



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

APLICACIÓN DE UN ESQUEMA INTEGRAL
DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS,
PARA POZOS CON PROBLEMAS
EN CONDICIONES DE FLUJO

T E S I S
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

CARBAJAL GARCÍA JOSÉ DANIEL

DIRECTOR DE TESIS: M. I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedico este trabajo a mi mama Irene García Díaz, la cual siempre se esforzó por darnos lo necesario para poder lograr esta meta, este logro es gracias a ti, que te despertaste por muchos años temprano para podernos preparar algo antes de salir de casa, y salir a trabajar para brindarnos lo necesario. Mama gracias por tener tanta paciencia conmigo, por tolerar todos mis procesos de crecimiento, por nunca alejarte de mi lado, por tantas y tantas horas que me dedicaste acompañada de muchas palabras las cuales me hacían despejar mi nublada visión de la vida, por todos los esfuerzos para sacarnos adelante. Gracias mama por siempre creer en mí. Este logro es de los tres, que los cambios venideros traerán tranquilidad y equilibrio a nuestras vidas. Pero sobre todo gracias por ser mi madre. Te amo “la mama”.

A mi hermana Ana Libertad, la cual me enseñó mucho y me motivo a ser mejor. Por no permitirse caer y siempre echarle ganas para salir adelante. Hermana en verdad representas algo muy importante en mi vida y este es el comienzo de algo mejor en nuestras vidas. Póngase abusada.

Son lo más preciado que tengo en el mundo y no tengo palabras para agradecerles su compañía en los momentos más difíciles que eh pasado, todos los cambios son buenos y debo de reconocer los grandes cambios en los últimos años. Gracias por su gran compañía. Las amo.

Agradezco a mi país por brindarme una educación pública, laica y gratuita. A mi primaria “Fray Pedro de Gante”, secundaria “Melchor O. Campo”, E.N.P. 7 “Ezequiel A. Chávez” a la gran Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería. Espero que en los próximos años mayor número de población pueda gozar el mismo privilegio que yo tuve.

Quiero agradecer a mi amada Universidad Nacional Autónoma de México, la cual me abrió las puertas desde el nivel medio superior y permitió la culminación de mis estudios en ingeniería petrolera, brindándome una formación completa sin pasar por alto el lado humano, incluyente de los problemas sociales de mi país. “Por mi raza, hablara el espíritu”.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería, mi Alma Mater. La cual me brindo todas la herramientas y los mejores profesores para mi desarrollo académico. Además de brindarme las mejores instalaciones, en las cuales pase los momentos más difíciles y más gratificantes de mi vida académica. Pondré en alto tu nombre donde me encuentre.

Agradezco a mi director de tesis el M.I. Saúl Bautista Fragoso, el cual me permitió trabajar a su lado, por compartirme sus conocimientos así como consejos para el desarrollo exitoso del presente trabajo.

A mis sinodales: M.I. José Ángel Gómez Cabrera, M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, M.I. Tomas Eduardo Pérez García y al Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche por compartirme sus conocimientos y brindarme sus consejos para mejorar el presente trabajo de tesis.

Agradezco a mis grandes amigos con los cuales crecí, reí, llore, disfrute, conocí y también sufrí. Por brindarme su confianza, por permitirme conocer a sus familias, por escucharme y sobre todo por contar con ustedes cuando más los necesite. A: Cruz Venegas “charro”, Tania Galván, Omar Musalem, “huesos”, “el negro”, Christian García “Kasky”. A mis amigos de la E.N.P. 7.

A los “Terrikolaz”: Luis Hernández “troll”, “Kuyi”, Norberto Briones “Mono”, Prax Briones “La Pajarraca”, Francisco Villegas “La gorda”, “Pato”, “Susy”, Jorge Núñez “Popo”, “Don Omar”, Jonatán Villanueva “Pipen”, “El Oso”, “La Reinita”, Fabiola Olivares, Emilio “garu”, “Rafiqui”, “el 18”, “Ebert”, Eder, Eloy Mondragón. Gracias por su compañía en este recorrido, de cada uno de ustedes aprendí algo. Terrikolaz!! Au! Terrikolaz!! Au! Terricolaz!! Au! Au! Au!.

A mis compañeros de la facultad: Alberto Collado, Edgar Hernández, Eduardo Victoria, Edwin Fuentes “manito”, “El Chapis”, “Pulpices”, Verónica Nava, “La Flaca”, Verónica Palafox, “Chorectil”, Nelly Olvera, Oskar, Andrés, Arely.

Agradezco a mis amigos y vecinos con los cuales pase momentos difíciles y otros muy divertidos, pero sobre todo siempre logramos salir adelante. Con los cuales siempre tendremos presente de dónde venimos y a donde vamos a llegar. Felipe Cabrera “Felpo”, María José Garrido Palacios, Juan Carlos “Jasso”, El Don, Adrián Olarte, Salvador García, Pepe, Adi, Mariana y a la familia Cabrera Ortega. Gracias por esas largas noches.

	Pagina
Capítulo 1. Introducción.	1
Capítulo 2. Estado del arte.	3
Capítulo 3. Conceptos y definiciones básicas de productividad de pozos.	7
3.1 Productividad de pozos	7
3.2 Sistema integral de producción	7
3.3 Índice de productividad	13
3.4 Comportamiento de afluencia	13
3.4.1 Ecuación de afluencia	14
3.4.1.1 Geometrías de flujo	15
3.4.1.2 Períodos o regímenes de flujo	17
3.4.2 Comportamiento en pozos de aceite bajosaturado	18
3.4.2.1 Índice de productividad	18
3.4.2.2 Eficiencia de flujo	20
3.4.2.3 Potencial del pozo	22
3.4.3 Comportamiento en pozos de aceite saturado	23
3.4.3.1 Curvas de IPR	23
3.4.3.2 Índice de productividad variable	26
3.5 Efecto de daño	27
3.5.1 Factor de daño	27
3.5.2 Origen del daño de formación	28
3.5.3 Tipos de daño	28
3.5.4 Evaluación de daño	29
3.5.5 Efecto de fracturas	32
3.5.6 Factor de daño compuesto	33
3.6 Tipos de declinación de la producción	33
3.6.1 Declinación transitoria	34
3.6.2 Declinación en estado pseudoestacionario	34
Capítulo 4. Desarrollo del esquema integral de productividad.	36
4.1 Introducción	36
4.2 Proceso del esquema integral de productividad	36
4.3 Implementación	38
4.3.1 Jerarquización de los campos	39
4.3.2 Selección del pozo a analizar	39
4.3.3 Recopilación de información	40

	Pagina
4.3.3.1 Caracterización de yacimientos	41
4.3.3.2 Ingeniería de yacimientos	48
4.3.3.3 Diseño de pozos e instalaciones	52
4.3.3.4 Perforación y mantenimiento de pozos	56
4.3.3.5 Operación	57
4.3.3.6 Servicio a pozos	57
4.3.4 Análisis de la información y validación	58
4.3.5 Identificación del problema y solución	59
4.3.5.1 Daño a la formación	60
4.3.5.2 Condiciones mecánicas	62
4.3.5.3 Restricciones en el aparejo y líneas de descarga	65
4.3.5.4 Condiciones de flujo	66
4.3.5.5 Restricciones de la zona disparada	71
4.3.5.6 Irrupción de agua	73
4.3.6 Diseño de alternativas para el mejoramiento de productividad	74
4.3.6.1 Simulación de remoción de daño	75
4.3.6.2 Elaboración de los programas	75
4.3.6.3 Simulación de incrustaciones	76
4.3.6.4 Simulación de flujo multifásico	80
4.3.6.5 Simulación de disparos	82
4.3.6.6 Simulación de exclusión de agua	83
4.3.7 Planeación de la operación	85
4.3.8 Desarrollo de la solución ene campo	85
4.3.9 Supervisión, evaluación y monitoreo de la información	86
4.3.10 Documentar y difundir	87
 Capítulo 5. Aplicación del esquema integral de productividad de pozos, caso de campo.	 88
 Capítulo 6. Simulación del caso de campo.	 107
6.1 Caso base	108
6.2 Cambio de aparejo de producción	119
6.3 Implementación de BNC	125
 Capítulo 7. Discusión y análisis de resultados.	 133
 Conclusiones y recomendaciones.	 136
 Bibliografía.	 139

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.

En el periodo de vida productiva de un yacimiento ocurre la caída natural de presión en relación al tiempo de explotación de los hidrocarburos del mismo, la cual brindará un índice de producción por pozo. Si ocurre una caída abrupta de la producción del pozo, se puede considerar la existencia de alguna restricción en la parte yacimiento - pozo causadas por diferentes razones, entre ellas herramientas o depósitos orgánicos y/o inorgánicos; la identificación de dichos problemas ayudará a proponer alternativas capaces de combatir las restricciones existentes en el pozo, para poder incrementar la producción de hidrocarburos.

En este trabajo se recopilan los fundamentos presentes en un Esquema Integral de Productividad, aplicándolo a pozos petroleros con problemas en condiciones de flujo, lo cual tiene como objetivo principal optimizar la explotación de los yacimientos, prolongar la vida útil de los pozos e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos con la mínima inversión.

El esquema integral de productividad consiste en la jerarquización, recopilación y validación de la información, identificación del problema, diseño de solución, evaluación de la solución y la documentación y difusión de los resultados obtenidos.

Con la buena implementación del esquema así como la correcta realización de cada uno de los procesos involucrados, se logrará el objetivo que es la prolongación de la vida del pozo e incrementando el factor de recuperación, factores vitales para la rentabilidad del proyecto.

Con la finalidad del mejor entendimiento se realizó el estudio de un caso de campo, aplicando el esquema integral de productividad para pozos con problemas en condiciones de flujo, pozo "ito" ubicado en México. Se efectúa la recopilación de información para posteriormente validarla e identificar que cuenta con problemas en condiciones de flujo y proponer como solución la implementación de un sistema artificial de producción. Una adecuada selección del sistema artificial de producción nos permitirá el incremento de producción de hidrocarburos a corto, mediano y largo plazo sin pasar por alto el análisis técnico - económico (que no se abordara en el desarrollo del trabajo).

Se contempla la distribución del trabajo de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se hace una introducción al esquema integral de productividad de pozos.

En el capítulo 2 se presenta el estado del arte sobre la evolución integral de productividad de pozos.

En el capítulo 3 se integran todos los conceptos y definiciones básicas de la productividad de pozos.

En el capítulo 4 se presenta una propuesta de un esquema integral de productividad de pozos, así como el desarrollo de las etapas involucradas en la realización de la misma. La identificación y conceptualización de los procesos que involucra cada etapa del esquema integral de productividad de pozos.

En el capítulo 5 se realiza la aplicación del esquema integral de productividad, etapa por etapa identificando los problemas que restringen el flujo, para poder implementar una solución que ayude a incrementar la producción de hidrocarburos.

En el capítulo 6 se continúa con el desarrollo de las etapas presentando las simulaciones de las condiciones base así como de las propuestas para el incremento de la producción en el pozo “ito”.

En el capítulo 7 se comparan los resultados así como el análisis de dichos resultados, para determinar la mejor alternativa a implementar en el pozo “ito”.

Como parte final se realizan las conclusiones y recomendaciones del trabajo de tesis así como de los resultados obtenidos en la aplicación del esquema integral de productividad de pozos aplicado al pozo “ito”.

CAPÍTULO 2 ESTADO DEL ARTE.

En este trabajo se presenta un esquema integral de productividad de pozos, basada en los principios y fundamentos del esquema de la administración integral de yacimientos, pero aplicada a pozos petroleros, la cual tiene como objetivo principal optimizar la explotación de los yacimientos, a fin de incrementar el factor de recuperación de los hidrocarburos con la mínima inversión.

La inversión más alta en la explotación de los campos petroleros se realiza en la construcción de los pozos e infraestructura de producción, por lo que la maximización del valor económico en la explotación de los yacimientos depende de la optimización en la productividad de cada pozo.

Hoy en día la implementación de un esquema integral de productividad de pozos en la industria petrolera ha tomado especial atención debido al interés de revertir la tendencia de declinación en la producción de hidrocarburos.

El esquema integral de productividad de pozos es la aplicación del estado del arte de la tecnología para estudiar pozos cerrados o fluyentes, es la realización del conjunto de operaciones y decisiones por las cuales un pozo es perforado, producido, intervenido, monitoreado y evaluado a lo largo de su vida productiva. La función principal es la de proveer información, hechos y el conocimiento necesario para controlar las operaciones que permitan mejorar la productividad de los pozos y de esta forma incrementar y/o mantener la producción de los hidrocarburos.

El proceso del esquema integral de productividad de pozos es interactivo e involucra además de los objetivos, su planeación, su forma de implementación, el monitoreo continuo de las operaciones, su evaluación y revisión de planes para establecer acciones oportunas y de mejora continua. La estrategia del esquema integral de productividad de pozos requiere del conocimiento del Sistema Integral de Producción, tecnología aplicable, entendimiento de la política y el medio ambiente que lo rodea.

Los objetivos del esquema integral de productividad de pozos son:

- Generar oportunidades de mejoramiento de producción de hidrocarburos a corto y mediano plazo.
- Asimilar y transferir las mejores practicas mediante el concepto de aprender - haciendo.
- Incrementar la producción de aceite y gas.

- Maximizar la recuperación.
- Minimizar la inversión de capital.
- Minimizar los costos de operación.

En los últimos años el esquema integral de productividad de pozos ha adquirido una especial atención en la industria petrolera. Su evolución inicia históricamente por la introducción del concepto de Administración Integral de Yacimientos (AIY), cuyo objetivo principal es la planeación de las inversiones para el desarrollo de nuevos campos petroleros, instalaciones para recuperación secundaria y/o mejorada, y para la solución de problemas en la explotación de los yacimientos productores. La administración de yacimiento ha estado en práctica en varias formas desde los 1930's.

A través del tiempo la AIY presenta dos fases o etapas importantes en su desarrollo y aplicación:

Etapas 1. Antes de 1970, la ingeniería de yacimientos fue considerada la única disciplina de importancia técnica en la AIY. En 1962, Wyllie, enfatizó dos elementos importantes.

- Utilizar solo los componentes mecánicos fundamentales de los yacimientos y
- Automatizar utilizando computadoras básicas.

En 1965, Essley, definió “¿qué es la ingeniería de yacimientos?”, y concluyó que a pesar de los avances en los aspectos técnicos de la ingeniería de yacimientos, las consideraciones vitales de la ingeniería son a menudo abandonadas o ignoradas.

Al inicio de los 70's los estudios de explotación de yacimientos carecían de un análisis integral.

Etapas 2. Esta cubre el periodo de tiempo entre 1970's y 1980's. Craig y colaboradores y Harris y Hewitt en 1977 explicaron el valor de la sinergia entre la ingeniería y la geología. Craig enfatizó el valor de la descripción detallada del yacimiento, utilizando la geología, geofísica y los conceptos de la simulación numérica de yacimientos. Harris y Hewitt presentaron una perspectiva geológica del sinergismo en la administración de yacimientos. Ellos explicaron la heterogeneidad del yacimiento debido a las complejas variaciones de continuidad del mismo, el espesor y propiedades del espacio poroso, como: porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Durante los 1970's y los 1980's considerables cambios en esta filosofía fueron instigados y el valor del sinergismo entre ingeniería, geología y geofísica fue realizado. Aunque estos cambios fueron benéficos; la administración de yacimientos todavía no valoraba el mérito de otras disciplinas, como: producción, perforación y otras disciplinas de la ingeniería no-petrolera.

El proceso del esquema integral de productividad de pozos es dinámico, es decir, cada componente esta sujeto a cambios a medida que se incrementa el conocimiento del yacimiento. De igual manera la comunicación en las prácticas de la AIY es esencial para el éxito en la explotación óptima de yacimientos petroleros.

Martínez y Konopczynski, comentan que en los 1980's se incremento el uso de supervisión y sistemas de adquisición, aunque primeramente se enfocaron en plantas de instrumentación con procesos centrales con instrumentación de presión en la cabeza del pozo. El incremento del poder de los sistemas de cómputo centralizados y la disponibilidad de computadoras mas potentes generó simuladores de yacimientos más sofisticados, y la introducción de computadoras personales le dio al ingeniero petrolero herramientas de análisis y sistemas de administración para generar bases de datos de producción. Por otra parte, en 1990's se caracterizó por la explosión de la era de la

información y la adopción generalizada de organizaciones formadas por activos con equipos de trabajo manejando el concepto de administración de yacimientos.

En este periodo las principales razones por las cuales los programas de AIY, fallaban porque:

- La consideración del sistema yacimiento - pozo careció de un enfoque integral.
- El inicio era inoportuno, por lo que no se realizaba un adecuado seguimiento y supervisión del mismo, generando con ello el incremento de los costos.
- Falta del conocimiento para relacionar al sistema yacimiento - pozo.

Por otra parte, se empezó a manejar el concepto de programas de entrenamiento, dando un fuerte impulso al trabajo en equipo y la interacción entre las diferentes disciplinas (ingenieros, geólogos y geofísicos), logrando con ello obtener una mayor eficiencia y eficacia en el esquema integral de productividad de pozos. Así mismo, los avances tecnológicos de las computadoras en esta época, daban la oportunidad de llevar un mejor control en la administración de proyectos, demandando personal altamente calificado para el manejo de las mismas.

Todo el personal involucrado en uno o más aspectos del esquema integral de productividad de pozos debe tener un claro entendimiento de todo el proceso, un entrenamiento técnico, una comunicación directa, cooperación y trabajo en equipo para lograr alcanzar los objetivos establecidos en el proyecto.

El Instituto Crisman de la Texas A&M University elaboró y publicó un manual para la administración de yacimientos petroleros con un enfoque integrado. Este manual presenta un análisis minucioso de los conceptos básico de la administración de yacimientos.

Con la evolución de la tecnología se logran desarrollar mejores equipos y herramientas de software para la administración de los datos, permitiendo con ello incrementar la interacción de las diferentes bases de datos realizadas por cada una de las disciplinas involucradas en la administración de yacimientos.

El concepto de AIY ha evolucionado en paralelo con el esquema integral de productividad de pozos, motivado principalmente por la necesidad de revertir la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos, y el maximizar el valor económico de los yacimientos y/o campos, sin embargo, éste concepto a la fecha no ha sido adoptado en los planes de estudio de las universidades, ya que cada disciplina se enseñan de manera aislada sin un enfoque de manera integral, generando con ello una fuerte deficiencia en el trabajo en equipo y en el desarrollo de proyectos de productividad de pozos. A fin de formar estudiantes con una visión integral del sistema yacimiento – pozo - instalaciones superficiales, que permitirán identificar áreas de oportunidad para el mejoramiento de la producción e interactuar de manera eficiente con las diferentes disciplinas involucradas, ya que la inversión más alta que se realiza en la explotación de los campos esta en la construcción de los pozos e infraestructura superficial de producción, por lo que resulta necesario la optimización de la productividad de cada pozo, para maximizar el valor económico en la explotación de los yacimientos.

En la actualidad la tecnología digital se ha desarrollado al punto de que se ha mejorado y abaratado, tenemos bajos costos en comunicación de datos, y la capacidad de almacenamiento de datos se ha incrementado, por lo que el número de herramientas de cómputo y los volúmenes de datos de producción disponibles continúa en crecimiento. A pesar de esto la optimización de pozos esta basada en procesos manuales.

A continuación se muestra un ejemplo de la aplicación de la AIY.

En 1968 se realizó uno de los primeros enfoques multidisciplinarios, en aquel periodo solo se consideraba la ingeniería de yacimientos la única disciplina de importancia técnica en la AIY. El estudio se realizó en la unidad este del campo del mar del norte Lemen desde que el campo entro en producción en el mismo año. El campo contiene mas de 10 TCFGAS, siendo el campo gasífero mas grande costa fuera.

Ingenieros de yacimientos pertenecientes a compañía trabajaron junto con geólogos para identificar y caracterizar un complejo sistema de fallas para “lograr una descripción mas precisa del yacimiento”. El equipo probó la descripción del campo contra la interpretación 2D malla – fina, modelo de una fase y refinado con el historial de producción de los primeros seis años. Geólogos examinaron la localización de las fallas y los limites históricos del yacimiento.

El modelo resultante predijo satisfactoriamente la presión para los dos primeros años.

Quedo demostrado que el modelo era de confianza para futuras planes de desarrollo y facilito la comprensión de los requerimientos futuros identificando que en los próximos tres años seria necesario la instalación de equipos adicionales.

Campo petrolífero Brassey

Woolter y MacGillivray presentaron el caso de estudio de arenas eólicas, campo Brassey en la colonia Británica. El caso de estudio presenta un equipo formado de ingeniería/geociencias para presentar planes de desarrollo. La producción e inyección miscible comenzaron simultáneamente en 1989, solo dos años posteriores a su descubrimiento.

La integración de la descripción del yacimiento, análisis volumétrico, delimitación sísmica y datos de pruebas de presión ayudaron a definir la continuidad y tamaño de la cuenta.

El modelo geológico fue desarrollado simultáneamente con la delimitación sísmica. Mediante la toma de núcleos se añadieron detalles sedimentológicos e interpretaciones petrográficas, el espaciamiento de los pozos es de 0.5 millas siendo limitadas por la correlación entre pozos. El modelo geológico fue desarrollado con la ayuda de geofísicos e ingeniería de información.

La simulación de yacimientos fue construida con el modelo geológico obtenido, mediante el espaciamiento la identificación del espesor de los límites del yacimiento, considerando dos capas. Se realizó un análisis de sensibilidad corriendo simulaciones con más capas en la cuenta y variando la permeabilidad.

El trabajo en equipo fue un factor crítico para el desarrollo del modelo del yacimiento. Geofísicos definieron los bordes de los pozos; los ingenieros describieron los bordes usando pruebas de presión y pruebas de pulsos para determinar la continuidad de los pozos; los geólogos designaron las propiedades del yacimiento. Los objetivos del equipo continuaron hasta mejorar el modelo ajustándolo con el histórico de producción y ajustar con la información valida.

El volumen original de aceite calculado por el método de balance de materia fue de 22 a 27 MMbbls comparado con los 24 MMbbls de los volúmenes asignados. Los cálculos realizados independientemente tuvieron resultados similares confirmando el desarrollo del campo, esta fue la base de la predicción de producción y la producción aceptable.

CAPÍTULO 3 CONCEPTOS Y DEFINICIONES BÁSICAS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS.

3.1 PRODUCTIVIDAD DE POZOS

Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusieran condiciones ideales. Si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado.

Existen problemas asociados a una baja productividad del pozo, en la formación productora, a los fluidos contenidos en ésta y problemas ocasionados por las herramientas. Es decir, pueden ser de origen natural de la formación (baja permeabilidad, baja porosidad, baja presión en el yacimiento) o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., de esta manera el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

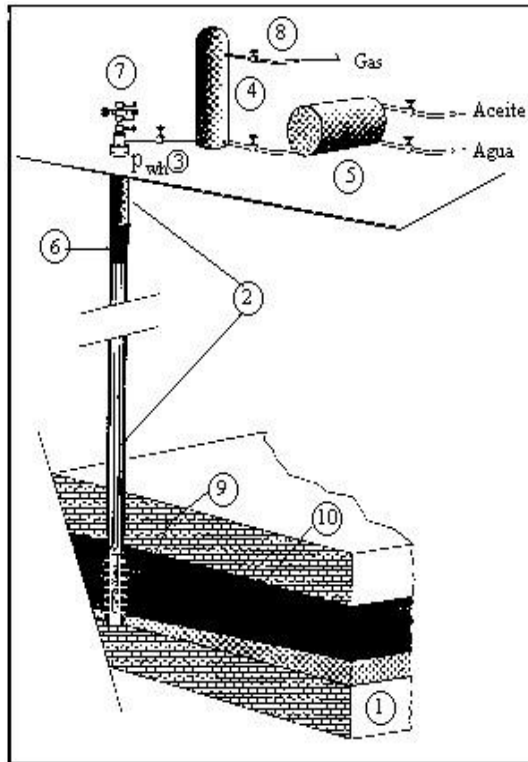
Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia.

3.2 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Un sistema integral de producción es un conjunto de elementos capaces de transportar los fluidos del yacimiento hacia la superficie, separar sus componentes aceite, gas y agua, para finalmente enviarlos a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

- Yacimiento.
- Pozo.
- Tubería de descarga.
- Estrangulador.
- Separadores y equipo de procesamiento.
- Tanque de almacenamiento.



- [1] Yacimiento
- [2] Tubería de producción
- [3] Estrangulador
- [4] Separador
- [5] Tanque de almacenamiento
- [6] Válvula tormenta
- [7] Cabeza del pozo p_{wh}
- [8] Gasoducto a refinación
- [9] Presión de fondo fluyendo p_{wf}
- [10] Presión de yacimiento p_y

Fig. 3.1 Sistema integral de producción (Economides, 1994).

Para tener pleno conocimiento del funcionamiento de un sistema integral de producción, se debe contar con el concepto de cada uno de los componentes que lo conforman. A continuación se da una breve definición de los componentes considerados.

YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenante, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

POZO

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con la finalidad de tener el control del flujo de fluidos entre la formación productora y la superficie.

TUBERÍA DE DESCARGA

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar los fluidos aportados por el yacimiento. Para poder contar con bajos costos de transporte de debe seleccionar el diámetro óptimo de la tubería para la capacidad dada.

ESTRANGULADOR

Es un dispositivo que se instala en los pozos productores con el fin de establecer un control en el flujo de fluidos. Es decir, mediante el control en la caída de presión se permite obtener un gasto deseado, prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

SEPARADOR

El separador como su nombre lo indica, es un equipo utilizado para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Es un recipiente de gran capacidad capaz de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o buque-tanque utilizado en pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado, es necesario analizar las tres áreas de flujo, las cuales se tienen que estudiar en forma separada y unir las después, antes de obtener una idea precisa del comportamiento de flujo del pozo productor.

Estas áreas de flujo son:

- Flujo del yacimiento al pozo.
- Flujo en tuberías.
- Flujo en estranguladores.

En la siguiente sección se analizará cada una de las áreas de flujo, resaltando la importancia de cada una de ellas.

FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total. En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($\bar{p}_y - p_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, $\frac{dp}{dx}$ e inversamente proporcional a la viscosidad (μ). De esta forma, Darcy llegó a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx} \quad 3.1$$

Wycoff y Muskat (1936) establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en términos de dos propiedades correspondientes al sistema roca-fluidos, es decir, viscosidad y permeabilidad, de tal forma que la Ec. 3.1 queda finalmente expresada como se conoce en la actualidad a la Ley de Darcy:

$$V = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad 3.2$$

o bien, en términos de gasto volumétrico:

$$q = V A = - \frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad 3.3$$

donde:

A : Área total transversal al flujo [cm^2]

k_a : Permeabilidad absoluta del medio poroso [Darcy]

q : Gasto volumetrico a condiciones de flujo [$\frac{cm^3}{seg}$]

V : Velocidad del flujo [$\frac{cm}{seg}$]

$\frac{dp}{dx}$: Gradiente de presión en direccion del flujo [$\frac{Atm}{cm}$]

μ : Viscosidad del fluido [cp]

El signo negativo asociado a la Ec. 3.2 y 3.3, se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión p declina conforme x se incrementa. Esta declinación dará como resultado un valor negativo para $\frac{dp}{dx}$. Por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad V , sea positiva.

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

FLUJO EN TUBERÍAS

Una vez que se establece la comunicación entre el yacimiento y la superficie (mediante la perforación del pozo), los fluidos aportados por el yacimiento viajan a través de tuberías (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento. Por tal razón, será necesario contar con una ecuación que describa el comportamiento de los fluidos en función de las caídas de presión existentes a lo largo de la trayectoria de flujo.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, tal como se muestra en la Fig. 3.2.

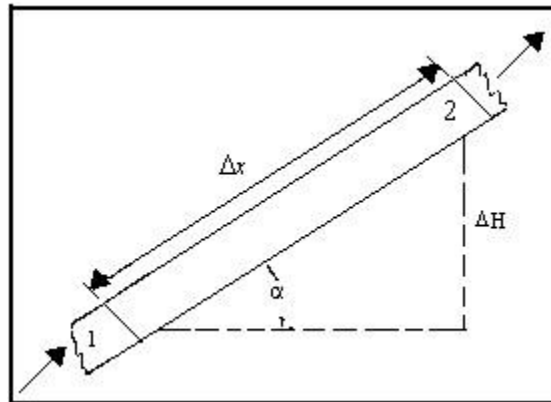


Fig. 3.2 Diagrama de flujo en un conducto aislado.

La ecuación general de energía expresa un balance de energía entre dos puntos en un sistema de flujo. De acuerdo con el principio de conservación de la energía, se establece que la energía de un fluido que entra en la sección 1 de una tubería, más el trabajo adicional realizado sobre el fluido entre las secciones 1 y 2, menos cualquier pérdida de energía en el sistema entre esas secciones, 1 y 2, es igual a la energía del fluido que sale de la sección 2.

La ecuación general de energía se utiliza para resolver muchos problemas que involucran flujo multifásico en dirección vertical, horizontal o inclinada. A partir del principio de conservación de la energía se tiene que:

$$E_1 + \Delta W_s - \Delta W_f = E_2 \quad 3.4$$

donde:

E_1 : Energía por unidad de masa, en la sección uno.

E_2 : Energía por unidad de masa, en la sección dos.

ΔW_f : Es la pérdida de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s : Es la pérdida o adición de energía por trabajo externo, ejemplo una bomba.

