

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



“EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS ARENADOS Y DAÑADOS UBICADOS EN EL CAMPO HUYAPARÍ PDVSA - PETROPIAR, LUEGO DE SOMETERLOS A UN TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN CON EL EQUIPO DE *COILED TUBING*”

PÁGINA DE PRESENTACIÓN

Realizado por:

JORGE LUIS, LEAL GARCÍA

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, junio de 2011

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



**“EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS ARENADOS Y
DAÑADOS UBICADOS EN EL CAMPO HUYAPARÍ PDVSA - PETROPIAR,
LUEGO DE SOMETERLOS A UN TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y
ESTIMULACIÓN CON EL EQUIPO DE *COILED TUBING*”**

Realizado por:

Br. JORGE LUIS, LEAL GARCÍA

C.I. 18.007.135

Revisado por:

MSc. LORENZO ARDITI

Asesor Académico

Ing. MARIA D'HOY

Asesor Industrial

PHD. JOSÉ RODRÍGUEZ

Jurado Principal

Ing. AURA VILELA

Jurado Principal

Puerto La Cruz, junio de 2011

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



“EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS ARENADOS Y DAÑADOS UBICADOS EN EL CAMPO HUYAPARÍ PDVSA - PETROPIAR, LUEGO DE SOMETERLOS A UN TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN CON EL EQUIPO DE *COILED TUBING*”

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

MSc. LORENZO ARDITI
Asesor Académico

Ing. MARIA D'HOY
Asesor Industrial

PHD. JOSÉ RODRÍGUEZ
Jurado Principal

Ing. AURA VILELA
Jurado Principal

Puerto La Cruz, junio de 2011

RESOLUCIÓN



**DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO
DE TRABAJOS DE GRADO:**

**“LOS TRABAJOS DE GRADO SON EXCLUSIVA PROPIEDAD
DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER
USADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO
DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO
PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”**

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo realizado con mucho empeño y dedicación principalmente a Dios todo poderoso que me dio la oportunidad de ver, conocer, compartir y sobre todo Vivir una vida que hasta ahora nos enseña a ser humildes, gentiles, decentes, colaboradores y entre todo buenas personas con el mundo que nos rodea.

A mis padres: Ayarith García y Pedro Roa, que gracias a su ardua labor como padre supieron encaminar, guiar y sobre todo mantener lo más preciado de esta vida que es la familia la cual es la base fundamental de todos los éxitos que nos rodean a cada uno de nosotros.

A mi Hijo: Luis Adrian que llegó a este mundo por la bendición que Dios nos concedió y llenó de alegría, emoción, felicidad y mucha responsabilidad mi vida, que comparto junto a mi esposa Adriana Elizabeth y toda mi familia.

A mis hermanos: Fabiana, Fabianny y Michael que con sus ocurrencias llenaron de alegría momentos de angustia y preocupación durante el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos, compañeros, familiares a todos de corazón gracias no tendría palabras ni espacio suficiente para expresarles mi más grato agradecimiento hacia todos ustedes.

AGRADECIMIENTOS

A mi profesor, amigo y hermano, Lorenzo Ardití, sin su ayuda incondicional no se estaría cumpliendo esta meta una de tantas en mi vida. Me demostró que la vida solo nos ofrece obstáculos que con inteligencia, sabiduría, dedicación son muy fáciles de transitar.

A todo el personal que compone la Gerencia de Ingeniería de Producción de PDVSA-Petropiar, gracias por su valiosa colaboración para que fuese posible el desarrollo de este trabajo.

Al personal de PDVSA-San Tomé, gracias a su ayuda y colaboración hicieron posible la culminación de esta tesis.

A todos y cada uno de los profesores de la Universidad de Oriente que junto a sus enseñanzas impartidas en las aulas de esta Alma Mater llenaron de conocimiento, sabiduría cada uno de mis pasos en la parte educativa.

RESUMEN

La optimización en el desarrollo de producción de los pozos perforados en el Campo Huyaparí – PDVSA Petropiar, tiene un significado socio-económico para el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual nos lleva a maximizar los procesos de producción y con él sus diferentes metodologías. Actualmente en el campo se encuentran produciendo 343 pozos de un total de 375, una serie de 35 pozos presentan diferentes fallas entre ellos una población de veinte (20) los cuales algunos se encuentran arenados, otros dañados y otros disminuyeron su productividad bruscamente.

Por tal razón se decide implementar procesos de reacondicionamiento para poner a producir estos pozos en condiciones óptimas, los cuales a través de métodos y/o equipos especiales se logra alcanzar una mejoría en la producción de los pozos productores. Todos los pozos serán tratados con el equipo especial de limpieza de *Coiled Tubing Concentric*.

Mediante el uso del equipo de limpieza, se logró obtener un incremento en la de producción de todos los pozos estudiados, excepto en uno de ellos, por lo tanto la aplicación de este equipo de limpieza y estimulación de acuerdo al estudio realizado refleja que su aplicación es económicamente rentable. Se determinó que a elevadas velocidades de bomba de subsuelo, la productividad de los pozos se ve afectada negativamente a lo largo de la producción por los daños ocasionados (taponamiento de las ranuras del revestidor de producción)

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	vii
CAPÍTULO I.....	24
INTRODUCCIÓN	24
1.1 Planteamiento del Problema.....	24
1.2 Objetivos	26
1.2.1 Objetivo General	26
1.2.2 Objetivos Específicos.....	26
CAPÍTULO II	27
MARCO TEÓRICO.....	27
2.1 Antecedentes	27
2.2 Reseña Histórica de PDVSA – PETROPIAR S.A.	28
2.3 Descripción del Área en Estudio.....	31
2.3.1 Faja Petrolífera del Orinoco.....	31
2.3.2 Descripción Bloque Ayacucho.....	32
2.4 Pozos Horizontales.....	36
2.4.1 Tipos de Pozos Horizontales.....	37
2.4.2 Ventajas y Desventajas de la Perforación Horizontal	38
2.4.4 Técnicas de Completación para Pozos Horizontales	41

2.4.5 Regímenes de Flujo en Pozos Horizontales	43
2.5 Levantamiento Artificial	46
2.5.1 Métodos de Levantamiento Artificial Convencionales.....	47
2.5.2 Métodos de Levantamiento Artificial No Convencionales.....	47
2.6 Daño a la Formación	49
2.6.1 Origen del Daño de Formación	51
2.6.4 Análisis Cuantitativo del Daño de Formación	54
2.6.5 Prevención de Daños.....	54
2.7 Estimulación de Pozos.	55
2.8 Arenamiento de Pozos	55
2.9 Limpieza de Pozos	56
2.10 Índice de Productividad.....	57
2.10.1 Causas del Bajo Índice de Productividad.....	58
2.11 Relación del Comportamiento de Afluencia (IPR).....	61
2.11.1 Método de Vogel.....	62
2.11.2 Método de Bendaklia & Aziz.....	64
2.11.3 Método de Fetkovich.....	65
2.11.4 Método Cheng.....	66
2.12 Coiled Tubing	67
2.12.1 <i>Concentric Coiled Tubing</i>	68
2.13 Simuladores Utilizados	70
2.13.1 OFM (<i>Oil Field Manager</i>)	70

2.13.2 LOWIS (<i>Life of Well Information Software</i>)	71
2.13.3 CENTINELA	72
2.13.4 PIT (<i>Project Input Template</i>).....	72
2.13.5 IDIMS	73
CAPÍTULO III.....	74
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	74
3.1 Identificación de las Posibles Causas del Daño en los Pozos Productores ...	74
3.1.1 Población.....	74
3.1.2 Muestra.....	74
3.1.3. Registro de Rayos Gamma y Resistividad	76
3.1.4. Secciones Sísmicas	77
3.2 Obtener la Relación del Comportamiento de Afluencia antes y Después del Tratamiento de Limpieza y Estimulación	78
3.2.1 Manejo de las Aplicaciones LOWIS y CENTINELA	79
3.4. Estudio del Comportamiento de Producción de los Pozos Después del Tratamiento de Limpieza y/o Estimulación	82
3.5. Evaluación de la Factibilidad Económica de la Implementación del Tratamiento de Limpieza y Estimulación con el Equipo de <i>Coiled Tubing</i>	82
3.5.1 Manejo del Software PIT	82
CAPÍTULO IV.....	85
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	85
4.1. Identificación de las Posibles Causas del Daño en los Pozos Productores ..	85

4.2	Obtener la Relación de Comportamiento de Afluencia antes y Después del Tratamiento de Limpieza y Estimulación	90
4.3.	Estudio del Comportamiento de Producción de los Pozos Después del Tratamiento de Limpieza y/o Estimulación	94
4.4	Evaluación de la Factibilidad Económica de la Implementación del Tratamiento de Limpieza y Estimulación con el Equipo de Coiled Tubing	97
	CONCLUSIONES	99
	RECOMENDACIONES	101
	BIBLIOGRAFÍA	102
	APÉNDICE A	¡Error! Marcador no definido.
	REGISTROS DE RESISTIVIDAD Y RAYOS GAMMA;	¡Error! Marcador no definido.
	APÉNDICE B	¡Error! Marcador no definido.
	SECCIONES SÍSMICAS	¡Error! Marcador no definido.
	APÉNDICE C	¡Error! Marcador no definido.
	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE LAS VELOCIDADES DE LA BOMBA DE SUBSUELO;	¡Error! Marcador no definido.
	APÉNDICE D	¡Error! Marcador no definido.
	CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN;	¡Error! Marcador no definido.
	APÉNDICE E	¡Error! Marcador no definido.
	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA ANTES Y DESPUÉS DE LA LIMPIEZA	¡Error! Marcador no definido.

APÉNDICE F.....	¡Error! Marcador no definido.
RESULTADOS COMPARATIVOS DE LOS MÉTODOS DE VOGEL, CHENG, FETCKOVICH, BENDAKLIA & AZIZ PARA EL CÁLCULO DE IPR...;	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE G.....	¡Error! Marcador no definido.
EVALUACIÓN ECÓNOMICA DEL PROYECTO;	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Muestra de Pozos Seleccionada.....	75
Tabla 3.2. Pruebas de Pozos antes y después de CCT	79
Tabla 4.1. Comparación de los Métodos aplicados para el cálculo de IPR Pozo B6P12.....	91
Tabla 4.2. Porcentaje de Crudo Obtenido Después de las Limpiezas.....	94
Tabla 4.3. Índice de Productividad luego de las Limpiezas y/o Estimulaciones. .	97
Tabla 4.4. Evaluación Económica de los Pozos en Estudio.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Área Total Petrolera Ameriven 1998 (657,6 Km2) ^[4]	29
Figura 1.2. Área Petropiar 2007. (463,07 Km2) ^[4]	30
Figura 1.3. Empresas Mixtas Operativas en la Faja Petrolífera del Orinoco.	32

Figura 1.4. Ubicación Estratégica del Área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[4]	33
Figura 1.5. Correlación Campo Bare y Campo Huyaparí. ^[4]	35
Figura 2.1. Pozo Perforado Horizontalmente. ^[5]	36
Figura 2.2. Tipos de Pozos Horizontales. ^[5]	37
Figura 2.2. Tipos de Completaciones para Pozos Horizontales. ^[6]	42
Figura 2.3. Flujo Radial a Tiempos Tempranos. ^[8]	43
Figura 2.4. Flujo Hemicilíndrico. ^[8]	44
Figura 2.5. Flujo Lineal. ^[8]	44
Figura 2.6. Flujo Radial a Tiempos Tardíos. ^[8]	45
Figura 2.7. Flujo Hemiradial. ^[8]	45
Figura 2.10. Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva. ^[11]	49
Figura 2.11. Efecto del Daño en la Caída de Presión de un Pozo Productor. ^[16] ...	59
Figura 2.12. Comportamiento Típico para Varios Mecanismos de Producción. ^[16]	60
Figura 2.13. Herramienta de Vacío.	68
Figura 2.14. Sistema <i>Sand-Vac</i>	69
Figura 2.15. Sistema <i>Well-Vac</i>	69
Figura 2.16. Herramientas <i>Vortex</i> y <i>Rotojet</i>	70
Figura 3.1. Interfaz de Usuario de IDIMS	76

Figura 3.2. Registro de Resistividad (Curva Superior) y Rayos Gamma (Curva Inferior)	77
Figura 3.3. Interfaz de Usuario de Seiswork - Sección Estructural	78
Figura 3.4. Base de Datos de LOWIS	80
Figura 3.5. Reporte de Prueba de Producción CENTINELA	81
Figura 3.6. Reporte de Producción Generado en OFM.....	81
Figura 3.7. Sección de Introducción de Datos del software PIT.....	84
Figura 4.1. Representación de los Problemas Operacionales de los Pozos en Estudio.	86
Figura 4.2. Registro de Resistividad y Gamma Sección Horizontal Pozo B6P04.	87
Figura 4.3. Registro de Resistividad y Gamma Sección Horizontal Pozo B6P08.	87
Figura 4.4. Registro de Resistividad y Gamma Sección Horizontal Pozo MFB-698.....	88
Figura 4.5. Proceso del Colapso de la Formación a la Entrada del Revestidor Ranurado.	89
Figura 4.6 Efecto de las Velocidades de Bomba de Subsuelo con respecto a la Productividad del Pozo B6P08	90
Figura 4.7 Relación del Comportamiento de Afluencia Antes de la Limpieza Pozo B6P12.....	92
Figura 4.7 Relación del Comportamiento de Afluencia Después de la Limpieza Pozo B6P12.....	93

Figura 4.8. Ganancia de Producción Después del Tratamiento de Limpieza y/o Estimulación.....	95
Figura 4.9. Estudio de la Producción del Pozo B6P08 luego de la Estimulación..	96
Figura 4.10. Aumento del RGP del Pozo B6P08 luego de la Estimulación.	96

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La demanda energética a nivel mundial está cobrando cada día más fuerza, actualmente el consumo energético proveniente de la combustión de combustibles fósiles es de 86.5%, debido al incremento de la población, principalmente en zonas frías de Asia, EE.UU., Bélgica, Bulgaria entre otros, están siendo obligados al consumo de energía excesivo por ésta y muchas otras razones entra al mundo del comercio petrolero lo que hasta hace poco años no se había implementado como es el caso del mejoramiento de Crudos Pesados y Extrapesados, los cuales para ser extraídos del subsuelo cuesta mucho esfuerzo humano, económico, social, etc.; los cuales una vez procesados son colocados en el mercado para ser vendidos a precios competitivos con el mercado actual.

Venezuela Número 1° a nivel mundial por poseer las mayores reservas de Crudos Pesados y Extrapesados. Posee un gran reservorio de petróleo el cual se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión de 55.314 km², su área de explotación actual es de 11.593 km², al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, el cual fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo éstas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. En la parte centro – occidental del Área Ayacucho se encuentra localizado el Bloque Huyaparí (Bloque H), el cual comprende una extensión de 658 km² y representa el área de explotación de la empresa mixta PDVSA – PETROPIAR la cual fue creada para la explotación, transporte y mejoramiento de 190 MBPD de crudo extrapesado extraídos del área mencionada anteriormente. En dicha asociación, PDVSA posee el control con un 70 % de participación, mientras que a Chevron le corresponde el 30 % restante.

Actualmente, en el Campo Huyaparí se tienen 368 pozos, de los cuales 5 se encuentran abandonados, 4 están arenados y 20 están activos pero con una declinación en su productividad, el resto de los pozos operan en condiciones estables y manteniendo la producción del campo. Se han seleccionado un total de 5 pozos para aplicarles una limpieza y/o estimulación con el equipo de *Coiled Tubing*, tomando en cuenta para aplicar dicha operación los siguientes parámetros: Baja Productividad, Caídas de Presiones Elevadas, Altas Velocidades de Bomba de Subsuelo, Análisis de Fluido en Laboratorio, entre otros.

Estos pozos serán sometidos a Limpieza Mecánica y/o Estimulación Química de acuerdo a los estudios realizados y diagnóstico previo antes de aplicarle dichas operaciones, aquellos que serán sometidos a Limpieza Mecánica su causa principal es por la presencia de arena (granos finos) los cuales pasan a través del revestidor ranurado esta es la tubería de producción utilizada en este tipo de pozos horizontales localizados en todo el campo, los que serán sometidos a estimulación debido principalmente al tipo de fluido utilizado durante la perforación de los mismos.

Las ranuras del revestidor ranurado es de aproximadamente 0.020 micrones. La presencia de granos finos ocasiona un taponamiento parcial de dichas ranuras, lo cual causa una caída de presión interna en el revestidor y un aumento de presión en la cara de la arena debido a la restricción ofrecida por el taponamiento del revestidor ranurado, debido a estas razones se propone realizar una limpieza con el equipo de *Coiled Tubing* Concéntrico (CTC) el cual es una herramienta de succión (Tubería Flexible) que genera una caída de presión dentro del anular del mismo *Coiled Tubing*, logrando extraer de esta manera todos los fluidos no deseados a la superficie a través de la succión.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Evaluar la Productividad de los Pozos Arenados y Dañados Ubicados en el Campo Huyaparí PDVSA - PETROPIAR, luego de Someterlos a un Tratamiento de Limpieza y Estimulación con el equipo de *Coiled Tubing*.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Identificar las posibles causas del daño en los pozos productores.
2. Obtener la relación de comportamiento de afluencia antes y después del tratamiento de limpieza y estimulación.
3. Estudiar el comportamiento de producción de los pozos después del tratamiento de limpieza y estimulación.
4. Evaluar la factibilidad económica de la implementación del tratamiento de limpieza y estimulación con el equipo de *Coiled Tubing*.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Desde el comienzo de la etapa de producción hasta la fecha en que cesa de ser productor comercial, cada pozo requiere de limpieza y reacondicionamientos, según los síntomas y dificultades mecánicas que presentan sus instalaciones hoyo abajo y/o el mismo estrato productor. Los programas de limpieza y reacondicionamiento de pozos en los campos petroleros son parte importante del esfuerzo de cada día para mantener la producción de hidrocarburos a los niveles deseados. Es por ello que se hace necesario la aplicación de nuevos métodos y herramientas para la limpieza y reacondicionamiento de pozos.

