



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
DE LA FORMACIÓN SANTO TOMÁS EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN DEL
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

MAURICIO ADRIÁN BUSTOS MORENO

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

**UNIVERSIDAD ESTADAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
DE LA FORMACIÓN SANTO TOMÁS EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN DEL
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

MAURICIO ADRIÁN BUSTOS MORENO

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

DECLARACIÓN EXPRESA

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

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Mauricio Adrián Bustos Moreno
C.I. 1716824568

CERTIFICADO DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor de la Tesis: “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE LA FORMACIÓN SANTO TOMÁS EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”, desarrollada por el estudiante Sr. Mauricio Adrián Bustos Moreno egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,

Ing. Fidel V. Chuchuca Aguilar, MSc.

CI. 0704789502

Docente Tutor

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haberme brindado los conocimientos y experiencias necesarias para mi formación profesional.

Al Ingeniero Christian Sánchez, por la colaboración y conocimientos impartidos dentro de la empresa.

Al Ingeniero Fidel Chuchuca MSc, por su apoyo, supervisión y tiempo dedicado en este trabajo.

A la empresa Pacifpetrol S.A. y al personal del departamento de producción, por las facilidades brindadas durante la elaboración del proyecto.

Mauricio Bustos

DEDICATORIA

A mi esposa Samantha Romero, quien me brindó su apoyo y cariño constante. Por su sacrificio, esfuerzo y paciente espera para que pudiera culminar mi carrera.

A mí amado hijo Mateo Nicolás, por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día.

A mis padres Amparo y Edmundo, quienes siempre estuvieron brindándome su apoyo incondicional desde que era un niño.

A mis hermanos Bryan y Giuliana, por sus consejos y compañía a lo largo del trayecto de nuestras vidas.

Dedicado con todo mi amor y cariño.

Mauricio Bustos

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Juan Garcés Vargas, MSc.
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, MSc.
**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
DOCENTE TUTOR

Dra. Erica Lorenzo García, PhD.
PROFESORA DE ÁREA

Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

TABLA DE CONTENIDO

DECLARACIÓN EXPRESA	iii
CERTIFICADO DEL TUTOR.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA	vi
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	vii
TABLA DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ÍNDICE DE ANEXOS	xv
ABREVIATURAS	xvi
SIMBOLOGÍA	xvii
RESUMEN	1
ABSTRACT.....	2
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I.....	4
1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO	4
1.1 Antecedentes	4
1.2 Ubicación del Campo.....	4
1.3 Geología del Área	7
1.3.1 Litología.....	7
1.3.1.1 Formación Santa Elena.....	8
1.3.1.2 Formación Atlanta	9
1.3.1.3 Grupo Ancón.....	9
1.4 Yacimiento	11
1.4.1 Reservas	12
1.5 Producción.....	13
1.5.1 Sistemas de Levantamiento Artificial	14
1.5.2 Historial de Producción del Campo.....	14
1.5.3 Situación Actual del Campo.....	15

1.5.3.1	Cantidad y Estado de Pozos por Zona	16
1.5.3.2	Producción Actual	16
CAPÍTULO II	17
2	MARCO TEÓRICO GENERAL	17
2.1	Fundamentos de Mecánica de Rocas y Fluidos	17
2.1.1	Propiedades de la Roca	17
2.1.1.1	Propiedades Petrofísicas	17
2.1.1.2	Mecánica de Rocas	19
2.1.2	Propiedades de los Fluidos.....	24
2.1.2.1	Factor Volumétrico	24
2.1.2.2	Densidad.....	24
2.1.2.3	Gravedad Específica	24
2.1.2.4	Gravedad API	25
2.2	Fundamentos del Fracturamiento Hidráulico.....	25
2.2.1	Historia del Fracturamiento Hidráulico	25
2.2.1.1	Definición de Fracturamiento Hidráulico	27
2.2.1.2	¿Por qué fracturar?	27
2.2.2	Orientación de la Fractura	28
2.2.3	Características de la Fractura Hidráulica	30
2.2.3.1	Longitud de la Fractura Hidráulica.....	30
2.2.3.2	Altura de la Fractura Hidráulica	30
2.2.3.3	Ancho de la Fractura Hidráulica	31
2.2.4	Modelos de la Fractura Hidráulica	32
2.2.4.1	Modelos en Dos Dimensiones.....	33
2.2.4.2	Modelos en Tres Dimensiones	35
2.2.4.3	Modelo PKN.....	36
2.2.4.4	Modelo KGD	38
2.2.4.5	Presión Neta de Fracturamiento.....	40
2.2.5	Diseño de la Fractura Hidráulica.....	42
2.2.6	Fluidos Fracturante	44

2.2.6.1	Fluido de Relleno (Pad).....	44
2.2.6.2	Fluido con Agente de Soporte en Suspensión o Lechada	44
2.2.6.3	Fluido de Limpieza	45
2.2.6.4	Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos	46
2.2.6.5	Guía para la Selección del Fluido Fracturante.....	49
2.2.6.6	Propiedades Reológicas del Fluido Fracturante	51
2.2.7	Materiales Soportantes	52
2.2.7.1	Selección de Material Soportante.....	52
2.2.7.2	Programa del Material Soportante.....	56
2.2.8	Diseño y Propagación de la Fractura.....	57
2.3	Criterios para la Evaluación Económica del Proyecto	59
2.3.1	Valor Actual Neto (VAN)	59
2.3.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	60
2.3.3	Relación Beneficio/Costo (RBC).....	60
2.3.4	Periodo de Amortización.....	61
2.3.5	Flujos de Caja.....	61
CAPÍTULO III		62
3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO		62
3.1	Evaluación Técnica del Proyecto	62
3.1.1	Antecedentes.....	62
3.1.2	Pozos Seleccionados	63
3.1.2.1	ANC1968	63
3.1.2.2	ANC1987	64
3.1.3	Ubicación.....	66
3.1.4	Geología del Área.....	68
3.1.5	Historial de Producción.....	70
3.1.6	Historial de Reacondicionamientos	72
3.1.7	Reservas	73
3.1.8	Interpretación de Registros Eléctricos	74

3.1.8.1	Cementación Secundaria	76
3.1.8.2	Intervalos a ser punzados	77
3.1.8.3	Etapa e Intervalos de Fractura	78
3.1.9	Condiciones de la Operación	79
3.2	Evaluación Económica del Proyecto	79
3.2.1	Perfil de Producción.....	79
3.2.2	Ingresos.....	84
3.2.3	Costos Operativos	84
3.2.4	Resultados de la Evaluación Económica	85
3.2.5	Análisis de Sensibilidad	86
CAPÍTULO IV	88
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
4.1	Conclusiones	88
4.2	Recomendaciones	89
BIBLIOGRAFÍA	90
ANEXOS	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Compañías en el Campo.....	4
Figura 1.2 Mapa de Ubicación del Campo.	5
Figura 1.3 Extensión del Campo.	5
Figura 1.4 Sección Geológica Regional.	7
Figura 1.5 Columna Estratigráfica.	8
Figura 1.6 Producción Acumulada por Formaciones.	13
Figura 1.7 Historial de Producción del Campo Ancón.	15
Figura 2.1 Límite Elástico.....	21
Figura 2.2 Módulo de Poisson.....	22
Figura 2.3 Módulo de Corte o Cizalla.	23
Figura 2.4 Fracturamiento Hidráulico.	26
Figura 2.5 Presión de Fracturamiento de la Roca en la Formación Productora....	27
Figura 2.6 Orientación de la Fractura.	29
Figura 2.7 Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.	35
Figura 2.8 Modelo Geométrico PKN.....	36
Figura 2.9 Modelo Geométrico KGD.	39
Figura 2.10 Guía para la selección de fluido fracturante en pozos de petróleo. ...	50
Figura 2.11 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la concentración del material soportante.....	54
Figura 2.12 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la malla del material soportante para igual concentración.	54
Figura 2.13 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar los tipos de material soportante para la misma concentración y mallado.	55
Figura 2.14 Fuerzas que actúan en el medio poroso.....	55
Figura 2.15 Conductividad de la fractura y permeabilidad empaquetada con material soportante de Arena Brown 20/40 a una concentración de 2 lb/ft ²	56
Figura 3.1 Producciones Acumuladas Pozos Cercanos al ANC1968.	64
Figura 3.2 Producciones Acumuladas Pozos Cercanos al ANC1987.	65
Figura 3.3 Mapa de Ubicación del Pozo ANC1968.	67
Figura 3.4 Mapa de Ubicación del Pozo ANC1987.	68
Figura 3.5 Sección Geológica entre Pozos ANC1201, ANC1968 y ANC0796.....	69

Figura 3.6 Sección Geológica entre Pozos ANC1263, ANC1987 y ANC1265.	70
Figura 3.7 Historial de Producción ANC1968.	71
Figura 3.8 Historial de Producción ANC1987.	72
Figura 3.9 Declinación de Producción ANC1968.	73
Figura 3.10 Declinación de Producción ANC1987.	74
Figura 3.11 Registro del pozo ANC1968, Formación Santo Tomás.	75
Figura 3.12 Registro del pozo ANC1987, Formación Santo Tomás.	76
Figura 3.13 Registros Eléctricos y Simulación Etapa I Pozo ANC1968.	78
Figura 3.14 Registros Eléctricos y Simulación Etapa I Pozo ANC1987.	79
Figura 3.15 Declinación de Producción por Fractura ANC1968.	80
Figura 3.16 Declinación de Producción por Fractura ANC1987.	81
Figura 3.17 Perfil de Producción ANC1968.	82
Figura 3.18 Perfil de Producción ANC1987.	82
Figura 3.19 Perfil de Producción del Proyecto Fracturamiento Hidráulico.	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 División del Campo.	6
Tabla 1.2 Propiedades Petrofísicas del Campo Ancón.....	12
Tabla 1.3 Reservas Bloque Ancón.	12
Tabla 1.4 Pozos Perforados por Zona.....	16
Tabla 1.5 Producción por Sistema de Extracción - Mayo del 2016.....	16
Tabla 1.6 Producción por Zona - Mayo del 2016.....	16
Tabla 2.1 Grado de Porosidad.	18
Tabla 2.2 Grado de Permeabilidad.....	19
Tabla 2.3 Valores del Módulo de Young para Diferentes Tipos de Rocas.	22
Tabla 2.4 Valores del Módulo de Poisson para Diferentes Tipos de Rocas.....	23
Tabla 2.5 Fluidos fracturantes Crosslinker.	49
Tabla 2.6 Máximo esfuerzo de cierre a resistir el material soportante.	52
Tabla 2.7 Valores típicos utilizados en Fracturamiento Hidráulico.....	58
Tabla 3.1 Pozos Productores de las Formaciones AT-PB-ST-CPB-SO cercanos al ANC1968.	63
Tabla 3.2 Pozos Productores de la Formación Santo Tomás cercanos al ANC1987.	65
Tabla 3.3 Historial de Reacondicionamientos ANC1968.	72
Tabla 3.4 Historial de Reacondicionamientos ANC1987.	73
Tabla 3.5 Intervalos a Punzar Pozo ANC1968 (SQZ).....	77
Tabla 3.6 Intervalos a Punzar Pozo ANC1968.	77
Tabla 3.7 Intervalos a Punzar Pozo ANC1987.	78
Tabla 3.8 Costos Estimados ANC1968.	84
Tabla 3.9 Costos Estimados ANC1987.	85
Tabla 3.10 Costo Estimado del Proyecto.	85
Tabla 3.11 Resultados Evaluación Económica.....	86
Tabla 3.12 Análisis de Sensibilidad del Proyecto.	87

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A CÁLCULO DEL TOPE DE CEMENTO (TOC)	91
ANEXO B ADITIVOS Y PRODUCTOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA	92
ANEXO C SEUCENCIA OPERATIVA DE LA CEMENTACIÓN SECUNDARIA (SQUEEZE)	93
ANEXO D SECUENCIA OPERATIVA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA	97
ANEXO E DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN ACTUALES	101
ANEXO F DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN PROPUESTOS	103
ANEXO G PERFILES DE PRODUCCIÓN	105
ANEXO H RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	115
ANEXO I PRODUCCIÓN AÑO 2015.....	118

ABREVIATURAS

AEOL	Compañía Anglo Ecuadorian Oilfields Limited
ANC	Ancón
API	American Petroleum Institute
AT	Atlanta
Bls	Barriles
BM	Bombeo Mecánico
Bppd	Barriles de Petróleo por Día
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
CGC	Compañía General de Combustibles
CPB	Clay Pebble Beds
cps	Centipoise
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FR	Factor de Recobro
FY	Fluyente
GGV	Gustavo Galindo Velasco
GL	Gas Lift
GOR	Relación Gas-Petróleo
HL	Herramienta Local
HPF	High Permeability Fracturing
M	Miles
md	Milidarcies
MHF	Massive Hydraulic Fracturing
MM	Millones
PB	Passage Beds
PL	Plunger Lift
POES	Petróleo Original En Sitio
PA	Periodo de Amortización
PT	Parado Transitorio
RBC	Relación Beneficio/Costo
SE	Santa Elena
SLA	Sistemas de Levantamiento Artificial

SO	Socorro
ST	Santo Tomás
SW	Swap
TIG	Tigre
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

SIMBOLOGÍA

h_f	Alto de la fractura
A_f	Área de la fractura
C_L	Coefficiente de filtrado
x_f	Longitud de la fractura
γ_o	Gravedad específica del petróleo
ρ_o	Densidad del petróleo
ρ_w	Densidad del agua
\emptyset	Porosidad absoluta
η	Eficiencia del fluido fracturante
ΔP	Diferencia de presión
μ	Viscosidad
A	Sección transversal
E	Módulo de Young
FC_t	Flujo de caja neto en el periodo indicado
G	Módulo de Corte
K	Permeabilidad
L	Distancia
S_g	Saturación de Gas
S_o	Saturación de Petróleo
S_w	Saturación de Agua
V_f	Volumen del fluido
V_o	Volumen de petróleo

V_p	Volumen poroso
V_t	Volumen Total
n	Años de vida útil del proyecto
q	Tasa de producción
r	Tasa de descuento
t	Tiempo
ν	Módulo de Poisson
w	Ancho de la fractura
β_0	Factor volumétrico del petróleo
δ	Deformación
σ	Esfuerzo

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE LA FORMACIÓN SANTO TOMÁS EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”

Autor: Mauricio Adrián Bustos Moreno

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

RESUMEN

El campo Gustavo Galindo Velasco ubicado en la provincia de Santa Elena, ha comenzado a mostrar signos de envejecimiento o madurez, denominándose campo maduro debido a la reducción de la presión del yacimiento, lo que ocasiona una disminución en la producción de los pozos.

Para incrementar la producción de los pozos y prolongar la vida de este campo, se propone la selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico, para ello, es necesario realizar un análisis preliminar de investigación referente al diseño de completación, historial de producción y reacondicionamiento efectuados en cada pozo, formaciones productoras, estimación de sus reservas, correlación e interpretación de registros eléctricos, calidad y tope del cemento, intervalos a punzar y diseño de fractura.

Los resultados obtenidos de la investigación permiten aproximar el incremento de la producción después de efectuar el fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados y el análisis económico respectivo del proyecto, mediante el uso de los indicadores de rentabilidad.

Palabras Claves: Fracturamiento Hidráulico, Estimulación de Pozos, Interpretación de Registros, Incremento de Producción.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE LA FORMACIÓN SANTO TOMÁS EN POZOS DE BAJA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”

Autor: Mauricio Adrián Bustos Moreno

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

ABSTRACT

The Campo Gustavo Galindo Velasco located in the province of Santa Elena, has begun to show signs of aging or maturity, being called mature field due to the reduction of the reservoir pressure, which causes a decrease in the production of the wells.

To increase the production of the wells and prolong the life of this field, the selection of candidate wells to hydraulic fracturing is proposed, for which it is necessary to carry out a preliminary research analysis regarding the completion design, production history and reconditioning carried out in each well, production formations, estimation of their reserves, correlation and interpretation of electric logs, quality and top of cement, intervals to puncture and design of fracture.

The results obtained of the research allow approximating the increase in production after performing the hydraulic fracturing in the selected wells and the respective economic analysis of the project, through the use of profitability indicators.

Key words: Hydraulic Fracturing, Wells Stimulation, Logs Interpretation, Production Increase.

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de Titulación fue propuesto por el Departamento de Yacimientos de la compañía Pacifpetrol S.A. como una alternativa para incrementar la producción en pozos de baja productividad del Bloque Gustavo Galindo Velasco, mediante la realización de Fracturas Hidráulicas en arenas de baja permeabilidad.

Durante el desarrollo del proyecto se describen las características del Bloque Gustavo Galindo Velasco, geología del área, litología, estratigrafía, propiedades petrofísicas de la roca y fluidos, reservas y sistemas de levantamiento artificial empleados.

Además, se conceptualiza los fundamentos de fracturamiento hidráulico, aplicaciones, modelos de la fractura hidráulica, selección de fluidos y material soportante, diseño, orientación y propagación de la fractura.

También se describen los criterios empleados para la selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico. Indicando un valor aproximado en el incremento de producción después de realizar esta técnica de estimulación en los pozos seleccionados, proyección de su declinación y estimación de reservas a final de contrato.

A continuación, se realizará el análisis económico para determinar si el proyecto cumple con la rentabilidad exigida por la compañía para poder efectuarse, mediante el uso de los indicadores de rentabilidad VAN, TIR, RBC y PA.

Por último, se presentan las conclusiones y recomendaciones, en base a los resultados obtenidos en el desarrollo de este proyecto.

CAPÍTULO I

1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

1.1 Antecedentes

La explotación de los diferentes campos ubicados en la Península de Santa Elena, se han llevado a cabo por diferentes operadores a lo largo del tiempo.

El primer pozo del Ecuador denominado ANC-1, fue perforado en el año 1911 por la Compañía Anglo Ecuatorian Oilfields Limited (AEOL).

En 1976 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) comenzó a operar los campos del bloque una vez efectuada la reversión por parte de la Compañía Anglo Ecuatorian Oilfields Limited.

En 1996 la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) concesionó a la Compañía General de Combustibles (CGC) las operaciones del campo.

Desde el año 2002 hasta la actualidad Pacifpetrol se encuentra operando el campo Gustavo Galindo Velasco. En el año 2013 Pacifpetrol firma con el estado un contrato de prestación de servicios hasta el año 2029.

COMPAÑÍA	AÑOS
ANGLO	1965 – 1976
CEPE – PETROPRODUCCIÓN	1976 – 1996
ESPOL – CGC	1996 – 2002
ESPOL – PACIFPETROL	2002 – 2011
PACIFPETROL	2011 – 2029

Figura 1.1 Compañías en el Campo.
Fuente: Pacifpetrol.

1.2 Ubicación del Campo

El campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra ubicado en la Península de Santa Elena en el sudeste de la provincia de Guayas (Pacifpetrol, 2002).

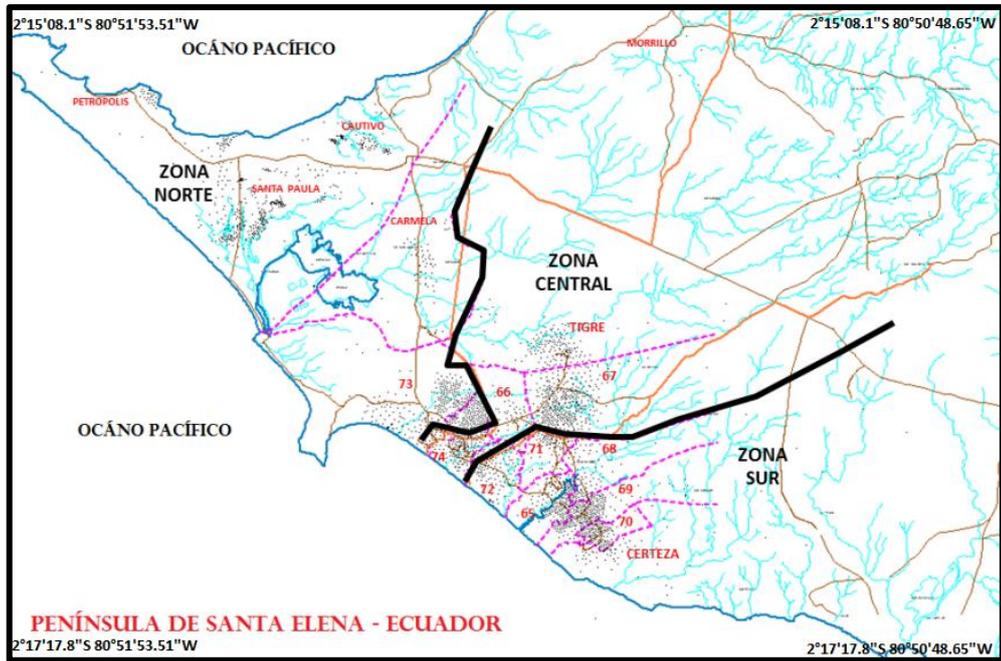


Figura 1.2 Mapa de Ubicación del Campo.
Fuente: Pacífpetrol.

El campo comprende 1200 km² de los cuales 720 km² son costa adentro y 480 km² son costa afuera, en él se han perforado 2882 pozos.

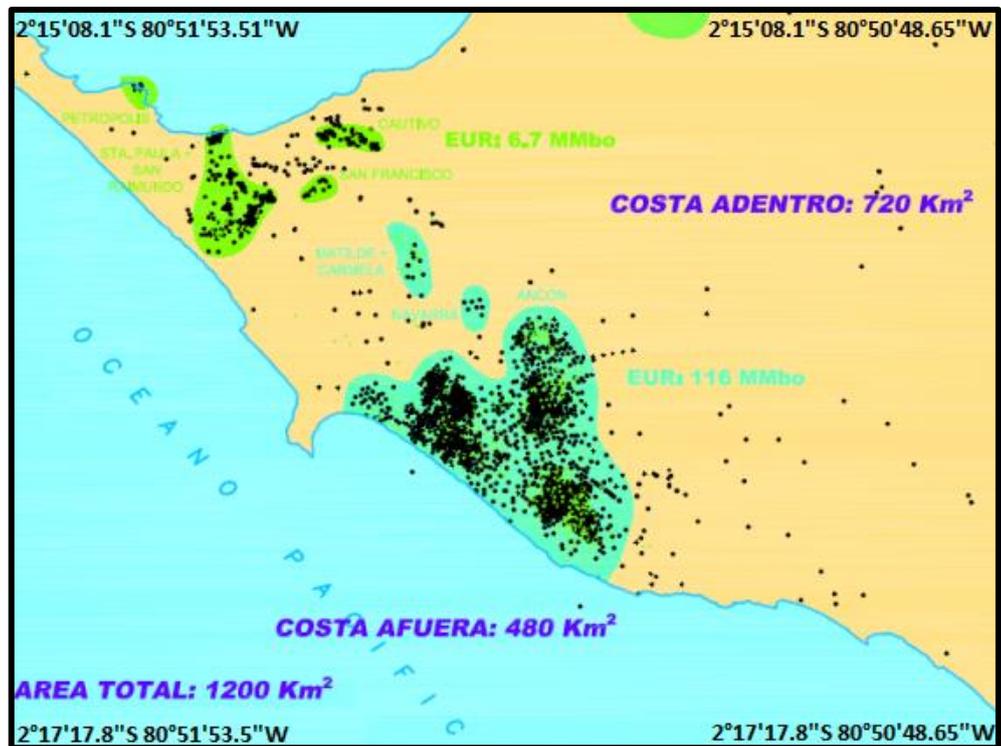


Figura 1.3 Extensión del Campo.
Fuente: Pacífpetrol.

En la actualidad el campo se encuentra dividido en 3 zonas y 16 secciones:

Zona Norte:

En esta zona se encuentran las secciones: 73, Morrillo, Carmela, Santa Paula y Petropolis.

Zona Central:

En esta zona se encuentran las secciones: 66, 67, 74 y Tigre.

Zona Sur:

En esta zona se encuentran las secciones: 65, 68, 69, 70, 71, 72 y Certeza.

ZONA	SECCIÓN
NORTE	73
	CARMELA
	MORRILLO
	SANTA PAULA
	PETRÓPOLIS
CENTRAL	66
	67
	74
	TIGRE
SUR	65
	68
	69
	70
	71
	72
	CERTEZA

Tabla 1.1 División del Campo.
Fuente: Pacifpetrol.

1.3 Geología del Área

El área se encuentra ubicada en el “Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno), depositada sobre la corteza oceánica (Pacifpetrol, 2002).

El “Levantamiento de Santa Elena” se encuentra limitado al noreste por la falla regional de “La Cruz”, con sedimentación correspondiente a la Cuenca Progreso (Figura 1.4).

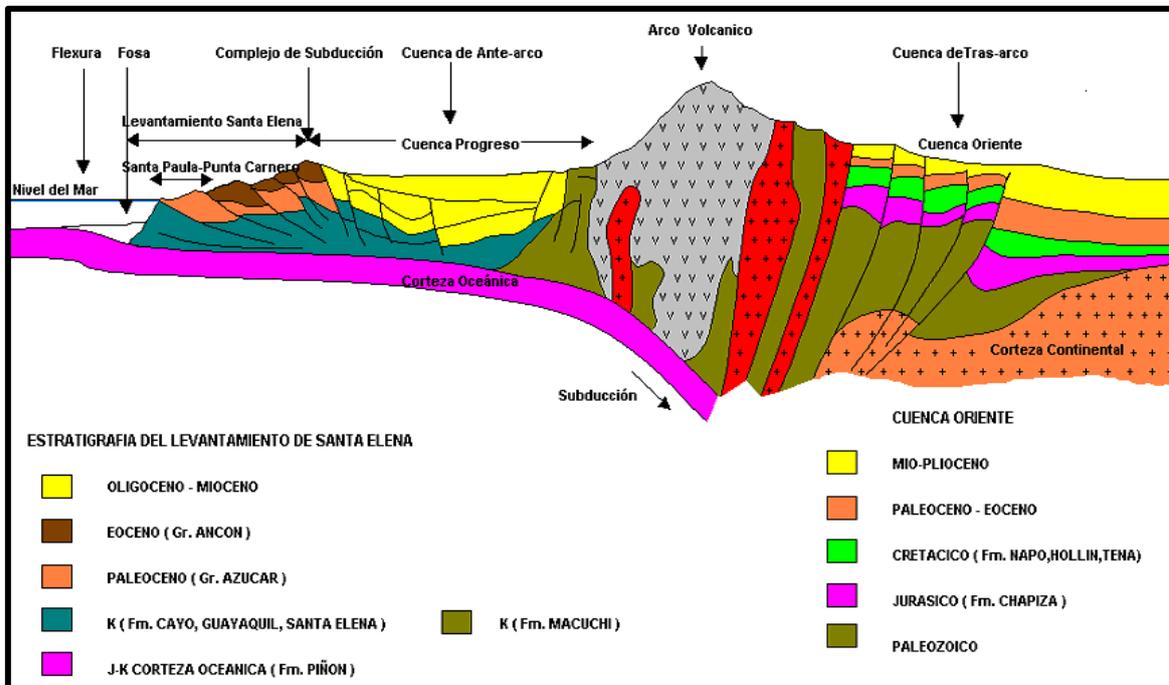


Figura 1.4 Sección Geológica Regional.
Fuente: Pacifpetrol.

1.3.1 Litología

A continuación, se describen las características litológicas de las principales formaciones productoras del Grupo Ancón, Formación Atlanta y Santa Elena (Pacifpetrol, 2015).

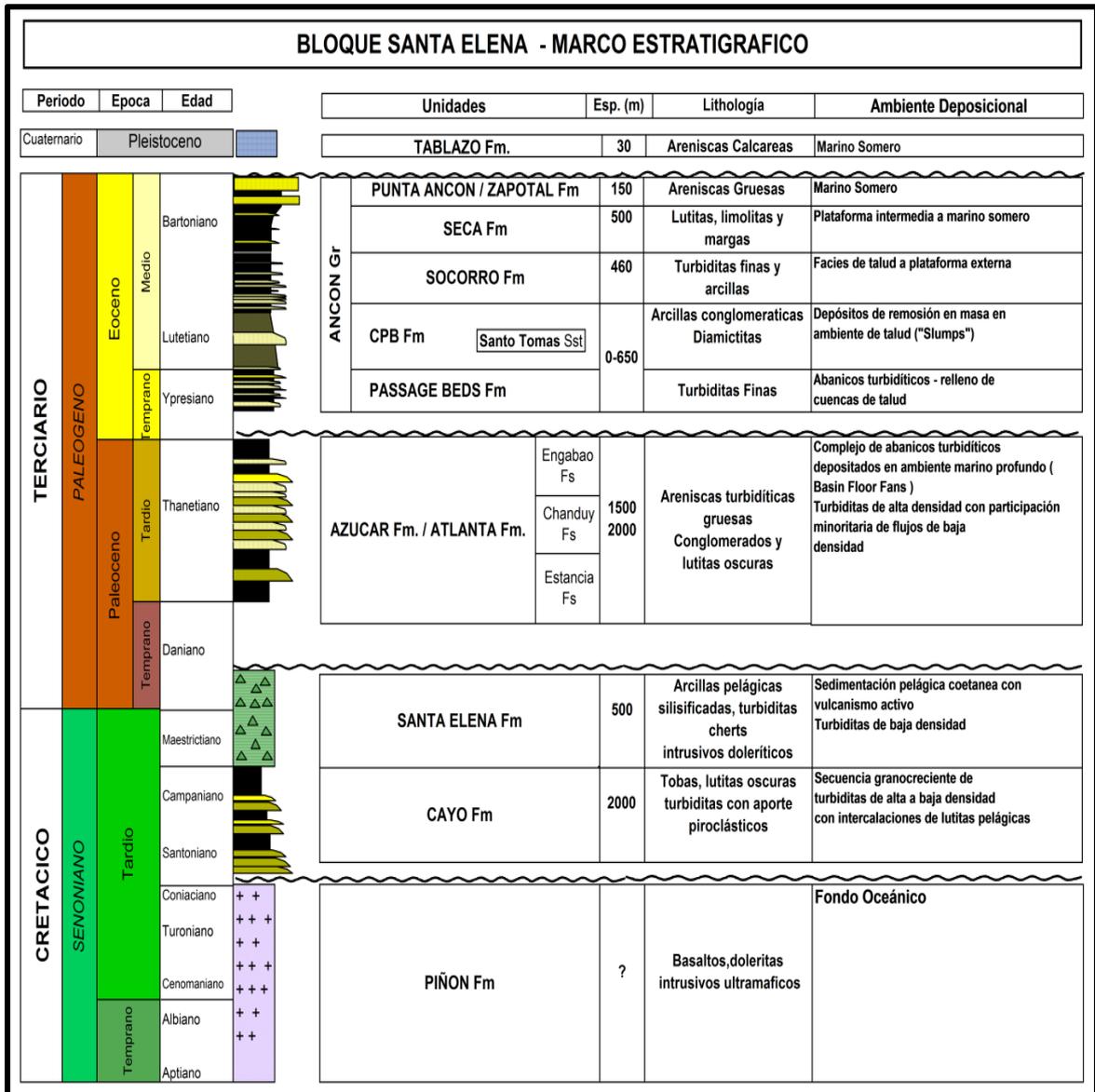


Figura 1.5 Columna Estratigráfica.
Fuente: Pacifpetrol.

1.3.1.1 Formación Santa Elena

La formación Santa Elena se encuentra en la zona norte del campo, sección Santa Paula, produce fundamentalmente de reservorios fisurados provenientes de una roca tipo Chert, correspondiente a la edad cretácica.

La litología está caracterizada por bancos de limolitas y lutitas tobáceas con la intercalación de niveles muy silificados de limolitas con inclusiones de nódulos de Chert.

La formación presenta una porosidad del 11%, saturación de agua del 60% y una permeabilidad de 7.7 md. El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn y el factor de recuperación utilizado es del 11.20%.

1.3.1.2 Formación Atlanta

La formación Atlanta es una secuencia turbidítica compuesta por intercalaciones de areniscas y lutitas, depositadas en canales y abanicos submarinos. En base a la correlación estratigráfica, la formación Atlanta ha sido dividida en 2 grupos de secuencias turbidíticas.

La formación Atlanta tiene un espesor de arena neta del grupo de secuencias superiores que varía de 0 ft a 1000 ft. La profundidad promedio del reservorio a partir de la última formación del Grupo Ancón, se encuentra entre los 1800 ft a 5400 ft, dependiendo de la posición estructural.

La formación presenta una porosidad del 10%, saturación de agua del 64% y una permeabilidad de 3 md. El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn y el factor de recuperación utilizado es del 8.20%.

1.3.1.3 Grupo Ancón

El Grupo Ancón comprende las rocas silicoclásticas y está compuesto por las siguientes formaciones: Formación Passage Beds, Formación Clay Pebble Beds que contiene a su vez la Arenisca Santo Tomás y la Formación Socorro.

Formación Passage Beds

La formación Passage Beds (PB) presenta facies de lutitas, areniscas y conglomerados. Las areniscas son feldespáticas, ricas en limo. Los granos retrabajados son principalmente cuarzo y feldespatos.

La formación presenta una porosidad del 75%, saturación de agua del 64% y una permeabilidad de 5 md. El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn y el factor de recuperación utilizado es del 1.63%.

Formación Clay Pebble Beds

La formación Clay Pebble Beds (CPB) está formada por paquetes espesos de una secuencia conglomerada maciza de matriz arcillosa, grises verdosos, tiene en su interior areniscas, calizas y lutitas. Tiene un espesor variable de 0 ft a 2000 ft.

La formación presenta una porosidad del 10%, saturación de agua del 50% y una permeabilidad de 55 md. El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn y el factor de recuperación utilizado es del 8.99%.

Arenisca Santo Tomás

La Arenisca Santo Tomás está conformada por secuencias de conglomerados y areniscas de grano medio a grueso, con la intercalación de lutitas grises. Su espesor total es de 700 ft en promedio.

La formación Santo Tomás tiene un espesor de arena neta que varía de 24 ft a 550 ft. La profundidad promedio del reservorio, teniendo como referencia la base de la formación Santo Tomás, se encuentra entre los 2000 ft a 3000 ft, dependiendo de la posición estructural.

