

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN TÉCNICA COMPARATIVA DEL INCREMENTO DE
PRODUCCIÓN CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y
ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL CAMPO SACHA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TÉCNICO EXPERIMENTAL**

ANABEL SOLEDAD CHANGO CAIZA
anabel.chango@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr. JOHNNY ZAMBRANO
johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2020

DECLARACIÓN

Yo, Anabel Soledad Chango Caiza, declaro bajo juramento que el siguiente trabajo de titulación modalidad Técnico Experimental es de mi autoría, y el mismo no ha sido presentado para ninguna calificación profesional para la obtención del título de ingeniero o de ninguna índole académica y que las referencias bibliográficas mencionadas en este trabajo han sido consultadas.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual respecto al presente trabajo de titulación a la Escuela Politécnica Nacional. De acuerdo a lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y normativa institucional vigente.

ANABEL SOLEDAD CHANGO CAIZA

CERTIFICACIÓN

Certifico que este trabajo de titulación, modalidad trabajo técnico experimental, fue desarrollado por Anabel Soledad Chango Caiza, bajo mi supervisión

.....

Dr. JOHNNY ZAMBRANO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios, porque es tu amor que me sostiene, por ser mi refugio, el ancla de mi fe, gracias por bendecirme con una familia maravillosa.

A mi mami quien a pesar de los obstáculos que presento en la vida siempre lucho y velo por cada uno de nosotros, te amo como no tienes idea, gracias por estar en mi vida.

A mi hermanito Miguel, gracias por apoyarme y a enseñarme que los sueños las metas se consiguen peleando por ellos, admiro tus convicciones, tu fe ante el mundo, amo tu generosidad y saber que si necesito un consejo estas tu para guiarme a tomar mejores decisiones.

A mi hermanita Mari, gracias por haber guiado mis pasos desde pequeña, por haberte tomado el amor de cuidarme como una madre, por siempre estar atenta de mi crecimiento espiritual e intelectual.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Petróleos por compartir sus conocimientos y guiarme para culminar con esta etapa.

Al Doctor Johnny Zambrano por su valiosa ayuda y paciencia permitiéndome desarrollar exitosamente este trabajo de titulación, mi más sincero agradecimiento.

Un agradecimiento a la Agencia de Regulación y Hidrocarburiífero (ARCH) y en especial a la Ing María Loroña por todo el apoyo en la realización de este trabajo

A mis amigos Alex, Jairo, Gaby, por los momentos compartidos, por apoyarme en el transcurso de mi vida universitaria, muchas gracias por todo.

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación es dedicado con mucho cariño a quien admiro mucho por su constante perseverancia, porque a pesar de que hubo días malos nunca se dio por vencido, por habernos cuidado mucho a mi hermanito y a mi mami, porque nunca me dejaste sola y me amaste como si fuese tu hija. Papi Gocho esta tesis es dedicada para ti, agradezco tanto los planes perfectos de Dios porque gracias a Él nos mantuvimos unidos frente a las adversidades que tuvimos, cumplí el sueño que tenías para mí cuando era pequeña ser Ingeniera de la Escuela Politécnica Nacional, gracias por todo lo que has hecho por mí, te amo mucho.

Taby

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|--------------|
| DECLARACIÓN | II |
| CERTIFICACIÓN | III |
| AGRADECIMIENTOS | IV |
| DEDICATORIA | V |
| ÍNDICE DE CONTENIDO | VI |
| ÍNDICE DE FIGURAS | IX |
| ÍNDICE DE TABLAS | XII |
| ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA | XVI |
| RESUMEN Y ABSTRACT | XVIII |
| RESUMEN | XVIII |
| ABSTRACT..... | XIX |
| INTRODUCCIÓN | XX |
| CAPÍTULO I | 1 |
| MARCO TEÓRICO | 1 |
| 1. Antecedentes del Campo Sacha..... | 1 |
| 1.1. Historia del Campo Sacha | 1 |
| 1.2. Ubicación del Campo Sacha | 1 |
| 1.3. Estratigráfica del Campo Sacha | 2 |
| 1.4. Situación actual del Campo Sacha..... | 7 |
| 2. Referencial teórico | 9 |
| 2.1. Reacondicionamiento de pozos | 9 |
| 3. Definición de términos | 13 |
| 3.1. Saturación (S)..... | 13 |
| 3.2. Factor Volumétrico (Bo) | 14 |
| 3.3. Registro eléctrico | 14 |

| | |
|---|----|
| 3.4. Curvas de declinación..... | 15 |
| 3.5. Índice de productividad (IPR)..... | 18 |
| 3.6. Método de Vogel..... | 19 |
| 3.7. Descripción del software OFM..... | 20 |
| 3.8. Criterios económicos..... | 21 |

CAPÍTULO II **24**

METODOLOGÍA **24**

| | |
|---|-----------|
| 2.1. Desarrollo de la metodología..... | 25 |
| 2.1.1. Recopilación de la información..... | 25 |
| 2.1.2. Discriminación de pozos..... | 25 |
| 2.1.3. Análisis Geológico y estratigráfico..... | 25 |
| 2.1.4. Evaluación de las propiedades de los fluidos..... | 26 |
| 2.1.5. Comparación de resultados de producción..... | 26 |
| 2.1.6. Evaluación de los ácidos empleados..... | 26 |
| 2.1.7. Análisis económico..... | 26 |
| 2.1.8. Conclusiones y recomendaciones..... | 26 |
| 2.2. Metodología para la evaluación de la estimulación matricial..... | 27 |
| 2.3. Metodología para la evaluación del fracturamiento hidráulico..... | 29 |
| 2.3.1. Análisis de yacimientos..... | 31 |
| 2.3.2. Evaluación petrofísica..... | 31 |
| 2.3.3. Análisis de la producción e historial de reacondicionamientos..... | 32 |
| 2.3.4. Evaluación de la pre-fractura..... | 32 |
| 2.3.5. Evaluación de la post-fractura..... | 32 |
| 2.3.6. Conclusiones y recomendaciones..... | 32 |

CAPÍTULO III **33**

RESULTADOS **33**

| | |
|---|------------|
| 3.1. Análisis técnico del pozo sachá-235HI..... | 33 |
| 3.2. Análisis técnico del pozo sachá-457HS..... | 43 |
| 3.3. Análisis técnico del pozo sachá-188UI..... | 52 |
| 3.4. Análisis técnico del pozo sachá-316 UI..... | 62 |
| 3.5. Análisis técnico del pozo sachá-370UI..... | 71 |
| 3.6. Análisis técnico del pozo sachá-393UI..... | 81 |
| 3.7. Análisis técnico del pozo sachá-402UI..... | 90 |
| 3.8. Análisis técnico del pozo sachá-420TI..... | 100 |
| 3.9. Análisis técnico del pozo sachá-430 UI..... | 109 |
| 3.10. Análisis técnico del pozo sachá-460UI..... | 119 |

| | |
|-------------------------------|------------|
| CAPÍTULO IV | 129 |
| ANÁLISIS DE RESULTADOS | 129 |
| 4.1. Pozo SCH-235HI | 129 |
| 4.2. Pozo SCH-457HS | 131 |
| 4.3. Pozo SCH-188UI | 134 |
| 4.4. Pozo SCH-316UI | 136 |
| 4.5 Pozo SCH-370UI | 138 |
| 4.6 Pozo SCH-393UI | 140 |
| 4.7 Pozo SCH-402UI | 142 |
| 4.8 Pozo SCH-420TI..... | 144 |
| 4.9 Pozo SCH-430UI | 146 |
| 4.10 Pozo SCH-460UI | 148 |
| CAPÍTULO V | 151 |
| CONCLUSIONES | 151 |
| RECOMENDACIONES | 153 |
| REFERENCIAS | 154 |
| ANEXOS | 159 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1: MAPA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA | 2 |
| FIGURA 2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA..... | 3 |
| FIGURA 3: MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENISCA UI | 6 |
| FIGURA 4: MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENISCA TI..... | 6 |
| FIGURA 5: MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENISCA HOLIN..... | 7 |
| FIGURA 6: SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO SACHA..... | 7 |
| FIGURA 7: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS DEL CAMPO SACHA | 8 |
| FIGURA 8: HISTORIAL DE OPERACIONES EN EL CAMPO SACHA | 8 |
| FIGURA 9: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA CAMPO SACHA..... | 9 |
| FIGURA 10: ANÁLISIS DE LA CURVA DE VOGEL (PWF VS Q)..... | 19 |
| FIGURA 11:METODOLOGIA DE TRABAJO | 24 |
| FIGURA 12: METODOLOGÍA PARA LAS EVALUACION ESTIMULACIÓN MATRICIAL..... | 28 |
| FIGURA 13: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACION DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO..... | 30 |
| FIGURA 14: METODOLOGÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 31 |
| FIGURA 15: REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SCH-235HI..... | 34 |
| FIGURA 16: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-235HI | 37 |
| FIGURA 17: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-235HI PRE-ESTIMULACIÓN MATRICIAL | 37 |
| FIGURA 18: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-235HI POST-ESTIMULACIÓN MATRICIAL..... | 38 |
| FIGURA 19: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DE LA EM DEL POZO SCH-235HI..... | 39 |
| FIGURA 20: REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SCH-457HS..... | 44 |
| FIGURA 21: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-457HS..... | 46 |
| FIGURA 22: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-457HS PRE-ESTIMULACIÓN MATRICIAL | 47 |
| FIGURA 23: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-457HS POST-ESTIMULACIÓN MATRICIAL | 47 |
| FIGURA 24: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-457HS | 48 |
| FIGURA 25: REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SCH-188UI..... | 53 |
| FIGURA 26: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO DEL POZO SCH-188UI | 55 |
| FIGURA 27: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-188UI PRE- FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 56 |
| FIGURA 28: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-188UI POST- FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 56 |
| FIGURA 29: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH POZO SCH-188UI | 57 |
| FIGURA 30: REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SCH-316UI..... | 63 |
| FIGURA 31: GRÁFICO PETRÓLEO VS AGUA SCH-316UI | 64 |
| FIGURA 32: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-316UI PRE- FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 65 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 33: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-316UI POST- FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 65 |
| FIGURA 34: CURVAS IPR ANTES Y DESPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-316UI | 66 |
| FIGURA 35: REGISTRO DEL POZO 370UI | 73 |
| FIGURA 36: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-370UI | 75 |
| FIGURA 37: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-370UI PRE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 76 |
| FIGURA 38: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-370UI POST-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 76 |
| FIGURA 39: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-370UI | 77 |
| FIGURA 40: REGISTRO DEL POZO SCH-393UI | 82 |
| FIGURA 41: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH- 393UI | 84 |
| FIGURA 42: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-393UI PRE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 85 |
| FIGURA 43: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-393UI POST-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 85 |
| FIGURA 44: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH POZO SCH-393UI | 86 |
| FIGURA 45: REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SCH-402UI..... | 91 |
| FIGURA 46: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-402UI | 92 |
| FIGURA 47: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-402UI PRE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 93 |
| FIGURA 48: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-402UI POST-ESTIMULACIÓN MATRICIAL..... | 94 |
| FIGURA 49: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-402UI | 95 |
| FIGURA 50: REGISTRO DEL POZO SCH-420TI..... | 101 |
| FIGURA 51: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-420TI | 102 |
| FIGURA 52: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-420TI PRE-ESTIMULACIÓN MATRICIAL..... | 103 |
| FIGURA 53: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-420TI POST-ESTIMULACIÓN MATRICIAL..... | 103 |
| FIGURA 54: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-420TI..... | 104 |
| FIGURA 55: REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SCH-430UI..... | 109 |
| FIGURA 56: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-430UI | 111 |
| FIGURA 57: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-430UI PRE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 112 |
| FIGURA 58: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-430UI PRE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 112 |
| FIGURA 59: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-430UI | 113 |
| FIGURA 60: REGISTRO DEL POZO SCH-460 UI | 120 |
| FIGURA 61: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH-460UI..... | 122 |
| FIGURA 62: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-460UI PRE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 123 |
| FIGURA 63: CURVA DE DECLINACIÓN SCH-460UI POST-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 123 |
| FIGURA 64: CURVAS IPR ANTES Y DEPUÉS DEL FH DEL POZO SCH-460UI | 124 |
| FIGURA 65: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL | 129 |
| FIGURA 66: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO SCH-235HI | 130 |
| FIGURA 67: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-457HS..... | 132 |
| FIGURA 68: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO SCH-235HI | 133 |
| FIGURA 69: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-188UI | 134 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 70: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-188UI | 135 |
| FIGURA 71: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-316UI | 136 |
| FIGURA 72: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO POZO SCH-316UI..... | 137 |
| FIGURA 73: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-370UI | 138 |
| FIGURA 74: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-370UI | 139 |
| FIGURA 75: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-393UI | 140 |
| FIGURA 76: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO POZO SCH-393UI..... | 141 |
| FIGURA 77: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-402UI | 142 |
| FIGURA 78: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-402UI | 143 |
| FIGURA 79: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-420TI | 144 |
| FIGURA 80: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-420TI..... | 145 |
| FIGURA 81: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-430UI | 146 |
| FIGURA 82: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-430UI | 147 |
| FIGURA 83: RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL POZO SCH-460UI | 148 |
| FIGURA 84: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-460UI | 149 |
| FIGURA 85: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-235HI..... | 176 |
| FIGURA 86: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-457HS..... | 177 |
| FIGURA 87: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-188UI..... | 177 |
| FIGURA 88: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-316UI..... | 178 |
| FIGURA 89: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-370UI..... | 178 |
| FIGURA 90: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-393UI..... | 179 |
| FIGURA 91: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-402UI..... | 179 |
| FIGURA 92: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-420TI | 180 |
| FIGURA 93: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-430UI..... | 180 |
| FIGURA 94: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SACHA-460UI..... | 181 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| TABLA 1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA | 1 |
| TABLA 2: TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN | 18 |
| TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DEL POZO PRE-ESTIMULACIÓN MATRICIAL SCH-235HI | 33 |
| TABLA 4: TABLA DE TRATAMIENTO QUÍMICO POZO SCH – 235HI | 35 |
| TABLA 5: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SCH – 235HI | 35 |
| TABLA 6: HISTORIAL DE PRODUCCION DEL POZO SCH-235HI | 36 |
| TABLA 7: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL PARA EL POZO SCH- 235HI..... | 39 |
| TABLA 8: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH- 235HI | 39 |
| TABLA 9: BOMBEO DE CLAYFIX 5 DEL POZO SCH-235HI | 40 |
| TABLA 10: BOMBEO DE CLAYFIX 5 - PRUEBA DE ADMISIÓN DEL POZO SCH-235HI..... | 40 |
| TABLA 11: BOMBEO DEL TRATAMIENTO ÁCIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DEL POZO SCH-235HI | 40 |
| TABLA 12: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-235HI | 41 |
| TABLA 13: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO SCH-235HI | 42 |
| TABLA 14: CARACTERÍSTICAS DEL POZO PRE-ESTIMULACIÓN MATRICIAL SCH-457HS..... | 43 |
| TABLA 15: TABLA DE TRATAMIENTOS QUÍMICOS USADOS EN EL POZO SCH –457HS..... | 44 |
| TABLA 16: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SCH – 457HS | 45 |
| TABLA 17: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH-457HS | 45 |
| TABLA 18: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO 457HS..... | 48 |
| TABLA 19: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO 457HS | 49 |
| TABLA 20: BOMBEO DE CLAYFIX 5 DEL POZO SCH-457HS | 49 |
| TABLA 21: BOMBEO DE CLAYFIX 5 DEL POZO SCH-457HS | 49 |
| TABLA 22: BOMBEO DE CLAYFIX 5-PRUEBA DE ADMISIÓN DEL POZO SCH-457HS..... | 49 |
| TABLA 23: BOMBEO DEL TRATAMIENTO ÁCIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DEL POZO SCH-457HS..... | 50 |
| TABLA 24: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-457HS | 50 |
| TABLA 25: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL SCH-457HS | 51 |
| TABLA 26: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-188UI | 52 |
| TABLA 27: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SCH-188UI..... | 53 |
| TABLA 28: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH-188UI..... | 54 |
| TABLA 29: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO 188UI | 57 |
| TABLA 30: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-188UI..... | 58 |
| TABLA 31: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-188UI | 58 |
| TABLA 32: BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-188UI..... | 58 |
| TABLA 33: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-188UI..... | 59 |
| TABLA 34: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-188UI | 60 |
| TABLA 35: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO SCH-188UI..... | 61 |

| | |
|---|----|
| TABLA 36: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-316UI | 62 |
| TABLA 37: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SCH – 316UI | 63 |
| TABLA 38: HISTORIAL DE PRODUCCION POZO SCH-316UI..... | 63 |
| TABLA 39: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO SCH-316UI | 67 |
| TABLA 40: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-316UI..... | 67 |
| TABLA 41: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-316UI | 67 |
| TABLA 42: BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-316UI..... | 68 |
| TABLA 43: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-316UI..... | 68 |
| TABLA 44: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-316UI | 70 |
| TABLA 45: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO SCH-316UI..... | 70 |
| TABLA 46: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-370UI | 72 |
| TABLA 47: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SCH – 370UI | 73 |
| TABLA 48: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH-370UI..... | 74 |
| TABLA 49: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO 370UI | 77 |
| TABLA 50: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-370UI..... | 78 |
| TABLA 51: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-370UI | 78 |
| TABLA 52: BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-370UI..... | 78 |
| TABLA 53: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-370UI..... | 79 |
| TABLA 54: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-370UI | 80 |
| TABLA 55: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÀULICO SCH-370UI..... | 81 |
| TABLA 56: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-393UI | 82 |
| TABLA 57: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SCH-393UI..... | 83 |
| TABLA 58 :HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO 393UI | 83 |
| TABLA 59: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO 393UI | 86 |
| TABLA 60: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-393UI..... | 86 |
| TABLA 61: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-393UI | 87 |
| TABLA 62 BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-393UI..... | 87 |
| TABLA 63: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH393-UI..... | 88 |
| TABLA 64: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-393UI | 89 |
| TABLA 65: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULIO SCH-393UI..... | 89 |
| TABLA 66: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-402UI | 90 |
| TABLA 67: HISTORIAL DE TRABAJOS REALIZADOS EN EL POZO 402UI..... | 91 |
| TABLA 68: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH-402UI..... | 92 |
| TABLA 69: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO SCH-402 UI | 95 |
| TABLA 70: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-402 UI..... | 95 |
| TABLA 71: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-402UI | 96 |
| TABLA 72: BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-402UI..... | 96 |

| | |
|---|-----|
| TABLA 73: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-402UI..... | 97 |
| TABLA 74: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-402UI | 98 |
| TABLA 75: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO SCH-402UI..... | 99 |
| TABLA 76: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-420TI..... | 100 |
| TABLA 77: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SCH – 420TI..... | 101 |
| TABLA 78: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH-420TI | 101 |
| TABLA 79: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO 420TI | 105 |
| TABLA 80: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-420TI | 105 |
| TABLA 81: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-420TI..... | 105 |
| TABLA 82: BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-420TI | 106 |
| TABLA 83: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-420TI | 106 |
| TABLA 84: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-420TI..... | 107 |
| TABLA 85: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-420TI..... | 108 |
| TABLA 86: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-430UI | 109 |
| TABLA 87: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO SCH-430UI..... | 110 |
| TABLA 88: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-430 UI | 111 |
| TABLA 89: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO SCH-430 UI | 114 |
| TABLA 90: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-430UI..... | 114 |
| TABLA 91: BOMBEO DE ONESTEP UNO DEL POZO SCH-430UI..... | 114 |
| TABLA 92: BOMBEO DE ONESTEP DOS DEL POZO SCH-430UI..... | 115 |
| TABLA 93: BOMBEO DE DATAFRAC UNO DEL POZO SCH-430UI..... | 115 |
| TABLA 94: BOMBEO DE DATAFRAC DOS DEL POZO SCH-430UI | 115 |
| TABLA 95: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO UNO DEL POZO SCH-430UI | 116 |
| TABLA 96: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO UNO DEL POZO SCH-430UI | 117 |
| TABLA 97: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-430TI..... | 118 |
| TABLA 98: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO SCH-430UI..... | 119 |
| TABLA 99: CARACTERÍSTICAS PRE-FRACURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH-460UI | 120 |
| TABLA 100: HISTORIAL DE TRABAJOS REALIZADOS EN EL POZO SCH-460UI..... | 121 |
| TABLA 101: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SCH 460 UI | 121 |
| TABLA 102: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VOGEL POZO 460UI | 124 |
| TABLA 103: RESULTADOS DEL IPR EN EL POZO SCH-460UI..... | 125 |
| TABLA 104: BOMBEO DE ONESTEP DEL POZO SCH-460UI | 125 |
| TABLA 105: BOMBEO DE DATAFRAC DEL POZO SCH-460UI..... | 125 |
| TABLA 106: BOMBEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO SCH460-UI..... | 126 |
| TABLA 107: COSTOS REGISTRADOS POZO SCH-460UI | 127 |
| TABLA 108: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO SCH-460UI..... | 128 |

| | |
|--|-----|
| TABLA 109: RESULTADO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA CAMPAÑA DE REACONDICIONAMIENTO (ENERO- JUNIO 2019) | 150 |
| TABLA 110: PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-235HI | 162 |
| TABLA 111: PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-235HI (ESCENARIO PÉSIMO) | 163 |
| TABLA 112: PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-235HI (ESCENARIO REAL) | 164 |
| TABLA 113: PRODUCCIÓN DEL POZO SCH-235HI (ESCENARIO ÓPTIMO)..... | 165 |
| TABLA 114: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-235HI..... | 168 |
| TABLA 115: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-457HS..... | 169 |
| TABLA 116: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-188UI..... | 169 |
| TABLA 117: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-316UI..... | 170 |
| TABLA 118: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-370UI..... | 171 |
| TABLA 119: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-393UI..... | 172 |
| TABLA 120: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-402UI..... | 172 |
| TABLA 121: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-420TI | 173 |
| TABLA 122: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-430UI..... | 174 |
| TABLA 123: FLUJO DE CAJA DEL POZO SCH-460UI..... | 175 |
| TABLA 124: CRITERIOS TÍPICOS PARA LA SELECCIÓN DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA | 175 |
| TABLA 125: CRITERIOS TÍPICOS PARA LA SELECCIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 176 |
| TABLA 126: TABLA DE MEZCLAS DEL POZO SACHA – 235HI..... | 181 |
| TABLA 127: TABLA DE MEZCLAS DEL POZO SACHA – 457HS..... | 182 |

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

| Símbolo | Descripción | Unidades |
|----------------|-----------------------------------|-----------------|
| μ | Viscosidad | cp |
| API | Gravedad específica en grados API | ----- |
| BHA | Ensamblaje de fondo | |
| Bo | Factor volumétrico | BY/BN |
| BPPD | Barriles de petróleo por día | ----- |
| BSW | Porcentaje de agua y sedimentos | ----- |
| BUP | Build Up | ----- |
| CIBP | Casing Irretrievable Bridge Plug | |
| D | Tasa de declinación | 1/Dias |
| Di | Tasa inicial de declinación | 1/Dias |
| FH | Fracturamiento hidráulico | |
| Ft | Pies | ----- |
| GLP | Gas licuado de petróleo | |
| GR | Gamma Ray | API |
| H | Espesor | ft |
| HCl | Ácido clorhídrico | ----- |
| HF | Ácido fluorhídrico | ----- |
| Hz | Medida de frecuencia | |
| J | Índice de productividad | BPD/psi |
| K | Permeabilidad | Darcy |
| LLD | Registro de resistividad | Ω *m |
| Mbb | Millones de barriles | |
| mD | Milidarcy | ----- |
| N | Exponente adimensional | |
| NPHI | Registro neutron | ft3/ft3 |
| OFM | Oil Field Manager | ----- |
| PEF | Registro fotoeléctrico | Be/e |
| PPH | Bombeo Hidráulico | |

| | | |
|--------|---|--------------|
| PPM | Bombeo Mecánico | |
| PPS | Bombeo Electro-sumergible | |
| Pr | Presión de reservorio | Psia |
| PRI | Período de recuperación de la inversión | meses |
| psia | Libra por pulgada cuadrada | ----- |
| Pwf | Presión de fondo fluyente | Psia |
| Pws | Presión estática del reservorio | Psia |
| Q | Caudal de fluido | Barriles |
| Q | Tasa de producción a determinado tiempo | BPPD |
| qi | Tasa inicial de producción | BPPD |
| Qo | Caudal de petróleo | Barriles |
| Qo máx | Caudal máximo de petróleo | Barriles |
| SCH | Sacha | ----- |
| Sg | Saturación de gas | ----- |
| skin | Daño | ----- |
| So | Saturación de petróleo | ----- |
| SP | Potencial espontaneo | mV |
| Sw | Saturación de agua | adimensional |
| T | Períodos de producción | Años |
| TIR | Tasa interna de retorno | ----- |
| VAN | Valor actual neto | ----- |
| VAR | Valor actual de retorno | ----- |
| Φ | Porosidad | adimensional |

RESUMEN Y ABSTRACT

RESUMEN

Se realizó el análisis técnico-económico sobre la base de la evaluación de la estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en el Campo Sacha durante el período enero - junio del año 2019. Se seleccionaron 2 pozos con estimulación matricial y 8 con fracturamiento hidráulico. Se evaluó el historial de producción antes y después de los trabajos de reacondicionamiento mediante la herramienta del software Oil Field Manager (OFM), se realizó el estudio petrofísico con la interpretación de los registros eléctricos para encontrar los topes, bases y la litología predominante en la formación de interés para cada pozo.

Para el análisis técnico se realizó la evaluación de los pozos con estimulación matricial (SCH-235HI y SCH-457HS), los ácidos presentes en el tratamiento químico y su relación con la matriz de formación fueron óptimos, puesto que se registró un incremento de producción después del reacondicionamiento. En los pozos con fracturamiento hidráulico: (SCH-188UI, SCH-316UI, SCH-370UI, SCH-393UI, SCH-402UI, SCH-420TI, SCH-430UI y SCH-460UI) el estudio de efectividad se realizó mediante la interpretación de las curvas de Vogel y se evidenció que en todos los pozos existió un aumento en la producción diaria de petróleo, obteniendo trabajos de reacondicionamiento exitosos. El estudio económico mediante 3 escenarios (pésimo, real, optimista), para los pozos: SCH-316UI, SCH-393UI, SCH-402UI y SCH-460UI se concluyó que no son económicamente rentables debido a que el tiempo de recuperación de la inversión es alto.

Palabras claves: estimulación matricial, fracturamiento hidráulico, Campo Sacha, reacondicionamiento.

ABSTRACT

The technical-economic analysis was performed based on the evaluation of matrix stimulation and hydraulic fracturing in Campo Sacha during the period January - June of the year 2019. 2 wells with matrix stimulation and 8 with hydraulic fracturing were selected. The production history was evaluated before and after the reconditioning works using the Oil Field Manager (OFM) software tool, the petrophysical study was performed with the interpretation of the well logs to find the stops, bases and the predominant lithology in the formation of interest for each well.

For the technical analysis, the evaluation of the wells with matrix stimulation (SCH-235HI and SCH-457HS) was carried out, the acids present in the chemical treatment and their relationship with the formation matrix were optimal, since an increase in production was recorded after reconditioning. In wells with hydraulic fracturing: (SCH-188UI, SCH-316UI, SCH-370UI, SCH-393UI, SCH-402UI, SCH-420TI, SCH-430UI and SCH-460UI) the effectiveness study was performed by interpreting the Vogel curves and it was evident that in all the wells there was an increase in the daily production of oil, obtaining successful reconditioning works. The economic study using 3 scenarios (lousy, real, optimistic), for the wells: SCH-316UI, SCH-393UI, SCH-402UI and SCH-460UI, concluded that they are not economically profitable due to the investment recovery time. is high.

Key words: matrix stimulation, fracking, Campo Sacha, reconditioning.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo tiene el interés de aumentar la producción de los pozos en el mínimo tiempo posible y a un precio rentable. Cuando se tiene reservas y el caudal de petróleo ha disminuido por problemas como: pérdida de presión o por una formación de baja permeabilidad o conductividad, se requiere implementar diferentes métodos de recuperación de petróleo como son la estimulación matricial o el fracturamiento hidráulico (Mercado, 2012).

El mantenimiento y la reparación de pozos representan para la industria petrolera la mejor opción de alargar la vida productiva con la menor inversión posible, por eso la necesidad de realizar diferentes tipos de trabajos para aumentar la producción de crudo. En este trabajo de titulación se analizaron las técnicas utilizadas de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico realizadas en los pozos del Campo Sacha durante el primer semestre del año 2019. El principal objetivo del trabajo de titulación es identificar puntos críticos de la producción de petróleo y proyectar mejoras en las soluciones que permitan tener una mayor eficiencia de las técnicas utilizadas, además analizar el costo de producción vs inversión en los reacondicionamientos de los pozos y fracturamiento hidráulico.

La estimulación matricial y fracturamiento hidráulico ayudan a incrementar la producción de petróleo ofreciendo beneficios tanto económicos como ambientales si son ejecutados de manera efectiva (Nitesh & Saunil Rajput, 2017). Se analizaron los reacondicionamientos realizados en el Campo Sacha, examinando los trabajos implementados en los pozos en los que se estimó el comportamiento de la producción.

Se seleccionaron 20 pozos del campo Sacha los que pasaron por un proceso de discriminación y se escogieron 2 pozos sometidos a programas de estimulación matricial y 8 pozos sometidos a fracturamiento hidráulico con el objetivo de poder establecer si la campaña de fracturamiento y estimulación en el campo Sacha fue o no exitosa.

En este trabajo se determinó el grado de éxito de los trabajos de reacondicionamiento en cada pozo seleccionado y escogido según el incremento de productividad, análisis de daño de formación antes y después del trabajo de reacondicionamiento; para esto se recurre al análisis de las curvas IPR mediante el análisis de la curva de Vogel y se realiza una comparación de las curvas de declinación de producción antes y después del trabajo de reacondicionamiento.

Del mismo modo, se revisaron los historiales de reacondicionamientos (workovers) realizados en los pozos seleccionados permitiendo de esta manera tener una idea de los pasos a seguir e implicaciones que se podrían presentar después de las técnicas utilizadas en cada pozo dependiendo sus condiciones mecánicas y petrofísicas.

Además, se realizó un estudio económico de inversión vs producción que permitió establecer si los trabajos de reacondicionamiento fueron rentables, con herramientas como TIR, VAR, VAN que incluyen los costos de producción, valores de inversión que generaron los trabajos de reacondicionamiento para continuar con más campañas de trabajos de reacondicionamiento ya sea estimulación matricial o fracturamiento hidráulico.

Objetivo General

Analizar técnicamente el incremento de producción con fracturamiento hidráulico y estimulación matricial en el Campo Sacha.

Objetivos Específicos

- Determinar el volumen de reservas del Campo Sacha
- Analizar la efectividad de los trabajos de Estimulación Matricial y de Fracturamiento Hidráulico aplicados en los pozos del Campo Sacha.
- Determinar una metodología para la selección de una Estimulación Matricial o de Fracturamiento Hidráulico en los pozos del Campo Sacha.
- Realizar un análisis económico de la producción de crudo antes y después de los trabajos de reacondicionamiento mediante el criterio de Inversión-Producción.

Alcance

El análisis se centrará en los trabajos de reacondicionamiento de Estimulación Matricial y Fracturamiento Hidráulico, implementados en el Campo Sacha Bloque 60, con información de los pozos reacondicionados en el último semestre de producción del Campo.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1. Antecedentes del Campo Sacha

1.1. Historia del Campo Sacha

La estructura Sacha es un anticlinal que fue probada con el pozo exploratorio Sacha 1, perforado con una torre helitransportable el 21 de enero de 1969, alcanzó una producción de 1328 BPD con un crudo de 30° API, con un corte de agua y sedimentos (BSW) de 0.1% a una profundidad de 10160', penetrando 39' de la formación Pre- Cretácica Chapiza.

El campo Sacha fue puesto en producción el 6 de julio de 1972 con una tasa promedio diaria en ese mes de 29269 BPD, hasta el año 1994 la producción se mantuvo por encima de los 60000 BPD, luego de lo cual ha venido declinando hasta la actualidad en que su producción de crudo diaria es de alrededor de 70021 BPPD (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019).

1.2. Ubicación del Campo Sacha

El Campo Sacha está ubicado en la provincia Francisco de Orellana, en el Cantón “La Joya de los Sachas” a 50 Km al Sur de Lago Agrio. Está limitado al Norte por Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al Sur por el Campo Culebra-Yulebra; al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi-Aguarico; al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito. Tiene un ancho de 4 km al norte y alrededor de 7 km al centro y sur, con una longitud de 33 km aproximadamente, ver **figura 1**.

Geográficamente está situado dentro de las coordenadas que se indican en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Ubicación geográfica del Campo Sacha

| | |
|-----------------|--|
| Latitud Sur | 00°11'00'' a 00°24'30'' |
| Longitud Oeste. | Latitud Sur, y 76 49'40'' a 76 54'16'' |

Elaborado por: Chango, 2019

En el campo Sacha se han implementado 4 estaciones de producción con la finalidad de procesar la producción del campo.

- Estación Sacha Norte 1 (Planta de Tratamiento de agua)
- Estación Sacha Norte 2
- Estación Sacha Central
- Estación Sacha Sur

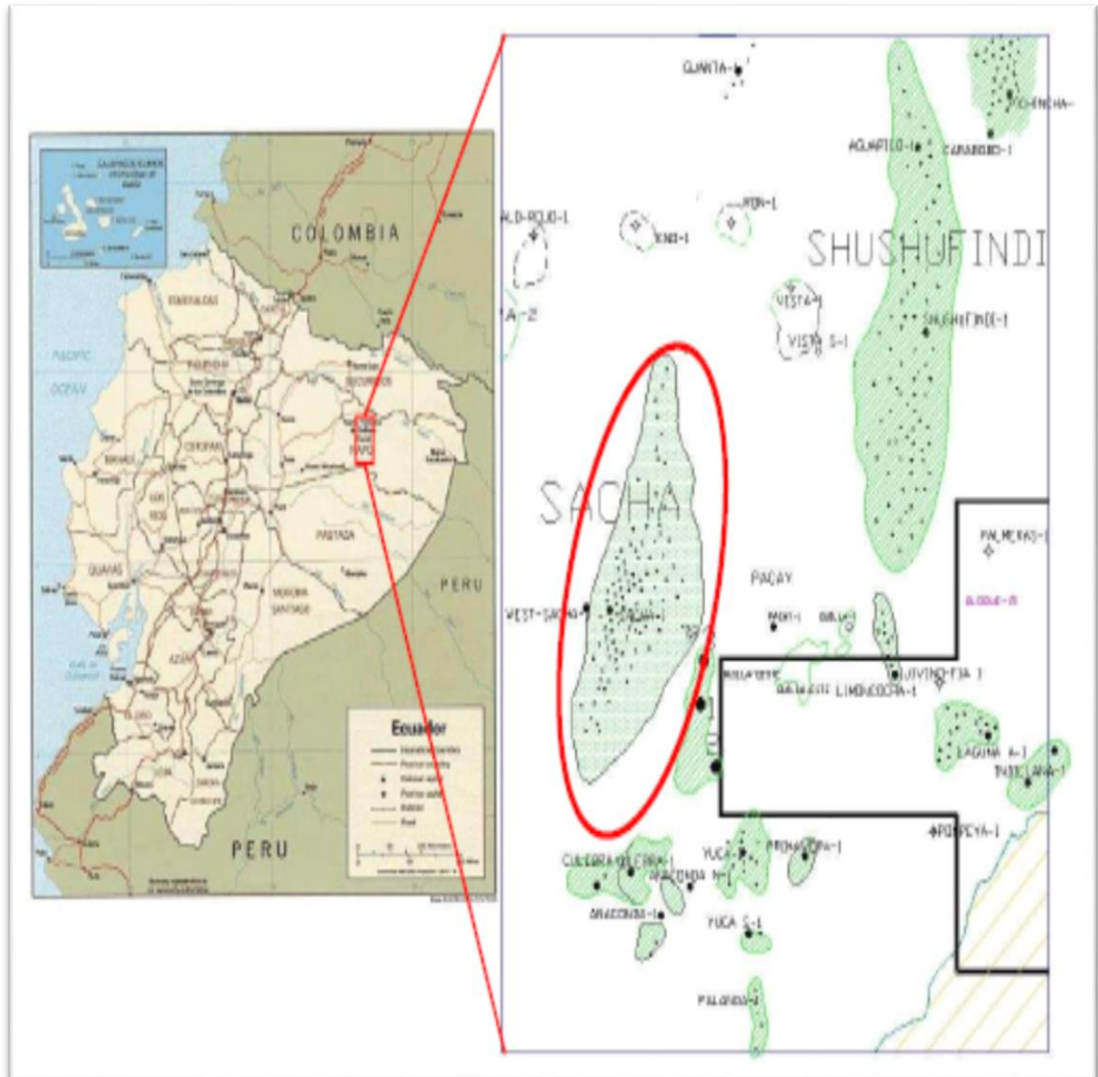


Figura 1: Mapa ubicación geográfica del campo SACHA
Fuente: (Petroamazonas-EP, 2019)

1.3. Estratigráfica del Campo Sacha

La estratigrafía ha sido definida a partir de afloramientos, perforaciones y registros eléctricos. El Campo Sacha está compuesto principalmente por las areniscas Hollín, U, T y Basal Tena, **ver figura 2.**

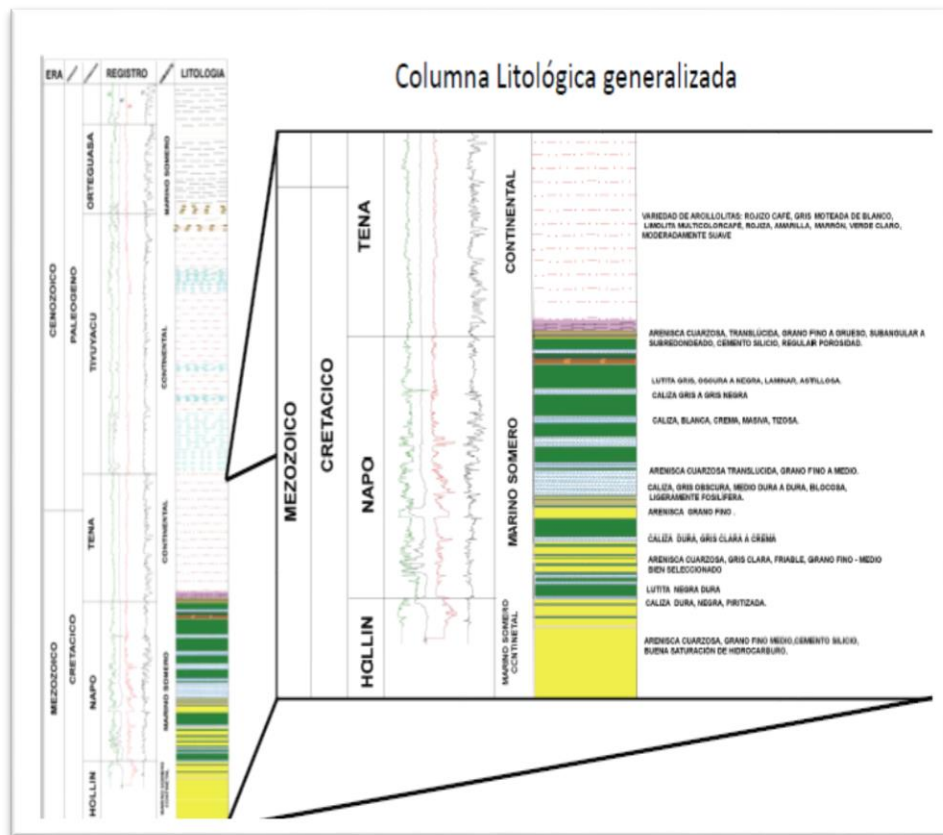


Figura 2: Columna estratigráfica del campo Sacha
Fuente: (Petroamazonas-EP, 2019).

El Campo Sacha está conformado por las siguientes formaciones:

- Formación Arajuno

Esta formación aflora a orillas del río Napo y del río Arajuno, y está constituida principalmente por areniscas finas y gruesas, con unas intercalaciones de conglomerados (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Chambira

Esta formación aflora en el río Napo (depresión Pastaza), se encuentra constituida en su mayoría por conglomerados y posee una matriz denominada arcillo-arenosa cuarzoza (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Curaray

Esta formación se describe como el equivalente de la formación Pebas, y se encuentra constituida por areniscas con estructuras de marea que se ha descubierto resto de fauna marina (tortugas y cocodrilos) (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Mera

La formación Mera aflora cerca del río Pastaza, está constituida principalmente de material volcánico como: clastos, matriz arenosa, conglomerados y rocas metamórficas en menor cantidad (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Chalcana

La formación Chalcana se asienta sobre la formación Orteguaza, está constituida por una secuencia de capas rojas, que tienen arcillolitas con intercalaciones de limolitas (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Orteguaza

La formación Orteguaza está constituida principalmente por una lutita que va de suave a moderadamente dura, en el medio de la formación se encuentra capas intercaladas de areniscas en una matriz arcillosa. También presenta arenisca y carbón intercalado en menor cantidad (Schlumberger, 2010).

- Formación Tiyuyacu

La formación Tiyuyacu es de origen fluvial, se compone de arcilla, arenisca y capas de conglomerado en la sección superior. La arcilla es de color marrón rojizo amarillo y va de suave a dura. La limolita es de color café con intercalaciones de areniscas cuarzosas blancas y mal ordenadas. El conglomerado que va de grano medio a grueso (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Tena

La formación Tena está compuesta principalmente por arcilla, caliza y limolita. La caliza es de un color marrón oscuro y va de dura a suave, la limolita está entre dura a fina, en la parte superior de la formación se encuentra una arenisca cuarzosa y en la parte inferior un grano que varía de muy fino a fino. En la parte basal de la formación Tena se evidencia una influencia marina, representada por escasos foraminíferos bentónicos calcáreos y aglutinados, así como fragmentos de espículas de equinodermos. En la parte superior la ocurrencia de frecuentes oogonios de carofitas junto a comunes ostrácodos y restos de algas, sugieren un

paleoambiente de depósito continental, de aguas dulces o salobres estancada (Rivadeneira & Patrice, 2004).

- Formación Napo

Los afloramientos de la formación Napo se encuentran a lo largo del alto Napo al Oeste y al Este de Puerto Napo, desde poca distancia aguas arriba del Río Anzú hasta 10 Km aguas abajo del pueblo de Napo. Se encuentran además afloramientos extensos al Este de la Cordillera Real constituyendo el Domo de Napo y los flancos del Anticlinal de Cutucú. La formación Napo tiene una sucesión de lutitas negras; calizas grises a negras y areniscas calcáreas, sobreyaciendo en forma concordante a la formación Hollín en todo el Oriente (Rivadeneira & Patrice, 2004). Las diferentes capas que componen esta formación son:

-Arenisca: "T".

-Arenisca: "U".

-Calizas: "M1", "M2", "A" y "B" (en términos generales esta nomenclatura se utiliza en la cuenca Oriente).

- Formación Hollín

La formación Hollín se encuentra a lo largo del Río Hollín que desemboca en el Río Misahuallí, a unos 8 Km al Este de Tena. Se la encuentra en el subsuelo en la mayor parte de la Cuenca Oriente y en el flanco subandino. La litología consiste en areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso, masivas, con estratificación cruzada. La parte superior de la formación Hollín tiene una arenisca glauconítica en un rango de porosidad de 15-20 % (Rivadeneira & Patrice, 2004).

Se muestra los mapas estructurales de las formaciones, las cuales fueron realizadas el trabajo de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en el período de enero – junio de 2019. Las formaciones son: arenisca U (**figura 3**), arenisca T (**figura 4**) y arenisca Hollín (**figura 5**).

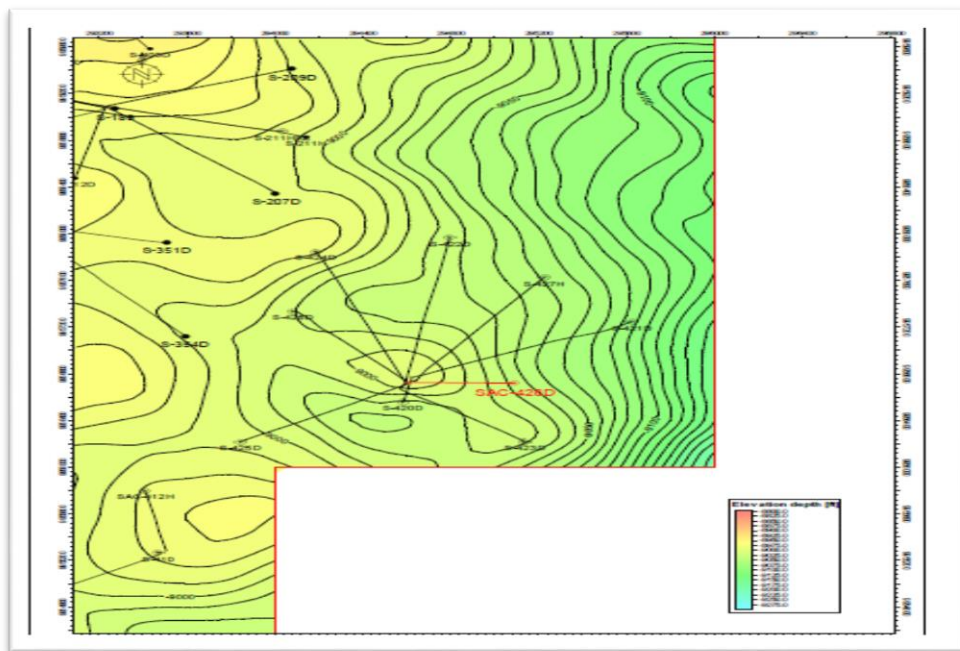


Figura 5: Mapa estructural referido al tope de la arenisca Holin
Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, 2019)

1.4. Situación actual del Campo Sacha

El Campo Sacha es operado por Petroamazonas EP desde agosto de 2016, es considerado como uno de los campos petroleros más importantes ya que tiene un promedio de reservas de 350 millones de barriles de petróleo, durante el año 2018 generó alrededor de USD 1.370 millones en ingresos netos (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019).

En el Campo Sacha se han perforado 434 pozos, el 55% son productores, el 35% pozos cerrados, 4% pozos abandonados y 3% reinyectores, ver **figura 6**.

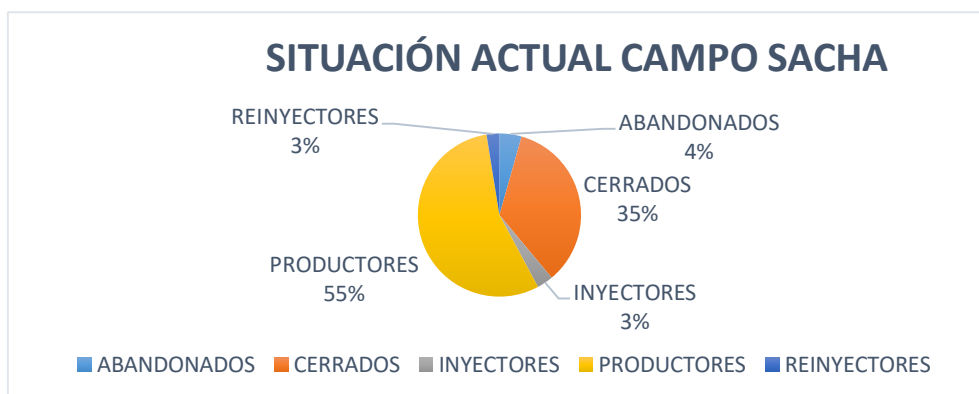


Figura 6: Situación actual del campo Sacha
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, 2019)

La selección del método adecuado para obtener una alta tasa de producción de crudo se realizó basándose en las características petrofísicas de los pozos. En el Campo Sacha se han efectuado trabajos de reacondicionamiento para incrementar la producción de crudo; en la **figura 7** se evidencia que el mayor porcentaje de los trabajos de reacondicionamiento son por fracturamiento hidráulico (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, 2019).



Figura 7: Historial de reacondicionamientos del campo Sacha
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, 2019)

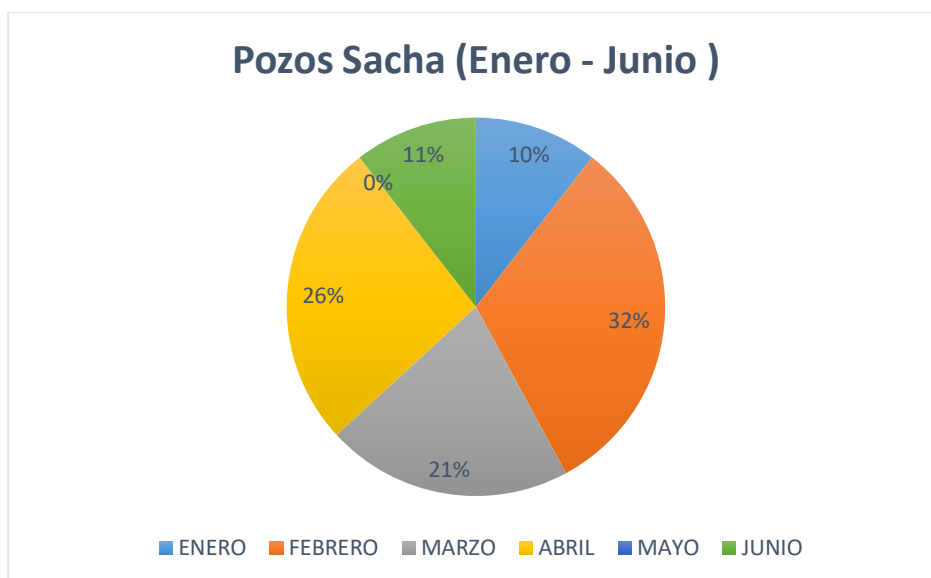


Figura 8: Historial de operaciones en el campo Sacha
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, 2019)

La **figura 8**, muestra la cantidad de pozos que tuvieron un trabajo de reacondicionamiento en el periodo de enero – junio de 2019, el universo total son

10 pozos, 2 de estimulación matricial y 8 de fracturamiento hidráulico. Además, indica que en el mes de febrero se realizó la mayor cantidad de trabajos de reacondicionamiento en el Campo Sacha.

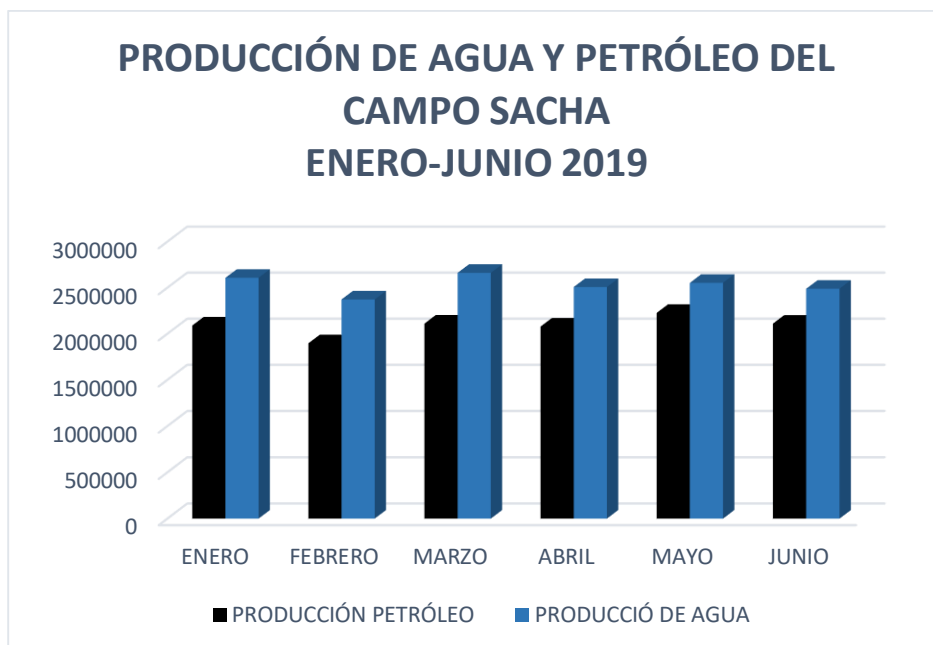


Figura 9: Producción de petróleo y agua campo Sacha
Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, 2019)

La **figura 9** muestra la producción de crudo vs agua en el periodo de enero- junio de 2019, indicando que existe una mayor producción de agua en el mes de marzo y una mayor producción de petróleo en el mes de mayo resultado de los trabajos de reacondicionamiento.

2. Referencial teórico

2.1. Reacondicionamiento de pozos

2.1.1. Definición

Reacondicionamiento es el conjunto de actividades que se llevan a cabo para restablecer o mejorar la capacidad de producción, inyección y/o incrementar el potencial de un pozo que por condiciones mecánicas o del reservorio se encuentra produciendo volúmenes menores a su valor óptimo (Mendoza, 2015).

2.1.2. Estimulación matricial

La estimulación matricial consiste en inyectar una mezcla química (ácido, solvente y tratamientos químicos) para mejorar la permeabilidad de la formación del pozo, con el fin de eliminar el daño preexistente en la formación, optimizando así la producción y la recuperación (Mininni, Cherri, Cosenza, & Mauro, 2000).

