



**UNIVERSIDAD ESTATAL**

**PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

***“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE INYECCIÓN  
ALTERNADA DE NITRÓGENO HUFF & PUFF PARA  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN POZOS DEL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”***

**TRABAJO DE TITULACIÓN  
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**  
Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERA EN PETRÓLEO**

AUTORAS:

**Mónica Leandra Aguirre Díaz  
Andrea Priscila Hidalgo Panchana**

TUTOR:

**ING. CÉSAR PINOARGOTE ROVELLO**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL  
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

*“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE INYECCIÓN  
ALTERNADA DE NITRÓGENO HUFF & PUFF PARA  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN POZOS DEL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”*

**TRABAJO DE TITULACIÓN  
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERA EN PETRÓLEO**

AUTORAS:

**Andrea Priscila Hidalgo Panchana  
Mónica Leandra Aguirre Díaz**

TUTOR:

**ING. CÉSAR PINOARGOTE ROVELLO**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015



## DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotras, Andrea Priscila Hidalgo Panchana y Mónica Leandra Aguirre Díaz, declaramos que la responsabilidad de éste trabajo de Tesis de grado **“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO HUFF & PUFF PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN POZOS DEL CAMPO G.G.V”**, aquí descrito nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, que no ha sido previamente presentada para ningún trabajo de grado o calificación profesional, y que hemos consultado las referencias bibliográficas que aquí se incluyen.

---

Andrea Priscila Hidalgo Panchana  
C.I. 2400014029

---

Mónica Leandra Aguirre Díaz  
C.I. 1053785240

## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor de este proyecto de tesis de grado, "**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO HUFF & PUFF PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN POZOS DEL CAMPO G.G.V**", elaborado por las señoritas Mónica Leandra Aguirre Díaz y Andrea Priscila Hidalgo Panchana, egresadas de la Escuela de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, declaro que luego de haber orientado, y revisado este proyecto, cumple con los parámetros establecidos en todas las partes.

---

Ing. César PinoargoteRovello  
TUTOR.

## AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, que nos permitió estar donde estamos, que nos llenó de inspiración y entusiasmo cuando queríamos decaer.

A nuestras familias, que de alguna u otra manera nos apoyaron incondicionalmente, gracias por su compañía, sus consejos, sus ánimos en los momentos más difíciles de la etapa estudiantil, gracias por esperar pacientemente hasta lograr nuestra titulación.

Agradecemos de manera especial al **Ing. Christian Alejandro Sánchez Rodríguez**, quien sin recibir nada a cambio se propuso ayudarnos y guiarnos en este largo camino, poniendo a nuestra disposición su experiencia y tiempo; estamos eternamente agradecidas con él.

A nuestro tutor, **Ing. Cesar Pinoargote Rovello**, por el apoyo brindado durante todo este proceso de desarrollo de la tesis, quien nos compartió sus conocimientos, y nos proporcionó la asesoría en las necesidades que requería el proyecto.

A nuestro profesor de área **Ing Ricardo Gallegos**, por aportarnos todo su conocimiento y paciencia.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, que nos abrió sus puertas para poder culminar nuestra etapa estudiantil.

A la empresa PacifpetrolAndipetróleos S.A, porque nos permitió realizar nuestra tesis en sus instalaciones y nos brindó todas las facilidades para lograrlo.

A todo el personal de nuestra facultad, Decano, Director, Profesores y Secretaria.

*Andrea Priscila Hidalgo Panchana  
Mónica Leandra Aguirre Díaz*

## DEDICATORIA

A mi **Dios y a la Virgen María**, que supieron guiarme, darme fuerzas para seguir adelante y no desmayar en los problemas que se presentaban.

A mi Padre **Adrián Homero**, mis abuelos **Priscila y Tapia**, tíos, hermanas **Diana y Cris**, primos, primas y cuñados **Edwin y Beto** que con su apoyo me dieron fuerzas para seguir adelante

A ese ángel, mi madre **Cecilia Catalina**, que me cuida y me ama desde el cielo.

Allg. **Cristian Sánchez**, por la ayuda incondicional, por su confianza, paciencia y por su valioso tiempo, quien confió en mi compañera de tesis y en mi persona, para realizar esta investigación, me siento en deuda con él por todo lo recibido durante el periodo que ha durado esta tesis.

Tu quien ha sido mi mano derecha durante todo este tiempo, quedo eternamente agradecida por tu amistad y ayuda, me encanto haberte conocido en esta etapa de mi vida te quiero **Mónica Leandra**.

**Dedicado con Todo el Amor del Mundo**

*Andrea Priscila Hidalgo Panchana*

## DEDICATORIA

A mi madre **Noralba Díaz**, a mi padre **Edgar Aguirre**, a mi hermana **Andrea Suleny** y a mi hermano **Carlos Andrés**. Todo sacrificio, esfuerzo y dedicación para culminar este proyecto ha sido por ustedes y para ustedes; **Dios** me bendijo desde el momento en que en su intención decidió que fuera mi familia, por eso también le dedico este gran logro a **Él**, quien me permitió el inicio de todo, quien me ha guiado y me ha permitido conocer a lo largo de mi vida personas que han aportado para mi crecimiento personal y para este gran logro que es mi titulación.

A las personas que fueron claves para lograr esta meta, gracias por depositar su confianza en mí. **Ing. Cristian Alejandro Sánchez Rodríguez**, gracias por brindarnos tanto, espero que lo que se hizo en esta tesis sea de su agrado; quedo infinitamente agradecida con usted. A **Cristian Felipe Castaño Buitrago** por poner a mi disposición todas sus posibilidades para que yo llegara a esta meta, gracias por tanto.

A mi compañera **Andrea Priscila HidalgoPanchana**, con la cual he recorrido el camino que nos llevó a las dos a este feliz término, le dedico este logro compartido porque juntas hicimos que los momentos más difíciles donde parecía que todo se desviaba, se hicieran más gratos. Gracias mi querida amiga, sin ti nada hubiese sido igual.

**Para Todos Ustedes, Gracias Eternas**

*Mónica Leandra Aguirre Díaz*





# UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

## FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

### *“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF & PUFF” PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN POZOS DEL CAMPO G.G.V”*

#### RESUMEN

*Autoras: Mónica Leandra Aguirre Díaz y  
Andrea Priscila Hidalgo Panchana*

El proyecto está basado en el estudio técnico-económico para la recuperación mejorada de petróleo EOR en el Campo Gustavo Galindo Velasco, el cual consta de la inyección alternada de gas nitrógeno “Huff & Puff” en un solo pozo.

Para la propuesta se exponen las bases teóricas que contienen la información a detalle sobre este procedimiento. Se determinan parámetros de selección para los pozos en los cuales resultaría efectivo el proceso “Huff & Puff” con nitrógeno.

Se realizan los trabajos respectivos para determinar los costos operacionales e implementación del proveedor de nitrógeno; se proyectó el petróleo recuperado con este proceso en base al petróleo remanente existente, usando el Software Oil Field Manager (OFM) que provee gráficos en los cuales se proyecta y se estiman las recuperaciones a futuro.

## ***Tabla de Contenido***

CERTIFICACION GRAMATICAL U ORTOGRAFIA .....	iii
DECLARACIÓN EXPRESA.....	iv
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
DEDICATORIA .....	vii
DEDICATORIA .....	viii
TRIBUNAL DE GRADO.....	ix
RESUMEN .....	x
<i>Tabla de Contenido</i> .....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvi
SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1 .....	2
MARCO REFERENCIAL.....	2
<b>1.1.    MARCO REFERENCIAL</b> .....	3
<b>1.1.1.    Planteamiento del Problema</b> .....	3
<b>1.1.2.    Justificación</b> .....	4
<b>1.1.3.    Marco Legal</b> .....	5
<b>1.1.4.    Marco Ético</b> .....	6
<b>1.1.5.    Objetivos del Proyecto</b> .....	6
<b>1.1.6.    Metodología</b> .....	7
<b>1.1.7.    Sumario</b> .....	7
CAPITULO 2 .....	9
CARACTERISTICAS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (G.G.V) 9	
<b>2.1.    ANTECEDENTES Y UBICACIÓN DEL CAMPO G.G.V.</b> .....	10
<b>2.1.1.    Antecedentes</b> .....	10
<b>2.1.2.    Ubicación Geográfica del Campo G.G.V.</b> .....	12
<b>2.1.3.    División del Bloque G.G.V</b> .....	13
<b>2.2.    GEOLOGÍA REGIONAL DEL ÁREA</b> .....	14
<b>2.2.1.    Generalidades</b> .....	14

2.2.2.	Marco Estratigráfico.....	17
2.2.3.	Marco Geotectónico.....	23
2.3.	<b>SISTEMA PETROLÍFERO</b> .....	29
2.3.1.	Tipo de Reservorio del Campo G.G.V. ....	30
2.3.2.	Formaciones Productoras del Campo G.G.V. ....	31
2.3.3.	Sellos.....	38
2.3.4.	Roca Madre y Madurez.....	39
2.3.5.	Mecanismo de Entrampamiento Migración y Timing.....	41
2.3.6.	Propiedades Petrofísicas y de Fluidos .....	42
2.3.7.	<b>GEOQUÍMICA DEL CRUDO DEL CAMPO G.G.V.</b> .....	42
2.4.	<b>RESEÑA HISTÓRICA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO G.G.V.</b> .....	43
2.4.1.	Cantidad de Pozos Perforados en el Campo G.G.V. ....	44
2.4.2.	Producción Histórica del Campo G.G.V. ....	45
2.4.3.	Descripción del Crudo del Campo G.G.V.....	46
2.5.	<b>MECANISMOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b> .....	46
2.6.	<b>SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO G.G.V</b> .....	47
2.6.1.	Cantidad de Pozos Productores del Campo G.G.V .....	47
2.6.2.	Producción Acumulada de Petróleo en el Campo G.G.V.....	48
2.6.3.	Reservas del Campo G.G.V.....	49
CAPÍTULO 3 .....		51
INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “Huff & Puff” .....		51
3.1.	<b>ETAPAS DE DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO</b> .....	52
3.1.1.	Mecanismos de Producción Primaria.....	54
3.1.2.	Mecanismos de Recuperación Secundaria.....	54
3.1.3.	Mecanismos de Recuperación Terciaria-Mejorada (EOR) .....	55
3.2.	<b>INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF &amp; PUFF”</b> .....	57
3.2.1.	Nitrógeno, Generalidades.....	58
3.2.2.	Procesos de Obtención del Nitrógeno.....	60
3.2.3.	Descripción del Proceso de Inyección Alternada de Nitrógeno “Huff & Puff” .....	65
3.3.	<b>PRESIÓN DE INYECCIÓN Y VOLÚMENES DE INYECCIÓN</b> .....	75
3.3.1.	<b>PRESIÓN DE FRACTURA</b> .....	75

3.4.	<b>CRITERIOS DE SELECCIÓN SUGERIDOS PARA LOS MÉTODOS EOR.....</b>	78
3.5.	<b>SELECCIÓN DE POZOS PARA INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF &amp; PUFF” DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO .....</b>	80
3.5.1.	<b>Características de Pozos Seleccionados para la Inyección Alternada de Nitrógeno “Huff &amp; Puff”.....</b>	82
3.6.	<b>HISTORIAL DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....</b>	84
3.7.	<b>ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS .....</b>	89
3.8.	<b>CÁLCULO DE VOLÚMENES PARA LA INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF &amp; PUFF” DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....</b>	91
3.9.	<b>PROYECCIÓN DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN .....</b>	91
3.10.	<b>RESULTADOS OBTENIDOS .....</b>	100
	<b>CAPITULO IV.....</b>	105
	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	105
4.1.	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	106
4.1.1.	<b>Egresos del Proyecto.....</b>	106
4.1.2.	<b>Ingresos del proyecto.....</b>	108
4.1.3.	<b>Flujo de caja .....</b>	108
4.1.4.	<b>Flujo Neto y Acumulado.....</b>	114
4.1.5.	<b>Resultados del Análisis Económico .....</b>	117
	<b>CAPÍTULO V.....</b>	119
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	119
5.1.	<b>CONCLUSIONES .....</b>	120
5.2.	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	120
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	122
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2. 1: Mapa de Ubicación del Campo G.G.V. ....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2. 2: División del bloque G.G.V.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2. 3: Corte Geológico.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.4: Marco Tectónico Regional.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2. 5: Marco Estratigráfico.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2. 6: Crecimiento Fm Azúcar.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2. 7: Modelo de Depositación Gr. Ancón.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.8: Diagrama de la Producción de Ancón.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 2.9: Modelo de facies de Fm. Azúcar (Normark 1978).....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.10: Histórico de Producción del Campo Ancón.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 3.1: Mecanismos de Recuperación de un Campo Petrolero. ....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 3.2: Porcentajes de Recuperación de un Campo Petrolero.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 3.3: Curva de Equilibrio liquido-vapor del Nitrógeno .....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 3.4: Esquema del Ciclo de Expansión de Residuos.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 3.5: Separador por Membrana.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 3.6: Esquema de Inyección de Nitrógeno al Pozo con Instalación de Separador de Nitrógeno con Membrana.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 3.7: El Nitrógeno es Inyectado en la Formación.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 3.8: El Nitrógeno Penetra en la Formación. ....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 3.9: Etapa Posterior de Producción.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 3. 10: Determinación de la Presión de Fractura.....</i>	<i>75</i>

<i>Figura 3. 11: Historial de Producción Pozo ACH0083.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 3. 12: Historial de Producción Pozo ANCI864.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 3. 13: Historial de Producción Pozo ANCI871.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 3. 14: Historial de Producción Pozo PET0101.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 3.15: Curva Base del Pozo ACH0083.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 3.16: Curva Base del Pozo ANCI864.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 3.17: Curva Base del Pozo ANCI871.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 3.18: Curva Base del Pozo PET0101.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 3.19: Regresión Histórica para el Campo ACHALLAN.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 3.20: Regresión Histórica para el Campo HECOTEA.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 3.21: Regresión Histórica para el Pozo PET0101.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 3.22: Curva Base + Producción Incremental del pozo ACH0083.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 3.23: Curva Base + Producción Incremental del pozo ANCI864.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 3.24: Curva Base + Producción Incremental del pozo ANCI817.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 3.25: Curva Base + Producción Incremental del pozo PET0101.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 4.1 :Grafico de Producción Acumulada vs Tiempo.....</i>	<i>116</i>

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2. 1: Secciones por Zona del Campo G.G.V.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 2.2: Propiedades Petrofísicas del Campo Ancón.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 2.3: Pozos Perforado por Zona.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 2. 4: Producción por sistema a agosto de 2015.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 2. 5: Producción por zona a agosto de 2015.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 2. 6: Reservorios del Campo Ancón.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 3.1 :Datos de Espesor y Profundidad de los Pozos Seleccionados.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 3.2:Resultados del Cálculo de Presión de Inyección.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 3.3: Criterios de Selección para Métodos EOR.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 3.4: Criterios de Selección para el Campo G.G.V. ....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 3.5:Formaciones para la Inyección.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 3.6:Pozos seleccionadosdel Campo G.G.V.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 3.7: Pronostico de producción para el pozo ACH0083.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 3.8: Pronostico de producción para el pozo ANCI864.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 3.9: Pronostico de producción para el pozo ANCI871.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 3.10: Pronostico de producción para el pozo PET0101.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 4.1:Costos de Alquiler de Equipo.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 4.2:Costo Operativo.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 4.3:Ingresos Mensuales 2016.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 4.4:Análisis Económico del Pozo ACH0083.....</i>	<i>109</i>



<i>Tabla 4.5: Análisis Económico del Pozo ANC1864.....</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 4.6:Análisis Económico del Pozo ANC1871.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 4.7:Análisis Económico del Pozo PET0101.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 4.8:Análisis Económico para toda la Inyección.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 4.9:Flujos de Caja Neta y Acumulado del Pozo ACH0083.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 4.10:Flujos de Caja Neta y Acumulado del Pozo ANC1864.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 4.11:Flujos de Caja Neta y Acumulado del Pozo .ANC1871.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 4.12: Flujos de Caja Neta y Acumulado del Pozo PET0101.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 4.13:Flujo de Caja Neta y Acumulada de todo el Proyecto.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 4.14 :Valor Actual y Neto.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 4.15:Profit to Investment Ratio.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 4.16:Pay Back Period.....</i>	<i>118</i>

## SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

**ANC:** Ancón

**ACH:** Achallan

**BM:** Bombeo Mecánico

**BIs:** Barriles

**Bo:** Factor Volumétrico del Petróleo

**Bppd:** Barriles Producidos por Día

**b:**Ancho de la Curva

**CEPE:**Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana

**CPB:** Clay Pebble Beds

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de Carbono

**CGC:**Compañía General de Combustibles

**Di:**Declinación en Mensual Nominal.

**EOR:** Enhanced Oil Recovery

**Fm:** Formación

**G.G.V:** Gustavo Galindo Velasco

**Gr:** Grupo

**GOR:** Gas Oil Ratio

**HUFF:** Fase de Inyección

**SHUT IN:** Fase de Cierre

**PUFF:** Fase de Producción

**IOR:**ImprovedOilRecovery

**MMP:** Mínima Presión de Miscibilidad

**MBIs:** Mil Barriles

**MPC:** Mil Pies Cúbicos

**MM:** Millones

**N<sub>2</sub>:** Nitrógeno

**N<sub>p</sub>:** Petróleo Acumulado

**OFM:** Oil Field Manager

**PB:** Passage Beds

**PET:** Petrópolis

**PSI:** Pound square inch

**PIR:** Profit to Investment Ratio

**qi:** Producción Incremental Barril /Día

**REVEX:** Intercambiador de Calor Reversible

**SE:** Santa Elena

**SW:** Swab

**VAN:** Valor Actual Neto

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, los yacimientos petrolíferos del Campo Gustavo Galindo Velasco, muestran un alto grado de depletación debido a la explotación que tiene hace más de 100 años. La mayoría de los pozos actualmente producen con levantamiento artificial debido a la baja energía de los mismos.

Todavía existe una gran cantidad de petróleo remanente en la formación que podría ser extraído mediante el uso de técnicas de recuperación mejorada; para nuestra tesis hemos elegido el método *"Huff & Puff"* con gas nitrógeno, debido a que el nitrógeno bajo ciertas condiciones de presión de inyección, es inmiscible con los fluidos de formación y genera un mayor desplazamiento de petróleo, reflejándose en los mayores volúmenes de hidrocarburos recuperados después del tratamiento.

Para la realización de esta tesis, nos hemos basado en estudios de técnicas *"Huff & Puff"* con nitrógeno aplicadas en Campos de otros países, con características similares al Campo Gustavo Galindo Velasco.

La elección de pozos se llevará a cabo de acuerdo a los criterios de selección recomendados para recuperación mejorada; se hará un segundo screening con criterios de selección empleados en los Campos antes mencionados y ajustados a la realidad del nuestro; considerando edad del pozo, producción diaria, características petrofísicas, entre otras.

Usando el software OFM, se determinarán las curvas de producción de los pozos seleccionados; y finalmente, procederemos a realizar un estudio económico para determinar la rentabilidad del proyecto, considerando los ingresos, costos de producción y el incremento de producción debido a la aplicación de esta técnica de recuperación mejorada.

**CAPÍTULO 1**  
**MARCO REFERENCIAL**

## **1.1. MARCO REFERENCIAL**

En este primer capítulo se detallara el desarrollo del marco referencial, el cual es de vital importancia para reconocer el problema y la solución del mismo.

Un campo maduro, es aquel donde la producción ha alcanzado su punto máximo, e inicia un proceso de disminución de la misma de forma constante. La baja producción se puede revertir a través de la implementación de técnicas de recuperación mejorada.

En el Campo Ancón del Ecuador, existen campos que ya han sido explotados durante mucho tiempo (entre 50 y 100 años), éstos se denominan campos maduros. Durante este tiempo el crudo ha sido extraído, pero en la actualidad los yacimientos empiezan a perder presión rápida y progresivamente, por lo cual estos pueden dejar de fluir, y resulta necesario implementar técnicas específicas para incrementar la producción y recuperar las reservas.

Gran cantidad de metodologías, técnicas y tecnologías sirven para extender la vida de los campos maduros; estas demuestran que las actividades de revitalización de dichos campos pueden ser favorables, por lo cual se realizará el estudio técnico-económico para implementar un sistema de inyección de nitrógeno “Huff and Puff”, en los pozos del Campo Gustavo Galindo Velasco, como método de recuperación mejorada de petróleo.

### **1.1.1. Planteamiento del Problema**

Los yacimientos del Campo Gustavo Galindo Velasco de Ancón, cuyo mecanismo de producción es del tipo de “gas en solución”, actualmente se encuentran depletados; adicionalmente dada la naturaleza del tipo de mecanismo de empuje natural, implica técnicamente un bajo factor de

recobro; a esto se suma por otra parte que, las propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad son desfavorables; por ende, se tiene un alto porcentaje de petróleo remanente en el reservorio y este representa pérdidas para la empresa y el estado. Por lo tanto, surge la necesidad de realizar estudios tendentes a la aplicación de técnicas EOR eficientes y acordes con la realidad del campo.

### **1.1.2. Justificación**

La justificación de esta investigación se basa en que los pozos petroleros del Campo Gustavo Galindo Velasco tienen un alto grado de depletación, y como es de conocimiento, algunos llegan a 100 años de producción. Estos yacimientos son producidos utilizando generalmente métodos de levantamiento artificial con muy bajas tasas de producción.

Las condiciones geológicas, condiciones de entrapamiento, calidad del petróleo, propiedades del reservorio, datos históricos de producción nos permite deducir que estamos en condiciones de implementar y posteriormente ejecutar un proyecto de Recuperación Mejorada de Petróleo EOR, mediante la técnica *"Huff & Puff"* usando gas nitrógeno.

La importancia de esta investigación, radica en proponer un estudio sobre la viabilidad de implementar un proyecto de recuperación mejorada de petróleo EOR, mediante la técnica *"Huff & Puff"* usando gas nitrógeno en el Campo Gustavo Galindo Velasco; minimizando los riesgos e incertidumbres que se pudieran tener al respecto.

### **¿Por qué Inyectar Gas Nitrógeno En Procesos EOR?**

Un equipo de EOR inicialmente considera la inyección de agua, gas natural, dióxido de carbono, gas de combustión o nitrógeno para mantener la presión.

La inyección de agua mantiene la presión en el reservorio, pero se rechaza este método por varias razones. Un modelo numérico demuestra que el agua de inyección ocasiona problemas con el ya existente corte de agua en muchos pozos. Además, la inyección de agua es temida principalmente por el sistema de fracturas de la matriz debido a la alta presión capilar y la trampa de petróleo; por lo tanto, el enfoque de los estudios de EOR es a la inyección de gas. El gas natural es eliminado porque es un fluido ampliamente usado en la industria y en el área doméstica, y en algunos casos no es posible tener las cantidades requeridas para ser inyectado. El dióxido de carbono y el gas de combustión son potencialmente utilizados en las industrias, y son considerados, pero a su vez rechazados por presentar problemas de corrosión en las tuberías del pozo. El aire puede ser adecuado para la inyección de gas, pero es temido porque el H<sub>2</sub>S en el petróleo puede reaccionar con el oxígeno produciendo sulfuros y causando daños en la permeabilidad.

Finalmente el nitrógeno es el único gas viable porque se puede obtener en cantidades ilimitadas del aire, es un gas inerte, y los costos de producción son bajos en comparación con los otros gases considerados.

El nitrógeno puede ser separado del aire usando membranas o plantas criogénicas para lograr un 99.99% de pureza.

### **1.1.3. Marco Legal**

Los procesos, o bien los proyectos de recuperación mejorada de petróleo en el Ecuador; están regidos en:

La Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, la cual fue publicada en el Registro Oficial No 244, 27 de julio de 2010, establece en el art. 16 que podrá existir una tarifa adicional para favorecer producciones provenientes de actividades adicionales ligadas por la empresa contratista, a fin de promover la exploración, y a su vez el descubrimiento



de nuevas reservas; o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas ya existentes.

Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, publicado en el Registro Oficial No 671, el 3 de abril de 2012, el cual establece en el art. 49 que la empresa contratista, podrá realizar los trabajos necesarios con el fin de incrementar la recuperación primaria, en aquellos yacimientos en los que técnica y económicamente sea posible. Para el efecto, en el respectivo Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, se hará constar el proyecto y el cálculo correspondiente. La empresa contratista, antes de llevar a cabo cualquier sistema de recuperación mejorada en un yacimiento, presentará, para aprobación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el estudio técnico del proyecto. Una vez puesto en marcha el sistema de recuperación mejorada, la empresa contratista, presentará anualmente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el informe referente al proyecto, como parte del informe anual de actividades.

#### **1.1.4. Marco Ético**

El presente estudio, no afectará los intereses del País, de la compañía PACIFPETROL S.A, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, ni de los autores de estudios y proyectos similares.

#### **1.1.5. Objetivos del Proyecto**

##### **Objetivo General**

Seleccionar pozos petroleros idóneos del Campo Gustavo Galindo Velasco, y realizar el estudio económico de factibilidad para llevar a cabo la inyección alternada de nitrógeno "*Huff & Puff*".

## **Objetivos Específicos**

- ❖ Proponer la técnica “*Huff & Puff*” en el mismo pozousando gas nitrógeno en el Campo petrolero Gustavo Galindo Velasco.
- ❖ Restaurar y/o mejorar la presión inicial del Campo Gustavo Galindo Velasco, con la finalidad de incrementar la producción de petróleo.
- ❖ Mejorar el proceso de desplazamiento inmiscible en las zonas de petróleo y gas.
- ❖ Promover futuros proyectos encaminados al desarrollo de los pozos del Campo Gustavo Galindo Velasco

### **1.1.6. Metodología**

El análisis técnico-económico para la inyección alternada de nitrógeno “*Huff & Puff*”, comprende proyecciones a futuro para ser implementado el proyecto. La manera de realizar estas proyecciones, debido a que no existe suficiente información del Campo, es en base a los historiales de producción y declinación de la producción que constan en las instalaciones de PACIFPETROL S.A, departamento de Producción; mediante el uso del software Oil Field Manager (OFM), el cual proporciona gráficamente las condiciones pasadas, actuales y a futuro de cada pozo petrolero del Campo.

Las curvas de producción que se calculan en este software, son analizadas para determinar el comportamiento del pozo antes y después de la inyección alternada de nitrógeno mediante el proceso “*Huff & Puff*”, para finalmente determinar en base a esto, los cambios que se presenten y así concluir a la evaluación económica del proyecto.

### **1.1.7. Sumario**

El presente proyecto de investigación pretende dar a conocer la factibilidad técnica-económica de utilizar inyección alternada de nitrógeno

*“Huff & Puff”* como método de recuperación mejorada para los pozos petroleros del Campo Gustavo Galindo Velasco.

En el Capítulo 1 se detallan factores importantes para comprender de manera general lo que es el proyecto como tal, y se incluye el marco teórico que comprende la introducción, objetivos, justificación del proyecto y metodología de la investigación.

En el Capítulo 2 se describe el Campo Gustavo Galindo Velasco haciendo referencia a sus propiedades geológicas y petrofísicas, ya que éstas van a ser de gran influencia al momento de los pozos idóneos y las presiones a las cuales será llevado a cabo dicho proceso.

En el Capítulo 3 se explica detalladamente el proceso de inyección alternada de nitrógeno *“Huff& Puff”*, en base a criterios de selección se determinan los pozos idóneos para dicho procedimiento. Resultados obtenidos, conclusiones y recomendaciones.

En el Capítulo 4 se presenta el análisis económico del proyecto en base a curvas OFM; citas bibliográficas de los autores citados, además se anexan las completaciones de los pozos que han sido seleccionados junto con los respectivos datos tabulados de la evaluación económica y los casos de estudio.

**CAPITULO 2**

**CARACTERISTICAS DEL CAMPO**

**GUSTAVO GALINDO VELASCO (G.G.V)**

## **2.1. ANTECEDENTES Y UBICACIÓN DEL CAMPO G.G.V.**

En este segundo capítulo se presentaran las características del Campo Gustavo Galindo Velasco, necesarias para comprender el desarrollo del tema “Inyección Alternada de Nitrógeno *“Huff & Puff”* para la recuperación mejorada de petróleo en el Campo G.G.V”, a continuación los antecedentes, ubicación geográfica y división del bloque.

### **2.1.1. Antecedentes**

Cronológicamente, en Ecuador, se iniciaron - en el año 1911- las operaciones de exploración petrolera, en el Campo Ancón, Provincia de Santa Elena, a cargo de la compañía inglesa Anglo Ecuadorian Oilfields Limited (ANGLO).

Ancón empezó sus operaciones petroleras con el pozo ANC-001, perforado mediante el método de percusión, el cuál consistía en una torre de madera, de la cual pendía un tubo (sostenido de un resistente cable metálico), el cual por ley de gravitación, se dejaba caer estratégicamente, una vez tras otra, cruzando estratos, hasta encontrar la zona productora de hidrocarburos. Sin lugar a dudas, este fue el inicio de la inserción de Ecuador en los procesos de industrialización y con ello, de su expansión económica.

En el año 1921, se perforó el pozo Ancón-004, cuya producción bordeaba los 300 BPPD. A partir de ésta fecha, se incrementó el número de pozos perforados, aunque paralelamente también se presentaron problemas relacionados con caídas en el diferencial de presión en algunos pozos, así como también la falta de aprovechamiento de la energía proveniente del gas, todo aquello asociado con el mal manejo de los campos petroleros en la península de Santa Elena.

Entre los años 1976 y 1989 las operaciones de estos campos fueron asumidas por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) convirtiéndose en el símbolo nacional petrolero, cuyo esfuerzo estaba

dirigido a dotar al país de la infraestructura necesaria para la naciente industria del petróleo.

El 26 de septiembre de 1989 comenzaron las operaciones de la empresa PETROPRODUCCION filial de PETROECUADOR, ahora llamada EP-PETROECUADOR, finalizaron sus operaciones en 1996 con una producción de 780 barriles por día de petróleo y 37 barriles por día de gasolina natural.

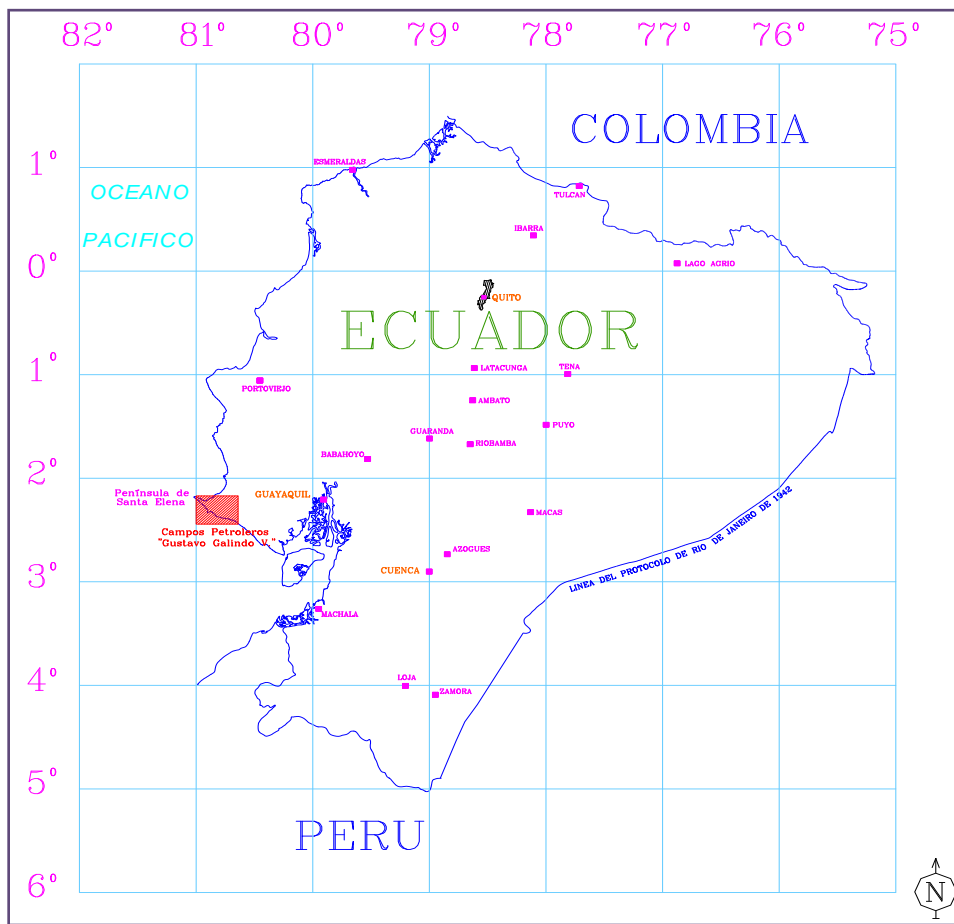
El 27 de Diciembre de 1994, la Empresa Estatal PETROECUADOR, a través de su filial PETROPRODUCCIÓN y la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), se suscribió el Contrato de Servicios Específicos para la producción de Hidrocarburos en el campo ubicado en la Península de Santa Elena denominado "Gustavo Galindo Velasco", El 1 de enero del 2002, el Campo Gustavo Galindo Velasco, mediante cesión de derechos, paso a ser operada por la Compañía PACIPETROL S.A.

Actualmente existen, dentro de este Campo, aproximadamente 2882 pozos perforados de los cuales 1265 a agosto de 2015 están en producción.

Desde que PACIPETROL S.A opera el Campo Gustavo Galindo Velasco, la producción se ha incrementado en un 65%, en base a tecnologías múltiples, nuevas perforaciones y procesos de cañoneo. Es decir, con la intervención de esta empresa, se logró rehabilitar y mejorar la eficiencia productiva de los pozos; de manera que, actualmente se produce 1111,99 barriles de petróleo diarios con un grado API promedio de 35,7.

### 2.1.2. Ubicación Geográfica del Campo G.G.V.

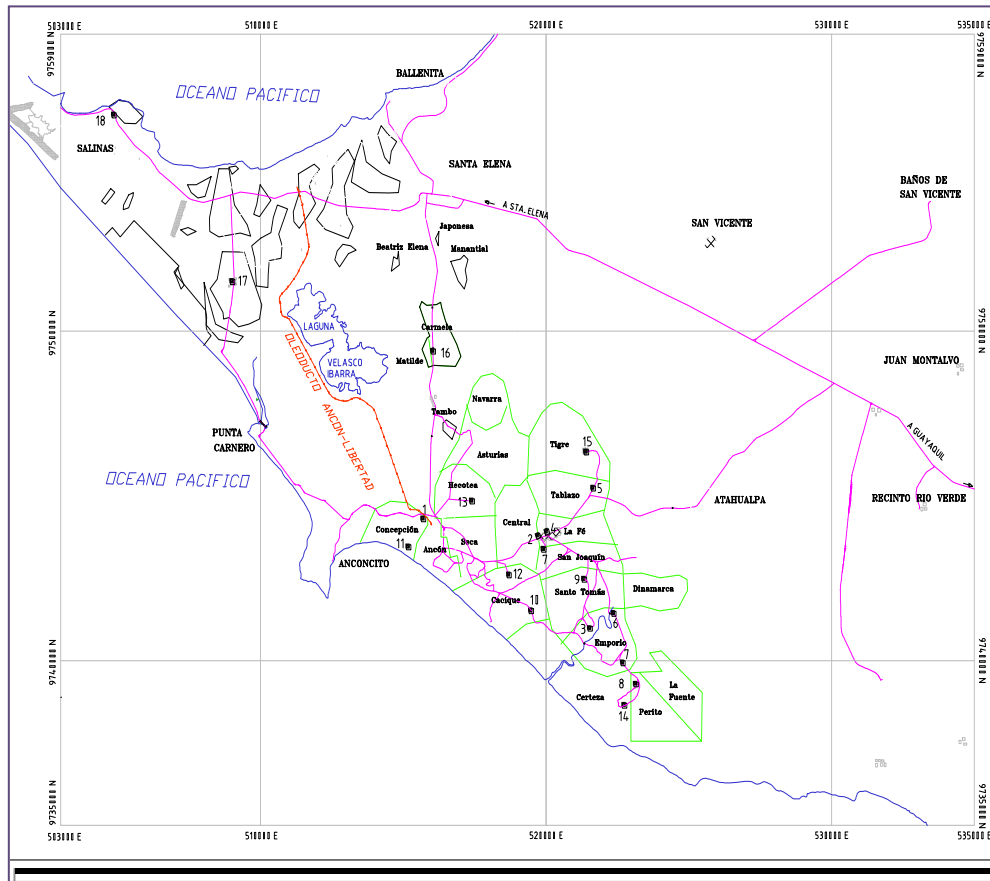
El conjunto de yacimientos denominado Campos Petroleros de la Península de Santa Elena “Ing. Gustavo Galindo Velasco” se encuentra en la península de Santa Elena de la Provincia del mismo nombre, Ecuador, distante 120 km de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200 km<sup>2</sup> de las cuales el 40% son costa afuera. (Fig.2.1 Mapa de Ubicación).



*Figura 2. 1: Mapa de Ubicación del Campo G.G.V.  
Fuente: PACIPETROL S.A.*

En él se han perforado aproximadamente 2900 pozos. El principal yacimiento es el Campo Ancón, que produce de reservorios de edad Terciaria, habiendo acumulado hasta el presente 120.5 MM bls (95% de la producción acumulada total de la Península). El 5% restante (7 MM bls)

proviene de un conjunto de pequeños yacimientos cuya producción proviene de reservorios de edad Cretácica (Santa Paula, Achallan, Petrópolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo) (Fig. 2.2 Mapa de los Principales Yacimientos).



