

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENA UI, EN LA ZONA NORTE DEL CAMPO SACHA”

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

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

ALEXIS ANDRÉS PROAÑO MOSQUERA

alexis.proano@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. FRANKLIN GÓMEZ SOTO

franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, marzo 2019

DECLARACIÓN

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

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

ALEXIS ANDRÉS PROAÑO MOSQUERA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexis Andrés Proaño Mosquera, bajo mi supervisión.

MSc. Franklin Gómez
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar le doy las gracias a Dios por darme los medios suficientes para ver cumplidas cada una de las metas que me he propuesto y poner en mi camino tanto las experiencias como a las personas adecuadas.

Agradezco a mis padres, Ángel y Fanny por su apoyo incondicional durante toda mi formación académica, por permanecer conmigo tanto en los aciertos como en los tropiezos y motivarme constantemente a alcanzar mis metas.

A mi abuelita Lupita, mis padrinos Luis y Yolanda y mis tías Martha y Anita, por su cariño y estar siempre pendiente de mí.

A Erika, mi mejor amiga, novia y compañera de aventuras, gracias por todos esos invaluable momentos, tu apoyo y compañía durante la realización de este trabajo.

A la empresa Petroamazonas EP y a los ingenieros Byron Delgado y Jorge Vallejo del Activo Sacha por su colaboración en la realización de este trabajo.

Al ingeniero Franck Salazar de la empresa Schlumberger, segmento Well Services, por su tiempo y el conocimiento compartido durante mi investigación.

Al ingeniero Franklin Gómez, por la orientación que me supo brindar para finalizar este trabajo de titulación. En general me encuentro muy agradecido con las enseñanzas tanto en el ámbito académico como a nivel personal que cada uno de los docentes ha dejado durante mi paso por esta carrera, sabré aprovecharlas y desenvolverme exitosamente en mi vida profesional.

A mis amigos y compañeros de esta gran facultad, hemos compartido muchas experiencias juntos durante estos años, materias complicadas, largas noches y fines de semana realizando tareas, preparando exámenes; al final sé que todo habrá valido la pena, de todo corazón espero ver cumplidos sus objetivos y les agradezco por el tiempo compartido.

DEDICATORIA

Como no dedicar este logro y los posteriores a mis padres, sin ellos nada de esto sería posible. He sido bendecido con una hermosa familia que ha sabido inculcar en mí los valores necesarios para desenvolverme adecuadamente en cualquier aspecto de mi vida.

A toda mi familia, que de una u otra manera me han brindado su apoyo, sus consejos y su interés por mi bienestar son el mayor impulso y motivación del que he podido gozar.

Finalmente, a mi novia Erika, no solo has sido compañera y amiga durante esta etapa en mi universidad; gracias por tus consejos, tu apoyo, y el amor que me das; espero seguir compartiendo más momentos juntos y formar parte de tus proyectos como tú ya lo eres de los míos.

Gracias, de verdad, a todos, mientras escribía estas letras me he puesto a recordar a cada uno de ustedes y lo agradecido que estoy con Dios por hacerlos parte de mi vida y de este momento, la finalización de mi carrera y la culminación de un objetivo.

Mamá, papá, este logro no es solo mío. Lo conseguimos.

Los amo mucho.

INDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
INDICE DE CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XII
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XIV
SIMBOLOGÍA.....	XV
RESUMEN.....	XVIII
ABSTRACT.....	XIX
PRESENTACIÓN.....	XX
CAPÍTULO I.....	1
1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL CAMPO SACHA (ZONA NORTE).....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Generalidades del Campo.....	2
1.3 Panorama actual de la Zona Norte (Reservorio Napo U).....	2
1.3.1 POES y Reservas.....	4
1.3.2 Propiedades Petrofísicas.....	7
1.3.3 Propiedades PVT del Reservorio.....	7
1.4 Marco Geológico Estructural.....	8
1.4.1 Estructura del Campo Sacha.....	8
1.4.2 Litología.....	9
CAPÍTULO II.....	11
2. MARCO TEÓRICO.....	11

2.1 Fracturamiento Hidráulico	11
2.1.1 Propiedades de la formación.....	16
2.1.2 Fluidos y aditivos involucrados en el fracturamiento	21
2.1.3 Orientación de la fractura.....	25
2.1.4 Modelos de propagación de la fractura	27
2.1.5 Análisis de Registros eléctricos y de cementación	30
CAPÍTULO III.....	32
3. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS AL PROCESO DE ESTIMULACIÓN	32
3.1 Metodología	32
3.2 Filtro Inicial.....	32
3.2.1 Breve descripción del Software OFM	32
3.2.2 Análisis mediante el Índice de Heterogeneidad.....	33
3.3 Segunda etapa de filtrado	41
3.3.1 Breve descripción del software PIPESIM	42
3.3.2 Análisis Nodal mediante uso del software	42
3.4 Estimación de reservas por pozo	62
CAPÍTULO IV	68
4. APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO A LOS POZOS SELECCIONADOS	68
4.1 Metodología	68
4.2 Pozo SCHV-241	68
4.2.1 Antecedentes.....	68
4.2.2 Análisis de Registros Eléctricos	70
4.2.3 Evaluación de Registro de Cementación	71
4.2.4 Diseño de Fractura	71
4.3 Pozo SCHAL-440.....	88
4.3.1 Antecedentes.....	88
4.3.2 Análisis de Registros Eléctricos	90
4.3.3 Evaluación de Registro de Cementación	91

4.3.4 Diseño de Fractura	93
4.4 Pozo SCHAL-445.....	95
4.4.1 Antecedentes.....	95
4.4.2 Análisis de Registros Eléctricos	97
4.4.3 Evaluación de Registro de Cementación	97
4.4.4 Diseño de Fractura	99
CAPÍTULO V	102
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	102
5.1 Introducción	102
5.2 Conceptos básicos para la evaluación de proyectos.....	102
5.2.1 Inversión	102
5.2.2 Ingreso.....	102
5.2.3 Costo	103
5.2.4 Tasa de descuento (d)	103
5.2.5 Flujo de Caja.....	104
5.2.6 Valor Actual Neto (VAN)	105
5.2.7 Tasa Interna de Retorno (TIR)	105
5.2.8 Relación Beneficio / Costo (B/C).....	107
5.2.9 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	107
5.3 Análisis Económico Pozo SCHV-241	108
5.4 Análisis Económico Pozo SCHAL-440	113
5.5 Análisis Económico Pozo SCHAL-445	114
CAPÍTULO VI	116
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
6.1 Conclusiones	116
6.2 Recomendaciones	117
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	119
ANEXOS.....	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Coordenadas Geográficas del Campo Sacha	2
Tabla 1.2 Estado actualizado de los pozos que conforman el objeto de estudio.....	4
Tabla 1.3 Cálculo Volumétrico de POES y Reservas Napo U.....	6
Tabla 1.4 Propiedades petrofísicas promedio de la arena U del Campo Sacha.....	7
Tabla 1.5 Propiedades de fluidos para el reservorio Napo U	8
Tabla 2.1 Módulo de Young para litologías específicas	17
Tabla 2.2 Coeficiente de Poisson para litologías específicas.....	18
Tabla 2.3 Rangos de permeabilidad en arenas y rocas carbonáticas	19
Tabla 2.4 Valores típicos de S y su significancia relativa	19
Tabla 2.5 Categorías de agentes apuntalantes	22
Tabla 2.6 Máximos esfuerzos de cierre generalizados para los principales tipos de apuntalantes	24
Tabla 2.7 Aditivos usados en el fluido de fracturamiento	25
Tabla 2.8 Criterios de orientación de la fractura	26
Tabla 2.9 Tabla resumen de evaluación de registros eléctricos.....	30
Tabla 2.10 Tabla resumen de evaluación de registros de cementación.....	31
Tabla 3.1 Índice de Heterogeneidad para la producción de petróleo y agua.....	38
Tabla 3.2 Espesor y BSW de pozos candidatos a fracturar	42
Tabla 3.3 Parámetros de reservorio correspondientes a cada pozo	55
Tabla 3.4 Skin, Presión de fondo fluyente y caudal de producción de cada pozo	56
Tabla 3.5 Pwf, q y Qmax de cada pozo al varias S.....	61
Tabla 3.6 Clasificación de las curvas de declinación de producción.....	63
Tabla 3.7 Reservas actuales y pronosticadas de los pozos candidatos a fracturar.....	67
Tabla 4.1 Composición del Fluido YF140HTD	72
Tabla 4.2 Datos Pozo SCHV-241	73
Tabla 4.3 Predicción de la Geometría de la Fractura Pozo SCHV-241.....	77
Tabla 4.4 Diseño de fractura Pozo SCHV-241.....	84
Tabla 4.5 Programa de bombeo HiWAY.....	85

Tabla 4.6 Resultados de la simulación por segmento de fractura.....	86
Tabla 4.7 Comparación de resultados en la propuesta de fracturamiento del Pozo SCHV-241	87
Tabla 4.8 Valores representativos de factor fotoeléctrico	91
Tabla 4.9 Datos Pozo SCHAL-440	93
Tabla 4.10 Predicción de la Geometría de la Fractura Pozo SCHAL-440	94
Tabla 4.11 Diseño de fractura Pozo SCHAL-440.....	94
Tabla 4.12 Datos Pozo SCHAL-445	99
Tabla 4.13 Predicción de la Geometría de la Fractura Pozo SCHAL-445.....	100
Tabla 4.14 Diseño de fractura Pozo SCHAL-445.....	101
Tabla 5.1 Pronóstico de producción y flujo de caja del Pozo SCHV-241	110
Tabla 5.2 Análisis Económico del Pozo SCHV-241	112
Tabla 5.3 Pronóstico de producción y flujo de caja del Pozo SCHAL-440	113
Tabla 5.4 Análisis Económico del Pozo SCHAL-440	114
Tabla 5.5 Análisis Económico del Pozo SCHAL-445	114
Tabla 5.6 Pronóstico de producción y flujo de caja del Pozo SCHAL-445	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación y delimitación del Campo Sacha.....	3
Figura 1.2 Marco de Clasificación de Recursos	5
Figura 1.3 Campo Sacha: sección sísmica PE-92-2200.....	9
Figura 1.4 Columna tectono-estratigráfica, y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.....	10
Figura 2.1 Incremento de Producción Post-Fracturamiento.....	12
Figura 2.2 Registro de presión de fondo de pozo	13
Figura 2.3 Bloque sometido a una fuerza F.....	16
Figura 2.4 Deformación longitudinal y transversal de un bloque al aplicarle una fuerza F.....	18
Figura 2.5 Efecto de la distribución del tamaño de grano sobre la porosidad	23
Figura 2.6 Distribución de esfuerzos en una fractura vertical u horizontal	26

Figura 3.1 Índice de Heterogeneidad	34
Figura 3.2 Filtrado de pozos en OFM.....	35
Figura 3.3 Pozos que conforman el objeto de estudio.....	35
Figura 3.4 Herramienta de generación de reportes en OFM	36
Figura 3.5 Introducción de variables para el Reporte	36
Figura 3.6 Reporte de producción generado en OFM	37
Figura 3.7 Plano Cartesiano Hi Oil y HI Water	39
Figura 3.8 Ubicación de los pozos por cuadrante de acuerdo al HI.....	40
Figura 3.9 Ubicación de los nodos del Sistema de Producción	43
Figura 3.10 Interfaz de inicio y creación de nuevo workspace.....	44
Figura 3.11 Información a completar para cada pozo.....	44
Figura 3.12 Pestaña General	45
Figura 3.13 Pestaña Tubulars	45
Figura 3.14 Diagrama mecánico Pozo SCHA0-470.....	46
Figura 3.15 Asignación de valores a las secciones y catálogo	48
Figura 3.16 Pestaña Deviation survey.....	49
Figura 3.17 Pestaña Downhole equipment.....	50
Figura 3.18 Pestaña Artificial Lift.....	50
Figura 3.19 Sección Performance Data y Catálogo de Bombas.....	51
Figura 3.20 Pestaña Heat Transfer	52
Figura 3.21 Pestaña Completions	52
Figura 3.22 Completions sub-pestañas	54
Figura 3.23 Diagrama del pozo y cuadro Validation	57
Figura 3.24 Selección del nodo y corrida de la simulación	58
Figura 3.25 Curvas IPR: Pozo SCHA0-470	59
Figura 3.26 Curvas IPR: Pozo SCHAL-440.....	59
Figura 3.27 Curvas IPR: Pozo SCHAL-445.....	60
Figura 3.28 Curvas IPR: Pozo SCHS-264.....	60
Figura 3.29 Curvas IPR: Pozo SCHV-241.....	61
Figura 3.30 Herramienta Pronóstico de OFM.....	63
Figura 3.31 Escenario-Modelo de flujo.....	64
Figura 3.32 Escenario-Pronóstico	66
Figura 3.33 Escenario -Calculado	67
Figura 4.1 Historial de Producción Mensual SCHV-241	69
Figura 4.2 Corte de agua del pozo SCHV-241	69

Figura 4.3 Registro Eléctrico del Pozo SCHV-241	70
Figura 4.4 Efecto de Spurt en el Volumen del Pad	74
Figura 4.5 Radio efectivo del pozo como función de la Conductividad adimensional y longitud de la fractura	82
Figura 4.6 IPR: Pozo SCHV-241.Efecto Skin original y resultante de la fractura	83
Figura 4.7 Perfil de la fractura y distribución del apuntalante	85
Figura 4.8 Historial de Producción Mensual SCHAL-440	89
Figura 4.9 Corte de agua del pozo SCHAL-440	89
Figura 4.10 Registro Eléctrico del Pozo SCHAL-440.....	90
Figura 4.11 Registro de cementación del Pozo SCHAL-440	92
Figura 4.12 IPR: Pozo SCHAL-440.Efecto Skin original y resultante de la fractura	95
Figura 4.13 Historial de Producción Mensual SCHAL-445	96
Figura 4.14 Corte de agua del pozo SCHAL-445	96
Figura 4.15 Registro Eléctrico del Pozo SCHAL-445.....	97
Figura 4.16 Registro de cementación del Pozo SCHAL-445	98
Figura 4.17 IPR: Pozo SCHAL-445.Efecto Skin original y resultante de la fractura.	100
Figura 5.1 Diagrama de Flujo de Fondos Neto.....	104
Figura 5.2 Determinación gráfica del TIR	106
Figura 5.3 VAN vs d - Pozo SCHV-241	111

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.1 Cálculo de POES.....	5
Ecuación 1.2 Factor de recobro.....	6
Ecuación 1.3 Factor de recobro a la recuperación final del Yacimiento.....	6
Ecuación 2.1 Presión de fractura.....	14
Ecuación 2.2 Presión de cierre.....	14
Ecuación 2.3 Presión neta.....	14
Ecuación 2.4 Presión hidrostática.....	14
Ecuación 2.5 Caída de presión por fricción a través de la tubería.....	15
Ecuación 2.6 Caída de presión por fricción a través de las perforaciones.....	15
Ecuación 2.7 Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento.....	15
Ecuación 2.8 Ecuación esfuerzo.....	16

Ecuación 2.9 Módulo de Young.....	17
Ecuación 2.10 Deformación longitudinal (vertical)	17
Ecuación 2.11 Deformación transversal (horizontal).....	17
Ecuación 2.12 Coeficiente de Poisson.....	18
Ecuación 2.13 Parámetro adimensional Ks.....	28
Ecuación 2.14 Parámetro adimensional KnL.....	29
Ecuación 2.15 Longitud de la fractura.....	29
Ecuación 2.16 Amplitud de la fractura.....	29
Ecuación 2.17 Gasto de inyección.....	29
Ecuación 3.1 Índice de Heterogeneidad (HI).....	31
Ecuación 3.2 Ecuación diferencial de declinación.....	60
Ecuación 4.1 Volumen de fractura.....	77
Ecuación 4.2 Eficiencia de fractura.....	77
Ecuación 4.3 Cantidad de apuntalante requerido.....	77
Ecuación 4.4 Concentración del apuntalante.....	77
Ecuación 4.5 Densidad de la mezcla.....	78
Ecuación 4.6 Gravedad específica de la mezcla.....	78
Ecuación 4.7 Número de Reynolds.....	79
Ecuación 4.8 Factor de fricción de Fanning para flujo laminar.....	80
Ecuación 4.9 Factor de fricción de Fanning para flujo turbulento.....	80
Ecuación 4.10 Velocidad del fluido en la tubería.....	80
Ecuación 4.11 Factor de Conductividad Adimensional (CfD).....	81
Ecuación 4.12 Incremento efectivo del radio del pozo.....	83
Ecuación 5.1 Cálculo de Ingresos.....	102
Ecuación 5.2 Cálculo de Costo.....	103
Ecuación 5.3 Conversión de la tasa de descuento anual.....	103
Ecuación 5.4 Cálculo de VAN.....	105
Ecuación 5.5 Cálculo de TIR.....	105
Ecuación 5.6 Cálculo de Relación Beneficio / Costo (B/C).....	107
Ecuación 5.7 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).....	107

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Permeabilidad del apuntalante vs Esfuerzo de cierre.....	124
Anexo 2 Modelos de propagación de la fractura.....	126
Anexo 3 Relaciones adimensionales para fracturas verticales.....	128
Anexo 4 Diagramas mecánicos.....	130
Anexo 5 Obtención de Pwf a partir de la presión intake.....	135
Anexo 6 Curvas de declinación (Análisis de reservas).....	137
Anexo 7 Secuencia operacional tentativa para el fracturamiento del pozo SCHV-241...	143
Anexo 8 Cálculo del índice de productividad de los pozos propuestos para el fracturamiento	146
Anexo 9 Costos del trabajo de fracturamiento	148

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°F	Grados Fahrenheit	T
2D	Dos dimensiones	
3D	Tridimensional	
A	Área	
AAPG	American Association of Petroleum Geologists	
acre	Acre	L ²
AOPF	Absolute Open Flow Potential	L ³ /t
API	American Petroleum Institute	
B/C	Relación Beneficio/Costo	
bbl, bls	Barriles	L ³
bbl/min	Barriles por minuto	L ³ /t
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BN	Barriles normales	L ³
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BPPM	Barriles de petróleo por mes	L ³ /t
BSW	Contenido de agua y sedimentos	%
BUI	Base arena U inferior	
BY	Barriles en yacimiento	L ³
C	Coefficiente total de pérdida de fluido	L/t ^{1/2}
CAP	Contacto agua- petróleo	
cp	Centipoise	M/L ⁻¹ t ⁻¹
D*	Profundidad media de los punzonados	L
D	Tasa de declinación	1/t
d	Día	T
DD	Día (Nomenclatura Software OFM)	T
di	Diámetro interior de la tubería	L
dp	Diámetro de las perforaciones	L
dpp	Disparos por pie	
E	Módulo de Young	M/Lt ²
EM	Diagrama Mecánico del pozo	
ESP	Bombeo electrosurgible	
ε _x	Deformación longitudinal	
ε _y	Deformación transversal	
f	Factor de fricción de Fanning	
F	Fuerza	
FR	Factor de recobro	%
ft	Pies	L
gal	Galón	L ³

Gf	Gradiente de fractura	M/L^2t^2
GOR	Gas Oil Ratio ≈ Relación Gas-Petróleo	
h	Espesor de la formación	L
hf	Altura de la fractura	L
i	Caudal de inyección del fluido	L^3/t
ID	Diámetro interno de la tubería	L
in	Pulgadas	L
IP	Índice de Productividad	$(L^3/t)/(M/Lt^2)$
IPR	Inflow Performance Relationship	
K	Permeabilidad	L^2
Kf	Permeabilidad de la fractura (del apuntalante)	L^2
Km	Kilómetros	L
lbm	Libra masa	M
m	Metro	L
md	Milidarcies (1 [md]= 0,001 [darcy])	L^2
MD	Measured Depth≈ Profundidad medida	L
min	Minutos	T
MM	Mes (Nomenclatura Software OFM)	T
NNE	Nornoreste	
Np	Producción acumulada a la fecha	L^3
Np (dpp)	Número de perforaciones≈Disparos por pie	
OD	Diámetro externo de la tubería	L
OFM	Oil Field Manager	
P3D	Pseudotridimensional	
Pb	Presión de burbuja	M/Lt^2
Pc	Presión de cierre	M/Lt^2
Pci	Presión de cierre instantánea	M/Lt^2
PCN	Pies cúbicos normales	L^3
Pf	Presión de fractura	M/Lt^2
Ph	Presión hidrostática	M/Lt^2
PIP	Presión Intake	M/Lt^2
Pn	Presión neta	M/Lt^2
POES	Petróleo original in situ	L^3
ppm	Partes por millón	
Pr	Presión de reservorio	M/Lt^2
PRI	Periodo de Recuperación de la Inversión	
psi	Libra por pulgada cuadrada	M/Lt^2
psig	Presión manométrica	M/Lt^2
Pth	Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento	M/Lt^2
PVT	Presión, Volumen, Temperatura	
Pwf	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
Pws	Presión de fondo estática	M/Lt^2

q	Tasa de producción	L^3/t
Qmax	Caudal máximo	L^3/t
Rs	Relación de Solubilidad	
rw'	Radio efectivo del pozo	L
s	Segundo	T
S	Efecto skin o daño	
SPE	Society of Petroleum Engineers	
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers	
SSO	Sursuroeste	
Swc	Saturación de agua connata	%
t	Tiempo de inyección	T
Tf	Temperatura del yacimiento	T
TIR	Tasa Interna de Retorno	
TUI	Tope arena U Inferior	
TUS	Tope arena U Superior	
TVD	Teorical Vertical Depth \approx Profundidad Vertical Verdadera	L
V	Volumen neto de roca	L^3
v	Velocidad del fluido en la tubería	L/t
VAN	Valor Actual Neto	
Vi	Volumen de fluido inyectado	L^3
Vspt	Spurt Loss \approx pérdida inicial de fluido	L^3/L^2
YYYY	Año (Nomenclatura Software OFM)	T
Wf	Ancho o amplitud de la fractura	L
WPC	World Petroleum Council	
WTI	West Texas Intermediate	
Xf	Longitud de la fractura	L
β_{ob}	Factor Volúmetrico en el punto de burbuja	
β_{oi}	Factor volúmetrico inicial	
ΔP_{fric}	Caída de presión por fricción a través de la tubería	M/Lt^2
ΔP_{perf}	Caída de presión por fricción a través de las perforaciones	M/Lt^2
μ	Viscosidad	$M/L^{-1}t^{-1}$
ρ_m	Densidad de la mezcla	M/L^3
σ	Esfuerzo	M/Lt^2
γ	Coefficiente de Poisson	
γ_p	Gravedad específica del apuntalante	
Φ	Porosidad	%

RESUMEN

El presente trabajo se basa en establecer los conceptos y parámetros necesarios para el diseño de un fracturamiento hidráulico, así como la factibilidad de su aplicación sobre los pozos que conforman el objeto de estudio. Siendo estos los pozos activos en la Zona Norte del Campo Sacha y cuya producción proviene de la arena U Inferior.

Para la obtención de este fin se plantea en primer lugar caracterizar la arena productora y evaluar la situación actual de los pozos mediante una serie de indicadores y herramientas de análisis de productividad. Los indicadores que se usan son: índice de heterogeneidad (HI) sobre la producción mensual de agua y petróleo, curvas de comportamiento del pozo (IPR) y curvas de declinación de producción (análisis de reservas por pozo); mientras que las herramientas complementarias que facilitan dicho análisis son los software OFM y PIPESIM. Esta etapa permite realizar un filtrado y selección de los pozos que presentan las características adecuadas para ser candidatos a la implementación de esta técnica.

Posteriormente, y en base a los fundamentos teóricos que se presentan en el desarrollo de este trabajo, revisión de los antecedentes del pozo y registros eléctricos y de cementación; se elabora un apropiado diseño de fractura en los pozos seleccionados. Uno de estos diseños se compara con el de una propuesta técnica con la finalidad de validar los resultados obtenidos procurando que se acerquen en gran medida a una situación real.

Finalmente, para evaluar el desarrollo del trabajo propuesto se estima el aumento en la productividad de los pozos y se presentan los indicadores financieros que avalan la rentabilidad de la inversión. A través de los resultados obtenidos, este trabajo concluye que existen beneficios tanto productivos como económicos al seleccionarse adecuadamente los pozos candidatos y aplicarse en estos un adecuado tratamiento de fracturamiento hidráulico.

PALABRAS CLAVE: Estimulación de pozos, Fracturamiento Hidráulico, Diseño de fractura, Optimización de Producción.

ABSTRACT

This paper establishes necessary concepts and parameters for the design of a hydraulic fracturing, as well as the feasibility of its application on the wells that make up the target of the investigation. These are the active wells in the North Zone of the Sacha Field and whose production comes from the Lower U sand.

In order to achieve this goal, the first step is to characterize the productive sand and evaluate the current situation of the wells through a series of indicators and productivity analysis tools. The indicators used are: heterogeneity index (HI) on monthly water and oil production, well behavior curves (IPR) and production decline curves (reserves estimation per well); while the complementary tools that facilitate this analysis are the software OFM and PIPESIM. This stage allows filtering and selection of wells that have the appropriate characteristics to be candidates for the implementation of this technique.

Subsequently, and based on the theoretical basis presented in the development of this paper, review of well antecedents and well logging results; a right fracture design is elaborated in the selected wells. One of these designs is compared with a technical proposal in order to validate the obtained results by trying to come very close to a real situation.

Finally, to evaluate the development of the proposed job, the increase in wells productivity is estimated and the financial indicators that guarantee the profitability of the investment are presented. Through the obtained results, this paper concludes that there are productive and economic benefits when the candidate wells are properly selected and the hydraulic fracturing treatment is well developed.

KEYWORDS: Well stimulation, Hydraulic fracturing, Fracture design, Production enhancement.

PRESENTACIÓN

Una vez que el pozo ha sido perforado y puesto en producción, la energía propia del yacimiento (mecanismos de empuje) hará que los fluidos se muevan hacia el pozo, independientemente de los métodos de levantamiento utilizados, conforme avanza la producción se evidencia la depletación de la zona productora así como alteración de las condiciones del yacimiento, esto ocasionará una disminución de la productividad del pozo y la consideración de los distintos métodos de estimulación.

Este problema se evidencia en gran medida en los campos maduros del oriente ecuatoriano, entre ellos el Campo Sacha, razón por la cual cada año son realizados trabajos de fracturamiento hidráulico en pos de mejorar la productividad de pozos cuyo aporte no resulta sostenible o simplemente no es el esperado.

Objetivo General

Analizar los pozos productores de arena Ui en la zona norte del Campo Sacha con la finalidad de aplicar un fracturamiento hidráulico y conseguir mejorar la productividad de los pozos seleccionados.

Objetivos Específicos

- Estimar las reservas en los pozos a fracturar de la zona norte del Campo Sacha.
- Establecer criterios y parámetros adecuados para la selección de pozos en los cuales la aplicación del fracturamiento hidráulico se justifique como la mejor opción de estimulación.
- Determinar parámetros críticos para el diseño de una fractura.
- Pronosticar la mejora en la productividad de los pozos objeto del fracturamiento hidráulico.
- Establecer la viabilidad técnica económica de la aplicación del fracturamiento hidráulico.

Alcance

Se diseñará y aplicará un proceso de fracturamiento hidráulico en al menos 3 pozos productores de arena Ui de la zona norte del Campo Sacha.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL CAMPO SACHA (ZONA NORTE)

1.1 Introducción

Actualmente (primer trimestre de 2018) la producción promedio diaria de PETROAMAZONAS EP es de 397390 [BPPD], de los cuales 65500 [BPPD] corresponden al Campo Sacha. Siendo este un valor significativo en cuanto a cifras de producción, hace del campo uno de los principales a considerar para proyectos de mejora en la productividad, más específicamente Estimulación de pozos.

La estructura Sacha fue probada con el pozo exploratorio Sacha 1, el cual fue perforado con una torre helitransportable a partir del 21 de enero de 1969; sin embargo el campo no comenzaría con la producción sino hasta el 6 de julio de 1972 con una tasa promedio diaria de 29269 [BPPD] alcanzando un valor máximo de 117591 [BPPD] para ese mismo año.

Como antecedente es necesario mencionar que desde noviembre de 2009 fue operado por la compañía mixta Operaciones Río Napo (ORNCEN) y el 1 de agosto de 2016, PETROAMAZONAS EP y ORNCEN en liquidación, suscribieron el Acta de Entrega Operativa por medio de la cual se efectivizó la devolución del Campo Sacha, Bloque 60 y su operación a Petroamazonas EP; misma que ha sabido llevar a cabo el traspaso ordenada y eficientemente, permitiendo mantener un aporte de crudo sostenible **(PETROAMAZONAS EP, 2018)**.

El área Sacha al 31 de diciembre de 2017 cuenta con un total de 232 pozos en producción de los cuales 27 producen bajo el método de bombeo hidráulico, 203 con bombeo electrosumergible y 2 pozos con método de bombeo mecánico; adicionalmente cuenta con 163 pozos cerrados, 10 pozos abandonados, 6 pozos inyectoros y 10 pozos reinyectoros para un gran total de 421 pozos.

En cuanto a proyectos de fracturamiento hidráulico, durante el año 2017 fueron realizados 10 trabajos que aportaron con un incremento de producción de 2683 [BPPD] cifra que avala la rentabilidad de la inversión realizada y permitió tomar en consideración la realización de futuros proyectos. **(PETROAMAZONAS EP, 2018)**.

1.2 Generalidades del Campo

El Campo Sacha se encuentra conformado por cuatro estaciones de producción:

-Sacha Norte 1 y 2

-Sacha Central

-Sacha Sur

Este se encuentra ubicado al nororiente de la región Amazónica, específicamente en la provincia de Orellana, cantón Joya de los Sachas y su área está comprendida dentro de las coordenadas geográficas enunciadas en la **Tabla 1.1**.

Tabla 1.1 Coordenadas Geográficas del Campo Sacha

COORDENADAS	De	Hasta
LATITUD SUR	00 °11' 00"	00° 24' 30"
LONGITUD OESTE	76° 49' 40"	76° 54' 16"

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

El campo tiene una longitud de 33 [Km] aproximadamente, cubre un área de 355 [Km²] y se encuentra delimitado al norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al sur por el campo Culebra-Yulebra; al este por los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi y Aguarico; y al oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito (**ver Figura 1.1**).

Actualmente sus principales reservorios en producción son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín.

1.3 Panorama actual de la Zona Norte (Reservorio Napo U)

Durante el presente trabajo se tomaron como base de estudio los pozos pertenecientes a la Zona Norte del Campo Sacha (Norte 1 y 2), sólo aquellos pozos activos y cuya arena productora sea la U inferior. Esta información ha sido obtenida a partir de los archivos e información proporcionada por el Activo Sacha-Petroamazonas EP.

Los datos de producción y el filtrado de pozos se obtuvieron a partir del software OFM a la fecha 01 de marzo de 2018, el pozo SCHV-214 reactivó su producción el 02 de marzo de 2018 por lo cual sus datos se obtuvieron de una fecha posterior, al tener una producción estabilizada. Los valores mencionados pueden leerse en la **Tabla 1.2**.

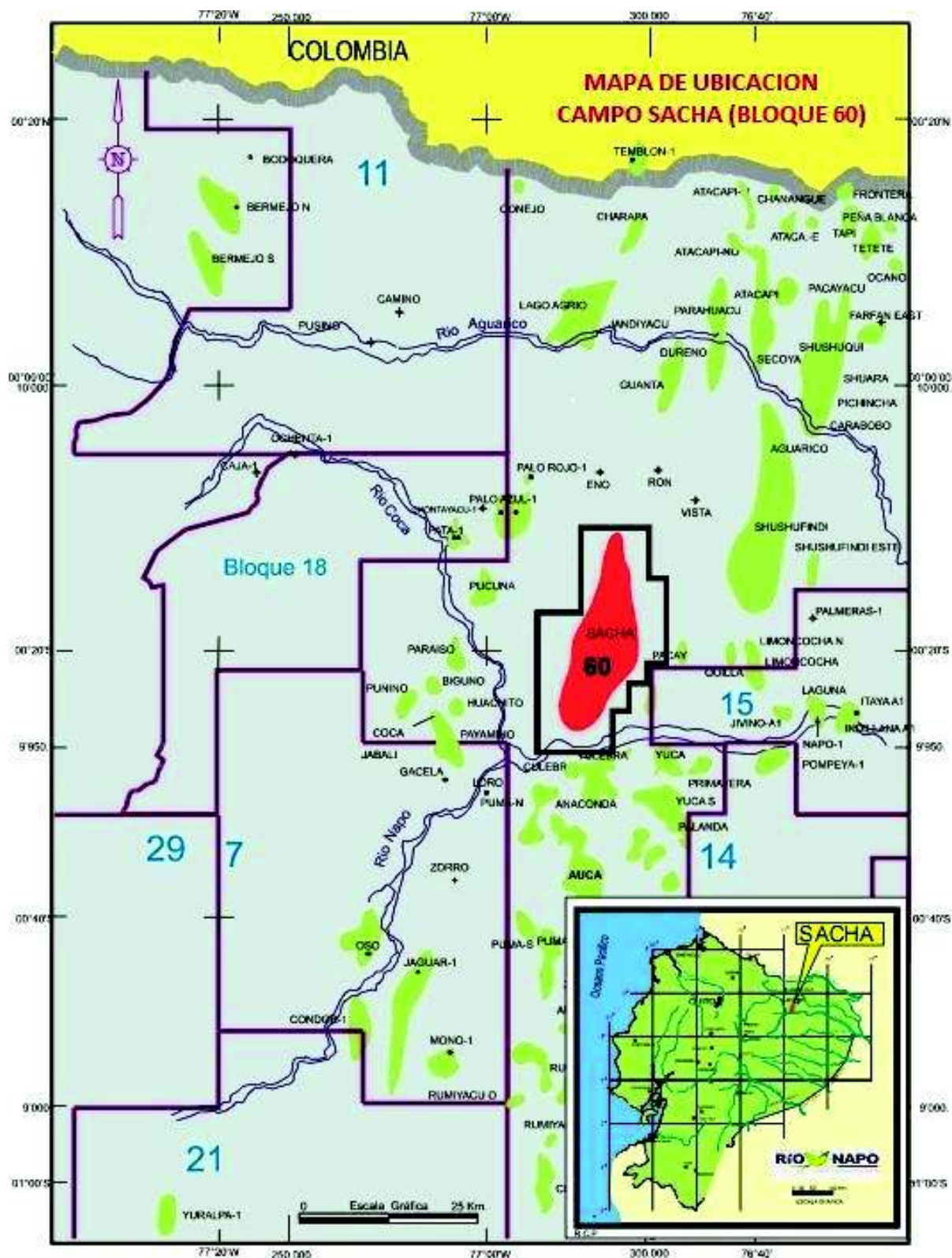


Figura 1.1 Ubicación y delimitación del Campo Sacha

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Tabla 1.2 Estado actualizado de los pozos que conforman el objeto de estudio

Zona	PAD	Pozo	Reservorio	Prod. de petróleo[bb/d]	Prod. de agua[bb/d]	BSW [%]
NORTE 1		SCH-050	Ui	332,73	1723,00	83,81
		SCH-059	Ui	192,74	206,00	51,66
		SCH-070	Ui	72,02	1118,00	93,95
	N	SCHAN-462	Ui	305,34	3,00	0,97
	AO	SCHAO-470	Ui	248,54	2,00	0,80
		SCHAO-472	Ui	251,58	268,00	51,58
		SCHAO-473	Ui	696,91	1766,00	71,70
		SCHAO-475	Ui	713,14	273,00	27,68
		SCHAO-476	Ui	284,04	1,00	0,35
		SCHAO-477	Ui	188,68	1677,00	89,89
	F	SCHAO-478	Ui	438,23	550,00	55,65
		SCHF-246	Ui	353,02	322,00	47,70
	T	SCHF-248	Ui	101,44	524,00	83,78
		SCHT-169	Ui	224,19	701,00	75,77
NORTE 2	AK	SCHT-229	Ui	85,21	615,00	87,83
		SCHAK-433	Ui	136,24	1,00	0,73
	AL	SCHAL-440	Ui	216,61	19,00	8,06
		SCHAL-442	Ui	160,75	93,00	36,65
		SCHAL-444	Ui	427,35	4,00	0,93
		SCHAL-445	Ui	233,28	2,00	0,85
		SCHAL-446 S1	Ui	109,78	396,00	78,30
	G	SCHG-274	Ui	471,45	5,00	1,05
		SCHG-276	Ui	191,13	2,00	1,04
	S	SCHS-263	Ui	434,21	38,00	8,05
		SCHS-264	Ui	270,52	3,00	1,10
		SCHS-288	Ui	117,62	12,00	9,26
	V	SCHV-192	Ui	567,51	3,00	0,53
SCHV-214		Ui	397,20	67,00	14,43	
SCHV-241		Ui	147,02	2,00	1,34	

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Pese a que el campo Sacha es conocido por ser el segundo campo más grande en cuanto a cifras de producción, es necesario tomar en consideración la cantidad de petróleo original in situ (POES) y reservas en la arena de interés para contemplar la factibilidad de procesos de reacondicionamiento de pozos, es por esta razón que se presentarán estas cifras actualizadas en la **Tabla 1.3**.

1.3.1 POES y Reservas

Petróleo Original in Situ (POES)

Es la cantidad estimada de petróleo que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural (**SPE et al, 2007**).

$$POES = \frac{7758 \cdot V \cdot \phi \cdot (1 - S_{wc})}{\beta_{oi}} \text{ [bls]} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde: 7758 = Factor de conversión de [acre – ft]a [bls]

V = Volumen neto de roca [acre – ft]

ϕ = Porosidad [%]

S_{wc} = Saturación de agua connata [%]

β_{oi} = Factor Volumétrico Inicial $\left[\frac{\text{BY}}{\text{BN}} \right]$

Reservas

Denominación usada para referirse a aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán comercialmente recuperables gracias a proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas a una fecha dada y bajo condiciones de operación definidas. Dentro de estas existe una clasificación hecha en base a un grado de incertidumbre que dependerá de la cantidad y calidad de información que se tenga de aspectos como: información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería a la fecha de estimación (SPE et al, 2007).

Para entender mejor la clasificación de los recursos dada por SPE/WPC/AAPG/SPEEE se hará uso de la **Figura 1.2**.

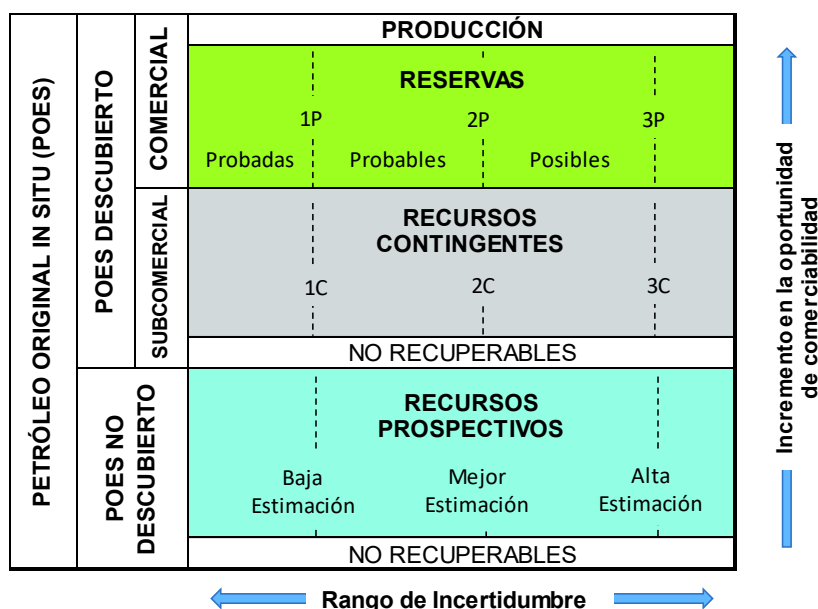


Figura 1.2 Marco de Clasificación de Recursos

Fuente: SPE et al, 2007
Modificado por: Proaño, 2019

El **factor de recobro** proporciona una idea de la cantidad recuperable de hidrocarburos y se expresa como porcentaje, se calcula a partir de la fórmula:

$$FR = \frac{N_p}{POES} * 100 [\%] \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Donde: N_p = Producción acumulada a la fecha [bls]

Factor de recobro a la recuperación final del Yacimiento:

$$FR \text{ final} = \frac{N_p + \text{Reservas}(3P)}{POES} * 100 [\%] \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Donde: Reservas (1P) = Reservas Probadas (produciendo + shutin + detrás del casing + no desarrolladas) [bls]

Reservas (2P) = Reservas Probadas + Probables [bls]

Reservas(3P) = Reservas Probadas + Probables + Posibles [bls]

Tabla 1.3 Cálculo Volumétrico de POES y Reservas Napo U

Yacimiento:	Napo U				
Volumen Neto de roca	1761776,47	[acre-ft]	Sw	23	[%]
Porosidad (ϕ)	15	[%]	Factor Volumétrico Inicial (Boi)	1,20	[BY/BN]
Petróleo Original en Sitio (POES)	1314445648,34	[bls]	Producción Acumulada al 31-Dic-2017	261516463,19	[bls]
Reservas Probadas (1P)	123353840,90	[bls]	Factor de Recobro Actual 31-Dic-2017	19,90	[%]
Reservas Probables	31202841,25	[bls]	FR a la Recuperación Final del Yacimiento	33,66	[%]
Reservas Posibles	26335153,67	[bls]			

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Dada la significativa cifra de reservas remanentes, es justificable la selección de la Arena U inferior para el desarrollo del presente trabajo y la consecuente caracterización del reservorio, propiedades de roca y fluido.

1.3.2 Propiedades Petrofísicas

Estas propiedades son obtenidas para cada pozo a partir del análisis de registros eléctricos, a continuación se presentan los valores promedio para el reservorio de interés.

Tabla 1.4 Propiedades petrofísicas promedio de la arena U del Campo Sacha

Propiedades	NAPO "U"
Ambiente de Depósito:	Estuario dominado por mareas
Entrampamiento:	Estratigráfico
Mecanismo de producción:	Expansión roca-fluido, gas en solución
Propiedades de Roca:	ϕ : 14-16 [%]
	K: 250-310 [md]
Espesor (ho):	5 – 40 [ft]
Profundidad Prom. (TVD) :	9450 [ft]
Presión de Reservorio:	900 – 2000 [psi]

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

1.3.3 Propiedades PVT del Reservorio

El análisis PVT se compone de una serie de pruebas realizadas en el laboratorio con el fin de determinar las propiedades de los fluidos del yacimiento y su variación con la presión; en este estudio se relacionan tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT), mismos que gobiernan en gran medida el comportamiento de producción de un yacimiento (Aramendiz & Velasquez, 2008).

El reservorio Napo U, de manera similar a muchos reservorios en el mundo, presenta variaciones laterales de gravedad API, razón por la cual una vez realizado un control de calidad y representatividad de las muestras se analizaron PVT de pozos de dos regiones diferentes, siendo estos los pozos SCH-121 y SCH-305.

Tabla 1.5 Propiedades de fluidos para el reservorio Napo U

Reservorio	Napo U (Región 28°API)	Napo U (Región 18 °API)	U inferior
Temperatura del Yacimiento (Tf) ,[°F]	222	222	218
Presión Inicial, [psig]	4090	4090	---
GOR, [PCN/BN]	316	125	224
Presión de Burbuja (Pb), [psi]	1126	939	1170
° API	28	18	22,8
β_{oi} , [BY/BN]	1,2542	1,096	1,2302
β_{ob} , [BY/BN]	1,3039	1,1265	---
μ_{oi} , [cp]	1,8403	9,9936	---
μ_{ob} , [cp]	1,1295	8,2402	---
Gravedad específica del gas (Aire=1)	0,8	0,9	1,21
Salinidad Agua, [ppm NaCl]	35000	35000	35000
PVT Base	SCH-121	SCH-305	Estimación promedio
Correlación Pb, Rs, β_o	Glaso	Vazquez & Beggs	---
Correlación μ	Beal et al.	Beggs et al.	---

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

1.4 Marco Geológico Estructural

1.4.1 Estructura del Campo Sacha

Es un anticlinal de dirección NNE-SSO que se encuentra cortado en su flanco oeste por una falla transpresional dextral. Se localiza en el flanco occidental del Play Central

(Corredor Sacha-Shushufindi) y se formó en la primera etapa de inversión tectónica (Turoniano Terminal y Maastrichtiano) como lo evidencia la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura (**Baby et al, 2014**).

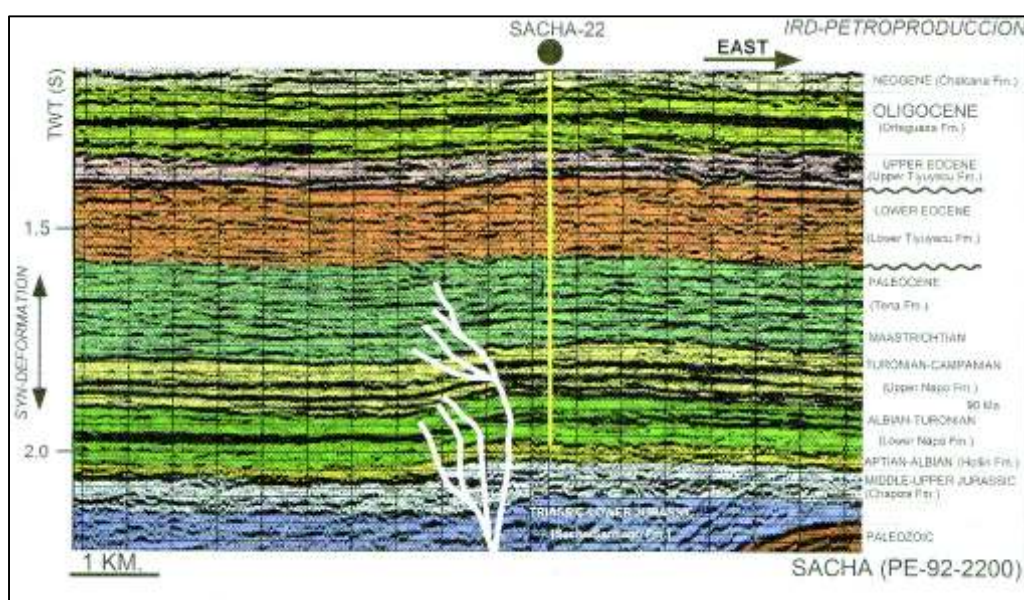


Figura 1.3 Campo Sacha: sección sísmica PE-92-2200

Fuente: Baby et al, 2014

1.4.2 Litología

La arenisca U es una arenisca cuarzosa con feldespastos y fragmentos líticos en menor proporción. Contiene minerales accesorios como circón, muscovita y glauconita. Su matriz predominante es caolinítica y tiene cemento silíceo.

Su porosidad es intergranular y en ocasiones intragranular con disolución y porosidad móldica.

U superior es una arenisca discontinua mientras que la U inferior se encuentra más desarrollada y presenta una mayor continuidad (**Baby et al, 2014**).