2.1.2.1. Estimulación matricial reactiva

La estimulación matricial ácida reactiva se define como la inyección de mezclas químicas a presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca, para remover el daño provocado en las perforaciones, y en la vecindad del pozo, puesto que disuelve materiales que dañan la formación. Además, se utiliza en formaciones de alta productividad para mejorar la productividad natural del yacimiento debido a que con la disolución de los sólidos de la roca existe una mayor permeabilidad (Bybee, 2003). La fuente de daño de la estimulación matricial reactiva es:

- Precipitación de hierros
- Cambios de permeabilidad relativa
- Emulsiones
- Incompatibilidad del agua de formación
- Finos

2.1.2.2. Estimulación matricial no reactiva (no ácida)

La estimulación matricial no reactiva emplea fluidos de tratamiento que no reaccionan químicamente con la matriz de la roca de formación. La inyección de estos surfactantes se realiza a caudales y presiones menores que la presión de fractura del yacimiento (Coulter Energy Intl et al., 1999).

Es utilizada para remover daños generados en la formación:

- Daños por bloqueo (agua, aceite o salmuera)
- Daños por pérdida de lodo
- Daños por depósitos orgánicos
- Mojabilidad por aceite

2.1.3. Ácido clorhídrico (HCl)

El HCl es el ácido más utilizado en la estimulación matricial de pozos, se define al ácido clorhídrico como una solución del gas de cloruro de hidrógeno en agua, reacciona a rocas calcáreas con minerales como la calcita y la dolomita. La principal característica es la rápida disociación con el agua por el cual se considera un ácido fuerte y por esta propiedad permite el mayor volumen de roca calcárea disuelta dando como resultado productos de reacción solubles en agua. La principal desventaja es el efecto de la corrosión en las tuberías ocasionando así un daño severo al pozo y a los equipos de acero (Yanez, 2018).

2.1.4. Ácido fluorhídrico (HF)

El HF es el único ácido que permite la disolución de minerales silícicos como: arcillas, feldespatos y el cuarzo debido a la mayor área superficial de las arcillas, reacciona perfectamente con los minerales previamente nombrados, además con minerales calcáreos y los iones positivos del agua de formación. El HF es de uso exclusivo en formaciones silícicas con un contenido de material calcáreo menor al 20 % (Calva, 2019).

2.1.5. Ácido fluobórico (HFB_4)

El ácido fluobórico estabiliza las arcillas mediante reacciones de los iones de borato y fluoborato. Es especialmente recomendado para estimular areniscas que contienen minerales de potasio debido a que evita el daño por los precipitados de estos. Este ácido puede usarse como un prelavado, antes de inyectar el sistema convencional para desestabilizar los finos (Schlumberger, 2019).

2.1.6. Ácido acético (CH_3COOH)

El ácido acético es un ácido débil por lo que la ionización en agua es lenta al igual que la reacción con los carbonatos y el acero a altas temperaturas. La principal ventaja es su fácil y segura manera de inhibir por lo que es utilizado como fluido de limpieza o de terminación antes de los disparos y también como controlador de arcillas en la formación de interés. Se emplea por lo general en soluciones al 10 % en peso.

2.1.7. Ácidos especiales

2.1.7.1. Ácido fórmico (CH₂O₂)

El ácido fórmico es un ácido orgánico utilizado solo o en combinación con el ácido clorhídrico o el fluorhídrico, es difícil de inhibir usado en la estimulación de pozos. Su empleo principal es la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y a la concentración del 10% disuelve la misma cantidad de caliza que lo que disolvería una solución al 8% de ácido clorhídrico (Islas, 1991).

2.1.7.2. HOT ROCK ACID

El sistema de ácido Hot Rock utiliza una mezcla de ácido fórmico y acético que en las proporciones correctas tiene un poder de disolución equivalente de HCl al 15%, junto con el inhibidor de corrosión MSA II TM y el agente gelificante SGA-HT. El sistema de ácido Hot Rock permite tiempos de reacción prolongados, proporciona control de hierro incorporado y mejora el rendimiento de los agentes gelificantes ácidos. Reduce las tensiones interfaciales, por lo que es menos probable que ocurran problemas de emulsión y lodos (Halliburton, 2019).

2.1.7.3. CLAYFIX 5

El CLAYFIX 5 es una salmuera a base de cloruro de amonio, ayuda a prevenir problemas asociados con la hinchazón de las arcillas, es eficaz para la acidificación de areniscas, ayuda en el intercambio de iones y mantiene suficiente concentración de la sal, para prevenir la dilatación de la arcilla antes y después del intercambio de iones. Disminuye ligeramente el pH del agua dulce. Una solución al 1% de Clayfix proporciona un pH de aproximadamente 5.5, y una solución al 2% proporciona un pH de aproximadamente 5.1 (Halliburton, 2019).

2.1.7.4. Volcanic acid II

Es un sistema de tratamiento a base de HF que permite disolución de aluminosilicatos (feldespato, cloritas, minerales de arcilla) y finos para restaurar la permeabilidad de la formación (Halliburton, 2019).

2.1.8. Fracturamiento Hidráulico

2.1.8.1. Definición

El fracturamiento hidráulico consiste en fracturar la formación productora mediante la inyección de un fluido al pozo, a una tasa y presión para sobrepasar la zona dañada en las vecindades del yacimiento con el fin de incrementar el área del paso de flujo de los fluidos hacia el pozo con el aumento de la permeabilidad, y así mejorar la producción de crudo. La efectividad de un tratamiento de fracturación hidráulico está determinada por la conductividad de la fractura apuntalada, la geometría de la fractura creada, y la extensión del área (Ruma, 2000).

Las principales ventajas del fracturamiento hidráulico son:

- Mejorar del índice de inyectividad del pozo
- Conectar sistemas de fracturas naturales
- Reducir la necesidad de perforar pozos horizontales

Las principales desventajas al usar el fracturamiento hidráulico son:

- Puede generar conificación de agua.
- La producción de crudo puede volver a disminuir en corto tiempo en formaciones depletadas.
- En pozos con sidetracks se puede conectar el pozo con el perforado inicialmente y tener producción de agua en la formación.
- Generar flujo cruzado en zonas con diferentes presiones afecta la producción de crudo (Tetra Tech Canada, 2017).

3. Definición de términos

3.1. Saturación (S)

La saturación se origina debido al desplazamiento del agua por el petróleo. En este proceso en los poros siempre queda una cantidad de agua inmóvil conocida como saturación de agua innata, connata, irreductible y también una saturación de hidrocarburos constituida por petróleo y/o gas.

Se define a la saturación como la fracción del fluido poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes (Paris de Ferrer, 2009), expresada por la relación

$$\text{Saturación de un fluido} = \frac{\text{Volumen de ese fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

3.2. Factor Volumétrico (Bo)

El factor volumétrico del petróleo es definido como el volumen en barriles que un barril en condiciones estándar ocupa en la formación, a la temperatura del yacimiento. Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del petróleo fiscal, este factor será siempre mayor que la unidad. Cuando todo el gas presente está disuelto en el petróleo, disminuye el volumen en proporción de la compresibilidad del líquido (Castellon, S/F).

3.3. Registro eléctrico

El registro eléctrico es una herramienta fundamental para obtener información importante sobre lo que hay debajo de la tierra. Desde el punto de vista de la interpretación cuantitativa, los registros son un "sistema de ecuaciones simultáneas", una ecuación correspondiente a cada curva. La interpretación cuantitativa del registro eléctrico implica, como su objetivo final, la determinación de la porosidad del yacimiento, saturación del agua de formación, permeabilidad y la relación esperada de producción de fluidos (Pirson, 1970).

3.3.1. Registro Gamma Ray (GR)

El registro Gamma Ray mide la radiactividad natural, causada por el potasio, torio y uranio para indicar el contenido de arcilla en la formación. Con la adecuada interpretación de este registro se puede obtener volúmenes de caliza, material radiactivo para dar a conocer ambientes deposicionales e indicar zonas en las que se efectuaron fracturas (Ramos & Danieo, 2008). Para la interpretación del registro Gamma Ray se tiene que:

- Si el GR es alto, indica presencia de lutitas en la formación debido a la presencia de arcilla. Además, los materiales que provocan el aumento del GR son: fosfatos, feldespatos, ceniza volcánica y glauconita.
- Si el GR es bajo, la formación está compuesta por areniscas y calizas.

3.3.2. Registro de potencial espontáneo (SP)

El registro de potencial espontáneo calcula el potencial eléctrico que se produce por la interacción del agua de formación connata, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). El registro SP es usado para:

- Determinar valores de R_w (resistividad del agua de formación)
- Estimar el contenido arcilloso de la roca reservorio
- Ayuda a definir arenas drenadas

3.3.3. Registro fotoeléctrico (PEF)

El registro del factor fotoeléctrico mide la absorción fotoeléctrica de la formación de interés y viene dada en barnios/electrón. Es usado para:

- Evaluar las propiedades de la matriz de la roca
- Permite la evaluación de lutitas
- Indica el porcentaje de porosidad
- Analiza los efectos del lodo de perforación
- Evalúa los efectos de depositación de los minerales

3.3.4. Registro resistividad (LLD)

El registro resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Indica el contenido de fluidos en las rocas.

- Si la resistividad es alta, se tiene fluidos no conductivos de baja salinidad.
- Si la resistividad es baja, se tiene fluidos conductivos de alta salinidad.

3.3.5. Registro neutrón (NPHI)

El registro neutrón mide la cantidad de hidrógenos que hay en la formación.

- Si el neutrón presenta valores de 0,02 aproximadamente, indica la presencia de areniscas o calizas en la formación al no ser permeables.
- Si el neutrón presenta valores de 0,3 aproximadamente, indica la presencia de lutitas en la formación al ser permeables.

3.4. Curvas de declinación

Las curvas de declinación utilizan un método empírico para analizar el comportamiento de la producción de crudo a futuro de un pozo. Se ajusta una curva tipo calculada por uno de los tres modelos establecidos por Arps, estas curvas

extrapolan el comportamiento futuro del pozo hacia un dominio desconocido hasta que intersecte con el límite económico para saber el tiempo de producción y la producción acumulada (Gabriel, 2017).

3.4.1. Curva de declinación exponencial

La declinación exponencial es la más sencilla de identificar y se caracteriza por mostrar un comportamiento lineal al graficar en escala semilogarítmica el caudal de petróleo vs el tiempo. El coeficiente de declinación puede ser calculado con la pendiente de la curva que se ajusta a los puntos del historial de producción (Valencia, 2017).

Ecuación Exponencial

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 = 1$$

$$D = D_i = \text{constante}$$

- La tasa de declinación nominal es:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$$

- Integrando se tiene que:

$$q = q_i e^{-D_i t}$$

3.4.2. Curva de declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica es conocida como declinación de tipo "log-log" dado que en la gráfica del caudal de petróleo vs el tiempo está en una escala logarítmica, la tasa de declinación D no es constante (Cuaical, 2017).

Ecuación Hiperbólica

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$$

- Haciendo que:

$$b = \frac{D_i}{q_i^n}$$

- Tenemos:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$$

- Entonces:

$$D = bq^n$$

- Integrando se tiene:

$$q = q_i(1 + nDit)^{(-1/n)}$$

3.4.3. Curva de declinación Armónica

La declinación armónica se define como un caso especial de la declinación hiperbólica. La velocidad con la que decrece la producción es proporcional al gasto del pozo. Este tipo de comportamiento se genera cuando el coeficiente de declinación $b = 1$ y se puede identificar en el historial de producción como una tendencia lineal al graficar la producción contra el tiempo con una escala logarítmica (Valencia, 2017).

Ecuación Armónica

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^1$$

Además:

$$b = \frac{D_i}{q_i}$$

Se tiene que:

$$D = bq$$

Integrando la ecuación:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$$

Tabla 2: Tipos de curvas de declinación

| TIPO DE DECLINACIÓN | DECLINACIÓN EXPONENCIAL | 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 | $q_t = q_i * e^{-D*t}$ | $q_t = q_i(1 + 1 * D_i * t)^{-\frac{1}{n}}$ | $q_t = q_i(1 + D_{i*t})^{-1}$ |
| Producción acumulada de petróleo a un determinado tiempo | $Np = \frac{q_i - q_t}{D}$ | $Np = \frac{q_i^n}{(1 - n)D_i} (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})$ | $Np = \frac{q_i}{D_i} \log_e \frac{q_i}{q_t}$ |
| Donde: 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] | | | |
| | | K=constante n=exponente de declinación t=tiempo [años, meses, días] | |

Modificado por: Chango, 2019

Fuente: (Arps, 1956)

3.5. Índice de productividad (IPR)

La IPR indica la variación de la tasa de producción de un pozo con la variación de la presión de fondo fluyente (Castillo, 2017). El índice de productividad es una medida de la capacidad de un pozo para producir siendo este la relación entre el caudal de líquido y la reducción de presión, definida como:

$$J = \frac{q_o}{\Delta p} \dots \dots \dots \text{Ecuación (1)}$$

Es una confiable indicación de la capacidad productiva del pozo cuando está produciendo durante el régimen de flujo de pseudo-estadoestacionario. Por lo tanto, es importante permitir que el pozo fluya a un caudal constante durante un período de tiempo suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestacionario. Se tiene una característica del pozo acorde al índice de productividad:

- J < 0.5 Mal Productor

- $0.5 \leq J \leq 1$ Productividad media
- $1 \leq J < 2$ Buen productor
- $J \geq 2$ Excelente Productor

3.6. Método de Vogel

Vogel en 1968 desarrollo un modelo empírico para evaluar el comportamiento IPR, sin tener en cuenta el daño que presenta la formación (Aguilar, 2018). La curva de Vogel es utilizada para el análisis de rendimiento del pozo mediante el estudio de la presión y caudal de petróleo.

Para el adecuado procedimiento en la aplicación del método se debe tener en cuenta los datos, si hay valores de P_r y Q_o con su respectivo P_{wf} se utiliza la ecuación general. Sin embargo, si existe el valor de P_b se debe analizar dos casos: cuando $P_{wf} \geq P_b$ o $P_{wf} < P_b$, ver **figura 10**.

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

Q_o = Caudal del petróleo

$Q_o \text{ máx}$ = Caudal máximo de petróleo

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

P_r = Presión promedio del reservorio.

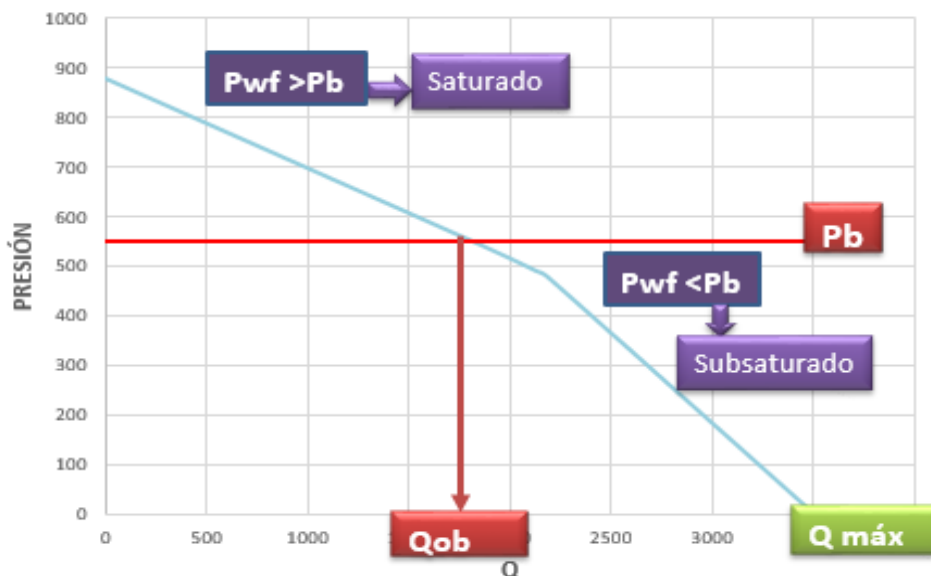


Figura 10: Análisis de la curva de Vogel (P_{wf} vs Q)
Elaborado por: Chango, 2019

3.6.1. Yacimiento saturado (Pwf < Pb)

El yacimiento saturado se origina cuando el reservorio está saturado por gas y al disminuir la presión aparece el gas en solución.

- Índice de productividad

$$J = \frac{Q_o}{(Pr - Pb) + \frac{Pb}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots\dots\dots \text{Ecuación (3)}$$

- Tasa en el punto de burbujeo

$$Q_{ob} = Q_b = Jx (Pws - Pb) \dots\dots\dots \text{Ecuación (4)}$$

- Tasa máxima

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{J * Pb}{1.8} + Q_b \dots\dots\dots \text{Ecuación (5)}$$

- Tasa

$$Q_o = Q_{ob} + \left(\frac{J * Pb}{1.8} \right) x \left[1 - 0.2 x \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 x \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación (6)}$$

3.6.2. Yacimiento subsaturado: (PWF ≥ PB)

En el yacimiento subsaturado al disminuir la presión no aparece gas en solución, por lo que el yacimiento no tiene gas libre interactuando con el crudo

- Índice de productividad

$$J = \frac{7.08 * 10^{-3} * K.h}{u_o * Bo \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right)} \dots\dots\dots \text{Ecuación (7)}$$

- Tasa en el punto de burbujeo

$$Q_{ob} = Jx (Pr - Pb) \dots\dots\dots \text{Ecuación (8)}$$

3.7. Descripción del software OFM

El software Oil Field Manager permite el manejo estadístico de los datos de producción de un pozo o yacimiento de petróleo, para visualizar y tener una mayor

eficiencia en la producción de petróleo, para ello se cuenta con la opción de OFM que se la denomina Forecast, para su respectivo análisis.

3.8. Criterios económicos

3.8.1. Costos operativos

Los costos operativos tienen como objetivo mantener óptimo el funcionamiento del proceso una vez que se ha realizado la inversión. Los costos operativos son referentes a la mano de obra, transporte, materiales y servicios generales necesarios para operar el proyecto. Además, incluye los costos relacionados a la compra de las sustancias químicas, los gastos de mantenimiento, entre otros y que son parte de las estimaciones que realiza la empresa encargada en las operaciones de la estimulación matricial (Pontòn & Iliana, 2008).

3.8.2. Flujo de caja

El flujo de caja es la cantidad neta que recibe una empresa y desembolsa durante un período de tiempo. Se debe mantener un nivel positivo de flujo de caja para que la compañía permanezca en el negocio. El período de tiempo durante el cual se realiza un seguimiento del flujo de efectivo suele ser un período de informe estándar, como un mes, trimestre o año. Las entradas de efectivo provienen de las siguientes fuentes: actividades de financiación y las actividades de inversión (Baca, 2006).

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \dots \dots \dots \text{Ecuación (9)}$$

3.8.3. Relación Costo-Beneficio (RCB)

La relación costo-beneficio es un estudio de retorno de la inversión en un determinado proyecto y se define como una herramienta muy importante sobre la toma de decisiones, por lo que realizar un análisis costo-beneficio es considerado de gran valor para cualquier empresa puesto que el objetivo principal es determinar la viabilidad de un determinado proyecto (Baca, 2006).

$$\text{Relaciòn costo_beneficio} = \frac{\sum Vp(+)}{|\sum Vp(-)|} \dots \dots \dots \text{Ecuación (10)}$$

3.8.4. Tasa interna de retorno (TIR)

Tasa Interna de Retorno se define como un indicador económico el cual permite determinar la viabilidad de un proyecto, el TIR hace referencia al interés con el cual se considera rentable un proyecto que se ha desarrollado a lo largo de un determinado tiempo (Baca, 2006). Teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- TIR > 0 El proyecto se considera rentable
- TIR < 0 El proyecto se considera no rentable

$$F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \dots \dots \dots \text{Ecuación (11)}$$

Donde:

Fn: Flujo de caja promedio

n: Número de periodos

3.8.5. Valor de riesgo (VAR)

El valor en riesgo es un indicador probabilístico económico, el cual tiene como objetivo principal medir el riesgo financiero de un proyecto (Mora, Richard, & Luigi, 2005). El VAR establece la pérdida máxima que se puede tener en una inversión en un intervalo de tiempo.

Existen tres formas de calcular el VAR:

- VAR paramétrico: utiliza datos de rentabilidad estimados y asume una distribución normal de la rentabilidad.
- VAR histórico: utiliza datos históricos.
- VAR por Monte Carlo: Mediante un software informático generara cientos o miles de posibles resultados según los datos iniciales que introduce el usuario.

3.8.6. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto es un criterio de inversión para un proyecto y se define como una medida de rentabilidad de un negocio en términos absolutos netos (Mora,

Richard, & Luigi, 2005). Para ello hay que tener en cuenta los siguientes parámetros:

- VAN superior a 0: el proyecto de inversión permite conseguir ganancias y beneficios.
- VAN inferior a 0: debe rechazarse la inversión al provocar pérdidas.
- VAN igual a 0: el proyecto de inversión no genera ni pérdidas ni beneficios

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \dots \dots \dots \text{Ecuación (12)}$$

Donde:

Fn: Flujo de caja

d=: tasa de actualización

n: Número de periodos

3.8.7. Período de recuperación de inversión (P.R.I)

El período de recuperación estima el tiempo en el cual va a ser recuperada la inversión inicial del proyecto.

$$P. R. I = \frac{\text{Inversión total}}{\left(\frac{VAN + \text{Inversión inicial}}{\text{tiempo de inversión}}\right)} \dots \dots \dots \text{Ecuación (13)}$$

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

El desarrollo del trabajo se sustentó en un método cuantitativo, comparativo y analítico, esta metodología contribuyó a la interpretación de los datos de producción antes y después de los trabajos de reacondicionamiento y así se determinó la eficiencia para escoger la mejor técnica que ayude al incremento de producción en el Campo Sacha. En la **figura 11** se detalla la metodología general y pasos que se siguieron para alcanzar los objetivos planteados.



Figura 11: Metodología de Trabajo
Elaborado por: Chango, 2019

2.1. Desarrollo de la metodología

2.1.1. Recopilación de la información

Se recolectó la información de los pozos del Campo Sacha en el periodo de enero-junio de 2019, una vez conocidos los pozos con trabajos de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial se procedió a obtener el historial de producción de los pozos, parámetros petrofísicos del reservorio y pruebas de presión en caso de haberse realizado, daño de la formación con el objetivo de realizar una evaluación técnica.

2.1.2. Discriminación de pozos

El proceso utilizó la información obtenida por la ARCH y se categorizó la información de la siguiente manera:

- a. Pozos con trabajos de reacondicionamiento (fracturamiento hidráulico y estimulación matricial) del primer semestre del año 2019 en el Campo Sacha.
- b. Pozos que posean un historial de producción mínimo de un año.
- c. De los pozos seleccionados se identificó la arena en la cual fue realizado el trabajo de reacondicionamiento.
- d. Se consideraron pozos en los que se hayan realizado pruebas de presión para analizar el daño.
- e. Al finalizar la selección de pozos en los que se ha ejecutado estimulación matricial y fracturamiento hidráulico se realizó la evaluación técnica de manera individual.

2.1.3 Análisis Geológico y estratigráfico

Para el análisis geológico se utilizaron los registros eléctricos con el objetivo de encontrar los topes y bases de las arenas, donde se efectuó el trabajo de reacondicionamiento.

2.1.4. Evaluación de las propiedades de los fluidos

La evaluación de las propiedades de los fluidos ayudó a la interpretación de los resultados obtenidos en el trabajo de reacondicionamiento, las principales propiedades analizadas fueron: viscosidad, factor volumétrico y la permeabilidad.

2.1.5. Comparación de resultados de producción

Para la interpretación del historial de producción de los pozos del Campo Sacha se empleó el Software Oil Field Manager (OFM), proporcionado por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) con el cual se analizó la curva de producción de petróleo y agua vs el tiempo.

2.1.6. Evaluación de los ácidos empleados

La evaluación de los ácidos se realizó solamente en la estimulación matricial, por lo cual este procedimiento evaluó el volumen de ácidos empleados, sus componentes principales de la mezcla, y su reacción en la matriz de la formación en donde fue efectuado el trabajo de reacondicionamiento.

2.1.7. Análisis económico.

El análisis económico fue realizado con el criterio de inversión vs producción, analizando la data de costos de trabajos de reacondicionamiento, ingresos (costo por barril), inversión, tiempo de recuperación de la inversión con el uso de los términos económicos tales como: tasa interna de retorno (TIR), Valor actual de retorno (VAR), valor actual neto (VAN). El valor de análisis para los cálculos económicos son los siguientes: \$20 escenario real, \$55.5 pésimo y finalmente \$ 65 en el escenario óptimo.

2.1.8. Conclusiones y recomendaciones

Sobre la base al análisis de los trabajos de reacondicionamiento de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico se elaboraron las conclusiones y las recomendaciones del trabajo de titulación.

2.2. Metodología para la evaluación de la estimulación matricial

La figura 12 representa la metodología utilizada para el análisis de selección de un proceso de estimulación matricial en el Campo Sacha. El procedimiento empieza con la selección de los pozos candidatos para el tratamiento de estimulación matricial una vez que se tiene los pozos potenciales, se inicia con un análisis de producción y va en secuencia hasta el análisis de rentabilidad de la aplicación de esta técnica de reacondicionamiento.

Para realizar el análisis de la evaluación matricial de un pozo se interpreta el historial de producción de crudo, si presenta valores bajos se puede considerar como un pozo candidato a un trabajo de reacondicionamiento. Un motivo para tener un caudal no óptimo de producción puede ser debido a daños mecánicos o problemas en superficie, generados por inconvenientes ocasionados en las operaciones de perforación o completación para los cuales se tiene otro proceso para solucionar los problemas del pozo. Sin embargo, si existe una baja producción de crudo por un motivo diferente al descrito anteriormente se debe realizar un análisis petrofísico del pozo con el fin de cuantificar e identificar el tipo de daño para determinar si este puede eliminarse al realizar una estimulación matricial, además para la interpretación del trabajo de reacondicionamiento se utilizó los criterios de evaluación de Estimulación matricial (**ver Anexo 4- Tabla 91**). Es necesario a su vez determinar la viabilidad de la estimulación, por lo que si el proyecto es rentable se debe seleccionar de manera correcta el ácido con el fin de obtener un incremento en la producción de crudo, ver **figura 12**.

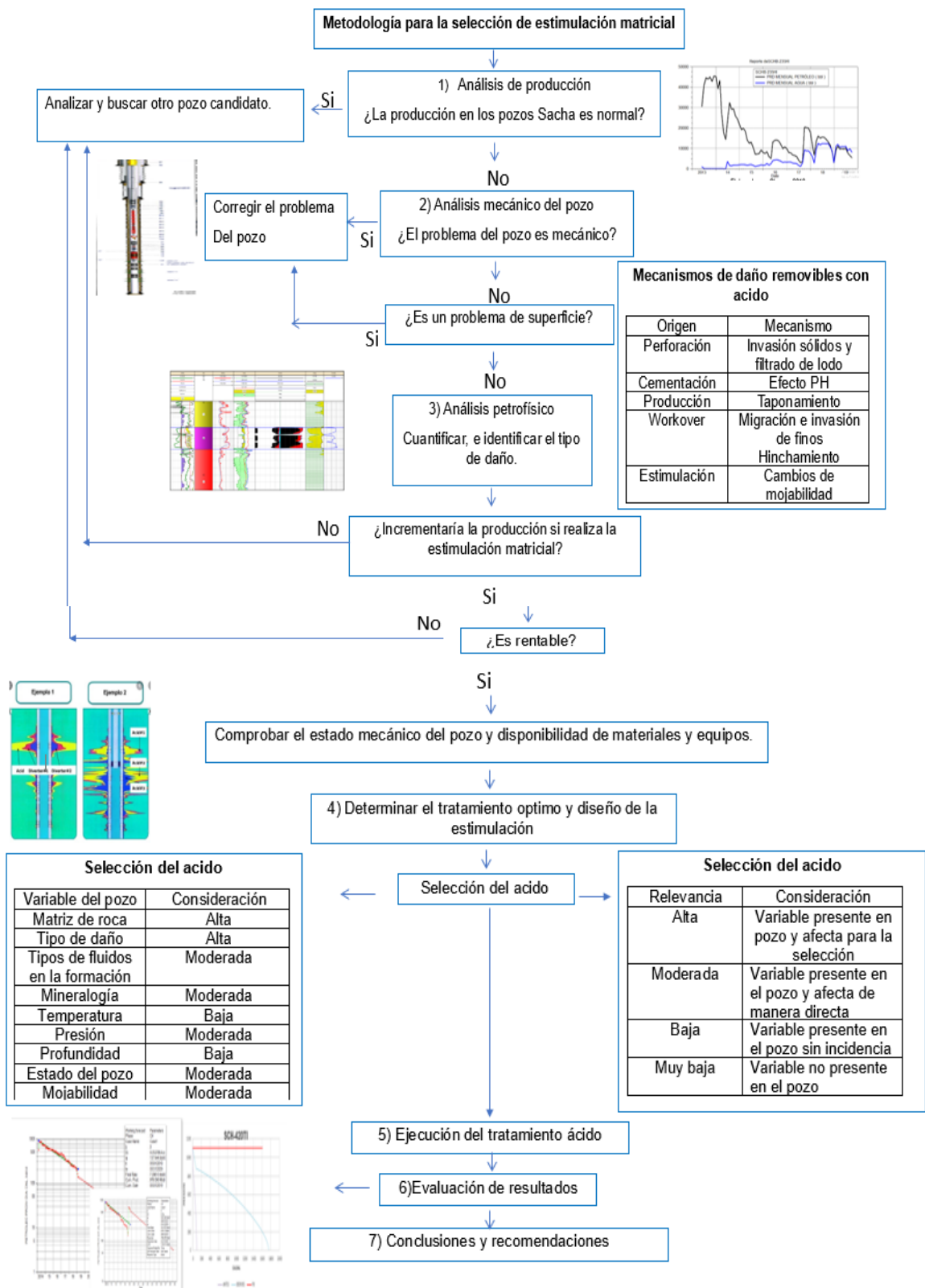


Figura 12: Metodología para las evaluación estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019

2.3. Metodología para la evaluación del fracturamiento hidráulico

La **figura 13** representa la metodología utilizada para el análisis del fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Sacha, el análisis técnico empieza con la selección de los pozos candidatos para el fracturamiento, este paso se hace mediante la evaluación del historial de producción de crudo, si la producción es baja el pozo puede ser un candidato para el reacondicionamiento. A continuación, se evalúa el estado mecánico del pozo con la completación y las facilidades de superficie.

Si el problema no es mecánico y la producción de petróleo es baja se concluye que se tiene un pozo potencial para un trabajo de reacondicionamiento y es importante conocer el siguiente paso ya que de esto depende la eficacia del trabajo de reacondicionamiento ya que se puede realizar un fracturamiento hidráulico o estimulación matricial, como tercer paso se realiza el análisis para la determinación de una fractura, entre las principales características de evaluación en este paso son: estado actual del pozo (historial de reacondicionamiento), tipo de daño, porcentaje de BSW. Si se determina que es un pozo candidato para el fracturamiento hidráulico se debe analizar la inversión de proyecto ya que es importante conocer la rentabilidad del mismo, si se toma la decisión de continuar con el proyecto el siguiente paso es la selección de fluido apuntalante para la fractura y así ejecutar el proyecto por último se debe realizar un estudio de los valores reales con valores estimados para dar una conclusión técnica y además el estudio de la inversión del proyecto, **ver figura 13**.

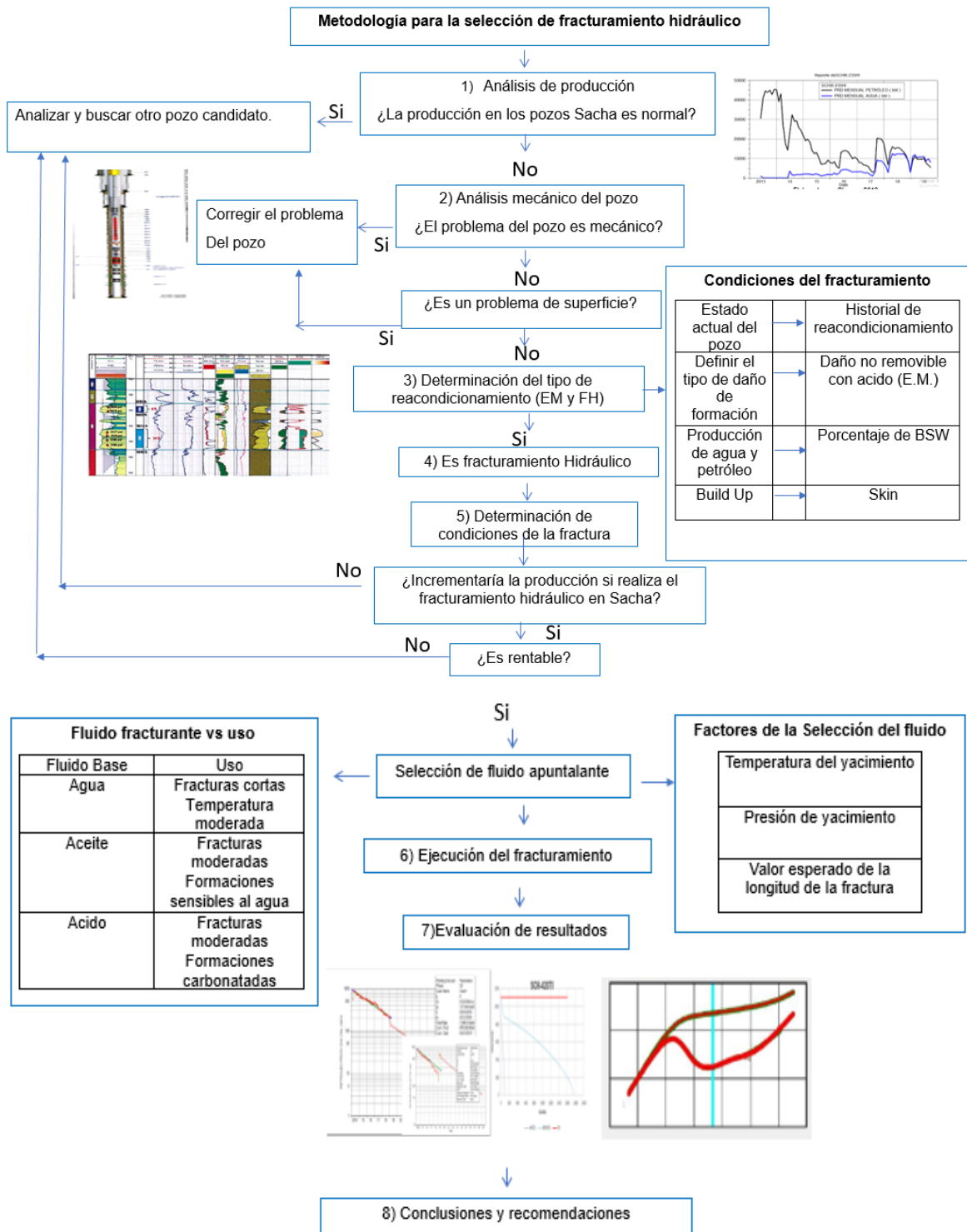


Figura 13: Metodología para la evaluación de fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019

En la metodología para la selección de un pozo candidato para el fracturamiento hidráulico, se realiza una serie de consideraciones, **ver figura 14**.

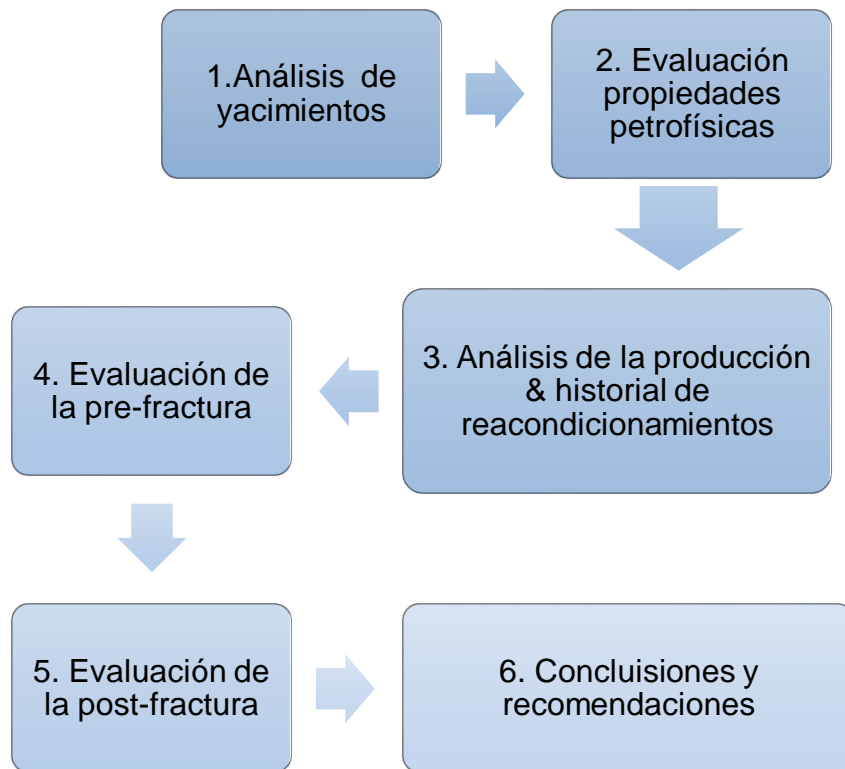


Figura 14: Metodología del fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019

2.3.1. Análisis de yacimientos

Este análisis implica la integración de los datos de yacimientos, como es la temperatura, presiones con el objetivo de comprender el comportamiento de varios pozos en el área de estudio, además de la integración de registros eléctricos para analizar la matriz de formación donde fue realizada el fracturamiento hidráulico.

2.3.2. Evaluación petrofísica

En la evaluación petrofísica se analizó la porosidad, la permeabilidad, y la matriz de la formación en donde se realizó el fracturamiento hidráulico con la interpretación de los registros eléctricos y los reportes de los trabajos de reacondicionamiento.

2.3.3. Análisis de la producción e historial de reacondicionamientos

El análisis de producción implica la evaluación del historial de crudo y agua acumulados en un intervalo de tiempo, para interpretar el comportamiento del fluido (agua, petróleo). Con el análisis de producción se realizó el análisis nodal mediante el método de Vogel.

El análisis del historial de reacondicionamiento ayuda a conocer si los trabajos previos fueron exitosos, para evaluar si los procesos operacionales actuales son los óptimos en el fracturamiento actual.

2.3.4. Evaluación de la pre-fractura

La evaluación de la pre-fractura se analizó mediante la curva de declinación exponencial, con la cual se obtuvo los valores estimados de las reservas remanentes de petróleo y la producción acumulada antes del fracturamiento hidráulico.

2.3.5. Evaluación de la post-fractura

La evaluación de la post-fractura se analizó mediante la curva de declinación exponencial, con la cual se obtuvo los valores estimados de las reservas remanentes de petróleo y la producción acumulada después del fracturamiento hidráulico en tiempo estimado de 10 años de producción.

2.3.6. Conclusiones y recomendaciones

Al finalizar el estudio y después de interpretar todos los resultados de la técnica del trabajo de fracturamiento se procede a evaluar su efectividad para poder realizar las conclusiones y recomendaciones en futuros trabajos de reacondicionamiento

CAPÍTULO III

RESULTADOS

Se presenta el análisis técnico-económico en los pozos seleccionados del campo Sacha. En la metodología planteada se evalúan los pozos teniendo un resultado de: 8 pozos con fracturamiento hidráulico y 2 pozos con estimulación matricial en el periodo de enero – junio de 2019 , un total de 10 pozos con lo cual después del análisis técnico – económico se observó que 5 pozos de fracturamiento no son exitosos ver tabla 104; se realizó un estudio de las propiedades petrofísicas, evaluación de los fluidos presentes en la formación de interés, análisis del historial de reacondicionamiento, evaluación del historial de producción mediante el uso del programa Oil Field Manager (OFM), análisis de las curvas de declinación antes y después del trabajo de reacondicionamiento, evaluación de la producción mediante Vogel. Por último, un análisis económico mediante la metodología planteada en el capítulo 2.

3.1. Análisis técnico del pozo sachu-235HI

La **tabla 3** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-235HI, además el intervalo en el cual se realizó la estimulación matricial es la formación hollín inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 3: Características del pozo pre-estimulación matricial SCH-235HI

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 16% |
| Pr | 4142 psi |
| k | 100 mD |
| rw | 0.35 ft |
| Ct | $8.53 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.15 BY/BN |
| Uo | 6.76 cp |
| Inicio | 24/01/2019 |
| Fin | 02/02/2019 |
| Intervalo | 10375' – 10395' (20') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y bases pozo SCH-235HI

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10375' – 10395') que se muestra en la **figura 15** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. El Gamma Ray presenta valores bajos que oscilan entre 60-70 API, la densidad un valor aproximado de 2.1 gr/cm^3 en el tope y en la base un valor de 2.3 gr/cm^3 . Además, el registro resistivo tiene valores altos, con lo que se puede interpretar que la litología es una arenisca con presencia de petróleo.

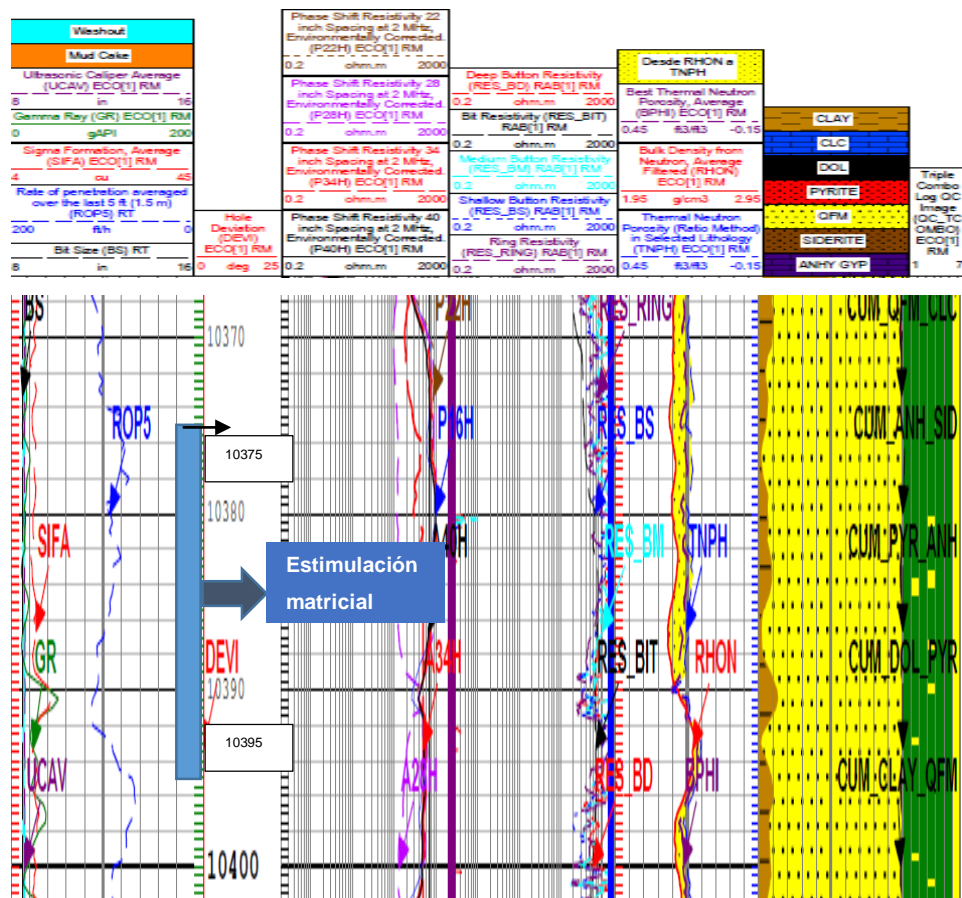


Figura 15: Registro eléctrico del pozo SCH-235HI

Modificado por: Chango, 2020

Fuente: (Ministerio de Energía y Recursos no Renovables, 2018)

La **tabla 4** indica la lista de materiales químicos utilizados en la estimulación matricial del pozo Sacha-235HI, siendo VOLCANIC ACID II y CLAYFIX 5 los tratamientos con mayor volumen, a una presión máxima de inyección de 3500 PSI.

Tabla 4: Tabla de tratamiento químico pozo SCH – 235HI

| Tratamiento Acido | Volumen (BBL) | Caudal (BPM) | Presión máxima de inyección |
|-------------------------|---------------|--------------|-----------------------------|
| N VER SPERSE O | 10 | 0.5 - 1.5 | 3500 |
| CLAYFIX 5 | 25 | 0.5 - 1.5 | 3500 |
| HRA | 20 | 0.5 - 1.5 | 3500 |
| VOLCANIC ACID II | 30 | 0.5 - 1.5 | 3500 |
| HRA | 20 | 0.5 - 1.5 | 3500 |
| CLAYFIX 5 | 30 | 0.5 - 1.5 | 3500 |

Modificado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 5**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-235HI, se evidencia que en los años 2017 y 2018 se efectuó una estimulación matricial en la arena Hollín inferior.

Tabla 5: Historial de reacondicionamiento pozo SCH – 235HI

| Trabajo No. | Fecha (final) | Objetivo |
|-------------|---------------|--|
| 3 | 22-may-16 | Sacar equipo BES, redisparar arena Hollín Inferior. Completar. |
| 4 | 24-sep-17 | Estimulación matricial a la arena Hollín Inferior. Completar |
| 5 | 04-abr-18 | Estimulación matricial a la arena Hollín Inferior |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 6** muestra el historial de producción antes y después de la estimulación matricial, se observa el incremento de la producción de crudo con un caudal de 353 BPPD y un BSW de 55.96%, después la producción se estabiliza hasta la fecha 1/05/19, obteniendo un caudal de 319 BPPD y un BSW de 52%.

Tabla 6: Historial de producción del pozo SCH-235HI

| Fecha | BPPD | BSW % | API |
|-------------------------------|------|-------|------|
| 1/06/2018 | 501 | 44 | 25.3 |
| 1/07/2018 | 505 | 44 | 25.3 |
| 1/08/2018 | 501 | 44 | 25.3 |
| 1/09/2018 | 484 | 43 | 25.3 |
| 1/10/2018 | 432 | 48 | 25.3 |
| 1/11/2018 | 394 | 48 | 25.3 |
| 1/12/2018 | 267 | 52 | 25.3 |
| 19/01/2019 | 145 | 52 | 25.3 |
| ESTIMULACIÓN MATRICIAL | | | |
| 5/02/2019 | 353 | 55.96 | 25.3 |
| 1/03/2019 | 359 | 52 | 25.3 |
| 1/04/2019 | 322 | 52 | 25.3 |
| 1/05/2019 | 319 | 52 | 25.3 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **figura 16** muestra el historial de producción del pozo SCH- 235HI en el período del año 2013 hasta el año 2019, se observa que en año 2013 la producción de agua es mínima en comparación con la de petróleo. A mediados del año 2014, se realizó un trabajo de reacondicionamiento, el cual tuvo una caída de petróleo, por lo que se infiere que no fue un trabajo exitoso. En el año 2016 el BSW y la producción de crudo disminuyen hasta finales del 2017 mientras que en el 2018 el crudo disminuye por lo que se requiere realizar un trabajo de reacondicionamiento, se realiza una estimulación matricial en el año 2019 y la producción de crudo aumenta al igual que el BSW.

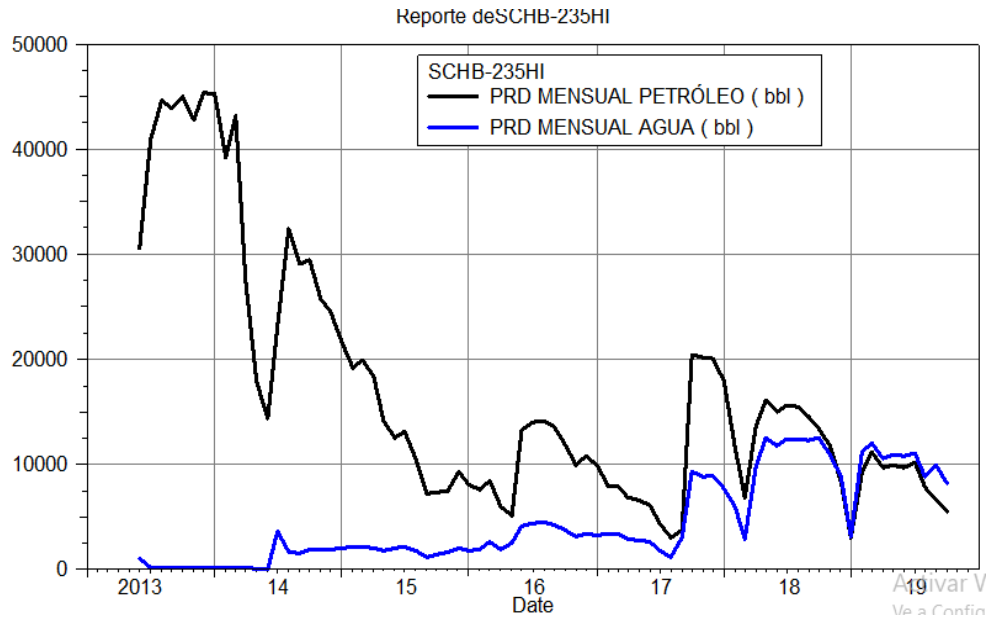


Figura 16: Historial de producción del pozo SCH-235HI
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

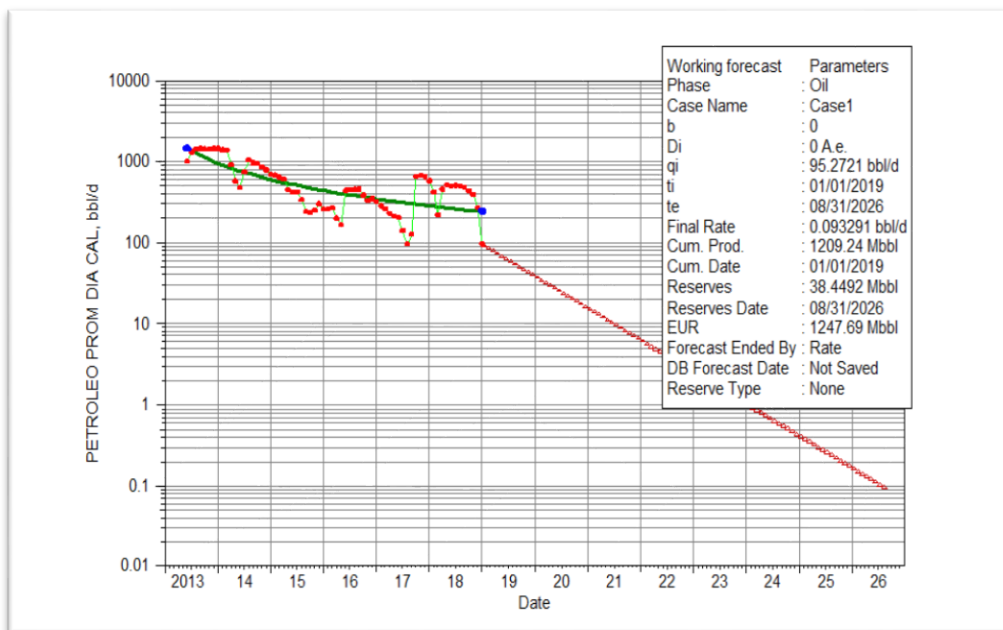


Figura 17: Curva de declinación SCH-235HI pre-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 17** muestra una curva de declinación exponencial antes de la estimulación matricial, con el uso del software OFM y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento HI fueron estimados en 38.4492

Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de agosto de 2026 y la producción acumulada al 01 de enero de 2019 fue de 1209.24 Mbbl.

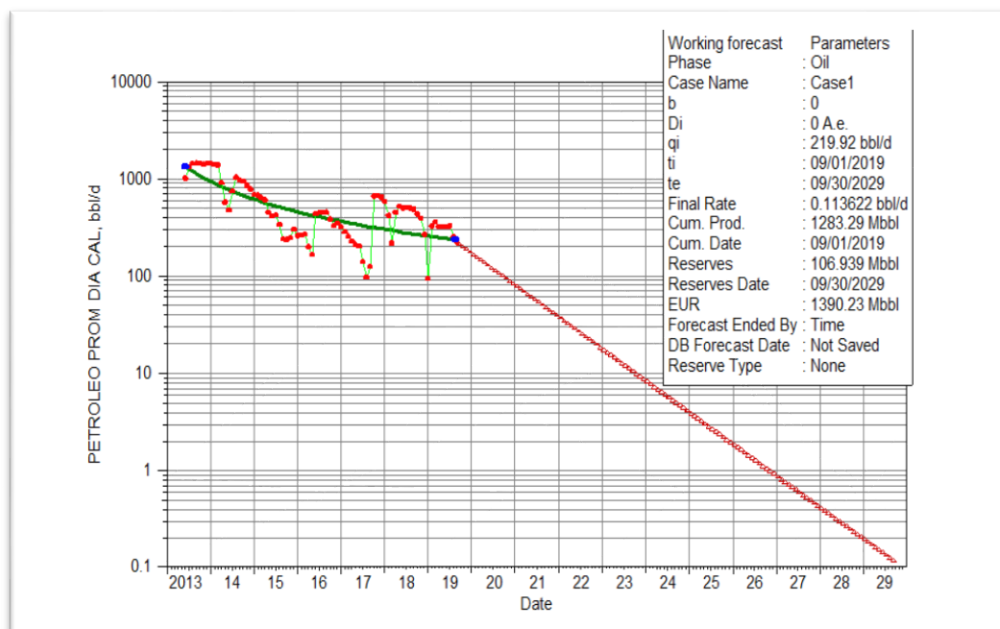


Figura 18: Curva de declinación SCH-235HI post-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (OilField Manager, 2019)

Después del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 18** los siguientes resultados post-estimulación matricial. Las reservas remanentes del pozo SCH-235HI presentan para la arena HI un valor estimado de 106.939 Mbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha septiembre 9 de 2029 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 1283.29 Mbbl hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del Pozo SCH-235HI

La **tabla 8** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-235HI con los resultados del índice de productividad (J), Q_{ob} y Q_o máx, ver **figura 19**. Antes y después de la estimulación matricial, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.034$ BPD/psi y un caudal máximo de 139.64 BPD. Inmediatamente después de la estimulación matricial se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.11$ BPD/psi y el caudal máximo de 463.44 BPD considerándose un pozo mal productor. El daño

después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 47.7 antes de la estimulación matricial a un valor de 9.9 después de la estimulación.

