

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
POSTGRADO DE INGENIERÍA PETROLERA
MAESTRIA EN INGENIERIA DE RESERVORIOS
EXPLORACIÓN, EVALUACIÓN Y MEDIO AMBIENTE (2da VERSIÓN)



TESIS DE MAESTRÍA

**EVALUACIÓN METODOLÓGICA PARA EL INCREMENTO DE
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS
DEPLETADOS DE BAJA PERMEABILIDAD MEDIANTE
ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA MULTITETAPA**

Postulante: Ing. Ronald Eton Huanca Colque

Tutor: MSc. Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos

LA PAZ – BOLIVIA

2020



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

“Dedico la elaboración de esta tesis a mi señor padre Julian Huanca Roque por su confianza, tesón, esmero y apoyo constante”.

“Así también dedico a mi tía Fortunata Huanca Roque (+), por haber sido parte importante en mi vida y sé que ahora desde el cielo continúa apoyando y acompañándome”.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer primeramente a Dios por brindarme la oportunidad de cumplir un objetivo más a nivel profesional.

Agradecer a mi señor Padre, Julian Huanca Roque, por su apoyo en todo momento.

Agradecer a la Universidad Mayor de San Andrés y Facultad de Ingeniería, Carrera Ingeniería Petrolera por per ser seleccionado en la participación al programa de maestría.

Agradecer a la Universidad Stavanger y por su intermedio al Dr. Udo Zimmermann por la colaboración académica a nuestra universidad y la formación profesional.

Agradecer al MSc. Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos por la tutoría y toda su colaboración en la presente tesis.

Agradecer a todos los docentes nacionales y extranjeros del programa de maestría por transmitirnos toda su experiencia y conocimientos.

... Gracias

ÍNDICE GENERAL

	Página
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE GENERAL	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS	xii
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvii
CAPÍTULO I. MARCO GENERAL	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	2
1.2.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	2
1.2.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.....	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.4. HIPÓTESIS.....	4
1.4.1. HIPÓTESIS PRINCIPAL.....	4
1.4.2. DEFINICIÓN DE VARIABLES.....	4
1.5. OBJETIVOS.....	4
1.5.1. OBJETIVO GENERAL.....	4
1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.6. METODOLOGÍA.....	5
1.6.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	5
1.6.2. TIPO DE MÉTODO.....	6
1.6.3. TIPO DE TÉCNICA.....	6
1.7. ALCANCE.....	7
1.7.1. ALCANCE TEMÁTICO.....	7

1.7.2. ALCANCE GEOGRÁFICO.....	7
1.7.3. ALCANCE INSTITUCIONAL.....	7
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN.....	9
2.1.1. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACTUALES.....	10
2.1.2. TIPOS DE TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN.....	12
2.2. FUNDAMENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	16
2.2.1. MECÁNICA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	17
2.2.2. PRESIÓN DE PORO.....	20
2.2.3. GRADIENTE DE FRACTURA.....	20
2.2.4. FACTOR DE INTENSIDAD DEL ESFUERZO Y DUREZA A LA FRACTURA.....	21
2.2.5. PRESIÓN DE ROTURA DE LA FORMACIÓN FBP.....	22
2.2.6. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA.....	23
2.2.7. MODELOS DE GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.....	24
2.2.8. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	30
2.3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MULTIETAPA.....	39
2.3.1. BALL SEALERS (ESFERAS SELLADORAS).....	39
2.3.2. PROCESO CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF).....	40
2.3.3. JOINTED TUBING (TUBERÍA ARTICULADA).....	45
2.3.4. PERF AND PLUG.....	45
2.3.5. SLIDING – SLEEVE.....	46
2.3.6. ANÁLISIS DE OTRAS ALTERNATIVAS.....	47
2.4. METODOLOGÍA ANALÍTICA DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	55
2.4.1. SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR.....	55
2.4.2. DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	58
2.4.3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	67
2.4.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PRE Y POST – FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	71
2.5. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN BOLMIA.....	73

2.6. CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA.....	75
2.6.1. CRONOLOGÍA DEL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA.....	78
2.6.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO HSR.....	80
CAPÍTULO III. MARCO PRÁCTICO.....	84
3.1. INTRODUCCIÓN.....	84
3.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	84
3.3. EL UNIVERSO Y MUESTRA.....	85
3.4. OPERATIVIZACIÓN DE VARIABLES.....	88
3.5. INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	90
3.6. ANÁLISIS DEL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA.....	91
3.6.1. ANÁLISIS DE LA PRESIÓN DEL RESERVOIRIO SARA.....	95
3.7. SELECCIÓN Y DISEÑO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA.....	99
3.7.1. SELECCIÓN DE POZOS PARA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	99
3.7.2. DISEÑO ANALÍTICO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS DEL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA.....	103
3.7.3. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTITETAPAS.....	114
3.8. ANÁLISIS TÉCNICO.....	116
3.9. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	120
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	125
4.1. CONCLUSIONES.....	125
4.2. RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA.....	131
ANEXOS.....	134

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 2.1. Tipos de Daño.....	12
Figura 2.2. Tipos de Estimulación.....	12
Figura 2.3. Tratamiento de Estimulación por Succión.....	13
Figura 2.4. Tipos de Fracturamiento.....	14
Figura 2.5. Tipos de Estimulaciones Matriciales.....	15
Figura 2.6. Fracturamiento interno y propagación.....	16
Figura 2.7. Patrones de Flujo.....	17
Figura 2.8. Direcciones de Esfuerzos y Regímenes de Falla.....	18
Figura 2.9. Modos de falla en mecánica de la fractura.....	21
Figura 2.10. Extended Leak-Off Test – Presión en función del tiempo.....	23
Figura 2.11. Propagación de la fractura perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo.....	23
Figura 2.12. Geometría de Fractura Radial.....	25
Figura 2.13. Fractura KGD.....	26
Figura 2.14. Fractura PKN.....	27
Figura 2.15. Modelo Elíptico.....	29
Figura 2.16. Modelo de Celdas.....	29
Figura 2.17. Modelo 3D.....	30
Figura 2.18. Arena Brady.....	35
Figura 2.19. Propante de alta Resistencia.....	36
Figura 2.20. Propante de Resistencia Intermedia.....	36
Figura 2.21. Propantes de cerámica livianos.....	37
Figura 2.22. Propantes Resinados.....	38
Figura 2.23. Conductividad vs. Esfuerzo de Cierre Propante 20/40.....	39
Figura 2.24. Proceso Hidrojet.....	41
Figura 2.25. Perforaciones con Sistema Hidrojet.....	42
Figura 2.26. Sección de una herramienta para pozo tratamiento con HJAF..	42
Figura 2.27. Equipo de fondo del método HPAP con PPD.....	43

Figura 2.28. Equipo de fondo del método HPAP.....	44
Figura 2.29. Equipo de fondo del método HJAP.....	44
Figura 2.30. Ilustración del Perf & Plug.....	46
Figura 2.31. Lechada concentrada de apuntalante a través de la TF y fluido de tratamiento.....	48
Figura 2.32. Método Commuter Frac.....	48
Figura 2.33. Circulación inversa de la esfera hacia superficie, dejando abierta la tubería.....	49
Figura 2.34. Bombeo de la lechada de apuntalante debajo de la tubería.....	49
Figura 2.35. Ejecución de SSP.....	50
Figura 2.36. Empacador del SSP.....	50
Figura 2.37. Vista interior de la herramienta de cambio del SSP.....	51
Figura 2.38 Fractura principal con fracturas “stress-relief” no conectadas....	51
Figura 2.39. Creación de la fractura número 2 - fracturas “stress-relief” no conectadas con la fractura principal.	52
Figura 2.40. Creación de la fractura 3 con interferencia de esfuerzo entre la fractura 1 y la fractura 2.....	52
Figura 2.41. Resultado del método de dos pasos o interferencia de esfuerzo.....	52
Figura 2.42. Diagrama de una terminación en agujero descubierto con 12 etapas.....	53
Figura 2.43. Ejemplo de una combinación de fracturamiento y lavado ácido	54
Figura 2.44. Ilustración del HSP.....	54
Figura 2.45. Índice de Heterogeneidad.....	57
Figura 2.46. Comportamiento del IPR.....	68
Figura 2.47. Certificación de Producción de Petróleo y Gas Bolivia.....	73
Figura 2.48. Zona de ubicación del Campo HSR en el Área del Boomerang Hills.....	77
Figura 2.49. Mapa de ubicación de yacimientos de petróleo y gas de Bolivia (Pie de Monte y Subandino Sur).....	77
Figura 3.1-A Área Tradicional de Petrolera de Bolivia.....	86

Figura 3.1-B Explotación de Campos Maduros de Petróleo en Bolivia.....	87
Figura 3.2. Campo Humberto Suarez Roca perfil sísmico.....	92
Figura 3.3. Columna Estratigráfica Formación Sara.....	93
Figura 3.4. Descripción Litológica Formación Sara.....	94
Figura 3.5. Presión del reservorio “Sara A”.....	95
Figura 3.6. Índice de Heterogeneidad HSR por Pozo.....	101
Figura 3.7. Tendencia de Declinación Campo Humberto Suarez Roca.....	103
Figura 3.8. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento Hidráulico HSR-X1.....	108
Figura 3.9. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento Hidráulico HSR-4.....	110
Figura 3.10 Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento Hidráulico HSR-6.....	112
Figura 3.11. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento por Pozo...	118
Figura 3.12. Caudal Máximo de Petróleo Pre y Post Fracturamiento por Pozo.....	119
Figura 3.13. Daño de Formación Pre y Post Fracturamiento por Pozo.....	119
Figura 3.14. Diferencial de Presión Pre y Post Fracturamiento por Pozo.....	119

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 2.1. Aditivos de Fluido de Fractura.....	33
Tabla 2.2. Características de los Tipos de Propante.....	38
Tabla 2.3. Ubicación del tipo de pozo con respecto al IH.....	58
Tabla 2.4. Datos del Pozo.....	59
Tabla 2.5. Módulo De Young (ϵ)	60
Tabla 2.6. Coeficiente De Poisson (γ)	60
Tabla 2.7. Densidad De La Matriz De La Roca.....	61
Tabla 2.8. Propiedades De Fluidos Fracturantes.....	64
Tabla 2.9. Apuntalantes Sintéticos.....	67
Tabla 2.10. Coordenadas Pozos HSR.....	80
Tabla 2.11. Secuencia Estratigráfica HSR (YPFB Chaco S.A.).....	83
Tabla 3.1. Campos aptos para los métodos EOR.....	88
Tabla 3.2. Operativización de Variables.....	89
Tabla 3.3. Parámetros del reservorio “Sara A”.....	95
Tabla 3.4. Reservas Originales de Petróleo.....	95
Tabla 3.5. Reserva Bloque 146.....	95
Tabla 3.6. Producción Diaria Pozos HSR.....	97
Tabla 3.7. Estado Actual de Pozos del Campo HSR.....	97
Tabla 3.8. Información técnica del reservorio Sara A.....	98
Tabla 3.9. Metodología de Selección para Fracturamiento Hidráulico.....	99
Tabla 3.10. Resumen de Volumen Líquido por Pozo.....	100
Tabla 3.11. Relación para el Índice de Heterogeneidad.....	100
Tabla 3.12. Especificaciones del Índice de Heterogeneidad por Pozo.....	101
Tabla 3.13. Datos de Declinación Campo Humberto Suarez Roca.....	102
Tabla 3.14. Selección de Módulo de Young (ϵ).....	104
Tabla 3.15. Selección Coeficiente De Poisson (γ).....	104
Tabla 3.16. Datos de los Pozos HSR – X1, HSR – 4 y HSR – 6.....	105
Tabla 3.17. Diseño del Pozo HSR – X1.....	107

Tabla 3.18. Resultados del Diseño HSR – X1.....	107
Tabla 3.19. Diseño del Pozo HSR – 4.....	109
Tabla 3.20. Resultados del Diseño HSR – 4.....	109
Tabla 3.21. Diseño del Pozo HSR – 6.....	111
Tabla 3.22. Resultados del Diseño HSR – 6.....	111
Tabla 3.23. Selección del Fluido Fracturante y Apuntalante.....	112
Tabla 3.24. Resultados Declinación Post – Fracturamiento.....	113
Tabla 3.25. Selección Método Fracturamiento Hidráulico Multietapa.....	115
Tabla 3.26. Resumen Resultados Selección y Diseño Analítico del Fracturamiento Hidráulico en el Campo Humberto Suarez Roca.....	116
Tabla 3.27. Gasto Promedio del Fracturamiento Hidráulico.....	121
Tabla 3.28. Volumen Diario de Petróleo Pre y Post Fracturamiento pozo HSR-X1.....	121
Tabla 3.29. Tiempo de Recuperación a la Inversión Pozo HSR-X1.....	122
Tabla 3.30. Volumen Diario de Petróleo Pre y Post Fracturamiento pozo HSR-4.....	122
Tabla 3.31. Tiempo de Recuperación a la Inversión.....	122
Tabla 3.32. Ingresos Acumulados por Pozo sin Fracturamiento.....	123
Tabla 3.33. Comparativo del Ingreso Acumulado Pre y Post Fracturamiento	123

SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

A: Área

API: Instituto americano del petróleo

API RP: Practica recomendada del API

BBL: Barriles

BPM: Barril por minuto

BPD: Barriles por día

C: Coeficiente de uniformidad

CL: Coeficiente de pérdida de fluido

CNIH: Centro de información hidrocarburífero

D: Darcy

E: Modulo de Young

G: Modulo de corte

Gf: Gradiente de fractura

GFmin: Gradiente de fricción mínimo

GFmax: Gradiente de fricción máximo

Hf: altura de la fractura

HHP: Potencia hidráulica

HSR: Humberto Suarez Roca

Jo: Índice de productividad original

J': Índice de productividad adimensional de la fractura

ID: Diámetro interior

in: Pulgada

k: Permeabilidad

KGD: Modelo Khristianovic, Geertsma y De Klerk

L: Longitud

Md: Milidarcy

MPCD: Miles de pies cúbicos por día

MMPCD: Millones de pie cubico por día

Mo: Peso molecular aparente

Nprop: Numero de agente sustentante

OD: Diámetro exterior
PIR: Índice de productividad del pozo
Psi: Libras por pulgada cuadrada
PKN: Modelo Perkins y Kem, Nordgren
PVT: Relación entre presión, volumen y temperatura
P: Presión
P_{ef}: presión extensión de fractura
PN: Presión neta
P_c: Presión de cierre
P_s: Presión de tratamiento de fractura en superficie
P_{fw}: Presión de fondo fluyente
P_r: Presión del reservorio
P_p: Presión de poro
P_{frac}: Presión de fractura
P_h: Presión hidrostática
Q: Caudal
RNTS: Reglamentos de normas técnicas y de seguridad
r_e: Radio de drene
r_w: Radio del pozo
S: Daño (skin)
SG: Gravedad específica
S_p: Perdida de fluido
S_w: Saturación de agua
S_o: Saturación de petróleo
S_g: Saturación de gas
V: Volumen
V_{pad}: Volumen del fluido de fractura
V_{fe}: Volumen de la fractura
W: espesor de la fractura
xf: longitud de la fractura
YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Z: Factor de compresibilidad

ρ : Densidad

σ' : Esfuerzo efectivo

η : Eficiencia del fluido

ε : Exponente de Nolte

β : Factor volumétrico

Φ : Porosidad

ν : Relación de Poisson

$\mu\alpha$: Viscosidad aparente

μ : Viscosidad

RESUMEN

Las reservas de petróleo a nivel mundial sufren de una disminución continua de su producción causada por la declinación natural de los yacimientos, motivo por el que actualmente nuevas técnicas de mejoramiento de la producción son requeridas.

La estimulación de pozos es una de las principales actividades de los ingenieros de producción cuyo principal propósito es mejorar y acelerar la producción de los hidrocarburos y aumentar el factor de recobro último. El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica de estimulación utilizada por muchos años y ha tomado más importancia en los últimos años con la ejecución de planes de explotación en yacimientos convencionales y no convencionales.

Las características únicas de los yacimientos pueden conducir a que métodos convencionales de fracturamiento sean muy costosos o técnicamente difíciles de llevar a cabo ya sea por su cercanía a acuíferos u otras formaciones, elevada producción de agua, yacimientos estratificados o el tipo de pozo en el que se opera. Por esta razón, es importante optimizar la producción en campos maduros aplicando técnicas que sean aplicables y que permitan controlar el inicio y propagación de las fracturas para así mejorar la eficiencia del proceso de estimulación.

El presente estudio está enfocado a la optimización en la producción de petróleo en campos maduros de la zona tradicional de Bolivia, tales como el Campo Humberto Suarez Roca utilizando la técnica del Fracturamiento Hidráulico Multietapa, donde se evaluará aplicando una metodología de selección y diseño analítico para determinar las presiones involucradas y geometría óptima de la fractura que modifique la producción del reservorio el cual estará caracterizado por el Índice de Productividad. El proceso de evaluación del Fracturamiento Hidráulico en los pozos seleccionados del campo Humberto Suarez Roca, es determinado en base al resultado del Índice de Productividad tanto Pre y Post fracturamiento; la técnica de fracturamiento se aplicó a los tres pozos del campo Humberto Suárez Roca: HSR – X1, HSR – 4 y HSR – 6; los

pozos son de tipo subsaturado y saturado respectivamente. Según los parámetros generales y los propuestos en la investigación se realizó el diseño analítico en los tres pozos productores del campo, donde el índice de heterogeneidad marca el orden de éxito para la estimulación según lo siguiente: HSR – 4, HSR – X1 y HSR – 6. Realizado el diseño analítico de acuerdo al Índice de Productividad y Caudal de Petróleo Máximo Producido, resultó que los dos pozos subsaturados muestran un incremento considerable en los volúmenes de petróleo, por otra parte el pozo saturado mostro un decremento y recorte en la vida útil del mismo. Resultando la estimulación apta a campos maduros convencionales de baja a mediana permeabilidad.



ABSTRACT

The world's oil reserves suffer a continuous decline in its production caused by the natural decline of reservoirs, that's why new production improvement techniques are currently required.

Well stimulation is one of the main activities of production engineers whose main purpose is to improve and accelerate the production of hydrocarbons and increase the ultimate recovery factor. Hydraulic fracturing has been a stimulation technique used for many years and has become more important in recent years with the execution of exploitation plans in conventional and unconventional reservoirs.

The unique characteristics of the reservoirs can make the conventional fracturing methods very expensive or technically difficult to carry out due to their proximity to aquifers or other formations, high water production, stratified reservoirs or the type of well in which is operated. For this reason, it is important to optimize production in mature fields by applying techniques that allow controlling the initiation and propagation of fractures in order to improve the efficiency of the stimulation process.

This study is focused on the optimization of oil production in mature fields in the traditional zone of Bolivia, such as the Humberto Suarez Roca Field using the Multistage Hydraulic Fracturing technique, where it will be evaluated by applying a selection methodology and analytical design to determine the pressure involved and the optimal geometry of the fracture that modifies the production of the reservoir, which will be characterized by the Productivity Index. The evaluation process of the Hydraulic Fracturing in the selected wells of the Humberto Suarez Roca field is based on the result of the Productivity Index, both Pre and Post fracturing; the fracturing technique was applied to the three wells in the Humberto Suárez Roca field: HSR - X1, HSR - 4 and HSR - 6; the wells are unsaturated and saturated type respectively. According to the general parameters and those proposed in the research, the analytical design was carried out in the three producing wells of the field, where the heterogeneity index

marks the order of success for stimulation according to the following: HSR - 4, HSR - X1 and HSR - 6. Once the analytical design was carried out according to the Productivity Index and Maximum Produced Oil Flow, it turned out that the two subsaturated wells show a considerable increase in oil volumes, on the other hand the saturated well showed a decrease and cut in the useful life of the same. Resulting in stimulation suitable for conventional mature fields of low to medium permeability.



CAPÍTULO I

MARCO GENERAL

1.1. INTRODUCCIÓN.

Las reservas de hidrocarburos a nivel mundial sufren una disminución continua de su producción causada por la declinación natural de los yacimientos, es por eso que actualmente nuevas técnicas de mejoramiento de la producción son requeridas. La estimulación de pozos es una de las principales actividades de los ingenieros de producción cuyo principal propósito es mejorar, acelerar la producción de los hidrocarburos y aumentar el factor de recobro último. El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica de estimulación utilizada por muchos años y ha tomado más importancia en los últimos años con la ejecución de planes de explotación en yacimientos convencionales y no convencionales.

Las características únicas de los yacimientos pueden conducir a que métodos convencionales de fracturamiento sean muy costosos o técnicamente difíciles de llevar a cabo ya sea por su cercanía a acuíferos u otras formaciones, elevada producción de agua, yacimientos estratificados o el tipo de pozo en el que se opera. Por esta razón, es importante optimizar la producción en campos maduros aplicando técnicas que permitan controlar el inicio y propagación de las fracturas para así mejorar la eficiencia del proceso de estimulación.

Una de las tecnologías recientemente desarrolladas, es el Fracturamiento Multietapas. Ésta realiza múltiples fracturas a lo largo del pozo, en un solo viaje al fondo del pozo, ahorrando tiempo de operación. Su principal objetivo es, explotar yacimientos no convencionales y aumentar la producción de los pozos.

Una metodología de evaluación al reservorio e individualmente a los pozos que lo componen y que están en constante declinación, ayudará a una selección más óptima para el incremento de producción de hidrocarburos mediante fracturamiento hidráulico

multietapa en diferentes zonas de interés, ya que para ello se deben tomar en cuenta factores tales como: características geológicas, producción y reservorio.

1.2. JUSTIFICACIÓN.

1.2.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.

La madurez de los campos de petróleo han llevado a pensar en alternativas que generen una mayor recuperación del volumen remanente de petróleo en el reservorio; para tal propósito el enfoque actual del Fracturamiento Hidráulico entrega resultados inmediatos respecto a otras tecnologías o técnicas de recuperación mejorada, ya que al cambiar el patrón de flujo de reservorio se acelera la producción. Al existir este tipo de tecnologías es necesario realizar trabajos multidisciplinarios de optimización de la producción para verificar su alcance y contribuir al aumento de la producción de petróleo, empleando una metodología que abarque las características y propiedades de reservorio para definir su implementación en o los pozos seleccionados de un campo determinado.

1.2.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.

El sistema de Fracturamiento Hidráulico tiene como propósito una recuperación de la inversión en un tiempo más corto; el aumento significativo en el volumen de producción en o los pozos del campo seleccionado conlleva en un mayor ingreso económico y más aún en el tipo de Fracturamiento Hidráulico Multietapa ya que la estimulación abarca más áreas en la formación de interés, obteniendo mayores volúmenes de producción.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Tomando en cuenta que el efecto de declinación de un reservorio en etapa de explotación es natural y en muchos de los casos de forma prematura, quedando atrapados importantes volúmenes de hidrocarburos por recuperar; motivo por el cual obliga a optar por técnicas para continuar su recuperación en el menor tiempo posible, siendo una alternativa importante el sistema de Fracturamiento Hidráulico Multietapa.

Pero para una mejor fundamentación al momento de la evaluación y selección para su posterior implementación, una metodología ayudaría de gran manera en la toma de decisiones ya que integraría la causa y efecto de las variaciones entre una y otra propiedad previo a la ejecución de la técnica, lo que nos permitiría tener de forma previa una evaluación del comportamiento del reservorio para con la técnica, donde se tendría como parámetro principal definitorio al índice de productividad resultante; es por tal razón que al no contar con una evaluación metodológica para la selección de los pozos más aptos a la implementación del sistema de Fracturamiento Hidráulico, limitan la posibilidad de trabajos de estimulación para un posible incremento de producción de petróleo con mayor probabilidad de éxito. Lo cual afectaría en reducir aún más la vida productiva del campo dejando importante volúmenes de petróleo sin recuperar.

1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Existe una metodológica que integre: propiedades de reservorio, información del comportamiento de producción y características geológicas de campo; que contribuya a una evaluación en la selección del o los pozos para una posible estimulación por Fracturamiento Hidráulico Multietapa y derive en un incremento de la producción de petróleo?

1.4. HIPÓTESIS.

1.4.1. HIPÓTESIS PRINCIPAL.

La evaluación metodológica de las características generales de un reservorio definirá aplicar estimulación por fracturamiento hidráulico multietapa para incrementar la producción de hidrocarburos (petróleo).

1.4.2. DEFINICIÓN DE VARIABLES.

- **Variable Independiente.-** Evaluación metodológica de las características generales de un reservorio.
- **Variable Dependiente.-** Incremento de la Producción de Hidrocarburos (petróleo).
- **Variable Objeto.-** Aplicar estimulación por Fracturamiento Hidráulico Multietapa.

1.5. OBJETIVOS.

1.5.1. OBJETIVO GENERAL.

- Evaluar una metodología para la implementación de Fracturamiento Hidráulico Multietapa en reservorios depletados de baja permeabilidad para el incremento de producción de hidrocarburos (petróleo).

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Realizar la selección del Campo que cumpla con las condiciones base para la posible implementación del Fracturamiento Hidráulico Multietapa.

- Efectuar un diagnóstico geológico de la formación de interés y las propiedades de reservorio según la metodología de selección en los pozos del campo elegido para la estimulación por Fracturamiento Hidráulico Multietapa.
- Diseñar analíticamente el Fracturamiento Hidráulico Multietapa para los pozos del campo seleccionado.
- Analizar técnica y económicamente los resultados pre y post Fracturamiento Hidráulico Multietapa en los pozos seleccionados.

1.6. METODOLOGÍA

1.6.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

Investigación Cuantitativa. “Es el procedimiento de decisión de señalar, entre ciertas alternativas, usando magnitudes numéricas que pueden ser tratadas mediante herramientas del campo de la estadística. Por eso la investigación cuantitativa se produce por la causa y efecto de las cosas”.¹

Efectuar el análisis numérico de los estudios que corresponden a las propiedades de reservorio y así también la aplicación de ecuaciones que den como resultado el comportamiento de o los pozos de campo, para la elaboración de un modelo que integre el resultado de las propiedades tanto de los que serán calculados para una mejor predicción del comportamiento ante una estimulación hidráulica para el incremento de la producción de petróleo.

¹ Metodología de la Investigación, Espinoza (2016)

1.6.2. TIPO DE MÉTODO.

Método Inductivo. “Es aquel método científico que obtiene conclusiones generales a partir de premisas particulares. Se trata del método científico más usual, en el que pueden distinguirse cuatro pasos esenciales: la observación de los hechos para su registro; la clasificación y el estudio de estos hechos; la derivación inductiva que parte de los hechos y permite llegar a una generalización; y la contrastación”.²

Los estudios que se realizan en campo dan como resultado diferentes propiedades de reservorio, a partir del cual realizar el o los análisis particulares del comportamiento de diferentes pozos, teniendo como resultado un modelo que integre las propiedades que proporcionen una información amplia y concreta de los inconvenientes que se tiene en cada campo los cuales afectan en el decremento constante de la producción, motivo que obliga a optar por técnicas que ayuden a maximizar la recuperación de hidrocarburos y tal es caso de las estimulaciones hidráulicas a las formaciones de reservorio.

1.6.3. TIPO DE TÉCNICA

Técnica Matemática. “Es uno de los tipos de modelos científicos que emplea algún tipo de formulismo matemático para expresar relaciones, proposiciones sustantivas de hechos, variables, parámetros, entidades y relaciones entre variables de las operaciones, para estudiar comportamientos de sistemas complejos ante situaciones difíciles de observar en la realidad”.³

Se aplicará la técnica matemática, ya que se presentará una evaluación en base a ecuaciones de las diferentes propiedades de reservorio, resumido en un cuadro

² Metodología de la Investigación, Espinoza (2016)

³ Metodología de la Investigación, Espinoza y Rojas (2017)

integral de las variables más relevantes que demuestre el comportamiento del pozo o campo.

1.7. ALCANCE.-

1.7.1. ALCANCE TEMÁTICO.

El presente estudio propone una metodológica de selección y diseño analítico para la implementación de estimulación por Fracturamiento Hidráulico Multietapa a campos productores de petróleo en etapa de declinación, donde la formación de interés tenga una permeabilidad de baja a media como máximo, además de contar con un alto daño a la formación y un diferencial de presión moderado. Los cuáles serán evaluados mediante el índice de productividad pre y post fracturamiento para determinar cuan factible llega a ser la implementación de la técnica de estimulación.

1.7.2. ALCANCE GEOGRÁFICO.

El presente estudio tiene como alcance geográfico a la zona tradicional de hidrocarburos en Bolivia donde se encuentran todos los campos productores de petróleo, principalmente las cuencas del Subandino Sur y Pie de Monte.

1.7.3. ALCANCE INSTITUCIONAL.

La presente tesis propone como alternativa a la estatal Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.) una metodología de selección del campo y/o pozos según las propiedades de reservorio, un diseño analítico integrado en una hoja de cálculo para la implementación de Fracturamiento Hidráulico Multietapa y la evaluación de resultados del diseño, para la consideración de la posibilidad de ser aplicado a los campos maduros que conforman la zona tradicional de hidrocarburos en Bolivia, los

cuales requieren una estimulación para incrementar la producción y recuperar el mayor volumen de petróleo remanente.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN.

Durante la terminación o durante la vida productiva del pozo se presentan situaciones en las que el estrato productor no produce el suficiente volumen de hidrocarburos hacia el pozo. El conjunto de operaciones que se han desarrollado para solucionar o corregir estos problemas es lo que se conoce como estimulación de pozos. La estimulación es un tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Es el proceso mediante el cual se inyectan fluidos de tratamiento con la finalidad de remover el daño y mejorar la permeabilidad para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o viceversa. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas.

Las principales razones para estimular un pozo son:

- **Incremento de la producción:** La estimulación incrementa la producción y resulta en un rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve tiempo. Inclusive se incrementan las reservas recuperables. Si no estimulamos es probable que la extracción de hidrocarburos no se lleve a cabo de forma eficiente, y quede una cantidad importante de estos en el subsuelo. Las estimulaciones nos brindan la posibilidad de extraer reservas de forma rentable.
- **Reducción de la caída de presión en la vecindad del pozo:** Una caída notable de presión en el fondo del pozo puede causar la conificación de agua o de gas, o el pozo se puede taponar por un bloqueo por asfaltenos, parafinas, arenamiento u otros mecanismos de daño. Disminuyendo la caída de presión en la vecindad del pozo podemos evitar que ocurran problemas que ocasionen una disminución de la permeabilidad de la formación y por ende, una disminución de la productividad.

- **Incremento del régimen de inyección:** El beneficio del incremento del volumen inyectado permite incrementar la presión de los yacimientos que están sometidos a recuperación secundaria por inyección de agua contribuyendo en tiempo oportuno al mantenimiento de presión en el yacimiento y contribuyendo a mejorar el recobro de petróleo en el mismo.
- **Éxito de tratamientos sucesivos:** El éxito de los tratamientos adicionales depende de eliminar el daño de formación.

Evolución de los Métodos de Estimulación:

- 1860. *Primer método de estimulación. Estimulación con explosivos: se hacía explotar nitroglicerina.*
- 1894. *Acidificación: estimulación con ácido clorhídrico que se aplicó en formaciones de calizas.*
- 1896. *Se patenta el proceso de acidificación, sin embargo es abandonado o poco usado debido a la alta corrosión en instalaciones superficiales y sub superficiales.*
- 1920. *Se populariza la estimulación con explosivos.*
- 1932. *La acidificación es ampliamente aceptada y reconocida como un medio efectivo de incrementar la productividad de pozos.*
- 1940. *Se introduce el empleo de mezclas de ácidos.*
- 1947: *Se efectúa el primer fracturamiento hidráulico pero los resultados son desalentadores. Posteriormente con el empleo de mayores volúmenes y gastos se aprobó con éxito y su aplicación fue ampliamente extendida.*
- 1953: *Se patenta el fracturamiento hidráulico, uno de los métodos de estimulación más importantes.*

2.1.1. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACTUALES.

La ecuación de Darcy representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws}-P_{wf})}{\mu(\ln(r_e/r_w)+S)} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Dónde:

k = permeabilidad, no debe referirse a la permeabilidad absoluta, efectiva ni relativa, sino a la permeabilidad equivalente, efectiva a los fluidos del yacimiento, función de la heterogeneidad de la formación y otros factores. [md]

q = gasto del pozo [bpd]

h = espesor de la zona productora [ft]

P_{ws} = presión de fondo estática [psi]

P_{wf} = presión de fondo fluyendo [psi]

μ = viscosidad de los fluidos del yacimiento [cp]

r_w = radio del pozo [ft]

r_e = radio de drene [ft]

S = daño [adimensional]

Cada uno de los términos de esta ecuación afectará la productividad del pozo y pueden tomarse ciertas acciones para cambiar favorablemente estos factores. Los parámetros que pueden cambiarse son la permeabilidad, k, y el daño, S. Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande de daño propiciarán una baja productividad del pozo. Con respecto a la permeabilidad, en los casos en que es baja, la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por fracturamiento o la estimulación matricial.

La eficiencia de un tratamiento de estimulación depende principalmente de la caracterización y remoción del daño que restringe la producción.

La Figura 2.1 muestra los tipos de daño, así como las causas y consecuencias de cada uno.

Figura 2.1. Tipos de Daño

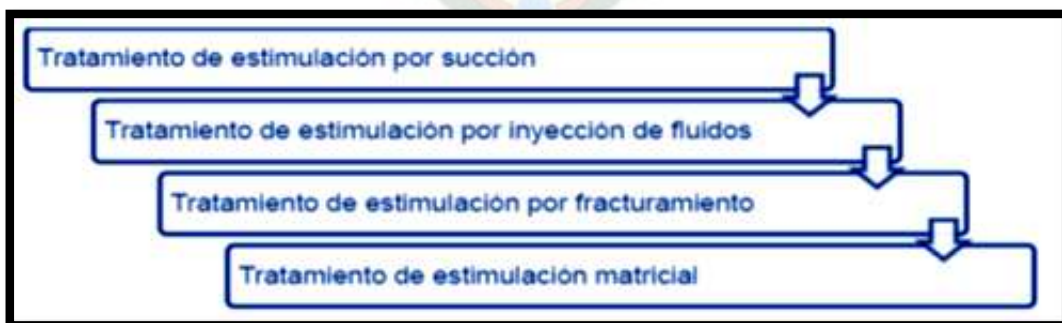


Fuente: Tesis Teoría del Fracturamiento Hidraulico, Sabido Alcantara 2015

2.1.2. TIPOS DE TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN.

La estimulación de pozos puede ser dividida en cuatro tipos de operaciones, mostradas en la Figura 2.2. La utilización de cada tratamiento dependiendo de las causas del problema y las posibles correcciones a realizar en el pozo.

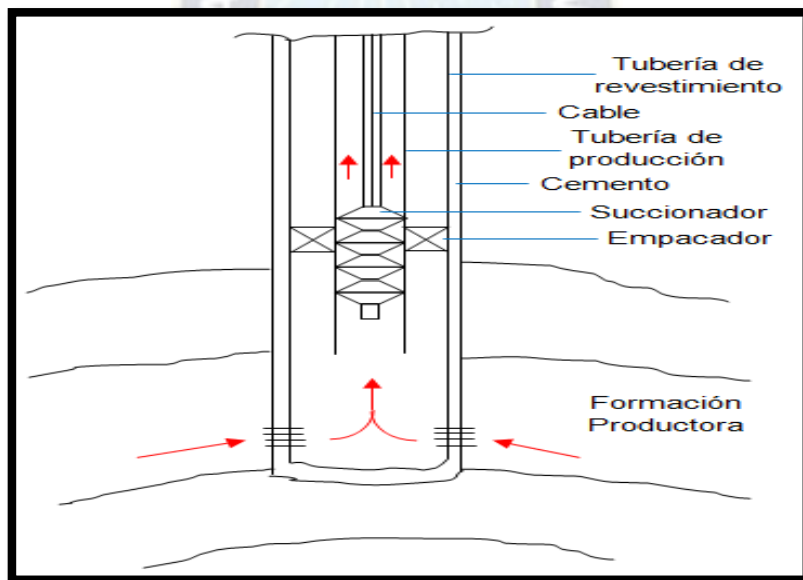
Figura 2.2. Tipos de Estimulación



Fuente: Tesis Teoría del Fracturamiento Hidraulico, Sabido Alcantara 2015

a) **Tratamiento de estimulación por succión.** Este es el tipo de estimulación más sencillo, se utiliza para solucionar los problemas causados por los fluidos durante la perforación y la terminación. La parte líquida del fluido de perforación y terminación, así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtran hacia la periferia del pozo. Si esta invasión es muy severa y extensa, deteriora la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del pozo. Esto ocasiona que no se obtenga la producción esperada, y por tanto se procede a intentar remediar el daño induciendo al pozo a fluir succionándolo utilizando un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión, como se muestra en la Figura 2.3. El émbolo se introduce en la tubería y al sacarlo impone una fuerza de succión al estrato productor.