Figuroa J. & Hibbeler J. Estudio realizado en la Faja Petrolífera del Orinoco, Remoción del Daño Usando Succión con Coiled Tubing. Realizaron un estudio en el Campo Morichal, en el estado Monagas donde se llevó a cabo la limpieza de algunos pozos con equipo de Coiled Tubing usando una bomba de succión hidráulica, donde pudieron observar luego de la limpieza de los pozos que la producción tuvo un incremento de un 15 % en los pozos trabajados. ^[1]

Thomas F. Kelly L. & Duque L. Realizaron un estudio a pozos horizontales sencillos y multilaterales, aplicando limpieza de pozo con equipo especial de Coiled Tubing Concéntrico, pudieron observar que las caídas de presiones se mantenían considerablemente y no eran tan abruptas luego de las limpiezas. ^[2]

Kuchel M. Clark J. & Marques D. Caso de estudio en el Campo Saladin al oeste de Australia, ellos estudiaron el diseño y mecanismo de limpieza de los pozos, realizado con el equipo de Coiled Tubing en 3 de los pozos pertenecientes al campo, notaron que las elevadas presiones de sobrebalance generadas al yacimiento en las

cercanías del pozo causan un daño considerable y que los aditivos mezclados con el fluido de perforación durante dichas labores traen como consecuencia problemas durante la producción de los pozos. ^[3]

2.2 RESEÑA HISTÓRICA DE PDVSA – PETROPIAR S.A.

El proceso de apertura petrolera iniciado en 1993 por el estado venezolano forma parte de la política del país tendiente a respaldar una estrategia a largo plazo para el sector petrolero. Como parte de este proceso se estimuló la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras en proyectos para la exploración a riesgo en nuevas áreas, y la producción de crudos en campos marginales y bajo el esquema de ganancias compartidas a través de las asociaciones estratégicas.

Dentro de dicho proceso, las empresas *Atlantic Richfield Company* (ARCO), *Corpoven S.A.*, *Phillips Petroleum Company* y *Texaco Inc.* formaron una asociación estratégica, la cual fue constituida según consta en acuerdos establecidos en abril y junio de 1997. Tal Asociación estaba representada por la Empresa Petrolera Ameriven S.A., formada el 17 de Julio de 1997.

La asociación estratégica denominada Petrolera Ameriven S.A., estaba a cargo de la operación del Bloque Huyaparí (Bloque H, con 463,2 Km²) y el norte del Bloque Maquiritare (Bloque M, con 193,9 Km²), del área Hamaca de la Faja del Orinoco, al sur del estado Anzoátegui (Figura 1.1). Ambos bloques cuentan con la Autorización para la Ocupación del Territorio (AOT), otorgada por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (MARNR) en abril de 1992 y actualizada en el año 2000 para el Bloque H y en febrero de 1998 para el Bloque M; el área total asignada a Petrolera Ameriven era de 657,6 Km² según Gaceta Oficial N° 36.429 de abril de 1998.

El Proyecto Hamaca propuesto para la asociación contemplaba la explotación de crudo extrapesado Hamaca, proveniente de las reservas de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco para su procesamiento en una Planta de Mejoramiento ubicada en el área de Jose, al norte del Estado Anzoátegui, generando crudo sintético que se comercializa en el mercado internacional, coque grado combustible y azufre. El proyecto en su totalidad estaba conformado así por tres componentes: uno de producción, uno de transporte de crudo desde Hamaca hasta el área de Jose, y otro de procesamiento en la Planta de Mejoramiento.

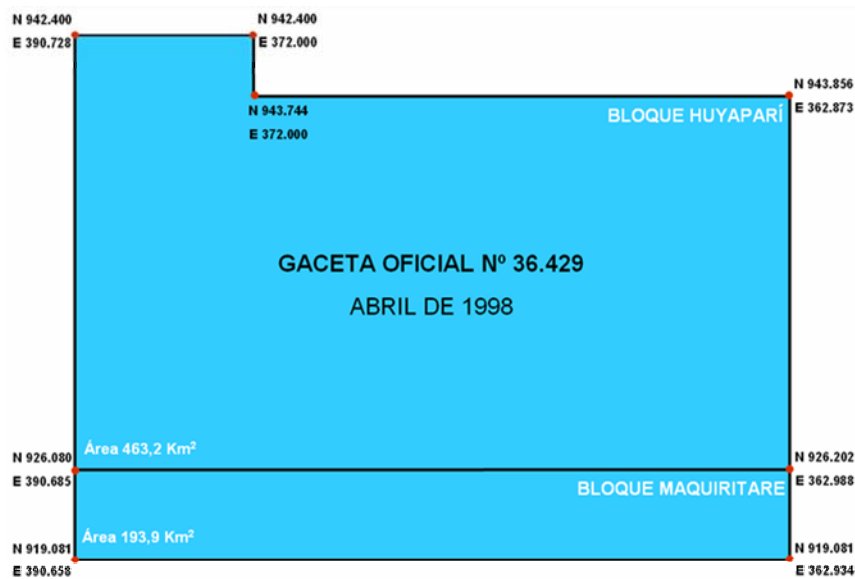


Figura 1.1. Área Total Petrolera Ameriven 1998 (657,6 Km²) [4]

En el año 2007, como parte del plan de nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco, y en virtud de la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y de la promulgación del Decreto Ley N° 5.200 de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Estado Venezolano a través de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de PDVSA, debería migrar bajo el formato de empresa mixta el antiguo convenio que formaba la empresa

Petrolera Ameriven S.A., asegurando al Estado Venezolano un mínimo de 60% de las acciones. Posteriormente el 13 de Noviembre de 2007, según Gaceta Oficial N° 38.809, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo delimita el área que se denominará en adelante área Petropiar, con una superficie de 463,07 Km², dentro de la poligonal cerrada cuyos vértices están definidos por las coordenadas que se muestran en la Figura 1.2.

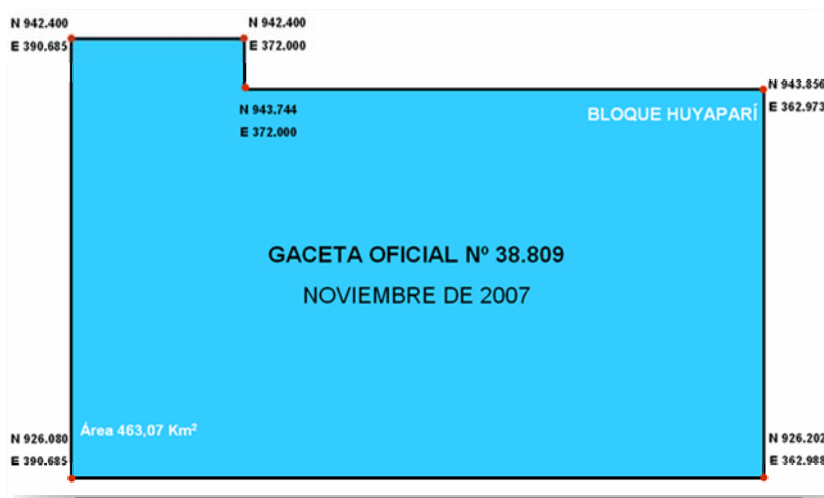


Figura 1.2. Área Petropiar 2007. (463,07 Km²) [4]

El 9 de enero de 2008, según Gaceta Oficial N°38.846, se autorizó la creación de la Empresa Mixta Petropiar S.A, en donde la Corporación Venezolana de Petróleo obtiene un capital accionario inicial de 60%, y la empresa *Chevron Orinoco Holdings* B.V. el restante 40%. En este decreto se especifica que Petropiar S.A. realizará las actividades primarias, actividades de mejoramiento, transporte y almacenamiento, efectuadas por la antigua Petrolera Ameriven, pero en el área geográfica delimitada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, mediante la resolución N° 223 de fecha 09 de noviembre de 2007, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.809 de fecha 13 de noviembre de 2007.

[4]

2.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.3.1 Faja Petrolífera del Orinoco

Las acumulaciones de hidrocarburos pesados y extrapesados se ubican principalmente en 281 cuencas distribuidas en todo el planeta, siendo la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se ubica la Faja Petrolífera del Orinoco, la que ocupa el primer lugar con 30% de los recursos mundiales de éste tipo, mientras que Canadá la segunda con 27 %.

La Faja Petrolífera del Orinoco se extiende al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, con 700 Km. de longitud y entre 35 y 100 Km. de ancho; cubre una extensión de 55.314 Km² y un área de explotación de 11.593 Km².

La Faja Petrolífera del Orinoco contiene alrededor de 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES), y como reservas primarias se estiman 235.000 millones de barriles de crudo, reservas que están actualmente certificadas por organismos internacionales competentes en la materia.

Éste gran yacimiento petrolífero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo éstas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (anteriormente denominadas Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, respectivamente) y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 Km² cada uno aproximadamente, mas dos áreas llamadas Boyacá Norte y Junín Norte. (Figura 1.3).



Figura 1.3. Empresas Mixtas Operativas en la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[4]

El primer hallazgo de petróleo pesado en Venezuela tuvo lugar en el año 1914 en el yacimiento de Mene Grande en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Estado Zulia, siendo ese crudo de 10.5° API. En la Faja Petrolífera del Orinoco la gravedad oscila entre 7° y 10° API. ^[4]

2.3.2 Descripción Bloque Ayacucho

El área Ayacucho se encuentra localizada en la zona central de la Faja Petrolífera del Orinoco, al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en el estado Anzoátegui, esta región se encuentra ubicada entre la ciudad del Tigre y el río Orinoco, la misma está delimitada al norte por los Campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos, al sur por el río Orinoco, al este por el área de Carabobo y al oeste por el área de Junín; Por razones operativas el área de Ayacucho se divide en 25 bloques o cuadrángulos

identificados con una letra que va desde la “A” hasta la “Y”, la cual representa el nombre de cada uno. Estos cuadrángulos son: Arecuna, Bare, Cariña, Dobokubi, Eñepa, Farante, Guahibo, Huyaparí, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Makiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa, Quiriquire, Rionegrino, Sanama, Taurepaco, Uaica, Viakchi, Warao, Xamatari y Yaruro. (Figura 1.4).

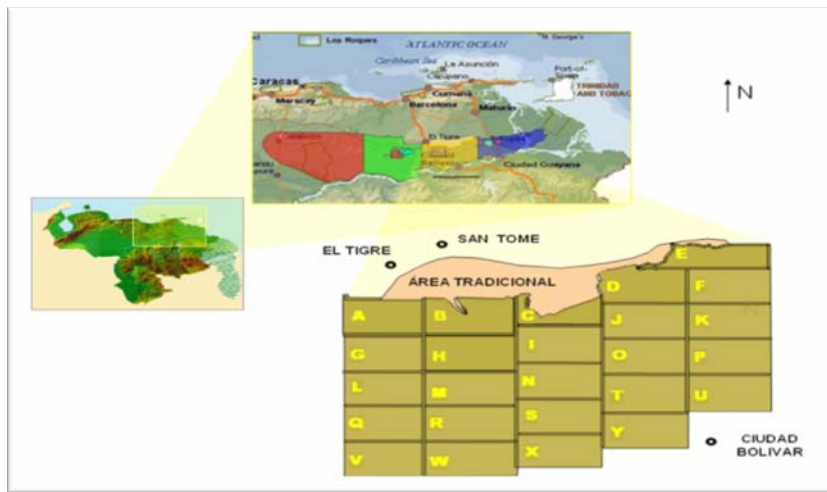


Figura 1.4. Ubicación Estratégica del Área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco. [4]

2.3.2.1 Descripción del Campo Huyaparí

El Campo Huyaparí se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela, al norte del Bloque Ayacucho a unos 40 kilómetros al suroeste de la ciudad del Tigre. Se ubica a su vez en la parte oeste del municipio Miranda del estado Anzoátegui (Figura 1.4).

Se localiza al norte del río Orinoco, en una superficie de 463,07 Km² en la zona central cratónica al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, de la era Terciaria. Limita al norte con el área asignada a PDVSA, División Faja, Distrito San Tomé, Área Extra Pesado; al sur con el Bloque Maquiritare, al oeste con el Bloque Guahibo y al este con el Bloque Irapa. [4]

✓ Características de los Yacimientos

La sección productora está representada por la Formación Oficina de edad Mioceno Medio e Inferior y parte de la Formación Merecure de edad Mioceno Inferior, ambas del Terciario. En estas formaciones se encuentran todas las reservas significativas correspondientes al Campo Huyaparí. La profundidad de los yacimientos oscila entre 2.170 y 3.510 pies. Geológicamente el área en estudio (463,07 km²) se ubica dentro de la Cuenca Oriental de la República Bolivariana de Venezuela, al Sureste de la Faja Petrolífera del Orinoco (Figura 1.4).

La Formación Oficina en el área correspondiente al Campo Huyaparí está dividida en tres intervalos: Inferior, Medio y Superior. El Intervalo Inferior está conformado de más antiguo a más joven por las Arenas U1, T y S de edad Mioceno Inferior, el Intervalo Medio está conformado de más viejo a más joven por las Arenas R4, R3, R2, R1 y R0 de edad Mioceno Inferior y el Intervalo Superior está conformado de más viejo a más joven por las Arenas N, M, L y K de edad Mioceno Medio. La Formación Merecure en el área asignada al campo en estudio está conformada por las Arenas U2/U3, de edad Mioceno Inferior, las cuales representan junto con las arenas que forman parte del Intervalo Inferior de la Formación Oficina, el intervalo de roca más prospectivo económicamente desde el punto de vista de hidrocarburos (Figura 1.5).

Los yacimientos del área están constituidos por arenas no consolidadas conteniendo crudo extrapesado. La profundidad media de los yacimientos es de 2.800', la porosidad oscila entre 16-28%, y la permeabilidad entre 5.000 y 20.000 mD.

De acuerdo con resultados de laboratorio y datos de producción, la gravedad promedio del crudo en el área es de 8,2° API, su gravedad específica en el yacimiento y la superficie son 0,98 y 1,0116 respectivamente, la viscosidad del fluido en el

yacimiento oscila entre 2.200 a 25.000 cP, la Relación Gas/Petróleo original es de 30 a 100 PCN/BN y el factor volumétrico del petróleo 1.04 BY/BN. La presión original es de 1.012 lpc, la presión de saturación 850 lpc, un gradiente de presión de 0,459 libras / pie y la temperatura promedio de la formación es 129 °F. [4]

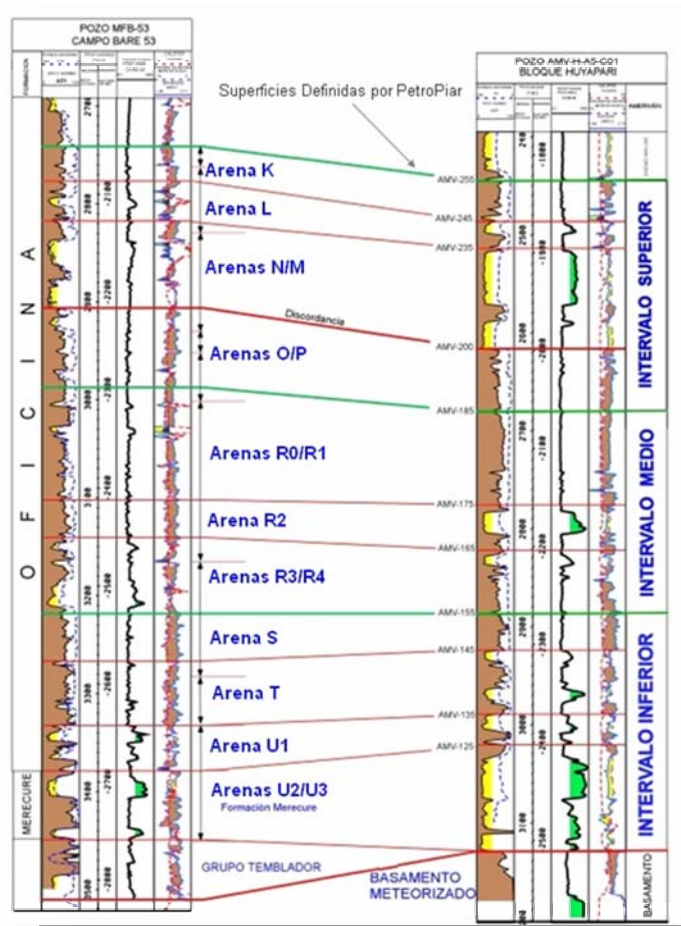


Figura 1.5. Correlación Campo Bare y Campo Huyaparí. [4]

2.4 POZOS HORIZONTALES

Se define como pozos horizontales a los pozos perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento (Figura 2.1). Este tipo de perforación, se realiza en pozos nuevo y en algunos casos se utiliza en pozos viejos; en estos casos se denominan pozos con reentradas horizontales. Los pozos horizontales son pozos relativamente nuevos, con una sección horizontal que puede oscilar entre unos cientos de pies a varios miles. Los mismos representan una fractura de conductividad infinita, donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo. Una de sus característica más importantes es que permite establecer una mayor área de exposición al flujo y a su vez generar un incremento en la productividad con respecto a los pozos verticales.

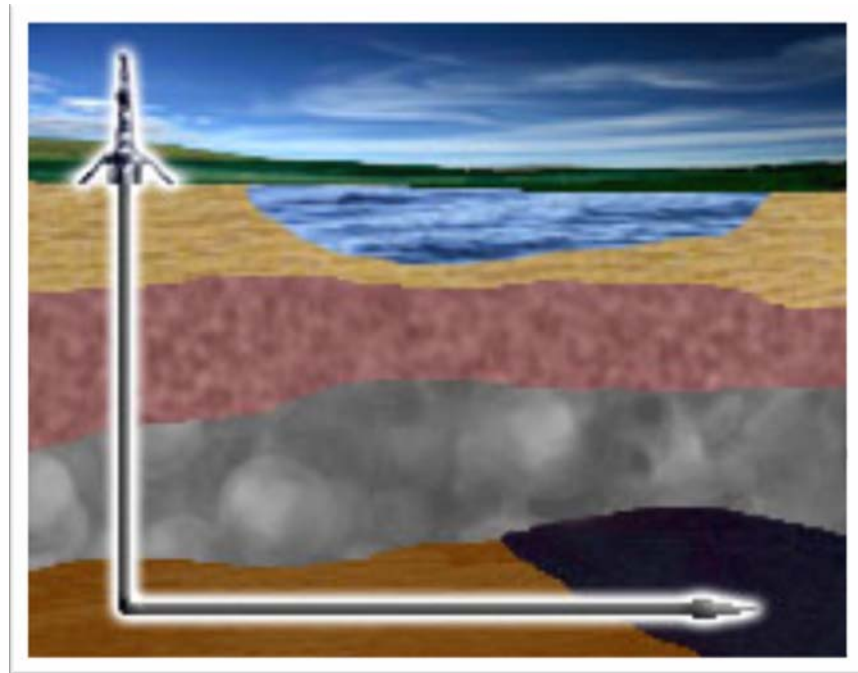


Figura 2.1. Pozo Perforado Horizontalmente. ^[5]

2.4.1 Tipos de Pozos Horizontales

Existen 4 categorías diferentes de pozos horizontales que están clasificados en base a la tasa de desviación, radio de curvatura y sección horizontal (Figura 2.2).