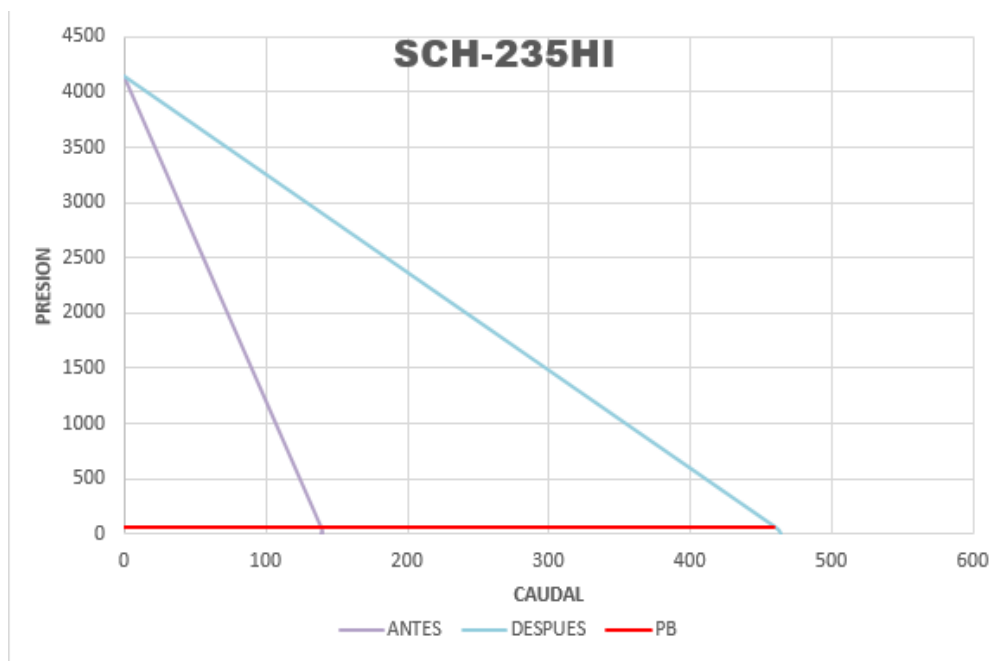


Figura 19: Curvas IPR antes y después de la EM del pozo SCH-235HI
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (OilField Manager, 2019)

Tabla 7: Resultados del análisis de Vogel para el pozo SCH- 235HI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|-------|---------|----------|
| Pr | 4142 | 4142 | psia |
| Pwf | 177.4 | 1835.91 | psia |
| Pb | 70 | 70 | psia |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 8: Resultados del IPR en el pozo SCH- 235HI

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|--------|---------|----------|
| J | 0.034 | 0.11 | BPD/psia |
| Qob | 138.32 | 459.06 | BPD |
| Qo máx | 139.64 | 463.44 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de estimulación matricial SCH-235HI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés (10375' – 10395') que se muestra en la **figura 15**, se puede interpretar una litología de arenisca e intercalaciones de arcilla con presencia de petróleo.

El procedimiento de estimulación matricial en el pozo Sacha-235-HI, se llevó en tres etapas principales que se detallan a continuación:

Tabla 9: Bombeo de Clayfix 5 del pozo SCH-235HI

| TRATAMIENTO | Vol bbl | Caudal | Presión máx. (psia) |
|------------------|---------|---------|---------------------|
| Clayfix 5 | 90 | 0.5-1.5 | 4500 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la tabla 9, se detalla la primera etapa que corresponde al bombeo del Clayfix 5 realizado para el llenado del pozo.

Tabla 10: Bombeo de Clayfix 5 - Prueba de admisión del pozo SCH-235HI

| TRATAMIENTO | Vol bbl | Caudal | Presión máx. (psia) |
|------------------|---------|--------|---------------------|
| Clayfix 5 | 10 | 0.3-1 | 3500 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La tabla 10 muestra el bombeo del Clayfix 5 realizado para la prueba de admisión, en el cual no se debe exceder la presión máxima de 3500 psia.

Tabla 11: Bombeo del tratamiento ácido de estimulación matricial del pozo SCH-235HI

| Pozo | Matriz | Ácidos | Análisis del trabajo | |
|-------|--|--------------------|--|----|
| 235HI | Arenisca con arcilla y presencia de hidrocarburo | Tratamiento | Se eliminó el daño en la zona de la estimulación además de remover el bloqueo por emulsión | |
| | | Vol Bbl | | |
| | | NVER SPERSE O | | 10 |
| | | CLAYFYX 5 | | 55 |
| | | HRA | | 40 |
| | | VOLCANIC ACID | 30 | |
| | | II | | |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La tabla 11 indica los ácidos utilizados para la estimulación matricial efectuada en la matriz arenisca para eliminar el daño de la formación. Además, el tipo de tratamiento y el efecto que se obtuvo al momento de realizar el reacondicionamiento, teniendo en cuenta como principal parámetro la producción de crudo antes y después de la estimulación matricial.

Análisis económico del pozo SCH-235HI

En el análisis económico de la estimulación matricial del pozo SCH-235HI, el valor de la inversión total es de \$738467.88 detallado en la **tabla 12**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años.

Tabla 12: Costos registrados pozo SCH-235HI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | GASTO |
|-------------------------------|--------------------------|--------------------------------|----------|
| TRIBOILGAS/ E&P-12 | TALADRO (DAS * HRA) | | 558540 |
| | MOVIMIENTO DE LA TORRE | | 6300 |
| SCHLUMBERGER | | Miscelaneos de Superficie | 5829,83 |
| | | Miscelaneos de Fondo | 30381.44 |
| | INSTALACIÓN EQUIPO BE5 | | 2426.21 |
| HALLIBURTON | FLUIDO DE CONTROL | | 10024.16 |
| | SERVICIOS DE EXPLOTACIÓN | | 69740.32 |
| ADRIALPETRO | INSTALACIÓN DE CONECTOR | | 2313.76 |
| PETROAMAZONAS | | Diesel | 2116.95 |
| | | Herramientas para Completación | 11426.78 |
| NKP | RENTA DE UNIDAD MTU | | 1955 |
| PETROTECH | SLINE | | 1019.7 |
| | SERVICIO DE PULING | | 8566.56 |
| SERTECPET | RENTA DE BORIDA JET ELAX | | 1425 |

| | | | |
|--|--|--------------------------------|----------|
| | ARMADO Y DESARMADO DE BORIDA JET | | 2209.32 |
| | | Gargard y Nazzle | 2751.58 |
| | | Kit de reparación Domba Jet | 3745.34 |
| | SUBTOTAL | | 18691 |
| | | TOTAL INC IVA | 73846788 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 13: Resultados del análisis económico SCH-235HI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|---------------|-------------------|-----------------|-----------------|
| VAN | \$-424,875.78 | \$1,573,105.26 | \$2,140,791.18 |
| TIR | 6% | 52% | 66% |
| RCB | 0.43 | 1.13 | 1.90 |
| VAR | \$-40,527,778.15 | \$-1,880,711.52 | \$-1,693,467.16 |
| P.R.I. | 25.14 | 1.83 | 1.44 |
| | 25 meses y 3 días | 1 mes y 24 días | 1 mes y 12 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 13**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de estimulación matricial. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 25 meses y 3 días por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$1573105.26 y \$2140791.18 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización. El valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-1,880,711.52 la mayor pérdida que se puede obtener en 54 días en el escenario real y \$-1,693,467.16 la mayor pérdida en 42 días cuando el costo del crudo es de \$65, la relación costo beneficio presenta valores mayores que uno, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I.) en el escenario real es de 1 mes y 24 días, en el escenario óptimo es de 1 mes y 12 días., por lo cual se interpreta que la estimulación matricial es rentable.

3.2. Análisis técnico del pozo sachá-457HS

La **tabla 14** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-457HS, además el intervalo en el cual se realizó la estimulación matricial es la formación hollín superior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento

Tabla 14: Características del pozo pre-estimulación matricial SCH-457HS

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 14% |
| Pr | 3950 psi |
| k | 160 mD |
| rw | 0.35 ft |
| Ct | $8.8364 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.16 BY/BN |
| Uo | 5.19 cp |
| Inicio | 22/02/2019 |
| Fin | 02/03/2019 |
| Intervalo | 10285'-10313'(28') |

Modificado: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y bases del pozo SCH-457HS

El análisis petrofísico de la zona de interés de la estimulación matricial (10285'-10313') que se muestra en la **figura 20** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. El Gamma Ray presenta valores con disturbios que oscilan entre 60 - 80 °API la curva del registro SP tiene una tendencia para la izquierda, un PEF con un valor aproximado de 3 Be/e y existe un cruce entre el registro de neutrón y densidad, confirmando que la litología es una arenisca con intercalaciones de caliza y posee hidrocarburo.

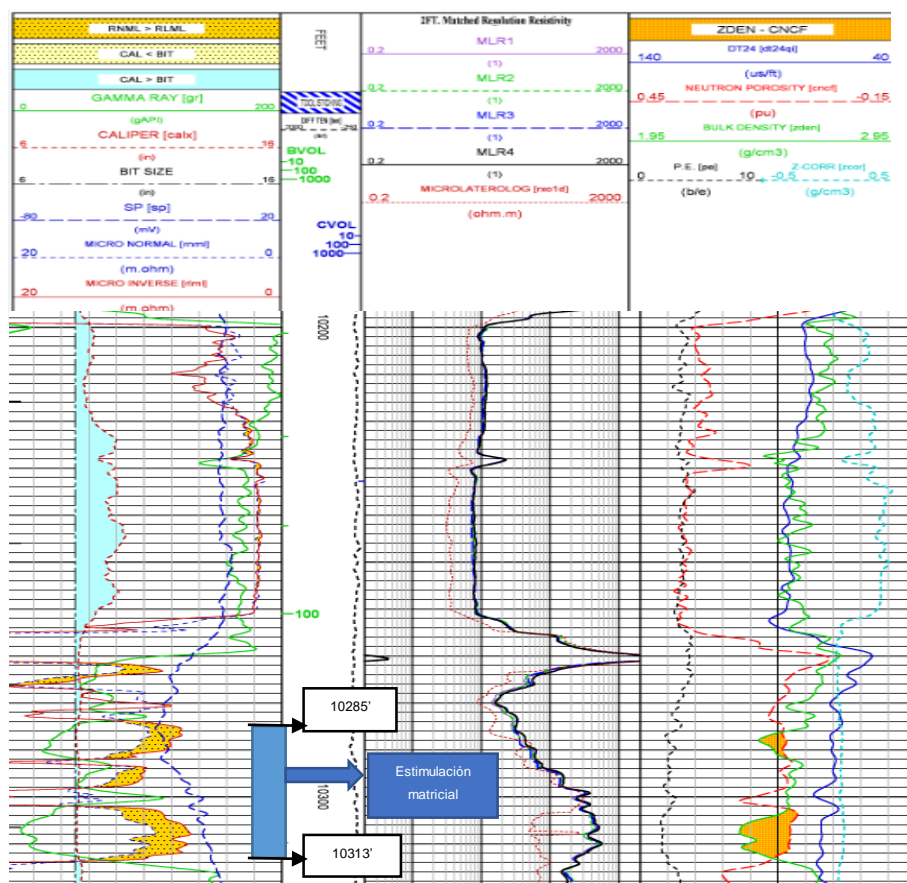


Figura 20: Registro eléctrico del pozo SCH-457HS
 Modificado por: Chango, 2020
 Fuente: (Ministerio de Energía y Recursos no Renovables, 2018)

La **tabla 15** indica los ácidos empleados en la estimulación matricial, siendo VOLCANIC ACID II y CLAYFIX 5 los tratamientos con mayor volumen, a una presión máxima de inyección de 3500 psi.

Tabla 15: Tabla de tratamientos químicos usados en el pozo SCH –457HS

| | Tratamiento | Volúmen(bbl) | Caudal(bpm) | Presión | Presión anular máx. (psi) |
|---|------------------|--------------|-------------|---------|---------------------------|
| 1 | N VER SPERSE O | 20 | 0.3-0.8 | 4500 | 3500 |
| 2 | CLAYFIX 5 | 30 | 0.3-0.8 | 4500 | 3500 |
| 3 | HRA | 30 | 0.3-0.8 | 4500 | 3500 |
| 4 | VOLCANIC ACID II | 30 | 0.3-0.8 | 4500 | 3500 |
| 5 | HRA | 20 | 0.3-0.8 | 4500 | 3500 |
| 6 | CLAYFIX 5 | 30 | 0.3-0.8 | 4500 | 3500 |

Modificado por: Chango, 2019
 Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 16**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-457HS, se evidencia que en el año 2016 se efectuó una estimulación matricial en la arena hollín superior.

Tabla 16: Historial de reacondicionamiento pozo SCH – 457HS

| Trabajo No. | Fecha(final) | Objetivo |
|-------------|--------------|---|
| CPI | 18/02/2015 | Punzonar los siguientes intervalos: Arena "HS" 10285'-10313'(28')@5 DPP |
| 1 | 09/10/2015 | Rediseñar Equipo BES |
| 2 | 27/04/2016 | Estimular arena "HS". Redisparar con TCP. Evaluar y completar con BES. |
| 3 | 30/09/2017 | Cambiar equipo BES |
| 4 | 19/02/2018 | Cambiar equipo BES |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 17** muestra el historial de producción antes y después de la estimulación matricial, se observa el incremento de la producción de crudo después del trabajo de reacondicionamiento con un valor promedio de 315 BBL y un BSW de 60% aproximadamente.

Tabla 17: Historial de producción pozo SCH-457HS

| FECHA | BPPD | BSW % | API |
|-------------------------------|--------|-------|------|
| 1/06/2018 | 617.07 | 59.97 | 24.1 |
| 1/07/2018 | 611.02 | 59.99 | 24.1 |
| 1/08/2018 | 603.98 | 59.99 | 24.1 |
| 1/09/2018 | 603.53 | 60.03 | 24.1 |
| 1/10/2018 | 567.28 | 60.03 | 24.1 |
| 1/11/2018 | 410.05 | 59.96 | 24.1 |
| 1/12/2018 | 319.84 | 59.97 | 24.1 |
| 1/01/2019 | 226.09 | 60.03 | 24.1 |
| 21/02/2019 | 166.63 | 59.95 | 24.1 |
| ESTIMULACIÓN MATRICIAL | | | |
| 3/03/2019 | 115.10 | 89.96 | 24.1 |
| 1/04/2019 | 397.81 | 67.98 | 24.1 |
| 1/05/2019 | 380.81 | 67.96 | 24.1 |
| 1/06/2019 | 364.39 | 68.03 | 24.1 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **figura 21** muestra el historial de producción del pozo SCH-457HS el pozo inició su producción en enero de 2015, en el mes de diciembre del mismo año se tuvo el valor más alto en la producción de crudo con un valor de 63750 BBL aproximadamente. A inicios del año 2018 se muestra que la producción de agua del pozo fue mayor que el caudal de crudo y esta relación ha permanecido hasta octubre de 2019, el caudal de crudo ha disminuido hasta finales del año 2018 por lo que se requiere realizar un trabajo de reacondicionamiento, y se realiza una estimulación matricial en el año 2019 con resultados positivos ya que se muestra un incremento en la producción de petróleo.

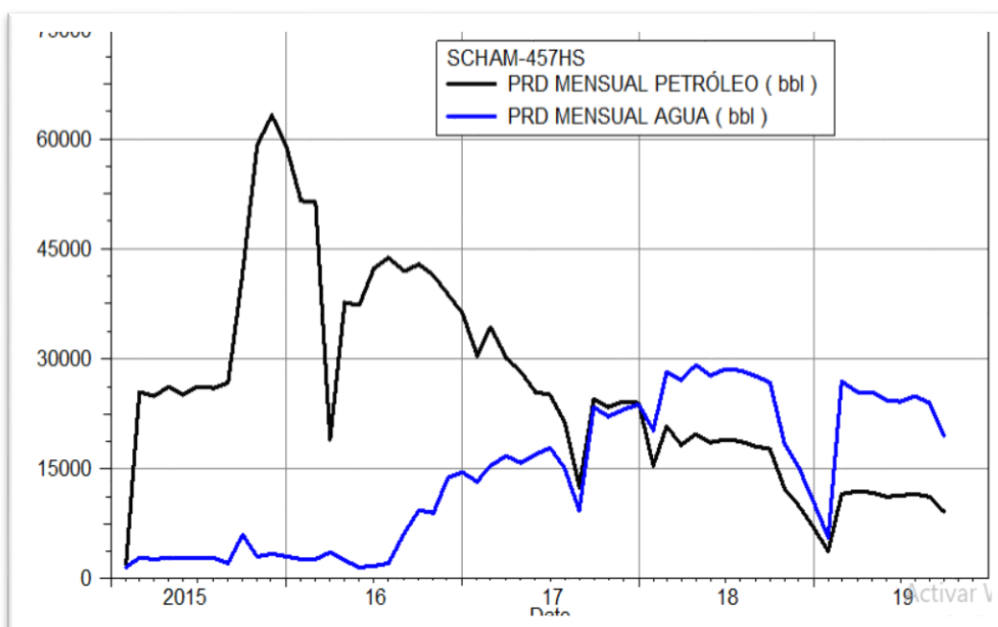


Figura 21: Historial de producción del pozo SCH-457HS
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 22** muestra una curva de declinación exponencial para pozo SCH-457HS con el uso del software OFM, se observa que las reservas remanentes del pozo para el yacimiento HS fueron estimadas en 195.528 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 28 de febrero de 2029. La producción acumulada al 1 de febrero de 2019 fue de 1393.14 Mbbl.

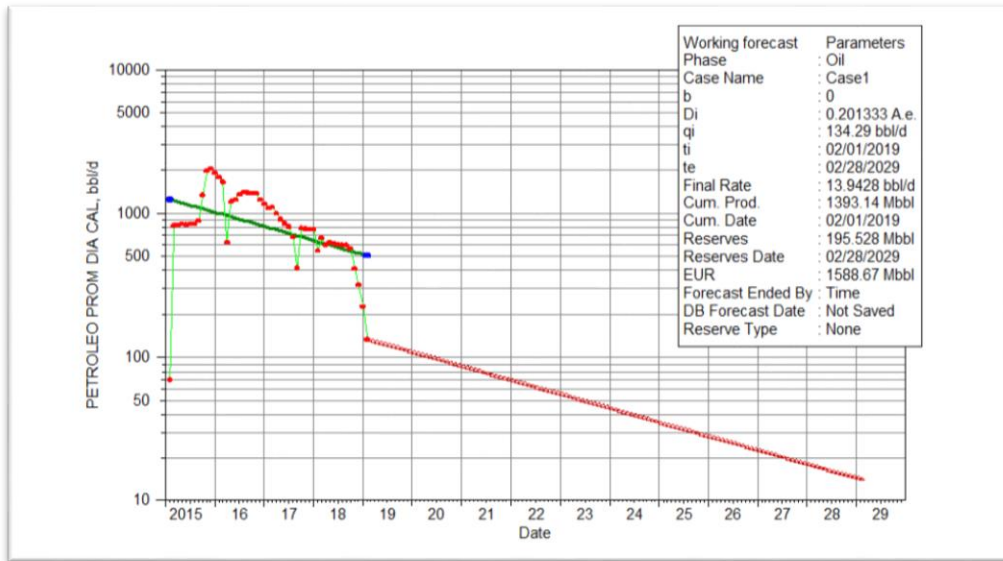


Figura 22: Curva de declinación SCH-457HS pre-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

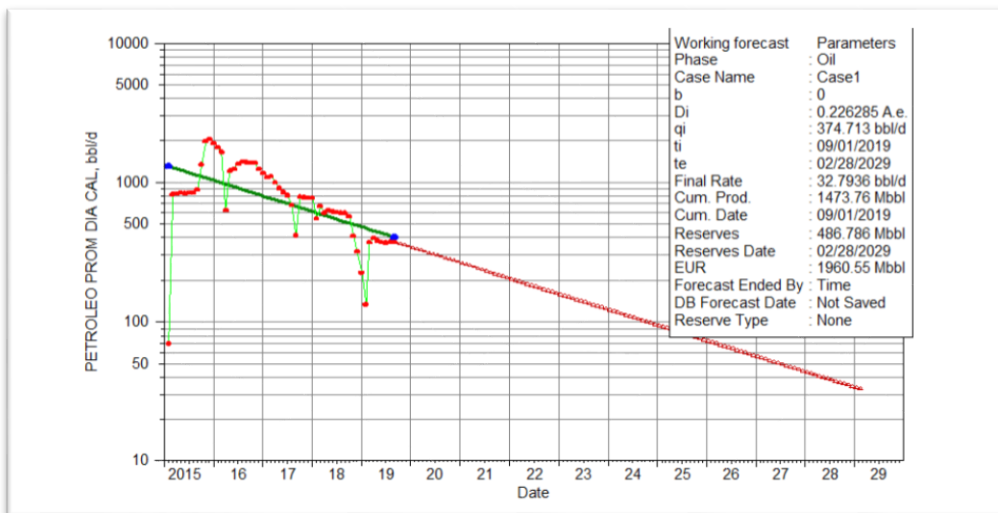


Figura 23: Curva de declinación SCH-457HS post-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 23** de declinación exponencial, con el cual se mira los siguientes resultados post estimulación matricial. Las reservas remanentes del pozo SCH-457HS presenta un valor estimado de 486.786 Mbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha febrero 28 de 2029 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 1473.76 Mbbl hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-457HS

La **tabla 19** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-457HS con los resultados del índice de productividad (J), Q_{ob} y Q_o máx, ver **figura 24**. Antes y después de la estimulación matricial, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.11$ BPD/psi y un caudal máximo de 423.82 BPD. Inmediatamente después de la estimulación matricial se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.35$ BPD/psi y el caudal máximo de 1374.23 BPD. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 41.8 antes de la estimulación matricial a un valor de 8.2 después de la estimulación.

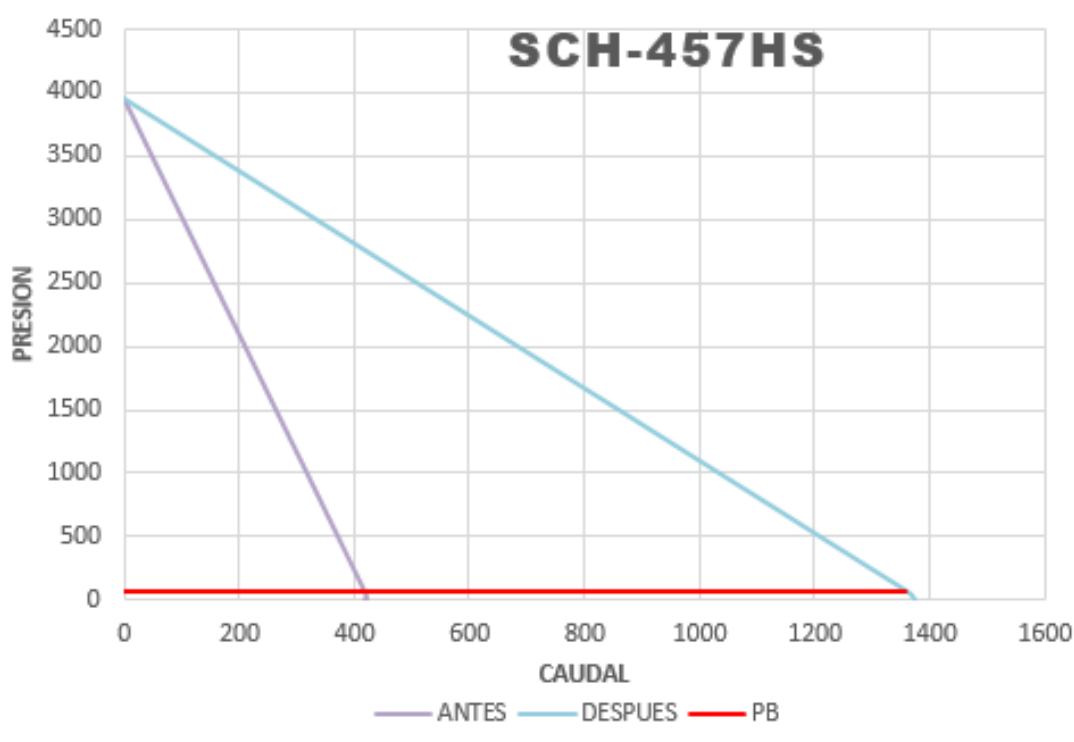


Figura 24: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-457HS

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 18: Resultados del análisis de Vogel pozo 457HS

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|---------|---------|----------|
| Pr | 3950 | 3950 | Psi |
| Pwf | 1384.92 | 2269.18 | Psi |
| Pb | 77 | 77 | Psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 19: Resultados del IPR en el pozo 457HS

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|--------|---------|----------|
| J | 0.11 | 0.36 | BPD/psi |
| Qob | 419.18 | 1359.22 | BPD |
| Qo máx | 423.82 | 1374.23 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de estimulación matricial SCH-457HS

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés (10285' – 10313') que se muestra en la **figura 20**, se puede interpretar que la litología es una arenisca con intercalaciones de caliza y muestra presencia de petróleo. El procedimiento de estimulación matricial en el pozo Sacha-457-HS, se llevó en cuatro etapas principales que se detallan a continuación:

Tabla 20: Bombeo de Clayfix 5 del pozo SCH-457HS

| TRATAMIENTO | Vol bbl | Caudal | Presión máx. (psia) |
|------------------|---------|--------|---------------------|
| Clayfix 5 | 30 | 1-1.2 | 4000 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La tabla 20 muestra el bombeo del Clayfix 5 realizado para verificar la circulación del pozo SCH-457HS

Tabla 21: Bombeo de Clayfix 5 del pozo SCH-457HS

| TRATAMIENTO | Vol bbl | Caudal | Presión máx. (psia) |
|------------------|---------|--------|---------------------|
| Clayfix 5 | 80 | 1-1.2 | 4500 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La tabla 21 muestra el bombeo del Clayfix 5 el cual se realizó para llenar el pozo con un volumen de 80 bbl sin sobrepasar la presión máxima

Tabla 22: Bombeo de Clayfix 5-Prueba de admisión del pozo SCH-457HS

| TRATAMIENTO | Vol bbl | Caudal | Presión máx. (psia) |
|------------------|---------|--------|---------------------|
| Clayfix 5 | 10 | 0.3-1 | 3500 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La tabla 22 muestra el bombeo del Clayfix 5 realizado para la prueba de admisión, en el cual no se debe exceder la presión máxima de 3500 psia.

La tabla 23 indica los ácidos utilizados para la estimulación matricial y así eliminar el daño de la formación y también muestra que el trabajo de reacondicionamiento fue efectuado en la matriz arenisca. Además, el tipo de tratamiento y el efecto que se obtuvo al momento de realizar el reacondicionamiento, teniendo en cuenta como principal parámetro la producción de crudo antes y después de la estimulación matricial.

Tabla 23: Bombeo del tratamiento ácido de estimulación matricial del pozo SCH-457HS

| Pozo | Matriz | Ácidos | | Análisis del trabajo |
|--------------|---|--------------------|----------------|--|
| 457HS | Arenisca predominante con intercalaciones de lutita y presencia de hidrocarburo | Tratamiento | Vol Bbl | Se eliminó el daño en la zona de la estimulación y la remoción de capas de finos |
| | | NVER SPERSE O | 20 | |
| | | CLAYFYX 5 | 60 | |
| | | HRA | 50 | |
| | | VOLCANIC ACID II | 30 | |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Análisis económico del pozo SCH-457HS

En el análisis económico de la estimulación matricial del pozo SCH-457HS, se determina el valor de la inversión total \$595181.62 detallado en la **tabla 24**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años después de la estimulación matricial.

Tabla 24: Costos registrados pozo SCH-457HS

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | GASTO | INVERSIÓN |
|-------------------------------|-------------------------|---------------|-------|-----------|
| ESPINEL & ASCIADOS | MOVILIZACIÓN ENTE POZOS | Tarifa diaria | | 447760 |
| ESPINEL & ASCIADOS | MOVIMIENTO DE TORRE | | | 6300 |

| | | | | |
|-----------------------|-------------------------|------------------------------|--|-----------|
| HALLIBURTON | FLUIDO DE CONTROL | | | 4461.03 |
| | ESTIMULACIÓN | | | 81395.44 |
| PETROAMAZONAS | | Diesel | | 1857.32 |
| | | Química | | 4481.41 |
| | | Herramientas de completación | | 8596.26 |
| B&S | DESINSTALACIÓN CONECTOR | | | 361.9 |
| | INSTALACIÓN CONECTOR | | | 361.9 |
| | REPARACIÓN CONECTOR | | | 2370.02 |
| SOLIPET | SPOOLER | | | 3433.07 |
| ALKHORAYET | SERVICIO PULLING | | | 531.67 |
| NOVOMET | | Nascelase | | 11429 |
| | INSTALACIÓN DE EQUIPO | | | 3642.77 |
| PETROTECH | BLICK LINE | | | 1155.66 |
| SERTECPET | | Renta Bomba Jet 12K | | 736.44 |
| | | Kit de reparación bomba jet | | 818.69 |
| | | LLAVE HIDRAÚLICA | | 11200 |
| | | PACKER DE PRUEBA | | 4242.04 |
| TOTAL INC. IVA | | | | 595181.62 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 25: Análisis económico de la estimulación matricial SCH-457HS

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|--------------------|----------------|---------------|
| VAN | \$-325504.43 | \$2666226.89 | \$3466831.05 |
| TIR | 2% | 76% | 95% |
| RCB | -1.55 | 3.48 | 4.82 |
| VAR | \$-964,269.26 | \$-262,067.80 | \$-229,848.67 |
| P.R.I | 17.59 | 1.29 | 1.04 |
| | 17 meses y 18 días | 1 mes y 9 días | 1 mes |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 25**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de estimulación matricial. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 17 meses y 18 días por lo cual

se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$2666226.89 y \$3466831.05 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización. El valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-262,067.80 la mayor pérdida que se puede obtener en 39 días en el escenario real y \$-229,848.67 la mayor pérdida en 30 días cuando el costo del crudo es de \$65, la relación costo beneficio presenta valores mayores que uno, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 1 mes y 9 días, en el escenario óptimo es de 1 mes, por lo cual se interpreta que la estimulación matricial es rentable.

3.3. Análisis técnico del pozo sachá-188UI

La **tabla 26** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-188UI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico es en la formación U Inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 26: Características pre-fracturamiento hidráulico del pozo SCH-188UI

| PARÁMETRO | VALOR |
|-----------|--|
| Φ | 15.5% |
| Pr | 880 psi |
| k | 42 mD |
| rw | 0.33 ft |
| Ct | $5.17 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.18 BY/BN |
| Uo | 3.63 cp |
| Inicio | 27/01/2019 |
| Fin | 22/02/2019 |
| Intervalo | 9820' - 9950' (60') |

Modificado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y bases del pozo SCH-188UI

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9820' - 9950') que se muestra en la **figura 25** permite analizar los topes y bases

para interpretar la litología de la formación. El Gamma Ray con valores cambiantes que oscilan entre 30-60 °API en la zona de interés, el SP tiene una curva hacia la izquierda el valor del registro de densidad tiene un valor promedio de 2.45 gr/cm³ y tiene un cruce entre el registro neutrón y por último el registro de resistividad tiene valores altos confirmando que la formación es una arenisca con fluido de petróleo.

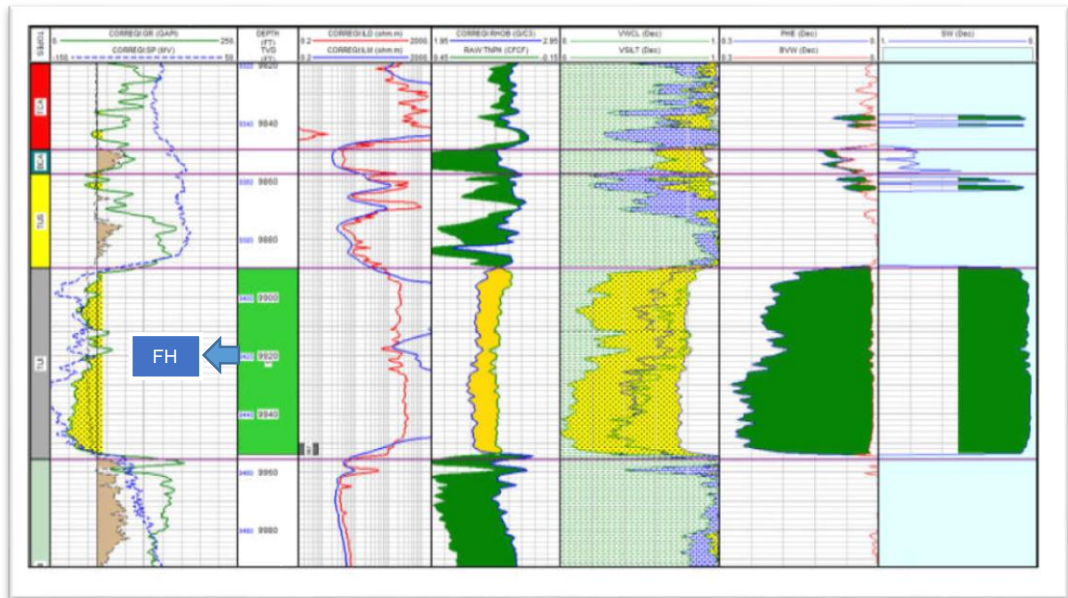


Figura 25: Registro eléctrico del pozo SCH-188UI
 Modificado por: Chango, 2020
 Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 27**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-188UI, se evidencia que no existe un fracturamiento hidráulico previo.

Tabla 27: Historial de reacondicionamientos pozo SCH-188UI

| Trabajo no. | Fecha(final) | Objetivo |
|-------------|--------------|--|
| CPI | 20-oct-19 | Punzonan los siguientes intervalos: |
| | | Napo "U i" 9890' - 9950' (60') @ 5 DPP |
| | | Hollín Inf 10338' - 10346' (8') @ 5 DPP |
| | | Napo "T Inf" 10136' - 10150' (14') @ 5 DPP |

| | | |
|---|-----------|---|
| 1 | 03-dic-08 | Sacar BES, evaluar "UI" , bajar BHA de producción de acuerdo a resultados |
| 3 | 21-jul-09 | Moler CIBP, evaluar arena "HI". diseñar equipo BES |
| 4 | 06-abr-10 | Sacar equipo BES; aislar HI con CIBP, redisparar arena "U". completar para evaluar sin torre arena "U". |
| 5 | 12-nov-19 | Cambio de sistema de levantamiento de PPH a PPS |
| 7 | 09-sep-13 | Sacar BHA de completacion hidráulica, completar con BES. |
| 8 | 08-nov-17 | Repunzonar arena "U", evaluar, completar de acuerdo a resultados. |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 28: Historial de producción pozo SCH-188UI

| Fecha | BPPD | BSW % | API |
|----------------------------------|------|-------|------|
| 1/09/2018 | 210 | 0.948 | 27.9 |
| 1/10/2018 | 176 | 0.966 | 27.9 |
| 1/11/2018 | 205 | 0.971 | 27.9 |
| 1/12/2018 | 197 | 1 | 27.9 |
| 1/01/2019 | 146 | 1 | 27.9 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 1/03/2019 | 369 | 12 | 27.9 |
| 1/04/2019 | 365 | 8 | 27.9 |
| 1/05/2019 | 374 | 8 | 27.9 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 28** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico, indica que la producción del pozo ha tenido un valor promedio de 197 BPPD durante el año 2018. Después de haber realizado el fracturamiento

hidráulico, se muestra un incremento del crudo reflejando un valor de 369 BPPD y un BSW de 8% aproximadamente.

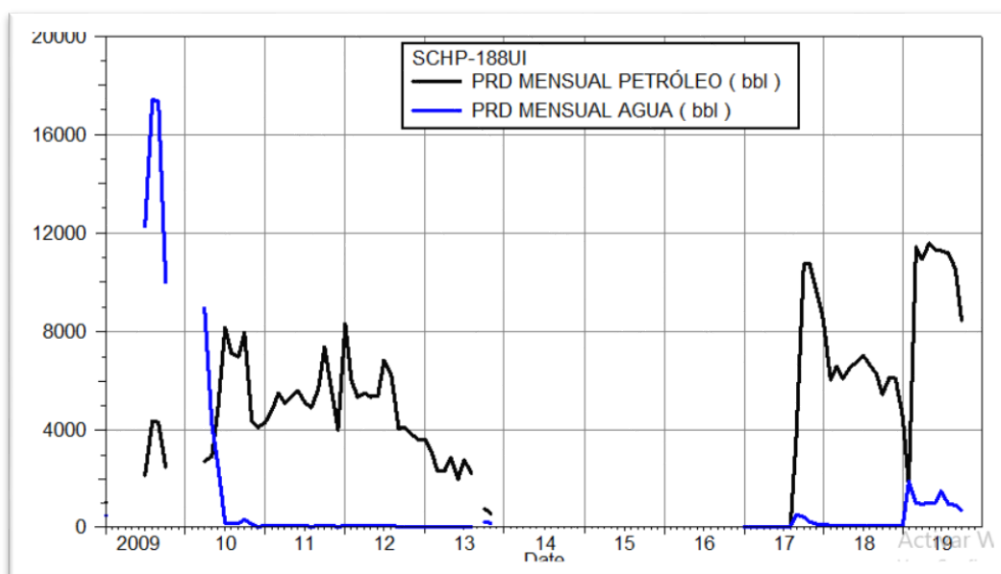


Figura 26: Historial de producción de agua y petróleo del pozo SCH-188UI
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 26** muestra el historial de producción del pozo SCH - 188UI, el pozo inició sus operaciones en el año 2009, con una producción de agua mayor al caudal de crudo. El pozo permaneció cerrado durante 3 años (2014-2016) debido a que se realizó un trabajo de reacondicionamiento y este no fue exitoso. El pico más alto de producción de crudo fue en el año 2019, después de haber sido efectuado el fracturamiento hidráulico.

La **figura 27** muestra una curva de declinación exponencial para el pozo SCH-188UI con el uso del software OFM, las reservas remanentes del pozo para el yacimiento UI fueron estimadas en 3.572 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de enero de 2029 y la producción acumulada al 01 de enero de 2019 fue de 331.992 Mbbl antes de realizar el fracturamiento hidráulico.

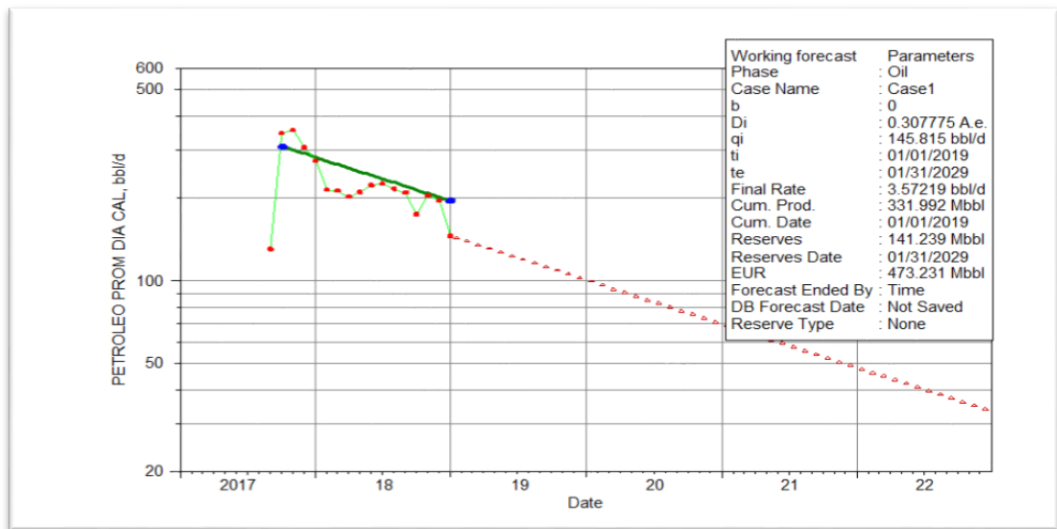


Figura 27: Curva de declinación SCH-188UI pre- fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

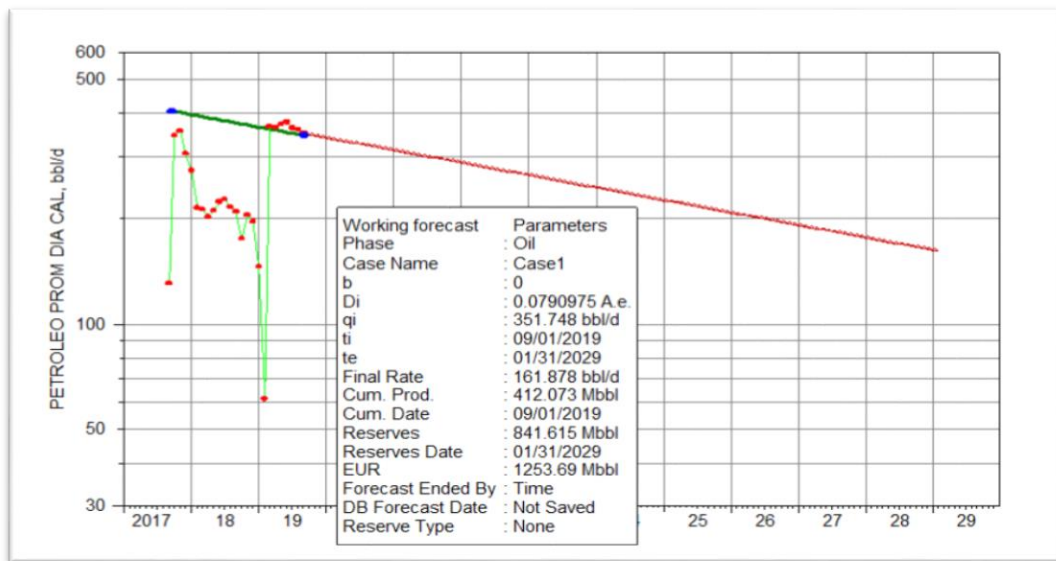


Figura 28: Curva de declinación SCH-188UI post- fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 28** de declinación exponencial, con el cual se observa los siguientes resultados post fracturamiento hidráulico. Las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U inferior fueron estimadas en 841.615 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de enero de 2029 y una producción acumulada al 01 de septiembre de 2019 de 412.073 Mbbl.

Análisis mediante el método de Vogel en el pozo SCH-188UI

La **tabla 30** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-188UI con los resultados del índice de productividad (J), Q_{ob} y Q_o máx, ver **figura 29**. Antes y después del fracturamiento hidráulico, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.26$ BPD/psi y un caudal máximo de 164.42 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.75$ BPD/psi, y el caudal máximo de 474.34 BPD considerándose un pozo mal productor. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 8.33 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de -2.19 después, además se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 309.92 BPD.

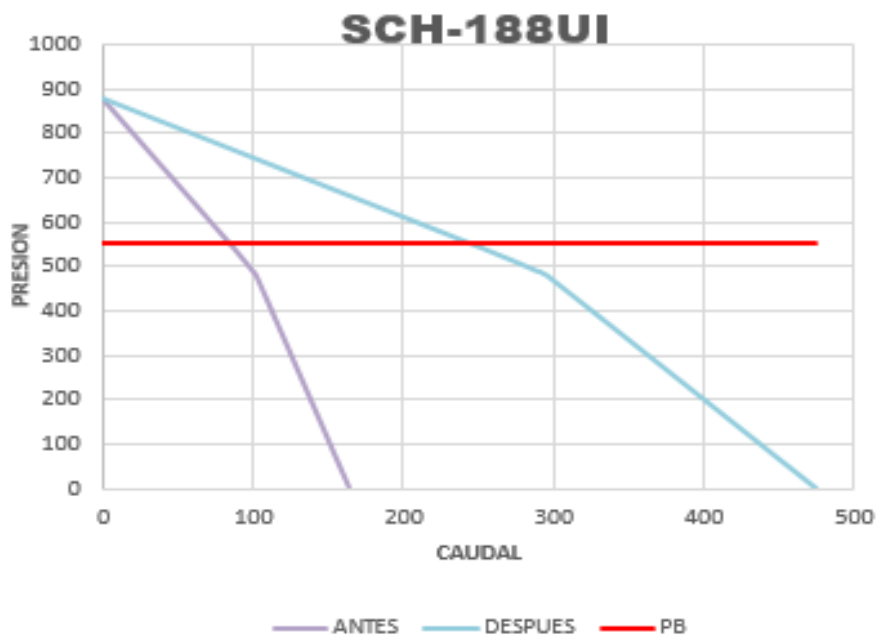


Figura 29: Curvas IPR antes y después del FH pozo SCH-188UI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 29: Resultados del análisis de Vogel pozo 188UI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 880 | 880 | Psi |
| Pwf | 468.46 | 768.65 | Psi |
| Pb | 550 | 550 | Psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 30: Resultados del IPR en el pozo SCH-188UI

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|--------|---------|----------|
| J | 0.26 | 0.75 | BPD/psi |
| Qob | 85.37 | 246.29 | BPD |
| Qo máx | 164.42 | 474.34 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-188UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9820' - 9950') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca con una buena porosidad y fluido de petróleo. El fracturamiento hidráulico se lo realizó en la arena Arenisca U inferior, es una zona con tendencia a desmoronamiento cuando se atraviesa esta formación y por efecto puede existir una migración de finos, primero se realiza un bombeo de OneSTEP ver **tabla 31**, con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica.

Tabla 31: Bombeo de OneStep del pozo SCH-188UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psi) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|--------|-----------------------|-----------------|------------------|
| OneSTEP | H959 | 2168 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 4827 | 20 | 89 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

El procedimiento de OneSTEP utilizó 30 Bls de gel H959, con el objetivo de controlar la migración de finos y la remoción del lodo de perforación.

Tabla 32: Bombeo de DataFrac del pozo SCH-188UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| DataFrac | YF140HTD | 3057 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 2999 | 20 | 89 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 32**, se observa la etapa del bombeo de DataFrac es una mini fractura de prueba que se realizó previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking) el cual permite determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido.

Los datos obtenidos del DataFrac son:

- ISIP=359 psi
- Gradiente de fractura ISIP = 0.46 psi/ft
- Presión máxima = 3057 psi
- Presión promedio = 2594 ft
- Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura(ISIP)} * \text{Deep}$$

$$PF = 0.46 * 9950 = 4577 \text{ psi}$$

Tabla 33: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-188UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psi) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|----------|-----------------------|-----------------|------------------|
| Fractura | YF140HTD | 2674 | 20 | 571 |
| Desplazamiento | WF140 | 3403 | 20 | 87 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 33**, se encuentra el proceso de fracturamiento el cual se realizó después del procedimiento de DataFrac y OneSTEP, se utilizó el fluido YF140HTD que se define como un gel reticulado de alta viscosidad y de activación retardada, desarrolla viscosidad a medida que circula por la tubería, permite el control de bombeo y de presión en la etapa de fracturamiento hidráulico y tiene como ventaja reducir las pérdidas por fricción. El apuntalante seleccionado carbolite 20/40 es un gel tipo cerámico capaz de soportar un estrés máximo de 19000 psi además posee una porosidad de 0.35%.

La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura presenta riesgo a desmoronarse y tiene una temperatura alta igual a 249 °F.

- Volumen inyectado (V_i) = 27157 bls
- Volumen de perdidas (V_{lp}) = 1008 bls

Entonces volumen ideal de la fractura V_f

$$V_f = V_i - V_{lp}$$

$$V_f = 27157 - 1008 = 26149 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{V_f}{V_i}$$

$$n = \frac{26149}{27157} = 0.962$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 96.2 %, lo cual indica que fue un trabajo exitoso.

Análisis económico del pozo SCH-188UI

En el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo SCH-188UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$2418554.69 detallado en la **tabla 34**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 34: Costos registrados pozo SCH-188UI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | GASTO | INVERSIÓN |
|-------------------------------|-----------------------------------|----------|-------|-----------|
| TRIBOILGAS 101/102 | TALADRO | | | 2142335 |
| | MOVILIZACIÓN | | | 12500 |
| PETROAMAZONAS | | Diesel | | 2950.69 |
| | HERRAMIENTAS PARA COMPLETACIÓN | | | 9985.04 |
| | QUÍMICA FLUIDO DE CONTROL | | | 4397.66 |

| | | | | |
|------------------|--------------------------------|--|--|------------|
| MI SWACO | FLUIDO DE CONTROL ESCENCIAL | | | 22115.32 |
| SOLIPET | SPOOLER | | | 3243.33 |
| NOVOMET | PULING BES | | | 892.2 |
| PETROTECH | SERVICIO DE SICK LINE | | | 5702.4 |
| SERTECPET | HERRAMIENTAS PARA COMPROBACIÓN | | | 18355.97 |
| SLB | SERVICIO PACKER | | | 10685.2 |
| SLB | FRACTURA HIDRÁULICA | | | 185051.88 |
| CONEXPET | VECCEN | | | 340 |
| | TOTAL | | | 2418554.67 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 35: Análisis económico del fracturamiento hidraulico SCH-188UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| VAN | \$-2416382.75 | \$748109.63 | \$1525456.16 |
| TIR | 5% | 17% | 22% |
| RCB | -2.00 | -0.69 | -0.37 |
| VAR | \$-64,653,187.84 | \$-2,309,549.25 | \$-2,065,723.65 |
| P.R.I | 27.33 | 5.52 | 4.43 |
| | 27 meses y 9 días | 5 meses y 15 días | 4 meses y 12 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 35**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de fracturamiento hidráulico. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización. El valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-2,309,549.25 la mayor pérdida que se puede obtener en 165 días en el escenario real y \$-2,065,723.65 la mayor pérdida en 132 días cuando el costo del crudo es de \$65 la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 27 meses y 9 días por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$748109.63 y \$1525456.16 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio presenta valores menores que uno, el período de recuperación de la

inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 5 meses y 15 días, en el escenario óptimo es de 4 meses y 12 días, por lo cual se interpreta que el fracturamiento hidráulica no es rentable.

3.4. Análisis técnico del pozo sachá-316 UI

La **tabla 36** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-316UI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico es la formación U Inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 36: Características pre-fracuramiento hidráulico del pozo SCH-316UI

| Parámetro | Valor |
|-----------|----------------------|
| Φ | 16.1% |
| Pr | 900 psi |
| k | 100 mD |
| rw | 0.35ft |
| Ct | 5.74E-06 psi^{-1} |
| Bo | 1.11 BY/BN |
| Uo | 4.44cp |
| Inicio | 4/01/2019 |
| Fin | 24/01/2019 |
| Intervalo | 10234'- 10264' (30') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y bases del pozo SCH-316UI

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10234'- 10 264') que se muestra en la **figura 30** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación.

El Gamma Ray presenta valores bajos que oscilan entre 30-85 °API, PEF aproximadamente de 2 Be/e, por lo que se puede determinar que la formación es una arenisca con presencia de petróleo ya que el SP deflacte a la izquierda.

