



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

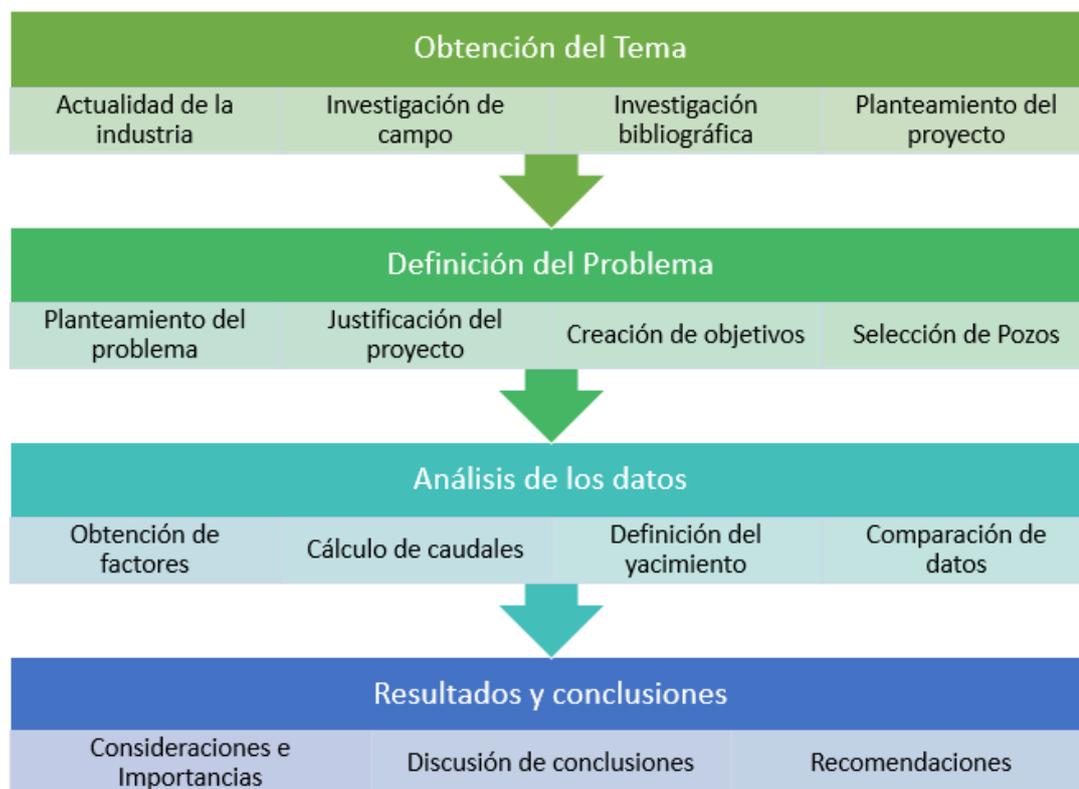


Figura 1.1 Metodología del Proyecto.
Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

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.

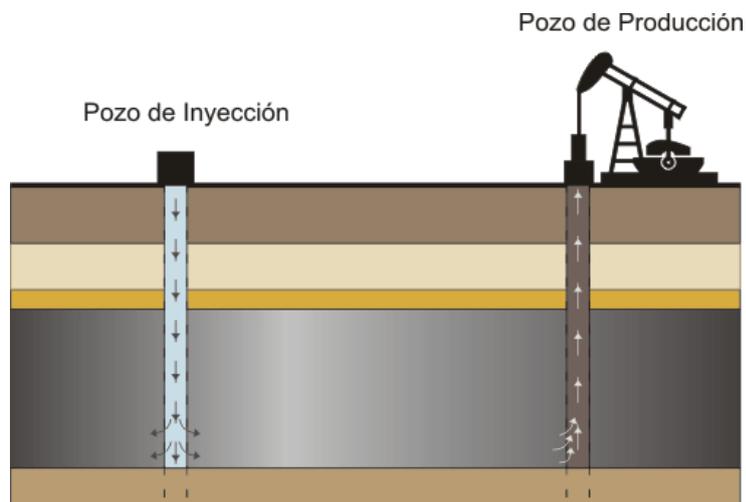


Figura 2.2 Recuperación asistida.

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.

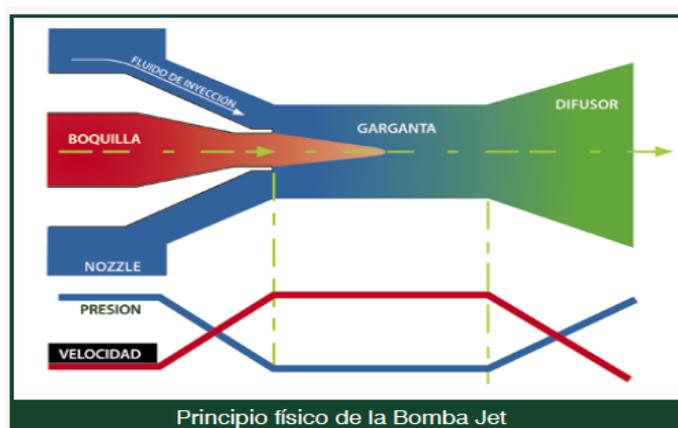


Figura 2.3 Transferencia de energías en la Bomba Jet.

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.

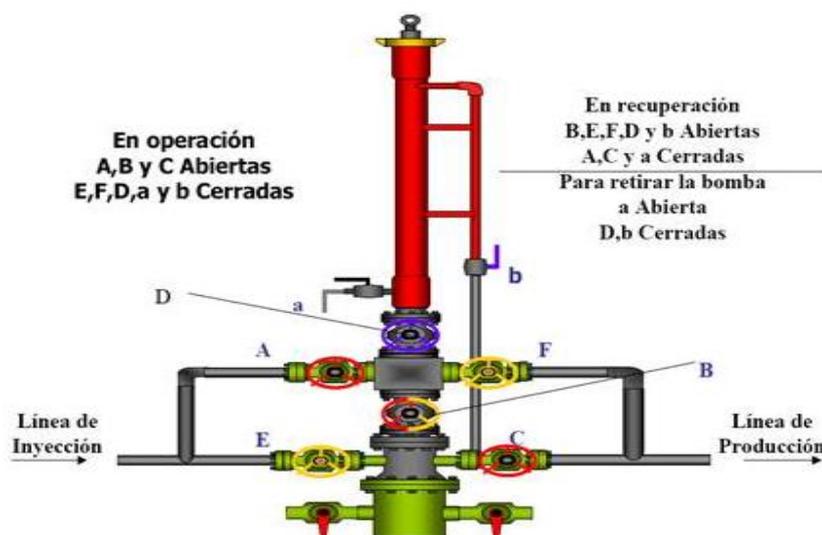


Figura 2.4 Cabezal del Pozo durante las Pruebas Utilizando MTU.

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

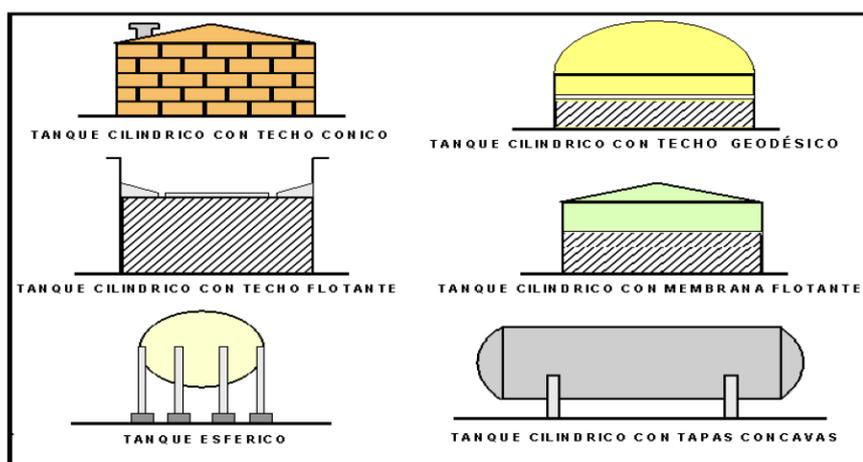


Figura 2.5 Tipo de Tanques de Almacenamiento.
Fuente: Petroblogger, 2011

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.

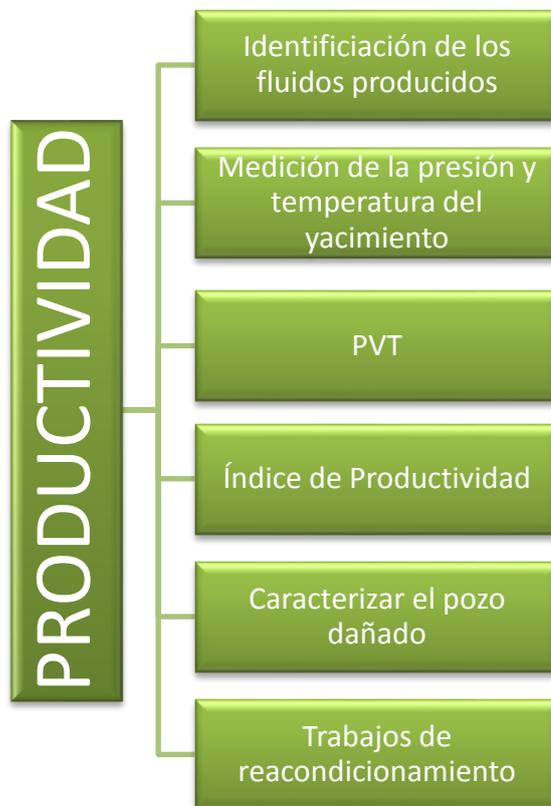


Figura 2.6 Productividad de las pruebas de pozo.
Fuente: Delgado, D., Gorozabel, C., 2017.

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.