FLUJO EN ESTRANGULADORES

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan a la superficie, estos pueden o no pasar por alguna restricción denominada "estrangulador". La Fig. 3.3 muestra esquemáticamente un pozo fluyente con un estrangulador instalado.

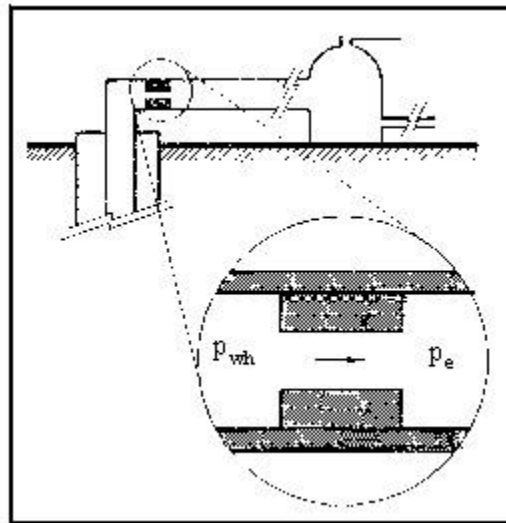


Fig. 3.3 Estrangulador superficial (Garaicochea, 1991).

Las presiones presentes en un estrangulador son:

p_e : Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga) $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

p_{wh} : Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo) $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

3.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

En el momento que comienza la vida productiva de un pozo se debe evaluar la productividad del pozo a las condiciones existentes al momento que comenzó la producción. Existen diversos métodos que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. Es decir, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo, conocida como índice de productividad (IP).

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{bl}{\frac{dla}{pg}} @ c.s \right] \quad 3.5$$

El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Después de un período de producción, la presión de fondo fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo o mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular (sí el espacio anular esta abierto).

3.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

Se analizaran los factores que gobiernan el flujo de los fluidos de la formación productora hasta el pozo, considerando flujo laminar, cumpliendo con la Ley de Darcy.

El análisis está basado en dos procedimientos que permiten evaluar el comportamiento de la formación, que son el índice de productividad y la ecuación de Darcy. Aunque estos procedimientos están relacionados, la variación de la presión sobre una región de la formación drenada por un pozo en particular, hace necesario el uso de parámetros independientes (permeabilidad, espesor de la

zona productora, viscosidad, factor de volumen, entre otros), para así lograr una evaluación más fácil del fenómeno aludido.

3.4.1 ECUACIÓN DE AFLUENCIA

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento.

Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Por tanto para poder establecer la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor, será necesario aplicar y combinar las siguientes ecuaciones:

- Ecuación de conservación de la masa.
- Ecuación de movimiento.
- Ecuación de estado.

Como se mencionó anteriormente, el uso de la Ley de Darcy se debe considerar siempre en la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. Evinger y Muskat establecieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:

$$q = \frac{Cte (k_a h)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wfs}}^{p_e} f(p) dp \quad 3.6$$

donde:

Cte : Constante, la cual en unidades de campo es igual a 0.00708

f (p): Alguna función de presión [adimensional]

h : Espesor de la zona productora [pie]

k_a : Permeabilidad absoluta [mD]

p_e : Presión en la frontera exterior $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

p_{wfs} : Presión de flujo en la pared del pozo $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

q : Gasto de aceite $\left[\frac{bl}{dia} \right]$

r_e : Radio de drene [pie]

r_w : Radio del pozo [pie]

La Ec. 3.6 es aplicable a todos los sistemas porosos, sin embargo, la solución o forma que adquiera, dependerá de las condiciones iniciales y de frontera (daño, almacenamiento, fracturas, penetración parcial) así como también de la geometría y tipo de flujo establecidas en el sistema.

3.4.1.1 GEOMETRÍAS DE FLUJO

A continuación se muestran las diferentes geometrías de flujo presentes en un determinado pozo productor. En el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las cuales se indican a continuación:

- Flujo cilíndrico / radial (Fig. 3.4).
- Flujo convergente (Fig. 3.5).
- Flujo lineal (Fig. 3.6).
- Flujo elíptico (Fig. 3.7).
- Flujo hemisférico (Fig. 3.8).
- Flujo esférico (Fig. 3.9).

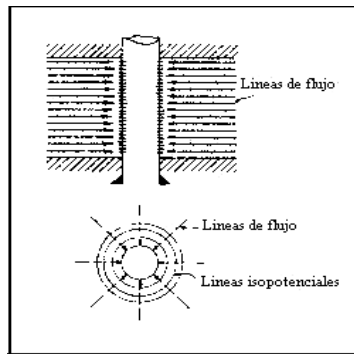


Fig. 3.4 Flujo cilíndrico / radial (Golan y Whitson, 1991).

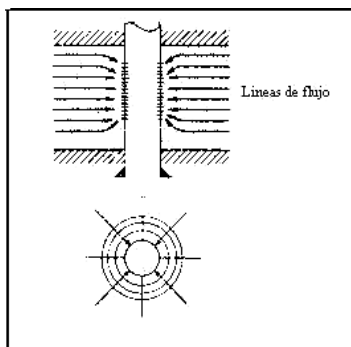


Fig. 3.5 Flujo convergente (Golan y Whitson, 1991).

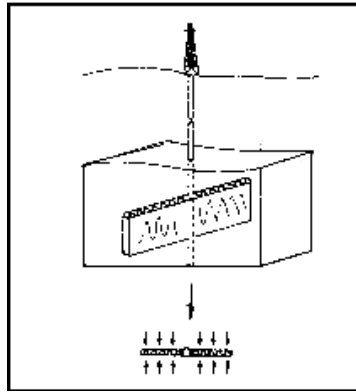


Fig. 3.6 Flujo lineal (Golan y Whitson, 1991).

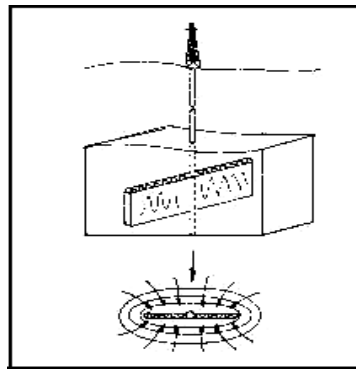


Fig. 3.7 Flujo elíptico (Golan y Whitson, 1991).

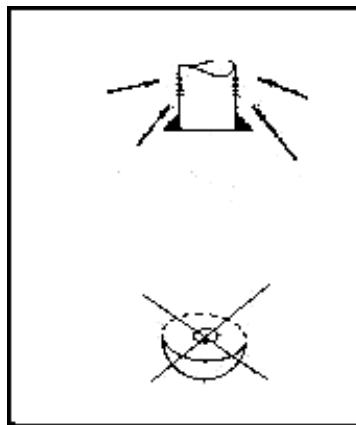


Fig. 3.8 Flujo hemisférico (Golan y Whitson, 1991).

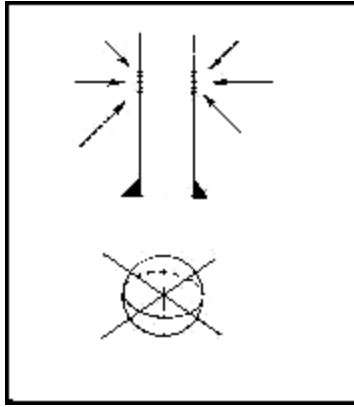


Fig. 3.9 Flujo esférico (Golan y Whitson, 1991).

De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas. Las ecuaciones que describen este tipo de flujos son soluciones particulares de la Ec. 3.6 considerando las geometrías de flujo y tipo de fluidos producidos por el pozo.

3.4.1.2 PERÍODOS O REGÍMENES DE FLUJO

Antes de proceder a describir los períodos de flujo, se considera pertinente clasificar los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso, de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase. Tal clasificación es la siguiente:

Dimensión	{	Unidimensional
		Bidimensional
		Tridimensional
Geometría	{	Lineal
		Radial
		Esférico
Tiempo	{	Estacionario $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$
		Pseudoestacionario $\frac{\partial p}{\partial t} = constante$
		Transitorio $\frac{\partial p}{\partial t} = variable$
Fases	{	Monofásico, (una sola fase)
		Multifásico, (bifásico, trifásico)

En el comportamiento de la presión en un pozo que produce a gasto constante se pueden identificar tres periodos de flujo, los cuales se presentan en la Fig. 3.10

- A. FLUJO ESTACIONARIO.
- B. FLUJO TRANSITORIO.
- C. FLUJO PSEUDOESTACIONARIO.

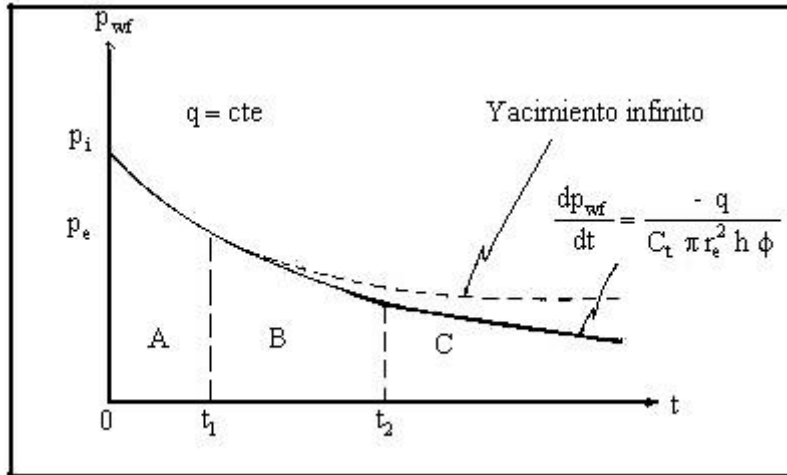


Fig. 3.10 Respuesta típica de la presión cuando se pone a producción un pozo.

El flujo estacionario se refiere a la situación en la cual la distribución de presión y de gasto en el yacimiento permanece constante con el tiempo. En contraste, el flujo transitorio es la situación en la cual la presión y/o el gasto varían con el tiempo. El flujo pseudoestacionario es una clase especial de flujo transitorio, el cual se asemeja al flujo estacionario.

3.4.2 COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO

Los yacimientos de aceite bajosaturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de saturación, también conocida como presión de burbujeo (p_b). Arriba de ésta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimiento de aceite y gas disuelto).

3.4.2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión.

El método de determinación de la capacidad productora es conocida como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, relación de comportamiento de afluencia. Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean estos de

aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume (Vogel, 1968) que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP), derivada a partir de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible.

T.V Moore (1939) sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo (p_{wf}), y la presión estática del yacimiento (p_{ws}), a varios gastos. La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina Índice de Productividad (IP) y se simboliza con la letra J . Si la producción q está en (bl/día) de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$, el IP se define como:

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{\frac{bl}{día} @ c.s}{\frac{lb}{pg}} \right] \quad 3.7$$

Es práctica común evaluar el J durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo. Sin embargo se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la p_{wf} sea menor que la p_b , el J cambiara en función de la recuperación acumulada.

Suponiendo que el índice de productividad de un pozo es constante e independiente del gasto de producción, se tiene que la Ec. 3.7 y despejando a p_{wf} , la ecuación queda de la siguiente forma:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad 3.8$$

En una gráfica de p contra q se tiene que la Ec. 3.8 representa una línea recta de pendiente $-\frac{q_o}{J}$ (la inclinación de la línea recta es hacia la izquierda debido al signo) y ordenada al origen igual a P_{ws} . Donde para un período corto de tiempo de explotación J se considera constante, independiente de la producción. Así mismo, P_{ws} se considera constante. Una gráfica de P_{wf} contra q_o , exhibirá una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación p_b , (que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico con $P_{wf} > P_b$) y bajo régimen laminar. De esta forma J permanecerá constante

Se adoptó el eje de las ordenadas para representar la presión y el eje de las abscisas para representar el gasto de producción. En la Fig. 3.11 se puede apreciar la representación gráfica del índice de productividad.

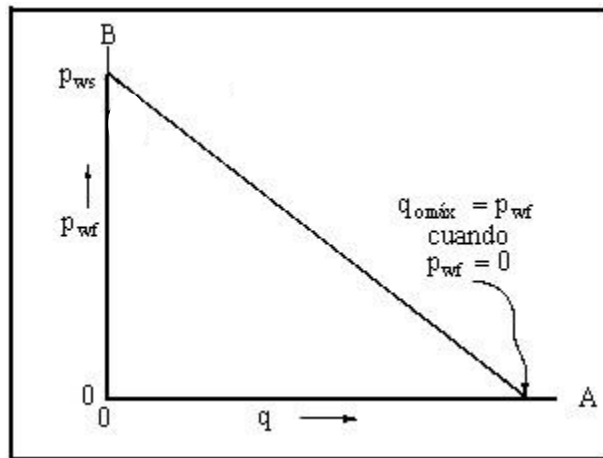


Fig. 3.11 Representación gráfica del índice de productividad.

Observando la gráfica de la Fig. 3.11 se pueden advertir los siguientes aspectos:

- Cuando q_o es igual a cero, P_{wf} es igual a P_{ws} .
- Cuando P_{wf} es igual a cero, q_o es igual $J P_{ws}$. es decir, se tiene un $q_{o max}$ (hipotético).

El $q_{o max}$ (hipotético) es aquel en el cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, y se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero. Es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. En aquellos pozos

3.4.2.2 EFICIENCIA DE FLUJO

Uno de los problemas que incide en la variación de la producción en la etapa de explotación, es el daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño (o estimulación) a la formación modifica la eficiencia de flujo, y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo (Strubhar y Cols, 1972).

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$, si estuviera en agujero descubierto y sin daño (Vogel, 1968).

Por su parte, Standing (1970) establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación, es decir, $EF \neq 1.0$. Con base en la Fig. 3.12 Standing (1970) definió la eficiencia de flujo de la siguiente manera:

$$EF = \frac{(Caida\ de\ presión)\ ideal}{(Caida\ de\ presión)\ real}$$

o bien donde:

$$P_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s \tag{3.9}$$

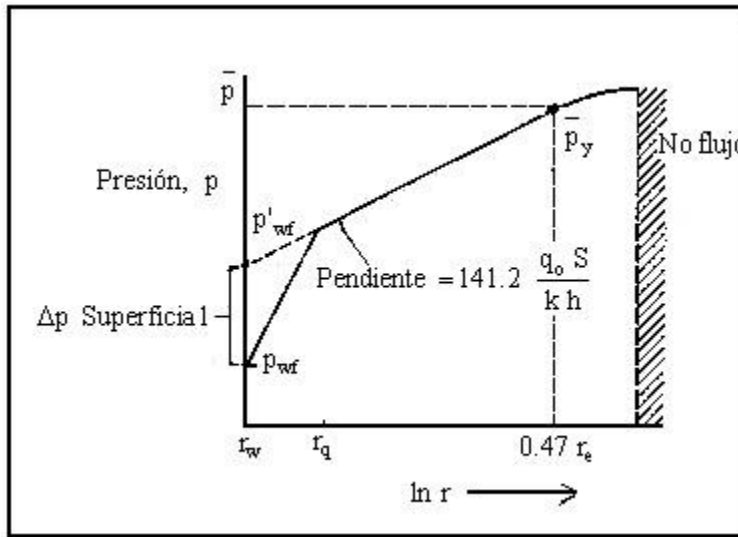


Fig. 3.12 Perfil de presión para pozos dañados. Empuje por gas disuelto.

Como se puede advertir en la Fig. 3.12, un pozo sin daño fluiría a un gasto q para una presión de fondo fluyendo P'_{wf} , mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir, P_{wf} con el objeto de producir el mismo gasto q . Resultando la ecuación de la siguiente forma:

$$EF = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_s)}{(P_{ws} - P_{wf})} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \tag{3.10}$$

Craft y Hawkins (1959) mostraron que la presión media del yacimiento $P_{ws} = \bar{P}_y$ está localizada alrededor del 61% del radio de drenaje para flujo estacionario. Para el caso de flujo pseudoestacionario, la presión media del yacimiento ocurre alrededor de la mitad de la distancia del radio externo de drenaje; es decir:

$$p(r = 0.472 r_e) = P_{ws} \text{ de la Fig. 3.12}$$

Para determinar ΔP_s primeramente se deberá evaluar S , el cual puede determinarse a partir de una prueba de incremento de presión realizada en el pozo, tal como se muestra en la Fig. 3.13.

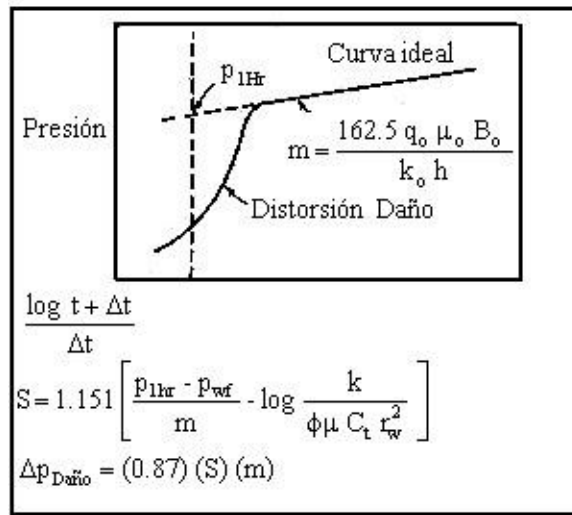


Fig. 3.13 Método para determinar ΔP_s .

Por lo cual la expresión final para ΔP_s es:

$$\Delta P_s = 0.87 m S \quad 3.11$$

Una vez evaluada ΔP_s , la eficiencia de flujo EF , Ec. 3.10 podrá obtenerse fácilmente.

De tal forma que si EF es:

- $EF = 1$ pozo sin daño.
- $EF < 1$ pozo con daño.
- $EF > 1$ pozo estimulado.

3.4.2.3 POTENCIAL DEL POZO

Regresando nuevamente a la Fig. 3.11, se tiene que el valor de q en el punto B , es decir $J P_{ws}$, se define como el potencial del pozo y se representa con el símbolo $q_{o max}$. Que se expresa:

$$q_{o max} = J P_{ws} \quad 3.12$$

La Fig. 3.11 se refiere a la reacción de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, se está hablando en realidad del potencial de la formación: el gasto máximo al cual la formación puede entregar fluidos hacia el pozo, lo cual

ocurre cuando la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es igual a cero (es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica).

3.4.3 COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE SATURADO

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la Ec. 3.7 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión Fig. 3.14.

Esto se justifica al entender que: si $P_{wf} < P_b$, el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), el IP (que es función de k_o) disminuye y la relación gas-aceite instantánea (R) aumenta. El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

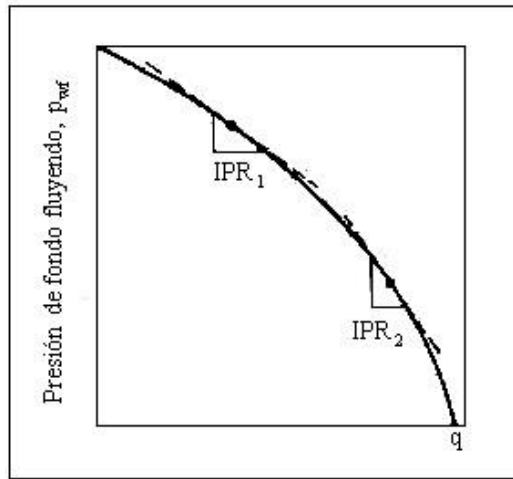


Fig. 3.14 Variación del IP para yacimientos saturados.

De lo anterior se concluye que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que $P_{wf} < P_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión esto es:

$$IP = IPR = \frac{-dq}{dP_{wf}} \quad 3.13$$

3.4.3.1 CURVAS DE IPR

Vogel (1968) propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales. La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad 3.14$$

donde:

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{ws} : Presión estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

q_o : Gasto de aceite medido a la P_{wf} $\left[\frac{bl}{dia} \right]$

$q_{o\ max}$: Potencial del pozo (Considerando $P_{wf} = 0$) $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

La Ec. 3.14 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo $EF = 1$. La representación gráfica de la Ec. 3.14 se puede apreciar en la Fig. 3.15.

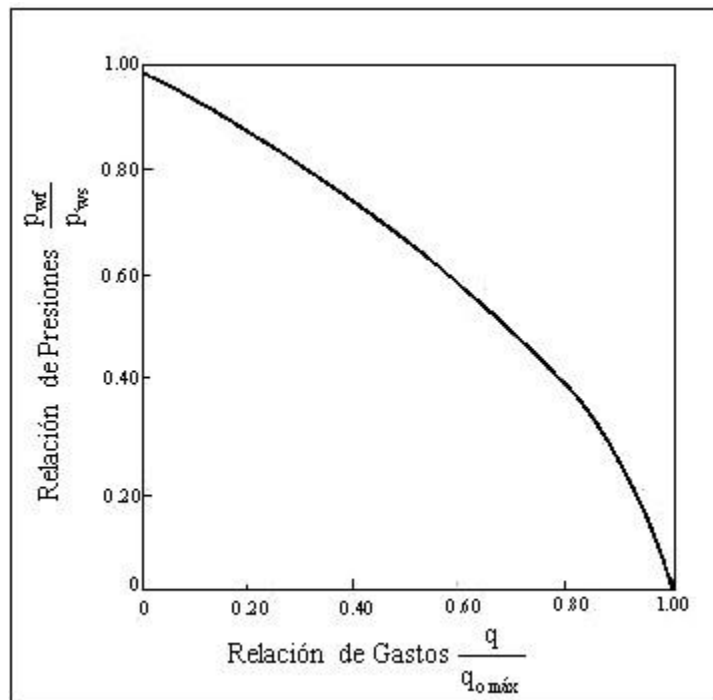


Fig. 3.15 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto.
 $EF=1$.

Otra forma de expresar la Ec. 3.14 es en función de la presión de fondo fluyendo:

$$P_{wf} = P_{ws} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_o}{q_o \max}}}{0.8} \right) \quad 3.15$$

La curva de la Fig. 3.15 sólo es aplicable para EF = 1. Por ello, Standing (1970) extiende el trabajo de Vogel (1968) y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencia de flujo, definidas anteriormente Ec. 3.9:

$$EF = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 3.16$$

donde:

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo con daño $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{ws} : Presión estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P'_{wf} : Presión de fondo fluyendo sin daño $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

La Fig. 3.16 muestra el concepto empleado por Standing para establecer la eficiencia de flujo. Mientras que en la Fig. 3.17 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- El gasto para cualquier p_{wf} y diferentes valores de EF.
- La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

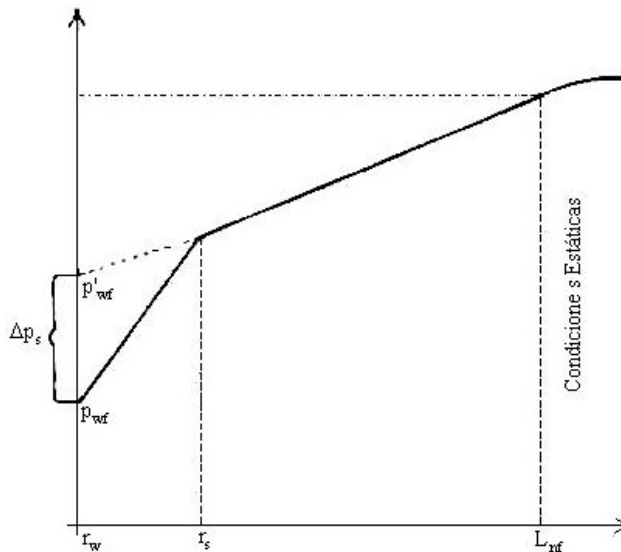


Fig. 3.16 Presiones de fondo en un pozo dañado.

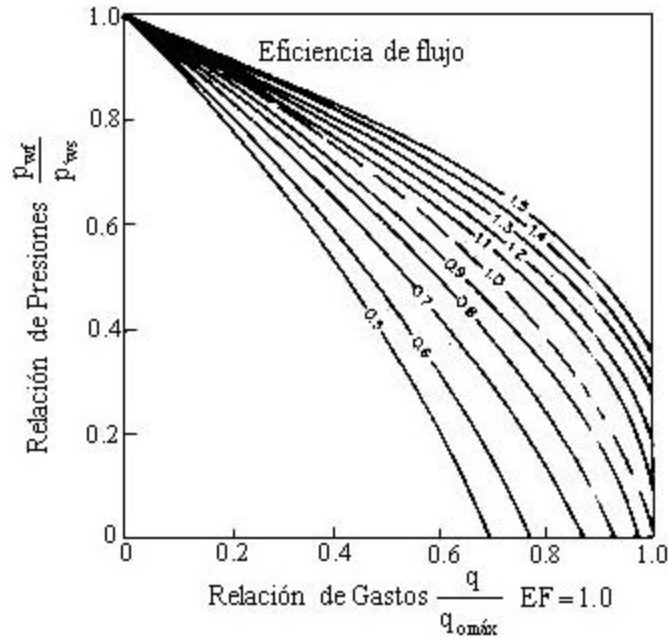


Fig. 3.17 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto.

3.4.3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD VARIABLE

Predecir el comportamiento de afluencia de un pozo productor resulta por demás complicado debido a que la curva de comportamiento de afluencia y el IP cambian en función del tipo de yacimiento, la producción acumulada y el tiempo.

Para un yacimiento con empuje de agua muy activo, en el cual la presión permanece por arriba del punto de burbujeo, el IP permanece constante, y para un yacimiento con empuje de gas en solución, en el cual las presiones de flujo están por abajo del punto de burbujeo, el IP cambia rápidamente. Lo anterior se puede apreciar en la Fig. 3.18.

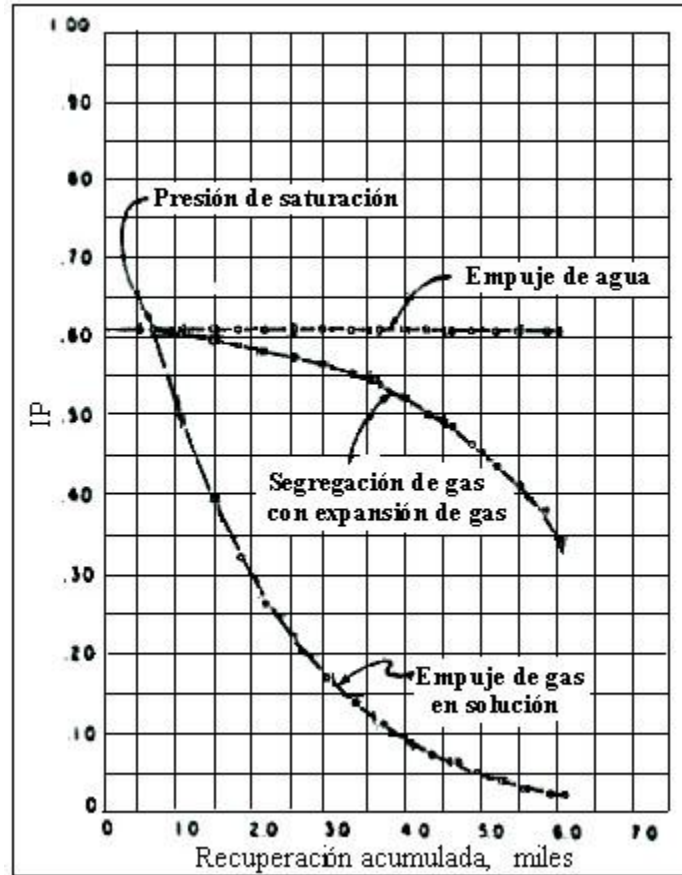


Fig. 3.18 IP contra producción acumulada para diferentes tipos de yacimientos.(Brown y Beggs, 1977, vol 1).

Considerando el tipo de yacimiento, la variación del *IP* tendrá características muy particulares, en función de la producción acumulada.

3.5 EFECTO DE DAÑO

3.5.1 FACTOR DE DAÑO

Se define daño a la formación a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la penetración de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo. Un ejemplo, es el hinchamiento de las arcillas debido a entrada de agua dulce, cuya tendencia es aumentar su volumen y a obstruir los espacios porosos de la formación provocando la reducción de la permeabilidad.

Físicamente se manifiesta como una caída de presión adicional en el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo.

3.5.2 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

- DAÑO DE PERFORACIÓN:
 - Invasión de sólidos de perforación.
 - Invasión de fluidos de perforación.
- DAÑO DE CEMENTACIÓN:
 - Lechada de cemento.
 - Cementación forzada.
- DAÑOS EN LA TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS:
 - Daños por punzado.
 - Daños por fluidos de terminación.
 - Daños en Gravel Packs.
 - Daños durante la producción.
 - Daño durante la limpieza del pozo.
 - Daño durante el tratamiento ácido.
 - Tratamientos de control de agua.
- DAÑO EN POZOS INYECTORES:
 - Inyectores de agua.

3.5.3 TIPOS DE DAÑO

Los principales tipos de daños son los siguientes y que se describirán con sus generalidades en el capítulo 4.

- Emulsiones
- Cambio de mojabilidad:
- Bloques de agua:
- Depósitos orgánicos
 - Parafinas
 - Asfaltenos
- Depósitos mixtos
 - Limos y arcillas
 - Bacterias

Emulsiones

Una emulsión es una dispersión estable de dos fluidos inmiscibles. Esta dispersión constituye una fase separada en la formación; por lo general muestra una mayor viscosidad que los fluidos que la componen. Las emulsiones reducen la permeabilidad efectiva del fluido de producción en las áreas cercanas a la vecindad del pozo y esto es lo que genera los daños. El efecto recibe el nombre de bloqueo por emulsiones. Las emulsiones de tres fases son poco comunes, por ejemplo: aceite/agua/aceite, agua/aceite/agua, aceite/agua/gas.