*Figura 2. 1: Mapa de Ubicación del Campo G.G.V.  
Fuente: PACIPETROL S.A.*

### 2.1.3. División del Bloque G.G.V

El Campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra dividido en tres zonas: Zona Norte, Zona Central, Zona Sur, a continuación se muestran todas las secciones del campo son su respectiva zona.



SECCIÓN	ZONA	SECCIÓN	ZONA
65	Sur	73	Norte
66	Central	74	Central
67	Central	Morrillo	Norte
68	Sur	Certeza	Sur
69	Sur	Tigre	Central
70	Sur	Carmela	Norte
71	Sur	Santa Paula	Norte
72	Sur	Petropolis	Norte

*Tabla 2. 1: Secciones por Zona del Campo G.G.V  
Fuente: PACIFPETROL S.A.*

## **2.2. GEOLOGÍA REGIONAL DEL ÁREA**

### **2.2.1. Generalidades**

Regionalmente la comarca costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno alóctono de origen oceánico, acretado al margen continental andino durante el Cretácico superior al Terciario temprano. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de antearco, modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta Colombia (Cuencas de Progreso/Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda-Narino, de sur a norte). El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la unidad geológica conocida como “Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

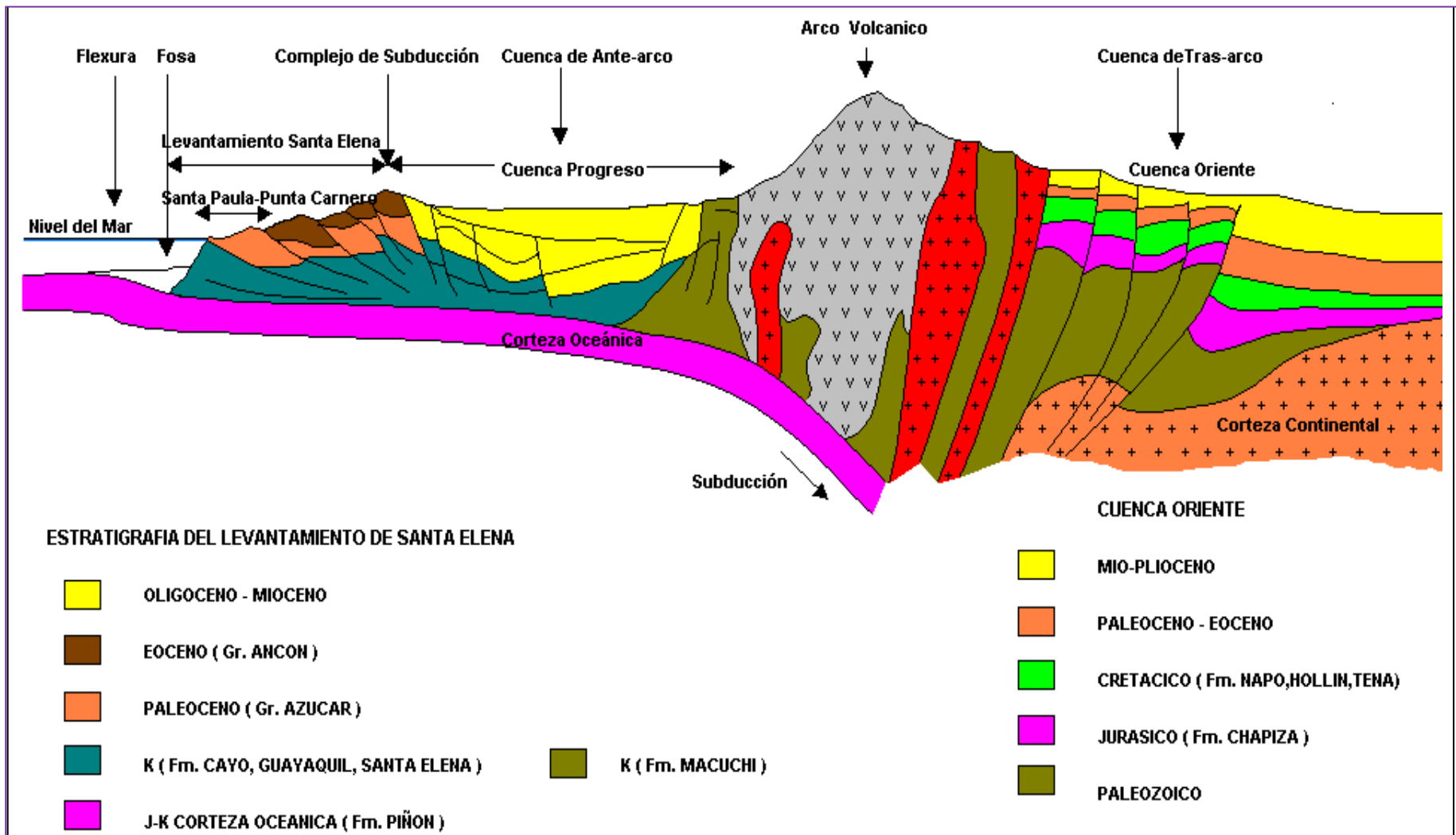
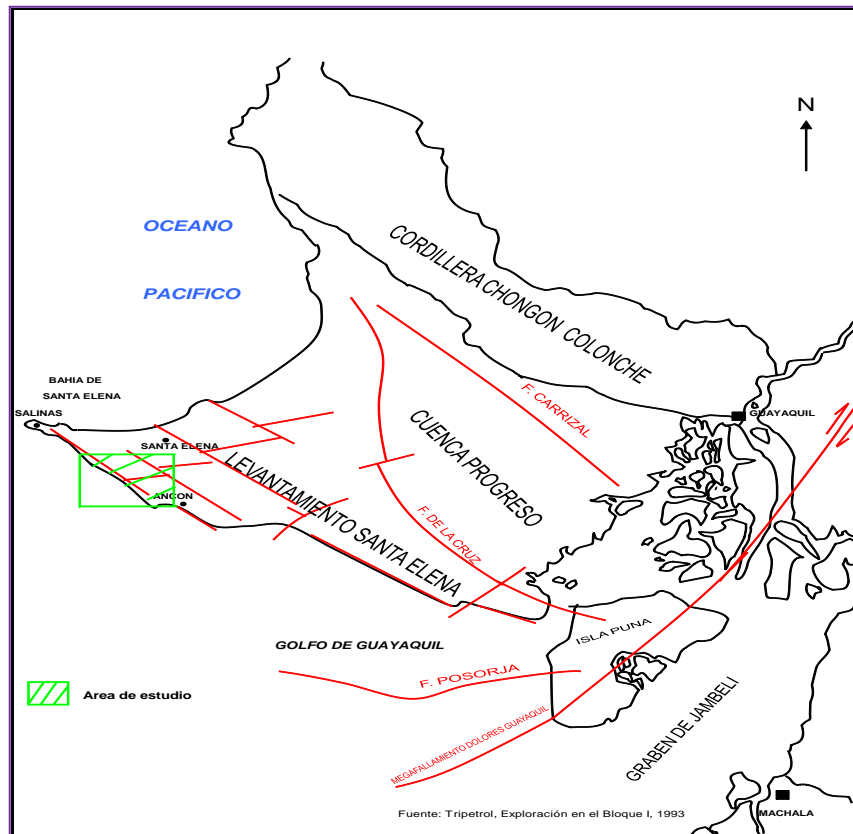


Figura 2. 3: Corte Geológico  
Fuente: PACIFPETROL S.A.

El Levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado por el Noroeste por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca de Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno. (Fig. 2.4 Mapa marco tectónico regional).



**Figura 2.4: Marco Tectónico Regional**  
**Fuente: PACIFPETROL S.A.**

Hacia el sur el Alto de Santa Elena ha servido de límite para la secuencia de Mioceno inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil. Hacia el oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno. En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (Fm Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert), mientras que en la porción oriental y central (Zona de Playas a Sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la Fm Azúcar. También en la parte central se encuentran extensos afloramientos del Gr. Ancón de Edad Eocena.

### 2.2.2. Marco Estratigráfico

Se describen brevemente las principales características generales litológicas de las formaciones presentes en la Península, las cuales se describen en el cuadro estratigráfico que se muestra en la figura 2.5.

#### *Formación Piñón (Jurásico- Cretácico Medio).*

La F. Piñón, considerada el basamento de la región costera del Ecuador, es de origen cortical oceánico y naturaleza basáltica. Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas. La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano. Se ha datado mediante el método de K/Ar, una basandesita proveniente de la localidad de la Carolina, que arroja una edad de 180 millones de años (Jurásico medio). Esta roca posiblemente represente relictos de corteza oceánica atrapada en el complejo de subducción.

#### *Formación Cayo (Cretácico).*

Consiste de una espesa secuencia volcánica y volcano-sedimentaria cuya localidad tipo se encuentra en los alrededores de Guayaquil, con aproximadamente 3000 metros de espesor que no aflora en la península. Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosas y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcanoclásticos (tobas).

#### *Formación Santa Elena (Cretácico).*

La Formación Santa Elena está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos de diferentes órdenes y geometrías. Estas estructuras definen escamas tectónicas.

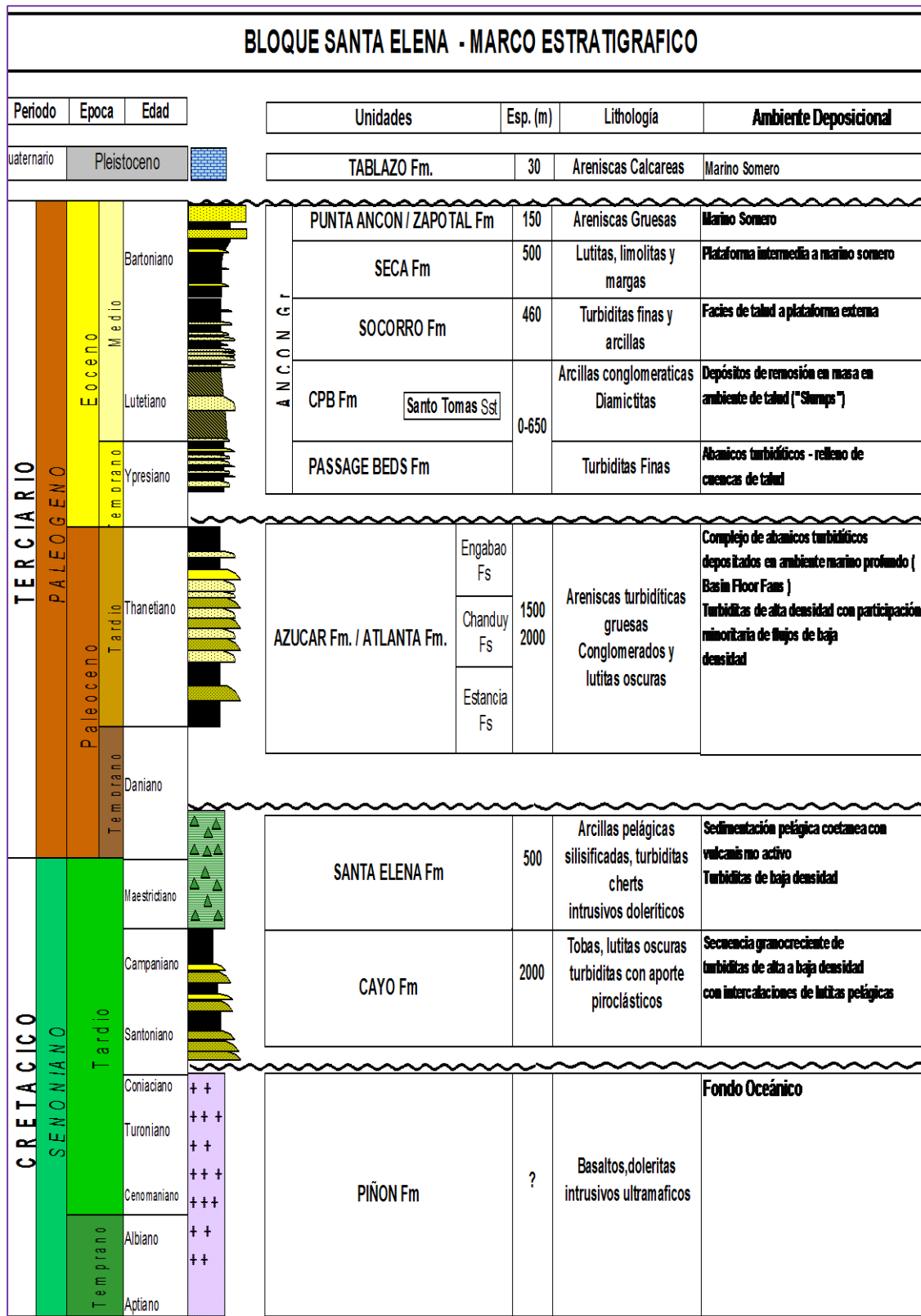


Figura 2. 5: Marco Estratigráfico  
Fuente: PACIFPETROL S.A.

Esta unidad ha sido también conocida como Wildflisch Santa Elena, Olistostromo Wildflisch, Chert de Carolina o Chert Santa Paula. La Formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la Formación Cayo.

La base de la Formación Santa Elena y consecuentemente su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionables con la Formación Guayaquil, que posee unos 400 metros al N-E de la Falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes. Según información del subsuelo, el techo está cubierto discordantemente por la Formación Azúcar o Grupo Ancón (mapeos de la Manabí Oil Co, Marchant, 1956).

#### *Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)*

La Formación Azúcar está estratigráficamente acotada entre la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón, constituye el principal reservorio del Campo Ancón, en perforaciones del distrito petrolero Ancón, se reconoce un equivalente denominado Formación Atlanta (Atlanta sandstone), constituida por una arenisca gris dura con textura media a gruesa que representa el principal reservorio por sus fracturas.

El Grupo Azúcar tradicionalmente, de acuerdo a descripciones de afloramientos, estaba constituido por tres formaciones basadas por la presencia de un facie conglomerádica que separa a dos facies areno-arcillosas:

- ❖ Facies La Estancia: Secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finos de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos.
- ❖ Facies Chanduy: Areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados y el tope alternancias de pelitas negras y areniscas duras. En subsuelo son las denominadas Atlanta Sandstone

- ❖ Facies Engabao: Areniscas castañas macizas, friables, con concreciones de tipo "bala de cañón" con intercalaciones de bancos delgados de pelitas y areniscas y conglomerados de rodados de cuarcita donde, a veces, las pelitas son localmente dominantes. Estas facies corresponderían en el subsuelo al denominado San Jose Shales.

La existencia de las tres facies anteriormente descritas (Estancia, Chanduy, y Engabado), representan un gran evento de abanicos submarinos superpuestos cuya base presenta secuencias de lóbulos de abanicos medios (areniscas turbidíticas) e interlóbulos (turbiditas finas y pelitas arcillosas) con una tendencia general estratocreciente.

Esta secuencia presenta valores discontinuos de espesor: en afloramientos de Estancia se han medido 2255 metros, mientras que en los afloramientos de playas el valor más confiable parece ser de 644 metros medido por Moreno (1983). En el subsuelo de Ancón, en el pozo San Gabriel-1 se han perforado 2255 metros de arenas, espesor que se considera exagerado debido a repeticiones estructurales y alta inclinación de los estratos. La edad de esta formación es Paleoceno - Eoceno inferior.

#### *Grupo Ancón (Eoceno).*

El Grupo Ancón comprende las rocas silicoclásticas que toman su nombre en el Campo Petrolero de Ancón y está compuesto por las siguientes formaciones:

- ❖ Clay Pebble Beds (Eoceno inferior): El techo de esta unidad aflora en los acantilados de Ancón, con un espesor de 180 metros totales asignados en el subsuelo. Se trata de una secuencia diamictítica maciza de matriz arcillosa, originados por el deslizamiento sin-sedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e interestratificados con turbiditas. Las asociaciones

paleontológicas determinan edades Eoceno Medio.

- ❖ Passage Beds (capas de transición): Esta unidad se conoce solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1956) como la transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón También, parte de estos niveles fueron identificados como "Atlanta Shales". Son pelitas duras con estratos delgadas de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos. Esta secuencia sobreyace en discordancia angular sobre la Fm. Azúcar/Atlanta, sobrelapéndola, con una potencia variable entre 0 a 500 m. Los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajos de fallas, disminuyendo hacia los altos estructurales de la Fm Azúcar/Atlanta. Esta dependencia entre espesor y posición estructural hace sospechar en una depositación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes (Benítez, 1995). Se le asigna una edad Eoceno Inferior a Medio. Las asociaciones paleontológicas y las características litológicas indican una depositación rápida en un medio bastante profundo que recicló e involucró materiales provenientes de depósitos litorales.
- ❖ Arenisca Santo Tomás: Consiste de un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo en el sector homónimo, en el extremo N-E del Campo Petrolero de Ancón. Constituye en la culminación del ciclo turbidítico de la Fm Passage Beds.
- ❖ Formación Socorro (Eoceno Medio temprano): Constituye el reservorio de segunda importancia en Ancón, son areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la Fm. Clay Pebble Beds e infrayacen las pelitas de la Fm. Seca, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos – talud, con depósitos de lóbulos y canales de plataforma.

Son una alternancia de lutitas deleznable grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas. El espesor medido en la



localidad tipo de Ancón, Marchant (1956) es de 390 metros; en el subsuelo se indica un espesor máximo perforado de 457 metros. Consta de una arenisca basal (saturadas de petróleo) con conglomerados erosivos y areniscas canalizados con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas. Le siguen niveles arcillo-limosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centimétricas a decimétricas con ondulitas indicativas de turbiditas distales. Hacia el tope se presentan areniscas limosas con deslizamientos con tendencia granocreciente. El contenido fosilífero indica edades Eoceno Medio-Superior a Eoceno Superior.

- ❖ Formación Seca (Eoceno medio): Se dispone en concordancia sobre la anterior y constituye la roca sello de los reservorios de la Fm. Socorro en el Campo Ancón, está constituida por arcillitas gris verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo. Corresponden a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las facies de abanicos submarinos. El espesor promedio es 300 metros. La edad se asigna al Eoceno Medio a Superior.
- ❖ Formación Punta Ancón (Eoceno Medio a Superior): Son areniscas grises con base erosiva con alternancias de pelitas grises que alteran con niveles finos de color castaño e incluyen la Arenisca Blanca de Punta Ancón. Presentan un espesor de 160 m de sección que corresponden a depósitos marinos localizados entre la plataforma externa y la parte superior del talud continental (Benítez, 1995). Hacia el extremo Norte de la comarca estudiada, niveles equivalentes de esta Formación están cartografiados como Formación Zapotal (Olsson, 1931), nombre formacional corrientemente utilizado en la Cordillera Chongón-Colonche, el contenido paleontológico de la formación Punta Ancón señala una edad Eoceno Medio a Superior.

### *Formación Tablazo (Pleistoceno)*

Son niveles aterrazados marinos de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva (y angular) sobre las rocas cretácicas y paleógenas de la Península Santa Elena. Son escasamente potentes (hasta algunas decenas de metros: promedio 30 metros) y se disponen sub horizontalmente.

### **2.2.3. Marco Geotectónico**

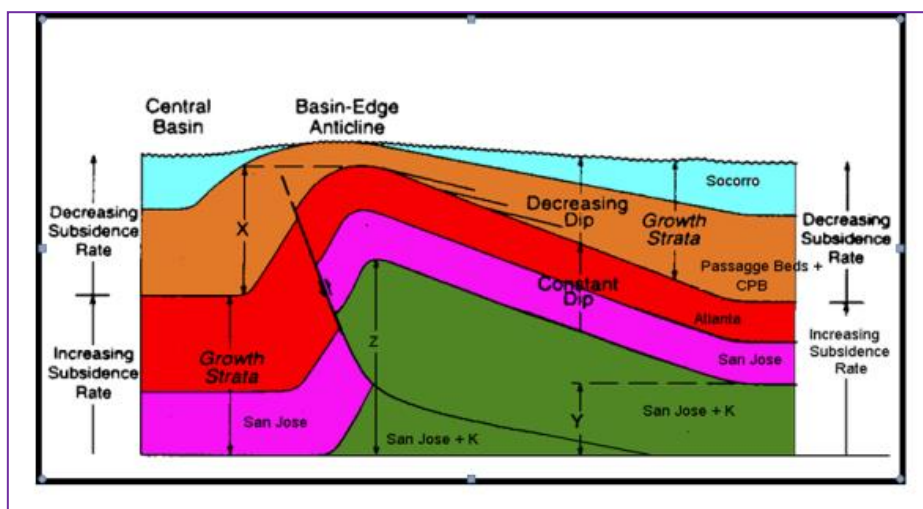
De forma general se puede decir que el emplazamiento geotectónico de la comarca corresponde a un margen continental convergente, debido a la consumición de la placa de Nazca-Farallon debajo de la placa continental Sudamericana. Dicha subducción ha tenido un carácter oblicuo que ha determinado a lo largo de la historia geológica Cretácico- Terciaria la creación de un complejo de subducción, cuencas de ante-arco (fore-arc basin) y cuencas de talud (slope basins) las cuales han experimentado una deformación polifásica que ha variado de compresional a desplazamiento de rumbo. Por lo tanto la génesis de las complejas estructuras de la Península no pueden ser explicadas utilizando un modelo tectónico puro, ya sea compresivo o distensivo.

La evolución geotectónica general del suroeste ecuatoriano se puede comprender como el desarrollo sucesivo de cuencas de antearco, que han sido modificadas por desplazamiento de rumbo. La primera de estas cuencas comprende a la secuencia Cretácica, en la cual la Fm. Santa Elena constituía el complejo de subducción y la Fm. Cayo el relleno de la cuenca de ante-arco propiamente dicha.

La segunda asociación de complejo de subducción – cuenca de antearco, estaba constituido por la secuencia Cretácica altamente deformada constituyendo el levantamiento externo y el relleno turbidítico de la Fm. Azúcar de edad Paleocena.

El tercer evento sedimentario está constituido por el ciclo eocénico, con la formación de estrechas cuencas desarrolladas sobre un talud de la Fm. Azúcar. Por último el levantamiento post-eocénico determinó el límite externo de la cuenca de ante-arco de Progreso, con sedimentación Oligoceno-Plioceno. El rasgo común que presentan estas cuencas, es la migración de los depósitos hacia el continente.

Durante el Cretácico tardío al Paleoceno inferior la convergencia fue más rápida ( $70 \pm 20$  mm/a) y oblicua ( $35^\circ$ ) respecto al margen costero Ecuatoriano actual. En el Paleoceno temprano, una faja de corteza oceánica (Terreno Piñón) fue acretado al margen continental de Sud-América, desde Ecuador al Norte de Colombia. Esta acreción ha sido consecuencia de la subducción oblicua. En este tiempo sobre la corteza oceánica se depositaron sedimentos hemipelágicos, tobas, brechas volcánicas, turbiditas y lutitas silíceas. Dicha litología se ha denominado Fm. Cayo, que corresponde a una secuencia de relleno de una cuenca de fore-arc Cretácica y representaría el aporte sedimentario de un arco volcánico de islas (arco Chongon – Jama), actualmente representado por la cordillera de Chongon-Colonche. Posiblemente durante la sedimentación de esta secuencia prevalecieron condiciones de circulación anóxicas, probablemente relacionadas a un evento de magnitud regional.



*Figura 2.6: Crecimiento Fm Azúcar*  
*Fuente: PACIFPETROL S.A.*

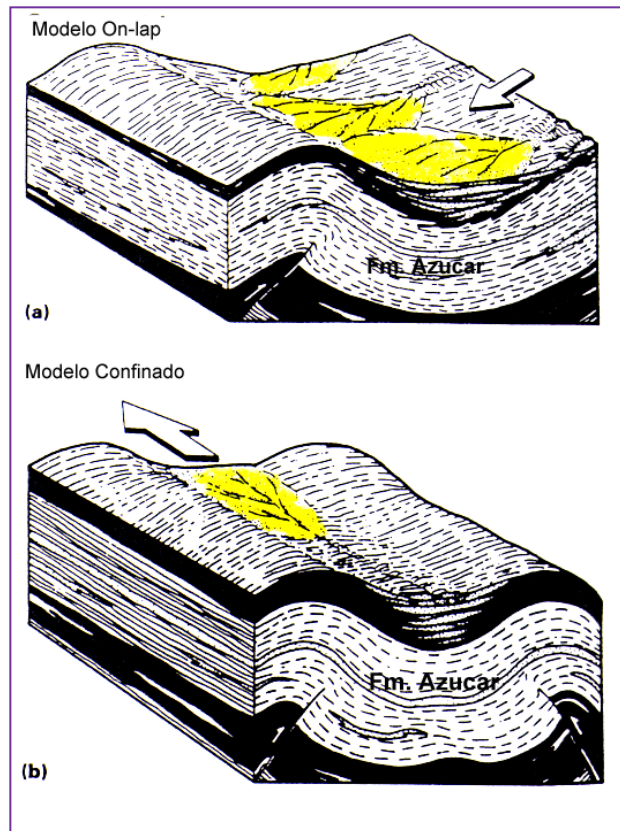
En el oeste de la península las facies van cambiando a facies marinas profundas compuestas por sedimentos pelágicos con tobos y radiolaritas y cherts, típicos de facies marinas profundas (Fm. Santa Elena) que sobreyacen a la Fm. Cayo. En la misma dirección aumenta el grado de deformación tectónica evidenciada por fallas imbricadas, pliegues y desarrollo de clivaje penetrativo. Esta secuencia ha sido denominada Fm. Santa Elena (también llamada Carolina Cherts, Wildflysh etc) y su emplazamiento geotectónico correspondería al prisma de subducción. En el Paleoceno se produce el levantamiento y consecuente erosión del arco volcánico de islas, desarrollándose un sistema sedimentario de Plataforma-talud y abanicos submarinos de fondo de cuenca, que conforman el ciclo sedimentario de la Fm Azúcar.

Estos sistemas de abanicos turbidíticos se componen de areniscas turbidíticas gruesas a medias y conglomerados (Facies de lóbulos y facies de abanico superior a medio) que constituyen los principales reservorios de la Península. Gradan a areniscas arcillosas y pelitas (facies de talud y zonas de interlóbulo). Hacia el Paleoceno tardío comienza la deformación compresiva, que determina la erosión sintectónica de los anticlinales de la Fm. Azúcar y el engrosamiento estratigráfico en sinclinales y en el bloque bajo de las fallas inversas que afectan a la secuencia.

El espesor de la Fm Azúcar se estima en aproximadamente 9000 pies en la zona de Ancón, disminuyendo hacia el oeste y al norte del Campo Ancón, cabe destacar que este espesor se encuentra engrosado por repetición de la columna, como lo documenta el pozo 792, el más profundo del campo.

En el Eoceno inferior a medio, se incrementa la tasa de convergencia oblicua ( $200 \pm 60$  mm/a), produciendo una reactivación tectónica que determina una fuerte discordancia erosiva debido al crecimiento de las estructuras pre-Gr.Ancón y la formación de estrechas cuencas de talud que reciben sedimentos turbidíticos y de remoción en masa (Fm Passage Beds y Clay Plebble Beds Fm.) que determinan secuencias en cuencas

confinadas o en relación de on-lap respecto a los altos estructurales de la Fm Azúcar, (Fig. 2.7 Modelo de depositación Gr. Ancón), como así también pliegues y fallas inversas en los sedimentos eocénicos.



**Figura 2.7: Modelo de Depositación Gr. Ancón**  
**Fuente: PACIFPETROL S.A.**

Estos rellenos presentan espesores variables que varían entre 0 y 3000 pies, producto de sedimentación sintectónica.

De acuerdo a los trabajos de paleomagnetismo en la zona costera de Ecuador y norte de Perú (Roperch, 1987; Mourier *et al* 1988) ha sufrido una translación hacia el norte y una rotación horaria en bloques discretos, cuya magnitud de 60° a 70° medidos en rocas Cretácicas.

Dicho evento puede haber tenido lugar entre el Eoceno medio al Eoceno tardío, el cual estaría relacionado con la reactivación en transpresión de antiguas estructuras compresivas, que afectó a los sedimentos del grupo Ancón.

Continúa este ciclo con la depositación de la Fm Socorro con lutitas laminadas y turbiditas finas correspondiente a ambiente de plataforma externa.

Por último culmina el ciclo con sedimentos pelíticos de plataforma de la Fm. Seca y depósitos de arenas litorales de las Formaciones Punta Ancón y Zapotal.

Durante el Oligoceno, la convergencia disminuye significativamente. Debido a la falta de sedimentos de esa edad en el alto de Santa Elena, se puede inferir que esa entidad ha sido una zona expuesta o de no-deposición. Coetáneamente se inicia la apertura de la cuenca de Progreso al norte de la falla de la Cruz, la cual recibió sedimentación durante Oligoceno al Mio-Plioceno.

#### *Características estructurales generales.*

De acuerdo a la interpretación de las líneas sísmicas y correlación de perfiles se elaboró el modelo estructural de la Península y se definieron los principales rasgos estructurales vinculados a los campos.

En grandes rasgos se puede decir que las secuencias Cretácicas y los niveles inferiores de la Fm. Azúcar experimentaron esfuerzos compresivos. Los niveles superiores de Fm. Azúcar y Grupo Ancón fueron afectados por tectónica de desplazamiento de rumbo. Mientras que los niveles altos de Grupo Ancón y la secuencia Neógena (Progreso, Golfo de Guayaquil) experimentó un tectónica distensiva.

El estado de esfuerzos transpresivos determinó la activación de distinto tipo de fallas, dependiendo de su orientación, es posible encontrar fallas inversas normales al esfuerzo principal. Otras posibilidades son fallas de

desplazamiento de rumbo, oblicuas a la compresión principal y fallas normales subparalelas a la compresión principal.

Los ciclos sedimentarios Paleoceno – Eoceno, de carácter eminentemente turbidítico, han tenido un control tectónico durante su deposición.

Sobre la base de la interpretación sísmica se puede inferir que los reflectores profundos que representan los niveles del Cretácico (Fm Piñon, Cayo y Santa Elena) muestran una profundización hacia el sureste, en forma de bloques levemente deformados. Sobre este basamento apoyan la secuencia perteneciente a la Fm. Azúcar, intensamente deformada, con pliegues fallados con vergencia noreste.

Esta secuencia presenta un nivel de despegue en la base de la Fm. Azúcar (posiblemente San José Shales) o también en niveles lutíticos de la Fm. Cayo.

La zona sur de la Península, donde se encuentra emplazado el campo Ancón, se caracteriza por presentar un complejo patrón de fallamiento, caracterizado por la presencia de fallas inversas y de desplazamiento de rumbo, resultado de un campo de esfuerzos transpresivos que determinan estructuras tipo flor positivas y ramificaciones en cola de caballo.

Regionalmente las fallas principales son sub-paralelas a la falla de La Cruz, con rumbo N E-SE y desplazamiento lateral-derecho.

La zona del Campo Ancón puede subdividirse en varios trenes estructurales definidos claramente como pliegues asociados a fallas o bien bloques (“pop ups”). Las estructuras más conspicuas en el Campo Ancón son las culminaciones anticlinales de Emporio-Certeza, Tigre, y Concepción. Como altos secundarios se encuentran las estructuras de San Joaquín-La Fe, Central y Navarra.

Las estructuras de los campos, comienzan a desarrollarse a partir de fallas inversas con vergencia al N E. Estos rasgos estructurales primarios

posteriormente son afectados por desplazamiento de rumbo, dando lugar a las estructuras en bloques levantados o “pop ups”.

De esta manera tal como se evidencia en la línea CGC-0021, que atraviesa la zona sur del Campo Ancón (Certeza), la estructura del campo se resuelve en un gran anticlinal asociado a una falla inversa con vergencia al noroeste.

Este anticlinal con una amplitud de 4500 pies, se encuentra afectado por fallas de carácter antitético a la falla principal que determinan una estructura en flor positiva producto de la activación por transpresión de la estructura primaria

También es posible apreciar en la misma sección el engrosamiento tectónico por debajo de las estructuras principales y engrosamiento estratigráfico en los sinclinales, denotando actividad tectónica sindeposicional.

Dicho tectonismo determinó que en las crestas de los anticlinorios se encuentren intensamente plegadas y falladas, a la vez que erosionadas.

Mientras que en los sinclinales, mucho más abiertos, actuaron como depocentros quedando los estratos preservados, no encontrado equivalente estratigráfico en los anticlinales adyacentes.

Este esquema estructural se repite para la zona de Tigre, ubicada en la parte norte del Campo Ancón (CGC-146) donde se evidencia una falla inversa principal con vergencia al norte, afectada por fallas antitéticas.

### **2.3. SISTEMA PETROLÍFERO**

A continuación se detallara el tipo de reservorio que es el gas en solución, las características de las formaciones productoras, roca madre, sello, mecanismo de entrapamiento migración y timing del Campo Gustavo Galindo Velasco.



### **2.3.1. Tipo de Reservorio del Campo G.G.V.**

Gas en solución, es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los yacimientos de petróleo del mundo. En un yacimiento de empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible.

La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces, la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el yacimiento permanece en solución.

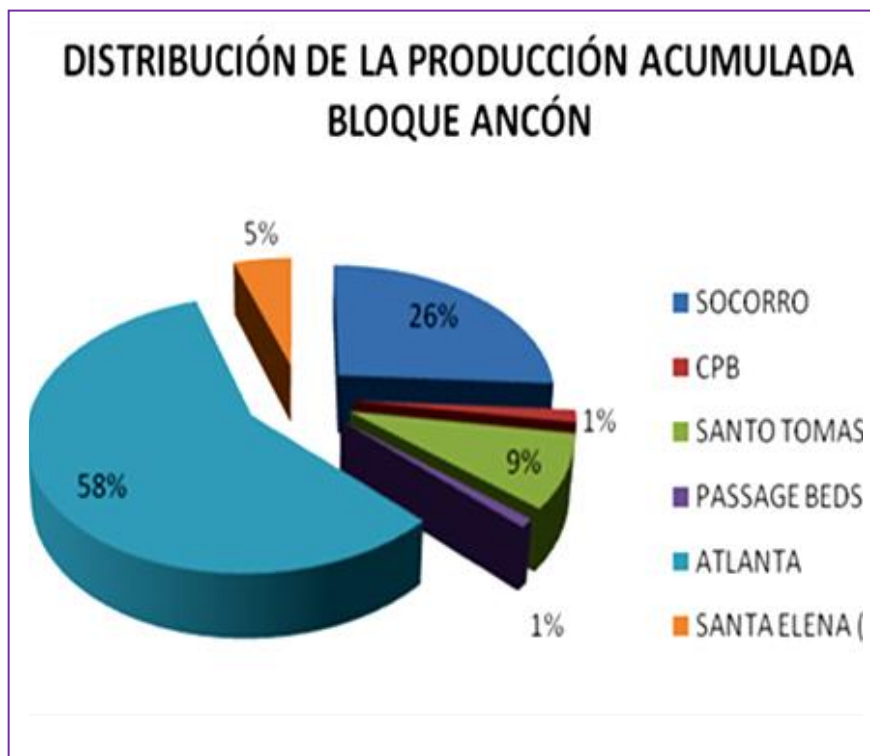
Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el yacimiento. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el yacimiento y permitirá que se incremente el GOR (Relación Gas-Petróleo) observado en los pozos.

El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos. La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en sitio.

### 2.3.2. Formaciones Productoras del Campo G.G.V.

En la secuencia Terciaria atravesada en la Península presenta varios reservorios, siendo el más importante las Atlanta Sandstones, equivalente en el subsuelo de Ancón de la Fm. Azúcar. En la misma secuencia continúan en orden de importancia de acuerdo a la producción los niveles arenosos de la Fm Socorro y Passage Beds.



*Figura 2.8: Diagrama de la Distribución de la Producción Acumulada del Bloque Ancón*

*Fuente: PACIFPETROL S.A.*

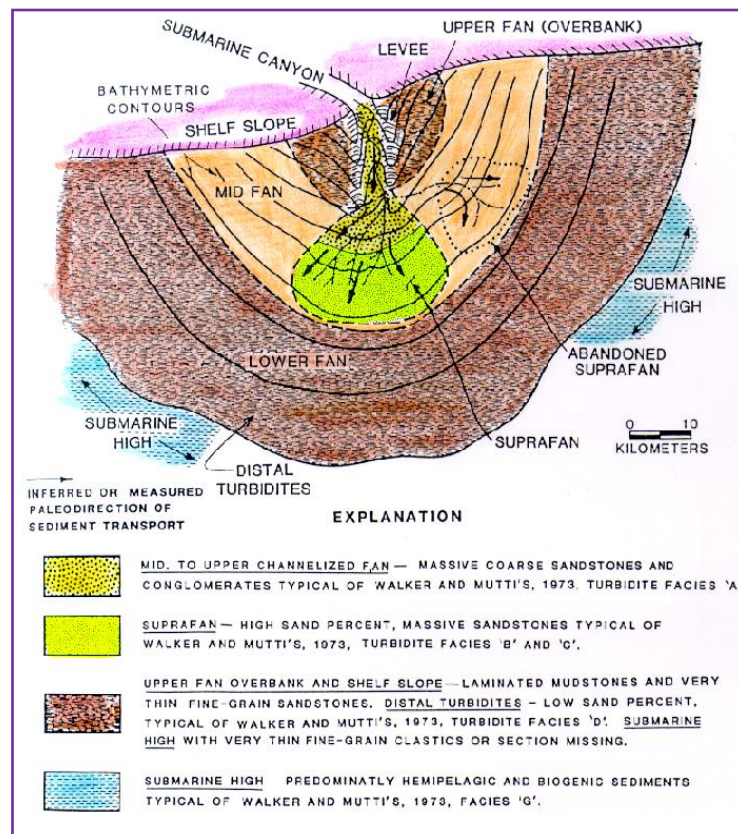
La secuencia Cretácica presenta un conjunto de reservorios no convencionales, con una producción minoritaria de los cuales el más importante son los cherts fisurados de la Fm. Santa Elena, productiva en el Campo de Santa Paula.