Figura 2.3. Tratamiento de Estimulación por Succión



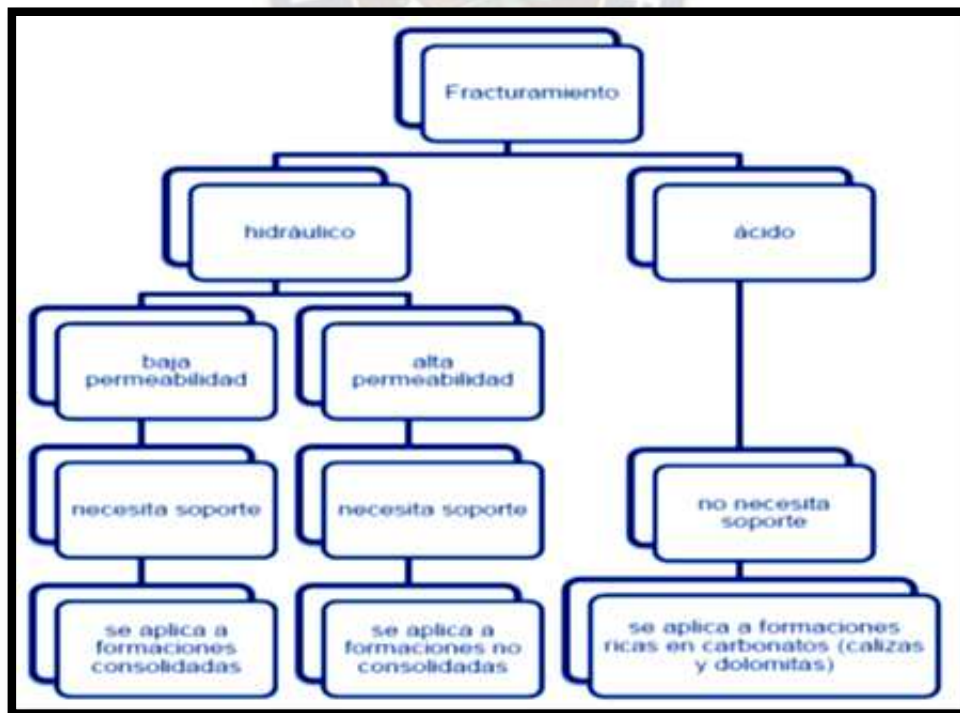
Fuente: Tesis Teoría del Fracturamiento Hidraulico, Sabido Alcantara 2015

b) **Tratamiento de estimulación por inyección de fluidos.** Si el pozo no puede ser inducido a producción por succión, el daño en la permeabilidad en las cercanías del pozo es elevado y debe ser corregido. La inyección de fluidos es la técnica que debe ser aplicada para limpiar o desplazar las obstrucciones facilitando el flujo. Entre los fluidos que se inyectan encontramos petróleo ligero, keroseno o destilados que tengan propiedades muy parecidas a las de los fluidos del

yacimiento. Al realizar la inyección se forma un contra flujo, para contribuir a la acción desplazante del fluido inyectado, generalmente se opta por agregar agentes o aditivos como desemulsionante que disminuyen la viscosidad y activan el desplazamiento y la acción de limpieza por empuje de las partículas que obstruyen tanto los poros como los canales de flujo.

- c) **Tratamiento de estimulación por fracturamiento.** Se realiza a presión de inyección superior a la presión de fractura del yacimiento. Es un proceso en el cual un fluido a alta presión es inyectado a la roca del yacimiento hasta que ocurre una fractura. Al mantener la presión, la fractura se propaga creando una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo. La finalidad es establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la movilidad de fluidos del pozo a la formación o viceversa. En la figura 2.4 se muestran los tipos de fracturamiento y el tipo de formación a la que puede aplicarse cada uno.

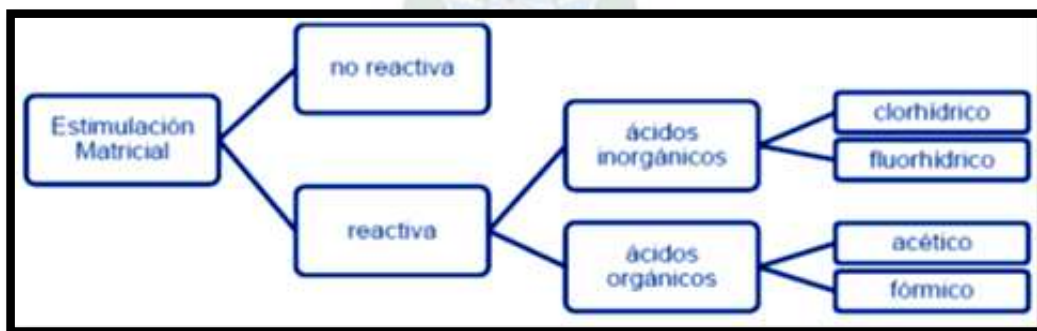
Figura 2.4. Tipos de Fracturamiento



Fuente: Tesis Teoría del Fracturamiento Hidraulico, Sabido Alcantara 2015

- **Fracturamiento ácido:** El ácido es inyectado a una formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. (El ácido es limitado a formaciones carbonatadas, y raramente utilizado en tratamientos para arenas, debido a que aun incluyendo el ácido fluorhídrico, no tiene un gravado adecuado en la cara de la fractura).
 - **Fracturamiento hidráulico:** Consiste en la inyección de un fluido a alta presión. Esta inyección se hace por etapas, en la primera es inyectado sólo el fluido fracturante con la finalidad de abrir y propagar la fractura, en etapas consecuentes se añade el agente sustentante, el cual es transportado por el fluido fracturante y colocado dentro de la fractura para evitar el cierre de ésta cuando la presión de inyección es retirada.
- d) Tratamiento por estimulación matricial.** Se realiza a presión de inyección inferior a la presión de fractura del yacimiento. Esto permite una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo. Están diseñados para restaurar la permeabilidad natural del yacimiento después del daño al área cercana al pozo. Su éxito depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. La Figura 2.5 muestra los tipos de estimulación matricial, los cuales se describen a continuación.

Figura 2.5. Tipos de Estimulaciones Matriciales



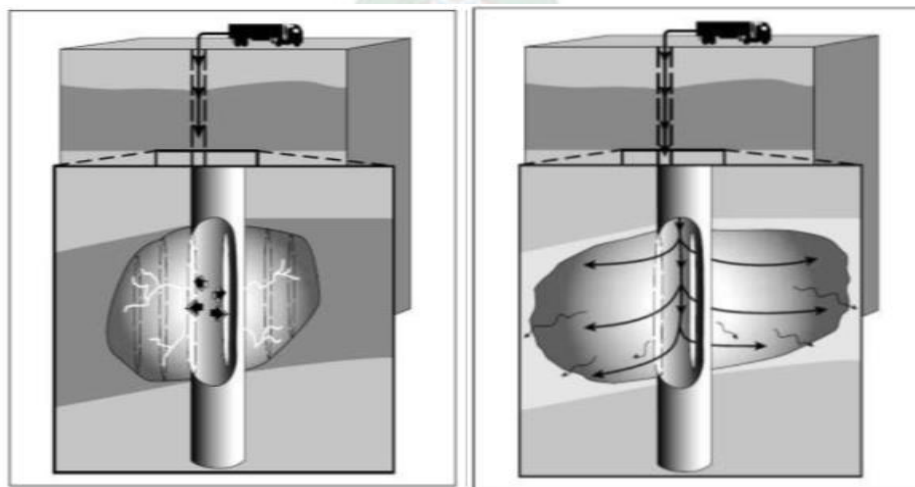
Fuente: Tesis Teoría del Fracturamiento Hidraulico, Sabido Alcantara 2015

- **Estimulación Matricial No Reactiva:** Los fluidos del tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la formación. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.
- **Estimulación Matricial Reactiva:** Los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales sólidos de invasión y de la roca. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc.

2.2. FUNDAMENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico se realizan principalmente para aumentar la velocidad de flujo de petróleo o gas, en yacimientos de alta o baja permeabilidad o con daño de formación como se muestra en la Figura 2.6. También sirven para extender una trayectoria conductora profunda en una formación y así aumentar la productividad más allá del nivel natural, cambiar el patrón de flujo hacia uno más eficiente como el flujo bilineal y crear una herramienta de desarrollo y optimización de reservorios.

Figura 2.6. Fracturamiento interno y propagación

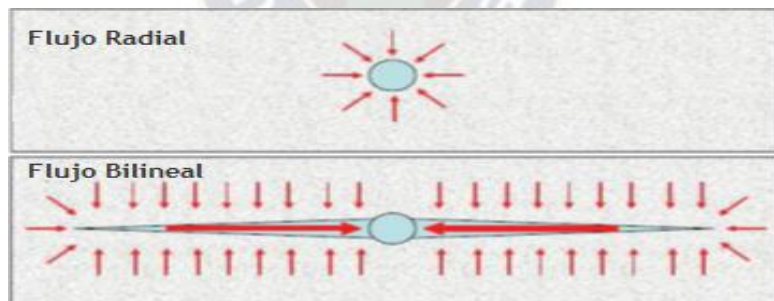


Fuente: Economides & Nolte, 2000

Este procedimiento es útil para los siguientes casos:

- a) **Eliminar el daño de la Formación:** El daño de formación (skin) reduce la productividad del pozo. El daño puede ocurrir a partir de varias fuentes, incluyendo el daño inducido durante la perforación, migración de finos o depositación de escala en la formación o la incompatibilidad química entre los fluidos de perforación y la formación⁴. En algunos casos, tratamientos químicos matriciales no son eficaces o apropiados, y los tratamientos de fracturamiento hidráulico se utilizan para la eliminación de este daño.
- b) **Mejorar la productividad:** El fracturamiento hidráulico mejora la productividad al crear un camino conductivo en el reservorio de acuerdo a la Ley de Darcy. Para los procesos de fracturamiento hidráulico, el parámetro que más importa es el cambio de caudal con el aumento del área, las operaciones de fracturamiento están enfocadas al aumento del área productiva de la formación (Figura 2.7).

Figura 2.7. Patrones de Flujo



Fuente: API Guidance Document, 2009

2.2.1. MECÁNICA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

El fracturamiento hidráulico se produce cuando la presión del fluido dentro de la roca supera el esfuerzo principal mínimo más la dureza o resistencia de la roca. Una fractura

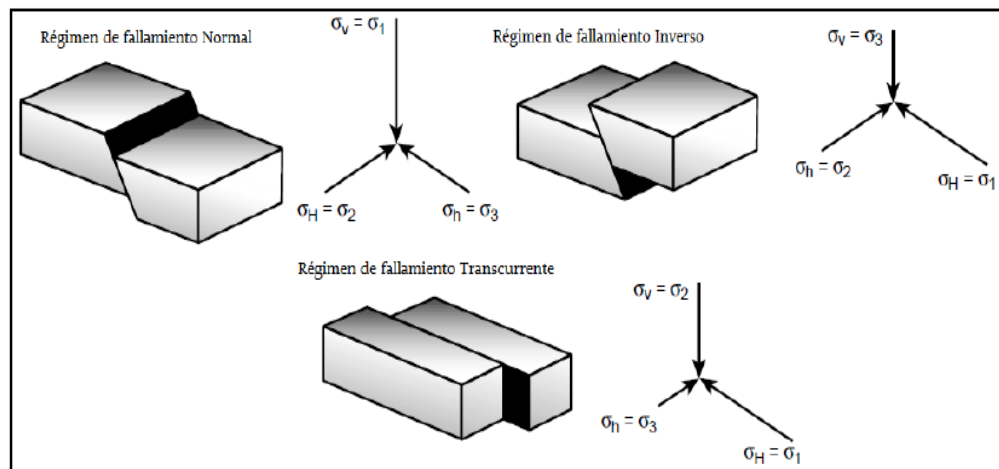
⁴ Determinations and diagnosis of formation damage, Civan (2000)

hidráulica puede ser iniciada por procesos naturales o geológicos en los cuales la presión del fluido aumente o el esfuerzo principal mínimo disminuya⁵. Toda la mecánica de la fractura está gobernada por las condiciones y características del reservorio, así como también las características del fluido de fractura y el programa de inyección diseñado.

2.2.1.1. Esfuerzos In-situ. Los factores geológicos más importantes relacionados a la creación de fracturas hidráulicas son los esfuerzos principales in-situ. Los esfuerzos son formados en la tierra debido al peso de sobrecarga de las formaciones y a fuerzas de orden tectónico.

La dirección de los esfuerzos en la Tierra es uno de los mayores factores que influyen la geometría de una fractura hidráulica. La necesidad de considerar las magnitudes del más grande, intermedio y menor esfuerzo principal (σ_1 , σ_2 y σ_3) en términos de σ_v , σ_{Hmin} , σ_{Hmax} , por lo que propuso una clasificación de los diferentes regímenes de esfuerzos y su correspondiente orden⁶, como se muestra en la Figura 2.8.

Figura 2.8. Direcciones de Esfuerzos y Régimenes de Falla



Fuente: Rock Mechanics, Zoback 2007

⁵ Hydraulic Fracture, Fjær, Holt, Horsrud, Raaen, & Risnes (2008b)

⁶ Mecánica de Rocas, Anderson (1951)

2.2.1.2. Esfuerzo Vertical. El esfuerzo vertical σ_v , en Psi, corresponde al peso total de la columna de sedimentos que soporta una roca a una determinada profundidad. La magnitud de σ_v es equivalente a la integración de las densidades de la roca desde la superficie hasta la profundidad de interés, z . Puede ser calculado usando un registro eléctrico de densidad acorde a la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = 0,433 \int_0^z \rho(z)g dz \approx 0,433\bar{\rho}gz \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Y para pozos costa afuera se aplica la ecuación:

$$\sigma_v = 0,433 \left[(\rho_w g z_w + \int_{z_w}^z \rho(z)g dz) \right] = 0,433 [(\rho_w g z_w + \bar{\rho}g(z - z_w))] \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Dónde:

$\rho(z)$ es la densidad en función de la profundidad, g es la aceleración de la gravedad, $\bar{\rho}$ es la densidad promedio de la formación, ρ_w es la densidad del agua y z_w es la profundidad del agua.

2.2.1.3. Esfuerzo Horizontal Máximo σ_{HMax} y Mínimo σ_{Hmin} . El esfuerzo horizontal mínimo puede ser determinado experimentalmente en laboratorio o puede ser determinado midiendo la respuesta de la formación en una prueba de LOT o ELOT, mediante registros de imágenes y mediante DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test) también llamada Mini-Frac. El esfuerzo horizontal máximo es más difícil de analizar que el esfuerzo horizontal mínimo y puede ser estimado de una prueba de LOT con una prueba de reapertura de fractura⁷.

El modelo poroelástico se utiliza para calcular tanto el mínimo como el máximo esfuerzo horizontal mediante las ecuaciones:

⁷ Engineering Geology for Underground Rocks, Peng & Zhang (2007)

$$\sigma_{hmin} = \alpha P_p + \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_H \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

$$\sigma_{hmax} = \alpha P_p + \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_h \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

Donde:

α es la constante de Biot adimensional.

P_p es la presión de Poro en Psi.

ν es la relación de Poisson adimensional.

E es el módulo de Young en Psi

ε_H y ε_h son las deformaciones tectónicas en las direcciones de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo.

σ_v es el esfuerzo vertical en Psi.

2.2.2. PRESIÓN DE PORO.

La presión de poro es la presión del fluido en la formación. Después de la producción, su valor puede diferir significativamente de una capa a la siguiente dentro de una secuencia. La presión de poro también influye fuertemente en el estado de esfuerzos en una formación y por lo tanto es una pieza crítica de información para el diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico⁸.

2.2.3. GRADIENTE DE FRACTURA

El gradiente de fractura se define como la presión requerida para propagar la fractura en la formación, sin contar con los efectos de tortuosidad o fricción, es decir fuera de la influencia de los efectos del pozo.

El gradiente de fractura, G_f , se calcula comúnmente con la siguiente ecuación:

⁸ Rock Mechanics, Thiercelin & Roegiers (2000)

$$G_f = \frac{ISIP}{D} \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

Donde:

G_f es el gradiente de Fractura en (Psi/ft).

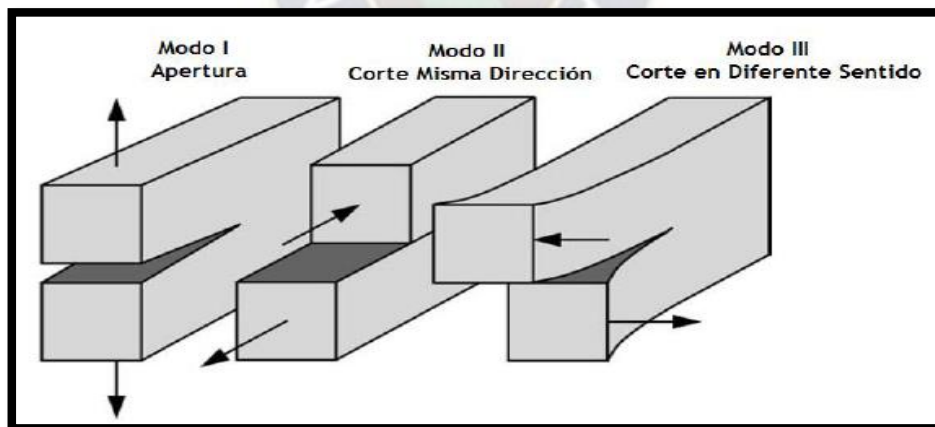
ISIP es la presión de Cierre Instantáneo en Psi.

D es la profundidad en pies.

2.2.4. FACTOR DE INTENSIDAD DEL ESFUERZO Y DUREZA A LA FRACTURA

El factor intensidad del esfuerzo, K , se utiliza en la mecánica de fractura para predecir la intensidad del esfuerzo cerca de la punta de una fractura sometida a una carga o esfuerzo⁹. Existen tres modos de falla, como se ilustra en la Figura 2.9. En fracturamiento hidráulico, se toma en cuenta por lo general sólo en modo de falla 1 (KI). Una fractura se propaga cuando K_I alcanza un valor crítico, conocido como el factor crítico de intensidad del esfuerzo (KIC) o dureza a la fractura¹⁰.

Figura 2.9. Modos de falla en mecánica de la fractura



Fuente: Mecánica de Rocas, Anderson T. 2005b

La dureza o resistencia a la fractura, es una medida de la cantidad de energía que se necesita para propagar una fractura a través de un material dado.

⁹ Mecánica de Rocas, Anderson T. (2005a)

¹⁰ Rock Mechanics, Thiercelin & Roegiers (2000b)

En fracturamiento hidráulico, donde la energía necesaria para propagar la fractura se presenta en forma de presión del fluido, la dureza a la fractura es aquella porción de energía disponible requerida para partir físicamente la roca en la punta de la fractura¹¹.

2.2.5. PRESIÓN DE ROTURA DE LA FORMACIÓN FBP.

La presión de rotura o presión de fractura de la formación es la presión requerida para iniciar una fractura del pozo y permitir que el fluido ingrese. Debido a los efectos de los esfuerzos en la formación, la presión de rotura es generalmente mayor que el gradiente de fractura. La presión de rotura es función de la tensión de rotura de la roca, la presión de poro, y los esfuerzos máximo y mínimo horizontales y puede calcularse de la ecuación:

$$Pr = 3\sigma_h - \sigma_{HMax} - P_p + T_o \quad (\text{Ecuación 2.7})$$

Donde:

σ_h es el esfuerzo horizontal mínimo en Psi.

Pr es la presión de rotura en Psi.

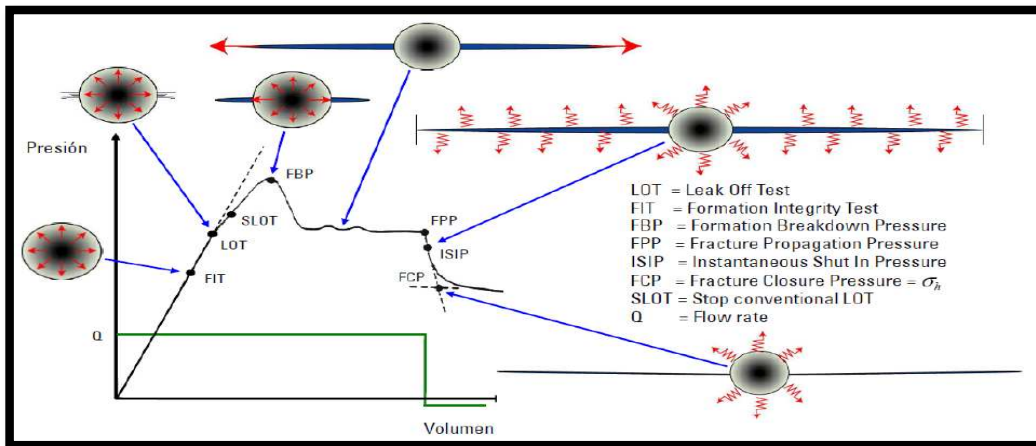
P_p es la presión de Poro en la Fractura en Psi.

T_o es el esfuerzo último de rotura en Psi.

La presión de rotura también se obtiene mediante una prueba de Mini Frac y representa la presión máxima alcanzada durante la prueba como se observa en la Figura 2.10.

¹¹ Fracturamiento Hidráulico, Martin & Valko (2007a)

Figura 2.10. Extended Leak-Off Test – Presión en función del tiempo

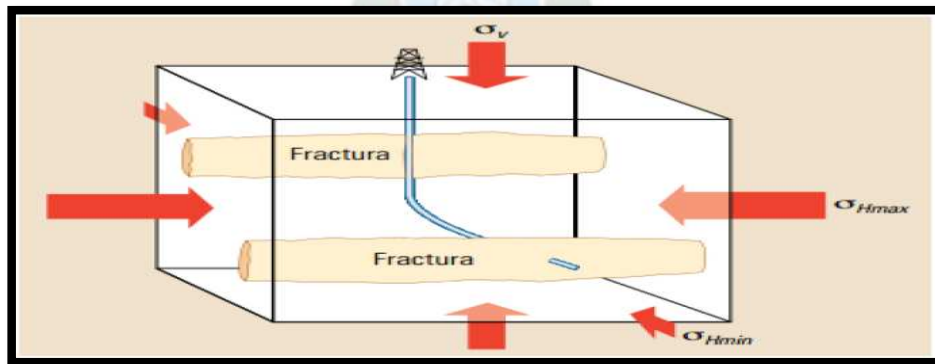


Fuente: Leak Off Test, Edwards, Bratton & Standifird 2002

2.2.6. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Las fracturas siempre se propagan a lo largo del camino de menor resistencia. En un régimen tridimensional de esfuerzos, una fractura se propagará de tal manera que evitará el mayor esfuerzo y creará una abertura en la dirección que requiera el menor esfuerzo. Esto significa que la fractura se propagará paralela al mayor esfuerzo principal y perpendicular al menor esfuerzo principal. Este es un principio fundamental que conlleva a que se tenga un buen conocimiento del régimen de esfuerzos¹², (Figura 2.11).

Figura 2.11. Propagación de la fractura perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo



Fuente: Fundamentos de Fracturamiento Hidráulico, Nolen 2013

¹² Rock Engineering, Clegg (2007)

2.2.7. MODELOS DE GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

El desarrollo de modelos de fracturamiento hidráulico eficientes es un avance muy importante en el fracturamiento hidráulico. Inicialmente los procesos de fracturamiento hidráulico usaban modelos en dos dimensiones (2D) los cuales utilizan una altura dada. De esos modelos se han derivado complejos modelos pseudo-tridimensionales (P3D) y modelos tridimensionales (3D)¹³.

2.2.7.1. Geometría de la fractura en dos dimensiones (2D). En los modelos de dos dimensiones, por lo general la altura de la fractura es fija mientras que el ancho y la longitud de la fractura se calculan. Los modelos de dos dimensiones se utilizan generalmente cuando los tratamientos son pequeños y la duración del bombeo es corta¹⁴. La precisión de un modelo 2D depende de la estimación precisa de la altura de la fractura. Los modelos en 2D se utilizan para relacionar tanto la tasa de inyección del fluido, el tiempo de tratamiento y la pérdida de fluido, con las dimensiones de fractura. Los modelos 2D más comunes son: el modelo radial, PKN y KGD que se detallan a continuación:

a) Geometría radial: El modelo de fractura radial del ancho de la fractura en el pozo¹⁵, está dada por:

$$w_{wr} = 2,56 \left[\frac{\mu q_i (1-\nu) R}{E} \right]^{1/4} \quad (\text{Ecuación 2.8})$$

Donde:

W_{wr} es el ancho máximo de la fractura en el pozo, (in.)

μ es la viscosidad del fluido (cp.).

q_i es la tasa de bombeo, (bpm).

R es el radio de la fractura (ft.).

¹³ Engineering in Hydraulic Fracturing, Aslam (2011a)

¹⁴ Fracture Geometry, Holditch, Robinson & Whitehead (1987)

¹⁵ Modeling Hydraulic Fracture, Geertsma & De Klerk (1969)

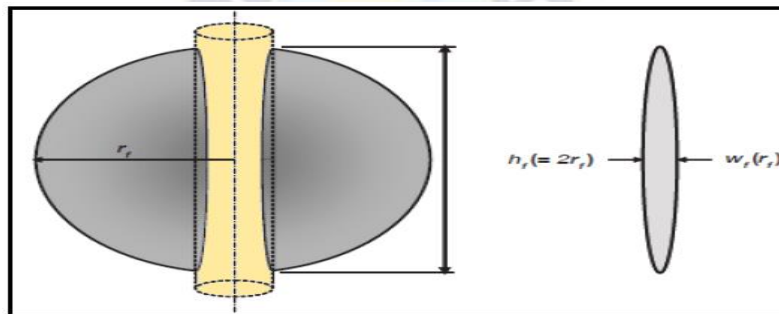
E es el módulo de Young, (psi).

El ancho promedio de la fractura se puede expresar como:

$$\bar{w} = 0,332 wwr \quad (\text{Ecuación 2.9})$$

En el modelo radial se asume que la altura se relaciona directamente con la longitud de la fractura, en la Figura 2.12 se observa que $h_f = 2x_f = 2r_f$. En este modelo, el ancho de la fractura es proporcional al radio de la fractura.

Figura 2.12. Geometría de Fractura Radial



Fuente: Modern Fracturing, Martin & Valkó 2007b

- b) Modelo KGD:** Para la propagación de una fractura hidráulica en la que el plano de deformación horizontal se mantenga. Como resultado, el ancho de la fractura no depende de la altura de la fractura¹⁶. El ancho máximo puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$w_w = 3,22 \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (\text{Ecuación 2.10})$$

O incorporando el comportamiento no newtoniano del fluido mediante la ecuación:

$$w_w = 11,1^{\frac{1}{2n+2}} \times 3,24^{\frac{n}{2n+2}} \times \left(\frac{1+2n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} \times K^{\frac{1}{2n+2}} \times \left(\frac{q_i^n x_f^2}{h_f^n E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (\text{Ecuación 2.11})$$

¹⁶ Fracturamiento Hidráulico, Martin & Valko (2007a)

Donde:

n es el índice de comportamiento de flujo (adimensional).

K es el índice de consistencia de flujo (lbf/ft²).

q_i es la tasa de inyección del slurry en un ala de la fractura.

h_f es la altura de la fractura.

x_f es la longitud media de la fractura.

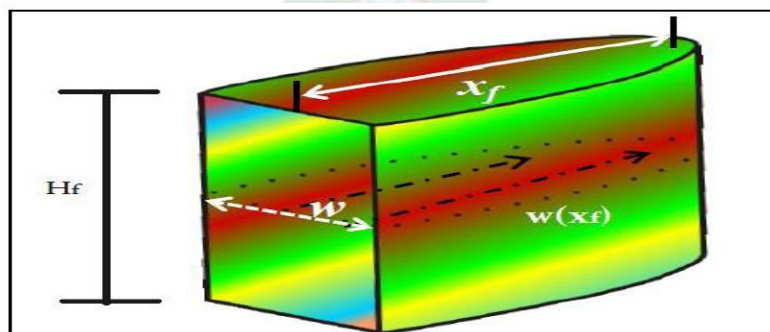
E' es el módulo del plano de deformación.

El ancho promedio se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{w} = 0,785 w w \quad (\text{Ecuación 2.12})$$

- El modelo KGD asume que la dureza o resistencia de la formación se concentra en el plano horizontal debido a la condición del plano de deformación horizontal.
- La altura de la fractura es fija y el ancho es proporcional a la longitud de la fractura.
- La fractura tiene una sección transversal rectangular (Figura 2.13), y su ancho es constante en el plano vertical.

Figura 2.13. Fractura KGD



Fuente: Fracture Modeling, Yang 2011

- c) **Modelo de fractura PKN:** El modelo PKN es usado para fracturas largas de altura limitada y sección vertical elíptica. Una fractura vertical de altura constante se

propaga en una zona del pozo donde la longitud de la fractura es mucho más grande que la altura ($x_f/h_f \geq 1$)¹⁷ (Figura 2.14). El ancho máximo se calcula mediante la siguiente ecuación o incorporando el efecto no newtoniano del fluido al cálculo del ancho máximo:

$$w_{w,o} = 3,57 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (\text{Ecuación 2.13})$$

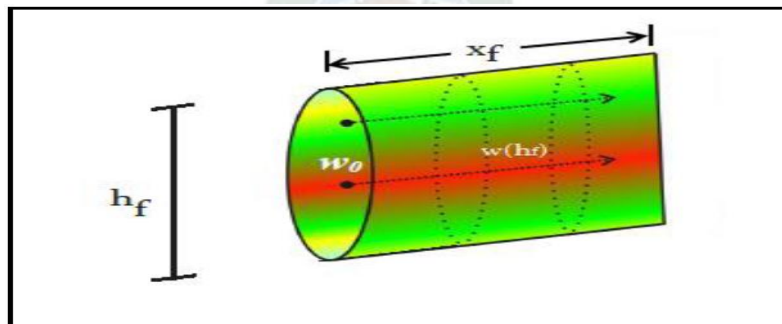
$$w_{w,o} = 9,15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3,98^{\frac{n}{2n+2}} \times \left(\frac{1+2,14n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} \times K^{\frac{1}{2n+2}} \times \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (\text{Ecuación 2.14})$$

El ancho promedio se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\bar{w} = 0,628 w_{w,o} \quad (\text{Ecuación 2.15})$$

- El modelo PKN asume que la resistencia o dureza de la formación se concentra en planos verticales perpendiculares a la dirección de propagación de la fractura.
- La altura de la fractura es asumida fija y el ancho de la fractura es proporcional a la altura de la fractura independiente de la longitud de la fractura.
- La sección transversal de la fractura es elíptica con el máximo ancho en el centro, proporcional a la presión neta en ese punto. (Figura 2.14)

Figura 2.14. Fractura PKN



Fuente: Fracture Modeling, Yang 2011

¹⁷ Widths of Hydraulic Fractures, Perkins & Kern (1999)

2.2.7.2. Geometría Tridimensional de la Fractura (3D). Los modelos 3D simplificados identifican la forma de la fractura basada en las características de la roca pero no resuelven completamente el problema del flujo del fluido, lo cual es resuelto en modelos 3D más complejos.

a) Modelos Pseudo-3D: Se propuso los modelos pseudo 3D con el fin de incorporar el crecimiento de la fractura en formaciones de varias capas. Estos modelos 3D se denominan "pseudo-3D", porque no tienen en cuenta la variación de la geometría de la fractura en un espacio tridimensional, sino que modifica el modelo 2D (PKN) mediante la variación de la altura a lo largo de la longitud de la fractura y su efecto sobre el ancho de la fractura.

En estos modelos la caída de presión, el ancho y la altura son calculados a lo largo de la longitud de la fractura. Algunas variaciones de los modelos pseudo-3D existen pero la principal diferencia con los modelos en dos dimensiones es que la altura de la fractura no es constante a lo largo de la longitud¹⁸.

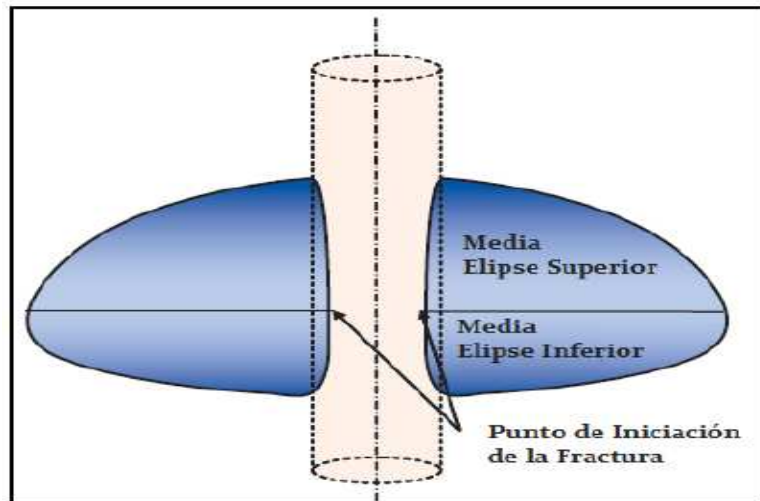
Los dos principales modelos pseudo 3D son: el modelo elíptico o lumped y el modelo de celdas o cell-based detallados a continuación:

- **Modelo Elíptico (Lumped).** Este modelo fue introducido por Cleary en 1988. Durante la corrida del modelo varias ecuaciones son aplicadas: conservación de la masa, relación entre la distribución de la abertura de la fractura y la longitud de la fractura y distribución de la presión.

Para simplificar un poco el modelo la forma de la fractura consiste de dos medias elipses unidas en el centro (Figura 2.15) de igual extensión lateral pero de diferente extensión vertical.

¹⁸ Mechanics of Hydraulic Fracturing, Yew & Weng (2015)

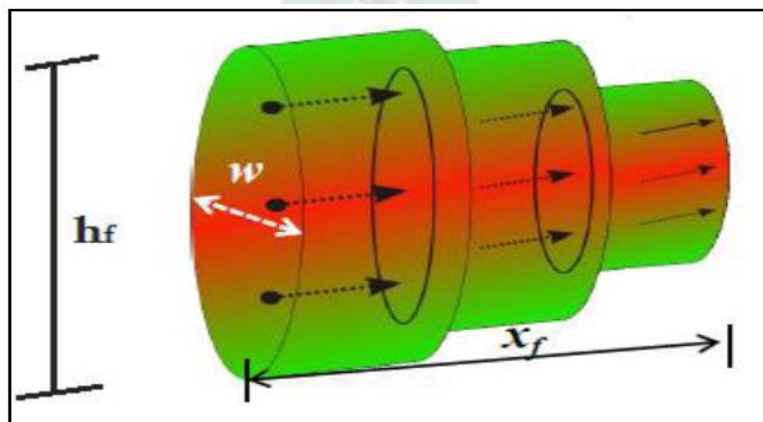
Figura 2.15. Modelo Elíptico



Fuente: Modern Fracturing, Martin & Valkó 2007b

- **Modelo de Celdas (Cell-based).** Los modelos de celdas consideran la longitud de la fractura dividida en varias celdas conectadas. El modelo no genera una forma de fractura pero generalmente asume un plano de deformación es decir cada celda actúa independientemente y no completa los cálculos del flujo de fluido en la dirección vertical¹⁹; como se muestra a continuación en la Figura 2.16.

Figura 2.16. Modelo de Celdas

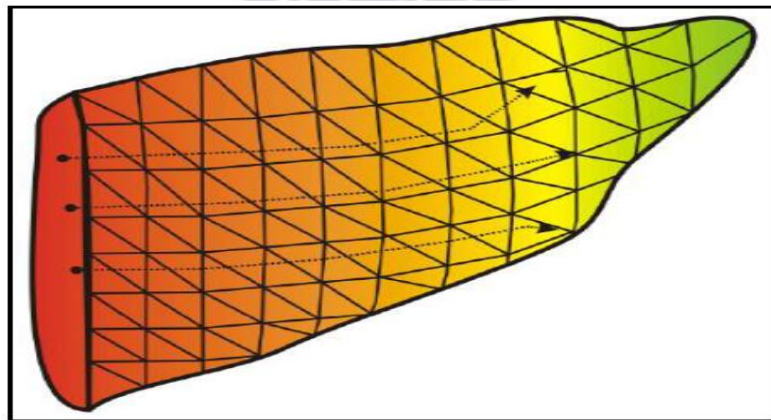


Fuente: Fracture Modeling, Yang 2011

¹⁹ Mechanics of Hydraulic Fracturing, Kizza (2013)

b) Modelos Completos Tridimensionales: Los modelos completos tridimensionales tienen la capacidad de describir la geometría de la fractura más acertadamente pero son más difíciles de ejecutar en simulaciones que los anteriores modelos descritos. Una desventaja del modelo 3D es su sensibilidad a los varios parámetros de entrada y la dificultad de obtener la data necesaria para la simulación²⁰; según la Figura 2.17.

Figura 2.17. Modelo 3D



Fuente: Fracture Modeling, Yang 2011

2.2.8. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

La principal función de un fluido de fracturamiento es transmitir energía desde las bombas de alta presión al fondo del pozo para causar que la fractura se inicie. Después del inicio de la rotura, la siguiente función es de extender la fractura y establecer el ancho de la misma en el pozo. Una vez que un ancho suficiente ha sido establecido para colocar el agente propante, el rol del fluido se extiende hasta llevar el propante desde superficie hasta la formación y luego transportar y suspender las partículas de propante dentro de la fractura. Ya concluida la operación de fracturamiento, es decir cuando todo el propante ha sido colocado en la fractura, la siguiente función del fluido

²⁰ Hydraulic Fracturing, Weng (1998)

de fractura es volver a ser un fluido de baja viscosidad con una gran tasa de pérdida de fluido que permitirá a la fractura cerrarse rápidamente encima del propano.

2.2.8.1. Criterios de Selección del Fluido. Uno de los principales criterios que un ingeniero considera al seleccionar un fluido de fracturamiento es de naturaleza subjetiva incluyendo el historial de pozos vecinos, la experiencia personal y asesoramiento de la empresa de servicios. Además de estos criterios, el ingeniero debe considerar factores específicos relativos a la formación a ser fracturada, la fractura deseada, y las propiedades del fluido de fracturamiento. Estos criterios se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- Compatibilidad con el medio ambiente y seguridad
- Compatibilidad con la formación, fluidos de la formación y aditivos
- Preparación simple
- Baja presión de bombeo
- Viscosidad apropiada (para la geometría deseada y transporte del propano)
- Baja pérdida de fluidos
- Buena limpieza (para alta conductividad de la fractura)

2.2.8.2. Tipos de Fluido utilizados en Fracturamiento Hidráulico.

a) Fluidos Base Agua: Debido a su bajo costo, alto rendimiento y facilidad de manejo, los fluidos a base de agua se utilizan en la mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Muchos polímeros solubles en agua se pueden usar para hacer una solución más viscosa capaz de transportar y suspender el propano.

b) Fluidos Base Aceite: Son menos perjudiciales para la formación que los fluidos base agua y su viscosidad inherente es mejor que la del agua. Estos fluidos son caros de usar y operacionalmente difíciles de manejar. Por tanto, se utilizan sólo en formaciones extremadamente sensibles a agua.