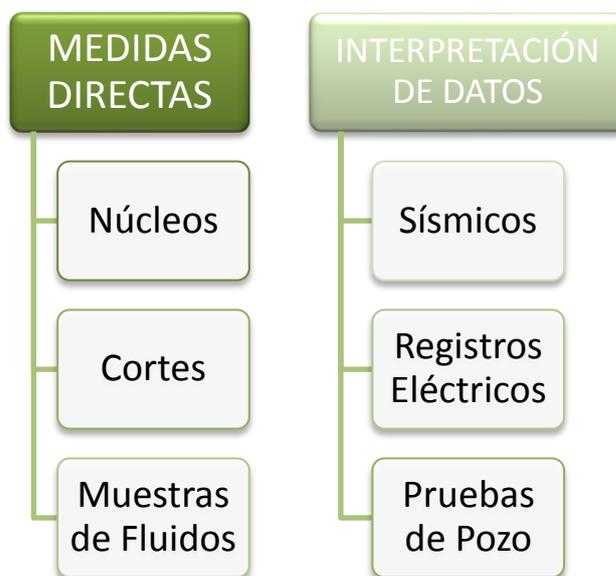


Figura 2.7 Parámetros Directos e Indirectos Tomados Durante la Vida Productiva del Pozo.

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.

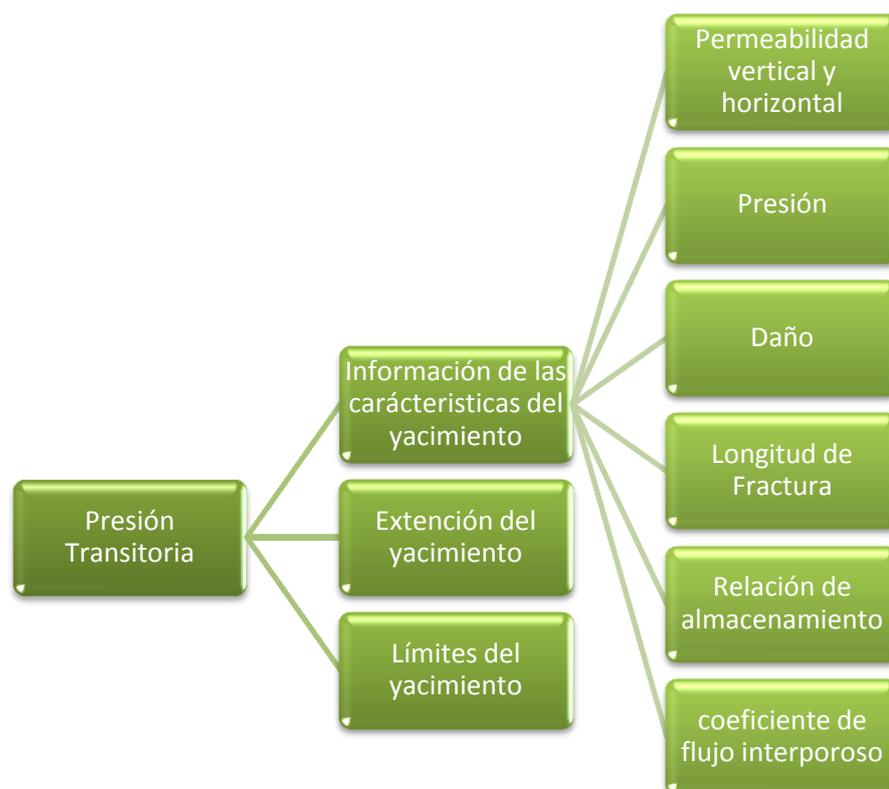


Figura 2.8 Análisis y Parámetros Tomados en una Prueba de Presión Transitoria

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 Spardeck, 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)

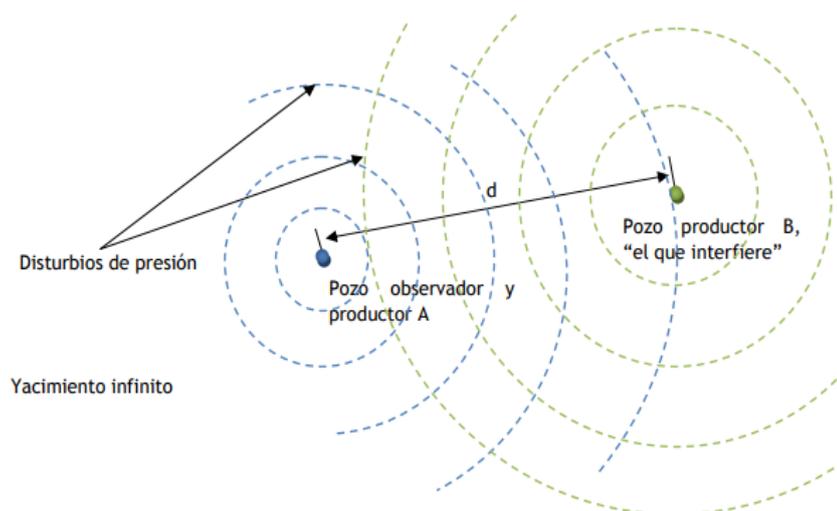


Figura 2.9. Interferencia de pozos.

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"1"	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.

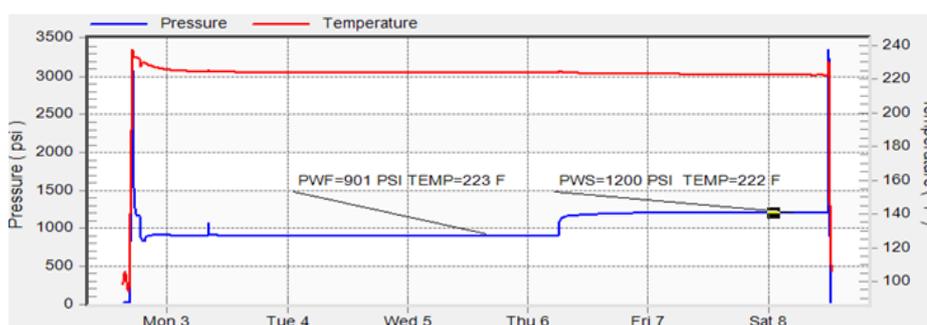


Figura 3.1 Prueba de Restauración de Presión del Pozo ESPOL 01.

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

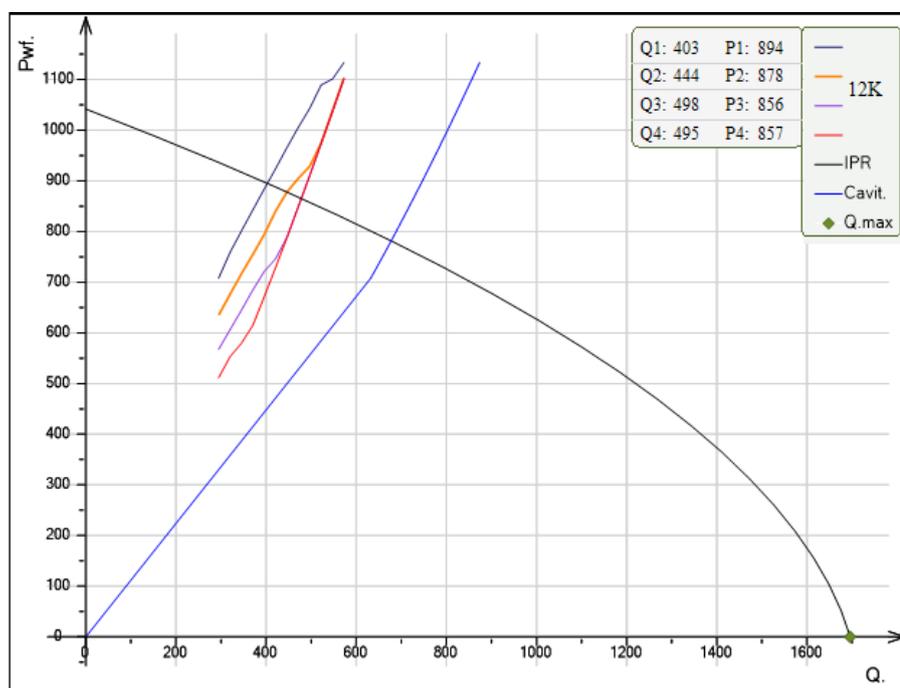


Figura 3.2 Análisis Nodal del Pozo ESPOL 01 con Bomba Jet de Geometría 12 K con una Presión de Inyección de 2700 psi (Línea azul) hasta 3300 psi (Línea roja) y aumento de 300 psi.

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	TEMPERATURAS		PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
DICIEMBRE	ACUMULADO	Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INYECC.	RETOR.	REAL
HORAS	HORAS	RPM	"F	"F	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%
33	33				3600		80	130	3119	4636	15,3	366,5	351,0	0,3	0,3	0,3
34	34				3600		80	130	3119	4636	15,3	366,5	351,0	0,3	0,3	0,3
35	35				3600		80	130	3128	4787	15,3	366,5	366,2	0,3	0,3	0,3
36	36				3600		80	130	3119	4687	15,3	366,5	381,5	0,3	0,3	0,3
37	37				3600		80	130	3119	5027	15,3	366,5	396,8	0,3	0,3	0,3
38	38				3600		80	130	3128	5157	15,3	366,5	412,0	0,3	0,3	0,3
39	39				3600		80	130	3119	5287	15,3	366,5	427,3	0,3	0,3	0,3
40	40				3600		80	130	3119	5417	15,3	366,5	442,6	0,3	0,3	0,3
41	41				3600		80	130	3119	5547	15,3	366,5	457,8	0,3	0,3	0,3
42	42				3600		100	130	3128	5677	15,3	366,5	473,1	0,3	0,3	0,3
43	43				3600		100	130	3128	5808	15,3	366,5	488,4	0,3	0,3	0,3
44	44				3600		110	132	3157	5939	15,3	366,5	503,7	0,3	0,3	0,3
45	45	1466			3600		110	132	3157	6071	15,3	366,5	518,9	0,3	0,3	0,3
46	46				3600		110	132	3157	6202	15,3	366,5	534,2	0,3	0,3	0,3
47	47				3600		110	132	3157	6334	15,3	366,5	549,5	0,3	0,3	0,3
48	48				3600		110	132	3157	6465	15,3	366,5	564,7	0,3	0,3	0,3
49	49				3600		110	132	3157	6597	15,3	366,5	580,0	0,3	0,3	0,3
50	50	1466			3600		110	132	3157	6728	15,3	366,5	595,3	0,3	0,3	0,3
51	51				3600		110	132	3157	6860	15,3	366,5	610,5	0,3	0,3	0,3
52	52				3600		110	132	3157	6991	15,3	366,5	625,8	0,3	0,3	0,3
53	53				3600		110	132	3157	7123	15,3	366,5	641,1	0,3	0,3	0,3
54	54				3600		110	132	3157	7255	15,3	366,5	656,4	0,3	0,3	0,3
55	55				3300		100	128	3072	7383	16,90	405,5	673,3	0,3	0,3	0,3
56	56	1414			3300		100	128	3072	7511	16,90	405,5	690,1	0,3	0,3	0,3