La arenisca U inferior pertenece a la formación Napo, la cual al igual que las formaciones Hollín y Basal Tena, constituyen la sección cretácica de la Cuenca Oriente, **ver Figura 1.4**

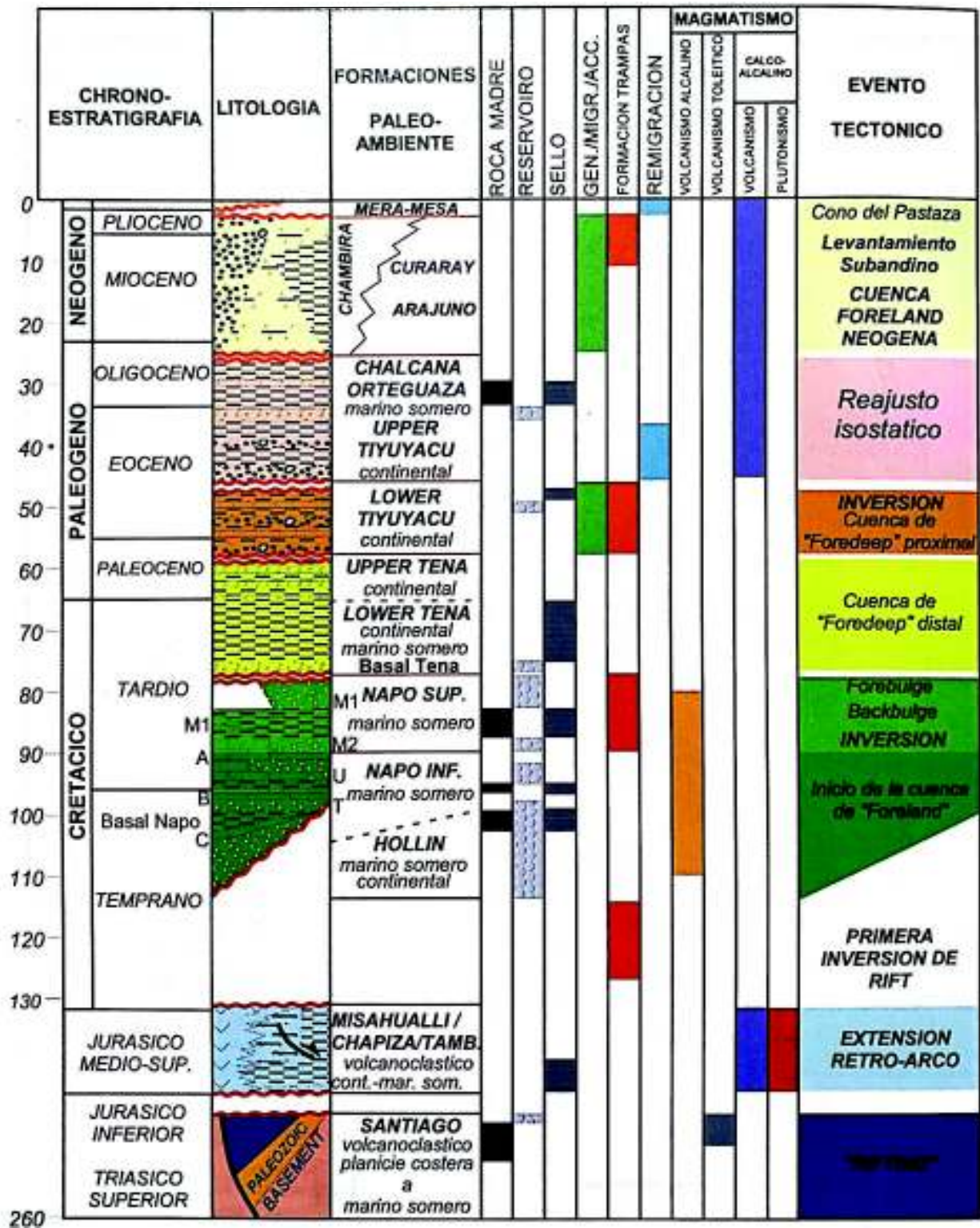


Figura 1.4 Columna tectono-estratigráfica, y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

Fuente: Baby et al, 2014

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo son revisados conceptos básicos del fracturamiento hidráulico y aspectos teóricos y operativos que permiten entender como se planea y diseña esta técnica de estimulación de pozos.

2.1 Fracturamiento Hidráulico

Este proceso consiste en la inyección de un fluido de alta viscosidad (fluido fracturante) a la formación, la presión de inyección debe ser mayor a la capacidad de admisión de la roca para permitir que en esta se cree una falla o fractura; al continuar suministrando presión se creará un canal de flujo que comunica las fracturas naturales e incrementa el área de drenaje de fluidos. El efecto producido decrecerá rápidamente con el tiempo debido a que la fractura creada tiende a cerrarse, por esta razón es necesario mantener el canal abierto apuntalando la formación o carcomiendo la roca con ácido (**PEMEX, 2008**).

Entre los beneficios o utilidad de llevar a cabo un fracturamiento hidráulico se encuentran:

- Mejora en la productividad del pozo (**ver Figura 2.1**).
- Aumento de inyectividad para el caso de pozos inyectoros.
- Aumento en la cantidad de reservas recuperables.
- Comunicación de fracturas naturales presentes en la formación.
- Incremento en el área de drenaje o cantidad de formación en contacto con el pozo.
- Reducción del daño del pozo (Estimulación).
- Creación de un canal de permeabilidad mucho mayor a la del reservorio. Es importante hacer énfasis en que el fracturamiento hidráulico no modifica la permeabilidad de la formación.
- Control de la producción de arena en formaciones poco consolidadas.

- Atenuar la velocidad de disposición de materiales que dañan la formación (asfáltenos, parafinas y arcillas migratorias).
- Disminución en el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Evita la necesidad de perforar pozos horizontales.

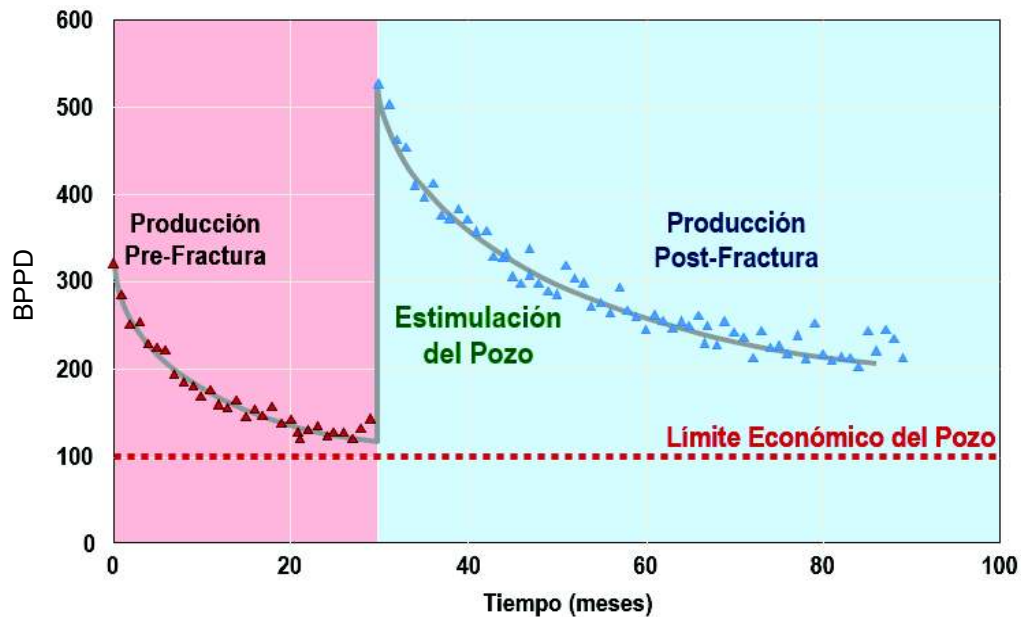


Figura 2.1 Incremento de Producción Post-Fracturamiento

Fuente: Schlumberger-Well Services, 2018

Descripción del proceso de fractura

De manera sucinta se puede describir el proceso de la siguiente manera:

- Bombeo de un precolchón de salmuera o gel lineal (fluido sin apuntalante) con el fin de obtener parámetros, corregir y optimizar el diseño propuesto.
- Bombeo de un colchón de gel que producirá la fractura y su propagación creará el espacio suficiente para el ingreso del agente de sostén.
- Bombeo de tratamiento, fluido cargado de arena o apuntalante que mantendrá la fractura abierta. Este consiste de varias etapas consecutivas sin pausas.

La operación se controla manteniendo un registro continuo de los cambios de presión derivados del tratamiento, gasto, dosificación del apuntalante y aditivos; así como un control de las condiciones del fluido fracturante.

La **Figura 2.2** muestra un registro de presión de fondo de pozo (presión medida al interior del agujero, cerca de la abertura de la fractura hidráulica).

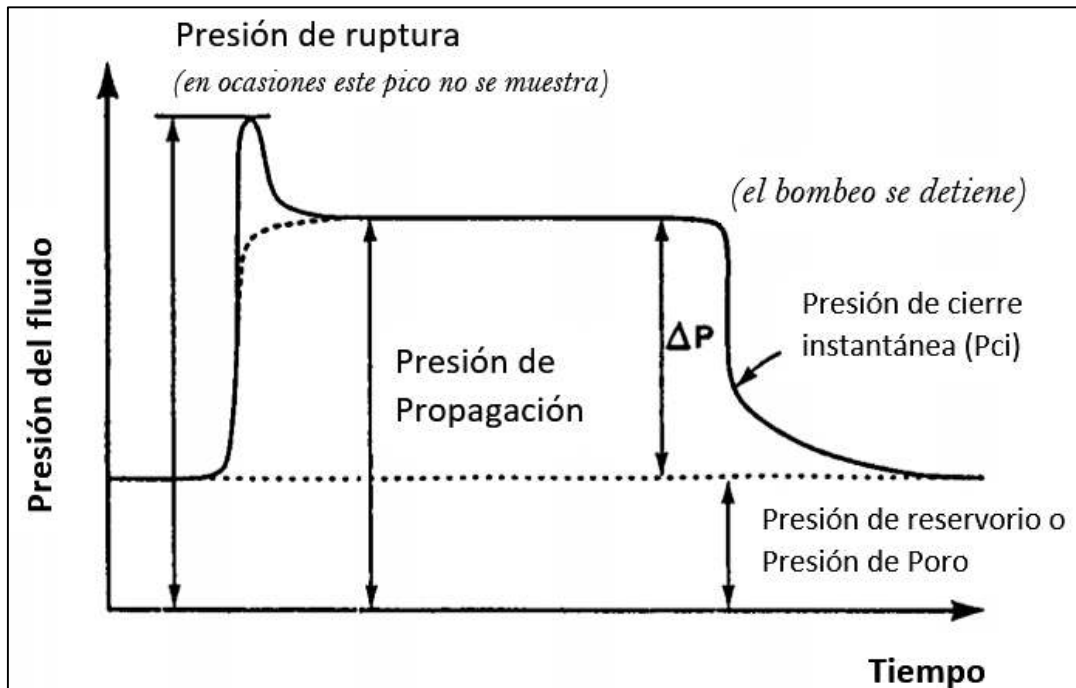


Figura 2.2 Registro de presión de fondo de pozo

Fuente: Yew, 1997

Modificado por: Proaño, 2019

La presión máxima alcanzada durante la ejecución del fracturamiento se denomina presión de ruptura, una vez que se ha iniciado la fractura esta tiende a caer. El siguiente tramo en el cual la presión se mantiene constante indica la presión de propagación, esta causa que la fractura se extienda en el reservorio.

Cuando se ha detenido el bombeo, la presión cae repentinamente hasta un valor menor denominado presión de cierre instantánea (P_{ci}), punto en el cual el flujo de fluido al interior de la fractura ha cesado y no existen pérdidas de presión por fricción. Posterior a este punto la presión continuará disminuyendo lentamente hasta alcanzar la presión del reservorio.

El fluido inyectado se filtrará en las paredes de la fractura y el ancho generado comenzará a disminuir. La presión del fluido dentro de la fractura alcanzará eventualmente el equilibrio con el esfuerzo mínimo in situ, punto al cual la fractura hidráulica se cierra. La presión de cierre (obtenida a partir de un análisis de declinación de presión) es un indicativo o medida del esfuerzo mínimo in situ (**Yew, 1997**).

Presiones involucradas en el fracturamiento

Previamente se enunciaron algunas de las presiones que son monitoreadas y obtenidas durante el tratamiento, las presiones descritas a continuación de igual manera permiten entender el proceso de fracturamiento hidráulico y pueden ser calculadas.

Presión de fractura

Es la presión requerida para que la fractura se mantenga abierta y se permita su propagación más allá del punto de falla.

$$P_f = G_f * D^* \text{ [psi]} \quad \text{(Ec. 2.1)}$$

Donde: $G_f = \text{Gradiente de fractura} \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$

$D^* = \text{Profundidad media de los punzonados (TVD) [ft]}$

Presión de cierre

Es la fuerza que actúa para cerrar la fractura. Bajo esta presión la fractura se cierra y valores mayores indican que la fractura permanece abierta. Este valor es generalmente determinado a partir de un Minifrac, al examinar la declinación de presión luego de que las bombas han sido apagadas.

$$P_c = P_f - P_r \text{ [psi]} \quad \text{(Ec. 2.2)}$$

Donde: $P_r = \text{Presión de reservorio [psi]}$

Presión neta

Es una medida de cuanto trabajo está siendo realizado sobre la formación.

$$P_n = P_f - P_c \text{ [psi]} \quad \text{(Ec. 2.3)}$$

Presión hidrostática

Esta es la presión de fondo debida al peso de la columna de fluido en el pozo. Es una función de la densidad del fluido y la profundidad vertical verdadera (TVD).

$$P_h = 0,052 * \rho_m * D^* \text{ [psi]} \quad \text{(Ec. 2.4)}$$

Donde: $\rho_m = \text{densidad de la mezcla} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]$

Caída de presión por fricción a través de la tubería

Es la caída de presión ocasionada por la resistencia del fluido a moverse por el tubing. Su valor incrementa conforme aumenta el caudal de inyección y decrece a medida que aumenta el valor del diámetro de la tubería.

$$\Delta P_{\text{fric}} = 0,0390 * \frac{D^* \cdot \rho_m \cdot v^2 \cdot f}{d_i^2} \text{ [psi]} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde: v = velocidad del fluido en la tubería $\left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$

f = factor de fricción de Fanning

d_i = diámetro interior de la tubería [in]

Caída de presión por fricción a través de las perforaciones

Esta es la caída de presión experimentada por el fluido a medida que pasa por las restricciones debidas a las perforaciones.

$$\Delta P_{\text{perf}} = \frac{0,00836 \cdot i^2 \cdot \rho_m}{d_p^4 \cdot N_p^2} \text{ [psi]} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde: i = caudal de inyección del fluido [bbl/min]

d_p = diámetro de las perforaciones [in]

N_p = número de perforaciones (dpp)

Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento

A menudo se la llama presión de cabeza, presión de inyección o presión de tubing (en el caso de que el fluido sea bombeado a través de este). Es la presión contra la cual las bombas deberán actuar en superficie.

$$P_{\text{th}} = P_f - P_h + \Delta P_{\text{fric}} + \Delta P_{\text{perf}} \text{ [psi]} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Además de las ideas antes mencionadas, realizar un apropiado diseño y ejecución de este proceso de estimulación depende del conocimiento de los siguientes conceptos:

- Propiedades de la formación: Mecánica de rocas y Propiedades asociadas al Flujo de Fluidos
- Fluidos y materiales involucrados en el fracturamiento
- Orientación de la fractura
- Modelos de propagación de la fractura

2.1.1 Propiedades de la formación

Mecánica de rocas

Esfuerzo-Stress

Para entender este concepto se va a hacer uso de la siguiente figura:

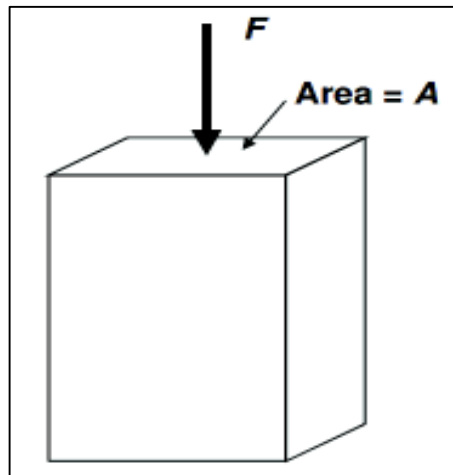


Figura 2.3 Bloque sometido a una fuerza F

Fuente: Martin, 2005

En el bloque actúa una fuerza (F) perpendicular a su superficie (A), el Esfuerzo (σ) viene dado por la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Esta ecuación es idéntica a la del cálculo de presión, por lo cual es necesaria la siguiente aclaración; en líquidos y gases la fuerza aplicada es la misma en todas direcciones, es decir que se alcanza un equilibrio; los sólidos no pueden deformarse de esa manera, estos materiales tendrán un plano a través del cual los esfuerzos son máximos y un plano perpendicular a este para el cual los esfuerzos son mínimos.

Módulo de Young

Tomando como referencia el bloque anterior, la fuerza aplicada (F) sobre este hará que exhiba una deformación longitudinal (ϵ_x) (**ver Figura 2.4**) que es inversamente proporcional al área transversal de la barra (A) y directamente proporcional a la fuerza que le fue aplicada.

$$\frac{F}{A} = E * \epsilon_x \quad (\text{Ec. 2.9})$$

E es la constante de proporcionalidad denominada Módulo de Young, cuyo valor debe ser obtenido experimentalmente y depende del material. Es una medida de cuanto un material puede deformarse elásticamente cuando a este se le aplica presión.

La siguiente tabla muestra los valores de E característicos de diferentes formaciones.

Tabla 2.1 Módulo de Young para litologías específicas

Módulo de Young (E)		
Tipo de roca	Rango de valores	Valor promedio [lb/in ²] * 10 ⁶
Caliza y dolomita dura	8,0 a 13	10,5
Arenisca dura, densa	5,0 a 7,5	6,25
Arenisca de dureza media	2,0 a 4,0	3,00
Arenisca poco consolidada	0,5 a 1,5	1,00

Fuente: Garaicochea, 1995

Elaborado por: Proaño, 2019

Coefficiente de Poisson

El coeficiente de Poisson (ν) es una medida de la cantidad que un material se deformará en dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada.

La deformación longitudinal (vertical) viene dada por la ecuación:

$$\epsilon_x = \frac{\Delta X}{X_1} = \frac{X_1 - X_2}{X_1} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

A la deformación transversal (horizontal) le corresponde la ecuación:

$$\epsilon_y = -\frac{\Delta Y}{Y_1} = \frac{Y_1 - Y_2}{Y_1} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

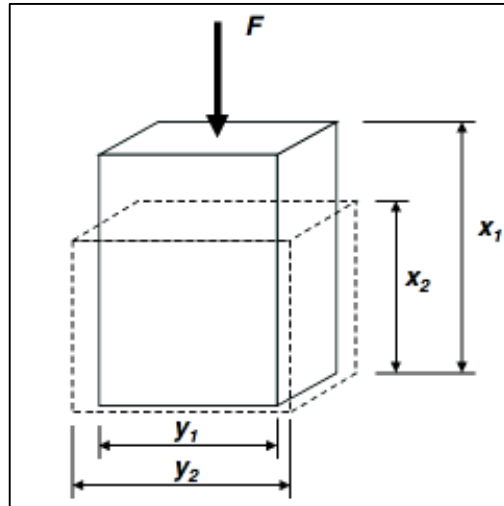


Figura 2.4 Deformación longitudinal y transversal de un bloque al aplicarle una fuerza \$F\$.

Fuente: Martin, 2005

Las fuerzas compresivas son positivas mientras que las fuerzas de tensión son negativas, razón de los signos en las ecuaciones anteriores. El coeficiente de Poisson no es más que la relación de las deformaciones horizontal y vertical y su ecuación es:

$$\gamma = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Se puede tener una aproximación satisfactoria en los resultados al utilizar los valores enlistados en la siguiente tabla.

Tabla 2.2 Coeficiente de Poisson para litologías específicas

Coeficiente de Poisson (\$\gamma\$)	
Tipo de roca	\$\gamma\$
Rocas carbonatadas duras	0,25
Rocas carbonatadas suaves	0,3
Areniscas	0,2

Fuente: Garaicochea, 1995
Elaborado por: Proaño, 2019

Propiedades asociadas al flujo de fluidos

En este apartado se describirán las propiedades de la formación que están estrechamente relacionadas con la producción y el desempeño del reservorio, así como las propiedades del fluido fracturante que influyen en el proceso de fracturamiento.

Permeabilidad de la formación (K)

Es la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él.

El propósito del fracturamiento no es modificar la permeabilidad del reservorio, sino la creación de un canal cuya permeabilidad sea mayor; se habla entonces de permeabilidad de la fractura (K_f) y su valor depende en gran medida del apuntalante utilizado.

Tabla 2.3 Rangos de permeabilidad en arenas y rocas carbonáticas

Tipo de rocas	Permeabilidad (K) [md]		
	Baja	Buena	Alta
Arenisca (Sandstone)	10	100	1000
Roca carbonática (Carbonates)	0,01	0,1	1

Fuente: Bidner, 2001

Elaborado por: Proaño, 2019

Efecto skin o daño (S)

Es la pérdida de productividad o inyectabilidad de un pozo consecuencia de una reducción de la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo. Este es producido durante las operaciones de perforación, completación e incluso el mismo proceso de producción (Islas, 1991). Su valor puede ser determinado mediante un análisis de pruebas de presión y de acuerdo a su valor, el pozo obtiene la siguiente denominación:

Tabla 2.4 Valores típicos de S y su significancia relativa

Condición del pozo	Valor del daño a la formación (S)
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Fuente: Islas, 1991

De manera más sencilla se habla de pozos dañados si su valor de S es positivo y estimulados en el caso de que S sea negativo, esta estimulación puede ser matricial o por fracturamiento hidráulico, siendo la última la de mayor impacto y la que se aplicará a los pozos seleccionados.

Las siguientes propiedades son inherentes del fluido fracturante:

Coefficiente total de pérdida de fluido (C)

Representa la pérdida por filtración que ocurre por la exposición del fluido fracturante en las paredes de la fractura durante el tiempo que dura el tratamiento.

Su valor depende de las características del fluido fracturante usado, y las propiedades de rocas y fluidos del yacimiento. Un valor bajo se traduce en una fractura mayor para un determinado caudal y volumen de inyección.

Para determinar su valor total se deben tomar en cuenta los tres tipos de mecanismos de flujo lineal y sus respectivos coeficientes, encontrados al fracturar la formación, así se tiene:

- La resistencia al flujo debida a la viscosidad del fluido fracturante y su permeabilidad relativa.
- La resistencia al flujo debida a la viscosidad de los fluidos de yacimiento y los efectos de compresibilidad de la formación que se producen al ser desplazados los fluidos de la cara de la fractura.
- La resistencia debida al enjarre formado por el fluido fracturante sobre la cara de la fractura. Este último es determinado experimentalmente puesto que depende de los aditivos de pérdida de fluido utilizados.

Spurt Loss (Vspt)

Es la pérdida inicial de fluido, ya sea del lodo de perforación o del fluido de fractura, antes de que la pared de revoque o costra pueda ser formada (**PetroWiki, 2013**).

Los parámetros C y Vspt pueden ser obtenidos a partir de una prueba Minifrac, también denominada como Tratamiento de calibración de fractura. El proceso consiste en una fractura a menor escala llevada a cabo en la zona objetivo con el mismo fluido que será usado en el tratamiento principal posterior, a partir de esta se evalúa y optimiza el diseño de la fractura (**Fan & Chen, 1997**).

También se pueden obtener los valores a partir de pruebas de filtración API realizadas en laboratorio.

2.1.2 Fluidos y aditivos involucrados en el fracturamiento

Fluido fracturante

Su principal función es romper o fallar la formación, extender hidráulicamente la fractura y transportar el agente de sostén (apuntalante).

Estos fluidos pueden estar compuestos de agua, aceites, una mezcla de ambas (emulsiones), mezcla de agua y gas, o mezcla de aceites y gas (espumas).

Características:

- Compatibilidad con el fluido de la formación y la roca:
 - No debe originar una emulsión con el petróleo o agua contenida en la formación.
 - En el caso de tratarse de un yacimiento de gas seco, este no debe ocasionar un bloqueo.
 - A nivel químico no debe reaccionar con la roca
 - No debe producir una desestabilización de las arcillas.
- Su coeficiente de pérdida debe ser bajo.
- Alta viscosidad en la fractura para transportar el apuntalante y baja viscosidad después del tratamiento para facilitar su remoción.
- Las pérdidas de presión por fricción deberán ser altas en la fractura pero bajas en las tuberías.

Agente apuntalante o proppant

Son partículas (granos) de forma casi esférica, alta dureza y cuya concentración es variable de acuerdo a los requerimientos del proceso. Al estar mezcladas con el fluido fracturante, entran en contacto con la formación y mantienen abierta la fractura luego de que se haya finalizado con la etapa de bombeo.

Su objetivo es crear un canal de una determinada conductividad que facilite el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo y han sido clasificados de la siguiente manera:

Tabla 2.5 Categorías de agentes apuntalantes

Tipo de apuntalante	Descripción
<p>De baja resistencia</p>	<p>Arenas naturales de relativo bajo costo. Usadas en formaciones de bajos niveles de esfuerzo, de hasta 6000 [ft] de profundidad.</p>
<p>De resistencia intermedia</p>	<p>Manufacturados, proporcionan mayor conductividad que la obtenida con las arenas. Usadas en formaciones de esfuerzo intermedio, de 6000 a 8000 [ft] de profundidad.</p>
<p>De alta resistencia</p>	<p>Comúnmente hechos de Óxido de Zirconium (ZrO_2). Empleado en formaciones de profundidades > 8000 [ft].</p>

Fuente: Verde, 2003

Elaborado por: Proaño, 2019

Selección del agente apuntalante

La permeabilidad del apuntalante es controlada por factores como:

- ❖ **Material:** Existen materiales que son más fuertes que otros y cuya capacidad para resistir las fuerzas de cierre es mayor.
- ❖ **Distribución del tamaño de grano:** Una formación sedimentaria posee una amplia variedad de tamaños de grano dependiendo de como se encuentren sorteados los granos de roca individuales.

La mezcla de distintos tamaños de grano reduce la porosidad y permeabilidad de la formación, si las partículas tuvieran idéntico tamaño, la porosidad y en consecuencia la permeabilidad se vería maximizada (**ver Figura 2.4**). Esta es la principal razón por la cual los apuntalantes son producidos con una distribución de tamaño de grano específica, su uniformidad le otorga al apuntalante una permeabilidad varios órdenes de magnitud mayor a la de la formación (**Martin, 2005**).

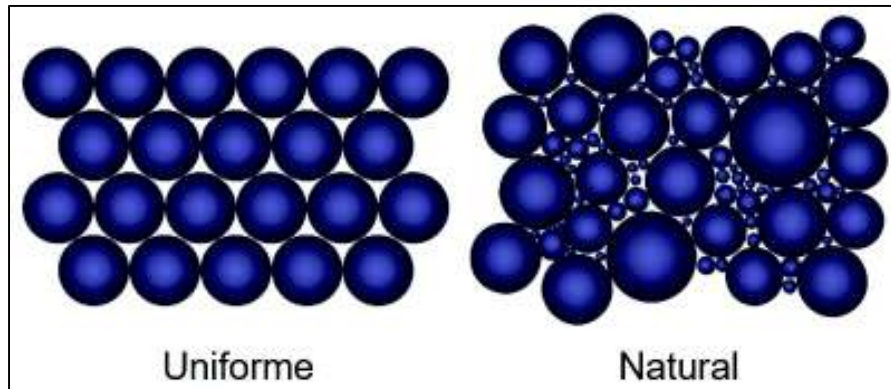


Figura 2.5 Efecto de la distribución del tamaño de grano sobre la porosidad

Fuente: Martin, 2005

El apuntalante se comercializa dentro de un rango de tamaño de grano específico, este depende del tamaño de la malla usada para sortear el apuntalante. Por ejemplo, tamaño 20/40 significa que la mayor parte del apuntalante pasará a través de una malla tamaño 20 (20 agujeros por in²), pero no de una malla tamaño 40. A tamaños de grano más grande le corresponden números de malla más pequeños.

Los tamaños de apuntalante más comunes son: 8/12, 12/20, 16/30, 20 /40 y 40/60.

- ❖ **Tamaño de grano promedio:** Mientras mayor sea el tamaño de grano promedio mayor será la permeabilidad del apuntalante (suponiendo una distribución uniforme) ya que se producen espacios porosos y gargantas porales más grandes.
- ❖ **Esfericidad y redondez:** Ambos parámetros indican cuan esféricos y lisos son los granos, valores altos se hallarán en apuntalantes artificiales y se traducen en mejor permeabilidad.
- ❖ **Calidad del fluido fracturante:** La permeabilidad del apuntalante se ve altamente influenciada por la cantidad de residuo dejado por el fluido fracturante.
- ❖ **Esfuerzo de cierre:** A medida que el apuntalante es aplastado por el cierre de la formación empezará la producción de finos, esta será menor si el apuntalante es más fuerte. Los finos actúan reduciendo la permeabilidad del apuntalante.

Si bien deben ser tomados en cuenta los factores antes mencionados, el proceso de selección de apuntalante puede verse simplificado al usar la información de Permeabilidad del apuntalante vs Esfuerzo de cierre que es proporcionada por el fabricante; en estas

curvas se puede evidenciar que la permeabilidad del apuntalante disminuye a medida que aumenta el esfuerzo de cierre, hasta alcanzar el un valor máximo, punto a partir del cual la permeabilidad cae drásticamente.

Tabla 2.6 Máximos esfuerzos de cierre generalizados para los principales tipos de apuntalantes

Tipo de apuntalante	Esfuerzo máximo de cierre [psi]	Productos
Frac Sand	5000	Brady, Ottawa, Colorado
Cerámicos de baja densidad	9000	CarboEconoprop, CarboLite, ValueProp
Cerámicos de densidad intermedia	12 000	CarboProp, InterProp
Sintered Bauxite	14 000	Carbo HSP, Bauxite

Fuente: Martin, 2005

Elaborado por: Proaño, 2019

Para este estudio ha sido seleccionado el apuntalante Carbolite 20/40 usado por la empresa Schlumberger en sus trabajos de fracturamiento en el Campo Sacha (**ver Anexo 1**). Basta con ingresar en esta gráfica con el valor de la Presión de cierre previamente calculada para encontrar la permeabilidad absoluta del apuntalante (K_f), la cual es a la vez la permeabilidad que obtendrá la fractura.

Aditivos

No es fácil conjugar las características previamente descritas en el mismo fluido de fracturamiento por lo cual debe haber una compensación mediante el uso de aditivos.

Los fluidos fracturantes base agua son ampliamente usados en el fracturamiento debido a su bajo costo y alto desempeño, sin embargo resulta necesario que estos tengan una elevada viscosidad por lo cual es necesario añadirle polímeros solubles en agua. Estos le dan la capacidad de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo con el aumento de esta se debe también incrementar la concentración de polímeros. Esta práctica resulta poco viable debido a su elevado costo y el daño que puede provocar en la cara de la fractura, razón por la cual en su lugar a menudo se usan agentes activadores, estos

incrementan el peso molecular efectivo del polímero y en consecuencia la viscosidad del fluido. (PEMEX, 2008). A continuación son descritos los aditivos más comúnmente usados.

Tabla 2.7 Aditivos usados en el fluido de fracturamiento

Aditivos	Descripción	Ejemplos	Comentarios
Controladores de PH (buffers)	Se encargan de : Facilitar la hidratación.	Buffers de hidratación: Sales como el acetato de sodio o bicarbonato de sodio	Ayudan en la formación de gel lineal (fluido fracturante sin activar)
	Proporcionar y mantener un adecuado rango de PH que favorezca al proceso de reticulación (activación)	Buffers para control de PH: Sales generalmente, como el carbonato de potasio	Son adicionados al gel lineal ya formado
Estabilizadores	Son adicionados al gel lineal para proporcionar mayor estabilidad al fluido a altas temperaturas de operación (>200 °F)	Compuestos salinos como Tiosulfato de Sodio (Na ₂ S ₂ O ₃)	Ayudan a mantener la viscosidad retardando la degradación
Bactericidas	Previenen la pérdida de viscosidad ocasionada por las bacterias que degradan el polímero.	Glutaraldehidos, clorofenatos, aminas cuaternarias e isotiazolinas	Generalmente se agregan al tanque de fractura, previo a la adición de agua. No son necesarios en fluidos base aceite, ni en fracturamiento ácidos.
Estabilizadores de arcilla	Previenen la migración de arcillas	Soluciones del 1 al 3% de cloruro de potasio, cationes orgánicos de tetrametil cloruro de amonio	Estabilizan y evitan el hinchamiento de arcillas
Surfactantes o agentes activos de superficie	Permiten estabilizar emulsiones de aceite en agua, reducir tensiones superficiales o interfaciales	Algunos bactericidas, agentes de control de arcillas	Promueven la limpieza del fluido fracturante de la fractura.
Activadores de viscosidad	Agentes reticuladores. Elevan considerablemente la viscosidad tras activar el fluido.	Boratos, aluminatos, zirconatos	Contaminantes químicos (bicarbonatos, fosfatos o silicatos), estabilizadores de arcilla y espumantes pueden interferir en su desempeño.
Para control de pérdida de filtrado	Puentean y sellan los espacios porosos de la roca formando un enjarre interno.	Harina sílica, almidones, resinas solubles en aceite	La pérdida puede ser por : -Matriz de K alta -Microfracturas
Quebradores	Reducen la viscosidad del sistema fluido-apuntalante al descomponer el polímero en fragmentos de bajo peso molecular.	Oxidantes y enzimas	Su descomposición depende de la temperatura.

Fuente: PEMEX, 2008

Elaborado por: Proaño, 2019

2.1.3 Orientación de la fractura

Para entender este concepto es necesario considerar los esfuerzos in situ, ampliando el concepto previamente revisado en la mecánica de rocas.

Esfuerzos en sitio: Son los esfuerzos dentro de la formación, los cuales actúan como una carga, generalmente compresiva. Estos vienen principalmente de las formaciones suprayacentes y se ven influenciados por el peso debido a la profundidad, la presión del reservorio y las propiedades de la roca; sin embargo pueden verse afectados por factores como tectónica, vulcanismo y flujo plástico en formaciones subyacentes e incluso el mismo hecho de que en esta se haya realizado la perforación de un pozo.

Los esfuerzos en sitio tienen tres componentes perpendiculares entre sí, el esfuerzo vertical o de sobrecarga (σ_v), y dos componentes horizontales (σ_H). De estos depende en gran medida la orientación de la fractura (vertical u horizontal), la presión de tratamiento y el aplastamiento del agente apuntalante.

Las fracturas usualmente se propagan en forma perpendicular a la dirección de la componente del esfuerzo principal mínimo, este criterio ha permitido establecer la aproximación descrita en la **Tabla 2.8** e ilustrada en la **Figura 2.6**.

Tabla 2.8 Criterios de orientación de la fractura

Profundidad de la formación a fracturar	Dirección del esfuerzo principal mínimo	Tipo de fractura esperada	Comentarios
Profundidades bajas	Vertical	Horizontal	El peso de la capa superior es menor que el esfuerzo lateral. $G_f \approx 1$ [psi/ft].
Profundidades elevadas	Horizontal	Vertical	Se da a profundidades mayores a 1000-2000 [ft] de acuerdo a la experiencia de campo. G_f tiende a disminuir conforme aumenta la profundidad.

Fuente: Verde, 2003

Elaborado por: Proaño, 2019

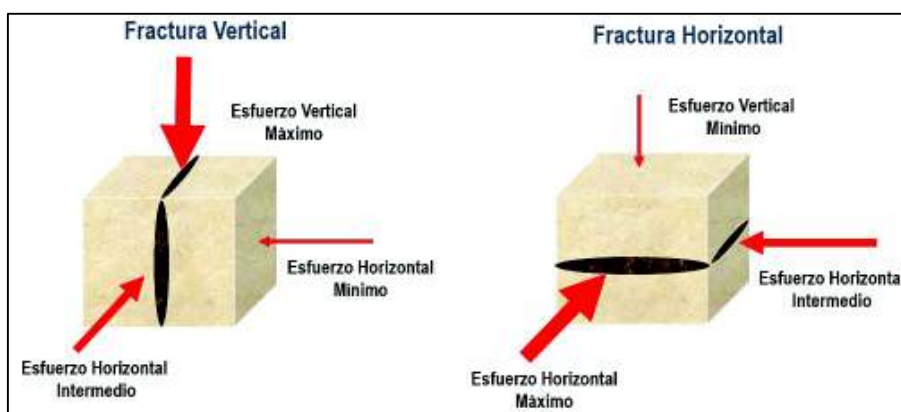


Figura 2.6 Distribución de esfuerzos en una fractura vertical u horizontal

Fuente: Schlumberger-Well Services, 2018

2.1.4 Modelos de propagación de la fractura

La geometría de la fractura queda definida en base a tres dimensiones, estos son; la altura (h_f), longitud (X_f) y el ancho (W_f); los diversos modelos creados son una aproximación puesto que se basan en una serie de asunciones, estos procedimientos sin embargo coinciden en las siguientes ideas:

Consideraciones:

- El material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, es decir un caso ideal.
- El fluido inyectado se divide en dos partes: una de ellas se pierde por filtración y la otra sirve para la creación de la fractura, retornando luego a superficie.
- Las ecuaciones deben relacionar las propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido fracturante, condiciones de operación (volumen y caudal de inyección).

En el **Anexo 2** se puede observar un cuadro que resume las principales características de cada modelo y sus ecuaciones respectivas.

Observaciones:

Modelos 2D

- El valor de h_f se fija tomando en consideración las formaciones suprayacentes y subyacentes que limitan el crecimiento vertical de la fractura.
- En base a las ecuaciones usadas para los modelos 2D se evidencia que:
 - ❖ El w_{max} es inversamente proporcional al Módulo de Young. A medida que la dureza de la formación incrementa también lo hace el Módulo de Young y en consecuencia la presión neta requerida para producir un aumento en el ancho.
 - ❖ Pese a que los cambios en el coeficiente de Poisson no afectan significativamente el valor de w_{max} , este si tiene un efecto significativo en el valor de los esfuerzos horizontales.
- Una de las limitaciones en el uso de los modelos 2D es que al subestimar el valor de la altura de la fractura se tiende a sobreestimar el valor de la longitud (**Brady et al, 1992**).

Modelos Pseudo 3D y 3D

- Los modelos P3D reemplazan a los 2D cuando los contrastes de esfuerzos son conocidos, sin embargo su representación del flujo de fluido en la fractura es simplificada y para resolver este inconveniente se opta por los modelos 3D.

- En el modelo P3D la relación presión-ancho se simplifica al asumir formas particulares como elipses u omitiendo la variación de presión a lo largo de la fractura.
- En un modelo 3D el ancho de la fractura es generalmente calculado a partir de una “integral de presión” a lo largo de la altura y longitud total de la fractura.

Los modelos 2D constituyen las bases para entender y predecir con una certeza razonable la geometría de la fractura, fueron ampliamente usados pese a sus limitaciones y a la fecha son una alternativa viable cuando se dispone de datos limitados o la ausencia de un software especializado. Los modelos 3D suponen un incremento en los costos al requerir una mejor caracterización de la formación, así como en el tiempo requerido para procesar dichos datos.

Procedimiento de Cálculo de la Geometría de la fractura

Previo a la elección de un procedimiento óptimo fueron realizadas comparaciones con la propuesta de fracturamiento elaborada por la empresa Schlumberger; siendo el método desarrollado por Geertsma y Klerk el que proporciona los valores más aproximados.

De acuerdo a Garaicochea, en la página 55 de su libro Apuntes de Estimulación de Pozos, el método toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- La formación es isotrópica, homogénea y elástica, lo cual permite que las características de esfuerzo-resistencia de la roca se expresen en función del Módulo de Young y el coeficiente de Poisson.
- La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- La fractura creada se extiende a ambos lados del pozo.
- Al ser un modelo 2D, la altura de la fractura debe ser asumida.

El procedimiento descrito a continuación se ha simplificado haciendo uso de una gráfica que relaciona cuatro parámetros adimensionales. Sus ecuaciones correspondientes toman en consideración tanto las propiedades de la formación como las del fluido fracturante.

- Primero se procede con el cálculo de los parámetros adimensionales K_s y K_nL , valores que quedarán expresados en función del tiempo. Es importante no olvidar ser consistentes con las unidades y hacer las conversiones pertinentes.

$$K_s = \frac{C\sqrt{t}}{V_{spt}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde: $C =$ Coeficiente total de pérdida de fluido $\left[\frac{\text{ft}}{\text{min}^2} \right]$

t = tiempo de inyección [min]

V_{spt} = Pérdida de fluido inicial o Spurt $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^2} \right]$

$$K_{nL} = 21,8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde: i = gasto de inyección $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{min}} \right]$

h = espesor de la formación [ft]

μ = viscosidad del fluido fracturante $\left[\frac{\text{lbm}}{\text{min} * \text{ft}} \right]$

E = Módulo de Young $\left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft} * \text{min}^2} \right]$

- Posteriormente de las ecuaciones para K_L y K_u se despejan X_f y W_f respectivamente. Los resultados obtenidos deben ser expresados en función del tiempo y los parámetros adimensionales.

$$K_L = \frac{C * X_f * h}{i * \sqrt{t}} \quad \Rightarrow \quad X_f = K_L \frac{i \sqrt{t}}{hC} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

$$K_u = \frac{C * \sqrt{t}}{W_f} \quad \Rightarrow \quad W_f = \frac{C \sqrt{t}}{K_u} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde: X_f = Longitud de la fractura [ft]

W_f = Amplitud de la fractura [in]

- Luego se debe reemplazar el tiempo de inyección (t) en los grupos adimensionales K_s y K_{nL} , para obtener el tiempo de inyección se debe tener en cuenta la relación:

$$i = \frac{V_i}{t} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Donde: V_i = Volumen de fluido inyectado [ft³]

Con los valores calculados previamente se ingresa en la figura del **Anexo 3** para leer los valores de K_u y K_L , con los cuales se puede obtener la longitud y el ancho de fractura a partir de las ecuaciones 2.15 y 2.16.

2.1.5 Análisis de Registros eléctricos y de cementación

Existen dos aspectos principales a evaluar en los registros eléctricos previo al desarrollo del proceso de fracturamiento, estos son la presencia de barreras naturales que limiten y/o prevengan el crecimiento descontrolado en altura de la fractura y la existencia de un contacto agua-petróleo (CAP). Las lutitas arriba y abajo de la zona de interés funcionan como barreras para la fractura (**Schlumberger, 2018**).

Con la finalidad de hacer una breve evaluación cualitativa de los registros eléctricos se realizó una tabla resumen a manera de guía (**ver Tabla 2.9**).

Tabla 2.9 Tabla resumen de evaluación de registros eléctricos

	Tipo de Registro	Escala y Unidades	Evaluación		Objetivo	Observaciones
Registros de Litología	Gamma Ray (GR)	[API] 0 150	Bajos valores:	Roca reservorio	Discriminar entre reservorio y no reservorio(net/gross)	Puede correrse a hueco abierto o entubado.
			Altos valores:	Lutitas, rocas con mayor contenido de arcilla	Definir contenido de arcilla en la roca (Vsh)	
	Potencial Espontáneo (SP)	[mv] -150 0	Línea casi recta (línea base):	Lutita	Detectar capas permeables.	Se corre solo a hueco abierto y en lodos base agua.
			La curva muestra deflexiones desde la línea base frente a:	Formaciones permeables	Ubicar límites entre capas.	Deflexión constante en arenas limpias.
Registros de Resistividad	Existen perfiles de Inducción, Laterolog y Microlaterolog	[ohm-m] 0,2 2000 (log)	Valores de resistividad bajos:	Formación contiene agua salada	Identificar tipo de fluido presente en la formación.	Se corren a hueco abierto.
			Valores de resistividad altos:	Formación contiene HC.	Estimar contactos agua-petróleo (CAP)	Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

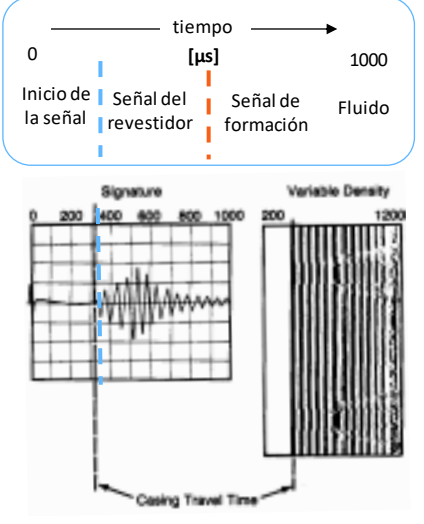
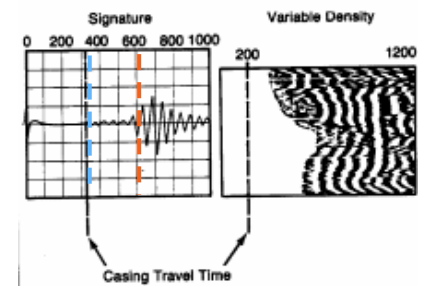
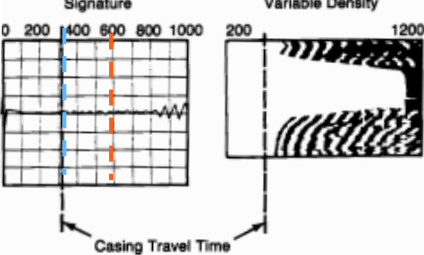

Fuente: Zambrano & Vallejo, 2016

Elaborado por: Proaño, 2019

Por su parte los registros de cementación permiten evaluar la integridad de la adherencia de cemento entre el revestidor y la formación.

Es importante resaltar que una buena cementación permite excluir el agua en las formaciones productivas y aislar las zonas no productivas, la **Tabla 2.10** se ha elaborado con la finalidad de facilitar la evaluación de estos registros.

Tabla 2.10 Tabla resumen de evaluación de registros de cementación

Tipo de Registro	Escala y Unidades	Evaluación	
Registro de adherencia del cemento (CBL)	<p>[mv]</p> <p>0 ----- 10 CBL Amplified</p> <p>0 ----- 100 CBL</p>	Lectura baja. Recomendable ≤ 5 [mv] :	Buena adherencia del cemento a la tubería. Presencia de cemento en el espacio anular casing-formación.
		Lectura alta (> 10 [mv]) :	Adherencia entre la tubería y el cemento es pobre. Mala cementación
Registro de Densidad Variable (VDL)		Señal del revestidor: Amplitud grande	Revestidor libre (sin cemento a su alrededor) Adherencia del cemento a la tubería es pobre o mala
		Señal del revestidor: Amplitud atenuada, débil o inexistente	Revestidor bien cementado
		Señal de formación: Fuerte, gran amplitud	Señal de formación: Débil No existe adherencia del cemento a la formación Existe espacio anular entre el cemento y la formación
Mapa de Cemento - Mapa de Impedancia		Proporciona una evaluación cualitativa en base a la coloración. Una tonalidad oscura y uniforme indica buena cementación.	

Fuente: Espinoza, 2009
Elaborado por: Proaño, 2019

CAPÍTULO III

SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS AL PROCESO DE ESTIMULACIÓN

3.1 Metodología

Una vez que se tiene conocimiento de la cantidad de reservas remanentes correspondientes a la arena Napo U, se justifica que los pozos productores de la Zona Norte del campo sean considerados para un análisis que determine en que pozos es factible la realización de un fracturamiento hidráulico.

Dicho análisis se realizó en base a criterios de filtrado y por etapas. En primer lugar se tomaron en cuenta los datos de producción y se utilizó como soporte la herramienta “índice de Heterogeneidad” para obtener un grupo de pozos sobre los cuales se hizo un estudio más detallado.

