

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE LOS POZOS
EXPLORATORIOS DE PDVSA DIVISIÓN CENTRO-SUR”**

Realizado Por:

RAMÓN ENRIQUE LAGUNA MORENO

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como Requisito Parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Abril de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE LOS POZOS
EXPLORATORIOS DE PDVSA DIVISIÓN CENTRO-SUR”**

Realizado Por:

Br. RAMÓN LAGUNA

ING. RAYDA PATIÑO
ASESOR ACADÉMICO

MSC. CÁNDICE TERÁN
ASESOR INDUSTRIAL

Barcelona, Abril de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE LOS POZOS
EXPLORATORIOS DE PDVSA DIVISIÓN CENTRO-SUR”**

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

ING. LORENZO ARDITI
JURADO PRINCIPAL

ING. AURA VILELA
JURADO PRINCIPAL

ING. RAIDA PATIÑO
ASESOR ACADÉMICO

Barcelona, Abril de 2011

RESOLUCIÓN

“De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado, éstos son de exclusiva propiedad de la universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

En primer lugar, dedico este trabajo a mis padres, por brindarme siempre todo su amor, sabiduría y apoyo incondicional; éste logro es el fruto de todos los valores y sentimientos que han sembrado en mi corazón. Sin ustedes no hubiese sido posible alcanzar una meta tan importante en mi vida. Los amo inmensamente.

A mis hermanos, Juan, Daniel y Andreina, pues siempre han estado allí, apoyándome y dándome ánimos para alcanzar este triunfo. Me siento muy orgulloso de ustedes y quiero que sepan, que todo aquello que queremos, lo podemos lograr con dedicación, humildad y perseverancia.

A mí querido sobrino Daniel Alexander, quien ha traído a nuestro hogar mucha felicidad y armonía. Con cada una de tus travesuras y ocurrencias me llenaste de fortaleza en momentos difíciles. Te quiero mucho.

A mis abuelos Toribia, Julia, Cándido y Enrique, siempre pacientes, quienes con su dulce forma de ser, plenaron mi vida de sabios consejos que han sido la base fundamental para mi crecimiento personal y profesional. Siento un profundo amor y respeto por ustedes.

A una gran mujer, Tribarce Zurbarán, quien con su humildad y cariño sincero siempre ha estado allí para ayudarme. Has sido una gran bendición para mí. Contigo he aprendido a valorar cada detalle y esencia de la vida; me has enseñado a soñar y a luchar por lo que quiero, sin descansar hasta conseguirlo. Sembraste en mí, respeto, amor, perdón y todos esos sentimientos hermosos que podemos sentir y llevar dentro de nosotros. Te admiro muchísimo, eres un gran ejemplo a seguir. Recuerda que Te quiero muchísimo.

⁺Al Padre Zurbarán, gran amigo, quien con su sabiduría, me mostró el camino correcto. Sus ocurrencias inolvidables me llenaron de mucha felicidad. Siempre le admiraré y le respetaré. Siempre le recordaré y espero que sus bendiciones sigan derramándose en mi vida. Gracias, mil gracias por esa mano cálida y sincera que siempre me ofreció.

A María Nazareth, quien con su amor, ternura y comprensión ha llenado de alegría el largo camino que he recorrido para llegar a la cima. Gracias por ser tan especial y por regalarme una sonrisa cuando mis días estaban grises. Te quiero mucho nachi.

A mi princesita Ana De Jesús, gracias por toda tu dulzura y amor. Eres muy especial para mí. Espero que cuando crezcas, tu ternura siga llenando de felicidad el corazón de todos los que te queremos, mi dulce niña.

A los consentidos José Simón y Juan Pablo, quienes con sus chiquilladas han alegrado momentos importantes de mi vida y me han mostrado el verdadero amor de Dios. Bendiciones para sus vidas.

AGRADECIMIENTOS

A mi Dios Todopoderoso, por darme la dicha de vivir. Por hacerme tal y como soy. Siempre me has iluminado para salir adelante en momentos difíciles de mi vida. Gracias por todas las bendiciones que he recibido de ti. Eres y serás por siempre mi principal pilar para construir una torre de éxitos.

Al profesor Roberto Salas, por su gran ayuda como asesor en esta investigación. Sus conocimientos y buenos consejos me han servido para crecer personal y profesionalmente.

A la Universidad de Oriente y a sus excelentes docentes, quienes me han formado principalmente como buen ciudadano. Todas las experiencias vividas y los conocimientos impartidos, han formado parte de un crecimiento profesional que se consolida cada día más.

A mis Tíos, Tías, Primos, Primas y demás familiares que de alguna forma han puesto su granito de arena para verme triunfar. Estoy muy orgulloso de la familia que somos. Gracias por su apoyo y buenos deseos.

A mis cuñados Jhon y Yoselin; dos personas que han sabido ganarse el cariño y respeto de la familia y quienes siempre me han brindado su apoyo.

A la Sra. Cándice Terán de Galindo, Gerente de Operaciones del Dato, Exploración PDVSA-División Centro Sur, por abrirme las puertas en la empresa y mostrarme su gran disposición para ayudarme. Muchísimas Gracias.

Al Sr. Nelson Cova, por ofrecerme su mano amiga y ayudarme a ingresar a PDVSA, donde aprendí muchísimo y he conocido grandes personas.

A mis grandes amigos de la Universidad, Maidelys, Vicme, Nelglis, Mariam, Lourdes, Gaby, Adriana, Frankiln, Eduin, Sandra, Fabiola, Iramar, Guillermo, Antonio, por su amistad y gran ayuda durante toda mi carrera.

A los amigos de Operaciones del Dato, Novil, Sandro, Alexander, José Vicente, Carolina, Betty, Rafael, por toda la colaboración prestada durante el tiempo que estuve en la empresa. Mil gracias.

A mis primos Mary Carmen y Nelson, grandes compañeros durante gran parte de mi formación en la Universidad, siempre han sido incondicionales y me demuestran cada día que son personas maravillosas.

A mis grandes amigos, Andriu, Alvaro, Jean Carlos, Rosmer y Alexander, por tenderme la mano en momentos donde he necesitado ayuda. Son grandes personas; les deseo el mayor de los éxitos y espero que la amistad se mantenga siempre.

A la Familia Zurbarán Ugas, quienes me han abierto las puertas de su casa y corazón. Han sido mi familia en Oriente. Estoy muy agradecido con Dios por haberme permitido conocerlos, son personas maravillosas. Gracias por todo el apoyo brindado durante mi carrera.

A la Familia González Zurbarán, quienes me han demostrado un cariño sincero y siempre han estado dispuesto a ayudarme. Le pido a Dios que bendiga cada día nuestra amistad.

Al Lic. Jesús Ángel Zurbarán, siempre ha dado lo mejor de sí para ayudarme en lo que necesite, eso significa mucho para mí. Quiero agradecerte todo lo que has hecho por mí y hacerte saber que cuentas conmigo siempre.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	x
RESUMEN	xii
CAPITULO I	13
INTRODUCCION	13
1.1 Introducción	13
1. 2 Planteamiento del Problema	14
1.3 Objetivos de la Investigación	16
1.3.1 Objetivo General	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
CAPITULO II	17
MARCO TEORICO	17
2.1 Antecedentes de la investigación	17
2.2 Características Generales del Área en Estudio	18
2.3 Bases Teóricas	26
CAPITULO III	76
MARCO METODOLOGICO	76
3.1. Tipo de investigación	76
3.2. Diseño de la investigación	77
3.3. Modalidad de la investigación	78
3.4. Población y Muestra	79
3.5. Procedimiento Metodológico	82
3.5.1. Revisión Bibliográfica	82
3.5.2. Diagnóstico de los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios.	91
3.5.3. Identificación de los problemas operacionales que pueden ocurrir durante el proceso de evaluación de los pozos exploratorios.	87

3.5.4. Análisis de los parámetros y consideraciones necesarias para el diseño de los programas de evaluación de los pozos exploratorios.....	87
3.5.5. Proposición de una metodología de trabajo para la optimización del proceso de evaluación de los pozos exploratorios de Pdvsa División Centro-Sur.....	88
3.5.6. Redacción del Trabajo de Grado	88
CAPITULO IV	97
DISCUSIONES DE REAULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	97
4.1. Diagnóstico de los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios.	97
4.1.1 Descripción del Procedimiento de Evaluación Aplicado por la Gerencia de Exploración.....	103
4.2. Identificación de los problemas operacionales que pueden ocurrir durante el proceso de evaluación de los pozos exploratorios.....	120
4.2.1. Frecuencia de los problemas operacionales en los pozos de estudio.....	130
4.3. Análisis de los parámetros y consideraciones necesarias para el diseño de los programas de evaluación de los pozos exploratorios.....	136
CONCLUSIONES.....	152
RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA.....	156
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	160

RESUMEN

El proceso de Evaluación de los pozos exploratorios desarrollados por PDVSA División Centro Sur, es el tema central del presente estudio. La División Centro Sur se encarga de explorar y explotar la cuenca Barinas-Apure, la cual se ubica al sureste del Sistema Montañoso de Los Andes. En toda la historia de perforación de la cuenca, se han llevado a cabo 176 proyectos exploratorios. Para el presente estudio, se consideran los pozos exploratorios que se han perforado en los últimos 10 años, debido a que son los pozos que disponen de mayor información. La investigación se lleva a cabo bajo una metodología organizada, que se inició con la recopilación de toda la información necesaria para el desarrollo del trabajo referente a la evaluación de los pozos objeto de estudio. Luego, con ayuda de las carpetas de evaluación de los pozos, se diagnosticaron los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios, con la finalidad de conocer a fondo la secuencia de operaciones llevadas a cabo en todo el proceso. Seguidamente, se identificaron los posibles problemas que pueden ocurrir durante la evaluación y la ocurrencia de los mismos en los pozos estudiados. El diseño de la evaluación de los pozos, consta de un análisis detallado a diferentes parámetros que influyen considerablemente en el éxito o fracaso que tenga la evaluación. Dichos parámetros son estudiados en la presente investigación con la finalidad de conocer su importancia. Finalmente, considerando los resultados obtenidos en las primeras etapas, se propone una metodología de trabajo, que permitirá mejorar el proceso de evaluación para los pozos exploratorios que pretenda perforar la División en un futuro.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Introducción

Para saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, existe solo una forma y es mediante la perforación de un pozo. La perforación de pozos petroleros se remonta a más de un siglo, lo que implica grandes cambios y mejoras a medida que transcurre el tiempo y la tecnología avanza.

La Ingeniería de la Perforación de pozos, al igual que cualquier otra ingeniería, se moderniza con el incremento y avance tecnológico, por lo que la información debe a su vez ser actualizada en forma continua, ya que prácticas convencionales dejan de serlo y tecnologías que en años anteriores eran innovación, ahora se convierten en prácticas cotidianas.

La Gerencia de Operaciones Exploratorias adscrita a la División Centro Sur, juega un papel de suma importancia dentro de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) en la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos, con la finalidad principal de incrementar el número de reservas del país. Para ello, la gerencia realiza todos los procesos y actividades necesarias, utilizando múltiples herramientas, métodos, equipos de trabajos y los procedimientos más adecuados que permitan detectar reservorios comercialmente explotables.

Por tal razón, la industria invierte, cada año, grandes cantidades de dinero, tiempo y conocimientos en asegurar, por todos los medios, que se logren excelentes resultados durante todo el proceso de exploración, basadas siempre en una adecuada planificación, una mejor operación y una satisfactoria evaluación.

Cada una de las etapas que se lleva a cabo, desde que se explora hasta que se comercializan los hidrocarburos, representa gran importancia, ya que es una secuencia de operaciones, donde el éxito de una etapa depende de la anterior, por ejemplo, para llevar a cabo una buena evaluación de pozos, es necesario que las interpretaciones sísmicas hayan sido lo suficientemente buenas y, que la perforación se lleve a cabo de la mejor forma posible, sin problemas operacionales que puedan incurrir directamente en el proceso de evaluación. Posteriormente, si la evaluación no se ejecuta adecuadamente puede traer serios problemas en la etapa de producción del pozo, limitando así la vida del yacimiento.

El diseño del proceso de Evaluación de los pozos exploratorios, contempla un gran análisis de diversos factores, primero se comienza con un estudio geológico de las formaciones que posiblemente contengan hidrocarburos, esto se hace para seleccionar los cañones que se usarán de acuerdo al tipo de roca o si no se cañonea pesando en una completación a hueco abierto, después se plasman los tipos de pruebas que se realizaran, los reductores a utilizar, las tuberías, también se considera el tiempo de las pruebas, entre otros factores, los cuales se explicaran más adelante. Cabe destacar, que en todo proceso operacional, es importante disponer de un plan B, en caso de que el proceso no se dé como se espera.

Con la presente investigación se busca mejorar el proceso de evaluación de los pozos exploratorios que son llevados a cabo por la División Centro Sur, mediante la implementación de una metodología de trabajo que englobará cada una de las etapas que conforman dicho proceso.

1. 2 Planteamiento del Problema

El aporte de nuevas reservas de Hidrocarburos a la producción nacional, al menor costo y riesgo posible, es el objetivo principal de la Gerencia de Operaciones Exploratorias PDVSA División Centro-Sur, para ello se han llevado a cabo numerosos proyectos de perforación de pozos exploratorios, los cuales representan una gran inversión con un alto grado de incertidumbre. Sin embargo, la necesidad de descubrir nuevos yacimientos de petróleo justifica la inversión. El éxito de un pozo exploratorio, dependerá de la buena planificación que se haga para las diferentes fases que se deben cumplir hasta llegar al objetivo. Una de las etapas que representa suma importancia y que amerita de un buen estudio, es el Proceso de Evaluación de las formaciones prospectivas, ya que dependiendo del buen trabajo que se realice dependerá la productividad del pozo. En vista de que son pocos los nuevos yacimientos encontrados, es importante que el estudio para su posterior producción, se haga con la mayor eficiencia posible y generando los mínimos costos. En los últimos años la Gerencia de Exploración ha ejecutado proyectos que han generado resultados favorables, pero también, se han realizado trabajos sin conseguir aporte alguno de crudo.

En tal sentido, nace la presente investigación que busca mejorar dicho proceso de evaluación mediante el desarrollo de una metodología de trabajo, la cual se fundamentará considerando la efectividad de los procesos de evaluación que se han aplicado en los pozos exploratorios de los últimos años, los problemas operacionales que se pueden presentar en el proceso, también tomando en cuenta parámetros de diseños que sean necesarios para planificar una buena evaluación, y por supuesto, corrigiendo las posibles fallas que pueden presentar los programas actuales de evaluación de los pozos ejecutados por PDVSA División Centro-Sur.

Para desarrollar esta investigación, se recopilarán carpetas, sumarios, registros eléctricos y pruebas de presión de los pozos exploratorios perforados por la División, de manera tal, que se pueda cumplir con el objetivo de Optimizar el proceso de

evaluación en los nuevos pozos exploratorios que se pretenden perforar en el futuro, a través de la proposición de una metodología de trabajo eficiente.

1.3 Objetivos de la Investigación

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología de trabajo para la optimización del proceso de evaluación de los pozos exploratorios de Pdvsa División Centro-Sur.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Diagnosticar los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios.
2. Identificar los problemas operacionales que pueden ocurrir durante el proceso de evaluación de los pozos exploratorios.
3. Analizar los parámetros y consideraciones necesarias para el diseño de los programas de evaluación de los pozos exploratorios.
4. Proponer una metodología de trabajo para la optimización del proceso de evaluación de los pozos exploratorios de Pdvsa División Centro-Sur.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Referente al tema de investigación, existen diversos trabajos que se han desarrollado buscando mejorar el proceso de evaluación de los pozos exploratorios; sin embargo, es importante destacar que la evaluación de los pozos se remonta directamente a más de medio siglo, pues desde que se inicia la producción de tan valioso recurso como lo es el petróleo, se comienza a pensar en mejorar continuamente la forma en que se evalúan las formaciones prospectivas. Dentro de los trabajos que se han realizado se pueden mencionar los siguientes:

- **Camacaro**, elaboró un trabajo de investigación en la Universidad de Oriente Núcleo Monagas, el cual consistió en el Desarrollo de una Metodología para la Evaluación de Pozos Exploratorios en Condiciones Extremas del Área Travi en el Distrito Norte De Monagas. El proyecto contó con un análisis integral de la información generada durante la aplicación de 7 pruebas de completación temporal DST en los pozos exploratorios KGI-2X y KGI-4X; debido a las características de estos yacimientos (condiciones extremas) tales como: profundidades mayores a los 20.000 pies, presiones superiores a los 12.000 lpc, temperaturas por encima de los 335 °F y configuraciones mecánicas de pozos con trayectorias y severidades considerables. La identificación de los factores críticos, permitió establecer pérdidas económicas suscitadas en las evaluaciones problemas, debido a esto se desarrolló una metodología de evaluación basada en dos consideraciones específicas y un flujograma que describe el procedimiento para lograr la evaluación de pozos exploratorios del área.^[6]

- **Vento**, elaboró un trabajo de investigación en la Universidad de Oriente Núcleo Monagas. La investigación estuvo orientada hacia la elaboración de una metodología que permitiera la aplicación de pruebas de evaluación de formación DST (Drill Stem Test). Inicialmente recopiló toda la información generada de las distintas evaluaciones realizadas a los pozos ubicados en el Campo Orocuál, los cuales habían sufrido inconvenientes o problemas durante las operaciones y que pudieron haber afectado los resultados; se estudiaron las posibles causas, revisando los resultados de las operaciones y la data obtenida, encontrada en los reportes de pruebas y en las carpetas de pozos. Al determinar los factores que perturbaron la obtención de información se procedió a establecer las condiciones y parámetros durante la planificación de una prueba DST, para después estructurar la metodología que permitiera tomar en cuenta todos estos escenarios al planificar este tipo de evaluaciones.^[9]

- **Michieli & Sánchez**, elaboraron un trabajo de investigación en el Instituto Universitario de Nuevas Profesiones, a través del cual se estudió la metodología aplicable en la evaluación de formaciones en el Campo Orocuál del Edo. Monagas, mediante dicho estudio se observaron los resultados que generan las pruebas DST, y se recopiló toda la información generada de la aplicación de las pruebas a 7 pozos del campo antes mencionado en diferentes tiempos.^[10]

2.2 Características Generales del Área en Estudio

2.2.1 Cuenca Barinas-Apure

La Cuenca Barinas-Apure se ubica al sur-sureste del Sistema Montañoso de Los Andes. Limita al noreste con la Cordillera de Mérida; al sureste del Escudo Guayanés; al este con el Arco del Baúl y al suroeste con los llanos orientales de Colombia, los cuales constituyen una prolongación de la cuenca. La roca madre por

excelencia es la Formación Navay, de edad Cretácico Tardío, cuyas facies son equivalentes laterales a las de la Formación La Luna. Se han encontrado rocas madre de importancia secundaria en el Grupo Orocué (Formación Los Cuervos), pero ésta sólo habría generado en los depocentros más profundos, asociados con la acumulación de grandes espesores de molasa por el levantamiento andino. Las principales rocas yacimientos clásticas son las Formaciones Escandalosa, Burgüita (Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Guafita miembro Arauca (Eoceno-Oligoceno). En la Figura 2.1, se puede observar la ubicación geográfica de las cuencas petrolíferas de Venezuela, en particular la Cuenca Barinas-Apure.

El yacimiento carbonático más relevante lo constituyen las calizas con porosidad secundaria del Miembro Guayacán (Caliza “O”) de la Formación Escandalosa. Los sellos regionales más importantes son los intervalos lutíticos de las Formaciones Burgüita (Cretácico Tardío), Pagüey (Eoceno) y Guafita (Miembro Guardulio).^[4]

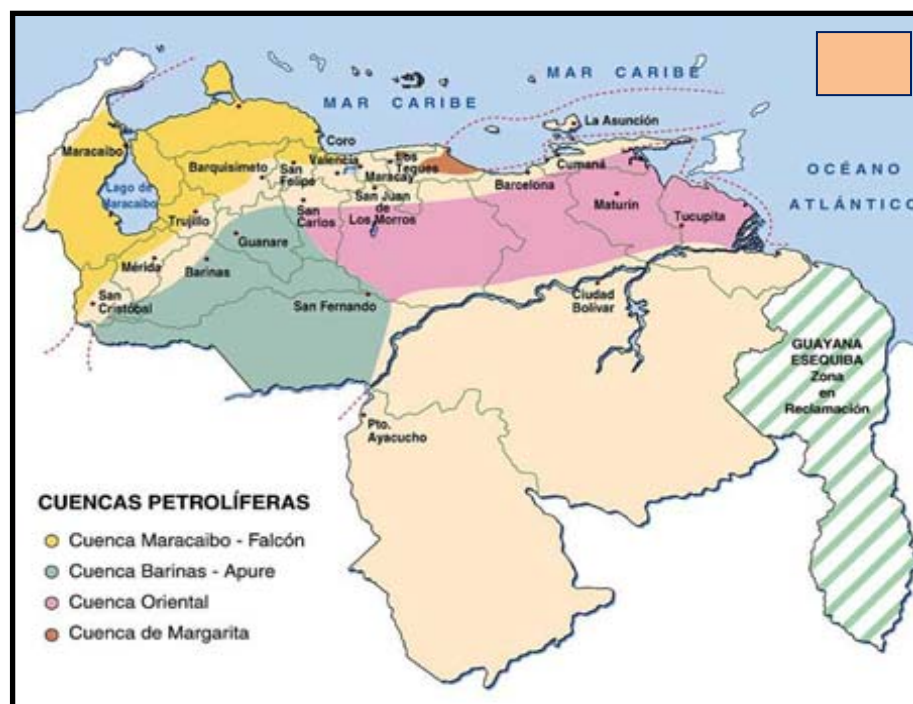


Figura 2.1.: Ubicación Geográfica de la Cuencas petrolíferas de Venezuela.^[4]

2.2.2 Estratigrafía

Las unidades de recolección regional usadas en este trabajo son ciclos sedimentarios, representado cada uno por secuencias de tendencias transgresivas y regresivas, separadas por un intervalo representante de la máxima invasión marina. Estos intervalos centrales están frecuentemente constituidos por lutitas marinas con faunas planctónicas identificables y correlacionables. La descripción estratigrafía se inicia con el Precretácico, el cual está formado por un basamento de naturaleza ígnea-metamórfica y representa una extensión del escudo de Guayana. Luego, los ciclos cretácicos, con los cuales comienza la sedimentación de interés petrolífero en Barinas-Apure. A continuación se explican cada uno de los ciclos sedimentarios que dieron lugar a las formaciones que se conocen hoy en día.^[5]

- ✓ **Ciclo 1: Albiense:** El primer ciclo sedimentario comienza con la sedimentación arenoso-conglomerática de la Formación Río Negro sobre el pleniplano pre-Cretácico. La transgresión alcanza el máximo durante el Albiense con la sedimentación de un horizonte lutítico marino llamado miembro "S" de la Formación Escandalosa. La fase regresiva deposita areniscas de llanura deltaica, llamadas miembros "P" de la antes mencionada formación.

- ✓ **Ciclo 2: Conaciense:** El comienzo de un nuevo ciclo es marcado por la sedimentación de facies marina de frente deltaico, representadas por las calizas, areniscas y lutitas del miembro "O" de la Formación Escandalosa, por encima de la llanura deltaica del cierre del ciclo presente. Durante la máxima invasión marina se sedimentan las lutitas de la Formación La Morita. En la fase regresiva, primero se depositan las areniscas constituyentes en las barras de frente deltaico intercaladas con lutitas de la Formación Quevedo,

para cerrar con las areniscas de llanura deltaica de la parte basal de la Formación Burguita.

- ✓ **Ciclo 3: Maestrichtiense:** Los sedimentos de este tercer ciclo se encuentran profundamente erosionados debajo de la discordancia en la base del Terciario. La parte transgresiva va denominada, en la zona productora, miembro "E" de la Formación Burguita, y esta localmente preservada en los ejes sinclinales pre-terciarios que rodean el Arco de Mérida. Localmente también esta preservada la parte regresiva, miembro "D", Formación Burguita, constituida por areniscas "sintectónicas" producto de la orogénesis del final del Cretácico.
- ✓ **Ciclo 4: Paleoceno-Eoceno Inferior:** Este ciclo esta muy difundido en vastas arenas de Colombia y de la Cuenca de Maracaibo, pero en Barinas-Apure solo se ha identificado en la Cuenca infrandina al norte del Alto de Brujas. Este ciclo representa la evolución de un gran sistemas deltaico con el cual comienza la sedimentación terciaria en el área. La Formación Barco en la parte baja del ciclo, compuesto por areniscas de barras litorales y playas, presenta influencia marina. Con la Formación Los Cuervos, constituida por areniscas y lutitas de ambiente paludal, comienza la fase regresiva que culmina en el Eoceno inferior con la sedimentación de una secuencia de la areniscas masivas que constituyen canales entrelazados de ambiente fluvial y de llanura deltaica alta. Estas areniscas masivas se conocen con el nombre de Formación Mirador.
- ✓ **Ciclo 5: Eoceno medio:** Este ciclo está restringido al norte del Arco de Arauca. Su base está marcada por areniscas que representan una clásica transgresión marina con sedimentos de playas identificados en la zona productora como Formación Gobernador. La invasión marina sedimento las lutitas con foraminofiros planctónicos de la Formación Paguey, del Eoceno.

La regresión marina dejó sedimentos arenosos que constituyen un miembro en la parte alta de la citada formación, llamado localmente "Areniscas de Guarinito". Un nuevo miembro lutítico en el tramo de la Formación Paguey, como se verá más adelante, constituye el comienzo de un nuevo ciclo sedimentario. La influencia del Arco de Arauca en este periodo es evidente en el cambio progresivo de facies que ocurre dentro del ciclo 5 en el flanco septentrional del arco y finalmente en su desaparición. El desarrollo de una secuencia de areniscas masivas, constituidas por un apilamiento de canales distributarios de llanura deltaica, llamadas informalmente "Formación Cobre", ya no permite la diferenciación entre Gobernador y Paguey. Finalmente este ciclo desaparece hacia el suroeste y posiblemente no se encuentra en el flanco sur del Alto de Arauca.

- ✓ **Ciclo 6: Eoceno superior:** Encima de la "Formación Cobre", en el flanco septentrional del Arco de Arauca, se ha identificado un intervalo de lutitas marinas, de probable edad Eoceno superior que hacia la zona productora constituyen claramente la parte alta de la formación Paguey. Este intervalo marino representa un vestigio de un nuevo ciclo sedimentario profundamente erosionado por debajo de la base de la "Molasa". Sus equivalentes no han sido encontrados en el flanco meridional del Arco de Arauca.

- ✓ **Ciclo 7: Oligoceno-Mioceno medio:** Este ciclo ha sido identificado en el flanco sur del Arco de Arauca en la zona de los campos de Guafita y La Victoria. En esta zona, la sedimentación terciaria sobre el tope erosionado del Cretácico empieza con un paquete de areniscas que representan un ambiente de llanura deltaica con canales distributarios, abanicos de rotura y sedimentos de bahía con débiles y esporádicas influencias marinas atribuidas a la Formación Carbonera de edad oligocena. Hacia arriba, las influencias marinas se hacen más frecuentes y finalmente la máxima transgresión del ciclo deposita las lutitas de la Formación León. La secuencia regresiva se

desconoce debido a la profunda erosión de este ciclo debajo de la base de la ‘‘Molosa’’.

- ✓ **Ciclo 8: Mioceno superior-Pleistoceno:** Este último ciclo representa el relleno de la cuenca ocurrido durante el levantamiento de la cadena andina. Sus máximos espesores se encuentran en la fosa subandina en las depresiones entre los arcos. Se trata de sedimentos arenoso-lutíticos de ambiente fluvio-deltaico conocidos como formaciones Parángula y Río Yuca.

Como se pudo observar en la explicación anterior, sobre toda la extensión de la cuenca Barinas-Apure se han identificado en total ocho ciclos, los cuales, sin embargo, nunca se encuentran presentes en su totalidad en un área determinada debido a la influencia que tuvieron los arcos antes mencionados sobre la sedimentación, causando en el curso de su evolución, emersiones, discordantes y acuñamientos en sus flancos. En la Figura 2.2 se muestra la columna estratigráfica de la cuenca Barinas – Apure.

BARINAS			APURE		
PERIODO	EPOCA	FORMACIÓN	PERIODO	EPOCA	FORMACIÓN
CUATERNARIO		Guanapa	CUATERNARIO		Aluviones
TERCIARIO	Mioceno Medio Plioceno	Río Yuca Parángula	TERCIARIO	Mioceno Medio Plioceno	Río Yuca Parángula
	Eoceno Medio	Pagüey Gobernador		Oligoceno Mioceno Temp	Guafita
CRETÁCICO	Superior	Burgüita Navay Escandalosa	CRETÁCICO	Superior	Burgüita Navay Escandalosa
	Inferior	Aguardiente		Inferior	Aguardiente Río Negro
PRE CRETÁCICO		Basamento	PRE CRETÁCICO		Basamento

Figura 2.2.: Columna Estratigráfica de la Cuenca Barinas - Apure.

2.2.3 Características Petrofísicas de los Intervalos Productores

Las porosidades son generalmente altas, variando entre 20% a pesar de los residuos limo-arcillosos presentes. La permeabilidad horizontal también es alta y localmente muy alta, fluctuando entre 200 y 2.000 m.d; la permeabilidad vertical no es bien conocida, pero se sospecha que los intervalos pequeños de arcilla entre las arenas dificultan la comunicación entre las diversas lentes.

El espesor inicial de las columnas petrolíferas fluctuó alrededor de 150-200' (46-61 m) de arena petrolífera en el intervalo "P" ; unos 20' (6 m) en el intervalo "O" en el campo de Silvan y 100-120' (30-37 m) en la arena "B-4" de gobernador, reducidos actualmente por la invasión de agua. La gravedad específica del petróleo promedia 25 °API en los recipientes cretácicos y 22 °API en el Eoceno.

Todos los campos exhiben empuje hidrodinámico regional cuyo valor no ha sido cuantificado, pero las presiones en los recipientes son bajas. Las aguas son prácticamente dulces, con salinidades que varían entre 500 y 2.000 p.p.m de sólidos totales, tanto en los recipientes cretácicos como en los eocenos. Ello ocasiona las conocidas dificultades para identificar el contenido de fluidos en los perfiles eléctricos. Algunos autores mencionan una posibilidad de captación de aguas meteóricas en los contrafuertes andinos y circulación hidrodinámica en la cuenca.

El empuje de agua ocasionó la aparición temprana de cortes de agua de significación en los crudos. A causa de la estratificación vertical de la permeabilidad, dichos cortes de agua aparecen a veces en arenas situadas entre horizontes petrolíferos, sin relación con un contacto definido agua-petróleo.