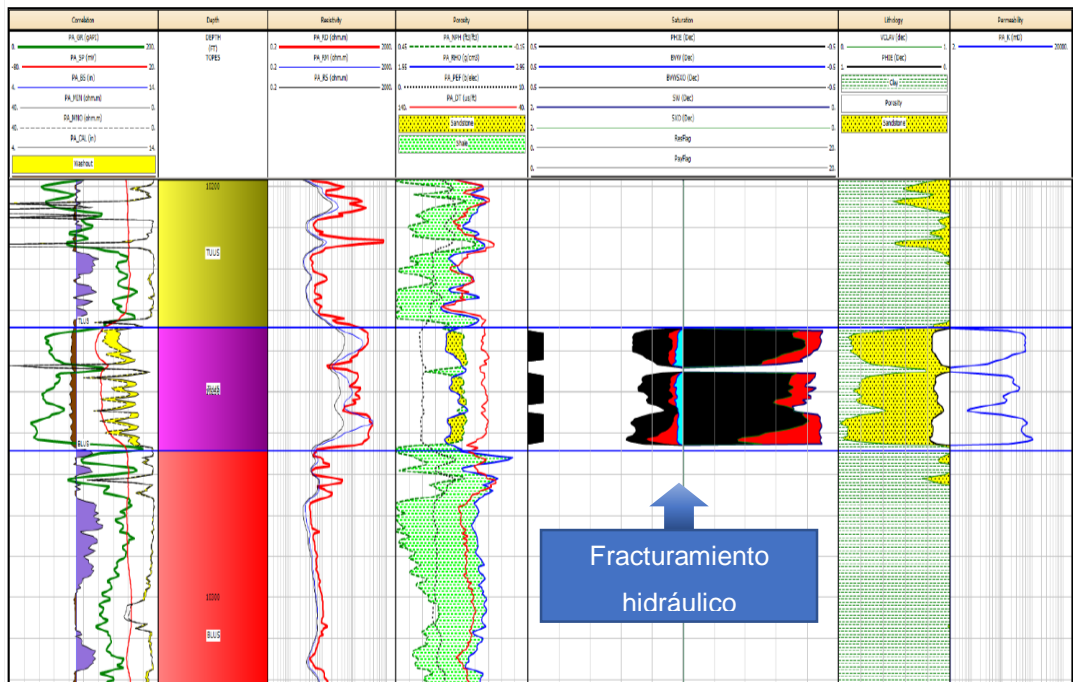


Figura 30: Registro eléctrico del pozo SCH-316UI

Modificado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 37**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-316UI, se evidencia que no existen registros de un fracturamiento previo en el pozo

Tabla 37: Historial de reacondicionamiento pozo SCH – 316UI

| Trabajo no. | Fecha(final) | Objetivo |
|-------------|--------------|---|
| CPI | 04-jul-19 | Cañonean primer intervalo 10667´-10680´, Segundo intervalo 10654´-10677´.Pozo queda produciendo con bomba bes TE-1500 |
| 1 | 03-dic-08 | Cambio de zona de arena "Hi", disparar y evaluar por separado arenas "Ui", "Ti" ó "Ui+Ti" |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 38: Historial de producción pozo SCH-316UI

| FECHA | BPPD | BSW % | API |
|---------------------------|------|-------|------|
| 1/10/2018 | 94 | 69 | 28.4 |
| 1/11/2018 | 128 | 6 | 28.4 |
| 1/12/2018 | 123 | 6 | 28.4 |
| 31/12/2018 | 126 | 6 | 28.4 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 28/01/2019 | 433 | 58 | 19.1 |
| 1/02/2019 | 497 | 8 | 19.1 |
| 1/03/2019 | 412 | 8 | 19.1 |

| | | | |
|------------------|-----|---|------|
| 1/04/2019 | 378 | 8 | 19.1 |
| 1/05/2019 | 342 | 8 | 19.1 |

Elaborado por: Chango ,2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 38** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico, se observa el incremento de la producción de crudo con 333 BPPD y un BSW de 58%, luego de haber realizado el fracturamiento hidráulico. Sin embargo, tiempo después la producción se estabiliza hasta la fecha 1/05/19, obteniendo un caudal promedio de 415 BPPD y un BSW de 8%, indicando un trabajo de reacondicionamiento exitoso.

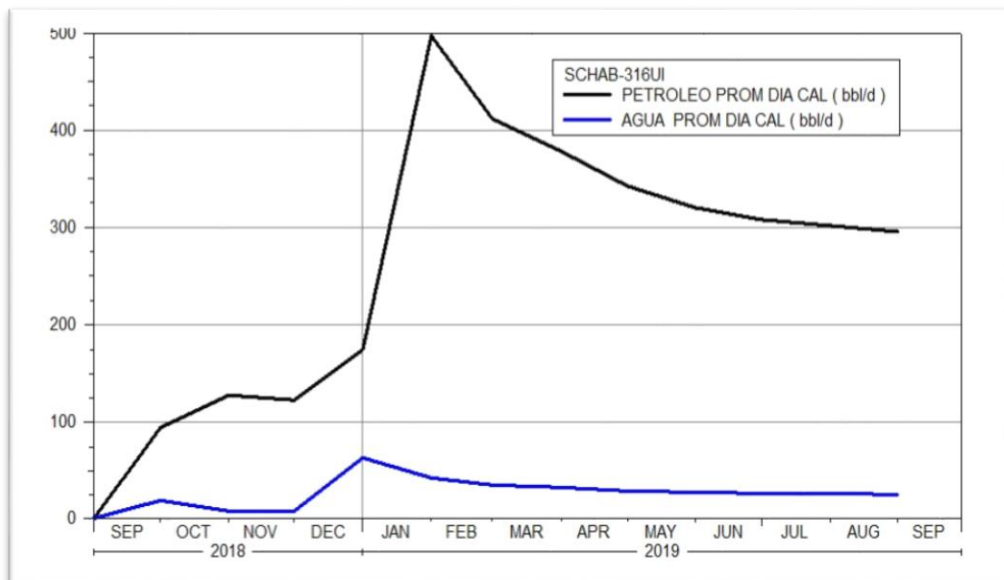


Figura 31: Gráfico petróleo vs agua SCH-316UI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 31** indica que el pozo inicio su producción en septiembre de 2018, logrando tener un incremento paulatinamente hasta diciembre de 2018 con un valor aproximado de 180 BBL/D. En enero después del fracturamiento hidráulico en la arena UI, se evidencia un gran incremento del crudo, llegando a tener el pico más alto desde que inició la producción del pozo, con un valor aproximado de 500 BBL/D. En el mes de febrero se visualiza una disminución en la producción de petróleo que ha declinado al pasar el tiempo, logrando tener valores aproximados de 300 BBL/D. La producción del agua ha mantenido valores bajos, durante las operaciones efectuadas desde que inicio la producción hasta el momento.

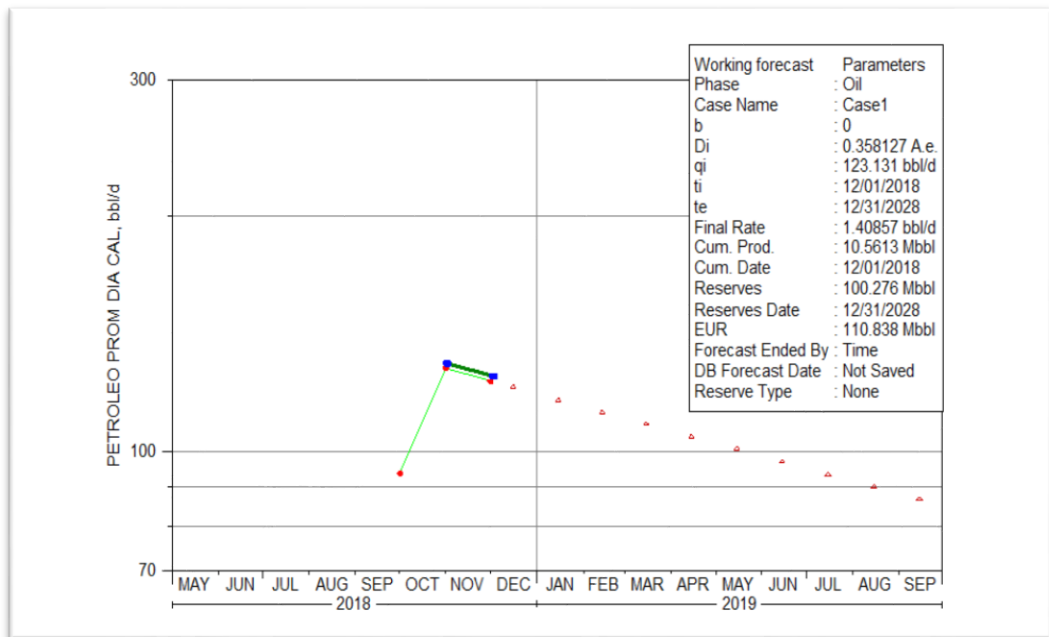


Figura 32: Curva de declinación SCH-316UI pre- fracturamiento hidráulico
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 32** muestra una curva de declinación exponencial para el pozo SCH-316UI con el uso del software OFM y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento UI fueron estimadas en 100.276 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de diciembre de 2026 y la producción acumulada al 12 de enero de 2019 fue de 10.5613 Mbbl.

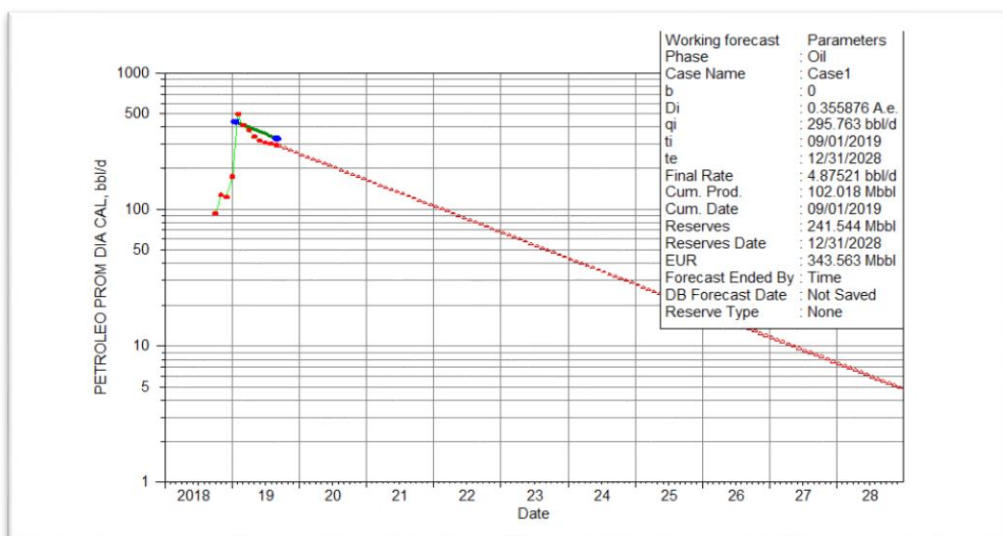


Figura 33: Curva de declinación SCH-316UI post- fracturamiento hidráulico
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 33** de declinación exponencial con el cual se observa los siguientes resultados post fracturamiento hidráulico. Las reservas remanentes del pozo SCH-316UI presentan para la arena UI un valor estimado de 241.544 Mbbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha diciembre 31 de 2028 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 102.018 Mbbbl hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-316UI

La **tabla 40** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-316UI con los resultados del índice de productividad (J), Q_{ob} y Q_o máx, ver la **figura 35**. Antes y después del fracturamiento hidráulico, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.16$ BPD/psi y un caudal máximo de 142.66 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.45$ BPD/psi, y el caudal máximo de 390.05 BPD considerándose un pozo mal productor. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 18.18 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de 1.6 después, además se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 217.72 BPD.

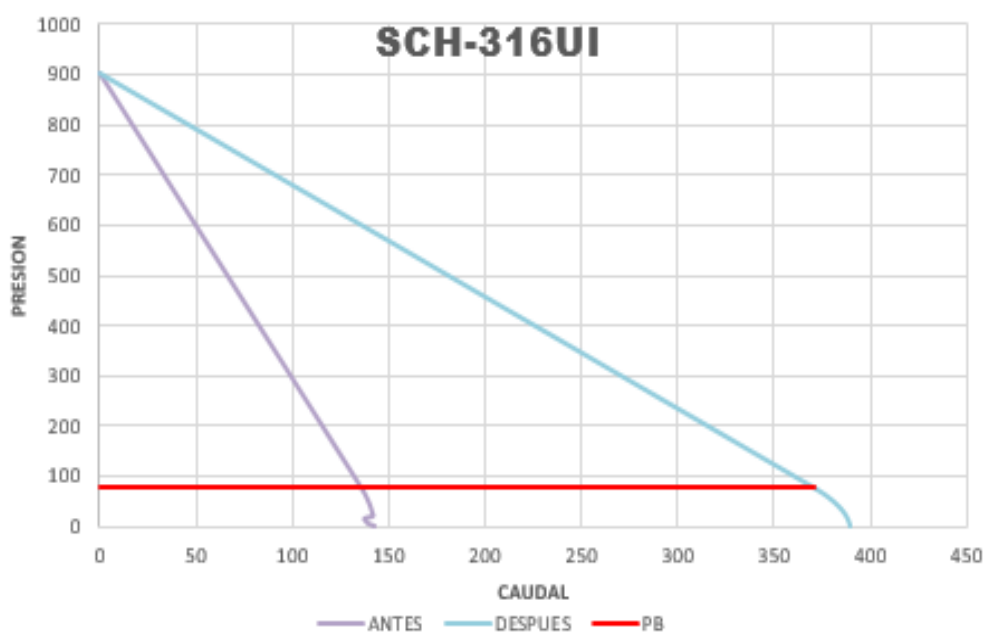


Figura 34: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-316UI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 39: Resultados del análisis de Vogel pozo SCH-316UI

| | ANTES | DESPUÉS | UNIDADES |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 900 | 900 | psi |
| Pwf | 409.95 | 474.79 | psi |
| Pb | 78 | 78 | psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 40: Resultados del IPR en el pozo SCH-316UI

| | ANTES | DESPUÉS | UNIDADES |
|--------------|--------|---------|----------|
| J | 0.16 | 0.45 | BPD/psi |
| Qob | 135.52 | 370.52 | BPD |
| Qomax | 142.66 | 390.05 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-316UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10234' - 10264') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca con intercalaciones de un mineral arcilloso además El pozo presenta una buena prospectividad con un espesor de la arena de 30ft, y una porosidad promedio de 16.1%. El fracturamiento hidráulico se lo realizo en la arena Arenisca U inferior, y al ser una zona con tendencia a desmoronamiento cuando se atraviesa esta formación por efecto puede existir una migración de finos, primero se realiza un bombeo de OneSTEP con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica.

Tabla 41: Bombeo de OneStep del pozo SCH-316UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psi) | Caudal (BPM) | Volumen (BIs) |
|-----------------------|--------|-----------------------|-----------------|------------------|
| OneSTEP | H959 | 5083 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 5153 | 20 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 41**, se observa la etapa de bombeo OneSTEP donde se usa el gel WF140, es un sistema a base de agua al ser un fluido de baja viscosidad fluye fácilmente en la formación donde es aplicada.

Se utilizó 30 Bls de gel, con el objetivo de controlar el pozo de interés en esta etapa se obtuvo una presión máxima de 5083 psia, presión promedio de 3127 psia y un gradiente de fractura de 0.57 psi/ft.

Tabla 42: Bombeo de DataFrac del pozo SCH-316UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| DataFrac | YF140HTD | 4844 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 3662 | 20 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 42**, se observa la etapa del bombeo de DataFrac previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking), el cual permite determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido. Los datos del DataFrac son:

- ISIP=1038 psi
- Gradiente de fractura ISIP = 0.61 psi/ft
- Presión máxima = 4844 psi
- Presión promedio = 3836 ft

Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(ISIP) * Deep$$

$$PF = 0.61 * 10264 = 6261.04psi$$

Tabla 43: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-316UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| Fractura | YF140HTD | 4142 | 20 | 383 |
| Desplazamiento | WF140 | 4410 | 20 | 92 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 43**, se encuentra el proceso de fracturamiento el cual se realizó después del procedimiento de DataFrac y OneStep, se utilizó el fluido YF140HTD de alta temperatura con activador retardado, genera viscosidad a medida que circula por la tubería. El apuntalante seleccionado es carbolite 20/40. La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura tiene una temperatura alta igual a 226 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 533 bls

Volumen de pérdidas = 150 bls

Entonces volumen ideal de la fractura V_f

$$V_f = V_i - V_{lp}$$

$$V_f = 533 - 150 = 383 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{V_f}{V_i}$$

$$n = \frac{383}{533} = 0.718$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 71.8%, lo cual indica que fue un trabajo medianamente exitoso ya que este valor es muy bajo en comparación con los demás trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en la campaña de enero-junio 2019 del Campo Sacha.

Análisis económico del pozo SCH-316UI

En el análisis económico de del pozo SCH-316UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$1755810.48 detallado en la **tabla 44**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 44: Costos registrados pozo SCH-316UI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | GASTO |
|-------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|------------|
| ESPINEL Y ASOCIADOS 12 | Movilización entre pozos | Tarifa diaria | 1444200 |
| ESPINEL Y ASOCIADOS 12 | Movimiento de la torre | | 12600 |
| SCHLUMBERGER | Acondicionamiento de liner | | 9533.81 |
| | Packer de fractura | | 15684.6 |
| | | Químicos para la Fractura | 74300.31 |
| | Servicios de fracturamiento | | 42230.19 |
| | | Quimico fluido especial | 62044.31 |
| | Instalación Equipo BE5 | | 2099.8 |
| | | | 31188.56 |
| HALLIBURTON | Asentamiento CIBO | Misceláneo | 19982.89 |
| ADRIALPETRO | Instalacion de conector | | 2306.03 |
| PETROAMAZONAS | | | 2384.53 |
| | | Diesel | 5115.35 |
| CONEXPET | Servicio de Vacum | Herramientas para completación | 700 |
| SOLIPET | Spooler | | 1619.97 |
| PETROTECH | Slick line | | 543.64 |
| SERTECPET | Servicio técnico | | 1050 |
| | | No-Go | 1005.48 |
| | Armado completación | | 525 |
| | | Herramientas para completación | 20596.01 |
| | BHA de limpieza | | 6100 |
| | | TOTAL INC IVA | 1755810.48 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 45: Análisis económico del fracturamiento hidraulico SCH-316UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|------------|---------------|-------------|---------------|
| VAN | \$-1600259.53 | \$125383.81 | \$587175.69 |

| | | | |
|--------------|------------------|------------------|------------------|
| TIR | -24% | 14% | 23% |
| RCB | -1,91 | -0,93 | -0,67 |
| VAR | \$-72,262,011.35 | \$-29,894,540.56 | \$-26,293,252.71 |
| P.R.I | 24 | 4,11 | 3,18 |
| | 24 meses | 4 meses y 3 días | 3 meses y 6 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 45**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de fracturamiento hidráulico. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 24 meses, por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$125.383,81 y \$587.175,69 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio presenta valores menores que uno, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 4 meses y 3 días, en el escenario óptimo es de 3 meses y 6 días. El valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-29,894,540.56 la mayor pérdida que se puede obtener en 123 días en el escenario real y \$-26,293,252.71 la mayor pérdida en 96 días cuando el costo del crudo es de \$65. El análisis del indicador económico (VAR) se realizó con un nivel de significancia del 5%, se considera este valor la probabilidad de obtener la pérdida en un tiempo de 123 días, y un 95% que la pérdida sea menor por lo cual se interpreta bajo el criterio de inversión vs producción que el fracturamiento hidráulico no es rentable.

3.5. Análisis técnico del pozo sachá-370UI

La **tabla 46** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-370UI, además el intervalo en el cual se realizó fracturamiento hidráulico es la formación U inferior.

La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 46: Características pre-fracuramiento hidráulico del pozo SCH-370UI

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 21% |
| Pr | 900 psi |
| k | 150 mD |
| rw | 0.33 ft |
| Ct | $3.23 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.18 BY/BN |
| Uo | 10.56 cp |
| Inicio | 22/03/2019 |
| Fin | 10/03/2019 |
| Intervalo | (10226' -10254')(28') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y bases del pozo SCH-370UI

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10226' -10254') que se muestra en la **figura 35** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. El Gamma Ray con valores cambiantes que oscilan entre 45-90 API en la zona de interés, el SP tiene una curva hacia la izquierda el valor del registro de densidad esta entre 2.25 – 2.45 gr/cm^3 y tiene un cruce entre el registro neutrón, confirmando que la formación es una arenisca con fluido de petróleo.

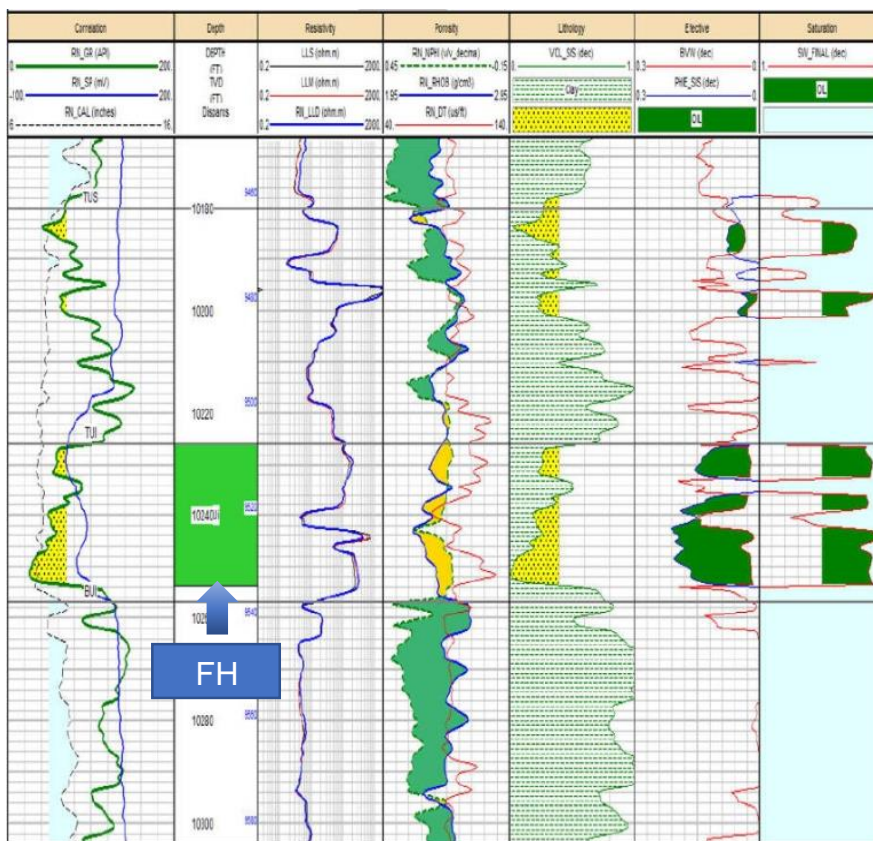


Figura 35: Registro del pozo 370UI

Modificado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 47**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-370UI, se evidencia que no existen registros de un fracturamiento previo en el pozo.

Tabla 47: Historial de reacondicionamiento pozo SCH – 370UI

| Trabajo No. | Fecha (final) | Objetivo |
|-------------|---------------|---|
| CPI | 20-oct-19 | Punzonan los siguientes intervalos: Napo "U I "9890'-9950' (60') @ 5 dpp HI 10338'-10346' (8') @ 5 dpp Napo " TI " 10136'-10150' (14') @ 5 dpp |
| 1 | 03-dic-08 | Sacar BES, evaluar "UI", bajar BHA de producción de acuerdo a resultados |
| 3 | 21-jul-09 | Moler CIBP, evaluar arena "HI". Diseñar equipo BES |
| 4 | 06-abr-10 | Sacar equipo BES; aislar HI con CIBP. Redisparar arena "U". Completar para evaluar sin torre arena "U". |

| | | |
|----------|-----------|---|
| 5 | 12-nov-19 | Cambio de sistema de levantamiento de PPH a PPS |
| 7 | 09-sep-13 | Sacar BHA de completacion hidráulica, completar con BES. |
| 8 | 08-nov-17 | Repunzonar arena "U", evaluar, completar de acuerdo a resultados. |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 48** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico se observa el incremento de la producción de crudo con un caudal de 265.773 BPPD y un BSW de 2%. No se tiene valores anteriores de producción.

Tabla 48: Historial de producción pozo SCH-370UI

| Fecha | BPPD | BSW % | API |
|----------------------------------|---------|-------|-----|
| 1/06/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/07/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/08/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/09/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/10/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/11/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/12/2018 | 0 | 0 | 19 |
| 1/01/2019 | 0 | 0 | 19 |
| 1/02/2019 | 0 | 0 | 19 |
| 21/03/2019 | 403.502 | 1.96 | 19 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 11/04/2019 | 265.773 | 2 | 19 |
| 1/05/2019 | 267.621 | 2 | 19 |
| 1/06/2019 | 225.126 | 2.21 | 19 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

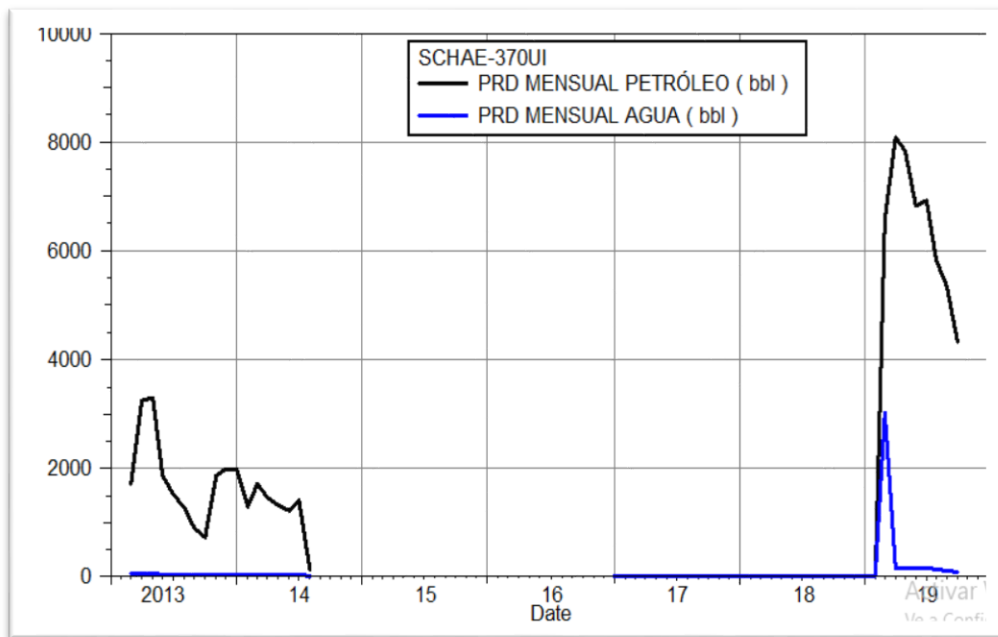


Figura 36: Historial de producción del pozo SCH-370UI
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 36** indica el historial de producción del pozo SCH - 370UI, el pozo tuvo una producción durante el año 2013, hasta el mes de julio de 2014. Después el pozo permaneció cerrado, razón por la cual no se tiene producción de crudo, sin embargo, durante los años 2017 y 2018 existió una mínima producción de agua. Se evidencia un incremento de producción de crudo en el mes de marzo de 2019, fecha en la cual se realizó el fracturamiento hidráulico en la arena U Inferior, alcanzando el mayor caudal de aproximadamente 8000 BBL. Después de este incremento se tiene una disminución inmediata en la producción de crudo, hasta la fecha de octubre 2019, alcanzando un valor de 4100 BB.

La **figura 37** muestra una curva de declinación exponencial para pozo SCH-370UI con el uso del software OFM, se considera una declinación exponencial, las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U Inferior fueron estimadas en 20.0974 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2021. La producción acumulada al 1 de julio de 2014 fue de 28.7893 Mbbl.

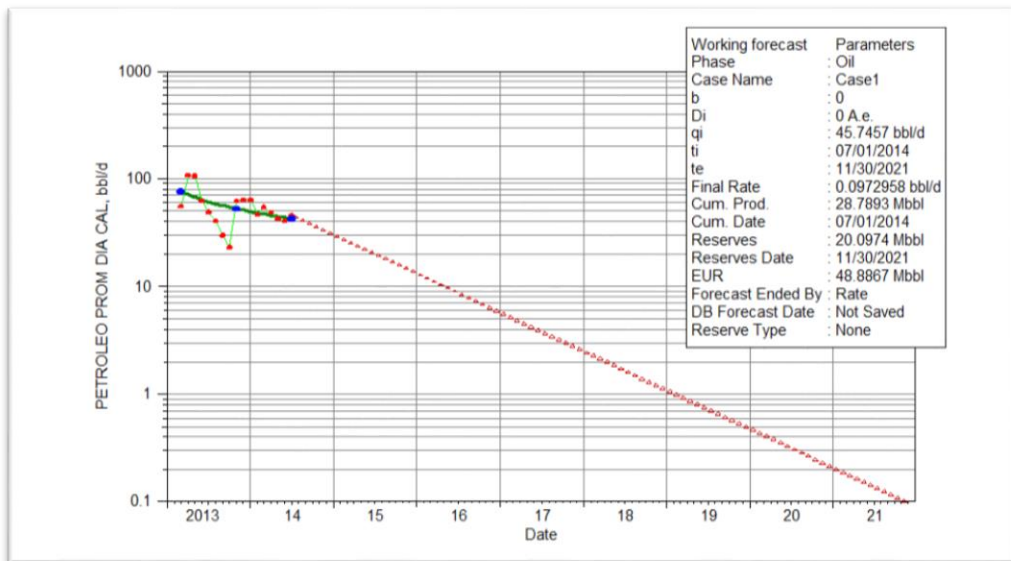


Figura 37: Curva de declinación SCH-370UI pre-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

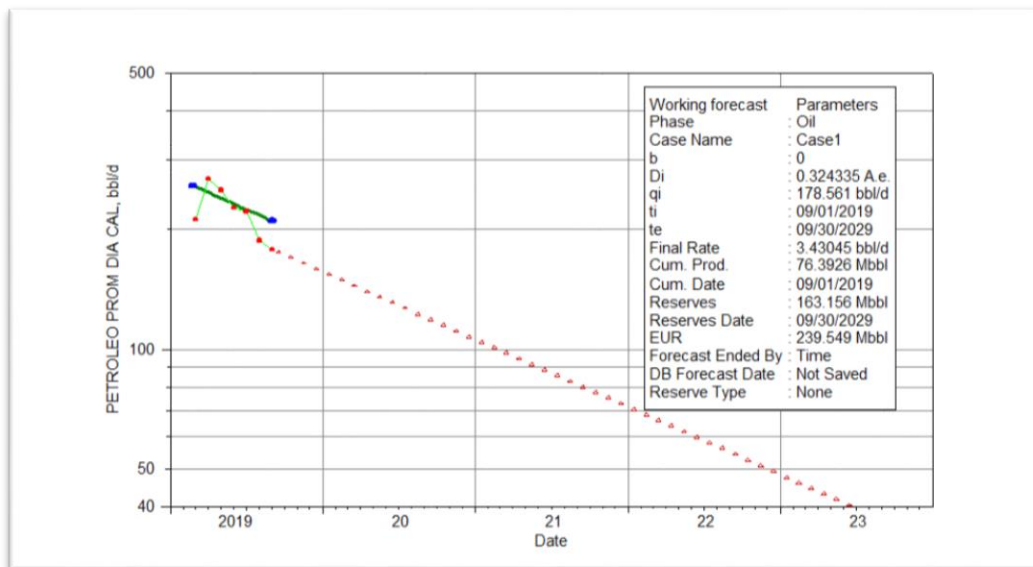


Figura 38: Curva de declinación SCH-370UI post-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 38** de declinación exponencial, con el cual se observa los siguientes resultados post fracturamiento hidráulico. Las reservas remanentes del pozo SCH-370UI presenta para la arena U Inferior un valor estimado de 163.156 Mbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha septiembre 30 de 2029 y una producción acumulada de petróleo de 76.3926 Mbbl hasta la fecha 1 de septiembre de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-370UI

La **tabla 50** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-370UI los resultados de (J), Qob y Qo máx, ver **figura 39**. Antes y después del fracturamiento hidráulico, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.23$ BPD/psi y un caudal máximo de 155.36 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.31$ BPD/psi, y el caudal máximo de 214.51 BPD considerándose un pozo mal productor, el factor del daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 3.69 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de 0.8 después, además se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 59.15 BPD.



Figura 39: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-370UI
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 49: Resultados del análisis de Vogel pozo 370UI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 900 | 900 | psi |
| Pwf | 658.22 | 565.45 | psi |
| Pb | 490 | 490 | psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 50: Resultados del IPR en el pozo SCH-370UI

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|--------|---------|----------|
| J | 0.23 | 0.31 | BPD/psi |
| Qob | 93.36 | 128.92 | BPD |
| Qo máx | 155.35 | 214.51 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-370UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10226' - 10254') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca y contenido de arcilla, con una buena porosidad. El fracturamiento hidráulico se lo realizó en la arena Arenisca U inferior, y al ser una zona con tendencia a que las paredes del pozo sean inestables, cuando se atraviesa esta formación y por efecto puede existir una migración de finos primero se realiza un bombeo de OneSTEP **ver tabla 51**, con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica.

Tabla 51: Bombeo de OneStep del pozo SCH-370UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bl) |
|-----------------------|--------|---------------------|--------------|--------------|
| OneSTEP | H959 | 4380 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 6906 | 15 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Se utilizó 30 Bls de gel, con el objetivo de controlar la migración de finos y en la remoción del lodo de perforación. Además, en la etapa de OneSTEP se obtuvo la siguiente data, presión máxima de 6906 psia, presión promedio de 5150 psia y un gradiente de fractura de 0.44 psi/ft.

Tabla 52: Bombeo de DataFrac del pozo SCH-370UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bl) |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------|--------------|
| DataFrac | YF100HTD | 4150 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 3662 | 20 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la tabla 52, se observa la etapa del bombeo de DataFrac, previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking) el cual permite determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido. El DataFrac en el pozo SCH-370UI se obtuvo:

- ISIP=1307 psi
- Gradiente de fractura ISIP = 0.57 psi/ft
- Presión máxima = 4150 psi
- Presión promedio = 3419 ft

Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(\text{ISIP}) * \text{Deep}$$

$$PF = 0.57 * 10254 = 5844.78 \text{ psi}$$

Tabla 53: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-370UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bl) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|-----------------|
| Fractura | YF100HTD | 2674 | 20 | 571 |
| Desplazamiento | WF140 | 3403 | 20 | 87 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 53**, se encuentra el proceso de fracturamiento realizado después del procedimiento de DataFrac y OneSTEP, se utilizó el fluido YF100HTD y el apuntalante seleccionado es carbolite 20/40. La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 249 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 28858 Bls

Volumen de pérdidas = 7641 Bls

Entonces volumen ideal de la factura Vf

$$Vf = Vi - Vlp$$

$$Vf = 28858 - 7641 = 21217 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{Vf}{Vi}$$

$$n = \frac{21217}{28858} = 0.735$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 73.5 %, lo cual indica que fue un trabajo poco exitoso.

Análisis económico del pozo SCH-370UI

En el análisis económico del pozo SCH-370UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$2171424.41 detallado en la **tabla 54**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años.

Tabla 54: Costos registrados pozo SCH-370UI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | GASTO | INVERSIÓN |
|----------------------------|---------------------------|--------------|-------|-----------|
| CONEXPET CIA LTDA | MOVILIZACIÓN | | | 6500 |
| TRECILGAS 102 | TARIFA DIARIA DE TALADRO | | | 1843920 |
| CONEXPET CIA LTDA | VACUUM | | | 1530 |
| PETROTECH | S-LINE | | | 3539.4 |
| PETROAMAZONAS | | Diésel | | 4602 |
| PETROAMAZONAS | | Herramientas | | 8805.54 |
| SCHLUMBERGER MI SWACO | FLUIDO DE CONTROL | Químicos | | 6918.68 |
| SCHLUMBERGER | RENTA PACKER | | | 10300.84 |
| PETROTECH | TÉCNICO DE COMPLETACIONES | | | 1003.8 |
| SCHLUMBERGER WELL SERVICES | FLUIDO DE CONTROL | Químicos | | 55535 |
| SERTECPET | RENTA BOMBA JET SMART | | | 4912.24 |
| SERTECPET | TÉCNICO DE COMPLETACIONES | Herramientas | | 18880.97 |
| VALVULAS DEL PACIFICO | REPARACIÓN CABEZAL | | | 9397.65 |
| ADRIALPETRO | INST. QUICK CONNECTOR | Re-run kit | | 2307.59 |

| | | | | |
|-----------------------------------|---------------------|--------------------------------|--|------------|
| ALKHORAYEF | INSTALACIÓN BES | Miscelaneos fondo y superficie | | 54023.5 |
| SCHLUMBERGER WELL SERVICES | FRACTURA HIDRÁULICA | Químicos | | 125338.56 |
| HALLIBUTON | REGISTROS | Materiales de cementación | | 13908.64 |
| | | TOTAL INVERSIÓN | | 2171424.41 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 55: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-370UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| VAN | \$21651119.35 | \$285932464.18 | \$356655640.96 |
| TIR | 1123% | 14686% | 18316% |
| RCB | 8.97 | 130.68 | 163.25 |
| VAR | \$-8,169,644.81 | \$-2,358,373.32 | \$-2,109,393.22 |
| P.R.I | 0.08 | 0.007 | 0.005 |
| | 2.4 días | 0.21 días | 0.15 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 55** se detallan los indicadores económicos. El valor actual neto (VAN), presenta valores positivos para los 3 escenarios, la Tasa Interna de Recobro (TIR) es mayor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio presenta valores mayores que 1 y el máximo período de recuperación de la inversión inicial (escenario pésimo) es de 2.4 días, el valor del (VAR) presenta valores relativamente bajos en función del período de recuperación de la inversión. Debido al análisis realizado se interpreta que el proyecto de fracturamiento hidráulico es rentable.

3.6. Análisis técnico del pozo sachá-393UI

La **tabla 56** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-393UI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico en la formación U inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 56: Características pre-fracuramiento hidráulico del pozo SCH-393UI

| Parámetro | Valor |
|-----------|---|
| Φ | 15% |
| Pr | 4090 psi |
| K | 10 mD |
| Rw | 0.35 ft |
| Ct | $4.048 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.1 BY/BN |
| Uo | 9.99 cp |
| Inicio | 31/03/2019 |
| Fin | 22/04/2019 |
| Intervalo | (10017' -10035')(18') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tope y base del pozo SCH-393UI

El pozo presenta una buena prospectividad con un espesor de la arena de 16.58', una porosidad promedio de 15% y una saturación de agua de 13%. Como se muestra en la evaluación petrofísica.

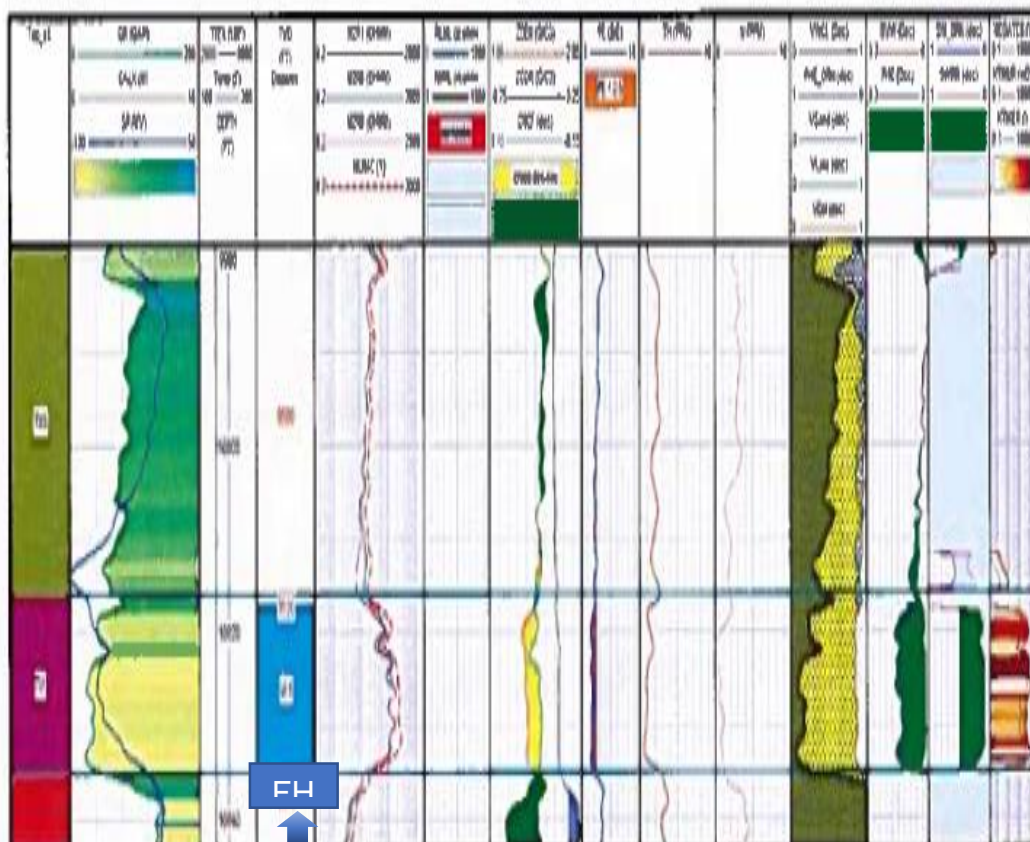


Figura 40: Registro del pozo SCH-393UI

Modificado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10017' -10035') que se muestra en la **figura 40** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. El Gamma Ray con valores cambiantes que oscilan entre 60-90 API en la zona de interés, el SP tiene una curva hacia la izquierda y el valor del factor fotoeléctrico en un intervalo de 2.5 y 28 b/el por lo cual se puede concluir arenisca con intercalaciones de un mineral arcilloso.

La **tabla 57**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-393UI, se evidencia que no existen registros de un fracturamiento previo en el pozo.

Tabla 57: Historial de reacondicionamiento pozo SCH-393UI

| Trabajo No. | Fecha (final) | Objetivo |
|-------------|---------------|---|
| CPI | 17/04/2014 | Arman conjunto TCP con cañones de 5 DPP y disparan el intervalo "UI: 10017' - 10035" (18') @ 5DPP Realizan prueba de producción de "UI" con la Bes D475N |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 58** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico se observa el incremento de la producción de crudo, registrando valores aproximados de 254BPPD, después de realizar el trabajo de reacondicionamiento y un BSW de 48%, sin embargo, después que se estabilizan los datos se registra un valor bajo de BSW (4%) y un caudal de 394 BPD aproximadamente.

Tabla 58 :Historial de producción del pozo 393UI

| FECHA | BPPD | BSW % | API |
|----------------------------------|------|-------|------|
| 6/05/2017 | 101 | 4 | 18.9 |
| 7/05/2017 | 100 | 4 | 18.9 |
| 30/03/2019 | 0 | 0 | 18.9 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 23/04/2019 | 254 | 48 | 18.9 |
| 1/05/2019 | 419 | 4 | 18.9 |
| 1/06/2019 | 394 | 4 | 18.9 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **figura 41** muestra el historial de producción del pozo SCH-393UI el pozo empezó sus operaciones en marzo de 2014, el caudal de petróleo se incrementó teniendo un valor promedio de 9500 BBL, la producción a partir de junio 2019 disminuyó, registrando valores de crudo de 3500 BBL aproximadamente. El caudal disminuyó totalmente hasta el mes de abril de 2017. El pozo mantuvo una producción mínima de agua desde el año 2014 hasta el 2019. Se evidencia un incremento en la producción de petróleo en el mes de marzo 2019, fecha en la cual se realiza el fracturamiento hidráulico en la arena U Inferior, en el mes de octubre de 2019 se tiene una baja producción aproximada de 6500 BBL.

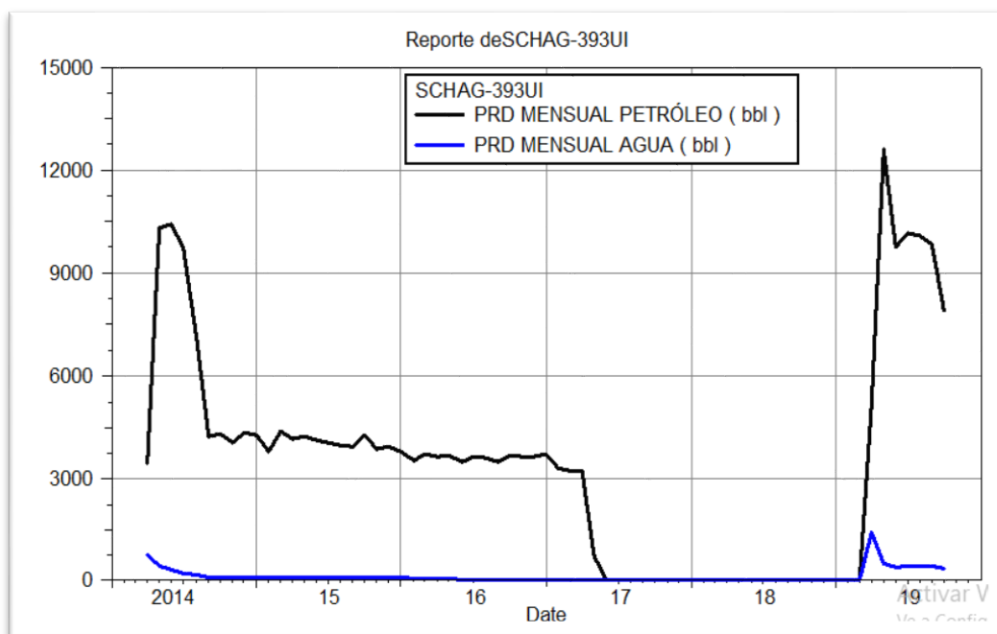


Figura 41: Historial de producción pozo SCH- 393UI
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 42** muestra una curva de declinación exponencial antes del fracturamiento hidráulico, con el uso del software OFM y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U Inferior fueron estimadas en 193.871 Mbbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de abril de 2027. La producción acumulada al 1 de abril de 2017 fue de 164.08 Mbbbl.

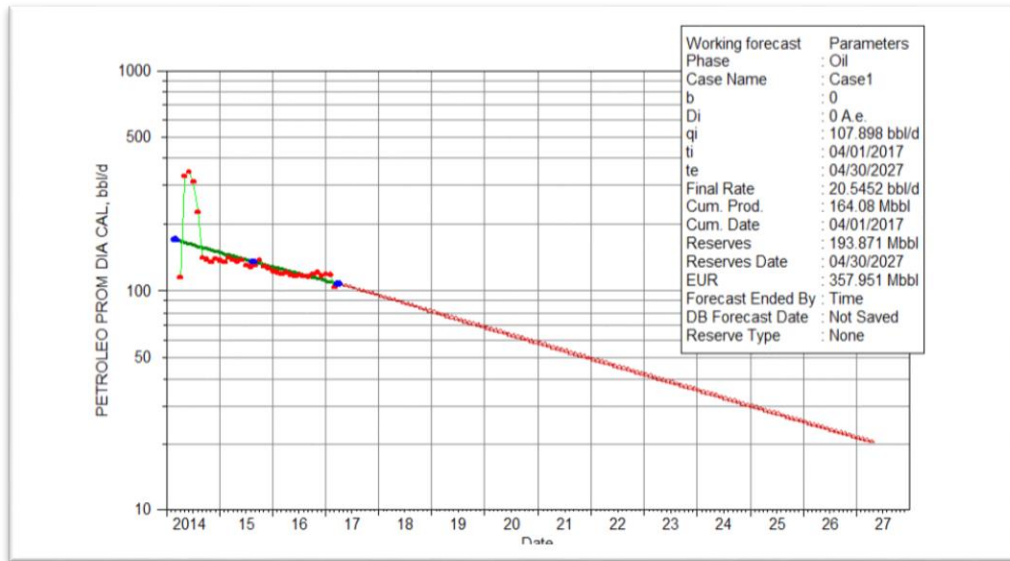


Figura 42: Curva de declinación SCH-393UI pre-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

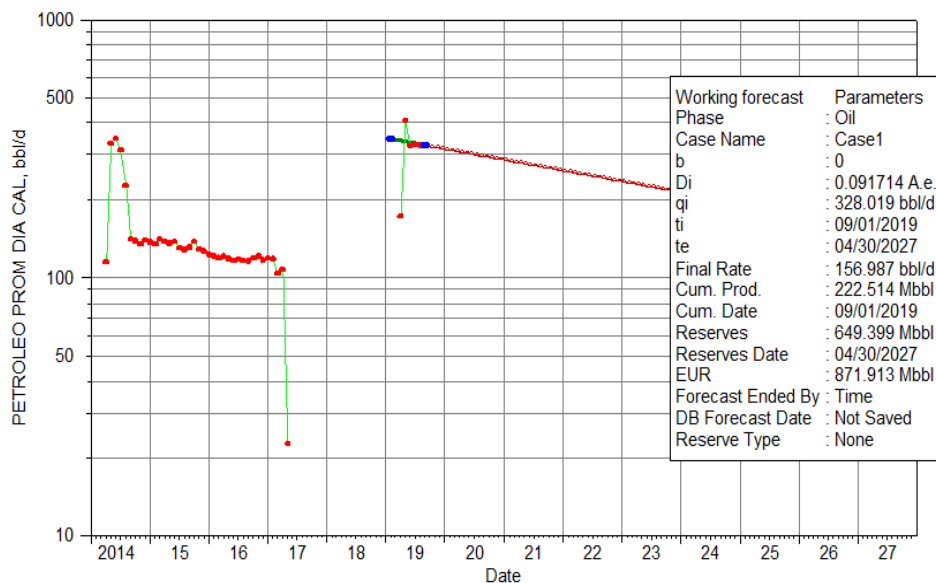


Figura 43: Curva de declinación SCH-393UI post-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 43** de declinación exponencial, con el cual se observa los siguientes resultados post fracturamiento hidráulico. Las reservas remanentes del pozo SCH-393UI presentan un valor estimado de 649.399 Mbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha abril 30 de 2027 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 166.987 Mbbl hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-393UI

La **tabla 60** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-393UI con los resultados del índice de productividad (J), Qob y Qo máx. Antes y después de la estimulación matricial, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo J=0.023 BPD/psi y después de J= 0.021, un caudal máximo de 82.76 BPD considerándose un pozo mal productor. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico el caudal máximo es de 78.35 BPD. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de -1.46 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de -1.17 después el daño después del fracturamiento.

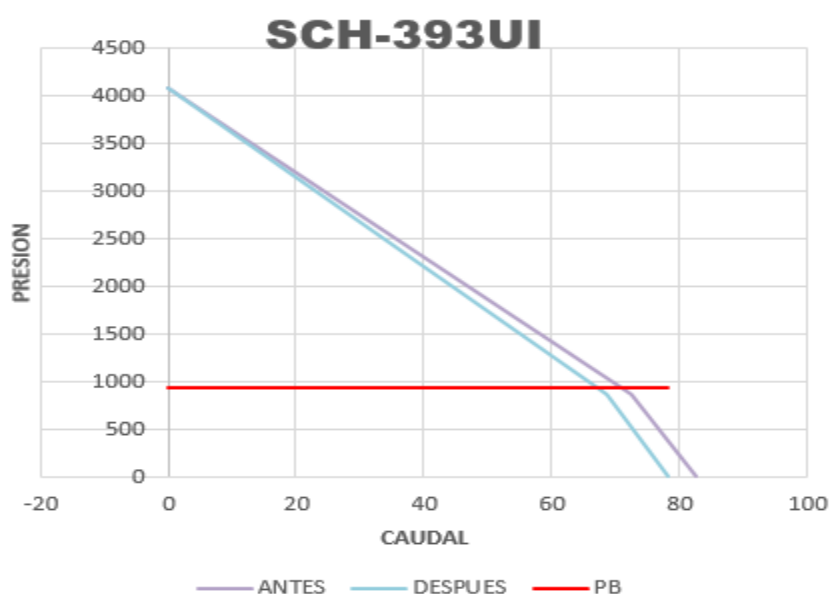


Figura 44: Curvas IPR antes y después del FH pozo SCH-393UI
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 59: Resultados del análisis de Vogel pozo 393UI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 4090 | 4090 | psi |
| Pwf | 252.34 | 400 | psi |
| Pb | 930 | 930 | psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 60: Resultados del IPR en el pozo SCH-393UI

| | Antes | Después | Unidades |
|--------------|-------|---------|----------|
| J | 0.023 | 0.021 | BPD/psi |
| Qob | 71.13 | 67.34 | BPD |
| Qomax | 82.76 | 78.35 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-393UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10017' - 10035') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca con intercalaciones de un mineral arcilloso además El pozo presenta una buena prospectividad con un espesor de la arena de 16.58', una porosidad promedio de 15% y una saturación de agua de 13%. El fracturamiento hidráulico se lo realizó en la arena Arenisca U inferior, primero se realiza un bombeo de OneSTEP **ver tabla 61**, con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica.