- c) **Fluidos Base alcohol:** El alcohol reduce la tensión superficial para eliminar pequeños bloqueos que se forman en la formación, así como también tiene un gran uso como estabilizador de temperatura. Se utilizan en formaciones sensibles al agua.
- d) **Fluidos base de espuma:** Las espumas se crean mediante la adición de un gas (nitrógeno o dióxido de carbono) a los fluidos base agua o base aceite. Las espumas tienen un buen control de pérdida de fluido en formaciones de baja permeabilidad.
- e) **Emulsiones de fluidos de fractura:** Las emulsiones son creadas mediante la mezcla de aceite en agua o agua en aceite. La ventaja de fluido de emulsión es su alta viscosidad lo que da buena propiedad de transporte de apuntalante. Su desventaja es su alto costo. Su uso es limitado.
- f) **Fluidos no convencionales:** Fluidos no convencionales se utilizan principalmente en shales. Algunos de los líquidos no convencionales son fluidos surfactantes viscoelásticos, espumas reticuladas y fluidos de metanol no acuosos²¹.

2.2.8.3. Aditivos: Los aditivos son químicos que se adicionan al fluido de fracturamiento para lograr unas propiedades específicas. Estos constituyen entre el 0.1 a 0.5 % del volumen total del fluido de fracturamiento. En la Tabla 2.1 se exponen los principales aditivos al fluido de fracturamiento que se utilizan en la industria:

²¹ Fracturing, Satyanarayana & Valko (2007)

Tabla 2.1. Aditivos de Fluido de Fractura

Tipo de Aditivo	Componentes Principales	Propósito	Uso común del Componente Principal
Ácido diluido al 15%	Acido clorhídrico o ácido muriático	Ayuda a disolver minerales e iniciar fracturas en la roca	Químicos de limpieza de piscinas
Biocida	Glutaraldehido	Elimina las bacterias en el agua que producen elementos corrosivos	Desinfectante, esterilizador médico y de equipo dental
Rompedor	Persulfato de Amonio	Permite una rotura tardía de las cadenas de polimero	Agente blanqueador en detergente y cosméticos
Inhibidor de corrosión	N, N-dimetil formamida	Previene la corrosión de la tubería	Usado en farmacéuticas, fibras acrílicas y cosméticos
Agentes Reticuladores	Sales de Borato	Mantiene la viscosidad del Fluido cuando la temperatura aumenta	Detergentes de limpieza, jabones y cosméticos
Reductores de fricción	Aceites minerales de poliacrilamidas	Minimiza la fricción entre el fluido y la tubería	Tratamientos de agua y de suelo, removedores de maquillaje y caramelos
Geles	Goma guar o hidroxietil celulosa	Espesa el agua con el fin de suspender la arena	Cosméticos, pasta dental, helados
Control de Óxidos	Ácido cítrico	Previene la precipitación de óxidos de metal	Aditivos de comida, saborizantes
KCl	Cloruro de Potasio	Crear un fluido portador de salmuera	Substitutos para la sal baja en sodio
Eliminador de oxígeno	Bisulfato de amonio	Remueve el oxígeno del agua para proteger a la tubería de la corrosión	Cosméticos, comida, procesamiento de bebidas
Ajustador de pH	Carbonato de sodio o potasio	Mantiene la efectividad de otros componentes como los reticuladores	Detergentes, jabón, cerámicas y vidrio
Inhibidor de escala	Etilenglicol	Previene depósitos de escala en la tubería	Anticongelante automotriz, productos de limpieza para hogar
Surfactante	Isopropanol	Usado para aumentar la viscosidad del fluido de fractura	Limpiadores de vidrio, tintes de cabello

Fuente: Modificado Composición de Aditivos, Aslam T. 2011b

2.2.8.4. Agentes Propantes. Una vez la fractura ha sido creada es necesario mantener las paredes de la fractura lo suficientemente abiertas para que se mantenga la trayectoria conductora al pozo después de que el bombeo se ha detenido y la presión

se redujera para mantener la fractura abierta. Para ello se utiliza un agente apuntalante o agente propante. El agente propante debe permitir que la fractura tenga más permeabilidad que la formación. Factores que afectan a la conductividad de la fractura son:

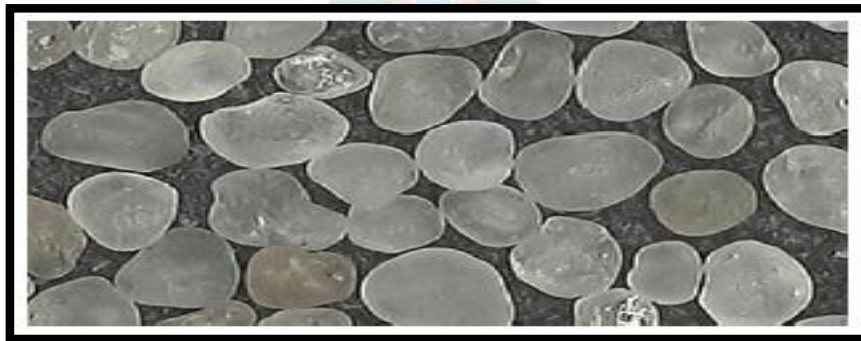
- **Producción y la migración de finos del propante:** Los finos son las pequeñas partículas que se desprenden de la superficie de los agentes propantes, ya que están sometidos a un esfuerzo de cierre. Estos finos tienen un impacto significativo en la reducción de la conductividad de la fractura.
- **Retorno del propante:** El retorno de propante es el movimiento (flujo) del propante de vuelta al pozo. Cuanto mayor sea la velocidad de la bomba, existe más posibilidades de que el retorno de flujo se produzca. Tanto el retorno del propante como la reorganización del empaque es la causa principal del declive de la producción, daños al equipo y reparaciones. Se reduce la conductividad del yacimiento²².
- **Incrustación del propante:** Este fenómeno provoca una pérdida de la conductividad debido a la interacción entre la formación y el propante en la cara de la fractura. Se considera un problema en las formaciones consolidadas y no consolidadas, y también en rocas duras.
- **Propiedades físicas del agente propante:** Las propiedades que afectan el éxito del fracturamiento hidráulico y los factores que afectan considerablemente la capacidad de flujo generada con agentes propantes son las siguientes²³:
 - Esfuerzo de cierre
 - Tamaño de grano del propante
 - Cantidad de finos e impurezas

²² Propant Theory, Terracina, Turner, Collins & Spillars (2010)

²³ Propant Engineering, Raysoni & Weaver (2012)

- Concentración del Propante
 - Redondez y esfericidad
- **Tipos de agente propante:** Los diferentes tipos de apuntalante en uso hoy en día se dividen en dos categorías: propantes naturales (arenas) y propantes sintéticos (cerámica o bauxita). Las arenas se utilizan en lugares donde el esfuerzo de cierre está por debajo de 6000 Psi, mientras que las cerámicas artificiales se utilizan en aplicaciones más profundas donde el esfuerzo de cierre es superior a 6000 Psi²⁴.
- **Arenas:** Existen dos tipos de arenas que son las más utilizadas en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, la Ottawa y la Brady. Las arenas Ottawa fueron formadas a partir de granos de cuarzo erosionados a partir de granitos. Son caracterizadas por su alta pureza (monocristales) ya que su composición es puramente cuarzo, de color blanco, con gran redondez y esfericidad. Las arenas Brady son generalmente el propante más barato y de menor calidad. Este tipo de arenas están compuestas de múltiples cristales unidos los cuales reducen sus propiedades de resistencia. Caracterizada principalmente por su angulosidad y presencia de feldespatos, lo cual contribuye a su color café.

Figura 2.18. Arena Brady

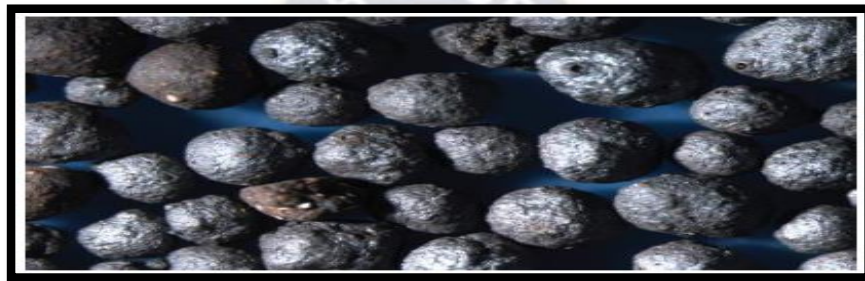


Fuente: Polymers and Propant, Pearson & Brannon 2007

²⁴ Propant Application, Anderson, Cooke & Wendorff (1990)

- **Bauxitas Sintetizadas o Propantes de Alta Resistencia:** Los agentes propantes de bauxita contienen corindón y proporciona una gran resistencia en ambientes de altos esfuerzos y altas temperaturas como pozos profundos. Poseen gravedades específicas de 3,4 o mayores. Las partículas ofrecen una excelente redondez y esfericidad. Debido a su alto costo sólo se utilizar en pozos con esfuerzos de cierre muy altos, por lo general superiores a 10000 psi (Figura 2.19).

Figura 2.19. Propante de alta Resistencia



Fuente: Polymers and Propant, Pearson & Brannon 2007

- **Propantes de resistencia intermedia (ISP):** Los propantes de resistencia intermedia tienen una gravedad específica entre 2,9 y 3,3. La varianza en la gravedad específica es debido a la materia prima utilizada. Los agentes propantes de resistencia intermedia tienen límites de resistencia más bajos que la bauxita y se utilizan principalmente en pozos con esfuerzos de cierre entre 8000 y 12000 psi. Al igual que la bauxita, estos propantes presentan muy buena redondez y esfericidad (Figura 2.20).

Figura 2.20. Propante de Resistencia Intermedia



Fuente: Polymers and Propant, Pearson & Brannon 2007

- **Propantes livianos de cerámica (LWC):** Los propantes livianos de cerámica (LWC) no son tan resistentes como la bauxita o los propantes ISP. Poseen un gran componente de mulita. Su peso específico es de 2,72; más cerca de arena. Los agentes propantes livianos poseen mayor resistencia, esfericidad, y conductividad que una arena de alta calidad (Figura 2.21).

Figura 2.21. Propantes de cerámica livianos



Fuente: Polymers and Propant, Pearson & Brannon 2007

- **Propantes cubiertos de resinas:** Los problemas asociados en formaciones poco consolidadas condujeron al desarrollo de agentes propantes revestidos con resina en la que dicho revestimiento se utilizan para encapsular cada grano, principalmente para fines de mejora de fuerza del mismo²⁵.

La resina mejora las propiedades del propante mediante la reducción de la angularidad de grano. Además, mejora la distribución de la carga de esfuerzo sobre un área mayor del grano del propante, lo que reduce una excesiva carga en puntos fijos. Además, cuando se trituran los granos de apuntalante, el revestimiento de resina sirve para encapsular los finos, evitando que las partículas pequeñas migren y obturen los canales de flujo. Las arenas cubiertas de resina normalmente tienen una buena conductividad y pueden soportar presiones de cierre hasta 8000 Psi (Figura 2.22).

²⁵ Organic Syntheses, Nguyen & Weaver (2003)

Figura 2.22. Propantes Resinados



Fuente: Polymers and Propant, Pearson & Brannon 2007

En la Tabla 2.2, se presentan las principales características de los tipos de propante utilizados en la industria:

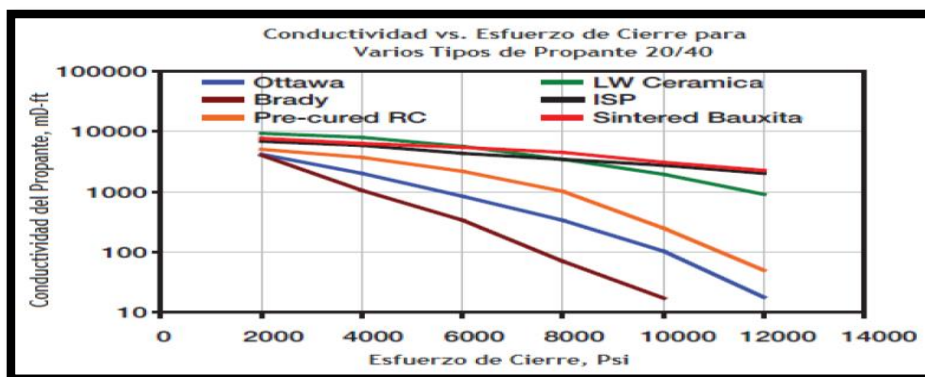
Tabla 2.2. Características de los Tipos de Propante

Tipo de Propante	Esfuerzo de Cierre, psi	Componente Principal	Gravedad Específica	Aplicación
Arena	Hasta 6000	Cuarzo	2,64	Formaciones Someras
Propante Recubierto con resina	Hasta 8000	Cuarzo o Bauxita	2,55 – 2,70	Formaciones poco consolidadas
Propante de Alta Resistencia	Mayores a 10000	Corindón	Mayores a 3,4	Formaciones muy profundas
Propante de Resistencia Intermedia ISP	Entre 5000 y 10000	Mullita y Corindón	2,90 – 3,30	Formaciones regulares
Propante de Baja Resistencia	Entre 6000 y 10000	Mullita	2,72	Formaciones con bajo esfuerzo de cierre

Fuente: Fuente: Modificado Composición de Propante, Aslam T. 2011b

La Figura 2.23., muestra la conductividad del propante en función del esfuerzo de cierre para los varios tipos de propante de tamaño de malla API (20/40) existentes:

Figura 2.23. Conductividad vs. Esfuerzo de Cierre Propante 20/40



Fuente: Polymers and Propant, Pearson & Brannon 2007

2.3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MULTITETAPA

La estimulación o fracturamiento multietapas, ofrece varias opciones de tratamiento para los diferentes tipos de terminaciones, condiciones y tipos de pozo. Estos métodos constan de diferentes herramientas o técnicas que se presentarán más adelante. Ésta tecnología se utiliza en pozos nuevos o en campos maduros, con la finalidad de mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación del yacimiento. El fracturamiento hidráulico se puede realizar de diferentes maneras, dependiendo del diseño y terminación del pozo.

Como ya se mencionó anteriormente, la fracturamiento o estimulación multietapas pueden realizarse con diferentes procesos que utilizan diversas herramientas. Esto hace que el fracturamiento multietapas pueda adaptarse para diferentes tipos de terminación y a diferentes condiciones del pozo. A continuación se hará una descripción de los procesos que se utilizan para realizar un fracturamiento hidráulico multietapas.

2.3.1. BALL SEALERS (ESFERAS SELLADORAS).

Las Esferas Selladoras o Ball Sealers, son una tecnología muy conocida para desviar el fluido de tratamiento durante el fracturamiento multietapas. El proceso específico

diseñado para utilizar las Esferas Selladoras, utiliza pistolas convencionales que permanecen en el casing durante las operaciones de fracturamiento. Conforme cada uno de los fracturamientos se termina, las Esferas Selladoras se bombean para tapar momentáneamente los orificios abiertos. En una sola operación con bombeo continuo, las esferas no permiten que haya ninguna interrupción y que se tenga una presión positiva sobre los asientos para lograr un sellado efectivo.

2.3.2. PROCESO CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF).

Hay muchos procesos de fracturamiento hidráulico, tanto convencional como multietapas, que utilizan TF. El uso de ésta herramienta, tiene muchas ventajas tecnológicas, que son de más ayuda cuando se implementan tratamientos multietapas. A continuación se muestran algunos de los procesos con TF, en orden cronológico.

2.3.2.1. Servicio de Fracturamiento con TF (Cf Multistage Ct Fracturing).

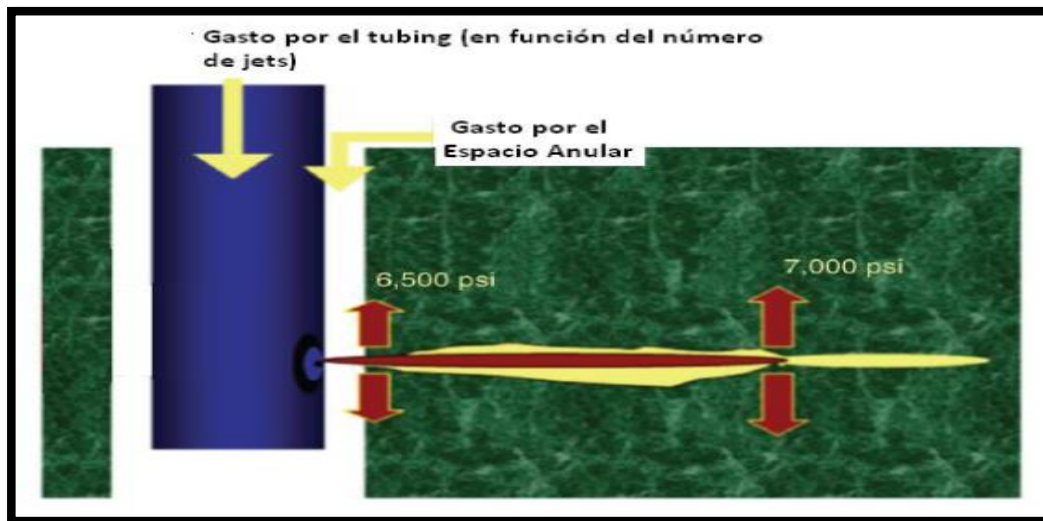
Este método es especialmente efectivo en pozos someros. El método de fracturamiento que utiliza el empacador Straddle, implementado con TF, permite perforar cada uno de los intervalos que van a tratarse individualmente, haciéndolo en una misma corrida en el mismo pozo, a menudo seis o más fracturamientos en un mismo día. Las máximas profundidades en las que se ha fracturado son de 8,061 pies, para pozos en Norte América.

2.3.2.2. Hydrajet Assisted Fracturing (HJAF).

Este método utiliza una desviación dinámica, se introdujo en la industria en 1997, como un proceso alternativo para explotar pozos horizontales, particularmente en agujero descubierto. Este proceso, fractura efectivamente pozos horizontales, el cual utiliza métodos convencionales para crear distintas fracturas individuales, lo que anteriormente no había podido lograrse. El sistema hidrojet es una técnica que utiliza agua, u otro fluido, a alta presión; es una técnica muy conocida que utilizan muchas industrias para realizar diferentes tareas.

La aplicación de ésta técnica puede ser en pozos horizontales con diferentes tipos de terminación, ya sea en agujero descubierto o cementado; las terminaciones no cementadas pueden ser en agujero descubierto, con liner ranurado, liner perforado, o con liners con empacador en la TR. (Figura 2.24)

Figura 2.24. Proceso Hidrojet

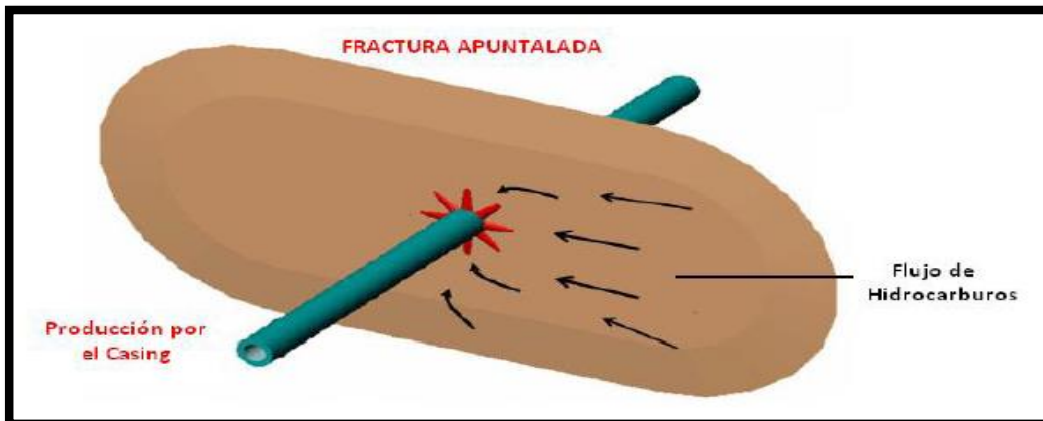


Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.2.3. Hydrjet Perforating Anular Pumping (HPAP). Este método utiliza un empacador para desviar el fluido, con dicho fluido se tiene una forma viable de fracturar varias etapas en un pozo vertical u horizontal, con una terminación convencional, con ayuda de una TF.

Los pozos horizontales con fracturas transversales, pueden requerir de una mayor conductividad debido a los problemas potenciales de la convergencia del flujo. No solo las perforaciones deben ser suficientes para manejar el flujo de la fractura, sino el flujo en toda la conductividad de la fractura alrededor del pozo. En el diseño óptimo, se puede determinar la conductividad de las fracturas transversales que atraviesan el pozo horizontal, ya que debe ser la máxima posible para solventar los problemas de convergencia de flujo (Figura 2.25).

Figura 2.25. Perforaciones con Sistema Hidrojet



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.2.4. HPAP Con Proppant Plug Diversion (PPD). Este método utiliza TF, perforaciones con hidrojet, tratamiento con almohadillas en el espacio anular y desviación con tapones o baches de apuntalantes. El trabajo realizado con el método anteriormente mencionado, en pozos verticales, proporciona un fracturamiento muy agresivo con un filtrado inducido, que logra una mayor conductividad entre la vecindad del pozo y este, mientras que se gestiona una total eficiencia del proceso. (Figura 2.26).

Figura 2.26. Sección de una herramienta para pozo tratamiento con HJAF



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.2.5. HPAP, PPD y servicio con TF. Este método no tiene la necesidad de tener un pozo que tenga un agujero sin restricciones, debido a que no hay dispositivos mecánicos colocados dentro del casing. Un equipo simple de fondo contiene un dispositivo hidrojet, un freno de bola, un dispositivo de desconexión, y un conector de TF (Figura 2.27).

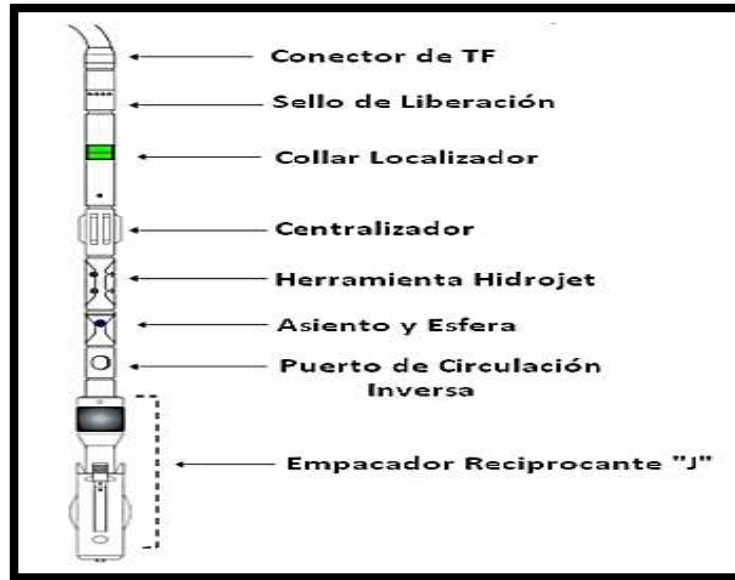
Figura 2.27. Equipo de fondo del método HPAP con PPD



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.2.6. HPAP Con Empacador De Desvío. Este método es una forma viable de estimular o fracturar múltiples etapas en pozos verticales cementados no perforados, utilizando TF. Este método tiene un equipo en el fondo que cuenta con un empacador que aísla las etapas que ya han sido tratadas; también cuenta con un sistema de perforación hidrojet, que utiliza TF para bombear el fluido y coloca el tratamiento para fracturar debajo del espacio anular (Figura 2.28).

Figura 2.28. Equipo de fondo del método HPAP



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Este método es una forma mejorada del HJAF. Ya que el espacio anular se utiliza para bombear el colchón de fluido de tratamiento, y no se tiene ninguna restricción en la cantidad de apuntalante. La TF y el equipo de fondo se utilizan para aislar y para llevar a cabo las operaciones del sistema hidrojet, y de esta misma forma se reduce el riesgo de corrosión (Figura 2.29).

Figura 2.29. Equipo de fondo del método HJAP



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Otra característica de este método es que tiene acceso en tiempo real de la información de presión en el fondo, por medio de la TF, durante el fracturamiento de las etapas.

2.3.3. JOINTED TUBING (TUBERÍA ARTICULADA).

El método de tubería articulada junto con HPAP y PPD, para pozos verticales y horizontales, cementados y no cementados, con múltiples intervalos, utiliza tubería articulada en lugar de TF. Esto permite realizar un fracturamiento más agresivo con arenamientos inducidos, y así lograr una alta conductividad en la vecindad del pozo, para lograr obtener una mayor eficiencia del tratamiento.

2.3.4. PERF AND PLUG.

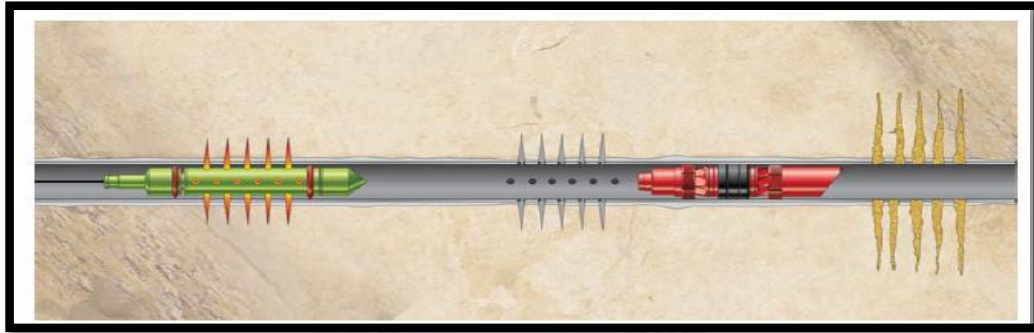
Esta tecnología método tiene dos diferentes métodos, que son el Bridge Plug y el Frac Plug. Estos métodos se han utilizado para realizar un tratamiento de fracturamiento multietapas. Estas herramientas están construidas de diferentes materiales, con el mínimo de metales ferrosos y gomas que hacen más fácil y rápida la perforación. Los tapones son perforados utilizando una barrena y después con TF o tubería articulada. Hay un amplio rango de tamaños, presiones y temperaturas de operación.

2.3.4.1. Bridge Plug. El Bridge Plug es una herramienta compuesta de material perforable, que está diseñada para proveer un aislamiento de la zona que se va a fracturar en el pozo. Esta herramienta está disponible en modelos estándar y en modelos de alta presión/alta temperatura (HP/HT), que tienen un rango de tamaños que van desde 2 7/8" hasta 13 3/8".

2.3.4.2. Frac Plug. El Frac Plug esta hecho de fibra de vidrio, cerámicas con una cantidad mínima de latón o de metales no ferrosos, haciendo más fácil su perforación. Está diseñado para proveer un aislamiento en el pozo entre cada uno de los intervalos

donde se está realizando un fracturamiento multietapas. Estas herramientas están disponibles en modelos estándar o en modelos HP/HT que van desde 3 ½" a 7" (Figura 2.30).

Figura 2.30. Ilustración del Perf & Plug



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.5. SLIDING – SLEEVE.

Junto con Sliding-Sleeve, cemento soluble en ácido, un liner suspendido y un sistema de aislamiento de empacadores inflables, forman parte de un método para fracturar múltiples etapas; ha sido utilizado para proveer una intervención libre en el fracturamiento; con la opción de cambiar a un modo mecánico, utilizando TF o tubería articulada. Estas tecnologías permiten aislar, así como re-fracturar los intervalos en un mismo pozo, obteniendo ventajas económicas. Este método, provee a los operadores nuevas opciones para tratar varias etapas en pozos horizontales, con agujero descubierto, que permite hacer las fracturas en el lugar adecuado, con mínimas intervenciones.

Está diseñada para viajar junto con la sarta de producción. Las camisas resisten una diferencial de hasta 10,000 psi a 350°F. Estas camisas tienen puertos de comunicación entre el ID y el OD del casing, que puede abrirse o cerrarse selectivamente, ya sea por un procedimiento mecánico o hidráulico, o también con el uso de esferas selladoras que activan el mecanismo.

2.3.6. ANÁLISIS DE OTRAS ALTERNATIVAS.

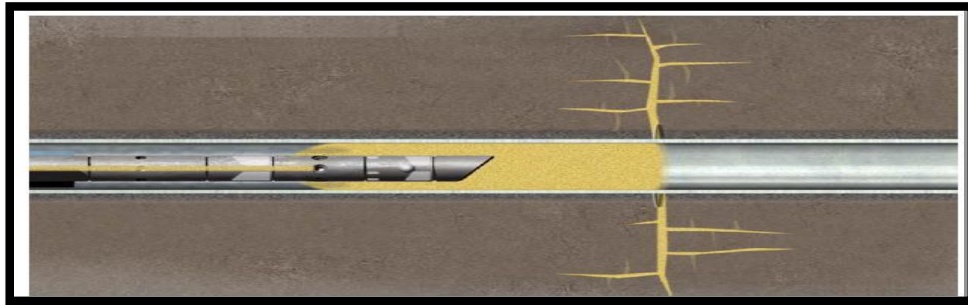
2.3.6.1. Commuter Frac, Método Esfuerzo – Desviación. Cuando se consideraron las limitaciones de los diseños convencionales, se pensó en desarrollar un método alternativo que mejore el diseño y proporcione mayor control en tiempo real. Algunas de las limitaciones encontradas en otros métodos son las siguientes:

- Falta de profundidad en la penetración del apuntalante.
- Inconsistencia o riesgo en la desviación cuando hay fluido dentro de la fractura, para crear más ramas.
- Falta de control en el programa de apuntalante en el punto de entrada de la fractura.
- NPT asociado con la necesidad de aislar previas etapas ya fracturadas.
- Casing perforado para nuevos intervalos fracturados durante la operación de fracturamiento, ya que se requieren viajes individuales entre cada etapa.
- Se requieren perforaciones sobre – barrido. Riesgo de arenamiento prematuro en redes complejas de fracturas, aumentando el costo de operación.
- Erosión en el equipo de superficie y de fondo cuando se bombean apuntalantes o ácidos a altos gastos.
- Mapeo de microsismos en tiempo real, provocados por el fracturamiento, para tener un mayor control de la geometría de la fractura creada.

Colocando una alta concentración de apuntalante dentro de la fractura creada en el pozo, el ancho de la fractura será una distancia pequeña; de tal forma que eventualmente, se formará un bache de apuntalante que servirá como un puente y forzará al fluido a buscar una vía alterna.

El control de las propiedades del apuntalante y del fluido en las perforaciones, se hace a través de un único proceso que incorpora dos tecnologías de apoyo: (1) Fracturar con TF y (2) Líquido concentrado de apuntalante. (Figura 2.31)

Figura 2.31. Lechada concentrada de apuntalante a través de la TF y fluido de tratamiento



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Proceso Commuter Frac: El fracturamiento con TF, ha crecido durante los últimos años con el uso de un empacador aislante, donde todos los fluidos de tratamiento se mezclan y bombean a bajo gasto a través de la TF, el proceso que utiliza es el HPAP, que bombea el fluido de tratamiento a gastos mucho más altos de los que se pueden bombear en la TF. El uso de TF en el HPAP, provee soluciones a muchos de los problemas previamente descritos en tecnologías convencionales.

Con la perforación con un sistema hidrojet y bombeo a través de la TF, no se tiene la necesidad de hacer viajes por separado en el pozo, lo cual reduce el NPT durante el proceso y ayuda a asegurar que todos los intervalos o etapas estén fracturadas adecuadamente. El uso de tapones o baches de apuntalante para crear empaques al final de cada una de las fracturas, ayuda a asegurar la máxima conductividad posible (Figura 2.32 y 2.33).

Figura 2.32. Método Commuter Frac



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

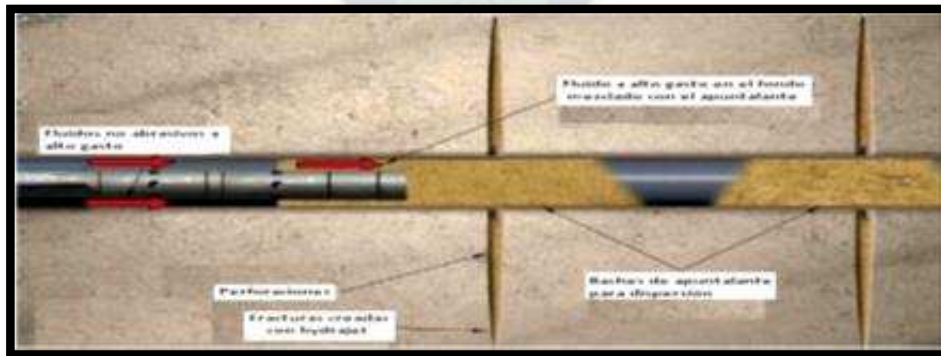
Figura 2.33. Circulación inversa de la esfera hacia superficie, dejando abierta la tubería



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.6.2. Sliding Sleeve Jet. El despliegue de las esferas y el cambio mecánico de las camisas deslizables en el casing o liner se ha utilizado en numerosas ocasiones. Las camisas que abren y cierran mecánicamente, son compatibles con empacadores externos al casing y pueden incluir puertos erosionables de inyección para ayudar a disminuir la complejidad en la vecindad del pozo, y tener más control durante la etapa más cercana, y comenzar a fracturar en las etapas adyacentes a la posición de la camisa. (Figura 2.34)

Figura 2.34. Bombeo de la lechada de apuntalante debajo de la tubería



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

El proceso es compatible con el Commuter Frac (antes mencionado) y permite el acceso individual en cada una de las etapas y también aislar cualquiera de ellas en cualquier momento. Utilizando una TF (con camisas deslizables mecánicamente)

como mecanismo de cambio de las camisas (adjunto al casing), para abrirlas y cerrarlas ya que se cuenta con todos los beneficios que se mostraron anteriormente, incluyendo un solo viaje dentro del pozo para estimular y fracturar múltiples intervalos simultáneamente.

En la Figura 2.35. y 2.36, se muestra una configuración del proceso con Camisa Deslizable (SS). Se coloca una camisa por etapa y un empacador aislante en el límite de cada etapa. Las etapas adyacentes comparten un solo empacador; el empacador aislante puede ser un empacador inflable o un empacador hidráulico.

En la figura 2.37., se muestra una vista interna de la herramienta de cambio mecánico de la camisa. Conforme la herramienta se coloca en posición, la presión aumenta en la TF (o tubería articulada) para extender las llaves. En este momento, la camisa puede abrirse o cerrarse.

Figura 2.35. Ejecución de SSP



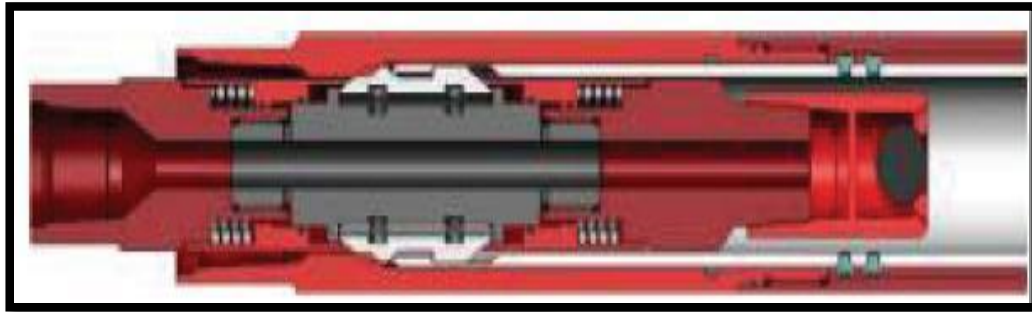
Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Figura 2.36. Empacador del SSP



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Figura 2.37. Vista interior de la herramienta de cambio del SSP

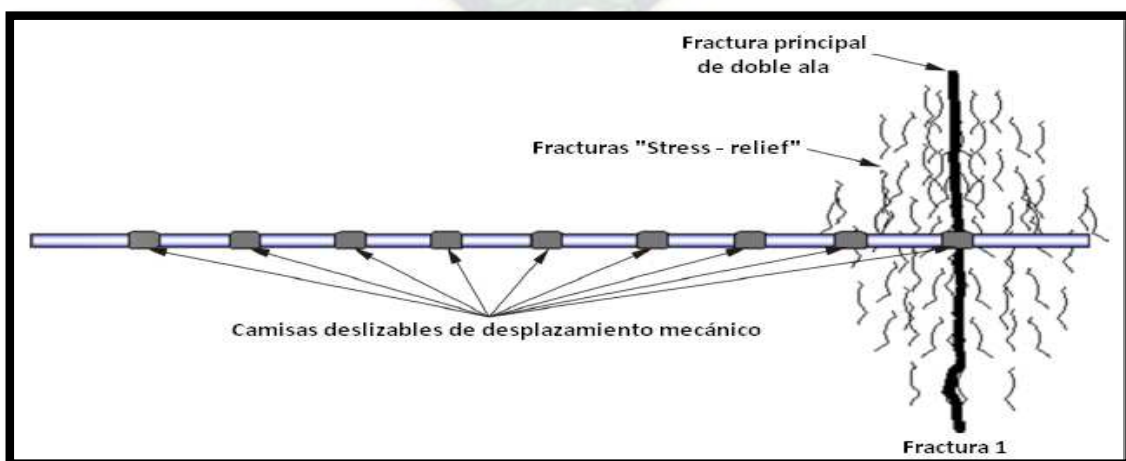


Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Cuando se combina con el método Commuter Frac, esta técnica ofrece una gran oportunidad de crear fracturas con varias ramas y lograr una conductividad efectiva y profunda en el yacimiento.

