



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“CONSIDERACIONES E IMPORTANCIA DEL WELL TESTING PARA EL
DESARROLLO DE POZOS PETROLEROS”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

DANIELA ALEJANDRA DELGADO ROJAS

CARLOS DAVID GOROZABEL DOMO

GUAYAQUIL – ECUADOR
2018

DEDICATORIA

A mis padres, Patricia y Fabián, por ser los pilares fundamentales para culminar mi carrera.

A mi abuelita, Carmen Navas, por ser mi inspiración durante todos estos años para alcanzar todas mis metas.

Una especial dedicatoria para la empresa SERTECPET S. A. por brindarnos la ayuda necesaria para la realización de este proyecto, en especial al Ing. Marlon Rodríguez y al Ing. Fernando Sagnay por guiarnos durante el proyecto para su culminación.

Daniela Alejandra Delgado Rojas

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mis padres, David Gorozabel y Margoth Domo quienes han sido de fundamental importancia en mi vida no solo por el hecho de ser mis padres sino porque han sido mis amigos y consejeros a lo largo de mi vida.

Una especial dedicación a mis profesores y a la empresa SERTECPET S.A. por brindarme la ayuda necesaria para la elaboración de este proyecto, y en especial al Ingeniero Marlon Rodríguez por ayudarnos en el desarrollo de todos los pasos en este proyecto.

Carlos David Gorozabel Domo

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a mis padres, por el apoyo que me han brindado durante mi carrera, enseñándome que el camino más difícil es el que llena de mayor satisfacción.

A mis hermas, por enseñarme que la paciencia es una virtud que a lo largo de los años se va puliendo.

Agradezco a mis amigos y seres amados por siempre estar presentes, por llenarme de alegrías en momentos difíciles y por el apoyo que me entregaron durante estos años.

Daniela Alejandra Delgado Rojas

Carlos David Gorozabel Domo

TRIBUNAL DEL PROYECTO

MSc. Xavier Vargas
COORDINADOR DE LA CARRERA INEERÍA EN PETRÓLEO

MSc. Fernando Sagnay
PROFESOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Danilo Arcentales
TUTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Daniela Alejandra Delgado Rojas

Carlos David Gorozabel Domo

RESUMEN

El presente proyecto de investigación se enfoca en la importancia y consideraciones para realizar un well testing a los pozos petroleros. Well Testing (Prueba de Pozos) es un monitoreo de parámetros dinámicos tanto en fondo como en superficie que permiten verificar el nivel de daño de formación, la permeabilidad, las fronteras del área de drenaje, el efecto de almacenamiento, la presión de reservorio promedio del área de drenaje, los fluidos producidos y sus propiedades (factores volumétricos, punto de burbuja, etc) mediante pruebas de laboratorio; datos de vital importancia para conocer el potencial del yacimiento.

Con el análisis de los datos obtenidos en las pruebas de pozos efectuadas en varios escenarios se determinará el tipo de levantamiento artificial adecuado, si es necesario cambiar de levantamiento artificial, si se debe realizar una estimulación, si hay que redimensionar equipos de subsuelo o superficie, entre otras intervenciones.

El trabajo a realizarse se determina a partir del parámetro del reservorio que se encuentre más afectado por la vida productiva del pozo y del factor económico que se tenga para realizar dicha intervención. El número de intervenciones dependerá en gran medida del tipo de levantamiento artificial

con el que se encuentre produciendo el pozo ya que si no es el correcto para las condiciones actuales del reservorio, presentará fallas de manera constante aumentando los costos de mantenimiento del equipo e intervenciones en el pozo; y por lo tanto reducirá las ganancias de producción. Al concluir con la investigación se determinará cuando es necesario realizar una prueba de pozo, que consideraciones debemos tomar en el momento en que se está analizando los datos obtenidos, los beneficios que se obtienen de realizar esta prueba y que levantamiento artificial se debe elegir.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTO	III
TRIBUNAL DEL PROYECTO	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
CAPÍTULO 1	19
INTRODUCCIÓN	19
1.1 Preámbulo	21
1.2 Planteamiento del problema	22
1.3 Justificación	23

1.4	Objetivos.....	24
1.4.1	Objetivo General	24
1.4.2	Objetivos Específicos.....	24
1.5	Metodología	25
CAPÍTULO 2.....		26
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO		26
2.1	Generalidades del Campo	27
2.1.1	Formación Tena	27
2.2	Mecanismos De Producción	27
2.2.1	Flujo Natural	28
2.2.2	Levantamiento Artificial	29
2.2.3	Recuperación asistida	29
2.3	Bombeo Hidráulico	30
2.3.1	Equipo de subsuelo.....	31
2.3.2	Equipo de superficie.....	32
2.3.3	MTU (Unidad móvil de pruebas)	35
2.4	Pruebas de Pozo	36
2.4.1	Pruebas de Productividad	36
2.4.2	Pruebas de Presión Transitoria.....	41

2.4.3	Tipos de Pruebas	51
2.4.4	Interferencia de Producción entre Pozos	53
2.5	Enfoque de la Investigación	54
CAPÍTULO 3	55
METODOLOGÍA	55
3.1	Tipo de Investigación	56
3.1.1	Investigación Analítica.....	56
3.1.2	Investigación de campo.....	56
3.2	Referencias bibliográficas.....	58
3.3	Recolección de datos.....	58
3.4	Desarrollo	59
3.4.1	Obtención de caudales.....	60
3.4.2	Obtención de la presión del reservorio	61
3.4.3	Análisis de las curvas tipo	62
3.4.4	Selección y Diseño del Levantamiento Artificial	62
3.5	Comparaciones.....	62
3.6	Casos de Estudio.....	63
3.6.1	ESPOL 01	63
3.6.2	ESPOL 07	67

CAPÍTULO 4	71
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	71
4.1 Análisis del Caso de Estudio Pozo ESPOL 01	72
4.1.1 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 Utilizando Datos de Correlación de Pozos Cercanos	72
4.1.2 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Diferentes Geometrías	73
4.1.3 Comparación y Selección de la Geometría Adecuada	77
4.1.4 Importancia de la Prueba de Pozo en el Pozo ESPOL 01	78
4.1.5 Análisis Económico del Pozo ESPOL 01	79
4.2 Análisis del Caso de Estudio ESPOL 07.....	81
4.2.1 Datos Previos a la Realización de la Prueba de Pozos.....	82
4.2.2 Gráficas Realizadas a Partir de los Datos de las Memorias.....	83
4.2.3 Resultados de la Prueba de Pozo	85
4.2.4 Resultados de la Prueba de Producción	86
4.2.5 Importancia de las Pruebas de Pozos en el Pozo ESPOL 07 ...	86
4.2.6 Análisis Económico del Pozo ESPOL 07	88
4.3 Consideraciones Generales para Realizar una Prueba de Pozos ...	89
CAPÍTULO 5	91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91

5.1	Conclusiones	92
5.2	Recomendaciones	94

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

BAPD	Barriles de Agua por Día
BIPD	Barriles de Inyección por Día
BFPD	Barriles de Fluido por Día
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
BES	Bombeo Electrosumergible
DST	Drill Stem Test o Prueba de Sarta de Perforación
DDT	Draw Down Test o Prueba de Abatimiento de Presión
B'UPT	Build Up Test o Prueba de Restauración de Presión
Pwf	Well Flowing Pressure o Presión de Fondo Fluyente
S	Skin Factor o Daño de formación
WT	Well Testing o Prueba de Pozo
PVT	Presión, Volúmen y Temperatura
Bls	Barriles
MTU	Mobile Testing Unit o Unidad Móvil de Prueba
IP	Índice de Productividad

API	American Petroleum Institute o Instituto Americano del Petróleo
BS&W	Basic Sediment & Water o Sedimento y Agua (%)
DP	Diferencial Pressure o Presión Diferencial
OD	Outside Diameter o Diámetro Externo
ID	Internal Diameter o Diámetro Interno
Pi	Presión Inicial

SIMBOLOGÍA

bbl, bbls	Barriles
bbl/d, BPD	Barriles por Día
bbl/h, BPH	Barriles por Hora
°C	Celsius, grados Centígrados
cfm	Cubic feet per minute o Pie cúbico por minuto
cm	Centímetro
fpm	Feet per minute o Pie por minuto
°K	Grados Kelvin
kg	Kilogramo
ppm	Partes por millón
psi / psig	Pounds per square inch gauge o Libras por pulgada cuadrada manométrica
psia	Pounds per square inch atmospheric o Libras por pulgada cuadrada atmosférica
rpm	Revoluciones por minuto
Δ	Variación

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología del Proyecto.	25
Figura 2.1. Mecanismos de Producción.	28
Figura 2.2 Recuperación asistida.	30
Figura 2.3 Transferencia de energías en la Bomba Jet.	32
Figura 2.4 Cabezal del Pozo durante las Pruebas Utilizando MTU.	33
Figura 2.5 Tipo de Tanques de Almacenamiento.	34
Figura 2.6 Productividad de las pruebas de pozo.	37
Figura 2.7 Parámetros Directos e Indirectos Tomados Durante la Vida Productiva del Pozo.	38
Figura 2.8 Análisis y Parámetros Tomados en una Prueba de Presión Transitoria.	42
Figura 2.9. Interferencia de pozos.	54
Figura 3.1 Prueba de Restauración de Presión del Pozo ESPOL 01.	64
Figura 3.2 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet de Geometría 12 K con una Presión de Inyección de 2700 psi (Línea azul) hasta 3300 psi (Línea roja) y aumento de 300 psi.	65
Figura 3.3 Datos de Reporte Hora a Hora del Pozo ESPOL 01 Manteniendo una Presión de Inyección de 3600 psi y disminuyendo a 3300 psi.	67

Figura 4.1 Análisis Nodal Utilizando Datos de Correlación de Pozos con Bomba 10I con una Presión de Inyección de 2700 psi (Línea azul) hasta 3300 psi (Línea roja) y aumento de 300 psi.....	73
Figura 4.2 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 11J.....	74
Figura 4.3 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 11K.	75
Figura 4.4 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 12K.	76
Figura 4.5 Grafica Log – Log de P vs t y su derivada.	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Parámetros que se obtienen de los tipos de pruebas de pozo.	51
Tabla II. Datos Obtenidos en la Prueba de Producción Realizada en el Pozo ESPOL 01.....	64
Tabla III. Resultados de la Prueba de Restauración de Presión del Pozo ESPOL 07.....	69
Tabla IV. Datos Generales del Pozo ESPOL 01.....	72
Tabla V. Datos para Selección de Bomba Jet 11J	73
Tabla VI. Resultados del Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet 11J.....	74
Tabla VII. Datos para Selección de Bomba Jet 11K.....	75
Tabla VIII. Resultados del Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet 11K.	76
Tabla IX. Datos para Selección de Bomba Jet 11K.....	76
Tabla X. Resultados del Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet 12K.	77
Tabla XI. Costos de Prueba de Producción del Pozo ESPOL 01	80
Tabla XII. Datos Generales para Realizar el Análisis Económico de la Prueba de Producción del Pozo ESPOL 01	80
Tabla XIII. Flujo de Caja por Día del Pozo ESPOL 01.....	81

Tabla XIV. Parámetros Petrofísicos del Pozo ESPOL 07.....	82
Tabla XV. Parámetros PVT y Radio del Pozo ESPOL 07.	82
Tabla XVI. Resultados de la Prueba de Presión Transiente del Pozo ESPOL 07	85
Tabla XVII. Resultados de la Prueba de Producción del Pozo ESPOL 07... ..	86
Tabla XVIII. Costos en el Primer Año.....	88
Tabla XIX. Datos Generales del Pozo ESPOL 07.	88
Tabla XX. Flujo de Caja desde el 2015 – 2019.	89

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Una prueba de pozos se puede realizar en distintas etapas de la vida de un pozo, se pueden realizar cuando se está perforando, Drill Steam Test (DST), mientras se está produciendo mediante pruebas de Draw Down, mientras el pozo se ha cerrado por alguna intervención que debe hacerse, prueba de Build Up, entre muchas otras.

Dichas pruebas sirven para conocer las presiones de fondo fluyente (Well Flowing Pressure, Pwf), el tiempo que se demora el fluido para entrar en un estado total de reposo una vez que se ha cerrado la válvula de paso principal en el cabezal o en fondo, conocido como efecto de almacenamiento, este efecto es mucho menor si el pozo es cerrado en fondo; y el daño ocasionado por todas las operaciones realizadas en un pozo desde su perforación, conocido como Skin Factor o Daño de Formación.

Además de la pruebas de restauración de presión existen las pruebas de productividad, esta prueba consiste en registrar la presión de fondo mientras se produce a un caudal estabilizado, dicha información nos sirve para conocer el potencial de producción que tiene el reservorio, utilizando los datos obtenidos en la prueba de productividad se pueden detectar problemas de operación frecuentes como la presencia de parafinas, corrosión de la tubería, formación de escala, migración de finos, entre otros; que no permiten alcanzar el caudal de producción óptimo de un pozo, partiendo de este hecho y realizando análisis para determinar la eficiencia que debe tener cada levantamiento artificial con un daño determinado, se pueden seleccionar las

herramientas y el tipo de levantamiento artificial más óptimo para cada pozo a partir de las pruebas mencionadas con anterioridad.

Además, se analizarán los datos que resultan de un well testing en algunos pozos, los cuales servirán de ejemplos para determinar la importancia de haber realizado la prueba y corroborar los resultados de este proyecto de manera teórica-práctica.

La finalidad del proyecto de investigación es conocer cuando es indispensable realizar una prueba de pozos e inferir por medio de los datos obtenidos de una prueba de pozo el correcto levantamiento artificial.

1.1 Preámbulo

En este proyecto de investigación se presentará el problema que se tiene en la industria de petróleos, cuando no se realiza una prueba de pozo para tomar una decisión durante la vida productiva del pozo.

Se expondrán los beneficios de realizar una prueba de pozo y las consideraciones que se deben tener para analizar los resultados de estas pruebas.

Como resultado, obtendremos las situaciones en las que es indispensable realizar una prueba de pozo, el tipo de prueba y cuando no es requerido realizar una.

1.2 Planteamiento del problema

En la Industria de petróleo existen diferentes tipos de pozos, dependiendo de los conocimientos que se obtengan del campo, podemos llamar a estos de avanzada, en desarrollo, exploratorio, etc.

El problema que se presenta en los pozos exploratorios y de desarrollo es la falta de conocimiento de las condiciones del reservorio, este problema es más frecuente en los campos maduros ya que al producir durante un gran tiempo los ingenieros cometen el error de pensar que todos los pozos se comportan de manera similar, cosa que no se cumple para todos los casos. La selección del levantamiento artificial apropiado se debe en gran medida al conocimiento de las condiciones del reservorio, si no se tiene el conocimiento suficiente se podrían cometer varios errores como el sobredimensionamiento de los equipos y la mala selección del levantamiento ocasionando una deficiencia en el caudal óptimo de producción y aumentando los costos de mantenimiento de los equipos.