## Formación Atlanta

Esta gruesa secuencia de origen turbidítico, constituye los principales reservorios del Campo Ancón, donde ha acumulado 84 MM bls con una producción acumulada promedio por pozo de 137 M Bls.

Se compone de areniscas medianas a gruesas, conglomerádicas, mal seleccionadas, con cemento síliceo y abundante matriz arcillosa; participan también conglomerados compactos, masivos y pobremente estratificados.

De acuerdo al modelo de Mutti y Ricci-Lucchi y Normark (1978) (Fig. 2.9 Modelo de facies de Fm. Azúcar se pueden diferenciar distintas asociaciones).



**Figura 2.9: Modelo de facies de Fm. Azúcar (Normark 1978)**  
**Fuente: PACIFPETROL S.A.**

- ❖ Facies de abanico Inferior. (Facies San José) Turbiditas arenopelíticas distales con bajo contenido de arena, en cuerpos lenticulares ( Tipo “C” y “D”)
- ❖ Facies del abanico medio y superior.(Facies Atlanta I ) Alto porcentaje de arena en lóbulos de Supra-abanico, en estratos masivos (Tipo “B” y “C”). Con participación minoritaria de sedimentos pelíticos (Tipo “G” y “E”), producto de relleno de relieves.
- ❖ Facies de Abanico canalizado Superior. (Facies Atlanta II) Facies de Abanico superior, relleno de valles submarinos, intercalados en niveles de overbank. (Tipo “A” y “B”).
- ❖ Facies de Abanico superior marginal y talud de plataforma\_ (Facies Atlanta III) Fangolitas laminadas y areniscas finas. Tubiditas arcillosas y depósitos caóticos con cuerpos arenosos aislados. (Tipo “G”, “E” “D” “F” y “A”).

En perfiles eléctricos muestran secuencias tipo granocrecientes o cilindros aserrados con resistividades que varían de 30 a 100 ohmm. Estas variaciones de resistividad se deben a cambios texturales y posiblemente a cambios diagenéticos. Los intervalos de alta resistividad presentan muy bajas porosidad medida por el perfil sónico (4 a 6 %), mientras que las zonas de resistividad media presentan un incremento de la misma.

Es difícil estimar el espesor total de la secuencia, ya que se encuentra tectónicamente disturbada por movimientos Eocénicos y post-Eocénicos, por lo cual los espesores medidos en el subsuelo son aparentes o están afectados por repeticiones, habiéndose atravesado 7000 pies de arenas turbidíticas en el pozo 792.

Los reservorios de Atlanta en la zona de Ancón se encuentran en un rango de profundidades que varía de 2000 a 5000 pies.

El espesor de formación atravesada es muy variable de acuerdo a la zona, con un rango de 500 a 2000 pies aproximadamente, por esta razón es difícil confeccionar un mapa de espesor total.

Mediante los estudios de reservorios llevados a cabo por CGC se ha determinado que la relación Espesor Útil / Espesor Total (Hu/Ht) varía desde 25 % para la zona Oriental de Ancón con un espesor útil promedio de 250 pies, a una relación Hu/Ht de 60% estimada para la zona Central, la más productiva del campo con un espesor útil promedio de 550 pies.

Debido a la escasez de coronas con identificación inequívoca, es difícil encarar un estudio sistemático del reservorio mediante los núcleos existentes. De todas maneras CGC efectuó estudios petrofísicos y petrográficos con el fin de obtener algunos valores propios de referencia.

La porosidad medida en coronas varía de 4 a 13 % y la permeabilidad es mala a regular variando entre 0.5 a 4.5 milidarcy, correspondiendo estos valores a la matriz del sistema fisurado.

Estas arenas se comportan como un reservorio fisurado Tipo III (Nelson, 1983), muy heterogéneo, donde las fracturas naturales mejoran la escasa permeabilidad de la matriz y sirven como vías de comunicación entre distintas capas o zonas. En estos casos las áreas de drenaje son altamente elípticas y la eficiencia de barrido en procesos de recuperación asistida suele ser nula.

Las evidencias de fisuras son las siguientes:

- ❖ Heterogéneo comportamiento de producción.
- ❖ Frecuentes pérdidas de lodo durante la perforación.
- ❖ Gradientes de fracturas pequeños.
- ❖ Presencia de numerosos saltos de ciclo en el perfil sísmico.

- ❖ Muy baja porosidad y permeabilidad medida en coronas la cual Correspondería a la matriz del sistema fisurado.

Históricamente los pozos de Atlanta se perforaron con un distanciamiento variable en diferentes zonas, siendo de 6 a 10 Acres inicialmente en la zona de Ancón, Seca y Concepción. Los pozos más prolíficos del campo se encuentran ubicados en la Zona Central, habiéndose perforado con un distanciamiento de 36 Acres por pozo y por último los pozos perforados luego en la zona oriental del campo ( Tigre –Tablazo –San Joquin ) de 1954 con un distanciamiento más uniforme de 40 a 45 Acres. La producción acumulada de los pozos varía de 10.000 bls a 4.5 MM bls (valor máximo para el pozo ANC372). Este amplio rango se debe a la gran heterogeneidad de los reservorios, sistema de fracturas naturales, tipo de terminación de los pozos y perforación de pozos nuevos en zonas depletadas.

### **Formación Socorro**

En esta formación se encuentran los reservorios someros de segunda importancia en el Campo Ancón. El rango de profundidades que varía entre 200 y 1500 pies, habiéndose perforado aproximadamente 1300 pozos someros, que han recuperado 27 MM bls de petróleo, con una acumulada promedio de 20 M bls por pozo.

Son turbiditas finamente estratificadas, en estratos centimétricos a decimétricos, depositados en un ambiente de plataforma externa, que presentan mayor contenido arenoso en la base (miembro Lower Socorro) donde los se presentan algunos niveles métricos de buena continuidad lateral (capas A6 y A8 Zona de Santo Tomas).La porosidad medida en coronas varía entre 15 al 25 %.

La sucesión presenta un espesor de aproximadamente 1500 pies y grada verticalmente a arcillitas y lutitas de la Fm Seca.

Para el desarrollo de estos reservorios someros se utilizó un espaciamiento de 2 a 3 Acres. La mayoría de los pozos fueron completados con cañería pre-perforada en todo el espesor de Socorro, no registrándose perfiles, por esta razón es difícil de estimar una relación arena arcilla para esta formación.

### **Formación Santo Tomás**

Estos reservorios se encuentran desarrollados desde la zona de Tigre, al norte del Campo Ancón, hasta el área de San Joaquin – La Fe al sur.

Representan la culminación del ciclo turbidítico de la Fm Passage Beds, constituyendo depósitos de relleno de canal submarino en una posición de abanico superior. Son depósitos lenticulares con dirección de desarrollo preferencial N-S y presentan un espesor medio de 200 pies y se encuentran en un rango de profundidades de 1700 a 2000 pies. Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 Ohmm.

En trabajos anteriores se la interpretaba que los niveles arenosos de Santo Tomas hacia el sur (Zonas de San Joaquin, Santo Tomas) se encontraban en contacto estratigráfico con las arenas de la Fm. Atlanta, de la cual no era posible diferenciarla al sur de la zona de Santo Tomas. A partir de nuevos trabajos de correlación estratigráfica de detalle los niveles arenosos de la zona de Santo Tomas se han reasignado a Atlanta. Por lo tanto el límite sur del desarrollo de Santo Tomas queda confinado por una falla de rumbo este-oeste que levanta niveles de Atlanta y determina un espacio de acomodación en bloque bajo para el ciclo Passage Beds – Santo Tomas.

Estos reservorios han sido desarrollados inicialmente con un distanciamiento de 40 – 45 Acre por pozo, que luego fue reducido a 15 Acres.

## **Formación Passage Beds**

Esta secuencia turbidítica sobreyace en discordancia sobre Atlanta Sandstone y presenta un espesor variable ente 0 y 2000 pies, y es la base del Grupo Ancón de edad Eoceno Medio.

Se compone por una monótona sucesión de lutitas y arcillitas con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino a medio, de hasta 2 a 10 pies de espesor. La relación arena/arcilla de dicha secuencia es aproximadamente 0.5, la porosidad de los intervalos arenosos es del orden de 13 % promedio. La resistividad de estas arenas está comprendida entre 10 a 20 ohmm

Últimamente se han efectuado reparaciones de bajo costo, con una producción inicial muy variable (4 a 83 BOPD). Este tipo de reparaciones constituye actualmente el tipo de trabajo con mejor perspectivas de desarrollo remanente, identificándose 150 candidatos para efectuar W.O. (J.Segovia 1998).

## **Formación Clay Pebble Beds**

El medio de depositación de esta formación son los taludes, deslizamientos y canales de relleno. La litología corresponde a arcillolitas. La Fm. C.P.B. es un conjunto de bloques de diferentes litologías embebidos en una matriz arcillosa. Presenta guijarros tobáceos, síliceos y calcáreos, dentro de un matriz pelítica, limolitas y areniscas.

La Fm CPB ha sido incluida en la producción petrolera del campo desde el año dos mil cuatro (2004) mediante su protagonismo en varios pozos; por este motivo se considera que la Fm CPB puede tener un buen potencial productivo en otras áreas del campo.



### 2.3.3. Sellos

Los sellos se encuentran bien representados en toda pila sedimentaria Terciaria, debido a que se trata de sedimentos turbidíticos con numerosas intercalaciones pelíticas de variado espesor y depósitos finos de plataforma. En esta secuencia, el principal sello vertical está constituido por intercalaciones arcillosas de la base de la Fm Passage Beds y de los niveles netamente pelíticos de la Fm. Clay Pebble Beds.

En el caso del Cretácico se puede citar un intervalo de pelitas tobáceas de aproximadamente 200 a 300 pies de espesor, presente en el tope de la Fm Santa Elena en el yacimiento de Santa Paula.

En las formaciones Passage Beds y Lower Socorro la naturaleza turbidítica presenta intercalaciones delgadas de areniscas lenticulares y pelitas, estas últimas que pueden officiar como sellos efectivos.

En algunos casos (Yacimiento Tigre) se ha verificado que la falla que limita al campo por el norte, officia como sello lateral determinando el entrapamiento, tanto en bloque alto de la falla (bloque principal), como en el bloque bajo (ensayo pozo TIG-35, que documentó producción de petróleo en un bloque distinto que el principal del campo). En estos casos las fallas determinan la yuxtaposición de los reservorios de la Fm. Atlanta con sedimentos finos de las Formaciones CPB y Passage Beds. Posiblemente las fallas en ciertos períodos de la historia geológica hayan funcionado como vías de migración, mientras que en otras circunstancias han jugado como barreras laterales.

La ausencia de Gr. Ancón debido a erosión o no deposición en los altos estructurales de la Fm. Azúcar, determinaría la no-existencia o destrucción de las trampas. Esta condición puede comprobarse en el alto estructural de pozo San Gabriel-1, donde una potente sucesión de la Fm. Azúcar que se encuentra próxima a la superficie y no presenta rastros de hidrocarburos. Hacia el norte la secuencia de la Fm Azúcar aflora en las

proximidades de los Baños de San Vicente, donde existen manaderos de petróleo y gas.

#### **2.3.4. Roca Madre y Madurez**

Si bien no hay disponibles análisis geoquímicos propios que permitan caracterizar detalladamente la roca madre en ámbito de la Península, sobre la base de indicios indirectos y algunos análisis antiguos, se cree que los niveles correspondientes al Cretácico presentarían potencial de generación.

Existen numerosas evidencias de manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos asociados a rocas de edad Cretácica, ubicados en el sector nor-occidental de la península, como los manaderos de petróleo de La Libertad y Petrópolis y los yacimientos de petróleo de Santa Paula, Achallan, Petrópolis y Cautivo. Estos reservorios de variada naturaleza, que se encuentran en el tope del Cretácico, posiblemente hayan sido cargados de rocas generadoras más profundas.

Como se verá más adelante, de acuerdo a los estudios geoquímicos, existe una vinculación genética entre los petróleos de los reservorios Cretácicos y los Terciarios.

Los biomarkers de petróleos, indican que todos los petróleos de la Península son co-genéticos y se han generado a partir de una misma roca madre silicoclástica madura, depositada en un ambiente marino moderadamente anóxico con materia orgánica de origen algal y algo de aporte terrígeno.

De acuerdo a la conspicua presencia del biomarcador oleano, presente en todos los petróleos de la península, la roca madre sería de una edad Cretácico tardía o más joven, con un importante aporte de angiospermas. A partir de los análisis de biomarcadores de petróleos también es posible

estimar el valor reflectancia de vitrinita equivalente (RVE a partir de relación de isomerización de esteranos), la cual indica una roca generadora de elevada madurez termal (0.9 a 1.0 % Ro). Los petróleos de Santa Paula son ligeramente menos maduros (0.8 %Ro). Tomando en cuenta las cromatografías de alta resolución para petróleos de Ancón la madurez termal sería un poco menor (Ro 0.85 %).

Algunos análisis efectuados en muestras de lutitas bituminosas y pelitas oscuras de niveles asignables al Cretácico presentan valores de TOC que varían de 0.65 a 0.71 % del total de la roca, con un contenido de kerógeno I-II de 99 % (pozo América-1 intervalo 3500 – 4100 pies y pozo Albión intervalo 2300 – 4700 pies).

Si bien existen manifestaciones de hidrocarburos en toda la secuencia Terciaria, no se excluye la presencia de niveles generadores en la Fm Azúcar (especialmente en la base) y en el Grupo Ancón (niveles de Fm Passage Beds y CPB). Actualmente no se cuentan con datos analíticos propios para soportar esta hipótesis.

Sobre la base de estudios disponibles en la comarca costera se han detectado niveles basales de la Fm Azúcar con capacidad generadora de gas, pero con escasa materia orgánica.

Muestras del Grupo Ancón, provenientes de los acantilado de Anconcito, muestra buen contenido de materia orgánica (TOC: 1,13 a 2.02 wt%), con valores de reflectancia de vitrinita Ro%: 0.39 a 0.45 % y T max de 424 a 432 °C, que indicarían una generación incipiente (Estudio regional de geoquímica, Core Lab). Estos valores permiten suponer que los niveles medios que actualmente se encuentran aflorando a nivel del mar, han experimentado una sobrecarga de aproximadamente 7500 pies de sedimento que ha sido removido por el levantamientos post-eoceno superior.

### 2.3.5. Mecanismo de Entrampamiento Migración y Timing

Debido a la ocurrencia del petróleo en reservorios someros de la Fm Lower Socorro se puede determinar fehacientemente que la migración fue posterior al Eoceno medio a superior. A este tiempo los altos estructurales de la Fm Azúcar / Atlanta ya estaban formados (el crecimiento de las estructuras se inició en el Paleoceno tardío, con la deposición sintectónica de Fm Azúcar). También, debido a las sucesivas reactivaciones tectónicas coetáneas con la deposición de las formaciones Passage Beds y CPB, con fallamiento y plegamiento concomitante se desarrolló un sistema de fracturas en la Fm. Azúcar/Atlanta que permitió la migración y mejoró las condiciones primarias del reservorio. Hasta el momento es difícil determinar un modelo de migración. En cuencas tectónicamente disturbadas como es el caso de Santa Elena, los “carrier beds” presentan una pobre continuidad lateral debido a discontinuidades y cambios de facies relacionados a eventos tectónicos. En estos casos es de esperar que la migración lateral sea corta y no sea tan importante. Por lo contrario, en este tipo de ambientes, la migración vertical se torna importante. En general las acumulaciones no suelen ser muy grandes y se encuentran vinculadas a bloques fallados.

Tentativamente se puede suponer que el petróleo generado en los niveles Cretácicos profundos inicialmente migraría verticalmente mediante fisuras y fallas, almacenándose en los niveles reservorios ya fisurados, presentes en la Fm Santa Elena y Cayo (cherts y lutitassilicificadas) más cercanos y posteriormente migraría verticalmente a través de fallas para concentrarse en los niveles de la Fm Atlanta, Santo Tomas y Socorro, ubicados en posiciones más altas de la estructura. En los reservorios más someros y asociados a altos estructurales comenzarían a imperar procesos de biodegradación.

Posteriormente comenzaría uno o varios pulsos de migración mediante el proceso de evaporación fraccionada, mediante circulación de gas, el cual condensaría en reservorios en los reservorios someros de Santo Tomas, Socorro y Santa Elena.

Sobre la base de los diagramas de correlación de la fracción liviana se ha podido calcular que la temperatura de la roca generadora de los petróleos del Campo Ancón en el momento de expulsión ha sido de 121° a 122°C. Asumiendo un gradiente geotérmico de 2.4°C/100m y una temperatura media anual de 25°C, la profundidad mínima del tope de la generación sería de 4100 m (13700 pies). Si se considera que los palogradientes podrían haber sido más altos (3°C/100m) el tope de la generación sería de 3300m (11000 pies). De esta manera los niveles Cretácicos pudieron haber alcanzado esta profundidad de soterramiento en el Eoceno Superior, debido a la sedimentación del Grupo Ancón y el engrosamiento tectónico para de la Fm. Azúcar, pudiendo estar actualmente en la etapa de generación.

### 2.3.6. Propiedades Petrofísicas y de Fluidos

Las propiedades petrofísicas y de los fluidos tales del Campo Gustavo Galindo Velasco se describen a continuación en la figura 2.2:

CAMPO	YACIMIENTO	POROSIDAD Fracción	PERMEABILIDAD md	SW Fracción	API°	Bo By/Bn
Ancon	Socorro	0.250	82	0.45	36.8	1.200
	CPB	0.100	55	0.50	39	1.200
	Santo Tomas	0.110	6	0.64	38.8	1.200
	Passage Beds	0.075	5	0.64	39	1.200
	Atlanta	0.100	3	0.64	40	1.200
	Santa Elena(Chert)	0.110	7.7	0.60	33.6	1.200
Total	Total					

*Tabla 2.2: Propiedades Petrofísicas del Campo Ancón  
Fuente: PACIFPETROL S.A.  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

Para la tipificación y caracterización del sistema petrolífero del Campo Ancón, la compañía GeochemistryServices (DGS) realizó análisis y estudios geoquímicos de siete muestras de petróleo de las formaciones Socorro, Santo Tomás, Cretácico Santa Elena y Atlanta.

Los resultados de dichos estudios fueron que los crudos del campo son petróleos livianos a medios, con un rango de gravedades API de 41° a 30°, presenta bajo contenido de sulfuros (0.030 a 0.114%). De manera general, presenta composiciones típicas de crudos muy maduros o condensados, caracterizados por un alto contenido de hidrocarburos saturados (84 a 91%), y muy bajo contenido de asfaltenos (03 a 04%).

Los análisis isotópicos evidencian una excelente correlación petróleo-petróleo, considerándolos como marinos. Los petróleos de base nafténico-mixta, proveniente de las formaciones someras de Socorro, en la historia del Campo han tenido mayor valor económico ya que por tratarse de crudos libres de ceras, eran utilizados para la obtención de lubricantes.

#### **2.4. RESEÑA HISTÓRICA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO G.G.V.**

La Compañía General de Combustibles en su afán por incrementar las reservas y la producción realiza el registro, procesamiento e interpretación de líneas sísmicas, así también como estudios tanto geológicos como de reservorios de las formaciones existentes en su concesión. Con toda esta información se logra definir un modelo geológico que explica el comportamiento productivo del Campo Ancón.

En el año de 1957 comenzó la perforación de pozos profundos con objetivo la Fm. Santo Tomas y Atlanta, finalizando esta campaña en 1962. Estos pozos tuvieron un distanciamiento de 40-45 acres por pozo. Desde 1964 hasta 1968 se perforaron pozos de relleno con esos mismos objetivos con distanciamiento de 15 acres por pozo.

La producción inicial de los pozos que han producido exclusivamente de la Fm. Santo Tomas es de 103 bppd en promedio, con un mínimo de 1 bppd y un máximo de 281 bppd.

Los pozos que producen de la Fm. Santo Tomas y otras formaciones han acumulado en total 23'862.500 bls, acumulando en promedio 94318 bls por pozo, con un mínimo de 51 bls y un máximo de 689680 bls.

Se ha recuperado de los pozos que producen exclusivamente de la Fm. Santo Tomas 6'619.130 bls de petróleo, acumulando en promedio 75217 bls por pozo, con un mínimo de 135 bls, y un máximo de 272644 bls.

El campo Ancón fue desarrollado en periodos de concesiones, cuyo mayor periodo perteneció a la compañía ANGLO. Al ingresar esta compañía al País se dio inicio a la historia petrolera aunque no representó el beneficio debido para el mismo.

En base a la declinación de producción que se presentó en fechas posteriores a la explotación, se implementaron mecanismo de recuperación y desarrollo que devolvieron la rentabilidad a la producción petrolera. Desde 1976 hasta 1990 se tenía una declinación de producción del 4,3% anual, la que aumentó al 12% anual de 1991 a 1996.

Al año 2012 el campo presenta una declinación de producción del 3,6 % anual, por lo cual se proyectan estudios que determinan que la finalización sería en el 2016 contando con un caudal de 554.3 barriles por día.

#### **2.4.1. Cantidad de Pozos Perforados en el Campo G.G.V.**

El Campo Gustavo Galindo Velasco ha sido desarrollado en un periodo de más de 100 años, durante el cual, se han realizados labores de perforación, fracturamiento, reparaciones y cañoneos selectivos.

Hasta ahora se encuentran perforados 2882 pozos, de los cuales 1265 pozos se encuentran en producción y 1617 pozos se encuentran parados (PT). En la tabla 2.3, se muestra, detalladamente, el número de pozos productivos y parados distribuidos por zonas.

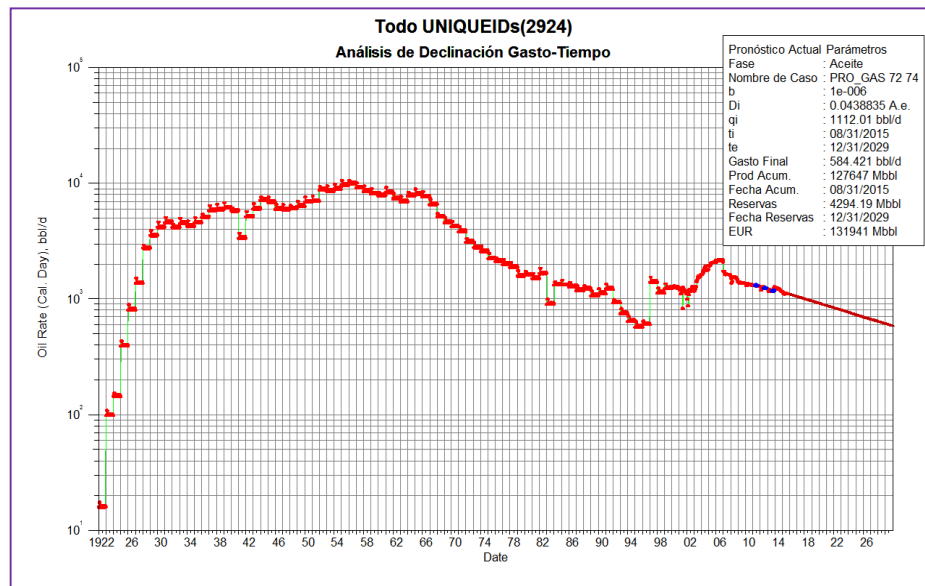
<b>POZOS PERFORADOS POR ZONA</b>	<b>CENTRAL</b>	<b>NORTE</b>	<b>SUR</b>	<b>TOTAL</b>
Pozos productivos	384	405	476	1265
Pozos perforados	569	688	360	1617
Total	953	1093	836	2882

*Tabla 2.3: Pozos Perforado por Zona  
Fuente: PACIFPETROL S.A.  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

#### **2.4.2. Producción Histórica del Campo G.G.V.**

El Campo Ancón, como se mencionó anteriormente, ha sido desarrollado en periodos de concesión; la mayor parte se dio en el periodo de operación de la Cía. Anglo Ecuadorian Oilfields, cuya producción total decayó en los años posteriores a sus intervenciones, razón por la cual se realizaron proyectos de desarrollo y reacondicionamientos que ayudaron a tener una declinación que no afecte significativamente al campo.





**Figura 2.10: Histórico de Producción del Campo Ancón**

**Fuente: PACIFPETROL S.A.**

Cabe destacar que, de acuerdo a la proyección realizada en el año 2012, el comportamiento del Campo debió seguir una declinación del 3.6% anual como se muestra en el siguiente gráfico; por lo tanto, en el 2016 se finalizaría con un caudal de 554.3 Bls/día, valor semejante al determinado por Espol en 1996 proyectando 535.1 Bls/día hasta el mismo año.

### **2.4.3. Descripción del Crudo del Campo G.G.V.**

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se lo denomina hidrocarburo. El crudo Ancón se caracteriza por ser un crudo liviano de 35.7 °API promedio, el cual lo convierte en un crudo de excelente calidad y buen precio.

## **2.5. MECANISMOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Los yacimientos del área se presentan con empuje de gas disuelto y sus mecanismos de levantamiento artificial son:

❖ **Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico**

En el Campo Gustavo Galindo Velasco se producen bajo este método el cincuenta y tres por los ciento (53%) de pozos petroleros.

❖ **Levantamiento Artificial por Pistoneo o Swab**

El 26% de la producción del Bloque Ancón depende de este sistema de extracción; y la producción diaria por esta herramienta en el Campo Gustavo Galindo Velasco representa un veintitrés por ciento (23%).

❖ **Levantamiento Artificial por Gas Lift**

Actualmente en el campo se mantiene tres pozos en PL-autónomo y dos en PL-asistido

❖ **Levantamiento Artificial por Herramienta Local**

El mecanismo de levantamiento artificial por herramienta local consta de dos “cucharas” de tres y 6 pulgadas (3” y 6”) con capacidades de ½ y 1 barril respectivamente. La producción diaria del Campo Gustavo Galindo Velasco mediante este método representa el veintitrés por ciento (23%).

## **2.6. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO G.G.V**

En esta parte del trabajo se describe sobre la situación actual del Campo Gustavo Galindo Velasco, la cantidad de pozos productores, la producción acumulada y reservas probadas, reservas probables, reservas posibles.

### **2.6.1. Cantidad de Pozos Productores del Campo G.G.V**

Casi todos los pozos que están en producción en el Campo G.G.V son operados por diferentes tipos de levantamiento artificial, tales sistemas, ya fueron mencionados anteriormente.

A continuación, se presenta en la tabla 2.4 y 2.5, una descripción actual de la producción mensual, que se obtiene por cada sistema, de la totalidad de pozos productivos que hay en el Campo Gustavo Galindo Velasco.

PRODUCCIÓN POR SISTEMA	BM	FY	GL	HL	PL	S	TOTAL
Total Mes (Bbls)	19664.09	178.27	115.77	6071.77	393.64	8048.93	34472.47
Promedio por Sistema (BPPD)	634.32	5.75	3.73	195.86	12.69	259.64	1111.99
% de Producción por Sistema	57.04	0.50	0.33	17.61	1.14	23.34	100
Total Pozos por Sistema	318	8	5	667	5	262	1265

*Tabla 2. 4: Producción por sistema a agosto de 2015*

*Fuente: PACIFPETROL S.A.*

*Elaborado por: Mónica Aguirrey Andrea Hidalgo*

PRODUCCIÓN POR ZONA	CENTRAL	NORTE	SUR	TOTAL
Total Mes (Bbls)	12271.03	12895.96	9305.48	34472.47
Promedio por Zona (BPPD)	395.84	415.99	300.18	1112.06
Porcentaje de Producción por Zona	35.59	37.40	26.99	100
Total Pozos por Zona	384	405	476	1265

*Tabla 2. 5: Producción por zona a agosto de 2015*

*Fuente: PACIFPETROL S.A.*

*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

### **2.6.2. Producción Acumulada de Petróleo en el Campo G.G.V.**

La producción acumulada (Np) del Campo Gustavo Galindo Velasco agosto de 2015 es de 127.6 millones de barriles, de las cuales 120.5 millones de barriles es la producción acumulada total de la Península, y el restante 7.1 millones de barriles proviene de un conjunto de pequeños yacimientos cuya producción proviene de reservorios de edad Cretácica (Santa Paula, Achallan, Petropolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo)

### **2.6.3. Reservas del Campo G.G.V.**

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

Las reservas mostradas en la tabla 2.6 al 31 de diciembre de 2014, fueron calculadas con un Bo generalizado de 1,2 bbl/Stb, y se puede apreciar que las mayores reservas remanentes se encuentran en la formación Atlanta, Socorro y Santo Tomas. El total de reservas del campo es de 132.39 MMBIs habiéndose producido ya 127.38 bbl.

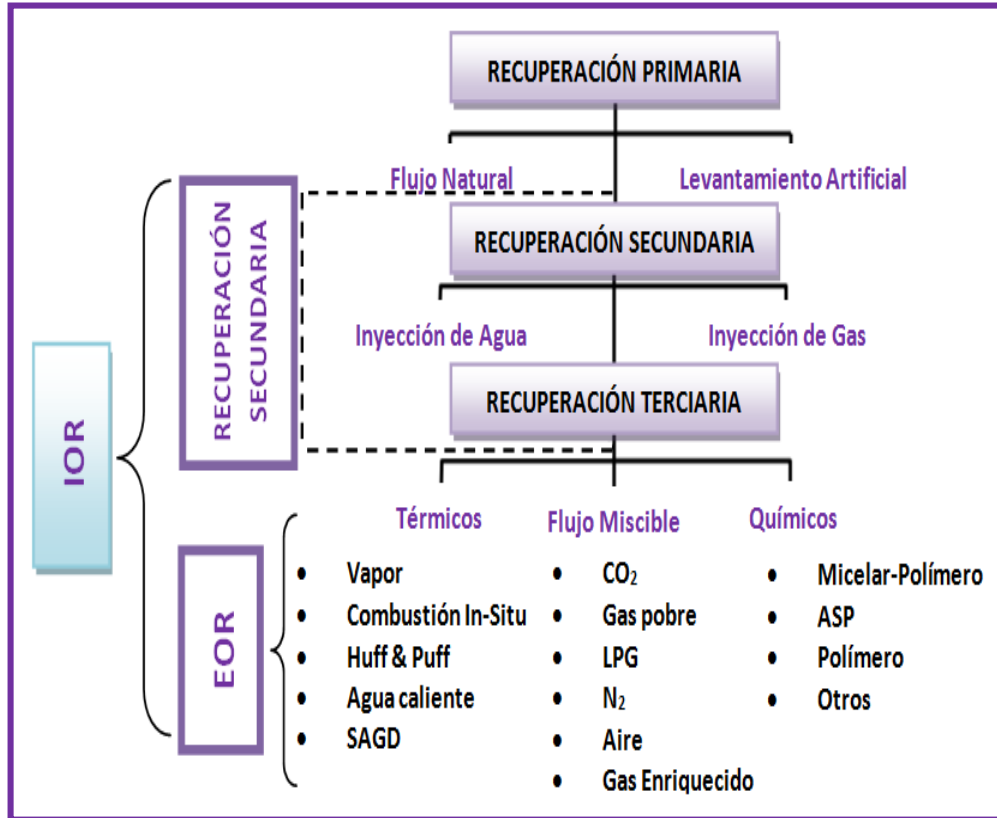
RESERVAS DEL CAMPO ANCÓN												
Campo	Yacimiento	Porosidad Fracción	Permeabilidad md	Sw Fracción	API°	Bo By/Bn	Vol. Roca Acre/pie	POES MMBls	FR %	Reservas Totales MMBls	Np MMBls	P1 R. Probadas y Remanentes MMBls
Ancon	Socorro	0.250	82	0.45	36.8	1.200	267,808	238,1	14.59	34.74	33.17	1.563
	CPB	0.100	55	0.50	39	1.200	72,006	23,3	9.05	2.11	1.95	0.160
	Santo Tomas	0.110	6	0.64	38.8	1.200	521,001	133,4	8.66	11.55	11.21	0.337
	Passage Beds	0.075	5	0.64	39	1.200	480,034	83,8	1.65	1.39	1.26	0.129
	Atlanta	0.100	3	0.64	40	1.200	3,963,844	922,5	8.19	75.59	73.33	2.262
	Santa Elena(Chert)	0.110	7.7	0.60	33.6	1.200	220,36	62,7	11.21	7.02	6.46	0.565
Total	Total							1463.7		132.39	127.38	5.017

*Tabla 2. 6: Reservorios del Campo Ancón  
Fuente: PACIFPETROL S.A.  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

**CAPÍTULO 3**  
**INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO**  
***“Huff & Puff”***

### 3.1. ETAPAS DE DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO

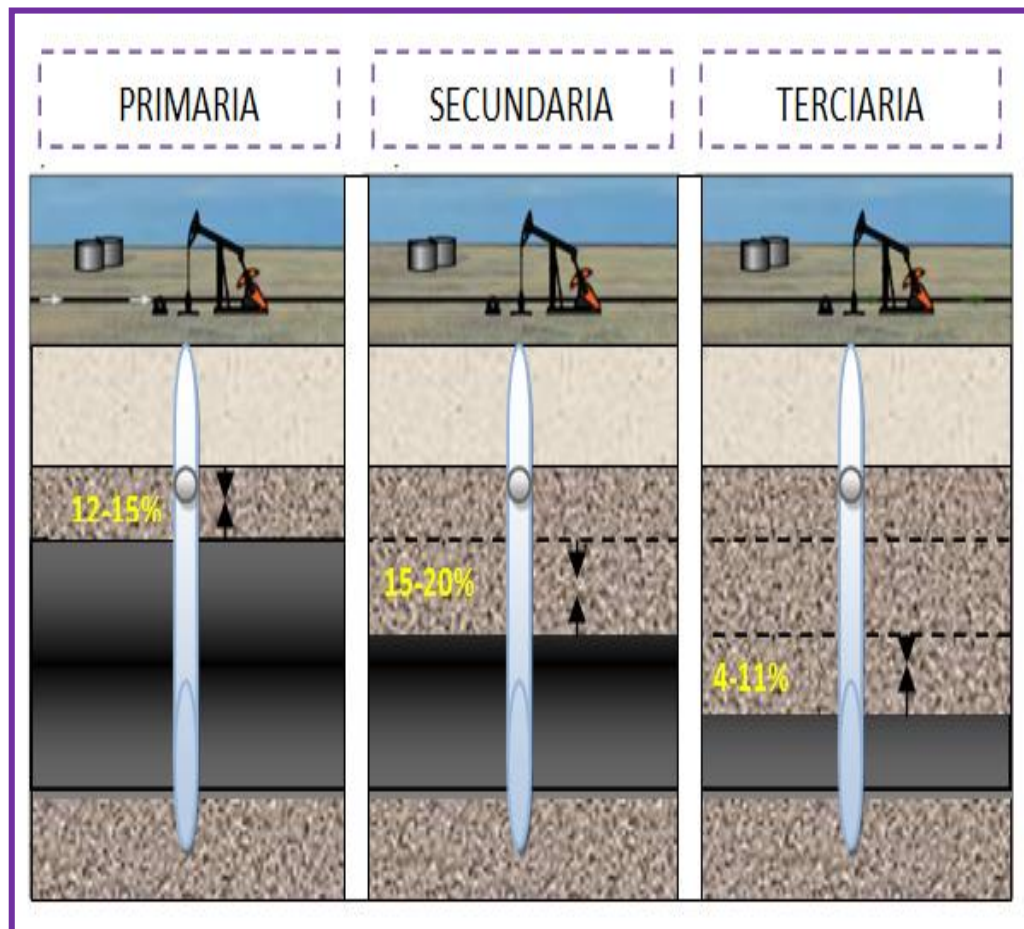
A continuación se presenta un diagrama de las fases de desarrollo de un campo petrolero.



*Figura 3.1: Mecanismos de Recuperación de un Campo Petrolero.  
Fuente: Tarek Ahmed & Associates Ltd. EOR Curse.  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente sub divididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. La etapa primaria de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Los procesos de recobro terciario se utilizan para

desplazar el petróleo adicional después de que un proceso secundario se vuelve no rentable.



**Figura 3.2: Porcentajes de Recuperación de un Campo Petrolero.**  
*Fuente: Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer.*  
*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

La desventaja de considerar las tres etapas como una secuencia cronológica, es que muchas operaciones de producción no se llevan a cabo en el orden especificado, como en el caso de la producción de crudo pesado; el cual no puede fluir de manera natural y es allí donde la producción primaria es despreciada. En algunas ocasiones para el mismo caso, la recuperación secundaria también suele ser un método



despreciable y es allí donde la recuperación terciaria se convierte en el primer y único proceso a ser aplicado.

### **3.1.1. Mecanismos de Producción Primaria**

La recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos tales como:

- ❖ Empuje de agua
- ❖ Empuje por gas en solución.
- ❖ Empuje por expansión de roca y fluidos
- ❖ Empuje por capa de gas
- ❖ Empuje por drenaje por gravedad

### **3.1.2. Mecanismos de Recuperación Secundaria**

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos como mecanismos de recuperación de petróleo, generalmente son complementados mediante la inyección de agua y gas como procesos secundarios de recobro, con el fin de aumentar la energía y, como consecuencia, aumentar el recobro.