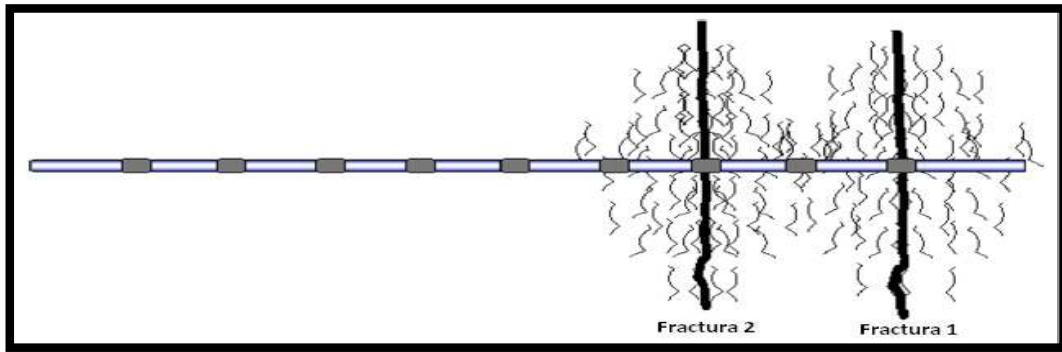
Para poder tratar algún pozo, es necesario que éste tenga casing y tiene que estar cementado o tener un empacador en el espacio anular para aislar los intervalos. Esta tecnología de SS está actualmente en desarrollo y se desea hacer un método con la tecnología HJAF. (Figura 2.38, 2.39, 2.40, 2.41)

Figura 2.38 Fractura principal con fracturas “stress-relief” no conectadas



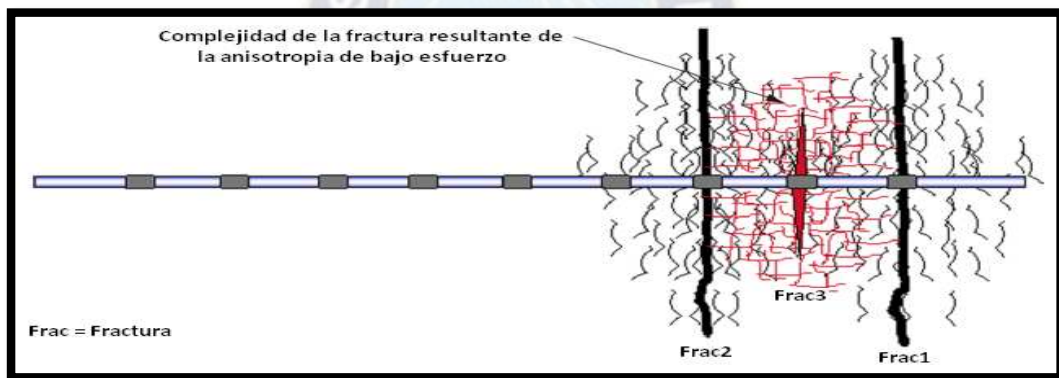
Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Figura 2.39. Creación de la fractura número 2 - fracturas “stress-relief” no conectadas con la fractura principal.



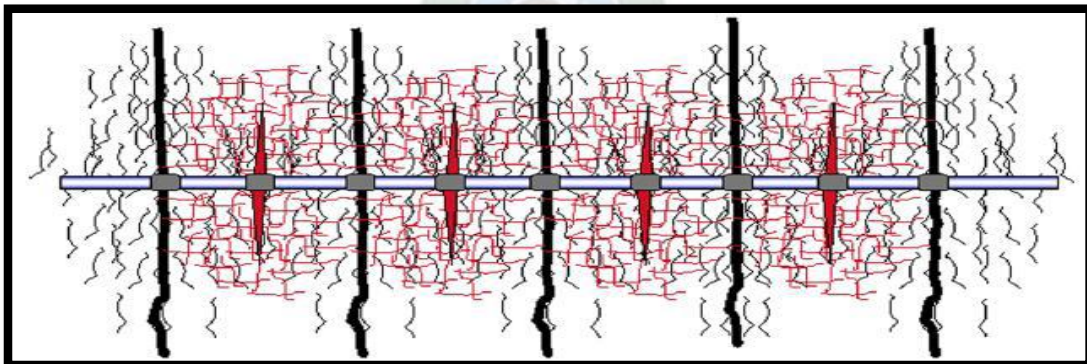
Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

Figura 2.40. Creación de la fractura 3 con interferencia de esfuerzo entre la fractura 1 y la fractura 2



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

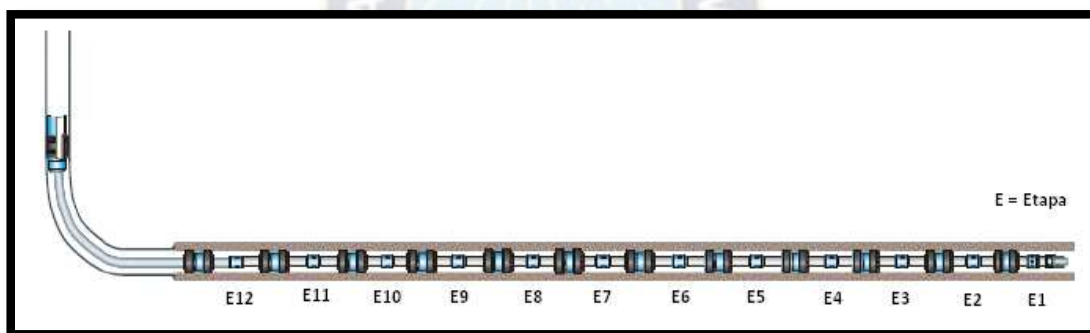
Figura 2.41. Resultado del método de dos pasos o interferencia de esfuerzo



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.6.3. Fracport Estándar. Este método se diseñó considerando que la etapa inicial sería igual que la del procedimiento mencionado anteriormente. El FracPort se basa en parámetros iniciales ya establecidos, el sistema debe proveer funcionalidad y eficiencia. En esta aplicación, la eficiencia es la eliminación del uso de TF, de la línea de acero, alambre, entre otras intervenciones al pozo, y lograr el número deseado de fracturas. Luego, se determinó que el proceso iniciará con esferas que podrían dejarse caer desde la superficie durante el bombeo. Las esferas y los asientos se dimensionaron para de cada uno de los sistemas, y así acoplarse en diferentes diámetros y tamaños de liner, hasta más de 18 etapas se pueden bombear en un solo pozo horizontal en una sola vez. (Figura 2.42)

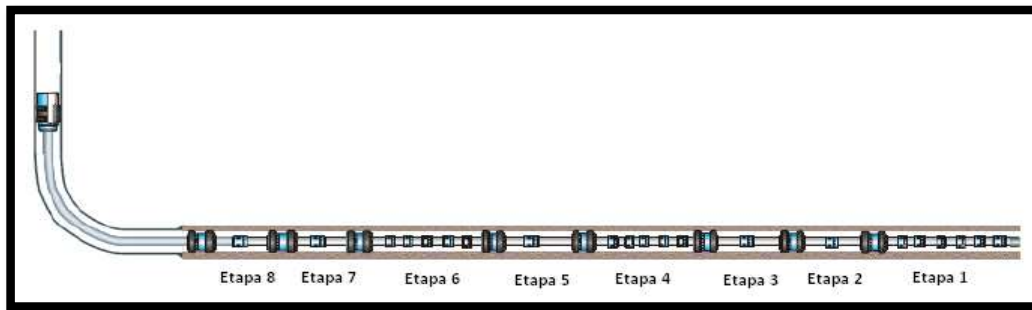
Figura 2.42. Diagrama de una terminación en agujero descubierto con 12 etapas



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.6.4. Sistema Combinado De Fracport Y Jet Frac. Utilizando los mismos empacadores y el mismo método de activación, es posible integrar los dos sistemas para aplicaciones en específico. Esto se ha convertido en una práctica muy común en algunos casos en carbonatos en América del Norte, donde la calidad del yacimiento no es muy buena, ya que son yacimientos heterogéneos. Integrando los dos sistemas, las secciones del yacimiento con mejor calidad pueden lavarse y las secciones con menor calidad pueden fracturarse. Esto provee una mejor conductividad en las secciones de menor calidad del yacimiento y provee una mejor producción proveniente de todas las secciones del yacimiento.

Figura 2.43. Ejemplo de una combinación de fracturamiento y lavado ácido

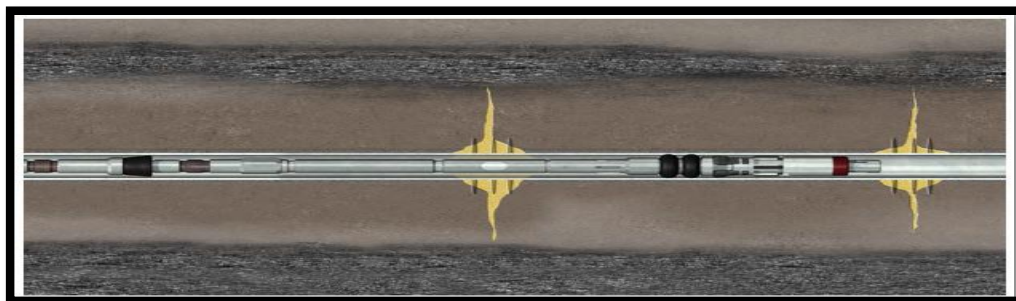


Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.3.6.5. Empacador Straddle Horizontal. El proceso HSP (Horizontal Straddle Packer), utiliza un único empacador conocido como Straddle Packer o Empacador Straddle, que se instala en la TF para poder aislar intervalos separados. No se utiliza Tapón Puente (Bridge Plug), ya que se tienen que perforar al final de la operación. Muchos intervalos pueden tratarse en una sola corrida dentro del agujero con el Empacador Straddle. Utilizando TF, pueden tenerse más ventajas si se permite que estas operaciones sean conducidas a pozos productores sin la necesidad de interrumpir la conexión entre los intervalos.

La figura siguiente muestra una ilustración del proceso de fracturamiento HSP desplegado en una TF, aislando un intervalo pre perforado para crear una fractura. Todos los fluidos de tratamiento se bombearon a través de la TF, para cada una de las perforaciones aisladas. Después del tratamiento, el equipo se jala y se mueve hacia el siguiente intervalo pre perforado (Figura 2.44).

Figura 2.44. Ilustración del HSP



Fuente: Tesis Fracturamiento Hidráulico Multietapa, Álvarez López 2018

2.4. METODOLOGÍA ANALÍTICA DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Con el fin de realizar un óptimo trabajo de fracturamiento y por ende obtener un incremento considerable en la producción, se deben tomar en cuenta ciertos parámetros que permitan obtener resultados exitosos:

- *Altura*: Es controlada por los esfuerzos in situ existentes entre los estratos.
- *Módulo de Young (E)*: Resistencia a la deformación de la roca.
- *Pérdida de fluido*: Está relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
- *Viscosidad del fluido*: Afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del apuntalante.

Las razones por las cuales se fractura los pozos son: para incrementar su producción y su inyectividad. El decremento de la productividad de un pozo se debe principalmente a una limitación en la capacidad de entrega del reservorio o a una limitación en la capacidad de flujo del pozo. El fracturamiento hidráulico no alterará las condiciones del equipo del pozo, razón por la cual, si la causa de la baja productividad es alguna limitación de este, se deberá considerar algún trabajo de reacondicionamiento y no así una estimulación.

2.4.1. SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR.

Para la siguiente selección es necesario basarse en una serie de parámetros y variables que nos permitan definir características específicas de los pozos, con el objetivo principal de elegir los idóneos para ser estimulados, obteniendo resultados óptimos.

2.4.1.1. Primer Paso de Selección: Basado al estado actual de cada pozo o pozos del campo seleccionado y que estén enmarcadas en los siguientes parámetros:

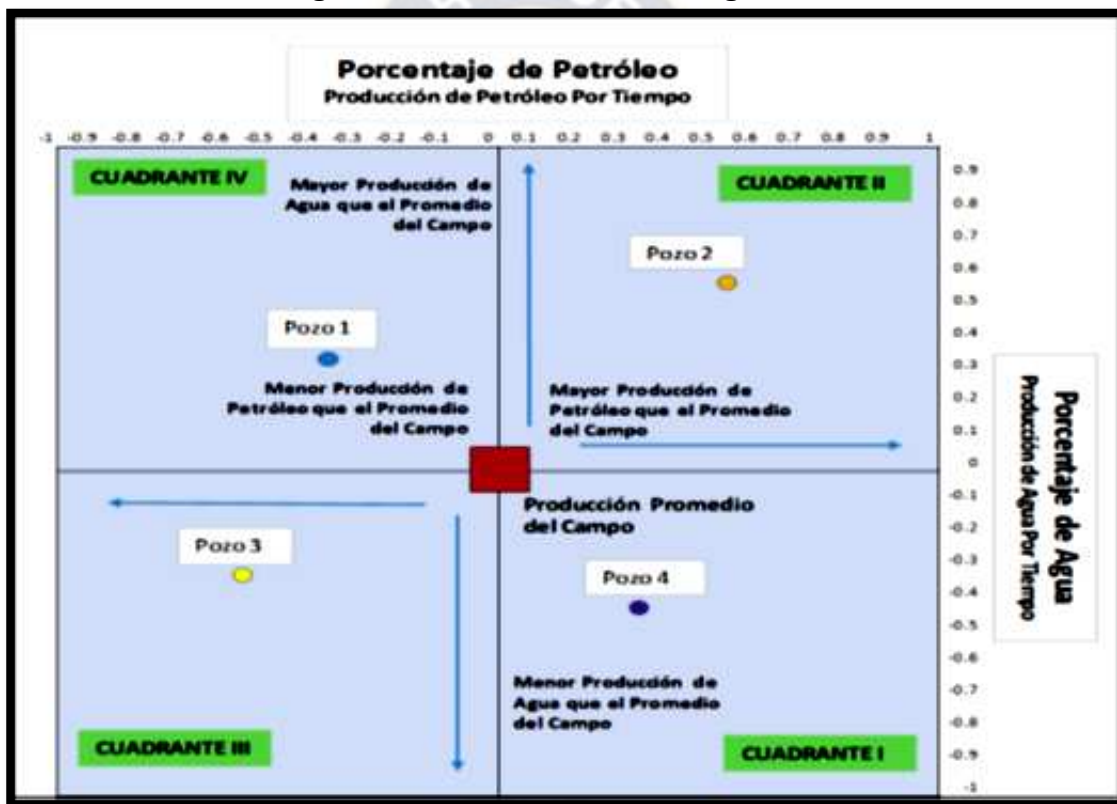
- **Pozos cerrados.-** Estos pozos no serán tomados en cuenta debido a que se realizarán trabajos de incremento en la producción, para lo cual se necesita información actualizada y la obtención de ésta requiere inversiones económicas extras.
- **Alto daño de formación.-** Se tomará en cuenta este factor como sobresaliente, debido a que es el principal causante de la disminución en la producción. En este caso el rango usado para la elección de los pozos con alto daño de formación será $S > 8$.
- **Diferencial de Presión.-** Se produce debido al daño de formación presente en la cara del pozo. Como referencia usaremos un valor de diferencial de presión mayor a 500 psi para identificar qué tan dañado se encuentra un pozo.
- **Reservas.-** Es necesario considerar que los pozos tengan un porcentaje elevado de reservas remanentes para que puedan seguir produciendo después de realizado el fracturamiento.
- **Reducción de la producción.-** Este factor se considerará debido a que el daño de formación produce disminuciones considerables en la producción, la cual se puede recuperar o incrementar después de realizar un fracturamiento.

2.4.1.2. Segundo Paso de Selección: Índice de Heterogeneidad o de Eficiencia (Reese, 1996), donde se expone las ventajas de clasificar los pozos a través de una metodología de comparación con otros pozos de una misma área o campo. La función se define como la relación de un valor de una población y el promedio de dicha población menos la unidad, de forma matemática se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$HI_{fluido} = \frac{Fluido_{pozo}}{Fluido_{Promedio Pozos}} - 1 \quad (\text{Ecuación 2.16})$$

Esta herramienta proporciona un medio conveniente de comparar el rendimiento de los pozos individuales a la media de un grupo de pozos. Esta herramienta permite al ingeniero identificar rápidamente los pozos de alto y bajo rendimiento, y recomendar los mejores tratamientos.

Figura 2.45. Índice de Heterogeneidad



Fuente: Optimización de la producción utilizando técnica de Fracturamiento, Leines 2015

Se resta una unidad de la relación para normalizar el índice de heterogeneidad a cero, es decir, la media de todos los pozos es igual a cero. Los pozos que producen encima de la media tendrán un valor de HI mayor que cero. Valores de HI bajo cero indican pozos rindiendo por debajo de la media. El HI se puede calcular para cualquier variable

dinámica como la tasa de producción de petróleo y de agua. Se visualizan cuatro cuadrantes los cuales representan:

Tabla 2.3. Ubicación del tipo de pozo con respecto al IH

CUADRANTE IV	CUADRANTE II
<ul style="list-style-type: none"> – Baja Producción de Petróleo – Alta Producción de Agua – Pozos con baja eficiencia de aporte de Petróleo 	<ul style="list-style-type: none"> – Alta Producción de Petróleo – Alta Producción de Agua – Pozos con mayor aporte de Fluidos
CUADRANTE III	CUADRANTE I
<ul style="list-style-type: none"> – Baja Producción de Petróleo – Baja Producción de Agua – Pozos con bajo aporte de Fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> – Alta Producción de Petróleo – Baja Producción de Agua – Pozos con alta eficiencia de aporte de Petróleo

Fuente: Optimización De La Producción Utilizando Una Técnica De Fracturamiento, Leines 2015

Con el objetivo de conocer y visualizar los pozos con mejores oportunidades de optimización se elaboraron gráficos donde se grafican los índices de heterogeneidad de petróleo en el eje de las x y el índice de heterogeneidad del agua en el eje de las y para cada uno de los pozos del campo en estudio.

2.4.2. DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Antes de realizar el procedimiento para el diseño de un fracturamiento es necesario tomar en cuenta los datos que se utilizarán, los cuales están numerados en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Datos del Pozo

Datos y propiedades de Pozo			
TIPO DE PROPIEDAD	SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	$Y=$	Módulo de Young	psi
	$\varepsilon=$	Coefficiente de Poisson	lb/pulg ²
	$\gamma=$	Densidad de la Formación	
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS	$Q_f=$	Caudal	Bppd
	ϕ	Porosidad	%
	$C_t=$	Compresibilidad total	Psi ⁻¹
	$T_r=$	Temperatura de Yacimiento	°F
	$h=$	Espesor de Formación	Ft
	$\mu^0=$	Viscosidad	Cp
	API=	Gravedad API	lbm/ft ³
	$\rho_o=$	Densidad del petróleo	Lbs/gal
	$r_e=$	Radio del Pozo	Ft
	$r_w=$	Radio Exterior	Ft
	$S=$	Daño del Pozo	Adimensional
	FLUIDO DE CONTROL 2% KCL	Densidad del Fluido de Control	LPG
	$K=$	Permeabilidad	mD
PRESIONES	$P_{wf}=$	Presión de fondo fluyente	Psi
	$G_p=$	Gradiente de poro	psi/ft
	$P_r=$	Presion de yacimiento	Psi
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES	$Q_i=$	Caudal de inyección	Bpm
	$\mu_r=$	Viscosidad del fluido	Cp
	$\delta_r=$	Densidad	lbm/gal
	$v=$	Velocidad fluido	ft/seg
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	$D=$	TVD	Fts
	$d_i=$	Diámetro interior	Pulg
	$d_o=$	Diámetro exterior	Pulg
	$X=$	Número de disparos	Unidad
	$H_p=$	Diámetro de disparos	Pulg
	$n'=$	Rugosidad	-

Fuente: Elaborado por Ronald Etsón Huanca Colque 2020

2.4.2.1. Propiedades Mecánicas de la Roca. Son obtenidas experimentalmente y ayudan a predecir la geometría de fractura de la roca. Las Tablas 2.5 y 2.6, indican los valores del “Modulo de Young” y el “Coeficiente de Poisson” para litologías específicas.

Tabla 2.5. Módulo De Young (ϵ)

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG RANGO	VALOR PROMEDIO lb/pg ² x 10 ⁶
Caliza y Dolomita dura	8,0 a 13	10,5
Arenisca dura	5 a 7,5	6,25
Arenisca de dureza media	2 a 4	3
Arenisca poco consolidada	0,5 a 1,5	1

Fuente: Estimulación de Pozos, Francisco Garaicochea UNAM 2016

Tabla 2.6. Coeficiente De Poisson (ν)

TIPO DE ROCA	ν
Rocas carbonatadas duras	0,25
Rocas carbonatadas suaves	0,30
Areniscas	0,20

Fuente: Estimulación de Pozos, Francisco Garaicochea UNAM 2016

2.4.2.2. Presiones Involucradas en el Fracturamiento Hidráulico. Se realiza el cálculo de las diferentes presiones que intervienen en el proceso de fracturamiento.

a. Presión de Sobrecarga.

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_f * D \quad \text{(Ecuación 2.17)}$$

Donde:

ρ_f = Densidad del volumen de la formación (lbm/gal)

D = Profundidad de la formación (ft)

En la Tabla 2.7, se observa una lista de las densidades del fluido dependiendo de las matrices de la roca:

Tabla 2.7. Densidad De La Matriz De La Roca

SISTEMA	Densidad (g/cm ³)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Halita	2.03
Cal	2.35
Arcilla	2.7 – 2.8
Agua Potable	1.0
Agua de Mar	1.03 – 1.06
Aceite	0.6 – 0.7
Gas	0.015

Fuente: <https://escueladeporora.files.wordpress.com/>; Pemex, Schlumberger.

b. Gradiente de Fractura (Gf).

$$G_f = \left[\frac{\sigma_{ov}}{D} - G_p \right] \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + G_p \quad (\text{Ecuación 2.18})$$

Donde:

G_f = Gradiente de fractura (psi/ft)

σ_{ov} = Presión de sobrecarga (psi)

D = Profundidad de pozo (ft)

G_p = Gradiente de poro (psi/ft)

γ = Coeficiente de Poisson

c. Presión de Fractura.

$$P_{tw} = G_f * D \quad \text{(Ecuación 2.19)}$$

Donde:

P_{tw} = Presión de fractura (psi)

G_f = Gradiente de fractura (psi/ft)

D = Profundidad de formación (ft)

d. Presión de Tratamiento en Superficie.

$$P_{ts} = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p \quad \text{(Ecuación 2.20)}$$

Donde:

P_{ts} = Presión de tratamiento en superficie (psi)

P_i = Presión instantánea al momento de cierre, medida en superficie (psi)

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción en tubería (psi)

ΔP_p = Pérdida de presión por perforados (psi)

e. Presión de Cierre Instantáneo.

$$P_i = P_{tw} - P_h \quad \text{(Ecuación 2.21)}$$

Donde:

P_i = Presión de cierre instantáneo (psi)

P_{tw} = Presión de fractura (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi)

f. Pérdida de Presión por Fricción en Tubería (ΔP_f).

$$N_r = 1,592 * 10^4 * \frac{Q * \delta}{d * \mu} \quad \text{(Ecuación 2.22)}$$

$$\Delta P_f = \frac{f * D * \delta * v^2}{2,8(d_o^2 - d_i^2)} \quad \text{(Ecuación 2.23)}$$

Donde:

N_r = Número de Reynolds

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción en tuberías (psi)

Q = Caudal de inyección del fluido (bpm)

v^2 = Velocidad del fluido en la tubería (ft/s)

D = Profundidad de la formación (ft)

ρ = Densidad del fluido (lb/gal)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

d_i = Diámetro interno de la tubería (pulg)

d_o = Diámetro externo de la tubería (pulg)

f = Factor de fricción de Fanning calculado mediante N_r (Ver Anexo A, Figura A-1)

g. Pérdida de Presión o Perforados (ΔP_p).

$$\Delta P_p = \frac{0,0836 * Q^2 * \delta}{H_p^4 * x^2} \quad (\text{Ecuación 2.24})$$

Donde:

ΔP_p = Pérdida de presión por perforados (psi)

Q = Caudal (bpm)

δ = Densidad del fluido (lb/gal)

H_p = Diámetro de las perforaciones (pulg)

X = Número de perforaciones

h. Presión de Confinamiento o Cierre.

$$P_c = P_{tw} - P_r \quad (\text{Ecuación 2.25})$$

Donde:

P_c = Presión de cierre (psi).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_r = Presión de reservorio (psi).

i. Presión Neta.

$$P_n = P_{tw} - P_c \quad (\text{Ecuación 2.26})$$

Donde:

P_n = Presión neta (psi).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_c = Presión de cierre (psi).

2.4.2.3. Determinación de las Propiedades del Fluido Fracturante, Geometría y Selección de la Fractura. Se define de acuerdo a su altura, longitud y amplitud. Por ende, es necesario conocer las propiedades de la formación y del fluido fracturante para prever las dimensiones de las mismas.

a. Propiedades de inyección del fluido fracturante.

- Ser compatible con el fluido del pozo.
- No perjudicar la permeabilidad de la roca.
- Baja pérdida de fricción en la tubería.
- Baja pérdida de fluido a la formación.
- Estable a temperatura de fondo.
- Capaz de sostener y llevar el agente de soporte dentro de la fractura formada.

En la Tabla 2.8, se puede observar las propiedades de los diferentes tipos de fluido.

Tabla 2.8. Propiedades De Fluidos Fracturantes

Fluido	Caudal (bpm)	Presión de Propagación (psi)
Agua (aprox. 1cp)	5	189
Agua gelificada	5	139
Agua gelificada	10	138
Aceite viscoso (700 cp)	11	380
Aceite viscoso (700 cp)	11	285
Aceite (aprox. 5 cp)	5	96

Fuente: Estimulación de Pozos, Francisco Garaicochea UNAM 2016

b. Coeficiente del Fluido Fracturante. Controla el filtrado del fluido fracturante a la formación. Los valores C1 y C2 se pueden calcular a través de las propiedades físicas del yacimiento y la viscosidad del fluido fracturante.

$$C_1 = 0,0469 * \left[\frac{k_f * (P_{tw} - P_r) * \phi}{100 * \mu_f} \right]^{1/2} \quad \text{(Ecuación 2.27)}$$

$$C_2 = 0,0374 * (P_{tw} - P_r) * \left[\left(\frac{k * \phi * C_t}{100 * \mu_r} \right)^{1/2} \right] \quad \text{(Ecuación 2.28)}$$

Donde:

K_f = Permeabilidad del fluido fracturante ($K_f = K * 0,6$; según Smith).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_r = Presión de reservorio (psi).

ϕ = Porosidad (fracción).

μ_f = Viscosidad del fluido fracturante (cp).

K = Permeabilidad del fluido de reservorio (md).

μ_r = Viscosidad del fluido de reservorio (cp).

C_t = Compresibilidad de la roca.

De C1 y C2, se obtiene:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} \quad \text{(Ecuación 2.29)}$$

c. Cálculo de la Amplitud (W) y Longitud de la Fractura (X_f) de las ecuaciones propuestas por Nolte y Economides:

$$X_f = \frac{i * t_p}{2 \Pi * h * C} \quad \text{(Ecuación 2.30)}$$

$$W = \frac{i \cdot t_p}{2\pi \cdot h \cdot X_f} \quad (\text{Ecuación 2.31})$$

Donde:

X_f = Longitud de la fractura (ft).

W = Amplitud de la fractura. (ft).

C = Coeficiente del fluido de fractura (ft/min^{1/2}).

t_p = Tiempo de inyección (min).

h = Altura de la fractura (ft).

d. Cálculo de los Volúmenes de Inyección.

$$V_i = i \cdot t_p \quad (\text{Ecuación 2.32})$$

$$V_f = 2 \cdot h \cdot W_L \quad (\text{Ecuación 2.33})$$

Donde:

V_i = Volumen inicial (bbl).

V_f = Volumen final (bbl).

i = Caudal de inyección (bpm).

t_p = Tiempo de inyección (min).

h = Altura de la fractura (ft).

W_e = Amplitud promedio (ft)

e. Selección del Apuntalante.

- **Natural:** Formado por arenas de sílice, soportan bajos cierres de fractura menores a 4000 psi.
- **Sintéticos:** Tienen gran resistencia de cierre de fracturas, en la Tabla 2.9, se muestran los diferentes tipos existentes.

Tabla 2.9. Apuntalantes Sintéticos

Apuntalante	Esfuerzo de Cierre
Arena regular	< 6000 psi
Arena con resina	4000 – 8000 psi
Materiales cerámicos	5000 – 1000 psi
Bauxita sintetizada	15000 psi

Fuente: Estimulación de Pozos, Francisco Garaicochea UNAM 2016

2.4.3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

Este índice de productividad es medido durante una prueba de producción. Para poder medirlo el pozo va a ser cerrado para de esta manera se alcance la presión estática del reservorio. Luego, el pozo es puesto a producción a una tasa de flujo constante y una presión de fondo fluyente. Debido a que la presión estabilizada en superficie no siempre es la presión de fondo fluyente (P_{wf}), se la mide varias veces a medida que pasa el tiempo²⁶.

El flujo de líquido al pozo depende de las características del yacimiento y de la presión fluyente del pozo. La relación entre el la tasa de flujo que fluye hacia el pozo y la presión fluyente se denominara IPR. Graficando esta relación podremos determinar el índice de productividad a diferentes presiones fluyentes.

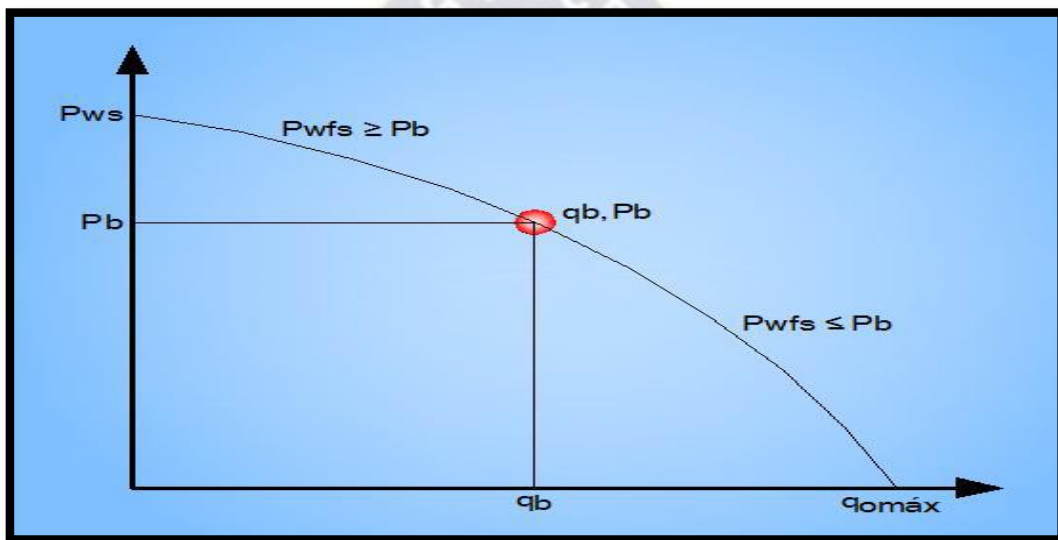
Índice de productividad para yacimientos bajo saturados. El índice de productividad (J) puede ser constante o variable, esto dependerá si la presión de fondo fluyendo se encuentra por arriba o por debajo de la presión de burbuja. Un yacimiento de petróleo sub saturado se tiene cuando la $P_{wf} > P_b$ y la curva de IPR que representa el comportamiento del flujo en el yacimiento (relación entre q y P_{wf}), se comporta como en la siguiente gráfica (Figura 2.46).

²⁶ Reservoir Engineering Handbook, Tarek Ahmed (2001)

Índice de productividad para yacimientos saturados. En el caso de que $P_{wf} < P_b$, la curva de IPR se comporta como en la Figura 2.46. Para un yacimiento de petróleo saturado se tienen dos fases moviéndose dentro del yacimiento (aceite y gas) en el caso dado de que la saturación de agua (S_w) sea menor o igual a la irreducible.

Como se puede observar en la Figura 2.46, el índice de productividad no es constante a lo largo del tiempo de explotación de este tipo de yacimientos.

Figura 2.46. Comportamiento del IPR



Fuente: Análisis De La Productividad De Un Pozo De Aceite A Partir De Pruebas De Presión, Noguera Motalvo 2011

a. Yacimientos Saturados ($P_r < P_b$)

- *Eficiencia de Flujo:*

$$EF = \frac{7}{7+S} \quad \text{(Ecuación 2.34)}$$

- *Presión de Fondo Fluyente:*

$$P_{wf'} = ((P_r - P_{wf}) * EF) \quad \text{(Ecuación 2.35)}$$

- **Caudal Máximo:**

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0,2 * \frac{P'_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad (\text{Ecuación 2.36})$$

- **Índice de Productividad:**

$$IP = \frac{Q_{max} * \left(1 + 0,8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right) \right)}{P_r} \quad (\text{Ecuación 2.37})$$

b. Yacimientos Subsaturados ($P_r > P_b$).

- **Caso 1 ($P_{wf} > P_b$):**

- Eficiencia de Flujo:

$$EF = \frac{7}{7+S} \quad (\text{Ecuación 2.38})$$

- Presión de Fondo Fluyente:

$$P_{wf'} = ((P_r - P_{wf}) * EF) \quad (\text{Ecuación 2.39})$$

- Índice de Productividad:

$$J = IP = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (\text{Ecuación 2.40})$$

- Caudal del Punto de Burbuja:

$$Q_b = IP * (P_r - P_b) \quad (\text{Ecuación 2.41})$$

- Caudal Máximo:

$$Q_{max} = Q_b + \left(IP * \left(\frac{P_b}{1.8J} \right) \right) \quad (\text{Ecuación 2.42})$$

Cuando P_{wf} empieza a ser negativo puede utilizarse la ecuación propuesta por Harrison, que es una ecuación equivalente a la de Vogel, la cual puede utilizarse tanto para valores positivos como negativos de P_{wf} .

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,20 * e^{\left(\frac{1,792 * P'_{wf}}{P_r}\right)} \quad (\text{Ecuación 2.43})$$

▪ **Caso 2 ($P_{wf} < P_b$):**

- Eficiencia de Flujo:

$$EF = \frac{7}{7+S} \quad (\text{Ecuación 2.44})$$

- Presión de Fondo Fluyente:

$$P_{wf'} = ((P_r - P_{wf}) * EF) \quad (\text{Ecuación 2.45})$$

- Índice de Productividad:

$$J = IP = \frac{Q_o}{\left[(P_r - P_b) + \left(\frac{P_b}{1,8}\right) * \left(1,8 * \left(1 - \frac{P_{wf'}}{P_b} \right) - 0,8 * EF * \left(1 - \frac{P_{wf'}}{P_b} \right)^2 \right) \right]} \quad (\text{Ecuación 2.46})$$

- Caudal Máximo:

$$Q_{max} = Q_b + \left(IP * \left(\frac{P_b}{1,8} \right) \right) \quad (\text{Ecuación 2.47})$$

Donde:

$J = IP =$ Índice de Productividad.

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi).

P_{wf}' = Presión de Fondo Fluyente Post – Fracturamiento (psi).

P_r = Presión de Reservorio o Yacimiento (psi).

P_b = Presión de Punto de Burbuja (psi).

Q_o = Caudal de Petróleo (BPPD).

Q_{max} = Caudal Máxima de Petróleo (BPPD).

2.4.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PRE Y POST – FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Se calcula mediante una relación entre las permeabilidades antes y después de la fractura. Para los cálculos se toma en cuenta que:

K alta	$K_f = 1,3 \cdot k$
K media	$K_f = 2 \cdot k$
K baja	$K_f = 3 \cdot k$

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) + \frac{k}{k_f} \cdot \ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)} \quad (\text{Ecuación 2.48})$$

Donde:

J_x/J_o = Relación entre el índice de productividad de la zona alterada y el índice de productividad original (BPD/psi).

r_e = Radio de drenaje (ft).

r_w = Radio de pozo (ft).

r_w' = Radio del pozo después del fracturamiento (ft).

K/k_f = Relación entre la permeabilidad del medio poroso y la zona fracturada (md).

Para el cálculo de r_w' se usarán las siguientes ecuaciones adicionales:

$$r_w' = \frac{2}{\pi} \cdot X_f \quad (\text{Ecuación 2.49})$$

Donde:

r_w' = Radio del pozo después del fracturamiento (ft).

x_f = Longitud de la fractura (ft).

a. Daño luego del fracturamiento.

$$S' = \left(\frac{k}{k_f} - 1 \right) * \ln \left(\frac{r_w'}{r_w} \right) \quad \text{(Ecuación 2.50)}$$

Donde:

S' = Daño después de la fractura.

k = Permeabilidad del medio poroso (md).

k_f = Permeabilidad de la zona fracturada (md).

r_w = Radio del pozo (ft).

r_w' = Radio del pozo después del fracturamiento (ft).

b. Presión y Caudal luego del fracturamiento.

Primeramente se determina la eficiencia del flujo:

$$EF = \frac{J'}{J^o} \quad \text{(Ecuación 2.51)}$$

Donde:

EF = Eficiencia de flujo.

S' = Daño después de la fractura.

r_e = Radio de drenaje (ft).

r_w = Radio del pozo (ft).

Posteriormente la presión de fondo fluyente y caudal post – fractura:

$$P_{wf}' = P_r - (P_r - P_{wf}) * EF \quad \text{(Ecuación 2.52)}$$

$$Q' = J' * (P_r - P_{wf}') \quad \text{(Ecuación 2.53)}$$

Donde:

P_{wf}' = Presión de fondo fluyente después de la fractura (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).