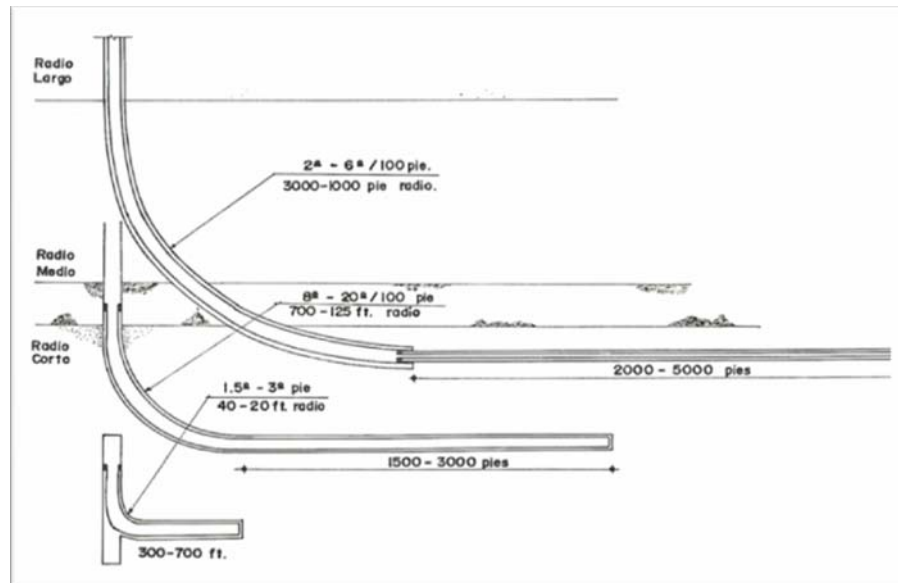


Figura 2.2. Tipos de Pozos Horizontales. [5]

✓ Pozos de Radio Ultracorto

Se utilizan para perforar pozos de 1.5 a 2.5 pulgadas de diámetro. La tasa de penetración de desvío es $90^\circ/\text{pie}$. La penetración horizontal es de 100 a 200 pies, en formaciones no consolidadas y formaciones suaves. Su radio es de 1 a 2 pies.

✓ Pozos de Radio Corto

Equipo especializado es utilizado para este tipo de pozos. La penetración horizontal es de 300 a 700 pies., dependiendo de la formación. Su tasa de desvío es de 1.5° a 3.5° por pie, con un radio de 20 a 40 pies.

✓ Pozos de Radio Medio

Se usan técnicas derivadas de la tecnología del campo tradicional. Estos pozos se pueden perforar con tasas de desvío de 8° a 20° por cada 100 pies. Con un radio de 125 a 700 pies y una sección horizontal de 1.500-3.000 pies, dependiendo de la formación.

✓ Pozos de Radio Largo

Utilizan una tecnología direccional estándar. La tasa de desviación es de 2° a 6° por cada 100 pies, con un radio de 1.000-3.000 pies y una sección horizontal que va desde 2.000-5.000 pies.

Solo los pozos de radio medio y largo pueden ser completados y cementados con técnicas convencionales.

Los pozos de radio largo son perforados especialmente costa fuera donde no existen limitaciones de espacio entre los límites de la concesión o donde el objetivo del proyecto es un yacimiento extenso. ^[5]

2.4.2 Ventajas y Desventajas de la Perforación Horizontal

Con esta práctica podemos establecer las siguientes ventajas y desventajas

Ventajas:

Las ventajas de este método se ven enfocadas a la productividad que se obtenga mediante el mismo.

- ✓ Mejorar la productividad.
- ✓ Incrementar el área de drenaje.
- ✓ Reducción en el número de pozos para explotar el mismo yacimiento.

- ✓ Mejorar el factor de recobro de las reservas probadas.

Desventajas:

Las desventajas se ven enfocadas a los costos que implica este método.

- ✓ La operación requiere de un alto grado de exactitud, por lo que se necesita de un equipo especial para navegar a través del reservorio y un buen nivel de habilidad del operador.
- ✓ El costo del equipo y la operación es alto y la longitud del pozo debe ser suficiente para que sea económicamente factible.^[5]

2.4.3 Aplicaciones de los Pozos Horizontales

Los pozos horizontales han sido perforados alrededor del mundo con diferentes propósitos de aplicación. Estos propósitos varían dependiendo de las condiciones de la acumulación de hidrocarburos. Entre las aplicaciones más comunes se tiene:

- ✓ **Yacimientos Naturalmente Fracturados:** Existen yacimientos que se caracterizan por tener fracturas verticales o aproximadamente verticales. Si se quiere obtener una alta productividad es necesario que exista conexión entre el pozo y las fracturas, lo cual es difícil de lograr con un pozo vertical. Los pozos horizontales son aplicables en esta situación, debido a que las fracturas naturales permiten drenar en forma efectiva altas tasas de producción cuando son interceptadas perpendicularmente.

- ✓ **Yacimientos con Problemas de Conificación de Agua y/o Gas:** En muchos casos, el factor limitante más importante de la producción de un pozo vertical desde un yacimiento es la tendencia del agua, desde un acuífero, o del gas desde una capa de gas, a desplazar verticalmente la producción del pozo. Debido a que el pozo horizontal tiene un área al flujo mayor, produce una menor caída de presión que el

vertical. Esta baja caída de presión disminuye la tendencia a la conificación de agua o gas junto con la producción de petróleo. Así, los pozos horizontales pueden ser operados a una misma tasa que los pozos convencionales pero con mucho menos conificación, con menores relaciones agua/petróleo, gas/petróleo o ambos.

✓ **Recuperación Mejorada de Crudo:** Los pozos horizontales son aplicables en proyectos de recuperación mejorada, tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores o inyectores. Los pozos horizontales son usados como inyectores para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción con un incremento en la eficiencia de barrido, ya que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento y reducen el número de pozos requeridos para desarrollar el campo.

✓ **Yacimientos de Alta Permeabilidad:** En pozos verticales, la velocidad del gas en la cercanía del pozo es alta, lo cual produce un efecto de turbulencia que origina una caída adicional de presión que restringe la tasa de gas. El efecto de turbulencia puede reducirse por un fracturamiento de la formación el cual reduce la velocidad del gas alrededor del pozo.

✓ **Yacimientos de Baja Permeabilidad:** En estos yacimientos los pozos verticales difícilmente drenan grandes volúmenes de gas debido a que la permeabilidad es baja, siendo necesario un fracturamiento o una estimulación para drenar el yacimiento. Los pozos horizontales surgen como una alternativa, ya que reducen el número de pozos verticales requeridos para drenar el yacimiento, debido a que el espaciamiento entre los pozos debe ser menor en comparación con un yacimiento de alta permeabilidad.

✓ **Yacimientos de Poco Espesor de Arena:** Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como una fractura de permeabilidad

infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. A medida que aumenta el espesor, la eficiencia del pozo horizontal se ve reducida, ya que el flujo necesitará converger verticalmente al hoyo, produciendo una caída extra de presión. ^[5]

2.4.4 Técnicas de Completación para Pozos Horizontales

Es posible completar pozos horizontales a hoyo abierto, con revestidor ranurado, “*liner*” con *External Casing Packers* (ECPS) y revestidores cementados y perforados. La selección del método de completación puede tener una influencia significativa en el comportamiento del pozo. A continuación se explican las diversas opciones de completación (Figura 2.2.):

a. Hueco Abierto: La completación a hueco abierto es económica pero está limitada a formaciones rocosas consolidadas. Adicionalmente, es difícil estimular pozos completados de esta forma, así como controlar la inyección o la producción a lo largo de la longitud del pozo ^[5].

b. Completación con Revestidor Ranurado: El principal propósito de colocar un revestidor ranurado en un pozo horizontal es evitar su colapso y adicionalmente, facilitar el uso posterior de herramientas como el “*coiled tubing*”. Existen tres (3) tipos de revestidores:

- ✓ Revestidores Perforados.
- ✓ Revestidores Ranurados.
- ✓ Revestidores Preempacados.

Los revestidores ranurados proporcionan un control limitado de la producción de arena mediante la selección adecuada del ancho y la longitud de las ranuras; sin embargo, son susceptibles al taponamiento. La principal desventaja de un revestidor ranurado es que la estimulación efectiva del pozo puede resultar difícil debido al espacio anular abierto entre el revestidor y el hoyo. Similarmente, la producción selectiva y la inyección son difíciles ^[5].

c. **Revestidor con Aislamientos Parciales:** Consiste en la instalación de empaaduras en el lado exterior del revestidor ranurado para dividir la sección horizontal del pozo en varias secciones, con la finalidad de proporcionar un mejor control de la producción a lo largo del mismo.

d. **Revestidores Cementados y Perforados:** Es posible cementar y perforar pozos de radio medio y largo; sin embargo, no es económicamente rentable cementar pozos de radio corto. El cemento usado para la completación de pozos horizontales debe ser significativamente menos libre de contenido de agua que aquellos usados para la cementación de pozos verticales. Esto es porque en un pozo horizontal, debido a la gravedad, se segrega agua libre cerca de la porción superior del pozo y el cemento más pesado precipita hacia el fondo, resultando en un trabajo de cementación pobre. ^[5]

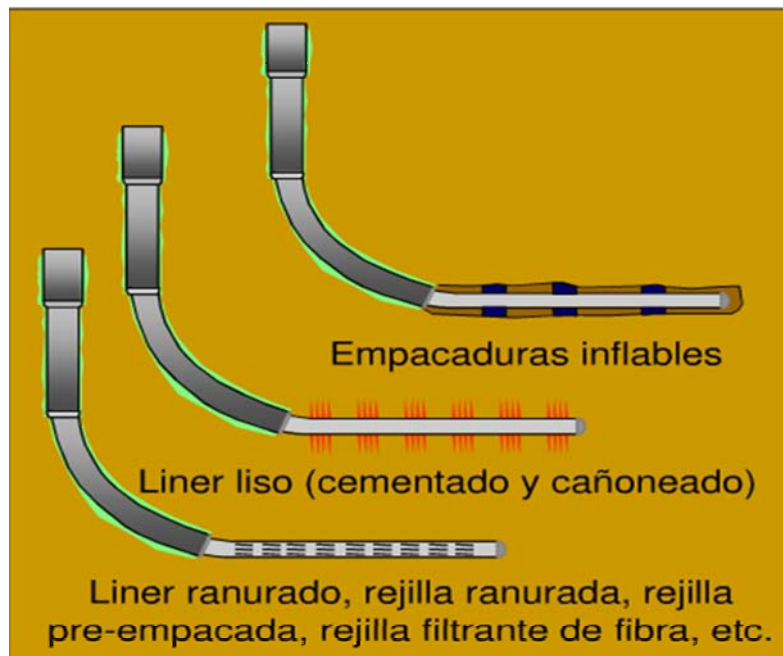


Figura 2.2. Tipos de Completaciones para Pozos Horizontales. ^[5]

2.4.5 Regímenes de Flujo en Pozos Horizontales

Un número de diferentes regímenes de flujo pueden ser encontrados mientras se analizan las respuestas del transiente de presión en pozos horizontales. Esencialmente, han sido identificados cuatro regímenes de flujo principales. Estos son, en orden cronológico de desarrollo:

- ✓ Flujo Radial a Tiempos Tempranos.
- ✓ Flujo Lineal a Tiempos Intermedios.
- ✓ Flujo Radial a Tiempos Tardíos.
- ✓ Flujo Lineal a Tiempos Tardíos (Estado Pseudoestable).

Cuando se inicia la producción, la presión transiente se moverá perpendicular a la cara del pozo como se ilustra en la Figura 2.3; entonces se forma flujo radial. El mismo comportamiento es observado en un pozo vertical produciendo en un ambiente de acción infinita. Este régimen de flujo ha sido reconocido como flujo radial a tiempo temprano y su duración es muy corta en estratos delgados o cuando existe permeabilidad vertical alta ^[6].

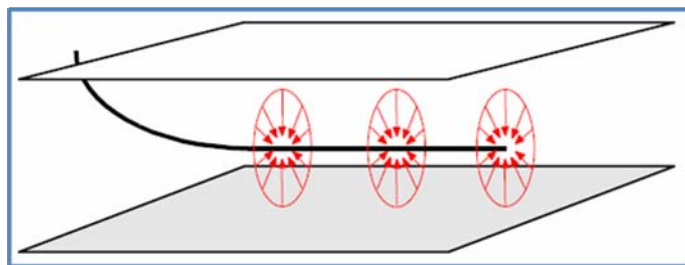


Figura 2.3. Flujo Radial a Tiempos Tempranos. ^[8]

Cuando el pozo está cerrado a una frontera de flujo y éste es afectado por la perturbación de la presión, se forma un flujo hemisilíndrico como se observa en la Figura 2.4. Frecuentemente, la longitud del pozo horizontal es mucho mayor que el

espesor del yacimiento, lo cual contribuye a la formación del segundo régimen de flujo principal, el cual es conocido como régimen de flujo lineal y se desarrolla cuando la perturbación de la presión alcanza las fronteras superiores e inferiores del yacimiento (Figura 2.5). La duración efectiva de este flujo está relacionada con el inicio de los efectos finales. Este régimen de flujo está ausente cuando la longitud horizontal de la cara del pozo es corta comparada con la formación. En cambio, una zona de transición longitudinal se desarrollará antes del siguiente período de flujo identificable. [7]

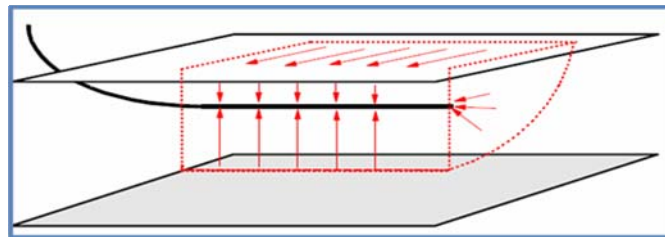


Figura 2.4. Flujo Hemisférico. [8]

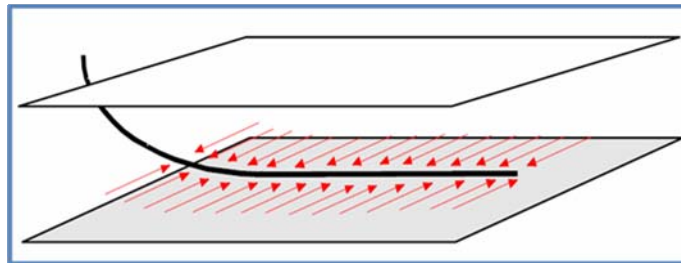


Figura 2.5. Flujo Lineal. [8]

En ausencia de una fuente de presión constante y no fronteras al flujo horizontal sobre una distancia razonable, el flujo hacia la cara del pozo horizontal se vuelve efectivamente radial después de un largo tiempo, con el plano horizontal actuando algo así como un punto fuente (Figura 2.6). Este régimen de flujo, llamado radial a tiempos últimos, puede no ser observado si otras fronteras externas están

afectando el primero o no será observado cuando el yacimiento tiene fronteras de presión constante ^[7].

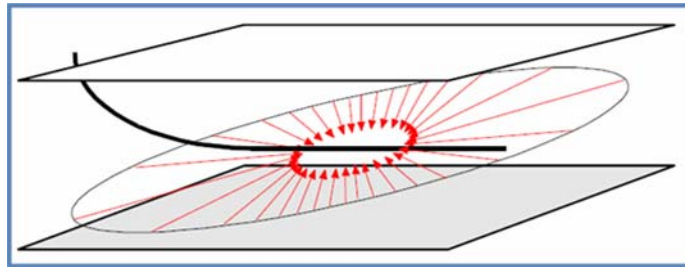


Figura 2.6. Flujo Radial a Tiempos Tardíos. ^[8]

Entre los períodos de flujo radial tempranos y últimos es posible encontrar un régimen de flujo lineal causado por la influencia del tope y base de las fronteras. En otras palabras, en un yacimiento semi – infinito, una vez que las fronteras paralelas han sido alcanzadas, un régimen de flujo lineal se desarrollará. Siguiendo el flujo radial temprano, puede aparecer un período intermedio si el pozo se encuentra cerrado a una de las fronteras superior o inferior; éste período es llamado régimen de flujo hemiradial (Figura 2.7). ^[7]

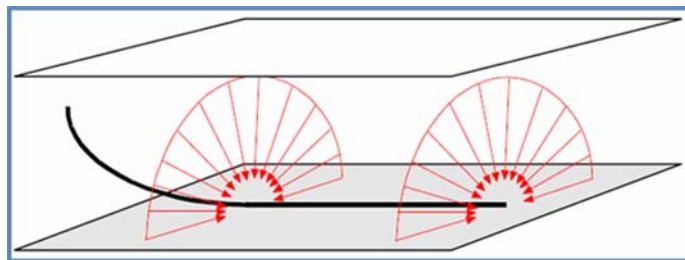


Figura 2.7. Flujo Hemiradial. ^[8]

2.5 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En el yacimiento los fluidos están sujetos a la acción de diversas fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad, de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento. Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que el pozo fluye naturalmente, es decir, que el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

Cuando un pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para restaurar o incrementar la producción de éste. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc.

Cada uno de los sistemas de levantamiento artificial tiene limitaciones económicas y operacionales, que deben ser consideradas para la elección correcta del sistema y su óptimo desempeño durante la vida productiva del pozo. Por lo tanto, independientemente de la selección del método, se deberá suministrar al personal de operaciones suficiente información y entrenamiento para que la instalación sea exitosa desde el punto de vista económico.

Los métodos de levantamiento artificial se clasifican en: Convencionales y No Convencionales. ^[9]

2.5.1 Métodos de Levantamiento Artificial Convencionales

Son aquellos que poseen una aplicación común en la industria petrolera, ya que son los más utilizados en la producción de crudo actualmente. Dentro de este grupo se encuentran:

- ✓ Bombeo Mecánico.
- ✓ Levantamiento Artificial por Gas. ^[10]

2.5.2 Métodos de Levantamiento Artificial No Convencionales

Son todas aquellas tecnologías desarrolladas y/o mejoradas en los últimos años. Entre estas se encuentran:

- ✓ Bombeo Electrosumergible.
- ✓ Bombeo de Cavidad Progresiva.
- ✓ Bombeo Hidráulico. ^[7]

2.5.2.1 Bombeo de Cavidad Progresiva o PCP (*Progressing Cavity Pump*)

Este sistema es muy simple y económico. La instalación de superficie es considerablemente menor que la de un bombeo mecánico, pero tiene limitaciones en cuanto a la presión que puede generar y esto va en línea directa con la capacidad de producción.