Las pruebas PVT y los análisis para estos pozos, se centran en cuantificar el volumen total del yacimiento como sus características para poder producir de manera económica.

Existen las pruebas de pozo que nos permiten, de manera más exacta, determinar el comportamiento del yacimiento a futuro, conocer los

regímenes de flujo del pozo y daño de la formación, como también cuantificar el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

La importancia de realizar una prueba de pozo permite diseñar un correcto levantamiento artificial adecuado para el yacimiento.

1.3 Justificación

En la industria de petróleo, una prueba de pozo es empleada para obtener presiones y características del yacimiento, que permite una predicción del comportamiento del yacimiento y así determinar un diseño correcto del levantamiento artificial.

El enfoque del proyecto es analizar los datos que se obtienen a partir de una prueba de pozo como: presión de fondo, presión de reservorio en el área de drenaje, daño de formación, permeabilidad, índice de productividad y caudal óptimo de producción. Para obtener los factores más influyentes en el diseño del levantamiento artificial que se ajuste al yacimiento y así disminuir las pérdidas de producción por el cambio frecuente del sistema de producción y costos de mantenimiento.

Las pruebas de pozo permiten evaluar las condiciones del yacimiento las cuales se proyectará durante la vida productiva del pozo, por lo que es necesario para visualizar el estado del pozo, del yacimiento y del fluido a producir gracias a estas pruebas.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Determinar la importancia de la realización de las pruebas de pozo en nuevos campos y en campos maduros, realizando consideraciones esenciales para realizar una prueba de pozo y aumentar la producción con la implementación de un correcto levantamiento artificial.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Obtener factores influyentes de una prueba de pozo para un sistema de producción.
- Diseñar una guía con las consideraciones importantes para una prueba de pozo.
- Seleccionar el método de levantamiento artificial que se ajuste al yacimiento.

1.5 Metodología

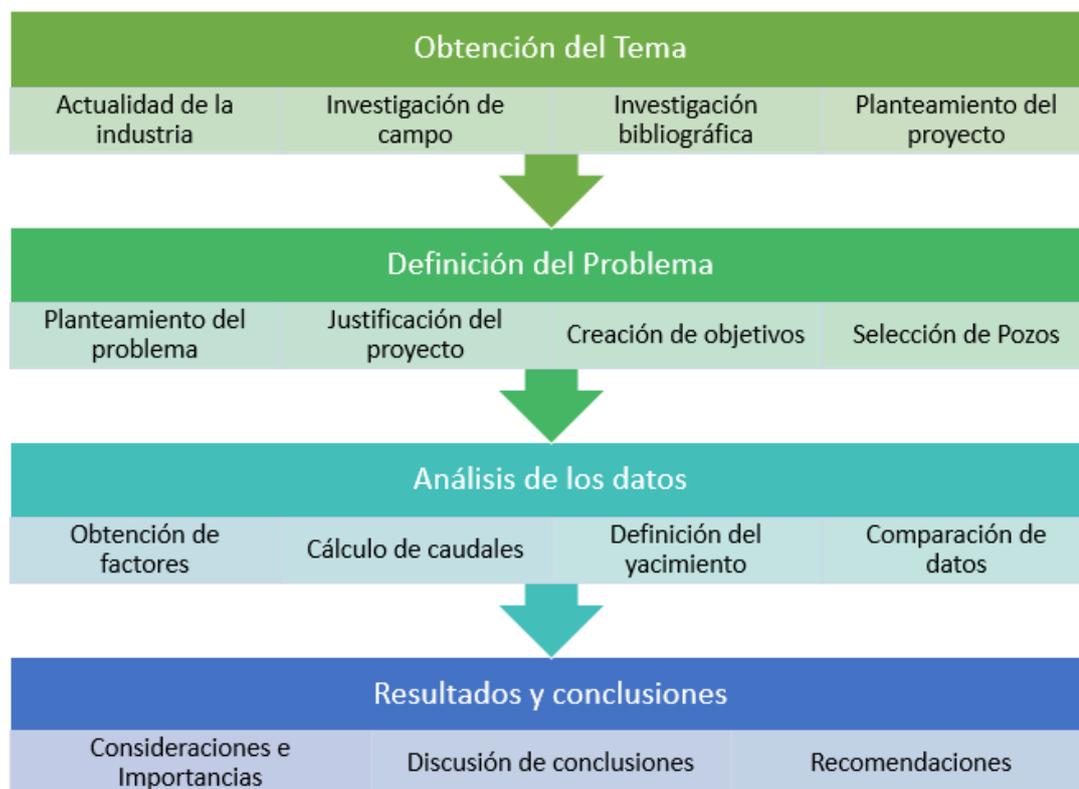


Figura 1.1 Metodología del Proyecto.
Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Generalidades del Campo

El Campo ESPOL tiene una producción mayor de 3000 bls por día. Produce de las formaciones Hollín, Napo y Tena. Tiene más de 50 pozos perforados.

Los pozos que se eligieron para el análisis producen de la formación Tena.

2.1.1 Formación Tena

Esta formación consiste en dos unidades, la arenisca tena en la parte superior y la basal tena en la inferior. Se conoce un depósito influenciado por mareas. Podemos encontrar lo siguiente:

- **Arenisca Tena:** arcillolitas y limotitas
- **Basal Tena:** clastos de lutitas verdes y cuarzo

Posee una estratigrafía de areniscas de composición cuarzosa, blanca, subtransparente a translúcida.

2.2 Mecanismos De Producción

Los mecanismos de producción ayudan al desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, por un diferencial de presiones. Dependiendo de la energía del yacimiento podemos tener los mecanismos de producción

que se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..1.** (Escobar 2000)



Figura 2.1. Mecanismos de Producción.
Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

2.2.1 Flujo Natural

Los pozos que fluyen de manera natural tienen la energía necesaria para desplazar los fluidos a superficie, sean estos por expansión de la roca, segregación gravitacional, capa de gas, empuje de agua, etc.

Requieren de una completación de fondo simple para su producción. Mientras pasan los años, la energía natural del pozo disminuye, producir a flujo natural no llega a la producción deseada, esto lleva a cambiar su mecanismo de producción a métodos que permitan una óptima como son los levantamientos artificiales.

2.2.2 Levantamiento Artificial

El Levantamiento Artificial es un mecanismo de producción que ayuda al pozo cuando su energía natural no es suficiente para llevar los fluidos a superficie en cantidades comerciales. Cuando la caída de presión del pozo es pequeña, estos medios artificiales la aumentan al suministrar energía por medio de un fluido inyectado o una bomba. Entre los tipos de levantamiento artificial tenemos bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, cavidades progresivas, bombeo hidráulico. En este caso nos enfocaremos en el bombeo hidráulico.

2.2.3 Recuperación asistida

Es la última etapa que se usa para la producción, cuando la inyección de agua ya no es efectiva. Se envía al pozo energía química o térmica para aprovechar su producción. (Científicos 2005)

Permite obtener un mejor factor de recobro al adherirle energía al yacimiento.

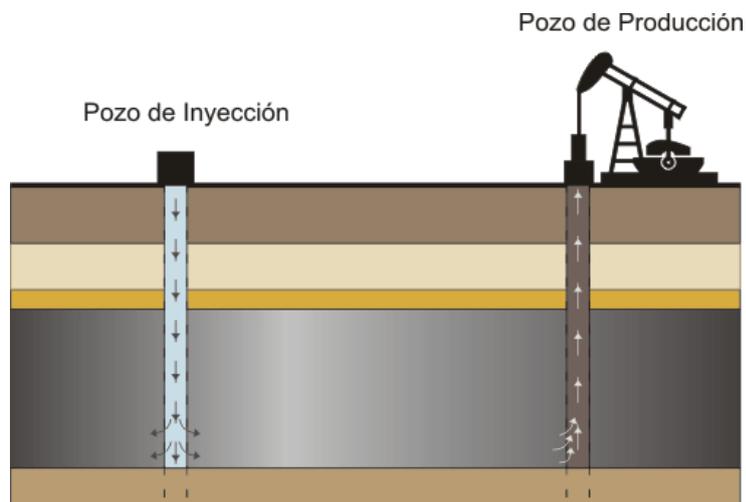


Figura 2.2 Recuperación asistida.

Fuente: Científicos, 2005.

2.3 Bombeo Hidráulico

La energía que opera la bomba de superficie se transmite hidráulicamente desde una unidad de poder en superficie. Como en el bombeo mecánico que utiliza sartas de varillas en este levantamiento estas son reemplazadas por una columna de fluido hidráulico, donde el fluido es inyectado desde superficie.

El fluido que se inyecta se distribuye por líneas de alta presión que circulan en el interior del pozo, estos fluidos accionan la bomba de subsuelo donde empieza a trabajar logrando que los fluidos producidos lleguen a superficie.

Dependiendo del sistema de inyección del fluido motriz, el fluido inyectado con el fluido que produce el yacimiento llegará a superficie como una mezcla. Este caso se conoce como sistema abierto, el cual

se manejará en los pozos analizados, de acuerdo con ello tendremos los siguientes equipos de superficie y subsuelo.

2.3.1 Equipo de subsuelo

Para el bombeo hidráulico los equipos de subsuelo se basan en la bomba alojada en una completación simple, esta puede ser de tipo pistón o jet. Para la realización de la prueba de pozo, los pozos analizados utilizaron la bomba tipo jet.

2.3.1.1 Bomba Jet

La bomba Jet es una bomba hidráulica, su principio físico se basa en una transferencia de energía entre los fluidos de inyección y producido. El fluido inyectado pasa por el nozzle de la bomba donde se produce el principio de venturi, transformación de energía potencial en cinética, a la garganta donde se encuentra con el fluido que produce el yacimiento mezclándose y pasando por el difusor, lo que convertirá la energía cinética a la energía potencial para que los fluidos alcancen la superficie.

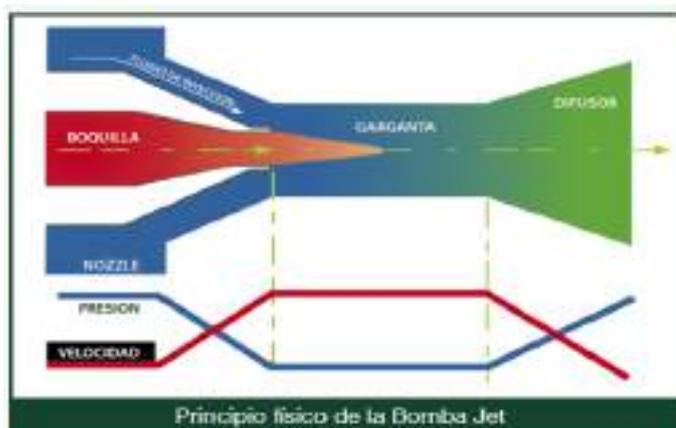


Figura 2.3 Transferencia de energías en la Bomba Jet.

Fuente: Sertecpet, 2017

La Bomba Jet se compone de 3 partes fundamentales:

- Boquilla o nozzle.
- Garganta.
- Difusor.

2.3.2 Equipo de superficie

Para realizar las pruebas de pozos se utilizan unidades móviles de prueba debido a que son los más económicos. Los equipos de superficie utilizados para la prueba de pozo son: Unidad Móvil de Prueba (MTU), que consta de un manifold en el que se controla las líneas de inyección y retorno, un separador bifásico o trifásico y la bomba de inyección triplex o quintuplex; además de la MTU se utiliza un tanque bota para las pruebas de pozos.

Cabezal del pozo

El cabezal del pozo contiene una válvula master y varias válvulas (wing) que se conecta directamente con la tubería de producción en el caso de la válvula wing de producción, de la misma manera la existen válvulas wing que se conectan directamente con la tubería de revestimiento para manipular el fluido que proviene del espacio anular.

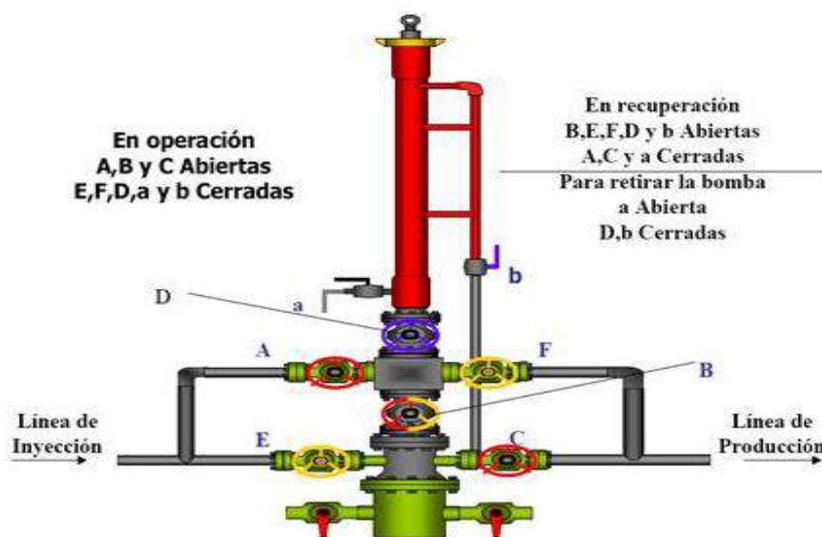


Figura 2.4 Cabezal del Pozo durante las Pruebas Utilizando MTU.

Fuente: Sertecpet, 2017

Separador

El separador es un dispositivo que ayuda a separar los fluidos en sus fases, dependiendo del tipo de separador pueden separar los líquidos de los gases (bifásico), como también el agua del petróleo y gas (trifásicos). Cuando los fluidos son

separados pasan por diferentes líneas que se dirigen a recipientes establecidos.

Bota de gas

Es un recipiente que sirve para separar el gas de los líquidos, desgasificación. Este, suele colocarse antes de los tanques, para obtener una mayor eficiencia de los separadores, obteniendo menos cantidad de gas de la línea de líquidos.