P_r = Presión de reservorio (psi).

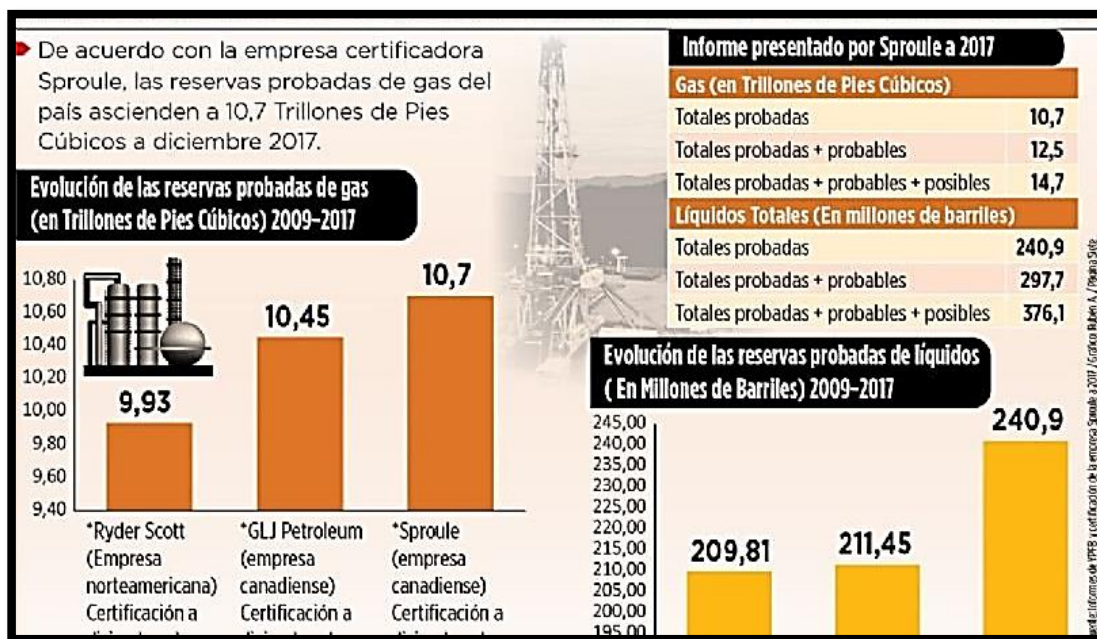
E_F = Eficiencia de flujo.

J' y J° = Índice de Productividad.

2.5. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN BOLIVIA

El informe de certificación de hidrocarburos en cuanto a las reservas de líquidos, indica que las reservas probadas llegan a 240,9 millones de barriles (MMbbl), las probadas más probables a 297,7 MMbbl y las probadas más probables más probadas a 376,1 MMbbl, como se muestra en la Figura 2.47.

Figura 2.47. Certificación de Producción de Petróleo y Gas Bolivia



Fuente: Reporte YPFB, 2017

Según explicación técnica de la certificadora, los resultados referidos son producto de la evaluación de 60 campos productores de hidrocarburos, con un total de 306 pozos gasíferos y 131 pozos petrolíferos; datos proporcionados por la estatal petrolera Y.P.F.B.

La declinación natural de los campos y la caída de las exportaciones de gas natural son los principales factores que conllevan a un considerable descenso de producción de hidrocarburos líquidos que según pronósticos hasta 2025 bajará en al menos un 40 por ciento²⁷.

Expertos en hidrocarburos sugieren al Gobierno y a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) adoptar políticas inmediatas orientadas al aumento de la producción hidrocarburos líquidos, pues caso contrario en los próximos seis años el país tendrá que importar la totalidad de los combustibles que consume.

Con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), refleja que la producción de líquidos en 2019 llegó a un promedio 50.000 barriles por día (BPD) y pronostica que en la presente gestión quedará en al menos 47.000. No obstante, para 2025 la producción se habrá reducido a cerca de 28.000 BPD, es decir, una disminución de al menos un 40% con relación a 2020. Es necesario adoptar medidas que permitan reducir la capacidad ociosa de las refinerías (Gualberto Villarroel, Guillermo Elder Bell y Oro Negro) que pueden procesar hasta 68.000 BPD²⁸.

La primera alternativa que sugiere el especialista es incrementar la exploración, puesto que ello permitirá aumentar las reservas y los campos en producción. La segunda sugerencia es implementar un plan de recuperación mejorada en pozos que se encuentran en reserva, es decir, en campos maduros. Que esta es la alternativa que permitirá aumentar la producción de líquidos en menor tiempo.

Para un panorama más amplio a cerca de La producción promedio de petróleo/condensado y gasolina natural por Empresas y Campos se detalla como dato tabulado (Anexo A, Tabla A-1). Cabe señalar que la producción de gasolina natural incluye tanto el volumen extraído en el Campo como el calculado de acuerdo a la

²⁷ Fundación Jubileo (2018)

²⁸ Analista Hugo del Granado (2019)

composición del gas natural para los Campos que no cuentan con facilidades de extracción de licuables.

2.6. CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA

Políticamente el campo Humberto Suárez Roca (HSR) se encuentra ubicado en la Provincia Sara del Departamento de Santa Cruz. Esta Localizado a 111 Km al Norte 38° Oeste de la ciudad de Santa Cruz, en la parte central de los lomeríos de Santa Rosa (Boomerang Hills), dentro de la zona de Pie de Monte del Subandino.

El centro del campo HSR se halla ubicado aproximadamente en el punto medio entre el pozo HSR-X1 y el pozo HSR-6, cuyas coordenadas UTM son las siguientes:

X = 416657,90 Y = 8124218,00 Zt = 260 msnm

Las mismas coordenadas corresponden a las coordenadas geográficas:

16° 53' 06",5 de Latitud Sur.

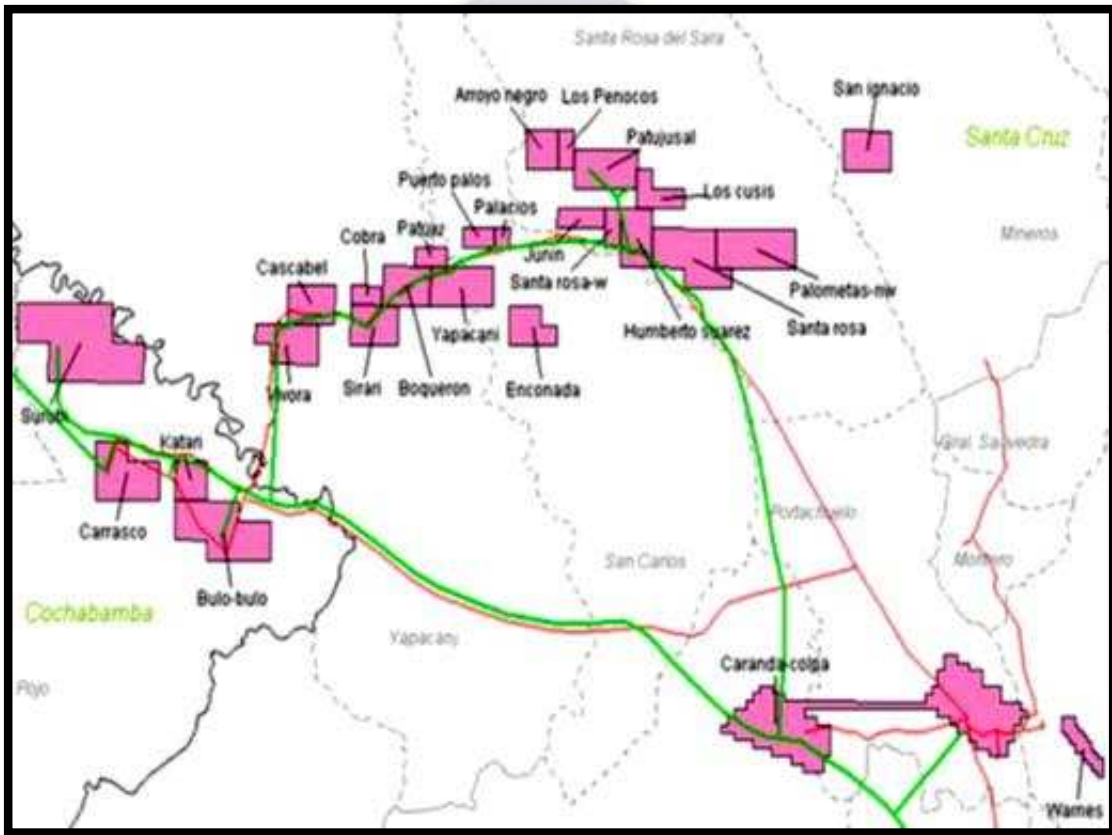
63° 46' 46",7 de Longitud Oeste.

El punto señalado, corresponde aproximadamente con el centro del bloque productor en el reservorio Sara, donde se tiene una cota de -1897 msnm, del contacto agua-petróleo.

El área Humberto Suarez Roca, que abarca los Campos Patujusal, Los Cusis y Humberto Suarez Roca, es el más apto para la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada, especialmente los Campos Patujusal Oeste y H. Suarez R., por contar con petróleo medianamente pesado de una densidad de entre 25-35 °API, y ser actualmente el petróleo más viscoso que produce Bolivia.

De esta manera, mediante el estudio realizado a los campos productores de petróleo medianos (22-31 °API) se ha llegado a la conclusión de que el campo petrolero H. Suarez Roca es el más representativo por las características que presenta el tipo de crudo que almacena y por las características estructurales. Estos Campos se encuentran dentro del llamado “Boomerang Hills” como se muestra en la Figura 2.48 y Figura 2.49.

Figura 2.48. Zona de ubicación del Campo HSR en el Área del Boomerang Hills



Fuente: Hidrocarburos Bolivia, 2015

Figura 2.49. Mapa de ubicación de yacimientos de petróleo y gas de Bolivia (Pie de Monte y Subandino Sur)



Fuente: Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas, Carlos E. Cruz 2015

2.6.1. CRONOLOGÍA DEL CAMPO HUMBERTO SUÁREZ ROCA.

El Pozo HSR-X1 (antes SRW-X3), perforado por YPFB en 1982 alcanzo 2446 metros de profundidad final, fue el pozo descubridor de petróleo y gas en el reservorio Sara del sistema Silúrico. Durante su perforación se cumplieron los objetivos de investigar las areniscas Ayacucho y Pirá del Devónico y arenisca Sara del Silúrico, considerados como objetivos básicos. Asimismo se investigaron las areniscas del Terciario Basal, Cretácicas y Carboníferas como objetivos secundarios.

Después de las evaluaciones correspondientes de las formaciones atravesadas, se concentró la atención en la Arenisca Sara, en la que se efectuó una prueba de producción, en el tramo 2132 – 2136 mbbp, (metros bajo boca pozo), con resultados altamente favorables por tratarse de hidrocarburo relativamente pesado (24 - 31 °API). Este nivel corresponde al reservorio Sara “A” con (5,3 - 29,5) metros de espesor neto productivo de petróleo.

Nueve pozos fueron perforados por YPFB hasta Diciembre de 1994, sumando un total de diez pozos en el campo.

El Pozo HSR-2 con 2190 mbbp, cumplió con el objetivo de demostrar la productividad del reservorio Sara hacia el oeste del pozo descubridor (HSR-X1). A pesar de la posición estructural más baja de este pozo con relación al descubridor (- 41 metros), el reservorio Sara salió productor de petróleo entre (24 – 31) °API con una presión similar a la obtenida en el pozo descubridor de 2990 (psi). Este nivel corresponde al reservorio Sara “A” con 5,3 metros de espesor productivo de petróleo.

El Pozo HSR-5 con 2070 metros de profundidad final, resulto gasífero, este corresponde al reservorio Sara “BC” de 41,4 metros de espesor productivo.

La perforación del pozo HSR-4 con 2745,5 metros de profundidad cumplió el programa y los objetivos propuestos, alcanzando el Bloque Bajo de la estructura y permitiendo

la evaluación del mismo. Las pruebas de producción en la arenisca Sara en el Bloque Alto han resultado positivas, lográndose la producción de petróleo en el reservorio Sara "A" con un espesor productivo de 10,6 metros y espesor saturado de gas en el reservorio Sara "BC" de 33,1 metros de espesor.

Con el pozo HSR-4, se ha definido con más exactitud la faja petrolífera del campo en el sector central. La prueba de producción en la arenisca Pirai tuvo resultados positivos, constituyéndose en un nivel productor de gas. El espesor saturado de hidrocarburos es de aproximadamente 15 metros.

El pozo HSR-6 con 2226 metros de profundidad, cumplió con el objetivo de mantener una adecuada producción de petróleo en el campo. Este pozo fue el menos profundo perforado hasta la fecha, sin haber penetrado la falla "B". En este pozo el reservorio Sara "BC" tiene 6,8 metros de espesor productivo de gas y el reservorio Sara "A" tiene 18,9 metros de espesor productivo de petróleo.

El pozo HSR-8 con 2230 metros de profundidad final, cumplió satisfactoriamente los objetivos propuestos. Se determinó que la Arenisca Sara "BC" tiene 16 metros correspondientes al casquete gasífero y que la Arenisca Sara "A" tiene 26 metros correspondientes al cinturón petrolífero, también determinó que la Arenisca Ayacucho tiene buenas perspectivas de contener hidrocarburos.

El pozo HSR-10 alcanzó una profundidad de 2250 metros. En la arenisca Sara "BC" se determinó un espesor útil productivo de 5 metros para Gas y 20 metros para petróleo en la Arenisca Sara "A", con una porosidad de 15% y una saturación de agua de 38%. El petróleo tiene una densidad de 25,3 °API. Asimismo se determinó que la Arenisca Ayacucho tiene un espesor útil de 13 metros, una porosidad de 13% y una saturación de 42%, quedando como reservorio potencial para una posterior intervención y explotación.

A partir de 1999 la producción de este campo se realizó mediante levantamiento artificial con agua (hidráulic lift) y gas (gas lift) como fluidos motrices.

En este campo se perforaron 10 pozos, actualmente tres son productores, uno es sumidero, tres están cerrados por ser improductivos y tres esperando intervención. La profundidad promedio de estos pozos es de 2.300 metros, profundidad a la cual se encuentran los niveles productores Sara y Pirai.

A continuación en la Tabla 2.10, se muestra cada uno de los pozos productores y pozo inyector con sus respectivas profundidades y coordenadas.

Tabla 2.10. Coordenadas Pozos HSR.

POZO	X Coordenadas	Y Coordenadas	PROFUNDIDAD TOTAL (m)
HSR-X1	416910.96	8124083.68	2446
HSR-4	416646.60	8124424.49	2745
XSR6	416357.28	8124349.21	2226
HRS-10 (inyector)	416629.22	8124242.98	2250

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2016

2.6.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO HSR.

Los antecedentes geológicos, las características morfoestructurales y el tipo de estructura que conforma el reservorio perteneciente al Campo HSR se explican detalladamente a continuación:

- a. Antecedentes Geológicos.** Se define la estructura de Santa Rosa de 18 Km de largo, situada entre las estructuras de Palometas por el Este y Junín por el Oeste. Posteriormente se perforaron algunos pozos pero fueron improductivos, hasta que en 1973 se perfora el pozo Santa Rosa Oeste-X1 (SRW-X1) con el cual se

descubren reservorios Gasíferos en niveles del Devónico (Arenisca Ayacucho y Pirai) y del Silúrico (Arenisca Sara).

En 1981 se perfora el pozo (SRW-X2), éste salió improductivo. En base a estos resultados y buscando una mejor posición estructural, se propuso la perforación del pozo SRW-X3 el cual en 1982 alcanzó la profundidad final de 2446 metros, con la que se investigó todos los reservorios de los Sistemas Terciario, Cretácico, Carbonífero, Devónico y Silúrico.

Realizada la evaluación de los reservorios atravesados, se concentró el interés en La Arenisca Sara del Silúrico en la que se efectuó una sola prueba de producción con resultados altamente favorables, por tratarse de un hidrocarburo pesado.

Posteriormente, se determinó que la culminación donde se perforo el pozo petrolífero SRW-X3 se denomine Campo Humberto Suárez Roca, por lo que el pozo SRW-X3 fue denominado como pozo **HSR-X1**, quedando separado al Oeste de la estructura de Santa Rosa Oeste con el pozo SRW-X1.

- b. Características Morfoestructurales.** El campo Humberto Suárez Roca está ubicado entre los campos Santa Rosa y Santa Rosa Oeste, sobre un mismo lineamiento estructural.

Morfoestructuralmente el campo HSR se encuentra dentro de la zona de pie de monte, correspondiente al área Boomerang en su sector oriental (entre los ríos Pirai y Yapacaní); área caracterizada por una cadena de colinas alineadas en forma de arco de rumbo general Este – Oeste, denominado Boomerang Hills.

Dichas colinas presentan una topografía suavemente ondulada con diferencia de relieve del orden de los 70 metros.

Regionalmente, el área Boomerang se encuentra a su vez dentro de la zona del “Codo del Subandino” en la región de Santa Cruz. Tal como acontece en todo el Subandino, el relieve topográfico en el área del Boomerang se halla en relación directa con el relieve estructural.

Específicamente el Boomerang Hills refleja la deformación tectónica del último frente de la orogénesis Andina que se inició en el Mioceno Medio de la era Terciaria, dicha deformación tectónica dio origen a un importante lineamiento anticlinal.

c. Estructura. El campo Humberto Suárez Roca corresponde a una estructura separada de las estructuras Santa Rosa y Santa Rosa Oeste por sillars estructurales; de tal modo que de Este a Oeste se encuentran las estructuras de Santa Rosa, Humberto Suárez Roca, Santa Rosa Oeste, Junín, Palacios, Urucú y Puerto Palos. Inmediatamente al Sur del lineamiento indicado, se encuentran las estructuras de Bufo, Puquío y Yapacaní, detrás de este lineamiento se encuentran las estructuras de Los Cusis, Penocos y Patujusal.

Fallas antitéticas configuran en el flanco un sistema de cuatro bloques fallados en los que los reservorios Devónicos y Silúricos sellan pendiente arriba contra la falla longitudinal y lateralmente contra las fallas antitéticas.

d. Secuencia Estratigráfica. La secuencia estratigráfica atravesada comprende sedimentitas de edad Terciaria, Cretácica, Carbonífera, Devónica y Silúrica. La secuencia estratigráfica esquematizada del campo HSR es representada en la Tabla 2.11. El Reservorio Productor del campo Humberto Suárez Roca es la Arenisca Sara del sistema Silúrico. El número de reservorios probados del campo HSR son tres:

- Pirá de la Formación Yapacaní.
- Sara “A” (Petroífero) de la Formación El Carmen.
- Sara “BC” (Gasífero) de la Formación El Carmen.

Tabla 2.11. Secuencia Estratigráfica HSR (YPFB Chaco S.A.)

SISTEMA	FORMACION	RESERVORIO
Terciario	Chaco Inferior	
	Yecua	
	Petaca	
Cretácico	Yantata	
	lchoa	
Carbonífero		
Devónico	Limoncito (Los Monos)	
	Yapacani	1 – A
		1 – C
		*Ayacucho Sup
		*Ayacucho Inf
	**Pirai	
Boomerang (Icla)		
Silúrico	El Carmen	***Sara A
		****Sara BC

*Reservorios Potenciales
 **Reservorios de Gas
 ***Cinturón de Petróleo
 ****Casquete de Gas

Fuente: Reporte YPF Chaco S.A., 2016

CAPÍTULO III

MARCO PRÁCTICO

3.1. INTRODUCCIÓN.

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico se realizan principalmente para aumentar la velocidad de flujo de petróleo o gas, en yacimientos de alta o baja permeabilidad o con daño de formación. También sirven para extender una trayectoria conductora profunda en una formación y así aumentar la productividad más allá del nivel natural, cambiar el patrón de flujo hacia uno más eficiente como el flujo bilineal y crear una herramienta de desarrollo y optimización de reservorios.

La presente investigación está basada principalmente en un método deductivo a partir de diferentes datos de: producción, características del reservorio y propiedades de fluido producido en el campo en estudio y adicionalmente un método analógico, para comparar datos iniciales de los pozos y los resultados a obtener de los diferentes pozos en estudio, los cuales ayudaran a determinar el comportamiento de la producción en reservorios de permeabilidad baja – media pre y post estimulación, considerando una adecuación de los parámetros recomendados y los considerados en la investigación en función de los pozos del campo a aplicar.

Para tal propósito se presentará un marco metodológico de selección de pozos, posterior diseño y análisis de resultados obtenidos con la técnica a ser evaluada en los pozos del campo en estudio.

3.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

Para el mejor desarrollo del estudio se aplicará dos tipos de investigación:

- **La investigación cuantitativa**, es aquella en la que se recogen y analizan datos cuantitativos sobre variables.

- **Investigación Bibliográfica.** “Descubre, sistematiza y procesa datos cuantitativos y/o cualitativos, así como datos del estado del conocimiento: teorías, conceptos, metodologías del tema” (Mendez y Astudillo, 2008).

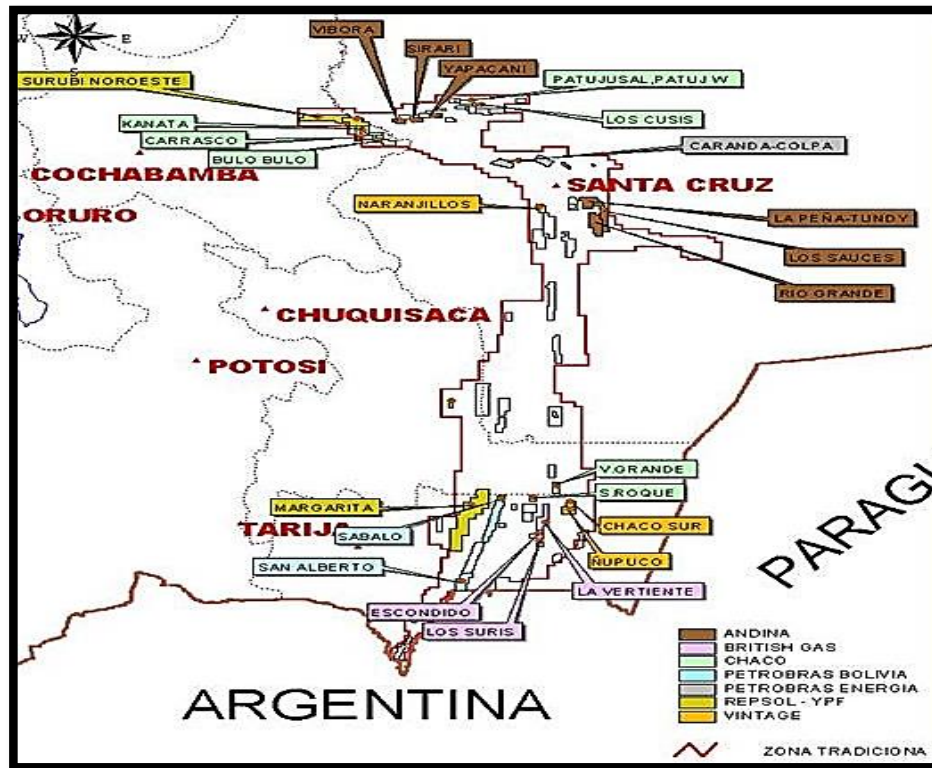
Para este efecto se revisará y recolectará datos de: producción, características del reservorio, propiedades de fluido producido y factores de declinación del campo seleccionado para su estudio; según reportes anuales obtenidos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y Agencia Nacional de Hidrocarburos. Asimismo en base a los datos a obtener se determinará aplicar la metodología técnica y su posterior análisis en la variabilidad de las condiciones tanto iniciales como finales de la estimulación propuesta en base a parámetros particulares a proponer en la investigación.

3.3. EL UNIVERSO Y MUESTRA

- **El Universo.** “Es el conjunto de elementos (finito o infinito) definido por una o más características, de las que gozan todos los elementos que lo componen” (Espinoza, 2016).

El universo corresponde a todos los campos maduros con alta declinación en la producción de petróleo y una permeabilidad de baja a media en el área tradicional petrolera de Bolivia (Figura 3.1A); para lo cual se tiene un conjunto de elementos en la Tabla A-1 del Anexo A, donde se detalla un resumen de las Empresas Operadoras y Campos productores de petróleo en Bolivia.

Figura 3.1-A Área Tradicional Petrolera de Bolivia



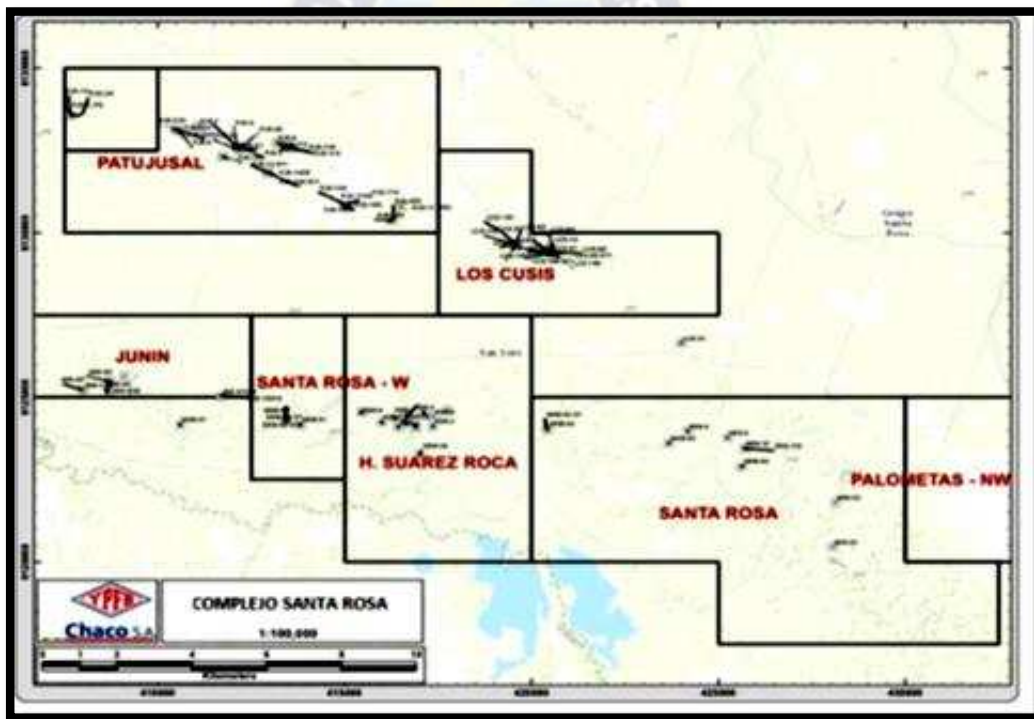
Fuente: Reporte YPFB, 2018

- **La Muestra.** “Es la técnica empleada para la selección de elementos (unidades de análisis o de investigación) representativos de la población de estudio que conformarán una muestra y que será utilizada para hacer inferencias (generalización) a la población de estudio” (Espinoza, 2016).

El tipo de muestra empleado para la investigación será determinístico intencional; donde dada la numerosa cantidad de pozos productores de petróleo de diferentes características mostrados en la Tabla A-1, del Anexo A, la elección se hizo considerando las condiciones base que conlleva el propósito de la presente tesis (campos maduros y de baja permeabilidad). En Bolivia se tiene mayormente campos en clara declinación (maduros) pero no todos tienen las características de reservorio de baja permeabilidad, motivo por el cual la elección del campo muestra, se lo hizo en base a las condiciones propuestas en la presente investigación.

Bolivia cuenta con zonas de alto potencial Hidrocarburífero como demuestran los estudios geofísicos en las distintas cuencas sedimentarias, constituyéndose estas como nuevas reservas en el futuro cercano, como ser la cuenca Madre de Dios, Sub-andino Norte y Sur, Pie de Monte, el Chaco, Pantanal y el Altiplano. Estas zonas representan el gran potencial Hidrocarburífero de Bolivia y es interés de todos los bolivianos realizar nuevas exploraciones. A continuación en la Figura 3.1, muestran las áreas de Exploración y Explotación tradicionales de Bolivia del complejo de Santa Rosa donde están ubicados varios campos productores de petróleo.

Figura 3.1-B. Explotación de Campos Maduros de Petróleo en Bolivia



Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2016

Asimismo los yacimientos aptos para la aplicación de métodos EOR son aquellos que cuentan con petróleos viscosos y medianamente viscosos (medianamente pesados). En Bolivia contamos con campos petrolíferos con algunas de estas características como se mostró en la Figura 3.1; de los cuales se muestran a continuación en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Campos aptos para los métodos EOR.

CAMPOS		PRODUCTOS
HUMBERTO SUAREZ ROCA	HSR	Petróleo y Gas en Solución
LOS PENOCOS	LPS	Petróleo y Gas en Solución
LOS CUSIS	LCS	Petróleo y Gas en Solución
PATUJUSAL	PJS	Petróleo y Gas en Solución
MONTEAGUDO	MGD	Petróleo y Gas en Solución
BERMEJO	BJO	Petróleo y Gas en Solución

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2016

Por tanto en base al propósito de la presente tesis se determinó la elección del Campo de Petróleo Maduro Humberto Suarez Roca, ya que el mismo es un campo en alta declinación y de baja permeabilidad de reservorio (Formación El Carmen, Arena Sara).

3.4. OPERATIVIZACIÓN DE VARIABLES.

“La matriz operacional de la variable permite construir con tenacidad y rigor científico los problemas, objetivos e hipótesis generales y específicas en función a la relación de la variable I o II o la variable independiente o dependiente (causa y efecto). Además consolida los elementos claves del inicio de la investigación científica, el grado de coherencia, concatenación e interrelación de una variable con otra, de una dimensión con otra, conexión lógica que se expresa desde el título, el problema, los objetivos e hipótesis”²⁹. Para la investigación se desarrollará la Matriz Operacional de Variables como se detalla en la Tabla 3.1.

²⁹ Investigación Científica, Peña (2012)

Tabla 3.2. Operativización de Variables

HIPOTESIS	VARIABLES	DEFINICIÓN DE VARIABLES	SUB - VARIABLES	PREGUNTAS	INDICADORES		
La evaluación metodológica de las características generales de un reservorio definirá aplicar estimulación por fracturamiento hidráulico multietapa para incrementar la producción de hidrocarburos.	Evaluación metodológica de las características generales de un reservorio.	Acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas y permeables o fracturadas (roca almacén). Mismo que en todo el proceso de explotación sufre un daño a la formación. Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas supra yacentes con baja permeabilidad.	Porosidad	¿Cuál es el nivel de porosidad de la formación?	Alto	Medio	Bajo
			Permeabilidad	¿Cuál es el nivel de permeabilidad en la formación?	Alto	Medio	Bajo
			Daño a la Formación	¿El nivel de daño en la formación es?	Alto	Medio	Bajo
	Incremento de la Producción de Hidrocarburos.	La producción de hidrocarburos es el proceso de sacar de manera ordenada y planificada el crudo que la naturaleza ha acumulado en yacimientos subterráneos. La producción dependerá del tamaño del yacimiento, la profundidad del agua y la estrategia de extracción de los fluidos. Asimismo técnicas de recuperación en pozos de alta declinación.	Técnicas de Recuperación	¿El o los pozos cuentan con una técnica de recuperación mejorada?	SI	NO	
			Declinación	¿Cuál es el grado de declinación del reservorio?	Alto	Medio	Bajo
	Aplicar estimulación por fracturamiento hidráulico multietapa.	Un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad. Fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciéndola apertura de una fractura vertical. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo.	Estimulación	¿El o los pozos del campo están en condiciones de aplicar estimulación por fracturamiento hidráulico?	SI	NO	
			Nivel de Permeabilidad	¿El nivel de permeabilidad está acorde a la técnica de fracturamiento hidráulico?	SI	NO	

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

3.5. INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

El instrumento para llevar a cabo la investigación y recolectar los datos será:

Observación Documental. “Se trata de la tarea realizada con más asiduidad por los estudiosos e investigadores de las ciencias sociales. Admite diferentes manifestaciones de acuerdo con el objeto documental consultado y al análisis de los datos documentales”³⁰.

Para la aplicación del instrumento en el proceso investigativo, se empleará una Guía de observación, con el fin de recabar los datos que ayuden a identificar todos los parámetros de producción, características del reservorio, propiedades de fluido producido y datos de declinación de los pozos productores del Campo Humberto Suarez Roca.

Dentro de este proceso se tendrá lo siguiente:

- Recopilación de resultados históricos de pruebas de presión y producción de hidrocarburos, asimismo determinación tendencia de declinación.
- Verificación de datos e información existente, para este caso: presiones, caudales de producción (gas, condensado y agua); producción acumulada; datos de compresibilidad, radio del pozo, drenaje, porosidad, permeabilidad, daño de formación, temperatura de fondo entre otros.
- Revisión de la periodicidad de la data; clasificación de los datos.
- Clasificación de datos acorde a su periodicidad; Datos con periodicidad de una hora se anexaran a la tabulación de los datos de presión; Datos de promedio

³⁰ Investigación Científica, Peña (2012)

día, producciones promedio día, presión promedio de reservorio; los cuales servirán para el análisis de declinación.

- Tabulación de la data en hojas de cálculo. Determinación de las mejores plantillas que faciliten la elaboración de graficas de tendencia; tabulación de data que requiere cierto nivel de cálculo para su posterior análisis de tendencia.

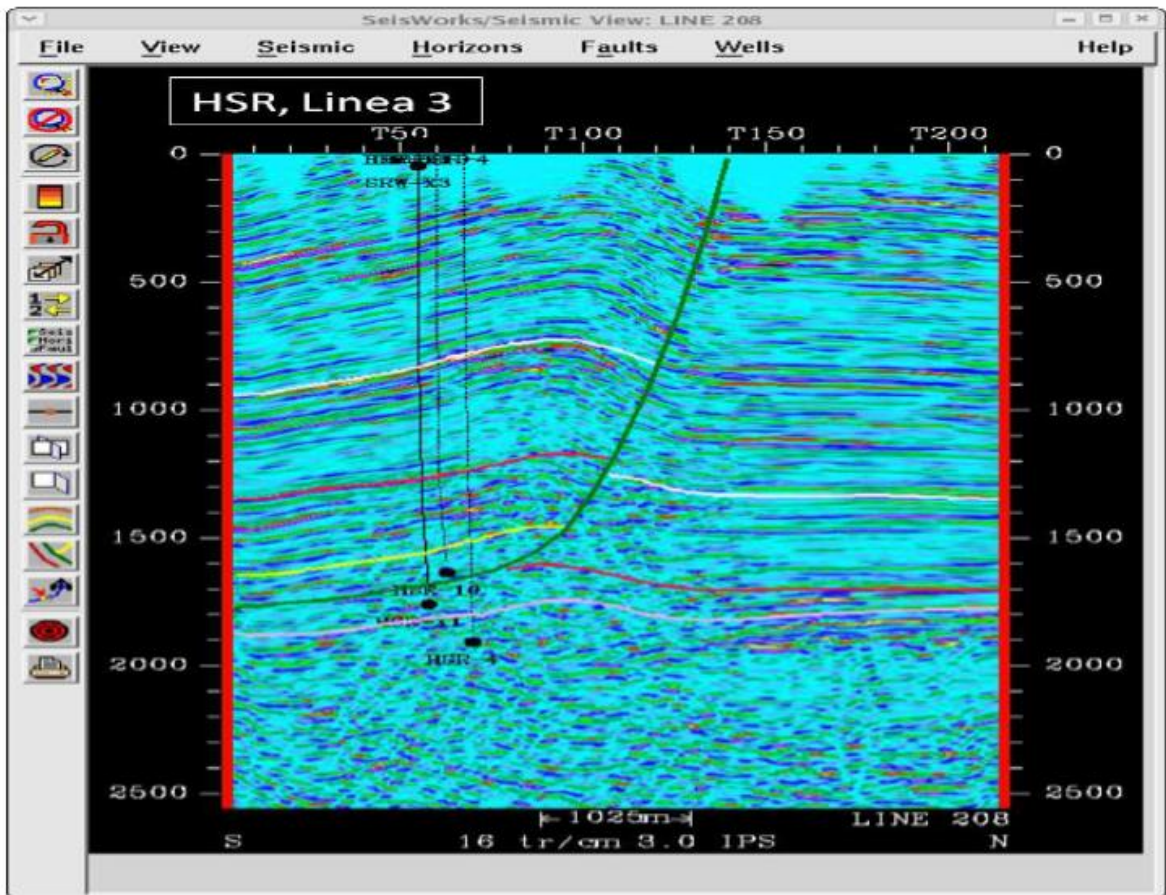
3.6. ANÁLISIS DEL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA

El campo Humberto Suárez Roca corresponde a un anticlinal fallado longitudinalmente según su eje de charnela, constituyendo un flanco de pendiente general suave de 12° hacia el Sur, el cual se halla fracturado longitudinalmente por la Falla “B” de orientación Este-Oeste y de buzamiento Sur; de tal modo que los reservorios Devónicos y Silúricos cierran hacia el Norte pendiente arriba contra la Falla “B” o Boomerang; de igual manera, los reservorios cierran lateralmente en sentido Este-Oeste contra fallas antitéticas de orientación Noreste-Suroeste, constituyendo bloques diferenciados; por lo que la estructura Humberto Suárez Roca se define como una trampa de falla.

Las fallas antitéticas en combinación con la Falla Boomerang, imprimen a la estructura una configuración de bloques escalonados, afectando la posición estructural relativa de cada uno de los reservorios.

El sistema de fallas mencionadas divide a la estructura en cuatro bloques, el Bloque Central 146 (HSR-1, HSR-4, HSR-6 y HSR-10), el Bloque Occidental 9 (HSR-9), el más alto estructuralmente, el Bloque Oriental 358 (HSR-3, HSR-5 y HSR-8), más alto que el bloque central y el Bloque Sur 27 (HSR-2 y HSR-7), el más bajo estructuralmente. Como se puede observar en la Figura 3.2.