Tabla 61: Bombeo de OneStep del pozo SCH-393UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|--------|---------------------|--------------|---------------|
| OneSTEP | H959 | 4380 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 6906 | 15 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Se envió 30 Bls de gel, con el objetivo de controlar la migración de finos, en la etapa de OneSTEP se obtuvo la siguiente data, presión máxima de 6906 psia, presión promedio de 5150 psia y un gradiente de fractura de 0.44 psi/ft

Tabla 62 Bombeo de DataFrac del pozo SCH-393UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------|---------------|
| DataFrac | YF100HTD | 4150 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 3662 | 20 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 62**, muestra la etapa del bombeo de DataFrac que se realizó previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking). El DataFrac en el pozo SCH-393UI se obtuvo:

- ISIP=1307 psi
- Gradiente de fractura ISIP = 0.57 psi/ft
- Presión máxima = 4150 psi

- Presión promedio = 3419 ft
Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(ISIP) * Deep$$

$$PF = 0.57 * 10254 = 5844.78 \text{ psi}$$

Tabla 63: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH393-UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bl) |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------|--------------|
| Fractura | YF100HTD | 2674 | 20 | 571 |
| Desplazamiento | WF140 | 3403 | 20 | 87 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 63**, se encuentra el proceso de fracturamiento el cual se realizó después del procedimiento de DataFrac y OneSTEP, se utilizó el fluido YF140HTD. Fluido de alta temperatura con activador retardado y el apuntalante seleccionado es carbolite 20/40. La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 249 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 28858 bls

Volumen de pérdidas = 7641 bls

Entonces volumen ideal de la factura Vf

$$Vf = Vi - Vlp$$

$$Vf = 28858 - 7641 = 21217 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{Vf}{Vi}$$

$$n = \frac{21217}{28858} = 0.735$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 73.5 %, lo cual indica que fue un trabajo medianamente exitoso

Análisis económico del pozo SCH-393UI

En el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo SCH-393UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$2658117.37 detallado en la **tabla 64**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 64: Costos registrados pozo SCH-393UI

| SERVICIO | MATERIAL | INVERSIÓN |
|---------------------------|-----------------|------------|
| MOVILIZACIÓN | | 6500 |
| TARIFA DIARIA DE TALADRO | | 2535390 |
| VACUUM | | 1530 |
| S-LINE | | 3539.4 |
| | DIESEL | 4802 |
| | HERRAMIENTAS | 8805.54 |
| FLUIDO DE CONTROL | | 6918.68 |
| RENTA PACKER | | 10300.54 |
| TÉCNICO DE COMPLETACIONES | | 1003 |
| FLUIDO DE CONTROL | | 55535 |
| RENTA BOMBA JET SMART | | 4912.24 |
| TÉCNICO DE COMPLETACIONES | | 18880.97 |
| | INVERSIÓN TOTAL | 2658117.37 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 65: Análisis económico del fracturamiento hidraulico SCH-393UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|-------|------------------|-----------------|-----------------|
| VAN | \$ -511554.08 | \$ 1433515.09 | \$ 1954026.56 |
| TIR | -20% | 56% | 75% |
| RCB | -1.74 | 1.09 | 1.84 |
| VAR | \$-28,987,461.13 | \$-7,214,899.93 | \$-6,286,530.53 |
| P.R.I | 24 | 1.49 | 1.13 |
| | 24 meses | 1 mes 15 días | 1 mes 3 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 65**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de fracturamiento hidráulico. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 24 meses por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$ 1433515.09 y \$ 1954026.56 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio presenta valores mayores que uno, El valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-7,214,899.93 la mayor pérdida que se puede obtener en 45 días en el escenario real y \$-6,286,530.53 la mayor pérdida en 33 días considerando un escenario óptimo. El período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 1 mes y 15 días, en el escenario óptimo es de 1 mes y 3 días por lo cual se interpreta que bajo el criterio económico el fracturamiento hidráulico no es rentable.

3.7. Análisis técnico del pozo sachá-402UI

La **tabla 66** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-402UI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico en la formación U inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 66: Características pre-fracturamiento hidráulico del pozo SCH-402UI

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 16% |
| Pr | 1100 psi |
| k | 100 mD |
| rw | 0.33 ft |
| Ct | $4.62 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.20 BY/BN |
| Uo | 6.55 cp |
| Inicio | 5/02/2019 |
| Fin | 26/02/2019 |
| Intervalo | 10346'- 10366' (20') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 68** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico se observa el incremento de la producción de crudo, registrando valores aproximados de 112 BPPD, después de realizar el trabajo de reacondicionamiento y un BSW de 5%, sin embargo, después que se estabilizan los datos se registra un valor bajo de BSW (2%) y un caudal de petróleo de 348 BPD aproximadamente.

Tabla 68: Historial de producción pozo SCH-402UI

| Fecha | BPPD | BSW % | API |
|----------------------------------|------|-------|------|
| 1/06/2018 | 195 | 10 | 25.2 |
| 1/07/2018 | 183 | 10 | 25.2 |
| 1/08/2018 | 179 | 10 | 25.2 |
| 1/09/2018 | 123 | 10 | 25.2 |
| 1/10/2018 | 173 | 10 | 25.2 |
| 1/11/2018 | 173 | 10 | 25.2 |
| 1/12/2018 | 166 | 10 | 25.2 |
| 1/01/2019 | 114 | 10 | 25.2 |
| 21/01/2019 | 163 | 10 | 25.2 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 28/02/2019 | 112 | 5 | 25.2 |
| 1/03/2019 | 341 | 5 | 25.2 |
| 1/04/2019 | 348 | 2 | 25.2 |
| 1/05/2019 | 340 | 2 | 25.2 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

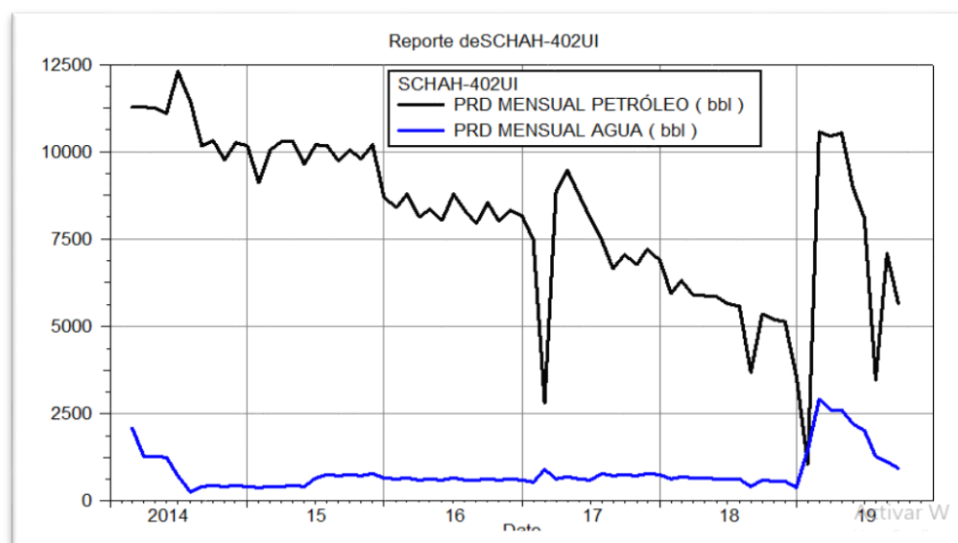


Figura 46: Historial de producción del pozo SCH-402UI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 46** muestra el historial de producción del pozo SCH-402UI se puede evidenciar que la producción del pozo inicio en el 2014, el caudal del crudo ha ido disminuyendo en febrero de 2017, existió una caída notoria llegando a alcanzar un valor promedio de 2600 BB. La producción ha tenido un comportamiento irregular, con tendencia a disminuir paulatinamente hasta el año 2008. En el mes de febrero 2019, fecha en la cual se realiza el fracturamiento hidráulico en la arena UI se tiene un incremento de producción con valor promedio de 1150 BBL, hasta abril de 2019, después de esta fecha se muestra una disminución de la producción. Por otra parte, la producción de agua ha mantenido valores bajos durante todos los procesos operativos del pozo.

La **figura 47** muestra una curva de declinación exponencial para pozo SCH-402UI con el uso del software OFM se considera una declinación exponencial, y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento UI fueron estimadas en 59.4066 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 28 de febrero de 2029. La producción acumulada al 2 de enero de 2019 fue 490.14 Mbbl.

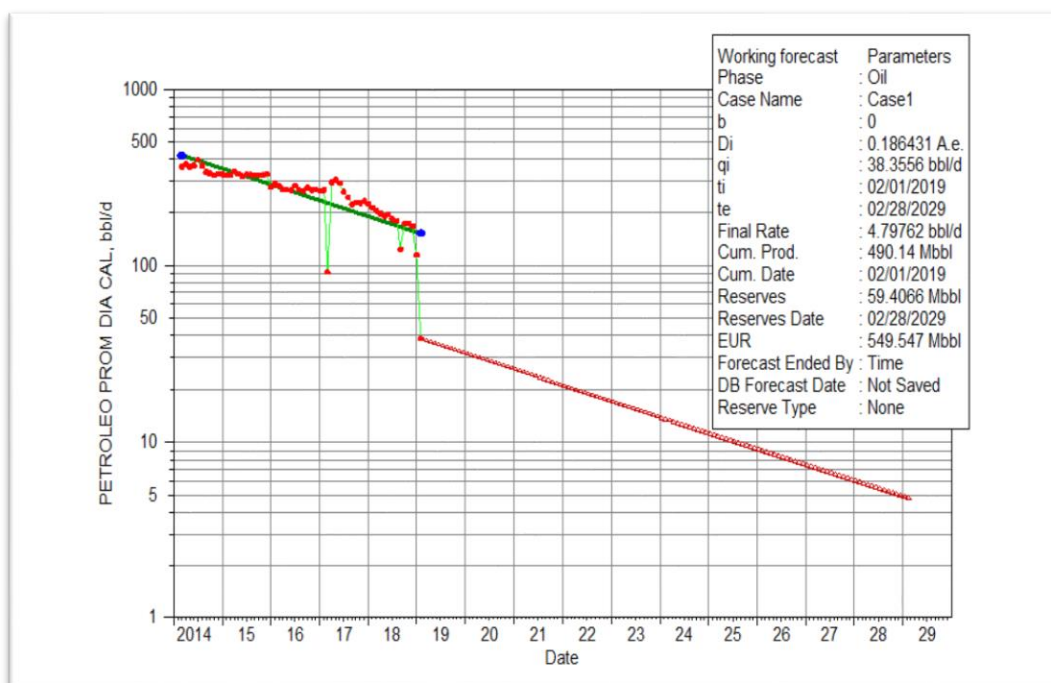


Figura 47: Curva de declinación SCH-402UI pre-fracturamiento hidráulico
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

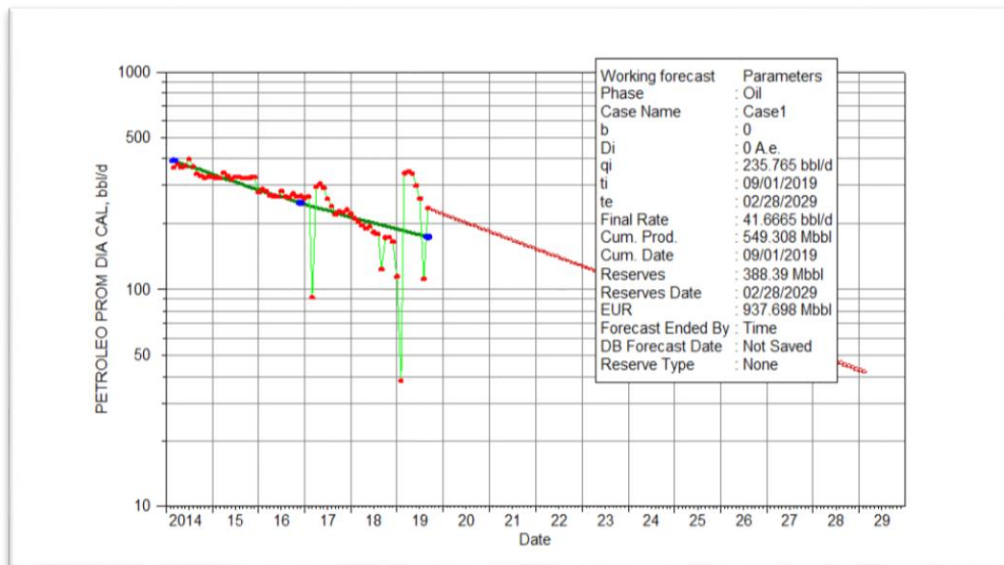


Figura 48: Curva de declinación SCH-402UI post-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 48** con declinación exponencial, con el cual se observa los siguientes resultados post fracturamiento hidráulico. Las reservas remanentes del pozo SCH-402UI presentan para la arena UI un valor estimado de 388.39 Mbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha febrero 28 de 2029 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 549.308 Mbbl hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-402UI

La **tabla 70** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-420UI con los resultados del índice de productividad (J), Q_{ob} y $Q_{omáx}$ ver **figura 49**. Antes y después de la fracturamiento hidráulico, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.12$ BPD/psi y un caudal máximo de 86.02 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.24$ BPD/psi, y el caudal máximo de 173.05 BPD considerándose un pozo mal productor. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 6.9 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de -0.56 después, además se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 87.03 BPD.

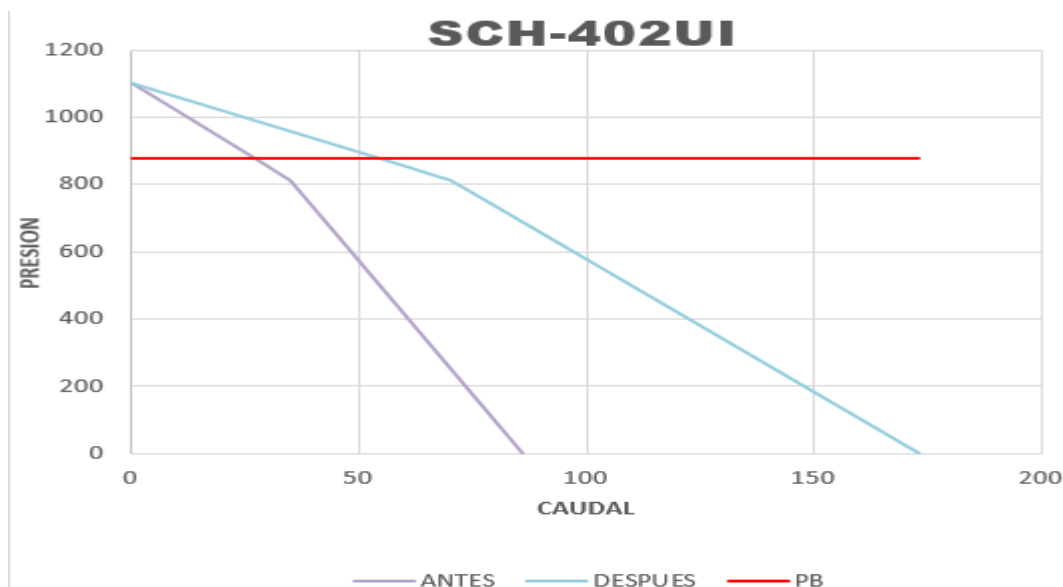


Figura 49: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-402UI
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 69: Resultados del análisis de Vogel pozo SCH-402 UI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 1100 | 1100 | Psi |
| Pwf | 245.77 | 440.95 | Psi |
| Pb | 879 | 879 | Psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 70: Resultados del IPR en el pozo SCH-402 UI

| | Antes | Después | Unidades |
|--------------|-------|---------|----------|
| J | 0.12 | 0.24 | BPD/PSI |
| Qob | 26.8 | 53.92 | BPD |
| Qomax | 86.02 | 173.05 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-402UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (10346' - 10366') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca e intercalaciones de material arcilloso, además el pozo presenta una buena prospectividad con un espesor de la arena de 20 ft, una porosidad promedio de 16%. El fracturamiento hidráulico se lo realizó en la arena arenisca U inferior, primero se realiza un bombeo de OneSTEP con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica.

Tabla 71: Bombeo de OneStep del pozo SCH-402UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|----------------|--------|---------------------|--------------|---------------|
| OneSTEP | H959 | 3393 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 6195 | 20 | 95 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 71**, se observa la etapa de bombeo OneSTEP donde se usa el fluido H959 sistema de gel lineal es a base agua el cual es el más utilizado en la mayoría de las fracturas, o sea es un fluido de baja viscosidad el cual fluye fácilmente en la formación donde es aplicada. Se utilizó 30 Bls de gel, con el objetivo de controlar la migración de finos y además se obtuvo la siguiente data, presión máxima de 6195 psia, presión promedio de psia

Tabla 72: Bombeo de DataFrac del pozo SCH-402UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|----------------|----------|---------------------|--------------|---------------|
| DataFrac | YF100HTD | 4460 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 3793 | 20 | 95 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 72**, se observa la etapa del bombeo de DataFrac la cual es una mini fractura de prueba que se realizó previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking), permitiendo determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido. Los datos del DataFrac son:

- ISIP=1114 psi
- Gradiente de fractura ISIP = 0.56 psi/ft
- Presión máxima = 4460 psi
- Presión promedio = 3479 ft

Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(ISIP) * \text{Deep}$$

$$PF = 0.56 * 10367 = 5805.52 \text{ psi}$$

Tabla 73: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-402UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bl) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|-----------------|
| Fractura | YF140HTD | 3942 | 20 | 381 |
| Desplazamiento | WF140 | 5284 | 20 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 73**, se encuentra el proceso de fracturamiento el cual se realizó después del procedimiento de DataFrac y OneSTEP, se utilizó el fluido YF140HTD. Fluido de alta temperatura con activador retardado, este fluido genera viscosidad a medida que circula por la tubería. El apuntalante seleccionado es carbolite 20/40 que es un gel tipo cerámico el cual tiene las diferentes propiedades, puede soportar un estrés máximo de 19000 psia y posee una porosidad de 0.35%. La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 220 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 19520 bls

Volumen de pérdidas = 608 bls

Entonces volumen ideal de la fractura V_f

$$V_f = V_i - V_{lp}$$

$$V_f = 19520 - 608 = 18912 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{V_f}{V_i}$$

$$n = \frac{18912}{19520} = 0.968$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 96.8 %, lo cual indica que fue un trabajo exitoso.

Análisis económico del pozo SCH-402UI

En el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo SCH-420UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$2535855.16 detallado en la **tabla 74**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$60) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 74: Costos registrados pozo SCH-402UI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | INVERSIÓN |
|-----------------------|------------------------|--------------------------------|-------------------|
| TRIBOILGAS | TALADRO | | 2199162 |
| TRIBOILGAS | MOVILIZACIÓN | | 18102.26 |
| SCHLUMBERGER | PACKER DE FRACTURA | | 11917.73 |
| SCHLUMBERGER | FRACTURAMIENTO | | 118495.34 |
| SCHLUMBERGER | FLUIDO DE CONTROL | Química | 7869.56 |
| CPVEN | FLUIDO DE CONTROL | Química | 36751.41 |
| PETROAMAZONAS | | Diesel | 4005.73 |
| PETROAMAZONAS | | Herramientas para completación | 12108.15 |
| VALVULAS DEL PACIFICO | REPARACIÓN DE HANGER | Repuestos | 9397.65 |
| SCHLUMBERGER | | Miszanos | 32153.84 |
| SCHLUMBERGER | INSTALACIÓN EQUIPO BES | | 5508.44 |
| SCHLUMBERGER | PULING BES | | 431.67 |
| F&T | SERVICIO DE PÉTICE | | 14794.01 |
| SERTECPET | TÉCNICO | Herramientas para completación | 24226.49 |
| PETROTECH | STICK LINE | | 2921.58 |
| HALLIBURTON | ASENTAMIENTO CIBP | CIBP | 37449.55 |
| PETROTECH | DESCONECCIÓN ON-OFF | | 559.65 |
| | | TOTAL INC. IVA | 2535855.16 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 75: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-402UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|-------------------|-------------------|------------------|
| VAN | \$-2.339883.09 | \$-151384.44 | \$433950.74 |
| TIR | -11% | 11% | 15% |
| RCB | -1.92 | -1.06 | -0.83 |
| VAR | \$-113,897,343.17 | \$-15,514,943.67 | \$-13,571,737.76 |
| P.R.I | 23.98 | 7.94 | 6.073 |
| | 24 meses | 7 meses y 27 días | 6 meses |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 76**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de estimulación matricial. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 24 meses por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores negativos, en el escenario optimista un valor positivo de \$433.950,74, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización cuando el costo del crudo es 65\$, en el óptimo supera la tasa de actualización con valor de 15% la relación costo beneficio presenta valores menores que uno para ambos escenarios, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 7 meses y 27 días, en el escenario óptimo es de 6 meses. El valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-15,514,943.67 la mayor pérdida que se puede obtener en 237 días en el escenario real y \$-13,571,737.76 la mayor pérdida en 180 días cuando el costo del crudo es de \$65, por lo cual se interpreta que el fracturamiento hidráulico no es rentable.

3.8. Análisis técnico del pozo sachá-420TI

La **tabla 76**, presenta las características petrofísicas del pozo SCH-420TI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico en la formación T inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 76: Características pre-fracturamiento hidráulico del pozo SCH-420TI

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 16% |
| Pr | 900 psi |
| k | 80 mD |
| rw | 0.33 ft |
| Ct | $7.94 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.25 BY/BN |
| Uo | 3.19 cp |
| Inicio | 28/03/2019 |
| Fin | 7/04/2019 |
| Intervalo | 9791'-9808' (17') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y bases del pozo SCH-420TI

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9.791'-9.808') que se muestra en la **figura 50** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. El pozo presenta una buena prospectividad con un espesor neto de la arena de 30.75 fts, una porosidad promedio de 18% y una saturación de agua de 24%. El Gamma Ray con valores bajos que oscilan entre 40-60 API, el SP tiene una curva hacia la izquierda, la densidad con un valor aproximado de 2.45 gr/cm^3 , además se observa que el registro resistivo tiene valores altos, con lo que se puede interpretar que la litología es una arenisca y tiene una zona de petróleo.

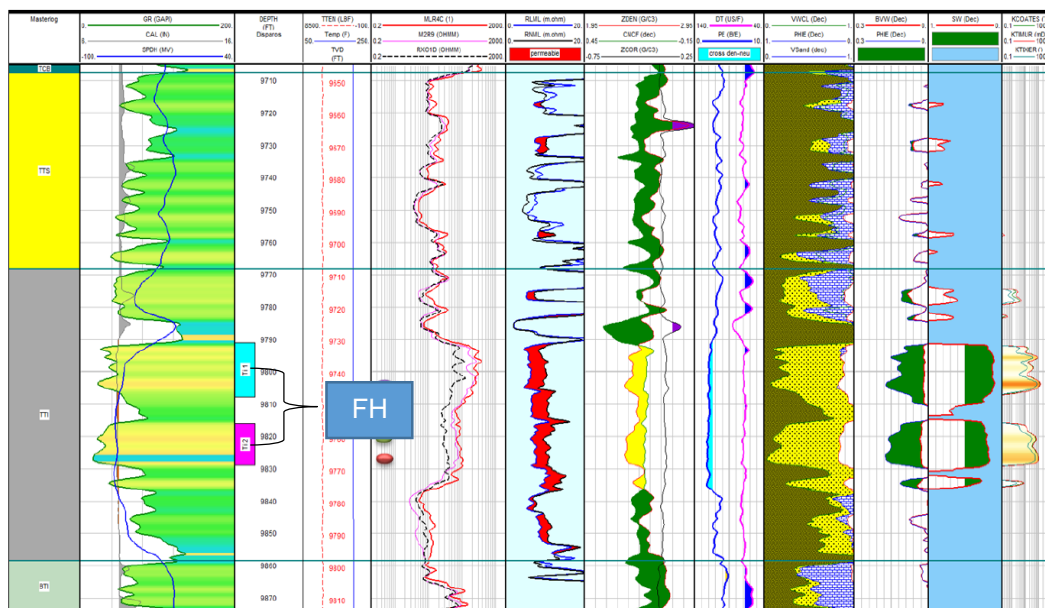


Figura 50: Registro del pozo SCH-420TI

Modificado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 77**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-420TI, se evidencia que no existen registros de un fracturamiento previo en el pozo.

Tabla 77: Historial de reacondicionamiento pozo SCH – 420TI

| Trabajo | Fecha(final) | Objetivo |
|---------|--------------|-------------------------------------|
| CPI | 09/04/2014 | Realizar prueba de producción de TI |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 78** indica el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico, se observa el incremento de la producción de crudo con 228 BPPD y un BSW de 70%, luego de haber realizado el fracturamiento hidráulico. Sin embargo, tiempo después la producción se estabiliza hasta la fecha 01/05/19, obteniendo un caudal promedio de 668 BPPD y un BSW de 8%.

Tabla 78: Historial de producción pozo SCH-420TI

| Fecha | BPPD | BSW % | API |
|-----------|------|-------|------|
| 1/08/2018 | 236 | 0.43 | 30.5 |
| 1/09/2018 | 241 | 0.40 | 30.5 |
| 1/10/2018 | 234 | 0.44 | 30.5 |
| 1/11/2018 | 225 | 0.44 | 30.5 |
| 1/12/2018 | 216 | 0.50 | 30.5 |
| 1/01/2019 | 196 | 0.47 | 30.5 |

| | | | |
|----------------------------------|-----|-------|------|
| 1/02/2019 | 163 | 0.62 | 30.5 |
| 1/03/2019 | 138 | 0.67 | 30.5 |
| 26/03/2019 | 75 | 0.67 | 30.5 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 20/04/2019 | 222 | 69.98 | 30.5 |
| 1/05/2019 | 668 | 8.00 | 30.5 |
| 1/06/2019 | 655 | 8.00 | 30.5 |

Elaborado por: Chango ,2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

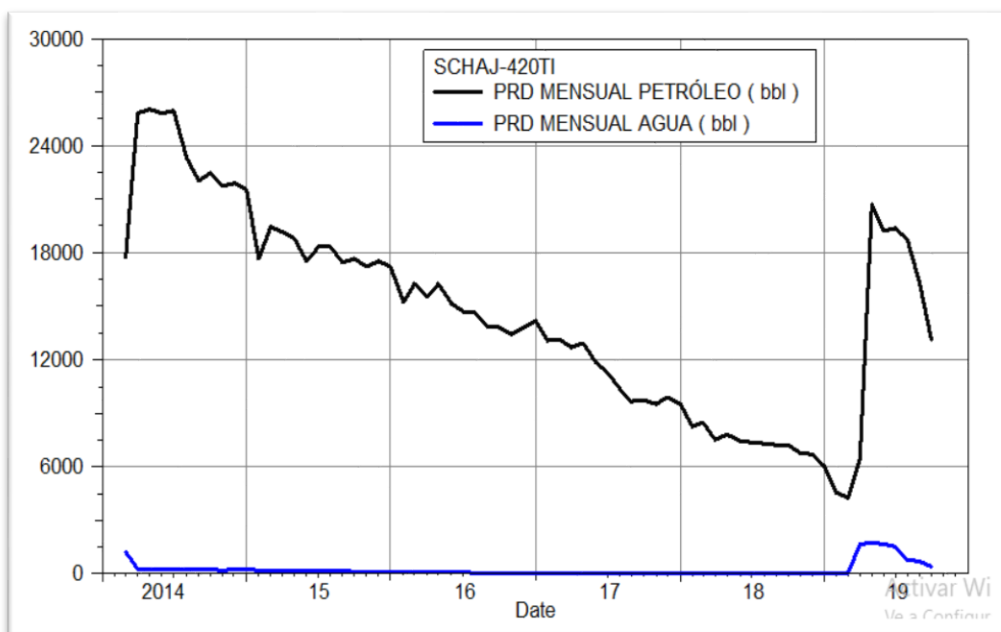


Figura 51: Historial de producción del pozo SCH-420TI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 51** muestra el historial de producción del pozo SCH-420TI se puede evidenciar que el pozo inicio su producción en febrero de 2014, obteniendo un valor promedio de 255000 BBL. Sin embargo, a partir del mes de mayo de 2014 hasta enero 2019 el caudal ha ido disminuyendo, obteniendo un valor de 4500 BBL aproximadamente. En marzo después de haber realizado el fracturamiento hidráulico en la arena UI, se evidencia un gran incremento del crudo, llegando a tener un valor de 21000 BBL. Luego de haber tenido el incremento de producción hasta el mes de octubre de 2019 ha disminuido hasta 12750 BBL. La producción del agua, ha mantenido valores bajos, durante las operaciones efectuadas desde que inicio la producción hasta el momento.

La **figura 52** muestra una curva de declinación exponencial para pozo SCH-420TI con el uso del software OFM y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U Inferior fueron estimadas en 163.117 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de marzo de 2029. La producción acumulada al 1 de marzo de 2019 fue de 878.506 Mbbl.

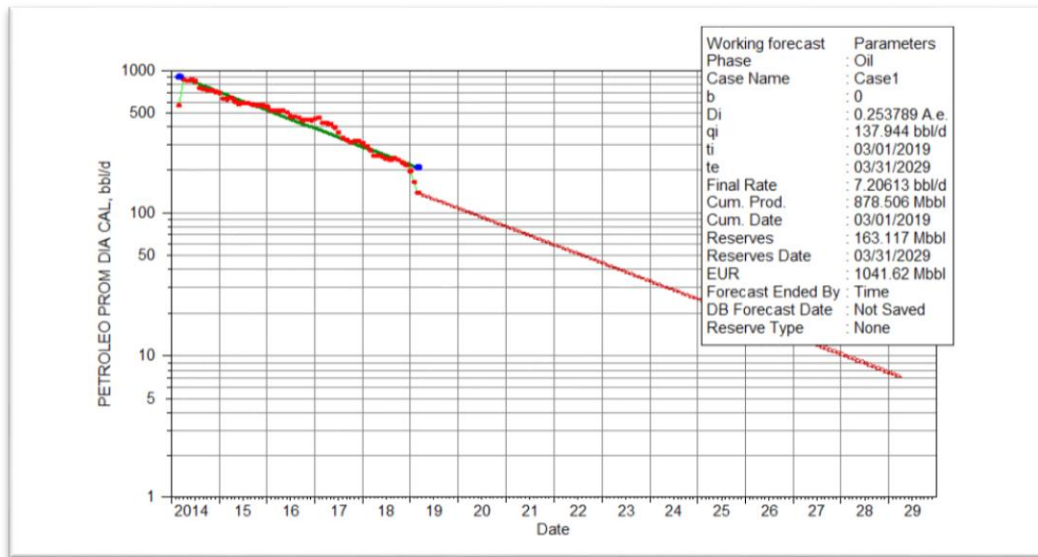


Figura 52: Curva de declinación SCH-420TI pre-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2019

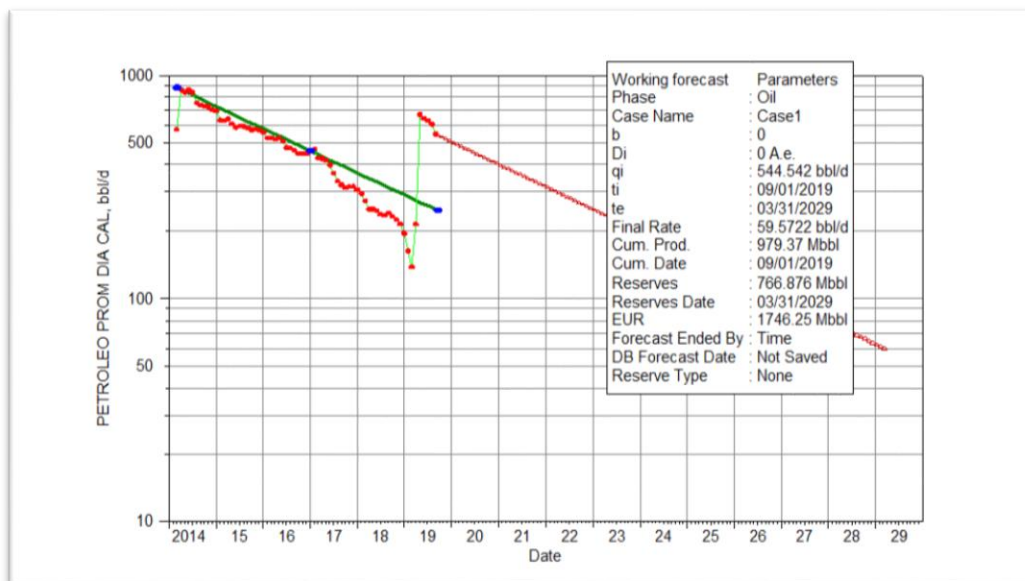


Figura 53: Curva de declinación SCH-420TI post-estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 53** con declinación exponencial, con el cual se tiene los siguientes resultados post fracturamiento hidráulico. Las reservas remanentes del pozo SCH-420TI presenta para la arena T Inferior un valor estimado de 766.876 MBBL en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha marzo 31 de 2029 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 979.37 MBBL hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-420TI

La **tabla 80**, indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-420TI con los resultados del índice de productividad (J), y Q_o máx ver **figura 54**. Antes y después del fracturamiento hidráulico, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes y después del trabajo se tiene un valor constante de $J=0.10$ BPD/psi y un caudal máximo de 91.44 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.47$ BPD/psi, y el caudal máximo de 1758.62 BPD considerándose un pozo mal productor. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de 15.17 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de -2.74 después, además se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 1667.18 BPD.

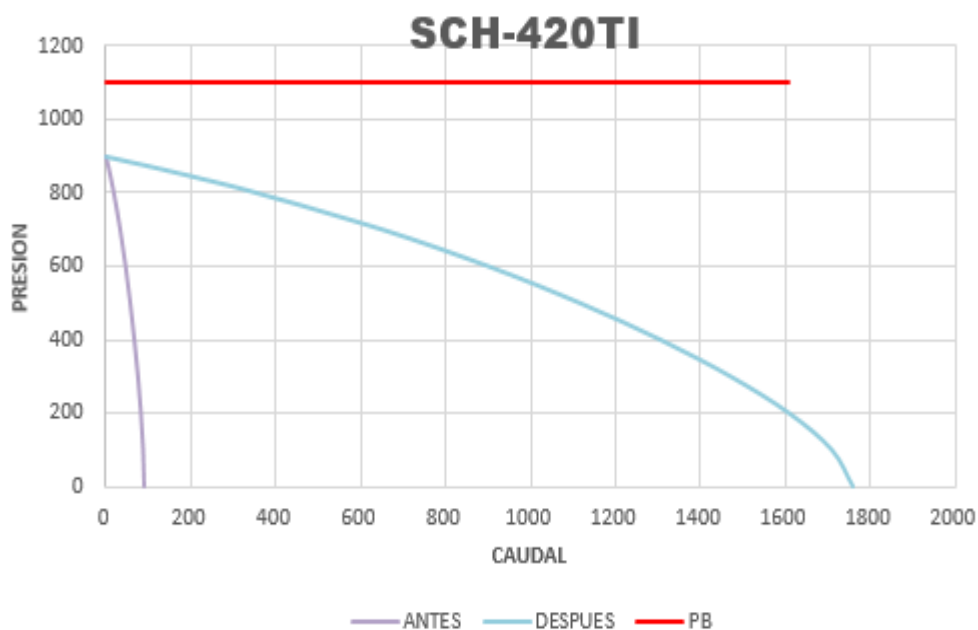


Figura 54: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-420TI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 79: Resultados del análisis de Vogel pozo 420TI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 900 | 900 | Psi |
| Pwf | 320.48 | 690.88 | Psi |
| Pb | 1100 | 1100 | Psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 80: Resultados del IPR en el pozo SCH-420TI

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|-------|---------|----------|
| J | 0.10 | 0.47 | BPD/PSI |
| Qo máx | 91.44 | 1758.62 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

ANÁLISIS DE FRACTURA DEL POZO SCH-420TI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9791' -9808') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca e intercalaciones de calizas, además el pozo presenta una buena prospectividad con un espesor de la arena de 17 ft, una porosidad promedio de 16%. Se realizó un OneSTEP **ver tabla 81**, en el pozo con el objetivo de controlar los problemas previos a la fractura hidráulica.

Tabla 81: Bombeo de OneSTEP del pozo SCH-420TI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bl) |
|-----------------------|--------|---------------------|--------------|--------------|
| OneSTEP | H959 | 1583 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 1000 | 20 | 89 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Se utilizó 30 Bls de gel, con el objetivo de controlar la migración de finos y en la remoción del lodo de perforación. En la etapa de OneSTEP se obtuvo la siguiente data, presión máxima de 5735 psia, presión promedio de 3630 psia y un gradiente de fractura de 0.51 psi/ft.

Tabla 82: Bombeo de DataFrac del pozo SCH-420TI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| DataFrac | YF100HTD | 3600 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 3620 | 20 | 89 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 82**, se observa la etapa del bombeo de DataFrac la cual es una mini fractura de prueba que se realizó previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking), permitiendo determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido. Los datos del DataFrac son:

- Gradiente de fractura ISIP = 0.51 psi/ft
- Presión máxima = 3600 psi

Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(ISIP) * Deep$$

$$PF = 0.51 * 9808 = 5002.08 \text{ psi}$$

Tabla 83: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-420TI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| Fractura | YF140HTD | 3900 | 20 | 479 |
| Desplazamiento | WF140 | 3920 | 20 | 87 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 83**, se encuentra el proceso de fracturamiento, donde se usó el fluido.

La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 249 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 23993 bls

Volumen de pérdidas = 840 bls

Entonces volumen ideal de la fractura V_f

$$V_f = V_i - V_{lp}$$

$$V_f = 23993 - 840 = 23153 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{Vf}{Vi}$$

$$n = \frac{23153}{23993} = 0.964$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 96.4 %, lo cual indica que fue un trabajo exitoso.

Análisis económico del pozo SCH-420UI

En el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo SCH-420UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$1215904.68 detallado en la **tabla 84**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un periodo de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 84: Costos registrados pozo SCH-420TI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | INVERSIÓN |
|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------|
| TRIBOILGAS / E&P-12 | TALADRO(DIAS+HRS) | | 880440 |
| | MOVIMIENTO DE LA TORRE | | 6500 |
| SCHLUMBERGER | SERVICIO DE FRACTURA | | 42230.19 |
| | SERVICIO DE PACKER DE FRACTURA | | 11136.21 |
| | | Química para Fractura | 77245.4 |
| | W/LINE, CIBP, CAÑONEO | | 14255.01 |
| | | Química Fluido Especial | 57482.17 |
| | SERVICIO DE FLUIDO DE CONTROL | | 1479.68 |
| HALLIBURTON | CAÑONEO CON CABLE | | 3756.01 |
| ADRIALPETRO | | Re-run kit | 2313.75 |
| PETROAMAZONAS | | Diesel | 2416.03 |
| | | Herramientas para Completación | 15307.62 |
| TRIPPOINT | SERVICIO CAÑONEO | | 21834.39 |
| PETROTECH | S/LINE | | 3539.4 |
| | HERRAMIENTAS | | 5566.23 |

| | | | |
|------------------|------------------------|-------------------|-------------------|
| | DESCONEXIÓN DE ON-OFF | | 559.65 |
| | ELEMENTOS DE PRESIÓN | | 1190 |
| NOVOMET | | Miscelaneos | 14288 |
| | INSTALACIÓN DE EQUIPO | | 3642.77 |
| SERTECPET | | Sid-vale de 2,75° | 1940.38 |
| | MTU | | 3719.4 |
| | SERVICIO TÉCNICO | | 1050 |
| | PACKER DE PRUEBA | | 12050.49 |
| | IVA | | 31961.9 |
| | TOTAL INVERSIÓN | | 1215904.68 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 85: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-420TI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|--------------------|------------------|-------------------|
| VAN | \$-910888.58 | \$2472883.82 | \$3378400.37 |
| TIR | 3% | 28% | 34% |
| RCB | -1.75 | 1.03 | 1.78 |
| VAR | \$-64,720,849.41 | \$-23,998,241.66 | \$-21,392,244.01 |
| P.R.I | 23.4 | 3.2 | 2.6 |
| | 23 meses y 12 días | 3 meses y 6 días | 2 meses y 18 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 85**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de fracturamiento hidráulico. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 23 meses y 12 días por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$2472883.82 \$3378400.37 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, el valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-23,998,241.66 la mayor pérdida que se puede obtener en 96 días en el escenario real y \$-21,392,244.01 la mayor pérdida en 78 días cuando el costo del crudo es de \$65. La relación costo beneficio presenta valores mayores que uno, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 3 meses y 6 días, en el escenario óptimo es de 2 meses y 18 días, por lo cual se interpreta que el fracturamiento hidráulico es rentable.

3.9. Análisis técnico del pozo sachá-430 UI

La **tabla 86** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-430UI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico en la formación U Inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 86: Características pre-fracturamiento hidráulico del pozo SCH-430UI

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 14% |
| Pr | 1080 psi |
| k | 75 mD |
| rw | 0.33 ft |
| Ct | $6.1560 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.18 BY/BN |
| Uo | 13.50 cp |
| Inicio | 5/02/2019 |
| Fin | 11/02/2019 |
| Intervalo | (9624' - 9648') - (9595' - 9603') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Topes y Bases del pozo SCH-430UI

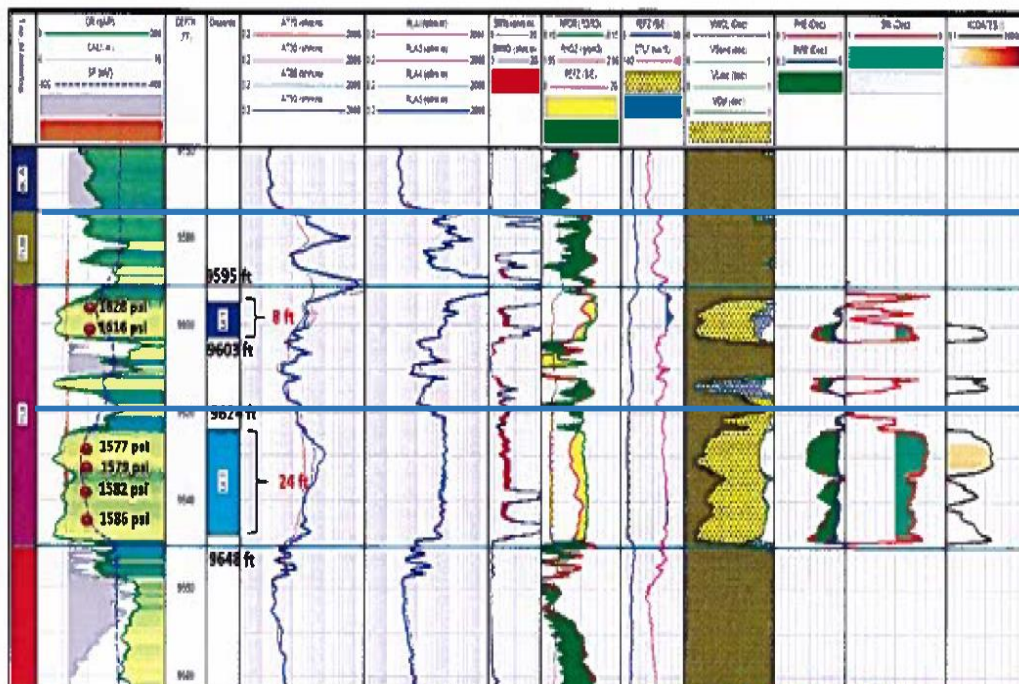


Figura 55: Registro eléctrico del pozo SCH-430UI

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento y (9,595´- 9,603´) que se muestra en la **figura 55** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. Para el intervalo (9624´- 9648´) El Gamma Ray con un valor promedio API de 40 – 45 en la zona de interés, el valor del registro de densidad tiene un valor promedio de 2.5 gr/cm³ y tiene un cruce entre el registro neutrón el registro DT tiene un valor promedio de 50us/ft confirmando que la formación es una arenisca con fluido de petróleo. Y para el segundo intervalo (9595´- 9603´) el Gamma Ray con un valor promedio API de 30-40 en la zona de interés, el valor del registro de densidad tiene un valor promedio de 2.35 gr/cm³ y tiene un cruce entre el registro neutrón, el registro DT tiene un valor promedio de 60 us/ft por último el registro de resistividad tiene valores altos confirmando que la formación es una arenisca con fluido de petróleo.

La **tabla 87**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-430UI, se evidencia que no existen registros de un fracturamiento previo en el pozo.

Tabla 87: Historial de reacondicionamiento del pozo SCH-430UI

| Trabajo No. | Fecha (final) | Objetivo |
|-------------|---------------|---|
| CPI | 31-jul-13 | Punzonan los siguientes intervalos: " TI " : 10583' - 10623' (40') |
| 1 | 09-feb-14 | Sacar BES, repunzonar arena "TI". con tcp. bajar equipo BES |
| 2 | 21-mar-17 | Cambiar equipo BES |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 88** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico, la producción de crudo tiene un valor de 90.08 BPPD y un BSW de 83.96%, luego de haber realizado el fracturamiento hidráulico. Sin embargo, tiempo después la producción se estabiliza hasta la fecha 1/03/19, obteniendo un caudal promedio de 437.26 BPPD y un BSW de 9.9%.

Tabla 88: Historial de producción del pozo SCH-430 UI

| FECHA | BPPD | BSW % | API |
|---------------------------|--------|--------|------|
| 1/07/2016 | 82.95 | 1.280 | 28.1 |
| 1/08/2016 | 81.45 | 1.330 | 28.1 |
| 1/09/2016 | 43.66 | 1.098 | 28.1 |
| 1/01/2017 | 0 | 0 | 28.1 |
| 1/12/2018 | 0 | 0 | 28.1 |
| 1/01/2019 | 0 | 0 | 28.1 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 12/02/2019 | 90.08 | 83.960 | 28.1 |
| 13/02/2019 | 287.71 | 47.920 | 28.1 |
| 1/03/2019 | 437.26 | 9.920 | 28.1 |
| 1/04/2019 | 387.92 | 10.030 | 28.1 |
| 1/05/2019 | 633.69 | 5.030 | 28.1 |
| 1/06/2019 | 507.48 | 9.980 | 28.1 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 56** muestra el historial de producción del pozo SCH-430UI, el pozo empezó su producción a finales del año 2014 obteniendo un valor promedio de 12000 BBL de crudo y un valor mínimo de agua, el caudal de petróleo fue disminuyendo hasta el mes de octubre 2016 registrando un valor aproximado de 1000 BBL. A partir de la mencionada fecha no se registraron valores del crudo hasta finales del año 2018. El fracturamiento hidráulico se efectuó en el mes de febrero 2019, fecha en la cual se nota un incremento de producción alcanzando su pico más alto con un caudal promedio de 20000 BBL. La producción de agua ha mantenido valores bajos durante los procesos operaciones realizados en el pozo.

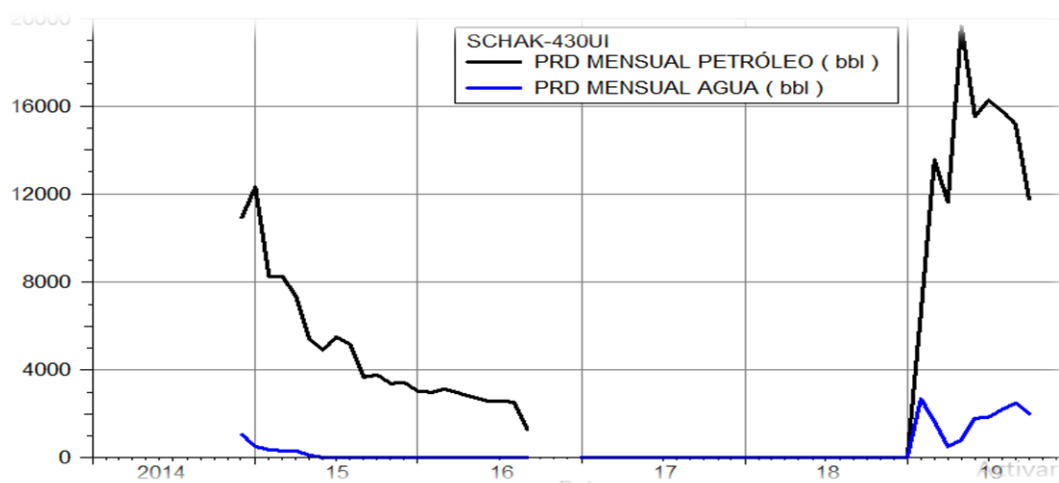


Figura 56: Historial de producción del pozo SCH-430UI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 57** muestra una curva de declinación exponencial para pozo SCH-430UI con el uso del software OFM y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U Inferior fueron estimadas en 47.6815 Mbbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de septiembre de 2026. La producción acumulada al 1 de septiembre de 2019 fue de 106.281 Mbbbl.

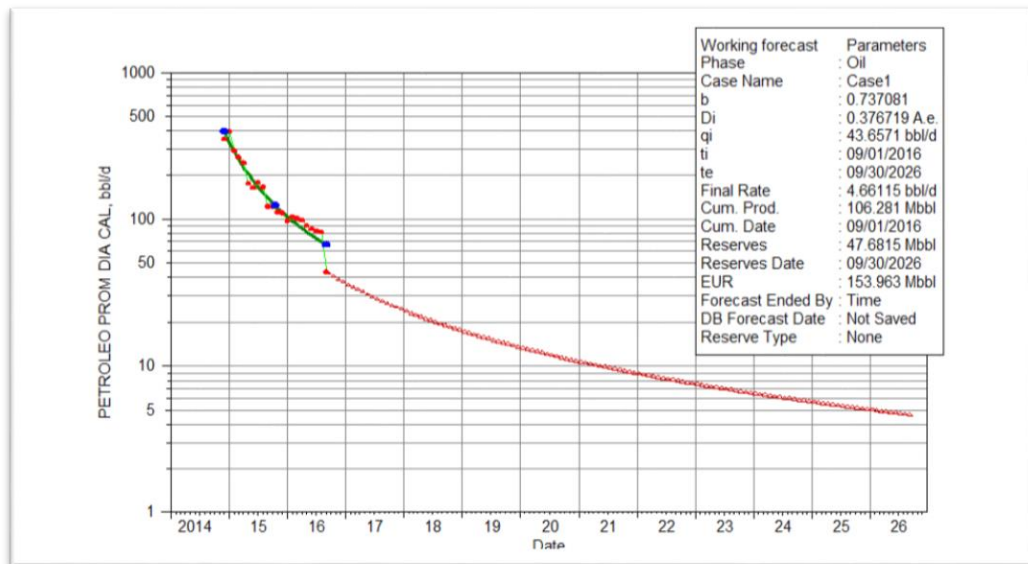


Figura 57: Curva de declinación SCH-430UI pre-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

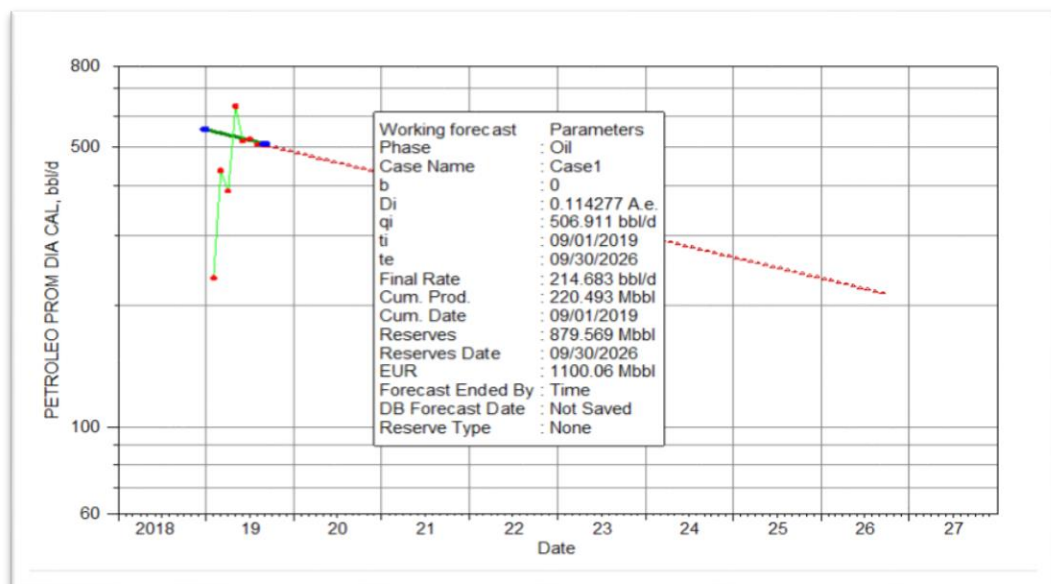


Figura 58: Curva de declinación SCH-430UI pre-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 58** con declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo SCH-430UI presenta un valor estimado de 879.569 Mbbl en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha septiembre 30 de 2026 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 220.493 Mbbl hasta la fecha 9 de enero de 2019.

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH-430UI

La **tabla 90** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-430 UI con los resultados del índice de productividad (J), y Q_o máx ver **figura 59**. Antes y después del fracturamiento hidráulico, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes y después del trabajo se tiene un valor constante de $J=0.075$ BPD/psi y un caudal máximo de 469.30 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del índice de productividad es de $J=0.18$ BPD/psi, y el caudal máximo de 1077.42 BPD considerándose un pozo mal productor. El daño después del trabajo de reacondicionamiento varía de forma considerable de 5.21 antes del fracturamiento hidráulico a un valor de -2.1 después, además se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 608.12 BPD.

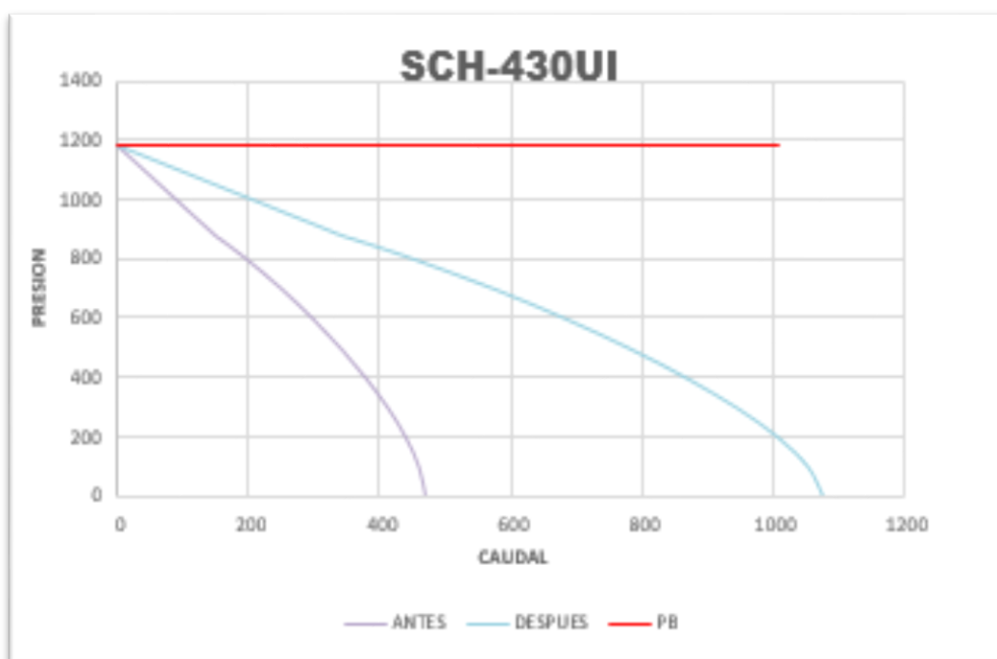


Figura 59: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-430UI
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 89: Resultados del análisis de Vogel pozo SCH-430 UI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|-------|---------|----------|
| Pr | 1080 | 1080 | Psi |
| Pwf | 439 | 540.72 | Psi |
| Pb | 1185 | 1185 | Psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 90: Resultados del IPR en el pozo SCH-430UI

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|--------|---------|----------|
| J | 0.075 | 0.18 | BPD/psi |
| Qo máx | 469.30 | 1077.42 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-430UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9595' -9603') y (9624' - 9648') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca y presencia de hidrocarburo, además el pozo presenta una buena prospectividad con un espesor de la arena de 24' en el primer tramo y de 8' en el segundo tramo de la fractura con una porosidad promedio de 14%. El fracturamiento hidráulico se lo realizó en la arena arenisca U inferior, y al ser una zona con tendencia a desmoronamiento cuando se atraviesa esta formación y por efecto puede existir una migración de finos primero se realiza un bombeo de OneSTEP con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica, **ver tabla 91**.