Cambio de mojabilidad

El cambio de mojabilidad parcial o total en aceite de una formación reduce la permeabilidad relativa y efectiva al aceite. Esto puede ocurrir como resultado de la adsorción de los materiales activos en superficies de los fluidos de perforación, reparación o terminación a base de aceite.

Bloques de agua

Los bloques de agua son el resultado de un incremento en la saturación de agua cerca de la vecindad del pozo, y disminuyen la permeabilidad relativa de los hidrocarburos. Un bloque de agua puede formarse durante las operaciones de perforación o terminación debido a la invasión de filtrados base agua, o durante la etapa de producción debido a la digitación o conificación.

Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitaciones de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos). Por lo general se localizan en la tubería de producción, en la vecindad del pozo, en los disparos o en la formación; sin embargo, se pueden encontrar depósitos en el equipo en superficie. Los depósitos orgánicos tapan físicamente las gargantas de los poros, los disparos y otras áreas. Los depósitos orgánicos también pueden hacer la matriz mojable en aceite, lo cual puede resultar en una reducción de la producción. Las cuales son:

- Parafinas: son hidrocarburos alifáticos saturados en forma de cristales, por lo que están sujetas a factores depositacionales de cristalización.
- Asfaltenos: los asfaltos son los componentes negros de los aceites crudos y están constituidos de compuestos de anillos aromáticos, policíclicos, condensados y de alto peso molecular.

Depósitos mixtos

Los depósitos mixtos (orgánicos/inorgánicos) son una mezcla de compuestos orgánicos e incrustaciones de limos o arcillas. Las incrustaciones o el conjunto de limos y arcillas se vuelven mojables en aceite y actúan como emplazamiento de nucleación para los depósitos orgánicos.

- Limos y arcillas: entre los daños que pueden ocasionar los limos y las arcillas, se puede incluir la invasión de la permeabilidad del yacimiento con fluidos de perforación, terminación o reparación, así como el hinchamiento y la migración (o ambas) de los finos de la formación.
- Bacterias: las bacterias son microorganismos con un diámetro de aproximadamente 0.5m que viven en el agua. Se multiplican rápidamente pueden duplicar su población en 20 minutos y en un amplio rango de condiciones; esto reduce la permeabilidad y daña la formación.

3.5.4 EVALUACIÓN DE DAÑO

Durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño.

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

Generalmente, sólo interesa el factor de daño durante el período pseudoestacionario y se desprecia el efecto de daño en el período de transición debido a los tiempos cortos.

Para condiciones de período pseudoestacionario de un pozo, el factor de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, $P_y - P_{wf}$. Lo anterior se puede establecer de la siguiente forma:

$$P_y - P_{wf} = \underbrace{P_y - P'_{wf}}_{ideal} + \underbrace{P'_{wf} - P_{wf}}_{no-ideal} \quad 3.17$$

donde:

P_y : Presión del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo a condiciones reales $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P'_{wf} : Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

La diferencia de presión de fondo fluyendo entre la ideal y la actual, $P'_{wf} - P_{wf}$, representa una pérdida de presión adicional debido al daño de la formación, estimulación de la zona alrededor del pozo y otras restricciones al flujo a la entrada del pozo.

La Fig. 3.19 muestra la comparación gráfica de la distribución de presión actual de un pozo a condiciones reales y un pozo a condiciones ideales.

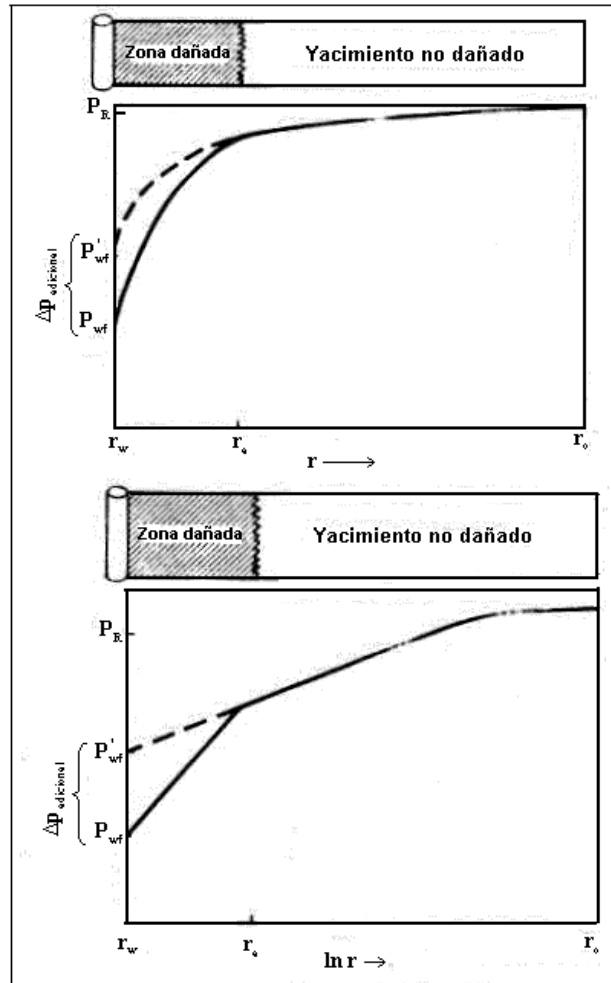


Fig. 3.19 Distribución de presión actual de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Golan y Whitson, 1991).

Ahora bien, considerando flujo pseudoestacionario para un caso ideal, resulta:

$$P_y - P'_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right] \quad 3.18$$

Reordenando la Ec. 3.18 y resolviendo para el gasto, se tiene que:

$$q_o = \frac{k h}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right]} \quad 3.19$$

Para cuantificar el efecto actual del factor de daño, es necesario calcular la constante $(141.2 \mu_o B_o / kh) S$, la cual proporciona las pérdidas de presión debido al daño.

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo (EF). La eficiencia de flujo (EF), se define como la relación entre el gasto actual y el gasto ideal para un abatimiento de presión dado. Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$E.F. = \frac{q_{actual}}{q_{ideal}} \text{ [adimensional]} \quad 3.20$$

Debido a que los componentes individuales del factor de daño no se pueden medir directamente, será necesario calcular los componentes individuales basándose en correlaciones desarrolladas empíricamente, analíticamente y con simuladores numéricos. Una vez que se ha evaluado la contribución de cada componente del factor de daño, será posible considerar medidas correctivas para reducir el efecto dañino y por consiguiente, el mejoramiento de la productividad del pozo.

El efecto de daño total S , para un pozo se puede establecer de la siguiente forma:

$$S = \sum \text{Restricciones al flujo} \quad 3.21$$

3.5.5 EFECTO DE FRACTURAS

La mayoría de pozos productores de aceite y gas son fracturados, ya sea durante la etapa de terminación, o bien, durante su vida productiva. El principal objetivo del fracturamiento de la formación es incrementar la capacidad productiva de la misma. Los pozos perforados en yacimientos de baja a moderada permeabilidad, son buenos candidatos a un fracturamiento, lo cual implica un mejoramiento en su comportamiento de producción.

El fracturamiento, es un método de estimulación al pozo, en el cual se crean fracturas conductivas en la formación alrededor del pozo. Las fracturas son generadas ejerciendo presión en la zona productora. Dicha presión debe ser mayor que la presión de fractura de la formación. Esta presión es aplicada desde la superficie mediante bombas, las cuales inyectan fluidos a determinados gastos. Cuando la formación no puede aceptar ampliamente los fluidos inyectados a altos gastos, se forman nuevos canales de flujo. Estos nuevos canales de flujo se denominan fracturas. Las fracturas son iniciadas, propagadas y mantenidas abiertas durante el tiempo en que se realiza la operación de inyección. Una vez que la operación de inyección se suspende las fracturas tienden a cerrarse nuevamente.

Para mantener la fractura abierta así como su conductividad, se utilizan dos métodos inmediatamente después de que la operación de inyección se suspende:

- Apuntalar la fractura.

Los materiales apuntalantes son mezclados en la superficie con fluidos viscosos que acarrean y distribuyen los apuntalantes (bauxita, óxido de Circón, resinas, etc.), para su posterior depositación, lo cual permite mantener la fractura abierta. Este método se conoce como fracturamiento hidráulico

- Fracturamiento con ácido.

El ácido es inyectado en la fractura, lo cual genera superficies irregulares que permiten mantener abiertas parcialmente las fracturas. Este método es relevante sólo en yacimientos carbonatados. En formaciones de areniscas resulta insuficiente para proporcionar una alta conductividad de la fractura.

Por otra parte, cuando un pozo es fracturado empleando cualquiera de los dos métodos mencionados anteriormente, el efecto sobre el comportamiento del pozo es equivalente a una ampliación del radio de drene del pozo.

Considerando el fracturamiento hidráulico, cada fractura hidráulica puede ser caracterizada por su longitud, conductividad y relacionarse con su efecto de daño equivalente. En la mayoría de los cálculos, la longitud de fractura, la cual debe ser longitud conductiva y no la longitud hidráulica creada, se asume que consiste de dos longitudes medias iguales.

3.5.6 FACTOR DE DAÑO COMPUESTO

El factor de daño total o compuesto (S), que se evalúa a través del análisis de las pruebas de incremento y decremento de presión; ha sido visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. Sin embargo en los últimos años, este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como, penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc.

El efecto total de todas las condiciones no ideales cerca del pozo es una composición de todos los efectos individuales. Por esta razón, el factor de daño total ha sido definido incluyendo todos estos efectos de la siguiente manera:

$$S = S_a + S' + S_{Disp} + S_{DESV+PEN} + S_f + S_G + S'_{eq} + S_b \quad 3.26$$

donde:

S : Factor de daño compuesto [Adimensional]

S_a : Factor de daño por flujo restringido [Adimensional]

S' : Factor de daño asociado a la alta velocidad de flujo [Adimensional]

S_{Disp} : Factor de daño causado por disparos [Adimensional]

S_f : Factor de daño causado por fracturas [Adimensional]

S_G : Factor de daño causado por fracturas [Adimensional]

S'_{eq} : Factor de daño debido a pozos horizontales [Adimensional]

S_b : Factor de daño por formación de condensados [Adimensional]

El factor de daño compuesto no es simplemente la suma de todos los factores de daño individuales. Este refleja también, en cierto grado, la interacción entre las diferentes restricciones al flujo que pueden magnificar o reducir su efecto compuesto.

3.6 TIPOS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y comportamiento de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá la determinación de:

- La disminución de presión en la cabeza del pozo, necesaria para mantener constante el gasto de producción, y la duración para la cual, el gasto constante se puede mantener.
- La declinación del gasto de producción si la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La producción con una presión constante en la cabeza del pozo es típica para pozos con baja productividad, en contraste con la presión de un separador o una línea de descarga sin restricción.

También es típico para pozos de alta productividad cuando la presión en la cabeza del pozo ha alcanzado la presión de descarga mínima requerida para sostener el flujo en contra de una contrapresión del separador o línea de descarga. En cualquier caso, una presión constante en la cabeza del pozo implica una declinación de la producción. Cabe señalar que la presión en el fondo del pozo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente y la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La base para calcular la declinación del gasto de producción es un conjunto de curvas características, definidas como “curvas tipo”.

Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos y son sugeridas en este apartado para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción. Tales curvas serán expuestas posteriormente.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- Declinación transitoria.
- Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el período pseudoestacionario. Estas declinaciones son:

- Declinación exponencial.
- Declinación hiperbólica.
- Declinación armónica.

3.6.1 DECLINACIÓN TRANSITORIA

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, el abrir un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo. El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente (en función del tiempo).

Existen dos modos de producción transitoria, los cuales son considerados y tratados matemáticamente:

- Gasto de producción constante.
- Presión de fondo fluyendo constante.

3.6.2 DECLINACIÓN EN ESTADO PSEUDOESTACIONARIO

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no - flujo. De allí en adelante como resultado de la producción,

la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drene. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del volumen de poros.

Para cuantificar la declinación de presión usualmente se tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrica. El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

Existiendo tres diferentes tipos de declinaciones para el estado pseudotransitorio:

- Declinación exponencial (Nind, 1964).
- Declinación hiperbólica (Arps, 1954; Fetkovich, 1980).
- Declinación armónica (Slider, 1983; Arps, 1954).

CAPÍTULO 4 DESARROLLO DEL ESQUEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD.

4.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad la Industria Petrolera enfrenta el reto de maximizar la recuperación de hidrocarburos y rentabilidad de los campos petroleros. Es necesario para lograr esto la realización de estudios integrales de productividad, así como la implementación de mejores prácticas y tecnologías de vanguardia para definir la mejor alternativa para la solución de los problemas existentes en la explotación de los yacimientos. Lo anterior podría atenuar y revertir la tendencia de declinación en la producción de aceite y gas permitiendo prolongar la vida de los pozos y campos petroleros.

El esquema presentado se basa en el análisis y diagnóstico del sistema integral de producción, el cual se fundamenta en la atención prioritaria y enfocada en los pozos, para identificar áreas de oportunidad de mejoramiento de producción a corto y mediano plazo que permitan la mayor producción al menor costo posible.

4.2 PROCESO DEL ESQUEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD

El esquema integral de productividad de pozos permite:

- Optimizar la explotación de hidrocarburos.
- Prolongar la vida útil de los pozos.
- Recuperar la mayor cantidad de las reservas de los yacimientos.
- Detectar áreas de oportunidad para restablecer la productividad de pozos.

En la Fig. 4.1 se muestran las etapas que integran el esquema integral de productividad de pozos propuesto, el cual abarca desde la jerarquización de los objetivos y estrategias hasta la evaluación de la alternativa de solución para el mejoramiento de la productividad de los pozos.

Este esquema tiene los siguientes objetivos:

- Revisar y estudiar pozos actualmente productores o en explotación que producen por debajo de su potencial, con la finalidad de proponer mejoras a los mismos y restablecer y/o mejorar su capacidad de producción.
- Determinar la necesidad de adquirir información adicional, para la evaluación de alternativas de solución y el diseño de su intervención o taponamiento.
- Seleccionar y diseñar los trabajos que resulten más efectivos desde el punto de vista técnico-económico, para la reincorporación a producción y/o optimización de la productividad de pozos.
- Documentar y difundir los conocimientos aprendidos entre los diversos especialistas.
- Incorporar las mejores prácticas y lecciones aprendidas.



Fig. 4.1. Etapas involucradas en el esquema integral de productividad de pozos.

Las etapas involucradas en el esquema integral de productividad de pozos se muestran en el diagrama de flujo de la Fig. 4.2.

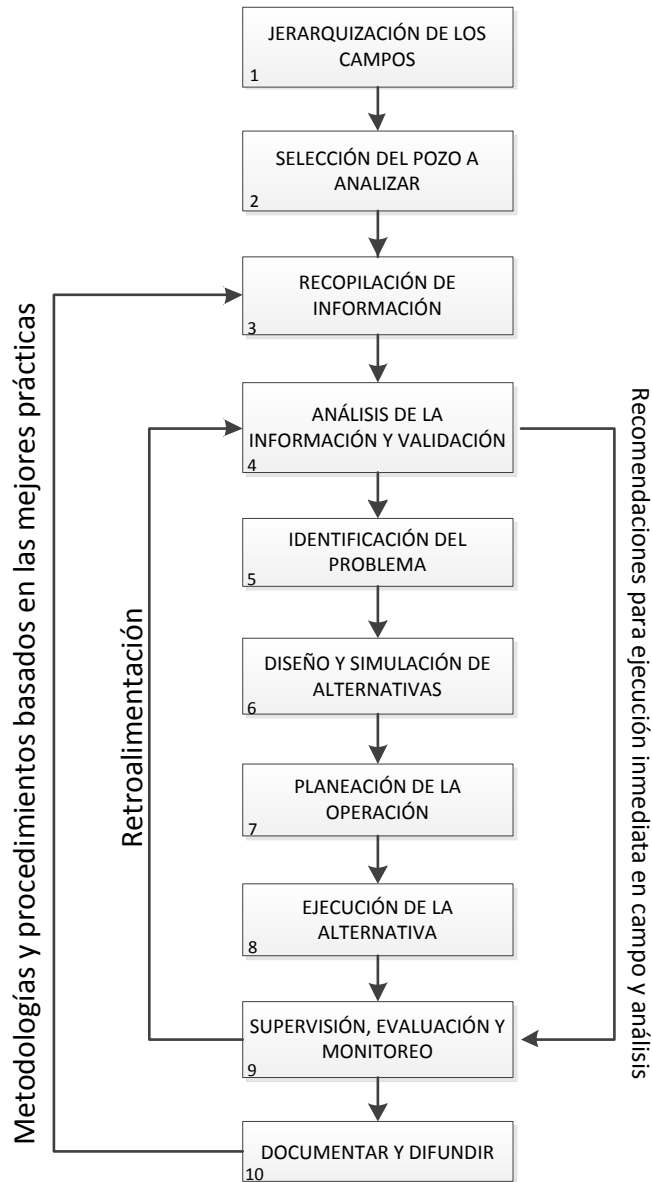


Fig. 4.2. Diagrama de flujo de las etapas involucradas en el esquema integral de productividad de pozos.

4.3 IMPLEMENTACIÓN

En esta etapa se realiza una revisión general del yacimiento con el objetivo principal de identificar áreas prospectivas y distribución anómala de fluidos, esto se logra integrando el modelo estático con el dinámico es decir, se integrará el modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, atributos sísmicos, geomecánico, con el comportamiento dinámico del yacimiento:

producción e inyección de fluidos, presiones, mecanismo de empuje predominante, declinación, estimación de reservas, modelo roca - fluidos, etc.

4.3.1 JERARQUIZACIÓN DE LOS CAMPOS

Es el establecimiento de prioridades entre los candidatos existentes, basándose en ciertas características que en su momento se definirán. En la Fig. 4.3 se muestra el contenido de la etapa 1 del esquema integral de productividad de pozos. Existen los siguientes métodos de selección:

- Método índice de heterogeneidad.
- Método Delphi.
- Matriz de selección. Complejidad – definición.

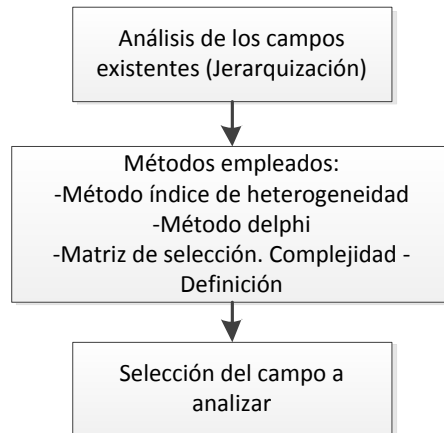


Fig. 4.3. Etapa 1 del esquema integral de productividad de pozos.

4.3.2 SELECCIÓN DEL POZO A ANALIZAR

Es importante mencionar que este análisis de los pozos no representa una evaluación exhaustiva del yacimiento, sino más bien un proceso de revisión integral de oportunidades considerando todos los aspectos del yacimiento (área de drene) hasta el pozo, con el fin de determinar si el pozo cuenta con un comportamiento anómalo y si cuenta con la oportunidad de incremento de producción.

Una vez identificado el campo que contiene las características establecidas en la jerarquización de los campos se identificara y clasificaran los pozos de acuerdo a su condición, como:

- Cerrados.
- Taponados.
- Fluyentes o en declinación.
- Con SAP.

Posterior, para comenzar con la selección del pozo se debe realizar el análisis de la información de producción, para poder identificar el comportamiento y declinación de la producción del pozo mediante gráficos de producción de aceite vs tiempo, producción de gas vs tiempo, flujo fraccional de agua y gas de inyección de bombeo neumático (en caso de existir un SAP con BN). Para posteriormente analizar el comportamiento de presión de fondo mediante los gráficos de P_{ws} vs tiempo, P_{wf} vs tiempo y P_{wh} vs tiempo.

Mediante la conjunción del análisis del comportamiento de producción y el comportamiento de presión de fondo, se tendrá la representación de las tendencias de declinación de producción de los fluidos en el pozo con la cual podremos identificar los casos de oportunidad para la implementación de soluciones capaces de prolongar la vida productiva del pozo con problemas de declinación anormal. En la Fig. 4.4 se muestra el esquema contenido en la etapa 2.

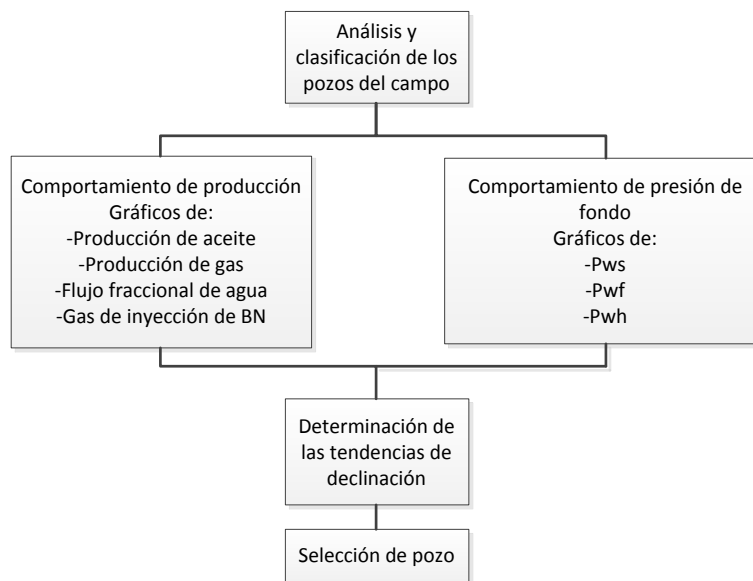


Fig. 4.4. Etapa 2. Procesos involucrados en la recopilación de la información y la selección del pozo.

De esta manera al complementar el análisis del comportamiento de producción y de presión, conjuntando los resultados podemos determinar las tendencias de declinación de los pozos, con lo cual se puede tomar la decisión del pozo a intervenir y continuar con el esquema integral de productividad de pozos.

4.3.3 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

La recopilación de la información es el inicio del esquema integral de productividad de pozos, el cual juega un papel importante ya que consiste en la integración de la información del yacimiento y

del pozo, con los cuales podemos tener detalladamente la información del pozo. Los procesos involucrados en la etapa 3 del esquema integral de productividad se muestran en la Fig. 4.5.



Fig. 4.5. Etapa 3. Procesos involucrados en la recopilación de la información.

4.3.3.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

SECCIONES ESTRUCTURALES

El primer objetivo de la Geología Estructural es la descripción geométrica de los cuerpos rocosos; desde este punto de vista los cuerpos rocosos pueden ser clasificados en diversos grupos atendiendo a varios criterios: geométricos; de significado geológico; de edad de formación; de los procesos que los originó; de la cohesión mesoscópica durante la deformación; de los efectos de la deformación frente a un marco de referencia; y de la distribución de la deformación.

El segundo objetivo a tener en cuenta es el análisis cinemático y dinámico de los procesos que dan lugar a las estructuras desde un punto de vista geométrico; es decir, describir los desplazamientos (deformaciones, rotaciones y traslaciones) que dan lugar a la formación de una estructura y establecer el modelo de esfuerzo y la naturaleza de las fuerzas que causan dichas deformaciones.

Un tercer objetivo consiste en la elaboración de modelos que expliquen las estructuras descritas. Estos modelos son: de tipo geométrico cuando interpretan la orientación y distribución tridimensional de las estructuras dentro de la Tierra; cinemáticos cuando explican la evolución específica de una estructura a lo largo del tiempo, desde el estado indeformado hasta la configuración actual de la estructura y mecánicos cuando se utilizan los conocimientos de la física del medio continuo, para explicar el comportamiento de las rocas en respuesta a determinadas fuerzas aplicadas sobre ellas. Estos modelos se realizan a todas las escalas, sirven para entender mejor los procesos que intervienen en la dinámica terrestre, deben de estar basados en la observación rigurosa de las estructuras y deben de perfeccionarse continuamente con nuevas observaciones.

PROPIEDADES PETROFISICAS

La mayor parte del petróleo y gas del mundo se encuentra acumulada en areniscas y rocas de carbonatos, sencillamente porque son las rocas más comunes que cumplen con las características necesarias para almacenar hidrocarburos. En este capítulo se explican algunas propiedades petrofísicas, así como también algunos conceptos teóricos. El objetivo principal es tener conocimiento de los parámetros que definen los intervalos del yacimiento que pueden ser explotados de manera rentable.

- POROSIDAD

Es el porcentaje o la fracción que resulta al relacionar el volumen de espacios, ya sea huecos, poros, canales, fisuras o cavernas, comunicados o no, con el volumen total de la roca. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera.

$$Porosidad (\Phi_t) = \frac{Volumen_{espacios}}{Volumen_{roca}}$$

La porosidad de una roca se divide en dos tipos de acuerdo al proceso por el cual se originó, si fue producto de una diagénesis o si fue producto de esfuerzos o movimientos.

- Porosidad Primaria: Se desarrolla al mismo tiempo en que los sedimentos se fueron depositando. Se clasifica en tres principales tipos: porosidad intergranular, porosidad intrapartícula y porosidad intercristalina.
- Porosidad Secundaria: Ocurre debido a procesos geológicos o artificiales que suceden posteriormente a la depositación de los sedimentos. Dos de los principales tipos de porosidad secundaria son: porosidad de fracturas-fisuras y porosidad vugular, en algunos estudios este último tipo de porosidad se considera de manera independiente, dando origen a sistemas de triple porosidad, es decir la suma de las porosidades de matriz, fracturas y vugulos.

Si en el volumen de poros se consideran únicamente los poros, fracturas, canales o huecos que se encuentran comunicados entre sí, la porosidad es conocida como porosidad efectiva. Es precisamente esta porosidad la base para la determinación del volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento ya que serán los únicos factibles de ser recuperados.

Sistema de doble porosidad

Este término hace referencia a estudios de yacimientos en los que se presentan dos tipos de porosidad: porosidad primaria y porosidad secundaria. También puede significar la interacción que existe entre dos medios homogéneos porosos de distinta porosidad y permeabilidad. Algunos sistemas en los que se tiene doble porosidad son:

- Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).
- Yacimientos de capas múltiples con alta permeabilidad contrastante entre capas.
- Yacimientos de una sola capa con alta variación de la permeabilidad a lo largo del espesor y área del yacimiento.

- PERMEABILIDAD

La permeabilidad es un indicador de la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. Dicha propiedad depende únicamente de las características físicas de la superficie sólida del medio. Cabe señalar que hay una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva ya que si los poros no están interconectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva, es decir: la presión de sobrecarga, el tamaño, el empacamiento y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

- Permeabilidad Absoluta (k_a)

Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través del medio poroso cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, es importante señalar que dicho fluido es el mismo que se utiliza como fluido desplazante durante la prueba a través de la cual se determina el valor de permeabilidad absoluta empleando la ecuación de Darcy; el factor 1.252 permite obtener la permeabilidad en mD.

$$k_a = 1.252 \frac{q \mu L}{A \Delta p}$$

Donde:

q : *gasto de inyección* [bl]

k_a : *permeabilidad absoluta* [mD]

A : *sección transversal de la muestra* [m²]

L : *longitud de la muestra* [m]

μ : *viscosidad del fluido inyectado* [cp]

Δp : *diferencial de presión* $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

- Permeabilidad Efectiva (k_e)

Es la permeabilidad del medio poroso a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos saturando dicho medio. Ésta depende de la geometría del poro, la mojabilidad, distribución de fluidos y la historia de saturación. k_o , k_g y k_w representan las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, respectivamente. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y siempre será menor a la permeabilidad absoluta

- Permeabilidad Relativa (k_r)

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. En ingeniería de yacimientos resulta de gran importancia, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_a}; k_{rg} = \frac{k_g}{k_a}; k_{rw} = \frac{k_w}{k_a}$$

donde:

k_{ro} : permeabilidad relativa al aceite

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua

k_{rg} : permeabilidad relativa al gas

- SATURACIÓN

Es la relación que indica la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Se determina como el cociente del volumen de fluido, V_f , medido a la presión y temperatura a la que se encuentra en el medio poroso, V_p , entre el volumen de poros.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

En un yacimiento el espacio poroso siempre está saturado de fluidos, Fig. 4.6.

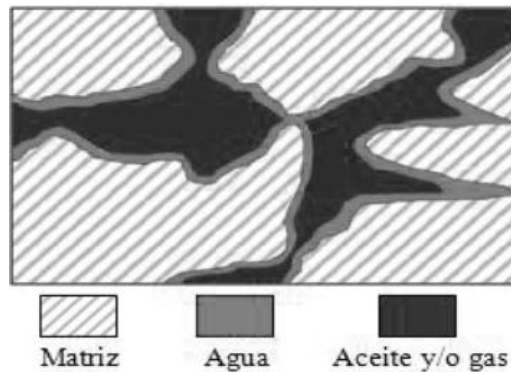


Fig. 4.6. Roca saturada por el aceite y/o gas y agua en un sistema mojado por agua.

De esta manera la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca debe ser igual a uno, si se manejan fracciones. Lo cual resulta:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

donde:

S_w : Saturación del agua

S_o : Saturación del aceite

S_g : Saturación del gas

- PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre la fase mojanante y no mojanante, siempre se considera positiva. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación e ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación irreducible de agua. Para un sistema mojado por agua, la presión capilar para un sistema gas-aceite:

$$P_c = P_g - P_o$$

donde:

P_c : Presión capilar $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_w, P_o : Presión de la fase mojanante para un sistema agua – aceite y para un sistema gas – aceite, respectivamente $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_o, P_g : Presión de la fase no mojanante para un sistema agua – aceite y para un sistema gas – aceite, respectivamente $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

- MOJABILIDAD

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran presentes en el medio poroso, uno de ellos tiende a extenderse o adherirse a la superficie sólida. A esta propiedad se le llama mojabilidad. Geológicamente el agua es un fluido mojanante; sin embargo, la variación del contenido mineralógico del medio poroso y la depositación de compuestos orgánicos procedentes del aceite originarán que existan zonas de diferente mojabilidad, esto se conoce como mojabilidad dalmata. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos se llama ángulo de contacto, θ , el cual es una medida indirecta de la mojabilidad.