La producción actual de agua es extremadamente variable; en el Campo Sinco fluctúa entre 0 y 90%. Sin embargo, este empuje parece ser fundamental para lograr las altas recuperaciones de petróleo que ya se observan en algunos campos. El mismo

empuje de agua parece ser la causa de algunas ocurrencias de petróleo residual. Por otra parte, La relación gas-petróleo es extraordinariamente baja, del orden de 10-60 pies³/bl. [5]

2.2.4 Campos Petrolíferos

Los campos petrolíferos de la subcuenca de Barinas se pueden observar en la Figura 2.3, y dentro de los cuales se pueden mencionar: Hato Viejo, Maporal, Silvan, Páez-Mingo, Sinco, Silvestre, Estero, Palmita, Caipe, Borburata, Obispo, Torunos. En la actualidad los pozos de Barinas producen 40 MBDP aproximadamente. [5]

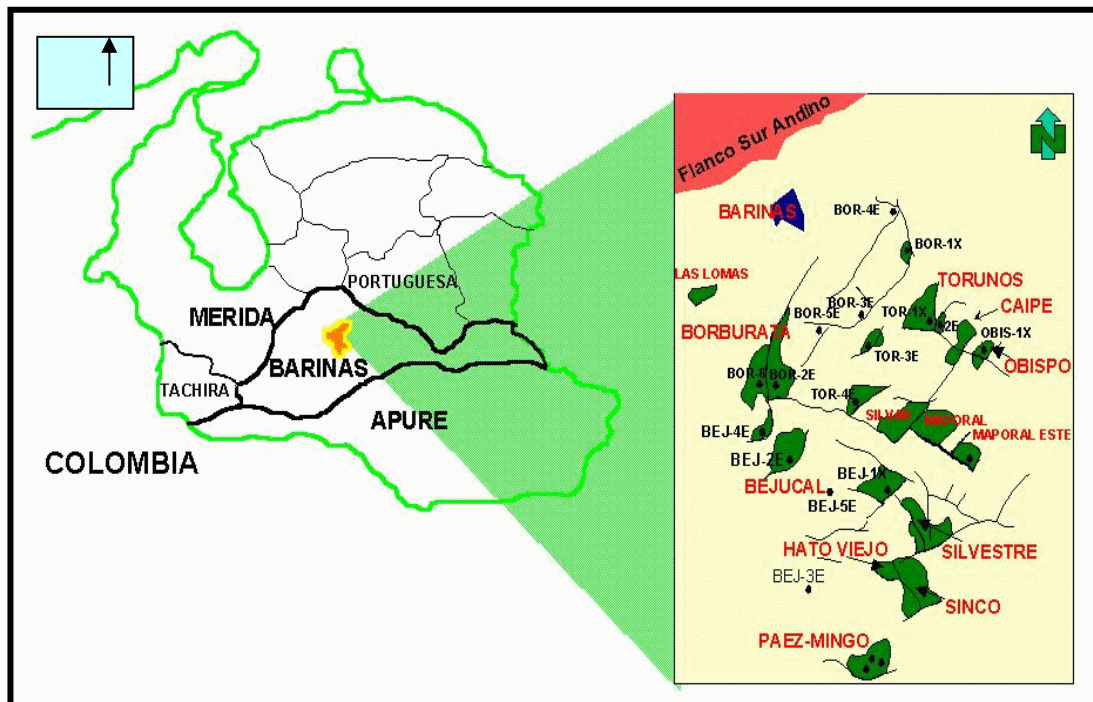


Figura 2.3.: Ubicación Geográfica de los Campos Petrolíferos del Estado Barinas. [5]

Por otra parte la subcuenca de Apure esta formada por dos campos principales que son: La Victoria y Guafita, los cuales están representados en la Figura 2.4; en estos campos se registra una producción promedio diaria de 25 MBDP. La gravedad de los crudos ha sido registrada entre 22 y 28 °API en los campos del Estado Barinas, mientras que en los campos del Estado Apure, se han encontrado crudos entre 30 y 36 °API. ^[5]

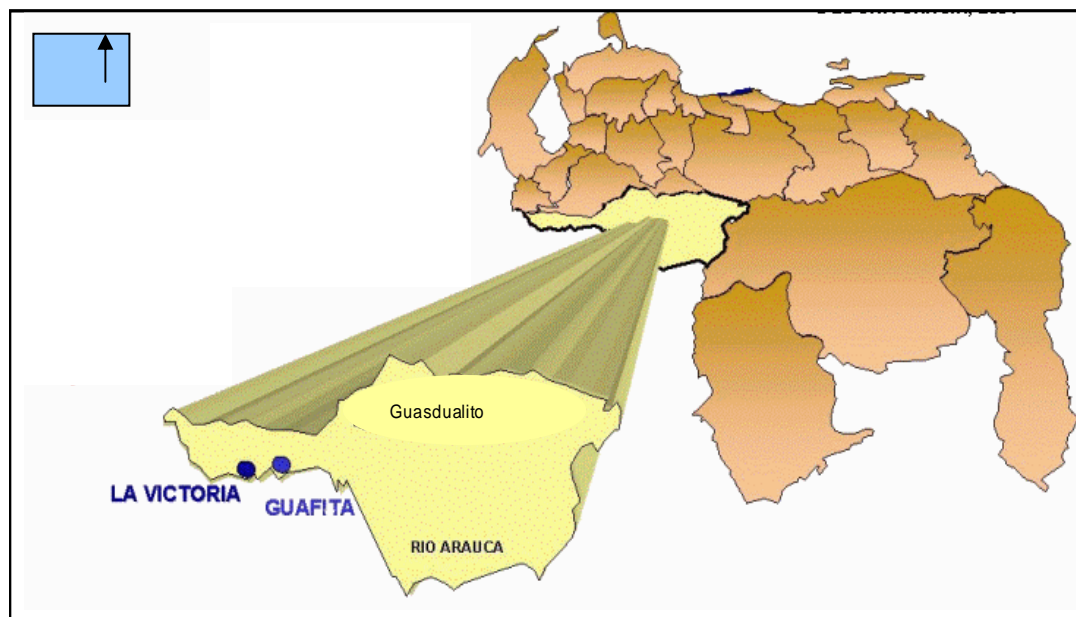


Figura 2.4.: Ubicación Geográfica de los Campos Petrolíferos del Estado Apure. ^[5]

2.3 Bases Teóricas

2.3.1 El Pozo

Se forma a partir de un hoyo que se perfora en la tierra y representa la única forma que se tiene para comunicar al yacimiento con la superficie; si esa comunicación ocurre de forma correcta y si existe hidrocarburos en alguna formación, se garantiza una excelente producción del yacimiento. Cabe destacar que los pozos representan el mayor gasto en el desarrollo del yacimiento.

En 1965, el doctor Frederick Henry Lahee, estableció una clasificación de los pozos considerando diversos criterios como: objetivo original, área donde se perfora, trayectorias, entre otros. ^[23]

2.3.2 Clasificación de los Pozos de acuerdo a F.H. Lahee

2.3.2.1 Pozo Exploratorio

Es el pozo que se perfora como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos, es decir, se perforan en un área geológicamente inexplorada donde hasta ese momento no se ha encontrado petróleo ni gas.

2.3.2.2 Pozos Productores

Son los pozos a través de los cuales se extraen los fluidos de las formaciones productoras. ^[9]

2.3.2.3 Pozos no Productores (Secos)

Estos pozos se realizan con la finalidad de producir hidrocarburos, pero, una vez terminados no se consigue petróleo ni gas en las formaciones, o se encuentra pero no en cantidades suficientes como para que su producción sea económicamente rentable. ^[9]

2.3.2.4 De acuerdo al área donde se perfora: los pozos pueden ser: de Desarrollo, si se encuentran en un área probada y de Avanzada, si se encuentran fuera de la misma.

2.3.2.4.1 Pozos de Desarrollo

Son los pozos que se perforan con el objetivo de extraer y drenar las reservas de un yacimiento. Al perforar un pozo de desarrollo lo que se quiere principalmente es incrementar la producción del campo, por esta razón, se perforan dentro del área probada; pero es importante destacar que algunos pozos de desarrollo pueden generar

resultados negativos al no encontrar hidrocarburos, esto puede deberse a la incertidumbre que existe acerca de la forma o el confinamiento de los yacimientos.^[9]

2.3.2.4.2 Pozos de Avanzada

Estos pozos presentan un riesgo mucho mayor que los pozos de desarrollo, debido a que se perforan en una zona no probada. El objetivo principal es establecer los límites de un yacimiento y, se ejecutan después de haber perforado un pozo exploratorio, que arroja resultados positivos al encontrar hidrocarburos. Sin embargo, los pozos de avanzada también se pueden realizar para ampliar el área probada de un yacimiento, pero para esto, se debe disponer de información que indique que el yacimiento podría extenderse más allá de los límites establecidos originalmente.^[9]

2.3.2.5 Según el Objetivo que se persiga

Existen diversas razones por las que se perforan los pozos. Aunque el objetivo principal de un pozo es producir hidrocarburos, también se pueden realizar para: inyectar fluidos en el yacimiento, obtener información del subsuelo o del comportamiento de los pozos, realizar actividades complementarias en el desarrollo del campo, y finalmente cuando exista una pérdida de control del pozo (reventón).^[1]

2.3.2.5.1 Pozo Productor

Su finalidad es extraer hidrocarburos de un yacimiento. En la figura 2.5 se ilustra este tipo de pozo.^[1]

2.3.2.5.2 Pozos de Inyección

Estos pozos se realizan para inyectar fluidos en las formaciones que se atraviesan durante la perforación. Existen diferentes fluidos que pueden ser inyectados, dentro de estos se pueden mencionar el gas, agua, vapor de agua o productos químicos. La inyección de fluidos se realiza principalmente para: mantener la presión del yacimiento o para desplazar los fluidos que se encuentran en la

formación hacia los pozos productores. En la figura 2.5 se puede observar como se inyectan fluidos a una formación. ^[1]

2.3.2.5.3 Pozo Estratigráfico

Su objetivo principal es estudiar la columna estratigráfica, para obtener información geológica del subsuelo o petrofísica de gran importancia, por esta razón este tipo de pozo no se termina de completar, tal y como se muestra en la Figura 2.5. ^[1]

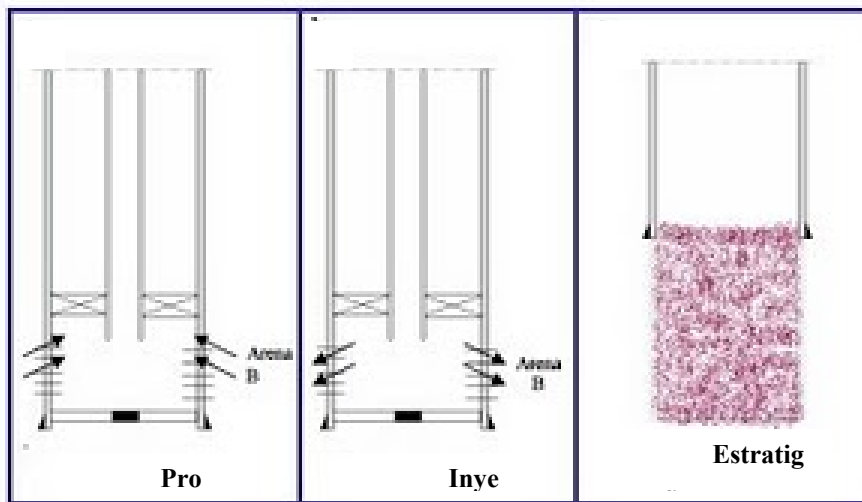


Figura 2.5.: Clasificación de los pozos según el objetivo que se persiga: Productor, Inyector y Estratigráfico.

2.3.2.5.4 Pozo Observador

Son pozos que después de cumplir las funciones de productores o inyectoros al final de su vida útil, son destinados al estudio del comportamiento del yacimiento. En la Figura 2.6 se muestra un pozo utilizado para observar el comportamiento de un pozo inyector. ^[1]

2.3.2.5.5 Pozo De Disposición

Este tipo de pozo se perfora con la finalidad de disponer agua de formación, fluidos de perforación, desechos, cuando no hay forma de manejarlos en superficie. En la Figura 2.6 se observa que los fluidos dispuestos en este pozo a diferencia de los inyectores no tienen como objetivo una formación o intervalo específico.^[1]

2.3.2.5.6 Pozo de Alivio

El objetivo de estos pozos es disminuir la presión en un pozo cuando existe un reventón. Un claro ejemplo de este pozo se puede observar en la Figura 2.6.^[1]

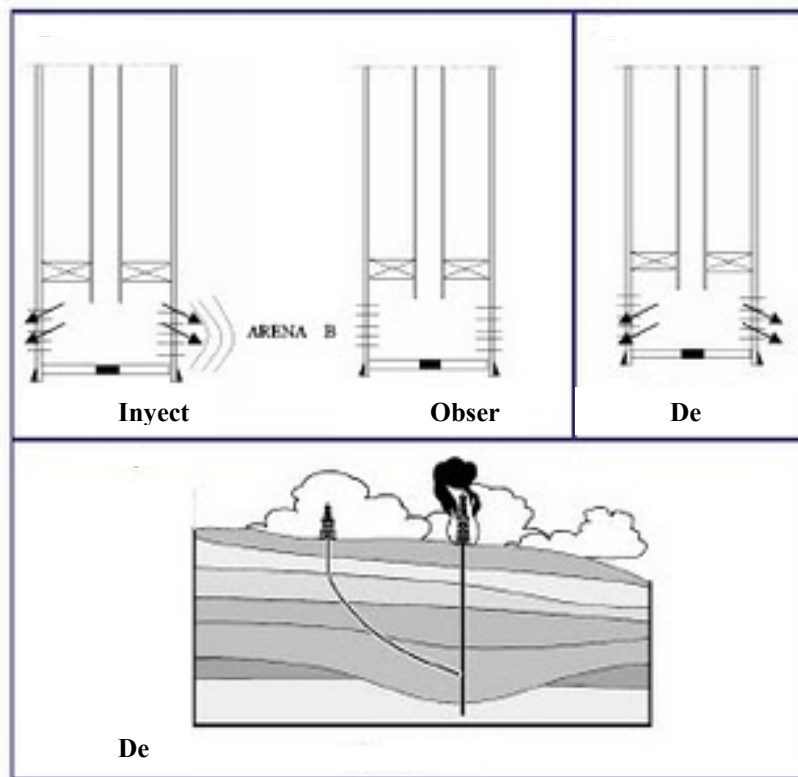


Figura 2.6.: Clasificación de los Pozos según su Objetivo: Observador, De Disposición y De Alivio.

2.3.2.5.7 Pozos de Servicio

Son aquellos pozos cuya función principal se vincula con actividades complementarias dentro de un campo petrolero, por ejemplo: para el suministro de agua del campo. ^[1]

2.3.2.6 Según la Trayectoria: los pozos se clasifican en verticales y direccionales.

Los primeros pozos perforados mantenían trayectorias verticales o al menos eso se pensaba, ya que no se tomaba en cuenta la tendencia natural del hoyo a desviarse, sin embargo, con el transcurrir del tiempo, la tecnología ha permitido desarrollar la perforación direccional controlada, a través de la cual se pueden construir pozos de alivio, atravesar varias arenas, llegar a zonas inaccesibles, evitar complicaciones geológicas, etc. Dentro de los pozos direccionales que se realizan se encuentran: inclinados, tangenciales, tipo J, tipo S, tipo S especial, horizontales y multilaterales. ^[6]

2.3.2.6.1 Pozos Verticales

La verticalidad en un pozo realmente no existe, el término pozo vertical es utilizado para identificar aquellos pozos donde el ángulo de desviación es pequeño. En la Figura 2.7 se puede observar la trayectoria de un pozo vertical. ^[6]

2.3.2.6.2 Pozos Direccionales

Son pozos donde la trayectoria ha sido desviada para alcanzar un objetivo determinado, esto sucede cuando las coordenadas de fondo se encuentran en un área inaccesible desde superficie. Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de la forma que toma el ángulo de inclinación y pueden ser: Tipo Tangencial, Tipo S, Tipo S Especial, Inclinados o de Alto Ángulo, Horizontal, Reentradas o Multilaterales. En la Figura 2.7, se pueden observar los diferentes tipos de pozos de acuerdo a la trayectoria que estos presenten. ^[6]

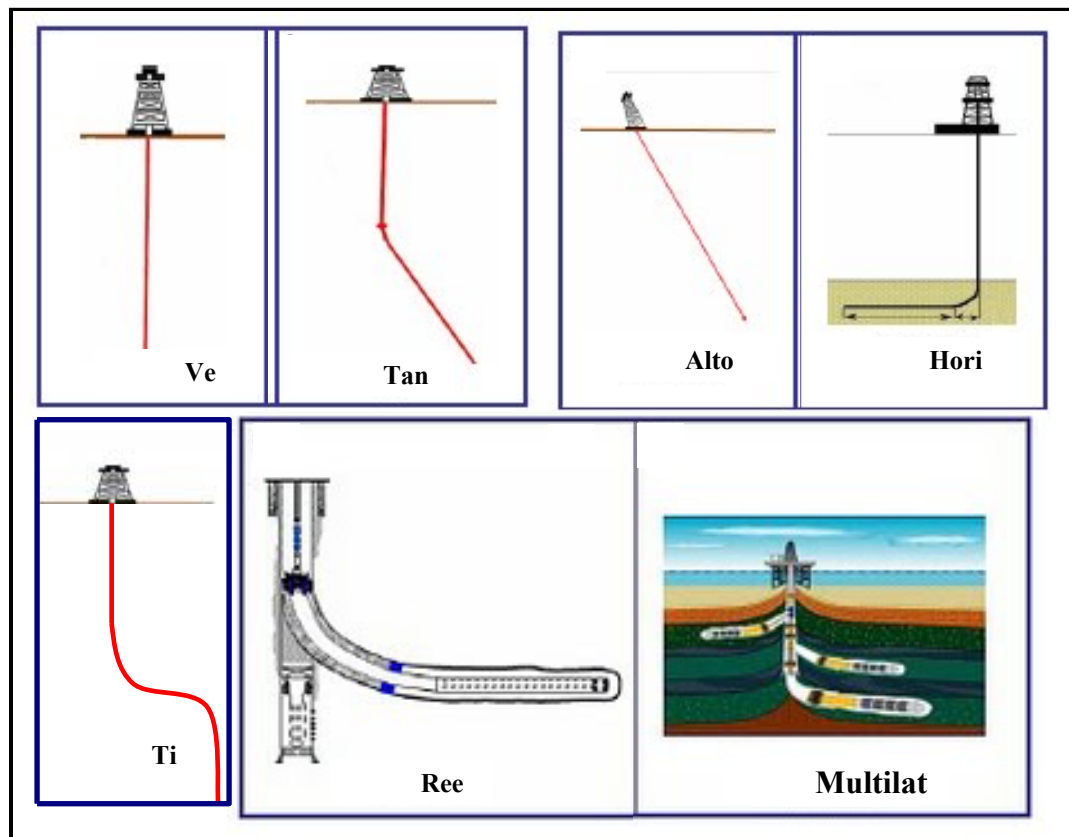


Figura 2.7.: Clasificación de los Pozos según la trayectoria que presenten.

El doctor Frederick Henry Lahee, en su clasificación, asigna un código alfanumérico que diferencia a cada pozo considerando el objetivo que estos persigan y el área donde se perforen. El código asignado a cada pozo antes de ser perforado siempre será diferente al código que se establece después de terminar la construcción del pozo, debido a que al final de la completación deben considerarse los resultados obtenidos, es decir, si se consigue o no hidrocarburos. En la Tabla 2.1, se observa claramente el código de los pozos, dependiendo siempre de los objetivos planteados para su creación y el área donde se perforan.^[1]

Tabla 2.1. Clasificación Lahee para la identificación de los pozos

Objetivo Original	Área donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación	
			Resultados Positivos	Resultados Negativos
		A	B	C
Desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 De desarrollo	0 De desarrollo, productor	0 Desarrollo, Seco
	Fuera del área probada	1 De avanzada	1 De extensión	1 De avanzada, seco
Descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2^a Exploratorio de yacimientos superiores	2a Descubridor de yacimientos superiores	2a Exploratorio de yacimientos superiores, seco
		2b Exploratorio en Profundidad	2b Descubridor de yacimientos más profundos	2b Exploratorio en profundidad, seco
	Fuera del área probada	2c Exploratorio de nuevos yacimientos	2c Descubridor de nuevos yacimientos	2c Exploratorio de nuevos yacimientos, seco
Descubrir nuevos campos	Áreas nuevas	3 Exploratorio de nuevo campo	3 Descubridor de nuevo campo	3 Exploratorio de nuevo campo, seco

2.3.3 Actividades previas a la Planificación y Perforación de un Pozo Exploratorio

Antes de llevar a cabo un proyecto de un pozo exploratorio, se debe contar con la suficiente información que indique una alta posibilidad de existencia de hidrocarburos en una determinada zona. Para ello, es necesario llevar a cabo Procesos de Exploración.

El método utilizado en la actualidad para la exploración, es el de la Reflexión Sísmica, ver Figura 2.8. Éste método se divide en tres grandes procesos: adquisición, procesamiento e interpretación.

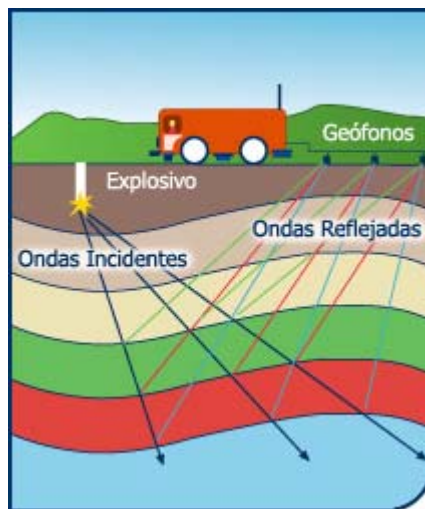


Figura 2.8.: Ilustración del Método de Reflexión Sísmica.

El primero de ellos se refiere a la Adquisición de los datos. Para ello se genera un diseño de levantamiento sísmico en el cual se determinan los parámetros idóneos, ya en el campo se establece un campamento base donde se controlan las operaciones de adquisición en sus diferentes fases: topografía, perforación y grabación. La fase de topografía está referida a la apertura y nivelación de trochas; es en esta fase, donde se colocan a lo largo de la línea, una serie de estacas numeradas a las cuales se les miden

las coordenadas y la cota, estas sirven como patrón de referencia al resto de las fases. En la fase de perforación para el caso de levantamientos sísmicos realizados con explosivos, se coloca el material en los pozos perforados, los cuales tienen una profundidad que varía de 1 metro hasta 20 metros según los parámetros adoptados para el levantamiento sísmico en particular. Para la perforación de los pozos se utiliza una gama de taladros que van desde portátiles, pasando por los mecanizados como uruga o de tractor y los helitransportables siendo su uso dependiendo de las condiciones geomorfológicas de la zona donde se esté trabajando. Una vez perforado el pozo y estabilizadas las paredes del mismo, se procede a cargar con el material explosivo, para ello se coloca dentro del explosivo un iniciador eléctrico, finalmente se rellena el pozo con material tipo arena y grava para tapar el pozo y evitar que la energía al momento de accionar el explosivo se escape hacia la superficie.

En la fase de grabación de los datos, se utiliza una serie de equipos receptores de energía sísmica denominados geófonos, desplegados en el terreno y controlados desde un centro de operaciones, llamado camión de registro o laboratorio, lugar éste donde se imparten instrucciones al personal encargado de hacer accionar los explosivos en el campo. La carga explosiva genera un frente de ondas elásticas, transmitidas hacia el subsuelo y reflejadas en las diferentes capas de la corteza terrestre, regresando a la superficie captadas por los geófonos, los cuales convierten esta energía sísmica en señales eléctricas, grabadas como medios magnéticos en el camión de registro. Luego, se envía la data a los centros de procesamiento para realizar la segunda etapa.

La etapa de procesamiento también se divide en fases, las cuales se pueden resumir en la carga de los datos en el sistema, análisis de velocidades y colocación de las reflexiones en verdadera posición en el subsuelo, ya con el producto generado en la fase de procesamiento, es cargado en las estaciones de trabajo para la respectiva interpretación de la data, esta es la última etapa del ciclo, denominada interpretación. En esta etapa se integran otros datos adquiridos de otras técnicas tales como registros

eléctricos de pozos, y datos de estratigrafías, con la sísmica se construye el modelo geológico del subsuelo y se determinan las trampas de hidrocarburos, las cuales pueden ser estructurales, estratigráficas, o combinadas visualizadas en la sala donde los intérpretes sísmicos analizan los datos y generan los modelos que serán confirmados por la perforación de pozos exploratorios cerrando así este ciclo de exploración.^[17]

2.3.4 Completación de Pozos

La Completación o Terminación, es el conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.^[19]

El éxito de una completación depende principalmente de una buena planificación. Para lograr la completación deseada, es necesario considerar durante el diseño ciertos factores como:

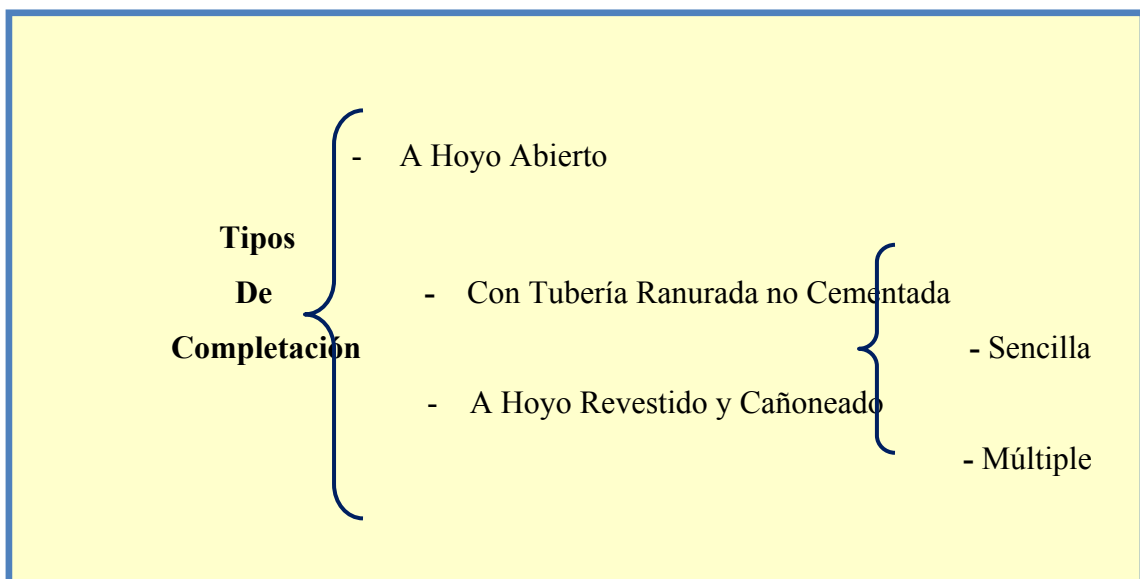
- a) *Restricciones del entorno*: se refiere a los factores que impiden que el sistema funcione bien todo el tiempo, dentro de estos tenemos: cementación, daño a la formación, corrosión, conificación de agua, etc.
- b) *Factores Ambientales*: estos influyen directamente en el sistema o lo limitan, pero sobre los cuales no se puede ejercer ningún control. Estos son: ubicación del pozo, profundidad, presión y temperatura del yacimiento, propiedades de las rocas y los fluidos, entre otros.

- c) *Recursos Disponibles*: son los elementos que ayudan a que el sistema logre sus objetivos. Dentro de estos podemos mencionar: técnica de producción, métodos de reparaciones futuras, dispositivos de seguridad, entre otros.
- d) *Número de zonas Productoras*: se refiere a la cantidad de lentes productivos en posibilidad de ser abiertos a la producción, lo cual depende de su potencial y profundidad.
- e) *Revestimiento del Hoyo*: representa la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones.

La productividad de un pozo, así como su vida futura, se ve afectada considerablemente por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma. Es importante saber, que cada pozo esta bajo condiciones geológicas y petrofísicas diferentes, por lo que, es necesario diseñar la completación de acuerdo a las características del pozo y pensando siempre en obtener la máxima producción posible del mismo. A continuación se describen los diferentes tipos de completación que existen y son aplicados en la actualidad.^[19]

2.3.4.1 Tipos de Completación de pozos

En la Figura 2.9, se ilustran los tipos de terminación primordiales.



Este tipo de completación se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud.

Esta terminación, consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación. En la Figura 2.10, se observa el resultado final después de realizar una completación a Hoyo Abierto.^[19]

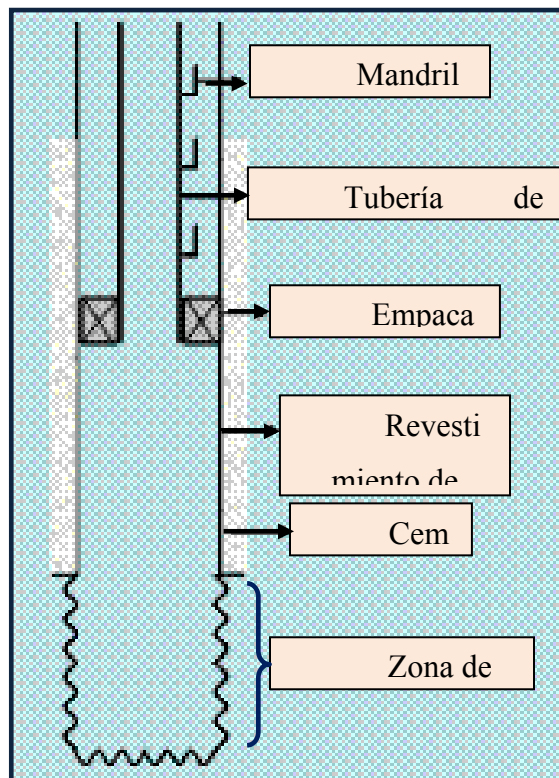


Figura 2.10.: Completación a Hoyo Abierto.

Ventajas:

- ✓ Se elimina el costo de cañoneo.
- ✓ Todo el diámetro del hoyo está disponible para el flujo.
- ✓ Es fácilmente profundizable.
- ✓ Puede convertirse en otra técnica de completación; con forro o revestidor cañoneado.
- ✓ Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- ✓ La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- ✓ Reduce el costo de revestimiento.

Desventajas:

- ✓ Presenta dificultad para controlar la producción de gas y agua, excepto si el agua viene de la zona inferior.
- ✓ No puede ser estimulado selectivamente.
- ✓ Puede requerir frecuentes limpiezas si la formación no es compacta.
- ✓ No hay forma de regular el flujo hacia el hoyo.^[19]

2.3.4.1.2 Completación con Tubería Ranurada no Cementada

Este tipo de completación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados. En una completación con Tubería Ranurada, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca mediante un colgador, un forro en el intervalo correspondiente a la formación productiva. Entre los requerimientos necesarios para que este tipo de completación se lleve a cabo, están los siguientes: formación no consolidada, formación de grandes espesores (100 a 400 pies), formación homogénea a lo largo del intervalo de completación, etc.^[19]

A continuación, en la Figura 2.11 se representa este tipo de completación.

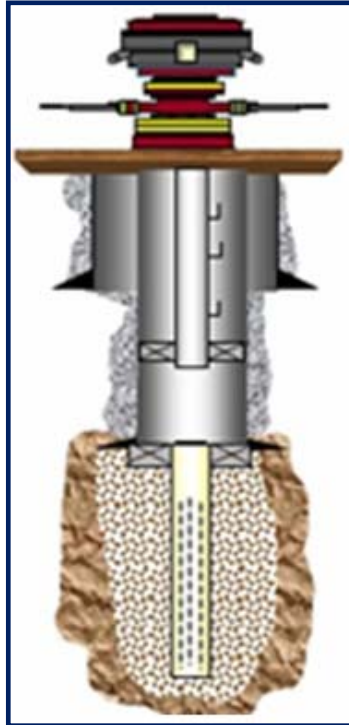


Figura 2.11.: Completación con Tubería Ranurada no Cementada.

Ventajas:

- ✓ Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- ✓ No existen costos por cañoneado.
- ✓ La interpretación de los perfiles no es crítica.
- ✓ Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- ✓ El pozo puede ser fácilmente profundizable.

Desventajas:

- ✓ Dificulta las futuras reparaciones.
- ✓ No se puede estimular selectivamente.
- ✓ La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- ✓ Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.

2.3.4.1.3 Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado

Es el tipo de completación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4.000 a 8.000 pies), como en pozos profundos (10.000 pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo. En la Figura 2.12, se puede observar el diagrama de la completación final.^[19]

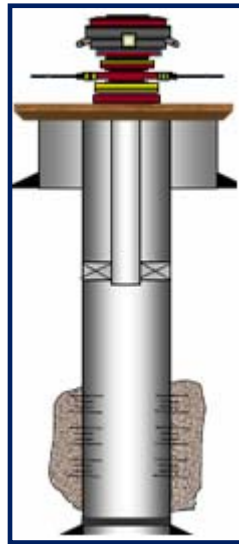


Figura 2.12.: Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado.

Ventajas:

- ✓ La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- ✓ La formación puede ser estimulada selectivamente.
- ✓ El pozo puede ser profundizable.
- ✓ Permite llevar a cabo completaciones adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- ✓ El diámetro del pozo frente a la zona productiva es completo.
- ✓ Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

Desventajas:

- ✓ Los costos de cañoneo pueden ser significativos cuando se trata de intervalos grandes.
- ✓ Se reduce el diámetro efectivo del hoyo y la productividad del pozo
- ✓ Pueden presentarse trabajos de cementación.
- ✓ Requiere buenos trabajos de cementación.
- ✓ La interpretación de registros o perfiles es crítica.^[19]

2.3.4.2 Configuración mecánica de los pozos

De acuerdo a la configuración mecánica del pozo, la completación del mismo puede clasificarse en Completación Convencional y Completación Permanente. Se entiende por "Completación Convencional" aquella operación en la cual existe una tubería mayor de 4 ½ pulgadas de diámetro externo dentro del pozo y a través de la cual fluyen los fluidos de la formación hacia la superficie. La mayoría de las partes mecánicas o equipos de subsuelo pueden ser removidos, es decir, no tienen carácter permanente. Respecto a la "Completación Permanente" son aquellas operaciones en las cuales la tubería de producción y el cabezal del pozo (árbol de navidad), se instalan de tal manera que todo trabajo subsiguiente se lleva a cabo a través de la tubería de producción con equipo manejado a cable.^[19]

2.3.4.2.1 Factores que determinan el tipo de configuración mecánica

- ✓ Tipo de pozo (productor, inyector, etc.)
- ✓ Número de zonas a completar.
- ✓ Mecanismo de producción.
- ✓ Procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas, etc.)
- ✓ Grado de compactación de la formación.

- ✓ Posibilidades de futuros reacondicionamientos.
- ✓ Costos de los equipos.

2.3.4.2.2 Tipos de Completación de acuerdo a la configuración mecánica

2.3.4.2.2.1 Completación sencilla: Este tipo de completación es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas producen simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción. Ésta se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento. En completaciones de este tipo, todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de completación. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, este tipo de completación ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua. En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta la superficie se pueden utilizar métodos de levantamiento artificial. Entre las variedades de este tipo de completación se tiene:

- ✓ **Completación sencilla convencional:** Este tipo de completación se realiza para la producción de una sola zona, a través de la tubería de producción.
- ✓ **Completación sencilla selectiva:** Consiste en separar las zonas productoras mediante empaaduras, produciendo a través de mangas ó válvulas de circulación. En la Figura 2.13, se muestra este tipo de completación.^[19]

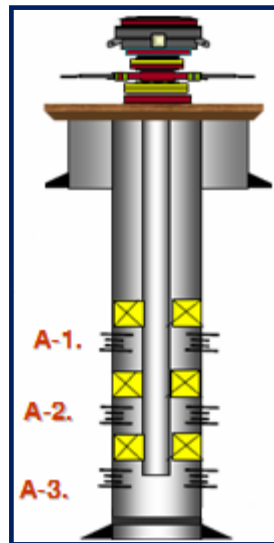


Figura 2.13.: Completación Sencilla Selectiva.

