varepsilon_1 = \frac{D_2 - D_1}{D_1} \quad \text{Deformación Longitudinal} \quad \text{(Ec.2.12)}$$

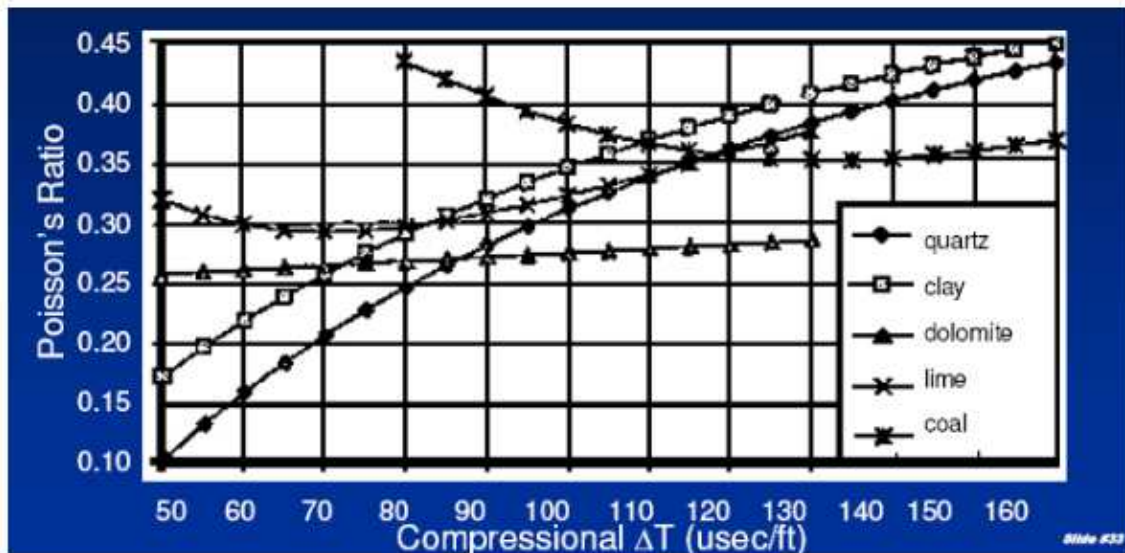
$$\varepsilon_2 = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \quad \text{Deformación Lateral} \quad \text{(Ec.2.13)}$$

El Módulo o Relación de Poisson (ν) se define como la relación entre ambas deformaciones y es siempre positiva. De allí del signo negativo en la ecuación.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} \quad \text{(Ec.2.14)}$$

Se considera el signo negativo ya que la expansión se considera negativa y la relación de Poisson es positiva. La **figura 2.10** muestra el radio de relación de deformación lateral y longitudinal.

FIGURA 2. 10 RADIO DE RELACIÓN DE DEFORMACIÓN DE MODELO DE POISSON



Modulo de Poisson.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

2.4.1.1 Compresibilidad de la Roca

La compresibilidad de la roca es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos, y esta descompresión de la roca causa un aumento del espacio poroso interconectado, y es la única fuente de producción. La **figura. 2.11** muestra un ejemplo de compresibilidad de la roca.

FIGURA 2. 11 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA



Fuente: BJ Services.

2.4.1.1.1 Compresibilidad de los Poros (C_p)

Cambio fraccional en volumen poroso de la roca con respecto al cambio unitario de presión.

$$C_p = \frac{1}{\phi} * \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad (\text{Ec.2.15})$$

2.4.1.1.2. Compresibilidad de la Roca Matriz (C_r)

Cambio fraccional en volumen de la roca sólida con respecto al cambio unitario de presión.

$$C_r = -\frac{1}{V_r} * \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec.2.16})$$

2.4.1.1.3. Compresibilidad Total de la Roca (C_b)

Cambio fraccional en volumen bruto de la roca con respecto al cambio unitario de presión.

$$C_b = \frac{1}{V_r} * \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec.2.17})$$

2.4.1.1.4. Compresibilidad del Fluido (C_f)

Cuando se extrae fluido de una roca receptora, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa y de sobrecarga que permanece constante.

Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado diferentes cambios, el cambio principal es el sufrido por los poros.

$$C_f = \frac{Cb}{\phi} \quad (\text{Ec.2.17})$$

2.4.1.1.5. Comprensibilidad de un Yacimiento (C_t)

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (\text{Ec.2.18})$$

La **tabla 2.1** Nos muestra un promedio de comprensibilidades de las arenas más comunes en nuestra Cuenca Ecuatoriana.

TABLA 2. 1 VALORES PROMEDIOS DE COMPRESIBILIDADES

TIPO DE ARENA	COMPRESIBILIDAD
Arena Consolidada	4-5x10 ⁻⁶ lpc-1
Caliza	5-6x10 ⁻⁶ lpc-1
Arena Semi-consolidada	20x10 ⁻⁶ lpc-1
Arena no Consolidada	30x10 ⁻⁶ lpc-1

Fuente: BJ Services.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

2.4.1.2 Dureza (Toughness)

Medida de la resistencia de los materiales a la propagación de la fractura, es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de ocurrir la propagación.

Nota: No es igual a la resistencia de la roca a la tensión.

$$T_o = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi a_c}} \text{ (Ec.2.19)}$$

Dónde:

T_o Esfuerzo de tensión de la roca.

a_c Área del defecto más grande.

K_{IC} Dureza de la fractura.

A la dureza también se le conoce como factor de intensidad de esfuerzos críticos.

La **tabla 2.2** nos muestra los valores de dureza más frecuentes de las formaciones.

TABLA 2. 2 INTENSIDAD DE ESFUERZOS CRÍTICOS

TIPO DE FORMACIÓN	ESFUERZO (psi-in ^{1/2})
Limonita	950-1650
Arenisca	400-1600
Caliza	400-950
Lutita	300-1200

Fuente: BJ Services.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

2.4.1.3 Sistema Roca-Fluido

Los factores que influyen en la fractura en un sistema roca fluido son los siguientes.

- Humectabilidad.
- Gravedad API.
- Composición del agua.
- Profundidad.

- Porosidad.
- Saturaciones.
- Permeabilidad.
- Presión del Yacimiento.
- WOC y GOC.
- Litología.
- Espesor.
- Temperatura.

2.4.1.4. Gradiente de fractura

Es la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación esencial para optimizar el diseño del pozo, y puede estimarse a partir de datos de los pozos de referencia. La **figura 2.12** nos muestra un ejemplo de fractura resultante en la roca.

FIGURA 2. 12 FRACTURA RESULTANTE EN LA ROCA



Fuente: BJ Services

2.4.1.5 Pruebas de Resistencia de la Formación

2.4.1.5.1 Prueba de Fuga (LOT)

Esta prueba consiste en bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación hasta crear una trayectoria de

inyección de fluido en la roca, la cual indica la presión de ruptura de la formación expresada en densidad de fluido equivalente, lbs/gal.

2.4.1.5.2 Prueba de Integridad de la Formación (FIT)

Esta prueba consiste en presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado que mostrara una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la quebrara.

2.4.1.6 Presión de Sobrecarga

Es la presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por arriba del punto de interés, y esta presión en función de los siguientes parámetros:

- La densidad total de las rocas.
- La porosidad.
- Los fluidos congénitos.

2.4.1.7 Presión de Poros

Es la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca y se relaciona con la salinidad del fluido. Los valores de presión de poros son los siguientes:

- Presión anormal de Poros \square 0.465 psi/ft.
- Presión Normal de Poros = 0.465 psi/ft.
- Presión subnormal de Poros \square 0.465 psi/ft.

2.5 DIRECCIÓN DE FRACTURA

La orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera.

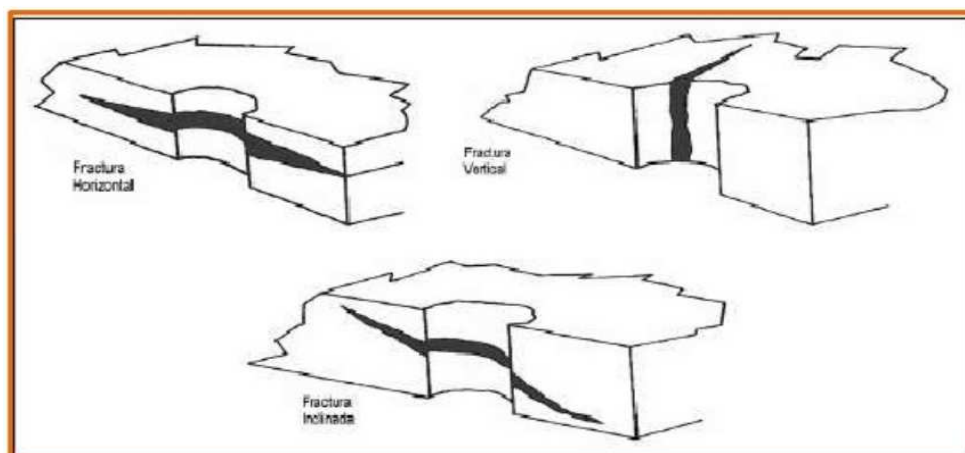
La dirección de la fractura es normal a la resistencia mínima. Esto es representado por el esfuerzo mínimo absoluto.

La orientación puede ser:

- Vertical
- Horizontal
- Inclinada

La **figura 2.13** nos indica la forma gráfica de la orientación de las fracturas.

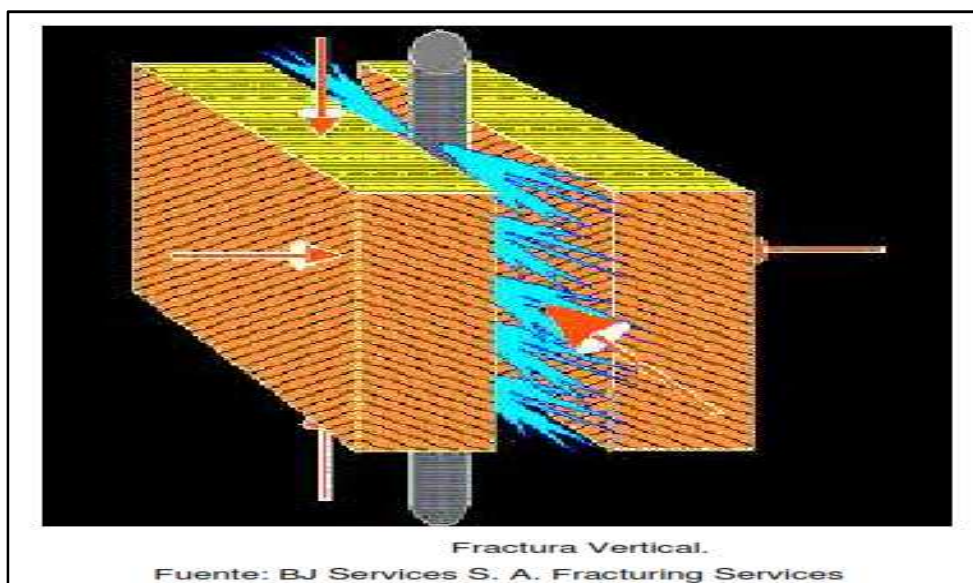
FIGURA 2. 13 FRACTURA RESULTANTE EN LA ROCA



Fuente: BJ Services

En la sección previa de abajo muestra que el esfuerzo mínimo horizontal es por definición más pequeño que el esfuerzo máximo horizontal y más pequeño que el esfuerzo vertical. Por lo tanto la conclusión sería que la fractura hidráulica debería ser vertical y normal para la dirección del esfuerzo mínimo como muestra la **figura 2.14**.

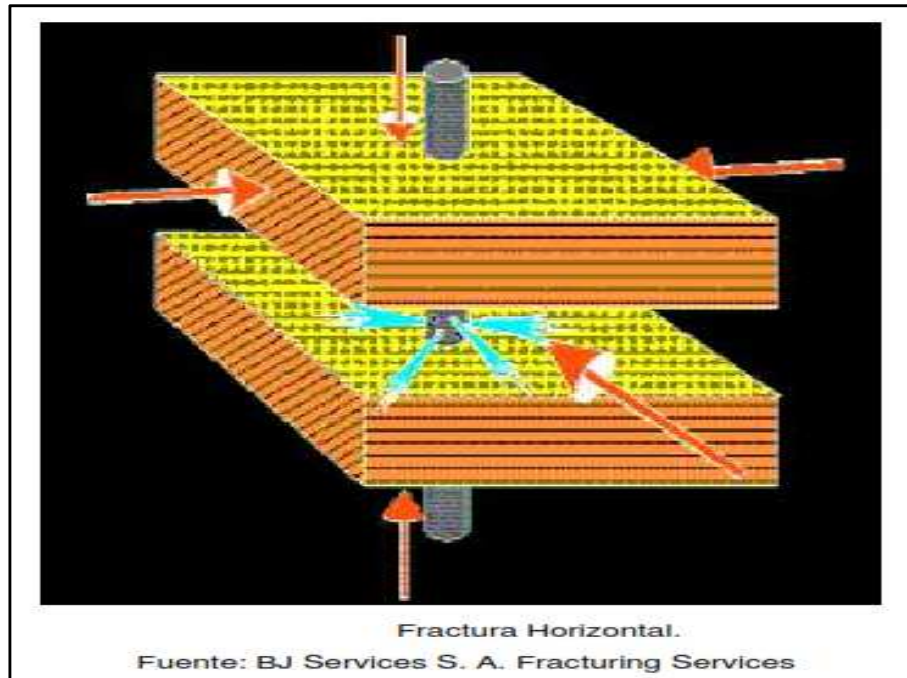
FIGURA 2. 14 FRACTURAMIENTO VERTICAL



La relación de Poisson es válida durante el depósito y los esfuerzos horizontales resultantes, contenidos dentro de los límites de rigidez. El esfuerzo vertical, siendo directamente proporcional al peso de la sobrecarga, sigue la historia (erosión, glaciación) de las capas superiores. Por lo tanto si ΔH es removida, el esfuerzo vertical a profundidad es $\{\rho g(H - \Delta H)\}$ donde H es la medida de la superficie de piso original.

Por lo tanto mientras las intersecciones de la vertical original y los esfuerzos mínimos horizontales están en la superficie de piso original, la remoción de una porción de la sobrecarga, acoplada con valores grandemente constantes del esfuerzo mínimo horizontal, resultan en la intersección de curva que marca una profundidad crítica.

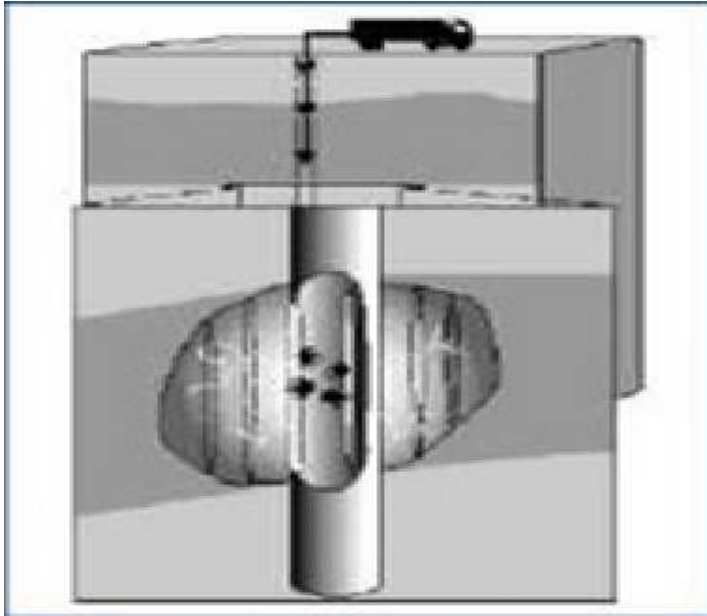
Sobre esta profundidad el esfuerzo mínimo original ya nos es más pequeño ya que los tres esfuerzos. En cambio el esfuerzo vertical es el más pequeño y la fractura hidráulica sería horizontal, levantando la sobrecarga como lo muestra la **figura 2.15**.

FIGURA 2. 15 FRACTURAMIENTO HORIZONTAL

Es importante resaltar que la orientación de la fractura está íntimamente ligado al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera, además que la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular al esfuerzo mínimo.

Por lo tanto si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece como lo indica la **figura 2.16**.

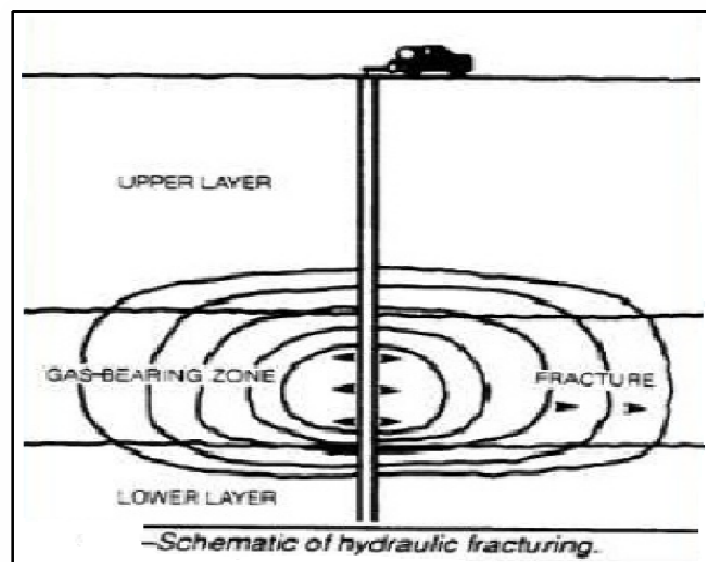
FIGURA 2. 16 PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA



Fuente: BJ Services.

Y si la formación es homogénea, el crecimiento tiende a ser radial como lo representa la **figura 2.17**.

FIGURA 2. 17 FORMACIÓN HOMOGÉNEA



Fuente: BJ Services.

2.6 FLUIDOS Y APUNTALANTES

2.6.1 FLUIDO FRACTURANTE

Un tratamiento de fracturamiento consiste con el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un gasto mayor que pueda admitir matricialmente la roca, y la inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo acarree y evitar al término del tratamiento el cierre de la fractura, dejando un empaque altamente permeable.

El fluido recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido se le conoce con el nombre de agente apuntalante.

2.6.1.1 Propiedades del Fluido Fracturante.

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

2.6.1.2 Fracturamiento con Apuntalante

Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico el agente apuntalante o sustentante es el único que debe permanecer en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de formación hacia el pozo, la **figura 2.18** muestra un ejemplo de apuntalante.

FIGURA 2. 18 MATERIAL APUNTALANTE



Fuente: BJ Services.

2.6.1.3 Factores que afectan la Conductividad de una Fractura.

Los factores que afectan la conductividad de fractura son:

- Composición.
- Propiedades físicas.
- Permeabilidad empacada del apuntalante.
- Efectos de la concentración de polímeros después del cierre de la fractura.
- Movimiento de finos de formación en la fractura.
- La degradación del apuntalante a lo largo del tiempo.

2.6.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE UN APUNTALANTE

Las propiedades físicas que debe tener un apuntalante y que impactan en la conductividad de la fractura son:

- Resistencia.

- Distribución y tamaño del grano.
- Cantidad de finos e impurezas.
- Redondez y esfericidad.
- Densidad.

2.6.2.1 Tipos de Apuntalantes

Entre los tipos de apuntales existen los naturales y los sintéticos.

2.6.2.1.1 Apuntalante Natural

Estos tipos de apuntalantes principalmente se encuentran en las arenas de sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre de fractura, hasta un límite de 4000 psi.

2.6.2.1.2 Apuntalante Sintético

Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación, y en la actualidad pueden resistir esfuerzos de cierre hasta de 14000 psi.

2.6.2.2 Características de los Apuntalantes

- Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento, este será el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos hacia el pozo. Además va a crear una conductividad en la formación.
- Una vez concluido el bombeo, los apuntalantes deben estar diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se debe seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que de no ser así el esfuerzo de cierre lo trituraría.
- Su uso debe evaluarse en función de la formación a apuntalar y a las

dificultades de transportar y colocar el apuntalante.

- El tamaño y el tipo se determina en términos de costo-beneficio.
- Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan un empaque más permeable, ya que la permeabilidad se incrementa con el cuadrado de diámetro del grano.
- Los apuntalantes de tamaño grande pueden ser menos efectivos en pozos profundos porque son más susceptibles de ser aplastados, ya que los esfuerzos de cierre son mayores (a medida que el tamaño del grano se incrementen disminuye su resistencia).
- Los apuntalantes grandes presentan un mayor problema en su colocación por dos razones: se requiere una fractura ancha para los granos mayores y el ritmo de colocación de las partículas aumenta con el incremento del tamaño.
- Las formaciones sucias o sujetas a migración de finos son poco indicadas para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, causando taponamiento parcial y rápidas reducciones en la permeabilidad. En estos casos, más adecuado es usar apuntalantes más pequeños que resistan la invasión de finos.

2.7 FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS

Entre los fluidos fracturantes se encuentra la espuma, ya que por sus propiedades es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua.

2.7.1 PROPIEDADES DEL FRACTURAMIENTO CON ESPUMA

- Baja permeabilidad de filtrado.
- Baja pérdida de presión por fricción.
- Alta viscosidad en la fractura inducida.
- El daño a la formación es prácticamente nulo, debido a que el líquido filtrado

es mínimo y sin residuos.

- Limpieza rápida después de la intervención.

2.7.2 CARACTERÍSTICA DE LA ESPUMA

- La calidad de la espuma usada es de 70 al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta.
- Debajo del 65% de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95% se convierte en niebla.
- Su aplicación se ve limitada, puesto que a temperaturas mayores de 80°C se tornan inestables.

2.8 FRACTURAMIENTO ÁCIDO

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos con ácido clorhídrico, este ácido clorhídrico es inyectado a la formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas existentes.

El ácido fluye de manera no uniforme en la fractura, disolviendo la roca en la cara de la misma, la longitud de la fractura depende del volumen de ácido, ritmo de reacción, y pérdidas de filtrado.

2.8.1 FACTORES QUE CONTROLAN LA EFECTIVIDAD DE UN FRACTURAMIENTO ÁCIDO

Entre los factores que controlan la efectividad de fracturamiento ácido tenemos los siguientes:

2.8.1.1 Longitud de la Fractura Efectiva

Está controlado por pérdidas de fluido, ritmo de reacción, y gasto de ácido en la fractura.

2.8.1.2 Conductividad de la fractura

Este parámetro determina la efectividad de la misma, depende del ritmo de reacción del ácido con la formación y en la forma que éste graba las caras de la fractura al terminar el tratamiento.

2.9 GELES DE FRACTURAMIENTO MÁS COMÚNES

Los fluidos más comunes es la gelatina, ya sea base agua o aceite, y se utiliza como colchón cuya finalidad es crecer y propagar la fractura para obtener una mayor propagación.

Este fluido debe ser compatible con el fluido de formación y compatible con la roca, además no debe generar ninguna emulsión con el petróleo o agua de formación, no debe generar un bloque en el caso de yacimientos de gas seco, no debe reaccionar químicamente con la roca y no debe desestabilizar las arcillas.

El gel de fractura debe generar un ancho suficiente de fractura para que el agente de sostén penetre la longitud deseada.

Este gel debe ser capaz de transportar el agente sostén durante todo el tiempo que dura la operación, ya que a mayor profundidad se requiere que la viscosidad aumente para mantener la capacidad de transporte del agente sostén.

La **tabla 2.3** muestra la diferencia entre el gel base agua y gel base aceite.

TABLA 2. 3 DIFERENCIA ENTRE FLUIDOS FRACTURANTES

FLUIDOS FRACTURANTES	
BASE AGUA	BASE ACEITE
Bajo costo	Causan menor daño a la formación
Alto desempeño	El flujo de retorno es incorporado directamente a la formación
Polímeros solubles para aumentar viscosidad	Alto impacto al medio ambiente
Fácil manejo	Transporte de arenas muy bajo (3-4 lb/gal)
Adelgazamiento de la solución a altas temperaturas	Baja conductividad de la fractura generada
Problemas en formaciones reactivas	

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Para cumplir estos requisitos aparentemente contradictorios, la investigación activa ha identificado un número de aditivos para modificar las propiedades del fluido en el tiempo apropiado durante la ejecución de la fractura.

2.10 POLIMEROS VISCOSIFICANTES

Existen distintos tipos, derivados de la goma natural “guar” o derivados celulósicos. En este aspecto el avance tecnológico ha permitido el desarrollo de nuevos fluidos fracturantes, básicamente podemos nombrar los siguientes:

2.10.1 CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS VISCOSIFICANTES

2.10.1.1 Goma Guar: Es un polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene una alta afinidad con el agua, ya que al agregar agua se hincha y se hidrata.

2.10.1.2 El HidroxipropilGuar (HPG): Se deriva del Guar con Óxido de Propileno y contiene de 2 a 4% de residuos insolubles; es más estable que el Guar a temperaturas mayores (pozos \square 150°C) y es más soluble en alcohol.

2.10.1.3 El CarboximetilhidroxipropilGuar (CMHPG): Es un doble derivado del Guar y es el primer polímero usado para pozos de baja temperaturas. Para este tipo de trabajos es activado con aluminatos que lo hacen más económicos que un fluido HPG activados con zirconatos otitanatos.

2.10.1.4 Hidroxietelcelulosa (HEC) o de Hidroxipropil celulosa (HPC): Son utilizados cuando se requiere un fluido muy limpio.

2.10.1.5 Carboximetilhidroxietel Celulosa (CMHEC): Se forma al activar suavemente el HEC agregando el grupo carboximetil en ambientes con Ph 2-4.

2.10.1.6 La Goma Xantana: Es un biopolímero producido metabólicamente por el microorganismo xantosomas campestres; suspenden mejor la arena que HPG.

2.10.1.7 Fluidos de Nueva Generación: Actualmente hay en el mercado fluidos fracturantes más limpios y ecológicos, de baja carga polimérica que aumentan la conductividad de la fractura y la viscosidad la genera el agua en presencia de un electrolito (cloruro de potasio o de amonio) y de un surfactante visco elástico (VES), y esta no requiere de quebradores.

2.11 ADITIVOS DE FLUIDOS MÁS COMUNES

2.11.1 ACTIVADORES DE VISCOSIDAD

Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad, activando el fluido. Entre los más comunes se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos.

2.11.2 QUEBRADORES

Reducen la viscosidad del sistema fluido-apuntalante, partiendo el polímetro en fragmentos de bajo peso molecular. Los más usados son los oxidantes y las enzimas.

2.11.3 ADITIVOS PARA PÉRDIDA DE FILTRADO

Tiene un buen control de pérdida de filtrado, es esencial para un tratamiento eficiente. La harina sílica es un aditivo efectivo de pérdidas de filtrado.

2.11.4 BACTERICIDAS

Previenen la pérdida de viscosidad causadas por las bacterias que degradan el polímetro.

2.11.5 ESTABILIZADORES

Se adicionan al gel lineal (fluido fracturante sin activar) para proporcionar mayor estabilidad al fluido cuando se tiene altas temperaturas de operación.

2.11.6 SURFACTANTES

Son usados principalmente para estabilizar emulsiones de aceite en agua y para reducir las tensiones superficiales o interfaciales.

Promueven la limpieza del fluido.

2.12 PRESIONES DE ESTIMULACIÓN

2.12.1 PRESIÓN DE FRACTURA

La presión de fractura en el fondo del pozo es igual a la presión de tratamiento en superficie más la presión hidrostática y menos la caída de presión total.

$$BHFP = STP + Ph - Pf \text{ (Ec. 2.20)}$$

Dónde:

BHFP Es la presión de fractura.

STP Es la presión de tratamiento en la superficie.

Ph Es la presión hidrostática.

Pf Es la caída de presión total.

2.12.2 CAÍDA DE PRESIÓN TOTAL

La caída de presión total es igual a las pérdidas de presión en la tubería más las pérdidas de fricción en las perforaciones y más las pérdidas de fricción cerca del pozo.

$$Pf = Pf_{pipe} + Pf_{perfs} + Pf_{nwb} \text{ (Ec. 2.21)}$$

Dónde:

Pf Caída de presión total.

Pf_{pipe} Pérdidas de presión en la tubería.

Pf_{perfs} Perdidas de presión por fricción en las perforaciones.

P_{fnwb} Pérdidas de presión por fricción cerca del pozo.

2.12.3 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática es igual a un factor de conversión (0.052) multiplicado por la profundidad vertical y multiplicada por la densidad del fluido.

$$PH = \rho_{fluido} * LF * 0.052 \text{ (Ec. 2.22)}$$

Dónde:

PH Es la presión hidrostática en lb/gal * ft.

ρ_{fluido} Es la densidad del fluido en lb/gal.

LF Es el valor de la profundidad vertical en ft.

Nota: Tanto la pérdida de fricción en la tubería como la pérdida de presión en los perforados se determinan por pruebas de laboratorio.

CAPÍTULO III

DETERMINAR LOS POZOS DE LA ARENA UI DE BAJAS PERMEABILIDADES Y ALTOS DAÑOS MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN.

3.1 INTRODUCCIÓN

3.1.1 DEFINICIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión miden variaciones de presión en el tiempo en los pozos del yacimiento del cual está produciendo, y nos permite estimar propiedades de la roca, y del fluido. La información que se puede obtener de estas pruebas son las siguientes: presión del reservorio, permeabilidad, daño a la formación, estimulación, discontinuidad del reservorio, entre otros. Toda esta información será necesaria para ayudar a analizar, mejorar y pronosticar el desempeño del reservorio.

La prueba de presión transitoria es una de las formas más importantes de diagnóstico, y al momento resulta indispensable para un correcto análisis del reservorio.

También se debe tener en cuenta que si se observa que está declinando rápidamente la producción en un pozo, previo a tomar una prueba de presión que requiere su cierre debemos evaluar el estado mecánico del pozo, saber si está en buenas condiciones, entonces proceder a tomar la prueba de presión para determinar de manera segura el problema del reservorio.

3.1.2 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

También se las conoce como pruebas de Build up (B'UP). Siendo hasta la actualidad una de las pruebas más utilizadas en la industria petrolera. El análisis en esta prueba se facilita si el tiempo de producción es suficiente, esto ayudara a alcanzar un drenaje adecuado y es más confiable.

El proceso de estas pruebas es: tener el pozo en producción constante por un tiempo específico y luego cerrarlo hasta alcanzar el periodo de pseudoestabilización. Durante este periodo de producción y de cierre se procede a grabar las presiones con un elemento electrónico, el mismo es asentado en el fondo del pozo, ya sea en una camisa o en un No-go.

Las pruebas B'UP son muy recomendables tomar antes y después de realizar una estimulación al pozo, para verificar si los resultados son los esperados; también es recomendable hacer esta prueba cuando el pozo va a ser cerrado para reparaciones o por motivos externos, de esta manera se aprovecha este cierre de producción, lo cual no causaría pérdidas de producción, ya que es la razón más común por la cual no se realizan pruebas de B'UP.

3.1.2.1 Métodos de análisis

- Convencionales: Horner, MDH, MBH, Muskat.
- Curvas tipo: All Hussainy et al, Gringarten et al, Bourdet et al (derivada).
- El método de Horner se lo analiza en un gráfico semi-log, P_{ws} vs. $(t_p + \Delta t) / \Delta t$.
- El método de MDH (Miller, Dyes y Hutchinson) se analiza con el grafico semi-logarítmico P_w vs. Δt .

- La técnica de MBH (Matthews, Brons, Hazebroek) proporciona una forma de estimar la presión promedio de un pozo, este método considera la forma del área de drenaje.
- El método de Muskat, sirve para determinar la presión promedio del yacimiento mediante el gráfico semi-log $P - P_{ws}$ vs. Δt , en la LTR (región de tiempos tardíos).

3.1.2.2 Resultados que se obtienen de los análisis de Presión

- Presión del área de drenaje, P_r
- Presión inicial del yacimiento, P_i . (Horner)
- Radio de investigación, r_i (MDH)
- Daño o estimulación, S (Horner, MDH, derivada)
- Permeabilidad promedio de la formación, k (Horner, MDH)
- Efecto de almacenamiento, C (derivada)
- Heterogeneidades o límites del reservorio.

3.2 FUENTES DE DATOS

3.2.1 UNIDAD MTU

Las unidades MTU (mobile test unit), son equipos transportables que proporcionan todas las facilidades para ejecutar evaluaciones y/o producción de pozos utilizando el sistema de bombeo hidráulico con bombas jet.

Cada unidad puede proporcionar un caudal de inyección de hasta 2400 BFPD, a una presión máxima de 3800 psi.

3.2.2 PROCESAMIENTO DE DATOS

Las pruebas de presión transitorias son conducidas como una serie de eventos dinámicos que nacen a partir de cambios específicos en la tasa de flujo en la superficie. Durante la interpretación es deseable analizar solamente un evento en particular o todos los eventos particularmente. El primer paso es dividir la data en periodos de flujo individuales. El inicio y fin de cada periodo debe ser especificado.

El siguiente paso es transformarla data para que pueda mostrar características identificables, sin importar el tipo de prueba. Una transformación que es norma para el análisis de pruebas de presión transitoria es la derivada de la presión. Una vez que los datos son transformados, se debe identificar los regímenes de flujo.

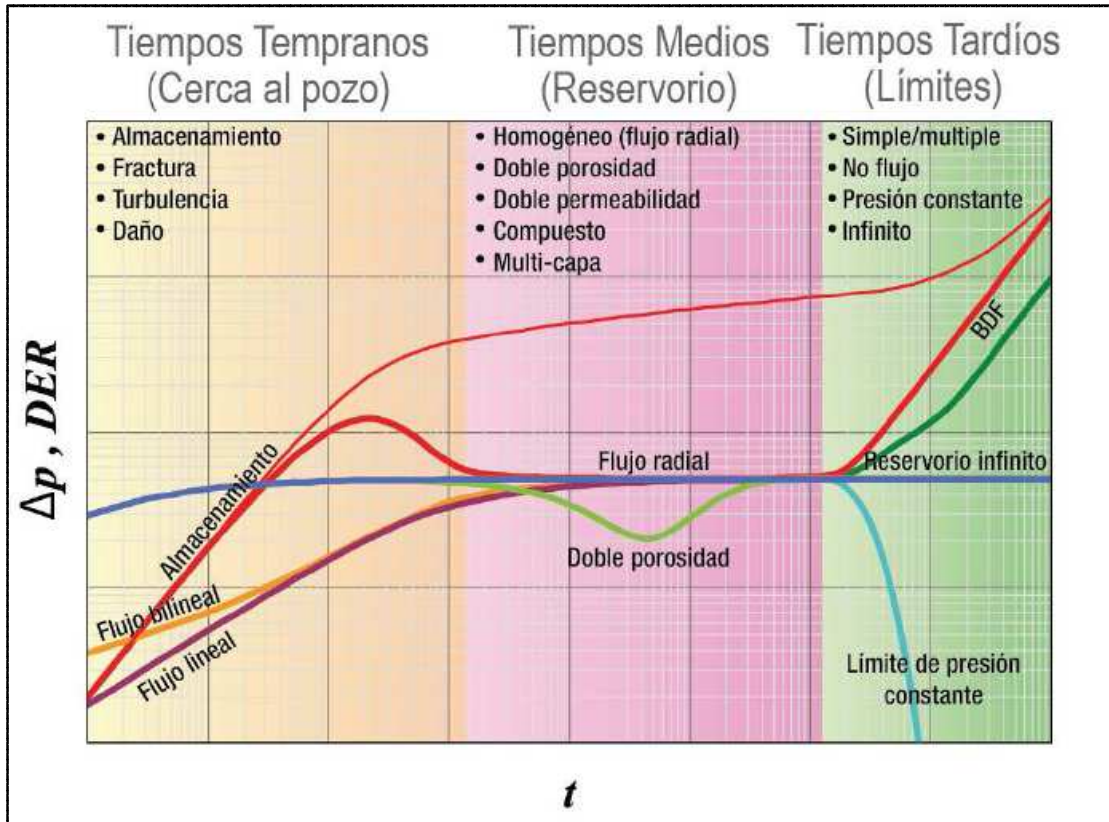
3.2.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO

Cada régimen de flujo muestra un patrón de comportamiento que lo caracteriza en los datos de la derivada de la presión; el identificar estos regímenes es importante ya que representan la geometría por lo cual se mueven las líneas de flujo en la formación donde se realiza la prueba de presión.

En el **figura 3.1** se resumen los regímenes de flujo que se observan durante una prueba de presión: almacenamiento (comprensión/expansión), radial, esférico, lineal, bilineal, doble porosidad o doble permeabilidad.

La **tabla 3.1** resume las características de cada régimen de flujo, el valor de la pendiente de la derivada, la función del tiempo con la que se lo puede analizar y el resultado que se obtiene.

FIGURA 3. 1 COMPORTAMIENTO DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

TABLA 3. 1 ANÁLISIS DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO

RÉGIMEN DE FLUJO		PENDIENTE DE LA DERIVADA	FUNCION DEL TIEMPO	RESULTADO
Almacenamiento		1	t	C, C_D
Flujo Lineal	Fractura	1/2	\sqrt{t}	$X_f \sqrt{k}$
	Pozo horizontal			$L_e \sqrt{k_y}$
Flujo Bilineal		1/4	$\sqrt[4]{t}$	$k^{1/4} \sqrt{k_f w}$
Flujo Esférico		-1/2	$1/\sqrt{t}$	$\sqrt[3]{k_x k_y k_z}$

CONTINUACIÓN TABLA 3.1 ANÁLISIS DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO			
Flujo radial vertical en pozos horizontales	0	$\log(t)$	$L_e \sqrt{k_y k_x}$
Flujo radial (comportamiento infinito)	0	$\log(t)$	kh
Flujo lineal (canales)	1/2	\sqrt{t}	$W \sqrt{k}$
Flujo dominado por los límites	1	t	V_p

Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

3.2.3.1 Tiempos témpanos (región ETR)

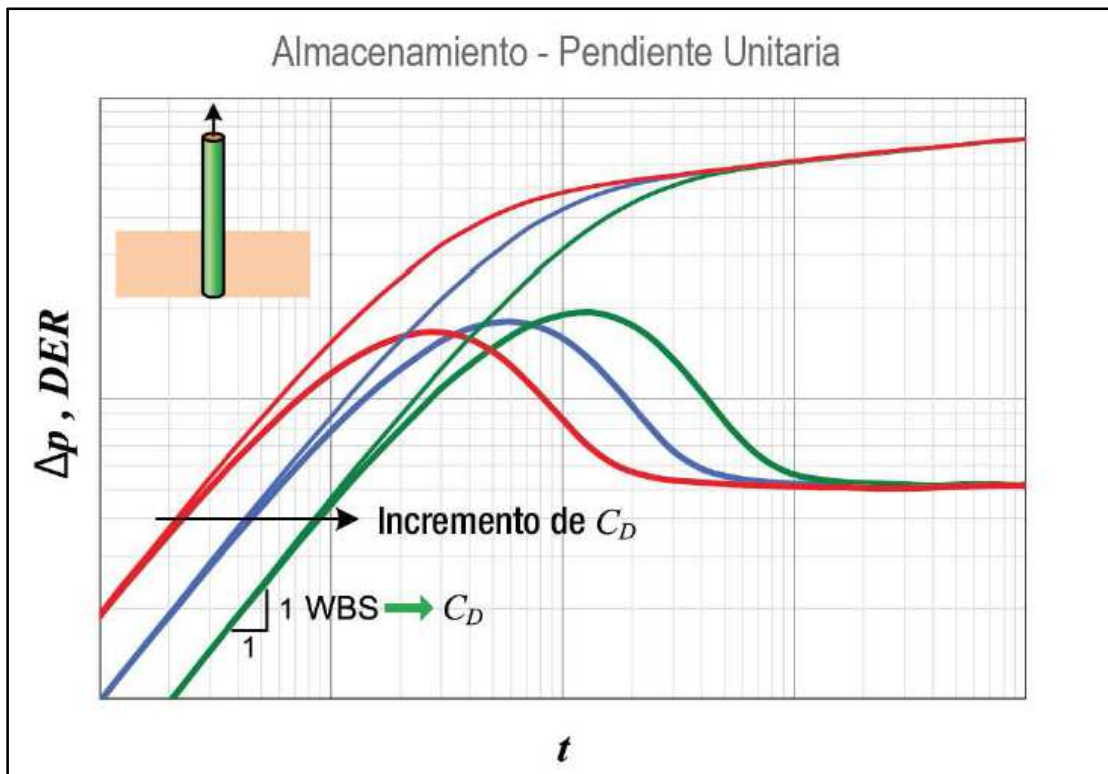
3.2.3.1.1 Almacenamiento

En la mayoría de los casos la válvula usada para abrir y cerrar el pozo no se encuentra exactamente a la profundidad del reservorio, generalmente se encuentra en la superficie. Aun en el caso de cierre de fondo, siempre habrá un volumen de fluido que actuará como un colchón entre la cara del reservorio y la válvula. Como resultado la dinámica del pozo crea un retraso de tiempo entre la cara del reservorio y la superficie, o la válvula, o el choke. Esto es lo que generalmente se conoce como almacenamiento.

El tiempo que dure el almacenamiento será el tiempo entre el cierre del pozo y el tiempo al cual el reservorio deja de aportar fluidos hacia el interior de la tubería. Al graficar los datos de presión en una escala log-log, junto con su respectiva derivada, el periodo de almacenamiento se caracteriza por presentar una pendiente unitaria (ver **figura 3.2**) y del resultado del análisis se obtienen los parámetros C y CD, que son el factor de almacenamiento y el factor de almacenamiento adimensional.

Existen dos tipos de almacenamiento, el almacenamiento constante y el almacenamiento variable.

FIGURA 3.2 Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

3.2.3.1.1 Almacenamiento constante

Es el modelo más simple y su ecuación:

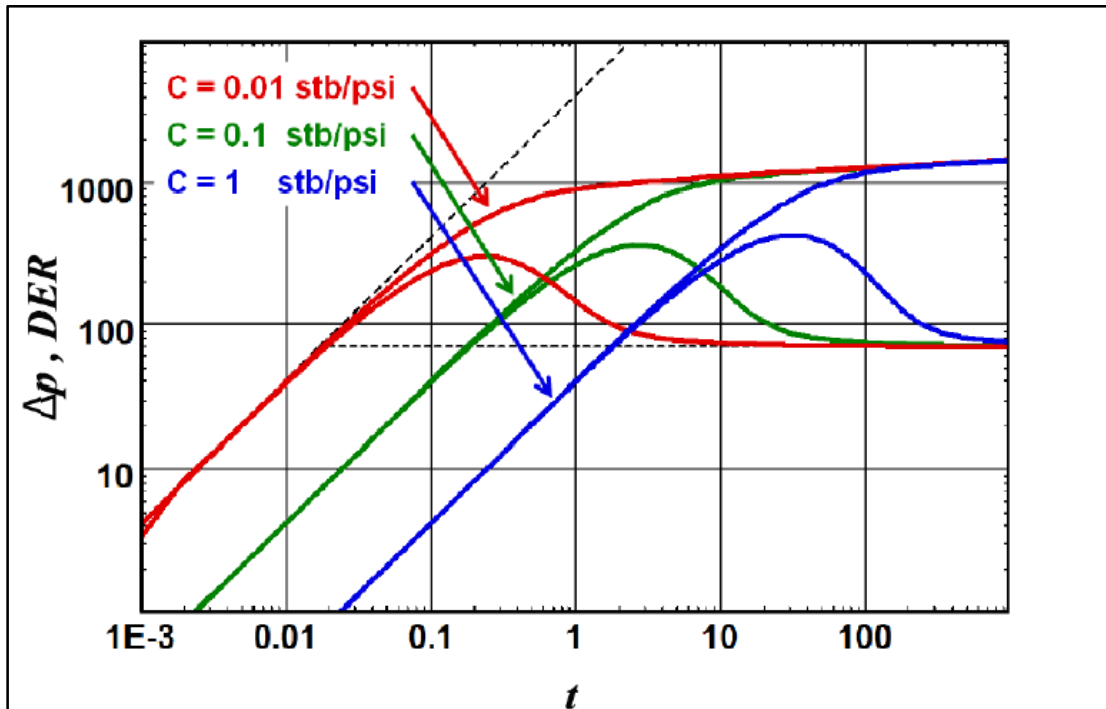
$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$$

Donde C es el factor de almacenamiento y no es de sorprenderse que este modelo asuma que C es una constante, en la **figura 3.3** se puede apreciar el comportamiento del almacenamiento para distintos valores de su constante C .