De acuerdo a la Fig. 4.7, para el caso en donde θ es menor a 90° se dice que el sistema es mojado por agua y si θ es mayor a 90° el sistema es mojado por aceite, en el caso de que θ sea igual a 90° indica que ambas fases tienen igual afinidad con la superficie sólida.

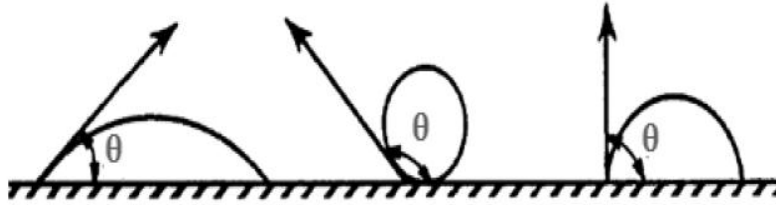


Fig. 4.7. Variación de mojabilidad con respecto al ángulo de contacto.

NUCLEOS DE FORMACIÓN

La toma de núcleo consiste en la remoción mecánica de material de formación de las inmediaciones de un pozo, con el menor grado de perturbación posible. La toma de núcleos es realizada durante las operaciones de perforación usando una gran variedad de equipos. Estos diferentes equipos pueden ser divididos en dos grandes clases: los núcleos de pared y los núcleos de hueco completo

En la Industria Petrolera los núcleos de formación se clasifican de acuerdo a su:

- Contenido de fluidos: núcleos frescos, núcleos preservados y núcleos expuestos.
- Grado de consolidación: núcleos consolidados y núcleos no consolidados.

La selección de alguno de estos depende en gran medida del: tamaño de la muestra, tipo de la muestra y de la cantidad de información requerida.

Para efectuar los análisis de la muestra se deben considerar los siguientes parámetros:

- Tipo de muestra: Recortes de canal (superficie), núcleos de pared del pozo, núcleos de fondo del pozo y superficie.
- Tipo de roca: Porosidad primaria, formación consolidada y formación deleznable, doble porosidad.
- Tipo de análisis: Convencional a condiciones de laboratorio (saturación de fluidos S_f , porosidad \emptyset , permeabilidad absoluta k_a , resistividad, etc.), especial a condiciones de yacimiento (radioactividad, tiempo de tránsito Δt , permeabilidad relativa k_r , presión capilar p_c , etc.).

REGISTROS DE POZOS

Los registros geofísicos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de la información petrofísica de las formaciones productoras necesaria para el proceso de caracterización de yacimientos. Los registros petrofísicos ayudan a definir algunos parámetros físicos de la roca como: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, identificar zonas productoras, profundidad y espesor de zonas, geometría del poro, definir contactos gas-aceite y agua-aceite en el yacimiento y para estimar reservas de hidrocarburos. También se pueden correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de planos de isopacas.

Los parámetros petrofísicos primarios que se determinan en la medición de registros geofísicos son la porosidad (ϕ), el potencial espontáneo (SP), y la resistividad. Los parámetros que se obtienen de registros geofísicos se determinan de forma directa o indirecta, y se obtienen por algunos de los tres tipos generales de registros: eléctricos, radiactivos y acústicos o sónicos. Los nombres de estos registros se deben a la fuente de poder que utilizan para obtener las mediciones. Un registro geofísico de un pozo es una representación gráfica de una propiedad física de la roca que se mide contra profundidad del pozo. Las mediciones se realizan mediante sondas que van recorriendo la trayectoria del pozo. Los datos obtenidos pueden ser del tipo (resistivo-conductivo), acústico (tiempo de tránsito), radioactivos (rayos gamma, neutrón, densidad, etc.), electromagnéticos (dieléctricos), magnéticos, sísmicos, etc.

Para realizar una buena interpretación de registros geofísicos es necesario contar un grupo de curvas generadas a lo largo del pozo las cuales representan alguna propiedad física de la roca y de los fluidos contenidos, trazadas continuamente en profundidad. Para obtener una buena interpretación es necesario contar al menos con los siguientes registros básicos: un registro de litología, uno de porosidad y uno de resistividad, con los cuales podremos caracterizar la formación, identificar acumulaciones de hidrocarburos, zonas porosas y permeables. Para mayor profundidad de la formación se deben aplicar e incluir más registros. La Fig. 4.8 muestra un registro de litología, resistividad y porosidad.

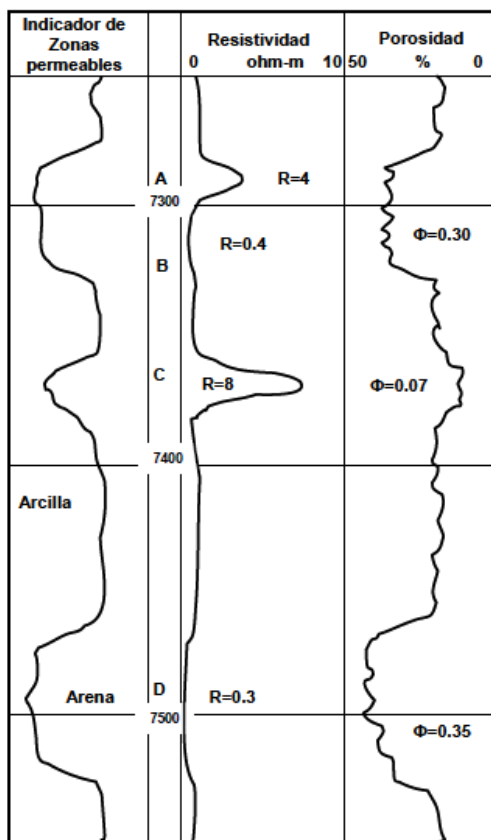


Fig. 4.8. Registros geofísicos.

4.3.3.2 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Para el análisis de una prueba de presión es necesario considerar la revisión de las historias de perforación, terminación y reparación de los pozos, los registros geofísicos disponibles, los resultados petrofísicos y PVT, así como, el sistema integral e historia de producción. También es importante considerar el análisis de los estudios de geología de exploración y explotación, especialmente la definición del tipo de depósito, diagénesis y los minerales que constituyen la formación. Por otra parte, considerar toda la información disponible para asegurar que la interpretación es consistente y de buena calidad, de lo contrario se generarían errores en la interpretación del modelo del yacimiento.

Las pruebas de presión se clasifican principalmente en: Pruebas de decremento, incremento, gasto variable, inyección, abatimiento, presión constante, potencial, interferencia variable, prueba de formación, multiprueba de formación, prueba de escalera, pulsos, etc. En la Tabla 4.1 se muestra el comportamiento del gasto y la presión respecto al tiempo, para cada una de las pruebas mencionadas.

TIPO	GASTO	PRESIÓN
DECREMENTO		
INCREMENTO		
GASTO VARIABLE		
INYECCIÓN		
ABATIMIENTO		
PRESIÓN CONSTANTE		
POTENCIAL		
INTERFERENCIA VERTICAL		
PRUEBA DE FORMACIÓN		
MULTIPRUEBA DE FORMACIÓN		
PRUEBAS DE ESCALERA		
INTERFERENCIA		
PULSOS		

Tabla 4.1. Tipos de pruebas de presión.

Pruebas de decremento de presión: La prueba de presión de decremento es recomendable realizarla en la etapa temprana de la explotación del pozo, ya permite determinar la permeabilidad (k), el factor de daño (S), y el volumen drenado. Este tipo de prueba es muy económica, debido a que no hay cierre, pero presenta la dificultad de tener que mantener el gasto constante.

Prueba de incremento de presión: Para la ejecución de este tipo de prueba es necesario cerrar el pozo y mantener el gasto constante antes del cierre del mismo, a fin de observar un incremento en la presión hasta la estabilización.

Prueba de gasto variable: Esta prueba se puede realizar disminuyendo o aumentando el gasto según sea el caso. Cuando el gasto disminuye la presión aumentará y si el gasto aumenta la presión tiende a disminuir.

Prueba de inyección: Esta prueba consiste en inyectar un fluido inerte hacia la formación. Con la inyección del fluido la presión del yacimiento tiende a aumentar considerablemente, y cuando el pozo de inyección se cierra, la presión disminuye.

Prueba a presión constante: Para este tipo de prueba se mantiene la presión constante, por lo que el gasto disminuye, debido a que el yacimiento va perdiendo energía.

Prueba de formación: La prueba de formación se realiza con la finalidad de determinar el gasto máximo que es capaz de aportar la formación. Permiten caracterizar verticalmente las propiedades de flujo y el contenido de fluido de una formación.

Pruebas de pulso e interferencia: Estas pruebas se realizan con varios pozos. La prueba consiste en generar una señal de entrada en el pozo activo, teniendo como consecuencia una respuesta que podemos medir en los pozos de observación. La respuesta de esta variación de presión es medida por un registrador, sensor de fondo de alta resolución colocado en cada uno de los pozos de observación. La teoría considera que las ondas de presión viajan a través de todo el yacimiento utilizando solamente a los fluidos saturantes como un medio transmisor.

En las pruebas de pulso el pozo se cierra y abre de manera cíclica. En la Prueba de Interferencia la señal de entrada se mantiene estable, el pozo activo se mantiene abierto a un gasto constante, o cerrado según sea el caso.

Las pruebas de presión para un solo pozo (decremento, incremento, inyección, gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y definir el tipo de patrón de flujo y los valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como, las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (dañado o no dañado).

Las pruebas de presión para varios pozos (interferencia, pulsos) nos dan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento y sobre la capacidad de almacenamiento de la formación.

ANÁLISIS PVT

El análisis de los fluidos del yacimiento (aceite, gas y agua), consiste de una serie de pruebas de laboratorio, las cuales están diseñadas para obtener propiedades físicas, las cuales son requeridas en la caracterización de yacimientos. Las propiedades físicas obtenidas son:

- Presión de burbuja o rocío (P_b, P_r).
- Factor de volumen de aceite, gas y agua (B_o, B_g y B_w).
- Relación de gas disuelto en el aceite (R_s).
- Factor de volumen total (B_t).
- Compresibilidad isotérmica del aceite, gas y agua (C_o, C_g y C_w).
- Viscosidad del aceite, gas y agua (μ_o, μ_g y μ_w).
- Factor de compresibilidad (Z).

Las propiedades físicas de los fluidos en función de la temperatura y de la presión, partiendo desde la presión inicial del yacimiento (P_y), pasando por la presión de saturación (P_b o P_r) hasta una presión mucho más baja. También se determina la cantidad y propiedades del gas en el separador, gas y aceite en tanques a diferentes presiones de separación.

La simulación del comportamiento de los fluidos a condiciones de yacimientos, considerando el abatimiento de la presión debido a la extracción de hidrocarburos, se puede realizar mediante la aplicación de dos tipos de separación de fluidos, ambos considerando la temperatura del yacimiento, los cuales son:

- Separación instantánea o flash (separación a masa y composición constante).
- Separación diferencial (separación a masa y composición variable).
 - Convencional. Extracción de todo el gas liberado en cada etapa de separación, ($P < P_b$).
 - A volumen constante. Extracción de una parte del gas liberado en cada etapa de separación, ($P < P_b$).

Para simular el comportamiento a condiciones de superficie o de separación en el campo, se efectúan separaciones instantáneas o flash a varias condiciones de presión y temperatura, generando con ello diagramas de envolvente de fases. A las muestras de hidrocarburos se les somete a varias condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en el campo, para obtener las condiciones óptimas de operación o para unas condiciones de operación dadas, obteniendo los parámetros de medición óptimos.

- Si el yacimiento es de espesor grande deben tomarse muestras de hidrocarburos que provengan de distintas profundidades.
- El pozo a muestrear debe cumplir con varias condiciones, dependiendo del tipo de yacimiento, algunas son:

- Tener alta productividad (mínima caída de presión en la vecindad del pozo para no tener gas libre o muy poco en la vecindad del pozo).
- No debe producir agua. Si es el único pozo viable a muestrear, considerar este aspecto para colocar adecuadamente el muestreador.
- Tener alta presión de fondo fluyendo a un gasto estabilizado.
- No tener aumento rápido de la relación gas-aceite de producción.

El conocimiento de las propiedades del agua de formación es muy importante, para definir su naturaleza y si es del yacimiento o de algún otro tratamiento realizado al pozo. Los parámetros que se deben determinar son:

- Composición.
- Densidad (ρ_w).
- Compresibilidad (C_w).
- Factor de volumen (B_w)
- Viscosidad (μ_w).
- Relación de solubilidad con hidrocarburos (R_s).
- Tensión interfacial agua-hidrocarburos (σ_{wh}).

REGISTROS DE PRESIÓN

Existen registros de presión en donde una buena medición de la presión es parte esencial de las pruebas de presión en pozos. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores y hay tres tipos básicos de medidores de presión de fondo y son: de cable de línea, registro con instalaciones permanentes y de registro recuperable en la superficie.

Curvas de variación de presión:

El objetivo de las pruebas de presión, consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, es obtener información del sistema roca-fluido y de los mismos pozos, a partir del análisis de las citadas variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos. Las diferentes tipos de pruebas de presión son las siguientes:

- Incremento.
- Decremento.
- Pruebas de inyectividad.
- Interferencia.
- Decremento en pozos inyectoros.

Las diferentes pruebas de presión se basan en conceptos básicos y suposiciones para el análisis de las mismas pruebas como son: el daño a la formación y el almacenamiento del pozo, el principio de

superposición en donde se realiza un desarrollo matemático intenso para llegar a las formulas que se utilizan para el análisis.

El análisis se realiza por curvas tipo que fueron desarrolladas y en un análisis realmente sencillo para proporcionar resultados aproximados.

Registros de producción:

Los registros de producción son los registros que se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo, estos registros han permitido conocer con mas detalle el comportamiento no solo de los pozos, sino también de formaciones. Por ejemplo algunos beneficios que se pueden obtener: evaluación detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos, detecciones de zonas ladronas, canalización de cemento, perforaciones taponadas, fugas mecánicas, etc. Entre los registros de producción se tienen:

- Temperatura.
- Gastos.
- Presiones.
- Diámetro interior de tuberías.

Paralelamente con el perfeccionamiento de las herramientas para correr los registros de producción se han ido desarrollando técnicas depuradas de interpretación, permitiendo que las intervenciones en los pozos sean más efectivas. Existen cuatro condiciones básicas en relación con el pozo, las cuales se determinan con la ayuda de los registros de producción, estas condiciones son:

- Estado mecánico del pozo.
- Calidad de la cementación.
- Comportamiento del pozo.
- Evaluación de las formaciones.

Las herramientas de los registros de producción con una línea eléctrica y registran las señales en la superficie; han sido diseñadas para correrse con cable y grabar graficas o cintas magnéticas con la información sobre las condiciones del pozo, las cuales proporcionan los datos necesarios para evaluar la eficiencia de la terminación del mismo.

4.3.3.3 DISEÑO DE POZOS E INSTALACIONES

ESTADO MECÁNICO

El uso de tuberías en un pozo es de vital importancia. Constituye el medio por el cual se garantizan el control del mismo y se aseguran las instalaciones para el mejor aprovechamiento y mantenimiento del pozo. Con el fin de entrar en materia, es importante mencionar que dentro de la

ingeniería de perforación las tuberías juegan un papel fundamental y cumplen diversas funciones. Por ello, se ha manejado una función que deben cumplir al ser utilizadas en el interior de un pozo.

Una clasificación preliminar, pero importante, es la que permite definir en que se va a utilizar la tubería. Las tuberías se clasifican:

- Tuberías de revestimiento: son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.
El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.
- Tuberías de producción: las tuberías de producción son el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en el pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.
- Tuberías de perforación: las tuberías de perforación con los elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.

Las tuberías de revestimiento se clasifican por la función que desempeñan al colocarse en el interior del pozo, esto es:

- Conductora: es la primera tubería de revestimiento que puede ser hincada o cementada; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación. Es la de mayor diámetro que se utiliza en el pozo, pues a través de ella pasan todas las tuberías de revestimiento que se utilizan. En el mar, es la primera tubería que se extiende desde la plataforma hasta abajo del lecho marino.
- Superficial: es la tubería que sirve para aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros. Provee equipo de flotación, que permita realizar una buena cementación para continuar la perforación dentro de una zona de transición de alta presión. En pozos desviados, la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección construida para prevenir derrumbes de la formación durante la perforación profunda. Esta sarta es cementada típicamente hasta la superficie o lecho marino y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.
- Intermedia: es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdida de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal. La cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburo.
- De explotación: es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como

resistir las presiones que se manejaran en caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad, el bombeo mecánico, la inyección de inhibidores de aceite. El buen trabajo de cementaciones primarias es crítico para esta sarta.

Existen tuberías de revestimiento que por su condición y objetivo de colocación pueden definirse como:

- Tubería corta (liners): es una sarta de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra sarta. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería corta puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la de explotación. La tubería corta es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud.
- Complemento (tie-back): es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Es un refuerzo para la tubería de explotación. Si se tienen altas presiones protege de los fluidos corrosivos y refuerza la tubería de explotación en caso de que se presenten daños. Puede cementarse parcialmente.
- Complemento corto (stub): es una sarta de tubería que funciona igual que el complemento. Proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta. Puede cementarse parcialmente.
- Sin tubería de producción (tubingless): es una tubería de explotación que se extiende hasta la superficie y se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos.

La Fig. 4.9 se muestran las tuberías de acuerdo a la función que desempeñan y un esquema que presenta la forma como se colocan las tuberías de revestimiento en el interior de un pozo.

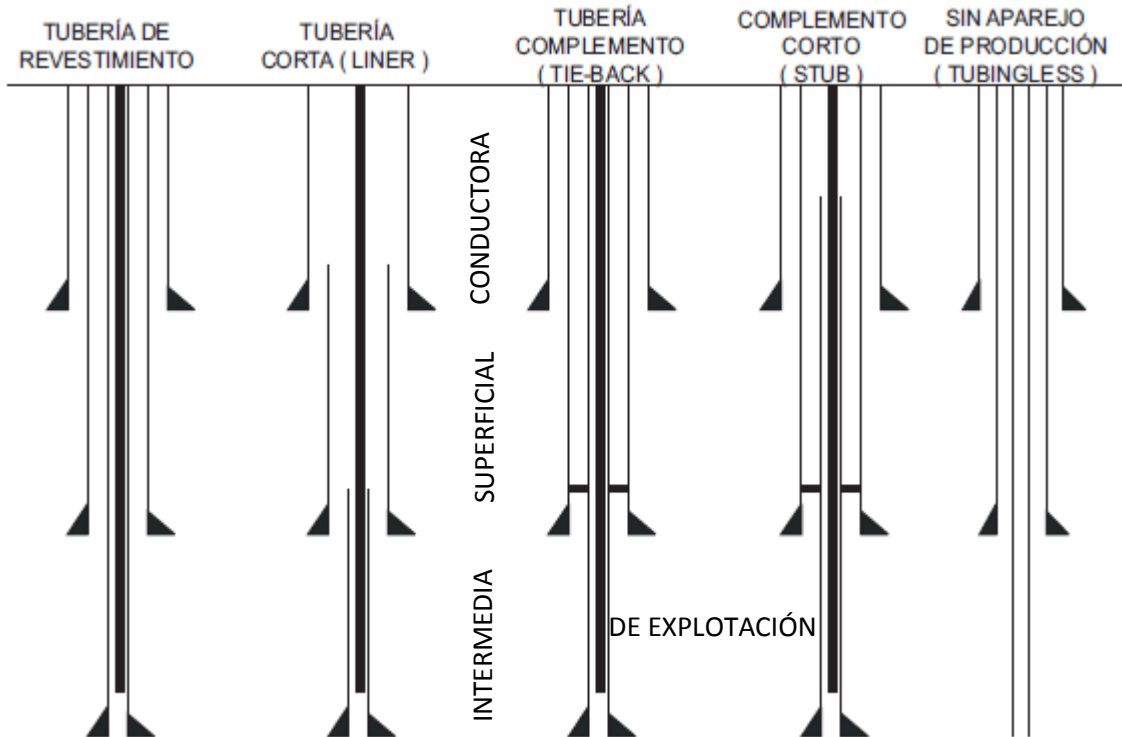


Fig. 4.9. Tuberías de acuerdo a la función que desempeñan y la forma como se colocan las tuberías de revestimiento en el interior de un pozo.

COMPORTAMIENTO DEL POZO

Para analizar las condiciones de producción, es necesario considerar el sistema de producción, la cual muestra las posibles causas por las cuales se cierra el pozo. La importancia de conocer las causas de la baja productividad de los pozos, radica en determinar un tratamiento adecuado para contrarrestarlas. Esto solo se logrará si se realiza un buen diagnóstico del pozo. Se deben de considerar los siguientes puntos para determinar el comportamiento del pozo:

Variación en las mediciones: la variación en las mediciones es de gran ayuda en la interpretación de datos recolectados para propósitos de diagnóstico. De una sola medición, como lo es una prueba de presión se puede determinar si existen condiciones de daño en un pozo. Si este presenta daño, no se debe si ocurrió recientemente o si ha estado presente durante un largo periodo de tiempo: sin embargo, hasta hoy se presentan las consecuencias. Para saber cuando ocurrió el problema es necesario realizar mediciones de varios parámetros periódicamente (RGA, gasto de aceite y de gas, producción de agua, condiciones de presión y temperatura, salinidad del agua, etc.) para detectar las variaciones del comportamiento del pozo. La periodicidad de las mediciones está limitada por el aspecto económico operativo.

Revisión de archivos: un análisis preliminar de información concisa será una ayuda significativa para complementar el diagnóstico del pozo. Es por ello que todos los pozos tienen un expediente de todos los problemas que han tenido durante las etapas de perforación y explotación.

INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN.

Consiste en la identificación de las instalaciones superficiales; líneas de descarga, líneas del pozo a los cabezales incluyendo la red de transporte:

- Batería de separación.
- Separadores.
- Rectificadores.
- Deshidratadores.
- Unidades de bombeo.
- Unidades de compresión.

De esta manera poder identificar la existencia de posibles problemas en restricciones en el equipo superficial el cual está limitando el flujo de fluidos.

4.3.3.4 PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS

Ninguna información es tan importante como la que diariamente cada perforador escribe en el “Informe Diario de Perforación”. Día a día este informe va acumulando una cantidad de datos que son fuente insustituible de lo acontecido.

El informe constituye una referencia cronológica que, apropiadamente analizada y evaluada, sirve para apreciar cómo se condujo la perforación; cuál fue el comportamiento del equipo y herramientas utilizadas; qué cantidad de materiales fueron consumidos; cuáles inconvenientes se presentaron durante la perforación; cuánto tiempo se empleó en cada una de las tareas que conforman la perforación; accidentes personales y datos de importancia.

En el informe se van detallando todos aquellos renglones que comprenden los programas específicos que conforman la perforación.

Estos programas son:

- Programa de Barrenas.
- Programa de Fluido de Perforación.
- Programa de Muestras y Núcleos.
- Programa de Registros.
- Programa de Revestidores.
- Programa de Cementación.
- Programa de Pruebas y Terminación.
- Programa de Contingencias.

4.3.3.5 OPERACIÓN

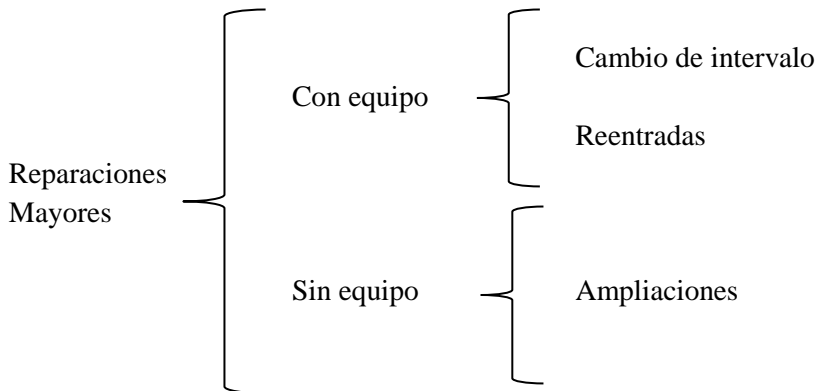
Contar con el historial de producción nos ayudara para tener una fuente confiable de la producción de un pozo en reportes diarios, mensuales y/o anuales. De tal manera que podremos identificar si existió alguna caída anormal en el ritmo de producción del pozo. El reporte deberá de incluir si se han realizado algún tipo de operación en el pozo, factores que influirían en la prolongación de vida del pozo o en caso de una mala realización factor que influiría en la caída abrupta de la producción.

El historial de producción también nos sirve para hacer ajustes de producción de los pozos, para poder determinar la caída de presión y determinar el momento en el cual se podría implementar algún sistema capas de prolongar la vida productiva del pozo, así como los gastos en el tiempo.

4.3.3.6 SERVICIO A POZOS

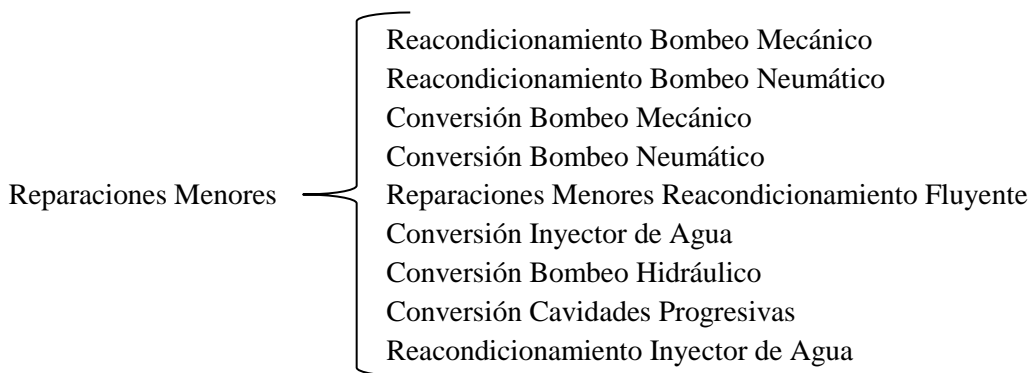
REPARACIONES MAYORES

Son las intervenciones al pozo que implican la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional. Los tipos de intervención pueden ser, entre otros:



REPARACIONES MENORES

Son aquellas intervenciones cuyo objetivo es corregir las fallas en el estado mecánico del pozo, logrando optimizar las condiciones de flujo del yacimiento sin la modificación de la zona productora o de inyección, se dividen en:



4.3.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y VALIDACIÓN

En esta etapa se realiza el análisis integral de la información del pozo seleccionado en la etapa anterior ya que se consideró candidato para el mejoramiento de la producción, y se analiza con la finalidad de determinar las condiciones de operación actuales. Toda la información del pozo es organizada y validada. Como se muestra en la Fig. 4.10 la etapa 4.

Para poder realizar esta etapa se requiere hacer un análisis detallado del comportamiento de la producción del pozo seleccionado, para dar una propuesta técnica-económica del pozo.

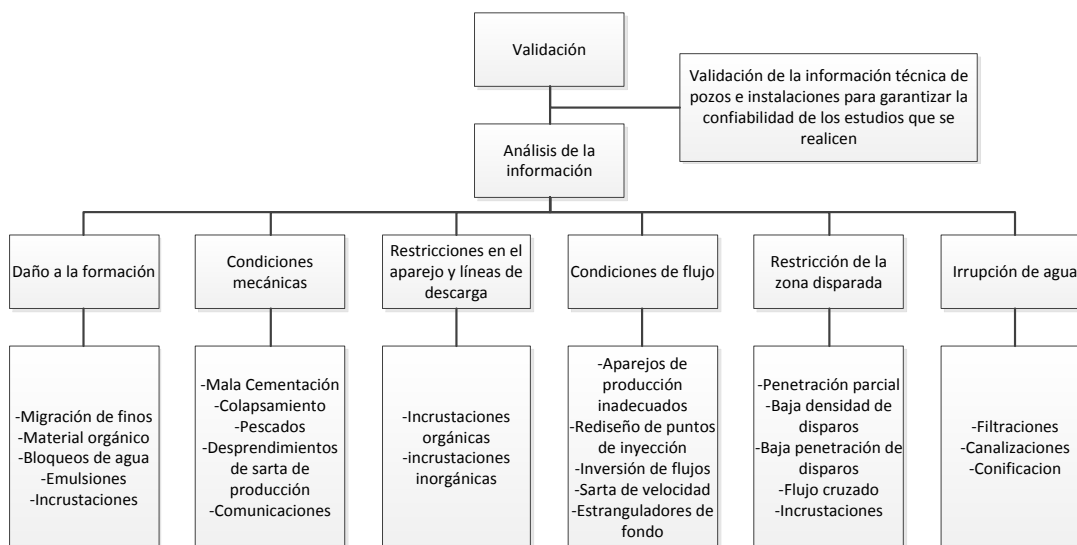


Fig. 4.10. Etapa 4. Procesos involucrados en el análisis y validación de la información.