Operan como un tornillo. La bomba está en el fondo del pozo, y es comparable con un tornillo gigante recubierto por un polímero muy duro. La fuerza motriz la entrega un motor en la superficie (eléctrico o a explosión). La transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este

caso, el movimiento es rotante lo cual disminuye mucho el desgaste por rozamiento de las mismas.

Este método se usa en crudos pesados y/o medianos, entre las ventajas operacionales que tiene este método es que se puede aplicar en aquellos crudos que contienen partículas abrasivas, pues su resistencia al desgaste reduce los costos de mantenimiento. Además, también se hace atractiva por la simplicidad de su diseño, instalación y mantenimiento.

Estas bombas se pueden clasificar en tubular y de tipo insertable. Las primeras se caracterizan porque el estator se baja al pozo suspendido de la tubería de producción, bajando posteriormente el rotor con la sarta de cabillas. En caso de las bombas insertables, se baja primero un niple de asentamiento con la tubería de producción y posteriormente, con la sarta de cabillas, tanto el estator como el rotor en un conjunto único.

La ventaja de las bombas tipo insertable se deben a la facilidad en la recuperación de la misma, ya que para llevar a cabo esta operación basta con sacar la sarta de cabillas, realizar el cambio de la bomba y bajar nuevamente las cabillas de manera sencilla.

Es el método preferido en el caso de no tener grandes presiones o en caso de tener intrusiones de arena ya que las bombas pueden operar sin destruirse en sus partes mecánicas ni tener un desgaste excesivo Figura 2.10. ^[11]

Parámetros de Aplicación del Bombeo de Cavidad Progresiva:

- ✓ Por ser un pozo reciente se tiene poca experiencia y conocimiento de campo.
- ✓ Usado principalmente en el desagüe de pozos de gas.
- ✓ Limitados para yacimientos pocos profundos, posiblemente 5.000 pies.

- ✓ No es posible usar dinamómetros y cartas de apagado de bombas
- ✓ Limitado por el elastómero del estator, se usa por debajo de 250 °F.
- ✓ Restringidos para tasas relativamente pequeñas. ^[11]

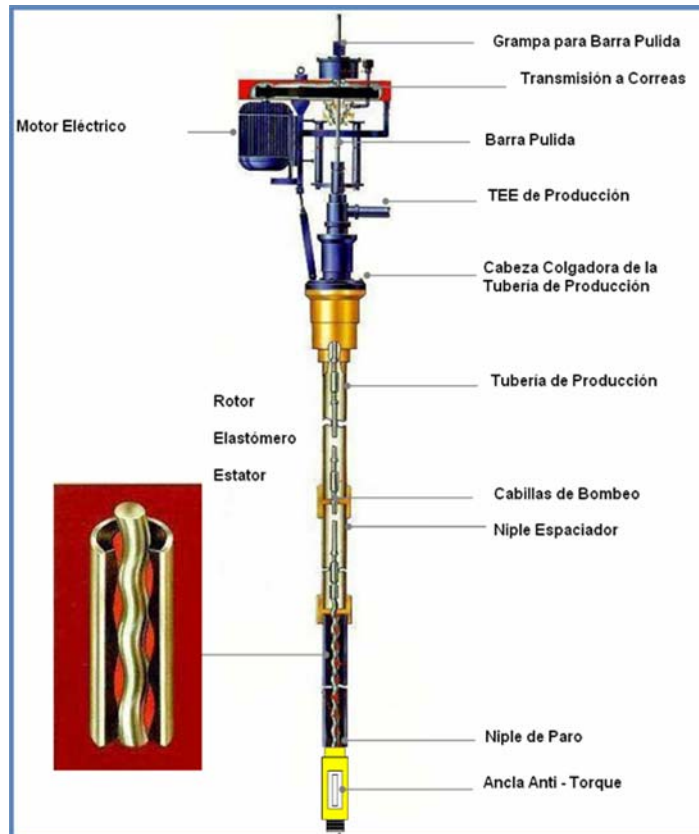


Figura 2.10. Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva. ^[11]

2.6 DAÑO A LA FORMACIÓN

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad y porosidad en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que puede tener unos pocos

milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como k (daño) y \emptyset (daño) respectivamente.

El daño es una causa artificial, que reduce la producción de una zona productiva, el cual no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada. El daño puede estudiarse mediante el análisis de transientes de presión.
[12]

✓ *Pseudodaño vs. Daño de Formación*

Cuando se conoce el daño o daño total del pozo, es posible trazar una curva IPR, mediante esta curva, es posible demostrar el beneficio de disminuir el factor de daño (S).

Atribuir todo el daño a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudodaño y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación.^[12]

✓ *Daño de Formación Verdadero*

Varios tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares de un pozo en producción, el diseño de las intervenciones correctas para la producción del pozo es necesario determinarlo, no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción. Pueden usarse para la estimulación del pozo fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño, la elección del método a utilizar depende pura y exclusivamente del lugar en el pozo donde se encuentra el daño.^[12]

2.6.1 Origen del Daño de Formación

2.6.1.1 Etapa de Perforación

✓ **Invasión de Fluidos de Perforación:** Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de inyección puede llegar a ser muy elevada. La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección.

Las arcillas, en su gran mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales desde el agua original del reservorio en el que fueron precipitadas o estabilizadas, produce cambios catastróficos en la porosidad. En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasionan la dispersión de la misma. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro, pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

Los dispersantes pueden agravar las consecuencias de la presencia de arcillas y facilitar la precipitación en el interior de los poros. Cuando la circulación durante la perforación se hace a caudales más o menos elevados, el filtrado que invade la formación está a temperatura de pozo, muy por debajo de la temperatura de reservorio, y el enfriamiento producido genera la precipitación de asfaltenos y parafinas.^[12]

2.6.3.2 Etapa de Cementación

El principal objetivo de la cementación es lograr un perfecto aislamiento del anular del revestidor. Si el cemento no tiene las correctas propiedades de pérdida de fluidos, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado, que se ve agravada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación, que pueden llegar a ser varias veces superiores a las de perforación y más aún en cementaciones con flujos turbulentos. Los lavadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y acarrear las partículas del revoque.^[12]

2.6.3.3 Etapa de Terminación y Reparación de Pozos

✓ **Daños por Fluidos de Terminación:** El taponamiento de la formación por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros tienden a bajar la permeabilidad de la formación. También el hichamiento de las arcillas, bloqueo por agua y emulsiones, producen daños a la formación.

Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas.

✓ **Daños en Empaques con Grava:** La contaminación del empaque con grava por partículas de la formación y por geles sin romper, residuos de polímeros entre la formación y el empaque con grava y la inadecuada selección del tamaño de la arena del empaque siendo invadido por finos de la formación durante la producción, son otros causantes del daño a la formación.

✓ **Daños durante la producción:** Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción a altos caudales de flujo o elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo (*Drawdown*) sin ser afectados por fenómenos adversos. Arcillas sueltas

entrampadas en el medio poroso, pueden comenzar a moverse a flujos elevados, especialmente en el caso en que dos fluidos inmiscibles están siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear los poros a través de sus interconexiones o migrar aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo. El *drawdown* excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca. Este fenómeno es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz se traduce en un aumento progresivo en la producción de arena de las inmediaciones del pozo. El *drawdown* excesivo en reservorios productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío en el fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de las fracciones livianas producidas.

✓ **Daño Durante la Limpieza del Pozo:** Altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación.

✓ **Daño durante el tratamiento ácido:** Se debe tomar en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales, en especial con los de la tubería y el revestidor de producción, disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos, arrastrando estos materiales hacia la formación, ocasionando daños a la formación.

[12]

2.6.3.4 Etapa de Inyección

✓ **Inyectores de Agua:** Entre los mecanismos que dañan la formación se tienen: la invasión de sólidos suspendidos y subsiguiente taponamiento, la perturbación in-situ de las arcillas, la incompatibilidad del agua inyectada con la de la formación, el taponamiento por formación de coloides, especialmente los de base hierro y taponamiento por bacterias. [12]

2.6.4 Análisis Cuantitativo del Daño de Formación

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes.

Dependiendo del valor del coeficiente “S” calculado se tiene lo siguiente:

- ✓ **Si $S > 0$:** Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Puede reemplazarse el sistema utilizando una ecuación que tenga en cuenta un diámetro del pozo menor que el perforado.
- ✓ **Si $S = 0$:** Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- ✓ **Si $S < 0$:** Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado. ^[12]

2.6.5 Prevención de Daños

La prevención de daños apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo daño o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada. Si bien la mayoría de los daños son remediabiles, las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente. ^[12]

2.7 ESTIMULACIÓN DE POZOS.

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de petróleo y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas. Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características. ^[13]

2.8 ARENAMIENTO DE POZOS

A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo. Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son deleznable. Cuando se dan estratos de este tipo, la terminación del pozo se hace de manera que, desde el inicio de la producción, el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por el más largo tiempo posible. Para lograr esto, el tramo de la sarta de revestimiento y de producción que cubre el estrato productor es de tubos ranurados especialmente. Las ranuras, cortadas de afuera hacia adentro y de apariencia cuneiforme, tienen una abertura lo suficiente estrecha, según análisis granulométrico de la arena, para retener la arena y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, por ende, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo. Además del método anterior, existen otras modalidades para contener el flujo de arena. Hay tuberías ranuradas y preempacadas, o sea que la tubería ranurada interna viene cubierta por otras tuberías internas y el espacio anular entre estas dos tuberías está relleno de arena o material granular, lo que en sí forma un filtro y retenedor prefabricado. Otra es, a semejanza de la anterior, que el empaque

con grava especialmente seleccionada se hace en sitio. Para eso, la sarta de revestimiento y de producción se hinca y cementa por encima del estrato productor. Luego se hace el ensanche del hoyo frente al estrato productor. Para revestir el hoyo ensanchado se utilizará una tubería calada (ranurada), la cual al final quedará colgada del revestidor cementado por encima del estrato productor. Antes de colgar la tubería calada, se bombea la cantidad determinada de grava para rellenar el espacio entre el estrato productor y la tubería calada. Hecho ésto, se cuelga la tubería calada y se continúa con las otras faenas para poner el pozo en producción. El arenamiento de los pozos es de ocurrencia muy común. Y para mantener los pozos en producción plena se recurre a desarenarlos y limpiarlos utilizando fluidos debidamente acondicionados que se bombean progresivamente hasta el fondo para extraer la arena y sedimentos hasta la superficie por circulación continua. Algunas veces no es suficiente la circulación de fluidos y hay que utilizar achicadores o bombas desarenadoras en el fondo del pozo para poder hacer la limpieza. Además de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de arena en el pozo es dañina porque a medida que fluye con el petróleo causa corrosión o abrasión de las instalaciones en el pozo y en la superficie. En el caso de pozos de flujo natural, la velocidad del flujo hace que la arena y sedimentos acentúen su poder de desgaste sobre las instalaciones. En los pozos de bombeo mecánico, a veces, es muy serio el daño que la arena causa a la bomba y sus partes, principalmente a las varillas de succión, al vástago pulido y a la sarta eductora.^[13]

2.9 LIMPIEZA DE POZOS

El arenamiento de los pozos es de ocurrencia muy común. Y para mantener los pozos en producción plena se recurre a desarenarlos y limpiarlos utilizando fluidos debidamente acondicionados que se bombean progresivamente hasta el fondo para extraer la arena y sedimentos hasta la superficie por circulación continua. Algunas

veces no es suficiente la circulación de fluidos y hay que utilizar achicadores o bombas desarenadoras en el fondo del pozo para poder hacer la limpieza. Además de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de arena en el pozo es dañina porque a medida que fluye con el petróleo causa corrosión o abrasión de las instalaciones en el pozo y en la superficie. En el caso de pozos de flujo natural, la velocidad del flujo hace que la arena y sedimentos acentúen su poder de desgaste sobre las instalaciones. ^[14]

2.10 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El concepto de Índice de Productividad (IP) fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo, es decir, es el potencial o capacidad que tiene un pozo para producir fluidos y está relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática del pozo y la presión de fondo fluyente. Desafortunadamente el IP, no es una cantidad fija o constante, sino que varía en función de la caída de presión.

El Índice de Productividad de un pozo, desde el punto de vista de producción se define como la relación entre la tasa de producción y la caída de presión existente en el área de drenaje del pozo. Se le designa comúnmente con las letras: “J” o “IP”; sus unidades son “BND/lpc”, que significan barriles fiscales producidos diariamente por cada libra por pulgada cuadrada de diferencial de presión ^[15].

En términos matemáticos, se dice que el índice de productividad es el volumen de fluido producido por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo ^[5]. Su ecuación es la siguiente:

$$IP = \frac{q_o}{P_e - P_{wf}} = \frac{0,007078 K h / (\mu_o \beta_o)}{\ln(r_e / r_w)}$$

Ec. 2.1

2.10.1 Causas del Bajo Índice de Productividad

2.10.1.1 Daño en la Vecindad del Pozo

El daño a la formación se puede definir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efecto de restricciones en la vecindad del hoyo (“*wellbore*”), en las perforaciones, en las adyacencias del mismo o en la comunicación de las fracturas con el pozo.

Cuando existe algún tipo de daño en un pozo, debe ser determinado el grado o magnitud del mismo, y de esta forma poder proponer una solución que minimice sus efectos. Los daños a la formación son indicados por: pruebas de producción, pruebas de restauración y/o declinación de presión, y comparación con el comportamiento de producción del pozo o de los pozos vecinos; considerando para esto, las completaciones previas, los trabajos de reparación y las operaciones de servicios realizadas.

Para diferenciar la declinación de producción, por efecto de taponamiento de la formación o por caída de presión en el yacimiento, se requiere de un estudio de yacimiento más detallado, ya que una comparación con los pozos vecinos podría no resultar suficiente, debido a que todos los pozos podrían estar en las mismas condiciones de daño.

Comparando la caída de presión de un pozo sin daño a la formación, con un pozo con serios problemas de daño (Figura 2.8), se observa que para un pozo sin aparente daño a la formación con baja permeabilidad, existe una lenta estabilización de la presión, requiriendo de días o semanas para lograr estabilizarla. En cambio, un pozo con daño a la formación y con alta permeabilidad del yacimiento podría estabilizar en poco tiempo, y el efecto del daño “*skin*” podría determinarse, utilizando pruebas de restauración o declinación

de presión, las cuales deberían realizarse antes de cualquier trabajo de estimulación que se vaya a realizar en el pozo ^[16].

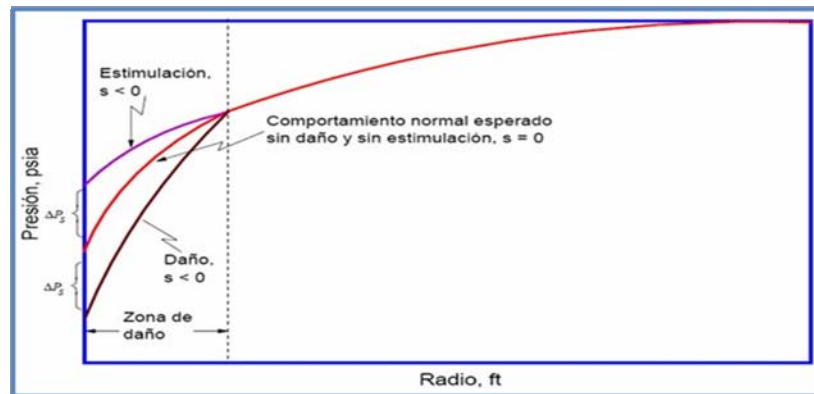


Figura 2.11. Efecto del Daño en la Caída de Presión de un Pozo Productor. ^[16]

2.10.1.2 Baja Permeabilidad Natural

Esta puede ser una característica regional o local (pozo o área) de un yacimiento. Cuando se ha determinado que una de las causas de baja productividad es la baja permeabilidad, esta debe ser considerada siempre junto a otras posibles causas.

La característica básica de un yacimiento de baja permeabilidad es que existe una rápida declinación de producción. De no existir suficiente información geológica para definir la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar entre baja permeabilidad o daño a la formación, como causa de aquella. ^[16]

2.10.1.3 Baja Presión de Yacimiento

El nivel de presión de un yacimiento está estrechamente relacionado con el o los mecanismos de producción presentes en el mismo. Por ello se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permita definir a tiempo el comportamiento de ésta o, el petróleo producido, lo cual ayudaría a definir el o los mecanismos de producción predominantes. La Figura 2.9 muestra el comportamiento típico para varios mecanismos de producción.

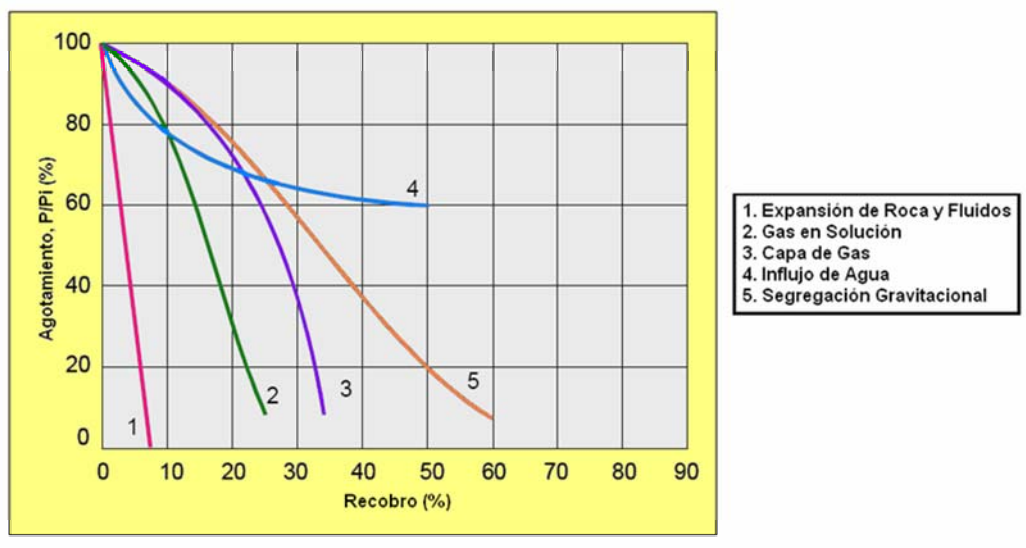


Figura 2.12. Comportamiento Típico para Varios Mecanismos de Producción. ^[16]

Cuando se ha definido la causa de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituirla, bien sea por métodos de recuperación adicional, o por estimulación; o bien, ayudar a mantener la producción con estos niveles de presión, utilizando métodos artificiales de producción, tales como: levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombas electrosumergibles, etc. ^[16]

2.10.1.4 Alta Viscosidad del Crudo

Es normal observar alta viscosidad del petróleo cuando se está produciendo un yacimiento bajo el mecanismo de empuje por gas en solución, ya que a medida que se libera gas, la viscosidad tiende a incrementarse. La solución para este tipo de problema puede ser el levantamiento artificial.