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	Corte de Agua (BSW):	0.73	%
GOR:	204	scf/stbl	Temperatura de Reservorio:	228	°F
Gravedad Espec. Agua :	1.03	adim.	Presión de Reservorio:	2,000	psi
Gravedad Espec. Gas:	1.26	adim.	Producción de Fluido:	421	bfpd
Gravedad Espec. Petróleo:	0.87	adim.	Presión Fondo Fluyente(Pwf):	1,000	psi
API:	30.8	°API	Producción de Petróleo:	418	bppd

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:

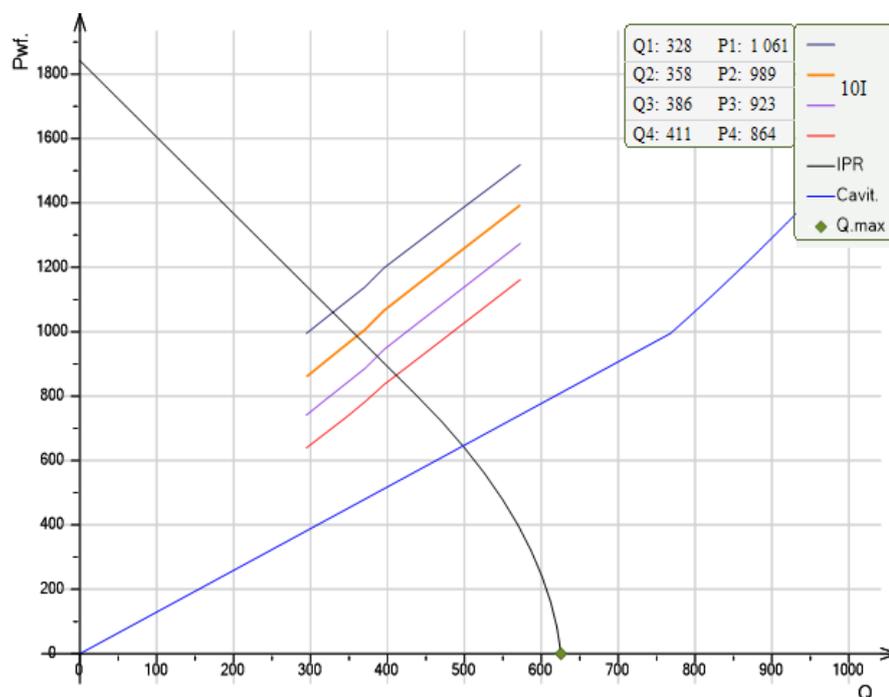


Figura 4.1 Análisis Nodal Utilizando Datos de Correlación de Pozos con Bomba 10I con una Presión de Inyección de 2700 psi (Línea azul) hasta 3300 psi (Línea roja) y aumento de 300 psi

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

INFORMACION GENERAL		DATOS PRUEBA		
COMPAÑIA:	ESPOL	Presión de Burbuja (Pb):	1,400	psi
REPRESENTANTE:	ING. Fernando Saguy	GOR:	394	scf/stb
FECHA:	19/12/2017 10:32:29	Gravedad Espec. Agua :	1.03	adim.
POZO:	ESPOL 01	Gravedad Espec. Gas:	1.26	adim.
RESERVORIO:	T	Gravedad Espec. Petróleo:	0.87	adim.
		API:	30.8	%API
		(TRIAL)/Corte de Agua (BSW):	0.73	%
		Temperatura de Reservorio:	228	°F
		Presión de Reservorio:	1,345	psi
		Producción de Fluido:	421	bbpd
		Presión Fondo Fluyente(Pwf):	1,046	psi
		Producción de Petróleo:	418	bbpd

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

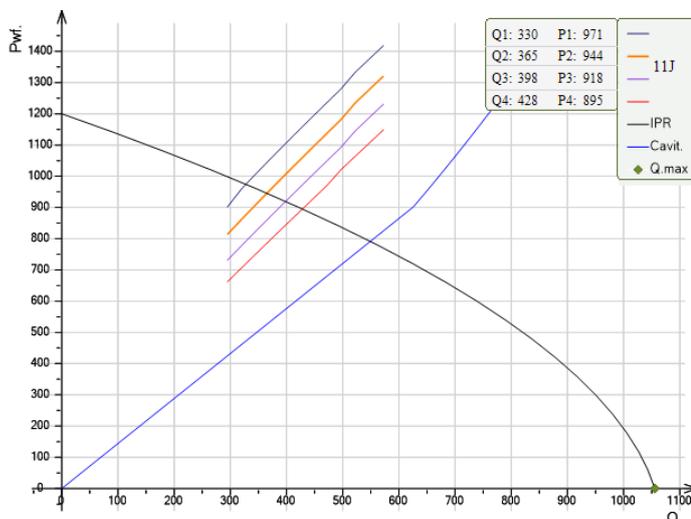


Figura 4.2 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 11J.

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

INFORMACION GENERAL		DATOS PRUEBA					
COMPañIA:	ESPOL	Presión de Burbuja (Pb):	1,400	psi	Corte de Agua (BSW):	0.73	%
REPRESENTANTE:	TNG Fernando Sagnay	GOR:	394	scf/stbl	Temperatura de Reservorio:	228	°F
FECHA:	19/12/2017 10:32:29	Gravedad Espec. Agua :	1.03	adim.	Presión de Reservorio:	1,345	psi
POZO:	ESPOL 01	Gravedad Espec. Gas:	1.26	adim.	Producción de Fluido:	421	btcpd
RESERVORIO:	T	Gravedad Espec. Petróleo:	0.87	adim.	Presión Fondo Fluyente(Pwf):	1,046	psi
		API:	30.8	*API	Producción de Petróleo:	418	btcpd

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

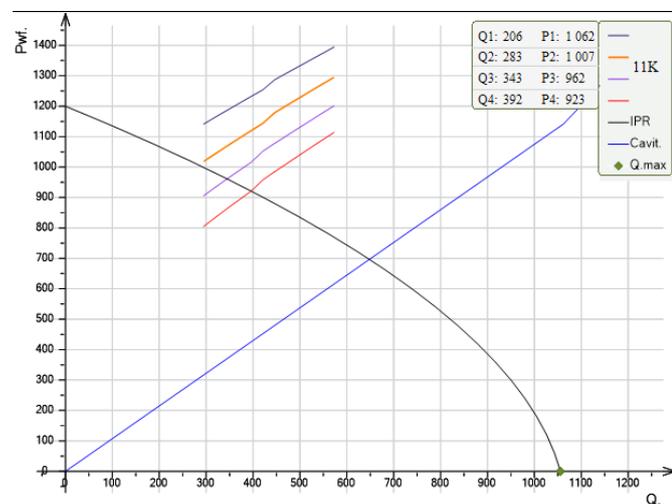


Figura 4.3 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 11K.

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

INFORMACION GENERAL		DATOS PRUEBA					
COMPANÍA:	ESPOL	Presión de Burbuja (Pb):	1,400	psi	(TRIAL)Corte de Agua (BSW):	0.73	%
REPRESENTANTE:	ING. Fernando Sagunay	GOR:	394	scf/stbl	Temperatura de Reservorio:	228	°F
FECHA:	19/12/2017 10:32:29	Gravidad Espec. Agua :	1.03	admm	Presión de Reservorio:	1,345	psi
POZO:	ESPOL 01	Gravidad Espec. Gas:	1.26	admm	Producción de Fluido:	421	bbpd
RESERVORIO:	T	Gravidad Espec. Petróleos:	0.87	admm	Presión Fondo Fluyente(Pwf):	1,046	psi
		API:	30.8	°API	Producción de Petróleos:	418	bbpd

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

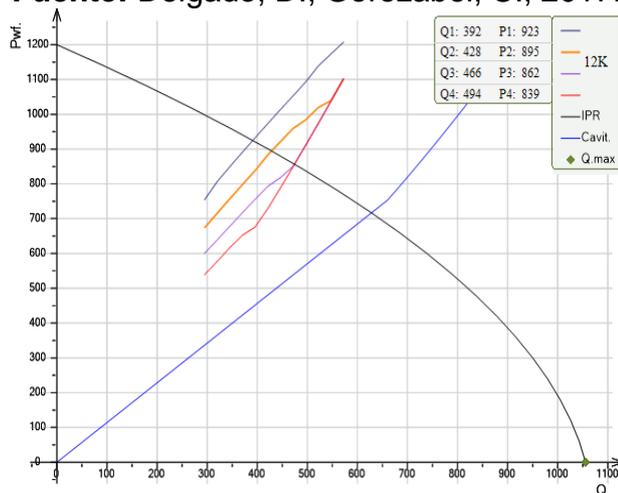


Figura 4.4 Análisis Nodal Utilizando Datos de Prueba de Pozos con Bomba 12K.

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

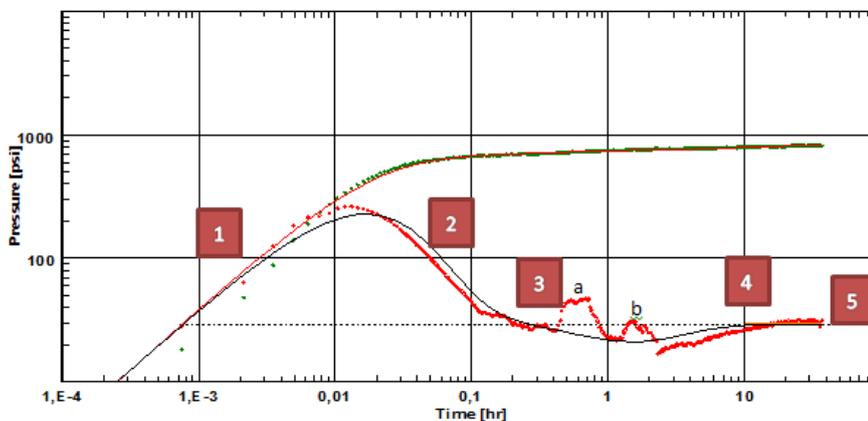


Figura 4.5 Grafica Log – Log de P vs t y su derivada.