Tanques de Almacenamiento

Son recipientes que almacenan los hidrocarburos a presiones y temperaturas acorde a su rango de operación, pueden ser esféricos o cilíndricos, generalmente hechos de acero. En la Figura 2.5, se puede observar los tipos de tanques que existen para almacenamiento de hidrocarburos

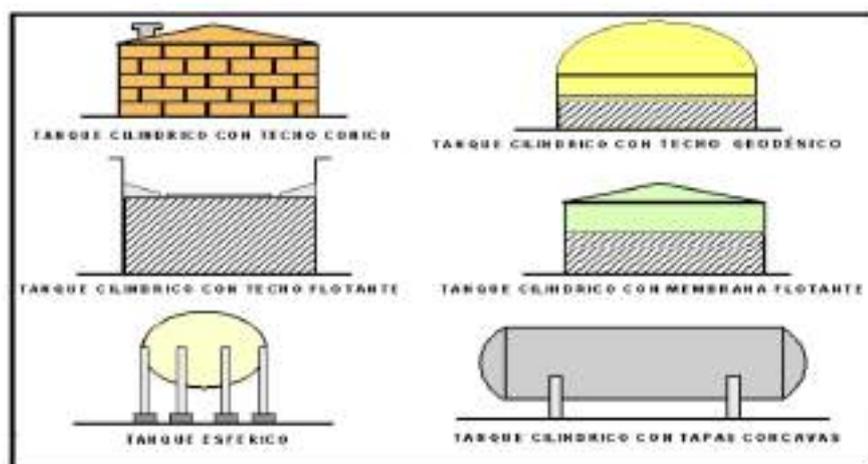


Figura 2.5 Tipo de Tanques de Almacenamiento.
Fuente: Petroblogger, 2011

Tanque de Fluido Motriz

Este recipiente almacena el fluido de inyección, aquí se verifican las especificaciones del fluido para su óptima utilización.

Bomba de superficie

Representa la unidad hidráulica de poder. Su función principal es proporcionar la energía requerida para succionar y transportar el fluido motriz desde los tanques hasta el cabezal. Se clasifican en: tipo booster y de alta potencia.

Manifold de Control

Es un conjunto de válvulas, medidores y líneas que ayudan a controlar la circulación de fluidos. En el bombeo hidráulico es fundamental porque nos permite controlar el fluido de inyección para la producción, si es necesario parar el pozo se cierran las válvulas de este manifold.

2.3.3 MTU (Unidad móvil de pruebas)

Es un equipo que opera en superficie compuesto por un separador con medidor de gas, motor de alta potencia y bomba reciprocante. Este equipo suministra energía a la bomba jet.

Las pruebas de productividad que se analizarán en los pozos son tomadas con la unidad MTU.

2.4 Pruebas de Pozo

Una prueba de pozo es un monitoreo de parámetros dinámicos para conocer el comportamiento de yacimiento y sus características. Los datos que se obtienen entregan información sobre la respuesta dinámica del yacimiento., información del análisis de las curvas. Las pruebas de pozo pueden ser de productividad o de presión transitoria. (Valencia 2008)

2.4.1 Pruebas de Productividad

Las pruebas de productividad permiten determinar el aporte del pozo, conociendo sus caudales con los que produce el pozo y así obtener ciertas características del pozo para realizar un modelo que se ajuste a la realidad, en la Figura 2.6 se detallan sus aplicaciones.



Figura 2.6 Productividad de las pruebas de pozo.
Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

2.4.1.1 Medición de Parámetros del Pozo

Los parámetros que se tienen del campo son necesarios para un análisis completo del pozo y para construir un modelo. Podemos obtenerlos por medidas directas o interpretación de datos como se detalla en la Figura 2.7.

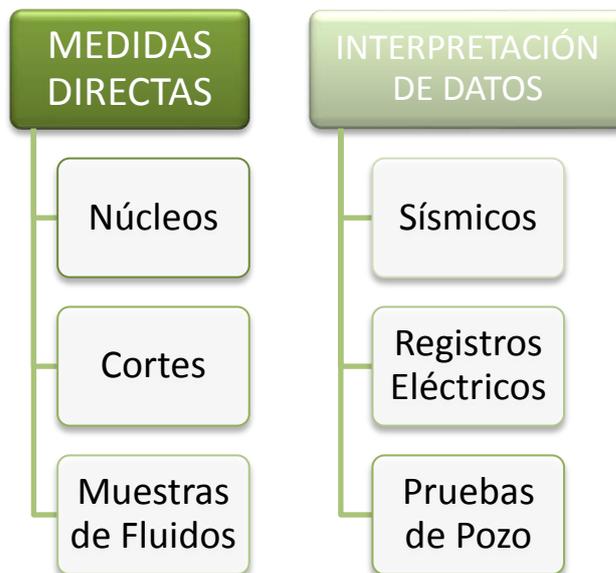


Figura 2.7 Parámetros Directos e Indirectos Tomados Durante la Vida Productiva del Pozo.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Núcleos: es una muestra de roca que contiene hidrocarburo tomada a una profundidad, conservando sus características y estructura geológica. Permiten realizar análisis petrofísicos y geológicos. (Madrid 2012)

Muestras de fluidos: se recolectan muestras de líquidos y gas de los separadores de producción o prueba para ser analizadas en laboratorios.

- **Medidores de Flujo de Líquidos**

Miden el caudal que pasa por una sección, existen de desplazamiento positivo o de turbina.

Medidores de desplazamiento positivo: Los medidores de desplazamiento positivos son de tipo directos. Se encargan de medir el flujo volumétrico separando la corriente de flujo por segmentos discretos para ir contándolos, esta acción se realiza continuamente.

Medidores de turbina: Los medidores de turbina son de tipo inferencia. Miden una propiedad dinámica de la corriente de flujo para determinar la tasa de flujo volumétrica. La turbina deduce el caudal del fluido por la velocidad de giro, esto se consigue contabilizando los pulsos electromagnéticos por cada número determinado de vueltas.

- **Medidores de Gas**

Los medidores de gas determinan el caudal de gas que pasa por una sección, estos pueden ser de tipo volumétricos de tasa de flujo o de desplazamiento positivo.

Medidores volumétricos de tasa de flujo: Operan con una corriente continua de gas, este pasa por un elemento primario que hace actuar a los elementos secundarios registrando la tasa de flujo.

Existen de tipos: Placas de orificio y Turbinas.

Medidores de desplazamiento positivo: Determinan el gas total que pasa por el medidor, a bajos volúmenes son de gran confiabilidad.

Existen de Tipo: Rotativos y Flujo másico.

- **Medidores Multifásicos**

2.4.1.2 Datos Sísmicos

Se obtienen en la sísmica, durante el proceso de exploración, se crean ondas que serán receptadas obteniendo de ellas la impedancia acústica que servirá para los análisis del subsuelo. Los datos sísmicos nos permiten conocer la existencia o no de hidrocarburos en el subsuelo, por análisis su estratigrafía y ambiente sedimentario.

2.4.1.3 Registros Eléctricos

Son registros adquiridos al bajar herramientas por medio de cable eléctrico. Se realizan para obtener datos de porosidad, densidades, litología, correlacionar pozos, saturaciones, etc.

2.4.2 Pruebas de Presión Transitoria

Esta prueba se realiza cambiando el caudal de producción en superficie y registrando el cambio de presión en el fondo. En la Figura 2.8, se detalla los parámetros que se pueden obtener.

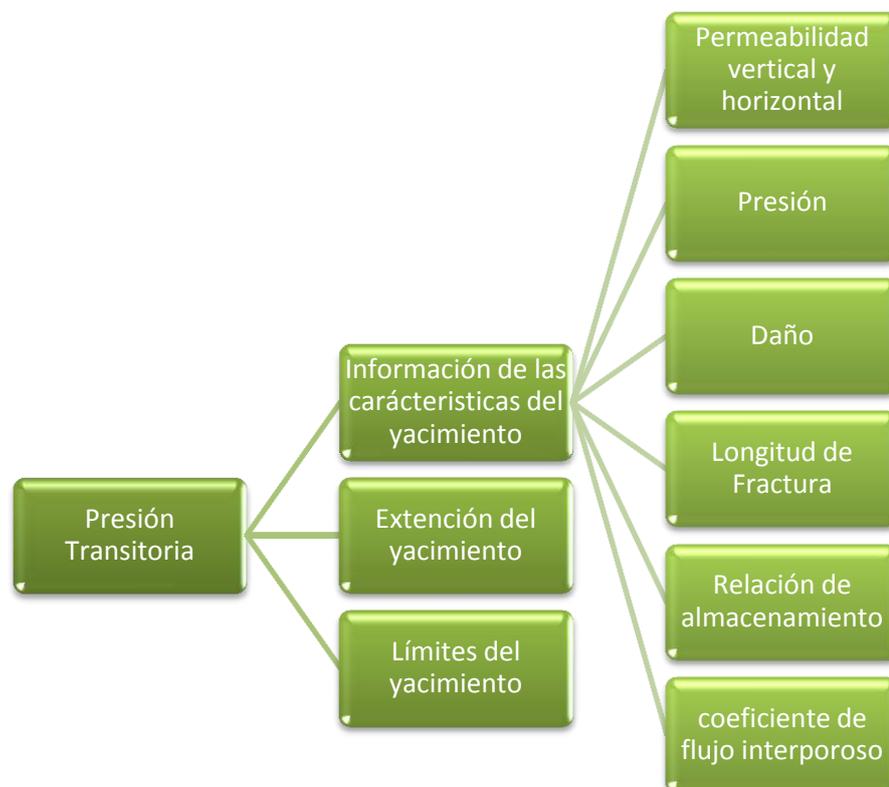


Figura 2.8 Análisis y Parámetros Tomados en una Prueba de Presión Transitoria

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Cuando se realiza esta prueba, se ingresan sensores con cable para medir la temperatura y presión en el fondo del pozo.

- **Sensores Sparteck**

Los sensores son herramientas que permiten determinar la presión y temperatura de un fluido. Estos sensores sparteck están compuestos de una batería de litio que permite a los sensores estar en el pozo durante algunos días mientras van

registrando las muestras. Los datos obtenidos se descargan luego en el software Sparteck, que permite entregar la data al cliente.

- **Daño de Formación**

El daño de formación o Skin Factor se define como el cambio o la alteración de las características originales que poseía una formación de roca antes que se realizara cualquier acción en ella, generalmente estas alteraciones se producen por la extracción de fluidos del subsuelo como agua, petróleo o gas natural (compuesto de Metano en su mayoría).

Cuando se realiza una perforación en el suelo terrestre muchos de los elementos utilizados para la perforación afectan su estructura, se utilizan fluidos para ayudar a mantener la presión en las paredes del agujero que se está perforando, a lo que se le conoce como Lodo de Perforación. El lodo de perforación contiene agua y otras partículas sólidas que tienden a reducir el volumen poroso de la roca, en el caso del agua, puede combinarse con formaciones hidratables, lo que hace que la matriz de la roca se expanda y produzca una reducción en los poros de la roca; en el caso de las partículas sólidas, estas por su nivel de viscosidad o adherencia a la superficie de la roca se

incrustan en las paredes del poro, reduciéndolo de manera irremediable.

Al reducirse el volumen poroso de la roca también se afecta otro parámetro importante en la extracción de fluidos como lo es la permeabilidad, la permeabilidad es una propiedad de la roca que nos indica la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. Como el volumen poroso se reduce, la capacidad para permitir el flujo también se verá reducida, por lo que su permeabilidad se reducirá.

Una forma de reducir el daño de formación durante la perforación de la roca es usando un lodo de perforación especial que mantenga la presión de formación en la roca pero que a su vez no reaccione ni tapone los poros de la formación, este compuesto utiliza aditivos químicos especiales que le dan al lodo unas características especiales en comparación al lodo de perforación convencional. (Schlumberger 2016)

- **Estimulaciones**

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se busca restituir o crear espacios porosos interconectados que faciliten el paso de los fluidos a través de la roca, se lo realiza

en los yacimientos para aumentar de manera efectiva la cantidad de fluido que se va a recuperar del subsuelo.

La construcción o restitución del espacio poroso genera que se restituya el daño de formación, y debido a que se crean nuevos poros en la roca el daño de formación desciende hasta un número negativo, así que cuando vemos un daño de formación negativo, esto nos indica que se han creado nuevos espacios porosos que se conectan entre sí aumentando la permeabilidad efectiva de la roca.

Las estimulaciones constituyen una acción fundamental para el mantenimiento o aumento de la producción hidrocarburos en los pozos asociados al yacimiento estimulado, y para conocer que pozos son idóneos para realizar estimulaciones se aplican las nuevas tecnologías de simulación para tratar de deducir la producción de un pozo luego de someterlo a una estimulación. (Fernandez 2010)

Las estimulaciones mayormente aplicadas son las siguientes:

- Fracturamiento Hidráulico
- Acidificación o Estimulación Ácida

- **Fracturamiento Hidráulico**

Es un tipo de estimulación que se encarga inyectar un fluido a altas presiones, llegando hasta los 20000 psi, con la finalidad de romper la resistencia de la roca y fracturarla, el fluido de ruptura se prepara en superficie y se lo inyecta a través de una bomba de superficie a altas presiones, cuando el fluido llega a su destino, aumenta en gran medida la presión del reservorio ocasionando que se generen nuevos poros y que los poros propios de la roca se interconecte, produciéndose así una mayor permeabilidad en la roca y aumentando el recobro de las reservas. (Administrador 2011)

- **Acidificación**

La acidificación es un tipo de estimulación que se encarga de introducir un fluido con materiales ácidos que desintegran gradualmente la estructura interna de la roca, esta sustancia entra en contacto con el cemento de la roca y lo deshace, produciéndose espacios vacíos donde estaba el cemento y debilitando así la estructura de la roca.

El objetivo de la acidificación es producir una interconexión entre poros que antes no se encontraban

conectados aumentando de esta manera la capacidad de la roca para permitir el flujo en su interior y aumentando la recuperación del hidrocarburo.

Las acidificaciones se utilizan en su gran mayoría en areniscas debido a su gran contenido de cuarzo, los ácidos inyectados en la acidificación disuelven el cemento que mantiene juntas las partículas de mayor tamaño de las areniscas debido a la reacción química producida en el contacto.(Limber 2010)

▪ **Caracterización del Yacimiento**

La caracterización de un yacimiento es un proceso muy complejo que utiliza muchos conceptos científicos y los aplica a la ingeniería para determinar por medio del análisis de datos petrofísicos, geológicos y dinámicos las características que tiene un yacimiento, para posteriormente realizar el análisis correcto para producir de manera óptima el hidrocarburo.

Para caracterizar un yacimiento se realizan dos tipos de modelos que son:

- Modelos Estáticos
- Modelos Dinámicos

▪ **Modelo Estático**

Un modelo estático es aquel que define todas las características que permanecen invariables con el tiempo como:

- Permeabilidad
- Porosidad
- Fronteras
- Espesor
- Fallas
- Continuidad vertical y horizontal de las arenas

Que permiten conocer el yacimiento de mejor manera.

El modelo estático está conformado a su vez por una serie de modelos que son:

Modelo Estructural.- muestra profundidades y deformaciones de los estratos, como las fallas estructurales, se obtiene a partir de datos sísmicos.