Tabla 91: Bombeo de OneSTEP uno del pozo SCH-430UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|--------|------------------------|-----------------|------------------|
| OneSTEP | H959 | 2980 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 4751 | 20 | 90 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Se utilizó 30 Bls de gel, con el objetivo de controlar la migración de finos y en la remoción del lodo de perforación.

Tabla 92: Bombeo de OneSTEP dos del pozo SCH-430UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|--------|------------------------|-----------------|------------------|
| OneSTEP | H959 | 3575 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 5239 | 20 | 95 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 92**, se observa la etapa de bombeo OneSTEP del segundo intervalo del fracturamiento hidráulico (9595' -9603').

Tabla 93: Bombeo de DataFrac uno del pozo SCH-430UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|----------|---------------------|-----------------|------------------|
| DataFrac | YF100HTD | 4830 | 20 | 145 |
| Desplazamiento | WF140 | 3278 | 20 | 95 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 93**, se observa la etapa de bombeo DataFrac, realizada previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking), para determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido. Los datos del DataFrac son:

- Gradiente de fractura ISIP = 0.49 psi/ft
- Presión máxima = 4830 psi

Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(ISIP) * \text{Deep}$$

$$PF = 0.49 * 9603 = 4705.47 \text{ psi}$$

Tabla 94: Bombeo de DataFrac dos del pozo SCH-430UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|---------------|
| DataFrac | YF100HTD | 4982 | 20 | 140 |
| Desplazamiento | WF140 | 3339 | 20 | 95 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 94**, se observa la etapa del bombeo de DataFrac, en el segundo intervalo de la campaña de fracturamiento hidráulico (9624' - 9648'). Los datos del DataFrac son:

- Gradiente de fractura ISIP = 0.51 psi/ft
 - Presión máxima = 4982 psi
- Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(ISIP) * \text{Deep}$$

$$PF = 0.51 * 9648 = 4920.48 \text{ psi}$$

Tabla 95: Bombeo de fracturamiento hidráulico uno del pozo SCH-430UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| Fractura | YF140HTD | 4122 | 20 | 425 |
| Desplazamiento | WF140 | 4380 | 20 | 95 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 95** se encuentra el proceso de fracturamiento realizado después del procedimiento de DataFrac y OneSTEP, se utilizó el fluido YF140HTD. La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 220 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 1275 bls

Volumen de pérdidas = 231 bls

Entonces volumen ideal de la fractura V_f

$$V_f = V_i - V_{lp}$$

$$V_f = 1275 - 231 = 1044 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{V_f}{V_i}$$

$$n = \frac{1044}{1275} = 0.818$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 81.8 %, lo cual indica que fue un trabajo exitoso

Tabla 96: Bombeo de fracturamiento hidráulico uno del pozo SCH-430UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------|---------------|
| Fractura | YF140HTD | 4286 | 20 | 425 |
| Desplazamiento | WF140 | 4469 | 20 | 93 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 96** se encuentra el proceso de fracturamiento para el segundo intervalo, donde se utilizó el fluido YF140HTD y el apuntalante seleccionado es carbolite.

La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 220 °F y es una zona de arenisca con riesgo a desmoronarse.

Volumen inyectado = 425 bls

Volumen de perdidas = 85 bls

Entonces volumen ideal de la factura Vf

$$Vf = Vi - Vlp$$

$$Vf = 425 - 85 = 340 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{Vf}{Vi}$$

$$n = \frac{340}{425} = 0.8$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 80 %, lo cual indica que fue un trabajo exitoso

Análisis económico del pozo SCH-430UI

En el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo SCH-430UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$726060.96 detallado en la **tabla 97**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$55.5) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un período de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 97: Costos registrados pozo SCH-430TI

| COMPañÍA | SERVICIO | MATERIAL | INVERSIÓN |
|-------------------|-------------------------------|--------------------|-----------|
| CONESPET CIA.LTDA | MOVILIZACION | | 7000 |
| TRIBOILGAS 102 | TARIFA DIARIA DE TALADRO | | 450048 |
| PETROAMAZONAS | | | 2404.8 |
| SCHLUMBERGER | SERVICIO DE FRACTURAMIENTO | | 171121.42 |
| | RENTA DE PACKER | | 14710.35 |
| PETROTECH | SLICK LINE | | 475.66 |
| TRIPPOINT | WIRELINE | | 29492.37 |
| SERTECPET | TECNICO ON-OFF | | 525 |
| SERTECPET | HERRAMIENTAS POR SERVICIO | | 1917.32 |
| PETROAMAZONAS | | Herramientas | 3743.71 |
| SOLIPET | SPOOLER | | 1608.76 |
| B&S | INST CONECTOR | | 381.8 |
| NOVOMET | INST BES | | 3642.77 |
| NOVOMET | | Miscelaneos BES | 38989 |
| | | TOTAL INC IVA | 726060.96 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 98: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-430UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|-------------------|-----------------|------------------|
| VAN | \$-354803.36 | \$3763835.64 | \$4866006.64 |
| TIR | 4% | 76% | 94% |
| RCB | -1.49 | 4.18 | 5.70 |
| VAR | \$-3,351,347.01 | \$-1,037,585.16 | \$-916,646.45 |
| P.R.I | 15.10 | 1.4 | 1.1 |
| | 15 meses y 3 días | 1 mes y 12 días | 1 meses y 3 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 98**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de fracturamiento hidráulico. En el escenario pesimista el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno, es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 15 meses y 3 días, por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$3763835.64 y \$4866006.64 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, el valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-1,037,585.16 la mayor pérdida que se puede obtener en 42 días en el escenario real y \$-916,646.45 la mayor pérdida en 33 días cuando el costo del crudo es de \$65, la relación costo beneficio presenta valores mayores que uno, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 1 mes y 12 días, por lo cual se interpreta que el fracturamiento hidráulico es rentable.

3.10. Análisis técnico del pozo sachá-460UI

La **tabla 99** presenta las características petrofísicas del pozo SCH-460UI, además el intervalo en el cual se realizó el fracturamiento hidráulico en la formación U inferior. La data obtenida se la obtuvo mediante la recopilación de informes de reacondicionamiento.

Tabla 99: Características pre-fracuramiento hidráulico del pozo SCH-460UI

| Parámetro | Valor |
|-----------|--|
| Φ | 15% |
| Pr | 1550 psi |
| K | 335 mD |
| Rw | 0.33 ft |
| Ct | $9.77 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ |
| Bo | 1.22 BY/BN |
| Uo | 3.52 cp |
| Inicio | 4/03/2019 |
| Fin | 17/03/2019 |
| Intervalo | 9451' - 9497' (46') |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tope y base del pozo SCH-460UI

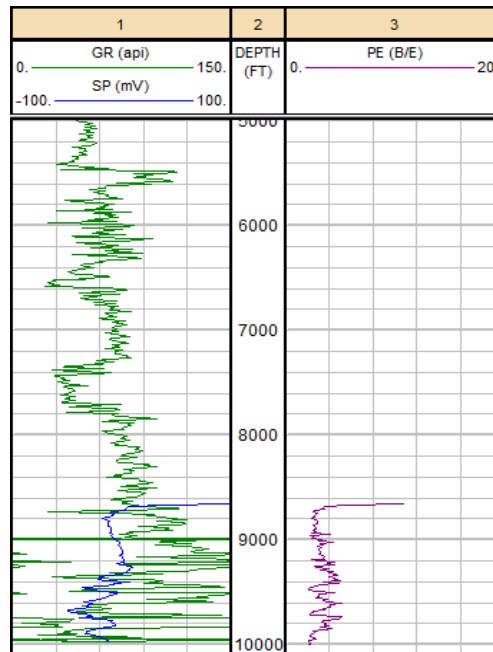


Figura 60: Registro del pozo SCH-460 UI

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9451' - 9497') que se muestra en la **figura 60** permite analizar los topes y bases para interpretar la litología de la formación. El registro de GR tiene valores con disturbios que oscilan entre 90 API aproximadamente y un valor del registro de PEF que varía entre 2.5 y 2.8 Be/e, confirmando que la litología es una arenisca.

La **tabla 100**, indica el historial de reacondicionamientos realizados en el pozo SCH-460UI, se evidencia que no existen registros de un fracturamiento previo en el pozo.

Tabla 100: Historial de trabajos realizados en el pozo SCH-460UI

| Trabajo No. | Fecha (final) | Objetivo |
|-------------|---------------|--|
| CPI | 15/12/2015 | Punzonar los siguientes intervalos: Arena "Hs": 9861'-9887' @ 5 DPP. |
| 1 | 31/05/2018 | Estimular arena "UI", evaluar y completar de acuerdo con los resultados. |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

La **tabla 101** muestra el historial de producción antes y después del fracturamiento hidráulico, se observa el incremento de la producción de crudo después del trabajo de reacondicionamiento con un caudal de 387.92 BPPD y un BSW de 42%, luego de haber realizado el fracturamiento hidráulico. Tiempo después la producción se estabiliza hasta la fecha 1/06/19, obteniendo un caudal promedio de 430 BPPD y un BSW de 24%.

Tabla 101: Historial de producción pozo SCH 460 UI

| FECHA | BPPD | BSW % | API |
|----------------------------------|--------|--------|------|
| 1/08/2018 | 165.16 | 19.90 | 26.1 |
| 1/09/2018 | 169.69 | 19.90 | 26.1 |
| 1/10/2018 | 166.49 | 19.90 | 26.1 |
| 1/11/2018 | 167.92 | 19.90 | 26.1 |
| 1/12/2018 | 169.18 | 19.90 | 26.1 |
| 1/01/2019 | 164.71 | 19.90 | 26.7 |
| 1/02/2019 | 161.32 | 20.10 | 26.7 |
| 4/03/2019 | 77.38 | 19.720 | 267 |
| FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | | | |
| 18/03/2019 | 387.92 | 42.07 | 26.7 |
| 1/04/2019 | 431.90 | 29.97 | 26.7 |
| 1/05/2019 | 440.52 | 24.06 | 26.7 |
| 1/06/2019 | 422.75 | 24.,09 | 26.7 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 61** muestra el historial de producción del pozo SCH-460UI al observar el historial de producción de agua y petróleo, se evidencia que el pozo empieza sus actividades en diciembre de 2015, teniendo una producción irregular de crudo, mostrando una disminución considerable de crudo en el mes de diciembre 2017. Además, en los meses de enero, febrero y marzo de 2018 no se registra valores de producción de agua y petróleo. El trabajo de reacondicionamiento se efectuó del 4 al 17 de marzo de 2019, período en el cual se evidencia un incremento de producción de crudo, Sin embargo, el pico más alto de producción se registra en el mes de febrero de 2016.

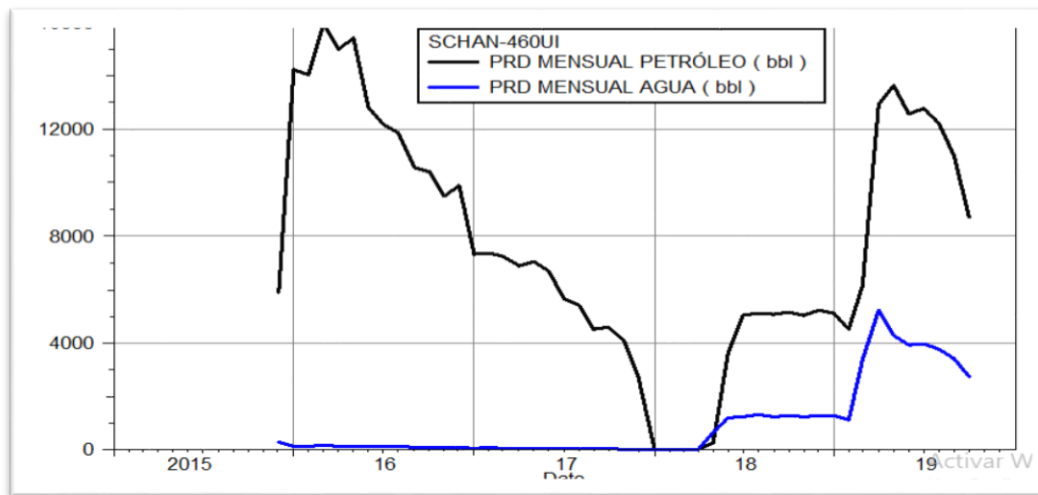


Figura 61: Historial de producción pozo SCH-460UI
 Elaborado por: Chango, 2019
 Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

La **figura 62** muestra una curva de declinación exponencial con el uso del software OFM, y se obtiene los siguientes resultados: las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U Inferior fueron estimadas en 124.471 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 28 de febrero de 2029. La producción acumulada al 1 de febrero de 2019 fue de 271.665 Mbbl.

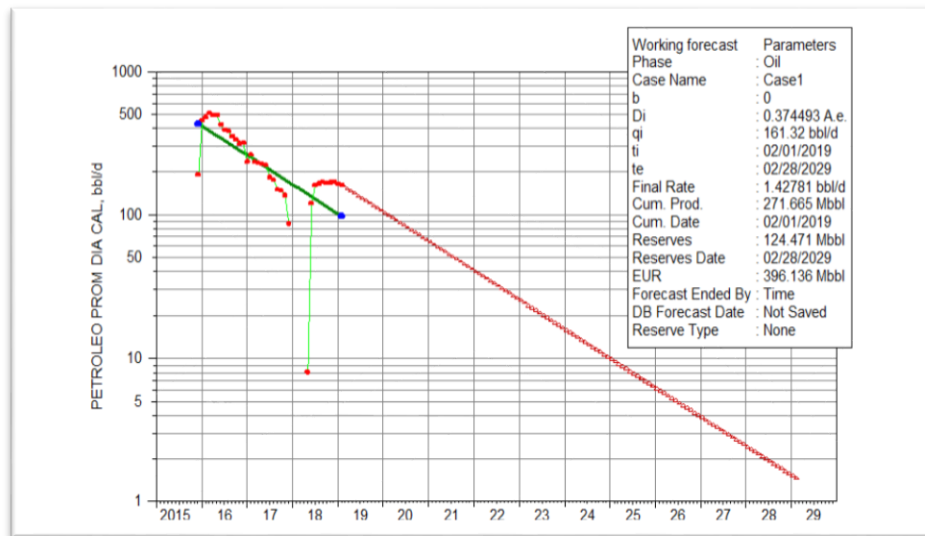


Figura 62: Curva de declinación SCH-460UI pre-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

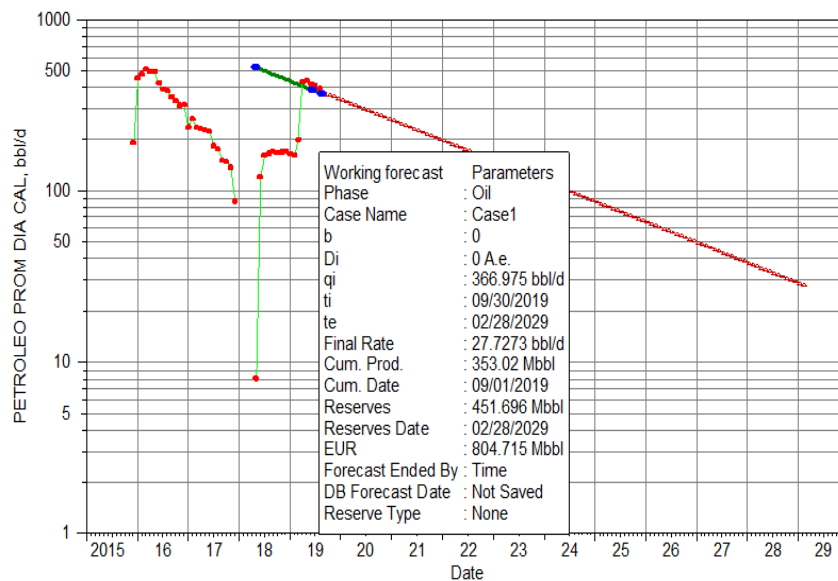


Figura 63: Curva de declinación SCH-460UI post-fracturamiento hidráulico
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

El análisis luego del trabajo de reacondicionamiento se observa en la **figura 63** con declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo SCH-460UI presentan para la arena U inferior un valor estimado de 451.69 Mbbl, en un tiempo de vida del pozo hasta la fecha febrero 28 de 2029 y además presenta una producción acumulada de petróleo de 353.02 Mbbl hasta la fecha 30 de septiembre de 2019

Análisis mediante el método de Vogel del pozo SCH 460UI

La **tabla 103** indica el análisis de la curva de Vogel para el pozo SCH-460UI con los resultados del índice de productividad (J), Qob y Qo máx, ver **figura 64**. Antes y después de la estimulación matricial, el ejemplo de cálculo se encuentra en el **Anexo 1**. Se observa que antes del trabajo se tiene un valor de $J=0.16$ BPD/psi y un caudal máximo de 162.94 BPD. Inmediatamente después del fracturamiento hidráulico se evidencia que el valor del Índice de productividad es de $J=0.50$ BPD/psi y el caudal máximo de 510.35 BPD considerándose un pozo mal productor, a pesar de que el trabajo es exitoso puesto que se tiene un incremento del caudal máximo con un valor de 347.41 BPD.

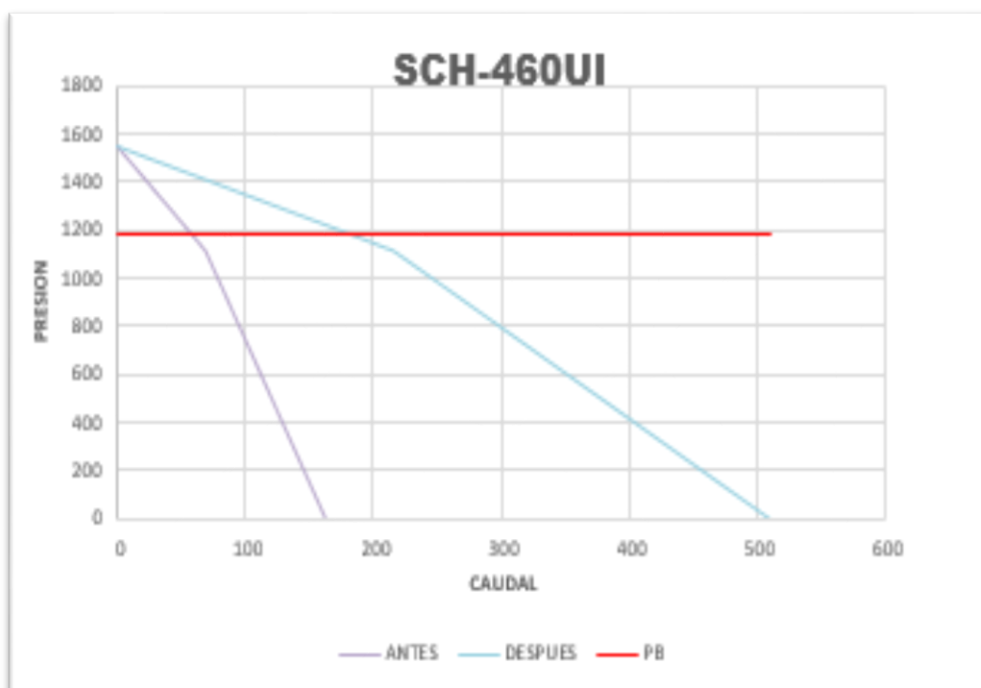


Figura 64: Curvas IPR antes y después del FH del pozo SCH-460UI
Elaborado por: Chango, 2019
Fuente: (Oil Field Manager OFM, 2019)

Tabla 102: Resultados del análisis de Vogel pozo 460UI

| | Antes | Después | Unidades |
|------------|--------|---------|----------|
| Pr | 1550 | 1550 | psi |
| Pwf | 241.96 | 492 | psi |
| Pb | 1185 | 1185 | psi |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero, 2019)

Tabla 103: Resultados del IPR en el pozo SCH-460UI

| | Antes | Después | Unidades |
|---------------|--------|---------|----------|
| J | 0.16 | 0.50 | BPD/psi |
| Qob | 58.12 | 182.03 | BPD |
| Qo máx | 162.94 | 510.35 | BPD |

Elaborado por: Chango, 2019

Análisis de fractura del pozo SCH-460UI

Matriz de formación

El análisis petrofísico de la zona de interés del trabajo de reacondicionamiento (9451' - 9497') mediante la interpretación de los registros eléctricos se muestra una formación de arenisca con intercalaciones de arcilla, con una buena porosidad y fluido de petróleo. El fracturamiento hidráulico se lo realizó en la arena Arenisca U inferior, y al ser una zona con tendencia a desmoronamiento cuando se atraviesa esta formación por lo cual primero se realiza un bombeo de OneSTEP **ver tabla 104**, con el objetivo de controlar problemas al momento de la fractura hidráulica.

Tabla 104: Bombeo de OneSTEP del pozo SCH-460UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|--------|---------------------|--------------|---------------|
| OneSTEP | H959 | 2100 | 5 | 30 |
| Desplazamiento | WF140 | 4348 | 20 | 86 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la etapa de OneSTEP se obtuvo la siguiente data, presión máxima de 4348 psia presión promedio de 3200 psia y un ISIP de 598 psi.

Tabla 105: Bombeo de DataFrac del pozo SCH-460UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (Bls) |
|-----------------------|----------|---------------------|--------------|---------------|
| DataFrac | YF100HTD | 4150 | 20 | 150 |
| Desplazamiento | WF140 | 3662 | 20 | 89 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

En la **tabla 105**, se observa la etapa del bombeo de DataFrac realizado previo al proceso de fracturamiento hidráulico (Fracking), el cual permite determinar las características de la zona de interés al aplicar la presión del fluido. Los datos del DataFrac son:

- ISIP=1109 psi
- Gradiente de fractura ISIP = 0.222 psi/ft
- Presión máxima = 4150 psi
- Presión promedio = 3553 ft

Cálculo de la presión de fractura

$$PF = \text{Gradiente de fractura}(\text{ISIP}) * \text{Deep}$$

$$PF = 0.222 * 9497 = 2108.33 \text{ psi}$$

Tabla 106: Bombeo de fracturamiento hidráulico del pozo SCH460-UI

| ETAPA | Fluido | Presión máx. (psia) | Caudal (BPM) | Volumen (BlS) |
|-----------------------|----------|------------------------|-----------------|------------------|
| Fractura | YF100HTD | 3475 | 20 | 533 |
| Desplazamiento | WF140 | 4161 | 20 | 88 |

Elaborado por: Chango, 2020

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Fluido de fractura y apuntalante seleccionado

En la **tabla 106**, se encuentra el proceso de fracturamiento el cual se realizó después del procedimiento de DataFrac y OneSTEP, se utilizó el fluido YF100HTD, con activador orgánico para retardo fijo (175°F to 300°F) y el apuntalante seleccionado es carbolite 20/40 que es un gel tipo cerámico. La elección de este fluido y apuntalante se debe a que la zona de fractura es tiene una temperatura alta igual a 249 F y es una zona de arenisca.

$$\text{Volumen inyectado} = 25543 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen de perdidas} = 223 \text{ bls}$$

El volumen ideal de la factura Vf

$$Vf = Vi - Vlp$$

$$Vf = 25543 - 223 = 25320 \text{ bls}$$

Eficiencia de fracturamiento (n)

$$n = \frac{Vf}{Vi}$$

$$n = \frac{25320}{25543} = 0.991$$

La eficiencia de la fractura hidráulica es del 99.1%, lo cual indica que fue un trabajo exitoso

Análisis económico del pozo SCH-460UI

En el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo SCH-460UI, se determina que el valor de la inversión total es de \$1511230.61 detallado en la **tabla 107**. Son considerados 3 escenarios diferentes: pésimo (\$20), real (\$55.5) y optimista (\$65) con un costo de operación por cada barril de petróleo de \$16.80 mediante la información actualizada de la ARCH. Para el análisis financiero del proyecto de reacondicionamiento se tomó en cuenta los indicadores económicos detallados en el capítulo 1 del marco teórico y la producción acumulada de crudo en un período de 2 años después del fracturamiento hidráulico.

Tabla 107: Costos registrados pozo SCH-460UI

| COMPAÑÍA | SERVICIO | MATERIAL | GASTO | INVERSIÓN |
|---------------|------------------------------|--------------|---------------------|------------|
| TRIBOILGAS | TALADRO | | | 1224912 |
| TRIBOILGAS | MOVILIZACIÓN | | | 6000 |
| PETROAMAZONAS | | Diesel | | 2439.65 |
| PETROAMAZONAS | | Herramientas | | 12326 |
| CPVEN | FLUIDO DE CONTROL | | | 4129.45 |
| SLB | FLUIDO DE CONTROL | | | 65395.04 |
| SLB | FRACTURA | | | 126739.49 |
| SLB | BHA DE FRACTURA | | | 15356.97 |
| SLB | DESARMADO DE EQUIPO | | | 3297.6 |
| HALLIBURTON | DISPAROS | | | 28395.07 |
| BSS | REPARACIÓN DE CONECTOR | | | 381.9 |
| MKP | EVALUACIÓN | | | 4156.44 |
| PETROTECH | CORRIDA DE BHA DE EVALUACIÓN | | | 14773.42 |
| PETROTECH | SERVICIO DE STICK LINE | | | 2927.58 |
| | SUBTOTAL | | \$0.00 | 1511230.61 |
| | TOTAL INC. IVA | | \$380,542.62 | 1511230.61 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Tabla 108: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-460UI

| | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
|--------------|------------------|-------------------|-------------------|
| VAN | \$-1181133.20 | \$1884213.76 | \$2717720.78 |
| TIR | -6% | 31% | 40% |
| RCB | -1.78 | 0.25 | 0.80 |
| VAR | \$-48,125,803.82 | \$-1,146,911.75 | \$-1,022,810.68 |
| P.R.I | 24 | 2.9 | 2.4 |
| | 24 meses | 2 meses y 27 días | 2 meses y 12 días |

Elaborado por: Chango, 2019

En la **tabla 108**, se detallan los indicadores económicos que fueron analizados en el proyecto de estimulación matricial. En el escenario pésimo el valor actual neto (VAN) presenta un valor negativo, la tasa interna de retorno (TIR) es menor a la tasa de actualización, la relación costo beneficio (RCB) es menor que uno, el período de recuperación de la inversión inicial es de 24 meses por lo cual se define que el trabajo realizado no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. En los escenarios real y óptimo el valor actual neto (VAN), presenta valores positivos, \$1884213.76 y \$2717720.78 respectivamente, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización (12%), el valor actual de riesgo (VAR), se calculó en base al período de recuperación de la inversión inicial siendo \$-1,146,911.75 la mayor pérdida que se puede obtener en 87 días en el escenario real y \$-1,022,810.68 la mayor pérdida en 72 días cuando el costo del crudo es de \$65, la relación costo beneficio presenta valores menores que uno, el período de recuperación de la inversión inicial (P.R.I) en el escenario real es de 2 meses y 27 días, en el escenario óptimo es de 2 meses y 12 días y el valor actual de retorno (VAR) presenta valores de 273415.5 cuando el costo del crudo es de \$55.5 y 340533 si el costo del crudo es de \$65, por lo cual se interpreta que el fracturamiento hidráulico bajo el criterio económico no es rentable.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizaron los resultados obtenidos tanto en el análisis técnico como en el análisis económico mediante la información que fue proporcionada por la Agencia de regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). Se evaluó el estado actual de pozo antes y después de los trabajos de reacondicionamiento ya sea antes de la estimulación matricial como el fracturamiento hidráulico además de la interpretación y discusión de los resultados obtenidos con el objetivo de interpretar si la técnica utilizada en el pozo seleccionado es la óptima y así determinar el éxito del trabajo para futuras campañas de reacondicionamiento

4.1. Pozo SCH-235HI

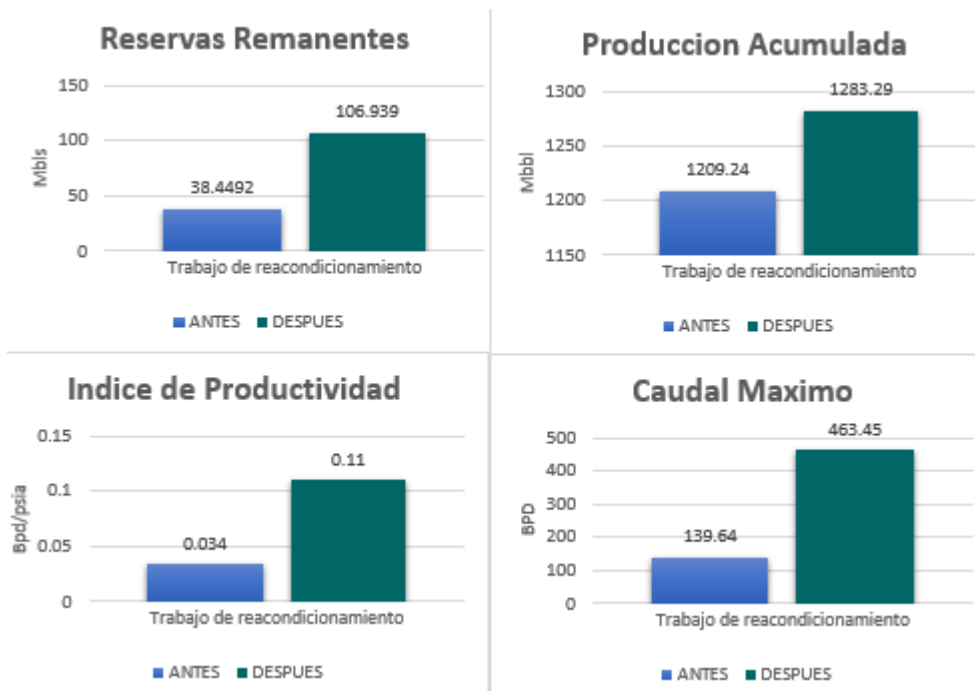


Figura 65: Resultados del análisis de la estimulación matricial
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después de la estimulación matricial se observan en la **figura 65** los principales parámetros son: reservas remanentes, producción acumulada, índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento

de 68.49 Mbbls, la producción acumulada de 74.05 Mbbl y el caudal máximo de 323.8 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.034 BPD/día y después de 0.11 BPD/día por lo cual se considera un pozo mal productor.

El trabajo de reacondicionamiento en el pozo SCH-235HI, se realizó en la formación Hollín Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 3**, el pozo tiene una porosidad de 16%, presión de reservorio de 4142 PSI, permeabilidad de 100md con un porcentaje mínimo de cuarzo y arcilla como se observó en el análisis petrofísico del registro eléctrico **figura 15**. Analizando todos los parámetros y comparando con el **Anexo 4**, el trabajo de estimulación matricial es medio, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

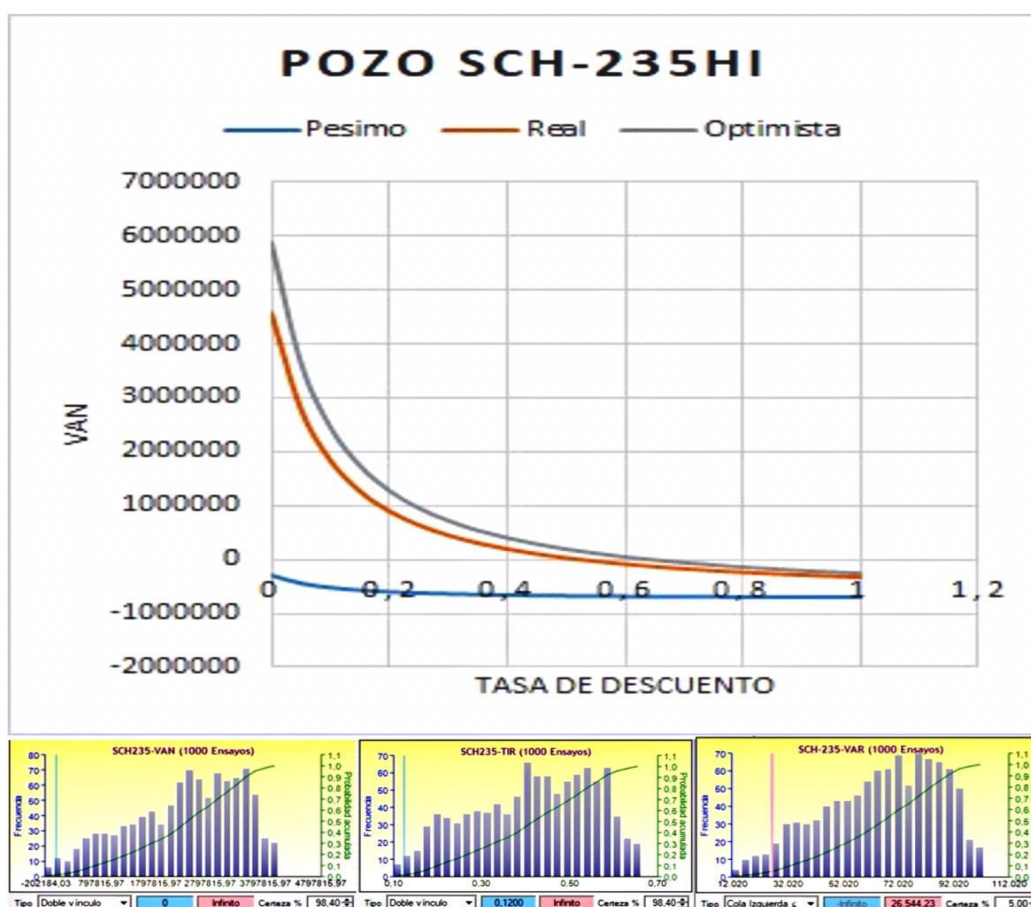


Figura 66: Análisis Económico de la estimulación matricial pozo SCH-235HI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 66** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pèsimo, real y òptimo) del analisis econòmico. La interpretaci3n de la gràfica es de importancia para el entendimiento de la recuperaci3n de la inversion de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente bajos, siendo 25 meses y 3 días el tiempo mas largo para la recuperaci3n de la inversi3n inicial realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 13**.

El proyecto de estimulaci3n matricial del pozo SCH-235HI , desde un punto de vista tècnico y econòmico es rentable y exitoso; se considera que la tècnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producci3n de crudo. La selecci3n de àcidos es muy importante dependiendo de la matriz en donde se realiz3 la estimulaci3n, en este caso especìfico es una matriz de arenisca sin ningun material arcilloso. La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualizaci3n es de 98.4%. Ademàs, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribuci3n hist3rica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pèrdida màmima de \$26544.23, por lo cual se considera que el proyecto es econ3micamente rentable.

4.2. Pozo SCH-457HS

Los resultados obtenidos antes y despuès de la estimulaci3n matricial se observan en la **figura 67**, los principales paràmetros son: reservas remanentes , producci3n acumulada , ìndice de productividad y caudal màmimo. Se indica un aumento en los paràmetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 291.24 Mbbl, la producci3n acumulada de 79.86 Mbbl y el caudal màmimo de 940.03 BPD. El ìndice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fuè de 0.11 BPD/día y despuès de 0.36 BPD/día por lo cual se considera un pozo mal productor.

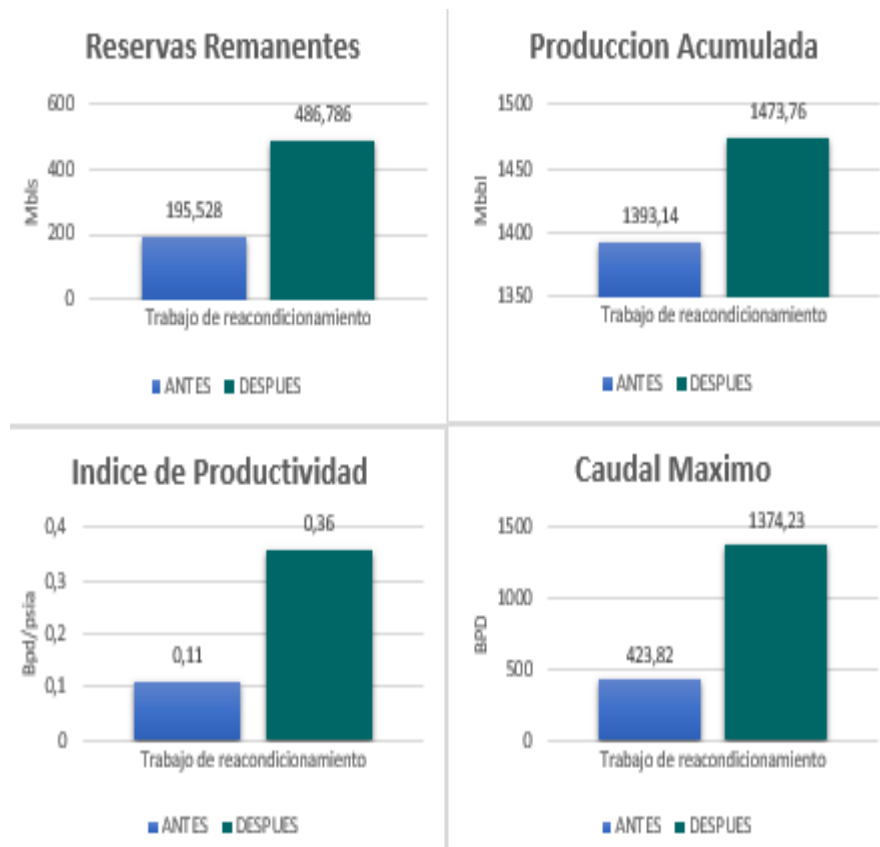


Figura 67: Resultados cuantitativos del pozo SCH-457HS
Elaborado por: Chango, 2020

El trabajo de reacondicionamiento en el pozo SCH-457HS, se realizó en la formación Hollín Superior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 14** tiene una porosidad de 14%, presión de reservorio de 3950 psi, permeabilidad de 160md con un porcentaje mínimo de cuarzo y arcilla como se observó en el análisis petrofísico del registro eléctrico **figura 20**.

Analizando todos los parámetros y comparando con la **Anexo 4**, el trabajo de estimulación matricial es el más óptimo se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

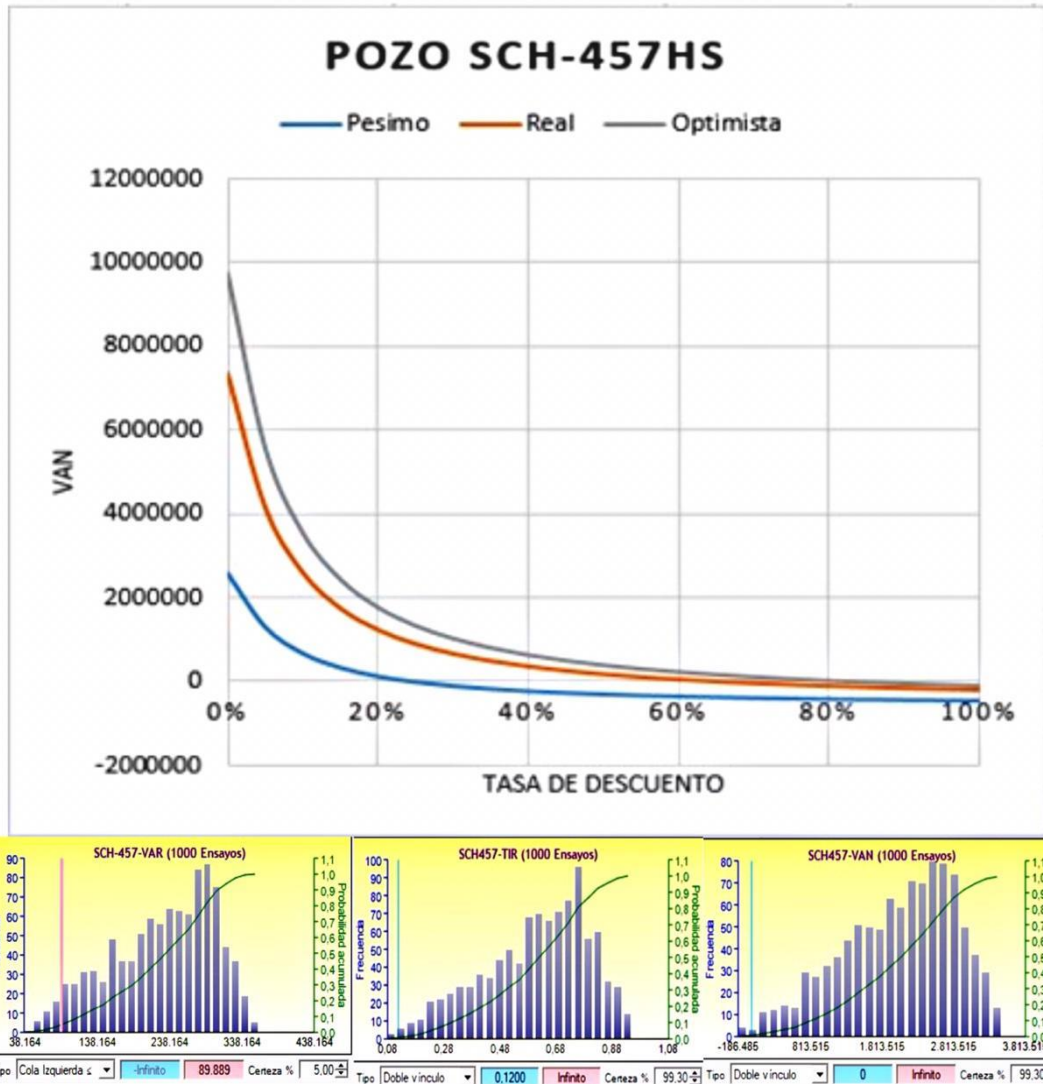


Figura 68: Análisis económico de la estimulación matricial pozo SCH-235HI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 68** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pésimo, real y óptimo) del análisis económico. La interpretación de la gráfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperación de la inversión de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente bajos, siendo 17 meses y 18 días el tiempo mas largo para la recuperación de la inversión inicial realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 25**.

La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualizacion es de 99.3%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$89.889. El

proyecto de estimulación matricial del pozo SCH-457HS , desde un punto de vista técnico y económico es rentable y exitoso; se considera que la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo. La selección de ácidos es muy importante dependiendo de la matriz en donde se realizó la estimulación, en este caso específico es una matriz de arenisca sin ningún material arcilloso.

4.3. Pozo SCH-188UI

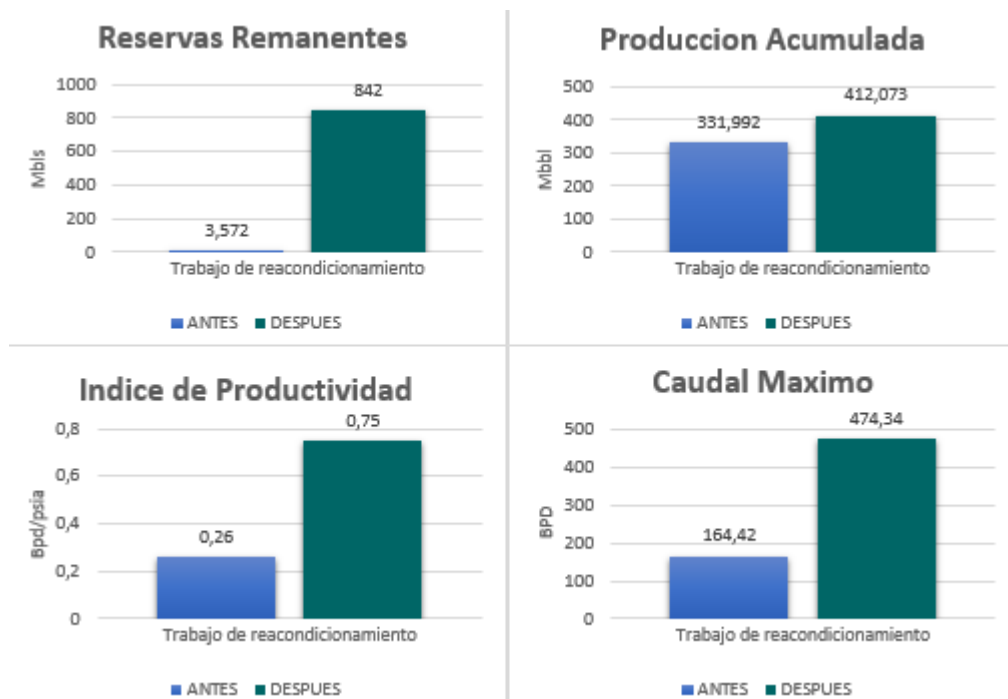


Figura 69: Resultados cuantitativos del pozo SCH-188UI
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 69**, los principales parámetros son: reservas remanentes , producción acumulada , índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 838.428 Mbls, la producción acumulada de 80.08 Mbbbl y el caudal máximo de 309.92 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.26 BPD/día y después de 0.75 BPD/día por lo cual se considera al pozo un mal productor. El trabajo de reacondicionamiento en el pozo SCH-188UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 26**, el pozo tiene una presión de

reservorio de 880psia, BSW 1%. y el intervalo en el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 60ft. Analizando todos los parámetros y comparando con **el Anexo 4**, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

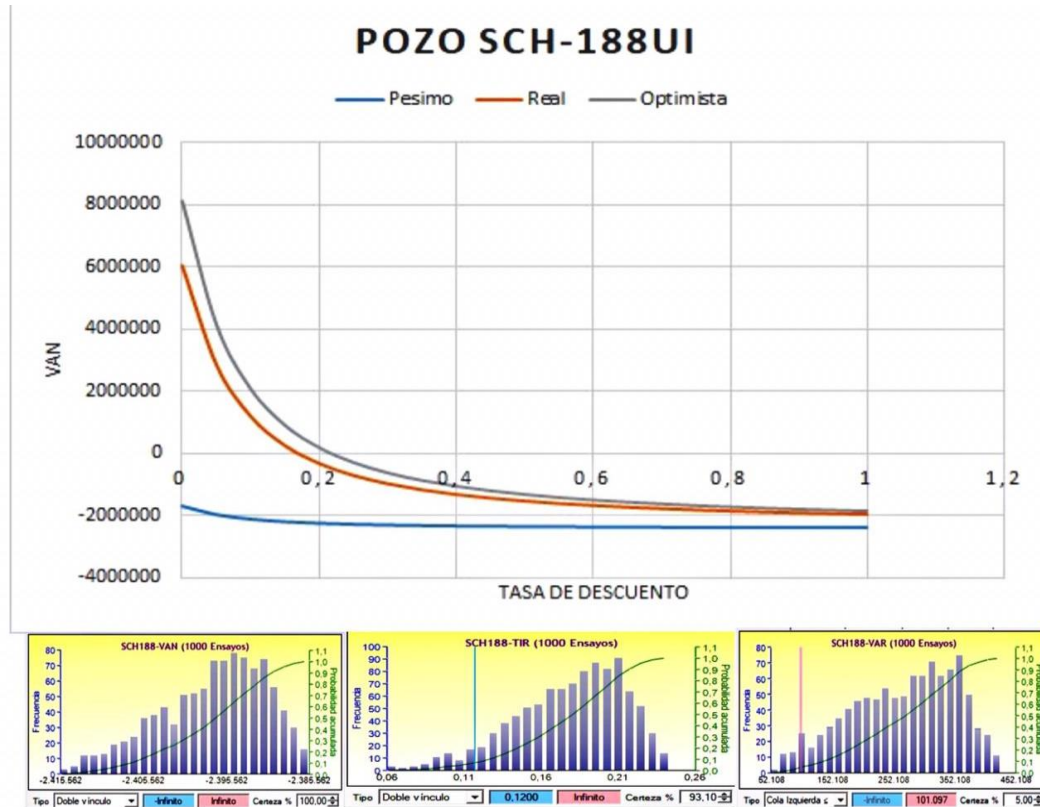


Figura 70: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-188UI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 70** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pèsimo, real y òptimo) del analisis economico. La interpretaciòn de la gràfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperaciòn de la inversion de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente medios, siendo 27 meses y 9 días el tiempo mas largo para la recuperacion de la inversion inicial, realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 35**.

La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo es del 100% y un TIR mayor a la tasa de actualizacion es de 94.2%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5%

presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$101.01.

El proyecto de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-188UI , desde un punto de vista técnico es exitoso . Sin embargo al realizar el análisis económico se tuvo un VAN negativo en el escenario pésimo de la evaluación económica del proyecto, indicando que no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. Por otra parte se considera que la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo. Con lo cual se puede definir que el trabajo de fracturamiento hidráulico es bueno técnicamente, sin embargo desde el punto de vista económico no es rentable.

4.4. Pozo SCH-316UI

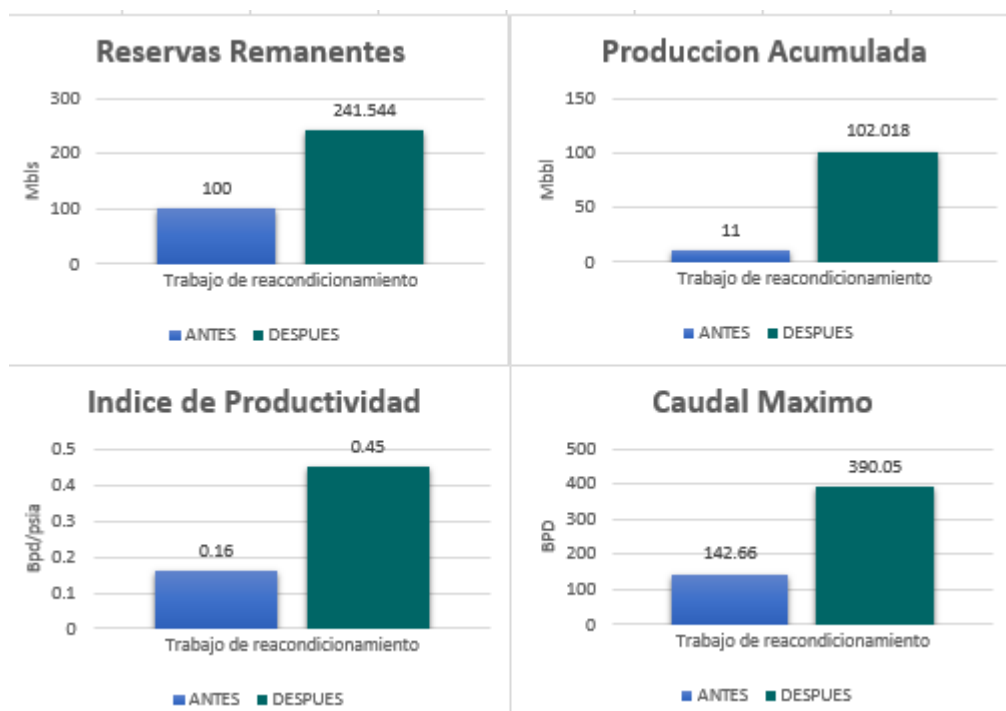


Figura 71: Resultados cuantitativos del pozo SCH-316UI
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 71**, los principales parámetros son: reservas remanentes , producción acumulada , índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 141.544 Mbls, la producción acumulada de 91.019 Mbbl y el caudal máximo de

247.39 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.16 BPD/día y después de 0.45 BPD/día por lo cual se considera al pozo un mal productor. El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-316UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 36**, el pozo tiene una presión de reservorio de 900 psia, BSW 8% y el intervalo en el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 30 ft. Analizando todos los parámetros y comparando con el **Anexo 4**, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

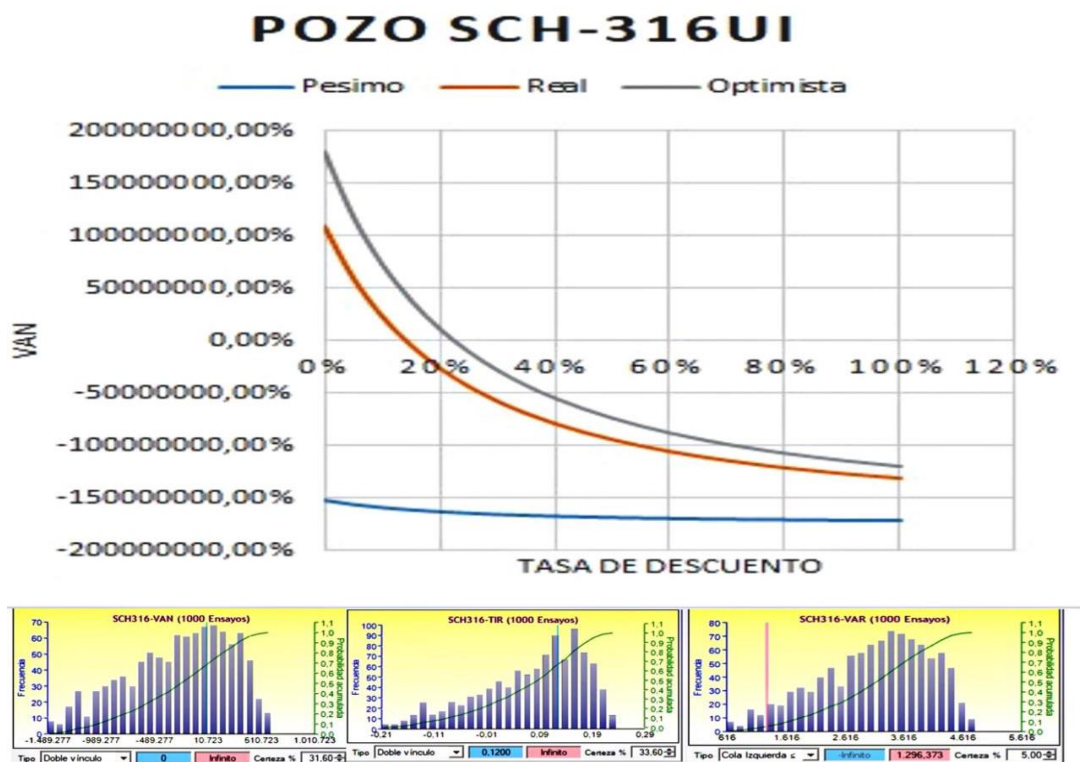


Figura 72: Análisis Económico del fracturamiento hidráulico pozo SCH-316UI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 72** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pésimo, real y óptimo) del analisis económico. La interpretación de la gráfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperación de la inversión de un proyecto. El P.R.I más largo para la recuperación de la inversión inicial es 24 meses, considerando un escenario pésimista con un valor de crudo de \$20, detallo en la **tabla 45**. La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia

al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualización es de 33.6%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$1296.37. Con lo cual se puede definir que el trabajo de fracturamiento hidráulico es bueno técnicamente ya que hubo un incremento de producción, sin embargo desde el punto de vista económico no es rentable.