Como segundo criterio discriminante se realizó un “Análisis Nodal” para tener una estimación preliminar de la mejora en la productividad (pronóstico de producción) obtenida si se llegará a realizar el fracturamiento en estos pozos.

A partir de los resultados obtenidos de las etapas de filtrado anteriores y estimando las reservas remanentes de cada pozo, se hizo una selección final de tres pozos en los cuales se realizó el diseño de la fractura y simulación de la producción consecuente, esta apartado del trabajo se presenta en el Capítulo 4.

3.2 Filtro Inicial

Durante esta etapa son analizados los valores de producción obtenidos a partir de la data proporcionada por Petroamazonas EP al 01 de marzo de 2018, esta información puede ser revisada haciendo uso del software Oil Field Manager (OFM).

3.2.1 Breve descripción del Software OFM

Oil Field Manager (OFM) 2014 es un poderoso paquete de módulos desarrollado por Schlumberger Information Solutions, diseñado para ayudar en la supervisión y gestión

diaria de pozos e incluso campos completos de petróleo y gas a través de su ciclo de vida (Exploración y producción).

Principalmente permite ver, relacionar y analizar información de producción y yacimientos gracias a su interfaz amigable, el uso de variables definidas por el usuario y la presentación de resultados que pueden ser vistos y analizados a través de gráficos, reportes y módulos de mapeo (burbujas, grid, scatter plots, entre otros) (SCHLUMBERGER, 2014).

3.2.2 Análisis mediante el Índice de Heterogeneidad

Índice de Heterogeneidad (HI)

El análisis del HI consiste en comparar el rendimiento individual de un pozo con respecto al rendimiento promedio de su grupo. Este proceso permite una rápida identificación de los pozos que presentan un comportamiento inusual (sobre/ bajo rendimiento), para posteriormente ser analizados a detalle (Harami et al, 2013).

Se define por la siguiente expresión:

$$HI = \frac{V}{V_p} - 1 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde: V= Valor de una propiedad o parámetro cualquiera

V_p= Promedio aritmético de los valores del grupo

Para este caso se analizan los HI derivados de la producción mensual de petróleo y agua de cada pozo. Estos pueden tomar un valor mínimo de -1 cuando el pozo analizado no se encuentre produciendo y un valor positivo que dependerá de cuantas veces V supere al V_p. Por ejemplo si el promedio aritmético de la producción de petróleo es de 7500 [bb] y un pozo produjo 22 500 [bb] para ese mes su valor de HI será de 2.

Con ayuda del software Excel los valores de HI para el petróleo (eje X) y agua (eje Y) permiten construir un plano cartesiano. Los cuadrantes que conforman el plano proporcionan la siguiente información sobre el comportamiento de pozo (ver Figura 3.1):

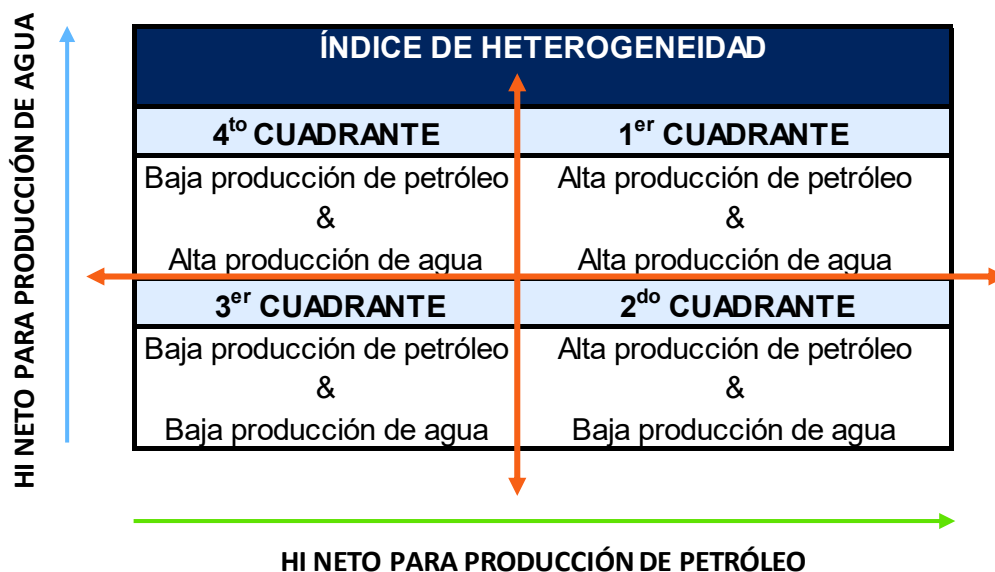


Figura 3.1 Índice de Heterogeneidad

Fuente: Harami et al, 2013
Elaborado por: Proaño, 2019

Procedimiento:

- El archivo "sacha.ofm" debe ser ejecutado por el software OFM.
- En la sección **Filtros** al hacer click en **Categoría** se despliega una lista en la cual se seleccionan los filtros necesarios para el proyecto, en este caso serán (**ver Figura 3.2**):

ESTACIÓN: Sacha Norte 1
 Sacha Norte 2

ESTADO: Productores (P)

RESERVORIO: U-I

Como puede observarse en la sección **Terminaciones** de la **Figura 3.3**, corroborando la información de la **Tabla 1.2** del **Capítulo 1**, el objeto de estudio está conformado en un inicio por un total de 29 pozos.

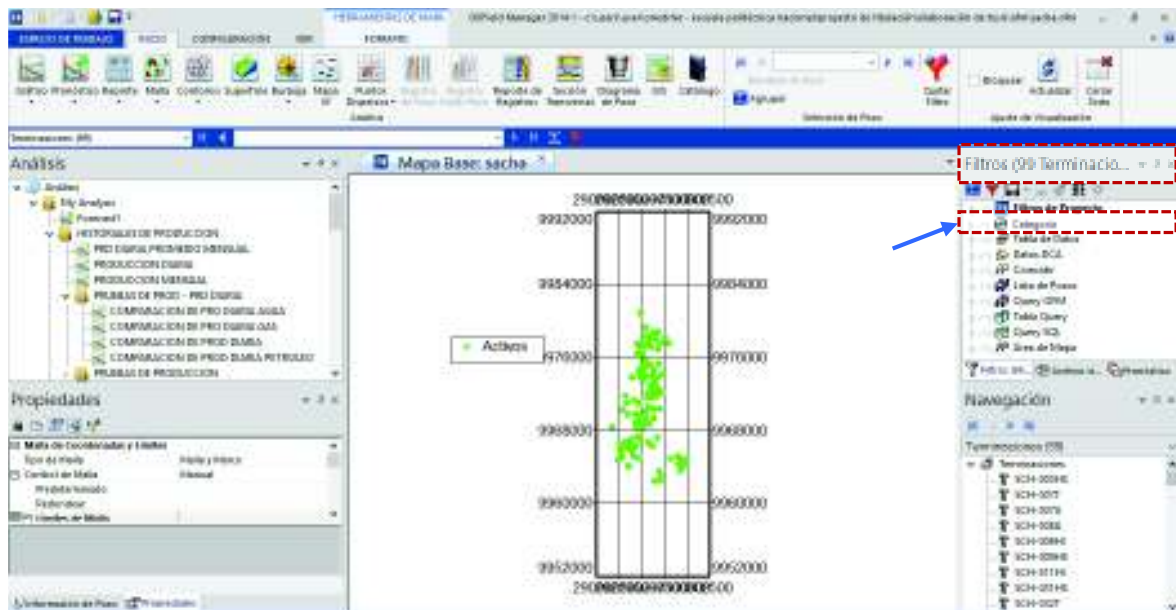


Figura 3.2 Filtrado de pozos en OFM

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

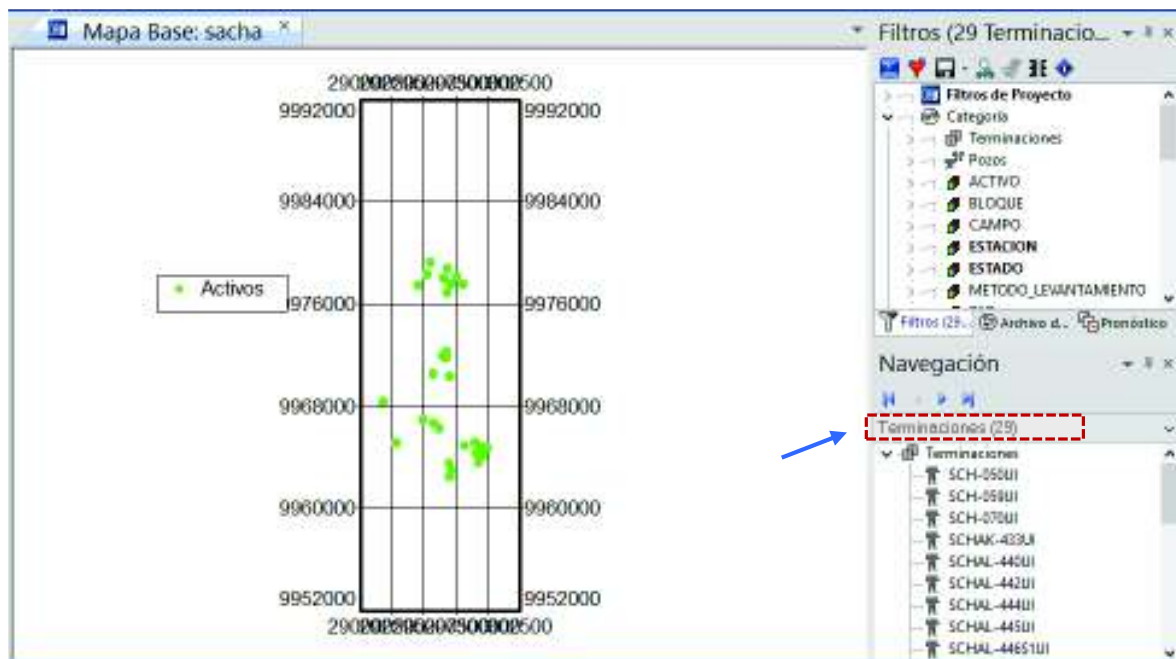


Figura 3.3 Pozos que conforman el objeto de estudio

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

c) A partir de la herramienta de generación de reportes del software se puede obtener el último valor de producción mensual (este valor corresponde a febrero de 2018); para lo cual en la sección **INICIO** se hace clic en **Reporte**.



Figura 3.4 Herramienta de generación de reportes en OFM

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

d) Se desplegará un cuadro en el cual deben introducirse las variables. Para este caso serán: *Date*, *Mensual.Oil*, *Mensual.Water*. Se puede escribir el nombre de las variables separadas por comas o en su defecto el programa mostrará una lista a partir de la cual pueden ser seleccionadas haciendo click en Agregar, como se puede ver en la **Figura 3.5**.

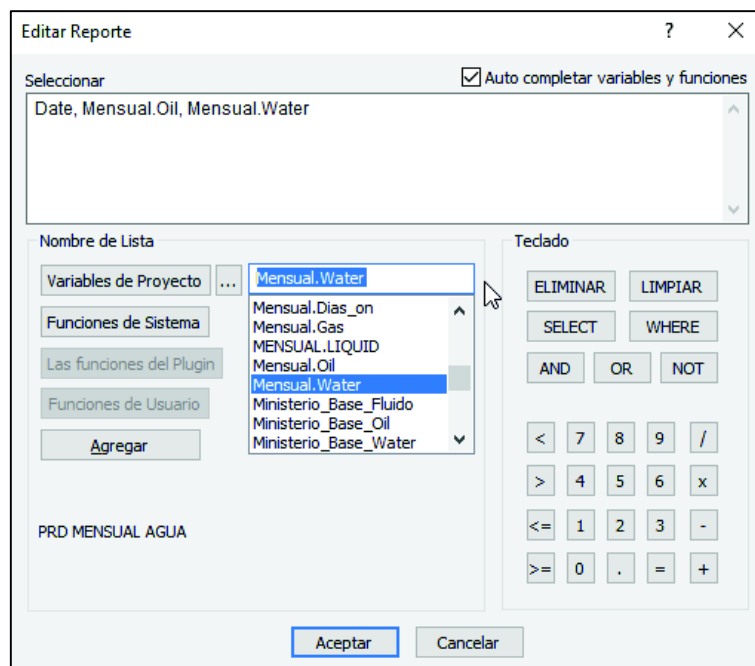


Figura 3.5 Introducción de variables para el Reporte

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

e) Finalmente haciendo click en Aceptar el programa genera el reporte para cada pozo, basta con seleccionar el pozo del cual se desea ver la información en la sección **Terminaciones**.

SCH-050UI			
	Date	PRODUCCIÓN MENSUAL PETRÓLEO bbl	PRODUCCIÓN MENSUAL AGUA bbl
427	1/5/2016	12584.43	50407.10
428	1/7/2016	13274.56	53021.56
429	1/8/2016	13197.04	52685.57
430	1/9/2016	12811.80	51363.19
431	1/10/2016	13529.90	54065.43
432	1/11/2016	13391.38	53431.33
433	1/12/2016	14160.94	56495.84
434	1/1/2017	3316.43	13273.79
435	1/2/2017	6842.54	27708.00
436	1/3/2017	12038.26	45942.10
437	1/4/2017	11739.97	44885.73
438	1/5/2017	13447.70	51840.10
439	1/6/2017	12927.11	49406.25
440	1/7/2017	12658.21	49163.00
441	1/8/2017	12477.57	48128.75
442	1/9/2017	11701.87	45438.90
443	1/10/2017	11327.79	48113.00
444	1/11/2017	9275.64	47897.75
445	1/12/2017	9785.10	50240.00
446	1/1/2018	9309.85	47885.00
447	1/2/2018	8094.19	41996.00

Figura 3.6 Reporte de producción generado en OFM

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

f) La **Tabla 3.1** reporta la producción mensual a febrero de 2018 para todos los pozos, excepto el pozo SCHV-214, debido a que este reactivó su producción el 02 de marzo de 2018.

De manera complementaria constan en esta tabla sus respectivos valores de HI para petróleo (HI oil) y agua (HI water), este cálculo se realizó a partir de la **ecuación 3.1**; misma que requiere como datos los valores promedio de producción mensual de petróleo y agua, obtenidos a partir de un promedio aritmético.

Los valores de HI reportados fueron representados en el plano cartesiano de la **Figura 3.7** y su distribución indica el comportamiento actualizado de cada pozo (**ver Figura 3.8**).

Tabla 3.1 Índice de Heterogeneidad para la producción de petróleo y agua

Pozos	Prod.mensual petróleo [bb]	Prod.mensual agua [bb]	HI oil (X)	HI water (Y)
SCH-050	8094,19	41996,00	0,052917	3,140825
SCH-059	1570,11	2318,00	-0,79576	-0,77144
SCH-070	2011,88	32937,00	-0,73829	2,247604
SCHAN-462	9837,81	109,00	0,279733	-0,98925
SCHAO-470	6930,11	64,00	-0,09851	-0,99369
SCHAO-472	6766,28	7252,00	-0,11982	-0,28495
SCHAO-473	19426,90	49353,00	1,527111	3,866229
SCHAO-475	19637,58	7544,00	1,554517	-0,25616
SCHAO-476	8082,90	28,00	0,051449	-0,99724
SCHAO-477	5333,40	47518,00	-0,30621	3,685297
SCHAO-478	11655,97	14662,00	0,516244	0,44568
SCHF-246	9111,86	9757,99	0,185299	-0,03786
SCHF-248	2903,34	15109,00	-0,62232	0,489754
SCHT-169	6239,08	19559,00	-0,1884	0,928526
SCHT-229	2623,40	18900,00	-0,65874	0,863549
SCHAK-433	3875,10	27,92	-0,49592	-0,99725
SCHAL-440	6421,80	561,50	-0,16463	-0,94464
SCHAL-442	4748,04	2685,88	-0,38236	-0,73517
SCHAL-444	12413,67	131,38	0,614808	-0,98705
SCHAL-445	6381,88	55,75	-0,16983	-0,9945
SCHAL-446 S1	3057,07	10871,88	-0,60233	0,071972
SCHG-274	10109,95	868,50	0,315133	-0,91437
SCHG-276	5054,50	55,75	-0,3425	-0,9945
SCHS-263	12359,29	1074,13	0,607734	-0,89409
SCHS-264	7650,51	83,63	-0,0048	-0,99175
SCHS-288	2766,99	311,63	-0,64006	-0,96927
SCHV-192	16049,43	83,63	1,087759	-0,99175
SCHV-241	4134,02	55,75	-0,46223	-0,9945

Valores promedio (Vp):		
Producción de petróleo	7687,395	[bb]
Producción de agua	10141,94	[bb]

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

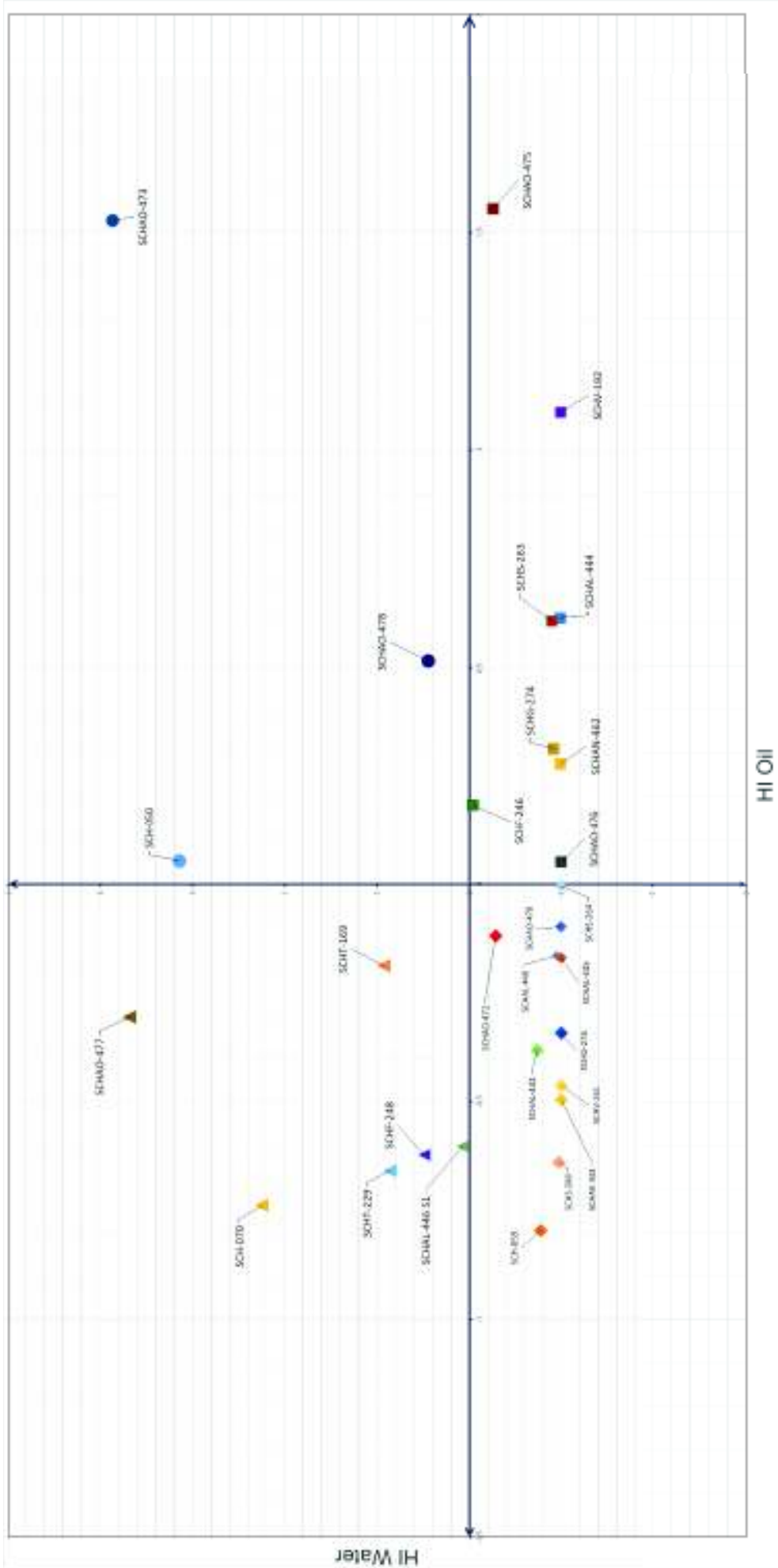


Figura 3.7 Plano Cartesiano HI Oil y HI Water

Elaborado por: Proaño, 2019

A continuación se presenta el resultado de la ubicación de los pozos por cuadrante:

UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE DE ACUERDO AL HI	
Alta producción de agua & baja producción de petróleo	Alta producción de agua & petróleo
IV Cuadrante	I Cuadrante
SCH-070	SCH-050
SCHAO-477	SCHAO-473
SCHF-248	SCHAO-478
SCHT-169	
SCHT-229	
SCHAL-446 S1	
Baja producción de agua & petróleo	Baja producción de agua & alta producción de petróleo
III Cuadrante	II Cuadrante
SCH-059	SCHAN-462
SCHAO-470	SCHAO-475
SCHAO-472	SCHAO-476
SCHAK-433	SCHF-246
SCHAL-440	SCHAL-444
SCHAL-442	SCHG-274
SCHAL-445	SCHS-263
SCHG-276	SCHV-192
SCHS-264	
SCHS-288	
SCHV-241	

Figura 3.8 Ubicación de los pozos por cuadrante de acuerdo al HI.

Elaborado por: Proaño, 2019

Análisis de resultados

Primer Cuadrante: Los pozos que pertenecen a este cuadrante tienen una producción de petróleo y agua superior a la media razón por la cual no son candidatos para un proceso de estimulación pero si debe ser considerado su alto corte de agua. Es recomendable no intervenir en estos pozos.

Segundo cuadrante: Estos pozos resultan ser los mejores productores, sus condiciones son óptimas y no presentan inconvenientes en cifras de producción, por lo tanto no fueron revisados.

Tercer Cuadrante: Aquí se encuentran los pozos que después de esta primer etapa de filtrado son considerados para proyectos de mejora en la producción (workover, estimulación, intervenciones y reactivación en el caso de pozos cerrados) al combinar estos resultados con evaluación de la data petrofísica (K, espesor neto, entre otros) y una cuantificación de sus reservas remanentes (**Harami et al, 2013**).

Cuarto cuadrante: Este grupo de pozos pese a tener baja producción de petróleo no pueden ser considerados para una estimulación sin antes ser tratada su alta producción de agua. Al realizar un fracturamiento hidráulico se corre el riesgo de tener mayor producción de agua que de petróleo.

El total de pozos que pasaron a la siguiente etapa de filtrado es de 11.

3.3 Segunda etapa de filtrado

Antes de pasar a la realización del Análisis Nodal es necesario considerar aspectos como el espesor neto de pago y el BSW actual de cada pozo.

Se recomienda que el BSW sea menor al 20-30% puesto que si este valor ya es elevado, al ser realizado un fracturamiento hidráulico se corre el riesgo de tener una mayor producción de agua que de petróleo.

Por otro lado el espesor de la zona neta de pago sin ser un criterio discriminante, resulta importante al momento de realizar una fractura. Para este caso de estudio se seleccionaron aquellos pozos cuyo espesor neto es mayor a 20 [ft].

La **Tabla 3.2** mostrada a continuación presenta los valores de esos parámetros, donde el espesor neto de pago fue obtenido a partir del sumario petrofísico del campo, mismo que se realizó a partir de las lecturas de los registros eléctricos; mientras que el BSW actual se obtuvo a partir del OFM al usar la variable VC.WATERCUT_DIARIA.

Los pozos que se encuentran resaltados en color verde cumplen con los dos criterios y pasaron a la etapa de análisis nodal con el soporte del software PIPESIM 2017.

Tabla 3.2 Espesor y BSW de pozos candidatos a fracturar

Pozos	Espesor neto de pago en TVD (h) [ft]	> 20 [ft]	BSW [%]	< 20-30 %
SCH-059	28,5	✓	51,66	✗
SCHAO-470	32,5	✓	0,80	✓
SCHAO-472	31,34	✓	51,58	✗
SCHAK-433	11,6	✗	0,73	✓
SCHAL-440	45,58	✓	8,06	✓
SCHAL-442	47,85	✓	36,65	✗
SCHAL-445	27,4	✓	0,85	✓
SCHG-276	9,75	✗	1,04	✓
SCHS-264	24,37	✓	1,1	✓
SCHS-288	11,39	✗	9,26	✓
SCHV-241	35,25	✓	1,34	✓

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

3.3.1 Breve descripción del software PIPESIM

Es un software que permite efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto del sistema de producción utilizando variados parámetros de sensibilidad para conocer el potencial del yacimiento y optimizar la producción del pozo.

Su uso se extiende a todos los tipos de terminaciones estándar, ya sean pozos verticales, horizontales o fracturados; además incorpora un gran número de correlaciones de flujo multifásico, modelo de fluidos y diversos catálogos de tuberías así como equipos de levantamiento artificial. Este conjunto de herramientas hace que la simulación se aproxime enormemente a las condiciones reales y sus resultados sean confiables (SCHLUMBERGER, 2017).

3.3.2 Análisis Nodal mediante uso del software

Análisis Nodal

El análisis nodal de un sistema de producción (ver Figura 3.9) es una herramienta de diagnóstico y seguimiento del rendimiento de un pozo, consiste en dividir dicho sistema en nodos para calcular las caídas de presión, así como el gasto o caudal de los fluidos producidos, para de esta manera determinar las curvas de comportamiento de afluencia

(Outflow) y el potencial de producción del yacimiento (Inflow Performance Relationship – IPR) (Carvajal, 2012).

Dado que ha este estudio le concierne el análisis del comportamiento del reservorio, únicamente se hizo uso de las curvas IPR y se seleccionó como nodo el fondo del pozo (Bottomhole).

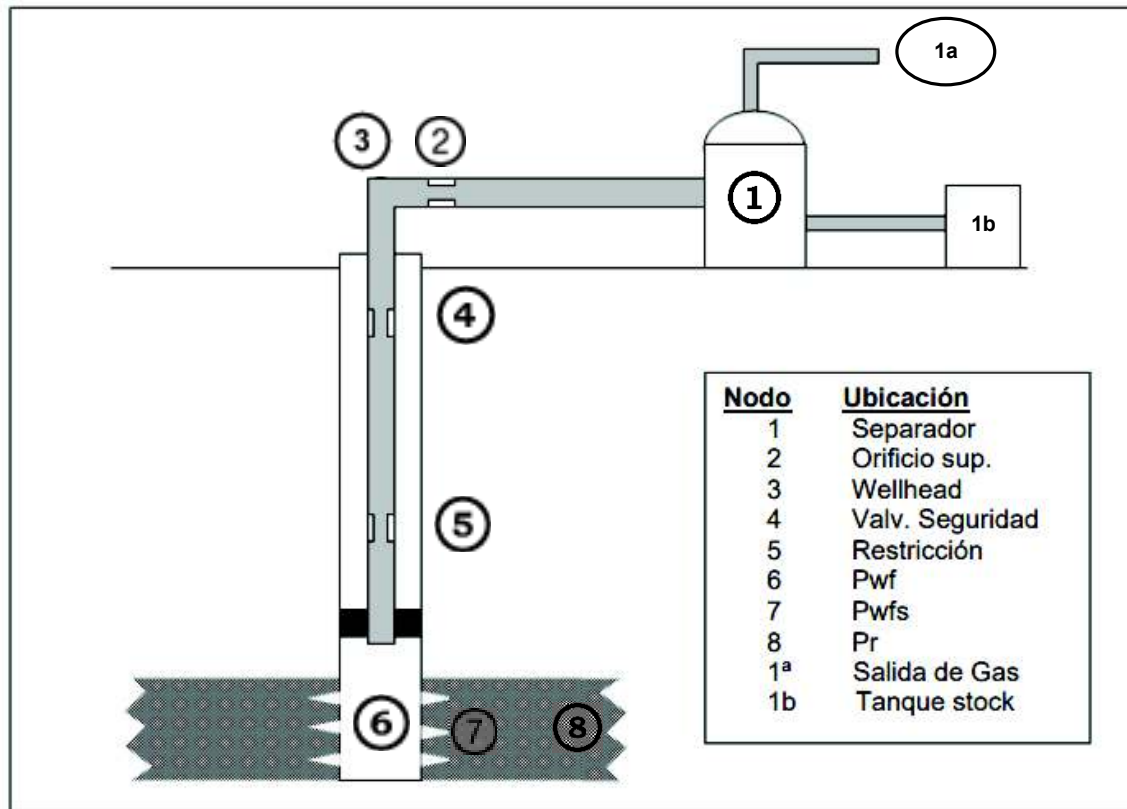


Figura 3.9 Ubicación de los nodos del Sistema de Producción

Fuente: Hirschfeldt, 2009

Elaborado por: Hirschfeldt-OilProduction.net

Procedimiento

Se tomó el pozo SCHA0-470 para ejemplificar el proceso, siendo este similar para los otros 4 pozos analizados.

a) Al ejecutar el programa aparece la pantalla mostrada en la **Figura 3.10**, donde al hacer click en **Well** se crea un nuevo espacio de trabajo.

b) A continuación se despliega la pantalla de la **Figura 3.11**, esta posee 8 pestañas que deben ser llenadas de manera secuencial para simular el comportamiento del pozo.

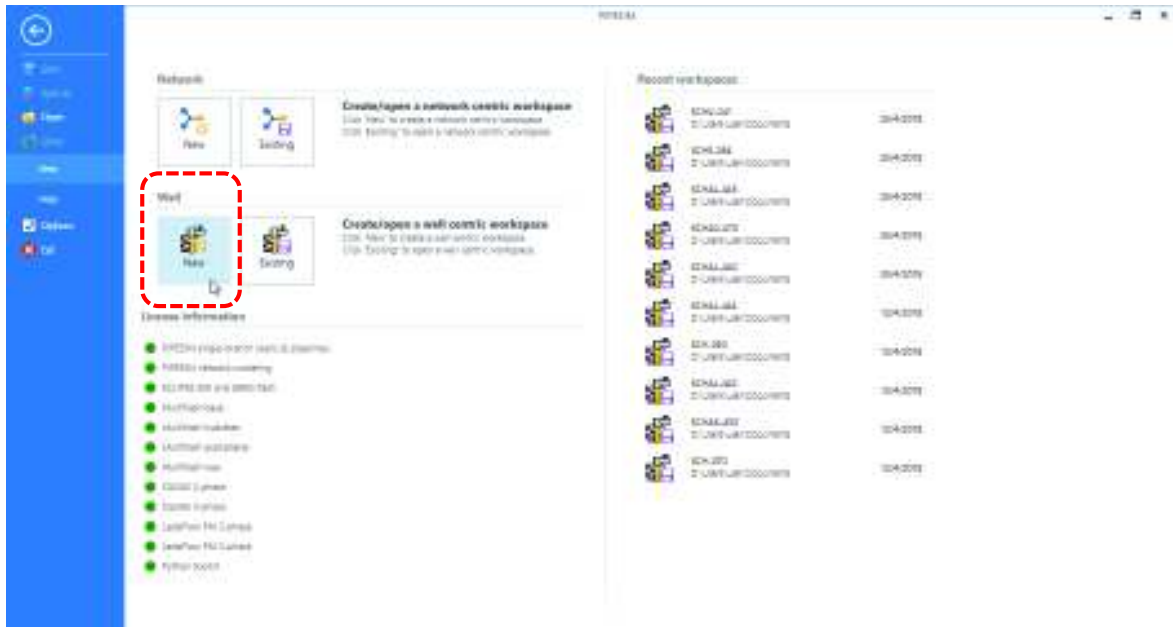


Figura 3.10 Interfaz de inicio y creación de nuevo workspace

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

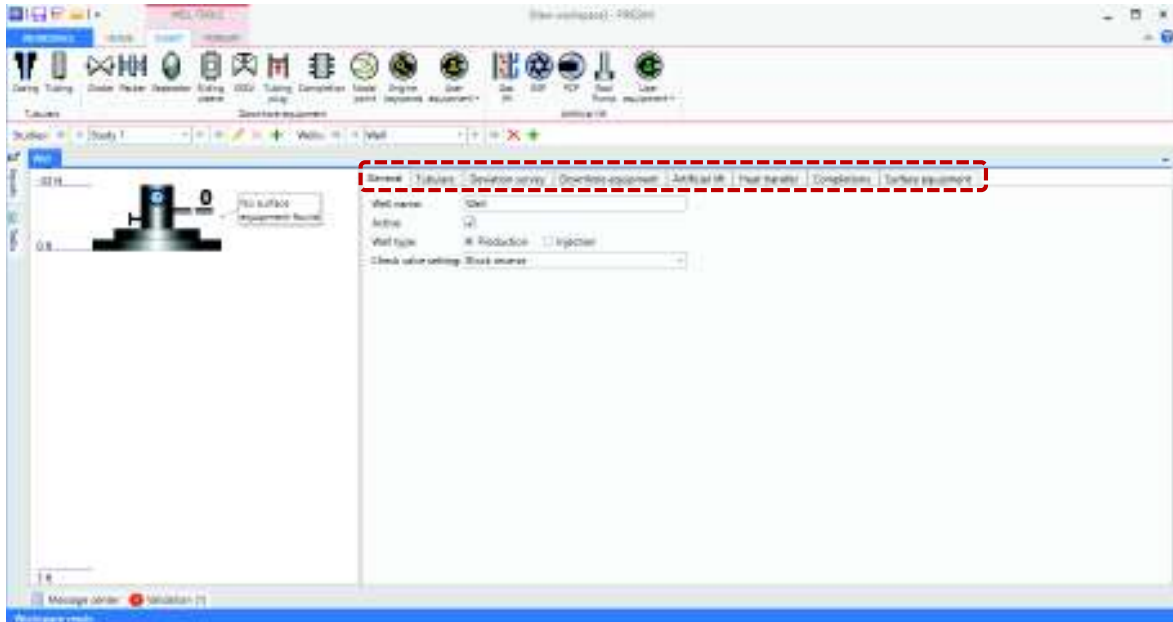


Figura 3.11 Información a completar para cada pozo

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

c) En la pestaña **General** (ver Figura 3.12) se debe introducir la siguiente información:

- Nombre del pozo
- Estado en que se encuentra el pozo, deberá ser marcado
- Tipo de pozo: De producción o inyección
- Configuración de la válvula check

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name: <input type="text" value="SCHA0-470"/>							
Active: <input checked="" type="checkbox"/>							
Well type: <input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection							
Check valve setting: <input type="text" value="Block reverse"/>							

Figura 3.12 Pestaña General

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

d) En la pestaña **Tubulars** (ver Figura 3.13) se carga la data de Casings, Liners y Tubings. Esta información puede ser obtenida a partir de los diagramas mecánicos (EM) del pozo. Es recomendable que estos correspondan al último workover realizado por si ha existido algún cambio en la configuración del pozo desde su completación.

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment																					
Mode: <input type="radio"/> Simple <input checked="" type="radio"/> Detailed																												
Dimension option: <input checked="" type="radio"/> OD <input type="radio"/> Wall thickness																												
<input checked="" type="radio"/> CASINGS/LINERS																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Section type</th> <th>Name</th> <th>From MD</th> <th>To MD</th> <th>ID</th> <th>OD</th> <th>Roughness</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>ft</td> <td>ft</td> <td>in</td> <td>in</td> <td>in</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="7">+</td> </tr> </tbody> </table>								Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness			ft	ft	in	in	in	+						
Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness																						
		ft	ft	in	in	in																						
+																												
<input checked="" type="radio"/> New IGS																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Name</th> <th>To MD</th> <th>ID</th> <th>OD</th> <th>Roughness</th> </tr> <tr> <td></td> <td>ft</td> <td>in</td> <td>in</td> <td>in</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="5">+</td> </tr> </tbody> </table>								Name	To MD	ID	OD	Roughness		ft	in	in	in	+										
Name	To MD	ID	OD	Roughness																								
	ft	in	in	in																								
+																												
CASING																												
Name: <input type="text" value="Casing"/>																												
Grade: <input type="text"/>																												
Density: <input type="text"/> lbm/ft ³																												
Borehole diameter: <input type="text"/> in																												
<input checked="" type="radio"/> ANNULUS MATERIAL																												
Cement top: <input type="text" value="0"/> ft																												
Cement density: <input type="text" value="15,85627"/> lbm/gal																												

Figura 3.13 Pestaña Tubulars

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

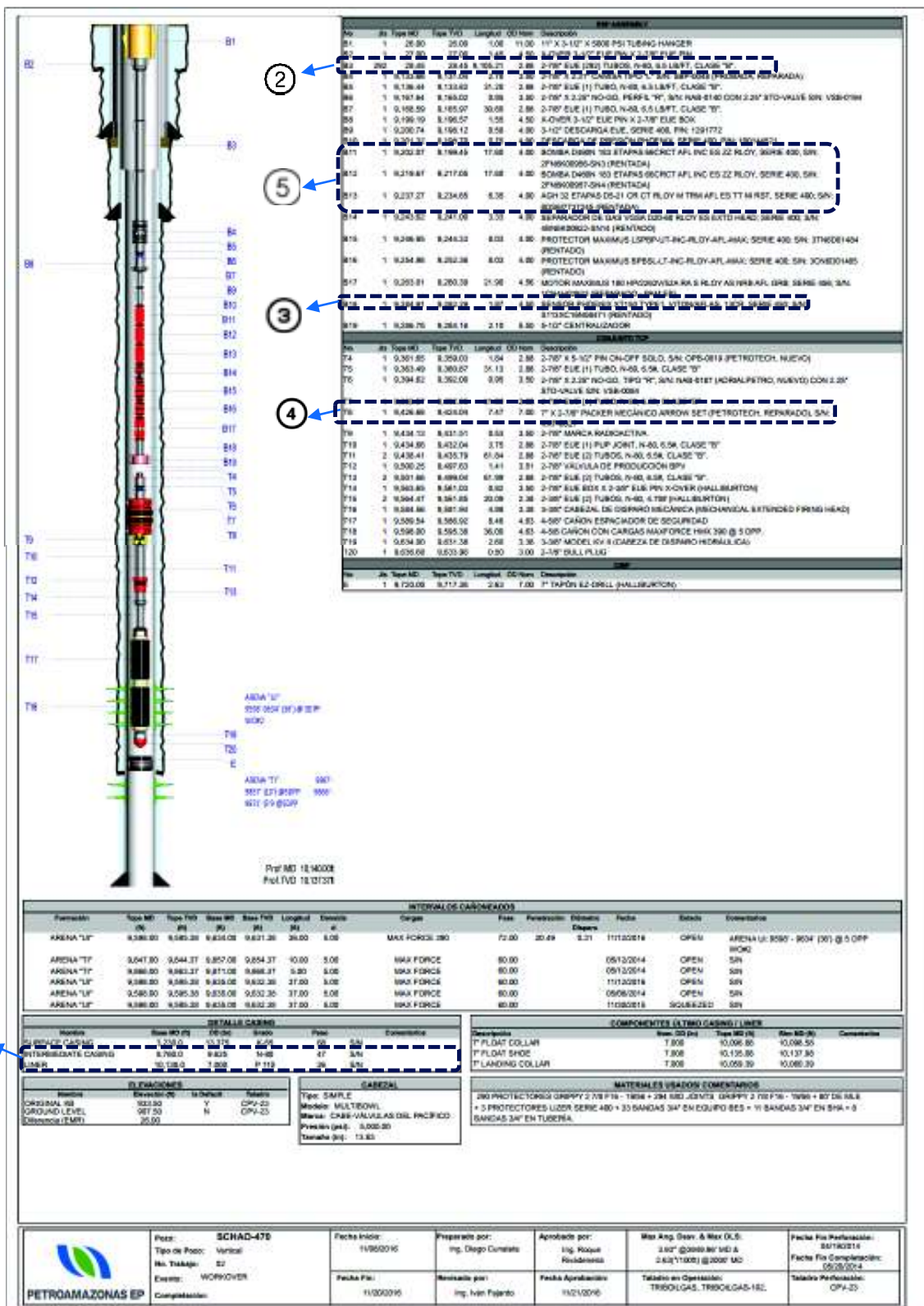



Figura 3.14 Diagrama mecánico Pozo SCHA0-470

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Modificado por: Fraño, 2019


La **Figura 3.14** corresponde al diagrama mecánico del pozo SCHA0-470, en el cual ha sido señalado de donde se obtuvo la información requerida.

En **Mode** se debe seleccionar Detailed y en **Dimension Option** la opción OD, esto permite introducir manualmente los valores.

Al hacer click en  se puede introducir la información de cada sección. Solo son requeridas la sección Intermedia y de Producción (Liner de ser el caso). Esta selección se hace en las columnas **Section Type** y **Name**, donde se le puede asignar el nombre referencial deseado.

From MD -To MD se llenan manualmente a partir de los valores leídos en ① .

El valor del tope del casing Intermedio es 0 [ft] por asunción del programa lo cual presenta diferencias insignificantes con los que se puede encontrar en los diagramas mecánicos, si la profundidad a la que se encuentra colgado el Liner no se especifica se debe ver en el esquema del pozo las siglas TOL @ como en el caso del EM del pozo SCHAL-440 (**ver Anexo 4.1**) por ejemplo.

Las columnas **OD, ID y Roughness** se completan de manera automática al introducir los valores de OD, Grado y Peso leídos de ① en el catálogo propio del software que se desplegará al hacer click en  .

La **Figura 3.15** muestra el catálogo que se desplegará.

La parte del **Liner** se llena siguiendo el mismo procedimiento.

La sección **Tubings** se completa de manera similar pero la información necesaria se obtiene del punto ② del EM. En esta encontramos la siguiente información: OD del tubing, grado y peso [lb/ft].

La columna **To MD** nos pide la profundidad base del tubing, la cual para condiciones de simulación puede ser tomada del punto ③ , profundidad de asentamiento del sensor.

Nota: Los diagramas mecánicos usados en el análisis nodal de los pozos restantes se encuentran en el **Anexo 4**.

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing	Intermedio	0	8760	8,681	9,625	0,001	...
2	Liner	Liner	8638,2	10138	6,276	7	0,001	...

+ Use casing catalog

^ TUBINGS

	Name	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Tubing	9563,65	2,441	2,875	0,001	...

+ Use casing catalog

Casing catalog

	Catalog	OD in	ID in	Thickness in	Weight lbm/ft	Roughness in	Grade
		9,625	8,681	0,472	47	0,001	N80
1	API	9,625	8,681	0,472	47	0,001	N80
2	Main	9,625	8,681	0,472	47	0,001	N80
3	Tenaris	9,625	8,681	0,472	47	0,001	N80
4	Tenaris	9,625	8,681	0,472	47	0,001	TN80HC
5	Tenaris	9,625	8,681	0,472	47	0,001	TN80HS
6	Tenaris	9,625	8,681	0,472	47	0,001	TN80LT
7	Tenaris	9,625	8,681	0,472	47	0,001	TN80SS
8	VAM TOP	9,625	8,681	0,472	47	0,001	N80

En esta sección deben introducirse los valores referenciales leídos en ① para que el software realice un filtrado y sugiera el adecuado.

La información queda asentada al hacer doble click en la elección y luego en ✓ OK.

PIP PIPESIM ? OK Cancel Apply changes and close the dialog.

Figura 3.15 Asignación de valores a las secciones y catálogo

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

e) La pestaña **Deviation Survey** es para introducir los registros de desviación del pozo o Surveys.

En la sección **Calculation Options** del programa se debe seleccionar entre las opciones:

-Vertical: para pozos que no tengan desviación.

-2D: para introducir los valores de MD (Measured Depth) Y TVD (True Vertical Depth).

-3D: en el caso de contar con MD, TVD, Azimuth y Max dogleg severity.

Para este estudio se usará la opción 2D. En **Dependent parameter** se dejará la opción Angle y en **Calculation method**, Tangential las cuales son opciones que vienen por defecto, de igual manera para **Reference Options**.

Como se puede evidenciar en la **Figura 3.16**, únicamente se llenan las columnas MD y TVD y automáticamente el software asignará valores a las columnas restantes y presentará el gráfico correspondiente.

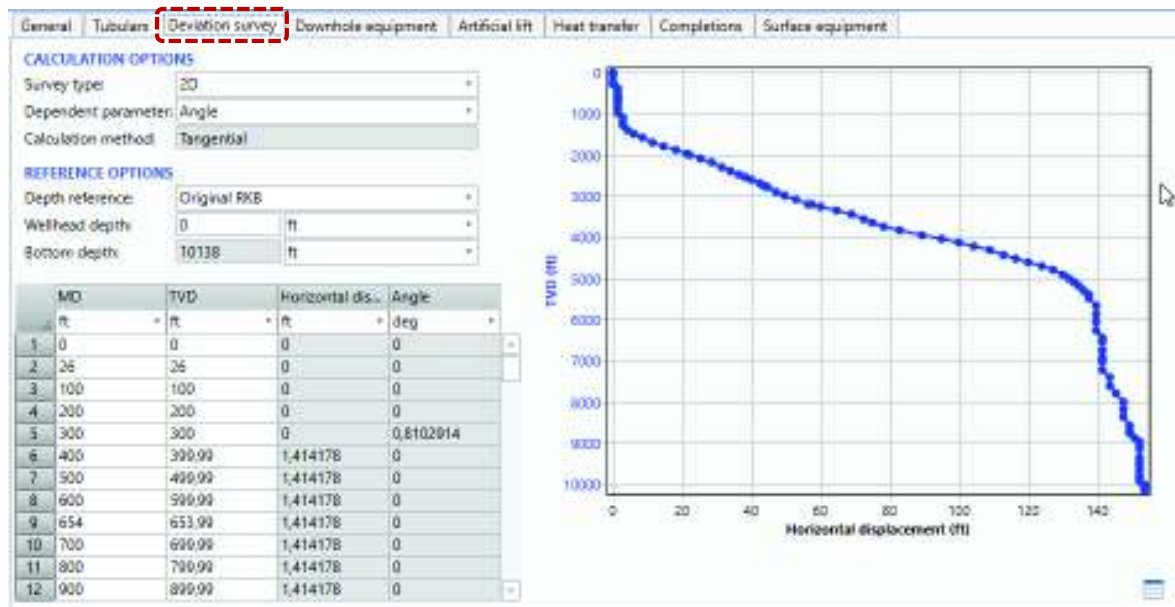


Figura 3.16 Pestaña Deviation survey

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Modificado por: Proaño, 2019

f) La pestaña **Downhole equipment** permite colocar el equipo de fondo (ver **Figura 3.17**).

En este caso en la columna **Equipment** se seleccionará Packer y su profundidad de asentamiento se puede leer de ④ o colocarlo en 0 [ft] de no especificarse (ver **Figura 3.14**).

Es importante la colocación del packer en este software puesto que de no estar registrado el programa sobreentiende que la producción se da también por el espacio anular casing-

tubing. De acuerdo a información proporcionada por el Activo Sacha, los pozos estudiados producen únicamente por el tubing (**PETROAMAZONAS EP, 2018**).

Equipment	Name	Active	MD
1	Packer	<input checked="" type="checkbox"/>	9426,66

PACKER

Name:

Active:

Measured depth: ft

Figura 3.17 Pestaña Downhole equipment

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

g) Para la pestaña **Artificial lift** se presentan las secciones Gas Lift o Pump Lift, esto dependerá de cada pozo. En el campo Sacha predomina el levantamiento por bombeo electrosumergible seguido del bombeo hidráulico.