Modelo Estratigráfico.- muestra las continuidades verticales y laterales en las estructuras, es de vital importancia al momento de calcular las movilidades de los fluidos

Modelo Petrofísico.- permite determinar las características de la roca y su relación con los fluidos que contiene de manera estática

Modelo de Fluidos.- determina la distribución inicial de los fluidos en un reservorio, además sirve para determinar propiedades PVT (Presión, Volumen y Temperatura) de los fluidos contenidos en el reservorio.

▪ **Modelo Dinámico**

Este modelo nos sirve para determinar el comportamiento del yacimiento una vez que se ha empezado a producir el hidrocarburo.

Las herramientas más utilizadas para medir parámetros dinámicos son las siguientes:

Pruebas de variación de presión.- en estas pruebas se utiliza un pulso que genera una variación de presión y se observa cómo responde el yacimiento ante este estímulo, una vez que se obtiene la respuesta del yacimiento se lo compara con modelos matemáticos para determinar el tipo de yacimiento que se tiene en el subsuelo.

Interpretación de pruebas de pozos.- se toman datos de presión en el tiempo y se asemejan a modelos matemáticos para determinar propiedades del yacimiento como el daño de formación. Las pruebas de pozos se dividen en dos tipos que son:

- Pruebas de presión
 - Registros de producción. (Amanda 2013)
- **Curvas Tipo**

Son gráficos realizados a partir de modelos matemáticos que definen características particulares de un reservorio, se realizan las curvas tipo debido a que existen muchos parámetros que pueden cambiar en un reservorio y que puede modificar el aspecto de una curva, la utilidad de las curvas tipo toma importancia al asociarla con programas ya que la comparación entre estas nos revela las características del reservorio que más se acercan a la realidad.

- **Regímenes de Flujo**

Un régimen de flujo es la manera en la que se comporta un fluido al atravesar cualquier tipo de superficie por efectos de la viscosidad y de la gravedad, existen dos tipos principales de regímenes que son: laminar y turbulento

El flujo laminar se caracteriza por llevar un movimiento organizado en su movimiento, es decir, que se encuentran en equilibrio las fuerzas que le dan movimiento al fluido y las fuerzas de resistencia.

Por otro lado, el flujo turbulento es aquel flujo que presenta total desorden en su movimiento por lo que las fuerzas que se generan en el desplazamiento del fluido no van hacia una sola dirección, sino que se dirigen hacia cualquier dirección, ocasionando disturbios en el flujo

2.4.3 Tipos de Pruebas

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se especifican los tipos de prueba que se realizan en la industria y los parámetros que se obtienen de cada una de ellas.

Tabla I. Parámetros que se obtienen de los tipos de pruebas de pozo.

Tipo de Prueba	Parámetro Obtenido
DST	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño y fronteras Longitud de fractura Presión del yacimiento Límites del yacimiento

<p>Prueba de formación múltiple repetida</p>	<p>Perfil de Presión</p>
<p>Prueba de declinación de presión</p>	<p>Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Límites del yacimiento Fronteras</p>
<p>Prueba de restauración de presión</p>	<p>Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Fronteras</p>
<p>Prueba de paso de rata</p>	<p>Presión de rotura de formación Permeabilidad Daño</p>

Fall off Test	Movilidad en varios bancos Daño Presión del yacimiento Longitud de fractura Ubicación del frente Fronteras
Prueba de pulso e interferencia	Comunicación entre pozos Comportamiento del tipo de yacimiento Porosidad Permeabilidad interpozos Permeabilidad vertical
Pruebas de yacimientos con capa	Propiedades de capas individuales Permeabilidad horizontal Permeabilidad vertical Daño Presión de capa promedio Fronteras externas

Fuente: Escobar, F., 2009.

2.4.4 Interferencia de Producción entre Pozos

Cuando se produce hidrocarburos de un yacimiento por medio de un pozo individual se espera que exista una pérdida de presión en varios periodos de la vida del pozo como en la perforación, pérdidas por completación, pérdidas por el medio poroso, entre otros.

Sin embargo, cuando existen varios pozos que se encuentran asociados por un yacimiento se realizan varias pruebas llamadas pruebas de interferencia en la cual se determina si las perturbaciones producidas por un pozo productor tiene alguna afectación en la presión de un pozo observador, cuando esto ocurre los pozos se encuentran interconectados y afectan en la estimación de la producción. (León 2010)

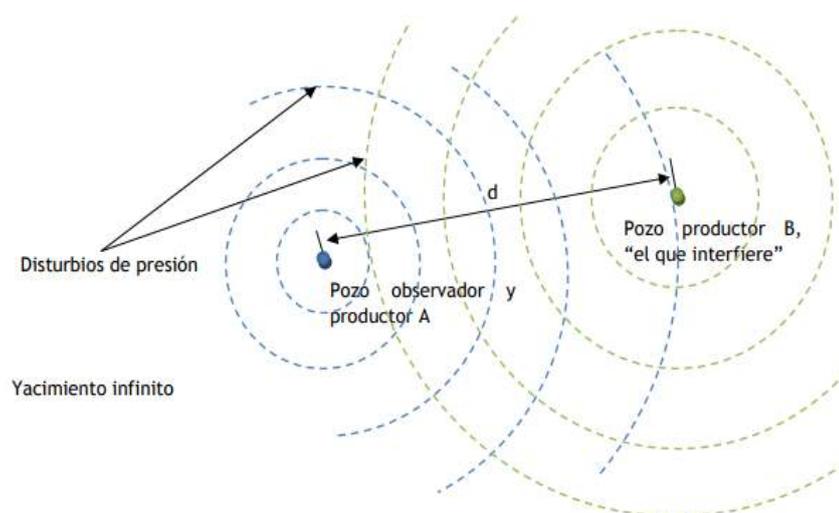


Figura 2.9. Interferencia de pozos.

Fuente: León, 2010.

2.5 Enfoque de la Investigación

El presente proyecto de investigación se basa en la interpretación de varias pruebas de presión mediante el uso del programa SAPHIR para determinar los límites y parámetros de reservorio que se pueden conocer a partir de los datos dinámicos.

La realización de la prueba de pozos toma un papel principal para el buen entendimiento de un reservorio, por lo tanto debe realizarse de manera frecuente en los pozos de campos maduros y de exploración, para el caso de los campos maduros es importante analizar los datos dinámicos ya que durante la producción del pozo debido a las grandes variaciones de presión que han soportado, la roca va a expandirse de acuerdo a su coeficiente de compresibilidad, dicha expansión de roca puede afectar de gran manera a la permeabilidad del reservorio, así mismo si el pozo tiene un gran historial de intervenciones para cambio de completaciones o para realizar operaciones de pesca el fluido de completación puede adherirse a los espacios porosos ocasionando un incremento en el daño de formación; en el caso de los pozos exploratorios, como se trata de nuevos reservorios que van a ser producidos, es muy importante saber parámetros que afectan de manera directa a la producción del reservorio para lo que se necesita realizar una prueba de pozos obteniendo parámetros como el daño de formación, los límites del yacimiento y la permeabilidad.

Para el desarrollo de nuestra investigación se tomaron pruebas de pozos actuales cortesía de la empresa Sertecpet, la misma que desarrolla sus actividades en el oriente ecuatoriano.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Tipo de Investigación

El siguiente estudio se realizó con un tipo de investigación analítica, de campo y bibliográfica.

3.1.1 Investigación Analítica

Se recolectan datos sobre la estructura de una teoría, esto ha permitido describir la importancia de la realización de un well testing, su duración y cuando es necesario aplicarla. Los resultados se detallan comparativamente y de manera sistemática.

3.1.2 Investigación de campo

Esta investigación se desarrolló en el oriente ecuatoriano, se analizaron dos pozos, del cual se obtuvo un esquema para realizar una prueba de pozo dependiendo de los conocimientos de los campos que también fueron investigados durante el transcurso del proyecto.

- **Pozo ESPOL 07:** Se obtuvieron los análisis PVT, las pruebas de presión transitoria, las pruebas de productividad, los análisis en el software Saphir, el diseño de la bomba, las intervenciones y su vida productiva.

Se realizó una prueba de restauración de presión para determinar el daño de la formación y analizar la curva de la

derivada de la presión para determinar el modelo del yacimiento. Además, se realizó una prueba de producción para conocer el potencial de producción que puede aportar el yacimiento. A partir de estas pruebas de pozos se determina si el yacimiento necesita una estimulación y se selecciona el tipo de levantamiento artificial y la bomba de subsuelo que optimice la producción.

- **Pozo ESPOL 01:** Se obtuvieron los análisis PVT, las pruebas de presión transitoria, las pruebas de productividad, los análisis en el software Saphir, el diseño de la bomba, las intervenciones y su vida productiva.

El pozo no estaba produciendo el caudal deseado, por lo que se realizó la prueba de pozo para obtener datos más aproximados del reservorio. Con esa data se analizaron los picos en la prueba de restauración de presión, los caudales en la prueba de producción, los resultados y el diseño seleccionado de la bomba jet que la empresa de servicio entregó a la operadora. Luego se varió la geometría de la bomba seleccionando la que mejor se ajustaba, obteniendo el caudal aproximado al deseado y presentando las consideraciones que se debieron tomar al realizar la prueba de pozo para su mayor eficiencia.

Con estos pozos partimos de lo particular a lo general en la importancia de la realización de las pruebas de pozo, presentando una lista de consideraciones para realizar dichas pruebas en la vida productiva de un pozo o al empezar con la exploración de un campo.

Se presentó un análisis económico de cada pozo con el servicio de la prueba de pozo y la selección de la bomba.

Con esto comparamos los resultados de realizar la prueba versus no realizarla.

3.2 Referencias bibliográficas

Se estudió los detalles de la investigación y la problemática, con su marco teórico. Este material fue obtenido de internet, libros, tutores y material de la empresa Sertecpet.

Se investigaron temas sobre medidores de fluidos, procesos para realizar un well testing, análisis de una prueba de pozos, software Saphir y el diseño de la bomba en el software Syal.

3.3 Recolección de datos

Durante la investigación de la problemática, se fueron obteniendo datos de la siguiente manera:

- Datos PVT
- Características del campo

- Tipo de Pozo
- Tipo de Formación
- Problemas en la selección de la bomba para la producción
- Pruebas de Presión Transitoria
- Análisis del Build UP o Drawdown
- Pruebas de Producción
- Caudales de Líquidos y Gases
- Índices de Productividad
- Diseño de la Bomba
- Intervenciones a Pozo

3.4 Desarrollo

Este proyecto empezó determinando la problemática con los pozos petroleros, el constante cambio del sistema de levantamiento artificial, el número de intervenciones que se realizan a un pozo, el bajo caudal de producción demostraban un problema que afectaba económicamente a la operadora dueña del pozo. Esto llevo a investigar sobre los antecedentes de cada problema obteniendo la hipótesis que la prueba de pozo no se realizaba con las debidas consideraciones o en algunos casos no la corrían.

3.4.1 Obtención de caudales

Para obtener caudales de producción se realizaron las pruebas de productividad.

Antes de realizar la prueba de productividad se baja una herramienta (shifting tool) con la unidad de cable para abrir la camisa de circulación, luego se desplaza hacia el fondo del pozo la bomba jet donde se aloja en la camisa de circulación.

En la superficie se encuentra la MTU, esta proporcionará la energía necesaria para que la bomba jet funcione. Durante la producción del pozo se van midiendo en superficie el caudal en los separadores o tanques, Teniendo los datos de producción del pozo, con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, determinamos el caudal de producción y su BSW con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

$$Q_{RETORNO} = Q_{INYECCION} + Q_{PRODUCCION} \quad \text{Ec. 1}$$

$$BSW_{RETORNO} =$$

$$\frac{(Q_{INYECCION} + Q_{PRODUCCION}) \times BSW_{RETORNO} - Q_{INYECCION} BSW_{INYECCION}}{Q_{PRODUCCION}} \quad \text{Ec. 2}$$

Al terminar obtendremos una data con el aporte del pozo y durante el tiempo de la prueba.

Con esa data analizamos los parámetros antes mencionados en el capítulo 2.

3.4.2 Obtención de la presión del reservorio

Cuando se realizan las pruebas de presión se bajan los sensores. Estos sensores se programan para tomar muestras durante la prueba. Para realizar esta prueba de presión se realiza después de la prueba de producción para que la P_{wf} se estabilice, luego se cierra el pozo para que la presión se restaure. En este momento los sensores están tomando muestras de temperatura y presión, hasta el tiempo que termine la prueba.

Luego se recuperan los sensores y se descarga la data en el software SPARTEK. La presión a la cual se restaura y se mantiene constante será la presión estática de ese reservorio.

Dependiendo el tipo de prueba Build Up o Drawdown, se analizó la data de los sensores, para obtener los parámetros mencionados en el capítulo 2.

3.4.3 Análisis de las curvas tipo

Cuando la prestadora de servicio entrega la data de las pruebas, estas son ingresadas al software SAPHIR para su análisis.

Con ellas determinaremos si existe daño, la permeabilidad y las demás características mencionadas en la tabla 1.

Se realizará un cuadro de los datos que se obtuvo en el análisis de ese pozo.

3.4.4 Selección y Diseño del Levantamiento Artificial

El IP es uno de los parámetros con el que podemos seleccionar el levantamiento artificial y diseñar la bomba de subsuelo.

Se analizarán los diferentes equipos para descubrir si fueron correctamente diseñados y si se consideraron los resultados de las pruebas de pozo.

Al final, se obtuvo un diseño propio con los parámetros de las pruebas y se realizó la comparación.

3.5 Comparaciones

Durante la investigación del pozo ESPOL 01 se realizaron las curvas de todo el sistema (Inflow y Outflow) utilizando un levantamiento artificial tipo hidráulico con una bomba jet de geometría 10I con datos de

reservorio asumidos por correlación de pozos y una presión de inyección que varía entre 2700 – 3300 psi como lo muestra la Figura 4.1, esta curva se la comparará con la curva realizada con datos obtenidos de la prueba de pozos con una geometría 12K a la misma presión de inyección como lo muestra la Figura 4.4, con la finalidad de observar el aumento de la producción que se ocasiona al cambiar de bomba tomando en cuenta los parámetros obtenidos en la prueba de pozo.

Adicional a la comparación anterior se realizaron otras curvas del sistema con las siguientes geometrías: 11J, 11K y 12K; como lo muestran las Figuras 4.1,4.2 y 4.3 respectivamente, esta comparación se la realizó a una presión de inyección de 2700 psi y con curvas de sensibilidad que aumentaban la presión de inyección 200 psi, se realizó la comparación con la finalidad de elegir la bomba que genere un mayor caudal de producción a condiciones adecuadas que no dañen los equipos de superficie.

3.6 Casos de Estudio

3.6.1 ESPOL 01

El pozo EPOL 01 es un pozo productor de la arena T al cual se le realizó una prueba de restauración de presión que tuvo una duración de 7 días, el pozo se encontraba produciendo con un

levantamiento artificial tipo hidráulico y una bomba jet directa de geometría 10 I.