3.2.3.1.1.2 Almacenamiento variable

El caso más frecuente de almacenamiento variable se da por el cambio de compresibilidad del fluido del pozo. En pozos de gas, cuando el pozo está fluyendo, la presión en la tubería disminuirá, lo que ocasionará un incremento de la compresibilidad del gas; esto es lo opuesto para cuando el pozo es cerrado, la presión aumentará y la compresibilidad disminuirá.

FIGURA 3.3 DISTINTOS VALORES DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

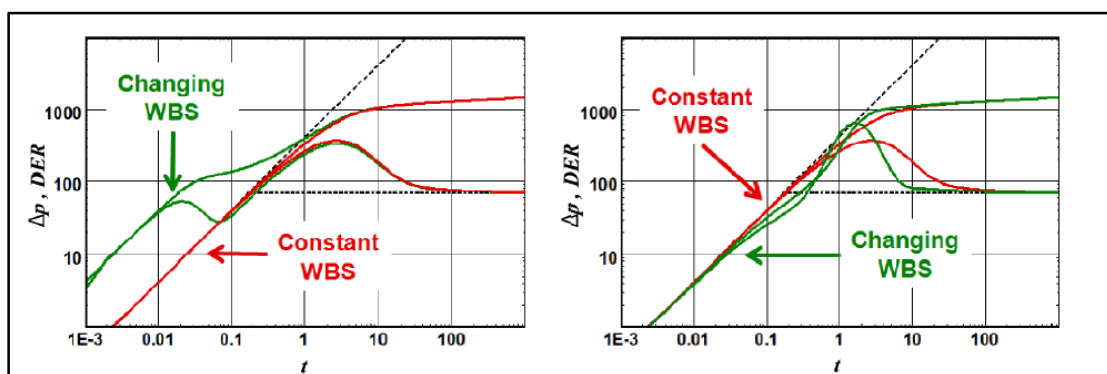
En el caso de pozos de petróleo, cuando se encuentra fluyendo por encima del punto de burbuja, habrá un punto en la tubería donde la presión fluyente será menor a la presión de burbuja y la compresibilidad del petróleo será dominada por la compresibilidad del gas producido. A partir de ese punto habrá un incremento en el almacenamiento del pozo, el cual irá cambiando conforme avance el tiempo. Este comportamiento de la presión se lo puede apreciar en el **figura 3.4** donde el almacenamiento constante (rojo) no se ve afectado porque a profundidad del sensor no se tiene liberación de gas y el almacenamiento variable (verde) es un efecto de este mismo fenómeno.

Otras fuentes que ocasionan el almacenamiento variable son las siguientes:

- Diferentes comportamientos PVT.
- Cambio del diámetro de la completación.
- Redistribución de fases.

En algunos casos el efecto del pozo sobre los datos son tan extremos que cualquier modelamiento es inconsistente, aquí el intérprete debe enfocarse en la obtención del ajuste en la respuesta de la derivada después de la región ETR.

FIGURA 3. 4 ALMACENAMIENTO VARIABLE.



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.

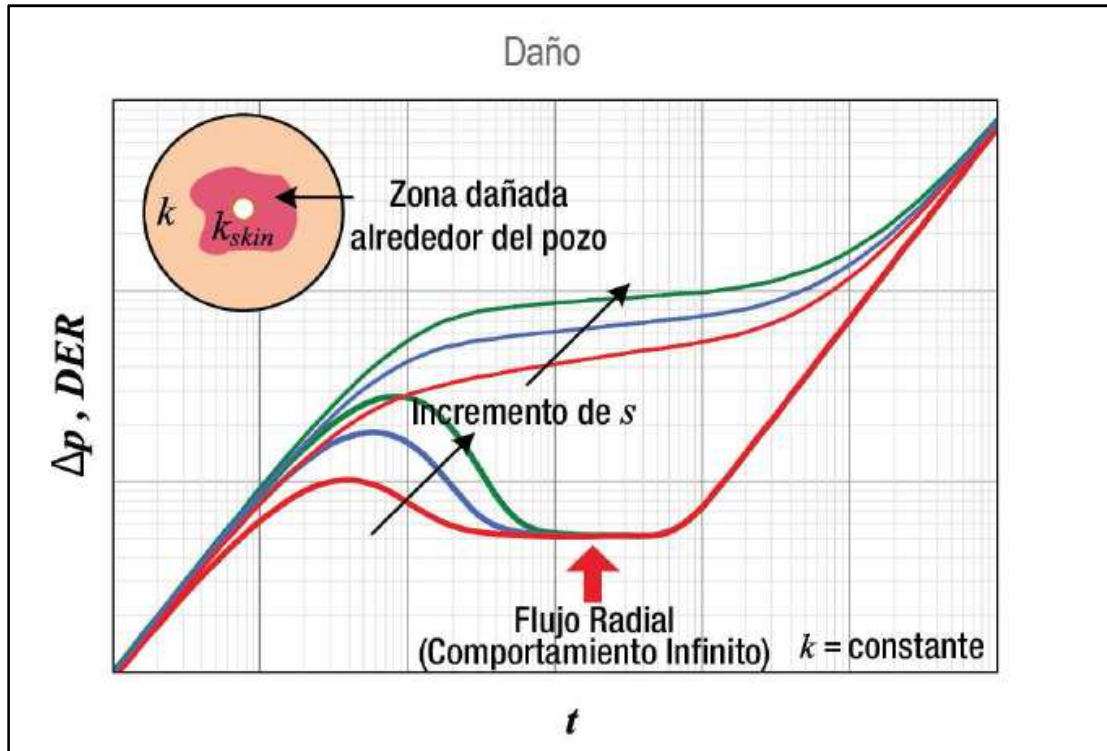
3.2.3.1.2 Daño

El efecto de daño cuantifica la diferencia entre la productividad de un pozo en caso ideal y la productividad efectiva en la realidad. Si después de perforar, completar, cementar y cañonear, la caída de presión para una producción dada en el pozo es idéntica a la que se había previsto en el caso ideal para la misma geometría, entonces el daño es cero.

Muy a menudo ocurre que el reservorio cerca del pozo ha sido invadido por el fluido de perforación (ver **figura 3.5**) y la permeabilidad efectiva alrededor del pozo disminuye, por lo tanto ocurre una mayor caída de presión para una producción dada, el daño es positivo. De forma opuesta, un pozo estimulado tendrá una mejor productividad por lo tanto tendrá una menor caída de presión para una producción dada. El daño es considerado negativo.

El daño pueda que no sea constante con el tiempo; durante el periodo de limpieza en una prueba de presión, el daño tiende a reducirse e inversamente, después de largos periodos de tiempo, los pozos completados pueden presentar problemas y productividad reducida, por lo tanto un daño incrementado.

FIGURA 3.5 Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE DAÑO.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

Si se considera que un pozo tiene un daño constante cuando la caída adicional de presión, o ΔP_{skin} , es proporcional al caudal de la arenisca. El daño (skin) S es un factor adimensional que representa el cambio de presión e integra los mismos coeficientes que los que presenta la ecuación de Darcy.

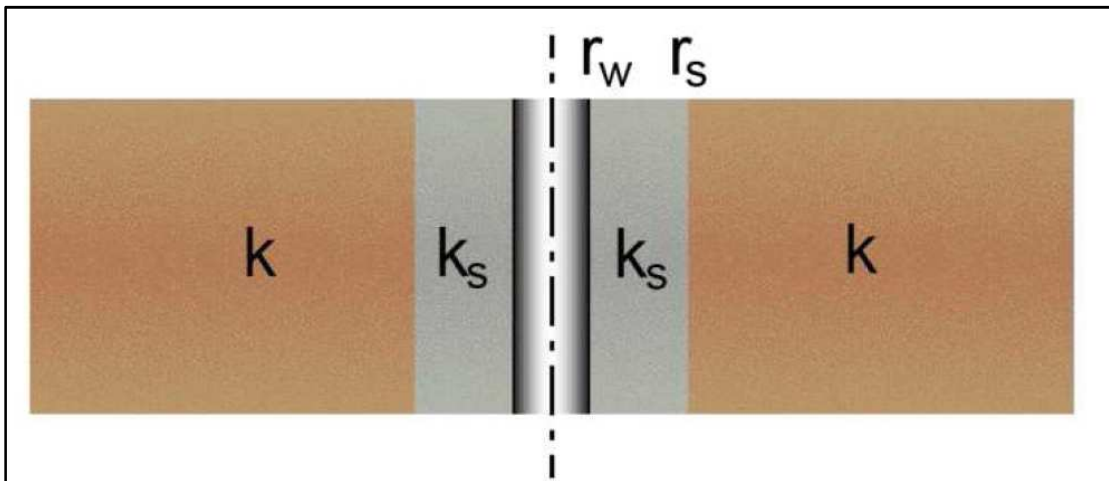
$$\Delta P_{skin} = p(r_w, t) - p_{wf}(t) = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} S \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde p es la presión de la formación a un tiempo dado, a una distancia r_w (al otro lado de la cara de la arenisca), mientras que p_{wf} , a un tiempo dado, es la presión de fondo fluyente. Una forma de modelar efecto de daño positivo es considerar un sistema equivalente composicional (ver **figura 3.6**), con una zona invadida o con presencia de daño de radio r_s mayor que r_w y de permeabilidad k_s menor que k .

La ley de Darcy nos da la relación entre el factor equivalente de daño, r_s y k_s :

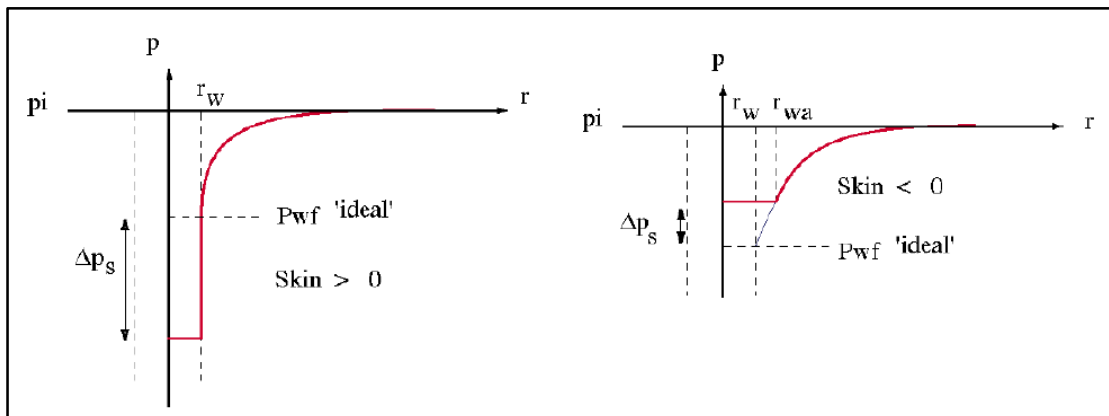
$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (\text{Ec. 3.2})$$

FIGURA 3.6 MODELO DE DAÑO EN UN POZO.



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.

FIGURA 3.7 MODELO DE RADIO EQUIVALENTE



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.

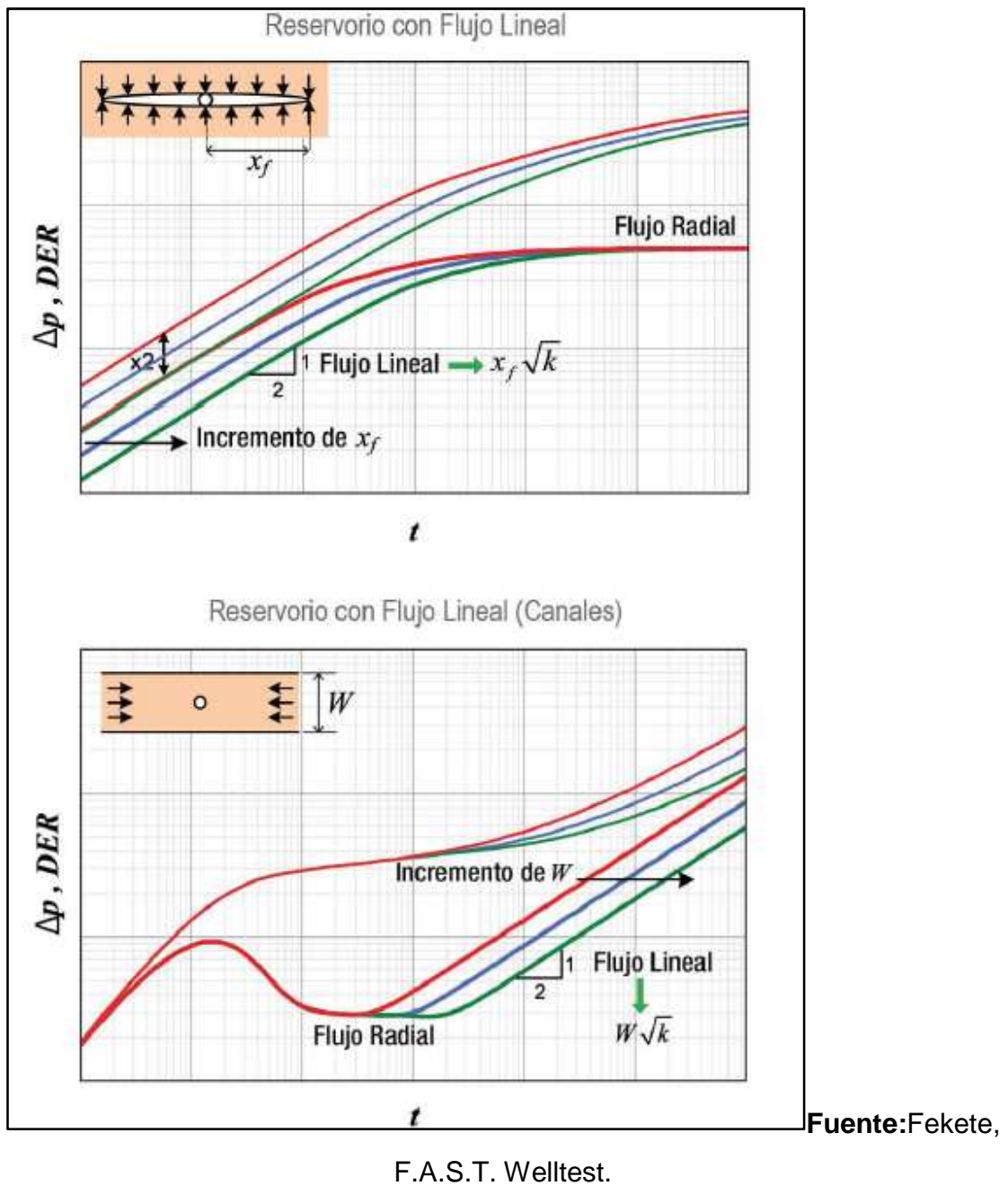
Otra forma de modelar el daño es mediante la noción de radio equivalente, esto es aplicable tanto para daño positivo como para daño negativo. La idea es considerar que el pozo que presenta daño tiene la misma productividad que un pozo de mayor o menor radio sin presencia de daño. Si el daño es positivo, el radio equivalente será menor que r_w . Si el daño es negativo, el radio equivalente será mayor que r_w , tal como lo muestra la **figura 3.7**. La ecuación 3.2 partiendo de la ley de Darcy, puede determinarse al considerar los límites cuando k_s tiende al infinito (hueco abierto), y estaría dada por:

$$S = -\ln\left(\frac{r_{wa}}{r_w}\right) \quad \text{(Ec. 3.3)}$$

3.2.3.1.3 Flujo lineal

Este régimen se desarrolla en pozos verticales fracturados y en pozos horizontales, aunque también se lo ha encontrado en pozos que producen de reservorios muy alargados (región LTR, canales). El flujo lineal exhibe en la derivada una pendiente positiva de $\frac{1}{2}$ tal como lo muestra la **figura 3.8**.

FIGURA 3. 8 Δp Y DERIVADA CON FRECUENCIA CON FLUJO LINEAL.



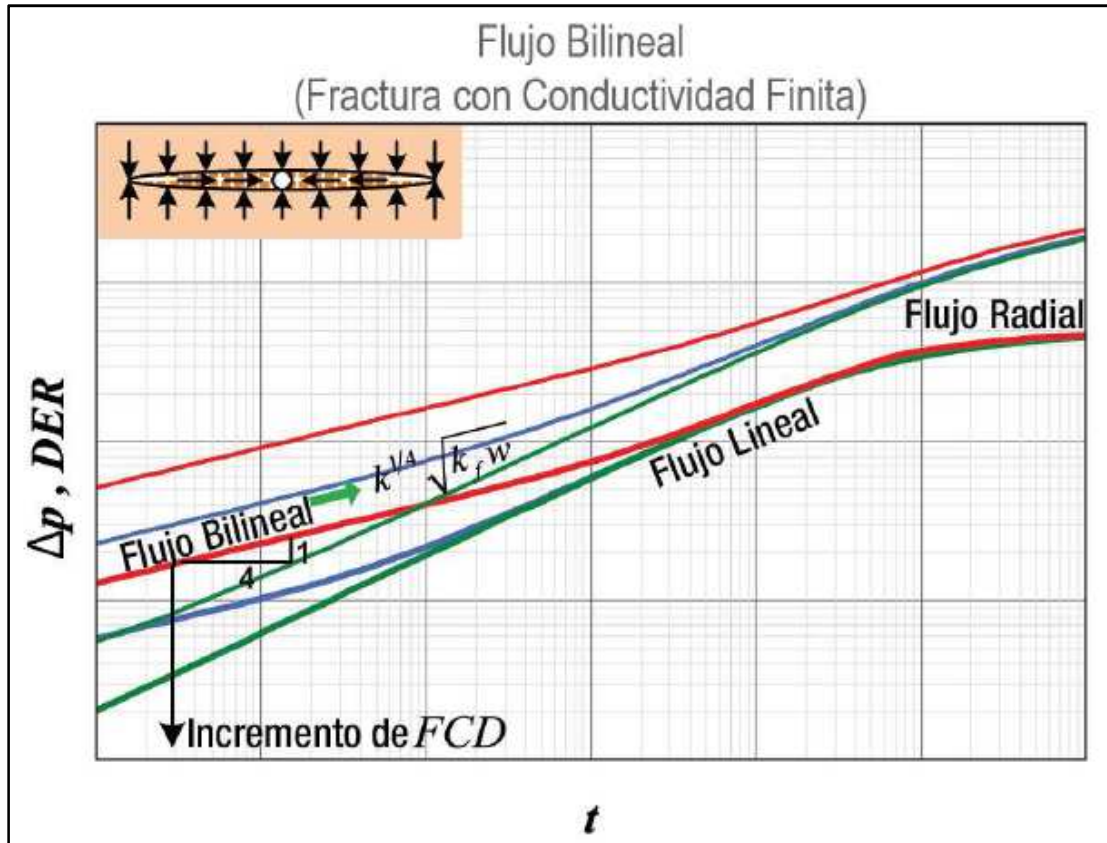
La geometría de las líneas de flujo son vectores estrictamente paralelos que convergen hacia un plano, por ello los parámetros asociados con el flujo lineal son la permeabilidad de la formación en la dirección de flujo y el área perpendicular a las

líneas de flujo. Con la determinación del parámetro kh , a partir de otro régimen de flujo, se puede calcular el espesor del área de flujo. Esto provee la longitud media de la fractura de un pozo vertical fracturado, la longitud de la producción efectiva en un pozo horizontal o el ancho de un reservorio alargado.

3.2.3.1.4 Flujo bilineal

El flujo bilineal se puede presentar en pozos hidráulicamente fracturados (ver **figura 3.9**) en presencia o no, de flujo lineal. El flujo bilineal ocurre debido a una caída de presión en la fractura, dando lugar a líneas de flujo paralelas en la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo paralelas en la formación se vuelven paralelas conforme convergen hacia la fractura. El termino bilineal se refiere al flujo simultaneo de dos patrones de flujo lineal en dirección normal. La derivada tiende a tener una pendiente de $\frac{1}{4}$ para este tipo de flujo. Cuando se conoce la longitud media de la fractura y la permeabilidad de la formación, se puede determinar la conductividad de la fractura $k_f w$ a partir del análisis del flujo bilineal.

FIGURA 3.9 Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO BILINEAL



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

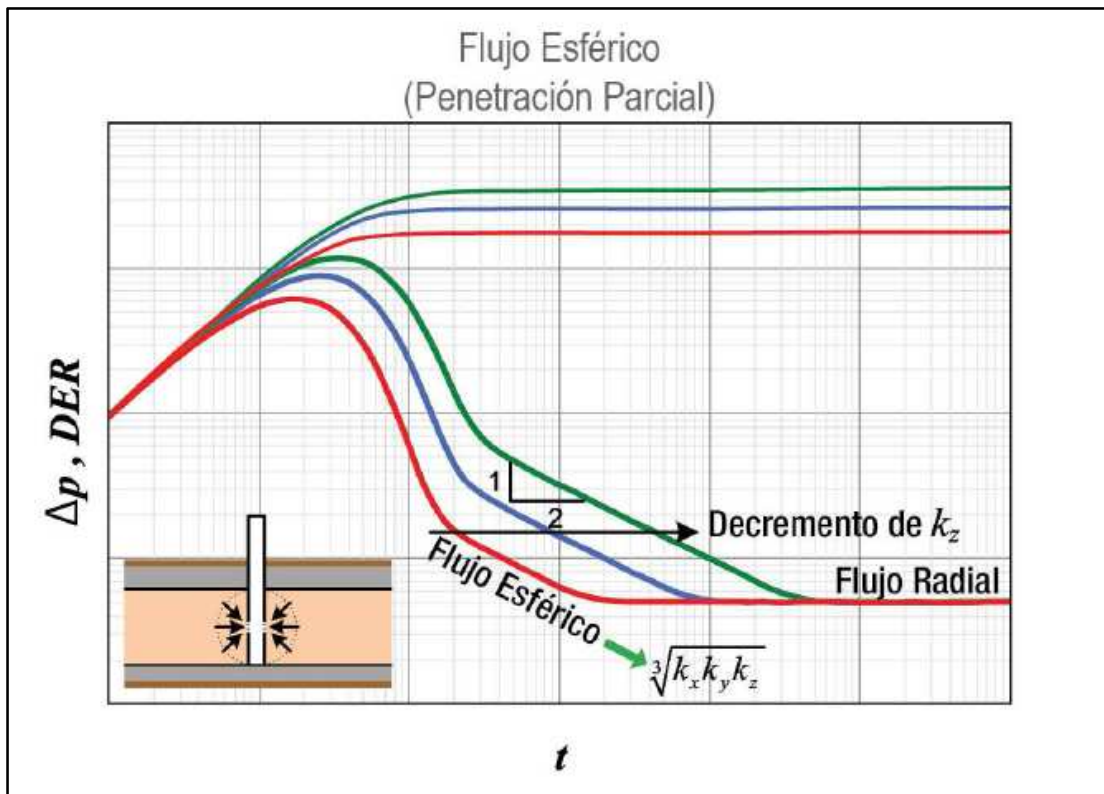
3.2.3.2 Tiempos medios (Región MTR)

3.2.3.2.1 Flujo esférico

El flujo esférico se da cuando las líneas de flujo convergen en un solo punto, este régimen ocurre en pozos con penetración parcial. Cuando esto se da cerca de la capa impermeable más cercana, ya sea superior o la inferior, se produce un flujo semi-esférico hacia el pozo. Tanto el flujo esférico como el semi-esférico muestran una pendiente de $-1/2$ en la derivada como se muestra en la **figura 3.10**. Si se determina la permeabilidad esférica de este patrón de flujo, esta puede ser usada

con la permeabilidad horizontal k_h obtenida de un patrón de flujo radial para determinar la permeabilidad vertical k_v . Esto nos sirve para determinar la conificación de agua o de gas o el desempeño de un pozo horizontal.

FIGURA 3. 10 Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO ESFÉRICO.



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.

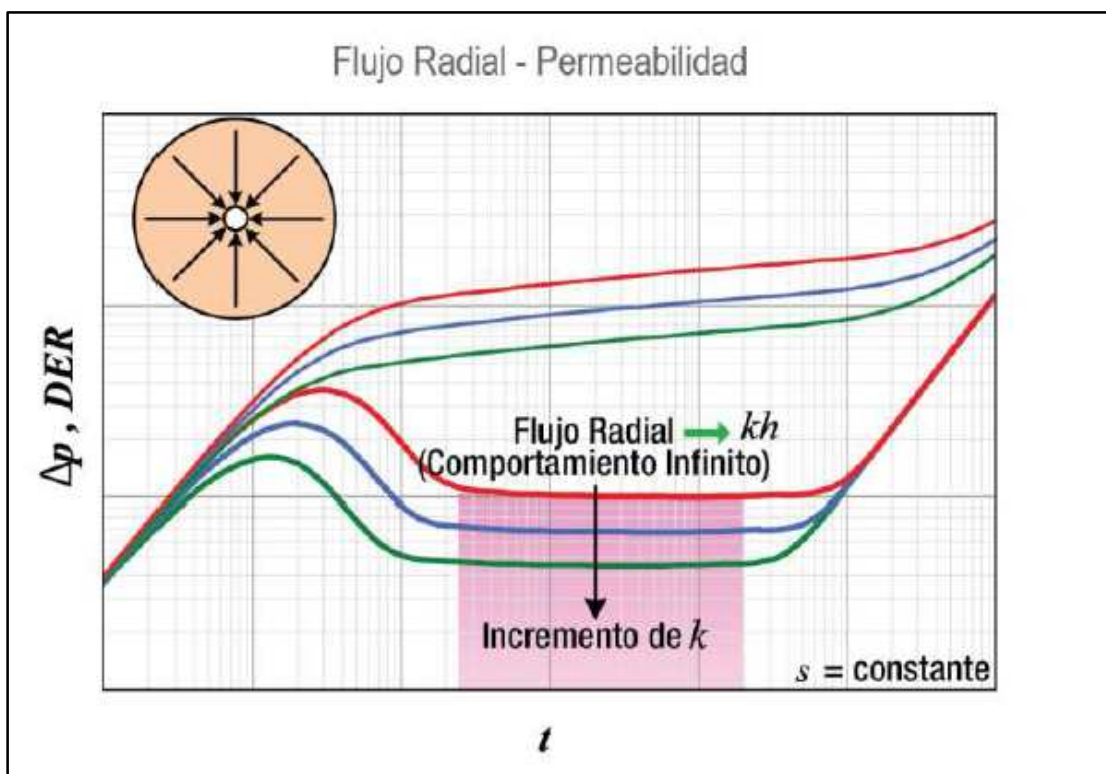
3.2.3.2.2 Flujo radial

Este es el tipo de flujo más importante en la interpretación de pruebas de presión, el cual muestra una línea de pendiente 0 en la derivada.

Las líneas de flujo se muestran como vectores que convergen hacia un cilindro (ver **figura 3.11**).

Este régimen de flujo se presenta en pozos verticales con zonas totalmente abiertas al flujo, en pozos con penetración parcial el flujo radial puede estar presente solo en los primeros tiempos de producción de la zona que está directamente en contacto con los disparos, en pozo estimulado, en pozos horizontales (flujo pseudo-radial y también flujo radial vertical en los inicios de producción) y si el pozo está localizado cerca de una barrera de flujo como una falla sellante, la respuesta de presión puede exhibir flujo pseudo-radial debido al pozo productor y a su imagen al otro lado de la falla.

FIGURA 3. 11 Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO RADIAL



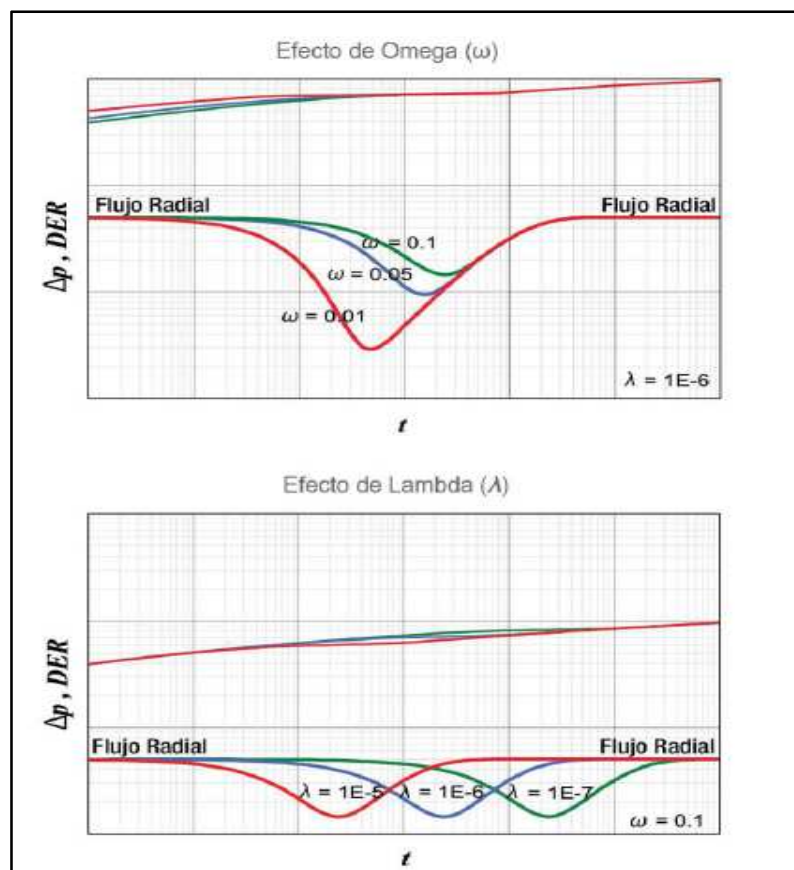
Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

3.2.3.2.3 Doble porosidad o doble permeabilidad

Este tipo de flujo ocurre en rocas reservorios que contienen heterogeneidades internas ampliamente distribuidas con altos contraste en las características de flujo.

Las formaciones naturalmente fracturadas o que presentan láminas son ejemplos de esto. La respuesta en la derivada es de una depresión en forma de V o de U (ver **figura 3.12**), que están definidos por los parámetros ω (índice de almacenamiento) y λ (coeficiente de flujo interporoso), que son los que definen la heterogeneidad interna del reservorio.

FIGURA 3. 12 Δp Y DERIVADA CO PRESENCIA DE DOBLE POROSIDAD-PERMEABILIDAD.



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.

3.2.3.3 Tiempos tardíos (Región LTR)

3.2.3.3.1 Flujo dominado por los límites (BDF)

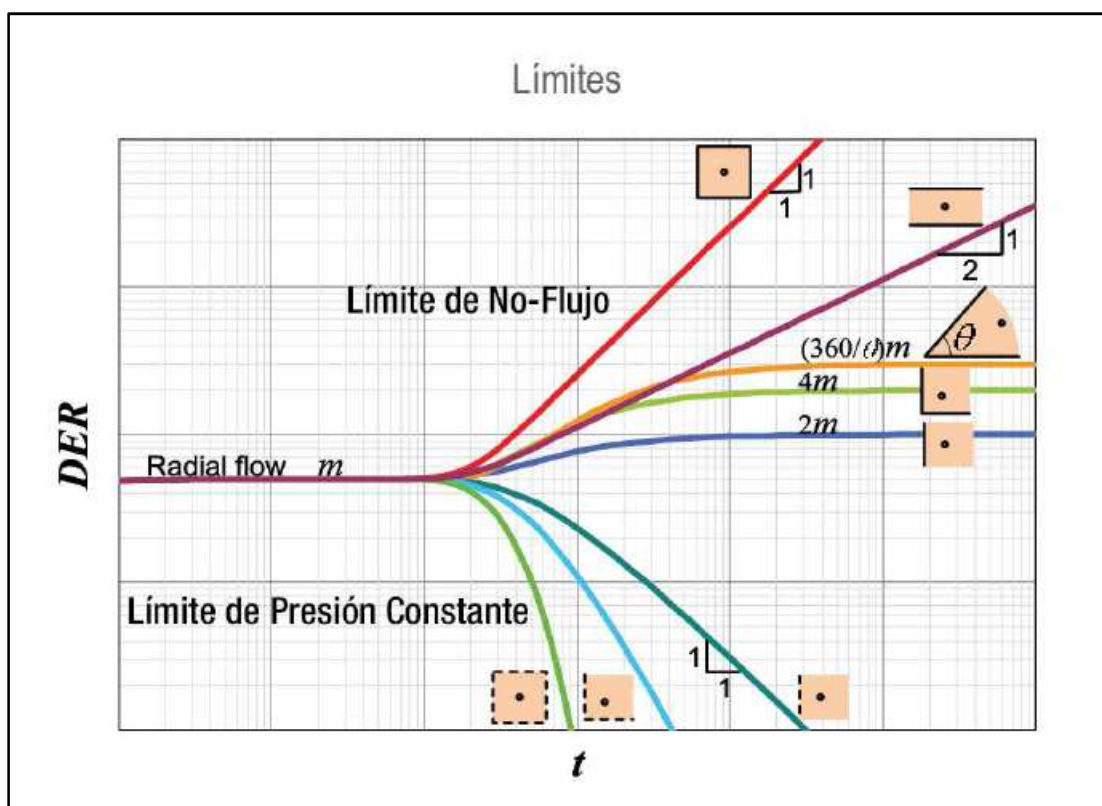
En esta zona de pruebas de presión, el efecto del tipo de límite del reservorio se vuelve visible en la tendencia que toma la derivada.

Si la pendiente de la derivada es positiva, implica que hemos pasado del estado transitorio al estado pseudo-continuo y el límite es una falla sellante, también llamado límite de no flujo, si la pendiente es negativa, entonces estamos en presencia de un acuífero que implica el paso de estado transitorio a estado continuo o puede también implicar un sistema cerrado en análisis de build up.

Si se tiene una pendiente de valor 0, significa que es un yacimiento infinito, ya que el comportamiento de la derivada es el de flujo radial y aun no alcanza los límites del reservorio.

La **figura 3.13** muestra los posibles límites que pueden ser observados durante pruebas de presión transitoria en la región LTR.

FIGURA 3. 13 FLUJO DOMINADO POR LOS LÍMITES.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

La **tabla 3.2** muestra los datos de los pozos productores de la Arena UI que van a ser objeto de análisis mediante pruebas de presión, datos proporcionados por el departamento de producción de EP PETROECUADOR diciembre 2012.

TABLA 3. 2 DATOS DE PRODUCCIÓN A DICIEMBRE DEL 2012

POZO	PERFIL	MÉTODO	TIPO BOMBA	P.C. (Psi)	BFPD (Bl/s)	BPPD (Bl/s)	BAPD (Bl/s)	BSW %	°API
CUL_001UI	Vertical	ESP	FC-450	10	213	106.5	106.5	50	17
CUL_002UI	Vertical	ESP	P6X	110	250	206.4	51.6	20	14.9
CUL_003UI	Vertical	ESP	D460N	80	214	196.88	17.12	8	17.5
CUL_005UI	Vertical	ESP	P4XH6	10	320	316.8	3.2	1	18.5
CUL_006UI	Vertical	ESP	D475N	22	280	271.6	8.4	3	19.1

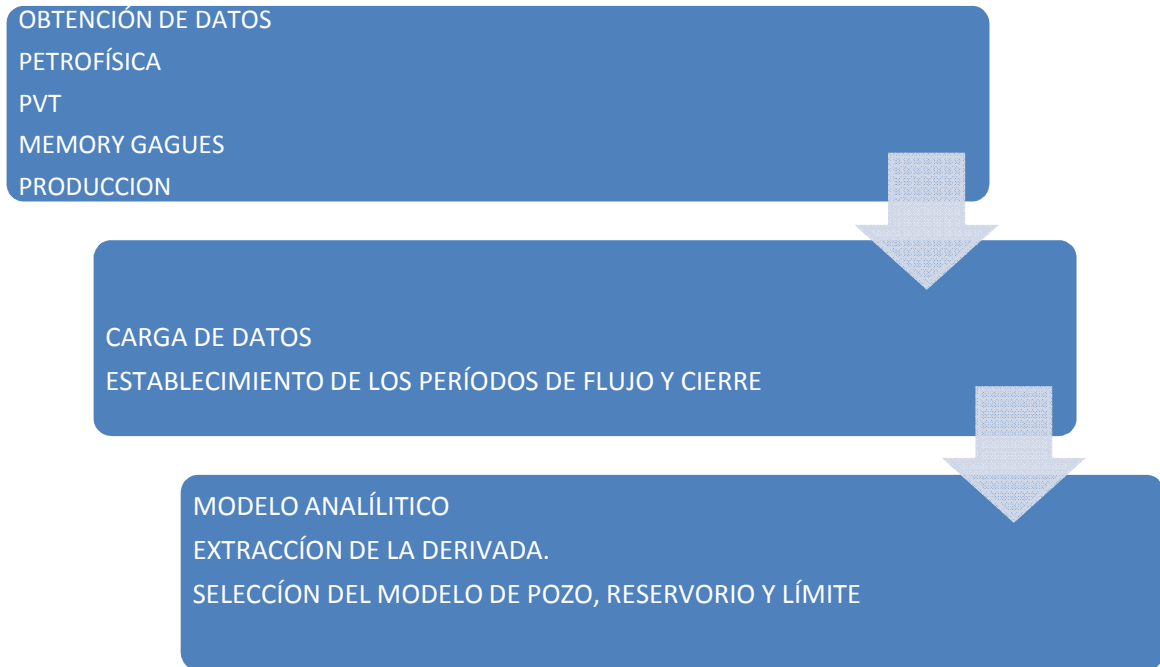
(CONTINUACIÓN) TABLA 3.2									
CUL_008UI	Vertical	ESP	P4XH6	30	258	257.23	0.77	0.3	18
CUL_010HU	Horizontal	ESP	P6XH6	20	159	1588.2	0.8	0.5	19.7
CUL_012DUI	Direccional	ESP	P4XH6	10	202	201.6	0.4	0.2	20.1
CUL_013HUI	Horizontal	ESP	DN-725	28	304	297.92	6.08	2	18.9
CUL_014DUI	Direccional	ESP	P4XH6	10	161	160.84	0.16	0.1	19.60
CUL_015DUI	Direccional	ESP	TD-460	10	192	190.46	1.4	0.8	18.9
CUL_016HUI	Horizontal	ESP	P8XH6	25	604	591.92	12.08	2	18
CUL_017DUI	Direccional	ESP	P4XH6	30	375	374.25	0.75	0.2	19.5
CUL_018DUI	Direccional	ESP	P4XH6	20	122	121.76	0.24	0.2	20
YUL_004UI	Vertical	ESP	DN-1100	150	889	222.25	666.75	75	18.4
YUL_005U	Vertical	ESP	DN-1100	100	980	176.4	803.6	82	18.2
YUL_009DU	Direccional	ESP	DN-725	160	217	190.96	26.04	12	18.4
YUL_013DUI	Direccional	ESP	P6X	120	418	83.6	334.4	80	17.7
YUL_015DU	Direccional	ESP	P4X	90	190	186.2	3.8	2	18.9
YUL_018DUI	Direccional	ESP	P4XH6	120	395	381.17	13.83	3.5	16.2
YUL_020DUI	Direccional	ESP	P4X	92	342	339.61	2.39	0.7	19.8
YUL_022DUI	Direccional	ESP	P6X	70	475	473.1	1.9	0.4	16

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

La **tabla 3.2** nos muestra los pozos productores de la arena UI de los campos Culebra-Yulebra, cabe mencionar que al momento el campo Anaconda no se encuentra produciendo de dicha arena por lo que no será tomada en cuenta para análisis posteriores.

Para el presente trabajo las interpretaciones de pruebas de presión se lo realizan en el Software Fekete, F.A.S.T. Welltest., la cual siguiendo el flujo de trabajo mostrado en la **figura 3.14** se procede a realizar el análisis correspondiente, ya que se posee datos de completación, petrofísica, PVT, registro de presiones individuales por prueba.

FIGURA 3. 14 FLUJO DE TRABAJO PARA LA INTERPRETACIÓN.



Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Por lo tanto como ejemplo de análisis de una prueba de presión del campo Culebra-Yulebra-Anaconda se ha escogido el pozo Yul_15DUI. El cual tiene como objetivo determinar la presión de reservorio, presión del fondo fluyente, permeabilidad, daño, índice de productividad e investigar sobre la existencia de límites con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arena U inferior.

La **tabla 3.3** nos proporciona información adicional del pozo para la interpretación y se muestra a continuación.

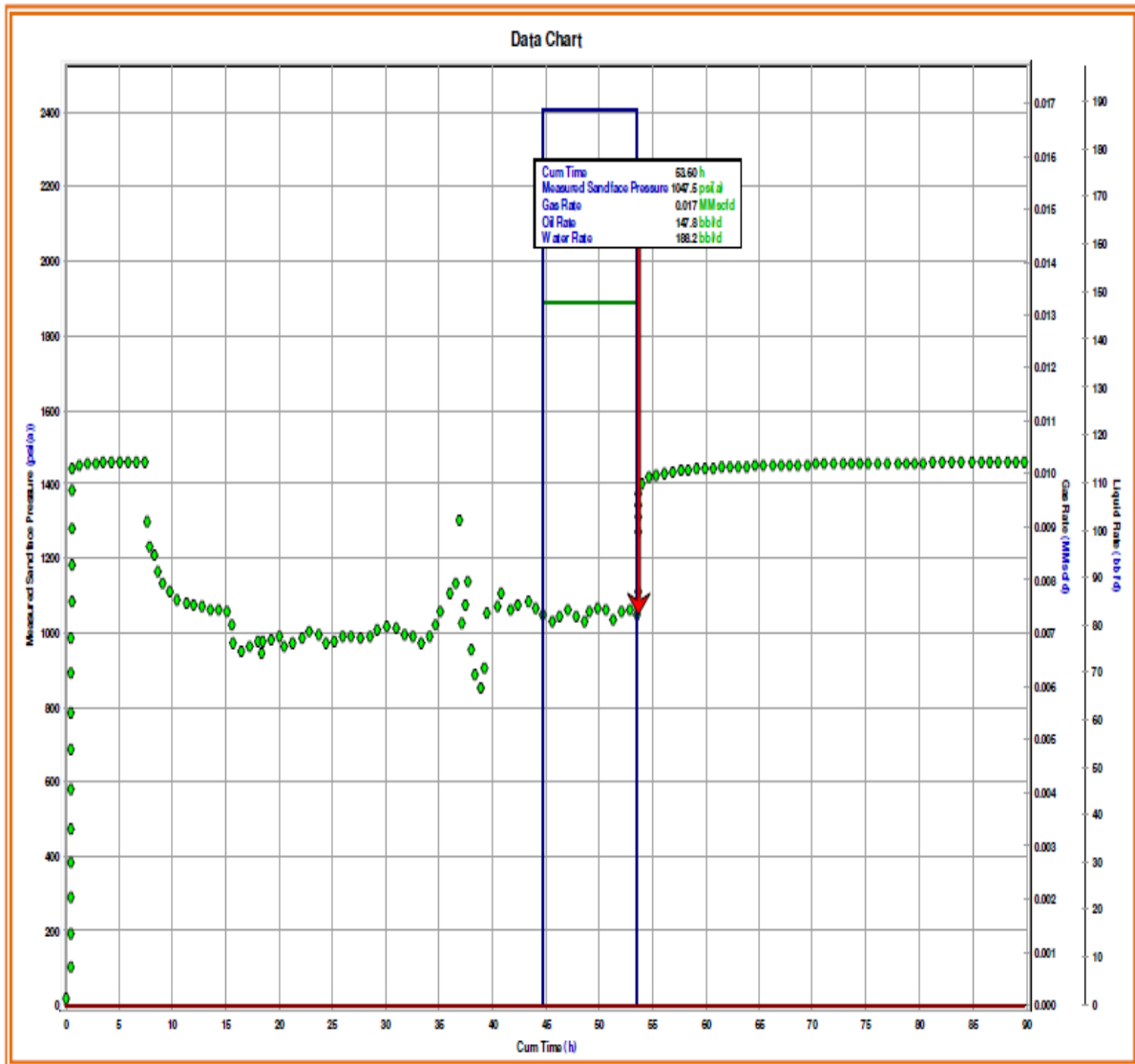
TABLA 3. 3 INFORMACIÓN ADICIONAL DE INTERPRETACIÓN

Qo	147.84	BPPD
Qw	188.16	BAPD
API	20°	
GRAVEDAD DEL GAS	1.1295	
PRESIÓN DE BURBUJA	830	Psi
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	52 (9858-9910)	ft
POROSIDAD	13	%
BSW	56	%
TIPO DE ARENA	U inferior	
INTERVALO PERFORADO	(9866-9910)=44ft	
RADIO DEL POZO	0.29	ft
PROFUNDIDAD DE UBICACIÓN DE LAS ELECTRÓNICAS	9642	ft
GOR	114	

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

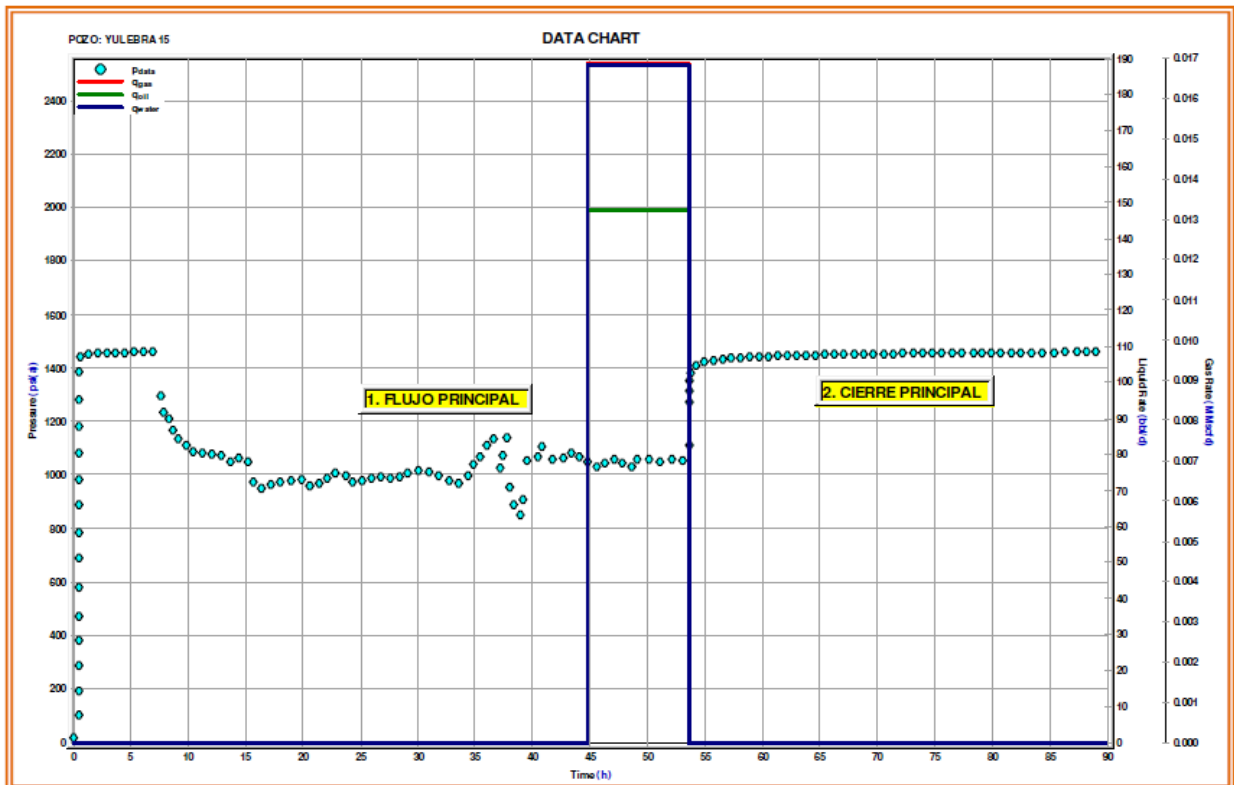
La interpretación de la data en la **figura 3.15 y figura 3.16** se puede observar el flujo principal y el cierre principal.

FIGURA 3. 15 DETERMINACIÓN DEL FLUJO PRINCIPAL Y EL CIERRE PRINCIPAL



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

FIGURA 3.16 DETERMINACIÓN DEL FLUJO PRINCIPAL Y EL CIERRE PRINCIPAL



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Además analizando la curva tipo/derivada de la **figura 3.17** se observa el periodo de almacenamiento el cual es muy pequeño que corresponde al tiempo de régimen de flujo temprano señalada en la **sección 1** y va desde $\Delta t=0.01$ horas hasta $\Delta t=0.02$ horas, y el valor del coeficiente de almacenamiento es de $C=0.0014$ la cual es un valor muy bajo.

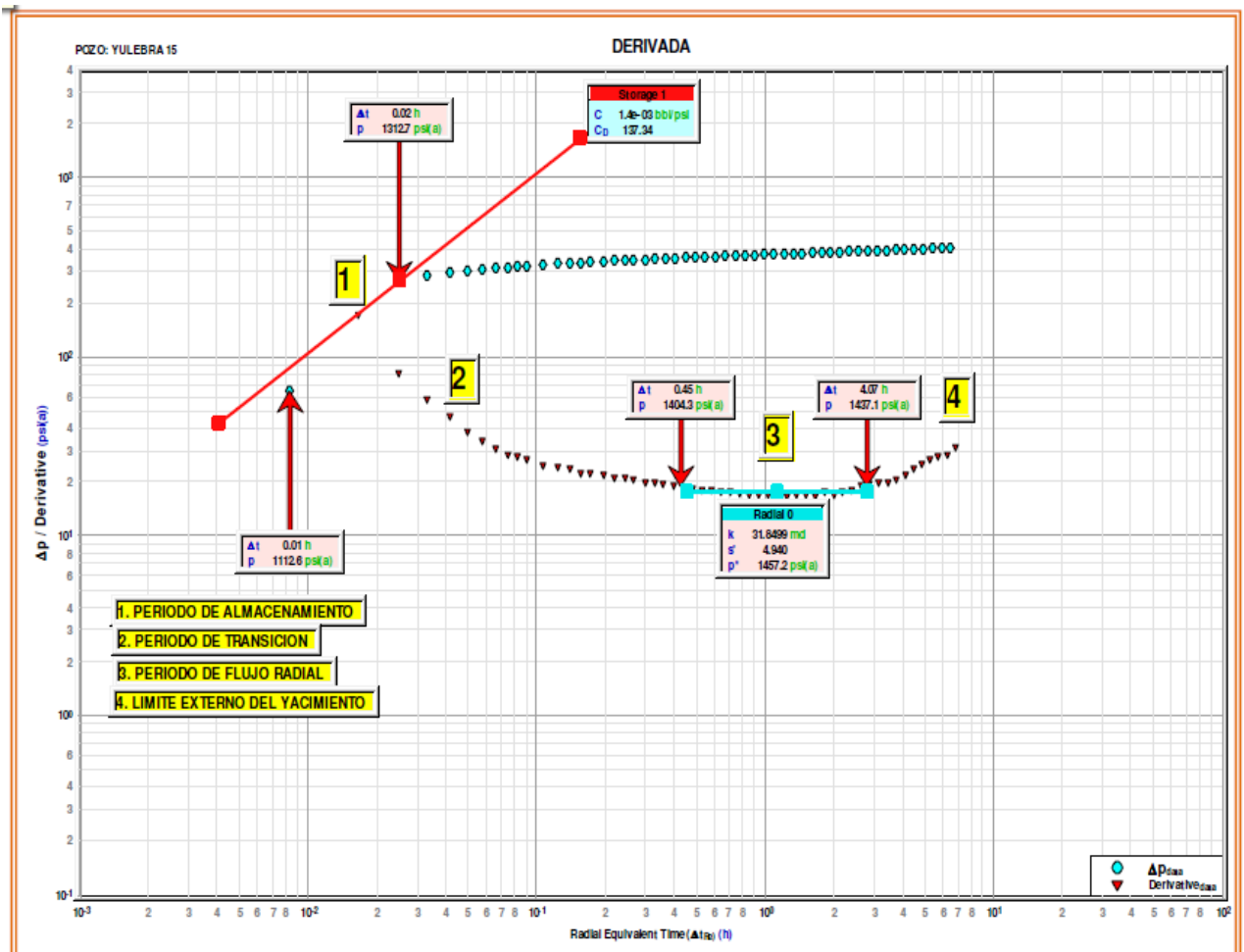
Seguidamente se puede visualizar en la **sección 2** el periodo de transición, la cual corresponde aproximadamente a un ciclo y medio desde que finaliza el almacenamiento a ($\Delta t=0.02$ horas) hasta el inicio del periodo de flujo radial.

En la **sección 3** corresponde al régimen de tiempos medios la cual es el periodo de flujo radial en donde la derivada presenta un periodo de estabilización ($dp/dt = 0$) de

la presión lo cual indica que el periodo de flujo radial fue alcanzado luego en aproximadamente $\Delta t=0.45$ horas de cierre hasta $\Delta t=4.07$ horas, como se observa en la **figura 3.17**.

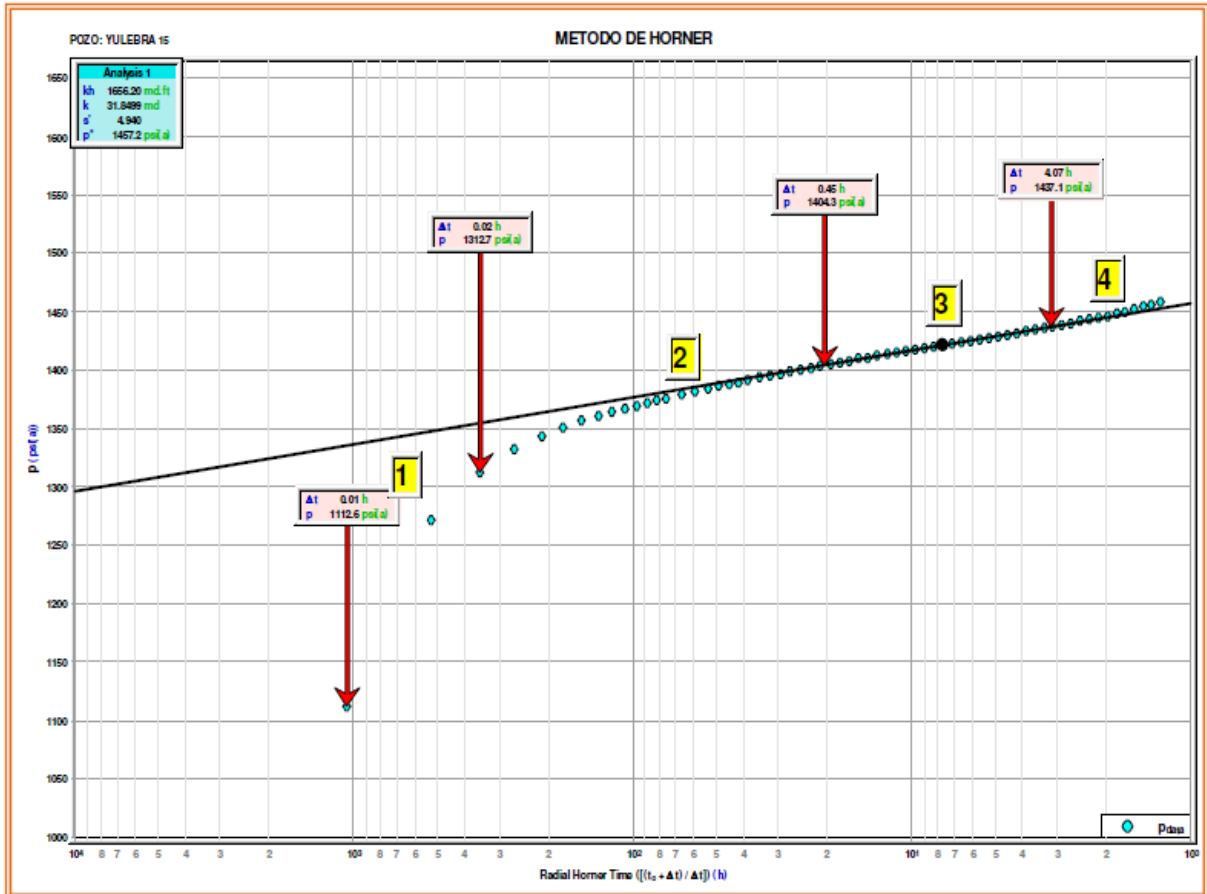
Por último en la interpretación de la data se tiene el límite externo en la cual la **sección 4** de la curva de la derivada se nota una tendencia de la curva hacia arriba por lo que se puede asegurar que es un yacimiento cerrado que va desde $\Delta t=4.07$ horas, donde finaliza el periodo de flujo radial y esto se puede ratificar con los métodos de Horner (**figura 3.18**).

FIGURA 3. 17 GRÁFICO TIPO/DERIVADA



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

FIGURA 3. 18 GRÁFICO MÉTODO DE HORNER

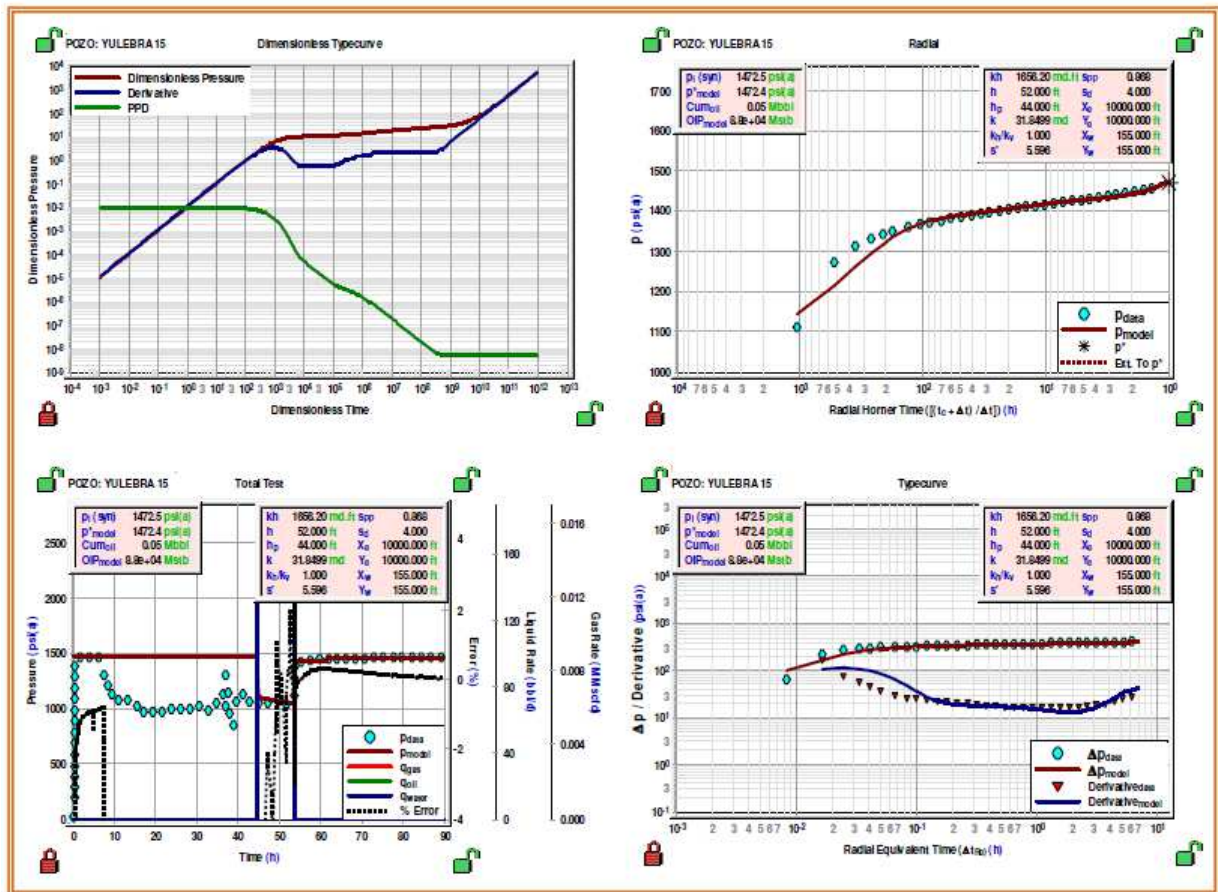


Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

A continuación de los resultados obtenidos por el método de análisis, tanto de la derivada como de Horner se puede deducir que la permeabilidad corresponde al valor de 31.84 md, la capacidad de flujo a 1666.20 y el daño total de 4.94.

Además en el empate alcanzado en esta simulación con el método semilogarítmico y curva tipo/derivada son sumamente aceptables como se puede ver en la **figura 3.19** la tendencia de la curva hacia arriba lo cual nos da confianza de interpretar que es un modelo vertical-penetración parcial.

FIGURA 3. 19 SIMULACIÓN DEL MODELO VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL



Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.
 Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En la **figura 3.15** se puede notar la presión de fondo fluente en el comienzo del tiempo de cierre principal a la profundidad de los sensores (**9642 ft**) igual a 1047.50 Psi y en la **figura 3.17** en el gráfico de la derivada se puede apreciar que la presión de reservorio a la profundidad de los sensores (**9642 ft**) es de 1457 Psi. Por lo tanto para obtener la presión de reservorio y la de fondo fluente a la profundidad media de la formación (**9888 ft**) tenemos que corregir de la siguiente manera.

$$GE = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 20} = 0.933 \text{ (Ec. 3.4)}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Grad.fluido} &= 0.433 \left(\frac{BSW}{100} \right) + \left(\frac{1 - BSW}{100} \right) * G_{Eoil} * 0.433 = \\
 & 0.433 \left(\frac{56}{100} \right) + \left(\frac{1 - 56}{100} \right) * 0.933 * 0.433 = 0.42
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 3.5}$$

$$\begin{aligned}
 \text{PresiónCorregida} &= [(\text{Pr of. formación}) - (\text{Pr of. Sensor})] * \text{Grad.fluido} = \\
 & [(9888 \text{ ft} - 9740 \text{ ft})] * 0.42 \text{ psi / ft} = 62.22 \text{ psi}
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 3.6}$$

$$P_{wf} = P. \text{ de corrección} + P_{wf} \text{ del Sensor} = 62.22 \text{ psi} + 1047.5 \text{ psi} = 1109.72 \text{ psi}$$

(Ec. 3.7)

$$P_r = P. \text{ de corrección} + P_r \text{ del Sensor} = 62.22 \text{ psi} + 1459.7 \text{ psi} = 1521.923 \text{ psi}$$

(Ec. 3.8)

Por lo tanto la presión de del reservorio y la presión de fondo fluyente a las medias perforadas son las siguientes:

$$P_r = 1521.923 \text{ Psi.}$$

$$P_{fw} = 1109.72 \text{ Psi.}$$

Luego calculamos el índice de productividad actual (I.P) mediante la siguiente ecuación.

$$I.P = \frac{Q_t}{P_r - P_{wf}} = \frac{336 BF / D}{(1521.923 - 1109.72) Psi} = 0.815 BF / D / Psi$$

La **figura 3.20** muestra los resultados obtenidos de la interpretación de prueba de presión del pozo Yul_15 DUI.

FIGURA 3. 20 RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE PRESIÓN YUL_15DUI.

Oil Well Test - Buildup Radial Flow Analysis				
PCZO: YULEBRA 15				
Analysis Results				
Total Surface Rate ($q_i B_i$)	357.202	bb/d	Apparent Skin (s)	4.940
Semi-log Slope (m)	40.16		Skin - Damage	4.940
Gas Permeability (k_G)		md	Skin - Inclination	
Oil Permeability (k_O)	31.850	md	Skin - Partial Penetration	
Water Permeability (k_W)	3.948	md	Pressure Drop Due to Skin (Δp_D)	172.41 psi
Flow Capacity (kh)	1656.196	md-ft	Damage Ratio (DR)	1.719
Total Mobility ($k/\mu_{L,G}$)	27.81	md/cp	Flow Efficiency (FE)	0.582
Total Transmissivity ($kh/\mu_{L,G}$)	1445.26	md-ft/cp		
Reservoir Parameters		Pressures		
Net Pay (h)	52.000	ft	Initial Pressure (p_i)	1459.70 psi
Total Porosity (ϕ_T)	13.00	%	Extrapolated Pressure (p^*)	1457.15 psi
Water Saturation (S_W)	20.00	%	Final Flowing Pressure (p_{wfD})	1047.50 psi
Oil Saturation (S_O)	80.00	%		
Gas Saturation (S_G)	0.00	%		
Wellbore Radius (r_w)	0.29	ft	Production and Times	
Formation Temperature (T)	225.5	°F	Contacted Flow Time (t_c)	8.7657 hr
Formation Compressibility (c_f)	4.361e-6	psi ⁻¹	Cumulative Oil Production	54.003 bbl
Total Compressibility (c_t)	1.621e-5	psi ⁻¹	Final Oil Rate	147.840 bbl/d
Fluid Properties				
Oil Compressibility (c_o)	1.39719e-5	psi ⁻¹		
Oil Formation Volume Factor (B_o)	1.089			
Oil Viscosity ($\mu_{L,O}$)	2.541	cp		
Solution Gas Ratio (R_g)	114	scf/bbl		
Oil Gravity (γ_o)	20.00	°API		
Gas Gravity (γ_g)	1.129			
PVT Reference Pressure (p_{pVT})	1459.70	psi		

Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Por lo tanto en la tabla La **tabla 3.4** se resume el análisis de pruebas de presión de todos los pozos del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

TABLA 3. 4 RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES DE LOS BUILD UP ARENA UI

POZO	ARENA	TIPO	ALMACENAMIENTO	RESERVORIO	LIMITE	Pr [psi]	kh [mD-ft]	K [mD]	S	C [bls/psi]
CUL001	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	1835.99	5505.6	177.6	2.48	2.57E-05
CUL004	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	1872.02	68600	1020	4.77	1.55E-05
CUL005	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	1641.11	37500	500	8.5	6.27E-04
CUL006	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	1851.16	37100	419	9.73	2.66E-04
CUL007D	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	INFINITO	1374.93	45500	553	13.7	7.15E-03
CUL007D	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGÉNEO	INFINITO	1386.79	37100	451	15.5	4.94E-04
CUL009D	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	1356.56	25500	429	1.29	4.80E-03
CUL010H	UI	HORIZONTAL	VARIABLE	HOMOGÉNEO	INFINITO	1864.82	7050	90.4	1.02	3.39E-03
CUL013H	UI	HORIZONTAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	RECTÁNGULO	1932.48	76400	943	6.69	1.86E-03
CUL015D	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	RECTÁNGULO	1613.31	2188.8	91.2	10	1.526E-03
YUL004	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGÉNEO	INFINITO	2140	2474.64	44.19	5.95	2.35E-04
YUL005	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	2100.25	59000	1050	17.1	4.29E-04
YUL007	UI	VERTICAL	SIN ALMAC.	DOBLE POROSIDAD	RECTÁNGULO	2286.37	12000	188	1.86	7.15E-03
YUL009D	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGÉNEO	INFINITO	1645	10780	174	4	9.17E-04
YUL013D	UI	VERTICAL	VARIABLE	COMPOSICIONAL RADIAL	INFINITO	2042	912	48	6	2.80E-04
YUL016D	UI	VERTICAL-PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGÉNEO	FALLA SIMPLE	1728.62	9050	197	4.43	2.47E-03

Fuente:Fekete, F.A.S.T. Welltest.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Para determinar los posibles pozos a ser fracturados es muy importante tener en cuenta la admisibilidad de la roca, en este trabajo se analiza la arena UI, pues tenemos datos de un pozo ya fracturado con éxito y corresponde a dicha arena (Culebra 11D).

Como se puede observar en la **tabla. 3.4** los datos de parámetros petrofísicos detallados nos sirven para filtrarlos por daño y permeabilidad que son las causas más frecuentes por las que un pozo es candidato a ser fracturado siempre y cuando la roca sea admisible de fracturamiento y el corte de agua sea bajo, también es importante tener en cuenta el mapa estructural de dicha arena pues se debe determinar la ubicación del pozo en el mismo y determinar flancos y altos estructurales, que van acompañados de un análisis detallado de registros eléctricos de dicho pozo para determinar el contacto agua petróleo (CAP), esto nos ayuda a predecir de manera cualitativa que el resultado de dicho fracturamiento sea el mejor.

Para la siguiente selección serán tomados en cuenta los pozos con una permeabilidad menor a 100md y un daño(S) mayor a 5.

La **tabla 3.5** nos muestra el resultado de haber filtrado los pozos candidatos por pruebas de presión, los cuales podrían ser corroborados con los otros análisis que se realizaran en el siguiente capítulo y determinar si son candidatos o no.

TABLA 3. 5 POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR POR PRUEBAS DE PRESIÓN

POZO	h (ft)	k (md)	S	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	BSW (%)
CUL_015D:UI	29	91.2	10	1613.31	702.26	0.8
YUL_004A:UI	56	44.19	5.95	2140	1745	75
YUL_013D:UI	19	48	6	2042	1183	80
YUL_015D:UI	44	31.8	4.94	1563.02	1150.82	2

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En el siguiente capítulo se realizarán estudios de otros métodos con la ayuda del software OFM (Oil field Manager), los cuales serán corroborados con el resultado de los análisis por pruebas de presión, y nos darán con claridad cuáles son los pozos a ser fracturados hidráulicamente.

CAPÍTULO IV

SELECCIONAR MEDIANTE LOS ANÁLISIS DETERMINADOS, LOS POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR EL FRACTURAMIENTO.

4.1 INTRODUCCIÓN

Para la adecuada selección de los pozos candidatos a fracturarse, necesitamos tener condiciones actuales del reservorio de cada uno de los pozos productores del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda. Para lo cual un análisis global de cada pozo nos da las pruebas de presión (BUILD UP), las mismas que fueron estudiadas en el capítulo anterior, sin embargo para determinar con mayor precisión los pozos candidatos nos vamos a facilitar del software OFM (Oil Field Manager), el mismo que nos proporcionara de herramientas factibles de pronóstico como es el Índice de Heterogeneidad, la capacidad de flujo de cada pozo y el estudio de registros eléctricos.

4.2 METODOLOGÍA

Se analiza el desempeño de la arena "UI", debido a que es el yacimiento del cual tenemos mayor cantidad de información con el antecedente de tener una fractura exitosa (Culebra 11D). Luego se integra la información dinámica y estática de la arena "UI".

4.3 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE OFM (Oil Field Manager)

OFM es un software que nos ayuda a analizar el yacimiento y pozo, para mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas, con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Dicho software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.

Las extensas herramientas del software automatizado OFM (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) reducen el tiempo que gastará el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para un buen uso.

4.4 APLICACIONES EJECUTADAS CON EL PROGRAMA OFM

4.4.1 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD

Este es un procedimiento que tiene como objetivo estudiar el comportamiento de ciertas variables y clasificar los pozos a través de su analogía con el comportamiento de otros pozos que ya han sido analizados. La función está definida como la relación entre un valor dado de una población y el valor promedio de dicha población menos la unidad. En forma analítica puede ser definida mediante la siguiente ecuación

$$IH = \frac{V}{V_P} - 1 \text{ (Ec. 4.1)}$$

Dónde:

V = Es un valor cualquiera de una propiedad dada y

V_p = Es el valor promedio aritmético de esa propiedad para toda la población.

Este índice resulta muy útil para establecer la posición relativa de un valor dado en comparación al valor promedio de esa variable y saber si se encuentra por encima o por debajo del mismo. Así por ejemplo es posible, luego de calcular el valor promedio mensual de la producción de petróleo, agua y gas, comparar la producción de estos fluidos de un pozo en particular y determinar si el mismo se encuentra por encima o por debajo del promedio. En otras palabras, definir si es un buen o mal productor en comparación con el resto de los pozos del área bajo estudio.

El valor mínimo de esta función es -1 cuando la producción del pozo evaluado sea 0 (sin producción). El valor máximo es un número positivo que va a depender de cuantas veces el valor puntual de las variables es mayor que el valor promedio. Así un pozo con una tasa de petróleo de 2500 bnpd en un mes en donde la producción promedio fue 500 bnpd, generará un índice de heterogeneidad de 4 para ese mes.

Utilizando una aplicación computarizada como Oil Field Manager (OFM) es posible construir un gráfico en coordenadas cartesianas en donde se grafiquen los índices de heterogeneidad acumulados del petróleo (eje de las X) contra el índice de heterogeneidad del agua o del gas (eje de las Y).

Estos ejes coordenados dan como resultado cuatro cuadrantes hacia donde los puntos se mueven. Cada punto representa el comportamiento de un pozo, el cual puede ser trazado en toda su trayectoria si así se desea. Cada cuadrante representa el lugar geométrico de un cierto tipo de pozos, dependiendo de las variables que hayan sido seleccionadas.

La **tabla 4.1** muestra la identificación de los cuatro cuadrantes del Índice de Heterogeneidad.

TABLA 4. 1 IDENTIFICACIÓN DE LOS CUATRO CUADRANTES DEL ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD	
Producción de Agua ↑	CUADRANTE IV
	Baja Producción de Petróleo & Alta producción de Agua
	CUADRANTE I
	Alta Producción de Petróleo & Alta Producción de Agua
CUADRANTE III	CUADRANTE II
Baja Producción de Petróleo & Baja Producción de Agua	Alta producción de Petróleo & Baja Producción de Agua
Producción de Petróleo →	

Fuente: Schlumberger.

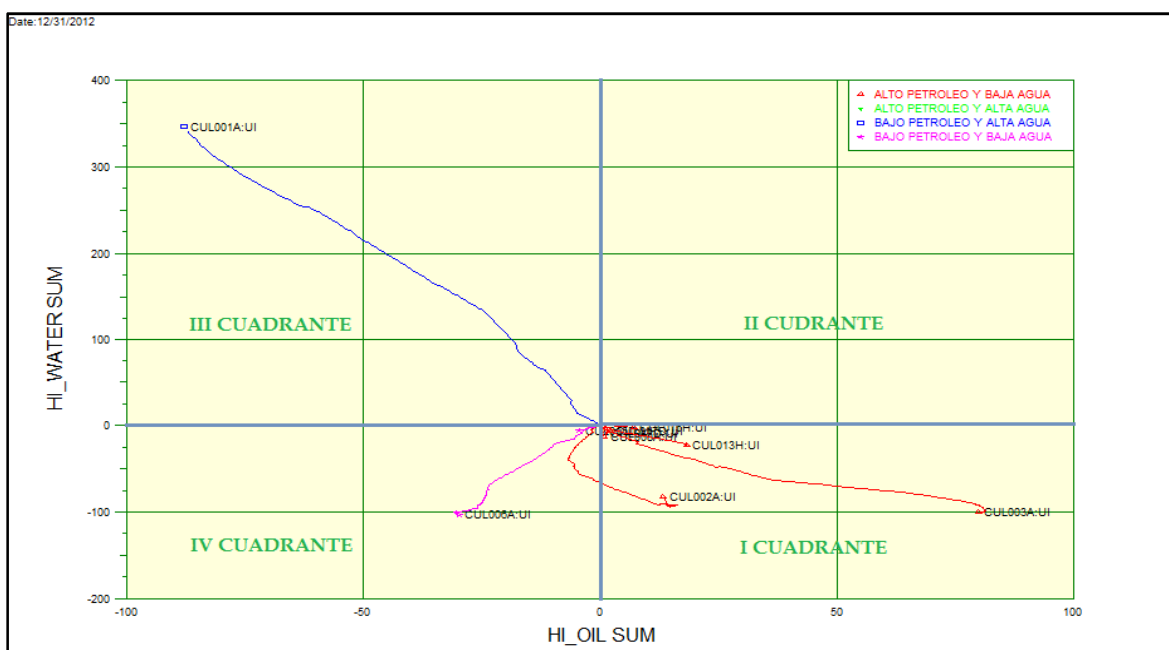
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.4.1.1 Índice de heterogeneidad aplicado al campo

A continuación se realizara un índice de heterogeneidad a las áreas de Culebra-Yulebra Yulebra por separado para tener una mayor certeza a la hora de seleccionar los pozos candidatos idóneos de ser fracturados.

La **figura 4.1** indica el Índice de heterogeneidad del área Culebra Arena UI, basado en los de datos a través del historial de producción de cada pozo.

FIGURA 4. 1 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD DEL ÁREA CULEBRA ARENA UI



Fuente: Software OFM, Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

La **tabla 4.2** representa el esquema de ubicación de los pozos por cuadrante en el Índice de Heterogeneidad del área Culebra.

TABLA 4. 2 UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE HI ÁREA CULEBRA ARENA UI

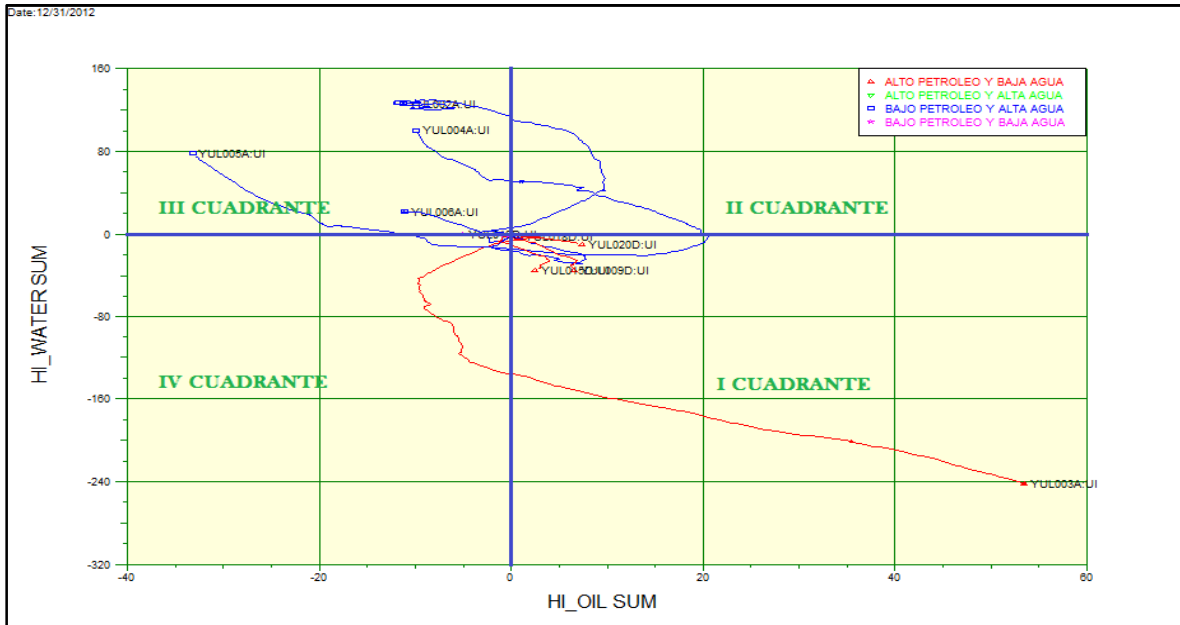
UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE HI ÁREA CULEBRA	
BAJO PETRÓLEO & ALTA AGUA III CUADRANTE	ALTO PETRÓLEO & ALTA AGUA II CUADRANTE
CUL001UI	-----
BAJO PETRÓLEO Y BAJA AGUA IV CUADRANTE	ALTO PETROLEO I BAJA AGUA I CUADRANTE
CUL006A:UI	CUL002A:UI
CUL015D:UI	CUL003A:UI
	CUL008A:UI
	CUL012D:UI
	CUL013H:UI
	CUL016H:UI
	CUL017D:UI

Fuente: Software OFM, Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

La **figura 4.2** indica el Índice de heterogeneidad del área Yulebra Arena UI.

FIGURA 4. 2 INDICE DE HETEROGENEIDAD DEL ÁREA YULEBRA ARENA UI



Fuente: Software OFM,Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

La **tabla 4.3** representa el esquema de ubicación de los pozos por cuadrante en el Índice de Heterogeneidad del área Yulebra Arena UI.

TABLA 4. 3 UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE HI ÁREA YULEBRA ARENA UI

UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE HI ÁREA YULEBRA	
BAJO PETRÓLEO & ALTA AGUA III CUADRANTE	ALTO PETRÓLEO & ALTA AGUA II CUADRANTE
YUL002A:UI	-----
YUL004A:UI	
YUL005A:UI	
YUL006A:UI	
BAJO PETRÓLEO Y BAJA AGUA IV CUADRANTE	ALTO PETRÓLEO I BAJA AGUA I CUADRANTE
YUL013D:UI	YUL003A:UI
	YUL009D:UI
	YUL015D:UI
	YUL018D:UI
	YUL020D:UI

Fuente: Software OFM,Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.4.1.2 Significados de los Cuadrantes en la Gráfica de Índice de Heterogeneidad.

4.4.1.2.1 Primer Cuadrante

Los pozos en el primer cuadrante tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a ningún trabajo.

4.4.1.2.2 Segundo Cuadrante

El segundo cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a estimular, sin embargo pueden ser candidatos para control de agua.

4.4.1.2.3 Tercer Cuadrante

En el tercer cuadrante, los pozos con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio son generalmente los primeros candidatos para tratamiento de control de agua.

4.4.1.2.4 Cuarto cuadrante

El cuarto cuadrante muestra los pozos con tasa de petróleo y agua por debajo del promedio, siendo estos los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a estimular.

Dadas las características muy particulares de cada cuadrante, es posible relacionar los pozos que allí se alojan con ciertas características del modelo geológico, aunque esa vinculación no tiene ninguna garantía de validez. Por ejemplo, los pozos del primer cuadrante, posiblemente se encuentren ubicados en la zona del yacimiento con la mejor calidad de roca reservorio, es decir, con mejor permeabilidad, porosidad o espesor de arena.

En cambio, los del segundo cuadrante tal vez están respondiendo al efecto de algún proyecto de inyección de agua o a la presencia de un acuífero cercano activo, con una buena eficiencia de desplazamiento, dado que existe una alta producción de petróleo.

En contraposición, los pozos del tercer cuadrante no muestran esa eficiencia, lo cual probablemente indica la existencia de una alta razón de movilidad y por ende una baja eficiencia de barrido, o quizás producto de fuentes externas a la completación actual, es decir a comunicación hidráulica con zonas vecinas, mala cementación, conificación o canalización del agua.

Por último, en el cuarto cuadrante aloja generalmente a los pozos menos productivos del yacimiento, probablemente por pobre calidad de la roca reservorio o por daño de formación.

4.4.2 CAPACIDAD DE FLUJO

En la capacidad de flujo se tiene una apreciación de cuanto está aportando cierto pozo con respecto a su capacidad original o estimada; está determinada por parámetros petrofísicos en donde se establece una relación entre la calidad de la formación y el rendimiento de producción para poder identificar que pozos son idóneos para una posible estimulación u optimización.

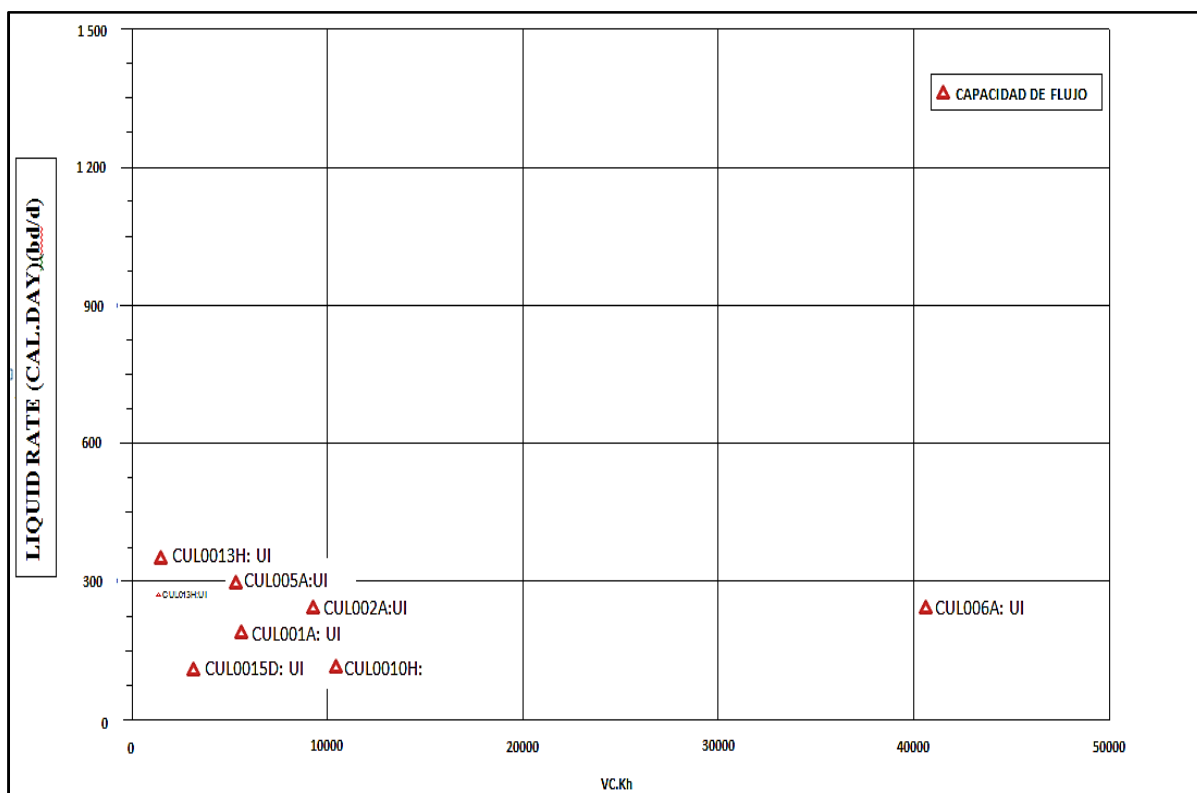
Con la información facilitada por la Gerencia de Exploración y Producción y el departamento de Ingeniería en el campo se realizó un análisis a la Arena UI.

4.4.2.1 Capacidad de Flujo área Culebra Arena UI

Se realiza el análisis de la capacidad de flujo del campo Culebra en la Arena UI, pues se sabe que es la arena con mayor producción y la que tiene mayor proyección para

una posible estimulación. La **figura 4.3** nos muestra la interpretación de la capacidad de flujo del área Culebra Arena UI.

FIGURA 4.3 CAPACIDAD DE FLUJO ÁREA CULEBRA ARENA UI



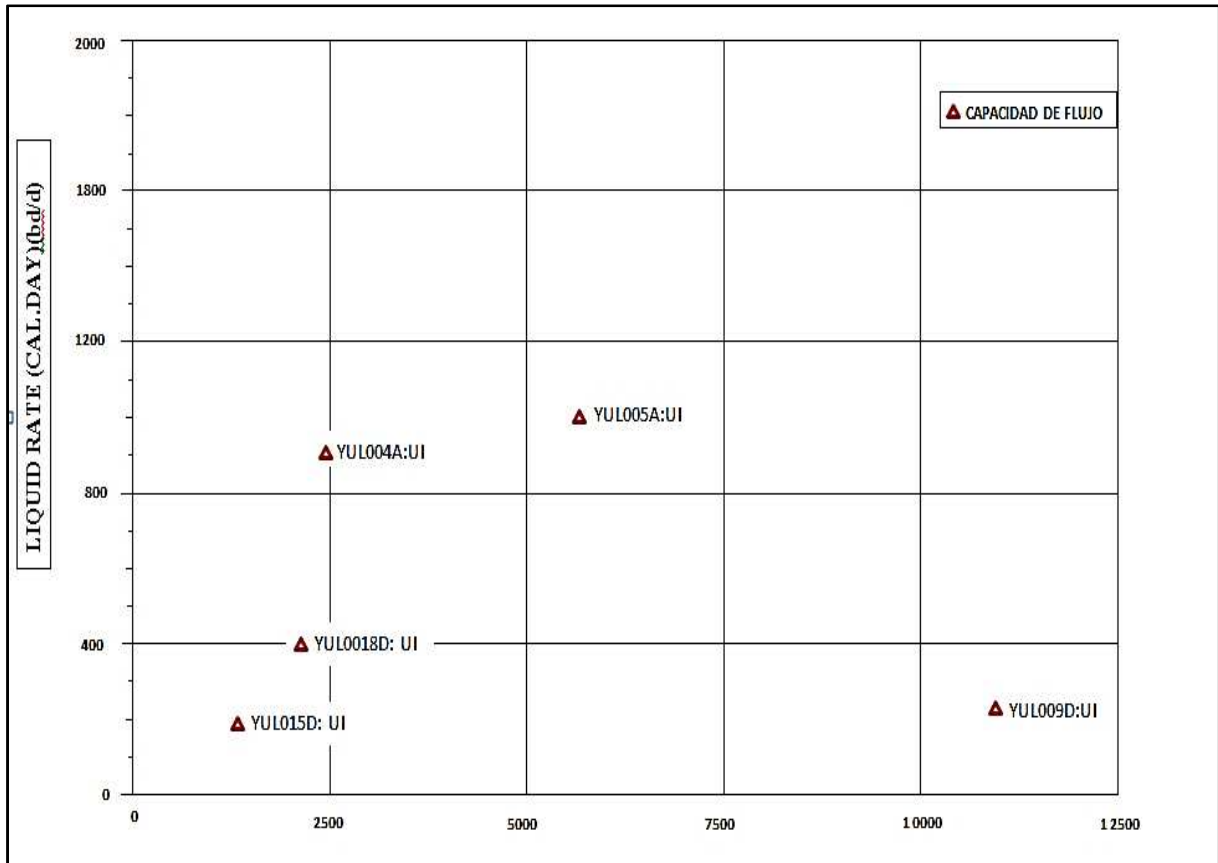
Fuente: Software OFM, Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.4.2.2 Capacidad de Flujo del Campo Yulebra Arena UI

Se realiza el análisis de la capacidad de flujo del área Yulebra en la Arena UI, pues se sabe que es la arena con mayor producción y la que tiene mayor proyección para una posible estimulación. La **figura 4.4** nos muestra la interpretación de la capacidad de flujo del área Yulebra.

FIGURA 4. 4 CAPACIDAD DE FLUJO AREA YULEBRA ARENA UI



Fuente: Software OFM,Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En la **tabla 4.4** se puede realizar un resumen de la capacidad de flujo del área Culebra y Yulebra Arena UI.

TABLA 4. 4 RESULTADOS CAPACIDAD DE FLUJO

ÁREA	POZO ALTA CAPACIDAD DE FLUJO Y POBRE PRODUCCION	POZO BAJA CAPACIDAD DE FLUJO Y ALTA PRODUCCION
CULEBRAS	CUL006A:UI	CUL001A:UI
		CUL002A:UI
		CUL005A:UI
		CUL010H:UI
		CUL013H:UI
		CUL015D:UI
YULEBRAS	YUL009D:UI	YUL018D:UI
	YUL015D:UI	

Fuente: Software OFM,Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.5 CORRELACIÓN ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD Y CAPACIDAD DE FLUJO

A continuación se procede a realizar una correlación de resultados entre el Índice de Heterogeneidad y la capacidad de flujo, permitiéndonos obtener los pozos con mayor proyección de un posible fracturamiento, estos resultados deben ser corroborados con análisis petrofísicos en especial el corte de agua teniendo en cuenta que no es ideal fracturar un pozo con alto corte de agua; también es importante hacer un análisis minucioso de los registros eléctricos que nos indica si la zona a ser fracturada está cerca del Contacto Agua-Petróleo (CAP).

La **tabla 4.5** muestra una correlación de estos dos métodos al dar como resultados los mismos pozos candidatos a ser estimulados por fracturamiento hidráulico.

TABLA 4. 5 CORRELACIÓN ENTRE HI Y CAPACIDAD DE FLUJO

CAMPO	POZOS SELECCIONADOS	
CULEBRA	CUL006A:UI	CUL015D:UI
YULEBRA	YUL009D:UI	YUL015D:UI

Fuente: Software OFM,Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Una vez hecha esta correlación nos damos cuenta que los pozos con mayor proyección de un posible fracturamiento son los pozos que se encuentran en la **tabla 4.5**.

Además correlacionamos este resultado con los pozos analizados por pruebas de presión analizadas en el capítulo 3 la cual la **tabla 4.6** muestra los resultados de pruebas de presión.

TABLA 4. 6 POZOS CANDIDATOS MEDIANTE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

POZO	Date B'UP	h (ft)	K (md)	S	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	BSW (%)
CUL_015D:UI	10/23/2012	29	91.2	10	11613.3	702.3	0.8
YUL_004A:UI	4/7/2009	56	44.2	5.95	2140	1745	75
YUL_013D:UI	8/2/2011	19	48	6	2042	1183	80
YUL_015D:UI	12/20/2009	44	31.8	4.94	1563	1150.8	2

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Entonces se puede concluir que los pozos que coinciden en los tres análisis son los pozos Cul_015D, Yul_015D, añadiéndole al pozo Yul_09D debido a que tiene una gran capacidad de flujo en su reservorio, pero no tiene alta producción de hidrocarburo, además tiene un bajo corte agua, permeabilidad baja y tiene un daño moderadamente alto.

Se descarta el pozo Culebra 006UI debido a que tiene una permeabilidad muy alta, también el daño es alto sin embargo creemos que en dicho pozo sería recomendable hacer otro tipo de estimulación pues si procedemos con la fractura este podría afectar la excelente permeabilidad.

Por lo tanto los pozos para nuestro análisis son: **Culebra015D, Yulebra09D, Yulebra015D**

Posteriormente en el capítulo 5, en el estudio de fracturamiento hidráulico de los pozos seleccionados se revisara su ubicación estructural en el campo, donde veremos si nuestros pozos están ubicados en un alto estructural que sería lo ideal para el fracturamiento, también analizaremos el registro eléctrico para ver si tienen contacto agua petróleo, ya que si lo tienen no sería factible la fractura debido a que el agua se puede conificar, además con el registro se puede observar que clase de composición tiene la arena a fracturarse.

Por lo tanto para realizar un fracturamiento a un pozo se debe conocer los parámetros de presión de reservorio del pozo candidato y su declinación por año, para ello necesitamos tener condiciones actuales del reservorio de cada uno de los pozos productores del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda. Para lo cual un análisis global de cada pozo nos da las pruebas de presión (BUILD UP), pero como las pruebas de presión tomadas a los pozos del campo no son actuales, debemos actualizar, corregir y ajustar las presiones del reservorio de cada pozo

Para actualizar y ajustar las presiones del reservorio de cada pozo, nos vamos a ayudar del análisis nodal con un software.

El software que se utiliza para realizar el Análisis Nodal es PIPESIM.2011 de la compañía SCHLUMBERGER, ya que a través de un conjunto de módulos nos permite diseñar, analizar y optimizar la producción de pozo.

4.6 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPESIM.2011

PIPESIM es un software que constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente que nos permite obtener una simulación óptima de producción, conocer el potencial del yacimiento, además de darnos a conocer la presión del reservorio, mediante el modelado del flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo.

Permite efectuar un análisis de sensibilidades de presiones de reservorio y es una herramienta que modela la mejor alternativa para conocer nuestra presión de reservorio a la producción actual del pozo. Además incluye perfiles de presión/temperatura estándar.

Incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Se puede ajustar los datos de pozos medidos a estas correlaciones con el fin de identificar la correlación más apropiada para su análisis. El modelado preciso del fluido producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, Pipesim ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro o un rango de ecuaciones de estado (EOS) para modelos composicionales.

4.6.1 PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS

Para el ingreso de datos se debe realizar lo siguiente:

- Configurar el sistema y ajuste de modelo.
- Ingresar datos de los diferentes módulos utilizados en el sistema.
- Ingresar datos de propiedades del fluido (Black Oil).
- Correr sensibilidades.

En PIPESIM encontramos los siguientes iconos que utilizaremos en nuestro estudio:



Nodo: Está representado con un círculo azul que viene a ser un nodo que permite aislar las tuberías.



Tubing: Es la tubería de producción del pozo que une el reservorio con la cabeza del pozo.



Línea de flujo: representa la tubería que conecta el cabezal del pozo hasta un separador de producción.



Punto de Análisis Nodal: representa el punto de referencia para el análisis nodal del sistema.

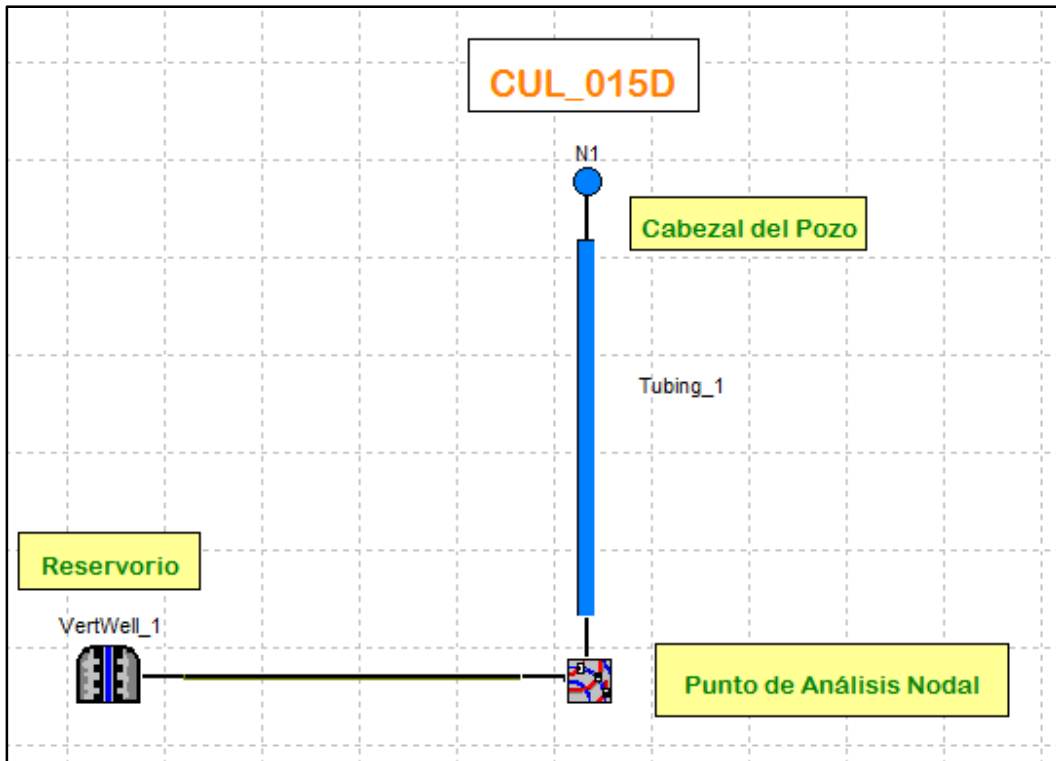


Terminación: puede ser horizontal o vertical.

4.6.2 MODELO DE ANÁLISIS NODAL

El modelo para efectuar el análisis nodal para cada pozo consta de un nodo, una tubería de producción, el punto de análisis nodal, y el reservorio. Es necesario poner un conector para unir el punto de análisis nodal con el reservorio vertical, como se indica en la **figura 4.5**.

FIGURA 4. 5 MODELO DEL POZO



Fuente: Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.6.3 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM

Para poder conocer las presiones del reservorio actuales de cada pozo del campo Culebra-Yulebra-Anaconda, debemos contar con información de las condiciones con las que se maneja cada pozo. Dichos datos son los siguientes:

- Propiedades del Yacimiento: Presión estática tomada del Bulid Up, temperatura, caudal de fluido que produce, presión de fondo fluyente.
- Propiedades de la tubería de producción: perfil de desviación (Survey: MD, TVD, ángulo de desviación), perfil Geotérmico, ID tubing, rugosidad, tipo de sistema artificial.
- Modelo de BES: fabricante, velocidad de diseño, etapas, factor de carga, presión de salida.

- Propiedades PVT del fluido.
- Datos de producción: nombre del pozo, corte de agua, GOR, presión de producción (Pwf).

El **ANEXO 1**, presenta los datos ingresados en el Software PIPESIM.2011 referente a lo mencionado anteriormente, descritos para cada uno de los pozos del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

4.6.4 CORRELACIONES DE FLUJO

Las correlaciones que usaremos son las que se muestran en la **tabla 4.7**.

TABLA 4. 7 CORRELACIONES USADAS EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011

CORRELACION	POZOS VERTICALES	POZOS DIRECCIONALES	POZOS GAS CONDENSADO	LINEAS DE OIL	LÍNEAS DE GAS CONDENSADO
DUNS & ROSS	X	X	X	X	X
HAGERDORN & BROWN	X		X		
BEGGS & BRILL REVISED	X	X	X	X	X
BEGGS & BRILL ORIGINAL	X	X	X	X	X

Fuente: Schlumberger.

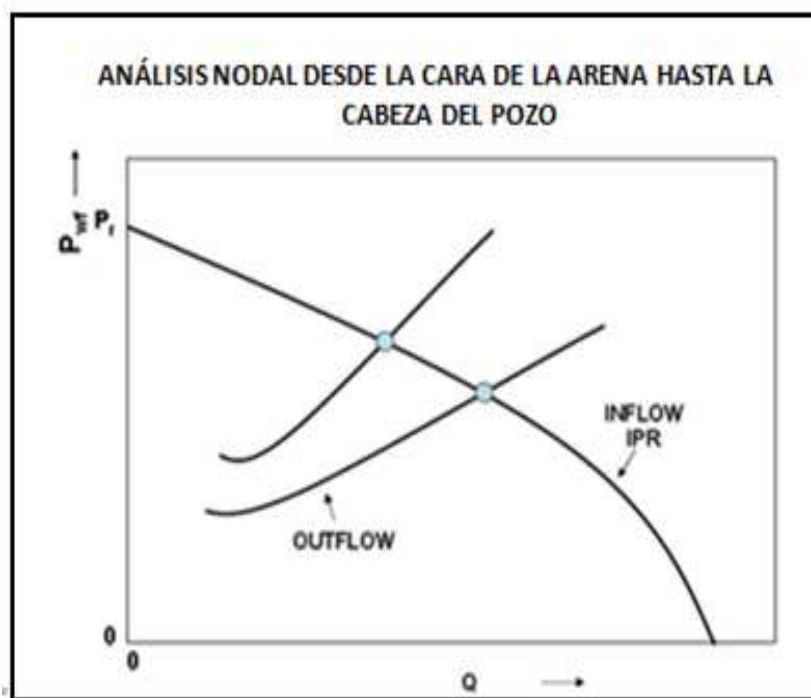
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Las correlaciones mencionadas anteriormente fueron seleccionadas considerando criterios y condiciones descritas en el **ANEXO 3**.

4.6.5 PROCEDIMIENTO BÁSICO

El procedimiento básico consiste en dividir el pozo en 2 componentes básicos: yacimiento y completación; para encontrar la presión actual de nuestro pozo, el punto más común para ubicar el nodo de análisis nodal es en el fondo del pozo frente a la arena productora. Durante el análisis se calcula y se grafica la caída de presión desde el yacimiento hasta el punto de análisis nodal la cual nos da la curva Inflow, y desde el punto de análisis de nodal hasta la superficie, dándonos la curva Outflow, para diferentes caudales. Al graficar ambas curvas se obtienen un gráfico como el de la figura 4.6.

FIGURA 4. 6 INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS CORRESPONDE AL PUNTO DE OPERACIÓN

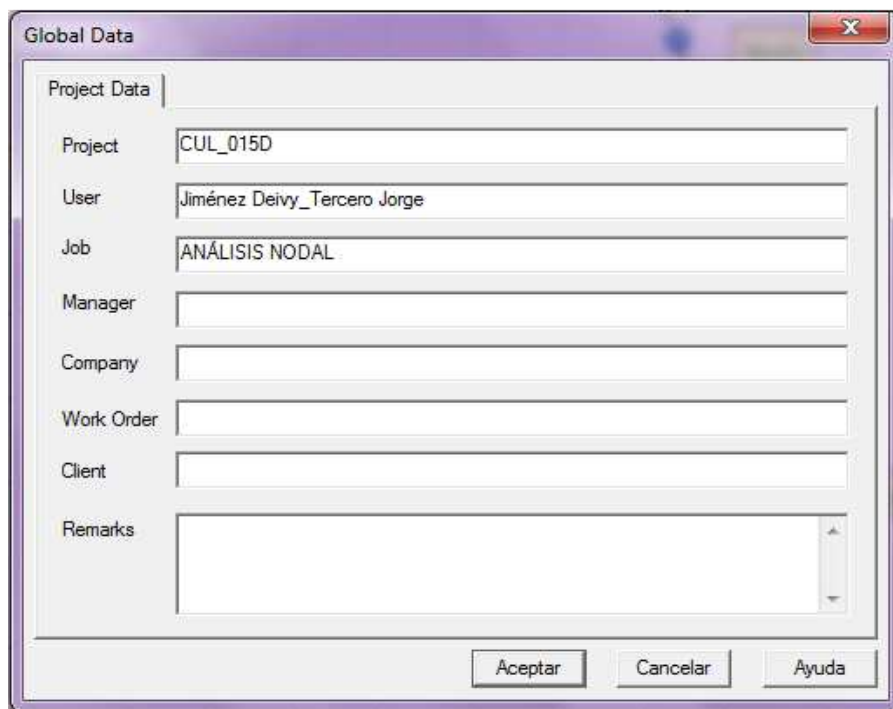


Fuente: Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.6.6 EJEMPLO DE MODELAMIENTO EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011 DEL POZO CUL_15D

Para simular y encontrar la presión de reservorio actual de cada pozo, tomamos como ejemplo el pozo Cul_15D e ingresamos los datos requerido en el software como se representa en la **figura 4.7**.

FIGURA 4. 7 INFORMACIÓN GLOBAL DEL PROYECTO CUL_15D



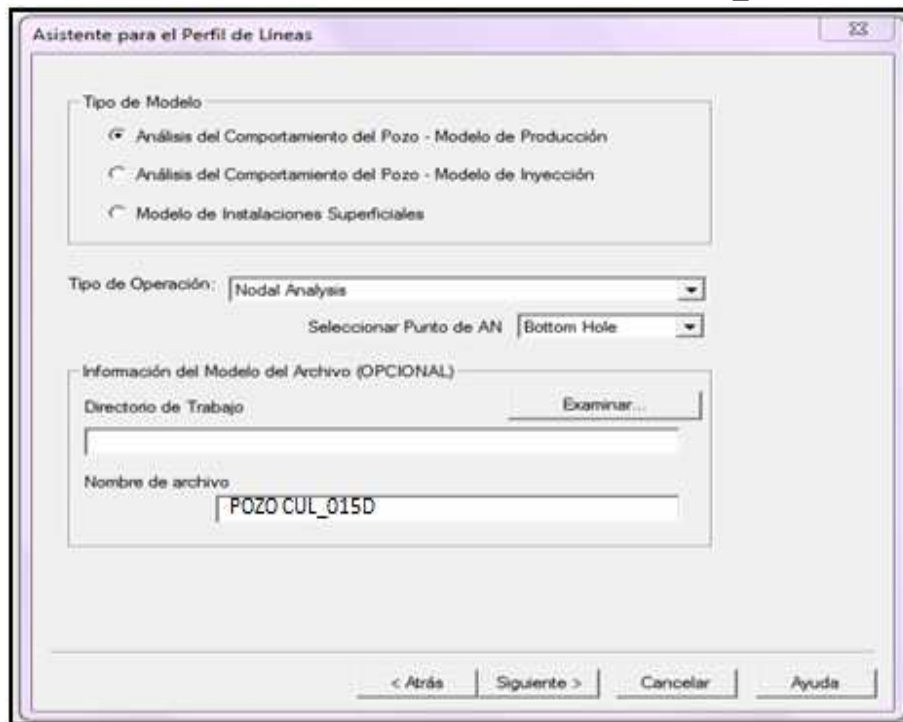
Project Data	
Project	CUL_015D
User	Jiménez Deivy_Tercero Jorge
Job	ANÁLISIS NODAL
Manager	
Company	
Work Order	
Client	
Remarks	

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Al hacer clic en aceptar aparece un asistente para el perfil de líneas en el que podemos escoger el tipo de modelo, de entre: análisis del comportamiento del pozo - modelo de producción, modelo de inyección, modelo de instalaciones de superficie.

Realizamos el análisis nodal en fondo del pozo, como se puede observar en la **figura 4.8**.

FIGURA 4. 8 MODELO DE PIPESIM.2011 CUL_15D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Seleccionamos unidades de campo es decir Psia para presión, °F para valores de temperatura, Cp para la viscosidad, ft para longitud; entre otras, tal como se detalla en la **figura 4.9**.

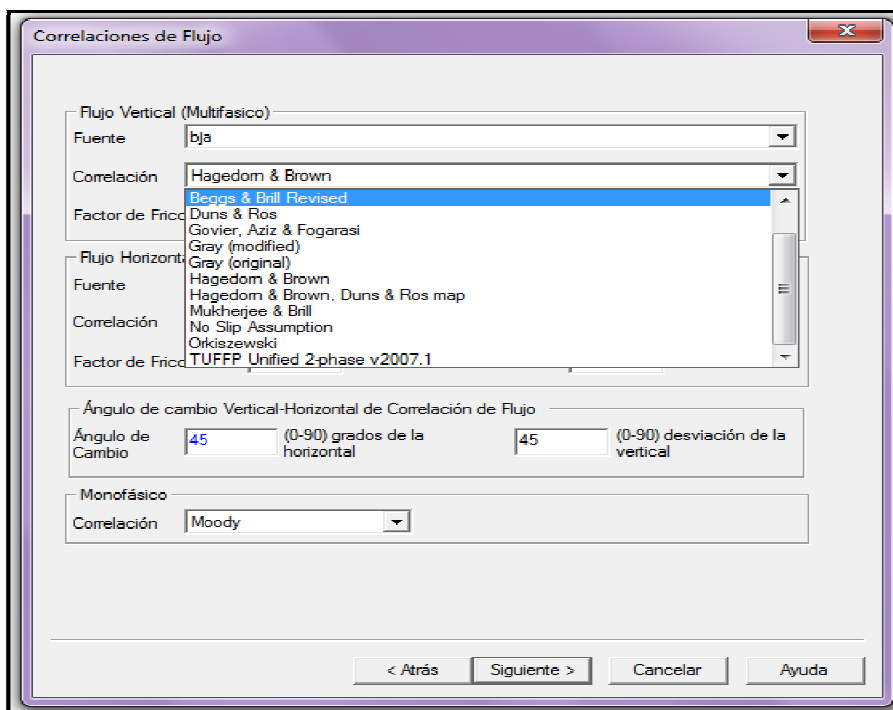
FIGURA 4. 9 SELECCIÓN DE UNIDADES

The screenshot shows a software window titled "Especificar Unidades". At the top, there are three radio buttons for "Selección Sistema de Unidades": "Ingeniería" (selected), "SIU", and "Particular Cliente". To the right are "Exportar..." and "Importar..." buttons. Below this is the "Selección Unidad" section, which contains two columns of dropdown menus for various parameters. The parameters and their selected values are: Presión: psia; Temperatura: F; Viscosidad: cP; Densidad: lb/ft3; RGP/RGL: scf/STB; RPG/RLG: STB/mmscf; U: Btu/hr/ft2/F; IP Gas: mmscf/d/psi2; IP Líquido: STB/d/psi; Longitud (corta): inches; Longitud (grande): ft; Gasto (Tasa) de Gas: mmscf/d; Gasto (Tasa) de Líquido: STB/d; Gasto (Tasa) Másico: lb/s. At the bottom of this section are two buttons: "Fijar como predeterminado" and "Restaurar Valores Iniciales Predeterminados". At the very bottom of the window are four navigation buttons: "< Atrás", "Siguiete >", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En PIPESIM.2011 podemos seleccionar las correlaciones que mejor se adapten al modelo real del pozo, como muestra la **figura 4.10**, de todas estas correlaciones escogemos las más usadas como son: Hagedorn& Brown , Beggs&Brill, el **ANEXO 3**, detalla la correlación más adecuada para distintas condiciones de reservorios.

FIGURA 4. 10 CORRELACIONES DE FLUJO CUL_15D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

A continuación procedemos a ingresar datos de reservorio, tubería de producción, tubería de superficie, datos de fluido (Black Oil), con el fin de ajustar el modelo seleccionado a la situación actual en la que están produciendo los pozos a un caudal (q) y a una presión (P_{wf}) determinada.

Como nuestro objetivo es encontrar la presión estática (P_{ws}) de cada pozo a diciembre del 2012, debemos conocer la producción (BFPD) a una presión del fondo fluyente (P_{wf}) actual de cada pozo del campo.

Por lo tanto como se tiene la P_{ws} tomada del Buil Up a fechas anteriores, se puede asumir una presión de P_{ws} tomando en cuenta la declinación de presión por año que tiene el reservorio UI, valor proporcionado por el departamento de producción de Petroecuador el cual corresponde al intervalo de (45-65) Psi.

La **tabla 4.8** indica la presión del reservorio (P_{ws}) asumida para nuestra simulación y su producción a una presión de fondo fluyente (P_{wf}) actual de cada pozo productor del campo Culebra-Yulebra-Anaconda

TABLA 4. 8 PWS, PRODUCCIÓN Y PWF ACTUAL A DICIEMBRE DEL 2012 DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA

POZO	BFPD	Pws (Psi)	Pwf (Psi)	IP (bls/Psi)
CUL_001UI	213	1835.99	694	0.186
CUL_002UI	250	2303	700	0.106
CUL_003UI	214	1400	519	0.249
CUL_005UI	320	1872.4	891.97	0.326
CUL_006UI	280	1658.48	0.40	960.83
CUL_007REUI	204	-----	-----	-----
CUL_008UI	258	1250	850	0.645
CUL_010HU	159	1350	865	0.456
CUL_012DUI	202	1800	900	0.224
CUL_013HUI	304	1450	855	0.354
CUL_014DUI	161	1400	740	0.243
CUL_015DUI	192	1613	702	0.210
CUL_016HUI	604	1456	845	0.354
CUL_017DUI	375	2200	1030	0.225
CUL_018DUI	122	850	659	0.638
YUL_004UI	889	1950	1483	1.923
YUL_005U	980	1700	1034	1.471
YUL_009DU	217	1230	700	0.364
YUL_013DUI	418	1800	1250	0.762
YUL_015DU	190	1400	750	0.293
YUL_018DUI	395	1400	980	0.842
YUL_020DUI	342	1298	820	0.667
YUL_022DUI	475	1600	1100	0.966

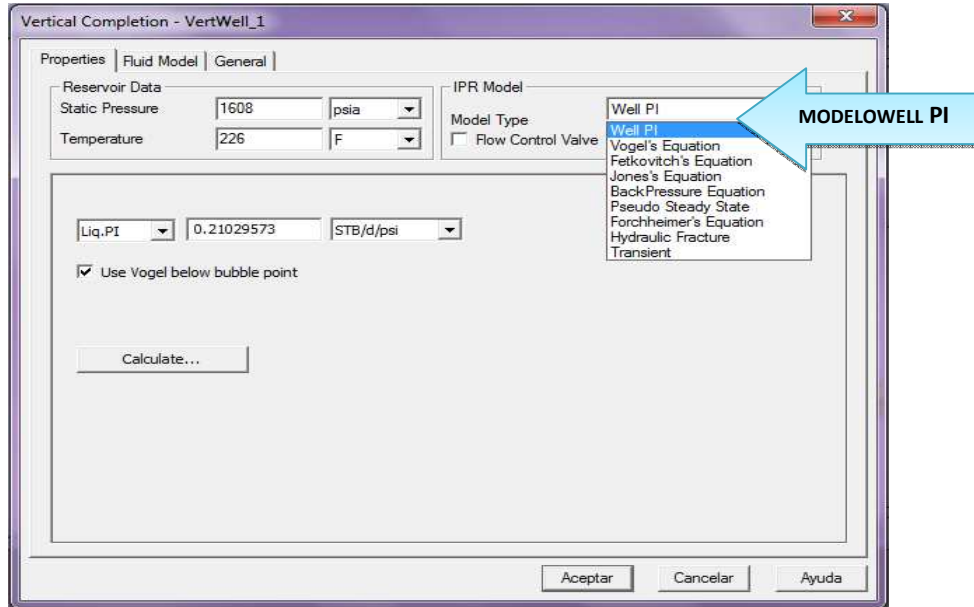
Fuente: Petroproducción.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Para nuestra simulación seleccionamos el modelo Well IP. Este modelo requiere información actualizada de la presión de fondo fluyente (P_{wf}), la presión

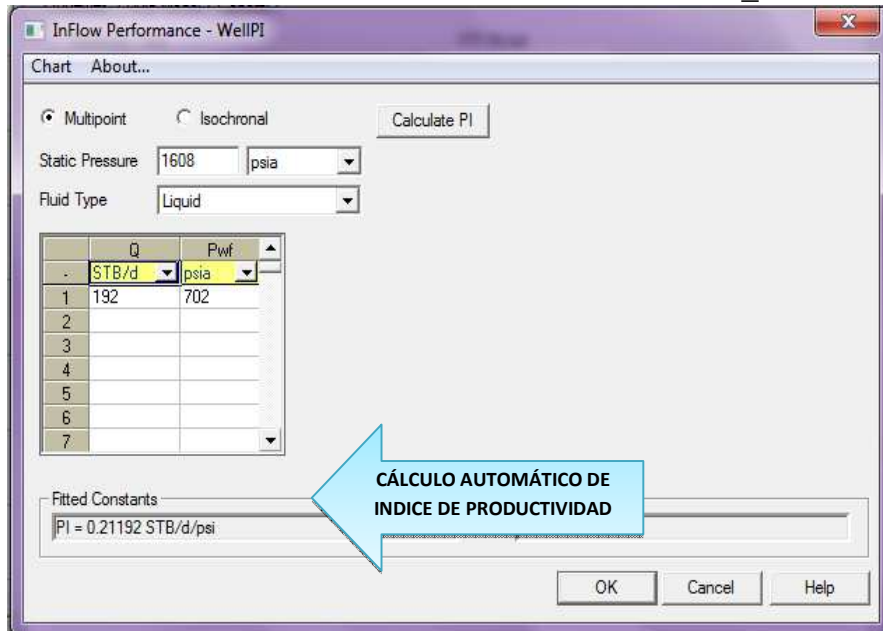
estática asumida del yacimiento (P_{ws}), y el caudal de fluido al que produce dicho pozo (q), como indican las siguientes figuras 4.11 y 4.12.

FIGURA 4. 11 DATOS DE RESERVORIO CUL_15D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

FIGURA 4. 12 DATOS DE RESERVORIO CUL_15D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Seguidamente procedemos con la introducción de los datos respectivos acerca de la tubería de producción, temperatura ambiente, longitud de tubería, diámetro interno, en nuestro caso se utiliza modelo simple para pozos verticales y modelo detallado para pozos direccionales y horizontales.

La colocación de la tubería de producción en el modelo permite el modelado de flujo vertical o casi vertical (producción o inyección) en un pozo, así como también direccional, dicho procedimiento se resume en la **figura 4.13**.

FIGURA 4. 13 DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN CUL_15D

The screenshot shows the 'Tubing - Tubing_1' window with the 'General' tab selected. The 'Preferred Tubing Model' is set to 'Detailed Model'. Below this, there are tabs for 'Deviation Survey', 'Geothermal Survey', 'Tubing Configurations', and 'Downhole Equipment'. A text box explains: 'The FIRST node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey. Each Tubing Section runs FROM the MD of the previous section TO the MD as specified in the MD column.' Below this is a table titled 'Tubing Sections'.

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	10130	2.992	0.5	0.001		Tubing	pipe#1_Tubii
2	10255	6.276	0.5	0.001		Tubing	pipe#2_Tubii
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

At the bottom of the window are buttons for 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'. A blue arrow points to the 'Detailed Model' radio button with the text 'PARA POZOS DIRECCIONALES'.

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

El modelo detallado de la **figura 4.14**, se debe utilizar si alguna de las siguientes situaciones ocurre:

- El pozo está muy desviado, es decir pozos direccionales y horizontales.
- Tiene más de 4 cambios en el tamaño de la tubería.
- Un gradiente geotérmico es conocido.
- El coeficiente global de transferencia de calor no es el mismo que el valor predeterminado (0,2 Btu/hr/ft²) o necesita variar a través de la profundidad de la tubería.

FIGURA 4. 14 SURVEY DEL POZO CUL_15D

Properties | General

Preferred Tubing Model | Detailed Model

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

	MD ft	TVD ft	Angle (Deg)
1	0	0	0
2	345	345	0
3	437	437	8.455473
4	529	528	0
5	620	619	0
6	743	742	0
7	834	833	8.364875
8	928	926	0
9	1022	1020	8.364875
10	1116	1113	11.77757
11	1211	1206	8.364875
12	1305	1299	14.5143
13	1399	1390	14.4373
14	1494	1482	14.5143
15	1588	1573	16.77474
16	1682	1663	18.77167
17	1776	1752	18.77167

NOTE: Enter the Datum depth in the first row

Dependent Parameter

TVD

MD

Angle

Calculate

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Un factor importante y necesario para el modelamiento real de un pozo productor es el ingreso de la bomba electrosumergible, Pipesim ofrece varios fabricantes con sus respectivos modelos, señalados en la **figura. 4.15**.

FIGURA 4. 15 DATOS DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE CUL_15D

The screenshot shows the 'ESP Selection' dialog box with the following data:

Section	Parameter	Value	Unit
Select Base Data	Manufacturer	WoodGroup	
	Model	TD450	
	Diameter	4	inches
	Min Flowrate	350	bbl/d
	Max Flowrate	550	bbl/d
	Base Speed	60	hz
Design Data	Speed	54	hz
	Stages	495	
	Head Factor	0.9	fraction
Calculation Options	Viscosity Correction	<input type="checkbox"/>	
	Gas Separator Present	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Separator Efficiency (%)	45	

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Para el modelo de Black Oil es indispensable las propiedades del fluido: corte de agua, relación gas – petróleo (GOR), SG gas, SG de gua, API del crudo, presión de burbuja y temperatura a la presión de burbuja, tal como se indica en la **figura 4.16**.

FIGURA 4.16 MODELO BLACK OIL CUL_15D

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

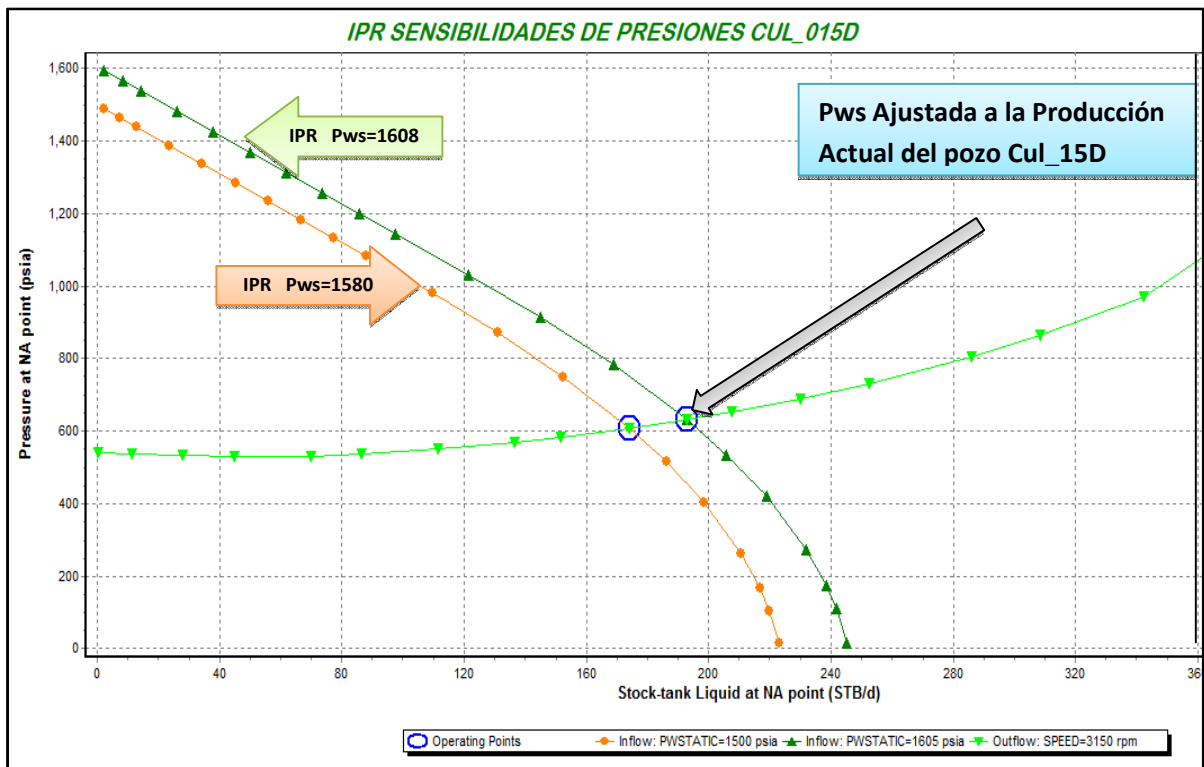
La correlación seleccionada se utiliza para predecir la cantidad de gas disuelto en el petróleo a una presión y una temperatura dadas.

Las correlaciones de Black Oil han sido desarrolladas específicamente para el petróleo crudo/sistemas de gas/agua por lo tanto son más útiles para predecir el comportamiento de fase de corrientes de petróleo crudo. Cuando se utiliza junto con las opciones de calibración, las correlaciones de crudo negro pueden producir datos exactos de comportamiento de fase de un mínimo de datos de entrada.

Una vez ingresado el modelo con todos los datos mencionados anteriormente, realizamos el Análisis Nodal de la situación actual de dicho pozo, cuyo resultado es

la generación de las siguientes curvas, en donde observamos la intersección entre la Inflow y Outflow. Podemos visualizar dicho resultado ilustrado en la **figura 4.17**.

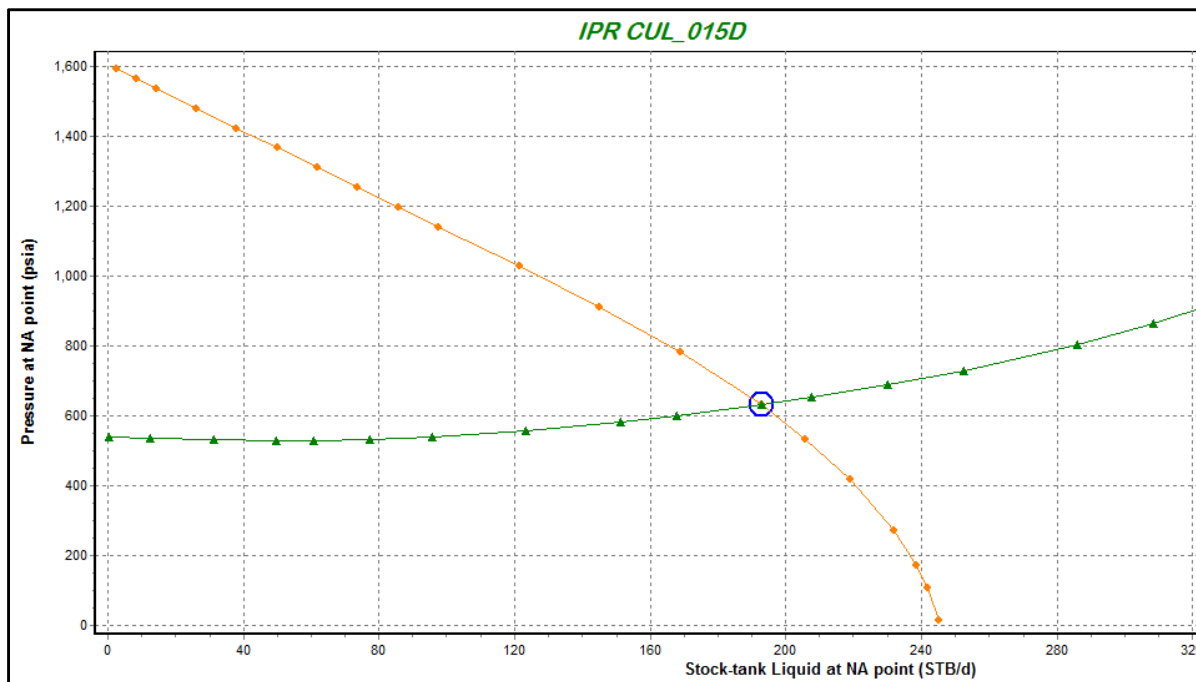
FIGURA 4. 17 ANÁLISIS NODAL CUL_15D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Como se observa en la gráfica anterior para poder ajustar la Presión del reservorio a la producción actual se realiza sensibilidades en el software, y así se puede apreciar de mejor manera la presión que estamos buscando. Entonces una vez escogida la presión de ajuste se modela el software con la presión de ajuste y nos da el IPR del pozo Cul_015D actual de producción. Como se muestra en la **figura 4.18**.

FIGURA 4. 18 IPR ACTUAL DEL POZO CUL_015D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Entonces como se puede notar en la gráfica del pozo Cul_015D, la presión del reservorio (Pws) a la que se ajusta a la producción de **192 BFPD es 1608 psi**.

El análisis nodal para encontrar la Pws de los pozos Yul_09D; Yul_15D se lo realiza del mismo modo y la gráfica IPR de los pozos se muestra en la **figura 4.19 y 4.20**.

FIGURA 4. 19 IPR DEL POZO YUL_09D

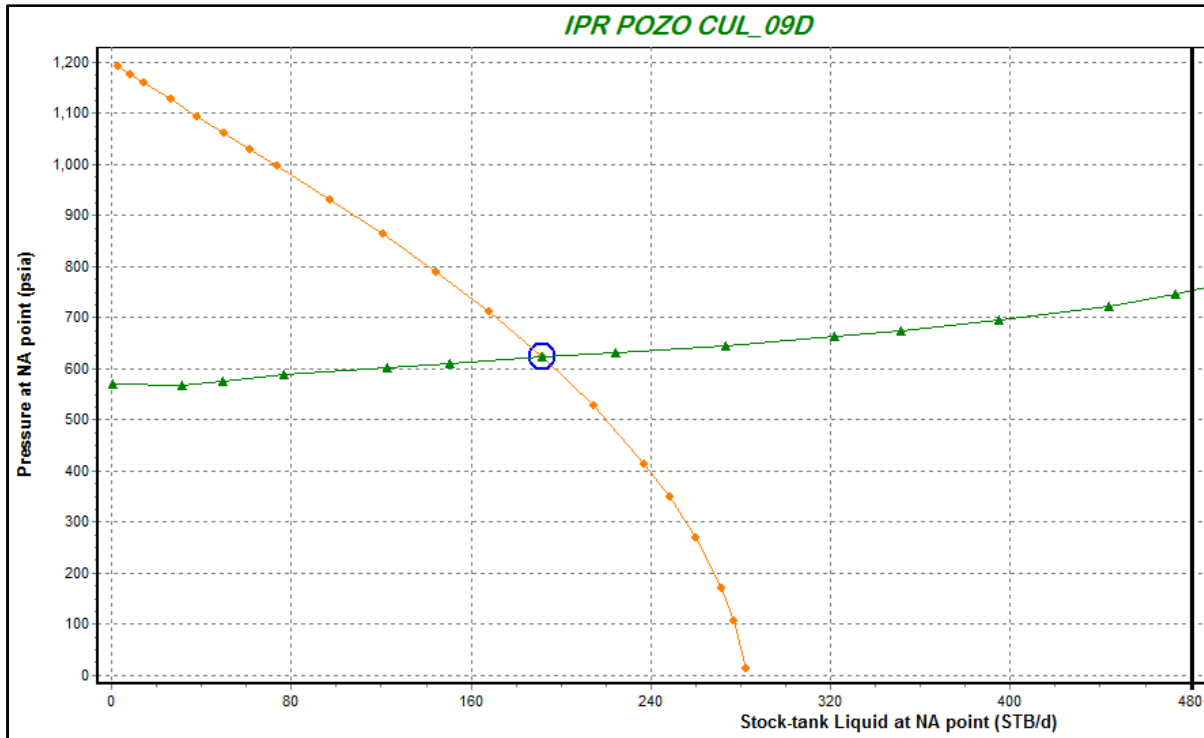
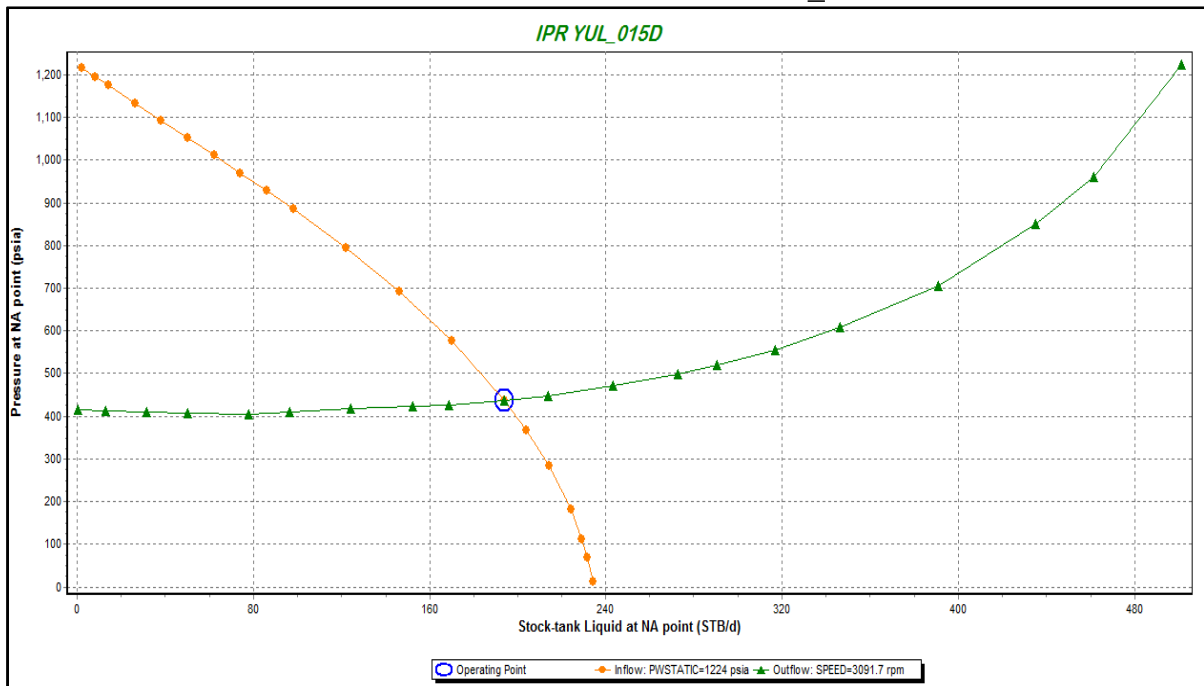


FIGURA 4. 20 IPR DEL POZO YUL_15D



Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

La gráfica IPR del pozo Yul_09D nos muestra la presión de reservorio de ajuste a su producción de **217 BFPD**, la cual es **1400 psi**.

El pozo Yul_15D se ajusta a la producción de **190 BFPD** con una presión de **1224Psi**

De la misma manera se lo realiza para todos los pozos del campo Culebra-Yulebra-Anaconda

La **tabla 4.9** se presenta los resultados de la simulación de los pozos productores del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

TABLA 4. 9 RESULTADOS DE SIMULACION DE POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CULEBRAS-YULEBRAS A DICIEMBRE 26 DEL 2012

POZO	BFPD (Bl)	Pws (Psi)	Pwf (Psi)	P.Cab(Psi)	°API	BOMBA	ETAPAS	HZ
CUL_01U	213	1390	239	10	18	FC450	404	57
CUL_02U	258	2380	708	80	18.5	P6X	360	57
CUL_03U	214	1480	602	10	18	D460N	285	57
CUL_05UI	320	1250	736	10	17	P4XH6	393	49
CUL_06UI	280	1375	587	25	19	D475N	459	54
CUL_08UI	258	1136	652	10	18	P4XH6	393	53
CUL_010HU	159	1430	805	20	17.3	P6XH6	360	54
CUL_012DUI	202	1500	508	45	20.1	P4XH6	393	55
CUL_013HUI	304	1700	1200	25	18.2	DN725	393	56
CUL_014DUI	161	1300	531	45	20	P4XH6	393	53
CUL_015DUI	192	1608	633	25	18.9	TD460	495	53
CUL_016HUI	604	1650	890	35	18.5	P8XH6	393	54
CUL_017DUI	375	2245	1071	25	19.5	P4XH6	393	48
CUL_018DUI	122	800	578	20	20	P4XH6	393	53
YUL_04UI	892	1740	1271	80	21	DN1100	427	53
YUL_05U	980	1730	1063	150	18.5	DN1100	473	56
YUL_09DU	217	1400	589	10	21	D725N	336	57
YUL_013DUI	418	1346	706	120	17.8	P6X	360	53
YUL_015DU	190	1224	458	50	19.5	P4X6	393	53
YUL_018DUI	395	1320	903	100	19.5	P6X	393	52
YUL_020DUI	342	1378	791	70	19.8	P4XH6	393	57
YUL_022DUI	475	1630	1135	35	1	P6X	293	55

Fuente: Software Pipesim 2011; Schlumberger.
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Una vez realizado el ajuste de presiones del reservorio para cada pozo productor del campo Culebra –Yulebra-Anaconda se procede a corregir esta presión al DATUM que tenemos para nuestra Arena UI, cuyo valor es de -9541ft, para luego en el software OFM calcular la declinación de presión por yacimiento.

La **tabla 4.10** nos indican los parámetros al DATUM de cada reservorio del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

TABLA 4. 10 DATUM DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA			
ARENA	PARÁMETROS		
	Pr Inicial (Psi)	Pr Actual @ Datum(Psi)	Datum (ft)
BASAL TENA	3720	1125	8774
U	3955	1250	9541
T	4270	2775	9844
HS	4390	4080	9967
HI	4500	---	10059

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

4.7 CORRECCIÓN DE PRESIONES

Para corregir las presiones al DATUM tenemos que seguir las siguientes correlaciones:

$$GEoil = \frac{141,5}{131,5+API} \text{(Ec. 4.2)}$$

$$Grad. de Fluido = 0,433 \left(\frac{BSW}{100} \right) + \left(\frac{1-BSW}{100} \right) GEoil * 0,433 \text{(Ec. 4.3)}$$

$$PresiónCorregida = [(Prof. formación) -/+ (Prof. Datum)] * Grad. Fluido \text{(Ec. 4.4)}$$

$$P_{wf} = P. \text{decorrección} +/ - P. \text{del Datum} \text{(Ec. 4.5)}$$

$$P_{ws} = P. \text{estática} + P. \text{decorrección} \text{(Ec. 4.6)}$$

Dónde:

P_{ws} Presión estática de yacimiento, psi.

P_{wf} Presión de fondo fluyente

$Grad. \text{Fluido}$ Gradiente del fluido, psi/pie

GE_{oil} Gravedad específica del petróleo

API Densidad del petróleo

BSW Corte de agua, %

$Prof. \text{formación}$ Profundidad de la formación, pies.

La **tabla 4.11** nos da los resultados de haber corregido al Datum.

TABLA 4. 11 PRESIONES CORREGIDAS AL DATUM

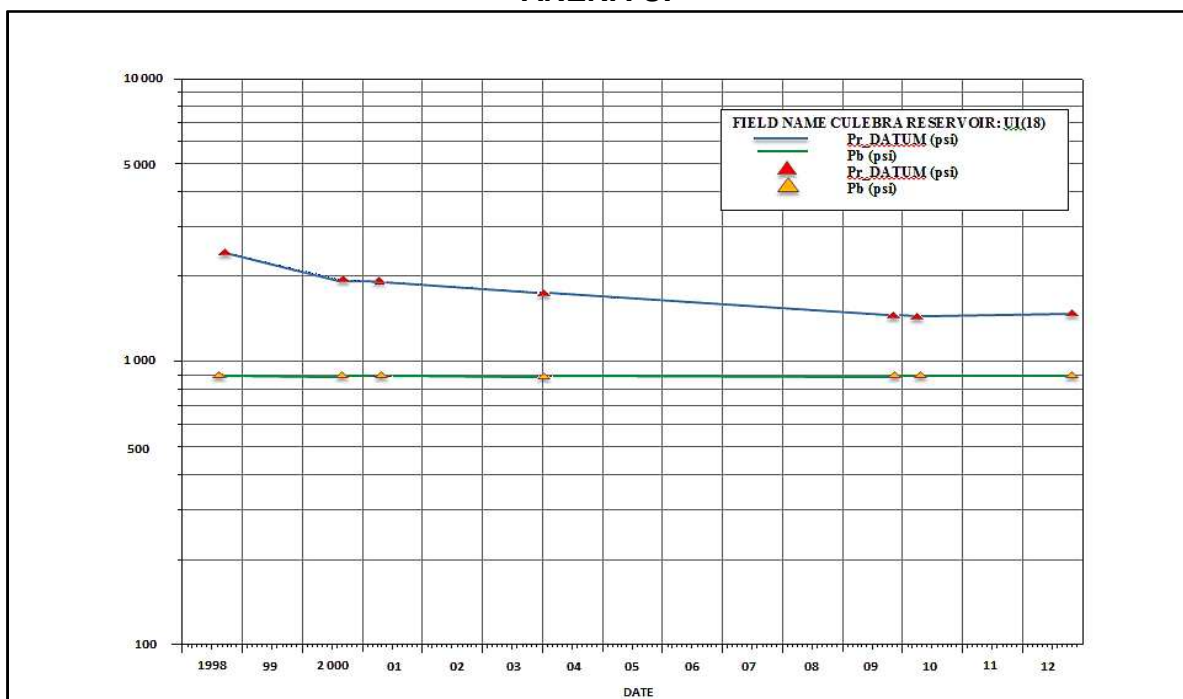
P.CORREGIDA A DATUM @-9541		
POZO	ARENA	Pws (Psi)
CUL_01UI	UI	1914
CUL_02UI	UI	2435
CUL_03UI	UI	1840
CUL_05UI	UI	1947
CUL_06UI	UI	1752
CUL_08UI	UI	1315
CUL_10HU	UI	1458
CUL_12DUI	UI	1450
CUL_13HUI	UI	1447
CUL_14DUI	UI	1530
CUL_15DUI	UI	1477
CUL_16HUI	UI	1230

CONTINUACIÓN TABLA 4.11		
CUL_17DUI	UI	1455
CUL_18DUI	UI	1544
YUL_04UI	UI	2287
YUL_05UI	UI	2271
YUL_09DUI	UI	1650
YUL_013DUI	UI	2030
YUL_015DUI	UI	1571
YUL_018DUI	UI	1504
YUL_020DUI	UI	1650
YUL_022DUI	UI	1560

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Una vez realizadas las correcciones al DATUM procedemos a calcular la declinación de presión en el programa OFM para los campos Culebra-Yulebra, los cuales están representados en las **figuras 4.21 y 4.22**.

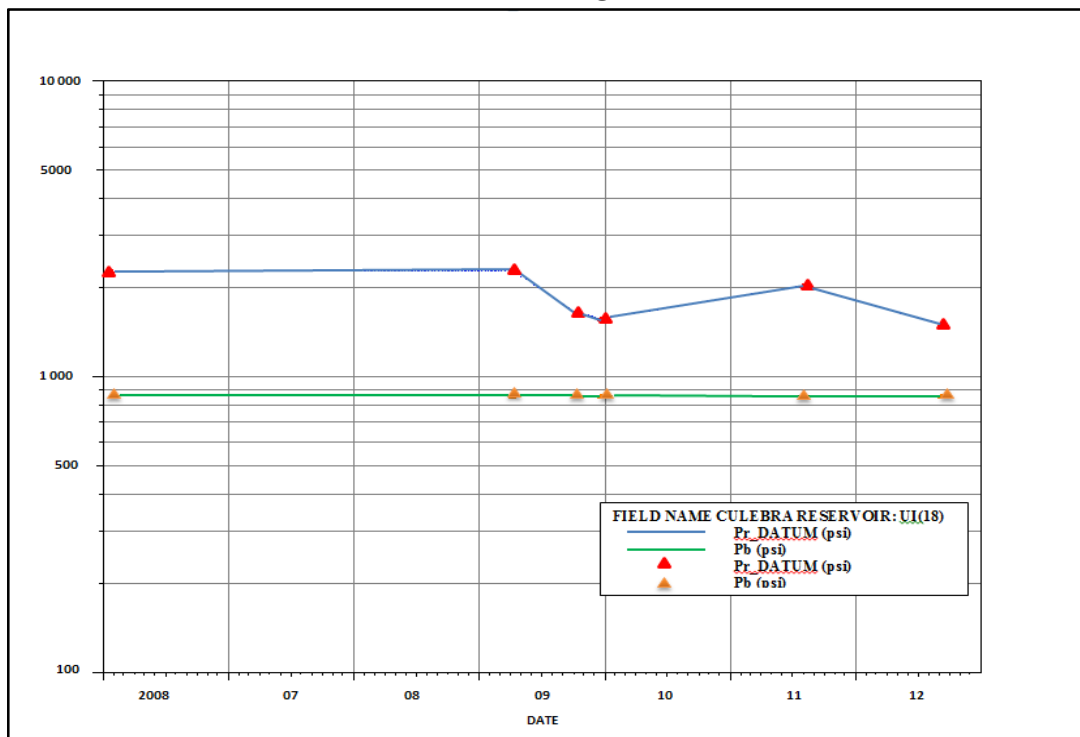
FIGURA 4. 21 DECLINACIÓN DE PRESIÓN POR AÑO DEL ÁREA CULEBRA ARENA UI



Fuente: Software OFM, Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

FIGURA 4. 22 DECLINACIÓN DE PRESIÓN POR AÑO DEL ÁREA YULEBRA ARENA UI



Fuente: Software OFM, Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Como nos podemos dar cuenta en las gráficas de declinación de presión de la arena UI del área Culebra-Yulebra representa un valor promedio de declinación de **57 Psi** por año.

De los resultados obtenidos de los métodos ya analizados se concluyen, que los pozos seleccionados para el fracturamiento hidráulico son los siguientes.

La **tabla 4.12** especifica los pozos candidatos para el fracturamiento hidráulico.

TABLA 4. 12 SELLECIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR

POZO	Date B'UP	h (ft)	K (md)	S	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	BSW (%)
CUL_015D:UI	10/23/2012	29	91.2	10	1608	633	0.8
YUL_09D:UI	20/07/2009	62	174	4	1400	589	12
YUL_015D:UI	12/20/2009	44	31.8	4.94	1224	658	2

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

CAPÍTULO V

ESTUDIO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS.

5.1 POZO CULEBRA 15D

El estudio de fracturamiento hidráulico del pozo Culebra 15D consta de: una revisión de los antecedentes del pozo, la caracterización del reservorio, revisión del completamiento, análisis de las condiciones de producción, pronóstico de producción post-fractura y estimados de costos.

El pozo Culebra 15D presenta un daño severo debido a la invasión de fluido de completación y daño por invasión de sólidos de completación, daños que pueden ser eliminados con un fracturamiento hidráulico en la formación Napo U Inferior (fractura hidráulica para crear un by-pass del daño).

Un criterio para optimización de diseño es la economía de la producción; es decir, la maximización de beneficios incrementales posteriores al tratamiento de fractura.

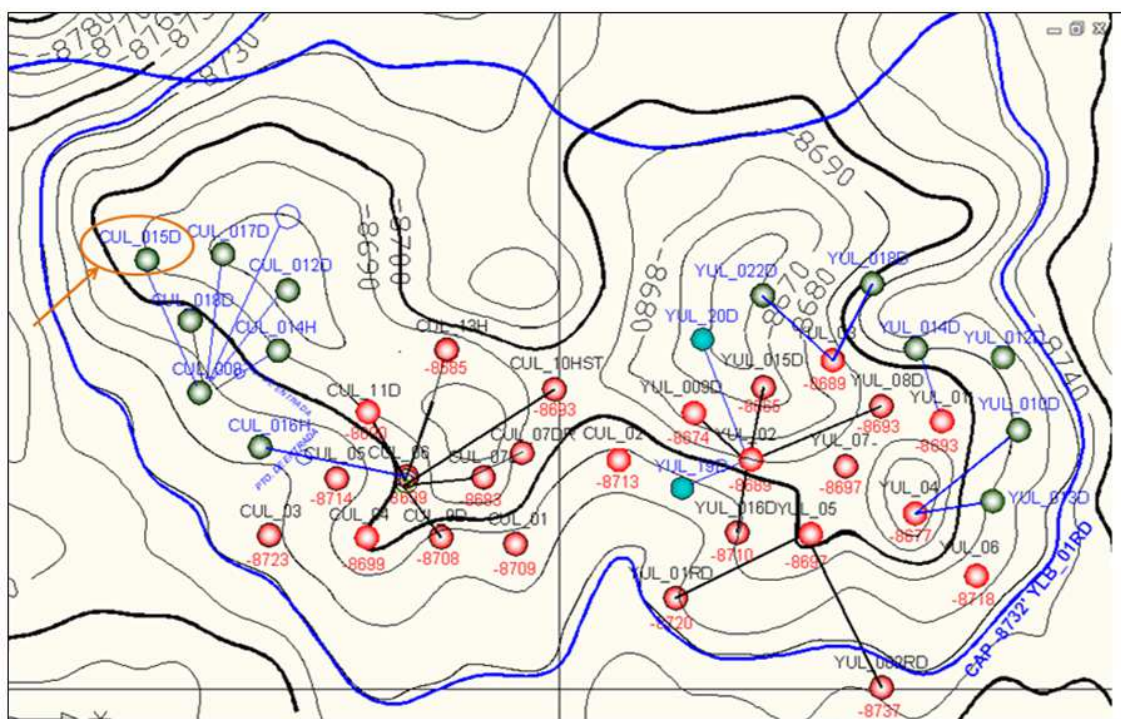
5.1.1 OBJETIVO

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en la arena UI, del pozo Cul 15D, con el fin de traspasar el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

5.1.2 ANTECEDENTES

El pozo Culebra 15D, se encuentra en la parte lateral de un anticlinal, fue completado definitivamente el 12 de Mayo del 2012, el pozo empezó a producir 216 BFPD con un BSW de 38% y un °API de 18. La **figura 5.1** muestra la ubicación del pozo Cul 15D en el mapa estructural.

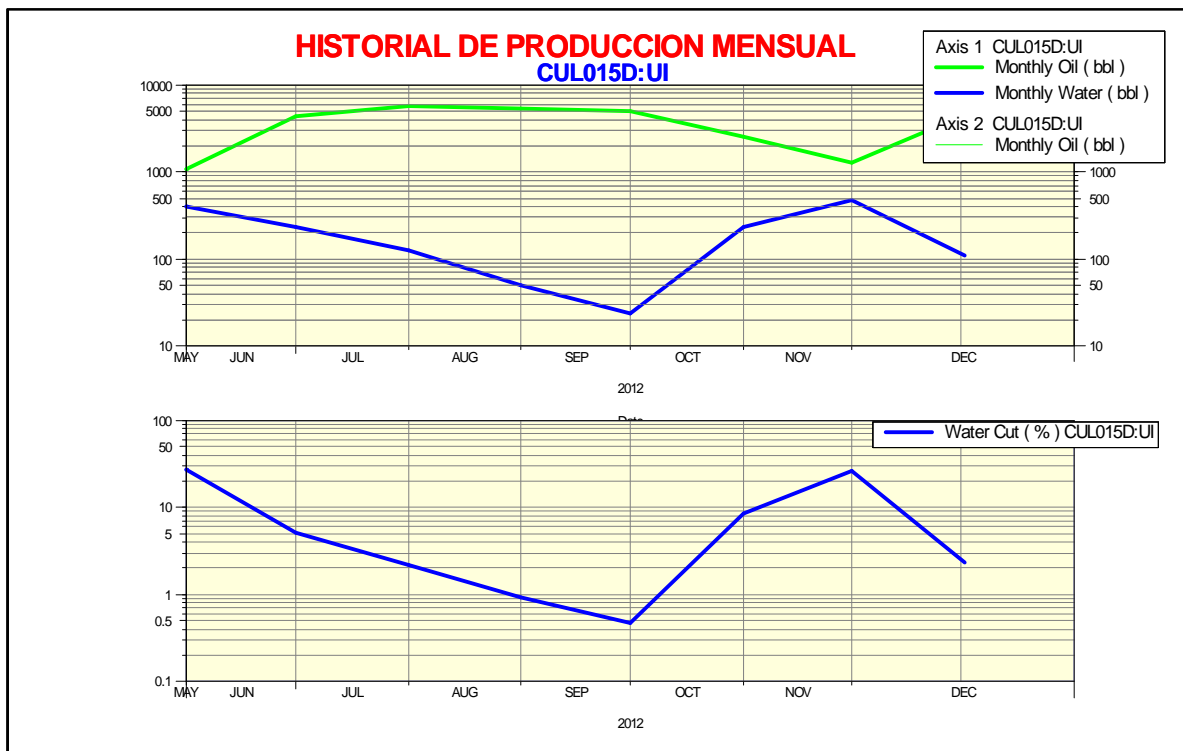
FIGURA 5. 1UBICACIÓN DEL POZO DEL POZO CUL 15D EN EL MAPA ESTRUCTURAL



Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

En el historial de producción se puede observar que el pozo entra a su primer W.O el 28 de Octubre del 2012 por bajo aporte de producción, saliendo de éste el 18 de Noviembre del 2012 como se puede observar en la **figura 5.2**.

FIGURA 5. 2 HISTORIAL DE PRODUCCION MENSUAL CUL_015D



Fuente: Software OFM, Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Actualmente posee una producción de 193 BFPD con BSW 0.8%.

5.1.3 EVALUACION PETROFÍSICA

La evaluación petrofísica se basa en identificar zonas permeables y las zonas de hidrocarburos en registro eléctrico para lo cual hay que tener presente como identificarlas, para ello la **tabla 5.1** nos facilita en resumen de una zona permeable saturada de hidrocarburo.

TABLA 5. 1 IDENTIFICAR ZONAS PERMEABLES

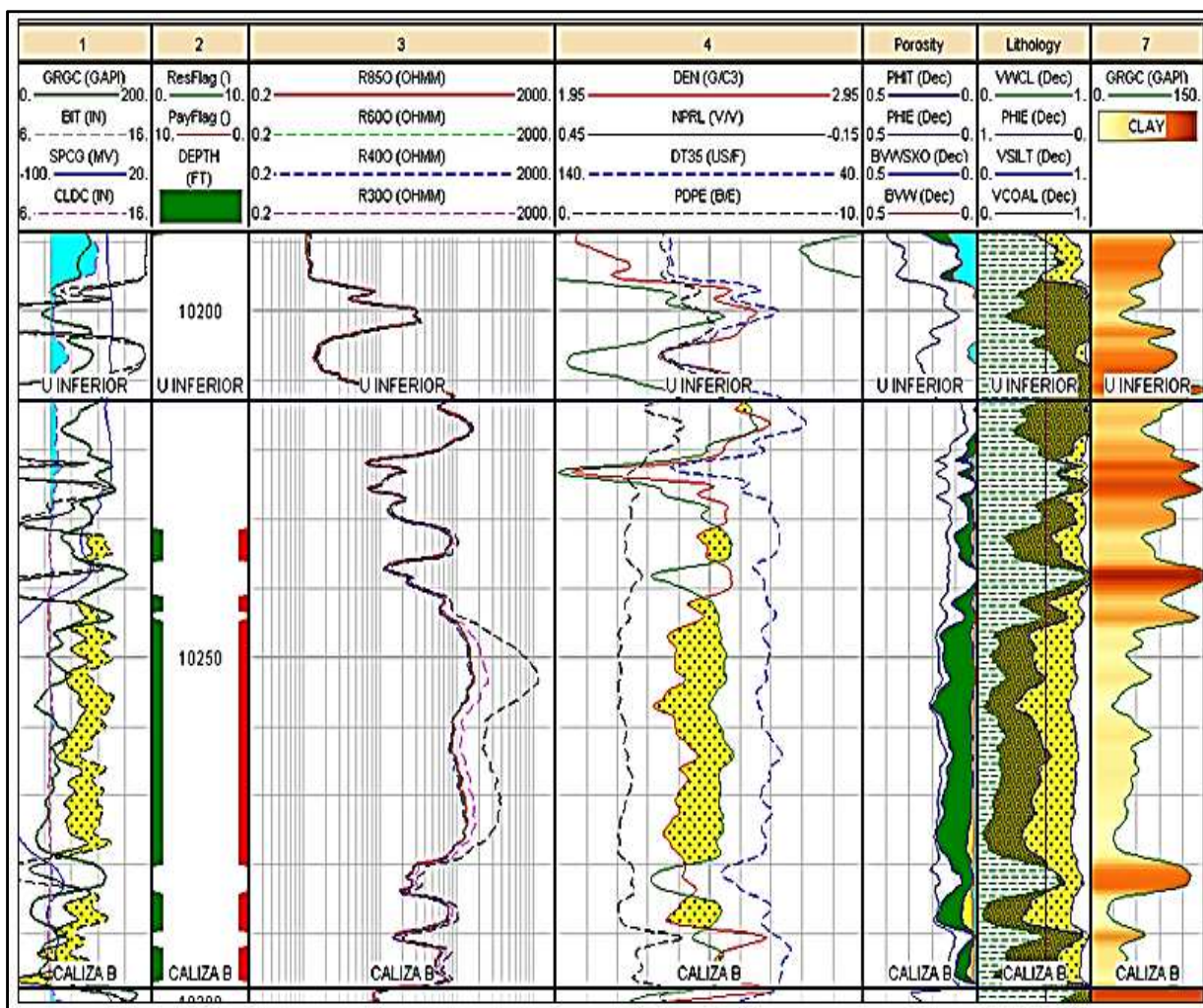
ZONAS PERMEABLES	ZONAS LUTÍICAS (impermeables)	ZONA DE HIDROCARBUROS	LITOLOGÍA
Lecturas de GR bajas	Lectura de GR altos.	Gran separación de curvas de Resistividad Somera y Profunda	Si $\Phi_D - \Phi_N = 0$ es Caliza
Existe deflexión del SP	No existe deflexión del SP.	Presencia de gas Φ Densidad $\square \square \Phi_N$ (Zona de gas tiene baja concentración de hidrogeno)	Si $\Phi_D - \Phi_N = -12@ -16$ es Dolomita
Presencia de costra de lodo	No forma costra de lodo.	Resistividad profunda \square Resistividad somera (Existe hidrocarburo móvil).	
Porosidad de moderada a alta	Porosidad alta.	Resistividad Somera = Resistividad Profunda (existe crudo pesado o zona impermeable).	Si $\Phi_D - \Phi_N = +7$ es una Arenisca.
Resistividad Profunda y Somera no son iguales debido a la zona invadida.	Resistividad profunda = Resistividad Somera.	Resistividad Somera \square Resistividad Profunda (Presencia de Acuífero). $\Phi_N = \Phi_D = \Phi_S$ (Presencia de agua dulce).	

Fuente: Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Como se puede observar la **figura 5.3** representa el registro eléctrico del pozo Cul_15D de la arena Napo "U" Inferior, tiene buenas propiedades petrofísicas ya que tiene una buena deflexión del SP, no se observa un contacto agua-petróleo evidente en la zona productora. Adicional en el registro se observa que se tiene una muy buena barrera natural debido a que posee un sello lutítico en la parte inferior y en la parte superior que ayudaran a frenar el crecimiento vertical de la fractura, por lo tanto hay muy buenas posibilidades de contener la fractura en el intervalo de interés.

FIGURA 5. 3 REGISTRO ELECTRICO DEL POZO CUL_15D



Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

5.1.4 CARACTERÍSTICA DE LA ARENA

El análisis en las muestras realizadas, determinan que estas areniscas están compuestas básicamente de: cuarzo en un 95% de abundancia promedio, encontrándose además matriz arcillosa, materia orgánica, feldespatos, glauconita, clastos arcillosos, caolita, ópalo, hidrocarburo residual, pinta, ámbar, turmalina, micas, óxidos de hierro, anhidrita, carbonatos y circón.

5.1.5 ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI

El presente análisis de núcleos fue tomado en el pozo Cul_06 para la arena UI, este análisis nos va a servir de referencia también para el pozo Cul_15D debido a que no se encuentra información de estos análisis para dicho pozo. La **tabla 5.2** nos muestra el análisis promedio de núcleos para la arena UI, mientras que el **Anexo 5** nos indica los análisis de núcleos detallado para la arena UI.

TABLA 5. 2 ANÁLISIS PROMEDIO DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI

	PROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANO (g/cc)
Promedio Aritmético	18.49	1282.19	2.626
Mínimo	12.24	219.58	2.591
Máximo	23.73	3545.13	2.66
Medio	18.13	855.42	2.629
Promedio Armónico	-----	552.026	-----
Promedio Geométrico	-----	977.792	-----

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.1.6 EVALUACIÓN DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN

Se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar esta información, ya que la misma se la obtuvo de los registros del pozo.

De igual manera se recomienda realizar una cementación forzada a las demás zonas productoras debido a que como es un trabajo a presión, se tiene el riesgo de causar una fractura en las otras zonas, ya que puede existir comunicación de presión a través del packer.

5.1.7 ANÁLISIS DEL POZO CUL-15D PARA EL FRACTURAMIENTO

5.1.7.1 Permeabilidad

La permeabilidad fue determinada mediante el análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en el pozo Cul_15D en el capítulo 3, la misma que refleja las condiciones de permeabilidad de la formación y es 91.2 md.

Valor que se encuentra relativamente bajo con respecto a los valores obtenidos para el campo en sus análisis iniciales los cuales son de 819.5 a 855 md para la arena UI.

También podemos ver en los análisis de núcleos (**Anexo 5**) que la permeabilidad del yacimiento no es alta, lo cual nos da también una buena idea, de que este es un buen candidato para el fracturamiento hidráulico, con el cual vamos a conseguir una permeabilidad alta en la fractura, lo que se traduce a incrementar la permeabilidad de una manera sumamente considerable a la que existe en el pozo lo que nos ayudara a recuperar las reservas existentes en el pozo.

5.1.7.2 Daño de Formación

En el capítulo 3 se realizó el análisis de prueba de presión del pozo Cul_15D y presenta un daño de formación $S=10$, con estos análisis y por su ubicación en la tabla de índice de heterogeneidad lo más probable es, que se dé por un taponamiento de sólidos, causados por la baja permeabilidad de la formación, además se tiene que el daño se causó al momento de realizar las perforaciones en el pozo.

5.1.7.3 Presión del Yacimiento

La presión del reservorio fue determinada en el análisis de presión por la simulación del software Pipesim en el capítulo 4 cuyo valor encontrado es de 1613 psi.

5.1.7.4 Razones para Fracturar

Analizando todos los parámetros antes expuestos, se observa que la producción del pozo ha ido declinando paulatinamente, lo que es consecuencia de:

- La baja continúa de permeabilidad evidenciada en el análisis.
- Un arenamiento en el pozo.
- El daño de formación en este pozo es considerablemente alto, la causa más probable es que el daño es causado por las perforaciones.

Otra de las posibles causas para la baja permeabilidad es el arenamiento que se tiene por la migración de finos a la cara del pozo, lo que impide el libre movimiento de crudo para su producción.

5.1.8 DATOS DEL POZO Y RESERVORIO ACTUALES

La **tabla 5.3** nos muestra los datos del reservorio ajustados y corregidos al 26 de Diciembre del 20012.

TABLA 5. 3 DATOS DEL RESERVORIO ACTUALES

POZO	ARENA	TOPE (ft)	BASE (ft)	Ho (ft)	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	IP (%)	S	K (md)	POR. (%)	SW (%)	Qt (BFPD)	TEMP (°F)
Cul_15D	UI	10241	10270	29	1608	633	0.19	10	91.2	14	0.8	193	220

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción, Archivo Técnico

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.1.9 DISEÑO DE FRACTURA

Para el diseño de fracturamiento hidráulico del pozo Cul_15D se tomó como referencia al pozo Cul_11D ya que este pozo fue fracturado el 13 de Diciembre del 2010 de la arena UI y los parámetros de diseño de fractura lo indica la **tabla 5.4**.

TABLA 5. 4 PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA DEL MODELO A SEGUIR DEL POZO CUL-11D

PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA		
Tope Inicial de Fractura MD	10048	Ft
Base Inicial de Fractura MD	10068	Ft
Propped Fracture Half-Length	201.9	Ft
EOJ Hyd Height at Well	59.4	Ft
Average Propped Width	0.195	In
Promedio de Concentración del Gel	2077.8	Lb/mgal
Average Gel Fluid Retained Factor	0.8	
PresiónNeta	2900	Psi
Eficiencia	0.249	
ConductividadEfectiva	8162	md.ft
EfectividadFcd	0.3	
MáximaPresión de Superficie	5305	Psi

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico

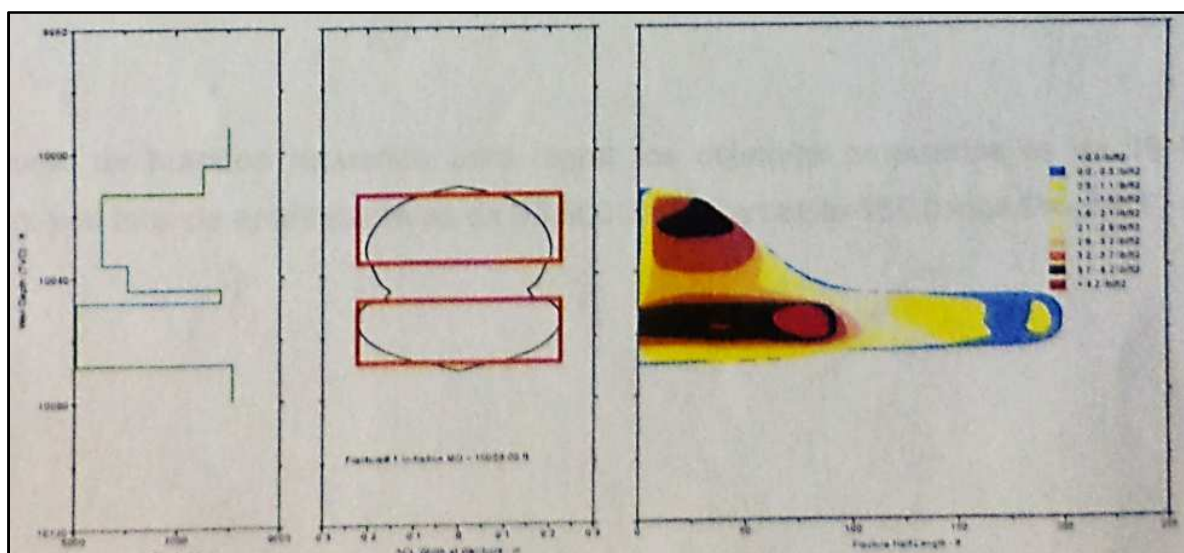
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En el pozo de referencia para el fracturamiento hidráulica se estaría logrando una longitud media apuntalada de 201.9, con una altura de 59.4 ft y un ancho de fractura de aproximadamente de 0.195 pulgadas.

La **figura 5.4** muestra la geometría de la fractura, largo ancho y altura de la misma.

Adicionalmente se muestra la concentración de apuntalante, medido en libras por pie cuadrado a lo largo del área fracturada. A la izquierda se mira el contraste de esfuerzos y al medio se ve el ancho de la fractura.

FIGURA 5. 4 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.1.9.1 Volúmenes de Fluido y Cantidad de Apuntalantes

Por propiedades analizadas del reservorio y su clase de composición para la arena UI se ha utilizado la cantidad de fluido de 19600 gal de YF130.1HTD y 3703 gal de WF130.

La cantidad de apuntalante utilizado es de 33600 lb de Carbolite 16/20 más PropNet.

La velocidad de bombeo es 19 barriles por minuto.

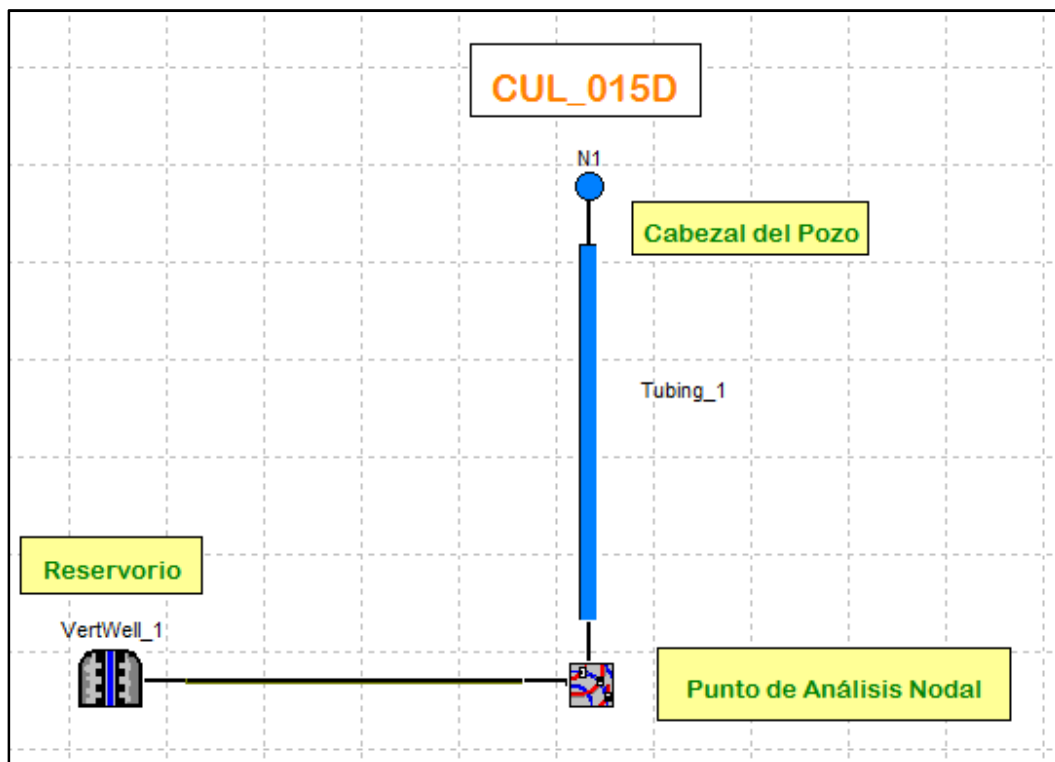
5.1.10 SIMULACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA DEL POZO CUL_15D

Con la finalidad de determinar una fractura hidráulica adecuada del pozo Cul_15D, realizamos una simulación del mismo en el software PIPESIM.2011 ya descrito anteriormente, la simulación se lo realiza con el mismo procedimiento del análisis nodal realizado en el capítulo anterior, solo cambia en el modelo, ya que en este caso tendríamos que escoger el modelo de fracturamiento hidráulico.

5.1.10.1 Modelo de Fracturamiento Hidráulico.

La **figura 5.5** muestra el modelo para efectuar el fracturamiento hidráulico para el pozo Cul_15D, y consta de un nodo, una tubería de producción, el punto de análisis nodal, y el reservorio. Es necesario poner un conector para unir el punto de análisis nodal con el reservorio vertical, como se indica en la figura.

FIGURA 5. 5 MODELO DE SIMULACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO DEL POZO CUL_15D



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Los parámetros necesarios para el fracturamiento hidráulico tales como se describen a continuación se lo ingresa al programa de la misma manera que para análisis nodal.

- Propiedades del Yacimiento: Presión estática, temperatura, caudal de fluido que produce, presión de fondo fluyente.
- Propiedades de la tubería de producción: perfil de desviación (Survey: MD, TVD, ángulo de desviación), perfil Geotérmico, ID tubing, rugosidad, tipo de sistema artificial.
- Modelo de BES: fabricante, velocidad de diseño, etapas, factor de carga, presión de salida.

- Propiedades de flowline o línea de flujo: ondulaciones, distancia horizontal, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad, temperatura ambiente.
- Propiedades del Separador: Tipo (liquido, gas, agua), eficiencia.
- Propiedades del PVT de fluido.
- Datos de producción: nombre del pozo, gasto de flujo de líquido, corte de agua, GOR, presión de producción.

Para realizar la simulación se selecciona el modelo Hidraulic Fracture, usando Vogel bajo el punto de burbuja. Dicho modelo requiere información actualizada de la presión de fondo fluvente del agujero (P_{wf}), la presión estática del yacimiento (P_{ws}), como se indica en las siguiente **figura 5.6**.

FIGURA 5. 6 DATOS DE RESERVORIO

The screenshot shows the 'Vertical Completion - VertWell_1' window with the following data and settings:

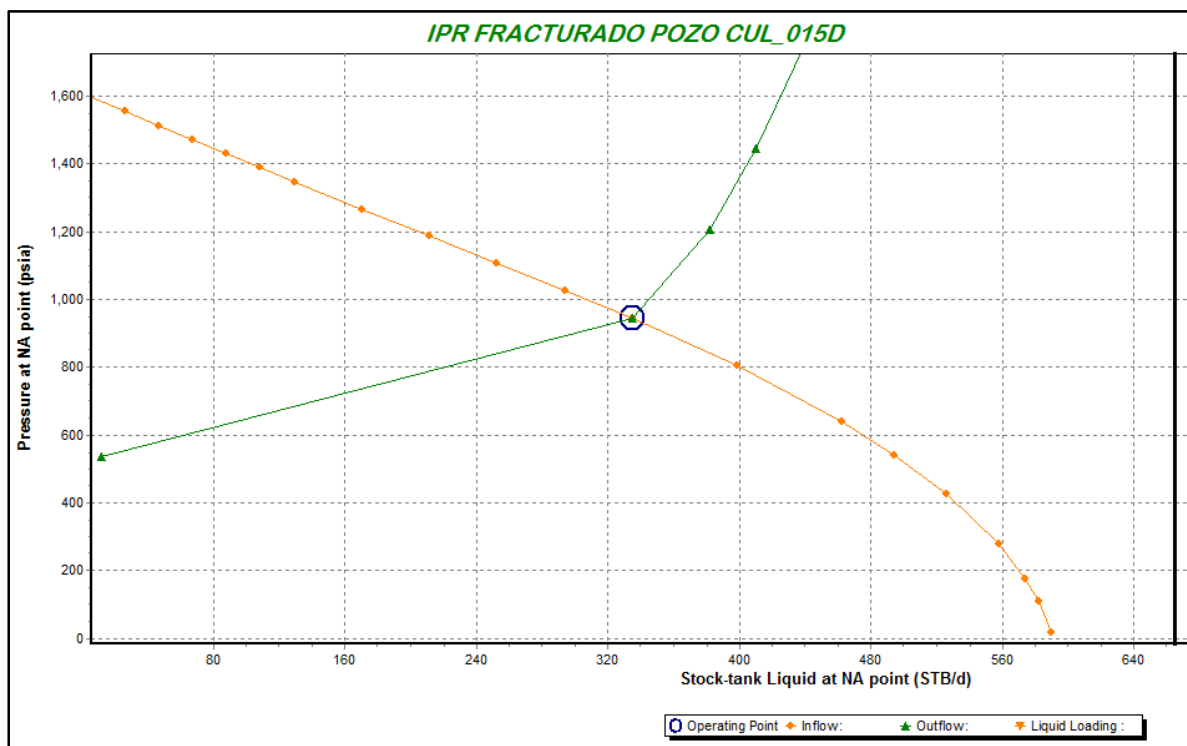
Property	Value	Unit
Static Pressure	1608	psia
Temperature	226	F
Basis of IPR Calculation	Liquid	
Use Vogel below bubble point	<input checked="" type="checkbox"/>	
Reservoir Permeability	91.2	md
Reservoir Thickness	29	ft
Reservoir Radius	800	ft
Wellbore Diameter	6.276	inches
Fracture Half Length	201.9	ft
Fracture Permeability	338	md
Fracture Width	0.195	inches

The IPR Model dropdown menu is open, showing the following options: Well PI, Vogel's Equation, Fetkovitch's Equation, Jones's Equation, Back Pressure Equation, Pseudo Steady State, Forchheimer's Equation, **Hydraulic Fracture** (selected), and Transient. A blue box labeled 'MODELO HIDRAULIC FRACTURE' has an orange arrow pointing to the selected option.

Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Una vez ingresado el modelo con todos los datos mencionados anteriormente, realizamos la simulación del Fracturamiento Hidráulico en dicho pozo, cuyo resultado nos genera las siguientes curvas, en donde observamos la intersección entre la Inflow y Outflow, la cual lo podemos observar dichos resultados ilustrados en la **figura 5.7**

FIGURA 5. 7 IPR FRACTURADO DEL POZO CUL_15D



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

El resultado de la simulación de fracturamiento hidráulico a la arena UI del pozo Cul_15d se da a conocer en la **tabla 5.5**

TABLA 5. 5 RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO A LA ARENA UI DEL POZO CUL_15D

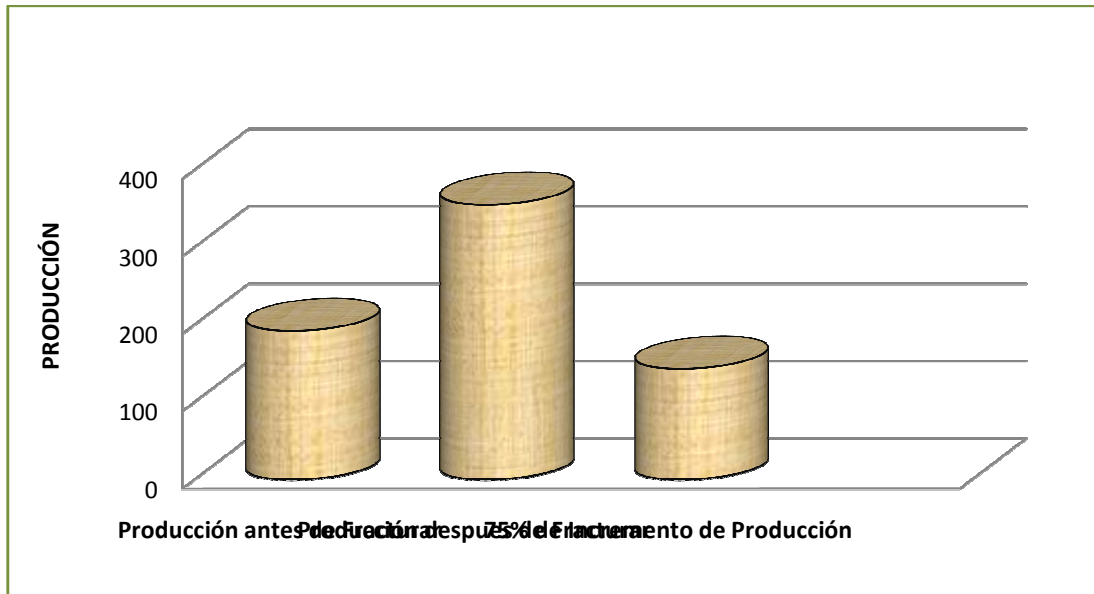
CONDICIONES DEL POZO ANTES DE LA FRACTURA					
POZO	BFPD	PWS (Psi)	K (md)	S	IP (bls/Psi)
Cul_15D	192	1608	91.2	10	0.196

CONDICIONES DEL POZO DESPUES DE LA FRACTURA					
POZO	BFPD	PWF (Psi)	K (md)	S	IP (bls/Psi)
Cul_15D	355	945	338	-1.3	0.535

Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Como se puede ver en los resultados el pozo Cul_15D después del Fracturamiento Hidráulico produce 355 BFPD lo cual significa que se obtuvo un incremento de producción en **143 BFPD** con una permeabilidad de 338 md, permeabilidad obtenida de la relación de porcentajes de la arena. La **figura 5.8** muestra el porcentaje de incremento de producción después del fracturamiento del pozo Cul_15D.

FIGURA 5. 8 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO DEL POZO CUL_15D



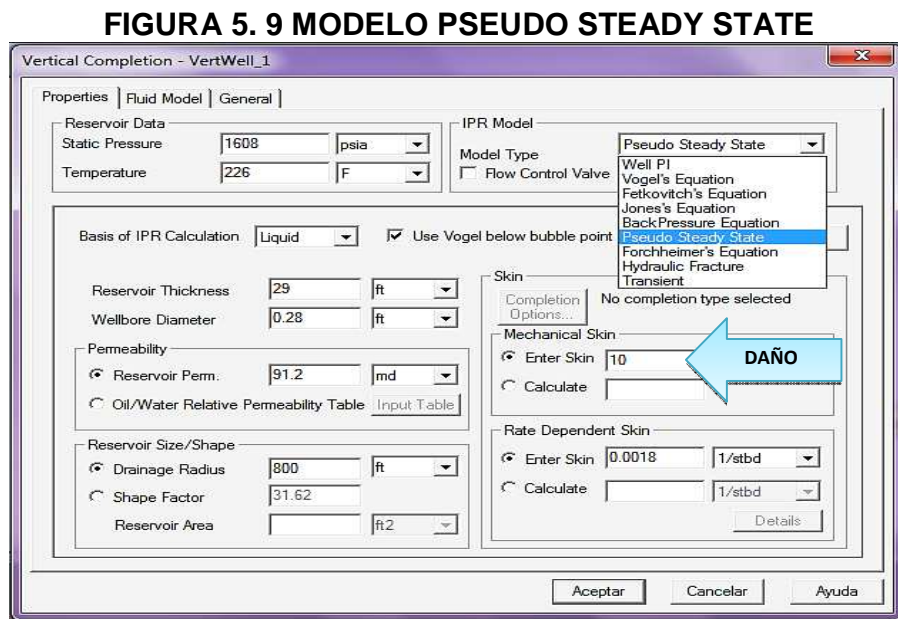
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

El software PIPESIM 2011, tiene la factibilidad de realizar sensibilidades en muchos factores que afectan la producción del pozo como son: permeabilidades, daños, tuberías de producción, hz, entre otras, para nuestro caso tenemos que correr sensibilidades con el daño, ya que este es nuestro objetivo de reducir. Para ello tenemos que utilizar el modelo PseudoSteadyState.

5.1.10.2 Modelo PseudoSteadyState

Para realizar la simulación de pozos que poseen daño de formación, es aconsejable utilizar el Modelo PseudoSteadyState, con el fin de modelar el pozo Cul_15D de la mejor manera a la situación actual, esta ecuación se basa en el flujo de una sola fase, por lo tanto el software solicita que seleccione la base de la ecuación, ya sea líquido o gas.

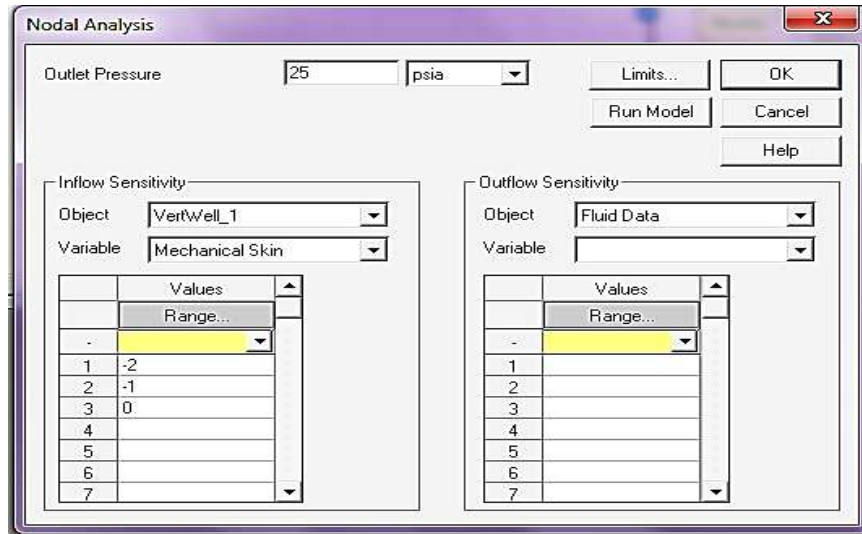
Los datos necesarios para este modelo es el espesor del yacimiento, el diámetro del pozo, que por defecto se encuentra como 7 pulgadas, la permeabilidad de la formación medida en milidarcys, así como también el radio de drenaje el cual viene a ser el radio del límite exterior de la zona de descarga, que por defecto para nuestro campo es 800 pies como un valor típico, un factor considerable es el daño o skin, el mismo que tiene dos componentes, uno mecánico y el daño dependiente del flujo, estos datos pueden ser introducidos o calculados, si el efecto de daño es calculado se puede entonces realizar sensibilidades sobre este parámetro como se indican en la siguiente **figura 5.9**.



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

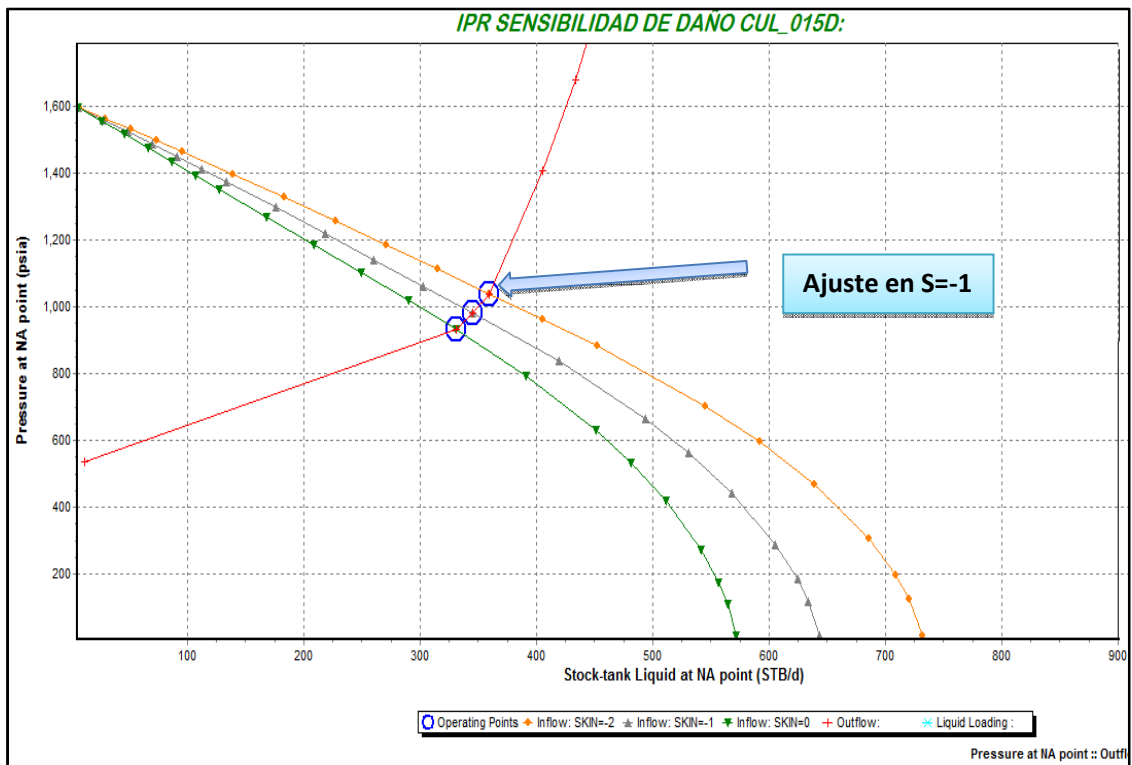
Efectuamos la corrida de sensibilidades tomando como base el daño actual del pozo Cul_15D, como también cuando $S = 9, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1, 0, -1, -1.3$. La **figura 5.10** y **figura 5.11** nos da un ejemplo de sensibilidad en el programa.

FIGURA 5. 10 CORRIDA DE SENSIBILIDAD DE DAÑO



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

FIGURA 5. 11 IPR CON SENSIBILIDADES DE DAÑO



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Entonces observamos que el valor de **S=-1** es el valor que se ajusta a la producción del pozo Cul_15D después de la fracturación, por lo que deducimos que el daño disminuyó con la fractura.

5.2 POZO YULEBRA 9D

El estudio de fracturamiento hidráulico del pozo Yulebra 9D consta de: una revisión de los antecedentes del pozo, la caracterización del reservorio, revisión del completamiento, análisis de las condiciones de producción, pronóstico de producción post-fractura y estimados de costos.

El pozo Yulebra 9D presenta un daño severo debido a la invasión de fluido de completación y daño por invasión de sólidos de completación, daños que pueden ser eliminados con un fracturamiento hidráulico en la formación Napo U Inferior (fractura hidráulica para crear un by-pass del daño).

Un criterio para optimización de diseño es la economía de la producción; es decir, la maximización de beneficios incrementales posteriores al tratamiento de fractura.

5.2.1 OBJETIVO

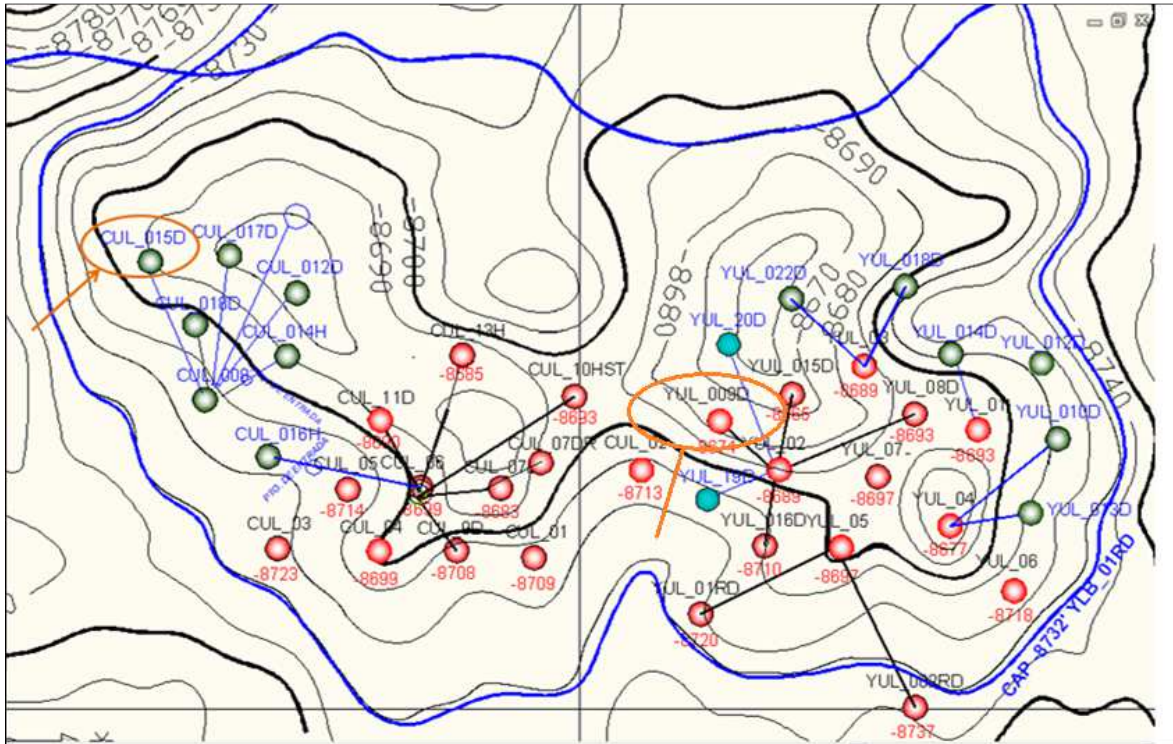
Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en la arena UI, del pozo Yul_9D, con el fin de traspasar el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

5.2.2 ANTECEDENTES

El pozo Yulebra 9D, se encuentra en la parte lateral de un anticlinal, fue completado definitivamente el 2 de Junio del 2009, el pozo empezó a producir 544 BFPD con un

BSW de 10% y un °API de 18,5. La **figura 5.12** muestra la ubicación del pozo Yul_9D en el mapa estructural.

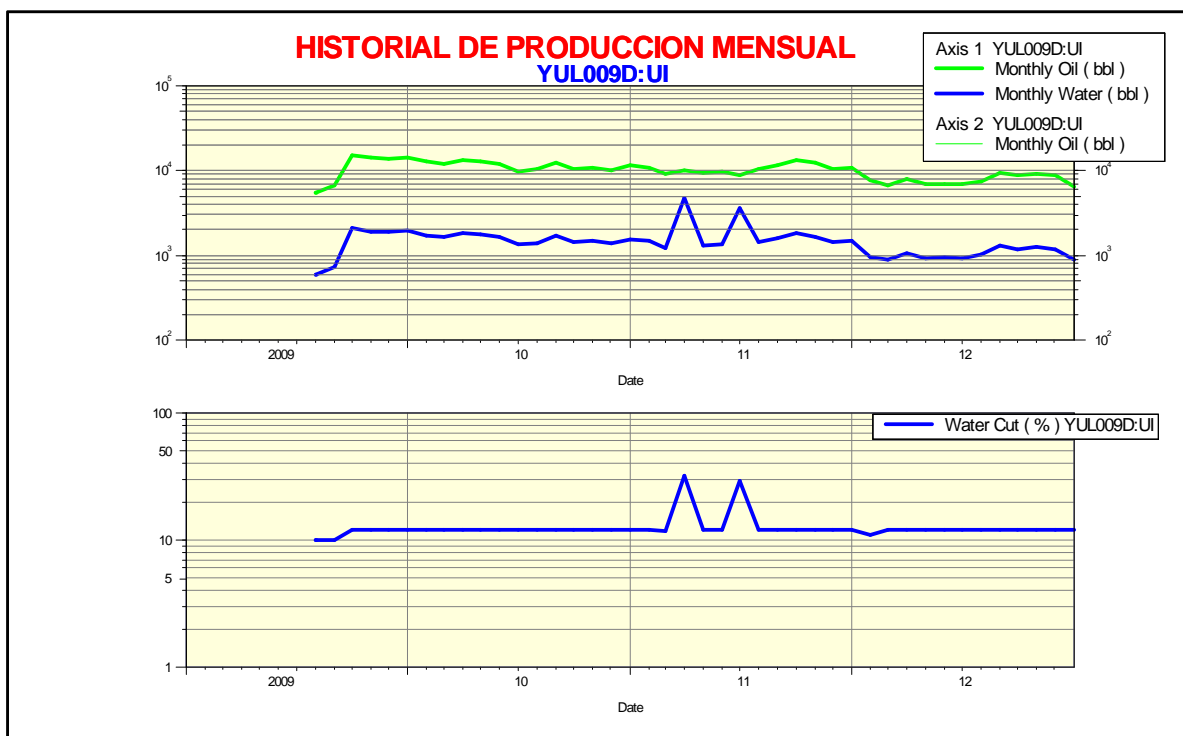
FIGURA 5. 12UBICACIÓN DEL POZO YUL 9D EN EL MAPA ESTRUCTURAL.



Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En el historial de producción se puede observar que el pozo entra a su primer W.O el 8 de Agosto del 2009 por atascamiento y apagamiento de la bomba por lo que sufre bajo aporte de producción, saliendo de este el 9 de Agosto del 2009 como se puede observar en la **figura 5.13**.

FIGURA 5. 13 HISTORIAL DE PRODUCCION MENSUAL YUL_09D



Fuente: Software OFM,Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

A la fecha de cierre de nuestro análisis diciembre 2012 posee una producción de 217 BFPD con BSW de 12%.

5.2.3 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

La evaluación petrofísica se basa en identificar zonas permeables y las zonas de hidrocarburos en registro eléctrico para lo cual hay que tener presente como identificarlas, para ello la **tabla 5.6** nos facilita en resumen de una zona permeable saturada de hidrocarburo.

TABLA 5. 6 IDENTIFICAR ZONAS PERMEABLES

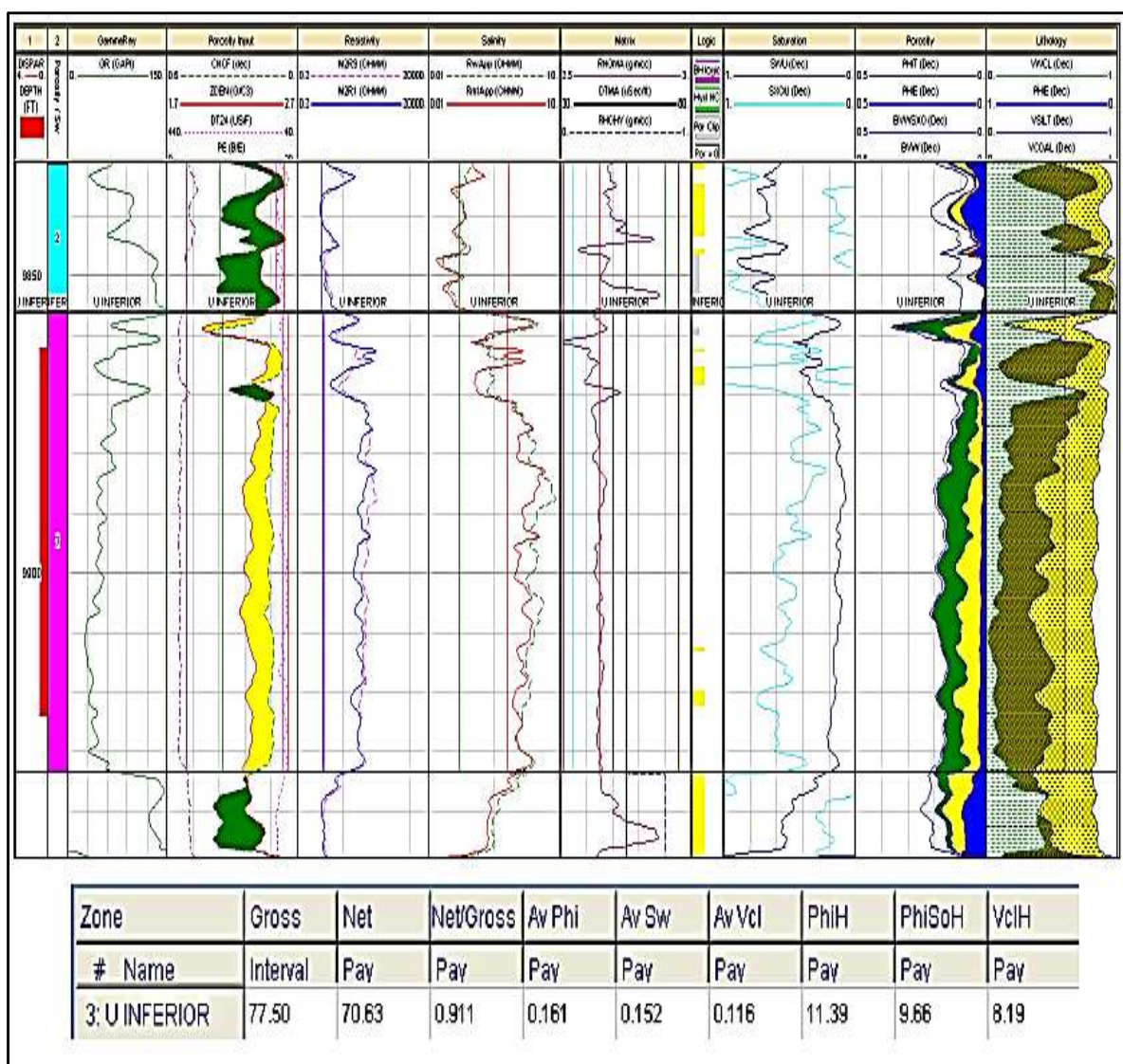
ZONAS PERMEABLES	ZONAS LUTÍICAS (impermeables)	ZONA DE HIDROCARBUROS	LITOLOGÍA
Lecturas de GR bajas	Lectura de GR altos.	Gran separación de curvas de Resistividad Somera y Profunda	Si $\Phi_D - \Phi_N = 0$ es Caliza
Existe deflexión del SP	No existe deflexión del SP.	Presencia de gas Φ Densidad $\square \square \Phi_N$ (Zona de gas tiene baja concentración de hidrogeno)	Si $\Phi_D - \Phi_N = -12 @ -16$ es Dolomita
Presencia de costra de lodo	No forma costra de lodo.	Resistividad profunda \square Resistividad somera (Existe hidrocarburo móvil).	
Porosidad de moderada a alta	Porosidad alta.	Resistividad Somera = Resistividad Profunda (existe crudo pesado o zona impermeable).	Si $\Phi_D - \Phi_N = +7$ es una Arenisca.
Resistividad Profunda y Somera no son iguales debido a la zona invadida.	Resistividad profunda = Resistividad Somera.	Resistividad Somera \square Resistividad Profunda (Presencia de Acuífero). $\Phi_N = \Phi_D = \Phi_S$ (Presencia de agua dulce).	

Fuente: Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Como se puede observar la **figura 5.14** representa el registro eléctrico del pozo Yul_9D de la arena Napo "U" Inferior, tiene buenas propiedades petrofísicas ya que tiene una buena deflexión del SP, lectura bajas del GR además tiene una separación considerable entre las lecturas de resistividades tanto profunda como somera, no se observa un contacto agua-petróleo evidente en la zona productora. Adicional en el registro se observa que se tiene una muy buena barrera natural debido a que posee un sello lutítico en la parte inferior y en la parte superior que ayudaran a frenar el crecimiento vertical de la fractura, por lo tanto hay muy buenas posibilidades de contener la fractura en el intervalo de interés.

FIGURA 5. 14 REGISTRO ELECTRICO DEL POZO YUL_9D



Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.2.4 CARACTERÍSTICA DE LA ARENA UI

El análisis en las muestras realizadas, determinan que estas areniscas es de color marrón por tinción de hidrocarburos. Grano fino a medio, moderada clasificación, sub-angular, de cuarzo dura, cementación calcárea, laminillas carbonosas y piríticas, estratificación ondulante no paralela con intercalación arcillosa fina.

5.2.5 ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI

El presente análisis de núcleos fue tomado en el pozo Yul_07 para la arena UI, este análisis nos va a servir de referencia también para el pozo Yul_9D debido a que no se encuentra información de estos análisis para dicho pozo. La **tabla 5.7** nos muestra el análisis promedio de núcleos para la arena UI, mientras que el **Anexo 5** nos indica los análisis de núcleos detallado para la arena UI.

TABLA 5. 7 ANALISIS PROMEDIO DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI

	PROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANO (g/cc)
Promedio Aritmético	16.88	880	2.65
Mínimo	9.44	5	2.64
Máximo	22.32	3253	2.88
Medio	15.88	430.21	2.634

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.2.6 EVALUACIÓN DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN

Se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar esta información, ya que la misma se la obtuvo de los registros del pozo

De igual manera se recomienda realizar una cementación forzada a las demás zonas productoras debido a que como es un trabajo a presión, tengamos el riesgo de causar una fractura en las otras zonas, ya que puede existir comunicación de presión a través del packer.

5.2.7 ANÁLISIS DEL POZO YUL-9D PARA EL FRACTURAMIENTO

5.2.7.1 Permeabilidad

La permeabilidad fue determinada en el capítulo 3 mediante el análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en el pozo Yul_9D, la misma que refleja las condiciones de permeabilidad de la formación, la misma que es 174 md.

Valor que se encuentra relativamente bajo con respecto a los valores obtenidos para el campo en sus análisis iniciales los cuales son de 250 a 800 md para la arena UI.

También podemos ver en los análisis de núcleos(**Anexo 5**) que la permeabilidad del yacimiento no es alta, lo cual nos da también una buena idea, de que este es un buen candidato para el fracturamiento hidráulico, con el cual vamos a conseguir una permeabilidad alta en la fractura, lo que se traduce a incrementar la permeabilidad de una manera sumamente considerable a la que existe en el pozo lo que nos ayudara a recuperar las reservas existentes en el pozo.

5.2.7.2 Daño de Formación

En el análisis de interpretación de pruebas de presión en el capítulo 3 el pozo Yul_9D presenta un daño de formación $S=4$, se presume que una de las posibles causas sea por un taponamiento de sólidos, causados por la baja permeabilidad de la formación, además se tiene que el daño se causó al momento de realizar las perforaciones en el pozo.

5.2.7.3 Presión del Yacimiento

La presión del reservorio fue determinada en la simulación del software Pipesim en el capítulo 4 cuyo valor encontrado es de 1645 psi.

5.2.7.4 Razones para Fracturar

Analizando todos los parámetros antes expuestos, se observa que la producción del pozo ha ido declinando paulatinamente, lo que es consecuencia de:

- La baja continúa de permeabilidad evidenciada en el análisis.
- Un arenamiento en el pozo.
- El daño de formación que para este pozo es considerablemente alto, es debido al daño causado por las perforaciones.

Otra razón para la baja permeabilidad es el arenamiento que se tiene por la migración de finos a la cara del pozo, lo que impide el libre movimiento de crudo para su producción.

5.2.8 DATOS DEL POZO Y RESERVORIO ACTUALES

La **tabla 5.8** nos muestra los datos del reservorio ajustados y corregidos al 26 de Diciembre del 20012.

TABLA 5. 8 DATOS DEL RESERVORIO ACTUALES A DICIEMBRE 2012

POZO	ARENA	TOPE (ft)	BASE (ft)	Ho (ft)	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	IP (%)	S	K (md)	POR. (%)	SW (%)	Qt (BFPD)	TEMP (°F)
Yul_9D	UI	9862	9924	62	1400	589	0.26	4	174	16	12	217	231

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.2.9 DISEÑO DE FRACTURA

Para el diseño de fracturamiento hidráulico del pozo Yul_9D se tomó como referencia al pozo Cul_11D ya que este pozo fue fracturado el 13 de Diciembre del 2010 de la arena UI y los parámetros de diseño de fractura lo indica la **tabla 5.9**.

TABLA 5. 9 PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA DEL MODELO A SEGUIR DEL POZO CUL-11D

PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA		
Tope Inicial de Fractura MD	10048	Ft
Base Inicial de Fractura MD	10068	Ft
Propped Fracture Half-Length	201.9	Ft
EOJ Hyd Height at Well	59.4	Ft
Average Propped Width	0.195	In
Promedio de Concentración del Gel	2077.8	Lb/mgal
Average Gel Fluid Retained Factor	0.8	
PresiónNeta	2900	Psi
Eficiencia	0.249	
ConductividadEfectiva	8162	md.ft
EfectividadFcd	0.3	
MáximaPresión de Superficie	5305	Psi

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

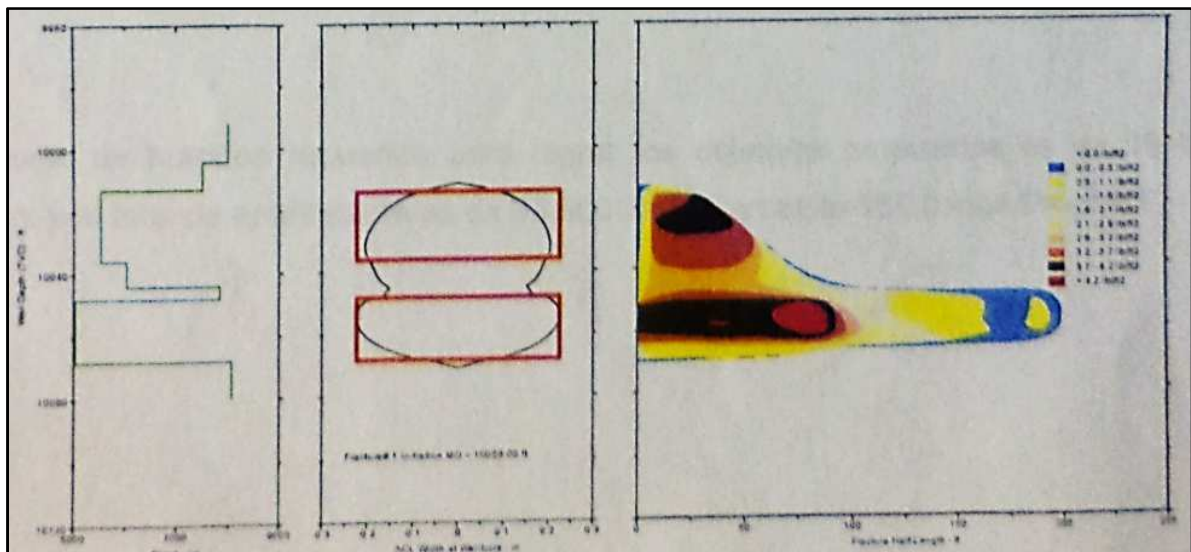
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En el pozo de referencia para el fracturamiento hidráulica se estaría logrando una longitud media apuntalada de 201.9, con una altura de 59.4 ft y un ancho de fractura de aproximadamente de 0.195 pulgadas.

La **figura 5.15** muestra la geometría de la fractura, largo ancho y altura de la misma.

Adicionalmente se muestra la concentración de apuntalante, medido en libras por pie cuadrado a lo largo del área fracturada. A la izquierda se mira el contraste de esfuerzos y al medio se ve el ancho de la fractura.

FIGURA 5. 15 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.2.9.1 Volúmenes de Fluido y Cantidad de Apuntalantes

Por propiedades analizadas del reservorio y su clase de composición de la arena UI se ha utilizado la cantidad de fluido de 19600 gal de YF130.1HTD y 3703 gal de WF130.

La cantidad de apuntalante utilizado es de 33600 lb de Carbolite 16/20 más PropNet.

La velocidad de bombeo es 19 barriles /minuto.

5.2.10 SIMULACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA A LA ARENA UI DEL POZO YUL_9D

Con la finalidad de determinar una fractura hidráulica adecuada del pozo Yul_9D, realizamos una simulación del mismo en el software PIPESIM.2011 ya descrito anteriormente.

El proceso de simulación se efectúa de la misma manera que el pozo Cul_15D, por lo tanto el modelo para efectuar el fracturamiento hidráulico del pozo Yul_9D consta de un nodo, una tubería de producción, un punto de análisis nodal y el reservorio. Es necesario poner un conector para unir el punto de análisis nodal con el reservorio vertical.

5.2.11 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM

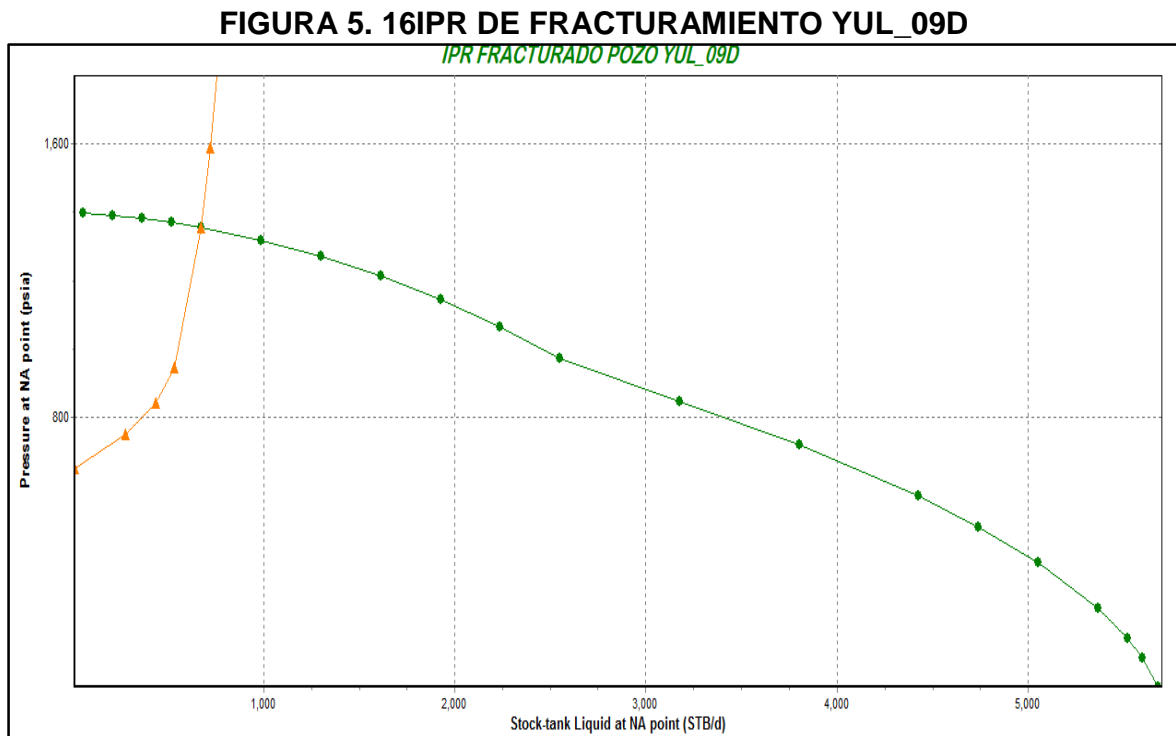
Para el fracturamiento hidráulico del pozo Yul_9D, debemos contar con información actualizada de las condiciones con las que se maneja el pozo. Dichos datos son los siguientes:

- Propiedades del Yacimiento: Presión estática, temperatura, caudal de fluido que produce, presión de fondo fluyente.
- Propiedades de la tubería de producción: perfil de desviación (Survey: MD, TVD, ángulo de desviación), perfil Geotérmico, ID tubing, rugosidad, tipo de sistema artificial.
- Modelo de BES: fabricante, velocidad de diseño, etapas, factor de carga, presión de salida.
- Propiedades de flowline o línea de flujo: ondulaciones, distancia horizontal, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad, temperatura ambiente.
- Propiedades del Separador: Tipo (liquido, gas, agua), eficiencia.
- Propiedades PVT deL fluido.

- Datos de producción: nombre del pozo, gasto de flujo de líquido, corte de agua, GOR, presión de producción.

El **Anexo 1**, presenta los datos ingresados en el Software PIPESIM.2011 referente a la simulación de fracturamiento de cada pozo seleccionado, del pozo Yul_ 9D.

Una vez ingresado el modelo con todos los datos mencionados anteriormente, realizamos la simulación del Fracturamiento Hidráulico de la situación actual de dicho pozo, cuyo resultado es la generación de la curva IPR, en donde observamos la intersección entre la Inflow y Outflow, la cual lo podemos visualizar dicho resultado ilustrado en la **figura 5.16**



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

El resultado de la simulación de fracturamiento hidráulico de la arena UI de pozo Yul_9D se da a conocer en la **tabla 5.10**

TABLA 5. 10 RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO DE LA ARENA UI DEL POZO YUL_9D

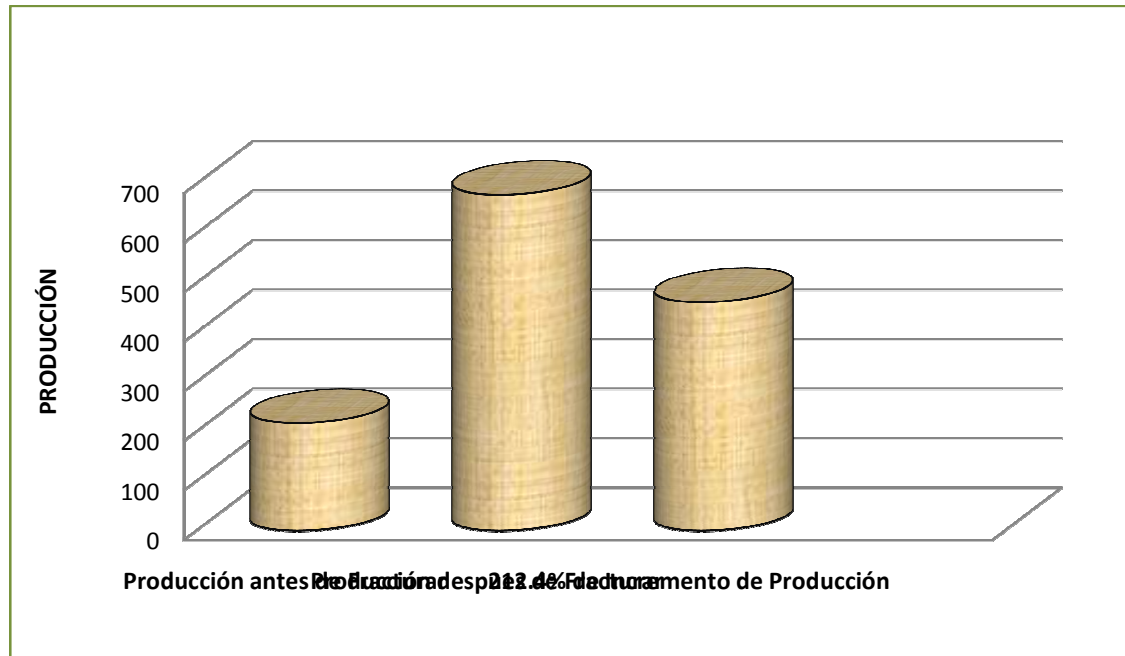
CONDICIONES DEL POZO ANTES DE LA FRACTURA					
POZO	BFPD	PWS (Psi)	K (md)	S	IP
Yul_9D	217	1400	174	4	0.267

CONDICIONES DEL POZO DESPUES DE LA FRACTURA					
POZO	BFPD	PWF (Psi)	K (md)	S	IP
Yul_9D	678	1337	645.6	-6	5.76

Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Como se puede ver en los resultados el pozo Yul_9D después de la simulación de Fracturamiento Hidráulico podría producir 678 BFPD lo cual significa que se obtuvo un incremento de producción en **461 BFPD** con una permeabilidad de 645.5 md, permeabilidad obtenida de la relación de porcentajes de la arena. La **figura 5.17** muestra el porcentaje de incremento de producción después de la simulación de facturamiento del pozo Yul_9D.

FIGURA 5. 17 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO DEL POZO YUL_9D



Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Para obtener el daño se realiza sensibilidades en el software Pipesim al igual que en el pozo Cul_15D, ya que este es nuestro objetivo de reducir.

Efectuamos la corrida de sensibilidades tomando como base el daño actual del pozo Cul_15D, como también cuando $S=4,3,2,1,0,-1,-2,-3,-4,-6$, entonces observamos que el valor de $S=-6$ es el valor que se ajusta a la producción del pozo Cul_15D después de la fracturación, por lo que deducimos que el daño disminuyó con la fractura.

5.3 POZO YULEBRA 15D

El estudio de fracturamiento hidráulico del pozo Yulebra 15D consta de: una revisión de los antecedentes del pozo, la caracterización del reservorio, revisión del completamiento, análisis de las condiciones de producción, pronóstico de producción post-fractura y estimados de costos.

El pozo Yulebra 15D presenta un daño severo debido a la invasión de fluido de completación y daño por invasión de sólidos de completación, daños que pueden ser eliminados con un fracturamiento hidráulico en la formación Napo U Inferior (fractura hidráulica para crear un by-pass del daño).

Un criterio para optimización de diseño es la economía de la producción; es decir, la maximización de beneficios incrementales posteriores al tratamiento de fractura.

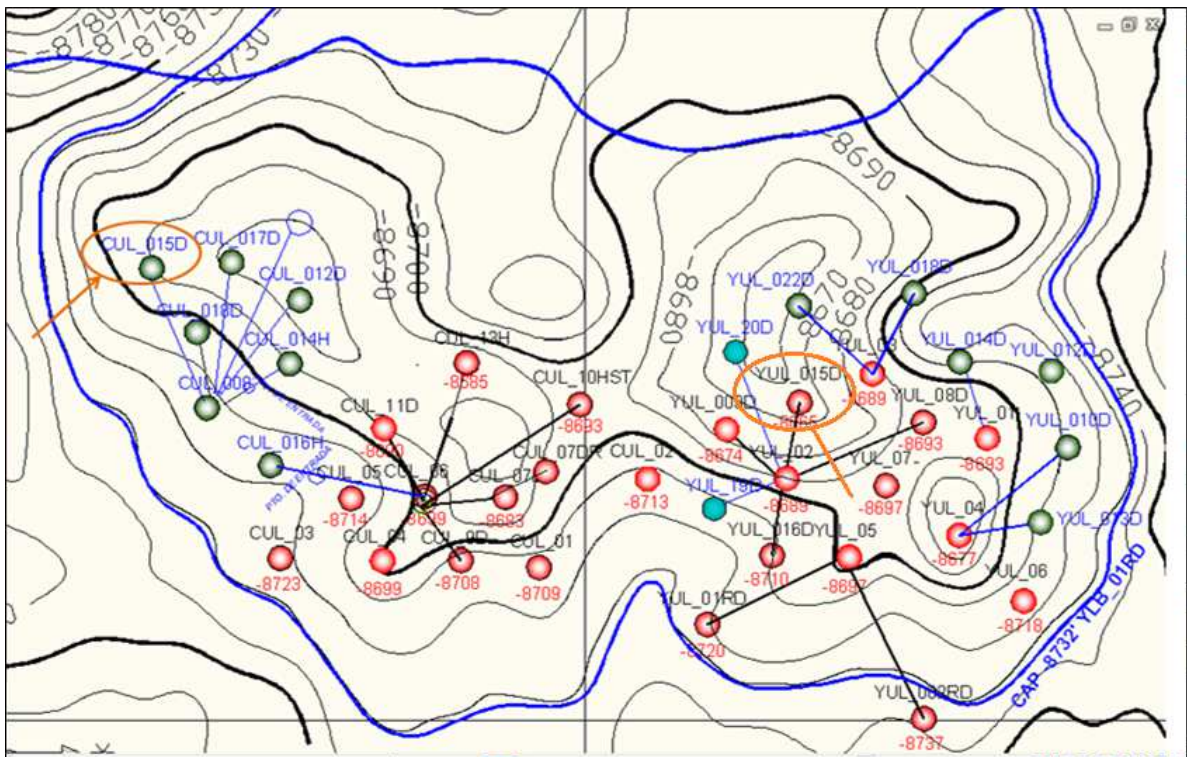
5.3.1 OBJETIVO

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en la arena UI, del pozo Yul_15D, con el fin de traspasar el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

5.3.2 ANTECEDENTES

El pozo Yulebra 15D, se encuentra en un alto estructural de un anticlinal, fue completado definitivamente el 20 de diciembre del 2009, el pozo empezó a producir 357 BFPD con un BSW de 2% y un °API de 20. La **figura 5.29** muestra la ubicación del pozo Yul_15D en el mapa estructural.

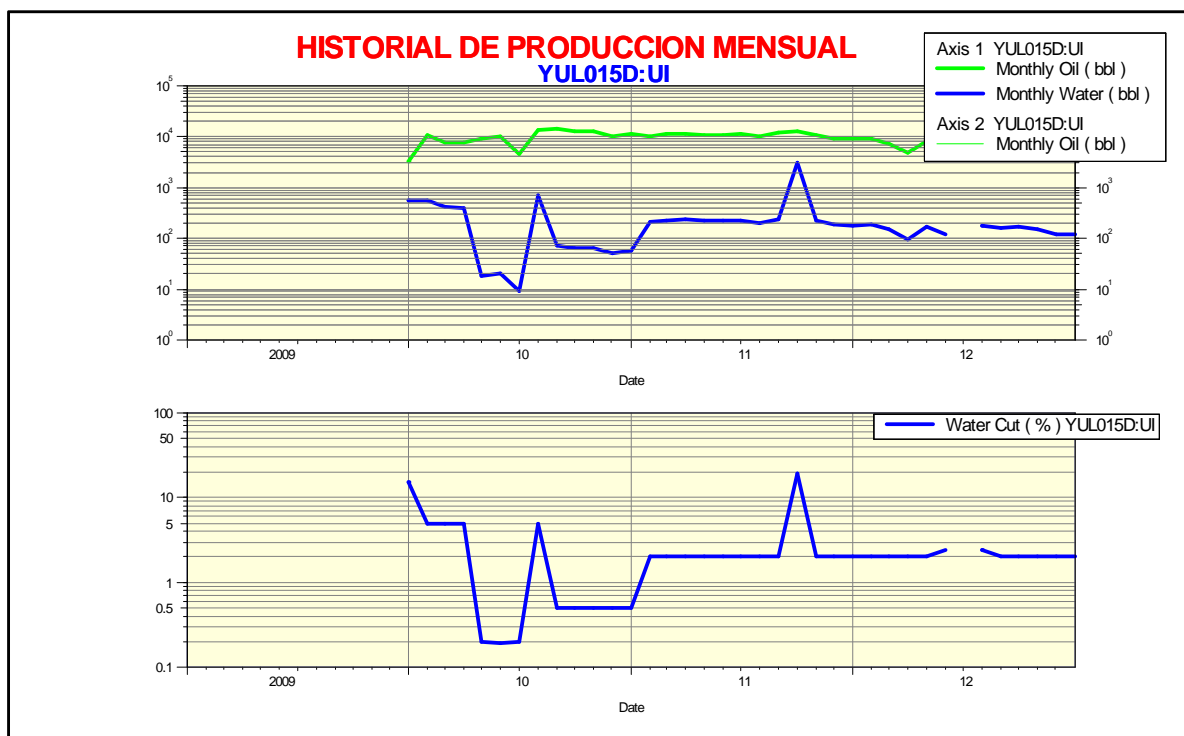
FIGURA 5. 18UICACIÓN DEL POZO YUL 15D EN EL MAPA ESTRUCTURAL



Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En el historial de producción se puede observar que el pozo entra a su primer W.O el 23 de Junio del 2010 por comunicación TBG-CSG por lo que sufre un paro de producción, saliendo de éste el 30 de Junio del 2010 como se puede observar en la **figura 5.20**.

FIGURA 5. 19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL YUL_015D



Fuente: Software OFM,Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Al cierre de nuestro proyecto diciembre de 2012 posee una producción de 190 BFPD con BSW de 2%.

5.3.3 EVALUACION PETROFÍSICA

La evaluación petrofísica se basa en identificar zonas permeables y las zonas de hidrocarburos en registro eléctrico para lo cual hay que tener presente como identificarlas, para ello la **tabla 5.11** nos facilita en resumen de una zona permeable saturada de hidrocarburo.

TABLA 5. 11 IDENTIFICAR ZONAS PERMEABLES

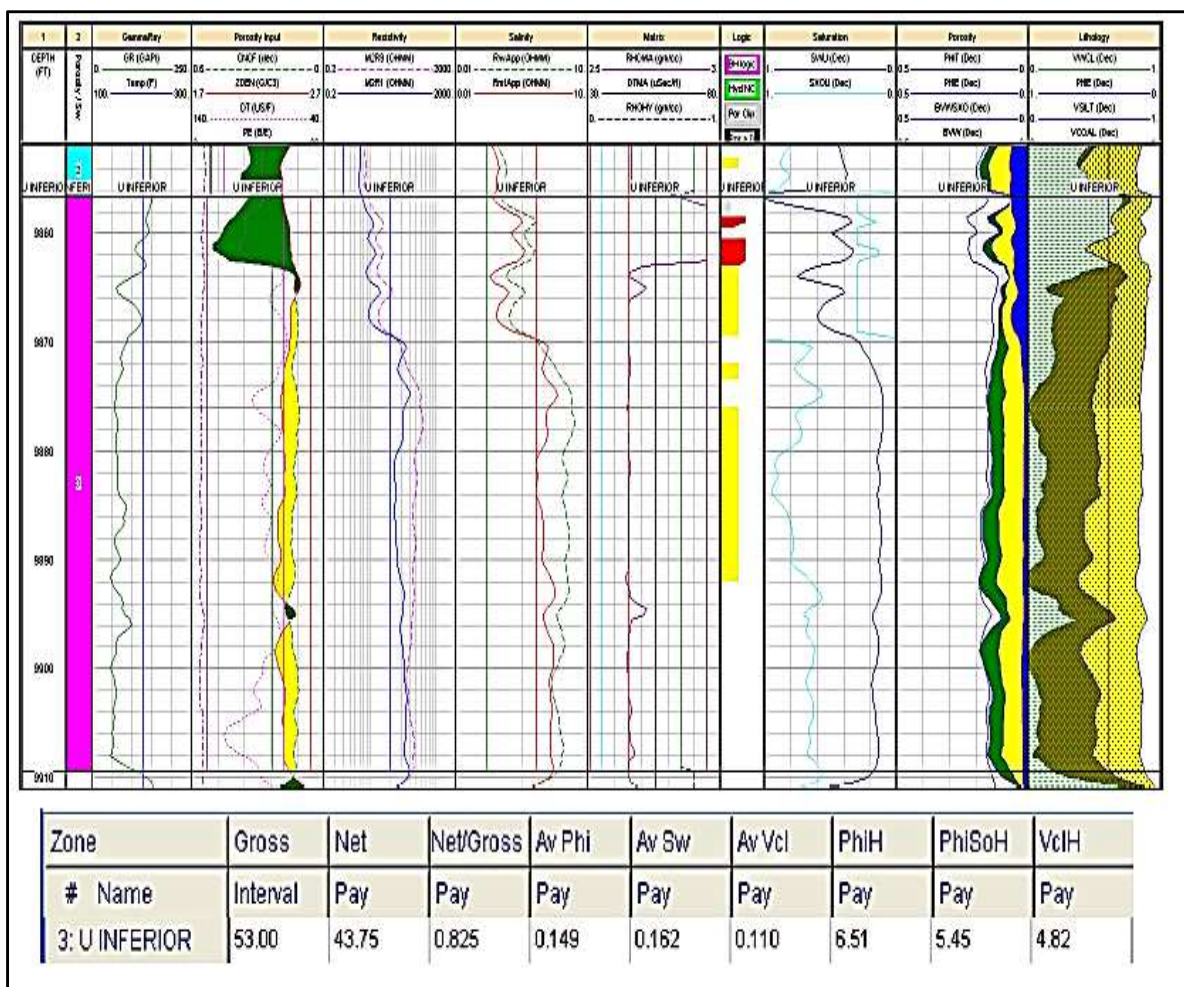
ZONAS PERMEABLES	ZONAS LUTÍICAS (impermeables)	ZONA DE HIDROCARBUROS	LITOLOGÍA
Lecturas de GR bajas	Lectura de GR altos.	Gran separación de curvas de Resistividad Somera y Profunda	Si $\Phi_D - \Phi_N = 0$ es Caliza
Existe deflexión del SP	No existe deflexión del SP.	Presencia de gas Φ Densidad $\square \square \Phi_N$ (Zona de gas tiene baja concentración de hidrogeno)	Si $\Phi_D - \Phi_N = -12 @ -16$ es Dolomita
Presencia de costra de lodo	No forma costra de lodo.	Resistividad profunda \square Resistividad somera (Existe hidrocarburo móvil).	
Porosidad de moderada a alta	Porosidad alta.	Resistividad Somera = Resistividad Profunda (existe crudo pesado o zona impermeable).	Si $\Phi_D - \Phi_N = +7$ es una Arenisca.
Resistividad Profunda y Somera no son iguales debido a la zona invadida.	Resistividad profunda = Resistividad Somera.	Resistividad Somera \square Resistividad Profunda (Presencia de Acuífero). $\Phi_N = \Phi_D = \Phi_S$ (Presencia de agua dulce).	

Fuente: Schlumberger.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero.

Como se puede observar la **figura 5.20** representa el registro eléctrico del pozo Yul_15D de la arena Napo "U" Inferior, tiene buenas propiedades petrofísicas ya que tiene una buena deflexión del SP, lecturas bajas del GR además tiene una separación considerable entre las lecturas de resistividades tanto profunda como somera, no se observa un contacto agua-petróleo evidente en la zona productora. Adicional en el registro se observa que se tiene una muy buena barrera natural debido a que posee un sello lutítico en la parte inferior y en la parte superior que ayudaran a frenar el crecimiento vertical de la fractura, por lo tanto hay muy buenas posibilidades de contener la fractura en el intervalo de interés.

FIGURA 5. 20 REGISTRO ELECTRICO DEL POZO YUL_15D



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.3.4 CARACTERÍSTICA DE LA ARENA UI

El análisis en las muestras realizadas, determinan que estas areniscas es de color marrón por presencia de hidrocarburos. Grano fino a medio, moderada clasificación, sub angular, de cuarzo dura, cementación calcárea, laminillas carbonosas y piríticas, estratificación ondulante no paralela con intercalación arcillosa fina.

5.3.5 ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI

El presente análisis de núcleos fue tomado en el pozo Yul_07 para la arena UI, este análisis nos va a servir de referencia también para el pozo Yul_15D debido a que no se encuentra información de estos análisis para dicho pozo. La **tabla 5.12** nos muestra el análisis promedio de núcleos para la arena UI, mientras que el **Anexo 5** nos indica los análisis de núcleos detallado para la arena UI.

TABLA 5. 12 ANÁLISIS PROMEDIO DE NÚCLEOS PARA LA ARENA UI

	PROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANO (g/cc)
Promedio Aritmético	16.88	880	2.65
Mínimo	9.44	5	2.64
Máximo	22.32	3253	2.88
Medio	15.88	430.21	2.634

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.3.6 EVALUACIÓN DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN

Se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar esta información, ya que la misma se la obtuvo de los registros del pozo

De igual manera se recomienda realizar una cementación forzada a las demás zonas productoras debido a que como es un trabajo a presión, tengamos el riesgo de causar una fractura en las otras zonas, ya que puede existir comunicación de presión a través del packer.

5.3.7 ANÁLISIS DEL POZO YUL-15D PARA EL FRACTURAMIENTO

5.3.7.1 Permeabilidad

La permeabilidad fue determinada mediante el análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en el pozo Yul_15D en el capítulo 3, la misma que refleja las condiciones de permeabilidad de la formación, la misma que es 31.8 md.

Valor que se encuentra relativamente bajo con respecto a los valores obtenidos para el campo en sus análisis iniciales los cuales son de 250 a 800 md para la arena UI.

También podemos ver en los análisis de núcleos (**Anexo 5**) que la permeabilidad del yacimiento no es alta, lo cual nos da también una buena idea, de que este es un buen candidato para el fracturamiento hidráulico, con el cual vamos a conseguir una permeabilidad alta en la fractura, lo que se traduce a incrementar la permeabilidad de una manera sumamente considerable a la que existe en el pozo lo que nos ayudara a recuperar las reservas existentes en el pozo.

5.3.7.2 Daño de Formación

En el capítulo 3 en el análisis de prueba de restauración de presión, el pozo Yul_15D presenta un daño de formación $S=4.95$, el cual posiblemente es causado por un taponamiento de sólidos, causados por la baja permeabilidad de la formación, además se tiene que el daño se causó al momento de realizar las perforaciones en el pozo.

5.3.7.3 Presión del Yacimiento

La presión del reservorio fue determinada en la simulación con el software Pipesim en el capítulo 4 cuyo valor encontrado es de 1563.02 psi.

5.3.7.4 Razones para Fracturar

Analizando todos los parámetros antes expuestos, se observa que la producción del pozo ha ido declinando paulatinamente, lo que es consecuencia de:

- La baja continúa de permeabilidad evidenciada en el análisis.
- Un arenamiento en el pozo.
- El daño de formación que para este pozo es considerablemente alto, es debido al daño causado por las perforaciones.

Otra razón para la baja permeabilidad es el arenamiento que se tiene por la migración de finos a la cara del pozo, lo que impide el libre movimiento de crudo para su producción.

5.3.8 DATOS DEL POZO Y RESERVORIO ACTUALES

La **tabla 5.13** nos muestra los datos del reservorio ajustados y corregidos al 26 de Diciembre del 20012.

TABLA 5. 13 DATOS DEL RESERVORIO ACTUALES

POZO	ARENA	TOPE (ft)	BASE (ft)	Ho (ft)	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	IP	S	K (md)	POR. (%)	SW (%)	Qt (BFPD)	TEMP (°F)
Yul_15D	UI	9858	9910	52	1224	458	0.24	4.95	31.8	13	2	190	225.5

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.3.9 DISEÑO DE FRACTURA

Para el diseño de fracturamiento hidráulico del pozo Yul_15D se tomó como referencia al pozo Cul_11D ya que este pozo fue fracturado el 13 de Diciembre del 2010 de la arena UI y los parámetros de diseño de fractura lo indica la **tabla 5.14**.

TABLA 5. 14 PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA DEL MODELO A SEGUIR DEL POZO CUL-11D

PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA		
Tope Inicial de Fractura MD	10048	Ft
Base Inicial de Fractura MD	10068	Ft
Propped Fracture Half-Length	201.9	Ft
EOJ Hyd Height at Well	59.4	Ft
Average Propped Width	0.195	In
Promedio de Concentración del Gel	2077.8	Lb/mgal
Average Gel Fluid Retained Factor	0.8	
Presión Neta	2900	Psi
Eficiencia	0.249	
Conductividad Efectiva	8162	md.ft
Efectividad Fcd	0.3	
Máxima Presión de Superficie	5305	Psi

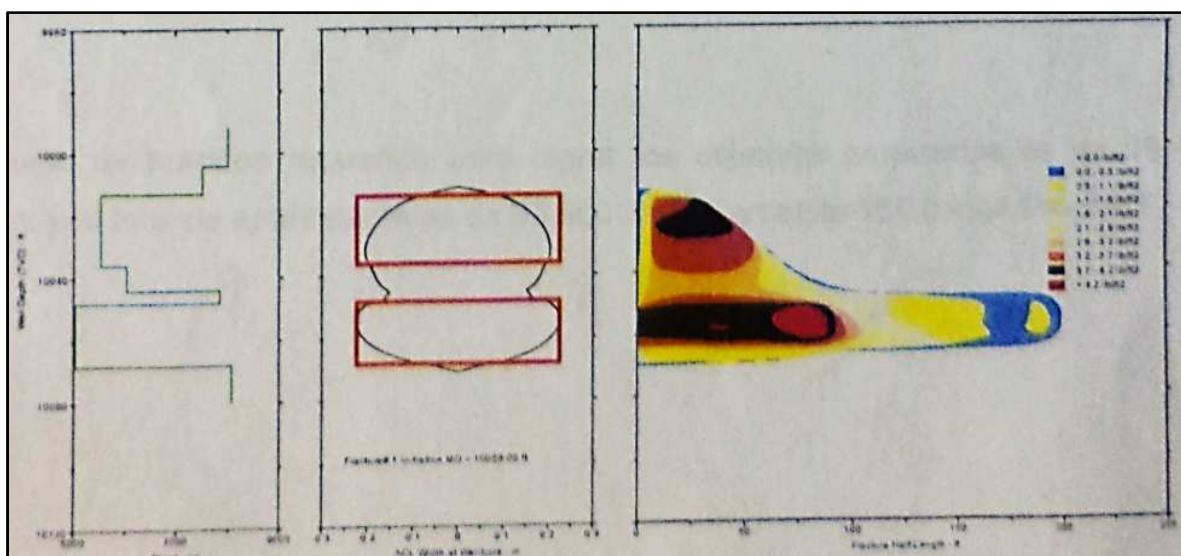
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En el pozo de referencia para el fracturamiento hidráulica se estaría logrando una longitud media apuntalada de 201.9, con una altura de 59.4 ft y un ancho de fractura de aproximadamente de 0.195 pulgadas.

La **figura 5.22** muestra la geometría de la fractura, largo ancho y altura de la misma.

Adicionalmente se muestra la concentración de apuntalante, medido en libras por pie cuadrado a lo largo del área fracturada. A la izquierda se mira el contraste de esfuerzos y al medio se ve el ancho de la fractura.

FIGURA 5. 21 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Área Auca, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

5.3.9.1 Volúmenes de Fluido y Cantidad de Apuntalantes

Por propiedades analizadas del reservorio y su clase de composición de la arena UI se ha utilizado la cantidad de fluido de 19600 gal de YF130.1HTD y 3703 gal de WF130.

La cantidad de apuntalante utilizado es de 33600 lb de Carbolite 16/20 más PropNet.

La velocidad de bombeo es 19 barriles /minuto.

5.3.10 SIMULACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA A LA ARENA UI DEL POZO YUL_15D

Con la finalidad de determinar una fractura hidráulica adecuada del pozo Yul_15D, realizamos una simulación del mismo en el software PIPESIM.2011 ya descrito anteriormente.

El proceso de simulación se efectúa de la misma manera que el pozo Cul_15D, por lo tanto el modelo para efectuar el fracturamiento hidráulico del pozo Yul_15D consta de un nodo, una tubería de producción, un punto de análisis nodal y el reservorio. Es necesario poner un conector para unir el punto de análisis nodal con el reservorio vertical.

5.3.11 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM

Para el fracturamiento hidráulico de la Arena UI del pozo Yul_15D, debemos contar con información actualizada de las condiciones con las que se maneja el pozo. Dichos datos son los siguientes:

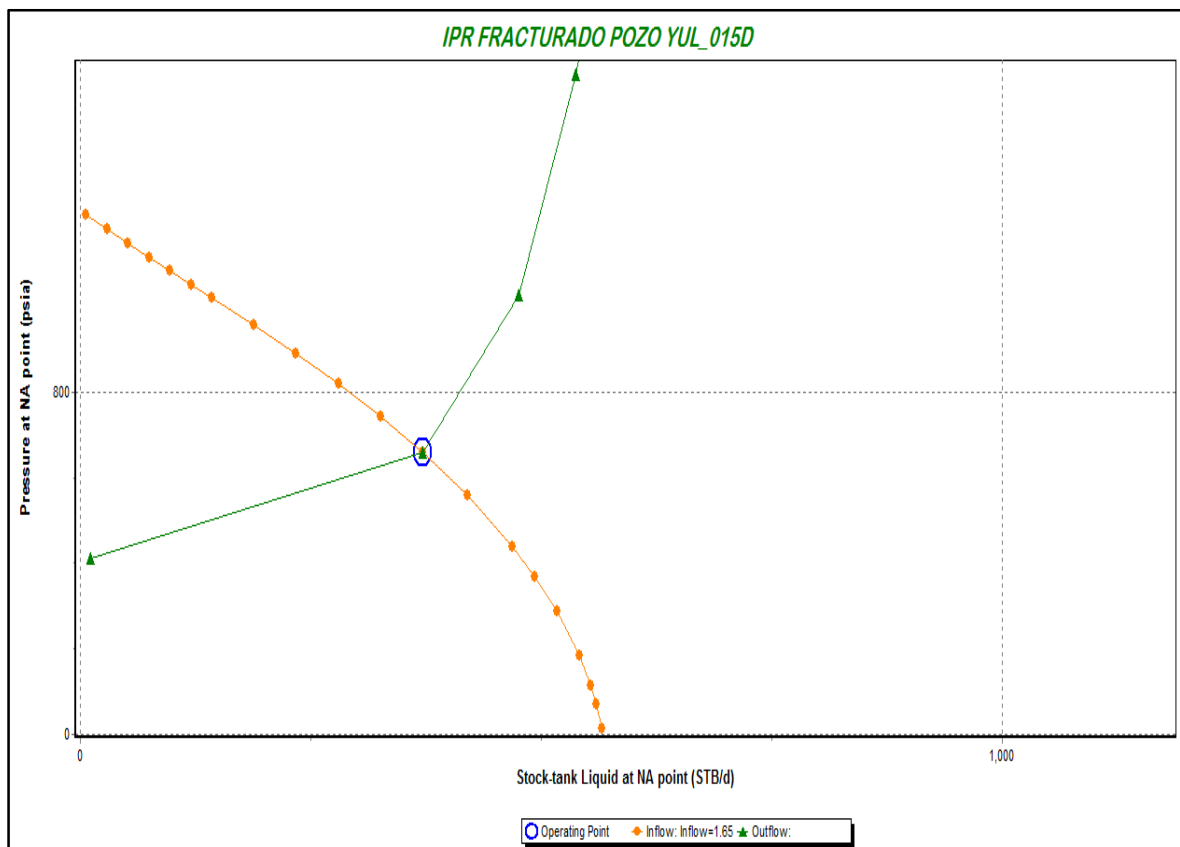
- Propiedades del Yacimiento: Presión estática, temperatura, caudal de fluido que produce, presión de fondo fluyente.
- Propiedades de la tubería de producción: perfil de desviación (Survey: MD, TVD, ángulo de desviación), perfil Geotérmico, ID tubing, rugosidad, tipo de sistema artificial.
- Modelo de BES: fabricante, velocidad de diseño, etapas, factor de carga, presión de salida.
- Propiedades de flowline o línea de flujo: ondulaciones, distancia horizontal, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad, temperatura ambiente.
- Propiedades del Separador: Tipo (liquido, gas, agua), eficiencia.
- Propiedades del PVT de fluido.

- Datos de producción: nombre del pozo, gasto de flujo de líquido, corte de agua, GOR, presión de producción.

El **Anexo1**, presenta los datos ingresados en el Software PIPESIM.2011 referente a lo mencionado anteriormente, del pozo Yul_ 15D.

Una vez ingresado el modelo con todos los datos mencionados anteriormente, realizamos el Fracturamiento Hidráulico de la situación actual de dicho pozo, cuyo resultado es la generación de la curva IPR, en donde observamos la intersección entre la Inflow y Outflow, la cual lo podemos visualizar dicho resultado ilustrado en la **figura 5.23**

FIGURA 5. 22IPR FRACTURAMIENTO YUL_015D



Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

El resultado de la simulación de fracturamiento hidráulico del pozo Yul_15D se da a conocer en la **tabla 5.15**.

TABLA 5. 15 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE FRACTURAMIENTO DE LA ARENA UI EN EL POZO YUL_15D

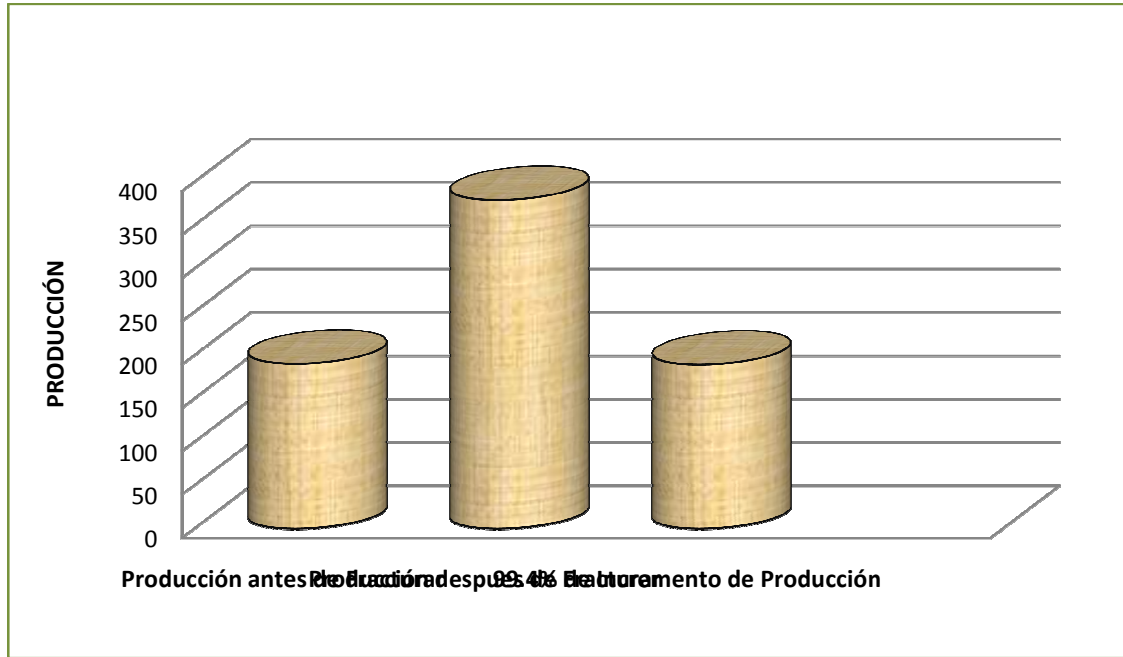
CONDICIONES DEL POZO ANTES DE LA FRACTURA					
POZO	BFPD	PWS (Psi)	K (md)	S	IP (bls/Psi)
Yul_15D	190	1224	31.8	4.95	0.248

CONDICIONES DEL POZO DESPUES DE LA FRACTURA					
POZO	BFPD	PWF (Psi)	K (md)	S	IP (bls/Psi)
Yul_15D	379	642	250	-1	0.651

Fuente: PIPESIM, otorgado por Compañía Schlumberger
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Como se puede ver en los resultados el pozo Yul_15D después de la simulación de Fracturamiento Hidráulico podría producir 379 BFPD lo cual significa que se obtuvo un incremento de producción en **189 BFPD** con una permeabilidad de 250 md, permeabilidad obtenida de la relación de porcentajes de la arena. La **figura 5.24** muestra el porcentaje de incremento de producción después del fracturamiento del pozo Yul_15D.

FIGURA 5. 23 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO DEL POZO YUL_15D



Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Para obtener el daño se realiza sensibilidades en el software Pipesim al igual que en el pozo Cul_15D, ya que este es nuestro objetivo de reducir.

Efectuamos la corrida de sensibilidades tomando como base el daño actual del pozo Yul_15D, como también cuando $S=4.95, 3, 2, 1, 0, -1$, entonces observamos que el valor de $S=-1$ es el valor que se ajusta a la producción del pozo Yul_15D después de la fracturación, por lo que deducimos que el daño disminuyó con la fractura.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1 INTRODUCCIÓN

Mediante la selección de alternativas, el propósito de este proyecto es incrementar la producción de petróleo; para esto debemos estudiar si la inversión que queremos hacer va a ser rentable o no, y evaluar la que más le convenga financieramente a EP PETROECUADOR de acuerdo a sus políticas de desarrollo.

El análisis económico pretende determinar cuál es el costo de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto y cuál será el costo total de la operación planteada.

En el estudio de Fracturamiento Hidráulico que hemos efectuado en el capítulo V hemos planteado la alternativa de fracturamiento para incrementar la producción en el Campo Culebra –Yulebra-Anaconda; los trabajos planteados los detallamos en la **tabla 6.1**.

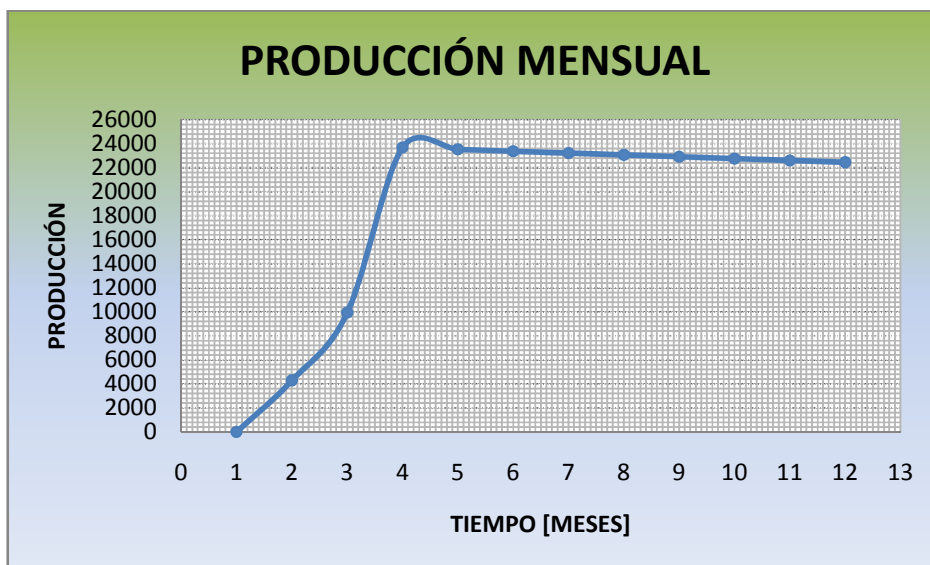
TABLA 6. 1 RESUMEN DEL TRABAJO A REALIZARSE

POZO	DIRECCIONAL	TRABAJO PROPUESTO A REALIZARSE
CUL_15D	✓	Traspasar el Daño de Formación Presente. Incrementar la Permeabilidad. Incrementar su Conductividad.
YUL_9D	✓	Traspasar el Daño de Formación Presente. Incrementar la Permeabilidad. Incrementar su Conductividad.
YUL_15D	✓	Traspasar el Daño de Formación Presente. Incrementar la Permeabilidad. Incrementar su Conductividad.

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

La **figura 6.1** nos muestra la curva de producción para realizar el análisis económico de los tres pozos fracturados, los cuales son: Cul_15D; Yul_15D; Yul_09D.

FIGURA 6. 1 CURVA DE PRODUCCIÓN MENSUAL



Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

6.2 CRITERIOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación económica y financiera de este proyecto es el análisis de la información proveniente de la etapa anterior, con miras a tomar la decisión correcta.

Pasos para elaborar el estudio económico:

- Con los flujos anteriores se debe obtener el VAN y TIR, tomando en cuenta el rendimiento esperado.
- En base a los resultados obtenidos se analiza el rendimiento de la inversión y sus riesgos para poder tomar una decisión sobre bases firmes.
- Presentar el punto de equilibrio y los estados financieros mencionados anteriormente.

6.2.1 VALOR ACTUAL NETO

Es un proceso que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

El proyecto de inversión, de acuerdo a este criterio se acepta cuando el valor actual neto es positivo.

$VAN > 0$ Aumentará el capital de la empresa por lo tanto el proyecto es aceptable.

$VAN < 0$ Disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto es inaceptable.

$VAN = 0$ No aumentará ni disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto el proyecto es indiferente. Si el proyecto se lleva a cabo, es porque se ha priorizado otros aspectos.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \text{(E.c. 5.1)}$$

Dónde:

$Fnck$ = Flujo neto de caja del año k .

i = Tasa de actualización.

6.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa que surge de la relación entre la inversión inicial y los flujos netos de caja. Se define como el rendimiento de una unidad de capital invertido a una unidad de tiempo. Para obtenerla debe tenerse en cuenta que la tasa interna de retorno es la tasa que hace que el $VAN = 0$.

$TIR > i$ El rendimiento supera al costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es rentable.

$TIR < i$ El rendimiento no alcanza a cubrir el costo del capital invertido, por lo tanto es proyecto no es rentable.

$TIR = i$ Cubre exactamente el costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es indiferente.

Para obtener el valor del TIR aplicamos la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} - I_0 \text{(E.c. 6.2)}$$

Dónde:

I_0 = Inversión en el periodo 0.

F_nck = Flujo neto de caja del año k.

i = Tasa de actualización.

El periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiación.

6.2.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.

Mientras que la relación costo-beneficio (C/B), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual Neto (VAN) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales de un proyecto.

6.2.5 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN

Utilizamos la ecuación de declinación exponencial para cada mes de producción, con la siguiente fórmula:

$$q = qi * e^{-at} \text{ (E.c. 6.3)}$$

Dónde:

q = caudal esperado a un determina tiempo.

qi = caudal inicial.

a = porcentaje de declinación anual del campo.

t = periodo al nuevo caudal esperado.

6.3 VARIABLES IMPORTANTES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

6.3.1 COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE

Hemos obtenido estimativos de costos establecidos para la adquisición de un servicio, con la intención de que genere ingresos en el futuro.

Los costos de los trabajos de reacondicionamiento planteados en el capítulo IV, se detallan en la **tabla 6.2**, obtenidas en EP PETROECUADOR, para cada pozo.

TABLA 6. 2 COSTOS ESTIMADOS DE FRACTURAMIENTO

SERVICIO/MATERIALES	COSTOS
DTM	10.000
Taladro(tarifa operativa)	96.425
Diesel Rig + Camp + pruebas	9.282
Alquiler de 2 campers + kk machine	8.000
Vaccum/Tanquero	8.390
Unidad de filtrado	7.686
Slick Line (Alambre)	8.804
Motor de fondo	33.700
Adrialpetro	4.791
Alquiler o rep.Hras de pesca + DP	2.336
Servicios de Estimulación	113.496
REDA (Pulling/Run)	10.673
REDA (Equipo nuevo)	191.793
Equipos de fondo	15.957
Mov&Desmov	2.400
Equipo de superficie	7.830
Venta de repuestos y equipos	2.002
Unidad de bombeo	15.300
Combustible	461
Laboratorio	1.575
Personal	11.500
Tratamiento De fluidos	23.667
Tubing + camisa, No-Go, Stgg. Valve	96.865
Supervisión CSMS/HES	4.000
Montacarga	6.400
Cabezal	10.555
Comunitarios	936
TOTAL	704.824,00

Fuente: Petroproducción

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

6.3.2 INGRESOS

Los ingresos para nuestro proyecto hace referencia a la cantidad que recibe la empresa por la venta de productos o servicios, en este caso se obtiene de la multiplicación del incremento de barriles de petróleo producidos de cada pozo por el precio actual del barril del petróleo asignado por el Banco Central del Ecuador.

Durante el primer mes el campo no reflejará producción con respecto al incremento de producción, porque será puesto a W.O de fracturamiento del primer pozo Cul_15D; a partir del segundo mes tendremos el incremento de producción del primer pozo anterior, también en este mes entra aW.O de fracturamiento el segundo pozo Yul_09D; a partir del tercer mes los ingresos que generará el campo serán de los dos pozos; y al mismo tiempo el tercer pozo Yul_015D restante entran aW.O de fracturamiento y a partir del cuarto mes el incremento de producción viene a ser la suma de los 3 pozos; para la propuesta como se detalla en la **tabla 6.6**.

Los pozos del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda sufren una tasa de declinación anual de 8%, lo que representa un 0.666% mensual, según información emitida por EP PETROECUADOR.

6.3.3 EGRESOS

Los egresos reflejan la salida de los recursos financieros motivadas por el compromiso de un servicio recibido, es el desembolso de dinero consecuente de los trabajos de W.O de fracturamiento; costos de fracturamiento hidráulico. Dicha sumatoria asciende a la cantidad de 2'114.472,00 USD, sin contar los costos de operación descritos a continuación.

6.3.4 COSTOS DE OPERACIÓN

Son los costos en que incurre un sistema ya instalado o adquirido, durante su vida útil, con objeto de realizar los procesos de producción, incluyen aquellos costos necesarios para el mantenimiento de un sistema. Durante los costos de operación más importantes tenemos los siguientes: Gastos técnicos y administrativos, alquileres, obligaciones o seguros, materiales de consumo, capacitación. Con estos antecedentes podemos decir que el costo de operación por cada barril producido para el Campo Culebra-Yulebra-Anaconda es de 7,45 USD, según información emitida por EP PETROECUADOR.

6.4 ESTIMACIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO

Para la culminación de este proyecto después de haber efectuado la simulación de fracturamiento hidráulico de los pozos Cul_015D, Yul_09D y Yul_15D, realizamos un estudio económico tomando en cuenta los costos, ingresos, egresos, costos de operación, tasa de declinación del campo, precio del barril del petróleo. Consecuentemente mediante un cronograma de actividades y el flujo de caja, obtener el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Costo/Beneficio.

Hemos realizado una propuesta para cada pozo, la cual refleja la mayor producción en cada pozo, cuyos resultados de VAN, TIR, y Relación Costo/Beneficio se reflejan para tres valores de precio del petróleo, detallados a continuación.

- Precio por barril 109.68 USD, según la OPEP para el año 2012.
- Precio por barril 97,97 USD, según el Banco Central del Ecuador para Diciembre del 2012.

- Precio por barril 82,71 USD, según EP PETROECUADOR de Crudo Oriente, para el año 2011.

Por otro lado se estima la tasa de actualización anual del 12%, y consecuentemente una tasa de actualización mensual del 1%.

Los costos para trabajos de Fracturamiento Hidráulico se obtuvieron del trabajo realizado anteriormente en el pozo Cul_011D, es por eso que son estimados.

Se estima un porcentaje de contingencia igual +/-30%.

Se estima un mes igual a 30 días.

6.5 PROPUESTA

De acuerdo al incremento de producción que presenta cada pozo, consecuencia de haber efectuado la simulación de fracturamiento hidráulico, planteamos la propuesta de incremento de producción, la cual esta detallada en la **tabla 6.3**.

TABLA 6. 3 PROPUESTA DE POZOS SELECCIONADOS

POZO	PROD. ANTES DE FRACTURAR (BFPD)	PROD. DESPUES DE FRACTURAR (BFPD)	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (BFPD)	% DE INCREMENTO
CUL_015D	192	355	143	212.4
YUL_09D	217	678	461	99.47
YUL_015D	190	379	189	74.4

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Los trabajos de Fracturamiento Hidráulico con el fin de incrementar la producción de petróleo se realizarán de acuerdo al siguiente cronograma. La **tabla 6.4** muestra el cronograma de trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 6. 4 CRONOGRAMA DE TRABAJO DE FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO

POZO	TRABAJO	MESES			
		1	2	3	4
CUL_015D	Fracturamiento Hidráulico	■	■		
YUL_09D	Fracturamiento Hidráulico		■	■	
YUL_015D	Fracturamiento Hidráulico			■	■

.Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

6.5.1 RESULTADOS

De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico, presentados en la **tabla 6.5**.

TABLA 6. 5 RESULTADOS DE LA PROPUESTA

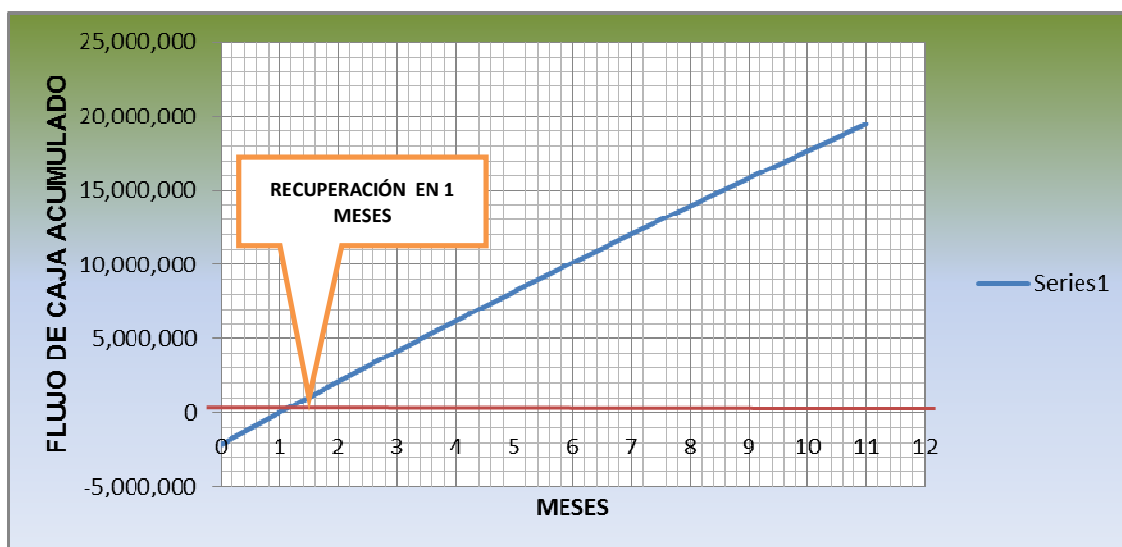
EVALUACIÓN	PRECIOS DE BARRIL		
	97,77 USD	82,71 USD	109,68 USD
VAN	19'451.358,00	15'855.461,00	22'295.125,00
TIR	99%	82%	112%
R.C/B	6.00	50.7	6.73

.Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

Los cálculos de parámetros y la tabla completa de resultados para realizar el análisis económico se detallan en el **ANEXO 7**.

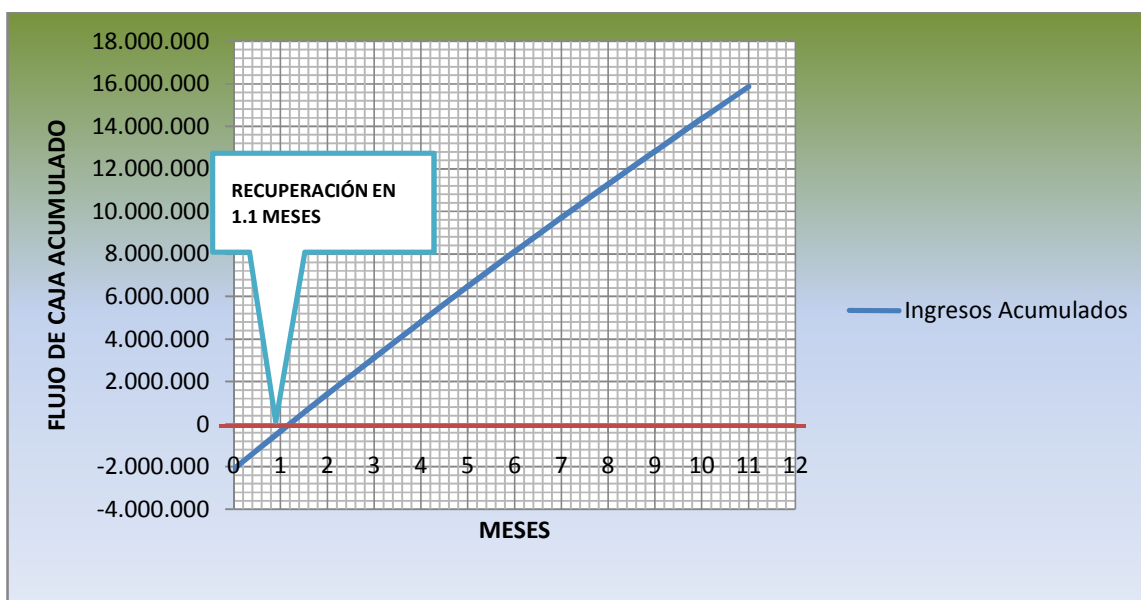
De acuerdo a la **Figura 6.2** (Flujo de caja vs. Tiempo) la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 1 mes (30 días), tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 97,77 USD.

FIGURA 6. 2 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 97,77 USD



Por otro lado de acuerdo a la **Figura 6.3** (Flujo de caja vs. Tiempo) la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 1.1 mes (33 días) tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 82,71 USD.

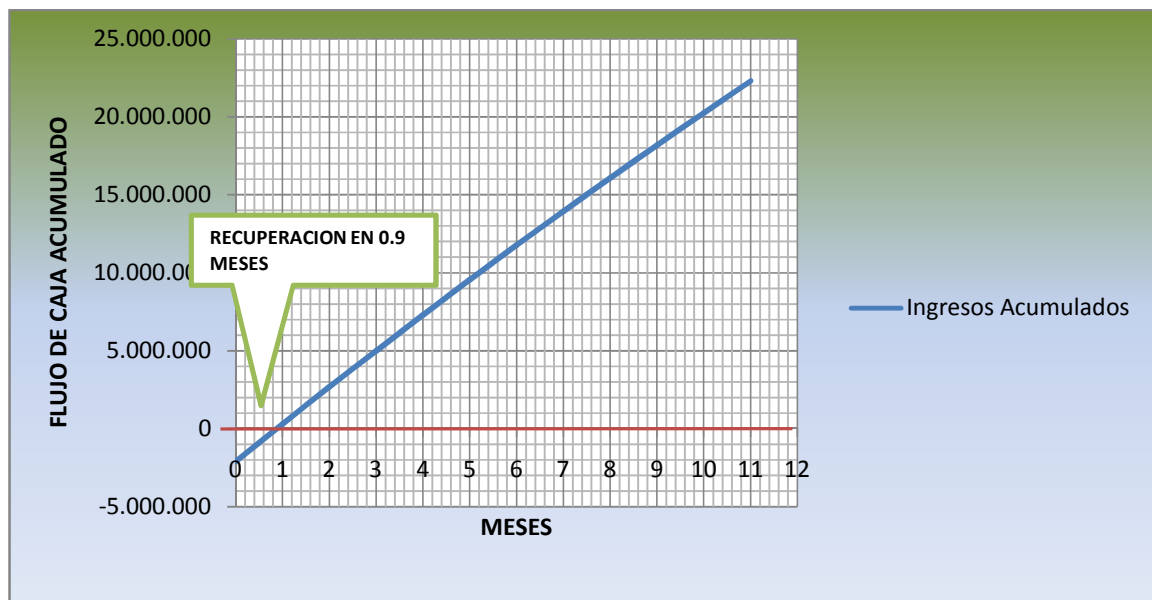
FIGURA 6. 3 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD



Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

En la **Figura 6.4** (Flujo de caja vs. Tiempo) la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 0.9 meses (27 días), tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 109,68 USD.