Si el problema de producción del pozo, es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de una emulsión de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución en este caso sería un tratamiento con surfactantes para romper o invertir la emulsión. ^[16]

2.11 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

La Relación del Comportamiento de Afluencia no es más que la relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción; para establecer un diseño de las mismas, es necesario como mínimo conocer un caudal de flujo.

Estas curvas se utilizan para analizar, optimizar e interpretar el comportamiento de los pozos de manera individual para así diseñar el correspondiente sistema de levantamiento artificial, tomando en cuenta aquellas variables que intervienen en el comportamiento de los fluidos en el yacimiento (saturación, compresibilidad, propiedades de las rocas y los fluidos y régimen de flujo). Es decir, permitiendo conocer el potencial de la formación evaluando el pozo o algún tratamiento que se le ha realizado al mismo.

Para determinar el comportamiento IPR en pozos productores, existen varios modelos empíricos, entre los más usados están:

- ✓ Método de Vogel.
- ✓ Método de Bendaklia & Aziz
- ✓ Método de Fetkovich.
- ✓ Método de Cheng.

Algunos de estos métodos requieren de, al menos, una prueba de producción en condiciones estables. Otros requieren de varias pruebas con medidas de P_{wf} y q_o .^[16]

2.11.1 Método de Vogel

Vogel presentó un modelo empírico para calcular el comportamiento IPR de pozos productores de petróleo en yacimientos saturado. El método fue basado en resultados de modelos aplicados a yacimientos hipotéticos para diferentes tipos y saturaciones de crudo y diferentes espacios de pozos. Un total de 21 condiciones de yacimientos fueron analizadas.

El análisis fue realizado relacionando los parámetros de presión y tasa de producción adimensionales. La presión adimensional es definida como la relación entre la presión fluyente y la presión promedio del yacimiento, P_{wf}/P_R . La tasa de producción adimensional es definida como la relación entre la tasa de producción correspondiente a una P_{wf} dada y la tasa de producción que existiría a $P_{wf}=0$; esto es, $q_o/q_{o(max)}$. Vogel observó que el comportamiento gráfico de estos dos parámetros era similar en todos los casos estudiados, en base a lo cual desarrolló su ecuación empírica.^[16]

- ✓ *Método de Vogel aplicado cuando $P > P_b$ y $P_{wf} \geq P_b$:*

1. Se calcula J usando la P_{wf} y q_o de la prueba de producción:

$$J = \frac{q_o}{P - P_{wf}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

2. Se determina q_b :

$$q_b = J(P - P_b) \quad \text{Ec. 2.3}$$

3. Se calculan q_o para P_{wf} menores a la P_b :

$$q_o = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.4}$$

✓ *Método de Vogel aplicado cuando $P > P_b$ y $P_{wf} < P_b$:*

1. Se determina J usando la P_{wf} y q_o de la prueba de producción.

$$J = \frac{q_o}{(P - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{Ec. 2.5}$$

2. Se calcula q_b usando la ecuación 2.3.
3. Se determinan q_o para P_{wf} menores a la P_b usando la Ecuación 2.4.

✓ *Método de Vogel aplicado cuando $P \leq P_b$:*

1. Se determina $q_{o \text{ máx}}$ usando la P_{wf} y q_o de la prueba de producción.
2. Se calculan q_o para P_{wf} menores a la P_b .

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

q_o [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a P_{wf} dada.

$q_{o \text{ máx}}$ [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a $P_{wf} = 0$.

q_b [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a $P_{wf} = P_b$.

P [lpc]: Presión promedio del yacimiento.

P_b [lpc]: Presión de burbujeo.

P_{wf} [lpc]: Presión de fondo fluvente dada por la prueba de producción.

J [BN.lpc⁻¹/D]: Índice de Productividad del pozo.

2.11.2 Método de Bendaklia & Aziz

Bendaklia & Aziz^[16] estudiaron la Relación del Comportamiento de Afluencia en yacimientos con empuje por gas en solución para pozos productores horizontales, ellos se basaron en los estudios realizados por Vogel en 1968, considerando que para ese entonces la teoría de Vogel era muy aceptada comercialmente pero no se contaba en esos momentos con un modelo analítico para demostrar el comportamiento de afluencia en pozos que produjeran en flujo de dos fases y los simuladores para pozos verticales no podían ser utilizados en pozos horizontales sin verificación. Por tal motivo Bendaklia & Aziz a través de sus estudios utilizaron un simulador numérico lo cual les permitiera demostrar cómo era el comportamiento de afluencia en pozos horizontales que produjeran a través de gas en solución, logrando obtener la siguiente ecuación.

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = \left[1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

q_o [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a P_{wf} dada.

$q_{o \text{ máx}}$ [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a $P_{wf} = 0$.

P [lpc]: Presión promedio del yacimiento.

P_{wf} [lpc]: Presión de fondo fluyente dada por la prueba de producción.

V [adimensional]: Parámetro función del Factor de Recobro.

n [adimensional]: Parámetro función del Factor de Recobro.

2.11.3 Método de Fetkovich

Fetkovich propuso un método para calcular el comportamiento de influjo en pozos petrolíferos usando el mismo tipo de ecuación que ha sido usada por mucho tiempo para pozos de gas. Su validez fue comprobada con los resultados de numerosos análisis de pruebas isocronales y de reflujos en yacimientos de variadas características: saturados y subsaturados a condiciones iniciales, parcialmente agotados con saturación de gas por encima de la crítica y permeabilidades en el rango 6-1.000 mD. En todos los casos se encontró que el comportamiento de las curvas de presiones con tasas de producción seguía la misma forma que la usada para expresar el comportamiento de influjo para pozos de gas. ^[16] Esto es:

$$q_o = C(P^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

c [adimensional]: Coeficiente de flujo.

n [adimensional]: Exponente dependiente de las características del pozo.

P [lpc]: presión promedio del yacimiento.

P_{wf} [lpc]: presión de fondo fluyente.

Como puede observarse, la Ecuación 2.8 tiene dos variables desconocidas, C y n; por lo tanto, se requieren al menos dos pruebas de producción estabilizadas para poder aplicar el método.

Además Fetkovich introdujo una correlación similar a la de Vogel para el estudio de comportamiento de afluencia (Ecuación 2.9), en pozos que se encuentren produciendo dos fases de fluidos (gas y petróleo), a través de mecanismo por gas en solución, menospreciando así las correlaciones planteadas por Vogel^[16].

$$q_o = q_{o\max} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde:

q_o [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a P_{wf} dada.

$q_{o\max}$ [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a $P_{wf} = 0$.

P [lpc]: Presión promedio del yacimiento.

P_{wf} [lpc]: Presión de fondo fluyente dada por la prueba de producción.

2.11.4 Método Cheng

En 1990, Cheng^[16] propuso una versátil correlación para determinar el comportamiento de afluencia en pozos verticales, desviados y horizontales, basado en

los estudios realizados con el simulador NIPER`S, obteniendo de esta la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = \left[a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

q_o [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a P_{wf} dada.

$q_{o\text{ máx}}$ [BN/D]: Tasa de producción de petróleo a $P_{wf} = 0$.

P [lpc]: Presión promedio del yacimiento.

P_{wf} [lpc]: Presión de fondo fluyente dada por la prueba de producción.

a_0, a_1, a_2 [adimensional]: Constantes de acuerdo a la desviación del pozo.

2.12 Coiled Tubing

El Coiled Tubing usualmente se define como una cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de hoyo, pudiéndose usar tanto en ambientes terrestres como marinos. Esta tubería generalmente es construida de una aleación especial de carbón – acero, lo que permite se le maneje como a las tuberías PVC (Cloruro de Polivinilo) que poseen características de flexibilidad, anti oxidación, resistencia al fuego en algunos casos, entre otras.

Las características físicas del Coiled Tubing (CT) son las mismas que las de tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario ajustarla tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se le desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una manguera,

permitiendo así un mejor y más rápido almacenamiento y transporte, por ser una tubería rígida y a la vez flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales^[17].

2.12.1 Concentric Coiled Tubing

El CCT (*Concentric Coiled Tubing*, por sus siglas en inglés), es una unidad hidráulica de doble sarta de tubería continua concéntrica con medidas de diámetro de tubería externa de hasta 2 3/8", es una tecnología nueva patentada por la empresa de servicios BJ Services, la cual se encarga de limpiezas y estimulaciones de pozos, cuenta con una gama de herramientas especiales diseñadas para su alto funcionamiento y performance en este tipo de trabajos^[17], algunas de sus herramientas son:

2.12.1.1 Herramienta de Vacío

Con un diámetro externo de 3 3/4", patentada por la empresa de servicios BJ Services (Figura 2.13), se utiliza para limpieza de pozos horizontales y verticales en arenas de baja presión, en pozos nuevos o arenados, mayor vida útil del revestidor ranurado y equipos de levantamiento por disminución de la velocidad de abrasión asociada al crudo con arena, registros de presión y temperatura durante la realización del trabajo permitiendo generar curvas IP del pozo^[17].

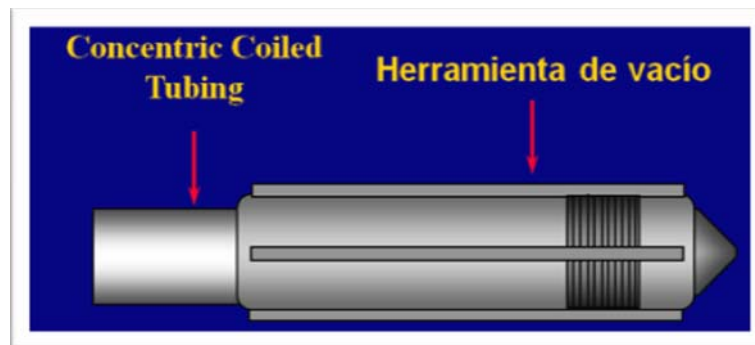
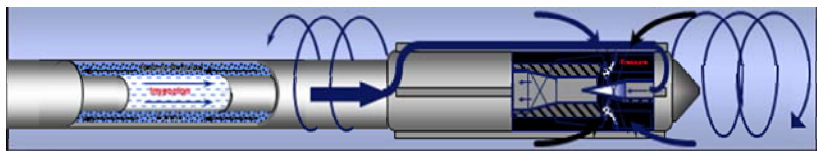


Figura 2.13. Herramienta de Vacío. ^[17]

2.12.1.2 Sand - Vac

El sistema patentado *Sand-Vac*, está basado en los principios probados de las bombas a chorro, la bomba ha sido configurada para optimar tanto las tasas de entrada de arena como la presión de elevación (Figura 2.14).

Los Jet delanteros y traseros proveen una fuerza turbulenta para remover la arena asentada en el hoyo del pozo antes de ser arrastrada hacia las entradas de la herramienta, una vez en el espacio anular de la CCT, las velocidades del líquido son suficientes para transportar los sólidos a la superficie ^[17].



Figur

a 2.14. Sistema Sand-Vac. [17]

2.12.1.3 Well - Vac

El sistema patentado *Well-Vac*, utiliza una herramienta de bomba a Jet, que permite crear un punto de succión localizado, en cualquier ubicación del hoyo, para la recuperación de fluido y los sólidos (Figura 2.15), además, ofrece una operación continua de bombeo de fluido conforme la herramienta se mueva a lo largo del pozo; Son comunes las tasas de recuperación neta de fluidos que varían de 0.25 a 0.75 bbl/min ^[17].

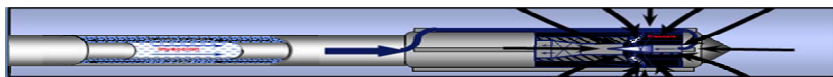


Figura 2.15. Sistema Well-Vac ^[17]

2.12.1.4 Vortex & Roto Jet

Son un par de herramientas especiales utilizadas para la estimulación y limpieza de pozo, a través de ellas se puede remover el revoque dejado por las operaciones de perforación de pozo, logrando así una buena limpieza del mismo una vez culminadas dichas labores, también utilizados para las limpiezas de las rejillas o ranuras de los revestidores de producción de los pozos horizontales, además son los adecuados para las estimulaciones con aditivos químicos como el HCL (Acido Clorhídrico), algunos químicos (Dispersantes Asfaltenos) especiales patentados por la empresa tales como: BJ Sandstone Acid System y EZ Clean (Figura 2.16) ^[17].



Figura 2.16. Herramientas *Vortex* y *Rotojet* ^[17]

2.13 SIMULADORES UTILIZADOS

2.13.1 OFM (*Oil Field Manager*)

Oil Field Manager (OFM) es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración

y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de presión de declinación. Ofrece la flexibilidad para integrar datos de producción y yacimientos suministrados o generados por productos de diferentes compañías y servicio.

Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se le puede utilizar para análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración de flujo de caja, balance de materiales.

OFM permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, anomalías, y pronosticar producción.

2.13.2 LOWIS (*Life of Well Information Software*)

Es una *suite de software* de gestión de pozo basado en Web y de nivel empresarial diseñada para ayudar a mejorar las líneas de bases fundamentales de cualquier operación de producción crudo y gas. Mediante la reducción de los costos de levantamiento, la optimización de los flujos de trabajo, y la gestión de los riesgos financieros asociados con la evolución de las nuevas tecnologías, puede ayudar a las compañías a lograr sus metas y objetivos económicos de mejor forma.

En otras palabras LOWIS se encarga del monitorio de los pozos a cada instante (en tiempo real), capaz de diseñarse para que envíe información del estado del pozo a través de sus sensores cada segundo si así se requiere.

A través de esta herramienta, podemos analizar, estudiar, evaluar el comportamiento de producción de los pozos mediante: pruebas de producción, análisis de pruebas de producción, balance de materiales y/o reportes de resumen de producción, con los cuales se logra un estudio continuo de cada uno de los pozos.

Además se puede planificar intervenciones, priorizar planificaciones de trabajo, capturar detalles de trabajo, seguimiento a equipos, reducir costos de servicios ya que con el seguimiento de todos estos puntos se puede tener un control del comportamiento diario de los pozos.

Para administrar exitosamente las operaciones de producción de crudo y gas aguas arriba actuales, varios individuos dentro de una organización deben colaborar efectivamente en una variedad de tareas importantes. A lo largo del ciclo de vida de un pozo, estas tareas multidisciplinarias van desde la planificación y la ejecución hasta la evaluación de resultados y la mejora de los procesos.

2.13.3 CENTINELA

Es una aplicación (red interna), utilizada por PDVSA para el manejo y control de todas las variables involucradas en la planificación, construcción, completación y producción de un pozo. Por medio de ésta se hace un seguimiento de los históricos de producción, pruebas de pozos, completación de los mismos y una gama de variables que sirve como herramienta para el seguimiento de los pozos y sus operaciones.

2.13.4 PIT (*Project Input Template*)

La evaluación económica del proyecto se realizó mediante la aplicación PIT 2010 (*Project Input Template*, por sus siglas en inglés), la cual considera como indicadores

económicos el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Tiempo de Pago.

La aplicación PIT es una hoja de cálculo desarrollada en PDVSA – PETROPIAR, bajo los estándares de la evaluación económica de proyectos, la cual posee una base de datos que es actualizada constantemente y que contiene las predicciones de los valores de la tasa de inflación, impuestos, regalías y precios del crudo Hamaca para cada año.

2.13.5 IDIMS

Es una aplicación interna de PDVSA-PETROPIAR, utilizada para el seguimiento de los reportes operacionales llevados a cabo por el área de perforación los cuales abarcan todo lo relacionado con la parte de operaciones de pozos entre ellos están, cabilleros, *workover*, *flushby*, perforaciones de pozos, limpiezas de pozos con equipo de perforación, entre otras funciones que desempeñan día a día.

Esta aplicación nos da la ventaja de conocer los diferentes escenarios vividos en el pozo durante todo su desarrollo hasta su completación y luego de sus posteriores intervenciones, esto quiere decir que si durante la perforación hubo algún tipo de eventos indeseados en el pozo como por ejemplo una pérdida de circulación, allí quedará registrado y archivado para mantener la información referente a la vida del pozo.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES CAUSAS DEL DAÑO EN LOS POZOS PRODUCTORES

3.1.1 Población

En esta investigación la población está constituida por un total de 10 pozos, 5 de ellos ubicados en el Campo Huyaparí y los otros 5 en el Campo Bare, de los cuales son en su totalidad pozos horizontales y se encuentran produciendo mediante Bombeo por Cavidad Progresiva (BCP) desde el principio de su vida productiva hasta la actualidad.

3.1.2 Muestra

La selección de la muestra para este estudio, se encontraba preseleccionada antes del desarrollo de este estudio habiéndose tomado en consideración aquellos pozos que presentaron una disminución en su productividad, se seleccionaron aquellos que tuvieran la mayor cantidad de información para el exitoso desarrollo de esta investigación, logrando obtener de esta manera una muestra de 7 pozos pertenecientes tanto al Campo Huyaparí como al Campo Bare, cabe destacar que todos los pozos están ubicados en un mismo yacimiento, dichos pozos habrían presentado una alta disminución de los Índices de Productividad hasta la fecha (Tabla 3.1), estos valores fueron suministrados por el Departamento de Producción de PDVSA-Petropiar y PDVSA-San Tomé.

Tabla 3.1. Muestra de Pozos Seleccionada

N°	Pozo	Arena	Índice de Productividad (BND/lpc)
1	B6P04	U2/U3	0,12
2	B6P08	U2/U3	1
3	B6P12	U2/U3	0,32
4	MFB-698	U1/U3	0,88
5	MFB-740	U1/U3	0,13
6	MFB-833	U1/U3	0,44
7	MFB-841	U1/U3	0,10

Luego se definieron y evaluaron los problemas operacionales que pudiesen inducir en una reducción de la productividad de los pozos a la hora de alinearlos a producción, tales como (pérdida de circulación, tipos de fluidos de perforación utilizados, duración de las limpiezas del pozo durante su completación original, entre otros), presentados en los pozos de interés, para ésto fue necesario utilizar la aplicación IDIMS, (Figura 3.1), la cual se utiliza para visualizar todos los reportes operacionales (completación, reparación, reacondicionamiento, etc.) presentados durante la vida de los pozos desde su completación original hasta la actualidad.