La formación presenta una porosidad del 11%, saturación de agua del 64% y una permeabilidad de 6 md. El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn y el factor de recuperación utilizado es del 8.63%.

Formación Socorro

La formación Socorro está formada por secuencias de lutitas grises oscuras, limonitas interstratigráficas, con delgadas capas de areniscas grises finas. Es un reservorio con un espesor total de 1000 ft a 1800 ft.

El espesor de arena neta varía de 30 ft a 150 ft y la profundidad promedio del reservorio se encuentra entre los 1000 ft a 2200 ft, dependiendo de la posición estructural.

La formación presenta una porosidad del 25%, saturación de agua del 45 % y una permeabilidad de 82 md. El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn y el factor de recuperación utilizado es del 14.57%.

1.4 Yacimiento

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso (Escobar Macualo, 2000).

En forma general puede afirmarse que los fluidos presentes en un yacimiento son petróleo, gas y agua. A medida que estos fluidos son extraídos sus propiedades varían debido a cambios de presión y temperatura, lo cual conlleva a un cambio en las características del yacimiento y su comportamiento.

En la Tabla 1.2 se muestran las diferentes propiedades petrofísicas de la roca y fluidos del Campo Ancón.

Campo	Yacimiento	Porosidad %	Permeabilidad md	Sw %	API °	β_o By/Bn	Vol. Roca Acre/pe
ANCÓN	SOCORRO	25	82	45	36,8	1,2	267.808
	CPB	10	55	50	39,0	1,2	72.006
	SANTO TOMAS	11	6	64	38,8	1,2	521.001
	PASSAGE BEDS	75	5	64	39,0	1,2	480.034
	ATLANTA	10	3	64	40,0	1,2	3.963.844
	SANTA ELENA	11	7,7	60	33,6	1,2	220.360

Tabla 1.2 Propiedades Petrofísicas del Campo Ancón.
Fuente: Pacifpetrol.

1.4.1 Reservas

Para efectuar el cálculo de reservas probadas remanentes, se ha considerado las siguientes formaciones: Socorro, Clay Pebble Beds (CPB), Santo Tomás, Passage Beds (PB), Atlanta y Santa Elena, de esta manera las reservas remanentes al 31 de diciembre del 2015 son 4.56 MM Bls de petróleo (Pacifpetrol, 2015), habiéndose producido hasta el momento 127.78 MM Bls (producción al 31 de diciembre de 2015) de 132.34 MM Bls de las reservas totales, como se indica a continuación:

Campo	Yacimiento	POES MM Bls	FR %	Reservas Totales MM Bls	Np @ 31-12-15 MM Bls	R. Probadas Remanentes MM Bls
ANCÓN	SOCORRO	238.06	14.57%	34.69	33.29	1.40
	CPB	23.28	8.99%	2.09	1.96	0.13
	SANTO TOMAS	133.38	8.63%	11.51	11.24	0.27
	PASSAGE BEDS	83.79	1.63%	1.36	1.27	0.10
	ATLANTA	922.54	8.20%	75.66	73.53	2.13
	SANTA ELENA	62.68	11.20%	7.02	6.50	0.52
TOTAL		1463.75		132.34	127.78	4.56

Tabla 1.3 Reservas Bloque Ancón.
Fuente: Pacifpetrol.

De acuerdo con la Tabla 1.3. Las formaciones con mayor producción del campo son la formación Atlanta con 73,53 MM Bls de petróleo, seguida de la formación Socorro con 33,29 MM Bls petróleo.

Las formaciones CPB y Passage Beds se incorporaron a la producción en el año 2004, mediante su apertura en varios pozos de diferentes secciones del campo.

A continuación, se indican los porcentajes con los que han aportado las formaciones a la producción acumulada hasta el 31 de diciembre del 2015 (Último informe vigente a la fecha de la realización del proyecto).

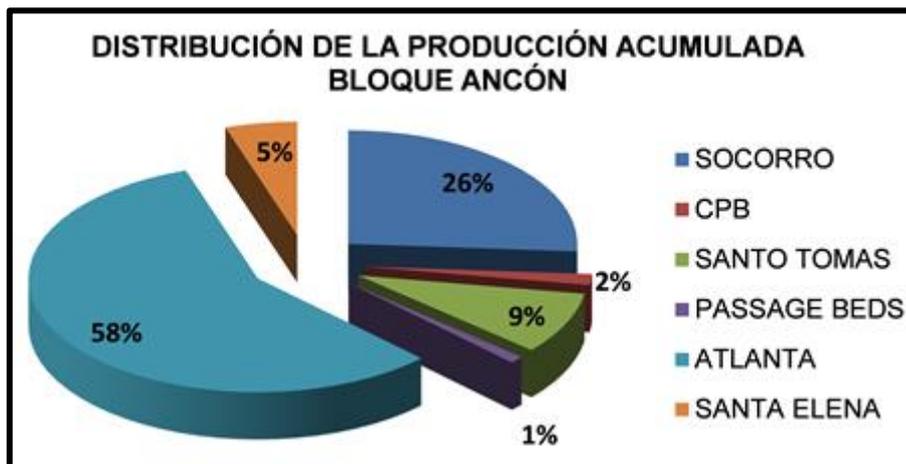


Figura 1.6 Producción Acumulada por Formaciones.
Fuente: Pacifpetrol.

1.5 Producción

Inicialmente los pozos producen por flujo natural, debido a que el yacimiento cuenta con la energía suficiente para levantar el fluido desde el yacimiento hasta la superficie, causado por la diferencia de presión existente entre el pozo y el yacimiento, sin embargo, a medida que la presión del yacimiento declina, la producción del pozo decae. Cuando esto sucede, es necesario suministrar energía externa que conduzca el petróleo a superficie, para ello se emplean los diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial:

- a. Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.
- b. Sistema de Levantamiento Artificial por Pistoneo o Swab.

- c. Sistema de Levantamiento Artificial por Herramienta Local.
- d. Sistema de Levantamiento Artificial por Gas Lift.
- e. Sistema de Levantamiento Artificial por Plunger Lift.

1.5.1 Sistemas de Levantamiento Artificial

Los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA), son mecanismos encargados de levantar los fluidos de un pozo hasta la superficie a una determinada tasa cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlos por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

La producción de fluidos genera disminución de presión del reservorio, incremento de producción de agua y decremento de la fracción de gas. Todos estos factores reducen o anulan la producción de fluidos de un pozo hasta la superficie, debido a que la disminución de la presión del reservorio se equipara con la presión de superficie.

Los Sistemas de Levantamiento Artificial son el primer mecanismo al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos.

Todos estos mecanismos operan sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando energía adicional a los mismos.

1.5.2 Historial de Producción del Campo

El campo Gustavo Galindo Velasco, como se mencionó anteriormente, ha sido desarrollado en varios periodos de concesión; empezando por la Compañía Anglo Ecuatorian Oilfields Limited, cuya producción total decayó en los años posteriores de su operación, razón por la cual se han realizado proyectos de desarrollo,

punzado, perforación, fracturamiento hidráulico y reacondicionamientos, que han permitido mantener una declinación que no afecte significativamente al campo.

Cabe destacar que, de acuerdo con la proyección realizada en el año 2015, el comportamiento del campo debe seguir una declinación del 3.2% anual como se muestra en la Figura 1.7 por lo tanto, en el año 2029 se finalizaría con un caudal de 725.4 BIs/día.

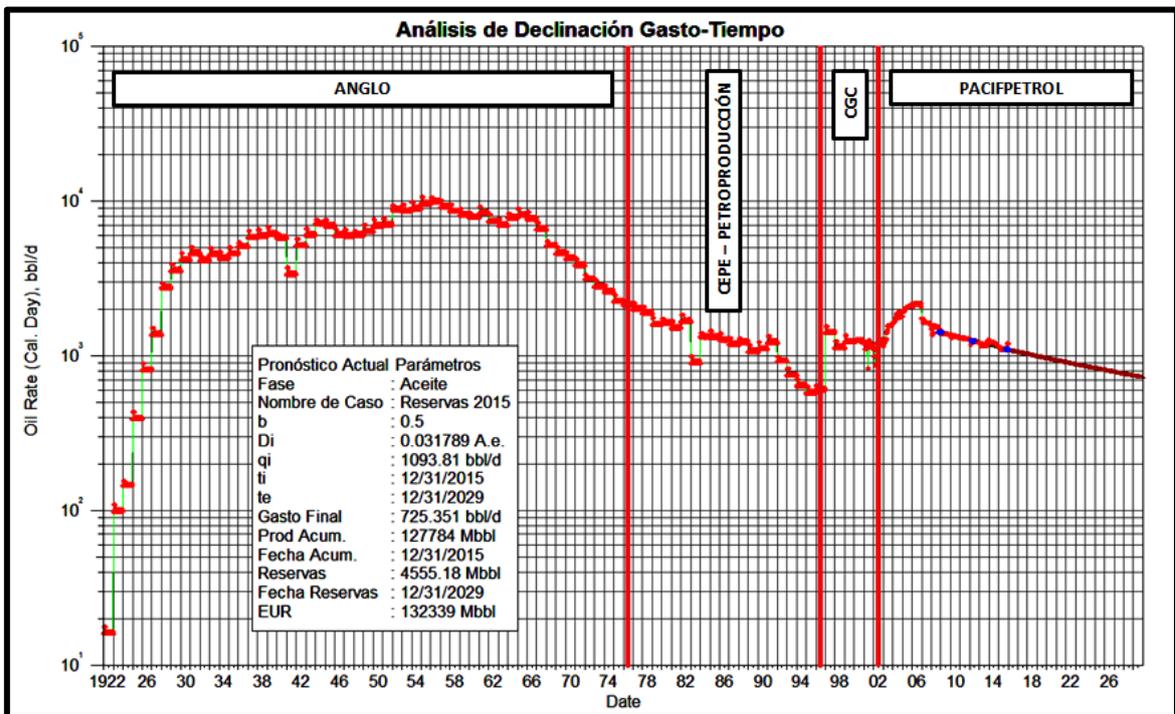


Figura 1.7 Historial de Producción del Campo Ancón.
Fuente: Pacífpetrol.

1.5.3 Situación Actual del Campo

En esta parte del trabajo se describe la cantidad, estado y producción de pozos del Campo Gustavo Galindo Velasco.

1.5.3.1 Cantidad y Estado de Pozos por Zona

Hasta ahora se encuentran perforados 2882 pozos, de los cuales 1239 pozos se encuentran productivos y 1643 pozos se encuentran parados. En la Tabla 1.4 se indica detalladamente, el número de pozos productivos y parados distribuidos por zonas.

POZOS PERFORADOS POR ZONA	NORTE	CENTRAL	SUR	TOTAL
POZOS PRODUCTIVOS	415	366	458	1.239
POZOS PARADOS	684	465	494	1.643
TOTAL	1.099	831	952	2.882

Tabla 1.4 Pozos Perforados por Zona.

Fuente: Pacifpetrol.

1.5.3.2 Producción Actual

La mayoría de los pozos productivos del campo Gustavo Galindo Velasco son operados por diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial mencionados anteriormente.

A continuación, se presenta una descripción actual de la producción mensual que se obtiene por cada sistema (Tabla 1.5) y zona (Tabla 1.6), de la totalidad de pozos productivos que hay en el campo Gustavo Galindo Velasco.

PRODUCCIÓN POR SISTEMA	BM	FY	HL	SW	PL	GL	TOTAL
Total Mes (Bls)	24.531,06	642,37	5.760,24	7.636,81	161,37	136,64	38.868,49
Promedio de BPPD	791,32	20,72	185,81	246,35	5,21	4,41	1.253,82
Porcentaje por Sistema	63,11	1,65	14,82	19,65	0,42	0,35	100

Tabla 1.5 Producción por Sistema de Extracción - Mayo del 2016.

Fuente: Pacifpetrol.

PRODUCCIÓN POR ZONA	NORTE	CENTRAL	SUR	TOTAL
Total Mes (Bls)	13.226,75	15.027,44	10.614,30	38.868,49
Promedio de BPPD	426,67	484,76	342,40	1.253,82
Porcentaje por Zona	34,03	38,66	27,31	100

Tabla 1.6 Producción por Zona - Mayo del 2016.

Fuente: Pacifpetrol.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO GENERAL

2.1 Fundamentos de Mecánica de Rocas y Fluidos

2.1.1 Propiedades de la Roca

A continuación, se mencionan las principales propiedades petrofísicas y mecánicas de la roca.

2.1.1.1 Propiedades Petrofísicas

2.1.1.1.1 Saturación

La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso (Halliburton), y está definido como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100$$

Dónde:

S_{fluido} = Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso.

V_f = Volumen del fluido dentro del espacio poroso.

V_p = Volumen poroso.

Se considera que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos se encuentra saturada con petróleo, gas y agua. Se tiene que:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Dónde:

S_w = Saturación de Agua.

S_o = Saturación de Petróleo.

S_g = Saturación de Gas.

2.1.1.1.2 Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} * 100$$

Dónde:

ϕ = Porosidad Absoluta.

V_p = Volumen Poroso.

V_t = Volumen Total.

La porosidad generalmente se expresa en porcentaje. La Tabla 1.3 muestra el grado normal de porosidades.

GRADO DE POROSIDAD	PORCENTAJE
MUY BAJA	1 a 5
BAJA	5 a 10
INTERMEDIA	10 a 15
BUENA	15 a 20
MUY BUENA	> 20

Tabla 2.1 Grado de Porosidad.

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

2.1.1.1.3 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el movimiento de fluidos a través de los espacios porosos interconectados (Halliburton).

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Dónde:

K = Permeabilidad (Darcys)

μ = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cps)

- L = Distancia que recorre el fluido (cm)
 A = Sección transversal (cm²)
 ΔP = Diferencia de presión (atm)
 q = Tasa de producción (cm³/s)

La Tabla 1.2 muestra el grado de permeabilidades para un reservorio de hidrocarburos.

GRADO DE PERMEABILIDAD	md
BAJA	1 a 10
BUENA	10 a 100
MUY BUENA	100 a 1000

Tabla 2.2 Grado de Permeabilidad.
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

2.1.1.2 Mecánica de Rocas

El comportamiento mecánico de una roca es el reflejo de la relación entre su respuesta o deformación ante una fuerza o carga aplicada.

2.1.1.2.1 Esfuerzo

Se puede definir como un par igual y opuesto de fuerzas que actúan en un cuerpo, por unidad de área. La magnitud del esfuerzo depende de la magnitud de la fuerza y el tamaño de la superficie sobre la que actúa (Vázquez Cárdenas, 2009).

$$\sigma = \frac{F}{A_0}$$

Dónde:

- σ = Esfuerzo (psi)
 F = Fuerza aplicada.
 A_0 = Área de aplicación.

2.1.1.2.2 Tensión

Tensión o esfuerzo tensional es la fuerza interna de un cuerpo que resiste la acción de fuerzas externas tendientes a incrementar la longitud del cuerpo (Vázquez Cárdenas, 2009).

2.1.1.2.3 Compresión

Compresión es la deformación resultante del esfuerzo compresivo.

2.1.1.2.4 Deformación

La deformación (δ) se define como cualquier cambio en las relaciones geométricas que sufre una roca como consecuencia de haber sido sometida a un campo de esfuerzos, se expresa en porcentaje:

$$\delta = \frac{\Delta l}{l_0}$$

Dónde:

δ = Deformación.

Δl = Elongación

l_0 = Longitud inicial.

2.1.1.2.5 Comportamiento Mecánico de la Roca

Para todo material se tiene que; el límite elástico, es la fuerza máxima que un material puede soportar sin sufrir deformaciones permanentes, es decir, al cesar la fuerza que los deforma, estos tienden a recuperar sus dimensiones originales. Sin embargo, si la fuerza se incrementa paulatinamente el material sufrirá deformaciones permanentes y no recuperará su forma original al cesar el esfuerzo, ubicándose dentro de la zona plástica, como se indica en la Figura 2.1.

Si se continúa aumentando la fuerza aplicada, el material se rompe, a este valor de esfuerzo se le denomina límite de ruptura o frágil.

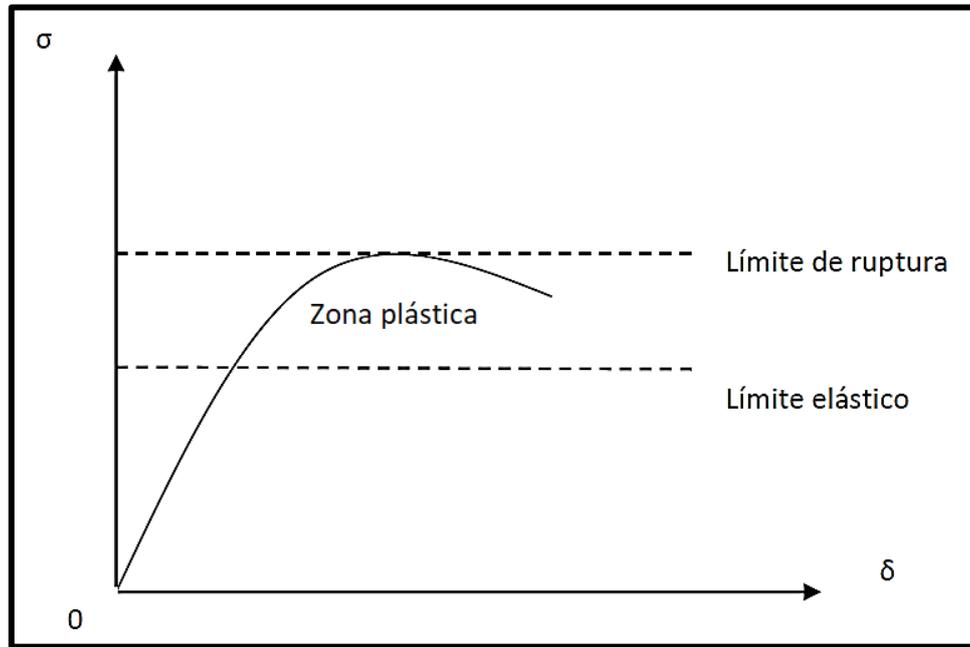


Figura 2.1 Límite Elástico.

Fuente: Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico, Vázquez Juan 2009

2.1.1.2.6 Módulo de Young

El Módulo de Young mide el coeficiente de esfuerzo con respecto a la deformación dentro del límite elástico.

$$E = \frac{\sigma}{\delta}$$

Dónde:

E = Módulo de Young (psi)

σ = Esfuerzo.

δ = Deformación.

En la Tabla 2.3 se muestran algunos valores típicos del Módulo de Young, para rocas de interés en el fracturamiento hidráulico.

TIPO DE ROCA	Kg/cm ²	lb/pg ²
Arena poco consolidada	10 000 – 50 000	142 106 – 710 529
Arenisca Arcillosa	50 000 – 100 000	710 529 – 1 421 057
Marga y Caliza suave	60 000 – 10 0000	852 634 – 1 421 057
Arenisca consolidada	200 000 – 300 000	2 842 115 – 4 263 172
Arenisca muy consolidada	300 000 – 500 000	4 263 172 – 7 105 286
Caliza dura y muy dura	500 000 – 1 000 000	7 105 286 – 14 210 573

Tabla 2.3 Valores del Módulo de Young para Diferentes Tipos de Rocas.

Fuente: Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico, Vázquez Juan 2009.

2.1.1.2.7 Módulo de Poisson

El coeficiente o relación de Poisson se define como el cociente de las elongaciones longitudinal y transversal (Figura 2.2).

$$\nu = \frac{\delta_h}{\delta_v} = \frac{\delta_x}{\delta_z} = \frac{\delta_y}{\delta_z}$$

Dónde:

ν = Módulo de Poisson.

δ_h = Deformación horizontal.

δ_v = Deformación vertical.

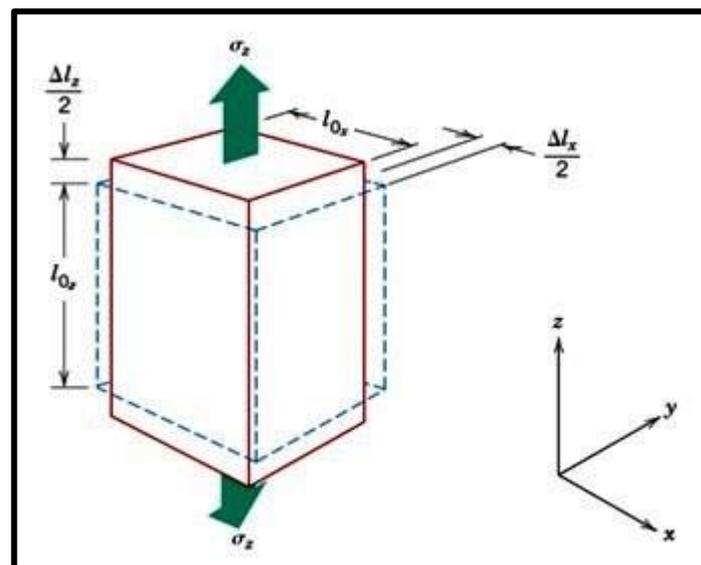


Figura 2.2 Módulo de Poisson.

Fuente: Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico, Vázquez Juan 2009.

Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de ν (relación de Poisson). Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos enlistados a continuación:

TIPO DE ROCA	ν (RELACIÓN DE POISSON)
ARENISCAS	0.15 – 0.25
CALIZAS	0.20 – 0.30
MARGAS	0.20 – 0.45
ROCA DE SAL	0.30 – 0.40

Tabla 2.4 Valores del Módulo de Poisson para Diferentes Tipos de Rocas.

Fuente: Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico, Vázquez Juan 2009.

2.1.1.2.8 Módulo de Corte o Cizalla

Se produce cuando una fuerza actúa sobre un cuerpo y es paralela a una de las caras mientras que la otra cara permanece fija (Figura 2.3).

$$G = \frac{\sigma}{\theta}$$

Dónde:

G = Módulo de Corte (psi)

σ = Esfuerzo (psi)

θ = Ángulo de deformación (rad)

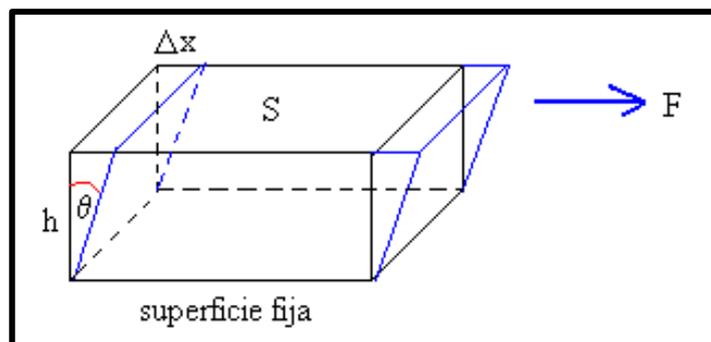


Figura 2.3 Módulo de Corte o Cizalla.

Fuente: Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico, Vázquez Juan 2009.

2.1.2 Propiedades de los Fluidos

A continuación, se mencionan las principales propiedades de los fluidos.

2.1.2.1 Factor Volumétrico

El factor volumétrico de formación del petróleo, β_o , es el volumen de la masa de petróleo a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen de la misma masa de petróleo a condiciones de superficie (Tarek, 2001).

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{SC}}$$

Dónde:

β_o = Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)

$(V_o)_{P,T}$ = Volumen de petróleo a presión y temperatura de yacimiento (bbl)

$(V_o)_{SC}$ = Volumen de petróleo a condiciones de superficie (STB)

2.1.2.2 Densidad

La densidad del petróleo se define como la masa de una unidad de volumen del crudo a una presión y temperatura especificada (Tarek, 2001).

2.1.2.3 Gravedad Específica

La gravedad específica del petróleo se define como la relación de la densidad del petróleo a la del agua. Ambas densidades se miden a 60 °F y presión atmosférica.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Dónde:

γ_o = Gravedad específica del petróleo.

ρ_o = Densidad del petróleo (lb/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³)

2.1.2.4 Gravedad API

Aunque la densidad y la gravedad específica se utilizan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API (American Petroleum Institute) es la escala de gravedad preferida (Tarek, 2001). Esta escala de gravedad está precisamente relacionada con la gravedad específica por la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Las densidades API de los crudos por lo general oscilan entre 47 °API para los crudos más ligeros a 10 °API para los crudos más pesados.

El crudo del campo Gustavo Galindo Velasco posee un bajo porcentaje de impurezas y un promedio de 37.9 °API, que lo convierte en un crudo de excelente calidad y de alto valor comercial.

2.2 Fundamentos del Fracturamiento Hidráulico

2.2.1 Historia del Fracturamiento Hidráulico

La técnica de fracturar la formación productora se conoce en la Industria Petrolera como Fracturamiento Hidráulico (Figura 2.4) y tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las proximidades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, obteniendo como resultado el incremento de producción (Pazmiño Urquiza, 2004).

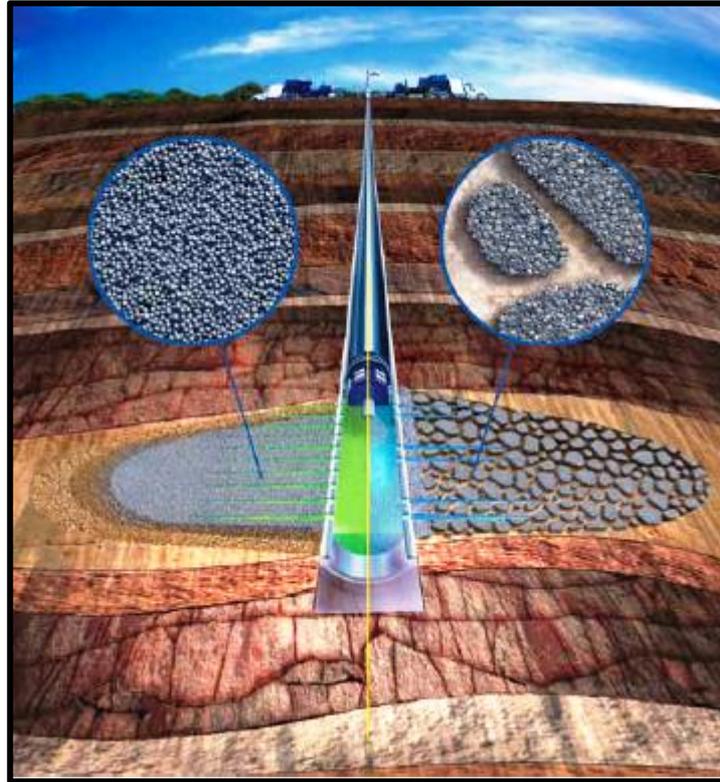


Figura 2.4 Fracturamiento Hidráulico.

Fuente: Fracturamiento con Canales de Flujo Abierto: Una Vía Rápida para la Producción.

El primer fracturamiento hidráulico se realizó en Kansas en el año de 1940, con el propósito de incrementar la producción en un pozo marginal.

En la década de los años 1950 este tipo de tratamiento obtuvo un gran impacto al realizarse tanto en pozos de gas como petróleo. Posteriormente, en la década de los años 1980, esta técnica de estimulación prospera como resultado del conocimiento científico y de los modelos del comportamiento de la fractura en la formación productora, además ayudó el hecho de realizar fracturamiento hidráulico masivo (MHF, Massive Hydraulic Fracturing) en los yacimientos. La tendencia en estas décadas fue fracturar formaciones con permeabilidades bajas.

Con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas (HPF, High Permeability Fracturing), con la técnica conocida como "Frac & Pack" o sus variantes y el hecho de disminuir costos, han permitido considerar el tratamiento

de fracturamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

2.2.1.1 Definición de Fracturamiento Hidráulico

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura de la roca (Pazmiño Urquiza, 2004).

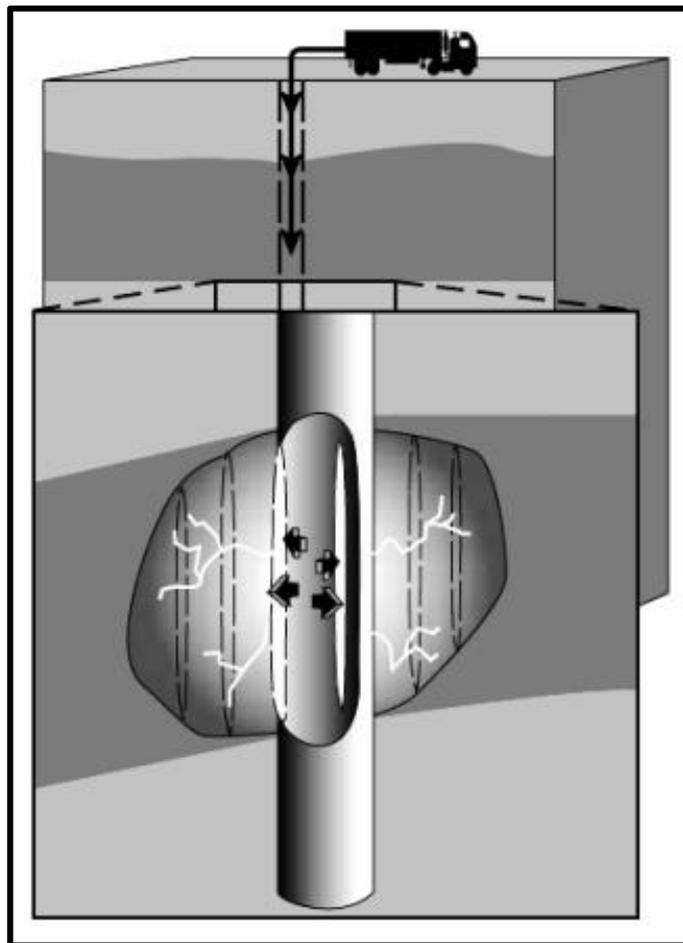


Figura 2.5 Presión de Fracturamiento de la Roca en la Formación Productora.
Fuente: Reservoir Stimulation, Michael Economides 2000.

2.2.1.2 ¿Por qué fracturar?

La operación de fracturamiento hidráulico se realiza en un pozo por una o más de las tres razones siguientes:

- Disminuir el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
- Extender una ruta de conducto en la formación y así incrementar la productividad por encima de sus niveles naturales.
- Alterar el flujo de fluidos en la formación, incrementando el área efectiva de drenaje de un pozo.

Todas estas consideraciones mecánicas de la roca están relacionadas a la presión neta, definida como la presión necesaria del fluido fracturante para mantener abierta la fractura.

2.2.2 Orientación de la Fractura

Es importante resaltar que el tamaño y la orientación de una fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera. Los principales esfuerzos ortogonales son:

- Esfuerzo vertical (σ_v)
- Esfuerzo horizontal máximo (σ_H)
- Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h)

En la mayoría de los casos se cumple la siguiente condición $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$.

De los tres principales esfuerzos ortogonales de un punto en la formación productora el esfuerzo mínimo es el parámetro determinante que controla la geometría de la fractura (Figura 2.6).

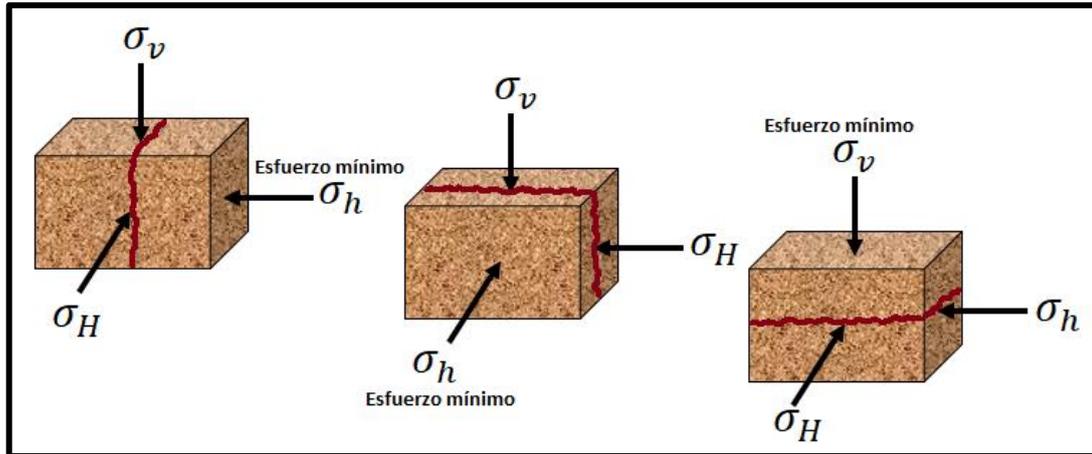


Figura 2.6 Orientación de la Fractura.
 Fuente: Reservoir Stimulation, Michael Economides 2000.

La fractura de la roca se desarrolla perpendicular al esfuerzo mínimo y para el caso del fracturamiento hidráulico, si el esfuerzo mínimo está en el plano horizontal, entonces el desarrollo de la fractura será en el plano vertical.

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma (Pazmiño Urquiza, 2004).

Inicialmente se inyecta únicamente fluido fracturante de relleno para generar la fractura. A medida que la fractura comienza a abrirse es necesario que el material soportante con cierto diseño de concentración comience a ingresar en ella, ya que con ello se obtendrá una excelente conductividad de los fluidos en el interior de la fractura.

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura.

Finalmente, para concluir el proceso de tratamiento por fracturamiento hidráulico en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objeto de realizar la limpieza del exceso del material soportante del pozo.

2.2.3 Características de la Fractura Hidráulica

2.2.3.1 Longitud de la Fractura Hidráulica

Es la distancia de la fractura abierta al flujo; además, se supone que la fractura consiste de dos lados simétricos o medias longitudes (x_f), a cada lado del pozo (Pazmiño Urquiza, 2004).

El término x_f se referirá a la mitad de la longitud de conductividad de la fractura.

El volumen de fluido total inyectado (V_i), simplemente será:

$$V_i = q_i \times t_p$$

Dónde:

q_i = Tasa de inyección total de fluido fracturante.

t_p = Tiempo de bombeo para el tratamiento o proceso de fracturamiento.

Por otro lado, el volumen de la fractura idealizada (V_f), está dado por:

$$V_f = h_f \times \bar{w} \times 2x_f$$

Dónde:

h_f = Altura de la Fractura.

\bar{w} = Ancho promedio de la fractura sustentada.

$2x_f$ = Longitud de la fractura de extremo a extremo.