4.5 Pozo SCH-370UI

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 73**, los principales parámetros son: reservas remanentes, producción acumulada, índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 143.059 Mbbl, la producción acumulada de 47.603 Mbbl, el caudal máximo de 59.16 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.23 BPD/día y después de 0.31 BPD/día por lo cual se considera al pozo mal productor.

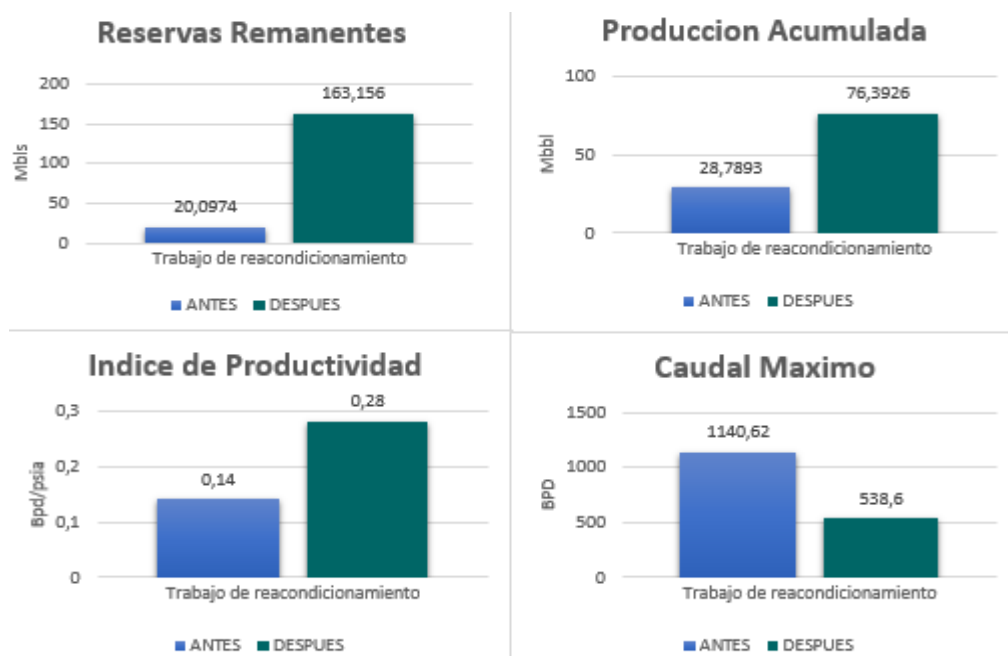


Figura 73: Resultados cuantitativos del pozo SCH-370UI
Elaborado por: Chango, 2020

El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-370UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 46**, el pozo tiene una presión de reservorio de 900 psia, BSW 2% y el intervalo en el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 28ft. Analizando todos los parámetros y comparando con el **Anexo 4**, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

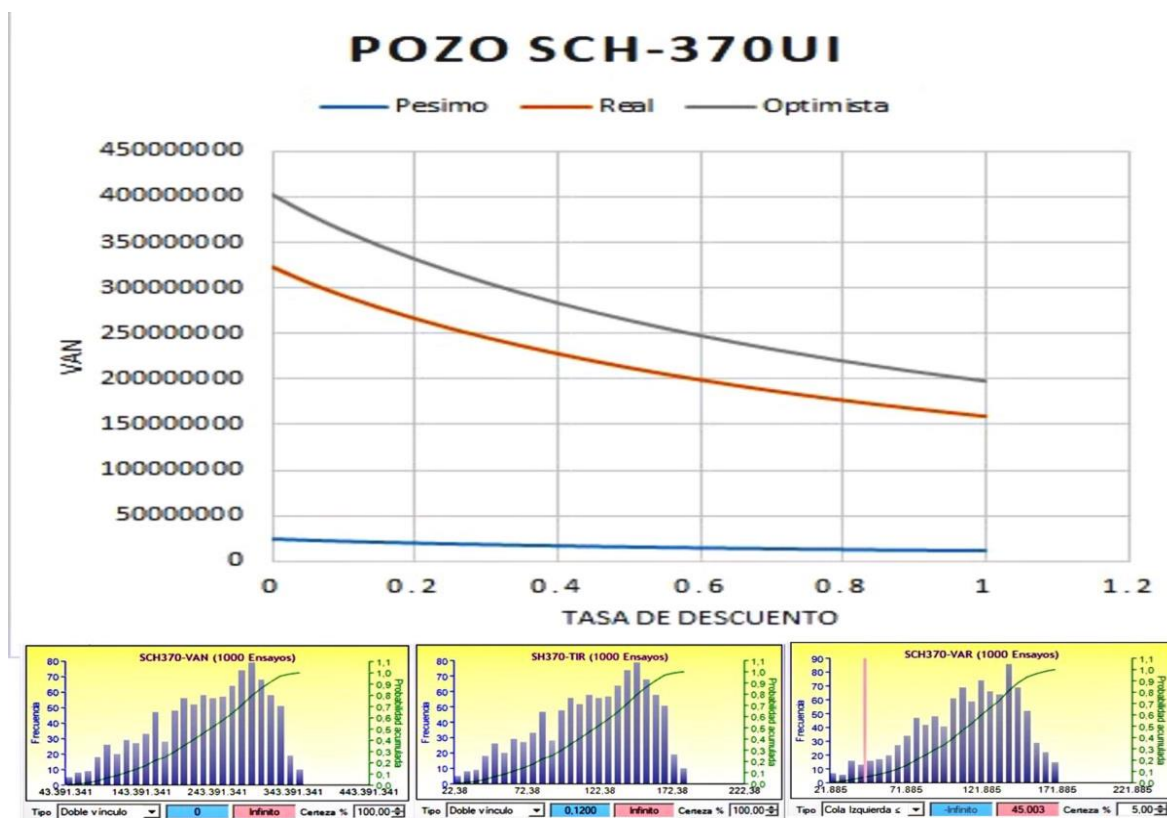


Figura 74: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-370UI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 74** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pésimo, real y óptimo) del análisis económico. La interpretación de la gráfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperación de la inversión de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente bajos, siendo 2.4 días el tiempo más largo para la recuperación de la inversión inicial realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 55**. La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualización es de 100%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5% presenta que el trabajo de

reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$45. El proyecto de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-370UI , desde un punto de económico es rentable. Cabe mencionar que debido a no tener producción anterior en el pozo se registro que el valor del caudal máximo disminuyó y también el índice de productividad, sin embargo si se analiza la **figura 36**, se evidencia un incremento de crudo con respecto al que se registro al inicio de las operaciones, por lo que se considera el fracturamiento exitoso ademas la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo.

4.6 Pozo SCH-393UI

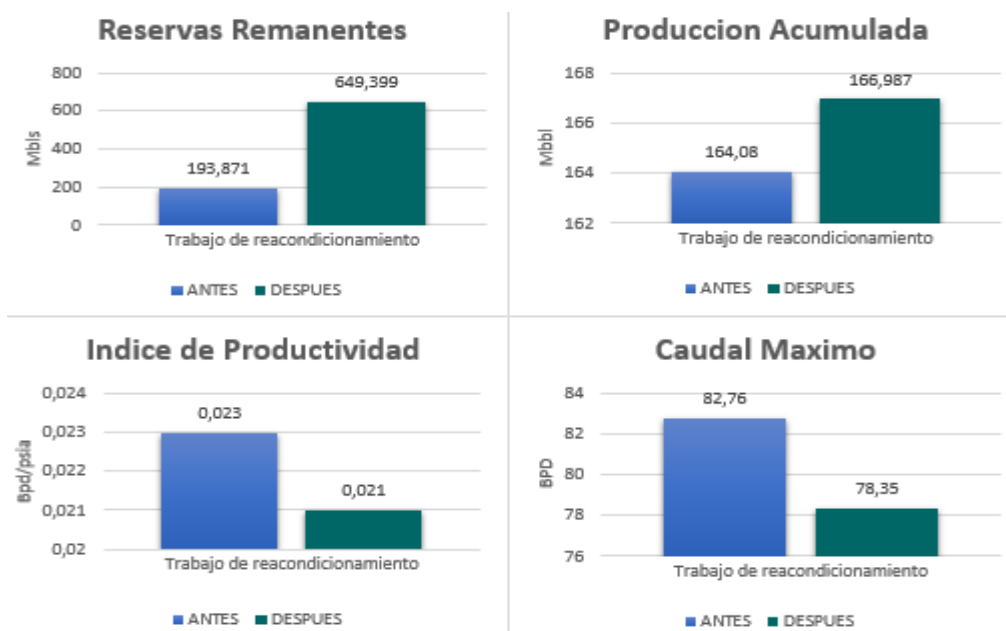


Figura 75: Resultados cuantitativos del pozo SCH-393UI
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 75**, los principales parámetros son: reservas remanentes , producción acumulada , índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 455.438 Mbls, la producción acumulada de 2.907 Mbbbl. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.023 y después de 0.021 por lo cual se considera un pozo mal productor. El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-393UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 56**, el pozo

tiene una presión de reservorio de 4090 psia, BSW 4% y el intervalo en el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 18 ft. Analizando todos los parámetros y comparando con el **Anexo 4**, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

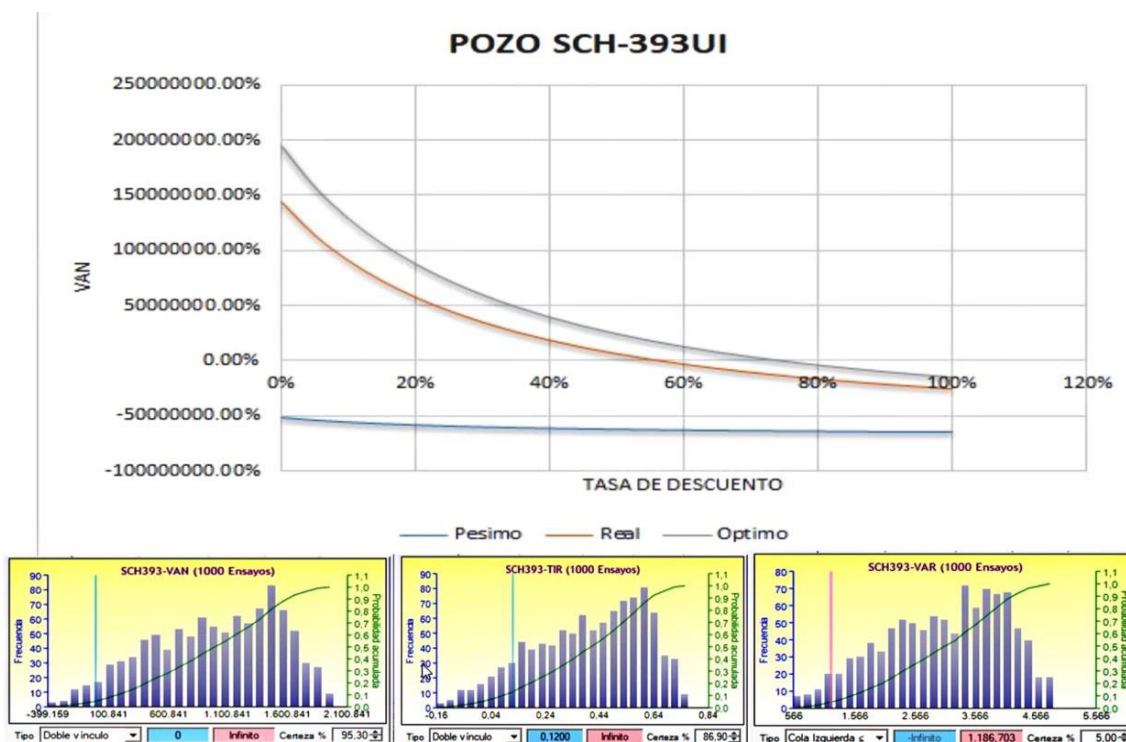


Figura 76: Anàlisis Econòmic del fracturamiento hidràulic pozo SCH-393UI
Elaborado por : Chango, 2020

La **figura 76** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pèsimo, real y òptimo) del analisis economico. La interpretaciòn de la gràfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperaciòn de la inversion de un proyecto(pèsimo, real y òptimo) del anàlisis econòmic. La interpretaciòn de la gràfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperaciòn de la inversion de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente altos, siendo 126 meses y 24 días el tiempo mas largo para la recuperaciòn de la inversion inicial, realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 65**.La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo es de 95.3% y un TIR mayor a la tasa de actualizacion es de 86.9%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribuciòn històrica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a

tener una pérdida máxima de \$1186.7. El proyecto de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-393UI , desde un punto de vista técnico es exitoso. Se considera que la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo. Con lo cual se puede definir que el trabajo de fracturamiento hidráulico es bueno técnicamente ya que hubo un incremento de producción, sin embargo desde el punto de vista económico no es rentable.

4.7 Pozo SCH-402UI

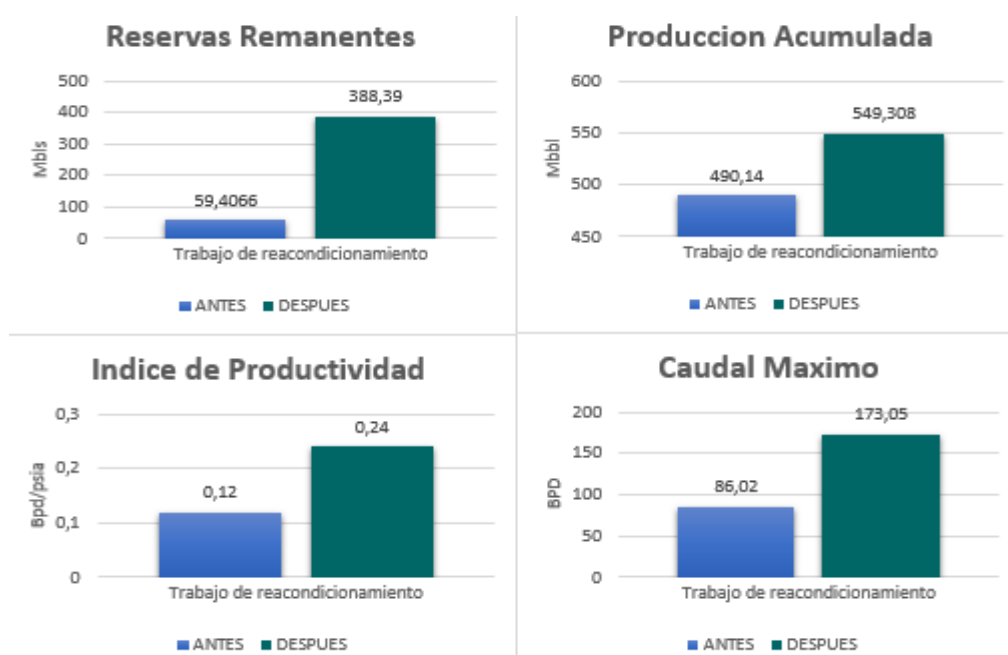


Figura 77: Resultados cuantitativos del pozo SCH-402UI
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 77**, los principales parámetros son: reservas remanentes , producción acumulada , índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 328.983 Mbls, la producción acumulada de 59.168 Mbbbl y el caudal máximo de 87.03 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.12 BPD/día y después de 0.24 BPD/día por lo cual se considera un pozo mal productor. El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-402UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 66**, el pozo tiene una presión de

reservorio de 1100 psia, BSW 2% y el intervalo en el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 21ft. Analizando todos los parámetros, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

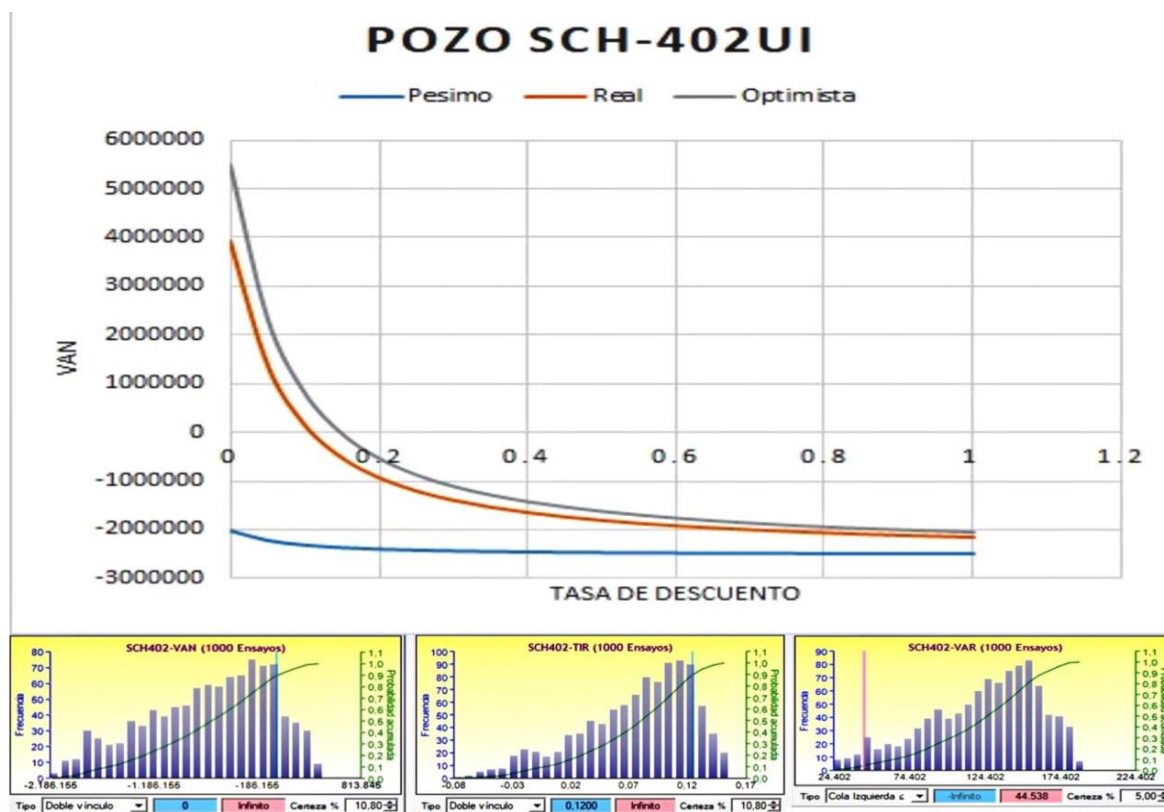


Figura 78: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-402UI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 78** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pésimo, real y óptimo) del análisis económico. La interpretación de la gráfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperación de la inversión de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente altos, siendo 24 meses el tiempo más largo para la recuperación de la inversión inicial, realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 75**. La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualización es de 10.8%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$44.54. El proyecto de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-402UI. En la evaluación económica del proyecto se tuvieron valores negativos del VAN en los escenarios pésimo y real,

además debido a que el porcentaje de probabilidad es bajo, se considera que el proyecto no es viable desde un criterio económico de rentabilidad. Por otra parte se considera que la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo. Con lo cual se puede definir que el trabajo de fracturamiento hidráulico es bueno técnicamente ya que hubo un incremento de producción, sin embargo desde el punto de vista económico no es rentable.

4.8 Pozo SCH-420TI

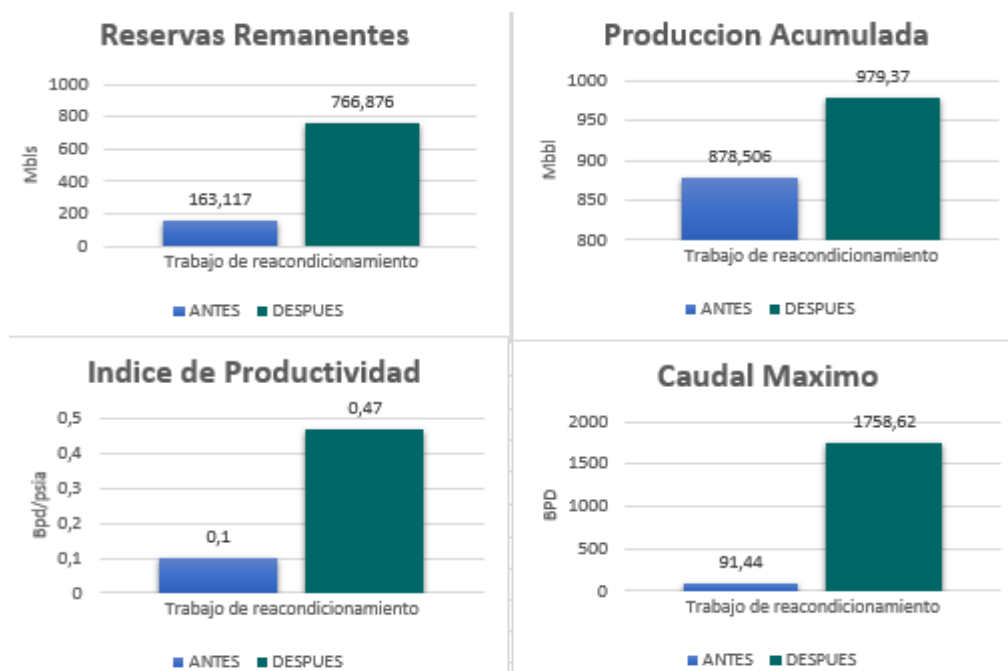


Figura 79: Resultados cuantitativos del pozo SCH-420TI
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 79**, los principales parámetros son: reservas remanentes, producción acumulada, índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 603.759 Mbbl, la producción acumulada de 100.864 Mbbl y el caudal máximo de 1667.18 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.1 BPD/día y después de 0.47 BPD/día. En el pozo SCH-420TI, el cual su trabajo de reacondicionamiento se realizó en la formación T Inferior tiene una presión de reservorio de 900 psia, BSW 69.98% y el intervalo en

el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 17 ft, al comparar con los criterios básicos de la selección del fracturamiento hidráulico indicados en el **Anexo 4** se interpreta que la técnica utilizada es óptima.

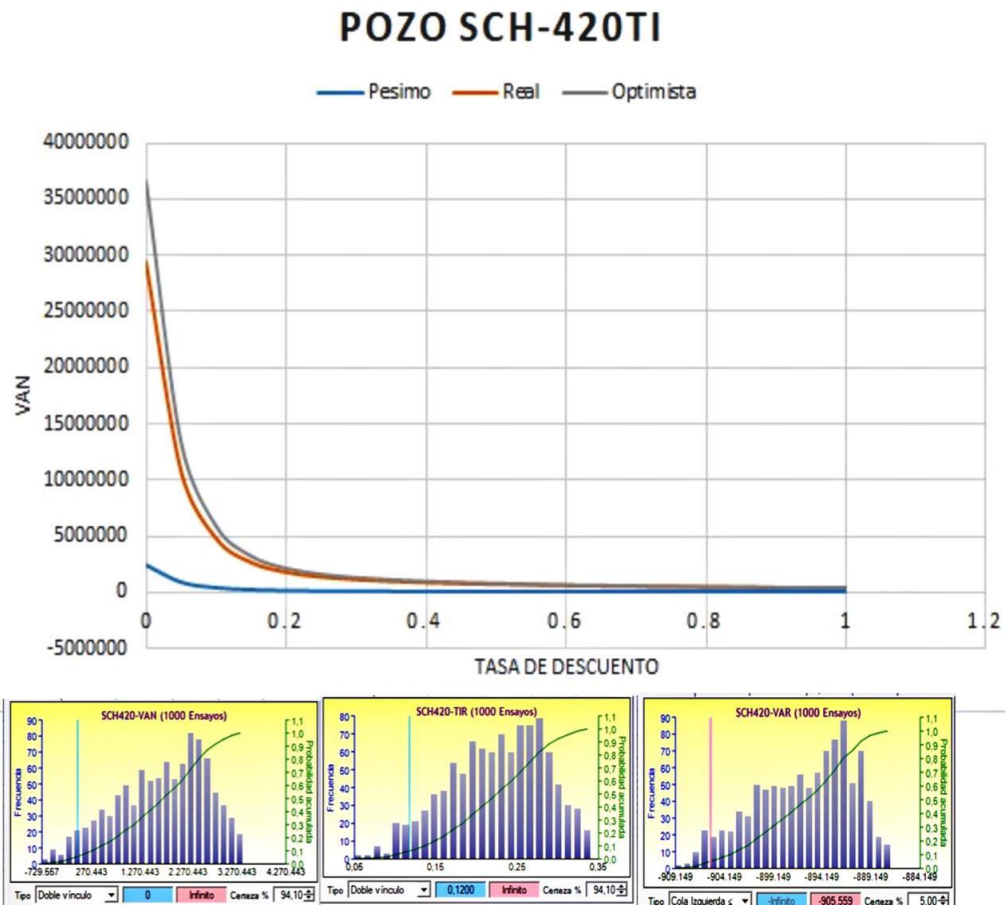


Figura 80: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-420TI
Elaborado por: Chango ,2020

La **figura 80** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pésimo, real y óptimo) del análisis económico. La interpretación de la gráfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperación de la inversión de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta un tiempo de 23 meses y 12 días el tiempo mas largo para la recuperación de la inversión inicial realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 85**. La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualizacion es de 94.1%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$905.56. El proyecto de

fracturamiento hidráulico del pozo SCH-420TI , desde un punto de vista técnico y económico es rentable y exitoso; se considera que la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo.

4.9 Pozo SCH-430UI

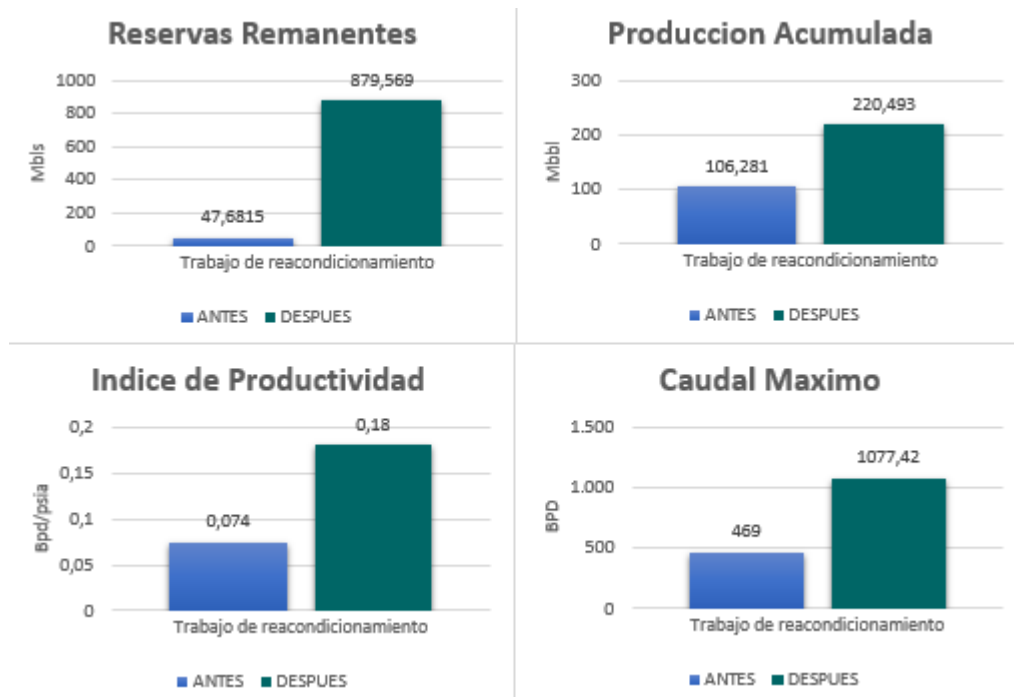


Figura 81: Resultados cuantitativos del pozo SCH-430UI
Elaborado por: Chango, 2020

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 81**, los principales parámetros son: reservas remanentes , producción acumulada , índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 831.888 Mbls, la producción acumulada de 114.212 Mbbbl y el caudal máximo de 608.42 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fue de 0.075 BPD/día y después de 0.18 BPD/día por lo cual se considera al pozo mal productor después del reacondicionamiento BPD/día.

El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-420UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 86**, el pozo tiene una presión de reservorio de 1080 psia, BSW 9.9% aproximadamente y los intervalos en los que se realizó el fracturamiento hidráulico son de 24 ft y 8 ft. Analizando todos los parámetros y comparando con la **tabla 86**,

se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

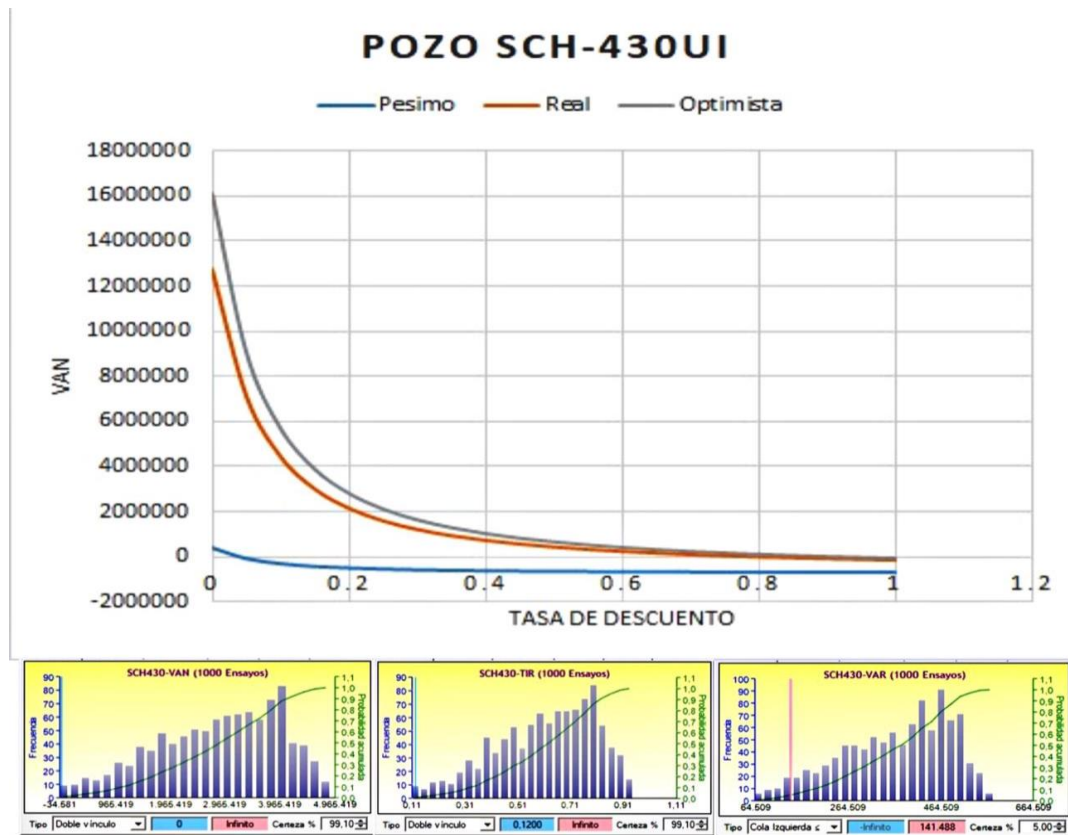


Figura 82: Anàlisi econòmic del fracturament hidràulic SCH-430UI
Elaborado por: Chango ,2020

La **figura 82** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pèsimo, real y òptimo) del analisis economico. La interpretaciòn de la gràfica es de suma importancia para el entendimient de la recuperaciòn de la inversiòn de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente bajos, siendo 15 meses y 3 días el tiempo mas largo para la recuperaciòn de la inversiòn inicial realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 98**.

La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo y un TIR mayor a la tasa de actualizacion es de 99.1%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribuciòn històrica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pèrdida màmima de \$141.48. El proyecto de fracturamiento hidraulico del pozo SCH-430UI , desde un punto de vista tècnico y econòmico es rentable y exitoso; se considera que la tècnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producciòn de crudo.

4.10 Pozo SCH-460UI

Los resultados obtenidos antes y después del fracturamiento hidráulico se observan en la **figura 83**, los principales parámetros son: reservas remanentes , producción acumulada , índice de productividad y caudal máximo. Se indica un aumento en los parámetros indicados anteriormente: las reservas remanentes tienen un incremento de 327.219 Mbbls, la producción acumulada de 80.355 Mbbl y el caudal máximo de 347.41 BPD. El índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento fué de 0.126 y después de 0.352 por lo cual se considera un pozo mal productor.

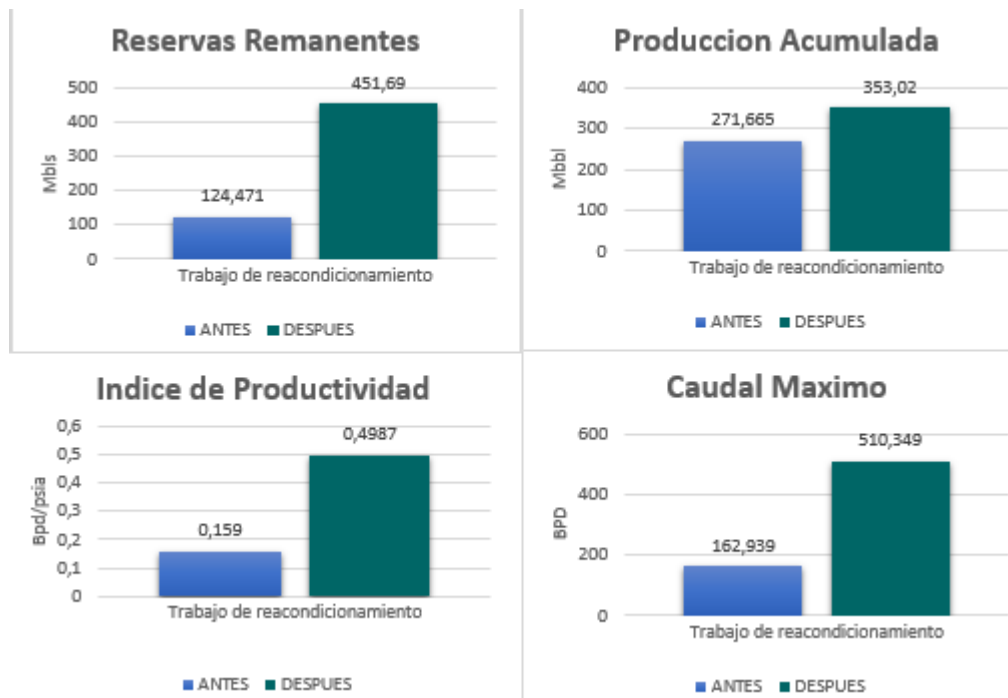


Figura 83: Resultados cuantitativos del pozo SCH-460UI
Elaborado por: Chango, 2020

El fracturamiento hidráulico en el pozo SCH-460UI, se realizó en la formación U Inferior de edad cretácico tardío, las propiedades petrofísicas se detallan en la **tabla 99**, el pozo tiene una presión de reservorio de 1550 psia, BSW 29.97% aproximadamente y el intervalo en el que se realizó el fracturamiento hidráulico es de 46 ft. Analizando todos los parámetros y comparando con el **Anexo 4**, se define como un buen pozo para la selección de esta técnica de reacondicionamiento.

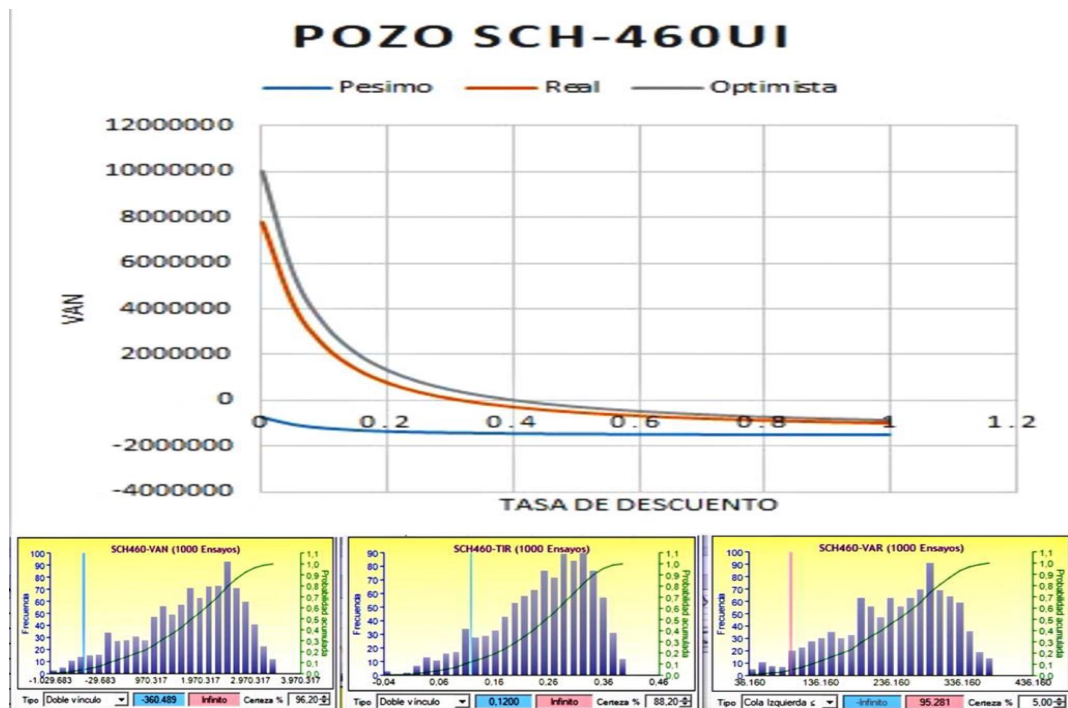


Figura 84: Análisis económico del fracturamiento hidráulico SCH-460UI
Elaborado por: Chango, 2020

La **figura 84** muestra el valor actual neto vs la tasa de descuento para 3 escenarios (pésimo, real y óptimo) del análisis económico. La interpretación de la gráfica es de suma importancia para el entendimiento de la recuperación de la inversión de un proyecto. El P.R.I para los tres escenarios presenta valores relativamente medios, siendo 37 meses y 12 días el tiempo mas largo para la recuperación de la inversión inicial, realizada en el reacondicionamiento como se detalla en la **tabla 108**.

La probabilidad de un valor actual neto (VAN) mayor a cero con tendencia al infinito positivo es 96.2% y un TIR mayor a la tasa de actualización es de 88.2%. Además, el valor en riesgo (VAR) considerando una distribución histórica al 5% presenta que el trabajo de reacondicionamiento va a tener una pérdida máxima de \$95.28. El proyecto de fracturamiento hidráulico del pozo SCH-460UI, desde un punto de vista técnico es exitoso. Sin embargo al realizar el análisis económico se tuvo un VAN negativo y un TIR bajo en el escenario pésimo de la evaluación económica del proyecto, indicando que no es viable cuando el precio del crudo es de \$20. Por otra parte se considera que la técnica utilizada es la mejor para el objetivo principal que es el incremento de producción de crudo. Con lo cual se puede definir que el trabajo de fracturamiento hidráulico es bueno técnicamente ya que hubo un incremento de producción, sin embargo desde el punto de vista económico no es rentable.

La **tabla 109**, indica los resultados obtenidos de los trabajos de reacondicionamiento (fracturamiento hidráulico y estimulación matricial) en el período enero – junio 2019, se observa que el 40 % son trabajos no exitosos y el 60 % exitosos por lo que se observa que la campaña realizada para el incremento de producción en el Campo Sacha fue óptima.

Tabla 109: Resultado técnico-económico de la campaña de reacondicionamiento (enero-junio 2019)

| POZD | RESULTADOS TÉCNICOS | | | | | | | | RESULTADOS ECONÓMICOS | | | | CONCLUSIÓN |
|-----------|----------------------------|---------|------------------------------|---------|------------------------------------|---------|---------------------|---------|-----------------------|---------|----------|--------------|------------|
| | RESERVAS REMANENTES (Mbls) | | PRODUCCIÓN ACUMULADA (Mbbbl) | | ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (Bpd/psia) | | CAUDAL MÁXIMO (BPD) | | VAN (\$) | TIR (%) | RCB | P.R.I (días) | |
| | ANTES | DESPUÉS | ANTES | DESPUÉS | ANTES | DESPUÉS | ANTES | DESPUÉS | | | | | |
| SCH-235HI | 38,449 | 106,939 | 1209.24 | 1283.29 | 0.034 | 0.11 | 140 | 463 | 1573105.262 | 52% | 1.13 | 54 | EXITOSO |
| SCH-457HS | 195,528 | 486,786 | 1393.14 | 1473.76 | 0.11 | 0.35 | 424 | 1374.23 | 2666226.889 | 76% | 3.479686 | 33 | EXITOSO |
| SCH-188UI | 3,572 | 842 | 331,992 | 412,073 | 0.26 | 0.75 | 164.42 | 474.34 | 748109.6279 | 17% | -0.69068 | 165 | NOEXITOSO |
| SCH-316UI | 100 | 241,544 | 11 | 102,018 | 0.16 | 0.45 | 143 | 390 | 125383.8103 | 14% | -0.92859 | 123 | NOEXITOSO |
| SCH-370UI | 20,097 | 163,156 | 28,789 | 76,392 | 0.23 | 0.31 | 155.35 | 214.51 | 285,932,464.18 | 14686% | 130.6797 | 2 | EXITOSO |
| SCH-393UI | 193.87 | 649.40 | 164.08 | 166,987 | 0.023 | 0.021 | 82.76 | 78.35 | 1433515.095 | 56% | 1.09 | 165 | NOEXITOSO |
| SCH-402UI | 59,407 | 388.39 | 490.14 | 549,308 | 0.12 | 0.24 | 86.02 | 173.05 | -151384.4443 | 11% | -1.06 | 297 | NOEXITOSO |
| SCH-420TI | 163,117 | 766,876 | 878,506 | 979.37 | 0.1 | 0.47 | 91.44 | 1,759 | 2472883.817 | 28% | 1.03 | 90 | EXITOSO |
| SCH-430UI | 47,682 | 879,569 | 106,281 | 220,493 | 0.075 | 0.18 | 469 | 1077.42 | 3763835.643 | 76% | 4.18 | 42 | EXITOSO |
| SCH-460UI | 124,471 | 451.69 | 271,665 | 353.02 | 0.16 | 0.5 | 163 | 510 | 1884213.763 | 31% | 0.25 | 87 | NOEXITOSO |

Elaborado por: Chango, 2020

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

- Los pozos en los que realizó la estimulación matricial son SCH-235 y SCH-457, la técnica utilizada es la más óptima ya que el incremento de producción de los dos pozos es considerable en comparación con el valor registrado antes de las estimulaciones, por lo cual la inversión y período de recuperación es positiva, el pozo SCH-235 tiene un período de recuperación de la inversión inicial del proyecto en el escenario real correspondiente a 1 mes y 24 días y el pozo SCH-457 igual a 1 mes y 9 días .
- El valor de las reservas remanentes de los pozos de estimulación matricial Sacha-235 y Sacha-457 se los realizó en un tiempo estimado de 10 años mediante el software de OFM y las curvas de declinación de petróleo utilizando el método de declinación exponencial, por lo cual los valores obtenidos para el pozo SCH-235 es de 106.839 Mbbl hasta la fecha de 9 de septiembre de 2029 y el pozo Sacha SCH-457 con un valor aproximado de 486.786 Mbbl hasta la fecha de 28 de febrero de 2029.
- Los pozos en los que se realizó fracturamiento hidráulico en el campo Sacha, durante el periodo (enero-junio 2019) son: SCH-188UI, SCH-316UI, SCH- 370UI, SCH-393UI, SCH-402UI, SCH-420TI, SCH-430UI y SCH-460UI, por lo tanto, la técnica utilizada es la óptima, ya que el incremento de producción de los pozos es alto en comparación con los valores anteriormente registrados de crudo.
- El valor de las reservas remanentes de los pozos de fracturamiento hidráulico son: pozo SCH-188UI igual a 841.615 hasta la fecha 31 de enero de 2029 , el SCH-316UI igual a 241.544 Mbbls hasta la fecha 31 de diciembre de 2029, SCH- 370UI igual a 163.156 Mbbls hasta la fecha septiembre 30 de 2029 , SCH-393UI igual a 649.399 Mbbls hasta la fecha 30 de abril de 2027, SCH-402UI igual a 386.39 Mbbls hasta la fecha 28 de febrero de 2029 , SCH-420TI igual a 766.86 Mbbls

hasta la fecha 31 de marzo de 2029, SCH-430UI igual a 879.5 hasta la de septiembre de 2026 y por último el pozo SCH-460UI igual a 451.69 Mbbls hasta la fecha de 28 de febrero de 2029.

- El análisis económico de los pozos de fracturamiento hidráulico se realizó mediante los términos de inversión y producción (VAN, TIR, RCB) y se tiene que los pozos tienen un periodo de recuperación de la inversión rentable para el precio del año 2019 (escenario real), y si existe un decline en el precio de petróleo las compañías fracturamiento serán mínimas ya que el retorno de la inversión sería largo.
- Los pozos de fracturamiento hidráulico: SCH-316UI, SCH-393UI, SCH-402UI, SCH-460UI, SCH-188UI no son económicamente rentables para un periodo de análisis de dos años en el escenario pésimo ni en el escenario real ya que el periodo de recuperación de la inversión es alto, el periodo varía entre 27 meses y 9 días meses como el tiempo más alto y el más rápido en 23 meses.

RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis del tipo de ácido utilizado para el proceso de estimulación matricial, con el objetivo de que la matriz de la formación sea compatible y así evitar problemas tales como la reacción por el contenido de arcillas existentes en determinados pozos, logrando que el tratamiento ácido sea el óptimo.
- Analizar los registros de cementación en el fracturamiento hidráulico con el objetivo de verificar la calidad del cemento durante la fractura de la formación, y para la estimulación matricial se recomienda realizar un análisis de registros cualitativos, ya que se desea evaluar las propiedades petrofísicas de la roca como el material de arcilla y la litología de la formación
- Es recomendable en un fracturamiento hidráulico de un pozo el cual tiene dos zonas de interés, realizar un proceso de limpieza del fluido utilizado antes de ir por la segunda zona de interés además de aislar la zona 1 con el propósito de evitar que la zona 2 sea cubierta de un nuevo fluido de fractura en este caso específico en el pozo SACHA 430 UI
- Tener las pruebas de presión antes y después de la fractura y estimulación matricial en los pozos de análisis del campo Sacha con el objetivo de optimizar la producción de crudo y realizar un buen análisis de estos proyectos ya que para este estudio técnico – económico de los trabajos de reacondicionamiento en el periodo de enero – junio de 2019 esta información fue muy limitada,
- Es importante en el proceso de una estimulación matricial seleccionar bien el ácido que se va a utilizar para obtener los mejores resultados en la estimulación (SCH-235HI y SCH-457HS) por lo cual se recomienda analizar los pozos vecinos con el objetivo de conocer las operaciones previas y si estas tuvieron resultados positivos y negativos.

REFERENCIAS

(s.f.).

Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos. (2019). Reporte final de geología del pozo Sach-428D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro. 01 en el pozo Sacha-393D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento No. 05 del pozo Sacha 457D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento No.02 del pozo Sacha 460D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento No.06 del pozo Sacha 235D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro. 01 del pozo Sacha 316D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro. 01 del pozo Sacha-430. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro. 02 del pozo Sacha 370. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro. 03 del pozo Sacha-402D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro.01 del pozo Sacha 316D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro.01 del pozo Sacha-420D. Recuperado el 2019

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019). Reacondicionamiento Nro. 09 del pozo Sacha-188. Recuperado el 2019

AGIP, SpA. (1994). Matrix Stimulation: Automation of Treatment Design. *SPE*. doi:<https://doi.org/10.2118/27550-MS>

Aguilar, E. (2018). Construcción de curvas IPR y VLP. Recuperado el 2020

Arps, j. (1956). Estimation of Primary Oil Reserves. Society of Petroleum Engineers. Recuperado el 2020

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). LA CUENCA DEL ORIENTE. Recuperado el 2020
- Baca, G. (2006). *Evaluación económica de proyectos*. Grupo Patria México. Recuperado el 2020
- Bybee, K. (Julio de 2003). *JPT*. doi:<https://doi.org/10.2118/0703-0049-JPT>
- Calva, J. (2019). Optimización de la producción en la arena Hollín de la zona sur del. Recuperado el 2020
- Castellon, K. (S/F). El factor volumétrico del petróleo o factor volumétrico del fluido de la formación. Recuperado el 2020, de <https://es.scribd.com/doc/164016055/El-factor-volume-trico-del-petro-leo-o-factor-volume-trico-del-fluido-de-la-formacio-n>
- Castillo, H. (2017). Optimización de la producción mediante cañoneo con bajo balance para pozos de alto ángulo. Recuperado el 2019
- Chevron Oil Field Research Co. (1975). Reservoir Properties Affecting Matrix Acid Stimulation of Sandstones. Recuperado el 2019
- Coulter Energy Intl & Enhanced Well Stimulation INC. (1999). *SPE*. doi:<https://doi.org/10.2118/56279-PA>
- Cuaical, M. (2017). *DESARROLLO DEL SOFTWARE VISUAL PRODUCTION ANALYSIS (VPA)*. Recuperado el 2020
- Gabriel, V. (2017). Curvas de Declinación en pozos de yacimientos tipo:Tight Oil. Recuperado el 2020, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/15354/Tesis%20Curvas%20de%20Declinacion.pdf?sequence=2>
- Galvis, A. (04 de Diciembre de 2016). Recuperado el 08 de Febrero de 2020, de <https://es.slideshare.net/AndreaGalvis2/123863598-curvasiproduccion>
- Gerencia de Estudios Cambiarios. (2000). La actividad petrolera en el Ecuador en la década de los 80. En *Banco Central del Ecuador División técnica* (pág. 90). Quito. Recuperado el 01 de Diciembre de 2019, de <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ActPet80.pdf>
- Halliburton. (Agosto de 2012). *halliburton*. Recuperado el 06 de Febrero de 2020, de

- https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/pe/contents/Data_Sheets/web/H/H09509.pdf
- Halliburton. (2019). *ESTIMULACION MEDIANTE EL BOMBEO DEL SISTEMA NUNCA Y VOLCANIC ACID II*. Recuperado el 2020
- Islas, C. (1991). Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Recuperado el 2020
- Mendoza, L. (2015). Manual de Workover. Recuperado el 2020
- Mercado, C. (22 de Marzo de 2012). *Academia.edu*. Recuperado el 2019 de Abril de 14, de https://www.academia.edu/31025250/FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO
- Mininni, S., Cherri, R., Cosenza, G., & Mauro, T. (Marzo de 2000). *SPE*. Recuperado el 08 de Septiembre de 2019, de https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-27550-MS?sort=&start=0&q=+matrix+stimulation&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- Ministerio de Energía y Recursos no Renovables. (2018). Registro eléctrico del pozo SCH-457. Recuperado el 2020
- Mora, O., Richard, S., & Luigi, S. (2005). Maximizing Net Present Value in Mature Gas Lift Fields. Recuperado el 2020
- Oil Field Manager OFM. (2019). Recuperado el 2019
- OilField Manager. (2019). Recuperado el 2019
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Recuperado el 2020
- Petroamazonas Ep. (2019). Reacondicionamiento No. 06 del pozo Sacha 235D. Recuperado el 2019
- Petroamazonas-EP. (2019). *Reporte final Sacha-460V*. Recuperado el 2019
- Petroblogger. (2013). *REGISTROS ELECTRICOS – SP, GAMMA RAY Y NGS*. Recuperado el 2013, de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/registros-electricos-sp-gr-ngs/>
- Petroleum University of Technology. (2010). Criteria for Selecting a Candidate Well for Hydraulic Fracturing. doi:<https://doi.org/10.2118/136988-MS>
- Pirson, S. J. (1970). Review of Quantitative Methods of Electrical-logs Interpretation. *American Petroleum Institute*. Recuperado el 2020

- Pomton, D., & Pambabay, I. (13 de Julio de 2009). *DSPACE Repository*. Recuperado el 14 de Abril de 2019, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/5964?show=full&locale-attribute=en>
- Pontòn, D., & Iliana, P. (2008). Anàlisis Tècnico-Econòmic y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproduccìon. Recuperado el 2020
- Ramos, H., & Danieo, Z. (2008). *Registros geofisicos en Mexico*. Recuperado el 2020
- Richard, N. (2013). Definicion del concepto de fracturamiento hidraulico. *Schlumberger*. Recuperado el 2020, de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-hydraulics-spanish>
- Rivadeneira, M., & Patrice, B. (2004). *Características geològicas generales de los principales campos petroleros de produccìon*. Quito. Recuperado el 2019
- Ruma, A. (15 de noviembre de 2000). Hydraulic-Fracture-Treatment Design Simulation. *SPE*, 2. doi:<https://doi.org/10.2118/17175-PA>
- Schlumberger. (2019). Recuperado el 8 de Diciembre de 2019, de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fluoboric_acid.aspx
- SPE. (25 de Agosto de 2015). *PetroWiki*. Recuperado el 15 de Agosto de 2019, de https://petrowiki.org/Formation_damage
- Tetra Tech Canada. (2017). Combining Traditional Core Logging and Televiewer Imaging to Target Fractures for Grouting Purposes-Advantages and Disadvantages. Recuperado el 2020, de https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2017-1031?sort=&start=0&q=hydraulic+fracturing+disadvantages&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- University of Ibadan. (2012). Development of a Vogel type Inflow Performance Relationship (IPR) for Horizontal wells. doi:<https://doi.org/10.2118/160908-STU>
- Valencia, G. (2017). Curvas de Declinacìon en pozos de yacimientos tipo: Tight Oil. Recuperado el 2020

Wiggins, M., Rusell, J., & Jennings, J. (Diciembre de 1998). *ONE PETRO*.
doi:<https://doi.org/10.2118/23580-PA>

Yanez, D. (2018). ANÁLISIS DE LA MIGRACIÓN DE FINOS EN LOS POZOS DE WELLPAD NORTE PARA DETERMINAR EL TRATAMIENTO IDEAL Y OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PALO AZUL-BLOQUE 18. Recuperado el 2020

ANEXOS

ANEXO 1: Ejemplo de cálculo para el método de Vogel

Se indica el procedimiento realizado para el cálculo de la curva IPR para el pozo SCH-235HI

1) Cálculo de J, Qob y Qo máx antes de la estimulación matricial

Los valores que se tienen de dato son detallados en la **tabla 7**, con los cuales se analiza que la $P_{wf} > P_b$, siendo el pozo SCH-235HI subsaturado, por lo que se utiliza la **ecuación 7** para encontrar el índice de productividad.

$$J = \frac{7.08 * 10^{-3} * K * h}{\text{uo. Bo}(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S)}$$
$$J = \frac{7.08 * 10^{-3} * 100 * 60}{3.63 * 1.17(\ln\left(\frac{446.59}{0.35}\right) - 0.75 + 47,7)}$$

$$J = 0.034 \text{ BPD/psi}$$

Con los criterios económicos encontrados en el Capítulo I, se interpreta que el pozo es mal productor, puesto que $J < 0.5$.