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.

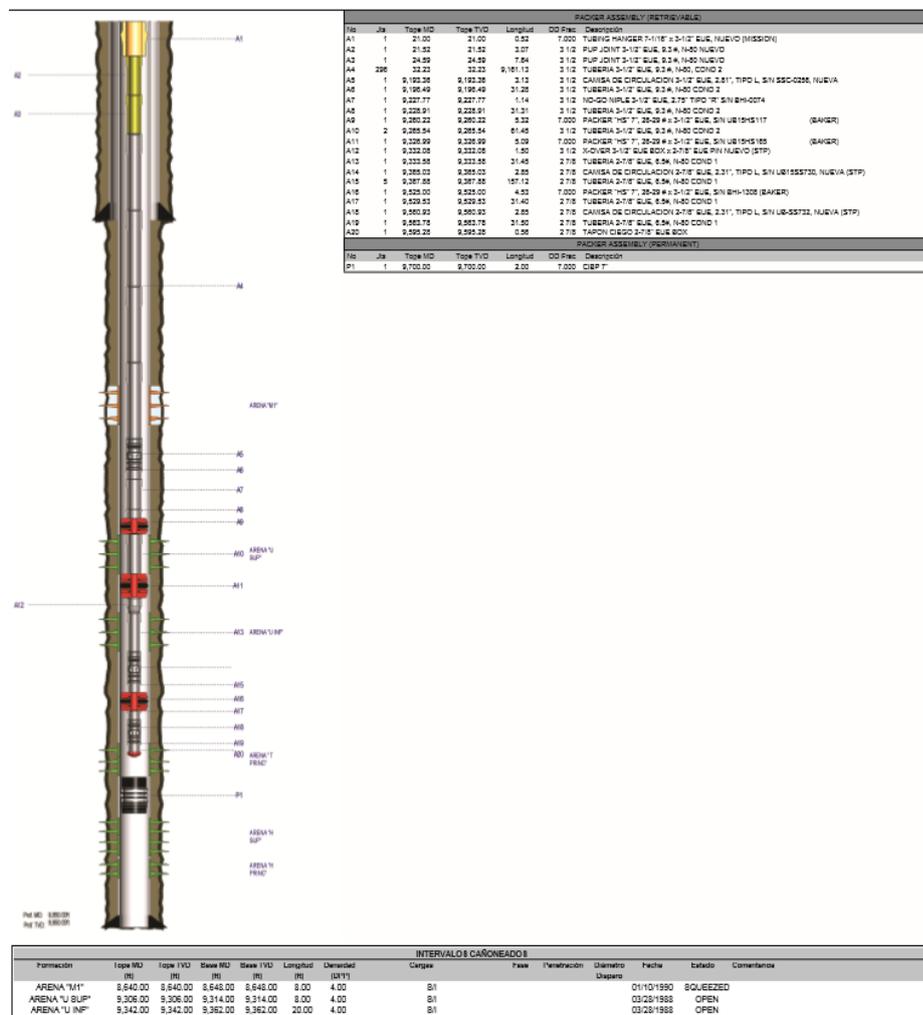
Al realizar una prueba de producción es aconsejable realizarla a dos o más caudales con la regulación de los choques en superficie, ya que de esta manera se puede estimar con mayor precisión la presión del reservorio real, sin la necesidad de realizar una prueba de presión transiente.

ANEXOS

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

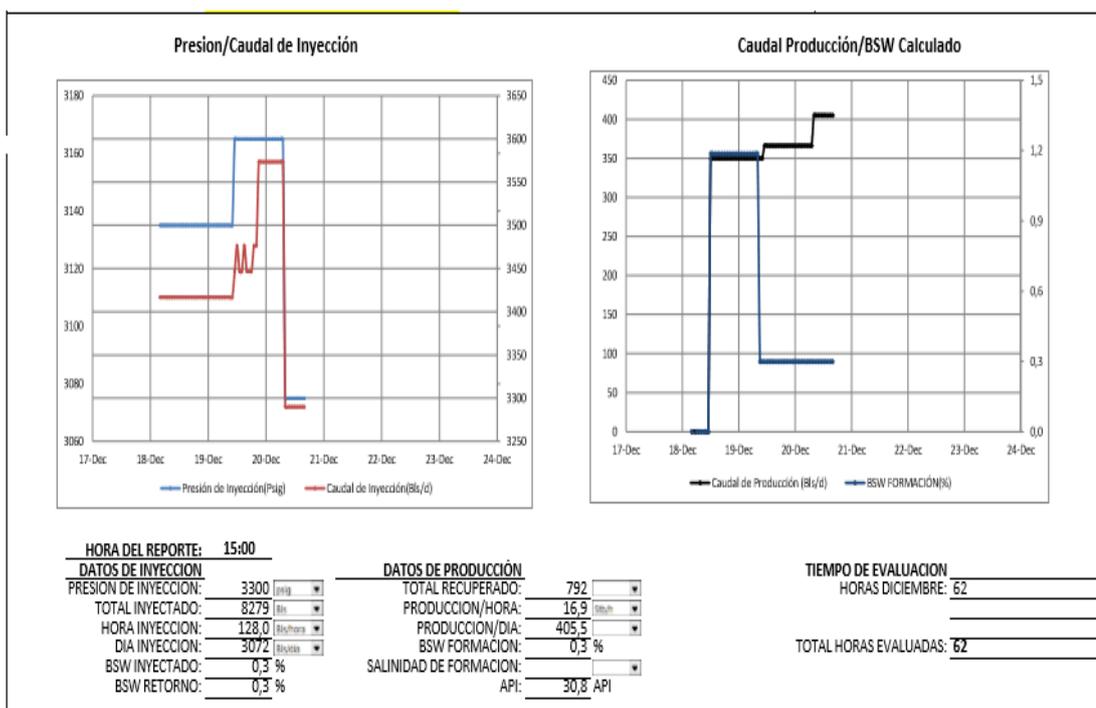
Para realizar las pruebas de pozos al pozo ESPOL 01 se necesitaba conocimiento del estado actual del mismo, por lo que se necesitaron varias fuentes de información que se detallarán a continuación:

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	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS		PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW			
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Aceleración	Inyección	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INYECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%	
18/12/2017 1:00						3500		100	131	3138	231							
18/12/2017 2:00	1	1				3500		90	130	3110	360			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 3:00	2	2				3500		80	129	3098	489			0	0,00			
18/12/2017 4:00	3	3				3500		80	130	3110	619			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 5:00	4	4				3500		80	130	3110	749			0	0,00			
18/12/2017 6:00	5	5				3500		80	130	3110	878			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 7:00	6	6				3500		80	130	3110	1008			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 8:00	7	7				3500		80	130	3110	1137			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 9:00	8	8				3500		80	130	3110	1267			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 10:00	9	9				3500		80	130	3110	1397			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 11:00	10	10				3500		80	130	3110	1526			0	0,00	100	100	#/DIV/OI
18/12/2017 12:00	11	11				3500		80	130	3110	1656	14,6	350,3	14,6	0,20	0,30	1	
18/12/2017 13:00	12	12				3500		80	130	3110	1785	14,6	350,3	29,2	0,20	0,30	1	
18/12/2017 14:00	13	13				3500		80	130	3110	1915	14,6	350,3	43,8	0,20	0,30	1	
18/12/2017 15:00	14	14				3500		80	130	3110	2044	14,6	350,3	58,4	0,20	0,30	1	
18/12/2017 16:00	15	15				3500		80	130	3110	2174	14,6	350,3	73,0	0,20	0,30	1	
18/12/2017 17:00	16	16				3500		80	130	3110	2304	14,6	350,3	87,6	0,20	0,30	1	
18/12/2017 18:00	17	17				3500		80	130	3110	2433	14,6	350,3	102,2	0,20	0,30	1	

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Acceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%	
18/12/2017 19:00	18	18				3500		80	130	3110	2563	14.6	350.3	121.4	0.20	0.30	1	
18/12/2017 20:00	19	19				3500		80	130	3110	2595	14.6	350.3	121.4	0.20	0.30	1	
18/12/2017 21:00	20	20				3500		80	130	3110	2622	14.6	350.3	146.0	0.20	0.30	1	
18/12/2017 22:00	21	21				3500		80	130	3110	2650	14.6	350.3	160.5	0.20	0.30	1	
18/12/2017 23:00	22	22				3500		80	130	3110	2681	14.6	350.3	175.1	0.20	0.30	1	
19/12/2017 0:00	23	23				3500		80	130	3110	2711	14.6	350.3	189.7	0.20	0.30	1	
19/12/2017 1:00	24	24				3500		80	130	3110	2740	14.6	350.3	204.3	0.20	0.30	1	
19/12/2017 2:00	25	25				3500		80	130	3110	2770	14.6	350.3	218.9	0.20	0.30	1	
19/12/2017 3:00	26	26				3500		80	130	3110	2800	14.6	350.3	233.5	0.20	0.30	1	
19/12/2017 4:00	27	27				3500		80	130	3110	2829	14.6	350.3	248.1	0.20	0.30	1	
19/12/2017 5:00	28	28				3500		80	130	3110	2859	14.6	350.3	262.7	0.20	0.30	1	
19/12/2017 6:00	29	29				3500		80	130	3110	2888	14.6	350.3	277.3	0.20	0.30	1	
19/12/2017 7:00	30	30				3500		80	130	3110	2918	14.6	350.3	291.9	0.20	0.30	1	
19/12/2017 8:00	31	31				3500		80	130	3110	2947	14.6	350.3	306.5	0.20	0.30	1	
19/12/2017 9:00	32	32				3500		80	130	3110	2977	14.6	350.3	321.1	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 10:00	33	33				3500		80	130	3110	3007	14.6	350.3	335.7	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 11:00	34	34				3600		80	130	3119	4636	15.3	366.5	351.0	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 12:00	35	35				3600		80	130	3128	4767	15.3	366.5	366.2	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 13:00	36	36				3600		80	130	3119	4897	15.3	366.5	381.5	0.3	0.3	0.3	