Durante todo el proceso de estudio se requiere usar toda la información técnica disponible del sistema yacimiento-pozo, es decir información geológica, geofísica, petrofísica, registros eléctricos, comportamiento de presión-producción, así como también la información de los programas operativos de los pozos.

Toda la información debe ser analizada, validada y certificada, en los casos en donde la información técnica no cumpla o se encuentre incompleta, tendrá que ser revisada y completada, con la finalidad de asegurar la confianza del análisis de los datos de los pozos, y así asegurar resultados positivos. Es recomendable integrar toda la información técnica certificada en una base de datos accesible a todos los integrantes del equipo, así mismo resguardar toda la información ya que puede ser utilizada en estudios posteriores.

La información de cada pozo deberá ser actualizada cada vez que sea necesario, así como también monitorear el contacto de los fluidos, analizar la historia de presión producción de los fluidos del pozo, usando para esto alguna herramienta para visualizar rápidamente el comportamiento del yacimiento, considerando la siguiente información: estado actual de cada pozo, contacto actual de los fluidos (agua-aceite, gas-aceite, y gas-agua), volumen acumulado de aceite, Np , volumen acumulado de gas, Gp , agua de producción, Wp , relación gas-aceite actual RGA , corte de agua actual, Fw , factor de daño, S , capacidad de fluido, kh , presión estática del yacimiento, P_{ws} , y presión de fondo fluyendo, P_{wf} .

4.3.5 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y SOLUCIÓN

Esta etapa se enfoca principalmente en establecer soluciones integrales en el área de drene y terminación del pozo mediante el análisis del daño de la formación, y la aplicación de sistemas de fracturamiento, estimulaciones de limpieza y/o matriciales y disparos, así como, optimizar el sistema artificial de producción, y la infraestructura de explotación existente, mediante la simulación del pozo. Al término de la etapa se selecciona la mejor solución técnica-económica más viables a aplicar en el pozo, como se muestra en el desarrollo de la etapa 5 en la Fig. 4.11.

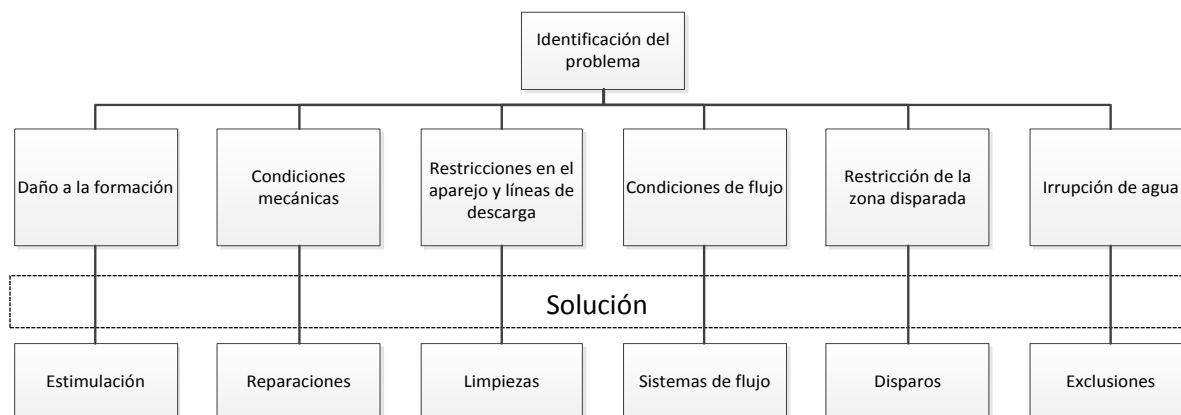


Fig. 4.11. Etapa 5. Procesos involucrados en la identificación de problemas y solución.

4.3.5.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

TIPOS Y MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es la alteración natural o inducida de las propiedades petrofísicas de la roca y se puede clasificar de la siguiente forma, como se muestra en la Fig. 4.12 y concentrando los datos en la tabla 4.2.

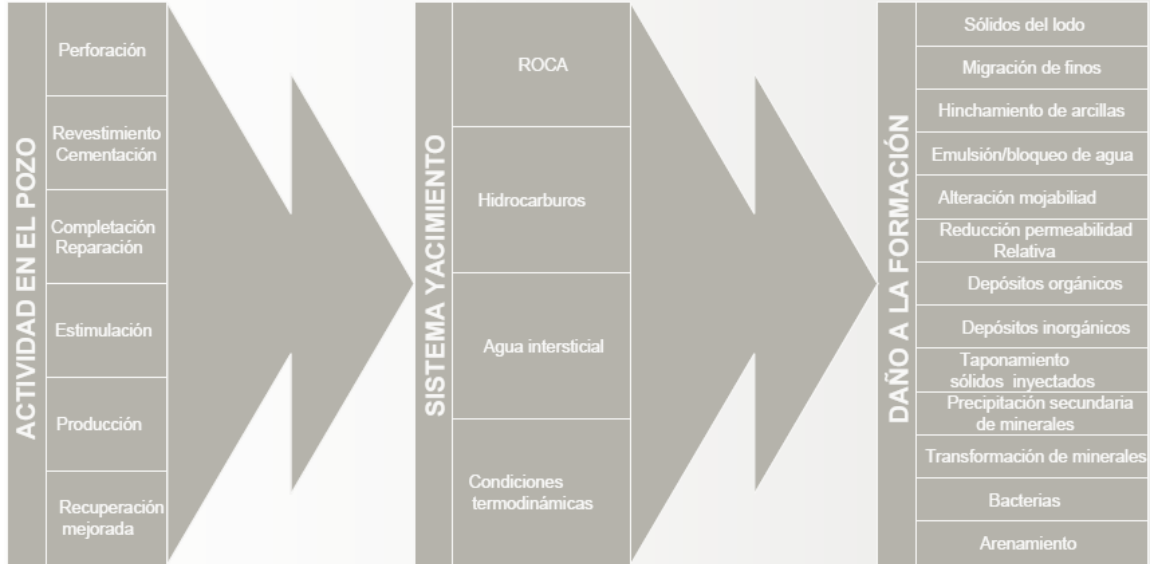


Fig. 4.12. Mecanismos de daño.

MECANISMO	TIPO DE DAÑO	ORIGEN
Mecánico	Taponamiento con solidos	Fluidos de perforación, terminación, rehabilitación e inyección.
	Arenamiento	Colapso de poros, inestabilidad mecánica del medio poroso, destrucción del material cementante.
	Colapso de los disparos	Inestabilidad mecánica del medio poroso, contraste de esfuerzos.
	Daño por disparos	Remineralización, compactación, trituración de granos.
	Taponamiento por polímeros/geles	Fluidos de perforación, terminación, rehabilitación e inyección.
	Migración de finos	Desestabilización de arcillas, arrastre hidrodinámico.
	Taponamiento de fracturas	Trituración/Incrustación del agente de soporte, retención de polímero.
Químico	Hinchamiento de arcillas	Fluidos de perforación, terminación, rehabilitación e inyección.
	Bloqueos de agua/emulsiones	
	Alteraciones de mojabilidad	
	Depósitos orgánicos e inorgánicos	Desestabilización termodinámica y/o química por fluidos de perforación, terminación, rehabilitación y estimulación, o durante la producción.
	Precipitación secundaria de minerales	Reacciones químicas del medio poroso con fluidos de estimulación reactivos (ácidos, álcalis).
Biológico	Taponamiento por bacterias	Aguas de inyección.
Térmico	Transformación de minerales	Inyección de vapor, combustión in situ.
	Disolución y reprecipitación de minerales	

Tabla 4.2. Tipos y mecanismos de daños

SOLUCIÓN: ESTIMULACIÓN Y FRACTURAMIENTO DE POZOS

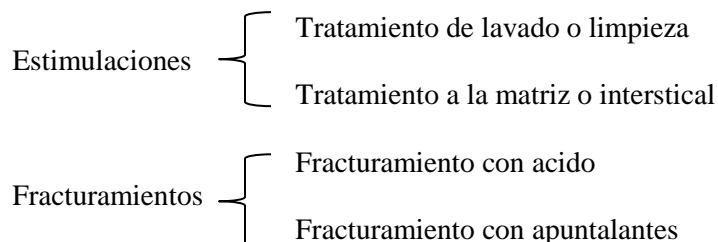
La estimulación y fracturamiento hidráulico de pozos tiene una importancia relevante dentro de la Ingeniería Petrolera, ya que el diseño adecuado de tratamientos químicos no reactivos y reactivos pueden corregir los daños causados a las formaciones productoras, los cuales fueron originadas en las etapas de perforación, terminación, producción e intervenciones realizadas al pozo, permitiendo restituir y/o mejorar la producción de hidrocarburos.

La estimulación se define como, el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales de flujo en la formación productora, para facilitar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo ó del pozo a la formación para el caso de pozos inyectoros. Los objetivos de la estimulación son para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; y para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor; y para procesos de recuperación secundaria o mejorada, optimizar los patrones de flujo.

La identificación del tipo y mecanismo de daño son factores clave para establecer acciones correctivas que permitan restablecer y/o mejorar la productividad de los pozos, así como, contar con una eficiente explotación de los yacimientos.

Las principales razones para estimular un pozo son: La permeabilidad de la formación es muy baja para mantener un flujo continuo del yacimiento hacia el pozo para su explotación. La formación productora presenta daño y es necesario removerlo para restablecer la productividad del pozo.

Los tratamientos de estimulación y fracturamientos comúnmente empleados en la industria petrolera para remoción del daño a la formación y mejoramiento de la producción de los pozos son:



4.3.5.2 CONDICIONES MECÁNICAS

MALA CEMENTACIÓN

La cementación es un aspecto necesario durante la perforación de pozos de aceite y gas. La cementación es utilizada para asegurar las sargas de tuberías de revestimiento y aislar zonas productoras, así como resolver varios problemas.

Los objetivos principales de una cementación son:

- Proporcionar un soporte para las tuberías por medio de la adherencia entre estas y las paredes del pozo.
- Controlar o nulificar el movimiento de fluidos (aceite, gas y/o agua), de tal manera que no ocasionen problemas durante la perforación y terminación, así como durante la vida productiva del pozo.
- Proteger la tubería de revestimiento de los efectos de corrosión.
- Proporcionar una base firme para el soporte del equipo que se encuentra sobre las tuberías de revestimiento, tales como el conjunto de preventores, cabezales, arboles de producción, entre otros.
- Sellar o aislar zonas problemáticas, como zonas de pérdida de circulación y producción de fluidos o materiales indeseables.

Si una cementación no cubre con los objetivos principales de la cementación, se considera que es una mala cementación y se debe de realizar una reparación a esta.

COLAPSAMIENTO

A nivel de pozo contamos con que si una cementación no se realiza de manera adecuada y no se inyecta el volumen correcto de cemento por el espacio anular podrían existir espacios sin cementar los cuales nos van a representar grandes problemas a las tuberías de revestimiento, poniéndola en contacto con fluidos de formación existentes en esa área mal cementada lo cual favorecerá a la corrosión de la tubería de revestimiento.

De esta manera podrían existir colapsamientos del espacio anular lo cual podría dañar gravemente la tubería de revestimiento lo cual nos generaría gran retraso en la terminación y entrega del pozo.

En cuestión de tuberías la falla por colapso es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de la tubería por una carga de presión, esta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia. La falla al colapso depende de diversos factores propios de la naturaleza de fabricación del tubo, dentro de estos resaltan la cedencia de materiales, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

PESCADOS

Un pescado es cualquier objeto no deseado, tal como, una tubería, herramientas, línea de acero, las cuales no pueden ser removidas del pozo de manera ordinaria.

Un problema de pesca se define como el conjunto de operaciones o procedimientos realizados dentro de un pozo con el objeto de remover o recuperar materiales, herramientas o tuberías que impiden o afectan el desarrollo secuencial durante la intervención del pozo.

Las causas más comunes de pescados son:

- Pegado por presión diferencial.
- Zona excavada.
- Cierre del agujero.
- Enjarre.
- Falla del equipo.
- Reducción del diámetro de tubería.
- Chatarra.
- Error en la cementación.
- Empacamiento.
- Línea rota.

DESPRENDIMIENTO DE LA SARTA DE PRODUCCIÓN

El aparejo de producción constituye un factor vital en la producción de hidrocarburos ya que conecta la formación productora con la superficie de tal manera que los fluidos de formación se logren conectar con la superficie.

Un problema común es el desprendimiento de algún tramo que conforma la sarta de producción, debido a errores en los giros de la sarta, defectos en las cuerdas de la tubería o la falta de aditivo cementante entre las roscas. De esta manera la parte desprendida se convierte en un pescado el cual nos interrumpirá la producción de hidrocarburos.

COMUNICACIONES

La finalidad de cementar las tuberías de revestimiento es aislar los estratos con sus fluidos de formación de las tuberías de revestimiento para evitar colapsamientos o corrosión de las tuberías. En el caso de la tubería de producción se coloca un empacador con la finalidad de aislar los fluidos de producción con el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de explotación. De esta manera tendremos todas las zonas aisladas.

De existir fallos en las cementaciones se pueden causar rompimientos de las tuberías de revestimiento lo cual permitiría el contacto entre los fluidos de las formaciones y los fluidos de

producción lo cual se determina como comunicaciones. De igual manera al existir fallos en los empacadores se pondrían en contacto los fluidos producidos con el espacio anular generando comunicaciones. Lo cual favorecerá la existencia de corrosión y daño a las tuberías, generando retrasos y mayores costos de producción.

SOLUCIÓN: REPARACIONES

La etapa de producción de un pozo necesita una serie de operaciones que en realidad constituyan su terminación. Durante su vida productiva es necesario su reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción, o su inyección, en el caso de pozos para recuperación mejorada, hasta llegar finalmente a su taponamiento definitivo.

Las reparaciones son todas aquellas intervenciones realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar los horizontales de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento.

REPARACIONES MAYORES

Son las intervenciones al pozo que implican la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional. Los tipos de intervención pueden ser, entre otros:

En las reparaciones mayores con equipo se utiliza un equipo de reparación y terminación de pozos, estas son:

- Cambio de intervalo: se utiliza cuando el intervalo está totalmente invadido o tiene un porcentaje de agua muy alto y/o la producción neta es baja. Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva, con tapones mecánicos o de cemento, o por medio de cementaciones a presión.
- Reentrada: cuando termina la vida productiva de la zona drenada por un pozo o por severos problemas mecánicos (pescados) y existen zonas del yacimiento aún sin drenar, se puede aprovechar la infraestructura superior existente, como el conductor y la localización, con el fin de abrir una ventana en el pozo y redireccionarlo hacia las zonas sin drenar.

En la RMA sin equipo no son necesarias las herramientas de terminación, esta es:

- Ampliación: en ocasiones al realizar pruebas de variación de presión y de análisis nodal, se determina la existencia de daño en el pozo por convergencia de fluidos, los cuales se corrigen con redisparos o ampliación del intervalo productor, incluso se realiza cuando los requerimientos de producción lo demandan y el espesor del yacimiento lo permite en determinado intervalo productor.

REPARACIONES MENORES

Son aquellas intervenciones cuyo objetivo es corregir las fallas en el estado mecánico del pozo, logrando optimizar las condiciones de flujo del yacimiento sin la modificación de la zona productora o de inyección, o la implementación de algún sistema artificial de producción que es un conjunto de aparejos o herramientas capaces de transmitir energía al fluido para poder llegar a la superficie.

4.3.5.3 RESTRICCIONES EN EL APAREJO Y LÍNEAS DE DESCARGA

INCRUSTACIONES ORGÁNICAS

Las especies orgánicas mas comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfaltenos. Las parafinas son hidratos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfaltenos son compuestos aromáticos y naftenicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas esta asociado a la disminución de la temperatura del crudo, y se da con mas frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación natural de asfaltenos esta asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfaltenos pueden precipitar en el medio poroso.

La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo y el yacimiento y sus constituyentes parafinicos y asfaltenicos. Esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo, como la inyección o filtrado de un fluido a temperatura menor que la del yacimiento, durante las operaciones de terminación, estimulación o inyección de agua.

INCRUSTACIONES INORGÁNICAS

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas:

- Carbonato de calcio.
- Sulfato de calcio.
- Yeso y anhidrita.
- Sulfato de bario.
- Carbonato de hierro.
- Sulfuro de hierro.
- Oxido férrico.
- Sulfato de estroncio.

La mas común es la de carbonato de calcio. La precipitación puede ser natural o inducida. La natural esta asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de solución a medida que va declinando la presión del yacimiento.

La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Como por ejemplo: cuando iones externos de calcio se introducen a la formación durante la perforación, cementación, terminación y reparación del pozo; lo cual incrementa la concentración de iones de calcio, favoreciendo la precipitación.

SOLUCIÓN: LIMPIEZA DE POZOS

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 partes importantes del esfuerzo de cada día para mantener la producción de hidrocarburos a los niveles deseados. Además, estos programas, de por sí y conjuntamente con todas las otras actividades de apoyo que requieren, representan un alto porcentaje del presupuesto de operaciones, especialmente si los pozos producen mayoritariamente por bombeo mecánico y los yacimientos tienen años produciendo.

4.3.5.4 CONDICIONES DE FLUJO

APAREJOS DE PRODUCCIÓN INADECUADOS

La determinación del diámetro óptimo del aparejo es la razón fundamental de hacer un estudio integral es someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan solo la capacidad de afluencia del yacimiento del pozo. El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores mediante un equipo artificial de producción.

La determinación del diámetro o diámetros nominales, por donde fluirá la producción de un pozo se realiza mediante el uso de la técnica de análisis nodal. Sin importar la condición de flujo (natural o artificial), el análisis nodal permite obtener las mejores condiciones de flujo tanto en producción como en ahorro de energía. Así se alarga la vida productiva de un pozo.

La selección del diámetro de la tubería de producción consiste en efectuar un análisis hidráulico para una variedad de condiciones de producción (cambios de tamaños de tubería, gastos de producción, presiones de separación, etc). Bajo un criterio de explotación predeterminado permite obtener, el tamaño del aparejo de producción, mediante el cual éste genera la máxima producción posible, con el mayor ahorro de presión en cada una de las etapas de flujo por el que incurren los hidrocarburos.

Este tipo de estudios se realizan con programa específicos que contiene todas las herramientas de cálculo para evaluar las condiciones de flujo en la vecindad del pozo (IPR's), el flujo multifásico en las tuberías, tanto en el interior del pozo, como en la línea de descarga, la predicción del comportamiento PVT de los fluidos producidos y hasta el comportamiento del abatimiento de presión en los estranguladores. Su uso es de gran interés por la integración de los diferentes elementos del pozo.

Detrás de la aplicación de esta técnica, existe todo un trabajo previo de investigación para determinar que modelo matemático es el más apropiado para caracterizar el flujo de fluidos a través del yacimiento, así como la correlación del flujo multifásico que mejor representa el flujo en la tubería de producción, el estrangulador y la línea de descarga.

Una vez cumplido la anterior, la determinación del diámetro adecuado de la tubería de producción puede obtenerse aplicando secuencialmente los siguientes pasos:

- Determinación de los diámetros factibles de selección.
- Determinación de las sartas máximas para cada tubería o arreglo de tuberías seleccionadas.
- Determinación del diámetro con el máximo gasto.
- Determinación del gasto óptimo, considerando todo el sistema de producción.

Determinación de diámetros factibles de selección.

Como base, se determina la curva de comportamiento de afluencia al pozo (IPR). Posteriormente, las curvas del comportamiento de flujo de las diferentes tuberías de producción o diferentes arreglos de tuberías de producción. Graficando cada curva en la gráfica IPR previamente obtenida, se genera un gráfica como la Fig. 4.13.

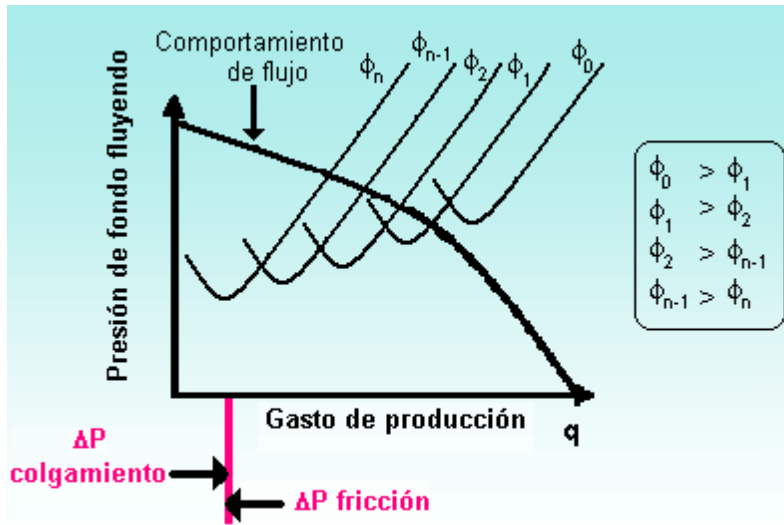


Fig. 4.13. Grafica de selección de diámetros.

De esta gráfica se seleccionan los diámetros de flujo que estén por debajo de la curva de IPR, para los cuales la energía del yacimiento es la suficiente para que los fluidos lleguen a la superficie.

Gastos máximos para cada tubería seleccionada.

Se debe graficar el gasto contra la presión en la cabeza del pozo (P_{th}). Considerando constantes el diámetro de la línea de descarga y se obtiene una gráfica como la mostrada en la Fig.4.14. Obsérvese que la disminución del gasto en algunos diámetros, se debe principalmente a efectos de colgamiento de las fases.

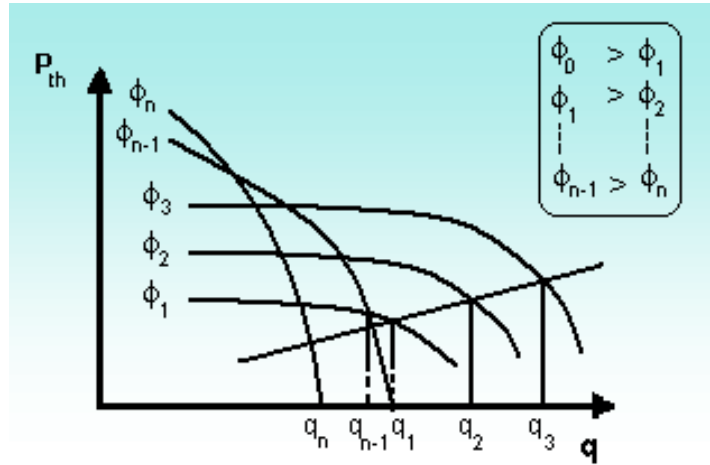


Fig. 4.14. Grafica para obtener gastos máximos.

Determinación del diámetro con el máximo gasto.

Se grafican los diámetros de tubería contra los gastos máximos. Se tiene una gráfica similar a la Fig. 4.15.

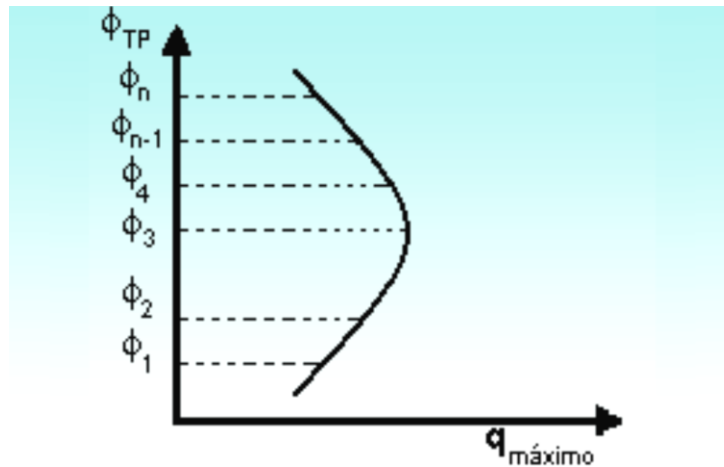


Fig. 4.15. Grafica para obtener diámetro.

En la gráfica, el diámetro con mayor gasto es el ϕ_4 . Sin embargo, si la diferencia con ϕ_3 no es significativa, es recomendable seleccionar ϕ_3 , debido a que puede proporcionar una mayor vida fluente.

Gasto óptimo.

Finalmente, para determinar el gasto óptimo de la tubería seleccionada, considerando todos los elementos del sistema, se aplica el análisis nodal. Se toman como nodo de solución la cabeza del pozo y se evalúan para distintos gastos. Se calculan las caídas de presión en el sistema. Los valores de P_{wf} , P_{th} , P_e , se grafican contra los gastos considerados.

REDISEÑO DE PUNTOS DE INYECCIÓN

La aplicación del bombeo neumático es con la intención de proporcionar energía adicional a los fluidos con la finalidad de llevarlos hasta la superficie mediante la inyección de gas, el cual proporciona los efectos de:

- Reducción de la densidad de la columna de fluidos.
- Expansión del gas conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad.
- Empuje de baches de líquido cuando las burbujas son suficientemente grandes para llenar el diámetro interno de la Tp.

Los puntos de inyección del gas deben de ser a profundidades específicas en el aparejo de producción, que son calculados mediante el método gráfico o software especializado. El cual nos ayuda a identificar los puntos de inyección óptimos, presiones de operación, temperatura de operación, gastos de inyección óptimos, etc.

Un factor de suma importancia es el nivel estático de los fluidos de la formación ya que es el que entra en contacto con el gas reduciendo su viscosidad y llevarlo a la superficie. Con el paso del tiempo de producción, la capacidad de aporte de la formación disminuye lo cual se refleja directamente en el nivel estatico-dinamico de los fluidos.

Considerando la existencia de este problema se tiene que recurrir al rediseño de los puntos de inyección para poder lograr el levantamiento de los fluidos con las nuevas condiciones existentes en el pozo.

INVERSIÓN DE FLUJOS

El bombeo neumático consiste en la inyección de gas a alta presión por el espacio anular (preferentemente), a través de los mandriles se introduce este gas a alta presión dentro de la Tp. De esta manera mediante las propiedades del gas inyectado a altas presiones se logra en levantamiento de los fluidos hasta la superficie, logrando producir fluidos o incrementando la producción de manera sustancial.

Al realizar el análisis nodal de la inyección de gas por el espacio anular, se pueden presentar problemas como el flujo inestable de la producción de aceite y gas debido al área reducida de flujo en el interior de la Tp. En el análisis nodal podemos observar la grafica de comportamiento de afluencia vs curva de capacidad de transporte del aparejo de producción.

En caso de observar que el pozo tiene gran potencial podemos tomar la decisión de invertir los flujos en el pozo para de esta manera poder incrementar la producción de hidrocarburos. Para poder lograr esto se debe de:

- Desfogar el espacio anular.
- Abrir la camisa.
- Retirar la válvula mandril de bolsillo.
- Continuar con la operación de motocompresor a boca de pozo.

El análisis de la inversión de flujo de Tp a espacio anular y el volumen de gas inyectado se puede determinar con software especializado.

SARTA DE VELOCIDAD

Los pozos maduros de aceite y gas frecuentemente requieren una reducción en el tamaño de la tubería de producción para mantener el rendimiento de la producción. Una sarta de velocidad reduce el área de flujo de la sección de cruce de la tubería de producción y causa que se incremente la velocidad del gas o los fluidos producidos. En el montaje de la sarta de velocidad, éste incremento en la velocidad de flujo esta diseñado para proveer suficiente energía de transporte para transportar todo en los líquidos producidos a la superficie. Las sargas de velocidad de tubería flexible pueden ser instalados y recuperados en pozos vivos sin matarlos y elevándolos después. Esto reduce significativamente el riesgo, el tiempo y el costo del proceso de terminación así como proveer beneficios técnicos, económicos y de seguridad.

Las instalaciones de la sarta de velocidad son consideradas como las terminaciones más simples con tubería flexible y se han considerado en mayor número de terminaciones con tubería flexible y reconstrucciones del pozo. Existen algunas variaciones en la configuración la sarta común de velocidad:

- Sarta de velocidad con colgador superficial solamente.
- Sarta de velocidad con colgador de superficie y ancla de fondo.
- Sarta de velocidad debajo de la válvula de tormenta u otro equipo de terminación.

ESTRANGULADORES DE FONDO

Es un estrangulador anclado y recuperado con línea de acero que restringe flujo en fondo y aplica una contrapresión al pozo. Su principal función es controlar la presión de los pozos en el fondo, regulando la producción de aceite y gas y/o para controlar la invasión de agua.

La estrangulación (orificio) puede variar según especificaciones del cliente y/o análisis del yacimiento.

Adicional se pueden bajar sensores de fondo acoplados para pruebas donde se requiera un registro de presión-temperatura.

Ventajas:

- Se puede instalar en cualquier parte de la tubería, no se necesita niple ni coples.
- Se ancla de una manera rápida y sencilla con unidad de línea de acero
- Cuenta con set de estranguladores intercambiables
- Fabricado de material de alta resistencia

SOLUCIÓN: SISTEMAS DE FLUJO

Es importante definir la estructura del aparejo de producción encargado de llevar a la superficie los fluidos de la formación, ya que dependiendo de las características de la tubería empleada se tendrá una capacidad de transporte, esta puede favorecer o limitar la cantidad de fluidos producidos.

4.3.5 RESTRICCIONES DE LA ZONA DISPARADA

Los principales factores que afectan la productividad del pozo, se pueden manipular durante el buen diseño de los disparos. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influyen en la relación de productividad del pozo y está definida por los factores geométricos.

Estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo) .

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son:

- Penetración parcial.
- Desviación del pozo.
- Echados de la formación.
- Radio de drene.