2.3.4.2.2 Completación múltiple: Se utiliza cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar.

Ventajas:

- ✓ Pueden obtenerse altas tasas de producción.
- ✓ Pueden producirse varios yacimientos a la vez.
- ✓ Existe un mejor control del yacimiento, ya que se pueden probar las diferentes zonas con miras a futuros proyectos.
- ✓ Se puede observar con mayor detalle el comportamiento de los yacimientos.

Desventajas:

- ✓ En zonas de corta vida productiva, se traduce en mayores inversiones.
- ✓ En caso de trabajos de reacondicionamiento, el tiempo de taladro es elevado.
- ✓ Aumenta el peligro de pesca de equipos y tubería.

Entre los principales tipos de completaciones múltiples, se destacan:

- Completación de doble zona con una sarta.
- Completación de 2 zonas con 2 sargas.
- Completación de 3 zonas con 2 sargas.

En la Figura 2.14, se puede observar una completación múltiple, donde se pueden producir 3 zonas con 2 sargas.^[19]

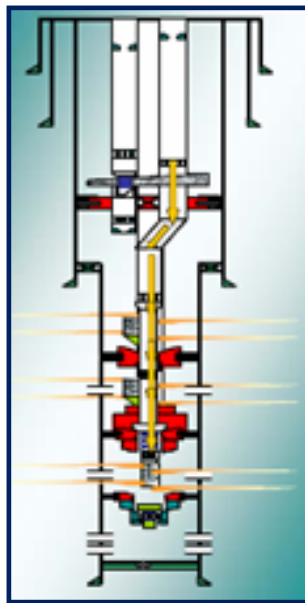


Figura 2.14.: Completación múltiple (de 3 zonas con 2 sargas).

2.3.5 Cañoneo de pozos

En 1997 el Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) filial de Petróleos de Venezuela S.A, en su libro “**Completación y Reacondicionamiento de Pozos**” explica que el objetivo principal del cañoneo es establecer comunicación efectiva entre el pozo y las formaciones seleccionadas, a través de aberturas hechas

en la tubería de revestimiento, el cemento y la formación. Los orificios son realizados con herramientas especiales llamadas cañones. ^[19]

A continuación se explican diferentes términos que están asociados directamente con el cañoneo de pozos y que permitirán entender de manera efectiva las técnicas de Cañoneo.

- **Densidad de Cañoneo:** representa el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 tiros por pie (TPP). Con equipos especiales y de acuerdo al intervalo a cañonear esta densidad se puede elevar a 8 y 14 TPP.
- **Dirección de Tiro (Fases):** Indica el ángulo entre cargas, por ejemplo, las cargas pueden estar disparadas en una o varias direcciones de acuerdo con el ángulo. (0°, 90° 120° Y 180°).
- **Separación de Cargas:** es la distancia que existe entre la pared interior del revestidor y la carga de cañones.
- **Penetración:** Es la longitud de la perforación realizada por una carga dada. Para medir dicha longitud usualmente se aplica el método API (API RP43 Standard Procedure for Evaluation Well Perforators).
- **Diámetro a la entrada de la perforación:** es el diámetro del agujero que se crea en el revestidor una vez efectuado el cañoneo. ^[19]

Para lograr un trabajo efectivo en el cañoneo se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Tipo del equipo usado en el proceso.
- Cantidad y tipo de carga en el cañón.
- Técnicas usadas en la completación del pozo.
- Características de la tubería y el cemento.
- Procedimiento usado para el cañoneo.

2.3.5.1 Tipos de Cañoneo

Existen 3 tipos de cañoneo que se usan en la industria, estos son: Tipo Chorro, Tipo Bala y Tipo Hidráulico. A continuación se explicará cada uno de ellos. ^[26]

2.3.5.1.1 Cañoneo Tipo Bala

El Cañoneo con Balas fue diseñado y patentado en 1926, pero Comenzó a ser utilizado en campo en los años 30. Este tipo de cañoneo se utilizó en forma masiva en la mayoría de las operaciones de cañoneo a comienzos de los años 50. En este método, las balas son disparadas hacia el revestidor atravesando el cemento hasta llegar a la formación. El desempeño disminuye sustancialmente al incrementar la dureza de las formaciones, del revestidor y cemento de alta consistencia. En la actualidad es poco utilizado, pero continúa aplicándose en formaciones blandas o formaciones resquebrajadizas. La bala da un agujero mucho más redondo, reduciendo así la caída de presión por fricción durante la estimulación. En la Figura 2.15, se ilustran los agujeros que pueden dejar las balas usadas en este tipo de cañoneo. ^[26]

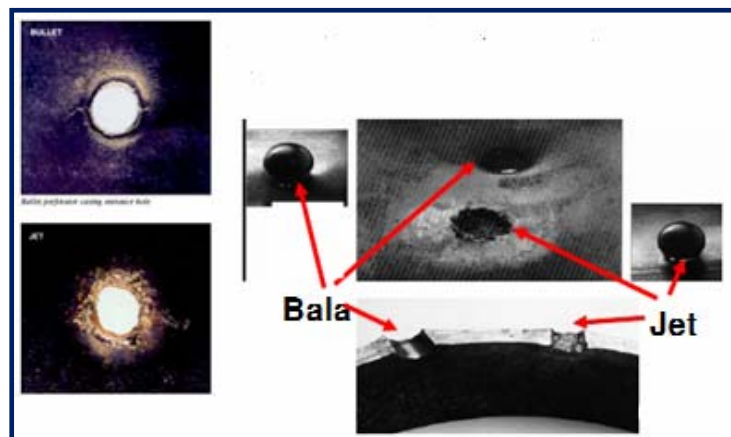


Figura 2.15.: Aberturas creadas por las balas usadas en el cañoneo tipo bala.

2.3.5.1.2 Cañoneo Tipo Hidráulico

Otra tecnología usada, es el cañoneo con chorros de agua a alta presión (Water jetperforating- 1958). Utiliza altas presiones de fluido (algunas veces con arena) para abrir agujeros a través del revestidor, cemento y formación. Los fluidos son

bombeados a través de la tubería, con un arreglo de orificios direccionados hacia la pared del revestidor. La tubería es manejada para realizar agujeros, canales e inclusive cortes completos circunferenciales del revestidor. El chorro presurizado lanzado hacia la formación, deja túneles limpios con muy poco daño. En este tipo de cañoneo los agujeros son creados uno a la vez y tiene la desventaja de ser un sistema lento y muy costoso.^[26]

2.3.5.1.3 Cañoneo Tipo Chorro

Este tipo de cañoneo, también conocido como Cañoneo con Cargas Moldeadas Tipo Chorro, involucra el uso de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una cubierta metálica. Es la técnica de cañoneo más utilizada en la actualidad, más del 95% de las operaciones de cañoneo utiliza este método. Es un sistema muy versátil.

Es importante destacar que el tipo de formación debe considerarse para seleccionar las cargas. Los cañones pueden ser bajados simultáneamente dentro del pozo, utilizando guayas eléctricas, guaya mecánica, tubería de producción o tubería flexible (Coiled tubing).^[26]

2.3.5.2 Explosivos

La eficiencia de las cargas utilizadas en las operaciones de cañoneo depende de los explosivos. Estos suplen la energía necesaria para realizar una penetración efectiva en el revestidor, cemento y formación. Los explosivos actúan rápidamente, producen una explosión caracterizada por la producción de una onda de alta velocidad.^[19]

2.3.5.2.1 Tren de Explosivos

La secuencia de explosión consta de varios dispositivos que son utilizados para iniciar y extender la detonación de los cañones. En la Figura 2.16, se observa cómo está conformado el tren de explosivos:

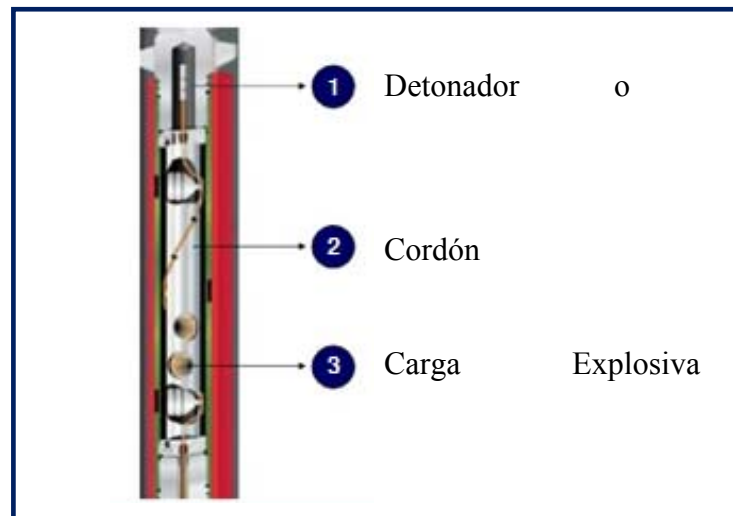


Figura 2.16.: Partes que conforman el tren de explosivos.

2.3.5.2.2 Explosivo Principal

Es el que provee la energía necesaria para producir el chorro. El rendimiento de la carga depende en gran proporción de la clase, forma, masa, distribución y velocidad de detonación del explosivo principal. Están compuestos generalmente por explosivos secundarios tales como RDX, HMX, HNS y PYX. El explosivo es usualmente suplido con una cera sobre los granos, la cual, reduce la sensibilidad del explosivo y lo hace más seguro de manejar. En la Figura 2.17, se muestran los componentes de la carga moldeada tipo chorro.^[26]

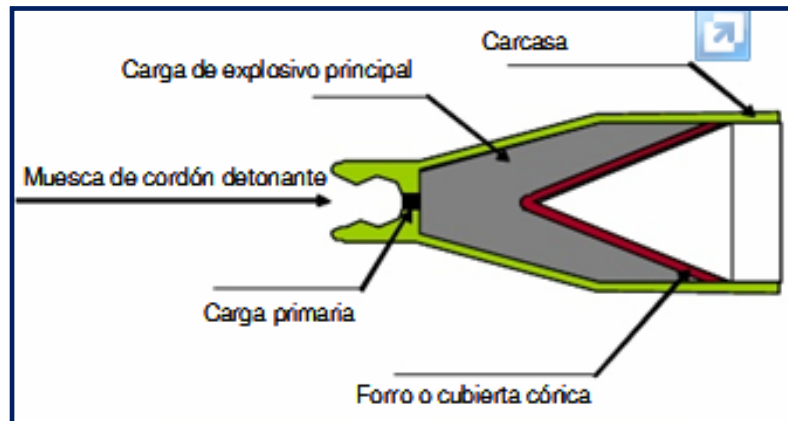


Figura 2.17.: Componentes de la carga moldeada.

2.3.5.3 Tipos de Cañones

El sistema de cañoneo utilizado en Venezuela es el de cargas moldeadas Tipo Chorro. Los cañones utilizados en ese tipo de cañoneo se clasifican en tres grupos: Desechables, Parcialmente Desechadas y Recuperables.

Los *cañones desechables y parcialmente desechables* presentan las siguientes características:

Las cargas se encuentran expuestas a las condiciones del pozo, y se deben encapsular en contenedores separados. Pueden ser envasados individualmente y en forma hermética. Los envases están contruidos de: aluminio, plástico, vidrio, hierro colado y materiales cerámicos. Al detonar los cañones, los envases se desintegran en pequeños trozos, mientras que la energía desarrollada no es absorbida por el soporte de los explosivos. Los soportes pueden ser o no recuperados después de la detonación; sin embargo, en el fondo del pozo siempre quedan restos de las cargas.

Ventajas:

- ✓ Dispositivos ligeros y flexibles.
- ✓ Su paso a través de tuberías de diámetros pequeños es generalmente sencillo. Por esta razón, es posible usarlos en pozos ya completados o en tuberías con empacaduras de prueba.
- ✓ Facilita las operaciones de cañoneo en trabajos de aislamiento y cementación de intervalos.
- ✓ Permite el cañoneo de bajo balance y con mayor seguridad en pozos con elevadas presiones de fondo.

Desventajas:

- ✓ Los cañones no recuperables no son selectivos.
- ✓ En caso de que se rompa el cable, la pesca del cañón se hace difícil.
- ✓ Los desechos quedan en el pozo, total o parcialmente.
- ✓ Por lo general, la longitud máxima del cañón está limitada a 30 pies.
- ✓ En pozos desviados algunas veces se presentan problemas para bajar el cañón al fondo del mismo.
- ✓ El revestidor debe absorber toda la onda expansiva causada por los disparos.

[26]

Por otra parte, los *Cañones Recuperables* poseen un tubo de acero a prueba de altas presiones. Las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial con respecto a su eje. El tubo de acero se cierra herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica. La detonación causa una pequeña expansión del tubo.

Este tipo puede ser extraído del pozo junto con los residuos generados durante el proceso del cañoneo.

Ventajas:

- ✓ No deja residuo en el pozo.
- ✓ No causa deformación de la tubería de revestimiento.
- ✓ Son operablemente seguros, ya que los componentes explosivos están completamente encerrados.
- ✓ Se puede operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas.
- ✓ Pueden hacerse selectividad de zonas con ellos.
- ✓ Poseen buena resistencia química.

Desventajas:

- ✓ Son más costosos que los otros tipos de cañones.
- ✓ Su rigidez limita la longitud de ensambles, especialmente de cañones de gran diámetro.
- ✓ En cañones pequeños, se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, debido al tamaño de la carga. Por lo tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con este cañón. ^[26]

2.3.5.4 Métodos de Cañoneo

Existen 3 métodos básicos de cañoneo de pozos, estos son:

1. Cañones bajados a través de la tubería de producción (Tubing Gun).

2. Cañones bajados a través del revestidor (Casing Gun).
3. Cañones transportados con tubería (TCP o Tubing Convoyed Perforating).

2.3.5.4.1 Cañones bajados a través de la tubería de producción (Tubing Gun).

Estos cañones se bajan utilizando una tubería con empacadura de prueba. El procedimiento es el siguiente: primero se baja la tubería con la empacadura de prueba o se baja la completación final. Luego se establece un diferencial de presión negativa ($P_h < P_f$) y posteriormente se baja el cañón con equipo de guaya. Generalmente se usan cañones desechables o parcialmente recuperables. La tubería eductora con empacadura permite el desplazamiento del flujo de completación por un fluido de menor densidad como por ejemplo gasoil. Este desplazamiento se puede realizar a través de las camisas o mangas de circulación, las cuales se cierran con equipos de guayas. Otra alternativa consiste en achicar la tubería con empacadura asentada, hasta lograr una columna de fluido que permita obtener un diferencial de presión negativa después del cañoneo.

Este método de cañoneo permite obtener una buena limpieza de las perforaciones. Sin embargo, ellos no son selectivos. Por esta razón, cuando se requiere probar otro intervalo, es necesario controlar el pozo con el cual se exponen las perforaciones existentes a los fluidos de control. Esto puede causar cierto grado de daño.^[19]

Ventajas:

- Permite obtener una limpieza de las perforaciones.
- Brinda seguridad durante las operaciones por tener tubería dentro del pozo.
- Disponibilidad de cañones de hasta 32' de penetración y con densidades de disparo de 4 a 6 tpp.

- Capacidad de monitorear comportamiento de producción, presiones de fondo en las operaciones de cañoneo por plataforma.

Desventajas:

- No puede haber selectividad en el cañoneo.
- Disparo afectado por la holgura y la orientación de las cargas debido a la diferencia de diámetros entre el cañón y el revestimiento a ser cañoneado.

En la Figura 2.18, se muestra un diagrama mecánico de un pozo donde los cañones son bajados a través de la tubería de producción usando una guaya.^[19]

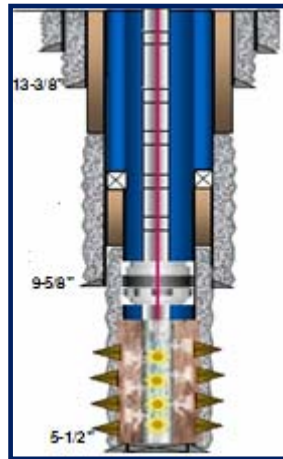


Figura 2.18.: Cañones bajados a través de la tubería de producción (Tubing Gun).

2.3.5.4.2 Cañones bajados a través del revestidor (Casing Gun).

Estos cañones se bajan por el revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente las cargas se colocan en soportes recuperables. El tamaño y rigidez de estos cañones no permite bajarlos por el eductor. El procedimiento es el siguiente: primero se coloca fluido en el pozo, de modo que la presión sea mayor que la presión del yacimiento. Luego se procede con el cañoneo. A continuación, en la

Figura 2.19 se muestra una representación de los cañones bajados por revestidor (Casing Gun).^[19]

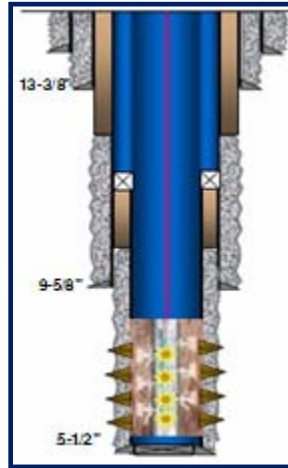


Figura 2.19.: Cañones bajados a través del revestidor (Casing Gun).

Ventajas:

- Son más eficientes que los de tuberías en operaciones fracturamiento o inyección.
- No dañan el revestidor cuando se usan con carga tipo chorro.
- Son útiles en perforaciones donde existen zonas dañadas por fluidos de perforación o por deposición de escamas, debido a su alta capacidad de penetración.
- Cañones diseñados de acuerdo al ID del revestimiento con penetración de hasta 49” y con densidades de disparo de 4 @ 27 tpp.
- Capacidad de cañonear intervalos hasta una longitud máxima de 60’ por corrida.
- Menor tiempo de duración de las operaciones de cañoneo.

Desventajas:

- Existe la posibilidad de cañonear en forma irregular lo que permitiría que no funcionen las bolas sellantes utilizadas como desviadores en la acidificación o fracturamiento.
- Riesgo de arremetida al cañonear zonas nuevas por no existir tubería en el pozo.
- Operación de cañoneo solamente puede realizarse con presencia de taladro en el pozo y con el pozo lleno / controlado.
- Problemas de incompatibilidad y por daño a la formación productora.^[19]

2.3.5.4.3 Cañones transportados con tubería (TCP)

En este método el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción. El procedimiento es el siguiente: primero se introduce la tubería con el cañón junto con una empacadura. Luego se asienta la empacadura y finalmente, se cañonea el pozo. En la Figura 2.20, se puede observar cómo se cañonea el pozo con tubería TCP.^[19]

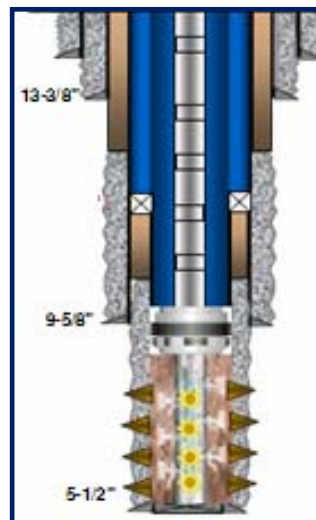


Figura 2.20.: Cañones transportados con tubería (TCP).

Ventajas:

- Puede utilizar diferencial de presión negativo junto con cañones grandes.
- Tiene alta densidad de disparo.
- Se obtiene perforaciones óptimas.
- Alta aplicación en el control de arena para mejorar la tasa de penetración.
- Mayor seguridad.

Desventajas:

- Altos costos.
- Probabilidad de tener que controlar el pozo después de haber efectuado el cañoneo.
- Mayor tiempo de ejecución de la actividad de cañoneo en comparación con otras técnicas.^[19]

2.3.5.5 Condiciones de Cañoneo

El proceso de cañoneo puede realizarse bajo ciertas condiciones de presión en el fondo del pozo:

2.3.5.5.1 Diferencial de Presión Positiva (Cañoneo sobre balance)

El diferencial de presión se define como la diferencia de la presión que ejerce la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada; menos la presión de formación de esa arena. En operaciones de cañoneo, la columna puede ser: lodo, salmuera, diesel o fluidos especiales. Cuando la presión de la columna es mayor que la presión de la formación se obtiene un diferencial de presión positivo (Sobre

Balance). Cuando se cañonea con un diferencial de presión positiva y con una columna de lodo, usualmente se producen taponamientos de algunas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control de perforación y, por lo tanto, causa obstrucción del flujo. Al inducir el pozo a producción, algunas perforaciones se limpiaran, otras quedaran taponadas o con baja eficiencia de flujo. Requiere taladro para efectuar la operación de cañoneo y posteriormente la bajada de la completación del pozo. ^[26]

Generalmente, el daño causado por el lodo es parcialmente irreversible. Es decir, aun cuando se realizan operaciones para reducir la columna hidrostática (suabeo), es prácticamente, imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.

2.3.5.5.2 Cañoneo sobre balance extremo

Se requiere que el pozo permanezca cerrado y controlado durante las operaciones de cañoneo. Al disparar los cañones se genera un incremento de presión en la formación menor que la resistencia compresiva de la roca. Produciendo fracturas en la formación. Requiere taladro para efectuar la operación de cañoneo y posteriormente la bajada de la completación del pozo. ^[26]

2.3.5.5.3 Diferencial de Presión Negativa (Cañoneo bajo Balance)

Cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación, se obtiene un diferencial negativa (Bajo balance). El cañoneo óptimo se obtiene con un diferencial de presión negativa y con fluidos libres de sólidos y limpios. Es muy importante tomar las precauciones de seguridad necesarias, cuando se cañonea con un diferencial de presión negativa. Las altas presiones de la formación se manifiestan muy rápidamente en la superficie. Por lo tanto, es necesario controlar el pozo de una manera segura. ^[26]

2.3.5.6 Parámetros que afectan la eficiencia del Cañoneo

Los parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo son:

2.3.5.6.1 Parámetros-Atribuidos al Proceso de Cañoneo

- ✓ *Configuración de la Carga:* La configuración de la carga es de importancia fundamental, esto incluye su ubicación relativa dentro del pozo. Así la distribución del explosivo y la densidad determinan la velocidad de detonación y pueden tener una influencia aún mayor que la cantidad total de explosivo usada.
- ✓ *Diámetro del cañón:* La penetración también es proporcional al diámetro del cañón usado. En algunos casos, aun usando menos explosivos, se logra mejorar el rendimiento de la perforación. Por lo tanto, es evidente que para obtener una mayor penetración no se requiere necesariamente de un aumento en la carga explosiva. Se puede concluir que el tamaño (diámetro) de la carga es el factor determinante de la penetración y no la cantidad de carga. Sin embargo, para estimar el grado de deformación del revestidor, sí es necesario tomar en consideración la cantidad de carga.
- ✓ *Separación entre el cañón y la zona cañoneada:* La separación existente entre la pared interior del revestidor y la carga, afecta el grado de penetración de perforación. A medida que la separación aumenta, disminuye la penetración. También la penetración es proporcional a la cantidad de carga usada.
- ✓ *Tipo de material del revestidor:* Es otro factor de importancia. Por ejemplo, al usar un revestidor N-80 en lugar de uno J-55, se reduce el diámetro de la

perforación en aproximadamente 10%. También se ha notado variaciones en función del espesor del revestidor.^[26]

2.3.5.6.2 Parámetros Atribuidos al Yacimiento

- ✓ *Resistencia de la formación:* La resistencia de la formación es un factor importante que influye en la penetrabilidad del cañón. Con la perforación a chorro de rocas de alta resistencia, se obtiene, aproximadamente, el doble de la penetración que se logra usando cañones de bala. En cambio, en rocas de baja resistencia (con esfuerzo de compresión menores de 6.000 Lpc), el uso de bala es eficiente.

- ✓ *Temperatura:* Afecta la naturaleza de la carga. La mayoría de los cañones a chorro usan explosivos a base de ciclorita, los cuales se pueden usar igualmente hasta una temperatura de 340 °F (171°C). Para pozos que exceden esta temperatura, es necesario usar un equipo de cañoneo especial. Es posible dañar el pozo, si no se usa el equipo especial cuando su temperatura excede los 340 °F. La mayoría de los cañones desechables que existen actualmente en el mercado no deben usarse en pozos de temperaturas sobre los 300 °F (149 °C).
 - *Temperatura alta:* El efecto negativo de un ambiente de alta temperatura en un proceso de cañoneo se puede sintetizar en los factores siguientes:
 - A medida que se aumenta la temperatura, aumenta la posibilidad de tener explosiones espontáneas.
 - Los cañones de alta temperatura producen, por lo general, una penetración menor que los convencionales.
 - Los cañones de alta temperatura son usualmente más costosos y no permiten una selección muy amplia de las cargas.

- *Temperatura Baja:* Cuando se opera un cañón de baja temperatura, cercano a su límite máximo de temperatura, es necesario tomar las medidas siguientes:
 - Circular el pozo con fluidos de baja temperatura para disminuir la temperatura en el fondo del pozo. Esto se recomienda especialmente cuando se emplean cañones de tuberías, los cuales se pueden introducir al pozo después de detener el proceso de circulación.
 - En algunos casos existe la interrogante acerca de si se pueda exceder el límite de temperatura del cañón, antes de que se produzca su disparo. En esta circunstancia se deben usar detonaciones de alta temperatura, aun si el cañón posee cargas de baja temperatura. Esto evita que se efectúen perforaciones accidentales, debido a las altas temperaturas. En este caso, las cargas se pueden quemar sin que se alcance el efecto perforador que sólo es posible lograrse cuando el detonador se dispara.
 - En pozos de temperatura muy alta, es posible que la única alternativa sea usar un sistema de cañoneo en el que todas las cargas están diseñadas para altas temperaturas. Sin embargo, aun en este caso lo fundamental es el detonador de la temperatura, ya que si este no se dispara, el resto de las cargas no puede lograr el efecto de perforación.
- [26]

2.3.6 Pruebas de Pozo

Son pruebas que se realizan con el propósito de determinar la habilidad de la formación para producir fluidos; y dependiendo del estado de desarrollo del campo se pueden dividir en: Identificación de la naturaleza de los fluidos del yacimiento y estimación del comportamiento del pozo. ^[14]

2.3.7 Fundamentos matemáticos de las pruebas de pozos

2.3.7.1 Ecuación de Difusividad

Es la combinación de las principales ecuaciones que describen el proceso físico del movimiento de fluidos dentro del yacimiento. Combina la Ecuación de Continuidad (Ley de Conservación de la Masa), la Ecuación de Flujo (Ley de Darcy), y la Ecuación de Estado (Compresibilidad). Un balance de materiales sobre un elemento diferencial de medio poroso conduce a la ecuación de Continuidad. La ecuación de estado es sustituida para producir una ecuación diferencial en derivadas parciales para flujo isotérmico la cual especifica la relación entre la densidad (o presión), espacio y tiempo. Excepto para líquidos de compresibilidad constante, es de uso práctico la ecuación de difusividad en términos de presión, bajo la suposición de que los gradientes son pequeños en cualquier sistema de flujo, lo cual es usualmente razonable.^[20]

La ecuación de difusividad se expresa como una ecuación diferencial parcial resumida a:

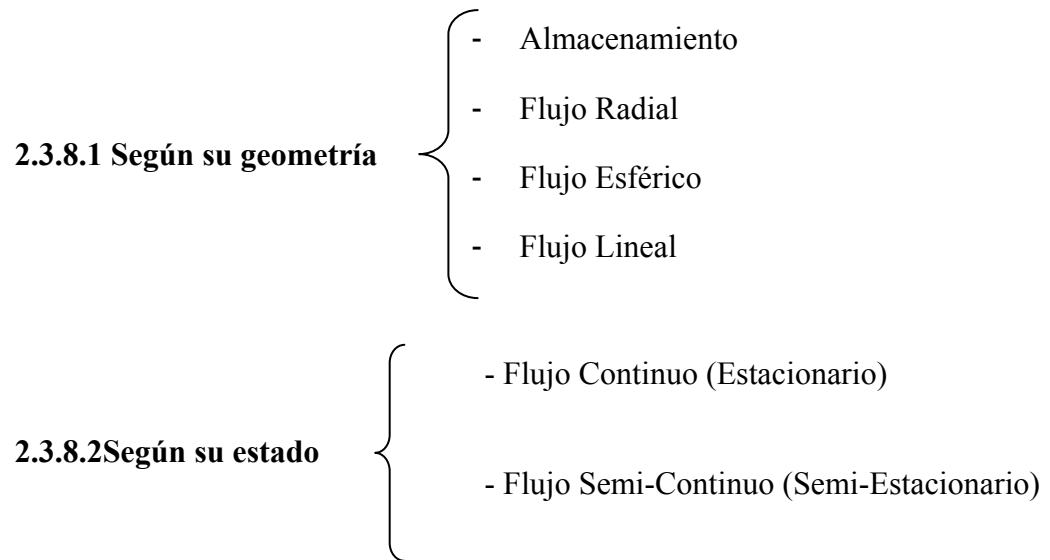
$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu C}{0,000264k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (Ec)$$

2.3.7.1.1 Características:

- La ecuación es lineal solo cuando está expresada en función de la densidad.
- La ecuación es una simplificación que se obtiene al suponer los gradientes de presión pequeños.
- Para formular problemas requiere la Ecuación de Flujo, condiciones iniciales y condiciones de contorno.

- Es necesario definir una condición de contorno, es decir, definir el efecto de la frontera y su influencia en el yacimiento, si es impermeable y existe un mantenimiento de presión, o hay producción a través de la misma. ^[20]

2.3.8 Flujo de Fluidos en el Yacimiento



2.3.8.2.1 Flujo Continuo o Estacionario (Steady State Flow): durante el flujo estacionario, la presión no cambia durante el tiempo. Esto se observa por ejemplo cuando un efecto de presión constante (por la presencia de una capa de gas o acuífero activo adyacente) asegura un mantenimiento de presión de la formación productora. ^[20]

2.3.8.2.2 Flujo Semi-Continuo (Pseudo-Steady State Flow): es la respuesta característica de un yacimiento cerrado. Con una tasa de producción constante, la caída de presión es constante por cada unidad de tiempo. Con este tipo de flujo se realizan los análisis para la estimación de parámetros. ^[20]

2.3.8.2.3 Flujo Transiente: durante las primeras etapas en la producción de un pozo a tasa de flujo constante, el comportamiento de presión es esencialmente el mismo que el de un yacimiento infinito, es decir, la presión aun no alcanza los límites del yacimiento. Este periodo de flujo se conoce como transiente. La variación de presión con el tiempo es función de la geometría del pozo y de las propiedades del yacimiento, como permeabilidad y heterogeneidad.^[20]

2.3.9 Pruebas de Presión

Consiste en medir la variación de presión o comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo, mediante un estímulo dado al pozo; se realiza con el pozo completado, se debe generar un ΔP que incluye toda el área de drenaje del yacimiento, para que se pueda realizar correctamente la prueba de presión.^[14]

2.3.10 Tipos de pruebas de presión

2.3.10.1 Prueba de Restauración de Presión o Build-Up: es afectada por los efectos de almacenamiento, se realizan en pozos en flujos transitorios. Los parámetros que se pueden obtener a través de esta prueba son: presión inicial del yacimiento, permeabilidad de la formación, presión promedio del área de drenaje del pozo, efecto de daño o estimación, contornos del yacimiento, gradientes dinámicos y estáticos.

2.3.10.2 Prueba Multitasas: se realiza en pozos donde es difícil o imposible mantener la tasa de flujo constante, es requerida para la realización de una prueba Draw-Down. Los parámetros que se pueden obtener a través de esta son: permeabilidad de la formación, capacidad de la formación, factor de daño y presión del yacimiento. Permite hacer análisis nodal.

2.3.10.3 Prueba Flujo Tras Flujo: se realiza en pozos exploratorios o delineadores y/o en pozos de desarrollo, con el propósito de estimar extensión de las reservas. Los parámetros que se pueden obtener a través de esta son: permeabilidades efectivas, daño a la formación, volumen del yacimiento, ΔPS , permite hacer análisis nodal.

2.3.10.4 Prueba de Declinación de Presión (Draw-Down): esta se realiza con el pozo fluyendo. Se realiza en pozos de avanzada o en pozos exploratorios, en el periodo inicial de producción. Los parámetros que se pueden obtener a través de esta son: permeabilidad de la formación, factor de daño, ΔPS , volumen poroso asociado al yacimiento.

2.3.10.5 Prueba de Interferencia: el propósito de esta prueba es probar la comunicación entre pozos en un yacimiento, al observar la interferencia horizontal entre pozos, se puede comprobar la continuidad de los estratos permeables, y la posible existencia de comunicación de manera vertical en arenas estratificadas. Intervienen 2 pozos, uno está cerrado que sería el pozo observador.

2.3.10.6 Prueba RFT: probador de formación, se realiza cuando se perfora. Uso de la herramienta: clarifica los resultados de los registros, determinación del tipo de fluido y de los contactos, identificación de barreras verticales y horizontales de flujo, identificación de flujo cruzado entre estratos, identificación de estructuras complejas.