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Acceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%	
19/12/2017 14:00	37	37				3600		80	130	3119	5027	15.3	366.5	396.8	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 15:00	38	38				3600		80	130	3128	5157	15.3	366.5	412.0	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 16:00	39	39				3600		80	130	3119	5287	15.3	366.5	427.3	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 17:00	40	40				3600		80	130	3119	5417	15.3	366.5	442.6	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 18:00	41	41				3600		80	130	3118	5547	15.3	366.5	457.8	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 19:00	42	42				3600		100	130	3128	5677	15.3	366.5	473.1	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 20:00	43	43				3600		100	130	3128	5808	15.3	366.5	488.4	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 21:00	44	44				3600		110	132	3157	5939	15.3	366.5	503.7	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 22:00	45	45	1466			3600		110	132	3157	6071	15.3	366.5	518.9	0.3	0.3	0.3	
19/12/2017 23:00	46	46				3600		110	132	3157	6202	15.3	366.5	534.2	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 0:00	47	47				3600		110	132	3157	6334	15.3	366.5	549.5	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 1:00	48	48				3600		110	132	3157	6465	15.3	366.5	564.7	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 2:00	49	49				3600		110	132	3157	6597	15.3	366.5	580.0	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 3:00	50	50	1466			3600		110	132	3157	6728	15.3	366.5	595.3	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 4:00	51	51				3600		110	132	3157	6860	15.3	366.5	610.5	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 5:00	52	52				3600		110	132	3157	6991	15.3	366.5	625.8	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 6:00	53	53				3600		110	132	3157	7123	15.3	366.5	641.1	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 7:00	54	54				3600		110	132	3157	7255	15.3	366.5	656.4	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 8:00	55	55				3300		100	128	3072	7383	16.90	405.5	673.3	0.3	0.3	0.3	

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Acceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%	
20/12/2017 9:00	56	56	1414			3300		100	128	3072	7511	16.90	405.5	690.1	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 10:00	57	57				3300		90	128	3072	7639	16.90	405.5	707.0	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 11:00	58	58				3300		90	128	3072	7767	16.90	405.5	723.9	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 12:00	59	59				3300		90	128	3072	7895	16.90	405.5	740.8	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 13:00	60	60				3300		90	128	3072	8023	16.90	405.5	757.7	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 14:00	61	61				3300		90	128	3072	8151	16.90	405.5	774.6	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 15:00	62	62	1414			3300		90	128	3072	8279	16.90	405.5	791.5	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 16:00	63	63				3300		90	128	3072	8407	16.90	405.5	808.4	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 17:00	64	64				3300		90	128	3072	8535	16.90	405.5	825.3	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 18:00	65	65				3300		90	128	3063	8663	16.90	405.5	842.2	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 19:00	66	66				3300		90	128	3072	8790	16.90	405.5	859.1	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 20:00	67	67				3300		90	128	3063	8918	16.90	405.5	876.0	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 21:00	68	68	1414			3300		90	128	3063	9046	16.90	405.5	892.9	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 22:00	69	69				3300		90	128	3072	9173	16.90	405.5	909.8	0.3	0.3	0.3	
20/12/2017 23:00	70	70				3300		90	128	3072	9301	16.90	405.5	926.7	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 0:00	71	71				3300		90	128	3063	9429	16.90	405.5	943.6	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 1:00	72	72				3300		90	128	3072	9557	16.90	405.5	960.5	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 2:00	73	73				3300		90	128	3063	9685	16.90	405.5	977.4	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 3:00	74	74	1414			3300		90	128	3072	9813	16.90	405.5	994.3	0.3	0.3	0.3	

FECHA/HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Acceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%	
21/12/2017 4:00	75	75				3300		90	128	3072	9941	16.90	405.5	1011.2	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 5:00	76	76				3300		90	128	3072	10069	16.90	405.5	1028.0	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 6:00	77	77				3300		90	128	3072	10197	16.90	405.5	1044.9	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 7:00	78	78				3300		90	128	3072	10325	16.90	405.5	1061.8	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 8:00	79	79				3300		90	128	3072	10453	16.90	405.5	1078.7	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 9:00	80	80	1414			3300		90	128	3072	10581	16.90	405.5	1095.6	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 10:00	81	81				3300		90	128	3072	10709	16.90	405.5	1112.5	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 11:00	82	82				3300		90	128	3072	10837	16.90	405.5	1129.4	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 12:00	83	83				3300		90	128	3072	10965	16.90	405.5	1146.3	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 13:00	84	84				3300		90	128	3072	11093	16.90	405.5	1163.2	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 14:00	85	85				3300		90	128	3072	11221	16.90	405.5	1180.1	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 15:00	86	86				3300		90	128	3072	11349	16.90	405.5	1197.0	0.3	0.3	0.3	
21/12/2017 16:00	87	87				3300		90	128	3072	11477	16.90	405.5	1213.9	0			

FECHA/ HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DIA	BLS	%	%	%	
21/12/2017 23:00	94	94				3300		90	128	3072	12373	16,90	405,5	1332,2	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 0:00	95	95				3300		90	128	3072	12501	16,90	405,5	1349,1	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 1:00	96	96				3300		90	128	3072	12629	16,90	405,5	1365,9	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 2:00	97	97				3300		90	128	3072	12757	16,90	405,5	1382,8	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 3:00	98	98				3300		90	128	3072	12885	16,90	405,5	1399,7	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 4:00	99	99				3300		90	128	3072	13013	16,90	405,5	1416,6	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 5:00	100	100				3300		90	128	3072	13141	16,90	405,5	1433,5	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 6:00	101	101				3300		90	128	3072	13269	16,90	405,5	1450,4	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 7:00	102	102				3300		90	128	3072	13397	17,81	427,3	1468,2	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 8:00	103	103				3300		90	128	3072	13525	17,81	427,3	1486,0	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 9:00	104	104				3300		90	128	3072	13653	17,81	427,3	1503,8	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 10:00	105	105				3300		90	128	3072	13781	17,81	427,3	1521,6	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 11:00	106	106				3300		90	128	3072	13909	17,81	427,3	1539,4	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 12:00	107	107				3300		90	128	3072	14037	17,81	427,3	1557,2	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 13:00	108	108				3300		90	128	3072	14165	17,81	427,3	1575,1	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 14:00	109	109				3300		90	128	3072	14293	17,81	427,3	1592,9	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 15:00	110	110				3300		90	128	3072	14421	17,81	427,3	1610,7	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 16:00	111	111				3300		90	128	3072	14549	17,81	427,3	1628,5	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 17:00	112	112				3300		90	128	3072	14677	17,81	427,3	1646,3	0,3	0,3	0,3	

FECHA/ HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DIA	BLS	%	%	%	
22/12/2017 17:30	113	113				3300		90	128	3072	14805	17,81	427,3	1664,1	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 18:00	114	114				3300		90	128	3072	14933	17,81	427,3	1681,9	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 20:00	115	115				3300		90	128	3072	15061	17,81	427,3	1699,7	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 21:00	116	116				3300		90	128	3072	15189	17,81	427,3	1717,5	0,3	0,3	0,3	
22/12/2017 22:00	117	117				3300		90	128	3072	15317	17,81	427,3	1735,3	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 0:00	118	118				3300		90	128	3072	15445	17,81	427,3	1753,1	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 1:00	119	119				3300		90	128	3072	15573	17,81	427,3	1770,9	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 2:00	120	120				3300		90	128	3072	15701	17,81	427,3	1788,7	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 3:00	121	121				3300		90	128	3072	15829	17,81	427,3	1806,5	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 4:00	122	122				3300		90	128	3072	15957	17,81	427,3	1824,3	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 5:00	123	123				3300		90	128	3072	16085	17,81	427,3	1842,1	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 6:00	124	124				3300		90	128	3072	16213	17,81	427,3	1859,9	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 7:00	125	125				3300		90	128	3072	16341	17,81	427,3	1877,7	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 8:00	126	126				3300		90	128	3072	16469	17,81	427,3	1895,5	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 9:00	127	127				3300		90	128	3072	16597	17,81	427,3	1913,3	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 10:00	128	128				3300		90	128	3072	16725	17,81	427,3	1931,1	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 11:00	129	129				3300		90	128	3072	16853	17,81	427,3	1948,9	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 12:00	130	130				3300		90	128	3072	16981	17,81	427,3	1966,7	0,3	0,3	0,3	

FECHA/ HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DIA	BLS	%	%	%	
23/12/2017 13:00	131	131				3300		90	128	3072	17109	17,81	427,3	1984,5	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 14:00	133	133				3300		90	128	3072	17365	17,81	427,3	2020,2	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 15:00	134	134				3300		90	128	3072	17493	17,81	427,3	2038,0	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 16:00	135	135				3300		90	128	3072	17621	17,81	427,3	2055,8	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 17:00	136	136				3300		90	128	3072	17749	17,81	427,3	2073,6	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 18:00	137	137				3300		90	128	3072	17877	17,81	427,3	2091,4	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 19:00	138	138	1420			3300		90	128	3072	18005	17,81	427,3	2109,2	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 20:00	139	139				3300		90	128	3072	18133	17,81	427,3	2127,0	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 21:00	140	140				3300		90	128	3072	18261	17,81	427,3	2144,8	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 22:00	141	141				3300		90	128	3072	18389	17,81	427,3	2162,6	0,3	0,3	0,3	
23/12/2017 23:00	142	142	1420			3300		90	128	3072	18517	17,81	427,3	2180,4	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 0:00	143	143				3300		90	128	3072	18645	17,81	427,3	2198,2	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 1:00	144	144				3300		90	128	3072	18773	17,81	427,3	2216,0	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 2:00	145	145				3300		90	128	3072	18901	17,81	427,3	2233,8	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 3:00	146	146				3300		90	128	3072	19029	17,81	427,3	2251,6	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 4:00	147	147	1420			3300		90	128	3072	19157	17,81	427,3	2269,4	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 5:00	148	148				3300		90	128	3072	19285	17,81	427,3	2287,2	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 6:00	149	149				3300		90	128	3072	19413	17,81	427,3	2305,0	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 7:00	150	150				3300		90	128	3072	19541	17,81	427,3	2322,8	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 8:00	151	151				3300		90	128	3072	19669	17,81	427,3	2340,6	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 9:00	152	152				3300		90	128	3072	19797	17,81	427,3	2358,4	0,3	0,3	0,3	