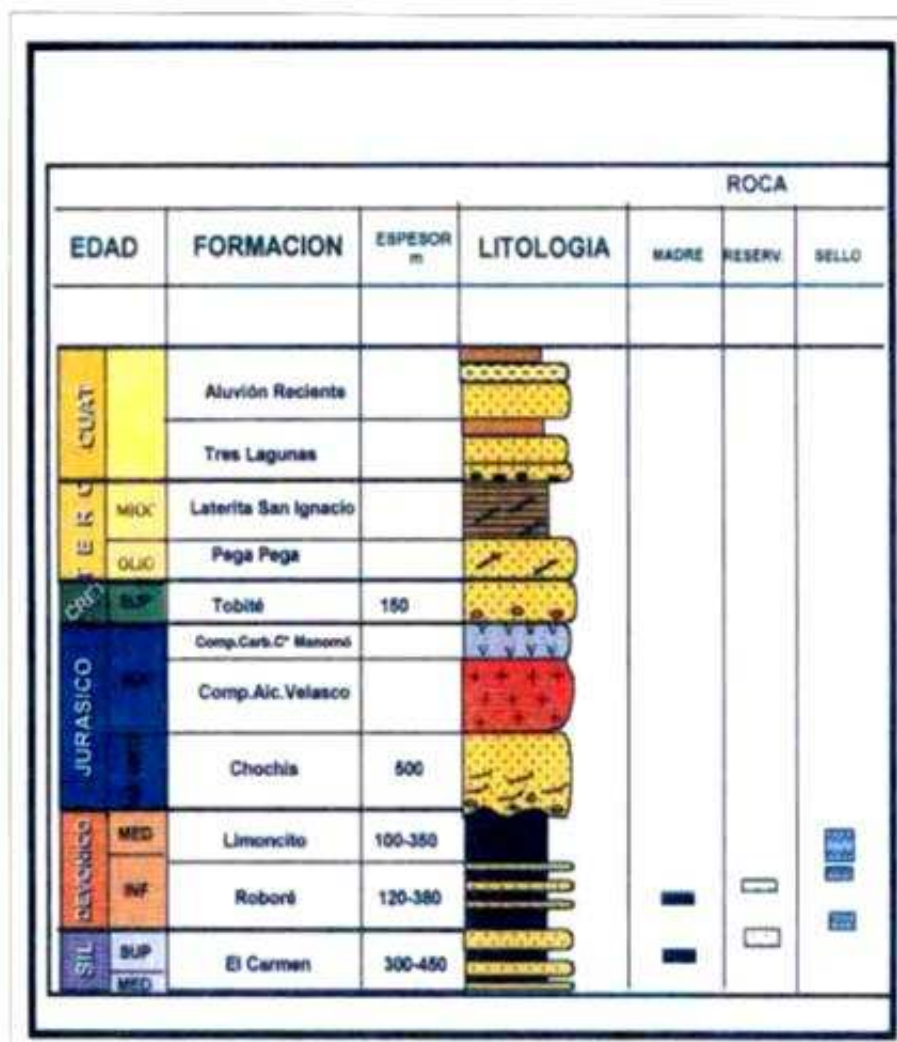
Figura 3.2. Campo Humberto Suarez Roca perfil sísmico



Fuente: Campos Gasífero y Petrolíferos de Bolivia, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2015

- a. **Formación El Carmen.** La Formación El Carmen comprende la secuencia Silúrica, en su conjunto tiene un espesor promedio de 250 m, la Formación El Carmen abarca la arenisca Sara en la parte superior y otra arenisca sin especificar en la parte inferior como se muestra en la Figura 3.3.

Figura 3.3. Columna Estratigráfica Formación Sara



Fuente: Revista Técnica YPF, 2012

La arenisca Sara comprende dos reservorios, La Arenisca BC con espesores productivos de gas de (6,8 – 33,1) metros y la Arenisca A con espesor productivo de petróleo (cinturón de petróleo) de (5,3 – 29,5) metros.

Según análisis efectuados, la Arenisca Sara es una arenisca cuarzosa, limpia, gris blanquecina, de grano fino subangular, selección regular a buena, de porosidad promedio de 15%, permeabilidad promedio de 15 md y densidad de

roca 82 lb/pie³. Estas sedimentitas se depositaron en ambiente de alta energía. La Arenisca Sara tiene un espesor promedio de 65 m.

Por debajo de la Arenisca Sara se presenta una arenisca cuarzosa, blanquecina, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, de regular a pobre selección, silíceo, dura, compacta, con intercalaciones en el tope de láminas de limonita muy oscuras con hojuelas de mica dispersa. En todo el tramo intercalan niveles muy delgados de limonita gris oscura micácea. Este reservorio tiene un espesor promedio de más de 185 m (Figura 3.4).

Figura 3.4. Descripción Litológica Formación Sara

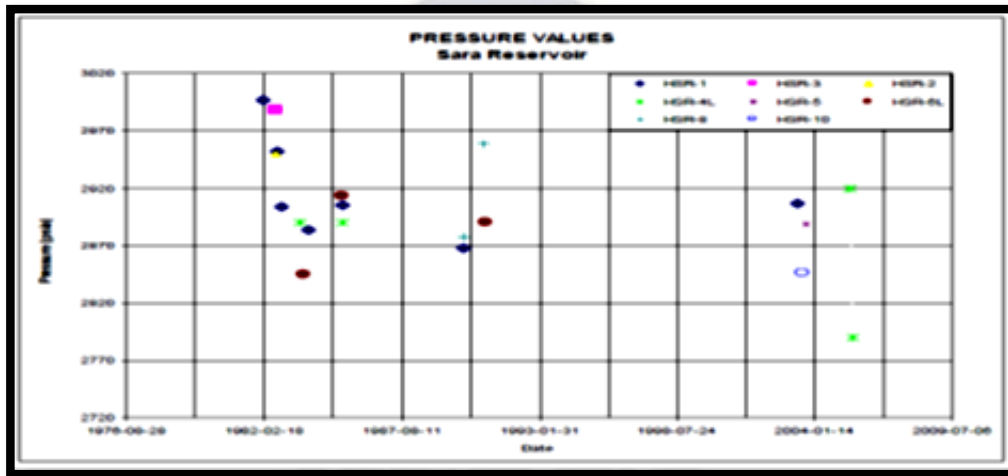
GRUPO	SISTEMA	FORMACIÓN	ESPESOR (m)	LITOLOGÍA	RESERVORIOS	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
CENOZOICO	TERCIARIO	EL BRACO	180	[Diagrama de litología con franjas amarillas y azules]		Areniscas marrón, grano fino a medio, con sábulo y clastos diseminados, friables, intercaladas con limonitas y arcillas plásticas marrón rojizas
		VEJES	20	[Diagrama de litología con franjas azules]		Arcilitas marrón claras, ligeramente calcáreas, intercaladas en la base con margas verdes
		EL BARRIO	45	[Diagrama de litología con franjas amarillas]	←	Areniscas gris verdosas y marrón, friables, intercaladas con limonitas y arcilitas marrón violáceas
■■■■■■■■■■ DISCORDANCIA ■■■■■■■■■■						
MESOZOICO	CRETÁCICO	EL BARRIO	40	[Diagrama de litología con franjas amarillas]		Areniscas gris blanquecinas, grano fino, friables, tiene concreciones calcáreas
		EL BARRIO	30	[Diagrama de litología con franjas amarillas]		Areniscas marrón rojizas, grano fino a medio, buena selección, matriz arcillosa, friable. En la base se presenta un conglomerado con clastos de caliza
■■■■■■■■■■ DISCORDANCIA ■■■■■■■■■■						
P. SIL. PALEOZOICO	SILURICO	EL BARRIO	10	[Diagrama de litología con franjas amarillas]		Arenisca Sara: Arenisca blanquecina, grano fino a medio, redondeado, bien seleccionado, cemento silíceo, en partes carbonáticas, dura, compacta, porosidad regular
		EL BARRIO	10	[Diagrama de litología con franjas amarillas]		■■■■■■■■■■ DISCORDANCIA ■■■■■■■■■■ Arenisca carbonática blanquecina y tonalidad roja granulado a grueso, subredondeado, cemento silíceo y carbonático Calizas blanquecinas con tonalidades amarilla rojiza, fractura silícea

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2014

3.6.1. ANÁLISIS DE LA PRESIÓN DEL RESERVORIO SARA

Como se puede observar en la Figura 3.5, la presión inicial de 2997 (psi) no está modificada sensiblemente a través del tiempo. Esto indica que las presiones están influenciadas por el gas del casquete y el agua del acuífero, donde no se ha extraído apreciables volúmenes.

Figura 3.5. Presión del reservorio “Sara A”



Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

a. **Análisis de Reservorio:**

b. **Parámetros Petrofísicos.** Los parámetros petrofísicos se reportan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Parámetros del reservorio “Sara A”

Reservorio	Φ (%)	Sw (%)
Arenisca 1 - C	13.4	30.7
Ayacucho Sup.	16.4	43.5
Ayacucho Inf.	14.5	4.8
Sara BC (Gas)	12.3	43.5
Sara A (Pet.)	15.2	37.0

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

b. Reservas de Petróleo en la Arenisca Sara "A":

c. Reservas Originales In Situ. Las reservas originales In Situ de petróleo han sido estimadas utilizando el método volumétrico. Las reservas est n sustentadas por la evaluación realizada por la Compa a INTECH en el año 1991, las mismas se muestran a continuación en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4. Reservas Originales de Petróleo

Reservorio	Originales Insitu		Reserva Probada	
	Petróleo (Bbls)	Gas en Solución (MMPC)	Petróleo (Bbls)	Gas en Solución (MMPC)
Sara "A"	6,727,700.00	2,520.00	1,177,100.00	1,260.00
TOTAL	6,727,700.00	2,520.00	1,177,100.00	1,260.00

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

d. Reservas Actuales de Petróleo. Las reservas actuales de Petróleo en la Arenisca Sara "A" se muestran a continuación, los mismos est n sustentados por el estudio de reservas y producción acumulada de la Empresa Petrolera YPFB CHACO S.A. que fue presentado el mes de Agosto de 2018. (Tabla 3.5).

Tabla 3.5. Reserva Bloque 146

Parámetro	Unid.	HSR-X1	HSR-4	HSR-6	HSR-10	TOTAL	PROMEDIO
Porosidad	%	12	15	15	15	-	14.25
Sw	%	32	36	33	44	-	36.25
H	m	37	34	44	44	-	40
Radio dren.	m	117.00	52.00	99.00	34.00	-
Radio Resv	m	230.00	150.00	200.00	100.00	-
OOIS	Bbls	1,845,750.00	597,534.00	1,520,163.00	272,926.00	4,236,373.00	-
Factor Recup.	%	30	20	28	28	-	-
Reserva	Bbls	553,725.08	119,506.78	425,645.52	76,419.32	1,175,296.70	-
Prod. Acum.	Bbls	474,735.00	71,486.00	373,560.00	31,726.00	951,507.00	-
Res. Reman.	Bbls	78,990.06	48,020.78	52,085.52	44,693.32	223,789.68	-

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

c. Producción y Estado Actual de los Pozos.

En el Campo Humberto Suárez Roca, actualmente se encuentran produciendo solamente tres pozos, HSR-X1, HSR-4 y HSR-5. Los demás pozos se encuentran cerrados, esperando intervención o abandonados. Solo se cuenta con un pozo inyector de agua disposal (HSR-3) como se muestra en la Tabla 3.7 donde además se muestra el estado actual de los pozos HSR, con datos actualizados hasta Julio 2018, mientras que en la Tabla 3.6 se muestra la producción diaria de los pozos.

Tabla 3.6. Producción Diaria Pozos HSR

Campo	Pozos	Petróleo (Bbls)	Gas (MPC)	Agua (Bbls)
HSR	HSR-X1	15	3	72
HSR	HSR-4	25	0	0
HSR	HSR-6	21	29	280
TOTAL		61	32	352

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

Tabla 3.7. Estado Actual de Pozos del Campo HSR

POZO	Productor	Cerrado EI	Abandonado	Inyector Agua Disposal
HSR-X1	P			
HSR-2			A	
HSR-3		EI		
HSR-4	P			
HSR-5		EI		
HSR-6	P			
HSR-7			A	
HSR-8		EI		
HSR-9			A	
HSR-10				INY

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

EI = Esperando Intervención

Según estudios reciente realizados por YPFB el factor de recuperación de la arenisca Sara es de 16% más un 7% adicional por el casquete de Gas.

La explotación actual es mediante inyección de agua a través de los baleos en la zona petrolífera en la posición estructural óptima. Este método de recuperación es combinado con métodos de elevación artificial, Gas Lift e Hidraulic Lift, con los que se logra factores de recuperación entre 30% y 40%.

d. Información técnica del yacimiento Sara del Campo HSR.

A manera de resumen, la Tabla 3.8 enumera las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y la información geológica del reservorio Sara A.

Tabla 3.8. Información técnica del reservorio Sara A.

PROPIEDADES	VALOR
Litología	Arenisca Cuarzosa limpia gris blanquecina
Temperatura de fondo de pozo (°F)	155
Presion Original (Psi)	2997
Presion actual reservorio (Psi)	2790
Productor prom. Oil (BPD)	127
Np (MMbbls)	1.303
Factor de Recup. (%)	27
Prof. Media (mbbp)	2417
Espesor Promedio de la Form. (m)	17
Porosidad Promedio (%)	15
Permeabilidad en la matriz (mD)	15
Saturacion del agua (%)	36
Saturacion Petroleo (%)	64
Densidad del Aceite (°API)	29
Viscosidad (cp) a Ty	1.3

Fuente: Reporte YPFB Chaco S.A., 2018

3.7. SELECCIÓN Y DISEÑO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA

3.7.1. SELECCIÓN DE POZOS PARA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En base a los parámetros de selección generales, para la investigación se modificará los parámetros en función a las condiciones de cada pozo los cuales se evaluará de acuerdo al comportamiento resultante para la aplicación de fracturamiento hidráulico en base a las condiciones normales y las propuestas de modificación que se muestran en la Tabla 3.9.

3.7.1.1. PRIMER PASO DE SELECCIÓN: Estará en base a las propiedades de reservorio actuales generales y las condiciones modificadas propuestas para los pozos del campo de seleccionado.

Tabla 3.9. Metodología de Selección para Fracturamiento Hidráulico

Parámetros	Condiciones Generales	Condiciones Modificadas	Pozos en Estudio		
			HSR – X1	HSR - 4	HSR - 6
Pozos Cerrados	No	Si o No	No	No	No
Daño de Formación	S>5	S>4	3,65	4,62	4,85
Diferencial de Presión	$\Delta P > 500$ psi	$\Delta P > 300$ psi	211	440	340
Factor de Recuperación	f>30%	f>30%	30	20	28
Reservas Remanentes	Volumen Considerable	Volumen Considerable	78,990.06	48,020.78	52,085.52
Producción	En Decremento	En Decremento	15	25	21
Observaciones:			Medianamente Apto para Fracturamiento	Apto para Fracturamiento	Apto para Fracturamiento

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

3.7.1.2. SEGUNDO PASO DE SELECCIÓN: Estará en base a los volúmenes de producción líquido y como parámetro de selección se empleará el índice de productividad.

- **Evaluación de los Pozos en Estudio.** La evaluación está basado en el Índice de Heterogeneidad según cuadrante de correspondencia aplicado a los pozos productores (Figura 3.6) del Campo Humberto Suárez Roca. Para este propósito se hizo una evaluación del volumen producido de petróleo por pozo en función del volumen total de líquido producido (petróleo y agua), resumido en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Resumen de Volumen Líquido por Pozo

CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA (Volumen Líquido)		
POZOS	PETROLEO (Bbl)	AGUA (Bbl)
HSR – X1	15	72
HSR – 4	25	0
HSR – 6	21	280
Total	61	352
Promedio	20,33	117,33

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

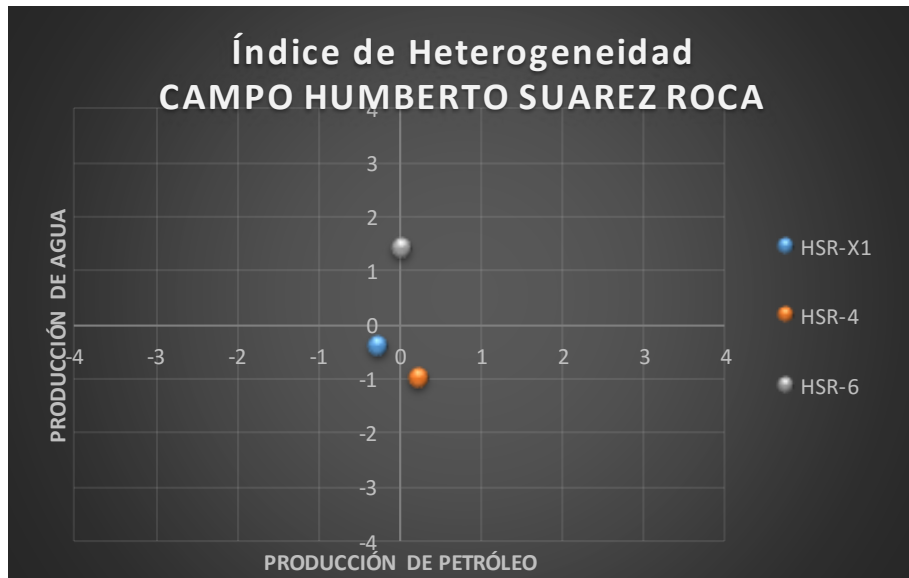
Para la evaluación se aplicará la relación de caudales de heterogeneidad descrito en la siguiente Tabla 3.11:

Tabla 3.11. Relación para el Índice de Heterogeneidad

Pozos	Relación de Caudales	
	AGUA	PETROLEO
HSR-X1	-0,3864	-0,2623
HSR-4	-1,0000	0,2295
HSR-6	1,3864	0,0328

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

Figura 3.6. Índice de Heterogeneidad HSR por Pozo



Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

De acuerdo a la Figura 3.6, del índice de heterogeneidad se resume la siguiente evaluación por cada pozo del campo (Tabla 3.12):

Tabla 3.12. Especificaciones del Índice de Heterogeneidad por Pozo

CUADRANTE	POZOS		
	HSR – X1	HSR – 4	HSR – 6
I	-	<ul style="list-style-type: none"> - Alta producción de petróleo. - Baja producción de agua. - Pozo con alta eficiencia de aporte de fluidos. 	-
II	-	-	<ul style="list-style-type: none"> - Alta producción de petróleo. - Alta producción de agua. - Pozo con mayor aporte de Fluidos
III	<ul style="list-style-type: none"> - Baja producción de petróleo y agua. - Pozo con bajo aporte de fluido. 	-	-
IV	-	-	-

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

Cada uno de los pozos del Campo Humberto Suarez Roca como se muestra en la Figura 3.6 y resumido en la Tabla 3.12, se puede apreciar que los pozos se distribuyen en diferentes cuadrantes, de los cuales el que mejor condición muestra para estimulación es el pozo HSR-4, seguido de los pozos HSR-X1 y HSR-6; en tal sentido más adelante se evaluarán otras condiciones para determinar la selección y condiciones de los pozos; en todos los casos corresponden a la Formación Sara.

3.7.1.3. DECLINACIÓN DEL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA

En base a los datos de producción que se presenta en la Tabla 3.13, se realizó una gráfica semi logarítmica con los datos de producción y tiempo, donde se determina un comportamiento de tipo exponencial como se muestra en la Figura 3.7, con una constante de declinación igual a 0.017; donde se puede observar una clara caída en la producción a partir del año 2006.

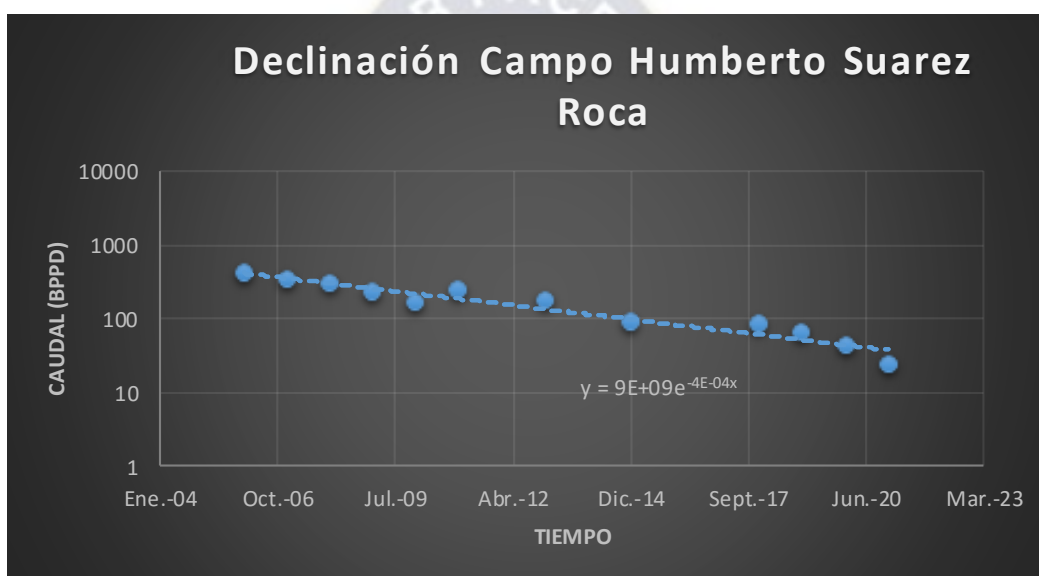
Tabla 3.13. Datos de Declinación Campo Humberto Suarez Roca

Datos de Declinación		
Tiempo	Q (BPPD)	Q (BPPM)
Ene-06	400	12000
Ene-07	340	10200
Ene-08	293,33	8800
Ene-09	230,00	6900
Ene-10	163,33	4900
Ene-11	233,33	7000
Ene-13	173,33	5200
Ene-15	90,67	2720
Ene-18	83,33	2500
Ene-19	63,33	1900
Ene-20	43,33	1300
Ene-21	23,33	700

Campo Humberto Suarez Roca Pre Fracturamiento Hidráulico	
Tipo de Declinación =	Exponencial
Constante de Declinación "a" =	0,017
Vida del Pozo para un límite económico de 1 BBPD =	19 años

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

Figura 3.7. Tendencia de Declinación Campo Humberto Suarez Roca



Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

Determinado la declinación en el campo, se procederá a evaluar la estimulación y su incidencia en la producción previa y posterior al fracturamiento hidráulico.

3.7.2. DISEÑO ANALÍTICO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA

Habiendo evaluado a los pozos del campo en base al índice de heterogeneidad, se determinó preliminarmente una tendencia de favorecimiento de la técnica de estimulación en cada pozo. Para lo cual se tienen en la Tabla 3.16, los datos

necesarios por cada pozo para el diseño de Fracturamiento hidráulico en las zonas de interés.

Asimismo la secuencia de la formación de interés El Carmen comienza con una unidad predominante arenosa con numerosas intercalaciones de conglomerados, con escasos niveles de rocas pelíticas. Las areniscas son de grano medio a grueso, están bien estratificadas y presentan laminación entrecruzada, considerado de dureza media y según las Tablas 3.14 y 3.15; los valores que se utilizarán para el diseño el módulo de Young y Coeficiente de Poisson serán:

Tabla 3.14. Selección de Módulo de Young (ϵ)

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG RANGO	VALOR PROMEDIO lb/pg ² x 10 ⁶
Caliza y Dolomita dura	8,0 a 13	10,5
Arenisca dura	5 a 7,5	6,25
Arenisca de dureza media	2 a 4	3
Arenisca poco consolidada	0,5 a 1,5	1

Fuente: Elaboración Ronald Etson Huanca Colque, 2020

Tabla 3.15. Selección Coeficiente De Poisson (ν)

TIPO DE ROCA	ν
Rocas carbonatadas duras	0.25
Rocas carbonatadas suaves	0.30
Areniscas	0.20

Fuente: Elaboración Ronald Etson Huanca Colque, 2020

En resumen se tienen los siguientes datos de las propiedades de los pozos HSR-X1, HSR-4 y HSR-6.

Tabla 3.16. Datos de los Pozos HSR – X1, HSR – 4 y HSR – 6

DATOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO – CAMPO HUMBERTO SUAREZ ROCA						
TIPO DE PROPIEDAD	SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES	VALOR		
				HSR-X1	HSR-4	HSR-6
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	Y=	Módulo de Young	psi	3	3	3
	ϵ =	Coficiente de Poisson	lb/pulg ²	0,20	0,20	0,20
	Y=	Densidad de la Formación		14,00	14,00	14,00
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS	Qf=	Caudal	Bppd	15,00	25,00	21,00
	Φ	Porosidad	%	12,00	15,00	15,00
	Ct=	Compresibilidad total	Psi ⁻¹	7,90363E-05	7,90363E-05	7,90363E-05
	Tr=	Temperatura de Yacimiento	°F	155,00	155,00	155,00
	h=	Espesor de Formación	Ft	20,00	10,60	18,90
	μ^0 =	Viscosidad	Cp	2,5	2,5	2,5
	API=	Gravedad API	lbm/ft ³	29,00	32,60	29,00
	ρ_o =	Densidad del petróleo	Lbs/gal	-	-	-
	re=	Radio del Pozo	Ft	0,5833	0,5833	0,5833
	rw =	Radio Exterior	Ft	388,86	170,60	324,80
	S=	Daño del Pozo	Adimensional	3,65	4,62	4,85
	FLUIDO DE CONTROL 2% KCL	Densidad del Fluido de Control	LPG	8,43	8,43	8,43
	K=	Permeabilidad	mD	15,00	15,00	15,00
	PRESIONES	P_w =	Presión de fondo fluyente	Psi	2579,00	2350,00
G_p =		Gradiente de poro	psi/ft	0,39	0,39	0,39
P_r =		Presion de yacimiento	Psi	2790,00	2997,00	2790,00
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES	Q_i =	Caudal de inyección	Bpm	20,00	20,00	20,00
	μ_f =	Viscosidad del fluido	Cp	400,00	400,00	400,00
	δ_f =	Densidad	lbm/gal	15,61	15,61	15,61
	v=	Velocidad fluido	ft/seg	7,00	7,00	7,00

PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	D=	TVD	Fts	8024,93	9007,55	7303,15
	d _i =	Diámetro interior	Pulg	2,88	2,88	2,88
	d _o =	Diámetro exterior	Pulg	3,50	3,50	3,50
	X=	Número de disparos	Unidad	5,00	5,00	5,00
	H _p =	Diámetro de disparos	Pulg	0,40	0,40	0,40
	n'=	Rugosidad	-	-	-	-

Fuente: Elaborado por Ronald Etsón Huanca Colque 2020

3.7.2.1. Diseño Analítico del Fracturamiento Hidráulico en el Pozo HSR X1.

De acuerdo a los datos del pozo en la Tabla 3.17, se detalla el resultado de los cálculos realizados concernientes a las presiones involucradas tanto de superficie como el proceso mismo de estimulación en la formación, donde la presión de fractura será de 3807,83 psi para una inyección inicial de 300 m³.

Por otra parte la geometría de la fractura es de tipo KGD considerando un ala de fracturamiento, en el cual la longitud de fractura será medianamente profunda (376,92 ft), empleando un agente apuntalante de tipo arena regular Otawa seleccionado previamente en función a la presión de cierre.

Ya en la Tabla 3.18 se tiene los resultados del diseño de fracturamiento y su incidencia en las principales propiedades del reservorio y así también en la productividad del pozo como se observa en la Figura 3.8 la tendencia del IPR pre y post fracturamiento, para este caso resultando favorable la estimulación del pozo.

Para mayor detalle revisar hoja de cálculo empleado (Anexo C, Figura C-1, C-2 y C-3).

Tabla 3.17. Diseño del Pozo HSR – X1

DISEÑO POZO HSR-X1	
Presiones Involucradas	
<i>Presión de sobrecarga</i>	5842.15 psi
<i>Gradiente de Fractura</i>	0.4745 psi/ft
<i>Presión de Fractura</i>	3807.83 psi
<i>Presión de Tratamiento en Superficie</i>	1383.88 psi
<i>Presión de Confinamiento o cierre</i>	1017.83 psi
<i>Presión Neta</i>	2790 psi
Propiedades del Fluido Fracturante	
<i>Fluido de viscosidad controlado Cv</i>	0.0117
<i>Fluido de yacimiento controlado Cc</i>	0.0138
<i>Coeficiente del Fluido Fracturante "C"</i>	0.0063
Geometría de la Fractura	
<i>Tiempo</i>	15 min
<i>Longitud</i>	376,92 ft
<i>Ancho</i>	0,0199 ft
<i>Volumen Inyección Inicial</i>	300 m3
<i>Volumen Inyección Final</i>	277,58 m3
Propiedades del Fluido Fracturante y Apuntalante	
<i>Fluido Fracturante</i>	Agua Gelificada
<i>Apuntalante</i>	Arena Regular Otawa

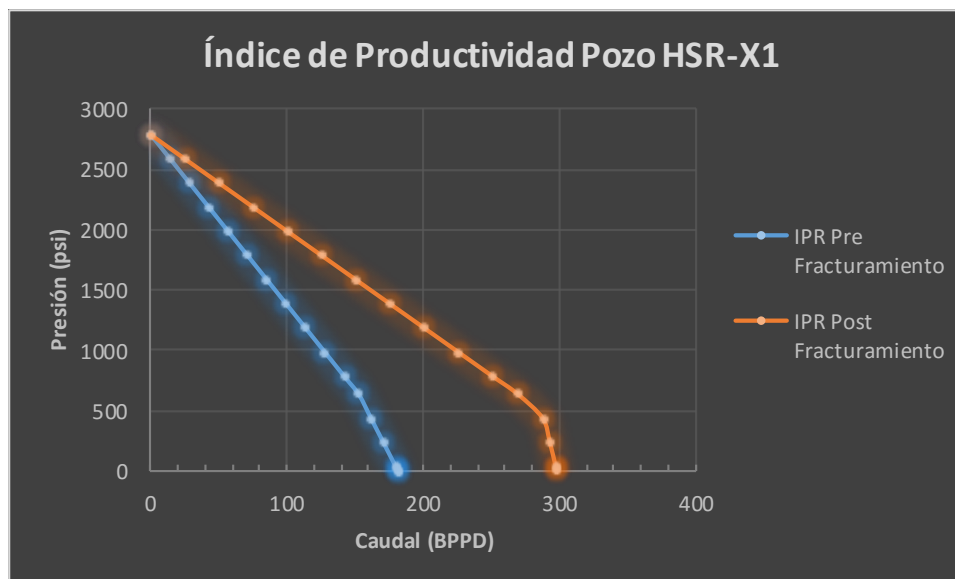
Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque 2020

Tabla 3.18. Resultados del Diseño HSR – X1

RESULTADOS DEL POZO HSR-X1 ESTIMULACIÓN ANALÍTICA							
Etapa	Permeabilidad (mD)	Radio Aparente del Pozo (ft)	Índice de Productividad (BPPD/psi)	Daño	Pwf (psi)	Qo max (BPPD)	Resultado
<i>Antes</i>	15	0,5833	0,071	8,5	2694,71	178,10	Estimulación Positiva
<i>Después</i>	30	239,95	0,132	-3.01	2397,17	331,59	

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque 2020

Figura 3.8. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento Hidráulico HSR-X1



Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

3.7.2.2. Diseño Analítico del Fracturamiento Hidráulico en el Pozo HSR – 4.

De acuerdo a los datos del pozo en la Tabla 3.19, se detalla el resultado de los cálculos realizados concernientes a las presiones involucradas tanto de superficie como el proceso mismo de estimulación en la formación, donde la presión de fractura será de 4274,08 psi para una inyección inicial de 300 m³.

Por otra parte la geometría de la fractura es de tipo KGD considerando un ala de fracturamiento, en el cual la longitud de fractura es considerablemente profunda (538,19 ft), empleando un agente apuntalante de tipo arena regular Ottawa seleccionado previamente en función a la presión de cierre.

Ya en la Tabla 3.20 se tiene los resultados del diseño de fracturamiento y su incidencia en las propiedades principales del reservorio y así también en la productividad del pozo como se observa en la Figura 3.9 la tendencia del IPR pre y post fracturamiento, para este caso resultando altamente favorable la estimulación del pozo. Para mayor detalle revisar hoja de cálculo empleado (Anexo C, Figura C-4, C-5 y C-6).

Tabla 3.19. Diseño del Pozo HSR – 4

DISEÑO POZO HSR-4	
Presiones Involucradas	
<i>Presión de sobrecarga</i>	6557.50 psi
<i>Gradiente de Fractura</i>	0.4745 psi/ft
<i>Presión de Fractura</i>	4274.08 psi
<i>Presión de Tratamiento en Superficie</i>	1453.49 psi
<i>Presión de Confinamiento o cierre</i>	1277.08 psi
<i>Presión Neta</i>	2997 psi
Propiedades del Fluido Fracturante	
<i>Fluido de viscosidad controlado Cv</i>	0.0134
<i>Fluido de yacimiento controlado Cc</i>	0.0223
<i>Coeficiente del Fluido Fracturante "C"</i>	0.0084
Geometría de la Fractura	
<i>Tiempo</i>	15 min.
<i>Longitud</i>	538,19 ft
<i>Ancho</i>	0.0263 ft
<i>Volumen Inyección Inicial</i>	300 m3
<i>Volumen Inyección Final</i>	743,42 m3
Propiedades del Fluido Fracturante y Apuntalante	
<i>Fluido Fracturante</i>	Agua Gelificada
<i>Apuntalante</i>	Arena Regular

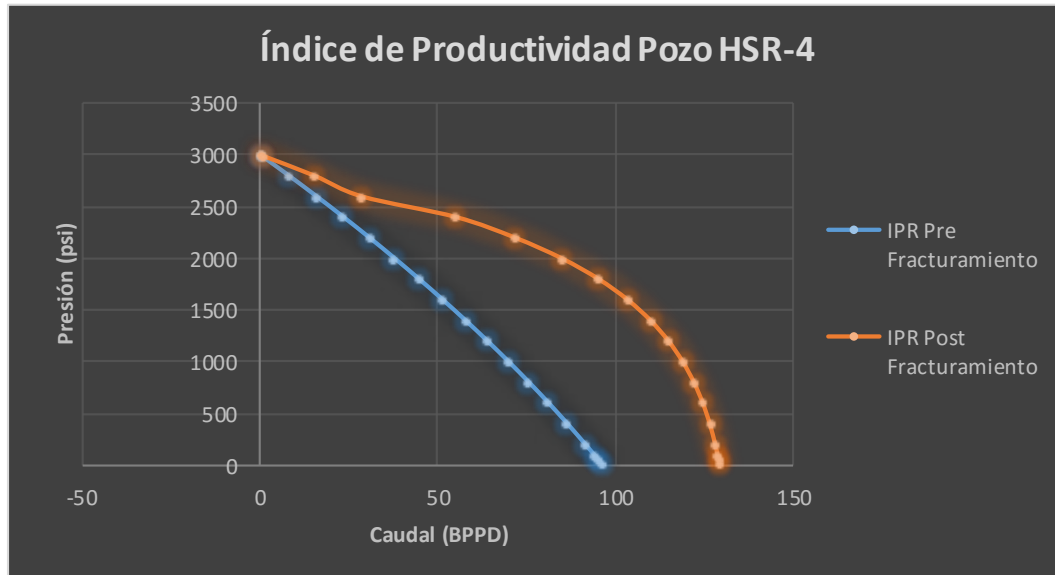
Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

Tabla 3.20. Resultados del Diseño HSR – 4

RESULTADOS DEL POZO HSR-4 ESTIMULACIÓN ANALÍTICA							
Etapa	Permeabilidad (mD)	Radio Aparente del Pozo (ft)	Índice de Productividad (BPPD/psi)	Daño	Pwf (psi)	Qo max (BPPD)	Resultado
<i>Antes</i>	15	0,583	0,040	7,9	2693,04	67,48	Estimulación
<i>Después</i>	30	342,62	0,092	-3,19	1521,86	153,86	Positiva

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

Figura 3.9. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento Hidráulico HSR-4.



Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

3.7.2.3. Diseño Analítico del Fracturamiento Hidráulico en el Pozo HSR – 6.

De acuerdo a los datos del pozo en la Tabla 3.21, se detalla el resultado de los cálculos realizados concernientes a las presiones involucradas tanto de superficie como el proceso mismo de estimulación en la formación, donde la presión de fractura será de 3465,34 psi para una inyección inicial de 300 m³.

Por otra parte la geometría de la fractura es de tipo KGD considerando un ala de fracturamiento, en el cual la longitud de fractura comparado con los otros dos pozos es de menor profundidad (361,96 ft), empleando un agente apuntalante de tipo arena regular Ottawa seleccionado previamente en función a la presión de cierre.

Ya en la Tabla 3.22 se tiene los resultados del diseño de fracturamiento y su incidencia en las propiedades principales del reservorio y así también en la productividad del pozo como se observa en la Figura 3.10 la tendencia del IPR pre y post fracturamiento, para este caso resultando desfavorable la estimulación del pozo. Para mayor detalle revisar hoja de cálculo empleado (Anexo C, Figura C-7, C-8 y C-9).