Equipment	Name	Active	MD
1	ESP	<input checked="" type="checkbox"/>	9237,27

PUMP LIFT

ESP

Name:

Active:



Measured depth: ft

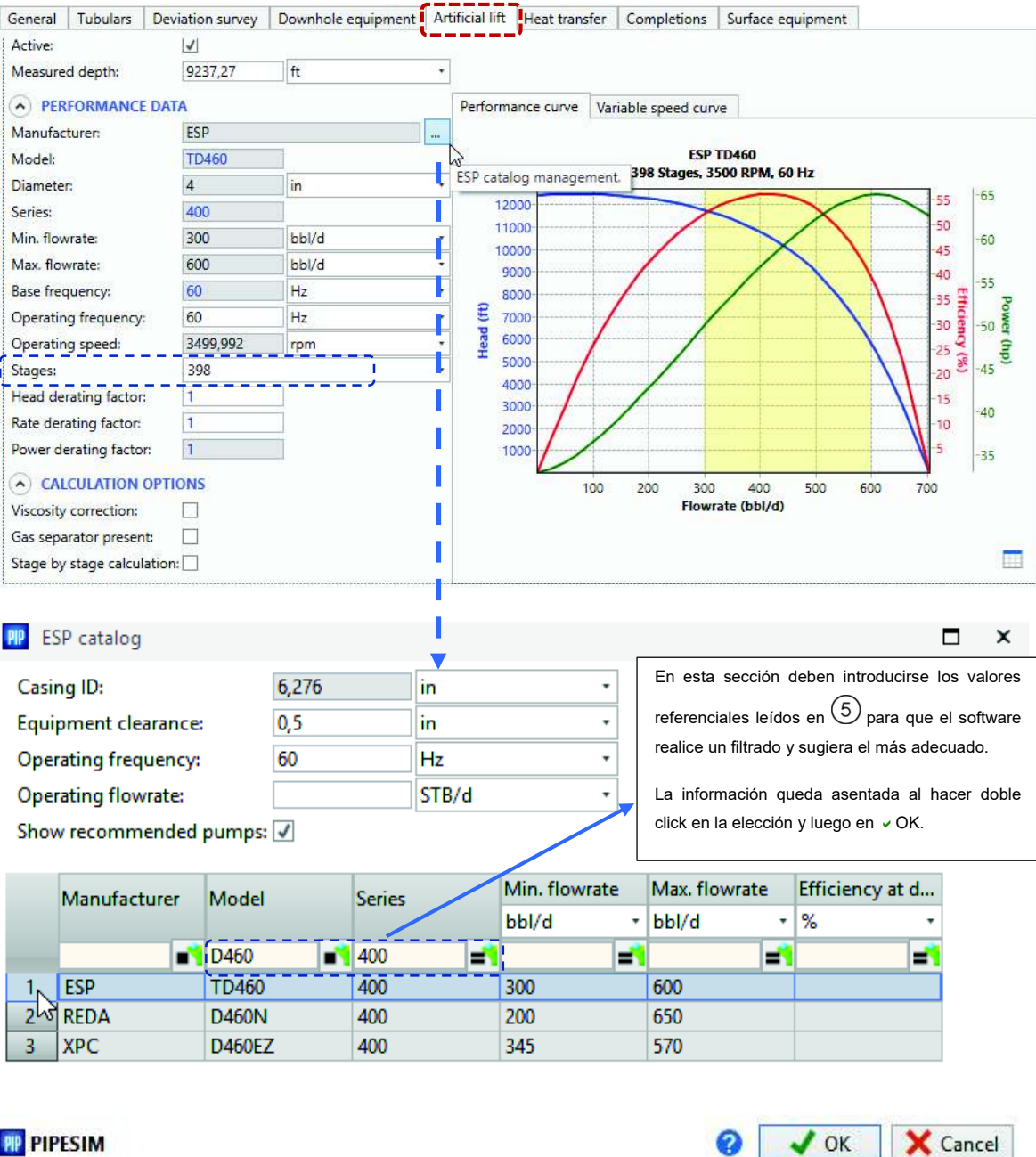
Figura 3.18 Pestaña Artificial Lift

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Para los pozos que fueron revisados se seleccionó ESP (Electric Submersible Pump). En Measured depth se establece la profundidad a la cual el equipo se encuentra colocado, esta información se obtiene del EM (**ver en la Figura 3.14 el punto ⑤**). Algunos diagramas especifican la profundidad intake o esta puede ser tomada de la bomba que se encuentre más al fondo.

Para la sección **Performance Data** (ver Figura 3.19) el software ofrece un catálogo de bombas al hacer click en ; luego de llenar las columnas Model y Series este sugiere la bomba a utilizar, con doble click en la selección queda asentado y finalmente click en  OK



The image shows the PIPESIM software interface. The top menu bar includes 'Artificial lift' (highlighted with a red dashed box). The 'PERFORMANCE DATA' section is active, showing parameters for an ESP TD460 pump with 398 stages, 3500 RPM, and 60 Hz. A graph on the right plots Head (ft) and Efficiency (%) against Flowrate (bbl/d). Below this, the 'ESP catalog' window is open, displaying a table of pump options. A blue dashed line indicates the flow from the 'Manufacturer' dropdown in the Performance Data section to the 'Manufacturer' column in the catalog table. A text box explains that values from a previous step (5) should be entered here for filtering. At the bottom, there are 'OK' and 'Cancel' buttons.


PERFORMANCE DATA

Manufacturer: ESP
 Model: TD460
 Diameter: 4 in
 Series: 400
 Min. flowrate: 300 bbl/d
 Max. flowrate: 600 bbl/d
 Base frequency: 60 Hz
 Operating frequency: 60 Hz
 Operating speed: 3499,992 rpm
 Stages: 398
 Head derating factor: 1
 Rate derating factor: 1
 Power derating factor: 1

ESP catalog management
 ESP TD460
 398 Stages, 3500 RPM, 60 Hz

ESP catalog

Casing ID: 6,276 in
 Equipment clearance: 0,5 in
 Operating frequency: 60 Hz
 Operating flowrate: STB/d
 Show recommended pumps:

En esta sección deben introducirse los valores referenciales leídos en (5) para que el software realice un filtrado y sugiera el más adecuado.
 La información queda asentada al hacer doble click en la elección y luego en  OK.

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate bbl/d	Max. flowrate bbl/d	Efficiency at d...
1	ESP	TD460	400	300	600	
2	REDA	D460N	400	200	650	
3	XPC	D460EZ	400	345	570	


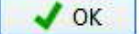

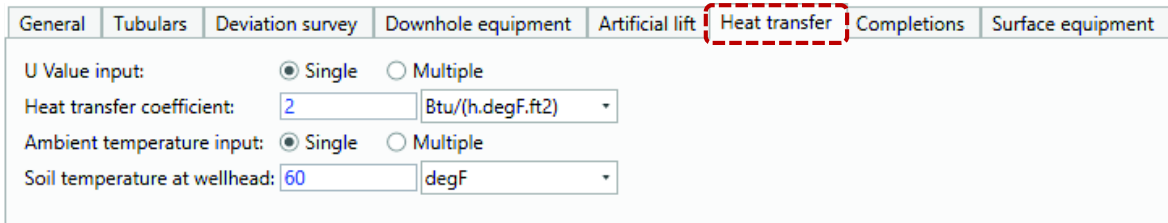
PIPESIM   

Figura 3.19 Sección Performance Data y Catálogo de Bombas

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
 Elaborado por: Proaño, 2019

Es importante corregir el casillero Stages (Etapas) con el número obtenido de sumar el número de etapas obtenido del punto ⑤.

h) La pestaña **Heat Transfer** mantiene la configuración por defecto mostrada en la **Figura 3.20**, esta se puede obviar para pasar a la siguiente pestaña.



General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift **Heat transfer** Completions Surface equipment

U Value input: Single Multiple

Heat transfer coefficient: Btu/(h.degF.ft2)

Ambient temperature input: Single Multiple

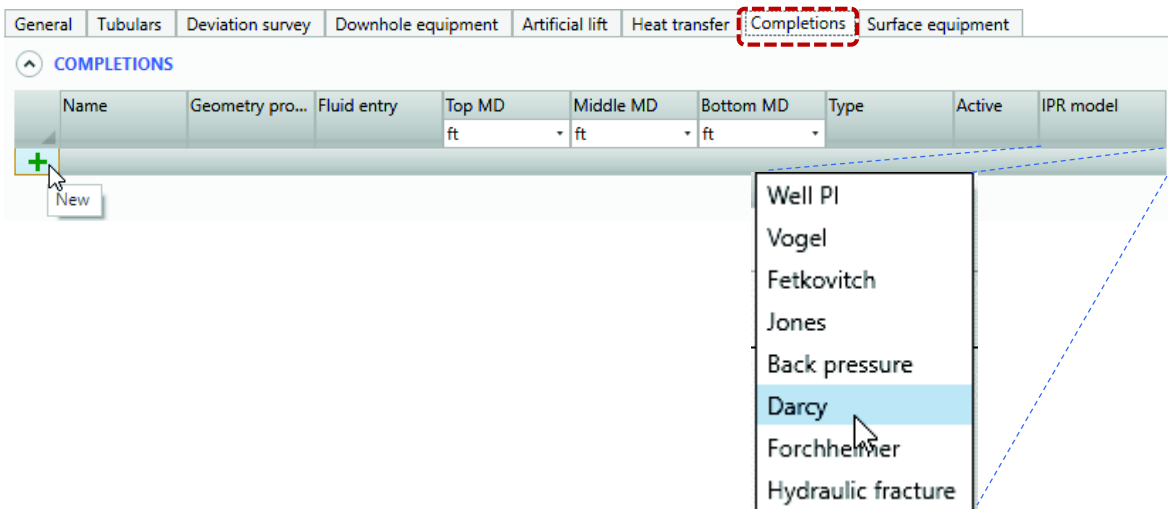
Soil temperature at wellhead: degF

Figura 3.20 Pestaña Heat Transfer

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

i) En la pestaña **Completions** al hacer click en  se pueden agregar las características de reservorio de acuerdo al **IPR Model** seleccionado. Entre las opciones están las mostradas en la **Figura 3.21**.



General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer **Completions** Surface equipment

^ COMPLETIONS

Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD ft	Middle MD ft	Bottom MD ft	Type	Active	IPR model
+ New								

- Well PI
- Vogel
- Fetkovitch
- Jones
- Back pressure
- Darcy**
- Forchheimer
- Hydraulic fracture

Figura 3.21 Pestaña Completions

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Para este estudio se utilizó el modelo de **Darcy** debido a que permite variar el valor del efecto skin (S) y se contó con la información necesaria.

Una vez que se ha especificado la profundidad media de los punzonados obtenida del diagrama mecánico del pozo y se ha seleccionado el modelo se despliega la pantalla de la **Figura 3.22** que se compone de 3 sub-pestañas.

Para el apartado **Reservoir** se hará un listado de los valores particulares de cada pozo y de donde fueron obtenidos en la **Tabla 3.3**.

Los valores que se mantuvieron constantes para la simulación de todos los pozos son:

- Temperatura de reservorio: 218 [°F] (**ver Tabla 1.5**).
- Diámetro del agujero: 8,5 [in], para todos los pozos de estudio la sección tiene esa medida.
- Por convención el espaciamiento entre pozos o radio de drenaje (r_e) debe ser de 250 [m] o su equivalente de 820 [ft] y será esta la opción seleccionada en forma de reservorio.

Notas:

- Debido a que queremos simular el comportamiento de petróleo se selecciona Liquid en IPR basis.
- Es importante tener en consideración que dado que el campo fue puesto en producción desde el año de 1972 ha existido una gran depletación que hace de Napo U un yacimiento de petróleo saturado, es decir que la presión de reservorio es menor a la presión de burbuja (P_b). La P_b para U inferior es de 1170 [psi]. De acuerdo a la declinación de presión que presenta el reservorio evidenciada en el “Reporte de Potencial @ Julio de 2017” y según las últimas propuestas técnica de fracturamiento hidráulico realizadas por Schlumberger-Well Services el valor de P_{ws} usado para la simulación fue de 1000 [psi] (**PETROAMAZONAS EP, 2018**). Teniendo estos antecedentes se debe marcar ✓ “*usar Vogel bajo el punto de burbuja*”.

La sub-pestaña **Skin** se llenó tomando los valores referenciales de las pruebas Build Up y están sujetos a variación dependiendo de los últimos valores de P_{wf} y q reportados en las pruebas de producción, estos pueden ser vistos en la **Tabla 3.4**.

La corrección del valor de P_{wf} a partir de la presión de intake (PIP) se puede encontrar detallada en el **Anexo 5**.

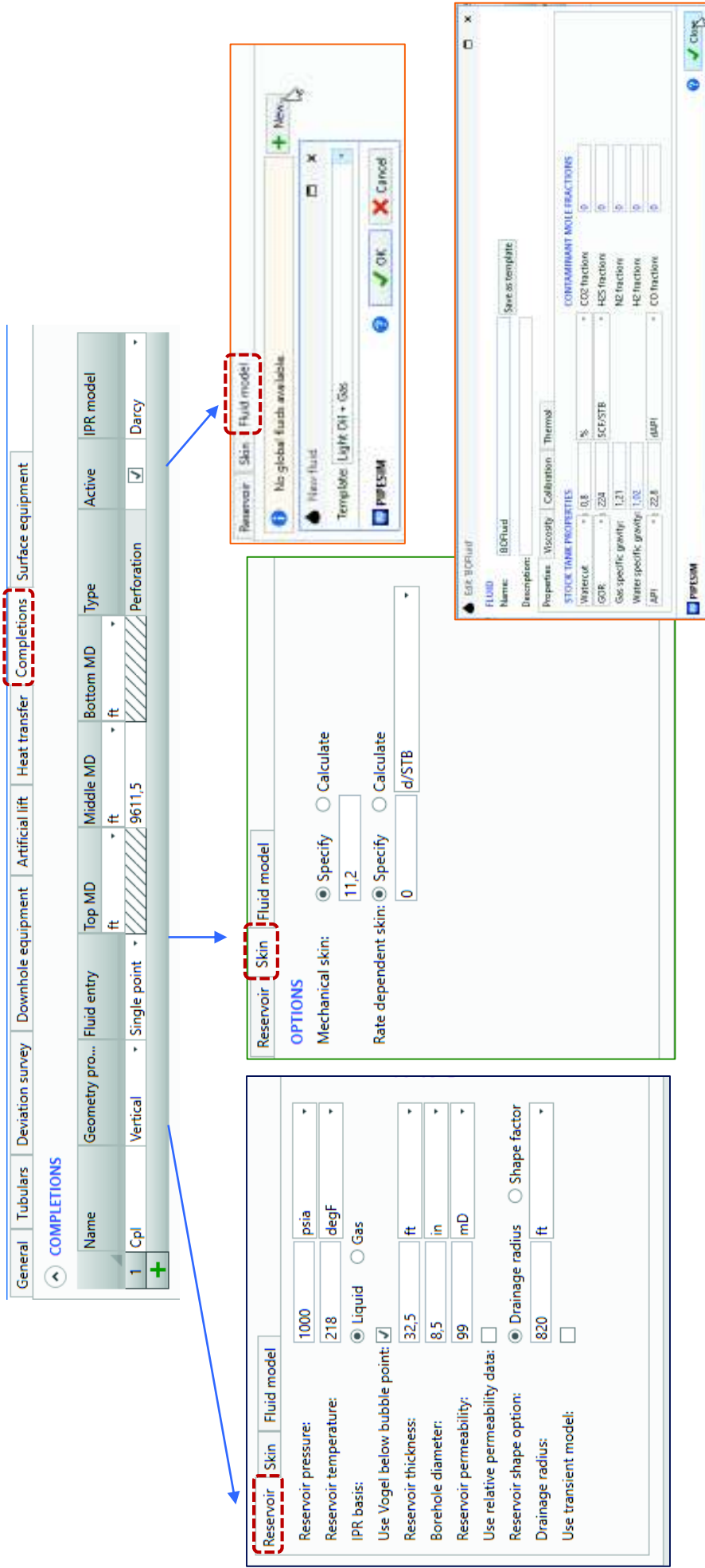


Figura 3.22 Completions sub-pestañas

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
 Elaborado por: Proaño, 2019

Tabla 3.3 Parámetros de reservorio correspondientes a cada pozo

Pozo	Parámetro		Fuente/Obtenido de:	Fecha [dd/mm/aa]
SCHA0-470	Presión de fondo estática (Pws) [psi]	1200	Reporte de Potencial PAM @Julio 2017	19/11/2016
	Espesor del reservorio [ft]	32,5	Sumario Petrofísico (Ver Tabla 3.2)	---
	Permeabilidad (K) [md]	99	Build Up	01/05/2014
SCHAL-440	Presión de fondo estática (Pws) [psi]	1100	Reporte de Potencial PAM @Julio 2017	16/03/2017
	Espesor del reservorio [ft]	45,58	Sumario Petrofísico (Ver Tabla 3.2)	---
	Permeabilidad (K) [md]	Datos de Build Up correspondientes al 01 de diciembre de 2013 son inconsistentes		
SCHAL-445	Presión de fondo estática (Pws) [psi]	1300	Reporte de Potencial PAM @Julio 2017	01/06/2014
	Espesor del reservorio [ft]	27,4	Sumario Petrofísico (Ver Tabla 3.2)	---
	Permeabilidad (K) [md]	No se tomó prueba Build Up		
SCHS-264	Presión de fondo estática (Pws) [psi]	1050	Reporte de Potencial PAM @Julio 2017	25/09/2016
	Espesor del reservorio [ft]	24,37	Sumario Petrofísico (Ver Tabla 3.2)	---
	Permeabilidad (K) [md]	Datos de Build Up correspondientes al 01 de noviembre de 2013 son inconsistentes		
SCHV-241	Presión de fondo estática (Pws) [psi]	1600	Reporte de Potencial PAM @Julio 2017	16/07/2016
	Espesor del reservorio [ft]	35,25	Sumario Petrofísico (Ver Tabla 3.2)	---
	Permeabilidad (K) [md]	92,9	Build Up	18/05/2011

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

*Para los pozos en los que no se dispone de un Build Up se ha decidido establecer una $K=100$ [md], estos datos fueron estimados de acuerdo a la política de explotación actual; sin embargo de querer ser más preciso con su valor se recomienda un análisis de cores (núcleos) o la realización de un Build up.

Tabla 3.4 Skin, Presión de fondo fluyente y caudal de producción de cada pozo

Pozo	Parámetro		Fuente/Obtenido de:	Fecha [dd/mm/aa]
SCHA0-470	Skin o daño(S)	0	Build Up	1/5/2014
	Pwf [psi]	560,82	Calculado a partir de datos de pruebas de pozo	10/3/2018
	q [bbl/d]	241,56	OFM	10/3/2018
SCHAL-440	Skin o daño(S)	10,2	Build Up	1/12/2013
	Pwf [psi]	702,54	Calculado a partir de datos de pruebas de pozo	12/3/2018
	q [bbl/d]	231,19	OFM	12/3/2018
SCHAL-445	Skin o daño(S)	No se tomó prueba Build Up		
	Pwf [psi]	224,69	Calculado a partir de datos de pruebas de pozo	17/3/2018
	q [bbl/d]	226,65	OFM	17/3/2018
SCHS-264	Skin o daño(S)	3	Build Up	1/11/2013
	Pwf [psi]	399,68	Calculado a partir de datos de pruebas de pozo	16/3/2018
	q [bbl/d]	280,7	OFM	16/3/2018
SCHV-241	Skin o daño(S)	18,41	Build Up	18/5/2011
	Pwf [psi]	642,94	Calculado a partir de datos de pruebas de pozo	25/2/2018
	q [bbl/d]	142,99	OFM	25/2/2018

Fuente: Petroamazonas EP, 2018



Elaborado por: Proaño, 2019

La sub-pestaña **Fluid Model** permite seleccionar y definir las características del fluido que más se asemejen a la realidad, así una vez se despliega la pantalla de la **Figura 3.22** se elige *Light Oil +Gas* como la opción más apropiada debido a que existe producción de gas y el °API del crudo es de 22,8.

Luego se esa elección será necesario especificar sus propiedades:

El corte de agua actual se obtuvo a partir de los reportes de producción más recientes de OFM y pueden leerse de la tabla del **Anexo 5**. Parámetros como el GOR, gravedad específica del aire y el ° API se obtuvieron de la **Tabla 1.5**.

j) La pestaña **Surface Equipment** no es necesario completarla debido a que el análisis se centra en el reservorio.

Posteriormente es importante fijarse que en la parte inferior de la interfaz, bajo el esquema del pozo aparece el cuadro  Validation (1) el cual ayuda a completar aspectos que se pasaron por alto o revisar aquellos que no son congruentes; una vez que se haya revisado y corregido aparecerá de esta manera  Validation (ver Figura 3.23).

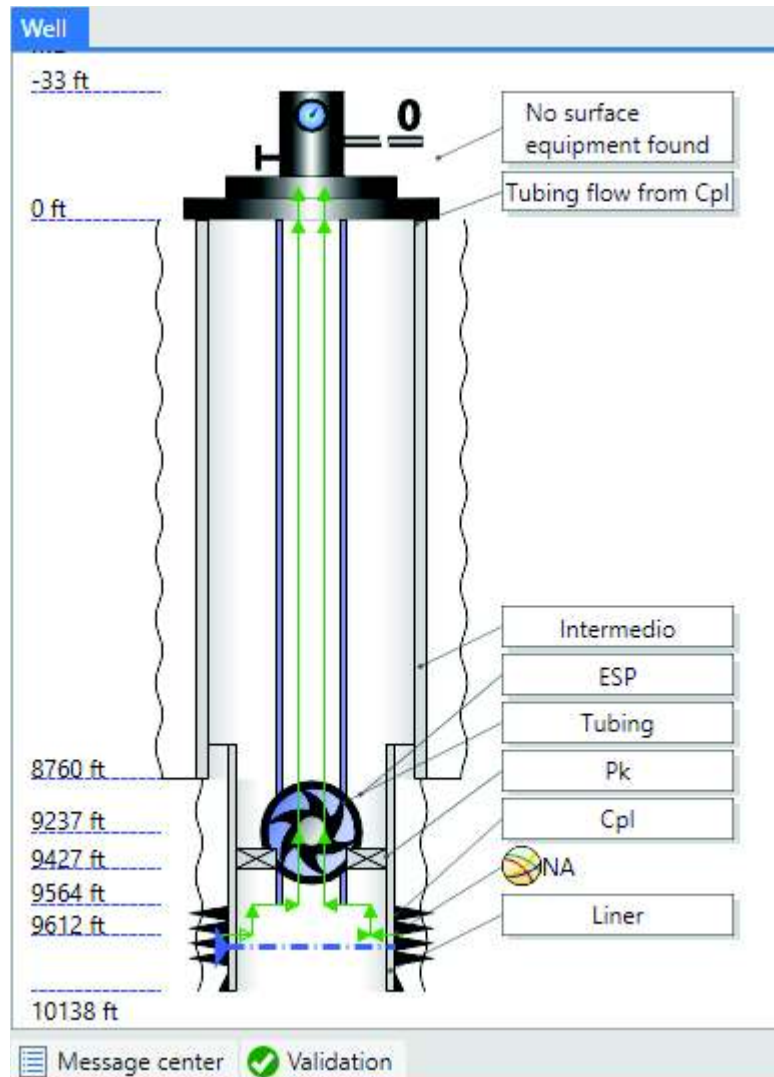
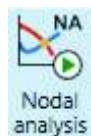
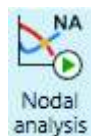



Figura 3.23 Diagrama del pozo y cuadro Validation

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019



Finalmente se hace click en  , que se encuentra en la pestaña **Home**, y el nodo seleccionado será Bottomhole (fondo del pozo) (ver Figura 3.24). La pantalla que se despliega luego de hacer click en  OK es para establecer la presión de salida, que será de 150 [psi] e iniciar la corrida con click en **Run**.

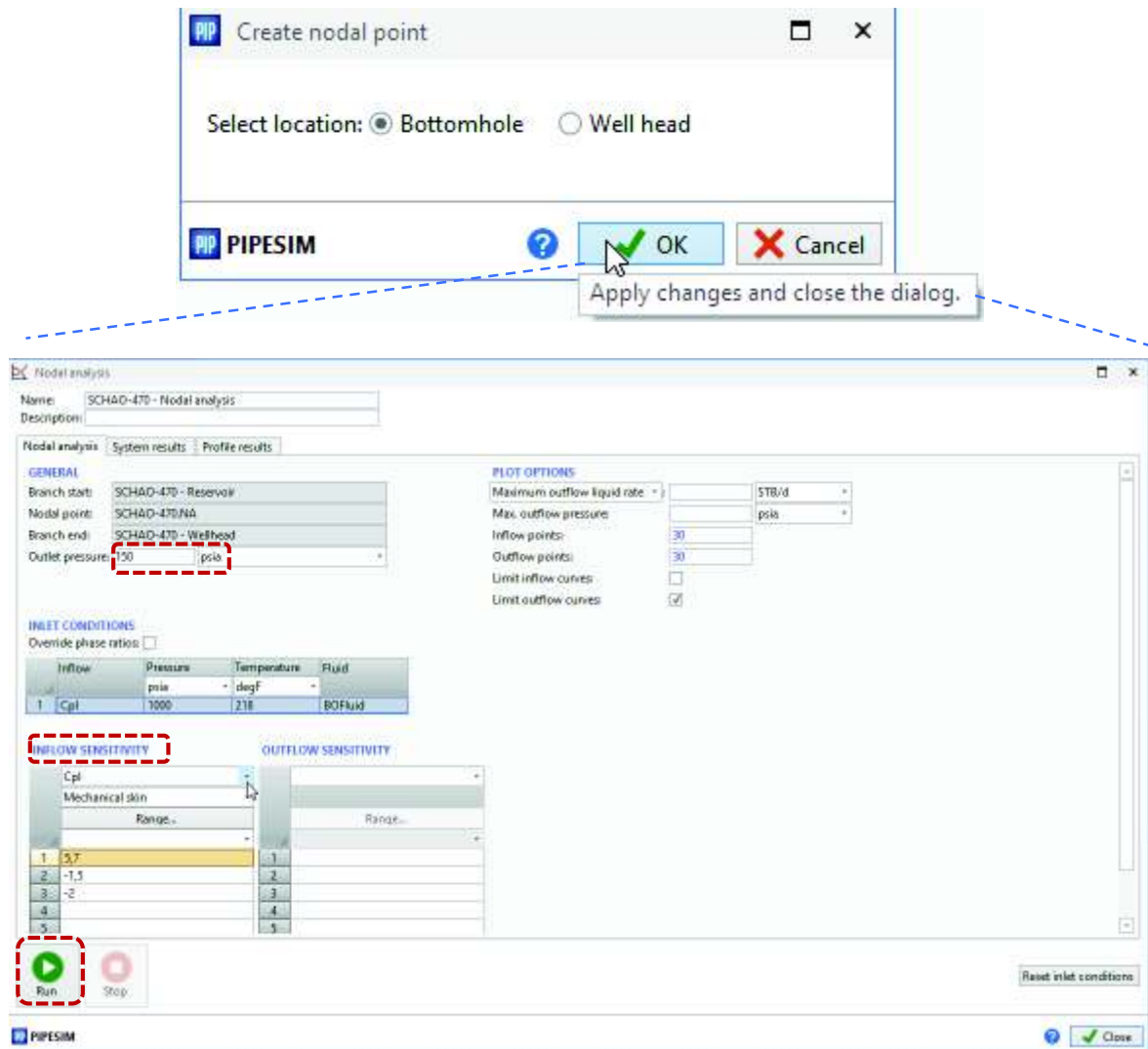


Figura 3.24 Selección del nodo y corrida de la simulación

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Análisis de Resultados

La variación de una o varias propiedades en la simulación es llamada “Análisis de sensibilidades”; como se puede apreciar en la **Figura 3.24** basta con ir al apartado Inflow - Outflow Sensitivity y seleccionar el parámetro que se desea variar.

De acuerdo a los criterios usados por el grupo de reservoristas del Activo Sacha, teóricamente un trabajo de fracturamiento hidráulico permite llevar el daño o efecto skin de un pozo hasta un valor de -1,5 a -2 o al menos se remueve el daño original. (PETROAMAZONAS EP, 2018).

Del análisis nodal llevado a cabo para cada pozo se obtuvieron sus respectivas curvas IPR, y basado en el criterio mencionado anteriormente se graficaron estas curvas con variaciones en el valor del efecto skin.

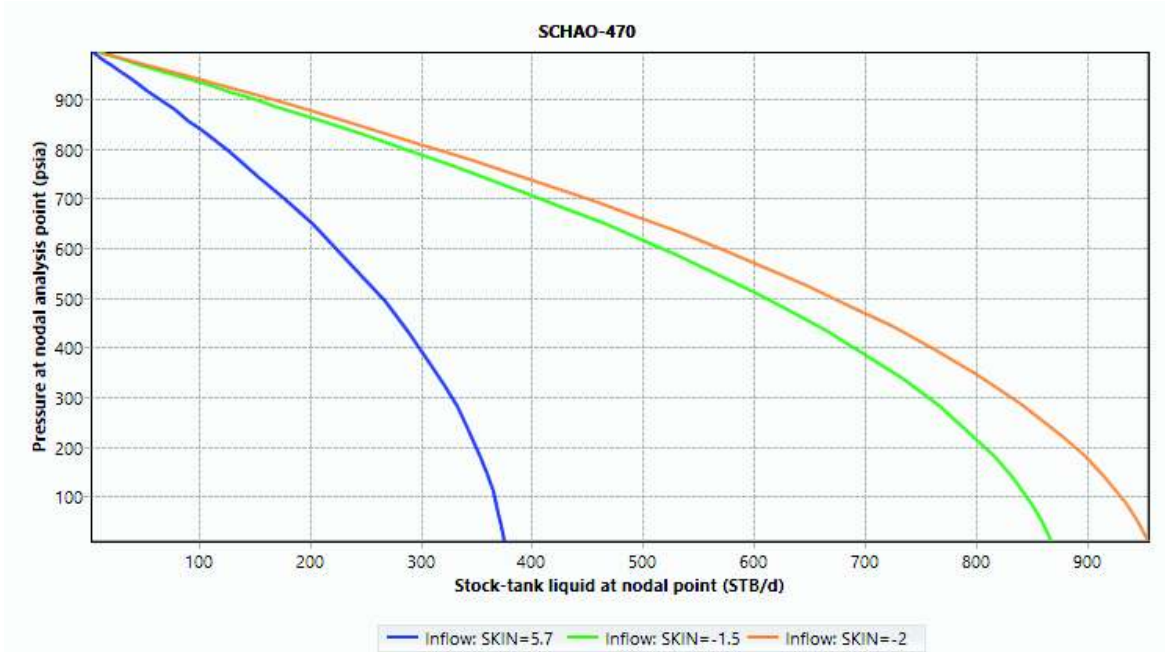


Figura 3.25 Curvas IPR: Pozo SCHA0-470

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

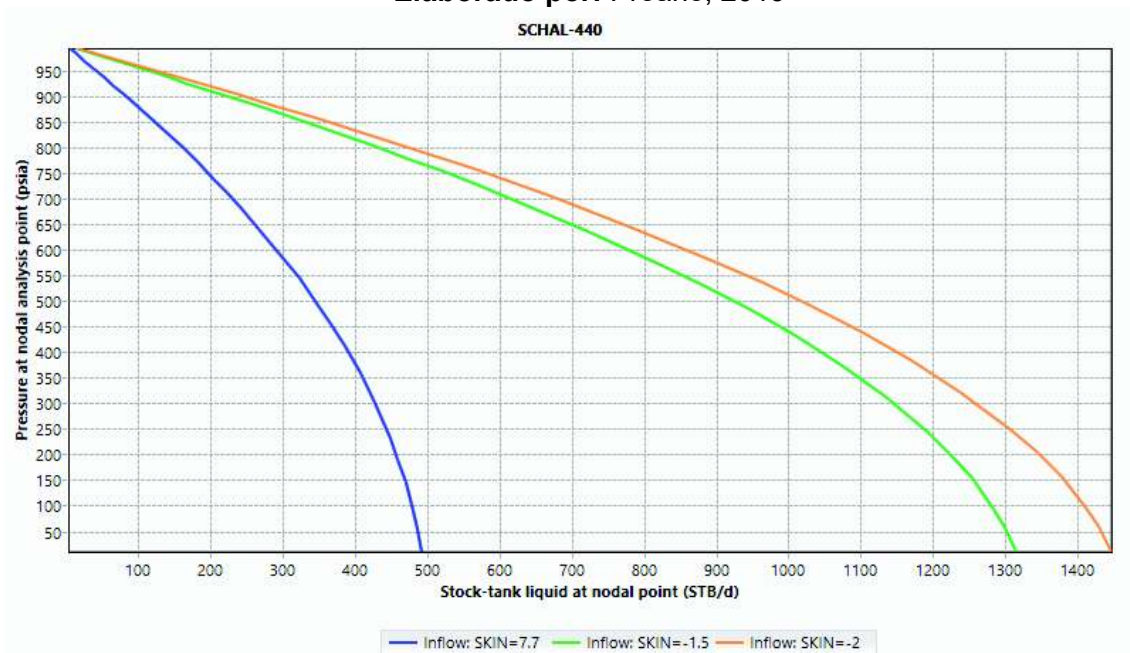


Figura 3.26 Curvas IPR: Pozo SCHAL-440

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

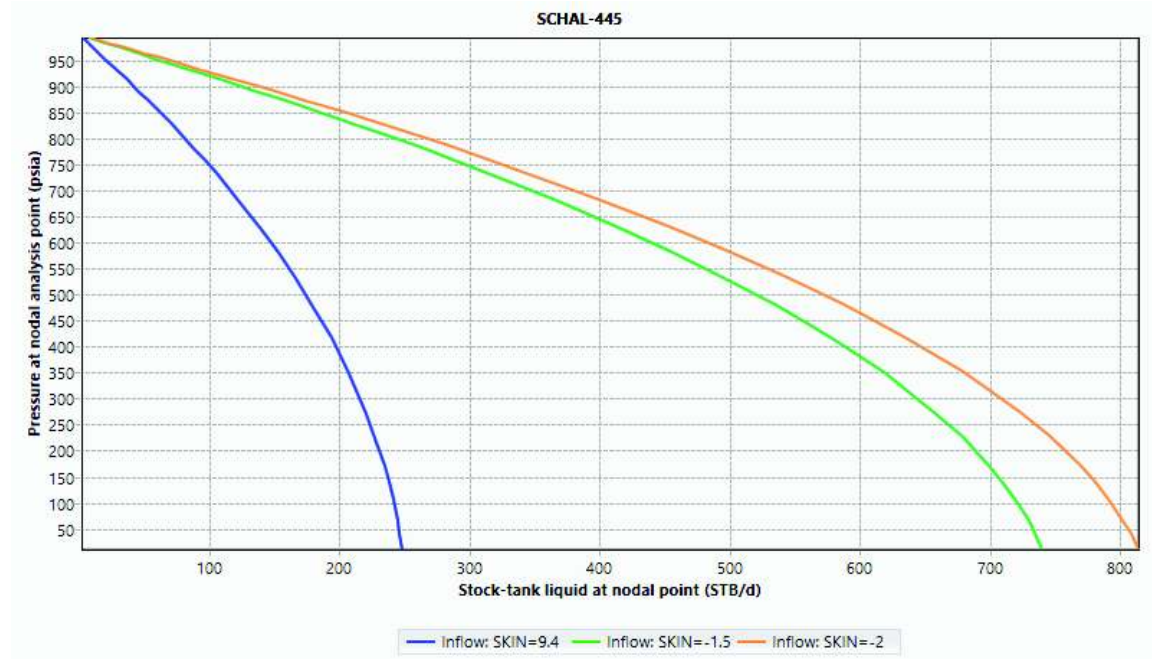


Figura 3.27 Curvas IPR: Pozo SCHAL-445

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

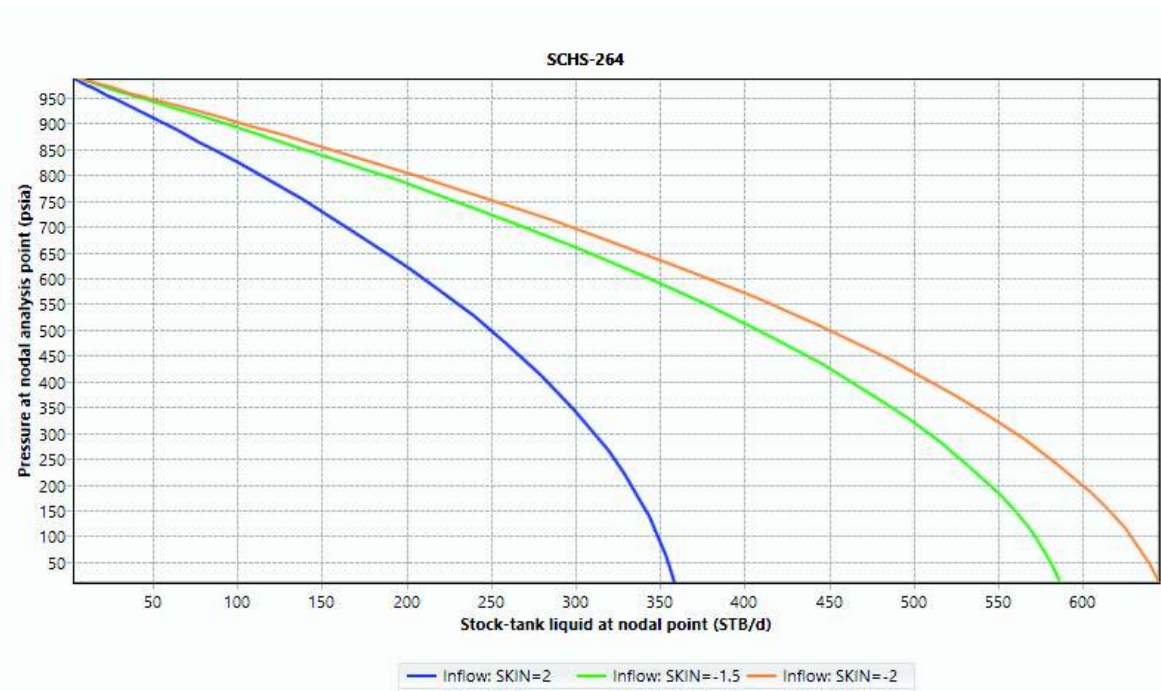


Figura 3.28 Curvas IPR: Pozo SCHS-264

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

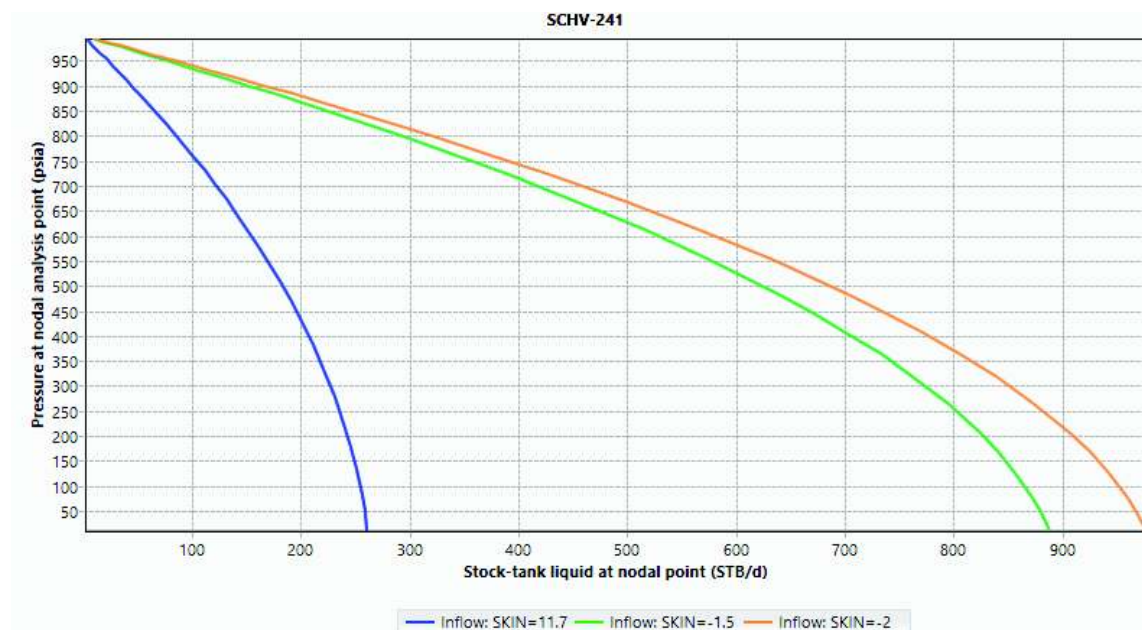


Figura 3.29 Curvas IPR: Pozo SCHV-241

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Para tener una aproximación de en cuanto se mejoraría la producción de cada pozo a partir de la aplicación del fracturamiento hidráulico, se reportaron los valores de q a la P_{wf} actual y el caudal máximo (Q_{max}); con el valor de daño original y los valores de $S=-1,5$ y $S=-2$.

Tabla 3.5 P_{wf} , q y Q_{max} de cada pozo al varias S

Pozo	Valor de daño original		Valores de daño teóricos al llevar a cabo el fracturamiento hidráulico			
	$S = 5,7$		$S = -1,5$		$S = -2$	
SCHAO-470	P_{wf} [psi]	560,82	P_{wf} [psi]	560,82	P_{wf} [psi]	560,82
	q [bbl/d]	241,56	q [bbl/d]	556,43	q [bbl/d]	610,57
	Q_{max} [bbl/d]	376,03	Q_{max} [bbl/d]	868,55	Q_{max} [bbl/d]	954,19
SCHAL-440	$S = 7,7$		$S = -1,5$		$S = -2$	
	P_{wf} [psi]	702,54	P_{wf} [psi]	702,54	P_{wf} [psi]	702,54
	q [bbl/d]	231,19	q [bbl/d]	608,39	q [bbl/d]	677,11
SCHAL-445	$S = 9,4$		$S = -1,5$		$S = -2$	
	P_{wf} [psi]	224,69	P_{wf} [psi]	224,69	P_{wf} [psi]	224,69
	q [bbl/d]	226,65	q [bbl/d]	680,4	q [bbl/d]	747,81
SCHS-264	$S = 2$		$S = -1,5$		$S = -2$	
	P_{wf} [psi]	399,68	P_{wf} [psi]	399,68	P_{wf} [psi]	399,68
	q [bbl/d]	280,7	q [bbl/d]	462,59	q [bbl/d]	510
SCHV-241	$S = 11,7$		$S = -1,5$		$S = -2$	
	P_{wf} [psi]	642,94	P_{wf} [psi]	642,94	P_{wf} [psi]	642,94
	q [bbl/d]	142,99	q [bbl/d]	482,5	q [bbl/d]	541,28
	Q_{max} [bbl/d]	261,6	Q_{max} [bbl/d]	888,4	Q_{max} [bbl/d]	980,1

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Teóricamente a la $P_{wf} = 0$ le corresponde el máximo potencial de producción del pozo y se lo denomina caudal máximo o “Absolute Open Flow Potential (AOFP)”.

A partir de las gráficas generadas por el software y con ayuda de la herramienta



Display cursor position

que se despliega al dar click derecho sobre las mismas se pudieron leer los valores reportados en la **Tabla 3.5**.

Los pozos que presentaron un mayor incremento en su caudal de producción, así como en el Q_{max} son el SCHAL-440, SCHAL-445 y SCHV-241.

3.4 Estimación de reservas por pozo

Como había sido mencionado al inicio del capítulo, la finalidad de este estudio es aplicar el proceso de fracturamiento hidráulico en los 3 pozos que resulten ser los mejores candidatos, para establecer en cuales es más beneficioso su aplicación se estimaron las reservas remanentes de los 5 pozos que pasaron a la segunda etapa de filtrado.

Esta estimación se realizó a través de Curvas de Declinación con la ayuda del software OFM.

Método de Curvas de Declinación

Fue introducido por Arps en 1945 y debido al éxito obtenido en sus pronósticos continua siendo el método más usado para predecir la producción de campos de petróleo y gas, estimar reservas remanentes y planificar operaciones a largo plazo. Se basa en extrapolar las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura. **(Paris de Ferrer, 2009)**

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, armónica e hiperbólica; y las ecuaciones presentadas en la **Tabla 3.6** son todas soluciones de la siguiente ecuación diferencial:

$$D = Kq^n = \frac{-\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad \text{(Ec. 3.2)}$$

En este estudio se usó la declinación exponencial debido a que proporciona una respuesta conservadora de las reservas futuras y sus parámetros son fáciles de determinar.

Tabla 3.6 Clasificación de las curvas de declinación de producción

Tipo de declinación	Declinación exponencial o de porcentaje constante	Declinación Hiperbólica	Declinación Armónica
Característica básica	La declinación es constante $n=0$	La declinación es proporcional al exponente n de la tasa de producción $0 < n < 1$	La declinación es proporcional a la tasa de producción $n=1$
Tasa de producción a un determinado tiempo	$q_t = q_i * e^{-D*t}$	$q_t = q_i(1 + n * D_i * t)^{-\frac{1}{n}}$	$q_t = q_i(1 + D_{i*t})^{-1}$
Producción acumulada de petróleo a un determinado tiempo	$Np = \frac{q_i - q_t}{D}$	$Np = \frac{q_i^n}{(1-n)D_i} (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})$	$Np = \frac{q_i}{D_i} \log_e \frac{q_i}{q_t}$
<p>Donde:</p> <p>D = tasa de declinación [años⁻¹, meses⁻¹, días⁻¹] q_t = tasa de producción a un tiempo t [bbl/d] q_i = tasa de producción inicial [bbl/d] Np = Producción acumulada de petróleo a un tiempo t [bbl]</p> <p>K = constante n = exponente de declinación t = tiempo [años, meses, días]</p>			

Fuente: Arps ,1956

Elaborado por: Proaño, 2019

Procedimiento

a) Luego de ejecutar el software OFM y habiendo cargado el archivo “sacha.ofm” se procede a seleccionar en la barra de herramientas de la sección Inicio, la opción Pronóstico, como se muestra en la siguiente figura.



Figura 3.30 Herramienta Pronóstico de OFM

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

b) A continuación se presenta la ventana Escenario Actual del pozo, la cual consta de 3 pestañas. La primera pestaña es **Modelo de Flujo**, en esta deben ser seleccionadas las variables que el software usará para generar la gráfica y hacer los cálculos pertinentes. Esta se debe llenar de la manera mostrada en la **Figura 3.31**.