La Fig. 4.16 ilustra los factores geométricos del sistema de disparo

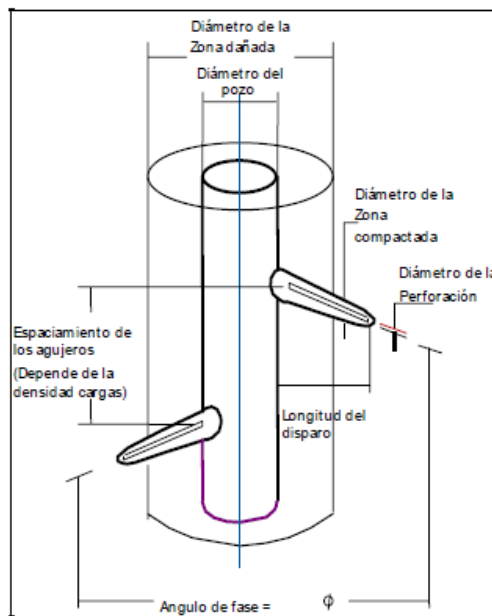


Fig. 4.16. Factores geométricos del sistema de disparos.

SOLUCIÓN: DISPAROS

El buen diseño de los disparos iniciales o el diseño de re-disparos lo podemos realizar mediante estas dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

Sobre –balance ($P_{hidrostática} > P_{formación}$)

Bajo – balance ($P_{hidrostática} < P_{formación}$)

El objetivo de una terminación sobre - balanceada es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas. Como se muestra en la Fig. 4.17.



Fig. 4.17 factores que controlan el desempeño en la terminación del pozo.

Después de dejar fluir el pozo, es posible que aun se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una terminación diferencial bajo - balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación. Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la TR.

4.3.5.6 IRRUPCIÓN DE AGUA

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración (el contacto agua-petróleo) que es un factor fundamental para determinar el petróleo en sitio, hasta el abandono del campo. Pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectoros se mezcla y es producida junto con el petróleo. Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento.

Algunos problemas que podemos encontrar son:

FILTRACIONES:

Las filtraciones pueden existir a través del revestidor, la tubería de producción o los empacadores, permitiendo que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. En los pozos de mayor complejidad, puede ser necesario contar con registros de flujo de agua o un perfil multifásico de fluidos, como el registro de la fracción volumétrica de cada una de las tres fases. Las herramientas con sondas eléctricas, pueden identificar pequeñas cantidades de agua en el flujo de producción. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cegado mecánico por medio de tapones, cemento o empacadores, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo.

CANALIZACIONES:

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un 'vacío' detrás del revestidor cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros de flujo de agua basados en la activación del oxígeno. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El emplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

CONIFICACIONES:

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un contacto agua-aceite cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario. Sin embargo, este método difícilmente podrá detener la conificación, ya que se necesita un gran volumen de gel para provocar una reducción significativa de la relación agua-petroleo.

SOLUCIÓN: EXCLUSIONES.

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las simples soluciones mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completaciones re-trabajadas. Es habitual la existencia de diversos problemas de control del agua y, a menudo, se hace necesario adoptar una combinación de varias soluciones. Hoy en día, además de las soluciones tradicionales, existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control del agua.

Las principales soluciones son:

- Soluciones mecánicas
- Soluciones químicas
- Soluciones diversas o combinadas

4.3.6 DISEÑO DE ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD

Una vez recopilada la información aplicamos el esquema integral de productividad de pozos, el cual juega un papel importante ya que consiste en la integración de la información del yacimiento y del pozo, con los cuales podemos tener detalladamente la información del pozo. Los procesos involucrados en la etapa 6 se muestran en la Fig. 4.18.

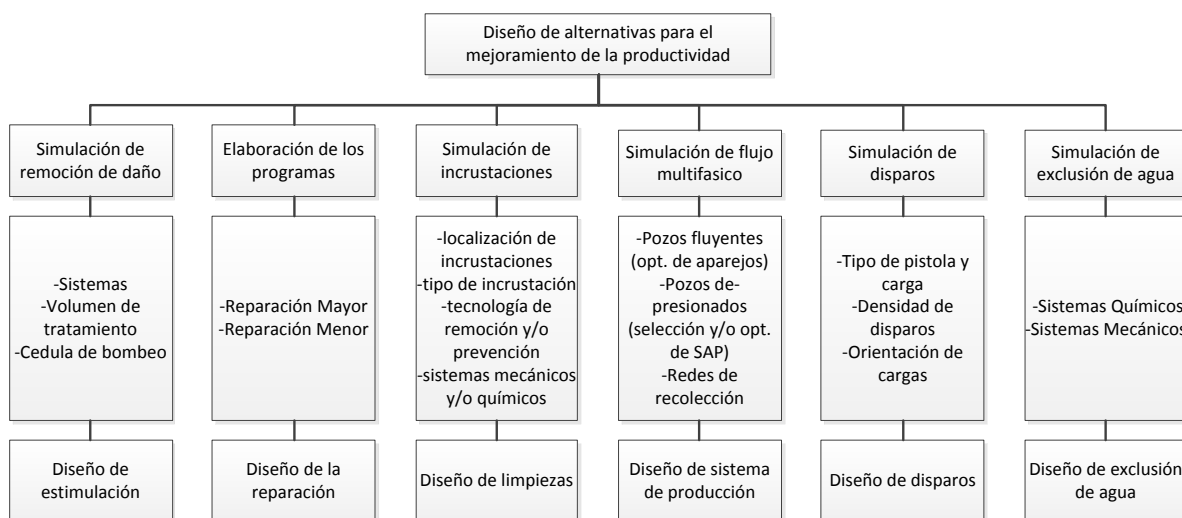


Fig. 4.18. Etapa 6. Procesos involucrados en el diseño de alternativas para el mejoramiento de la productividad.

4.3.6.1 SIMULACIÓN DE REMOCIÓN DE DAÑO

La planeación y el diseño de una estimulación matricial o reactiva consiste, por lo general los siguientes pasos:

- Evaluación del daño. Se tiene que identificar el tipo de daño, en caso que sea susceptible a removerse a través de una estimulación matricial no reactiva, se selecciona la solución de tratamiento. En caso de no tener una identificación confiable del tipo de daño, no deberá aplicarse la estimulación matricial no reactiva.
- Selección de la solución de tratamiento. Si la estimulación matricial esta indicada, los fluidos de tratamiento y sus aditivos (surfactantes) deberán seleccionarse de acuerdo a procedimientos de laboratorio.
- Gasto y presión de inyección. Se obtienen a través de una prueba de inyectividad. En caso de que no se disponga de la misma, se puede estimar con correlaciones usando pozos aledaños.
- Volumen. La determinación del volumen de solución de tratamiento depende de la longitud del intervalo a tratar y de la penetración de la zona dañada. Se recomienda por lo general una penetración de 2 a 5 pies. En de que se tenga un intervalo mayor a 50 pies deberán usarse técnicas de estimulación selectiva, haciéndola estimulación por etapas, separadas por las bolas selladoras o agentes desviadores.
- Incremento de productividad. De ser posible deberá estimarse un incremento de productividad esperado.
- Programa de la estimulación. Este programa consiste en especificar todas las acciones que se tomaran, desde la planeación previa de la estimulación, durante y después de la misma. En este procedimiento debe incluirse los volúmenes, gastos, presiones, tiempos, tipos de fluidos y los antecedentes necesarios del pozo, incluyendo su estado mecánico.

Es importante observar que realizada la estimulación matricial no reactiva, el pozo debe cerrarse cuando menos 24 horas para permitir que el surfactante alcance las interfaces y actué según la respuesta esperada

4.3.6.2 ELABORACIÓN DE LOS PROGRAMAS

Al planear y desarrollar el programa de mantenimiento de un pozo se requiere tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Objetivo de la intervención.
- Requerimientos básicos de información.
- Secuencia operativa.
- Problemas comunes en el área.
- Costos de intervención.

Objetivo de la intervención: aquí se deben determinar los alcances de la intervención con base en las características específicas requeridas en el reacondicionamiento del pozo.

Requerimientos básicos: al efectuar un programa de mantenimiento, el diseñador debe realizar una recopilación completa de los antecedentes del pozo y de los datos de información (registros de producción, toma de muestras, calibraciones, etc.) dentro de las cuales se tendrán:

- Clasificación del pozo (tipo).
- Estado mecánico.
- Columna geológica.
- Posición estructural con respecto a los pozos vecinos.
- Perfil de desviaciones.
- Características de los fluidos (durante la perforación, de control).
- Tipo y características de los fluidos producidos.
- Conexiones superficiales.
- Intervalos con posibilidades de producción.
- Presión y temperatura de fondo.
- Antecedentes de perforación.
- Antecedentes de terminación.
- Antecedentes de reparaciones.
- Intervenciones sin equipo.
- Historia de producción.
- Condiciones físicas del camino de acceso y la localización.

El análisis de la información recabada, junto con el objetivo de la intervención, nos permite contar con un panorama amplio en cuanto a los aspectos de la planeación, como tiempo, costos y riesgos, factores importantes en la toma de decisiones.

Secuencia operativa: es el conjunto de eventos ordenados secuencialmente para alcanzar el objetivo planteado en la intervención, dentro del marco de seguridad al personal y de protección al medio ambiente y optimizando los recursos existentes para efectuar la intervención en el menor tiempo y costos posibles.

Problemas comunes en el área: esta resulta una de las consideraciones que mas se descuidan al momento de planear y diseñar una intervención, tal vez esto se deba a la mínima relación que establecemos entre los problemas que se presentan en los pozos del área, al tener en cuenta los problemas de los pozos determinamos que posibilidad de ocurrencia puede existir en el pozo que será intervenido, inclusive nos permite determinar factores importantes para su eliminación o disminución, se debe hacer un análisis buscando establecer una correlación de problemas comunes entre los pozos del área y el que será intervenido.

Costos de la intervención: es de suma importancia que en la planeación se realice un análisis tomando en consideración los porcentajes de riesgo involucrados, que permitan la generación de ganancias.

4.3.6.3 SIMULACIÓN DE INCRUSTACIONES

El primer paso en el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar las incrustaciones, así como la ubicación de los depósitos de minerales y la composición de los mismos. Las incrustaciones se pueden presentar en:

- Tubería de producción y equipos de superficie.
- Matriz cercana al pozo.
- Pozos inyectoros.

DETECCIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. La interpretación de registros de rayos gamma a menudo indica la presencia de residuos de sulfato de bario, dado que el radio Ra^{226} , que es naturalmente radioactivo, precipita con estos sedimentos. En algunos casos, se llega a observar un aumento de hasta 500 unidades API en la actividad de los rayos gamma por encima de los valores naturales.

Cuando se evalúa la producción por medio del análisis nodal, éste puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías. En teoría, el análisis nodal puede indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del yacimiento a la producción, si bien esto es difícil de distinguir con respecto a otros tipos de daños que puede sufrir la formación.

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Normalmente, los operadores analizan la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ba^{+2} o sulfato $[SO_4^{-2}]$, que coincide con una disminución de la producción de petróleo y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de la formación ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones. Mediante el estudio de la respuesta a los tratamientos químicos realizados con anterioridad, como los tratamientos con ácidos, se pueden corroborar tales interpretaciones.

SIMULACIÓN QUÍMICA

Hoy en día se dispone de modelos químicos que permiten pronosticar la naturaleza y la extensión de las incrustaciones a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar el equilibrio de las fases utilizando principios de termodinámica y bases de datos geoquímicos y parten de ciertos datos básicos, como el análisis de concentración de elementos, temperatura, presión y composición de la fase de gas. Estos programas están diseñados para predecir el efecto de las perturbaciones, como mezclas incompatibles o cambios en la temperatura y la presión.

Hoy en día, existen al alcance del público muchos programas para pronosticar la formación de incrustaciones minerales, junto con un número limitado de programas de computación preparados específicamente para la simulación de la composición química de salmueras utilizadas en los campos petroleros. Estos programas comprenden desde modelos de hojas de cálculo hasta modelos geoquímicos sumamente desarrollados y diseñados para simular el transporte de fluidos y sustancias químicas en medios porosos.

Estos simuladores permiten pronosticar problemas de incrustaciones que pueden producirse en el futuro, considerando distintos escenarios de comportamiento de yacimientos e invasión de agua. De hecho, cuando se trata de yacimientos nuevos que no tienen antecedentes de problemas de incrustaciones, los modelos químicos son las únicas herramientas disponibles para realizar pronósticos. Sin embargo, los simuladores requieren que los datos de la composición química de los fluidos de formación y aguas de inyección sean exactos. Por lo general, estos datos no se encuentran disponibles, pero conviene obtenerlos para poder realizar pronósticos más precisos con respecto a la formación de incrustaciones minerales.

ELIMINACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de la formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones.

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta micro porosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede ocurrir que se trate de fases de un sólo mineral, si bien, por lo general, son una mezcla de compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede quitar lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos más tradicionales. En la tabla 4.3 se muestra la forma de eliminación de incrustaciones así como las herramientas utilizadas para estas.

DESARROLLO DEL ESQUEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
Limpieza mecánica					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de ~300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destrazan los depósitos frágiles.	Sí. La velocidad de limpieza Puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.
Limpieza química					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja-no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación lo proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota ~90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		Si		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.
Herramienta a chorro impulsada por turbina	La turbina rota la boquilla con dos boquillas. Freno de corriente parásita controla las rpm.		Si	Cobertura completa del pozo con una amplia fracción de limpieza.	Los abrasivos no se pueden bombear por medio de la turbina. Herramienta compleja.
Herramientas sónicas	Se utiliza para crear pulsos de presión de alta frecuencia que remueven los depósitos mediante ondas de choque o cavitación.		Si, si el depósito es soluble	Simple.	La presión hidrostática suprime la cavitación. Las herramientas no son efectivas para remover incrustaciones duras en pruebas de laboratorio.
Herramienta Jet Blaster					
Técnica de remoción de incrustación por explosión	Cabeza de boquilla rotada por dos boquillas apartadas del eje de la herramienta. Freno viscoso controla las rpm.		Si	Cobertura completa del pozo con amplio radio de limpieza.	
Técnica de explosión de puentes	Motor "Moineau" impulsado por fluidos y cabeza de fresa/chorro. Chorros radiales siguen la fresa piloto.	Si	Si	Indicación positiva de limpieza en la superficie	El estator del motor es un consumible caro. Límite de ~300°F.

Tabla 4.3. Tipos de limpiezas y herramientas empleadas.

4.3.6.4 SIMULACIÓN DE FLUJO MULTIFASICO

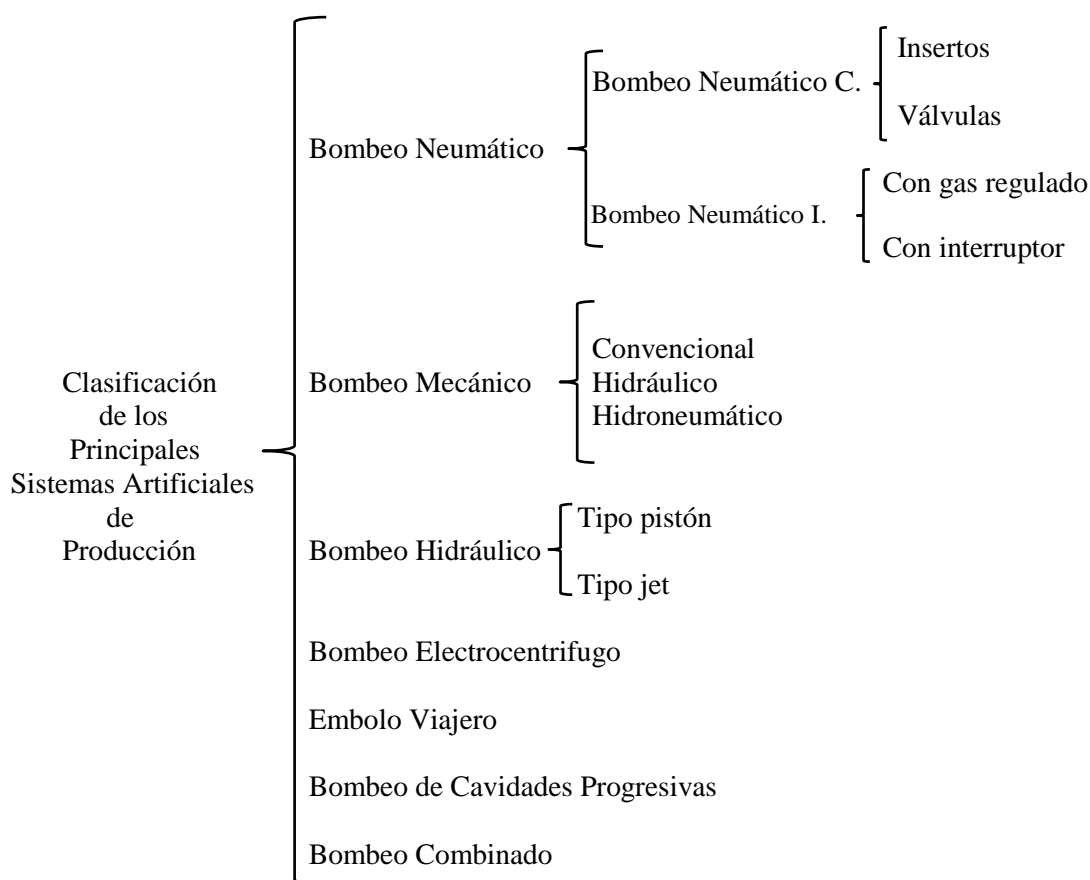
OPTIMIZACION DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN

Como paso previo a la implementación de un sistema artificial de producción, se deben considerar las opciones de realizar cambios en el aparejo de producción como el aumento o reducción de los diámetros de las Tp, o la colocación de estranguladores en la cabeza del pozo o en el fondo del pozo, con la finalidad de evitar grandes gastos se debe analizar la posibilidad de aplicar alguno de los cambios mencionados, para así no interrumpir la producción ya que la implementación de un SAP requiere el diseño y colocación del sistema lo cual nos hace parar las operaciones del pozo.

SELECCIÓN Y/O OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, pero todos son variaciones o combinaciones de tres procesos básicos:

- Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas.
- Bombeo subsuperficial.
- Desplazamiento con émbolo de baches de líquido.



El objetivo de un sistema artificial proporcionar energía al pozo para poder vencer las caídas de presión a través del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.

Es importante tener en cuenta seis consideraciones básicas:

- La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
- Se necesita estimar y comparar las condiciones económicas que resultan del sistema específico.
- La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera y servicios de mantenimiento y reparaciones fáciles. Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.
- El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es una plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático, electrocentrífugo u otro. Estos dos métodos han mostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método podrá ser elegido si cuenta con ventajas económicas y operativas.
- Una vez que se halla seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños para conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
- Finalmente todos estos factores deberán ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que sistema artificial utilizar.

Es muy importante tener en cuenta el aspecto geográfico, ambiental y desarrollo humano, las cuales podrían acotar nuestra decisión.

Es muy importante estudiar bien el comportamiento del yacimiento, para así evitar instalar un sistema artificial sobredimensionado, el cual estará operando ineficientemente.

Al transcurrir el tiempo las condiciones operantes del pozo con un sistema artificial de producción van a cambiar y en algún momento el sistema operante lo dejara de ser, lo cual se deberá corregir con un re diseño del Sistema Artificial de Producción operante o un posible cambio de Sistema.

REDES DE RECOLECCIÓN

Aplicando un análisis integral del sistema mediante el modelado de redes complejas (redes de recolección, distribución e inyección), lo cual proveerá herramientas para efectuar un análisis de los siguientes aspectos:

- La identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción.
- La evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, etc
- El cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo.
- La predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de los trayectos de flujo complejos.
- La planeación del desarrollo de campos petroleros.
- La resolución de las redes de fondo de pozo presentes en los pozos multilaterales.

El análisis nodal puede ser utilizado para analizar muchos de los problemas que se presentan en los pozos productores de aceite y gas, ya sean pozos fluyentes o con sistema artificial de producción.

El análisis nodal puede aplicarse también para alguna de las siguientes aplicaciones:

- Diámetro óptimo de la línea o tubería de descarga.
- Diámetro óptimo de la tubería de producción.
- Dimensionar estrangulador superficial.
- Dimensionar válvula de seguridad subsuperficial.
- Analizar la existencia de restricciones al flujo en el sistema integral de producción.
- Diseñar un sistema artificial de producción.
- Otras.

Pero lo más importante de todos los beneficios es que permite incrementar la producción de los campos petroleros a corto plazo y con una inversión mínima, obteniendo rentabilidades mayores.

SIMULACIÓN

Una vez analizadas las opciones a implementar en el pozo, se debe contar con el apoyo de software especializado con la finalidad de identificar la opción más conveniente a aplicar en el pozo con las condiciones actuales del pozo y pensando a futuro para que la elección sea duradera, de tal manera seremos capaces de incrementar la producción del pozo a corto y largo sin pasar por alto el factor técnico – económico.

4.3.6.5 SIMULACIÓN DE DISPAROS

El primer procedimiento de prueba confiable para simular los disparos a condiciones del fondo del pozo, fue denominado “Método de Productividad para Probar Pistolas” o “Índice para Probar el Pozo”, el programa de la prueba diseñado para simular las condiciones reales en el fondo del pozo, incluye:

- El empleo de núcleos de la formación de diámetros grandes, acondicionados para contener las saturaciones de hidrocarburos y de agua intersticial específicas.
- La determinación de la permeabilidad efectiva de la formación antes de disparar, después de disparar, y simulando el flujo del pozo.
- El aislamiento de la formación del fondo del pozo por la tubería de revestimiento y un material cementante adecuado.
- El disparo de pistolas a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, con diversos fluidos en el pozo.
- El mantenimiento de la temperatura del yacimiento y de la presión en el fondo del pozo y el yacimiento durante y después de disparar.
- La simulación del flujo hacia el pozo para limpiar los disparos.
- La evaluación de los resultados de la prueba.

PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISPARO

Al planear un trabajo de disparos se deben considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo. Factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son la densidad de las cargas, la penetración, fase y diámetro del agujero, estos son conocidos como factores geométricos.

Las características de la formación tales como profundidad, litología, parámetros de formación, densidad, resistencia compresiva, esfuerzo efectivo, permeabilidad, porosidad, etc., dan inicio del comportamiento de la pistola en el pozo. Frecuentemente cuando se piensa en disparar un pozo solo se presta atención a la pistola, sin embargo, para obtener el resultado más eficiente del disparo, se requiere del diseño y aplicación de un programa completo de disparo. Los resultados de las pruebas API pueden servir de base para una comparación general del desempeño de las cargas.

En general:

- A mayor resistencia a la cedencia menor diámetro de agujero.
- A mayor resistencia compresiva de los materiales menor penetración.
- El esfuerzo efectivo también afecta la penetración.

Al planear un sistema de disparo se debe considerar:

- El método de terminación.
- Las características de la formación.
- Las tuberías y accesorios del pozo.
- Las condiciones esperadas del pozo durante el disparo.

TIPOS DE DISPAROS

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable ó tubería. La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear pistolas de diámetro más grande, generando un disparo mas profundo. Los portacargas se clasifican en:

- Recuperables.
- Semidesechables.
- Desechables.

Recuperables: En los sistemas recuperables, los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo.

Desechables: En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador se queda dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño y de mayor penetración.

Semidesechables: Este sistema es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, el portacargas es recuperado.

4.3.6.6 SIMULACIÓN DE EXCLUSIÓN DE AGUA

SOLUCIONES MECÁNICAS

En muchos de los problemas que ocurren en las cercanías del agujero, como las filtraciones del revestidor, el flujo por detrás del revestidor, el ascenso de agua desde el fondo y las capas inundadas sin flujo transversal, se opta por utilizar tapones mecánicos o inflables. La herramienta

PosiSet, que incluye un tapón mecánico, se puede transportar con tubería flexible o bajar con cable de acero. Esta herramienta utiliza tecnología que ya ha sido probada en el campo y garantiza el cegado del hueco tanto en huecos revestidos como en huecos abiertos.

Cuando el hueco debe mantenerse abierto hasta niveles más profundos que el punto de invasión del agua, la solución puede ser colocar un remiendo que se baja a través de la tubería de producción. Denominado camisa PatchFlex, que se puede colocar por medio de tubería flexible o cable de acero dentro del revestidor. Resulta especialmente indicado para cegar la entrada de agua o gas mediante operaciones realizadas a través de la tubería de producción, y para modificar el perfil de inyección y para el aislamiento de la zona.

Las camisas inflables se construyen conforme a las necesidades, para ajustarse a la longitud de los intervalos agujereados y pueden soportar las presiones de flujo transversal en el hueco. Una vez colocada, la camisa pasa a ser una tubería corta compuesta ubicada dentro del revestidor; si fuera necesario realizar una posterior operación de cementación forzada, la camisa se puede fresar utilizando técnicas de perforación a través de la tubería de producción, o bien se puede volver a disparar para permitir la re-entrada de las zonas.

La única desventaja de la tubería corta compuesta es que el diámetro del hueco se ve reducido en poco menos de 1 pulgada. Sin embargo, otros remiendos mecánicos ocupan aún más espacio del diámetro interno del revestidor.

SOLUCIONES QUÍMICAS

Los tratamientos químicos requieren el emplazamiento preciso del fluido. La tubería flexible con empacadores inflables permite colocar la mayor parte de los fluidos de los tratamientos sin riesgo de afectar las zonas de hidrocarburos. La inyección doble con tubería flexible es un proceso que consiste en bombear un fluido protector a lo largo de la tubería flexible hasta el espacio anular del revestidor y bombear el fluido del tratamiento a través de la tubería flexible. El cemento SqueezeCRETE constituye otro elemento clave dentro del conjunto de soluciones para el control del agua. Debido a su escasa pérdida de fluido y a su capacidad de penetrar microfracturas inferiores a 160 micrones, es el sistema ideal para tratamientos de remediación de filtraciones en las tuberías, provocadas por flujo detrás de las mismas. Una vez colocado, este cemento ofrece gran resistencia a la compresión, baja permeabilidad y alta resistencia a los ataques químicos. El tratamiento SqueezeCRETE a menudo se utiliza con cemento común para cegar disparos cuando existe un problema de capas inundadas, o bien cuando asciende el agua del fondo o el contacto agua-aceite. También se puede aplicar para el sellado de empaques de grava, filtraciones en el revestidor o canales por detrás del revestidor.

Los geles rígidos son sumamente efectivos para cegar excesos de agua en las cercanías del hueco. A diferencia del cemento, los geles se pueden forzar dentro de la formación para realizar el cegado completo de esa zona o para llegar a las barreras de lutitas. Con respecto a los tratamientos de cemento presentan una ventaja operativa, ya que se pueden perforar con chorros de fluidos en lugar de triturarlos con mechas. Habitualmente están hechos a base de polímeros con aditivos reticuladores.

SOLUCIONES DE TERMINACIÓN O COMBINADAS

Es la implementación de diversas alternativas de terminación como pozos con múltiples tramos laterales, desviaciones de sus trayectorias, aislamiento con tubería flexible y terminaciones dobles,

pueden servir para resolver problemas difíciles de agua tales como contactos agua - aceite ascendentes, conificación, barrido areal incompleto y segregación gravitacional.

4.3.7 PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN

Se realiza la asignación y distribución de los recursos necesarios para la implantación de la alternativa de solución para el mejoramiento de la productividad del pozo. Asimismo, se ubican responsabilidades de las áreas involucradas.

Antes de la ejecución de algún tipo de operación a cada pozo, es necesario establecer una reunión con personal de operación, para definir de común acuerdo el tipo de operación a ejecutar y la forma de realizarla; mediante la generación de un reporte técnico. El reporte técnico debe contener a detalle todas las actividades a realizar, así como, las recomendaciones que pudieran aplicarse en el pozo durante la ejecución de la misma. El contenido de la planeación de la operación contenido en la etapa 7 se muestra en la Fig. 4.18.



Fig. 4.18. Etapa 7. Procesos involucrados en la planeación de la operación.

4.3.8 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN DE CAMPO

Una vez definida la mejor alternativa de solución, el equipo multidisciplinario establece el plan técnico de ejecución, para la implementación, aplicación y evaluación, así como, la forma de dar seguimiento y monitoreo a la solución seleccionada al pozo. Es importante efectuar reuniones periódicas de trabajo, involucrando a todos los miembros del equipo. La mayoría de las reuniones deben hacerse en campo para verificar y ajustar cualquier variable que ponga en riesgo el éxito de la operación

Es muy importante realizar un cronograma preliminar de ejecución del escenario seleccionado, en donde se detallen cada una de las actividades programadas a realizar en tiempo, costo y recursos necesarios para su ejecución. Así mismo, establecer e identificar áreas de riesgo potenciales, con sus respectivas acciones preventivas para garantizar el éxito de la solución seleccionada.

Se debe de realizar un reporte el cual debe incluir la descripción completa de las operaciones y/o reparaciones a ser ejecutadas a cada pozo, descripción cuantitativa del incremento de producción esperado después de la intervención. Los factores involucrados en la etapa 8 se muestran en la Fig. 4.19. Para finalmente abrir de nuevo el pozo.

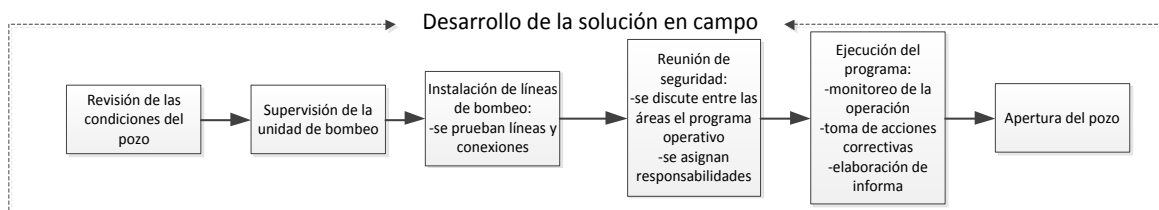


Fig. 4.19. Etapa 8. Procesos involucrados en la solución en campo.