Tabla 3.21. Diseño del Pozo HSR – 6

DISEÑO POZO HSR-6	
Presiones Involucradas	
<i>Presión de sobrecarga</i>	5316,69 psi
<i>Gradiente de Fractura</i>	0,4745 psi/ft
<i>Presión de Fractura</i>	3465,34 psi
<i>Presión de Tratamiento en Superficie</i>	1332,75 psi
<i>Presión de Confinamiento o cierre</i>	675,34 psi
<i>Presión Neta</i>	2790 psi
Propiedades del Fluido Fracturante	
<i>Fluido de viscosidad controlado Cv</i>	0,0128
<i>Fluido de yacimiento controlado Cc</i>	0,0153
<i>Coefficiente del Fluido Fracturante "C"</i>	0,0070
Geometría de la Fractura	
<i>Tiempo</i>	15 min.
<i>Longitud</i>	361,96 ft
<i>Ancho</i>	0.0219 ft
<i>Volumen Inyección Inicial</i>	300 m3
<i>Volumen Inyección Final</i>	323,68 m3
Propiedades del Fluido Fracturante y Apuntalante	
<i>Fluido Fracturante</i>	Agua Gelificada
<i>Apuntalante</i>	Arena Regular Otawa

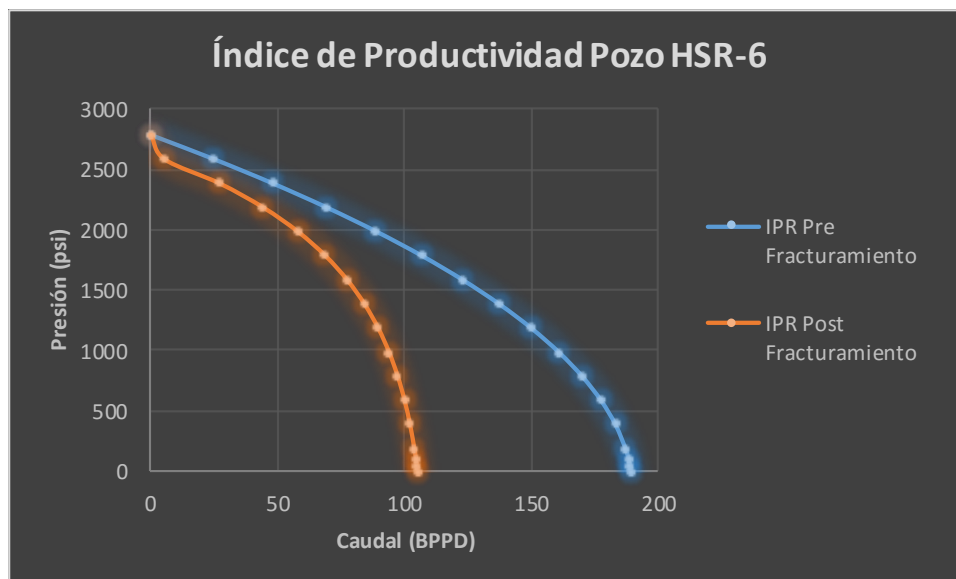
Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque 2020

Tabla 3.22. Resultados del Diseño HSR – 6

RESULTADOS DEL POZO HSR-6 ESTIMULACIÓN ANALÍTICA							
Etapa	Permeabilidad (mD)	Radio Aparente del Pozo (ft)	Índice de Productividad (BPPD/psi)	Daño	Pwf (psi)	Qo (BPPD)	Resultado
<i>Antes</i>	15	0,5833	0,13	8,1	2632,38	211,83	Estimulación Negativa
<i>Después</i>	30	230,43	0,25	-2,99	2176,60	101,52	

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque 2020

Figura 3.10. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento Hidráulico HSR-6



Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

El fluido fracturante y apuntalante utilizados para los pozos a ser estimulados se realizó en base al caudal de bombeo del fluido fracturante y presión de esfuerzo de cierre respectivamente. Como se muestra en la Tabla 3.23.

Tabla 3.23. Selección del Fluido Fracturante y Apuntalante

Pozos	Fluido Fracturante		Apuntalante		
	Bombeo de Inyección (Bpm)	Según Tabla Bombeo de 11 Bpm	Esfuerzo de Cierre (psi)	Según Tabla (psi)	
HSR – X1	20	Agua Gelificada	1017,83	< 6000	Arena Regular Ottawa
HSR – 4	20	Agua Gelificada	1484,08	< 6000	Arena Regular Ottawa
HSR – 6	20	Agua Gelificada	675,34	< 6000	Arena Regular Ottawa

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque, 2020

3.7.2.4. EFECTO DE DECLINACIÓN POST – FRACTURAMIENTO. Como se observó en el punto anterior el proceso analítico de estimulación en los pozos HSR – X1 y HSR – 4 dio un resultado favorable en cuanto a la incremento de productividad

post fracturamiento Por otro lado para el pozo HSR-6 resultó contraproducente la estimulación, pozo que es de tipo saturado y con alta producción de agua. En ese sentido se hizo una evaluación de declinación para los tres pozos post-fracturamiento y claramente podemos observar que tanto para los pozos HSR – X1 y HSR – 4 la vida productiva llegaría a 11 y 12 años respectivamente. En contra partida para el pozo HSR – 6 se confirma que su vida útil sería menor (8 años) además de reducir la productividad, una vez realizado el fracturamiento (Tabla 3.24).

Tabla 3.24. Resultados Declinación Post - Fracturamiento

CAMPO HUMBERO SUAREZ ROCA		
Tipo de Declinación =		<i>Exponencial</i>
Constante de Declinación "a" =		0,024
POZO HSR - X1		
Caudal de Petróleo (BPPD)		21
Vida del Pozo para un límite económico de 1 BBPD =	<i>Meses</i>	<i>Años</i>
	126,86	10,57
	-	11,00
POZO HSR - 4		
Caudal de Petróleo (BPPD)		35
Vida del Pozo para un límite económico de 1 BBPD =	<i>Meses</i>	<i>Años</i>
	148,14	12,34
	-	12,00
POZO HSR - 6		
Caudal de Petróleo (BPPD)		11,55
Vida del Pozo para un límite económico de 1 BBPD =	<i>Meses</i>	<i>Años</i>
	101,95	8,50
	-	8,00

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

3.7.3. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIETAPAS.

Como lo descrito en el marco teórico se tiene una diversidad de métodos de fracturamiento hidráulico multietapa, considerando los mismos y en base a condiciones operacionales ventajosas, se optará por el que más adaptabilidad muestre a las condiciones de los pozos del Campo Humberto Suarez con resultado óptimo para su estimulación como se muestra en la Tabla 3.25.



Tabla 3.25. Selección Método Fracturamiento Hidráulico Multietapa

Método Multietapa	Condición Principal	Pozos a Estimular		Selección de Método	Rango de Estimulación en la Formación Sara	
		HSR – X1	HSR - 4		HSR – X1	HSR - 4
Esferas Selladoras	Desviar el fluido de tratamiento durante el fracturamiento y de bombeo continuo.	-	-	-	-	-
Cf Multistage Ct Fracturing	Pozos someros y Disparos de fracturamiento individuales.	X	X	Cf Multistage Ct Fracturing	-	Cf Multistage Ct Fracturing. Intervalo: (2220 – 2223)
Hydrajet Assisted Fracturing (HJAF)	Pozos Horizontales y Resistencia a químicos abrasivos.	-	-	-	-	-
Hydrajet Perforating Anular Pumping	Pozos Verticales u Horizontales Fracturamiento en varias etapas.	X	X	Hydrajet Perforating Anular Pumping	Hydrajet Perforating Anular Pumping Intervalo: (2134 – 2140) metros	Hydrajet Perforating Anular Pumping Intervalo: (2134 – 2140) metros
HPAP Con Proppant Plug Diversion	Pozos Verticales con Filtrado inducido.	X	X	-	-	-
HPAP, PPD y servicio con TF	Pozos Horizontales cementados.	-	-	-	-	-
HPAP Con Empacador De Desvío	Pozos Verticales con aislador de zona, fluido energizante espuma.	X	X	-	-	-
Jointed Tubing (Tubería Articulada)	Pozos Verticales con múltiples intervalos y arenamiento inducido.	X	X	-	-	-
Perf And Plug	Pozos de Alta Presión y Temperatura.	-	-	-	-	-
Bridge Plug	Pozos Horizontales y proporciona aislamiento entre intervalos.	-	-	-	-	-
Frac Plug	Pozos Horizontales e ideales para re fracturamiento de intervalos.	-	-	-	-	-
Sliding – Sleeve	Pozos Horizontales con camisas deslizables para acceder a diferentes zonas de la formación.	-	-	-	-	-




Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

3.8. ANÁLISIS TÉCNICO.

En la Tabla 3.26, se resume los resultados finales de la selección y los cálculos efectuados en los puntos anteriores, donde se observa la secuencia y parámetros de selección empleados por cada pozo. Asimismo la factibilidad y su incidencia en el índice de productividad y caudal máximo de petróleo pre y post fracturamiento.

Tabla 3.26. Resumen Resultados Selección y Diseño Analítico del Fracturamiento Hidráulico en el Campo Humberto Suarez Roca

Selección y Diseño Analítico				
Metodología de Selección				
Según:	Pozos			
	HSR – X1	HSR – 4	HSR – 6	
Parámetros de Pozo y Reservorio	Medianamente Apto para Fracturamiento	Apto para Fracturamiento	Apto para Fracturamiento	
Índice de Heterogeneidad	Baja Producción de Petróleo y Agua. Pozo con bajo aporte de Fluidos.	Alta Producción de Petróleo. Baja Producción de Agua. Pozo con alto aporte de Fluidos.	Alta Producción de Petróleo. Alta Producción de Agua. Pozo con mayor aporte de fluidos.	
Resultado Metodología Diseño Analítico Fracturamiento Hidráulico				
Índice de Productividad (BPPD/psi)	Antes	0,071	0,040	0,13
	Después	0,132	0,092	0,25
Caudal Máximo de Petróleo (BPPD)	Antes	178,10	67,48	211,83
	Después	331,59	153,86	101,52

	Apto para estimulación
	Medianamente Apto para estimulación
	No Recomendable

Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque 2020

La trampa estratificada en la zona productora del campo HSR Formación Sara, ayuda a poder implementar un tipo de configuración del sistema de Fracturamiento Hidráulico donde la estimulación cubre la mayor área de la zona de interés. Asimismo las condiciones de la Arena Sara de tipo fino, redondeado y compacto, llegan a ser compatibles con uno de los tipos de tratamiento de estimulación, para este caso el de mejor adaptabilidad como fluido fracturante es el agua gelificada por sus características de solubilidad con el agente propante el cual será la arena regular tipo Ottawa misma que está acorde a las presiones de cierre que se manejarán en los pozos del campo HSR.

En cuanto a los diseños analíticos se tiene lo siguiente:

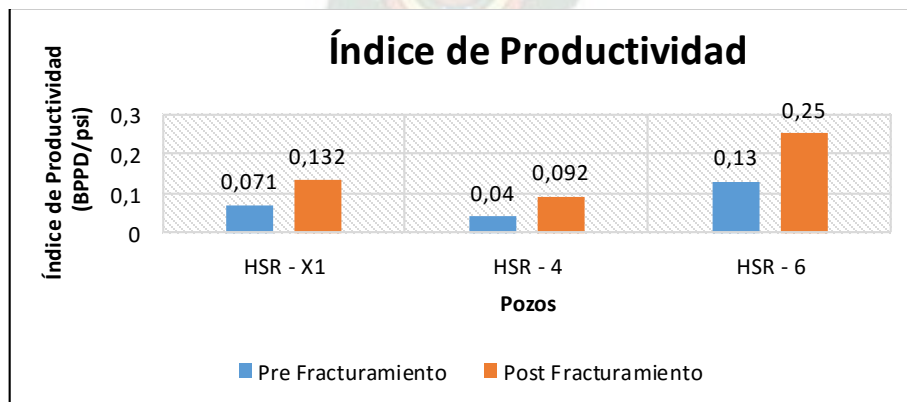
El diseño analítico en el Pozo HSR – X1, según la Tabla 3.17 da como resultado una ampliación en 50 % de la permeabilidad y el aumento considerable en la apertura del radio de drenaje. El cambio en el índice de productividad de 0,071 a 0,132 (BPPD/psi) como se observa en la Figura 8, proporciona un claro dato de que se obtendrá un incremento en el volumen de recuperación de fluido de aproximadamente el 77,46% post fracturamiento, como se observa en el caudal máximo a producir post fracturamiento de 331,59 BBPD (Figura 3.11 y 3.12), tendencia del índice de productividad. Asimismo el parámetro de Daño de formación igual a -3,01 confirma el buen desarrollo del Fracturamiento Hidráulico (debe estar entre -2 a -4), ya que se encuentra dentro el rango establecido. Además de un incremento del diferencial de presión moderado (Figuras 3.13 y 3.14). Según los parámetros evaluados y resultados obtenidos, analíticamente la estimulación en el pozo HSR-X1 es positivo.

El diseño analítico en el Pozo HSR – 4, según la Tabla 3.19, presenta los resultados de una ampliación en 50 % de la permeabilidad, una apertura post fractura aún más considerable en el radio de drenaje. El incremento en el índice de productividad da un claro resultado de un aumento considerable en el volumen de recuperación de fluido de aproximadamente el 120% post fractura en el primer periodo de la estimulación, así

también se observa en la (Figura 3.11 y 3.12), el caudal máximo a producir llegaría a 153,86 BBPD. El parámetro de Daño -3,19 confirma el buen desarrollo del Fracturamiento Hidráulico (debe estar entre -2 a -4), ya que se encuentra dentro del rango establecido para esta estimulación, además el diferencial de presión para este pozo resultó ampliamente (Figura 3.13 y 3.14). Según los parámetros evaluados y resultados obtenidos, analíticamente la estimulación en el pozo HSR-4 es altamente positivo.

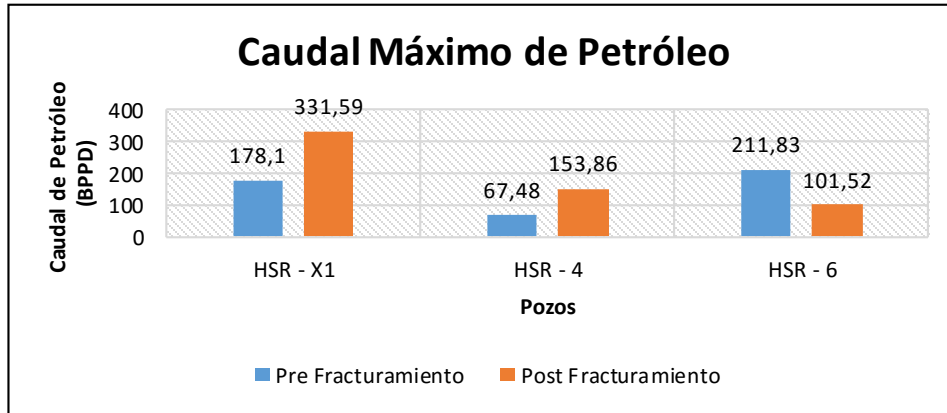
El diseño analítico en el Pozo HSR – 6, según la Tabla 3.21, da como resultado una ampliación en 50 % de la permeabilidad, apertura en el radio de drenaje regular. El incremento en el índice de productividad llega a ser no muy alto en comparación a los anteriores pozos. Según la (Figura 3.11 y 3.12), el mismo continuaría produciendo pero no en el mismo grado sin fracturamiento. Asimismo podemos observar que el parámetro de Daño -2.99 confirma un desarrollo del Fracturamiento Hidráulico (-2 a -4), ya que se encuentra dentro de los rangos establecidos para esta estimulación; pero el resultado no sería óptimo para este tipo de pozo ya que según su condición los factores que influyeron para ese comportamiento es que se trata de un pozo de tipo saturado donde su presión de punto de burbuja es mucho mayor a la presión de reservorio, lo que deriva en una alta relación de gas – petróleo. De igual forma el diferencial hace que la presión de fondo fluyente tenga un valor no muy lejano al inicial o antes de realizar la estimulación (Figura 3.13 y 3.14).

Figura 3.11. Índice de Productividad Pre y Post Fracturamiento por Pozo



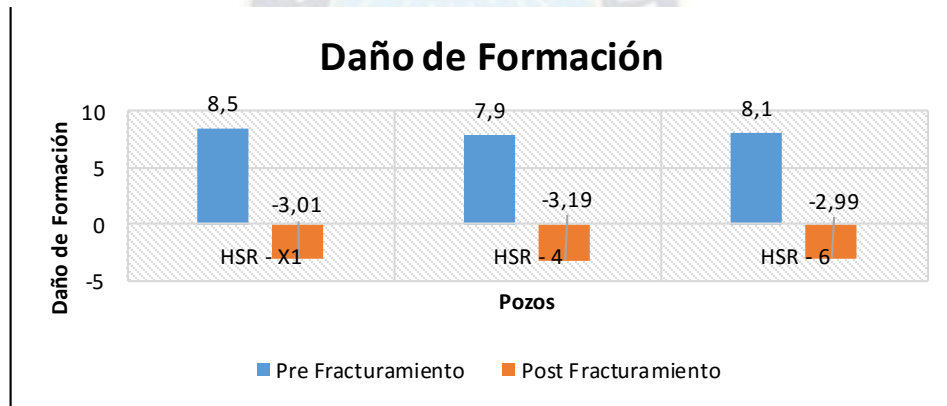
Fuente: Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque

Figura 3.12. Caudal Máximo de Petróleo Pre y Post Fracturamiento por Pozo



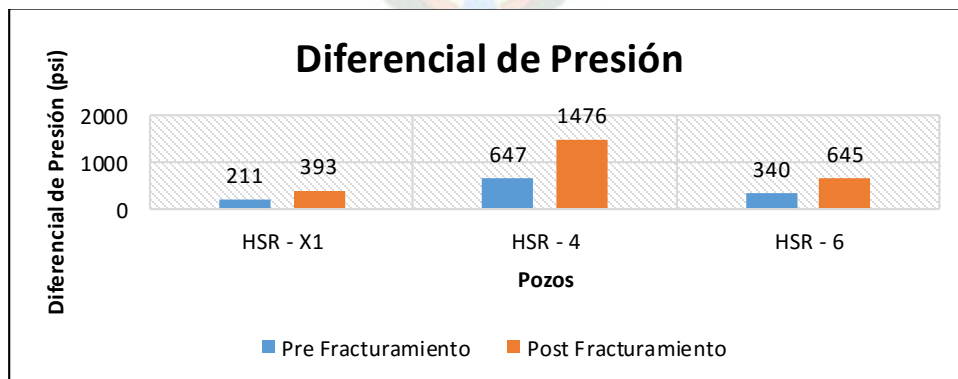
Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

Figura 3.13. Daño de Formación Pre y Post Fracturamiento por Pozo



Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

Figura 3.14. Diferencial de Presión Pre y Post Fracturamiento por Pozo



Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

Con todos los métodos de Fracturamiento Multietapa descritos en la Tabla 3.25 para los dos pozos aptos de estimulación se tiene como las mejores opciones a los métodos: Cf Multistage Ct Fracturing y Hydrajet Perforating Anular Pumping; en el caso del primero sería una buena opción para ambos pozos HSR-X1 y HSR-4 además de realizar el fracturamiento de manera individual y considerando que los intervalos no son tan amplios para poder delimitar la zona, además que trabaja muy bien en pozos someros. Pero a diferencia uno del otro el segundo método es una mejor opción para el pozo HSR – X1 debido a que maneja mejor altos volúmenes de fluido y tal el caso del pozo, ya que cuenta con altos volúmenes de producción de agua.

3.9. ANÁLISIS ECONÓMICO.

El análisis será entre la relación de la inversión del trabajo de reacondicionamiento y el tiempo de recuperación de la misma, teniendo en cuenta el precio promedio mensual del barril de petróleo a la fecha (Octubre, 2020) y la producción diaria prevista de los pozos HSR-X1 y HSR-4 en los próximos dos años, después de haberse implementado el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los promedios mensuales del costo del barril de petróleo se presentan en el Anexo D, Tabla D-1.

En un trabajo de fracturamiento hidráulico se deben tomar en cuenta los siguientes costos:

- Trabajo de fracturamiento (químicos, equipo y personal).
- Días de trabajo de la torre.
- Supervisión y transporte (equipo y personal).
- Movimiento de la torre (torre, herramientas, personal).
- Registros o pruebas adicionales que se van a realizar en el pozo (Wire line, slick line, etc).
- Químicos (equipo y personal).
- Unidad de bombeo + herramientas (MTU)

- Contingencias (camisas, protectores de cable, entre otras).

El costo promedio de reacondicionamiento del pozo para el fracturamiento hidráulico, difiere uno de otro por las características individuales de cada pozo. Para lo cual se toma como dato valores promedio de los costos de reacondicionamiento (Tabla 3.27).

Tabla 3.27. Gasto Promedio del Fracturamiento Hidráulico

N°	SERVICIO	GASTOS (\$US)
1	Traslado, montaje de equipos, reacondicionamiento del pozo, registros, fluido de control, bombeo y fractura de formación	550.000,00

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

- **Pozo HSR – X1:** En la Tabla 3.28, estan los valores de producción pre y post fracturamiento hidráulico.

Tabla 3.28. Volumen Diario de Petróleo Pre y Post Fracturamiento pozo HSR-X1

Pozo	PRE - FRACTURAMIENTO	POST - FRACTURAMIENTO	
	Caudal de Petróleo (BPPD)	Porcentaje de Incremento	Caudal de Petróleo (BPPD)
HSR – X1	15	77,46 %	26,62

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

El costo total promedio del trabajo de reacondicionamiento correspondiente al fracturamiento hidráulico es de \$us 550.000,00 el cual variará en función de las condiciones de cada pozo; Para el pozo HSR-X1 el tiempo de recuperación a la inversión se será hasta el día 550 y a partir del cual el pozo comenzará a generar ingresos (Tabla 3.29).

Tabla 3.29. Tiempo de Recuperación a la Inversión Pozo HSR-X1

Análisis Económico del Pozo HSR – X1				
Caudal de Petróleo (BPPD)	Tiempo de Recuperación a la Inversión (Días)	Volumen de Petróleo en el Tiempo de Recuperación (BBL)	Precio del Petróleo a Octubre-2020 (\$us/BBL)	Ingreso Acumulado al Tiempo de 515 días (\$us)
26,62	515	13.709,30	40,15	550.428,40

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

- **Pozo HSR – 4:** En la Tabla 3.30, están los valores de producción pre y post fracturamiento hidráulico

Tabla 3.30. Volumen Diario de Petróleo Pre y Post Fracturamiento pozo HSR-4

Pozo	PRE - FRACTURAMIENTO	POST - FRACTURAMIENTO	
	Caudal de Petróleo (BPPD)	Porcentaje de Incremento	Caudal de Petróleo (BPPD)
HSR – 4	25	120 %	55

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

Conocido el costo promedio para el reacondicionamiento correspondiente al fracturamiento hidráulico de \$us 550.000,00; El tiempo de recuperación a la inversión en el pozo HSR-4 será al día 250 y a partir del cual el pozo comenzará a generar ingresos (Tabla 3.31).

Tabla 3.31. Tiempo de Recuperación a la Inversión

Análisis Económico del Pozo HSR – 4				
Caudal de Petróleo (BPPD)	Tiempo de Implementación del Fracturamiento (Días)	Volumen de Petróleo en el Tiempo de Implementación (BBL)	Precio del Petróleo a Octubre-2020 (\$us/BBL)	Ingreso Acumulados al Tiempo de 250 días (\$us)
55	250	13.750	40,15	552.062,50

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

La recuperación de la inversión promedio llega a ser más óptima en el caso del pozo HSR-4, esto debido al volumen de producción, a diferencia del pozo HSR-X1 cuya recuperación conlleva un tiempo mayor.

- **Pozo sin Fracturamiento.** Habiendo considerando los parámetros de producción estables se tienen como resultado (Tabla 3.32):

Tabla 3.32. Ingresos Acumulados por Pozo sin Fracturamiento

		Pozo HSR – X1	Pozo HSR – 4
Caudal de Petróleo (BPPD)		15	25
Caudal de Petróleo (BPPD) para un tiempo de:	515 (días)	7.725	-
	250 (días)	-	6.250
Ingresos acumulados (\$us) (Para un precio promedio de petróleo igual a 40,15 \$us/BBL dato a Octubre/2020)		310.158,75	250.937,50

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

En la Tabla 3.33, podemos ver un comparativo de los posibles ingresos acumulados pre y post fracturamiento en los pozos a los días establecidos para la recuperación de la inversión.

Tabla 3.33. Comparativo del Ingreso Acumulado Pre y Post Fracturamiento

Estado del Pozo		PRE FRACTURAMIENTO		POST FRACTURAMIENTO	
Pozos		HSR – X1	HSR – 4	HSR – X1	HSR – 4
Caudal de Petróleo (BPPD)		15	25	26,62	55
Ingresos acumulados (\$us) (Para un precio promedio de petróleo igual a 40,15 \$us/BBL dato a Octubre/2020)	515 (días)	310.158,75	-	550.428,40	-
	250 (días)	-	250.937,50	-	552.062,50

Fuente: Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque, 2020

La recuperación del gasto por la implementación de la técnica muestra un escenario más favorable para el pozo HSR-4 a diferencia del pozo HSR-X1, esto es claramente debido al volumen de petróleo incremental que se tiene post fracturamiento. De igual manera considerando que para el pozo HSR-X1 es mayor el tiempo de recuperación a la inversión; en ambos casos por las condiciones de madurez de los pozos sigue siendo atrayente la implementación de la técnica ya que posterior a la recuperación de la inversión, se tendrá netamente utilidades con seguridad mayor a lo que pudo ser sin efectuar la estimulación por fracturamiento hidráulico.



CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES.

- De los campos productores de petróleo ubicados en la zona tradicional de Bolivia varios son de una larga data de vida productiva, es por tal motivo que el estudio se centró en la zona Pie de Monte área Boomerang, donde la elección se hizo de tipo determinístico intencional debido al estudio netamente de reservorios de baja permeabilidad. En tal sentido se eligió al Campo Humberto Suarez Roca, ya que llegó a aproximarse y en otros cumplir con las condiciones base para la posible implementación de la técnica en los pozos productores que lo conforman, teniendo una permeabilidad promedio de 15 milidarcys, pozos claramente en alta declinación por su madurez y un presión diferencial en los pozos q oscilaban entre 200 a 400 psi, de acuerdo a los datos se hizo una consideración en las condiciones base para la implementación de la técnica en los tres pozos productores que actualmente conforman el campo; así también porque se consideró datos como ser un alto daño a la formación y un índice de productividad bajo, los mismos que llegan a mejorarse una vez que se aplica el fracturamiento hidráulico.

- La zona productora del campo Humberto Suarez Roca es la Formación El Carmen Arenisca Sara, reservorio de tipo anticlinal estratificado. Al tener esta conformación llega a ser ideal para un Fracturamiento Hidráulico Multiple donde la formación de interés tiene un espesor promedio de 10 a 20 pies lo que ayudaría a abarcar de mejor forma en disparos múltiples de fracturamiento, de igual manera la conformación de arenas de grano fino a medio compacto hace que pueda recibir de mejor forma la estimulación del fluido fracturante y el agente sostén que para este caso será de igual característica una arena regular de tipo Otawa, seleccionado por la presión de cierre que se generará en la formación.

- El campo Humberto Suarez Roca al momento cuenta con 3 pozos productores HSR-X1, HSR-4 y HSR-6. Motivo por el cual se efectuó la selección de acuerdo a: primero las condiciones de la técnica tanto base como la modificada sugerida en el presente estudio; segundo un Índice de Heterogeneidad basado en los volúmenes de producción (petróleo y agua). Por tanto el primer paso de selección, el pozo HSR-X1 mostró condiciones medianamente aptas para la estimulación; y en el caso de los pozos HSR-4 y HSR-6 las condiciones eran totalmente aptas para la técnica de estimulación. Ya en el segundo paso de selección en base al Índice de Heterogeneidad el cual evaluaba los volúmenes totales de producción por pozo, dio como resultado en orden de mayor a menor éxito de aplicabilidad de la estimulación al pozo HSR-4 debido a que tiene una producción de petróleo media y baja producción de agua, seguido del pozo HSR-X1 donde los volúmenes de producción de petróleo y agua son bajos y por último el pozo HSR-6 el cual tiene un alto volumen de producción de petróleo pero al mismo tiempo el volumen de agua es muy alto, lo que lo hace no muy atractivo para la técnica.
- Se realizó el diseño analítico de Fracturamiento Hidráulico en los tres pozos del campo Humberto Suarez Roca, donde se tienen como parámetros principales para determinar su efectividad a la: permeabilidad, daño de formación, presión diferencial, caudal máximo de petróleo e índice de productividad; para este propósito se evaluó tanto pre y post fracturamiento. Para todos los pozos se tuvo un incremento del doble en la permeabilidad de 15 a 30 milidarcys. Ya en el pozo HSR-X1 se observó un incremento moderado en todos los parámetros de evaluación, donde el radio de drenaje se extendió a 168,78 pies, se redujo el daño a la formación, la presión diferencial se elevó de 211 a 374 psi; asimismo por el aumento del índice de productividad se tiene un caudal de petróleo máximo de 298,36 BPPD; incremento en la producción de aproximadamente el 77,46%. En el pozo HSR-4 se tuvo como resultado un incremento más considerable en todos los parámetros de evaluación, donde la extensión del radio de drenaje es más amplio igual a 434,13 ft, de igual manera se elimina el daño de formación estando en el rango de la estimulación por fracturamiento, el diferencial de presión se incrementó

de 440 a 1207,15 psi y el caudal de petróleo máximo igual a 147,49 BPPD, lo cual equivale a un incremento en la producción de 120%. En el pozo HSR-6 se tuvo un leve incremento en alguno de los parámetros de evaluación, donde la profundidad de radio de drenaje es baja igual a 163,50 pues, se reduce el daño de formación a los rangos de la estimulación, el diferencial de presión aumenta de 340 a 613 psi, pero el caudal de petróleo máximo se reduciría post fracturamiento en un 50 % lo cual hace que la técnica no sea recomendable para el pozo.

- Como el principal propósito de la implementación de Fracturamiento Hidráulico es el incremento de la productividad, en el campo Humberto Suarez Roca la evaluación se hizo en cada pozo los cuales eran de tipo saturado y subsaturado, HSR-6 y HSR-X1, HSR-4 respectivamente, lo cual ayudo a una mejor evaluación por las condiciones de reservorio diferentes. Para el pozo HSR-6 de tipo de saturado, el índice de productividad tuvo un incremento leve de 0,133 a 0,240 BPPD/psi el comportamiento es netamente para el inicio de la producción, ya que posterior a eso comienza la reducción en la producción esto debido a la alta producción de agua y porque la presión del punto de burbuja es mayor a la presión de reservorio y fondo fluyente. El pozo HSR-X1 es de tipo subsaturado donde la presión de fondo fluyente es mayor al punto de burbuja; el incremento del índice de productividad fue medio de 0,071 a 0,1350 BPPD/psi, dando como resultado un importante incremento en el volumen de petróleo haciendo factible la estimulación al pozo. En el pozo HSR-4 de tipo subsaturado donde la presión de fondo fluyente es menor a la de punto de burbuja; el incremento resultó alto de 0,040 a 0,088 BPPD/psi, el incremento de producción resulto muy alto, siendo la estimulación efectiva y muy recomendable en el pozo.
- La selección y diseño analítico de Fracturamiento Hidráulico en los pozos del campo Humberto Suarez Roca, dio como resultado la comprobación del comportamiento de acuerdo a las características distintas en los pozos HSR-X1, HSR-4 y HSR-6; donde previo al fracturamiento se determinó en el campo una declinación de tipo exponencial con una constante de 0,017 con una vida

productiva del pozo estimado para 19 años para un límite económico de 1 BPPD. Ya post fracturamiento se determinó una declinación con una constante de 0,024; en el pozo HSR-X1 la vida productiva reduce a 11 años, pero con aumento en la producción de petróleo del 77,46%; en el pozo HSR-4 la vida productiva se redujo a 12 años, con un aumento en la producción del 120%; y por último el pozo HSR-6 la vida productiva se reduciría a 8 años y con un decremento en la producción, lo que hace que sea no recomendable para su implementación. En base a lo descrito se hizo un análisis de lo económico donde el gasto por la implementación de la técnica se consideró en promedio \$us 550.000,00; pero lo cual se tomó en cuenta evaluar la recuperación del gasto solo en los pozos que resultaron efectivo su aplicación HSR-X1 y HSR-4, donde el tiempo de recuperación del gasto en la técnica para el pozo HSR-X1 es de 515 días y para el pozo HSR-4 de 250 días, donde debido al mayor caudal de producción del pozo HSR-4 es que el tiempo de recuperación es menor. Por tanto en ambos casos posteriores al tiempo de recuperación del gasto todo llega a ser utilidad, reduciendo la vida productiva pero incrementando el volumen de producción, lo cual deriva en mayor recuperación del volumen remanente en reservorio.

- En general la metodología para la selección de pozos aptos para la implementación del Fracturamiento Hidráulico y su posterior diseño analítico dio como resultado una clara evaluación de las características principales de reservorio y particularmente del índice de productividad y caudal máximo de recuperación pre y post fracturamiento de acuerdo al tipo de reservorio ya sea saturado y subsaturado. Lo cual da una idea clara para considerar una posible implementación de la técnica.

4.2. RECOMENDACIONES.

- ✓ Considerar ampliar la evaluación de campos maduros productores de petróleo en toda la zona tradicional de Bolivia, tomando principalmente como parámetro de selección a reservorios de baja permeabilidad y con volúmenes de petróleo

remanentes importantes para determinar la factibilidad de realizar la estimulación. Asimismo efectuar diversos registros de pozo, para tener una mejor precisión de base y tope de la formación de interés, esto para que ayude a una mejor ubicación de los disparos múltiples de fracturamiento. Y con características de la arena de formación de medio a compacto.

- ✓ Tomar en cuenta las condiciones modificadas que se contempló en la presente tesis, que se enmarquen a las condiciones de los campos de Bolivia sin alejarse considerablemente de las condiciones base, para tal evaluación se recomienda las modificaciones de: diferencial de presión de 300 psi y un daño de formación mayor 4.
- ✓ Dado el diseño analítico de Fracturamiento Hidráulico en los pozos HSR-X1 y HSR-4 con resultados favorables en el incremento de producción, es recomendable centrar mayores estudios en pozos de petróleo subsaturado, con bajo contenido de relación gas-petróleo. Y no así en pozos de petróleo saturado con alta producción de agua como fue el HSR-6.
- ✓ Dada la diversidad de tecnologías multietapa, tanto para los pozos HSR-X1 y HSR-4 es recomendable el tipo “Hidrajete” por su adaptabilidad a pozos verticales multietapa. Con una variante para el pozo HSR-4 donde por su condición somera es recomendable también el tipo “Multistage” por los disparos individuales que esta técnica ofrece, pero para efectivizar su implementación es importante evaluar el espesor, tipo de formación y tramos de interés para realizar disparos diferentes en los sectores a seleccionar en la zona de formación.
- ✓ Implementar la estimulación estará ligada al precio de petróleo, donde para el estudio de tomo como dato a Octubre del 2020 (\$us 40,15). Se recomienda no efectuar la técnica de este tipo en épocas donde exista una fluctuante variación del precio del petróleo, ya que derivaría en extender o no llegar a cubrir el gasto de la implementación, en los días determinados para su recuperación. Por otro lado un aumento y estabilidad del precio del petróleo derivaría en mayores ingresos y

menor tiempo de recuperación de la inversión, lo cual haría a la técnica muy factible.



BIBLIOGRAFÍA

- Agarwal, R., Carter, R., & Pollock, B. (1999), Evaluation and performance prediction of low - permeability gas wells simulated by massive hidraulic fracturing. *Journal Petroleum Technology*, 362-372.
- Chayres, A. (2017), *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimiento de gas y aceite en lutitas de México*. México D.F.: UNAM.
- Daneshy, A. (2010), Hydraulic Fracturing To Improve Production. *Society of Petroleum Engineers*, 6(3), 14-17.
- Mukherjee, H. (1999), Fractured well performance: key to fracture treatment success. *Journal Petroleum Technology SPE*, 54-59.
- Nolen, R. (2013), Elementos de fracturamiento hidraulico. *Oilfield Review*, 25(2), 57-58. Obtenido de Web de Schlumberger LTDA.
- Nordgren, R. (1992), Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(4), 306-314.
- Pazmiño, J. (2004), Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico. *Petroecuador*, 439. Pemex. (2008). *Guía de diseño para fracturamiento hidráulico*. México: Pemex ediciones.
- Perkins, T., & Kern, L. (2010), Widths of Hydraulic Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(9), 937-949.
- Robles, J. (18 de junio de 2017), *Curso de fractura, introducción teórica*. Obtenido de Petroleros: <https://www.petrojeros.com>.