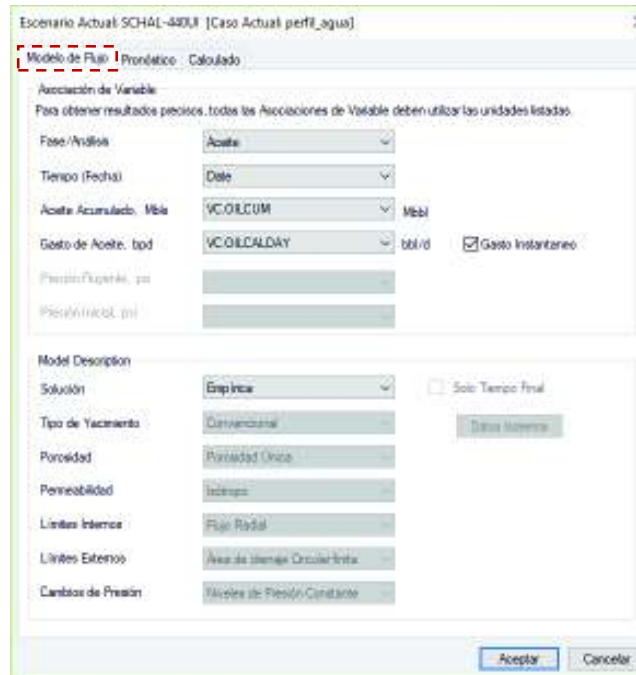


Figura 3.31 Escenario-Modelo de flujo

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

c) La pestaña **Pronóstico** que se muestra en la **Figura 3.32** permite configurar la manera en la cual se presentará la gráfica generada a partir de modificaciones en:

Fecha Inicial:

- Al seleccionar “Meses desde Fin: 0” el programa generará el pronóstico a partir del último valor contenido en la base de datos.
- Al seleccionar la opción “Date” se puede establecer la fecha a partir de la cual se hará el pronóstico; esta opción fue utilizada para generar la gráfica una vez llevado a cabo el fracturamiento. Para fines de ejemplificación se estableció que la fecha estimada en la cual se aplicó el fracturamiento es: 01 de octubre de 2018, la cual debe ser ingresada en este formato YYYYMMDD.

Gasto Inicial:

- Si se desea que el software tome el último valor de la base de datos se debe seleccionar “Último Gasto Histórico”.
- Para el pronóstico luego de fracturar debe seleccionarse “Valor” y establecer el gasto obtenido a partir de la lectura de las IPR, es decir el valor de q de la **Tabla 3.5**.

Nota: Para estimar el aumento de reservas luego de fracturar se usará el valor de q correspondiente a $S=-1,5$.

Fecha Final:

Al querer estimar las reservas remanentes para una fecha en específico se debe establecer el número de meses a partir de la fecha del pronóstico.

Este criterio es usado cuando las compañías que se encuentran operando en el campo lo tienen por concesión hasta una fecha establecida. Dado que PETROAMAZONAS EP es la empresa dueña del campo no se usará este criterio y es conveniente establecer un número elevado de meses para que la finalización de la estimación se de por gasto.

Gasto Final:

De acuerdo al último análisis económico y estimación de reservas de 2017, bajo las condiciones y relación costo-beneficio actuales, se puede mantener un pozo operativo a un gasto de 20 [bbl/d]. **(PETROAMAZONAS EP, 2018)**

Este denominado límite económico será usado para esta estimación.

Parámetro de Declinación:

Para este estudio se optó por hacer el cálculo de reservas a partir de una declinación de Tipo: Exponencial.

La declinación se hará a partir de la data de producción que se tiene del pozo, es por eso que se seleccionará Gasto: Regresión Histórica. Estos puntos se verán en las curvas de declinación en color rojo y su línea de tendencia en color verde oscuro.

Para una correcta aproximación se deben eliminar u omitir aquellos puntos que no son representativos de la conducta del reservorio, estos pueden deberse a fallas mecánicas, mantenimiento, cambios de sistema de levantamiento o arena, entre otros.

d) La pestaña **Calculado** de la **Figura 3.33** debe dejarse como aparece por defecto, con la opción "La fase de Aceite no se calcula desde otras fases". Y finalmente se da click en Aceptar para obtener las gráficas de curvas de declinación.

Análisis de resultados

Las gráficas a partir de las cuales se obtuvieron los valores de las **Tabla 3.7** se encuentran en el **Anexo 6**.

Cabe mencionar que el pozo SCHA0-470 al momento no exhibe una declinación en su producción. Esto se debe a que hubo un cambio de zona de Ti a Ui en Noviembre de 2016 y ha mantenido una producción estable. Este pozo no será considerado como candidato a fracturar.

Escenario Actual: SCHAL-440UI [Caso Actual: perfil_agua]

Modelo de Flujo **Pronóstico** Calculado

Aceite Programas

<input checked="" type="checkbox"/> # 1	Agregar	Eliminar
	Insertar	Nombre

Aceite: Programa # 1

Fecha Inicial Meses desde Fin 0 Meses

Gasto Inicial Último Gasto Histórico

Tipo de Reserva None

Límites de Programa (Aceite: Schedule # 1)

Fecha Final Meses desde Inicio 1200 Meses

Gasto Final 20 bpd

Esquema Reservas

Total de Reservas Mbls **Límites Predeterminados**

Parámetro de Declinación (Aceite: Programa # 1)

Tipo Exponencial b 0 Reiniciar

Gasto Regresión Histórica Di A.e.

Configuraciones Avanzadas (Aceite: Programa # 1)

Capacidad Límite bpd Días Fuera días

Cambiar a Gasto A.e. Tiempo Cierre %

Aceptar Cancelar

Figura 3.32 Escenario-Pronóstico

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Escenario Actual: SCHAL-440UI [Caso Actual: perfil_agua] ×

Modelo de Flujo Pronóstico **Calculado**

La fase de Aceite no se calcula desde otras fases.

La fase de Aceite se calcula a partir...

Fase de Pronóstico y Radio de Pronóstico

Fase de Pronóstico Gas multiplicado por constante

Fase de Pronóstico Gas multiplicado por variable

Calcular desde Variable

Nota: Las unidades de cálculo para la fase pronóstico Aceite debe estar en bpd.
Las unidades de la fase de pronóstico son bpd.

Aceptar Cancelar

Figura 3.33 Escenario -Calculado

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Tabla 3.7 Reservas actuales y pronosticadas de los pozos candidatos a fracturar

Pozo	Reservas [Mbb]		
	Actuales	Después del fracturamiento	Incremento
SCHAL-440	226,088	634,424	408,336
SCHAL-445	341,855	1084,810	742,955
SCHS-264	146,032	245,617	99,585
SCHV-241	380,718	1379,220	998,502

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Del análisis nodal (Segunda etapa de Filtrado) se determinó que los pozos: **SCHAL-440**, **SCHAL-445** y **SCHV-241** eran los mejores candidatos a fracturar, esta afirmación se ha corroborado con el análisis de reservas remanentes ya que son los pozos que aumentaron considerablemente las reservas que se podrán recuperar.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO A LOS POZOS SELECCIONADOS

4.1 Metodología

Durante el presente capítulo se realizó una revisión de los antecedentes, historial de producción y reacondicionamientos, análisis de registros eléctricos y de cementación; así como la recopilación de información complementaria que permitió entender de mejor manera el escenario particular de cada pozo a fin de que el diseño de la fractura sea el más apropiado.

Se realizaron los cálculos correspondientes al diseño en base a la teoría presentada en el Capítulo II; los parámetros que se obtuvieron fueron usados para determinar una nueva curva IPR y sus correspondientes valores de producción con ayuda del software PIPESIM.

Con la finalidad de comprobar la validez de los resultados obtenidos se ha escogido el Pozo SCHV-241, tanto para ejemplificar el proceso de diseño como para hacer una comparación con los resultados que se obtendrían al usar el software FracCADE.

4.2 Pozo SCHV-241

4.2.1 Antecedentes

El pozo SCHV-241 es de tipo direccional, se finaliza con su perforación el 04 de agosto de 2010 y es completado el 11 de agosto del mismo año. Su producción fue de 2416 [BFPD] con un BSW de 0,2[%], esta provenía de la arena Hollín Inferior.

W.O. #1: Se produce desde el 04 de mayo hasta el 29 de mayo de 2011 con el objetivo de realizar un squeeze a la arena U Inferior y evaluar con Build Up si es un pozo candidato para bajar una completación dual concéntrica.

W.O. #2: Da inicio el 28 de agosto y finaliza el 02 de septiembre de 2014 con el fin de reparar el equipo BES.

W.O. #3: Sus operaciones se realizaron desde el 29 de junio hasta el 16 de julio de 2016 para evaluar la arena Ui y cambiar el equipo BES, en esta se obtuvieron los siguientes resultados: BFPD= 288 [bbl], BSW = 100%.

La prueba estabilizada del 26 de julio de 2016 indicó una producción de 202 [BPPD] con un BSW de 25 [%] proveniente de Ui, existiendo por lo tanto un cambio de arena.

La producción mensual de petróleo y agua que mantuvo a partir de esa fecha puede observarse en la **Figura 4.1**.

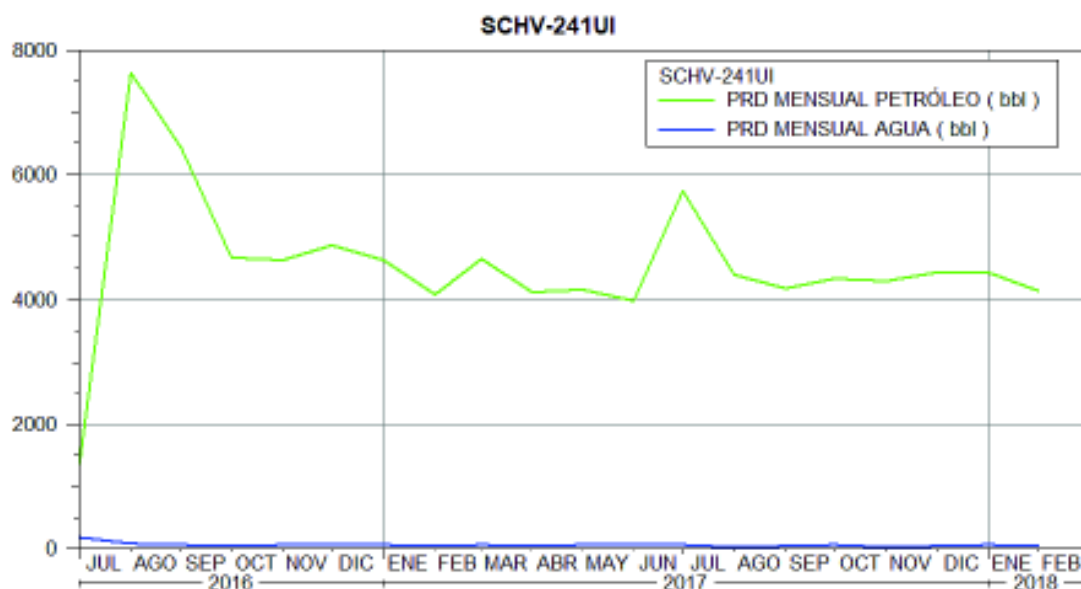


Figura 4.1 Historial de Producción Mensual SCHV-241

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

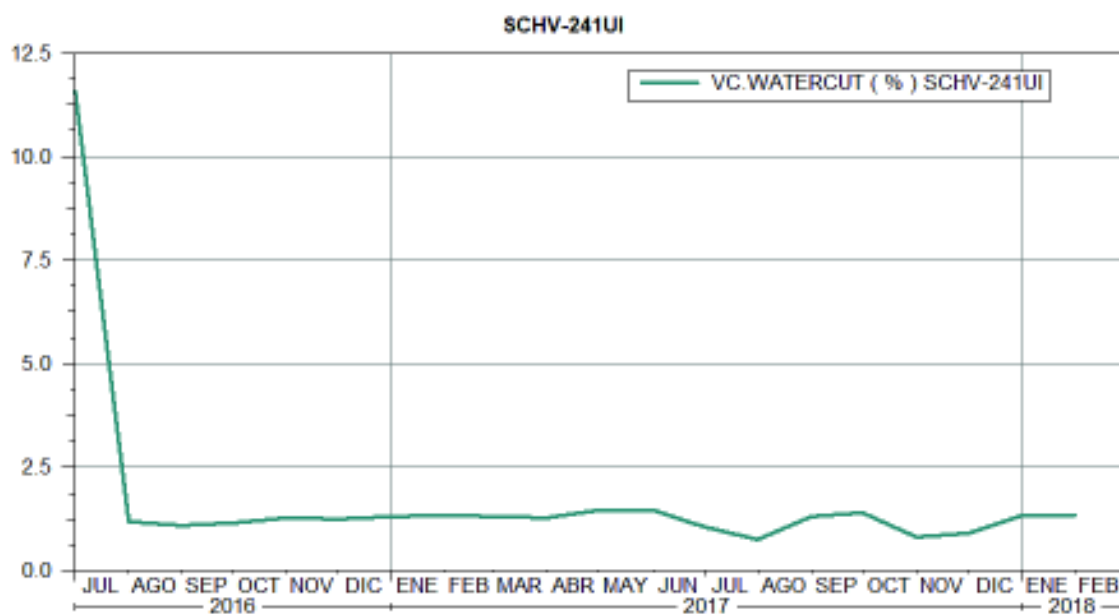


Figura 4.2 Corte de agua del pozo SCHV-241

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

El pozo actualmente mantiene un corte de agua bajo (ver Figura 4.2), su declinación de julio a agosto de 2016 se debe a la estabilización en la producción.

4.2.2 Análisis de Registros Eléctricos

Interpretación: Las formaciones U superior (TUS) y Base de la U inferior (BUI) permiten identificar una línea base a partir de su registro SP y sus valores altos de GR corroboran la presencia de rocas sello sobre y bajo el tope de la arena U inferior (TUI).

La formación de interés (TUI) presenta una deflexión a partir de la línea base de lutitas en su registro SP y su valor de Gamma Ray es bajo por lo cual existe una clara diferenciación de formaciones.

La lectura de resistividades en TUI indica valores altos a lo largo de toda la arena por lo cual no existe evidencia de un CAP, los valores bajos de resistividad que delimitan TUI se deben al cambio de formación y confirman la presencia de barreras naturales.

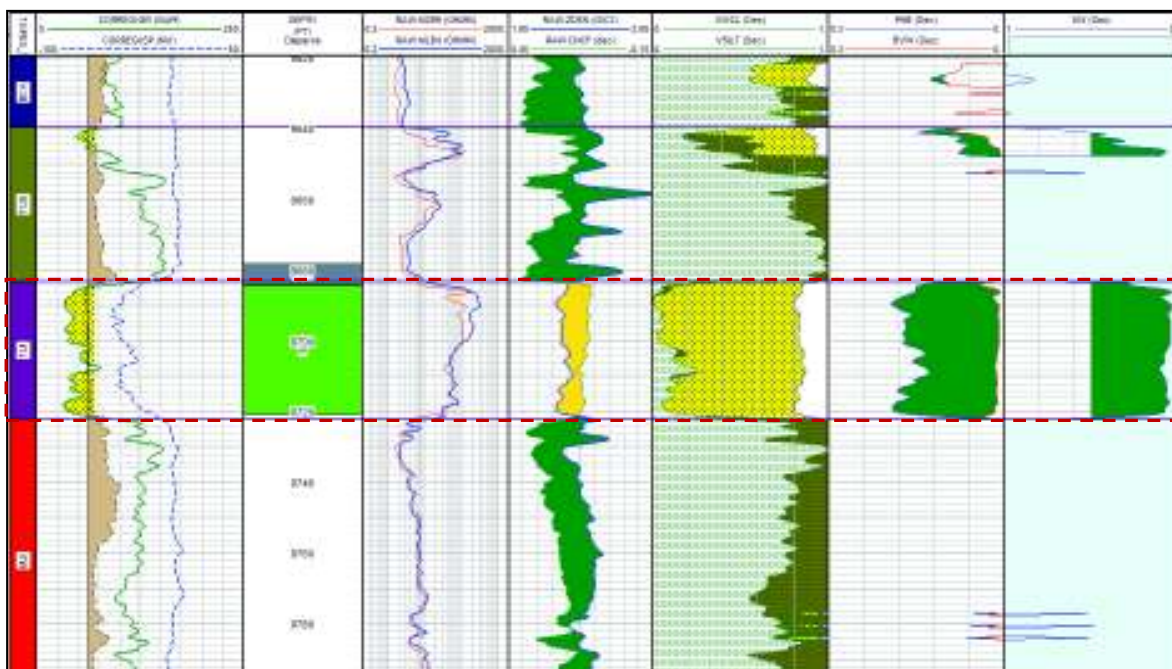


Figura 4.3 Registro Eléctrico del Pozo SCHV-241

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

4.2.3 Evaluación de Registro de Cementación

Interpretación: Este pozo no cuenta con un registro de cementación, de no haber limitaciones económicas se recomienda realizarlo previo a la ejecución del fracturamiento para asegurar que la operación no presente inconvenientes.

4.2.4 Diseño de Fractura

El tipo de fracturamiento hidráulico aplicado a cada pozo depende de las características de la formación (efecto skin, permeabilidad) y los objetivos del tratamiento (estimulación, control de arena, skin bypass o una combinación de los anteriores), además de las condiciones operativas y de costos al momento de realizarse.

Comentarios

El pozo SCHV-241 tiene una $K = 92,9$ [md] la cual es relativamente buena en el caso de una arenisca, sin embargo su valor de $S = 11,7$, indicando que es un pozo severamente dañado.

En este caso y al igual que en los pozos restantes será necesario un “Skin Bypass Treatment”, es decir que el proceso se enfoca en traspasar la zona dañada en los alrededores del pozo.

El concepto de conductividad adimensional de la fractura (CfD) fue introducido para evaluar el resultado del tratamiento, este factor relaciona la habilidad de la fractura para transportar el fluido con la habilidad de la formación para alimentar dicha fractura. Un valor mayor a 1 indica que la fractura es más conductiva que la formación, mientras que un $CfD < 1$ indica que los fluidos producidos fluyen más fácilmente a través de la formación **(Economides & Nolte, 2000)**.

En el caso del “Skin Bypass Treatment” basta con que el camino creado por la fractura tenga mayor conductividad que el área dañada, es decir que no es necesario que el CfD sea mayor a 1 **(Martin, 2005)**.

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

De acuerdo a los trabajos de fracturamiento que se han venido realizando por la empresa Schlumberger, el fluido polimérico utilizado es el YF140 HTD, mientras que el apuntalante es el Carbolite 20/40.

El YF140 HTD es un gel reticulado de alta viscosidad y activación retardada, esto significa que desarrolla viscosidad a medida que circula por la tubería, permitiendo un control de la

misma durante el bombeo, reduciendo las pérdidas por fricción y su consecuente presión de bombeo. Su composición se presenta más adelante en la **Tabla 4.1**.

El Carbolite es un agente de sostén artificial por el cual se ha optado debido a la resistencia que otorga frente al esfuerzo de cierre que presenta esta formación; su esfericidad es prácticamente perfecta y en consecuencia la conductividad que se obtendrá luego de realizar la fractura es mayor en comparación con las arenas.

Su cantidad depende del volumen de fractura que se desea lograr y el tamaño se escoge considerando el esfuerzo de cierre, profundidad y tipo de fluido a producir (en pozos de gas la conductividad requerida es menor que en pozos de petróleo).

Un análisis de las gráficas de conductividad vs esfuerzos de cierre realizado con diferentes granulometrías: 12/20, 16/30, 20/40 y 40/ 70, esta última utilizada en pozos de gas, evidenciaron:

- Una rápida caída en la conductividad de la arena 12/20 al incrementarse la presión. Mientras más gruesa es la arena, más frágil es.
- A presiones mayores a los 4500 [psi], debido a la rotura de granos, sin importar la granulometría las conductividades toman valores similares.

En conclusión, conforme aumenta la profundidad es recomendable usar un apuntalante de menor tamaño de malla. En pozos someros, que presentan un esfuerzo de cierre bajo, es conveniente el uso de una mayor granulometría para obtener una mejor conductividad **(Madrid, 2011)**.

Tabla 4.1 Composición del Fluido YF140HTD

Compuesto	Cantidad [lb/Mgal]	Descripción
J457	40	Polímero
J480	30	Agente retardador
M2	12,5	Buffer o acondicionador de PH
J353	10	Estabilizador de gel
L10	7	Ácido Bórico (agente reticulante)
J475	5	Rompedor encapsulado
F103	5	Surfactante
M275	0,5	Bactericida
KCI	2 [%]	Salmuera

Fuente: Plaza & Cárdenas, 2008

Elaborado por: Proaño, 2019

Procedimiento de cálculo

Para un óptimo diseño de fracturamiento hidráulico es necesario definir la geometría que tendrá la fractura, así como determinar el valor de las presiones involucradas en el proceso. Como había sido mencionado previamente la geometría de la fractura queda definida en base a la longitud (X_f), ancho (W_f) y la altura (h_f).

A continuación será detallado el procedimiento de cálculo desarrollado por Geertsma y Klerk para lo cual el pozo SCHV-241 ha sido seleccionado. De los pozos SCHAL-440 y SCHAL-445 únicamente se presentarán las tablas de datos y resultados. En la **Tabla 4.2** se especifica de donde se obtuvieron los datos usados para los cálculos posteriores.

a) Datos requeridos

Tabla 4.2 Datos Pozo SCHV-241

					Obtenido de:
Propiedades mecánicas de la roca	Módulo de Young	E=	3200000	[lb/in ²]	Valor característico para areniscas (ver Tabla 2.1)
Propiedades del yacimiento	Espesor de la formación	h=hf	35,25	[ft]	Sumario Petrofísico (ver Tabla 3.2)
	Permeabilidad del reservorio	k=	92,9	[md]	Build Up (ver Tabla 3.3)
	Gradiente de fractura	Gf=	0,7	[psi/ft]	Criterio operativo determinado a partir de un Minifrac (ver Tabla 2.8) (Schlumberger-Well Services, 2018).
	Presión del reservorio	Pr=	1000	[psi]	Valor actualizado de Build Up (ver Tabla 3.3) de acuerdo a las propuestas técnicas de Schlumberger-Well Services
Propiedades del fluido fracturante y apuntalante	Viscosidad del fluido fracturante	u=	700	[cp]	Valores típicos durante las operaciones de fracturamiento realizadas por Well Services en el Activo Sacha (Reportado por el Ing. Franck Salazar).
	Gasto de inyección	i=	20	[bb/min]	
	Coefficiente total de pérdida de fluido	C=	0,008	[ft/min ^{1/2}]	
	Volumen de fluido inyectado	Vi=	600	[bb]	
	Gravedad específica del apuntalante	Yp=	2,7416		
	Porosidad del apuntalante	φp=	35	[%]	
	Densidad del fluido fracturante	ρff=	8,43	[lbm/gal]	
Propiedades del pozo y tubería	Profundidad de los punzonados en TVD	D*=	9702,5	[ft]	Diagrama Mecánico del pozo (ver Anexo 4)
	Diámetro interno de la tubería	di=	2,441	[in]	
	Diámetro de las perforaciones	dp=	0,4	[in]	
	Radio del pozo	rw=	0,3541	[ft]	
	Número de perforaciones	Np=	5		

Fuente: Petroamazonas EP-Schlumberger Well Services, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

b) Geometría de la fractura

De acuerdo a los criterios operativos de la actual empresa de servicios Schlumberger, el Volumen del Pad es de 14000 [gal] aproximadamente. El volumen del Pad debe ser del 30 al 60% del fluido total bombeado.

Este valor referencial sirve para obtener una aproximación del Spurt o Pérdida de fluido inicial (V_{spt}) a partir de una gráfica generada en el desarrollo del paper "Is Spurt Loss a Reality During Frac/Packing in High Permeability Formations?".

Es necesario acotar que en un trabajo real su valor deberá determinarse a partir de un Minifrac o pruebas de laboratorio.

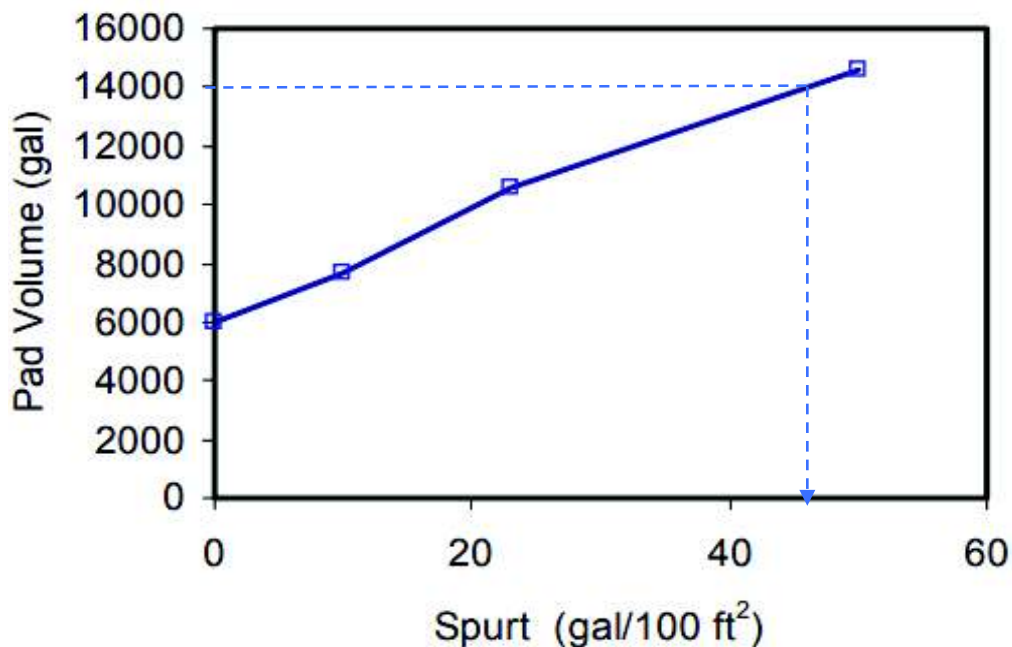


Figura 4.4 Efecto de Spurt en el Volumen del Pad

Fuente: Gadiyar et al, 2002

Ingresando en la figura anterior con el valor del Volumen del Pad se lee: 46,86 [gal/ft²], valor al cual se debe realizar una conversión de unidades.

$$V_{spt} = \frac{46,86}{100} \left[\frac{\text{gal}}{\text{ft}^2} \right] * \frac{0,133681 \text{ [ft}^3\text{]}}{1 \text{ [gal]}} = 0,0626429 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^2} \right]$$

A continuación se procede con el cálculo de grupos adimensionales.

Con el objetivo de ser consistente con las unidades, durante el proceso se hacen las conversiones pertinentes.

$$K_s = \frac{C\sqrt{t}}{V_{spt}}$$

$$K_s = \frac{0,008 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}^{\frac{1}{2}}} \right] \sqrt{t}}{0,0626429 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^2} \right]}$$

$$K_s = 0,127708\sqrt{t}$$

$$\frac{i}{h} = \frac{20 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{min}} \right]}{35,25 [\text{ft}]} * \frac{5,615 [\text{ft}^3]}{1 [\text{bbl}]}$$

$$\frac{i}{h} = 3,1858156 \left[\frac{\text{ft}^2}{\text{min}} \right]$$

$$\mu = 700 [\text{cp}] * 6,72 * 10^{-4} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft} * \text{s} * \text{cp}} \right] * \frac{60 [\text{s}]}{1 [\text{min}]}$$

$$u = 28,224 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{min} * \text{ft}} \right]$$

$$E = 3,2 * 10^6 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right] * 4,63 * 10^3 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft} * \frac{\text{lb}}{\text{in}^2} * \text{s}^2} \right] * \frac{60^2 [\text{s}^2]}{1 [\text{min}^2]}$$

$$E = 5,33376 * 10^{13} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft} * \text{min}^2} \right]$$

$$K_{nL} = 21,8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{u}{Et} \right)$$

$$K_{nL} = 21,8 * \left(3,18 \left[\frac{\text{ft}^2}{\text{min}} \right] * \frac{1}{\left(0,008 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}^{\frac{1}{2}}} \right] \right)^2} \right)^3 * \left(\frac{28,224 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{min} * \text{ft}} \right]}{5,33376 * 10^{13} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft} * \text{min}^2} \right]} * \frac{1}{t} \right)$$

$$K_{nL} = \frac{1422,8645}{t}$$

Ks y KnL se encuentran expresadas en función del tiempo en [min].

De los grupos adimensionales KL y Ku se obtuvieron las ecuaciones para el cálculo de la longitud y la amplitud (**Ec 2.15 y 2.16**) quedando de la siguiente manera:

$$X_f = K_L \frac{i\sqrt{t}}{hC}$$

$$X_f = 3,1858156 \left[\frac{\text{ft}^2}{\text{min}} \right] * \frac{1}{0,008 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}^2} \right]} * K_L \sqrt{t}$$

$$X_f = 398,22 K_L \sqrt{t} \text{ [ft]}$$

$$W_f = \frac{C\sqrt{t}}{K_u}$$

$$W_f = 0,008 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}^2} \right] * \frac{12[\text{in}] \sqrt{t}}{1[\text{ft}] K_u}$$

$$W_f = 0,096 \frac{\sqrt{t}}{K_u} \text{ [in]}$$

El tiempo de inyección se obtiene a partir de la siguiente relación:

$$i = \frac{V_i}{t}$$

$$t = \frac{600 \text{ [bbl]}}{20 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{min}} \right]}$$

$$t = 30 \text{ [min]}$$

Se debe reemplazar el tiempo de inyección (t) en los grupos adimensionales Ks y KnL, con estos valores se ingresa en la figura del **Anexo 3** para leer los valores de Ku y KL y obtener la longitud y el ancho de fractura.

Los parámetros obtenidos se resumen en la siguiente tabla para distintos tiempos, hasta llegar al tiempo de inyección previamente calculado.

Tabla 4.3 Predicción de la Geometría de la Fractura Pozo SCHV-241

Valores leídos de la Figura del Anexo 3						
t [min]	Ks	K _{NL}	K _u	K _L	X _f [ft]	W _f [in]
1	0,127708	1422,865	0,79	0,041	16,3273	0,121519
5	0,285564	284,5729	1,05	0,058	51,64683	0,204441
10	0,403848	142,2865	1,15	0,064	80,59547	0,263981
15	0,494611	94,85764	1,25	0,069	106,4205	0,297445
30	0,699485	47,42882	1,4	0,079	172,3131	0,375581

Elaborado por: Proaño, 2019

c) Cálculo de Presiones y parámetros involucrados en el fracturamiento

Volumen de fractura

$$V_f = \left(\frac{\pi}{2}\right) * X_f * h_f * \bar{W} = \left(\frac{\pi}{2}\right) * X_f * h_f * \frac{\pi * W_f}{4} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$V_f = \left(\frac{\pi}{2}\right) * 172,31[\text{ft}] * 35,25[\text{ft}] * \left(\frac{\pi * 0,37}{4} [\text{in}] * \frac{1[\text{ft}]}{12[\text{in}]}\right)$$

$$V_f = 234,53 [\text{ft}^3]$$

Eficiencia de fractura

$$E_{ff} = \frac{V_f}{V_i} * 100\% \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$Eff = \frac{234,53[\text{ft}^3]}{600[\text{bbl}] * \frac{5,615[\text{ft}^3]}{1 [\text{bbl}]}} * 100\%$$

$$Eff = 6,96[\%]$$

Cantidad de apuntalante requerido

$$W_p = V_f * (1 - \phi_p) * \rho_p = V_f * (1 - \phi_p) * \gamma_p * 62,4 \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$W_p = 234,53[\text{ft}^3] * (1 - 0,35) * 2,7416 * 62,4 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}\right]$$

$$W_p = 26080,38 [\text{lbm}]$$

Concentración del apuntalante

$$C_p = \frac{W_p}{V_i} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$C_p = \frac{26080,38 \text{ [lbm]}}{600 \text{ [bbl]} * \frac{42 \text{ [gal]}}{1 \text{ [bbl]}}}$$

$$C_p = 1,034 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]$$

Densidad de la mezcla

$$\rho_m = \left(\frac{\rho_{ff} + C_p}{1 + 0,0456 * C_p} \right) \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$\rho_m = \left(\frac{8,43 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right] + 1,034 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]}{1 + 0,0456 * 1,034 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]} \right)$$

$$\rho_m = 9,038 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]$$

Gravedad específica de la mezcla

$$\gamma_m = \frac{\rho_m}{\rho_w} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$\gamma_m = \frac{9,038 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right] * \frac{1 \text{ [gal]}}{0,133681 \text{ [ft}^3\text{]}}}{62,4 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \right]}$$

$$\gamma_m = 1,083519$$

Presión de fractura

$$P_f = G_f * D^*$$

$$P_f = 0,7 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] * 9702,5 \text{ [ft]}$$

$$P_f = 6791,75 \text{ [psi]}$$

Presión de Cierre

$$P_c = P_f - P_r$$

$$P_c = 6791,75 \text{ [psi]} - 1000 \text{ [psi]}$$

$$P_c = 5791,75 \text{ [psi]}$$

*La presión de cierre permite obtener el valor de la permeabilidad de la fractura haciendo uso de la figura del **Anexo 1**. El valor leído es $K_f = 330\,000 \text{ [md]}$.

Presión neta

$$P_n = P_f - P_c$$

$$P_n = 6791,75[\text{psi}] - 5791,75[\text{psi}]$$

$$P_n = 1000[\text{psi}]$$

Presión hidrostática

$$P_h = 0,052 * \rho_m * D^*$$

$$P_h = 0,052 * 9,038 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right] * 9702,5[\text{ft}]$$

$$P_h = 4560,137 [\text{psi}]$$

Caída de presión por fricción a través de la tubería

Algunos de los parámetros necesarios para su cálculo deberán ser obtenidos previamente, a continuación se indican las ecuaciones necesarias y el proceso respectivo.

Número de Reynolds

$$N_{Re} = 92,2 \frac{i * \gamma_m}{d_i * \mu} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde: i = gasto o caudal de inyección $\left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right]$

γ_m = gravedad específica de la mezcla [adimensional]

d_i = diámetro interno de la tubería [in]

μ = viscosidad del fluido fracturante [cp]

$$N_{Re} = 92,2 \frac{20 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{min}} \right] * \frac{1440[\text{min}]}{1[\text{día}]} * 1,08359}{2,441[\text{in}] * 700[\text{cp}]}$$

$$N_{Re} = 1683,81$$

El número de Reynolds permite identificar el régimen de flujo, pudiendo este ser:

$N_{Re} < 100$ Flujo Pistón

$100 < N_{Re} < 2000$ Flujo Laminar

$N_{Re} > 2000$ Flujo Turbulento

Una vez identificado el tipo de flujo, se hace uso de este valor para encontrar el factor de fricción de Fanning (f).

$$f = \frac{16}{N_{Re}} \quad \text{Para Flujo Tapón o Laminar} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$f = \frac{0,0303}{N_{Re}^{0,1612}} \quad \text{Para Flujo Turbulento} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

En este caso el flujo es laminar por lo cual se procede a usar la **Ec. 4.8** para determinar f.

$$f = \frac{16}{1683,81}$$

$$f = 0,0095$$

Velocidad del fluido en la tubería

$$v = 24,5098 * \frac{i}{d_i^2} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Donde: $v =$ velocidad del fluido en la tubería $\left[\frac{\text{ft}}{\text{min}}\right]$

$i =$ gasto de inyección [gpm]

$d_i =$ diámetro interno de la tubería [in]

$$v = 24,5098 * \frac{20 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{min}}\right] * \frac{42[\text{gal}]}{1[\text{bbl}]}}{2,441^2[\text{in}]^2}$$

$$v = 3455,28 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}}\right]$$

Haciendo una conversión de unidades.

$$v = 3455,28 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}}\right] * \frac{0,3048[\text{m}]}{1[\text{ft}]} * \frac{1[\text{min}]}{60[\text{s}]}$$

$$v = 17,55 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$$

Reemplazando los valores calculados en la ecuación para el cálculo de caída de presión por fricción a través de la tubería se tiene:

$$\Delta P_{\text{fric}} = 0,0390 * \frac{D^* * \rho_m * v^2 * f}{d_i^2}$$

$$\Delta P_{\text{fric}} = 0,0390 * \frac{9702,5[\text{ft}] * 9,038 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right] * 17,55^2 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right]^2 * 0,0095}{2,441^2[\text{in}]^2}$$

$$\Delta P_{\text{fric}} = 1680,44[\text{psi}]$$

Caída de presión por fricción a través de las perforaciones

$$\Delta P_{\text{perf}} = \frac{0,00836 * i^2 * \rho_m}{d_p^4 N_p^2}$$

$$\Delta P_{\text{perf}} = \frac{0,00836 * 20^2 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{min}} \right]^2 * 9,038 \left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]}{0,4^4[\text{in}]^4 * 5^2}$$

$$\Delta P_{\text{perf}} = 47,22[\text{psi}]$$

Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento

$$P_{\text{th}} = P_f - P_h + \Delta P_{\text{fric}} + \Delta P_{\text{perf}}$$

$$P_{\text{th}} = (6791,75 - 4560,137 + 1680,44 + 47,22)[\text{psi}]$$

$$P_{\text{th}} = 3959,28[\text{psi}]$$

Una vez obtenidos los valores de longitud y ancho de la fractura es necesario introducir el concepto de Factor de Conductividad Adimensional (C_{fD}).

$$C_{fD} = \frac{k_f * W_f}{k * X_f} \quad \text{(Ec. 4.11)}$$

Donde: k_f = Permeabilidad de la fractura [md]

W_f = ancho de la fractura [ft]

k = permeabilidad de la formación [md]

X_f = longitud de la fractura [ft]

$$C_{fD} = \frac{330000[\text{md}] * \left(0,37[\text{in}] * \frac{1[\text{ft}]}{12[\text{in}]} \right)}{92,9[\text{md}] * 172,31[\text{ft}]}$$

$$C_{fD} = 0,645$$

Fue Prats quien introdujo un concepto crítico, la idea de radio efectivo del pozo (r_w'); posteriormente Cinco-Ley et al. expresaron este concepto en función de X_f y C_{fD} para flujo pseudo radial dando como resultado la **Figura 4.5**.

El flujo pseudoradial es un patrón de flujo que eventualmente exhiben todos los pozos fracturados y ocurre en fracturas de todo tipo de C_{fD} , resulta apropiada su elección mientras la fractura no sea relativamente extensa con respecto al área de drenaje.

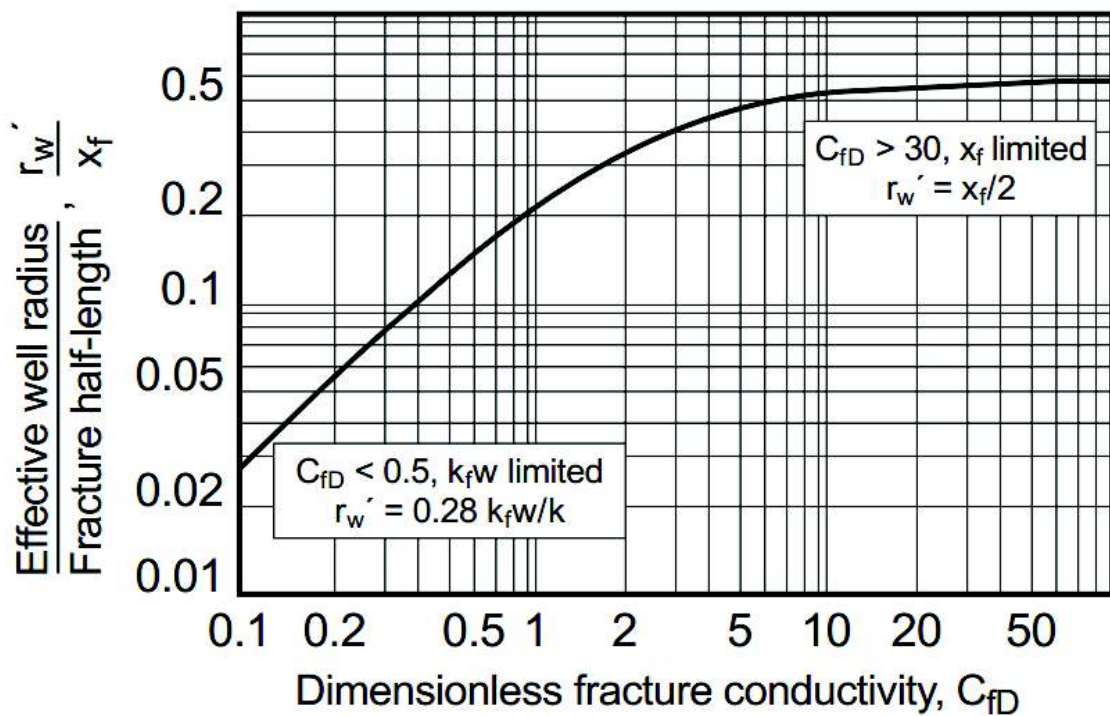


Figura 4.5 Radio efectivo del pozo como función de la Conductividad adimensional y longitud de la fractura

Fuente: Economides & Nolte, 2010

Ingresando en la figura con el valor de C_{fD} previamente calculado se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{r_w'}{X_f} = 0,18$$

$$r_w' = 0,18 * 172,31[\text{ft}]$$

$$r_w' = 31,01 [\text{ft}]$$

El valor del efecto skin resultante de la fractura se obtiene de la siguiente ecuación:

$$S_f = -\ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right) \quad (\text{Ec. 4.12})$$

$$S_f = -\ln\left(\frac{31,01[\text{ft}]}{0,35[\text{ft}]}\right)$$

$$S_f = -4,47$$

*Es importante acotar que el valor obtenido en el efecto skin es demasiado optimista al hacer uso de las ecuaciones anteriores. La única manera de obtener un valor acertado es a través de un Build Up o basándose en los valores de producción posteriores a la fractura; a fin de ser más conservador el ingeniero a cargo de la Propuesta Técnica de fractura suele optar por reducir en 1 o 2 unidades el valor de efecto skin obtenido. Este criterio se ve justificado al tratarse de fracturas en las cuales la conductividad obtenida es moderada con respecto a las fracturas realizadas en pozos de baja permeabilidad, por lo cual con solo sobrepasar el área dañada en las cercanías del pozo se obtendrá un gran impacto en el rendimiento del pozo (Rae et al, 1999).

A partir del nuevo valor estimado del efecto skin y con ayuda del software PIPESIM se genera la curva IPR y se lee el valor de q para la P_{wf} previamente reportada.

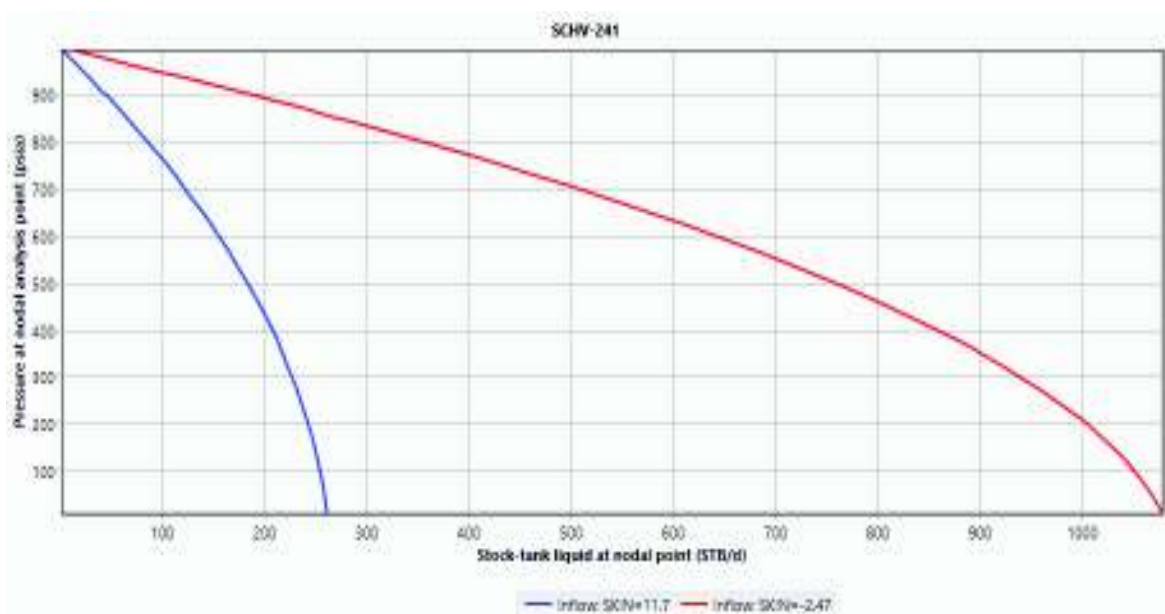


Figura 4.6 IPR: Pozo SCHV-241.Efecto Skin original y resultante de la fractura.

Fuente: Petroamazonas EP-Schlumberger Well Services, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Los valores correspondientes al diseño de la fractura se resumen en la **Tabla 4.4**:

Tabla 4.4 Diseño de fractura Pozo SCHV-241

Pozo:	SCHV-241						
Parámetros y resultados correspondientes al diseño de la fractura	Longitud de la fractura (Xf)	172,31	[ft]	Presiones involucradas en el fracturamiento	Presión de fractura (Pf)	6791,75	[psi]
	Ancho de la fractura (wf)	0,37	[in]		Presión de Cierre (Pc)	5791,75	[psi]
	Volumen de fractura (Vf)	234,53	[ft ³]		Presión neta (Pn)	1000	[psi]
	Eficiencia de fractura (Eff)	6,96	[%]		Presión hidrostática (Ph)	4560,137	[psi]
	Cantidad de apuntalante requerido (Wp)	26080,38	[lbm]		Caída de presión por fricción a través de la tubería (ΔP fric)	1680,44	[psi]
	Concentración del apuntalante (Cp)	1,034	[lbm/gal]		Caída de presión por fricción a través de las perforaciones (ΔP perf)	47,22	[psi]
	Densidad de la mezcla (ρ_m)	9,038	[lbm/gal]		Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento (Pth)	3959,28	[psi]
	Gravedad específica de la mezcla (γ_m)	1,08					
	Permeabilidad de la fractura (Kf)	330 000	[md]				
	Factor de Conductividad Adimensional (CfD)	0,645					
	Radio efectivo del pozo (rw')	31,01	[ft]				
	Efecto Skin Original (S)	11,7					
	Efecto Skin Post-Fractura (Sf)	-2,47					
	Pwf=	642,94	[psi]				
	q (antes de la fractura)	142,99	[bb/d]				
q post-fractura	583,87	[bb/d]					

Elaborado por: Proaño, 2019

Diseño propuesto en FracCADE

Con la finalidad de evaluar el diseño previo y hacer una comparación con una propuesta real de fracturamiento real, a continuación se presenta el diseño elaborado en el software FracCADE.

Descripción del software FracCADE y la técnica HiWAY

FracCADE es un software perteneciente a la empresa Schlumberger utilizado en el diseño y evaluación de los trabajos de fracturamiento con apuntalante o fracturamiento ácido; en pozos verticales, desviados u horizontales. Este software incorpora los modelos KGD, PKN, radial y Pseudo 3D Multicapa y permite hacer estimaciones muy precisas de la geometría de la fractura optimizando tanto el fluido como el apuntalante e incorporando el programa de bombeo.

De entre todos los módulos que incorpora, el HiWAY resalta por su gran utilidad. Este es un tipo de tratamiento de fracturamiento hidráulico que elimina la dependencia de las características del apuntalante para evaluar el desempeño de la fractura, se realiza

creando canales abiertos dentro de la fractura que imponen una conductividad hidráulica sustancialmente mayor (fractura de conductividad infinita) en comparación a un fracturamiento convencional. (Schlumberger, 2010)

Resultados de la simulación

Una vez llevada a cabo la simulación el software entrega un esquema de la fractura apuntalada (ver Figura 4.7). A la izquierda el contraste de esfuerzos, en el centro el ancho y a la derecha la longitud media de la fractura, esta última presenta variaciones en la coloración de acuerdo a la conductividad obtenida.