2.3.10.7 Prueba de Disipación de Presión (Fall Up): esta se realiza cuando el pozo no está fluyendo por flujo natural, y se requiere que esté operando bajo un Levantamiento Artificial. Parámetros que se pueden obtener a través de estas: permeabilidad de formación, factor de daño, coeficiente de llenado del pozo. Procedimiento: se inyectan fluidos compatibles en la formación, hasta alcanzar un

valor máximo en la presión de formación, luego el pozo inyector es cerrado y se realiza una prueba de restauración de presión.^[22]

2.3.11 Información Generada de las Pruebas de Presión

- Presión Actual de la capa o conjunto de capas.
- Permeabilidad efectiva y producto permeabilidad-espesor.
- Daño de pozo. Conectividad hidráulica entre pozos.
- Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje.
- Estrategias de completación óptima del pozo.
- Análisis de productividad del pozo (índice de productividad).
- Comercialidad o no del pozo.
- Presión media actual en patrón de inyectores de agua.
- Evaluación eficiencia de fractura hidráulica.
- Confirmación o validación de los valores de presión a esperar en el pozo según los resultados de simulador numérico de yacimiento.
- Confirmación o validación de modelo geológico y sísmico que caracteriza el área de drenaje asociada con el pozo.^[14]

2.3.12 Tipo de Prueba Aplicada de acuerdo al tipo de pozo

Los pozos se perforan con la finalidad de producir hidrocarburos, sin embargo, todos se realizan considerando ciertas características y condiciones que los hacen ser diferentes. En la Tabla 2.2, se reflejan diversas pruebas que se aplican de acuerdo a la característica de cada pozo, así como también, se especifican los resultados que se pueden obtener con la aplicación de dichas pruebas.^[14]

Tabla 2.2. Tipo de prueba aplicada según el pozo e información que se genera.

Pozo	Tipo de Prueba	Información que se Obtiene
Exploratorio	DST (con taladro) Muestreo Prueba sin taladro Probador de Formación	Presión Muestra de fluido para análisis PVT Permeabilidad y daño Potencial del pozo e índice de productividad
Productor	Restauración, multitasas Interferencia Sensores de presión permanentes Gradientes de presión	Permeabilidad y daño Presión actual y promedio Tipo de límites asociados con el área de drenaje Monitoreo continuo de presión de fondo
Inyector	Inyectividad Fall off	Índice de inyectividad por capa Presión actual del área de inyección Distancia al pozo del frente del banco de agua

2.3.13 Implementación de las Pruebas

El análisis de los datos es una parte importante en el proceso de evaluación, sin embargo para el logro de una implementación exitosa de la prueba, debemos siempre

de considerar todos los factores que son críticos durante la ejecución de las mismas. Algunos se mencionan a continuación:

- Costos y valor de la información.
- Tiempo de prueba y objetivos de evaluación.
- Experticias en pruebas de pozos y análisis de datos.
- Toma de muestra (superficie o fondo).
- Disponibilidad de tecnología de pruebas en sitio.
- Diseño de la prueba.

Cualquiera de los factores antes mencionados puede afectar el resultado de la prueba. Es decir, ser la misma conclusiva o no, en cuanto al logro de los objetivos de evaluación. De aquí la necesidad de contemplar un plan de contingencias al inicio y durante la realización de las pruebas. En muchos casos es preferible no realizar las pruebas si las condiciones de campo, así como los procedimientos de prueba, no aseguran los resultados de evolución.^[14]

2.3.14 Diseño de las Pruebas

El diseño o planificación de las pruebas abarca varias fases, que van desde la etapa de la elaboración del contenido de la licitación, para las compañías de servicio especializadas, en donde se debe indicar tanto el tipo de pruebas a realizar, herramientas y equipos necesarios, hasta el rango estimado de las tasas así como presiones esperadas y duración estimada de la prueba.

Claro está que, dependiendo de la experiencia y madurez de la cuenca o campo, el proceso puede ser simple o muy especializado. Por ejemplo, si se trata de un pozo exploratorio, en el cual debemos usar una completación de pozo temporaria para las pruebas, cabe esperar que las necesidades en cuanto a equipos así como procedimientos operacionales, contemplen todas las contingencias posibles, ya que en principio debe considerarse que el fluido puede estar compuesto de varias fases (petróleo, gas y agua) en comparación con un pozo productor o inyector, por cuanto

ya se tiene una historia de pruebas previas y de flujo y la completación del pozo objeto de la prueba es permanente. ^[14]

2.3.15 Diseño de Pruebas para un Pozo Exploratorio

Las pruebas en pozos exploratorios revisten gran importancia, por cuanto los resultados de las mismas al integrarlos con información de geología y sísmica, pueden ser indicativos de la comercialidad del pozo o inclusive del campo candidato. Aunque la información tanto sísmica como geología, son de importancia a efectos del cálculo de las presiones y tasas a esperar, el análisis petrofísico (en particular la resonancia magnética nuclear) así como los resultados obtenidos del probador de formación son de particular interés. ^[14]

En el pozo exploratorio, debe de incluirse en el programa de prueba, tanto la toma de la muestra como el procedimiento para la toma de la misma, dependiendo del tipo de fluido: petróleo, gas o gas-condensado. En la Figura 2.21 se presenta un diagrama simplificado de evaluación para un pozo exploratorio:

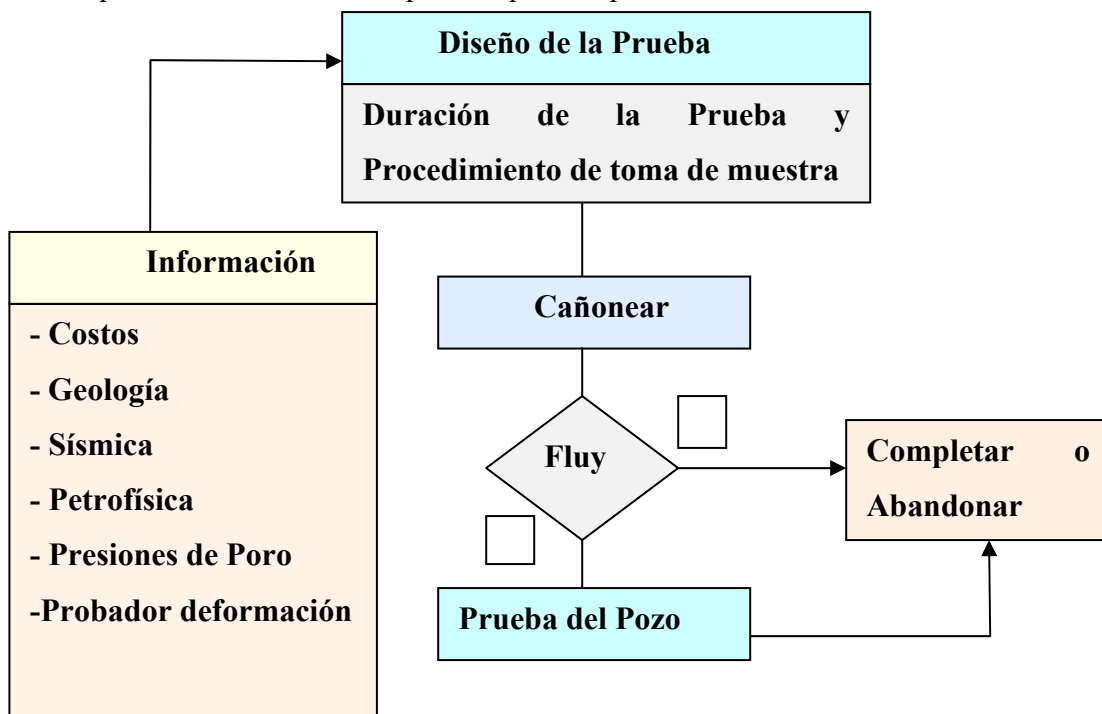


Figura 2.21.: Diagrama básico de evaluación de formaciones para un pozo exploratorio.

2.3.16 Efecto de Almacenamiento de pozo y Daño

Un objetivo igualmente importante, y parte de la razón de efectuar el diseño de la prueba previo a su ejecución, es el poder estimar el efecto que factores tales como, el almacenamiento de pozo (el cual siempre está presente no importa el tipo de prueba), y el daño tienen la conducta de la respuesta de la presión. Esto es aplicable no importando si el pozo es tipo exploratorio o activo.

La duración del efecto de almacenamiento de pozo debe de considerarse a fin de visualizar el uso o no de herramienta de cierre de fondo, según los objetivos de evaluación. De aquí que en los escenarios de diseño, es conveniente que se presenten los resultados de la sensibilidad del tiempo de prueba considerando tanto el efecto de almacenamiento de pozo así como daño.^[14]

2.3.17 Daño a la Formación

Giovanni Da Prat (2002), en su libro de análisis y diseño de pruebas de presión, habla sobre la importancia del daño alrededor del pozo y su influencia en el comportamiento de la presión en la cara de la arena. En dicha publicación, se explica que el daño a la formación, no es más que el cambio de permeabilidad (K) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo así una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como daño (skin) y, éste puede tener unos pocos milímetros como varios centímetros de profundidad. El daño influye considerablemente en la obtención de una tasa de producción menor a la esperada según las expectativas o diseño. En la Figura 2.22, se observa el comportamiento de la presión de fondo fluente si no hubiese daño en el pozo, con estimulación y con daño. Es evidente que al existir daño la presión en la cara de la arena va a hacer menor y por consiguiente la tasa de producción sería baja.^[14]

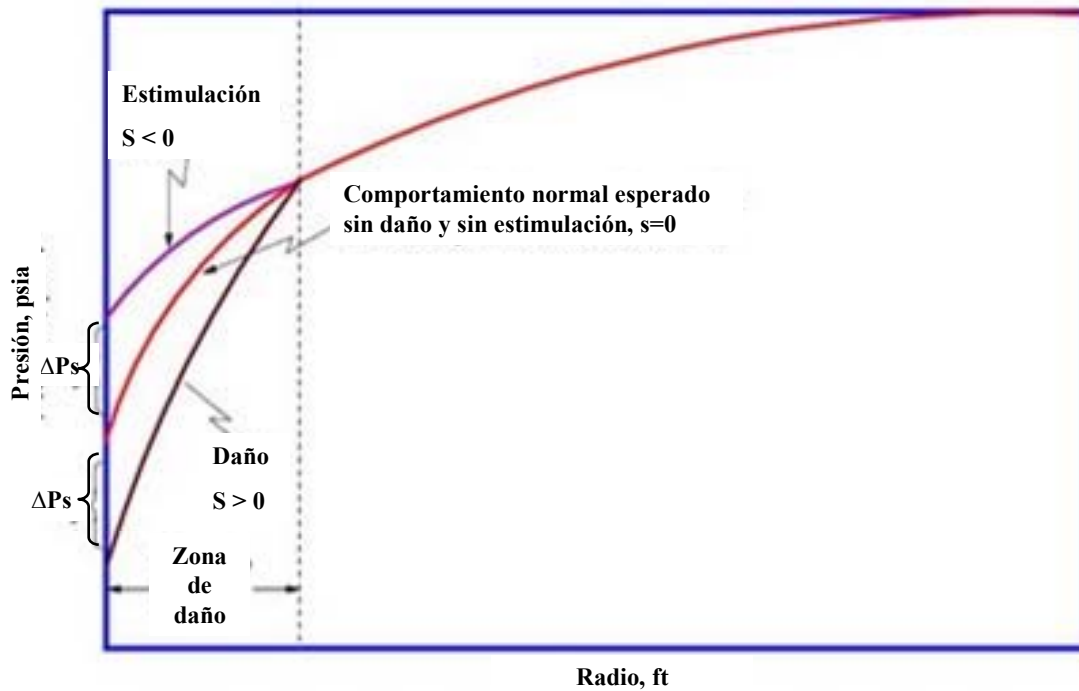


Figura 2.22.: Comportamiento de la presión de fondo fluente: sin daño, con daño y con estimulación en la formación.

2.3.17.1 Tipos de Daño

Existen diferentes formas de daño a la formación, los cuales pueden ser clasificados según su naturaleza:

- ✓ **Daños de Eflujo:** Son causados por el movimiento de fluido del hoyo hacia la formación. Este tipo de daño puede ser controlado, ya que proviene de las operaciones de perforación, completación o reacondicionamiento del pozo. Los daños más comunes que presentan son: Taponamientos, arcillas hidratadas, cambio de humectación de la roca y formación de emulsiones.
- ✓ **Daños de Influjo:** Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hasta el hoyo. Son muy difíciles de controlar y puede traer reducción en la tasa de producción al tratar de removerlos. Los daños más

comunes que se presentan son: Movimiento de partículas, precipitación de asfáltenos y parafinas, cambio en la permeabilidad relativa.^[11]

2.3.17.2 Daño a la Formación Durante Operaciones en el Pozo

Los daños a la formación son:

2.3.17.2.1 Daño Durante la Perforación

En este proceso es que radica la causa más común del daño en la formación. El proceso de perforación altera las condiciones de equilibrio físico-químico, termodinámicos y de esfuerzos que existen entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración con la mecha y los fluidos usados. El fluido de perforación puede causar el daño tanto por el filtrado de la fase líquida como por la invasión de los sólidos en el medio poroso, ocasionando de esta forma taponamientos en la cara de la arena, hidratación del material arcilloso y una marcada reducción de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

2.3.17.2.2 Daño Durante la Cementación

Los daños ocasionados por esta operación son similares a los ocasionados por el lodo de perforación. Los líquidos usados para el pre-lavado pueden contener sólidos o sustancias químicas que no sean compatibles con la formación. La invasión de sólidos, también es otro problema. Aunque el tamaño de las partículas de cemento es de magnitud mayor que el tamaño de los poros, éstos pueden invadir la formación en operaciones de cementación forzada, o si hay una pérdida de circulación durante la cementación primaria, existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación, pero en forma de una fractura no de invasión al medio poroso.

2.3.17.2.3 Daño Durante el Cañoneo

Los residuos de cargas explosivas y los sólidos contenidos en los fluidos de reacondicionamiento pueden taponar los canales formados por las cargas explosivas, así como a la formación misma. Este daño se puede eliminar o disminuir cuando se cañonea con presión diferencial a favor de la formación, utilizando cañones transportados por tubería.

2.3.17.2.4 Daño Durante la Completación y Reparación del Pozo

Durante el proceso de completación de un pozo, es necesario utilizar un fluido de trabajo que controle la presión de la formación abierta. Los fluidos usados en este tipo de operaciones de completación, reparación y empaque con grava, son en general, salmueras con altas concentraciones de sales (Na, Ca, Zn, Li, Mg), que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos inhibidores de corrosión y surfactantes. La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, incrementándose si hay arcillas presentes. El alto contenido de sales evita que las arcillas se hidraten, pero siempre hay un choque por efecto del Ph si éste es muy alto, produciendo desestabilización y migración de partículas de arcillas. Adicionalmente, la sarta de producción puede contener partículas de parafinas, asfáltenos, escamas de óxido de hierro u otras sustancias que al separarse de ella pueden taponar la formación.

2.3.17.2.5 Daño Durante la Estimulación

El objetivo de un trabajo de estimulación es aumentar o restaurar el potencial de producción del pozo, mediante la remoción del daño existente. Por lo tanto los fluidos que se utilicen en el trabajo deben ser cuidadosamente seleccionados, para evitar precipitaciones insolubles y emulsiones que agravan el nivel de daño de la formación.

2.3.17.2.6 Daño Durante la Producción.

La implantación de un esquema inadecuado de producción, puede inducir prematuramente la conificación o canalización de agua y/o la condensación en la cara de la arena en el caso de yacimientos de gas condensado, ocasionando cambios desfavorables en la permeabilidad relativa al gas.^[11]

2.3.18 Estimulación

Es una alteración favorable de la formación, se lleva a cabo mediante diferentes técnicas con el fin de mejorar o generar patrones de flujo en el yacimiento, para incrementar la producción del pozo. La estimulación se puede lograr mediante un fracturamiento hidráulico, fractura acida o acidificación matricial. Cuando se piensa estimular una arena productora, se hace con la finalidad de incrementar la permeabilidad de la formación y con esto la tasa de producción; sin embargo, este proceso acarrea costos de operaciones bastante elevados.^[14]

2.3.19 Herramienta “*Drill Stem Test*” (D.S.T)

Se utilizan para medir la capacidad productiva, la presión, la permeabilidad y la extensión de un yacimiento, implican el aislamiento de la zona de interés con empacaduras temporales. Posteriormente se abren las válvulas de la herramienta de pruebas dejando fluir el pozo, para producir fluidos del yacimiento a través de la columna de perforación, las prueba de formación pueden durar menos de una hora o extenderse durante varios días o semanas; en algunos casos se pueden tener varios períodos de flujo y de incremento de presión.^[7]

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

3.1. Tipo de investigación

La presente investigación se basó en el estudio del proceso de evaluación de los pozos exploratorios en un área específica, como es el caso de PDVSA División Centro Sur. Se analizaron los diferentes procedimientos de evaluación usados de los pozos de estudio, así como los problemas operacionales ocurridos durante la evaluación. Además, se revisaron todos los parámetros que deben ser considerados para diseñar la evaluación de los pozos y, finalmente, se propuso una metodología de trabajo para mejorar el proceso de evaluación de dichos pozos.

Por tanto, de acuerdo con las características de la investigación, se considera que la misma es de carácter documental-de campo.

El estudio se considera documental, porque se basa principalmente en la revisión de información relacionada a la evaluación de los pozos exploratorios en estudio. Además se pretende desarrollar una estructura sistemática de trabajo, considerando las características del proceso de evaluación y los aspectos resaltantes que se derivan de todo el proceso, haciendo siempre una buena interpretación y aportando una base de nuevos conocimientos. Así, Arias (2.006) dice que la investigación documental es “un proceso basado en la búsqueda; recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales”.^[8]

De la misma manera, este proyecto también está dentro de una investigación de campo, debido a que se trata del estudio de un fenómeno real como lo es la evaluación de los pozos, cuyo propósito es interpretar, conocer su naturaleza, sus factores y mejorar dicha evaluación. También, para cumplir unos de los objetivos se

buscaron datos de fuente primaria, es decir, directamente en el pozo. Según Sabino (1.992),^[21] la investigación de Campo es aquella donde:

“Los datos de interés se recogen en forma directa de la realidad, mediante el trabajo concreto del investigador y su equipo. Estos datos, obtenidos directamente de la experiencia empírica, son llamados primarios, denominación que alude al hecho de que son datos de primera mano, originales, producto de la investigación en curso sin intermediación de ninguna naturaleza”

3.2. Diseño de la investigación

La presente investigación corresponde a un diseño no experimental transeccional descriptivo, ya que se busca analizar, describir y explicar los procedimientos utilizados para evaluar los diferentes pozos exploratorios de PDVSA División Centro Sur, los cuales ya fueron aplicados y, sobre los que no se ejerció ningún control. También, Considerando la influencia de los problemas operacionales en los resultados, así como, el eficiente diseño que se puede realizar antes de ejecutar la evaluación; todo esto sin manipular los parámetros y datos originales que permitirán realizar la interpretación adecuada en los diferentes pozos de estudio.

Kerlinger (2.002), indica que...

“La investigación no experimental es la búsqueda empírica y sistemática en la que el científico no posee control directo de las variables independientes, debido a que sus manifestaciones ya han ocurrido o que son inherentemente no manipulables. Se hacen inferencias sobre las relaciones entre las variables, sin intervención directa sobre la variación simultánea de las variables independiente y dependiente”.

Por otra parte, Hernández y otros colaboradores, (2.003) ^[12] consideran que los estudios transeccionales descriptivos...

“Tienen como objetivo indagar las incidencias y los valores en que se manifiestan una o más variables (dentro del enfoque cuantitativo) o ubicar, categorizar y proporcionar una visión de una comunidad, un evento, un contexto, un fenómeno o una situación. El procedimiento consiste en medir, o ubicar a un grupo de personas, situaciones, contextos, fenómenos, en una variable o concepto y proporcionar su descripción. Son, por lo tanto, estudios puramente descriptivos y cuando establecen hipótesis, éstas son también descriptivas”.

3.3. Modalidad de la investigación

La presente investigación según su modalidad es de tipo Proyecto Factible debido a que esta orientada a mejorar los programas de trabajos que presenta PDVSA División Centro Sur, específicamente los programas de evaluación ejecutados en los pozos exploratorios, lo que puede conceder beneficios en diferentes áreas o esferas del acontecer empresarial.

Arias (2.006), expresa que...

“El proyecto factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organización o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos” ^[8]

3.4. Población y Muestra

Entendiendo el concepto de población, Sabino (2.002) la define como un “conjunto finito o infinito de personas, casos, elementos que presentan características comunes”. En la presente investigación, la población está constituida por todos los pozos exploratorios que se han perforado por PDVSA División Centro Sur en los últimos 30 años, siendo un total de 39 pozos exploratorios. En la Tabla 3.1, se pueden observar todos los pozos que conforman la población de la presente investigación.

Tabla 3.1. Pozos Pertenecientes a la Población.

Nº	CAMPO	POZO	FECHA DE PERFORACIÓN
1	Sarare	SNO 1X	22/07/1991
2	Torunos	TOR-1X	14/05/1993
3	Borburata	BOR-1X	15/09/1993
4	Torunos	TOR-2E	23/03/1994
5	Guasimito	GSM-1X	25/05/1994
6	Borburata	BOR-2E	24/06/1994
7	Torunos	TOR-3E	27/10/1994
8	Torunos	TOR-4E	03/11/1994
9	Sipororo	SIP-1X	28/12/1994
10	Borburata	BOR-3E	27/02/1995
11	La Yuca	LY-1X	18/03/1995
12	Barrancas	BAR-1X	11/11/1995
13	Borburata	BOR-4E	12/12/1995
14	Bejucal	BEJ-1X	17/07/1996
15	Bejucal	BEJ-2E	27/08/1996
16	Las Lomas	LLM-1X	01/11/1996
17	Borburata	BOR-5E	03/12/1996

Continuación de **Tabla 3.1**

Nº	CAMPO	POZO	FECHA DE PERFORACIÓN
18	Obispo	OBI-1X	16/12/1996
19	Borburata	BOR-6E	16/05/1997
20	Barrancas	BAR-2E	11/08/1997
21	Bejucal	BEJ-3E	22/08/1997
22	Bejucal	BEJ-4E	08/09/1997
23	Bejucal	BEJ-5E	07/12/1997
24	Bejucal	BEJ-6E	06/02/1998
25	Torunos	TOR-11E	12/04/1998
26	Borburata	BOR-10E	07/07/1998
27	La Victoria	LVN-1X	08/01/1999
28	Maporal	MPN-1X	09/09/2004
29	Obispo	OBI-3X	27/01/2005
30	Caípe	CAI-12X	02/10/2005
31	Guafita	GF-205X	25/12/2005
32	Obispo	OBI-4	25/08/2006
33	Maporal	MPN-2	25/10/2006
34	Guafita	GF-209	19/12/2006
35	Sabaneta	SAB-1X	18/11/2008
36	Rubio	RUB-1X	20/12/2008
37	Guafita	GF-219	04/07/2009
38	Borburata	BOR-55X	23/01/2010
39	Silvestre	SSW-63X	12/05/2010

Por otra parte, Arias (2.006) dice que “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. (p.83)^[8]

Para el estudio, la población no fue considerada totalmente, debido a que muchos pozos no presentaban información suficiente en las carpetas o en la base de datos SIMDE, por esta razón, para la presente investigación se realizó una selección de 12 pozos, que representaron la muestra. En la Tabla 3.2, se especifican cada uno de los pozos que corresponden a la muestra.

La muestra es del tipo no-probabilística intencional, ya que no se utilizaron procedimientos estadísticos para su selección, tampoco fue escogida aleatoriamente. En este tipo de muestreo la elección de sujetos y objetos de estudio depende del criterio del investigador. Los criterios considerados para obtener la muestra fueron:

- ✓ Pozos que contengan información sobre la evaluación de los mismos, tanto en las carpetas de pozos como en la bases de datos.
- ✓ Pozos perforados en los últimos 10 años.

Tabla 3.2. Pozos pertenecientes a la muestra seleccionada.

11	Borburata	BOR-55X	23/01/2010
12	Silvestre	SSW-63X	12/05/2010
1	Maporal	MPN-1X	09/09/2004
2	Obispo	OBI-3X	27/01/2005
3	Caípe	CAI-12X	02/10/2005
4	Guafita	GF-205X	25/12/2005
5	Obispo	OBI-4	25/08/2006
6	Maporal	MPN-2	25/10/2006
7	Guafita	GF-209	19/12/2006
8	Sabaneta	SAB-1X	18/11/2008
9	Rubio	RUB-1X	20/12/2008
10	Guafita	GF-219	04/07/2009

3.5. Procedimiento Metodológico

3.5.1. Revisión Bibliográfica.

Para el desarrollo de esta fase, se procedió a la revisión y recopilación del material bibliográfico relacionado con el tema de estudio, tales como: tesis de grado, textos, estudios, publicaciones de carácter técnico, reportes operacionales, y carpetas pozos; adicionalmente se revisó toda la documentación referente a las generalidades del área en estudio, la cuenca Barinas-Apure.

Para obtener toda la información de los pozos seleccionados para este estudio, fue necesario el uso de diversas bases de datos que maneja Petróleos de Venezuela (PDVSA), así como contar con el apoyo de ciertas unidades de trabajo como lo son: Gerencia del Dato y Operaciones Geológicas, ambas adscritas a la Gerencia de Exploración. A continuación se especifica donde fue obtenida toda la información necesaria para el soporte de la investigación.

En primera instancia, se realizó una serie de visitas al Centro de Información Técnica de Exploración y Producción (C.I.T.E.P) de PDVSA División Centro Sur, donde se revisaron las carpetas en físico de cada uno de los pozos exploratorios considerados para el presente estudio.

Con el buen servicio que prestó la Gerencia de Operaciones del Dato, se obtuvo información de los siguientes sistemas computarizados:

3.5.1.1 Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (S.I.M.D.E.)

Es un programa que permite la visualización electrónica de archivos que contienen información de los pozos; dichos archivos se encuentran digitalizados y suministran así, la información específica de los eventos más importantes ocurridos

durante la vida del pozo. En la Figura 3.1, se puede observar la ventana principal de SIMDE. Dentro de la información visualizada se tiene: diagramas de completación, pruebas realizadas a los pozos, informes diarios de perforación, evaluación y completación, análisis de los fluidos, resúmenes geológicos, entre otras.

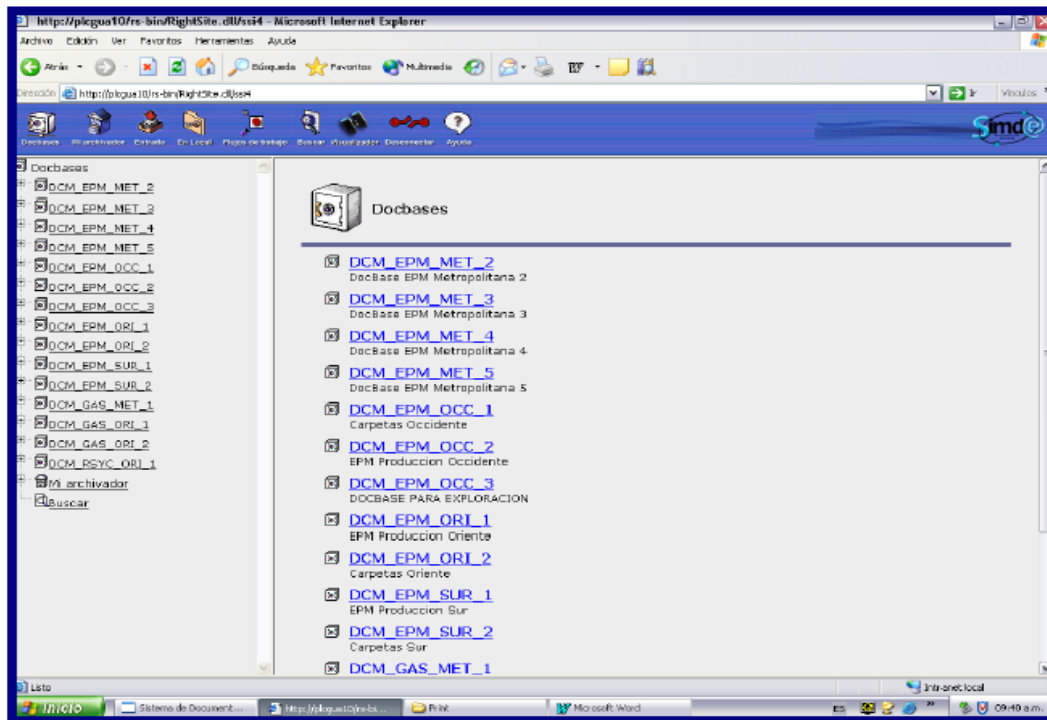


Figura 3.1.: Ventana principal de S.I.M.D.E.

Procedimiento para la búsqueda de documento en S.I.M.D.E.:

1. Se ingresa a la base de Datos con un usuario registrado por la empresa. Luego de ingresar a la aplicación, se selecciona la zona donde se amerita la información, como se puede observar en la Figura 3.2 para la presente investigación se ingresó en la carpeta SUR_2, la cual contiene la información de los pozos llevados por la División Centro Sur.
2. En la Figura 3.3, se muestra cómo seleccionar en la nueva ventana, la opción “carpeta de pozos”.

3. Seguidamente, en la Figura 3.4 se puede observar la Selección del Campo y el pozo de interés.

4. Por último, una vez escogido el pozo, se selecciona la información de interés y si es necesario se realiza la impresión del documento. Éste paso puede visualizarse en la Figura 3.5.

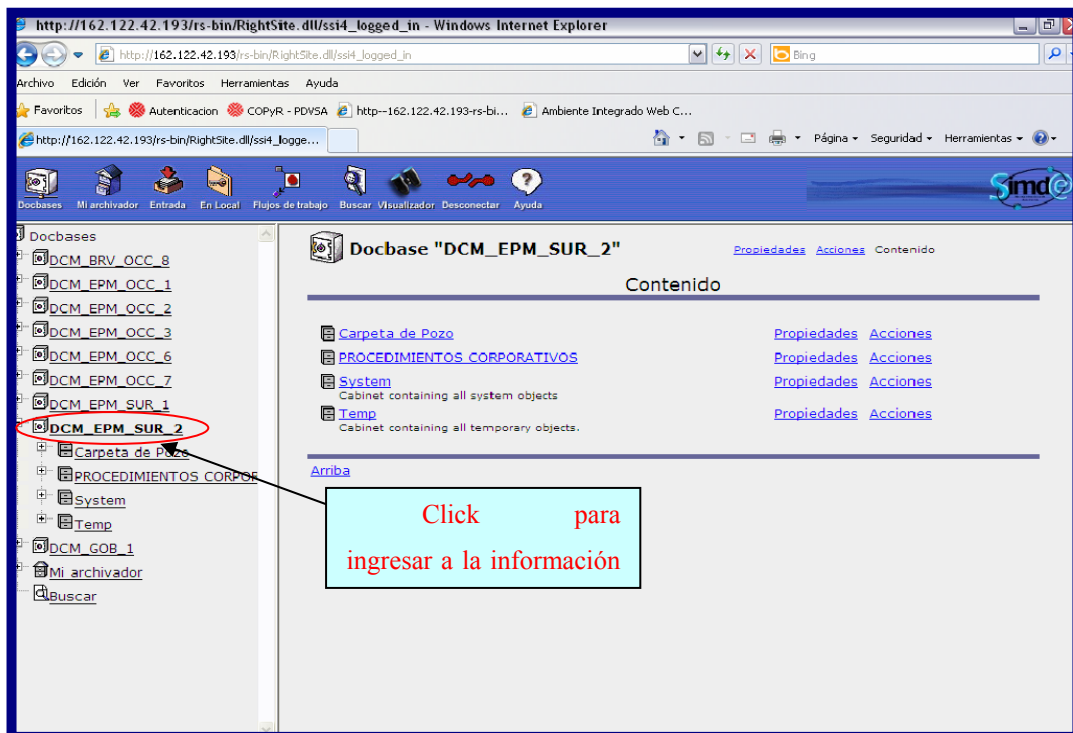


Figura 3.2.: Ventana para ingresar a la base de Datos de PDVSA División Centro Sur.

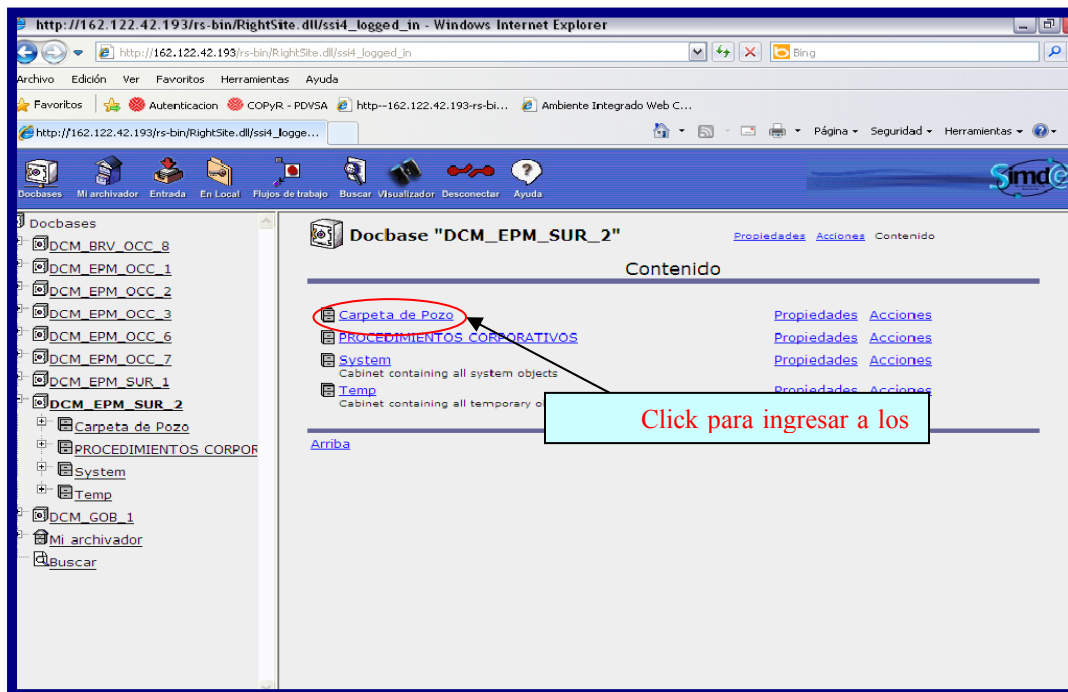


Figura 3.3.: Ventana de visualización de las carpetas contenidas en la base de datos.