FECHA/ HORA	TIEMPO	TIEMPO	MOTOR	TEMPERATURAS			PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO	Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INVECC.	RETOR.	REAL	
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DIA	BLS	%	%	%	
24/12/2017 10:00	153	153				3300		90	128	3072	19929	17,81	427,3	2376,2	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 11:00	154	154				3300		90	128	3072	20057	17,81	427,3	2394,0	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 12:00	155	155				3300		90	128	3072	20185	17,81	427,3	2411,8	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 13:00	156	156				3300		90	128	3072	20313	17,81	427,3	2429,6	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 14:00	157	157				3300		90	128	3072	20441	17,81	427,3	2447,4	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 15:00	158	158				3300		90	128	3072	20569	17,81	427,3	2465,2	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 16:00	159	159				3300		90	128	3072	20697	17,81	427,3	2483,0	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 17:00	160	160				3300		90	128	3072	20825	17,81	427,3	2500,8	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 18:00	161	161				3300		90	128	3072	20953	17,81	427,3	2518,6	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 19:00	162	162				3300		90	128	3072	21081	17,81	427,3	2536,4	0,3	0,3	0,3	
24/12/2017 20:00	163	163																

FECHA/ HORA	TIEMPO		MOTOR	TEMPERATURAS		PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO		Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INYECC.	RETOR.
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%
25/12/2017 3:00	170	170				3300		90	128	3072	22106	17.81	427.3	2679.0	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 4:00	171	171				3300		90	128	3072	22234	17.81	427.3	2696.8	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 5:00	172	172				3300		90	128	3072	22362	17.81	427.3	2714.6	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 6:00	173	173				3300		90	128	3072	22490	17.81	427.3	2732.4	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 7:00	174	174				3300		90	128	3072	22618	17.81	427.3	2750.2	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 8:00	175	175				3300		90	128	3072	22746	17.81	427.3	2768.0	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 9:00	176	176				3300		90	128	3072	22874	17.81	427.3	2785.8	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 10:00	177	177				3300		90	128	3072	23002	17.81	427.3	2803.6	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 11:00	178	178				3300		90	128	3072	23130	17.81	427.3	2821.4	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 12:00	179	179				3300		90	128	3072	23258	17.81	427.3	2839.2	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 13:00	180	180				3300		90	128	3072	23386	17.81	427.3	2857.0	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 14:00	181	181				3300		90	128	3072	23514	17.81	427.3	2874.8	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 15:00	182	182				3300		90	128	3072	23642	17.81	427.3	2892.6	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 16:00	183	183				3300		90	128	3072	23770	17.81	427.3	2910.4	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 17:00	184	184				3300		90	128	3072	23898	17.81	427.3	2928.2	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 18:00	185	185				3300		90	128	3072	24026	17.81	427.3	2946.0	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 19:00	186	186				3300		90	128	3072	24154	17.81	427.3	2963.8	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 20:00	187	187				3300		90	128	3072	24282	17.81	427.3	2981.6	0.3	0.3	0.3

FECHA/ HORA	TIEMPO		MOTOR	TEMPERATURAS		PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN			BSW		
	DICIEMBRE	ACUMULADO		Aceleracion	Inyeccion	Retorno	INYECCIÓN	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DÍA	TOTAL	POR HORA	POR DÍA	TOTAL REC.	INYECC.	RETOR.
	HORAS	HORAS	RPM	"F"	"F"	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%
25/12/2017 17:00	184	184				3300		90	128	3072	23898	17.81	427.3	2928.2	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 18:00	185	185				3300		90	128	3072	24026	17.81	427.3	2946.0	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 19:00	186	186				3300		90	128	3072	24154	17.81	427.3	2963.8	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 20:00	187	187				3300		90	128	3072	24282	17.81	427.3	2981.6	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 21:00	188	188				3300		90	128	3072	24410	17.81	427.3	2999.5	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 22:00	189	189				3300		90	128	3072	24538	17.81	427.3	3017.3	0.3	0.3	0.3
25/12/2017 23:00	190	190				3300		90	128	3072	24666	17.81	427.3	3035.1	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 0:00	191	191				3300		90	128	3072	24794	17.81	427.3	3052.9	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 1:00	192	192				3300		90	128	3072	24922	17.81	427.3	3070.7	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 2:00	193	193				3300		90	128	3072	25050	17.81	427.3	3088.5	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 3:00	194	194				3300		90	128	3072	25178	17.81	427.3	3106.3	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 4:00	195	195				3300		90	128	3072	25306	17.81	427.3	3124.1	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 5:00	196	196				3300		90	128	3072	25434	17.81	427.3	3141.9	0.3	0.3	0.3
26/12/2017 6:00	197	197				3300		90	128	3072	25562	17.81	427.3	3159.7	0.3	0.3	0.3

Fuente: Petroamazonas, 2017

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDAD g p.m.c.l.	Observaciones		
		PLNTA	INVT VOLT	Pc.	Pm.	Pa.	BFPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA								HZ	PSI FONDO
20-Feb-15	3000		3000	50	CTK	CTK	130	29	101	78	32.4	1272	100.0		1402	94.0	JET	FULL			TI	24			0			THE=65 TBR=400, SAL=3100 PPMCL-	
21-Feb-15	3000		3000	50	CTK	CTK	144	79	65	45	32.4	840	100.0		984	94.0	JET	FULL			TI	24			0			THE=75 TBR=456, SAL=3100 PPMCL-	
22-Feb-15	3000		3000	145	CTK	CTK	156	109	47	38	32.4	1056	100.0		1212	94.0	JET	FULL			TI	24			0			THE=63 TBR=511, SAL=3100 PPMCL-	
23-Feb-15	CONSORCIO (IGAPO) CIERRA POZO PARA B'UP 36 HRS ARENA "Tinferior". RECUPERAN ELEMENTOS DE PRESION. CIERRAN CAMISA "Tinferior", ABREN CAMISA DE "Tsuperior" DESPLAZAN BOMBA. ESTABILIZAN PARAMETROS. CORREN PRUEBA																												
MARZO-2015																													
11-Mar-15	GEOPETSA 06 REINICIA OPERACIONES DE WO N° 09 A LAS 08HRS DEL 11 DE MARZO 2015.																												
28-Mar-15	GEOPETSA 06 FINALIZA OPERACIONES DE WO N° 09 A LAS 16HRS DEL 28 DE MARZO 2015. (BAJAN 2 BOMBAS BES HAL330-400-196 Etapas c/u, Motor 90 Hp, Separador de Gas/CAMISA DE REFRIGERACION) QUEDA PRODUCCION DE ARENAS TS+TI.																												
31-Mar-15	PPS								180	29	151	84	32.4	242												0			LIMPIANDOSE LUEGO DE WO.
31-Mar-15	PPS								341	232	109	32	31.2	240		225		16	3480	52	1140	TS+TI	8	HAL400/300		0	4000		
ABRIL-2015																													
2-Apr-15	PPS		363	40	24	22	309	247	62	20	31.2	241			226		16	3032	52	1083	TS+TI	8	HAL400/300		0	8000			
3-Apr-15	PPS		363	40	24	22	329	263	66	20	31.2	241			226		15	3033	52	1056	TS+TI	8	HAL400/300		0	8000			
6-Apr-15	PPS		365	40	24	22	296	266	30	10	31.2	247			226		16	3018	53	1032	TS+TI	8	HAL400/300	49	184				
12-Apr-15	PPS		372	44	24	22	341	302	39	12	31.0	244			226		16	2907	54	949	TS+TI	8	HAL400/300	49	162				SAL #6200 ppmCl. (corrosion 11-abr-15)
15-Apr-15	PPS		376	60	24	22	344	322	22	6	30.8	244			226		16	2915	54	921	TS+TI	8	HAL400/300	49	152				SAL #6950 ppmCl. (corrosion 17-abr-15)
18-Apr-15	PPS		376	65	24	22	345	323	22	6	30.8	244			226		16	2915	54	921	TS+TI	8	HAL400/300	166	514				SAL #6850 ppmCl. (corrosion 18-abr-15)

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDAD g p.m.c.l.	Observaciones		
		PLNTA	INVT VOLT	Pc.	Pm.	Pa.	BFPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA								HZ	PSI FONDO
27-Apr-15	PPS		376	65	24	22	315	299	16	5	30.8	244			225		16	2944	54	783	TS+TI	8	HAL400/300	156	521				
30-Apr-15	PPS		376	45	24	22	318	302	16	5	30.8	245			226		16	2953	54	779	TS+TI	8	HAL400/300	156	516				
MAYO-2015																													
7-May-15	PPS		372	48	24	22	326	310	16	5	30.7	245			226		16	3008	54	752	TS+TI	8	HAL400/300	156	504				
11-May-15	PPS		372	70	24	22	318	302	16	5	30.4	245			226		16	3051	54	768	TS+TI	8	HAL400/300	156	516				
14-May-15	PPS		377	60	24	22	314	305	9	3	30.4	245			225		16	3023	54	744	TS+TI	8	HAL400/300	156	512				
18-May-15	PPS		375	60	24	22	312	303	9	3	30.2	245			225		16	3250	54	769	TS+TI	8	HAL400/300	156	515				
25-May-15	PPS		376	70	24	22	291	285	6	2	30.2	246			226		17	3079	54	728	TS+TI	8	HAL400/300	156	547				
27-May-15	PPS		376	70	24	22	294	288	6	2	30.2	246			226		17	3085	54	733	TS+TI	8	HAL400/300	156	541				
29-May-15	PPS		376	70	24	22	282	276	6	2	30.2	246			226		17	3085	54	733	TS+TI	8	HAL400/300	156	564				
31-May-15	PPS		374	70	24	22	294	288	6	2	30.2	246			226		17	3027	54	708	TS+TI	8	HAL400/300	156	541				
JUNIO-2015																													
5-Jun-15	PPS		375	65	24	22	255	250	5	2	30.7	246			225		17	3021	54	710	TS+TI	6	HAL400/300	156	624				
7-Jun-15	PPS		375	68	24	22	288	282	6	2	30.3	246			225		17	3635	54	712	TS+TI	8	HAL400/300	156	553				
14-Jun-15	PPS		375	75	24	22	279	273	6	2	30.3	246			225		17	3112	54	725	TS+TI	8	HAL400/300	156	571				
17-Jun-15	PPS		376	90	24	22	287	281	6	2	30.3	246			225		17	3156	54	713	TS+TI	8	HAL400/300	156	49	174			
23-Jun-15	PPS		376	90	24	22	256	251	5	2	30.3	247			226		17	3158	54	716	TS+TI	8	HAL400/300	156	49	195	10000		
24-Jun-15	PPS		376	97	24	22	259	254	5	2	30.3	247			226		17	3158	54	716	TS+TI	8	HAL400/300	156	49	193			
25-Jun-15	PPS		372	50	24	22	259	254	5	2	30.3	247			225		16	3144	54	703	TS+TI	8	HAL400/300	156	615	10000			
28-Jun-15	PPS		374	50	24	22	259	254	5	2	30.3	247			225		16	3007	54	716	TS+TI	8	HAL400/300	156	615	11500			