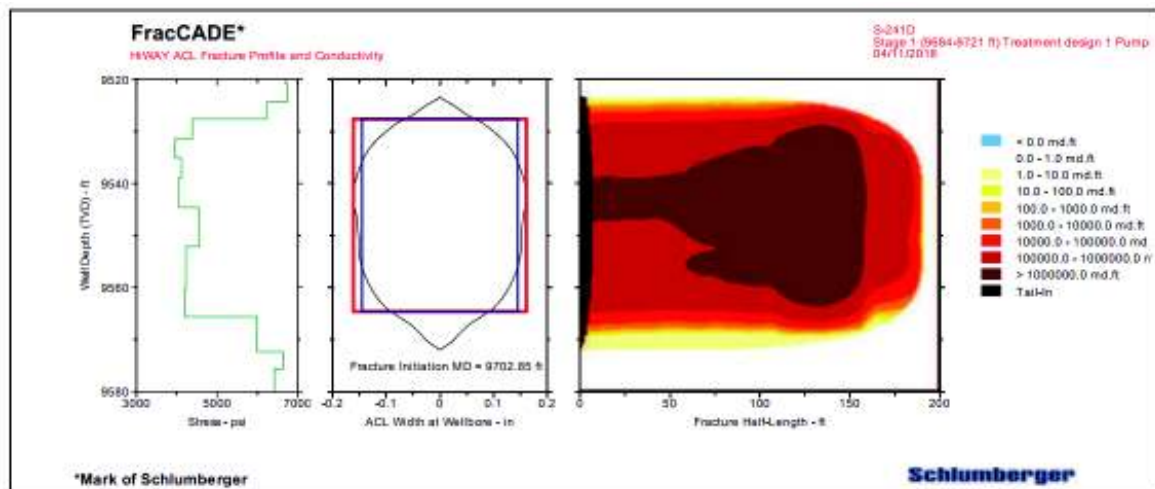


Figura 4.7 Perfil de la fractura y distribución del apuntalante

Fuente: Schlumberger-Well Services, 2018

Elaborado por: Franck Salazar

A continuación se presenta el programa de bombeo (ver Tabla 4.5) para alcanzar una longitud media de fractura (X_f) de 190,8 [ft] con una conductividad ($K_f \cdot W_f$) de 189982 [md*ft].

Tabla 4.5 Programa de bombeo HiWAY

Job Description						
Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
Pad	20.0	YF140HTD	16800	40.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF140HTD	1645	40.0	CarboLite 20/40	1.0
2.0 PPA	20.0	YF140HTD	1613	40.0	CarboLite 20/40	2.0
3.0 PPA	20.0	YF140HTD	1583	40.0	CarboLite 20/40	3.0
4.0 PPA	20.0	YF140HTD	1814	40.0	CarboLite 20/40	4.0
5.0 PPA	20.0	YF140HTD	1784	40.0	CarboLite 20/40	5.0
6.0 PPA	20.0	YF140HTD	1756	40.0	CarboLite 20/40	6.0
Tail in	20.0	YF140HTD	243	40.0	CarboLite 20/40	6.0
Flush	20.0	YF140HTD	3885	40.0		0.0

Fluid Totals		
31123 gal	of	YF140HTD

Proppant Totals		
18100 lb	of	CarboLite 20/40

Job Execution									
Step Name	Step Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Step Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Step Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Step Time (min)	Cum. Time (min)
Pad	16800	16800	400.0	400.0	0	0	3098	20.0	20.0
1.0 PPA	1645	18445	40.0	440.0	805	805	3199	2.0	22.0
2.0 PPA	1613	20057	40.0	480.0	1545	2350	3147	2.0	24.0
3.0 PPA	1583	21640	40.0	520.0	2228	4577	3027	2.0	26.0
4.0 PPA	1814	23454	46.7	566.7	3336	7914	2900	2.3	28.3
5.0 PPA	1784	25238	46.7	613.4	4021	11934	2919	2.3	30.7
6.0 PPA	1756	26995	46.7	660.0	4657	16592	3236	2.3	33.0
Tail in	243	27238	7.3	667.3	1458	18050	3522	0.4	33.4
Flush	3885	31123	92.5	759.8	0	18050	4371	4.6	38.0

Fuente: Schlumberger-Well Services, 2018

Elaborado por: Franck Salazar

Los siguientes valores enunciados corresponden a los resultados de la simulación por computadora de la propuesta de fractura usando un modelo Pseudo 3D Multicapa y la **Tabla 4.6** muestra los resultados obtenidos dividiendo a la fractura en segmentos.

Initial Fracture Top TVD.....	9527.6 ft
Initial Fracture Bottom TVD.....	9565.6 ft
Propped Fracture Half-Length.....	190.8 ft
EOJ Hyd Height at Well.....	48.5 ft
Average Gel Fluid Retained Factor.....	1.00
Net Pressure.....	3460 psi
Efficiency.....	0.207
HiWAY Conductivity.....	189982 md.ft
HiWAY Fcd.....	11.3
HiWAY Channeled Length.....	180.2 ft
Max Surface Pressure.....	5366 psi

Tabla 4.6 Resultados de la simulación por segmento de fractura

Simulation Results by Fracture Segment				
From (ft)	To (ft)	Propped Width (in)	Fracture Conductivity (md.ft)	Open Channels?
0.0	8.0	0.254	12103	TAIL-IN
8.0	112.3	0.237	680813	YES
112.3	146.2	0.350	3503952	YES
146.2	180.2	0.259	243275	YES
180.2	190.8	0.020	661	TIP

Fuente: Schlumberger-Well Services

Elaborado por: Franck Salazar

Comparación de resultados

Previo a establecer una comparación se debe tener en cuenta que el diseño propuesto se basa en un modelo 2D desarrollado por Geertsma y Klerk (sus consideraciones pueden leerse en el apartado “Procedimiento de Cálculo de la Geometría de la fractura” del punto 2.1.4 de este trabajo), por otro lado el software FracCADE hace un estudio más detallado al hacer uso de un modelo Pseudo 3D y dividir la fractura en celdas.

Para ambos diseños se optó por el fluido de fracturamiento YF140HTD y apuntalante Carbolite 20/40 con una caudal de bombeo de 20 [bbl/min].

Si bien los valores de la geometría de la fractura no presentan diferencias significativas, la simulación en FracCADE hace uso de un mayor volumen inyectado, aumentando el tiempo de ejecución del proceso y en consecuencia la extensión de la fractura.

Existen diferencias significativas en la conductividad de la fractura obtenida para ambos casos, el diseño propuesto teóricamente es un fracturamiento convencional mientras que el del software hace uso de la técnica HiWAY.

La **Tabla 4.7** presenta un resumen de los resultados de mayor relevancia en el diseño del fracturamiento del pozo en cuestión.

Tabla 4.7 Comparación de resultados en la propuesta de fracturamiento del Pozo SCHV-241

Propuesta de fracturamiento del Pozo SCHV-241	Diseño propuesto	Simulación en FracCADE	
Volumen de fluido inyectado (V_i)	600	741,02	[bbl]
Cantidad de apuntalante requerido (W_p)	26080,38	18100	[lbm]
Longitud de la fractura (X_f)	172,31	190,8	[ft]
Ancho promedio de la fractura (\bar{W})	0,29	0,275	[in]
Altura de la fractura (h_f)	35,25	48,5	[ft]

Elaborado por: Proaño, 2019

Además de los análisis y cálculos previamente detallados, es común presentar una Secuencia Operacional Tentativa para cada trabajo de estimulación, esta se encuentra a cargo de la empresa que presta el servicio (**ver Anexo 7**).

4.3 Pozo SCHAL-440

4.3.1 Antecedentes

El pozo SCHAL-440 es un pozo vertical cuya perforación finalizó el 19 de noviembre de 2013 y su completación el 09 de diciembre del mismo año.

Su producción inicia y se mantiene en la arena Ui con un sistema de levantamiento tipo BES, reportándose: 1140 [BFPD], 1129 [BPPD] y un BSW de 1[%] de la prueba estabilizada del 21 de diciembre de 2013.

Su producción de petróleo empieza a declinar a partir del 2015 y sus valores de producción mensual de agua se han mantenido bajos hasta la fecha (**ver Figura 4.8**).

W.O. #1: Se realizan operaciones del 11 al 16 de marzo de 2017 con el objetivo de reparar el equipo BES, razón por la cual se exhibe un leve aumento de producción hasta junio de ese año, pero declinando en los meses posteriores.

W.O. #2: Las operaciones tienen lugar del 24 de octubre al 04 de diciembre de 2017. El sumario de eventos actualizado hasta marzo de 2018 reporta que el objetivo del workover fue la realización de un fracturamiento hidráulico, el cual no fue exitoso puesto que el aumento en la producción no fue el esperado. Este pozo es considerado para un refracturamiento.

Una vez estabilizada la producción se reportan 228,44 [BPPD], 21 [BAPD] y un BSW de 8,11 [%] a la fecha 14 de diciembre de 2017.

La interrupción en la curva de corte de agua (**ver Figura 4.9**) se debe a la duración del W.O. #2, en esta se tiene un aumento del BSW hasta 76,09 [%], valor reportado el 05 de diciembre de 2017 que se estabiliza 9 días después.

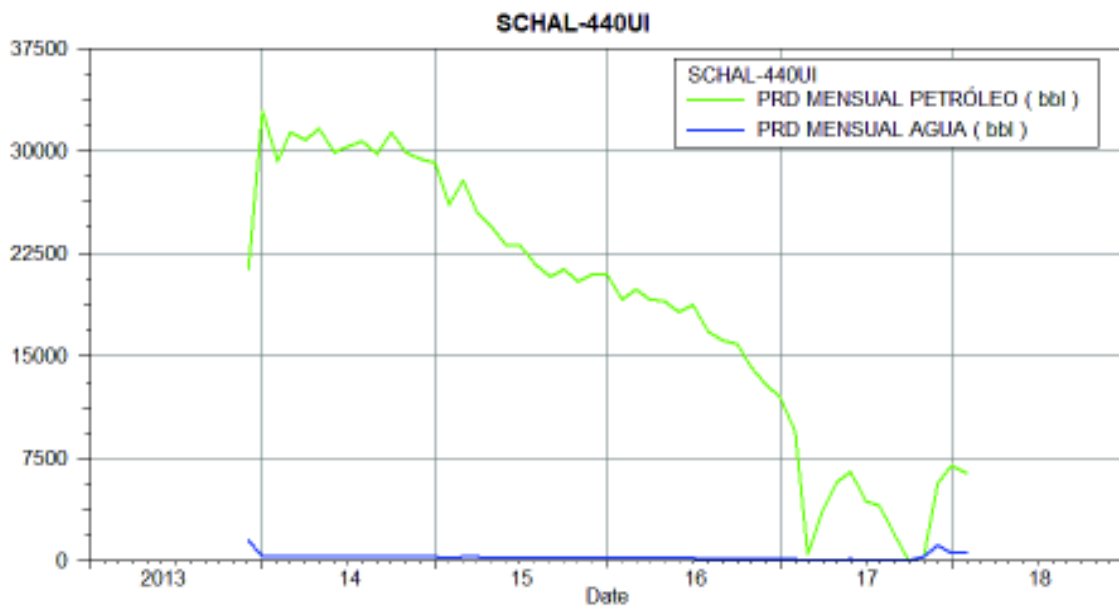


Figura 4.8 Historial de Producción Mensual SCHAL-440

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

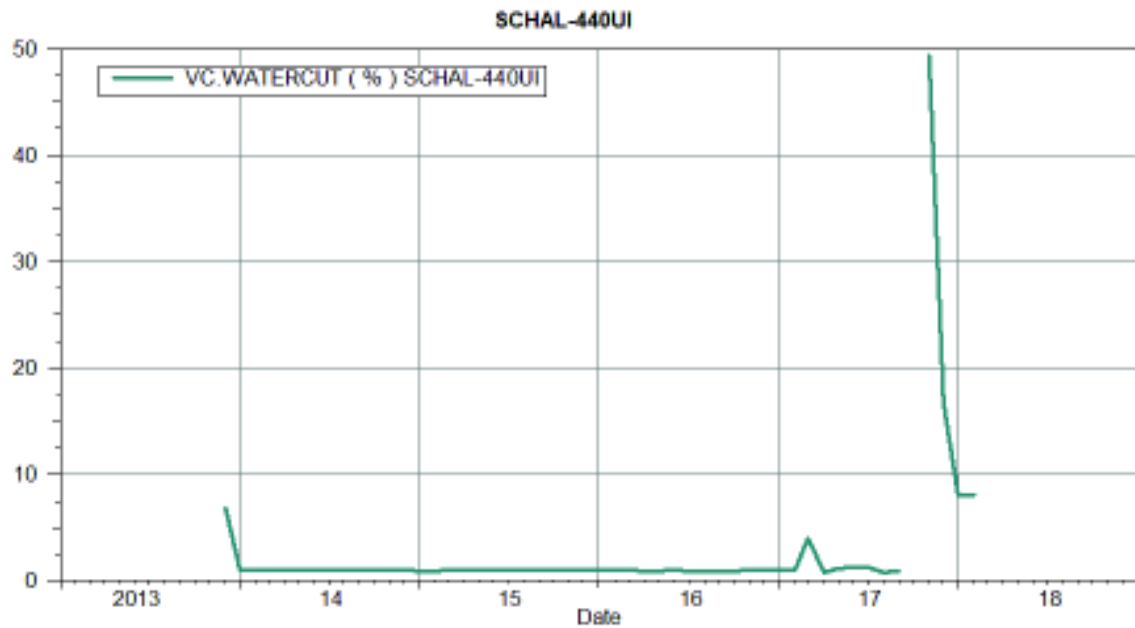


Figura 4.9 Corte de agua del pozo SCHAL-440

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

4.3.2 Análisis de Registros Eléctricos

Interpretación: Siendo la zona de interés la formación TUI se puede evidenciar que está conformado por tres intervalos productores. Bajos valores de GR y altas resistividades.

Sin embargo existen dos intervalos: 9596'-9600' y 9610'- 9620' en los cuales el valor de GR aumenta y los valores de resistividad disminuyen indicando intercalaciones de lutita. Este mismo comportamiento es presentado por las formaciones TUS Y BUI indicando la presencia de barreras que limitarán el crecimiento de la fractura.

Las cambios en las resistividades dentro de la formación TUI son consecuencia del cambio en el tipo de roca más no exhiben que en este haya presencia de un CAP.

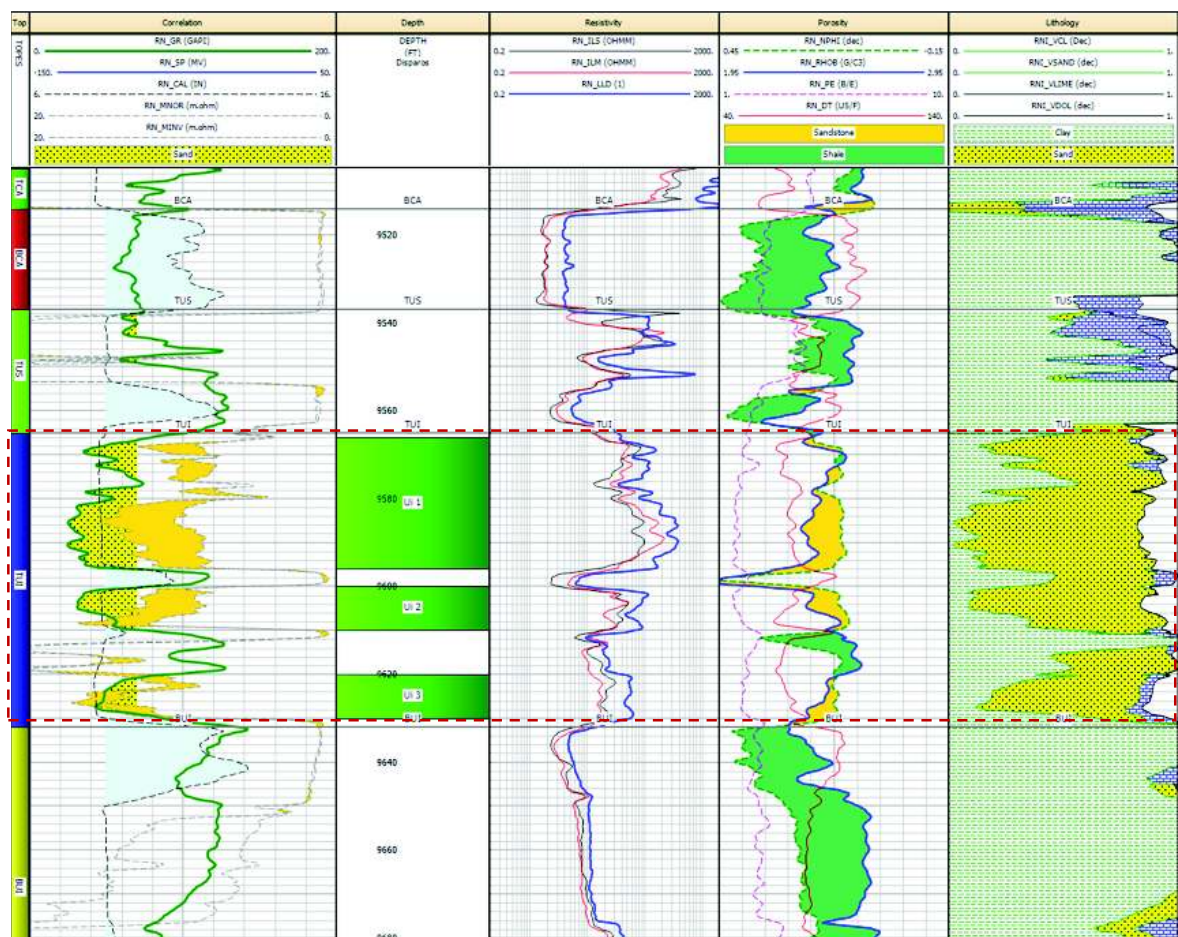


Figura 4.10 Registro Eléctrico del Pozo SCHAL-440

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

En esta ocasión se hace uso del factor fotoeléctrico (PE) para confirmar la evaluación del registro puesto que resulta útil en la determinación de litología al asignar un valor definido para cada matriz:

Tabla 4.8 Valores representativos de factor fotoeléctrico

Matriz	Valor Pe
Cuarzo	< 1,82
Arena	1,82 - 2,5
Lutita	2,5 – 3,13
Dolomita	3,13 – 4,1
Caliza	4,1 - 5,1

Fuente: Zambrano & Vallejo, 2016

4.3.3 Evaluación de Registro de Cementación

En este pozo se corrieron los registros SBT y VDL, el trabajo estuvo a cargo de la empresa Baker Hughes y fueron realizados el 26 de noviembre de 2013.

Los Registros de Sectorización de Adherencia de Cemento (SBT) presentan curvas de atenuación, cada una de las cuales indica la calidad de adherencia del cemento al casing en un segmento específico. Se puede decir que su análisis es más detallado, sin embargo para su interpretación las curvas AMV Y AMP AMAV deben ser leídas como en un CBL.

Interpretación: La formación TUS presenta dos intervalos 9548' -9556' y 9564'-9566' en el cual el valor de amplitud es bajo (< 5 [mv]) indicando que existe presencia de cemento entre el revestidor y la formación, el resto de la zona se encuentra mal / parcialmente cementada.

Esta situación se repite en la formación BUI donde al corroborar los resultados con el mapa de cemento se puede concluir que no existe una buena cementación en las formaciones que delimitan la formación a fracturar TUI.

Al no haber una zona de agua cerca o la necesidad de aislar otras zonas productoras no es necesaria una cementación forzada y se puede proceder a realizar la fractura.

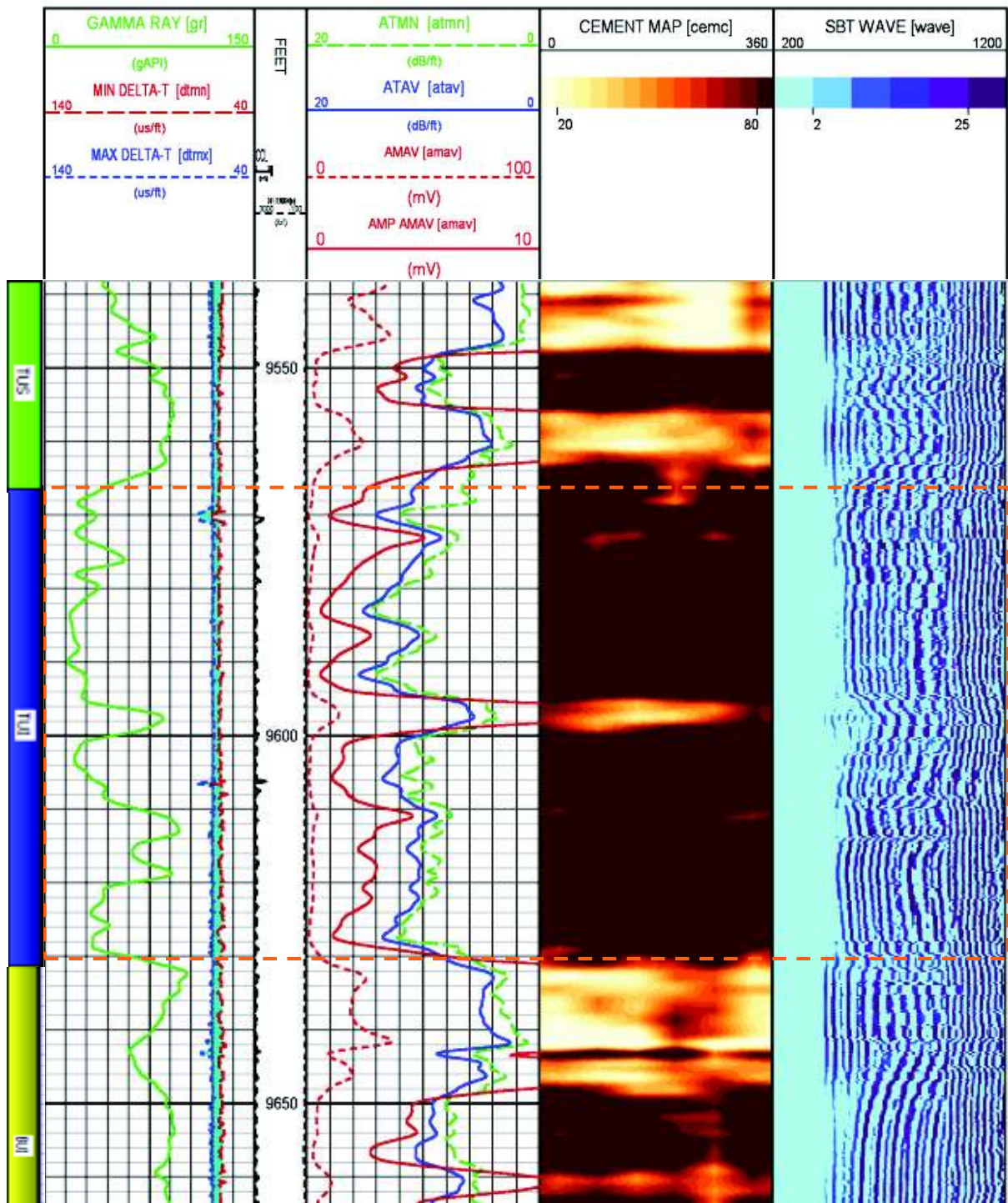


Figura 4.11 Registro de cementación del Pozo SCHAL-440

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

4.3.4 Diseño de Fractura

Comentarios

El pozo SCHAL-440 tiene una $K = 100$ [md] y un $S = 7,7$. El pozo presenta una buena permeabilidad en su reservorio haciendo que el objetivo sea retomar la producción normal del pozo removiendo el daño, por lo tanto la fractura deseada no debe ser excesivamente larga.

Su producción mensual no es excesivamente baja en comparación a los valores promedio del campo, sin embargo el historial de producción evidencia que su tasa de declinación es inusual, haciendo de este pozo un candidato ideal para el fracturamiento. El fluido fracturante y apuntalante utilizados se mantienen para este diseño.

Tabla 4.9 Datos Pozo SCHAL-440

Propiedades mecánicas de la roca	Módulo de Young	E=	3200000	[lb/in ²]
Propiedades del yacimiento	Espesor de la formación	h=hf	45,58	[ft]
	Permeabilidad del reservorio	k=	100	[md]
	Gradiente de fractura	Gf=	0,7	[psi/ft]
	Presión del reservorio	Pr=	1000	[psi]
Propiedades del fluido fracturante y apuntalante	Viscosidad del fluido fracturante	u=	700	[cp]
	Gasto de inyección	i=	20	[bb/min]
	Coefficiente total de pérdida de fluido	C=	0,008	[ft/min ^{1/2}]
	Volumen de fluido inyectado	Vi=	600	[bb]
	Gravedad específica del apuntalante	Yp=	2,7416	
	Porosidad del apuntalante	φp=	35	[%]
	Densidad del fluido fracturante	ρff=	8,43	[lbm/gal]
Propiedades del pozo y tubería	Profundidad de los punzonados en TVD	D*=	9593	[ft]
	Diámetro interno de la tubería	di=	2,992	[in]
	Diámetro de las perforaciones	dp=	0,4	[in]
	Radio del pozo	rw=	0,3541	[ft]
	Número de perforaciones	Np=	5	

Fuente: Petroamazonas EP-Schlumberger Well Services, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

A partir del procedimiento desarrollado por Geertsma y Klerk se predice el crecimiento de la fractura con el tiempo (ver Tabla 4.10).

Tabla 4.10 Predicción de la Geometría de la Fractura Pozo SCHAL-440

t [min]	Valores leídos de la Figura del Anexo 3				Xf [ft]	Wf [in]
	Ks	KnL	Ku	KL		
1	0,127708	658,1395	0,97	0,042	12,93495	0,098969
5	0,285564	131,6279	1,26	0,054	37,18726	0,170367
10	0,403848	65,81395	1,4	0,063	61,35585	0,216842
15	0,494611	43,87597	1,53	0,067	79,91639	0,243011
30	0,699485	21,93798	1,63	0,079	133,261	0,322585

Elaborado por: Proaño, 2019

Los valores correspondientes al diseño de la fractura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.11 Diseño de fractura Pozo SCHAL-440

Pozo:	SCHAL-440						
Parámetros y resultados correspondientes al diseño de la fractura	Longitud de la fractura (Xf)	133,26	[ft]	Presiones involucradas en el fracturamiento	Presión de fractura (Pf)	6715,1	[psi]
	Ancho de la fractura (wf)	0,32	[in]		Presión de Cierre (Pc)	5715,1	[psi]
	Volumen de fractura (Vf)	201,44	[ft ³]		Presión neta (Pn)	1000	[psi]
	Eficiencia de fractura (Eff)	5,97	[%]		Presión hidrostática (Ph)	4467,51	[psi]
	Cantidad de apuntalante requerido (Wp)	22400,33	[lbm]		Caída de presión por fricción a través de la tubería (ΔP fric)	600,51	[psi]
	Concentración del apuntalante (Cp)	0,88	[lbm/gal]		Caída de presión por fricción a través de las perforaciones (ΔP perf)	46,79	[psi]
	Densidad de la mezcla (pm)	8,95	[lbm/gal]		Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento (Pth)	2894,89	[psi]
	Gravedad específica de la mezcla (Ym)	1,07					
	Permeabilidad de la fractura (Kf)	330 000	[md]				
	Factor de Conductividad Adimensional (CfD)	0,665					
	Radio efectivo del pozo (rw')	24,65	[ft]				
	Efecto Skin Original (S)	7,7					
	Efecto Skin Post-Fractura (Sf)	-2,24					
	Pwf=	702,54	[psi]				
	q (antes de la fractura)	231,19	[bb/d]				
q post-fractura	699,9	[bb/d]					

Elaborado por: Proaño, 2019

Finalmente para evidenciar de mejor manera el incremento en la producción del pozo se hace uso de la curva IPR (ver Figura 4.12).

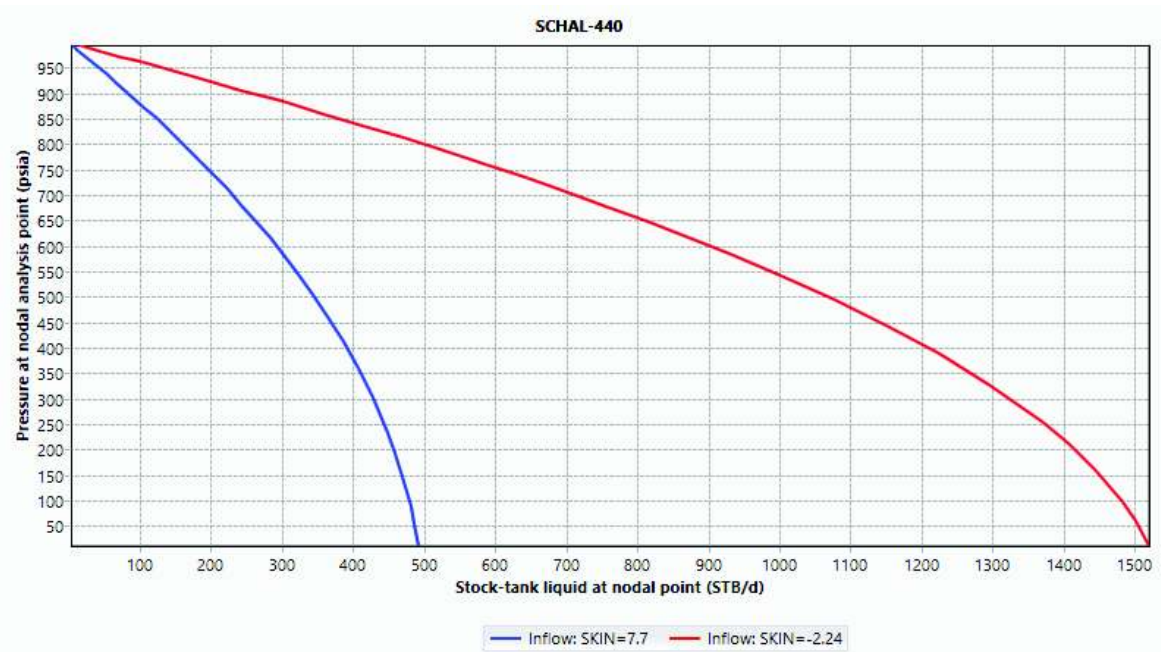


Figura 4.12 IPR: Pozo SCHAL-440.Efecto Skin original y resultante de la fractura.

Fuente: Petroamazonas EP-Schlumberger Well Services, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

4.4 Pozo SCHAL-445

4.4.1 Antecedentes

La perforación de este pozo tipo J toma lugar entre el 17 de abril y 14 de mayo de 2014. La finalización de la completación y pruebas iniciales se dan el 01 de junio de 2014.

Su sistema de levantamiento es de tipo BES y de acuerdo a la prueba con BSW estabilizado del 24 de julio de 2014 su producción era de 522[BPPD] con un BSW de 1[%] proveniente de la arena Ui.

W.O. #1: Se llevan a cabo las operaciones desde el 05 hasta el 10 de abril de 2015 con el objetivo de cambiar el equipo BES. A partir de este mes la producción continúa incrementándose, se estabiliza en octubre y se mantiene esta producción hasta que en el último trimestre de 2016 empieza a declinar.

En cuanto al aumento en el corte de agua observado en la **Figura 4.14**, este se consecuencia del cambio del equipo BES, la prueba oficial de producción reporta 265 [BPPD] con un aumento a 66% de BSW.

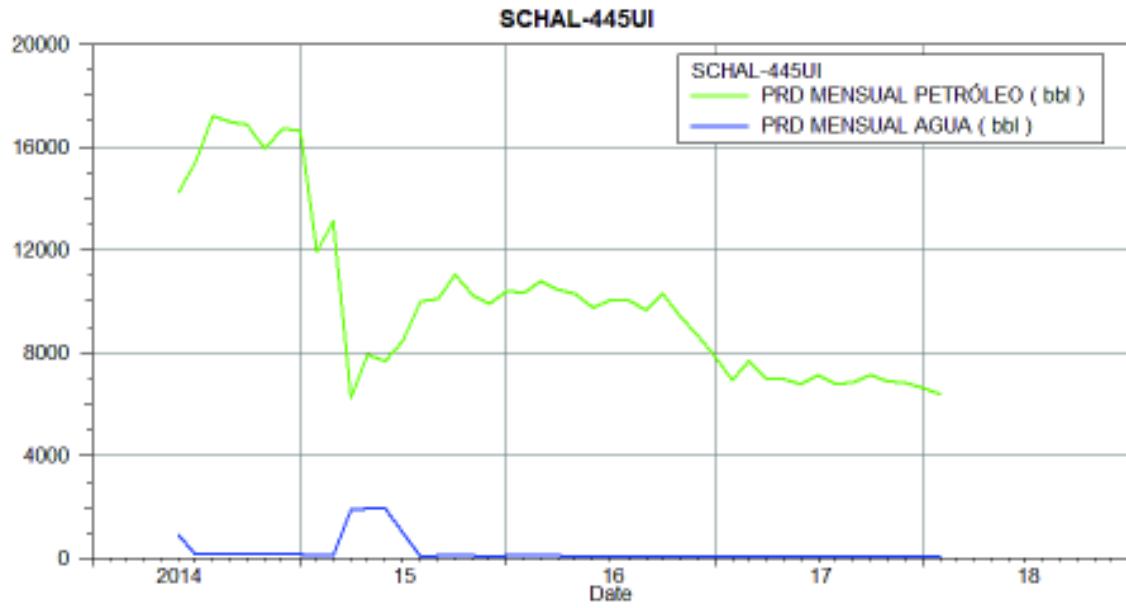


Figura 4.13 Historial de Producción Mensual SCHAL-445

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

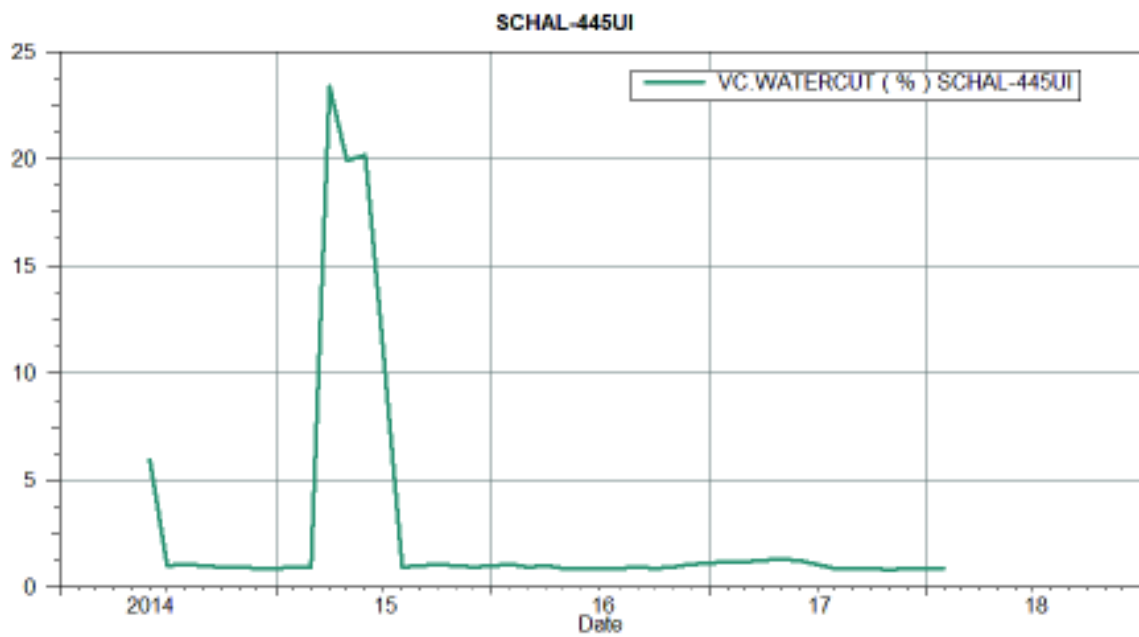


Figura 4.14 Corte de agua del pozo SCHAL-445

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

4.4.2 Análisis de Registros Eléctricos

Interpretación: La formación TUI se extiende desde 10455' hasta 10505', sin embargo se compone de lutitas sobre y bajo la arena productiva (10465'-10492'), esto puede comprobarse por medio de las lecturas de SP Y resistividades las cuales contrastan muy claramente para diferenciar las zonas.

Existe entonces la presencia de sellos o barreras para prevenir el crecimiento descontrolado de la fractura y la ausencia de CAP, por lo cual se espera que haya un normal desenvolvimiento de la operación de fracturamiento.

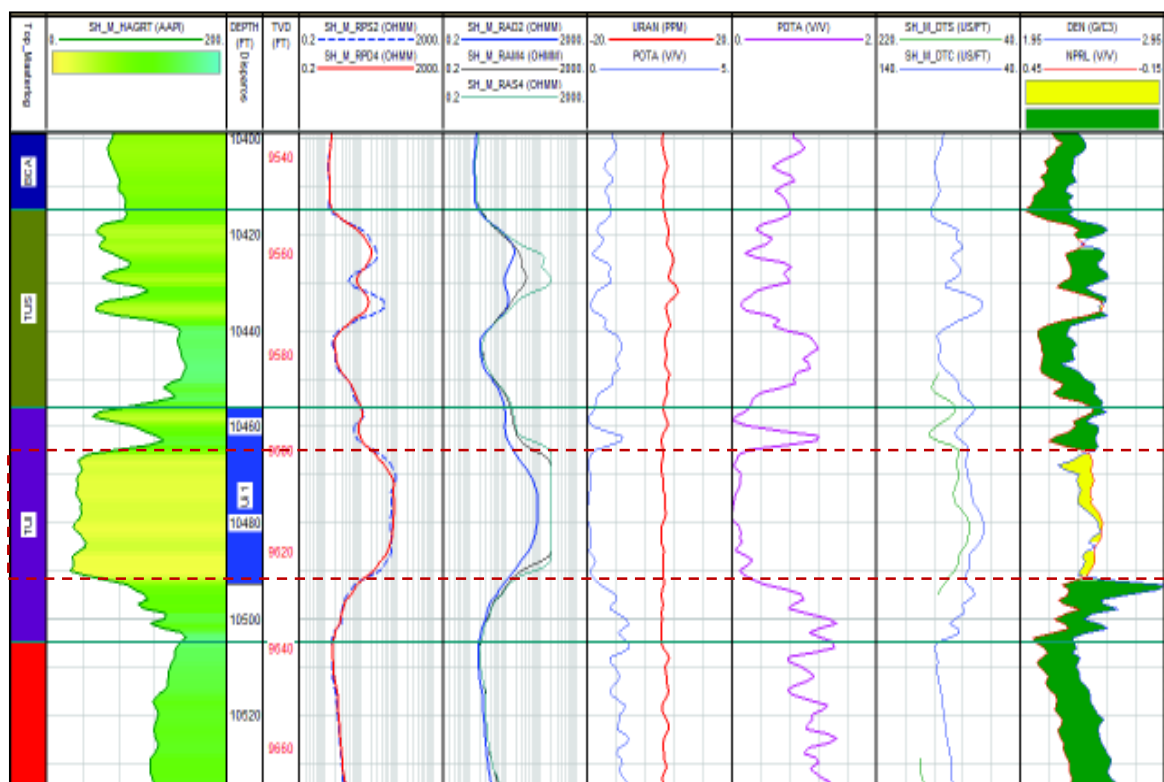


Figura 4.15 Registro Eléctrico del Pozo SCHAL-445

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

4.4.3 Evaluación de Registro de Cementación

En este pozo para evaluar la calidad de cemento se corrieron los registros CBT y VDL, el trabajo estuvo a cargo de la empresa Weatherford y fueron realizados el 18 de mayo de 2014.

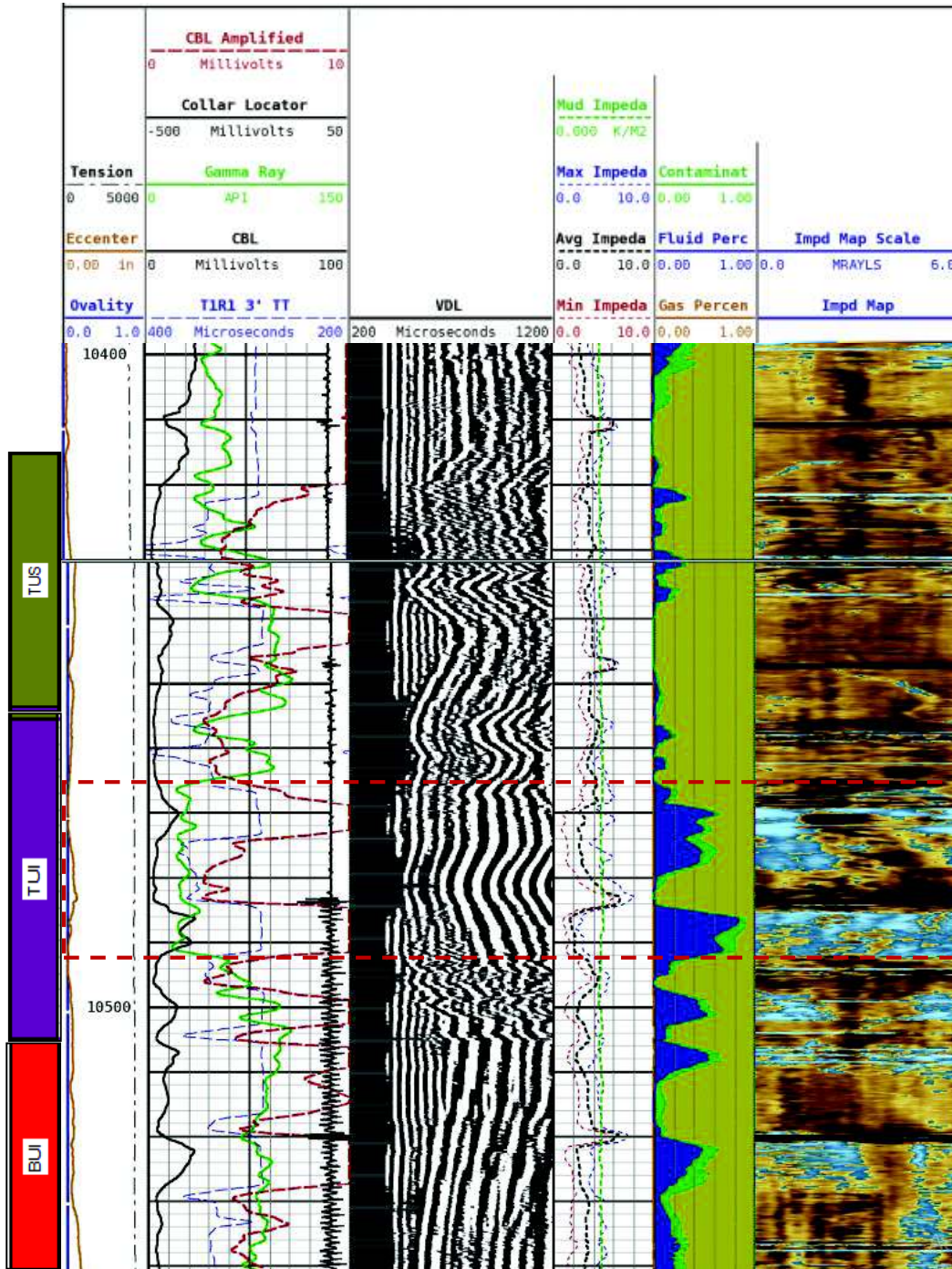


Figura 4.16 Registro de cementación del Pozo SCHAL-445

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Interpretación: 50 [ft] sobre el intervalo de interés (Formación TUS) se mantiene un valor del registro CBL cercano a 5 [mv] como media. En el registro VDL la señal del revestidor es débil indicando buena adherencia de cemento casing-revestidor y la señal de formación es fuerte por lo cual hay una buena adherencia entre el cemento y la formación. El registro de impedancia se presenta de una coloración café en su mayoría para confirmar que existe una buena cementación.

35 [ft] bajo el intervalo de interés el registro CBL presenta valores que oscilan entre 5 y 15 [mv]. Es recomendable que su valor no sea superior a 10 [mv] para asegurar la integridad del cemento. Por su parte en el registro VDL la señal del revestidor es débil indicando buena adherencia de cemento casing-revestidor; pero la señal de formación es variable por lo cual no hay una muy buena adherencia entre el cemento y la formación. El registro de impedancia no es tan homogéneo en su coloración confirmando que la cementación en esta zona es deficiente.

Al no haber una zona de agua cerca o la necesidad de aislar otras zonas productoras no es necesaria una cementación forzada y se puede proceder a realizar la fractura.

4.4.4 Diseño de Fractura

Tabla 4.12 Datos Pozo SCHAL-445

Propiedades mecánicas de la roca	Módulo de Young	E=	3200000	[lb/in ²]
Propiedades del yacimiento	Espesor de la formación	h=hf	27,4	[ft]
	Permeabilidad del reservorio	k=	100	[md]
	Gradiente de fractura	Gf=	0,7	[psi/ft]
	Presión del reservorio	Pr=	1000	[psi]
Propiedades del fluido fracturante y apuntalante	Viscosidad del fluido fracturante	u=	700	[cp]
	Gasto de inyección	i=	20	[bbl/min]
	Coefficiente total de pérdida de fluido	C=	0,008	[ft/min ^{1/2}]
	Volumen de fluido inyectado	Vi=	600	[bbl]
	Gravedad específica del apuntalante	Yp=	2,7416	
	Porosidad del apuntalante	φp=	35	[%]
	Densidad del fluido fracturante	ρff=	8,43	[lbm/gal]
Propiedades del pozo y tubería	Profundidad de los punzonados en TVD	D*=	10473	[ft]
	Diámetro interno de la tubería	di=	2,195	[in]
	Diámetro de las perforaciones	dp=	0,4	[in]
	Radio del pozo	rw=	0,3541	[ft]
	Número de perforaciones	Np=	5	

Fuente: Petroamazonas EP-Schlumberger Well Services, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Comentarios

En el pozo SCHAL-445 no se ha tomado una prueba de Build up por lo cual se estimó a partir de los pozos vecinos una $K = 100$ [md]. Al igual que en los pozos previamente analizados el problema de producción en estos pozos se origina a partir del daño, siendo $S = 9,4$ para este pozo. Si bien su producción mensual no es baja en comparación a los valores promedio del campo, esta ha disminuido en el último año y tras analizar el aumento en sus reservas remanentes luego de realizar el fracturamiento ha sido considerado como un pozo candidato de gran potencial. El fluido fracturante y apuntalante utilizados se mantuvieron para este diseño.