Además de la prueba de restauración de presión se realizó una prueba de producción con una presión de inyección de 3875 psi, cabe recalcar que en esta prueba de producción únicamente se midió el líquido del reservorio. Los resultados de la prueba de producción se muestran en la tabla II.

Tabla II. Datos Obtenidos en la Prueba de Producción Realizada en el Pozo ESPOL 01.

<i>PRESIÓN INYECCIÓN (Psi)</i>	<i>Pwf(psi)</i>	<i>JET</i>	<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW (%)</i>
3875	1046	10" I"	421	418	3,08	0,7

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

De la prueba de restauración de presión se obtuvo la presión estática a la profundidad del sensor como se muestra en la Figura 3.1.

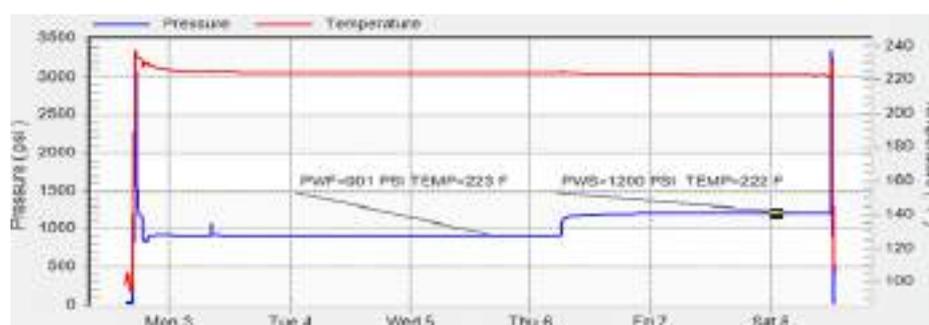


Figura 3.1 Prueba de Restauración de Presión del Pozo ESPOL 01.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Luego de realizarse las pruebas de pozo se procedió a seleccionar la geometría de bomba jet adecuada para las condiciones de este reservorio, debido a que se utilizó una bomba de geometría 10 I a una presión de inyección bastante elevada obteniendo un caudal de 421 BFPD se necesitaba de otra geometría que pudiera llegar a la misma producción con una presión de inyección que no pusiera en riesgo el estado del equipo de superficie

La Figura 3.2 muestra el análisis nodal resultante de la geometría escogida y las características de producción del pozo

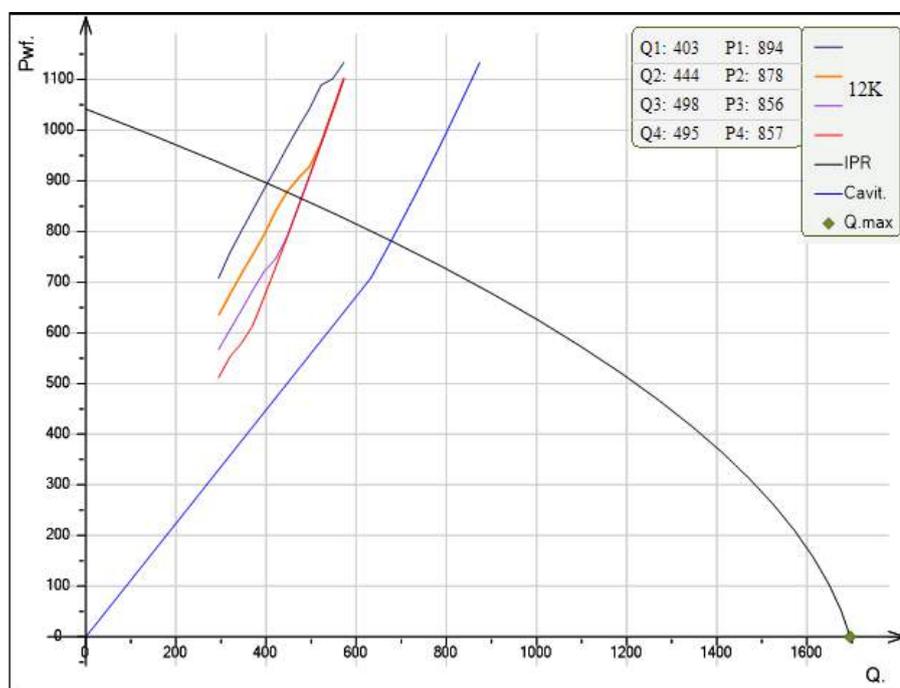


Figura 3.2 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet de Geometría 12 K con una Presión de Inyección de 2700 psi (Línea azul) hasta 3300 psi (Línea roja) y aumento de 300 psi.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Las curvas de colores representan al comportamiento de la bomba a diferentes presiones de inyección desde 2700 psi hasta 3300 psi, mientras que la curva azul que inicia desde el punto origen representa a la curva de cavitación de la bomba. Dado que cuando se aumenta la presión de inyección se reduce la p_{wf} y se aumenta el caudal de producción, la presión de inyección es un parámetro que se debe tener muy en cuenta ya que si se aumenta en gran medida puede generar cavitación de la bomba, dependiendo de la presión de burbuja del fluido.

Una vez que se seleccionó la bomba 12 K para este pozo, la compañía operadora decidió utilizar una presión de inyección de fluido motriz de 3600 psi evento que le ocasionó una mayor producción de gas en el pozo. Problema que se hubiera evitado midiendo el caudal del gas con un medidor de placa orificio durante la prueba de producción del pozo, mismo valor que hubiera alertado a la empresa operadora para no utilizar una presión de inyección operación parecida a la presión de inyección de la prueba de producción (2875 psi).

La Figura 3.3 muestra la variación real en los caudales con la disminución de la presión de inyección de fluido motriz.

TIEMPO		MOTOR			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
DIAS	HORA	AMPERIOS	INYECCIÓN	WATT	INYECCIÓN	DEBIDA	INDICADO	PSI/HORA	PSI/DÍA	TOTAL	PSI/HORA	PSI/DÍA	TOTAL REC.	INTEC.	ACTOR.	REAL
HORA	HORA	BSW	°F	°F	PSI	PSI	PSI	BSW	BSW/DÍA	BSW	BSW	BSW/DÍA	BSW	%	%	%
23	23				3600					480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
24	24				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
25	25				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
26	26				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
27	27				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
28	28				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
29	29				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
30	30				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
31	31				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
1	1				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
2	2				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
3	3				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
4	4				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
5	5				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
6	6	146			3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
7	7				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
8	8				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
9	9				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
10	10				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
11	11	148			3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
12	12				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
13	13				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
14	14				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
15	15				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
16	16	149			3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
17	17				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
18	18				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
19	19				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
20	20				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
21	21	150			3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
22	22	151			3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
23	23				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
24	24				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
25	25				3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0
26	26	152			3600		30	30	3.28	480	3600	3600	3600	0.0	0.0	0.0

Figura 3.3 Datos de Reporte Hora a Hora del Pozo ESPOL 01 Manteniendo una Presión de Inyección de 3600 psi y disminuyendo a 3300 psi.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

3.6.2 ESPOL 07

El pozo ESPOL 07 empezó su vida productiva en el año 1982 con bombeo electrosumergible en la arena Hollín, pero al no haber realizado pruebas de restauración de presión se realizó una mala selección de BES por lo que el motor del sistema se quemó por una baja aportación del yacimiento, el pozo continuó con produciendo con BES teniendo el mismo problema por repetidas ocasiones hasta que se decidió cerrarlo en el año 1990.

El pozo permaneció cerrado durante 3 años, luego de lo cual se realizaron pruebas de producción de la arena Hollín y de la arena U+T, los resultados de estas pruebas de producción determinaron que la mejor arena productora era la U+T, la misma que se produjo por levantamiento hidráulico, pero presentó baja aportación del pozo por lo que se cambió de arena y se produjo únicamente la arena U, cosa que tampoco funcionó. Finalmente se cerró el pozo en el 2008 porque no aportaban fluido las arenas U y T.

El pozo ESPOL 07 fue delegado a un nuevo consorcio en el año 2015 y empiezan las pruebas de producción en la arena T del 18 al 23 de febrero del 2015, fecha en que se cierra el pozo por 38 horas para realizar la prueba de restauración de presión en la arena antes mencionada.

Los resultados obtenidos a partir de la prueba de pozos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla III. Resultados de la Prueba de Restauración de Presión del Pozo ESPOL 07.

Modelo Seleccionado		
Opción de Modelo	Modelo Standard	
Pozo	Vertical	
Reservorio	Doble Porosidad	
Frontera	Infinita	
Parámetros Principales del Modelo		
T match	698	(hr)-1
P match	0,0174	(psia)-1
C	4,26E-04	bbl/psi
Daño Total	6,73	
k*h, total	4360	md.ft
k, promedio	218	Md
Pi	2494,45	psia
Parámetros del Modelo		
C	4,26E-04	bbl/psi
Daño	6,73	
Reservorio y Parámetros de Frontera		
Pi	2494,45	psia
k*h	4360	md.ft
K	218	Md
Omega	0,454	
Lambda	3,66E-06	
Derivada y Parámetros Secundaria		
ΔP (Daño Total)	385,973	Psi
ΔP Relación (Daño Total)	0,47134	Fracción

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

De los datos obtenidos en la prueba de pozos se consideró como un daño considerable (S mayor a 5 = pozo dañado, S entre 3 y 5 = pozo ligeramente dañado, S entre 0 y 3 = pozo con daño leve, y S menor a 0 = pozo estimulado) y sabiendo que las características de la arena productora, se decidió realizar un fracturamiento hidráulico a la arena T, obteniendo de esa manera un aumento significativo de la producción.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 Análisis del Caso de Estudio Pozo ESPOL 01

El pozo ESPOL 01 se encontraba produciendo con un levantamiento artificial tipo hidráulico con bomba jet de geometría 10I, dicha bomba se había seleccionado a partir de datos de pruebas de producción de pozos cercanos, luego de que la bomba necesitara una presión de inyección de 3875 psi para producir el caudal deseado, se procedió a realizar una prueba de restauración de presión y una prueba de producción para seleccionar una nueva bomba que cumpla con los requerimientos de producción deseados

4.1.1 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 Utilizando Datos de Correlación de Pozos Cercanos

Se utilizaron los siguientes datos para realizar la selección de la geometría:

Tabla IV. Datos Generales del Pozo ESPOL 01

DATOS PRUEBA				
Presión de Burbuja (Pb):	800	psi	Carre de Agua (BSW):	0.73 %
GOR:	204	scf/stb	Temperatura de Reservorio:	228 °F
Gravedad Espec. Agua :	1.63	adn.	Presión de Reservorio:	2,000 psi
Gravedad Espec. Gas:	1.76	adn.	Producción de Fluido:	421 bopd
Gravedad Espec. Petróleo:	0.87	adn.	Presión Fondo Fluyente(Pwf):	1,000 psi
API:	30.8	°API	Producción de Petróleo:	418 bopd

Fuente: Sertecpet, 2017

Al realizar la simulación de diferentes geometrías de bombas se llegó a la conclusión que la geometría óptima para el pozo es la 10 I cuyo análisis nodal se presenta a continuación:

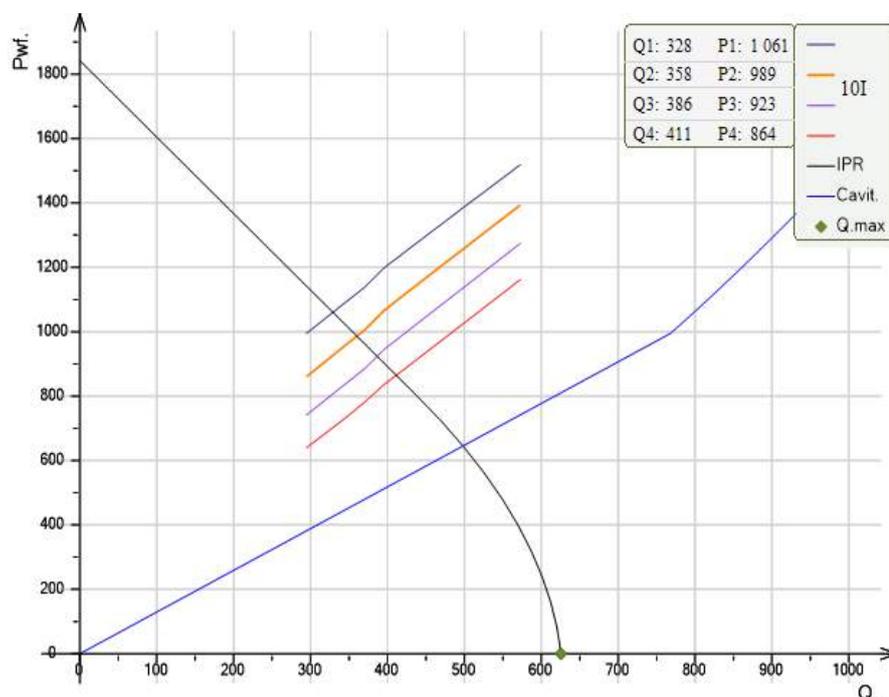


Figura 4.1 Análisis Nodal Utilizando Datos de Correlación de Pozos con Bomba 10I con una Presión de Inyección de 2700 psi (Línea azul) hasta 3300 psi (Línea roja) y aumento de 300 psi

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.1.2 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Diferentes Geometrías

4.1.2.1 Geometría 11J

Tabla V. Datos para Selección de Bomba Jet 11J

DATOS DEL POZO		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DEL YACIMIENTO	
COMPUZOL:	ESPOL	Presión de Bombeo (P _b):	1,400 psi	(T _{EL}) _{EL} (Cero de Agua (R _W) _c):	1,75 %
REPRESENTANTE:	DIG. Fracab-Sagua	GOR:	304 cc/psi	Temperatura de Reservorio:	228 °F
FECHA:	10/12/2017 09:11:20	Gravidad Espec. Agua:	1.03 abn	Presión de Reservorio:	1,340 psi
POZO:	ESPOL 11	Gravidad Espec. Gas:	1.28 abn	Producción de Chubasco:	430 bpd
RESERVOARIO:	7	Gravidad Espec. Petróleo:	1.07 abn	Presión Fracab-Fracab Pet:	1,340 psi
		API:	33.1	Producción de Petróleo:	430 bpd

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

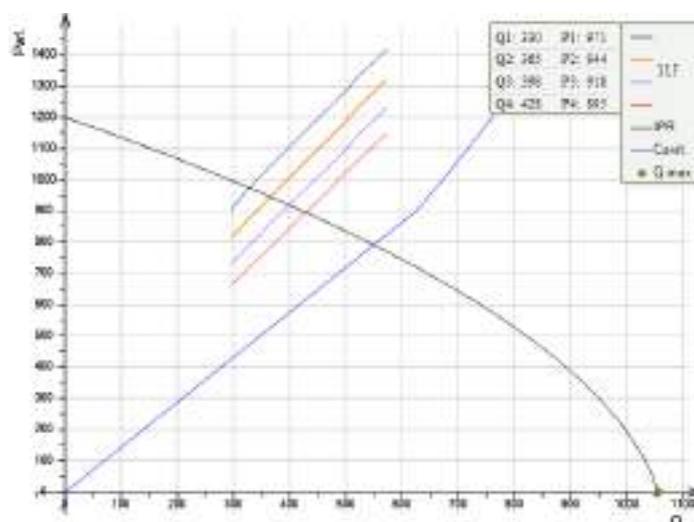


Figura 4.2 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 11J.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

De los resultados de esta prueba se pueden observar los puntos óptimos de producción en la siguiente tabla:

Tabla VI. Resultados del Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet 11J.