2.2.3.2 Altura de la Fractura Hidráulica

En la ecuación de balance de materiales aplicado a esta técnica de estimulación, se aprecia que la altura de la fractura es otra de las variables que influyen en el diseño de una fractura en el pozo.

La altura de la fractura es controlada por los esfuerzos in situ, en particular por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre los diferentes estratos (Haro, 2015).

Si la presión neta es mucho mayor que la diferencia de esfuerzos, la altura de la fractura no tiene restricciones y otra vez, la geometría es radial.

2.2.3.3 Ancho de la Fractura Hidráulica

El inicio de una fractura es una grieta o rajadura en la roca que se produce cuando el esfuerzo inducido supera el límite plástico de la formación, produciéndose una deformación constante con respecto al esfuerzo.

Si se considera una geometría elíptica de la grieta en la formación productora, el ancho máximo calculado será:

$$w_{max} = \frac{2P_{net}d}{E'}$$

Dónde:

w_{max} = Ancho máximo de la fractura.

P_{net} = Presión neta.

E' = Módulo del plano de deformación que es función del módulo de Young (E) y de la relación de Poisson (ν).

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$$

d = Dimensión característica de la fractura que se selecciona con base del modelo que se utiliza.

Para el modelo KGD la dimensión característica (d), es igual a la longitud de fractura, de punta a punta ($2x_f$), mientras para el modelo PKN es la altura de fractura (h_f).

2.2.4 Modelos de la Fractura Hidráulica

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora (Pazmiño Urquiza, 2004).

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a. Propiedades mecánicas de la roca.
- b. Propiedades del fluido fracturante.
- c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- d. Esfuerzo de la formación.
- e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

- Modelos en dos dimensiones (2-D)
- Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D)
- Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D)

La fractura puede propagarse lateral y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de las propiedades de la roca y la distribución del esfuerzo local.

El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

2.2.4.1 Modelos en Dos Dimensiones

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho (w) y la longitud (x_f) de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo (Haro, 2015).

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida.

Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, los modelos frecuentemente utilizados son:

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se posee el modelo PKN [Perkins & KERN (1961) y Nordgren (1972)] que es una apropiada aproximación. Dónde:

$$x_f \gg h_f$$

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura, se tiene el modelo KGD [Khristianovic & Zheltov (1955) y Geertsma & de Klerk (1969)]. Dónde:

$$h_f \gg x_f$$

- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la longitud de la fractura crece al mismo tiempo que crece la altura de la fractura. Se tiene:

$$h_f = 2x_f$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y No-Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

A continuación, en la Figura 2.7, se presenta una gráfica del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora.

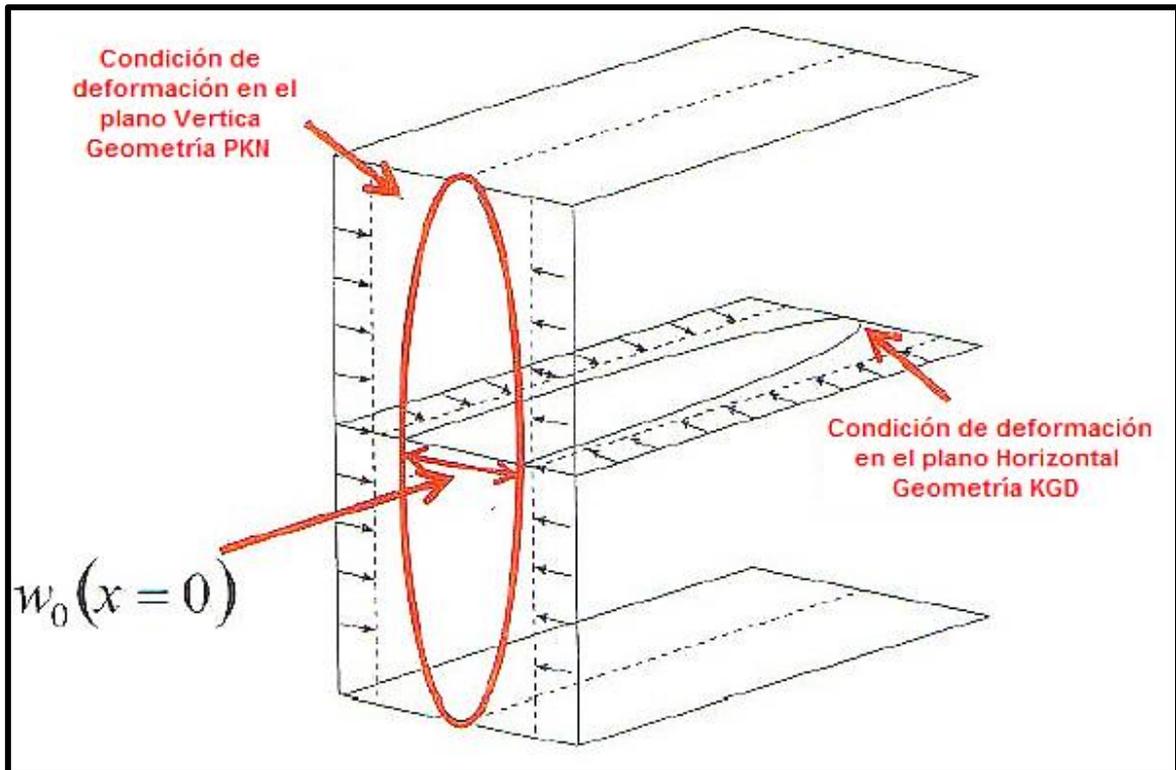


Figura 2.7 Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

2.2.4.2 Modelos en Tres Dimensiones

Los modelos en tres dimensiones solucionan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante (Pazmiño Urquiza, 2004).

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos como es el caso de la aplicación del elemento finito.

Diseñar un modelo en 3-D completo es complicado, porque requiere de una cantidad significativa de datos que justifiquen su uso y un análisis mucho más detallado que está fuera del alcance de este texto. Su uso se inscribe en el ámbito científico, básicamente.

En resumen, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el Ingeniero de petróleo deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos.

2.2.4.3 Modelo PKN

El modelo PKN (Figura 2.8). Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está ubicada en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y fondo (Pazmiño Urquizo, 2004).

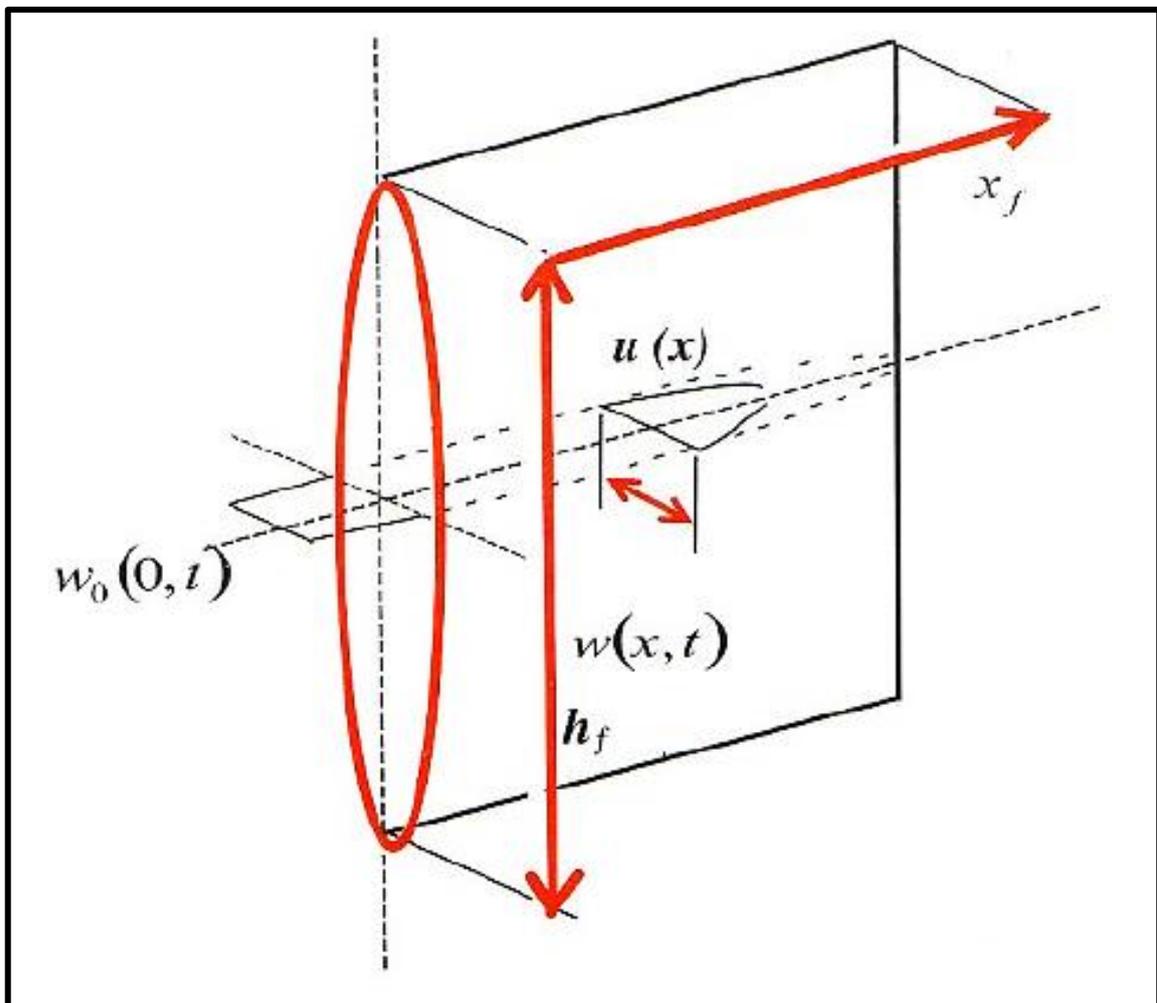


Figura 2.8 Modelo Geométrico PKN.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquizo 2004.

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud (del orden de milímetros comparado con decenas o miles de metros).
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

El ancho promedio de fractura se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura por un factor geométrico (γ). En unidades de campo se tiene:

$$\bar{w} \cong 0,3 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \gamma$$

Dónde:

\bar{w} = Ancho promedio de la fractura (pg)

q_i = Tasa de Flujo (bpm)

μ = Viscosidad del fluido fracturante (cp)

x_f = Longitud de Fractura (ft)

G = Módulo de Corte o Cizalla (psi)

La expresión del máximo ancho de fractura con un fluido No-Newtoniano, se expresa en las siguientes unidades de campo:

$$w_{max} = 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0,9775}{144} \right) \left(\frac{5,61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} \left(\frac{q_i^{n'} K' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)}$$

Dónde:

w_{max} = Ancho máximo de la fractura (pg)

Las variables n' y K' son propiedades reológicas de un fluido del fracturante:

n' = Índice de comportamiento de fluido, adimensional.

K' = Índice de consistencia de fluido (lbf-sⁿ/ft²)

El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el factor geométrico $\left(\frac{\pi}{4}\right)\gamma$.

2.2.4.4 Modelo KGD

El modelo KGD (Figura 2.9) es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f \gg x_f$ (Pazmiño Urquizo, 2004).

Así, este modelo KGD no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

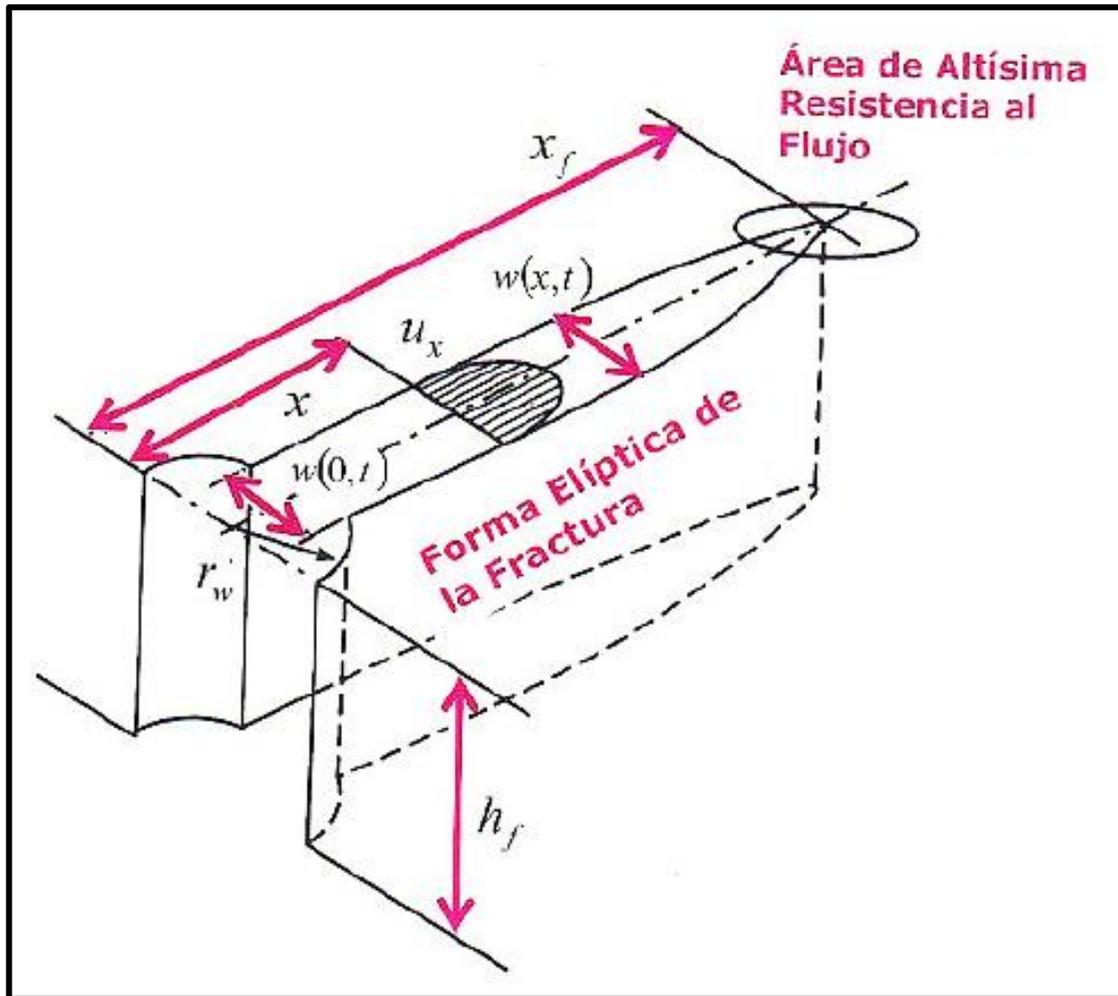


Figura 2.9 Modelo Geométrico KGD.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo, con \bar{w} , en pulgadas es simplemente:

$$\bar{w} \cong 2,53 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4}$$

Para la utilización del modelo KGD con fluido No-Newtoniano se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de Potencias; entonces la correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es:

$$w_w = (111)^{1/(2n+2)} \cdot 3,24^{n/(2n+2)} \cdot K^{1/(2n+2)} \cdot \left[\frac{1 + 2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left(\frac{q_i^n x_f^2}{E' h_f^n} \right)^{1/(2n+2)}$$

2.2.4.5 Presión Neta de Fracturamiento

La creación de una grieta tridimensional, en la que una dimensión sea alargada hacia el infinito y la otra tiene una extensión finita (d), ha sido descrita por Sneddon y Elliot en 1946.

La máxima amplitud de la grieta es proporcional a las dimensiones características y a la presión neta, definida como:

$$P_{net} = P_f - \sigma_c = P_f - \sigma_h = P_f - \sigma_{min}$$

Dónde:

P_{net} = Presión neta.

P_f = Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura.

σ_c = Esfuerzo de cierre de la fractura.

σ_h = Esfuerzo horizontal menor.

σ_{min} = Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales.

En términos generales el ancho máximo de la fractura puede ser expresado como:

$$w_{max} = \frac{2 * P_{net} * d}{E'} = \frac{2(P_f - \sigma_{min})d}{E'}$$

El valor de γ_c es 0.75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

El ancho promedio de la fractura está expresado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} \gamma_c \cdot w_{max}$$

Nolte & Economides, (2000) han demostrado que para una operación de fracturamiento con una eficiencia del fluido fracturante tendiente a la unidad, se tiene:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \rightarrow 1$$

Dónde:

η = Eficiencia del fluido fracturante.

V_f = Volumen de fractura.

V_i = Volumen inyectado.

Entonces, de un balance de materia sin considerar el fenómeno de filtrado, el volumen de la fractura (V_f) será igual al volumen de fluido inyectado (V_i), y, por lo tanto:

$$\bar{w}A_f = q_i t$$

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

$$\bar{w}x_f = \frac{q_i t}{2h_f}$$

Para el caso en que $\eta \rightarrow 0$:

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} = 2x_f h_f$$

Despejando la longitud de la fractura, se tiene:

$$x_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h_f C_L r_p} = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L}$$

Donde C_L es el coeficiente de fuga y r_p es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura (h/h_f). En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto de reservorio (h).

De la relación de ruptura de Sneddon, la presión neta de fracturamiento está dada por:

$$\Delta P_f = (P_f - \sigma_{min}) = \frac{w_{max} E'}{2h_f} = P_{net}$$

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

2.2.5 Diseño de la Fractura Hidráulica

Para el diseño de una fractura hidráulica se requiere seleccionar lo siguiente:

- Fluido fracturante y aditivos apropiados.
- El material soportante adecuado.

La cantidad de estos fluidos y materiales; así como el modo en que se realiza la inyección de estos se refleja en la tasa de inyección y en la presión de inyección, parámetros que están relacionados estrechamente entre sí para determinar el dimensionamiento de la fractura en la formación geológica productora de crudo (Pazmiño Urquiza, 2004).

Un criterio apropiado para la optimización del diseño es la producción con su correspondiente impacto económico; de allí que se tenga que maximizar los beneficios, de tal manera que se pruebe una rentabilidad adecuada sobre la inversión realizada en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Otros criterios que se deben considerar en la selección del fluido fracturante son los siguientes:

- a. Transportar en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.
- b. Evitar cualquier empaquetamiento del material soportante que cause daño en la fractura. Para ello, se deberá prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso es por lo que la mayoría de los fluidos fracturante son de tipo No-Newtoniano.

Por otro lado, la selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

Referentes a la tasa de inyección, se puede indicar que:

- a. Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de la fractura.
- b. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura. Por lo que el fenómeno de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución de la fractura.

Las consideraciones anteriores están afectadas por varias variables que, interrelacionadas entre ellas, permite obtener un diseño óptimo.

2.2.6 Fluidos Fracturante

Una ejecución de fractura consiste en la inyección en diferentes etapas de distintos tipos de fluido que se detallan a continuación y donde cada uno tiende a realizar su correspondiente comportamiento dentro de su rol específico.

2.2.6.1 Fluido de Relleno (Pad)

Es el fluido fracturante que no tiene material soportante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura (Haro, 2015).

Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o “leakoff”; es decir, entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (filter-cake).

El volumen de fluido necesario para el proceso de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

Por lo tanto, este tipo de fluido de relleno es el primero que se inyecta en el tratamiento de un fracturamiento hidráulico y actúa como un fluido de sacrificio, para posteriormente inyectar la lechada con la que se acarreará el material soportante dentro de la fractura.

2.2.6.2 Fluido con Agente de Soporte en Suspensión o Lechada

Después de la inyección del fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante material soportante, incrementando la concentración de este hasta el final del tratamiento.

Los valores de concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transporte de este con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura.

En general, excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

La creación de la longitud de fractura hidráulica difiere de la longitud soportada por el material, porque este no puede ser transportado a los puntos donde el ancho de fractura es menor a tres veces el diámetro del material soportante.

2.2.6.3 Fluido de Limpieza

El Fluido de Limpieza (flush) tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse de que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura (Pazmiño Urquizo, 2004).

La ecuación general de balance de materia entre el volumen de fluido total inyectado (V_i), volumen de fractura creada (V_f) y la fuga de líquido ($V_{L(\text{leakoff})}$) puede ser escrito:

$$V_i \cong V_f + V_L$$

El área de la fractura se multiplica por 2 para reflejar ambos lados de la cara de la fractura en donde se produce el fenómeno de filtrado, el área está expresada por:

$$A_f = 2x_f h_f$$

El producto $q_i t_i$ es igual al total de volumen requerido de fluido de relleno (pad) y de la lechada con el material soportante en suspensión.

Entonces, el tiempo de la parte correspondiente a la cantidad de fluido de relleno, es calculado así:

$$t_{pad} = \frac{V_{pad}}{q_i}$$

Dónde:

t_{pad} = Tiempo de inyección del fluido de relleno.

V_{pad} = Volumen de relleno.

q_i = Tasa de inyección del fluido de relleno.

El coeficiente de filtrado (C_L) en el balance de materia, puede ser obtenido desde una calibración al tratamiento de fractura como describe Nolte y Economides.

2.2.6.4 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.
7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.

8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Costos bajos.

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fracturante, están relacionadas con su viscosidad, lo cual es función de la carga de polímeros primordialmente (Pazmiño Urquiza, 2004).

Uno de los polímeros más utilizados en bases acuosas es el HPG (Hidroxipropil Guar) que provee una viscosidad adecuada para el fluido fracturante y por ende al rol que este desempeña el tratamiento del fracturamiento hidráulico (Haro, 2015).

La concentración de polímeros frecuentemente está dada en libras de polímero por cada 1000 galones de fluido (lb/1000 gal) y su rango oscila entre 20 a 60 lb/1000 gal y la más común es de 40 lb/1000 gal.

Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías; y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura.

Algunos de los aditivos más comunes están listados continuación:

- **Bactericidas o Biocidas:** Disminuye la contaminación por bacteria. La mayoría de las aguas con las que se prepara los geles fracturantes contiene bacterias que tienen su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen enzimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.

- **Buffers:** Los buffers más utilizados son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.
- **Estabilizadores:** El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de temperatura. Aditivos tales como el metanol son utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.
- **Aditivos para el control de pérdidas de fluido:** Los fluidos que se utilizan tienen como rol el control de las pérdidas de “spurt”. Disminuyendo el filtrado durante el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.
- **Surfactantes:** Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida; por ello los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.
- **Roturadores (Breakers):** El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente, tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

FLUIDOS FRACTURANTES			
Crosslinker	Agente Gel	Rango pH	Temperatura °F
B, No-Retardado	Guar, HPG	8-12	70-300
B, Retardado	Guar, HPG	8-12	70-300
Zr, Retardado	Guar	7-10	150-300
Zr, Retardado	Guar	5-8	70-250
Zr, Retardado	CMHPG, HPG	9-11	200-400
Zr-a, Retardado	CMHPG	3-6	70-275
Ti, No Retardado	Guar, HPG CMHPG	7-9	100-325
Ti Retardado	Guar, HPG CMHPG	7-9	100-325
Al, Retardado	CMHPG	4-6	70-125
Sb, No-Retardado	Guar- HPG	3-6	60-120
a-compatible con dióxido de carbono			

Tabla 2.5 Fluidos fracturantes Crosslinker.

Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

2.2.6.5 Guía para la Selección del Fluido Fracturante

El fluido fracturante transmite la presión hidráulica de las bombas a la formación, crea la fractura y acarrea el material soportante dentro de ella.

Los fluidos que invaden la formación son posteriormente removidos o limpiados con la producción de hidrocarburos.

Los factores que se deben considerar para la selección del fluido fracturante incluyen la disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar y usar, características de viscosidad, compatibilidad con la formación, disponibilidad de limpieza y el costo (Pazmiño Urquiza, 2004).

Los fluidos fracturantes son clasificados en la siguiente categoría:

1. **Base Agua.** Son los más utilizados en el tratamiento de pozos con fracturamiento hidráulico.
2. **Base Aceite.** Se debe a que determinados tipos de geles requieren este tipo de base para preparar el fluido fracturante.

3. **Base Alcohol.** En fracturamiento hidráulico, el alcohol reduce la tensión superficial del agua y tiene un amplio uso como estabilizador de temperatura.
4. **Emulsiones.** En presencia de geles reducen las pérdidas por fricción.
5. **Base espuma.** Es una nueva tecnología donde las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transporte del material soportante.

Economides en 1991 presentó una guía para la selección del fluido fracturante que corrientemente se aplica en la Industria Petrolera. En la Figura 2.10 está la guía para pozos de petróleo.

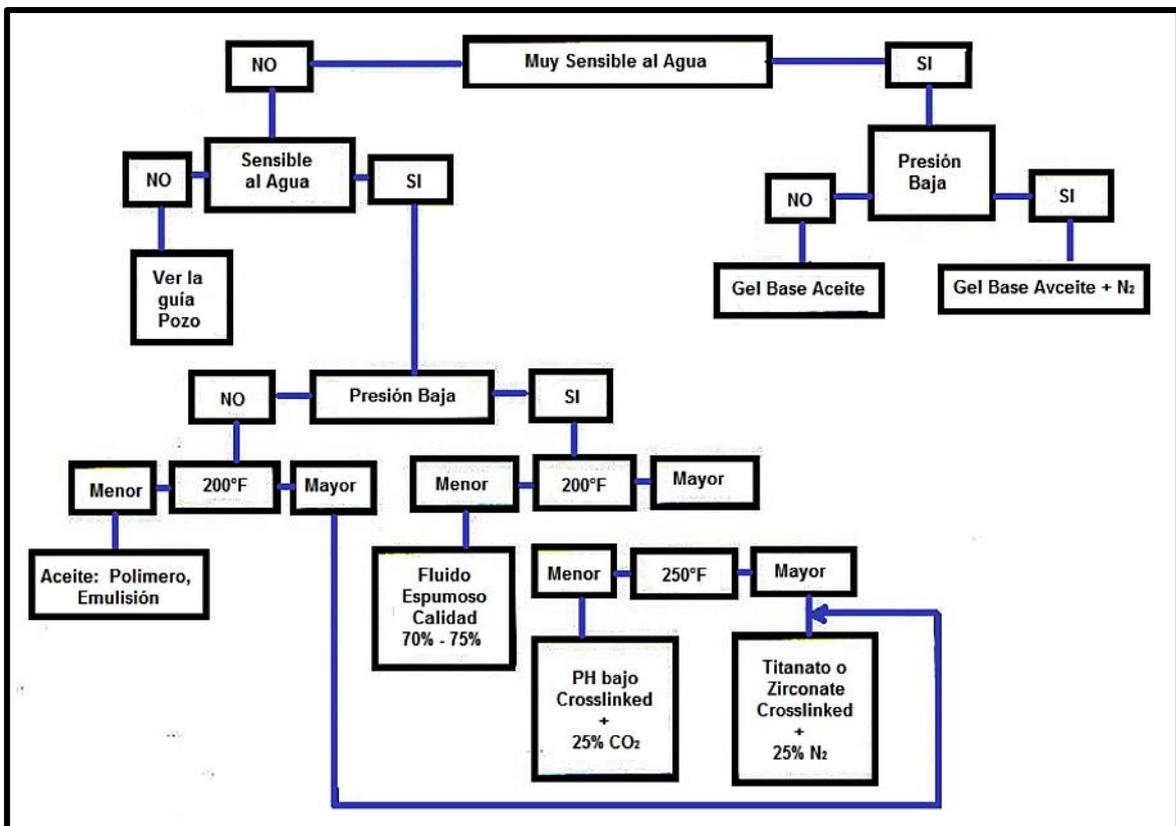


Figura 2.10 Guía para la selección de fluido fracturante en pozos de petróleo.
Fuente: Modificado de Reservoir Stimulation, Michael Economides 2000.

2.2.6.6 Propiedades Reológicas del Fluido Fracturante

La mayoría de los fluidos fracturantes son No-Newtonianos, y el modelo más comúnmente utilizado para describir el comportamiento reológico es la Ley de Potencia que está dado por:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n$$

Dónde:

τ = Esfuerzo de corte ($\text{lb}_f / \text{ft}^2$)

$\dot{\gamma}$ = Tasa de corte (s^{-1})

K = Índice de consistencia ($\text{lb}_f\text{-s}^n/\text{ft}^2$)

n = Índice de comportamiento de flujo, adimensional.

Las propiedades reológicas de los fluidos No-Newtonianos son usualmente obtenidas de pruebas de laboratorio en cilindros concéntricos y están definidos por los siguientes parámetros:

K' Índice de consistencia generalizada ($\text{lb}_f\text{-s}^n/\text{ft}^2$).

n' Índice de comportamiento de flujo generalizado, adimensional.

Las ecuaciones de equivalencia entre la información de laboratorio y la utilizada en la formulación es la siguiente:

$$K \cong K' \left[\frac{B^{2/n'}(B^{2-1})}{n'(B^{2/n'} - 1)B} \right]^{-n'}$$

2.2.7 Materiales Soportantes

2.2.7.1 Selección de Material Soportante

El material soportante se opone al mínimo esfuerzo en el plano horizontal (σ_h), con el objeto de mantener abierta la fractura después que ha pasado la acción de la presión neta; de allí que la resistencia del material es de una importancia crucial para el éxito de un fracturamiento hidráulico (Haro, 2015).

Las principales categorías de material soportante son: arenas, cerámicos, y bauxitas.

La arena natural es el material soportante comúnmente utilizado, especialmente en formaciones con esfuerzos bajos. Por el contrario, las bauxitas se utilizan en situaciones de altos esfuerzos en las formaciones.

Mucho de los esfuerzos inducen a la reducción de permeabilidad del empaquetamiento del material soportante y es causado por el cruzamiento de las partículas y la migración de fragmentos dentro del espacio poroso de la empaquetadura.

En la Tabla 2.6 se presenta el máximo esfuerzo de cierre que pueden tener los materiales soportantes de uso más frecuente en fracturamiento hidráulico.

MATERIAL SOPORTANTE	
TIPO	ESFUERZO DE CIERRE MÁXIMO
Arena	5.000 Psi
Cerámicos de Baja Densidad	8.000 Psi
Cerámicos de Alta Densidad	10.000 Psi
Bauxita	14.000 Psi
Recubrimiento con resina puede incrementar el esfuerzo máximo hasta en un 30%	

Tabla 2.6 Máximo esfuerzo de cierre a resistir el material soportante.
Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

Las propiedades del material soportante que afectan los procesos del fracturamiento hidráulico incluyen:

- a. Tamaño de los granos.
- b. Distribución del tamaño de los granos.
- c. Calidad (cantidad de impurezas que contenga el material soportante).
- d. Redondez y esfericidad de los granos del agente soportante.
- e. Densidad del material soportante.
- f. Porosidad del empaquetamiento con material soportante.

Existen tres vías primarias para incrementar la conductividad de una fractura:

1. Incrementar la concentración de material soportante, que es producir una mayor fractura (Figura 2.11).
2. Usar material soportante grande para obtener mayor permeabilidad (Figura 2.12).
3. Emplear un material soportante de alta resistividad con el objeto de reducir el crece de partículas e incrementar la productividad (Figura 2.13).

