

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



**“ESTUDIO TÉCNICO PARA EL INCREMENTO DEL POTENCIAL DE
PRODUCCION MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO”**

Proyecto de Grado presentado para optar al título de Licenciatura en Ingeniero en
Petróleo, Gas y Procesos

POSTULANTE: MONICA ANCASI SONCO

TUTOR: M.Sc. ING. STEFANY TORREZ ORTIZ

LAPAZ - BOLIVIA

2024



**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

A mis padres:

Norberto Ancasi y Julia Sonco

A mis padres, quienes han sido mi roca y mi guía a lo largo de mi vida: gracias por todo su amor, su paciencia y su apoyo incondicional. Este proyecto de grado es un testimonio de todo lo que me han enseñado y de todo lo que me han dado. Espero que se sientan orgullosos de mí, y que esta dedicación les recuerde siempre cuánto los amo.

Gracias por estar siempre ahí para mí, por brindarme su confianza, y por creer en mí incluso cuando yo no lo hacía. Este logro no habría sido posible sin ustedes.

A mi FAMILIA

A mi amado esposo Eddy Guarachi, por creer en mi capacidad, siempre ha estado brindándome su comprensión, cariño y amor.

A mis hijos Kai y Josh por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día más y así poder luchar para que la vida nos depare un mejor futuro.

A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome incondicionalmente para poder realizarme como profesional.

AGRADECIMIENTO

En principio agradezco a Dios por darme la salud, fortaleza, sabiduría y paciencia en todas las etapas de mi vida, gracias por escucharme siempre.

A mis padres Norberto Ancasi y Julia Sonco por ser siempre un ejemplo a seguir y guiarme para culminar mi carrera, enseñarme a valorar y disfrutar de cada momento de mi vida. Sin ustedes no lo habría logrado.

A mi amado esposo Eddy Guarachi la ayuda que me has brindado ha sido sumamente importante, estuviste a mi lado inclusive en los momentos y situaciones más tormentosas, siempre ayudándome. No fue sencillo culminar con éxito este proyecto, sin embargo, fuiste motivador. Te amo mi amor.

A mis hijos Kai y Josh porque me brindaron su apoyo, me comprendieron, tuvieron tolerancia e infinita paciencia y cedieron su tiempo para que " mamá estudie". A ellos mi eterno amor y gratitud.

A mis hermanos Betzaida, Josue, Reyna, Romario y Noemi quienes con sus palabras de aliento no me dejaban decaer para que siguiera adelante y cumpla con mis ideales.

A mi tutor Ing. Stefany Torrez Ortiz y tribunales Ing. Reynaldo Marín Domínguez, Ing. Sergio Eddy Viscarra Ortuño y Ing. Félix Orellana por su dedicación y paciencia fueron fundamentales para la realización de este proyecto

Agradezco a cada uno de los docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera por haberme brindado la oportunidad de adquirir conocimientos necesarios para mi vida profesional.

A mis compañeros y amigos con quienes compartimos momentos de alegrías y tristezas, superando muchas pruebas en todo el trayecto de nuestra carrera universitaria.

RESUMEN

El presente proyecto contempla un contenido para desarrollar una aplicación de fracturamiento hidráulico para lograr incrementar el potencial productivo del pozo SAL-X-14 del campo San Alberto de la formación Huamampampa. Los conceptos encontrados en el presente documento recopilan información de varios libros y artículos relacionados con la técnica de fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 1 presenta una breve introducción al tema de investigación. Al igual que una delimitación, planteamiento del problema, formulación del problema. Además del objetivo general a alcanzar con la aplicación del tratamiento y también los objetivos específicos que son los pasos a seguir para alcanzar el objetivo principal que es incrementar la producción del pozo SAL-X14ñ también contiene su respectiva justificación y su metodología de investigación del presente proyecto,

Capítulo 2, se encuentra el estudio de las propiedades mecánicas de las rocas, propiedades petrofísicas de los reservorios, propiedades de los fluidos del yacimiento. En este capítulo nos centramos en demostrar la técnica y los pasos a seguir para la realización del tratamiento de fracturamiento hidráulico, estudiando la selección del pozo a fracturar, obtención de diseño, estudios geológicos. Además de una breve historia sobre el fracturamiento hidráulico.

Capítulo 3, se muestra la información general del pozo SAL-X14, para así realizar los cálculos de ingeniería que permitirán realizar el diseño del tratamiento de fracturamiento hidráulico. También la selección de fluidos de fracturamiento y aditivos. Además de la simulación mediante el SOFTWARE PROSPER.

Capítulo 4, se muestra el análisis económico en donde se puede observar con claridad que la presente técnica como estimulación es rentable económicamente hablando y por tanto se debería aplicar el tratamiento en el pozo SAL-X14.

En el capítulo 5, encontramos las conclusiones para la aplicación de esta técnica y también recomendaciones para un mejor resultado del que se obtuvo.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTO	ii
ÍNDICE GENERAL.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
SIMBOLOGIA	xv

CAPÍTULO I - GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES	2
1.1.1. Antecedentes institucionales	2
1.1.2. Antecedentes Temáticos	6
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
1.2.1. Problemas Secundarios	8
1.2.2. Problema Principal	9
1.3. OBJETIVOS	9
1.3.1. Objetivo General	9
1.3.2. Objetivos Específicos	9
1.4. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	9
1.5. DELIMITACIÓN.....	10
1.5.1. Límite Temporal	10
1.5.2. Límite Geográfico	10
1.6. JUSTIFICACIÓN	10
1.6.1. Justificación Técnica.	11
1.6.2. Justificación Económica	11
1.6.3. Justificación Social	12
1.6.4. Justificación Ambiental	12
1.7. TIPO DE ESTUDIO DE LA INVESTIGACIÓN	13
1.8. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	13

1.9. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN.....	13
1.10. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	14

CAPITULO II - MARCO TEÓRICO

2.1. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS	15
2.1.1. Desplazamiento	15
2.1.2. Deformación.....	16
2.1.3. Estado Tensional	16
2.1.4. Fuerza.....	17
2.1.5. Esfuerzo.....	17
2.1.6. Resistencia	19
2.1.7. Rotura	19
2.1.8. Módulo de young.....	19
2.1.9. Efectos de Confinamiento	21
2.1.10. Arenisca típica.....	22
2.1.11. Efecto sobre la geometría de fractura	22
2.1.12. Factores que afectan la determinación E en laboratorio	23
2.2. RELACIÓN DE POISSON.....	24
2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS	26
2.3.1. Porosidad	26
2.3.2. Permeabilidad	28
2.3.3. Saturación de los fluidos	29
2.3.4. Fluidos irreducibles	30
2.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	31
2.4.1. Propiedades físicas del gas natural.....	31
2.4.2. Peso molecular aparente, M_o :.....	32
2.4.4. Factor de Compresibilidad Z	33
2.4.5. Densidad	34
2.4.6. Volumen específico	35
2.4.7. Factor Volumétrico del gas B_g	35

2.4.8. Método Volumétrico	36
2.4.9. Factor de expansión del gas E_g	36
2.5. PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	37
2.5.1. Factor volumétrico del agua de formación	37
2.5.2. Viscosidad del agua de formación, μ_w	37
2.5.3. pH	37
2.5.4. Potencial RedOx	38
2.6. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN	38
2.6.1. Efecto Skin	38
2.6.2. Taponamiento del espacio poroso	39
2.7. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	39
2.7.1. Breve historia del fracturamiento hidráulico	41
2.7.2. Proceso de fracturamiento hidráulico	42
2.7.3. Objetivos del fracturamiento hidráulico	43
2.7.4. Productos obtenidos por fracturamiento hidráulico	43
2.7.5. Países donde se acepta el Fracturamiento Hidráulico	45
2.7.6. Países donde no se acepta el Fracturamiento Hidráulico	45
2.7.7. Fracturamiento Hidráulico en Bolivia	46
2.8. MAQUINARIA E IMPLEMENTOS EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	48
2.8.1. Blender de Fractura	49
2.8.2. Unidad de Hidratación	51
2.8.3. Tanques	51
2.8.4. Transporte de agente de sostén	52
2.8.5. Fracturadores	53
2.8.6. Frac Van	55
2.8.7. Armado de líneas de alta presión	55
2.8.8. Elementos de las líneas de alta presión	56
2.8.9. Cabezas de fractura	57
2.8.10. Tree Saber	58
2.8.11. Tapones y packers	59

2.9. DEFINICION DE LOS PARÁMETROS, TÉCNICAS Y CLASES DE FLUIDOS QUE INTERVENDRÁN EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.....	60
2.9.1. Sistema de fluidos Fracturantes	60
2.9.2. Aditivos	62
2.9.3. Polímero HMC.....	64
2.10. SOFTWARE PROSPER	67
2.11. ANÁLISIS ECONÓMICO	67
2.11.1. Metodología del valor actual neto (VAN)	67
2.11.2. Tasa interna de retorno (TIR)	68
2.11.3. Flujo neto de caja	68
2.11.4. Tiempo estimado para la recuperación de la inversión.....	69
2.1.5. Relación Costo Beneficio	69

CAPÍTULO III - MARCO PRÁCTICO

3.1. INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	70
3.1.1. Ubicación Geográfica del Campo San Alberto.....	70
3.2. SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO SAN ALBERTO	71
3.2.1. Roca generadora de petróleo.....	71
3.3. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	73
3.3.1. Formación Iquiri	74
3.3.2. Formación Los Monos.....	75
3.3.3. Formación Huamampampa.....	75
3.3.4. Formación Icla.....	76
3.3.5. Formación Santa Rosa.....	77
3.3.6. Geología Estructural Regional de Interacción	78
3.4. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO	78
3.4.1. Datos de Producción	78
3.4.2. Selección del polímero de fractura	82
3.4.3. Evaluación termodinámica del fluido dentro del reservorio Huamampampa H3	83

3.4.4. Descripción petrofísica y propiedades del fluido del reservorio Huamampampa H3	85
3.4.5. Cálculo de la porosidad a partir de los datos obtenidos de la tabla 3.7	88
3.4.6. Cálculo de reservas por el método volumétrico	89
3.4.7. Cálculo del Daño a la Formación.....	90
3.5. ANALISIS DE RESULTADOS	91
3.6. SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y ADITIVOS	92
3.6.1. Información de la tubería de Revestimiento	92
3.6.2. Selección del fluido de fracturamiento	92
3.6.3. Selección del polímero	93
3.7. PROCESO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	96
3.7.1. Estructura del Reservorio	96
3.7.2. Presión de Fractura de la Formación.....	97
3.8. ANALISIS DE RESULTADOS	104
3.9. SIMULACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER	104
3.9.1. Cálculo del AOF (máxima tasa de flujo) actual del reservorio Huamampampa H3 utilizando el software Prosper	105
3.9.2. Cálculo del AOF del reservorio Huamampampa H3 utilizando el software Prosper luego del fracturamiento	110
3.9.3. Cálculo del Daño a la formación post fracturamiento hidráulico	114
3.9.4. Calculo del Caudal	115
3.9.5. Calculo de la nueva Permeabilidad	115
3.9.6. Cálculo del daño a la formación	116
3.10. ANALISIS DE RESULTADOS	117

CAPÍTULO IV - ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

4.1. EVALUACION DEL PROYECTO	118
4.1.1. Análisis económico.....	118
4.1.2. Ingresos del proyecto	118
4.1.3. Gastos o Inversión Del Proyecto	120

4.1.4. Inversión total por cada año de ejecución de las actividades	121
4.1.5. Análisis del incremento de Producción	122
4.1.6. Regalías, Impuestos y transporte	123
4.1.7. Relación costo beneficio (RCB).....	124
4.1.8. Flujo de cajas	125
4.1.9. Valor actual neto VAN	125
4.1.10. Tasa interna de retorno TIR	126
4.2. PAYBACK TIME.....	127
4.3. EVALUACION DE RESULTADOS	128
CAPÍTULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1. CONCLUSIONES	129
5.2. RECOMENDACIONES	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
BIBLIOGRAFÍA.....	131
ANEXOS.....	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Ubicación Geográfica	10
Tabla 2.1 Rangos de porosidades de las rocas	26
Tabla 2.2 Porcentaje de Efectividad	27
Tabla 2.3 Rangos de permeabilidad.....	28
Tabla 2.4 Permeabilidad de las rocas por tipo de roca	29
Tabla 2.5 Condición de daño	38
Tabla 2.6 Tipos de Fluidos Fracturantes	62
Tabla 2. 7 Comparación general de las propiedades depolímeros solubles en agua	64
Tabla 2. 8 Propiedades físicas y químicas del polímero HMC	66
Tabla 3.1 Antecedentes del campo san Alberto	70
Tabla 3.2 Tabla de producción de Sal x14	82
Tabla 3.3 Tabla de presión de Sal x14	82
Tabla 3.4 Propiedades termodinámicas del fluido del reservorio.....	83
Tabla 3. 5 Datos del reservorio Huamampampa H3.....	86
Tabla 3.6 Rangos De Permeabilidad Para Yacimientos	87
Tabla 3.7 Perfiles Litológicos Subdivididos en Layers	88
Tabla 3.8 Clasificación de Porosidad para Reservorios	89
Tabla 3.9 Valor típicos de daño (skin).....	91
Tabla 3.10 Información de la tubería de revestimiento SAL X14	92
Tabla 3.11 Selección en comparación general de las propiedades de polímeros solubles en agua.....	93
Tabla 3.12 Rango Típico para los Valores de Modulo de Young – Relación de Poisson	97
Tabla 3.13 Datos del Pozo Sal-X14 para el Cálculo de Pfr.....	98
Tabla 3.14 Datos del Propanante Arena De Cerámica.....	101
Tabla 3.15 Razón de N propanante	102
Tabla 3.16 DATOS PVT.....	105
Tabla 4.1 Condición inicial y estimación de la producción del año 2021	118
Tabla 4.2 Desarrollo del caudal de producción	119

Tabla 4.3 Gastos de un fracturamiento hidraulico	120
Tabla 4.4 Inversión por cada año de ejecución	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Vector de desplazamiento y campos desplazados	16
Figura 2.2 Fuerzas actuando sobre un sistema rocoso	17
Figura 2.3 Tensiones en tres Dimensiones	18
Figura 2.4 Tipos de Esfuerzos	19
Figura 2.5 Módulo de Young	20
Figura 2.6 Efecto de confinamiento en la determinación del Módulo de Young	21
Figura 2.7 Etapas del proceso de deformación de acuerdo al esfuerzo aplicado	22
Figura 2.8 Efecto del Módulo de Young en el ancho de fractura en formaciones con distinta litología	23
Figura 2.9 Relación de Poisson	25
Figura 2.10 Propiedades de algunas rocas y presiones vs Poisson vs Modulo de Young	25
Figura 2.11 Descripción de saturación en rocas	30
Figura 2.12 Esquema demostrativo de la distribución del fluido no mojante o petróleo (en negro)	31
Figura 2.13 Clasificación del aceite por su densidad en grados API	35
Figura 2.14 Tapamiento de poros por partículas finas	39
Figura 2.15 Proceso de Extracción de Hidrocarburos mediante fracturación hidráulica	42
Figura 2.16 Sección representativa de tipos generales de recursos de crudo y gas y las orientaciones de los pozos de producción utilizadas en fracturación hidráulica ..	44
Figura 2.17 Países en favor y en contra del fracking	46
Figura 2.18 Mapa de reservas de Shale gas en el Chaco Bolivia – Paraguay	47
Figura 2.19 Mapa del potencial Hidrocarburífero de Bolivia a la gestión 2019	47
Figura 2.20 Distribución del Layout de la maquinaria de fracturación hidráulica	49
Figura 2.21 Partes de un Blender de Fractura	50
Figura 2.22 Esquema de funcionamiento del Blender de Fractura	50
Figura 2.23 Unidad de Hidratación	51
Figura 2.24 Tanque	52

Figura 2.25 Transporte de agente de sostén.....	53
Fuente: (M.Madrid, 2019).....	53
Figura 2.26 Esquema de funcionamiento de los fracturadores	54
Figura 2.27 Fracturador	54
Figura 2.28 Estación de control de los FracVans	55
Figura 2.29 Armado de líneas	56
Figura 2.30 Efectos de la erosión en elementos que componen la línea de alta presión.	57
Figura 2.31 Equipo de protección de fractura por tubing en equipo W.O.	58
Figura 2.31 Esquema de un Tree Saber	59
Figura 2.32 Esquema de deslizamiento del packer empujando al tubing hacia afuera	60
Figura 2.33 Tipos de Fluidos de Fracturamiento, composición y usos	61
Figura 2. 34 Cadena de un polímero lineal y ramificada.....	65
Figura 3.1 Vista Satelital del Campo San Alberto con el Programa Google Earth	71
Figura 3.2 Rocas Generadoras y Sello debajo del Campo San Alberto	72
Figura 3.3 Corte Sección Estructural.....	73
Figura 3.4 Estratigrafía generalizada del Subandino Sur	74
Figura 3.5 Columna Estratigráfica Generalizada del Subandino Sur	76
Figura 3.6 Columna estratigráfica generalizada del Subandino Sur, área en la que se encuentra el Campo San Alberto.	77
Figura 3.7 Ubicación de los reservorios	78
Figura 3.8 Tabla de producción vs pronóstico de la planta de San Alberto	79
Figura 3.9 Pozos del campo San Alberto	79
Figura 3.10 Pozos cerrados del campo san Alberto	80
Figura 3.11 Estado Final del Pozo SAL X14	81
Figura 3.12 Diagrama De Fase Para Reservorios De Gas Condensado.....	83
Figura 3.13 Características de los tipos de fluido sal x14.....	85
Fuente: After Clark, N.J. Elementos de Reservorios De Petróleo, Spe, 1969.....	85
Figura 3.14 Gradiente de Fractura	100
Fuente: After Clark, N.J. Elementos de Reservorios De Petróleo, Spe, 1969.....	100

Figura 3.15 Relación Entre El Esfuerzo Efectivo Horizontal y la permeabilidad Del Propanante	101
Figura 3.16 Descripción del pozo sal-x14.....	106
Figura 3.17 Introducción de los datos pvt.....	106
Figura 3.18 Selección del modelo	107
Figura 3.19 Introducción de daño a la formación.....	108
Figura 3.20 Introducimos los datos obtenidos	108
Figura 3.21 Grafica del AOF del pozo sal-x14.....	109
Figura 3.22 Descripción Del Pozo Sal-X14	110
Figura 3.23 Introducción De Los Datos PVT	111
Figura 3.24 Selección del modelo del reservorio.....	111
Figura 3.25 Introducimos los datos calculados del fracturamiento	112
Figura 3.26 Gráfica IPR del pozo sal-x14.....	113
Figura 3.27 Datos de la gráfica ipr del pozo sal-x14.....	114
Figura 4.1 Payback Time	128

SIMBOLOGIA

LISTA DE ABREVIACIONES

m.= Metros

Bbls.= Barriles

MMPC= Millones de pies cúbicos

MPC= Miles de pies cúbicos

RP. =Reservas probadas

RA.= Reservas acumulada

RR.=Reservas remanentes

UNID.= Unidad

AIE=Agencia Internacional de Energía

ASME= American society of mechanical engineers

ANSI =American society national instrument

ASTM =American society for testing and materials

NFPA =National fire protection association

Bo. =Factor del volumen.

Fac. =Rec. Factor de recuperación

OOIS.= Petróleo original ínsito.

Bs. = bolivianos

S.A =Sociedad Anónima.

API = (American Petroleum Institute)

DST= Transformador reductor

VF= Variador de frecuencia

SUT = Transformador elevador

INTAKE =Entrada de la bomba

ABREVIACIONES DE FORMULAS

BPPD = Barriles de Petróleo Por Día
BFPD = Barriles de Fluidos Por Día
BSW = Sedimentos básicos y agua, %
Acres = Unidad de área
GOR o RGP = Relación gas- petróleo
SCF/STB = Standard cubic feet/Stock tank barrel
md = Milidarcy, unidad de permeabilidad
IPR = Relación de rendimiento de influjo del pozo
Ø = Porosidad, %
h = Espesor de la formación, ft (pies)
Sw = Saturación de agua, %
So = Saturación de petróleo, %
IP = Índice de productividad, stb/psi-día
q = Tasa de producción, stb/d
k = Permeabilidad efectiva, md
SGw = Gravedad específica del agua
SGg = Gravedad específica del gas
Pb = Presión de punto de burbuja del gas, psi
μo = Viscosidad del petróleo, cp
BHP = Caballos de Potencia por cada etapa, HP
Eff = Eficiencia de la bomba, %
C = Capacidad de la bomba, bls/día
TVD = Profundidad total vertical
MD = Profundidad medida
PVT = Presión, volumen y temperatura (Análisis de laboratorio)
VSD = Variador de frecuencia
AM = Amperaje del motor
pws = Presión estática del yacimiento
pwh = Presión en el cabezal

Pdesc = Presión de descarga de la bomba
 ΔP_{pump} = Diferencial de presión ocasionado por la bomba; psi
 ΔP_{fr} = Diferencial de presión por fricción; psi
 γ_f = gravedad específica del fluido
ID = Diámetro Interno
RPM = Revoluciones por minuto
HP = Potencia requerida por el motor
h = Espesor de pago, ft
 μ = Viscosidad del líquido, cp (cent poise)
B = Factor volumétrico del líquido bbl/stb
 r_e = Radio de drenaje del pozo, ft
 r_w = Radio de la cara del pozo, ft
 p_r = Presión del reservorio, psi
 p_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi
 p_r = Presión de reservorio, psi
 q_{max} = Tasa máxima de producción, stb/d (stock tank barrel/día)
TDH = Cabeza Total Dinámica
THP = La presión de cabeza del tubing
LVN = Levantamiento neto, ft (pies)
PB = Profundidad de asentamiento de la bomba en TVD, ft
 P_{casing} = Presión en la tubería de revestimiento, psi
PIP = Presión de entrada a la bomba, psi
 G_g = Gradiente del gas, psi/ft
 G_o = Gradiente del petróleo, psi/ft
 P_f = Pérdidas de presión por fricción
V = Voltios
KVA = Potencia Aparente
V/Hz = Voltios/Hertz

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

A continuación, se detalla los antecedentes institucionales como también los antecedentes académicos para poder entender el problema que se puntúa en la investigación.

1.1.1 Antecedentes institucionales

La Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía, es una institución representativa del sector energético que aglutina a empresas de toda la cadena de producción petrolera su misión es ser una empresa líder, sostenible en recursos y además es innovadora en soluciones que promueve la dinámica de la industria energética de Bolivia, en una publicación realizada el 2016 en la página de la misma, se detalla la ubicación y el número de pozos que posee el campo san Alberto administrada por una asociación de tres empresas las cuales son Petrobras Bolivia S.A. con un 35%, YPFB Andina S.A. (subsidiaria de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) 50% y Total E&P Bolivia Sucursal Bolivia 15% (Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 2016).

El campo San Alberto es productor de gas y condensado y está adjudicado actualmente a la empresa PETROBRAS Bolivia. La producción del Campo San Alberto viene desde 1967 con sus primeros descubrimientos a poca profundidad, como el caso del pozo SAL X-3 el cual se perforó a 846 metros y resultó descubridor B-1, llegando a producir 653,000 Bbl de crudo hasta 1995. Campo San Alberto se encuentra ubicado en la serranía del Aguaragüe de la Faja Sub- Andina Sur y posee ocho pozos productores (SAL-13, SAL-10, SAL-14, SAL-12, SAL-15, SAL-17, SAL-11 y SAL-16 según una publicación de Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía (Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 2016).

La descripción Geológica del Campo San Alberto es compleja, regionalmente se caracteriza con el nombre de Sub Andino Sur de Bolivia que comenzó a deformarse durante la última gran crisis tectónica que ocurrió a fines de Neógeno, seguido a esto

se produjeron levantamientos tectónicos y formación de trampas estructurales que permitió que las rocas madres entren en la ventana de generación de hidrocarburos y puedan acumularse en trampas estructurales (Gallardo).

Página siete es un periódico boliviano de renombre donde exponen noticias nacionales e internacionales, en junio de 2016 la periodista Lidia Mamani publicó un artículo donde indica en su título "Declina San Alberto, campo que puso a Bolivia en mapa petrolero" exhibe los distintos datos históricos de producción del campo gasífero San donde resaltó que la producción representaba el 30% del total producido en el país y que en la actualidad solo llega a seis MMmcd, es decir el 13%. (Página siete, 2018) y en una más reciente edición del 2019 San Alberto ocupa un 4to lugar en cuanto a producción ya que en primer lugar la reserva que produce más es Margarita Huacaya con 31% ¿, seguido por Sábalo con el 24 %, Incahuasi en tercer lugar con el 15 % y en cuarto lugar San Alberto con el 7% a nivel de producción. (Página Siete, 2019) Además, se observa la investigación con expertos del área donde se calculó que San Alberto durará como máximo seis años y que sufrirá un descenso gradual hasta 2020 (Página Siete, 2016)

Ante tal situación que acontece en el campo san Alberto se amerita a la gestión del gobierno de Morales, de sobre explotar los mega campos para cumplir los contratos con la Argentina y el Brasil, sino que en estos diez años no se incurrieron en nuevas exploraciones por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPF. (Página Siete, 2016)

Pasando a otro punto se considera al Sub andino Sur un lugar bastante plegado de horizontes estructurales que lo caracteriza como se cita continuación.

En el texto de Pizarro donde describe al Sub Andino Sur lo siguiente "la faja plegada y corrida pertenece a un sobre escurrimiento superficial con dos horizontes de despegue principales que son ligados, uno en la Formación Kirusillas del Silúrico y el otro en la Formación de los Monos del Devónico, al oeste de la falla Mandiyuti la

geometría de los pliegues por flexura de fallas (rampa, plano) predominan un cambio de sección estratigráfica” (Pizarro, 2018).

Otro estudio realizado por Carlos E. Cruz, Jaime Oller Veramendi, Matías Di Benedetto, Martín Pereira y Héctor J. Villar, llamado “Sistemas petroleros de las cuencas andinas” afirma que las trampas de la región sub andino sur corresponden a estructuras anticlinales bien preservadas, con cierre en cuatro sentidos y cuyas dimensiones es del orden de decenas de kilómetros, aun así, las columnas de gas de las trampas de esta región se caracterizan por tener varias centenas de metros, llegando a superar 1.7 km. Esto se debe a la frecuente sobrepresión de la Formación. Los Monos, que según Vaamonde (2002) proporciona un sello hidrodinámico de características excelentes (280kg/cm²) (Carlos E. Cruz, 2018).

Así mismo en el estudio afirma que la porosidad y permeabilidad en la zona es muy baja donde recalca lo siguientes “En el Subandino Sur de Bolivia estas características se mantienen, existiendo valores de porosidad más frecuentes medidos en coronas entre 3% y 4.5%, sin superar el 8.5% y permeabilidades también bajas, cuyo valor más frecuente es 0.025 mD” tal como se citó en Glorioso 2005 (Carlos E. Cruz, 2018). Estas aseveraciones impartidas hacen referencia a la formación Los Monos cual está caracterizado por componer rocas lutitas de baja porosidad y permeabilidad. (Carlos E. Cruz, 2018).

El Fracturamiento Hidráulico fue diseñado para estimular la producción de un pozo en Texas en el año 1947, como se ve esta técnica no es nueva, su versatilidad en el uso de agua a bajo costo bombeado a grandes presiones probó la eficiencia de esta técnica, además de ser usado para mejorar la producción esta técnica reduce el daño a la formación que se ocasiona durante las etapas de perforación y completación del pozo. (Jácome, 2016)

Con el tiempo esta técnica se ha ido mejorando con el desarrollo de nuevos fluidos Fracturantes, agentes de sostén, diseños analíticos y la incorporación de nuevos

equipos más versátiles aplicables a mayores profundidades y aumentos de temperatura logrando una mejor eficiencia en la práctica. (Jácome, 2016)

En el plano nacional se puede observar investigaciones con esta técnica a continuación:

Según Amos Batto y Dirk Hoffmann ambos investigadores independientes indica en un informe llamado “El riesgo de fracking en Bolivia” para una organización boliviana llamada “REACCIÓN CLIMÁTICA” resalta la escasez de Hidrocarburos por el método convencional para cumplir los contratos con Argentina y el Brasil, además que Bolivia ya tuvo miras a una tecnología llamada fracking (Hoffman, 2014).

Basado en estudios publicados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (Energy Information Administration, “EIA”) titulado: “Recursos mundiales del Shale gas, una evaluación inicial en 14 regiones fuera de Estados Unidos”, indica la existencia de 47 TCF (Trillones de pies cúbicos) que se encuentran ubicados en los esquistos devónicos del Sur del país ((MONGABAY Latam, 2020)), la gran mayoría de este gas está en el Chaco de Tarija y Santa Cruz que tendría 37 TCF en gas que está en profundidades entre 1000 y 5000 metros bajo el suelo (Hoffman, 2014).

Sin embargo, Bolivia desarrolló una asociación con Argentina para estudiar potenciales reservas de Fracking en Bolivia en la revista “Informe Fracking América Latina” donde dice lo siguiente “otro hito importante en la promoción del fracking en el país es la firma de cooperación técnica entre YPFB e YPF de Argentina para estudiar la potencialidad de recursos no convencionales en Bolivia” (Última Frontera, 2017).

Se reporta también en dicha revista que “En marzo de 2013, YPFB Chaco, subsidiaria de YPFB, con el apoyo de la empresa Halliburton, realizó una “mini fractura” en el pozo Ingre X-2 (Departamento de Chuquisaca) en la formación Tupambi, que habría permitido descubrir petróleo de arenas compactas. De acuerdo a la información brindada en una publicación de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, se inyectó

“material” (no se menciona cuál), para darle permeabilidad artificial al reservorio11, habiendo podido extraer pequeñas cantidades de petróleo” (Última Frontera, 2017) Finalmente “El presidente de YPFB, Herlan Soliz Montenegro, señaló que Bolivia continuará con las gestiones necesarias para la implementación de la tecnología del fracking En la rendición pública de cuentas del Ministerio de Hidrocarburos, llevada a cabo en la ciudad de Yacuiba el 19 de febrero de 2020” (Campanini, 2021)

1.1.2 Antecedentes Temáticos

En los antecedentes temáticos se observa algunas investigaciones documentadas en tesis y proyectos de grado de diferentes universidades bolivianas y no bolivianas referente al fracturamiento hidráulico.

- Proyecto de Grado “Estudio de Factibilidad para la Implementación de Pozos Multi-well Pad para la Producción de Shale gas en el sub andino sur, perteneciente a la cuenca Chaco-Tarija de Bolivia, a nivel de la formación Los Monos” escrito por (Tola, 2015) de la Universidad Mayor de San Andrés. Donde observa que en años anteriores no se realizaron nuevos descubrimientos que puedan remplazar los mega campos de gas convencional en el país el cual su objetivo general fue de poder conocer si es factible la implementación de pozos Multiwell Pad en el sub andino sur de Bolivia a nivel de la formación Los Monos, el resultado obtenido fue que el proyecto si es factible debido a los factores de diseño del fracturamiento hidráulico, una buena selección de la locación donde haya altas cantidades de gas y una profundidad no muy grande para reducir costos.
- Proyecto de Grado “Estudio Técnico para el Incremento del Potencial de Producción mediante Aplicación de Fracturamiento Hidráulico en el pozo DRD-X1001” escrito por (Figuroa, 2012) de la Universidad de Aquino Bolivia. Donde observa si es factible la aplicación del proceso de fracturamiento hidráulico para el incremento del potencial de producción en dicho pozo, su principal objetivo fue realizar un estudio técnico para la aplicación de fracturamiento hidráulico

logrando así incrementar el potencial productivo del pozo DRD X 1001 en volúmenes mayores a los que se obtenían con la recuperación primaria extendiendo el tiempo de productividad antes de llegar al límite económico; según las conclusiones el proyecto si se puede realizar el fracturamiento pero adecuándolo a la formación productora donde es viable y económicamente rentable.

- El Trabajo de Titulación “Propuesta Técnica de Fracturamiento Hidráulico en Reservorios no Convencionales “Pozo Ingre – X2” escrito por (Rodríguez, 2017) de la Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca. Donde observa la declinación de campos con explotación convencional y la demanda de gas y petróleo que va creciendo de manera descontrolada lo cual ocasionaría el desabastecimiento energético en el país, su principal objetivo fue incrementar la producción de gas natural y condensado, considerando una propuesta de Fracturamiento Hidráulico de Reservorios no convencionales aplicado al pozo Ingre X2, y la conclusión que obtuvo fue que en la formaciones de Iquiri, Huamampampa y los Monos en las cuales existen la condiciones para efectuar dicha técnica se fracturó alcanzando diámetros de 0.24m lo cual mejora la producción Tesis “Análisis y Retos Técnicos del Desarrollo de Shale Gas en México” escrito por Endo (2013) de la Universidad Nacional Autónoma de México. Donde observa que en muchos campos son productivos gracias a la técnica del Fracking a su vez concluye que de generarse una perforación horizontal es posible realizar una fracturación hidráulica en múltiples etapas y los factores de rentabilidad dependen mucho del precio actual del crudo.
- Tesis “Fracturamiento Hidráulico Multietapas” escrito por (Álvarez) de la Universidad Nacional Autónoma de México. Donde observa una declinación de reservas de gas y aceite, además observa que los yacimientos a ser fracturados se limitaban a tener un solo agujero o con terminaciones de Liner ranurado con resultados costosos, Su objetivo fue utilizar el esfuerzo creciente

alrededor de la primera fractura creada por la primera inyección para desviar el siguiente intervalo, la respuesta fue óptima y eficiente ahorrando tiempos y costos de operación además que se puede implementar en pozos horizontales como verticales conociendo muy bien las propiedades del yacimiento.