P inyección (psi)	Q óptimo (BFPD)	Pwf profundidad de la bomba (psi)
2700	308	927
2900	347	911
3100	386	896
3300	421	882

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.1.2.2 Geometría 11 K

Tabla VII. Datos para Selección de Bomba Jet 11K

CONDICIONES		UNIDADES		VALORES			
COMPON:	ESPL	Profund. de Bombeo (Pb):	140	m	Costo de Agua (CA):	17	\$/m ³
REPRESENTANTE:	ING. Fernando López	QOB:	34	cm	Temperatura de Reservorio:	23	°C
FECHA:	10/02/2017	Capacidad Espec. Agua:	1.8	litros/cm	Presión de Reservorio:	1.34	atm
POZO:	ESPL N	Capacidad Espec. Gas:	1.25	litros/cm	Producción de Fluido:	43	litros/día
REGISTRO:	7	Capacidad Espec. Perforación:	1.07	litros/cm	Presión Total (Ejemplar Pb):	1.94	atm
		APC:	313	litros/día	Producción de Perforación:	43	litros/día

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

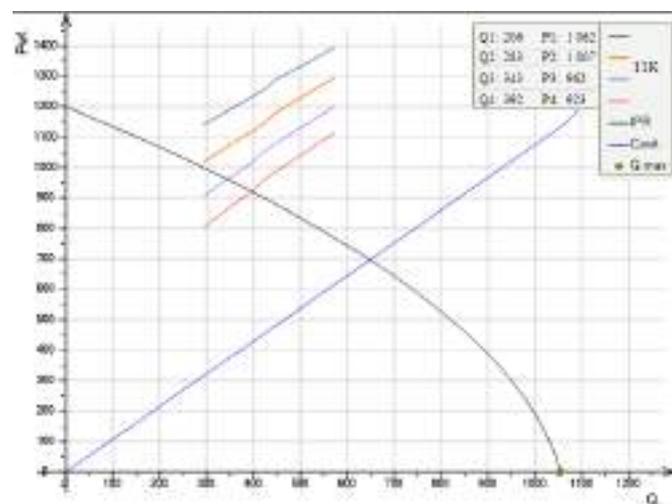


Figura 4.3 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 11K.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Tabla VIII. Resultados del Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet 11K.

P inyección (psi)	Q óptimo (BFPD)	Pwf profundidad de la bomba (psi)
2700	206	1062
2900	283	1007
3100	343	962
3300	392	923

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.1.2.3 Geometría 12 K

Tabla IX. Datos para Selección de Bomba Jet 11K

POZO ESPOL		DATOS		DATOS	
COMPUESTO:	ESPOL	Presión de Bombeo (Psi):	1400	Psi	
REPRESENTANTE:	DIG. Petrosol-Sagua	Q _{10%} :	304	cf/d	
FECHA:	08.12.2017 08:11:24	Gravidad Espec. Agua:	1.0	kg/m ³	
POZO:	ESPOL 11	Gravidad Espec. Gas:	1.2	kg/m ³	
RESERVOIR:	7	Gravidad Espec. Petróleo:	1.07	kg/m ³	
		API:	31	WT	
		TELC. Cero de Agua (PPV):	1.75	%	
		Temperatura de Reservorio:	23	°F	
		Presión de Bombeo:	1400	Psi	
		Producción de Agua:	0	STB/D	
		Presión Fondo Perforado (Pwf):	1062	Psi	
		Producción de Petróleo:	48	STB/D	

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

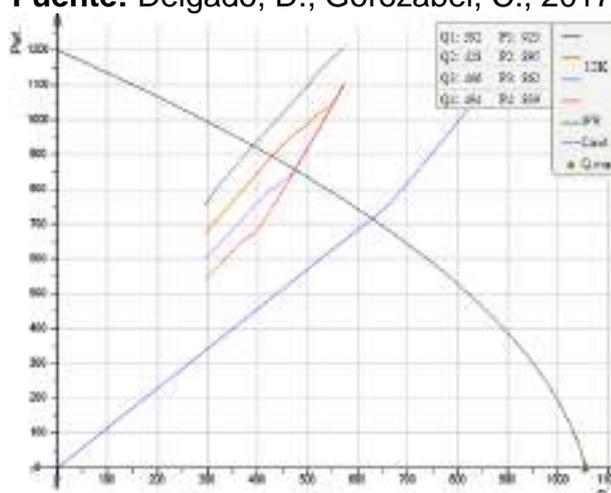


Figura 4.4 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 12K.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017

Tabla X. Resultados del Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet 12K.

P inyección (psi)	Q óptimo (BFPD)	Pwf profundidad de la bomba (psi)
2700	392	923
2900	428	895
3100	466	862
3300	494	839

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.1.3 Comparación y Selección de la Geometría Adecuada

Como se puede observar a partir de los datos del análisis nodal mientras aumenta la presión de inyección la presión de entrada a la bomba se va reduciendo, ocasionando que el fluido cada vez libere más gas, esto conlleva un gran peligro de cavitación a la bomba y una pérdida de la producción por cambio de bomba.

Comparando el análisis de las geometrías anteriormente mencionadas se puede evidenciar que la mejor opción es la 12K la cual se recomienda trabajar con una presión de inyección entre 3100 y 3300 psi para evitar la liberación excesiva de gas y la prolongación del tiempo de vida útil del equipo de subsuelo.

4.1.4 Importancia de la Prueba de Pozo en el Pozo ESPOL 01

La prueba de restauración de presión toma un papel muy importante en la producción de un pozo ya que con ésta se puede determinar de manera más precisa la presión promedio del reservorio en el área de drenaje, permitiendo de esta manera realizar una mejor estimación del potencial de producción del pozo en conjunto con los datos obtenidos durante una prueba de producción.

Aunque la simulación realizada con anterioridad al pozo ESPOL 01 reveló que la geometría adecuada era la 10 I, esta aseveración perdió relevancia cuando se informó que los datos de entrada se habían obtenido por información de pozos cercanos, una vez que empezó la producción del pozo con la bomba jet 10I se necesitó una presión de inyección de fluido motriz de 3875 psi, las condiciones de producción en ese momento ocasionaron que se cavitara la garganta de la bomba de geometría 10I, lo que se confirmó con la disminución de la tasa de producción y la bomba cavitada una vez que se realizó el cambio de bomba. En este caso de estudio, gracias a los datos obtenidos por las pruebas de restauración de presión y de producción se pudo realizar una correcta selección de geometría de bomba (12K) que puede manejar el caudal

deseado ya que la geometría 12K tiene un rango de cavitación mayor que la geometría 10I, por lo que su tiempo de vida útil aumentará.

4.1.5 Análisis Económico del Pozo ESPOL 01

En esta sección del documento se analizarán las ganancias que tendrá la empresa operadora del pozo con el aumento de producción obtenido gracias a la correcta selección de geometría de la bomba jet que se pudo realizar a partir de las pruebas de pozos.

En este análisis no se tomará en consideración el costo de renta mensual de MTU debido a que el pozo antes producía con la misma MTU y al realizar la comparación entre las ganancias que generan la geometría 10I en comparación a la geometría 12K el costo de alquiler de la MTU va a seguir siendo una constante a lo largo del tiempo, mientras el pozo sea producido por bombeo hidráulico.

Para analizar de manera correcta la parte financiera del cambio se lo realizará a una presión promedio de 3300 psi para evitar incluir daños por reparación en el equipo de superficie, los caudales utilizados corresponden a datos de producción reales

de fluido y llevados a producción de petróleo por medio de la multiplicación por su BSW.

4.1.5.1 Flujo de Caja del Pozo ESPOL 01 desde el Cambio de Bomba

Datos

Tabla XI. Costos de Prueba de Producción del Pozo ESPOL 01

Costos			
Objeto / Servicio	Valor	Cantidad	Total
Evaluación con Bomba Triplex (\$/h)	120	168	20160
Memorias (\$/d)	760	3	2280
Cambio de Bomba	5000	1	5000
Costos Totales			27440

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Tabla XII. Datos Generales para Realizar el Análisis Económico de la Prueba de Producción del Pozo ESPOL 01

Datos Generales	
Precio del Petróleo (\$)	45
Producción Anterior (BPPD)	360
Producción Actual (BPPD)	402
Variación de Producción	42

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Flujo de Caja = Precio del Petróleo *

Δ Producción – Costos Totales Ec.

3

Tabla XIII. Flujo de Caja por Día del Pozo ESPOL 01

Días	Flujo de Caja \$
1	-25550
5	-17990
10	-8540
15	910
20	10360
25	19810
30	29260
35	38710
40	48160

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.2 Análisis del Caso de Estudio ESPOL 07

Debido a que el pozo ESPOL 07 se encontraba produciendo con bastantes problemas antes del 2015, se va a realizar un análisis comparativo del pozo produciendo con bombeo hidráulico un promedio de 100 BPPD vs el pozo produciendo con bombeo electrosumergible después de que se le realizó un fracturamiento hidráulico con 2 bombas BES HALL 330-400-192 etapas con un caudal de producción promedio de 250 BPPD.

4.2.1 Datos Previos a la Realización de la Prueba de Pozos

Tabla XIV. Parámetros Petrofísicos del Pozo ESPOL 07.

PARAMETRO	VALOR
Net pay	20 ft.
Porosidad	0.1291

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Tabla XV. Parámetros PVT y Radio del Pozo ESPOL 07.

PARAMETRO	VALOR
Bo	1.219.
Uo	4.33 cp
Ct	1.5e-05 psi-1
Rw	0.29ft

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Los parámetros mencionados en las tablas anteriores se obtuvieron por medio de análisis de fluidos en el laboratorio, análisis de núcleos y registros del pozo.

4.2.2 Gráficas Realizadas a Partir de los Datos de las Memorias

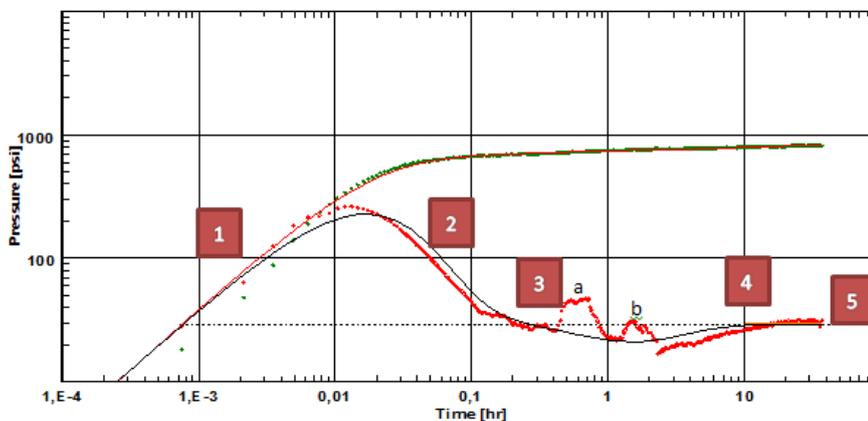


Figura 4.5 Grafica Log – Log de P vs t y su derivada.

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

La Figura 4.5 muestra dos curvas, la curva superior corresponde al conjunto puntos generados por las presiones obtenidas por las memorias a un determinado tiempo en escala logarítmica en ambos ejes; mientras que la curva inferior corresponde a la derivada de la curva superior generada por la diferencia de dos puntos de la curva superior divididos para la variación correspondiente entre sus puntos.

En esta curva se pueden apreciar 5 puntos principales:

- El punto 1 corresponde al periodo de almacenamiento que sufre el pozo, es decir, es el comportamiento de la presión inmediatamente después que se cierra el pozo

hasta que el fluido permanece estático en el interior del pozo;

- El punto 2 corresponde al periodo de estabilización del flujo entre el pozo y el área de drenaje lo que muestra un comportamiento de flujo radial;
- En el punto 3 se observan dos elevaciones en la curva de la derivada (a y b) lo que es un comportamiento típico de yacimientos de doble porosidad, ya que cuando existen cambios de porosidades el flujo se desestabiliza y se pueden observar incrementos en la curva de la derivada;
- El punto 4 se puede observar un flujo radial estabilizado por un periodo largo que continúa hasta llegar a las fronteras del yacimiento, pero como no se observa un cambio significativo en la gráfica, se está comportando como un yacimiento sin frontera o de actuación infinita;
- El punto 5 representa el final de la curva derivada que generalmente se coloca en las fronteras del yacimiento, pero como no hay indicios de que la perturbación llegó a la frontera del yacimiento se lo coloca en el final de los datos

4.2.3 Resultados de la Prueba de Pozo

La prueba de restauración de presión se realizó en el software SAPHIR utilizando los datos de entrada de las Tablas XVI y XVII, por simplicidad se realiza la simulación con el software de un pozo vertical y con fluido monofásico que corresponde a un modelo estándar.

Los resultados obtenidos de la prueba de pozo se muestran en la Tabla XVI y se presentan a continuación:

Tabla XVI. Resultados de la Prueba de Presión Transiente del Pozo ESPOL 07

Modelo Seleccionado		
Opción de Modelo	Modelo Standard	
Pozo	Vertical	
Reservorio	Doble Porosidad	
Frontera	Infinita	
Parámetros Principales del Modelo		
T match	698	(hr) ⁻¹
P match	0,0174	(psia) ⁻¹
C	4,26E-04	bbl/psi
Daño Total	6,73	
k*h, total	4360	md.ft
k, promedio	218	Md
Pi	2494,45	Psia
Parámetros del Modelo		
C	4,26E-04	bbl/psi
Daño	6,73	
Reservorio y Parámetros de Frontera		
Pi	2494,45	Psia
k*h	4360	md.ft
K	218	Md
Omega	0,454	
Lambda	3,66E-06	

Derivada y Parámetros Secundaria		
ΔP (Daño Total)	385,973	Psi
ΔP Relación (Daño Total)	0,47134	Fracción

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.2.4 Resultados de la Prueba de Producción

Esta prueba de producción se la realizó antes de la prueba de restauración de presión y demostró el potencial real del yacimiento mediante el aumento de la aportación de fluido del yacimiento.