El solo propósito de mejorar los métodos de producción, justifica en la mayoría de los casos la inyección de gas. Al ser este más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un periodo más largo.

### **Procesos de Desplazamiento Inmiscibles**

El gas presente en el pozo petrolero y/o la presencia de un acuífero, hacen un efecto de desplazamiento. Una vez que han ocupado el lugar del petróleo, provocan que este vaya a la superficie; ya que sin presencia

del gas o el agua el petróleo no tendría movimiento. Cuando se lleva a cabo la inyección de gas por debajo de la MMP se conoce como inyección de gas inmiscible. Las condiciones principales que afectan miscibilidad son: composición, características del fluido, presión y temperatura.

La inyección de nitrógeno, para recuperar petróleo remanente; hace el efecto de gas inmiscible para lograr su desplazamiento pero, para que esto ocurra, es necesario que el nitrógeno disponga de más energía que el petróleo crudo.

El proceso de inyección de nitrógeno, forma un frente de separación donde se presentan una zona no invadida donde se acumulará el petróleo empujado por el nitrógeno; y una zona invadida que pertenece al nitrógeno inyectado. Antes de la ruptura el petróleo producido no contiene nitrógeno, después de la ruptura existe producción de ambos fluidos (nitrógeno y petróleo). La inyección de nitrógeno como fluido inmiscible puede pertenecer a uno de dos tipos:

- ❖ Sin fugas: cuando en la zona invadida el petróleo remanente permanece sin movimiento
- ❖ Con fugas: cuando el petróleo remanente tiene movilidad

### **3.1.3. Mecanismos de Recuperación Terciaria-Mejorada (EOR)**

Los fluidos inyectados y los procesos de recuperación terciaria, complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido a mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo.

Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento de petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases.

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de petróleos muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poca o ninguna recuperación primaria o secundaria, EOR se referirá a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento.

El mayor atractivo de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad del petróleo original in-situ. Sin embargo, su aplicación depende de los precios del petróleo y de las ganancias, debido a que la tecnología EOR es muy compleja y costosa con respecto a otros procesos. A pesar de lo antes señalado, la utilización de estos métodos se ha incrementado debido a la declinación de las reservas de petróleo. La recuperación mejorada de petróleo se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo en el yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría, consiste en inyección de gases o químicos líquido y/o el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO<sub>2</sub>, el nitrógeno y los gases de combustión.

Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes, y, finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in-situ de energía térmica mediante la combustión de petróleo en el yacimiento. La recuperación mejorada de petróleo se puede dividir en dos grandes tipos de técnicas: la recuperación térmica y no térmica; esta última es la concerniente en inyección de nitrógeno *Huff&Puff* en un solo pozo.

### **Procesos de Desplazamiento Miscible**

En los métodos de inyección para la recuperación del petróleo remanente de un pozo petrolero, existen dos tipos de desplazamiento efectuados por el fluido que cumple la función de empuje en el yacimiento.

Como ya se discutió anteriormente, uno de los métodos de recuperación mejorada de petróleo es de inyección de gas. En la inyección de gas miscible, el gas se inyecta en o por encima de la presión de miscibilidad mínimo (MMP), que hace que el gas sea miscible en el petróleo.

Hay pocas correlaciones conocidas para determinar la MMP del nitrógeno, ya que los datos de la literatura disponible sobre la MMP del nitrógeno con el petróleo crudo son escasos. La MMP del nitrógeno con diferentes petróleos es una función de la temperatura, la composición del fluido del yacimiento, y la presión sobre la miscibilidad.

El nitrógeno, presenta una viscosidad baja junto con la solubilidad en el petróleo, y requiere de niveles muy altos de presión (dos veces la que requiere el metano y 5 veces la que requiere el CO<sub>2</sub>) para desarrollar un desplazamiento miscible. Lo anterior mencionado, establece que los criterios para la inyección y el desplazamiento del nitrógeno son muy similares a aquellos procesos de empuje de gas de alta presión para desarrollar el efecto de miscibilidad.

Los parámetros requeridos para efectuar la inyección de nitrógeno y lograr el desplazamiento miscible son:

- ❖ Altos niveles de presión
- ❖ Pozos profundos
- ❖ Crudos livianos

### **3.2. INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF & PUFF”**

Un gas de inyección empleado en procesos EOR durante mucho tiempo y con gran éxito para las técnicas de recuperación mejorada de petróleo, es el nitrógeno. Ha sido ampliamente utilizado en operaciones de campo como inyección cíclica de gas y mantenimiento de presión en el reservorio. Los costos y limitaciones en la disponibilidad de gas natural y CO<sub>2</sub> han hecho del nitrógeno una alternativa económica para la recuperación de petróleo mediante el desplazamiento como gas miscible.

El nitrógeno suele ser más económico que el CO<sub>2</sub> u otro gas derivado de los hidrocarburos.

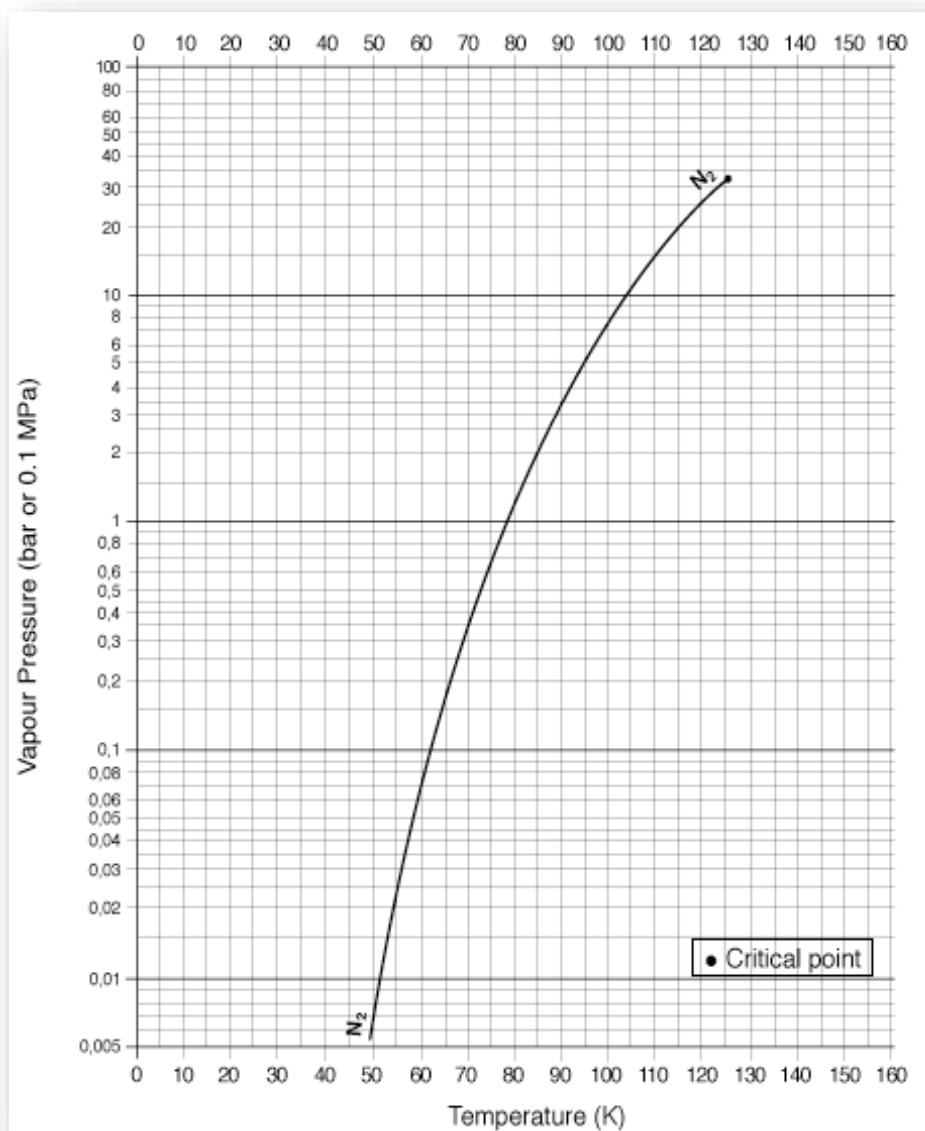
### **3.2.1. Nitrógeno, Generalidades**

El nitrógeno, es un elemento químico de símbolo N y número atómico 7. A condiciones normales, forma un gas biatómico que constituye el 78% del aire atmosférico y el 3% del cuerpo humano. El punto de ebullición del nitrógeno es a una temperatura de -195,8°C. Las principales características del Nitrógeno son:

- ❖ Es inodoro, incoloro, no es tóxico, no es combustible
- ❖ Tiene baja conductividad térmica
- ❖ Es químicamente inerte, lo cual significa que no reacciona con otros productos químicos
- ❖ A condiciones atmosféricas, es gaseoso.
- ❖ Transportado como líquido (- 320°F y 15 psi)
- ❖ Gran relación de expansión (696 scft/ Ft3 líquido)

Este elemento está presente en la atmósfera no solo como N<sub>2</sub> sino también en una gran variedad de compuestos. Al ser un gas poco reactivo se emplea también para crear atmósferas protectoras y como gas criogénico para obtener temperaturas de 78<sup>a</sup>K de manera sencilla y económica. El nitrógeno se produce en grandes volúmenes en forma gaseosa y líquida mediante destilación criogénica, que produce nitrógeno de alta pureza. En volúmenes más bajos se obtiene en forma de gas por oscilación en la presión de adsorción; obteniendo nitrógeno de menor pureza. Para la recuperación del petróleo remanente, el interés en el nitrógeno se enfoca principalmente en un gas con gran energía disponible a costos razonables en función de la producción.

A continuación se presenta la curva de equilibrio líquido-vapor para el nitrógeno:



**Figura 3.3: Curva de Equilibrio líquido-vapor para el Nitrógeno**  
**Fuente: Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer.**  
**Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

El nitrógeno, en su fase gaseosa a 1.013 bares y 15°C, tiene una densidad de 1,1848 Kg/m<sup>3</sup>. El punto crítico de este elemento es a una temperatura de -146.96°C, presión de 33.96 bares y densidad de 313.3 Kg/m<sup>3</sup>; y su punto triple es a -210°C y 0.1252 bares de presión.

Ebulle a 1.013 bares y -195.9°C, y su punto de fusión es a 1.013 bares con -210°C.

### **3.2.2. Procesos de Obtención del Nitrógeno**

Los procesos de separación de nitrógeno se dividen en tres métodos generales que son:

- ❖ Adsorción por Cambio de Presión
- ❖ Destilación Criogénica y,
- ❖ Separación por membranas

Los procesos de separación de nitrógeno mediante métodos criogénicos, son los más económicos y tienen la capacidad de separarlo en grandes volúmenes. Los métodos de adsorción por cambio de presión y la separación por membranas también resultan ser muy económicos por el uso de tamices moleculares.

Los procesos de separación de nitrógeno se explican a continuación

#### **Adsorción por Cambio de Presión**

La adsorción por cambio de presión es probablemente el proceso de obtención de nitrógeno utilizado más viable. Las diferencias entre la polaridad de las sustancias adsorbidas y el tamaño proveen el significado de la adsorción en la separación. La cantidad adsorbida depende de cuatro factores:

- ❖ El adsorbente por sí mismo
- ❖ Las sustancias que van a ser adsorbidas
- ❖ La temperatura parcial
- ❖ La presión parcial de las sustancias adsorbidas

Una vez que el adsorbente y las sustancias adsorbidas han sido elegidos, la temperatura y la presión parcial se convierten en las variables principales para llevar a cabo el proceso. Todas las separaciones industriales de adsorción regenerativas envuelven dos pasos:

- ❖ Adsorción para separar las sustancias, seguido de
- ❖ Desorción y remoción de las sustancias adsorbidas para preparar al adsorbente para más uso.

Cuando el adsorbente se satura de nitrógeno se regenera poniéndolo en vacío y aplicándole un proceso de purga con metano.

### **Destilación Criogénica**

La destilación criogénica, es el método más empleado para la separación de nitrógeno ya sea del gas natural o del aire. Los métodos criogénicos son los más económicos y brindan un mayor rendimiento al proporcionar grandes volúmenes de nitrógeno en cada proceso.

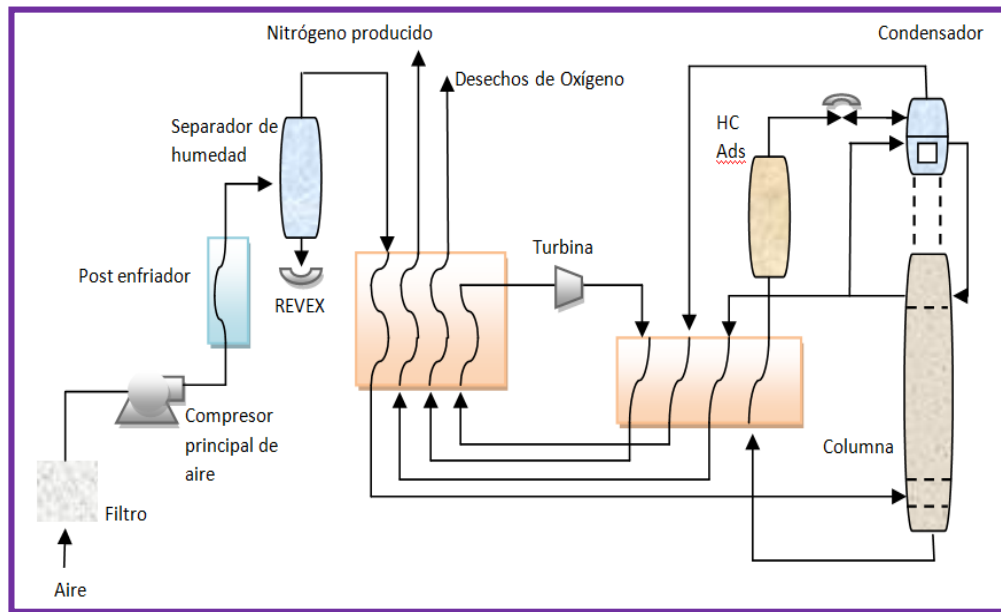
Los procesos de destilación criogénica son:

- ❖ Destilación criogénica en la separación de aire
- ❖ Destilación criogénica en el gas natural

La Inyección de Nitrógeno ha sido utilizada en muchos proyectos de EOR, un ejemplo es la primer planta criogénica en sitio la cual fue instalada por SunOil en al Campo Fordoche en Point Coupee Parish, Louisiana en 1977.

Esta primera planta utilizo un ciclo de expansión de residuos, que se muestra en la siguiente figura, en el cual se recuperaba aproximadamente el 50% del nitrógeno del aire que era el gas de alimentación. (Fig.3.4 Esquema del Ciclo de expansión de residuos)





**Figura 3.4: Esquema del Ciclo de Expansión de Residuos.**  
**Fuente: Facultad de Ingeniería, UNAM.**  
**Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

En el ciclo de expansión de residuos el aire se filtra, se comprime de 6.6 kg/cm a (95psia a 155 psia), y se enfría a 25 °C (80°F). La humedad y el dióxido de carbono son removidos de una combinación de un separador y un intercambiador de calor reversible (REVEX). El aire seco existente en el REVEX a condiciones de saturación (aproximadamente -170°C/-270°F) entra al fondo de la columna de destilación. Se quita el líquido enriquecido en oxígeno del fondo de la columna a -160°C (250°F). Este es sub enfriado, y evaporado para proveer servicio de condensación y refrigeración a la planta, y se calienta en el REVEX antes que sea ventilado a 1 kg/cm<sup>2</sup> a (15 psia) a temperatura ambiente. La pureza de esta corriente de oxígeno es 30% a 40%. La parte de arriba de la columna es condensada por reflujo y el sobrante se calienta a temperatura ambiente para proveer 99.999% (10 ppm oxígeno) de Nitrógeno puro.

Con este ciclo el Nitrógeno puede ser producido a presiones de 5.6 kg/cm<sup>2</sup> a 10.5 kg/cm<sup>2</sup> a (80 psia a 150 psia) sin ningún tipo de

compresión del producto. Los rangos de recuperación del Nitrógeno están desde 45% a 57%. Han existido muchas mejoras en la tecnología del ciclo de separación del aire generadas por el uso del Nitrógeno en la recuperación mejorada. El gran volumen y los requerimientos de alta presión en la recuperación mejorada han fomentado el desarrollo de ciclos con alta recuperación de Nitrógeno.

La selección del ciclo de Nitrógeno para una aplicación de recuperación mejorada dada dependerá de los requerimientos del volumen, presión y de los costos de energía. La recuperación de los residuos de oxígeno de la planta de Nitrógeno puede impactar también la selección del ciclo.

### **Separación por membrana**

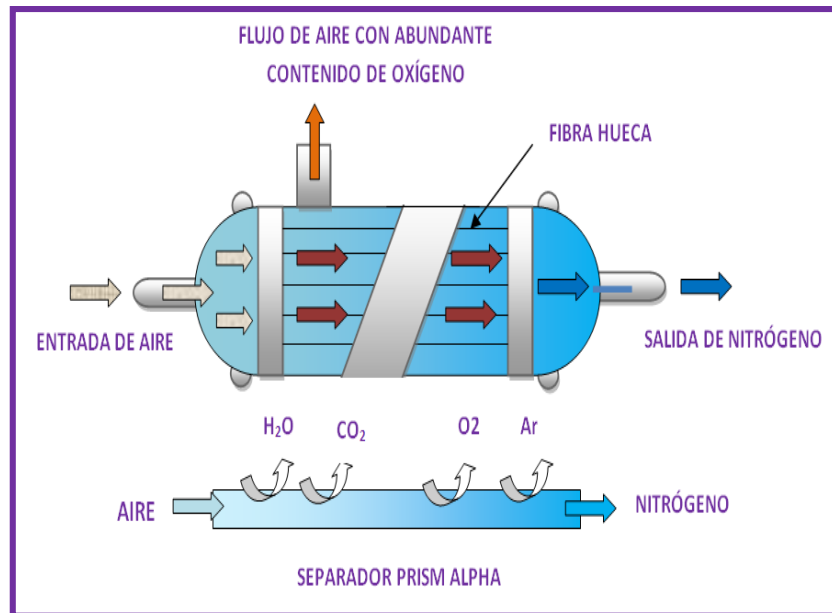
El aire está compuesto de aproximadamente 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de gases raros e impurezas.

Las membranas tradicionales utilizadas para la remoción del nitrógeno están hechas de un solo polímero, como puede ser acetato de celulosa, tri-acetato de celulosa o poliamida. Estas membranas son conocidas como asimétricas. Los poros subyacentes proveen fortaleza mecánica; la capa delgada es responsable de las propiedades de separación. Los polímeros que exhiben una buena separación pueden no ser ideales para proveer soporte mecánico ni estabilidad química a largo plazo.

Se pueden fabricar mejores membranas si se combina el rendimiento con la resistencia. Gracias a la investigación en tecnología de membranas se desarrollaron este tipo de membranas con estas capacidades y fueron especialmente diseñadas para el mercado del gas natural.

En la figura 3.5 se muestra la sección transversal de este tipo de membranas. La membrana consiste de tres capas: una capa no tejida que sirve como la membrana de sustrato (la red de apoyo); una capa de micro

poros resistentes a solventes, duro y durable que provee apoyo mecánico sin resistencia de transferencia de masa; y una capa selectiva no porosa, libre de defectos, la cual realiza la separación.



*Figura 3.5: Separador por Membrana.*

*Fuente: Kerui Group.*

*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

Este arreglo permite a cada una de las capas elegir independientemente para optimizar su función: la capa de selección para flujo alto y para la selectividad, y las capas de apoyo para estabilidad tanto mecánica como química sin influenciar la separación. Capas específicas de selección se deben utilizar para separaciones puntuales, abriendo a nuevas aplicaciones la separación de hidrocarburos ligeros y Nitrógeno de hidrocarburos pesados.

La tecnología de membrana de Parker es actualmente (2013) la más avanzada en cuanto a separación de nitrógeno; es básicamente una membrana de fibras huecas. El principio de funcionamiento es sencillo, a la vez que ingenioso. Un haz de miles de fibras huecas facilita el flujo selectivo del oxígeno a través de las mismas.

Esta membrana ofrece una gran fiabilidad y eficacia en la producción de nitrógeno, sencillamente porque es la membrana más resistente y permeable del mundo. Esto permite producir una mayor cantidad de nitrógeno por fibra, lo cual resulta en un menor costo, una mayor vida útil de la membrana y unos sistemas muy rentables y de rápida amortización. La gran diferencia entre la separación convencional de nitrógeno y la separación de nitrógeno para recuperación mejorada, es la concentración de nitrógeno requerido en base a las características del proceso de recuperación mejorada de petróleo que se vaya a llevar a cabo.

Para esto, las unidades de la planta que se utilicen deben estar adecuadamente diseñadas para soportar las grandes presiones necesarias para llevar a cabo la inyección.

El descubrimiento de métodos de obtención de nitrógeno en equipos portátiles, ha permitido la aplicación del gas nitrógeno en procesos “*Huff & Puff*”, donde los volúmenes a inyectar son menores comparados a proyectos grandes de EOR.

### **3.2.3. Descripción del Proceso de Inyección Alternada de Nitrógeno “*Huff & Puff*”**

La inyección alternada de nitrógeno “*Huff & Puff*”, es una técnica para recuperación mejorada de petróleo que cada vez va aumentando en demanda debido a los excelentes resultados obtenidos; prueba de esto, es su aplicación en diversos países como Colombia, Estados Unidos y Perú (entre otros) que han servido como referencia del presente estudio.

#### **Proceso**

El proceso de inyección alternada de nitrógeno, el cual es llevado a cabo en los siguientes ejemplos citados, contiene tres fases:

1. **Fase de inyección (Huff):** En esta primera fase se inyecta el gas por el pozo directamente a la formación de interés, durante un periodo de tres a cuatro días (dependiendo de los requerimientos de cada caso), el volumen del gas debe ser suficiente para que pueda generar energía al pozo (mayor volumen de inyección, mayor producción).
2. **Fase de Cierre o Remojo (Shut-In):** Una vez que se ha inyectado todo el fluido, el pozo se cierra y se pone en “remojo” (Soaking Time), para permitir que el fluido de inyección se disipe y realice procesos de vaporización-condensación, reducción de la viscosidad del petróleo y localización del gas en zonas de baja porosidad y baja permeabilidad. El tiempo de cierre será alrededor del 30% del tiempo de inyección.
3. **Fase de Producción (Puff):** En esta etapa el pozo es abierto a producción, generalmente en flujo natural y en algunos casos los primeros días solo se produce gas. Luego de producir por flujo natural se activa el sistema de levantamiento artificial. El ciclo termina cuando la producción de petróleo disminuye hasta valores cercanos a la producción base.

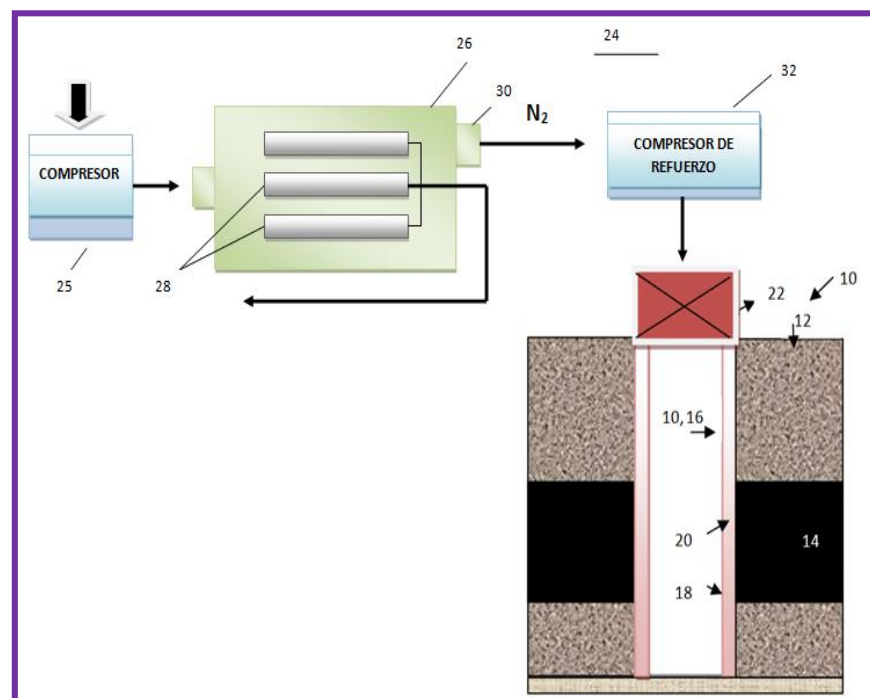
La inyección de gas la encontramos ampliamente en los procesos de recuperación secundaria y terciaria o procesos EOR. La inyección de gas nitrógeno se presenta ampliamente en la recuperación terciaria o mejorada. La recuperación mejorada de petróleo por proceso cíclico o “*Huff & Puff*” utilizando gas nitrógeno purificado, es llevada a cabo como un proceso de inyección de gas.

El nitrógeno purificado debe ser preferiblemente generado cerca al pozo y mediante el uso de un separador de membrana. El resultante de una purificación de gas nitrógeno comprende aproximadamente menos del 90% del volumen de nitrógeno y el restante es una mezcla de gases de oxígeno del que se parte inicialmente.

El pozo productor es inicialmente cerrado. Luego una mezcla de gases que contiene al menos aproximadamente 90% de nitrógeno en volumen se genera, preferiblemente mediante la separación de la mezcla de gases a partir de aire usando un separador de membrana.

La mezcla de gas se inyecta hacia abajo a través del pozo en la formación. El pozo se cierra y después se deja que la mezcla de gas penetre en la formación de un período predeterminado de tiempo de al menos 7 días y en algunos casos tanto como 180 días o más. Entonces se abre el pozo y los hidrocarburos adicionales se producen detrás del mismo pozo en el que se inyectó el gas nitrógeno.

La Fig. 3.6 es la primera de una serie de esquemas secuenciales de ilustraciones del proceso de "Huff & Puff"; es una ilustración esquemática de un separador de membrana en el sitio para la producción de gas nitrógeno, y la inyección de aquel gas en un pozo.



**Figura 3.6: Esquema de Inyección de Nitrógeno al Pozo con Instalación de Separador de Nitrógeno con Membrana**

**Fuente: Paper US 6, 244,341 B1.**

**Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

En esta figura se muestra un pozo (10) que se extiende hacia abajo desde la superficie de la tierra (12) y penetra una formación subterránea (14) desde la cual el petróleo y otros productos de hidrocarburos se van a producir.

El pozo (10) incluye un revestimiento del pozo (16) que tiene perforaciones (18) que permiten la comunicación del pozo (20) con la formación subterránea (14). Un pozo (22) situado por encima de la superficie de la tierra controla los fluidos dentro y fuera del pozo.

Un sistema separador (24) se ilustra también esquemáticamente. Se observa que el sistema separador (24) puede estar situado inmediatamente adyacente al pozo o puede estar ubicado en otro lugar en el campo petrolero. Un campo dado puede tener muchos pozos que reciben simultáneamente la inyección de gas desde una única unidad de separador de membrana que puede estar situado a varias millas de algunos de los pozos.

El sistema separador (24) incluye un primer compresor (25) que comprime el aire y lo dirige a un conjunto de separador de membrana (26). El conjunto de separador de membrana (26) tiene típicamente una pluralidad de cartuchos tubulares huecos (28) hechos de un material fibroso que tiene una capa externa delgada de un seleccionado material polimérico que en realidad forma la membrana.

El material se selecciona de tal manera que el oxígeno y otros materiales de desecho asociados pueden penetrar a través de la membrana y por lo tanto ser descargado a través de una línea de gas de residuos (29). El gas restante sale (30) desde el separador de membrana y es relativamente de alta pureza y seco.

El gas nitrógeno que sale (30) desde el conjunto de separador de membrana (26) tiene típicamente una pureza de al menos 90% en volumen de nitrógeno. El 10% o menos de la mezcla restante es principalmente oxígeno con trazas de otros gases atmosféricos presentes.

Por lo tanto, los gases descargados en la salida (30) se pueden describir como una mezcla de gases que comprende al menos aproximadamente 90% de nitrógeno en volumen con la fracción de mezcla de gas restante siendo principalmente oxígeno.

Un compresor de refuerzo (32) puede ser utilizado para lograr la presión de gas de inyección deseada a la cabeza del pozo (22), o si el gas nitrógeno sale del conjunto separador (26) a una presión adecuada, puede ser dirigido directamente a la cabeza del pozo (22).

El separador de membrana opera sobre el principio de que el oxígeno se extenderá a través de la membrana polimérica más fácilmente que el nitrógeno, debido a la mayor solubilidad y difusividad del oxígeno.

Por lo tanto, cuando el aire comprimido se pasa a través de la membrana, el oxígeno pasará a través de la membrana y el nitrógeno se quedará en el lado de aguas arriba de la membrana. Dado que el nitrógeno no tiene que pasar a través de la membrana, el mismo será descargado en la salida (30) a cerca de la presión de descarga del primer compresor (25). Por lo tanto, el gas nitrógeno a alta presión relativamente puro se crea con un procedimiento muy simple.

Si se desea, las etapas adicionales de separación de membrana se pueden proporcionar en el que el nitrógeno purificado resultante de la primera etapa de separación puede ser dirigida a un segundo separador para purificación adicional.

Con etapas de separación, purezas de hasta 99% de nitrógeno en volumen se pueden lograr. Otras impurezas atmosféricas importantes, como el agua y el dióxido de carbono, tienen relativamente altas permeabilidades, por lo que la mayoría de esos materiales pasará a través de la membrana con el oxígeno por lo que casi todos los contaminantes atmosféricos serán dados de alta como residuos de la membrana sistema separador.



El sistema de separador de membrana típica (24) actualmente disponible puede proporcionar nitrógeno a una velocidad de 2.000 pies cúbicos por hora a 40.000 pies cúbicos por hora. Algunos sistemas de separador de membrana, están diseñados para producir gas de nitrógeno que tiene una pureza del 95% o mayor.

La presencia de oxígeno no se cree que es un factor positivo para el proceso de inyección, y por lo tanto, si no hay otras consideraciones, sería preferible tener la concentración de nitrógeno más alta posible de 99% o mayor. Se cree que la presencia de oxígeno excesiva puede causar varios efectos indeseables:

- ❖ Puede reaccionar con otros materiales presentes en la formación.
- ❖ La presencia de oxígeno provoca la corrosión de los equipos; y
- ❖ El oxígeno puede provocar un incendio o una explosión en el pozo.

Cuando se utiliza el separador de membrana para generar nitrógeno existen factores compensatorios, sin embargo, para una máquina de separador de membrana dada, sólo puede producir una pureza dada de gas, por ejemplo 95%, a una velocidad de diseño especificado.

Esa misma máquina, sin embargo, puede generar gas que tiene una concentración de nitrógeno inferior, por ejemplo 90% o 92,5%, a un ritmo de producción superior. Por lo tanto, un mayor volumen de gas se puede proporcionar para la inyección en el pozo si la concentración de nitrógeno requerido se reduce.

Mayor volumen de gas inyectado como resultado una mayor producción de petróleo. Así, para un determinado campo de petrolero y dada la configuración, habrá una concentración óptima de gas nitrógeno.

La concentración será lo suficientemente baja como para permitir la producción económica de grandes volúmenes de gas para la inyección. La concentración será lo suficientemente alta que no habrá suficiente

oxígeno presente para liderar a los diversos componentes indeseables que causen efectos indicados anteriormente.

La menor concentración de nitrógeno que se debe utilizar es de aproximadamente 90%. Cualquier cosa menor tendrá exceso de cantidad de oxígeno que producirá efectos perjudiciales e inaceptables.

En general, los métodos deben utilizar un gas de inyección que comprende al menos 90% en volumen de gas nitrógeno, con el 10% restante de ser principalmente oxígeno. Incluso más preferiblemente, la mezcla de gas debe comprender al menos aproximadamente 95% de nitrógeno en volumen.

Estos porcentajes volumétricos se miden en la salida (30) del separador de gas por membrana (24). En la salida son típicamente 100 ° F. a una presión en el rango de 140 a 150 psig.

El uso de gas de nitrógeno relativamente puro, tal como el producido a partir de un sistema de separador de membrana en el lugar, proporciona resultados superiores en un "Huff & Puff" y proceso de recuperación de petróleo mejorado, cuando el nitrógeno inyectado se deja penetrar en tiempo suficiente en la formación.

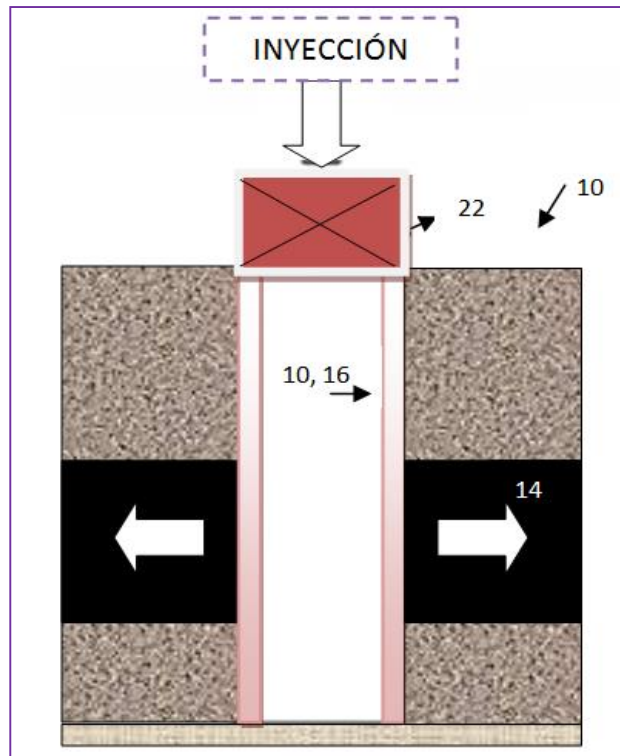
El pozo productor es entonces cerrado para nuestro trabajo el pozo inyector es el mismo pozo productor.

Un sistema generador de gas nitrógeno como el que se acaba de describir, se proporciona cerca del sitio del pozo y se utiliza para generar una mezcla gaseosa que contiene al menos 90% de nitrógeno en volumen por la separación de dicha mezcla de gases a partir de aire usando un separador de membrana.

A continuación, la mezcla de gases, principalmente nitrógeno se inyecta a través de los pozos y en la formación (14). El gas nitrógeno se inyecta en el pozo a presión suficiente para superar la presión del yacimiento y para superar las pérdidas por fricción como los flujos de gas en el pozo.

La presión de inyección debe, sin embargo, ser contenida principalmente por debajo de la presión de fractura del depósito.

No se desea fracturar el depósito por este proceso de inyección.



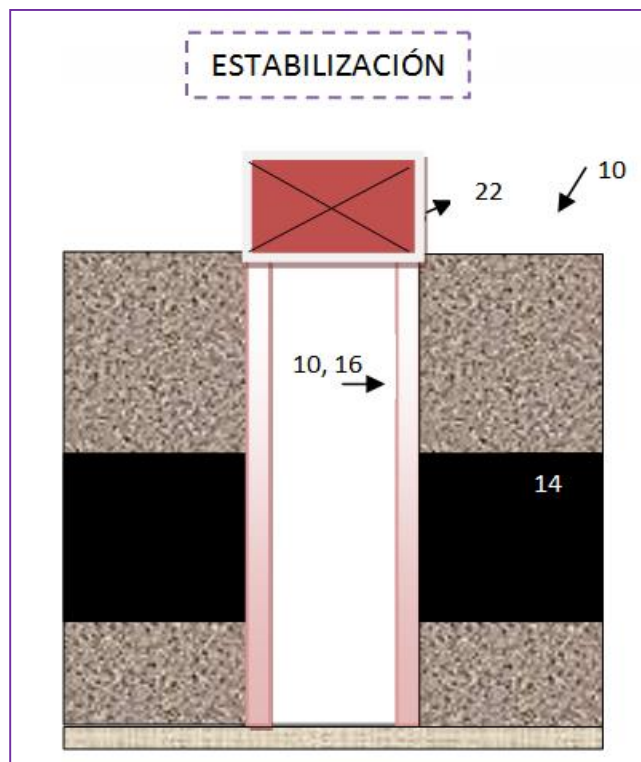
*Figura 3.7: El Nitrógeno es Inyectado en la Formación*  
*Fuente: Paper US 6, 244,341 B1.*  
*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

La tasa máxima de inyección será determinada por la disponibilidad de suministro de nitrógeno y el diseño de los equipos, y por la necesidad de mantener la presión de inyección debajo de la presión de fractura.

El volumen de gas nitrógeno para ser inyectado en el pozo dependerá de los parámetros de petróleo del yacimiento como el grosor, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de petróleo, agua y gas. La siguiente figura 3.8, representa el período de estabilización o remojo durante el cual el

gas nitrógeno penetra en la formación (14) una vez el pozo ha sido cerrado.