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDAD g p.m.c.l.	Observaciones		
		PLNTA	INVT VOLT	Pc.	Pm.	Pa.	BFPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA								HZ	PSI FONDO
29-Jun-15	2 HRS OFF POR LIMPIEZA DE TURBINA Y VRF																												
JULIO-2015																													
4-Jul-15	PPS		376	80	24	22	253	248	5	2.0	30.4	246			225		17	3139	54	706	TS+TI	8	HAL400/300	156	629	11500			SAL #11500 ppmCl. (corrosion 3-JUL-15)
8-Jul-15	PPS		377	65	24	22	235	230	5	2.0	30.2	247			225		17	3099	54	686	TS+TI	8	HAL400/300	156	677	11500			
13-Jul-15	PPS		378	90	31	24	262	259	3	1.2	32.7	247			225		16	3151	54	689	TS+TI	7	HAL400/300	156	603	11500			
20-Jul-15	PPS		375	90	31	24	244	241	3	1.2	30.4	247			225		17	3138	54	704	TS+TI	7	HAL400/300	156	647	11500			
27-Jul-15	PPS		375	95	31	24	259	256	3	1.2	30.4	247			225		17	3136	54	704	TS+TI	8	HAL400/300	156	610	11500			
AGOSTO-2015																													
2-Aug-15	PPS		376	80	31	24	250	247	3	1.2	32.7	249			225		17	3138	54	666	TS+TI	8	HAL400/300	156	632	11500			
5-Aug-15	PPS		376	80	31	24	244	241	3	1.2	32.7	249			225		17	3138	54	666	TS+TI	8	HAL400/300	156	647	11500			
10-Aug-15	PPS		376	80	31	24	247	244	3	1.2	32.7	249			225		17	3179	54	649	TS+TI	8	HAL400/300	156	639	11500			ARENA THTS (TASA APROBADA 300 BPPD)
12-Aug-15	PPS		376	72	31	24	244	241	3	1.2	32.7	249			224		17	3223	54	612	TS+TI	8	HAL400/300	156	647	11500			
18-Aug-15	PPS		384	90	31	24	262	259	3	1.2	31.8	249			225		17	3183	54	618	TS+TI	8	HAL400/300	48	185	11500			
24-Aug-15	PPS		379	80	31	24	262	259	3	1.2	31.8	249			225		17	3183	54	610	TS+TI	8	HAL400/300	48	185	11500			
30-Aug-15	PPS		464	85	31	24	247	244	3	1.2	31.8	247			224		17	3215	54	605	TS+TI	8	HAL400/300	128	525				
SEPTIEMBRE-2015																													
4-Sep-15	6 HRS OFF POR ALTO VOLTAJE EN ENTRADA DEL VARIADOR Y RETAJO DE TRANSFORMADOR																												

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDAD g p.m.c.l.	Observaciones
		PLNTA	INVT VOLT	Pc.	Pm.																						

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDADE g ppmcl-	Observaciones
		PLNTA	INVT VOLT	Pc	Pm	Pa	BFPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA							
11-Dec-15	PPS		1771	70	24	22	173	171	2	1.0	32.3	252			227		16	3335	54	482	TS+TI	8	HAL400/300	36	210		
31-Dec-15	PPS		1771	70	24	22	188	186	2	1.0	32.3	251			228		15	3352	54	454	TS+TI	8	HAL400/300	33	177		
ENERO-2016 IGAPO																											
4-Jan-16	PPS		1762	70	24	22	168	166	2	1.0	32.1	252			227		15	3281	54	423	TS+TI	8	HAL400/300	33	198		
24-Jan-16	PPS		1766	65	25	22	185	183	2	1.0	32.1	250			227		15	3278	54	419	TS+TI	8	HAL400/300	38	207		
FEBRERO-2016 IGAPO																											
1-Feb-16	PPS		1771	120	25	22	145	144	1	1.0	32.0	252			228		16	3392	54	413	TS+TI	6	HAL400/300	38	265		
5-Feb-16	PPS		1771	80	25	22	212	210	2	1.0	32.0	252			228		16	3150	54	775	TS+TI	6	HAL400/300	38	181		prueba alta, confirmar
9-Feb-16	PPS		1771	85	25	22	196	194	2	1.0	32.0	250			226		17	3145	54	682.5	TS+TI	6	HAL400/300	30	155		
17-Feb-16	PPS		1766	90	25	22	206	204	2	1.0	32.0	251			226		17	3203	54	579.0	TS+TI	6	HAL400/300	42	206		
24-Feb-16	PPS		1766	80	25	23	185	183	2	1.0	32.0	252			227		16	3300	54	460.0	TS+TI	6	HAL400/300	46	251		
26-Feb-16	PPS		1766	70	25	23	188	186	2	1.0	32.3	251			226		16	3266	54	413.0	TS+TI	6	HAL400/300	46	247		
MARZO-2016 IGAPO																											
3-Mar-16	PPS		1766	75	25	22	186	184	2	1.0	32.4	251			226		16	3323	54	392	TS+TI	6	HAL400/300	30	163		
6-Mar-16	PPS		1771	75	25	22	179	177	2	1.0	32.3	251			227		16	3330	54	344	TS+TI	6	HAL400/300	50	282		
13-Mar-16	PPS		1762	80	25	22	210	210	2	1.0	32.3	250			226		16	3332	54	375	TS+TI	6	HAL400/300	14	65		
15-Mar-16	PPS		1771	80	25	22	215	213	2	1.0	32.3	251			227		16	3404	54	375	TS+TI	6	HAL400/300	107	503		
20-Mar-16	PPS		1766	70	25	22	188	186	2	1.0	32.3	250			226		16	3230	54	527	TS+TI	6	HAL400/300	12	64		
21-Mar-16	PPS		1765	72	25	22	194	192	2	1.0	32.3	251			226		15	3221	54	519	TS+TI	6	HAL400/300	12	62		
26-Mar-16	PPS		1765	70	24	22	194	192	2	1.0	32.3	250			226		15	3254	54	483	TS+TI	6	HAL400/300	135	703		

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDADE g ppmcl-	Observaciones
		PLNTA	INVT VOLT	Pc	Pm	Pa	BFPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA							
31-Mar-16	PPS		1757	75	25	22	198	196	2	1.0	32.4	249			226		15	3260	54	455	TS+TI	5	HAL400/300	111	566		
ABRIL-2016 IGAPO																											
2-Apr-16	PPS		1766	78	24	22	195	193	2	1.0	32.4	249			226		15	3268	54	453	TS+TI	6	HAL400/300	117	606		
8-Apr-16	PPS		1762	75	25	22	184	182	2	1.0	32.2	250			226		15	3278	54	419	TS+TI	12	HAL400/300	139	763		
9-Apr-16	PPS		1762	75	25	22	197	195	2	1.0	32.2	250			226		15	3275	54	421	TS+TI	6	HAL400/300	139	713		
17-Apr-16	PPS		1766	75	24	22	169	167	2	1.0	32.2	248			226		15	3285	54	396	TS+TI	12	HAL400/300	114	681		
19-Apr-16	PPS		1766	80	24	22	191	189	2	1.0	32.2	247			226		15	3329	54	381	TS+TI	6	HAL400/300	114	603		
22-Apr-16	PPS		1766	80	24	22	184	183	1	0.5	32.2	243			222		15	3268	54	402	TS+TI	12	HAL400/300	114	623		
25-Apr-16	PPS		1771	75	25	22	188	187	1	0.5	32.2	243			222		15	3268	54	402	TS+TI	5	HAL400/300	114	609		
28-Apr-16	PPS		1735	70	25	22	184	183	1	0.5	32.6	246			227		16	3267	54	481	TS+TI	6	HAL400/300	112	612		
MAYO-2016 IGAPO																											
1-May-16	PPS		1766	90	25	22	171	170	1	0.5	32.8	248			227		16	3360	54	460	TS+TI	8	HAL400/300	116	682		
6-May-16	PPS		1766	90	25	22	229	226	1	0.5	32.8	245			224		16	3355	54	571	TS+TI	7	HAL400/300	104	456		Prueba alta repetir
9-May-16	PPS		1766	90	25	22	202	201	1	0.5	32.8	248			226		16	3224	54	518	TS+TI	12	HAL400/300	104	517		
13-May-16	PPS		1766	85	25	22	190	189	1	0.5	32.8	249			226		16	3308	54	465	TS+TI	12	HAL400/300	94	497		
20-May-16	PPS		1766	85	25	22	176	175	1	0.5	32.8	249			226		16	3308	54	465	TS+TI	6	HAL400/300	104	594		
30-May-16	PPS		1766	50	25	22	154	153	1	0.5	32.8	253			230		16	3370	54	358	TS+TI	9	HAL400/300	127	829		
31-May-16	PPS		1766	50	25	22	149	148	1	0.5	32.6	253			230		16	3370	54	330	TS+TI	12	HAL400/300	130	877		