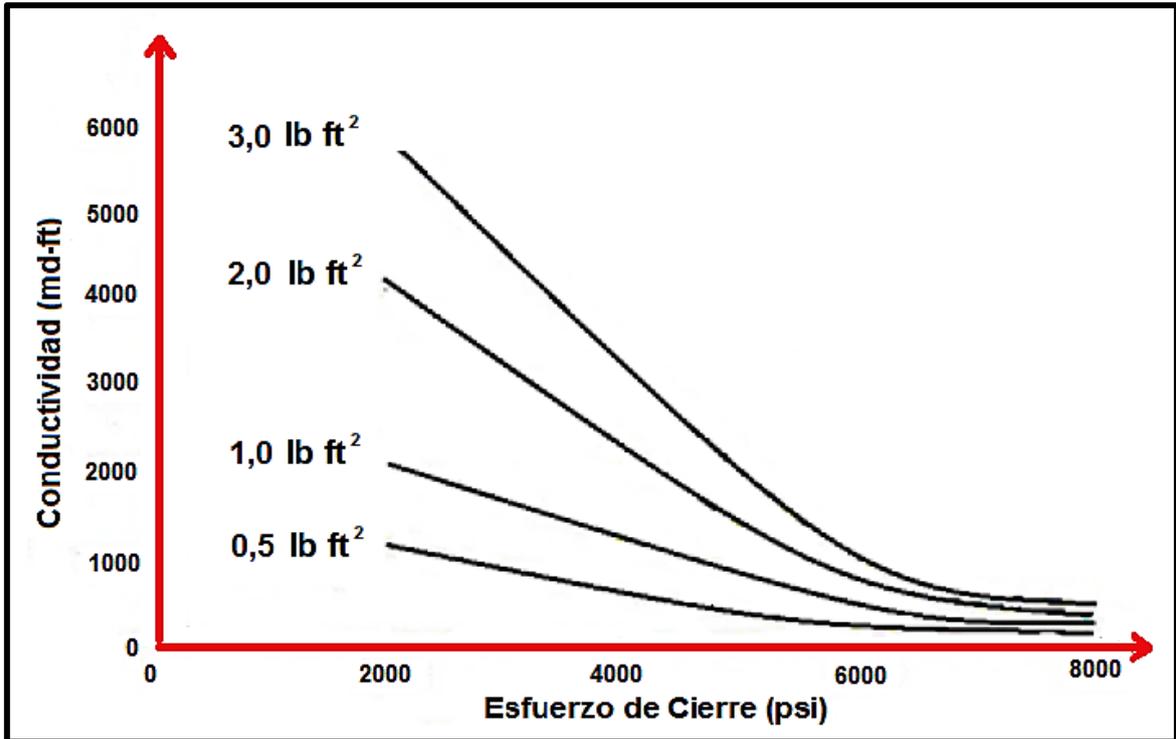


Figura 2.11 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la concentración del material soportante.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

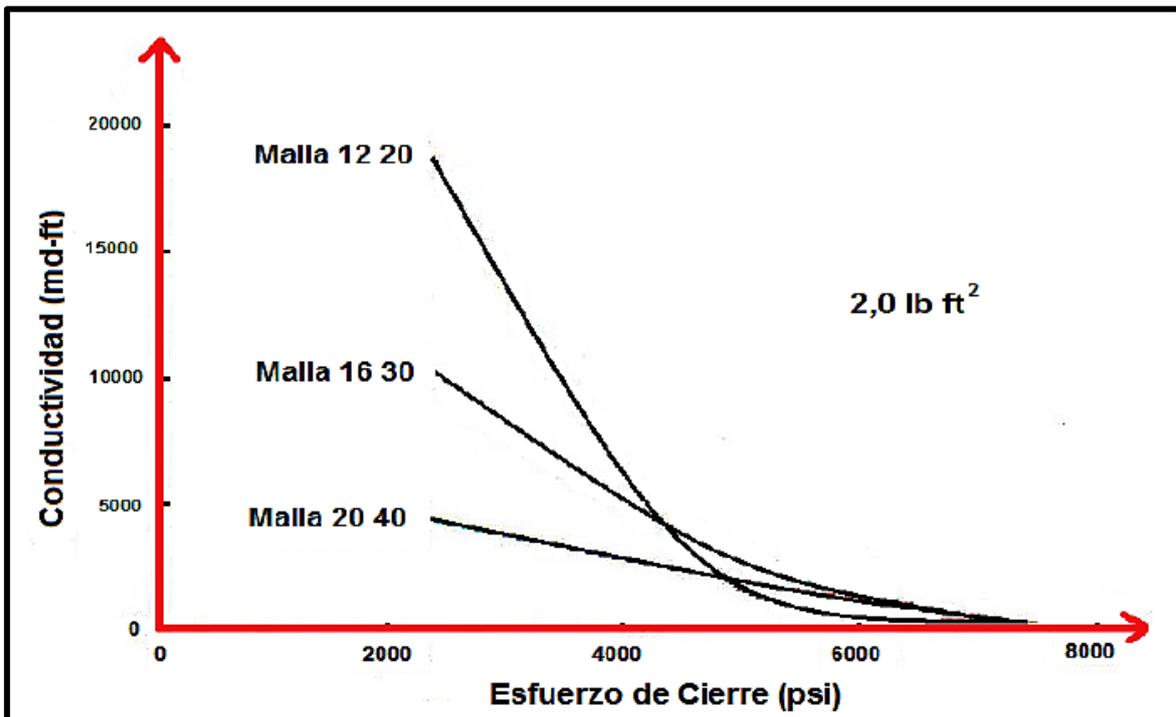


Figura 2.12 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la malla del material soportante para igual concentración.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

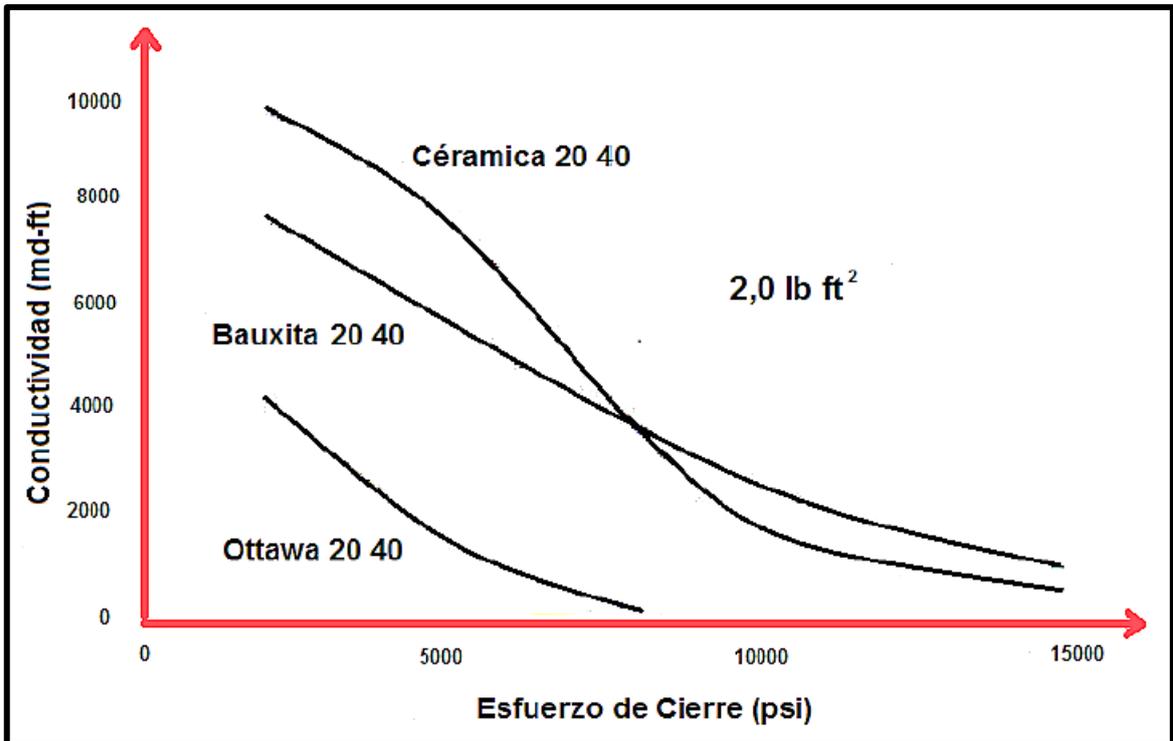


Figura 2.13 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar los tipos de material soportante para la misma concentración y mallado.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante y por ende la conductividad de la fractura, Figura 2.14.

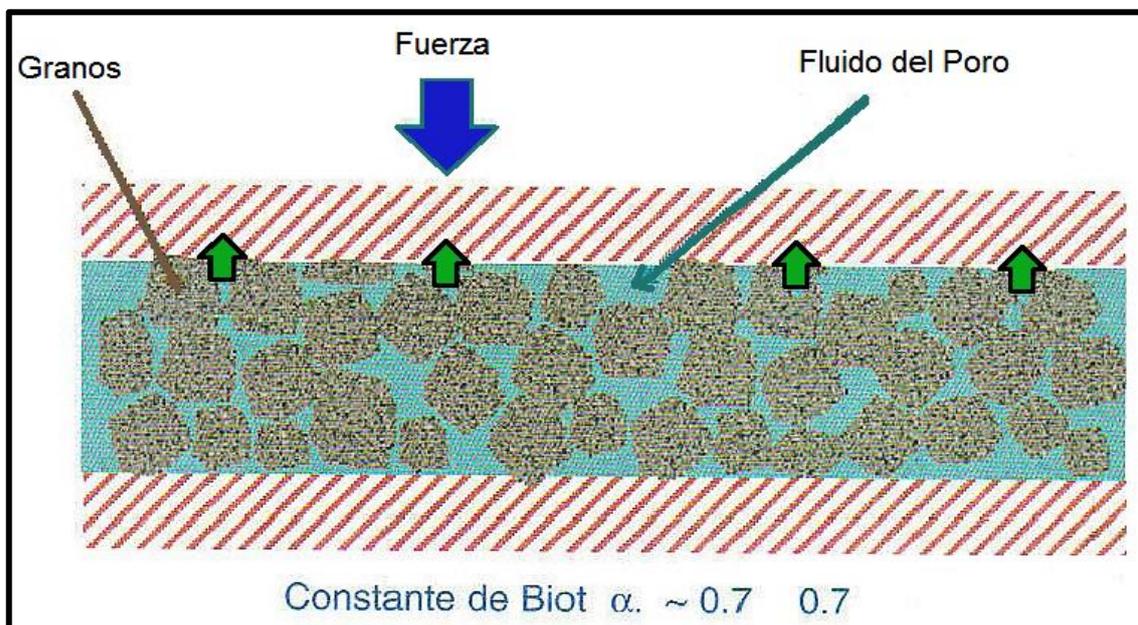


Figura 2.14 Fuerzas que actúan en el medio poroso.

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

El producto de la permeabilidad con el ancho de la fractura, $k_f \cdot w$, es la conductividad de la fractura, expresada en md – ft.

Como los materiales soportantes en una fractura están sujetos a altos esfuerzos, se rompen por compresión o se aplastan y la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante se reduce.

En la Figura 2.15 se ilustra esta situación, la misma que es un ejemplo de cómo la permeabilidad y conductividad asociadas, sufren una reducción con el incremento del esfuerzo.

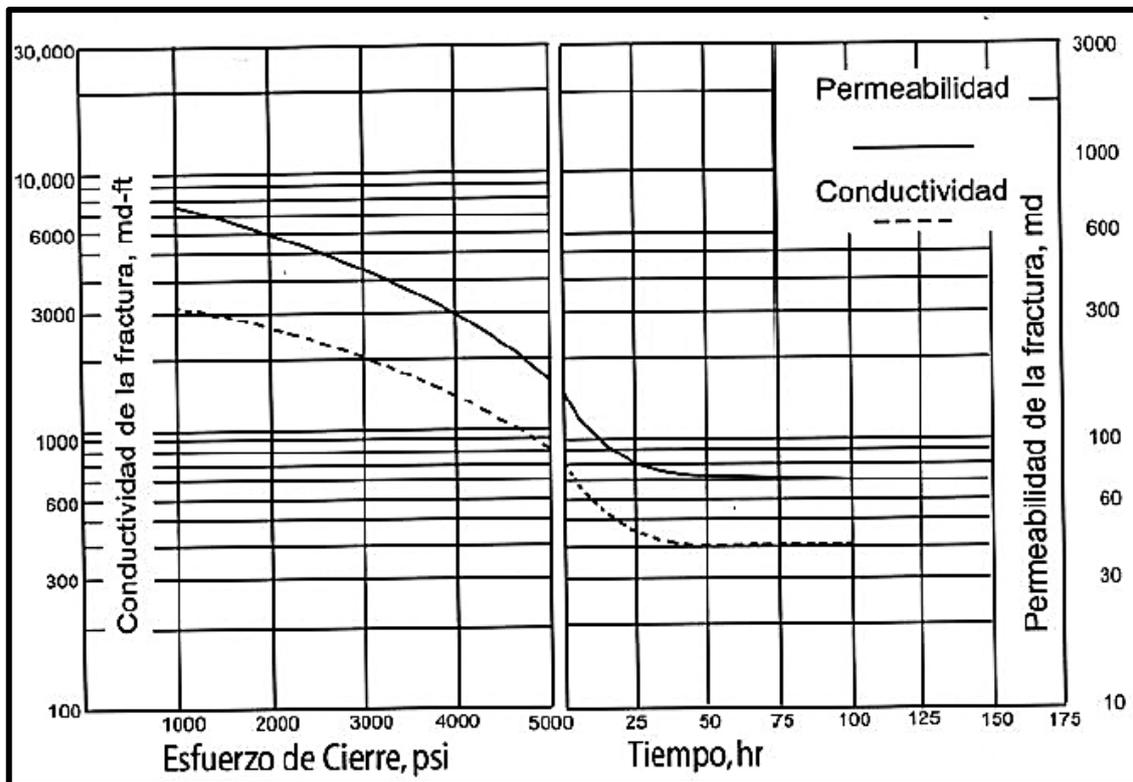


Figura 2.15 Conductividad de la fractura y permeabilidad empaquetada con material soportante de Arena Brown 20/40 a una concentración de 2 lb/ft².

Fuente: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

2.2.7.2 Programa del Material Soportante

La adición y concentración del material soportante se realiza continuamente durante el tiempo que toma generar la fractura.

Nolte en 1986 demostró que, basado en la ecuación de balance de materia, la adición continua de material soportante, seguirá una relación expresada por:

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

Dónde:

$C_p(t)$ = Concentración de la suspensión del material soportante en la lechada en libras por galón (ppg)

C_f = Es la concentración al final del trabajo (EOJ = End Of Job)

t_{pad} = Tiempo del fluido de relleno.

t_i = Tiempo total del tratamiento.

La variable ε depende de la eficiencia del fluido (η) y está relacionada de la siguiente manera:

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta}$$

2.2.8 Diseño y Propagación de la Fractura

En el proceso de diseño de una fractura hidráulica, varias variables están involucradas. En la Tabla 2.7 se presenta la lista de ellas y los valores más típicos que se utilizan normalmente.

VARIABLES DE DISEÑO	
Descripción de la Variable	Símbolo, Valor, Unidad
Profundidad	$H = 1000 \text{ ft}$
Permeabilidad del Yacimiento	$k = 0,1 \text{ md}$
Altura del Yacimiento	$h = 75 \text{ ft}$
Esfuerzo Horizontal Mínimo	$\sigma_{H,min} = 7000 \text{ psi}$
Presión Inicial del Yacimiento	$P_i = 5500 \text{ psi}$
Modulo de Young	$E = 3 * 10^6 \text{ psi}$
Razón de Poisson	$\nu = 0,25$
Porosidad del Yacimiento	$\phi = 0,1$
Factor Volumétrico de la Formación	$B_o = 1,1 \text{ bbl STB}$
Compresibilidad Total	$c_t = 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Viscosidad del Fluido del Yacimiento	$\mu = 1 \text{ cp}$
Presión de Fondo Fluyendo	$P_{wf} = 3500 \text{ psi}$
Altura de la Fractura	$h_f = 150 \text{ ft}$
Coefficiente de Leakoff	$C_L = 3 * 10^{-3} \text{ ft.min}$

Tabla 2.7 Valores típicos utilizados en Fracturamiento Hidráulico.
Fuente: Modificado de Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico,
Jorge Pazmiño Urquiza 2004.

Las tres variables que permiten realizar un control parcial en manos del diseñador son:

- La altura de fractura depende del contraste de esfuerzo entre el estrato objetivo y los adyacentes; y están en función de la presión neta.
- El coeficiente de fuga permite determinar la reducción de este con el objetivo de evitar las pérdidas de fluido hacia la formación y que este fluido sea dedicado exclusivamente al tratamiento de la fractura.

- Finalmente, la concentración del material sustentante al final del trabajo (EOJ), depende de la selección apropiada del fluido fracturante y su disponibilidad para transportar el material soportante.

2.3 Criterios para la Evaluación Económica del Proyecto

A continuación, se presentan los principales indicadores de rentabilidad para llevar a cabo el análisis económico del proyecto.

2.3.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos de caja descontados a la inversión inicial (Baca, 2001).

$$VAN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

VAN = Valor Actual Neto.

t = Tiempo.

n = Años de vida útil del proyecto.

FC_t = Flujo de caja neto en el periodo indicado.

r = Tasa de descuento.

Dependiendo del valor obtenido, la regla de decisión es:

- $VAN > 0$; el proyecto se aprueba, la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.

- VAN = 0; el proyecto es indiferente, la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.
- VAN < 0; el proyecto se rechaza, la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida.

2.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) representa la rentabilidad de realizar un proyecto. También es la tasa de descuento requerida para que el Valor Actual Neto sea igual a cero.

Cabe recalcar que mientras más alta sea la TIR más alta será la rentabilidad esperada del proyecto y, al revés, cuanto más baja sea la TIR más riesgo se corre al realizar la inversión.

2.3.3 Relación Beneficio/Costo (RBC)

La Relación Beneficio/Costo (RBC) permite comparar el valor actual de los beneficios (VAB) del proyecto, con el valor actual de los costos del mismo (VAC) y la inversión inicial (I_0) (Baca, 2001).

$$RBC = \frac{VAB}{VAC + I_0}$$

Si la Relación Beneficio/Costo es mayor que uno se recomienda ejecutar el proyecto, debido a que el valor actual de los beneficios supera el valor actual de los costos (incluida la inversión).

2.3.4 Periodo de Amortización

El Periodo de Amortización (PA) determina el tiempo en que se recupera la inversión inicial (Baca, 2001).

$$PA = \frac{\textit{Capital Invertido}}{\textit{Utilidad Anual}}$$

2.3.5 Flujos de Caja

Los Flujos de Caja son estados financieros proyectados por la empresa (ingresos y salidas del efectivo) en un periodo determinado para cierto proyecto.

CAPÍTULO III

3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.1 Evaluación Técnica del Proyecto

Para la evaluación técnica del proyecto de Fracturamiento Hidráulico en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, los supuestos bajo los cuales se seleccionó a los pozos candidatos son los siguientes:

3.1.1 Antecedentes

Desde los años 1950 se ha realizado diversos proyectos de fracturamiento hidráulico en todas las áreas del Bloque Gustavo Galindo Velasco en las formaciones de los Grupos Azúcar y Ancón, obteniéndose muy buenos resultados.

Con estos antecedentes, la empresa Pacifpetrol S.A. operadora del Bloque Gustavo Galindo Velasco, en aras de seguir buscando oportunidades y de incrementar el índice de productividad de los pozos, ha realizado los siguientes proyectos de fracturamiento hidráulico:

- En el año 2013 se fracturó 4 pozos en el área de Morrillo, obteniéndose un promedio de incremento de producción de 6 Bppd a 50 Bppd.
- En el año 2015 se fracturó 6 pozos en las tres zonas del bloque Ancón, obteniéndose un promedio de incremento de producción de 42 Bppd a 156 Bppd.
- En el año 2016 se fracturó 18 pozos en las tres zonas del bloque Ancón, obteniéndose un promedio de incremento de producción de 125 Bppd a 550 Bppd.

A continuación, se presenta toda la información referente a la selección de los pozos candidatos ANC1968 y ANC1987 para punzamiento de intervalos adicionales y fracturamiento en una etapa analizados en el 2016.

3.1.2 Pozos Seleccionados

3.1.2.1 ANC1968

En la sección Tigre (zona central) se encuentran perforados pozos profundos cuyo objetivo ha sido producir de las formaciones Atlanta, PB, Santo Tomás, CPB y Socorro. Los pozos cercanos al ANC1968 que han producido de estas formaciones presentan las siguientes acumuladas:

Pozo	TD (PIES)	FORMACIONES PRODUCTORAS	Q inicial (BPPD)	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	BPPD	Coordenada X	Coordenada Y	PETROLEO ACUMULADO (BLS)
ANC0796	4489	CPB/ST/AT	30	SW	2,00	521067	9747260	96130
ANC1946	3290	AT	50	BM	1,00	521239	9747337	55560
ANC1555	1873	SO/CPB/PB	8	SW	0,50	521339	9747390	26599
ANC1912	2250	ST/AT	30	BM	5,00	521413	9747223	60247
PROMEDIO	2976							59634

Tabla 3.1 Pozos Productores de las Formaciones AT-PB-ST-CPB-SO cercanos al ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

El valor de la producción acumulada de estos pozos se lo ha graficado en la Figura 3.1 donde se tiene un promedio de 59634 Bls de petróleo de 4 pozos.

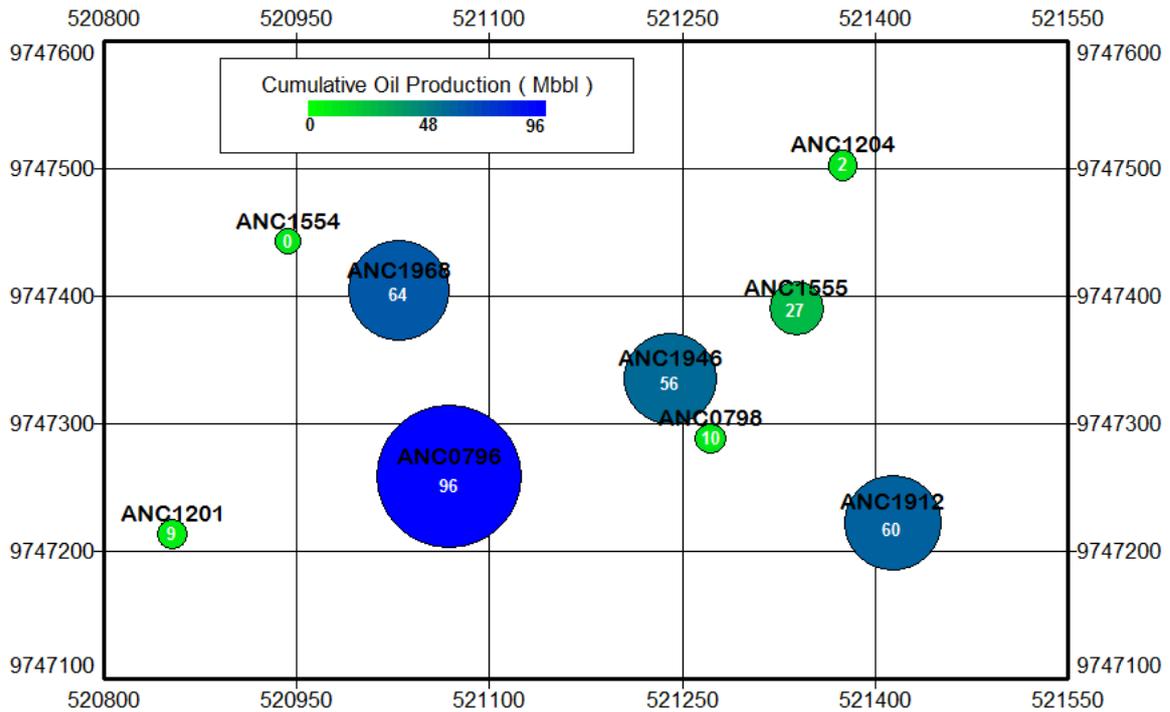


Figura 3.1 Producciones Acumuladas Pozos Cercanos al ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

El pozo ANC1968 fue completado con casing de 4½” de 0 ft - 4670 ft y abierto originalmente en las formaciones Atlanta y Santo Tomás, a la fecha tiene un acumulado de aproximadamente 64 MBIs de petróleo.

En abril 1967 se punzó y fracturó el intervalo 2013 ft - 2209 ft de la parte inferior de la Fm. Santo Tomás incrementando su producción a 47 Bppd, sin embargo, la parte superior de la Fm. Santo Tomás en el intervalo 1600 ft - 1720 ft no fue punzada ni fracturada debido a que el tope de cemento se encontraba a 1960 ft.

Es importante mencionar que en mayo del 2016 el pozo vecino ANC1912 fue punzado y fracturado en la parte superior de la Fm. Santo Tomás obteniéndose inicialmente 32 Bppd.

3.1.2.2 ANC1987

En la Sección 68 (zona sur) se encuentran perforados pozos profundos cuyo objetivo ha sido producir de la formación Santo Tomás. Los pozos cercanos al

ANC1987 que han producido de esta formación presentan las siguientes acumuladas:

Pozo	TD (PIES)	FORMACIONES PRODUCTORAS	Q inicial (BPPD)	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	BPPD	Coordenada X	Coordenada Y	PETROLEO ACUMULADO (BLS)
ANC1263	3304	ST	65	HL	0,38	522400	9742305	69719
ANC1265	3356	ST	54	HL	0,01	522815	9742540	160467
ANC1958	3400	ST	145	PT	0,00	523055	9742505	101294
ANC1790	3645	ST	74	HL	0,01	522560	9742514	28171
ANC1270	3740	ST	41	SW	1,00	522879	9742055	55755
ANC1998	3312	ST	111	PT	0,00	523156	9742163	160919
PROMEDIO	3460							96054

Tabla 3.2 Pozos Productores de la Formación Santo Tomás cercanos al ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

El valor de la producción acumulada de estos pozos se lo ha graficado en la Figura 3.2 donde se tiene un promedio de 96054 Bls de petróleo de 6 pozos.

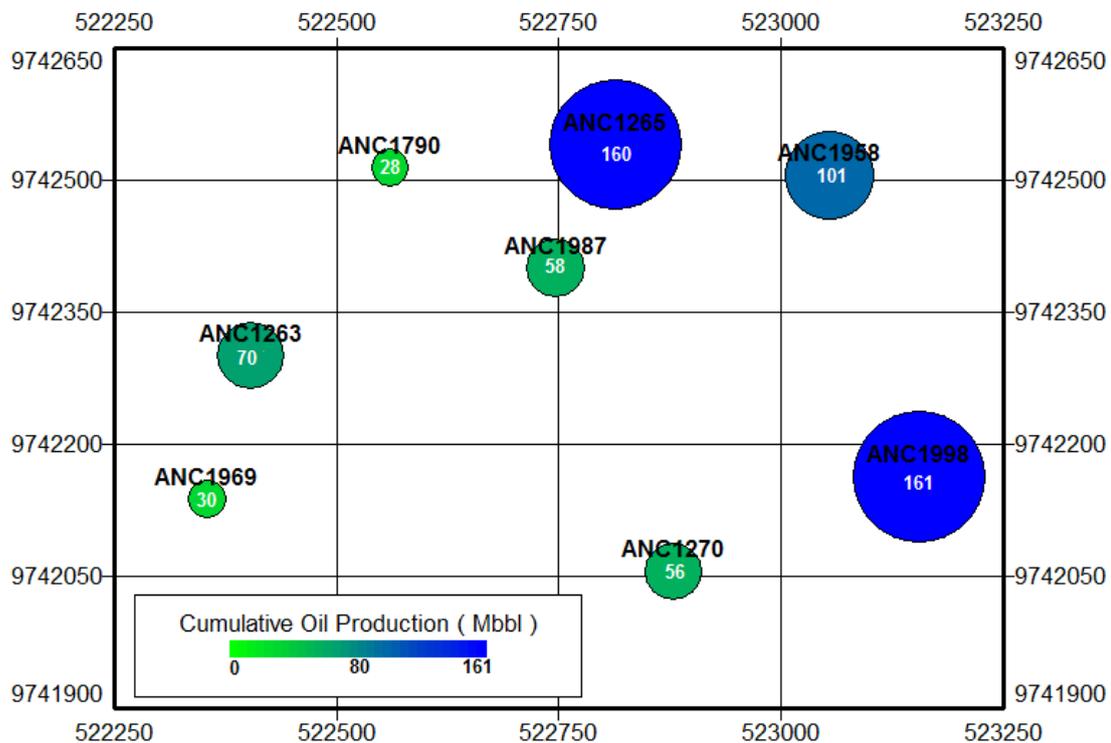


Figura 3.2 Producciones Acumuladas Pozos Cercanos al ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

El pozo vecino ANC1265 fue cañoneado selectivamente en abril de 1959 en el intervalo 2759 ft - 3138 ft, obteniendo una producción con flujo natural superior a

los 100 Bppd durante los primeros días. En diciembre de 1960 este mismo intervalo se fracturó incrementando su producción de 9 Bppd a 195 Bppd.

El pozo ANC1987 presenta intervalos en la Fm. Santo Tomás que aún no han sido abiertos de 2780 ft - 2860 ft, este intervalo correlaciona muy bien con los abiertos en el pozo vecino ANC1265.

Analizados los trabajos de estimulación previamente realizados, se propone reacondicionar los pozos candidatos de la siguiente manera:

ANC1968, realizar cementación secundaria y punzar selectivamente intervalos adicionales en la Fm. Santo Tomás.

ANC1987, punzar selectivamente intervalos adicionales en la Fm. Santo Tomás.

Es importante señalar que debido a la baja permeabilidad ($K < 10$ md) que presenta la formación, también se propone realizar este tipo de estimulación (Fracturamiento Hidráulico) en los intervalos punzados con la finalidad de incrementar el índice de productividad de estos.

3.1.3 Ubicación

El pozo ANC1968 se localiza en la sección Tigre, correspondiente a la zona central del campo. Los pozos vecinos al pozo ANC1968 son ANC0796, ANC1946 ambos productores de las formaciones Atlanta y Santo Tomás.

El pozo se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas:

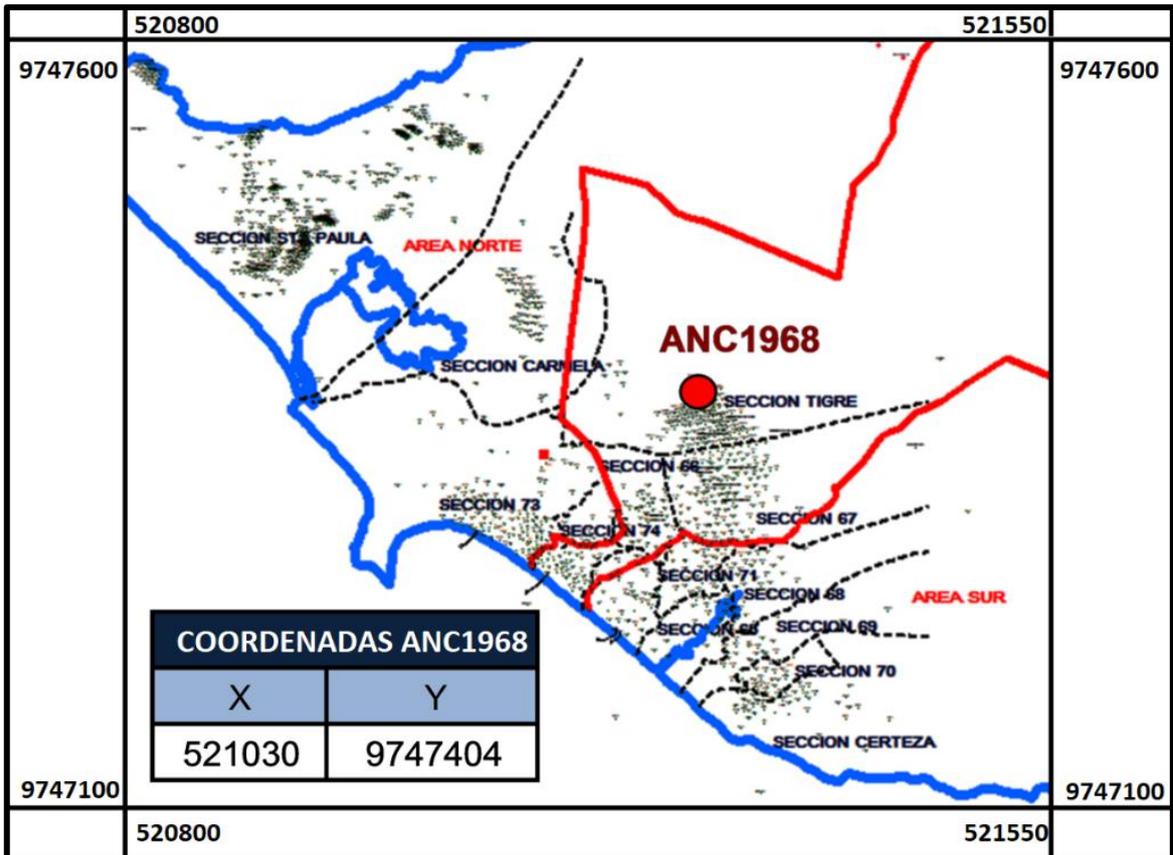


Figura 3.3 Mapa de Ubicación del Pozo ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

El pozo ANC1987 se localiza en la Sección 68, correspondiente a la zona sur del campo. Los pozos vecinos al pozo ANC1987 son ANC1265 y ANC1988 ambos productores de la formación Santo Tomás.

El pozo se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas:

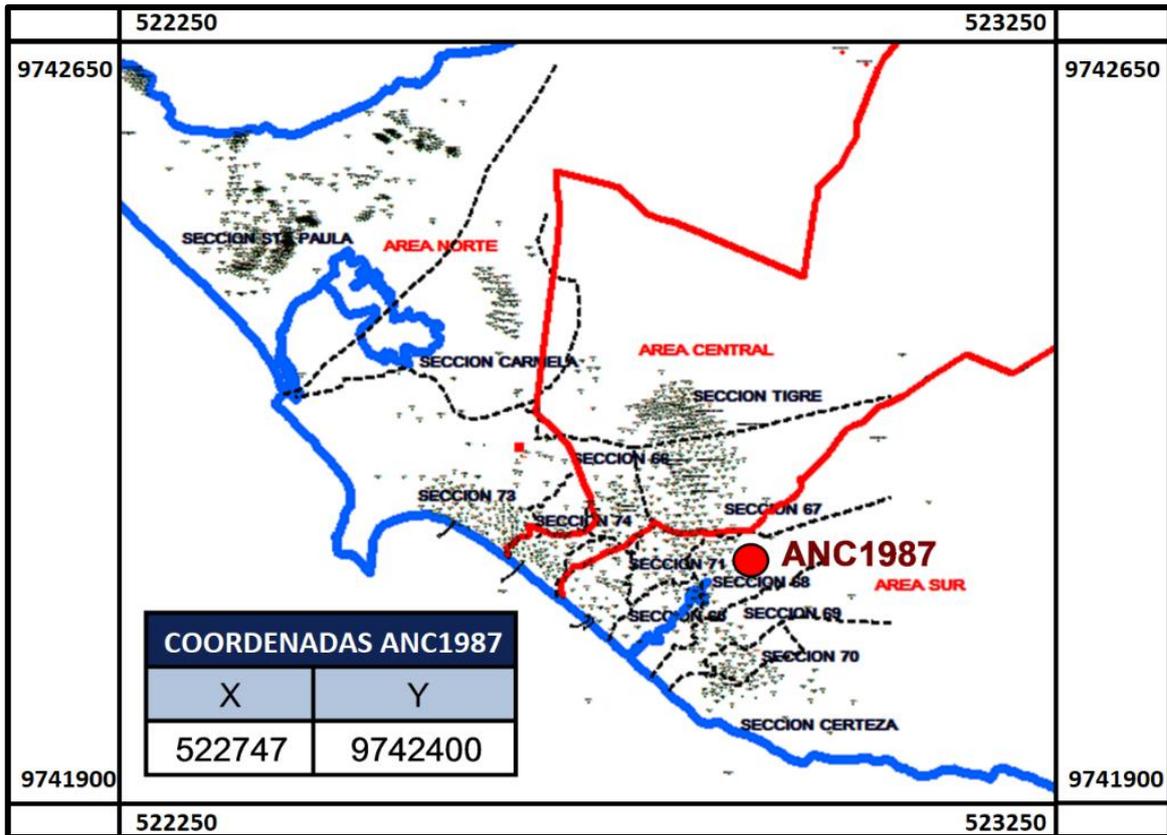


Figura 3.4 Mapa de Ubicación del Pozo ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.4 Geología del Área

En el área de estudio se encuentran las formaciones del Grupo Ancón (Socorro, CPB, ST) y la formación Atlanta correspondiente al Grupo Azúcar.

La Arenisca Santo Tomas presenta una edad del Eoceno Medio; está constituida de una arenisca silíceas y conglomerática, fuertemente cementada con pequeñas intercalaciones de lutitas.

Es una formación altamente resistiva que va de 10-70 ohms/m, con porosidades bajas de 11% de promedio.

La Formación Atlanta de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, descansa en discordante sobre las rocas cretácicas. Está constituida por arenisca gris dura, silíceas con textura media a gruesa, con pequeñas intercalaciones de lutitas y

conglomerados. Representa el principal reservorio debido a su porosidad secundaria.

La correlación de los registros eléctricos del pozo ANC1968 con los pozos ANC1201 y ANC0796 (Figura 3.5), sugiere la continuidad en la Formación Santo Tomás en el área de estudio.

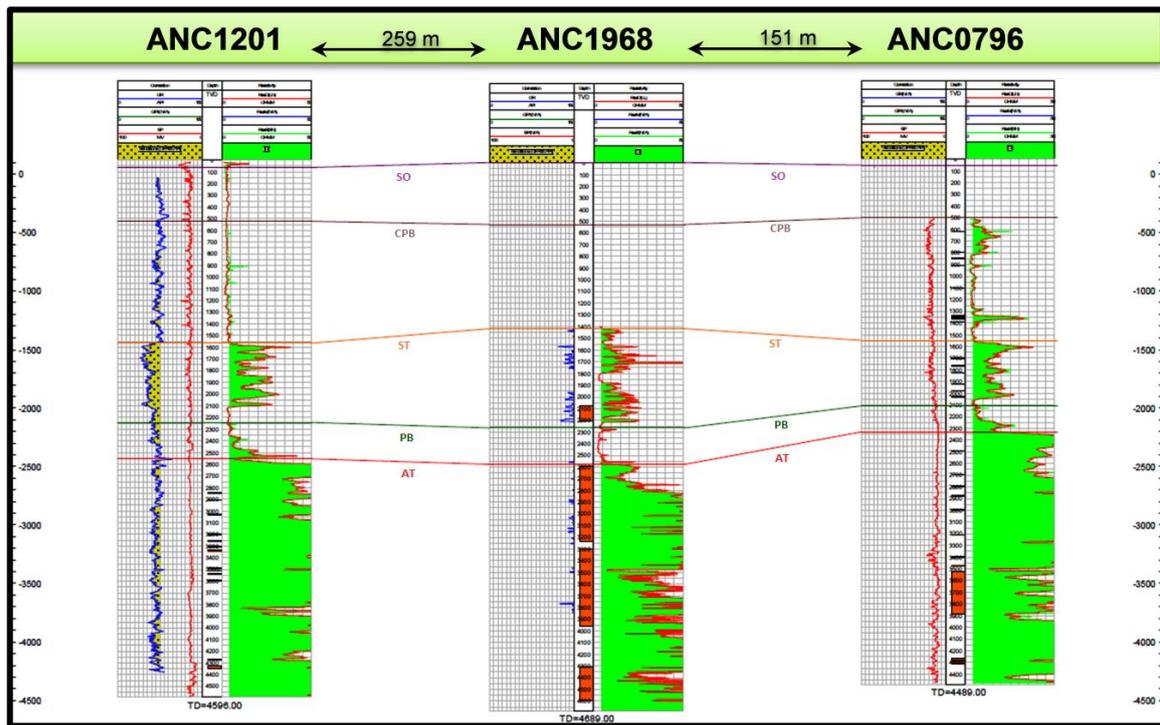


Figura 3.5 Sección Geológica entre Pozos ANC1201, ANC1968 y ANC0796.
Fuente: Pacifpetrol.

De igual manera la correlación de los registros eléctricos del pozo ANC1987 con los pozos ANC1263 y ANC1265 (Figura 3.6), sugiere la continuidad en la formación Santo Tomás en el área de estudio.

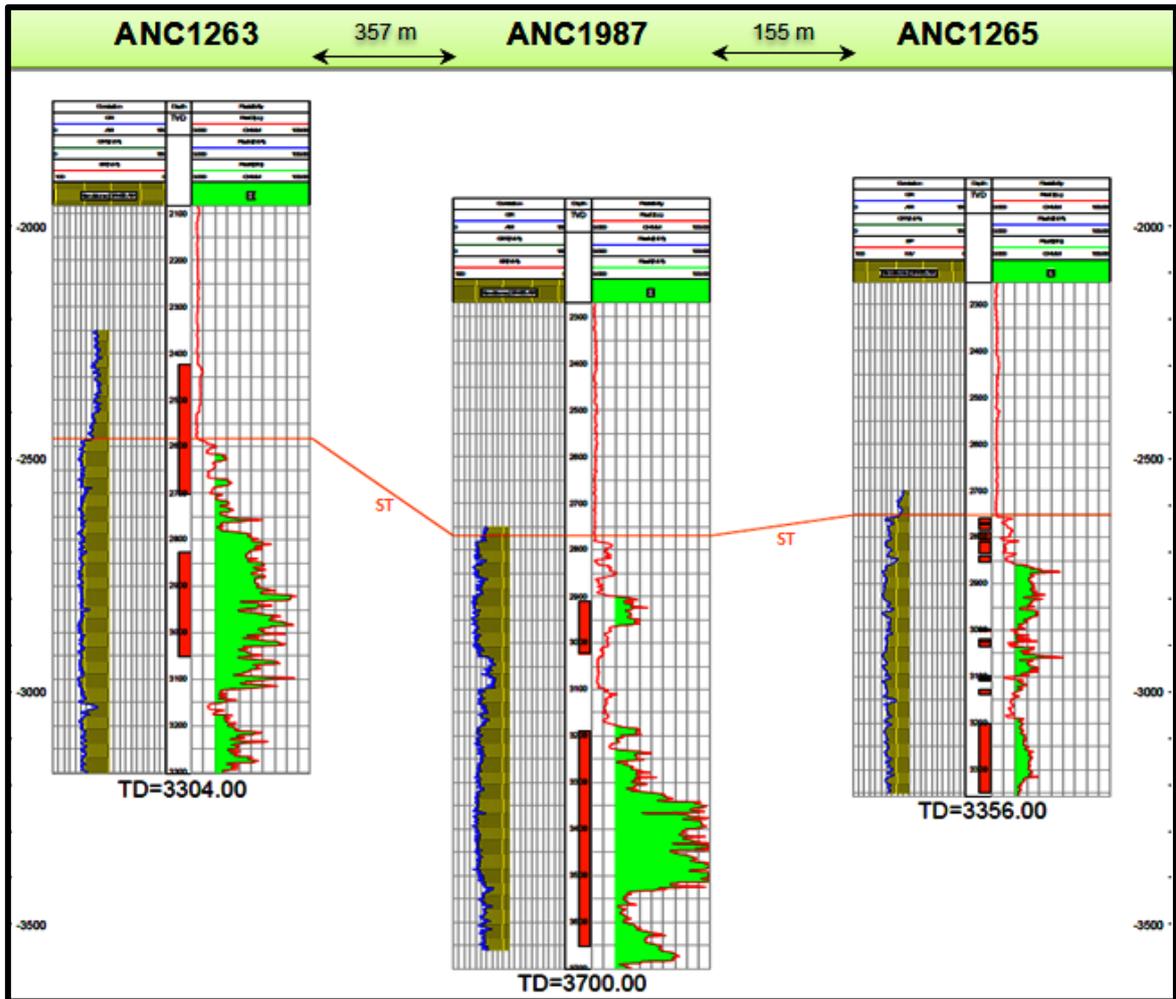


Figura 3.6 Sección Geológica entre Pozos ANC1263, ANC1987 y ANC1265.
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.5 Historial de Producción

El pozo ANC1968 inició su perforación el 22-02-1966, completado el 21-03-1966 con casing liso de 4½" de 0 ft - 4670 ft y entró en producción el 23-03-1966 con una producción inicial de 37 Bppd de la formación Atlanta que fue punzada con 58 shots y fracturada en el intervalo 3992 ft - 4597 ft.

El 04-05-1966 fue punzado con 50 shots y fracturado en el intervalo 3299 ft - 3960 ft de la formación Atlanta pasando su producción de 30 Bppd a 44 Bppd.

Posteriormente, el 13-07-1966 fue punzado con 43 shots y fracturado en el intervalo 2591 ft - 3235 ft de la formación Atlanta incrementando su producción de 29 Bppd a 48 Bppd.

La producción declinó a 9 Bppd y el 07-04-1967 el pozo fue punzado con 20 shots y fracturado en el intervalo 2013 ft - 2209 ft de la Fm. Santo Tomás obteniéndose una producción de 47 Bppd luego de la estimulación.

El pozo ha declinado su producción en los últimos años y actualmente se encuentra produciendo 2 Bppd con Bombeo Mecánico, además presenta una acumula de 64 MBIs de petróleo (Figura 3.7).

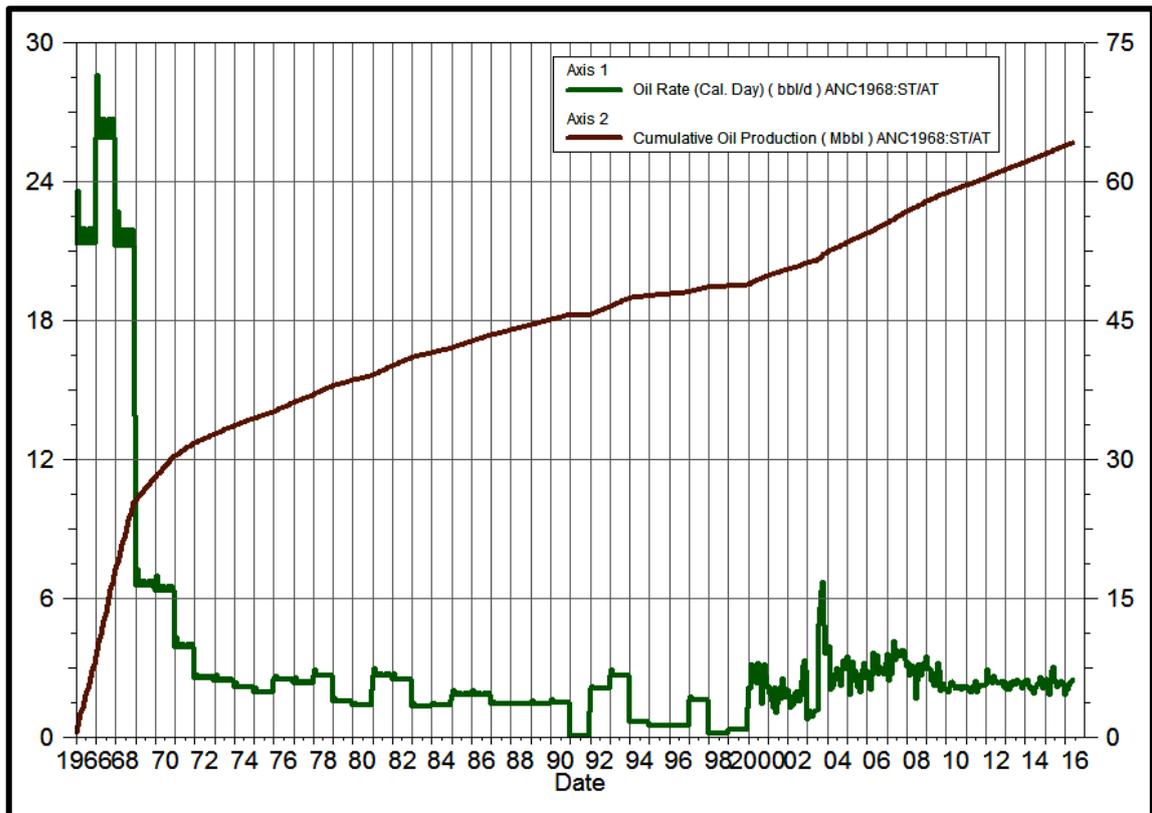


Figura 3.7 Historial de Producción ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

El pozo ANC1987 inició su perforación el 24-12-1966, completado el 06-01-1967 con casing liso de 4½" de 0 ft - 3687 ft y entró en producción el 08-01-1967 con una producción inicial de 61Bppd de la formación Santo Tomás que fue punzada con 89 shots y fracturada en el intervalo 3189 ft - 3652 ft.

Posteriormente, el 08-10-1968 fue punzado con 26 shots y fracturado en el intervalo 2911 ft - 3023 ft de la formación Santo Tomás incrementando se producción de 12 Bppd a 37 Bppd.

El pozo ha declinado su producción en los últimos años y actualmente se encuentra produciendo menos de 1 Bppd con Swab, además presenta una acumula de 58 MBIs de petróleo (Figura 3.8).

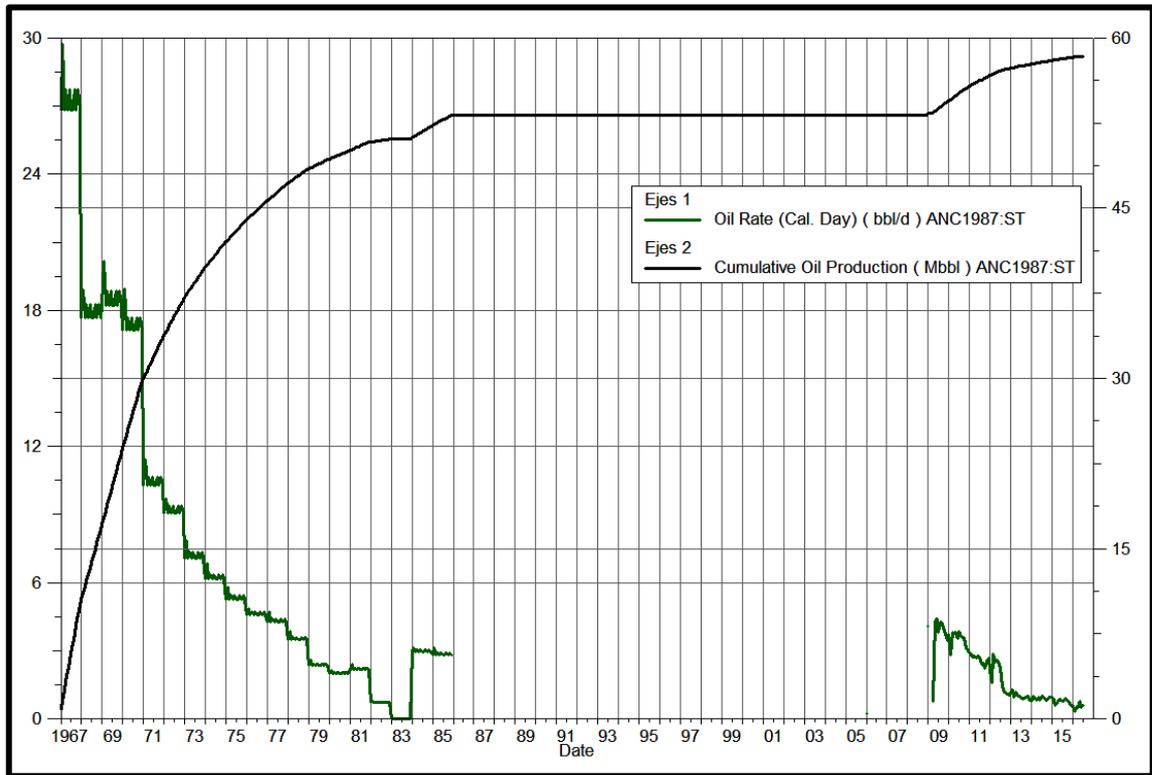


Figura 3.8 Historial de Producción ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.6 Historial de Reacondicionamientos

A continuación, se muestra el número de reacondicionamientos realizados para cada pozo:

POZO	WO	FECHA	INTERVALO	FORMACIÓN	Q oil (BPPD)	TRABAJO REALIZADO	RESULTADOS/COMENTARIOS
ANC1968	1	23/03/1966	3992'-4597'	AT	-	PUNZADO+FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Pozo incrementó su producción a 37 Bppd.
ANC1968	2	04/05/1966	3299'-3960'	AT	30	PUNZADO+FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Pozo incrementó su producción a 44 Bppd.
ANC1968	3	13/07/1966	2591'-3235'	AT	29	PUNZADO+FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Pozo incrementó su producción a 48 Bppd.
ANC1968	4	07/04/1967	2013'-2209'	ST	9	PUNZADO+FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Pozo incrementó su producción a 47 Bppd.

Tabla 3.3 Historial de Reacondicionamientos ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

POZO	WO	FECHA	INTERVALO	FORMACIÓN	Q oil (BPPD)	TRABAJO REALIZADO	RESULTADOS/COMENTARIOS
ANC1987	1	08/01/1967	3189'-3652'	ST	-	PUNZADO+FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Pozo incrementó su producción a 61 Bppd.
ANC1987	2	08/10/1968	2911'-3023'	ST	12	PUNZADO+FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Pozo incrementó su producción a 37 Bppd.

Tabla 3.4 Historial de Reacondicionamientos ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.7 Reservas

La declinación de producción para estimación de reservas remanentes del intervalo productor del pozo ANC1968 se indica en la Figura 3.9.

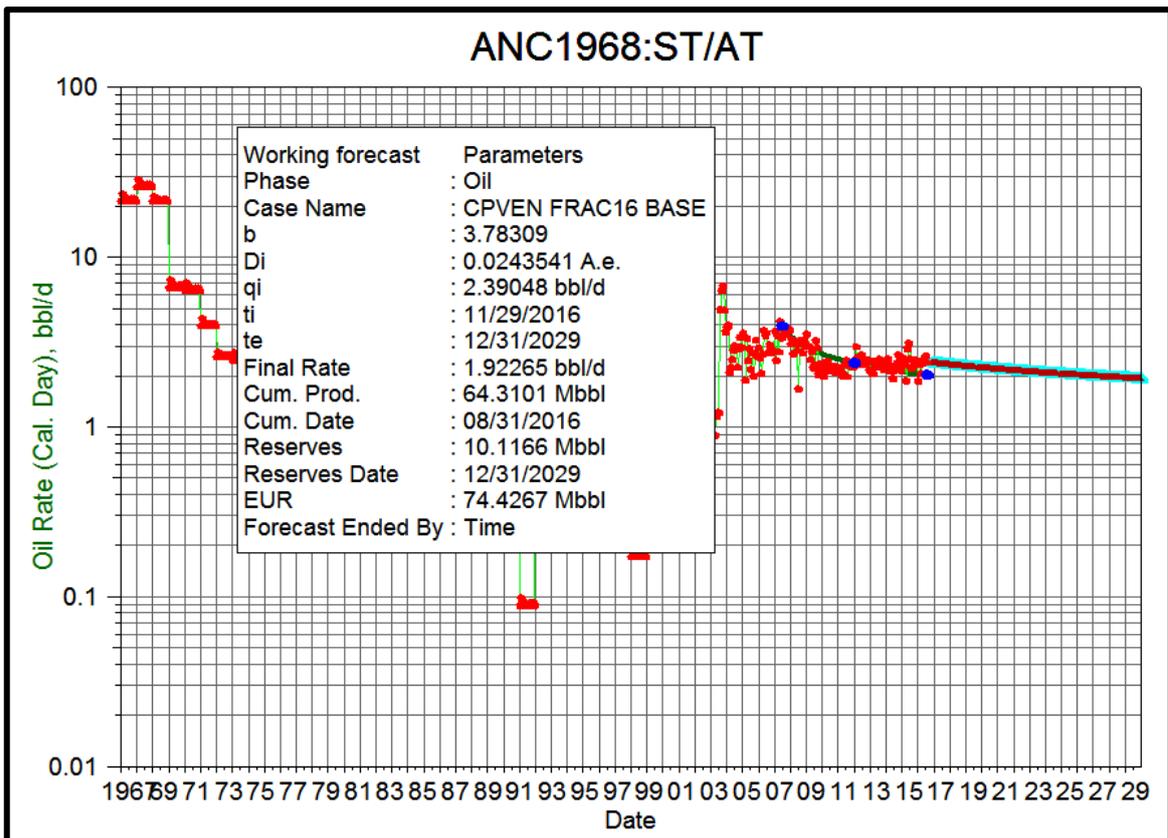


Figura 3.9 Declinación de Producción ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

La declinación de producción para estimación de reservas remanentes del intervalo productor del pozo ANC1987 se indica en la Figura 3.10.

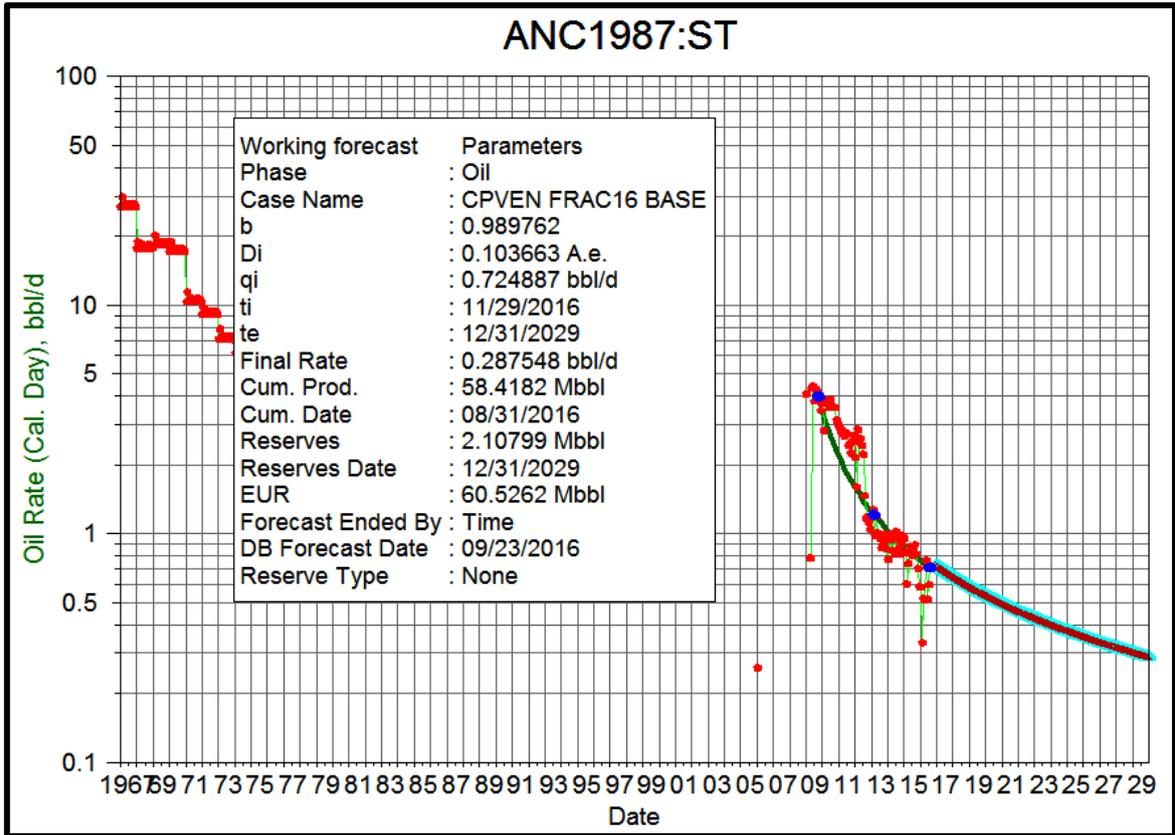


Figura 3.10 Declinación de Producción ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.8 Interpretación de Registros Eléctricos

El pozo ANC1968 solo cuenta con los registros de resistividad y caliper. Para definir con exactitud los intervalos a ser punzados se realizó un gamma ray, sin embargo, por el registro de resistividad se puede visualizar en la Figura 3.11 que las zonas de interés están comprendidas entre 1630 ft - 1720 ft.

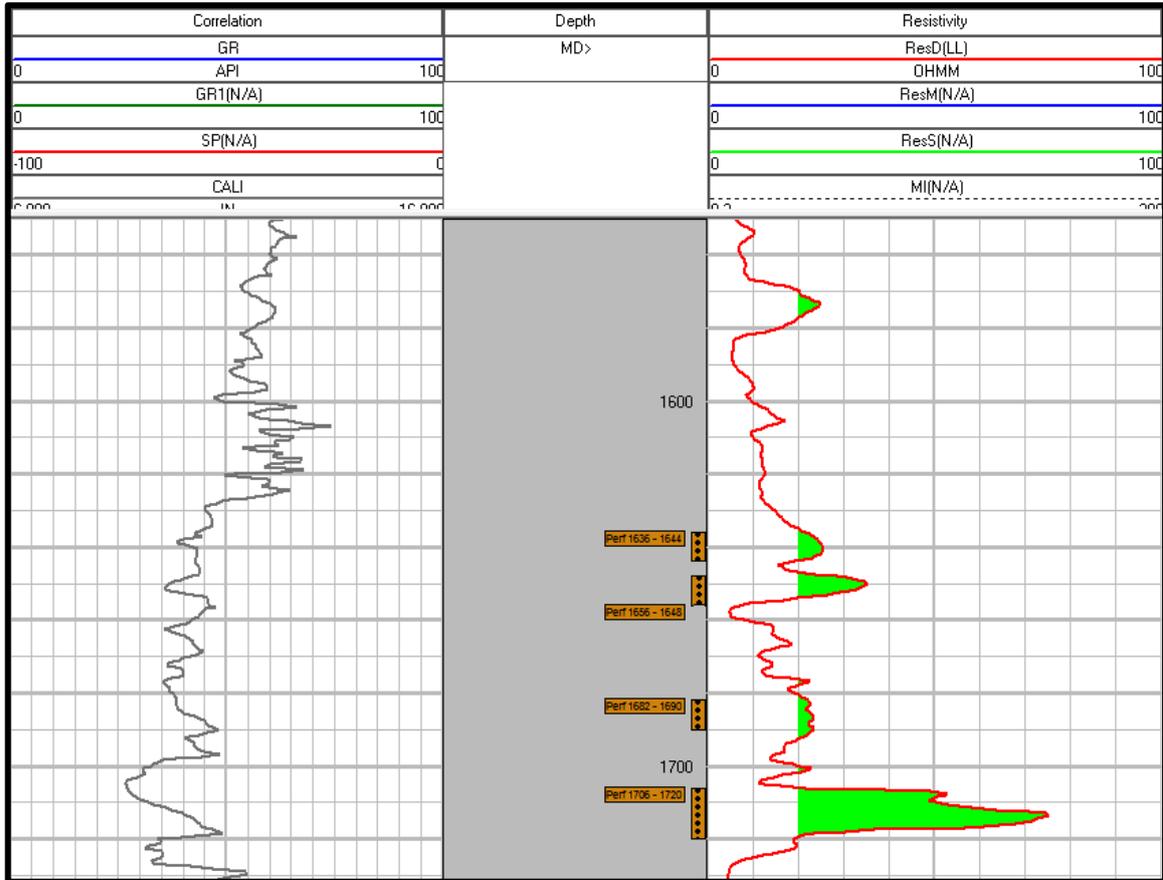


Figura 3.11 Registro del pozo ANC1968, Formación Santo Tomás.
Fuente: Pacifpetrol.

El pozo ANC1987 cuenta con los siguientes registros eléctricos: gamma ray, resistividad y sónico.

Luego de visualizar los registros en la Figura 3.12 se discriminó las arenas de la formación Santo Tomás, donde se seleccionó los intervalos 2815 ft - 2835 ft para ser punzados en función del registro resistivo cuyo parámetro de corte fue de resistividad $\geq 10 \Omega.m$.

Cabe destacar que estos intervalos se correlacionaron con los abiertos en los pozos ANC1263 y ANC1265 en aras de buscar las mismas arenas a disparar y fracturar.

Adicionalmente se debe correr un registro CBL y VDL para corroborar el tope de cemento (aproximado a 2500 ft).

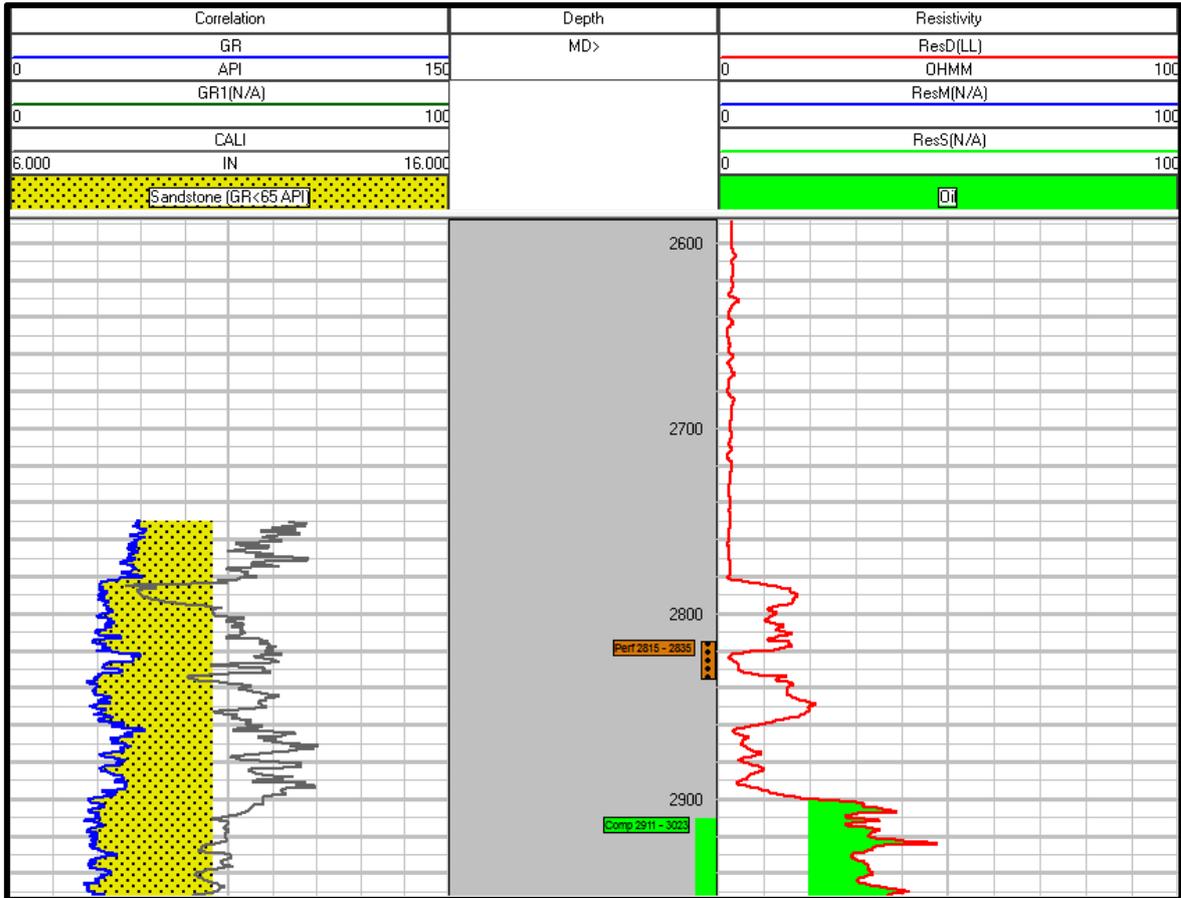


Figura 3.12 Registro del pozo ANC1987, Formación Santo Tomás.
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.8.1 Cementación Secundaria

Únicamente para el pozo ANC1968.

En abril 1967 se tomó un registro CBL en donde se observó que el tope de cemento se encontraba aproximadamente a 1960 ft razón por la cual, para realizar la etapa de fractura propuesta, es necesario realizar cementación secundaria (Squeeze).

Es importante mencionar que se realizó un registro CBL/VDL a fin de verificar el tope de cemento y la adherencia cemento-formación-casing en la sección donde se requiere realizar la fractura.

Debido a lo mencionado anteriormente, es necesario generar anillos de cemento (sello hidráulico) previo a realizar el trabajo de estimulación, que permitan el correcto desarrollo de la fractura.

Además, se considera realizar dos trabajos de cementación secundaria mediante el método de Block Squeeze; obteniéndose los siguientes intervalos, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp.

SQZ	TOPE (ft)	BASE (ft)	INTERVALO (ft)
1 ero	1770	1772	2
2 do	1620	1622	2
TOTAL			4

Tabla 3.5 Intervalos a Punzar Pozo ANC1968 (SQZ).
Fuente: Pacifpetrol.

3.1.8.2 Intervalos a ser punzados

Del análisis de los registros eléctricos de los pozos, sus reservas, su comportamiento de producción y su reacción a las estimulaciones correspondientes para cada formación, se obtuvo los siguientes intervalos, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp.

TOPE (ft)	BASE (ft)	INTERVALO (ft)	CARGAS
1636	1644	8	32
1648	1656	8	32
1682	1690	8	32
1706	1720	14	56
TOTAL		38	152

Tabla 3.6 Intervalos a Punzar Pozo ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

TOPE (ft)	BASE (ft)	INTERVALO (ft)	CARGAS
2815	2835	20	80
TOTAL		20	80

Tabla 3.7 Intervalos a Punzar Pozo ANC1987.

Fuente: Pacifpetrol.

3.1.8.3 Etapa e Intervalos de Fractura

Una vez analizados los registros eléctricos del pozo ANC1968 se propone fracturar en una etapa en el intervalo 1636 ft - 1720 ft, fracturar con volúmenes estimados de 516 Bls entre gel de fractura (SA-GELMAX-BC25#) y gel lineal, con aproximadamente 382 sacos de arena natural 12/20.

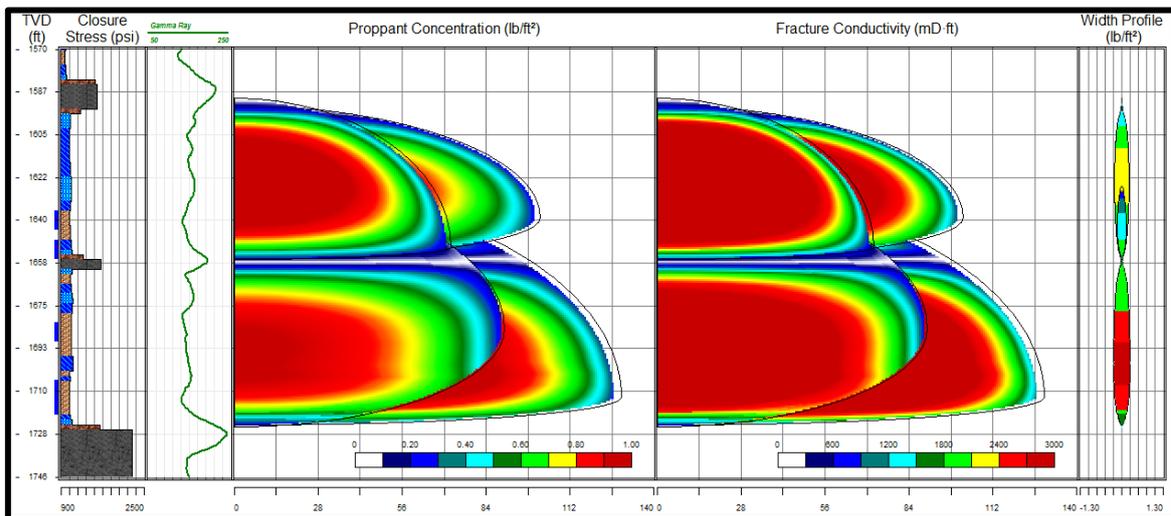


Figura 3.13 Registros Eléctricos y Simulación Etapa I Pozo ANC1968.

Fuente: CPVEN.

Para el pozo ANC1987 se propone fracturar igualmente en una etapa, en el intervalo 2815 ft - 2835 ft, fracturar con volúmenes estimados de 485 Bls entre gel de fractura (SA-GELMAX-BC25#) y gel lineal, con aproximadamente 282 sacos de arena natural 12/20.

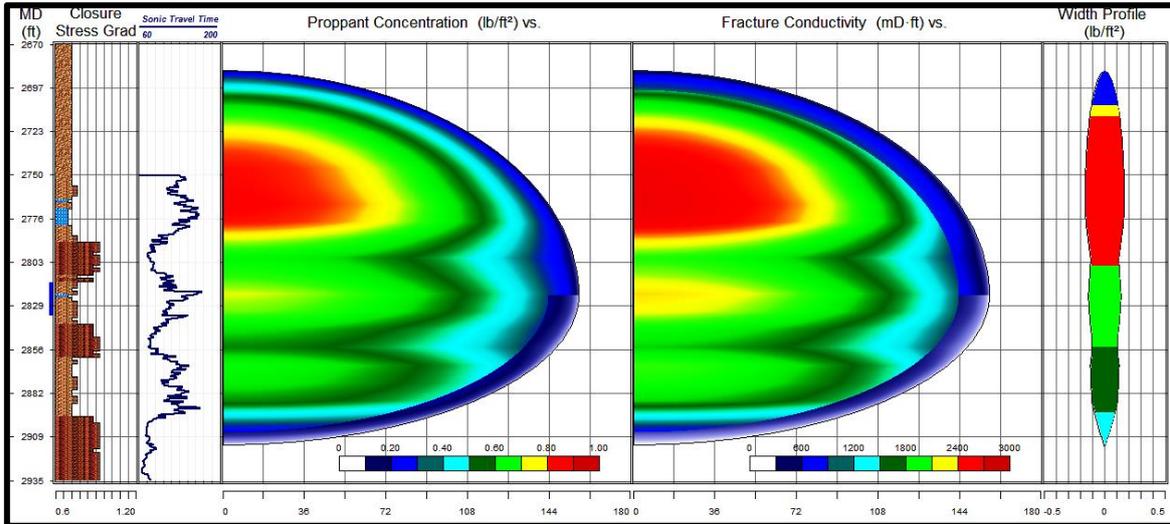


Figura 3.14 Registros Eléctricos y Simulación Etapa I Pozo ANC1987.
Fuente: CPVEN.

3.1.9 Condiciones de la Operación

Para realizar un adecuado seguimiento e interpretación de los resultados del plan de estimulación, se recomienda medir antes y después de la operación, el nivel de líquido en el pozo, el caudal de gas con las respectivas cromatografías de composición de gases, y la producción de petróleo y agua, con sus respectivos análisis de caracterización.

3.2 Evaluación Económica del Proyecto

Para la evaluación económica del proyecto de Fracturamiento Hidráulico en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, los supuestos bajo los cuales el presente modelo económico fue elaborado son los siguientes:

3.2.1 Perfil de Producción

El perfil de producción corresponde al incremental de producción debido a las fracturas realizadas en los 2 pozos productivos de las secciones Tigre y 68, a partir de la ejecución del proyecto en el mes de noviembre del 2016.

Para el pozo ANC1968 se consideró una declinación hiperbólica del histórico del mismo pozo tomando en cuenta que la zona propuesta es la misma formación Santo Tomás.

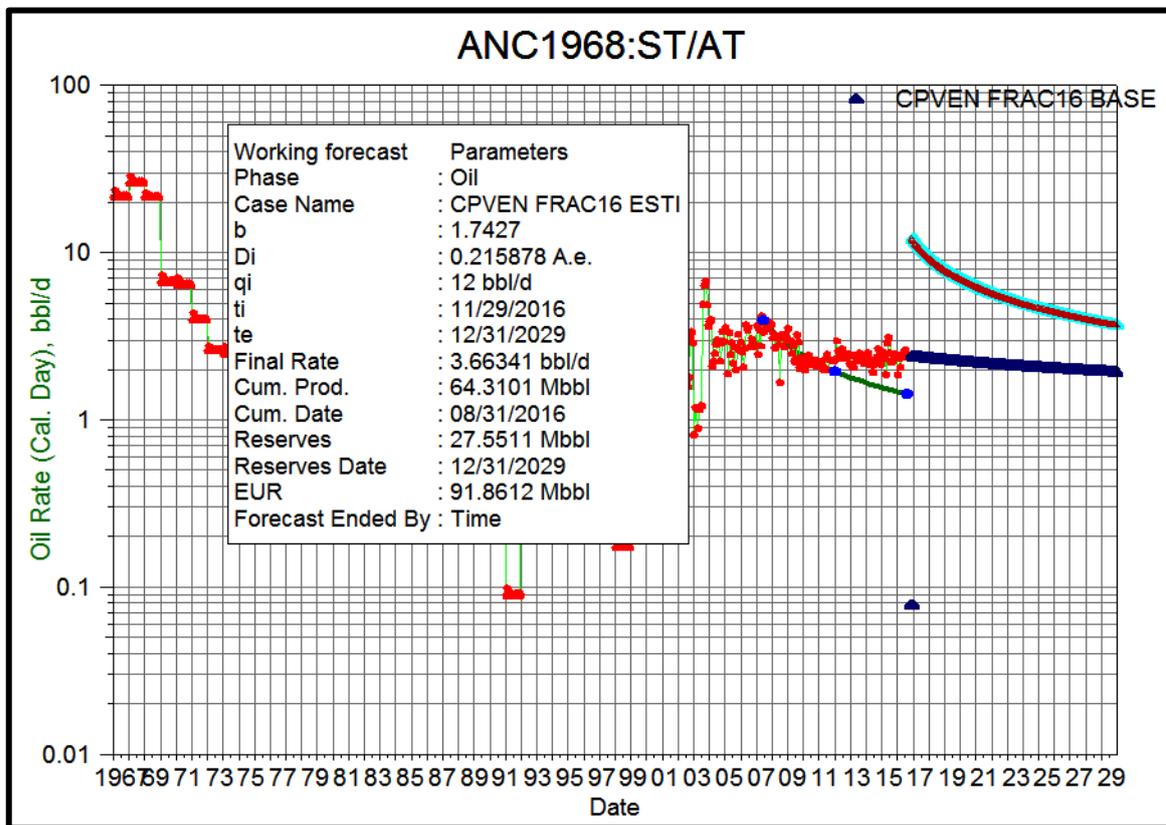


Figura 3.15 Declinación de Producción por Fractura ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

Para el pozo ANC1987 se consideró una declinación hiperbólica del histórico del pozo vecino ANC1265.

El pozo ANC1987 no ha sido abierto en la zona propuesta a fractura, razón por la cual se buscó pozos vecinos que hayan sido producidos en la misma zona.

El pozo ANC1265 fue punzado en el año 1959 en el intervalo 2759'-3138' con 416 shots y fracturado en 3 oportunidades, obteniendo producciones iniciales promedio entre 26 a 195 BIs, por lo cual se tomará la declinación de este pozo para realizar la del pozo ANC1987.

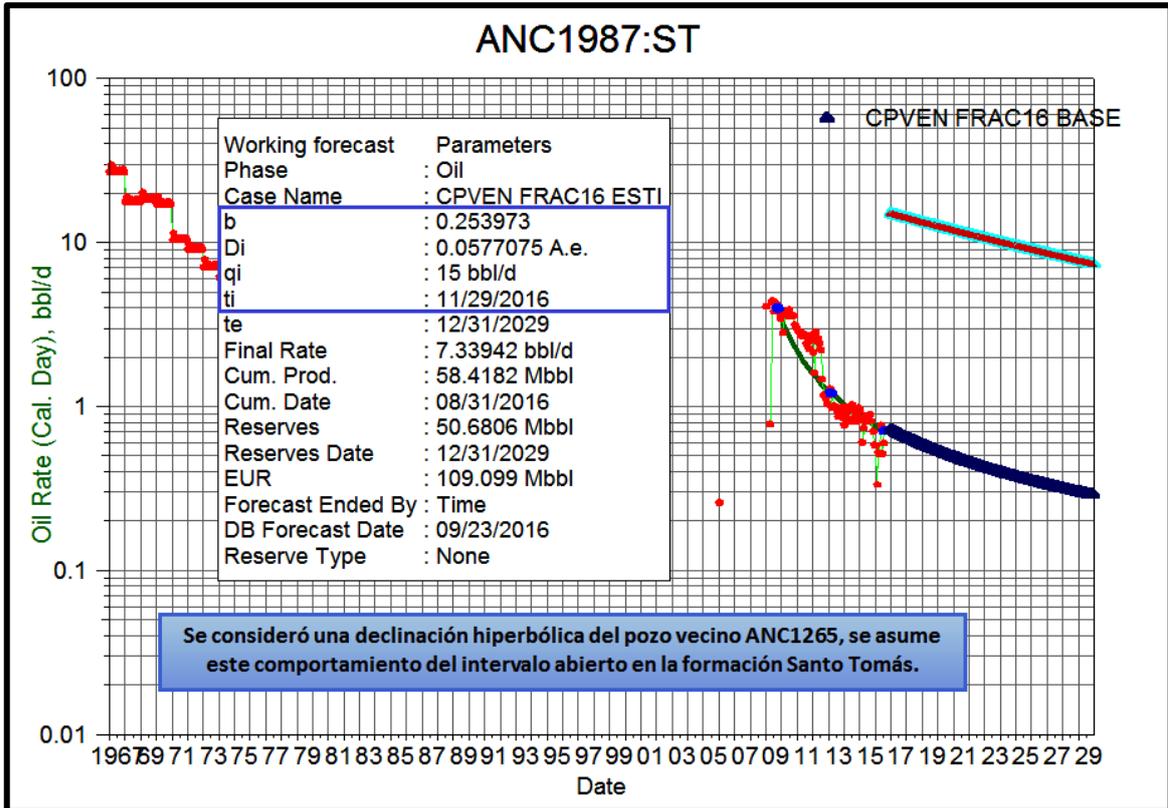


Figura 3.16 Declinación de Producción por Fractura ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

Además, se estima una producción inicial de 12 Bppd para el pozo ANC1968 (Figura 3.17) y 15 Bppd para el pozo ANC1987 (Figura 3.18), después de la fractura.

El comportamiento de producción del proyecto de fracturamiento hidráulico se lo puede observar en la Figura 3.19.

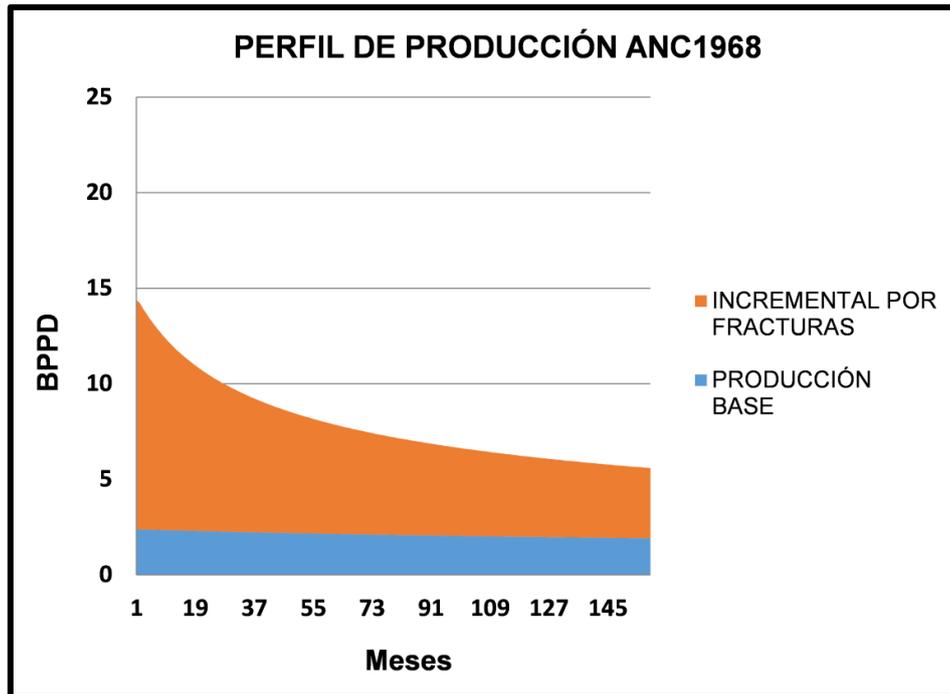


Figura 3.17 Perfil de Producción ANC1968.

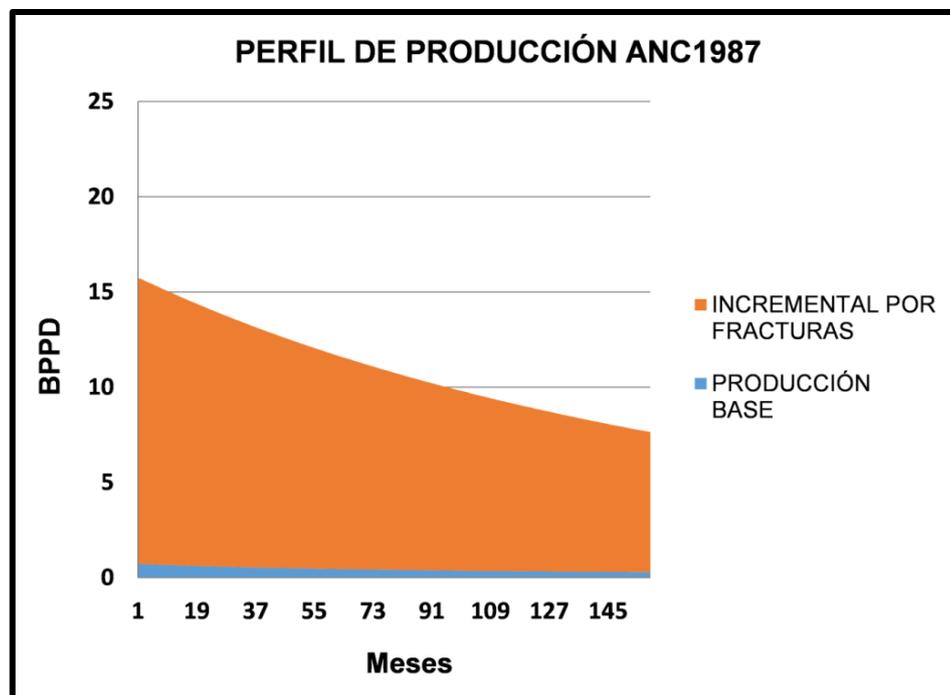


Figura 3.18 Perfil de Producción ANC1987.

En el ANEXO G se muestran los cálculos obtenidos de cada perfil de producción.

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PROYECTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

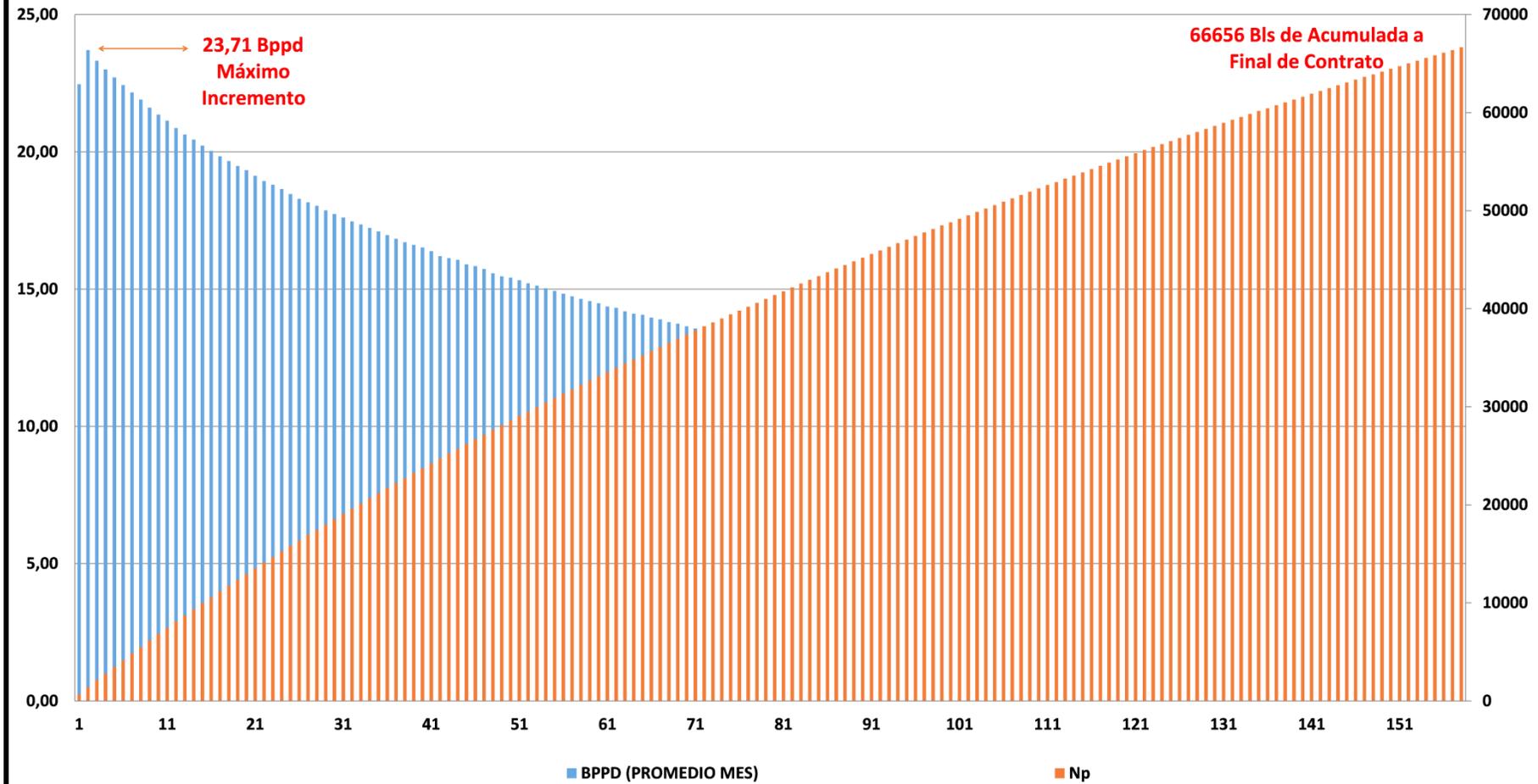


Figura 3.19 Perfil de Producción del Proyecto Fracturamiento Hidráulico.

3.2.2 Ingresos

El ingreso disponible según contrato corresponde al 75% del precio del West Texas Intermediate (WTI), mismo que es pagado a la compañía Asociación SMC Ecuador Inc. Pacifpetrol S.A. por cada barril producido.

Para el presente modelo económico se considera un precio WTI de US\$ 45.33 por barril para el año 2016.

3.2.3 Costos Operativos

Los pozos fracturados producirán mediante Bombeo Mecánico, cuyo costo de levantamiento es de US\$ 1.25 por barril. Este costo está actualizado anualmente a una tasa de inflación del 4%.

A continuación, se muestran los costos desglosados de la inversión requerida para el trabajo de fracturamiento hidráulico de cada pozo.

COSTOS ESTIMADOS FRACTURAMIENTO ANC1968	
Toma de Registro GR-CCL-CBL-VDL	\$8.500
Cementación Forzada	\$25.000
Cañoneo Selectivo	\$31.000
Tapón CIBP + Asentamiento	\$5.000
Packer y Taponos Recuperables	\$4.700
1 Etapa de Fractura	\$45.000
10% Imprevistos	\$11.920
TOTAL	\$131.120

Tabla 3.8 Costos Estimados ANC1968.
Fuente: Pacifpetrol.

COSTOS ESTIMADOS FRACTURAMIENTO ANC1987	
Toma de Registro GR-CCL-CBL-VDL	\$8.500
Cañoneo Selectivo	\$24.000
Tapón CIBP + Asentamiento	\$5.000
Packer y Tapones Recuperables	\$4.700
1 Etapa de Fractura	\$45.000
10% Imprevistos	\$8.720
TOTAL	\$95.920

Tabla 3.9 Costos Estimados ANC1987.
Fuente: Pacifpetrol.

COSTO ESTIMADO DEL PROYECTO	
POZO	COSTO
ANC1968	\$ 131.120
ANC1987	\$ 95.920
TOTAL	\$ 227.040

Tabla 3.10 Costo Estimado del Proyecto.
Fuente: Pacifpetrol.

3.2.4 Resultados de la Evaluación Económica

A continuación, se presentan los resultados del análisis económico que se realizó para cada pozo y el proyecto en general.

ANC1968

Se obtuvo un VAN de \$ 196.782,80 (según proyección realizada desde noviembre del 2016 hasta el final del contrato en el año 2029), TIR de 67% y un periodo de amortización de 14 meses.

ANC1987

Se obtuvo un VAN de \$ 702.657,84 (según proyección realizada desde noviembre del 2016 hasta el final del contrato en el año 2029), TIR de 237% y un periodo de amortización de 5 meses.

Proyecto de Fracturamiento Hidráulico

Se obtuvo un VAN de \$ 899.450,63 (según proyección realizada desde noviembre del 2016 hasta el final del contrato en el año 2029), TIR de 135% y un periodo de amortización de 8 meses.

RESULTADOS	ANC1968	ANC1987	PROYECTO
INVERSIÓN	\$ 131.120,00	\$ 95.920,00	\$ 227.040,00
VAN	\$ 196.792,80	\$ 702.657,84	\$ 899.450,63
TIR	67%	237%	135%
RBC	4,21	22,99	11,35
PERÍODO DE AMORTIZACIÓN (MESES)	14	5	8

Tabla 3.11 Resultados Evaluación Económica.
Fuente: Pacifpetrol.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el proyecto cumple con la rentabilidad exigida para su implementación.

En el ANEXO H se muestran los cálculos obtenidos del análisis económico.

3.2.5 Análisis de Sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad del proyecto se planteó los siguientes perfiles económicos referentes al precio WTI:

Perfil Mínimo

Se consideró un precio WTI de \$ 9.37 por barril, se obtuvo un VAN de \$ 0,01 (según proyección realizada desde noviembre del 2016 hasta el final del contrato en el año 2029), TIR de 15%.

Perfil Probable

Se consideró un precio WTI de \$ 45.33 por barril, se obtuvo un VAN de \$ 899.450,63 (según proyección realizada desde noviembre del 2016 hasta el final del contrato en el año 2029), TIR de 135%.

Perfil Máximo

Se consideró un precio WTI de \$ 70.33 por barril, se obtuvo un VAN de \$ 1'524.824,37 (según proyección realizada desde noviembre del 2016 hasta el final del contrato en el año 2029), TIR de 256%.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO		
PRECIO BARRIL WTI (\$)	TIR (%)	VAN (\$)
70,33	256	1.524.824,37
45,33	135	899.450,63
9,37	15	0,01

Tabla 3.12 Análisis de Sensibilidad del Proyecto.
Fuente: Pacifpetrol.

CAPÍTULO IV

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La producción acumulada del pozo ANC1968 será de 10189 BIs de petróleo en promedio durante los 13 años de contrato, tras la simulación en el programa OFM (Oil Field Manager), se concluyó que para ese rango temporal el fracturamiento hidráulico en ese pozo mejoraría la producción en 174%.
- La producción acumulada del pozo ANC1987 será de 2125 BIs de petróleo en promedio durante los 13 años de contrato, tras la simulación en el programa OFM (Oil Field Manager), se concluyó que para ese rango temporal el fracturamiento hidráulico en ese pozo mejoraría la producción en 2303%.
- Los resultados de la evaluación económica del proyecto de fracturamiento hidráulico en el Bloque Gustavo Galindo Velazco, muestran la alta rentabilidad de esta técnica obteniendo un VAN de \$ 899.450,63 y una TIR de 135% a final de contrato, en un periodo de amortización de 8 meses.
- Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad del proyecto, indican que el valor mínimo del precio del barril WTI para que no existan pérdidas es de \$ 9.37.

4.2 Recomendaciones

- Durante la selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico, se debe tomar en cuenta la calidad del cemento entre el casing y la formación donde se requiere realizar la fractura, debido a que una mala cementación podría comprometer el trabajo de estimulación.
- Se deben realizar pruebas de presión y de fluido, antes y después de ejecutar los trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico en un pozo, con el objetivo de obtener información más completa que nos permita realizar un análisis técnico-económico más detallado.
- El proyecto de fracturamiento hidráulico en los pozos del Bloque Gustavo Galindo Velasco, se realizó en las formaciones Socorro, Santo Tomás y CPB, pero también es conveniente implementar este tipo de estimulación en la formación Atlanta, debido a las características litológicas que esta presenta.
- Debido a los excelentes resultados obtenidos en la campaña de fracturamiento hidráulico del Bloque Gustavo Galindo Velasco, se recomienda implementar esta técnica en otros campos maduros, como un método eficiente para incrementar la producción de dichos campos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Baca, G. (2001). *Evaluación de Proyectos* (Cuarta ed.). México: McGraw-Hill.
2. Economides, M., & Nolte, K. (2000). *Reservoir Stimulation*. Wiley.
3. Escobar Macualo, F. H. (2000). *Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos* (Primera ed.). Universidad Surcolombiana.
4. Garaicochea, F. (1980). *Apuntes de Estimulación de Pozos*. México: UNAM.
5. Halliburton. (s.f.). *Recopilación Técnica - Ingeniería de Yacimientos*.
6. Haro, M. (2015). *Optimización del Fracturamiento Hidráulico en la Formación Mogollón de los Yacimientos Túnel y Bellavista – Cuenca Talara*. Lima: UNI.
7. Pacifpetrol. (2002). *Informe Geológico y de Reservorios del Área*. Ancón.
8. Pacifpetrol. (2015). *Informe de Reservas del Bloque Gustavo Galindo Velasco*. Ancón.
9. Pazmiño Urquiza, J. (2004). *Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico*.
10. Tarek, A. (2001). *Reservoir Engineering Handbook* (Second ed.).
11. Vázquez Cárdenas, J. (2009). *Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico*. México: UNAM.

ANEXOS

ANEXO A CÁLCULO DEL TOPE DE CEMENTO (TOC)

CÁLCULO DEL TOPE DE CEMENTO ANC1968			
DATOS:	ANC1968	FÓRMULA	
Diámetro del Hueco (in)	8 5/8	183,35	x 1,17 x 1150 = 4556,60 x 0,6 = 2734 ft
Diámetro del Casing (in)	4 1/2	$D^2 - d^2$	
Nº de Sacos	1150		
1,17 ft 3 / Sx	1,17	Tope de Cemento	1936
Zapato del Csg (ft)	4670		ft
Factor	0,6		

Fuente: Pacifpetrol.

CÁLCULO DEL TOPE DE CEMENTO ANC1987			
DATOS:	ANC1987	FÓRMULA	
Diámetro del Hueco (in)	8 5/8	183,35	x 1,17 x 500 = 1981,13 x 0,6 = 1189 ft
Diámetro del Casing (in)	4 1/2	$D^2 - d^2$	
Nº de Sacos	500		
1,17 ft 3 / Sx	1,17	Tope de Cemento	2498
Zapato de Csg (ft)	3687		ft
Factor	0,6		

Fuente: Pacifpetrol.

ANEXO B ADITIVOS Y PRODUCTOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA

ANC1968			
ADITIVOS Y PRODUCTOS	ETAPA 1		TOTALES
	Concentración	Cantidad	
Arena Importada. 12/20		382 Sxs	382 Sxs
Gel Lineal/Salmuera		25 bbl	25 bbl
Gel Crosslikeado		491 bbl	491 bbl
BACTERICIDA	0.2 gpt	4 gal	4 gal
KCI	2.0 %	3.618 lb	3.618 lb
SURFACTANTE	1.5 gpt	33 gal	33 gal
INHIBIDOR DE ARCILLA	0.5 gpt	11 gal	11 gal
GELIFICANTE	25.0 gpt	542 lb	542 lb
CROSSLINKER	1.8 gpt	37 gal	37 gal
RUPTOR	8.0 gpt	173 lb	173 lb

Fuente: CPVEN.

ANC1987			
ADITIVOS Y PRODUCTOS	ETAPA 1		TOTALES
	Concentración	Cantidad	
Arena Importada. 12/20		282 Sxs	282 Sxs
Gel Lineal/Salmuera		26 bbl	26 bbl
Gel Crosslikeado		459 bbl	459 bbl
BACTERICIDA	0.2 gpt	4 gal	4 gal
KCI	2.0 %	3.400 lb	3.400 lb
SURFACTANTE	1.5 gpt	31 gal	31 gal
INHIBIDOR DE ARCILLA	0.5 gpt	10 gal	10 gal
GELIFICANTE	25.0 gpt	509 lb	509 lb
CROSSLINKER	1.8 gpt	35 gal	35 gal
RUPTOR	8.0 gpt	163 lb	163 lb
BUFFER	1.8 gpt	35 gal	35 gal
RUPTOR ENCIMÁTICO	0.3 gpt	5 lb	5 lb

Fuente: CPVEN.

ANEXO C SEUCENCIA OPERATIVA DE LA CEMENTACIÓN SECUNDARIA (SQUEEZE)

ANC1968

De acuerdo con los resultados obtenidos se propone la realización de dos operaciones de cementación secundaria para generar el sello hidráulico necesario y proceder con el fracturamiento hidráulico en la formación Santo Tomás.

LECHADA

Se propone el uso de una lechada con cemento tipo "A" con un peso de 14,5 ppg, con el fin de cumplir con los estándares establecidos en la norma API-SPEC 10A.

DOSIFICACIÓN DE LECHADAS - PRIMER SQUEEZE - ANC1968			
LECHADA ÚNICA 14.5 PPG			
DESCRIPCIÓN	PRODUCTO	CONCENTRACIÓN	CANTIDAD
CEMENTO IMPORTADO	TIPO A		41 Sxs
ANTIESPUMANTE	AE-11L	0,02 gal/Sxs	1 gal
CONTROLADOR DE FILTRADO	FL-34	0,60%	23 lb
VOLUMEN A PREPARAR	10 Bls		

Fuente: CPVEN.

DOSIFICACIÓN DE LECHADAS - SEGUNDO SQUEEZE - ANC1968			
LECHADA ÚNICA 14.5 PPG			
DESCRIPCIÓN	PRODUCTO	CONCENTRACIÓN	CANTIDAD
CEMENTO IMPORTADO	TIPO A		41 Sxs
ANTIESPUMANTE	AE-11L	0,02 gal/Sxs	1 gal
CONTROLADOR DE FILTRADO	FL-34	0,60%	23 lb
VOLUMEN A PREPARAR	10 Bls		

Fuente: CPVEN.

FLUIDO PARA PRUEBA DE INYECCIÓN - ANC1968			
DESCRIPCIÓN	PRODUCTO	CONCENTRACIÓN	CANTIDAD
AGUA FRESCA	H2O		
KCL	KCL	2%	1262 lb
SURFACTANTE	EC9547A	2 gpt	15 gal
VOLUMEN A PREPARAR	180 Bls		

Fuente: CPVEN.

SQUEZE

La propuesta para realizar las cementaciones secundarias considera generar un sello hidráulico, que brinde soporte a los elementos mecánicos a utilizarse durante el proceso de fractura, por lo cual se considera una lechada de 14,5 ppg que ingrese a la formación a través del forzamiento por el anular.

SECUENCIA OPERATIVA		
CEMENTACIÓN SECUNDARIA SQZ 1		
POZO: ANC1968	OPERADORA: CPVEN	FECHA: 01/11/2016

1. Retirar instalación de subsuelo.
2. Realizar reunión de seguridad, explicar detalles para la siguiente operación.
3. Con equipo de registro cañonear en el intervalo 1770'-1772' a 4 DPP.
4. Prueba de líneas con 3000 psi por 5 minutos hasta la válvula de piso.
5. Bajar tubería de 2 7/8 punta libre y dejar a PT @ 1890 ft. Probar circulación.
6. Cerrar/presurizar anular y realizar prueba de inyectividad a través del tubing.
7. Determinar la admisión, en caso de requerir sobrepasar la presión de fractura, continuar con el proceso evaluando el volumen admitido.
8. Con un volumen de admisión referencial bajar punta libre, ubicar a 2090' e iniciar con la secuencia de bombeo:

OPERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD	DENSIDAD	CAUDAL	TIEMPO
MEZCLAR Y BOMBEAR	LECHADA ÚNICA	10 Bls	14,5 ppg	2,00 Bpm	5,00 min
DESPLAZAR	AGUA	7 Bls	8,4 ppg	2,00 Bpm	3,48 min

9. Alinear válvulas de la unidad hacia los tanques de desplazamiento y dejar el pozo estático por 2 minutos para permitir que el cemento se balancee solo.
10. Levantar lentamente tubing hasta 1276 ft y cerrar anular, realizar Block Squeeze. Hesitar hasta lograr presión de cierre (Presión de fractura en cabeza: 873 psi; de ser necesario realizar Block Squeeze a alta presión).
11. Liberar presiones y reversar el exceso de lechada a través de csg-tbg.
12. Bajar punta libre lentamente con circulación constante mínimo 3 bpm, hasta 2090 ft. Observar los retornos. Detener el bombeo cuando ya no se evidencia residuos de cemento.

SECUENCIA OPERATIVA	
CEMENTACIÓN SECUNDARIA SQZ 2	
POZO: ANC1968	OPERADORA: CPVEN
FECHA: 01/11/2016	

1. Realizar reunión de seguridad, explicar detalles de la operación.
2. Con equipo de registro cañonear en el intervalo 1620'-1622' a 4 DPP.
3. Prueba de líneas con 3000 psi por 5 minutos hasta la válvula de piso.
4. Bajar tubería de 2 7/8 punta libre y dejar a PT @ 920 ft. Probar circulación.
5. Cerrar/presurizar anular y realizar prueba de inyektividad a través del tubing.
6. Determinar la admisión, en caso de requerir sobrepasar la presión de fractura, Continuar con el proceso evaluando el volumen admitido.
7. Con un volumen de admisión referencial bajar punta libre, ubicar a 1634' e iniciar con la secuencia de bombeo:

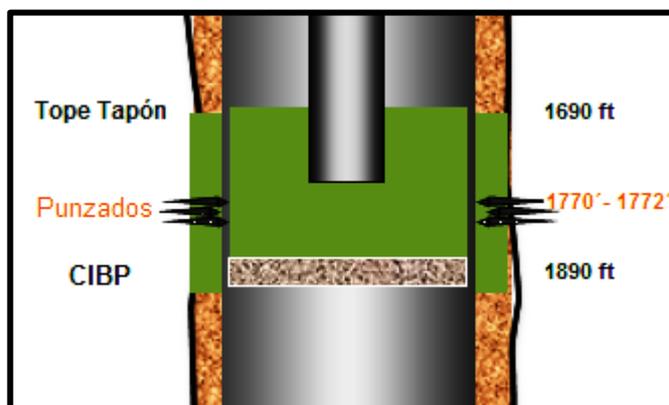
OPERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD	DENSIDAD	CAUDAL	TIEMPO
MEZCLAR Y BOMBLEAR	LECHADA ÚNICA	10 Bls	14,5 ppg	2,00 Bpm	5,00 min
DESPLAZAR	AGUA	4,3 Bls	8,4 ppg	2,00 Bpm	2,16 min

8. Alinear válvulas de la unidad hacia los tanques de desplazamiento y dejar el pozo estático por 2 minutos para permitir que el cemento se balancee solo.
9. Levantar lentamente tubing hasta 820 ft y cerrar anular, realizar Block Squeeze. Hesitar hasta lograr presión de cierre (Presión de fractura en cabeza: 873 psi; de ser necesario realizar Block Squeeze a alta presión).
10. Liberar presiones y reversar el exceso de lechada a través de csg-tbg.
11. Bajar punta libre lentamente con circulación constante mínimo 3 bpm, hasta 1734 ft.
12. Observar los retornos. Detener el bombeo cuando ya no se evidencia residuos de cemento.

ANEXO D SECUENCIA OPERATIVA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

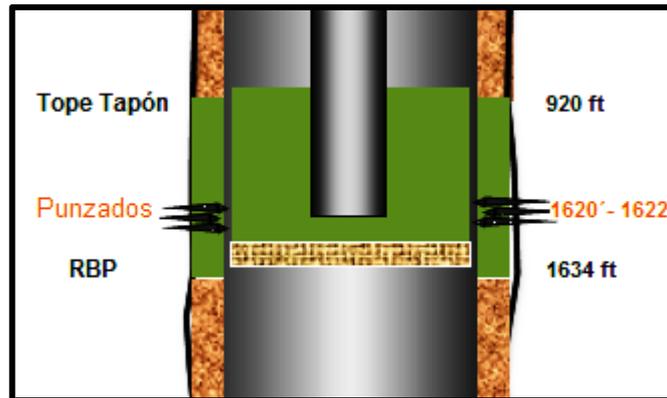
SECUENCIA OPERATIVA		
FRACTURA HIDRÁULICA		
POZO: ANC1968	OPERADORA: CPVEN	FECHA: 01/11/2016

1. Movilizar y montar equipo de Workover en el pozo ANC1968.
2. Sacar instalación de producción a superficie.
3. Bajar BHA de Limpieza para CSG de 4 1/2" y limpiar hasta +/- 2400 ft.
4. Asentar tapón CIBP a la profundidad de +/- 1890 ft.
5. Cañonear la Fm. Santo Tomás en el intervalo 1770'-1772' a 4 DPP.
6. Realizar SQZ 1 según programa de cementación secundaria.



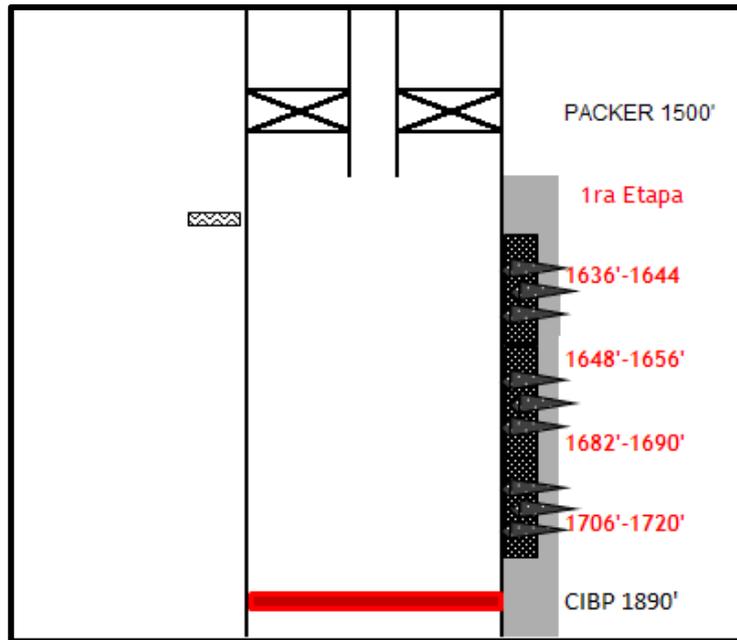
Fuente: CPVEN.

7. Colocar Tapón RBP hasta la profundidad +/- 1634 ft. Colocar 1 saco de arena y verificar tope.
8. Cañonear la Fm. Santo Tomás en el intervalo 1620'-1622' a 4 DPP.
9. Realizar SQZ 2 según programa de cementación secundaria.



Fuente: CPVEN.

10. Pescar RBP y realizar prueba de hermeticidad del casing.
11. Correr registro GAMA RAY/CCL - CBL/VDL y verificar tope. Corregir intervalos de cañoneo si es necesario.
12. Cañonear selectivamente la Fm. ST en los intervalos 1636'-1644', 1648'-1656', 1682'-1690', 1706'-1720' a 4 DPP – 120° Fase.
13. Bajar tubería de 2 7/8" con Packer y asentarlo a +/-1500 ft.
14. Realizar SRT - MINIFRAC - SDT con 120 BBL de gel de fractura. Analizar MINIFRAC y rediseñar tratamiento de fractura.
15. Fracturar I Etapa (1636'-1720' Fm. Santo Tomás) por tubing de acuerdo con programa de fracturamiento.



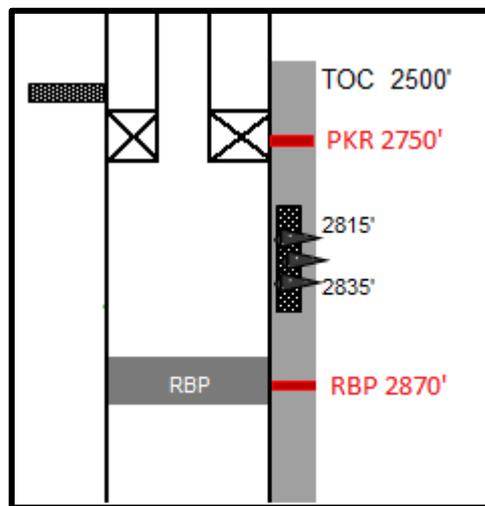
Fuente: CPVEN.

16. Cerrar pozo y esperar cierre de la fractura por dos horas.
17. Desasentar Packer y proceder a sacar Sarta de Fractura.
18. Bajar tubería y limpiar arena hasta +/- 1890 ft.
19. Bajar completación acorde al programa de Pacifpetrol.
20. Desmontar equipo de WO y dar por terminadas las operaciones.

SECUENCIA OPERATIVA		
FRACTURA HIDRÁULICA		
POZO: ANC1987	OPERADORA: CPVEN	FECHA: 03/11/2016

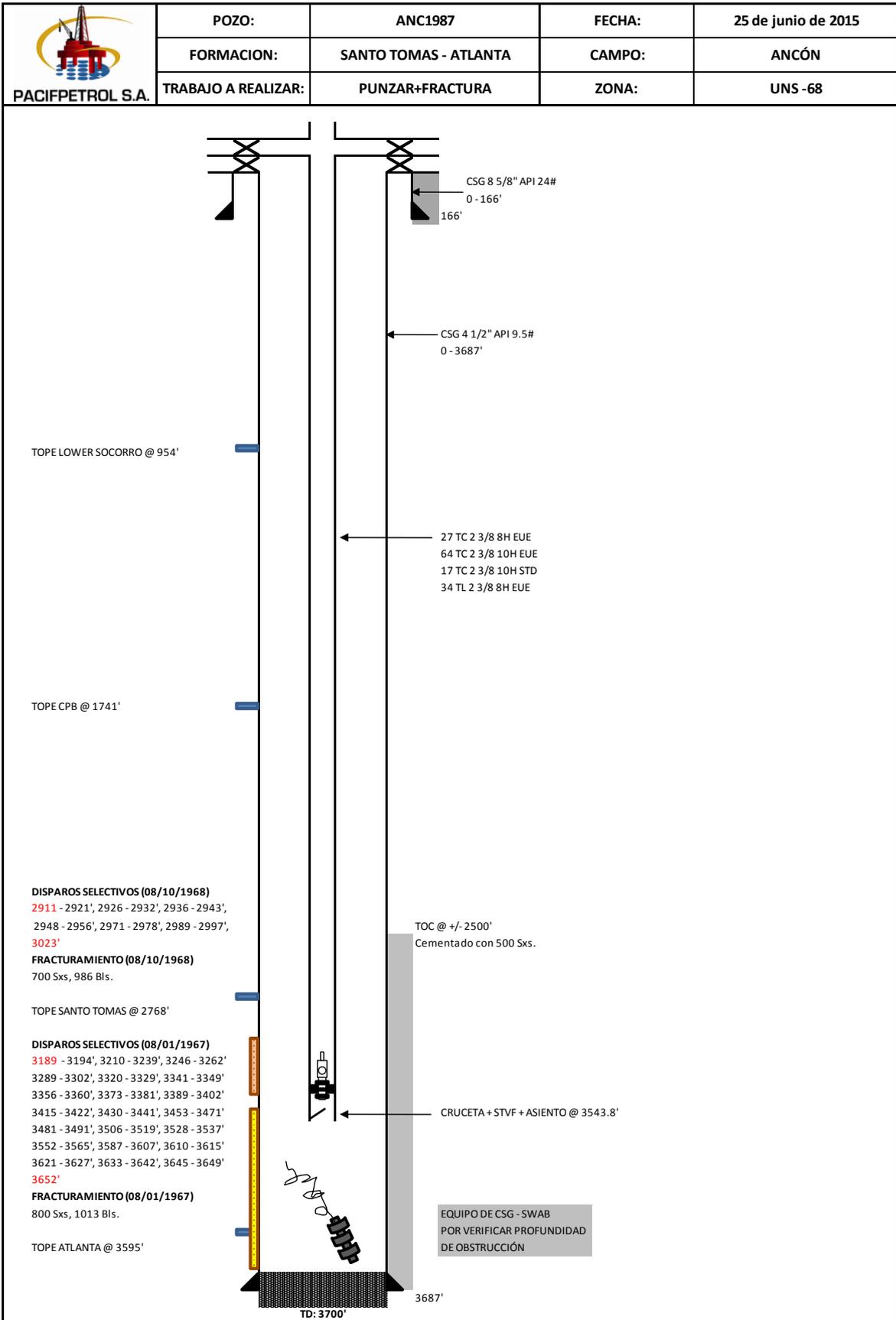
1. Movilizar y montar equipo de Workover en el pozo ANC1987.
2. Sacar instalación de producción a superficie.
3. Bajar BHA de Limpieza para CSG de 4 1/2" y limpiar hasta +/- 3000 ft.
4. Correr registro GAMA RAY/CCL - CBL/VDL y verificar tope.
5. Bajar RBP y PKR en tándem. Asentar RBP a 2870' y PKR a 2865'.
Probar RBP con 2000 psi.
6. Sacar packer y vaciar 2 sacos de arena.

7. Cañonear la formación Sato Tomás en los intervalos 2835'-2815' a 4 DPP - 90° Fase.
8. Bajar tubería con packer y asentararlo a 2750 ft.
9. Armar líneas de fractura y probar con 4500 psi. Probar válvula relief a 4400 psi.
10. Realizar SRT - MINIFRAC - SDT con 120 BBL de Gel Crosslinkeado. Analizar MINIFRAC y rediseñar tratamiento de ser necesario.
11. Fracturar I Etapa (2815'-2835' Fm. Santo Tomás) por tubing de acuerdo con programa de fracturamiento.



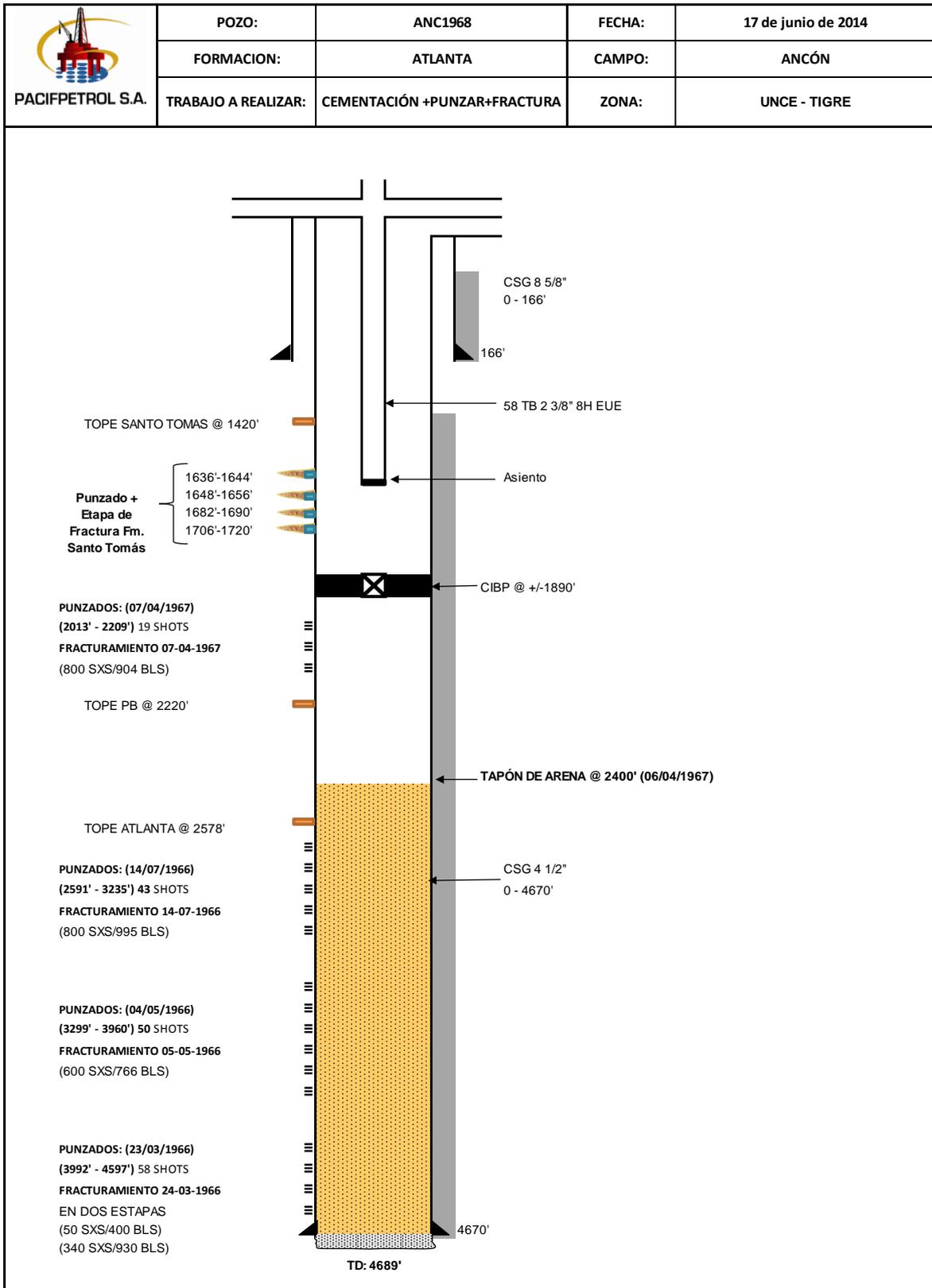
Fuente: CPVEN.

12. Cerrar pozo y esperar cierre de la fractura por dos horas.
13. Recuperar packer.
14. Bajar pescante de tapón RBP y limpiar arena hasta 2870 ft.
15. Recuperar RBP.
16. Desmontar equipo de WO y dar por terminada las operaciones.
17. Evaluar con Swab y dependiendo de los resultados se completará con Bombeo Mecánico.

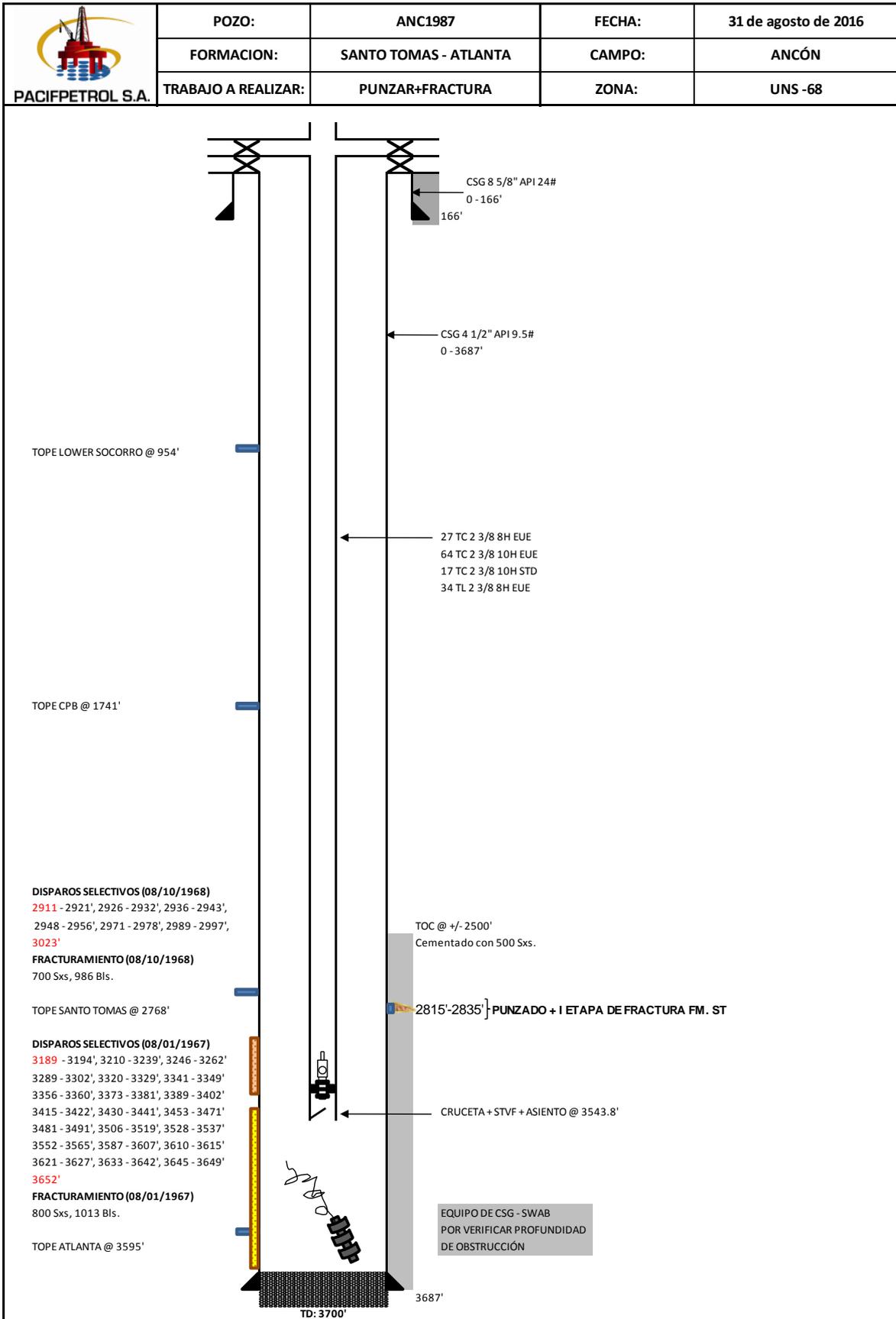


Fuente: Pacifpetrol.

ANEXO F DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN PROPUESTOS



Fuente: Pacifpetrol.



Fuente: Pacifpetrol.

ANEXO G PERFILES DE PRODUCCIÓN

ANC1968									
MES	PRODUCCIÓN BASE (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR FRAC. (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN BASE MENSUAL (BLS/MES)	INCREMENTAL MENSUAL POR FRAC. (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA BASE (BLS)	ACUMULADA POR FRAC. (BLS)	ACUMULADA TOTAL (BLS)
1	2,39	12,00	9,61	72	360	288	72	360	288
2	2,39	11,84	9,45	74	367	293	146	727	581
3	2,38	11,55	9,17	74	358	284	220	1085	865
4	2,38	11,30	8,92	67	316	249	287	1401	1114
5	2,37	11,05	8,68	74	343	269	361	1744	1383
6	2,37	10,82	8,45	71	325	254	432	2069	1637
7	2,36	10,60	8,24	73	329	256	505	2398	1893
8	2,36	10,39	8,03	71	312	241	576	2710	2134
9	2,35	10,19	7,84	73	316	243	649	3026	2377
10	2,35	10,00	7,65	73	310	237	722	3336	2614
11	2,34	9,82	7,48	70	295	225	792	3631	2839
12	2,34	9,65	7,31	73	299	226	865	3930	3065
13	2,33	9,48	7,15	70	284	214	935	4214	3279
14	2,33	9,33	7,00	72	289	217	1007	4503	3496
15	2,33	9,18	6,85	72	284	212	1079	4787	3708
16	2,32	9,04	6,72	65	253	188	1144	5040	3896
17	2,32	8,91	6,59	72	276	204	1216	5316	4100
18	2,31	8,78	6,47	69	263	194	1285	5579	4294
19	2,31	8,65	6,34	72	268	196	1357	5847	4490
20	2,30	8,53	6,23	69	256	187	1426	6103	4677
21	2,30	8,41	6,11	71	261	190	1497	6364	4867
22	2,29	8,30	6,01	71	257	186	1568	6621	5053
23	2,29	8,19	5,90	69	246	177	1637	6867	5230
24	2,29	8,08	5,79	71	251	180	1708	7118	5410
25	2,28	7,98	5,70	68	239	171	1776	7357	5581
26	2,28	7,89	5,61	71	244	173	1847	7601	5754
27	2,27	7,79	5,52	70	241	171	1917	7842	5925
28	2,27	7,70	5,43	64	216	152	1981	8058	6077
29	2,27	7,62	5,35	70	236	166	2051	8294	6243
30	2,26	7,53	5,27	68	226	158	2119	8520	6401
31	2,26	7,45	5,19	70	231	161	2189	8751	6562
32	2,25	7,37	5,12	68	221	153	2257	8972	6715
33	2,25	7,29	5,04	70	226	156	2327	9198	6871
34	2,25	7,21	4,96	70	224	154	2397	9422	7025
35	2,24	7,14	4,90	67	214	147	2464	9636	7172
36	2,24	7,06	4,82	69	219	150	2533	9855	7322
37	2,24	6,99	4,75	67	210	143	2600	10065	7465
38	2,23	6,93	4,70	69	215	146	2669	10280	7611
39	2,23	6,86	4,63	69	213	144	2738	10493	7755
40	2,22	6,80	4,58	64	197	133	2802	10690	7888
41	2,22	6,73	4,51	69	209	140	2871	10899	8028
42	2,22	6,67	4,45	67	200	133	2938	11099	8161
43	2,21	6,61	4,40	69	205	136	3007	11304	8297
44	2,21	6,55	4,34	66	197	131	3073	11501	8428
45	2,21	6,50	4,29	68	201	133	3141	11702	8561
46	2,20	6,44	4,24	68	200	132	3209	11902	8693
47	2,20	6,39	4,19	66	192	126	3275	12094	8819
48	2,20	6,33	4,13	68	196	128	3343	12290	8947
49	2,19	6,28	4,09	66	188	122	3409	12478	9069
50	2,19	6,23	4,04	68	193	125	3477	12671	9194
51	2,19	6,18	3,99	68	192	124	3545	12863	9318

Continúa página siguiente.

52	2,18	6,13	3,95	61	172	111	3606	13035	9429
53	2,18	6,09	3,91	68	189	121	3674	13224	9550
54	2,18	6,04	3,86	65	181	116	3739	13405	9666
55	2,17	5,99	3,82	67	186	119	3806	13591	9785
56	2,17	5,95	3,78	65	178	113	3871	13769	9898
57	2,17	5,90	3,73	67	183	116	3938	13952	10014
58	2,16	5,86	3,70	67	182	115	4005	14134	10129
59	2,16	5,82	3,66	65	175	110	4070	14309	10239
60	2,16	5,78	3,62	67	179	112	4137	14488	10351
61	2,15	5,74	3,59	65	172	107	4202	14660	10458
62	2,15	5,70	3,55	67	177	110	4269	14837	10568
63	2,15	5,66	3,51	67	175	108	4336	15012	10676
64	2,14	5,62	3,48	60	157	97	4396	15169	10773
65	2,14	5,58	3,44	66	173	107	4462	15342	10880
66	2,14	5,55	3,41	64	166	102	4526	15508	10982
67	2,13	5,51	3,38	66	171	105	4592	15679	11087
68	2,13	5,48	3,35	64	164	100	4656	15843	11187
69	2,13	5,44	3,31	66	169	103	4722	16012	11290
70	2,13	5,41	3,28	66	168	102	4788	16180	11392
71	2,12	5,37	3,25	64	161	97	4852	16341	11489
72	2,12	5,34	3,22	66	166	100	4918	16507	11589
73	2,12	5,31	3,19	64	159	95	4982	16666	11684
74	2,11	5,27	3,16	66	164	98	5048	16830	11782
75	2,11	5,24	3,13	65	163	98	5113	16993	11880
76	2,11	5,21	3,10	59	146	87	5172	17139	11967
77	2,11	5,18	3,07	65	161	96	5237	17300	12063
78	2,10	5,15	3,05	63	155	92	5300	17455	12155
79	2,10	5,12	3,02	65	159	94	5365	17614	12249
80	2,10	5,09	2,99	63	153	90	5428	17767	12339
81	2,09	5,06	2,97	65	157	92	5493	17924	12431
82	2,09	5,04	2,95	65	156	91	5558	18080	12522
83	2,09	5,01	2,92	63	150	87	5621	18230	12609
84	2,09	4,98	2,89	65	154	89	5686	18384	12698
85	2,08	4,95	2,87	63	149	86	5749	18533	12784
86	2,08	4,93	2,85	65	153	88	5814	18686	12872
87	2,08	4,90	2,82	64	152	88	5878	18838	12960
88	2,08	4,88	2,80	60	141	81	5938	18979	13041
89	2,07	4,85	2,78	64	150	86	6002	19129	13127
90	2,07	4,83	2,76	62	145	83	6064	19274	13210
91	2,07	4,80	2,73	64	149	85	6128	19423	13295
92	2,07	4,78	2,71	62	143	81	6190	19566	13376
93	2,06	4,75	2,69	64	147	83	6254	19713	13459
94	2,06	4,73	2,67	64	147	83	6318	19860	13542
95	2,06	4,70	2,64	62	141	79	6380	20001	13621
96	2,06	4,68	2,62	64	145	81	6444	20146	13702
97	2,05	4,66	2,61	62	140	78	6506	20286	13780
98	2,05	4,64	2,59	64	144	80	6570	20430	13860
99	2,05	4,61	2,56	63	143	80	6633	20573	13940
100	2,05	4,59	2,54	57	129	72	6690	20702	14012
101	2,04	4,57	2,53	63	142	79	6753	20844	14091
102	2,04	4,55	2,51	61	136	75	6814	20980	14166
103	2,04	4,53	2,49	63	140	77	6877	21120	14243
104	2,04	4,51	2,47	61	135	74	6938	21255	14317
105	2,03	4,49	2,46	63	139	76	7001	21394	14393
106	2,03	4,47	2,44	63	138	75	7064	21532	14468
107	2,03	4,45	2,42	61	133	72	7125	21665	14540
108	2,03	4,43	2,40	63	137	74	7188	21802	14614
109	2,02	4,41	2,39	61	132	71	7249	21934	14685

Continúa página siguiente.

110	2,02	4,39	2,37	63	136	73	7312	22070	14758
111	2,02	4,37	2,35	63	135	72	7375	22205	14830
112	2,02	4,35	2,33	56	122	66	7431	22327	14896
113	2,02	4,33	2,31	62	134	72	7493	22461	14968
114	2,01	4,31	2,30	60	129	69	7553	22590	15037
115	2,01	4,30	2,29	62	133	71	7615	22723	15108
116	2,01	4,28	2,27	60	128	68	7675	22851	15176
117	2,01	4,26	2,25	62	132	70	7737	22983	15246
118	2,00	4,24	2,24	62	131	69	7799	23114	15315
119	2,00	4,22	2,22	60	127	67	7859	23241	15382
120	2,00	4,21	2,21	62	130	68	7921	23371	15450
121	2,00	4,19	2,19	60	126	66	7981	23497	15516
122	2,00	4,17	2,17	62	129	67	8043	23626	15583
123	1,99	4,16	2,17	62	129	67	8105	23755	15650
124	1,99	4,14	2,15	56	116	60	8161	23871	15710
125	1,99	4,12	2,13	62	128	66	8223	23999	15776
126	1,99	4,11	2,12	60	123	63	8283	24122	15839
127	1,98	4,09	2,11	62	127	65	8345	24249	15904
128	1,98	4,08	2,10	59	122	63	8404	24371	15967
129	1,98	4,06	2,08	61	126	65	8465	24497	16032
130	1,98	4,05	2,07	61	125	64	8526	24622	16096
131	1,98	4,03	2,05	59	121	62	8585	24743	16158
132	1,97	4,01	2,04	61	124	63	8646	24867	16221
133	1,97	4,00	2,03	59	120	61	8705	24987	16282
134	1,97	3,99	2,02	61	124	63	8766	25111	16345
135	1,97	3,97	2,00	61	123	62	8827	25234	16407
136	1,97	3,96	1,99	57	115	58	8884	25349	16465
137	1,96	3,94	1,98	61	122	61	8945	25471	16526
138	1,96	3,93	1,97	59	118	59	9004	25589	16585
139	1,96	3,91	1,95	61	121	60	9065	25710	16645
140	1,96	3,90	1,94	59	117	58	9124	25827	16703
141	1,96	3,89	1,93	61	120	59	9185	25947	16762
142	1,95	3,87	1,92	61	120	59	9246	26067	16821
143	1,95	3,86	1,91	59	116	57	9305	26183	16878
144	1,95	3,84	1,89	60	119	59	9365	26302	16937
145	1,95	3,83	1,88	58	115	57	9423	26417	16994
146	1,95	3,82	1,87	60	118	58	9483	26535	17052
147	1,94	3,80	1,86	60	118	58	9543	26653	17110
148	1,94	3,79	1,85	54	106	52	9597	26759	17162
149	1,94	3,78	1,84	60	117	57	9657	26876	17219
150	1,94	3,77	1,83	58	113	55	9715	26989	17274
151	1,94	3,75	1,81	60	116	56	9775	27105	17330
152	1,93	3,74	1,81	58	112	54	9833	27217	17384
153	1,93	3,73	1,80	60	116	56	9893	27333	17440
154	1,93	3,72	1,79	60	115	55	9953	27448	17495
155	1,93	3,71	1,78	58	111	53	10011	27559	17548
156	1,93	3,69	1,76	60	114	54	10071	27673	17602
157	1,93	3,68	1,75	58	110	52	10129	27783	17654
158	1,92	3,67	1,75	60	114	54	10189	27897	17708

Fuente: Pacifpetrol.

ANC1987									
MES	PRODUCCIÓN BASE (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR FRAC. (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN BASE MENSUAL (BLS/MES)	INCREMENTAL MENSUAL POR FRAC. (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA BASE (BLS)	ACUMULADA POR FRAC. (BLS)	ACUMULADA TOTAL (BLS)
1	0,72	15,00	14,28	19	405	386	19	405	386
2	0,72	14,96	14,24	22	464	442	41	869	828
3	0,71	14,88	14,17	22	461	439	63	1330	1267
4	0,70	14,81	14,11	20	415	395	83	1745	1662
5	0,70	14,74	14,04	22	457	435	105	2202	2097
6	0,69	14,67	13,98	21	440	419	126	2642	2516
7	0,69	14,60	13,91	21	452	431	147	3094	2947
8	0,68	14,52	13,84	20	436	416	167	3530	3363
9	0,67	14,45	13,78	21	448	427	188	3978	3790
10	0,67	14,38	13,71	21	446	425	209	4424	4215
11	0,66	14,31	13,65	20	429	409	229	4853	4624
12	0,66	14,24	13,58	20	441	421	249	5294	5045
13	0,65	14,17	13,52	20	425	405	269	5719	5450
14	0,64	14,10	13,46	20	437	417	289	6156	5867
15	0,64	14,03	13,39	20	435	415	309	6591	6282
16	0,63	13,96	13,33	18	391	373	327	6982	6655
17	0,63	13,89	13,26	20	431	411	347	7413	7066
18	0,62	13,83	13,21	19	415	396	366	7828	7462
19	0,62	13,76	13,14	19	427	408	385	8255	7870
20	0,61	13,69	13,08	18	411	393	403	8666	8263
21	0,61	13,63	13,02	19	422	403	422	9088	8666
22	0,60	13,56	12,96	19	420	401	441	9508	9067
23	0,60	13,49	12,89	18	405	387	459	9913	9454
24	0,59	13,43	12,84	18	416	398	477	10329	9852
25	0,59	13,36	12,77	18	401	383	495	10730	10235
26	0,58	13,30	12,72	18	412	394	513	11142	10629
27	0,58	13,23	12,65	18	410	392	531	11552	11021
28	0,58	13,17	12,59	16	369	353	547	11921	11374
29	0,57	13,11	12,54	18	406	388	565	12327	11762
30	0,57	13,04	12,47	17	391	374	582	12718	12136
31	0,56	12,98	12,42	17	402	385	599	13120	12521
32	0,56	12,92	12,36	17	388	371	616	13508	12892
33	0,55	12,86	12,31	17	399	382	633	13907	13274
34	0,55	12,80	12,25	17	397	380	650	14304	13654
35	0,55	12,73	12,18	16	382	366	666	14686	14020
36	0,54	12,67	12,13	17	393	376	683	15079	14396
37	0,54	12,61	12,07	16	378	362	699	15457	14758
38	0,53	12,55	12,02	17	389	372	716	15846	15130
39	0,53	12,49	11,96	16	387	371	732	16233	15501
40	0,53	12,43	11,90	15	361	346	747	16594	15847
41	0,52	12,37	11,85	16	384	368	763	16978	16215
42	0,52	12,32	11,80	16	369	353	779	17347	16568
43	0,52	12,26	11,74	16	380	364	795	17727	16932
44	0,51	12,20	11,69	15	366	351	810	18093	17283
45	0,51	12,14	11,63	16	376	360	826	18469	17643
46	0,51	12,08	11,57	16	375	359	842	18844	18002
47	0,50	12,03	11,53	15	361	346	857	19205	18348
48	0,50	11,97	11,47	16	371	355	873	19576	18703
49	0,50	11,91	11,41	15	357	342	888	19933	19045
50	0,49	11,86	11,37	15	368	353	903	20301	19398
51	0,49	11,80	11,31	15	366	351	918	20667	19749
52	0,49	11,75	11,26	14	329	315	932	20996	20064
53	0,48	11,69	11,21	15	363	348	947	21359	20412

Continúa página siguiente.

54	0,48	11,64	11,16	14	349	335	961	21708	20747
55	0,48	11,58	11,10	15	359	344	976	22067	21091
56	0,47	11,53	11,06	14	346	332	990	22413	21423
57	0,47	11,48	11,01	15	356	341	1005	22769	21764
58	0,47	11,42	10,95	15	354	339	1020	23123	22103
59	0,46	11,37	10,91	14	341	327	1034	23464	22430
60	0,46	11,32	10,86	14	351	337	1048	23815	22767
61	0,46	11,26	10,80	14	338	324	1062	24153	23091
62	0,46	11,21	10,75	14	348	334	1076	24501	23425
63	0,45	11,16	10,71	14	346	332	1090	24847	23757
64	0,45	11,11	10,66	13	311	298	1103	25158	24055
65	0,45	11,06	10,61	14	343	329	1117	25501	24384
66	0,45	11,01	10,56	13	330	317	1130	25831	24701
67	0,44	10,96	10,52	14	340	326	1144	26171	25027
68	0,44	10,91	10,47	13	327	314	1157	26498	25341
69	0,44	10,86	10,42	14	337	323	1171	26835	25664
70	0,43	10,81	10,38	14	335	321	1185	27170	25985
71	0,43	10,76	10,33	13	323	310	1198	27493	26295
72	0,43	10,71	10,28	13	332	319	1211	27825	26614
73	0,43	10,66	10,23	13	320	307	1224	28145	26921
74	0,43	10,61	10,18	13	329	316	1237	28474	27237
75	0,42	10,56	10,14	13	327	314	1250	28801	27551
76	0,42	10,51	10,09	12	294	282	1262	29095	27833
77	0,42	10,47	10,05	13	324	311	1275	29419	28144
78	0,42	10,42	10,00	13	313	300	1288	29732	28444
79	0,41	10,37	9,96	13	322	309	1301	30054	28753
80	0,41	10,33	9,92	12	310	298	1313	30364	29051
81	0,41	10,28	9,87	13	319	306	1326	30683	29357
82	0,41	10,23	9,82	13	317	304	1339	31000	29661
83	0,40	10,18	9,78	12	306	294	1351	31306	29955
84	0,40	10,14	9,74	13	314	301	1364	31620	30256
85	0,40	10,09	9,69	12	303	291	1376	31923	30547
86	0,40	10,05	9,65	12	311	299	1388	32234	30846
87	0,40	10,00	9,60	12	310	298	1400	32544	31144
88	0,39	9,96	9,57	11	289	278	1411	32833	31422
89	0,39	9,91	9,52	12	307	295	1423	33140	31717
90	0,39	9,87	9,48	12	296	284	1435	33436	32001
91	0,39	9,82	9,43	12	305	293	1447	33741	32294
92	0,39	9,78	9,39	12	293	281	1459	34034	32575
93	0,38	9,74	9,36	12	302	290	1471	34336	32865
94	0,38	9,69	9,31	12	300	288	1483	34636	33153
95	0,38	9,65	9,27	11	289	278	1494	34925	33431
96	0,38	9,61	9,23	12	298	286	1506	35223	33717
97	0,38	9,56	9,18	11	287	276	1517	35510	33993
98	0,37	9,52	9,15	12	295	283	1529	35805	34276
99	0,37	9,48	9,11	12	294	282	1541	36099	34558
100	0,37	9,44	9,07	10	264	254	1551	36363	34812
101	0,37	9,40	9,03	11	291	280	1562	36654	35092
102	0,37	9,36	8,99	11	281	270	1573	36935	35362
103	0,36	9,31	8,95	11	289	278	1584	37224	35640
104	0,36	9,27	8,91	11	278	267	1595	37502	35907
105	0,36	9,23	8,87	11	286	275	1606	37788	36182
106	0,36	9,19	8,83	11	285	274	1617	38073	36456
107	0,36	9,15	8,79	11	274	263	1628	38347	36719
108	0,36	9,11	8,75	11	282	271	1639	38629	36990
109	0,35	9,07	8,72	11	272	261	1650	38901	37251
110	0,35	9,03	8,68	11	280	269	1661	39181	37520
111	0,35	8,99	8,64	11	279	268	1672	39460	37788

Continúa página siguiente.

112	0,35	8,95	8,60	10	251	241	1682	39711	38029
113	0,35	8,91	8,56	11	276	265	1693	39987	38294
114	0,35	8,87	8,52	10	266	256	1703	40253	38550
115	0,34	8,84	8,50	11	274	263	1714	40527	38813
116	0,34	8,80	8,46	10	264	254	1724	40791	39067
117	0,34	8,76	8,42	11	272	261	1735	41063	39328
118	0,34	8,72	8,38	11	270	259	1746	41333	39587
119	0,34	8,68	8,34	10	260	250	1756	41593	39837
120	0,34	8,64	8,30	10	268	258	1766	41861	40095
121	0,34	8,61	8,27	10	258	248	1776	42119	40343
122	0,33	8,57	8,24	10	266	256	1786	42385	40599
123	0,33	8,53	8,20	10	265	255	1796	42650	40854
124	0,33	8,50	8,17	9	238	229	1805	42888	41083
125	0,33	8,46	8,13	10	262	252	1815	43150	41335
126	0,33	8,42	8,09	10	253	243	1825	43403	41578
127	0,33	8,39	8,06	10	260	250	1835	43663	41828
128	0,33	8,35	8,02	10	251	241	1845	43914	42069
129	0,32	8,32	8,00	10	258	248	1855	44172	42317
130	0,32	8,28	7,96	10	257	247	1865	44429	42564
131	0,32	8,24	7,92	10	247	237	1875	44676	42801
132	0,32	8,21	7,89	10	254	244	1885	44930	43045
133	0,32	8,17	7,85	10	245	235	1895	45175	43280
134	0,32	8,14	7,82	10	252	242	1905	45427	43522
135	0,32	8,10	7,78	10	251	241	1915	45678	43763
136	0,31	8,07	7,76	9	234	225	1924	45912	43988
137	0,31	8,04	7,73	10	249	239	1934	46161	44227
138	0,31	8,00	7,69	9	240	231	1943	46401	44458
139	0,31	7,97	7,66	10	247	237	1953	46648	44695
140	0,31	7,93	7,62	9	238	229	1962	46886	44924
141	0,31	7,90	7,59	10	245	235	1972	47131	45159
142	0,31	7,87	7,56	10	244	234	1982	47375	45393
143	0,31	7,83	7,52	9	235	226	1991	47610	45619
144	0,30	7,80	7,50	9	242	233	2000	47852	45852
145	0,30	7,77	7,47	9	233	224	2009	48085	46076
146	0,30	7,73	7,43	9	240	231	2018	48325	46307
147	0,30	7,70	7,40	9	239	230	2027	48564	46537
148	0,30	7,67	7,37	8	215	207	2035	48779	46744
149	0,30	7,64	7,34	9	237	228	2044	49016	46972
150	0,30	7,61	7,31	9	228	219	2053	49244	47191
151	0,30	7,57	7,27	9	235	226	2062	49479	47417
152	0,29	7,54	7,25	9	226	217	2071	49705	47634
153	0,29	7,51	7,22	9	233	224	2080	49938	47858
154	0,29	7,48	7,19	9	232	223	2089	50170	48081
155	0,29	7,45	7,16	9	223	214	2098	50393	48295
156	0,29	7,42	7,13	9	230	221	2107	50623	48516
157	0,29	7,39	7,10	9	222	213	2116	50845	48729
158	0,29	7,36	7,07	9	228	219	2125	51073	48948

Fuente: Pacifpetrol.

PROYECTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 2016							
	ANC1968		ANC1987		TOTAL INCREMENTO	TOTAL INCREMENTO	Np
	BPPD	ACUM. MES	BPPD	ACUM. MES	ACUM. MES	BPPD (PROMEDIO MES)	BLS
nov-16	12,00	288	15,00	386	674	22,47	674
dic-16	11,84	293	14,96	442	735	23,71	1409
ene-17	11,55	284	14,88	439	723	23,32	2132
feb-17	11,30	249	14,81	395	644	23,00	2776
mar-17	11,05	269	14,74	435	704	22,71	3480
abr-17	10,82	254	14,67	419	673	22,43	4153
may-17	10,60	256	14,60	431	687	22,16	4840
jun-17	10,39	241	14,52	416	657	21,90	5497
jul-17	10,19	243	14,45	427	670	21,61	6167
ago-17	10,00	237	14,38	425	662	21,35	6829
sep-17	9,82	225	14,31	409	634	21,13	7463
oct-17	9,65	226	14,24	421	647	20,87	8110
nov-17	9,48	214	14,17	405	619	20,63	8729
dic-17	9,33	217	14,10	417	634	20,45	9363
ene-18	9,18	212	14,03	415	627	20,23	9990
feb-18	9,04	188	13,96	373	561	20,04	10551
mar-18	8,91	204	13,89	411	615	19,84	11166
abr-18	8,78	194	13,83	396	590	19,67	11756
may-18	8,65	196	13,76	408	604	19,48	12360
jun-18	8,53	187	13,69	393	580	19,33	12940
jul-18	8,41	190	13,63	403	593	19,13	13533
ago-18	8,30	186	13,56	401	587	18,94	14120
sep-18	8,19	177	13,49	387	564	18,80	14684
oct-18	8,08	180	13,43	398	578	18,65	15262
nov-18	7,98	171	13,36	383	554	18,47	15816
dic-18	7,89	173	13,30	394	567	18,29	16383
ene-19	7,79	171	13,23	392	563	18,16	16946
feb-19	7,70	152	13,17	353	505	18,04	17451
mar-19	7,62	166	13,11	388	554	17,87	18005
abr-19	7,53	158	13,04	374	532	17,73	18537
may-19	7,45	161	12,98	385	546	17,61	19083
jun-19	7,37	153	12,92	371	524	17,47	19607
jul-19	7,29	156	12,86	382	538	17,35	20145
ago-19	7,21	154	12,80	380	534	17,23	20679
sep-19	7,14	147	12,73	366	513	17,10	21192
oct-19	7,06	150	12,67	376	526	16,97	21718
nov-19	6,99	143	12,61	362	505	16,83	22223
dic-19	6,93	146	12,55	372	518	16,71	22741
ene-20	6,86	144	12,49	371	515	16,61	23256
feb-20	6,80	133	12,43	346	479	16,52	23735
mar-20	6,73	140	12,37	368	508	16,39	24243
abr-20	6,67	133	12,32	353	486	16,20	24729
may-20	6,61	136	12,26	364	500	16,13	25229
jun-20	6,55	131	12,20	351	482	16,07	25711
jul-20	6,50	133	12,14	360	493	15,90	26204
ago-20	6,44	132	12,08	359	491	15,84	26695
sep-20	6,39	126	12,03	346	472	15,73	27167

Continúa página siguiente.

oct-20	6,33	128	11,97	355	483	15,58	27650
nov-20	6,28	122	11,91	342	464	15,47	28114
dic-20	6,23	125	11,86	353	478	15,42	28592
ene-21	6,18	124	11,80	351	475	15,32	29067
feb-21	6,13	111	11,75	315	426	15,21	29493
mar-21	6,09	121	11,69	348	469	15,13	29962
abr-21	6,04	116	11,64	335	451	15,03	30413
may-21	5,99	119	11,58	344	463	14,94	30876
jun-21	5,95	113	11,53	332	445	14,83	31321
jul-21	5,90	116	11,48	341	457	14,74	31778
ago-21	5,86	115	11,42	339	454	14,65	32232
sep-21	5,82	110	11,37	327	437	14,57	32669
oct-21	5,78	112	11,32	337	449	14,48	33118
nov-21	5,74	107	11,26	324	431	14,37	33549
dic-21	5,70	110	11,21	334	444	14,32	33993
ene-22	5,66	108	11,16	332	440	14,19	34433
feb-22	5,62	97	11,11	298	395	14,11	34828
mar-22	5,58	107	11,06	329	436	14,06	35264
abr-22	5,55	102	11,01	317	419	13,97	35683
may-22	5,51	105	10,96	326	431	13,90	36114
jun-22	5,48	100	10,91	314	414	13,80	36528
jul-22	5,44	103	10,86	323	426	13,74	36954
ago-22	5,41	102	10,81	321	423	13,65	37377
sep-22	5,37	97	10,76	310	407	13,57	37784
oct-22	5,34	100	10,71	319	419	13,52	38203
nov-22	5,31	95	10,66	307	402	13,40	38605
dic-22	5,27	98	10,61	316	414	13,35	39019
ene-23	5,24	98	10,56	314	412	13,29	39431
feb-23	5,21	87	10,51	282	369	13,18	39800
mar-23	5,18	96	10,47	311	407	13,13	40207
abr-23	5,15	92	10,42	300	392	13,07	40599
may-23	5,12	94	10,37	309	403	13,00	41002
jun-23	5,09	90	10,33	298	388	12,93	41390
jul-23	5,06	92	10,28	306	398	12,84	41788
ago-23	5,04	91	10,23	304	395	12,74	42183
sep-23	5,01	87	10,18	294	381	12,70	42564
oct-23	4,98	89	10,14	301	390	12,58	42954
nov-23	4,95	86	10,09	291	377	12,57	43331
dic-23	4,93	88	10,05	299	387	12,48	43718
ene-24	4,90	88	10,00	298	386	12,45	44104
feb-24	4,88	81	9,96	278	359	12,38	44463
mar-24	4,85	86	9,91	295	381	12,29	44844
abr-24	4,83	83	9,87	284	367	12,23	45211
may-24	4,80	85	9,82	293	378	12,19	45589
jun-24	4,78	81	9,78	281	362	12,07	45951
jul-24	4,75	83	9,74	290	373	12,03	46324
ago-24	4,73	83	9,69	288	371	11,97	46695
sep-24	4,70	79	9,65	278	357	11,90	47052
oct-24	4,68	81	9,61	286	367	11,84	47419
nov-24	4,66	78	9,56	276	354	11,80	47773

Continúa página siguiente.

dic-24	4,64	80	9,52	283	363	11,71	48136
ene-25	4,61	80	9,48	282	362	11,68	48498
feb-25	4,59	72	9,44	254	326	11,64	48824
mar-25	4,57	79	9,40	280	359	11,58	49183
abr-25	4,55	75	9,36	270	345	11,50	49528
may-25	4,53	77	9,31	278	355	11,45	49883
jun-25	4,51	74	9,27	267	341	11,37	50224
jul-25	4,49	76	9,23	275	351	11,32	50575
ago-25	4,47	75	9,19	274	349	11,26	50924
sep-25	4,45	72	9,15	263	335	11,17	51259
oct-25	4,43	74	9,11	271	345	11,13	51604
nov-25	4,41	71	9,07	261	332	11,07	51936
dic-25	4,39	73	9,03	269	342	11,03	52278
ene-26	4,37	72	8,99	268	340	10,97	52618
feb-26	4,35	66	8,95	241	307	10,96	52925
mar-26	4,33	72	8,91	265	337	10,87	53262
abr-26	4,31	69	8,87	256	325	10,83	53587
may-26	4,30	71	8,84	263	334	10,77	53921
jun-26	4,28	68	8,80	254	322	10,73	54243
jul-26	4,26	70	8,76	261	331	10,68	54574
ago-26	4,24	69	8,72	259	328	10,58	54902
sep-26	4,22	67	8,68	250	317	10,57	55219
oct-26	4,21	68	8,64	258	326	10,52	55545
nov-26	4,19	66	8,61	248	314	10,47	55859
dic-26	4,17	67	8,57	256	323	10,42	56182
ene-27	4,16	67	8,53	255	322	10,39	56504
feb-27	4,14	60	8,50	229	289	10,32	56793
mar-27	4,12	66	8,46	252	318	10,26	57111
abr-27	4,11	63	8,42	243	306	10,20	57417
may-27	4,09	65	8,39	250	315	10,16	57732
jun-27	4,08	63	8,35	241	304	10,13	58036
jul-27	4,06	65	8,32	248	313	10,10	58349
ago-27	4,05	64	8,28	247	311	10,03	58660
sep-27	4,03	62	8,24	237	299	9,97	58959
oct-27	4,01	63	8,21	244	307	9,90	59266
nov-27	4,00	61	8,17	235	296	9,87	59562
dic-27	3,99	63	8,14	242	305	9,84	59867
ene-28	3,97	62	8,10	241	303	9,77	60170
feb-28	3,96	58	8,07	225	283	9,76	60453
mar-28	3,94	61	8,04	239	300	9,68	60753
abr-28	3,93	59	8,00	231	290	9,67	61043
may-28	3,91	60	7,97	237	297	9,58	61340
jun-28	3,90	58	7,93	229	287	9,57	61627
jul-28	3,89	59	7,90	235	294	9,48	61921
ago-28	3,87	59	7,87	234	293	9,45	62214
sep-28	3,86	57	7,83	226	283	9,43	62497
oct-28	3,84	59	7,80	233	292	9,42	62789
nov-28	3,83	57	7,77	224	281	9,37	63070
dic-28	3,82	58	7,73	231	289	9,32	63359
ene-29	3,80	58	7,70	230	288	9,29	63647

Continúa página siguiente.

feb-29	3,79	52	7,67	207	259	9,25	63906
mar-29	3,78	57	7,64	228	285	9,19	64191
abr-29	3,77	55	7,61	219	274	9,13	64465
may-29	3,75	56	7,57	226	282	9,10	64747
jun-29	3,74	54	7,54	217	271	9,03	65018
jul-29	3,73	56	7,51	224	280	9,03	65298
ago-29	3,72	55	7,48	223	278	8,97	65576
sep-29	3,71	53	7,45	214	267	8,90	65843
oct-29	3,69	54	7,42	221	275	8,87	66118
nov-29	3,68	52	7,39	213	265	8,83	66383
dic-29	3,67	54	7,36	219	273	8,81	66656
		17708		48948	66656		

Fuente: Pacifpetrol.

ANEXO H RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

ANC1968															
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
SUPUESTOS MACRO															
CPI ECUADOR	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
TASA	15,00%														
SUPUESTOS OPERACIONALES															
PRECIO BARRIL WTI	\$ 45,33	\$ 45,73	\$ 46,13	\$ 46,53	\$ 46,94	\$ 47,35	\$ 47,77	\$ 48,18	\$ 48,61	\$ 49,03	\$ 49,46	\$ 49,89	\$ 50,33	\$ 50,77	
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 34,00	\$ 34,30	\$ 34,60	\$ 34,90	\$ 35,21	\$ 35,51	\$ 35,82	\$ 36,14	\$ 36,45	\$ 36,77	\$ 37,09	\$ 37,42	\$ 37,75	\$ 38,08	
COSTO BM	\$ 1,25	\$ 1,30	\$ 1,35	\$ 1,41	\$ 1,46	\$ 1,52	\$ 1,58	\$ 1,64	\$ 1,71	\$ 1,78	\$ 1,85	\$ 1,92	\$ 2,00	\$ 2,08	
ANC1968 (BM)															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls)	581	2915	2258	1857	1583	1374	1214	1090	988	898	825	762	707	656	17708
INVERSIÓN	-\$ 131.120,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 131.120,00
INGRESOS	\$ 19.753,95	\$ 99.976,97	\$ 78.121,20	\$ 64.809,76	\$ 55.730,51	\$ 48.795,79	\$ 43.490,85	\$ 39.390,29	\$ 36.016,64	\$ 33.022,21	\$ 30.603,23	\$ 28.513,59	\$ 26.687,01	\$ 24.978,59	\$ 629.890,59
COSTO OPERATIVO	-\$ 726,25	-\$ 3.789,50	-\$ 3.052,82	-\$ 2.611,09	-\$ 2.314,86	-\$ 2.089,60	-\$ 1.920,12	-\$ 1.792,96	-\$ 1.690,18	-\$ 1.597,67	-\$ 1.526,50	-\$ 1.466,33	-\$ 1.414,91	-\$ 1.365,36	-\$ 27.358,15
FLUJO DE CAJA NETO	-\$ 112.092,30	\$ 96.187,47	\$ 75.068,39	\$ 62.198,67	\$ 53.415,65	\$ 46.706,19	\$ 41.570,72	\$ 37.597,34	\$ 34.326,46	\$ 31.424,54	\$ 29.076,73	\$ 27.047,26	\$ 25.272,09	\$ 23.613,23	
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$ 112.092,30	-\$ 15.904,82	\$ 59.163,56	\$ 121.362,23	\$ 174.777,88	\$ 221.484,07	\$ 263.054,79	\$ 300.652,13	\$ 334.978,59	\$ 366.403,13	\$ 395.479,86	\$ 422.527,12	\$ 447.799,21	\$ 471.412,44	
VAN	\$ 196.792,80														
TIR	67%														
RBC	4,21														
PERIODO DE RECUPERACIÓN	14	MESES													

Fuente: Pacifpetrol

ANC1987

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SUPUESTOS MACRO	
CPI ECUADOR	4,00%
TASA	15,00%

SUPUESTOS OPERACIONALES														
PRECIO BARRIL WTI	\$ 45,33	\$ 45,73	\$ 46,13	\$ 46,53	\$ 46,94	\$ 47,35	\$ 47,77	\$ 48,18	\$ 48,61	\$ 49,03	\$ 49,46	\$ 49,89	\$ 50,33	\$ 50,77
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 34,00	\$ 34,30	\$ 34,60	\$ 34,90	\$ 35,21	\$ 35,51	\$ 35,82	\$ 36,14	\$ 36,45	\$ 36,77	\$ 37,09	\$ 37,42	\$ 37,75	\$ 38,08
COSTO BM	\$ 1,25	\$ 1,30	\$ 1,35	\$ 1,41	\$ 1,46	\$ 1,52	\$ 1,58	\$ 1,64	\$ 1,71	\$ 1,78	\$ 1,85	\$ 1,92	\$ 2,00	\$ 2,08

ANC1987 (BM)															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls)	828	5039	4762	4501	4268	4027	3812	3609	3430	3244	3079	2923	2785	2641	48948
INVERSIÓN	-\$ 95.920,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 95.920,00
INGRESOS	\$ 28.151,93	\$ 172.824,69	\$ 164.753,39	\$ 157.086,02	\$ 150.257,61	\$ 143.013,57	\$ 136.562,69	\$ 130.421,62	\$ 125.037,53	\$ 119.291,82	\$ 114.214,97	\$ 109.376,93	\$ 105.124,91	\$ 100.561,65	\$ 1.756.679,34
COSTO OPERATIVO	-\$ 1.035,00	-\$ 6.550,70	-\$ 6.438,22	-\$ 6.328,77	-\$ 6.241,20	-\$ 6.124,33	-\$ 6.029,25	-\$ 5.936,50	-\$ 5.867,74	-\$ 5.771,53	-\$ 5.697,09	-\$ 5.624,78	-\$ 5.573,59	-\$ 5.496,82	-\$ 78.715,51

FLUJO DE CAJA NETO	-\$ 68.803,07	\$ 166.273,99	\$ 158.315,17	\$ 150.757,25	\$ 144.016,42	\$ 136.889,24	\$ 130.533,44	\$ 124.485,12	\$ 119.169,79	\$ 113.520,29	\$ 108.517,88	\$ 103.752,15	\$ 99.551,32	\$ 95.064,83
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$ 68.803,07	\$ 97.470,92	\$ 255.786,09	\$ 406.543,34	\$ 550.559,76	\$ 687.449,00	\$ 817.982,45	\$ 942.467,57	\$ 1.061.637,36	\$ 1.175.157,65	\$ 1.283.675,53	\$ 1.387.427,68	\$ 1.486.979,00	\$ 1.582.043,83

VAN	\$ 702.657,84
TIR	237%
RBC	22,99
PERIODO DE RECUPERACIÓN	5 MESES

Fuente: Pacifpetrol.

PROYECTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 2016

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SUPUESTOS MACRO	
CPI ECUADOR	4,00%
TASA	15,00%

SUPUESTOS OPERACIONALES														
PRECIO BARRIL WTI	\$ 45,33	\$ 45,73	\$ 46,13	\$ 46,53	\$ 46,94	\$ 47,35	\$ 47,77	\$ 48,18	\$ 48,61	\$ 49,03	\$ 49,46	\$ 49,89	\$ 50,33	\$ 50,77
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 34,00	\$ 34,30	\$ 34,60	\$ 34,90	\$ 35,21	\$ 35,51	\$ 35,82	\$ 36,14	\$ 36,45	\$ 36,77	\$ 37,09	\$ 37,42	\$ 37,75	\$ 38,08
COSTO BM	\$ 1,25	\$ 1,30	\$ 1,35	\$ 1,41	\$ 1,46	\$ 1,52	\$ 1,58	\$ 1,64	\$ 1,71	\$ 1,78	\$ 1,85	\$ 1,92	\$ 2,00	\$ 2,08

																TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls)	1.409	7.954	7.020	6.358	5.851	5.401	5.026	4.699	4.418	4.142	3.904	3.685	3.492	3.297		66656
INVERSIÓN	-\$ 227.040,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 227.040,00
INGRESOS	\$ 47.905,89	\$ 272.801,66	\$ 242.874,59	\$ 221.895,78	\$ 205.988,12	\$ 191.809,36	\$ 180.053,53	\$ 169.811,91	\$ 161.054,17	\$ 152.314,03	\$ 144.818,21	\$ 137.890,52	\$ 131.811,92	\$ 125.540,24	\$ 2.386.569,93	\$ 2.386.569,93
COSTO OPERATIVO	-\$ 1.761,25	-\$ 10.340,20	-\$ 9.491,04	-\$ 8.939,86	-\$ 8.556,05	-\$ 8.213,93	-\$ 7.949,37	-\$ 7.729,45	-\$ 7.557,92	-\$ 7.369,20	-\$ 7.223,59	-\$ 7.091,11	-\$ 6.988,51	-\$ 6.862,18	-\$ 106.073,66	-\$ 106.073,66

FLUJO DE CAJA NETO	-\$ 180.895,36	\$ 262.461,46	\$ 233.383,55	\$ 212.955,92	\$ 197.432,06	\$ 183.595,43	\$ 172.104,17	\$ 162.082,46	\$ 153.496,25	\$ 144.944,83	\$ 137.594,61	\$ 130.799,41	\$ 124.823,41	\$ 118.678,05
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$ 180.895,36	\$ 81.566,10	\$ 314.949,65	\$ 527.905,58	\$ 725.337,64	\$ 908.933,07	\$ 1.081.037,24	\$ 1.243.119,70	\$ 1.396.615,95	\$ 1.541.560,78	\$ 1.679.155,39	\$ 1.809.954,80	\$ 1.934.778,21	\$ 2.053.456,27

VAN	\$ 899.450,63
TIR	135%
RBC	11,35
PERIODO DE RECUPERACIÓN	8 MESES

Fuente: Pacifpetrol.

ANEXO I PRODUCCIÓN AÑO 2015

PRODUCCIÓN AÑO 2015																									
CENTRAL	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES														
		BM	251,4	7.792,2	253,4	7.093,1	248,4	7.699,2	242,7	7.282,5	245,0	7.593,8	241,7	7.250,5	237,7	7.368,4	240,9	7.467,9	239,7	7.191,6	240,0	7.440,6	237,7	7.132,4	229,7
FY	0,2	6,2	0,1	3,4	0,3	9,0			0,3	8,7	0,5	15,7			0,1	1,5	0,2	6,1	0,2	5,0	0,2	4,4	0,3	8,7	
HL	57,1	1.769,5	55,0	1.539,6	53,9	1.672,5	49,9	1.495,3	50,9	1.576,6	53,7	1.612,1	54,4	1.686,8	54,2	1.678,6	51,9	1.558,3	51,8	1.608,3	49,5	1.485,0	50,6	1.569,0	
SW	96,9	3.004,9	93,4	2.615,7	96,7	2.997,3	95,4	2.860,8	100,3	3.110,4	101,2	3.035,6	100,8	3.124,2	100,7	3.123,0	99,8	2.995,2	95,9	2.972,2	95,7	2.870,8	93,6	2.903,2	
	405,6	12.572,8	401,9	11.251,9	399,3	12.378,0	388,0	11.638,5	396,4	12.289,4	397,1	11.914,0	393,0	12.179,4	395,9	12.271,0	391,7	11.751,1	387,9	12.026,2	383,1	11.492,7	374,3	11.599,4	
NORTE	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES														
	BM	290,8	9.014,2	290,6	8.135,8	282,5	8.759,4	285,6	8.567,5	279,5	8.664,6	290,5	8.715,6	286,4	8.877,6	276,7	8.580,1	283,1	8.492,0	283,8	8.799,3	271,2	8.134,1	288,3	8.938,0
	FY	2,3	71,4	2,4	67,1	1,9	59,1	2,3	68,5	2,9	91,4	3,0	90,8	3,0	92,4	3,0	92,6	3,1	92,4	3,1	95,4	2,9	86,0	2,8	87,8
	HL	64,5	1.997,0	62,8	1.756,1	62,8	1.946,2	56,6	1.696,9	59,3	1.840,6	59,7	1.790,3	59,9	1.857,1	61,5	1.907,6	63,0	1.890,5	61,8	1.912,7	65,8	1.972,5	66,3	2.054,9
	SW	58,8	1.823,0	55,9	1.564,1	56,3	1.745,8	54,2	1.626,1	54,2	1.679,2	52,5	1.572,6	52,5	1.626,3	58,3	1.806,2	53,2	1.593,9	52,8	1.639,0	52,3	1.569,4	133,2	4.128,7
	PL	13,6	420,8	12,9	361,1	12,9	400,2	12,7	380,3	12,5	388,4	10,7	319,5	11,5	357,6	12,7	393,6	12,0	360,4	6,9	213,6	8,6	259,2	4,2	128,9
GL	3,9	119,0	3,8	107,1	3,1	97,1	3,3	99,9	3,7	114,4	4,8	142,9	1,4	44,1	3,7	115,8	4,1	123,2	4,3	133,0	5,1	154,1	4,4	137,7	
	433,8	13.445,5	428,4	11.991,3	419,5	13.007,7	414,6	12.439,2	412,2	12.778,5	421,0	12.631,7	414,7	12.855,2	415,9	12.896,0	418,4	12.552,4	412,7	12.793,0	405,9	12.175,4	499,2	15.476,0	
SUR	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES														
	BM	117,5	3.640,9	116,8	3.271,0	112,4	3.484,3	115,1	3.453,3	113,2	3.509,2	115,6	3.465,4	116,6	3.614,7	116,6	3.616,0	113,4	3.403,3	111,7	3.463,5	112,8	3.383,5	146,2	4.530,9
	FY	2,3	71,4	2,4	66,8	1,8	54,1	0,8	24,9	1,9	59,9	1,8	54,3	2,2	67,1	2,7	84,2	1,4	42,1	1,5	45,8	2,2	66,1	1,9	58,3
	HL	86,2	2.674,0	84,6	2.367,1	79,4	2.458,6	75,5	2.264,8	79,0	2.451,9	78,4	2.352,5	79,1	2.452,2	80,2	2.485,6	78,8	2.365,8	80,8	2.503,2	77,8	2.332,8	75,1	2.327,6
SW	101,4	3.143,3	100,6	2.816,4	98,5	3.052,8	103,1	3.093,2	102,5	3.177,7	99,3	2.979,1	102,1	3.163,9	100,7	3.119,7	101,3	3.039,2	103,5	3.209,4	105,6	3.167,2	101,2	3.135,5	
	307,4	9.529,6	304,4	8.521,4	292,0	9.049,8	294,5	8.836,1	296,7	9.198,7	295,1	8.851,3	300,0	9.297,9	300,2	9.305,5	294,9	8.850,5	297,5	9.221,9	298,4	8.949,5	324,3	10.052,3	
TOTAL	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES	PROM. DIA	TOTAL MES														
		1.146,8	35.547,9	1.134,7	31.764,6	1.110,8	34.435,6	1.097,1	32.913,9	1.105,3	34.266,7	1.113,2	33.396,9	1.107,6	34.332,5	1.112,0	34.472,4	1.105,0	33.154,0	1.098,0	34.041,1	1.087,4	32.617,5	1.197,8	37.127,7

Fuente: Pacífpetrol.