Figura 3.1. Interfaz de Usuario de IDIMS

La información necesaria para completar esta etapa de la investigación fue recopilada tanto del Campo Huyaparí PDVSA-Petropiar, como del Campo Bare PDVSA- San Tomé, revisando cada una de las carpetas y archivos digitales de los pozos productores en estudio, para así, poder identificar las posibles causas de la baja productividad de éstos.

3.1.3. Registro de Rayos Gamma y Resistividad

Fue necesario revisar los registros de Rayos Gamma y de Resistividad contenidos en cada carpeta de los pozos en estudio (Figura 3.2), para de esta manera identificar si la sección horizontal se encuentra en contacto con la arena petrolífera de interés.

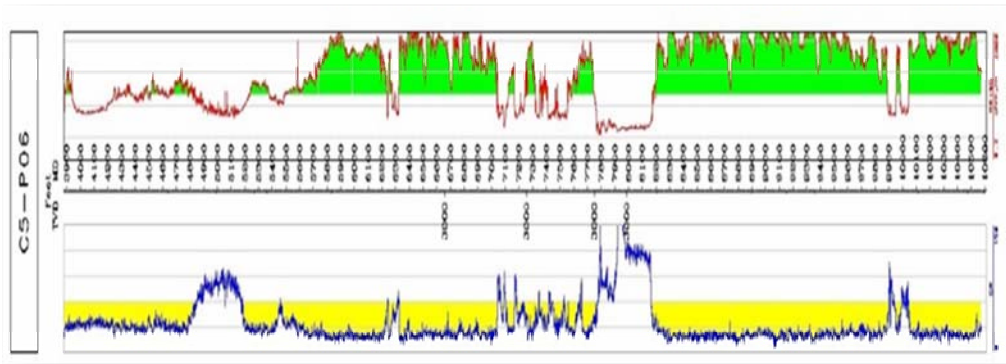


Figura 3.2. Registro de Resistividad (Curva Superior) y Rayos Gamma (Curva Inferior)

3.1.4. Secciones Sísmicas

Las secciones sísmicas fueron elaboradas usando el software Seiswork (Figura 3.3), éstas permiten visualizar la trayectoria real del pozo y su ubicación en la arena objetivo, así como también las secciones del pozo contactadas con la arena neta petrolífera (color rojo), arena sin hidrocarburos (color verde) y formación arcillosa y/o lutítica (color azul). De esta manera se puede descartar si la perforación fue exitosa o no, además tanto las secciones sísmicas como los registros de resistividad y gamma se utilizaron en conjunto para determinar o descartar de esta manera que la baja productividad de los pozos estuviese relacionada con respecto a la terminación del pozo y su ubicación.

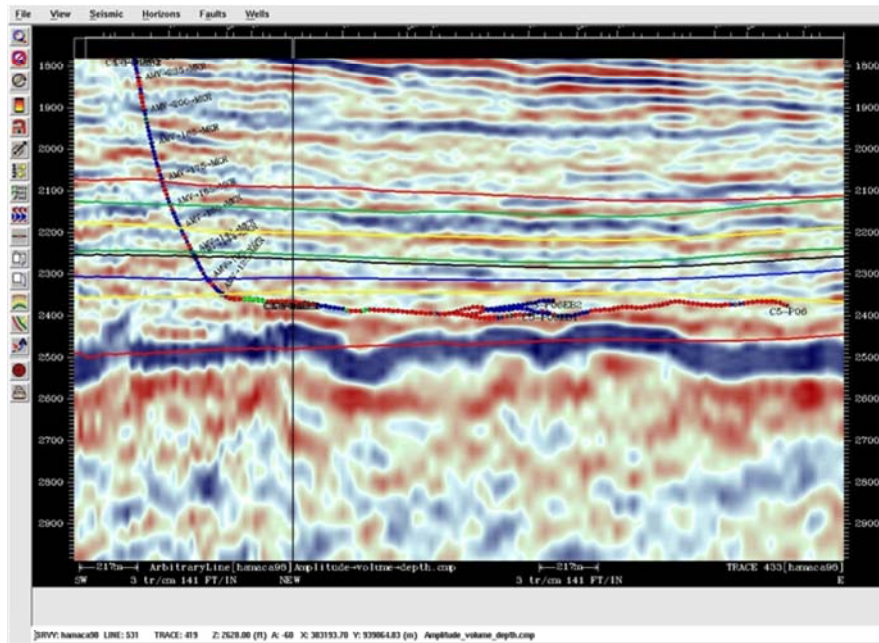


Figura 3.3. Interfaz de Usuario de Seiswork - Sección Estructural

3.2 OBTENER LA RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN

Para el desarrollo de este objetivo fue necesario utilizar las aplicaciones LOWIS y CENTINELA, con las cuales se pudo extraer los valores de presión de fondo fluyente y tasa de petróleo de las pruebas de producción (Tabla 3.2), dichos valores fueron requeridos para elaborar las IPR's de cada pozo en estudio. Para obtener el comportamiento de injlujo más ajustado al real, fue necesario implementar 4 métodos de cálculo de IPR (Fetkovich, Vogel, Bendaklia y Cheng), para luego poder tener o realizar una comparación con cada uno de estos métodos y lograr visualizar cuál de estos métodos se ajusta más a la productividad real de los pozos en estudio.

Tabla 3.2. Pruebas de Pozos Antes y Después de CCT

Pozo	Pruebas Antes CCT		Pruebas Después CCT	
	Pwf (Lpc)	Qo (BND)	Pwf (Lpc)	Qo (BND)
B6P04	330	57	546	108
B6P08	501	298	534	201
B6P12	347	143	710	639
MFB-698	496	266	732	458
MFB-740	257	69	725	454
MFB-833	358	195	610	411
MFB-841	362	44	538	197

3.2.1 Manejo de las Aplicaciones LOWIS y CENTINELA

En PDVSA- Petropiar es empleado el software LOWIS, mientras que por parte de PDVSA- San Tomé es utilizado el software CENTINELA, en las cuales son registradas las pruebas de producción que luego son validadas y cargadas en la interfaz Case de la base de datos ORACLE, de la cual OFM toma la información que es utilizada para generar los reportes de producción (diarios o mensuales) que de ella se extraen.

Los parámetros visualizados en LOWIS (Figura 3.4) incluyen: Tasa de producción de crudo, gas, agua y líquido, Relación Gas – Petróleo (RGP), corte de agua, presión de entrada y descarga de la BCP, torque y velocidad de la bomba, presión de cabezal, entre otras, mientras que por parte de CENTINELA se pueden observar solo algunos de los parámetros mencionados anteriormente, tales como, tasa total de líquido producido, tasa de petróleo, tasa de gas, entre otros (Figura 3.5). De la

herramienta OFM (Figura 3.6) se obtuvo además de los reportes históricos diarios de cada pozo, su producción acumulada de crudo, agua y gas.

Nomb re de Pozo	Tasa de PD de Prueba (Bls/d)	Tasa Diluyente	Tasa de PEP de Prueba (Bls/d)	Tasa de Gas de Prueba	Gas en Casing	Gas en Tubing	Tasa de Agua de Prueba	Tasa PAS	Tasa de Crudo	Tasa de Gas	PI	Tasa de Agua	Tasa de Sedimentos	RGP PCN/BLS	Tz Efic
B6 P12	891.71	135.01	756.70	98.30	0.00	98.30	2.33	759.03	756.70	122.38	1.66	2.33	0.00	161.72	
B6 P12	810.61	199.98	610.63	90.48	0.00	90.48	1.86	612.49	603.30	112.36	1.34	9.19	0.00	186.25	
B6 P12	816.04	200.02	616.02	89.83	0.00	89.83	1.99	618.02	608.75	111.87	1.35	9.27	0.00	183.77	
B6 P12	827.14	199.94	627.20	88.61	0.00	88.61	1.80	629.00	619.57	110.94	1.38	9.44	0.00	179.07	
B6 P12	821.12	174.99	646.13	91.81	0.00	91.81	2.37	648.50	638.77	113.98	1.50	9.73	0.00	178.44	
B6 P12	750.77	180.01	570.76	82.52	0.00	82.52	2.18	572.94	564.34	102.79	1.34	8.59	0.00	182.14	
B6 P12	736.81	179.97	556.85	99.99	0.00	99.99	3.28	560.13	551.72	119.89	1.33	8.40	0.00	217.30	
B6 P12	679.00	150.00	529.00	83.96	0.00	83.96	2.94	531.94	523.96	102.29	1.29	7.98	0.00	195.23	
B6 P12	695.83	150.26	545.57	83.96	0.00	83.96	2.46	548.03	539.81	102.74	1.33	8.22	0.00	190.33	

Figura 3.4. Base de Datos de LOWIS

Cabe destacar que la información extraída de cada aplicación fue comparada entre sí con la finalidad de ratificar la confiabilidad de ambas fuentes y además tener la certeza de que cada uno de los parámetros y/o variables utilizados cumplieren con la mayor confiabilidad posible a la hora de utilizarlos.

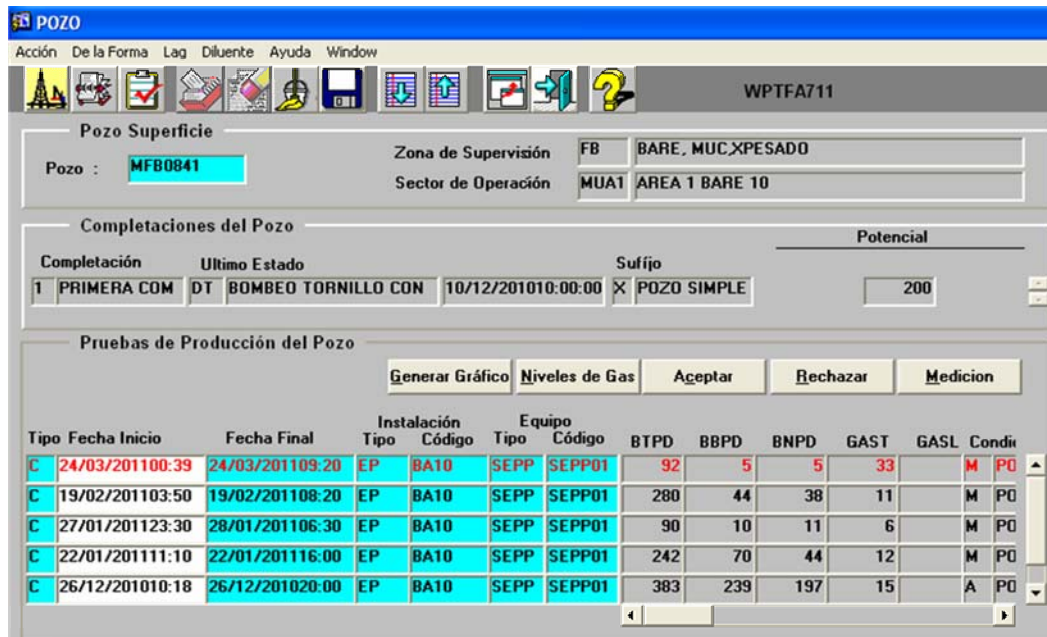


Figura 3.5. Reporte de Prueba de Producción CENTINELA

	Date	AcumOil	AcumWater	AcumGas	Daily Gas cf/d	Daily Gas cf/d	Daily Oil bbl/d	Daily Water bbl/d	DP Spee rpm
146	17/07/2004	22188.19	0.00	1156.31	295	295	3801		78
147	24/07/2004	59074.36	0.00	3078.57	415	415	5533		96
148	31/07/2004	110482.09	203.08	5731.84	544	544	7324	29	124
149	07/08/2004	172085.98	640.16	8905.93	630	630	8786	62	153
150	14/08/2004	236443.00	898.37	12039.71	622	622	9179	37	149
151	21/08/2004	278554.68	898.37	14052.38	400	400	6006		100
152	28/08/2004	298771.72	898.37	15112.84	295	295	4037		100

Figura 3.6. Reporte de Producción Generado en OFM

3.4. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y/O ESTIMULACIÓN

Utilizando las aplicaciones LOWIS, OFM y CENTINELA se pudo realizar un estudio de producción (seguimiento de producción diario) a cada uno de los pozos en estudio, pudiendo observar a través de las aplicaciones mencionadas los diferentes parámetros de producción, tales como, (tasa de crudo, tasa de gas, tasa de agua, entre otros), una vez realizada y aprobada la prueba de producción a la que son sometidos los pozos, para así poder visualizar como era el comportamiento luego de haberlos intervenidos bien sea por un tratamiento de limpieza y/o un tratamiento de estimulación.

3.5. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN CON EL EQUIPO DE *COILED TUBING*

Se estimaron los barriles adicionales de crudo que se obtendrían, utilizando las curvas de declinación de producción para cada pozo, todo esto, luego de la implementación de las limpiezas y estimulación con el equipo de *Coiled Tubing*, teniendo presente que para el año en el que se hizo la inversión no se verá reflejado el ganancial obtenido luego de las limpiezas; ésto fue requerido como dato de entrada para la hoja de cálculo utilizada (Figura 3.7). De esta manera fue evaluada la factibilidad económica del tratamiento propuesto.

3.5.1 Manejo del Software PIT

Para la obtención de los resultados de la evaluación económica, primero fue necesario introducir ciertos datos en la sección Entradas del Usuario (Figura 3.7) del software; esta información comprende principalmente el nombre del proyecto, los gastos de capital y el crudo adicional que se obtendrá aplicando el proyecto (MBI/año).

Una vez agregados todos los datos requeridos por la aplicación, se obtuvieron los indicadores económicos resultantes, los cuales fueron comparados con ciertos parámetros preestablecidos, para evaluar la rentabilidad del proyecto. Los parámetros preestablecidos de un proyecto rentables son: Valor Presente Neto (VPN) positivo, Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 15% y Tiempo de Retorno de la Inversión (TR) menor o igual a dos (2) años.

Indicadores Económicos		VPN (K\$)	TIR (%)	IB	1,50	Payback (años)	1											
Costo Total Esc M USD	354	Incremental EHCO MBD (prom 5 años)	25	Incremental HB MBD 5 años	24													
Organización	Producción	Clasificación	Perforación - Pozos de Prc															
Categoría de Presupuesto	Tierra y Arrendamientos	Estimado de Costos	Costo Actual															
Categoría de Justificación	No Discrecional	Estatus - Fase	Inicial FEL 0															
GASTOS DE CAPITAL		Unidad	Total	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Estimulación	CapULL	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laboratorio	CapUGG	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Workover	CapUDC	M USD	320	0	0	0	0	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Facilidades de Producción	CapUUF	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Facilidades de Mejoramiento	CapUDF	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipos de Soporte	CapUSE	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oficina, Mobiliario y Arreglos	CapUOF	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capitalizables PA	CapUPA	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS DE CAPITAL	CapexU	M USD	320	0	0	0	0	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Porcentaje sujeto a IVA	CapexVAT	%		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Porcentaje en Moneda Local		%		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
GASTOS OPERACIONALES		Unidades	Total	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
OPEX & G&A	OpexU	M USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Porcentaje sujeto a IVA	OpexVAT	%		84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%	84,0%
Porcentaje en Moneda Local		%		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EHCO REQUERIDO PARA EL PROYECTO		Total	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
EHCO		M Bbl/Year	662	0	0	0	0	125,609	102,66	83,4443	68,031	55,4647	45,331	36,8463	30,04	24,4913	20,0167	
EHCO	EHCO	M Bbl/Year	0	0	0	0	0	126	103	83	68	55	45	37	30	24	20	
BENEFICIOS		Unidades	Total	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020

Figura 3.7. Sección de Introducción de Datos del software PIT.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES CAUSAS DEL DAÑO EN LOS POZOS PRODUCTORES

De los factores que afectan la productividad de un pozo horizontal a nivel de yacimiento, para este estudio, algunos fueron descartados inicialmente tomando en consideración algunas características inherentes a ambos campos y al fluido producido. Entre ellos se encuentran: la viscosidad del crudo y la presión de la formación, por las razones que se explican a continuación.

El crudo extraído en el Campo Huyaparí y Bare es de tipo extrapesado, con viscosidades que oscilan entre 1.000 – 10.000 cPs y a pesar de ello, muchos de los pozos allí perforados producen tasas de petróleo que superan los 1.500 BND en los inicios de producción; por lo cual la alta viscosidad del fluido, fue descartada desde el principio como causa de la baja productividad de los mismos. Asimismo, se excluyó del estudio, la presión del yacimiento como factor limitante de la productividad, ya que estos pozos son perforados a profundidades someras, menores a los 5.000 pies, por lo cual la baja presión de formación es una característica común para ambos campos y está relacionada con el peso de la columna litostática, el cual es mucho menor en comparación con yacimientos ubicados a mayores profundidades.

Por lo tanto se tomaron como consideración las posibles causas del daño en los pozos productores en estudio, determinando así, que los problemas presentados durante la perforación (tipo de fluido utilizado (aditivos), pérdida de circulación y duración las limpiezas en su completación original, (Figura 4.1), estos junto con los generados durante la producción de los mismo (velocidades de bomba de subsuelo principalmente) fueron los causantes en gran proporción del daño generado en los pozos en estudio.