- Proyecto de Grado “Diseño de Fracturamiento Hidráulico para la optimización de la producción en el pozo FICT-2D” escrito por (Jácome, 2016) de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. Donde en años anteriores la producción de FICT 2D comenzó a disminuir debido a una baja de presiones en el fondo del pozo y una escasa producción, el objetivo principal fue diseñar un fracturamiento hidráulico para mejorar la presión con los fluidos adecuados mejorando la producción, la conclusión fue una vez realizada la simulación obtuvo un aumento considerable en la producción y una caída de presión relativamente pequeña.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el planteamiento de problema se observa los problemas secundarios para definir el problema de investigación y el problema principal.

1.2.1 Problemas Secundarios

- La estructura geológica y litológica del área del campo San Alberto comprende una estructura Anticlinal compleja a la hora de realizar la técnica de fracturación Hidráulica.
- Se observa una declinación natural del yacimiento debido al tiempo de producción del campo y también a una mala gestión de autoridades gubernamentales, de tal forma que no se hizo inversiones en nuevas exploraciones que puedan ayudar en la producción de hidrocarburos para el cumplimiento de los contratos sostenidos con el vecino país del Brasil. Todo ello provoca que se vaya acortando la vida productiva del mega campo San Alberto.

- Existe una baja porosidad y permeabilidad en las formaciones productoras de gas condensado del campo San Alberto y dificulta en la extracción de hidrocarburos mediante el método convencional, además de poseer un alto daño a la formación en 3.5 el cual provoca una declinación en la producción.

1.2.2 Problema Principal

Declinación del campo a efecto de disminución de presión del reservorio, el daño a la formación productora y una mala gestión que fueron acortando la vida estimada del campo el cual se pretendía llegar con el pozo SAL X-14 del campo San Alberto.

1.3 OBJETIVOS

Los objetivos se desglosan en el objetivo principal y los objetivos específicos, las cuales nos ayudaran para la realización de la investigación.

1.3.1 Objetivo General

Proponer la técnica de Fracturamiento Hidráulico para la optimizar la producción en la Formación Huamampampa en el pozo SAL X-14 del Campo San Alberto.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir la estratigrafía y litología de la formación de interés
- Definición de los parámetros, técnicas y clases de fluidos que intervendrán en la fractura hidráulica
- Realizar la optimización del fracturamiento hidráulico mediante la simulación con el software PROSPER
- Realizar una evaluación de factibilidad económica.

1.4 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

- Variable Dependiente: optimización de la producción de shale gas
- Variable Independiente: Implementación de Fracturamiento Hidráulico.

1.5 DELIMITACIÓN

La delimitación estará dada por el límite temporal y el límite geográfico.

1.5.1 Límite Temporal

El tiempo programado para la realización del proyecto abarca desde Julio de 2025 hasta agosto de 2026.

1.5.2 Límite Geográfico

El pozo SAL-X14 se encuentra ubicada al Sur Este de la ciudad de Tarija en la segunda sección de la Provincia Gran Chaco, y a 18 Km al Sur Oeste en el municipio Caraparí. El Proyecto de Factibilidad Técnica por Fracturamiento Hidráulico se realizará en la siguiente ubicación geográfica y con coordenadas UTM del área de estudio son X: 409878.00 m E, Y: 7575994.00 m S.

En la Tabla 1.1 se describe la ubicación geográfica así también el departamento, la provincia, el municipio, el campo, el pozo y el titular a cargo de este pozo.

Tabla 1.1 Ubicación Geográfica

Departamento:	Tarija
Provincia:	Gran Chaco
Municipio:	Caraparí
Campo:	San Alberto
Pozo:	SAL – X14
Titular:	Petrobras

Fuente: (Jennifer, 2018).

1.6 JUSTIFICACIÓN

La Investigación se desarrolla mediante la justificación técnica, social y económica el cual están desarrolladas en los siguientes puntos.

1.6.1 Justificación Técnica.

Para cumplir el incremento de producción correctamente se propone realizar la técnica de Fracturación hidráulica, realizando el diseño operacional, análisis y cálculos de las propiedades de las rocas, prueba de presiones, estudio del daño de la roca, los fluidos de fractura, análisis de penetración óptima, análisis de la declinación de la presión además de revisión bibliográfica para su aplicación en el pozo SAL – X14.

1.6.2 Justificación Económica

Es la principal ventaja generada a partir del Fracturamiento hidráulico, el 2019 el periódico digital expansión hablaba de un crecimiento de producción de un 28%. (Expansion, 2019) Así también es conocido que potencias mundiales como Estados Unidos dejó de ser un país comprador a vender petróleo y ser uno de los mayores exportadores a nivel mundial.

El proyecto pretende incrementar la producción de gas y petróleo mediante la técnica del Fracking mejorando de manera directa la rentabilidad para la empresa Petrobras a cargo del pozo SAL-X14 por los caudales de producción y de manera indirecta al departamento de Tarija y posteriormente a Bolivia por el ingreso de las regalías que genera el incremento en la producción de gas para su exportación.

En Bolivia, sin duda las autoridades consideran la gran cantidad de regalías que el fracking puede aportar. Entre los años 2000 y 2012 Bolivia aumentó su producción de gas en un 32,6%. YPFB sigue con planes para extraer más hidrocarburos y planifica invertir \$us 2.052 millones en la exploración de gas entre 2013 y 2016 para triplicar sus reservas probadas (P1) de gas.

En junio de 2013 YPFB firmó un acuerdo con YPF, la petrolera estatal de Argentina, para realizar la exploración de gas de esquisto en Abapó, Santa Cruz. Así mismo el expresidente de YPFB, Carlos Villegas, manifestó, "En Bolivia hemos detectado la existencia de shale gas y la Argentina tiene una vasta experiencia y un conocimiento

tecnológico, por tanto, vamos a coordinar acciones conjuntas para iniciar trabajos de investigación en shale gas en el país. (Batto, 2016).

1.6.3 Justificación Social

El actual estado plurinacional del Bolivia define la distribución de recursos a diversos niveles de organización gubernamental como el nivel central, departamental, municipal y entidades territoriales indígenas. Cada uno de estos niveles reciben recursos provenientes del IDH con el que básicamente se financian proyectos diversos de índole social productiva.

Es decir, con la implementación de la fracturación hidráulica mejorará la producción en el pozo SAL X-14, lo cual representa mayores ingresos para cada uno de esos niveles de descentralización.

A nivel académico estos ingresos también representan el fortalecimiento de la Educación Superior Pública pues las Universidades Públicas reciben parte de los ingresos generados por el IDH, lo cual a futuro representa la cualificación de la población Bolivia.

Talento Boliviano que se espera asegure la continuidad de la producción y crecimiento del país. Así mismo, con la implementación de la fracturación hidráulica mejorará la producción en el pozo Sal X14 y servirá de parámetro técnico para la implementación en nuevos proyectos de Fracturación Hidráulica a los diferentes pozos del Campo San Alberto y beneficiará a la empresa Petrobras que está a cargo del pozo para cumplir los contratos sostenidos con el País.

1.6.4 Justificación Ambiental

Existe gran proliferación de artículos que aseguran que la fractura hidráulica es dañina para el medio ambiente incluso aunque los datos al respecto no sigan una rigurosidad científica. El 2014, científicos de MIT y King Fahd University of Petroleum and Minerals han encontrado tecnología que podría suavizar este impacto.

Su propuesta es filtrar el agua resultante a través de múltiples etapas de electrodiálisis, que utiliza cargas eléctricas para extraer la sal a través de una membrana. Esto por supuesto que no nos daría agua potable, pero podría ser reutilizable, y eso en cambio podría reducir o incluso eliminar el uso de agua dulce más allá de la que se necesita en un principio. Durante el proceso de Fracturación Hidráulica se bombearán a la formación miles de litros de agua tratada con sustancias químicas, el cual se prioriza un post tratamiento de estas aguas de retorno causen un impacto ambiental mínimo, cumpliendo con las normas requeridas para cumplir esta labor, normalizada por el RASH, ley 1333 de medio ambiente.

1.7 TIPO DE ESTUDIO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación estará desarrollada en dos partes, la primera parte se basará en un estudio de tipo descriptivo para analizar las características que posee el pozo, como ser la geología, litología, petrofísica del pozo, y en una segunda parte se realizará un estudio de tipo analítico descriptivo, para poder implementar de forma correcta la técnica de fracturamiento hidráulico en el pozo SAL X-14 para el incremento de su producción con un método de validación mediante la simulación en software.

1.8 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

La metodología de investigación aplicada será por el método deductivo ya que se tienen bases de datos que se dan por ciertas en un conjunto de afirmaciones a teorías y diseños para la implementación de técnicas de fracturamiento hidráulico, además se analizará las documentaciones del pozo a través de revisión de archivos, estudios informes y todo tipo de publicación que se haya realizado referente al tema de investigación.

1.9 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

La técnica de investigación a realizar será mediante el análisis de documentación, la cual nos ayudará en la toma de datos para la elaboración del diseño de fracturamiento hidráulico, se tomará en cuenta todas las fuentes posibles referentes a nuestro tema

de estudio y como instrumento de investigación a través de una guía de análisis de documentos, la cual se dará prioridad a los documentos de primera fuente y posteriormente su análisis para la toma de decisiones durante el proyecto.

1.10 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población está dada por el diseño de Fracturamiento Hidráulico que efectuara un incremento en la producción en el pozo SAL X14.

La muestra está definida por las implementaciones de tipo técnico y operacional que se realizará después de la implementación de diseño de Fracturamiento Hidráulico para la sostenibilidad de la producción en el pozo SAL X14.



CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

La mecánica de las rocas es la ciencia que estudia el comportamiento físico frente al campo de fuerza aplicado y su importancia radica en la determinación de la orientación y geometría de las fuerzas de fractura inducidas durante el fracturamiento hidráulico. portal del petróleo.

Es de vital importancia conocer estas propiedades mecánicas en el área petrolera, la finalidad es conocer y predecir el comportamiento de las rocas, como ser (Madrid, 2016)

- Para determinar las propiedades elásticas de la roca
- Para predecir la presión de poros
- Para determinar la magnitud y dirección de los esfuerzos in situ
- Para la distribución de la presión del poro en arcillas de la zona de estudio.

La aplicación de fuerzas o la modificación de la distribución da lugar a cambios en los sistemas rocosos de las formaciones el cual dicho sistema está caracterizado por:

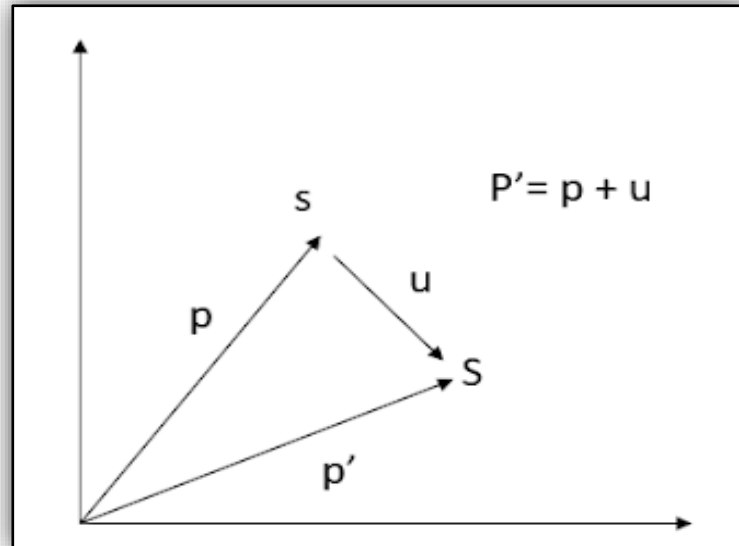
- Su fuerza de cada una de las partes determinada por sus propias coordenadas
- La fuerza que actúa sobre el sistema
- La velocidad con que las partes cambian de posición ((Madrid, Portal del petróleo, 2020))

2.1.1. Desplazamiento

Es el cambio de posición de una partícula, en un sistema el movimiento será homogéneo desplazando así cada partícula en magnitud y dirección.

En la Figura 2.1 se muestra un diagrama de desplazamiento de Vector y sus campos desplazados.

Figura 2.1 Vector de desplazamiento y campos desplazados



Fuente: (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

2.1.2. Deformación

Es el cambio de la configuración de un cuerpo conforme al desplazamiento que sufre la roca al soportar la carga, se puede presentar como la variación de la longitud con la longitud inicial entre partículas (Madrid, Portal del petróleo, 2020).

$$\varepsilon = \frac{(l_i - l_f)}{l_i} = \frac{\Delta l}{l_i} \quad (2.1)$$

Donde:

ε : Deformación

l_i : Longitud inicial

l_f : Longitud final.

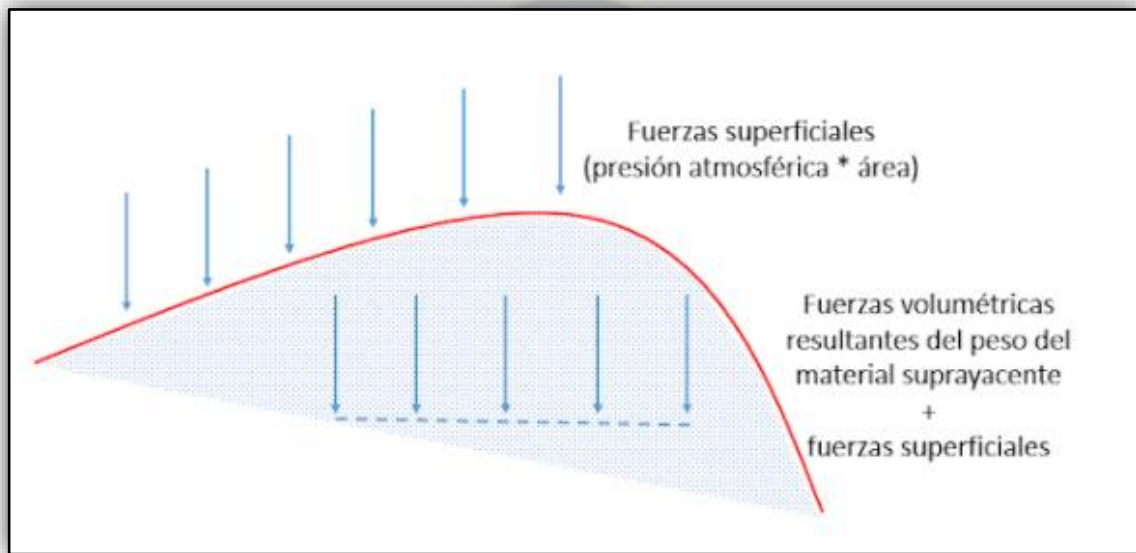
2.1.3. Estado Tensional

Es la tensión en un sistema de fuerzas actuadas sobre un mismo cuerpo cuando las fuerzas varían en un plano considerado (Madrid, Portal del petróleo, 2020).

2.1.4. Fuerza

Las fuerzas son dos las fuerzas gravitatorias o volumétricas y las fuerzas superficiales, que son ejercidas a un mismo cuerpo por los materiales que actúan sobre él y las superficies de contacto en un plano tridimensional (Madrid, Portal del petróleo, 2020). En la figura 2.2 se observa el comportamiento de las fuerzas en un sistema rocoso.

Figura 2.2 Fuerzas actuando sobre un sistema rocoso



Fuente: Portal del Petróleo

2.1.5. Esfuerzo

Es la reacción interna aplicada a la fuerza este puede variar si la fuerza esta aplicada en áreas diferentes y no variará si la fuerza es homogénea sobre un plano determinado.

Las tensiones o esfuerzos que se generan por la aplicación de las fuerzas pueden producir deformaciones o roturas de las rocas y esto a dependencia de las resistencias de las rocas (Madrid, Portal del petróleo, 2020).

$$\sigma = \lim_{\Delta A} \frac{\Delta F}{\Delta A} = \frac{dF}{dA} \quad (2.2)$$

Donde:

σ : Esfuerzo

ΔF : Magnitud de la fuerza

ΔA : Área

El esfuerzo tiene dos componentes las cuales son normal y tangencial bajo la siguiente ecuación.

$$\sigma_n = \lim \frac{\Delta N}{\Delta A} \quad (2.3)$$

Donde:

σ_n : Esfuerzo normal

ΔN : Fuerza normal

ΔA : Área perpendicular a la fuerza normal

$$\sigma_T = \lim \frac{\Delta T}{\Delta A} \quad (2.4)$$

Donde:

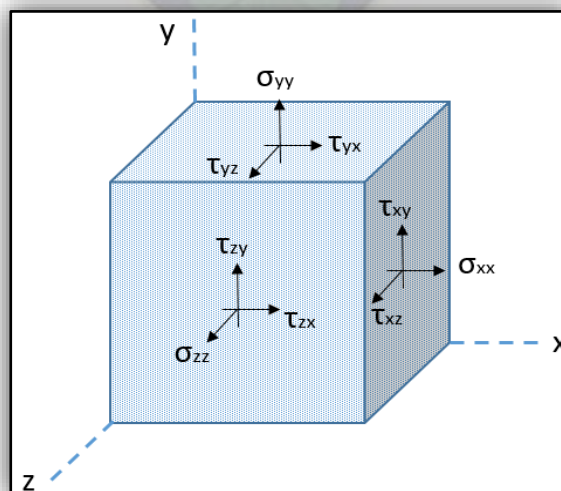
σ_T : Esfuerzo tangencial

ΔT : Fuerza tangencial

ΔA : Área perpendicular a la fuerza tangencial

La Figura 2.3 muestra un diagrama de tridimensional de Tensiones

Figura 2.3 Tensiones en tres Dimensiones

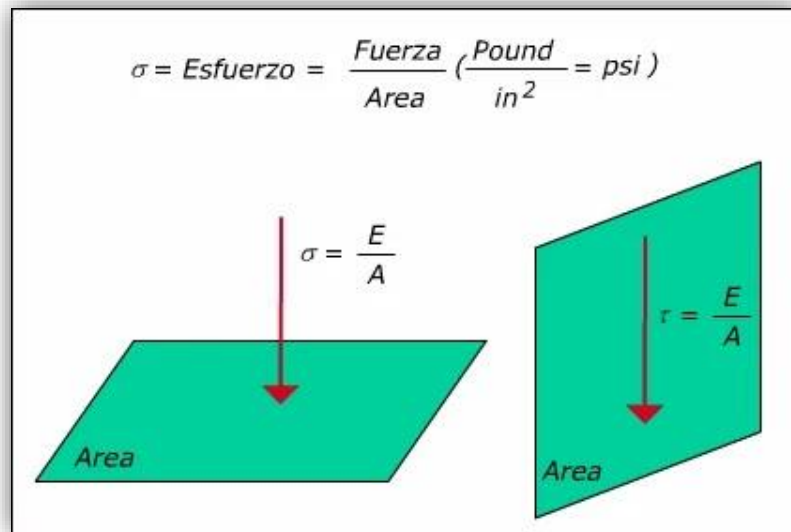


Fuente (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

Los esfuerzos pueden ser considerados positivos cuando se comprimen y negativos cuando son tensionados.

La Figura 2.4 muestra una definición en cuanto a esfuerzos con un diagrama sobre un plano.

Figura 2.4 Tipos de Esfuerzos



Fuente (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

2.1.6. Resistencia

Es definida como “el esfuerzo que la roca puede soportar para ciertas condiciones de deformación” (portal del petróleo) de tal manera es que su valor es importante para desarrollar una correcta fractura de rocas.

2.1.7. Rotura

Es una reacción de la roca frente a las altas presiones a las cuales se somete, y al no poder soportar las fuerzas aplicadas este se rompe o se fractura.

2.1.8. Módulo de young

Es la relación entre esfuerzo y la deformación que se aplica a la roca (Madrid, Portal del petróleo, 2020), al aplicar un alto esfuerzo o presión a una roca esta intentara a deformarse hasta desfragmentarse ya que la roca no es un material ideal como lo es una barra de metal.

$$\partial = E/\alpha \quad (2.5)$$

∂ = Modulo de Young (Psi)

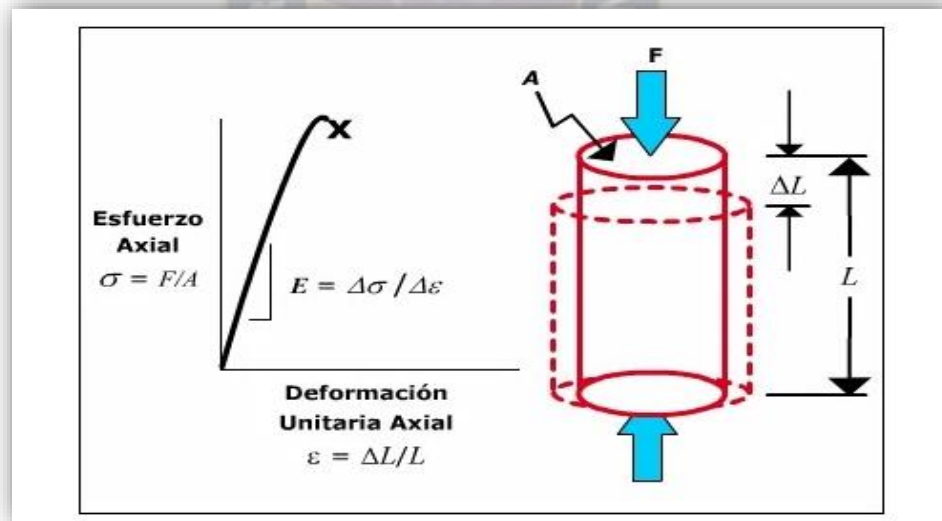
E = Deformación en la dirección X

α = Esfuerzo en la dirección X.

El módulo de Young puede ser determinado en laboratorio por pruebas a muestras testigo de roca que se tiene (Madrid, Portal del petróleo, 2020). Un valor muy alto de E significa que es un material muy duro, lo que significa que se requerirá un alto esfuerzo o alta presión para deformar esa roca.

La Figura 2.5 Nos muestra el diagrama del módulo de Young con los esfuerzos axiales y la deformación unitaria Axial.

Figura 2.5 Módulo de Young



Fuente (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

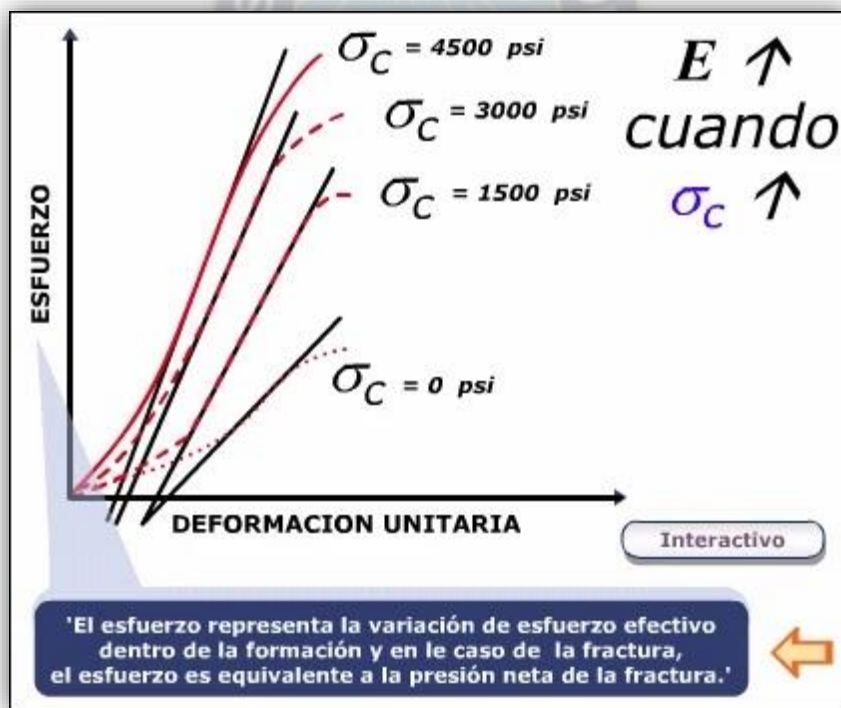
Para entrar más a profundidad sobre este tema hablaremos sobre el efecto de confinamiento.

2.1.9. Efectos de Confinamiento

Las mecánicas de las rocas no son materiales ideales que siguen un comportamiento continuo lineal ya que, al poseer poros, fisuras estos lo hacen variar (Madrid, Portal del petróleo, 2020), es por eso que si se aplica presiones en las zonas aledañas o llamada esfuerzos in situ, sobre una roca esta tiende a deformarse causando una presión de confinamiento.

En la Figura 2.6 observamos el efecto de confinamiento durante el cálculo de módulo de Young, así mismo se efectúan para su caso presiones desde la 0 psi de presión hasta los 4500 psi de presión.

Figura 2.6 Efecto de confinamiento en la determinación del Módulo de Young



Fuente (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

2.1.10. Arenisca típica

Durante las pruebas de ruptura en laboratorio se observan los tres diferentes comportamientos antes de la fractura (Madrid, Portal del petróleo, 2020), durante y después de la ruptura de la roca. estas llamadas Axial Volumétrico y Lateral.

En la Figura 2.7 se observa las distintas etapas de deformación aplicados de acuerdo al esfuerzo en un diagrama de coordenadas.

Figura 2.7 Etapas del proceso de deformación de acuerdo al esfuerzo aplicado



Fuente (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

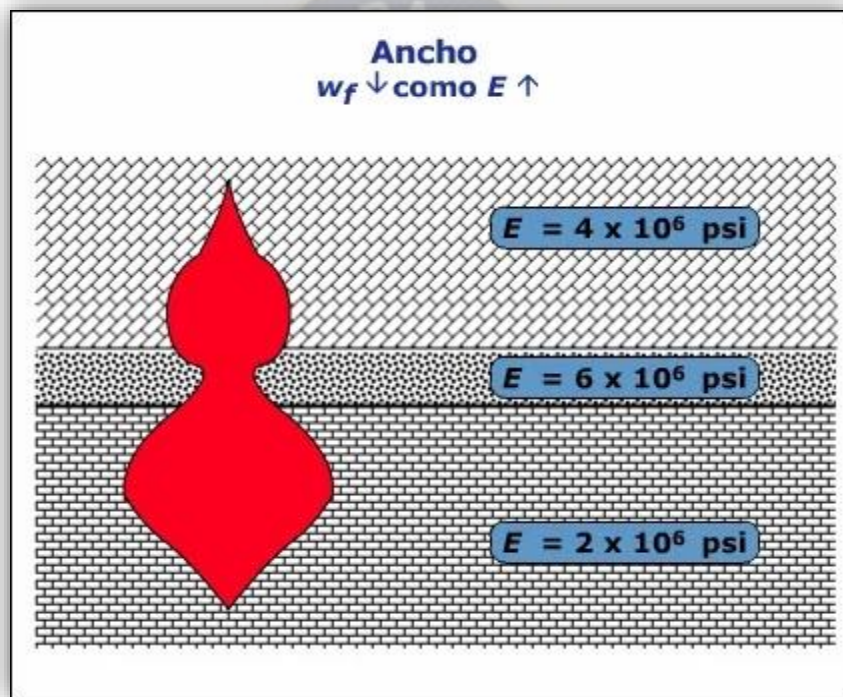
2.1.11. Efecto sobre la geometría de fractura

Al ser estudiado el módulo de Young esto para entender cuanto se ira avanzando con respecto a la presión de fractura que apliquemos lo cual se define como a mayor Modulo de Young habrá una menor deformación y consecuentemente menor ancho de fractura (Madrid, Portal del petróleo, 2020).

Por tanto, podrían existir zonas donde el ancho de fractura no es suficiente para el paso del agente de sostén, lo cual encadenaría un arenamiento en dicha zona.

En la Figura 2.8 observamos el efecto del módulo de Young en el ancho de fractura en formaciones con distintas propiedades litológicas en el subsuelo.

Figura 2.8 Efecto del Módulo de Young en el ancho de fractura en formaciones con distinta litología



Fuente: (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

2.1.12. Factores que afectan la determinación E en laboratorio

Para el ensayo en laboratorio se necesitan equipamiento bastante especializado para realizarlo como ser una celda tri-axial para el confinamiento de la muestra, y cumplir algunos requisitos (Madrid, Portal del petróleo, 2020) como ser:

- No debe tener anisotropía
- No debe tener fisuras

La humedad debe ser la misma que se tienen en el subsuelo, además de la presión y saturación (Madrid, Portal del petróleo, 2020), es por esta razón que es difícil la simulación en laboratorio, y es por eso que se utiliza otras técnicas para hallarlas como el perfilaje o logging.

2.2. RELACIÓN DE POISSON

Se define como la expansión lateral a la compresión que sufre por las direcciones longitudinales de una muestra bajo un esfuerzo triaxial (Madrid, Portal del petróleo, 2020).

$$V = \frac{E1}{E2} \quad (2.6)$$

V = Relación de Poisson (Adim.)

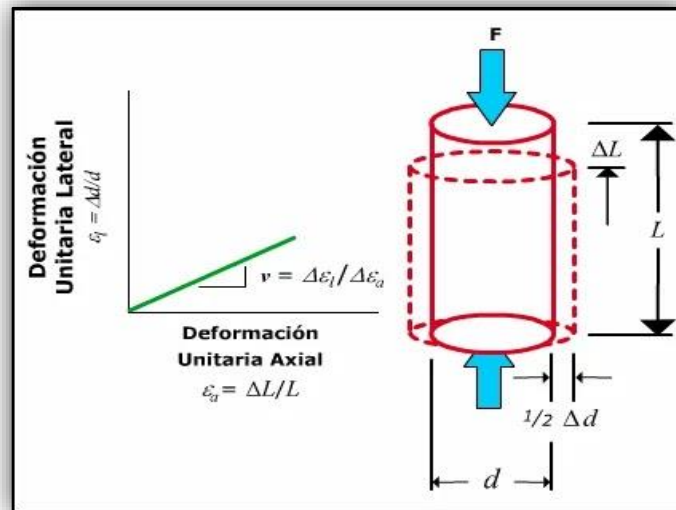
E1 = Deformación Longitudinal

E2 = Deformación Lateral.

Las arcillas poseen mayor relación de Poisson que las arenas, lo cual requieren mayor esfuerzo y al igual que el módulo de Young tiene variantes a lo largo del rango de esfuerzo.

En la Figura 2.9 se muestra en un diagrama la relación de Poisson con la deformación unitaria lateral versus la deformación unitaria axial.

Figura 2.9 Relación de Poisson



Fuente: (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

La Figura 2.10 muestra las propiedades de algunas rocas de yacimientos frente a sus rangos de módulo de Young con un promedio de presión y la relación con el coeficiente de poisson.

Figura 2.10 Propiedades de algunas rocas y presiones vs Poisson vs Modulo de Young

<i>TIPO DE ROCA</i>	<i>RANGO DEL MODULO DE YOUNG (PSI)</i>	<i>PROMEDIO PSI</i>	<i>COEFICIENTE DE POISSON</i>
<i>CAÑIZA – DOLOMITA</i>	8 – 13	10.5	0.30 – 0.35
<i>ARENISCA DURA DENSA</i>	5 – 7.5	6.25	0.15 – 0.30
<i>ARENISCA SEMI DURA</i>	2 – 4	3	
<i>ARENISCA NO CONSOLIDADA</i>	0.5 – 1.5	1	0.25 – 0.35
<i>LUTITA</i>	1 – 5	3	0.25 – 0.45
<i>LIMO</i>	4 – 8	3	0.20 – 0.30

Fuente: (Figuerola, 2012)

2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS

La Petrofísica es el estudio de las propiedades de las rocas tanto físicas y químicas y sus interacciones con los fluidos de subsuelo (Millan, 2014) esta a su vez se aplica en la exploración y explotación de yacimientos.

2.3.1. Porosidad

Se define como la fracción de volumen de espacio vacíos con relación al volumen total de la roca. (Nava 2019 p2) los rangos de porosidad que se tienen en la siguiente tabla:

La Tabla 2.1 presenta los rangos de porosidades de las rocas y su descripción entre rangos para poder identificar mejor la roca de subsuelo siendo 0-5 un rango de porosidad despreciable cual en esta situación la fluibilidad será más lenta, pero esto muy asociado a la densidad del fluido.