4.3.9 SUPERVISIÓN, EVALUACIÓN Y MONITOREO DE LA INFORMACIÓN

Una vez ejecutada la solución, el equipo multidisciplinario debe de estar al tanto de la aplicación y evaluación, así como, la forma de dar seguimiento y monitoreo a la solución seleccionada a nivel de campo. Es importante efectuar reuniones periódicas de trabajo, involucrando a todos los miembros del equipo.

Con la finalidad de evaluar las soluciones integrales aplicadas a los pozos candidatos, se realiza un análisis de los resultados obtenidos en comparación con los datos de producción antes de la aplicación de la solución, así como, se establece el grado de asertividad de lo estimado contra lo real y se reevalúan y revisan los estudios para identificar áreas de mejora. Como se muestra en la Fig. 4.20 el desarrollo de la etapa 9.

Los planes y objetivos deben revisarse continuamente de tal manera que cuando el comportamiento observado no concuerde con lo esperado, o cuando las condiciones cambian se deben plantear las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son los factores críticos que afectan el resultado?
- ¿Qué se necesita para garantizar el éxito del trabajo?
- ¿Qué acciones correctivas se deben realizar?

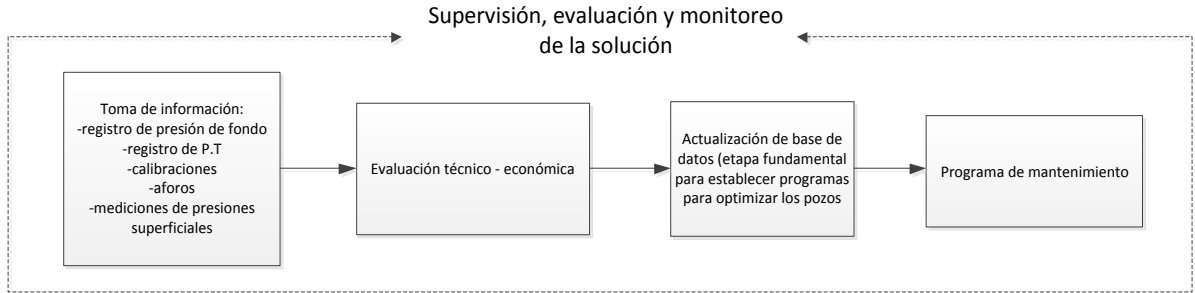


Fig. 4.20. Etapa 9. Procesos involucrados en la supervisión, evaluación y monitoreo de la formación.

4.3.10 DOCUMENTAR Y DIFUNDIR

Como parte final del esquema integral de productividad se contempla la documentación y difusión de los métodos, técnicas empleadas, herramientas así como los resultados obtenidos en la aplicación de cada una de estas que se utilizaron en la solución de la problemática del pozo que restringía el libre paso de los hidrocarburos. Obteniendo como resultado final del esquema integral de productividad el incremento de producción de los hidrocarburos así como la prolongación de la vida útil del pozo. Etapa 10 Fig. 4.21.



Fig. 4.21. Etapa 10. Parte final del esquema integral de productividad de pozos.

CAPÍTULO 5 APLICACIÓN DEL ESQUEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS, CASO DE CAMPO.

En la actualidad en los yacimientos mexicanos es necesario la realización de estudios integrales de productividad, así como la implementación de mejores prácticas y tecnologías de vanguardia para definir la mejor alternativa para la solución de los problemas existentes en la explotación de los yacimientos.

El esquema propuesto se basa en el análisis y diagnóstico del sistema integral de producción, realizando una revisión general del yacimiento con el objetivo principal de identificar áreas prospectivas. lo anterior podría atenuar y revertir la tendencia de declinación de la producción de los fluidos permitiendo prolongar la vida de los pozos a corto y mediano plazo.

JERARQUIZACIÓN DE LOS CAMPOS

Se efectúa un análisis para jerarquizar los campos con posibilidades de mejora en la producción, contando con diversas características identificadas como prioridades, asociándolas a una matriz de complejidad – definición (que no se desarrolla en el trabajo) mostrado en la etapa 1 del esquema integral de productividad que se muestra en la Fig. 5.1.

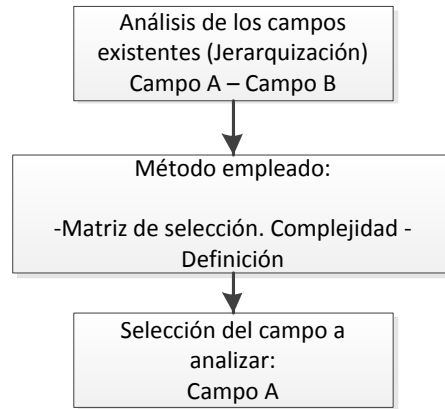


Fig. 5.1. Etapa 1. Jerarquización y selección del campo.

Una vez identificado que el campo A cuenta con oportunidades para implementar el esquema integral de productividad, el desarrollo de la jerarquización del campo no se someterá a discusión en el presente capítulo.

SELECCIÓN DEL POZO

Aplicando el esquema de productividad de pozos propuesto continuamos con la etapa 2, la cual consiste en la selección del pozo como se muestra en la Fig. 5.2.

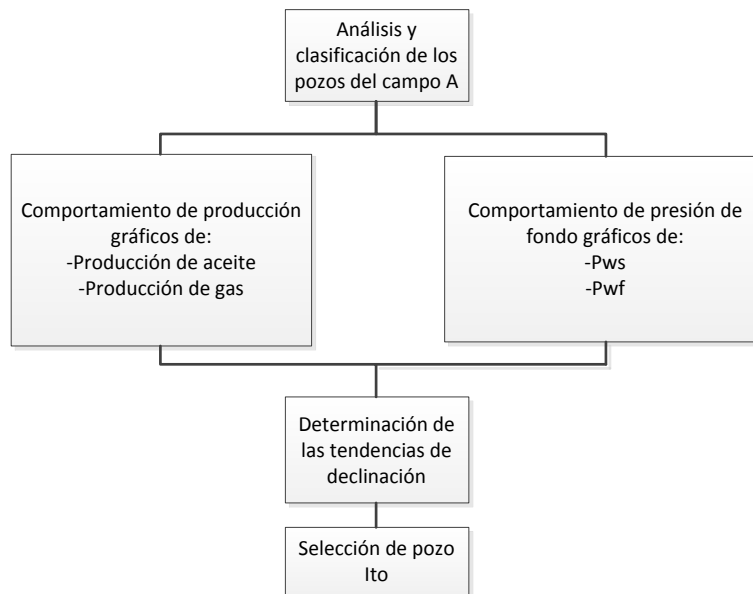


Fig. 5.2. Etapa 2. Procesos involucrados en la recopilación de la información y la selección del pozo.

A lo largo de la vida productiva del campo A, los pozos se han presentado diversos abatimientos por problemas combinados de baja presión del yacimiento e incrustaciones en el aparejo de producción, llegando a su producción pico en el año 1996 y se encuentra en la etapa de declinación como se muestra en la Fig. 5.3 y Fig. 5.4. Por lo cual se consideró como candidato a la aplicación del esquema integral de productividad de pozos para poder disminuir la declinación y prolongar la vida del campo.

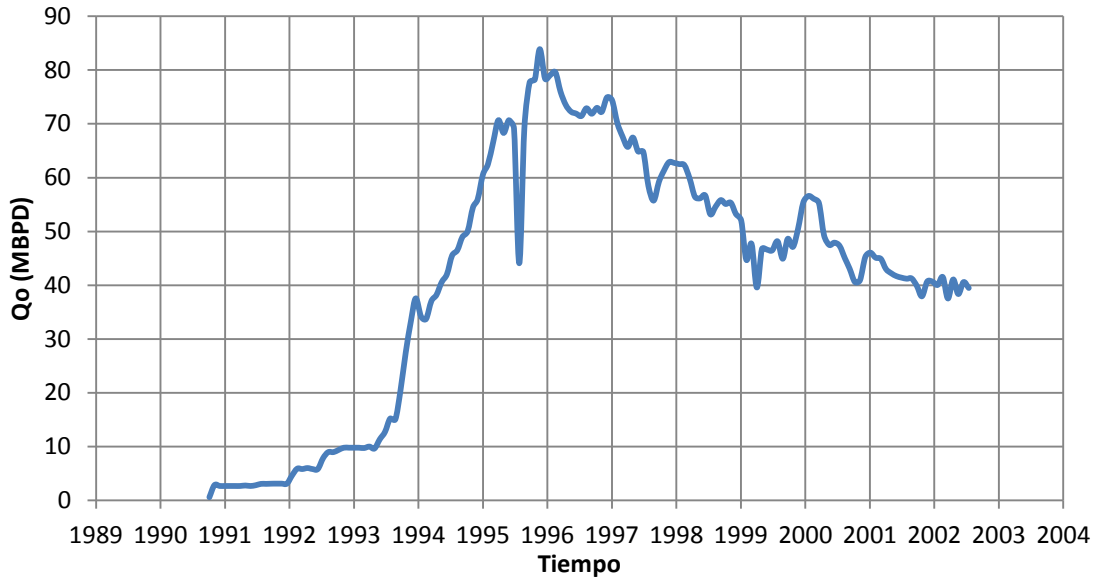


Fig. 5.3. Producción de aceite del campo A.

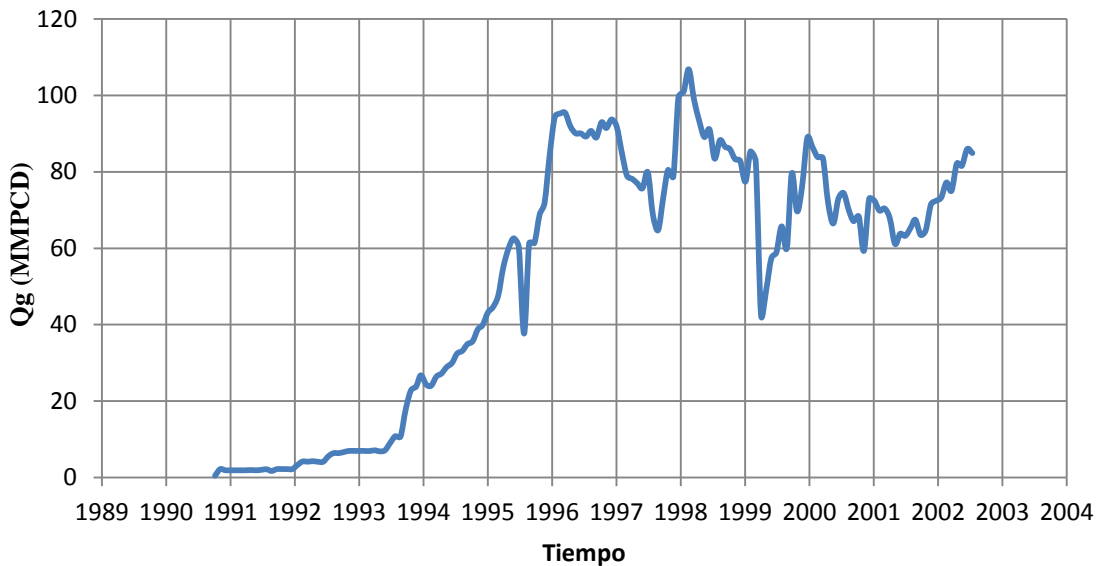


Fig. 5.4. Producción de gas del campo A.

Analizando el bloque A, podemos ver el comportamiento intermitente de producción, ya que los 3 pozos localizados en el JSK, a lo largo de la vida productiva del bloque se han cerrado por diversos problemas llegando a estar cerrados por meses y/o años. Como se muestra en la Fig. 5.5.

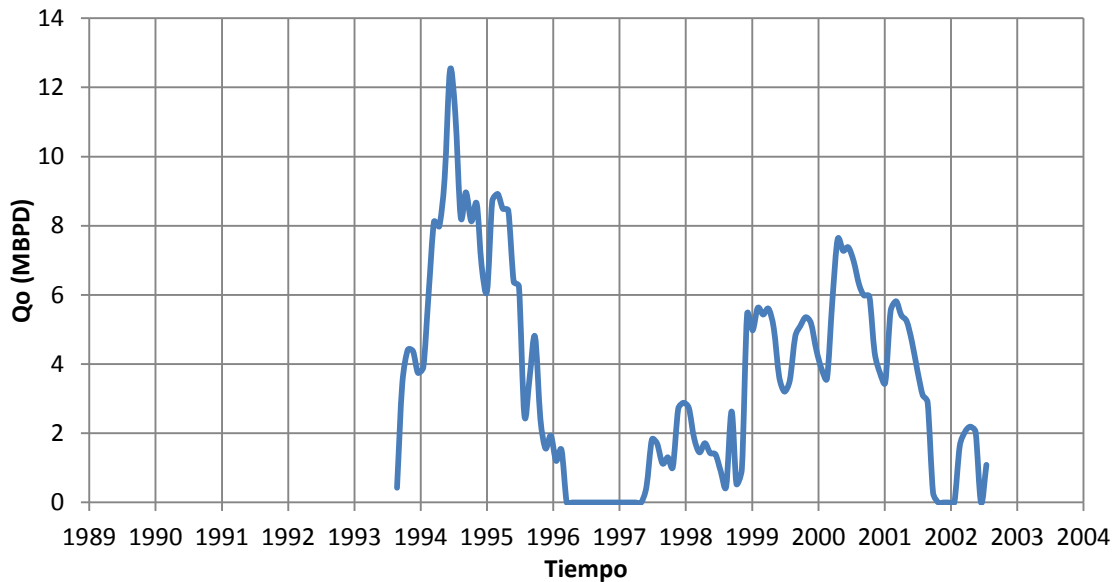


Fig. 5.5. Producción del bloque A.

Dentro de los pozos del bloque A en el JSK, el pozo Ito es el que se ha mantenido por periodos contantes de producción y en periodos más prolongados. Como se muestra en la Fig. 5.6.

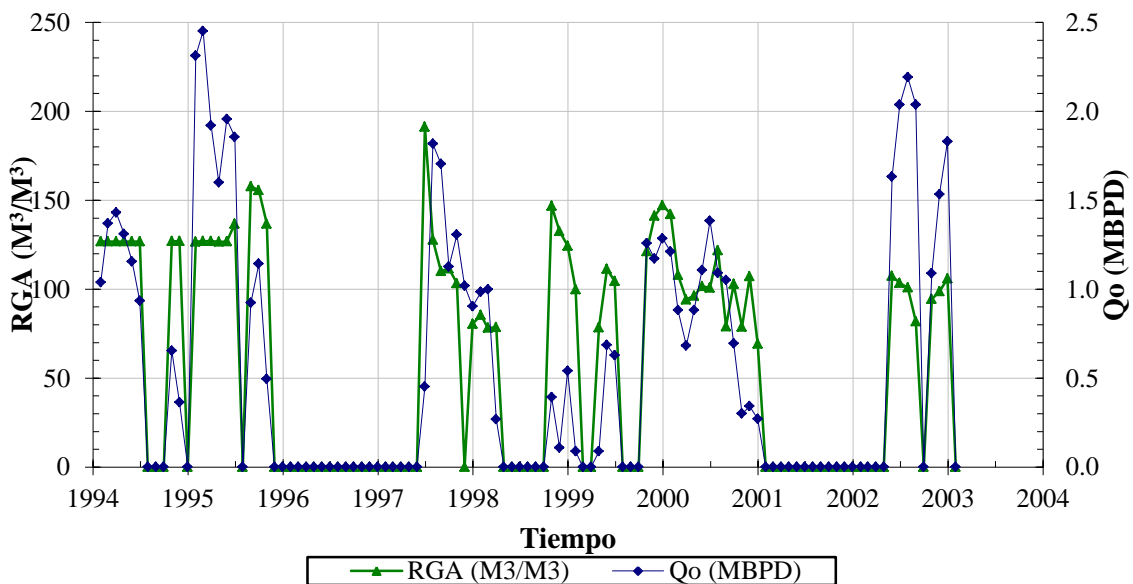


Fig. 5.6. Producción del pozo Ito.

Dado el comportamiento más estable y prolongado del pozo Ito, como se observa en la Fig. 5.6 se seleccionó para la implementación del esquema de productividad de pozos propuesto.

RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La Fig. 5.7 muestra el diagrama de la etapa 3, la aplicación del esquema de productividad de pozos propuesto, con los procesos involucrados en la fase inicial de la recopilación de información. En esta iniciamos a nivel macroscópico identificando las características del yacimiento así como de los fluidos para determinar si dentro del campo existe la oportunidad para mantener o incrementar la producción del campo, para pasar a las características específicas del pozo.

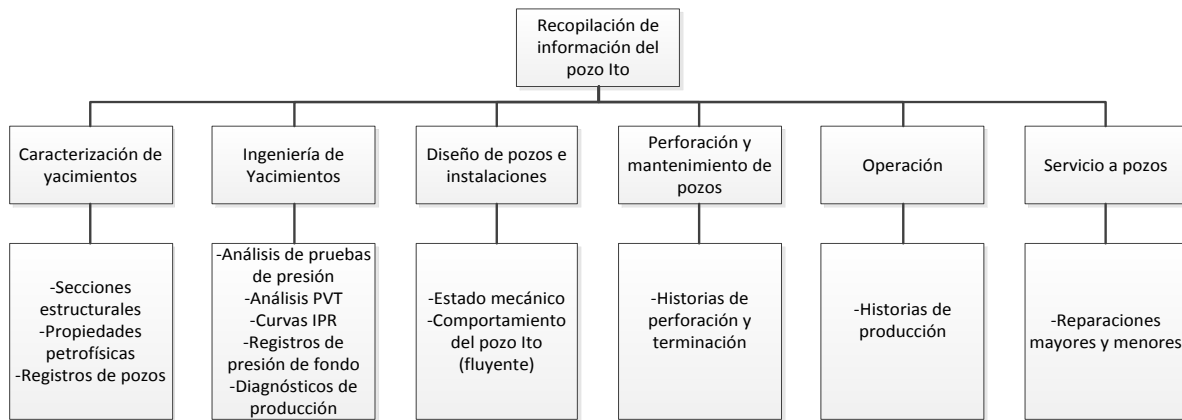


Fig. 5.7. Procesos involucrados en la recopilación de información.

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS:

Este campo es productor de aceite ligero (32 °API) principalmente en carbonatos parcialmente dolomitizados de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

Regionalmente, el campo forma parte de un alineamiento estructural. A nivel de las formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano y Brecha del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, el campo constituye una estructura anticlinal alargada (longitud de 8.5 Km. y amplitud de 2.8 Km.) con orientación NW-SE y limitada por dos fallas inversas, paralelas al eje principal de la estructura.

Existe una intrusión salina en la porción central que originó las fallas normales, perpendiculares al eje de la estructura y que separan a los bloques B y C. La porción oriental del campo se encuentra limitada por una falla inversa y en la occidental por un sinclinal suave que lo separa de otra estructura. La falla inversa ubicada al NE, divide a la estructura, dando origen al Bloque A. De esta manera, se definen tres bloques en el campo. En la Fig. 5.8 y Fig. 5.9 se presenta la localización del pozo Ito, en el bloque A.

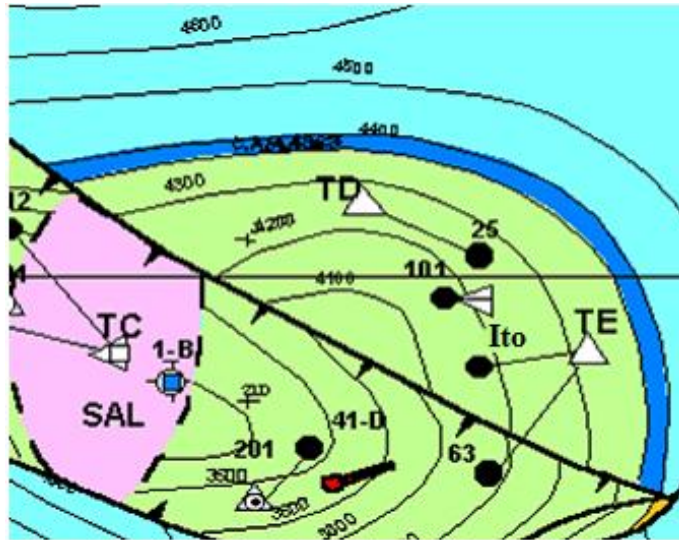


Fig. 5.8. Configuración estructural del bloque A JSK del campo de estudio.

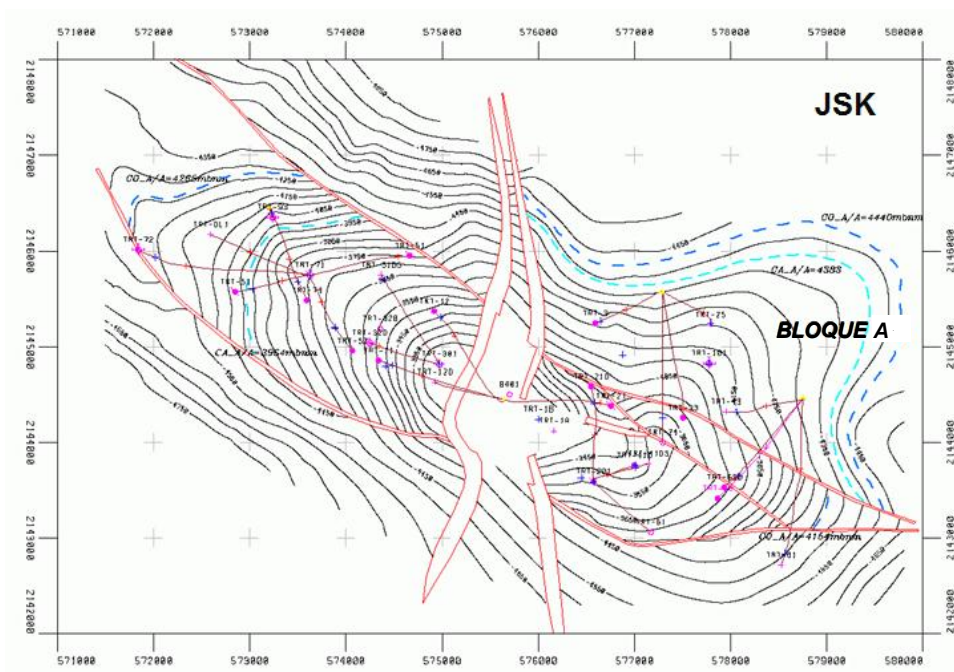


Fig. 5.9. Sección estructural del bloque A.

Sección estructural:

Formación	Profundidad	
	mD	mV
Paleoceno Superior	3515	3430
Paleoceno Inferior	3590	3497
Brecha Paleoceno	3640	3542
Cretácico Medio	3800	3686
Cretácico Inferior	3833	3715
Jurásico Sup. T.	4165	4012
Jurásico Sup. K	4342	4180
Profundidad total	4550	4388

Se realizaron correlaciones estratigráficas en TVDSS (metros verticales bajo nivel del mar), para comprender mejor el comportamiento de los cuerpos del pozo en relación con sus pozos vecinos y su posición estructural, identificando y clasificando los bloques existentes en la formación, como se muestra en la Fig. 5.10.

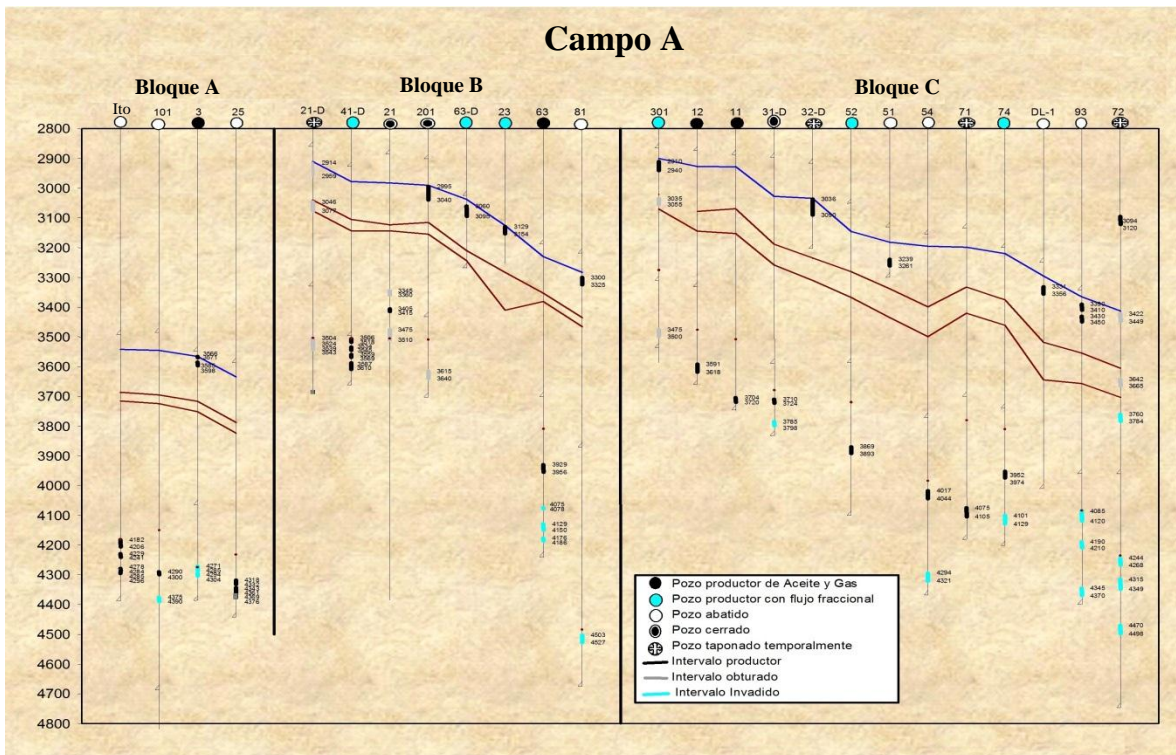


Fig. 5.10. Correlación estratigráfica del campo A en la dirección N a la estructura.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Se analizaron los registros geofísicos de campo y la evaluación petrofísica del pozo representativo para determinar los parámetros petrofísicos y visualizar posibles intervalos prospectivos, En la Fig. 5.11 se muestran estos registros.

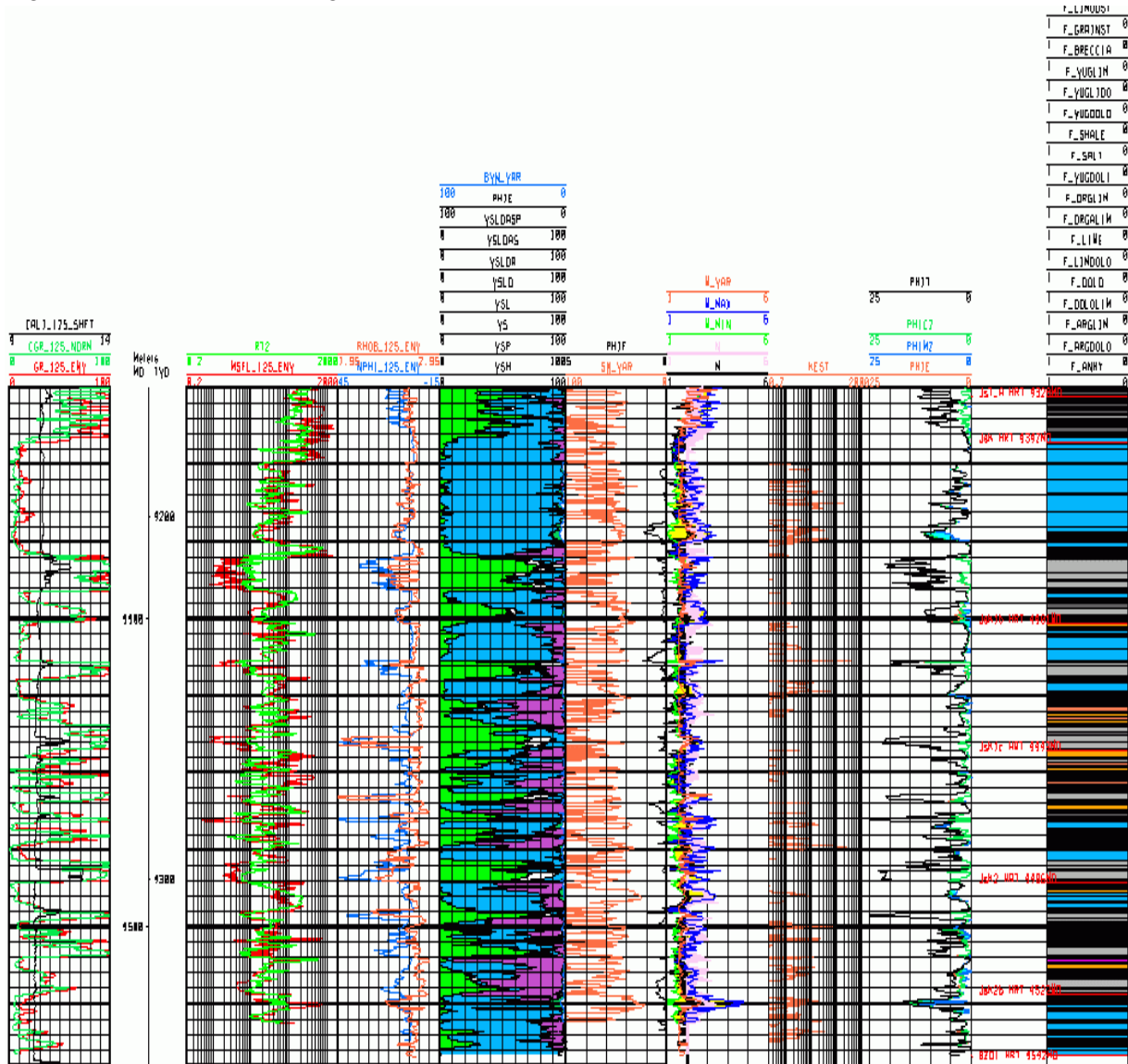


Fig. 5.11. Evaluación petrofísica.