Se encuentra el valor de la tasa en el punto de burbuja, con la **ecuación 8**.

$$Q_{ob} = 0.034(4142 - 70)$$

$$Q_{ob} = 138.32 \text{ BPD}$$

Para determinar el valor del caudal máximo que se puede obtener en el pozo se emplea la **ecuación 5**.

$$Q_{omax} = \frac{0.034(70)}{1.8} + 138.32$$
$$Q_{omax} = 139.64 \text{ BPD}$$

La curva IPR se realiza asumiendo valores de presiones menores a la presión de reservorio, siendo cero el último valor (el caudal obtenido a esta presión debe

coincidir con el Q_o máx que se tuvo utilizando la ecuación 5). Para determinar los caudales que se tienen a dichas presiones se utiliza la **ecuación 6**.

Asumiendo una $P_{wf}=65$ PSI

$$Q_o = 138.32 + \left(\frac{0.034 * 70}{1.8} \right) x \left[1 - 0.2 x \left(\frac{65}{70} \right) - 0.8 x \left(\frac{65}{70} \right)^2 \right]$$

$$\mathbf{Q_o = 138.32 BPD}$$

Valores obtenidos para la elaboración de la curva IPR, antes de la estimulación matricial.

2) Para el cálculo de J y Q_o máx después de la estimulación matricial, se emplean los valores obtenidos luego del trabajo de reacondicionamiento. Y empleando las mismas ecuaciones (**ecuación 7, 8 y 5**)

$$J = \frac{7.08 * 10^{-3} * K * h}{u.o. Bo \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right)}$$

$$J = \frac{7.08 * 10^{-3} * 42 * 60}{6.7 * 1.15 \left(\ln \left(\frac{446.59}{0.35} \right) - 0.75 + 9.9 \right)}$$

$$\mathbf{J = 0.11 BPD/psi}$$

$$Q_{ob} = 0.11(4142 - 70)$$

$$\mathbf{Q_{ob} = 459.06 BPD}$$

$$Q_{omax} = \frac{0.11(70)}{1.8} + 459.06$$

$$\mathbf{Q_{omax} = 463.45 BPD}$$

ANEXO 2: Ejemplo del cálculo económico

Análisis económico del pozo SCH-235

Los valores de producción de los pozos fueron obtenidos mediante el programa Oil Field Manager, ver **tabla 110**.

Tabla 110: Producción del pozo SCH-235HI

| Mes | Fecha | Diario | Número de días | Acumulado | Total bpd |
|------------|------------|--------|----------------|-----------|-----------|
| ENERO | | | 31 | | |
| FEBRERO | | | 28 | | |
| MARZO | 01/03/2019 | 358.87 | 31 | | 11124.881 |
| ABRIL | 01/04/2019 | 322.01 | 30 | | 9660.375 |
| MAYO | 01/05/2019 | 319.48 | 31 | | 9903.743 |
| JUNIO | 01/06/2019 | 322.50 | 30 | | 9675.026 |
| JULIO | 01/07/2019 | 326.93 | 31 | | 10134.685 |
| AGOSTO | 01/08/2019 | 252.06 | 31 | | 7813.875 |
| SEPTIEMBRE | 01/09/2019 | 219.92 | 30 | 1283.29 | 6597.592 |
| OCTUBRE | | | 31 | 1289.48 | 6190 |
| NOVIEMBRE | | | 30 | 1295.7 | 6220 |
| DICIEMBRE | | | 31 | 1301.36 | 5660 |
| ENERO | | | | 1306.85 | 5490 |
| FEBRERO | | | | 1316.53 | 9680 |
| MARZO | | | | 1321.09 | 4560 |
| ABRIL | | | | 1325.23 | 4140 |
| MAYO | | | | 1329.25 | 4020 |
| JUNIO | | | | 1332.9 | 3650 |
| JULIO | | | | 1336.44 | 3540 |
| AGOSTO | | | | 1339.77 | 3330 |
| SEPTIEMBRE | | | | 1342.79 | 3020 |
| OCTUBRE | | | | 1345.73 | 2940 |
| NOVIEMBRE | | | | 1348.4 | 2670 |
| DICIEMBRE | | | | 1350.99 | 2590 |
| ENERO | | | | 1353.42 | 2430 |
| FEBRERO | | | | 1355.48 | 2060 |
| MARZO | | | | 1357.63 | 2150 |
| ABRIL | | | | 2000 | 642370 |
| MAYO | | | | 2100 | 100000 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos, 2019

El análisis económico es efectuado en tres escenarios pésimo, real y óptimo asumiendo valores de crudo de (20\$, 55.5\$ y 65\$) respectivamente.

Escenario pésimo

Los ejemplos de cálculo se realizarán basándose en los usados en el escenario pesimista.

Se realiza el cálculo de los ingresos obtenidos, en el escenario pesimista se estima el valor del crudo en \$20.

$$\text{Ingresos} = \text{Producción de petróleo} * \text{Valor del barril de petróleo}$$

$$\text{Ingresos} = 11124.881 * 20$$

$$\text{Ingresos} = \$ 222497.62$$

Los egresos se obtienen con la fórmula indicada, en la cual el costo de producción por barril para los cálculos económicos realizados en el presente trabajo de titulación es de \$16.80 según datos obtenidos por la Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos (ARCH).

$$\text{Egresos} = \text{Producción de petróleo} * \text{Costo de producción por barril}$$

$$\text{Egresos} = 11124.881 * 16.8$$

$$\text{Egresos} = \$ 186898.001$$

Para el cálculo del flujo de caja se emplea la **ecuación 9**.

$$\text{Flujo de Caja} = 222497.62 - 186898.001$$

$$\text{Flujo de Caja} = \$ 35599.6192$$

En la **tabla 111** se muestran los valores para el análisis económico, del pozo SCH-235HI, para el mes 0 debido a que es el mes inicial no se tiene producción, y el valor del flujo de caja es la inversión total inicial indicada en la **tabla 12** pero con signo negativo. La evaluación se hizo para un periodo de dos años de producción.

Tabla 111: Producción del pozo SCH-235HI (escenario pésimo)

| MESES | PRODUCCIÓN | INGRESOS | EGRESOS | FLUJO DE CAJA |
|-------|------------|-----------|-------------|---------------|
| 0 | 0 | | | -739467.88 |
| 1 | 11124.881 | 222497.62 | 186898.0008 | 35599.6192 |
| 2 | 9660.375 | 193207.5 | 162294.3 | 30913.2 |
| 3 | 9903.743 | 198074.86 | 166382.8824 | 31691.9776 |

| | | | | |
|----|-----------|-----------|-------------|------------|
| 4 | 9675.026 | 193500.52 | 162540.4368 | 30960.0832 |
| 5 | 10134.685 | 202693.7 | 170262.708 | 32430.992 |
| 6 | 7813.875 | 156277.5 | 131273.1 | 25004.4 |
| 7 | 6597.592 | 131951.84 | 110839.5456 | 21112.2944 |
| 8 | 6190 | 123800 | 103992 | 19808 |
| 9 | 6220 | 124400 | 104496 | 19904 |
| 10 | 5660 | 113200 | 95088 | 18112 |
| 11 | 5490 | 109800 | 92232 | 17568 |
| 12 | 9680 | 193600 | 162624 | 30976 |
| 13 | 4560 | 91200 | 76608 | 14592 |
| 14 | 4140 | 82800 | 69552 | 13248 |
| 15 | 4020 | 80400 | 67536 | 12864 |
| 16 | 3650 | 73000 | 61320 | 11680 |
| 17 | 3540 | 70800 | 59472 | 11328 |
| 18 | 3330 | 66600 | 55944 | 10656 |
| 19 | 3020 | 60400 | 50736 | 9664 |
| 20 | 2940 | 58800 | 49392 | 9408 |
| 21 | 2670 | 53400 | 44856 | 8544 |
| 22 | 2590 | 51800 | 43512 | 8288 |
| 23 | 2430 | 48600 | 40824 | 7776 |
| 24 | 2060 | 41200 | 34608 | 6592 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos, 2019

Escenario real

El cálculo para el escenario real es similar a los detallados anteriormente sin embargo el precio del crudo se consideró de \$55,5.

Tabla 112: Producción del pozo SCH-235HI (escenario real)

| MESES | PRODUCCION | INGRESOS | EGRESOS | FLUJO DE CAJA |
|-------|------------|-------------|-------------|---------------|
| 0 | | | | -739467.88 |
| 1 | 11124.881 | 617430.8955 | 186898.0008 | 430532.8947 |
| 2 | 9660.375 | 536150.8125 | 162294.3 | 373856.5125 |
| 3 | 9903.743 | 549657.7365 | 166382.8824 | 383274.8541 |
| 4 | 9675.026 | 536963.943 | 162540.4368 | 374423.5062 |
| 5 | 10134.685 | 562475.0175 | 170262.708 | 392212.3095 |
| 6 | 7813.875 | 433670.0625 | 131273.1 | 302396.9625 |

| | | | | |
|----|----------|------------|-------------|-------------|
| 7 | 6597.592 | 366166.356 | 110839.5456 | 255326.8104 |
| 8 | 6190 | 343545 | 103992 | 239553 |
| 9 | 6220 | 345210 | 104496 | 240714 |
| 10 | 5660 | 314130 | 95088 | 219042 |
| 11 | 5490 | 304695 | 92232 | 212463 |
| 12 | 9680 | 537240 | 162624 | 374616 |
| 13 | 4560 | 253080 | 76608 | 176472 |
| 14 | 4140 | 229770 | 69552 | 160218 |
| 15 | 4020 | 223110 | 67536 | 155574 |
| 16 | 3650 | 202575 | 61320 | 141255 |
| 17 | 3540 | 196470 | 59472 | 136998 |
| 18 | 3330 | 184815 | 55944 | 128871 |
| 19 | 3020 | 167610 | 50736 | 116874 |
| 20 | 2940 | 163170 | 49392 | 113778 |
| 21 | 2670 | 148185 | 44856 | 103329 |
| 22 | 2590 | 143745 | 43512 | 100233 |
| 23 | 2430 | 134865 | 40824 | 94041 |
| 24 | 2060 | 114330 | 34608 | 79722 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos, 2019

Escenario óptimo

En el escenario óptimo se tomó en \$65 el valor del costo de barril de crudo.

Tabla 113: Producción del pozo SCH-235HI (escenario óptimo)

| MESES | PRODUCCION | INGRESOS | EGRESOS | FLUJO DE CAJA |
|-------|------------|------------|-------------|---------------|
| 0 | | | | -739467.88 |
| 1 | 11124.881 | 723117.265 | 186898.0008 | 536219.2642 |
| 2 | 9660.375 | 627924.375 | 162294.3 | 465630.075 |
| 3 | 9903.743 | 643743.295 | 166382.8824 | 477360.4126 |
| 4 | 9675.026 | 628876.69 | 162540.4368 | 466336.2532 |
| 5 | 10134.685 | 658754.525 | 170262.708 | 488491.817 |
| 6 | 7813.875 | 507901.875 | 131273.1 | 376628.775 |
| 7 | 6597.592 | 428843.48 | 110839.5456 | 318003.9344 |
| 8 | 6190 | 402350 | 103992 | 298358 |
| 9 | 6220 | 404300 | 104496 | 299804 |
| 10 | 5660 | 367900 | 95088 | 272812 |
| 11 | 5490 | 356850 | 92232 | 264618 |

| | | | | |
|----|------|--------|--------|--------|
| 12 | 9680 | 629200 | 162624 | 466576 |
| 13 | 4560 | 296400 | 76608 | 219792 |
| 14 | 4140 | 269100 | 69552 | 199548 |
| 15 | 4020 | 261300 | 67536 | 193764 |
| 16 | 3650 | 237250 | 61320 | 175930 |
| 17 | 3540 | 230100 | 59472 | 170628 |
| 18 | 3330 | 216450 | 55944 | 160506 |
| 19 | 3020 | 196300 | 50736 | 145564 |
| 20 | 2940 | 191100 | 49392 | 141708 |
| 21 | 2670 | 173550 | 44856 | 128694 |
| 22 | 2590 | 168350 | 43512 | 124838 |
| 23 | 2430 | 157950 | 40824 | 117126 |
| 24 | 2060 | 133900 | 34608 | 99292 |

Elaborado por: Chango, 2019

Fuente: Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos, 2019

Escenario pésimo

Una vez determinados los flujos de caja para los tres escenarios, se procede a calcular el VAN, TIR, RCB, VAR y PIR. Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) se usa la **ecuación 12**.

$$VAN = -739462.95 + \frac{35599.62}{(1 + 0.12)^1} + \frac{30913.2}{(1 + 0.12)^2} + \dots + \frac{320000}{(1 + 0.12)^{27}}$$

$$VAN = -\$ 424875.78$$

Debido a que se tiene un VAN < 0, el proyecto de inversión no permite conseguir ganancias y beneficios

La Tasa Interna de Retorno (TIR), se calcula con la **ecuación 11**.

$$TIR = -739462.95 + \frac{35599.62}{(1 + TIR)^1} + \frac{30913.2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{320000}{(1 + TIR)^{24}}$$

$$TIR = 6\%$$

Puesto que el TIR es < 0, El proyecto no se considera rentable

La Relación Costo Beneficio(RBC), se obtiene con la **ecuación 10**

$$\frac{B}{C} = \frac{\frac{222497.62}{(1+0.12)^1} + \frac{193207.5}{(1+0.12)^2} + \dots + \frac{200000}{(1+0.12)^{24}}}{\frac{186898,0008}{(1+0.12)^1} + \frac{162294,3}{(1+0.12)^2} + \dots + \frac{1680000}{(1+0.12)^{24}}}$$

$$\frac{B}{C} = 0,43$$

Si RBC <1, El proyecto no se considera rentable.

Para el cálculo del periodo de recuperación de la inversión (P.R.I), es necesario identificar el período en el cual se logra obtener ganancias en el proyecto, teniendo en cuenta un escenario pesimista se usa la **ecuación 13**

$$P. R. I = \frac{293867.31}{\left(\frac{293867.31 + 1761716.68}{25}\right)}$$

$$P. R. I = 25.14 \text{ meses}$$

El periodo para recuperar la inversión inicial del pozo SCH-235HI, será después de 25.14 meses.

Para el cálculo del valor en riesgo (VAR) paramétrico se usó la siguiente fórmula:

$$VAR = F * S * \delta \sqrt{t}$$

Nivel de confianza = 95% (nivel de probabilidad)

Nivel de significancia = 5%

δ = Volatilidad de la rentabilidad

S= -1.644 unidades de desviación

F = 739467.88 (inversión inicial)

t = 753 días

$$VAR = 739467.88 * -1.644 * 121\% \sqrt{753}$$

$$VAR = \$ - 40527778.15$$

Existe un 5% de probabilidad de perder en 753 días (período de recuperación de la inversión inicial en el escenario pésimo) al menos \$ 40527778.15 y un 95% de que esa pérdida sea menor.

Por lo tanto, con los indicadores económicos empleados analizados se interpreta que la estimulación matricial en el pozo SCH-235HI, no es viable en un escenario pésimo.

ANEXO 3: Flujos de caja de los pozos analizados

Pozo SCH-235HI

Tabla 114: Flujo de caja del pozo SCH-235HI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|------------|------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -739467.88 | -739467.88 | -739467.88 |
| 1 | 11124.881 | 35599.6192 | 430532.89 | 536219.26 |
| 2 | 9660.375 | 30913.2 | 373856.51 | 465630.07 |
| 3 | 9903.743 | 31691.97 | 383274.85 | 477360.41 |
| 4 | 9675.026 | 30960.08 | 374423.50 | 466336.25 |
| 5 | 10134.685 | 32430.99 | 392212.30 | 488491.81 |
| 6 | 7813.875 | 25004.4 | 302396.96 | 376628.77 |
| 7 | 6597.592 | 21112.29 | 255326.81 | 318003.93 |
| 8 | 6190 | 19808 | 239553 | 298358 |
| 9 | 6220 | 19904 | 240714 | 299804 |
| 10 | 5660 | 18112 | 219042 | 272812 |
| 11 | 5490 | 17568 | 212463 | 264618 |
| 12 | 9680 | 30976 | 374616 | 466576 |
| 13 | 4560 | 14592 | 176472 | 219792 |
| 14 | 4140 | 13248 | 160218 | 199548 |
| 15 | 4020 | 12864 | 155574 | 193764 |
| 16 | 3650 | 11680 | 141255 | 175930 |
| 17 | 3540 | 11328 | 136998 | 170628 |
| 18 | 3330 | 10656 | 128871 | 160506 |
| 19 | 3020 | 9664 | 116874 | 145564 |
| 20 | 2940 | 9408 | 113778 | 141708 |
| 21 | 2670 | 8544 | 103329 | 128694 |
| 22 | 2590 | 8288 | 100233 | 124838 |
| 23 | 2430 | 7776 | 94041 | 117126 |
| 24 | 2060 | 6592 | 79722 | 99292 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-457HS

Tabla 115: Flujo de caja del pozo SCH-457HS

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|-------------|-------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -595140.62 | -595140.62 | -595140.62 |
| 1 | 11934.208 | 157531.5456 | 396215.7056 | 515557.7856 |
| 2 | 11805.17 | 155828.244 | 391931.644 | 509983.344 |
| 3 | 11109.939 | 146651.1948 | 368849.9748 | 479949.3648 |
| 4 | 11428.264 | 150853.0848 | 379418.3648 | 493701.0048 |
| 5 | 11590.151 | 152989.9932 | 384793.0132 | 500694.5232 |
| 6 | 11241.388 | 148386.3216 | 373214.0816 | 485627.9616 |
| 7 | 10760 | 142032 | 357232 | 464832 |
| 8 | 11260 | 148632 | 373832 | 486432 |
| 9 | 10660 | 140712 | 353912 | 460512 |
| 10 | 10790 | 142428 | 358228 | 466128 |
| 11 | 10560 | 139392 | 350592 | 456192 |
| 12 | 9660 | 127512 | 320712 | 417312 |
| 13 | 10120 | 133584 | 335984 | 437184 |
| 14 | 9590 | 126588 | 318388 | 414288 |
| 15 | 9690 | 127908 | 321708 | 418608 |
| 16 | 9180 | 121176 | 304776 | 396576 |
| 17 | 9290 | 122628 | 308428 | 401328 |
| 18 | 9090 | 119988 | 301788 | 392688 |
| 19 | 8610 | 113652 | 285852 | 371952 |
| 20 | 8700 | 114840 | 288840 | 375840 |
| 21 | 8250 | 108900 | 273900 | 356400 |
| 22 | 8340 | 110088 | 276888 | 360288 |
| 23 | 8160 | 107712 | 270912 | 352512 |
| 24 | 7220 | 95304 | 239704 | 311904 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-188UI

Tabla 116: Flujo de caja del pozo SCH-188UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|------------|------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -595181.62 | -595181.62 | -595181.62 |
| 1 | 11934.20 | 38189.46 | 461853.84 | 575228.82 |
| 2 | 11805.17 | 37776.54 | 456860.07 | 569009.19 |
| 3 | 11109.93 | 35551.80 | 429954.63 | 535499.05 |
| 4 | 11428.26 | 36570.44 | 442273.81 | 550842.32 |
| 5 | 11590.15 | 37088.48 | 448538.84 | 558645.27 |
| 6 | 11241.38 | 35972.44 | 435041.71 | 541834.90 |
| 7 | 10760 | 34432 | 416412 | 518632 |

| | | | | |
|----|-------|-------|--------|--------|
| 8 | 11260 | 36032 | 435762 | 542732 |
| 9 | 10660 | 34112 | 412542 | 513812 |
| 10 | 10790 | 34528 | 417573 | 520078 |
| 11 | 10560 | 33792 | 408672 | 508992 |
| 12 | 9660 | 30912 | 373842 | 465612 |
| 13 | 10120 | 32384 | 391644 | 487784 |
| 14 | 9590 | 30688 | 371133 | 462238 |
| 15 | 9690 | 31008 | 375003 | 467058 |
| 16 | 9180 | 29376 | 355266 | 442476 |
| 17 | 9290 | 29728 | 359523 | 447778 |
| 18 | 9090 | 29088 | 351783 | 438138 |
| 19 | 8610 | 27552 | 333207 | 415002 |
| 20 | 8700 | 27840 | 336690 | 419340 |
| 21 | 8250 | 26400 | 319275 | 397650 |
| 22 | 8340 | 26688 | 322758 | 401988 |
| 23 | 8160 | 26112 | 315792 | 393312 |
| 24 | 7220 | 23104 | 279414 | 348004 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-316UI

Tabla 117: Flujo de caja del pozo SCH-316UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|-------------|-------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -1755810.48 | -1755810.48 | -1755810.48 |
| 1 | 13917.12 | 180922.63 | 459265.15 | 598436.41 |
| 2 | 12763.77 | 165929.02 | 421204.44 | 548842.15 |
| 3 | 11346.91 | 147509.84 | 374448.06 | 487917.17 |
| 4 | 10608.92 | 137916.03 | 350094.55 | 456183.81 |
| 5 | 9624.801 | 125122.41 | 317618.43 | 413866.44 |
| 6 | 9540.562 | 124027.30 | 314838.54 | 410244.16 |
| 7 | 9376.711 | 121897.24 | 309431.46 | 403198.57 |
| 8 | 8872.879 | 115347.42 | 292805.00 | 381533.79 |
| 9 | 8432 | 109616 | 278256 | 362576 |
| 10 | 8699 | 113087 | 287067 | 374057 |
| 11 | 8121 | 105573 | 267993 | 349203 |
| 12 | 8094 | 105222 | 267102 | 348042 |
| 13 | 7803 | 101439 | 257499 | 335529 |
| 14 | 7046 | 91598 | 232518 | 302978 |
| 15 | 7269 | 94497 | 239877 | 312567 |
| 16 | 6785 | 88205 | 223905 | 291755 |
| 17 | 6764 | 87932 | 223212 | 290852 |
| 18 | 6313 | 82069 | 208329 | 271459 |

| | | | | |
|----|------|-------|--------|--------|
| 19 | 6293 | 81809 | 207669 | 270599 |
| 20 | 6067 | 78871 | 200211 | 260881 |
| 21 | 5663 | 73619 | 186879 | 243509 |
| 22 | 5644 | 73372 | 186252 | 242692 |
| 23 | 5269 | 68497 | 173877 | 226567 |
| 24 | 5252 | 68276 | 173316 | 225836 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-370UI

Tabla 118: Flujo de caja del pozo SCH-370UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|-------------|-------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -2171424.41 | -2171424.41 | -2171424.41 |
| 1 | 8296251 | 26548003.2 | 321064913.7 | 399879298.2 |
| 2 | 6833.33 | 21866.68 | 264450.21 | 329366.93 |
| 3 | 6919.61 | 22142.75 | 267788.90 | 333525.20 |
| 4 | 5843.79 | 18700.15 | 226154.98 | 281671.06 |
| 5 | 5356.84 | 17141.89 | 207309.82 | 258199.83 |
| 6 | 5129.7 | 16415.04 | 198519.39 | 247251.54 |
| 7 | 5377.6 | 17208.32 | 208113.12 | 259200.32 |
| 8 | 5101.9 | 16326.08 | 197443.53 | 245911.58 |
| 9 | 5168.3 | 16538.56 | 200013.21 | 249112.06 |
| 10 | 5064.9 | 16207.68 | 196011.63 | 244128.18 |
| 11 | 4647 | 14870.4 | 179838.9 | 223985.4 |
| 12 | 4872 | 15590.4 | 188546.4 | 234830.4 |
| 13 | 4621 | 14787.2 | 178832.7 | 222732.2 |
| 14 | 4682 | 14982.4 | 181193.4 | 225672.4 |
| 15 | 4442 | 14214.4 | 171905.4 | 214104.4 |
| 16 | 4499 | 14396.8 | 174111.3 | 216851.8 |
| 17 | 4410 | 14112 | 170667 | 212562 |
| 18 | 4184 | 13388.8 | 161920.8 | 201668.8 |
| 19 | 4238 | 13561.6 | 164010.6 | 204271.6 |
| 20 | 4021 | 12867.2 | 155612.7 | 193812.2 |
| 21 | 4074 | 13036.8 | 157663.8 | 196366.8 |
| 22 | 3992 | 12774.4 | 154490.4 | 192414.4 |
| 23 | 3537 | 11318.4 | 136881.9 | 170483.4 |
| 24 | 3842 | 12294.4 | 148685.4 | 185184.4 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-393UI

Tabla 119: Flujo de caja del pozo SCH-393UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|------------|------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -686884.26 | -686884.26 | -686884.26 |
| 1 | 12992.25 | 41575.21 | 502800.26 | 626226.69 |
| 2 | 9771.42 | 31268.54 | 378153.95 | 470982.44 |
| 3 | 10177.94 | 32569.42 | 393886.51 | 490576.99 |
| 4 | 10108.47 | 32347.12 | 391198.09 | 487228.63 |
| 5 | 9840.582 | 31489.86 | 380830.52 | 474316.05 |
| 6 | 9.477 | 30.3264 | 366.7599 | 456.7914 |
| 7 | 10.053 | 32.1696 | 389.0511 | 484.5546 |
| 8 | 9.652 | 30.8864 | 373.5324 | 465.2264 |
| 9 | 9.895 | 31.664 | 382.9365 | 476.939 |
| 10 | 9.817 | 31.4144 | 379.9179 | 473.1794 |
| 11 | 9.113 | 29.1616 | 352.6731 | 439.2466 |
| 12 | 9.666 | 30.9312 | 374.0742 | 465.9012 |
| 13 | 9.281 | 29.6992 | 359.1747 | 447.3442 |
| 14 | 9.515 | 30.448 | 368.2305 | 458.623 |
| 15 | 9.136 | 29.2352 | 353.5632 | 440.3552 |
| 16 | 9.366 | 29.9712 | 362.4642 | 451.4412 |
| 17 | 9.292 | 29.7344 | 359.6004 | 447.8744 |
| 18 | 8.922 | 28.5504 | 345.2814 | 430.0404 |
| 19 | 9.147 | 29.2704 | 353.9889 | 440.8854 |
| 20 | 8.782 | 28.1024 | 339.8634 | 423.2924 |
| 21 | 9.005 | 28.816 | 348.4935 | 434.041 |
| 22 | 8.932 | 28.5824 | 345.6684 | 430.5224 |
| 23 | 8.007 | 25.6224 | 309.8709 | 385.9374 |
| 24 | 8.797 | 28.1504 | 340.4439 | 424.0154 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-402UI

Tabla 120: Flujo de caja del pozo SCH-402UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|-------------|-------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -2535855.16 | -2535855.16 | -2535855.16 |
| 1 | 10576.42 | 33844.56 | 409307.6475 | 509783.685 |
| 2 | 10452.04 | 33446.5536 | 404494.2576 | 503788.7136 |
| 3 | 10540.02 | 33728.0672 | 407898.8127 | 508029.0122 |
| 4 | 8973.661 | 28715.7152 | 347280.6807 | 432530.4602 |
| 5 | 8090.944 | 25891.0208 | 313119.5328 | 389983.5008 |
| 6 | 3462.117 | 11078.7744 | 133983.9279 | 166874.0394 |
| 7 | 7072.943 | 22633.4176 | 273722.8941 | 340915.8526 |

| | | | | |
|----|------|-----------|----------|----------|
| 8 | 6789 | 21724.8 | 262734.3 | 327229.8 |
| 9 | 7149 | 22876.8 | 276666.3 | 344581.8 |
| 10 | 6813 | 21801.6 | 263663.1 | 328386.6 |
| 11 | 6935 | 22192 | 268384.5 | 334267 |
| 12 | 6827 | 21846.4 | 264204.9 | 329061.4 |
| 13 | 6291 | 20131.2 | 243461.7 | 303226.2 |
| 14 | 6624 | 21196.8 | 256348.8 | 319276.8 |
| 15 | 6312 | 20198.4 | 244274.4 | 304238.4 |
| 16 | 6422 | 20550.4 | 248531.4 | 309540.4 |
| 17 | 6119 | 19580.8 | 236805.3 | 294935.8 |
| 18 | 6225 | 19920 | 240907.5 | 300045 |
| 19 | 6127 | 19606.4 | 237114.9 | 295321.4 |
| 20 | 5837 | 18678.4 | 225891.9 | 281343.4 |
| 21 | 5938 | 19001.6 | 229800.6 | 286211.6 |
| 22 | 5656 | 18099.2 | 218887.2 | 272619.2 |
| 23 | 5753 | 18409.6 | 222641.1 | 277294.6 |
| 24 | 5661 | 2056075.2 | 219080.7 | 272860.2 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-420TI

Tabla 121: Flujo de caja del pozo SCH-420TI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|-------------|-------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -1215904.68 | -1215904.68 | -1215904.68 |
| 1 | 9903.743 | 31691.9776 | 383274.8541 | 477360.4126 |
| 2 | 9675.026 | 30960.0832 | 374423.5062 | 466336.2532 |
| 3 | 10134.685 | 32430.992 | 392212.3095 | 488491.817 |
| 4 | 7813.875 | 25004.4 | 302396.9625 | 376628.775 |
| 5 | 6597.592 | 21112.2944 | 255326.8104 | 318003.9344 |
| 6 | 6190 | 19808 | 239553 | 298358 |
| 7 | 6220 | 19904 | 240714 | 299804 |
| 8 | 5660 | 18112 | 219042 | 272812 |
| 9 | 5490 | 17568 | 212463 | 264618 |
| 10 | 9680 | 30976 | 374616 | 466576 |
| 11 | 4560 | 14592 | 176472 | 219792 |
| 12 | 4140 | 13248 | 160218 | 199548 |
| 13 | 4020 | 12864 | 155574 | 193764 |
| 14 | 3650 | 11680 | 141255 | 175930 |
| 15 | 3540 | 11328 | 136998 | 170628 |
| 16 | 3330 | 10656 | 128871 | 160506 |
| 17 | 3020 | 9664 | 116874 | 145564 |
| 18 | 2940 | 9408 | 113778 | 141708 |
| 19 | 2670 | 8544 | 103329 | 128694 |

| | | | | |
|-----------|--------|---------|-----------------|-----------------|
| 20 | 2590 | 8288 | 100233 | 124838 |
| 21 | 2430 | 7776 | 94041 | 117126 |
| 22 | 2060 | 6592 | 79722 | 99292 |
| 23 | 2150 | 6880 | 83205 | 103630 |
| 24 | 642370 | 2055584 | 24859719 | 30962234 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-430UI

Tabla 122: Flujo de caja del pozo SCH-430UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|--------------|-------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -726060.96 | -726060.96 | -726060.96 |
| 1 | 13554.963 | 43375.8816 | 524577.0681 | 653349.2166 |
| 2 | 11637.682 | 37240.5824 | 450378.2934 | 560936.2724 |
| 3 | 19644.391 | 62862.0512 | 760237.9317 | 946859.6462 |
| 4 | 15542.627 | 49736.4064 | 601499.6649 | 749154.6214 |
| 5 | 16264.357 | 52045.9424 | 629430.6159 | 783942.0074 |
| 6 | 15776.853 | 50485.9296 | 610564.2111 | 760444.3146 |
| 7 | 15207.343 | 48663.4976 | 588524.1741 | 732993.9326 |
| 8 | 14629 | 46812.8 | 566142.3 | 705117.8 |
| 9 | 15482 | 49542.4 | 599153.4 | 746232.4 |
| 10 | 14830 | 47456 | 573921 | 714806 |
| 11 | 15168 | 48537.6 | 587001.6 | 731097.6 |
| 12 | 15011 | 48035.2 | 580925.7 | 723530.2 |
| 13 | 13903 | 44489.6 | 538046.1 | 670124.6 |
| 14 | 14712 | 47078.4 | 569354.4 | 709118.4 |
| 15 | 14093 | 45097.6 | 545399.1 | 679282.6 |
| 16 | 14415 | 46128 | 557860.5 | 694803 |
| 17 | 13807 | 44182.4 | 534330.9 | 665497.4 |
| 18 | 14123 | 45193.6 | 546560.1 | 680728.6 |
| 19 | 13977 | 44726.4 | 540909.9 | 673691.4 |
| 20 | 13388 | 42841.6 | 518115.6 | 645301.6 |
| 21 | 13694 | 43820.8 | 529957.8 | 660050.8 |
| 22 | 13118 | 41977.6 | 507666.6 | 632287.6 |
| 23 | 13416 | 42931.2 | 519199.2 | 646651.2 |
| 24 | 13278 | 42489.6 | 513858.6 | 639999.6 |

Elaborado por: Chango, 2019

Pozo SCH-460UI

Tabla 123: Flujo de caja del pozo SCH-460UI

| MESES | PRODUCCIÓN | FLUJO DE CAJA | | |
|-------|------------|---------------|-------------|-------------|
| | | PÉSIMO | REAL | ÓPTIMO |
| 0 | 0 | -1511230.62 | -1511230.62 | -1511230.62 |
| 1 | 12956.876 | 41462.0032 | 501431.1012 | 624521.4232 |
| 2 | 13656.224 | 43699.9168 | 528495.8688 | 658229.9968 |
| 3 | 12581.121 | 40259.5872 | 486889.3827 | 606410.0322 |
| 4 | 12784.785 | 40911.312 | 494771.1795 | 616226.637 |
| 5 | 12218.658 | 39099.7056 | 472862.0646 | 588939.3156 |
| 6 | 11009.258 | 35229.6256 | 426058.2846 | 530646.2356 |
| 7 | 10527 | 33686.4 | 407394.9 | 507401.4 |
| 8 | 11001 | 35203.2 | 425738.7 | 530248.2 |
| 9 | 10405 | 33296 | 402673.5 | 501521 |
| 10 | 10508 | 33625.6 | 406659.6 | 506485.6 |
| 11 | 10265 | 32848 | 397255.5 | 494773 |
| 12 | 9388 | 30041.6 | 363315.6 | 452501.6 |
| 13 | 9812 | 31398.4 | 379724.4 | 472938.4 |
| 14 | 9279 | 29692.8 | 359097.3 | 447247.8 |
| 15 | 9371 | 29987.2 | 362657.7 | 451682.2 |
| 16 | 8863 | 28361.6 | 342998.1 | 427196.6 |
| 17 | 8951 | 28643.2 | 346403.7 | 431438.2 |
| 18 | 8744 | 27980.8 | 338392.8 | 421460.8 |
| 19 | 8269.3 | 26461.76 | 320021.91 | 398580.26 |
| 20 | 8351.7 | 26725.44 | 323210.79 | 402551.94 |
| 21 | 7898 | 25273.6 | 305652.6 | 380683.6 |
| 22 | 7976 | 25523.2 | 308671.2 | 384443.2 |
| 23 | 7793 | 24937.6 | 301589.1 | 375622.6 |
| 24 | 6883 | 770896 | 266372.1 | 331760.6 |

Elaborado por: Chango, 2019

ANEXO 4: Criterios para el análisis de la técnica de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico.

Tabla 124: Criterios típicos para la selección de estimulación ácida

| Características del | Buena | Media | Malo |
|-----------------------|----------|---------|----------|
| Resorvorio | | | |
| Edad geológica | >Mioceno | Mioceno | <Mioceno |
| Presión | >1000 | >1000 | <1000 |

| | | | |
|------------------------------|-------------|---------|-----------|
| Mineralogía (Quarzo%) | >60 | >40 | >20 |
| Mineralogía(Arcilla%) | <6 | <12 | <30 |
| Porosidad % | <15 | 10 - 35 | >25 |
| Permeabilidad(md) | >4 | >1.5 | <3 |
| | Sin arcilla | ----- | Arcillosa |

Fuente (Chevron Oil Field Research Co., 1975)
Elaborado por : Chango, 2020.

Tabla 125: Criterios típicos para la selección del fracturamiento hidráulico

| Parámetros del resorvorio | Consideraciones del resorvorio de petróleo |
|----------------------------------|---|
| Saturación de petróleo | >40% |
| BSW | <30% |
| Presión de resorvorio | <70% depletado |
| Espesor de la arena | >3,048ft |

Fuente: (Petroleum University of Technology, 2010)
Elaborado por: Chango, 2020

ANEXO 3: Diagramas mecánicos de los pozos

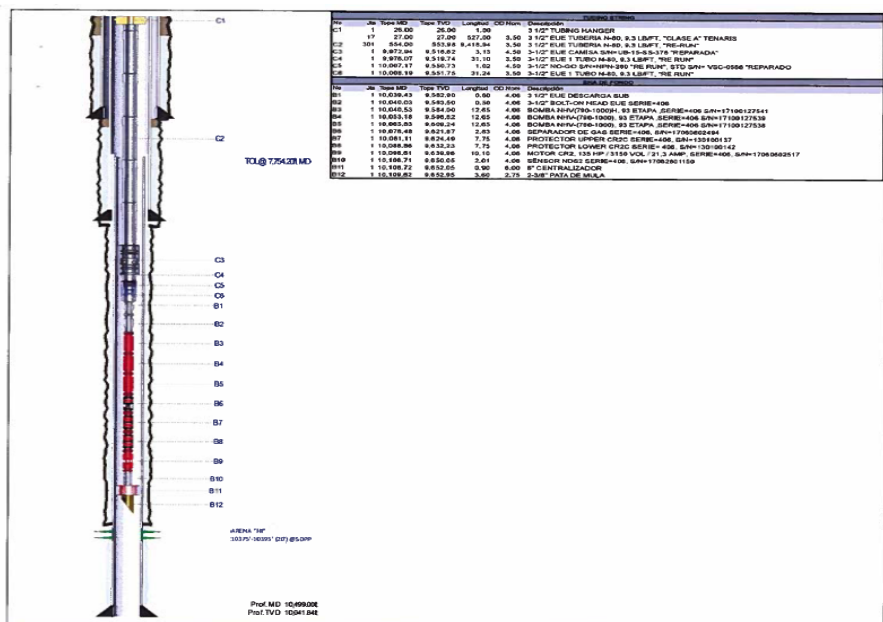


Figura 85: Diagrama mecánico del pozo Sacha-235HI
Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

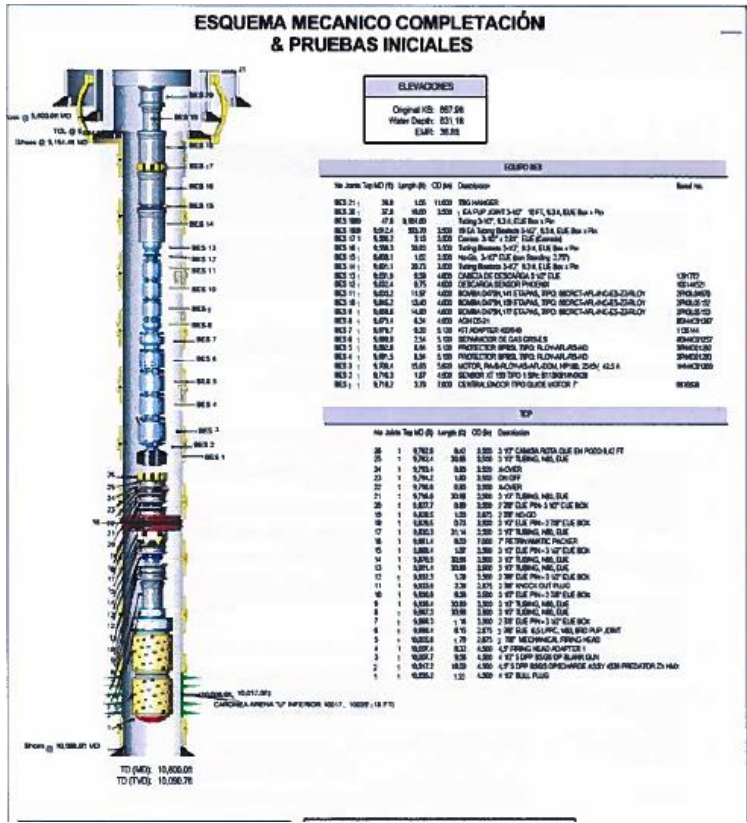


Figura 90: Diagrama mecánico del pozo sachá-393UI
 Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

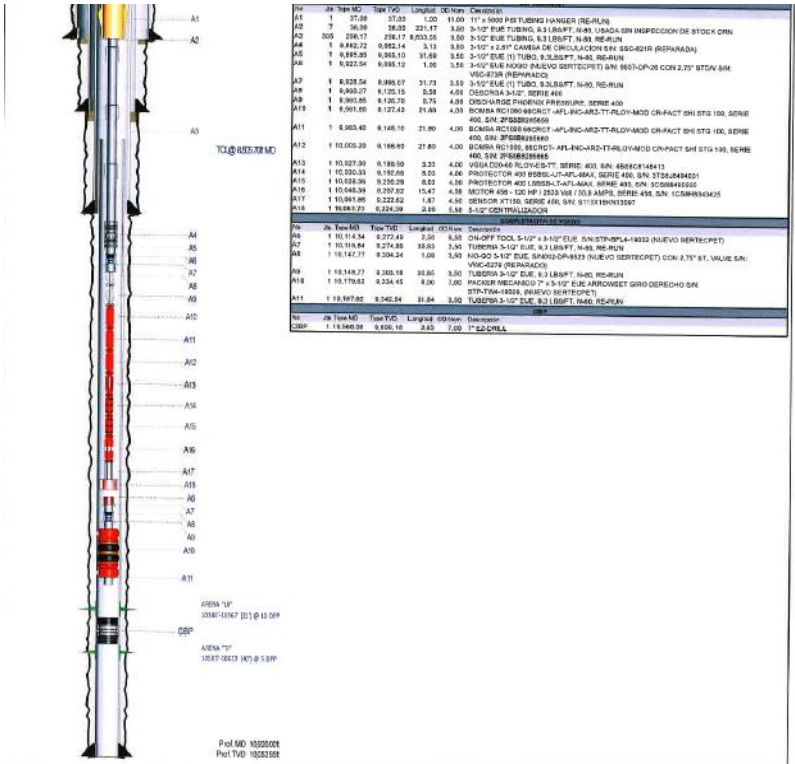


Figura 91: Diagrama mecánico del pozo sachá-402UI

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

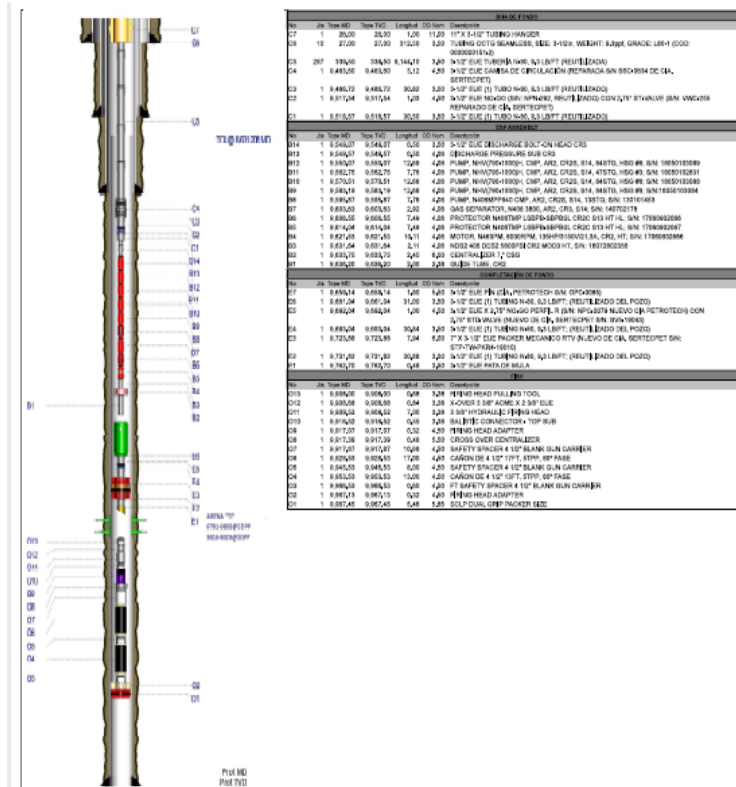


Figura 92: Diagrama mecánico del pozo sachá-420TI (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

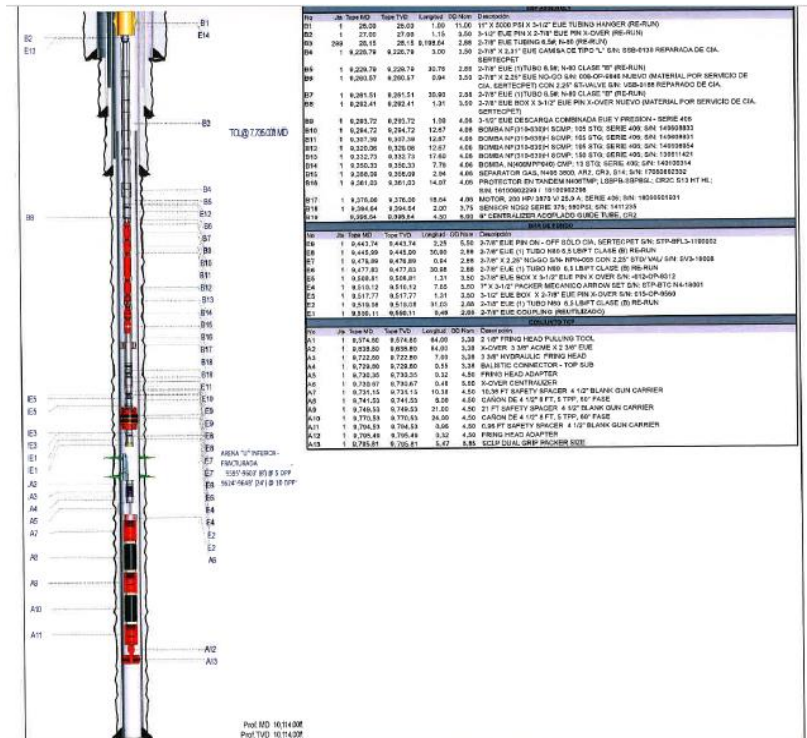


Figura 93: Diagrama mecánico del pozo sachá-430UI (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

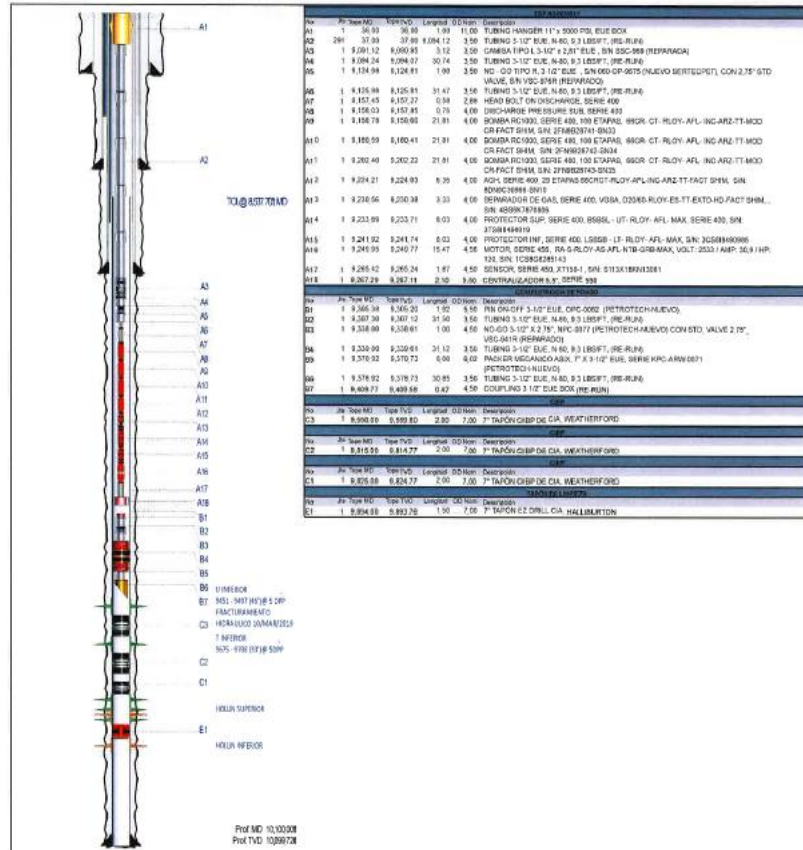


Figura 94: Diagrama mecánico del pozo sachá-460UI
Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Anexo 6: Tabla química de mezclas

Tabla 126: Tabla de mezclas del pozo sachá – 235HI

| ADITIVO | MEZCLA | CANTIDAD | UNIDAD |
|------------------|--|----------|--------|
| NVSO | Diesel,Hyflo IV,Musol A, Xileno | 10 | Bls |
| HOT ROCK ACID | Cloururo de Amonio,Acido Acético, Acido fórmico , Losurf | 58 | Gls |
| VOLCANIC ACID II | Hai Os,Cloururo de Amonio, Alcheck,ABF, PEN-88,Losurf | 27 | Bls |
| CLAFYX 5 | Clururo de Amonio,Clasta XP ,Musol,LoSurf | 114 | Bls |

Elaborado por: Chango, 2019

Tabla 127: Tabla de mezclas del pozo sachá – 457HS

| ADITIVO | MEZCLA | CANTIDAD | UNIDAD |
|-----------------------------|---|-----------------|---------------|
| N VER SPERSE | Diesel,Hyflo IV,Musol A, Xileno | 20 | Bls |
| HOT ROCK ACID | Cloruro de Amonio, Ácido Acético, Acido fórmico, Losurf | 60 | Gls |
| VOLCANIC ACID II | Hai Os,Cloruro de Amonio, Alcheck,ABF, PEN-88,Losurf | 30 | Bls |
| CLAFYX 5 | Cloruro de Amonio,Clasta XP ,Musol,LoSurf | 181.5 | Bls |

Elaborado por: Chango, 2019