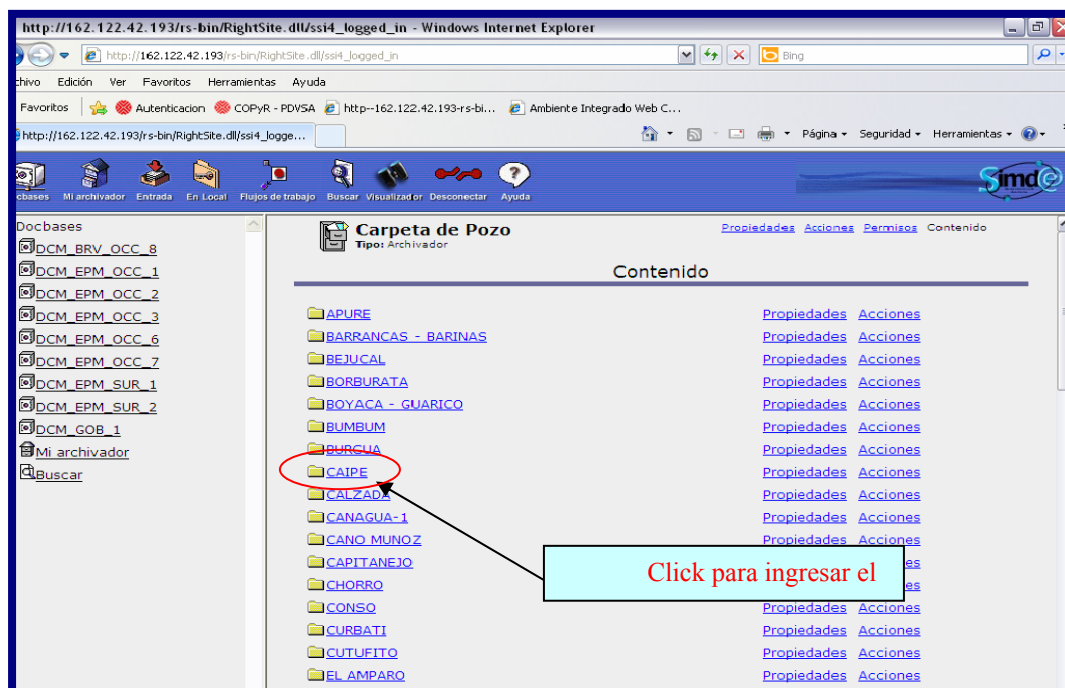


Figura 3.4.: Ventana donde se muestran los Campos petrolíferos pertenecientes a la División Centro Sur.

http://162.122.42.193/rs-bin/RightSite.dll/ssi4_logge_d_in - Windows Internet Explorer

http://162.122.42.193/rs-bin/RightSite.dll/ssi4_logge_d_in

chivo Edición Ver Favoritos Herramientas Ayuda

Favoritos Autenticación COPyR - PDVSA http-162.122.42.193-bi... Ambiente Integrado Web C...

http://162.122.42.193/rs-bin/RightSite.dll/ssi4_logge...

clases Mi archivador Entrada En Local Flujos de trabajo Buscar Visualizador Desconectar Ayuda

BORBURATA

BOYACA - GUARICO

BUMBUM

BURGUA

CAIPE

CAI0001X

CAI0002X

CAI0003X

CAI0004X

CAI0005

CAI0006

CAI0007

CAI0008

CAI0009

CAI0010

CAI0011

CAI0012

CAI0013

CAI0014

CAI0015

CAI012X

CALZADA

CANAGUA-1

Miradores

Estados

PDVSA
Exploración y Producción

PDVSA

Reporte Diario de Trabajos de Completación

Página 2 de 3

Pozo: 31415-CAI-0012 Fecha: 01/04/2009 Reporte: 8 DEL: 7:10

Evento: REPARACION Inicio: 25/03/2008 Fin:

Sumario de Operaciones

Desde	Hasta	Horas	Etapa	Actv.	Tipo Oper	Fase	Descripción
06:00	07:00	1.00	CO	RPC	S	C	DONDE SE ESTUVO QUE PA...
07:00	07:30	0.50	CO	VAN	P	C	LOS CUELLOS. CAMBIO DE GUARDIA Y CHA...
07:30	09:00	1.50	CO	VAN	P	C	DE SAI. INSTALO CABEZAL DE PRODUCCION ROTARI FLANGE 11" x 5 MIL Y LINEAS DE PRODUCCION.
09:00	11:00	2.00	CO	ARP	P	C	TECNICO DE SCHLUMBERGER REEMPLAZO CABLE DE LA CAJA DE VENTEO, REALIZO OCIENT ROTARI FLANGE 11" x 5.000" Y CONEXIONES DEL CAPILAR. ARRANCO POZO CON CHEQUEO ROTACION Y QUEDO CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: 30 PSI + 50 HZ + 1210 VLTS + 40 AMP, SE LE ENTREGO AL CHEQUEADOR DE CAMPO CAIPE. CERRO OPERACIONES DE COMPLETACION CON 7 DIAS + 2.5 HORAS.

Estado Actual: ARRANCO POZO CON 30 PSI + 50 HZ + 1210 VLTS + 40 AMP.
Sumario 24hrs: M.T 3-1/2" EUE CON EQUIPO BES Y TUBO CAPILAR 3/8" @ 9500', DESVESTIO BOP 100%, INSTALO CABEZAL DE PRODUCCION
Act.Prox. 24hrs:DESVESTIR Y MUDAR PARA BEJ-12.

Información de Seguridad

Camp

Pozo Seleccionado

Información del

Figura 3.5.: Ventana donde se observa la información del pozo consultado.

3.5.1.2 Red de Información Petrolera y Petroquímica (RIPPET)

Es una base de datos que se utiliza para explorar la información técnica, bibliográfica del C.I.T.E.P, del Centro de Información de Ingeniería de Petróleo (C.I.D), entre otros. En la Figura 3.6 se puede observar la presentación del portal RIPPET. Toda la información almacenada es referida a PDVSA Exploración y Producción.



Figura 3.6.: Ventana Principal de la Red de Información Petrolera y Petroquímica (RIPPET).

3.5.1.3 WEBCHANNELS

Es una aplicación que suministra de forma eficiente y explícita, toda la información de los pozos. La WEBCHANNELS pertenece al Ambiente Integrado creado por PDVSA, el cual se refiere a la integración de los sistemas y aplicaciones especializadas de PDVSA exploración y producción que consolida en una base de datos maestra la información clave del negocio medular, tales como reservas, geología, geofísica, petrofísica y cartografía; además permite estandarizar, homologar y establecer las políticas necesarias para garantizar el manejo confiable y oportuno de la información.

Procedimiento para visualizar información de los pozos a través de la WEBCHANNELS:

- 1) Ingresar al sistema con una cuenta de usuario habilitada por PDVSA. En la Figura 3.7 se puede observar la página de inicio del portal.

- 2) En la Figura 3.8 se muestra donde se debe escribir el nombre del Campo petrolífero al cual pertenece el pozo de interés.
- 3) Seleccionar el pozo del cual se necesita conocer determinada información. A través de la Figura 3.9, se especifica donde se debe seleccionar el pozo.
- 4) Verificar toda la información que presenta el pozo seleccionado. Visualizando la Figura 3.10, se puede detallar la información del pozo.

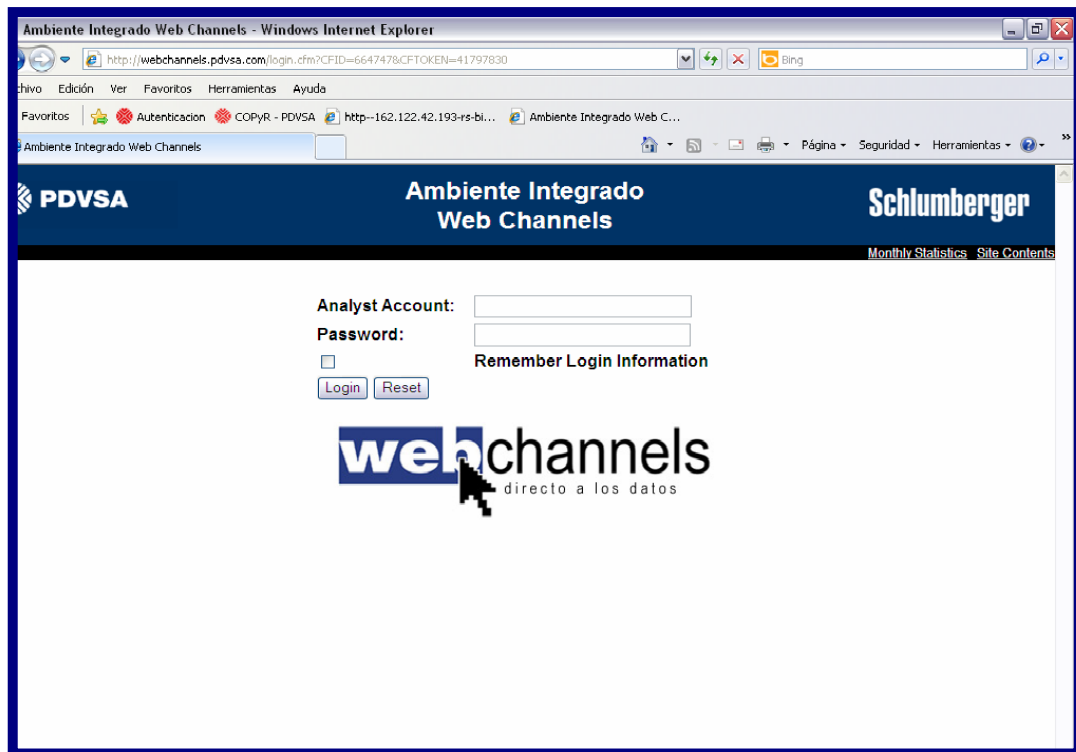


Figura 3.7.: Ventana principal de WECHANNELS.

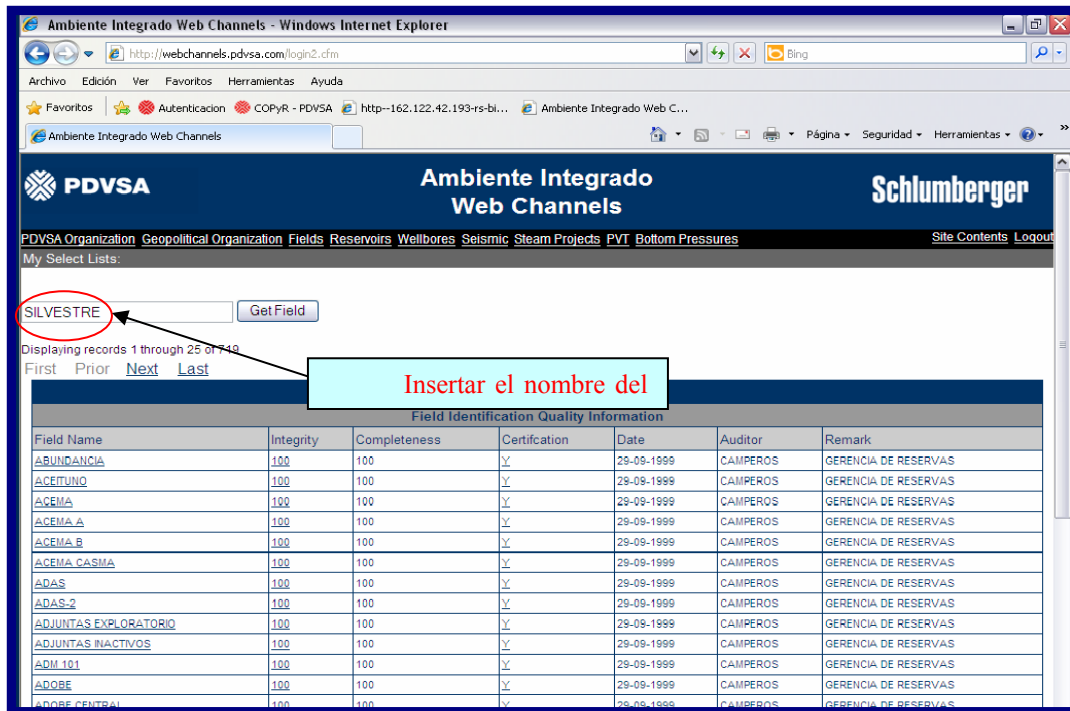
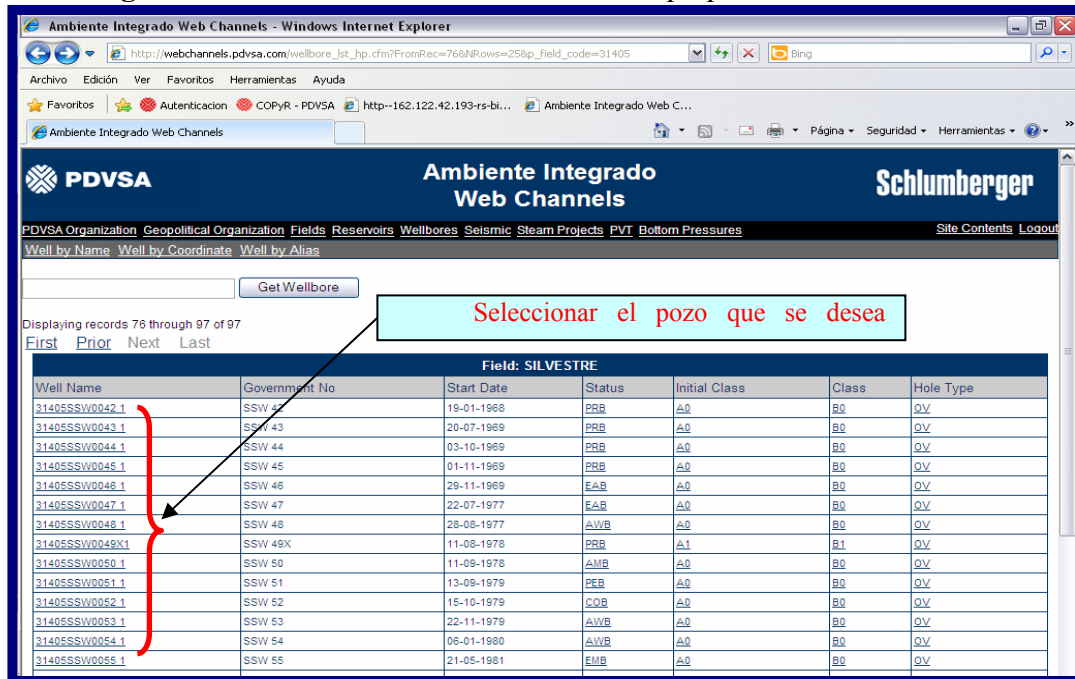


Figura 3.8.: Ventana donde se busca el Campo petrolífero de interés.



Wellbore 31405SSW0049X1 General Information					
Wellbore Identification		Geographic / Political Information		Depth Information	
Well Name	31405SSW0049X1	Country	VEN	Reference Elevation	411 KB
Uwi	00101SSW0049X 01	Field	SILVESTRE	Water Depth	
Government Number	SSW 49X	County	BAR04	Ground Elevation	399
Well Number	1	District	21	Kickoff Depth	
Hole Direction	QV	State	BAR	Plugback TD	9769
Plot Name	SSW0049X	Lease		Drillers TD	9815
Status Information		Basin	3	Drillers TVD	
Initial Class	A1	Exploitation Unit	UE87	Loggers TD	9769
Current Class	B1	Geographic Block	BAR-5	Lithostratigraphic Unit at TD	ESCANDALOSA
Original Status	PRB	General Information		Location Information	
Current Status	PRB	Source	CORPOVEN	East	North
Plot Symbol	6	Operator	U.N. PRODUCCION	Geographical	-70.0428093 8.3474207
Event Dates		Contractor	LFBR	XY UTM-19-LACANOA	385171.98 922868.10
Start Date	11-08-1978	Name of Rig	LOFFLAND-14	Surface Location Name	S-29
TD Reached Date	11-09-1978	Discover Well	N	Location Quality	M
End Date	11-09-1978	Deviation Flag	N		
Rig Release	04-10-1978	Remarks	N		

Figura 3.10.: Información detallada del pozo seleccionado.

3.5.1.4 Consultas de Operaciones de Perforación y Rehabilitación de Pozos (COPYR)

Es una excelente herramienta de trabajo, que permite consultar todos los reportes diarios de los eventos ocurridos durante las diferentes fases en la construcción de un pozo. Estas fases son: perforación, evaluación, completación y reacondicionamiento. También, a través de COPYR se puede visualizar la ubicación geográfica de los pozos que se pretenden estudiar. En la Figura 3.11, se puede ver la ventana principal de COPYR. A esta herramienta se ingresa con una clave de usuario previamente autorizado por la empresa, para luego buscar y obtener la información deseada.

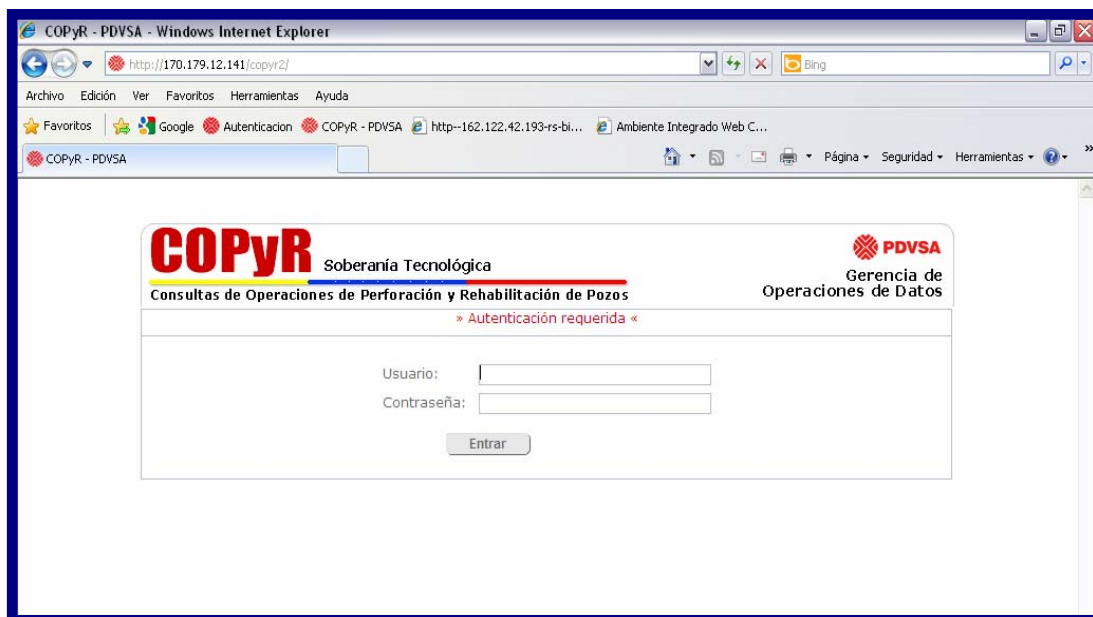


Figura 3.11.: Ventana Principal de COPyR.

3.5.2. Diagnóstico de los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios.

Para lograr el cumplimiento de este objetivo, en primera instancia, se realizó una revisión de los programas de evaluación planificados por la empresa, los cuales han sido ejecutados en los pozos exploratorios de estudio. Se consultaron las carpetas de evaluación como fuente principal para visualizar y conocer detalladamente dichos programas. Para realizar un buen análisis de los procedimientos de evaluación de los pozos exploratorios, se diseñó una tabla que permitió presentar información referida sobre la modalidad de evaluación aplicada a cada uno de los pozos objeto de estudio, así como también, se especifican las formaciones e intervalos evaluados. A continuación, se presenta un modelo de la Tabla diseñada y su respectiva descripción detallada, para facilitar la comprensión de los elementos presentes en la misma. Ver Tabla 3.3.

Como puede observarse, la Tabla 3.3 en su parte superior izquierda muestra la palabra “campo”, este renglón tiene su columna correspondiente para mostrar el nombre del campo petrolífero al cual pertenece cada uno de los pozos en estudio. Seguidamente, se encuentra otro renglón en el cual se puede leer en su parte superior “Nombre del Pozo”, el cual es particular para cada pozo y, se coloca considerando el nombre del campo, la cantidad de pozos existentes en dicho campo y si el pozo es exploratorio o de desarrollo.

Luego se encuentra otra columna y, en la misma parte superior, se lee “Clasificación”, de ella se desprenden 2 columnas que se denominan Inicial y Final, esto corresponde a la clasificación que se le asigna al pozo antes de ser perforado (Inicial) y después de ser perforado (Final), para este último caso se considera si se obtuvieron resultados positivos o negativos con la perforación del pozo.

Siguiendo en la misma parte superior se lee el renglón “Modalidad de Evaluación”. Éste constituye un factor importante en la presente investigación, ya que allí se especifica la manera como PDVSA División Centro Sur ha evaluado los pozos exploratorios de los últimos 10 años, considerando las técnicas y tipo de evaluación aplicada en los pozos de estudio. Posteriormente, encontramos la columna donde se nombran las “formaciones evaluadas”, en ésta se especifican cada una de las formaciones geológicas, que con estudios previos a la perforación, mostraron un alto grado de posibilidad de contener Hidrocarburos. En la columna siguiente, se establecen los “Intervalos Cañoneados”, los cuales corresponden al espesor neto petrolífero de la arena de interés; estos intervalos representan un elemento fundamental para el éxito de la evaluación, debido a que, si no se cañonea a la profundidad real y más adecuada entonces, se obtendrían resultados negativos, lo que traería como consecuencia grandes pérdidas económicas para la empresa.

La “Profundidad Final” es otro factor considerado en la tabla antes mencionada, es un valor que permite conocer hasta donde se ha perforado el pozo. Seguidamente,

se nombra el “Tipo de Completación” realizada a cada uno de los pozos después de haber culminado la evaluación de los mismos.

Después, se observa una columna en la que se indica la “Fecha Inicial de Perforación” de cada pozo. Una de las consideraciones tomadas para establecer la muestra de la presente investigación fue, que los pozos a estudiar debieron ser perforados en los últimos 10 años. Para saber cuales pozos cumplían con la condición antes menciona, fue necesaria la ubicación de la fecha inicial de perforación.

Finalmente se encuentran 2 columnas donde se especificarán las fechas de inicio y final de evaluación, las cuales servirán para conocer y asociar el tiempo que duran las operaciones de evaluación. Claro está, que el tiempo es un factor variante, ya que en cada pozo se presentan situaciones diferentes.

Una vez recopilada la información general de los pozos, mediante la tabla anterior, se procedió a analizar los procedimientos de evaluación aplicados en cada pozo, resaltando las técnicas empleadas en cada caso, ya que dependiendo de las características del pozo y de las formaciones a evaluar, dichas técnicas pueden variar.

Por otra parte, se realizó una visita al Campo Silvestre, donde se estaba llevando a cabo la evaluación del pozo SSW-63X. El objetivo principal de la visita fue, observar directamente los procedimientos aplicados por PDVSA y las Empresas de Servicio para evaluar el pozo, permitiendo de esta manera, conocer el flujo de trabajo que se mantiene durante el proceso de evaluación.

3.5.3. Identificación de los problemas operacionales que pueden ocurrir durante el proceso de evaluación de los pozos exploratorios.

Con el apoyo de la información que contienen las carpetas de pozos y evaluación, con la ayuda de los especialistas en evaluación que laboran en la empresa (PDVSA), usando las bases de datos que se encuentra en los programas computarizados y con los conocimientos adquiridos en el cumplimiento de los objetivos anteriores, se pudo plasmar los problemas operacionales que pueden presentarse en la evaluación de los pozos.

Por otra parte, se hizo un análisis exhaustivo a los pozos en estudio, pero en su fase de perforación, para observar que problemas operacionales ocurridos en esta etapa, pudieran afectar la fase de evaluación.

La finalidad principal de este objetivo, es conocer cuáles son los eventos más críticos que pueden ocasionar grandes pérdidas económicas para la empresa, y una vez manejada la información se pueden prevenir para las evaluaciones futuras de nuevos proyectos de pozos exploratorios.

3.5.4. Análisis de los parámetros y consideraciones necesarias para el diseño de los programas de evaluación de los pozos exploratorios.

Para lograr el cumplimiento de este objetivo, se realizó un análisis detallado de cada uno de los parámetros geológicos, de pozos y operacionales, que deben ser tomados en cuenta a la hora de planificar la evaluación de los pozos exploratorios.

Los parámetros analizados engloban completamente los aspectos más relevantes dentro de la evaluación de los pozos. De esta manera, se dio a conocer cada uno de los parámetros y su respectiva importancia para lograr un programa de evaluación eficiente. En esta etapa, se revisaron las propuestas de evaluación de los pozos

exploratorios perforados por la división y también se contó con la ayuda de los especialistas de la empresa.

3.5.5. Proposición de una metodología de trabajo para la optimización del proceso de evaluación de los pozos exploratorios de Pdvsa División Centro-Sur.

Para cumplir con este objetivo, se buscó formular la mejor metodología de trabajo para llevar a cabo el proceso de evaluación, considerando la efectividad que generaría y la influencia directa que tendría sobre el factor económico. Para llevar a cabo esta etapa, se tomaron en cuenta todos los resultados y análisis realizados en las etapas anteriormente mencionadas.

3.5.6. Redacción del Trabajo de Grado

Una vez analizados y discutidos los resultados generados de acuerdo al cumplimiento de los objetivos planteados para el desarrollo de este proyecto, se procedió a desarrollar un Informe Técnico Final, el cual estuvo enmarcado de acuerdo a los lineamientos que establece la Universidad de Oriente, la cual exige una organización y descripción detallada de todos los pasos o etapas que se realizaron durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

CAPITULO IV

DISCUSIONES DE REAULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la presente investigación, el análisis y discusión de resultados, se ha realizado en función del cumplimiento de los objetivos que se plantearon en este proyecto.

Para este estudio se seleccionaron 12 Pozos, los cuales se ubicaron en la Tabla 3.2 considerando la fecha en la que se perforaron. De todos los pozos, 7 fueron perforados en el Estado Barinas, 3 en el Estado Apure, 1 se ubicó en Portuguesa y 1 en el Estado Táchira. En la Figura 4.1, se puede observar la ubicación geográfica de cada pozo.

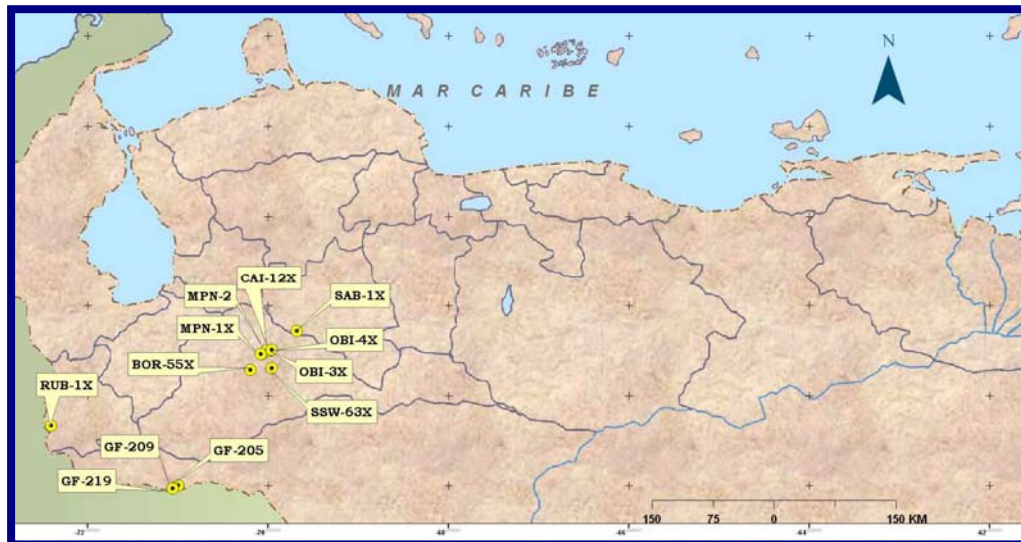


Figura 4.1.: Ubicación Geográfica de los Pozos Exploratorios Objeto de Estudio. ^[2]

4.1. Diagnóstico de los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios.

La Gerencia de Operaciones Exploratorias de la División Centro Sur, ha llevado a cabo una gran cantidad de pozos exploratorios, buscando siempre nuevas reservas de Hidrocarburos. La fase de evaluación del pozo juega un papel fundamental para

cuantificar las reservas que se pueden encontrar en un yacimiento y, por otra parte, a través de dicha evaluación, se realiza el diagnóstico principal al reservorio para observar su potencial y propiedades, definiendo así las técnicas más adecuadas para poner en producción el pozo. PDVSA asigna al pozo en estudio, a un ingeniero de evaluación, quien es el encargado de supervisar el desarrollo del proceso de la evaluación en el pozo. También, Petróleos de Venezuela cuenta con el apoyo de una compañía de servicio que suministra todas las herramientas y está al frente de todo el proceso. Sin embargo, es importante destacar que PDVSA es la que toma las decisiones finales para todas las operaciones que se pretenden realizar. En la Tabla 4.1, se especifica toda la información básica de cada pozo. La información se obtuvo después de revisar las carpetas de evaluación de los pozos objeto de estudio.

Tabla 4.1. Información básica de los pozos objeto de estudio.

CAMPO	NOMBRE DEL POZO	CLASIFICACIÓN		MODALIDAD DE EVALUACIÓN	FORMACION (ES) EVALUADAS	INTERVALOS CAÑONEADOS	PROFUNDIDAD FINAL	TIPO DE COMPLETACIÓN	FECHA INICIAL DE PERFORACIÓN	FECHA INICIAL DE EVALUACIÓN	FECHA FINAL DE EVALUACIÓN
		INICIAL	FINAL								
Maporal	MPN-1X	A2C	B2C	DST-TCP	Miembro "O" de la Formación Escandalosa.	10.604'-10.662'	11.200'	Sencilla Convencional	09/09/2004	17/01/2005	26/01/2005
Obispo	OBI-3X	A2C	B2C	DST-TCP	Gobernador Miembro "O" F. Escandalosa	10.060'-10.074' 10.812'-10.860'	11.445'	Sencilla Convencional	27/01/2005	26/05/2005	30/06/2005
Caípe	CAI-12X	A2B	B2B	DST-TCP	Miembro "O" Miembro "P" Escandalosa	11.262'-11.300' 11.396'-11.416'	11.875'	Sencilla Selectiva	02/10/2005	07/01/2006	08/05/2006
Guafita	GF-205X	A2C	B2C	DST-CASING GUN	Guafita (Oligoceno) Miembro Guardulio, Arenas G 7-2 Inf. y G 7-3/4. Miembro Arauca, Arenas G 8 y G 9	7.856'-7.882' 7.950'- 8.050' 8.163'- 8.210'	8.569'	Sencilla Selectiva	25/12/2005	25/02/2006	18/05/2006
Obispo	OBI-4	A1	C1	DST-TCP	Formación Escandalosa "Miembro O"	10.900'-10.912'	11.300'	Abandonado	25/08/2006	14/12/2006	26/12/2006
Maporal	MPN-2	A1	C1	DST-TCP	Formación Escandalosa miembro "O" del Cretácico.	10.702'-10.712'	11.250'	Abandonado	25/10/2006	25/10/2007	09/11/2007
Guafita	GF-209	A1	B1	DST-CASING GUN	Guafita Miembro Guardulio, Arena G 7-2	8.190'-8.210'	9.000'	Sencilla Convencional	19/12/2006	05/02/2007	15/03/2007
Sabaneta	SAB-1X	A3	B3	DST-TCP	Masparrito Escandalosa	7.878'-7.902' 7.934'- 7.972' 8.602'-8.616'	9.125'	Suspendido	18/11/2008	21/01/2009	18/04/2009

Rubio	RUB-1X	A3	C3	DST	La Luna, Aguardiente, Apón, Río negro.	Evaluación a Hueco Abierto 8.799'-11.354'	11.354'	Abandonado	20/12/2008	09/07/2009	16/07/2009
Guafita	GF-219	A0	B0	DST-CASING GUN	Escandalosa Superior	8.202'-8.242'	8.760'	Sencilla Convencional	04/07/2009	15/09/2009	10/10/2009
Borburata	BOR-55X	A2C	C2C	DST-TCP	F. Gobernador. Miembro "P" de la F. Escandalosa.	11.681' – 11.698' 12.376'-12.442' 12.836'-12.851'	12.992'	Abandonado	23/01/2010	27/07/2010	09/09/2010
Silvestre	SSW-63X	A2C	B2C	DST-TCP	Gobernador Burgüita	8.918'- 8.931' 8.936'-8.955' 9.040'-9.050'	10.350'	Sencilla Convencional	12/05/2010	12/09/2010	04/10/2010

De acuerdo a la información obtenida de los pozos, se observó que la modalidad de evaluación predominante en la mayoría de los pozos exploratorios tomados como muestra, es la Drill Stem Test - Tubing Convoyed Perforating (DST-TCP). Entendiéndose por modalidad de evaluación a los equipos y técnicas utilizadas para cañonear, evaluar y controlar el pozo.