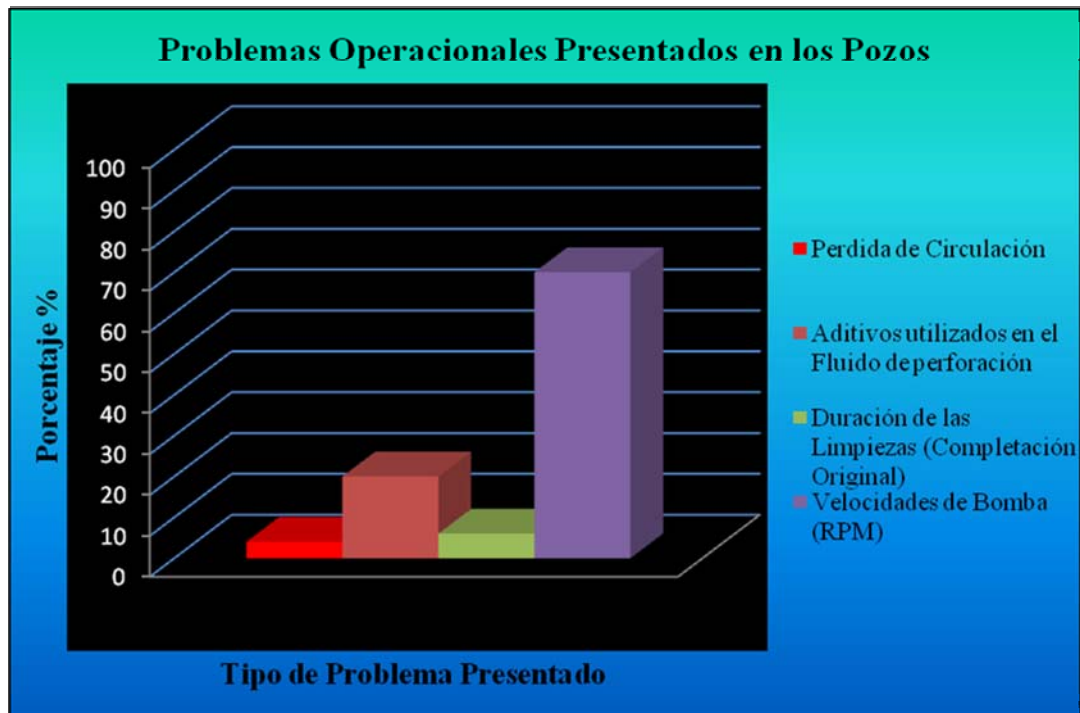
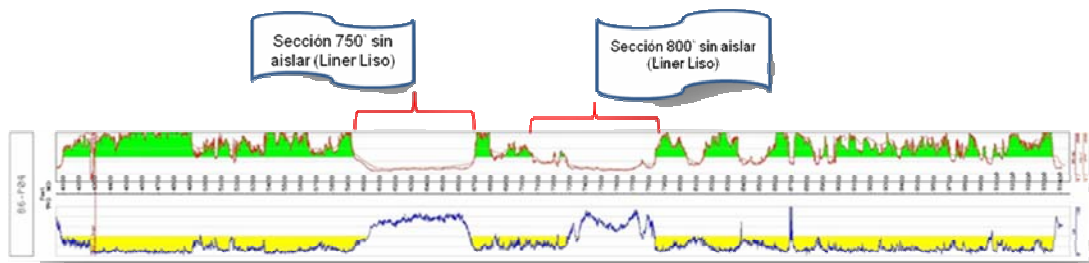


Figura 4.1. Representación de los Problemas Operacionales de los Pozos en Estudio.

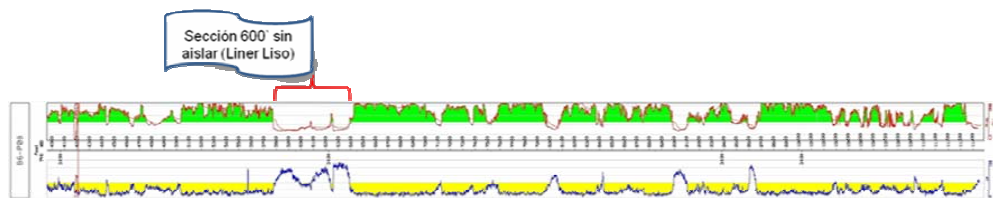
Algunos de los aditivos utilizados anteriormente durante la perforación de estos pozos fue el Carbonato de Calcio (CaCO_3) el cual provee al lodo una mejor densidad, buen acarreo de ripios y sirve como agente puenteante, sin embargo, al seleccionar de manera errónea la presentación y concentración del carbonato de calcio a utilizar (tamaño de la partícula de carbonato), se puede inducir o generar en el pozo durante la perforación un daño como se demostró en la Figura 4.1, taponando de esta manera los canales porosos-permeables alrededor de la zona de producción, donde posteriormente irá asentado el revestidor de producción que es la completación horizontal utilizada en estos campos, se determinó de esta manera según los reportes de perforación donde se puede visualizar todo lo relacionado con el pozo desde su

completación original hasta la fecha, que el carbonato utilizado en la perforación generó un daño en los pozos productores.

Además cabe destacar que durante el estudio de estos pozos se pudo observar que los problemas de completación (bajada del revestidor ranurado de producción, sección horizontal), en tres de los pozos se bajo este tipo de tubería completamente (B6P04, B6P08 y MFB 698), sin tomar en cuenta las secciones menos productivas o no contenedoras de hidrocarburos del pozo horizontal (secciones lutíticas) que no fueron aisladas durante la completación original del pozo (Figuras 4.2, 4.3 y 4.4), los Registros de Resistividad y Gamma para los otros pozos pueden ser visualizados en el Apéndice A de este trabajo,



**Figura 4.2. Registro de Resistividad y Gamma Sección Horizontal
Pozo B6P04.**



**Figura 4.3. Registro de Resistividad y Gamma Sección Horizontal
Pozo B6P08.**

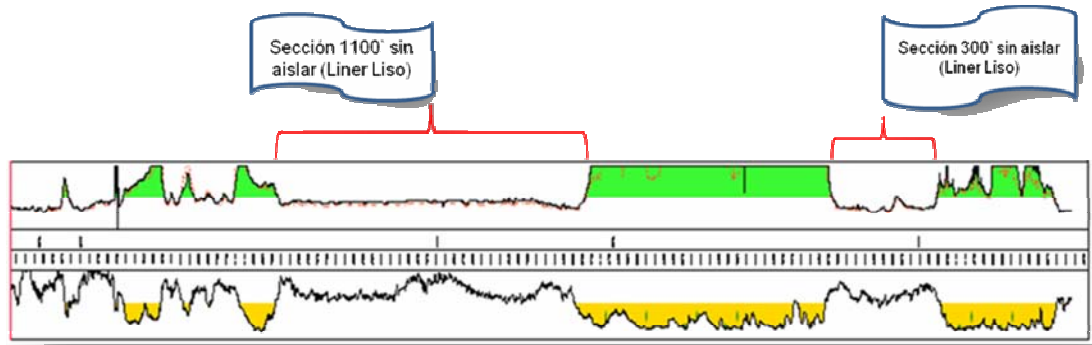


Figura 4.4. Registro de Resistividad y Gamma Sección Horizontal Pozo MFB-698.

Cabe destacar que la producción de las secciones no contenedoras de hidrocarburos igualmente están expuestas a la producción por lo tanto ellas arrastran consigo cantidades de granos finos lutíticos y de arena durante la producción de las mismas, de esta manera obstruyendo las ranuras del revestidor de producción como se observa en la Figura 4.5, dando como resultado la baja productividad del pozo ya que tenemos menor área de flujo, mayor restricción del fluido a fluir y por ende esto se ve reflejado en la caída de producción de los pozos en estudio.

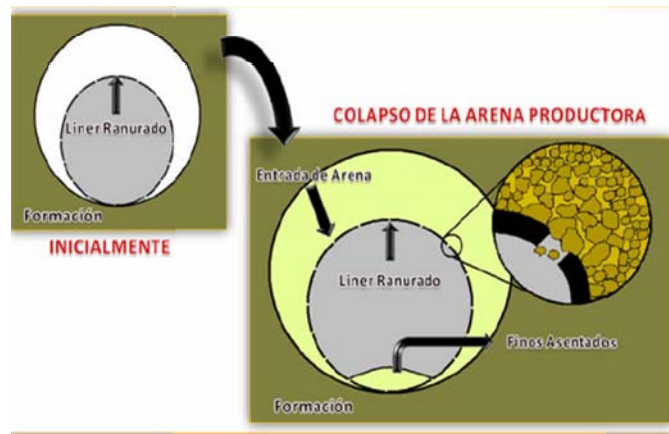


Figura 4.5. Proceso del Colapso de la Formación a la Entrada del Revestidor Ranurado.

Para poder visualizar cómo es afectado el factor de la velocidad de la bomba de subsuelo en estos pozos productores se cita la Figura 4.6 donde se puede observar que a velocidades mayores a 200 RPM, la declinación de producción del pozo es muy alta dando de esta manera paso al gas y agua que se desplazan mucho más rápido que el crudo, arrastrando consigo partículas de granos y finos que atraviesan el revestidor de producción y los que no generando un taponamiento del mismo provocando de esta manera una caída de presión menor alrededor y por ende limitando la producción de crudo.

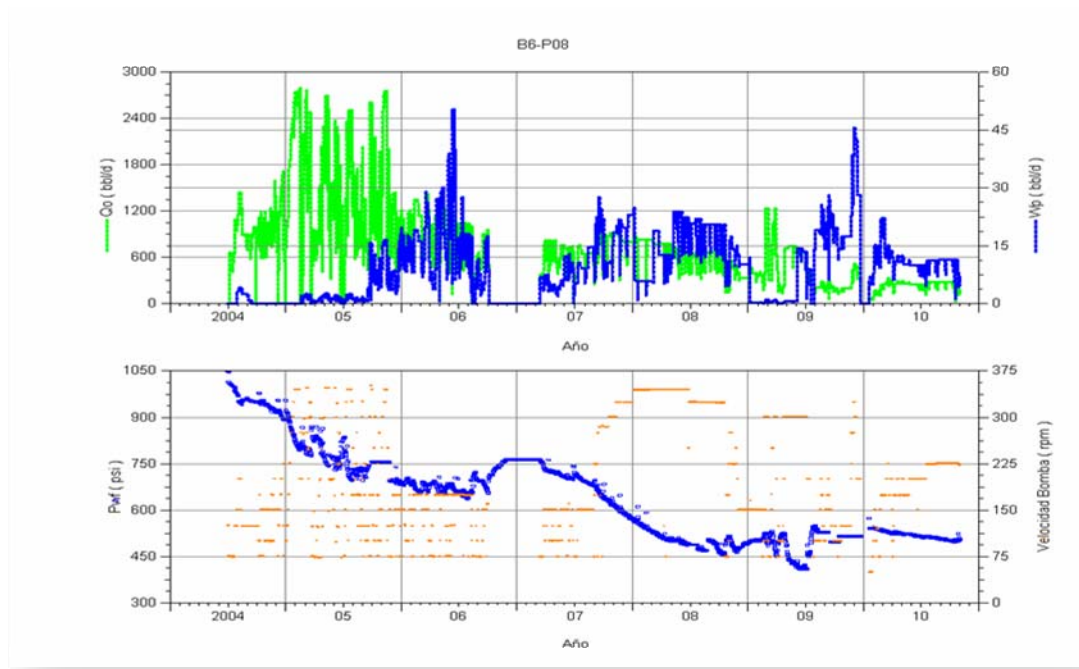


Figura 4.6 Efecto de las Velocidades de Bomba de Subsuelo con respecto a la Productividad del Pozo B6P08

4.2 OBTENER LA RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN

A través del cálculo de las IPR (*Inflow Performance Relationships*) por sus siglas en inglés, se logró observar cuánto era la capacidad máxima teórica de producción que estos pozos podían aportar antes y después de las intervenciones de limpieza y/o estimulaciones para cada uno de los pozos en estudio, logrando de esta manera comparar el comportamiento de producción que más se ajuste a cada uno de estos métodos con la realidad de producción de dichos pozos (Tabla 4.1), partiendo del métodos más conocido y aplicado en la industria petrolera como lo es el método de *Vogel* para cálculos de IPR en yacimientos que

produzcan por gas en solución, cabe destacar que *Vogel* es aplicado para pozos verticales pero como todos los estudios de IPR parten o nacen a raíz de las ecuaciones descritas por *Vogel* para el cálculo de IPR, se realizó una comparación en función de este método, obteniendo de esta manera los resultados descritos en la Tabla 4.1, todos estos métodos fueron explicados en el Capítulo I de este trabajo de investigación y las comparaciones restantes para los otros pozos de estudio están reflejados en el Apéndice F.

Tabla 4.1. Comparación de los Métodos Aplicados para el Cálculo de IPR Pozo B6P12.

	185	Qo máx	164	Qo máx	178	Qomáx	174	Qo máx
	<i>Vogel</i>		<i>Cheng</i>		<i>Bendaklia & Aziz</i>		<i>Fetkovich</i>	
Pwf (lpc)	Qo (BND)	Error (%)	Qo (BND)	Error (%)	Qo (BND)	Error (%)	Qo (BND)	Error (%)
850	0	0	0		0		0	
800	19	0	24	20	15	31	20	4
700	54	0	60	10	47	16	56	3
600	85	0	91	6	77	10	88	2
578	92	0	97	6	84	9	94	2
500	112	0	117	4	105	7	114	2
400	135	0	137	1	128	5	136	0
300	154	0	151	2	148	4	153	1
200	169	0	161	5	163	4	165	2
100	179	0	165	9	173	4	172	4
50	183	0	165	11	176	4	174	5
0	185	0	164	13	178	4	174	6

En la Figura 4.7 se visualiza la Relación del Comportamiento de Afluencia para el Pozo B6P12 con cada uno de los métodos, antes de la intervención con el equipo de limpieza y estimulación, se ve claramente la capacidad máxima teórica de

producción ($P_{wf} = 0$) que este pozo pudo tener antes de ser intervenido siendo este valor un máximo de 185 BND, según el método de *Vogel* dichos valores también pueden ser observados en la Tabla 4.1.

Se puede ver claramente que el método de *Cheng* es el menos optimista en el cálculo de IPR para pozos horizontales que produzcan por gas en solución como aporte del yacimiento, mientras que el método de *Vogel* es el más optimista de todos arrojando valores superiores a los otros métodos, por otra parte *Bendaklia & Aziz* y *Fetckovich* mantienen valores relativamente iguales, Figura 4.7

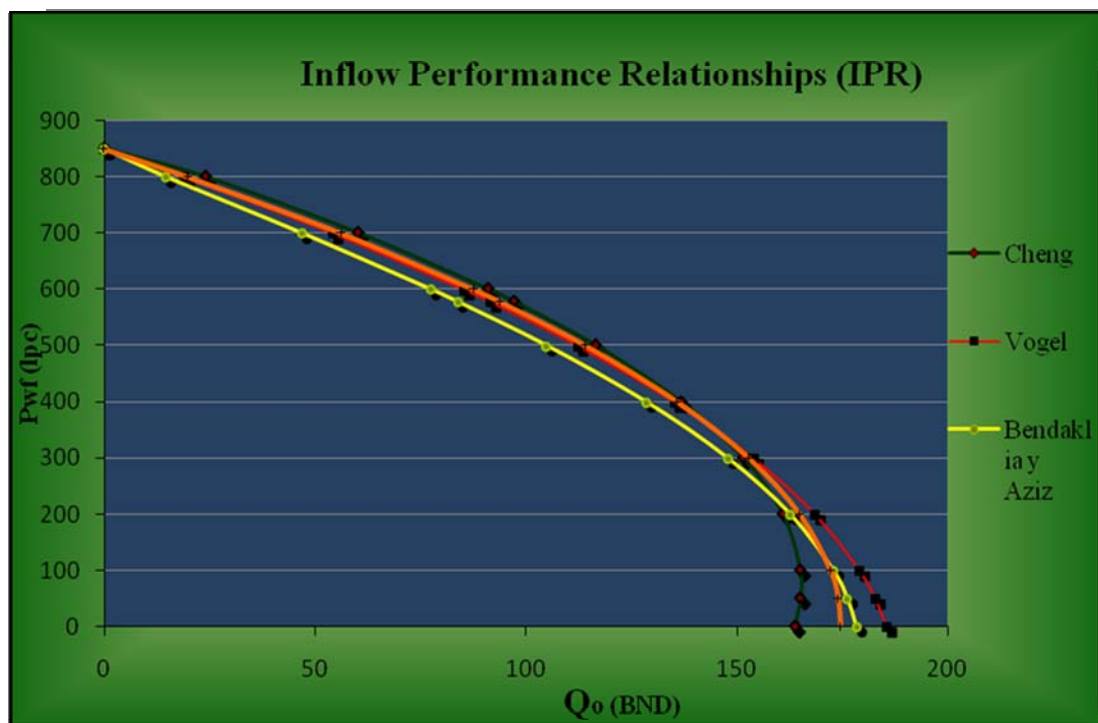


Figura 4.7 Relación del Comportamiento de Afluencia Antes de la Limpieza Pozo B6P12

Luego de las limpiezas y/o estimulaciones se esperaba que la producción de los pozos mejorara con respecto a la producción que tenían antes de ser intervenidos,

dicho ejemplo puede ser reflejado en la Relación del Comportamiento de Afluencia mostrado a continuación en la Figura 4.8 donde se ve claramente las mejoras de producción en el Pozo B6P12, que fue sometido a un tratamiento de limpieza y estimulación con el equipo de *Coiled Tubing* Concéntrico, para los pozos en estudio estas graficas pueden ser visualizadas en el Apéndice E.

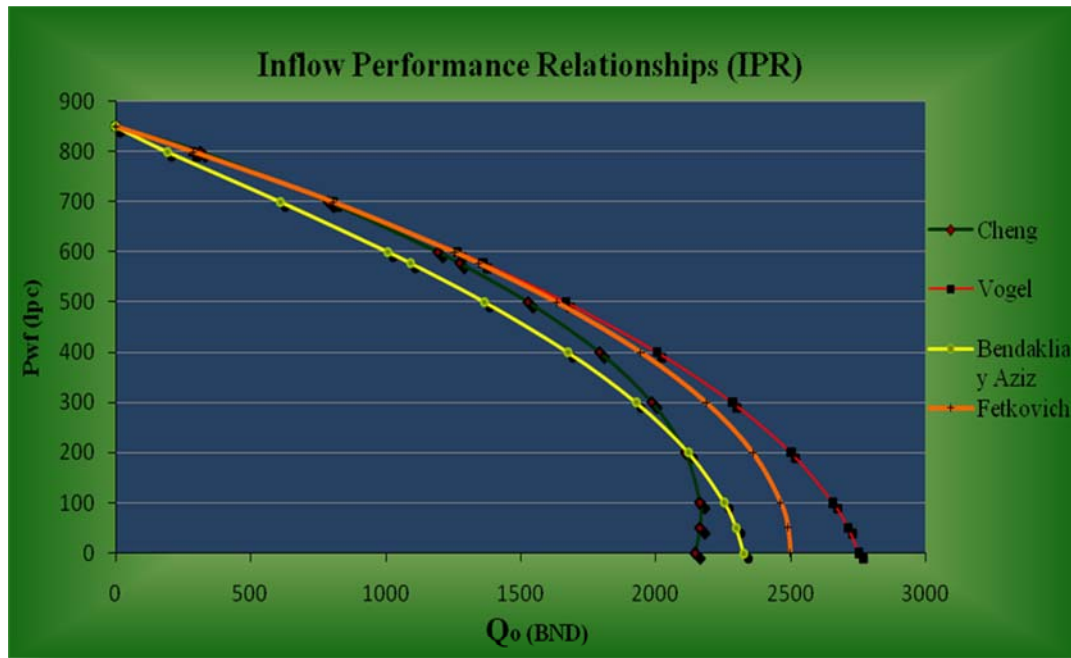


Figura 4.7 Relación del Comportamiento de Afluencia Después de la Limpieza Pozo B6P12

La Relación del Comportamiento de Afluencia (IPR) antes y después de las labores de limpiezas y/o estimulación para los demás pozos en estudio pueden ser visualizadas en el apéndice (E) de este estudio.