Tabla 4.13 Predicción de la Geometría de la Fractura Pozo SCHAL-445

Valores leídos de la Figura del Anexo 3						
t [min]	K_s	K_{nL}	K_u	K_L	X_f [ft]	W_f [in]
1	0,127708	3029,628	0,7	0,041	21,00502	0,137143
5	0,285564	605,9255	0,88	0,055	63,00672	0,243935
10	0,403848	302,9628	1	0,062	100,4456	0,303579
15	0,494611	201,9752	1,03	0,065	128,9728	0,360977
30	0,699485	100,9876	1,12	0,079	221,6802	0,469476

Elaborado por: Proaño, 2019

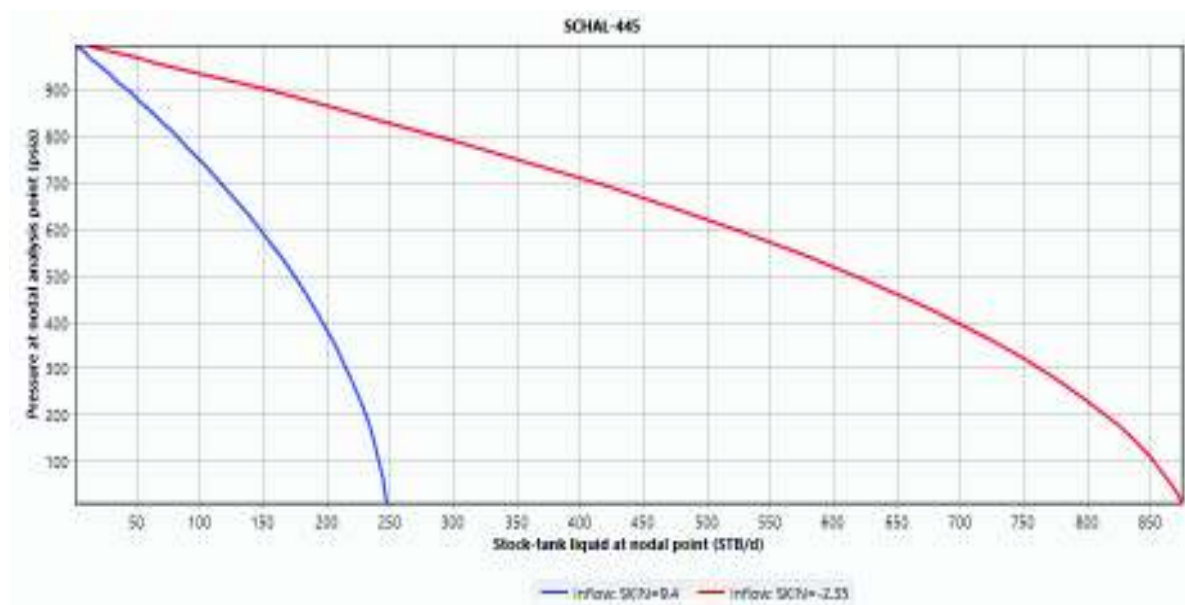


Figura 4.17 IPR: Pozo SCHAL-445. Efecto Skin original y resultante de la fractura.

Fuente: Petroamazonas EP-Schlumberger Well Services, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

El crecimiento de la fractura con el tiempo fue calculado a partir del procedimiento desarrollado por Geertsma y Klerk (**ver Tabla 4.13**).

El cálculo de los parámetros descritos en la **Tabla 4.14** lleva a la obtención del nuevo valor de efecto skin resultante de la aplicación del fracturamiento, a partir de su variación fue posible obtener la curva IPR de la **Figura 4.17** que evidencia el aumento en la producción.

Tabla 4.14 Diseño de fractura Pozo SCHAL-445

Pozo:	SCHAL-445						
Parámetros y resultados correspondientes al diseño de la fractura	Longitud de la fractura (Xf)	221,68	[ft]	Presiones involucradas en el fracturamiento	Presión de fractura (Pf)	7331,1	[psi]
	Ancho de la fractura (wf)	0,47	[in]		Presión de Cierre (Pc)	6331,1	[psi]
	Volumen de fractura (Vf)	293,17	[ft ³]		Presión neta (Pn)	1000	[psi]
	Eficiencia de fractura (Eff)	8,7	[%]		Presión hidrostática (Ph)	5000,48	[psi]
	Cantidad de apuntalante requerido (Wp)	32600,47	[lbm]		Caída de presión por fricción a través de la tubería (ΔP fric)	3085,16	[psi]
	Concentración del apuntalante (Cp)	1,29	[lbm/gal]		Caída de presión por fricción a través de las perforaciones (ΔP perf)	47,97	[psi]
	Densidad de la mezcla (ρ_m)	9,18	[lbm/gal]		Presión superficial requerida para efectuar el tratamiento (Pth)	5463,75	[psi]
	Gravedad específica de la mezcla (γ_m)	1,1					
	Permeabilidad de la fractura (Kf)	290 000	[md]				
	Factor de Conductividad Adimensional (CfD)	0,511					
	Radio efectivo del pozo (rw')	27,71	[ft]				
	Efecto Skin Original (S)	9,4					
	Efecto Skin Post-Fractura (Sf)	-2,35					
	Pwf=	224,69	[psi]				
	q (antes de la fractura)	226,65	[bb/d]				
q post-fractura	804,33	[bb/d]					

Elaborado por: Proaño, 2019

El aumento en la tasa de producción de los pozos propuestos es un dato fundamental al momento de evaluar el nuevo potencial de cada pozo, esto se logra a partir de un indicador conocido como “Índice de Productividad”; sus cálculos y evaluación se encuentran en el **Anexo 8**.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 Introducción

La mejor manera de evaluar la rentabilidad de un proyecto es mediante el uso de indicadores financieros. Durante este capítulo son abordados los conceptos relativos a la evaluación de proyectos así como el análisis económico de cada pozo para el cual se ha diseñado la fractura. De esta manera se puede concluir si es viable o no su realización, cuan beneficiosa es su aplicación e incluso el tiempo para el cual se recuperaría la inversión.

Los indicadores financieros usados en este estudio son:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Beneficio / Costo (B/C)
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

5.2 Conceptos básicos para la evaluación de proyectos

5.2.1 Inversión

Es una actividad que consiste en destinar los recursos financieros de una entidad a terceros, a una empresa o a un conjunto de acciones, con el objetivo de que dichos recursos incrementen a partir de las ganancias generadas u obtener un beneficio futuro (Sapag, 2011).

5.2.2 Ingreso

Este término es usado para referirse a todas las cantidades de efectivo provenientes de las ventas de un producto o servicio, se evalúan período a período durante el intervalo de tiempo considerado (Calahorrano, 2015).

$$I = p * q \qquad \text{(Ec. 5.1)}$$

Donde:

$$I = \text{Ingresos [\$]}$$

$$p = \text{Precio unitario [\$]}$$

$$q = \text{Número de unidades vendidas}$$

5.2.3 Costo

Es la inversión de capital que realiza una empresa para la producción de un bien, producto o servicio. En su determinación son tomados en cuenta: materia prima, mano de obra y gastos incurridos durante la producción (**Baca, 2013**).

Por motivo de cálculos y análisis a menudo el costo es planteado como egresos.

$$E = c * q \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

$$E = \text{Egresos [\$]}$$

$$c = \text{costo de producción [\$]}$$

$$q = \text{Número de unidades producidas}$$

5.2.4 Tasa de descuento (d)

Es un factor financiero utilizado para definir el valor del dinero en el tiempo, en particular para:

- Calcular el valor actual de un capital futuro
- Evaluar proyectos de inversión

En Ecuador, la SENPLADES asigna el valor del 12 [%] anual a la tasa de descuento para la evaluación de proyectos.

En la industria petrolera varias de las evaluaciones se hacen en base a la producción mensual, por lo cual es pertinente convertir la tasa de descuento anual a mensual. Dicha conversión parte de la siguiente expresión:

$$(1 + i) = (1 + i_p)^k \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Donde:

$$i = \text{Tasa efectiva anual [%]}$$

$$i_p = \text{Tasa de periodo equivalente [%]}$$

$$k = \text{número de periodos en el año}$$

En este caso específico se tiene que el periodo es mensual, por lo cual $k = 12$; en el caso de ser bimestral $k = 6$, trimestral $k = 4$ y semestral $k = 2$.

$$i_m = \sqrt[12]{(1 + i)} - 1$$

$$i_m = \sqrt[12]{(1 + 0,12)} - 1$$

$$i_m = 0,00948$$

Por lo tanto la tasa de descuento mensual usada en los cálculos posteriores es $d = 0,948$ [%].

5.2.5 Flujo de Caja

Las variables necesarias para efectuar la evaluación de proyectos mediante la aplicación de indicadores financieros son: el flujo de fondos neto del proyecto en el periodo de evaluación, la tasa de descuento o costo de oportunidad y el horizonte de evaluación del proyecto.

El flujo de caja o flujo de fondos neto es por lo tanto una de las principales herramientas para evaluar un proyecto y no es más que la diferencia entre los ingresos y egresos periodo a periodo.

A menudo se hace de un diagrama (ver **Figura 5.1**) en el que representan los ingresos (flechas hacia arriba) y los egresos (flechas hacia abajo). El F_0 es siempre negativo mientras que el signo de los flujos de cada periodo dependerá del resultado de la diferencia.

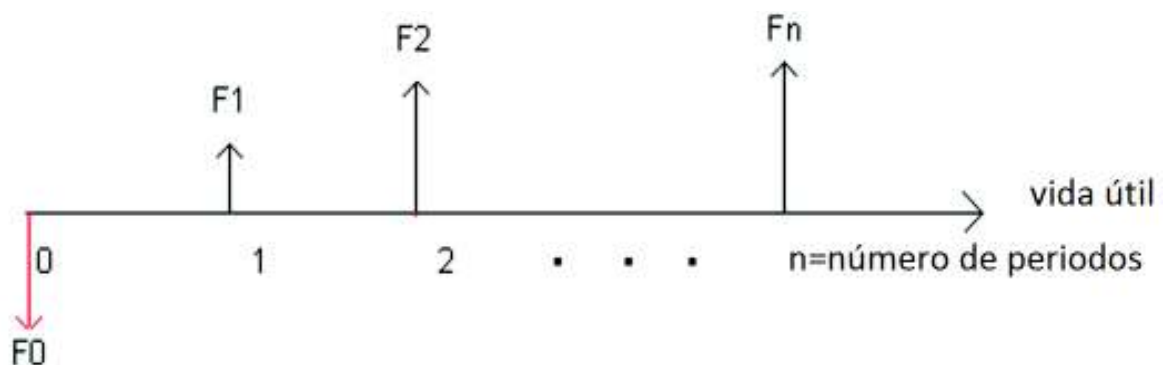


Figura 5.1 Diagrama de Flujo de Fondos Neto

Fuente: Calahorrano, 2015

5.2.6 Valor Actual Neto (VAN)

Este indicador financiero calcula el valor presente de todos los flujos de caja futuros, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión expresada en el momento 0; es decir que mide el excedente después de haber recuperado la inversión (Sapag, 2011).

Criterio de evaluación

- VAN > 0: muestra cuanto se gana con el proyecto, el proyecto es aceptable
- VAN < 0: indica disminución en el capital de la empresa, no se debe aceptar el proyecto
- VAN = 0: No hay ganancia, ni pérdida.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+d)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Donde:

F_k = Flujo de caja del año k [\$]

d = Tasa de descuento[%]

Si se desea hacer uso de Excel la función es: =VNA(d;(F1:Fn))-Inversión inicial

5.2.7 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es un criterio de evaluación que mide la rentabilidad como porcentaje. Su evaluación se encuentra asociada al VAN, puesto que es la tasa de descuento que hace que el VAN previamente calculado se vuelva 0.

Se puede calcular por tanteo (con incrementos en el valor de d) a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Otra opción es resolver la ecuación polinómica derivada de su resolución, por ejemplo:

$$VAN = 0 = F_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{F_3}{(1 + TIR)^3} + \frac{F_4}{(1 + TIR)^4} + \frac{F_5}{(1 + TIR)^5}$$

$$1 + TIR = x$$

$$0 = F_0 + \frac{F_1}{x} + \frac{F_2}{x^2} + \frac{F_3}{x^3} + \frac{F_4}{x^4} + \frac{F_5}{x^5}$$

$$0 = F_0x^5 + F_1x^4 + F_2x^3 + F_3x^2 + F_4x + F_5$$

Al tener tantas respuestas como números de periodos, el valor de TIR es la solución real positiva menor (**Calahorrano, 2015**).

También puede leerse su valor a partir de una gráfica VAN vs d con aumentos en la tasa de descuento hasta hallar la intercepción con el eje x como se muestra en la siguiente figura.

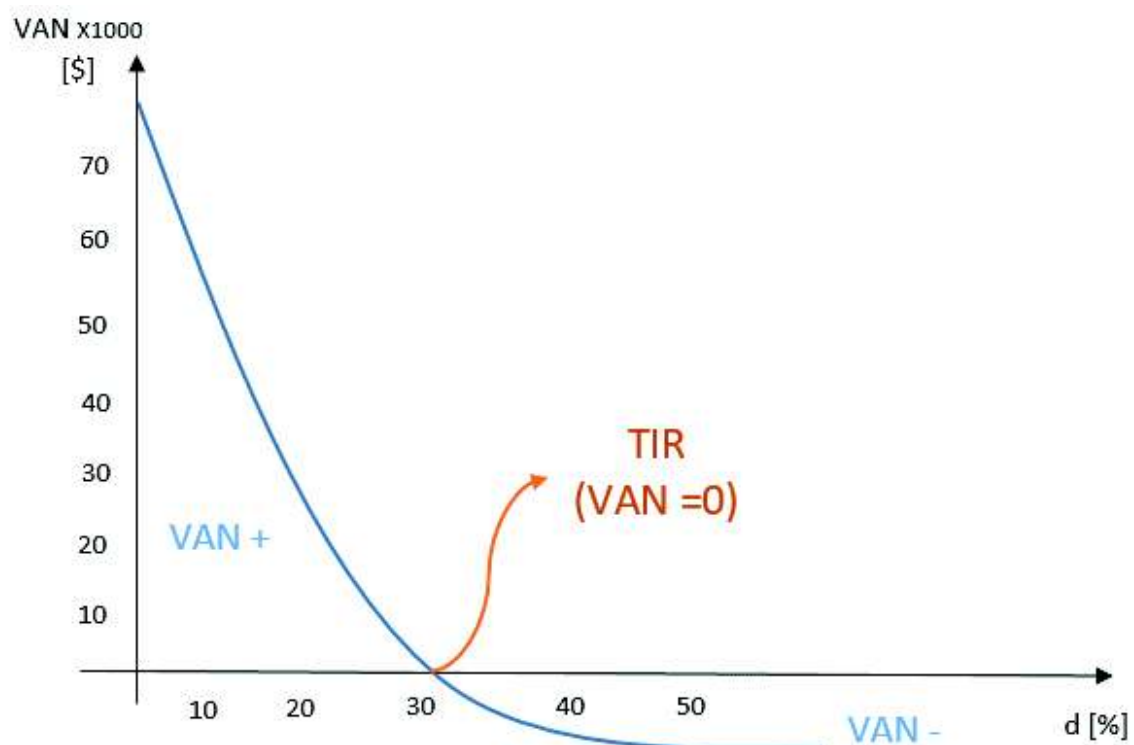


Figura 5.2 Determinación gráfica del TIR

Elaborado por: Proaño, 2019

Finalmente, si se desea hacer uso de Excel la función es: =TIR(F0:Fn)

*No olvidar que F0 debe ser negativo.

Criterio de evaluación	{	-TIR > d: proyecto viable
		-TIR < d: proyecto no viable
		-TIR = d: proyecto indiferente

5.2.8 Relación Beneficio / Costo (B/C)

Se lo denomina también como índice de rendimiento, es el cociente entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos, incluida la inversión inicial (**Sapag, 2011**).

$$B/C = \frac{\sum Vp(+)}{|\sum Vp(-)|} = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{I_k}{(1+d)^k}}{\left| \sum_{k=0}^n \frac{E_k}{(1+d)^k} \right|} \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Criterio de evaluación

- B/C > 1: proyecto viable
- 0 < B/C < 1: proyecto no viable
- B/C = 1: proyecto indiferente

5.2.9 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

Es uno de los indicadores más usados por su sencillez en el cálculo. Tiene por objeto medir en cuánto tiempo se recuperará la inversión, incluyendo el costo de capital involucrado (**Calahorrano, 2015**).

Se calcula a partir de la fórmula:

$$PRI = a + [(b - c)/d] \quad (\text{Ec. 5.7})$$

Donde: a: periodo anterior inmediato al que se recupera la Inversión

b: Inversión inicial

c: suma de flujos de efectivo anteriores al flujo con el cual ya se superó la inversión inicial (llevados al presente).

d: Flujo del periodo en que se satisface la inversión.

De manera general los proyectos de fracturamiento se evalúan en función del incremento en su producción, la rentabilidad de esta técnica sin embargo se pudo evidenciar más ampliamente con el incremento acelerado en su producción que tuvo Estados Unidos con el desarrollo de la extracción de hidrocarburos no convencionales (shale oil) (**Greenstone, 2005**).

5.3 Análisis Económico Pozo SCHV-241

Este análisis se implementó a cada pozo de manera individual, es decir como proyectos separados y no como parte de una campaña de fracturamiento. Con el fin de detallar el proceso y mostrar los ejemplos de cálculo se ha seleccionado este pozo, mientras que para los otros dos se presentaron únicamente los resultados.

Procedimiento

a) Se ha establecido que el horizonte de evaluación del proyecto sea de dos años a partir de su implementación, por lo cual el primer paso es estimar la producción mensual que tendrá el pozo en ese lapso.

Con el fin de aproximarse a los verdaderos beneficios de llevar a cabo el fracturamiento, los cálculos se realizarán a partir del incremento en el caudal de producción. En este caso $q = 440,88$ [bbl/d] y en base al $BSW = 1,34$ [%] reportado en el OFM se determina la producción de petróleo inicial.

$$q_{oi} = q * (1 - BSW)$$

$$q_{oi} = 440,88 \text{ [bbl/d]} * (1 - 0,0134)$$

$$q_{oi} = 434,97221 \text{ [BPPD]}$$

El valor mensual se estimó a partir del producto del valor de producción diaria por 30 y a partir del segundo mes dicha producción se calcula haciendo uso de la ecuación de declinación exponencial expuesta en la **Tabla 3.6**.

La tasa de declinación fue determinada previamente a partir de las gráficas de pronóstico de producción y su valor puede encontrarse en el **Anexo 6**; para este pozo $D = 0,115285$ [años⁻¹].

Así la producción para el primer y segundo mes se calculó de la siguiente forma:

$$q_{m1} = 434,97221 \text{ [BPPD]} * 30$$

$$q_{m1} = 13049,1662 \text{ [BPPM]}$$

$$q_t = q_i * e^{-D*t}$$

$$q_2 = 434,972 \text{ [BPPD]} * e^{-0,115285 \left[\frac{1}{\text{años}} \right] * \frac{1}{365} \left[\frac{\text{año}}{\text{días}} \right] * 30 \text{ [días]}}$$

$$q_2 = 430,8702 \text{ [BPPD]}$$

$$q_{m2} = 430,8702 \text{ [BPPD]} * 30$$

$$q_{m2} = 12926,1068 \text{ [BPPM]}$$

b) Una vez obtenida la producción mensual se pueden estimar los ingresos y egresos mes a mes.

A la fecha noviembre de 2018, el precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) que sirve de referencia para Ecuador es de \$ 51,66, mientras que de acuerdo a criterios operativos de PETROAMAZONAS EP el costo de producción por barril es de \$14.

Para el primer mes se tendría:

$$I = p * q$$

$$I_1 = 51,66 \left[\frac{\$}{\text{bbl}} \right] * 13049,1662 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{mes}} \right]$$

$$I_1 = \$ 674119,93$$

$$E = c * q$$

$$E_1 = 14 \left[\frac{\$}{\text{bbl}} \right] * 13049,1662 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{mes}} \right]$$

$$E_1 = \$ 182688,33$$

c) Con los ingresos y egresos obtenidos se calcula el flujo de caja. El flujo de caja para el primer es:

$$F_1 = I_1 - E_1$$

$$F_1 = \$ 674119,93 - \$ 182688,33$$

$$F_1 = \$ 491431,60$$

Los valores calculados hasta este punto se pueden observar en la **Tabla 5.1**.

*El valor de la Inversión Inicial corresponde al costo total del fracturamiento, este puede leerse más a detalle en el **Anexo 9**.

Tabla 5.1 Pronóstico de producción y flujo de caja del Pozo SCHV-241

Pozo: SCHV-241		BSW		D	
Incremento en q		1,34 [%]		0,115285 [años ⁻¹]	
440,88 [bbl/d]					
Mes	Inversión Inicial	Producción mensual de petróleo [BPPM]	Ingresos [\$]	Egresos[\$]	Flujo de Caja [\$]
0	570163,39				-570163,39
1		13049,1662	674119,93	182688,33	491431,60
2		12926,1068	667762,68	180965,49	486797,18
3		12804,2078	661465,38	179258,91	482206,47
4		12683,4584	655227,46	177568,42	477659,04
5		12563,8478	649048,38	175893,87	473154,51
6		12445,3651	642927,56	174235,11	468692,45
7		12327,9997	636864,47	172592,00	464272,47
8		12211,7412	630858,55	170964,38	459894,17
9		12096,5790	624909,27	169352,11	455557,17
10		11982,5029	619016,10	167755,04	451261,06
11		11869,5026	613178,50	166173,04	447005,47
12		11757,5679	607395,96	164605,95	442790,01
13		11646,6887	601667,94	163053,64	438614,30
14		11536,8553	595993,94	161515,97	434477,97
15		11428,0576	590373,45	159992,81	430380,65
16		11320,2859	584805,97	158484,00	426321,97
17		11213,5306	579290,99	156989,43	422301,56
18		11107,7820	573828,02	155508,95	418319,07
19		11003,0306	568416,56	154042,43	414374,13
20		10899,2671	563056,14	152589,74	410466,40
21		10796,4822	557746,27	151150,75	406595,52
22		10694,6665	552486,47	149725,33	402761,14
23		10593,8111	547276,28	148313,36	398962,92
24		10493,9067	542115,22	146914,69	395200,53

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

d) A continuación se procede con el cálculo de los indicadores financieros.

VAN:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+d)^k}$$

$$VAN = -570163,39 + \frac{491431,60}{(1+0,009489)^1} + \frac{486797,18}{(1+0,009489)^2} + \dots + \frac{395200,53}{(1+0,009489)^{24}}$$

$$VAN = \$ 8909670,16$$

TIR:

En este caso se optó por el método gráfico previamente descrito y para ser más preciso con el valor este fue calculado en Excel.

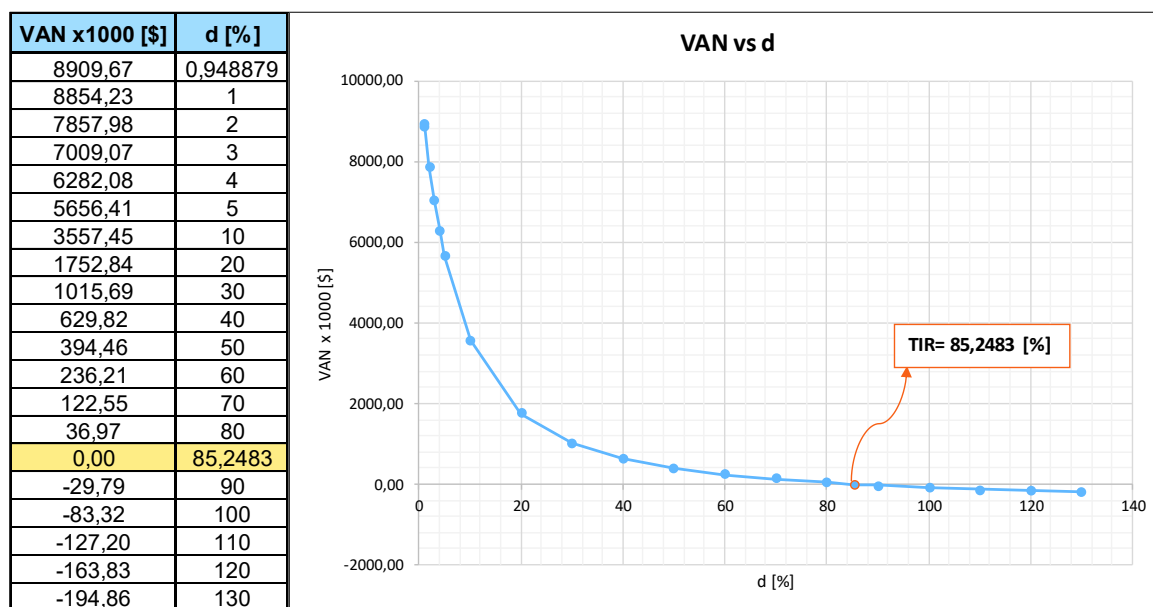


Figura 5.3 VAN vs d - Pozo SCHV-241

Elaborado por: Proaño, 2019

B/C:

$$B/C = \frac{\sum Vp(+)}{|\sum Vp(-)|}$$

$$B/C = \frac{\frac{674119,93}{(1 + 0,00948)^1} + \frac{667762,68}{(1 + 0,00948)^2} + \frac{661465,38}{(1 + 0,00948)^3} + \dots + \frac{542115,22}{(1 + 0,00948)^{24}}}{\left| -570163,39 + \frac{491431,60}{(1 + 0,00948)^1} + \frac{486797,18}{(1 + 0,00948)^2} + \dots + \frac{395200,53}{(1 + 0,00948)^{24}} \right|}$$

$$B/C = 4,40$$

PRI:

Se empieza a probar con F1:

$$V_{pF1} = \frac{491431,60}{(1 + 0,00948)^1} = \$486\,812,33 < \$570\,163,39$$

Por lo tanto se prueba con F2:

$$V_{pF2} = \frac{486797,18}{(1 + 0,00948)^2} = \$477\,688,79 + \$486\,812,33 > \$570\,163,39$$

Se recupera la inversión antes del segundo mes, entonces $a = 1$

$$PRI = a + [(b - c)/d]$$

$$PRI = 1 + [(570\,163,39 - 486\,812,33)/477\,688,79]$$

$$PRI = 1,17 \text{ [meses]} * \frac{30 \text{ [días]}}{1 \text{ [mes]}} = 35,23 \text{ [días]}$$

Por lo tanto se recupera la inversión en aproximadamente 1 mes y 5 días.

A continuación se resumen los valores obtenidos del análisis económico.

Tabla 5.2 Análisis Económico del Pozo SCHV-241

Pozo:	SCHV-241	
Datos	Horizonte de evaluación del proyecto:	2 [años]
	Costo total del fracturamiento:	\$ 570 163,30
	Precio del barril de crudo (WTI):	\$51,66
	Costo de producción por barril:	\$14
	Tasa de descuento mensual (d):	0,948 [%]
Indicadores Financieros		Evaluación
VAN	\$ 8 909 670,16	Es viable su realización
TIR	85,2483 [%]	Es viable su realización
B/C	4,4	Es viable su realización
PRI	1 mes y 5 días	

Elaborado por: Proaño, 2019

Comentarios: La producción base del pozo SCHV-241 después de llevar a cabo el fracturamiento aumenta en 440,88 [bbl/d]; en consecuencia los ingresos se ven incrementados. El tiempo en el cual se recuperaría la inversión es de 1 mes y 5 días; y tanto el VAN, TIR Y B/C confirman que el proyecto tiene una gran rentabilidad.

5.4 Análisis Económico Pozo SCHAL-440

Tabla 5.3 Pronóstico de producción y flujo de caja del Pozo SCHAL-440

Pozo: SCHAL-440		BSW		D	
Incremento en q		BSW		D	
468,71 [bbl/d]		8,06 [%]		0,287352 [años ⁻¹]	
Mes	Inversión Inicial	Producción mensual de petróleo [BPPM]	Ingresos [\$]	Egresos[\$]	Flujo de Caja [\$]
0	570163,39				-570163,39
1		12927,9592	667858,37	180991,43	486866,94
2		12626,2135	652270,19	176766,99	475503,20
3		12331,5106	637045,84	172641,15	464404,69
4		12043,6863	622176,83	168611,61	453565,23
5		11762,5799	607654,88	164676,12	442978,76
6		11488,0348	593471,88	160832,49	432639,39
7		11219,8976	579619,91	157078,57	422541,35
8		10958,0190	566091,26	153412,27	412679,00
9		10702,2527	552878,38	149831,54	403046,84
10		10452,4562	539973,89	146334,39	393639,50
11		10208,4900	527370,60	142918,86	384451,74
12		9970,2182	515061,47	139583,05	375478,42
13		9737,5078	503039,65	136325,11	366714,54
14		9510,2289	491298,43	133143,20	358155,22
15		9288,2549	479831,25	130035,57	349795,68
16		9071,4618	468631,72	127000,47	341631,25
17		8859,7289	457693,59	124036,20	333657,39
18		8652,9379	447010,77	121141,13	325869,64
19		8450,9735	436577,29	118313,63	318263,66
20		8253,7230	426387,33	115552,12	310835,21
21		8061,0766	416435,21	112855,07	303580,14
22		7872,9265	406715,38	110220,97	296494,41
23		7689,1681	397222,42	107648,35	289574,07
24		7509,6986	387951,03	105135,78	282815,25

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Tabla 5.4 Análisis Económico del Pozo SCHAL-440

Pozo:		SCHAL-440
Datos	Horizonte de evaluación del proyecto:	2 [años]
	Costo total del fracturamiento:	\$ 570 163,30
	Precio del barril de crudo (WTI):	\$51,66
	Costo de producción por barril:	\$14
	Tasa de descuento mensual (d):	0,948 [%]
Indicadores Financieros		Evaluación
VAN	\$ 7 552 772,07	Es viable su realización
TIR	83,0567 [%]	Es viable su realización
B/C	4,54	Es viable su realización
PRI	1 mes y 6 días	

Elaborado por: Proaño, 2019

Comentarios: El pozo SCHAL-440 incremento su producción en 468,71 [bbl/d] después de la realización del fracturamiento. Luego del cálculo de los indicadores financieros se concluye que el proyecto debería realizarse pues tiene una gran rentabilidad y el tiempo en el cual se recuperaría la inversión es de 1 mes y 6 días.

5. 5 Análisis Económico Pozo SCHAL-445

Tabla 5.5 Análisis Económico del Pozo SCHAL-445

Pozo:		SCHAL-445
Datos	Horizonte de evaluación del proyecto:	2 [años]
	Costo total del fracturamiento:	\$ 570 163,30
	Precio del barril de crudo (WTI):	\$51,66
	Costo de producción por barril:	\$14
	Tasa de descuento mensual (d):	0,948 [%]
Indicadores Financieros		Evaluación
VAN	\$ 11 043 778,65	Es viable su realización
TIR	111,8706 [%]	Es viable su realización
B/C	4,25	Es viable su realización
PRI	27 [días]	

Elaborado por: Proaño, 2019

Tabla 5.6 Pronóstico de producción y flujo de caja del Pozo SCHAL-445

Pozo:		SCHAL-445			
Incremento en q		BSW		D	
577,68 [bbl/d]		0,85 [%]		0,199441 [años ⁻¹]	
Mes	Inversión Inicial	Producción mensual de petróleo [BPPM]	Ingresos [\$]	Egresos[\$]	Flujo de Caja [\$]
0	570163,39				-570163,39
1		17183,0916	887678,51	240563,28	647115,23
2		16903,7237	873246,37	236652,13	636594,24
3		16628,8979	859048,87	232804,57	626244,29
4		16358,5403	845082,19	229019,56	616062,63
5		16092,5782	831342,59	225296,09	606046,49
6		15830,9402	817826,37	221633,16	596193,21
7		15573,5560	804529,90	218029,78	586500,12
8		15320,3565	791449,61	214484,99	576964,62
9		15071,2735	778581,99	210997,83	567584,16
10		14826,2402	765923,57	207567,36	558356,21
11		14585,1907	753470,95	204192,67	549278,28
12		14348,0603	741220,79	200872,84	540347,95
13		14114,7852	729169,80	197606,99	531562,81
14		13885,3028	717314,74	194394,24	522920,50
15		13659,5513	705652,42	191233,72	514418,70
16		13437,4702	694179,71	188124,58	506055,13
17		13218,9998	682893,53	185066,00	497827,53
18		13004,0813	671790,84	182057,14	489733,70
19		12792,6571	660868,66	179097,20	481771,46
20		12584,6702	650124,06	176185,38	473938,68
21		12380,0648	639554,15	173320,91	466233,24
22		12178,7860	629156,09	170503,00	458653,08
23		11980,7796	618927,08	167730,91	451196,16
24		11785,9925	608864,37	165003,90	443860,48

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

Comentarios: El pozo SCHAL-445 tuvo un aumento en su tasa de producción de 577,68[bbl/d] luego de realizar el fracturamiento. El resultado de los indicadores financieros indica una buena rentabilidad, por lo cual debería considerarse la realización del proyecto. El tiempo en el cual se recuperaría la inversión es de 27 [días].

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- La permeabilidad del reservorio (Arena Ui) para los pozos estudiados es de alrededor de 100 [md], la cual es considerada buena para el caso de areniscas, por lo cual su baja producción es consecuencia de los elevados valores de daño alrededor del pozo.
- El análisis mediante índice de heterogeneidad sobre los pozos candidatos a fracturar indica que existen cuatro posibles escenarios, siendo los pozos que mantienen una baja producción tanto de agua como de petróleo con respecto a los valores promedio, aquellos con las características idóneas para llevar a cabo el tratamiento.
- El cálculo de reservas remanentes sobre los pozos seleccionados para la aplicación de fracturamiento indica: SCHAL-440=226,088 [Mbb], SCHAL-445=341,855 [Mbb] y SCHV-241= 380,718 [Mbb]. Una vez llevada a cabo la ejecución de esta técnica de estimulación de pozos sus valores ascienden a: SCHAL-440=634,424 [Mbb], SCHAL-445=1084,810 [Mbb] y SCHV-241= 1379,220 [Mbb].
- La aplicación del fracturamiento no se ve limitada a formaciones con baja permeabilidad; para estos casos se maximiza la longitud de la fractura mientras que en formaciones de permeabilidad moderada a alta se debe maximizar el ancho y minimizar la longitud.
- En formaciones de baja permeabilidad la pérdida de fluido también tiende a ser baja, esto origina que el volumen del pad sea bajo o apenas necesario y el tiempo de cierre de la fractura tienda a ser más largo. Por lo tanto son requeridas mayores cantidades de apuntalante (en general con una baja concentración) y fluido fracturante, el cual debe ser capaz de mantener su viscosidad por largos periodos de tiempo.

- En formaciones de permeabilidad moderada a alta las pérdidas de fluido tienden a ser altas, por lo cual el volumen de pad representa una gran parte del tratamiento (del 30 al 60 %); y al ser generalmente formaciones débiles o poco consolidadas el módulo de Young tiende a ser bajo. En estas formaciones los valores elevados de daño son el principal inconveniente en la producción, siendo la solución la creación de un canal conductivo a través de la zona dañada.
- Los pozos para los cuales se hizo el diseño del fracturamiento presentan un alto valor del efecto skin (S), la estimulación reduce este valor y el mejoramiento de la productividad es consecuencia de un incremento del radio efectivo del pozo (r_w'). Por ejemplo en el pozo SCHV-241, el efecto skin original (S) era de 11,7; luego de realizarse en este el fracturamiento su r_w' es de 31,01 [ft] y su consecuente efecto skin post-fractura (S_f) es -2,47.
- Se evidencia un aumento en la producción de los pozos fracturados y el análisis financiero justifica la aplicación de esta técnica de estimulación; como es el caso del pozo SCHAL- 440 que presenta: q (antes de la fractura)= 231,19 [bbl/d] y q post-fractura= 699,9 [bbl/d], es decir un incremento de 468,71 [bbl/d] incorporados a su producción.
En cuanto a sus indicadores financieros: VAN= \$ 7 552 772, 07, TIR= 83,0567 [%], B/C= 4,54 y PRI= 1 mes y 6 días.

6.2 Recomendaciones

- En formaciones de permeabilidad moderada a alta se debe ser más meticuloso con el diseño. Para maximizar la conductividad adimensional de la fractura se debe optar por técnicas como la HiWAY (mencionada en este documento) o la Tip Screen Out (TSO).
- Previo a la realización del fracturamiento se deben seleccionar cuidadosamente el apuntalante y fluido fracturante a utilizar, así como los aditivos, cuidando que exista una apropiada compatibilidad entre estos.

- Si el problema de producción está asociado únicamente al daño del pozo, se debe considerar la opción de acidificación como tratamiento de estimulación o un “Skin Bypass Treatment”. La elección se ve limitada generalmente por el factor económico.
- Los criterios mínimos para la selección de los pozos candidatos a fracturar deben ser la caracterización de la formación productora, el análisis de data de producción, análisis nodal y cálculo de reservas remanentes.
- Si tras evaluar la integridad del cemento en un pozo esta es deficiente o mala, es prudencial la realización de una cementación forzada (squeeze) previo a la ejecución de la fractura.
- Con el fin de asegurar una correcta evaluación de un pozo a fracturar, se debe contar con información actualizada de pruebas Build up. Al no contar con los Build Up, la presión de reservorio y permeabilidad pueden estimarse a partir de pozos vecinos y el valor del efecto skin mediante un análisis de sensibilidades, sin embargo se pierde fidelidad en la calidad de la data.
- El diseño de la geometría de la fractura, programa de bombeo, dosificación de apuntalante y presiones involucradas en el fracturamiento se debe hacer con un simulador, los modelos teóricos son limitados mientras que los modelos computarizados basan su análisis en celdas y realizan iteraciones para asegurar la calidad de la evaluación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Capítulo I

- Aramendiz & Velasquez (2008). CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS.APLICACIÓN CAMPO COLORADO. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Baby, Rivadeneira & Barragán (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.
- PETROAMAZONAS EP (2018). Informe anual Sacha 2017 e Información proporcionada por el Activo Sacha.
- SPE, AAPG, WPC & SPEE. (2007). Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers.doi: SPE-180934-SP.

Capítulo II

- Bidner M. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Universidad de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.
- Brady, B., Elbel, J., Mack, M., Morales, H., Nolte, K. & Poe, B. (1992). Cracking rock: Progress in fracture treatment design. Oilfield Review.
- Espinoza J. (2009).Técnica y mejoras en las mediciones de los registros de sectorización de adherencia de cemento (SBT). Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.
- Fan, Y., & Chen, Z. (1997). A Rapid Method for Determining Fracturing-Fluid Leakoff Coefficient and Spurt Loss. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/38308-MS
- Garaicochea F. (1995). Apuntes de Estimulación de Pozos. UNAM.
- Gidley J., Holditch S., Nierode D. & Veatch Jr R. (1989).Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Series Vol 12, Society of Petroleum Engineers.

- Islas C. (1991). Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Martin T. (2005). Hydraulic Fracturing Manual. BJ Services Company.
- PEMEX (2008). Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP).
- PetroWiki (2013). Society of Petroleum Engineers. Recuperado de: <https://petrowiki.org/PetroWiki>.
- Schlumberger- Well Services (2018). Introducción a las fracturas. Archivo de PowerPoint.
- Verde A. (2003). Desarrollo de un simulador pseudo-tridimensional (P3D) de fracturamiento hidráulico de pozos. Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela.
- Yew, Ching H. (1997). Mechanics of Hydraulic Fracturing. Houston, Texas.
- Zambrano P. & Vallejo J. (2016). Desarrollo de un simulador para análisis e interpretación de registros eléctricos de pozos petroleros. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.

Capítulo III

- Alvarez R. (2008). Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Arps, J. (1956). Estimation of Primary Oil Reserves. Society of Petroleum Engineers.
- Carvajal H. (2012). Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el campo Fanny 18b operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador.

- Garcés & Tatés (2012). Optimización de la producción en pozos del Campo Shushufindi en base al índice de productividad obtenido del análisis de pruebas de presión.
- Gentry, R. W. (1972). Decline-Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/3356-PA.
- Harami, K. K., Bolanos, N., Sharma, S., Slimani, K., Abdel-Basset, M., Pimentel, J. A. R., ... Al Mufarrej, M. M. (2013). Heterogeneity Index And Fast Screening Processes Used In A Large Mature Field Designed For Quick Production Gains. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167350-MS
- Hirschfeldt M. (2009). Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. Recuperado de: http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf.
- Leines J. (2015). Optimización de la producción utilizando una técnica de fracturamiento alternativa en un pozo de un campo maduro de la Cuenca Oriente. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.
- Lozada R. (2017). Metodología para la identificación de pozos con bajo rendimiento productivo en los bloques 64 y 65 del oriente ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Paris de Ferrer M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela.

Capítulo IV

- Greenstone M. (2018). Fracking Has Its Costs And Benefits - The Trick Is Balancing Them. Forbes. Recuperado de: <https://www.forbes.com/sites/ucenergy/2018/02/20/fracking-has-its-costs-and-benefits-the-trick-is-balancing-them/#511adec719b4>.
- Madrid C. (2011). Agentes Apuntalantes – Aspectos a considerar en el diseño de fracturamiento hidráulico. Portal del petróleo. Recuperado de: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/12/agentes-apuntalantes-aspectos.html>.

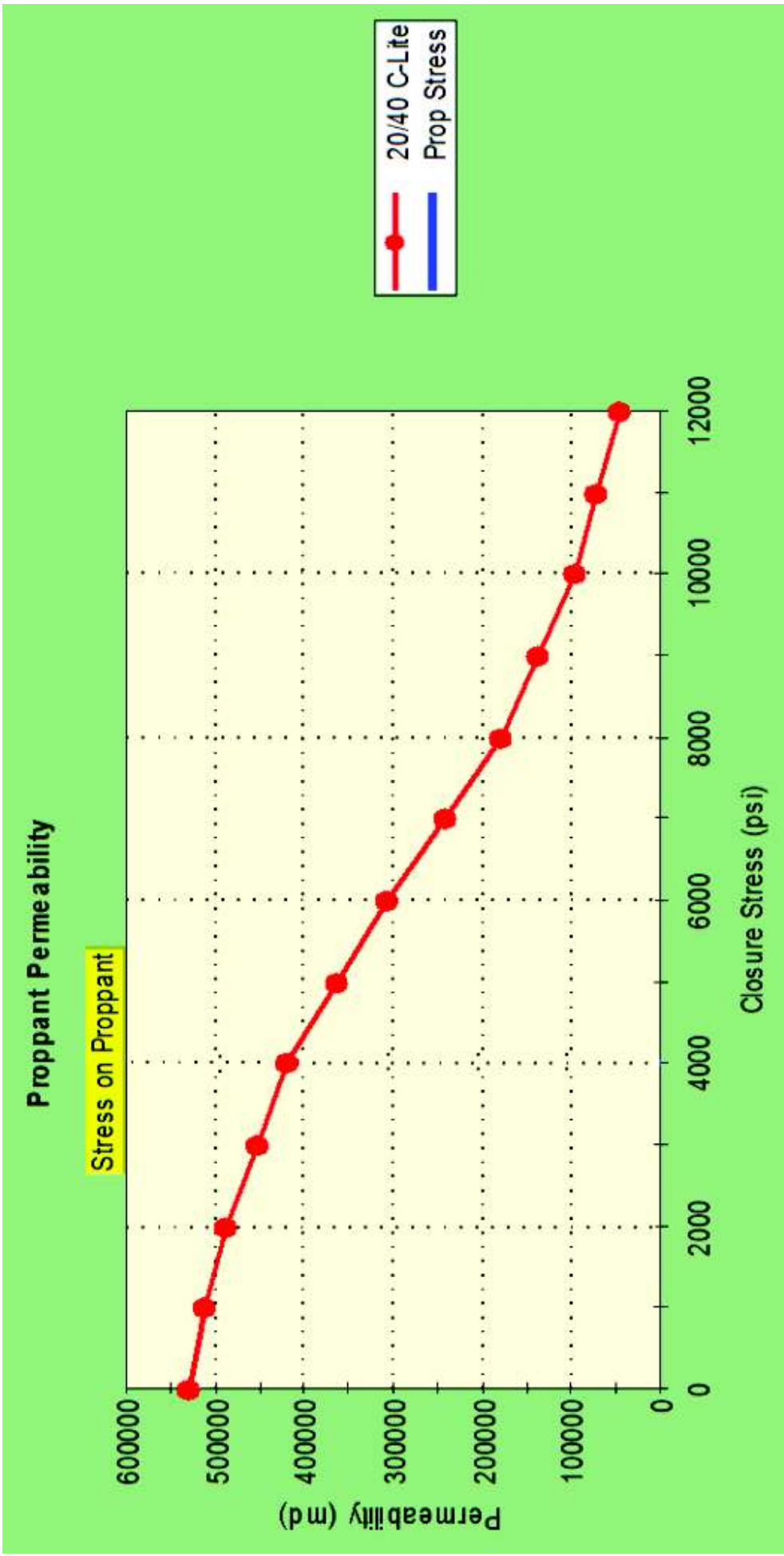
- Michael J. Economides & Kenneth G. Nolte. (2000). Reservoir Stimulation- Third edition. University of Houston, USA Schlumberger Technology Corporation.
- Plaza & Cárdenas (2008).Análisis técnico económico para incrementar la producción del Campo Parahuacu de Petroproducción mediante la técnica del Fracturamiento Hidráulico.
- Rae, P., Martin, A. N., & Sinanan, B. (1999). Skin Bypass Fracs: Proof That Size is Not Important. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/56473-MS
- Schlumberger (2010). FracCADE. Recuperado de: https://www.slb.com/services/completions/sand_control/~media/Files/sand_control/product_sheets/software/fraccade_frac_design_software_ps.ashx.

Capítulo V

- Baca Urbina G. (2013). Evaluación de Proyectos-Séptima edición.Mc Graw Hill. México.
- Calahorrano W. (2015). Material para la materia: Formulación y Evaluación de Proyectos. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Sapag Chain N. (2011). Proyectos de inversión.Formulación y Evaluación.Pearson Educación.Chile.

ANEXOS

**ANEXO 1. PERMEABILIDAD DEL APUNTALANTE VS
ESFUERZO DE CIERRE**



Fuente: Schlumberger – Well Services, 2018

**ANEXO 2. MODELOS DE PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA
(CUADRO RESUMEN)**

Modelos de dos dimensiones (2D)

- * El valor hf debe ser asumido.
- * La fractura es plana y el flujo de fluidos unidimensional a lo largo de la fractura.

Modelos Pseudo tridimensionales (P3D)

- * No requiere estimar hf, pero requiere la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo de la zona a fracturar y las zonas adyacentes.
- * Representación simplificada del flujo de fluido en la fractura.

Modelos Tridimensionales (3D)

- * Exponen el crecimiento de hf en base a la variación vertical en la magnitud del esfuerzo principal mínimo.
- * Flujo de fluidos en dos dimensiones.
- * Es recomendable en pozos altamente desviados y horizontales.

MODELOS DE PROPAGACION DE LA FRACTURA

Modelo de Perkins – Kern - Nordgren (PKN)

Características:

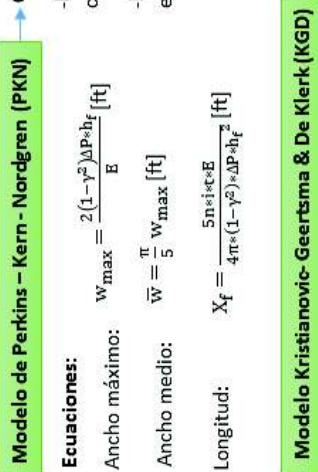
- No hay deslizamiento en planos que confinan la altura de la fractura.
- El ancho de la fractura varía elípticamente con la altura.

Ecuaciones:

Ancho máximo: $W_{max} = \frac{2(1-\gamma^2)\Delta P \cdot h_f}{E}$ [ft]

Ancho medio: $\bar{W} = \frac{\pi}{5} W_{max}$ [ft]

Longitud: $X_f = \frac{5n \cdot i \cdot t \cdot E}{4\pi \cdot (1-\gamma^2) \cdot \Delta P \cdot h_f^2}$ [ft]



Modelo Kristianovic-Geertsma & De Klerk (KGD)

Características:

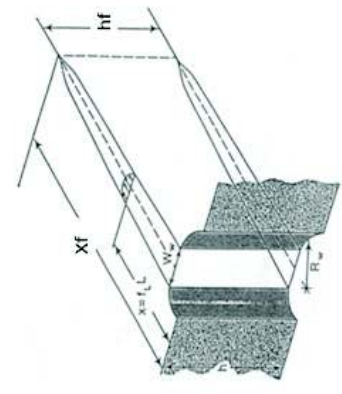
- El ancho de la fractura no varía con la altura, sus secciones transversales son rectangulares.
- Existe deslizamiento entre estratos en los planos horizontales que confinan la fractura.
- Con este modelo se predicen fracturas más cortas y anchas respecto a los resultados obtenidos con el modelo PKN.