La prueba se realizó con una MTU con bomba de geometría 10J a una presión de inyección de 3000 psi.

Tabla XVII. Resultados de la Prueba de Producción del Pozo ESPOL 07.

Fecha	Presiones		Producción Real					Petróleo Inyectado		Producción Total		Arena
	Inyección	Pc	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	BIPD	BSW	BFPD	BSW	
18/02/2015	3000	70	168	96	72	43	32,4	1416	100	1548	94	Ti
19/02/2015	3000	20	12	9	3	25	32,4	1650	100	1662	94	Ti
20/02/2015	3000	50	130	29	101	78	32,4	1272	100	1402	94	Ti
21/02/2015	3000	50	144	79	65	45	32,4	840	100	984	94	Ti
22/02/2015	3000	145	156	109	47	30	32,4	1056	100	1212	94	Ti

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.2.5 Importancia de las Pruebas de Pozos en el Pozo ESPOL 07

Gracias a la pruebas de restauración de presión y a la pruebas de producción se pudo determinar parámetros del reservorio de vital importancia como la presión promedio de reservorio y la

presión de fondo fluyente, dichos datos se utilizan para calcular la curva de productividad que representa el potencial que tiene un reservorio para aportar fluido y a partir de esta curva se realizan las selecciones de bombas apropiadas para producir los caudales de producción óptimos.

En la prueba de restauración de presión se calculó el daño aproximado que va a tener esta formación que corresponde a 6.73 lo que significa que va a existir una pérdida de presión correspondiente al 47.13% y esto se traduce en una pérdida de producción significativa. Gracias a la prueba de restauración de presión se pudo tomar la decisión de estimular el pozo por medio de un fracturamiento hidráulico y así aumentar la producción con parámetros estables.

Otro parámetro de gran importancia obtenido durante la prueba de producción es la permeabilidad (k) que representa la capacidad que posee la roca para dejar pasar el fluido por medio de sus poros, como la roca poseía una permeabilidad de 218 md, considerada moderadamente buena, se decidió que para aumentar la producción se debería interconectar los poros, esta fue otra de las razones para implementar una estimulación al pozo.

4.2.6 Análisis Económico del Pozo ESPOL 07

En el pozo ESPOL 07 se realizará el beneficio que se obtendrá a partir del aumento de producción de 100 BPPD a 250 BPPD a partir de la implementación de un sistema de bombeo electrosumergible y un fracturamiento hidráulico en la arena T.

4.2.6.1 Flujo de Caja del Pozo ESPOL 07 en el Año 1

Tabla XVIII. Costos en el Primer Año.

Costos	Valor	Cantidad	Total
Renta del Equipo BES (\$/mes)	3000	12	36000
Fracturamiento Hidráulico (\$)	500000	1	500000
Evaluación con Bomba Triplex (\$/h)	120	120	14400
Memorias (\$/dia)	760	2	1520
Costos Totales			551920

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

Tabla XIX. Datos Generales del Pozo ESPOL 07.

Datos Generales	
Precio del Petróleo (\$)	45
Producción Anterior (BPPD)	100
Producción Actual (BPPD)	250
Variación de Producción	150

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Precio del Petróleo} * \Delta \text{Producción} - \text{Costos Totales} \quad \text{Ec. 3}$$

$$\text{Flujo de Caja} = (45 * 150 * 30.5) - 551920$$

$$\text{Flujo de Caja} = -346045 \$$$

4.2.6.2 Flujo de Caja a Diferentes Años

Tabla XX. Flujo de Caja desde el 2015 – 2019.

Año	Flujo de Caja (\$)
1	-346045
2	-176170
3	-6295
4	163580

Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

4.3 Consideraciones Generales para Realizar una Prueba de Pozos

Una prueba de pozos es muy importante para determinar las características del yacimiento y poder seleccionar de mejor manera los equipos en fondo y en superficie que se van a instalar, pero también se debe tomar en cuenta el factor económico ya que es el que mueve a la industria petrolera. Por estas razones y por medio de este estudio se considera que las pruebas de pozos deberían realizarse en los siguientes casos:

- Cuando se realiza una prueba de producción y nos indica que el yacimiento aporta una cantidad importante de fluidos, pero al realizar

el diseño de la bomba con las características del pozo actual, el yacimiento no aporta la suficiente cantidad de fluido ocasionando que problemas en el equipo de subsuelo con el que se encuentre produciendo el pozo.

- Como obtener datos del yacimiento siempre es importante para optimizar la producción de un pozo, se debería realizar una prueba de pozos cuando se detiene la producción ya sea por un mantenimiento o una reparación de los equipos de fondo o de superficie, aprovechando el detenimiento de la producción para que la implementación de la prueba sea menos costosa.
- Antes de bajar una completación definitiva, ya que la adquisición de datos del reservorio a través de la prueba de pozo nos permite conocer los límites del yacimiento y así determinar el correcto tipo de levantamiento artificial que se va a instalar, lo que nos permite ahorrar costos en cambio de completaciones.
- Antes y después de realizar cualquier tipo de estimulación en el yacimiento, ya que la prueba de pozos calcula el daño de formación antes y después de la estimulación, permitiendo determinar la efectividad de la estimulación realizada.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Las pruebas de pozos nos permiten determinar de manera correcta la curva de productividad del pozo.

La implementación de una prueba de pozos es una buena inversión ya que sus costos son recuperados en un tiempo relativamente corto.

Las pruebas de pozos nos permiten seleccionar el tipo de levantamiento artificial por el que se va a producir el pozo.

Las pruebas de pozos nos ahorran costos de inversión por cambio de completación y cambio de bomba.

Las pruebas de pozos deben durar lo suficiente para que la perturbación generada por las presiones llegue a tocar todas las fronteras del área de drenaje para poder interpretarla adecuadamente

La duración de una prueba de pozos influye en gran medida al factor económico, siendo el costo asociado al cierre lo más importante por la pérdida temporal de la producción en el transcurso que dure la prueba.

RECOMENDACIONES

Es aconsejable evitar las aproximaciones de los parámetros más significativos porque pueden causar una sobreestimación o subestimación de la capacidad del reservorio y con ello una mala selección de la bomba que se utilizará.

Es necesario realizar un análisis de prueba de presión transiente, siempre que la bomba y los equipos de superficie se encuentren muy forzados al mantener el caudal deseado en las pruebas de producción.

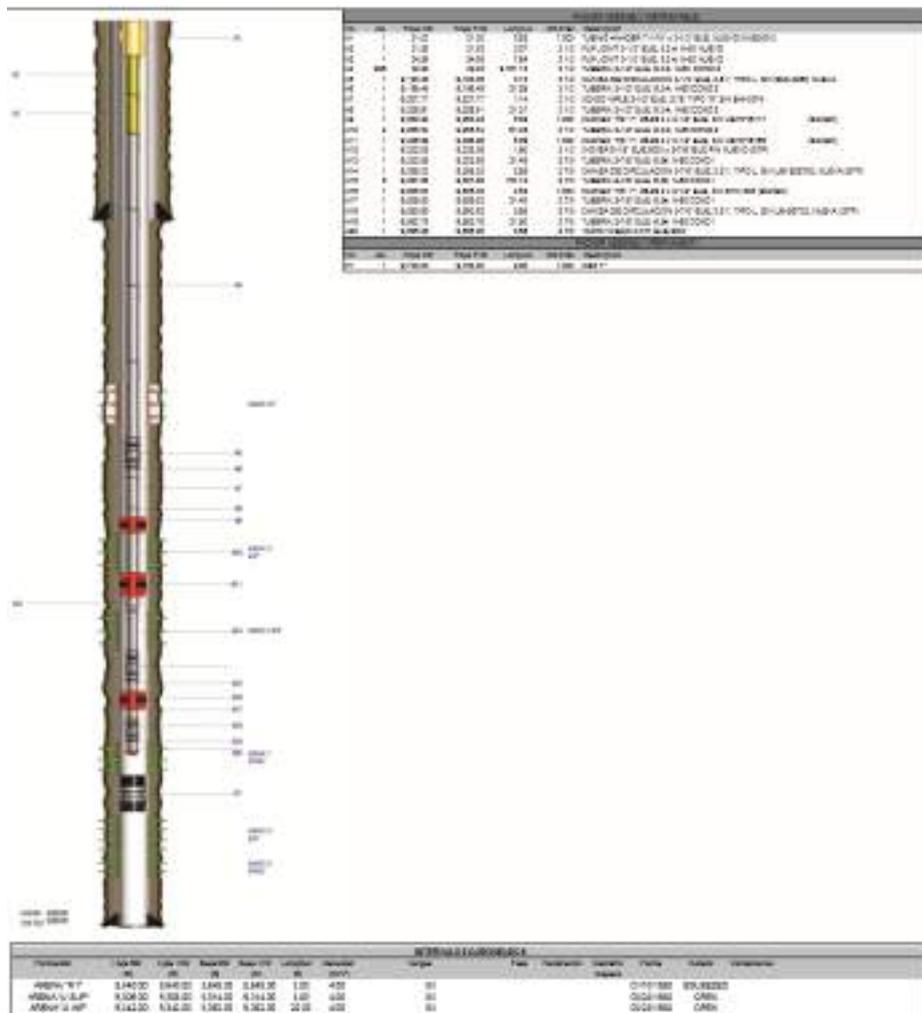
Al realizar una prueba de producción es aconsejable realizarla a dos o más caudales con la regulación de los choques en superficie, ya que de esta manera se puede estimar con mayor precisión la presión del reservorio real, sin la necesidad de realizar una prueba de presión transiente.

ANEXOS

ANEXO A. Datos principales para analizar los resultados de las pruebas de pozos del pozo ESPOL 01

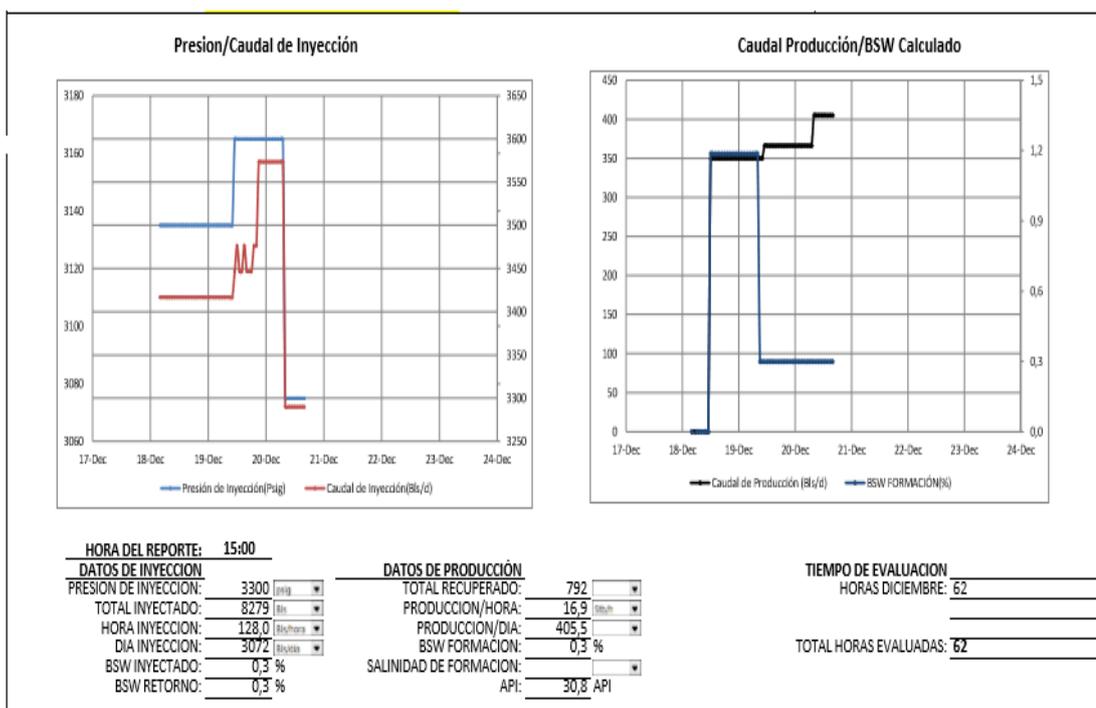
Para realizar las pruebas de pozos al pozo ESPOL 01 se necesitaba conocimiento del estado actual del mismo, por lo que se necesitaron varias fuentes de información que se detallarán a continuación:

Figura A-1. Diagrama de Completación ESPOL 01



Fuente: Petroamazonas, 2017

Figura A-2. Gráficos de Presión vs Caudal de inyección y Caudal de Inyección vs BSW del Pozo ESPOL 01



Fuente: Petroamazonas, 2017

Tabla A-1. Reporte Hora a Hora de la Prueba de Producción en el Pozo ESPOL 01

FECHA/HORA	TIEMPO		MÉTRIC	TEMPERATURAS		PRESIONES		INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW			
	BIENHEMRE	NOCHE		INYECCIÓN	RETORNO	INYECCIÓN	CARGA	MOBILD	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INYECC.	RETOR.	REM.
	HORAS	HORAS	MPH	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BSW/H	BSW/DIA	BSL	BSW/H	BSW/DIA	BSL	%	%	%
18-DEC-17 00:00						3000		90	180	180	180						
18-DEC-17 01:00	1	1				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 02:00	2	2				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 03:00	3	3				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 04:00	4	4				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 05:00	5	5				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 06:00	6	6				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 07:00	7	7				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 08:00	8	8				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 09:00	9	9				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 10:00	10	10				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 11:00	11	11				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 12:00	12	12				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 13:00	13	13				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 14:00	14	14				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 15:00	15	15				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 16:00	16	16				3000		90	180	180	180						4.20%
18-DEC-17 17:00	17	17				3000		90	180	180	180						4.20%