4.3. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y/O ESTIMULACIÓN

Una vez aplicado el tratamiento seleccionado a cada pozo y luego de la puesta a producción de los mismos, se logra observar la mejora de producción de cada uno de los pozos en estudio (B6P04, B6P12, MFB698, MFB740, MFB833, MFB841), obteniendo algunos porcentajes de producción mucho mayor después de ser intervenidos por el equipo de limpieza como se puede visualizar en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Porcentaje de Crudo Obtenido Después de las Limpiezas.

Pozo	Porcentaje de Crudo Extra (%)
B6P04	90
B6P08	-32
B6P12	345
MFB-698	72
MFB-740	558
MFB-833	111
MFB-841	348

Estos porcentajes de producción o crudo extra obtenido luego de las limpiezas y/o estimulaciones en cada uno de los pozos en estudio se puede observar en la Figura 4.8, para el pozo B6P08 se ve reflejado un comportamiento distinto al de sus compañeros ya que las ganancias de producción en este pozo fueron negativas es decir se obtuvo una pérdida de producción de 97 barriles luego de la limpieza, esto de acuerdo al seguimiento de producción continuo estudiado a cada uno de ellos, ésto es posible gracias a las pruebas de producción aplicadas, las cuales permiten verificar el comportamiento de producción de los pozos continuamente.

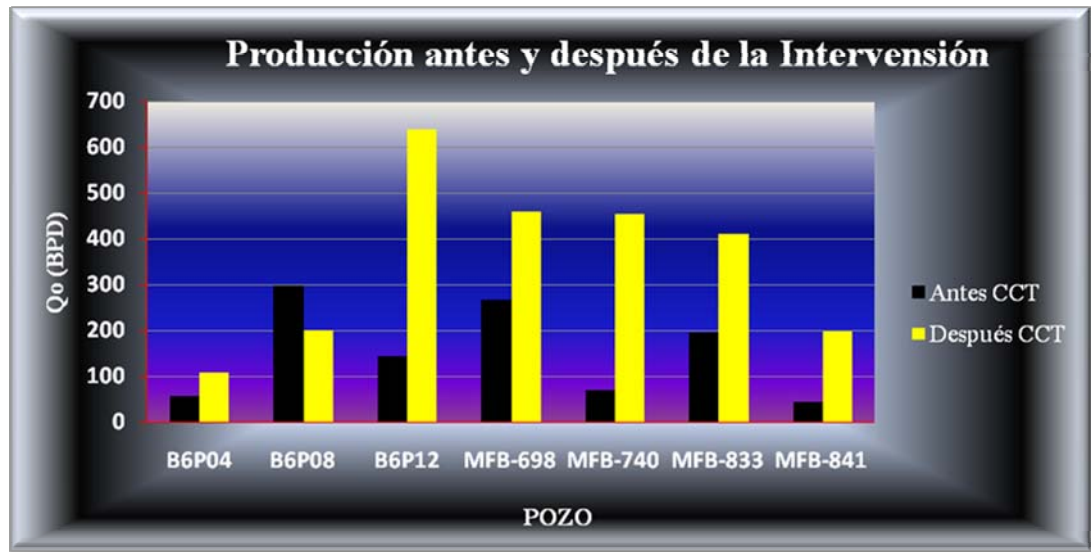


Figura 4.8. Ganancia de Producción Después del Tratamiento de Limpieza y/o Estimulación.

La pérdida de producción acaecida en el Pozo B6P08, fue generada por la alta producción de agua y gas que el pozo presenta actualmente Figuras 4.9 y 4.10 respectivamente, cabe destacar que la capacidad de movilidad del crudo es mucho menor y una vez que estos fluidos (gas, agua) canalizan o se desplazan muchos más rápido, dejando de esta manera rezagado al petróleo, por lo tanto se tiene una pérdida de producción del mismo.

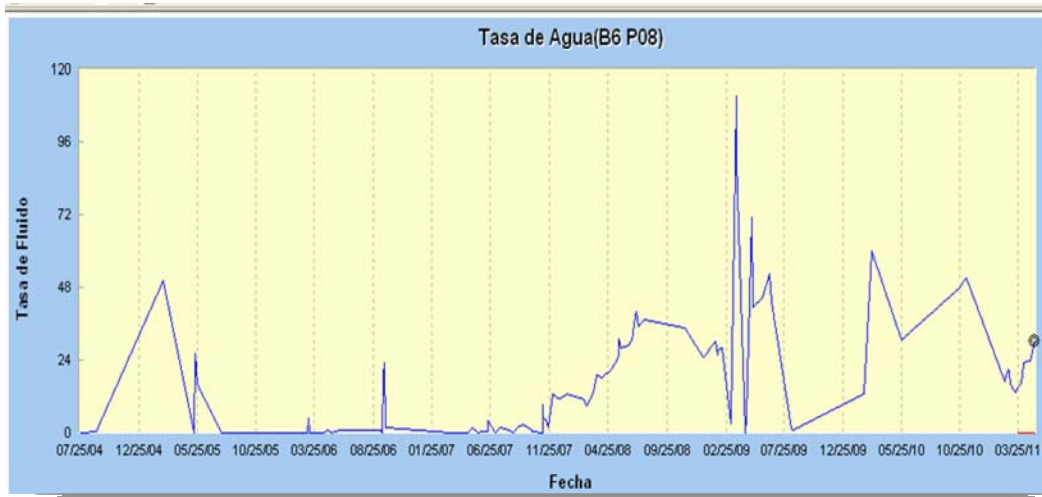


Figura 4.9. Estudio de la Producción del Pozo B6P08 luego de la Estimulación.

*Nombre de Pozo	Tasa Diluyente	Tasa de PEP de Prueba (Bls/d)	Tasa de Gas de Prueba	Gas en Casing	Gas en Tubing	Tasa de Agua de Prueba	Tasa PAS	Tasa de Crudo	Tasa de Gas	PI	Tasa de Agua	Tasa de Sedimentos	RGP PCN/BLS
B6 P08	116.81	219.97	199.46	0.00	199.46	30.25	240.12	225.23	208.55	0.47	14.89	0.00	925.96
B6 P08	135.00	142.82	254.73	0.00	254.73	23.41	166.24	155.93	262.23	0.33	10.31	0.00	1681.73
B6 P08	135.11	151.46	253.29	0.00	253.29	23.87	175.33	164.46	261.02	0.34	10.87	0.00	1587.19
B6 P08	70.01	188.95	213.17	0.00	213.17	23.05	212.00	198.86	220.16	0.42	13.14	0.00	1107.13
B6 P08	69.98	197.52	209.13	0.00	209.13	22.58	220.10	206.46	216.36	0.44	13.65	0.00	1047.94
B6 P08	70.19	166.55	165.34	0.00	165.34	16.25	182.80	171.47	171.73	0.36	11.33	0.00	1001.52
B6 P08	77.01	138.90	166.09	0.00	166.09	14.52	153.42	143.91	171.92	0.31	9.51	0.00	1194.64
B6 P08	77.00	130.57	154.74	0.00	154.74	13.53	144.10	135.16	160.34	0.29	8.93	0.00	1186.30
B6 P08	80.01	167.83	161.96	0.00	161.96	16.21	184.04	171.16	168.65	0.33	12.88	0.00	985.37
B6 P08	74.98	200.63	194.35	0.00	194.35	20.64	221.27	205.78	201.79	0.40	15.49	0.00	960.61
B6 P08	75.01	195.50	194.50	0.00	194.50	20.74	216.23	201.10	201.80	0.39	15.14	0.00	1003.52
B6 P08	100.00	188.12	175.49	0.00	175.49	17.22	205.34	202.05	183.27	0.39	3.29	0.00	907.03
B6 P08	100.01	200.18	168.57	0.00	168.57	16.77	216.94	213.47	176.68	0.42	3.47	0.00	827.62
B6 P08	133.37	262.91	205.33	0.00	205.33	51.33	302.35	297.51	216.03	0.54	4.84	0.00	726.10

Figura 4.10. Aumento del RGP del Pozo B6P08 luego de la Estimulación.

Los Índices de Productividad luego de las limpiezas o estimulaciones se ven reflejados en la Tabla 4.3, se puede destacar la mejora de producción en cada uno de los pozos obteniendo valores de Índice de Productividad (IP) mayores después de la intervención de los pozos. Se ve claramente una disminución del IP en el Pozo B6P08 explicada anteriormente, debido a la canalización de los fluidos.

Tabla 4.3. Índice de Productividad luego de las Limpiezas y/o Estimulaciones.

Pozo	J (BND/lpc)
B6P04	0,43
B6P08	0,76
B6P12	7,11
MFB-698	6,74
MFB-740	4,54
MFB-833	2,16
MFB-841	0,75

Cabe destacar que las estimulaciones realizadas en los Pozos B6P04, B6P08 y MFB-740, fue con HCL a una concentración del 15 %, esto para tratar de disolver las acumulaciones de carbonato de calcio presente en las cercanías del pozo, generadas por el fluido de perforación para el control de pérdidas de circulación acaecidas en estos pozos y el cual no fue removido durante las limpiezas del pozo luego de su completación original.

4.4 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN CON EL EQUIPO DE COILED TUBING

Una vez culminadas las labores de limpieza y estimulación, los pozos tuvieron un aporte de producción favorable, es decir, que su producción incrementó luego de

haber sido intervenidos, cabe destacar que todo proyecto es económicamente rentable siempre y cuando cumpla con ciertos parámetros establecidos en este caso para este trabajo de investigación este proyecto será económicamente rentable una vez cumpla estas tres condiciones: Valor Presente Neto (VPN) positivo, Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 15% y Tiempo de Retorno de la Inversión (TR) menor o igual a dos (2) años; por lo tanto podemos observar en la Tabla 4.4, que éste cumple con los requisitos en cada uno de los pozos estudiado menos en el Pozo B6P08 que fue desfavorable su inversión, ya que una vez puesto en producción el pozo no aportó lo que se esperaba dando como resultado una pérdida en el estudio de evaluación de productividad del mismo, la evaluación económica fue realizada para cada uno de los pozos en estudio y puede ser observada en el Apéndice G.

Tabla 4.4. Evaluación Económica de los Pozos en Estudio.

Pozo	Valor Presente Neto	Tasa Interna de Retorno (%)	Tiempo de Retorno (Años)
B6P04	1,244	165,8	2
B6P08	-102	-14,8	23
B6P12	2,865	225,9	1
MFB-698	2,812	195,2	1
MFB-740	3,128	249,4	2
MFB-833	3,310	224,7	2
MFB-841	2,883	394,3	2

CONCLUSIONES

1. A velocidades de bomba mayores a los 200 RPM, se genera un daño en los pozos productores, siendo la declinación de producción mucho más rápida.
2. El tipo de presentación del carbonato de calcio utilizado durante las operaciones de perforación, ocasiono daño en los pozos B6P04, B6P08 Y MFB-841 con tamaño de partículas de 0,20 micrones.
3. Las limpiezas realizadas durante la completación original de cada uno de los pozos en estudio, no cumplió con la remoción del revoque causado por el fluido de perforación.
4. Las correlaciones de *Fetckovich* y *Bendaklia & Aziz*, fueron las que más se ajustaron al comportamiento real de producción ya que su porcentaje de error no excedía el 15% entre ambos métodos.
5. El análisis de IPR fue el más apropiado para determinar el comportamiento de producción antes y después de las limpiezas.
6. El método de *Cheng* para el cálculo de IPR fue el que arrojó menores valores de producción para cada uno de los pozos.
7. El estudio de producción realizado a los pozos demostró que las limpiezas y estimulaciones proporcionaron una mayor productividad como el reflejado en el pozo B6P12 con un valor de 7,11 BND/lpc.

8. El pozo B6P12 mostró un incremento adicional de crudo de 490 BND luego de la limpieza y estimulación.
9. El pozo B6P08 tuvo una pérdida de producción de 97 BND luego de haberlo intervenido con una limpieza mecánica.
10. El porcentaje de crudo mayor fue alcanzado por el pozo MFB-740 con un valor de 558 % con respecto a su producción anterior.
11. La aplicación de la unidad de limpieza de *Coiled Tubing* es considerada económicamente rentable y eficaz para este estudio, ya que el tiempo de retorno es menor a 2 años, en un promedio de recuperación de inversión de 6 meses por pozo.
12. Solo el pozo B6P08 resultó no rentable su limpieza, debido a que el tiempo de retorno de la inversión alcanzo 23 años.

RECOMENDACIONES

- 1.** Realizar un estudio que consiga obtener velocidades de bombas de subsuelo eficaces que no generen daño en la productividad de los pozos.
- 2.** Evaluar la posibilidad de hacer un estudio completo de yacimiento que permita escoger los aditivos a utilizar durante el proceso de perforación que sea de preferencia con las características de la formación.
- 3.** Monitorear el comportamiento de producción de los pozos día a día, para observar la variación del mismo luego de las limpiezas.
- 4.** Comparar el comportamiento de producción de los pozos con otros estudios y/o limpiezas en campos cercanos donde se aplique la misma tecnología.
- 5.** Producir los pozos a tasas controladas luego de las limpiezas, para así controlar los daños causados en la configuración de la arena alrededor del revestidor de producción.
- 6.** Realizar un programa de limpieza y/o estimulación general, con la finalidad de reducir los costos en las operaciones de limpieza y estimulaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 Jorge Figueroa, BITOR – Filial de PDVSA, Jeffrey Hibbeler, SPE, BJ Services C.A., Luis Duque, BJ Services C.A., Lenin Perdomo BJ Services C.A. **“Remoción de Daño Usando Succión con Coiled Tubing: Caso de Estudio en la Faja Petrolifera del Orinoco”**, Houston. (2001).
- 2 Thomas F. Clancy – SPE, Petrozuata C.A., Kelly L. Falk – SPE, BJ Services C.A., Luis Duque, BJ Services C.A. **“Concentric Coiled Tubing Well Vacuuming Technology for Complex Horizontal Wells in Eastern Venezuela”**, Houston. (2000).
- 3 Mikel Kuchel – SPE, BJ Services C.A., Jason Clark – SPE, Chevron Texaco, Douglas Marques – SPE, BJ Services C.A. **“Horizontal Well Cleaning and Evaluation Using Concentric coiled Tubing: A 3 Well Case Study From Australia”**, Australia. (1999).
- 4 GERENCIA DE EXPLOTACIÓN, PDVSA – PETROPIAR (2009). **Informe Técnico Anual de Sometimiento de Reservas del Campo Huyaparí**. Barcelona.
- 5 ZAPATA, L. “Evaluación Técnico- Comparativa de la Construcción de un Pozo Vertical Fracturado Contra un Pozo Horizontal de la Arena San Juan de los Campos San Joaquín y Santa Rosa del Distrito Gas Anaco”.
- 6 CHAUDRY, A. (2004). Oil Well Testing Handbook. Estados Unidos. Editorial: Elsevier.
- 7 ESCOBAR, F. (2003). Análisis Moderno de Presiones de Pozos. Huila, Colombia.

- 8 VARGAS, E. (2003). **Métodos de Levantamiento Artificial**. Trabajo no publicado, Universidad de Oriente. Barcelona.
- 9 RODRÍGUEZ, E. (2008). **Métodos de Levantamiento Artificial**. Disponible:http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial_12.html
- 10 REVAR, J. (1995). **The Progressing Cavity Pump Handbook**. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books.
- 11 ALVARADO, E., “**Yacimientos de Petróleo**”, (2009). Disponible en línea: <http://yacimientos-de-petroleo.blogspot.com/>.
- 12 ECONOMIDES M. & HIL D. “**Petroleum Production Systems**”, CIED, Caracas, Venezuela. (1998).
- 13 BARBERI, E., “**El Pozo Ilustrado**”, CIED, Caracas, Venezuela. (1998).
- 14 AHMED, T. (2001). **Reservoir Engineering Handbook** (2da Edición). Estados Unidos: Editorial: Gulf Professional Publishing.
- 15 GUO, B. (2007). **Petroleum Production Engineering**. Elsevier Science & Technology Books. Estados Unidos.
- 16 JOSHI, S.D. (1991). **Horizontal Well Technology**. Tulsa, UK, U.S.A. Editorial: PenWell Publishing Company.

17 Thomas F. Clancy (2000). Concentric Coiled Tubing Well Vacuuming Technology for Complex Horizontal Wells in Eastern Venezuela. Houston.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS ARENADOS Y DAÑADOS UBICADOS EN EL CAMPO HUYAPARÍ PDVSA – PETROPIAR, LUEGO DE SOMETERLOS A UN TRATAMIENTO DE LIMPEZA Y ESTIMULACIÓN CON EL EQUIPO DE COILED TUBING.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
LEAL G. JORGE L.	CVLAC: 18.007.135 E MAIL: jorge_garcía12@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Productividad, Extrapesado, Pozos Horizontales, Coiled Tubing, Daño, Arenamiento, Estimulación.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

Se realizó un estudio de la productividad de los pozos arenados y dañados ubicados en el Campo Huyaparí PDVSA – Petropiar, luego de someterlos a un tratamiento de limpieza y estimulación con el equipo de *Coiled Tubing*, con la finalidad de comparar y evaluar las limpiezas de pozos realizadas por el equipo y ver el mejoramiento en cuanto a producción se refiere de los pozos en estudio. Se determinó que todos los pozos mejoraron su productividad.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Arditi Lorenzo	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
D´hoy Maria	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	05	
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de la productividad de los pozos arenados y dañados ubicados en el campo Huyaparí PDVSA – Petropiar, luego de someterlos a un tratamiento de limpieza y estimulación con el equipo de <i>Coiled Tubing.doc</i>	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 en Petróleo _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado _____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo _____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo Anzoátegui _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:
"Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con
el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo
participara al Consejo Universitario"

Jorge L. Leal G.

TUTOR

MSc. Lorenzo Arditi

JURADO

Ing. Aura Vilela

JURADO

PHd. José Rodríguez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS