

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

INCREMENTO DE PRODUCCION DEL CAMPO PARAHUACU DE PETROPRODUCCION IMPLEMENTANDO FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD

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

CASTAÑEDA ANDRADE ALEJANDRO VIDAL

DIRECTOR: ING. VLADIMIR CERON

Quito, Marzo 2007

DECLARACIÓN

Yo, Alejandro Vidal Castañeda Andrade, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento

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

Alejandro Castañeda

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alejandro Vidal Castañeda Andrade, bajo mi supervisión.

Ing. Vladimir Cerón G.
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

A mis padres por todo el esfuerzo que han realizado para que logre culminar con éxito mi carrera, a mi familia que siempre han estado preocupados por mi porvenir, a Silvia por estar siempre a mi lado, dándome ánimos para seguir adelante.

Alejandro

AGRADECIMIENTOS

Primero dar gracias a mis padres que me dieron la vida, la fuerza, la sabiduría, los valores, los consejos, para ser una hombre de bien, A Dios por darme la salud , la fe , para nunca decaer en mis metas, A Silvia por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas y ayudándome a siempre salir adelante.

Al Ing. Vladimir Cerón por su apoyo y supervisión para lograr que este proyecto salga adelante.

Al Ing. Juan Chiriboga por la colaboración dada para la realización de este proyecto.

A todos aquellos que de una u otra forma siempre se han estado presentes para darme un consejo, un regaño.

Para todos ustedes muchas gracias

Alejandro

INDICE GENERAL

INTRODUCCION.....	9
CAPITULO 1	10
1.1.- UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO PARAHUACU	10
1.2.- DESCRIPCION GEOLOGICA DEL CAMPO	10
1.2.1.- ESTRUCTURA.....	10
1.3.- DESCRIPCION DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO.....	12
1.3.1.- ESTRATIGRAFIA	12
1.3.2.- LITOLOGIA	13
1.4.- PROPIEDADES DE LAS ROCAS	14
1.5.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS	18
1.6.- FACTOR DE RECOBRO	19
1.7.- ESTADO DE PRODUCCION DEL CAMPO	20
1.8.- CALCULO DE RESERVAS	20
CAPITULO 2	25
2.1.- DEFINICION DE FRACTURA.....	25
2.1.1.- <i>¿QUÉ LONGITUD DE PERMEABILIDAD DE FRACTURA ES DESEABLE EN UNA FRACTURA HIDRÁULICA?</i>	26
2.2.- MODELOS DE FRACTURA	28
2.2.1.- MODELACION DE GEOMETRIA DE FRACTURA.....	28
2.2.2.- MODELO PKN (ANCHO DE FRACTURA HIDRAULICA).....	30
2.2.2.1.- ANCHO DE FRACTURA CON FLUJO NO NEWTONIANO.....	33
2.2.3.- MODELO GKD (ANCHO DE FRACTURA HIDRAULICA)	34
2.2.4.- PRESION NETA DE FRACTURA	35
2.2.5.- MECANICA DE DAÑO CONTINUO EN FRACTURA HIDRAULICA	41
2.2.6.- MIGRACION DE ALTURA.....	42
2.3.- MECANICA DE ROCAS	44
2.3.1.- DEFINICION.....	44
2.3.2.- ESFUERZO EN EL SITIO.....	47
2.2.4.- DIRRECCION DE FRACTURA.....	50
2.2.5.- EFECTO DEL SKIN LONGUITUD , CONDUCTIVIDAD Y EQUIVALENTE.....	51
2.2.6.- FLUIDOS Y APUNTALANTES.....	52
2.2.6.1.- REQUISITOS DE VOLUMEN DE FLUIDO	52
2.2.6.2.- MODELO DE FLUJO NO NEWTONIANO	54
2.2.6.3.- PROGRAMA DE PROPANTE	55
2.2.6.4.- ANCHO DE FRACTURA PROPADA.....	56
2.2.6.5.- PROGRAMA DE PROPANTE DE RAMPA	57
2.2.7.- COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS PARA REALIZAR UNA FACTURA	58
2.2.7.1.- COMO REALIZAR UNA FRACTURA.....	58
2.2.7.2.- CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA FLUIDOS DE FRACTURA	59
2.2.7.3.- GUIA DE SELECCOIN DE FLUIDO DE FRACTURA.....	63
2.2.7.4.- PROPIEDADES REOLOGICAS	65
2.2.7.5.- CAIDA DE PRESION POR FRICCION DURANTE EL BOMBEO	67
2.2.7.6.- DAÑO INDUCIDO POR POLIMERO	69
2.2.8.- TRATAMIENTO DE LA FRACTURA	70
2.2.8.1.- SELECCIÓN DEL PROPANTE PARA DISEÑO DE FRACTURA	70
2.2.9.- ASPECTOS DE DISEÑO DE FRACTURA Y PROPAGACION DE FRACTURA.....	74
2.2.10.- EQUIPOS DE FRACTURA	75
2.2.10.1.- UNIDADES DE BOMBEO.....	75
2.2.10.2.- BLENDERS.....	77
2.2.10.3.- SISTEMA DE ADITIVOS LÍQUIDOS (LAS).....	78
2.2.10.4.- CAMIONES	80
2.2.10.5.- TRANSPORTES	82
2.2.10.6.- COMPONENTES DEL EQUIPO	82
2.2.10.8.- MEZCLADO DURANTE EL TRATAMIENTO	94
2.2.10.9.- DESDE EL BLENDER (MEZCLADOR) A LOS EQUIPOS DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN	96

2.2.10.11.- ANALISIS DE LA TECNICA MAS APROPIADA PARA EL FRACTURAMIENTO	97
2.2.10.12.- SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	98
CAPITULO 3	100
DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN LOS POZOS CANDIDATOS	100
3.1.-POZO: PARAHUACU 2.....	100
3.1.1.-ANTECEDENTES:.....	100
3.1.2.-UBICACIÓN	100
3.1.3.-OBJETIVO	100
3.1.4.-DATOS DEL POZO Y RESERVORIO.....	101
3.1.5.-CARACTERISTICAS DE LA ARENA	101
3.1.5.1.- ANALISIS DE NUCLEOS PARA LA ARENA U	101
3.1.6.- ANALISIS PVT PARA LA ARENA.....	102
3.1.7.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA FORMACION	103
3.1.8.-HISTORIA DEL POZO.....	103
3.1.8.1.-PRUEBAS INICIALES	103
3.1.9.-HISTORIAL DE PRODUCCION	108
3.1.10.- ESTADO MECANICO DEL POZO	109
3.1.10.1.- COMPLETACION DEL POZO	109
3.1.10.2.- EVALUACION DEL REGISTRO DE CEMENTACION	110
3.1.10.3.- CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA.....	110
3.1.11.- RESERVAS DEL POZO	110
3.1.12.-ANALISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION	111
3.1.13.-ANALISIS DEL POZO PRH-2 PARA EL FRACTURAMIENTO	111
3.1.13.1.-PERMEABILIDAD.....	111
3.1.11.2.-DAÑO DE FORMACION.....	112
3.1.11.3.-PRESION DEL YACIMIENTO.....	112
3.1.11.4.-RAZONES PARA FRACTURAR	113
3.2.-POZO: PARAHUACU 5.....	113
3.2.1.-ANTECEDENTES:.....	113
3.2.2.-UBICACIÓN	113
3.2.4.-DATOS DEL POZO Y RESERVORIO.....	114
3.2.5.-CARACTERISTICAS DE LA ARENA	114
3.2.5.1.- ANALISIS DE CORES PARA LA ARENA "Ti"	115
3.2.6.- ANALISIS PVT PARA LA ARENA "Ti" PRH5	116
3.2.7.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA FORMACION	117
3.2.8.-HISTORIA DEL POZO.....	117
3.2.8.1.-PRUEBAS INICIALES	117
3.2.9.-HISTORIA DE PRODUCCION.....	120
3.2.10.- ESTADO MECANICO DEL POZO	121
3.2.10.1.- DIAGRAMA DE COMPLETACION.....	121
3.1.10.2.- EVALUACION DEL REGISTRO DE CEMENTACION	122
3.2.10.3.- CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA.....	122
3.2.11.- RESERVAS DEL POZO	122
3.2.12.-ANALISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION	123
3.2.13.-ANALISIS DEL POZO PRH-2 PARA EL FRACTURAMIENTO	123
3.2.13.1.-PERMEABILIDAD.....	123
3.2.13.2.-DAÑO DE FORMACION.....	124
3.2.13.3.-PRESION DEL YACIMIENTO.....	124
3.2.13.4.-RAZONES PARA FRACTURAR	125
3.3.-POZO: PARAHUACU 9.....	125
3.3.1.-ANTECEDENTES:.....	125
3.3.2.-UBICACIÓN	125
3.3.3.-OBJETIVO	126
3.3.4.-DATOS DEL POZO Y RESERVORIO.....	126
3.3.5.-CARACTERISTICAS DE LA ARENA	126
3.3.5.1.- ANALISIS DE CORES	127
3.3.6.- ANALISIS PVT PARA LA ARENA "T" PRH9	127
3.2.7.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA FORMACION	128
3.3.8.-HISTORIA DEL POZO.....	128
3.3.8.1.-PRUEBAS INICIALES	128

3.3.9.-HISTORIA DE PRODUCCION.....	130
.....	130
3.3.10.- ESTADO MECANICO DEL POZO	131
3.3.10.1.-DIAGRAMA DE COMPLETACION.....	131
3.3.10.2.- EVALUACION DEL REGISTRO DE CEMENTACION	132
3.3.10.3.- CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA.....	132
3.3.11.- RESERVAS DEL POZO	132
3.3.12.-ANALISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION	133
3.3.13.-ANALISIS DEL POZO PRH-9 PARA EL FRACTURAMIENTO	133
3.3.13.1.-PERMEABILIDAD.....	133
3.3.13.2.-DAÑO DE FORMACION.....	134
3.3.13.3.-PRESION DEL YACIMIENTO.....	134
3.3.13.4.-RAZONES PARA FRACTURAR	134
3.4.-FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	135
3.5.-DISEÑO DE FRACTURA	136
3.6.-SELECCIÓN DEL FLUIDO.....	137
3.7.-SELECCION DEL APUNTALANTE	138
3.8.- PREVENCIÓN DE REFLUJO DE APUNTALANTE.....	139
3.9.-SIMULADOR DE FRACTURA HIDRAULICA	139
3.10.- PROGRAMA GENERAL DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO PARA POZOS DE PARAHUACU	142
3.12.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS	147
3.13.- INCREMENTO DE PRODUCCION.....	147
3.13.1.- INCREMENTO DE PRODUCCION POZO PRH-2	148
3.13.1.1- IPR DEL POZO	148
3.13.1.2.- PREDICCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCION.....	149
3.13.2.- INCREMENTO DE PRODUCCION POZO PRH-5	150
3.13.2.1.- IPR DEL POZO	150
3.13.2.2.- PREDICCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCION.....	151
3.13.3.- INCREMENTO DE PRODUCCION POZO PRH-9	153
3.13.3.1.-IPR DEL POZO	153
3.13.3.2.- PREDICCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCION.....	153
CAPÍTULO IV.....	156
ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO	156
4.1.- ANALISIS ECONOMICO	157
4.1.1.- METODO DEL VALOR ACTUAN NETO (VAN)	157
4.1.2.- TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	157
4.1.3.- FLUJO NETO DE CAJA (FNC).....	158
4.1.4.-TIEMPO ESTIMADO PARA LA RECUPERACION DE LA INVERSION	159
4.1.5.-RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (RCB).....	159
4.2.- GASTOS O INVERSION DEL PROYECTO	160
4.3.- ANALISIS DEL INCREMENTO DE PRODUCCION	160
4.3.1.- PRIMER CASO	161
4.3.2.- SEGUNDO CASO.....	162
CAPITULO V.....	164
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	164
5.1.- CONCLUSIONES.....	164
5.2.- RECOMENDACIONES.....	166
BIBLIOGRAFIA.....	168
ANEXOS	169
1.- ANÁLISIS DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU	169
2.- ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DEL CAMPO PARAHUACU	169
3.- CALCULO DE FACTORES ECONÓMICOS DEL CAMPO PARAHUACU CASO 1	169
4.- CALCULO DE FACTORES ECONÓMICOS DEL CAMPO PARAHUACU CASO 2	169

INDICE DE TABLAS

TABLA 1.1.- PROPIEDADES DE LAS ROCAS EN EL CAMPO PARAHUACU.....	14
TABLA 1.2.- SALINIDAD DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO PARAHUACU.....	18
TABLA1.3.- PROPIEDADES DE FLUIDO Y ROCA EN EL CAMPO PARAHUACU	19
TABLA1.4.- TEMPERATURA DE YACIMIENTO PARA LAS ARENAS DEL CAMPO PARAHUACU	19
TABLA 1.5.- CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PARAHUACU	24
TABLA 1.6.- RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO PARAHUACU AL 2006	24
CAPITULO 2	25
TABLA 2.1.- CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS CANDIDATOS	99
CAPITULO 3	100
DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN LOS POZOS CANDIDATOS.....	100
TABLA 3.1.1.- DATOS DE RESERVORIO Y ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO PARA LA ARENA UI...	101
TABLA 3.1.2.- DATOS DE LA ÚLTIMA PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO PARA LA ARENA UI.....	101
TABLA 3.1.3.- ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA U EN EL POZO PRH-2.....	101
TABLA 3.1.4.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT DEL POZO PRH-2.....	102
TABLA 3.1.5.- RESULTADOS ANÁLISIS PVT	102
TABLA 3.1.6.- PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS DEL YACIMIENTO.....	103
TABLA 3.1.7.- CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA EN EL POZO PRH-2	110
TABLA 3.1.8.- RESULTADOS DE LA PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO PRH-2.....	111
TABLA 3.2.1.- DATOS DE RESERVORIO Y ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO PARA LA ARENA TI...	114
TABLA 3.2.2.- DATOS DE LA ULTIMA PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO PARA LA ARENA TI.....	114
TABLA 3.2.3.- ANÁLISIS DE NÚCLEOS PARA LA ARENA TI EN EL POZO PRH-5.....	115
TABLA 3.2.4.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT DEL POZO PRH-5.....	116
TABLA 3.2.5.- RESULTADOS ANÁLISIS PVT	116
TABLA 3.2.6.- PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS	117
TABLA 3.2.7.- CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA EN EL POZO PRH-5	122
TABLA 3.2.8.- RESULTADOS DE LA PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO PRH-5.....	123
TABLA 3.3.1.- DATOS DE RESERVORIO Y ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO PARA LA ARENA TI...	126
TABLA 3.3.2.- DATOS DE LA ULTIMA PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO PARA LA ARENA TI.....	126
TABLA 3.3.3.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT DEL POZO PRH-9.....	127
TABLA 3.3.4.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT	127
TABLA 3.3.5.- PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS	128
TABLA 3.3.6.- CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA EN EL POZO PRH-9	132
TABLA 3.3.7.- RESULTADOS DE LA PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO PRH-9.....	133
TABLA 3.9.1.- PRONÓSTICO DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA UN POZO	141
TABLA 3.9.2.- EJEMPLO DE CANTIDAD DE FLUIDO Y PROPANTE PARA UNA FRACTURA	141
TABLA 3.10.1.- VALORES DE CAUDAL EN FUNCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	149
TABLA 3.10.2.- VALORES DE CAUDAL EN FUNCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	151
TABLA 3.10.2.- VALORES DE CAUDAL EN FUNCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	154

CAPÍTULO IV.....	156
ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO	156
TABLA 4.1.- GASTOS O INVERSIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	160
TABLA 4.2.- INCREMENTO DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL PRIMER CASO.....	161
TABLA 4.5.- INCREMENTO DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL SEGUNDO CASO	162

INDICE DE FIGURAS

FIG. 1.1.- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	15
FIG. 1.2.- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU	16
FIG. 1.3.- MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO PARAHUACU	17
FIG. 1.4.- UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO.....	22
FIG. 1.5.- HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU	23
CAPITULO 2.....	25
FIG. 2.1.- PORCENTAJE DE POZOS TRATADOS CON FRACTURA EN EL MUNDO	25
FIG. 2.2.- ESQUEMA DE UNA FRACTURA	26
FIG. 2.3.- DESARROLLO DE UNA FRACTURA VERTICAL Y HORIZONTAL.....	27
FIG. 2.4.- REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA PROPAGACIÓN LINEAL DE FRACTURA CON FLUJO LAMINAR SEGÚN EL MODELO PKN.....	30
FIG. 2.5.- MODELO BIDIMENSIONAL PKN.....	32
FIG. 2.6.- REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA PROPAGACIÓN DE FRACTURA CON FLUJO DE FLUIDO LAMINAR DE ACUERDO A GKD.....	34
FIG. 2.7.- MODELO BIDIMENSIONAL GKD.	34
FIG. 2.8.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN UNA FRACTURA.....	39
FIG. 2.9.- MODULO DE YOUNG.....	46
FIG. 2.10.- MODULO DE POISSON.....	47
FIG. 2.11.- ESFUERZO TOTAL EN UNA FORMACIÓN.....	48
FIG. 2.12.- FRACTURA VERTICAL.....	50
FIG. 2.13.- FRACTURA HORIZONTAL.....	51
FIG. 2.14.- REPRESENTACIÓN DE LA INTRODUCCIÓN DEL PROPANTE EN LA FORMACIÓN.....	55
FIG. 2.15.- COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS.....	65
FIG. 2.16.- TÍPICO 40/1000 GLS, CROSS LINKED SISTEM, REOLOGÍA VS., TIEMPO Y TEMPERATURA.....	67
FIG. 2.17.- GUÍA PARA SELECCIÓN DEL PROPANTE.....	72
FIG. 2.18.- CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA VS. CONCENTRACIÓN DE PROPANTE.....	73
FIG. 2.19. – CARAVANA CON EQUIPOS PARA FRACTURACIÓN.....	81
FIG. 2.20. – CAPACIDADES Y PRESIONES DE TRABAJO DE LAS LLÍNEAS DE TRATAMIENTO.....	87
FIG. 2.21. – TREE SAVER ANTES DE INSERTAR Y LUEGO DE INSERTAR EL MANDRIL,	90
FIG. 2.22. – ARMADO DE LA UNIDAD DE TREE SAVER EN LA CABEZA DE POZO,	91
DESDE EL ALMACENAJE DE FLUIDO AL EQUIPO DE MEZCLA Y BOMBEO	92
FIG. 2.23.- ARMADO TÍPICO DE LOS EQUIPOS PARA FRACTURA HIDRÁULICA EN UNA LOCACIÓN.....	94
FIG. 2.24. – CONEXIONES DESDE EL BLENDER AL MANIFOLD DE SUCCIÓN DE LAS BOMBAS.....	97
CAPITULO 3.....	100
FIG. 3.1.- HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH-2	108
FIG. 3.2.- DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO PRH-2	109

FIG. 3.3.- HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH-5	120
FIG. 3.4.- DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO PRH-5	121
FIG. 3.5.- HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH-9	130
FIG. 3.6.- DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO PRH-5	131
FIG. 3.7.- TIPOS DE PROPANTES EN FUNCIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y EL ESFUERZO	138
FIG. 3.8.- GEOMETRÍA DE FRACTURA REALIZADA POR EL SIMULADOR	140
FIG. 3.9.- EJEMPLO DE COMPLETACIÓN PAR UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	145
FIG. 3.10.- IPR DEL POZO PRH-2	148
FIG. 3.11.- CAUDAL VS. DAÑO	149
FIG. 3.12.- IPR DEL POZO PRH-5	151
FIG. 3.13.- CAUDAL VS. DAÑO PRH-5.....	152
FIG. 3.14.- IPR DEL POZO PRH-9	153
FIG. 3.15.- CAUDAL VS. DAÑO PRH-9.....	154

INTRODUCCION

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 Parahuacu mediante la implantación de Fracturamiento Hidráulico en arenas de baja permeabilidad, debido que a causa de ello se ha reducido el aporte de la producción de los pozos en manera significativa del campo, llegando hasta a cerrar pozos por este problema.

Durante el desarrollo del proyecto se detallan las características del campo Parahuacu, en lo referente a Litología, Estratigrafía, Propiedades de los Fluidos, Reservas, etc.

Además se da una revisión de los conceptos básicos de la teoría de Fracturamiento Hidráulico, y se describe una de las técnicas mas efectivas que se esta implementando en este momento en la industria petrolera, la cual hemos escogido y recomendado para realizar el fracturamiento en los pozos seleccionados para el proceso, los cuales luego de analizarlos detenidamente en todas las condiciones y propiedades se has determinado óptimos para realizar un fracturamiento.

Luego realizaremos una aproximación del incremento de producción que se va a lograr luego de aplicar el fracturamiento hidráulico en los pozos escogidos, para lo cual se realizo una variación del incremento del caudal de crudo en función de la reducción del daño de formación.

A continuación se realizará un análisis económico para determinar si el proyecto es económicamente rentable para la empresa, para lo cual se realizaron análisis en función del TIR, VAN, TEI, los cuales nos darán una idea de la rentabilidad del proyecto

Por ultimo enunciaremos las conclusiones y recomendaciones que se han logrado en el desarrollo de este proyecto

CAPITULO 1

1.1.- UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO PARAHUACU

El área Parahuacu se encuentra ubicada en la provincia de Sucumbíos, a 16 km. al sur-este del campo Lago Agrio, en la cuenca oriente del Ecuador.

Este campo esta situado en terreno de jungla al norte del río Aguarico, tributario del río Amazonas. Se ubica sobre el flanco norte del arco de la trans-cuenca, que separa la cuenca del oriente en Ecuador y Perú. Hacia el sur de la cuenca Putumayo en Colombia.

Fue descubierto por Texaco con la perforación del pozo Parahuacu 1 en agosto de 1968, obteniéndose una producción comercial en la arenisca T de 448 BPPD, con un grado °API de 31 y un BSW de 0.2 %.

En Parahuacu se han perforado 10 pozos, los cuales producen de las areniscas dentro de la unidad Basal Tena y las areniscas U y T, miembros de la formación Napo inferior, todas de edad cretácica.

Parahuacu tiene un promedio de producción de 1125 BOPD, con un acumulado a noviembre del presente año de 14 MMbbls de petróleo computados a partir de diciembre de 1978.

1.2.- DESCRIPCION GEOLOGICA DEL CAMPO

1.2.1.- ESTRUCTURA

De acuerdo a la información de sísmica existente, indica que la estructura Parahuacu tiene una extensión de 15 Km. de norte a sur y de 2.5 Km. de este a oeste. La profundidad del tope del intervalo de la Basal Tena esta alrededor de 7800 pies debajo del nivel del mar, en el tope de la estructura De Este a Oeste.

Una falla con rumbo hacia el este de cerca de 200 pies de desplazamiento vertical, esta presente a lo largo del flanco oriente del campo, esta falla se extiende unos 18 Km. y puede ser una falla de cizallamiento de basamento; lo cual es responsable al menos en parte del plegamiento del anticlinal del campo.

Los datos sísmicos indican que la falla disminuye hacia arriba y muere en la formación Basal Tena.

Los principales reservorios productores del campo Parahuacu se encuentran en la Formación Napo en su miembro inferior, en los intervalos clásicos denominados U y T, además se presenta producción en Basal Tena.

Estos reservorios presentan areniscas poco desarrolladas, con bajas porosidades y alto porcentaje de arcilla; encontrándose asociadas a un ambiente deltaico distal, en subambientes de barras de desembocaduras y posibles rellenos de canales de marea para la areniscas U y T superior, el rumbo sedimentario es de norte a sur.

La trampa de este campo es una combinación de cierre de falla al este con cierre de anticlinal en los cuatro puntos cardinales. Algunas trampas estratigráficas resultantes de la distribución de las arenas, pueden proveer algunos cierres al sur. La significativa declinación de la presión de yacimiento en el campo, indica que la mayoría de los cuerpos de arenisca de yacimiento tienen una tendencia de dirección norte-sur, similar a la tendencia del eje de la estructura. Los bajos volúmenes de agua recuperados en la mayoría de los pozos indican una columna limitada de agua, resultando en un agotamiento de la presión de yacimiento. La aparente tendencia sur y sur-oeste de las areniscas del yacimiento individuales parece proveer separación entre las areniscas así como también parte del cierre sur.

Los yacimientos en Parahuacu no parecen ser trampas hidrodinámicas, a pesar de que los efectos hidrodinámicos pueden perturbar el campo. Los modelos ajustados de estos yacimientos mostraron entradas de agua débiles. Por lo tanto

la inyección de agua y la perforación adicional de productores de petróleo aumento la recuperación máxima.

1.3.- DESCRIPCION DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO

1.3.1.- ESTRATIGRAFIA

BASAL TENA

El mapa de depositación ambiental y de datos sísmicos sugiere que Basal Tena fue depositada en un canal erosionado, en una superficie de disconformidad al tope de la formación Napo. Esta arenisca de relleno es generalmente delgada, de 16 pies de potencial, se asume que la fuente de hidrocarburos son las lutitas marinas que yacen debajo.

La porosidad más alta obtenida en esta arena es de 16% y esta en el centro del canal cerca del pozo PRH 4. En el pozo PRH 7 se encontró 8 pies de arena saturada de hidrocarburos.

NAPO U

En esta arena el ambiente de depositación predominante es un complejo de canal distributivo y esta asociado a las barras de desembocadura y de rebalse depositadas a medida que el mar transgredía, su tendencia es esencialmente paralela al eje estructural, como consecuencia el yacimiento es extremadamente complejo y variable de pozo a pozo.

La saturación de petróleo tiene su mayor desarrollo en la parte central, se muestra una disminución con el decrecimiento de la posición estructural en los pozos PRH

4-1-y 2. En el pozo 8 simultáneamente perforado se encontró 15 pies de arena saturada de petróleo con resultados positivos.

NAPO T SUPERIOR

Esta arena esta dominada por canales distributarios delgados de arenas de barra de desembocadura. Ninguno de los pozos ha penetrado la sección gruesa del canal. La porosidad alcanza su valor máximo de cerca del 14% en la barra de desembocadura en el pozo PRH 3 y un espesor de 15 pies.

NAPO T INFERIOR

Este yacimiento es el más importante del campo esta compuesto de areniscas de canal distributivo, asociados a barras de desembocadura. En los pozos PRH 1-2-5-7-y 8 están presentes areniscas de canal distributivo gruesas de alta calidad de reservorio. La porosidad máxima determinada en la evaluación de perfiles fue de 16.9% y una permeabilidad de 1041 md.

Los pozos PRH 3 y 4 son buenos reservorios en T inferior.

EN los pozos PRH 7 y 8 se encontró espesores saturados de hidrocarburos de 44 y 45 pies respectivamente y permeabilidades de 582 y 1041 md en el mismo orden, con una porosidad de 14%.

1.3.2.- LITOLOGIA

BASAL TENA

Litológicamente se trata de unas areniscas cuarzosas, hialinas, grano grueso o muy grueso, subangular, mala clasificación, firme, cemento ligeramente calcáreo, con hidrocarburos, fluorescencia amarillo blanquecino, corte rápido, residuo café claro.

U INFERIOR

Se presenta como una arenisca de cuarzo, hialina, firme, grano medio a grueso, subangular, mala clasificación, cemento ligeramente calcáreo, con trazas de glaucomita, saturada de hidrocarburos, corte rápido, fluorescencia amarilla blanquecina, residuo café claro.

T INFERIOR

Se presenta como una arenisca cuarzosa, firme de grano fino a medio, subangular, mala clasificación, cemento silíceo, con hidrocarburos, fluorescencia natural, amarillo claro, corte rápido residuo, café claro.

HOLLIN

Arenisca de cuarzo, hialina de grano muy fino subredondeado, clasificación regular, hacia abajo el tamaño del grano aumenta, presenta granos de glaucomita y se encuentra con hidrocarburos, el cemento es calcáreo.

1.4.- PROPIEDADES DE LAS ROCAS

Para los yacimientos del campo Parahuacu, se tiene unos resultados de permeabilidad obtenidos del mapa estructural del campo.

Tabla 1.1.- Propiedades de las rocas en el campo Parahuacu

YACIMIENTO	K (md)	POR (%)
BAZAL TENA	600	18
U	100	16
T SUPERIOR	1000	14
T INFERIOR	500	18

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Estos resultados van a ir variando pozo a pozo y de la zona que cada uno de ellos este produciendo.

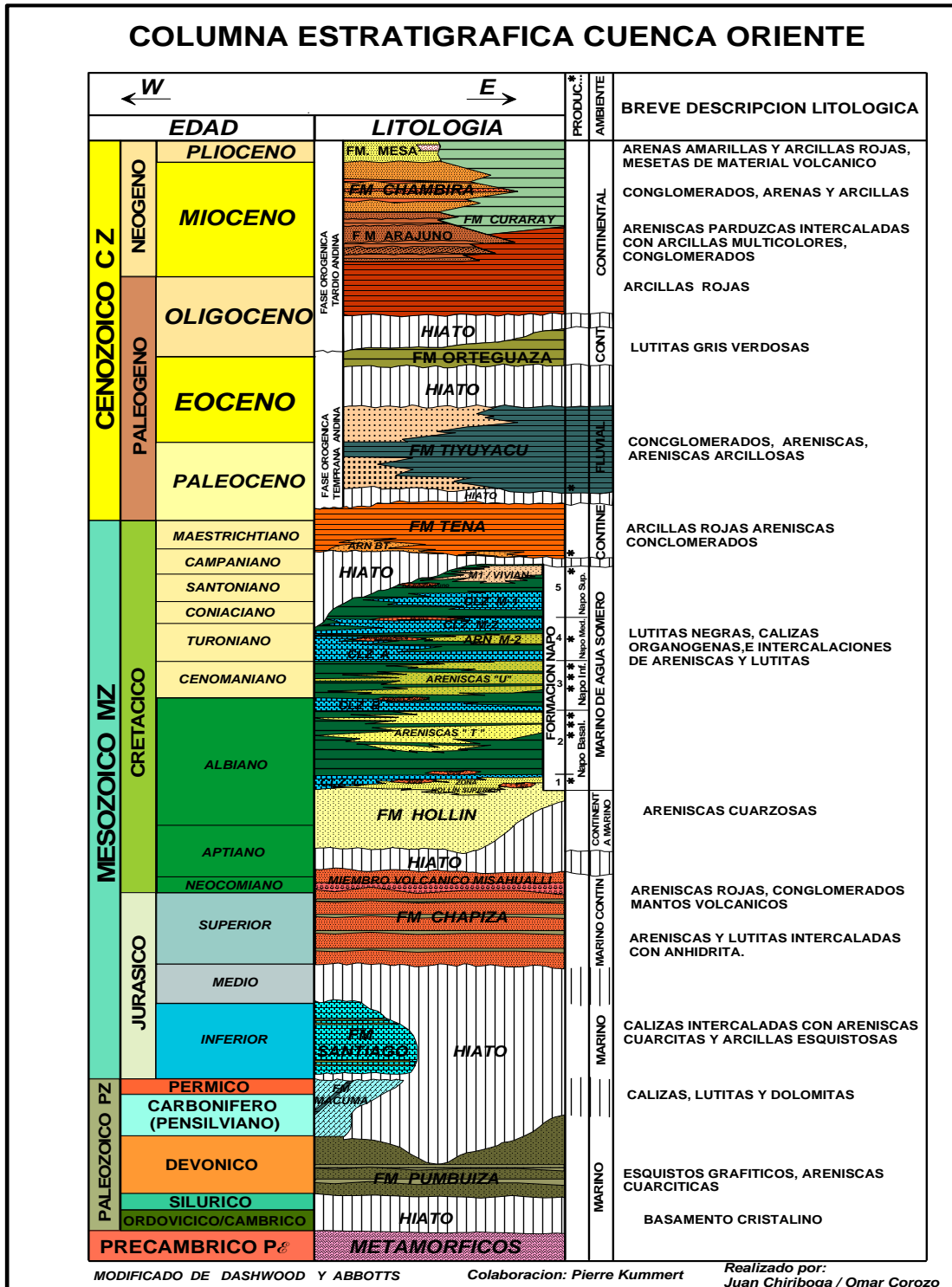


Fig. 1.1.- Columna estratigráfica del Oriente Ecuatoriano
 Fuente: Departamento de Ingeniería de Petroproducción

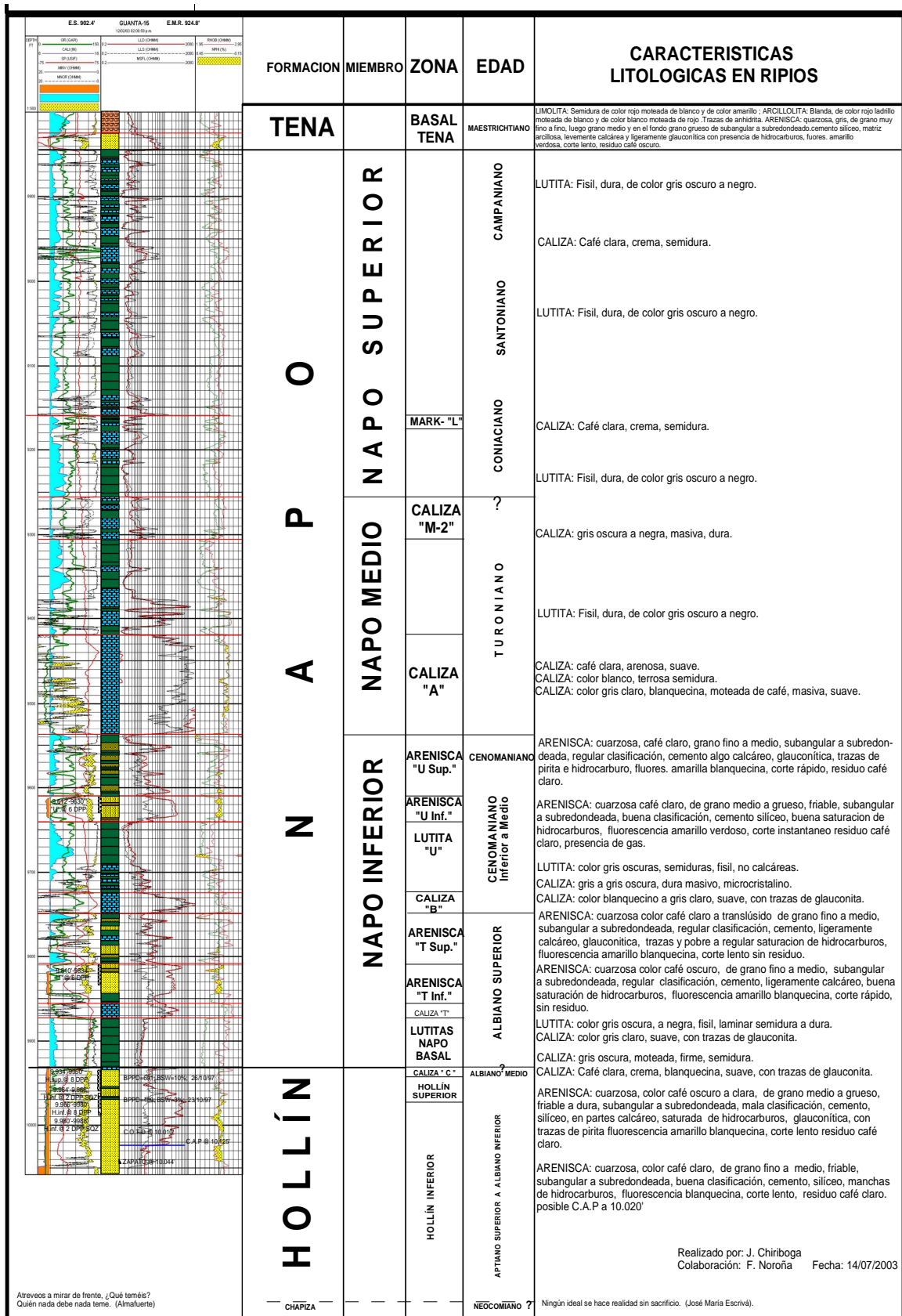


Fig. 1.2.- Columna estratigráfica del Campo Parahuaco
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petroproducción

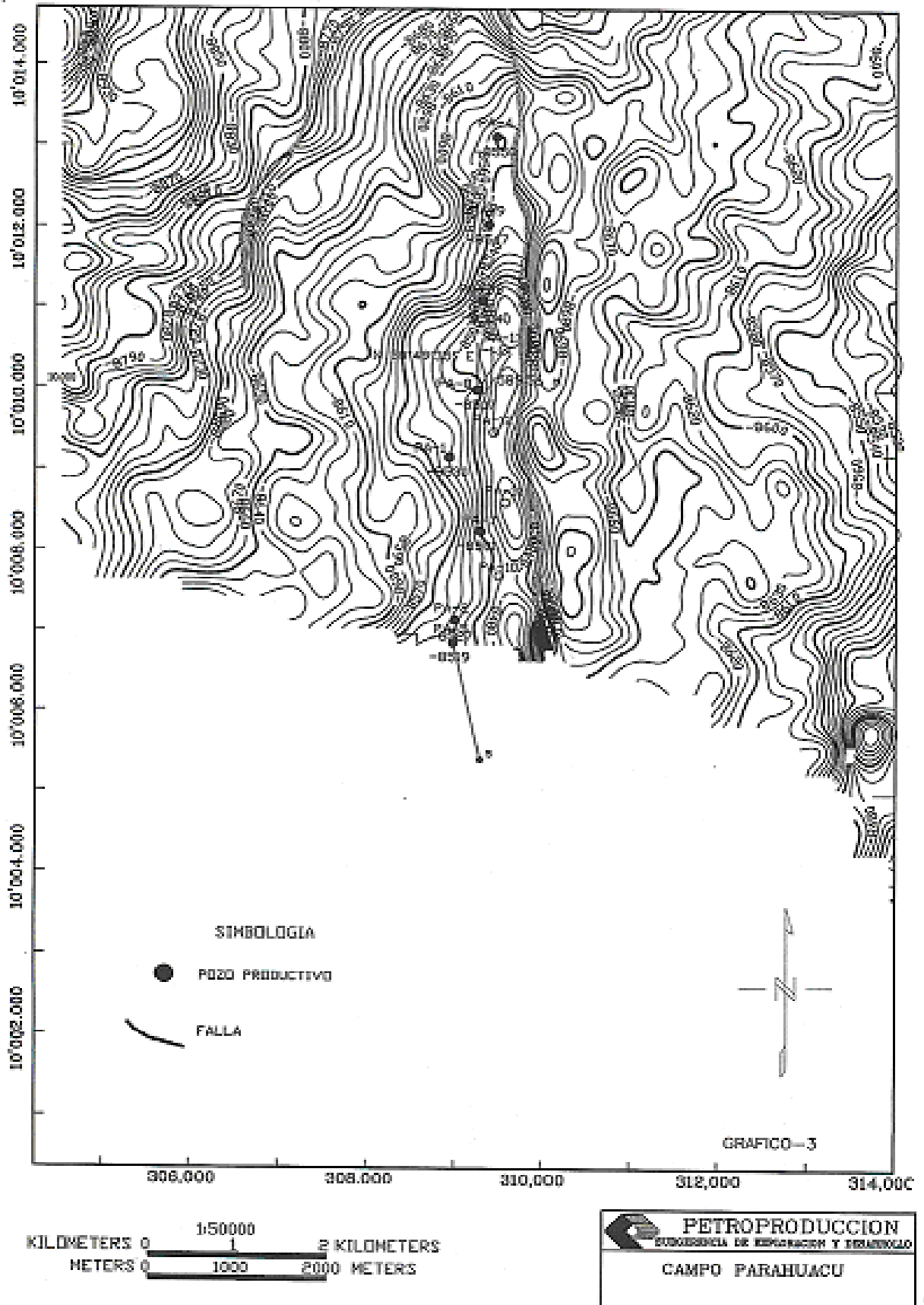


Fig. 1.3.- Mapa estructural del campo Parahuacu
 Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

1.5.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS

Para las propiedades de los fluidos se ha tomado como base los análisis PVT de los pozos PRH 4 (BT), PRH 2 (U), PRH 1 y 5 (T), información que se considero de buena calidad, la misma que fue necesario validar, verificar, y uniformizar utilizando un programa de PVT de las ecuaciones de estado de Redlich Kwong.

Cada uno de los datos fue introducido separadamente como dato simulado de laboratorio y comparado con las curvas de correlación generadas automáticamente utilizando las correlaciones Standard de la industria petrolera para la obtención de Boi, Bg y viscosidad de petróleo y gas.

Revisados los estudios de PVT, se vio que las temperaturas reportadas en los análisis no eran realmente representativas a las condiciones actuales del yacimiento, debido al enfriamiento por los fluidos de perforación. Se pensó que las temperaturas de fondo eran más altas. De acuerdo a esta observación fue necesario realizar los respectivos ajustes con la información de otros campos (Auca) y determinar las nuevas propiedades del punto de burbuja y de fluidos.

Con la salinidad de agua de formación y la temperatura del yacimiento se determinó la resistividad del agua para cada intervalo de interés.

Tabla 1.2.- Salinidad de las arenas productoras del campo Parahuacu

YACIMIENTO	SAL. (ppm)
BAZAL TENA	70000
U	70000
T SUPERIOR	15000
HOLLIN	5000

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Una vez realizadas las respectivas correcciones y ajustes se tuvo la siguiente información:

Tabla1.3.- Propiedades de fluido y roca en el campo Parahuacu

Yacimiento	°API	K(md)	Pb (psi)	Rs	Bo	T (°F)	U (cp)
Bt	18.5	1500 - 1700	873	162	1.092	210	-
U	28.3	40	1558	397.7	1.369	228	1.97
T	30.5	220 - 850	1708	541	1.4644	242	1.7

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

En la actualidad se cuenta con información nueva de temperatura de los pozos PRH 5, 7 y 8, obtenida por medio de medidores electrónicos de cuarzo; con estos valores se grafico temperatura vs. Presión para obtener un gradiente de temperatura real del campo.

Tabla1.4.- Temperatura de Yacimiento para las arenas del campo Parahuacu

Yacimiento	Temperatura	Profundidad
BT	229 °F	7830 pies
U	233 °F	8555 pies
T	235 °F	8760 pies

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

1.6.- FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro tiene relación directa con el mecanismo de producción del yacimiento, sea por empuje hidráulico, expansión de fluidos y roca, etc.

Para los reservorios de este campo se determinó que de acuerdo al comportamiento de producción de los fluidos del mismo, siendo los mecanismos principales para la recuperación de petróleo una combinación de empuje natural del acuífero y la expansión de petróleo y roca.

La manifestación de empuje hidráulico en la arena T ha sido muy débil inicialmente, pero se ha observado últimamente su acción a través de un mantenimiento de la presión.

Los factores de recobro que se han venido manteniendo para el campo son de 15 % para Basal Tena y 20% para U y para T 29 %, los mismos que han sido calculados en la simulación realizada en el campo.

1.7.- ESTADO DE PRODUCCION DEL CAMPO

Inicia su producción el 2 de diciembre de 1978 de los yacimientos U, T y Basal Tena. La producción promedio a agosto del 2006 es de 1815 BPPD con un BSW de 1.9 % y un acumulado total de 14.149 Mbls de petróleo.

De la producción total del campo el 86.7 % corresponde a T, el 5.5 % a U y el 7.8 a Basal Tena. La producción de agua en los tres niveles es muy pequeña 1.5% de BSW acumulado promedio.

1.8.- CALCULO DE RESERVAS

Las reservas de hidrocarburo tienen un carácter dinámico y varían de acuerdo al comportamiento de los yacimientos y de la información que se disponga.

Las reservas de petróleo se obtienen aplicando el factor de recobro al volumen en sitio.

Para nuestro caso se utilizo en método Volumétrico para determinar las reservas del campo las cuales se detalla en la tabla 1.6.

Los datos expuestos están en concordancia con los datos de producción del campo indicados en la estimación de reservas de petróleo crudo al 31 de diciembre del 2005. Teniendo en cuenta que hasta el mes de agosto del 2006 se tiene una producción acumulada de 14.184 Mbls.

El grado de incertidumbre en las reservas probables es pequeño, ya que geológicamente la estructura se extiende hacia el sur, donde se presume esta la parte más alta. Y todavía no se tiene información detallada de esta estructura ya que no se logro correr la sísmica en este sector debido al impedimento de las comunidades que habitan en el mismo.

Los datos de reservas pozo a pozo se determinarán en el siguiente capitulo al momento de seleccionar los mejores candidatos para el proceso de fractura hidráulica.

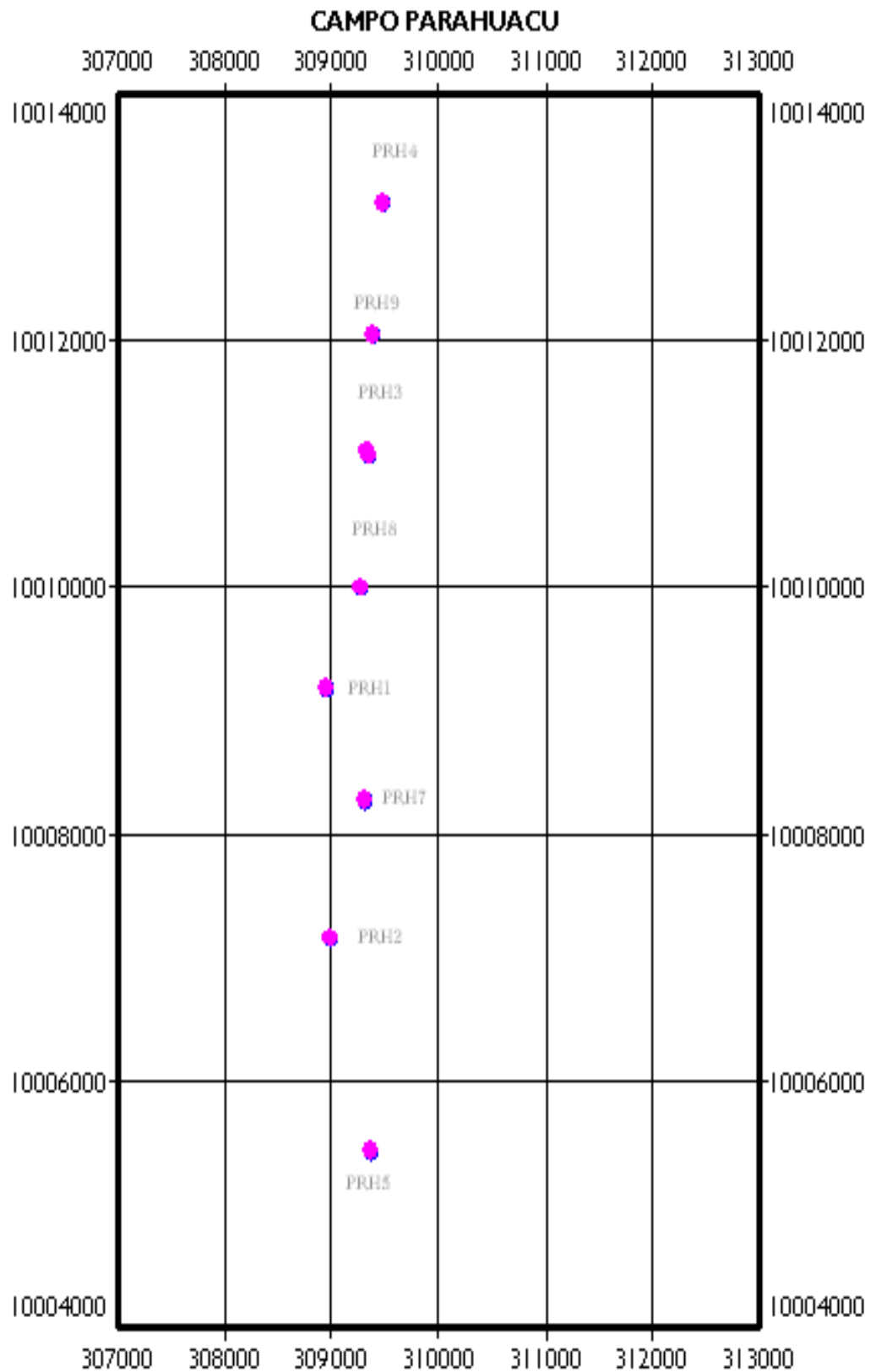


Fig. 1.4.- Ubicación de los pozos en el campo
Fuente: Departamento de Yacimientos de Petroproducción (OFM)

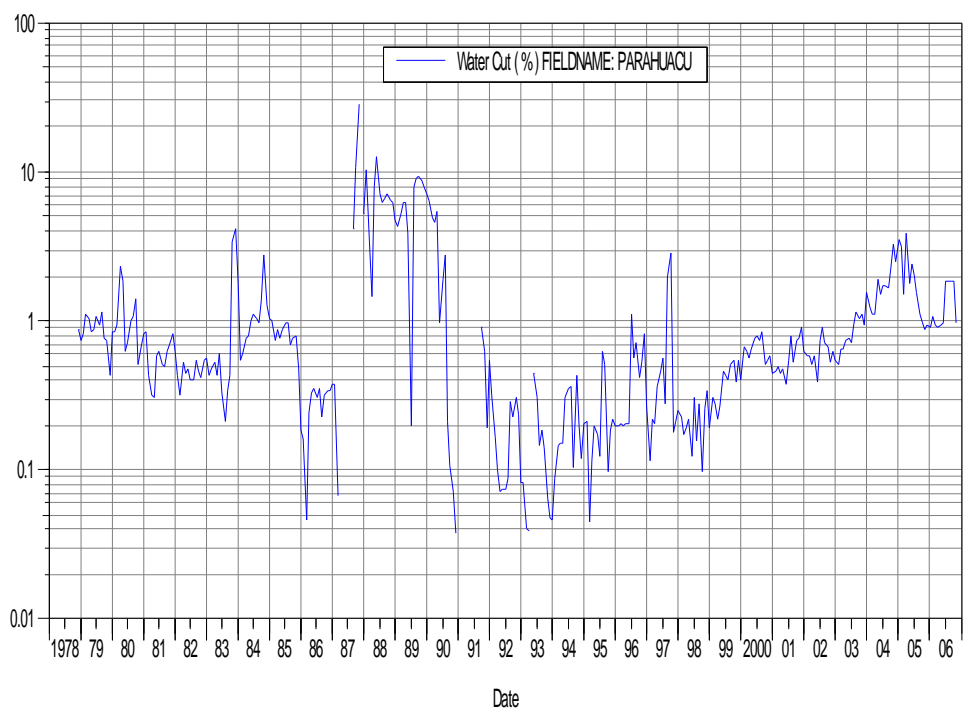
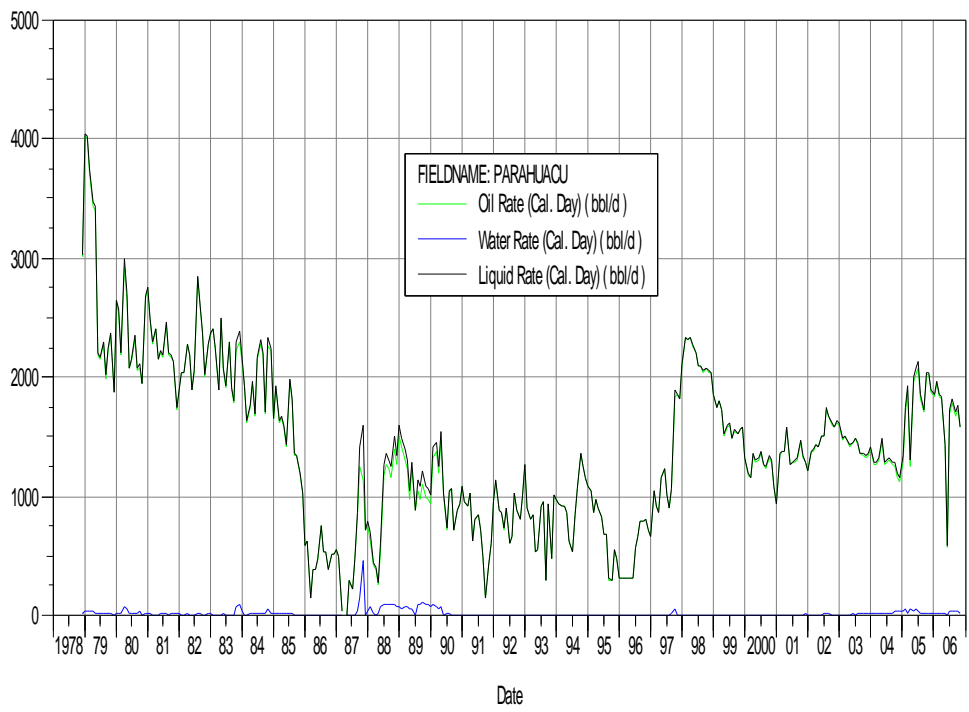


Fig. 1.5.- Historial de producción del campo Parahuacu
Fuente: Departamento de Yacimientos de Petroproducción (OFM)

Tabla 1.5.- Características de los reservorios del campo Parahuacu

YACIMIENTO	Ho pies	POR.	Sw %	API	Boi	POES Bls.	f
B.T	7	19.9	22	20.3	1.102	27.807.713	15
U INF	11	12	17.7	28.2	1.288	36.632.485	20
T INF	24	14.9	30.1	30.1	1.301	81.992.698	29

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 1.6.- Reservas probadas, probables y Producción Acumulada del campo Parahuacu al 2006

YACIMIENTO	PROBADAS Bls.	TOTAL Bls.	PROD. ACU. Bls.	RES. REM. Bls
B.T	4.171.157	4.171.157	1.007.962	3.093.195
U INF	7.726.497	7.726.497	765.937	6.960.560
T INF	23.777.882	23.777.882	12.247.481	11.830.401
TOTAL	35.675.536	35.675.536	14.021.380	21.884.156

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Estimación de reservas de petróleo crudo y gas del país al 2006

CAPITULO 2

2.1.- DEFINICION DE FRACTURA

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y 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 “falla de tensión” (tensile failure) de la roca. En la presión de iniciación de fractura, a menudo conocida como la presión de fraccionamiento (breakdown pressure), la roca se abre. Cuando los fluidos adicionales son inyectados, la abertura se extiende y la fractura se propaga.

Una fractura hidráulica apropiadamente ejecutada resulta en un sendero (path) conectado hacia el pozo, que tiene mucha mayor permeabilidad que la formación circundante. Este sendero de gran permeabilidad (frecuentemente cinco o seis ordenes mayor que la permeabilidad del reservorio) es angosto pero puede ser extremadamente largo.

Los ancho típicos promedio de una fractura hidráulica son del orden 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 600000 pies².

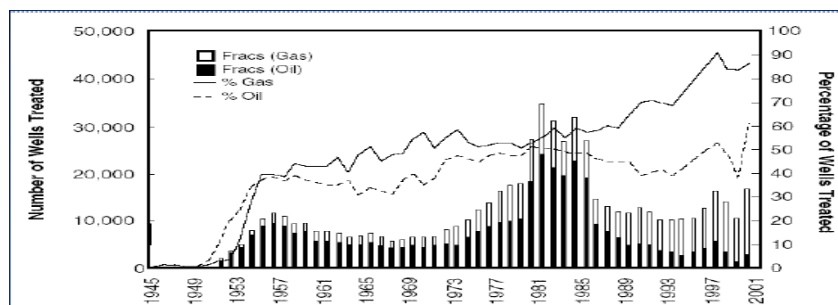


Fig. 2.1.- Porcentaje de pozos tratados con fractura en el mundo

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Un reservorio a profundidad esta bajo un estado de esfuerzo. Esta situación puede estar caracteriza 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.

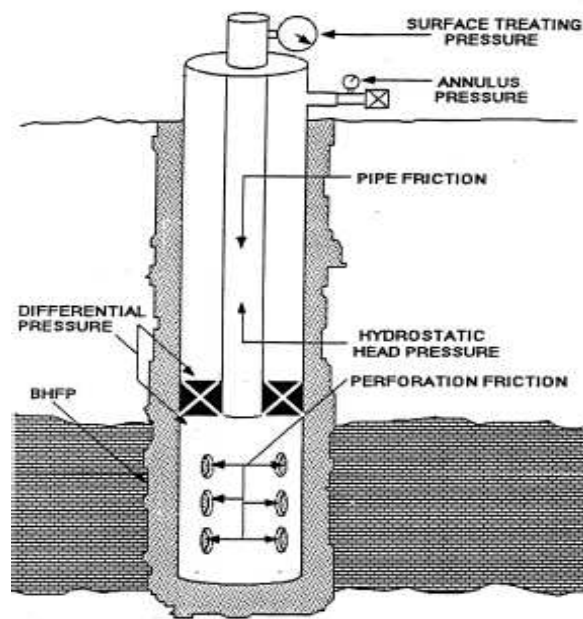


Fig. 2.2.- Esquema de una fractura
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

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 mínimo es más pequeño, conduciendo a fracturas hidráulicas verticales.

2.1.1.- ¿QUÉ LONGITUD DE PERMEABILIDAD DE FRACTURA ES DESEABLE EN UNA FRACTURA HIDRÁULICA?

Supongamos que gráficamente a un reservorio como un campo y la fractura es una carretera que conecta puntos apartados. En campo con un sistema excelente y denso de amplias carreteras (análogo de reservorio de alta permeabilidad), con

relación al mejoramiento del flujo de tráfico requeriría de vías aun mas 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 de moderada a alta (que son candidatos para fracturar hidráulicamente) la conductividad es necesaria mientras la longitud de fractura es de importancia secundaria.

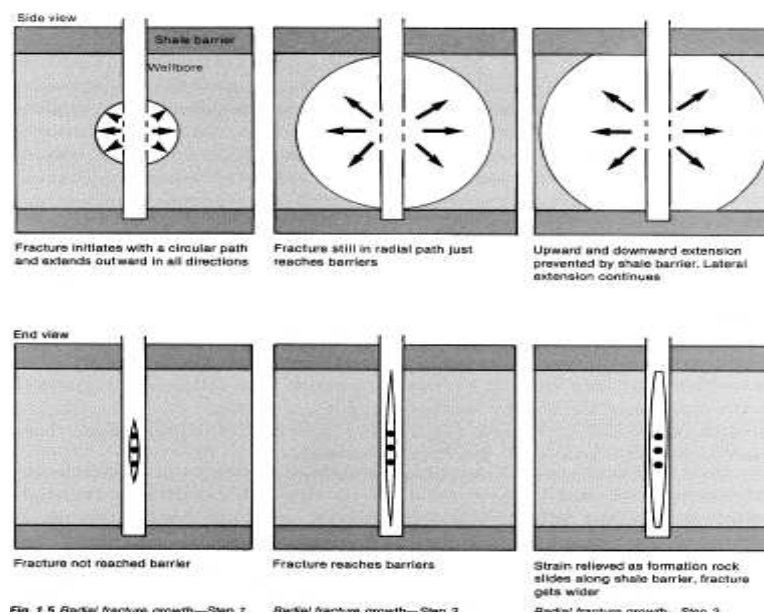


Fig. 2.3.- Desarrollo de una fractura vertical y horizontal

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Lo contrario en un campo con un sistema escaso y pobre de vías (análogo de baja permeabilidad), un largo camino que conecta lo mas posible del país como se indica, dicha carretera larga podría causar una mejora en el flujo de tráfico. En realidad, mientras el sistema de vías sea peor, inferiores serian los requisitos relativos de la nueva vía. Por analogía, la longitud de fractura en un reservorio de inferior permeabilidad es la prioridad; la permeabilidad de fractura es secundaria, 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.

El diseño de fractura para ingenieros en petróleos entonces debe tomar en cuenta el estado normal del reservorio y la roca y la influencia de la ejecución de la fractura en un intento de crear un tratamiento óptimo de estimulación.

2.2.-MODELOS DE FRACTURA

2.2.1.- MODELACION DE GEOMETRIA 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 la conservación del momento, masa y energía y
- 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.

Se dispone de tres familias generales de modelos: modelos bidimensionales 2D, modelos pseudo tridimensionales P3D y completamente tridimensionales 3D.

El último permite propagación total de fractura tridimensional con circulación completa de fluido bidimensional. La fractura es discretizada y dentro de cada

bloque se hacen los cálculos en base a leyes y criterios fundamentales para propagación.

Se deja que la fractura se propague lateralmente y verticalmente y se cambia el plano de la dirección original, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y las propiedades de la roca. Dichos modelos completamente tridimensionales requieren de importantes cantidades de datos para justificar su uso, son cálculos extremadamente extensos. Además ellos están fuera del alcance de la gran mayoría de tratamientos de fractura hidráulica. Sin embargo, las fracturas en pozos horizontales y altamente desviados se puede requerir de modelos completamente tridimensionales porque el inicio de la fractura, usualmente alineado con la trayectoria del pozo, es posible que se diferente de la dirección de propagación de fractura, la cual debe ser normal para mínimo esfuerzo “de campo distante” (farfield).

Dos modelos bidimensionales son de aproximaciones analíticas de forma cerrada asumiendo constantes y alturas de fracturas conocidas. Para aplicaciones de ingeniería en Petróleos, se ha utilizado dos modelos mutuamente exclusivos.

Para una fractura de longitud mucho mas larga que la altura ($x_f \gg h_f$), el modelo de Perkins y Kern (1961), Y Nordgren (1972) o PKN es una aproximación adecuada. Para ($x_f \ll h_f$), el modelo apropiado a sido representado por Khristianovic (h) y Zheltov (1955) y Geertsma y Deler (1969). Este es usualmente conocido como el modelo GKD. Un caso limitante donde $h_f = 2 x_f$, es la radial o modelo de forma de penique. La fractura h_f utilizada aquí es el valor dinámico, es decir, la altura de la fractura al tiempo en que el largo de la fractura sea igual a x_f .

Los modelos P3D permiten la migración de fractura vertical a lo largo de la ruta de fractura y esta migración depende del contraste de esfuerzo entre el blanco y los intervalos adjuntos.

Recientemente Valko y Economides (1993) han introducido el concepto de “mecánica de daño continuo) (CDM), como un medio para describir los fenómenos adicionales de propagación de fractura retardada y presiones de alto tratamiento adicional observadas con frecuencia.

2.2.2.- MODELO PKN (ANCHO DE FRACTURA HIDRAULICA)

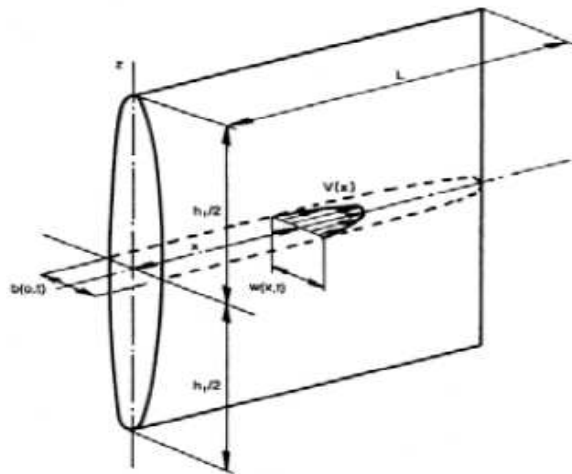


Fig. 2.4.- Representación esquemática de una propagación lineal de fractura con flujo laminar según el modelo PKN.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

El modelo PKN esta ilustrado en la figura anterior. Este tiene una forma elíptica en el orificio del pozo. El ancho máximo esta en la línea central de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo. Para un fluido Newtoniano el ancho máximo cuando la longitud de fractura media es igual a x_f esta dada por:

$$w_{\max} \equiv 2.31 \left[\frac{q_i u (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad (2.1)$$

Donde:

w_{\max} es el ancho máximo de fractura

G es el modulo elástico de corte

Q_i es caudal de inyección

ν es la relación de Poisson

X_f es la longitud de fractura media
 u es la viscosidad

De aquí G es el modulo elástico de corte y esta relacionado con el modulo de Young E y esta dado por:

$$G \equiv \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (2.2)$$

La ec.1 es particularmente útil para entender la relación entre ancho de fractura, tratamiento, variables u propiedades de la roca. La relación de raíz cuadrática implica que para duplicar el ancho, la viscosidad, ni es factible ni es deseable.

Duplicar la viscosidad con todo el daño permanente potencialmente asociado con el paquete propante resultaría en un 19% de incremento de ancho de fractura, así, las variables de tratamiento tienen solo impacto moderado sobre el ancho de fractura. Incrementando la cantidad y/o viscosidad también resultará en un incremento en la presión neta con potencialmente indeseable crecimiento de altura de fractura.

Las propiedades de la roca tienen un impacto mucho mayor sobre el ancho de fractura. El, modulo de Young de rocas reservorio común puede variar en casi dos ordenes de magnitud, de 10^7 psi en piedra arenisca apretada y profunda hasta $2 \cdot 10^5$ psi en dolomitas, carbones y gredas suaves. La diferencia en los anchos de fractura entre estos extremos será mas de 2.5 veces. La implicación es que en rocas rígidas, donde el modulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Por le contrario, en las formaciones de bajo modulo de Young, el mismo volumen de fluido inyectado resultaría en fracturan anchas pero cortas.

Este es uno de esos fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito de la simulación de fractura, ya que los reservorios de baja permeabilidad que

requieren de fracturas largas usualmente tienen valores de modulo de Young grandes.

El corolario no siempre es verdadero, los bajos módulos de Young no siempre están asociados con formaciones de más alta permeabilidad, aunque hay varios casos donde eso es verdad.

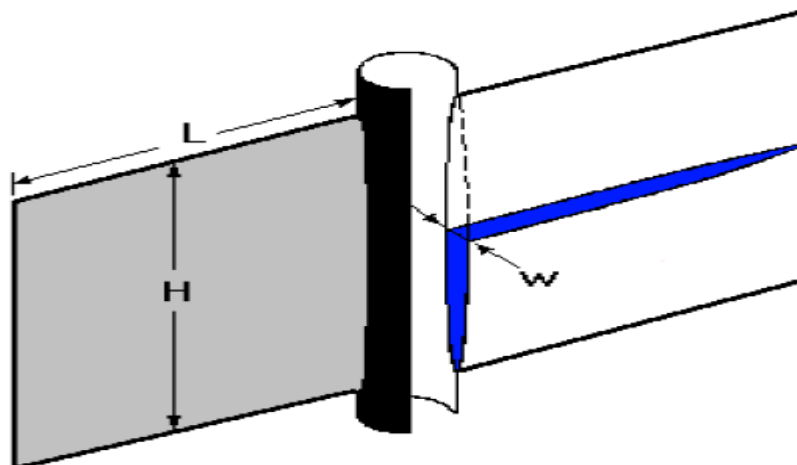


Fig. 2.5.- Modelo bidimensional PKN,
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

La geometría elíptica del modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio mediante la introducción de un factor geométrico:

$$\bar{w} \equiv 2.31 \left[\frac{q_i u (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (2.3)$$

Donde:

W es el ancho promedio de fractura

G es el modulo elástico de corte

Q_i es caudal de inyección

V es la relación de Poisson

X_f es la longitud de fractura media

u es la viscosidad

El factor γ es aproximadamente igual a 0.75 y por lo tanto el término del segundo conjunto del paréntesis es igual a 0.59. En unidades de campo, petróleo típico, donde w es calculado en pulgadas, q_i esta en bpm, u esta en cp, x_f esta en pies, y G en psi, la ecuación 3 se convierte en:

$$\bar{w} \equiv 0.3 \left[\frac{q_i u (1-v) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (2.4)$$

2.2.2.1.- ANCHO DE FRACTURA CON FLUJO NO NEWTONIANO

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

$$w_{\max} \equiv 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} * \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (2.5)$$

Donde

w_{\max} es el ancho máximo de fractura

G es el modulo elástico de corte

Q_i es caudal de inyección

V es la relación de Poisson

X_f es la longitud de fractura media

u es la viscosidad

h_f es la altura de fractura media

De aqui w_{\max} esta 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'}/ft²)

2.2.3.- MODELO GKD (ANCHO DE FRACTURA HIDRAULICA)

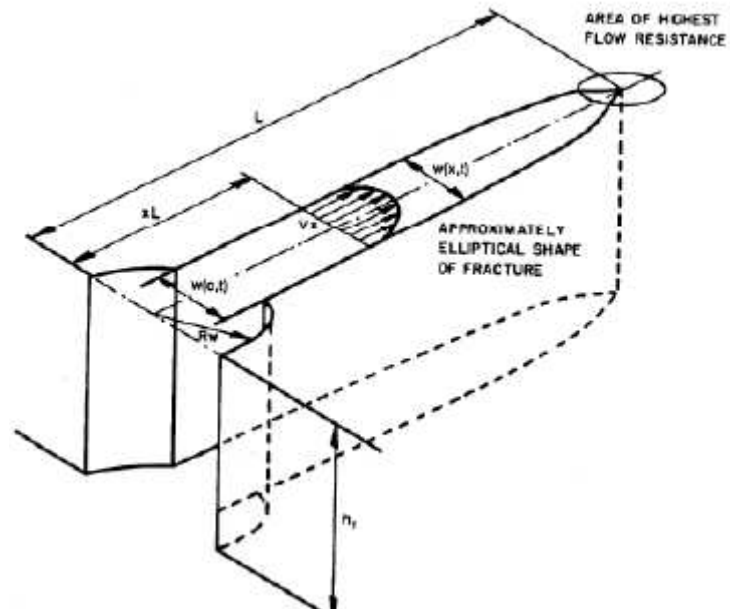


Fig. 2.6.- Representación esquemática de una propagación de fractura con flujo de fluido laminar de acuerdo a GKD.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

El modelo GKD es representado en la siguiente figura anterior. Es un modelo que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f \gg x_f$, de tal forma, este modelo no debería ser usado en casos donde la distancia larga de fractura sea generada:

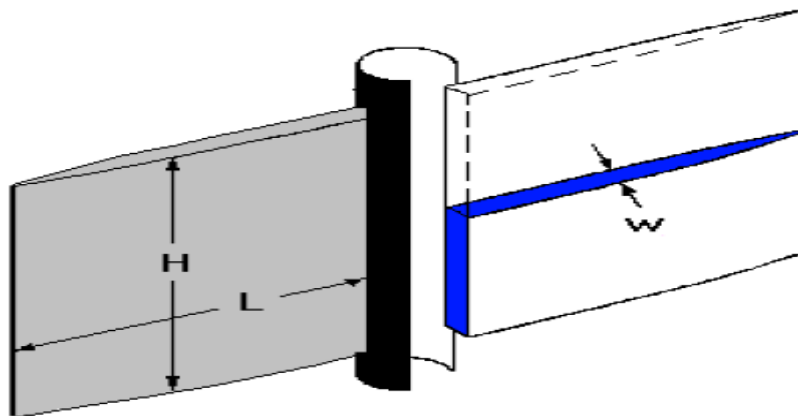


Fig. 2.7.- Modelo bidimensional GKD.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Tal como se puede observar en la figura:

$$\bar{w} \equiv 2.27 \left[\frac{q_i u (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad (2.6)$$

Donde:

Wmax es el ancho máximo de fractura

G es el modulo elástico de corte

Q_i es caudal de inyección

V es la relación de Poisson

h_f es la altura de fractura media

u es la viscosidad

Y en unidades de campo con \bar{w} en pulgadas:

$$\bar{w} \equiv 0.29 \left[\frac{q_i u (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad (2.7)$$

2.2.4.- PRESION NETA DE FRACTURA

La creación de una fisura bidimensional, con una dimensión de extensión infinita y la otra extensión finita, d ha sido descrita por Sneddon y Elliot (1946). El ancho máximo de fisura, que es proporcional a esta dimensión característica, es también proporcional a la presión neta ($p_f - \sigma_{\min}$) e inversamente proporcional al modulo de esfuerzo plano, E'. La velocidad máxima esta dada por:

$$w_{\max} = \frac{2(p_f - \sigma_{\min})d}{E'} \quad (2.8)$$

Donde:

p_f es la presión de fricción

σ_{min} es el mínimo esfuerzo de fractura

$$\bar{E} = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (2.9)$$

El ancho promedio es:

$$\bar{w} = \left(\frac{\pi}{4} \lambda w_{\max} \right) \quad (2.10)$$

Para el modelo PKN la dimensión característica d es la altura de fractura, h_f , mientras para el modelo KGD es igual a la longitud de fractura, de punta a punta $2x_f$. En la ecuación 10, el valor λ es 0.75 modelo PKN, y 1 para el modelo KGD.

Nolte y Economices han demostrado que para la operación de fracturación con la eficiencia $\eta = \frac{V_f}{V_i} \rightarrow 1$, el volumen de la fractura V_f debe ser igual al volumen de fluido inyectado V_i , y por lo tanto:

$$\bar{w} A_f = q_i t \quad (2.11)$$

Donde A_f es el área de fractura es igual a $2x_f h_f$.

$$\text{cuando } \rightarrow 0, \quad A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} \quad (2.12)$$

Donde C_L es el coeficiente de fuga

r_p es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura.

En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto de reservorio, h .

Para $\eta \rightarrow 1$, la ecuación 12 conduce:

$$X_f \bar{w} = \frac{q_i t}{2h_f} \quad (2.13)$$

De la ecuación 5 (ancho máximo del modelo PKN) y ecuación 10 para el ancho promedio y utilizado todos los multiplicadores de $X_f^{1/(2n+2)}$ como una constante C_1 (sin el factor 12 para convertir el ancho en pulgadas), la ecuación 13 se convierte en:

$$X_f \left(C_1 X_f^{1/(2n+2)} \right) = \frac{5.615 q_i t}{2h_f} \quad (2.14)$$

Donde:

q_i esta en bpm y

t esta en minutos, por lo tanto:

$$X_f = \frac{1}{C_1} \left(\frac{5.615 q_i t}{2h_f} \right)^{(2n+2)/(2n+3)} \quad (2.15)$$

Para $\eta \rightarrow 0$, x_f versus t puede ser obtenida directamente de la ecuación 12, así:

$$X_f = \left(\frac{5.615 q_i \sqrt{t}}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (2.16)$$

El producto $h_f r_p$ que estaría en el denominador de la ecuación 16 se convierte simplemente en h . de la relación de fisura Sneddon (ec 2.8) con $d = h_f$ para el modero PKN, la presión neta de la fractura esta dada por:

$$\Delta p_f = p_f - \sigma_{\min} = \frac{C_1}{\left(\frac{\pi \gamma}{4} \right)} X_f^{1/(2n+2)} * \frac{E}{2(1-\nu^2)h_f} \quad (2.17)$$

Donde:

Δp_f es la presión neta de fractura

X_f es la longitud media de fractura

h_f es la altura media de fractura

ν es la relación de Poisson

E es el módulo de Young

La ecuación 15 para n que tiende a 1 y usando los múltiplos de ecuaciones de $t^{1/(2n+3)}$ como para C_2 ,

$$\Delta p_f = C_2 t^{1/(2n+3)} \quad (2.18)$$

Similarmente las ecuaciones 16 y 17 cuando n tiende a 0

$$\Delta p_f = C_3 t^{1/4(n+1)} \quad (2.19)$$

Donde C_3 es la constante resultante de la combinación de las ecuaciones.

Las ecuaciones 15 y 16 para penetración y 18 y 19 para presión neta presente de los dos límites extremos para $\eta \rightarrow 1$, respectivamente.

Las expresiones de presión en particular, son útiles en el monitoreo del progreso de una operación de fractura. En vista de que n es usualmente aproximada a 0.5, las potencias de tiempo de las ecuaciones 18 y 19 deberían caer entre $1/4$ y $1/6$.

Esta observación fue efectuada por primera vez por Nolte y Smith (1981), quienes además presentaron expresiones análogas para los modelos KGD y Radial:

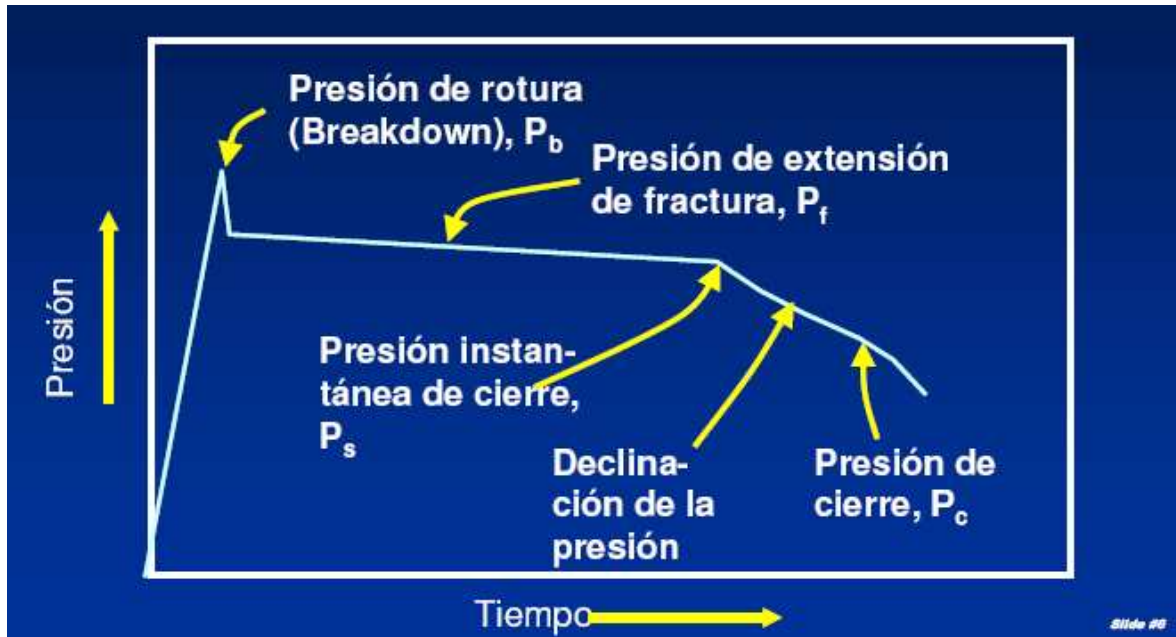


Fig. 2.8.- Comportamiento de la presión en una fractura.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

KGD: $\Delta p_f \propto \alpha^{\frac{-n}{(n+2)}}$ para $n = 1$ (2.20)

$\Delta p_f \propto \alpha^{\frac{-n}{2(n+2)}}$ Para $n = 0$ (2.21)

RADIAL: $\Delta p_f \propto \alpha^{\frac{-n}{(n+2)}}$ para $n = 1$ (2.22)

$\Delta p_f \propto \alpha^{\frac{-3n}{8(n+1)}}$ Para $n = 0$ (2.23)

Estos resultados sugieren que los gráficos Log-Log durante la ejecución de la fractura pueden identificar fácilmente la morfología de la fractura de propagación. En un gráfico de Δp_f vs. Tiempo, las gradientes positivas sugerirán una fractura de extensión normal, fractura contenida aproximadamente por el modelo PKN.

Las gradientes negativas implicarían sea una fractura de altura mucho mas grande que el crecimiento de la longitud, aproximada por el modelo KGD, o

extensión de fractura radial, aproximada por el modelo radial. Esta técnica es corrientemente en amplia utilización.

Finalmente hay también expresiones aproximadas y fáciles de utilizar para la presión neta de fractura para los modelos PKN y KGD utilizando el fluido de fractura Newtoniano.

Para el modelo PKN, en unidades coherentes, sería:

$$\Delta p_f \equiv 2.31 \left[\frac{G^3 q_i u x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (2.24)$$

Donde:

Δp_f es la presión neta de fractura

x_f es la longitud media de fractura

h_f es la altura media de fractura

ν es la relación de Poisson

G es el módulo de corte

De modo que en unidades de campo:

$$\Delta p_f (psi) \equiv 0.0254 \left[\frac{G^3 q_i u x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (2.25)$$

La expresión para el modelo KGD se expresa de la siguiente manera:

$$\Delta p_f (psi) \equiv 0.050 \left[\frac{G^3 q_i u}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2} \right]^{1/4} \quad (2.26)$$

De lo que se puede concluir que para el modelo PKN (ec.25) cuando x_f crece, también crece Δp_f , y para el modelo KGD (ec.26) cuando x_f crece, Δp_f decrece.

2.2.5.- MECANICA DE DAÑO CONTINUO EN FRACTURA HIDRAULICA

En ciertos casos, las presiones netas de tratamiento observadas durante fractura hidráulica son varias veces más grandes que las anticipadas por modelos simples de propagación. Palmer y Veatch (1989) dan varios ejemplos de dichas presiones de tratamiento anormalmente altas. En dichas formaciones, el uso de procedimientos de diseño tradicionales conduciría a resultados dudosos. Un método para entender y describir los fenómenos está basado en el criterio de propagación de fractura derivado de la mecánica de daño continuo (CDM). Según CDM, bajo esfuerzo la estructura del material puede empezar a desintegrarse, pequeñas fisuras pueden formarse y dicho deterioro debilita al material y disminuye su capacidad de carga.

El deterioro es característico de la variable de daño cuantificable. La proporción de crecimiento puede ser descrita por una relación constitutiva de ley de potencia, introducida por primera vez por Kachanov (1966). Empezando desde el criterio de ruptura de mecánica de daño continuo y asumiendo una distribución de esfuerzo de una fisura en movimiento, Valko y Econimides (1993) derivaron la siguiente ecuación para la proporción de propagación de la fractura u .

$$u \equiv \left[\frac{C^{-2}l}{\pi\sigma_{h\min}} \right] \left[\frac{K_I}{\bar{l} + L} \right] \quad (2.27)$$

Donde:

u esta en m/seg,

C es el parámetro de Kachanov (1/Pa-seg)

\bar{l} es la distancia promedio de micro fisura (m)

K_I es el factor de intensidad de esfuerzo (Pa-m^{1/2})

L es longitud de fractura (m)y

$\sigma_{h\min}$ es el esfuerzo mínimo principal (Pa)

Un pequeño valor del parámetro de Kachanov y/o la distancia promedio de las micro fisuras conduce a una propagación de fractura retardada con presiones de tratamiento varias veces mas grandes que lo usual. Aplicando la ecuación anterior como una condición de límite, una versión modificada del modelo Nordgren puede ser introducida. El modelo CDM-PKN esta escrito en una forma adimensional.

La solución de este modelo viene dado por tablas las cuales nos proporcionan la longitud adimensional, el ancho o la presión neta de orificio del pozo y la eficiencia de fluido para un tiempo t de bombeo adimensional.

Por esta razón el modelo puede ser usado para predecir la medida de la fractura y tratar la presión para una especifica rata de inyección y un tiempo de bombeo.

2.2.6.- MIGRACION DE ALTURA

Un modelo P3D apropiado permitiría una migración de altura de fractura lateral y vertical. Una aproximación para la altura de fractura en el orificio del pozo (donde tendría un valor máximo) se presenta luego. La anticipación de la altura esta basada en propiedades mecánicas derivadas de logaritmo y la presión neta de fractura de orificio de pozo. Si esta altura fuera utilizada sea con el modelo PKN o KGD, esto conduciría a una sobrestimación del volumen de suspensión para ejecutar el tratamiento. Tome en cuenta en los modelos "D la altura de fractura es considerada constante a lo largo de la fractura.

En la sección de Mecánica de Rocas, la distribución de esfuerzos horizontales a lo largo de la columna vertical será discutida. Se sugerirá que porque las litologías tienen diferentes relaciones de Poisson, el esfuerzo vertical (altura de la sobrecarga) es trasladado horizontalmente sin uniformidad, resultando en contrastes de esfuerzo entre capas.

Un modelo simple de Simonson (1978) relaciona este contraste de esfuerzo, presión neta de fractura y migración de altura de fractura en el orificio del pozo.

Adicionalmente, los efectos del factor K_{LC} de intensidad de esfuerzo critico intercalas (persistencia de la fractura) y gravedad han sido incorporados.

La migración de fractura hacia arriba h_u es medida desde el fondo del reservorio y la migración hacia abajo h_d es medida desde el tope del reservorio.

La presión neta de fractura requerida para causar una migración de altura de fractura hacia arriba es:

$$\Delta p_f \equiv \frac{C_1}{\sqrt{h_u}} \left[K_{LC} \left(1 - \sqrt{\frac{h_u}{h}} \right) + C_2 (\sigma_u - \sigma) \sqrt{h_u} \cos^{-1} \left(\frac{h}{h_u} \right) + C_3 \rho (h_u - 0.5h) \right] \quad (2.28)$$

Similarmenete la presión de fractura requerida para una migración de fractura hacia abajo es:

$$\Delta p_f \equiv \frac{C_1}{\sqrt{h_d}} \left[K_{LC} \left(1 - \sqrt{\frac{h_d}{h}} \right) + C_2 (\sigma_d - \sigma) \sqrt{h_d} \cos^{-1} \left(\frac{h}{h_d} \right) + C_3 \rho (h_d - 0.5h) \right] \quad (2.29)$$

En la expresión anterior, la contribución del contraste de esfuerzo entre capas (segundo termino) para casi todos los reservorios es el mas grande. El primer término, el del factor de intensidad de esfuerzo critico, contribuye solo en una pequeña cantidad.

Finalmente en migración hacia arriba, los efectos de la gravedad son retardantes, mientras que en migración hacia abajo son acelerantes

Las constantes en unidades de campo son:

$$C_1 = 0.0217$$

$$C_2 = 0.515$$

$$C_3 = 0.0069$$

Las presiones netas calculadas serian en psi y los cosenos inversos deben ser evaluados en grados.

2.3.- MECANICA DE ROCAS

2.3.1.- DEFINICION

Si una roca se la 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, esto es rara vez siempre quedara una deformación a esto se la llama deformación plástico o irreversible.

La teoría de la elasticidad es la que se ha desarrollado para determinar la relación entre el esfuerzo y la deformación y se determina así:

$$\sigma = \frac{F}{A} \tag{2.30}$$

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

$$A = \frac{\pi \times d^2}{4} \tag{2.31}$$

$$\sigma = \frac{4F}{\pi d^2} \tag{2.32}$$

En forma axial:

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} \quad (2.33)$$

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

$$\varepsilon = \frac{l - l^*}{l} \quad (2.34)$$

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 compresión uniaxial será:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (2.35)$$

Donde el coeficiente de proporcionalidad E es el modulo de Young, además de que una roca se comprime en una dirección, no solo se encoge a lo largo de la dirección de la carga, sino que además se expande lateralmente. Esto se lo realiza con la introducción de una constante llamada modulo de Poisson, la cual relaciona la deformación lateral y la longitudinal.

$$\nu = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad (2.36)$$

Donde

$$\varepsilon_2 = \frac{d - d^*}{d} \quad (2.37)$$

Aquí d^* es el diámetro nuevo.

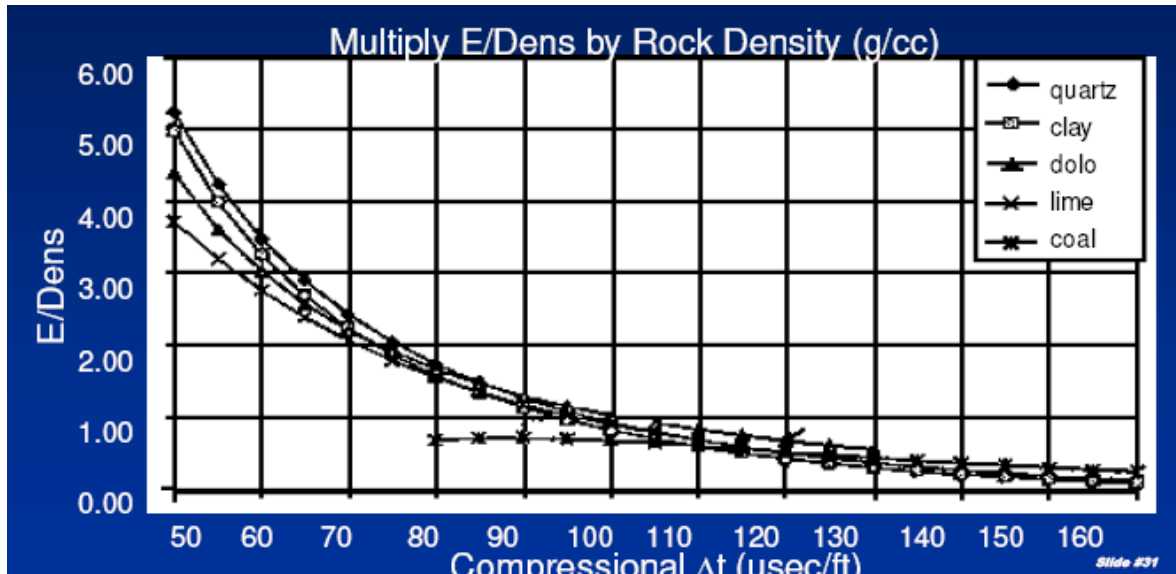


Fig. 2.9.- Modulo de Young.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Se considera el signo negativo ya que la expansión se considera negativa y la relación de Poisson es positiva. La relación de esfuerzo-deformación puede ser generalizada en el espacio tridimensional:

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} - \frac{\nu}{E}(\sigma_y + \sigma_z) \quad (2.38)$$

$$\varepsilon_y = \frac{\sigma_y}{E} - \frac{\nu}{E}(\sigma_x - \sigma_z) \quad (2.39)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\sigma_z}{E} - \frac{\nu}{E}(\sigma_x - \sigma_y) \quad (2.40)$$

Donde:

$\lambda \equiv$ Deformación de corte

$\tau \equiv$ Esfuerzo de corte

$G =$ Modulo de corte

$$\gamma_{xy} \equiv \frac{1}{G} \tau_{xy} \quad ; \quad \gamma_{yz} \equiv \frac{1}{G} \tau_{yz} \quad ; \quad \gamma_{xz} \equiv \frac{1}{G} \tau_{xz} \quad (2.41)$$

En donde el Modulo de corte G es:

$$G \equiv \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (2.42)$$

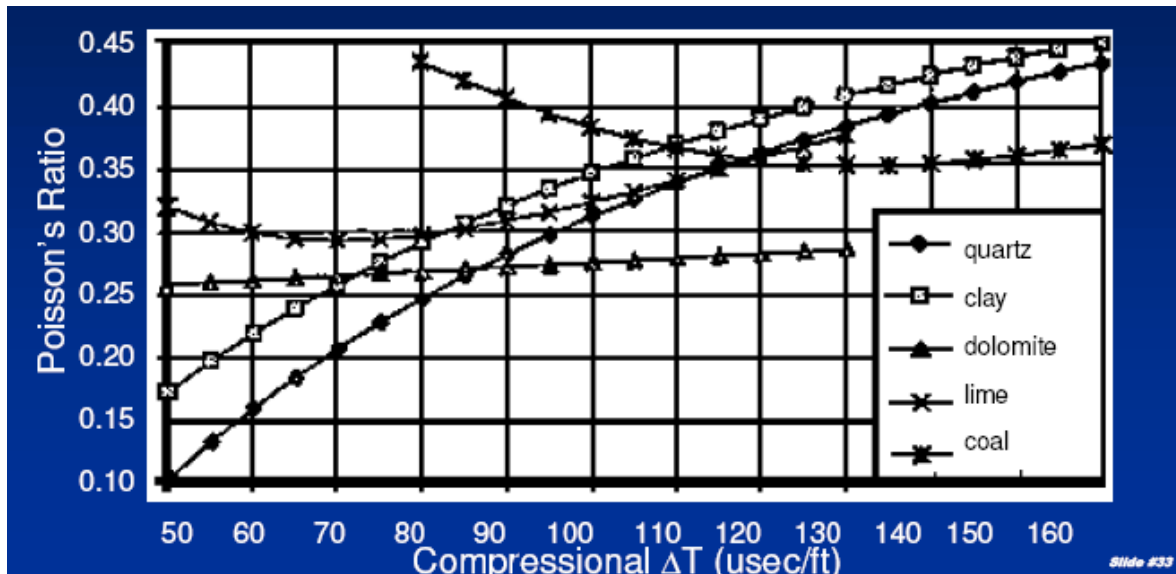


Fig. 2.10.- Modulo de Poisson.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

2.3.2.- ESFUERZO EN EL SITIO

Las formaciones a profundidad están sujetas a un campo de esfuerzo que puede ser descompuesto en sus vectores constituyentes. El esfuerzo mas fácil de entender es el vertical, el cual corresponde al peso de la sobrecarga. Para una formación a una profundidad H, el esfuerzo vertical σ_v es simplemente:

$$\sigma_v = g \int_0^H p f dH \quad (2.43)$$

Donde pf es la densidad de la formación que recubre el reservorio apuntado. Este esfuerzo puede ser calculado de una integración del logaritmo de densidad. Si se utiliza una densidad de formación promedio en lb/pie³ y la profundidad en pies, la ecuación anterior se convierte en:

$$\sigma_v = \frac{pH}{144} \quad (2.44)$$

Con σ_v en psi. Para $p = 165 \text{ lb/pie}^3$, la gradiente de esfuerzo vertical es aproximadamente $165/144 \approx 1.1 \text{ psi/pie}$.

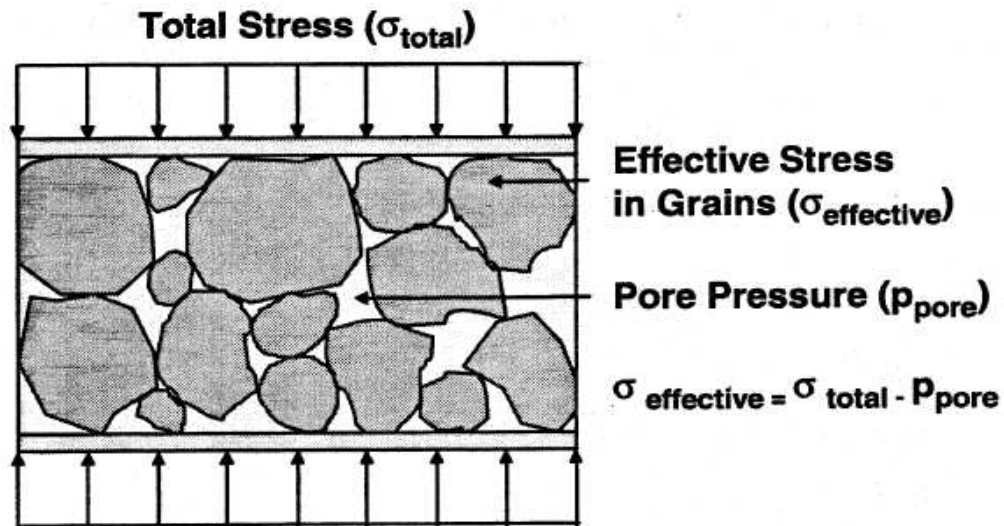


Fig. 2.11.- Esfuerzo total en una formación.
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Este esfuerzo es el esfuerzo absoluto y en el caso de un medio poroso, en vista de que el peso de la sobrecarga será transportado tanto por los granos como por el fluido dentro del espacio poroso, se define un esfuerzo efectivo σ_v^1 :

$$\sigma_v^1 = \sigma_v - \alpha p \quad (2.45)$$

Donde α es la constante poro-elástica de Biot (1956), la cual para la mayoría de reservorios de hidrocarburos es aproximadamente igual a 0.7. El esfuerzo vertical es trasladado horizontalmente por medio de la relación de Poisson, la cual en su expresión más simple tiene la forma de:

$$\sigma_H \equiv \frac{\nu}{1-\nu} * \sigma_v \quad (2.46)$$

Donde σ_H es el esfuerzo horizontal efectivo y ν es la relación de Poisson.

Esta variable es una propiedad de la roca, para Areniscas esta es proporcionalmente igual a 0.25, implicando que el esfuerzo horizontal efectivo σ_H entonces sería igual al esfuerzo efectivo más αp .

El esfuerzo horizontal absoluto disminuye con la Producción de fluido.

El esfuerzo dado por la ecuación anterior no es el mismo en todas las direcciones en el plano horizontal. En razón de los componentes tectónicos, este esfuerzo es el esfuerzo mínimo horizontal, mientras el esfuerzo horizontal máximo es simplemente:

Donde σ_{tect} es una contribución tectónica

De lo anterior es entonces obvio que los tres esfuerzos principales pueden ser identificados en una formación σ_v , $\sigma_{H\max}$ y $\sigma_{H\min}$. La dirección de la fractura será normal para el más pequeño de los tres.

La magnitud de la presión de fraccionamiento es característica de los valores y las diferencias respectivas de los esfuerzos principales, el esfuerzo de tensión y la presión de reservorio. Una expresión para la presión de fraccionamiento ha sido dada por Terzaghi (1923) y para un pozo vertical, es decir, coincidiendo con la dirección del esfuerzo vertical principal, esta presión p_{hd} es:

$$p_{hd} = 3\sigma_{H\min} - \sigma_{H\max} + T_o - p \quad (2.47)$$

Donde $\sigma_{H\max}$ y $\sigma_{H\min}$ son los esfuerzos máximos y mínimos respectivamente, T_o es el esfuerzo de tensión de la roca y p es la presión del reservorio.

Para cualquier otra dirección diferente de la vertical, como en el caso de pozos direccionales u horizontales, la presión de fraccionamiento será diferente de la

dada en la ecuación anterior, puesto que será un componente de esfuerzo de corte que no se desvanece . Esta nueva presión de fraccionamiento puede ser menor, pero usualmente será más de la presión de fraccionamiento para un pozo vertical.

2.2.4.- DIRRECCION DE FRACTURA

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

En la sección previa se sugiere 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:

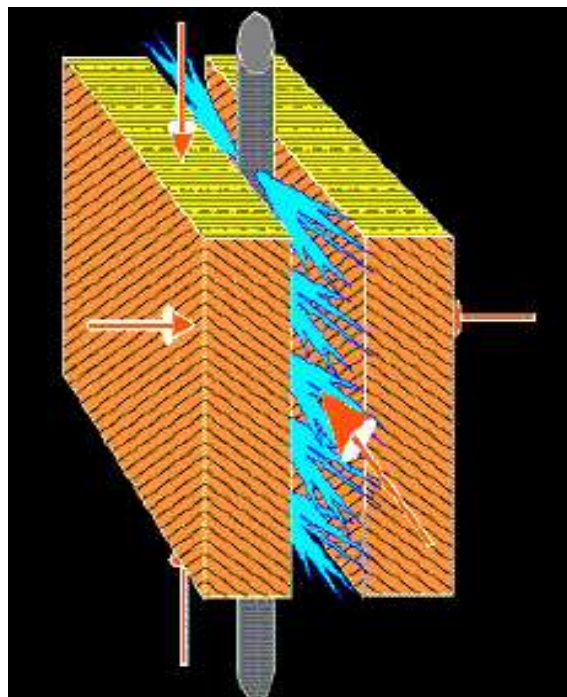


Fig. 2.12.- Fractura Vertical.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

La relación de Poisson es valida durante el deposito y los esfuerzos horizontales resultantes, contenidos dentro de los limites de rigidez se “aseguran en el sitio”. 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.

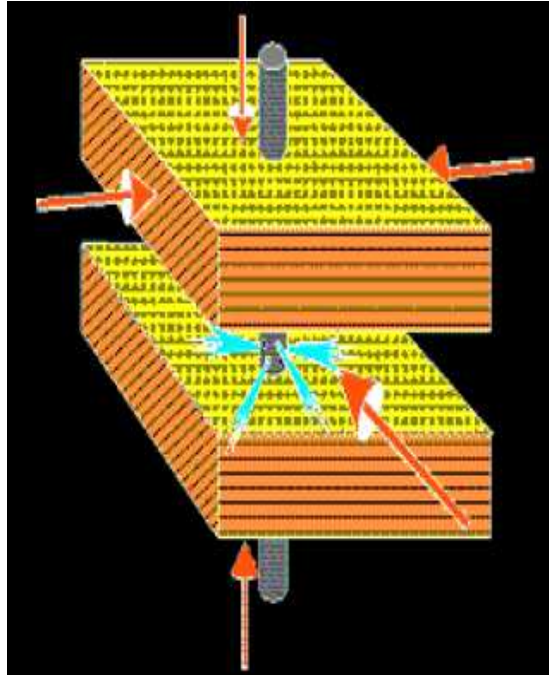


Fig. 2.13.- Fractura Horizontal.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

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 no es más pequeño que los tres esfuerzos. En cambio el esfuerzo vertical es el más pequeño y la fractura hidráulica sería horizontal, levantando la sobrecarga.

2.2.5.- EFECTO DEL SKIN LONGUITUD , CONDUCTIVIDAD Y EQUIVALENTE

Cada fractura hidráulica puede ser caracterizada por estos efectos del Skin longitud, conductividad y equivalente. En casi todos los cálculos de fractura larga,

la cual debe ser creada por una conductividad larga y no crear una fractura hidráulica larga.

Se asume dos ecuaciones casi largas, en cada medida del pozo (x_f será considerado como fractura larga y siempre se refiere a la conductividad de fractura larga).

2.2.6.- FLUIDOS Y APUNTALANTES

2.2.6.1.- REQUISITOS DE VOLUMEN DE FLUIDO

Una ejecución de fractura consta de ciertas etapas de fluido distintas, cada una ideada para efectuar una tarea específica.

PAD es un fluido de fractura que soporta propante, está ideado para iniciar y propagar la fractura durante la propagación de fractura. La fuga de fluido dentro del reservorio y normal hacia el área de fractura creada, es controlada principalmente por medio de la construcción de un filtro pastel. El volumen de fluido que fuga es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura, por lo tanto el atenuador siendo el primer fluido inyectado, actúa como sacrificio para la suspensión que transporta propante.

Después de la inyección de atenuador, la suspensión propante es agregada al fluido de la fractura en crecientes concentraciones de suspensión hasta el final del tratamiento en que la concentración alcance un valor predeterminada, este valor depende de las capacidades de transporte de propante del fluido y/o la capacidad del reservorio y la fractura creada puede acomodarse.

En general la excesiva fuga de fluido puede ser causada por heterogeneidades del reservorio tales como fisuras naturales, otro problema puede ser encontrado como resultado de la migración de altura de fractura. La irrupción a través de una fina capa que separa a dos formaciones permeables es probable que cree una

abertura angosta. Esta abertura angosta puede permitir que el fluido escape dejando propante atrás. Estos fenómenos pueden resultar en excesiva deshidratación de suspensión y un “tamizado”. El último se refiere a una incapacidad de la suspensión de transportar el propante y esto conduce a un excesivo incremento de presión que evita el crecimiento de la fractura lateral.

La longitud de fractura hidráulica creada difiere de la longitud propada porque el propante no puede ser transportado más allá del punto donde el ancho de fractura es más pequeño que los tres diámetros del propante.

Una aproximación de la relación entre requerimientos de volumen de fluido total, V_i y el volumen que es atenuador, V_{pad} , en base a la eficiencia de fluido η fue dada por Nolte, Meng y Brown (1987):

$$V_{pad} \approx \left(\frac{1-n}{1+n} \right) \quad (2.48)$$

El lavado (flush) está ideado para desplazar la suspensión de la pared dentro de la fractura. Este debería ser menor que el volumen del pozo, porque el sobre desplazamiento empujaría el propante lejos del pozo y resultaría una fractura estrangulada (choked) después de que la presión de la fractura se disipa y la fractura se cierra. Esta debería ser una mayor preocupación del tratamiento de estimulación y debería evitarse a toda costa.

El equilibrio de material entre el líquido total inyectado, volumen V_f de fractura creada y la fuga de líquido V_l (leakoff) puede ser escrito:

$$V_i = V_f + V_l \quad (2.49)$$

La ecuación 50 puede ser expandida más introduciendo variables constituyentes:

$$q_i t_i = A_f w + K_l C_l (2A_f) r_p \sqrt{t_i} \quad (2.50)$$

Donde:

q_i es la cantidad de inyección

t_i es el tiempo de inyección

A_f es el área de fractura

C_l es el coeficiente de fuga y,

r_p es la relación neta para altura de fractura (h/h_f).

La variable K_l esta relacionada con la eficiencia del fluido, y Nolte (1986) ha demostrado que:

$$K_l \equiv \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} n + \pi(1-n) \right] \quad (2.51)$$

El área de fractura en el término de fuga (leakoff), es multiplicada por 2 para alojar los dos lados de la fractura, el área de la fractura A_f es simplemente igual a $2x_f h_f$.

Para una longitud de fractura determinada, el ancho hidráulico promedio w puede ser calculado bajo la presunción de un modelo de fractura.

2.2.6.2.- MODELO DE FLUJO NO NEWTONIANO

El conocimiento de la altura de fractura, el coeficiente de fuga (leakoff) y la eficiencia de fluido permitirán de inmediato el cálculo inverso utilizando la ecuación 51. Esta es una ecuación cuadrática y puede proporcionar el tiempo requerido para propagar una fractura de cierta longitud (de ancho implicado) mientras sufre el castigo de la fuga del fluido. De las dos soluciones para la raíz cuadrada del tiempo, una será positiva y otra negativa. Cuadrando la solución positiva resultaría en el calculo del tiempo total de inyección t_i y el producto $q_i t_i$ es igual al volumen del fluido total requerido (suspensión de atenuador mas propante).

En vista de que la porción del volumen total de fluido es atenuador puede ser calculado con la ecuación 49, se puede obtener inmediatamente el inicio de adición de propante:

$$t_{pad} \equiv \frac{V_{pad}}{q_i} \quad (2.52)$$

El coeficiente de fuga (leakoff) C_i en el equilibrio de material de la ecuación 3 puede ser obtenido de un tratamiento de calibración de fractura como describen Nolte y Economices.

2.2.6.3.- PROGRAMA DE PROPANTE

La adición de propante, su punto de inicio y a que condiciones se agrega versus el tiempo depende de la eficiencia de fluido. En la sección previa el inicio de adición de propante fue determinado después de que el volumen atenuado fue estimado (ec 49).

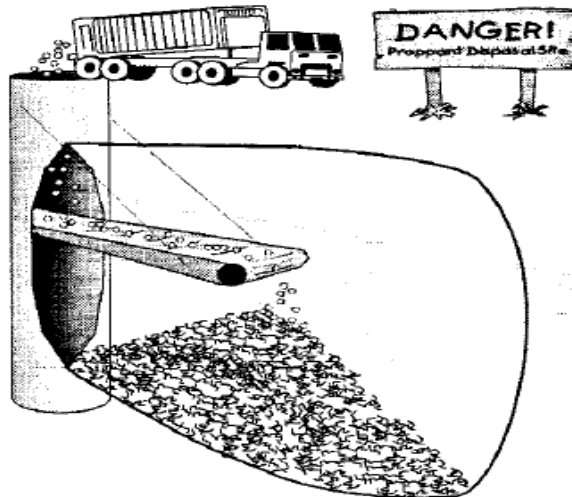


Fig. 2.14.- Representación de la introducción del propante en la formación.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Nolte (1986) ha demostrado que el “programa de propante rampa” versus el tiempo, debería seguir una relación expresada por:

$$C_p(t) \equiv C_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon \quad (2.53)$$

Donde

$C_p(t)$ es la concentración de suspensión en libras por galón (ppg)

C_f es la concentración final del trabajo (EQJ) y

t_{pad} y t_i son el atenuador y los tiempos totales, respectivamente.

La variable ε depende de la eficiencia y esta dada por:

$$\varepsilon \equiv \frac{1-n}{1+n} \quad (2.54)$$

Las ecuaciones 53 y 54 simplemente denotan el modo apropiado de adición de propante de modo que toda la longitud hidráulica coincide con la longitud propada. Esto no es íntegramente realista, en vista de que la longitud de fractura, más allá del punto donde el ancho del ancho hidráulico es más pequeño de tres diámetros de propante, no puede aceptar propante.

Por lo tanto, en el diseño de un tratamiento de fractura hidráulica, este tipo de criterio puede ser utilizado como una verificación para la masa total de propante que puede ser colocada. Otra consideración para la concentración de suspensión de fin de trabajo C_f es la capacidad de transporte de propante de fluido de fractura. En realidad, en todos los casos de ancho promedio propado calculado no puede exceder el ancho hidráulico promedio.

2.2.6.4.- ANCHO DE FRACTURA PROPADA

Además de la longitud, el ancho propado de la fractura describe la geometría de fractura que controla la producción post tratamiento. La conductividad de fractura es simplemente el producto del ancho propado y la permeabilidad del paquete propante. La conductividad adimensional fue ya dada en ecuaciones anteriores. El ancho en esa expresión es el ancho propado de la fractura.

Como debería ser obvio a partir de las dos últimas secciones, la relación entre el ancho hidráulico es indirecto; este depende grandemente de la eficiencia de fluido y especialmente de la posible concentración al final del trabajo.

Asumiendo que una masa de propante M_p ha sido inyectada dentro de una fractura de mediana longitud x_f y la altura h_f y el propante es distribuido uniformemente, entonces:

$$M_p \equiv 2x_f h_f w_p (1 - \phi_p) \rho_p \quad (2.55)$$

Donde el producto $2x_f h_f w_p (1 - \phi_p)$ representa el volumen del paquete de propante y es característico del tipo y tamaño del propante. La densidad ρ_p es una propiedad característica del propante.

Una cantidad frecuentemente utilizada en la fractura es la concentración de propante y esta definida como:

$$C_p \equiv \frac{M_p}{2x_f h_f} \quad (2.56)$$

Y las unidades son lb/ft². Tradicionalmente una buena concentración de propante en la fractura puede ser 2 lb/ft². De la ecuación anterior se puede sacar W_p :

$$W_p \equiv \frac{C_p}{(1 - \phi_p) \rho_p} \quad (2.57)$$

2.2.6.5.- PROGRAMA DE PROPANTE DE RAMPA

Para calcular la masa de propante es necesario primero integrar el programa de propante de la expresión de t_{pad} y t_i y obtener un promedio de concentración (slurry):

$$C_p^- \equiv \frac{l}{t_i - t_{pad}} \int_{t_{pad}}^{t_i} C_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon dt \quad (2.58)$$

Entonces:

$$C_p^- \equiv \frac{C_f}{\varepsilon + 1} (1 - 0) \equiv \frac{C_f}{\varepsilon + 1} \quad (2.59)$$

2.2.7.- COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS PARA REALIZAR UNA FACTURA

2.2.7.1.- COMO REALIZAR UNA FRACTURA

El diseño de una fractura hidráulica así como también un tratamiento de simulación de pozo involucran la selección y uso de fluidos y propantes de fractura apropiados. La cantidad de estos materiales y el modo de inyección (cantidad de presión) están relacionados con el tamaño de fractura resultante.

Hay una gran escala de tamaños posibles de fractura y por lo tanto un intento para optimización es asegurado. Un criterio apropiado para optimización de diseño es economía de producción, es decir, la maximización de beneficios incrementales, sobre aquellos que el pozo estimulado moderado por los costos de ejecución pudiera entregar el tratamiento de la fractura.

La selección del fluido debería comprender de dos criterios principales: para el propante (viscosidad adecuada del fluido presente) y causar un daño residual relativamente pequeño al paquete del propante. La selección del propante debería orientarse a la maximización del ancho de la permeabilidad/propado de la fractura en el estado de esfuerzo esperado.

La cantidad de inyección y la presión deberían ser mantenidas por debajo de un nivel que causaría migración de fractura indeseable. Alta cantidad de inyección

resultaría en una alta presión neta y por lo tanto la posibilidad de fraccionarse en otra formación o, a menos crecimiento de fractura ineficiente. Por otro lado si el crecimiento de la altura es tolerable, entonces una mayor cantidad de eyección resultaría en un tiempo menor de inyección y por lo tanto una propagación de fractura mas eficiente, en vista de que la fuga de fluido es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución. (Ver ec 49)

Es obvio a partir de estas consideraciones, cuales son afectados por unas pocas docenas de variables que en un pequeño diseño coherente debe primeramente interconectarlas y luego emplear un criterio para identificar el diseño óptimo.

2.2.7.2.- CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA FLUIDOS DE FRACTURA

Casi todas las propiedades deseables e indeseables de fluidos fracturantes están relacionados con su viscosidad, lo cual a su vez es una función de la carga de polímero. Los polímeros tales como Guar que es un material natural o (goma) Guar Hidroxil (HPG) que han sido utilizados en soluciones acuosas para brindar viscosidad sustancial para el fluido de fractura, las concentraciones de fluido a menudo son dadas en libra por cada 1000 galones de fluido y los valores típicos varían entre 20 y 60 con tal vez 40 lb/1000gl siendo la concentración mas común e fluidos de fractura mezclados en grupo que están corrientemente en uso.

La viscosidad se degrada con el incremento de temperatura y el corte. La mayor degradación será experimentada por la primera parte de fluido de fractura inyectado. En vista de que este experimentara la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir mayor corte). Proporciones subsiguientes experimentaran temperaturas algo más bajas y especialmente un corte inferior, en virtud de la ampliación de la fractura.

Por lo tanto los requerimientos de viscosidad es probable que disminuyan durante la ejecución de la fractura y la carga del polímero podría ser disminuida. En la actualidad, la adición continua de polímero y el mezclado a tiempo es

implementado como un método preferido sobre el mezclado de grupo tradicional de polímeros en los tanques, simplemente el agua mezclada y los polímeros en suspensión son mezclados juntos en las concentraciones apropiadas para la viscosidad deseada a cualquier etapa del fracturamiento.

Las temperaturas de reservorios típicas conducirían a viscosidades relativamente bajas de las soluciones de polímero directas. Por ejemplo mientras una solución de 40lb/1000gl de HPG exhibirán una viscosidad de aproximadamente 50 cp, a temperatura ambiente en una cantidad de corte de 170 sec⁻¹ para transportar el propano. Así los agentes de vinculación, usualmente compuestos órgano-metálico o compuestos metálicos de transición, son utilizados para impulsar la viscosidad significativamente. Los iones de vinculación más comunes son borato, titanato, y zirconato. Ellos forman estructuras con Guar y cadenas HPG en varios sitios del polímero, resultando en compuestos de peso molecular muy alto, la viscosidad en 170 sec⁻¹ de un fluido vinculado con borato esta sobre 2000 cp a 100 F, alrededor de 250 cp a 200 F.

Fluidos vinculados con borato tienen una temperatura de aplicación superior alrededor de 225 F, mientras los fluidos de zirconato y titanato pueden ser utilizados hasta 350F. Sin embargo, mientras los fluidos de vinculación no son sensibles al corte, estructuras de zirconato y titanato, una vez rotas, no pueden ser regeneradas de inmediato. Este es un aspecto que puede ser remediado por medio de vinculación retardada, la cual es activada después de que un fluido de fracturación ha pasado por las bombas, tubería e, idealmente las perforaciones donde se encuentra máximos valores de corte.

Un fluido de fractura ideal tiene muy baja viscosidad mientras este bombeado dentro del pozo, conduciendo a una baja caída de fricción, tiene la máxima viscosidad requerida en la fractura para transportar el propano y entonces se revierte a una viscosidad muy baja a partir de la culminación del tratamiento. Esto último es particularmente importante porque aunque las soluciones de polímero sirven a un propósito en el transporte de propano, si ellas son dejadas intactas,

ellas empujaron con éxito el paquete de propante, conduciendo a una permeabilidad de fractura altamente reducida.

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 la fractura, algunos de los aditivos de fluido mas comunes se detallan a continuación:

Bactericidas: la bacteria ataca a los polímeros orgánicos, destruyendo las estructuras e inevitablemente reduciendo la viscosidad. Fluidos mezclados en grupos, guardados en tanques y en ausencia de bactericidas es probable que pierdan una apreciable cantidad de viscosidad.

Buffers: En sistemas de mezclado en grupo, los polímeros en polvo deben primeramente ser dispersados y luego hidratados. Un alto Ph (-9) es necesario para una dispersión apropiada, esto puede ser efectuado con una base. Para, hidratación sin embargo, el Ph debe ser disminuido, materiales tales como ácidos orgánicos débiles son los buffers preferidos.

Sistemas de mezclado continuo se dispersan en la alta energía de agitación proporcionada por el mezclador y exhiben hidratación mucho más rápida. Guar y HPG pueden ser vinculados en Ph entre 3 y 10, dependiendo del agente de vinculación, la escala es usualmente muy angosta, requiriendo ácidos cuidadosamente medidos o bases para efectuar la tarea.

Estabilizadores: Además del adelgazamiento de la viscosidad inherente causada por la elevada temperatura de reservorio, el oxígeno libre ataca a los polímeros y, como deberá esperarse, esta reacción de degradación se incrementa con el aumento de temperatura. Aditivos tales como disulfato de sodio o metanol son utilizados como recogedores de oxígeno, porque atrapan el oxígeno y lo retiran de la ruta de reacción.

Aditivos de pérdida de fluido: como se sabe la pérdida de fluido y su control son sitios para la ejecución exitosa de la fractura, usualmente, en formaciones grandemente homogéneas, un filtro pastel depositado sobre las paredes de la fractura es un medio adecuado de control de fuga. Mayerhofer (1991) y otros han demostrado que el 97% a 98% de la caída de presión de la fractura dentro de la formación es controlado mediante un filtro de pastel colocado con éxito. Polímetros de vinculación pueden efectuar permeabilidad de reservorio de hasta 5 md.

El control de fuga (leakoff) puede ser aumentado mediante la creación de emulsiones de agua en aceite con la adición de pequeñas cantidades de diesel. En formaciones fracturadas o de fractura natural, las partículas tales como resinas solubles en aceite pero insolubles en agua pueden ser utilizadas para mayor control de fugas.

Surfactantes: Los cambios en humectabilidad pueden resultar en la cara de la fractura o en la zona invadida asociada, los surfactantes son apegados para facilitar la limpieza post tratamiento.

Roturadores (breakers): Quizás los aditivos mas importantes en un fluido de fractura son los roturadores de polímero, como mencionamos anteriormente, la degradación fallida de las cadenas de primeros después de la ejecución del tratamiento es altamente dañina para el funcionamiento de la pared.

Los roturadores deben esforzarse hacia ciertas características ideales, además de su efectividad, ellos deben ser activados después de que el tratamiento termina hacia ciertas características ideales. Además, su concentración en el fluido de fractura debe ser tal para alojar la concentración creciente de polímero en la fractura en razón de continua fuga de agua en vez de la concentración de polímero inyectado.

Roturadores térmicamente activados son utilizados a veces en pozos con temperaturas sobre los 225 °F , roturadores químicos son agregados en pozos

mas fríos. La investigación corriente busca roturadores encapsulados, es decir, aditivos que sean inertes durante la ejecución pero puedan ser activados por medios físicos o químicos inmediatamente después del tratamiento, tales productos se están volviendo corrientemente disponibles en la industria.

2.2.7.3.- GUIA DE SELECCION DE FLUIDO DE FRACTURA

La siguiente figura es una guía de selección del fluido de fractura representando las prácticas corrientes y de la industria en evolución. Además de los fluidos de fractura acuosos, los fluidos a base de petróleo y formulas mezcladas que involucran gas y liquido (espumas) o petróleo y agua (emulsiones) han sido desarrollados y utilizados.

Fluidos en base a petróleo y emulsiones petróleo-agua son candidatos obvios para formaciones sensibles al agua, los reservorios que están con baja presión o con relativa baja presión o con problemas de permeabilidad, la expansión de gas en la espuma puede ayudar en la elevación del fluido de fractura de retorno a la superficie, facilitando la limpieza rápida y mas eficiente después del tratamiento de estimulación.

Mientras que la limpieza y el daño de la cara de la fractura son importantes consideraciones, los fluidos de fractura nunca deberían ser utilizados exclusivamente en base a estos criterios. Ya que se conoce que el impedimento del funcionamiento debido al daño en la cara de fractura es siempre menor comparando con el daño al paquete de propante o paquete de propante inadecuado, así la capacidad de transporte del propante de liquido de fractura y su capacidad para entregar importante ancho propado con buena permeabilidad de fractura debería ser una consideración importante en la selección del fluido.

Para dar una idea, los reservorios de baja permeabilidad son candidatos para fracturas largas donde la permeabilidad de la fractura es de menor preocupación; los reservorios de permeabilidad moderada a alta requieren de fracturas de mayor permeabilidad y la longitud de la fractura es secundaria. Este requerimiento de

reservorio debería también influir en la selección del tipo de fluido de fractura, la carga del polímero y aditivos asociados.

La temperatura de 225 ° F es utilizada en un punto de división, reflejando el límite superior aplicable de fluidos de vínculo de borato. Estos fluidos, los cuales son excelentes transportadores de propano, han sido probados continuamente tanto en funcionamiento post tratamiento como en experimentos de laboratorio para que sean menos dañinos, reteniendo gran parte de la permeabilidad ideal de propano y ellos deberían ser utilizados en lo posible.

En pozos de gas de alta presión, si la temperatura es muy baja, por ejemplo bajo de 150 ° F, entonces los fluidos lineales pueden ser utilizados si la pequeña permeabilidad de fractura o longitud es aceptable, de otro modo se recomiendan fluidos de vinculación de borato.

Si la presión es baja o la formación es sensible al agua, entonces se puede utilizar esponjas de calidad de 70 a 75. Si la temperatura del reservorio de gas es mas de 225 °F , los fluidos de vinculación órgano-metálicos pueden ser utilizados. Si la presión es baja, entonces estos fluidos pueden ser energizados con CO₂ o N₂.

En pozos petroleros, la significativa sensibilidad al agua es una preocupación. Si el reservorio es solo moderadamente sensible al agua, entonces los mismos lineamientos de selección como los aplicados a pozos de gas pueden ser utilizados. Esto abarca a una gran mayoría de todos los pozos petroleros.

Si un reservorio es muy sensible al agua y con baja presión, entonces se recomienda petróleo jaleado. Si la presión es alta, entonces se puede usar petróleo jaleado. Si el reservorio es solo moderadamente sensible al agua, con mayor presión y menor que 200 °F, entonces una emulsión de polímero puede ser utilizada. De otro modo, se puede inyectar fluidos vinculados órgano-metálicos espumados o energizados.

Mientras esta guía de selección permite un amplio espectro de fluidos, los fluidos vinculados de borato pueden ser utilizados con eficacia en la mayoría de tratamientos de fractura.

2.2.7.4.- PROPIEDADES REOLOGICAS

La fricción en la tubería aumenta con el incremento de la velocidad, viscosidad de flujo y longitud de la tubería. La fricción decrece cuando el diámetro de la tubería aumenta.

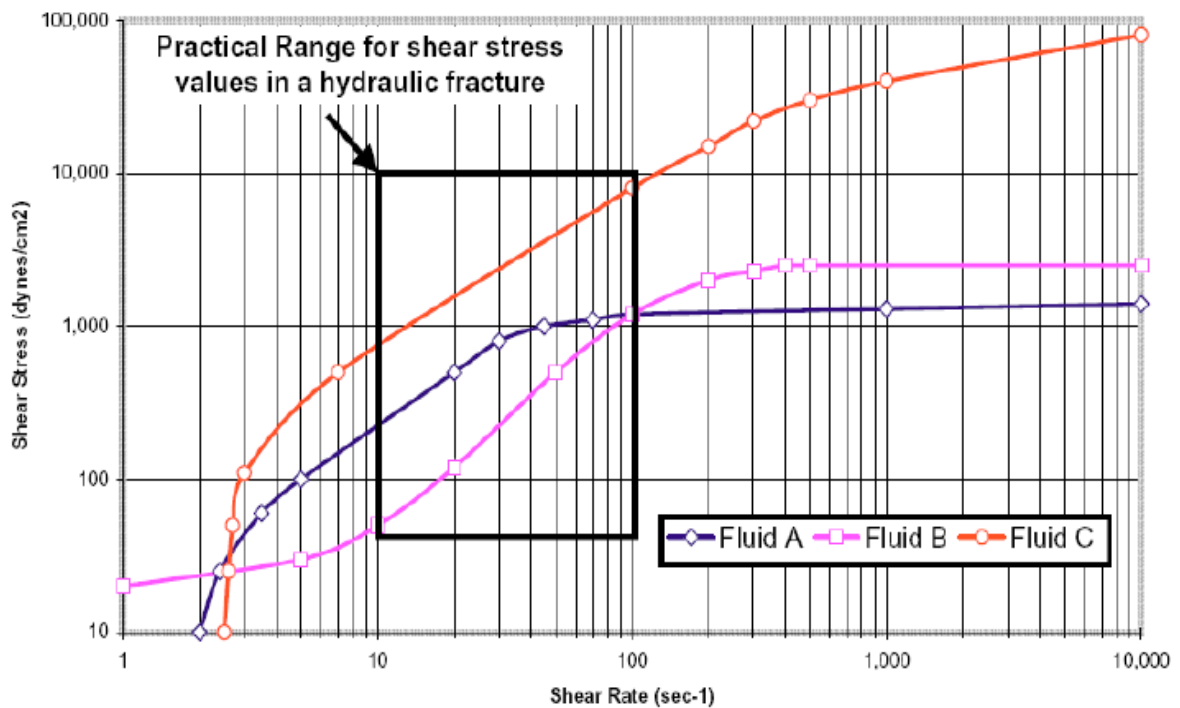


Fig. 2.15.- Comportamiento Reológico de Fluidos
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

La mayoría de los fluidos de fractura no son newtonianos y el modelo mas comúnmente utilizado para describir su comportamiento reológico es la ley de potencia

$$\tau \equiv K\gamma^n \tag{2.60}$$

Donde

τ es el esfuerzo de corte en $lb_f/ptie^2$,

γ Es la cantidad de corte en sec^{-1}

K es el índice de consistencia en $\text{lb}_f \text{sec}^{-1}/\text{pie}^2$, y

n es el índice de comportamiento de flujo.

Un grafico log-log de τ vs. γ , produciría una línea recta, la gradiente sería n y la intersección en $\gamma=1$ sería K .

Las propiedades reológicas de un fluido de fractura son obtenidas usualmente en cilindros concéntricos que conducen a los parámetros específicos de geometría n^* y K^* . Mientras el índice de comportamiento de flujo n es igual a n^* , el índice de consistencia generalizada K está relacionado con K^* de un cilindro concéntrico mediante:

$$K = K^* \left[\frac{B^{2/n^*} (B^{2-1})}{n^* (B^{2/n^*} - 1) B} \right]^{-n^*} \quad (2.61)$$

Donde $B = r_{\text{cup}}/r_{\text{rob}}$ y r_{cup} es el radio interno del radio de la taza y r_{rob} es el radio de agitación.

El índice de consistencia generalizada está a su vez relacionado con el índice de consistencia para varias geometrías.

Para un tubo K^*_{pipe} , es:

$$K^*_{\text{pipe}} = K^* \left(\frac{3n^* + 1}{4n^*} \right) \quad (2.62)$$

y para slot, K^*_{slot} , es:

$$K^*_{\text{slot}} = K^* \left(\frac{2n^* + 1}{3n^*} \right)^{n^*} \quad (2.63)$$

Las siguientes figuras presentan las propiedades reológicas de los fluidos de fractura más comunes. Los primeros dos contienen n' y K' para el fluido de vinculación de borato de 40lb/1000gls graficado tanto con temperatura como con tiempo de exposición. Las dos ultimas figuras representan n' y K' del fluido vinculado con zirconato de 40lb/1000 gls.

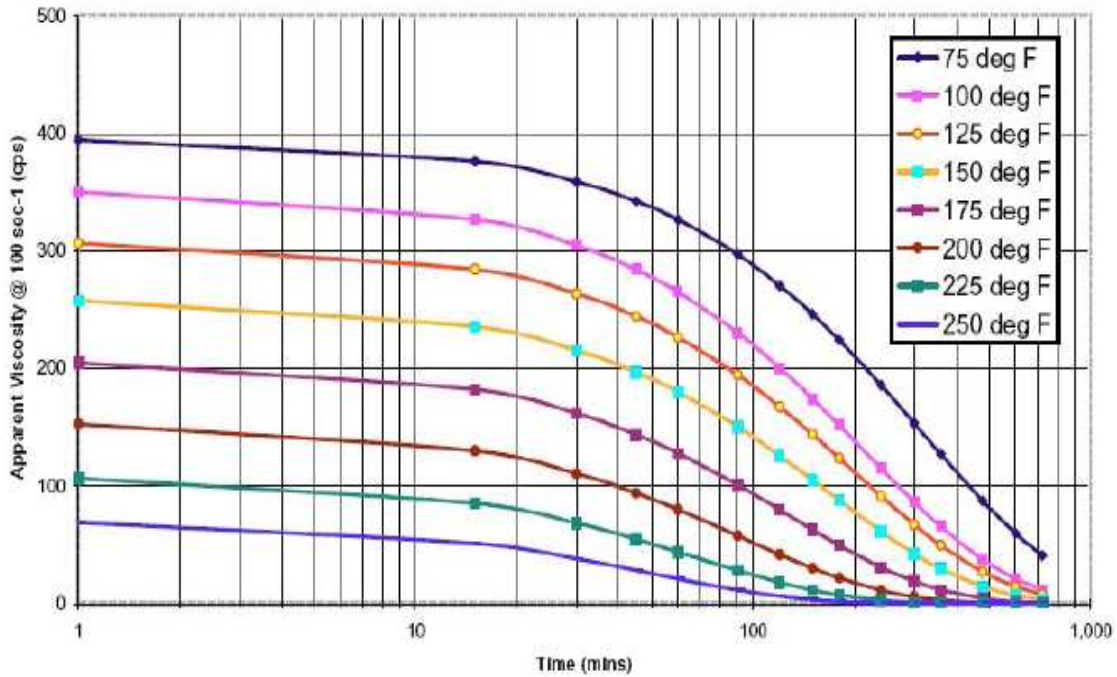


Fig. 2.16.- Típico 40/1000 gls, Cross Linked Sistem, Reología vs., tiempo y temperatura,
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

2.2.7.5.- CAIDA DE PRESION POR FRICCION DURANTE EL BOMBEO

Las propiedades reológicas de los fluidos de fractura son particularmente útiles para el cálculo de la caída de presión de fricción. Esto es verdad no solo para el cálculo de presión de tratamiento, es especialmente necesario para la anticipación de la presión (neta) de propagación de fractura en el pozo, en vista de que las mediciones son usualmente impracticables.

Los medidores de presión del pozo no pueden ser utilizados al menos que sean instalados permanentemente y aislados de la suspensión que transporta la suspensión o ellos medirán la presión indirectamente como en el anulo.

La medición de tiempo real o extrapolación de la presión neta es una herramienta poderosa para la detección de la morfología de la fractura creada.

Para calcular la caída de presión por fricción de un fluido primeramente se debe calcular el número de Reynolds:

$$N_{RE} = \frac{\rho u^{2-n} D^n}{K 8^{n-1} \left[\frac{(3n+1)}{4n} \right]^n} \quad (2.64)$$

en unidades de campo la ecuación es:

$$N_{RE} = \frac{0.249 \rho u^{2-n} D^n}{K 96^n \left[\frac{(3n+1)}{4n} \right]^n} \quad (2.65)$$

Donde

ρ es la densidad en lb/ft³

μ es la velocidad en ft²/seg.

D es el diámetro en pulg. Y

K es en lb_f-secⁿ/ft²

La velocidad en unidades de campo es:

$$\mu \equiv 17.17 \frac{q_i}{D_2} \quad (2.66)$$

Donde q_i es la rata de inyección en bpm.

Para un flujo laminar ($N_{RE} < 2100$). El factor de fricción de una tubería lisa para un pozo puede ser calculado de la siguiente manera:

$$f_f \equiv \frac{16}{N_{RE}} \quad (2.67)$$

En flujo turbulento ($N_{RE} > 2100$). El factor de fricción es:

$$f_f \equiv \frac{c}{N_{RE}^b} \quad (2.68)$$

Donde:

$$b \equiv \frac{1.4 - \log n^{\wedge}}{7} \quad (2.69)$$

y

$$c \equiv \frac{\log n^{\wedge} + 2.5}{50} \quad (2.70)$$

La caída de presión por fricción esta dada por:

$$\Delta p_f \equiv \frac{2 f_f \rho L \mu^2}{D} \quad (2.71)$$

En unidades de campo la ecuación será:

$$\Delta p_f \equiv \frac{5.2 * 10^{-3} f_f \rho L \mu^2}{D} \quad (2.72)$$

2.2.7.6.- DAÑO INDUCIDO POR POLIMERO

Las soluciones de polímero con viscosidades de varios cientos de centipoises en temperaturas de reservorio, crearía una movilidad altamente desfavorable para la producción post tratamiento de fluidos de reservorio.

Además, mientras las concentraciones inyectadas pueden ser de 20 a 60 lbs/gls, la deshidratación de suspensión, por la fuga de filtrado dentro del reservorio, aumentaría rápidamente la concentración de polímetro dentro de la fractura hasta

varios cientos de lb/gl. La reducción de estos efectos dañinos es efectuada mediante la selección de formulas de fluido de fractura menos dañinas y especialmente mediante la introducción de mejores roturadores en las concentraciones apropiadas. A finales de la década de los 80s, STIM-LAB inicio la comprobación de fluidos de fractura bajo condición de presión y temperatura reales y probables concentraciones de propante en una fractura. Sus resultados han demostrado que, además de las obvias, las cargas de polímeros mas altas dañan la conductividad de la fractura más que las cargas de polímeros bajas, el tipo de vinculante tiene un efecto importante.

Del primer descubrimiento, como debería esperarse, las espumas, con su facilidad de limpieza son los fluidos menos dañinos. La permeabilidad del paquete propante retenido esta frecuentemente sobre el 95%.

Para soluciones de polímeros acuosas y su permeabilidad de paquete de propante retenido, el tipo de vinculante es mucho mas critico. La tabla (Thomas and Brown, 1989) muestra claramente que los fluidos con vinculación de borato son mucho menos dañinos que los fluidos vinculados con titanato o antimonato.

Aunque el tipo de roturador tiene un impacto, la diferencia del tipo de vinculante es dominante. Así los fluidos vinculados con borato deberían ser utilizados dentro de su escala de aplicación (T menor a 225°F) en vez de fluidos de fractura con otros vinculantes (crosslinkers).

2.2.8.- TRATAMIENTO DE LA FRACTURA

2.2.8.1.- SELECCIÓN DEL PROPANTE PARA DISEÑO DE FRACTURA

En ausencia de un material propante, una fractura hidráulica creada se curara inmediatamente después de que la presión de fractura se disipe dentro del

reservorio. La arena natural es el propante más común especialmente en formaciones de bajo esfuerzo.

Gran parte de la reducción de permeabilidad inducida de un paquete propante es causada por la trituración de partículas y la migración de fragmentos dentro del espacio poroso del paquete.

Un delgado revestimiento de resina, aplicado a los granos de arena, no solo mejorara su resistencia sino que además retiene fragmentos si ya han sido triturados.

Hay varias variedades de arena revestida con resina, con la resina precurada o endurecida durante la elaboración en el sitio. Las resinas son también utilizadas con la “cola” de propante para evitar el retorno de flujo después del tratamiento.

Formaciones de alto esfuerzo requieren de propantes de mayor resistencia, propantes de resistencia intermedia elaborados de cerámica (ISPs) y aun propantes de mayor resistencia tales como bauxita masificada u oxido de zirconio son utilizados con frecuencia.

Las propiedades de los propantes que afectan al éxito de la fractura hidráulica incluyen: tamaño del grano, distribución del tamaño del grano, calidad (cantidad de impurezas), redondez y esfericidad, densidad del propante y la porosidad del paquete del propante.

Todas estas propiedades afectan a la permeabilidad del paquete de propante inicial y especialmente a largo plazo, lo cual a su vez afecta la conductividad de la fractura en md-pies.

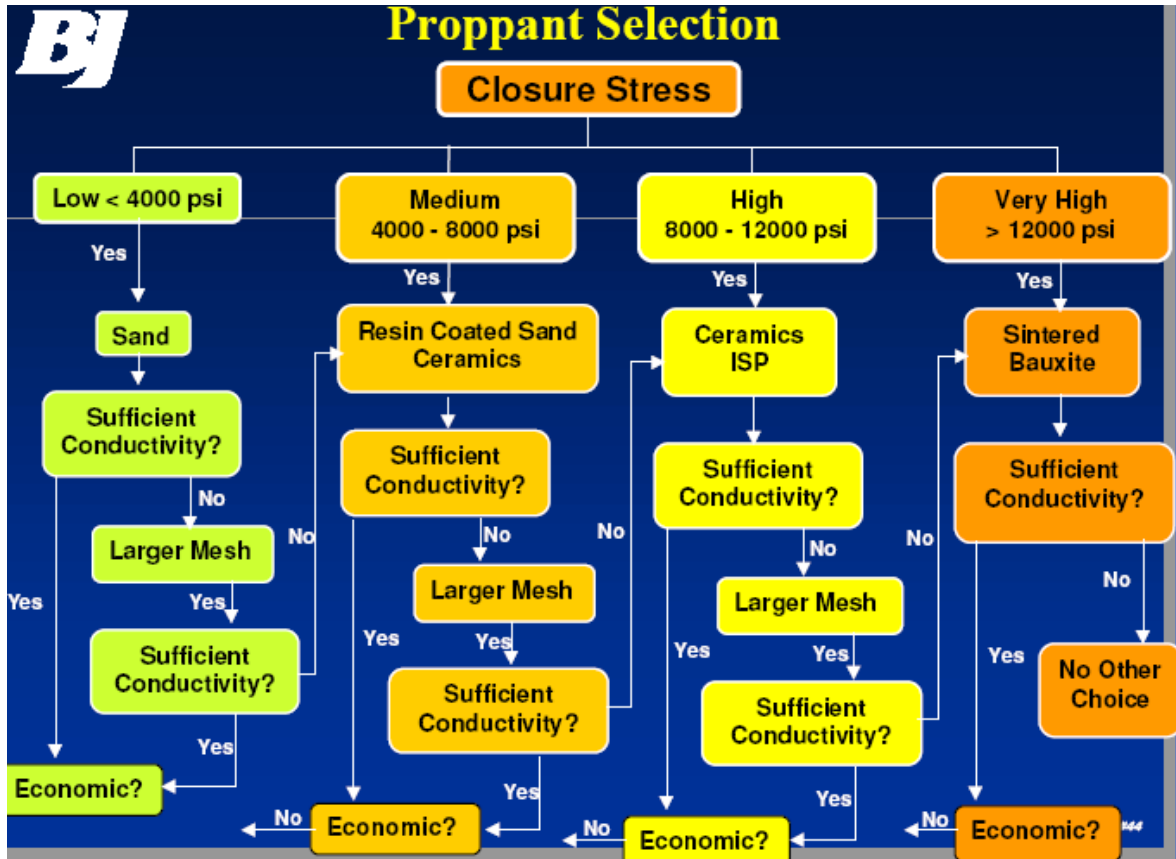


Fig. 2.17.- Guía para selección del Propante.
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

La distribución del tamaño del grano, la calidad, la redondez y la esfericidad son todos afectados por el valor del esfuerzo (menor redondez significa mayor posibilidad para que los fragmentos se fraccionen). El subsiguiente alojamiento de estos fragmentos rotos, juntos con las impurezas preexistentes esferas mas pequeñas (en una escala más ancha de partículas) dentro del espacio del paquete propante resulta en una reducción inevitable en la permeabilidad del paquete propante.

Si la concentración de propante dentro de la fractura C_p es conocida, entonces el ancho máximo propado y el número de diámetros de partícula pueden ser calculados. Por ejemplo si se utiliza malla 20/40 North Sand y si C_p es 2 lb/ft² y ϕ 0.4 de la tabla tenemos, el ancho propado es de 0.02 ft. En vista de que el diámetro de la partícula de de 0.0240 pulg. , el ancho del propado calculado es igual a más de 9 diámetros de la partícula.

Cuando los propantes son sujetos a mayor esfuerzo ellos se trituran y la permeabilidad del paquete propante se reduce.

La exposición prolongada a mayor esfuerzo conduce a una reducción adicional en la razón de la fatiga y la distribución final de los fragmentos.

La comprobación de permeabilidad/conductividad de propante es ahora la norma y los datos existen para una variedad de propantes, tamaños y concentraciones dentro de la fractura.

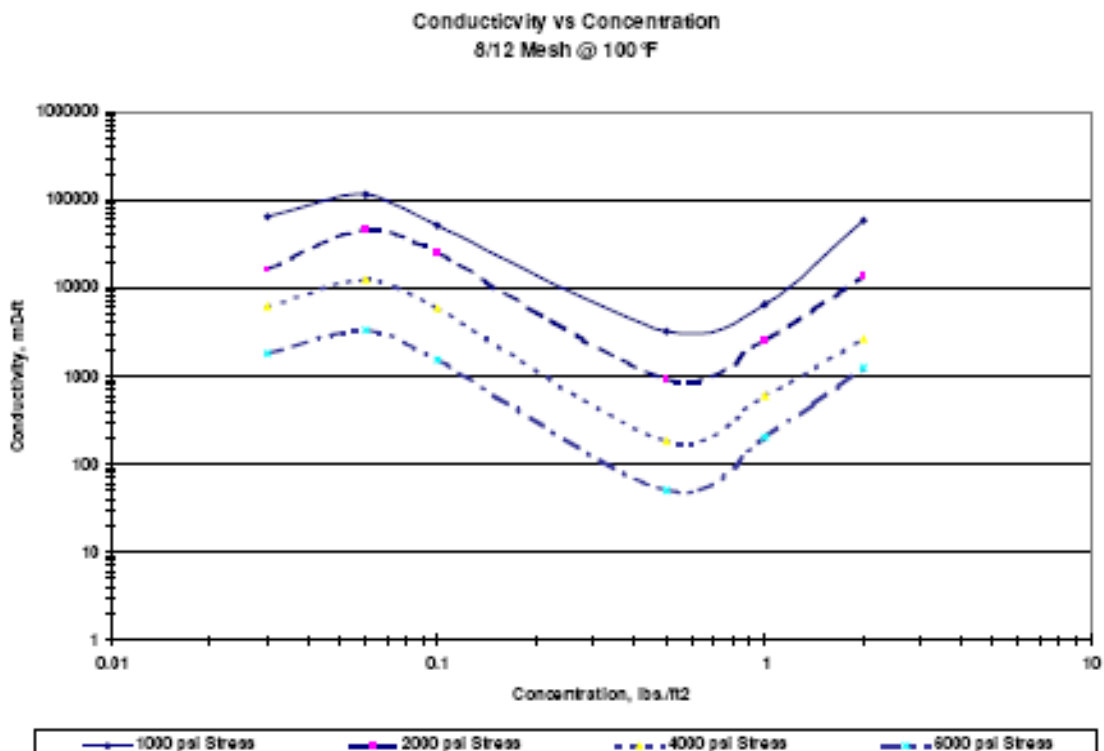


Fig. 2.18.- Conductividad de fractura vs. Concentración de propante.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

Las arenas sufren una muy severa reducción de la conductividad para un incremento de esfuerzo de 2000 a 8000 psi. La arena revestida con resina sufre solo tres veces la reducción dentro de la misma escala de esfuerzo.

ISP también sufre reducción de conductividad, por tanto la reducción relativa es inferior y especialmente la magnitud permanece alta. La conductividad de ISP esta en un orden de magnitud mayor a la arena en 8000 psi.

Tamaños de propantes más grandes tienen mayores permeabilidades. Sin embargo, en esfuerzos mayores, las partículas de tamaño más grande son más susceptibles de triturarse porque cuando el tamaño del grano se incrementa, la resistencia disminuye.

Por lo tanto, la reducción relativa de permeabilidad/conductividad de propantes de mayor tamaño con el esfuerzo es mayor. Acoplado con el hecho de que grandes partículas forman tamaño de poro más grande donde los fragmentos pueden emigrar, sus ventajas pueden desaparecer en esfuerzos más grandes.

Es concebible que la permeabilidad/conductividad de un propante de mayor tamaño en mayor esfuerzo puede ser menor que la de un propante de menor tamaño.

El empotramiento es un factor adicional para la reducción de permeabilidad de paquete propante a mayores esfuerzos. Esto afecta particularmente a propantes de mayor resistencia, propantes de menor resistencia pueden triturarse en vez de empotrarse. La reducción relativa en concentraciones inferiores de propante dentro de una fractura será más severa.

Así la trituración y el empotramiento son los dos efectos principales inducidos por esfuerzo sobre la reducción de permeabilidad/conductividad de fractura.

En el diseño de un tratamiento de fractura hidráulica, la conductividad resultante debe ser balanceada.

2.2.9.- ASPECTOS DE DISEÑO DE FRACTURA Y PROPAGACION DE FRACTURA

En el diseño de una fractura hidráulica algunas variables se involucran, valores típicos están en lista para los cálculos, hay tres tipos de variables , aquellas acerca de las que el diseñador puede hacer poco, aquellas donde puede ejercer control moderado y aquellas que están bajo control absoluto.

La primera categoría incluye la profundidad, permeabilidad de reservorio, espesor de reservorio, esfuerzo horizontal mínimo, presión inicial de reservorio y propiedades de roca y fluido. Además, la presión del fondo de pozo fluyente son frecuentemente dictadas por los requerimientos de producción de superficie o restricciones de fondo de pozo tales como la migración de finos o bonificación. Por lo tanto, el diseño de fractura debe orientarse a la optimización del tratamiento mientras se toma en cuenta estas restricciones de reservorio.

Otras tres variables caen dentro de la segunda categoría, donde el control parcial puede estar en manos del ingeniero de diseño. Estas incluyen la altura de fractura, coeficiente de fuga y la concentración de suspensión al final del trabajo. Estas variables están clasificadas bajo el control parcial porque ellas dependen de las características de reservorio y de la formación tales como la presencia de fisuras, pobre contraste de esfuerzo entre capas y alta temperatura, para los cuales solo capacidad limitada puede aportar el diseñador.

La altura de fractura depende del contraste de esfuerzo entre el blanco y las caras adyacentes y es una función de la presión neta de fractura. Si el contraste de esfuerzo es grande, entonces una mayor presión neta es tolerable, lo contrario es verdad para un pequeño contraste de esfuerzo.

2.2.10.- EQUIPOS DE FRACTURA

Una vez diagnosticada la necesidad de realizar una fractura y ya diseñado el tratamiento, llega la hora de seleccionar la correcta combinación de equipos para realizar el trabajo eficientemente: unidades de bombeo, blenders, camiones, monitores y equipo electrónico

2.2.10.1.- UNIDADES DE BOMBEO

El equipo de bombeo es el que provee la potencia en las operaciones de fractura, "Bombear es el nombre del juego".

La ejecución eficiente de cualquier trabajo de estimulación exige la combinación correcta de equipos en la boca del pozo.

La potencia de cualquier sistema de bombeo para introducir los fluidos y productos al pozo es la bomba para fracturar o "Frac Pump" y se utilizan varios tipos que se adaptan a necesidades especiales. La potencia de estos equipos son los "Gorilla Frac Pump", "Gator Frac Pump", "Rhino-T Frac Pump", "Rhino-Q Frac Pump", "Kodiak Frac Pump", y el 149 Frac Pump, del cual existen cuatro tipos. También se encuentran en uso los modelos con bombas para fracturar T1000, T1200, 880, 1000 BL, 1300 TM, 1414 TM, 1500 TM y 1500 BL. Completan la lista el equipo de bombeo para nitrógeno y los transportes de nitrógeno. Las especificaciones de estos modelos son las siguientes:

- **Gorilla Frac Pump**

Motor de plataforma: Detroit diesel, 16V-4000; 3000 BHP.

Transmission: Twin Disc 8500 Trans

Bomba: Gardner Denver HD-3000 ó SPM BJS 3000.

Máxima presión: 15,000 psi

Máximo caudal: tal elevado como 34.6 bpm con pistones de 7" con la Bomba SPM BJS 3000.



- **Gator Frac Pump**

Motores de plataforma: 2x1250 BHP Caterpillar 3412 DI SAT diesel.

Transmisión: Allison DP8962 power shift, TC-1070

Bombas: 2 Geoquip LC-1200-BJ Bomba Triplex a Pistones.

Reductor de velocidad (Planetary gear reducers): 5.5:1

Máxima presión: 15,000 psi.

Máximo caudal: tal elevado como 19.2 bpm con pistones de 5.5".

- **Bomba de nitrógeno NP-540**

Máxima presión: 10,000 psi

Máximo caudal: hasta 9,000 scf/min.



- **Frac BL de nitrógeno**

Máxima presión: 15,000 psi.

Máximo caudal: hasta 15,000 scf/min.

- **Transporte de nitrógeno**

Capacidad máxima: 7,160 galones aproximadamente @ 70°F, y 0 psi, (666.166 scf @ 70°F).

2.2.10.2.- BLENDERS

El Blender es, literalmente, el “corazón” de la operación de fractura. Los productos de fractura se mezclan en el blender antes de ser bombeados al pozo.

MEZCLAR CUIDADOSAMENTE los productos de una fractura que se están utilizando es el trabajo de las nuevas incorporaciones de equipos BJ tales como los Blenders MFB 611C-BL, MFB 125C-BL, MFB 30-BL, MFB 40-BL, MFB 50-TM, MFB 2060-TM, MFB 70-TM, MFB 80-TM Y MFB 85-TM. Con caudales en un rango de 30 BPM a 125 BPM, las unidades poseen funciones computarizadas y diferentes capacidades de bombeo.



Los blender cumplen tres funciones:

- a) Extraer el fluido de los tanques de almacenaje;
- b) Mezclar la cantidad adecuada de agente de sostén con el fluido, y
- c) Enviar el fluido cargado con agente de sostén (lechada) a las succiones de los equipos de bombeo a baja presión (usualmente 60 psi o menores).

El blender es potencialmente el equipo más peligroso de un trabajo porque el polvo de los productos que se están mezclando y las salpicaduras de los fluidos pueden provocar daños a los pulmones, irritación a los ojos y/o quemaduras.

El treater (Supervisor de la operación) es el responsable de inculcarle al operador del blender conciencia de los posibles daños que podría sufrir y de motivarlo a seguir las medidas de seguridad que tiene a su disposición.

2.2.10.3.- SISTEMA DE ADITIVOS LÍQUIDOS (LAS)



El sistema de aditivos líquidos es uno de los avances tecnológicos de la década de los ´80. Lea cómo BJ utiliza el sistema LAS en el campo uno de los avances tecnológicos de la década de los ´80 fue la introducción del Sistema de aditivos líquidos (*Liquid Additive System - LAS*) y las unidades para líquidos (polímeros)

concentrados de fracturamiento (*Liquid Frac Concentrates – LFC*). Estas dos unidades, con un caudal máximo nominal de 80 bpm a través del sistema de hidratación se utilizan juntas para proveer una mezcla continua de gel, los agentes de reticulación (crosslinker) y otros aditivos hacia los blenders.

La combinación de los módulos de aditivos líquidos (*Liquid Additive Modules – LAMs*), las bombas de aditivos líquidos y las funciones de monitoreo, hacen del sistema de aditivos líquidos (LAS) uno de los sistemas de mezcla de aditivos a la pasada (“on the fly”) más versátiles jamás fabricados.

Además, introduciendo nuevos valores en el LAM correspondiente es posible cambiar el gel o cualquiera de las concentraciones de los aditivos líquidos que se estén usando. Además de operar “al vuelo”, la unidad también se puede usar para mezclar el fluido de fractura por lotes (en batches) antes del trabajo. Los geles mezclados con el sistema LAS/LFC son tan buenos o, en la mayoría de las circunstancias, mejores que los geles obtenidos con los sistemas de mezclado en batches con un polímero seco en polvo.

Los transportes de gel líquido se pueden fabricar de acuerdo a las necesidades específicas de cada distrito.

El transporte básico viene con un tanque de dos compartimentos. Un compartimiento es para mezclar y almacenar el gel líquido y el otro para almacenar otro aditivo líquido como un estabilizador de gel o agente controlador de ph (buffer). El transporte básico también tiene cuatro tanques de polietileno más pequeños para almacenar agentes reticulantes (crosslinkers), agentes no-emulsionantes (NE o surfactantes) u otros aditivos químicos líquidos.

El transporte se comunica con la unidad LAS (donde están ubicadas las bombas de aditivos líquidos) a través de mangueras.

La unidad LAS también se puede fabricar de acuerdo a las necesidades individuales de cada distrito. Se puede construir una configuración simple o doble.

Cada unidad viene con un tanque de hidratación de 192 barriles. La unidad simple viene con un motor de plataforma, bomba centrífuga, estación de control y un banco de bombas para los aditivos líquidos. En algunas áreas, los clientes solicitan que todos estos equipos tengan un back-up de 100%.

Estas unidades poseen dos motores de plataforma, bombas centrífugas, y dos bancos con bombas para aditivos líquidos. Mientras un lado de la unidad se conecta con el pozo, el otro lado queda en modo de reserva o *stand-by*. Si el lado que estaba conectado con el pozo se detiene, es posible conectar el otro lado en pocos segundos.

Se utiliza un sistema de bombeo automatizado para dosificar el LFC que se agrega al agua de mezcla. Un “controlador universal” diseñado y fabricado por BJ dosifica automáticamente el concentrado de polímero.

La relación de LFC (polímero concentrado) y agua se establece previamente en el controlador y el caudal de agua se recibe de un caudalímetro (flow meter). El controlador universal es compatible con el sistema de monitoreo JobMaster. Las bombas de suministro de LFC están bien equipadas para bombear fluidos viscosos o lechadas sin perder precisión en el caudal suministrado. Durante la mezcla continua se utilizan bombas de reserva (back-up) y controladores universales.

2.2.10.4.- CAMIONES

Los camiones desempeñan un papel fundamental en un trabajo de fractura ya que transportan agentes de sostén a la locación (por ejemplo, los camiones de arena, casampas o volquetes), las conexiones para las líneas de tratamiento (iron trucks), y ácido (trailers y transportes o cisternas para ácido) para las operaciones de pre-lavado, pad o fracturas ácidas.

Los camiones transportan productos de fractura y cañerías al pozo.

Debido a que los agentes de sostén, ya sea arena o cualquier otro material se requieren en una fractura, los transportes de arena constituyen un equipo

importante en todo trabajo de fractura hidráulica. Ellos poseen una capacidad de carga máxima de 60,000 libras y un límite legal de peso de 40,000 libras o 400 sacos de arena. Los transportes de arena tienen dos compartimentos que cargan 20,000 y 40,000 libras, respectivamente.

Transportan arena a la locación y la vuelcan en el blender a través de una compuerta corrediza (preferiblemente) o un tornillo sin fin. El máximo caudal de arena que pueden suministrar las unidades de transporte móviles en el blender es 5,000 libras por minutos.

Los camiones para conexiones pueden transportar una variedad de medidas de líneas de tratamiento, conexiones, uniones, válvulas, collares y diferentes longitudes de tuberías. Ellos están equipados con una grúa hidráulica. Los camiones para ácido son tanques de una capacidad de 5,000 galones que pueden transportar ácido al pozo para trabajos de pre-lavado (punta de lanza en fracturas hidráulicas) o para operaciones de fracturas con ácido. Los camiones de ácido tienen una variedad de compartimentos que pueden ser de 2,500, 1,500 y 1,000 galones, con una bomba operada hidráulicamente para mezclar adecuadamente el ácido y los aditivos. Otras medidas de compartimentos están disponibles sobre diferentes transportes para ácido.



Fig. 2.19. – Caravana con Equipos para Fracturación,
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

2.2.10.5.- TRANSPORTES

Se tienen disponibles los siguientes transportes:

- 5,000 galones de capacidad con tres compartimentos.
- 5,000 galones de capacidad con un compartimiento.
- 4,500 galones de capacidad con dos compartimentos.
- 1,500 galones de capacidad con dos compartimentos.

Los compartimentos del transporte de 5000 galones están interconectados con un manifold a un cabezal de succión. El cabezal de succión proporciona dos conexiones de 4". La mayoría de los transportes están equipados con una línea de recirculación.

2.2.10.6.- COMPONENTES DEL EQUIPO

Para llevar a cabo los servicios en los que intervienen operaciones de bombeo, el personal debe conectar el equipo de bombeo al pozo o a algún otro punto. El equipo de bombeo se conecta con los componentes del manifold que distribuyen los fluidos bombeados hacia el pozo. Estos componentes del manifold consisten en casi todos los casos de tuberías, conexiones, uniones giratorias y válvulas.

Todos estos componentes son recipientes presurizados que han sido diseñados y se utilizan de acuerdo con varios estándares y prácticas de seguridad. Una práctica estándar para armado de los equipos y de las líneas puede encontrarse en el Manual de Prácticas Estándares de de BJ Services.

2.2.10.6.1.- TANQUES DE ALMACENAJE DE FLUIDOS

En las operaciones de fractura se emplean varios tamaños y configuraciones de tanques para almacenaje de fluidos. Estos tanques se describen a continuación.

Tanques de fractura. Se utilizan los siguientes tanques:

- Tanque de fractura rectangular de 500 barriles.

Ancho: 8 pies

Alto: 8 pies, 9 pulgadas (frente)

12 pies, 10 pulgadas (atrás)

Longitud: 34 pies, 3 pulgadas

- Tanque cilíndrico para fractura de 498 barriles (10 x 35 pies).
- Tanque cilíndrico para fractura de 497 barriles (10 .1/2 x 32 pies).

En algunas partes del mundo, para almacenar fluidos se utilizan tanques cilíndricos verticales.

2.2.10.6.2.- PILETAS NATURALES PARA FRACTURA

En un trabajo de fractura grande con agua, el fluido se puede almacenar económicamente en una pileta de fractura natural revestida. Esta pileta normalmente tiene una capacidad de almacenaje superior a 8,000 barriles

2.2.10.6.3.- MANIFOLDS

- **MANIFOLDS DE SUCCIÓN.**

Los manifolds de succión incluyen el manifold incorporado al tanque de fracturamiento, el manifold de succión común, el manifold de la pileta y el manifold de descarga.

- *Manifold incorporado al tanque de fracturamiento:* La mayoría de los tanques de fractura están equipados con un mínimo de cuatro conexiones de 4" y una válvula mariposa de 12" entre el tanque y las conexiones. Para un trabajo en el que intervengan múltiples tanques, algunos tanques de fractura se pueden conectar entre ellos con mangueras cortas flexibles para formar un manifold de succión común.
- *Manifold de succión común:* El manifold de succión común deberá utilizarse para conectar dos mangueras de succión a cada tanque de fractura. Además

de poder conectarse a múltiples tanques de fractura, el manifold de succión común incorpora en su diseño facilidad de conexión, espacio adecuado entre las conexiones de succión y un amplio rango de caudales de suministro de fluido. Es adaptable para diferentes configuraciones de locación encontradas en el campo petrolero. Las salidas del blender consisten de 10 conexiones de succión de 4 pulgadas que pueden abarcar caudales de hasta 80 bpm y otras secciones adicionales están disponibles para caudales de suministro más elevados.

- *Manifold de la pileta natural:* El manifold de la pileta natural, que es para suministrar fluido desde piletas de gran volumen, emplea una combinación de cabezal de succión y tubería de succión para la pileta. Se utilizan diferentes tamaños y longitudes dependiendo de los requerimientos de volumen total y caudal de bombeo.

Las dos unidades están interconectadas con un acoplamiento del tipo Victaulic. La sección del cabezal de succión proporciona un mínimo de ocho conexiones de succión de 4" y una conexión de 2" para purga de aire y/o llenado del manifold. La tubería de succión de la pileta está provista de un conjunto de válvula de malla/pie. Extensiones adicionales están disponibles para alargar la longitud de la tubería de succión de manera de adaptarla a diferentes profundidades de piletas naturales.

- **MANIFOLDS DE DESCARGA.**

Esta unidad montada en conjunto que se interconecta con acoplamientos Victaulic consta de tres componentes principales: el manifold del blender, la tubería de conexión, el manifold de succión de la bomba y el manifold de descarga de la bomba. El manifold consta del cabezal de descarga del blender principal, al cual se pueden conectar hasta ocho mangueras para descargar el blender. La unidad está montada en un bloque con suficiente espacio entre las conexiones de descarga y succión desde el nivel del piso. Usa una tubería de conexión o tubos conectores para transferir el fluido del blender al manifold de succión de la bomba. Cada sección del manifold de succión de la bomba, que

posee 12 pies de longitud y 6" de diámetro, conecta con dos unidades de bombeo y deja un espacio adecuado entre los camiones de bombeo. Las mangueras de succión de la bomba Pacemaker y las mangueras de descarga del blender están provistas de conectores de 4" Weco Fig. 206 y están conectadas al manifold de succión principal.

2.2.10.6.4.- MANGUERAS

Mangueras flexibles de goma de succión y descarga (supercargadoras) se utilizan para enviar los fluidos desde su lugar de almacenaje al equipo de mezcla, de aditivos o equipos de bombeo. Las mangueras de *succión* normalmente están disponibles en un tamaño 4" y están diseñadas para satisfacer los requerimientos de succión de todo el equipo de mezcla y aditivos. Todas las mangueras de *descarga* (super-cargadoras) están diseñadas para soportar una presión de descarga normal del blender de 60 psi y tienen una capacidad nominal de presión de trabajo de 250 psi.

2.2.10.6.5.-UNIDADES PARA SUMINISTRO DE ARENA Y “CONVEYORS” (CINTAS TRANSPORTADORAS)

Las unidades para suministro de arena usualmente utilizadas por BJ incluyen ambos tipos como estacionarias y móviles.

- **UNIDADES ESTACIONARIAS.**

Hay tres tamaños de unidades estacionarias (también conocidas como Sand Kings) que se utilizan para almacenar arena en la locación. La unidad más pequeña sirve para contener 250,000 libras de arena en 4 compartimentos. La arena es alimentada por gravedad a través de una válvula hidráulica de compuerta corrediza a un sistema transportador incorporado y transportada por una correa a la tolva del blender. Las unidades más grandes tienen capacidades de almacenaje de 320,000 y 390,000 libras. La configuración y operación de estas unidades grandes son las mismas que para las unidades más pequeñas.

- **UNIDADES MÓVILES.**

Se utiliza dos tipos de unidades de transporte para trasladar arena a la locación y suministrarla a la tolva del blender. Una unidad tiene dos compartimentos, viene montada en un trailer, y puede contener 60.000 libras.

La otra unidad tiene uno o dos compartimentos, es del tipo body load y puede contener de 30,000 a 35,000 libras de arena. El máximo caudal de arena que pueden suministrar las unidades móviles a la tolva del blender es de 5,000 lbs/min.

- **CINTAS TRANSPORTADORAS (CONVEYORS).**

Se utiliza cintas transportadoras para llevar agente de sostén de los Sand Kings al blender, cuando se utiliza más de un Sand King. Las cintas transportadoras vienen en configuraciones de una o dos correas.

Las transportadoras de dos correas se utilizan algunas veces con un canalón (surtidor) en la parte posterior; sin embargo, este surtidor se puede quitar y cambiar por una caja recolectora que se utiliza en los trabajos en los que se emplea un caudal muy grande de agente de sostén. La caja recolectora tiene capacidad para contener una gran cantidad de arena y por esta razón es más fácil para los operadores del Sand King mantener la caja llena.

2.2.10.6.6.- COMPONENTES DE ALTA PRESIÓN PARA MANIFOLDS

- **CONEXIONES GIRATORIAS.**

Hay varios estilos de conexiones giratorias (“Chicksans”™) disponibles. Todas las conexiones giratorias que se utilizan vienen en cuatro presiones nominales:

Las conexiones giratorias vienen con dos uniones o tres uniones giratorias.

Estas conexiones giratorias vienen en dos versiones: estándar o de curva abierta (long sweep – largo barrido). No obstante, se recomiendan las long sweep. Todos

los tipos se pueden ajustar con conexiones de rosca de una mariposa o de doble mariposa. (terminales macho/hembra o macho/macho).

Treating Iron Capacity and Ratings					
Iron Size	Figure	ID	Working	Test	Maximum
			Pressure psi	Pressure psi	Rate/BPM
2.0 Inch	1502	1.750	15,000	22,500	7.140
	2002	1.300	20,000	30,000	3.940
3.0 Inch	1502 (NPST)	2.620	15,000	22,500	16.004
	1502 (Integral)	2.750	15,000	22,500	17.631
	2002	3.000	20,000	30,000	20.983
4.0 Inch	602	3.870	6,000	7,500	34.917
	1002	3.500	10,000	12,500	28.560
	1502	3.500	15,000	30,000	28.560

Fig. 2.20. – Capacidades y presiones de trabajo de las líneas de tratamiento.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

- **CHECK VALVES (VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO).**

Se usan varios tamaños y tipos de válvulas check. El tipo *de disco con varilla* (dart type) se activa mediante un resorte. Esta válvula de control se puede usar solamente en la líneas de CO₂ y Nitrógeno (con gases). Este tipo de válvulas emplea un émbolo con resorte que se activa mediante el movimiento del fluido. La válvula se abre contra el resorte y se cierra por el accionar del resorte. El émbolo se puede operar en cualquier orientación del cuerpo de la válvula.

- **VÁLVULA DE CONTROL POR OSCILACIÓN (FLAPPER TYPE O “A CHARNELA”, O A “VISAGRA”).**

Es la más comúnmente utilizada. Su uso es requerido cuando se bombean sólidos en los trabajos de ácido o fractura. Las check válvulas no se requieren en las líneas para lechadas de cemento.

Estas válvulas deben ser instaladas en posición horizontal hacia arriba debido a que la charnela o bisagra cierra por gravedad..

- **VÁLVULAS TAPÓN.**

Aunque se usan tamaños y marcas diferentes, la mayoría de las válvulas tapón son de la serie FMC-D, vienen en tamaños diferentes de acuerdo a los requerimientos de presión y el lugar de la aplicación. Los siguientes tamaños son los que se emplean más frecuentemente:

- DR-150, 1"x2", presión de trabajo de 15,000 psi
- DR-150, 2"x2", presión de trabajo de 15,000 psi
- DR-150, 3", presión de trabajo de 15,000 psi con operación a manija.

2.2.10.6.7.-LÍNEAS PARA FRACTURA

Las conexiones de las líneas para tratamientos de fractura utilizadas en el manifold de los equipos hacia la cabeza de pozo deben poseer en los extremos roscas del tipo con sello sin presión. Se disponen varias longitudes nominales, desde 2 a 12 pies. Las líneas de descarga están construidas de diferentes tamaños de acuerdo a la presión de trabajo. Los límites de presión de trabajo y las dimensiones estándares de las líneas de están descritas en la Fig. 58 de la página anterior.

2.2.10.6.8.- ADAPTADORES

Todos los adaptadores usados para las operaciones de fractura, inclusive los "crossovers" deben ser con uniones del tipo integral o de sello sin presión (rosca no presurizada).

2.2.10.6.9.- CABEZAS DE FRACTURA

Los adaptadores para las cabezas de fractura de BJ están disponibles en diferentes tamaños y en un rango de medida desde 4.1/2" a 8.5/8". Las cabezas

de fractura se pueden acoplar juntas cuando se trata de bombear caudales elevados. La tapa de la cabeza de fractura contiene un sustituto hembra de 2" - 1502. La entrada principal de fluido consta de cuatro conexiones para 7,500 psi. También existe disponible una cabeza de fractura para presiones de trabajo de 15,000 psi y cuatro conexiones de 15.000 lib/pulg². Además existen comercialmente otras cabezas de fractura aprobadas.

2.2.10.6.10.- INYECTORES DE BOLITAS

Las bolitas para sellar perforaciones (cañoneos, baleos) se inyectan en los fluidos a alta presión con disparadores o inyectoros de bolitas.

Hay dos tipos de disparadores de bolitas que se utilizan, el manual y el que se opera a control remoto. Cualquiera de los estilos existe en el mercado para distintas presiones de trabajo, hasta 15,000 psi. También, dependiendo de la cantidad y el tamaño de las bolitas que se requiera para el trabajo, existen diferentes longitudes de tubería y placas de fondo. El inyector manual de bolitas se opera con una manivela a mano. El disparador de funcionamiento a control remoto se hace funcionar físicamente mediante un activador neumático cuya secuencia es determinada por una señal eléctrica de corriente continua de 12 voltios.

Las bolitas se pueden inyectar en el fluido una por una, oprimiendo el botón del panel remoto, o en secuencias, en caudales de hasta 20 bolitas por minuto, en el modo de funcionamiento automático. En la caja de operación a control remoto, un contador de seteo a cero indica el número de bolitas inyectadas. El número máximo de bolitas que se pueden inyectar varía de acuerdo con el tamaño de las bolitas (los tamaños que existen son 3/4", 7/8", 1", 1.1/8" y 1.1/4").

2.2.10.6.11.- UNIDAD TREE-SAVER

Para poder operar a una presión mayor que la capacidad nominal de la instalación en la boca de pozo, el personal de campo de BJ usa un dispositivo para aislar la

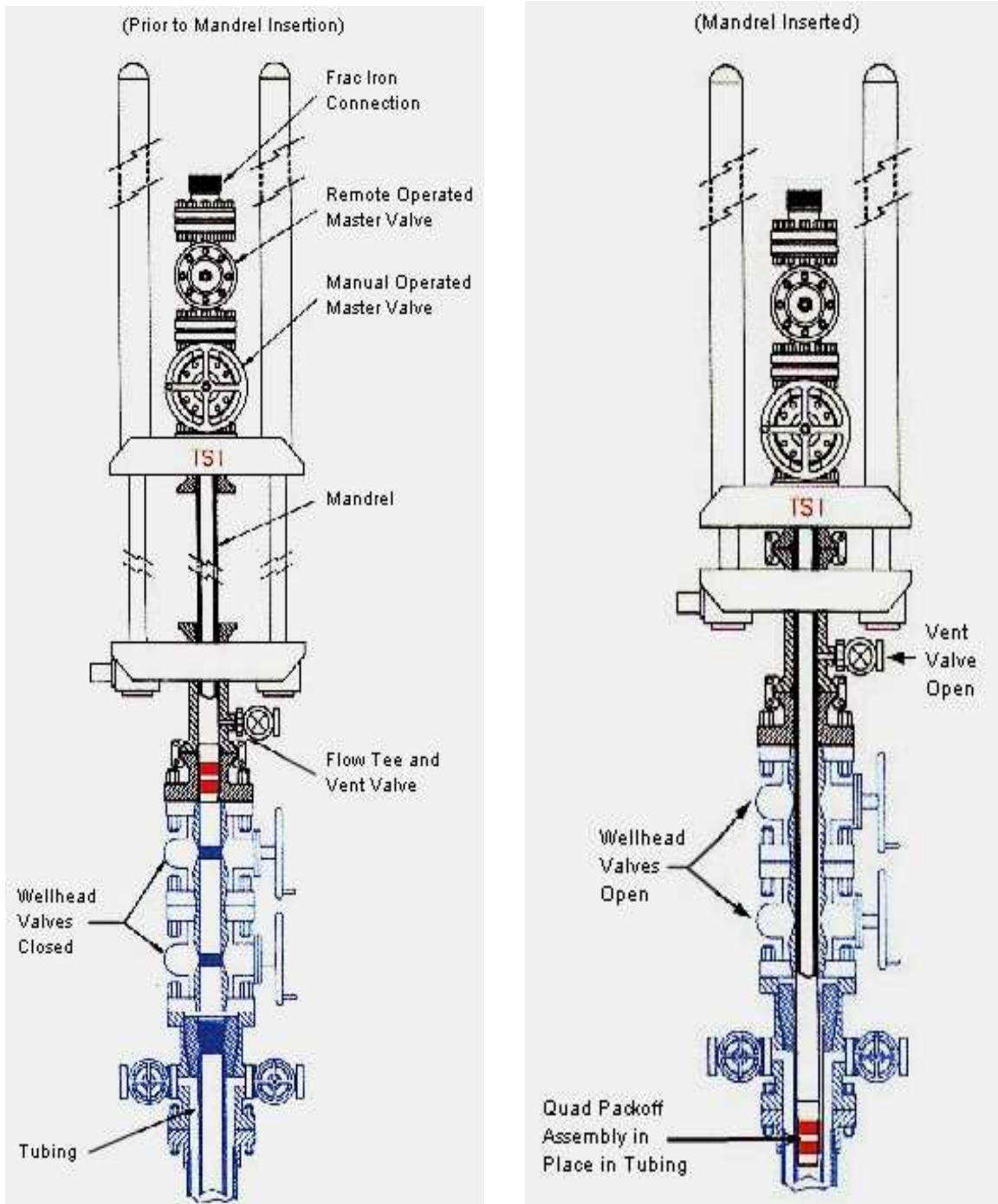
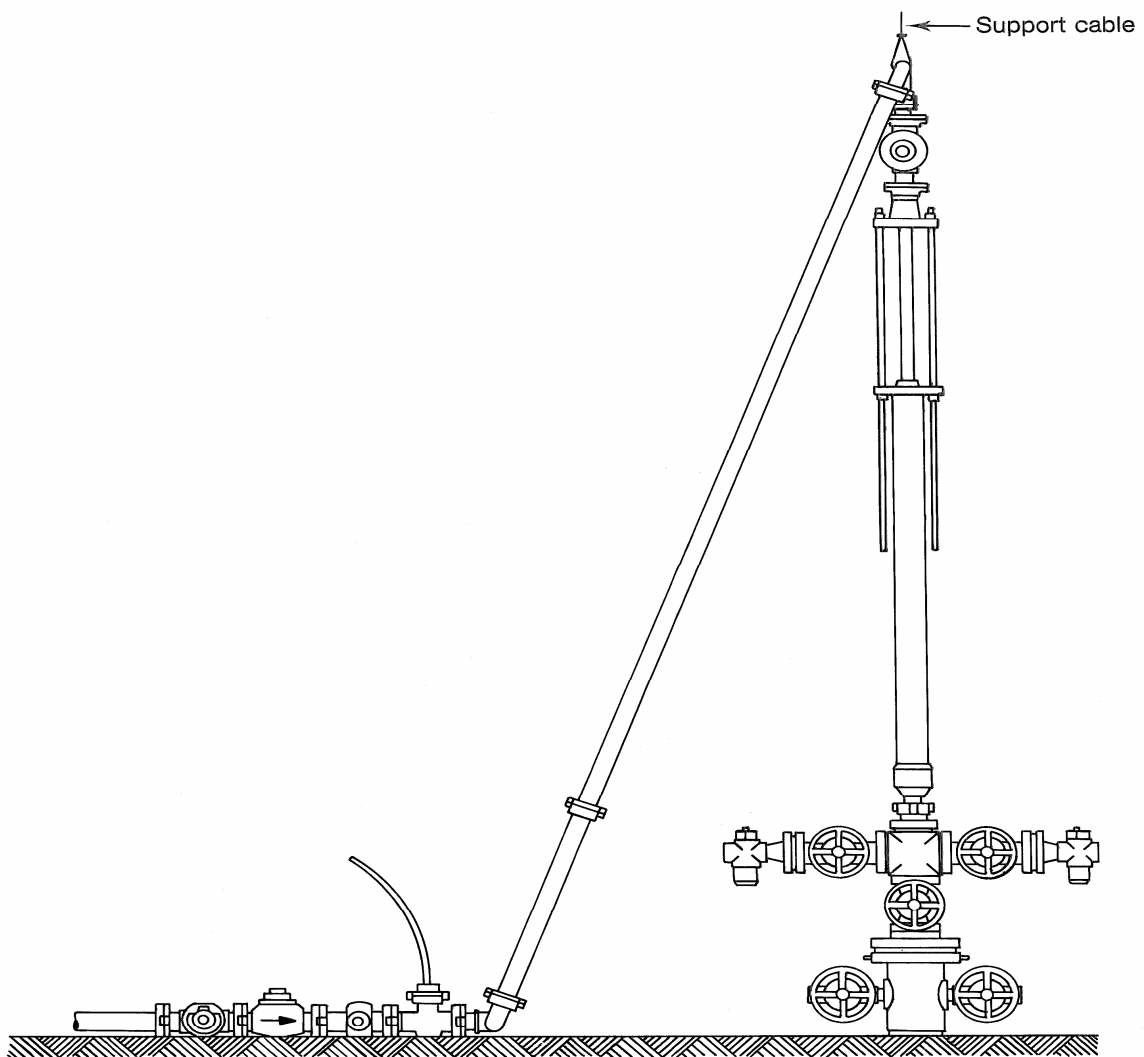


Fig. 2.21. – Tree saver antes de insertar y luego de insertar el mandril,
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

presión ejercida sobre el manifold en la boca de pozo del cliente (“Christmas tree” o “Árbol de Navidad”). La unidad Tree-saver —compuesta por un niple con obturador, tubería, pistón hidráulico y cilindro, puede modificarse para cubrir un amplio rango de diámetros de tuberías de producción y de revestimiento, diferentes longitudes de instalación en la boca del pozo y conexiones con bridas para el cabezal. La unidad se instala activando hidráulicamente el pistón, lo cual

hace bajar el conjunto de tubería y niple obturador por dentro de la sarta de tubería de producción, y aísla al árbol de Navidad en la boca de pozo con la

presión interna del pozo. Cuando se usa un Tree-saver en un trabajo se debe considerar la erosión y la velocidad del fluido que se está bombeando. La velocidad máxima permitida por BJ para los fluidos que se bombean a través del Tree-saver es de 125 ft/seg.



Hook-up of a tree-saver unit to the wellhead.

Fig. 2.22. – Armado de la unidad de Tree saver en la cabeza de pozo,
Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

2.2.10.7.- ARMADO DE LOS EQUIPOS

Desde el almacenaje de fluido al equipo de mezcla y bombeo

Se requieren los siguientes elementos para dirigir el fluido desde el tanque de almacenaje hasta el equipo de mezcla (blender) y de bombeo: mangueras de succión, manifold de succión, tanque de almacenaje de fluido y blender. Los tanques están conectados con un manifold para mangueras de succión de 4". El máximo caudal que puede enviarse bajo condiciones normales de trabajo en mangueras de 4" es de 8 bpm. Las prácticas estándares requieren la instalación de una manguera adicional de 4" por razones de seguridad con el objeto de cumplir con los requerimientos de caudal solicitados. El envío de fluidos viscosos, diferencias de nivel y/o excesiva distancia entre los tanques de almacenaje de fluidos y el blender pueden requerir otras mangueras adicionales. En algunas circunstancias, si el caudal lo permite, los tanques de almacenaje deben interconectarse entre ellos con mangueras de succión y por lo tanto ofrecer una solución para la distancia excesiva entre el equipo de mezcla y los tanques de almacenaje de fluido.

Asegúrese que usted mantendrá el mismo nivel de fluido en todos los tanques cuando abra varios tanques de almacenaje de fluido. Si por alguna razón, durante la operación usted no puede mantener el mismo nivel en todos los tanques, agregue mangueras de succión adicionales antes de realizar el trabajo.

Prevenga una apertura parcial de las válvulas Una apertura parcial puede resultar en un inadecuado suministro del fluido al equipo de mezcla y perjudicial para la performance del trabajo.

De la misma forma, la ubicación del blender y tanques o piletas de almacenaje de fluidos están afectados por el espacio disponible y configuración de la locación, y el equipo blender debe estar (en el medio) entre los tanques o piletas y los equipos de bombeo al pozo. Si fuese requerido, será fácil mantener adecuadamente la carga de succión en los tanques de almacenaje de fluido

durante las operaciones de bombeo. Cuando se conectan transportes de fluidos que contienen fluidos no-volátiles, usted debe ubicar los transportes lo más cerca posible del lado de succión del blender. Cuando las distancias son cortas, una manguera de 4" por cada 8 bpm más una manguera adicional de 4" es lo común para asegurar el caudal de inyección estimado para el trabajo. Largas distancias o el uso de fluidos de alta viscosidad o la combinación de esos dos factores requieren el uso de mangueras adicionales.

Usted debe posicionar y ubicar los transportes de arena sobre la tolva del blender antes de iniciar la operación y usted debe chequear las compuertas y tornillos para facilitar la operación. Cuando se necesitan más de un transporte para suministrar el agente de sostén, usted debe posicionar ambos equipos sobre la tolva si fuese posible, o ubicar el segundo equipo rápidamente luego que el primer equipo de agente de sostén ha sido descargado y retirado de la tolva del blender. Las mangueras de descarga del blender (supercargadoras de los equipos de bombeo de alta presión) usualmente son de 4" de diámetro y 30 pies de longitud. Para prevenir la cavitación de las bombas a altos caudales, utilice un mínimo de una manguera supercargadora de 4" por cada 14 bpm.

Usted debe chequear estas mangueras antes de cada trabajo para asegurarse de que las mismas no están dobladas, torcidas, desgastadas o dañadas de ninguna forma.

Las líneas de descarga de los equipos de bombeo de alta presión deben ser de acero y soportar más de la presión que se pondrá en el pozo durante el tratamiento. *Nunca, bajo ninguna condición, se utilizarán mangueras de goma flexibles en la descarga de las bombas de alta presión.*

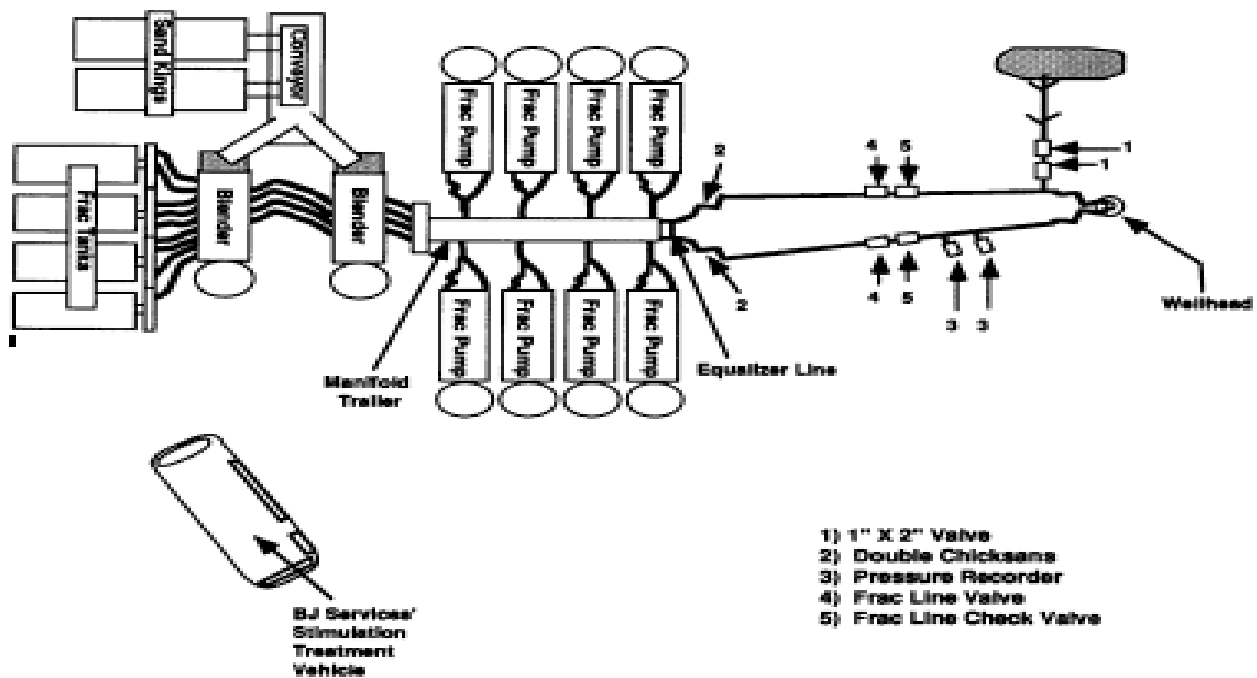


Fig. 2.23.- Armado típico de los equipos para fractura hidráulica en una locación.

Fuente: BJ Services S.A. Fracturing Service

2.2.10.8.- MEZCLADO DURANTE EL TRATAMIENTO

Se utiliza varios tipos y diferentes fluidos en las operaciones de fractura. Por esta razón es necesario variar la forma en que se mezclan y preparan como los métodos para introducir los aditivos con el objetivo de producir el fluido de mejor calidad. Los tipos de fluidos que se utilizan se pueden preparar utilizando alguno de los siguientes procedimientos: mezclado por lotes (batches); mezclado por baches y reticulación (crosslinker) continua, o mezclado continuo.

2.2.10.8.1.- MEZCLADO POR LOTES (BATCH MIXING).

Cuando el fluido que se va a usar durante el trabajo de fractura se prepara completamente en el tanque de almacenaje antes de iniciar la operación de bombeo, se dice que el fluido se ha *mezclado en baches (por lotes)*.

Las conexiones necesarias para hacer recircular el fluido en los tanques de fractura consisten principalmente de una conexión de 3", aunque también se usan a veces las de 4". Las conexiones para el llenado de los tanques aparecen en diferentes lugares y por ello es preciso tomar las precauciones necesarias para conectar la manguera de recirculación a la entrada correcta del tanque de fractura. Es obligatorio que usted haga una inspección para cerciorarse de que todo el fluido está siendo recirculado por atrás del tanque de fractura.

Para hacer recircular el fluido desde el blender al tanque de fractura se deben usar solamente mangueras para fluidos gelificados de 4". Sólo se debe mezclar por baches (lotes) un tanque de fractura por la vez. Todos los blenders están provistos de dos conexiones de 4" para mangueras para fluidos gelificados que permiten mezclar en baches sin demasiado tiempo de parada cuando se cambia la recirculación del fluido al tanque siguiente.

2.2.10.8.2.- MEZCLADO POR BATCHES Y RETICULACIÓN CONTINUA

Varios de los sistemas de fluidos de fractura de BJ requieren de un mezclado por baches en un gran porcentaje del fluido antes de bombearlo al pozo. Luego, durante la ejecución del trabajo, se agrega el reticulador (crosslinker) del fluido a la pasada (on the fly) en el blender y en forma continua. Este aditivo reticulador y acomplejante del fluido se puede agregar en la corriente del fluido con una unidad de suministro de aditivo. Para preparar correctamente un sistema de fluido en particular, refiérase al Manual de Mezcla ("*Mixing Manual*") de BJ Services.

2.2.10.10.3.- MEZCLADO CONTINUO

Aquellos fluidos que se preparan agregando todos los componentes y químicos necesarios según la formulación mientras el trabajo se está ejecutando se dice que se han *mezclado en forma continua*. Tanto los aditivos líquidos como secos se pueden agregar a la pasada (on the fly) con el fluido de fractura.

2.2.10.9.- DESDE EL BLENDER (MEZCLADOR) A LOS EQUIPOS DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN

Para estos armados se requieren los siguientes equipos y accesorios: equipo de mezclado (blender), mangueras de descarga (super-cargadoras), manifolds y los equipos de bombeo de alta presión. Para transferir el fluido de fractura desde el blender hasta los equipos de bombeo se utilizan mangueras de descarga para alta presión ya sea de 3" como de 4" de diámetro. El uso de mangueras de descarga de 3" tiene ventajas en aquellos trabajos donde se requieren bajos caudales de bombeo y altas concentraciones de arena que debe transportar el fluido de fractura a altas velocidades. El uso de una o dos mangueras de descarga de 4", sin embargo es más común debido al amplio rango de suministro de fluido que se puede cubrir. Con un caudal máximo de 14 bpm en mangueras de 4" y de 8 bpm en mangueras de 3" se pueden prevenir posibles variaciones o cavitación en las unidades de bombeo. Cuando se utilicen caudales por debajo de 5 bpm, deben utilizarse mangueras de descarga de 3" para aumentar la velocidad del fluido a través de la manguera con el objeto de prevenir la decantación del agente de sostén.

2.2.10.10.- EQUIPO DE MEZCLA A LOS MANIFOLDS DE SUCCIÓN DE LAS BOMBAS

Los procedimientos de conexión directa del equipo Blender a los manifolds de succión de las bombas de alta presión (Fig. 74) son ampliamente utilizados en las operaciones de campo. Para suministrar el fluido a una presión requerida se prefieren las conexiones individuales a cada succión de la bomba, directamente desde el manifold de descarga del blender. Los manifolds de succión de las bombas no deben interconectarse entre sí; la interconexión puede ocasionar fallas debido a la caída de presión de descarga del blender en el manifold de succión de la bomba. El resultado de la caída de presión puede ocasionar un movimiento excesivamente inaceptable en las mangueras de succión. Solamente si es necesario bombear un fluido a alta velocidad y una manguera de descarga de 3"

no provee la velocidad necesaria, la interconexión entre las bombas puede proveer una adecuada solución y es aceptable.

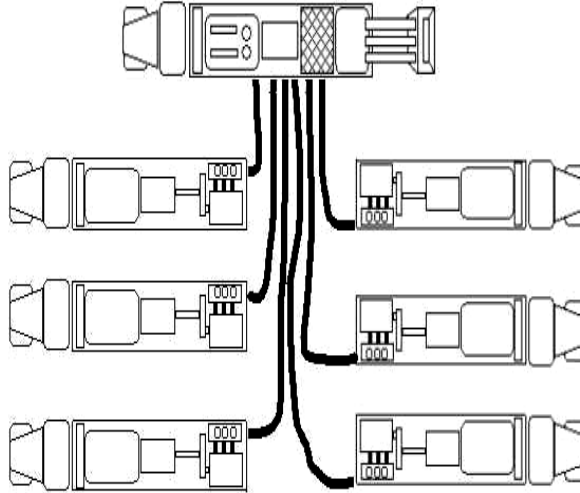


Fig. 2.24. – Conexiones desde el blender al manifold de succión de las bombas.

Fuente: BJ Services S. A. Fracturing Services

2.2.10.11.- ANALISIS DE LA TECNICA MAS APROPIADA PARA EL FRACTURAMIENTO

Dadas las características que se presentan en los diferentes pozos en cuanto se refiere a permeabilidad y conductividad se ha escogido la técnica “HYPERSTIM” de la empresa Schlumberger con la cual se han obtenido excelentes resultados en procesos anteriores de fracturamiento con condiciones similares en las características del yacimiento.

Esta técnica consiste en un fracturamiento hidráulico con una alta conductividad a fin de generar el incremento de producción deseado. Para lo cual se hace necesario tener un arenamiento en la punta de la fractura, también conocido como “ TIP SCREENOUT”, a fin de tener el ganancial en ancho de fractura que derive en una permeabilidad y conductividad deseados.

El primer paso considerado en este fracturamiento, envuelve el proceso de “DATAFRAC”. El cual esta dividido en dos secciones, en la primera de ellas se

utilizara el fluido denominado “FREFLO”, cuya función principal incluye entre otras, el acondicionar la formación y prepararla para recibir los fluidos base agua que serán bombeados a continuación. Además de eso es un fluido newtoniano que permite determinar ciertas propiedades de la formación, este fluido se utiliza para realizar una prueba de inyección a diferentes caudales, tanto ascendentes como descendentes.

La segunda parte del proceso, consiste en la inyección para calibración y declinación de presión. En esta parte se utilizara el fluido de fracturamiento hidráulico “YF130HTD”, para reproducir las propiedades evaluadas. Con este análisis puede determinarse la eficiencia del fluido, geometría de la fractura, presión de cierre, entre otras propiedades.

Finalmente, pruebas de laboratorio serán realizadas para determinar la concentración optima de activador, programa de rompedores, y determinación de propiedades de gel lineal.

2.2.10.12.- SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Para la selección de los pozos candidatos a fracturamiento se tomo en cuenta los siguientes parámetros:

- Estado mecánico de los pozos
- Estado de completación y casing
- Condición de cementación
- Permeabilidad
- Daño
- Producción

Todos estos parámetros fueron obtenidos de la información encontrada en el Archivo Técnico de Petroproducción, ver anexo 1, 2.

Para lo consiguiente los mejores pozos que se encuentran con las condiciones aptas para una fractura hidráulica son los siguientes:

Tabla 2.1.- Características de los pozos candidatos

POZO	ARENA	k (md)	SKIN	CEMENTO
PRH 2	Ui	70	2,9	BUENO
PRH 5	Ti	80,42	4,6	BUENO
PRH 9	Ts	78	0,54	BUENO

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

En el siguiente capítulo se detallará más explícitamente todas las características de cada pozo candidato.

CAPITULO 3

DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN LOS POZOS CANDIDATOS

3.1.-POZO: PARAHUACU 2

3.1.1.-ANTECEDENTES:

El pozo PRH 2, se encuentra al centro de la estructura del campo Parahuacu, fue completado definitivamente el 21 de Mayo de 1978, el pozo empezó a producir y permaneció cerrado desde el 14 de marzo del 1992 hasta el 27 de febrero de 1997, actualmente posee una producción de 140 BPPD, tiene un BSW de 0,2 %, y actualmente esta produciendo de la arena Ui, mediante Bombeo Hidráulico

Como se puede observar el pozo luego del WO 14 del 24-feb-1997, el pozo produce 370 BPPD, con un corte de agua de 0,15 % el cual se mantiene casi constante a lo largo de la producción del pozo y al momento se encuentra el 144 BPPD.

3.1.2.-UBICACIÓN

LONGITUD: 76°42'58",1392

LATITUD: 0°03'52",3001

3.1.3.-OBJETIVO

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en la arena Ui, del pozo PRH 2, con el fin de by passear el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.1.4.-DATOS DEL POZO Y RESERVORIO

Tabla 3.1.1.- Datos de reservorio y última prueba de producción del pozo para la arena Ui

TOPE(pies)	BASE(pies)	Ho(pies)	POR. (%)	SW (%)
9413'	9464'	37,5'	12,23	41,49

Qt (BFPD)	Qo (BPPD)	BSW (%)	TEMP (°F)
1002	1001	0,2	202

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

La última prueba de restauración de presión que se tiene del pozo es del 14 de Enero de 1998 de la cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3.1.2.- Datos de la última prueba de presión del pozo para la arena Ui

AREN A	K (md)	Pwf (psi)	Pr (psi)	M	IPA	DAÑO
Ui	25	985	1911	303,9	0,9	2,9

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.1.5.-CARACTERISTICAS DE LA ARENA

Arenisca friable de cuarzo de color gris claro, de grano muy fino a fino, de subangular a subredondeada, bien seleccionada, con cemento calcáreo, con buena presencia de hidrocarburos de fluorescencia amarilla blanquecina, corte instantáneo, residuo café claro.

3.1.5.1.- ANALISIS DE NUCLEOS PARA LA ARENA U

Tabla 3.1.3.- Análisis de núcleos para la arena U en el pozo PRH 2

MUESTRA	PROF.	H (md)	Por. (%)	So (%)	Sw (%)
1	9426-9427	-	10,3	33	33
2	9428-9429	17	11,7	12,6	17,8
3	9430-9431	16	16	21	17,9
4	9432-9433	-	Lutita	-	-
5	9434-9435	-	Lutita	-	-
6	9436-9437	19	4,2	18,7	36,6
7	9438-9439	19	3,8	13,2	28,3
8	9440-9441	19	14,4	15,2	23,2
9	9442-9443	18	16,3	10,2	21,4
10	9444-9445	17	13,2	7,9	20,6

11	9446-9447	18	9,9	11,9	15,5
12	9448-9449	20	16,9	16,8	10,5
13	9449-9450	19	14,4	10,2	7,3
14	9451-9452	-	-	-	-
15	9453-9454	18	8,5	20,9	18,2
16	9455-9456	24	4,5	25,5	25,2
17	9457-9458	18	9,8	27,5	19,4
18	9459-9460	19	15,7	14,4	9,8

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.1.6.- ANALISIS PVT PARA LA ARENA

Este estudio fue realizado a la presión del yacimiento 206 °F, y las presiones del separador de, 100, 50 y 0 psi.

De los resultados de la prueba se determinó que la $P_b = 1485$ psi. Durante la liberación diferencial a 206 °F, se dieron los siguientes resultados:

Tabla 3.1.4.- Resultados del análisis PVT del pozo PRH 2

Rs	185 pc/bbl
Bo a Pb	1,1863
u a Pb	1,22
API	30,9
u a 206 oF,	2,19

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Además se efectuaron pruebas en el separador a 100 °F a diferentes presiones:

Tabla 3.1.5.- Resultados análisis PVT

PRESION	GOR	Bo	API (60 oF)	GG	BTU
200	-	-	-	-	-
50	-	1,1808	27,3	174	-
25	-	1,1836	27,2	178	-
0	-	1,1854	27,1	181	-

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Además se encontró una variación de la viscosidad desde un mínimo de 1,22 cp. A la P_b , hasta 2,19 cp a la presión atmosférica.

3.1.7.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA FORMACION

Aquí en la formación encontramos lutitas, arenas limpias, arenas sucias, y las arenas productoras, para las cuales tenemos las siguientes propiedades mecánicas.

Tabla 3.1.6.- Propiedades Mecánicas de las rocas del Yacimiento

Nombre	Mod.Young	Radio Poisson	Dureza
lutita	3,600 e 06	0,35	1000
arena sucia	2,500 e 06	0,25	700
arena limpia	3,500 e 06	0,2	1200
arena U	4,578 e 06	0,2	1200
arena T	3,625 e 06	0,2	1200

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Esta información la vamos a utilizar para todos los pozos seleccionados

3.1.8.-HISTORIA DEL POZO

3.1.8.1.-PRUEBAS INICIALES

- Prueba de Producción Inicial

PRUEBA	ZONA	TIEMPO	BPPD	BSW	°API 60 °F	PC psi.
	T		1232	0,2	34.8	190
	U		254	1	28,4	

WO # 1

FECHA: 27-NOV-1978

OBJETIVO: FRACTURAMIENTO ARENA U

Trabajo exitoso el pozo queda produciendo BFPD = 480, BPPD = 442, BSW = 12%.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES		U							No hay información
DESPUES	11-10-78	U	PPF	422	12	28,4			Al tanque

WO #2

FECHA: 05-SEP-79

OBJETIVO: AISLAMIENTO DE ENTRADA DE AGUA EN ARENA "T" CON CEMENTACIÓN FORZADA. ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO A LA ARENA "U".

Trabajo no exitoso pozo muerto

WO #3

FECHA: 18-OCT-79

OBJETIVO: BAJAR COMPLETACION REDA

Trabajo exitoso se cambia la completación de flujo natural a BES.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									
DESPUES	23-10-79	U+T	PPS	168	16	30,2			Reda: 100 HP.

WO #4

FECHA: 10-ENE-1980

OBJETIVO: SACAR INSTALACIÓN REDA. PUNZONAR A 4 DPP Y FRACTURAR ARENA BASAL-TENA.

Trabajo no exitoso, pozo muerto

WO #5

FECHA: 2-JUN-84

OBJETIVO: EVALUAR ARENA T, Y BAJAR COMPLETACION REDA

Trabajo exitoso, el pozo queda produciendo con BES

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									Pozo muerto
DESPUES	25-06-84	U	PPS	318	2,8	30			Reda 80 HP

WO #6

FECHA: 27-MAR-86

OBJETIVO: ESTIMULAR ARENA U Y BAJAR A REPARAR BES

Trabajo no exitoso, pozo queda estrangulado

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	4-04-86								Bes Off
DESPUES	16-04-86	U	PPS	183	1	30,2			Estrangulado

WO #7

FECHA: 13-SEP-87

OBJETIVO: ACIDIFICAR CON RMA A U, Y BAJAR BES

Trabajo exitoso se incrementa la producción

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES		U							Produce U
DESPUES	27-09-87	B-T	PPS	578	14	19			

WO #8

FECHA: 29-DIC-87

OBJETIVO: CORRER REGISTRO DE CEMENTACION, SQZ A BT, EVALUAR BT Y U. BAJAR BES DE ACUERDO A LA EVALUACION

Trabajo exitoso, pozo queda con BHA Kobe para evaluar U

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BMW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	19-10-87	BT	PPS	239	70	16,8			
DESPUES									Pozo con BHA Kobe

WO #9

FECHA: 31-ENE-88

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACION POR FUGA DE FLUIDO EN LA MISMA

Trabajo exitoso pozo fue terminado, para posteriormente ser completado con BH

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									muerto
DESPUES									Pozo terminado

WO #10

FECHA: 12-MAY-88

OBJETIVO: BAJAR BES

Trabajo exitoso, pozo reanuda su producción

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									Pozo con BHA de ev.
DESPUES	26-05-88	U	PPS	198	37	29,5			Reda

WO #11

FECHA: 25-JUL-89

OBJETIVO: REPARAR BES

Trabajo exitoso pozo queda produciendo con BES

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	18-06-89	U							Bes Off
DESPUES	31-07-89	U	PPS	223	48	32			Reda

WO #12

FECHA: 20-ENE-92

OBJETIVO: PUNZONAR Ti, EVALUAR Y BAJAR BES

Trabajo no exitoso, el pozo no aporta, hubo error de correlación.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	3-03-90	U							Bes Off
DESPUES	20-01-92	T	PPS	0	100				No exitosa

WO #13

FECHA: 14-MAR-92

OBJETIVO: CHEQUEAR OBSTRUCCION EN LA TUBERIA DE PRODUCCION POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING. REPARAR ARBOL DE NAVIDAD

Trabajo no exitoso porque arena T no aporta

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	21-01-92	T	PPS						Bes Off
DESPUES	14-03-92	T	PPH						No exitoso

WO #14

FECHA: 27-02-97

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACION A BH CON CAVIDAD PL1 GUIBERSON

Trabajo exitoso, esperando instalaciones de BH, pozo empieza a producir el 12-05-97.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									Cerrado
DESPUES	20-05-97	U	PPS	213	1,39				Produciendo a BH

3.1.9.-HISTORIAL DE PRODUCCION

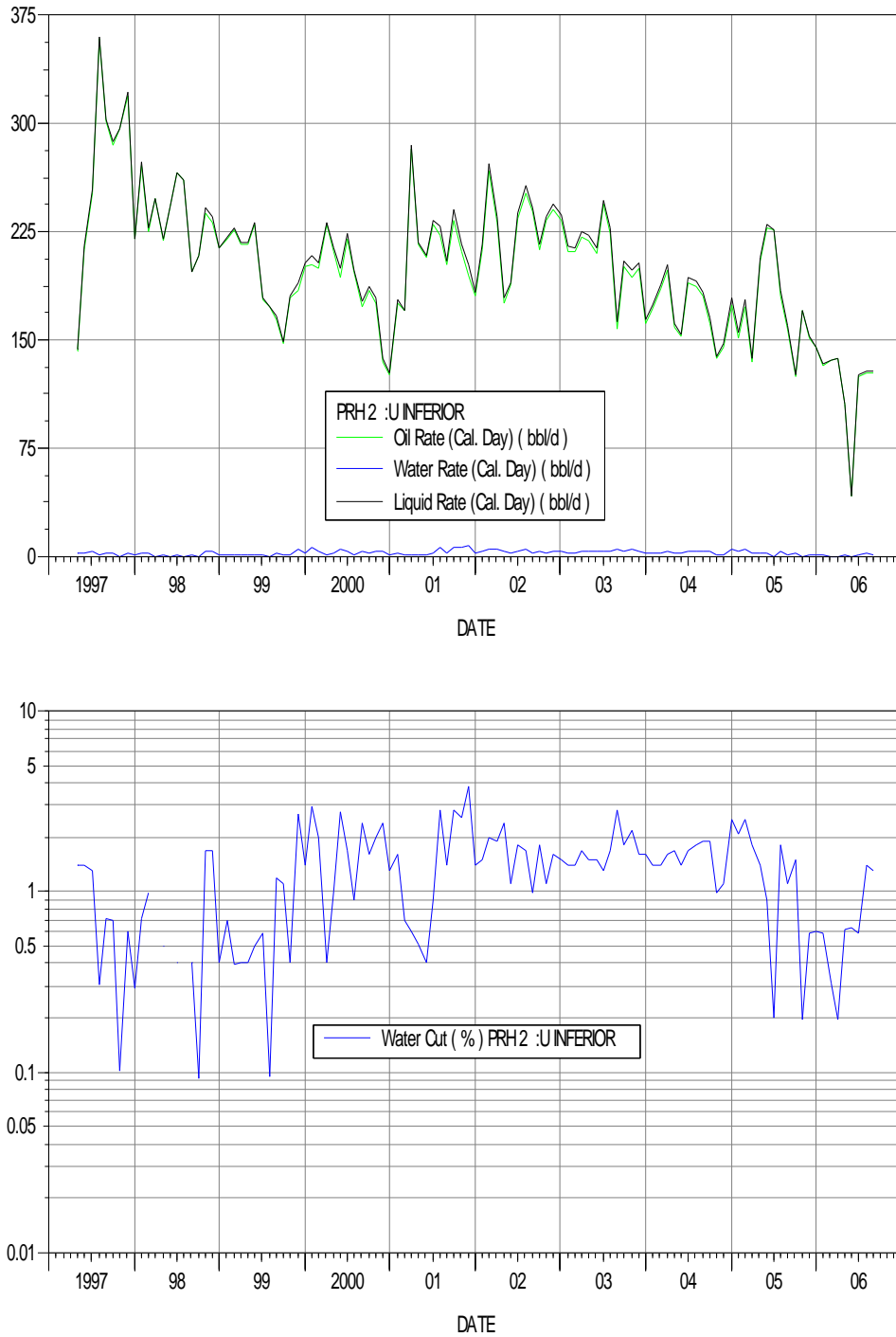


Fig. 3.1.- Historial de producción del pozo PRH 2
Fuente: Departamento de Yacimientos (OFM)

3.1.10.- ESTADO MECANICO DEL POZO

3.1.10.1.- COMPLETACION DEL POZO

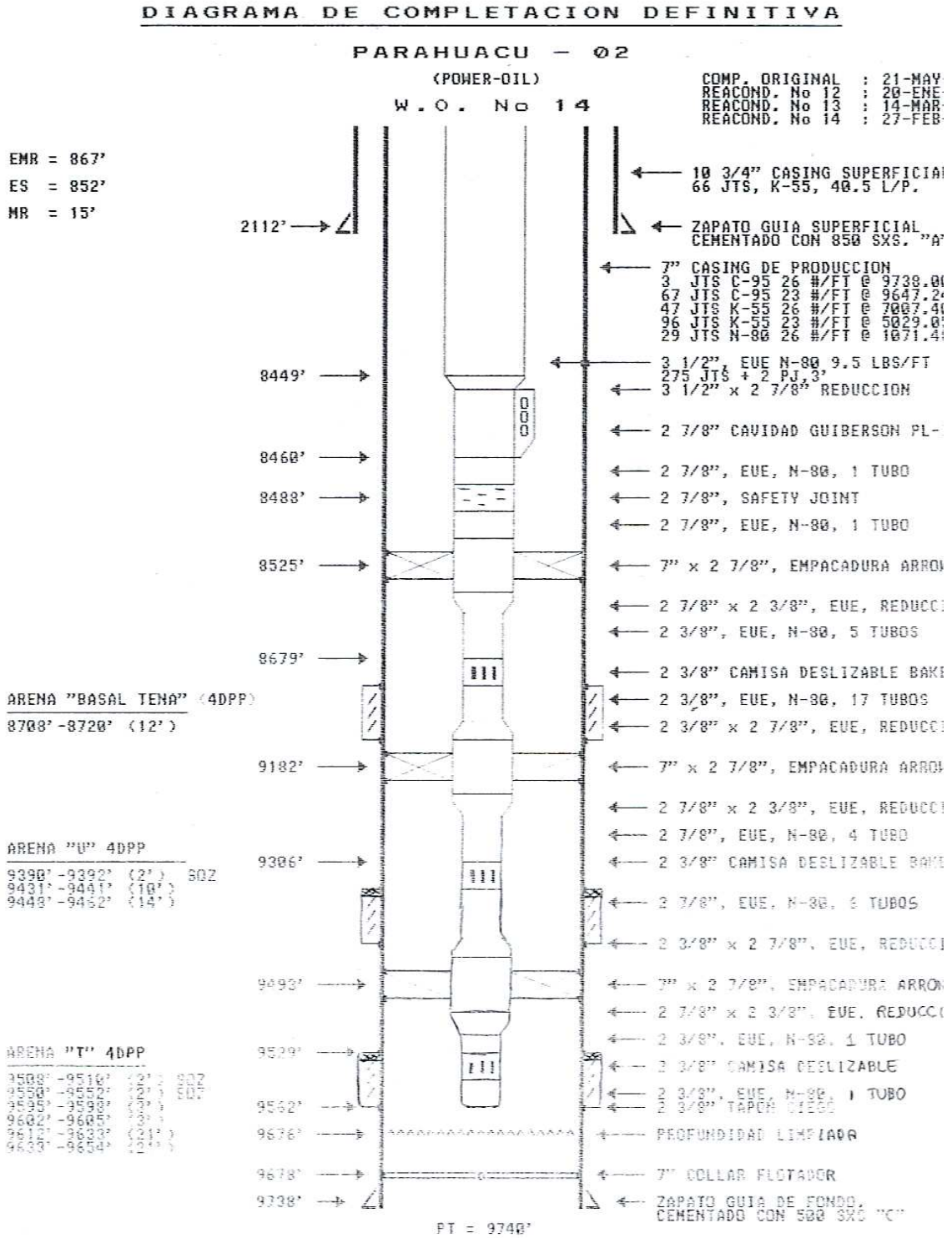


Fig. 3.2.- Diagrama de Completación del Pozo PRH 2

Fuente: Archivo Técnico Petroproducción

R.

3.1.10.2.- EVALUACION DEL REGISTRO DE CEMENTACION

De acuerdo a la evaluación realiza al registro de cementación tenemos que en la arena en la cual nosotros vamos a trabajar existe una buena cementación y esta apto para realizar un trabajo de fracturamiento.

Nosotros tenemos en el pozo un sqz a la formación en el intervalo 9390-9392', además se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar esta información, ya que la misma se la obtuvo de los registros iniciales del pozo.

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

3.1.10.3.- CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA

Tabla 3.1.7.- Características de la tubería en el pozo PRH 2

CASING	TUBING	INTERVALO	DPP
7"	3 1/2"	9431-9441'	4
		9448-9462'	4

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.1.11.- RESERVAS DEL POZO

Para calcular las reservas de este pozo se utilizo el método de Curvas de Declinación, que consiste en utilizar la curva del historial de producción y hacer una predicción a futuro de la producción, que parra nuestro caso se utilizo 120 meses, y luego calcular el área bajo la curva de la predicción de producción, este análisis se lo realizo utilizando el programa OFM, el cual utiliza Petroproducción para determinar las reservas en todos sus campos.

Del Análisis de curvas de declinación se obtuvieron los siguientes resultados:

ARENA	RESERVAS (BLS)	PROD. ACUM (BLS)	REMANENTES (BLS)
Ui	1.107.490,00	685.248,00	422.242,00

Por lo tanto tenemos unas reservas remanentes de 422.242,00 barriles de crudo por ser recuperados en el pozo PRH 2.

3.1.12.-ANALISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION

El análisis de la prueba de restauración de presión corresponde al intervalo disparado de: 9431' a 9462' a 4 dpp.

Para este análisis hemos tomado en cuenta las diferentes pruebas de presiones realizadas para este pozo, comparando los valores obtenidos en cada una de ella y analizando muy detenidamente se obtuvieron los siguientes valores.

Cabe resaltar que en muchos de los casos las pruebas estaban mal tomadas o no existían los datos necesarios para el análisis en esos casos se puso mas énfasis en la información de la ultima prueba realizada a la formación.

Tabla 3.1.8.- Resultados de la Pruebas de Presión del pozo PRH 2

AREN A	K (md)	Pwf (psi)	Pr (psi)	m	IPA	DAÑO
Ui	25	985	1911	303,9	0,9	2,9

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.1.13.-ANALISIS DEL POZO PRH-2 PARA EL FRACTURAMIENTO

3.1.13.1.-PERMEABILIDAD

La permeabilidad fue determinada mediante el análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en el pozo, arrojando una permeabilidad de 25 md. Valor que se bajo para las valores obtenidos para el campo en sus análisis

iniciales los cuales son de 40 md para la arena, además debemos tomar en cuenta los diferentes trabajos de reacondicionamiento que se han efectuado a la formación, entre los cuales tenemos un fracturamiento a los inicios de su producción, después en su mayoría se realizaron acidificaciones que van a variar de una manera considerable las condiciones iniciales del pozo.

También podemos ver en los análisis de cores 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 la finalidad de tratar de incrementar la permeabilidad a valores alrededor de los 300 a 400 md, con lo cual vamos a conseguir un significativo incremento en la producción del pozo lo que nos ayudara a recuperar las reservas existentes en el pozo

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.

3.1.11.2.-DAÑO DE FORMACION

El pozo PRH-2 presenta un daño de formación $S = 2,90$, las causas del mismo podrían ser:

- Taponamiento de sólidos
- Posible daño en las perforaciones
- Restricción física de los caminos de flujo, e,
- Invasión

3.1.11.3.-PRESION DEL YACIMIENTO

La presión del reservorio fue determinada en el análisis de la prueba de restauración de presión, el valor encontrado es de 1911 psi.

3.1.11.4.-RAZONES PARA FRACTURAR

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

- La baja permeabilidad evidenciada en el análisis
- La declinación de la producción
- Un posible arenamiento en el pozo
- El daño de formación que para nuestro caso si es considerable
- Las malas características del crudo

Teniendo en cuenta que el pozo cuenta con suficientes reservas para seguirlo explotando, este pozo es un candidato excelente para realizar un fracturamiento hidráulico, con el cual se mejoraría la eficiencia de flujo, mejorando la conductividad al incrementar la permeabilidad y by paseando el daño de formación.

3.2.-POZO: PARAHUACU 5

3.2.1.-ANTECEDENTES:

El pozo PRH 5 es direccional, se encuentra en el anticlinal del campo, fue completado definitivamente el 25 de octubre de 1979, el pozo tiene una liner de 5 ½" con el cual fue completado inicialmente, actualmente esta produciendo de la arena T con una taza de producción de 300 BPPD con un BSW del 8%. El tipo de levantamiento es por Bombeo Eléctrico Sumergible.

3.2.2.-UBICACIÓN

LONGITUD: 76°42'49",6362

LATITUD: 0°02'56",0977

3.2.3.-OBJETIVO

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en la arena Ti, del pozo PRH 5, con el fin de by pasear el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.2.4.-DATOS DEL POZO Y RESERVORIO

Tabla 3.2.1.- Datos de reservorio y ultima prueba de producción del pozo para la arena Ti

TOPE(pies)	BASE(pies)	Ho(pies)	POR (%)	SW (%)
11074'	11129'	18'	18	7

Qt (BFPD)	Qo (BPPD)	BSW(%)	TEMP (°F)
320	294	8	195

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

La última prueba de restauración de presión que se tiene del pozo es del 26 de septiembre de 1997 de la cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3.2.2.- Datos de la ultima prueba de presión del pozo para la arena Ti

AREN A	K (md)	Pwf (psi)	Pr (psi)	M	IPA	DAÑO
Ui	80,42	1986	2539	52,30	0,91	4.60

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.2.5.-CARACTERISTICAS DE LA ARENA

Arenisca friable de cuarzo, de color gris verdoso, de grano muy fino a fino, de subangular a subredondeada, mal clasificado, bien glauconítica con cemento calcáreo, saturada de hidrocarburos de fluorescencia blanquecina, corte rápido y sin residuos

3.2.5.1.- ANALISIS DE CORES PARA LA ARENA “Ti”

El presente análisis de cores fue tomado en el pozo PRH5 para la arena Ti el cual es tomado de base para los demás pozos ya que no existe la información detallada de pozo a pozo

Tabla 3.2.3.- Análisis de núcleos para la arena Ti en el pozo PRH 5

MUESTRA	PROF.	K (md)	Por. (%)	So (%)	Sw (%)
1	9606-9607'	1	15,9	15,8	13,1
2	9608-9609'	42,6	4,3	0	33,6
3	9610-9611'	1	12,75	19,8	33,1
4	9612-9613'	56,9	13,08	21,9	31,2
5	9614-9615'	1,7	7,88	55,2	11,9
6	9616-9617'	1	12,65	27,8	57,5
7	9618-9619'	30,8	10,16	28,2	45,7
8	9620-9621'	164	12,39	31,1	52,4
9	9622-9623'	1	6,91	36,8	33,9
10	9624-9625'	116	23,43	24,3	33,3
11	9626-9627'	24	14,74	20,3	16,3
12	9628-9629'	3,4	13,15	28,2	28,2
13	9630-9631'	5,8	10,31	37,6	26,5
14	9632-9633'	2	8,74	42,7	39,8
15	9634-9635'	1	13,94	19,7	19,7
16	9636-9637'	2,7	10,87	27,6	18,4
17	9638-9639'	18	16,74	23	49,9
18	9640-9641'	31,3	18,36	20,9	19,7

Las muestras analizadas corresponden a areniscas de grano medio a fino, subangular a subredondeada, regular selección, contactos alargados, sin empaquetamiento, cemento silicio localmente calcáreo.

Además existen intercalaciones de pelita carbonosa de matriz caolinita e illita con incrustaciones de cuarzo y moscovita, las mismas que están ubicadas entre estratos de areniscas con mejores características hidrocarburíferas en la parte superior y estratos de areniscas que tienen menor capacidad permeable debido a la disminución de la porosidad por presencia de arcilla y cemento carbonatado en la parte inferior.

Otras características biogénicas son observadas en el sobrecrecimiento del cuarzo y de las señales de disolución silíceas en las paredes, donde se observan hincos pardos cristales de arcilla caolinítica.

La arcilla caolinítica se encuentra ocupando los espacios intergranulares sola o entremezclada con hidrocarburos, esta arcilla por su poca abundancia y estabilidad química no representa problemas formacionales

3.2.6.- ANALISIS PVT PARA LA ARENA “Ti” PRH5

Este estudio fue realizado a la presión del yacimiento 222 °F, y las presiones del separador de 200, 100, 50 y 0 psi

De los resultados de la prueba se determinó que la $P_b = 1585$ psi.

Durante la liberación diferencial a 222 °F, se dieron los siguientes resultados

Tabla 3.2.4.- Resultados del análisis PVT del pozo PRH 5

Rs	- pc/bbl
Bo a P_b	1,000
μ a P_b	0,958
API	30,4
μ a 205 oF,	-

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Además se efectuaron pruebas en el separador a 100 °F a diferentes presiones:

Tabla 3.2.5.- Resultados análisis PVT

PRESION	GOR	Bo	API (60 oF)	GG	BTU
200	-	1,296	30,6	-	-
100	-	1,286	30,8	-	-
50	-	1,301	30,4	-	-
0	-	1,338	30,9	-	-

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Además se encontró una variación de la viscosidad desde un mínimo de 0,958 cp a la P_b , hasta 1,718 cp a la presión atmosférica.

3.2.7.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA FORMACION

Aquí en la formación encontramos lutitas, arenas limpias, arenas sucias, y las arenas productoras, para las cuales tenemos las siguientes propiedades mecánicas.

Tabla 3.2.6.- Propiedades Mecánicas de las Rocas

Nombre	Mod.Young	Radio Poisson	Dureza
Lutita	3,600 e 06	0,35	1000
arena sucia	2,500 e 06	0,25	700
arena limpia	3,500 e 06	0,2	1200
arena U	4,578 e 06	0,2	1200
arena T	3,625 e 06	0,2	1200

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.2.8.-HISTORIA DEL POZO

3.2.8.1.-PRUEBAS INICIALES

- Prueba de Producción Inicial

PRUEBA	ZONA	TIEMPO	BPPD	BSW	°API 60 °F	PC psi.
	T		645	1,0	32	32
	U		-	-		-

WO # 1

FECHA: 31-DIC-79

OBJETIVO: PERFORAR Ti Y BASAL TENA

Trabajo exitoso el pozo queda produciendo Pistonean "Ti". Pozo fluye a flujo natural, prueban contra tanque de la locación: BPPD = 1158, BPPD = 1157, BSW = 0.1%.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	25-10-79	T	PISTON		100				
DESPUES	06-01-80	Ti	PPF	645	1	32			Prueba estación

WO #2

FECHA: 17-NOV-83

OBJETIVO: ESTIMULACION, ACIDIFICACION, INSTALACION REDA, REPUNZONAMIENTO A 2 dpp, DE 11106' A 11124'.

Trabajo exitoso, pozo empieza a produciendo con BES

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSw	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									Pozo muerto
DESPUES	25-11-83	Ti	PPS	582	8	30			Reda

WO #3

FECHA: 25-OCT-85

OBJETIVO: ESTIMULACION A T, BAJAR INSTALACION REDA

Trabajo exitoso, pozo produce con BES, no se realiza la acidificación y queda pescado RTTS.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES									Bes Off
DESPUES	25-10-85	Ti	PPS	114	2	31,3			Reda

WO #4

FECHA: 12-SEP-86

OBJETIVO: ESTIMULAR Ti CON RMA + N2, REPARAR BES

Trabajo no exitoso, no bajan BES

WO #5

FECHA: 03-JUL-88

OBJETIVO: BAJAN INSTALACION BES

Trabajo exitoso pozo queda produciendo con BES

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	20-06-88	Ti	PPS						Pescado sin prod.
DESPUES	19-07-88	Ti	PPS	265	18	30,6			Reda DN 280

WO #6

FECHA: 26-DIC-91

OBJETIVO: CAMBIO DE BES POR ROTURA DEL TUBING, ESTIMULAR CON RMA A Ti.

Trabajo exitoso, se cambia la BES

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	16-08-91	Ti							Bes Off
DESPUES	27-12-91	Ti	PPS	389	19	29			Reda 50 HP

WO #7

FECHA: 30-SEP-97

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACION POR ROTURA DEL TUBING, EVALUAR Ti, DE ACUERDO A RESULTADOS DISEÑAR COMPLETACION A BAJAR

Trabajo exitoso se incrementa la producción, pozo produce con BES

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	19-07-97								Tub. Con hueco
DESPUES	25-10-97	Ti	PPS	541	0,2	33,3			Reda 50 HP

WO #8

FECHA: 06-ENE-2001

OBJETIVO: REPARAR BES POR EJE ROTO DE LA BOMBA, HUECO EN TUBERIA, BAJAR EQUIPO DISEÑADO

Trabajo exitoso, pero no toman prueba de presiones

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	17-12-00								Bes Off
DESPUES	23-01-01	Ti	PPS	320	0,7				Bes DN 280

3.2.9.-HISTORIA DE PRODUCCION

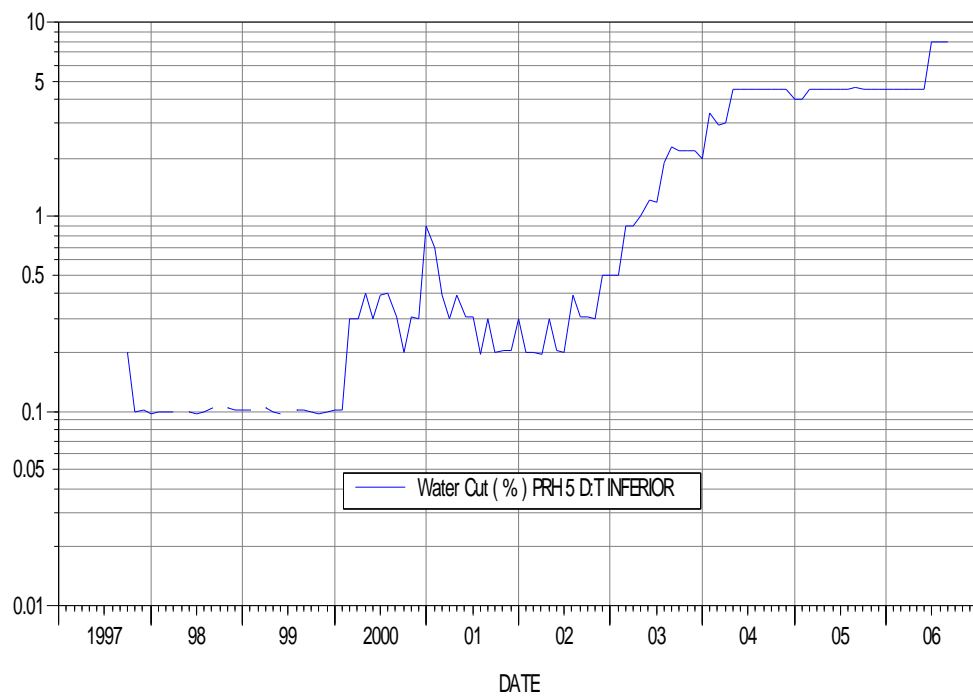
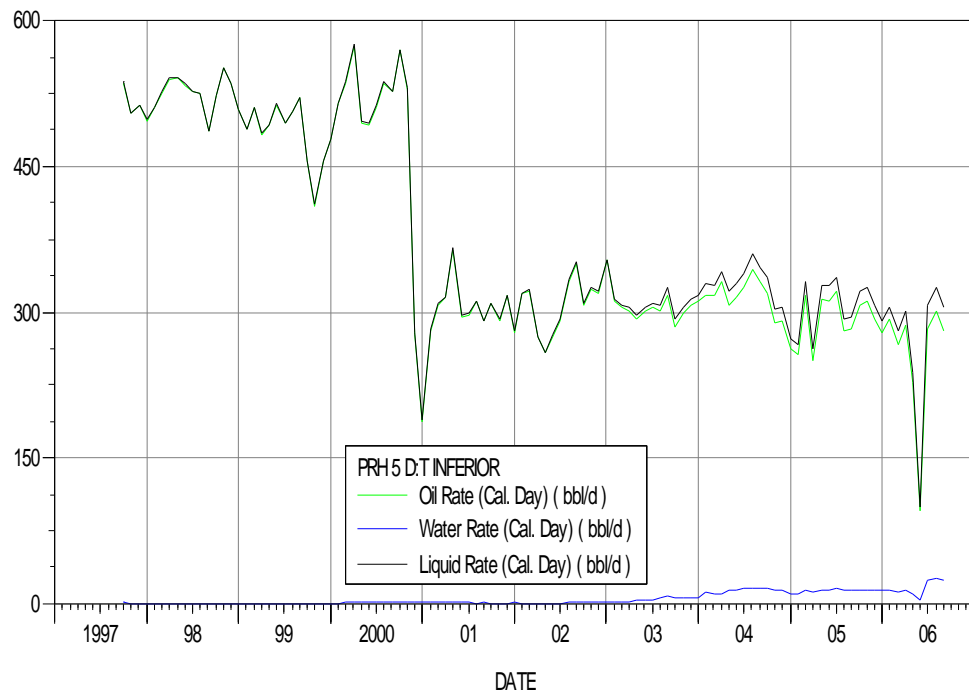


Fig. 3.3.- Historial de producción del pozo PRH 5
Fuente: Departamento de Yacimientos (OFM)

3.2.10.- ESTADO MECANICO DEL POZO

3.2.10.1.- DIAGRAMA DE COMPLETACION

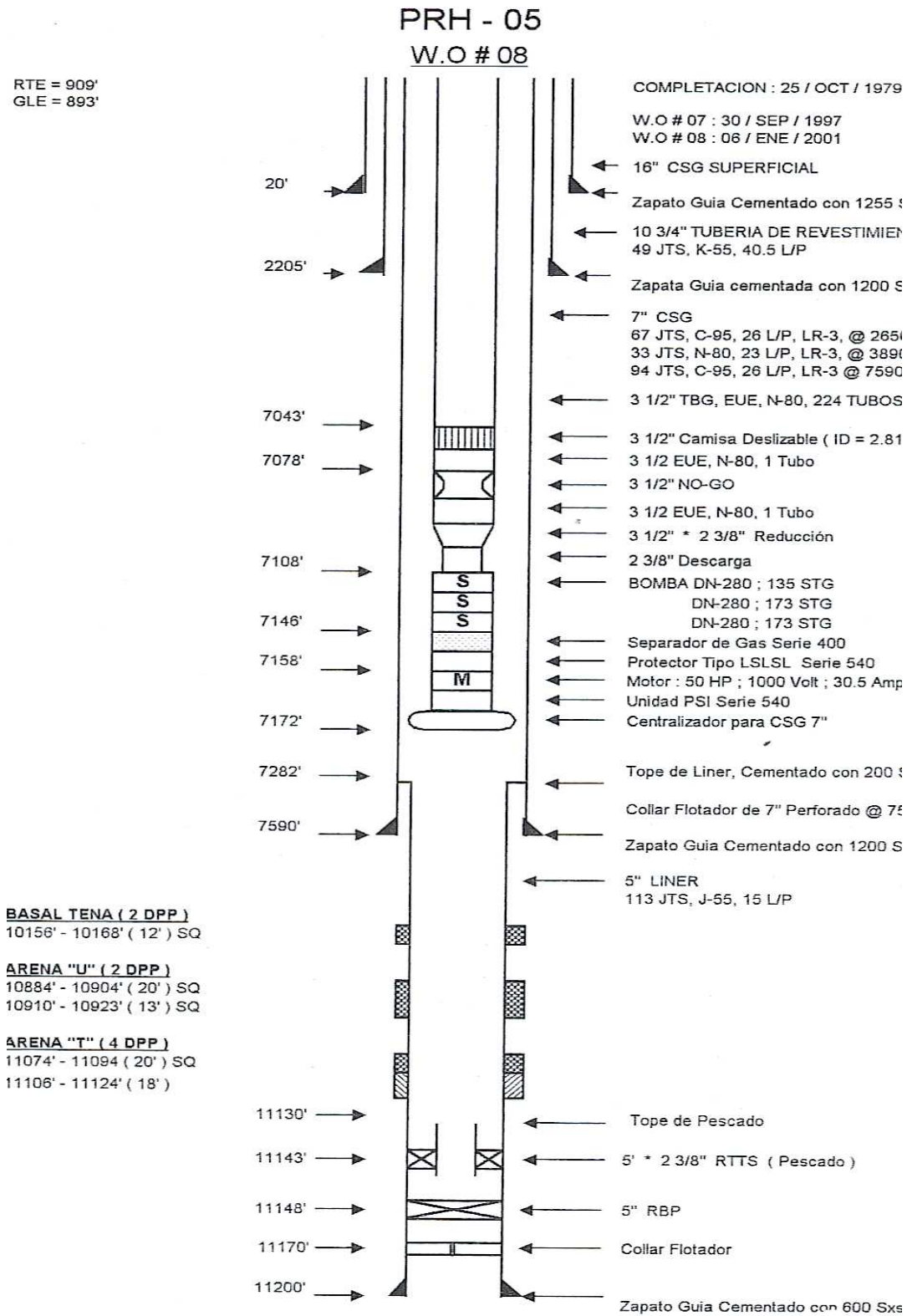


Fig. 3.4.- Diagrama de Completación del Pozo PRH 5

Fuente: Archivo Técnico Petroproducción

3.1.10.2.- EVALUACION DEL REGISTRO DE CEMENTACION

De acuerdo a la evaluación realiza al registro de cementación tenemos que en la arena en la cual nosotros vamos a trabajar existe una buena cementación y esta apto para realizar un trabajo de fracturamiento.

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

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

3.2.10.3.- CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA

Tabla 3.2.7.- Características de la tubería en el pozo PRH 5

CASING	TUBING	INTERVALO	DPP
7"	3 1/2"	11106-11124'	4
LINER 5"	3 1/2"		

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.2.11.- RESERVAS DEL POZO

Para calcular las reservas de este pozo se utilizo el método de Curvas de Declinación, que consiste en utilizar la curva del historial de producción y hacer una predicción a futuro de la producción, que parra nuestro caso se utilizo 120 meses, y luego calcular el área bajo la curva de la predicción de producción, este análisis se lo realizo atizando el programa OFM, el cual utiliza Petroproducción para determinar las reservas en todos sus campos.

Del Análisis de curvas de declinación se obtuvieron los siguientes resultados:

ARENA	RESERVAS (BLS)	PROD. ACUM (BLS)	REMANENTES (BLS)
Ti	1.040.590,00	486.334,00	554.256,00

Por lo tanto tenemos unas reservas remanentes de 554.2562,00 barriles de crudo por ser recuperados en el pozo PRH 5.

3.2.12.-ANALISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION

El análisis de la prueba de restauración de presión corresponde al intervalo disparado de: 11106' a 11124', a 4 dpp

Del análisis de la prueba se determinaron los siguientes resultados:

Tabla 3.2.8.- Resultados de la Pruebas de Presión del pozo PRH 2

ARENA	K (md)	Pwf (psi)	Pr (psi)	M	IPA	DANO
Ti	80,42	1986	2539	52,30	0,91	4,60

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.2.13.-ANALISIS DEL POZO PRH-2 PARA EL FRACTURAMIENTO

3.2.13.1.-PERMEABILIDAD

La permeabilidad fue determinada mediante el análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en el pozo PRH 5, y haciendo una relación entre las permeabilidades obtenidas se tomo la obtenida en la última prueba ya que si refleja las condiciones del pozo en su historia la misma que es de 80,42 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 850 md para la arena, además debemos tomar en cuenta los diferentes trabajos de reacondicionamiento que se han efectuado a la formación, entre los cuales tenemos un fracturamiento a los inicios de su producción, después en su mayoría se realizaron acidificaciones que van a variar de una manera considerable las condiciones iniciales del pozo.

También podemos ver en los análisis de cores 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 infinita en la fractura lo que nos ayudara a recuperar las reservas existentes en el pozo

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.

3.2.13.2.-DAÑO DE FORMACION

El pozo PRH 5 presenta un daño de formación $S = 4,60$, las causas del mismo podrían ser:

- Taponamiento de sólidos
- Posible daño en las perforaciones
- Restricción física de los caminos de flujo, e,
- Invasión

3.2.13.3.-PRESION DEL YACIMIENTO

La presión del reservorio fue determinada en el análisis de la prueba de restauración de presión, el valor encontrado es de 2539 psi.

3.2.13.4.-RAZONES PARA FRACTURAR

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

- La baja permeabilidad evidenciada en el análisis
- La declinación en la producción
- Un posible arenamiento en el pozo
- El daño de formación que para este pozo es considerable alto
- Las malas características del crudo

Teniendo en cuenta que el pozo cuenta con suficientes reservas para seguirlo explotando, este pozo es un candidato excelente para realizar un fracturamiento hidráulico, con el cual se mejoraría la eficiencia de flujo, mejorando la conductividad al incrementar la permeabilidad y by paseando el daño de formación.

3.3.-POZO: PARAHUACU 9

3.3.1.-ANTECEDENTES:

El pozo PRH-09, se encuentra en el eje norte de la estructura del campo Parahuacu, fue completado definitivamente el 24 de septiembre de 1999, el pozo actualmente se encuentra cerrado por bajo aporte y por comunicación tubing-casing bajo la cavidad de la bomba. El pozo esta completado con bombeo hidráulico.

3.3.2.-UBICACIÓN

LONGITUD: 76°42'45",79

LATITUD: 0°06'31",991

3.3.3.-OBJETIVO

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en la arena Ti, del pozo PRH 9, con el fin de by pasear el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.3.4.-DATOS DEL POZO Y RESERVORIO

Tabla 3.3.1.- Datos de reservorio y ultima prueba de producción del pozo para la arena Ti

TOPE(pies)	BASE(pies)	Ho(pies)	POR.	SW
9712'	9722'	5'	12,6	38

Qt (BFPD)	Qo (BPPD)	BSW	TEMP (°F)
167	95	43	195

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

La última prueba de restauración de presión que se tiene del pozo es del 20 de Enero de 2004 de la cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3.3.2.- Datos de la ultima prueba de presión del pozo para la arena Ti

AREN A	K (md)	Pwf (psi)	Pr (psi)	m	IPA (%)	DAÑO
Ts	82	729	2513	339	0,09	0.54

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.3.5.-CARACTERISTICAS DE LA ARENA

Arenisca friable de cuarzo, de color gris verdoso, de grano muy fino a fino, de subangular a subredondeada, mal clasificado, bien glauconítica con cemento calcáreo, saturada de hidrocarburos de fluorescencia blanquecina, corte rápido y sin residuos

3.3.5.1.- ANALISIS DE CORES

No se ha realizado un análisis de cores para este pozo, pero se puede tomar como datos los resultados expuestos en el PRH-5 que para nuestro efecto si funcionan porque son para la misma arena.

3.3.6.- ANALISIS PVT PARA LA ARENA “T” PRH9

Este estudio fue realizado a la presión del yacimiento 222 °F, y las presiones del separador de 0, 25 y 50 psi

De los resultados de la prueba se determino que la $P_b = 11901$ psi.

Durante la liberación diferencial a 222 °F, se dieron los siguientes resultados

Tabla 3.3.3.- Resultados del análisis PVT del pozo PRH 9

Rs	324 pc/bbl
Bo a P_b	1,3039
u a P_b	0,7288
API	30,2
u a 205 oF,	0,8168

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Además se efectuaron pruebas en el separador a 100 °F a diferentes presiones:

Tabla 3.3.4.- Resultados del análisis PVT

PRESION	GOR	Bo	API (60 oF)	GG	BTU
50	397	1,278	30,8	0,62	1077
25	315	1,277	31	-	-
0	323	1,308	30,9	1,15	1784

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

Además se encontró una variación de la viscosidad desde un mínimo de 1,14 cp a la P_b , hasta 2,63 cp a la presión atmosférica.

3.2.7.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA FORMACION

Aquí en la formación encontramos lutitas, arenas limpias, arenas sucias, y las arenas productoras, para las cuales tenemos las siguientes propiedades mecánicas.

Tabla 3.3.5.- Propiedades mecánicas de las rocas

Nombre	Mod.Young	Radio Poisson	Dureza
Lutita	3,600 e 06	0,35	1000
arena sucia	2,500 e 06	0,25	700
arena limpia	3,500 e 06	0,2	1200
arena U	4,578 e 06	0,2	1200
arena T	3,625 e 06	0,2	1200

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.3.8.-HISTORIA DEL POZO

3.3.8.1.-PRUEBAS INICIALES

- Prueba de Producción Inicial

PRUEBA	ZONA	TIEMPO	BPPD	BSW	°API 60 °F	PC psi.
18-09-99	Ts	31	253	52		
09-09-99	Ui	30	60	88		-

Evalúan arena "Ts" con bomba jet y elementos de presión: BFPD = 528, BPPD = 253, BSW = 52 %, °API = 38 a 60 °F,

WO # 1

FECHA: 27-ENE-2004

OBJETIVO: PUNZONAR ARENA Ts (9712'-9722'), EVALUAR Y DISEÑAR TIPO DE LEVANTAMIENTO

Trabajo exitoso el pozo queda completado con BHA de Bombeo Hidráulico

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	25-10-79	T	PISTON		100				
DESPUES	06-01-80	Ti	PPF	645	1	32			Prueba estación

- Sacan BES Reda: Bombas Limpias. Giro suave. Separador de gas limpio, giro suave. Motor con corrosión severa en la parte inferior, giro suave, eléctricamente bueno. Cable con tres fases recalentadas
- Asientan CIBP a 9740'
- Punzonan con cañón convencional el siguiente intervalo:
 - Arena "Ts" (9712'-9722') (10') @ 5 DPP**
- Evalúan arena "Ts" con bomba jet-9I:
TR= 569 bls., BFPD= 168, BPPD= 69, BSW = 59%, sal= 2000 ppm Cl⁻. THE = 64
- Baján elementos de presión. Evalúan arena "Ts" con bomba jet-9I:
TR= 569 bls., BFPD= 168, BPPD= 96, BSW = 43%, sal= 2000 ppm Cl⁻. THE = 93
- Muelen CIBP a 9740'
- Baján BHA de bombeo hidráulico con cavidad Guiberson PL-I. Desplazan Jet-D6

3.3.9.-HISTORIA DE PRODUCCION

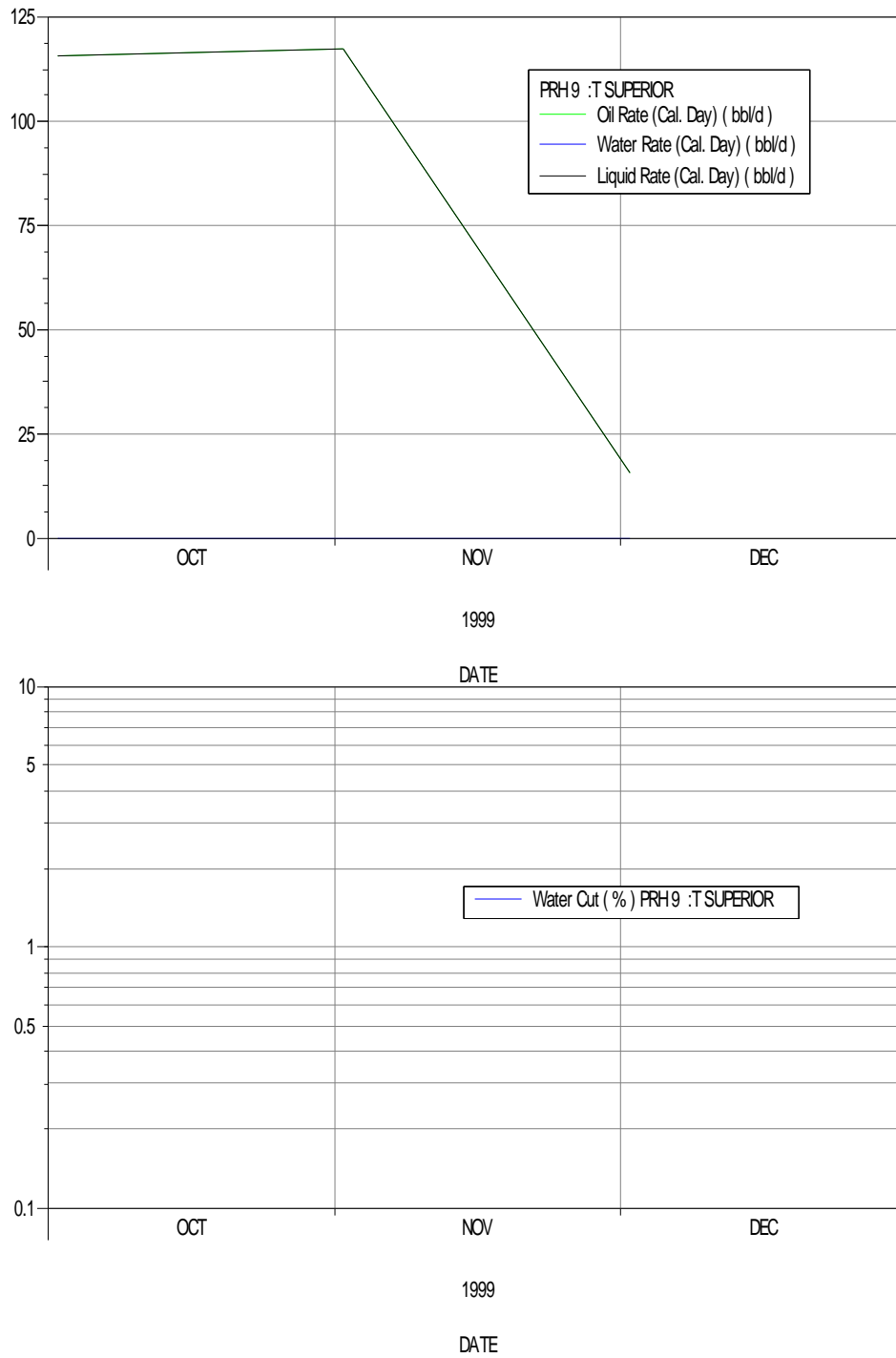


Fig. 3.5.- Historial de producción del pozo PRH 9
Fuente: Departamento de Yacimientos (OFM)

3.3.10.- ESTADO MECANICO DEL POZO

3.3.10.1.-DIAGRAMA DE COMPLETACION

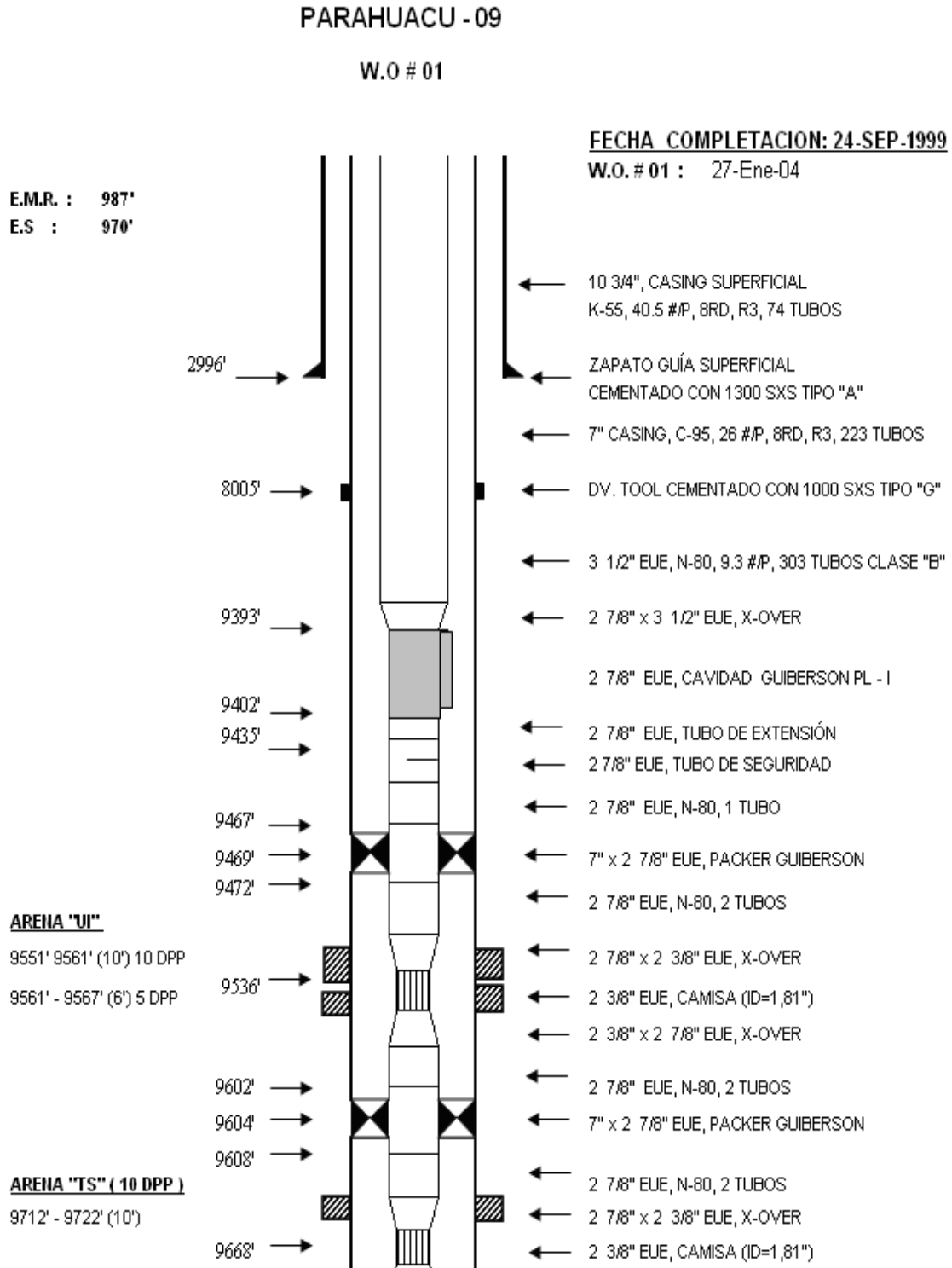


Fig. 3.6.- Diagrama de Completación del Pozo PRH 5

Fuente: Archivo Técnico Petroproducción

3.3.10.2.- EVALUACION DEL REGISTRO DE CEMENTACION

De acuerdo a la evaluación realiza al registro de cementación tenemos que en la arena en la cual nosotros vamos a trabajar existe una buena cementación y esta apto para realizar un trabajo de fracturamiento.

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

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

3.3.10.3.- CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA

Tabla 3.3.6.- Características de la tubería en el pozo PRH 9

CASING	TUBING	INTERVALO	DPP
7"	3 1/2"	9760-9768'	5

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.3.11.- RESERVAS DEL POZO

Para calcular las reservas de este pozo se utilizo el método volumétrico el cual consiste en:

$$N = \left(\frac{7758 * Vb * So * \phi}{Bo} \right) \quad (3.1)$$

Para estos cálculos se tomo como radio de drenaje 500 metros, dato que fue proporcionado por el departamento de Yacimientos de Petroproducción de donde se tienen los siguientes resultados

ARENA	RESERVAS (BLS)	PROD. ACUM (BLS)	REMANENTES (BLS)
Ti	155.529,71	7.600	147.929,71

Por lo tanto tenemos alrededor de 147.929,71 barriles de crudo por ser recuperados del pozo PRH 9.

3.3.12.-ANALISIS DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION

El análisis de la prueba de restauración de presión corresponde al intervalo disparado de: 9712'-9722', a 5 dpp

Del análisis de la prueba se determinaron los siguientes resultados:

Tabla 3.3.7.- Resultados de la Pruebas de Presión del pozo PRH 2

ARENA	K (md)	Pwf (psi)	Pr (psi)	m	IPA (%)	DAÑO
Ts	10	729	2513	339	0,09	0.54

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Archivo Técnico de Petroproducción

3.3.13.-ANALISIS DEL POZO PRH-9 PARA EL FRACTURAMIENTO

3.3.13.1.-PERMEABILIDAD

La permeabilidad fue determinada mediante el análisis de la prueba de restauración de presión realizada el 20 de enero del 2004, arrojando una permeabilidad de 10 md, Esta es la única prueba realizada en este pozo.

En este pozo la causa principal de la baja producción es por el arenamiento lo cual ha reducido la permeabilidad en las caras del pozo, además tenemos que la permeabilidad de la formación es muy baja en relación a los parámetros iniciales del pozo.

3.3.13.2.-DAÑO DE FORMACION

El pozo PRH-9 presenta un daño de formación $S = 0,54$, las causas del mismo podrían ser:

- Taponamiento de sólidos
- Posible daño en las perforaciones
- Restricción física de los caminos de flujo, e,
- Invasión

3.3.13.3.-PRESION DEL YACIMIENTO

La presión del reservorio fue determinada en el análisis de la prueba de restauración de presión, el valor encontrado es de 2513 psi.

3.3.13.4.-RAZONES PARA FRACTURAR

Analizando todos los parámetros antes expuestos, se observa que la producción del pozo declino exageradamente, lo que puede ser consecuencia de:

- La baja permeabilidad evidenciada en el análisis
- Un posible arenamiento en el pozo
- El daño de formación que para este pozo es considerable alto
- Las malas características del crudo

Teniendo en cuenta que el pozo cuenta con suficientes reservas para seguirlo explotando, este pozo es un candidato excelente para realizar un fracturamiento hidráulico, con el cual se mejoraría la eficiencia de flujo, mejorando la conductividad al incrementar la permeabilidad y by paseando el daño de formación.

3.4.-FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Luego de revisar la información obtenida en los resultados de análisis, se concluye que los pozos PRH 2, PRH 5, PRH 9, es posible incrementar la producción mediante el fracturamiento hidráulico en los intervalos de arena evaluados. La baja producción de los pozos 2 y 5, y el pozo cerrado 9, además la baja permeabilidad encontrada en la roa matriz y el daño de formación existente los convierten en pozos potenciales para realizar una estimulación mediante fractura hidráulica. Similares condiciones encontradas en el pozo PRH 7 pozo en el cual se efectuó una fractura con resultados exitosos en incremento de producción, reducción del daño y mejoramiento de la conductividad.

Observando también el tipo de arena que tenemos en los intervalos productores como la caolinita también son razones por las cuales los pozos son candidatos al fracturamiento.

Mediante el fracturamiento se lograra disminuir el drawdown de producción teniendo una explotación más controlada que evite la migración de finos que taponen las gargantas porales reduciendo la permeabilidad de formación. De esta forma mediante el fracturamiento se obtendrán los siguientes objetivos:

- Creación de un canal altamente conductivo y de longitud considerable y maximice el área expuesta entre las paredes de la fractura y la formación, aumentando así el flujo desde la formación hacia la fractura.
- Minimizar el drawdown de producción para así evitar la migración de finos.
- Sobrepasar el daño de formación, que contribuye a la baja producción del pozo.
- Incrementar la taza de producción a niveles económicamente atractivos.

En la mayoría de fracturamientos en arenas de bajas permeabilidades el objetivo es maximizar la longitud de fractura, para así aumentar el área de las paredes de fractura en contacto con la formación e incrementar el flujo desde la formación hacia la fractura. Cabe resaltar que la longitud de fractura es inversamente

proporcional a la permeabilidad de formación, por esta razón se requiere una fractura con mayor longitud.

3.5.-DISEÑO DE FRACTURA

El primer paso considerado en este fracturamiento, envuelve el proceso de "DATAFRAC". El cual esta dividido en dos secciones, en la primera de ellas se utilizara el fluido denominado "FREFLO", cuya función principal incluye entre otras, el acondicionar la formación y prepararla para recibir los fluidos base agua que serán bombeados a continuación. Además de eso es un fluido newtoniano que permite determinar los límites superiores de presión de fractura, así como también permite estimar los valores de presión de fricción observadas en los tubulares y en las perforaciones. De acuerdo a este estudio se podrá estimar la condición de los perforados existentes y tomar una mejor decisión antes de proceder con el fracturamiento hidráulico. Este fluido se utiliza para realizar una prueba de inyección a diferentes caudales, tanto ascendentes como descendentes.

La segunda parte del proceso, consiste en la inyección para calibración y declinación de presión. En esta parte se utilizara el fluido de fracturamiento hidráulico "YF130HTD", inyectado al caudal que se piensa utilizar durante el fracturamiento hidráulico. Con este análisis puede determinarse la eficiencia del fluido, geometría de la fractura, presión de cierre, entre otras propiedades.

Finalmente, pruebas de laboratorio serán realizadas para determinar la concentración óptima de activador, programa de rompedores, y determinación de propiedades de gel lineal, así como también asegurar que el agua fresca utilizada se encuentre dentro de los parámetros óptimos para garantizar el correcto desempeño del fluido de fractura y un pronto rompimiento para favorecer la rápida limpieza de la formación.

3.6.-SELECCIÓN DEL FLUIDO

Para la selección del fluido de fractura se fijó como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento.

Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente, lo más pronto posible.

Basándose en lo anteriormente expuesto y en la temperatura estimada del yacimiento T (195°F), U (202°F), se propone utilizar el sistema YF130HTD como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, lo cual nos llevaría a obtener el incremento de producción deseado.

YF es la denominación de SLB para un fluido activado, la serie 100 significa que se está utilizando un gel lineal basado en guar, con una carga de polímero equivalente a 30 gl/mgl. Las letras HTD significan que es un fluido que se activa retardadamente y ha sido diseñado para trabajar a alta temperatura.

Se calcula el efecto de retardación hasta que el fluido se encuentra aproximadamente a $\frac{3}{4}$ de distancia dentro de la tubería, con el efecto de reducir la presión de fricción a un nivel aceptable para favorecer el bombeo a altos caudales y lograr la mayor presión neta dentro de la formación.

Sin embargo, la carga del polímero a ser utilizada durante la fractura será redefinida en locación, luego del análisis del DataFRAC.

Los aditivos rompedores consisten en un producto basado en persulfato de sodio, el cual está disponible en dos presentaciones: la versión normal utilizada en solución, basado en agua. La segunda versión consiste en el mismo material, recubierto de un material impermeable que se rompe una vez que el esfuerzo de

cierre empieza a actuar sobre el, siendo este el momento en el cual el aditivo es liberado y la acción rompedora inicia.

3.7.-SELECCION DEL APUNTALANTE

La función del agente de sostén dentro del fracturamiento hidráulico es mantener las paredes de la fractura separadas una vez que el bombeo finalice y el fluido de fractura se filtre a la formación.

Uno de los principales factores de selección del apuntalante es la conductividad que se obtendrá luego del tratamiento. Adicionalmente, se debe también considerar los esfuerzos sobre el apuntalante, para asegurar que el mismo se encuentre dentro de los valores aceptables para mantener su integridad.

Para la selección del apuntalante se debe tomar como parámetro principal la presión de cierre que se espera conseguir en el yacimiento.

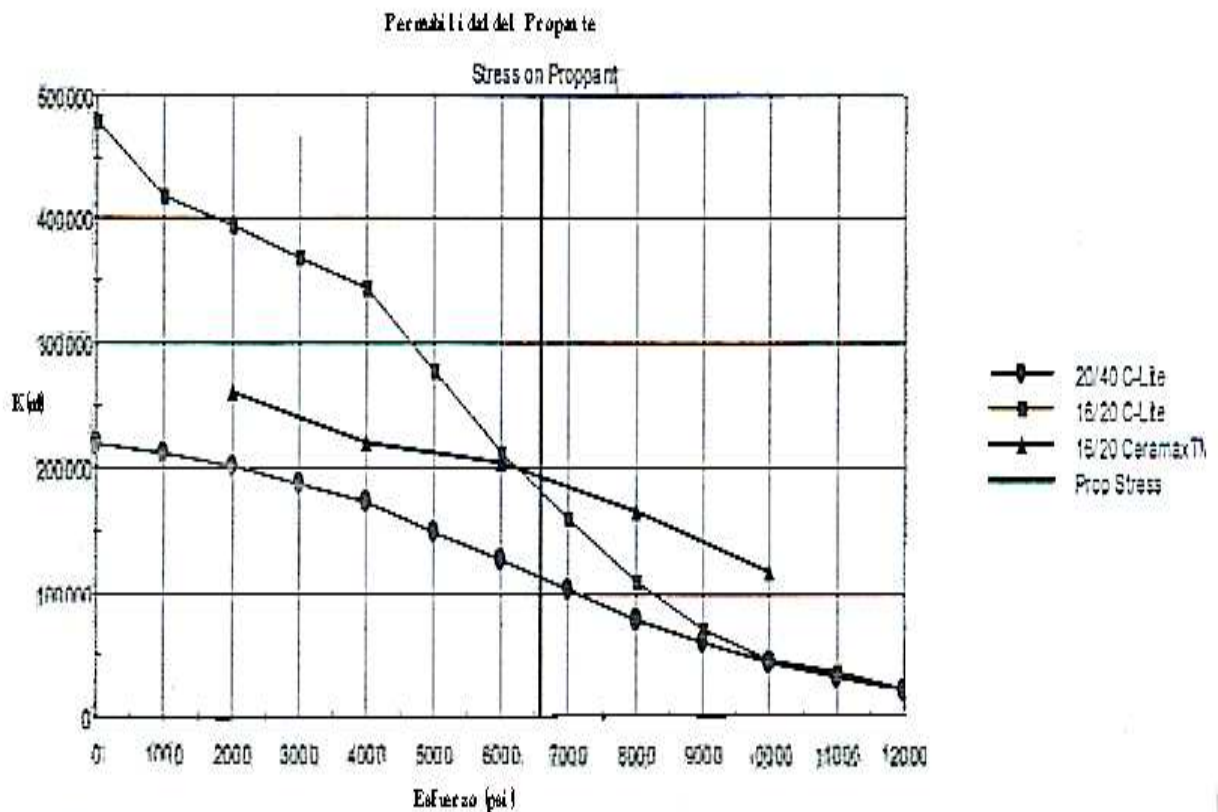


Fig. 3.7.- tipos de propanos en función de la permeabilidad y el esfuerzo

Fuente: SLB Fracturing Service

Tabla 3.7.1.- Tipos de propantes y características

PROPANTE	GRAV, ESP.	DIAMETRO (PULG)	POR (%)	K (md)
20/40 C-LITE	2,73	0,028	35	406000
16/20 C-LITE	2,73	0,037	35	777500
16/20 CERAMAX TMI	2,66	0,041	35	543250

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Plan de Fracturamiento hidráulico SLB

3.8.- PREVENCIÓN DE REFLUJO DE APUNTALANTE

En ocasiones anteriores se ha probado exitosamente el PropNET, el cual es una pequeña fibra que bombea juntamente con el apuntalante. Esta fibra permite formar una malla estrecha que no solamente favorece el bombeo de fluido más apuntalante dentro de la tubería (buena suspensión de sólidos, especialmente en concentraciones de apuntalantes más altas), sino que además impide la producción o reflujo de apuntalante una vez que el pozo sea puesto en producción.

3.9.-SIMULADOR DE FRACTURA HIDRAULICA

Schlumberger utiliza el simulador FracCADE, con la finalidad de determinar el programa de bombeo que resulte en la geometría final de fractura, para dicho propósito utilizamos información de presiones de los últimos trabajos de fracturas realizados en el campo, análisis petrofísicos a partir de registros eléctricos y propiedades mecánicas de las rocas promedias para el tipo de roca encontrada, información de B'UPs. Además todos estos parámetros serán ajustados con el DataFRAC para lograr un mejor entendimiento de los parámetros de formación antes de la ejecución del tratamiento, con el objeto de realizar el fracturamiento en forma más segura.

El simulador indica los siguientes parámetros luego de una corrida:

- Tope inicial de fractura
- Base inicial de fractura

- Longitud de fractura propada
- Ancho propado promedio
- Concentración de gel promedio
- Factor de fluido gel retenido promedio
- Presión neta
- Eficiencia
- Conductividad efectiva
- Fcd efectiva
- Presión máxima en superficie

Además nos muestra la geometría de la fractura que se va a obtener en el proceso de fracturamiento.

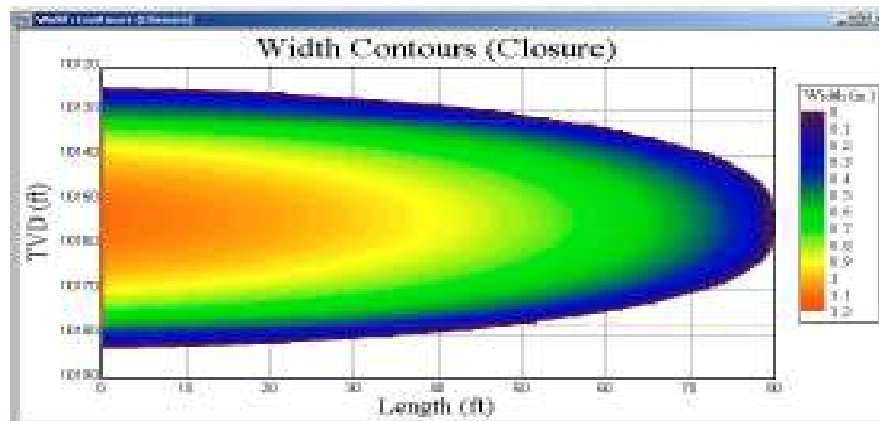


Fig. 3.8.- Geometría de fractura realizada por el simulador
Fuente: SLB Fracturing Service

Luego de obtenida la geometría de fractura, utilizando los datos de los pozos, y los datos determinados en la base de análisis se procede a realizar un pronóstico de producción del pozo fracturado, así como también el calculo del nuevo Índice de Productividad del Pozo.

Este proceso para este proyecto se lo realizo utilizando la metodología empleada por Petroproducción para la determinación del incremento de producción en vista de que resulta muy complicado acceder a simular los datos, ya que no se cuenta con un simulador propio en Petroproducción de fracturamiento hidráulico.

Una longitud de fractura optima esta alrededor de los 200 ft, además se debe tener en cuenta que para formaciones con baja permeabilidad se va a requerir una fractura con mucha mayor longitud que ancho, de igual manera en formaciones con permeabilidades altas lo que se requiere es una fractura mas ancha que larga.

De igual manera mientras mas larga es la fractura mayor será el caudal que se utilizara en el fracturamiento hidráulico.

El PAD la cantidad de fluido inicial que se utiliza en la fractura y va a corresponder a un 35% del total de fluido utilizado para la misma, de igual forma mientras menor sea la permeabilidad mayor será el PAD

Continuación se muestra un programa de bombeo tentativo, así como los volúmenes requeridos de fluido y la cantidad de apuntalante se las puede ver a continuación.

Tabla 3.9.1.- Pronóstico de bombeo hidráulico para un pozo

ETAPA	Q BOMBA Bbl/min	FLUIDO	Vol. FUIDO gl	GEL Con. Lb/gl	PROP. TIPO Y MALLA	Conc. PROP ppa
PAD	19	YF130HTD	3900	30		0
0,5 PPA	19	YF130HTD	1500	30	16/20 Ceramax TMI	0,5
1 PPA	19	YF130HTD	1500	30	16/20 Ceramax TMI	1
2 PPA	19	YF130HTD	1600	30	16/20 Ceramax TMI	2
3 PPA	19	YF130HTD	1700	30	16/20 Ceramax TMI	3
4 PPA	19	YF130HTD	1800	30	16/20 Ceramax TMI	4
5 PPA	19	YF130HTD	1900	30	16/20 Ceramax TMI	5
6 PPA	19	YF130HTD	1000	30	16/20 Ceramax TMI	6
6,5 PPA	19	YF130HTD	1000	30	16/20 Ceramax TMI	6,5
FLUSH	19	WF130	3742	30		0

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Plan de Fracturamiento hidráulico SLB

Tabla 3.9.2.- Ejemplo de cantidad de Fluido y Propante para una fractura

TOTAL DE FLUIDOS
15900 GAL de YF130HTD
3742 GAL de FLUSH

TOTAL DE PROPANTE
39800 LB de 16/20 CERAMAXTMI

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Plan de Fracturamiento hidráulico SLB

Estos datos son aproximados para un trabajo de fractura, estos datos son dados por el simulador, además van a variar de acuerdo a las condiciones que se tenga en el proceso de fracturamiento y de la distancia de fractura que nosotros vamos a requerir para realizar una fractura.

3.10.- PROGRAMA GENERAL DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO PARA POZOS DE PARAHUACU

El siguiente programa de fracturamiento es el que tentativamente se utilizará para realizar todo el proceso de fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados para el campo Parahuacu

- Mover torre de reacondicionamiento a locación
- Controlar pozo con agua filtrada y tratada
- Desarmar cabezal del pozo, armar BOP, sacar completación BH, chequear presencia de escala, sólidos y corrosión
- Bajar conjunto de pesca con overshot, sacar completación de fondo
- Bajar con broca y raspatubos en tubería de 3 ½". Topar cemento gentilmente, no perforar. Circular para limpiar y sacar
- Correr registros eléctricos con cable, consistente en:
 - CBL/VBL/USIT
 - Densidad, neutrón y gammaray detrás del casing
- Cubrir al menos toda las formaciones interesadas. Si el registro de cemento no muestra buena adherencia frente a la zona de interés y vecindades, se realizara una cementación forzada para mejorar la adherencia.
- Bajar sarta de evaluación para la zona de interés con sensores de fondo para realizar B'UP. Tiempo estimado de producción requerido es 48 hrs. Tiempo de cierre al menos 48 hrs. Realizar prueba de inyektividad a la formación, si no se tiene buena admisión se recomendara realizar re-disparos en el mismo intervalo propuesto densidad de 4 o 5 ddp

- Movilizar y armar equipo de Well Services para fracturamiento hidráulico. El taladro deberá suministrar un estimado de 1200 bbls de agua fresca filtrada para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento
- Sacar sarta de prueba y bajar sarta de fracturamiento hidráulico consistente en:
 - 3 ½" EUE niple campana
 - 3 ½" EUE, 9,3 #/ft, 1 tubo
 - 3 ½" EUE, packer tipo positrieve
 - 3 ½" EUE, 9,3 #/ft, 1 tubo
 - 3 ½" EUE, no go, diámetro interno de 2 ¼"
 - 3 ½" EUE, 9,3 #/ft, tubing hasta superficie
 - Probar tubería con 3000 psi cada 3,000 ft hasta llegar al fondo. Probar asentamiento de packer con 800 psi de presión anular
- Realizar prueba de líneas de SLB con 8,000 psi contra válvula tapón en cabezal de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 5 minutos, liberar presión, abrir cabezal de pozo y probar con 7,000 psi contra standing valve durante 5 minutos
- Si la prueba es exitosa, liberar presión, retirar conexiones en cabezal de pozo y recuperar standing valve con slickline. Conectar nuevamente líneas de Well Services, probar con 8,000 psi nuevamente contra la válvula del cabezal.
- Abrir bypass del packer, probar circulación y bombear tubing pickle consistente en:
 - 5 bbls de gel lineal
 - 10 bbls de 10% de HCl
 - Desplazar hasta que el ácido se encuentre a 1 bbls cerca del bypass. Detener bombeo, cambiar válvulas en superficie y reversar al tanque de viaje del taladro donde será neutralizado antes de desechar el fluido
- Realizar DataFrac, el cual consistirá aproximadamente lo siguiente:
 - Prueba multitasas ascendente y descendente hasta 12 bpm, utilizando 180 bbls de FreFlo
 - Prueba de inyección con 300 bbls de YF130HTD, bombeados a 18 bpm

- Esperar declinación de presión durante aproximadamente 1 hr. Reportar resultados a departamento técnico para realizar análisis y redefinir tratamiento de fractura. Realizar verificación de fluidos, mezclar mas gel lineal en caso de necesidad
- Realizar operación de fracturamiento hidráulico, el cual tentativamente tendra la siguiente secuencia

ETAPA	Q BOMBA Bbl/min	FLUIDO	Vol. FUIDO gl	GEL Con. Lb/gl	PROP. TIPO Y MALLA	Conc. PROP ppa
PAD	19	YF130HTD	3900	30		0
0,5 PPA	19	YF130HTD	1500	30	16/20 Ceramax TMI	0,5
1 PPA	19	YF130HTD	1500	30	16/20 Ceramax TMI	1
2 PPA	19	YF130HTD	1600	30	16/20 Ceramax TMI	2
3 PPA	19	YF130HTD	1700	30	16/20 Ceramax TMI	3
4 PPA	19	YF130HTD	1800	30	16/20 Ceramax TMI	4
5 PPA	19	YF130HTD	1900	30	16/20 Ceramax TMI	5
6 PPA	19	YF130HTD	1000	30	16/20 Ceramax TMI	6
6,5 PPA	19	YF130HTD	1000	30	16/20 Ceramax TMI	6,5
FLUSH	19	WF130	3742	30		0

- Esperar cierre de fractura. Liberar presión. Si el pozo fluye, recuperar los fluidos de la formación por un periodo estimado de 4 hrs para luego controlarlo con salmuera a 8,5 ppg
- Si el pozo no fluye, desasentar packer, bajar sarta topar fondo y volver a subir unos 4 ft, fluir el pozo en reversa para recuperar remanente de apuntalante y gel de fractura roto
- Sacar sarta de fractura, correr sarta de evaluación para poner pozo en producción por BH
- Evaluar pozo hasta tener producción estabilizada. Verificar que no exista producción de finos o apuntalante
- Bajar completación de producción definitiva de acuerdo a los resultados de la evaluación y diseño por parte de ingeniería
- Realizar prueba de producción
- Dar por terminadas las operaciones

Para cada pozo los valores van a variar debido a que se van a encontrar esfuerzos diferentes debido a que las formaciones no presentan las mismas

condiciones lo cual lo determinaremos al momento de correr los registros eléctricos antes mencionados en el programa de fracturamiento.

Sarta de trabajo para fracturamiento hidráulico

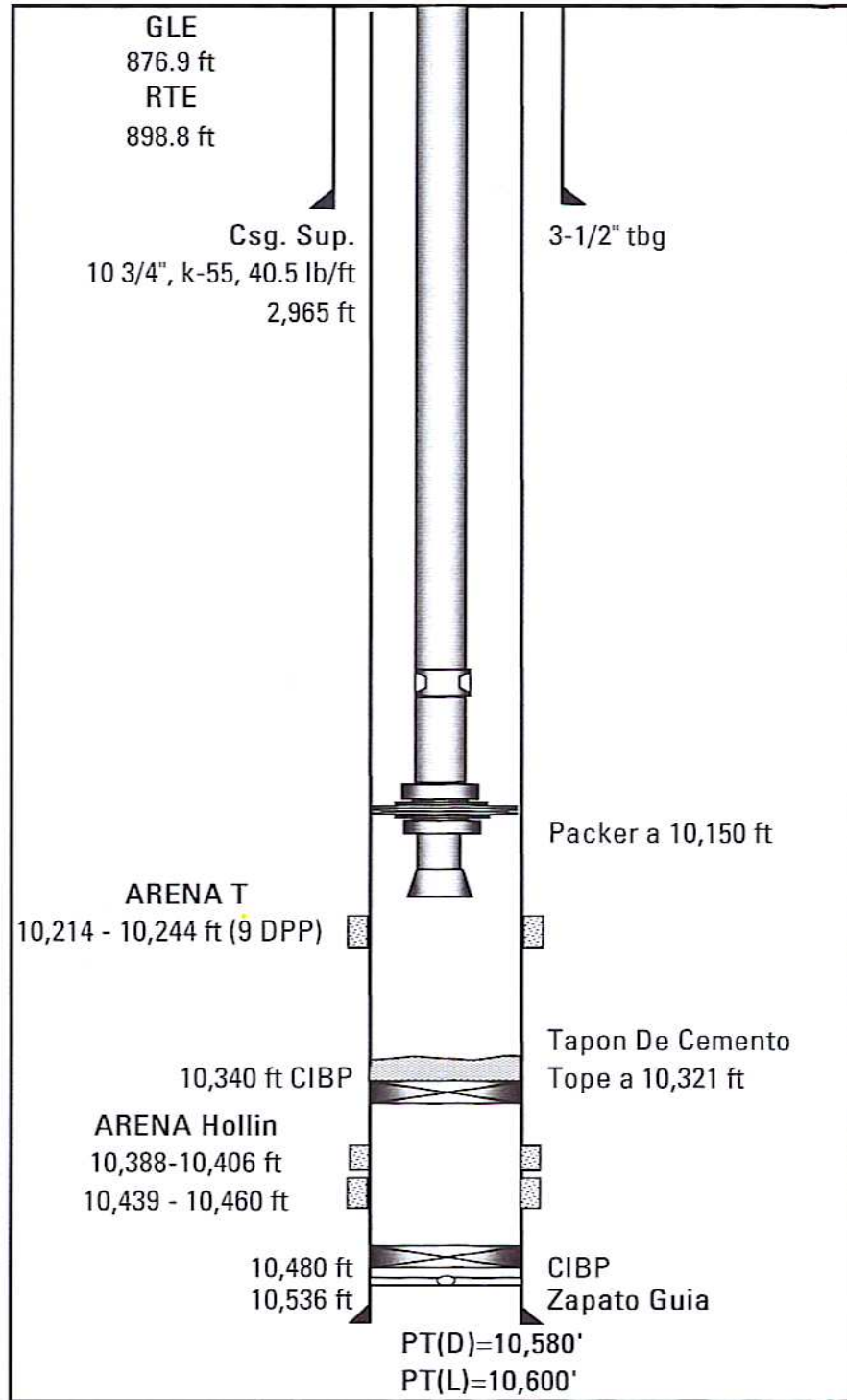


Fig. 3.10.- Ejemplo de completación por un Fracturamiento Hidráulico

Fuente: SLB Fracturing Service

3.11.- VALORES ESTIMADOS PARA EL PROCESO

3.11.1.- PRESIONES

Para que la fractura se propague las presiones deben ser superiores al esfuerzo mínimo de la formación, de lo que tenemos que la presión neta va a ser la diferencia entre la presión de fracturamiento menos la presión de cierre.

De aquí tenemos que la presión de fractura es igual a la suma de la presión de superficie mas la presión hidrostática y menos la presión de fricción en la tubería, la misma que es difícil de estimar , esta presión se la mide en superficie y es la suma de las fricciones en tubería, perforaciones y tortuosidad.

La presión neta esta entre los rangos de 100 a 2500 psi y va a depender de las características de la formación que tengamos nosotros, estos valores son determinados a partir del simulador de fractura y son corroborados al momento de realizar el fracturamiento.

3.11.2.- TIEMPO

El tiempo estimado para realizar una fractura desde el momento de inicio de la fractura hasta terminar de bombear el fluido propuesto esta mas o menos en el rango de 30 a 60 minutos.

A continuación se presentan los valores requeridos de fluido, propante, tiempo y las presiones que se van a necesitar para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico.

Tabla 3.11.1.- Fluido, Propante, Presiones y Tiempos para un fracturamiento

ETAPA	FLU. ETA.	ACU. FLUI.	PROP. ETA.	ACU. PROP.	PRESION SUP.	T. ETAPA	ACU. T
PAD	3900	3900	0	0	4906	4,9	4,9
0,5 PPA	1500	5400	750	750	4995	1,9	6,8
1 PPA	1500	6900	1500	2250	5130	2	8,8
2 PPA	1600	8500	3200	5450	5112	2,2	11
3 PPA	1700	10200	5100	10550	5029	2,4	13,4
4 PPA	1800	12000	7200	17750	4930	2,7	16
5 PPA	1900	13900	9500	27250	4849	2,9	19
6 PPA	1000	14900	6000	33250	4852	1,6	20,5
6,5 PPA	1000	15900	6500	39750	4905	1,6	22,2
FLUSH	3742	19642	0	39750	5321	4,7	26,9

Elaborado por: Alejandro Castañeda

FUENTE: SLB Fracturing Services

3.12.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS

- Reducir y/o estimular el daño de formación, aumentando la productividad y la inyectividad del pozo
- Reducir el Drawdown y la velocidad de flujo, evitar la precipitación de escalas, parafinas y asfáltenos
- Incrementar la permeabilidad de la formación
- Evitar la producción de arena de formación
- Incrementar la producción y el valor presente neto
- Aumentar reservas
- Si no se realizan bien los análisis puede ocurrir pérdida de filtrado a la formación disminuyendo la eficiencia del tratamiento
- Si no se escoge bien los fluidos de fractura y apuntalantes no lograremos obtener la geometría de fractura deseada para el proceso

3.13.- INCREMENTO DE PRODUCCION

Luego de realizado el proceso de fracturamiento nosotros vamos a obtener un incremento en la producción de los pozos y por ende en el campo, estos valores se los determino mediante la siguiente ecuación, la cual es utilizada por el departamento de Ingeniería de Petróleos para los fines consiguientes.

Para analizar el incremento de producción se utilizara la formula del caudal incremental, la cual se encuentra en función de Índice de Productividad del pozo y de un delta de fracturamiento, el cual se calcula restando el daño de estimulación del daño total de pozo.

$$Q_i = IP * \Delta P_{\text{fracturamiento}}$$

$$\Delta P_{\text{frac}} = 0,87 * m * (S_{\text{daño}} - S_{\text{estimacion}}) \tag{3.4}$$

3.13.1.- INCREMENTO DE PRODUCCION POZO PRH-2

3.13.1.1- IPR DEL POZO

DATOS

Pr: 1911 psi

Pb: 1485 psi

Pwf: 985 psi

Qo: 1001 bls

Qw: 1 bl

RESULTADOS

Qmax: 1471,2

Qagua: 2,1

Qtotal: 1473,3

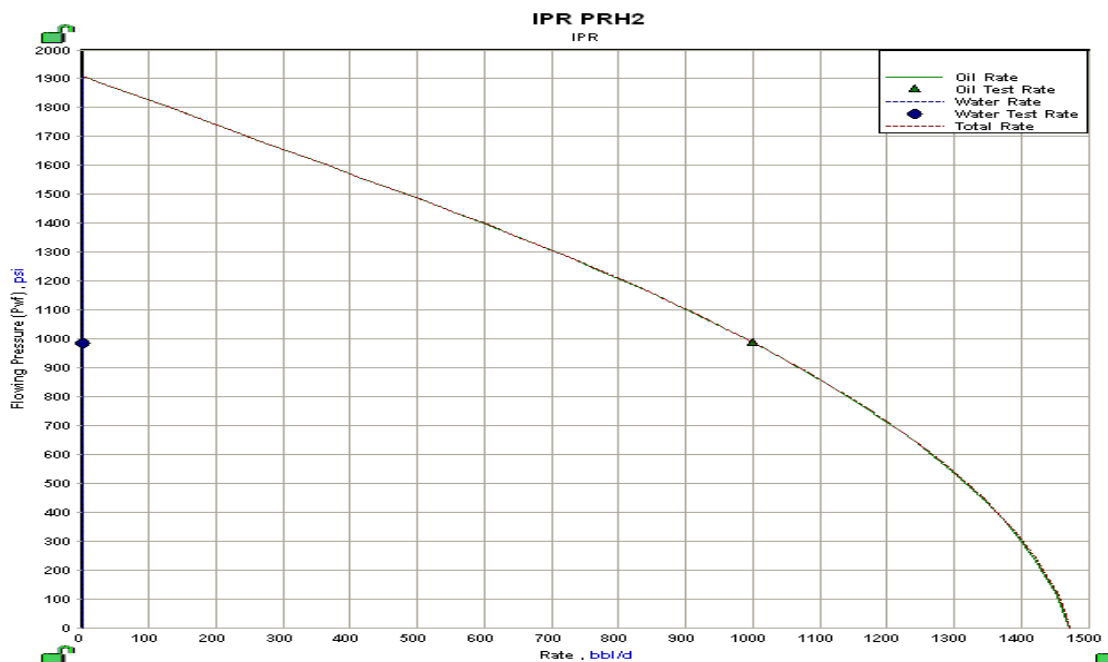


Fig. 3.10.- IPR del pozo PRH 2

Realizado por: Alejandro Castañeda (Fekete Software)

3.13.1.2.- PREDICCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

La siguiente tabla se la realizo utilizando la formula descrita anteriormente y variando el daño a posibles valores a obtener luego del fracturamiento.

Tabla 3.13.1.- Valores de Caudal en Función del Daño de Formación

Daño	Qi
1,5	333
1	452
0,5	571
0	690
-0,5	809
-1	928
-1,5	1047

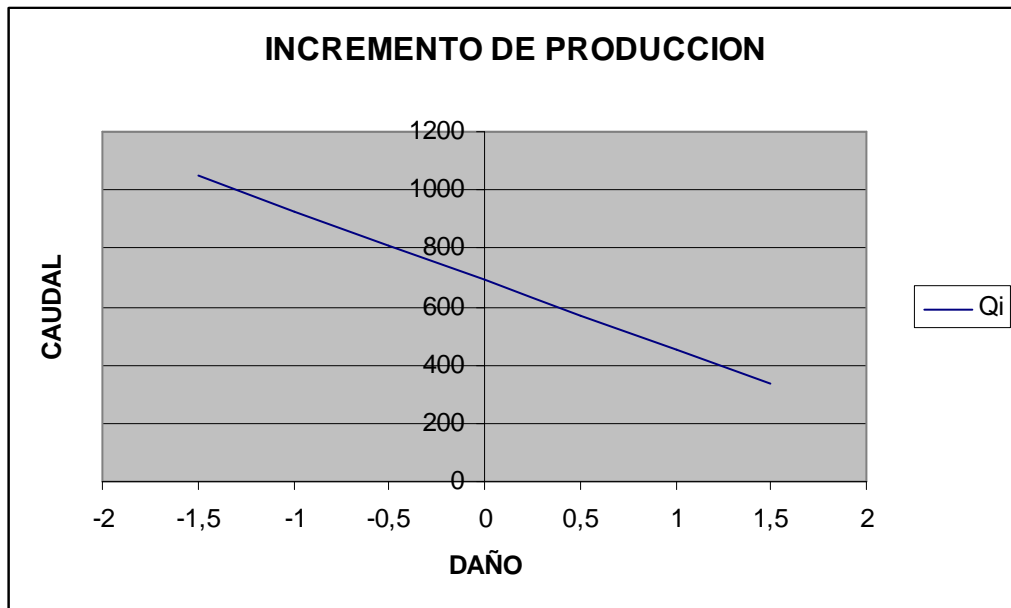


Fig. 3.11.- Caudal vs. Daño

Realizado por: Alejandro Castañeda

La producción actual del pozo es de 144 BOPD con una producción de agua de 1 BAPD, y un corte de agua de 1%.

Analizando los valores del incremento de producción, el IPR, el historial de producción del pozo tenemos que al reducir el daño a 1 tendremos una

producción 452 BOPD, un caudal aceptable teniendo en cuenta los parámetros anteriores.

Entonces tendríamos un incremento de producción de: 308 BPPD.

Si nosotros con el fracturamiento hidráulico logramos reducir el daño a una cantidad menor lograríamos un mayor incremento de la producción lo que a nosotros nos conviene de mejor manera.

Por lo tanto si nosotros redujéramos el daño a 0 tendríamos un incremento en la producción de 546 BPPD.

También se tendría que rediseñar el levantamiento artificial para estar acorde a las nuevas tazas de producción.

3.13.2.- INCREMENTO DE PRODUCCION POZO PRH-5

3.13.2.1.- IPR DEL POZO

DATOS

Pr: 2539 psi

Pb: 1283 psi

Pwf: 1986 psi

Qo: 423 b

Qw: 81 bls

RESULTADOS

Qmax: 1506

Qagua: 371,9

Qtotal: 1877,9

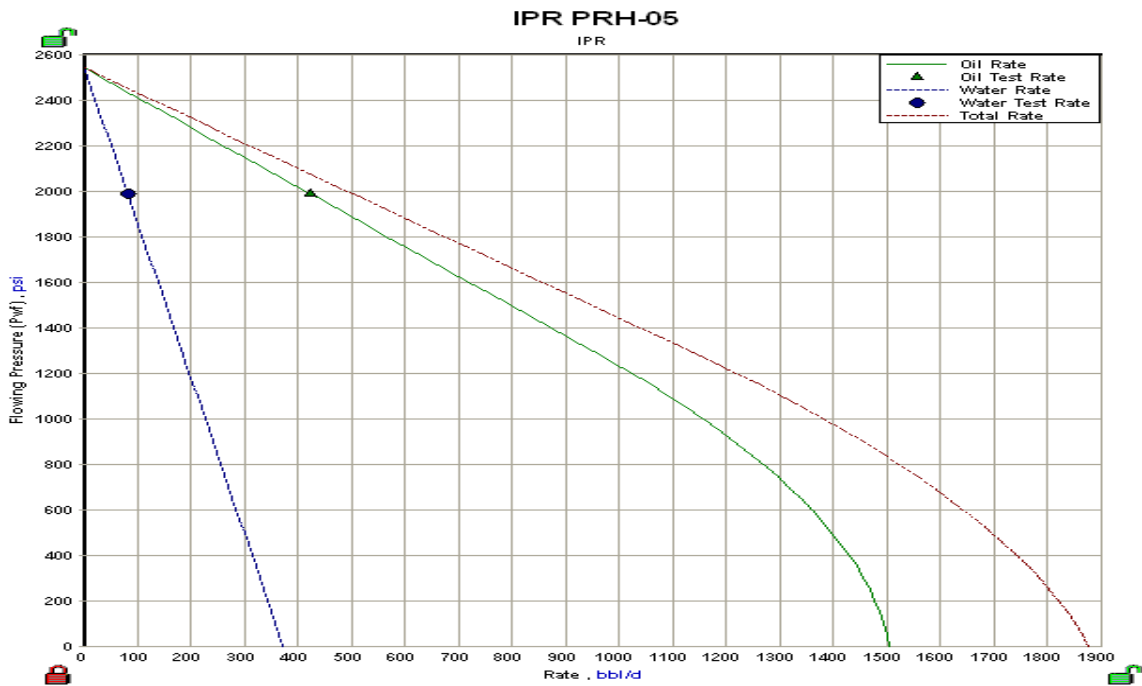


Fig. 3.12.- IPR del pozo PRH 5

Realizado por: Alejandro Castañeda (Fekete Software)

3.13.2.2.- PREDICCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

La siguiente tabla se la realizo utilizando la formula descrita anteriormente y variando el daño a posibles valores a obtener luego del fracturamiento.

Tabla 3.13.2.- Valores de Caudal en Función del Daño de Formación

Daño	Qi
3	66
2,5	86
2	107
1	149
0	190
-1	231
-2	270
-2,5	294
-3	314
-4	356
-5	397
-7	480
-10	604

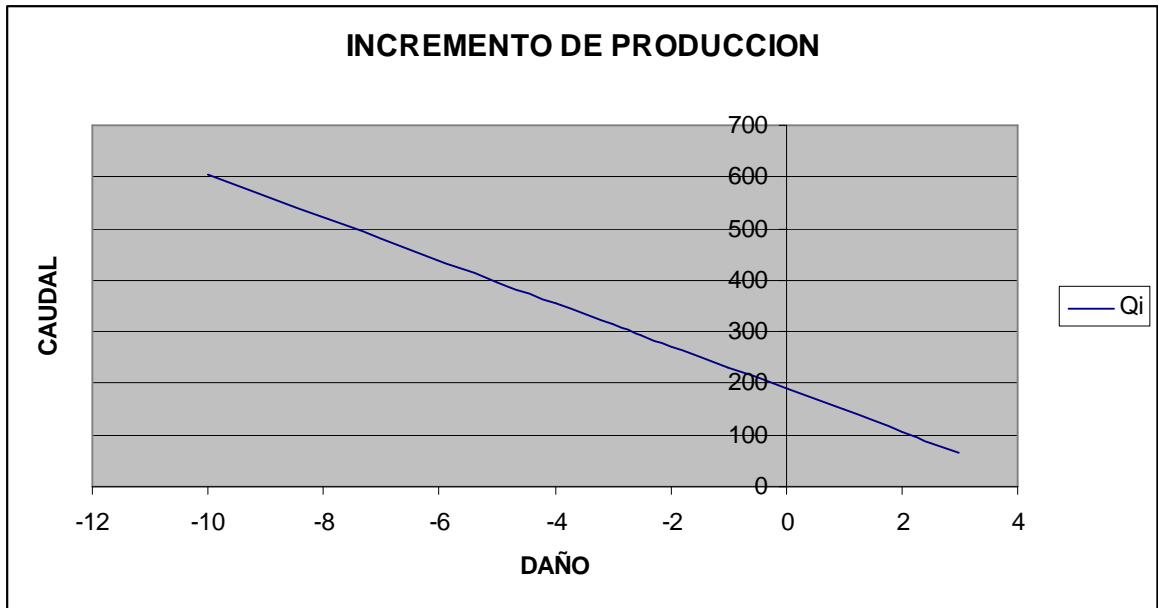


Fig. 3.13.- Caudal vs. Daño PRH 5
Realizado por: Alejandro Castañeda

La producción actual del pozo es de 114 BOPD con una producción de agua de 10 BAPD, y un corte de agua de 8%.

Analizando los valores del incremento de producción, el IPR, el historial de producción del pozo tenemos que al reducir el daño a -5 tendremos una producción 397 BOPD, un caudal aceptable teniendo en cuenta los parámetros anteriores.

Entonces tendríamos un incremento de producción de: 283 BPPD.

Si nosotros con el fracturamiento hidráulico logramos reducir el daño a una cantidad menor lograríamos un mayor incremento de la producción lo que a nosotros nos conviene de mejor manera.

Por lo tanto si nosotros redujéramos el daño a -10 tendríamos un incremento en la producción de 490 BPPD.

También se tendría que rediseñar el levantamiento artificial para estar acorde a las nuevas tazas de producción.

3.13.3.- INCREMENTO DE PRODUCCION POZO PRH-9

3.13.3.1.-IPR DEL POZO

DATOS

Pr: 2513 psi

Pb: 1283 psi

Pwf: 729 psi

Qo: 95 b

Qw: 72 bls

RESULTADOS

Qmax: 110

Qagua: 101,4

Qtotal: 211,4

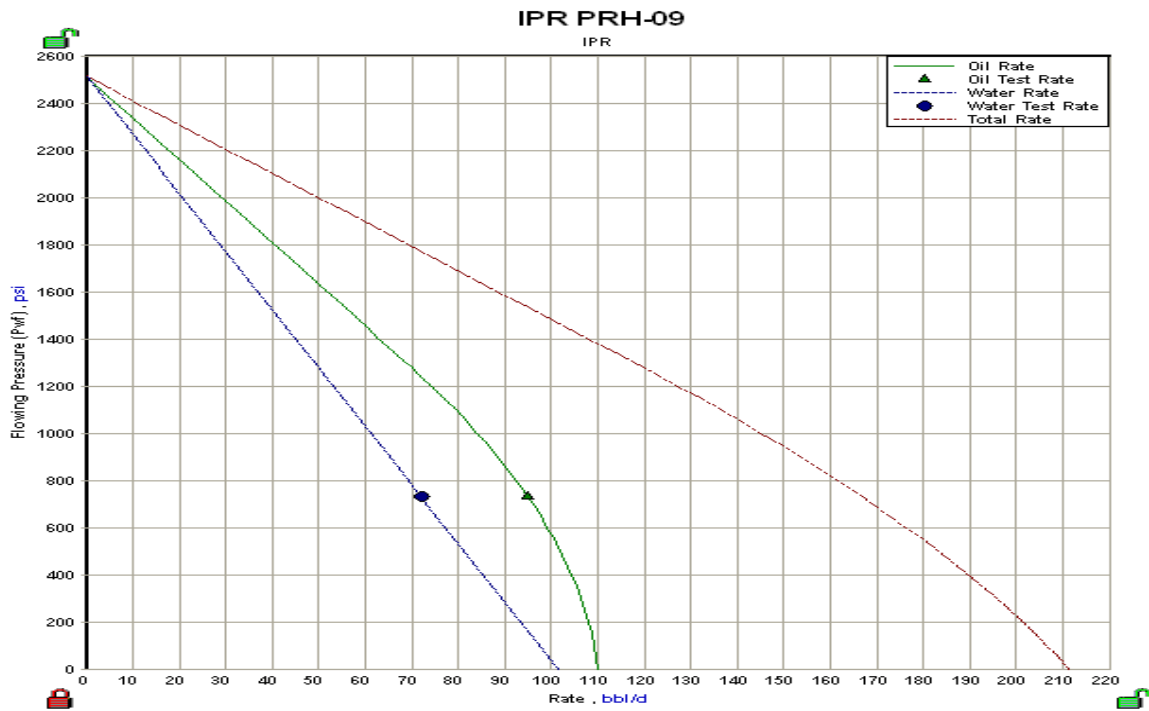


Fig. 3.14.- IPR del pozo PRH 9

Realizado por: Alejandro Castañeda (Fekete Software)

3.13.3.2.- PREDICCIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

La siguiente tabla se la realizó utilizando la fórmula descrita anteriormente y variando el daño a posibles valores a obtener luego del fracturamiento.

Tabla 3.13.3.- Valores de Caudal en Función del Daño de Formación

Daño	Qi
0	14
-1	40
-2	67
-3	93
-4	120
-5	147
-7	200
-10	279
-12	332
-15	412
-20	545

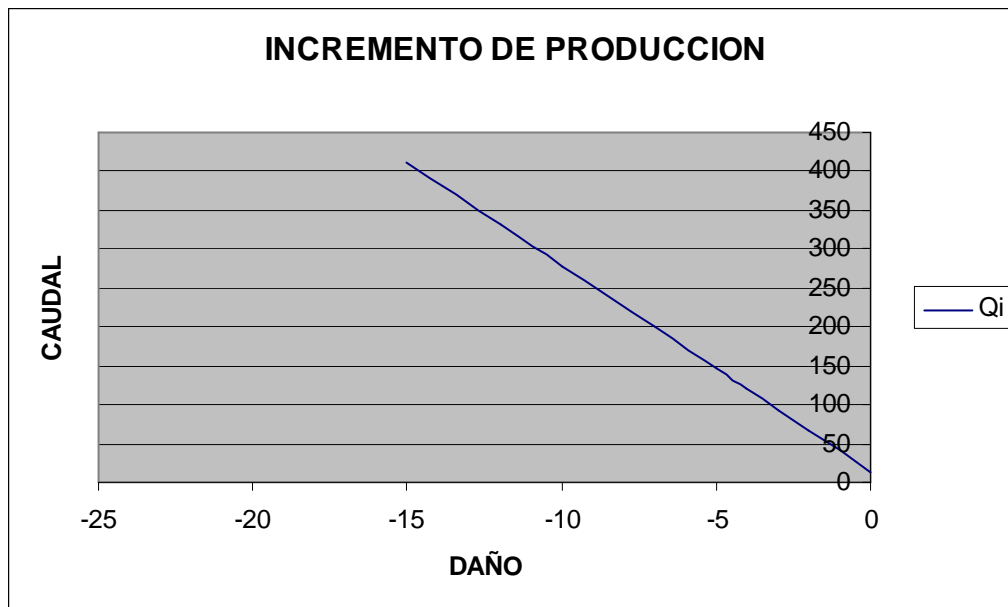


Fig. 3.15.- Caudal vs. Daño PRH 9
Realizado por: Alejandro Castañeda

La producción actual del pozo es de 0 BOPD, ya que se encuentra cerrado por arenamiento y por una comunicación tubing-casing

Analizando los valores del incremento de producción, el IPR, el historial de producción del pozo tenemos que al reducir el daño a -4 tendremos una producción 120 BOPD, un caudal aceptable teniendo en cuenta los parámetros anteriores.

Entonces tendríamos un incremento de producción de: 120 BPPD.

Si nosotros con el fracturamiento hidráulico logramos reducir el daño a una cantidad menor lograríamos un mayor incremento de la producción lo que a nosotros nos conviene de mejor manera.

Por lo tanto si nosotros redujéramos el daño a -5 tendríamos un incremento en la producción de 147 BPPD.

También se tendría que rediseñar el levantamiento artificial para estar acorde a las nuevas tazas de producción.

POZO	DAÑO	INCREMENTO
PRH-2	1	308
	0	546
PRH-5	-5	283
	-10	490
PRH-9	-4	120
	-5	147

Para estos dos análisis de incrementos hemos tomado en cuenta las IPR de cada pozo así como también sus historiales de producción, observando las pruebas iniciales de producción, las reservas de los pozos, para así obtener un incremento de producción acorde a la realidad productiva del campo Parahuacu.

CAPÍTULO IV

ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO

Una de las prioridades en la industria petrolera es la incrementación de la producción de los campos, debido que a diferentes circunstancias como es el arenamiento, alto corte de agua, bajo aporte, declinación de la presión, estado mecánico defectuoso del pozo, conllevan a que la producción baya disminuyendo porcentualmente, y en muchos de los casos se llega a cerrar pozos por cualquiera de los problemas anteriores.

Con el fin de incrementar la producción existen varias técnicas empleadas en la industria petrolera, tales como acidificación, fractura hidráulica, completaciones dobles, recuperación secundaria, etc.

La acidificación es una técnica comúnmente usada para evitar el arenamiento, baja permeabilidad, etc., pero su periodo de rendimiento no están eficaz como el que se logra mediante la implementación de un fracturamiento hidráulico, consiguiendo un incremento de producción mayor, así como un tiempo de producción mayor, que es lo que a la industria petrolera le interesa para lograr producir la mayor cantidad de reservas.

Actualmente en el campo Parahuacu se tiene producido un 38% del total de reservas probadas es decir 14 MMBLS, y debido a las dificultades operativas se ha disminuido la producción por bajo aporte de los pozos, por lo tanto se ha visto la necesidad de incrementar la producción del campo y una de las alternativas mas viables para este efecto es el fracturamiento hidráulico.

4.1.- ANALISIS ECONOMICO

Para este efecto vamos a analizar nuestra propuesta con el fin de determinar, si nuestro proyecto es rentable para la empresa y si lo es determinar en cuanto tiempo se va a recuperar la inversión realizada para el mismo.

4.1.1.- METODO DEL VALOR ACTUAN NETO (VAN)

El VAN de un proyecto es igual a la suma de los flujos netos de caja (FNC), asociados a la implementación del mismo, el van se lo calcula de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \left(\frac{FNC_k}{(1+r)^k} \right) \quad (4.1)$$

Donde:

VAN: valor actual neto

FNC: flujo neto de caja

K: numero de meses

r: tasa de actualización (tanto por uno)

n: tiempo de vida del proyecto

De donde si el van es positivo, quiere decir que el proyecto es viable, caso contrario no.

4.1.2.- TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Con este método se descuentan los flujos de cada período para determinar su valor neto en el momento de tomar la decisión, con lo que se está en la posibilidad de evaluar sobre una misma base de tiempo los beneficios y gastos que ocurren en periodos diferentes, con el objeto de determinar su rentabilidad,

como la aplicación real del criterio que sirve para la determinación de la aceptación o rechazo.

Tradicionalmente, se asigna la tasa intuitivamente y se aplica a los flujos una y otra vez, hasta que se percibe que el resultado es cercano al valor del flujo origen (negativos, ya que corresponde a la suma de egresos que se efectúan durante el proceso de inversión), que bien puede ser el del período "cero" o "uno".

Para determinar el valor correspondiente al TIR se aplica la fórmula similar al VAN y se expresa por:

$$I_0 = \sum_{k=0}^n \frac{FNC}{(1+TIR)^k} \quad (4.2)$$

Donde:

I_0 = Inversión a realizarse en el período "cero"

FNC = Flujo neto de caja

n = período de análisis

Para aceptar un proyecto evaluado usando la TIR se tiene: Si $TIR > r$ entonces acepto el proyecto, caso contrario no

4.1.3.- FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

El flujo neto de caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación de FNC solamente se debe determinar los ingresos y los egresos realizados en el proyecto, al FNC lo podemos expresar de la siguiente manera_

$$FNC_k = R_k - D_k \quad (4.3)$$

Donde:

FNC_k : flujo neto de caja correspondiente al año k

R_k : monto de ingresos correspondientes al año k

D_k : monto de la inversión prevista

4.1.4.-TIEMPO ESTIMADO PARA LA RECUPERACION DE LA INVERSION

Es el tiempo necesario para recuperar la inversión neta de un proyecto, se lo encuentra mediante la interpolación de la suma acumulada de dos flujos netos de caja, uno antes y otro después del tiempo estimado de recuperación de la inversión, viene dado por la siguiente ecuación:

$$TEI = T1 + \frac{SFNC1(T2 - T1)}{SFNC1 + SFNC2} \quad (4.5)$$

Donde:

TEI: tiempo estimado para la recuperación de la inversión

SFNC1: Suma acumulada de los flujos netos de caja al tiempo $T1$

SFNC2: Suma acumulada de los flujos netos de caja al tiempo $T2$

$T1$: tiempo estimado antes de la recuperación de la inversión inicial

$T2$: tiempo estimado luego de la recuperación de la inversión inicial

4.1.5.-RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), es otro método de evaluación de proyectos que al igual que los anteriores nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}}$$

Si $RCB > 1$ Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)

Si $RCB = 1$ Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)

Si $RCB < 1$ Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

4.2.- GASTOS O INVERSION DEL PROYECTO

Para la realización de un fracturamiento hidráulico se deben tomar en cuenta los siguientes rubros: el costo del trabajo de fracturamiento, costo del taladro de reacondicionamiento, registros o pruebas adicionales que se van a realizar el pozo.

Tabla 4.1.- Gastos o Inversión del Fracturamiento Hidráulico

PROCESO	SERVICIO	COSTO USD
REGISTRO	Cementación y DSI	40000
PRUEBA	B'up	5000
HERRAMIENTAS	RBP y packer para prueba	1500
	Sarta de fractura	15000
BOMBEO	materiales control de pozo	10000
	Forzamiento	20000
	Datafrac (ser. Y Quím.)	54000
	Fractura (ser. Y Quím.)	160000
TALADRO	taladro (10 días)	60000
	TOTAL	365500

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Fuente: Plan de Fracturamiento hidráulico SLB

Para estos costos se estimo un tiempo de trabajo en el taladro de 10 días, rubro que va a varias dependiendo de las complicaciones existentes en el proceso de fracturamiento. Estos costos serán para cada pozo, teniendo una inversión total de \$ 1.096.500 dólares.

4.3.- ANALISIS DEL INCREMENTO DE PRODUCCION

Para el análisis del incremento de producción se va a tomar dos escenarios, con dos valores de incremento de producción para tener una idea de cuanto se

incrementara los ingresos económicos al estado mediante la implantación de este proceso en el campo Parahuacu.

Para este análisis se tomo en cuenta los siguientes valores:

- Costos de producción por barril: en el cual esta incluido el costo operativo y el costo de producción en el campo que nos da un valor de \$ 3,0938 dolares por cada barril.
- La tasa de amortización que para nuestro caso sera del 12% para todos los calculos
- La tasa de actualizacion que vamos a tomar como valor el 12%.

4.3.1.- PRIMER CASO

Para este caso vamos a tomar valores mas o menos cercanos a valores de producción con los que el campo empezó a producir al inicio de su explotación.

Tomando en cuenta los datos obtenidos en el capítulo anterior, del análisis de incremento de producción tendremos los siguientes resultados

Tabla 4.2.- Incremento de producción para los pozos seleccionados en el primer caso

POZO	ACTUAL	PREVISTO	INCREMENTO
PRH2	144	452	308
PRH5	114	397	283
PRH9	0	120	120
TOTAL	258	969	711

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Estos datos fueron obtenidos de las figuras en las que se ilustran el incremento de producción que vamos a obtener al momento en que nosotros logramos reducir el daño de formación.

Por lo tanto si el campo tiene una producción de 1547 BPPD, en total de producción de todos los pozos antes de realizar el fracturamiento, luego del mismo tendremos una producción total diaria de alrededor de 2258 BPPD.

Analizando los resultados y calculando el VAN y el TIR del proyecto tenemos un valor de:

VAN = \$ 11.329.733 de lo cual concluimos en función de la relación del VAN que nuestro proyecto si es rentable para la compañía.

Calculando el TIR nos da un valor de 78,34%, Y la relacion costo beneficio es del 5,63%. (Anexo 3)

Por lo tanto recuperaremos la inversión total del proyecto en: en 33,27 días en términos generales 34 días.

4.3.2.- SEGUNDO CASO

Para este análisis vamos a tomar valores mucho mas altos del incremento de producción de los tomados en el primer caso, pero que en función de la IPR de cada pozo pueden alcanzarse luego de un fracturamiento hidráulico.

Aquí vamos a tener un incremento en la producción mucho mayor al anterior lo cual lo expresamos en el siguiente cuadro, estos datos son tomados de las figuras donde se ilustran el incremento de producción de los pozos seleccionados.

Tabla 4.5.- Incremento de producción para los pozos seleccionados en el segundo caso

POZO	ACTUAL	PREVISTO	INCREMENTO
PRH2	144	690	546
PRH5	114	604	490
PRH9	0	147	147
TOTAL	258	1441	1183

Elaborado por: Alejandro Castañeda

Por lo tanto si el campo tiene una producción total de 1547 BPPD antes de realizar el fracturamiento, luego del mismo tendremos una producción de 2730 BPPD.

Analizando los resultados y calculando el VAN del proyecto tenemos un valor de:

VAN = \$ 19.557.351 de lo cual concluimos en función de la relación del VAN que nuestro proyecto si es rentable para la compañía.

Calculando el TIR nos da un valor de 138,22%. De lo que conseguimos una razon costo beneficio del 5,63%. (Anexo 4)

Por lo tanto recuperaremos la inversión total del proyecto en: en 19,99 días en términos generales 20 días.

De lo expresando en los análisis anteriores tenemos que en este es un proyecto que le conviene a la empresa, además de ser bien rentable, logra generar una gran cantidad de ingresos para la misma

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

- El campo Parahuacu tiene las siguientes propiedades petrofísicas,

ARENA	POR (%)	SW (%)	API	K (md)	u (cp)	SALI. (ppm)	TEMP (F)
BT	18	22	18,5	1500-1700	-	70000	210
U	16	17,7	28,3	40	1,97	70000	228
T	14	30,1	30,5	220-850	1,7	15000	242

De donde observamos que el porcentaje de agua para el campo en las diferentes arenas es bajo lo cual se evidencia en la producción, ya que tenemos un corte de agua total del campo del 1%.

- Luego de haber realizado el análisis pozo por pozo para determinar cual de ellos son los mas óptimos para el fracturamiento se concluyo que los pozos PRH 2, PRH 5 y PRH 9 son los pozos con las características necesarias para realizar un fracturamiento hidráulico para incrementar su producción.

POZO	POR (%)	SW (%)	API	Ho (pies)	K (md)	u (cp)	SALI. (ppm)	TEMP (F)	DAÑO	BSW (%)
PRH 2	12,23	42,49	30,9	37,5	25	1,22	70000	210	2,9	0,2
PRH 5	18	7	30,4	18	80,42	0,958	70000	228	4,6	8
PRH 9	12,6	38	30,9	5	10	1,14	15000	242	0,54	43

- La técnica de Fracturamiento mas recomendable para realizar el Fracturamiento Hidráulico en el Campo Parahuacu, es la propuesta por la compañía Schulmberger, denominada HYPERSTIM, la cual ha demostrado lograr resultados excelentes en fracturamientos realizados con la misma. Para la primera parte del tratamiento de fractura utilizaremos el fluido denominado FreFlo, cuya función es la de acondicionar la formación y prepararla para recibir el fluido de fractura que para nuestro caso será el

YF130HTD. Como apuntalante utilizaremos Ceramax del cual es tamaño de malla dependerá de las condiciones de cada pozo.

- Luego de implantar el fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados vamos a tener los siguientes resultados, teniendo en cuenta que se han tomado dos escenarios bases para tomar los datos de incremento de producción.

1. Primer caso:

POZO	ACTUAL	PREVISTO	INCREMENTO
PRH2	144	452	308
PRH5	114	397	283
PRH9	0	120	120
TOTAL	258	969	711

2. Segundo caso:

POZO	ACTUAL	PREVISTO	INCREMENTO
PRH2	144	690	546
PRH5	114	604	490
PRH9	0	147	147
TOTAL	258	1441	1183

- La inversión generada para este proyecto es de \$1.095.500, que es el costo total invertido para la realización del fracturamiento en los 3 pozos seleccionados.

De igual manera se hicieron los analisis de TIR Y VAN para los dos casos expuestos de incremento de producción, de lo que se evidencia que la inversión generada se la recuperara en menos de 15 días, luego de implantar el proyecto

CASO	TIR (%)	VAN	TEI (días)
1	78	\$ 11.329.733	33
2	138	\$19.557.351	20

Y al realizar el FNC para los dos casos vamos a tener una ganancia en el periodo de un año de alrededor de:

CASO	GANANCIA (\$)
1	13.175.250
2	21.898.800

5.2.- RECOMENDACIONES

- Se debe realizar pruebas de B'up para los pozos por lo menos una vez cada año, ya que no se tiene información actualizada de las condiciones de presiones del reservorio, razón por la cual se ha trabajado con la información que se tiene actualmente en el campo.
- De igual manera se recomienda realizar un registro de cementación a los pozos debido a que se tiene solo la información inicial de los registros realizados durante la perforación de los pozos.
- Para determinar si hemos tenido éxito en la operación de fractura se debe realizar un B'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.
- Una vez realizado el trabajo, los pozos se encuentren en producción posterior a la fractura, será necesario cuidar de que el Drawdown no será excesivo para prevenir una involuntaria producción de apuntalante. En otras palabras será necesario ser conservador con el caudal de producción de los pozos.
- Se recomienda cuando ya tenemos seleccionado un pozo para un fracturamiento, debemos revisar los siguientes detalles antes de empezar el proceso:
 - Revisar los sellos de la cabeza del pozo

- Asegurarse de que exista un buen contacto pozo fractura
 - Tener una tubería limpia
 - Realizar una prueba del cabezal y el anular
 - Se debe proteger el cabezal
 - Se debe realizar un registro base de temperatura
 - Se debe hacer un recañoneo, tener unas perforaciones limpias, ácido, solvente.
- Se recomienda que en pozos nuevos a fracturarse en el campo se los debe completar desde su inicio con fracturamiento hidráulico.

BIBLIOGRAFIA

- B.J. SERVICES “ Fracturamiento Hidráulico “ Brasil 2003
- “Optimum Desing of Hidraulic Fracturing “ C. Islas S. , Garicochea P. Instituto Mexicano del Petróleo Octubre 1971
- WWW.BAKERHUGES.COM “ Fracturamiento Hidráulico “ Octubre 2004
- SUÁREZ L. ALIX P., “Evaluación de las zonas productivas y diseño del programa de fracturamiento hidráulico en el campo Bertha” 1974
- ROBALINO HERNÁN ,“Fracturamiento Hidráulico” 1975
- CRAFT B.C. “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”, Editorial Tecnos S.A. Madrid España. 1977
- SCHULUMBERGER FRACTURING SERVICE. Quito 2006

ANEXOS

- 1.- Análisis de los pozos del campo Parahuacu
- 2.- Análisis de restauración de Presión del campo Parahuacu
- 3.- Calculo de factores económicos del campo parahuacu caso 1
- 4.- Calculo de factores económicos del campo parahuacu caso 2

GLOSARIO

TIR	TAZA INTERNA DE RETORNO
RCB	RELACION COSTO BENEFICIO
VAN	VALOR ACTUAL NETO
TEI	TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION
FNC	FLUJO NETO DE CAJA
SFNC	SUMATORIA DEL FLUJO NETO DE CAJA
BSW	CORTE DE AGUA
K	PERMEABILIDAD
POR	POROSIDAD
SAL	SALINIDAD
PPM	PARTES POR MILLON
API	GRAVEDAD ESPECIFICA DEL CRUDO
T	TEMPERATURA
PVT	ANALISIS PRESION, VOLUMEN Y TEMPERATURA
P _b	PRESION DE BURBUJA
P _r	PRESION DE RESERVORIO
P _{wf}	PRESION DE FONDO FLUEYENTE
R _s	RELACION GAS PETROLEO
B _o	FACTOR VOLUMETRICO DEL CRUDO
u	VISCOCIDAD
cp	CENTIPOISES
f	FACTOR DE RECOBRO
IPA	INDICE DE PRODUCTIVIDA ACTUAL
E	MODULO DE YOUNG
v	RELACION DE POISSON
W	ANCHO DE FRACTURA
X _f	LONGITUD DE FRACTURA MEDIA
H _f	ALTURA DE FRATURA MEDIA
G	COEFICIENTE DE CORTE