Es importante destacar, que cuando se realiza un pozo exploratorio no se dispone de información relevante que indique las características de las rocas y fluidos que se conseguirán durante la ejecución del mismo; por tanto, las pruebas que se realicen deben ser aprovechadas al máximo para conocer así las propiedades de las formaciones, los fluidos, tipos de flujo, daño, entre otras. Toda la información recolectada e interpretada servirá para definir el tipo de método de producción que se aplicará al pozo; así como, permite definir posibles métodos de recuperación secundaria.

Por tal motivo, la evaluación de los pozos de estudio, se lleva a cabo usando una completación temporal DST, ya que esta, permite controlar el pozo de la mejor forma posible. Además, se pueden realizar todas las pruebas necesarias para obtener las características de la arena: permeabilidad (k), transmisibilidad ($k \cdot h$), determinar la presión y temperatura de fondo fluyente y la presión y temperatura estática de la formación, obtener el factor de daño de la formación, S , Estimar límites de formación y/o área de drenaje del pozo, determinar la productividad de la formación (Índice de Productividad - IPR), presión inicial de yacimiento y obtener muestras de fluido de formación en superficie o en fondo para determinar las características del mismo.

Como se pudo observar en la Tabla 4.1, la herramienta de DST, fue utilizada en todos los pozos, pero no se utilizó conectada con la TCP en 4 de los mismos, debido a que no lo ameritaban. Es el caso del pozo RUB-1X, en el cual no hubo necesidad de cañonear el pozo, ya que las formaciones evaluadas eran lo suficientemente consolidadas como para no necesitar corrida de revestidor y, por tanto, se realizó un

open hole, es decir, una evaluación a hoyo abierto. Considerando lo dicho anteriormente, se puede decir, que la geología juega un papel importante en la evaluación de los pozos, permitiendo definir las técnicas más apropiadas pensando siempre en obtener los mejores resultados y no generar gastos extras innecesarios.

Por otra parte, los pozos GF-219, GF-05X y GF-209 fueron evaluados mediante DST-Casing Gun; esto quiere decir, que en primera instancia, se diseñó cañonear el intervalo de la formación prospectiva mediante la técnica Casing Gun, la cual consiste en bajar los cañones con guaya directamente por el Casing. Esto es considerado, debido a que las formaciones a evaluar en el campo Guafita son arenas poco consolidadas, y al cañonear con TCP, se podía producir arena, lo que generaba un alto riesgo de obstrucción en las tuberías DST-TCP si se bajaban inicialmente. Una vez cañoneado el pozo se bajó la sarta DST para controlar el pozo y realizar las pruebas respectivas.

En el Figura 4.2, se observa que el 84 % del total de los 12 pozos que representaron la muestra en esta investigación, han sido evaluados bajo la modalidad DST-TCP, mientras que solo el 16% del total está representado por dos variantes, una DST y la otra, DST- Casing Gun.

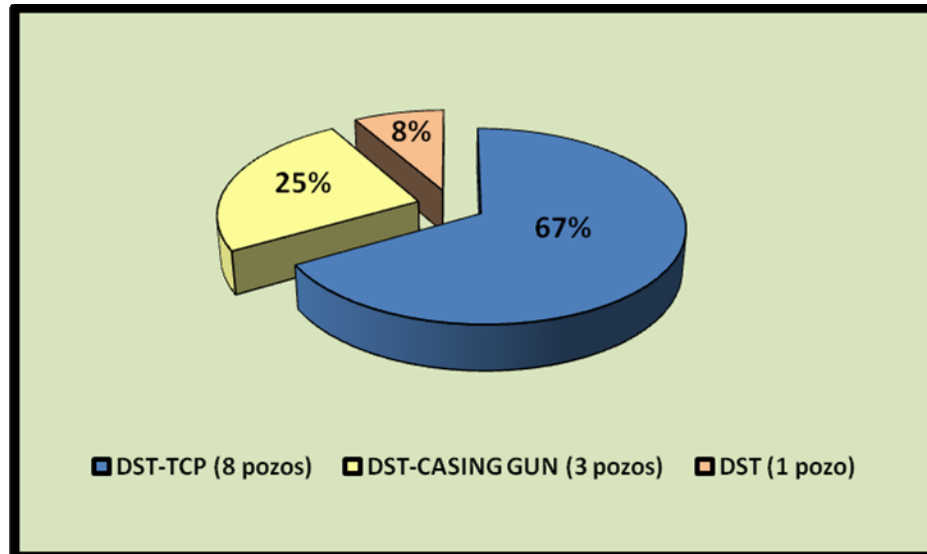


Figura 4.2.: Modalidad de Evaluación Aplicada en los Pozos de Estudio.

4.1.1 Descripción del Procedimiento de Evaluación Aplicado por la Gerencia de Exploración.

A continuación, se describe de forma general el procedimiento llevado a cabo por PDVSA para evaluar los pozos exploratorios, bajo la modalidad DST-Casing Gun, la cual fue Aplicada en los pozos GF-219, GF-05X y GF-209.

- 1) Iniciar operaciones de evaluación, garantizando la limpieza del pozo.
- 2) Bajar cañones con guaya (casing gun) y cañonear intervalo propuesto.
- 3) Bajar sarta DST y asentar empacadura.
- 4) Crear diferencial de presión a favor de la formación.
- 5) Abrir pozo y realizar período de limpieza (**) y evaluar según procedimiento.

Nota ():**

- ✓ **Caso A:** Si el pozo fluye en condiciones estables se procederá a fluir (iniciar periodo de limpieza) y evaluar.

- ✓ **Caso B:** De no tener respuesta del pozo (no fluya a superficie) se procederá con la técnica de swabeo, hasta tener producción estable en superficie, donde se procederá a fluir el pozo (iniciar periodo de limpieza) y evaluar.
- ✓ **Caso C:** Si el pozo no fluye aún con la técnica de inducción (swabo), se realizaría una estimulación matricial a fin de lograr producción en superficie (es importante conocer la compatibilidad de fluidos, difractometría de Rayos X) y/o aplicar un fracturamiento a fin de lograr una producción con tasa estable en superficie para proceder a evaluar el pozo.

Procedimiento:

- **Período de Limpieza:** Abrir pozo con red 1/8" o 1/4", observar comportamiento de presión de cabezal, mantener control de %AyS.
- **Primer Período de Flujo:** Culminar el período de limpieza aproximadamente 1,5 veces el volumen de la tubería, continuar fluyendo el pozo con el mismo reductor por un período de 12 horas hasta estabilizar condiciones.
- **Primer Período de Cierre:** Cerrar el pozo en el fondo por 12 horas o el doble del tiempo del primer período de flujo para restaurar presión de yacimiento (restauración de presión). Paralelamente bajar y conectar herramienta de lectura en tiempo real.
- **Segundo Período de Flujo:** Abrir el pozo con red 1/8" o 1/4", estabilizar condiciones y realizar pruebas multitasas con reductores 1/8", 3/16", 1/4", 5/16", 3/8", 1/2", 3/4", 1" de acuerdo al comportamiento del pozo (la duración estimada es de 8 a 12 horas por cada reductor), simultáneamente monitorear presión de fondo fluyente con herramienta de lectura en tiempo real.
- **Segundo Período de Cierre:** Cerrar el pozo en el fondo por 48 ó 72 horas para restaurar presión de yacimiento; simultáneamente monitorear presión

de fondo fluyente con herramienta de lectura en tiempo real, la cual permitirá ajustar el tiempo de cierre del pozo.

- **Tercer Período de Flujo:** Abrir el pozo con el reductor óptimo, estabilizar condiciones, fiscalizar producción ante el Ministerio para el Poder Popular de Energía y Petróleo (MPPEyP) y tomar muestras para análisis PVT.
- Bajar tapón de hierro (permanente o recuperable), para aislar el intervalo evaluado.
- Continuar la evaluación del pozo (Fase de Desarrollo).

En la Figura 4.3 se puede observar la metodología aplicada por PDVSA para evaluar los pozos exploratorios.

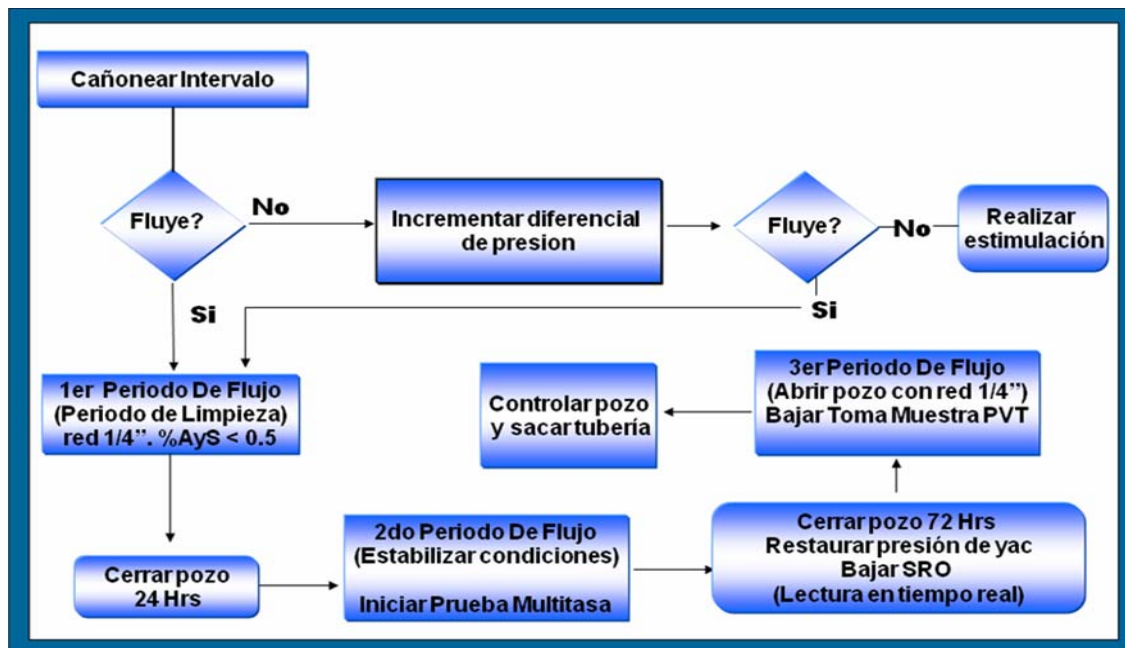


Figura 4.3.: Flujograma de Evaluación aplicado por PDVSA en los pozos exploratorios.

4.1.1.1 Consideraciones para la evaluación:

- El tiempo de cada período de prueba y el tamaño de reductores están sujetos al comportamiento del pozo y al criterio del ingeniero encargado de las operaciones de evaluación.
- Con el objetivo de optimizar el tiempo de la evaluación del pozo y garantizar la medición en superficie para obtener data de manera más práctica y rápida, se requiere tener los equipos necesarios en el sitio. Tener en el sitio de trabajo como mínimo 2 reductores de igual diámetro (1/8", 3/16", 1/4").
- Disponer de tanques calibrados para realizar la prueba de validación del intervalo ante el MPPEyP.
- Adquirir en tiempo real los datos de presión.
- Iniciar con reductores pequeños para evitar arenamiento y optimizar la evaluación del pozo.
- Obtener información de Tasa de Petróleo, Tasa de gas, RGP, °API, H₂S y CO₂ continuamente durante los períodos de flujo.
- Una vez concluido el tercer período de flujo y obtenida la información requerida, se dará como concluida la prueba, previa manifestación expresa por el encargado de la evaluación del pozo.
- Durante el segundo cierre se bajará el SRO (herramienta de acople de sensores) con guaya eléctrica para lecturas de presión en tiempo real.

La Completación Temporal DST, tiene un gran beneficio, y es que puede hacer evaluaciones de forma selectiva, es decir, en un mismo pozo se pueden evaluar varias formaciones. En los pozos exploratorios por lo general, se evalúa más de una arena; siempre y cuando las interpretaciones geofísicas den indicio de objetivos secundarios para la evaluación. En la visita al campo SILVESTRE, se pudo apreciar todo el proceso de evaluación realizado en el pozo SSW-63X. Como se indicó en la tabla 4.1, la modalidad de evaluación usada fue DST-TCP. Los procedimientos generales y los objetivos que se persiguen en este tipo de evaluación, son similares en todos los pozos, pero el desarrollo de la prueba puede variar dependiendo de la efectividad de cada operación realizada.

Es importante destacar, que durante la evaluación, el pozo es controlado por un fluido de control. En los pozos de estudio el tipo de fluido utilizado fue salmuera. Es importante destacar que si el fluido de control es muy pesado creará una presión hidrostática muy alta, lo que impedirá que el fluido de la formación salga hasta superficie después del cañoneo. Por esta razón se debe considerar inicialmente la presión de la formación a evaluar, con la finalidad de crear un bajo balance a favor de la formación ($PH < PF$). Si el pozo no fluye después del cañoneo, es indicativo de que la presión hidrostática es muy alta, para disminuir el peso de la columna de fluido, se debe extraer fluido de control del pozo mediante una técnica llamada Achique o Swabeo. El swabeo es realizado por una empresa de servicio especializada, que a través de equipos especiales bajados con guaya, va extrayendo parcialmente el fluido que controla el pozo, disminuyéndose así la presión hidrostática.

Para conocer cuál es la presión que ejerce la columna de fluido sobre la formación, se utiliza la siguiente formula:

$$PH = 0,052 * \rho_{fluido} * h$$

Ec. 4.1

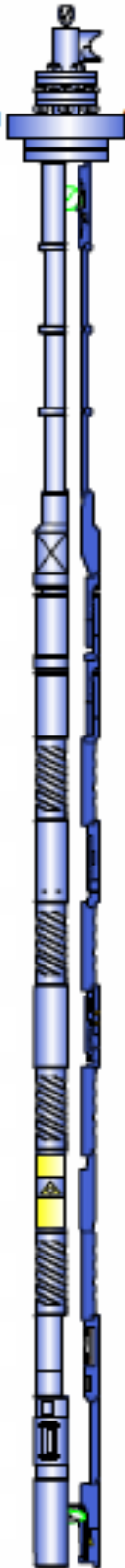
Después que se achica el pozo, y el fluido de la formación fluye naturalmente hasta superficie, comienza un periodo de limpieza, el cual se basa en dejar fluir el pozo utilizando varios reductores, observando el comportamiento de la presión y el porcentaje de agua y sedimentos que presenta el fluido que se produce. El crudo debe estar limpio para iniciar la prueba Multitasas; si presenta %AyS <0.5 el fluido está en condiciones para comenzar a evaluar el índice de productividad.

Por otra parte, la sarta DST-TCP bajada para evaluar los pozos, cuenta con una serie de válvulas que permite controlar los fluidos de la formación, circular el fluido de control, etc. También, presenta 4 sensores que registran las presiones y temperaturas en el fondo del pozo, datos importantes para interpretar el comportamiento del yacimiento evaluado.

Un ejemplo del ensamblaje completo de la sarta DST-TCP se puede observar en la Figura 4.4. La evaluación en el pozo SSW-63X, se hizo con la finalidad de evaluar la naturaleza de los fluidos presentes en las Formaciones Burguita Superior y Gobernador, las características y propiedades de la roca inherentes al fluido, así como el potencial productivo de dicha formación, desarrollando el siguiente procedimiento:

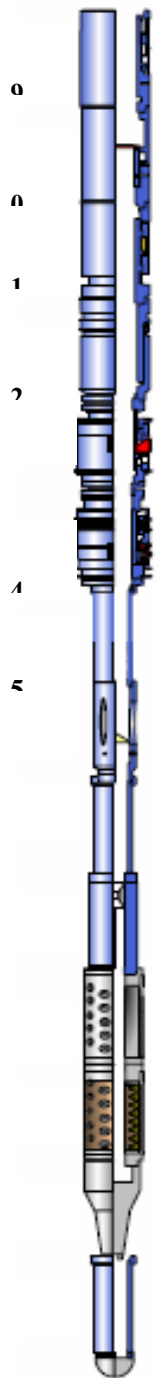
1. Se armó y se bajo la sarta DST-TCP de acuerdo al arreglo mostrado en la Figura 4.4. Se posicionó dicha sarta en el pozo y se asentó empacadura a la profundidad de 8.899 pies (MD). Mediante operación de Achique con Guaya Gruesa, se generó un bajo balance estático a favor de la formación de aproximadamente 1.500 lpc.

Nº	Características	PROFUNDIDAD (pies)	
		Topo	Base
1	Flow-Head 3-1/16, 10K FHD-G Cabezal de Prueba	-19,25	-10,25
2	kellyCock	-10,25	-7,25
3	Tubería 3 1/2" EUE N-80 Tubing 1 Parejas	-7,25	87,42
4	Pup Joints 3 1/2 EUE N-80 Tubing Long. 6.12', 6.15', 6.04'.	87,42	105,73
5	Tubería 3 1/2" EUE N-80 Tubing 86 Parejas + 1 Tubo	105,73	8.387,53
6	Cross-over Combinación 3 1/2 IF Pin- 3 1/2 EUE Box	8.387,53	8.388,70
7	Junta deslizante SLPJ-FAA 2' cerrada / 3' Abierta	8.388,70	8.414,92
8	Junta deslizante SLPJ-FAA Cerrada	8.414,92	8.438,14
9	Drill Collars 4 3/4" 47#/ft Drill Collars 6 Juntas	8.438,14	8.625,92
10	Válvula de Reversa SHRV-FEA Disco 'N' 2.877 -3.168 psi	8.625,92	8.630,38
11	Drill Collars 4 3/4" Drill Collars 3 Juntas	8.630,38	8.724,11
12	Multi-Cycle Circulating Valve MCCV-EAA Válvula de desplaz colchon	8.724,11	8.730,24
13	Drill Collars 4 3/4" 47#/ft Drill Collars DC+RA1.40'	8.730,24	8.761,03
14	Marca Radioactiva RA 1.40 + 0.24'	8.761,03	8.761,03
15	Drill Collars 4 3/4" 47#/ft Drill Collars DC 31.17'+DC 31.32+ RA 0.24'	8.761,03	8.823,76
16	Acople para tiempo real DLWA-LDCA	8.823,76	8.837,30
17	DST Gauge Adapter Porta Sensores	8.837,30	8.846,27
18	Válvula de Cierre en Fondo. PCTH-FEA P. Operación 1.500- 1.700 psi	8.846,27	8.872,00

Tabla 4.2. Partes que conforman la Sarta DST-TCP.**Figura 4.4.:** Sarta DST-TCP.

Continuación de la **Figura 4.4** y **Tabla 4.2**.

N°	Características	PROFUNDIDAD (pies)	
		Tope	Base
19	Herramienta de Referencia. PORT-FEA Disco "JA" 1.078- 1.271 psi	8.872,00	8.876,73
20	Válvula de Prueba de Tubería TFTV-FEA Disco "IA" 579-771psi	8.876,73	8.882,43
21	JAR JAR-FEA Martillo Hidráulico	8.882,43	8.890,94
22	Safety Joint SJB-FA Junta de Seguridad	8.890,94	8.893,11
23	Flexpac Holl Down FLXH-FA Cuñas Inversas	8.893,11	8.899,23
24	Flexpac Packer FLXP-FA Empacadura Mecánica	8.899,23	8.908,31
25	Tubería 2 7/8" EUE Tubing 1 Tubo	8.908,31	8.939,60
26	Long Slot Debris Sub LSDS Sub de Flujo	8.939,60	8.941,33
27	Tubería 2 7/8" EUE Tubing 2Tubos	8.941,33	9.004,47
28	Cabeza de disparo redundante. BHF/HDF Mm. 2.647 psi - Max. 3.840 psi	9.004,47	9.013,40
29	Camara PURE 4.50" HSD Espaciador de seguridad	9.013,40	9.040,00
30	Cañones alta penetración 4.50" HSD	9.040,00	9.050,00



	Pure		
31	Camara pure + Nariz de fondo. Bull Nose	9.050,00	9.055,70
32	2 7/8" Tubing Pup Sensor PURE	9.055,70	9.065,64
33	Fondo	9.065,64	9.066,40

Figura 4.4.: Sarta DST-TCP.

2. Después de fijar la sarta, el anular fue presurizado con 1.760 lpc para abrir válvula de fondo PCTH. Se lanzó barra para activar la cabeza mecánica

redundante BHF/HDF y detonar 10 pies de cañones High Shot Density 4 1/2 pulgadas HSD con cargas 4.512 HMX y 32,3 pies de Cámara PURE.

3. Una vez cañoneado el intervalo de la formación Burguita, se inició el periodo de limpieza del pozo, el cual se resume a continuación:

a. Pozo abierto en observación.

b. Actividad de Achique con Guaya Gruesa, una vez recuperados 33,66 Barriles, se observó nivel de fluido prácticamente en superficie y con aportes de fluido de control hacia el tanque de viaje.

c. Se colocó reductor de 3/8 y se observó incremento de la presión en tubería de 25 lpc a 169 lpc. Con el pozo alineado al reductor ajustable y al tanque de fluidos #1, se dio inicio al flujo, observándose hidrocarburos de 24 °API con %AYS del 1 %, detectándose solo sedimentos. Después de un periodo de aproximadamente 30 minutos, el pozo disminuyó la presión de tubería de 169 a 27 lpc.

d. Se cerró pozo en superficie durante 2 horas, para acumular presión, la presión de tubería aumentó a 45 lpc, se observó el pozo fluyendo por media hora bajando la presión hasta 35 lpc.

e. Se cerró válvula PCTH por 10 horas.

f. Se abrió nuevamente la válvula PCTH y se observó el pozo, la presión de tubería obtenida fue de 40 lpc, se aumentó el tamaño del reductor de 1/8 a 5/16, la presión bajo a 19 lpc.

g. Se cerró válvula PCTH para preparar actividad de Achique con Guaya Gruesa.

h. Se realizó la segunda actividad de Achique con Guaya Gruesa, desplazó hasta 16,5 Barriles, recuperándose en esa ocasión hasta un 5 % de % AYS, compuesto de Agua y Lodo, adicionalmente en el último viaje se recuperó en las herramientas una muestra representativa de arena.

i. Después de lo observado en la segunda actividad de Achique con Guaya Gruesa, se decide bombear salmuera de 8,4 lpg y circular de anular hacia tubería usando la válvula MCCV ubicada a 8.724 pies.

j. Durante esta circulación se evidenció en los fluidos recuperados lodo de hasta 8,8 lpg,

k. Al alcanzar la salmuera de 8,4 lpg superficie, se realizó maniobra para cerrar válvula de circulación MCCV y abrir válvula de fondo PCTH para preparar actividad de Achique con Guaya Gruesa.

l. Con la actividad de Achique con Guaya Gruesa se recuperaron aproximadamente 30,6 Barriles de salmuera de 8,4 lpg, El pozo inició flujo natural.

m. El pozo fluyó naturalmente a través del reductor ajustable, en un rango que varió desde 1/8 hasta 3/8, manteniendo presiones de tubería entre 170 y 280 lpc.

n. Finalmente, se alineó el pozo desde el reductor ajustable al reductor fijo de 5/16", fluyendo durante aproximadamente 25 horas. Las características promedio de los fluidos recuperados durante este período fueron: **Tasa de líquido: 931,2 BPD, %AYS: 12,8 %, Gravedad API: 23,3 y Salinidad del agua de 6.417 ppm.** Las medidas siempre se hicieron directamente en el tanque, las condiciones de flujo no permitían medición con dispositivos Multifásicos como lo son el Separador Horizontal y el Vx. No se detectó producción significativa de gas. Mediante el sistema de lectura en Tiempo real de información de fondo se estableció que la información de Presión y Temperatura en condiciones dinámicas eran: **BHP: 3.566 lpc; BHT: 271,3 lpc; WHP: 165 lpc**

4. Después del período de Limpieza se despresurizó columna anular para cerrar válvula de fondo PCTH para período de restauración inicial con duración de 39 horas y durante el cual se contó con monitoreo de Presión y Temperatura de Fondo mediante sistema de lectura en tiempo real, haciendo uso de las herramientas de

acople LINC y DATALATCH para leer los sensores instalados en el DGA a profundidad de 8.840 pies. Mediante el mismo se estableció que la información de Presión y Temperatura en condiciones estáticas eran: BHP: 3.658 lpc; BHT: 263,8 lpc. El análisis en tiempo real de la información permitió estimar la duración mínima del segundo cierre programado o Cierre Principal.

5. Una vez cumplido el periodo de Cierre Inicial se abrió la válvula PCTH en fondo, se dio inicio a la prueba Multitasa con reductores de 1/8, 3/16, 1/4 y 5/16.

a. El pozo se abrió por reductor de 1/8, la duración del periodo fue de aproximadamente 6 horas, las características promedio de los fluidos recuperados durante este período fueron: **Tasa de líquido: 139,6 BPD, %AYS: 11,0 %, Gravedad API: 23,1 y Salinidad del agua de 15.000 ppm. BHP: 3.642 lpc; BHT: 267,6 lpc; WHP: 228 lpc.**

b. Se cambió reductor de 1/8 a 3/16, la duración del periodo fue de aproximadamente 10 horas, durante el flujo por reductor de 3/16 las características promedio de los fluidos recuperados fueron: **Tasa de líquido: 324,6 BPD, %AYS: 6,8 %, Gravedad API: 23,5 y Salinidad del agua de 5.650 ppm. BHP: 3.625 lpc; BHT: 270 lpc; WHP: 173 lpc.**

c. Se cambió reductor de 3/16 a 1/4, la duración del periodo fue de aproximadamente 8 horas, durante el flujo de por reductor de 1/4 las características promedio de los fluidos recuperados fueron: **Tasa de líquido: 576,1 BPD, %AYS: 15,9 %, Gravedad API: 23,2 y Salinidad del agua de 5.875 ppm. BHP: 3.599 lpc; BHT: 270,7 lpc; WHP: 169 lpc.**

d. Se cambió reductor de 1/4 a 5/16, la duración del periodo fue de aproximadamente 39,6 horas, durante el flujo por reductor de 1/4 las características promedio de los fluidos recuperados fueron: **Tasa de líquido: 920,1 BPD, %AYS: 18,8 %, Gravedad API: 23,0 y Salinidad del agua de 6.300 ppm. BHP: 3.565 lpc; BHT: 272,1 lpc; WHP: 161 lpc.**

Durante este período se realizó Gradiente Dinámico de Presión y Temperatura en Tiempo Real, registrándose a la profundidad máxima de

registro 8.800 pies una Presión de Fondo Fluyente (Pwf) de 3.552 lpc y una Temperatura de 272,8 °F. Identificándose Gradientes Promedio de Presión y Temperatura de 0,386 lpc/pie y 0,017 °F/pie respectivamente. Los resultados obtenidos permitieron tomar decisión sobre la profundidad de la toma de muestras de fluidos para análisis PVT. En 1 viaje con guaya eléctrica a profundidad de 8.800 pies, se tomaron 2 sets de muestras de fondo, 2 de 550 cc.

6. Se despresurizó columna anular para cerrar válvula de fondo PCTH para período de restauración principal por un tiempo total de 62,5 horas.

7. Luego del período de restauración principal en fondo, se dio por finalizada la evaluación del intervalo cañoneado en la formación Burguita y se iniciaron los preparativos para controlar el pozo, acondicionar el fluido de control de la columna hidrostática e iniciar operaciones para retirar la sarta DST/TCP del pozo.

Además, en superficie se realiza otro arreglo de equipos, los cuales forman parte de la evaluación. En la Figura 4.5, se puede observar toda la instalación de superficie realizada por PDVSA y la empresa de servicio que lleva la evaluación.

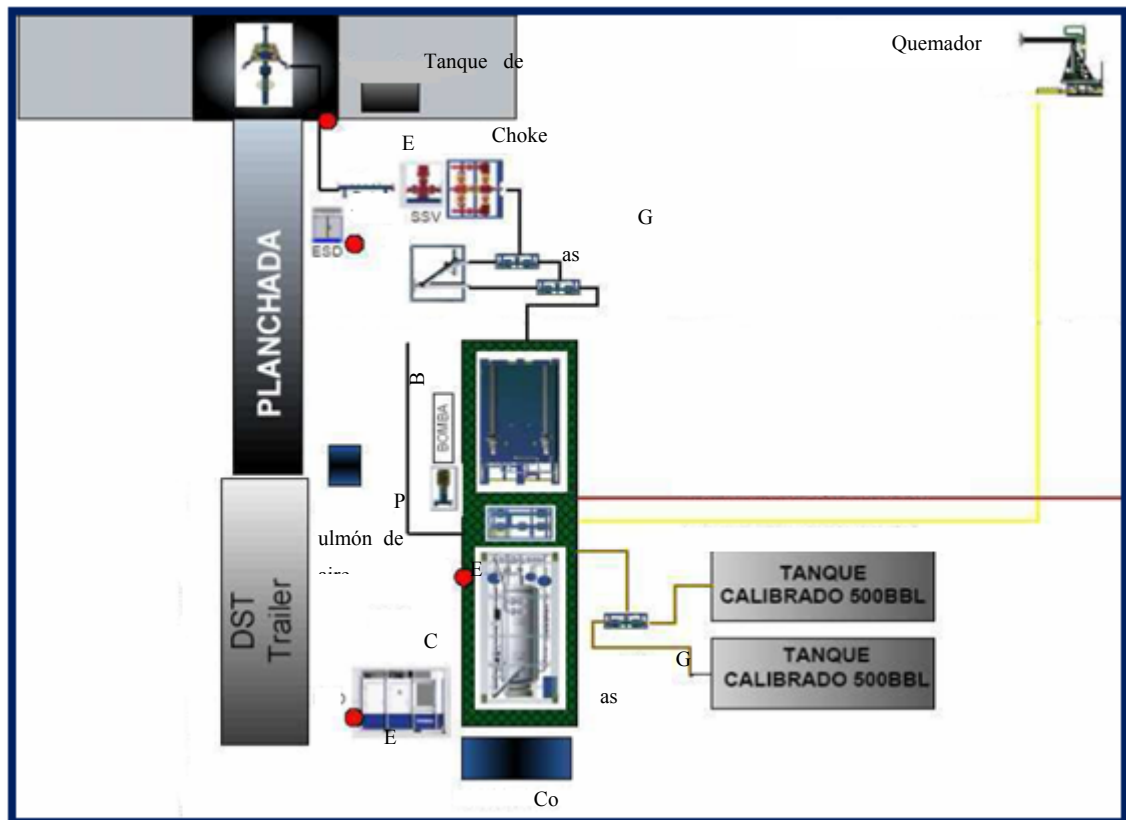


Figura 4.5.: Equipos de superficie.

En el Choque Manifold, se ajustan los reductores a través de los cuales se coloca a fluir el pozo para medir su índice de productividad. El diámetro interno de los reductores se ajusta siempre de menor a mayor, para controlar y observar la presión del pozo. En la Tabla 4.3, se puede ver el diámetro interno de los reductores utilizados. Dependiendo del potencial del yacimiento, se selecciona el diámetro a utilizar para iniciar las pruebas.

En el pozo SSW-63X, se utilizaron los siguientes reductores: 1/8", 3/16", 1/4", 5/16 y 3/8". En la Figura 4.6, se puede observar el diámetro del reductor 3/8".

Tabla 4.3. Diámetro de los reductores utilizados durante las pruebas de pozo.

Reductores	Diámetro Interno
1	1/8"
2	3/16"
3	1/4"
4	5/16"
5	3/8"
6	7/16"
7	1/2"
8	9/16"
9	5/8"
10	11/16"
11	3/4"
12	7/8"
13	1"
14	1-1/2"
15	2"

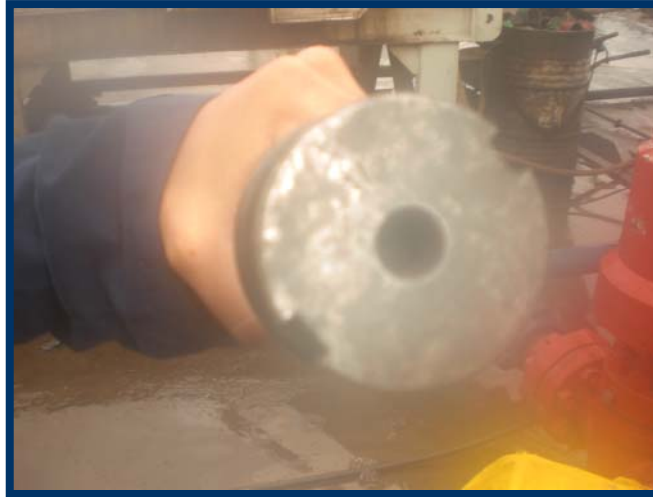


Figura 4.6.: Reductor 3/8".

La segunda formación evaluada en el pozo SSW-63X fue Gobernador. Para ésta, se realizó básicamente el mismo procedimiento antes descrito, pero no se realizaron las pruebas Multitasas y restauración de presión porque en dicha formación no se encontró hidrocarburo alguno.