Tabla 2.1 Rangos de porosidades de las rocas

RANGO	DESCRIPCIÓN
0-5	Despreciable
5-10	Pobre
10-15	Moderado
15-20	Buena
20-25	Muy buena
25+	Excelente

Fuente (Nava, 2019)

En la siguiente tabla veremos el porcentaje de porosidad efectiva en rangos de las rocas para su valoración en la industria petrolera.

La Porosidad también se divide en:

- Porosidad efectiva
- Porosidad no efectiva
- Porosidad Absoluta

La Tabla 2.2 Muestra el porcentaje de efectividad en cuanto al tipo de roca para su mejor identificación.

Tabla 2.2 Porcentaje de Efectividad

ROCA	% EFECTIVIDAD
Arcilla o lutita (Rocas Madres)	0-5
Limos	3-19
Arenas Finas	10-28
Arenas Limosas	10-28
Arenas Gruesas	22-35
Grava	13-26
Shale Intacta	0.5-5
Shale Fracturada	0-3
Arenisca	0.5-10
Calizas Dolomías no cartificadas	0.1-5
Calizas Dolomías cartificadas	5-40
Roca Ígnea	0.0005
Roca Metamórfica	0.0005-0.1
Basalto	1-6
Pizarra	0-5
Roca cristalina	0-5
Rudita	2-10
Conglomerado Fluvial	5-20
Granito	15-23

Fuente: (Nava, 2019)

2.3.2. Permeabilidad

Es otra propiedad petrofísica de mucha importancia y se define como la habilidad que tiene la roca para permitir que en su interior puedan moverse los fluidos (Nava, 2019). El científico que ha creado esta variable es Darcy y sus unidades son en Darcys o miliDarcys.

En la Tabla 2.3. muestra los siguientes rangos de permeabilidad de la roca en donde se mide la permeabilidad en milidarcys.

Tabla 2.3 Rangos de permeabilidad

Rango Md	Clasificación
1-15	Pobre
10-50	Moderadamente Bueno
50-1000	Muy Bueno
1000+	Excelente

Fuente (Nava, 2019)

La Tabla 2.4 muestra la permeabilidad que tienen algunas rocas de yacimiento.

Tabla 2.4 Permeabilidad de las rocas por tipo de roca

Roca	K (m/día)
Arcilla	0.0004
Limo	1=1.16 mD
Arena	41
Arenas Finas (Limosas)	41
Arena Gruesa	41
Grava	4100
Arenisca	41
Caliza	0.002
Cuarcito	0.0004

Fuente (Nava, 2019)

Los métodos para medir la porosidad y la permeabilidad pueden ser:

- Registros de Pozos
- Resonancia Magnética
- En Laboratorio con previa toma de testigo
- Mediante Pruebas de Presión.

2.3.3. Saturación de los fluidos

Es la saturación de un determinado fluido ya sea gas natural, petróleo crudo o simplemente agua del cual está ocupando el espacio entre granos o huecos de la roca (Escobar, 2005).

La saturación de los fluidos en medios porosos debe dar 1 o 100%, pero nunca hasta cero 0% (Nava, 2019) ya que siempre queda una cantidad capilar de fluidos a esto se lo conoce como saturación residual de fluidos.

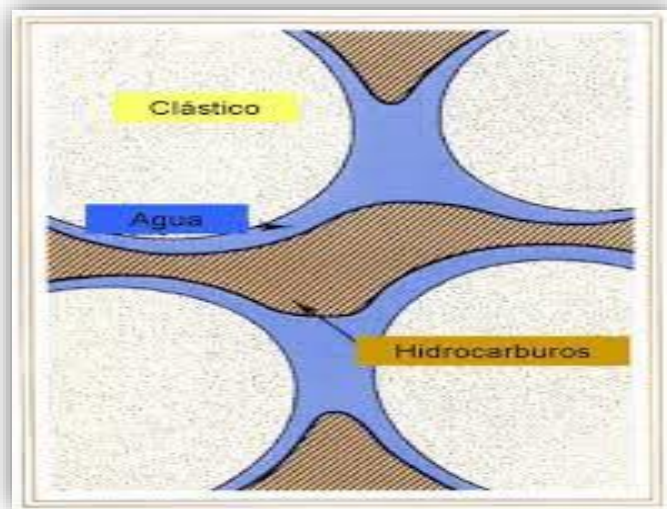
Existen 2 métodos para la determinación de la saturación:

- Método directo en el laboratorio

– Método indirecto mediante perfilaje eléctrico de registros de pozos

En la Figura 2.11 se muestra la descripción gráfica de saturación de fluidos en arena o roca.

Figura 2.11 Descripción de saturación en rocas



Fuente: Martell 2008

2.3.4. Fluidos irreducibles

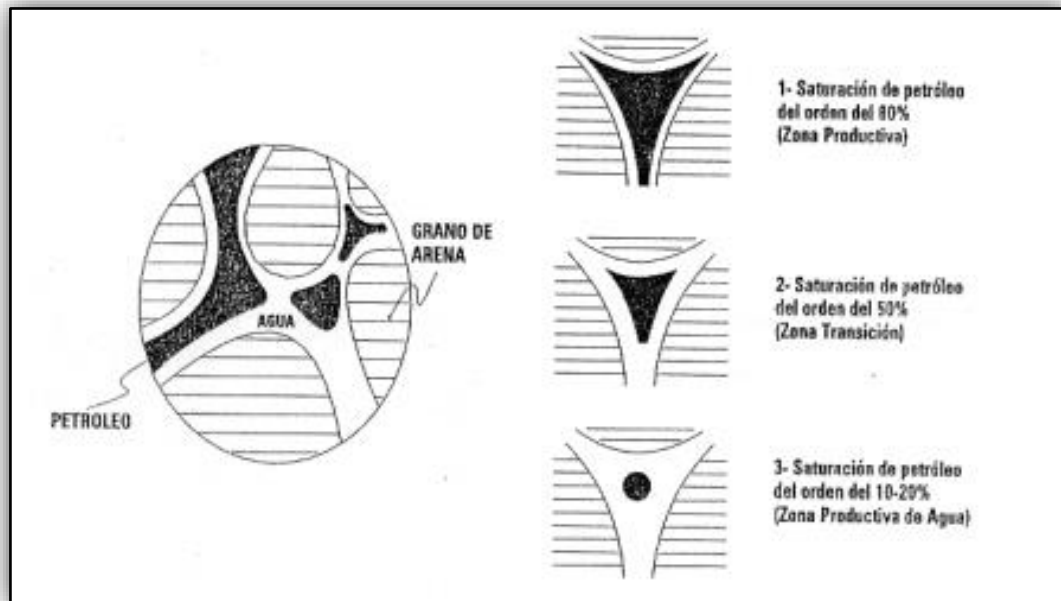
Se manifiestan como saturaciones de agua irreducible y agua connata (Escobar, 2005).

Agua Intersticial Swi

Agua Intersticial o connata – innata es aquel que está presente en cualquier yacimiento la cual rodea los granos y rellena los pequeños poros.

En la Figura 2.12 se muestra la saturación en distintas proporciones de las zonas de la roca identificadas como Zona productiva 80%, Zona Transición 50% y Zona productiva de agua con 10 a 20%.

Figura 2.12 Esquema demostrativo de la distribución del fluido no mojante o petróleo (en negro)



Fuente (Gutiérrez & Iturralde, 2017)

“Las areniscas de poros grandes, calizas y todas las rocas con altas porosidades tienen relativamente bajos valores de saturación de agua connata irreducible, mientras que las areniscas de poros pequeños tienen en general altas saturaciones de agua connata irreducible” (Gutiérrez & Iturralde, 2017).

2.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

A continuación, se detalla las siguientes propiedades físicas que contienen el yacimiento.

2.4.1. Propiedades físicas del gas natural

El gas natural es un hidrocarburo el cual está compuesto principalmente por metano, y otros componentes como el “nitrógeno, etano, CO₂, H₂O, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados” y puede constituir hasta el 97 % de gas natural. (Fundación Gas Natural, 2009).

Las propiedades en un análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura) son los siguientes:

2.4.2. Peso molecular aparente, M_o :

Está formado por n componentes de las cuales pueden calcularse a partir de la fracción molar y pesos moleculares para cada componente (Jácome, 2016) bajo la siguiente ecuación

$$M_a = \sum_{i=1}^n (Y_i)(M_{wi}) \quad (2.7)$$

Donde:

M_a : Peso molecular aparente de la mezcla de gas, lbm/lbm-mol.

M_{wi} : Peso molecular del componente 'i' de la mezcla de gas.

Y_i : Fracción molar del componente 'i' de la mezcla de gas.

n: Numero de componentes en la mezcla de gas.

2.4.3. Gravedad específica σ_g

Está definida como la razón que se tiene en cuanto a la densidad del gas a la del aire seco bajo condiciones específicas de presión y temperatura.

$$G = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (2.8)$$

Donde:

G: Gravedad específica del gas natural.

ρ_g : Densidad del gas natural, lbm/ft³.

ρ_{aire} : Densidad del aire, lbm/ft³.

Bajo las condiciones de gases ideales la ecuación cambiaría a un plano estándar de presión 14.65 psia y 60° F para la temperatura.

$$G = \frac{M_g}{M_{aire}} \quad (2.9)$$

Donde:

M_a : Peso molecular aparente del gas natural, lbm/lbm-mol.

Maire: Peso molecular del aire, 28.9625 lbm/lbm-mol.

2.4.4. Factor de Compresibilidad Z

El factor de compresibilidad Z es adimensional que se usa para corregir el comportamiento ideal de los gases donde $Z=1$ defiriendo a su comportamiento real mediante la ecuación $PV=nRTZ$ ambas variantes como la presión y temperatura están en función pseudoreducidas y se definen como:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (2.10)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (2.11)$$

Donde:

P: Presión a la cual se desea determinar 'Z'; psia.

T: Temperatura a la cual se desea determinar 'Z'; °R.

Psr: Presión pseudoreducida.

Tsr: Temperatura pseudoreducida.

Psc: Presión pseudocrítica.

Tsc: Temperatura pseudocrítica.

Si los valores del gas son conocidos entonces se utiliza las ecuaciones

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n (Y_i)(P_{ci}) \quad (2.12)$$

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n (Y_i)(T_{ci}) \quad (2.13)$$

Donde:

Y_i : Fracción molar del componente 'i' de la mezcla de gas.

P_{ci} : Presión crítica de componente 'i' de la mezcla de gas.

T_{ci} : Temperatura crítica de componente 'i' de la mezcla de gas.

n: Numero de componentes en la mezcla de gas.

Existen muchas ecuaciones o algoritmos para entender esta correlación como la de Standing – Katz y la prueba y error con los cuales determina valores muy precisos para el cálculo de flujo de dos fases.

$$z = A + (1 - A)EXP(-B) + C(Psr)^D \quad (2.14)$$

Donde:

$$A = 1.39(Tsr - 0.92)^{0.5} - 0.36(Tsr) - 0.101$$

$$B = Psr(0.62 - 0.23Tsr) + Psr^2 \left(\frac{0.066}{Tsr} - 0.86 - 0.037 \right) + 0.32 \frac{Psr^6}{EXP(20.723(Tsr - 1))}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log Tsr$$

$$D = EXP(0.715 - 1.128Ts + 0.42Tsr^2)$$

En esta parte no se realiza ninguna corrección ya que el contenido de contaminantes es despreciable en relación al CO₂ y no se presentan H₂S.

2.4.5. Densidad

La densidad del aceite se clasifica de acuerdo a su peso específico basado en una escala realizada por el American Petroleum Institute esta escala se llama API, se utilizan los grados API y se lo halla mediante la siguiente ecuación:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (2.15)$$

Donde γ es la densidad relativa del petróleo a condiciones estándar

La Figura 2.13 muestra la clasificación del aceite de acuerdo a su densidad donde a menor API el crudo es más denso, y a mayor grados API el crudo es menos denso.

Figura 2.13 Clasificación del aceite por su densidad en grados API

Aceite crudo	Densidad (gr/cm ³)	Densidad (grados API)
Extrapesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.01 – 0.92	10.1 – 22.3
Mediano	0.91 – 0.87	22.4 – 31.1
Ligero	0.86 – 0.83	31.2 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente: propiedades de los fluidos

2.4.6. Volumen específico

Es el volumen ocupado por unidad de masa de un material (Glosarios, 2019) en un ambiente confinado como el subsuelo es importante debido a que se requiere saber cuánto realmente está siendo ocupado por gas y/o petróleo expresada en m³/kg o pie³/libra, según su conversión.

$$v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho} \quad (2.15)$$

Donde:

V: Volumen

M: masa

P: Densidad

2.4.7. Factor Volumétrico del gas Bg

El factor volumétrico del gas está altamente asociado a las condiciones de presión y temperatura de cual gas está ocupado en una masa a condiciones estándar de 14,7 psia y 60° Fahrenheit (la comunidad petrolera 2017), cada comportamiento está asociado a la ley general de los gases, los gases pueden ser dos, gases reales y gases ideales

$$Bg = \frac{\text{Volúmen de gas a CY}}{\text{Volúmen de gas a CS}} \quad (2.16)$$

Donde:

Bg: Factor Volumétrico del gas

CY: condiciones de Yacimiento

CS: Condiciones de Superficie

Un gas ideal cumple los siguientes factores

- Un gas ideal es donde en un volumen dado es ocupado por moléculas con una relación muy insignificante con su volumen ocupado.
- Además de ocupar un bajo espacio estas moléculas no poseen repulsión ni atracción en un ambiente ideal.
- Y finalmente entre los choques de moléculas se consideran inexistentes o elásticos.

2.4.8. Método Volumétrico

Otra de las variables que se utiliza en el cálculo de volumen de yacimientos es el Método Volumétrico el cual es la estimación a partir del volumen de la roca que conforma el yacimiento, previamente realizado un registro de pozos, ya que en esta ecuación se emplean (Torres, 2012)

$$GOES = \frac{43560 * VOLUMEN TOTAL DEL R * \emptyset * (1 - Swi)}{Bgi}$$

- GOES= Gas original in situ
- Volumen de la Roca o (Área X Altura)
- Porosidad promedio
- Saturación promedio del agua
- Factor volumétrico del gas a presiones iniciales (PCY/PCN)

2.4.9. Factor de expansión del gas Eg

El factor de expansión está basado en la temperatura, si un gas se calienta este empieza a expandirse y si la temperatura disminuye comienza a encogerse en su

espacio (readthedocs, s.f.), esto debido a las moléculas que lo componen, también llamado el efecto de Joule Thompson (Kelvin)

$$\mu = \frac{\Delta T}{\Delta p} \quad (2.17)$$

Donde:

μ : es el factor de expansión

ΔT = es la variación de temperatura

Δp =es la variación de presión.

2.5. PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

Las propiedades físicas del agua de formación son las siguientes:

2.5.1. Factor volumétrico del agua de formación

Está determinada por la ecuación donde el volumen del agua a condiciones de yacimiento se divide con el volumen normal del agua en condiciones ambientales y casi siempre este valor nos da 1.0 y su importancia es casi ignorable. (Schlumberger, s.f.)

2.5.2. Viscosidad del agua de formación, μ_w

La viscosidad es la oposición que no deja fluir libremente en los líquidos y su unidad de medida es el centipois, además de que en el agua de formación la viscosidad se encuentra en función de las propiedades de presión temperatura y salinidad (Espín, 2014)

- Si aumenta la presión aumenta la viscosidad
- Si aumenta la temperatura disminuye la viscosidad
- Si aumenta la salinidad aumenta la viscosidad.

2.5.3. pH

En el agua el indicador de pH nos otorga la facilidad de saber cuándo un líquido es ácido, neutro o salino (Espín, 2014), ya que el pH es un factor muy importante para

ver si esta agua es manejable y sobre todo utilizable dentro de los procesos de fracturamiento.

2.5.4. Potencial RedOx

Dentro de las medidas de las propiedades también está el potencial redox el cual tiene la función de medir la actividad de electrones (Espín, 2014), a su inversa de pH que tiene la función de medir los protones del agua de formación.

2.6. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño más frecuente en la formación de pozos es mientras se realiza la perforación, es también cuando la permeabilidad y la porosidad hayan sido alteradas definiéndose así una zona dañada también se conoce como efecto skin. (Cordero, 2013)

2.6.1. Efecto Skin

El daño a la formación de durante las operaciones de perforación y completación en donde la sección cercana al pozo puede verse afectada en la permeabilidad produciéndose un efecto de daño o efecto skin (S) (Hirschfelt, 2008)

Tabla 2.5 Condición de daño

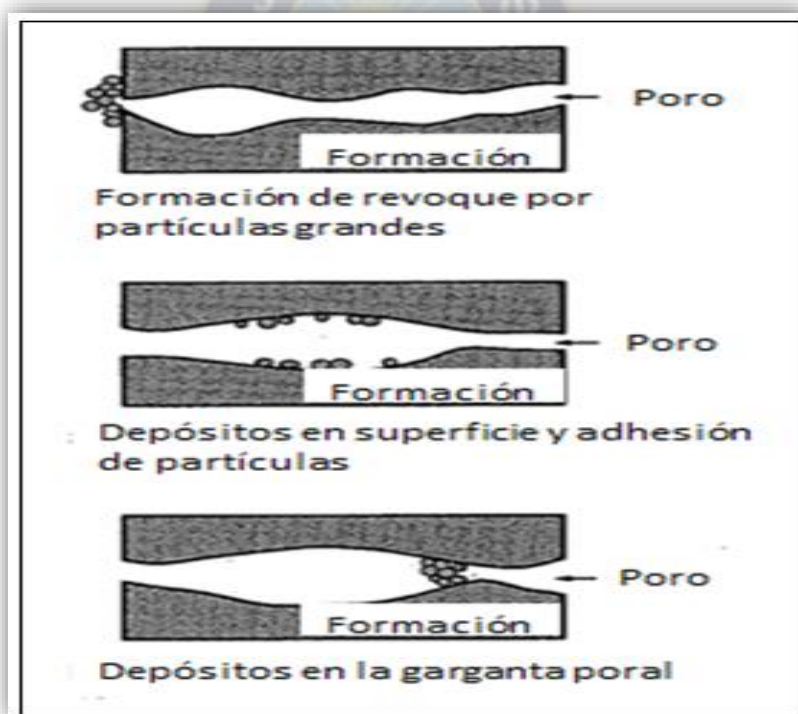
Condición del pozo	Valor de S
Altamente dañado	S=mayor a 10
Dañado	S=mayor a 0
Sin daño	S=0
Acidificado	S=mayor a -1 y menor a -3
Fracturado	S=mayor a -2 y menor a -4
Masivamente Fracturado	S=menor a -5

Fuente: fracturing engineering manual Treatment design 1998

2.6.2. Taponamiento del espacio poroso

Uno de los factores de daño a la formación también puede ser causado por el taponamiento del espacio poroso hechas por las partículas sólidas, durante la fracturación hidráulica este problema es muy frecuente el taponamiento de poros ya que los mismos poros son conexiones hechas por aberturas, en estos poroso se difiere las conexiones debido al medio de succión durante la producción y el fracturamiento, los pequeños y finos granos pueden ocasionar un tapamiento en los poros donde se está produciendo. (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

Figura 2.14 Tapamiento de poros por partículas finas



Fuente (Madrid, Portal del petróleo, 2020)

2.7. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico tiene diversas definiciones que como se aprecia a continuación encuentran su punto de conversión a partir del punto de vista técnico. Así tenemos que para Barrientos Muñoz (Barrientos, 2015) el fracturamiento

hidráulico más comúnmente conocido como fracking es un proceso de estimulación realizado una vez se ha concluido la perforación y es una operación independiente a la perforación. Por su parte Portela e Higuera (Veladia Higuera, 2020) entienden que el fracturamiento hidráulico de pozos es una técnica comprobada de mejora tanto de la productividad de hidrocarburos como de la inyectividad de agua y gas. Mantilla (McCormick, 2013) indica que esta consiste en la introducción de un fluido altamente viscoso, con el objetivo de generar canales de flujo (fracturas) y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo.

Los siguientes autores también entienden la fracturación hidráulica como un proceso o técnica, tal el caso de Nolen (Molina, 2021) para quien es un tratamiento de estimulación que consiste en inducir la ruptura de la roca y crear un canal de flujo conductivo mediante la inyección de uno o más fluidos a un caudal y presión determinado, donde la inyección de fluido debe ser a una presión superior a la presión de fractura del yacimiento.

Para Camacho (Páez, 2018) el fracturamiento hidráulico consiste, en fracturar o fallar la roca del reservorio con una cantidad definida de agua, la cual a altas presiones logra vencer el gradiente de fractura de la formación, el cual está determinado anteriormente y utilizado continuamente en el diseño de la fractura. Es la técnica más conocida para fracturar la roca, logrando sobrepasar la zona de daño aledaña al pozo incrementando el área de drenaje, y con esto aumentar la producción de hidrocarburos.

Así también Schlumberger lo define como 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, produciendo la apertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación. El

apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sorte a cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2021).

Analizando las definiciones podemos definir al Fracturamiento Hidráulico como una técnica mejorada que consiste en la inyección de agua arena y agentes químicos a alta presión para generar canales de flujo (fracturas) logrando incrementar el flujo de fluidos hacia el pozo.

2.7.1. Breve historia del fracturamiento hidráulico

La técnica de Fractura Hidráulica es utilizada hace más de 60 años a nivel comercial a nivel mundial, fueron comunes en las décadas de los 70's y 80's y en los 90's se realizaron fracturas en múltiples etapas y a inicios del siglo XXI fueron más comunes los pozos horizontales. En 1997 se consiguió la primera fractura hidráulica combinando la técnica del fracking y pozos horizontales. Si bien ambas técnicas ya eran conocidas, en 2005 en Texas exactamente en el pozo Barnett Shale se inició con este tipo de extracción en los Estados Unidos

(Opaso, Toledo, & Yurisch, 2017) nos describen los inicios del Fracturamiento hidráulico se remontan hasta 1860, en la costa este norteamericana. En 1930 se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar agua. Este método empezó a aplicarse industrialmente en 1949 por la empresa Stanolind Oil.

En la Unión Soviética, el primer pozo de fracturación hidráulica se llevó a cabo en 1952. Otros países en Europa y el norte de África emplearon técnicas de fracturación, incluyendo Noruega, Polonia, Checoslovaquia, Yugoslavia, Hungría, Austria, Francia, Italia, Bulgaria, Rumania, Turquía, Túnez y Argelia.

Actualmente se considera a George P. Mitchell como el 'padre' de la moderna industria del fracking, al conseguir su viabilidad económica en el yacimiento conocido como

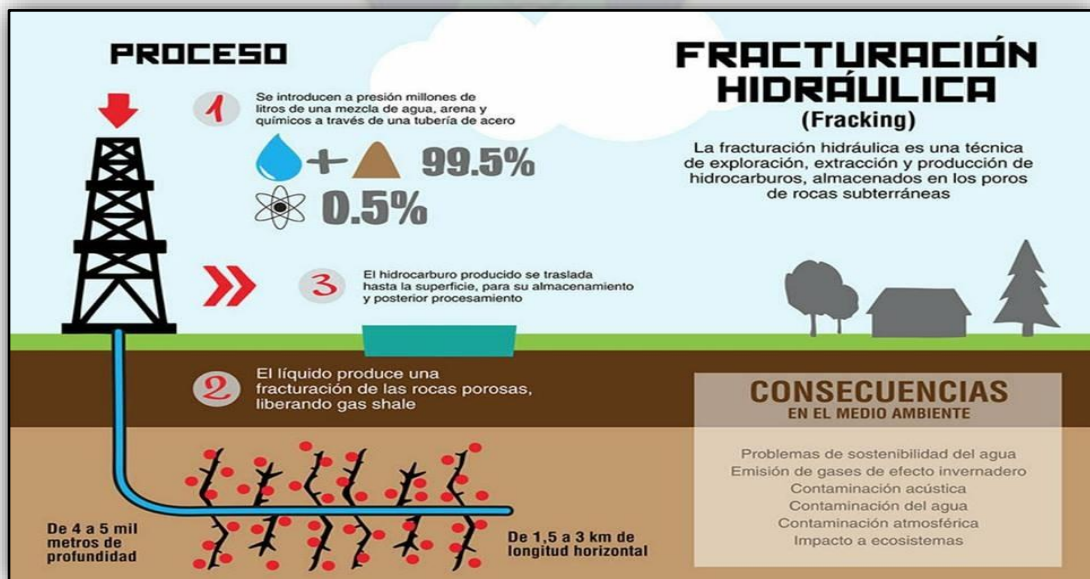
Barnett Shale, reduciendo sus costes hasta los 4 dólares por millón de BTU (British Thermal Units). Su empresa, Mitchell Energy, consiguió la primera fracturación hidráulica comercial en 1998. (ACP, 2019).

2.7.2. Proceso de fracturamiento hidráulico

Los tres ingredientes principales en la extracción de petróleo mediante el fracturamiento hidráulico, cumplen tres funciones distintas. En primer lugar, el agua se encarga de fracturar las rocas de esquisto en las que se encuentra atrapado el gas natural, la arena se encarga de que estas rocas no se vuelvan a juntar hasta que el proceso haya terminado y las sustancias químicas son las responsables de disolver los materiales para liberar el gas.

Una vez se ha llevado a cabo este proceso, el agua con arena y químicos vuelve a la superficie, pero esta vez también con el petróleo o el gas natural extraído. De esta manera obtenemos combustibles fósiles para ser distribuidos por todo el mundo. (Ingeoexpert, 2018).

Figura 2.15 Proceso de Extracción de Hidrocarburos mediante fracturación hidráulica



Fuente (Bluske Moscoso, 2021)

2.7.3. Objetivos del fracturamiento hidráulico

Los objetivos principales del fracturamiento hidráulico son:

- Aumentar la productividad del pozo: El fracturamiento hidráulico normalmente aumenta la producción de un pozo entre 200 y 500%. No obstante, deben definirse los criterios adecuados cuando se trata de fracturamiento en pozos nuevos o en pozos de producción.
- Aumento de presión en pozos inyectores: Este proceso es aplicable en pozos inyectores de gas o agua, cuya función es mantener la presión del yacimiento y por ende la producción económica de los pozos productores.
- Corregir los daños originados a la permeabilidad de la formación en las proximidades del pozo: Una fractura a través de la zona dañada proporcionará una mejor trayectoria al flujo, aumenta su conductividad. Si se realiza un diseño apropiado de fracturamiento hidráulico, se puede eliminar una gran variedad de problemas que abarcan desde daño en la zona alrededor del pozo ocasionado por los fluidos de perforación hasta yacimientos con muy bajas permeabilidades.

2.7.4. Productos obtenidos por fracturamiento hidráulico

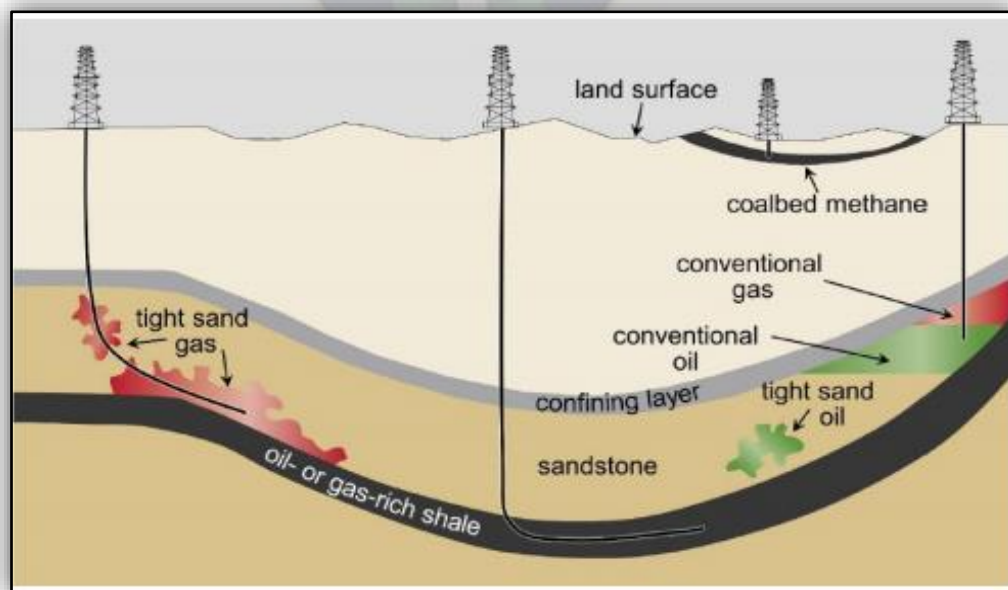
Mediante la fracturación hidráulica se obtiene shale gas, en español gas de esquistos o gas de lutitas. Igualmente se extrae shale oil, en español petróleo de esquisto o petróleo de lutitas. El shale gas es similar al gas natural convencional que se viene utilizando en hogares, industria, comercio y vehículos. El gas natural se compone entre un 90% y 95% de metano, cuya contribución al efecto invernadero es 21 veces mayor que el del CO₂, aunque su participación en la atmósfera es 220 veces menor.

El shale oil es similar al petróleo convencional. La diferencia entre ambos productos de esquistos con sus pares tradicionales radica en el modo como están atrapados en las rocas, a profundidades que pueden superar los tres kilómetros, así como la tecnología no convencional necesaria para su extracción. (Chacín, 2019)

Otros productos obtenidos a partir del fracturamiento reciben la denominación de hidrocarburo no convencional que va dependiendo en el estado que se encuentre ya sea líquido o gaseoso. (López, 2016)

- **Hidratos de gas:** este gas se genera y almacena en los sedimentos más profundos
- **Oil san o arenas bituminosas:** son arenas de bitumen, el cual se obtiene petróleo a partir del destilado de bitumen originarias de Canadá y Arabia Saudita.
- **Coal bed methane o gas metano de Carbón:** es el gas obtenido a partir de las capas de carbón, se originan en Estados Unidos Canadá y Australia.
- **Tight gas o yacimientos de baja porosidad:** se obtienen de rocas muy compactas y areniscas con valores de porosidad y permeabilidad muy bajos.
- **Shale gas: o gas de esquisto:** se encuentra almacenado en la roca pizarra o rocas lutitas siendo la misma roca como almacén y la más importante actualmente

Figura 2.16 Sección representativa de tipos generales de recursos de crudo y gas y las orientaciones de los pozos de producción utilizadas en fracturación hidráulica



Fuente: (TFM Palomo 2016)

2.7.5. Países donde se acepta el Fracturamiento Hidráulico

Según Ingeoexpert (2018) Actualmente existen varios países que se encuentran en desarrollo de la técnica del fracking en su territorio, pero hay cuatro que ya lo hacen con bastante asiduidad y demanda; estos cuatro países son Estados Unidos, Canadá, China y Argentina. Los países de Colombia y México también están llevando a cabo esta técnica, pero en menor medida que los anteriormente mencionados.

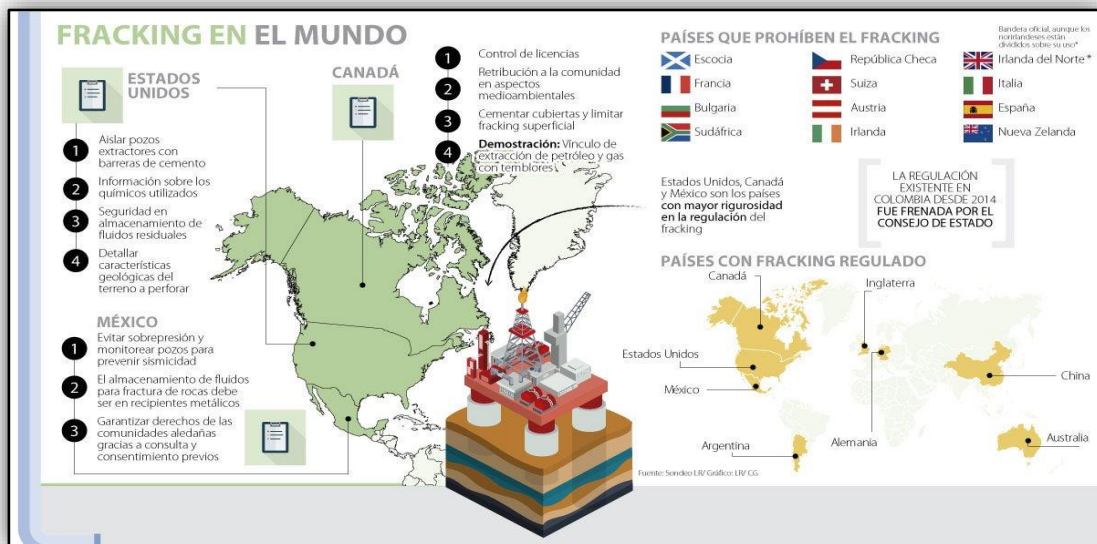
Las razones para ser llevado esta técnica es que aporta beneficios, así como oportunidades del cual hoy al ser un combustible altamente requerido es innegable poder aprovechar este recurso en nuestro tiempo ya que se espera que en 2040 las energías podrían ser sustituidas por baterías y el petróleo podría quedar desplazado casi en su totalidad. (Energia a Debate, 2018).