El período de remojo deseado también se variará dependiendo de los parámetros de la formación, pero se ha encontrado que para los procedimientos “*Huff & Puff*” con gas nitrógeno, el período de remojo debe ser de al menos 7 días



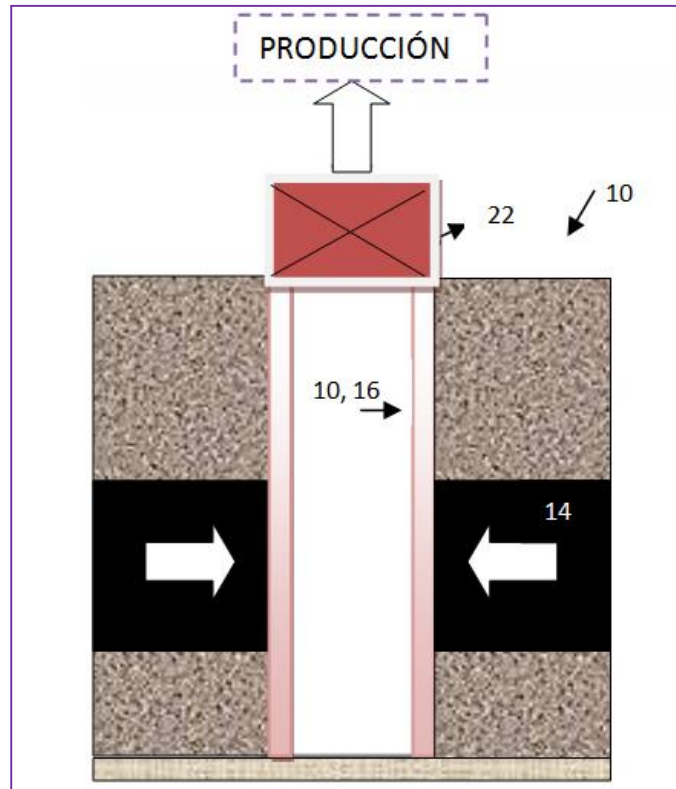
**Figura 3.8: El Nitrógeno Penetra en la Formación.**

*Fuente: Paper US 6, 244,341 B1.*

*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

En algunos casos, el período de remojo se mantiene preferiblemente durante al menos 30 días. En otros casos, puede ser deseable mantener la duración de la impregnación durante 180 días o más. Para cualquier campo de producción dado, el período óptimo de remojo será determinado por el análisis de los parámetros de formación, y en cierta medida sobre una base de ensayo y error.

La figura 3.9, ilustra esquemáticamente el período de producción en donde el petróleo, agua y gas se producen a partir de la formación a través del mismo pozo en el que se inyectó el gas.



**Figura 3.9: Etapa Posterior de Producción.**  
**Fuente: Paper US 6, 244,341 B1.**  
**Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

Después del período de remojo deseado, el pozo se coloca de nuevo en producción para permitir que los fluidos de formación, incluido el petróleo, el gas y el agua, sean producidos fuera del pozo.

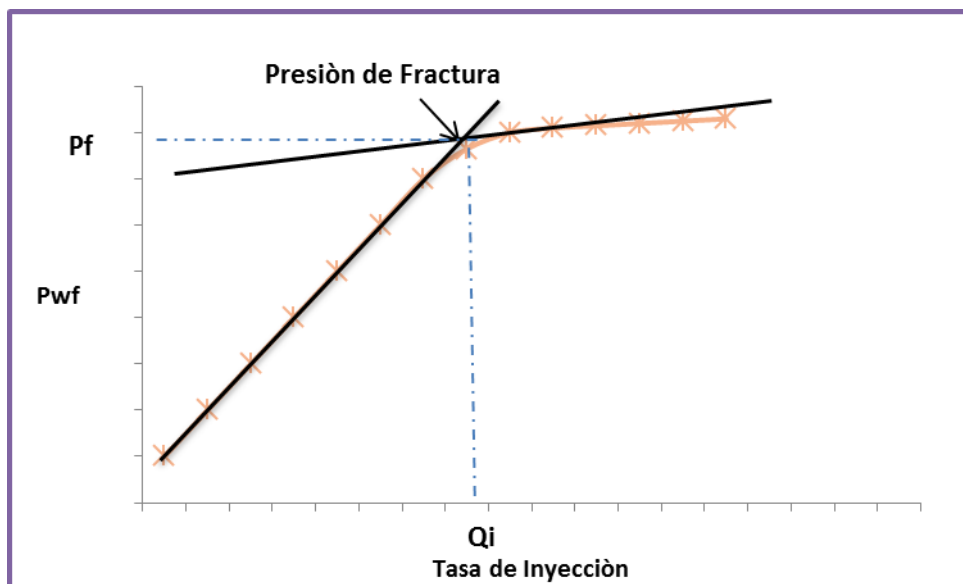
Un procedimiento de “*Huff & Puff*” con inyección de gas nitrógeno va a aumentar significativamente la producción de petróleo del Pozo, en comparación con la producción que se tuvo antes del procedimiento. Después de que el pozo se ha producido durante un período, la producción del pozo volverá a disminuir, y el procedimiento de estimulación “*Huff & Puff*” puede ser repetido. El proceso de “*Huff & Puff*” con inyección de nitrógeno es un proceso de recuperación inmisible. La presión en el depósito será siempre por debajo de las condiciones

miscibles. Las presiones de funcionamiento serán inferiores a 0,75 psi por pie de profundidad. Una recuperación mejorada de petróleo por proceso "Huff & Puff" utilizando nitrógeno purificado es llevada a cabo como un proceso inmisible. El nitrógeno purificado debe ser preferiblemente generado cerca al pozo y mediante el uso de un separador de membrana, el resultante de una purificación de gas nitrógeno comprende menos del 90% del volumen de nitrógeno y el restante es una mezcla de gases de oxígeno del que se parte inicialmente.

### 3.3. PRESIÓN DE INYECCIÓN Y VOLÚMENES DE INYECCIÓN

#### 3.3.1. PRESIÓN DE FRACTURA

La presión de fractura de un reservorio se determina mediante pruebas de campo, utilizando un sistema de inyección a presiones ascendentes y tasas determinadas, lográndose obtener un gráfico de Presión vs Caudal tal como el que se muestra en la siguiente figura:



*Figura 3. 10: Determinación de la Presión de Fractura.*

*Fuente: Evaluación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el Campo Ancón  
Elaborado por: Andrea Hidalgo y Mónica Aguirre*

Para este caso, vamos a tomar el gradiente de fractura descrito en el trabajo de tesis de los señores Jaled Juez y Ronald Ruíz “Evaluación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el Campo Ancón”, tomando un valor promedio del gradiente de 1.2 psi/pie.

Considerando la profundidad media de cada pozo se tuvo que las presiones de fractura son las siguientes:

$$\text{Presión de Fractura} = \text{Gradiente} * \text{Profundidad}$$

$$\text{ACH0083: Presión de Fractura} = 1.2\text{Psi/pie} * 1826,5 \text{ pies}$$

$$\text{ANC1864: Presión de Fractura} = 1.2\text{Psi/pie} * 475 \text{ pies}$$

$$\text{ANC1871: Presión de Fractura} = 1.2\text{Psi/pie} * 465 \text{ pies}$$

$$\text{PET0101: Presión de Fractura} = 1.2\text{Psi/pie} * 2300 \text{ pies}$$

Estas presiones de fractura no deberán ser excedidas por las presiones de inyección para no fracturar la formación.

POZO	INTERVALO DE INYECCION	POROSIDAD	ESPESOR	PROFUNDIDAD MEDIA	PRESIÓN DE FRACTURA
ACH0083	1628-2025	11%	397	1826,5	2191,8
ANC1864	400-550	25%	150	475	570
ANC1871	352-578	25%	226	465	558
PET0101	1960-2640	11%	680	2300	2760

*Tabla 3.1: Datos de espesor y profundidad de los pozos seleccionados*

*Fuente: PACIFPETROL S.A*

*Elaborado por: Andrea Hidalgo y Mónica Aguirre*

Para determinar las presiones de inyección en la cara de la arena, estas se calculan con la presión ejercida por la columna de nitrógeno en el pozo de la siguiente manera:

$$\Delta p = 0.25 * \frac{P_{wf}}{100} * \frac{\text{Profundidad}}{100}$$

Esta ecuación es empírica, pero proporciona una razonable exactitud.

Para los pozos seleccionados en este trabajo, usando valores supuestos de Pwh determinamos la presión de inyección de la siguiente manera:

$$P_{whi} = P_{wh} + \Delta p$$

$$\Delta p = 0.25 * \frac{250}{100} * \frac{1826}{100} = 12 + 250 = 262 \text{ psi}$$

$$\Delta p = 0.25 * \frac{60}{100} * \frac{475}{100} = 1 + 60 = 61 \text{ psi}$$

$$\Delta p = 0.25 * \frac{60}{100} * \frac{465}{100} = 1 + 60 = 61 \text{ psi}$$

$$\Delta p = 0.25 * \frac{300}{100} * \frac{2300}{100} = 17 + 300 = 317 \text{ psi}$$

Pozo	Pwh (supuesto)	Profundidad (pies)	$\Delta p$ (psia)	Presión de Inyección (psia)
ACH0083	250	1826	12	262
ANC1864	60	475	1	61
ANC1871	60	465	1	71
PET0101	300	2300	17	317

*Tabla 3.2: Resultados del cálculo de presión de Inyección.*

*Elaborado por: Andrea Hidalgo y Mónica Aguirre*

Tomando como referencia en trabajo que nos sirvió de guía para nuestra investigación “Incremento Del Factor De Recuperación De Petróleo En Pozos Con Gas Lift Mediante El Huff & Puff Con Gas Nitrógeno”.

Con las presiones indicadas y considerando varias alternativas, se estima que los volúmenes de inyección estarían en el orden de:



**POZO ACH0083: 2.5 MSCF**  
**POZO ANC1864: 1.3 MSCF**  
**POZO ANC1871: 1.3 MSCF**  
**POZO PET0101: 2.8 MSCF**

Todos estos valores deben ser tomados como referencias, y se recomienda realizar las pruebas de campo para determinar a ciencia cierta los valores apropiados para las inyecciones, con la esperanza de obtener un 100% de incremento en la producción de cada pozo.

#### **3.4. CRITERIOS DE SELECCIÓN SUGERIDOS PARA LOS MÉTODOS EOR.**

Las características del yacimiento petrolero para llevar a cabo la aplicación de métodos EOR exitosos se dan en la tabla 3.3, la cual fue compilada a partir de datos de campo, y de los mecanismos de desplazamientos de petróleo conocidos para cada uno de los métodos. Según la publicación en 1996 de J.J. Taber (SPE 35385) *“ImprovedOilRecoverySymposium”*, Tiene la finalidad de mostrar rangos aproximados de los criterios de selección para los buenos proyectos.

En la mayoría de los casos, cuando se muestran valores  $> x$  o  $< y$ , no hay un límite superior (o inferior) específico para el parámetro a excepción de los límites de las características del petróleo y el yacimiento, como se encuentran naturalmente. Por ejemplo, se muestra que las inyecciones de nitrógeno se recomiendan para los petróleos más ligeros de 35 ° API, pero esto no significa que la probabilidad de hacer las inyecciones de nitrógeno miscibles sean de cero a 34 ° API.

CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS EOR									
MÉTODO EOR	Propiedades del petróleo			Características del Reservoirio					
	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de petróleo (%)	Formación	Espesor neto	P. relativa (md)	Profundidad (ft)	Temperatura
<b>MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GAS MISCIBLE</b>									
<b>Inyección de nitrógeno y gas de combustión</b>	>35 promedio 48	< 0,4 promedio 0,2	alto porcentaje de C1 a C7	>0,40 promedio 0,75	Carbonato y arenisca	Sin daño a la formación	No critico	>6000	No critico
<b>Hidrocarburo</b>	>23 promedio 41	<3 promedio 0,5	alto porcentaje de C2 a C7	>0,30 promedio 0,80	Carbonato y arenisca	Sin daño a la formación	No critico	>4000	No critico
<b>CO2</b>	>22 promedio 36	< 10 promedio 1,5	alto porcentaje de C5 a C12	>0,20 promedio 0,55	Carbonato y arenisca	Rango amplio	No critico	>2500	No critico
<b>Gases inmiscible</b>	>12	< 600	No critico	>0,35 promedio 0,70	No critico	No critica si hay buena permeabilidad vertical	No critico	>1800	No critico
<b>INYECCIÓN DE AGUA, RECUPERACIÓN MEJORADA</b>									
<b>Inyección micelar/polimero, ASP y alcalina</b>	>20 promedio 35	<35 promedio 13	ligero, intermedio. algunos ácidos orgánicos	>0,35 promedio 0,53	Carbonato y arenisca	No critico	>10 Promedio 450	>9000 promedio 3250	>200
<b>Inyección de polimero</b>	>15, < 40	>10, <150	No critico	>0,70 promedio 0,80	Carbonato y arenisca	No critico	>10 Promedio 800	<9000	< 200
<b>MÉTODOS TÉRMICOS</b>									
<b>Combustión</b>	>10 promedio 16	>5000 promedio 1200	Algunos componentes asfálticos	>0,50 promedio 0,72	arenisca con alta porosidad	>10	>50	<11500 promedio 3500	> o= 100
<b>Vapor</b>	>8 a 13.5 promedio 13.5	<200000 promedio 4700	No critico	>0,40 promedio 0,66	No critica	>20	>200	<4500 promedio 1500	No critico

**Tabla 3.3: Criterios de Selección para Métodos EOR**

**Fuente: Taber (SPE 35385)**

**Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

### **3.5. SELECCIÓN DE POZOS PARA INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF & PUFF” DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**

Para la selección de los pozos petroleros del Campo G.G.V, en los cuales resultaría idónea la inyección de nitrógeno; se partió de la base de datos de PACIFPETROL que cuenta con 2882 pozos perforados. Cabe mencionar que los datos de estos pozos fueron previamente actualizados a agosto de 2015 para mayor exactitud.

Para la selección de los pozos, también se tuvieron en cuenta las opiniones basadas en la experiencia y el conocimiento total del Campo.

Con la recopilación de conocimientos y la investigación a los criterios de selección, se determinó que cuando los pozos profundos fueron punzados durante los últimos años, se debe considerar de manera imprescindible el diámetro del casing, ya que si este diámetro no es estándar, difícilmente se podría inyectar en el mismo, porque el objetivo de la inyección siempre serán las formaciones profundas; esto es debido a que la acumulada en las formaciones someras es muy baja y no es aplicable al proyecto de inyección. En fin, si el diámetro del casing no es estándar, no se va a poder inyectar en las formaciones profundas, dado que no se van a poder aislar estos intervalos de punzados hechos en las formaciones someras; y de ser posible, una vez se hayan aislado las zonas que no son de interés, se llevaría a cabo el proceso de inyección por el tubing.

En el caso de los pozos en los cuales no se hayan punzado formaciones superiores, y que solo tienen abierta una formación, ya sea pre-perforado o por disparos selectivos desde el tiempo en el que fueron perforados los pozos por los Ingleses; la operación de inyección se hará de manera más sencilla mediante el casing, ya que no serán necesarios los packers.

Al hablar de packers estándar en la industria petrolera para cualquier proyecto de completación de pozos o trabajos mecánicos, nos referimos

packers de 5", 5 ½" o de 7"; un packer de 6" es mucho más difícil de conseguir. En Ancón muchos pozos tienen 600 u 800 pies de casing ranurado y, si por ejemplo, se pretende inyectar 2MPC/haproximadamente de nitrógeno, no se van a obtener resultados favorables porque implicaría para este cubrir una extensa cantidad de arena.

Para la selección detallada, también se incluyen criterios como tiempo de producción, producción inicial, producción acumulada, producción diaria, estado del pozo y punzados.

Una breve descripción de estos criterios es presentada a continuación en la tabla 3.4

<b>CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS POZOS DEL CAMPO G.G.V</b>		
Año de Perforación	> o = 1940	El año de perforación juega un papel importante en la selección debido a que los ejemplos citados (Estados Unidos, Perú, Colombia), y la literatura, señalan que los procedimientos <i>Huff &amp; Puff</i> son más exitosos mientras más joven sea el pozo
Petróleo Acumulado (Np)	> o = 30000 Bls	Se determinó que los valores de petróleo acumulado deben ser altos ya que mejoran los resultados del proyecto
Producción Diaria	> o = 4 BPPD	Se determinó que la producción diaria no debe ser muy baja para que el proyecto resulte rentable y se pueda pagar.
Punzados	SI-NO	Para seleccionar los pozos, se tuvo preferencia de selección por los que no han sido punzados a partir de 1998.
Estado del Pozo	Productivo	Se considera viable realizar la inyección de nitrógeno <i>Huff &amp; Puff</i> solo en pozos activos, ya que presentan mayor saturación de petróleo en el reservorio

*Tabla 3.4: Criterios de Selección para el Campo G.G.V.  
Elaborado por: Andrea Hidalgo y Mónica Aguirre*

Sobre esta base se realizó un segundo screening que dio como resultado la factibilidad de aplicar el proyecto en solo 4 pozos de los 32 que nos quedaron como candidatos en el primer screening; los cuales fueron **ACH0083, ANC1864, ANC1871 y PET0101**.

Los resultados de la selección de pozos desde la base de datos MASTER proporcionada por PACIFPETROL, la descripción de cada uno de ellos y sus completaciones se presentan más adelante.

### **3.5.1. Características de Pozos Seleccionados para la Inyección Alternada de Nitrógeno “Huff & Puff”.**

#### **Pozo ACH0083**

Este pozo es conocido con el alias de AC-83. Su sistema de extracción es por bombeo mecánico, fue perforado en el año 1954 y actualmente produce 6,15 BPPD.

El pozo actualmente se encuentra produciendo y se clasifica como pozo profundo con 2650 pies de profundidad; se encuentra ubicado con las coordenadas X=509764 Y=9752119 en la sección Achallan del acopio Santa Paula. Tanto la formación productora como la abierta es la formación Santa Elena, y cuenta con un petróleo acumulado de 67.02 Mbbls, que es considerada una buena acumulada para el campo.

El pozo resulta ser elegido para llevar a cabo la inyección de nitrógeno porque aunque presenta disparos selectivos, fueron en el año 1954, y como el intervalo es corto no necesita ser aislado; además, tiene casing de 5 ½ que es considerado dentro de los diámetros estándar.

#### **Pozo ANC1864**

Este pozo es conocido con el alias de 1864. Su sistema de extracción es por bombeo mecánico, fue perforado en el año 1957 y actualmente produce 5,49 BPPD.

El pozo actualmente se encuentra produciendo y se clasifica como pozo de profundidad media con 1153 pies de profundidad; se encuentra ubicado con las coordenadas X=517168 Y=9745443 en la sección 75 del acopio 73 de la zona norte.

Tanto la formación productora como la abierta es la formación Clay Pebble Beds, y cuenta con un petróleo acumulado de 38.32 Mbls, que es considerado un buen valor de Np.

El pozo no ha sido punzado, resulta ser elegido para llevar a cabo la inyección con nitrógeno porque presenta un casing ranurado de 5" y su intervalo es considerado corto, de 400 a 552 pies.

### **Pozo ANC1871**

Este pozo es conocido con el alias de 1871 y es el único de los 4 pozos seleccionados que presenta Workover.

Fue fracturado hidráulicamente en el año 1958 en el intervalo de 1054` a 1951` en las formaciones CPB y PB, de esto se obtuvo un incremento en su producción a 35 BPPD; también fue cañoneado en el año 2013 en el intervalo de 352` a 969` en las formaciones Socorro y CPB, y esto incrementó su producción a 63 BPPD.

Su sistema de extracción es por bombeo mecánico, fue perforado en el año 1958 y actualmente tiene una excelente producción de 17,48 BPPD.

El pozo se clasifica como pozo de profundidad media con 1951 pies de profundidad; se encuentra ubicado con las coordenadas X=516848 Y=9745363 en la sección 75 del acopio 73 de la zona norte.

Tanto las formaciones productoras como las abiertas son las formaciones Clay Pebble Beds y Passage Beds, y cuenta con un petróleo acumulado de 49,84 Mbls.

### **Pozo PET0101**

Este pozo es conocido con el alias de PE-101. Su sistema de extracción es por bombeo mecánico, fue perforado en el año 1941 y actualmente produce 5,96 BPPD.

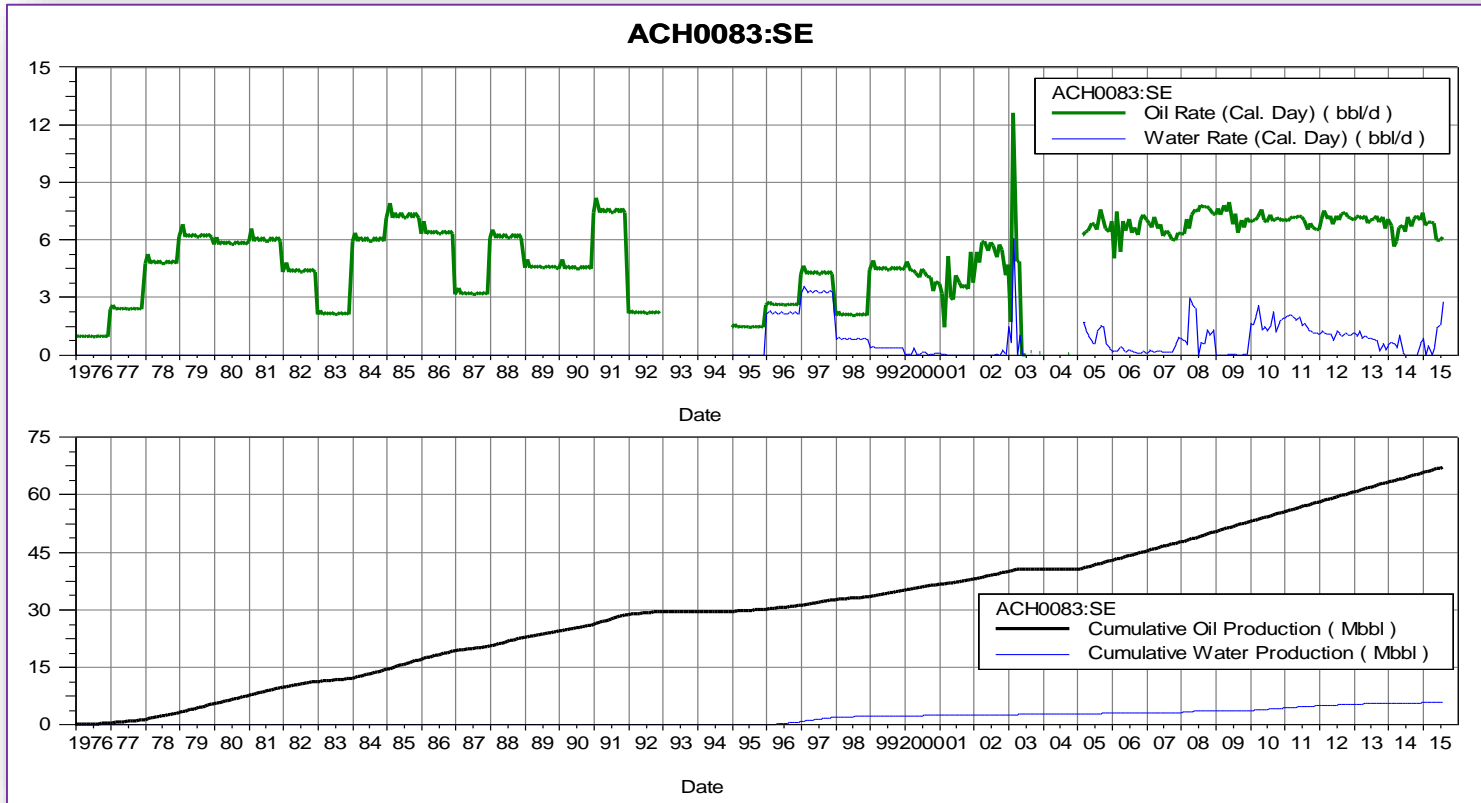
El pozo actualmente se encuentra produciendo y se clasifica como pozo profundo con 2648 pies de profundidad; se encuentra ubicado con las coordenadas X=505398.5 Y=9756522.1 en la sección Petrópolis del acopio Petrópolis.

Tanto la formación productora como la abierta es la formación Santa Elena, y cuenta con un petróleo acumulado de 364.43 Mbbls, que es considerada una buena cantidad.

El pozo no ha sido punzado, resulta ser elegido para llevar a cabo la inyección con nitrógeno porque aunque presenta un casing de 10 ¾ no ha sido cañoneado.

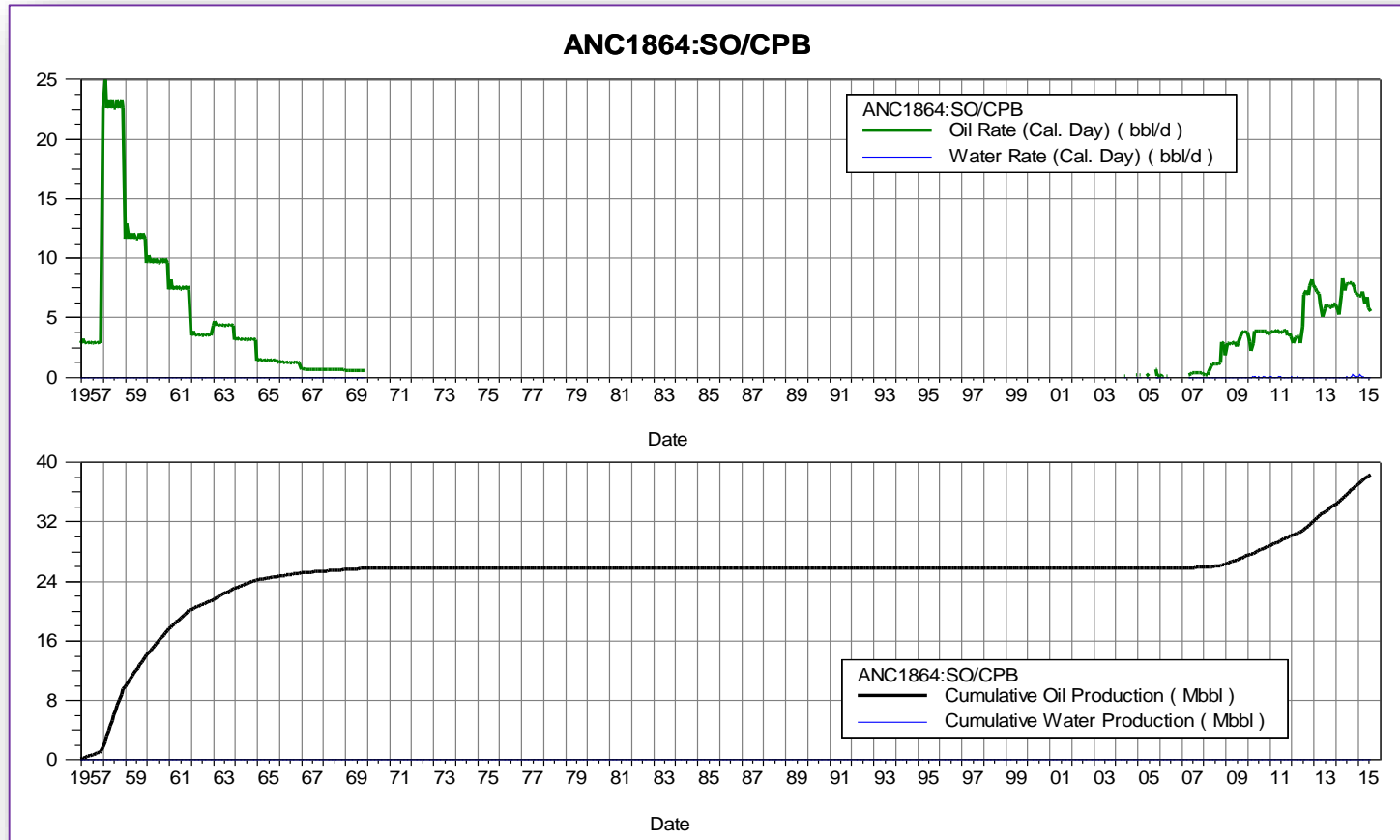
### **3.6. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS**

A continuación se presenta gráficamente el historial de producción para cada uno de los pozos seleccionados para la inyección alternada de nitrógeno "*Huff & Puff*".

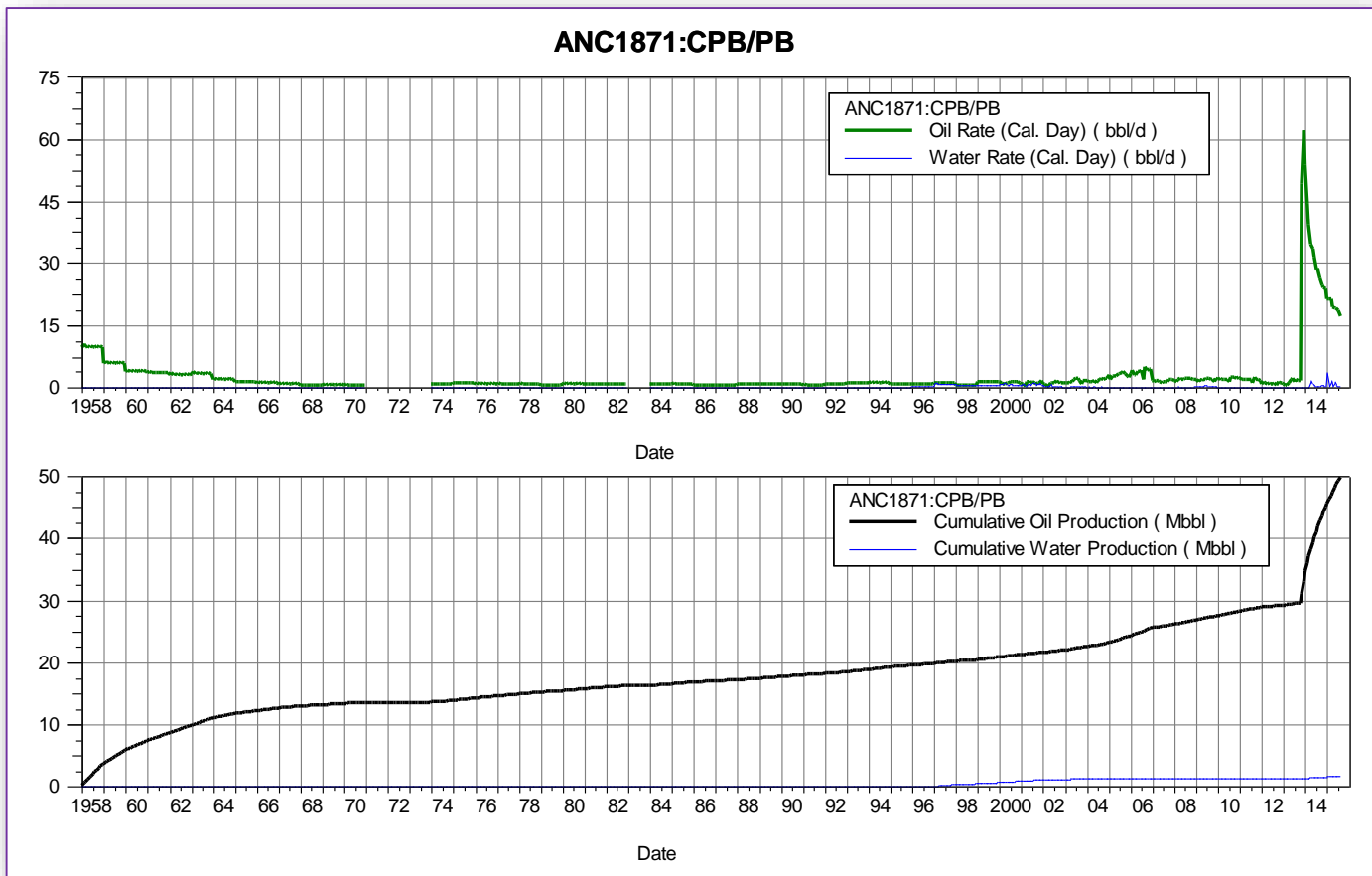


*Figura 3. 11: Historial de Producción Pozo ACH0083.  
Fuente: PACIFPETROL S.A.*

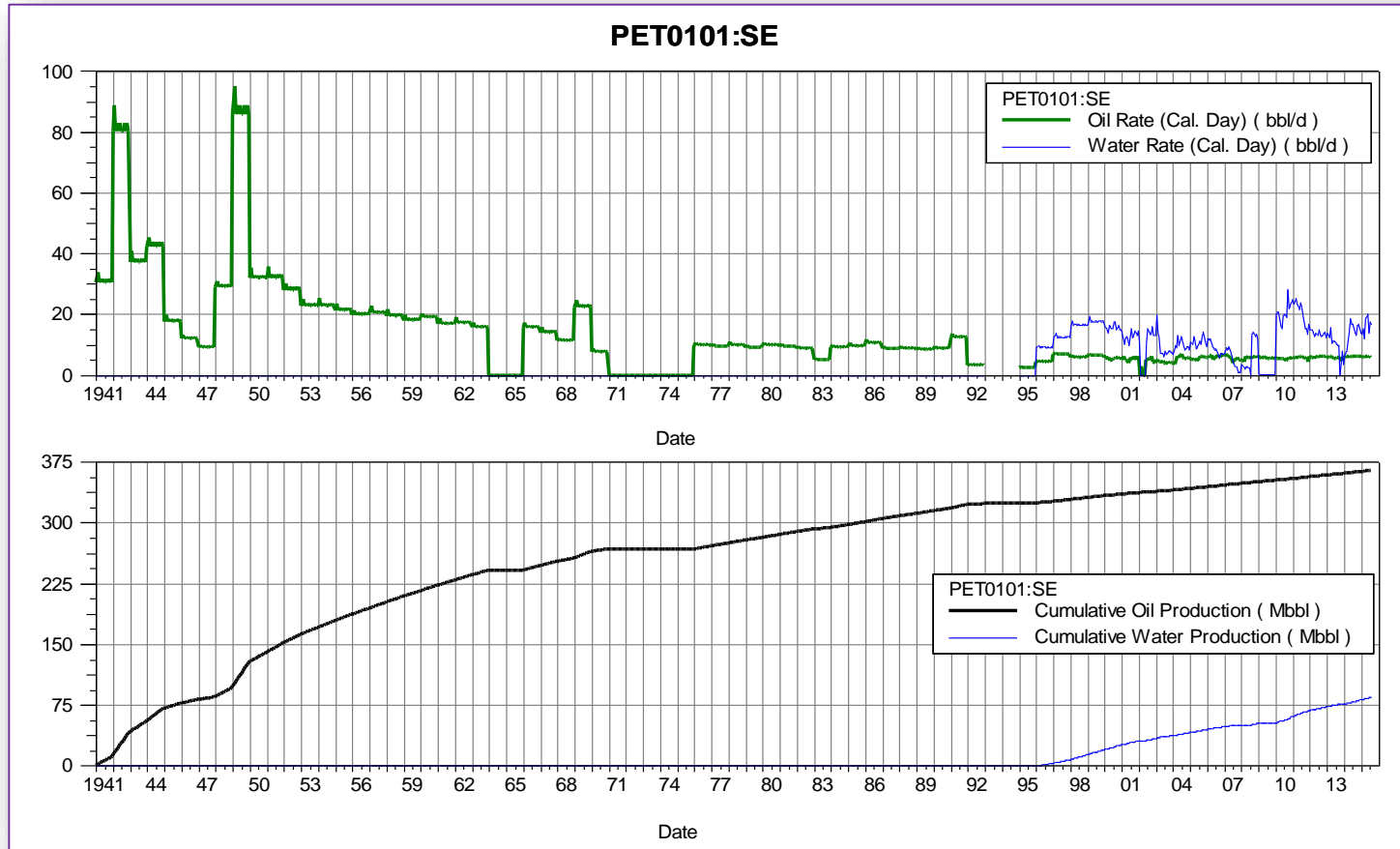




**Figura 3. 12: Historial de Producción Pozo ANC1864.**  
**Fuente: PACIFPETROL S.A.**



**Figura 3. 13: Historial de Producción Pozo ANC1871.**  
**Fuente: PACIFPETROL S.A.**



**Figura 3. 14: Historial de Producción Pozo PET0101**  
**Fuente: PACIFPETROL S.A.**

### 3.7. ANALISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para los 4 pozos seleccionados, se presentan los datos tabulados de la formación en la que será inyectado el nitrógeno. Cabe señalar, que los requerimientos adicionales para llevar a cabo dicho proceso, solo los posee el pozo ANC1871, lo cual quiere decir que para inyectar en este pozo, se deberá asentar un CIBP y packer para inyectar por tubing.

En los pozos restantes, ACH008, ANC1864 y PET0101 la inyección será directamente por casing.

El intervalo que será inyectado para el pozo ACH0083 es de 397` en la Fm. Santa Elena. Para el pozo ANC1864 será de 150` en la Fm. Socorro; el intervalo de inyección para el pozo ANC1871 es de 500` en la Fm. Clay Pebble Beds y, finalmente para el pozo PET0101, el intervalo de inyección es de 680` también en la Fm. Santa Elena.

POZO	FORMACIÓN A SER INYECTADA	INTERVALO DE LA INYECCIÓN	REQUERIMIENTOS ADICIONALES
ACH0083	Santa Elena	1628`a 2025`	Ninguno
ANC1864	Socorro	400`a 550`	Ninguno
ANC1871	Socorro	352`a 578`	Packer y CIBP
PET0101	Santa Elena	1960`a 2640`	Ninguno

*Tabla 3.5: Formaciones para la Inyección  
Fuente: PACIFPETROL S.A.  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo	Alías	Sistema de Extracción	Cantidad de inicio de Producción	Año Perf.	BPPD	Estado del Pozo	Profundidad
ACH0083	AC-83	BM	0	1954	6,15	PRODUCTIVO	2650
ANC1864	1864	BM	25	1957	5,49	PRODUCTIVO	1153
ANC1871	1871	BM	20	1958	17,48	PRODUCTIVO	1951
PET0101	PE-101	BM	0	1941	5,96	PRODUCTIVO	2648
INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo	Alías	Clasificación	Sección	Acopio	Coordenada X	Coordenada Y	Elevación
ACH0083	AC-83	PROFUNDOS	ACHALLAN	SANTA PAULA	509764	9752119	0
ANC1864	1864	MEDIOS	75	73	517168	9745443	107,88
ANC1871	1871	MEDIOS	75	73	516848	9745363	101,32
PET0101	PE-101	PROFUNDOS	PETROPOLIS	PETROPOLIS	505398,5	9756522,1	0
FORMACIONES							
Pozo	Alías	Formaciones	Formaciones Abiertas	Formaciones Productoras	Petróleo Acumulado	Petróleo Acumulado (Mbls)	Punzados
ACH0083	AC-83	SE	SE	SE	67022	67,02	NO
ANC1864	1864	CPB	CPB	CPB	38321,2	38,32	NO
ANC1871	1871	PB	CPB/PB	CPB/PB	49836,4	49,84	SI
PET0101	PE-101	SE	SE	SE	364428	364,43	NO

*Tabla 3.6: Pozos Seleccionados del Campo G.G.V.  
Fuente: PACIFPETROL S.A.  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

### **3.8. CÁLCULO DE VOLÚMENES PARA LA INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO “HUFF & PUFF” DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

Dada la experiencia obtenida en la inyección con nitrógeno mediante el proceso “Huff & Puff” en los campos de Perú, se estima inyectar a una tasa de 32.45 MPC/h durante tres días (72 horas), dando un total de volumen inyectado de 2336,4 MPC a cada pozo.

### **3.9. PROYECCIÓN DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN**

#### **Pronostico de Producción**

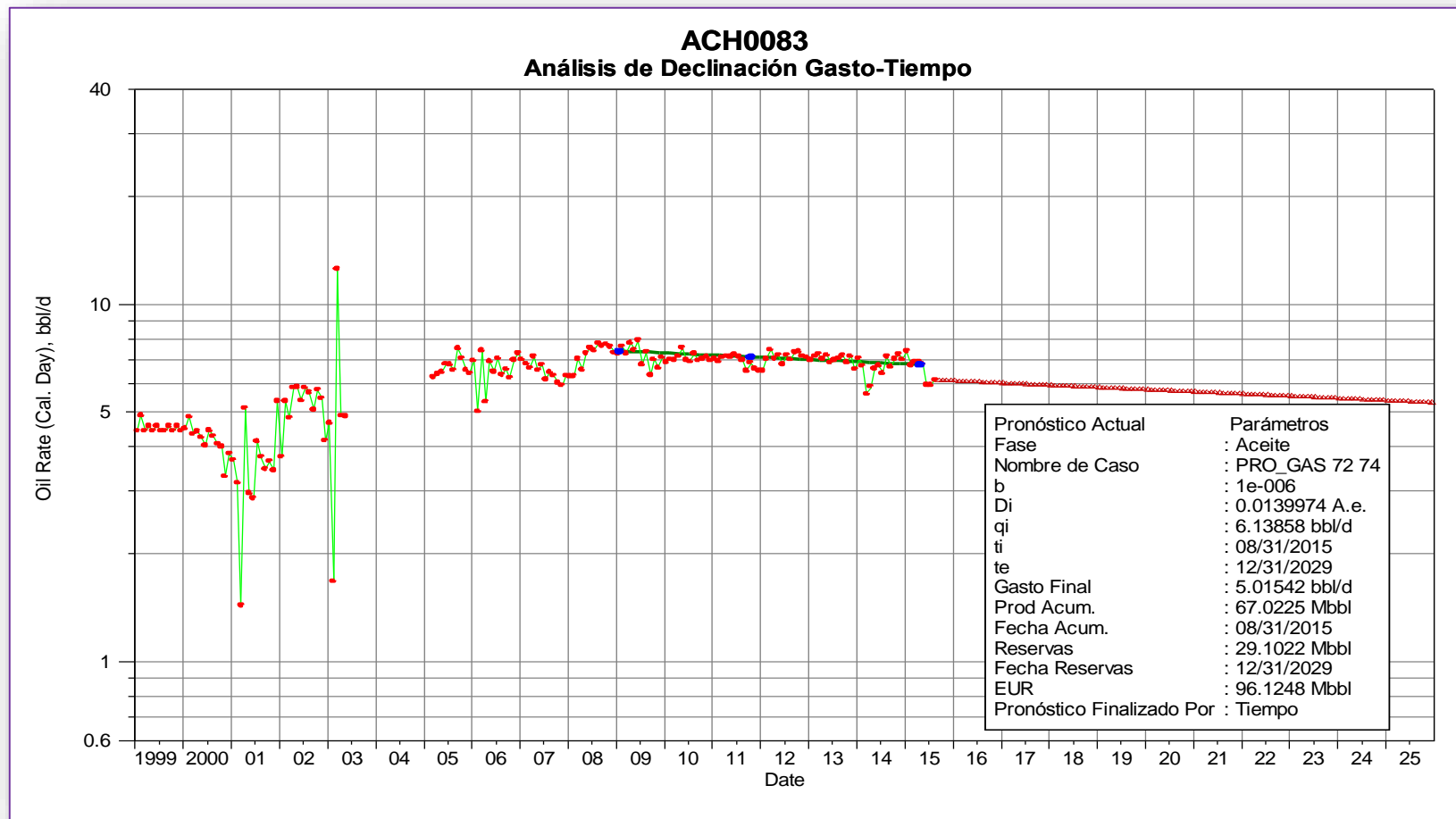
Para obtener el pronóstico de producción mediante las curvas, se deben tener dos cosas importantes: la curva base y la regresión histórica con la declinación de producción más abrupta, ya sea del Campo o del mismo pozo.

#### **Curva base**

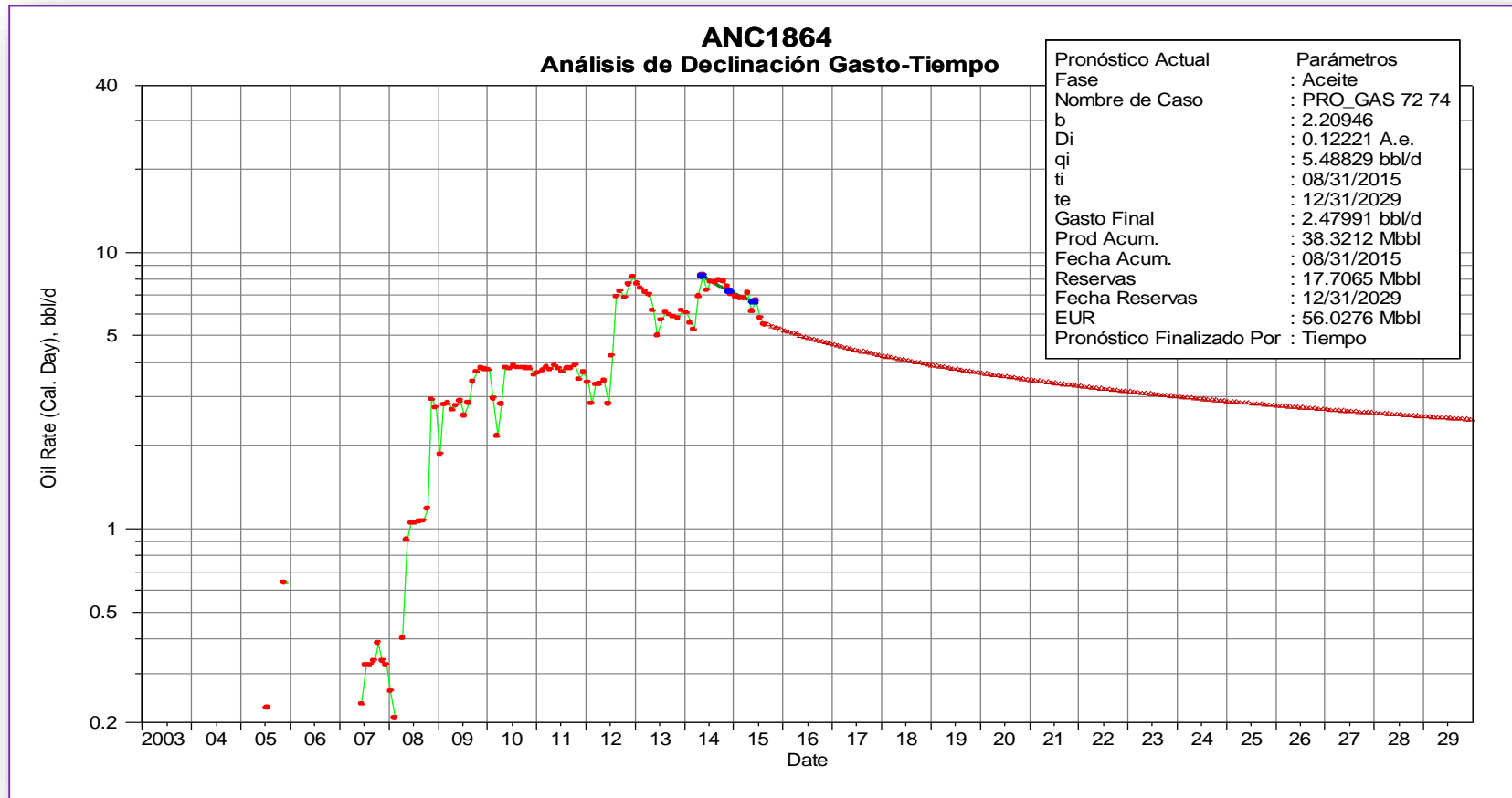
El análisis económico para cualquier proyecto petrolero, necesita curvas de producción.

Para esto se debe considerar la producción base, que se obtiene mediante el uso del Software OFM; este nos proporciona curvas de declinación de la producción en los últimos años del pozo, las cuales posteriormente son analizadas para obtener las tendencias a futuro.

A continuación se presenta los gráficos realizados para la curva base de los pozos seleccionados, ACH0083, ANC1864, ANC1871 y PET0101; respectivamente.

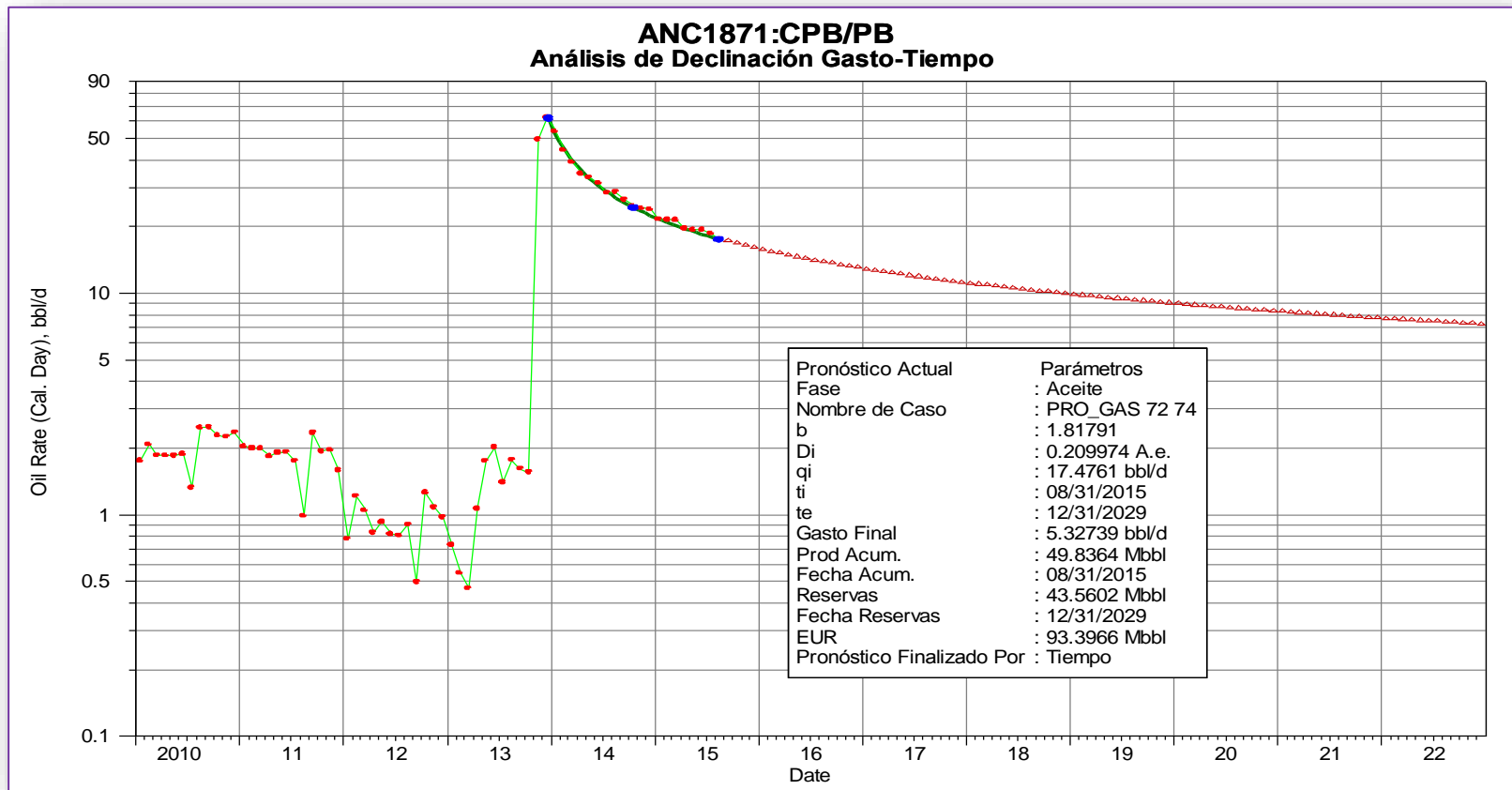


**Figura 3.15: Curva Base del Pozo ACH0083**  
Fuente: PACIFPETROL S.A.

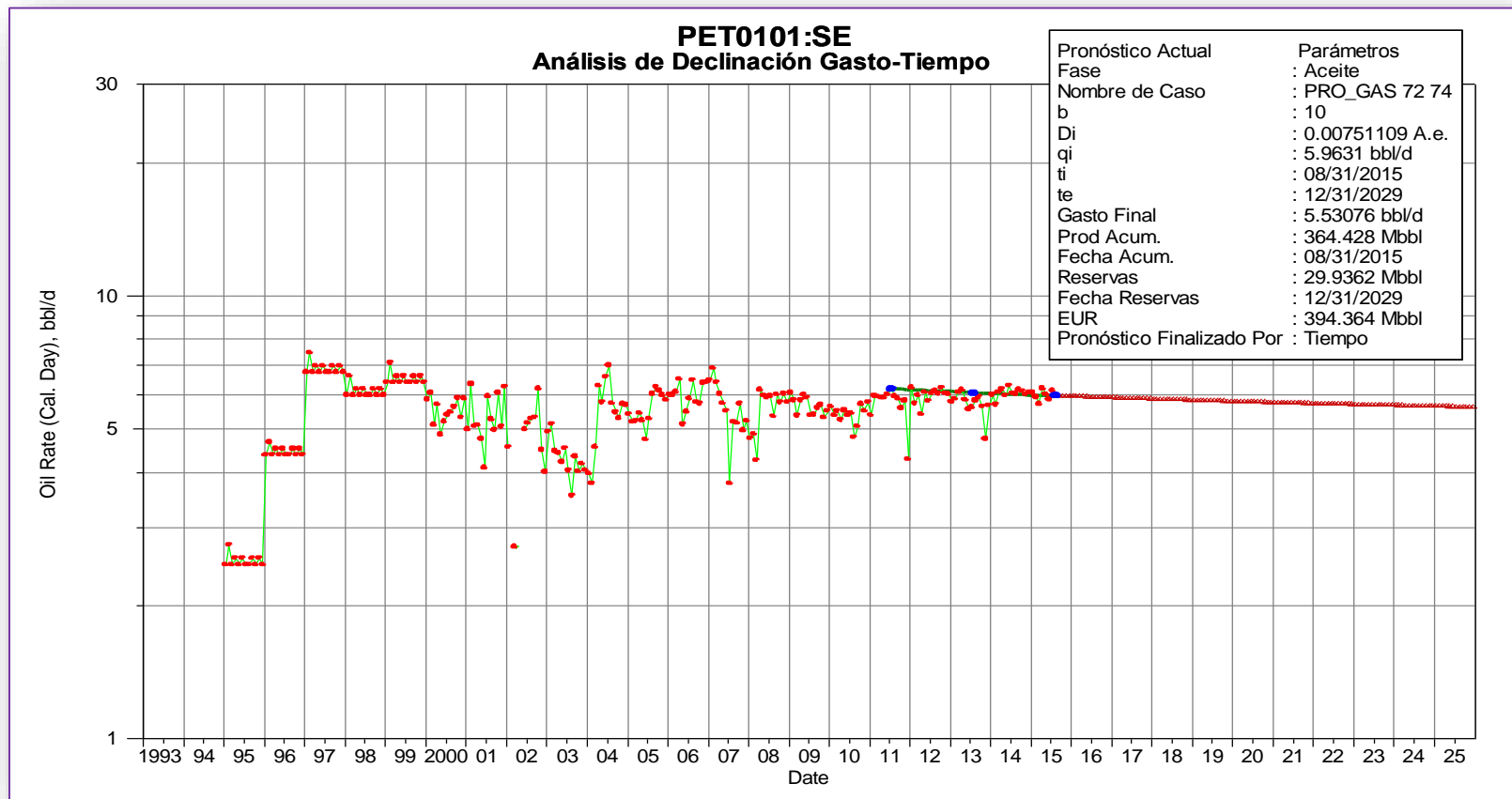


**Figura 3.16: Curva Base del Pozo ANC1864**  
Fuente: PACIFPETROL S.A.





*Figura 3.17: Curva Base del Pozo ANC1871*  
*Fuente: PACIFPETROL S.A.*



**Figura 3.18: Curva Base del Pozo PET0101**  
Fuente: PACIFPETROL S.A.

## Regresión histórica

La regresión histórica, se realiza trazando una hipérbolica en la declinación más abrupta durante la vida productiva, ya sea del mismo pozo o del Campo; la proyección del trazo depende del ingeniero de reservorio que interprete la curva, mientras más inclinada es esta, mejor, por cuanto al ser un proyecto piloto en el Campo Ancón, debemos considerar el escenario más conservador en cuanto a la respuesta de los reservorios a la inyección de nitrógeno.

El Software, arroja los resultados en un cuadro de valores, y algunos varían dependiendo de la posición que se le dé a la hipérbolica. Este comportamiento de declinación ( $D_i$  y  $b$ ) es el que será empleado para la estimación del incremento de producción luego de la inyección.

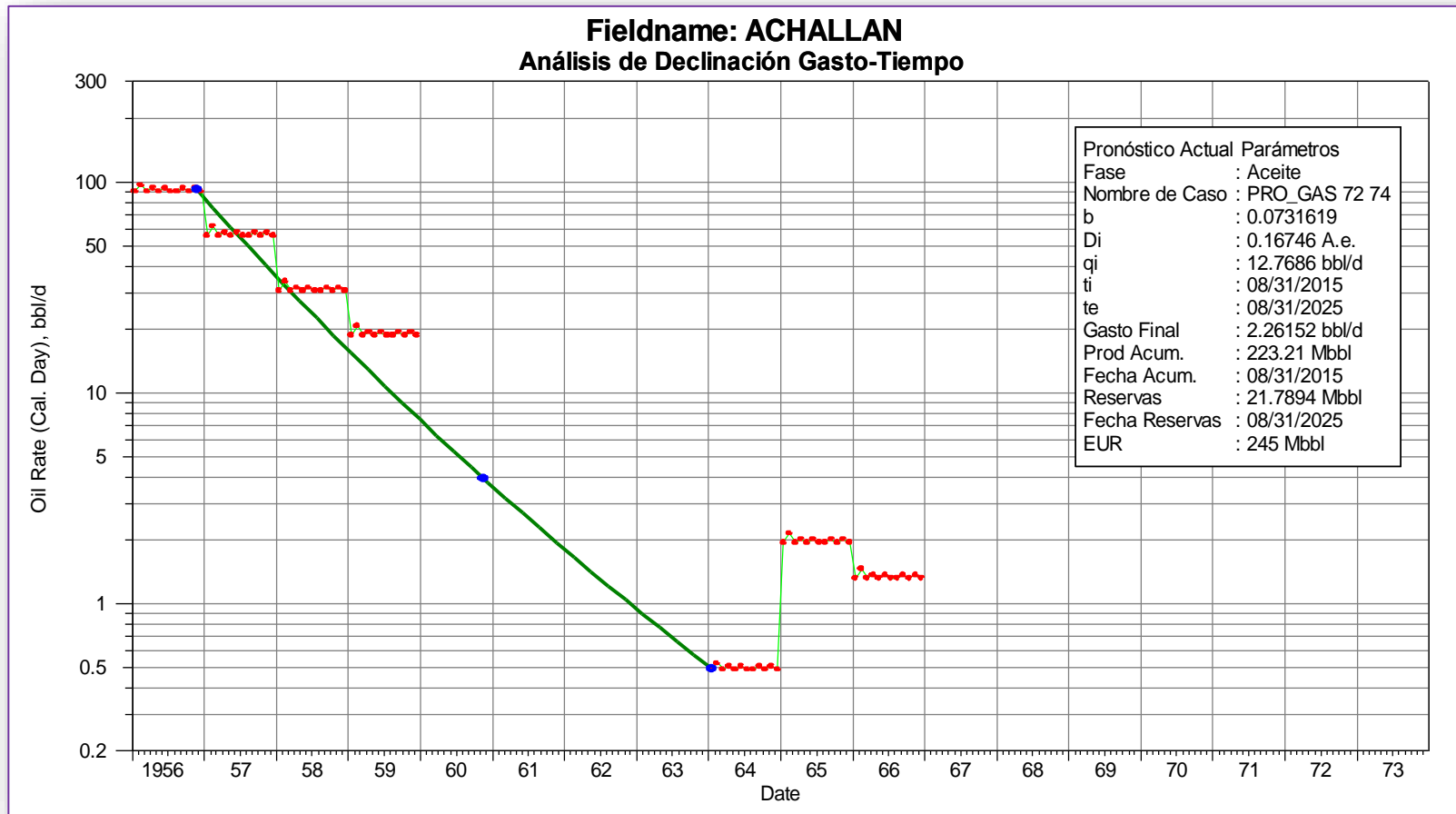
Para determinar la producción incremental se requiere, además de un escenario conservador, otra variable que es  $q_i$ ; que en este caso será considerada como el doble de la producción actual, es decir que se asume un incremento del 100%, lo que propone que si el pozo produce 5 BBPD, va a incrementar su producción a 10 BBPD, concluyendo que la producción incremental neta es de 5BBPD. La fórmula empleada para este cálculo es:

$$q(t) = q_i * [ 1 + b * D_i * t ]^{(-1/b)}$$

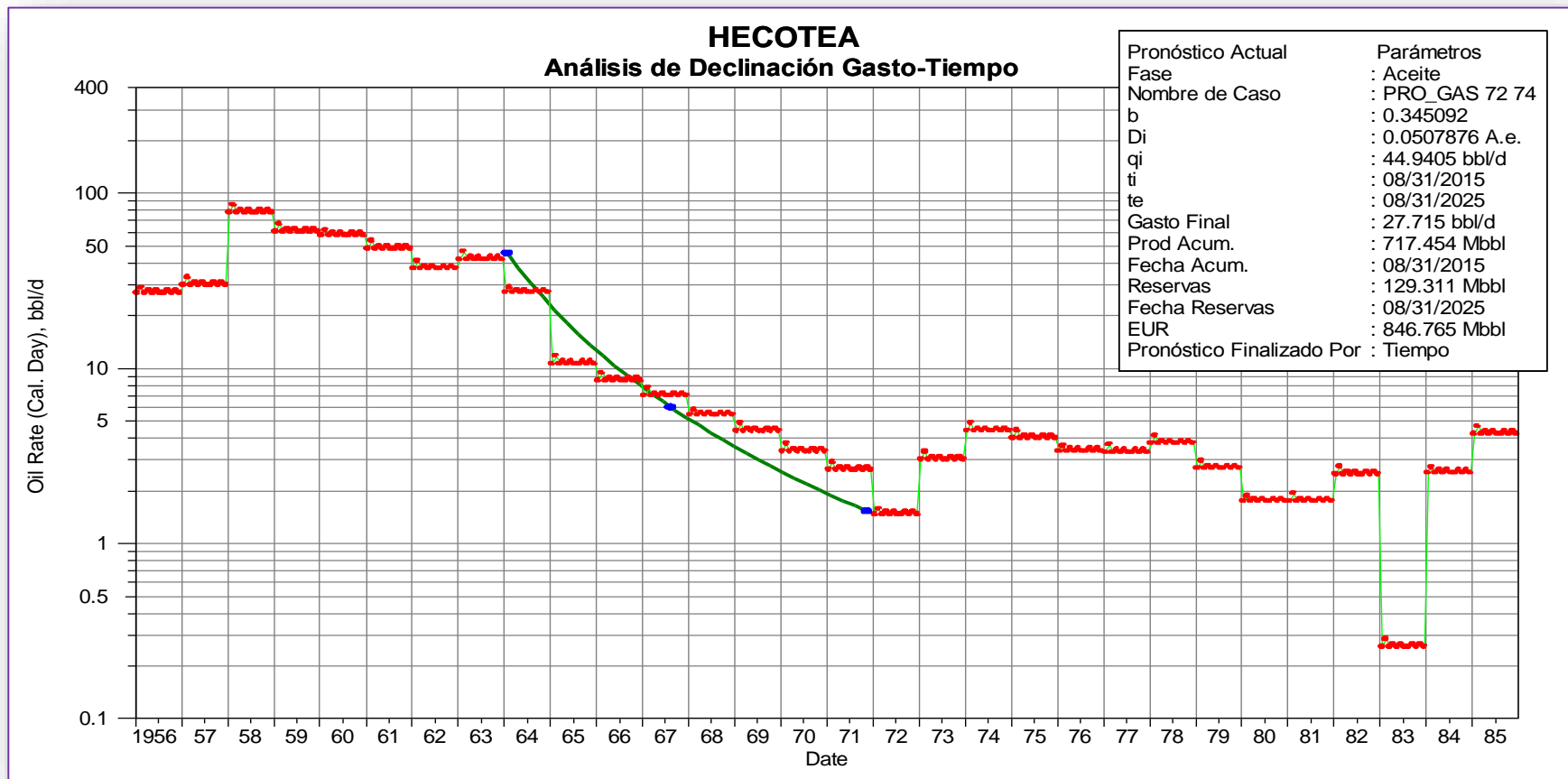
Dónde:

$q(t)$ = Producción total Barril/Día,  $q_i$ =Producción Incremental Barril /Día,  $b$ = Ancho de la Curva,  $D_i$ = Declinación en Mensual Nominal,  $t$ = Tiempo

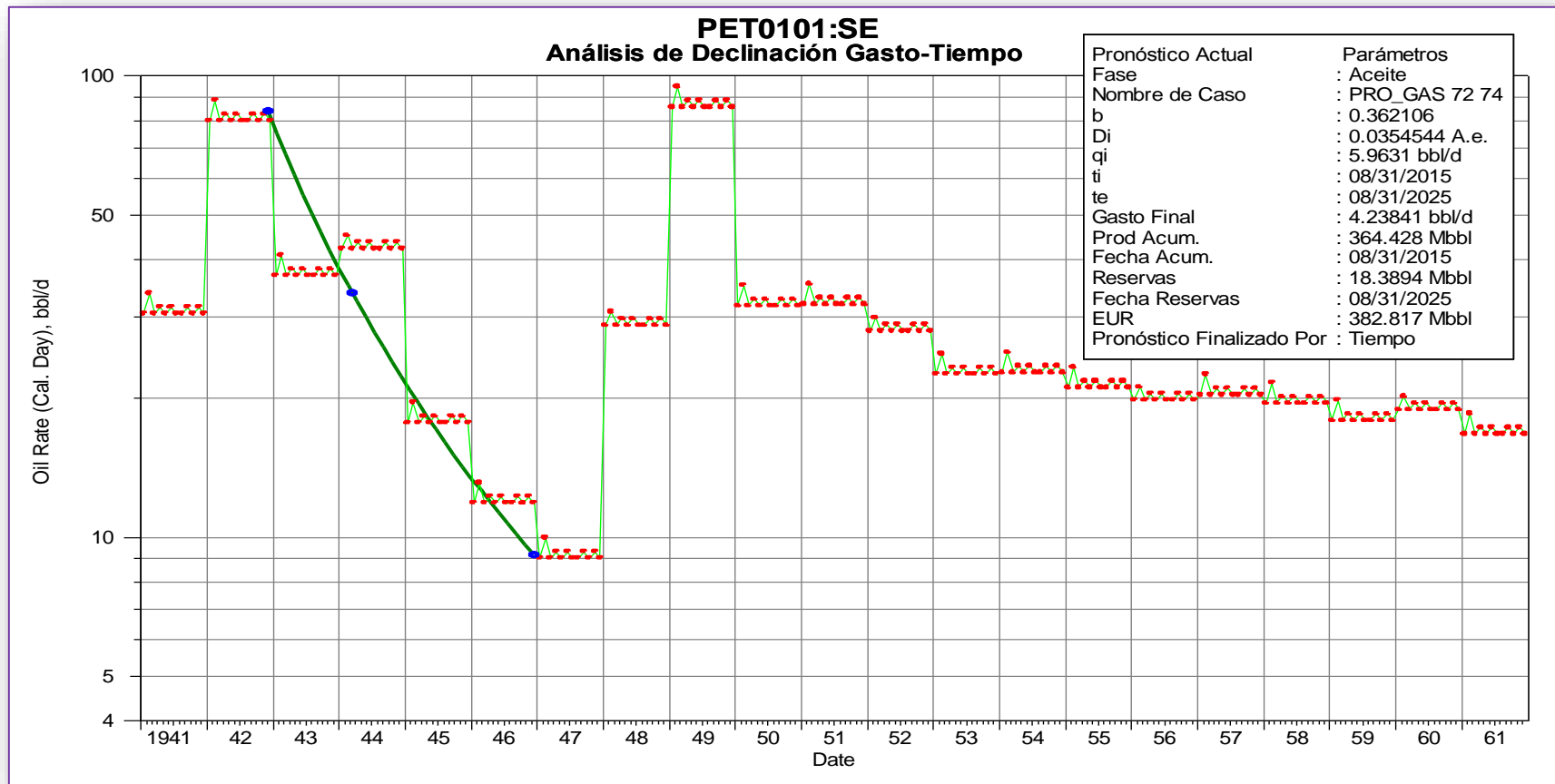
Los criterios expuestos, son los resultados observados a lo largo de la aplicación del método “*Huff & Puff*” con nitrógeno por la compañía Kerui en Perú, que utiliza las mismas tazas de inyección que serán empleadas en el Campo Ancón. En la siguiente hoja se verán los gráficos de la regresión histórica del Campo ACHALLAN, HECOTEA y el pozo PET0101.



*Figura 3.19: Regresión Histórica para el Campo ACHALLAN*  
*Fuente: PACIFPETROL S.A.*



**Figura 3.20: Regresión Histórica para el Campo HECOTEA**  
Fuente: PACIFPETROL S.A.



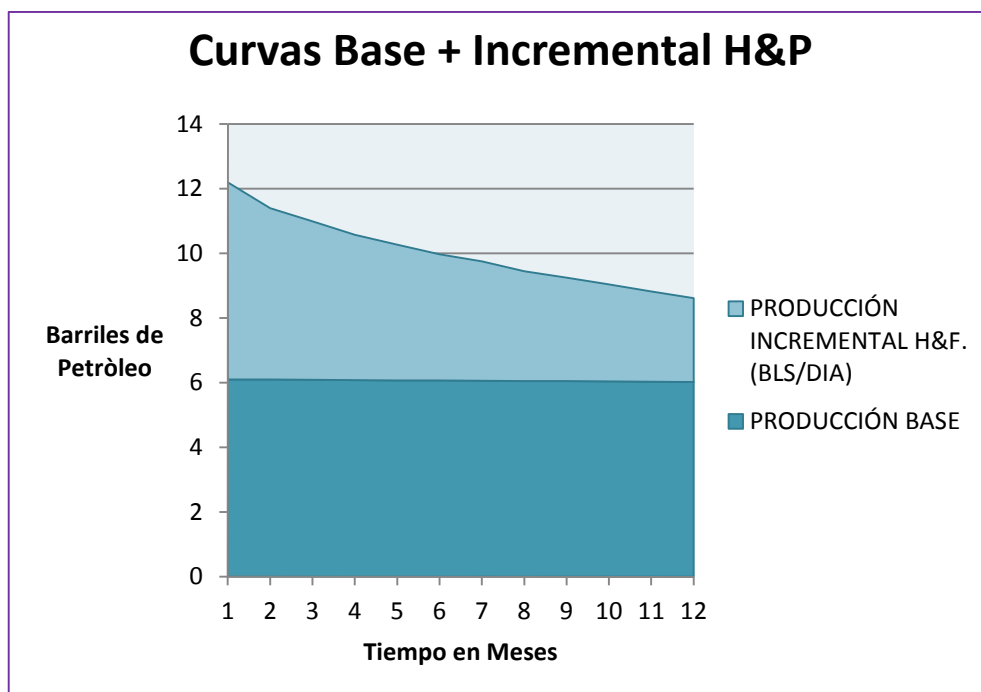
**Figura 3.21: Regresión Histórica para el Pozo PET0101**  
Fuente: PACIFPETROL S.A.