FIGURA 6. 4 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD



Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- El campo Culebra fue descubierto en 1971, el Yulebra en 1980, estos dos por la compañía Texaco y en 1991 Anaconda por la compañía Petroamazonas; luego mediante estudios geológicos y de simulación se comprueba que los son uno solo. En la actualidad el campo tiene una producción de 8618 BPPD con 34 pozos. Las reservas remanentes del campo son 224.3 MM Bls. al 31 de Diciembre de 2012.
- De acuerdo al volumen de Reservas Iniciales, el principal yacimiento productor es la arena “U” inferior. Es por eso que este trabajo analiza este reservorio, con el objetivo de incrementar la producción mediante el Fracturamiento Hidráulico a la arena UI con bajas permeabilidades y/o altos daños de formación.
- Las características petrofísicas promedio de la arena “U” inferior son: Porosidad entre 14-19%; Saturación de agua promedio: 16.9% y la permeabilidad varía entre 219md a 3545md.
- Los parámetros de los fluidos de la arena “U” inferior son: Presión de burbuja 860 psi; GOR = 146.5 PCS/BL; Boi = 1.1689; API = 21.3
- Las propiedades petrofísicas promedias analizadas cuantitativamente son: la $\Phi = 16.4$, $K = 219\text{md}$, $BSW = 16.9$, $h_o = 31.9\text{ft}$. Nos permiten identificar la mecánica de la roca y si esta es admisible a un fracturamiento hidráulico, cabe

recordar que no todas las rocas presentan este tipo de admisibilidad, también se tomó como referencia el pozo ya fracturado Culebra 11D.

- Según los análisis cualitativos petrofísicos tomados de los últimos B'UP, se llega a la conclusión que un pozo con alta probabilidad a ser fracturado es aquel que tiene una permeabilidad inferior a los 100md y un daño superior a 4, para la arena "U" inferior.
- El índice de heterogeneidad nos muestra cuatro escenarios distintos en nuestro campo como son: alto petróleo y baja agua, alto petróleo y alta agua, bajo petróleo y alta agua, bajo petróleo y baja agua. Por lo tanto nuestro escenario óptimo para la ubicación de posibles pozos a ser fracturados se ubicaran en el cuarto cuadrante bajo petróleo y baja agua, que también se deduce es el escenario con características petrofísicas idóneas para fracturar.
- Los pozos que resultan del análisis de índice de heterogeneidad son Culebra 006A, Culebra 015D, Yulebra 013D. De dichos pozos se descarta el Culebra 006A, ya que por análisis de B'UP este pozo presenta una buena permeabilidad y un alto daño por lo que se decide realizar otro tipo de estimulación para no afectar su permeabilidad. El Yulebra 013D se descarta por su alto corte de agua.
- La capacidad de flujo nos muestra dos tipos de escenarios en los que podemos encontrar pozos con alta producción y malas características petrofísicas y pozos con baja producción y buenas características petrofísicas, haciendo correlaciones se toman en cuenta aquellos pozos que tienen una baja producción a pesar de encontrarse en una zona de alta producción.
- Del análisis de capacidad de flujo resultan pozos idóneos los siguientes: Culebra 006A, Yulebra 009D y el pozo Yulebra015D; son aquellos que no cumplen las expectativas producción a pesar de encontrarse en una zona de

alta producción; por lo que se decide realizar estudios de posible fracturamiento hidráulico.

- Relacionando los resultados de índice de heterogeneidad y capacidad de flujo se toma la decisión de realizar la fractura hidráulica en los pozos Culebra 015D, Yulebra 009D y Yulebra 015D los cuales ubicamos en el mapa estructural y vemos que se encuentran en un alto estructural y por el análisis de registros eléctricos estos se encuentran alejados del contacto agua petróleo (CAP).
- La presión inicial promedio del Reservorio “U” inferior es de 3955 psi. Mientras que la presión promedio actual de esta arena es de 1250 psi. Sabiendo que la declinación de presión del reservorio “U” inferior es de 57 psi por año. Esto se corrobora con la data de presiones en la gráfica de OFM. También podemos notar que los tipos de empuje que encontramos en este reservorio son: expansión de la roca y fluidos y el de gas en solución.
- En el software Pipesim se cargaron los datos de producción, parámetros petrofísicos, de fluidos, de completación y de equipo de fondo, para de esta manera realizar una simulación y con corridas de sensibilidades de Pws, ajustar y corregir la Presión estática del reservorio a la producción actual del pozo candidato a fracturar.
- La presión estática de los pozos candidatos a fracturar fue calculada teniendo en cuenta su declinación de presión de 57Psi por año al datum del campo de 9541 ft, la misma que nos dio como resultado para Cul_015D Pws=1720psi; Yul_09D=1230Psi y para Yul_015D=1224Psi.
- El software Pipesim facilita la simulación de fracturamiento hidráulico con la información actual de cada pozo. La misma que da como resultado para el pozo Cul_015D después de la fractura una producción de 335 BFPD,

incrementando su producción en 143 BFPD, con un Bsw=0.8%, una permeabilidad 338md y una reducción del daño S=10 a S=-1.3.

- La producción del pozo Yul_09D después de la fractura es de 678 BFPD con un Bsw= 12%, incrementando su producción en 461 BFPD, una permeabilidad de 250 md y una reducción del daño de S=4 a S=-6.
- La producción del pozo Yul_015D después de la fractura es de 379 BFPD, incrementando su producción en 189 BFPD con un Bsw=2%, una permeabilidad de 280 md y una reducción del daño de S=4.95 a S=-1.
- El análisis económico se realizó considerando tres escenarios del precio del barril del petróleo: 82.71USD, 97.77USD y 109.68 USD. Ya que el precio del barril del petróleo a diciembre del 2012 se encontraba en 97.77USD y los otros valores estaban en un mes antes y un mes después.
- Considerando el escenario de 97,77 USD según el precio de barril de petróleo del Banco Central del Ecuador para el cierre de Diciembre del 2012, se obtuvo los siguientes indicadores económicos: VAN: 19.451.381,00 USD; TIR de 99%, cuyo costo beneficio es de 6. El tiempo de recuperación de la reserva es de 1 mes (30 días).

7.2 RECOMENDACIONES.

- Antes de realizar el fracturamiento a los pozos candidatos se recomienda realizar una cementación forzada a las demás zonas productoras debido a que como es un trabajo a presión, tengamos el riesgo de causar una fractura en las otras zonas, ya que puede existir comunicación de presión a través del packer.
- Se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar la información que obtuvimos de los registros eléctricos de cada pozo a fracturarse.
- Se recomienda fracturar los pozos propuestos en este trabajo, es decir Cul_015D, Yul_09D y Yul_015D ya que de acuerdo a los indicadores económicos este proyecto es muy rentable. Se obtendrá un volumen adicional de petróleo de 912.46 BPPD, el mismo que beneficiara al incremento de producción de EP Petroecuador.
- Se recomienda actualizar y reafirmar los datos de presión especialmente para aquellos pozos que no tiene datos de Buil Up actualizado.
- Previo a la realización del proyecto de fracturamiento, se recomienda obtener la mayor información posible de los pozos, tales como Registros Eléctricos, núcleos y muestras de fluidos para PVT ya que no se dispone con suficiente información del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.
- Para determinar si hemos tenido éxito en la operación de fractura se recomienda realizar un Buil UP antes y después del fracturamiento, y realizar un análisis de los datos obtenidos en los mismos para tener una mejor idea del éxito del trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **GERENCIA DE EXPLORACION Y PRODUCCION EP PETROECUADOR**, Centro De Investigaciones Geológicas Quito Subgerencia De Exploración Y Desarrollo.
2. **SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO**, Estudio de Simulación en laboratorio del daño a la Formación por Aguas de Control de Pozo en el Reservorio Arenisca UInferior.
3. **EP PETROECUADOR**, Informe De Análisis Convencional De Núcleos.
4. **PETROPRODUCCIÓN**, Certificación De Reservas Del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda.
5. **PETROPRODUCCIÓN**, Modelo De Simulación Del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda, Schlumberger Surencó S.A.
6. **BROWN KERMIT**. “The Technology of Artificial Lift methods”, Oklahoma 1984, Volumen 4 of Production Optimization of oil and gas wells by Nodal Systems Analysis, University of Tulsa.
7. **Departamento de Ingeniería en Petróleos Área Auca.**
8. **Departamento de Yacimientos Área Auca.** (2012) Archivo. Quito.

9. **CASTAÑEDA ANDRADE ALEJANDRO VIDAL**, Proyecto de Titulación “Incremento de Producción del Campo Parahuaco de Petroproducción Implementando Fracturamiento Hidráulico en Arenas de Baja Permeabilidad”, 2007.

10. **HUGO LUIS COBOS CEDEÑO**, Proyecto de Titulación “Fracturas hidráulicas y su optimización en el bloque 18”, 2010.

11. **MARIA ALEXANDRA GAMBOA DE LA CRUZ**. Proyecto de Titulación “Estudio de Incremento de Produccion Mediante Fracturamiento Hidraulico a la Arena T inferior del Campo Cononaco”, 2007.

12. **PIPESIM FUNDAMENTALS**, “Training and Exercise Guide”.

13. **OFM (OIL FIELD MANAGER) FUNDAMENTALS**, “Training and Exercise Guide”.

14. **REDA**, Catálogo de Bombas.

ANEXOS

**ANEXO 1. INFORMACIÓN QUE SE INGRESA EN EL
SOFTWARE PIPESIM.2011**

POZO DIRECCIONAL: CUL_015D

DATOS DEL YACIMIENTO				
Presión Estática	2316		psia	
Temperatura	210		°F	
Caudal	287		STB/d	
Presión de fondo fluyente	1451		psia	
IP	0,332		STB/d/psi	
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN				
Configuración de la Tubería				
MD	9063	ft	9615	ft
ID	2,992	in	6,276	in
Tipo de flujo	tubing		tubing	
Equipo de fondo				
Equipo	BES			
MD	9095		ft	
Modelo de Bomba	TD1200		Wood Group	
Velocidad	48,5		Hz	
Etapas	352			
Disparos				
MD	9615		ft	
TVD	9615		°F	
Temperatura Yacimiento	220		BTU/h/ft ²	
BLACK OIL (PETRÓLEO NEGRO)				
Corte de agua	38		%	
GOR	256		scf/STB	
S.G. del gas	0,64			
S.G. del agua	1,02			
API	26,1			
Presión de burbuja	420		Psia	
Temperatura @Pb	220		°F	
PRESIÓN DE SALIDA				
Presión de cabeza	15		psia	
Presión de separador	----			

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

POZO DIRECCIONAL: YUL_09D

DATOS DEL YACIMIENTO				
Presión Estática	2316		psia	
Temperatura	210		°F	
Caudal	287		STB/d	
Presión de fondo fluyente	1451		psia	
IP	0,332		STB/d/psi	
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN				
Configuración de la Tubería				
MD	9063	ft	9615	ft
ID	2,992	in	6,276	in
Tipo de flujo	tubing		tubing	
Equipo de fondo				
Equipo	BES			
MD	9095		ft	
Modelo de Bomba	TD1200		Wood Group	
Velocidad	48,5		Hz	
Etapas	352			
Disparos				
MD	9615		ft	
TVD	9615		°F	
Temperatura Yacimiento	220		BTU/h/ft ²	
BLACK OIL (PETRÓLEO NEGRO)				
Corte de agua	38		%	
GOR	256		scf/STB	
S.G. del gas	0,64			
S.G. del agua	1,02			
API	26,1			
Presión de burbuja	420		Psia	
Temperatura @Pb	220		°F	
PRESIÓN DE SALIDA				
Presión de cabeza	15		psia	
Presión de separador	----			

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

POZO DIRECCIONAL: YUL_015D

DATOS DEL YACIMIENTO				
Presión Estática	2316		psia	
Temperatura	210		°F	
Caudal	287		STB/d	
Presión de fondo fluyente	1451		psia	
IP	0,332		STB/d/psi	
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN				
Configuración de la Tubería				
MD	9063	ft	9615	ft
ID	2,992	in	6,276	in
Tipo de flujo	tubing		tubing	
Equipo de fondo				
Equipo	BES			
MD	9095		ft	
Modelo de Bomba	TD1200		Wood Group	
Velocidad	48,5		Hz	
Etapas	352			
Disparos				
MD	9615		ft	
TVD	9615		°F	
Temperatura Yacimiento	220		BTU/h/ft ²	
BLACK OIL (PETRÓLEO NEGRO)				
Corte de agua	38		%	
GOR	256		scf/STB	
S.G. del gas	0,64			
S.G. del agua	1,02			
API	26,1			
Presión de burbuja	420		Psia	
Temperatura @Pb	220		°F	
PRESIÓN DE SALIDA				
Presión de cabeza	15		psia	
Presión de separador	----			

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

ANEXO 2. DIAGRAMAS DE POZO

DIAGRAMA DEL POZO: CUL_015D

CUL- 15D DIAGRAMA DE COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES

FECHA PERF: 12 DE MAYO DE 2012
FECHA: 23 DE OCTUBRE DE 2012

R.T.E = 1026'
G.L.E = 990'
EMR = 36'

223'

← 20" CSG CONDUCTOR H-40 6 TUBOS , 94 LPP,
K-55, BTC CEMENTADO CON 316 SXS TIPO A

KOP 1 @ 412'

← 13-3/8" CSG SUPERFICIAL
154 TUBOS, 72 LPP, C-95, BTC

ANGULO MAXIMO
29,56° @ 3137' MD

← 3-1/2" TUBERÍA EUE, 9.3 LB/PIE, (319 JUNTAS) CLASE "A"

5837'

← 13 3/8" ZAPATO CEMENTADO
CON 1660 SXS TIPO "A"

← 9 5/8" CASING INTERMEDIO
261 TUBOS, 47 LPP, C-95, BTC

TOPE 7" LINER HANGER TRU FORM @ 9887'

10086'

← 9 5/8" ZAPATO CEMENTADO
CON 1198 SXS TIPO "G"

← 7 " LINER DE PRODUCCION, 24 TUBOS, 26 LPP, C-95, BTC

10046'

← 3 1/2" EJE CAMISA DE CIRCULACIÓN

10081'

← 3 1/2" EJE (1) TUBO N-80

10113'

← 3 1/2" EJE NO-GO ID=2.75

10114'

← 3 1/2" EJE (1) TUBO

10116'

← 3 1/2" DESCARGA

10126'

← BOMBA TD-460 (143 ETAPAS), SERIE 400

10143'

← BOMBA TD-460 (176 ETAPAS), SERIE 400

10159'

← BOMBA TD-460(167 ETAPAS), SERIE 400

10165'

← SEPARADOR DE GAS, SERIE 513

10177'

← PROTECTOR , SERIE 513

10228'

← MOTOR : TR492 (90HP, 21930 V, 31 A, SERIE 562

← SENSOR TR4, SERIE 456

← 7" CENTRALIZADOR

ARENA "U" INF

10241' - 10270' (31')

7" LANDING COLLAR @ 10740'

7" COLLAR FLOTADOR @ 10777'

CEMENTADO CON 430 SXS TIPO "G"

7" ZAPATO @ 10554' CEMENTADO CON 272 SXS TIPO "G"

PT (D) @ 10556 FT

PT (L) @ 10574 FT

DIAGRAMA DEL POZO: YUL_09D

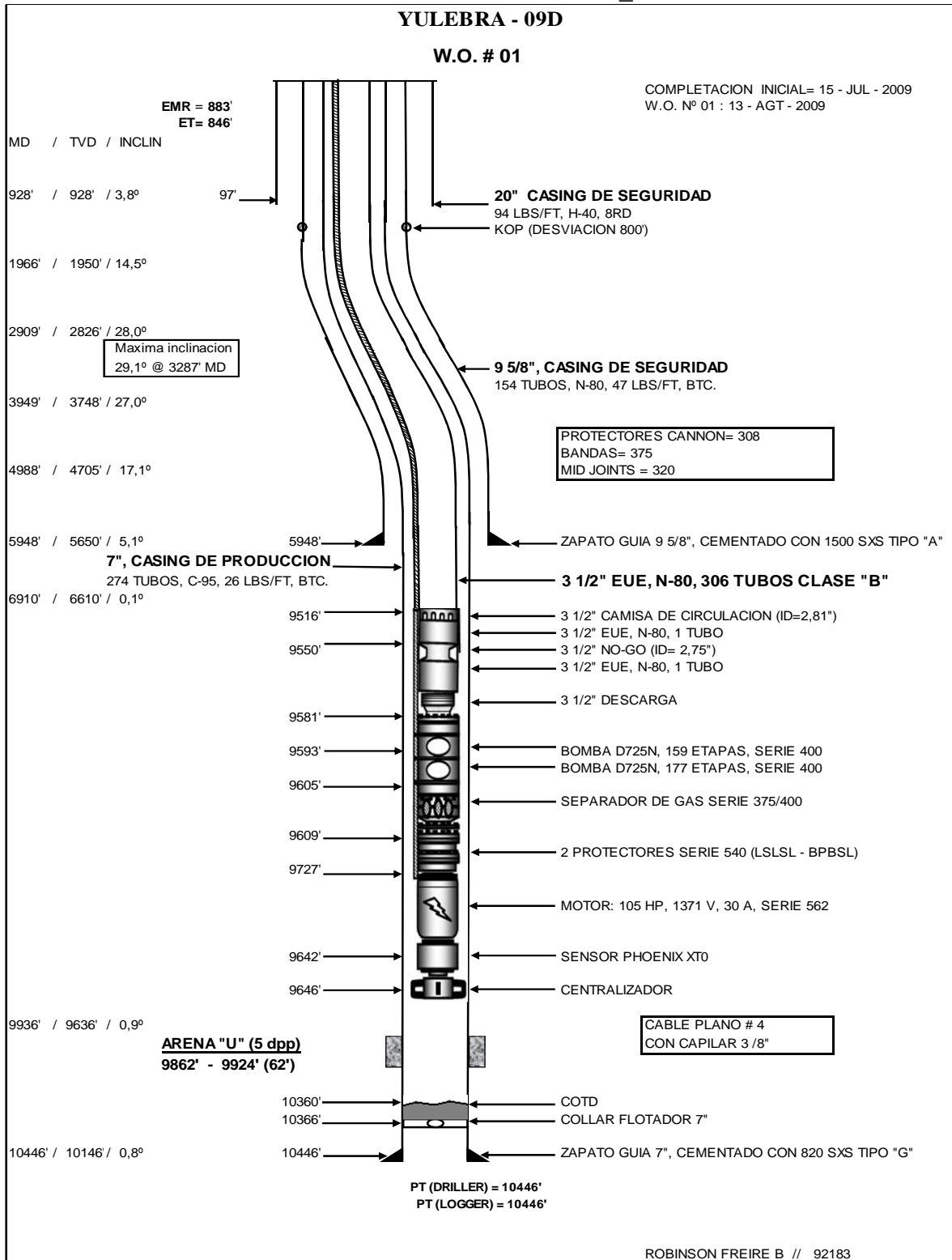
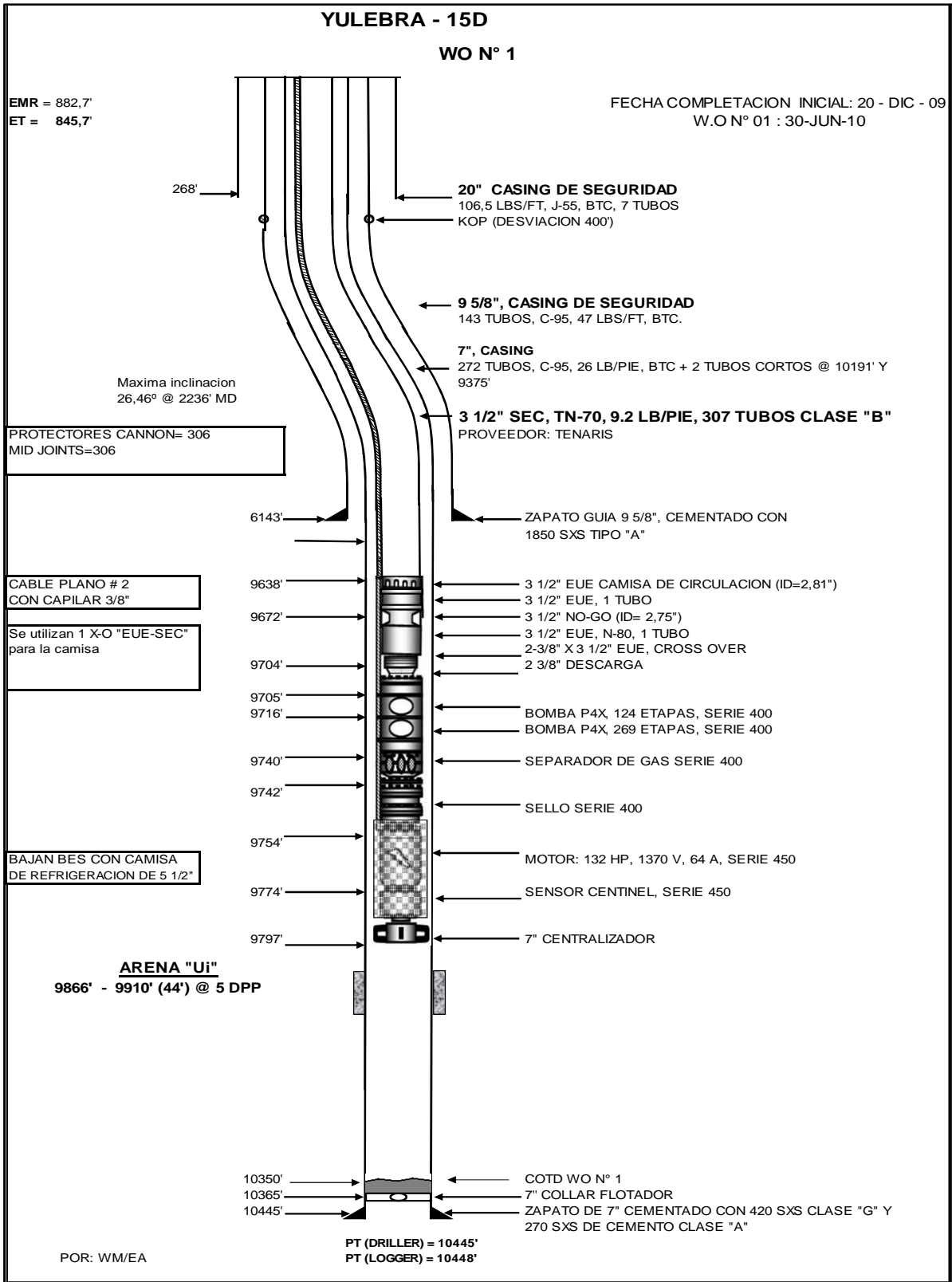


DIAGRAMA DEL POZO: YUL_15D



ANEXO 3. CORRELACIONES

PROPIEDADES FÍSICAS DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO MUERTO

CORRELACIÓN	RANGOS O PARÁMETROS	DATOS DE ORIGEN
Beal (1946)	$T \leq 100^{\circ}\text{F}$	753 datos
Beggs & Robinson (1975)		460 datos
Glaso (1980)	$50^{\circ}\text{F} \leq T \leq 300^{\circ}\text{F}$	26 muestras de crudo
Kartoatmodjo (1990)	$14.4 \leq \text{API} \leq 59$ $24.7 \leq P \text{ (psi)} \leq 7170.7$ $80^{\circ}\text{F} \leq T \leq 320^{\circ}\text{F}$ $0 \leq R_s \text{ (SCF/STB)} \leq 2829$	3588 puntos de datos recogidos de 661 muestras de las fuentes: Indonesia, América del Norte incluyendo en alta mar; Oriente Medio, América Latina

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

PROPIEDADES FÍSICAS GAS Y PETRÓLEO EN SOLUCIÓN

CORRELACIÓN	RANGOS O PARÁMETROS	DATOS DE ORIGEN
Standing (1947)		105 puntos de datos
Lasater (1958)	Mejor cuando $\text{API} > 15$	158 puntos medidos de 137 sistemas
Vasquez & Beggs (1980)		5008 puntos de datos
Marhoun (1988)		160 puntos de datos del crudo del Medio Oriente
Glaso (1980)	Precisión mejor por menos de 1400 SCF /STB	45 muestras del crudo del Mar del Norte.
Kartoatmodjo (1990)	$14.4 \leq \text{API} \leq 59$ $14.7 \leq P \text{ (psi)} \leq 6054.7$ $75^{\circ}\text{F} \leq T \leq 320^{\circ}\text{F}$ $1.007 \leq B_o \leq 2.144$ $0.4824 \leq \gamma_{\text{sep}} \leq 1.688$	5392 puntos de datos obtenida de 740 muestras de petróleo crudo: Indonesia, América del Norte incluyendo en alta mar, Oriente Medio, América Latina

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

PROPIEDADES FÍSICAS PARA EL PUNTO DE BURBUJA

CORRELACIÓN	RANGOS O PARÁMETROS	DATOS DE ORIGEN
Standing (1947)	$16.5 \leq \text{API} \leq 63.8$ $130 \leq \text{Pb (psi)} \leq 7000$ $100^\circ \text{ F} \leq \text{T (res)} \leq 258^\circ \text{ F}$ $20 \leq \text{Rs (SCF/STB)} \leq 1425$ $0.59 \leq \gamma \text{ y } \gamma_g \leq 0.95$	105 de presión del punto de burbuja: 22 California Sistemas; sin correcciones para los componentes no-hidrocarburo.
Lasater (1958)	$17.9 \leq \text{API} \leq 51.1$ $48 \leq \text{Pb (psi)} \leq 5780$ $82^\circ \text{ F} \leq \text{T (res)} \leq 272^\circ \text{ F}$ $3 \leq \text{Rs (SCF/STB)} \leq 2905$ $0.574 \leq \gamma \text{ y } \gamma_g \leq 1.223$	158 muestras: Canadá, Western & Midcontinent EE.UU., y del Sur América, sin correcciones para los componentes no-hidrocarburos.
Glaso (1980)	Las correcciones para N ₂ , CO ₂ , y H ₂ S	45 muestras del Mar del Norte.
Vasquez & Beggs (1980)	$16 \leq \text{API} \leq 58$ $50 \leq \text{Pb (psi)} \leq 5250$ $70^\circ \text{ F} \leq \text{T (res)} \leq 295^\circ \text{ F}$ $20 \leq \text{Rs (SCF/STB)} \leq 2070$ $0.56 \leq \gamma \text{ y } \gamma_g \leq 1.18$	5008 puntos de datos desde 600 sistemas de petróleo.
Kartoatmodjo (1990)	$14.4 \leq \text{API} \leq 59$ $14.7 \leq \text{P (psi)} \leq 6054.7$ $75^\circ \text{ F} \leq \text{T} \leq 320^\circ \text{ F}$ $0 \leq \text{Rs (SCF/STB)} \leq 2890$ $0.4824 \leq \gamma \text{ y } \gamma_{\text{sep}} \leq 1.668$	5392 puntos de datos desde 740 muestras: Indonesia, Incluyendo América del Norte en alta mar, Middle East & América Latina

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO

CORRELACIÓN	RANGOS O PARÁMETROS	DATOS DE ORIGEN
Hagedorn & Brown (1963)	Hold up de líquido y el patrón de flujo no es medido u observado; modificaciones al modelo original en versiones de computadora.	1500 pies verticales, tubería de 1,25 a 2,875" OD; viscosidades=10, 35, y 110 cp, petróleo, aire y agua.
Orkiszewski (1967)	Nuevo método para el flujo slug solamente; utilizado Duns & Ros para la niebla, Griffith Y Wallis para flujo burbuja; una discontinuidad como la velocidad de mezcla alcanza 10ft / seg.	Usados Hagedorn & Brown más datos de campo datos de 148 pozos verticales, las condiciones de tubería 1 - 3", petróleo, el aire y el agua

Duns& Ros (1963)	Hold up de líquido el patrón de flujo fue medido y observado; Mobil/ Shell modificación para pozos direccionales es propietario en SubPUMP.	Vertical 10 metros laboratorio instalación utilizada, bajo presión con aire, petróleo y agua, tubos de 3,2 a 8,02 cm
Aziz et al (1972)	Trató de mejorar Okiszewski flujo slug y burbuja, pero la diferencia insignificante en el estudio de comparación de 48 pozos.	Teórico
Beggs&Brill (1973)	Gas: 0-300 Mpc /d; líquido: 0-30gpm, presión de 35-95psi; hold up de líquido: 0-.87 medido; gradiente de presión: 0 a 0,8psi/ ft, Ángulo de inclinación: -90 grados a 90 grados (downhill flujo Incluido); patrones de flujo observado; flujo horizontal regímenes establecidos; Palmer; Payne -correcciones de fricción tubería rugosa	Lab. facilidad utilizando 90 tubo de acrílico 1-1.5 pulgadas de diámetro; 584 pruebas de medición con agua y aire.
Mukherjee&Brill (1985)	El énfasis en la mejora de correlaciones para flujo inclinado: tanto de flujo ascendente y flujo descendente, redefinición de los regímenes de flujo y factores de fricción para inclinado flujo.	
Ansari (1990) Mechanistic Model	Modelo integral para flujo ascendente de dos fases; predice patrón de flujo y características tales como hold-up de líquido.	Evaluó mediante el uso de un pozo de un banco de datos de 1775 casos.

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

ANEXO 4. HISTORIALES DE BUILD UP

BUILD UP: CUL_015D

FECHA: 16 de Octubre del 2012

Arena: "U"

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	172.8	BPPD	Ht =	84	Ft	Bo =	1.155	By/Bn
Qw =	7.2	BAPD	hn =	32	Ft	Bw =	1.043	By/Bn
Qt =	180	BFPD	Φ =	14	%	Rs =	146	Scf/Bbl
BSW =	0.4	%	rw =	0.14	Ft	Uo =	2.6989	Cps
API =	18.8		Ty =	220	°F	Ct =	1.923e-5	Psi-1
						GOR =	146	Scf/Bbl
						γ gas =	1.25	
Presiones								
Pwf @ sensor (10030') =			686.79			Psi		
Pwf @ mp (10256') =			702.26			Psi		
Pws @ sensor (10030') =			1135.72			Psi		
Pws @ mp (10256') =			1613.31			Psi		
P burbuja =			890			Psi		
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-32.59		Psi-ciclo	K (h=32') =	2920		Md	
Drawdown =			Psi	S =	10			
K (h=32') =	2800		Md	Delta Skin =	271.58		Psi	
S =	9.06			t match =	63.6		Hrs-1	
P* =	1143.81		Psi	P match =	0.0368		Psi-1	
P @ (lh) =	1097.98		Psi	Cs =	0.00502		bls/Psi	
Rad. Invest.	534		Psi	Pi @ sensor =			Psi	
				Pi@mp (10030')	1151.02		Psi	
				L ₁ /L ₂			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				0.3989		Bbl/dia/Psi		
IP ideal =						Bbl/dia/Psi		
EF =				0.59				
q máx =				303.73		Bbl/dia		

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
 Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

BUILD UP: YUL_09D

FECHA: 10 de Julio del 2009

Arena: "U"

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	212	BPPD	Ht =	72	Ft	Bo =	1.1858	By/Bn
Qw =	100	BAPD	hn =	62	Ft	Bw =	1.0485	By/Bn
Qt =	312	BFPD	Φ =	16	%	Rs =	206	Scf/Bbl
BSW =	32	%	rw =	0.41	Ft	Uo =	2.9	Cps
°API =	22		Ty =	231	°F	Ct =	1.894e-5	Psi-1
						GOR =	114	Scf/Bbl
						γ gas =	1.2687	
Presiones								
Pwf @ sensor (9717') =			1420			Psi		
Pwf @ mp (9893') =			1492			Psi		
Pws @ sensor (9717') =			1573			Psi		
Pws @ mp (9893') =			1645			Psi		
P burbuja=			830			Psi		
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-17.6		Psi-ciclo	K (h=62') =	174		Md	
Drawdown =	153		Psi	S =	4			
K (h=62') =	174		Md	Delta Skin =	61		Psi	
S =	4			t match =	400293		Hrs	
P* =	1577		Psi	P match =	1420		Psi	
P @ (1hr) =	1549		Psi	Cs =	0.00035		bbls/Psi	
				Pi @ sensor =	1576		Psi	
				Pi@mp (9893')	1648		Psi	
				L ₁ /L ₂			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				2.03		Bbl/dia/Psi		
IP ideal =				3.39		Bbl/dia/Psi		
EF =				0.59				
q máx =				2451		Bbl/dia		

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

BUILD UP: YUL_015D

FECHA: 20 de Diciembre del 2009

Arena: "Ui"

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	147.84	BPPD	Ht =	52	Ft	Bo =	1.089	By/Bn
Qw =	188.16	BAPD	hn =	44	Ft	Bw =	1.043	By/Bn
Qt =	336	BFPD	Φ =	13	%	Rs =	114	Scf/Bbl
BSW =	56	%	rw =	0.29	Ft	Uo =	2.541	Cps
API =	20		Ty =	225.5	°F	Ct =	1.621e-5	Psi-1
						GOR =	114	Scf/Bbl
						γ gas =	1.129	
Presiones								
Pwf @ sensor (9642') =			1047.50			Psi		
Pwf @ mp (9888') =			1150.82			Psi		
Pws @ sensor (9642') =			1459.70			Psi		
Pws @ mp (988') =			1563.02			Psi		
P burbuja =			830			Psi		
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =			Psi-ciclo		K (h=44') =		31.84	Md
Drawdown =			Psi		S =		4.95	
K (h=44') =		31.84	Md		Delta Skin =		164.80	Psi
S =		4.95			t match =			Hrs
P* =		1457.2	Psi		P match =			Psi
P @ (1 hr) =		1112.6	Psi		Cs =			bbl/Psi
					Pi @ sensor =			Psi
					Pi@mp (9615')		1472.47	Psi
					L ₁ /L ₂		350/180	Pies
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				0.420		Bbl/dia/Psi		
IP ideal =				0.530		Bbl/dia/Psi		
EF =				0.612				
q máx =				357.202		Bbl/dia		

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
 Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

**ANEXO 5. ANÁLISIS DE MUESTRAS DE CORES DEL
CAMPO CULEBRA-YULEBRA**

ANÁLIS DE MUESTRA DE CORES PARA EL CAMPO YULEBRA

POZO: YULEBRA-07

ZONA: ARENISCA “U”

MUESTRA No.	PROF. (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANO (gr/cc)
1	9572-9573	12.30	98	2.64
2	9573-9574	12.48	129	2.64
3	9574-9575	9.44	5	2.66
4	9597-9598	15.80	125	2.65
5	9603-9604	20.81	1125	2.64
6	9605-9606	18.78	385	2.65
7	9607-9608	21.15	1622	2.65
8	9611-9612	20.55	1692	2.64
9	9612-9613	17.51	666	2.64

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico
Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

ANÁLISIS DE MUESTRA DE CORES PARA EL CAMPO CULEBRA

POZO: CULEBRA-06

ZONA: ARENISCA “U”

MUESTRA No.	PROF. (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANO (gr/cc)
1	9657-9658.5	18.48	1117.68	2.61
2	9658.5-9659.5	19.51	1863.27	2.59
3	9659.5-9660.5	17.73	1550.07	2.59
4	9660.5-9661.5	14.08	364.76	2.64
5	9661.5-9662.5	17.63	1111.17	2.63
6	9662.2-9663.5	18.06	1123.10	2.62
7	9663.5-9664.5	16.68	855.43	2.63
8	9664.5-9665.5	19.49	1600.34	2.62
9	9665.5-9666.5	17.88	1538.93	2.63
10	9666.5-9667.5	17.73	669.83	2.63
11	9667.5-9668.5	18.06	1585.87	2.63
12	9668.5-9669.5	12.25	499.80	2.63
13	9669.5-9670.5	20.55	1773.33	2.63
14	9670.5-9671.5	13.93	219.58	2.60
15	9671.5-9672.5	17.03	733.32	2.63
16	9672.5-9673.5	16.60	1010.86	2.64
17	9673.5-9674.5	18.06	784.91	2.63
18	9674.5-9675.5	21.38	1064.66	2.64
19	9675.5-9676.5	20.33	2372.80	2.62
20	9676.5-9677.5	18.25	661.81	2.62
21	9677.5-9678.5	21.85	3545.13	2.63
22	9678.5-9679.5	22.07	2374.22	2.63
23	9679.5-9680.5	23.74	3210.27	2.62
24	9680.5-9681.5	18.20	2261.12	2.62
25	9681.5-9682.5	21.73	2382.58	2.62
26	9682.5-9683.5	22.41	2941.34	2.61
27	9683.5-9684.5	15.82	786.99	2.63
28	9684.5-9685.5	19.66	855.41	2.61
29	9687-9688	23.70	2626.38	2.59
30	9688-9689	18.94	3347.23	2.60

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

Elaborado por: Deivy Jiménez – Jorge Tercero

**ANEXO 6. CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA REALIZAR
EL ANÁLISIS ECONÓMICO**

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PROPUESTA @82,71 USD

Mes	Periodo	POZOS PRODUCTORES POR MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS [USD]	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS [USD]	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS [USD]	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO [USD]	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO [USD]
			[BPPD]	[BPPD]	82.71	[USD]		82.71	82.71	82.71	[USD]	[USD]	82.71	82.71
1	0	0	0	0	0	2,114,472	0	2,114,472	0	0	2,114,472	2,114,472	-2,114,472	-2,114,472
2	1	3	793	23790	1,967,671	0	177,236	177,236	1,948,189	1,948,189	175,481	2,289,953	1,772,708	-341,764
3	2	3	788	23632	1,954,597	0	176,058	176,058	1,916,084	3,864,273	172,589	2,462,542	1,743,495	1,401,731
4	3	3	782	23475	1,941,610	0	174,888	174,888	1,884,508	5,748,781	169,745	2,632,286	1,714,763	3,116,494
5	4	3	777	23319	1,928,710	0	173,726	173,726	1,853,452	7,602,233	166,947	2,799,234	1,686,505	4,802,999
6	5	3	772	23164	1,915,895	0	172,572	172,572	1,822,908	9,425,141	164,196	2,963,430	1,658,712	6,461,711
7	6	3	767	23010	1,903,165	0	171,425	171,425	1,792,867	11,218,008	161,490	3,124,920	1,631,377	8,093,088
8	7	3	762	22857	1,890,520	0	170,286	170,286	1,763,322	12,981,330	158,829	3,283,749	1,604,493	9,697,581
9	8	3	757	22705	1,877,959	0	169,155	169,155	1,734,263	14,715,593	156,212	3,439,961	1,578,052	11,275,632
10	9	3	752	22554	1,865,481	0	168,031	168,031	1,705,683	16,421,276	153,637	3,593,598	1,552,046	12,827,678
11	10	3	747	22405	1,853,086	0	166,914	166,914	1,677,575	18,098,851	151,105	3,744,703	1,526,469	14,354,148
12	11	3	742	22256	1,840,774	0	165,805	165,805	1,649,929	19,748,780	148,615	3,893,319	1,501,314	15,855,461
				253167	20939466	2114472	1,886,096	4000568	19,748,780		3,893,319		15,855,461	

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PROPUESTA @97,77 USD

Mes	Período	POZOS PRODUCTORES POR MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS [USD]	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS [USD]	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS [USD]	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO [USD]	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO [USD]
			[BPPD]	[BPPD]	97.77	[USD]		82.71	97.77	97.77	[USD]	[USD]	97.77	97.31
1	0	0	0	0	0	2,114,472	0	2,114,472	0	0	2,114,472	2,114,472	-2,114,472	-2,114,472
2	1	3	793	23790	2,325,948	0	177,236	177,236	2,302,919	2,302,919	175,481	2,289,953	2,127,438	12,966
3	2	3	788	23632	2,310,494	0	176,058	176,058	2,264,968	4,567,887	172,589	2,462,542	2,092,379	2,105,346
4	3	3	782	23475	2,295,142	0	174,888	174,888	2,227,643	6,795,530	169,745	2,632,286	2,057,898	4,163,244
5	4	3	777	23319	2,279,893	0	173,726	173,726	2,190,932	8,986,462	166,947	2,799,234	2,023,985	6,187,228
6	5	3	772	23164	2,264,745	0	172,572	172,572	2,154,827	11,141,289	164,196	2,963,430	1,990,631	8,177,859
7	6	3	767	23010	2,249,697	0	171,425	171,425	2,119,316	13,260,605	161,490	3,124,920	1,957,826	10,135,685
8	7	3	762	22857	2,234,749	0	170,286	170,286	2,084,391	15,344,996	158,829	3,283,749	1,925,562	12,061,247
9	8	3	757	22705	2,219,901	0	169,155	169,155	2,050,041	17,395,037	156,212	3,439,961	1,893,830	13,955,077
10	9	3	752	22554	2,205,151	0	168,031	168,031	2,016,258	19,411,295	153,637	3,593,598	1,862,620	15,817,697
11	10	3	747	22405	2,190,500	0	166,914	166,914	1,983,031	21,394,326	151,105	3,744,703	1,831,925	17,649,622
12	11	3	742	22256	2,175,945	0	165,805	165,805	1,950,351	23,344,677	148,615	3,893,319	1,801,736	19,451,358
				253167	24752165	2114472	1,886,096	4000568	23,344,677		3,893,319		19,451,358	

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PROPUESTA @109,68 USD

Mes	Período	POZOS PRODUCTORES POR MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS [USD]	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS [USD]	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS [USD]	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO [USD]	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO [USD]
			[BPPD]	[BPPD]	109.68	[USD]		82.71	109.68	109.68	[USD]	[USD]	109.68	109.68
1	0	0	0	0	0	2,114,472	0	2,114,472	0	0	2,114,472	2,114,472	-2,114,472	-2,114,472
2	1	3	793	23790	2,609,287	0	177,236	177,236	2,583,453	2,583,453	175,481	2,289,953	2,407,972	293,500
3	2	3	788	23632	2,591,950	0	176,058	176,058	2,540,879	5,124,331	172,589	2,462,542	2,368,290	2,661,790
4	3	3	782	23475	2,574,729	0	174,888	174,888	2,499,006	7,623,338	169,745	2,632,286	2,329,262	4,991,051
5	4	3	777	23319	2,557,621	0	173,726	173,726	2,457,824	10,081,161	166,947	2,799,234	2,290,877	7,281,928
6	5	3	772	23164	2,540,628	0	172,572	172,572	2,417,320	12,498,482	164,196	2,963,430	2,253,124	9,535,052
7	6	3	767	23010	2,523,747	0	171,425	171,425	2,377,484	14,875,966	161,490	3,124,920	2,215,994	11,751,046
8	7	3	762	22857	2,506,979	0	170,286	170,286	2,338,304	17,214,270	158,829	3,283,749	2,179,475	13,930,521
9	8	3	757	22705	2,490,322	0	169,155	169,155	2,299,770	19,514,040	156,212	3,439,961	2,143,559	16,074,079
10	9	3	752	22554	2,473,775	0	168,031	168,031	2,261,871	21,775,911	153,637	3,593,598	2,108,234	18,182,313
11	10	3	747	22405	2,457,339	0	166,914	166,914	2,224,597	24,000,508	151,105	3,744,703	2,073,491	20,255,804
12	11	3	742	22256	2,441,011	0	165,805	165,805	2,187,936	26,188,444	148,615	3,893,319	2,039,321	22,295,125
				253167	27767388	2114472	1,886,096	4000568	26,188,444		3,893,319		22,295,125	