2.7.6. Países donde no se acepta el Fracturamiento Hidráulico

En una publicación en la gaceta del senado en México el 2018 donde hicieron investigaciones en todo el mundo donde refiere a la técnica de fracturamiento hidráulico prohibido en regiones de Alemania, Escocia, Bulgaria, Sudáfrica, Republica Checa, Suiza, Australia, Irlanda, Irlanda del Norte, Italia, España, Nueva Zelanda y Francia, siendo el país de Francia el que legislo la prohibición absoluta en su región.

Las razones para su prohibición es el uso de grandes cantidades de agua en un rango de 2 a 4 millones de galones por pozo, y por tratamiento de agua solo se llega a recuperar un 30 a 40 por ciento del volumen total y además que al retornar esta vuelve altamente contaminada por químicos altamente tóxicos para la salud humana. Senado.mx

Figura 2.17 Países en favor y en contra del fracking



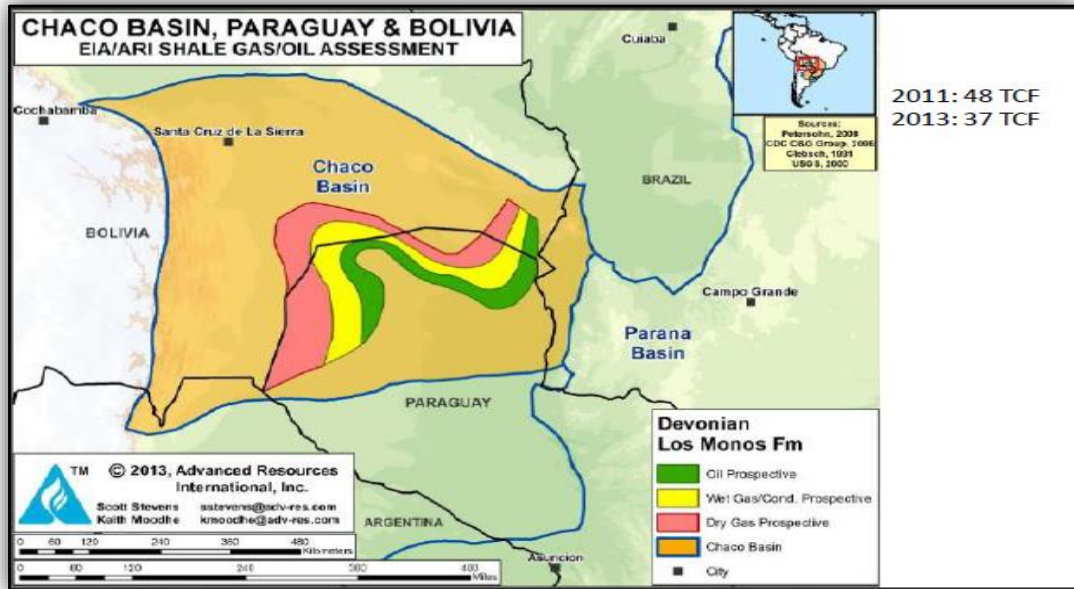
Fuente (Editorial La República S.A.S., 2018)

2.7.7. Fracturamiento Hidráulico en Bolivia

Hasta la fecha se conocen de diversos estudios de factibilidad técnica de Fracturamiento Hidráulico realizadas en distintas Universidades de Bolivia, Sin embargo, se realizó la primera fractura no oficial en el pozo INGRE X-2 donde se permitió descubrir reservorio de Tigh Oil en Bolivia (Campanini, 2021)

Otros estudios informan que Bolivia posee una extensa región llamada el bloque de Miraflores donde se podría producir Shale gas o gas de esquisto hasta 2013 se registró 37 TCF en toda la región del chaco hacia el Paraguay. (Campanini, 2021)

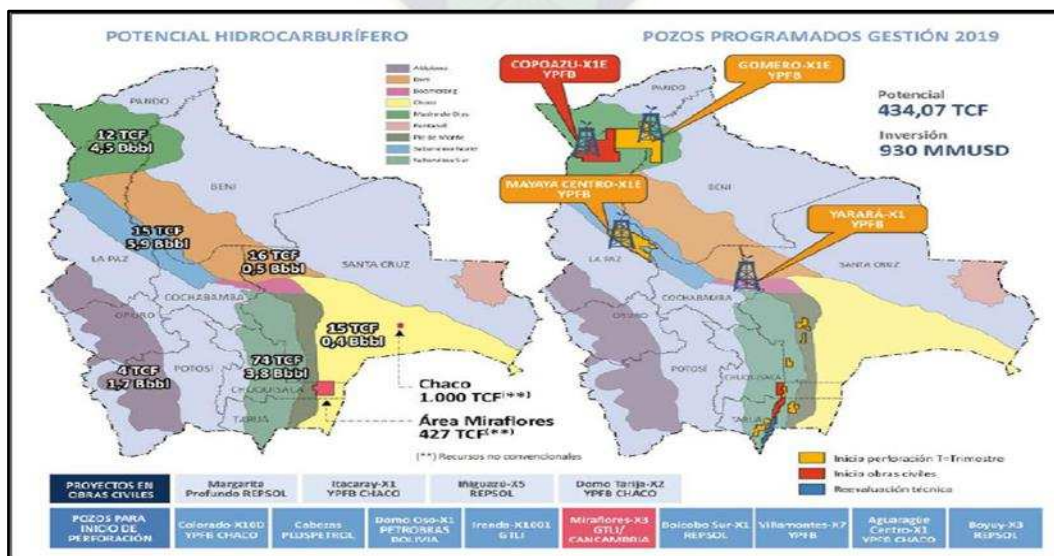
Figura 2.18 Mapa de reservas de Shale gas en el Chaco Bolivia – Paraguay



Fuente: (Campanini, 2021)

En el mismo estudio realizado por la Centro de documentación e Información Bolivia se indica que entre el Chaco y Miraflores existiría una mar de gas no convencional llegando a los 1000 TCF y en Miraflores a 427 TCF. (Campanini, 2021)

Figura 2.19 Mapa del potencial Hidrocarburífero de Bolivia a la gestión 2019



Fuente: (Campanini, 2021)

Otro Informe señala que aproximadamente Bolivia Posee 48 TCF de gas no convencional a lo largo del Subandino (sur centro y norte) Chaco Beniano y Altiplano, estos recursos se encuentran a profundidades mayores que el gas natural y donde se genera el gas “in situ” que actúan como rocas generadoras y roca sellos. A su vez existen dos tipos de reservorios no convencionales de gas y petróleo como ser el shale gas que se encuentran en formaciones lutíticas o arcillas compactas y el tight gas que se encuentran a niveles arenosos laminados y compactos. (Corz, 2012).

Basado en noticias preocupantes publicadas en 9 de enero de 2020 en la página Energypress acerca de la producción petrolera en Bolivia, se detallan que actualmente Bolivia no ha sido capaz de recuperar sus niveles pasados en cuanto a producción de gas Natural basados mayormente en una mala gestión política (Pedrazas, 2020).

El mismo año Bolivia a la cabeza de su Presidente ejecutivo Herald Soliz indicaba que se continuará con las gestiones necesarias para la implementación de la tecnología del fracking o fracturamiento Hidráulico en una rendición de cuentas llevada a cabo en Yacuiba en febrero de 2020. (Campanini, 2021).

A la fecha Bolivia no cuenta con un marco normativo en su CPE (Constitución Política del Estado) acerca de la explotación de recursos no convencionales por lo cual se debe trabajar en un marco de reglamentación tal como se hizo con la reglamentación para los Biocombustibles.

2.8. MAQUINARIA E IMPLEMENTOS EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

A continuación, se describirá las maquinarias e Implementos a utilizar en una fractura hidráulica.

Figura 2.20 Distribución del Layout de la maquinaria de fracturación hidráulica



Fuente: (Chacín, 2019)

2.8.1. Blender de Fractura

El blender es el equipo más importante en la fracturación este tiene la capacidad de mezclar el líquido y los aditivos para formar el fluido y también es donde se agrega el agente de sostén. (M.Madrid, 2019).

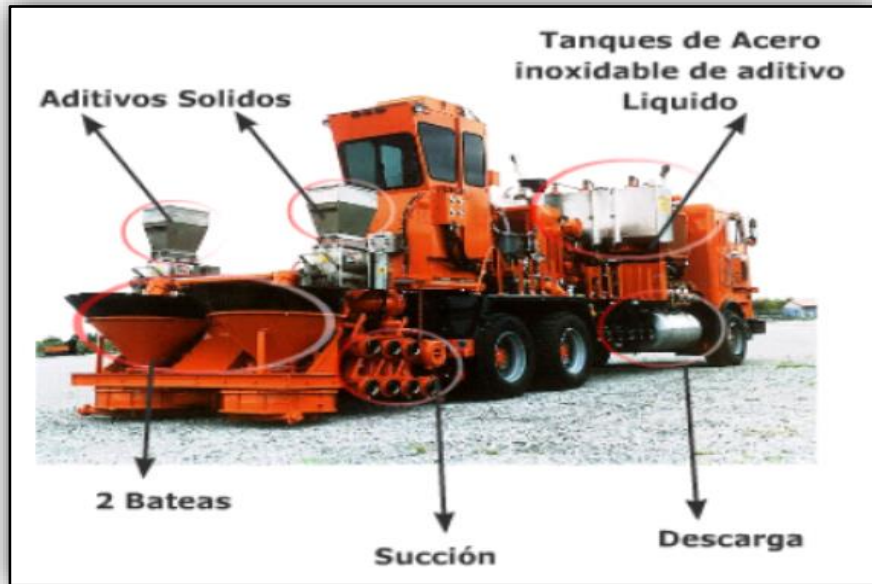
Constituye de varias partes las cuales son:

- Un manifold de succión para succionar el líquido del tanque con aperturas hacia ambos lados del equipo.
- Una bomba centrífuga de 30 a 100 BPM el cual succiona los fluidos desde una pileta hacia la batea donde se mezcla el líquido con el agente de sostén.
- Otra bomba centrífuga que succiona desde la batea donde se va adicionando los demás aditivos químicos.
- Las bombas de aditivos como ser surfactantes, activadores, etc. Estas bombas deben estar bien calibradas para poder realizar una buena calidad de gel, estas bombas pueden descargar en la parte de succión como en la parte de descarga.

- Sistema de adición de aditivos sólidos

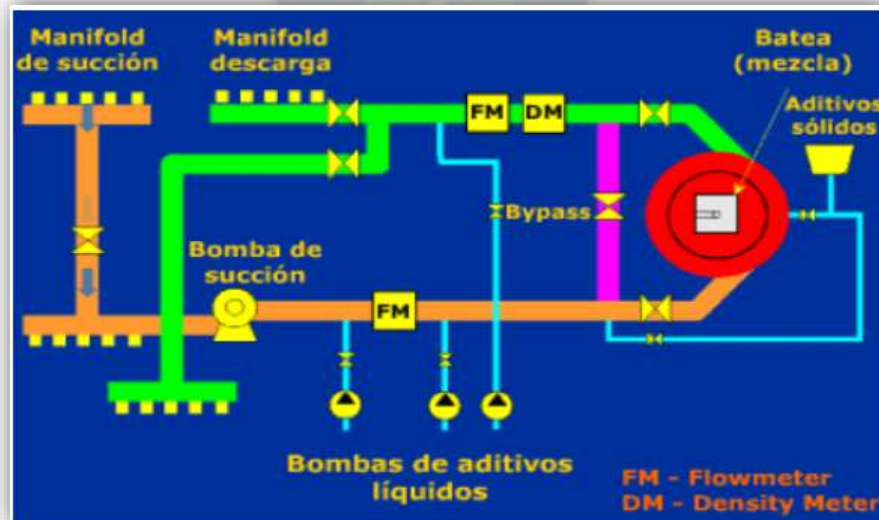
Monitoreo que registra los caudales de fluido limpio, fluido sucio con gel de sostén.

Figura 2.21 Partes de un Blender de Fractura



Fuente: (M.Madrid, 2019)

Figura 2.22 Esquema de funcionamiento del Blender de Fractura



Fuente: (M.Madrid, 2019)

2.8.2. Unidad de Hidratación

La unidad de hidratación se utiliza para fracturaciones grandes el cual el gel actúa como hidratante, este equipo se ubica entre el tanque y el blender el gel es un concentrado que cuando interviene hidrata de manera rápida.

Figura 2.23 Unidad de Hidratación



Fuente: (M.Madrid, 2019)

2.8.3. Tanques

Los tanques son utilizados para almacenar el fluido de fractura, donde pueden estar los fluidos premezclados o ser usados solamente para almacenar agua, con capacidades de 80 a 100 m³, y por último en este equipo no debe haber impurezas ya que afectaría sobre la calidad del gel. (M.Madrid, 2019)

Figura 2.24 Tanque



Fuente: (M.Madrid, 2019)

2.8.4. Transporte de agente de sostén

Cuando en las fracturas, los volúmenes de agente sostén son en cantidades menores, se utiliza un camión volcador el cual transporta hasta 400 bolsas de agente de sostén en una batea, cuando el fracturamiento es demasiado grande se usan cintas transportadoras en la parte inferior logrando transportar 250 a 300 bolsas de agente de sostén por minuto. (M.Madrid, 2019).

Figura 2.25 Transporte de agente de sostén

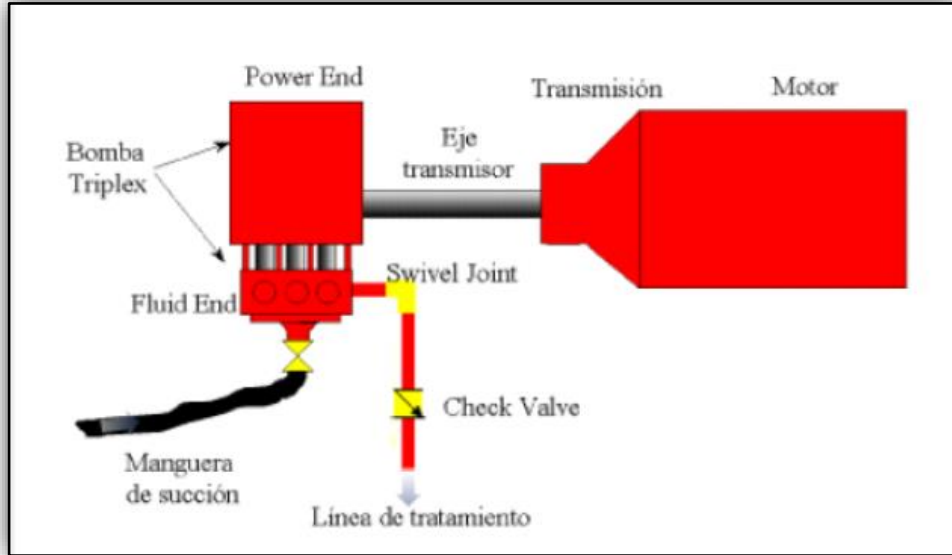


Fuente: (M.Madrid, 2019)

2.8.5. Fracturadores

En la aplicación de fluido de gran caudal y a muy alta presión se utilizan equipos de bombeo llamados fracturadores el cual dirige el agua a muy alta presión hacia el fondo de la roca y de esta manera poder fracturar las formaciones de interés, estas pueden trabajar entre 5000 a 10000 psi de presión y otras máquinas de mayor capacidad entre 15000 a 20000 psi. En terreno recibe el fluido desde el blender a una presión de 80 a 120.

Figura 2.26 Esquema de funcionamiento de los fracturadores



Fuente (M.Madrid, 2019)

A continuación, la foto de un fracturador comúnmente visto en operaciones de fractura además de observarse los motores de fractura las líneas de succión y salida y la bomba de alta presión.

Figura 2.27 Fracturador



Fuente: (M.Madrid, 2019)

2.8.6. Frac Van

El Frac Van es el automóvil propio de la empresa que se contrata, así como todos los equipamientos vistos, es aquí donde se observan y se monitorean los datos de presión, caudales y concentraciones que se tiene mediante los diferentes sensores, todo esto en tiempo real ya que puede ser tripulado entre 3 personas, (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020).

Desde los “fracvans” se puede realizar el control del fracturamiento, así también se requerirá un monitoreo en afuera para supervisar que todos los equipos marchen correctamente evitando contratiempos dentro de la seguridad del trabajo y la operación.

Figura 2.28 Estación de control de los FracVans



Fuente: (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

2.8.7. Armado de líneas de alta presión

Para el armado de las líneas de operación “rig less” Las líneas de succión que son por lo general mangueras de 4” y la línea de salida es de 3” que inierte alta presión dependiendo del caudal puede ser igual a 4”, además que la línea de alta presión es dividida en diferentes tramos las cuales se llaman puentes. Además de proporcionar en todo momento seguridad dentro de la instalación se pueden utilizar hasta 3 líneas de succión que puedan bombear fluidos con agente de sostén con caudales de

máximo 18 BPM. (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020).

Cada compañía se implementa la instalación de acuerdo a sus propias normativas.

Figura 2.29 Armado de líneas



Fuente: (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

2.8.8. Elementos de las líneas de alta presión

Las líneas de alta presión tienen la objetividad de proporcionar seguridad y presión para la buena ejecución en la operación de fractura ya que su diseño es muy importante y más aun con el material de cual está fabricado. (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020).

- Caños rectos
- Uniones giratorias chicksans
- Válvulas de alta presión hammer valves
- Check valve, para evitar el retorno del fluido desde el pozo a los fracturadores.
- Válvulas de seguridad pop off, cual ayuda en el alivio de la presión
- Sensores de presión, medidores de la densidad y caudal para su monitoreo

El mantenimiento es sustancial para la seguridad en el campo con controles de calidad que se debe cumplir, además de existir casos donde hubieron fisuras en la línea de presión provocando reventamientos, es para así debe ser proporcionado un control continuo.

Figura 2.30 Efectos de la erosión en elementos que componen la línea de alta presión.



Fuente: (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

2.8.9. Cabezas de fractura

El elemento de fractura va dependiendo del tipo de reservorio que se tiene para lo cual si es uno pozo con petróleo la fracturación deberá ser con una presión inferior a la hidrostática y con un diámetro menor al de la cabeza del tubing en el fondo del pozo. A medida que la fracturación se realice se deberá intervenir con CTO cable para ser conectados sobre la válvula en cual el cabezal puede ser operado de manera manual o mediante control remoto o electrónico.

Figura 2.31 Equipo de protección de fractura por tubing en equipo W.O.



Fuente: Portal del Petróleo

2.8.10. Tree Saber

Cuando el pozo posee un árbol de navidad se utiliza un tree saber el cual no permite que el agente de sostén no entre en contacto con todas las válvulas del árbol de navidad ocasionando un tapamiento dentro las válvulas e impidiendo el cierre correcto. (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020).

Más detalladamente se puede decir que el tree saber es como una camisa colocada a un tubo el cual baja hidráulicamente y situándose debajo del árbol de navidad con el objetivo de protegerlo, cuando se terminan las operaciones esta vuelve a su posición original el cual es elevada hidráulicamente y se pueden cerrar todas las válvulas.

Figura 2.31 Esquema de un Tree Saber



Fuente: (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

2.8.11. Tapones y packers

Para poder prevenir daño al casing es necesario aislar las capas por los efectos de las altas presiones, lo cual estas herramientas llamadas tapones y packers ayudan en esa acción, la utilización en cuanto a diferentes pozos es variable y ya sea para recuperarlo o re perforarlo este sistema en el área del casing. (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

Figura 2.32 Esquema de deslizamiento del packer empujando al tubing hacia afuera



Fuente: (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

Se recomienda el mantenimiento y el buen uso de esta herramienta ya que es importante a la hora de realizar el fracturamiento porque se encarga de soportar altas presiones en el fondo del pozo, eso quiere decir que la superficie inferior del packer soportara toda la presión de la fractura.

2.9. DEFINICION DE LOS PARÁMETROS, TÉCNICAS Y CLASES DE FLUIDOS QUE INTERVENDRÁN EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Antes de entrar a la realización del proceso de estimulación por fracturamiento hidráulico tenemos que ver los tipos de fluidos Fracturantes existentes y seleccionar el tipo de aditivo a utilizar que este reducirá del daño existente en el pozo además de calcular este mismo.

2.9.1. Sistema de fluidos Fracturantes

En los fracturamientos hidráulicos se utilizan básicamente dos tipos de fluidos base - agua y base – aceite y espuma, pero ambos deben cumplir ciertas propiedades como ser: (Madrid, Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II, 2020)

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

Figura 2.33 Tipos de Fluidos de Fracturamiento, composición y usos

Base	Tipo de Fluido	Principal composición	Uso
Base Agua	Fluidos lineales	Agua gelificada GUAR < HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas y bajas temperaturas.
Base Agua	Fluidos reticulados	Reticulante + GUAR, HPG, CMHPG, CMHEC	Fracturas largas y altas temperaturas.
Base Aceite	Fluidos lineales	Aceite, aceite gelificado	Formaciones con sensibilidad al agua y fracturas cortas.
Base Aceite	Fluidos reticulados	Geles de éster de fosfato	Formaciones con sensibilidad al agua y fracturas largas.
Base Aceite	Emulsiones con agua	Agua + Aceite + Emulsionante	Bueno para el control de pérdida de fluido.
Base Espuma	Espuma a base de agua	Agua y espumador + N ₂ o CO ₂	Formaciones con baja presión.
Base Espuma	Espuma a base de ácido	Ácido y espumador + N ₂	Presiones bajas y formaciones sensibles al agua.
Base Espuma	Espuma a base de alcohol	Metanol y espumador + N ₂	Formaciones con baja presión y problemas de bloqueo de agua.

Fuente: (Molina, 2021)

Tabla 2.6 Tipos de Fluidos Fracturantes

Fluidos base agua	Fluidos base aceite
<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • No generan ningún tipo de daño en la formación • Se pueden utilizar polímeros solubles en agua. • Alto desempeño • No existen problemas de incendios • Fácil manejo en superficie • Minimiza la fricción tubular <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bajos valores de viscosidad. • No lleva el agente de sostén dentro de la fractura fácilmente. 	<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bajos valores de viscosidad • pueden generar algún tipo de daño en la formación. • El flujo de retorno es incorporado directamente a la producción • Previene la decantación de agente de sostén hacia el fondo de la fractura. • Minimiza pérdidas de fluido. <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alto riesgo de incendio • Impacto ambiental severo. • Conductividad de la fractura es baja • Transportan arenas a bajas concentraciones

Fuente: Elaboración propia en base a Oil well stimulation. Schechter S. R.; 1992

2.9.2. Aditivos

Existen una gran variedad de aditivos utilizados en los fluidos Fracturantes y son la clave para la obtención de las propiedades requeridas para el éxito del fracturamiento, sin embargo para la selección del mismo primero mostraremos una comparación general de los polímeros solubles en agua y posteriormente haremos la selección del polímero que se utilizara. (Páez, 2018).

- Amortiguadores. Tiene como función ajustar el pH en fluidos acuosos, ayuda a la deshidratación de los polímeros.
- Bactericidas. Estos previenen la pérdida de la viscosidad en fluidos a base de agua o acuosos por degradación bacterial.
- Estabilizadores. Previene la degradación de los geles polisacáridos a temperaturas por encima de los 200°F.
- Interruptores. Elimina el gel polímero donde la temperatura de pozo es baja.
- Surfactantes. Crea burbujas estables dentro de las espumas. Ayuda como agente reductor de tensión superficial. Realiza el proceso de limpieza en la fractura del fluido de fracturación. Sirve como bactericida y agente controlador de arcillas.
- Estabilizador de arcillas. Controla el arenamiento manteniendo deshidratadas las arcillas inhibiendo la migración.
- Control de pérdida de fluido. Tapona los poros de la formación evitando la pérdida de fluido a través de la misma.
- Los activadores más usados son el borato, titanato, zirconato y el aluminato.

Tabla 2. 7 Comparación general de las propiedades depolímeros solubles en agua

	Polímero	Viscosidad* (@ 40 lbm/1000 gal y 300 rpm) (cp)	Estabilidad a la agitación ^c	Tolerancia a la sal ^d	Estabilidad al pH ácido ^e	Estabilidad a las enzimas (degradación biológica) ^f	Residuos al rompimiento del gel ^g	Aplicaciones
BIOPOLÍMEROS Polímeros	Goma guar	0.34	3	C	NS	NS	R	Fluidos de perforación, reducción de fricción en estimulación, fracturamiento y pérdida de circulación, aditivo para pérdidas de fluidos de perforación, espaciadores y fracturamiento
	Hidroxipropil guar	0.36	3	C	NS	NS	R	Fluidos de perforación, terminación, reparación y espaciadores, reductores de fricción en fracturamiento y pérdidas de circulación
	CMC (Carboximetil celulosa)	0.55	3	IC	NS	NS	RF	Fluidos de perforación
	HEC (Hidroxietil celulosa)	0.37	3	C	NS	NS	RF	Aditivos de pérdida de fluido para espaciadores en cementación, fluidos de terminación y reparación, fracturamiento, reducción de fricción en estimulación, recuperación mejorada
	CMHEC (Carboximetilhidroxi etil celulosa)	0.32	3	C	NS	NS	RF	Aditivos de pérdida de fluidos y retardador para cementaciones, espaciadores, geles ligeramente ácidos, agente desviador temporal en fracturamiento
	Goma Xantana	0.34	1	C	MS	MS	RF	Fluidos de perforación, terminación, fracturamiento y recuperación mejorada

FUENTE: Oil well stimulation. Schechter S. R.; 1992

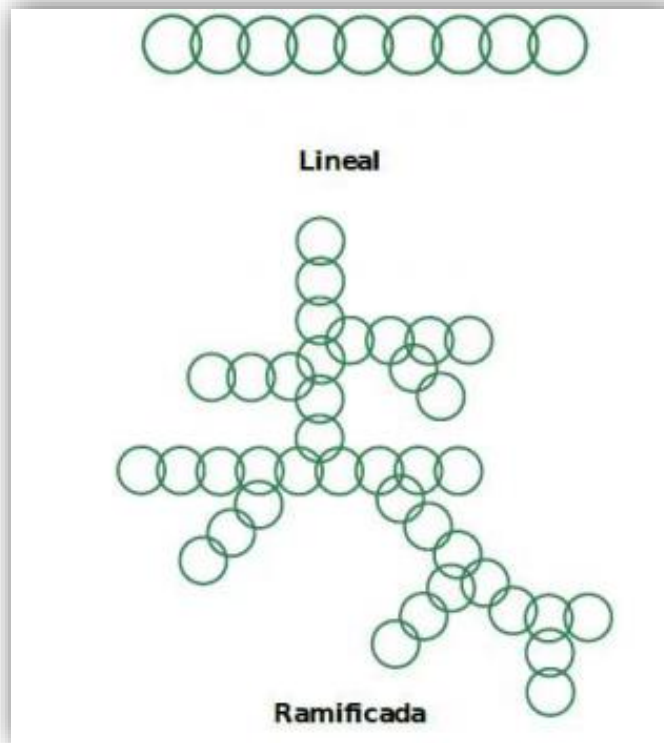
2.9.3. Polímero HMC

La función de un polímero es proporcionar sostenibilidad, floculabilidad, gran capacidad de acarreo y suspensión, los polímeros son colides orgánicos conformados por unidades estructurales llamados monómeros cuales se repiten en la cadena llamado polimerización.

Las cadenas de monómeros pueden ser iguales (homopolímero) y diferentes (copolímero).

Los polímeros pueden ser estructurados molecularmente en cadenas lineales o ramificadas.

Figura 2. 34 Cadena de un polímero lineal y ramificada.



Fuente Polímeros

Los polímeros se clasifican de acuerdo a su origen en Naturales, Modificados y Sintéticos

- Naturales: son de origen natural como el Almidón y no requieren de un proceso químico de producción, son económicos y además son hidrocoloides, que se no se solubilizan, sino que hidratan aumentando la viscosidad. Su uso generalmente en el filtrado de sistemas salinos.
- Modificados: Son tratados químicamente para resistir más las formaciones salinas además de resistir la solubilidad y tener estabilidad térmica, Otra característica es que se utilizan para viscosificar las salmueras por no poseer cargas eléctricas como ser el Hidroxi-etil-celulosa HEC
- Sintéticos: se obtienen mediante reacción de sus propiedades monómeros, por lo general estos son de alto peso molecular razón por la cual se utilizan para viscosificar flocular y estabilizar como ser los polímeros parcialmente hidrolizados

Por su estructura pueden ser celulosa o derivados de alcohol a su vez ser iónicos y no iónicos respectivamente.

Las estructuras iónicas no poseen cargas eléctricas lo cual es al contrario de los no iónicos cuales, si poseen, cargas eléctricas y además son solubles en agua y son utilizados para viscosificar fluidos de completación o reparación como ser la Hidroxi etil Celulosa.

Tabla 2. 8 Propiedades físicas y químicas del polímero HMC

9.1 Información sobre propiedades físicas y químicas básicas	
Estado físico:	Polvo.
Color:	Blanco.
Olor:	suave.
Umbral olfativo:	N/D
pH:	6,0 - 8,5
Punto de fusión / de congelación:	N/D
Punto / intervalo de ebullición:	N/D
Tasa de evaporación:	N/D
Inflamabilidad:	El producto no es inflamable.
Punto de inflamación:	N/D
Límites de inflamabilidad:	LEL: 30 g/m ³
Presión de vapor (20°C):	N/D
Densidad de vapor (aire=1):	N/D
Densidad (20°C):	1,38 g/cm ³
Solubilidad (20°C):	Soluble en agua, limitado por viscosidad.
Coef. de reparto (logK _{ow}):	N/D
Temperatura de autoignición:	460°C (860°F)
Temperatura de descomposición:	N/D
Viscosidad cinemática (cSt a 20°C):	N/D
Constante de Henry (20°C):	N/D
Log Koc:	N/D

FUENTE: Hidroxi etil Celulosa, Ficha De Datos De Seguridad Revisión: agosto de 2020 – Versión:3

2.10. SOFTWARE PROSPER

El programa que se utilizó “Prosper” está basado en modelos y funcionalidades a su basta lista de opciones que se tiene en el programa que ha ido desarrollando desde los años 90, donde existen más de tres millones de combinaciones para describir la gran mayoría de fenómenos físicos que ocurren en pozos y en tuberías, además de proporcionar en su lista la opción de fracturamiento hidráulico con la introducción de variables a las cuales el programa hace una simulación en cuanto a introducción de datos se trata. (Petex.com 2021).

2.11. ANÁLISIS ECONÓMICO

Mediante la Interacción de diversos componentes matemáticos como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la relación de Utilidad de Inversión (RUI) y el Periodo de Recuperación de la Inversión o PAYBACK TIME, las cuales son componentes de Análisis financiero del Libro Preparación y Evaluación de Proyectos. Chambi 2019.

2.11.1. Metodología del valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es la suma de los flujos netos que hay en cajas (FNC) bajo la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \left(\frac{FNC}{(1+r)^k} \right) \quad (2.18)$$

Donde:

VAN: valor actual neto

FNC: flujo neto de cajas

K: número de meses

R: tasa de actualización (al tanto por uno)

N: tiempo de vida del proyecto

Algo muy importante es que sí el VAN nos otorga un valor positivo, significaría que el proyecto es viable económicamente, y de lo contrario si el valor VAN es negativo no sería viable.

2.11.2. Tasa interna de retorno (TIR)

Se necesita el empleo del método TIR para encontrar una tasa de interés en donde se cumplen ciertas condiciones al momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión. Es por eso que se tiene dos reglas para su mejor comprensión. (Vidal, 2007).

- Sí el TIR es mayor a la tasa de descuento indica que nuestra inversión es factible económicamente y es viable realizar dicha inversión.
- Sí el TIR es menor a la tasa de descuento indica que nuestra inversión no es factible por lo tanto no es conveniente realizar la inversión.

Para hallar este valor se debe utilizar la ecuación.

$$I_0 = \sum_{k=0}^n \left(\frac{FNC}{(1+TIR)^k} \right) \quad (2.19)$$

Donde:

I_0 : Inversión a realizar en el periodo cero

FNC: Flujo neto de caja

n: periodo de análisis

k: número de meses

2.11.3. Flujo neto de caja

El valor del flujo neto de caja significa los movimientos que se realizó en caja o explicado de mejor manera a la generación de los fondos en caja y su determinación se basa en el hallazgo de los ingresos y egresos de la empresa. (Vidal, 2007)

$$FNC=R-D \quad (2.20)$$

Donde

FNC es el flujo de caja correspondiente al año k

R: monto de ingresos correspondientes al año k

D: monto de la inversión prevista.