### 3.10. RESULTADOS OBTENIDOS

- ❖ Según los criterios de selección mencionados al inicio de este Capítulo, los pozos elegidos fueron: ACH0083, ANC1864, ANC1871 y PET0101, además, se encontraron 2 posibles pozos en los que también resultaría conveniente llevar a cabo el proceso de inyección de nitrógeno “*Huff & Puff*”, con la condición de que se encontraran packers que se ajusten al diámetro del casing, como 6” y 10 ¾” respectivamente.
- ❖ La recuperación de petróleo se estima en base a los procesos “*Huff & Puff*” con nitrógeno que han sido llevados a cabo en Perú, y la proyección de este en los pozos seleccionados. Se considera que la producción será de 1 barril por cada 2 MPC de nitrógeno inyectado; lo que determina que el incremento será aproximadamente el doble de la producción actual del pozo.
- ❖ El pronóstico de producción para el pozo ACH0083 es el siguiente:

MES	PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN INCREMENTAL H&F. (BLS/DIA)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL H&F (BLS)	ACUMULADA POR H&F (BLS)
1	6,1	6,1	12,2	183,0	183,0
2	6,1	5,3	11,4	157,8	340,8
3	6,09	4,9	11,0	146,7	487,5
4	6,08	4,5	10,6	136,3	623,8
5	6,07	4,2	10,3	126,8	750,6
6	6,07	3,9	10,0	118,0	868,6
7	6,06	3,7	9,7	109,8	978,3
8	6,05	3,4	9,5	102,2	1080,5
9	6,05	3,2	9,2	95,2	1175,7
10	6,04	3,0	9,0	88,7	1264,4
11	6,03	2,8	8,8	82,7	1347,1
12	6,02	2,6	8,6	77,1	1424,2

*Tabla 3.7: Pronóstico de producción para el pozo ACH0083  
Fuente: PACIFPETROL S.A, OFM.*



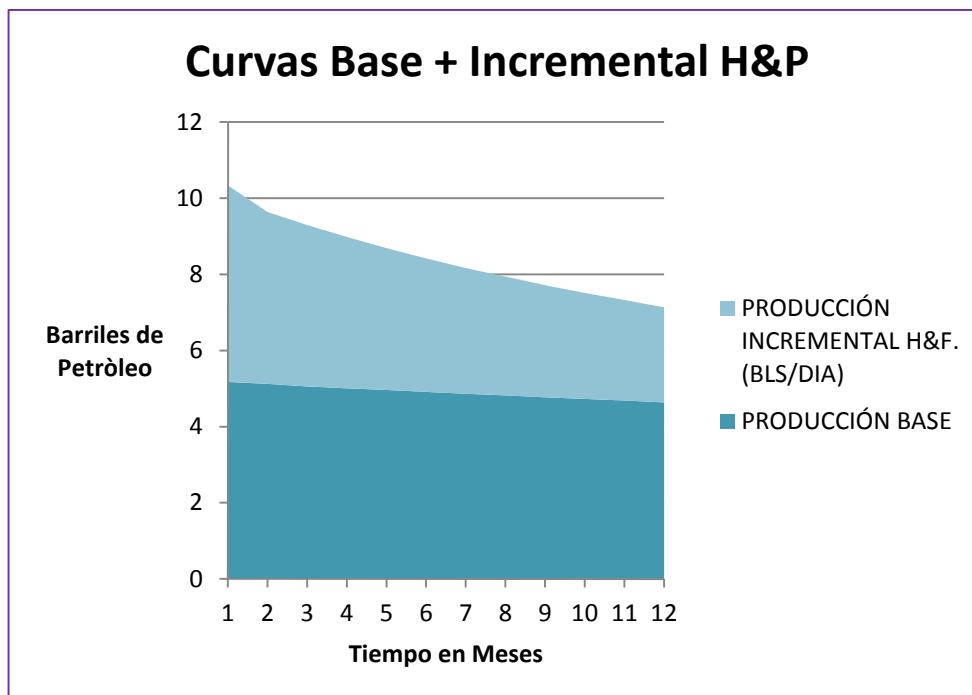
*Figura 3.22: Curva Base + Producción Incremental del pozo ACH0083  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

❖ El pronóstico de producción para el pozo ANC1864 es el siguiente:

MES	PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN INCREMENTAL H&F. (BLS/DIA)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL H&F (BLS)	ACUMULADA POR H&F (BLS)
1	5,17	5,2	10,3	155,1	155,1
2	5,12	4,5	9,6	135,6	290,7
3	5,06	4,2	9,3	127,0	417,7
4	5,01	4,0	9,0	119,2	536,8
5	4,96	3,7	8,7	112,0	648,8
6	4,91	3,5	8,4	105,4	754,2
7	4,86	3,3	8,2	99,2	853,4
8	4,82	3,1	7,9	93,6	947,0
9	4,77	2,9	7,7	88,4	1035,4
10	4,73	2,8	7,5	83,6	1119,0
11	4,69	2,6	7,3	79,1	1198,0
12	4,64	2,5	7,1	74,9	1272,9

*Tabla 3.8: Pronóstico de producción para el pozo ANC1864  
Fuente: PACIFPETROL S.A, OFM.*



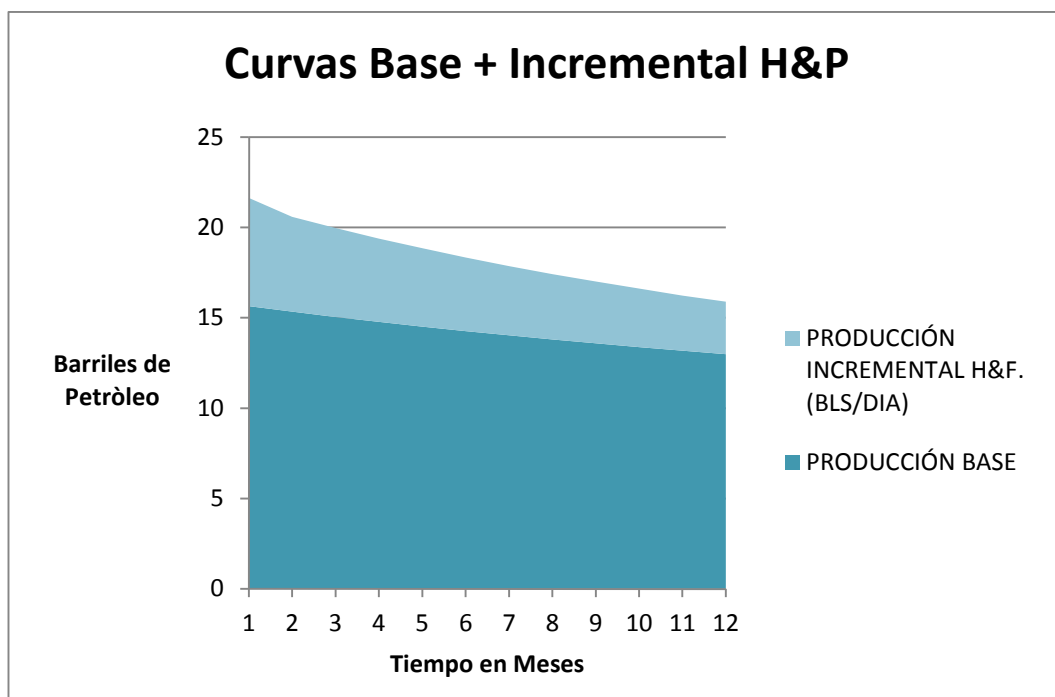


*Figura 3.23: Curva Base + Producción Incremental del pozo ANCI864  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

❖ El pronóstico de producción para el pozo ANC 1871 es el siguiente:

MES	PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN INCREMENTAL H&F. (BLS/DIA)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL H&F (BLS)	ACUMULADA POR H&F (BLS)
1	15,64	6,0	21,6	180,0	180,0
2	15,35	5,2	20,6	157,3	337,3
3	15,05	4,9	20,0	147,4	484,7
4	14,78	4,6	19,4	138,3	623,0
5	14,52	4,3	18,9	130,0	753,0
6	14,27	4,1	18,3	122,3	875,2
7	14,03	3,8	17,9	115,2	990,4
8	13,8	3,6	17,4	108,6	1099,1
9	13,59	3,4	17,0	102,6	1201,6
10	13,38	3,2	16,6	97,0	1298,6
11	13,18	3,1	16,2	91,8	1390,4
12	12,99	2,9	15,9	86,9	1477,3

*Tabla 3.9: Pronóstico de producción para el pozo ANCI871  
Fuente: PACIFPETROL S.A, OFM.*

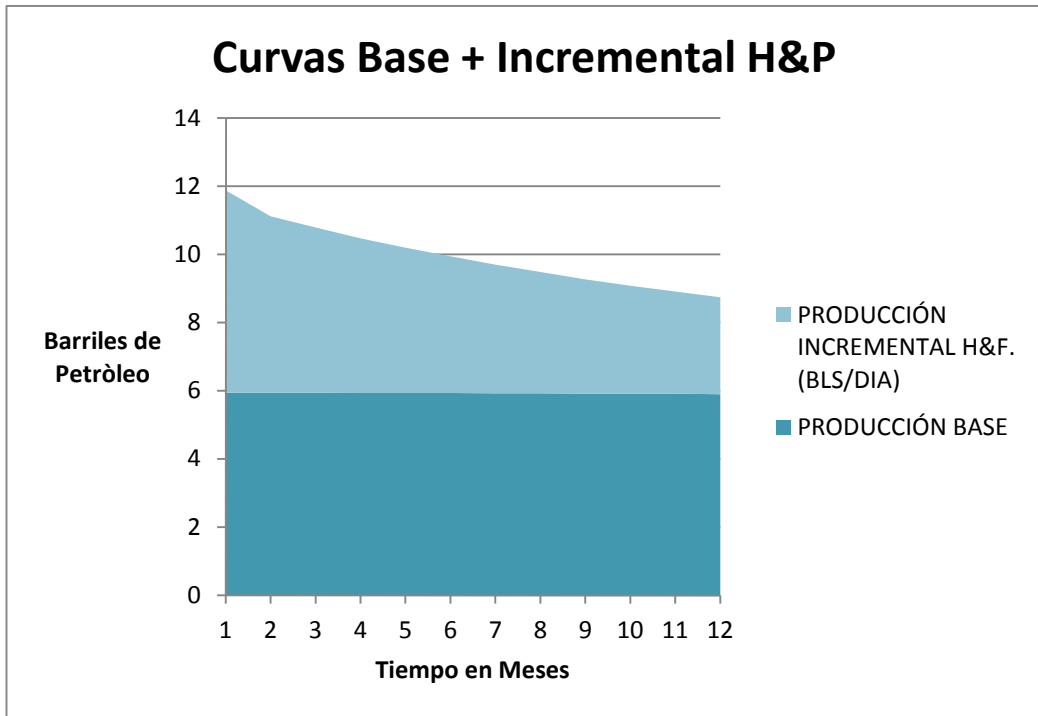


*Figura 3.24: Curva Base + Producción Incremental del pozo ANCI871  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

❖ El pronóstico de producción pozo PET0101 es el siguiente:

MES	PRODUCCIÓN BASE	PRODUCCIÓN INCREMENTAL H&F. (BLS/DIA)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL H&F (BLS)	ACUMULADA POR H&F (BLS)
1	5,94	5,9	11,9	178,2	178,2
2	5,94	5,2	11,1	155,4	333,6
3	5,94	4,8	10,8	145,4	479,0
4	5,93	4,5	10,5	136,3	615,3
5	5,93	4,3	10,2	128,0	743,3
6	5,93	4,0	9,9	120,3	863,6
7	5,92	3,8	9,7	113,3	976,9
8	5,92	3,6	9,5	106,8	1083,7
9	5,91	3,4	9,3	100,8	1184,5
10	5,91	3,2	9,1	95,3	1279,8
11	5,91	3,0	8,9	90,1	1369,9
12	5,9	2,8	8,7	85,3	1455,2

*Tabla 3.10: Pronóstico de producción para el pozo PET0101  
Fuente: PACIFPETROL S.A, OFM.*



*Figura 3.25: Curva Base + Producción Incremental del pozo PET0101  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

**CAPITULO IV**  
**ANÁLISIS ECONÓMICO**

## 4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se realiza con el fin de conocer la rentabilidad de realizar la inyección alternada de nitrógeno “*Huff & Puff*” propuesto en este trabajo que comenzaría el próximo año.

La base fundamental de este estudio financiero consiste en reconocer el costo total del proyecto, con el objeto de canalizar el monto que se tiene que sustraer del total de las ganancias, bajo esa perspectiva se pretende demostrar la factibilidad del mismo por medio del cálculo de los futuros flujos y el periodo de recuperación de la inversión total, esto se logra con ayuda del Software Oil Field Manager (OFM).

Se incluye costo de alquiler del separador, costos operativos, inversión, flujos de caja neto y acumulado, valor actual neto, *Profit to Investment Ratio* tiempo de recuperación, de cada uno de los pozos seleccionados, así mismo, tablas con los resultados de esta investigación.

Este proyecto es asumido para un año, independientemente de si la declinación de producción ha llegado o no a la curva base; esto es debido a que referidos los casos de estudio, después de los 12 meses es muy probable que el incremental llegue a cero, y es en este momento donde, de ser exitosa la primera inyección, se debe volver a inyectar.

### 4.1.1. Egresos del Proyecto

#### Costo de Alquiler

Los *equipos* seleccionados en esta investigación son el separador por membrana (que nos va a proveer de nitrógeno), el compresor, los cuales serán rentados, y son provenientes de la empresa Kerui Group, el costo por alquilar estas unidades ya mencionadas es de 10.000 dólares por día incluido el combustible que es Diesel.

Se propone inyectar doce días(tres días en cada pozo), por lo tanto, nos da un valor de 120.000 dólares,a esto se le suma 8.000 dólares, debido al alquiler del CIBP y Packer que se debe asentar al pozo ANC1871 antes de inyectar, enseguida se detalla el costo de alquiler.

<b><i>COSTO DE ALQUILER DE EQUIPO</i></b>			
<b><i>Pozo</i></b>	<b><i>Packer</i></b>	<b><i>Equipo</i></b>	<b><i>Costo</i></b>
ACH0083	0	\$ 30.000	\$ 30.000
ANC1864	0	\$ 30.000	\$ 30.000
ANC1871	\$ 8.000	\$ 30.000	\$ 38.000
PET0101	0	\$ 30.000	\$ 30.000
<b>Total</b>			<b>\$ 128.000</b>

*Tabla 4.1: Costos de Alquiler de Equipo  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

### **Costo Operativo**

El *costo operativo* será la producción mensual multiplicada por el costo de sistema de levantamiento, que para este caso y para los cuatro pozos seleccionados será de bombeo mecánico (BM).La producción mensual se obtuvo de multiplicar la producción diaria por 30, y el costo de BM en este caso es de 17.01 dólares. El costo operativo se resume en la tabla siguiente:

<b><i>COSTO OPERATIVO PARA 12 MESES</i></b>		
<b><i>Pozo</i></b>	<b><i>Tipo de Bombeo</i></b>	<b><i>Costo Operativo Anual</i></b>
ACH0083	BM	\$ 24.290,28
ANC1864	BM	\$ 21.585,69
ANC1871	BM	\$ 25.055,73
PET0101	BM	\$ 21.585,69
<b>Total</b>		<b>\$ 92.517,39</b>

*Tabla 4.2: Costos Operativo  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

#### 4.1.2. Ingresos del proyecto

##### Ingreso Mensual

El ingreso mensual para todo el proyecto es el resultado de multiplicar el incremento de la producción mensual por la tarifa de barril producido. Para determinar dicho incremento utilizamos el Software OFM, el cual en base a datos de producción inicial nos arroja una proyección anual de la misma, los ingresos de cada pozo están en el punto 3.9 del Capítulo 3.

<i><b>INGRESOS MENSUALES 2016</b></i>		
<i><b>MESES</b></i>	<i><b>INCREMENTO DE PRODUCCION EN MESES (BPPD)</b></i>	<i><b>INGRESOS MENSUALES</b></i>
<i><b>Enero</b></i>	675	40.797
<i><b>Febrero</b></i>	585	35.357
<i><b>Marzo</b></i>	546	33.000
<i><b>Abril</b></i>	513	31.006
<i><b>Mayo</b></i>	477	28.830
<i><b>Junio</b></i>	450	27.198
<i><b>Julio</b></i>	423	25.566
<i><b>Agosto</b></i>	396	23.934
<i><b>Septiembre</b></i>	372	22.484
<i><b>Octubre</b></i>	354	21.396
<i><b>Noviembre</b></i>	333	20.127
<i><b>Diciembre</b></i>	315	19.039
<i><b>Total</b></i>	<b>5.439</b>	<b>\$ 328.733</b>

*Tabla 4.3: Ingresos Mensuales 2016  
Elaborado: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

#### 4.1.3. Flujo de caja

La sumatoria de los flujos de caja de todos los periodos que dura el proyecto piloto inyección alternada de nitrógeno “Huff & Puff”, en el Campo Gustavo Galindo Velasco, es la utilidad neta. A continuación se presentara los flujos de caja de la inyección alternada de nitrógeno “Huff & Puff” de los pozos seleccionados.

ACH0083													
Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
<b>Descripción</b>													
<b>Ingresos</b>													
<i>Produccion Total de Petróleo (B/D)</i>	12,2	11,4	11,0	10,6	10,3	10,0	9,7	9,5	9,2	9,0	8,8	8,6	120,3
<i>Aumento de la Producción en (B/D)</i>	6,1	5,3	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6	47,6
<i>Producción en Meses (Bl)</i>	183	159	147	135	126	117	111	102	96	90	84	78	1428
<i>Ingresos Mensuales ( \$ )</i>	11060,52	9609,96	8884,68	8159,4	7615,44	7071,48	6708,84	6164,88	5802,24	5439,6	5076,96	4714,32	<b>86308,32</b>
<b>Egresos</b>													
<i>Costo de Alquiler del Equipo</i>	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.000
<i>Costos Operativos</i>	3112,83	2704,59	2500,47	2296,35	2143,26	1990,17	1888,11	1735,02	1632,96	1530,9	1428,84	1326,78	24290,28
<i>Egreso Mensual</i>	33.113	2704,59	2500,47	2296,35	2143,26	1990,17	1888,11	1735,02	1632,96	1530,9	1428,84	1326,78	<b>54,290</b>
<b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-22.052</b>	6.905	6.384	5.863	5.472	5.081	4.821	4.430	4.169	3.909	3.648	3.388	<b>32.018</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>-22.052</b>	<b>-15.147</b>	<b>-8.763</b>	<b>-2.900</b>	2.573	7.654	12.475	16.904	21.074	24.982	28.631	32.018	
VAN		27.157											
PIR		1,45 \$/\$inv											

**Tabla 4.4: Análisis Económico del Pozo ACH0083**  
**Elaborado: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**



ANC1864													
Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
<b>Descripción</b>													
<b>Ingresos</b>													
<i>Produccion Total de Petróleo (B/D)</i>	10,3	9,6	9,3	9,0	8,7	8,4	8,2	7,9	7,7	7,5	7,3	7,1	101
<i>Aumento de la Producción en (B/D)</i>	5,2	4,5	4,2	4,0	3,7	3,5	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	42,3
<i>Producción en Meses (Bls)</i>	156	135	126	120	111	105	99	93	87	84	78	75	1269
<i>Ingresos Mensuales ( \$ )</i>	9428,64	8159,4	7615,44	7252,8	6708,84	6346,2	5983,56	5620,92	5258,28	5076,96	4714,32	4533	<b>76698,36</b>
<b>Egresos</b>													
<i>Costo de Alquiler del Equipo</i>	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.000
<i>Costos Operativos</i>	2653,56	2296,35	2143,26	2041,2	1888,11	1786,05	1683,99	1581,93	1479,87	1428,84	1326,78	1275,75	21585,69
<i>Egreso Mensual</i>	32.654	2296,35	2143,26	2041,2	1888,11	1786,05	1683,99	1581,93	1479,87	1428,84	1326,78	1275,75	<b>51.586</b>
<b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-23.225</b>	5.863	5.472	5.212	4.821	4.560	4.300	4.039	3.778	3.648	3.388	3.257	<b>25.113</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>-23.225</b>	<b>-17.362</b>	<b>-11.890</b>	<b>-6.678</b>	<b>-1.857</b>	2.703	7.002	11.041	14.820	18.468	21.855	25.113	
VAN		21.300											
PIR		1,08 \$/\$ inv											

**Tabla 4.5: Análisis Económico del Pozo ANC1864**  
**Elaborado: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

ANC1871																																									
Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL																												
<b>Descripción</b>																																									
<b>Ingresos</b>																																									
<i>Produccion Total de Petróleo (B/D)</i>	21,6	20,6	20	19,4	18,9	18,3	17,9	17,4	17	16,6	16,2	15,9	219,8																												
<i>Aumento de la Producción en (B/D)</i>	6,0	5,2	4,9	4,6	4,3	4,1	3,8	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9	49,1																												
<i>Producción en Meses (Bl)</i>	180	156	147	138	129	123	114	108	102	96	93	87	1473																												
<i>Ingresos Mensuales ( \$ )</i>	10879,2	9428,64	8884,68	8340,72	7796,76	7434,12	6890,16	6527,52	6164,88	5802,24	5620,92	5258,28	<b>89028,12</b>																												
<b>Egresos</b>																																									
<i>Costo de Alquiler del Equipo</i>	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.000																												
<i>Costo de Alquiler de Packer y asentamiento del CIBP</i>	8.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.000																												
<i>Costos Operativos</i>	3061,8	2653,56	2500,47	2347,38	2194,29	2092,23	1939,14	1837,08	1735,02	1632,96	1581,93	1479,87	25055,73																												
<i>Egreso Mensual</i>	41.062	2653,56	2500,47	2347,38	2194,29	2092,23	1939,14	1837,08	1735,02	1632,96	1581,93	1479,87	<b>63,056</b>																												
<b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-30.183</b>	6.775	6.384	5.993	5.602	5.342	4.951	4.690	4.430	4.169	4.039	3.778	<b>25.972</b>																												
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>-30.183</b>	<b>-23.408</b>	<b>-17.023</b>	<b>-11.030</b>	<b>-5.428</b>	<b>-86</b>	4.865	9.556	13.986	18.155	22.194	25.972																													
<table border="1"> <tr> <td>VAN</td> <td>22.029</td> <td colspan="12"></td> </tr> <tr> <td>PIR</td> <td>0,86</td> <td>\$/\$ inv</td> <td colspan="11"></td> </tr> </table>														VAN	22.029													PIR	0,86	\$/\$ inv											
VAN	22.029																																								
PIR	0,86	\$/\$ inv																																							

**Tabla 4.6: Análisis Económico del Pozo AC1871**  
**Elaborado: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

PET0101													
Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
<b>Descripción</b>													
<b>Ingresos</b>													
<i>Produccion Total de Petróleo (B/D)</i>	10,3	9,6	9,3	9	8,7	8,4	8,2	7,9	7,7	7,5	7,3	7,1	101
<i>Aumento de la Producción en (B/D)</i>	5,2	4,5	4,2	4	3,7	3,5	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,5	42,3
<i>Producción en Meses (Bls)</i>	156	135	126	120	111	105	99	93	87	84	78	75	1269
<i>Ingresos Mensuales (\$)</i>	9428,64	8159,4	7615,44	7252,8	6708,84	6346,2	5983,56	5620,92	5258,28	5076,96	4714,32	4533	76698,36
<b>Egresos</b>													
<i>Costo de Alquiler del Equipo</i>	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.000
<i>Costos Operativos</i>	2653,56	2296,35	2143,26	2041,2	1888,11	1786,05	1683,99	1581,93	1479,87	1428,84	1326,78	1275,75	21585,69
<i>Egreso Mensual</i>	32.654	2296,35	2143,26	2041,2	1888,11	1786,05	1683,99	1581,93	1479,87	1428,84	1326,78	1275,75	51.586
<b>Flujo de Caja Neto</b>	-23.225	5.863	5.472	5.212	4.821	4.560	4.300	4.039	3.778	3.648	3.388	3.257	25.113
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	-23.225	-17.362	-11.890	-6.678	-1.857	2.703	7.002	11.041	14.820	18.468	21.855	25.113	
VAN	21.300												
PIR	1,08	\$/\$ inv											

**Tabla 4.7: Análisis Económico del Pozo PET0101**  
**Elaborado: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo**

**FLUJO DE CAJA PARA LA INYECCION ALTERNADA DE NITROGENO H&P EN LOS CAMPO G.G.V. SELECCIONADOS**

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
<b>Descripción</b>													
<b>Ingresos</b>													
<i>Produccion Total de Petróleo (B/D)</i>	54,4	51,2	49,6	48	46,6	45,1	44	42,7	41,6	40,6	39,6	38,7	542,1
<i>Aumento de la Producción en (B/D)</i>	22,5	19,5	18,2	17,1	15,9	15,0	14,1	13,2	12,4	11,8	11,1	10,5	181,3
<i>Producción en Meses (Bl)</i>	675	585	546	513	477	450	423	396	372	354	333	315	5439
<i>Ingresos Mensuales ( \$ )</i>	40797	35357,4	33000,24	31005,72	28829,88	27198	25566,12	23934,24	22483,68	21395,76	20126,52	19038,6	<b>328733,16</b>
<b>Egresos</b>													
<i>Costo de Alquiler del Equipo</i>	120.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120.000
<i>Costo de alquiler de packer</i>	8.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.000
<i>Costos Operativos</i>	11481,75	9950,85	9287,46	8726,13	8113,77	7654,5	7195,23	6735,96	6327,72	6021,54	5664,33	5358,15	92517,39
<i>Egreso Mensual</i>	139.482	9.951	9.287	8.726	8.114	7.655	7.195	6.736	6.328	6.022	5.664	5.358	<b>220.517</b>
<b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-98.685</b>	<b>25.407</b>	<b>23.713</b>	<b>22.280</b>	<b>20.716</b>	<b>19.544</b>	<b>18.371</b>	<b>17.198</b>	<b>16.156</b>	<b>15.374</b>	<b>14.462</b>	<b>13.680</b>	<b>108.216</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>-98.685</b>	<b>-73.278</b>	<b>-49.565</b>	<b>-27.286</b>	<b>-6.570</b>	<b>12.974</b>	<b>31.345</b>	<b>48.543</b>	<b>64.699</b>	<b>80.073</b>	<b>94.535</b>	<b>108.216</b>	
<b>VAN</b>	91.786												
<b>PIR</b>	1,10	\$/S inv											

*Tabla 4.8: Análisis Económico para la Inyección Alternada de Nitrógeno “Huff & Puff”  
Elaborado: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

#### 4.1.4. Flujo Neto y Acumulado

El flujo neto y el flujo acumulado son términos que describen los movimientos de efectivo (ingresos y gastos) en un periodo determinado. A continuación se tabulan valores de cada pozo y para el proyecto piloto en general, en un periodo comprendido de 12 meses.

<b>FLUJOS DE CAJA POZO ACH0083</b>		
<b>MESES</b>	<b>FLUJO NETO \$</b>	<b>FLUJO ACUMULADO \$</b>
<i>Enero</i>	-22052,31	-22052,31
<i>Febrero</i>	6905,37	-15146,94
<i>Marzo</i>	6384,21	-8762,73
<i>Abril</i>	5863,05	-2899,68
<i>Mayo</i>	5472,18	2572,50
<i>Junio</i>	5081,31	7653,81
<i>Julio</i>	4820,73	12474,54
<i>Agosto</i>	4429,86	16904,40
<i>Septiembre</i>	4169,28	21073,68
<i>Octubre</i>	3908,70	24982,38
<i>Noviembre</i>	3648,12	28630,50
<i>Diciembre</i>	3387,54	\$ 32018,04
<b>Total</b>	<b>\$ 32018,04</b>	

*Tabla 4.9: Flujos de Caja Neta y Acumulado Pozo ACH0083  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

<b>FLUJOS DE CAJA POZO ANCI864</b>		
<b>MESES</b>	<b>FLUJO NETO \$</b>	<b>FLUJO ACUMULADO \$</b>
<i>Enero</i>	-23224,92	-23224,92
<i>Febrero</i>	5863,05	-17361,87
<i>Marzo</i>	5472,18	-11889,69
<i>Abril</i>	5211,6	-6678,09
<i>Mayo</i>	4820,73	-1857,36
<i>Junio</i>	4560,15	2702,79
<i>Julio</i>	4299,57	7002,36
<i>Agosto</i>	4038,99	11041,35
<i>Septiembre</i>	3778,41	14819,76
<i>Octubre</i>	3648,12	18467,88
<i>Noviembre</i>	3387,54	21855,42
<i>Diciembre</i>	3257,25	\$ 25112,67
<b>Total</b>	<b>\$ 25112,67</b>	

*Tabla 4.10: Flujos de Caja Neta y Acumulado Pozo ANCI864  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

<b>FLUJOS DE CAJA POZO ANC1871</b>		
<b>MESES</b>	<b>FLUJO NETO \$</b>	<b>FLUJO ACUMULADO \$</b>
<i>Enero</i>	-30182,60	-30182,60
<i>Febrero</i>	6775,08	-23407,52
<i>Marzo</i>	6384,21	-17023,31
<i>Abril</i>	5993,34	-11029,97
<i>Mayo</i>	5602,47	-5427,50
<i>Junio</i>	5341,89	-85,61
<i>Julio</i>	4951,02	4865,41
<i>Agosto</i>	4690,44	9555,85
<i>Septiembre</i>	4429,86	13985,71
<i>Octubre</i>	4169,28	18154,99
<i>Noviembre</i>	4038,99	22193,98
<i>Diciembre</i>	3778,41	\$ 25972,39
<i>Total</i>	<b>\$ 25972,39</b>	

**Tabla 4.11: Flujos de Caja Neta y Acumulado Pozo ANC1871**  
 Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo

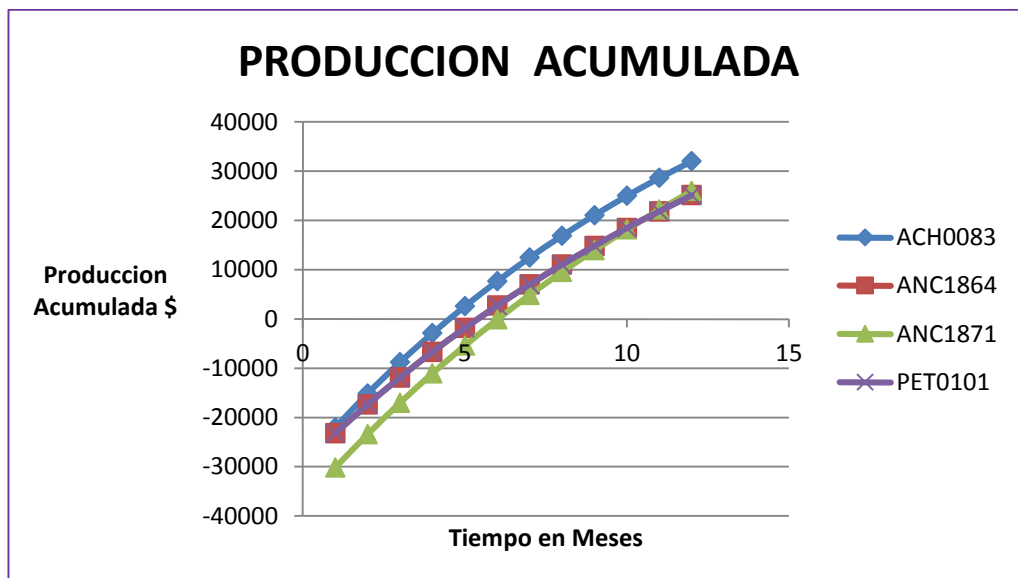
<b>FLUJOS DE CAJA POZO PET0101</b>		
<b>MESES</b>	<b>FLUJO NETO \$</b>	<b>FLUJO ACUMULADO \$</b>
<i>Enero</i>	-23.225	-23.225
<i>Febrero</i>	5.863	-17.362
<i>Marzo</i>	5.472	-11.890
<i>Abril</i>	5.212	-6.678
<i>Mayo</i>	4.821	-1.857
<i>Junio</i>	4.560	2.703
<i>Julio</i>	4.300	7.002
<i>Agosto</i>	4.039	11.041
<i>Septiembre</i>	3.778	14.820
<i>Octubre</i>	3.648	18.468
<i>Noviembre</i>	3.388	21.855
<i>Diciembre</i>	3.257	\$ 25112,67
<i>Total</i>	<b>\$ 25112,67</b>	

**Tabla 4.12: Flujos de Caja Neta y Acumulado Pozo PET0101**  
 Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo

<b>FLUJOS DE CAJA 2016</b>		
<b>MESES</b>	<b>FLUJO NETO \$</b>	<b>FLUJO ACUMULADO \$</b>
<i>Enero</i>	-98.685	-98.685
<i>Febrero</i>	25.407	-73.278
<i>Marzo</i>	23.713	-49.565
<i>Abril</i>	22.280	-27.286
<i>Mayo</i>	20.716	-6.570
<i>Junio</i>	19.544	12.974
<i>Julio</i>	18.371	31.345
<i>Agosto</i>	17.198	48.543
<i>Septiembre</i>	16.156	64.699
<i>Octubre</i>	15.374	80.073
<i>Noviembre</i>	14.462	94.535
<i>Diciembre</i>	13.680	<b>\$ 108.216</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 108,216</b>	

*Tabla 4.13: Flujos de Caja Neta y Acumulado para todo el Proyecto  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

**Gráfico de la Producción Acumulada de los pozosvs el tiempo**



*Figura 4.1: Grafico de la Producción Acumulada vs el Tiempo  
Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

#### 4.1.5. Resultados del Análisis Económico

##### VAN

El *Valor Actual Neto*, es un punto importante aplicado a todos los proyectos petroleros, ya que cuando este valor (VAN) resulta ser positivo se aprueba el proyecto, de lo contrario es rechazado. El VAN para este proyecto piloto es de 91.786 dólares, con una tasa efectiva de 17,90%, esto se realizara en un periodo de un año.

<i>VALOR ACTUAL NETO</i>	
<i>Pozo</i>	<i>VAN</i>
ACH0083	\$ 27.157
ANC1864	\$ 21.300
ANC1871	\$ 22.029
PET0101	\$ 21.300
<b>PARA TODO EL PROYECTO</b>	<b>\$ 91.786</b>

*Tabla 4.14: Valor Actual Neto*  
*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

##### PIR

El *Profit to Investment Ratio*, representa los dólares ganados por dólar invertido. En este caso, se toma el mayor valor con signo negativo del flujo de caja acumulado, y se divide para la sumatoria de todos los valores del flujo de caja neto. A continuación los resultados:

<i>PROFIT TO INVESTMENT RATIO</i>	
<i>Pozo</i>	<i>PIR</i>
ACH0083	1,45 \$/\$ Invertido
ANC1864	1,08 \$/\$ Invertido
ANC1871	0,86 \$/\$ Invertido
PET0101	1,08 \$/\$ Invertido
<b>PARA TODO EL PROYECTO</b>	<b>1,10 \$/\$ Invertido</b>

*Tabla 4.15: Profit to Investment Ratio*  
*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*



## PayBack Period

También llamado *periodo de recuperación*, es el instante cuando la acumulada de los flujos de caja del proyecto se hace cero; es decir, el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale la inversión realizada. Representa el periodo durante el cual, la compañía estará endeudada a causa de la inyección alternada de nitrógeno H&P.

<i>PAY BACK PERIOD</i>	
<i>Pozo</i>	<i>MESES</i>
ACH0083	4
ANC1864	5
ANC1871	6
PET0101	5
PARA TODO EL PROYECTO	5

*Tabla 4.16: Pay Back Period*  
*Elaborado por: Mónica Aguirre y Andrea Hidalgo*

# **CAPÍTULO V**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 5.1. CONCLUSIONES

- ❖ Se concluyó que la pureza del nitrógeno juega un papel importante ya que a mayor porcentaje pureza, mejores resultados vamos a obtener en términos de desplazamiento y producción. La pureza ideal del nitrógeno para ser inyectado es del 99.9%.
- ❖ Se determinó que los pozos que han sido punzados en varias formaciones, no resultan ser convenientes para realizar el proceso “*Huff & Puff*”, porque implicaría mayor inversión en la compra de packers para aislar dichas zonas, y por ende se elevarían los costos de inversión.
- ❖ Se concluyó que los volúmenes de nitrógeno a ser inyectados estarían en un rango de 1300.000 scf de nitrógeno a 3`000000 scf de nitrógeno, en función de las características del reservorio.
- ❖ Se pudo conocer que el tiempo de inyección fluctuaría entre 70 y 80 horas.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- ❖ Se recomienda a la empresa PACIFPETROL S.A realizar la gestión para adquirir packers de 6”, 8 5/8” y 10 3/4”; ya que durante la realización de este proyecto se encontraron también varios pozos posibles con buenas producciones, pero en los cuales no se podía trabajar porque en el mercado no se encuentran fácilmente packers de tal medida.
- ❖ Se determino que los rangos de presiones de inyección deben ser establecidos correctamente, para no sobrepasar la presión de

fractura (1 a 1.4psi/pie) de la formación a la cual será inyectado el nitrógeno para cada pozo.

- ❖ Resulta importante mayor recopilación de datos de los pozos existentes para aumentar el plano de aplicación del proyecto.
- ❖ Se recomienda a futuro, realizar estudios de recuperación mejorada utilizando gas natural proveniente del mismo Campo para analizar cuál es el comportamiento en los diferentes pozos.
- ❖ Se pueden realizar trabajos de inyección con casing ranurado solo si el intervalo de la formación en contacto con este, es de longitud corta, al menos 400 pies; porque de no ser así se debe inyectar mayor cantidad de nitrógeno.
- ❖ Se debe considerar no exceder los 3000 psi de presión al momento de la inyección, que es a la cual se hace miscible el nitrógeno con el petróleo.
- ❖ Se recomienda realizar pruebas de campo con las presiones de prueba recomendadas en la cabeza del pozo, presentes en la tabla 3.1, página 76.
- ❖ Se recomienda realizar en cada pozo sendas pruebas de inyektividad, para determinar las tasas de inyección de nitrógeno. Inicialmente se utilizarían pruebas de Campo para un rango de presiones iniciales entre 80 psi como presión inicial en la cabeza del pozo y 700 psi como presión final.
- ❖ El presente trabajo es un proyecto piloto en el cual se seleccionaron 4 pozos, esto permitiría que en trabajos futuros en los que se recopilen mayor cantidad de datos e información, se puede extender este trabajo a otros pozos. En este proyecto se realizó el análisis basado en las recomendaciones de otros países como un ciclo de inyección, para proyectos futuros se puede extender la inyección a 3 ciclos.

## BIBLIOGRAFÍA

1. MAGDALENA PARIS DE FERRER, *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Segunda Edición*, 2001, Venezuela.
2. B.C. CRAFT & M. F. HAWKINS *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall Inc., 1959.
3. THOMAS, S; *Miscible and Immiscible Gas Injection for Oil Recovery*, Canada Ltda. July, 2004.
4. LARRY W. LAKE, *Petroleum Engineering Handbook*, Editor-in-Chief, 2007.
5. BERNARD J. MILLER, *Huff & Puff Process Utilizing Nitrogen Gas*, PATENTE No US 6,244,341 B1, Jun. 12 2001.
6. JONATHAN HINOSTROZA, DWIGHT CAJAVILCA, *Incremento del Factor de Recuperación de Petróleo en Pozos con Gas Lift Mediante el "Huff & Puff" con Gas Nitrógeno*, PATENTE VIII INGEPEP (EXP-IP-DC-19-N),2014.
7. BRIAN EIVSON Y R.E. GILCHRIST *New Development in Nitrogen in the Oil Industrial*, Paper SPE 24313, 1992.
8. J.J. TABER, *EOR Screening Criteria Revisited Part 1 : Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*, 1988, México.
9. J.J TABER, AND MARTIN, *Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil*, paper SPE 12069, 1983.
10. J.J. Taber, *Improved Oil Recovery Symposium*, SPE 35385,1996

11. CHARLES F. ALCOCKER *Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection*, SPE Paper 12709, 1984.
12. PACIFPETROL, **SOFTWARE OFM**, Departamento de producción, **2014**
13. PACIFPETROL, *Archivos de pozo*.
14. JALED JOSÉ JUEZ JUEZ, RONALD LIZANDRO RUIZ ALVEAR **Evaluación De Un Proyecto De Inyección De Nitrógeno En El Campo Ancón**, 2005.