- Vitonera, J. (2013), *Análisis Minifrac. Cálculo de la Gradiente de Fractura*. México D.F.: Dielertte ediciones.
- Zoveidavianpoor, M. A. (2012), *Review con Conventional Candidate - well selection for Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Wells*. Richardson - Estados Unidos: International Journal of Engineering and Technology.
- Zoveidavianpoor, M., & Gharibi, A. (2015), Application of polymers for coating of proppant in hydraulic fracturing of subterranean formations: a comprehensive review. *J. Nat. Gas Sci. Eng*, 24, 197-209.
- Francisco, R. (2010), *Fracturamiento hidráulico en los campos Gustavo Galindo Velasco*. Tesis de grado, Ingeniería de petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.
- Freddy H. Escobar, Ph.D. (2015), "Fundamentos de ingeniería de yacimientos". Neiva-Huila: Colombia. Barrios Domínguez, J. A. (2000). *Frac Pack y su aplicación al pozo Rio Grande - 63*. Santa Cruz.
- BJ HUGHES, A. C. (2016), *División de Hughes Services Company: Manual de fracturamiento hidráulico*.
- PEMEX Exploración y Producción (2011), "Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". México, D. F.
- Loyd E. East, Jr., Michael Bailey, y B. W. McDaniel. (2008), "Hydrjet Perforating and Proppant Plug Diversion in Multi-Interval Horizontal Well Fracture Stimulation: Case Histories". SPE 114881 Halliburton.
- Shanqiang L., Lane N., Pathman A., Jessica McDonough C. (2010), "Flow Regime Analysis of Multi-stage Hydraulically-Fractured Horizontal Wells with Reciprocal

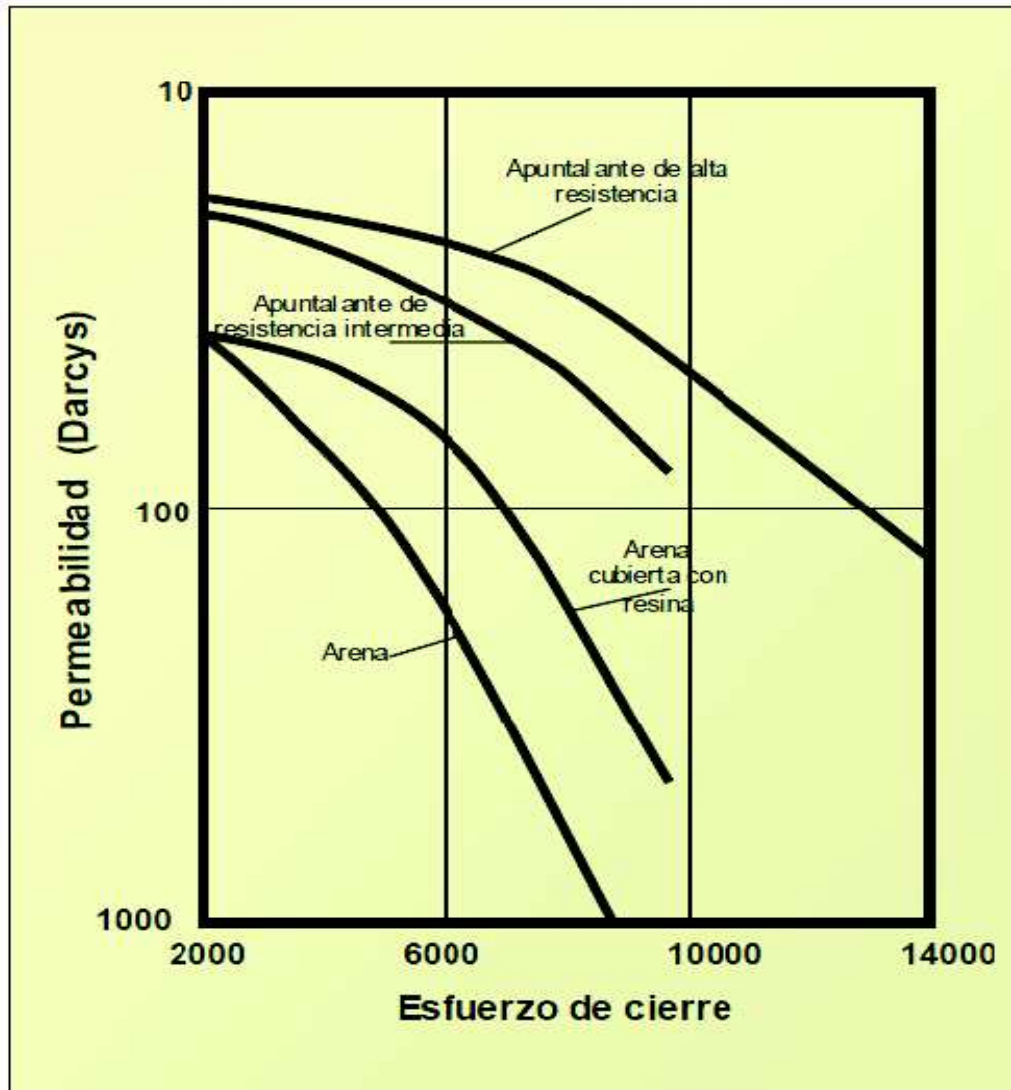
Rate Derivative Function: Bakken Case Study”. CSUG/SPE 137514. Hess Corporation.

- Stanojic M., Jaripatke O. y Sharma A. (2018), “Pinpoint Fracturing Technologies: A Review of Successful Evolution of Multistage Fracturing in the Last Decade”. SPE 130580. Halliburton.

ANEXOS

ANEXO A

Figura A-1. Efecto del esfuerzo de cierre con la permeabilidad del propante



Fuente: Pemex, 2008

**Tabla A-1. Producción Certificada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural
Enero-Diciembre 2018 (Barriles por día)**

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
YPFB ANDINA S.A.													
Aroyo Negro***	6	4	4	4	5	2	4	5	3	1	6	6	4
Boqueron***	29	42	117	148	149	135	147	145	175	238	243	244	151
Carniel***	150	155	157	159	155	157	156	158	158	155	171	170	158
Cobra***	21	15	13	15	20	19	13	5	0	0	0	0	10
Guatruy***	62	63	62	60	60	59	61	71	65	74	72	70	65
La Peña***	141	139	139	138	136	135	133	130	128	128	112	126	132
Los Penacos***	141	130	121	117	117	114	100	106	89	105	111	98	112
Patuju***	152	159	151	145	142	146	145	135	126	127	130	127	140
Rio Grande*	1.769	1.839	1.877	1.829	1.803	1.728	1.704	1.654	1.575	1.579	1.609	1.632	1.716
Sicat**	191	174	170	205	180	164	164	170	157	145	133	131	165
Vibora**	1	1	0	1	3	2	3	2	1	2	1	1	1
Yapacani**	1.191	1.262	1.225	1.236	1.200	1.236	1.218	1.237	1.252	1.216	1.187	1.185	1.220
SUBTOTAL	3.852	3.981	4.035	4.058	3.968	3.895	3.847	3.819	3.729	3.769	3.774	3.790	3.876
YPFB CHACO S.A.													
Bulo Bulo***	1.830	1.804	1.742	1.625	1.538	1.556	1.526	1.504	1.480	1.449	1.424	1.403	1.573
Caigua	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Carasco*	26	23	29	34	36	45	45	44	31	36	57	54	38
Carasco Este***	183	120	21	1	2	2	0	0	0	0	0	0	27
Carasco PW***	47	50	48	46	47	47	37	12	0	0	0	0	28
El Dorado***	159	163	162	166	172	176	182	169	156	149	148	157	163
El Dorado Oeste	4	27	0	0	0	0	0	154	193	188	173	355	91
El Dorado Sur***	1.104	1.082	1.082	1.088	1.075	1.100	1.018	1.001	933	954	950	815	1.017
H.Suarez R.***	190	184	200	203	200	207	202	199	203	202	197	194	199
Junin***	23	19	15	15	16	16	17	26	21	14	16	16	18
Junin Este***	0	0	0	0	0	2	1	1	1	3	3	3	1
Kanata***	35	35	32	27	30	52	44	36	31	12	4	2	28
Kanata Norte***	50	53	35	22	48	44	27	22	25	23	15	15	32
Los Cuzis***	153	154	151	152	153	151	153	149	150	153	152	151	152
Montecristo***	17	17	17	17	17	16	17	17	17	16	16	17	17
Palometa NW***	53	39	31	32	34	29	26	28	31	40	42	39	35
Patujusal***	378	382	376	372	374	355	353	492	408	359	350	367	380
Patujusal Oeste	39	38	37	37	36	33	31	38	55	37	33	35	37
San Roque**	114	111	111	120	118	121	121	116	112	110	97	96	112
Santa Rosa**	48	52	53	53	54	50	55	51	46	48	43	39	49
Santa Rosa W	10	13	13	8	8	6	3	2	2	2	3	2	6
Vuelta Grande*	842	834	817	820	794	770	784	782	774	728	728	721	783
SUBTOTAL	5.305	5.200	4.971	4.837	4.752	4.779	4.644	4.845	4.669	4.524	4.453	4.481	4.788
VINTAGE PETROLEUM													
Chaco Sur***	7	9	9	10	12	11	12	11	9	9	9	7	10
Naranjillos***	101	105	105	103	104	103	101	100	101	100	98	97	101
Rupuco***	88	102	96	93	89	81	73	66	58	46	46	68	75
SUBTOTAL	195	216	210	206	205	196	186	177	167	155	153	173	186
REPSOL E&P													
Surubi Bloque Bajo***	468	459	447	433	434	432	427	440	621	506	484	466	468
Cambe***	41	42	39	39	38	37	39	39	40	40	38	38	39
Margarita-Huacaya**	20.391	21.406	18.949	20.438	22.669	22.847	23.262	22.284	22.888	22.591	18.747	20.478	21.412
Monteagudo**	192	281	278	241	193	187	158	151	141	139	147	147	188
Paloma*	313	303	300	305	399	659	607	570	508	481	435	410	441
Surubi***	867	840	789	810	854	1.168	1.109	1.091	1.047	1.583	1.248	1.010	1.035
Surubi Noroeste***	1.769	1.730	1.737	1.725	1.731	1.592	1.588	1.353	1.370	1.275	1.243	1.330	1.537
SUBTOTAL	24.042	25.060	22.539	23.991	26.319	26.921	27.190	25.927	26.615	26.616	22.343	23.878	25.120

Fuente: Informe Anual YPFB Corporación, 2018

Continuación

**Tabla A-1. Producción Certificada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural
Enero-Diciembre 2018 (Barriles por día)**

OPERADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM.
PETROBRAS ARGENTINA S.A.													
Coronda***	306	331	295	283	314	288	297	291	288	283	272	313	297
Colpa*	238	232	237	232	236	233	214	231	241	203	209	204	226
SUBTOTAL	544	564	532	515	550	521	511	521	529	486	480	517	523
PLUSPETROL													
Bermejo***	38	38	38	40	39	39	38	38	38	39	41	40	39
Curche***	251	237	224	327	430	452	481	530	552	531	514	474	417
Tacobo**	110	96	88	69	58	70	50	69	91	97	85	70	80
Tajibo**	56	57	56	57	58	57	57	57	54	54	53	52	56
Tozo***	70	65	85	85	79	82	77	82	85	86	86	84	80
Bermejo X 44***	26	25	30	30	23	24	23	27	31	38	36	27	29
SUBTOTAL	552	519	522	609	686	724	727	804	852	846	816	747	700
BG BOLIVA													
Escondido***	117	115	120	114	118	110	128	222	179	178	162	155	143
Los Sults***	27	25	24	23	27	26	25	24	23	23	23	21	24
Palo Marcado***	260	244	244	248	235	235	226	147	18	56	115	131	180
SUBTOTAL	404	384	388	385	381	372	379	394	220	257	299	307	347
PETROBRAS BOLIVA													
Itau***	1.379	2.235	2.186	2.157	2.122	2.213	2.115	1.987	2.008	2.020	1.870	1.799	2.007
Sabalo**	19.411	19.396	19.218	19.156	19.009	18.228	18.693	18.435	17.965	17.391	17.747	18.470	18.593
San Alberto**	7.759	7.703	7.364	7.282	7.021	6.769	6.650	6.500	6.512	6.356	6.136	5.892	6.829
SUBTOTAL	28.549	29.334	28.768	28.594	28.151	27.210	27.468	26.922	26.485	25.767	25.753	26.161	27.429
MAIPETROL													
Tatarenda***	85	90	105	106	110	107	105	109	123	141	137	110	111
SUBTOTAL	85	90	105	106	110	107	105	109	123	141	137	110	111
TOTAL E&P													
Incahuasi	0	0	0	0	23	0	39	0	0	0	0	0	5
SUBTOTAL	0	0	0	0	23	0	39	0	0	0	0	0	5
TOTAL NACIONAL	63.526	65.348	62.070	63.300	65.144	64.724	65.086	63.517	63.388	62.562	58.208	60.165	63.086

* Campos con facilidades de adecuación y planta de extracción de licuables.

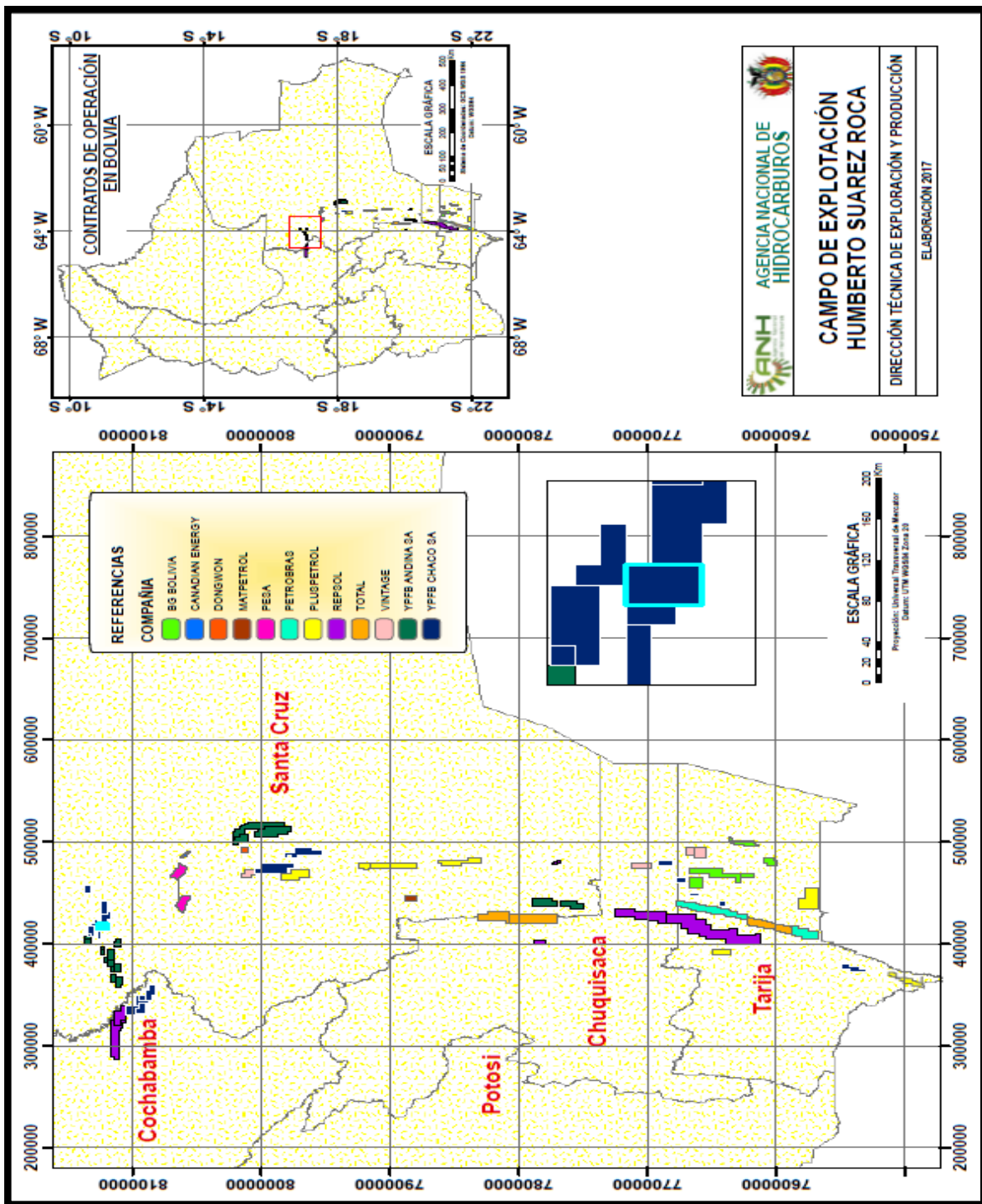
** Campos con facilidades de adecuación y plantas de desgasolinado.

*** Campos con facilidades de separación de fluidos y sin planta de extracción de licuables o desgasolinado. Gas Natural procesado en planta de extracción de licuables en otro campo.

Fuente: Informe Anual YPFB Corporación, 2018

ANEXO B

Figura B-1. Área Explotación Campo Humberto Suarez Roca



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2018

ANEXO C

Figura C-1. Hoja de Cálculo Ingreso de Datos HSR-X1

INGRESO DE DATOS				
Campo:	Humberto Suarez Roca	Pozo:	HSR-X1	
FRAC TURAMIENTO HIDRÁULICO HSR-X1				
TIPO DE PROPIEDAD	SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES	VALOR
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	Y=	Módulo de Young	psi	3
	ϵ =	Coeficiente de Poisson	lb/pulg ²	0,2
	Y=	Densidad de la Formación		14
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS	Qf=	Caudal	Bppd	15
	Φ	Porosidad	%	12
	Ct=	Compresibilidad total	Psi ⁻¹	7,90363E-05
	Tr=	Temperatura de Yacimiento	°F	155
	h=	Espesor de Formación	Ft	20
	μ^0 =	Viscosidad	Cp	
	API=	Gravedad API	lbm/ft ³	29
	ρ_o =	Densidad del petróleo		
	re=	Radio del Pozo	Ft	0,5833
	rw=	Radio Exterior	Ft	388,858
	S=	Daño del Pozo		3,65
	FLUIDO DE CONTROL 2% KCL	Densidad del Fluido de Control	LPG	8,43
	K=	Permeabilidad		15
	PRESIONES	P _{wf} =	Presión de fondo fluyente	Psi
G _p =		Gradiente de poro	psi/ft	0,39
Pr=		Presion de yacimiento	Psi	2790
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES	Qi=	Caudal de inyección	Bpm	20
	μ_f =	Viscosidad del fluido	Cp	400
	δ_f =	Densidad	lbm/gal	15,606
	v=	Velocidad fluido	ft/seg	7
	D=	TVD	Fts	8024,934
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	d _i =	Diámetro interior	Pulg	2,875
	d _o =	Diámetro exterior	Pulg	3,5
	X=	Número de disparos		5
	Hp=	Diámetro de disparos	Pulg	0,4
	n'=	Rugosidad		

tablas
tablas
tablas

Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque

Figura C-2. Hoja de Cálculo Excel de Diseño de Fracturamiento Hidráulico HSR-X1

Diseño del Fracturamiento Hidráulico					
Campo:	Humberto Suarez Roca		Pozo:	HSR-X1	
PRESIONES INVOLUCRADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO					
Presión de sobrecarga (σ_{ov})			5842,15	(psi)	
Gradiente de Fractura (Gf)			0,47450	(psi/ft)	
Presión de Fractura (Ptw)			3807,83	(psi)	
Presión de Tratamiento de Superficie					
Presión hidrostática (Ph)			3517,81	(psi)	
Presión de cierre instantáneo (Pi)			290,02	(psi)	
Pérdida de presión por fricción en la tubería					
Número de Reynolds (Nr)			Turbulento!	4320,83	adimensional
f (calculado ó tablas)	Laminar =	0,0037	0,0079	adimensional	
	Turbulento =	0,0079			
Pérdida de presión por fricción (ΔPf)			278,45	(psi)	
Pérdida de presión por disparos (ΔPp)			815,41	(psi)	
Presión de Tratamiento en Superficie (Pts)			1383,88	(psi)	
Presión de Confinamiento o cierre (Pc)			1017,83	(psi)	
Presión Neta (Pn)			2790	(psi)	
PROPIEDADES DE FLUIDO FRACTURANTE, GEOMETRÍA DE LA FRACTURA					
Coeficiente del Fluido Fracturante					
Fluido de viscosidad controlado Cv			(ft/min ^{1/2})	0,0117	
Fluido de yacimiento controlado Cc			(ft/min ^{1/2})	0,0138	
Coeficiente del Fluido Fracturante "C"			(ft/min ^{1/2})	0,0063	
Geometría de la Fractura					
Tiempo	Longitud (ft)	Ancho (ft)	Volumen inyeccion inicial (m3)	Volumen inyeccion final (m3)	
15	376,92	0,0199	300,00	277,58	

Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

Figura C-3. Hoja de Cálculo Excel Índice de Productividad HSR-X1

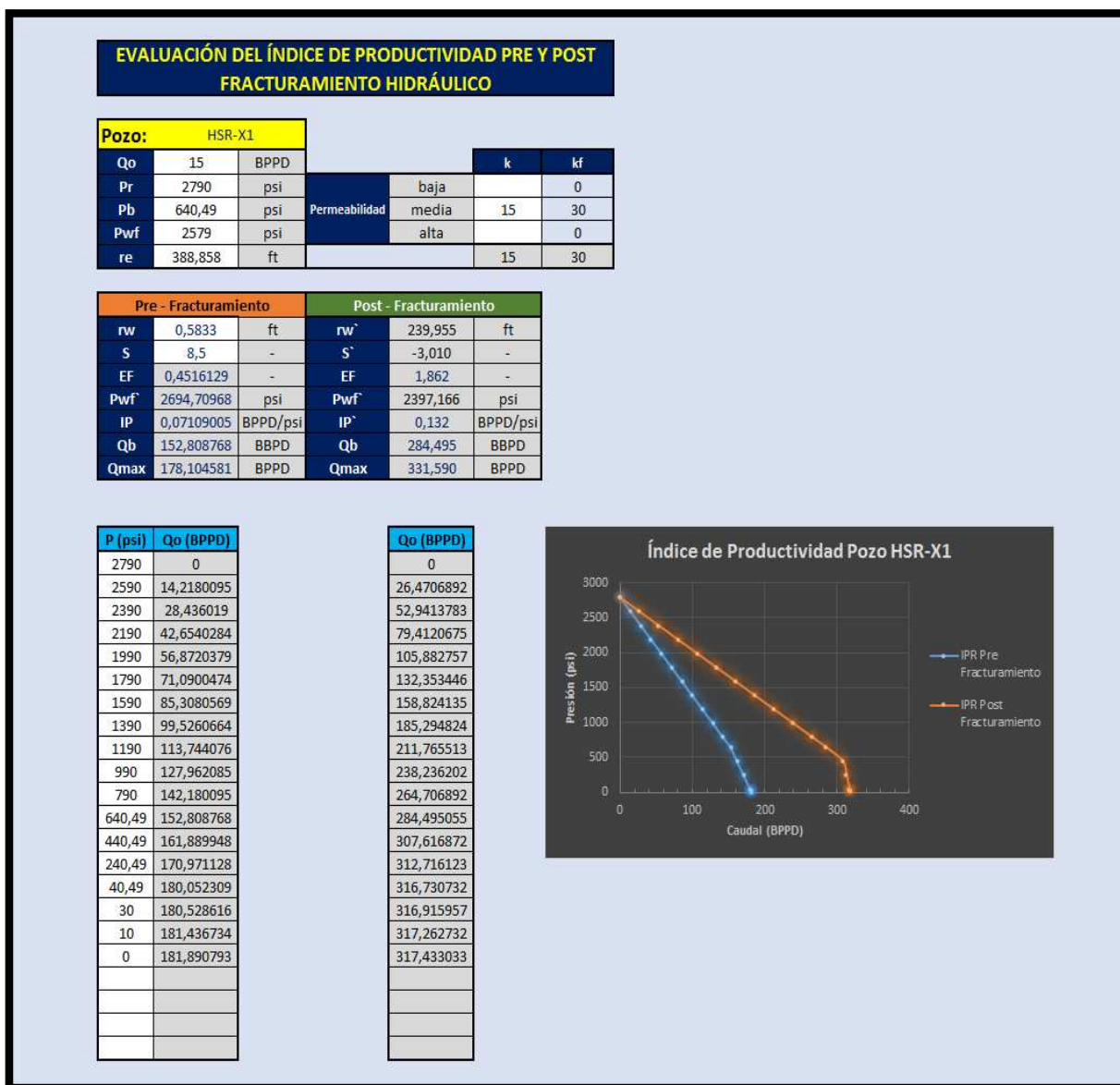


Figura C-4. Hoja de Cálculo Ingreso de Datos HSR-4

INGRESO DE DATOS					
Campo:	Humberto Suarez Roca		Pozo:	HSR-4	
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO HSR-X1					
TIPO DE PROPIEDAD	SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES	VALOR	
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	Y=	Módulo de Young	psi	3	
	ϵ =	Coefficiente de Poisson	lb/pulg ²	0,2	
	Y=	Densidad de la Formación		14	
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS	Qf=	Caudal	Bppd	25	
	Φ	Porosidad	%	15	
	Ct=	Compresibilidad total	Psi ⁻¹	7,90363E-05	
	Tr=	Temperatura de Yacimiento	°F	155	
	h=	Espesor de Formación	Ft	10,6	
	μ^0 =	Viscosidad	Cp	2,5	
	API=	Gravedad API	lbm/ft ³	32,6	
	ρ_0 =	Densidad del petróleo			
	re=	Radio del Pozo	Ft	0,5833	
	rw=	Radio Exterior	Ft	170,604	
	S=	Daño del Pozo		4,62	
	FLUIDO DE CONTROL 2% KCL		Densidad del Fluido de Control	LPG	8,43
	K=	Permeabilidad		15	
	PRESIONES	P _{wf} =	Presión de fondo fluyente	Psi	2350
G _p =		Gradiente de poro	psi/ft	0,39	
P _r =		Presion de yacimiento	Psi	2790	
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES	Q _i =	Caudal de inyección	Bpm	20	
	μ_f =	Viscosidad del fluido	Cp	400	
	δ_f =	Densidad	lbm/gal	15,606	
	v=	Velocidad fluido	ft/seg	7	
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	D=	TVD	Fts	9007,55	
	d _i =	Diámetro interior	Pulg	2,875	
	d _o =	Diámetro exterior	Pulg	3,5	
	X=	Número de disparos		5	
	H _p =	Diámetro de disparos	Pulg	0,4	
	n'=	Rugosidad			

tablas
tablas
tablas

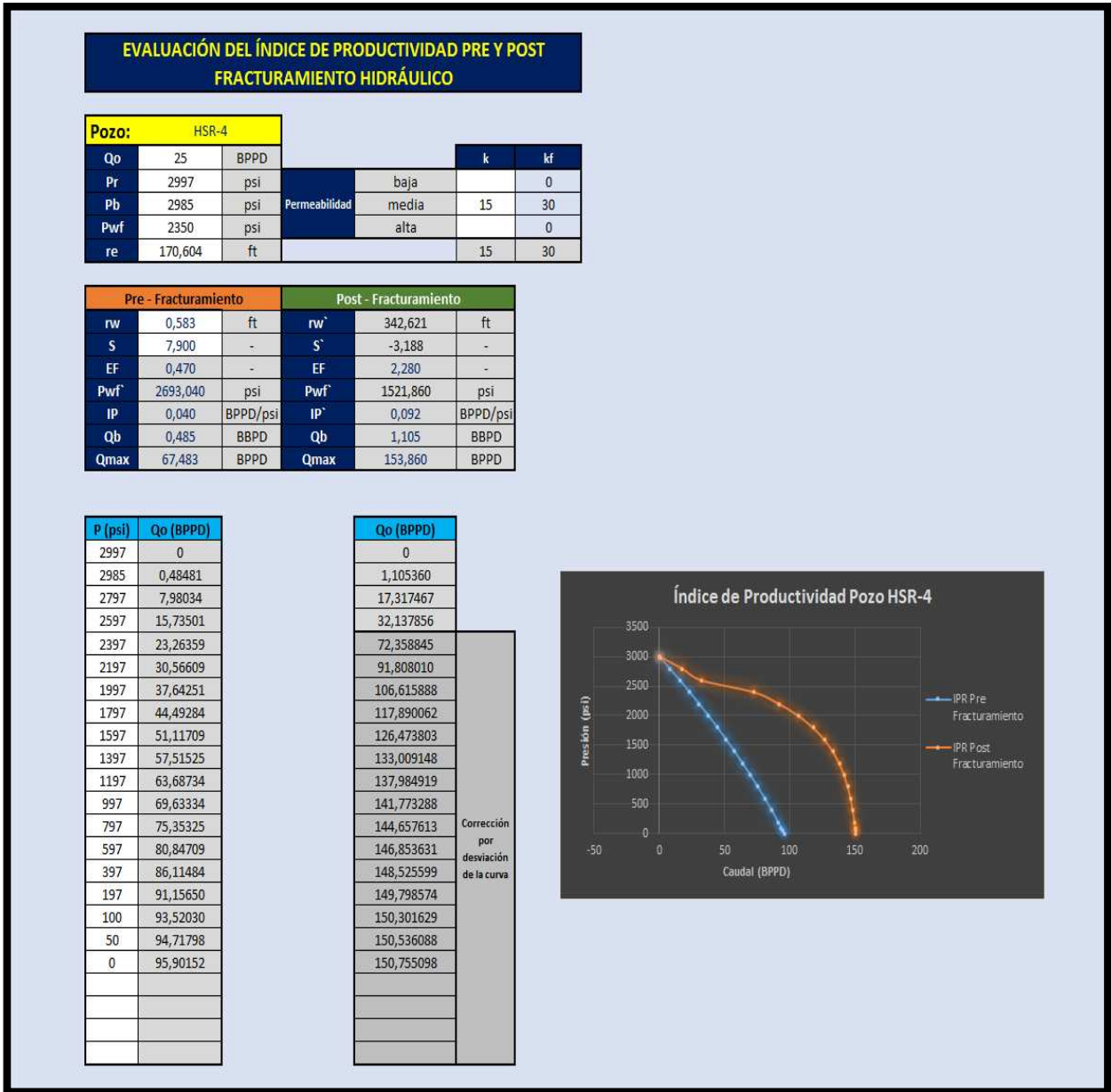
Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque

Figura C-5. Hoja de Cálculo Excel de Diseño de Fracturamiento Hidráulico HSR-4

Diseño del Fracturamiento Hidráulico					
Campo:		Humberto Suarez Roca		Pozo:	HSR-4
PRESIONES INVOLUCRADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO					
Presión de sobrecarga (σ_{ov})		6557,50	(psi)		
Gradiente de Fractura (Gf)		0,47450	(psi/ft)		
Presión de Fractura (Ptw)		4274,08	(psi)		
Presión de Tratamiento de Superficie					
Presión hidrostática (Ph)		3948,55	(psi)		
Presión de cierre instantáneo (Pi)		325,53	(psi)		
Pérdida de presión por fricción en la tubería					
Número de Reynolds (Nr)		<i>Turbulento!</i>	4320,83	adimensional	
f (calculado ó tablas)	Laminar =	0,0037	0,0079	adimensional	
	Turbulento =	0,0079			
Pérdida de presión por fricción (ΔPf)		312,54	(psi)		
Pérdida de presión por disparos (ΔPp)		815,41	(psi)		
Presión de Tratamiento en Superficie (Pts)		1453,49	(psi)		
Presión de Confinamiento o cierre (Pc)		1277,08	(psi)		
Presión Neta (Pn)		2997	(psi)		
PROPIEDADES DE FLUIDO FRACTURANTE, GEOMETRÍA DE LA FRACTURA					
Coefficiente del Fluido Fracturante					
Fluido de viscosidad controlado Cv		(ft/min ^{1/2})	0,0134		
Fluido de yacimiento controlado Cc		(ft/min ^{1/2})	0,0223		
Coefficiente del Fluido Fracturante "C"		(ft/min ^{1/2})	0,0084		
Geometría de la Fractura					
Tiempo	Longitud (ft)	Ancho (ft)	Volumen inyeccion inicial (m3)	Volumen inyeccion final (m3)	
15	538,19	0,0263	300,00	743,42	

Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

Figura C-6. Hoja de Cálculo Excel Índice de Productividad HSR-4



Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque

Figura C-7. Hoja de Cálculo Ingreso de Datos HSR-6

INGRESO DE DATOS					
Campo:	Humberto Suarez Roca		Pozo:	HSR-6	
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO HSR-X1					
TIPO DE PROPIEDAD	SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES	VALOR	
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	Y=	Módulo de Young	psi	3	
	ϵ =	Coefficiente de Poisson	lb/pulg ²	0.2	
	Y=	Densidad de la Formación		14	
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS	Qf=	Caudal	Bppd	21	
	Φ	Porosidad	%	15	
	Ct=	Compresibilidad total	Psi ⁻¹	7.90363E-05	
	Tr=	Temperatura de Yacimiento	°F	155	
	h=	Espesor de Formación	Ft	18.9	
	μ^0 =	Viscosidad	Cp		
	API=	Gravedad API	lbm/ft ³	29	
	ρ_0 =	Densidad del petróleo			
	re=	Radio del Pozo	Ft	0.5833	
	rw=	Radio Exterior	Ft	324.803	
	S=	Daño del Pozo		4.85	
		FLUIDO DE CONTROL 2% KCL	Densidad del Fluido de Control	LPG	8.43
		K=	Permeabilidad		15
	PRESIONES	P _{wf} =	Presión de fondo fluyente	Psi	2450
G _p =		Gradiente de poro	psi/ft	0.39	
P _r =		Presion de yacimiento	Psi	2790	
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES	Q _i =	Caudal de inyección	Bpm	20	
	μ_f =	Viscosidad del fluido	Cp	400	
	δ_f =	Densidad	lbm/gal	15,606	
	v=	Velocidad fluido	ft/seg	7	
	D=	TVD	Fts	7303.15	
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	d _i =	Diámetro interior	Pulg	2.875	
	d _o =	Diámetro exterior	Pulg	3.5	
	χ =	Número de disparos		5	
	H _p =	Diámetro de disparos	Pulg	0.4	
	n'=	Rugosidad			

tablas
tablas
tablas

Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Eton Huanca Colque

Figura C-8. Hoja de Cálculo Excel de Diseño de Fracturamiento Hidráulico HSR-6

Diseño del Fracturamiento Hidráulico					
Campo:		Humberto Suarez Roca		Pozo:	HSR-6
PRESIONES INVOLUCRADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO					
Presión de sobrecarga (σ_{ov})		5316,69		(psi)	
Gradiente de Fractura (Gf)		0,47450		(psi/ft)	
Presión de Fractura (Ptw)		3465,34		(psi)	
Presión de Tratamiento de Superficie					
Presión hidrostática (Ph)		3201,41		(psi)	
Presión de cierre instantáneo (Pi)		263,94		(psi)	
Pérdida de presión por fricción en la tubería					
Número de Reynolds (Nr)		<i>Turbulento!</i>		4320,83	adimensional
f (calculado ó tablas)	Laminar =	0,0037	0,0079	adimensional	
	Turbulento =	0,0079			
Pérdida de presión por fricción (ΔPf)		253,40		(psi)	
Pérdida de presión por disparos (ΔPp)		815,41		(psi)	
Presión de Tratamiento en Superficie (Pts)		1332,75		(psi)	
Presión de Confinamiento o cierre (Pc)		675,34		(psi)	
Presión Neta (Pn)		2790		(psi)	
PROPIEDADES DE FLUIDO FRACTURANTE, GEOMETRÍA DE LA FRACTURA					
Coefficiente del Fluido Fracturante					
Fluido de viscosidad controlado Cv		(ft/min ^{1/2})	0,0128		
Fluido de yacimiento controlado Cc		(ft/min ^{1/2})	0,0153		
Coefficiente del Fluido Fracturante "C"		(ft/min ^{1/2})	0,0070		
Geometría de la Fractura					
Tiempo	Longitud (ft)	Ancho (ft)	Volumen inyeccion inicial (m3)	Volumen inyeccion final (m3)	
15	361,96	0,0219	300,00	323,68	

Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

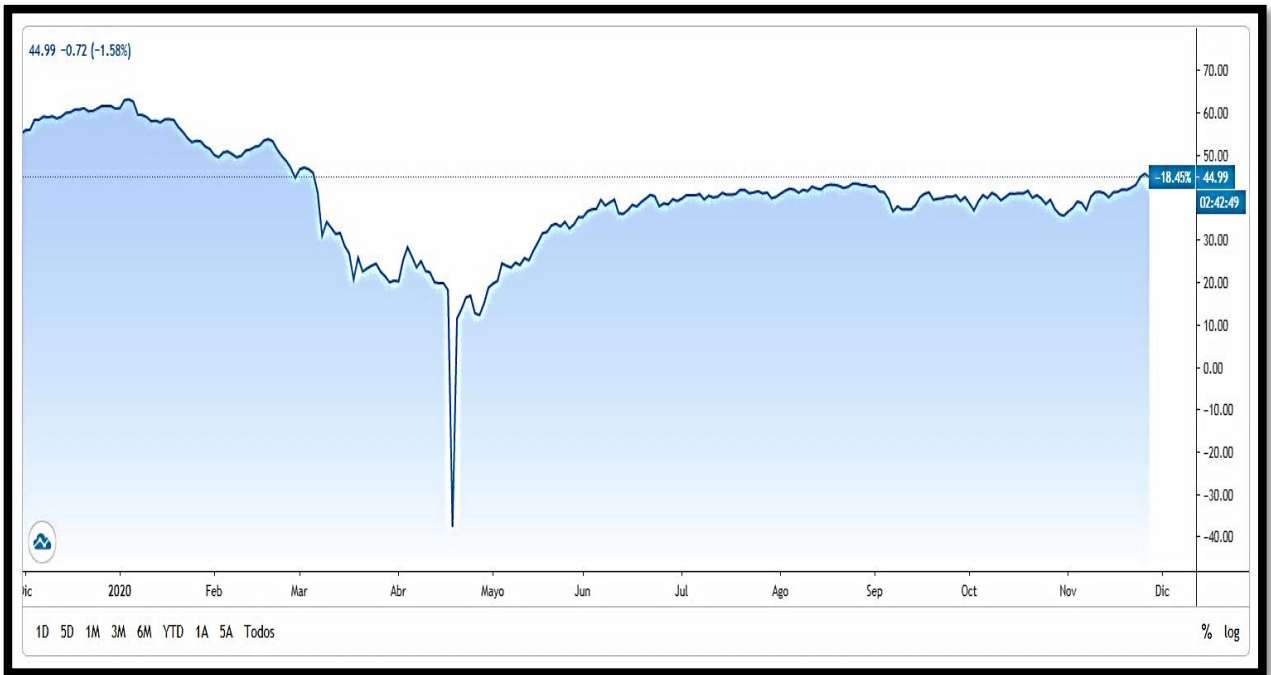
Figura C-9. Hoja de Cálculo Excel Índice de Productividad HSR-6



Fuente: Hoja Excel Elaborado por Ronald Etson Huanca Colque

ANEXO D

Figura D-1. Precios del Petróleo 2020



Fuente: www.preciopetroleo.net, 2020