Por otra parte, el pozo RUB-1X presentó una modalidad diferente de evaluación. Ésta consistió en evaluar el pozo a hoyo abierto, es decir, las formaciones de interés no fueron revestidas; por tanto, no hubo necesidad de cañonear las formaciones.

Después de terminar la perforación y haber hecho la limpieza del hoyo, se bajó la sarta DST, y se comenzó a achicar el pozo. Después de haber recuperado gran cantidad de fluido de control, la formación no aportó nada, por lo que se dio por finalizada la evaluación sin obtener resultados favorables. El pozo se abandonó con tres taponos de cemento.

4.2. Identificación de los problemas operacionales que pueden ocurrir durante el proceso de evaluación de los pozos exploratorios.

En todo trabajo de campo pueden presentarse problemas operacionales, a veces ocasionados por una mala práctica del personal, pero también pueden generarse por la influencia de agentes externos. Durante la perforación de pozos exploratorios, existe un alto riesgo de generarse serios problemas, debido a que el área no es conocida.

Los problemas operacionales pueden traer como consecuencia, retraso en las operaciones, pérdidas económicas considerables y, en caso extremo pueden afectar la integridad física de los trabajadores.

El proceso de evaluación representa una fase de gran importancia para la futura producción del pozo, por esta razón, deben efectuarse las actividades con la mayor eficiencia posible, de manera tal que los resultados que se obtengan puedan ser confiables.

Para realizar el diseño del proceso de evaluación deben prevenirse todos los problemas posibles, pero en caso de que ocurra algún evento indeseado, se debe disponer de un plan para solventar la situación en el menor tiempo posible, ya que mientras más tiempo transcurre, mayor es el costo asociado a la empresa.

Con la ayuda de las carpetas de evaluación de pozos y de especialistas en evaluación, se pudo conocer e identificar los problemas que más frecuentan en la evaluación de los pozos. Esto se hizo, con la finalidad de detectar las situaciones o eventualidades que pueden acarrear con serios problemas durante todo el proceso de evaluación y, posteriormente, durante la puesta en producción del pozo. Del mismo modo, se determinó el grado de importancia que se debe dar a la observación continua y análisis de cada uno de los problemas que pueden presentarse, de esta manera se podrían prevenir y se desarrollaría una evaluación más segura.

A continuación se explica detalladamente los problemas operacionales que pueden presentarse durante el proceso de evaluación de los pozos exploratorios.

1) Mal posicionamiento de cañones

Antes de cañonear la formación prospectiva, se debe asegurar que los cañones estén ubicados a la profundidad correcta. La selección del intervalo a cañonear se hace con la ayuda de los registros eléctricos que se corren en el pozo durante o después de la perforación del mismo así como, con las interpretaciones sísmicas. Una vez bajada la sarta DST-TCP, se debe correr un registro de correlación, para detectar la marca radioactiva que se ubica en la sarta DST, de esta manera se ubican los cañones a la profundidad correcta. Un mal posicionamiento en los cañones, puede traer como consecuencia pérdida de tiempo y dinero.

2) Problemas con detonación de cañones

El cañoneo debe realizarse de forma segura, para evitar contratiempos que originen pérdidas económicas considerables. En un arreglo DST-TCP, los cañones pueden ser activados de dos maneras. En primer lugar se lanza desde el cabezal de pozo una barra de acero que activa la cabeza de disparo (Ver Figura 4.7) una vez que se ponen en contacto. Si la barra falla, los cañones deben ser disparados por presión, la cual se aplica por la tubería. Si los cañones no se detonan de ninguna forma, se debe sacar toda la tubería y verificar las causas. Esto influye en una pérdida de tiempo.

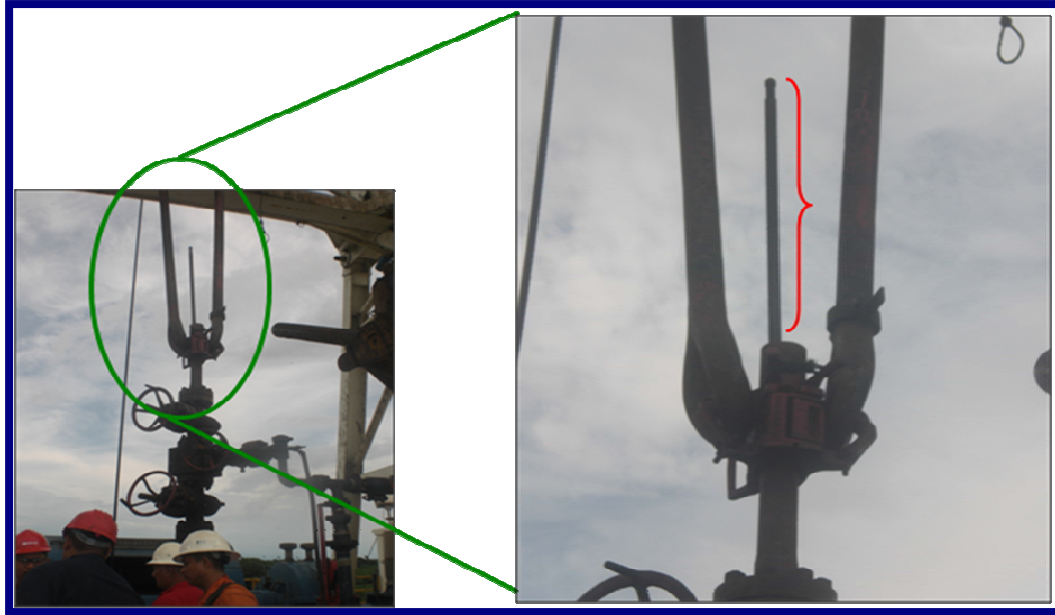


Figura 4.7.: Barra detonadora de cañones.

3) Arenamiento

Puede ocurrir en formaciones donde las arenas son poco consolidadas; y se origina por un alto diferencial de presión a favor de la formación. El Arenamiento no es más que una alta producción de arena. Puede traer serios problemas en la tubería de producción, obstruyéndola parcial o completamente, también puede originar una pega en la tubería de producción temporal (DST). Para solventar o prevenir estos problemas se debe bajar un liner ranurado, y se debe producir el pozo con mucho más control.

4) Mala comunicación de sensores

Durante el ensamblaje de la tubería DST utilizada para evaluar los pozos, se colocan 4 sensores que registran la presión y temperatura de fondo en tiempo real. Los sensores pueden visualizarse en la Figura 4.8 La transmisión de los datos se hace a través de una herramienta llamada

LINC, la cual se baja y se acopla a los sensores en los periodos de cierre del pozo. En la Figura 4.9, se puede observar el LINC. Si no se verifica que dichos dispositivos funciones correctamente, no habrá comunicación entre los sensores y el LINC, lo que trae como consecuencia empleo de tiempo extra para solucionar los problemas y puede perderse la información que hayan grabado los sensores; si esto último sucede, se deben realizar nuevamente las pruebas.

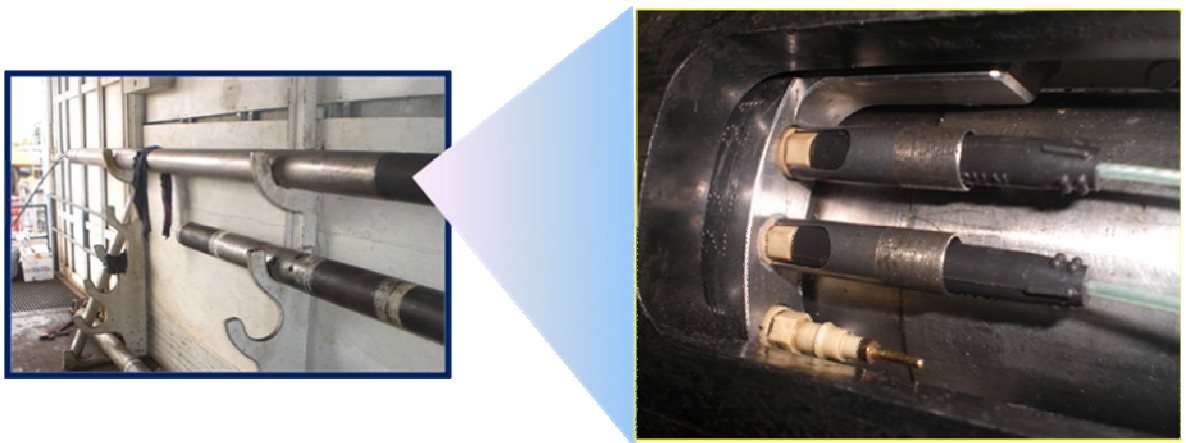


Figura 4.8.: Sensores ubicados en la sarta DST.



Figura 4.9.: Herramienta de acople con sensores “LINC”.

5) Fallas en la sarta DST-TCP

Toda la sarta DST-TCP, está formada por tubería y dispositivos especiales como válvulas, empaaduras, entre otros. Todos ubicados en posiciones estratégicas para evaluar y controlar el pozo. Todas las herramientas son de acero o material resistente, que pueden operar por un largo periodo de tiempo, pero es importante revisar detalladamente que cada tubería o herramienta especial, estén en perfectas condiciones. Debido a que durante el viaje de la sarta en el hoyo, se presentan condiciones rigurosas de operación como: alta tensión, temperaturas y presiones elevadas se pueden presentar fallas en cualquiera de los equipos antes mencionados. Todo esto trae como consecuencia grandes pérdidas económicas debido al tiempo perdido.

6) Problemas con equipos de swabo:

Como se explicó anteriormente, el swabeo en el pozo se realiza para disminuir el peso de la columna de fluido de control para bajar la presión hidrostática. Para llevar a cabo el swabeo se utilizan equipos especiales bajados al pozo por guaya. Los problemas en este proceso se pueden presentar en la guaya que se rompa durante las operaciones y en las gomas que se utilizan para extraer el fluido del pozo. Ambos eventos puede traer retraso en las operaciones y ocasionar problemas en los equipos de la sarta DST-TCP. Para evitar problemas de esta índole, se recomienda revisar las condiciones en que se encuentran los equipos antes de iniciar las operaciones.

7) Fallas en los equipos de superficie

En superficie se realiza una serie de instalaciones de equipos especiales para evaluar y controlar el pozo, se tiene el choke manifold utilizado para ajustar los reductores durante los periodos de flujo, un separador, un equipo que cuantifica la tasa de fluido que se produce, también se encuentran las líneas de flujo que mandan el fluido a los tanques de almacenamiento y sensores que registran la temperatura y presión en el cabezal del pozo a tiempo real. Todos los equipos representan una gran importancia en las operaciones de evaluación; es por ello, que se debe realizar un chequeo constante sobre cada uno, evitando así problemas como fugas, malas lecturas de presión y temperatura en el cabezal, malas medidas de las tasas producidas entre otros.

8) Precipitación de sólidos del fluido control

El fluido utilizado para controlar el pozo, debe presentar un bajo contenido de sólidos, debido a que al estar en reposo las partículas sólidas pueden precipitarse, ocasionando así obstrucción en las válvulas o empaaduras. Si esto sucede, se originaría retraso en las operaciones, y como se dijo anteriormente, mayor tiempo empleado origina un mayor costo asociado a la empresa.

Por otra parte, es importante destacar que durante la perforación y completación de las formaciones de interés, se pueden originar problemas operacionales que afectan directamente a la evaluación. Dentro de estos problemas se pueden mencionar la pérdida de circulación y mala cementación.

➤ **Pérdida de Circulación**

Es un problema que se origina por la falta de control sobre el fluido de perforación o por características propias de las formaciones. El fluido utilizado para perforar el pozo debe tener una densidad adecuada que mantenga una presión hidrostática por encima de la presión de formación, pero la diferencia de ambas presiones debe estar entre 200 y 300 lpc, esto para evitar fracturar la formación, lo que originaría una pérdida de circulación parcial o total. También, en muchas ocasiones las formaciones pueden presentar fracturas o cavernas que produzcan una pérdida del fluido de perforación. Si este problema ocurre en las formaciones a evaluar, traería como consecuencia un daño grande a la formación, el cual se debe considerar para la evaluación; si mucho fluido invade a la arena de interés, se taponarían considerablemente los canales permeables por donde se espera que el hidrocarburo fluya con normalidad. El principal problema se originaría para comunicar los fluidos de la formación con el pozo, ya que se tendrían que emplear cañones de alta penetración generando así más gasto, y en última instancia se tendría que aplicar un tipo de estimulación a la formación para eliminar el daño y verificar si existe aporte de fluido, todo acarrearía grandes costos de operaciones.

➤ **Mala Cementación**

Si las formaciones a evaluar van a ser revestidas, se debe realizar la operación de cementación de forma exitosa, debido a que si se lleva a cabo una mala cementación, se puede presentar una

comunicación entre diferentes formaciones y, al cañonear, el fluido producido puede migrar hacia otras formaciones. También, si existe una mala cementación, ésta debe ser corregida, pero la solución sería forzar cemento en los espacios donde no exista, y gran parte de este, invadiría la formación ocasionando un gran daño, que traería una inversión mayor para repararlo y poder producir así los hidrocarburos esperados.

Todos los problemas que ocurren durante la construcción de un pozo, pueden ser prevenidos. La consecuencia principal radica en el retraso en las operaciones y por ende, pérdidas económicas para la empresa.

En la presente investigación, se revisaron las carpetas de pozos y evaluación para verificar cuáles de los problemas antes mencionados, se presentaron durante las fases de perforación y evaluación de los pozos tomados como muestra. De esta manera se pretende dar a conocer la frecuencia con que dichos problemas se han presentado en los últimos años y así, se tomarían las previsiones necesarias para contrarrestar los eventos indeseados.

A Continuación, en la Tabla 4.4, se muestran los pozos que fueron afectados por los problemas operacionales explicados anteriormente.

	superficie												
	Precipitación de sólidos del fluido de control												

Tabla 4.4. Problemas Operacionales ocurridos durante la fase de perforación y evaluación de los pozos objeto de estudio.

4.2.1. Frecuencia de los problemas operacionales en los pozos de estudio.

Con la finalidad de conocer cuantas veces se presentaron cada uno de los problemas operacionales antes descritos, sobre los pozos estudiados, se procedió a graficar cada problema en función de la cantidad de pozos donde frecuentaron.

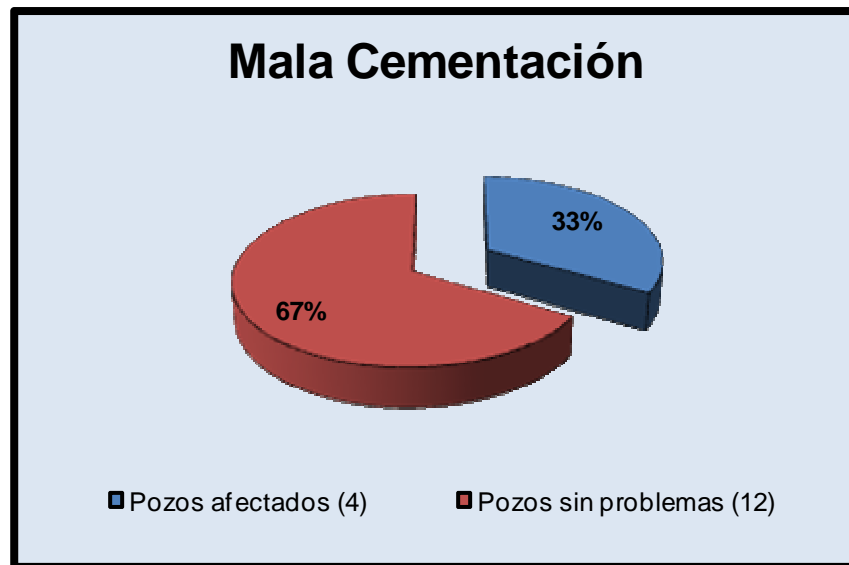


Figura 4.10.: Pozos afectados por una mala cementación.

Los pozos CAI-12X, GF-205X, MPN-2 y BOR-55X, presentaron problemas durante la cementación de los revestidores que protegerían a las formaciones de interés. Este hecho, obligó la aplicación de una cementación secundaria que afectó a las zonas cercanas al pozo, ya que al forzar cemento, gran parte de éste invade a la formación creándose así un daño considerable.

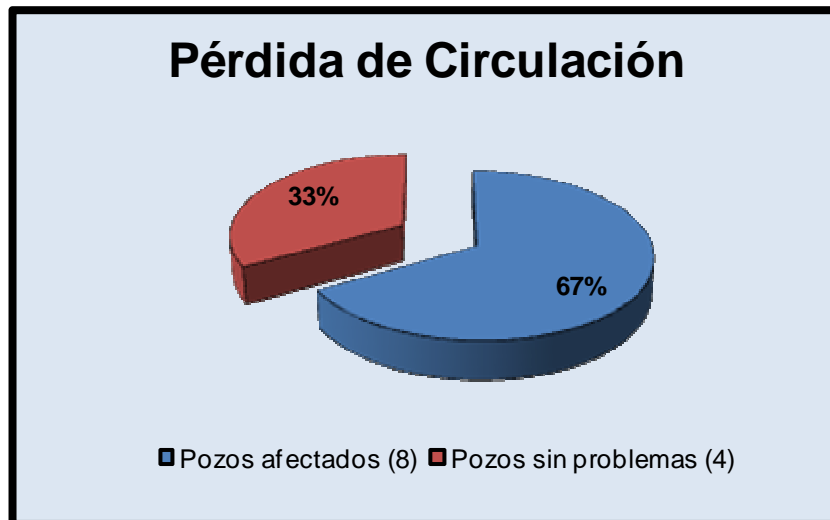


Figura 4.11.: Pozos Afectados por Pérdida de Circulación.

De los 12 pozos en estudio, 8 presentaron pérdida de circulación parcial o total durante la perforación de las formaciones prospectivas. Esto generó un gran daño en el pozo, que a su vez, ameritó de programas de estimulación para poder observar respuestas o aporte de fluidos del o los yacimientos evaluados.



Figura 4.12.: Pozos Afectados por Arenamiento.

El 25 % de los pozos estudiados, presentaron problemas por producción de arena, lo que acarrió como consecuencia pérdidas de tiempos considerables durante las operaciones de evaluación, al tener que realizar viajes de tuberías innecesarios para poder limpiar las mismas. Los 3 pozos que presentaron este problema, pertenecen al campo Guafita del Estado Apure. Los pozos de esta zona, no son tan profundos si se comparan con los de la región oriental; sus profundidades se encuentran entre los 8.000 y los 12.000 pies, y por ende, aumenta la posibilidad de que los problemas de arenamiento aparezcan, esto se debe a que en las formaciones a evaluar se observa baja compactación de las rocas, originando de esta manera la inestabilidad de la formación por la inadecuada o pobre cementación de los sedimentos, así como también por la poca compresibilidad ejercida por las capas suprayacentes.

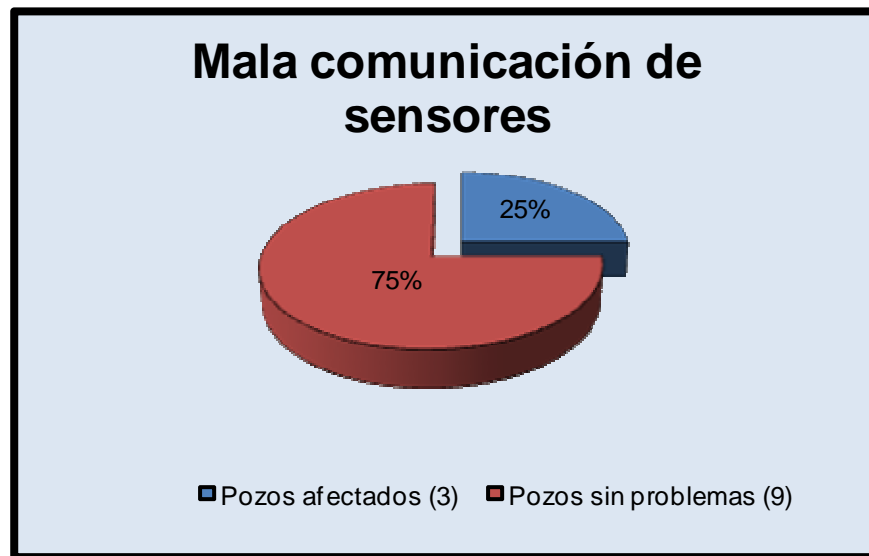


Figura 4.13.: Pozos afectados por mala comunicación en los sensores.

Una de las condiciones que se establecen para realizar las pruebas de evaluación, es la implementación de un sistema de medición de presión y temperatura en tiempo real, de esta manera se podría interpretar de forma más eficiente el comportamiento de la presión y determinar ciertos parámetros de las formaciones. Sin embargo,

puede suceder que al momento de conectar los sensores para realizar las lecturas, estos no respondan, tal es el caso de los pozos MPN-1X, OBI-4 y GF-209, en los cuales se necesitó de una revisión detallada de los equipos transmisores de la data para verificar las posibles fallas. Los retrasos no se hicieron esperar, ya que una vez que el LINC está dentro del pozo, si no se logra solucionar la mala comunicación, se debe realizar un viaje de tuberías para probar nuevamente las conexiones realizadas. Para evitar este tipo de problemas, es preferible realizar por lo menos 2 pruebas de acople durante la bajada de la Sarta DST-TCP.

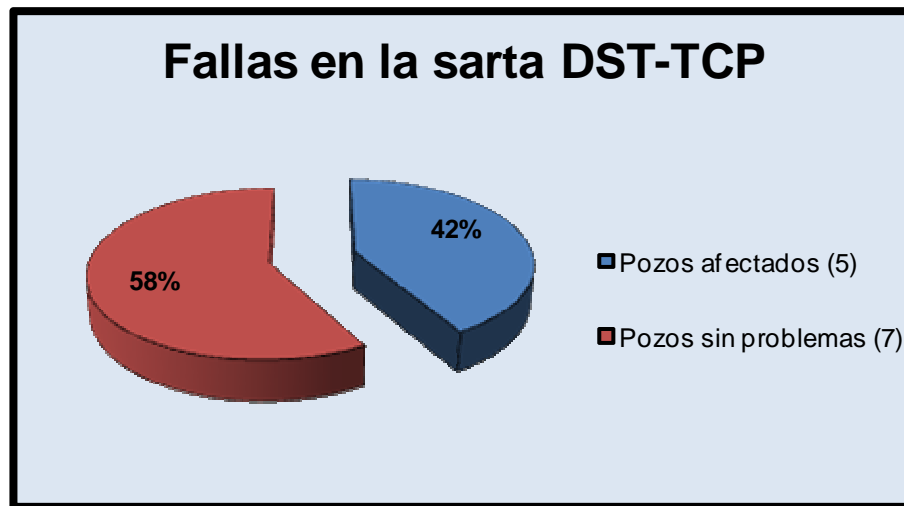


Figura 4.14.: Pozos afectados por Fallas en la Sarta DST-TCP.

Como se puede ver en el Gráfico 4.6, casi la mitad de los pozos en estudio resultaron tener problemas con la sarta DST-TCP. Los tipos de fallas manifestados fueron: ruptura de tubería, fugas a través de las empacaduras, mal funcionamiento de las válvulas de control de pozo y reversa, entre otros. Todos estos eventos indeseados dentro de las operaciones, originaron serios retrasos y costos adicionales que no estaban estipulados para el desarrollo de la fase.

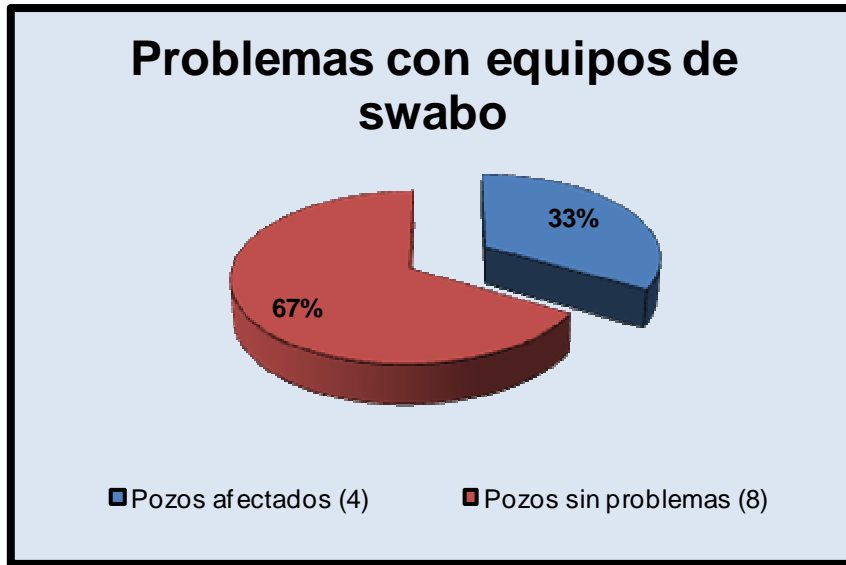


Figura 4.15.: Pozos afectados por Problemas con Equipos de Swabo.

Durante el swabeo del pozo, la empresa de servicio utiliza un dispositivo bajado con guaya que permite extraer el fluido del pozo. En la Figura 4.15 se ilustra que 4 del total de los pozos estudiados presentaron inconvenientes durante la operación de swabear el pozo. En 1 de los pozos afectados, la guaya utilizada para pajar la herramienta, se reventó, generando un pez en el pozo el cual retraso todas las operaciones por un tiempo considerable. Por otra parte, en los otros 3 pozos se presentaron problemas con las gomas utilizadas, estas tuvieron que ser cambiadas para seguir trabajando. Por esta razón, es necesaria una supervisión de los equipos usados para evitar problemas que se traducen en pérdidas económicas para la empresa.

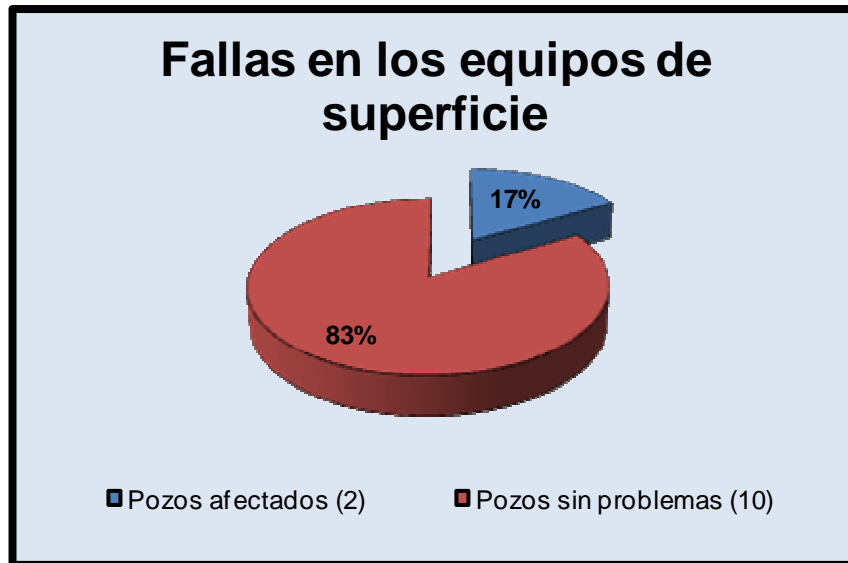


Figura 4.16.: Pozos afectados por Fallas en los equipos de superficie.

El 17 % de los pozos analizados, presentaron problemas durante la evaluación debido a fallas en los equipos de superficie. En el pozo CAI-12X, hubo una fuga de gas en una línea de tubería que transportaba el fluido al quemador, esto se solucionó cerrando el pozo y ajustando las conexiones. Por otro lado, en el pozo MPN-1X, el cantador multifásico presentó problemas por lo que las operaciones tuvieron que detenerse para reparar el equipo. También, se observó un problema con los sensores que registran la presión de cabezal y temperatura, estos fueron chequeados y ajustados pero de la misma manera que en los otros eventos, se perdió tiempo.

Aunque los Problemas con detonación de cañones, Mal posicionamiento de cañones y Precipitación de sólidos del fluido de control no se presentaron en los pozos estudiados, se deben tomar en cuenta durante el diseño y ejecución de la evaluación, para evitarlos y poder tener operaciones óptimas dentro del tiempo estipulado.

En la Figura 4.17, se observa que todos los pozos objeto de estudio, presentaron problemas operacionales, ya sea en la fase de perforación o evaluación. En el lado

izquierdo de la Figura 4.17 está el nombre del pozo y entre paréntesis se representa la cantidad de problemas ocurridos en cada uno.

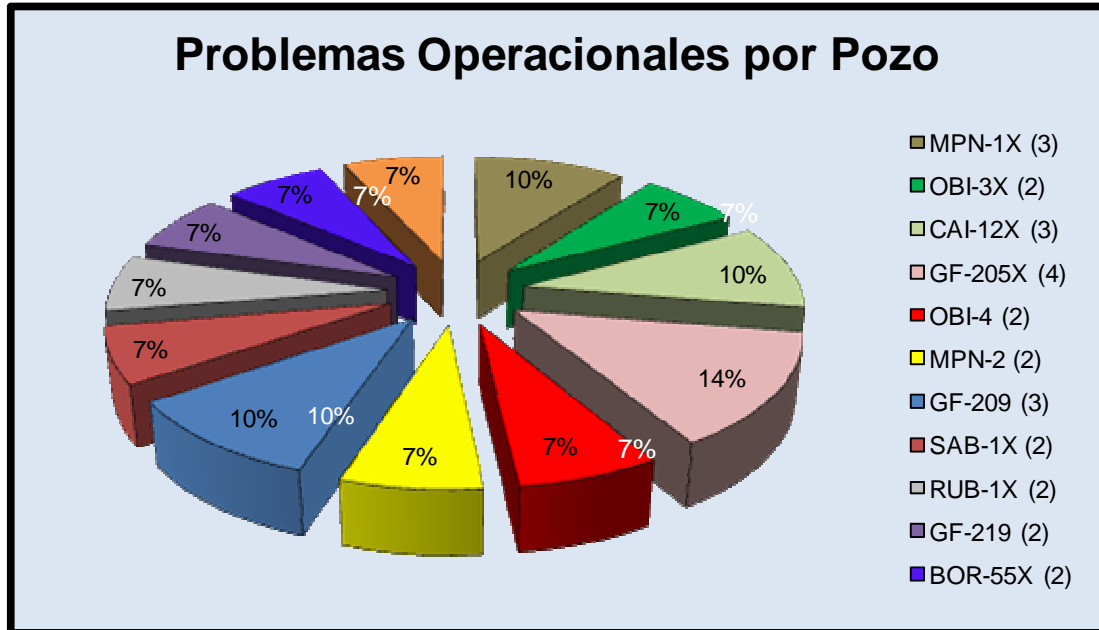


Figura 4.17.: Cantidad de problemas operacionales en cada pozo.

4.3. Análisis de los parámetros y consideraciones necesarias para el diseño de los programas de evaluación de los pozos exploratorios.

En todo trabajo operacional el éxito o la obtención de buenos resultados dependerán siempre de la planificación previa. Para llevar a cabo un buen proceso de evaluación es necesario tomar en cuenta diversos parámetros y consideraciones que ayudan a desarrollar un excelente trabajo.

Es importante destacar que, el proceso de evaluación se realiza con un mismo objetivo en todos los pozos, que es evaluar el potencial hidrocarburífero de las zonas de interés. Sin embargo, cada pozo de acuerdo a su ubicación y características

presentará variantes durante el proceso, las cuales deben ser manejadas. Por esta razón surge la importancia y necesidad de un buen diseño.

El diseño de la evaluación de un pozo exploratorio comienza mucho antes de la construcción del mismo, pues es un estudio riguroso el que debe realizarse con un margen de cero para los errores.

A continuación, se mencionan y explican los parámetros y consideraciones más importantes para el diseño de la evaluación, en dichos parámetros recae la responsabilidad de realizar todas las operaciones con éxito.

1) Geología de la zona de interés

El estudio geológico representa el inicio de todo diseño de evaluación. Se debe conocer detalladamente la geología de la zona donde se perforará el pozo exploratorio, y de forma más específica las formaciones de interés. La geología varía de zona en zona, es por esto, que todos los pozos presentan características geológicas diferentes. Una mala interpretación en la geología puede traerle serios problemas a la empresa.

2) Modalidad de Evaluación

Es un parámetro fundamental, pues de acuerdo a las características geológicas de las formaciones a evaluar se debe seleccionar y estudiar la aplicabilidad de cada una de las modalidades de evaluación. Si la zona es bastante compacta, se puede pensar en una evaluación a hueco abierto, ahorrándose de esta manera los costos por cañoneo, ya que no serían necesarios. Siempre se debe pensar en realizar las operaciones para obtener buenos resultados pero ahorrándole dinero a la empresa.

3) Intervalo óptimo para el cañoneo

La producción que pueda tener un pozo dependerá considerablemente de la zona o intervalo donde se cañonea. Hoy en día, existen muchas herramientas como software o registros que permiten seleccionar los intervalos más adecuados para ser cañoneados, considerando principalmente la ubicación de los contactos agua-petróleo o gas-petróleo. Si la selección se hace de forma herrada, se puede desperdiciar un cierto potencial que pueda tener el yacimiento.