2.11.4. Tiempo estimado para la recuperación de la inversión

Se entiende como el tiempo necesario para poder recuperar la inversión neta de un determinado proyecto, para esto se realiza una interpolación p'p de sumas acumuladas de cajas con datos anteriores y posteriores del tiempo de recuperación de la inversión bajo la siguiente ecuación. (Challa, 2020).

$$TEI = T1 + \frac{SFNC1(T2-T1)}{SFNC1+SFNC2} \quad (2.21)$$

TEI: tiempo estimado para la recuperación de la inversión

SFNC1: suma acumulada de los flujos netos de caja al tiempo T1

SFNC2: suma acumulada de los flujos netos de la caja al tiempo T2

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

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

2.1.5. Relación Costo Beneficio

La relación costo beneficio se realiza con la división entre la ganancia y los egresos más el capital, otorgándonos un índice de ganancias por cada peso que se gasta la tasa de retorno será la relación costo beneficio. (Challa, 2020).

$$RBC = \frac{Ingresos}{Egresos} \quad (2.22)$$

- Menor a 1: no es económicamente rentable
- Igual a 0: no es conveniente la inversión
- Mayor a 1: la inversión es económicamente rentable

CAPÍTULO III

MARCO PRÁCTICO

3.1. INGENIERÍA DEL PROYECTO

3.1.1. Ubicación Geográfica del Campo San Alberto

La región del Subandino Sur y Pie de Monte de la Cuenca de Tarija, es una provincia gasífera que abarca un área cercana a los 100,000 km^2 . El sector comprende desde el punto de vista geológico, la Faja Corrida Externa y el Pie de Monte ubicado entre el Codo de Santa Cruz al Norte y la región del límite político Bolivia –Argentina hacia el Sur, desde Yacuiba a 23.00 Km y dirección 62° W.

El bloque San Alberto se encuentra al Sureste del territorio boliviano y muy cerca de la frontera con la República Argentina; El porcentaje de participación de las empresas en el campo San Alberto es de 50% de Andina, 35% Petrobras, 15% Total.

Tabla 3.1 Antecedentes del campo san Alberto

País:		Bolivia
Departamento:		Tarija
Provincia:		Gran Chaco
Cuenca:		Subandino sur
Estructura		Anticlinal de San Alberto
Sistema		Devónico
Denominación del área:		San Alberto, Campo San Alberto (Mega campo Hidrocarburifero)
Ubicación del área:		Zona 20
Superficie Total:		Hectáreas: 31,520.99; Parcelas: 12,61
Empresa Operadora:		Petrobras Bolivia S.A

Fuente: Contrato de Operación de YPFB-Petrobras, Andina, Total.

Figura 3.1 Vista Satelital del Campo San Alberto con el Programa Google Earth



Fuente: Imagen satelital de Google Earth

Actualmente el Campo San Alberto cuenta con 26 pozos perforados. El campo San Alberto aumento su producción de 12 MMmcd de gas natural a más de 17 MMmcd, gracias a la Planta Itaú de procesamiento de este carburante el año 2012.

3.2. SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO SAN ALBERTO

3.2.1. Roca generadora de petróleo

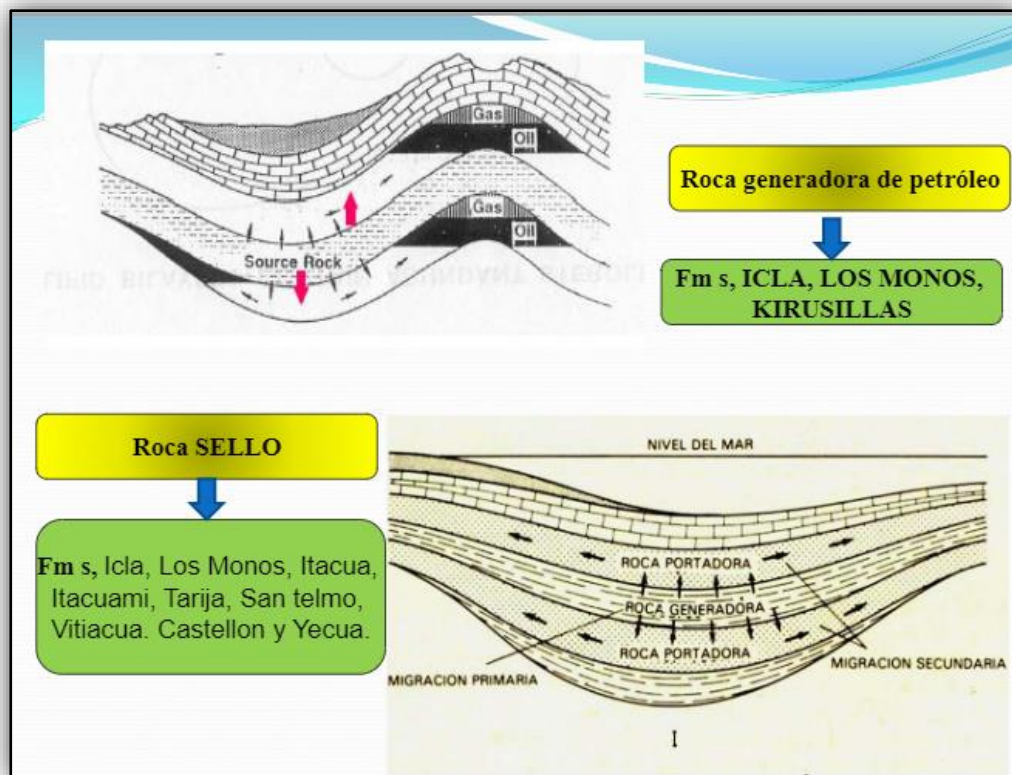
La roca generadora perteneciera a la Formaciones infra yacentes a la Formación Huamampampa que sería la Formación Icla y también como segunda opción sería la Formación Los Monos que esta sobre yacente y como tercera formación potencial es la formación Kirusillas (Suarez 1992), de acuerdo a (Aguilera 1996), los valores de COT, Son pobres ,moderados alcanzando valores máximos de 0, 99%,este valor de COT es superior a 0,4 % a partir del cual se lo considera la roca madre de hidrocarburos (Doria, 1995).

La formación de Los Monos se considera como el principal de roca generadora de hidrocarburos de Subandino (Mendoza & Suarez, 1981), con un contenido de COT de

2 a 1 %, que es favorable a la generación efectiva de hidrocarburos y alcanza su espesor hasta 1000 m (Suarez & Diaz, 1996).

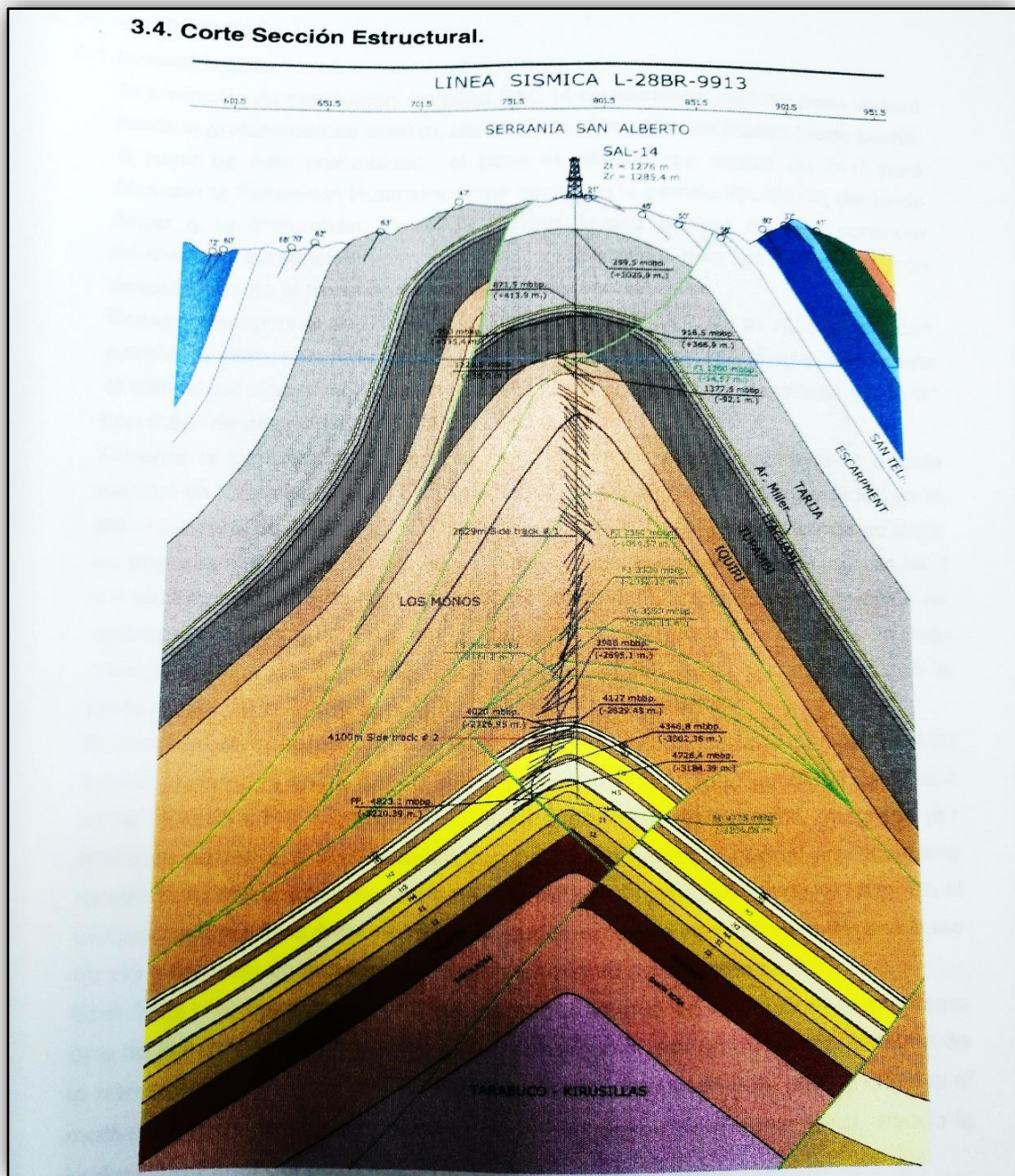
Las rocas madres generadoras de hidrocarburos, para el Subandino Sur son las formaciones: Kirusillas. Icla, Los Monos, Iquiri, Itacua, Itacami y Vitiacua.

Figura 3.2 Rocas Generadoras y Sello debajo del Campo San Alberto



Fuente: (Carlos E. Cruz, 2018)

Figura 3.3 Corte Sección Estructural



Fuente: (Petrobras, 2016)

3.3. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

Descripción de las características geológicas de cada formación implicada en el pozo SAL-X14.

La columna estratigráfica del Pozo Sal X-14 está situada en el Subandino Sur del Departamento de Tarija, las cuales comprenden desde Suelo las formaciones de los periodos Terciario, Cretacico Jurasico, Jurásico Triásico, Pérmico, Carbonifero, Devonico y Silúrico, mostradas a continuación en el siguiente gráfico.

Figura 3.4 Estratigrafía generalizada del Subandino Sur

ERA	PERIODO	GRUPO	FORMACION	ESPESOR (m)
CENOZOICO	TERCIARIO	CHACO	EMBORUZU	
			GUANDACAY	2000
			TARIQUIA	3000
			YECUA	120
			PETACA	140
MESOZOICO	CRETACICO JURASICO	TACURU	ICHOA	600
			CASTELLON	700
	TAPECUA		200	
	JURASICO TRIASICO		BASALTO ENTRE RIOS	84
		CUEVO	SAN DIEGO	100
	IPAGUAZU		450	
	VITIACUA		188	
	PALEOZOICO	PERMICO		CANGAPI
CARBONIFERO		MANDIYUTI	SAN TELMO	500
			ESCARPMENT	500
		MACHARETI	TAIGUATI	200
			CHORRO	120
			TARIJA	600
ITACUAMI			130	
TUPAMBI			500	
ITACUA			200	
DEVONICO			IQUIRI	700
			LOS MONOS	1000
			HUAMAMPAMPA	600
			ICLA	600
		SANTA ROSA	600	
SILURICO		TARABUCO	1500	
		KIRUSILLAS	650	

Fuente: (Carlos E. Cruz, 2018)

3.3.1. Formación Iquiri

Es considerada por las Fascies de arena superior del Devónico en la Faja Sub andino Sur, que se apoya sobre las formaciones sedimentarias de la Formación de los Monos, está constituida por paquetes sedimentarias de arenisca gris claras y de tonos

verdosos que lo general son de grano fino a medio de unas capas delgadas y gruesas que se encuentran con horizontes de Lutitas gris oscuras. (Carlos E. Cruz, 2018).

3.3.2. Formación Los Monos

Este horizonte consiste de esquistos micáceos carbonosos deleznales, de colores oscuros y con capas de areniscas cuánticas en su lado superior que por el contrario su límite inferior no se encuentra expuesto y en algunas estructuras son portadoras de hidrocarburos entre su espesor promedio ronda los 1500 metros (Carlos E. Cruz, 2018).

3.3.3. Formación Huamampampa

Constituida por areniscas potentes, de color gris claro, gris muy claro , de grano fino a muy fino, estratificadas en bancos de 2 metros de espesor, los cuales presentan una alta dureza, e intercalaciones de lutitas y limonitas donde se encuentran abundantes fósiles, hacia la parte alta de la serie arenosa existe una capa delgada de arenisca conglomerádica integrada por rodados de cuarcita gris y cuarzo blanco, bien redondeada, (Carlos E. Cruz, 2018)

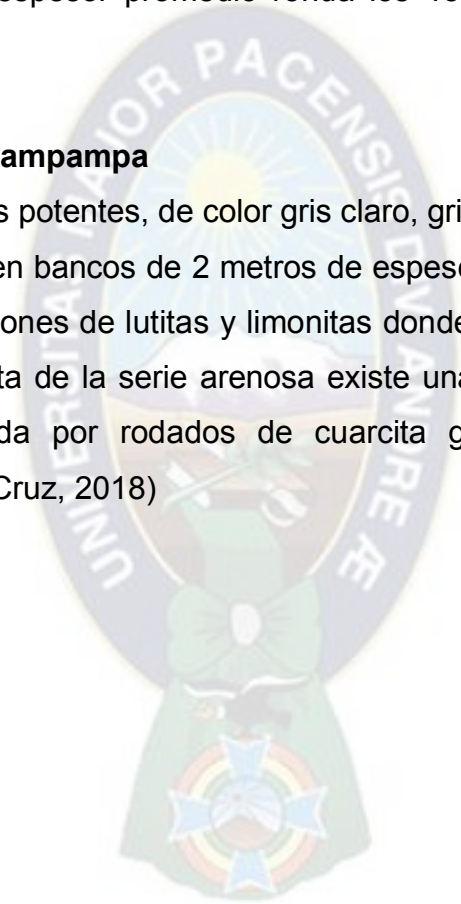
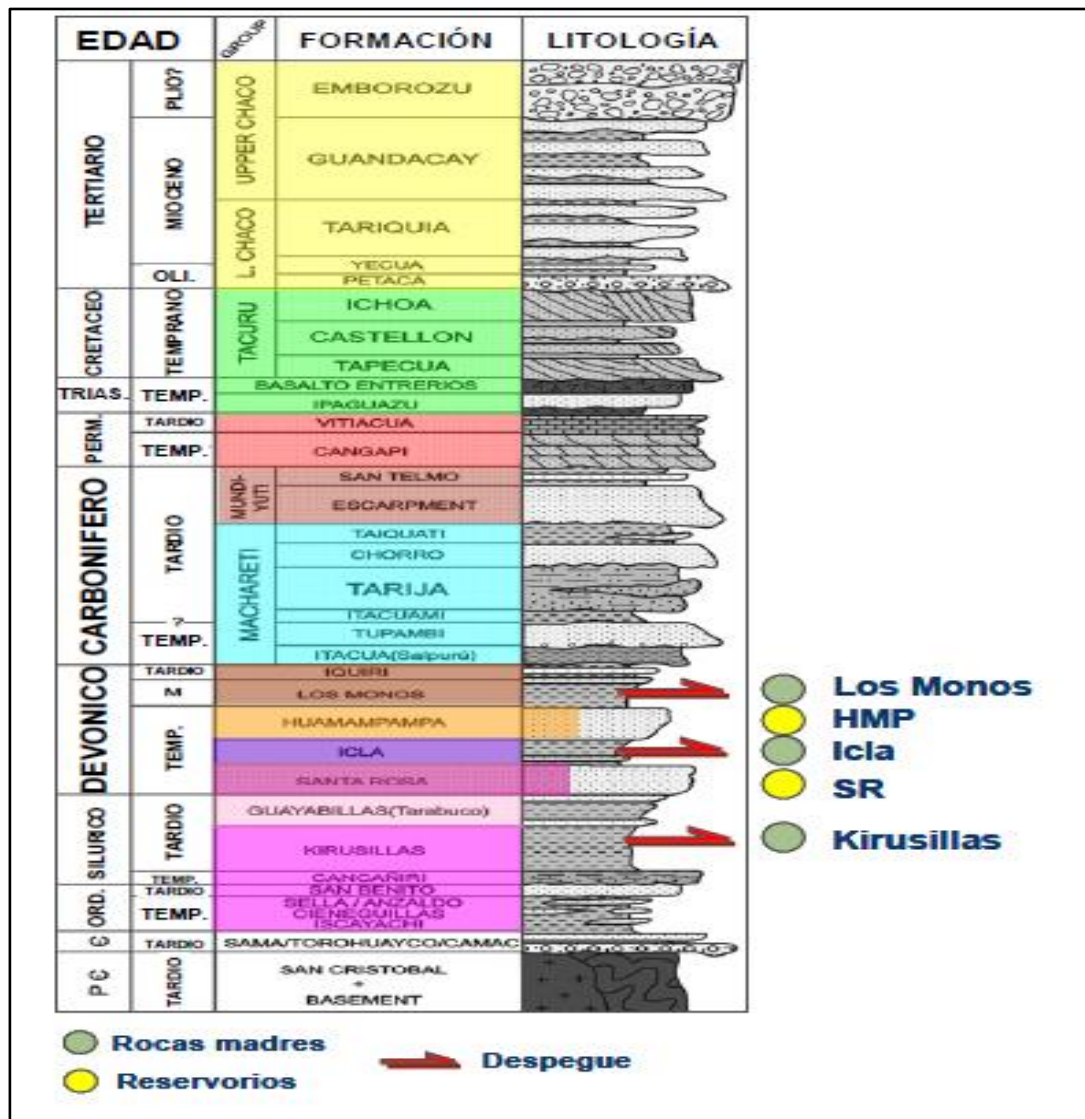


Figura 3.5 Columna Estratigráfica Generalizada del Subandino Sur



Fuente: (Carlos E. Cruz, 2018)

La formación Huamampampa con un espesor de 600 m. comprende una sección en su mayoría por rocas de tipo arenisca color gris claro y de grano fino y muy fino, con una porosidad pobre. (Petrobras, 2016).

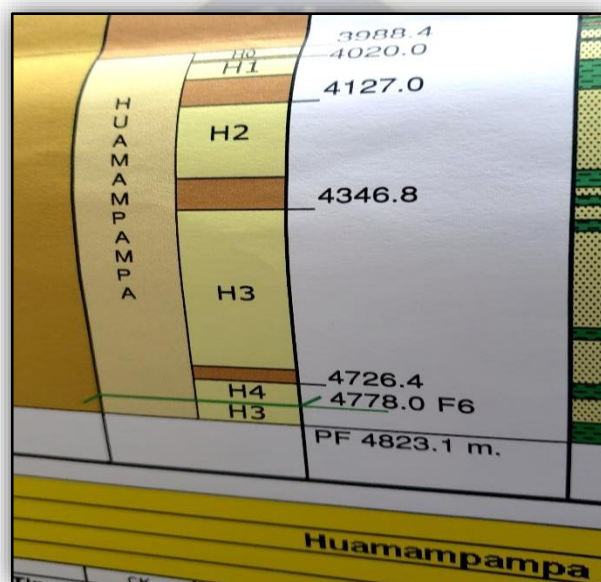
3.3.4. Formación Icla

Esta formación ronda los 300 a 400 m, presentan niveles arcilloso arenosos de grano medio exageradas en silíceas, los términos intermedios son mucho más arenosos y presentan limonitas (Carlos E. Cruz, 2018)

3.3.6. Geología Estructural Regional de Interacción

La estructura San Alberto, en su concepción simple, corresponde a un anticlinal cerrado por cuatro lados, configurando flancos y cierres de muy bajo ángulo. Esta disposición determina su considerable amplitud, con una extensión de 20 Km. de largo por 4 de ancho, encerrando 80 Km² de superficie. A nivel de reservorio se identificaron tres láminas denominadas H0, H1, H2, H3 y H4, conforme se muestra en la Figura 3.7

Figura 3.7 Ubicación de los reservorios



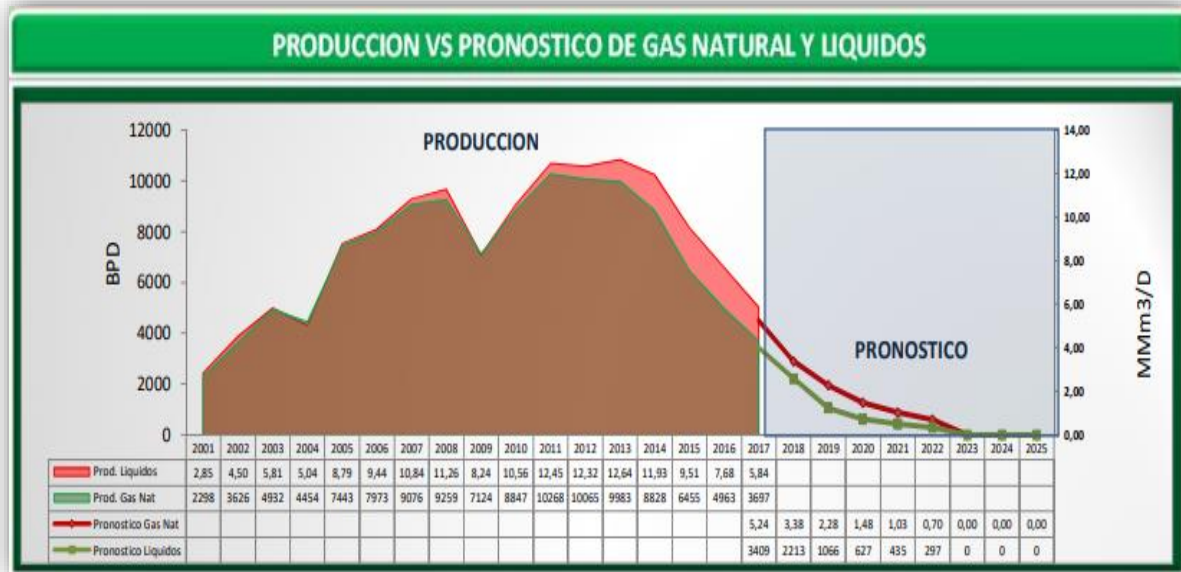
Fuente: (Petrobras, 2016)

3.4. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO

3.4.1. Datos de Producción

El campo san Alberto tiene una producción de gas y condensado, en donde se logró conseguir los registros y elaborar los perfiles de producción del pozo SAL – X14

Figura 3.8 Tabla de producción vs pronóstico de la planta de San Alberto



Fuente (ANH, 2017)

También existen información de pozos de cuales aún están abiertos y cerrados.

Figura 3.9 Pozos del campo San Alberto

CAMPO SAN ALBERTO		
POZOS	ESTADO	TIPO DE TERMINACION
SAL - X9	CERRADO	SIMPLE
SAL - X10	ABIERTO	SIMPLE
SAL - X11R	ABIERTO	SIMPLE
SAL - X12	ABIERTO	SIMPLE
SAL - 13	ABIERTO	SIMPLE
SAL - 14	ABIERTO	SIMPLE
SAL - 15	ABIERTO	SIMPLE
SAL - 16	ABIERTO	SIMPLE
SAL - 17D	ABIERTO	SIMPLE
SAL - 18	ABIERTO	SIMPLE

Fuente (ANH, 2017)

Figura 3.10 Pozos cerrados del campo san Alberto

POZOS ABANDONADOS	
CAMPO	POZOS
SAN ALBERTO	SAL - X11

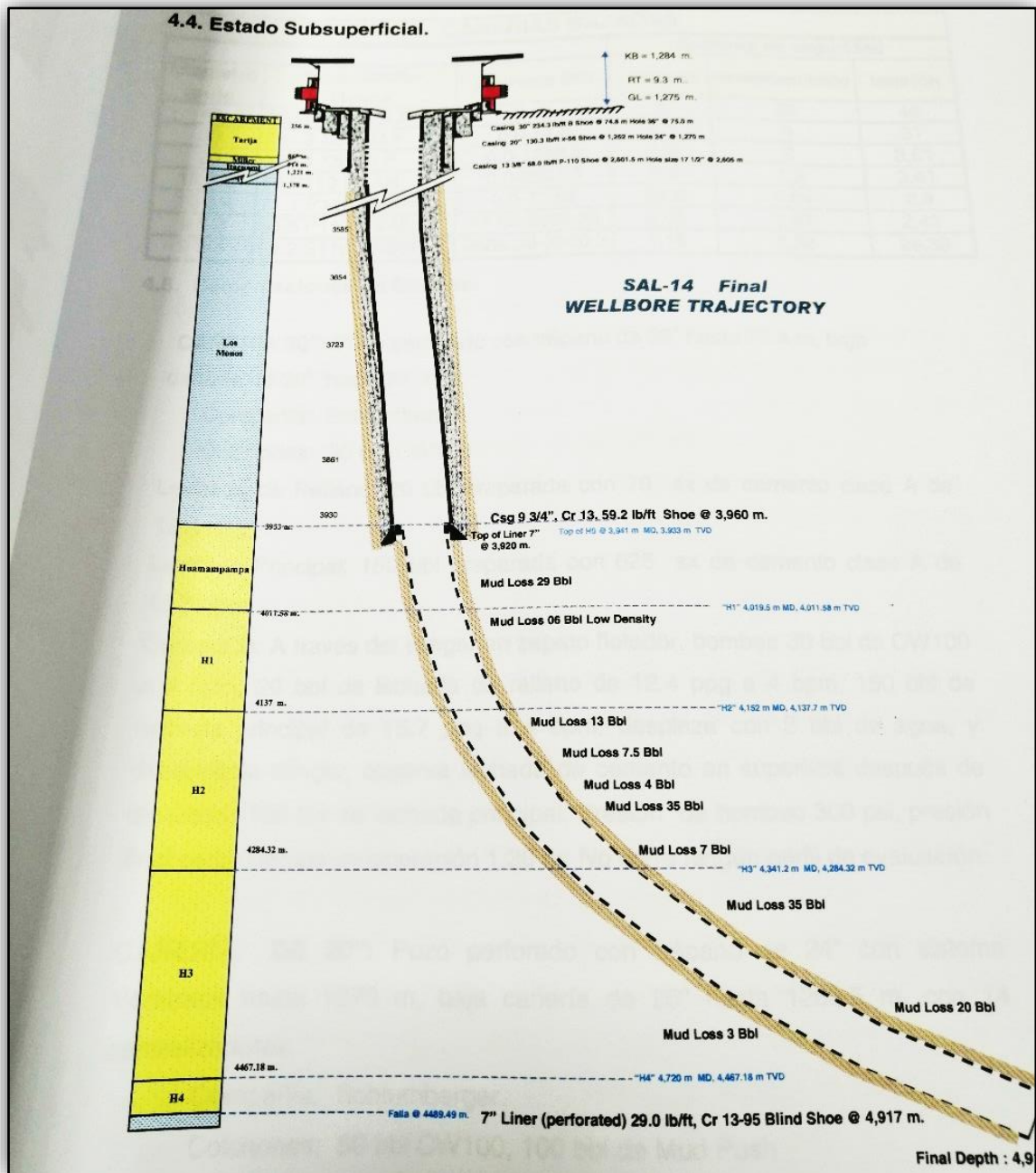
Fuente (ANH, 2017)

Entre las causas del abandono están

- Baja presión sin reacción
- Se encuentra seco
- Llego al fin de su vida productiva



Figura 3.11 Estado Final del Pozo SAL X14



Fuente: (Petrobras, 2016)

En la tabla 3.2 y 3.3 se muestran los datos de producción y presiones del pozo SAL - X14.

Tabla 3.2 Tabla de producción de Sal x14

PRODUCCIÓN DEL POZO SAL X14	
GAS	0.9875 MMPCD
PETROLEO	3100 MBPD
AOF	3.5 MMPCD
DECLINACIÓN NOMINAL	12%

Fuente: Programa de producción Petrobras; 2016

Tabla 3.3 Tabla de presión de Sal x14

PRESIONES DEL POZO SAL X14	
PRESIÓN DE FONDO	6563 psi
PRESIÓN DE CABEZA	3618 psi
CHOQUE	42

Fuente: Programa de producción Petrobras; 2016

En donde la presión de fondo de pozo hasta la presión de cabeza tiene un choque de 42". El choque del pozo SAL-X14 no se disminuye porque bajaría la producción de gas y petróleo hacia la planta y no se aumenta el choque porque se tendría un riesgo en la producción de agua.

Para poder evaluar es estado de producción del pozo SAL X14 y ver cuánto nos queda de hidrocarburo por recuperar se realizarán estimaciones aproximadas del GOES.

3.4.2. Selección del polímero de fractura

Debido a la complejidad estructural del campo San Alberto y su caída en cuanto a los márgenes de producción de gas y condensado, se decidió realizar la implementación de la estimulación por fracturamiento hidráulico empleando el polímero hidroxietil celulosa para reducir el daño a la formación y de esa manera incrementar la producción del pozo.

3.4.3. Evaluación termodinámica del fluido dentro del reservorio Huamampampa H3

En la tabla 3.4 se pueden observar las propiedades termodinámicas del Reservorio Huamampampa H3, en base a estas se realizará la evaluación termodinámica que nos ayudará a determinar el tipo de fluido que se encuentra en la formación.

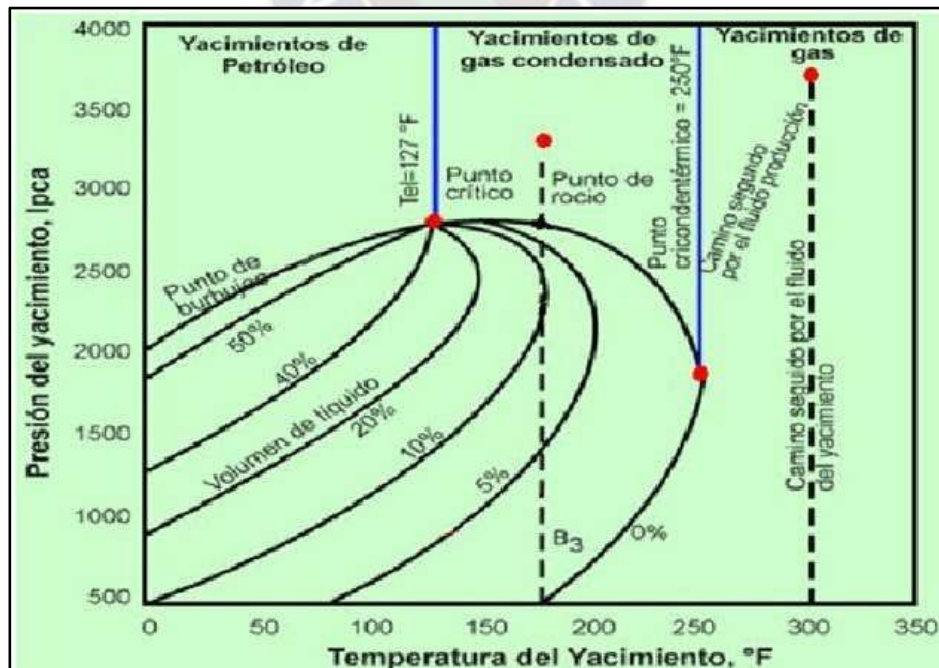
Tabla 3.4 Propiedades termodinámicas del fluido del reservorio

Densidad del Gas(%mol)	0.654
Gravedad Especifica del Petróleo	0.755
GOR(PC/BBL)	35000

Fuente: Programa De Producción Petrobras; 2016

El Reservorio H3 (4346,4-4726,4m) en este tramo se tuvieron buenas detecciones de gas dando un máximo de 73 UGT en 4400m, con el análisis cromatográfico dando a resultado gas condensado y el valor promedio de este reservorio fue de 18UGT,

Figura 3.12 Diagrama De Fase Para Reservorios De Gas Condensado



Fuente: After Clark, N.J. Elementos De Reservorios De Petróleo, Spe, 1969

El reservorio de estudio es un reservorio de gas condensado el cual se muestra en la figura 3.12 donde se ve que la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura Cricondentérmica, en condiciones iniciales del yacimiento podemos encontrar el hidrocarburo en fase gaseosa, el cual este al disminuir la presión y atravesar la curva de rocío por condensación del gas, encontramos líquidos y gas en cierta proporción inicial el cual al seguir disminuyendo la presión la producción de líquidos aumentara con respecto a la delgas encontrada originalmente.

Pero se llegará a una condición de presión en el yacimiento en la cual la saturación de líquido será máxima y desde ese punto en adelante comenzara a disminuir la producción de líquidos, y hará que el yacimiento llegue a su etapa final de producción, este líquido es liviano e incoloro con una gravedad API de 40 a 60.

Para poder demostrar que el reservorio es de gas condensado se hará el cálculo de la gravedad API con los datos obtenidos sobre la gravedad específica del petróleo que se muestra en la figura 47 entonces tenemos.

$$\sigma_o = \frac{141.5}{API + 131.5} \quad (3.1)$$

Donde:

Gravedad específica de petróleo o condensado. (tabla 3.4)

$\sigma_o =$

API= American Institute of Petroleum.

$$0.755 = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

$$API = \frac{141.5}{0.755} - 131.5$$

$$API = 56$$

Con el resultado de la gravedad API, datos de la tabla 3.4 y los de la figura 3.12 se puede hacer el análisis final del tipo de fluido que se encuentra dentro del reservorio.

Figura 3.13 Características de los tipos de fluido sal x14

TIPO DE FLUIDO	GRAVEDAD API	RELACIÓN GAS PETRÓLEO (RGP) (PCN/BN)	% MOLAR DE C ₇₊	COLOR DEL LÍQUIDO DEL TANQUE
PETRÓLEO DE BAJA MERMA	Menor que 45°	Menor que 2000	Mayor que 20%	Gama del Negro, Gris, Verde Oscuro y Parduzco
PETRÓLEO DE ALTA MERMA O VOLÁTIL	Entre 45° y 60°	Entre 2000 y 8000	Entre 12% y 20%	Verdosos a Anaranjados Oscuros
GAS CONDENSADO O RETRÓGRADO	Mayor que 50°	Entre 8000 y 70000	Entre 5% y 12%	Claro o sin Color
GAS HÚMEDO	Mayor que 60°	Entre 60000 y 100000	Menor que 5%	Color Claro
GAS SECO	No se le mide	Mayor que 100000	Menor que 1%	No produce Líquido en Superficie

Fuente: After Clark, N.J. Elementos de Reservorios De Petróleo, Spe, 1969

Con el resultado obtenido de la gravedad API de 56, GOR de 35000 pc/Bbl se puede decir que el reservorio está dentro del rango mostrado en la tabla 3.5 quedando así en claro que es un reservorio de gas condensado este tipo de reservorio es muy habitual en Bolivia, ya que la fuente principal de hidrocarburos que existe es mayormente de gas seco, gas húmedo y condensado.

3.4.4. Descripción petrofísica y propiedades del fluido del reservorio

Huamampampa H3

En la tabla 3.5 se muestran los datos del Reservorio Huamampampa H3 que fueron obtenidos del programa de producción de la empresa Repsol los cuales nos ayudaran

a determinar las condiciones actuales del pozo SAL-X14.

Tabla 3. 5 Datos del reservorio Huamampampa H3

Nombre	Cantidad	Unidades
Permeabilidad	0,31	DARCY
Viscosidad	0,25	CP
Bgi	0,00292	m3/m3
Bg	1.2	m3/m3
Saturacion de agua Swi	0,3743	%
Fr	55	%
Longitud del reservorio	41.2	Km
Rw	0.5	ft
Área	26.6	Km2
Espesor	143	m
Volumen total del reservorio	3.804*10 ⁹	m3
Daño a la formación	>3	
Profundidad del pozo	4778	m

Fuente: YPFB Repsol; Informe Final Pozo SAL-X14 2016

Se realizará la evaluación de las propiedades petrofísicas más relevantes que en nuestro caso son la permeabilidad y porosidad que estos nos ayudan a ver el comportamiento del reservorio Huamampampa H3 Primero nos vamos con la permeabilidad este valor se muestra en la tabla 3.5 donde 0.31 (d) darcy equivalente a 310 (md) milidarcy lo cual nos indica en la tabla 3.6 que es una permeabilidad alta.

Tabla 3.6 Rangos De Permeabilidad Para Yacimientos

CLASIFICACIÓN	RANGO(md)
Muy Baja	0-0.01
Baja	0.01-1
Promedio	1-100
Alta	100-1000
Muy Alta	10000-100000

FUENTE: Schlumberger: Caracterización De La Permeabilidad: 2010

Para la porosidad se realizará el cálculo en base a la tabla 3.7 donde nos muestra las diferentes porosidades en los diferentes layers.

La formación Huamampampa fue depositada en un ambiente deltaico dominado por olas con aporte estuarino (existencia de agua) y a condiciones de alta energía, es por esto por lo que las areniscas presentan una excelente limpieza.

El perfil litológico característico de esta formación permite su división en tres unidades menores o layers tiene características litológicas propias que se describen a continuación:

Tabla 3.7 Perfiles Litológicos Subdivididos en Layers

Layer L1.	Arenisca de color blanquecino a gris muy claro, granos de cuarzo hialinofino a medio, sub angular o sub redondeado, limpia escaso cemento silíceo, fuertemente compactado lo que determina su pobre porosidad con valor de 0.053
Layer L2.	Arenisca de color blanquecino a gris muy claro, granos de cuarzo hialinomayormente fino escasamente medio, sub angular o sub redondeado, escaso cemento silíceo, arenisca muy compactada y de pobre porosidad la parte inferior deeste cuerpo presenta mayor cantidad de mica y grano fino con un valor de 0.045
Layer L3.	Está compuesto por areniscas de color gris claro, granos de cuarzo muy finos, bien seleccionados, predominantemente angular y sub angular, cemento silíceo y pobre porosidad con un valor de 0.022

Fuente Elaboración propia en base a Estudios Geologicos YPFB

Estos tres cuerpos diferenciados se correlacionan muy bien en todos los pozos de San Alberto ya que tienen una amplia continuidad horizontal y muy poca variación de espesor.

3.4.5. Cálculo de la porosidad a partir de los datos obtenidos de la tabla 3.7

$$\emptyset \text{ Promedio} = \frac{\sum_i \emptyset}{n} \quad (3.2)$$

$$\emptyset \text{ Promedio} = \frac{0.053 + 0.045 + 0.022}{3} * 100$$

$$\emptyset \text{ Promedio} = 4\%$$

Tabla 3.8 Clasificación de Porosidad para Reservorios

MUY POBRE	0-5
POBRE	5-10
MODERADA	10-15
BUENA	15-20
MUY BUENA	25-30

Fuente: Pirson. J. Campos Grandes Geológica Y Reservas; 2010

Con el resultado de la porosidad de 4% se puede apreciar que esta la misma es muy pobre, esto se demuestra en la tabla 3.8.

3.4.6. Cálculo de reservas por el método volumétrico

Con todos los datos obtenidos en la tabla 3.5 se podrá realizar la estimación del volumen que queda por recuperar en el pozo SAL X14 con el siguiente calculo:

Datos:

43560 pies² = 1 acre

Volumen total = base * altura (3,804x10⁹) acres

Porosidad promedio ϕ = 0.04

Saturación del Agua S_{wi} = 0.3747

Factor volumétrico del gas a presión inicial B_{gi} = 0.00292

$$GOES = \frac{43560 * VOLUMEN\ TOTAL\ DEL\ R * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (25)$$

$$GOES = \frac{43560 * 3.804x10^9 * 0.04 * (1 - 0.3743))}{0.00292}$$

$$GOES = 3.26 * 10^{10} m^3 = 1.2 TCF$$

$$GOES = 1.2 TCF$$

Esto nos indica que las reservas en este reservorio son muy grandes esto justifica porque es tan importante su estudio ahora veremos cuanto de hidrocarburo tenemos por recuperar, para esto tenemos la siguiente ecuación:

$$\text{Recuperación final} = GOES * FR \quad (3.3)$$

$$\text{Recuperación final} = 1.2 * 0.55 = 0.66 \text{ TCF}$$

$$\begin{aligned} RESERVAS &= 1.2 - 0.66 \text{ TCF} \\ RESERVAS &= 0.54 \text{ TCF} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Las reservas por recuperar en total es un 0.54 TCF lo cual hace que la implementación de la estimulación por fracturamiento hidráulico sea justificado y sea de carácter positivo ya que el propósito es incrementar el factor de recobro en un 15 – 25 %

3.4.7. Cálculo del Daño a la Formación

El daño a la formación es un factor adimensional cuyo valor cuantifica el nivel de daño producido en la formación este valor se calcula con la siguiente ecuación.

$$S = \frac{K * h * P_s}{144.2 * q * \beta * \mu} \quad (3.5)$$

Donde:

S: daño a la formación

K: permeabilidad en md

H: profundidad del pozo

Ps: presión estática del reservorio en psi

β : Factor volumétrico

μ : Viscosidad cp

q: caudal Bbl 0.9875 MMPCD=219.16 Bbl (tabla 3.1 último dato de producción del pozo)

$$S = \frac{310 * 5440 * 3.28}{144.2 * (219.16 * 10^6) * 1.3 * 0.25} * 6563$$

$$S = 3.53$$

Tabla 3.9 Valor típicos de daño (skin)

Condición del pozo	Valor de S
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Fuente: fracturing engineering manual Treatment design 1998

Con el valor resultado obtenido sobre el daño de 3.53 se podría decir que el mismo si existe, está en la actualidad en el pozo como se demuestra en la tabla 3.9. El cual indica que cualquier resultado que sea mayor a cero se lo considera como daño ala formación y por ende la importancia de reducción de la misma ya que esta causa problemas en la producción del pozo haciendo así un pozo sin tanta rentabilidad.

3.5. ANALISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la evaluación de las propiedades termodinámicas del fluido y petrofísicas del reservorio Huamampampa H3 son las siguientes

Se demostró que el reservorio de estudio es uno de gas y condensado esto gracias a cálculo de la gravedad API que nos dio un valor de 56 y el GOR es 35000 scf/Bbl el cual de acuerdo con los parámetros establecidos en la tabla 3.4 nos ayudó a afirmar esto.

Dentro del cálculo de las propiedades petrofísicas se tuvo que tener datos adicionales, existentes de la formación y en base a estos hacer el cálculo de los más importantes

como fue el caso de la porosidad que nos da un valor 4 %, este valor es relativamente pobre esto se justifica por con el alto valor de la permeabilidad, además se obtuvo datos de gravedad específica y otros que se muestran en la tabla 3.5. todos estos datos calculados y obtenido nos ayudaron al momento de realizar el cálculo del GOES y poder demostrar que si existen reservas remanentes pudiendo así decir que el reservorio sigue teniendo un potencial hidrocarburífero bueno ya que el valor encontrado de reservas es de 0.54 TCF lo cual hace factible el proyecto.

Posteriormente se hizo el cálculo del daño actual en la formación que nos da un valor de 3.53 que nos indica que es un pozo dañado y por ende se debe reducir este valor con ayuda del polímero y la estimulación por fracturamiento.

3.6. SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y ADITIVOS

Para la selección se consideró el más apropiado bajo los conceptos de estructura y daño a la formación que se observaron.

3.6.1. Información de la tubería de Revestimiento

Para tener una idea de cuánto de fluido de fracturamiento ingresará debemos conocer el volumen total de la cañería mediante información de la Tabla 3.10 sobre el Liner y los diámetros y profundidad a la cual se planea fracturar.

Tabla 3.10 Información de la tubería de revestimiento SAL X14

Side Track 2 KOP @4100 m		
Profundidad TMD	Liner OD	Liner ID
4694.8 m	7"	6.184"

Fuente: Resumen Informe Geológico Final Pozo SAL-14

3.6.2. Selección del fluido de fracturamiento

El tipo de fluido fracturante utilizado en nuestro tratamiento será base agua por la necesidad de nuestro tratamiento, además por las ventajas que presentan al momento

de su obtención, sus costos y el impacto ambiental en comparación del fluido fracturante base aceite.

3.6.3. Selección del polímero

La Tabla 3.11 nos muestra la selección que se realizó tomando en cuenta sus beneficios presentes durante la fracturación.

Tabla 3.11 Selección en comparación general de las propiedades depolímeros solubles en agua

BICPOLÍMEROS	CMC (Carboximetil celulosa)	0.55	3	IC	NS	NS	RF	Fluidos de perforación
	HEC (Hidroxietil celulosa)	0.37	3	C	NS	NS	RF	Aditivos de pérdida de fluido para espaciadores en cementación, fluidos de terminación y reparación, fracturamiento, reducción de fricción en estimulación, recuperación mejorada

Fuente: Oil well stimulation. Schechter S. R.; 1992

De La tabla 3.11 se seleccionó la utilización del polímero Hidroxietil Celulosa, debido a las siguientes ventajas y aplicaciones que presenta.

VENTAJAS

- Ayuda a proporcionar una buena limpieza del hueco, y puede reducir el daño mínimo del agujero.
- Espesar suspensión con ácidos fáciles, enzimas o la degradación oxidante de los hidrocarburos y la maximización de la recuperación de petróleo.
- fluido muy limpio.
- Usado para hidrocarburos livianos.
- Juega el papel de los sedimentos transportados.

APLICACIONES

- Fluidos de terminación y reparación
- Fracturamiento.
- Reducción de fricción por estimulación.
- Recuperación mejorada.

Con las ventajas y aplicaciones que presenta el hidroxietil celulosa podemos decir que este polímero es el más adecuado para nuestro pozo al momento de su selección ya que nuestro principal problema es el daño a la formación.

Ahora las funciones que tendrá el fluido fracturante base agua con la mezcla del polímero serán los siguientes:

- conservar las paredes del pozo
- evitar las pérdidas de presión por fricción en las tuberías y en las fracturas
- hacer una buena limpieza del hueco
- fácil limpieza luego del tratamiento
- principalmente evitar que el daño a la formación incremente, conservando la formación.

Esto para asegurar que desde el momento que se empieza con el fracturamiento hasta que se culmine no existan problemas ni riesgos que afecten a la formación teniendo así una seguridad de que el daño no incremente al momento de empezar la producción.

Calculo del volumen total que se necesitara dentro de la tubería para el llenado y posterior invasión de los fluidos dentro la tubería.

$$V_{Total} = \frac{ID (Liner)^2}{1029.4} * P \quad (3.6)$$

Para esto se toma los datos de la tabla 3.10

$$V_{Total} = \frac{(6.184)^2}{1029.4} * 3694.8 * 3.28$$

$$V_{Total} = 451 \text{ bbl}$$

Se necesitarán 451 bbl para el llenado de la tubería

Cálculo del volumen en BBL necesario del polímero para el fracturamiento hidráulico para esto se tomará los datos del hidroxietil celulosa que se muestran en la tabla 9. El volumen de inyección de agua de 100 Bbl, densidad del polímero 1.038 gr/cc, densidad del agua 1 gr/cc y una densidad total de 1.019 gr/. (MARTÍNEZ Aguilar Maricelly Obtención de un polímero para el recobro mejorado de petróleo: 2014)

$$M_s + m_{H_2O} = m_T \quad (32)$$

$$\rho_s * V_s + V_{H_2O} * \rho_{H_2O} = V_T * \rho_T \quad (3.7)$$

$$V_s + V_{H_2O} = V_T$$

$$V_s = V_t - V_{H_2O} \quad (2')$$

$$\rho_s(V_T - V_{H_2O}) + V_{H_2O} * \rho_{H_2O} = V_T * \rho_T$$

$$\rho_s V_T - \rho_s V_{H_2O} + V_{H_2O} * \rho_{H_2O} = V_T * \rho_T$$

$$\rho_s V_T - V_T * \rho_T = \rho_s V_{H_2O} - V_{H_2O} * \rho_{H_2O}$$

$$V_T(\rho_s - \rho_T) = V_{H_2O}(\rho_s - \rho_{H_2O})$$

$$V_T = \frac{V_{H_2O}(\rho_s - \rho_{H_2O})}{\rho_s - \rho_T}$$

$$V_T = \frac{100 \text{ bbl} \left(1.038 \frac{\text{g}}{\text{cc}} - \frac{1\text{g}}{\text{cc}}\right)}{1.038 \frac{\text{g}}{\text{cc}} - 1.019 \text{ g/cc}}$$

$$V_T = 200 \text{ bbl}$$

$$V_s = V_T - V_{H_2O}$$

$$V_s = 200 - 100 = 100 \text{ bbl}$$

Como se puede apreciar se necesitarán 100 bbl del polímero para esto se hará el cálculo de cuantos sacos se necesitarán entonces:

$$\rho = \frac{M_s}{v} \quad (3.8)$$

$$M = \rho * v = 1.038\text{gr} * 100\text{bbl} * \frac{159}{1\text{bbl}} * \frac{1000\text{cc}}{1\text{L}} = 16504200\text{gr}$$

$$M_s = 16504200\text{gr} * \frac{1\text{Kg}}{1000\text{gr}} * \frac{1\text{saco}}{25\text{kg}} = 660.168 \text{ sacos}$$

$$= 661 \text{ Sacos}$$

Entonces para los 100 bbl se necesitarán 661 sacos del polímero.

Ahora el volumen total será la suma de todos los volúmenes que son 138 bbl para el llenado de la tubería 100 bbl de agua y 100 bbl del polímero el total será:

$$\text{Volumen total será} = 459 + 100 + 100$$

$$\text{Volumen total} = 659 \text{ bbl}$$

3.7. PROCESO DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para esto se debe antes hacer un estudio de la estructura del reservorio

3.7.1. Estructura del Reservorio

El campo San Alberto produce del reservorio Huamampampa (reservorio de devónico) de tres arenas distintas. Los reservorios del devónico de sureste de Bolivia y nor- este argentino se caracteriza por su complejidad, en donde las fuerzas de compresión aplicadas durante el Terciario y el Mesozoico resultaron ser la constructora de la cordillera de los Andes; de causar el plegamiento y fallamiento de formaciones pronunciados que son conocidos como la faja Sub Andina.

Litológicamente conformado por areniscas de grano medio a fino, de color gris olivoa gris oscuro, micáceas, duras, compactas, con algunos niveles de bioturbación, estratificadas en bancos de 2 – 4 metros de espesor en la zona de interés a ser estimulada. Se intercalan con niveles de limonitas, que corresponde con lutitas del mismo color.

Tabla 3.12 Rango Típico para los Valores de Modulo de Young – Relación de Poisson

LITOLOGIA	MODULO DE YOUNG	RELACION DE POISSON
Arenisca débil	$0,1 - 1 * 10^6$	0,2 a 0,35
Arenisca Media	$2 - 5 * 10^6$	0,15 a 0,25
Arenisca Dura	$6 - 10 * 10^6$	0.1 a 0,15
Roca Caliza	$8 - 12 * 10^6$	0,30 a 0,35
Roca Carbón	$0,1 - 1 * 10^6$	0,35 a 0,45
Shale	$1 - 10 * 10^5$	0,28 a 0,43

FUENTE: Petroleum Engineering Handbook, Production Operations Engineering, capítulo IV (Larry W. Lake).

Considerando las características geológicas de la formación Huamampampa H3 se lo clasifica como una arenisca media debido a la presencia de limonitas en su formación, determinando así los valores de Modulo de Young y el radio de Poisson en la tabla 3.12 se determinó los siguientes valores.

- Módulo de Young $5 * 10^6$ Psi
- Relación de Poisson 0,25

3.7.2. Presión de Fractura de la Formación

La presión de fractura de la formación es uno de los parámetros claves usados en el diseño de fracturamiento hidráulico. Considerando que el pozo SAL-X14 produce de la formación Huamampampa H3, se toma la siguiente información de pozo.

Tabla 3.13 Datos del Pozo Sal-X14 para el Cálculo de Pfr

Profundidad(H)	4694.8 m
Módulo De Young	$5 * 10^6 \text{ Psi}$
Relación De Poisson	0,25
Constante De Poro Elástico De Biot (α)	0.72
Densidad Promedio De La Formación (ρ)	47.42 lb/pie ³
Permeabilidad	310 md
Gradiente	0.3678 psi/ft
Presión De Poro	1700 psi
Tensión Tectónica	1000 psi
Profundidad Del Packer	4726,4 m
Resistencia A la Tensión De La Roca	2000 psi
Presión De Fondo De Pozo	6563 psi
Presión Del Reservorio	8437 psi

Fuente: YPFB Petrobras; Informe Final Pozo SAL-X14 2016

- Calculando la Presión de sobrecarga

$$\sigma = \frac{\rho * H}{144} \quad (3.9)$$

$$\sigma = \frac{47.42 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} * 4694.8\text{m} * 3.28\text{pies/m}}{144}$$

$$\sigma = 5070,95 \text{ psi}$$

Se necesita 5070,95 [psi] de presión de exceso para evitar una sobre estimulación dentro de la formación lo cual llega a incrementar el daño.

- Cálculo de la tensión vertical efectiva

$$\sigma' = \sigma - \alpha * Pp \quad (3.10)$$

$$\sigma' = 5070.95 \text{ psia} - 0.72 * 1700 \text{ psia}$$

$$\sigma' = 3846.95 \text{ psia}$$

- Cálculo de la tensión efectiva Horizontal

$$\sigma' = \frac{\nu}{1-\nu} * \sigma' \quad (3.11)$$

$$\sigma' = \frac{0.25}{1 - 0.25} * 3846.95 \text{ psia}$$

$$\sigma' = 1436.19 \text{ psia}$$

Estos esfuerzos calculados de 35 y 36 son los esfuerzos necesarios en presión que la formación debe resistir al momento de realizar la estimulación para así evitar incrementar el daño y minimizar los costos de inyección de un aditivo

- Cálculo de la tensión horizontal mínima

$$\sigma_h \text{ min} = \sigma' + \alpha * P_p \quad (3.12)$$

$$\sigma_h \text{ min} = 1436,19 \text{ psia} + 0.72 * 1700 \text{ psia}$$

$$\sigma_h \text{ min} = 2660,19 \text{ psia}$$

- Cálculo de la máxima tensión horizontal

$$\sigma_h \text{ max} = \sigma_h \text{ min} + \alpha_{tec} \quad (3.13)$$

$$\sigma_h \text{ max} = 2660,19 \text{ psia} + 1000 \text{ psia}$$

$$\sigma_h \text{ max} = 3660,19 \text{ psia}$$

- Calculando la Presión de Fractura de la Formación

$$P_{fr} = 3\sigma_{hmin} - \sigma_{hmax} + T_0 - P_p \quad (3.14)$$

$$P_{fr} = 3 * 2660,19 \text{ psia} - 3660,19 \text{ psia} + 2000 \text{ psia} - 1700 \text{ psia}$$

$$P_{fr} = 4620,38 \text{ psia}$$

Con este valor de la presión de fractura podemos decir que está dentro del rango establecido para una estimulación por fracturamiento hidráulico el cual se muestra en la tabla 2.2 donde el rango de presión para una estimulación por fracturamiento hidráulico de 3500- 7000 psi si sobrepasa este valor se considera un fracturamiento hidráulico para reservorios no convencionales.

Gradiente de fractura

$$G_{fr} = \frac{P_{fr} \text{ (psi)}}{H \text{ (ft)}} \quad (3.15)$$

$$G_{fr} = \frac{4620,38 \text{ psi}}{(4694,8 \text{ m} * 3.28 \frac{ft}{m})}$$

$$G_{fr} = 0.30$$

Figura 3.14 Gradiente de Fractura

Pozo	LOT/FIT	TVD (m)	EMW (lpg)	Formación
SAL-X10	FIT	726	10,10	Tarija
	LOT	1.439	12,10	Iquiri
	FIT	3.027	17,35	Los Monos
	LOT	4.060	13,29	H1
	LOT	5.073	14,43	Santa Rosa
SAL-X11	LOT	2.582	15,41	Los Monos
	LOT	4.316	12,93	H1
	LOT	5.090	15,19	Icla Lower
SAL-X12	LOT	1.413	13,94	Iquiri
	LOT	2.793	14,77	Los Monos
	LOT	4.047	13,94	H1
	LOT	4.929	14,96	Santa Rosa
SAL-13	LOT	1.332	15,50	Iquiri
	LOT	2.497	16,28	Los Monos
	LOT	3.973	14,59	H1
	LOT	5.034	13,48	Icla 2
SAL-14	LOT	1.272	13,57	Iquiri
	FIT	2.601	17,74	Los Monos
	LOT	3.958	14,53	H1
SAL-15	LOT	1.742	11,08	Iquiri
	LOT	2.804	14,56	Los Monos
SAL-16	FIT	1.929	13,50	Los Monos
	FIT	2.797	14,30	Los Monos

Fuente: After Clark, N.J. Elementos de Reservorios De Petróleo, Spe, 1969

-Cálculo de la geometría de la fractura

Para el cálculo de la geometría de la fractura se debe determinar el propanante a utilizar, como tenemos un pozo profundo y tiene una alta presión, se determinó el propanante de **arena de cerámica** de densidad media-alta utilizado específicamente para formaciones de Shale gas de pozos profundos.

Tabla 3.14 Datos del Propanante Arena De Cerámica

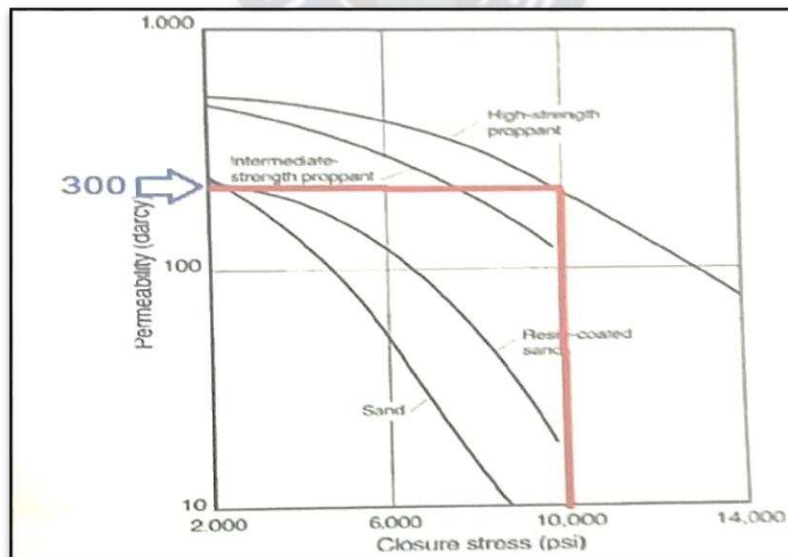
DENSIDAD	115.5 lb/ft³
DENSIDAD APARENTE	3.0
ESFERICIDAD	0.9
SOLUBILIDAD DEL FLUIDO	0.5
MALLA	40/70
PRESION DE CIERRE	10000 psi
MASA DEL PROPANANTE	80000 lb

Fuente: Material Apuntalante Para Fracturamiento Hidráulico, Empresa Alibaba Especialista en Fracturamiento

Arena de cerámica es ampliamente utilizada en los campos de petróleo y gas, pozos profundos. Es por tal motivo de su elección. Además, tiene alta resistencia a la compresión, pequeño volumen, alta capacidad de desvío, es el mejor producto que fractura grietas en formación que contiene gas y petróleo.

- Calculo de la Permeabilidad del Propanante

Figura 3.15 Relación Entre El Esfuerzo Efectivo Horizontal y la permeabilidad Del Propanante



Fuente: Apuntes De Producción Petrolera IV. Ingeniero Carlos Torrico Borja
Mediante la gráfica anterior se determinó: $K_{prop} = 300 \text{ darcys} = 300000 \text{ md}$

- Cálculo del volumen del propanante

$$V_{propanante} = \frac{m_{propanante}}{\rho_{propanante} * (1 - 0.50)} \quad (3.16)$$

$$V_{propanante} = \frac{80000 \text{ lb}}{115,5 \text{ lb/ft}^3 * (1 - 0.50)}$$

$$V_{propanante} = 1385.28 \text{ ft}^3$$

- Cálculo del número del Agente de Sostén (propanante)

$$N_{prop} = \frac{2 * Kp * V_{pro}}{K * Vt} \quad (3.17)$$

Vt = volumen total de la roca o reservorio (tabla 3.5) y permeabilidad de la tabla (3.13)

$$N_{prop} = \frac{2 * 300000 * 1385.28}{310 * (3.840 * 10^9)}$$

$$N_{prop} = 0.000698$$

- Cálculo de la conductividad de la Fractura

$$(FCD (opt)) = (1.6 + e^{\left(\frac{-0.583 + 1.48 \ln(N_{prop})}{1 + 0.142 \ln(N_{prop})}\right)}) \quad (3.18)$$

$$FCD (opt) = 1.6$$

Tabla 3.15 Razón de N propanante

si $N_{prop} < 0.1$
si $0.1 < N_{prop} \leq 10$
si $N_{prop} > 10$

Fuente: Apuntes Producción Petrolera IV

El valor obtenido del N_{prop} mediante cálculos es de 0.00070 por lo cual según se puede observar el valor óptimo de FCD (conductividad Adimensional de Fractura) es de 1.6

$$N_{prop} = 0.0007 < 0.1 \rightarrow FCD = 1.6$$

- Cálculo de la Longitud y el Ancho Optimo de la Fractura

$$W = \left(\frac{FCD * K * V_{prop}}{2 * Kp * h} \right)^{0.5} \quad (3.19)$$

Donde:

W = ancho de la fractura, in

h = espesor de la roca, ft (tabla 3.5)

$$W = \left(\frac{1.6 * 310 * 1385.24}{2 * 300000 * 143 * 3.28} \right)^{0.5}$$

$$W = 0.04 \text{ ft}$$

- Cálculo de la Longitud Óptima half wing de la Fractura

$$X = \left(\frac{Kp * V_{pro}}{2 * FCD * K * h} \right)^{0.5} \quad (3.20)$$

$$X = \left(\frac{300000 * 1385.24}{2 * 1.6 * 310 * (143 * 3.28)} \right)^{0.5}$$

$$X = 29.9 \text{ ft}$$

- Cálculo de la Inclinación de la Fractura

$$\text{Inclinación de la Fractura} = \frac{Pf}{Hpk} \quad (3.21)$$

Donde:

Hpk = profundidad del Packer, ft

Pf = presión de fondo, psi

$$\text{Inclinación de la Fractura} = \frac{15502,592}{17843.20} = 0.86$$

- Inclinación de Fractura > 1 Fracturas creadas son verticales
- 0.7 < Inclinación de Fractura < 1 Fracturas creadas son oblicuas
- Inclinación de Fractura < 0.7 Fracturas creadas son horizontales.

Como la inclinación de fractura hallada es menor que 0.7 entonces la fractura a realizar es horizontal.

3.8. ANALISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la realización del fracturamiento hidráulico empleando el polímero hidroxietil celulosa para poder controlar y reducir el daño a la formación son los siguientes; primero se realizó la selección del tipo de fluido inyector en nuestro caso es un fluido base agua luego se seleccionó el tipo de aditivo que se utilizara para nuestro proyecto se empleara el polímero.

Hidroxietil celulosa el cual presenta mayores ventajas para nuestro tratamiento al momento de su selección además que sus características son las más cercanas a las del pozo. Ya que sus aplicaciones especialmente son para la recuperación de gas y condensado.

En el proceso de fracturamiento hidráulico se realizó los cálculos para tener la presión de fractura gradiente de fractura la longitud el ancho etc., estos valores nos ayudaran a calcular al caudal máximo de producción y posteriormente compararlo con el actual esto gracias al software Prosper.

3.9. SIMULACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER

Antes de realizar la simulación se debe calcular el AOF actual del reservorio

3.9.1. Cálculo del AOF (máxima tasa de flujo) actual del reservorio Huamampampa H3 utilizando el software Prosper

El cálculo del AOF (máxima tasa de flujo) para el reservorio Huamampampa H1B será realizado mediante el software Prosper, para lo cual se necesitará de la siguiente tabla de datos:

Tabla 3.16 DATOS PVT

Presión del Separador 1500 psia	
Temperatura del Separador	120 F
GOR	35000 PCD/BBL
Dewpoint Reservorio	3500 psia
GOR Tanque	1
Salinidad del Agua	0 ppm
Presión del Reservorio	8437 psia
Temperatura del Reservorio	290 F
Permeabilidad	310 md

Fuente: YPFB Petrobras; Informe Final Pozo SAL-X14 2016

Los datos anteriores fueron extraídos de las pruebas PVT de la formación Huamampampa H3. Mediante estos datos se calculará la curva IPR, para iniciar la simulación se debe insertar los datos del fluido.

Figura 3.16 Descripción del pozo sal-x14

System Summary (untitled)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description

Fluid: Retrograde Condensate

Method: Black Oil

Separator: Multi-Stage Separator

Hydrates: Disable Warning

Water Viscosity: Use Default Correlation

Water Vapour: No Calculations

Calculation Type

Predict: Pressure and Temperature (offshore)

Model: Rough Approximation

Range: Full System

Output: Show calculating data

Well

Flow Type: Tubing Flow

Well Type: Producer

Well Completion

Type: Cased Hole

Sand Control: None

Artificial Lift

Reservoir

Inflow Type: Single Branch

User information

Company: YPFB REPSOL

Field: SAN ALBERTO

Location: TARMA

Well: SAL X14

Platform:

Comments (Cntl-Enter for new line)

FUENTE: Software Prosper

Figura 3.17 Introducción de los datos pvt

PVT - INPUT DATA (para tesis final.Out) (Condensate - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables

Input Parameters

Separator Pressure	1514.7	psig
Separator Temperature	150	deg F
Separator GOR	35000	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.654	sp. gravity
Tank GOR	1	scf/STB
Tank Gas Gravity	0.6	sp. gravity
Condensate Gravity	56	API
Water to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Water Salinity	0	ppm

Reservoir Data

Dewpoint at Reservoir Temp	3150	psig
Reservoir Temperature	290	deg F
Reservoir Pressure	8437	psig

Correlations

Gas Viscosity: Lee et al

Impurities

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	1.82	percent
Mole Percent N2	0.66	percent

FUENTE: Software Prosper

A continuación, se elegirá el modelo de reservorio para obtener la curva IPR el modelo que fue elegido es del de back pressure ya que nuestro pozo es de alta presión de alta profundidad.

Figura 3.18 Selección del modelo

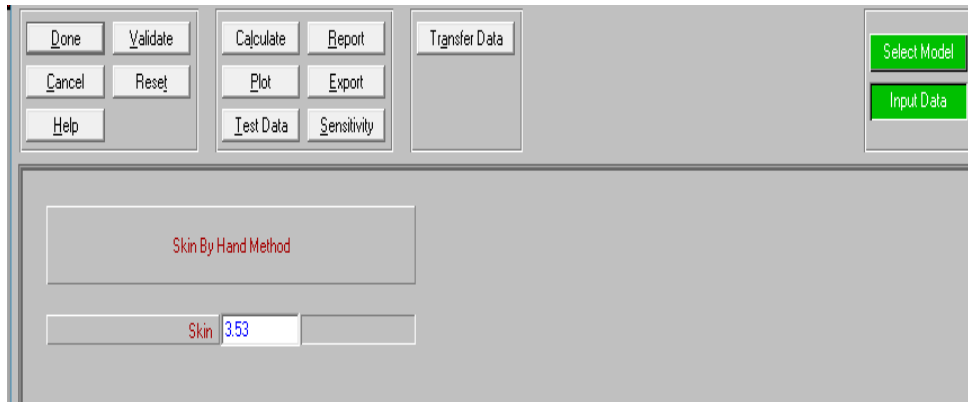
The screenshot shows the 'Model and Global Variable Selection' window. At the top, there are several buttons: Done, Validate, Calculate, Report, Transfer Data, Cancel, Reset, Plot, Export, Test Data, Sensitivity, Select Model, and Input Data. The main area is divided into three columns: 'Reservoir Model', 'Mechanical / Geometrical Skin', and 'Deviation and Partial Penetration Skin'. The 'Reservoir Model' list includes options like Jones, Forchheimer, Back Pressure (selected), C and n, MultiRate C and n, MultiRate Jones, External Entry, Petroleum Experts, Hydraulically Fractured Well, Horizontal Well - No Flow Boundaries, MultiLayer Reservoir, Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore, SkinAide (ELF), Dual Porosity, Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures, MultiLayer - dP Loss In WellBore, Modified Isochronal, Forchheimer With Pseudo Pressure, and MultiRate Forchheimer With Pseudo Pressure. The 'Mechanical / Geometrical Skin' list includes Enter Skin By Hand (selected), Locke, MacLeod, and Karakas+Tariq. Below these lists is a table of input variables:

Reservoir Pressure	8437	psia
Reservoir Temperature	290	deg F
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Total GOR	35000	scf/STB
Compaction Permeability Reduction Model	No	

FUENTE: Software Prosper

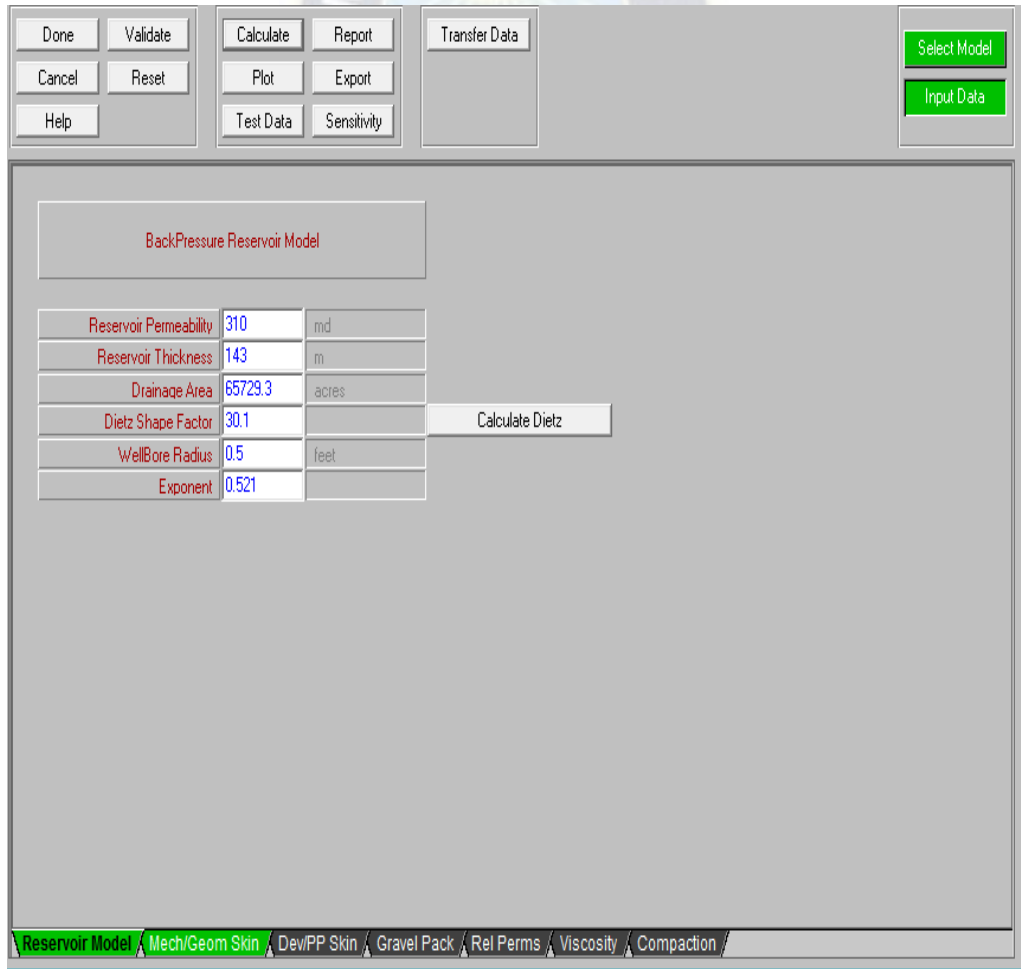
Después se introduce los datos requeridos para este modelo, con el valor de Skin que se obtuvo analíticamente de 3.53

Figura 3.19 Introducción de daño a la formación



Fuente: Software Prosper

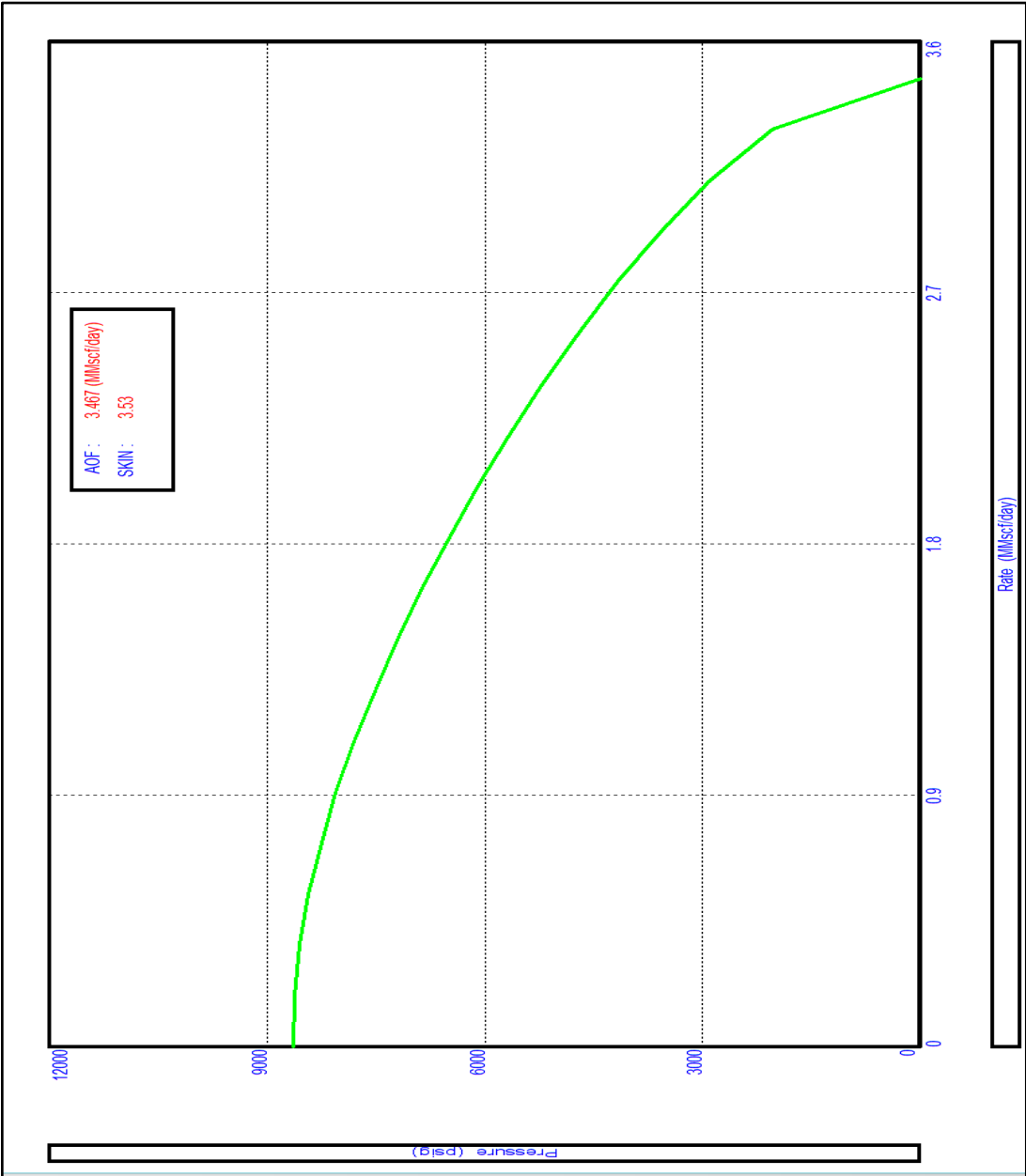
Figura 3.20 Introducimos los datos obtenidos



Fuente: Software Prosper

Una vez introducidos los datos dentro del software Prosper procedemos a plotear los mimos de tal manera que se obtenga la gráfica IPR (Relación comportamiento de la producción y caída de presión), utilizada para evaluar el rendimiento del pozo al representar gráficamente la tasa de producción del contra la presión de flujo de fondo de pozo, donde se puede apreciar el valor de AOF.

Figura 3.21 Grafica del AOF del pozo sal-x14



Fuente: Software Prosper

En la figura 3.21. podemos ver que el AOF es cercano al obtenido en el informe de la compañía Repsol lo cual demuestra que es un dato aceptable.

3.9.2. Cálculo del AOF del reservorio Huamampampa H3 utilizando el software Prosper luego del fracturamiento

Figura 3.22 Descripción Del Pozo Sal-X14

The screenshot displays the 'System Summary' window in the Prosper software. The window title is 'System Summary (untitled)'. At the top, there are buttons for 'Done', 'Cancel', 'Report', 'Export', 'Help', and 'Datestamp'. The main area is divided into several sections:

- Fluid Description:** Fluid: Retrograde Condensate; Method: Black Oil; Separator: Multi-Stage Separator; Hydrates: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Water Vapour: No Calculations.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (offshore); Model: Rough Approximation; Range: Full System; Output: Show calculating data.
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch.
- User information:** Company: YPFB REPSOL; Field: SAN ALBERTO; Location: TARIJA; Well: SAL X14; Platform: (empty).
- Comments:** A text area for entering comments, with a note '(Ctrl+Enter for new line)'.

Fuente: Software Prosper



Figura 3.23 Introducción De Los Datos PVT

PVT - INPUT DATA (para tesis final.Out) (Condensate - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables

Input Parameters:

Separator Pressure	1514.7	psia
Separator Temperature	150	deg F
Separator GOR	35000	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.654	sp. gravity
Tank GOR	1	scf/STB
Tank Gas Gravity	0.6	sp. gravity
Condensate Gravity	56	API
Water to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Water Salinity	0	ppm

Reservoir Data:

Dewpoint at Reservoir Temp	3150	psia
Reservoir Temperature	290	deg F
Reservoir Pressure	8437	psia

Correlations:

Gas Viscosity: Lee et al

Impurities:

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	1.82	percent
Mole Percent N2	0.66	percent

Fuente: Software Prosper

A continuación, se elegirá el modelo de reservorio para poder obtener la curva IPR, el modelo que fue elegido fue el de back pressure $BHP = MW + \text{Fricción} + SBP$, además nuestro pozo es HPHT vale decir es un pozo de alta presión y tiene una profundidad considerable.

Figura 3.24 Selección del modelo del reservorio

Done Validate Calculate Report Transfer Data Select Model
 Cancel Reset Plot Export Input Data
 Help Test Data Sensitivity

Model and Global Variable Selection

Reservoir Model

- Jones
- Forchheimer
- Back Pressure
- C and n
- MultiRate C and n
- MultiRate Jones
- External Entry
- Petroleum Experts
- Hydraulically Fractured Well
- Horizontal Well - No Flow Boundaries
- MultiLayer Reservoir
- Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore
- SkinAide (ELF)
- Dual Porosity
- Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures
- MultiLayer - dP Loss In WellBore
- Modified Isochronal
- Forchheimer With Pseudo Pressure
- MultiRate Forchheimer With Pseudo Pressure

Mechanical / Geometrical Skin

Enter Skin By Hand

Deviation and Partial Penetration Skin

Reservoir Pressure	8437	psia
Reservoir Temperature	290	deg F
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Total GOR	35000	scf/STB
Compaction Permeability Reduction Model	No	

Fuente Programa Prosper

Figura 3.25 Introducimos los datos calculados del fracturamiento

Flow Performance Relation (IPR) - Input Data

Done Validate Calculate Report Transfer Data

Cancel Reset Plot Export

Help Test Data Sensitivity

Select Model
Input Data

Hydraulically Fractured Well Model

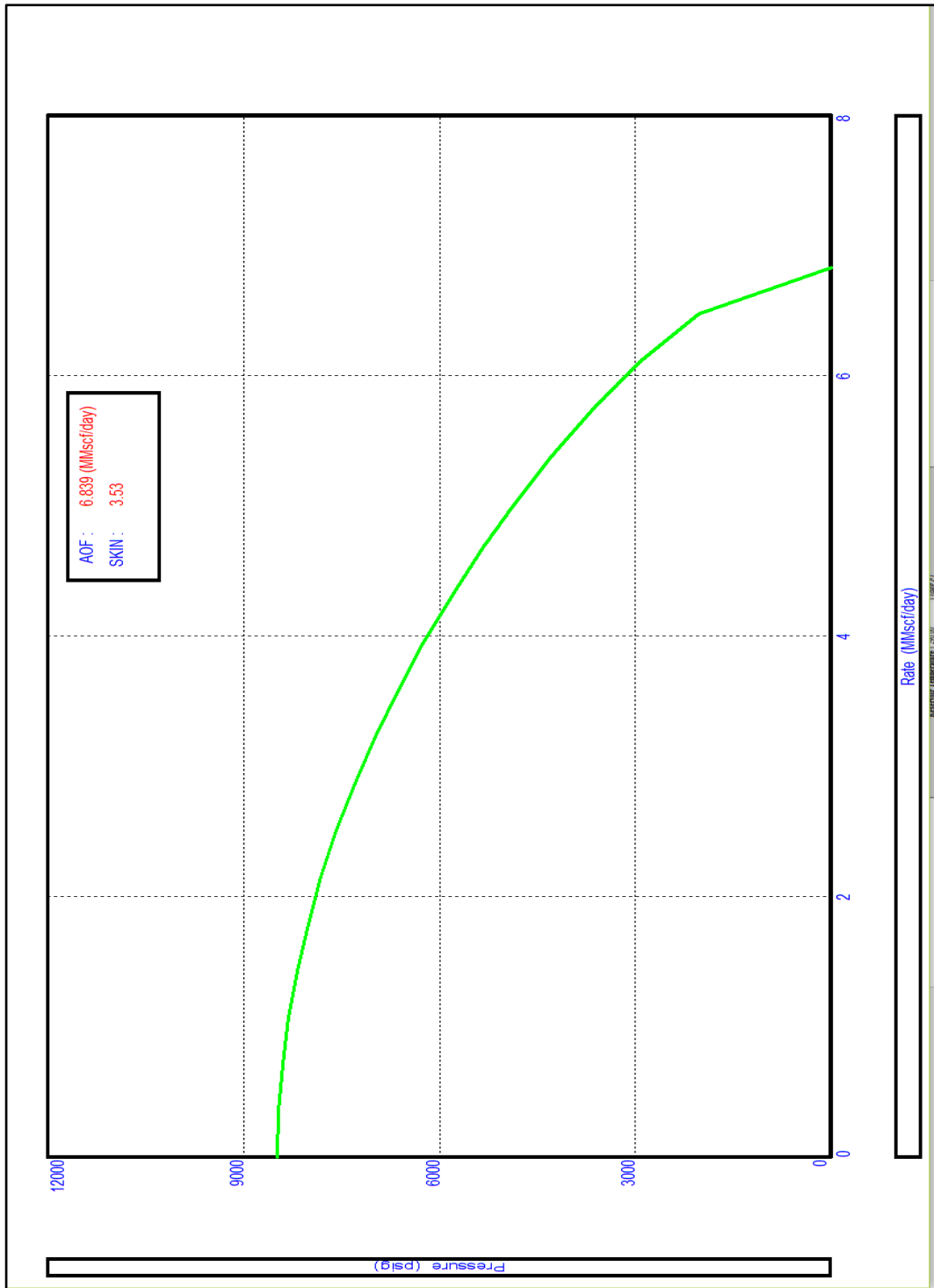
Reservoir Permeability	310	md	
Reservoir Thickness	143	m	
Drainage Area	65729.3	acres	
Dietz Shape Factor	30.1		Calculate Dietz
WellBore Radius	25.5	feet	
Time Since Production Started	1	days	
Reservoir Porosity	0.04	fraction	
Fracture Height	0.04	feet	
Fracture Half Length	29.9	feet	
Dimensionless Fracture Conductivity	1.6		
Connate Water Saturation	0.03	fraction	
Non-Darcy Flow Factor (D)	7.47918	1/(Mscf/day)	
Non-Darcy Flow Factor (D)	Calculated		▼
Permeability Entered	Total Permeability		▼

Reservoir Model
Mech/Geom Skin
Dew/PP Skin
Gravel Pack
Rel Perms
Viscosity
Compaction

Fuente: Software Prosper

Una vez introducidos los datos dentro del software Prosper procedemos a plotear los mismos de tal manera que se obtenga la gráfica IPR (Relación comportamiento de la producción y caída de presión), utilizada para evaluar el rendimiento del pozo al representar gráficamente la tasa de producción del contra la presión de flujo de fondo de pozo, donde se puede apreciar el valor de AOF.

Figura 3.26 Gráfica IPR del pozo sal-x14



Fuente: Software Prosper

Figura 3.27 Datos de la gráfica ipr del pozo sal-x14

Reservoir Model	Hydraulically Fractured Well	
Non-Darcy Flow Factor Method	Calculated	
Permeability Entered	Total Permeability	
Absolute Open Flow (AOF)	6.738	(MMscf/day)
Reservoir Pressure	8437.00	(psig)
Reservoir Temperature	290.00	(deg F)
Water-Gas Ratio	0	(STB/MMscf)
Reservoir Permeability	310.00	(md)
Reservoir Thickness	143.0	(m)
Drainage Area	65729.3	(acres)
Dietz Shape Factor	30.10	
Wellbore Radius	25.500	(feet)
Reservoir Porosity	0.04	(fraction)
Time	1.00	(days)
Fracture Height	0.012192	(m)
Fracture Half Length	9.1	(m)
Dimensionless Fracture Conductivity	1.6	
Connate Water Saturation	0.03	(fraction)
Non-Darcy Flow Factor (D)	7.85915	(1/(Mscf/day))
Calculated Non-Darcy Coefficient (Beta)	50012376	

Fuente: Software Prosper

Mediante el fracturamiento hidráulico se obtuvo un AOF de 6.839 MMSCF el cual esto demuestra que es mayor al que se tiene que es 3.5 MMSCF (Figura 3.26) en el reservorio Huamampampa H3.

3.9.3. Cálculo del Daño a la formación post fracturamiento hidráulico

Antes de esto se debe realizar los cálculos de la nueva permeabilidad y del caudal aproximado que se tendrá será:

3.9.4. Calculo del Caudal

Para esto se tomará los datos de la última producción de la tabla 3.1 donde la última producción registrada fue 0.9875 MMpcd, de los AOF (caudal máximo de producción) actual y calculado que son 3.5 MMpcd y 6.839 MMpcd donde: Aumento será:

$$\% \text{ de Incremento} = AOF \text{ (dato)} * \frac{100}{AOF \text{ caculado (simulador)}} \quad (3.22)$$

$$\% \text{ de Incremento} = 3.5 \text{ MMpcd} * \frac{100}{6.839 \text{ MMpcd}} = 51.17\%$$

Para ver el incremento de producción diaria

$$\text{incremento caudal diario de producción} = \text{ultima producción} * \frac{51.17}{100} \quad (3.23)$$

$$\text{incremento caudal diario de producción} = 0.9875 \text{ MMpcd} * \frac{51.17}{100}$$

$$\text{incremento caudal diario de producción} = 0.51 \text{ MMPCd}$$

$$\begin{aligned} \text{Nuevo caudal diario de producción} \\ = \text{incremento caudal diario de p.} + \text{ultima producción} \end{aligned}$$

$$\text{Nuevo caudal diario de producción} = 0.9875 \text{ MMpcd} + 0.51 \text{ MMpcd} = 1.5 \text{ MMpcd}$$

Esto equivale a 11.79MMPCD

3.9.5. Calculo de la nueva Permeabilidad

$$v = \frac{k * \Delta P}{\mu * Lf} \quad (3.24)$$

Donde despejamos k (permeabilidad)

$$k = \frac{v * \mu * Lf}{\Delta P} \quad (3.25)$$

Donde

V: velocidad del fluido cm/s

μ : Viscosidad cp.

L: longitud tabla 3.14 en cm

ΔP : (Pr-Pfw) tabla 16 = (8437-6563) =1874 psia= 127.52 atm

Entonces sabemos que $v = q/a$

$$k = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (3.26)$$

$$k = \frac{11.59 * 10^6 * 0.25 * 4.12e^6}{2.66e^{11} * 127.52} = 0.352 \text{ Darcy}$$

3.9.6. Cálculo del daño a la formación

es un factor adimensional cuyo valor cuantifica el nivel de daño producido en la formación este valor se calcula con la siguiente ecuación

$$S = \frac{K * h}{144.2 * q * \beta * \mu} * P_s \quad (3.27)$$

Donde:

S: daño a la formación

K: permeabilidad en md

H: profundidad del pozo

Ps: presión estática del reservorio en psi

β : Factor volumétrico

μ : Viscosidad cp

q: caudal Bbl 4.5 MMPCD = 801424.7551 BBLD

$$S = \frac{352 * 4726.4 * 3.28}{144.2 * 801424.7551 * 0.28 * 1.3}$$
$$S = 0.12$$

3.10. ANALISIS DE RESULTADOS

SIN FRACTURAMIENTO	CON FRACTURAMIENTO
Para hacer el análisis se tomó como Parámetro fundamental la última	Se hace los cálculos de la estimulación por fracturamiento hidráulico como la
<p>producción y la tasa de producción máxima (AOF) donde el valor de este es 0.9875 MMpcd el cual tiene un daño calculado de 3.5 el cual este provoca una declinación en la producción comose ve en la tabla 42 donde se ve la caída de la producción conforme el tiempo es por eso de su implementación necesaria de un método de recuperación además que se tiene una como data una ultimas producción de 0.9875 MMPCD</p>	<p>presión de fractura el ancho y largo de la fractura y con estos valores poder incrementar la producción, una demostración más clara se la hace con el software Prosper el que nos permitió calcular en nuevo AOF que nos da como resultado 6.839 MMPCD este es un incremento del 51.2 % al AOF que se tenía antes del fracturamiento con esto se reduce el daño a 2.035 lo cual es bajo además que se incrementa la producción de 0.9875 MMPCD a 4.5MMPCD</p>

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

4.1. EVALUACION DEL PROYECTO

Para la evaluación del proyecto y factibilidad se procedió al análisis económico.

4.1.1. Análisis económico

El análisis económico para el presente estudio se lo realizó tomando en cuenta los resultados obtenidos al realizar la simulación del fracturamiento en el pozo SAL-X14. Considerándose para dicho efecto las inversiones OPEX (operational expenditures) Y CAPEX (capital expenditures) que se necesitaran durante la vida útil del proyecto, con el cual se podrá obtener una mayor recuperación de gas del pozo.

Los métodos de análisis para la evaluación económica de proyectos son diversos, sin embargo, el método que se utilizara para el proyecto es el de Relación costo beneficio.

Tabla 4.1 Condición inicial y estimación de la producción del año 2021

Año	Producción sin Fracturamiento	Producción con Fracturamiento	Incremento de la Producción
2021	0.9875 MMPCD	6.839 PCD	4.5 MMPCD

Fuente: Elaboración propia en base a los resultados

4.1.2. Ingresos del proyecto

Para el cálculo de ingresos del proyecto se debe utilizar la fórmula de tasa de producción anual, tomando en cuenta los factores de declinación a lo largo de los años que se irá produciendo.

$$Q_p = Q_i e^{-Dt}$$

Donde:

Qp: Tasa de producción anual

D: declinación tanto por uno

Qi: Tasa de producción referencial

t: tiempo en años (se inicia con t=0, pero cada año se suma 1)

Tabla 4.2 Desarrollo del caudal de producción

Fórmula sin fracturamiento		Fórmula con Fracturamiento	
$Qp = 0.9875MMPCD * e^{-0.12*t}$		$Qp = 1.5MMPCD * e^{-0.12*t}$	
Donde "t" ira aumentando para cada año en más +1		Donde "t" ira aumentando para cada año en más +1	
AÑO	Producción sin fracturamiento en MMPC ANUAL	Producción con fracturamiento en MMPC ANUAL	Incremento de la Producción en MMPC ANUAL
2021	312,67	475,20	162,5
2022	275,00	417,72	142,7
2023	241,86	367,39	125,5
2024	212,72	323,12	110,4
2025	187,09	284,19	97,1
2026	164,55	249,95	85,4
2027	144,73	219,84	75,1
2028	127,29	193,35	66,1
2028	111,95	170,05	58,1
2029	98,46	149,57	51,1
2030	86,60	131,55	44,9
2031	76,17	115,70	39,5
2032	66,99	101,76	34,8
2033	58,92	89,50	30,6

2034	51,82	78,71	26,9
2035	45,58	69,23	23,7

Fuente Elaboración propia en base a los cálculos

4.1.3. Gastos o Inversión Del Proyecto

Para la realización de la estimulación por fracturamiento hidráulico empleando el polímero hidroxietil celulosa deben tener en cuenta los siguientes rubros: costos del trabajo de fracturamiento, registros o pruebas adicionales que se van a realizar al pozo y los costos de la utilización del polímero.

Tabla 4.3 Gastos de un fracturamiento hidraulico

PROCESO	SERVICIO	COSTO \$US
PRUEBA	Build Up	28.000
HERRAMIENTAS (1)	RBD Packer para sarta de fractura	38.500
BOMBA DE INYECCION (2)	Materiales de control de pozo	280.416
	Forzamiento (3)	20.000
	Data frac (Quima,) (4)	70.000
	Fractura (Quim,) (5)	160.000
	Otros (6)	25.000
SERVICIOS	Instrumentación, Automatización y control	30.640
POLIMERO	Hidroxietil celulosa (7)	107.413
	TOTAL	741.969

Fuente: Plan de Fracturamiento Hidráulico SLB

- 1 Herramientas de intervención y de fracturamiento estas serán slike line inyección de fluido sondeo

- 2 Los materiales de control de pozo serán el fluido de fracturamiento
- 3 Es el agente que se necesita en fondo de pozo para poder realizar la fractura inducida en la formación.
- 4 Es el principal aditivo para el agente fracturante que se utilizara para poder llegara las zonas de interés y poder minimizar la perdida de fluido y garantizar que la fractura sea homogénea.
- 5 El costo de la fractura se da porque se requiere inyectar continuamente el agenteapuntalante para poder inyectar los baches de agua y no dañar la formación.
- 6 Problemas que se pueden presentar al momento de la ejecución del proyecto.
- 7 Este costo sale de la cantidad de POLIMERO que necesitamos que son 100bbl y el costo para este volumen se lo realizara con los sacos calculados entonces tenemos.

$$\text{costo} = 661 \text{ sacos} * \frac{162.5 \$}{1 \text{ sacos}} = 107412.5$$

4.1.4. Inversión total por cada año de ejecución de las actividades

En la siguiente tabla se observa los costos de las actividades a realizar para su fundamento como ser gastos de fracturamiento, Evaluación Ambiental. Administrativos y Servicios.

Tabla 4.4 Inversión por cada año de ejecución

Actividad/Año	Costos	2021	2022
Gastos de Fracturamiento	741,969 M USD		741,969
Evaluación Ambiental	3,6 M USD	3.6	
Administración y servicios	2,028 M USD	2,028	
Total Inversión		5,628	741,969

Fuente: Elaboración Propia en base al libro de preparación y evaluación de proyectos Chambi 2020

4.1.5. Análisis del incremento de Producción

Para el análisis de la producción se tomará como parámetro la cantidad de gas exportado al Brasil en la actualidad suponiendo que esta se mantenga constante en el tiempo.

Basados en los datos de exportación de gas al Brasil tenemos el valor económico al precio actual del gas natural exportado y contemplando un escenario en el cual la exportación continúe constante.

Para esto tenemos un que tomar en cuenta el incremento que se tuvo con el fracturamiento hidráulico que va de 0.9875 MMPCD a 1.52 MMPCD con estos valores podemos hacer los siguientes cálculos para poder compararlos y demostrar las ganancias para esto se tomara como parámetro el precio de venta de gas a Brasil.

- Antes del fracturamiento hidráulico

$$0.9875 \text{ MMPCD} * \frac{1.030 \text{ MMBTU}}{1 \text{ MMPCD}} = 1.017 \text{ MMBTU}$$

$$1.017 \text{ MMBTU} * \frac{8.58 \text{ USD}}{1 \text{ MM BTU}} = 8.720 \text{ USD/DIA}$$

$$8720 \frac{\text{USD}}{\text{DIA}} * \frac{365 \text{ DIAS}}{1 \text{ AÑO}} = 3.182.800 \text{ USD/AÑO}$$

- Con el fracturamiento hidráulico

$$1.52 \text{ MMPCD} * \frac{1.030 \text{ MMBTU}}{1 \text{ MMPCD}} = 1.566 \text{ MMBTU}$$

$$1.566 \text{ MMBTU} * \frac{8.58 \text{ USD}}{1 \text{ MMBTU}} = 13.436 \text{ USD/DIA}$$

$$13.436 \frac{\text{USD}}{\text{DIA}} * \frac{365 \text{ DIAS}}{1 \text{ AÑO}} = 4.904.140 \text{ USD/AÑO}$$

Ingreso del gas del MI= Producción del gas*(60/100) *Precio del gas MI

$$\text{Ingreso del gas del MI} = 475,20 \text{ MMPCA} * 0.60 * \frac{1.45 \text{ USD}}{\text{MPC}}$$

$$\text{Ingreso del gas del MI} = 3,653,590 \text{ MM USD}$$

Ingreso del gas del ME= Producción del gas * (40/100) *Precio del gas ME

$$\text{Ingreso del gas del ME} = 475,20 \text{ MMPCA} * 0.40 * \frac{4.956 \text{ USD}}{\text{MPC}}$$

$$\text{Ingreso del gas del ME} = 8,315,067.2 \text{ MM USD}$$

$$\text{Ingreso Total} = \text{IMI} + \text{IME} = 11,968,657 \text{ MM USD}$$

4.1.6. Regalías, Impuestos y transporte

Basado en la ley de Hidrocarburos N°3058, se considera un pago de regalías del 18% y un pago de IDH del 32%

Pago de regalías=Ingreso total *% de regalías

$$\text{Pago de regalías} = 11,968,657 \text{ MMUSD} * 0.18 = 2,154,358 \text{ MM USD}$$

Pago de IDH = Ingreso total *% de IDH

$$\text{Pago de IDH} = 11,968,657 \text{ MMUSD} * 0.32 = 3,829,970 \text{ MM USD}$$

- Costos de inversión para el fracturamiento (tabla 4.1) Inversión = 741.969 USD

Pago de transporte MI=Producción de gas * 0.60* 0.221 USD/MPC

$$\text{Pago de transporte MI} = 475,20 \text{ MMPCA} * 0.60 * 0.221 = 63,00 \text{ M USD}$$

Pago de transporte de ME=Producción de gas*0.40*0.248 USD/MPC

$$\text{Pago de transporte ME} = 475,20 \text{ MMPCA} * 0.40 * 0.248 = 47,13 \text{ M USD}$$

Egreso total

Se considera un costo de operación 16,196 Bajo consideración el texto “Preparación y Evaluación de Proyectos Hidrocarburíferos – MBA Ing. Hugo Edwin Chambi Challa Egreso total=Pago de regalías+Pago de IDH+Pago de transporte MI+Pago de transporte ME+costos de operación.

$$\text{Egreso total} = 2,154,358 + 3,829,970 + 63,000 + 47,130 + 16,196$$

$$\text{Egreso Total} = 6,789,297 \text{ MM USD}$$

4.1.7. Relación costo beneficio (RCB)

La relación costo beneficio, en un método de evaluación de proyectos nos da una forma clara la rentabilidad de un proyecto considerándose los ingresos generados, los gastos de inversión, todos los calculados en el periodo de inversión, este método es relativamente simple y se tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto.