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURA			PRESION			INYECCION			REGULACION			BIBL		
	COMBUSTIBLE	ADAPLADO	Aspiracion	Inyeccion	Presion	INYECCION	CARGA	MODELO	FOR-HORA	FOR DA	TOTAL	FOR-HORA	FOR DA	TOTAL REC	INYOCC	RETOR	REN	
	HORAS	HORAS	MM	T	T	PS	PS	PS	MM	MM	MM	MM	MM	MM	%	%	%	
2012071000	34	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071002	36	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071004	38	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071006	40	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071008	42	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071010	44	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071012	46	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071014	48	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071016	50	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071018	52	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071020	54	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071022	56	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071024	58	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071026	60	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071028	62	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071030	64	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071032	66	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071034	68	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071036	70	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071038	72	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071040	74	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071042	76	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071044	78	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071046	80	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071048	82	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071050	84	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071052	86	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071054	88	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071056	90	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071058	92	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071100	94	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURA			PRESION			INYECCION			REGULACION			BIBL		
	COMBUSTIBLE	ADAPLADO	Aspiracion	Inyeccion	Presion	INYECCION	CARGA	MODELO	FOR-HORA	FOR DA	TOTAL	FOR-HORA	FOR DA	TOTAL REC	INYOCC	RETOR	REN	
	HORAS	HORAS	MM	T	T	PS	PS	PS	MM	MM	MM	MM	MM	MM	%	%	%	
2012071102	96	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071104	98	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071106	100	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071108	102	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071110	104	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071112	106	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071114	108	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071116	110	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071118	112	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071120	114	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071122	116	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071124	118	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071126	120	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071128	122	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071130	124	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071132	126	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071134	128	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071136	130	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071138	132	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071140	134	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071142	136	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071144	138	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071146	140	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071148	142	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071150	144	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071152	146	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071154	148	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071156	150	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071158	152	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071200	154	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURA			PRESION			INYECCION			REGULACION			BIBL		
	COMBUSTIBLE	ADAPLADO	Aspiracion	Inyeccion	Presion	INYECCION	CARGA	MODELO	FOR-HORA	FOR DA	TOTAL	FOR-HORA	FOR DA	TOTAL REC	INYOCC	RETOR	REN	
	HORAS	HORAS	MM	T	T	PS	PS	PS	MM	MM	MM	MM	MM	MM	%	%	%	
2012071202	156	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071204	158	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071206	160	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071208	162	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071210	164	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071212	166	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071214	168	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071216	170	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071218	172	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071220	174	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071222	176	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071224	178	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071226	180	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071228	182	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071230	184	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071232	186	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071234	188	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071236	190	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071238	192	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071240	194	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071242	196	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071244	198	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071246	200	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071248	202	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071250	204	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071252	206	34				100		PS	12	00	100	00	00	100	0	0	0	
2012071254	208	34				100		PS	12	00</								

HORA/HORA	TIEMPO		SECTOR	TEMPORALIDAD			PRESENCIA			AVICCIÓN			PRODUCCIÓN			BPM		
	DIAS/SEMI	ADJORNADO		Asistencia	Presencia	Retiro	AVICCIÓN	CARGA	MODULO	FOR-HORA	FOR-DÍA	TOTAL	FOR-HORA	FOR-DÍA	TOTAL REC.	PHOC	REPOR	REM.
	HORA	HORA	BPM	T	T	PS	PS	PS	BAJA	BAJA	BAJ	BAJO	BAJA	BAJ	%	%	%	
26.11.2017 1:00	1:00	1:00				1:00			00	1:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00
26.11.2017 1:30	1:30	1:30				1:30			00	1:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30
26.11.2017 2:00	2:00	2:00				2:00			00	2:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00
26.11.2017 2:30	2:30	2:30				2:30			00	2:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30
26.11.2017 3:00	3:00	3:00				3:00			00	3:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
26.11.2017 3:30	3:30	3:30				3:30			00	3:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30
26.11.2017 4:00	4:00	4:00				4:00			00	4:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00
26.11.2017 4:30	4:30	4:30				4:30			00	4:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30
26.11.2017 5:00	5:00	5:00				5:00			00	5:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00
26.11.2017 5:30	5:30	5:30				5:30			00	5:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30
26.11.2017 6:00	6:00	6:00				6:00			00	6:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00
26.11.2017 6:30	6:30	6:30				6:30			00	6:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30
26.11.2017 7:00	7:00	7:00				7:00			00	7:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00
26.11.2017 7:30	7:30	7:30				7:30			00	7:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30
26.11.2017 8:00	8:00	8:00				8:00			00	8:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
26.11.2017 8:30	8:30	8:30				8:30			00	8:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30
26.11.2017 9:00	9:00	9:00				9:00			00	9:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00

HORA/HORA	TIEMPO		SECTOR	TEMPORALIDAD			PRESENCIA			AVICCIÓN			PRODUCCIÓN			BPM		
	DIAS/SEMI	ADJORNADO		Asistencia	Presencia	Retiro	AVICCIÓN	CARGA	MODULO	FOR-HORA	FOR-DÍA	TOTAL	FOR-HORA	FOR-DÍA	TOTAL REC.	PHOC	REPOR	REM.
	HORA	HORA	BPM	T	T	PS	PS	PS	BAJA	BAJA	BAJ	BAJO	BAJA	BAJ	%	%	%	
26.11.2017 1:00	1:00	1:00				1:00			00	1:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00	2:00
26.11.2017 1:30	1:30	1:30				1:30			00	1:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30	3:30
26.11.2017 2:00	2:00	2:00				2:00			00	2:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00	5:00
26.11.2017 2:30	2:30	2:30				2:30			00	2:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30	6:30
26.11.2017 3:00	3:00	3:00				3:00			00	3:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
26.11.2017 3:30	3:30	3:30				3:30			00	3:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30	9:30
26.11.2017 4:00	4:00	4:00				4:00			00	4:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00	11:00
26.11.2017 4:30	4:30	4:30				4:30			00	4:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30	12:30
26.11.2017 5:00	5:00	5:00				5:00			00	5:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00	14:00
26.11.2017 5:30	5:30	5:30				5:30			00	5:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30	15:30
26.11.2017 6:00	6:00	6:00				6:00			00	6:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00	17:00
26.11.2017 6:30	6:30	6:30				6:30			00	6:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30	18:30
26.11.2017 7:00	7:00	7:00				7:00			00	7:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00	20:00
26.11.2017 7:30	7:30	7:30				7:30			00	7:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30	21:30
26.11.2017 8:00	8:00	8:00				8:00			00	8:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
26.11.2017 8:30	8:30	8:30				8:30			00	8:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30	24:30
26.11.2017 9:00	9:00	9:00				9:00			00	9:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00	26:00

Fuente: Petroamazonas, 2017

FECHA	EST	PRESIONES					PRESIONES REAL					SERVICIO INYECTADO/PRODUCCION TOTAL					CIN	VAP	ESTERILIDAD		MATERIA	TEMPER	PUNTO DE BURBUJA	GAS	O2	N2	O3	O4	O5	O6	O7	O8	O9	O10	O11	O12	O13	O14	O15	O16	O17	O18	O19	O20	O21	O22	O23	O24	O25	O26	O27	O28	O29	O30	O31	O32	O33	O34	O35	O36	O37	O38	O39	O40	O41	O42	O43	O44	O45	O46	O47	O48	O49	O50	O51	O52	O53	O54	O55	O56	O57	O58	O59	O60	O61	O62	O63	O64	O65	O66	O67	O68	O69	O70	O71	O72	O73	O74	O75	O76	O77	O78	O79	O80	O81	O82	O83	O84	O85	O86	O87	O88	O89	O90	O91	O92	O93	O94	O95	O96	O97	O98	O99	O100	O101	O102	O103	O104	O105	O106	O107	O108	O109	O110	O111	O112	O113	O114	O115	O116	O117	O118	O119	O120	O121	O122	O123	O124	O125	O126	O127	O128	O129	O130	O131	O132	O133	O134	O135	O136	O137	O138	O139	O140	O141	O142	O143	O144	O145	O146	O147	O148	O149	O150	O151	O152	O153	O154	O155	O156	O157	O158	O159	O160	O161	O162	O163	O164	O165	O166	O167	O168	O169	O170	O171	O172	O173	O174	O175	O176	O177	O178	O179	O180	O181	O182	O183	O184	O185	O186	O187	O188	O189	O190	O191	O192	O193	O194	O195	O196	O197	O198	O199	O200	O201	O202	O203	O204	O205	O206	O207	O208	O209	O210	O211	O212	O213	O214	O215	O216	O217	O218	O219	O220	O221	O222	O223	O224	O225	O226	O227	O228	O229	O230	O231	O232	O233	O234	O235	O236	O237	O238	O239	O240	O241	O242	O243	O244	O245	O246	O247	O248	O249	O250	O251	O252	O253	O254	O255	O256	O257	O258	O259	O260	O261	O262	O263	O264	O265	O266	O267	O268	O269	O270	O271	O272	O273	O274	O275	O276	O277	O278	O279	O280	O281	O282	O283	O284	O285	O286	O287	O288	O289	O290	O291	O292	O293	O294	O295	O296	O297	O298	O299	O300	O301	O302	O303	O304	O305	O306	O307	O308	O309	O310	O311	O312	O313	O314	O315	O316	O317	O318	O319	O320	O321	O322	O323	O324	O325	O326	O327	O328	O329	O330	O331	O332	O333	O334	O335	O336	O337	O338	O339	O340	O341	O342	O343	O344	O345	O346	O347	O348	O349	O350	O351	O352	O353	O354	O355	O356	O357	O358	O359	O360	O361	O362	O363	O364	O365	O366	O367	O368	O369	O370	O371	O372	O373	O374	O375	O376	O377	O378	O379	O380	O381	O382	O383	O384	O385	O386	O387	O388	O389	O390	O391	O392	O393	O394	O395	O396	O397	O398	O399	O400	O401	O402	O403	O404	O405	O406	O407	O408	O409	O410	O411	O412	O413	O414	O415	O416	O417	O418	O419	O420	O421	O422	O423	O424	O425	O426	O427	O428	O429	O430	O431	O432	O433	O434	O435	O436	O437	O438	O439	O440	O441	O442	O443	O444	O445	O446	O447	O448	O449	O450	O451	O452	O453	O454	O455	O456	O457	O458	O459	O460	O461	O462	O463	O464	O465	O466	O467	O468	O469	O470	O471	O472	O473	O474	O475	O476	O477	O478	O479	O480	O481	O482	O483	O484	O485	O486	O487	O488	O489	O490	O491	O492	O493	O494	O495	O496	O497	O498	O499	O500	O501	O502	O503	O504	O505	O506	O507	O508	O509	O510	O511	O512	O513	O514	O515	O516	O517	O518	O519	O520	O521	O522	O523	O524	O525	O526	O527	O528	O529	O530	O531	O532	O533	O534	O535	O536	O537	O538	O539	O540	O541	O542	O543	O544	O545	O546	O547	O548	O549	O550	O551	O552	O553	O554	O555	O556	O557	O558	O559	O560	O561	O562	O563	O564	O565	O566	O567	O568	O569	O570	O571	O572	O573	O574	O575	O576	O577	O578	O579	O580	O581	O582	O583	O584	O585	O586	O587	O588	O589	O590	O591	O592	O593	O594	O595	O596	O597	O598	O599	O600	O601	O602	O603	O604	O605	O606	O607	O608	O609	O610	O611	O612	O613	O614	O615	O616	O617	O618	O619	O620	O621	O622	O623	O624	O625	O626	O627	O628	O629	O630	O631	O632	O633	O634	O635	O636	O637	O638	O639	O640	O641	O642	O643	O644	O645	O646	O647	O648	O649	O650	O651	O652	O653	O654	O655	O656	O657	O658	O659	O660	O661	O662	O663	O664	O665	O666	O667	O668	O669	O670	O671	O672	O673	O674	O675	O676	O677	O678	O679	O680	O681	O682	O683	O684	O685	O686	O687	O688	O689	O690	O691	O692	O693	O694	O695	O696	O697	O698	O699	O700	O701	O702	O703	O704	O705	O706	O707	O708	O709	O710	O711	O712	O713	O714	O715	O716	O717	O718	O719	O720	O721	O722	O723	O724	O725	O726	O727	O728	O729	O730	O731	O732	O733	O734	O735	O736	O737	O738	O739	O740	O741	O742	O743	O744	O745	O746	O747	O748	O749	O750	O751	O752	O753	O754	O755	O756	O757	O758	O759	O760	O761	O762	O763	O764	O765	O766	O767	O768	O769	O770	O771	O772	O773	O774	O775	O776	O777	O778	O779	O780	O781	O782	O783	O784	O785	O786	O787	O788	O789	O790	O791	O792	O793	O794	O795	O796	O797	O798	O799	O800	O801	O802	O803	O804	O805	O806	O807	O808	O809	O810	O811	O812	O813	O814	O815	O816	O817	O818	O819	O820	O821	O822	O823	O824	O825	O826	O827	O828	O829	O830	O831	O832	O833	O834	O835	O836	O837	O838	O839	O840	O841	O842	O843	O844	O845	O846	O847	O848	O849	O850	O851	O852	O853	O854	O855	O856	O857	O858	O859	O860	O861	O862	O863	O864	O865	O866	O867	O868	O869	O870	O871	O872	O873	O874	O875	O876	O877	O878	O879	O880	O881	O882	O883	O884	O885	O886	O887	O888	O889	O890	O891	O892	O893	O894	O895	O896	O897	O898	O899	O900	O901	O902	O903	O904	O905	O906	O907	O908	O909	O910	O911	O912	O913	O914	O915	O916	O917	O918	O919	O920	O921	O922	O923	O924	O925	O926	O927	O928	O929	O930	O931	O932	O933	O934	O935	O936	O937	O938	O939	O940	O941	O942	O943	O944	O945	O946
-------	-----	-----------	--	--	--	--	----------------	--	--	--	--	-------------------------------------	--	--	--	--	-----	-----	-------------	--	---------	--------	------------------	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

BIBLIOGRAFÍA

Academia. (2010). Obtenido de

[https://www.academia.edu/16634774/ACIDIFICACION_DE_POZOS_2
?auto=download](https://www.academia.edu/16634774/ACIDIFICACION_DE_POZOS_2?auto=download)

Amanat, C. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Texas: Advanced TWPSOM
Petroleum System, Inc.

Escobar, F. H. (2009). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*. Neiva:
Editorial Universidad Surcolombiana.

G, B. (1998). *Well Testing: Interpretation Methods*. Paris.

Halliburton . (2003). *Surface Well Testing*. Houston.

La Comunidad Petrolera. (Marzo de 2010). Obtenido de

[https://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/916-
Estimulaci%C3%B3n-de-Pozos](https://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/916-Estimulaci%C3%B3n-de-Pozos)

Lee, J. (1998). *Well Testing*. Texas: SPE.

León, C. (2010). Análisis de Pruebas de Interferencia en Yacimientos
Naturalmente Fracturado con Geometría Fractal., (págs. 6-7). México
D.F.

McLeese, S. (2000). *Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing*. San
Diego: Elsevier, Inc.

Petroblogger. (1 de Junio de 2011). Obtenido de

<http://www.ingenieriadepetroleo.com/fracturamiento-hidraulico/>

Schlumberger. (1998). *Introduction to Well Testing*. Bath : Phi Solutions.

Schlumberger Oilfield Glossary. (2016). Obtenido de

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_damage.asp

x

Slideshare. (4 de Octubre de 2013). Obtenido de

<https://es.slideshare.net/amadangely/caracterizacin-de-yacimientos>