FECHA	MET	PRESIONES				PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDADE g ppmcl-	Observaciones	
		PLNTA	INVT VOLT	Pc	Pm	Pa	BFPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA								MOTOR HZ
JUNIO-2016 IGAPO																												
4-Jun-16																												SE OBSERVA ALARMA DE VIBRACION EN X, DEBIDO A QUE ALCANZA VALOR SETEADO 0,5 G. SE CONFIGURA SETEO A 0,7. POZO SE ENCUENTRA BLOQUEADO POR GAS. PIP=864 PSI, Pcab=40 PSI. ESTIMULAN Y SE LOGRA RECUPERAR FLUIDO EN SUPERFICIE, QUEDA VALVULA WING DE PRODUCCION, 3 VUELTAS ABIERTAS Y VALVULA DEL ANULAR 2 1/4 VUELTAS ABIERTAS, Y PARAMETROS EN PROCESO DE ESTABILIZACION: PIP 790, Pd=3396, Tr=243, Tm=268, Pc=100, Pcsq=30.
10-Jun-16	PPS		1762	50	25	22	131	130	1	0.5	32.8	250			228		16	3307	54	420	TS+TI	12	HAL400/300	104	796	11500		
11-Jun-16	PPS		1766	50	25	22	131	130	1	0.5	32.6	251			229		16	3328	54	472	TS+TI	12	HAL400/300	104	798	11500		
13-Jun-16	PPS		1762	64	25	22	133	132	1	0.5	32.6	251			229		15	3390	54	366	TS+TI	12	HAL400/300	106	801			
15-Jun-16	PPS		1762	70	25	22	133	132	1	0.5	32.6	250			229		15	3414	54	413	TS+TI	12	HAL400/300	106	801	11500		
17-Jun-16	PPS		1771	60	25	22	167	166	1	0.5	32.5	249			227		15	3385	54	437	TS+TI	12	HAL400/300	106	638			
19-Jun-16	PPS		1771	60	25	22	191	190	1	0.5	32.5	249			227		15	3385	54	437	TS+TI	8	HAL400/300	106	558			
22-Jun-16	PPS		1757	45	25	22	187	186	1	0.5	32.4	249			225		16	3120	54	543	TS+TI	8	HAL400/300	108	580			
24-Jun-16	PPS		1762	45	25	22	202	201	1	0.5	32.4	248			225		16	3088	54	546	TS+TI	12	HAL400/300	105	522			
JULIO-2016 IGAPO																												
2-Jul-16	PPS		1762	45	25	22	200	199	1	0.5	32.4	250			224		16	3200	54	426	TS+TI	12	HAL400/300	104	523			
4-Jul-16	PPS		1762	50	25	22	194	193	1	0.5	32.4	249			225		16	3288	54	345	TS+TI	12	HAL400/300	104	539			
8-Jul-16	PPS		1762	50	25	22	190	189	1	0.5	32.4	249			225		16	3288	54	345	TS+TI	12	HAL400/300	43	227			
15-Jul-16	PPS		1823	70	25	22	177																					

FECHA	MET	PRESIONES					PRODUCCION REAL				PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			GPM	VRF	EFICIENCIAS			ARENA	TIEMPO	TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDADE g/ppmcl.	Observaciones																				
		PLNTA	INY. VOLT	Pc.	Pm.	Pa.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	BIPD TM	BSW	API	BFPD TI	BSW			API	AMP	DESC BOMBA								HZ	PSI FONDO																		
27-Oct-16	PPS		1753	65	25	22	128	127	1	1.0	32.7	254			230		14	3328	53.0	363	TS+TI	12	HAL400/300	111	876																							
NOVIEMBRE-2016 IGAPO																																																
7-Nov-16	PPS		1724	65	24	22	122	121	1	0.5	32.5	255		230		14	3339	53.0	379	TS+TI	12	HAL400/300	110	906	11500																							
11-Nov-16	PPS		1729	65	24	22	124	123	1	0.5	32.5	255		230		15	3324	53.0	378	TS+TI	12	HAL400/300	109	883																								
22-Nov-16	PPS		1738	65	24	22	120	119	1	0.5	32.7	256		230		15	3328	53.0	377	TS+TI	12	HAL400/300	104	871																								
25-Nov-16	PPS		1738	55	24	22	121	120	1	0.5	32.7	254		229		15	3316	53.0	364	TS+TI	12	HAL400/300	118	980																								
28-Nov-16	PPS		1738	65	24	22	128	127	1	0.5	32.5	254		229		15	3328	53.0	368	TS+TI	12	HAL400/300	118	927																								
DICIEMBRE-2016 IGAPO																																																
15-Dec-16	PPS		1738	55	24	22	110	109	1	0.5	32.5	254		229		15	3312	53.0	365	TS+TI	12	HAL400/300	118	1078																								
20-Dec-16	PPS		1733	65	24	22	113	112	1	0.5	32.5	255		230		14	3328	53.0	365	TS+TI	12	HAL400/300	102	907																								
31-Dec-16	PPS		1733	65	24	22	116	115	1	0.5	32.5	256		230		14	3322	53.0	345	TS+TI	12	HAL400/300	105	910	11500																							
ENERO-2017 IGAPO																																																
11-Jan-17	PPS		1738	62	24	22	116	115	1	0.5	32.5	257		230		15	3324	53.0	365	TS+TI	12	HAL400/300	20	173	11500																							
17-Jan-17	PPS		1733	65	24	22	118	117	1	0.5	32.5	256		231		15	3326	53.0	318	TS+TI	12	HAL400/300	20	170																								
22-Jan-17	PPS		1738	30	24	22	110	109	1	0.5	32.5	255		229		15	3328	53.0	326	TS+TI	12	HAL400/300	20	183																								
29-Jan-17	PPS		1743	50	24	22	116	115	1	0.5	32.5	255		229		15	3334	53.0	340	TS+TI	12	HAL400/300	106	918																								
FEBRERO-2017 IGAPO																																																
7-Feb-17	PPS		1903	30	24	22	133	132	1	0.5	32.5	257		230		20	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	20	151	11500	EN MODO PIP SIN SEÑAL DE FONDO																						
12-Feb-17	PPS		2314	50	24	22	194	193	1	0.5	32.5			230		16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	20	104			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
25-Feb-17	PPS		2314	80	23	21	182	181	1	0.5	32.5			230		16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	20	110																								
MARZO-2017 IGAPO																																																
4-Mar-17	PPS		2326	90	24	22	154	163	1	0.5	32.5					16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	18	110																								
12-Mar-17	PPS		2314	50	24	22	171	170	1	0.5	32.5					16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	18	106	11500																							
20-Mar-17	PPS		2309	75	25	23	180	179	1	0.5	32.5					16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	19	106	11500																							
24-Mar-17	PPS		2309	80	25	23	164	162	2	0.92	32.5					16	0	55.0	0	TS+TI	10	HAL400/300	19	117																								
ABRIL-2017 IGAPO																																																
3-Apr-17	PPS		2314	80	24	22	136	135	1	0.5	32.5					16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	19	140																								
12-Apr-17	PPS		2314	80	25	23	141	140	1	0.5	32.5					16	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	102	727	11500																							
MAYO-2017 IGAPO																																																
1-May-17	PPS		2390	80	26	23	174	173	1	0.5	32.5					18	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	19	110			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
18-May-17	PPS		2390	80	26	23	159	158	1	0.5	32.5					18	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	99	626			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
21-May-17	PPS		2390	85	26	23	136	135	1	0.5	32.5					19	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	16	118	11500		zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
29-May-17	PPS		2389	100	26	23	157	156	1	0.5	32.5					19	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	109	698																								
JUNIO-2017 IGAPO																																																
5-Jun-17	PPS		2388	80	26	23	162	161	1	0.5	32.5					16	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	110	682																								
22-Jun-17	PPS		2388	100	25	23	147	146	1	0.5	32.5					19	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	110	752	11500		zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
25-Jun-17	PPS		2388	100	25	23	165	164	1	0.5	32.5					19	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	102	621	11500		zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
29-Jun-17	PPS		2307	100	25	23	153	152	1	0.5	32.5					19	0	56.0	0	TS+TI	8	HAL400/300	102	670			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
JULIO-2017 IGAPO																																																
10-Jul-17	PPS		2388	80	26	23	120	119	1	0.5	32.5					16	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	103	863			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
AGOSTO-2017 IGAPO																																																
18-Jul-17	PPS		2377	110	26	23	116	115	1	0.5	32.5					16	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	108	936			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
23-Jul-17	PPS		2383	110	26	23	120	119	1	0.5	32.5					18	0	56.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	108	905			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
3-Aug-17			OFF 8 HRS CAMBIO DE TRANSFORMADOR ELEVADOR Y BANCO DE CAPACITORES DEL VSD (HALL 330) -40 BLS																																													
SEPTIEMBRE-2017 IGAPO																																																
4-Aug-17	PPS		1988	110	26	23	136	135	1	0.5	32.5					18	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	102	754			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
13-Aug-17	PPS		1993	90	26	23	134	133	1	0.5	32.5					13	0	55.5	0	TS+TI	10	HAL400/300	103	773			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
OCTUBRE-2017 IGAPO																																																
1-Sep-17	PPS		2104	110	26	23	110	109	1	0.5	32.5					14	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	100	914	11500		zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
9-Sep-17	PPS		1993	95	26	23	110	109	1	0.5	32.5					13	0	55.5	0	TS+TI	12	HAL400/300	102	932			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
24-Sep-17	PPS		1998	100	26	23	123	122	1	0.5	32.5					13	0	55.5	0	TS+TI	12	HAL400/300	102	833			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
NOVIEMBRE-2017 IGAPO																																																
1-Oct-17	PPS		1988	95	26	23	128	127	1	0.5	32.5					13	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	105	824	11500		zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
6-Oct-17	PPS		1993	100	26	23	121	120	1	0.5	32.5					12	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	106	880			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
13-Oct-17	PPS		1993	90	26	23	123	122	1	0.5	32.5					12	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	106	866			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
15-Oct-17	PPS		1993	90	26	23	123	122	1	0.5	32.5					13	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	89	727			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
23-Oct-17	PPS		1993	90	26	23	116	115	1	0.5	32.5					12	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	89	771			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
26-Oct-17	PPS		1988	90	26	23	120	119	1	0.5	32.5					13	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	104	871			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
30-Oct-17	PPS		1988	85	26	23	102	113	-11	0.5	32.5					13	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	98	867			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
DICIEMBRE-2017 IGAPO																																																
9-Nov-17	PPS		1986	100	26	23	126	125	1	0.5	32.5					13	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	98	782			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
ENERO-2018 IGAPO																																																
14-Nov-17	PPS		1988	110	26	23	110	109	1	0.5	32.5					13	0	55.0	0	TS+TI	12	HAL400/300	98	895			zco con fase a tierra no emite señal de fondo																					
21-Nov-17	PPS		1988																																													

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>