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

Donde:

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

Si $RCB = 1$ Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)

Si $RCB < 1$ Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

- Relación costo beneficio

$$RCB = \frac{11,968,657 \text{ MM USD}}{741.969 \text{ USD} + 6,789,297 \text{ MM USD}} = 1.59$$

4.1.8. Flujo de cajas

El valor del flujo neto de caja significa los movimientos que se realizó en caja o explicado de mejor manera a la generación de los fondos en caja y su determinación se basa en el hallazgo de los ingresos y egresos de la empresa.

$$FNC = I - E$$

Donde

FNC: es el flujo de caja correspondiente al año k

I: monto de ingresos correspondientes al año k

E: monto de la inversión prevista

$$FNC = 11,968,657 \text{ MM USD} - 6,789,297 \text{ MM USD}$$

$$FNC = 5,179,360 \text{ MMUSD}$$

4.1.9. Valor actual neto VAN

El valor actual neto es la suma de los flujos netos que hay en cajas (FNC) bajo la siguiente fórmula:

$$VAN = -Inversión + \sum_{kd=0}^n \left(\frac{FNC}{(1+r)^k} \right)$$

Donde:

VAN: valor actual neto

FNC: flujo neto de cajas

K: número de meses

R: tasa de actualización (al tanto por uno)

N: tiempo de vida del proyecto

Algo muy importante es que sí el VAN nos otorga un valor positivo, significaría que el proyecto es viable económicamente, y de lo contrario si el valor VAN es negativo no sería viable.

Para la obtención de van se introdujeron los datos bajo el siguiente patrón con una tasa interna de 15,06%

$$VAN = -5,328 + \left(\frac{-741,969}{(1 + 0.1506)^1} \right) + \left(\frac{5,951,825.84}{(1 + 0.1506)^2} \right) + \dots \left(\frac{1,094,646.88}{(1 + 0.1506)^{16}} \right)$$

$$VAN = 14,934,704.36$$

La ecuación de Valor actual neto nos sale un valor muy por alto a 1 esto quiere decir que si es económicamente viable para su inversión.

Cabe recalcar que se trabaja con los datos de 2020 y el proyecto esta propuesto para ser incorporado en 2020, desde su estudio ambiental que podría prolongarse por un año y medio, y su posterior paso de fracturamiento hidráulico el 2021, puesto que las aplicaciones de la técnica solamente duran algunos días y la producción del pozo ideal estaría pensado comenzar a partir del 2021 durante 14 años hasta el 2035.

4.1.10. Tasa interna de retorno TIR

Se necesita el empleo del método TIR para encontrar una tasa de interés en donde se cumplan ciertas condiciones al momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión. Es por eso que se tiene dos reglas para su mejor comprensión.

- Sí el TIR es mayor a la tasa de descuento indica que nuestra inversión es factible económicamente y es viable realizar dicha inversión.
- Sí el TIR es menor a la tasa de descuento indica que nuestra inversión no es factible por lo tanto no es conveniente realizar la inversión

Para hallar este valor se debe utilizar la ecuación.

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

Donde:

I_0 : Inversión a realizar en el periodo cero

FNC: Flujo neto de caja

n: periodo de análisis

k: número de meses.

Realizado los cálculos con la ayuda de una hoja Excel para las distintas variables se logró hallar la tasa interna de retorno con la función TIR calculó TIR=744% por lo tanto es económicamente rentable ya que, si TIR es mayor a la tasa de descuento de VAN, nos indica que sí efectivamente será rentable

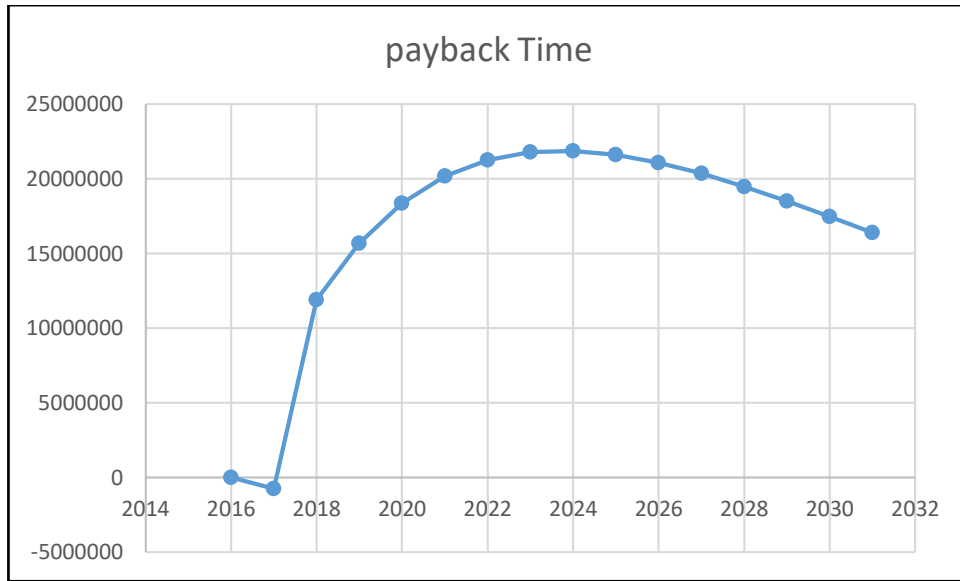
Fuente de Inversión

- Gobierno Nacional

4.2. PAYBACK TIME

Para encontrar el tiempo exacto del retorno de las ganancias se debe sumar todos los flujos de caja y multiplicarlos por cada año

Figura 4.1 Payback Time



Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 4.1 podemos observar que el tiempo de retorno de las ganancias o Payback Time, es a los 1 año y 6 meses de iniciar el proyecto, y luego se observa el comportamiento de las ganancias a lo largo de la duración del proyecto.

4.3. EVALUACION DE RESULTADOS

Se llegó a cumplir con el objetivo general esto gracias a la implementación de la estimulación por fracturamiento hidráulico empleando el polímero hidroxietil celulosa el cual redujo el daño a la formación e incremento la producción del pozo haciéndolo así un pozo nuevamente muy importante y rentable al momento de generar ingresos económicos para el beneficio del país.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

La evaluación técnica del presente proyecto contempla la evaluación de los objetivos propuestos dentro del proyecto para tener en cuenta las ventajas que presenta la realización del fracturamiento hidráulico en la formación Huamampampa H3.

Los resultados obtenidos de la evaluación de las propiedades termodinámicas y petrofísicas del reservorio Huamampampa H3 son los siguientes.

Se demostró que el reservorio de nuestro interés es uno de gas y condensado esto gracias al cálculo de la gravedad API y los datos obtenidos sobre el fluido que se encuentra dentro del reservorio, Para las propiedades petrofísicas se tuvo que tener datos adicionales existentes de la formación y en base a estos hacer el cálculo más importantes que fue el GOES con ayuda de la porosidad permeabilidad y otros datos al momento de poder justificar que sigue siendo un reservorio con potencial hidrocarburífero alto, como se pudo apreciar estos cálculos demostraron que las reservas remanentes tienen un valor de 0.54 TCF lo cual hace factible la implementación del método de estimulación por fracturamiento hidráulico y por último se demostró que existe daño a la formación con un valor de 3.53 haciéndolo un pozo dañado.

Actualmente el pozo SAL-X14 tiene un total de reservas de 1.52 TCF de gas y condensado como se demostró en los cálculos anteriores y debido a que el total de la producción viene de la arena Huamampampa H3, la declinación de la producción del pozo se debe a que al momento de realizar los baleos en la prueba DST (DRILL STRING TESTING) estos presentaron un daño a la formación, lo cual origina una restricción parcial al flujo, e incremento de la mojabilidad. provocando así un incremento del daño al pozo que es lo que se quiere evitar.

Ahora si bien la estimulación por fracturamiento hidráulico es una técnica comúnmente usada para evitar el arenamiento, baja porosidad o permeabilidad, etc. Y su periodo es mucho más eficaz a comparación de otras técnicas tales como la acidificación, ya que con la estimulación por fracturamiento hidráulico se consigue una producción mayor que es lo que se quiere en la industria petrolera pero además de esto la utilización del polímero en el fracturamiento hidráulico nos ayudara a poder inyectar el agua a una presión continua a diferencia de una presión controlada que es lo que se realizó en el pozo.

Esto nos permitirá a través del polímero inyectar el agua sin generar un daño a la formación.

5.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda recabar información de primera mano, así como también tener varios textos de apoyo en la realización de la parte práctica para tener mayor certeza a la hora de realizar una buena práctica de lo que se quiere realizar.

Para la parte práctica se recomienda el buen uso de los datos ya que podría incidir en mayores variaciones cuando se esté avanzando en el proyecto.

Durante la incorporación de datos en el software se recomienda asistir con varios modelos de acompañamiento para perfeccionar las variables dentro del software.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía

- ACP. (2019). *Todo sobre el Fracking*. Obtenido de ACP: <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/967-fracturacion-hidraulica>
- Álvarez. (s.f.). *Fracturamiento Hidráulico Multietapas*. Mexico.
- ANH. (2017). Ficha técnica de exploración y producción. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Bolivia.
- Barrientos, A. (2015). *Academia.edu*. Obtenido de Fractura Hidráulica en Pozos Petroleros no Convencionales: https://www.academia.edu/28531416/Fractura_Hidr%C3%A1ulica_en_Pozos_Petroleros_no_Convencionales
- Batto, A. B. (2016). *Cambio Climático*. Obtenido de El riesgo del fracking en Bolivia: https://cambioclimatico-bolivia.org/archivos/20140915214523_0.pdf
- Bluske Moscoso, M. (10 de mayo de 2021). *Verdad con Tinta*. Obtenido de Fracturación Hidráulica: <https://verdadcontinta.com/2018/05/10/fracking-para-principiantes-lo-que-necesitas-saber-sobre-esta-tecnica/>
- Cámara Boliviana de Hidrocarburos. (27 de Junio de 2016). *Cámara Boliviana de Hidrocarburos*. Obtenido de Declina San Alberto, campo que puso a Bolivia en mapa petrolero: <http://www.cbhe.org.bo/index.php/noticias/12845-declina-san-alberto-campo-que-puso-a-bolivia-en-mapa-petrolero>
- Campanini, J. (2021). *Bolivia y su marcha hacia el fracking*. Obtenido de CEDIB: https://cedib.org/post_presentaciones/boliviarmarchahaciafracking/
- Carlos E. Cruz, J. F. (Noviembre de 2018). *Sistemas Petroleros De Las Cuencas Andinas*. Obtenido de earth doc: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609-pdb.266.1>
- Chacín, A. (2019). *SGK PLANET*. Obtenido de Preguntas frecuentes acerca del Fracking: <https://sgkplanet.com/que-productos-se-obtienen-con-el-fracking/>
- Challa, H. E. (2020). *Preparación y Evaluación de Proyectos de Explotación de Hidrocarburos*. La Paz.

- Cordero, E. E. (2013). Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del campo Colibrí. (*Trabajo de grado de Licenciatura*). Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Corz, C. (23 de agosto de 2012). Bolivia llegaría a 48 TCF con reservas de shale gas y ocuparía el 4to lugar en la región. *La Razón*, págs. <https://www.larepublica.co/globoeconomia/estos-son-los-paises-que-han-regulado-la-practica-del-fracking-en-todo-el-mundo-2794903>.
- Cosio, H. d. (22 de 02 de 2018). *Los Tiempos*. Obtenido de Shale gas en Bolivia y el mundo: <https://www.lostiempos.com/actualidad/opinion/20180222/columna/shale-gas-bolivia-mundo>
- Declina San Alberto, campo que puso a Bolivia en mapa petrolero*. (2018). Obtenido de Pagina Siete: <https://www.paginasiete.bo/economia/2016/6/26/declina-alberto-campo-puso-bolivia-mapa-petrolero-100789.html>
- Editorial La República S.A.S. (19 de noviembre de 2018). *La República*. Obtenido de Estos son los países que ha regulado la práctica del fracking en todo el mundo: <https://www.larepublica.co/globoeconomia/estos-son-los-paises-que-han-regulado-la-practica-del-fracking-en-todo-el-mundo-2794903>
- EFE. (22 de Enero de 2013). *América economía*. Obtenido de Gas de esquisto: la nueva energía que genera partidarios y detractores: <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/gas-de-esquisto-la-nueva-energia-que-genera-partidarios-y-detractores>
- Endo. (2013). *Análisis y Retos Técnicos del Desarrollo de Shale Gas en México*. Mexico.
- Energía a Debate. (25 de febrero de 2018). *Energía a Debate*. Obtenido de <https://www.energiaadebate.com/blog/3083/>
- Escobar, F. H. (2005). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Espín, C. B. (2014). *ANÁLISIS DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.

- Expansion. (22 de Agosto de 2019). *Expansion*. Obtenido de fracking - crecimiento económico: <https://expansion.mx/opinion/2019/08/22/fracking-crecimiento-economico>
- Figuroa. (2012). *Estudio Técnico para el Incremento del Potencial de Producción mediante Aplicación de Fracturamiento Hidráulico en el pozo DRD-X1001*. Santa Cruz Bolivia.
- Fundación Gas Natural. (2009). *Fundación Gas Natural*. Obtenido de Guías técnicas de energía y medio ambiente 18: <https://www.nedgia.es/conocenos/caracteristicas-del-gas-natural/>
- Fundar. (2016). *Fundar*. Obtenido de Fracking, Alianza Mexicana Contra el: <https://www.fundar.org.mx/mexico/pdf/OnePagerGasshalefracking.pdf>
- Gallardo. (s.f.). *Formaciones Productoras*. Obtenido de PDFCOFFEE: <https://pdfcoffee.com/formaciones-productoras-pdf-free.html>
- Glosarios. (7 de mazo de 2019). *Gosarios.sevidor-alicante.com*. Obtenido de Volúmen específico: <https://glosarios.servidor-alicante.com/termodinamica/volumen-especifico>
- Gutiérrez, M., & Iturralde, S. (2017). *Elementos Básicos de Ingeniería de Yacimientos*. Ecuador: UPSE.
- Hirschfelt, O. (septiembre de 2008). *Introducción a los sistemas de Producción*. Obtenido de Oilproduction.net: http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf
- Hoffman, B. y. (2014). *El riesgo de fracking en Bolivia*. Obtenido de therightsofnature.org: <https://therightsofnature.org/wp-content/uploads/FrackingEnBolivia.pdf>
- Ingeoexpert. (12 de julio de 2018). *Ingeoexpert.com*. Obtenido de Que es el Fracking y como es su extracción: <https://ingeoexpert.com/2018/07/12/que-es-el-fracking/>
- Jácome. (2016). *Diseño de Fracturamiento Hidráulico para la optimización de la producción en el pozo FICT-2D*. Ecuador.
- Jennifer, O. S. (2018). *Litología del Pozo San Alberto*. Cochabamba.

- López, M. P. (2016). Análisis de riesgos y recomendaciones para aplicación de la técnica de la fracturación hidráulica. *Trabajo Fin de Master*. Escuela Técnica de Ingenieros Industriales, Madrid.
- M.Madrid. (26 de mayo de 2019). *Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte I*. Obtenido de Portal del Petróleo: <https://www.portaldelpetroleo.com/2019/05/equipamiento-para-ejecucion-de-fractura.html>
- Madrid, M. (13 de marzo de 2016). *Portal del Petróleo*. Obtenido de Introducción a la Mecánica de Roca aplicada al Fracturamiento Hidráulico: <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/introduccion-a-la-mecanica-de-roca-aplicada-al-fracturamiento-hidraulico.html#-m-dulo-de-young>
- Madrid, M. (9 de enero de 2020). *Equipamiento para ejecución de Fractura Hidráulica Parte II*. Obtenido de Portal del Petrolero: <https://www.portaldelpetroleo.com/2020/01/equipamiento-para-ejecucion-de-fractura.html>
- Madrid, M. (10 de marzo de 2020). *Portal del petróleo*. Obtenido de Fundamentos de Mecánica de Rocas: <https://www.portaldelpetroleo.com/2020/03/fundamentos-de-mecanica-de-rocas.html>
- McCormick, C. M. (21 de mayo de 2013). *Asuntos Legales*. Obtenido de Fracturamiento hidráulico, una técnica con futuro y polémica: <https://www.asuntoslegales.com.co/actualidad/fracturamiento-hidraulico-una-tecnica-con-futuro-y-polemica-2039055>
- Méndez, B. S. (2018). Gas del esquisto bituminoso (shale gas). *Química Viva*, 1.
- Millan, P. d. (10 de septiembre de 2014). *CourseHero.com*. Obtenido de Propiedades Petrofísicas de la Roca: <https://www.coursehero.com/file/21947303/propiedadesdelasrocas/>
- Molina, M. A. (2021). Estudio Técnico de la Implementación de Fracturamiento Hidráulico en Pozos Productores del Campo VHR. *Trabajo previo a la obtención de título de ingeniero en Petroleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

- MONGABAY Latam. (10 de agosto de 2020). MONGABAY. Obtenido de PERIODISMO AMBIENTAL INDEPENDIENTE EN LATINO AMERICA: <https://es.mongabay.com/2020/08/bolivia-fracking-chaco/>
- Nava, S. (2019). Apuntes de Petrofísica . En S. Nava, *Petrofísica de las Rocas* (pág. 4). La Paz,.
- Opaso, C., Toledo, C., & Yurisch, T. (2017). Fracturando el futuro energético de Chile. *Terram*, 16.
- Páez, J. S. (2018). Evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del campo castilla norte mediante registros de producción, test de laboratorio y pruebas de productividad. *Proyecto de grado*. Fundación Universidad de América, Bogotá-Colombia.
- Página Siete. (27 de junio de 2016). *Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía*. Obtenido de <http://www.cbhe.org.bo/index.php/noticias/12845-declina-san-alberto-campo-que-puso-a-bolivia-en-mapa-petrolero>: <http://www.cbhe.org.bo/index.php/noticias/12845-declina-san-alberto-campo-que-puso-a-bolivia-en-mapa-petrolero>
- Pedrazas, L. (9 de enero de 2020). Balance: El declive petrolero se incrementó. *Energypress*, págs. <https://www.energypress.com.bo/2020/01/09/balance-el-declive-petrolero-se-incremento/>.
- Petrobras. (2016). *Informe Geológico de SAL 14* . Tarija-Bolivia.
- Pizarro. (2018). *Geología Del Petroleo (Pozo Los Monos)*. Obtenido de PDFCOFFEE: <https://pdfcoffee.com/geologia-del-petroleo-pozo-los-monos-5-pdf-free.html>
- readthedocs. (s.f.). *Termodinámica.readthedocs.com*. Obtenido de Coeficiente de Joule-Thompson-Joule-Kelvin: https://termodinamica.readthedocs.io/en/latest/rtg_JT_JK.html
- Rodriguez. (2017). *Propuesta Técnica de Fracturamiento Hidráulico en Reservorios no Convencionales "Pozo Ingre – X2*. Sucre Bolivia.
- Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Fracturamiento hidráulico: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/hydraulic_fracturing

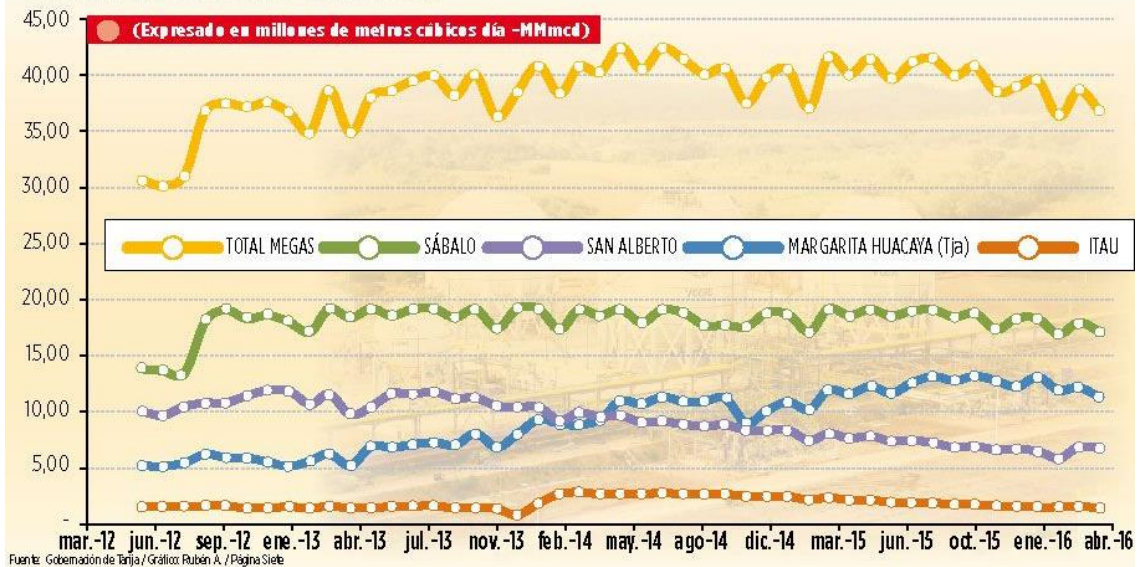
- Schlumberger. (s.f.). *fracturamiento hidráulico*. Obtenido de Schlumberger Oilfield Glossary: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/hydraulic_fracturing
- Schlumberger. (s.f.). *Fracturamiento Hidráulico*. Obtenido de Oilfield Glossary: https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/h/hydraulic_fracturing
- Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de factor de volumen de formación de agua: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/w/water_formation_volume_factor
- Tola. (2015). *Estudio de Factibilidad para la Implementación de Pozos Multi-well Pad para la Producción de Shale gas en el sub andino sur, perteneciente a la cuenca Chaco-Tarija de Bolivia, a nivel de la formación Los Monos*. La paz Bolivia.
- Torres, A. (2012). *Academia.edu*. Obtenido de Poes Goes Coes: https://www.academia.edu/11424979/POES_GOES_COES
- Última Frontera. (19 de Noviembre de 2017). *Ultima frontera. Políticas públicas, impactos y resistencias al fracking en América Latina*. Obtenido de Hojas al Viento: <https://totumasymaracas.wordpress.com/2017/11/19/ultima-frontera-politicas-publicas-impactos-y-resistencias-al-fracking-en-america-latina/>
- Veladia Higuera, G. (2020). Estudio dinámico sistémico de los efectos ambientales del fracking en Colombia. *Tesis de Grado*. Universidad Autónoma de Bucaramanga, Santander-Bucaramanga. Obtenido de Estudio dinámico sistémico de los efectos ambientales del fracking en Colombia.
- Vidal, C. A. (2007). Incremento de producción del campo parahuacu de petroproduccion implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad. *Proyecto de Grado*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

ANEXOS

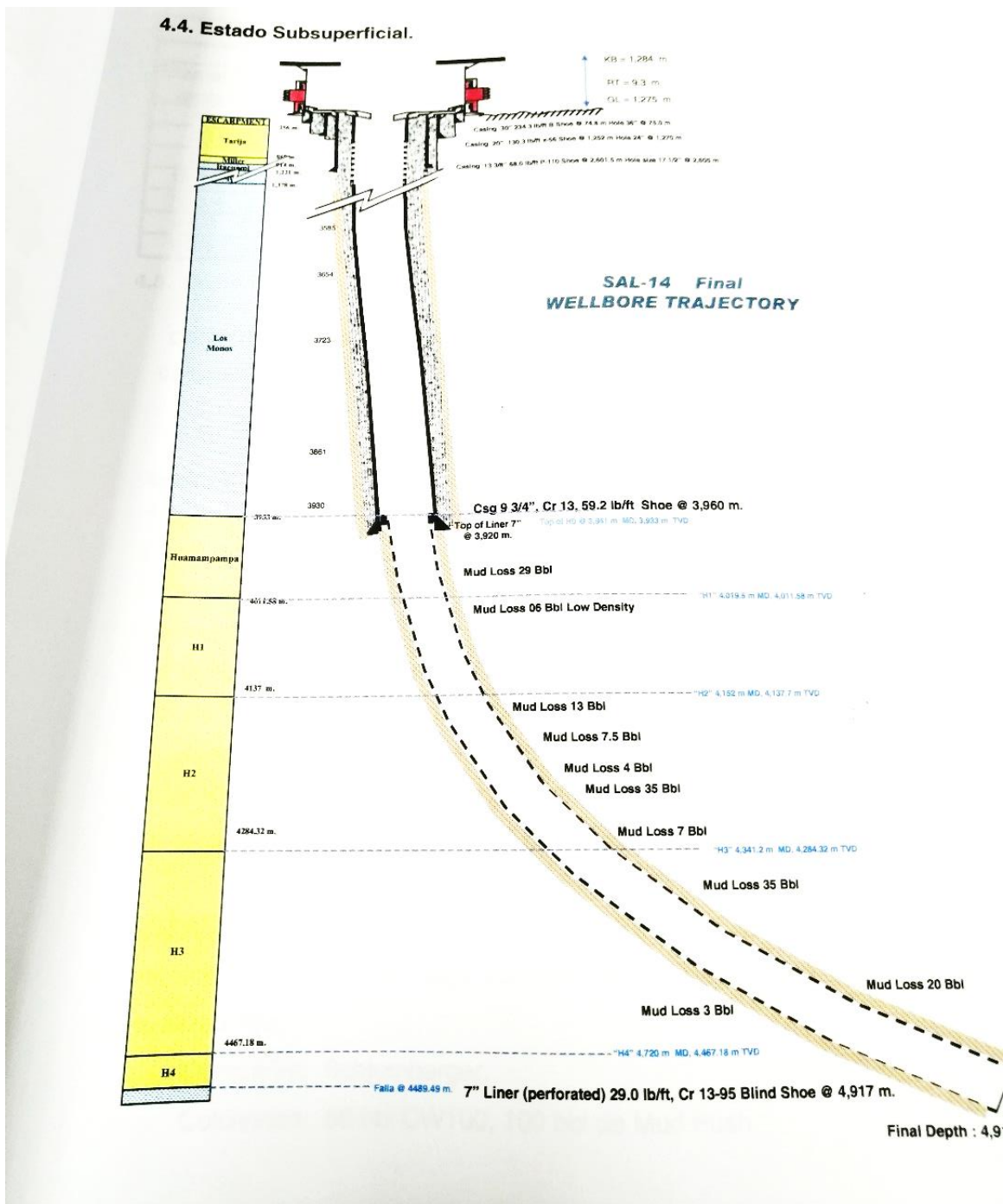
ANEXO 1 Producción del campo San Alberto en comparación con otros megacampos de Bolivia

Producción promedio diaria de gas en megacampos de Tarija

► La producción del megacampo San Alberto refleja una deducción de hasta 6 MMmcd en promedio en abril de este año debido a su agotamiento por la explotación intensiva. Mientras que Sábalo y Margarita reportan una leve disminución, de acuerdo con datos de la Gobernación de Tarija.



ANEXO 2 Estado Sub superficial del Pozo Sal x14



ANEXO 3 Precio del Millar de BTU actualizado 2021 por exportación al Brasil

EL PORTADA SANTA CRUZ PAÍS **ECONOMÍA** OPINIÓN MUNDO SOCIALES DIEZ EN EL RECUERDO

COMUNICADOS SALUD Y BIENESTAR

EDICIÓN IMPRESA | HIDROCARBUROS

Bolivia acuerda venta de gas a Brasil por 5 años, a \$us 9 el millón de BTU

El contrato fue firmado entre YPF y Mato-grossense de Gas para la exportación de volúmenes entre los 133 y los 215 Mmcd. A junio de 2021, el millón BTU que se cobra a Argentina es de \$us 4,12

EL DEBER 2/6/2021 07:31

NEXO 4

Tabla de desarrollo de los diferentes índices

producción MMPCA	En MUUSD		IMI MMUSD	IME MMUSD	INGRESO TOTAL MMUSD	regalias 18%	impuestos 32%	Transp. gas MI	Transp. gas MI	Total Egresos	FCN = IT-TE-Inversion
	INGRESOS										
	0	0	0	0	0	0,18	0,32	0,221	0,248		
	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4		
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2028,00
475,20	4199529	3653590,14	8315067,2	11968657,34	2154358,321	3829970,349	63,01146615	47,13979972	5984438,821	5968021,84	4445937,52
417,72	3691526	3211628,04	7309222,45	10520850,49	1893753,088	3366672,157	55,38918826	41,4374621	5260522,072	5244131,74	3906668,36
367,39	3246757	2824678,99	6428579,77	9253258,765	1665586,578	2961042,805	48,71569007	36,44492047	4626714,543	4610347,54	3434524,48
323,12	2855576	2484351,02	5654040,25	8138391,269	1464910,428	2604285,206	42,8462401	32,05389908	4069270,535	4052924,05	3019266,29
284,19	2511525	2185027,04	4972820,17	7157847,212	1288412,498	2290511,108	37,68396358	28,19192449	3578989,482	3562661,05	2654039,96
249,95	2208927	1921766,75	4373676,05	6295442,798	1133179,704	2014541,695	33,1436576	24,79525516	3147779,338	3131466,78	2332817,48
219,84	1942787	1690225,05	3846719,07	5536944,119	996649,9415	1771822,118	29,1503848	21,80782935	2768523,018	2752224,42	2050297,09
193,35	1708713	1486580,36	3383251,86	4869832,221	876569,7997	1558346,311	25,63823656	19,18033987	2434960,929	2418674,61	1801815,83
170,05	1502841	1307471,56	2975624,92	4283096,478	770957,366	1370590,873	22,54924517	16,86942022	2141587,658	2125312,14	1583272,52
149,57	1321773	1149942,45	2617110,41	3767052,869	678069,5165	1205456,918	19,83242712	14,83692888	1883561,104	1867295,09	1391060,14
131,55	1162521	1011393,05	2301791,09	3313184,14	596373,1451	1060218,925	17,44294154	13,04931976	1656622,562	1640364,90	1222006,23
115,70	1022456	889536,606	2024462,62	2913999,226	524519,8606	932479,7522	15,34135019	11,47708853	1457026,431	1440776,11	1073320,57
101,76	899267	782361,882	1780547,73	2562909,615	461323,7306	820131,0767	13,49296649	10,09428564	1281478,395	1265234,54	942549,117
89,50	790920	688099,974	1566020,63	2254120,603	405741,7086	721318,5931	11,86728303	8,878088056	1127081,047	1110842,88	827533,504
											3013237,19

NOMBRE: Monica Ancasi Sonco

CELULAR: 77755664

CORREO ELECTRONICO: ancasimonica123@gmail.com

DIRECCION: Calle 4 N° 114 Villa El Carmen



MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL



2024-TTES-1708-D-1

**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS**
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-3474/2024
La Paz, 04 de noviembre de 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **29 de octubre de 2024**, por **MONICA ANCASI SONCO** con **C.I. N° 6996438 LP**, con número de trámite **DA 1992/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"ESTUDIO TECNICO PARA EL INCREMENTO DEL POTENCIAL DE PRODUCCION MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los"*



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esa, Urrilagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Juán, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

www.senapi.gob.bo





MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL

ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"ESTUDIO TECNICO PARA EL INCREMENTO DEL POTENCIAL DE PRODUCCION MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO"** a favor de la autora y titular: **MONICA ANCASI SONCO** con **C.I. N° 6996438 LP** bajo el seudónimo **MONICA**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/m

Firmado Digitalmente por:

Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA

Firma:



uRrrr5Vs30q52F

PARA LA VALIDACION DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PAGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CODIGO DE VERIFICACION O ESCANEAR CODIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urrutiolagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

www.senapi.gob.bo