4) Selección de cañones

Los cañones utilizados para establecer comunicación entre la formación y el pozo, varían de acuerdo a las características de la formación, los fluidos y de las condiciones en las cercanías del pozo. Se pueden usar cañones de alta penetración cuando las formaciones son bastante compactas y si existe un gran daño en la formación. También, se tienen los cañones BigHole, o de hueco grande, los cuales crean unas aberturas considerables en la formación pero son poco profundas. Es importante destacar, que los costos asociados al cañoneo son altos, por lo que deben seleccionarse los más acordes a las operaciones sin generar gastos innecesarios.

5) Operaciones de Swabo

Una vez realizado el cañoneo, si el pozo no fluye, se debe pensar en disminuir la presión hidrostática mediante la técnica de swabeo. Los yacimientos de la Cuenca Barinas-Apure se caracterizan por tener presiones bajas que no ayudan a que el crudo se produzca de forma natural. Por esta

razón, para el diseño de la evaluación es importante considerar la aplicación del swabeo en el pozo, ayudando así a las formaciones a producir los hidrocarburos presentes en las mismas.

6) Estimulación

Si el pozo no responde mediante la técnica de swabeo, se debe disponer de un plan para estimular las formaciones. Todo con la finalidad de que se pueda producir el hidrocarburo, si realmente existe. La estimulación es un proceso costoso, la decisión de aplicarla debe estar justificada por un alto grado de posibilidades de obtener resultados positivos.

7) Períodos de Flujo

Una vez observada la manifestación del yacimiento, mediante la producción del fluido contenido en las arenas evaluadas, se debe presentar un plan que determinará los periodos de flujo previos a las pruebas oficiales del pozo. Siempre se debe iniciar con un periodo de limpieza el cual presenta un tiempo de duración que dependerá principalmente del comportamiento que se observe en el pozo. Posteriormente se iniciaría la prueba Multitasas para medir el índice de productividad de la formación.

8) Reductores

Deben seleccionarse considerando principalmente la presión del yacimiento. Si es una presión baja y se selecciona un reductor de diámetro grande el pozo puede ser matado rápidamente al perderse la presión del mismo. Los periodos de limpieza y las pruebas Multitasa se realizan variando cada cierto tiempo el diámetro de los reductores. Si con un reductor la

presión de fondo se mantiene estable y se produce una gran cantidad de fluido, se puede decir que sería el mejor reductor para producir dicho pozo.

9) Control del fluido producido

Durante los periodos de flujo del pozo, se deben realizar continuos análisis al fluido que se produce para verificar sus características y de esta manera tomar decisiones en cualquier momento que se amerite. También, es importante conocer la producción del pozo, para evaluar las condiciones de almacenamiento de los tanques o si es necesaria la solicitud de un vacuum para transportar el fluido producido. El control del fluido debe estar inmerso en el diseño de la evaluación, brindando así mayor seguridad en las operaciones.

10) Instalaciones de Superficie

Representan una parte fundamental para el desarrollo de todo el proceso de evaluación. Se debe programar una serie de chequeos continuos a todos los equipos y líneas de superficie, con la finalidad de asegurarse que se está operando en óptimas condiciones y que los resultados puedan ser confiables. El arreglo en superficie debe diseñarse de manera tal, que el personal que lo controla tenga facilidades de desplazamiento para manejar en cualquier momento los equipos que así lo ameriten.

11) Programa de Pruebas

Se debe disponer de una planificación de las pruebas que se pretenden realizar en el pozo durante la evaluación. En el programa de pruebas debe considerarse el objetivo que se pretenda alcanzar así como, el tiempo necesario para cada prueba. Los programas deben estar sometidos a cambios si el comportamiento o los resultados del pozo no son los esperados. Las

pruebas más realizadas en los pozos exploratorios de Barinas-Apure, son la Multitasa y restauración de presión.

12) Análisis de muestras

Algo que no puede faltar en el diseño de la evaluación, es la toma de muestras de los fluidos de la formación. Se utilizan herramientas especiales bajadas con guaya. Es de gran importancia, ya que permite conocer las características de los fluidos que se pretenden producir. La muestra se toma en fondo y en superficie, siendo la más característica la de fondo ya que la presión logra mantenerse.

13) Medición de Presión y Temperatura en Tiempo Real

En una evaluación, no pueden faltar las herramientas que permiten conocer las condiciones a las que se encuentra el pozo, los hidrocarburos o el fluido de control. Los sensores que registran los valores en tiempo real deben ser verificados antes de ser bajados, para corroborar la comunicación que estos transmiten. Con toda la data de presión y temperatura registradas desde el inicio de la evaluación hasta el final, se realizan interpretaciones especiales con software para conocer los regímenes de flujo en el yacimiento y verificar si existe un límite en el yacimiento.

14) Disposición de software para el análisis de presión

La tecnología ha evolucionado con el tiempo, y la humanidad no puede quedarse atrás. Se han diseñado numerosos software que permiten estudiar el comportamiento del fluido en el medio poroso. Antes de ejecutar el proceso de evaluación se debe disponer de una serie de software que permitan aprovechar

toda la data adquirida, para conocer así, las propiedades y características de las formaciones y los fluidos.

15) Interpretación de los Resultados

Durante todo el proceso de evaluación se generan una serie de datos provenientes de los resultados de las pruebas. Una interpretación adecuada conjuntamente con el uso de la tecnología, puede asegurar el éxito en las operaciones de producción futuras. Cabe destacar, que la interpretación debe realizarse hayan o no hidrocarburos.

Un buen diseño de evaluación debe contemplar todos los parámetros y consideraciones antes mencionados, siempre buscando el éxito en todas las operaciones y evitando costos adicionales a la empresa. Durante el desarrollo de la evaluación pueden surgir percances indeseados, pero se el diseño también debe presentar la solución a los eventos ocurridos de forma inesperada.

4.4. Proposición de una metodología de trabajo para la optimización del proceso de evaluación de los pozos exploratorios de PDVSA División Centro-Sur

Considerando todos los procedimientos de evaluación aplicados por PDVSA División Centro Sur, así como los problemas operaciones que se pueden presentar durante el proceso y los parámetros más resaltantes para un diseño óptimo de la evaluación de los pozos, se propuso una metodología de trabajo que involucra cada una de las etapas en las que se desarrolla toda la evaluación.

De acuerdo a la interpretación realizada en los objetivos anteriores, se consideró que el trabajo debe desarrollarse por etapas, esto garantizaría un mayor control de las

actividades. En primer lugar una etapa de ***Pre-evaluación***, donde los encargados de la operación deben conocer en detalle las labores y aspectos primordiales que se deben considerar para llevar a cabo la evaluación de forma exitosa. Seguidamente, se tendría la fase de ***evaluación*** de las formaciones, donde se ejecuta y observa la eficiencia del diseño planificado en la etapa anterior. Y por último, es importante conocer que la etapa ***post-evaluación*** es tiene un gran significado dentro del proceso, pues se debe garantizar una buena interpretación de los resultados obtenidos, así como el resguardo de la información.

Con la aplicación de una metodología de trabajo eficiente, se disminuyen los riesgos de que puedan presentarse problemas durante las operaciones, viéndose la empresa beneficiada al cumplir la evaluación de acuerdo a la planificación preestablecida.

A continuación, se muestran y explican tres flujogramas que representan la metodología diseñada en la presente investigación, la cual busca mejorar el proceso de evaluación de los pozos exploratorios de PDVSA División Centro-Sur. En cada etapa se describen las actividades o parámetros a considerar durante el trabajo para cumplir con la evaluación, esperando mejores resultados. En la Figura 4.18, se presentan las consideraciones que se deben tomar en la primera etapa del proceso, la Pre-Evaluación.

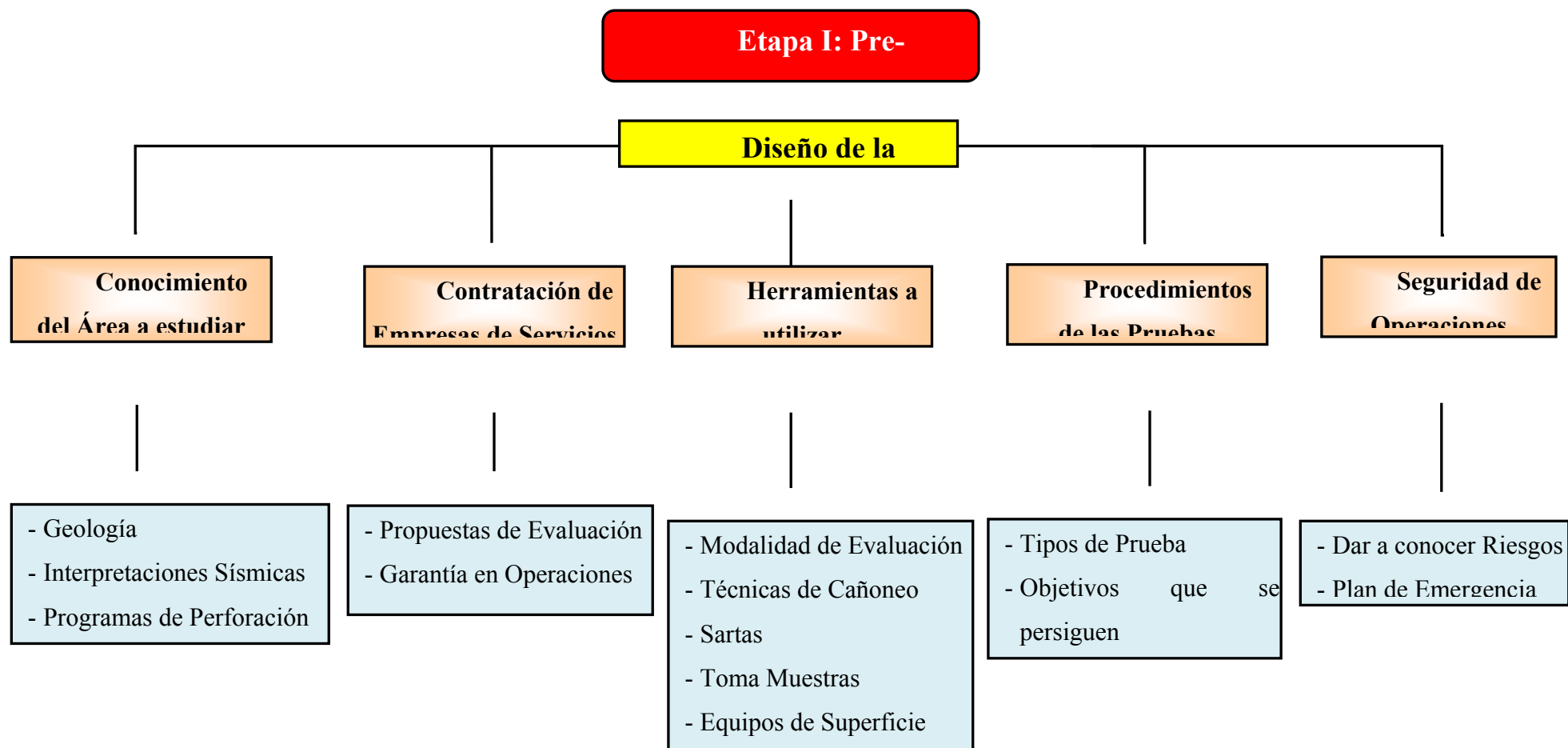


Figura 4.18.: Primera etapa de la metodología de trabajo propuesta para mejorar el proceso de evaluación.

La etapa de Pre-Evaluación está representada principalmente por el Diseño de la Evaluación. Como se puede observar en la Figura 4.18, un buen diseño del proceso de evaluación se lograría cumpliendo una serie de pasos o sub-etapas, que engloban cada uno de los parámetros más importantes de los cuales depende el éxito del proceso.

En primera instancia se debe conocer el área de estudio. La revisión documental debe ir desde la geología local, pasando por las interpretaciones sísmicas, hasta los problemas operacionales que se presentan durante la perforación de las formaciones de interés. Esto se debe hacer con la finalidad de manejar las condiciones geológicas del pozo para tomar decisiones en algún momento determinado.

Seguidamente, la contratación de empresas de Servicios, es un elemento fundamental para la evaluación. Siempre existirán muchas demandas de empresas por querer realizar el trabajo, y la razón es sencilla, existe mucho dinero de por medio. Pero para asignar las labores de la evaluación a una determinada empresa, se deben considerar ciertos criterios como: las propuestas de evaluación que proporcionan, la garantía en las operaciones y por supuesto los costos que generaría todo el proceso.

Posteriormente, se deben estudiar todas las Herramientas que se utilizarían para llevar a cabo el proceso. Dentro de este análisis, se deben seleccionar y estudiar ciertos parámetros como: la modalidad de evaluación de acuerdo a las características del pozo, la técnica de cañoneo más eficiente (tanto en operación como en costos), las sartas, los toma muestras, la instalación de los equipos de superficie, un factor primordial como lo son las Válvulas de Seguridad y también entran en este renglón, los software que procesarían toda la data proveniente del pozo, para conocer e interpretar los regimenes de flujo obteniendo también características propias de la formación. Esto debe realizarse conjuntamente con las empresas de servicio.

Luego, se deben realizar los procedimientos operacionales de todas las pruebas que se le realizaran al pozo. Para lograr esta etapa, se tendría que estudiar los tipos de pruebas que se aplicarían de acuerdo al interés y las condiciones del pozo, considerando los tiempos necesarios para cada prueba.

Petróleos de Venezuela (PDVSA), debe asegurarse de que todas las operaciones se hagan con la mayor seguridad posible, resguardando así, la integridad del personal. La Seguridad de Operaciones representa el último renglón de la primera etapa, en este se deben diseñar una serie de notificaciones sobre los riesgos más importantes que existen en las operaciones; también, se deben dar a conocer las causas de los problemas operacionales más frecuentes, así como las consecuencias. Por última, la empresa tiene la obligación de crear un plan de emergencias ante cualquier eventualidad indeseada durante la evaluación.

Después de la perforación del pozo, llega el momento de evaluar las formaciones prospectivas. Ya con el diseño de evaluación establecido, se procede a llevar a cabo la segunda etapa, la cual consiste en la ejecución directa del programa de evaluación previamente realizado.

En la Figura 4.19, se ilustra una secuencia de operaciones que deben realizarse para llevar a cabo de la mejor forma posible la evaluación.

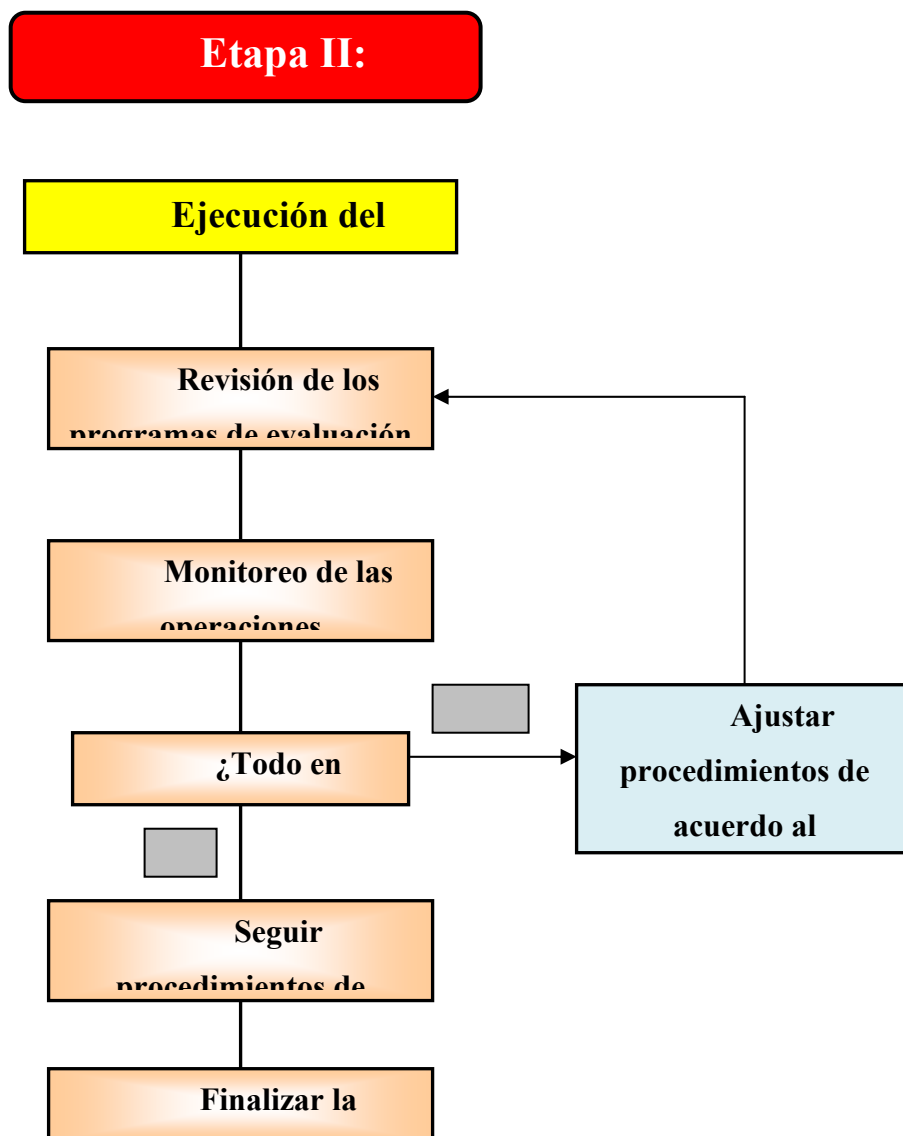


Figura 4.19.: Segunda etapa de la metodología de trabajo propuesta para mejorar el proceso de evaluación.

En la etapa de evaluación se propone realizar un procedimiento de trabajo que permita controlar todo el proceso de evaluación. Esta fase consiste en la ejecución del diseño elaborado en la etapa anterior.

En primer lugar, se sugiere revisar continuamente los programas de evaluación para asegurarse que las operaciones se estén realizando tal y como se había planificado. Una vez iniciada la evaluación, se debe monitorear constantemente todas las actividades realizadas en el pozo, esto permitirá conocer los estados en los que se encuentra y tomar las mejores decisiones para continuar la evaluación de forma exitosa.

Durante el proceso de evaluación, pueden surgir una gran cantidad de problemas; es por esta razón, que al estar revisando constantemente las actividades, se debe observar la normalidad que presenta el proceso de acuerdo a lo planificado. Si durante la evaluación se presentan eventos indeseados que obliguen a los encargados del pozo a rediseñar los procedimientos, esto se debe hacer pero verificando siempre los programas iniciales de manera tal, que la evaluación pueda encaminarse nuevamente a los objetivos propuestos.

Si no ocurre ningún problema durante el proceso, se debe seguir monitoreando los procedimientos diseñados para que se cumplan con normalidad y se pueda finalizar la evaluación en el tiempo planificado.

Al finalizar la evaluación del pozo, no todo ha terminado; es entonces, cuando se presenta la tercera fase, denominada Post-Evaluación y esta definida por el Cierre del Proceso de Evaluación. En la Figura 4.20, se pueden visualizar 5 sub-etapas que pueden ayudar a lograr una evaluación exitosa hasta el final.

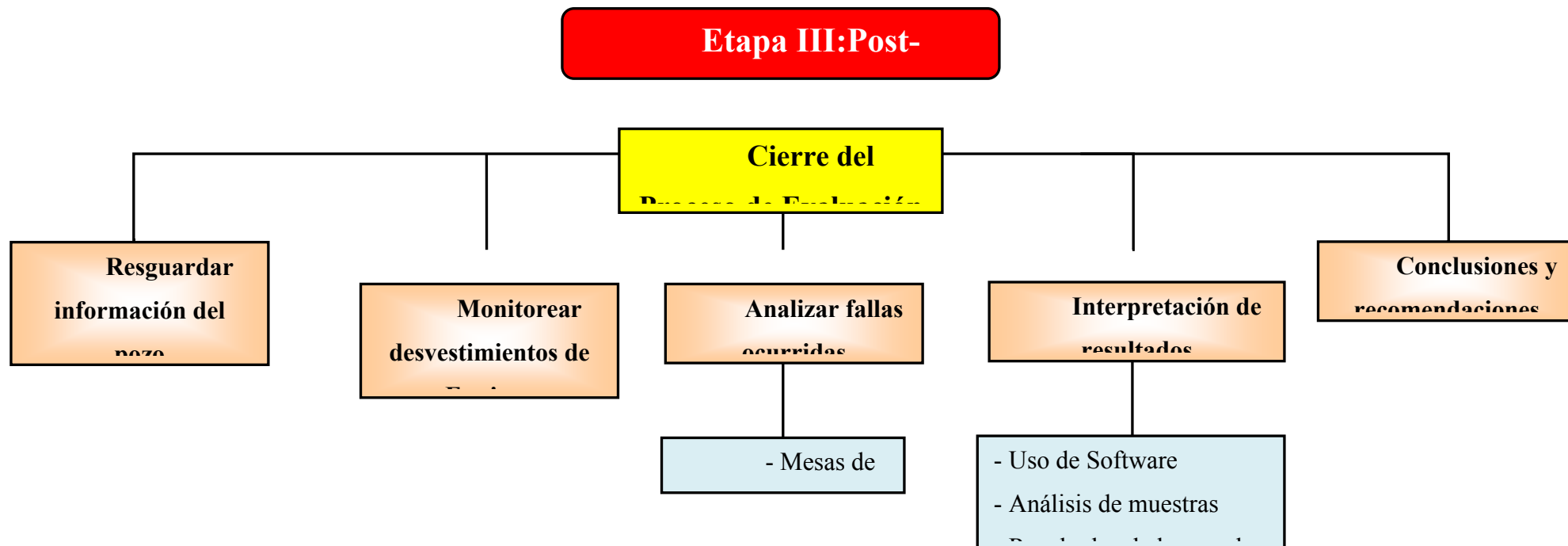


Figura 4.20.: Tercera etapa de la metodología de trabajo propuesta para mejorar el proceso de evaluación.

Para realizar un cierre adecuado de toda la fase de evaluación, se propone en primer plano, resguardar la información del pozo, para poder asegurarse que los resultados mantengan su integridad y confiabilidad.

Al terminar los periodos de flujo de las pruebas y cerrado el pozo, se inician las operaciones para desvestir todos los equipos. Esta etapa se debe hacer bajo un constante monitoreo para evitar problemas y estar informado de lo que acontece en el pozo.

Muchos procesos de evaluación presentan fallas, principalmente por las condiciones del pozo, es importante que al finalizar toda la evaluación, se realicen mesas de trabajo para discutir y entender las causas principales de los problemas presentados. Esto permitirá, tomar precauciones para evaluaciones futuras.

Una vez recolectados todos los resultados de la evaluación, se debe realizar un análisis detallado de los mismos, para dar a conocer las propiedades de las rocas y los fluidos, determinar el límite de yacimiento, daño de la formación entre otros factores. Toda la interpretación realizada permitirá generar una serie de conclusiones de las actividades, así como, las recomendaciones para poner en producción el pozo. Siempre y cuando se encuentren hidrocarburos.

CONCLUSIONES

- 1) La modalidad de evaluación DST - TCP es la más usada para evaluar los pozos exploratorios ubicados en el Estado Barinas.
- 2) Los pozos pertenecientes al Campo Guafita del Estado Apure, utilizaron la técnica de Casing Gun para cañonear las formaciones de interés.
- 3) En los pozos Exploratorios y de Avanzada (delineadores), se realizan más pruebas DST que en los pozos de Desarrollo.
- 4) El empleo de los sensores para medir presión y temperatura de fondo en tiempo real, representa una gran ayuda para interpretar el comportamiento del pozo en cada momento, determinando así los parámetros del yacimiento.
- 5) Tres de los doce pozos de estudio presentaron problemas de arenamiento durante el proceso de evaluación.
- 6) El pozo GF-205X tuvo la mayor cantidad de problemas operacionales.
- 7) El pozo RUB-1X fue el único que no cañoneó las formaciones de interés.
- 8) Una falla en el arreglo de la sarta DST-TCP puede ocasionar retrasos en las operaciones, generando pérdidas económicas considerables.
- 9) En un 67 % de los pozos de estudio, hubo pérdida de circulación; siendo éste el problema operacional que más se presentó.

- 10) La selección del intervalo a cañonear representa un parámetro fundamental para lograr el éxito en la evaluación.
- 11) En el 33 % de los pozos objeto de estudio, no se encontraron hidrocarburos.
- 12) La completación sencilla convencional fue aplicada en 5 de los pozos estudiados.
- 13) Las fallas en los equipos de superficie se evidenció en 2 de los pozos considerados para la investigación.

RECOMENDACIONES

- 1) Considerar el uso de la evaluación a hoyo desnudo de manera más frecuente, siempre y cuando, las condiciones y objetivos del pozo lo permitan. Esto generaría disminución en los costos operacionales durante la perforación y evaluación.
- 2) Realizar períodos de limpieza que permitan obtener condiciones estables durante la evaluación, hasta obtener por lo menos un %A y $S < 0,5$.
- 3) Estudiar la posibilidad de generar un arreglo nuevo en la sarta DST-TCP, que permita posicionar los sensores lo más cerca posible de la cara de la arena evaluada, para obtener de esta manera valores más precisos de presión y temperatura en el fondo del pozo.
- 4) Si se atasca la sarta DST-TCP, se recomienda recuperar toda la información registrada por los sensores antes de efectuar operaciones con el martillo, debido a que los sensores pueden dañarse perdiéndose así la data obtenida hasta ese momento.
- 5) Probar la comunicación y funcionamiento efectivo de los sensores de fondo, por los menos 2 veces antes de posicionar la Sarta DST.
- 6) Realizar pruebas de presión a las tuberías DST y las líneas de superficie, con la finalidad de detectar alguna fuga o falla que pueda generar problemas más serios durante el desarrollo de la prueba.
- 7) No generar un diferencial de presión a favor de la formación tan alto para evitar problemas de arenamiento en el pozo.

- 8) La selección de los reductores a utilizar durante las pruebas del pozo, debe realizarse considerando la presión del yacimiento, evitando así una declinación rápida de la energía del mismo.
- 9) Los cañones a utilizar, deben seleccionarse considerando principalmente las características de las formaciones y los eventos ocurridos durante la perforación de las mismas.
- 10) Estudiar detalladamente, la posibilidad de utilizar un tipo de arreglo en la sarta de evaluación que pueda disminuir el número de pruebas DST cuando se tiene un gran número de arenas a evaluar, todo esto con la finalidad de disminuir los costos en las operaciones.
- 11) Utilizar en la medida de las posibilidades, taladros de rehabilitación para realizar las evaluaciones, cuando se requieren largos periodos de flujo y cierres para lograr los objetivos de la prueba. De esta manera se alcanzaría una disminución de costos considerable.
- 12) Utilizar la metodología de trabajo diseñada en esta investigación, para mejorar el proceso de evaluación de los pozos exploratorios que se pretenden perforar en la cuenca Barinas- Apure y en otros campos.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Manual de Evaluación de Pozos. **Departamento de Geología, Exploración y Producción**. División Centro Sur. PDVSA. (2.010).
- 2) Carpetas de Evaluación. **Gerencia del Dato, Exploración**. División Centro Sur. PDVSA. (2.010).
- 3) Carpetas de Pozos. **Centro de Información Técnica de Exploración y Producción**. Gerencia de Exploración y Producción, PDVSA División Centro Sur. (2.010).
- 4) Ubicación geográfica de la cuenca petrolífera Barinas-Apure
[www.a-venezuela.com/mapa/map/imag/cuencaspetroliferas.JPG]
- 5) Bautista, J. **“Informe Final de Pasantía Industrial”**. Universidad del Zulia, Sub-Programa de Petróleo, Barinas, Venezuela (2.010).
- 6) Camacaro, I. **“Desarrollo de una Metodología para la Evaluación de Pozos Exploratorios en Condiciones Extremas del Área Travi en el Distrito Norte de Monagas”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela (2.008).
- 7) Sánchez, A. **“Estudio de geopresiones en el área bosque-travi, norte del estado Monagas”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Departamento de Petróleo, Barcelona, Venezuela (2.007).
- 8) Arias, F. **“El proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología científica”**. Quinta Edición. Caracas-Venezuela. (2.006).

- 9) Vento, G. **“Diseño Metodológico para Aplicación de Pruebas de Evaluación de Formación en Pozos Profundos del Campo Orocual”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela (2.004).
- 10) Michieli, G. & Sánchez, E. **“Metodología Aplicable en la Evaluación de Formaciones en el Campo Orocual, Edo. Monagas”**. Tesis de Grado. Instituto Universitario de Nuevas Profesiones Coordinación de Petróleo, Caracas, Venezuela (2.004).
- 11) Alvarado, Douglas. **“WorkShop: Análisis de Pruebas de Presión”**. Esp Oil International Training Group. Maracaibo-Venezuela. (2.004).
- 12) Hernández, **“Metodología de la Investigación”**. 2ª. Edic. Mc. Graw- Hill & Co. México. Pp 183- 193. (2.003).
- 13) Ranni, R. **“Optimización del método de ejecución de pruebas de pozos para el convenio operativo Jusepín y el MEM, empleando el sistema de Medición Multifásico en línea”**. Universidad Central de Venezuela. Caracas Venezuela. (2.002).
- 14) Da Prat, G. **“Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión”**. Venezuela. (2.002).
- 15) González, C. **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”**. EDICION Funinves, TOMO II. Caracas Venezuela. (2.000).

- 16) Da Prat, G. et al. **“Offshore well testing and productivity evaluation methodology: Plataforma Deltaza Project, Eastern Venezuelan Basin”**. SPE 81065. (April, 1.999).
- 17) PDVSA. **“El Pozo Ilustrado”**. Producido por el Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Caracas. (1.998).
- 18) Singer, J.M. **“Evaluación de Pozos”**. Schlumberger. Venezuela, WEC (1.997).
- 19) Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) filial de Petróleos de Venezuela S.A. **“Completación y Reacondicionamiento de Pozos”**. Venezuela. (1.997).
- 20) Baker Hughes INTEQ. **“Evaluación de la Presión de Formación”**. Guía de Referencia. Houston, (Enero 1.996).
- 21) Sabino, C. **“El Proceso de Investigación”**. Editorial Panapo. Caracas-Venezuela. (1.992).
- 22) Felder, B. y Brie, A. **“Evaluación de formaciones en Venezuela”**. Schlumberger Sureco S.A. PDVSA. (1.980).
- 23) Lahee, F. **“Clasificación para las localizaciones de los pozos”**. Venezuela. (1.965).
- 24) Paper SPE-000851-G: Special Applications of DST Pressure Data.

25) Paper SPE- 51255-PA: Effect of Pretest Pressures and Temperature on DST Interpretation

26) Cañoneo de pozos [www.buenastareas.com/ensayos/Ca%C3%B1oneo-De-Pozos-Petroleros/506008.html].

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“Desarrollo de una Metodología de Trabajo para la Optimización del Proceso de Evaluación de los Pozos Exploratorios de PDVSA División Centro-Sur”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES)

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Laguna Moreno Ramón Enrique	CVLAC: 19.070.095 E MAIL: enrique33@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Pozos Exploratorios

Evaluación de Pozos

Pruebas de Pozos

Sarta DST

Metodología

Proceso

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El proceso de Evaluación de los pozos exploratorios desarrollados por PDVSA División Centro Sur, es el tema central del presente estudio. La División Centro Sur se encarga de explorar y explotar la cuenca Barinas-Apure, la cual se ubica al sur-sureste del Sistema Montañoso de Los Andes. En toda la historia de perforación de la cuenca, se han llevado a cabo 176 proyectos exploratorios. Para el presente estudio, se consideran los pozos exploratorios que se han perforado en los últimos 10 años, debido a que son los pozos que disponen de mayor información. La investigación se lleva a cabo bajo una metodología organizada, que se inició con la recopilación de toda la información necesaria para el desarrollo del trabajo referente a la evaluación de los pozos objeto de estudio. Luego, con ayuda de las carpetas de evaluación de los pozos, se diagnosticaron los procedimientos de evaluación que se han realizado en los pozos exploratorios, con la finalidad de conocer a fondo la secuencia de operaciones llevadas a cabo en todo el proceso. Seguidamente, se identificaron los posibles problemas que pueden ocurrir durante la evaluación y la ocurrencia de los mismos en los pozos estudiados. El diseño de la evaluación de los pozos, consta de un análisis detallado a diferentes parámetros que influyen considerablemente en el éxito o fracaso que tenga la evaluación. Dichos parámetros son estudiados en la presente investigación con la finalidad de conocer su importancia. Finalmente, considerando los resultados obtenidos en las primeras etapas, se propone una metodología de trabajo, que permitirá mejorar el proceso de evaluación para los pozos exploratorios que pretenda perforar la División en un futuro.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL					
Patiño, Rayda	ROL	CA	AS	TU	X	JU
	CVLAC:	11.833.699				
	E_MAIL	raydapatino@gmail.com				
	E_MAIL					
Vilela, Aura	ROL	CA	AS	TU	X	JU
	CVLAC:	11.825.025				
	E_MAIL	auravilela@hotmail.com				
	E_MAIL					
Arditi, Lorenzo	ROL	CA	AS	TU	X	JU
	CVLAC:	5.187.694				
	E_MAIL					
	E_MAIL					
	ROL	CA	AS	TU		JU
	CVLAC:					
	E_MAIL					
	E_MAIL					

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	11
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Evaluacióndepozos.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
 I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
 z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

“DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO, ÉSTOS SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

AUTOR

LAGUNA M. RAMÓN E.

TUTOR

JURADO

JURADO

Prof. RAYDA PATIÑO

Prof. VILELA AURA

Prof. ARDITI LORENZO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Prof. RAYDA PATIÑO