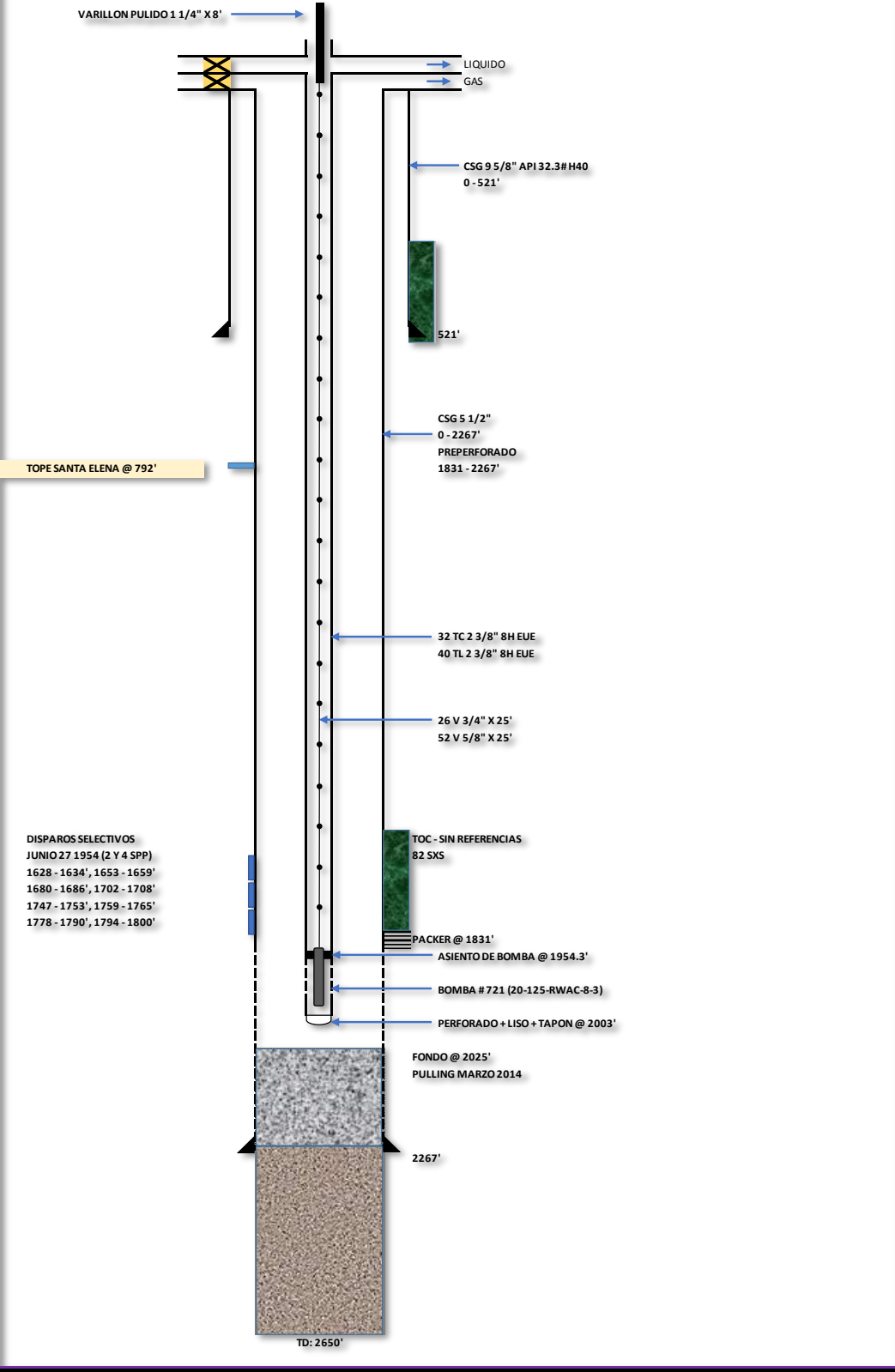
## ANEXO 1

### **COMPLETACIONES DE LOS POZOS SELECCIONADOS; ACH0083, ANC1864, ANC1871 Y PET0101**



PACIFPETROL S.A.

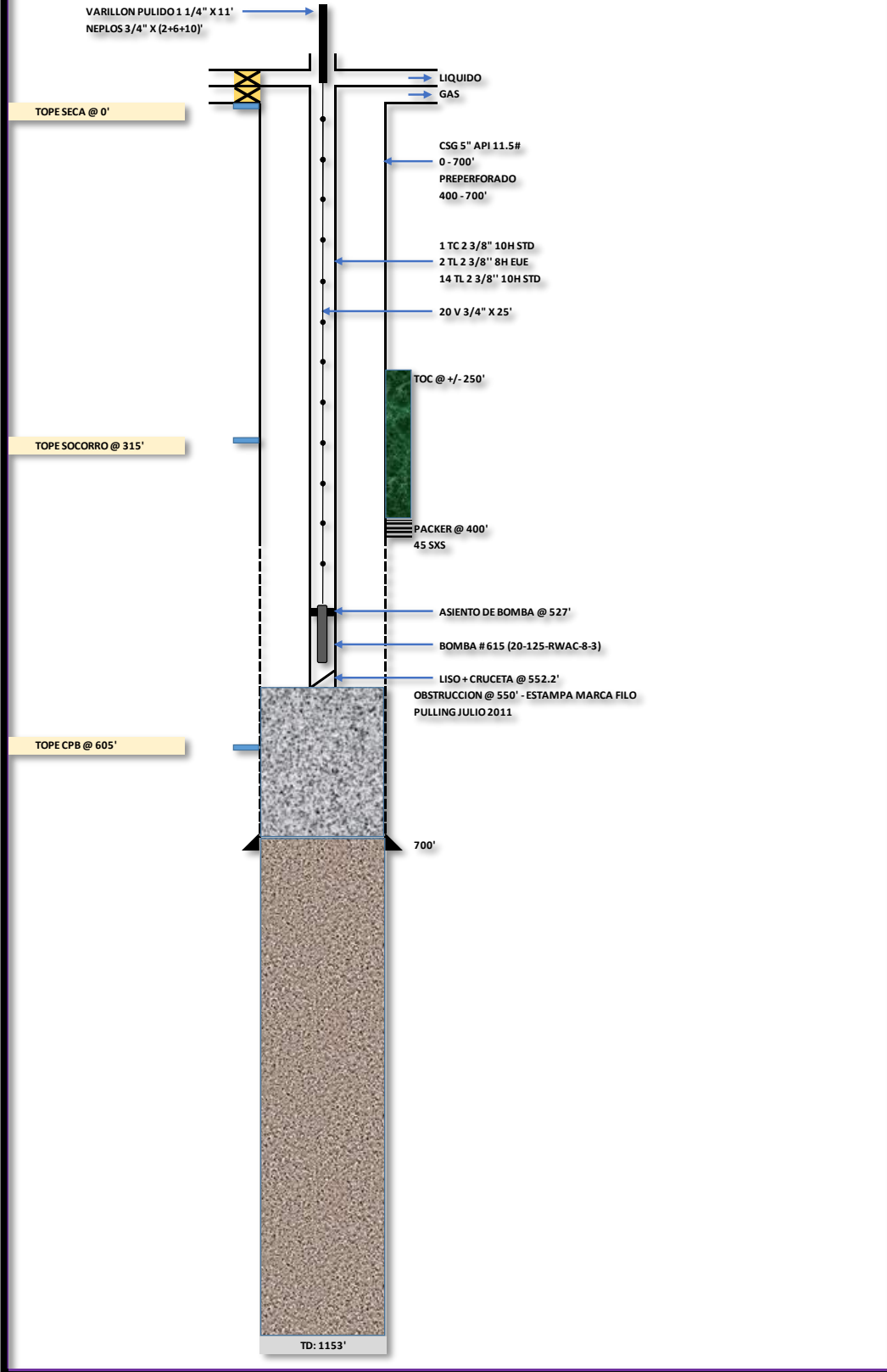
POZO:	ACH0083	FECHA:	18/03/2014
FORMACION:	SE	CAMPO:	ANCON
TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA



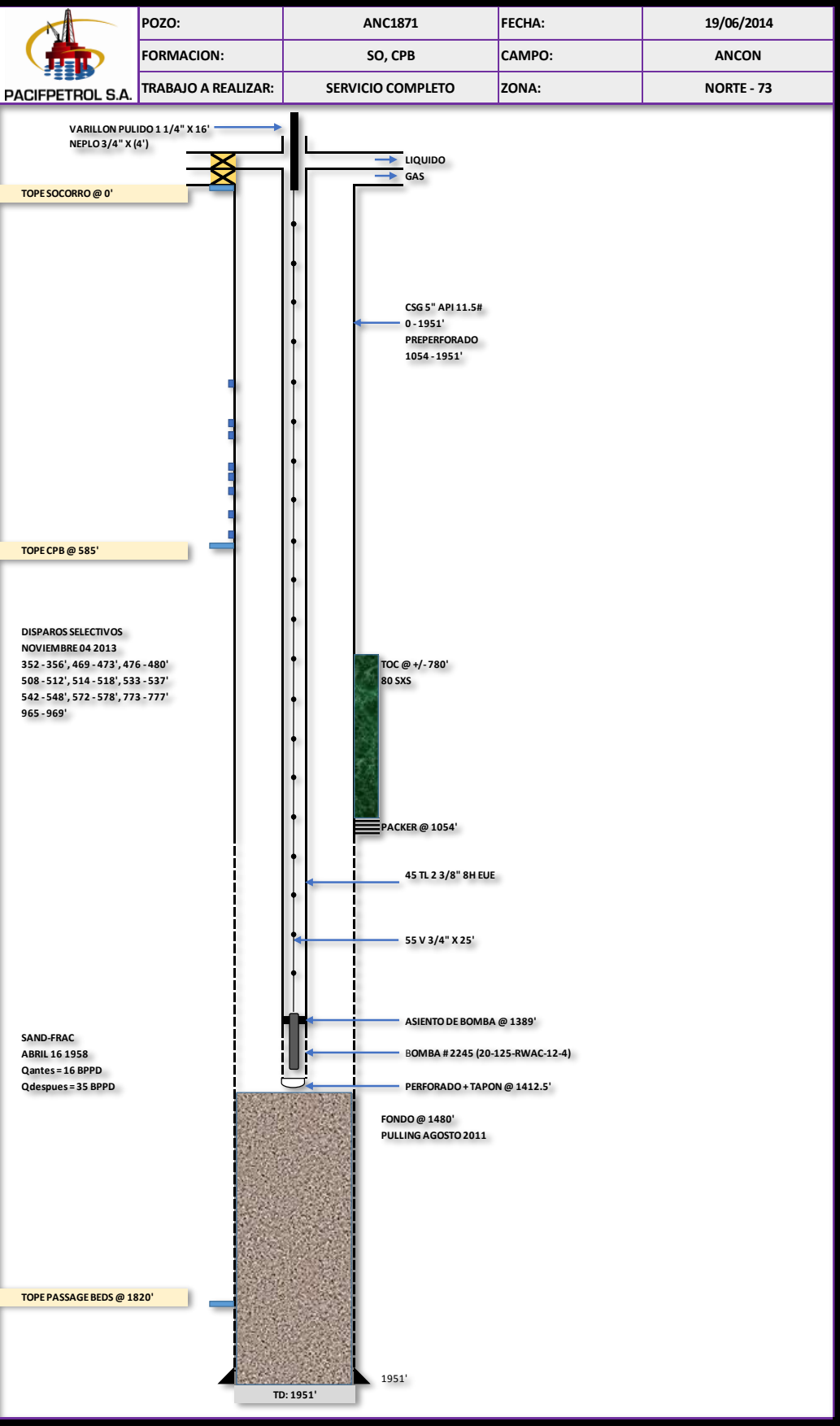


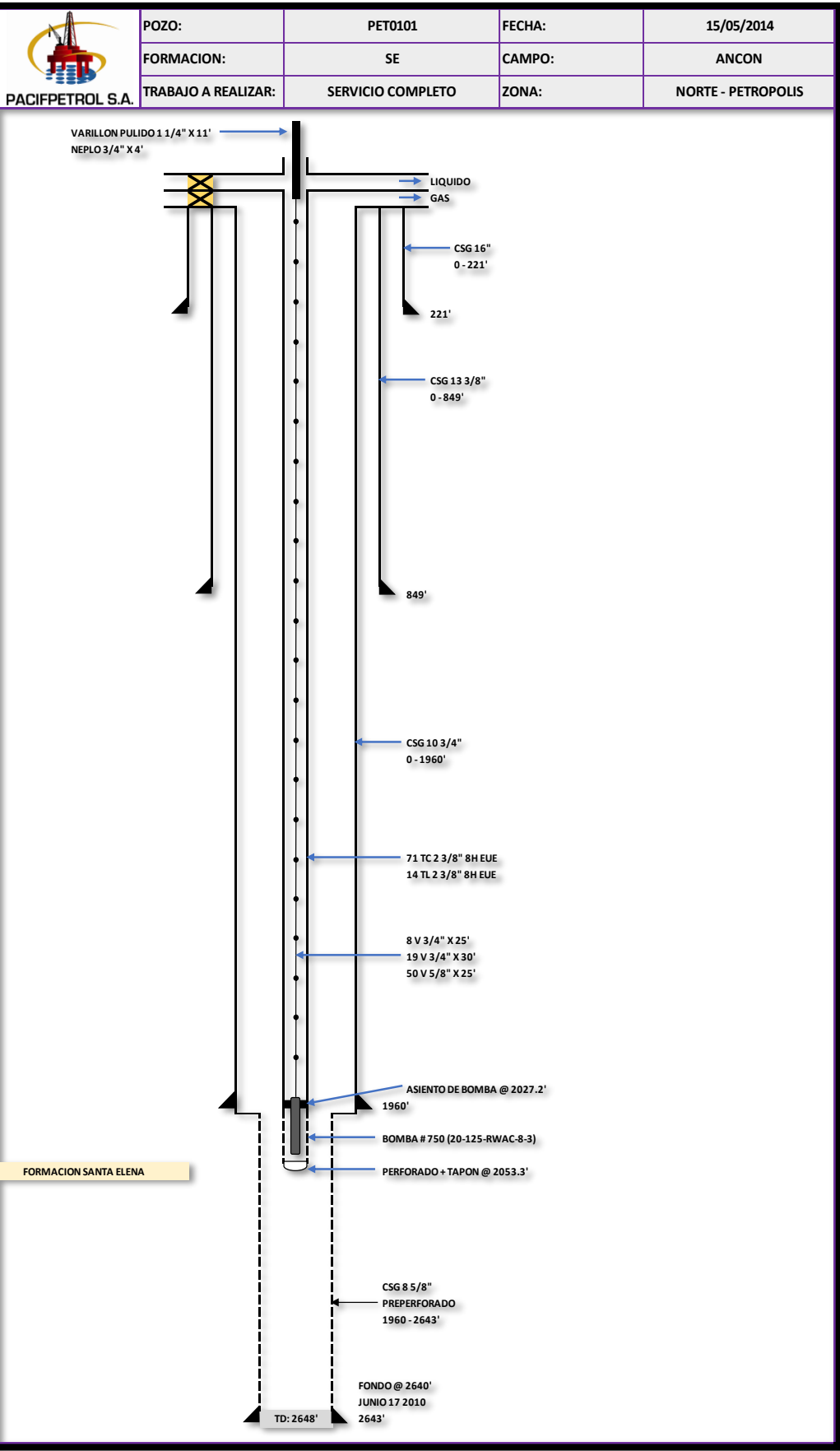
PACIFPETROL S.A.

POZO:	ANC1864	FECHA:	19/07/2015
FORMACION:	SO	CAMPO:	ANCON
TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - 073









**ANEXO2**

**RESUMEN CASOS DE ESTUDIO “*Huff & Puff*”**  
**A NIVEL MUNDIAL**

**ESTADOS UNIDOS, PERÙ Y COLOMBIA**

## **Caso Estados Unidos: Proyecto De Recuperación Mejorada De Petróleo Con Inyección Alternada De Nitrógeno Inmiscible En El Campo “Big Andy Ridge”**

En Estados Unidos, Cuenca de los Apalaches, bajo la operación de la Compañía Lee and Wolfe, Kentucky; es llevado a cabo el proyecto de inyección alternada de nitrógeno en el campo “Big Andy Ridge”. Este proyecto implica desplazamiento de gas inmiscible no hidrocarbonado, en el cual el petróleo es desplazado desde la roca reservorio, por medio de la modificación de las propiedades de los fluidos en el yacimiento. Los procesos principales son:

Reducción de la permeabilidad relativa al gas después del remojo; y,  
Reducción en la permeabilidad relativa del agua, en presencia del nitrógeno.

### **SELECCIÓN DE POZOS**

Aunque no se cuentan con datos suficientes, se mencionan algunos de los parámetros empleados para la selección de los 400 pozos elegidos para el proceso de inyección alternada de nitrógeno.

Presión actual baja, inferior al 20% de la presión inicial
Fracturas naturales en la roca reservorio.
Saturación de gas libre
Saturación de agua Móvil
Petróleo ligero

**Parámetros de Selección de Pozos del Campo Big Andy Ridge.**

**Fuente: Paper US 6,244,341 B1**

## MECANISMO DESARROLLADO

La inyección alternada de gas nitrógeno, se inició el día 1. A partir del día 339, la inyección total acumulada de nitrógeno fue de 109 millones de pies cúbicos estándares y el incremento total del recobro en el proyecto fue de 30.000 barriles. La producción se incrementó 200 barriles de petróleo al día, a partir de la tasa de producción proyectada. La fuente de nitrógeno fue proporcionada inicialmente (durante 11 meses) por una unidad de separación por membrana instalada en el sitio, a una capacidad de 360 MPCD seguida por una ampliación en la planta de 1.000 MPCD en 1999.

Durante los primeros ocho meses de la prueba, el gas inyectado, fue de 95% N<sub>2</sub>, y 5% de O<sub>2</sub>. Durante los últimos meses de la prueba, el gas inyectado fue de 92,5% N<sub>2</sub> y 7,5% de O<sub>2</sub>.

Las conclusiones preliminares, indican que el nitrógeno funciona igual, tanto en menores concentraciones como en mayores.

### Resumen de la Inyección y Resultados Obtenidos

<b>TIEMPO DE INYECCIÓN</b>	4 Años
<b>VOLUMEN DE NITROGENO INYECTADO</b>	1000 Mcf por ciclo
<b>NÚMERO DE CICLOS</b>	3
<b>TIEMPO DE REMOJO</b>	30 Días
<b>INICIO DE LA PRODUCCIÓN</b>	jul-98
<b>INCREMENTO TOTAL DE RECOBRO</b>	30.000 Bbl

**Resumen y Resultados Obtenidos.**

**Fuente: Paper US 6,244,341 B1**

Se proyectó que la eficiencia de recobro estaría compuesta por 2 MPC / bbl por cada 2 MPC de nitrógeno inyectado. Por lo tanto, se proyectó un recobro terciario acumulativo de 600.000 BBLS (1500 barriles por pozo)

El pico máximo de la producción terciaria acumulada, se estimó en 450 barriles al día. Esta recuperación se tradujo en un recobro adicional del 2% del petróleo in situ.

El campo, en el cual se condujo la prueba, es uno de los que previamente se encontró que respondía muy favorablemente a la inyección de CO<sub>2</sub> “*Huff & Puff*”. Los resultados preliminares, mostraron que el aumento de la producción es comparable con la que se había obtenido previamente en el mismo campo con inyección de CO<sub>2</sub> “*Huff & Puff*”.

En general, se creía en ésta técnica, sin embargo, la inyección de nitrógeno no alcanzaría lograr los siguientes resultados que se obtenían mediante la inyección de CO<sub>2</sub>

Disolución del CO<sub>2</sub> en el petróleo y por lo tanto, reducción de la viscosidad del petróleo.

Hinchamiento del petróleo.

Sorprendentemente, los resultados que se observaron son tan favorables como los observados previamente con la inyección de CO<sub>2</sub>. Se creía que la recuperación de petróleo a partir del proceso “*Huff & Puff*” con nitrógeno gaseoso, es probablemente una combinación de lo siguiente:

La introducción del gas nitrógeno dentro de la formación puede alterar la permeabilidad relativa de los fluidos de la formación: petróleo, gas y agua;

El efecto histéresis del gas, provoca que el gas nitrógeno sea atrapado y resultando en un desplazamiento del petróleo; y

Las burbujas de gas formadas durante la presurización y despresurización cíclica, pueden existir en el agua de formación, y resultar en la

disminución de la capacidad, de cuan relativa sea el agua al petróleo, resultando así, un incremento de flujo de petróleo en la formación.

### **Caso Perú: Incremento del Factor De Recuperación de Petróleo en Pozos con Gas Lift mediante “Huff & Puff” Con Nitrógeno.**

En esta investigación se detallan los resultados de la aplicación de la técnica “Huff & Puff”, como método de recuperación mejorada en pozos de campos maduros en Perú. Los yacimientos petrolíferos de la Cuenca Talara muestran un alto grado de depletación debido al alto desarrollo que se tiene hace más de 150 años. La mayoría de pozos actualmente producen con levantamiento artificial debido a la baja energía de los mismos.

En la industria petrolera es de suma importancia obtener diversas técnicas para incrementar la recuperación de hidrocarburos. Los factores de recobro dependen, aparte de la calidad del reservorio y condiciones de fluido, de la tecnología existente para maximizar el porcentaje de extracción de hidrocarburos.

Se ha aplicado globalmente, técnicas de EOR como inyección de agua o gas, con resultados satisfactorios. Sin embargo, dadas las condiciones geológicas, es de poca aplicación debido a la presencia de estructuras muy falladas, limitando el realizar proyectos a gran escala de EOR. En este caso se utiliza técnicas de recuperación mejorada, tal como lo es el “Huff & Puff”.

Para la aplicación de la técnica “Huff & Puff” en este ejemplo, se disponen de dos unidades: la primera es el Generador de nitrógeno que es una unidad donde a través de membranas poliméricas se capta el nitrógeno

presente en el aire y la segunda unidad es la bomba Booster que es una unidad donde se descarga el gas nitrógeno a cierta presión de operación, de acuerdo a las características de la formación a inyectar.

Ambas unidades son conectadas en serie, donde la descarga del booster es conectada al cabezal del pozo, ya sea por la válvula master de la tubería de producción o por las válvulas de forros.

El volumen de gas a inyectar es determinado por las características de las formaciones, donde son de relevante importancia los valores de porosidad, espesor de la formación, radios de drenaje a tratar y eficiencias de barrido.

El gas nitrógeno es inyectado a ciertos caudales y presiones de operación, determinados por las condiciones de admisión de la formación tratada, hasta alcanzar el volumen total de nitrógeno a inyectar, el cual fue calculado con las variables anteriormente mencionadas.

Una vez terminada la inyección del nitrógeno, el pozo es cerrado por cierto período el cual permitirá la disipación del gas dentro del reservorio y el reacomodo de fluidos dentro del mismo, desplazándose el nitrógeno a la parte superior debido a su baja densidad en comparación con los fluidos del pozo. El tiempo de cierre dependerá de la presión de fondo que tenga el pozo, ya que será más prolongada en medida que la presión sea mayor.

Finalmente, se abre el pozo a producción donde se tiene inicialmente retorno de gas nitrógeno, hasta que se observa la producción de petróleo y gas del pozo con el sistema gas lift

## **RESUMEN DE LA INYECCIÓN Y RESULTADOS OBTENIDOS**

La técnica "*Huff & Puff*" con inyección de nitrógeno que se aplicó en la cuenca talara en el lote 2B en este proyecto incremento la producción de petróleo, además se observó un incremento de la producción de gas, esto



debido al desplazamiento ejercido por el nitrógeno a manera de drenaje gravitacional dentro del reservorio.

Al tener resultados favorables en las primeras aplicaciones de la técnica “*Huff & Puff*” en algunos pozos, se decidió realizar una segunda aplicación del “*Huff & Puff*” en los mismos, obteniéndose resultados aceptables.

Desde el mes de Junio del 2013, se han venido realizando cuatro campañas de “*Huff & Puff*” usando el equipo portátil para generación de nitrógeno. Los pozos intervenidos han sido elegidos teniendo en consideración los caudales iniciales de producción, el tiempo de producción, su producción acumulada y producción actual.

Durante la intervención con el tratamiento a los pozos seleccionados, se tuvieron los siguientes parámetros de inyección, los cuales son también un referente de los resultados obtenidos, tales como la presión inicial y final de inyección registradas en cabeza de pozo.

La producción total incremental después de todos los tratamientos fue de 12.8 MBO, con un incremento promedio de 640 BO. La inversión total a la fecha fue de 581 MUSD, con un costo promedio de tratamiento de 29 MUSD. Una evaluación económica muestra un NPV de 304 MUSD con un Pay Out de 2 meses.

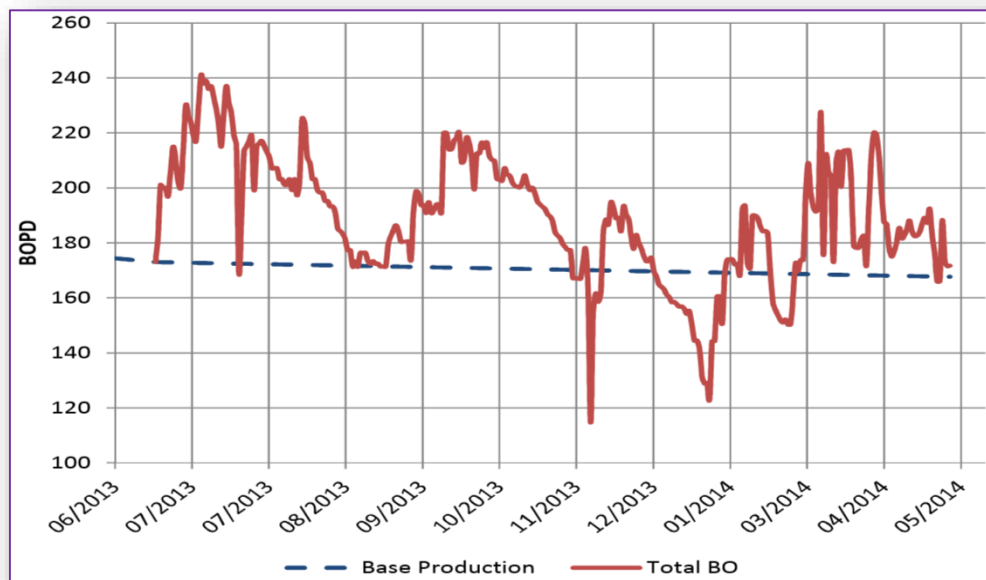
Los parámetros registrados en las campañas de “*Huff & Puff*” con nitrógeno se muestran a continuación:

PRIMERA CAMPAÑA					SEGUNDA CAMPAÑA				
POZO	Lobo-036	Lobo-065	Lobo-132	Lobo-054	POZO	Lobo-039	Lobo-151	Lobo-038	Lobo-775
Inyección de N2 (Mscf)	2,512	2,267	3,046	2,645	Inyección de N2 (Mscf)	2,504	2,406	2,221	2,569
Tiempo realizado (hrs)	79	71	95	81.5	Tiempo realizado (hrs)	79	76	70.5	82
Presión inicial del pozo	250	120	120	240	Presión inicial del pozo	220	40	80	60
Presión Final del pozo	385	290	620	330	Presión Final del pozo	540	600	460	460
TERCERA CAMPAÑA					CUARTA CAMPAÑA				
POZO	PENG-202D	CB-048	FOLCHE-2D	LONSH-P24A16	POZO	Lobo-036	Lobo-054	Lobo-038	Lobo-065
Inyección de N2 (Mscf)	2,231	2,435	1,309	2,334	Inyección de N2 (Mscf)	2,485	2,566	2,699	2,668
Tiempo realizado (hrs)	71	76	42	73.7	Tiempo realizado (hrs)	78	78	84	81.4
Presión inicial del pozo	80	100	10	40	Presión inicial del pozo	180	120	200	90
Presión Final del pozo	740	1000	700	1000	Presión Final del pozo	260	280	425	340

Parámetros de Inyección de Nitrógeno en los Pozos Intervenido con el “Huff & Puff”

Fuente: VIII INGEPET 2014

Haciendo una recopilación de los pozos intervenidos durante las 4 campañas de “Huff & Puff” con nitrógeno, se tiene una producción en conjunto con efectos positivos, como se muestra en la gráfica siguiente:



#### Resultados de la Producción Incremental

Fuente: VIII INGEPET 2014

#### Conclusión

En términos de producción, se ha logrado tener mayor recuperación de hidrocarburos de los pozos intervenidos durante tiempos prolongados.

- En pozos donde se ha tenido un mayor factor de recuperación de hidrocarburos, se ha aplicado el tratamiento cíclicamente observándose una buena respuesta en la producción.
- Los costos en cuanto a infraestructura para la aplicación del mismo no han demandado mayores inversiones, lo cual ha permitido una rápida recuperación de la inversión realizada.
- El suministro de diesel para las unidades de inyección, implican un costo de casi el 40% de los gastos totales del servicio. Esto debe ser optimizado con el tiempo a través de motores a gas.

## **Caso Colombia: Evaluación De La Inyección Cíclica De Nitrógeno Y Nitrógeno –Solvente En El Campo Llanito**

En Colombia, bajo la operación de Ecopetrol se encuentra el campo petrolero Llanito en la Cuenca VMM, en el cual fue llevada a cabo una inyección alternada de nitrógeno y nitrógeno-solvente.

El objetivo de la inyección cíclica de nitrógeno a condiciones de fondo en yacimientos petroleros es de reducir la viscosidad del petróleo, proporcionarle energía al yacimiento y permitir que el crudo fluya con mayor facilidad a la superficie

### **SELECCIÓN DE POZOS**

El proceso de selección de los pozos candidatos o los criterios de selección, se realizó en base a los siguientes parámetros:

<b>PRODUCCIÓN ACUMULADA</b>	Valor alto en cuanto el acumulado de producción
<b>BSW</b>	Valores por debajo del 80% (ideal<50%)
<b>PRESIÓN ACTUAL</b>	Valores relativamente bajos con respecto a la presión inicial (P fondo < P compresión)
<b>CAUDAL ACTUAL</b>	Valores actuales de producción bajos. Producción diferida
<b>ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS</b>	Activos o no mas de 1 año de inactividad. Sin problemas mecánicos

**Criterios de Selección Para Pozos Candidatos del Campo Llanito, Colombia.**

**Fuente: Ecopetrol**

Además de lo anterior mencionado, se cuenta con los datos de características y propiedades tanto del crudo que produce el campo, como del yacimiento que lo contiene; ya que su conocimiento es considerado indispensable para llevar a cabo la operación de inyección alternada con nitrógeno y nitrógeno-solvente.

Los datos son tabulados a continuación:

<b>POROSIDAD</b>	15-21 %
<b>ESPESOR</b>	200-2500 ft
<b>°API</b>	17-23
<b>Sw</b>	30-85%
<b>K</b>	20-500 Md
<b>GOR</b>	50-200 scf/stb
<b>Bo</b>	1.1-1.5 Resbl/stb
<b>Pb</b>	1976-2230 psi
<b>OOIP</b>	314.7-213 Mbls
<b>Np</b>	48-26 Mbls
<b>FR</b>	14%
<b>Q</b>	5500 bppd

**Características y Propiedades del Campo Llanito, Colombia.**

**Fuente: Ecopetrol**

## **MODELO ANALÍTICO DESARROLLADO**

El modelo analítico desarrollado para este caso, permite predecir el comportamiento de las etapas de inyección y producción en el proceso de “*Huff & Puff*” a partir de los datos de producción históricos del pozo.

Partiendo de los datos de producción, se calcula el depletamiento de la presión para el pozo por medio de un factor de relación entre la presión inicial, la presión actual y el fluido total producido.

Con el mismo factor empleado anteriormente, y con la cantidad total de gas inyectado al pozo, se calcula el tiempo de inyección aproximado para que el pozo alcance la presión de fondo requerida.

Con la tendencia del depletamiento de presión usando nuevamente el factor anterior, se calcula el comportamiento de la fase de producción del proceso.

Este proceso es realizado para cada ciclo y dependiendo del número de ciclos que se requieran aplicar en el proceso.

Se implementó en OFM el proceso de cálculo de variables necesarias para el proceso, las cuales al ser introducidas en una Macro Desarrollada en Excel,

generarán la simulación de 5 ciclos de “Huff & Puff” para cada pozo específico.

Los datos necesarios para este procedimiento son:

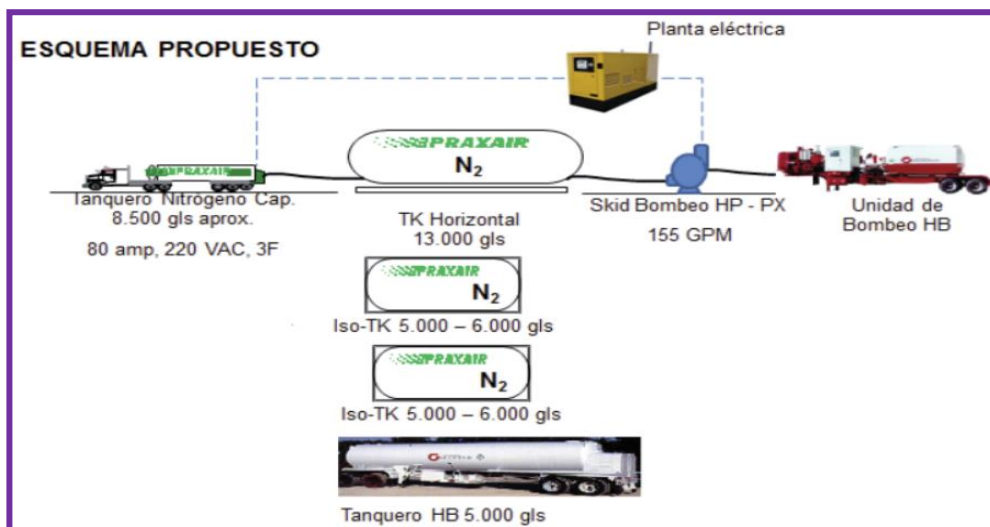
- ❖ Historial de producción del pozo en OFM
- ❖ Presión inicial del yacimiento
- ❖ Presión actual de cada pozo
- ❖ Propiedades del yacimiento
- ❖ Cantidad de gas a ser inyectado

Para el desarrollo de este modelo se asumió que el proceso sería totalmente inmisible.

## RESUMEN DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Se presenta un esquema propuesto para la inyección con nitrógeno.

El resumen de la inyección de nitrógeno y los resultados obtenidos después de dicho proceso se presentan a continuación:



Esquema Propuesto de Inyección Cíclica de Nitrógeno para el Pozo Llanito 127

Fuente: Ecopetrol

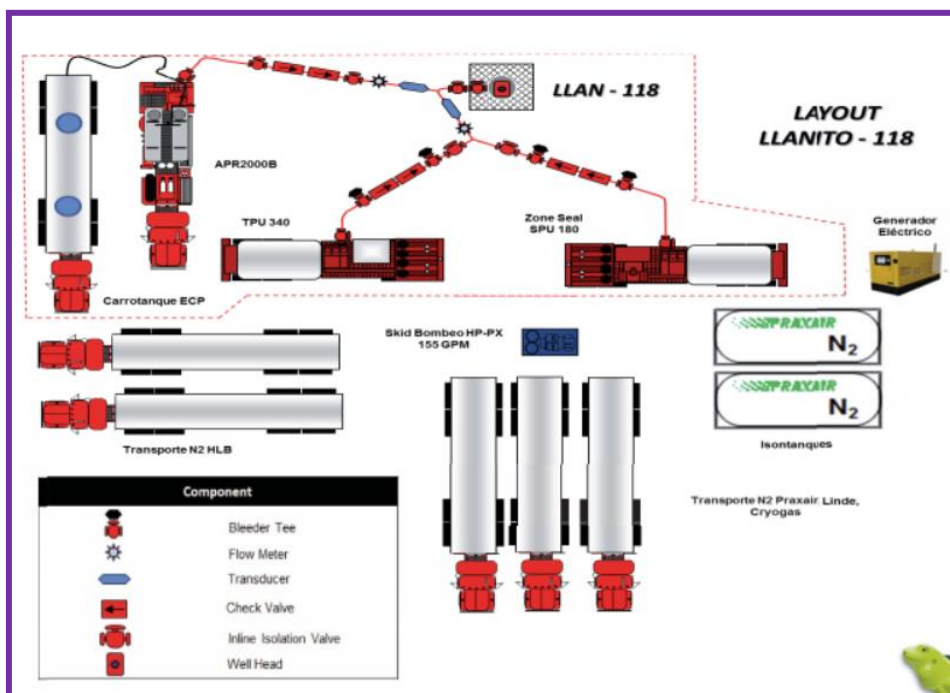
<b>TIEMPO DE INYECCIÓN</b>	9 Días
<b>VOLUMEN DE NITRÓGENO INYECTADO</b>	20 MMSCF
<b>TIEMPO DE REMOJO</b>	15 Días
<b>INICIO DE LA PRODUCCIÓN</b>	ene-09
<b>TIEMPO DE PRODUCCIÓN</b>	110 Días
<b>PRODUCCIÓN ANTERIOR A LA IYECCIÓN</b>	40 BOPD
<b>PETRÓLEO INCREMENTAL ACUMULADO</b>	2156 Barriles

Resumen de Inyección y Producción del Pozo Llanito 127.

Fuente: Ecopetrol

## RESUMEN DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO-SOLVENTE

Durante el proceso de inyección alternada de solvente-nitrógeno la viscosidad del petróleo disminuye mucho más y el nitrógeno tiene la propiedad de actuar como medio desplazante.



Esquema de Inyección Cíclica de Solvente-Nitrógeno Para el Pozo Llanito 118

Fuente: Ecopetrol

El resumen de la inyección de nitrógeno-solvente y los resultados obtenidos después de dicho proceso se presentan a continuación:

<b>TIEMPO DE INYECCIÓN</b>	12 Días
<b>VOLUMEN DE SOLVENTE INYECTADO</b>	1025 Barriles
<b>VOLUMEN DE NITRÓGENO INYECTADO</b>	20 MMSCF
<b>TIEMPO DE REMOJO</b>	6 Días
<b>INICIO DE LA PRODUCCIÓN</b>	ene-30
<b>TIEMPO DE PRODUCCIÓN</b>	90 Días
<b>PRODUCCIÓN ANTERIOR A LA IYECCIÓN</b>	11 BOPD
<b>PETRÓLEO INCREMENTAL ACUMULADO</b>	4246 Barriles

**Resumen de la Inyección**

**Fuente: Ecopetrol**