Ecuaciones:

Ancho máximo: $W_{max} = \frac{4(1-\gamma^2) \cdot \Delta P \cdot X_f}{E}$ [ft]

Ancho medio: $\bar{W} = \frac{\pi}{4} W_{max}$ [ft]

Longitud: $X_f = \sqrt{\frac{n \cdot i \cdot t \cdot E}{2\pi \cdot (1-\gamma^2) \cdot \Delta P \cdot h_f}}$ [ft]



Modelo Radial

Características:

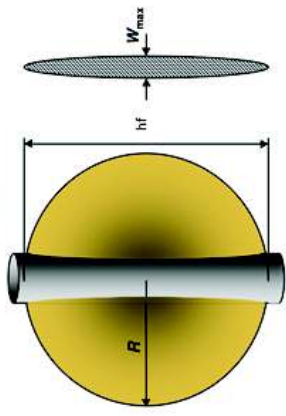
- Mayor certeza en formaciones uniformes sin presencia de barreras que limiten el crecimiento de su altura, ni variaciones verticales en las propiedades de la roca.
- La altura es función del radio o longitud de la fractura (hf = 2R).

Ecuaciones:

Ancho máximo: $W_{max} = \frac{8(1-\gamma^2) \cdot \Delta P \cdot R}{\pi \cdot E}$ [ft]

Ancho medio: $\bar{W} = \frac{8}{15} W_{max}$ [ft]

Radio de la fractura: $R = \sqrt{\frac{3n \cdot i \cdot t \cdot E}{16(1-\gamma^2) \cdot \Delta P}}$ [ft]

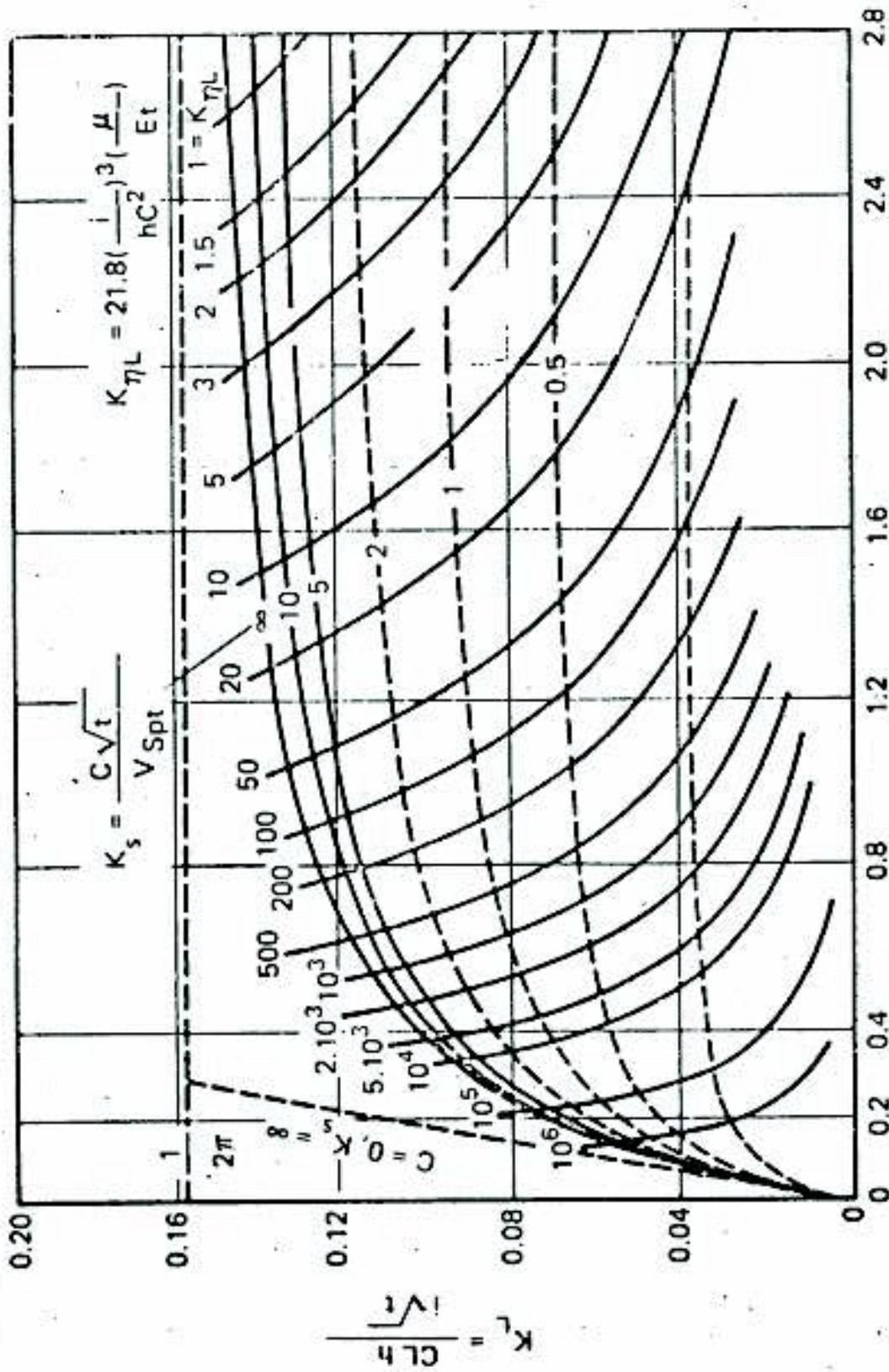


Donde:

- γ = Coeficiente de Poisson
- h_f = altura de la fractura [ft]
- n = Eficiencia de fluido [%]
- t = tiempo de inyección [min]
- ΔP = Presión neta [psi]
- E = Módulo de Young [psi]
- i = Caudal de inyección $\left[\frac{ft^3}{min}\right]$

Fuentes: Gidley et al, 1989; Brady et al, 1992
Elaborado por: Proaño, 2019

**ANEXO 3. RELACIONES ADIMENSIONALES PARA
FRACTURAS VERTICALES**

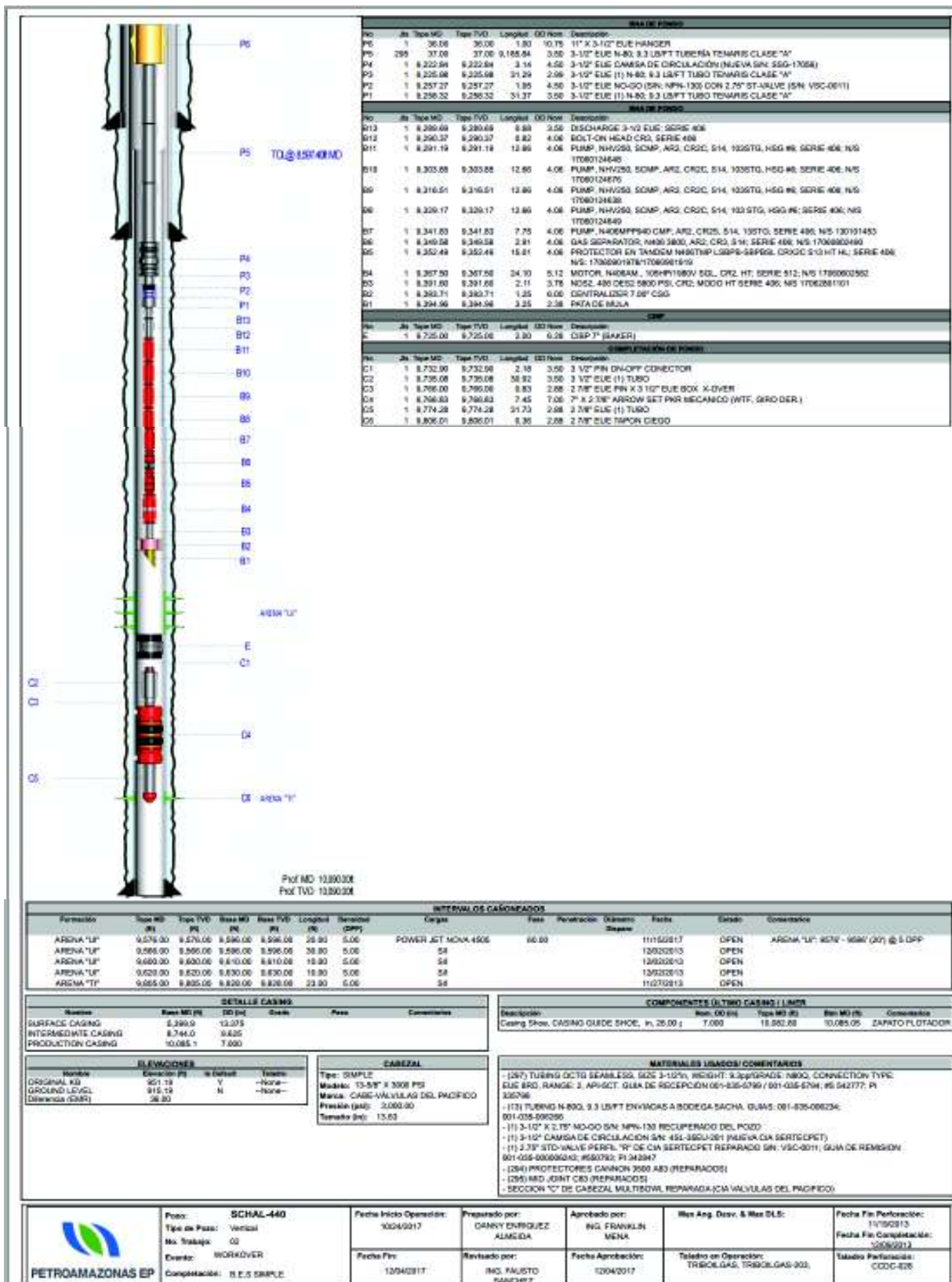


$$K_U = \frac{C \sqrt{t}}{w_w}$$

Fuente: Garaicochea, 1983

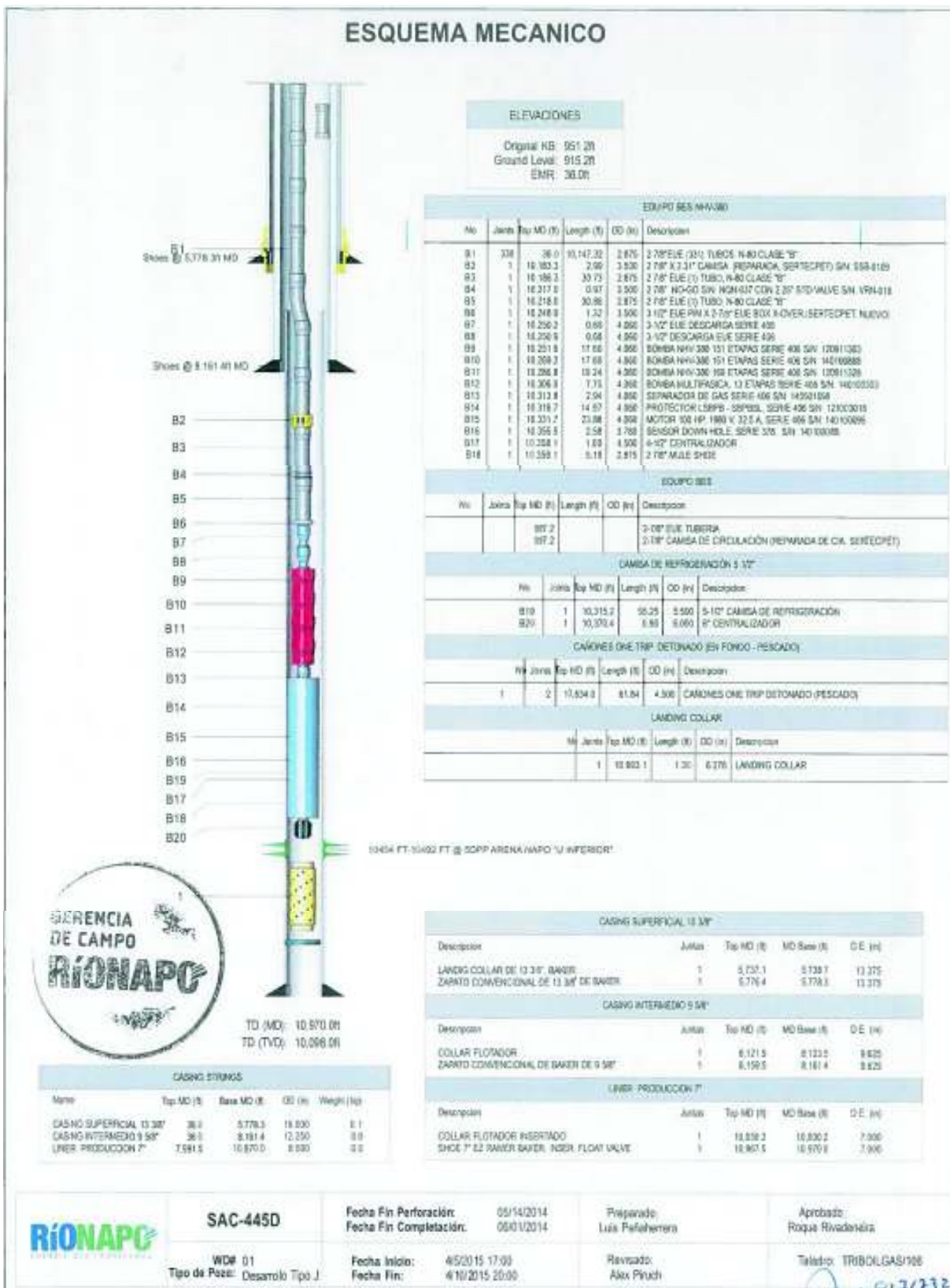
ANEXO 4. DIAGRAMAS MECÁNICOS

Anexo.4.1 Diagrama mecánico Pozo: SCHAL-440



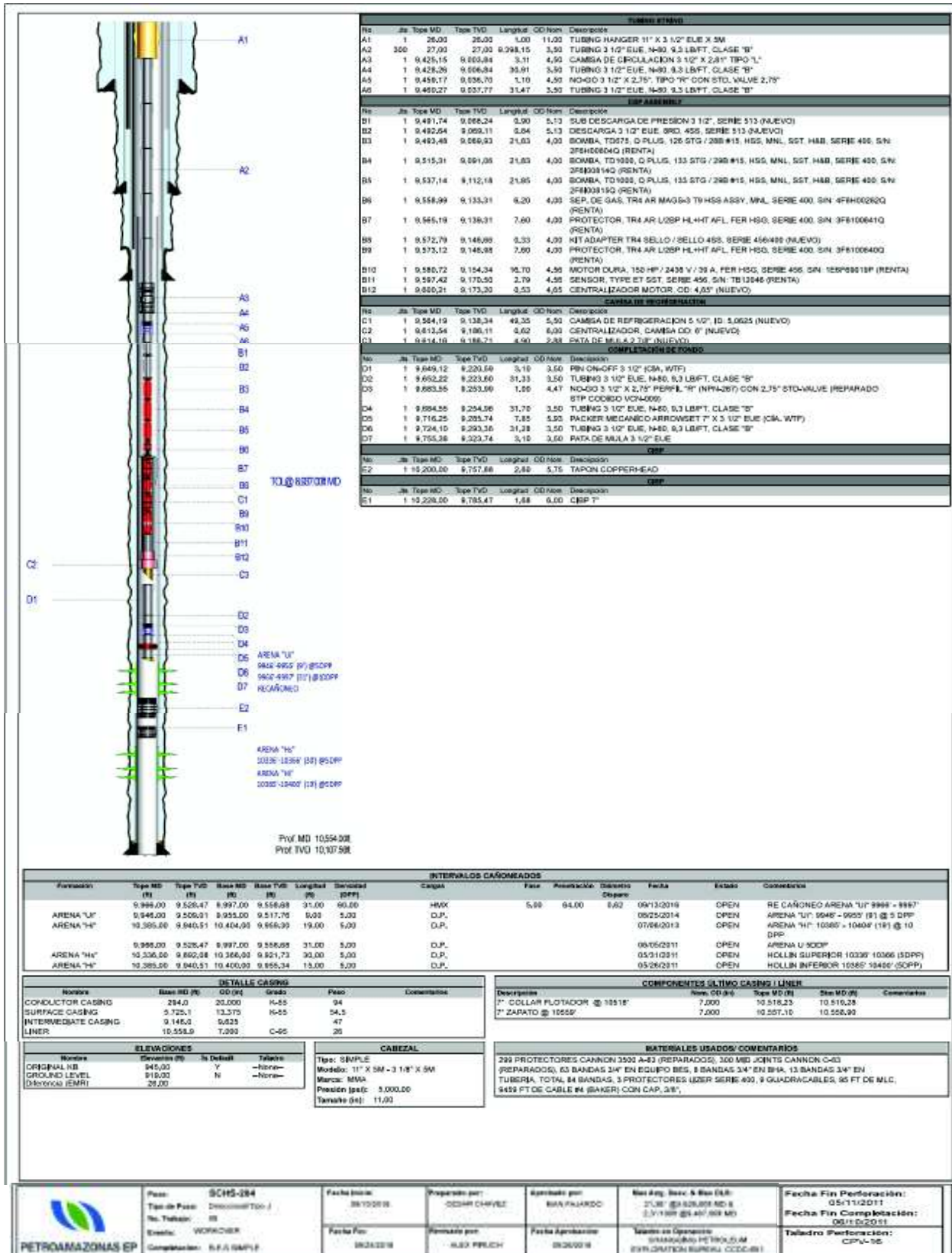
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Anexo.4.2 Diagrama mecánico Pozo: SCHAL-445



Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Anexo.4.3 Diagrama mecánico Pozo: SCHS-264



Fuente: Petroamazonas EP, 2018

**ANEXO 5. OBTENCIÓN DE PWF A PARTIR DE LA PRESIÓN
INTAKE**

A partir de los datos:

- ❖ Profundidad del sensor y punzonados obtenidos del diagrama mecánico del pozo.
- ❖ BSW y presión intake (PIP) obtenidos del software OFM (variables: VC.WATERCUT_DIARIA, Prof_intake)
- ❖ Gravedad °API= 22,8 de los datos PVT.

Se obtendrá la presión de fondo fluyente (Pwf) mediante el uso de las siguientes ecuaciones:

$$\Delta h = \text{Prof. de los punzonados} - \text{Prof. del sensor [ft]}$$

$$\text{Grad. fluido} = \text{Grad. de agua} * (\text{BSW}) + \text{Grad. de petróleo} * (1 - \text{BSW}) \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$\text{Grad. de petróleo} = 0,433 * G_{Eo} \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$\text{Grad. de agua} = 0,433 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$$

$$G_{Eo} = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

$$\Delta P = \text{Grad. fluido} * \Delta h [\text{psi}]$$

$$P_{wf} = \text{PIP} + \Delta P [\text{psi}]$$

La siguiente tabla resume los datos de cada pozo y los valores obtenidos:

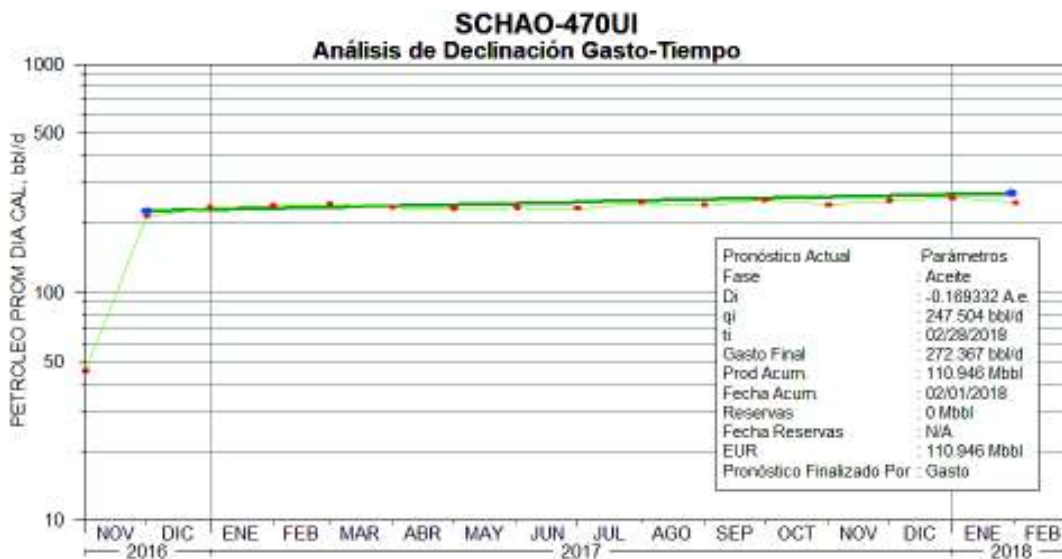
Pozo	Prof. del sensor [ft] (TVD)	Prof. de los punzonados [ft]	Δh [ft]	BSW [%]	Grad.fluido [psi/ft]	ΔP [psi]	PIP [psi]	Pwf corregida [psi]
SCHAO-470	9282,29	9611,5	329,21	0,82%	0,397374904	130,82	430	560,8197921
SCHAL-440	9391,6	9593	201,4	7,96%	0,399939566	80,5478	622	702,5478286
SCHAL-445	10355,5	10473	117,5	0,87%	0,397392864	46,6937	178	224,6936615
SCHS-264	9597,42	9971,5	374,08	1,06%	0,397461111	148,682	251	399,6822524
SCHV-241	9350,5	9702,5	352	1,38%	0,397576054	139,947	503	642,946771

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaborado por: Proaño, 2019

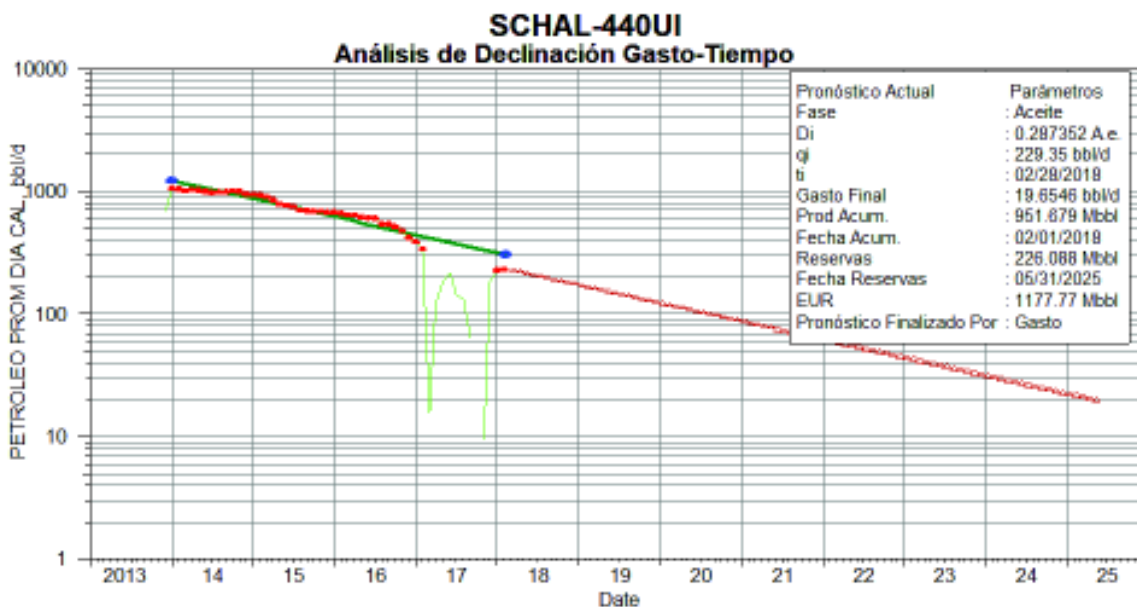
**ANEXO 6. CURVAS DE DECLINACIÓN (ANÁLISIS DE
RESERVAS)**

Anexo 6.1 Curva de Declinación Pozo: SCHA0-470



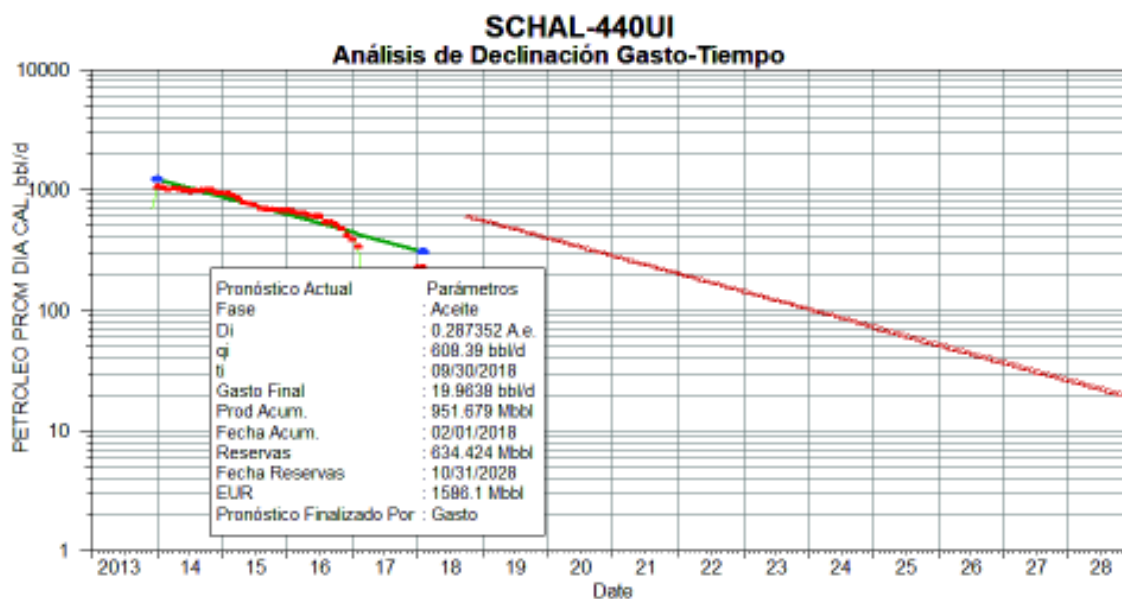
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.2 Curva de Declinación Pozo: SCHA0-440



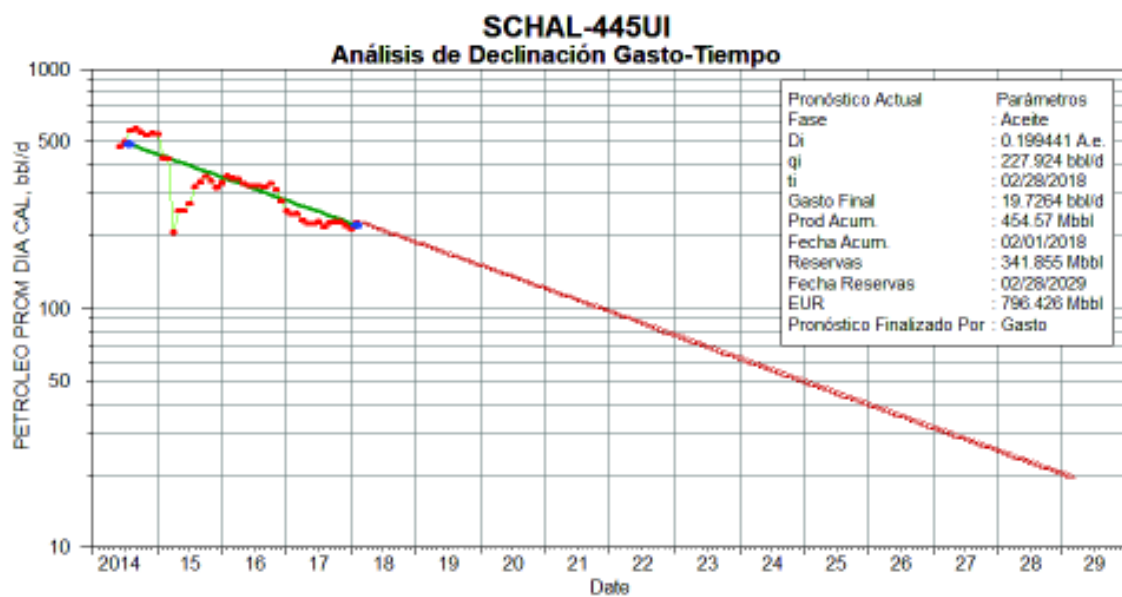
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.3 Pronóstico de producción Pozo: SCHAO-440



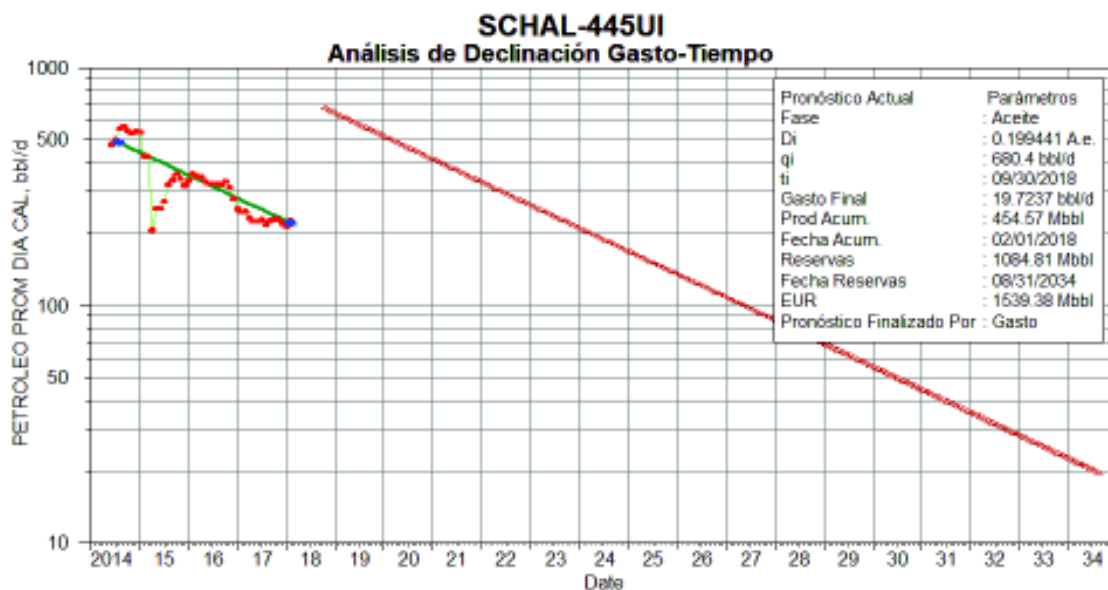
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.4 Curva de Declinación Pozo: SCHAL-445



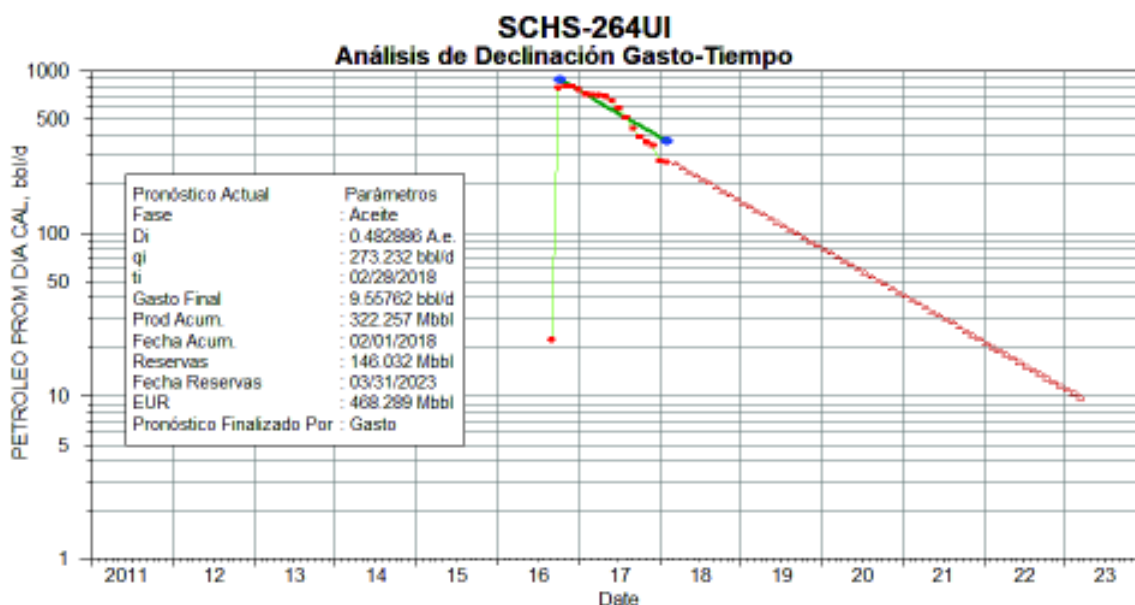
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.5 Pronóstico de producción Pozo: SCHAL-445



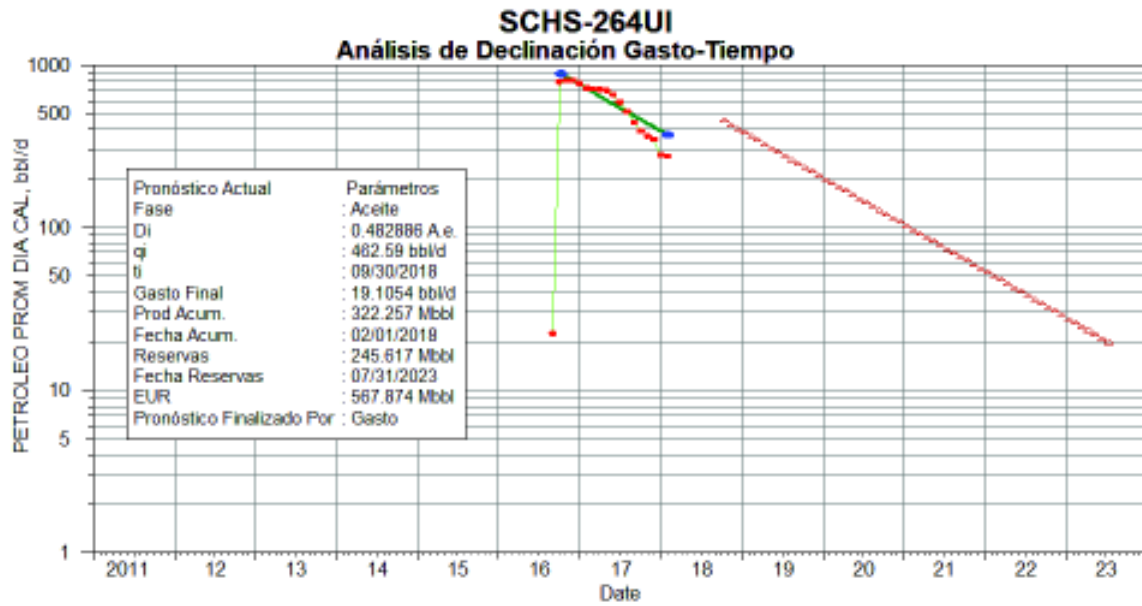
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.6 Curva de Declinación Pozo: SCHS-264



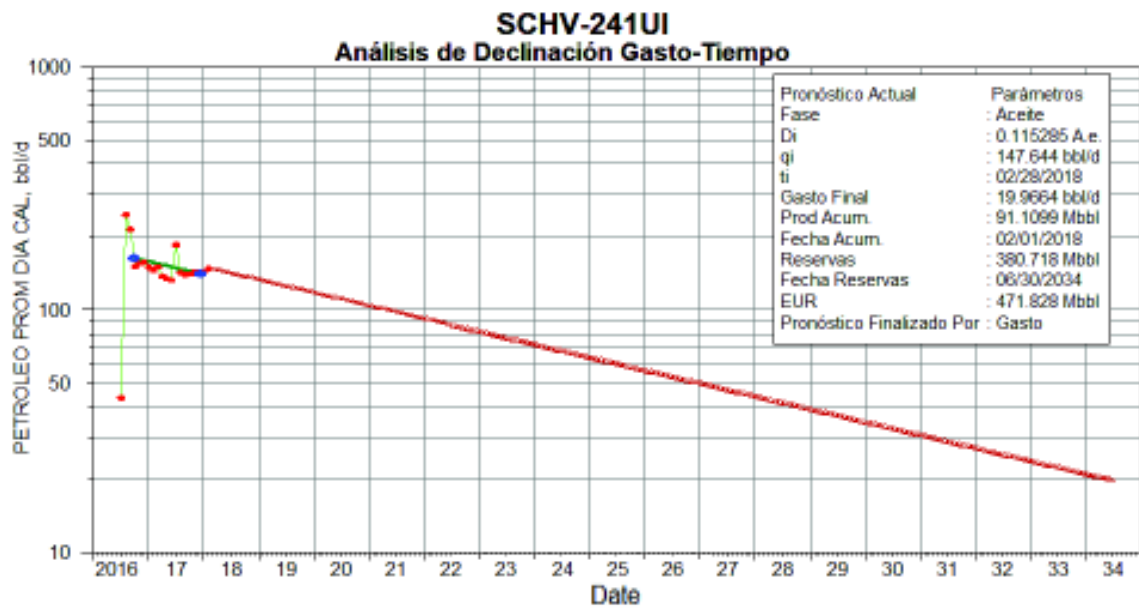
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.7 Pronóstico de producción Pozo: SCHS-264



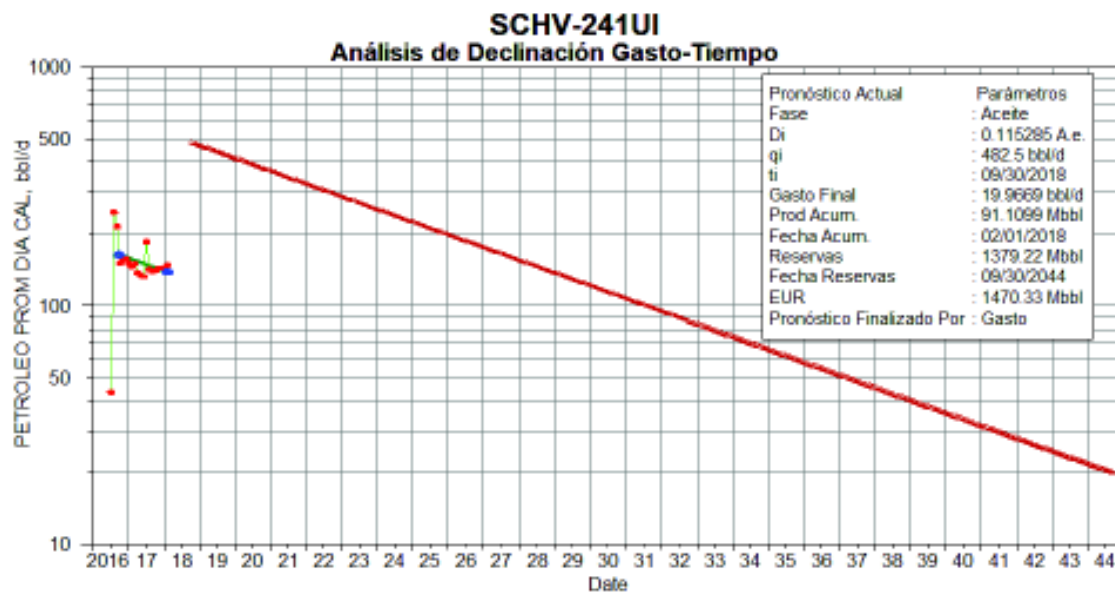
Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.8 Curva de Declinación Pozo: SCHV-241



Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

Anexo 6.9 Pronóstico de producción Pozo: SCHV-241



Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Proaño, 2019

**ANEXO 7. SECUENCIA OPERACIONAL TENTATIVA PARA EL
FRACTURAMIENTO DEL POZO SCHV-241**

Descripción del procedimiento operativo

1. Mover unidad de WO a la locación del pozo y montar.
2. Controlar pozo con fluido de completación provisto por Schlumberger. (KCL 2% + Inhibidor de arcillas + Aditivos).
3. Sacar completación actual.
4. Pescar completación de fondo.
5. Correr dentro de pozo BHA con broca y scrapper para limpieza de pozo y tren de limpieza proporcionado por SLB WS.
6. Sacar BHA de limpieza.
7. Colocar Cast Iron Bridge Plug (CIBP) a +/- 10 000 [ft].
8. Bajar sarta de fracturamiento, probando con presión cada +/- 2000 [ft] con 3000 [psi] o de acuerdo al procedimiento de PETROAMAZONAS. La sarta de fractura queda como sigue (preliminarmente):
 - Tubing 3 1/2 10 [Kpsi] 9,3# EUE hasta superficie
 - Camisa
 - 1/2" 9,3# EUE Box Up x Pin Down, No-go Nipple 2,75" R Profile (with standing valve)
 - Crossover 3 1/2" EUE box x 2 7/8" EUE pin
 - 7" x 2 7/8" EUE Mechanical Packer 10 [Kpsi] (a ser asentado a +/- 9500 [ft])
 - Tubing 3 1/2" 10 [Kpsi] 9,3 # EUE (3 tubos)
 - x 2 7/8" pup joint / Mule Shoe

Nota: Se recomienda tubería de 3 1/2" y 10 [Kpsi] de presión de estallido. La standing valve debe ser al menos de 6000 [psi] diferencial.
9. Al llegar a la profundidad de asentamiento del PKR, probar la tubería con 3500 [psi] contra standing valve.
10. Recuperar standing valve con slick line.
11. Asentar PKR en aprox. En 9500 [ft] MD siguiendo las recomendaciones del operador de la herramienta. (Revisar Casing/Cemento en el punto de asentamiento antes de asentar el PKR).
12. Probar PKR con 1500 [psi] en anular (o lo recomendado por el supervisor del PKR).

13. Armar equipo de Schlumberger para fracturamiento hidráulico. El taladro deberá suministrar un estimado de 800 [bbl] de agua fresca filtrada para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento.
14. Realizar prueba de líneas de Schlumberger con 8000 [psi] contra válvula de tapón en cabezal de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 3 [min], liberar presión y abrir cabezal de pozo. Durante las operaciones de Datafrac y fractura se deberán colocar entre 1000 y 1500 [psi] en el espacio anular y mantener la presión en el anular con una unidad de workover.
15. Realizar bombeo de OneSTEP GP con 30 [bbls] (5 – 15 [bbl/min]) y desplazar con gel lineal. Dejar en remojo de 6 – 10 horas.
16. Realizar DataFRAC con fluido de fractura (Aprox. 100 [bbl] inyectados en formación a 20 [bbl/min]) y desplazar con gel de fractura lineal, reportar presiones y eficiencia de fluido.
17. Realizar operación de fracturamiento hidráulico de acuerdo al programa de bombeo revisado luego del Datafrac. PETROAMAZONAS deberá proveer de un “catch tank” para la recolección del propante reversado en caso de arenamiento. El manejo de este material será responsabilidad de PETROAMAZONAS.
18. Esperar cierre de fractura y liberar presión si quedara presurizado el pozo. Se recomienda realizar esta operación a no más de 0,5 [bbl/min].

Nota:

- Durante ninguna de las maniobras se deberá pasar el PKR en frente de las perforaciones para evitar riesgos de atascamiento.
- Se recomienda realizar la operación de fracturamiento hidráulico con luz diurna dadas las presiones de cabeza de pozo durante el bombeo del tratamiento.

**ANEXO 8. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE
LOS POZOS PROPUESTOS PARA EL FRACTURAMIENTO**

El **índice de productividad (IP)** es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir (rendimiento), esta propiedad es a menudo reportada y se evalúa en función de la siguiente tabla:

Índice de productividad	Valoración
$IP < 0,5$	Baja productividad
$0,5 \leq IP < 1$	Media productividad
$1 \leq IP < 2$	Alta productividad
$IP \geq 2$	Excelente productividad

Fuente: Garcés & Tatés , 2012

Elaborado por: Proaño, 2019

Dado que estos pozos se encuentran produciendo a una presión inferior al punto de burbuja, es adecuado usar la ecuación de Vogel para su estimación:

$$IP = \frac{q}{Pr - Pb + \frac{Pb}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{Pb} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{Pb} \right)^2 \right]}$$

La tabla expuesta a continuación reporta los datos, así como los valores obtenidos del cálculo del índice de productividad (IP):

Pozo:	SCHV-241		SCHAL-440		SCHAL-445	
	Antes de la fractura	Post fractura	Antes de la fractura	Post fractura	Antes de la fractura	Post fractura
q [bbl/d]	142,99	583,87	231,19	699,9	226,65	804,33
Pr [psi]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Pb [psi]	1170	1170	1170	1170	1170	1170
Pwf [psi]	642,94	642,94	702,54	702,54	224,69	224,69
IP[BFPD/psi]=	0,568467606	2,321219533	1,0780507	3,2636691	0,5200104	1,8454004

Elaborado por: Proaño, 2019

Se comprueba entonces la eficiencia de este tratamiento de estimulación pues los pozos analizados exhiben un notorio incremento en su productividad.

ANEXO 9. COSTOS DEL TRABAJO DE FRACTURAMIENTO

En esta tabla se encuentran detallados los costos para un trabajo típico de fracturamiento, se ha tomado este pozo como referencia debido a que no presento inconvenientes durante la ejecución del proceso.

COSTOS TRABAJO FRACTURAMIENTO			
COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTO
TRIBOILGAS	MOVILIZACIÓN	\$	\$ 7620,51
PETROTECH	MOVILIZACIÓN	\$	\$ 2915,01
TRIBOILGAS	TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO	\$	\$ 70560,08
PETROTECH	TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO	\$	\$ 32096,16
PETROAMAZONAS EP	DIESEL RIG	\$	\$ 2959,06
ADRIALPETRO	DESINSTALACIÓN DE CONECTOR	\$	\$
SCHLUMBERGER	SPOOLER EXTRACCIÓN/CORRIDA CABLE	\$	\$
HLL	RETIRO DE PROTECTORES	\$	\$
SCHLUMBERGER	FLUIDO DE CONTROL	\$	\$ 124981,16
TRANSPORTES NOROCCIDENTAL	VACUM	\$	\$ 1902,10
ADRIALPETRO	INSTALACIÓN DE CONECTOR	\$	\$
SCHLUMBERGER	PULLING BES	\$	\$
G&E	ARMADO BES	\$	\$
SCHLUMBERGER	TORQUÍMETRO COMPUTARIZADO	\$	\$ 40854,00
MISSION PETROLEUM	INSPECCIÓN/REPARACIÓN CABEZAL	\$	\$ 3086,13
SERTECPET	BHA DE LIMPIEZA	\$	\$
HALLIBURTON	CAÑONEO CON WIRELINE	\$	\$ 43546,25
PETROTECH	SLICK LINE	\$	\$ 860,00
PETROTECH	ASENTAMIENTO PACKER	\$	\$ 2028,00
HALLIBURTON	REGISTRO ELECTROMAGNÉTICO	\$	\$ 13453,46
PETROTECH	RENTA PACKER	\$	\$ 5128,00
PETROAMAZONAS EP	MATERIALES Y HERRAMIENTAS	\$ 112354,21	\$
SERTECPET	EVALUACIÓN CON MTU.REPARACIÓN JET	\$	\$
PETROTECH	SLICK LINE: UNIDAD BAJO LLAMADO	\$	\$
SCHLUMBERGER	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	\$	\$ 105819,26
SCHLUMBERGER	FLUIDO DE CONTROL:FRACTURAMIENTO	\$	\$
SUBTOTAL		\$ 112354,2	\$ 457809,18
TOTAL			\$ 570163,39

Fuente: Petroamazonas EP, 2018