INGENIERIA DE YACIMIENTOS:

La ingeniería de yacimientos es una parte importante para el mejor entendimiento del sistema roca - fluido el cual nos ayudara a tener un mejor entendimiento del campo.

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

La gráfica presentada en la Fig. 5.12, muestra el comportamiento de presiones tomadas en el pozo representativo a nivel medio de los disparos (NMD), en las cuales pueden visualizarse tanto los datos de presión de registro cerrado y el comportamiento obtenido de las presiones fluyentes.

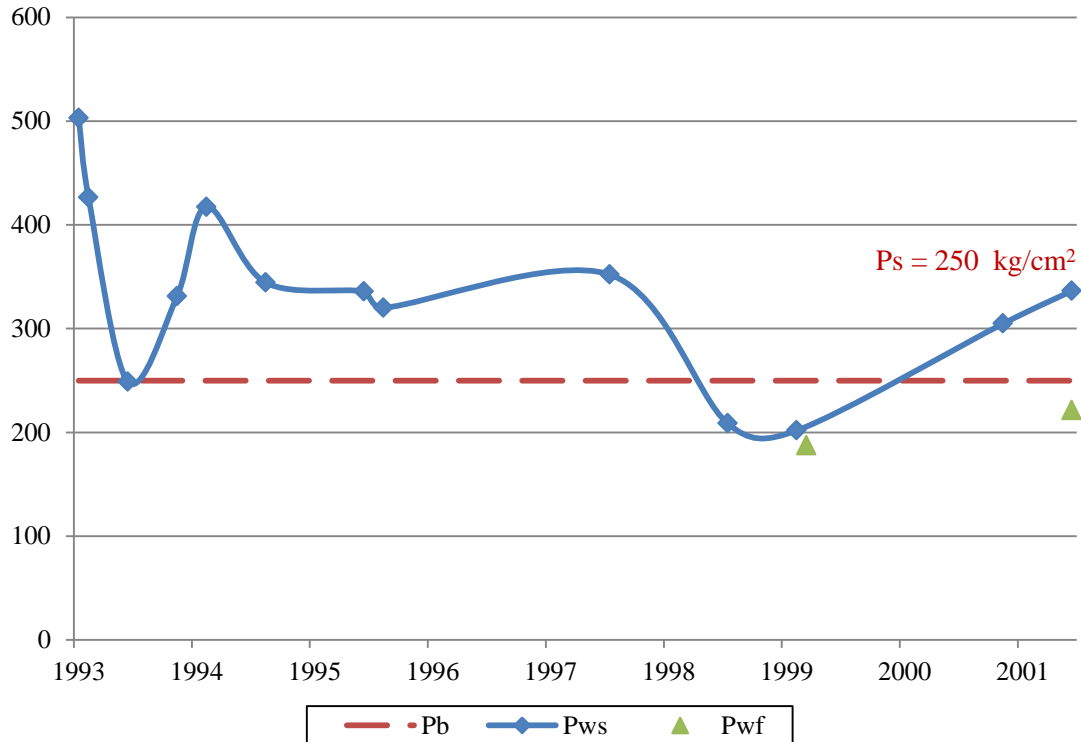


Fig. 5.12. Comportamiento de presión.

Los últimos registros tomados en el pozo se presentan en la tabla 5.1.

Pozo	Registro Cerrado			Registro Fluyente		
	Fecha	Pws (kg/cm ²)	Gradiente (kg/cm ² /m)	Fecha	Pwf (kg/cm ²)	Gradiente (kg/cm ² /m)
Ito	08-02-2000	332.87	0.0550	05-02-2000	187.44	0.0654

Tabla 5.1. Datos de los registros tomados.

ANÁLISIS PVT.

No se cuenta con un análisis PVT del pozo, por lo cual se emplearan los resultados del pozo representativo del bloque A, el cual se encuentra en el mismo bloque productor A y tiene las siguientes características:

Temperatura	146	° C
Pb	250	Kg/cm ²

PVT del pozo representativo.

Presión kg/cm ²	RGA scf/bls	B _o rb/bls	μ _o centipoise
20.0032	81.524	1.26	0.782
50.0045	168.51	1.339	0.693
100.002	292.699	1.442	0.585
150.006	446.224	1.515	0.479
200.011	608.513	1.614	0.398
250.008	880.814	1.81	0.316

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO.

Del análisis de la información se validó la siguiente información para obtener el comportamiento de afluencia al pozo.

- $P_{ws} = 321.26 \text{ kg/cm}^2 @ 4360 \text{ m}$
- $P_{wf} = 221.26 \text{ kg/cm}^2 @ 4360 \text{ m}$
- $P_{wh} = 29.3 \text{ kg/cm}^2$
- $RGA = 104 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $Q_o = 2125 \text{ bls}$
- $\varnothing_{estr} = \frac{1}{2} \text{ pg}$
- $T_{yac} = 146 \text{ }^\circ\text{C}$
- Densidad del aceite 32° API
- Densidad relativa del gas 0.806
- $T_{amb} = 36 \text{ }^\circ\text{C}$
- $T_{wh} = 61 \text{ }^\circ\text{C}$

Mediante el método de Vogel se calculó el potencial del pozo, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.2 y la Fig. 5.13.

Gasto bls/día	Presión kg/cm ²
0.00	321.26
774.11	284.83
1290.19	260.55
1548.22	248.40
2322.34	211.97
2838.41	187.08
3612.52	143.30
4644.67	53.41

Tabla 5.2. Comportamiento de afluencia del pozo.

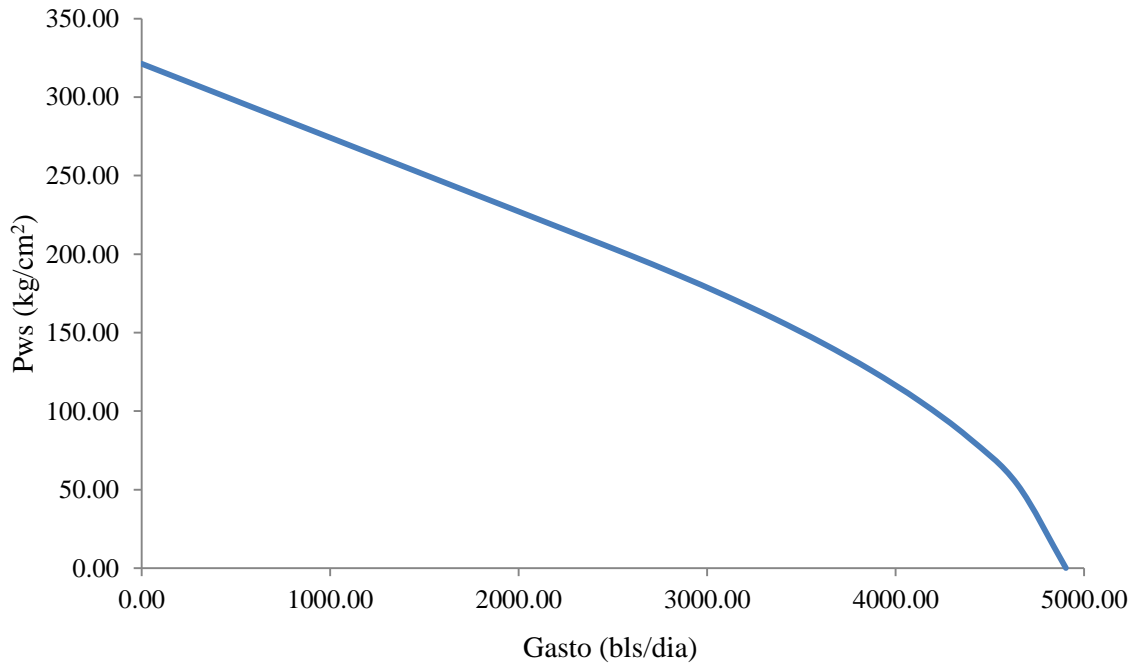


Fig. 5.13. IPR del pozo ito.

REGISTROS DE PRESIÓN DE FONDO.

Se cerró el pozo para tomar el registro dinámico por estaciones cada 500 m, mostrando los resultados en la Tabla 5.3 y la Fig. 5.14.

Registro dinámico del pozo ito
Estrangulador de 1/2 pg
04-05/Febrero/2000

Profundidad mD	Profundidad mV	Presión kg/cm ²	Gradiente kg/cm ²
500	500	26.63	0.0157
1000	1000	37.45	0.0216
1500	1500	50.95	0.0270
2000	2000	68.55	0.0350
2500	2500	89.42	0.0417
3000	2971	113.38	0.0509
3500	3419	138.98	0.0571
4000	3883	167.48	0.0614
4320	4159	185.03	0.0636

Tabla 5.3. Registro dinámico.

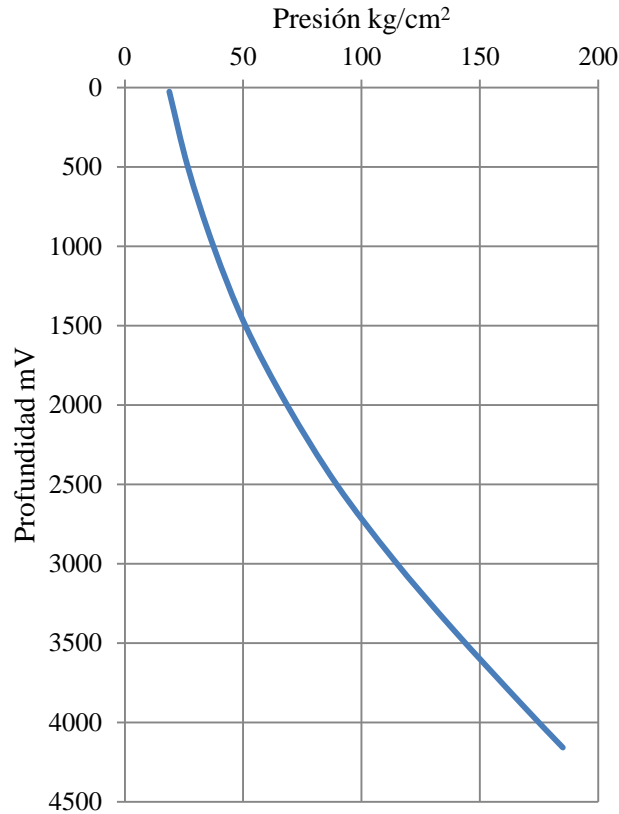


Fig. 5.14. Registro dinámico del pozo ito.

Se cerró el pozo para tomar el registro estático por estaciones cada 500 m, mostrando los resultados en la Tabla 5.4 y la Fig. 5.15.

Registro estático por estaciones del pozo ito
08/Febrero/2000

Profundidad mD	Profundidad mV	Presión kg/cm ²	Gradiente kg/cm ²
500	500	49.37	0.0049
1000	1000	51.97	0.0052
2000	2000	73.22	0.0374
2500	2500	111.32	0.0762
3500	3419	178.67	0.0716
4058	3935.37	214.48	0.0676
4208	4067.46	223.26	0.0665
4358	4192.66	231.48	0.0611
4408	4234.40	233.55	0.0496

Tabla 5.4. Registro estático.

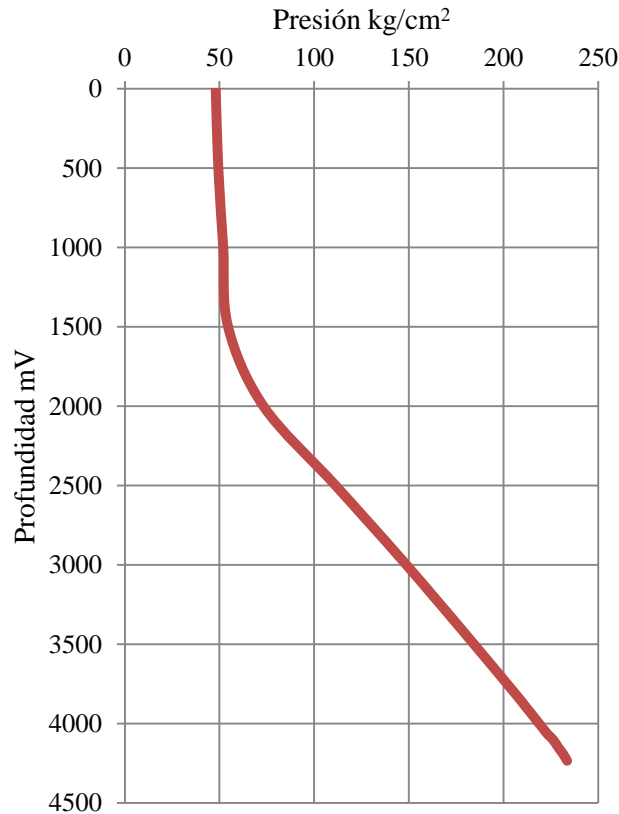


Fig. 5.15. Registro estático del pozo ito.

DIAGNÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.

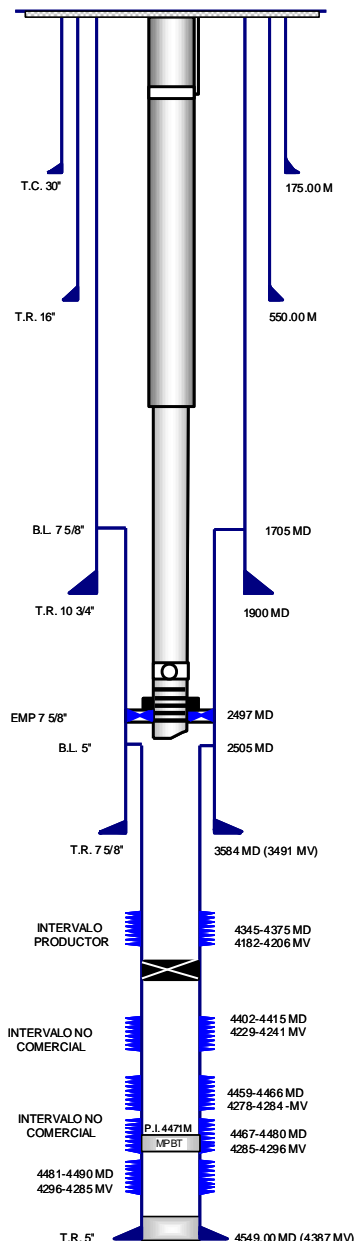
Derivado del comportamiento de producción observado, se puede decir que a lo largo de la vida del bloque A se ha registrado una variación tanto en la producción del bloque como en el periodo que se mantiene en producción. Este comportamiento posiblemente no se deba a su declinación natural.

Normalmente, la declinación de la producción de un pozo involucra tanto las condiciones del yacimiento, las características fisicoquímicas de los fluidos contenidos en el medio poroso, así como la condición de los equipos de producción. Sin embargo, se debe agregar un factor más que se refiere al tipo y características de las intervenciones que sufre el pozo durante su vida útil. Estas intervenciones que afectan principalmente a la roca del yacimiento son diseñadas para mejorar la productividad del pozo y extraer la mayor cantidad de aceite crudo posible, aunque no siempre cumplen su objetivo.

DISEÑO DE POZOS E INSTALACIONES.

ESTADO MECÁNICO

A continuación se detallan las condiciones mecánicas que presenta el pozo.



Intervalo m	Tubería
4549 – 2505	DE 5" P-110, 18 LB/P, HDSFJP P-110, 18 LB/P, VAM-FJL
3584 – 1705	DE 7 5/8" N-80, 39 LB/P, VAM-REG
1900 – 0.00	DE 10 3/4" N-80, 60.7 LB/P, VAM-REG
550 – 0.00	DE 16" N-80, 84 LB/P, BCN

Distribución del aparejo de producción	
	Prof. m
E.M.R. A NIVEL DE YUGOS	12.83
BOLA COLG. FIP 13 5/8" x 4 1/2", L-80, 12.6 LB/P, DC, MOD.	13.05
FTC-UH-M5, HDCS(5M) USADA, De=13.625", Di=4.500"	
D.P. 4 1/2", L-80, 12.6 LB/P, P) HCDS x P) M-VAM, De=4.937", Di=3.812"	13.20
13 T.T.P. 4 1/2", TRC-95, 12.6 LB/P, M-VAM, De=4.500", Di=3.958"	138.59
VALV. TTA. 4 1/2" BAKE, L-80, 12.6 LB/P, MOD. TE-5, No. B-612-CHR, M-(5M), De=7.125", Di=3.810"	140.58
03 T.T.P. 4 1/2", TRC-95, 12.6 LB/P, M-VAM, De=4.500", Di=3.958"	169.52
114 T. T.P. 4 1/2", L-80, 12.75 LB/P, VAM-R, De=4.500", Di=3.958"	1242.14
COMB. 3 1/2" P) VAM-R x C) 4 1/2" VAM-R, De=4.920", Di=2.850"	1242.59
156 T. T.P. 3 1/2", C-75, 9.3 LB/P, VAM-R, De=3.500", Di=2.992"	2479.10
COMB. 3 1/2" P) HDCS x C) 3 1/2", VAM-R, De=3.500", Di=2.875"	2479.54
01 T. T.P. 3 1/2", L-80, 9.3 LB/P, HDCS, De=3.500", Di=2.992"	2488.96
CAMISA DESLIZABLE CDA. 3 1/2" BAKER, MOD "CF", HDCS, De=4.315", Di=2.734"	2490.09
01 T. T.P. 3 1/2", L-80, 9.3 LB/P, HDCS, De=3.500", Di=2.992"	2499.01
TOPE LOCALIZADOR 3 1/2" OTIS C) HDCS, De=4.062"	2499.45
01 USMV; OTIS 4 1/2", De=4.500", Di=3.0"	2499.94
01 T. ESPACIADOR OTIS 4 1/2" Di=3.0"	2500.56
02 USMV; OTIS 4 1/2", De=4.500", Di=3.0"	2501.53
01 T. ESPACIADOR OTIS 4 1/2", Di=3.0"	2502.15
03 USMV; OTIS 4 1/2", De=4 1/2", Di=3.0"	2503.61
ZAPATA GUIA, 4 1/2" OTIS Di=3.0"	2503.81

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.

El pozo ha mantenido un comportamiento de producción intermitente y mediante un correcto análisis de la información e identificación de las problemáticas existentes en el pozo se podrá

incrementar la vida productiva del pozo así como la aportación del pozo a la producción del bloque A y de esta manera al campo.

PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL POZO.

Solo se cuentan con los siguientes datos:

	Perforación	Terminación
Inicio	19-May-1993	15-Oct-1993
Termino	14-Oct-1993	27-Dic-1993

OPERACIÓN.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN:

En diciembre de 1993 se dispararon los intervalos 4481-4491 y 4467-4480 mdbmr del pozo Ito, manifestando hasta 105 kg/cm² de presión en superficie después del segundo disparo. A continuación se disparó el intervalo 4459-4466 mdbmr y se hicieron pruebas de admisión con 351 kg/cm² sin admitir, se efectúa estimulación y nuevamente prueba de admisión teniendo éxito con 281 kg/cm². Posteriormente se lleva a cabo estimulación selectiva, se registran pruebas de presión e inicia su producción en enero de 1994 con un gasto de 1085 bls, RGA de 100 m³/m³ y presión en la cabeza de 58 kg/cm² con un estrangulador de 1/2 pg.

Desde su puesta en producción en 1994 hasta enero del año 2003, este pozo ha estado cerrado en varias ocasiones por diferentes causas, relacionadas con el taponamiento de la tubería de producción. Actualmente este pozo se encuentra abatido.

Los resultados de la duración y producción de los periodos en que se mantuvo en producción el pozo se muestran en la tabla 5.5 y la representación gráfica se muestra en la Fig. 5.16.

Periodo	Duración periodo	Producción al inicio	Producción al final	Producción acumulada en el periodo	Promedio calculado,
	días/ calendario	bls	bls	bls	bls
1	182	32219.90	218134.06	185914.16	1021.51
2	182	321000.09	613403.88	292403.79	1606.61
3	92	642026.18	691665.70	49639.52	539.56
4	333	705240.78	1000789.01	295548.23	887.53
5	366	1192917.69	1444488.75	251571.07	687.35
6	133	1444488.75	1610674.325	224210.82	1685.80
7	92	1610674.33	1668699.58	58025.25	630.71

Tabla 5.5. Análisis de la producción acumulada.

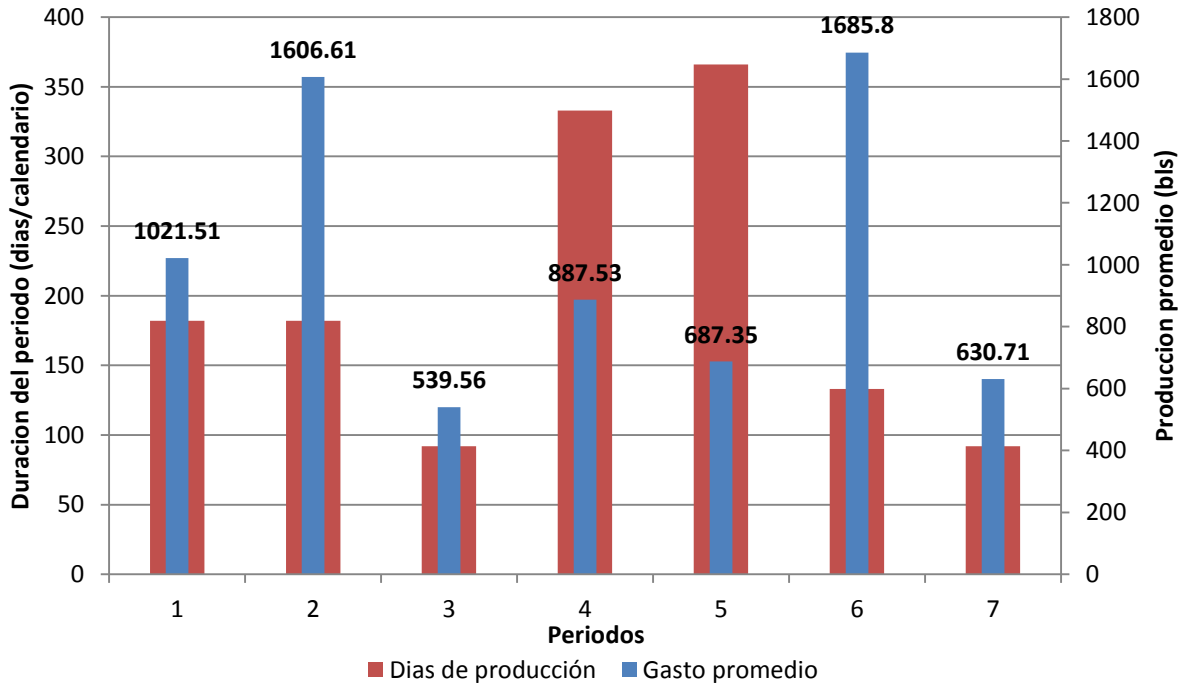


Fig. 5.16. Producción y días de producción de los periodos.

Se observa que los periodos más largos fueron el Periodo 5 con 366 días seguido del Periodo 4 con 333 días. En la Fig. 5.17 se muestra la producción acumulada.

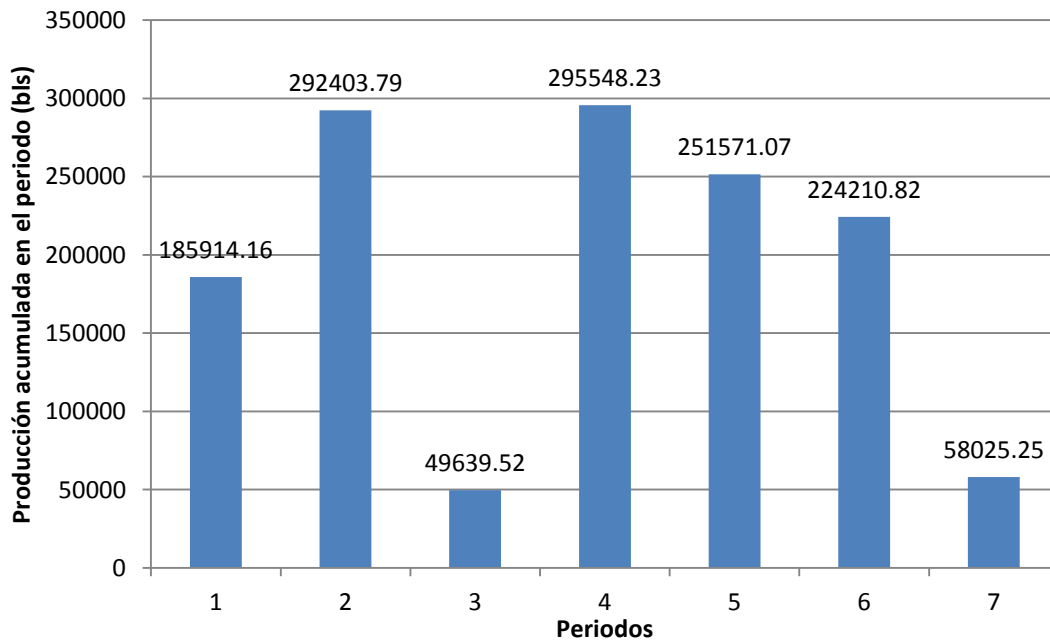


Fig. 5.17. Producción acumulada por periodo.

En lo que respecta a la producción acumulada, la mayor producción se registró durante el Periodo 4 seguido del Periodo 2 y del Periodo 5 como se indica en la Tabla 5.5. Sin embargo, la mayor producción promedio del pozo se registró durante el Periodo 6 con 1685.8 bls y el Periodo 2 con 1606.6 bls.

Por lo tanto, una mayor duración de los periodos de producción no garantiza una mayor producción acumulada, ya que los periodos más largos no son los de mayor producción promedio.

Desde el punto de vista de la productividad, en el Periodo 6 se ha alcanzado la máxima producción promedio, pero la duración del periodo ha sido menor que la máxima duración alcanzada de un periodo (333 días). Le sigue el Periodo 2 que también alcanzó una producción promedio muy alta, pero que también ha tenido una duración baja (182 días).

Por el comportamiento en la producción de este pozo a lo largo del periodo antes mencionado es necesario contar con un estudio integral del sistema pozo-yacimiento que proponga alternativas de explotación para optimizar su producción.

SERVICIOS A POZOS.

HISTÓRICO DE INTERVENCIONES:

En la tabla 5.6 se muestra la historia de intervenciones y los comportamientos en los cambios de producción resultado de las mismas. Estas intervenciones fueron documentadas con la información disponible.

Fecha	Intervención	Descripción
15/oct/93 al 27/dic/93	Terminación	Se disparó el intervalo 4459-4490 m y se realizó estimulación selectiva
Octubre de 1994	RMA 1	Se dispararon los intervalos 4402-4415 y 4345-4375, realizando estimulación
Diciembre de 1994	RMA 2	Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 4345-4375
30/julio/95	RMA 3	Se realizó estimulación al intervalo 4345-4375
10/septiembre/96	RMA 4	Se colocó empacador a 4380 mD
14 al 27/junio/97	RMA 5	Se realizó estimulación al intervalo 4345-4375
Enero a febrero de 2002	RMA 6	Se realizó estimulación matricial al intervalo 4345-4375
7 a 25/mayo/02	RMA 7	Se realizó limpieza con diesel y estimulación al intervalo 4345-4375
24/octubre/02	RMA 8	Se realizó limpieza con diesel i inyección de N ₂ en el intervalo 4345-4375

Tabla 5.6 historia de intervenciones del pozo Ito.

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y VALIDACIÓN

Los marcos involucrados en la etapa 4, análisis de la información y validación se muestra en la Fig. 5.18.

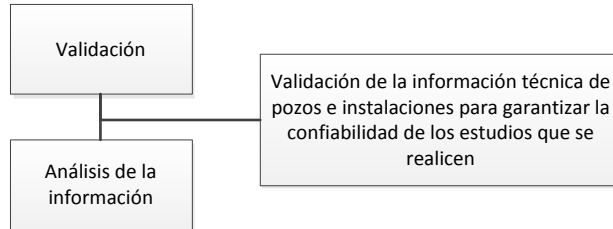


Fig. 5.18. Etapa 4. Marcos involucrados en el análisis y validación de la información.

VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN:

La información recolectada se obtuvo de la existente, se compararon con la de los pozos vecinos dentro del bloque A identificando factores y valores similares, lo cual nos hace identificar esta información como válida para poder continuar con el esquema integral de productividad propuesto.

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN:

En esta parte del documento desarrollado para el pozo se reporta que los problemas detectados en este pozo son ocasionados por la baja permeabilidad de la formación, lo cual provoca altas caídas de presión al nivel del yacimiento y del pozo, sin embargo es desestimada ya que las caídas de presión no se mantienen constantes después de las limpiezas y/o estimulaciones aplicadas.

IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

Marcos involucrados en la etapa 5, identificación del problema se muestra en la Fig. 6.19.

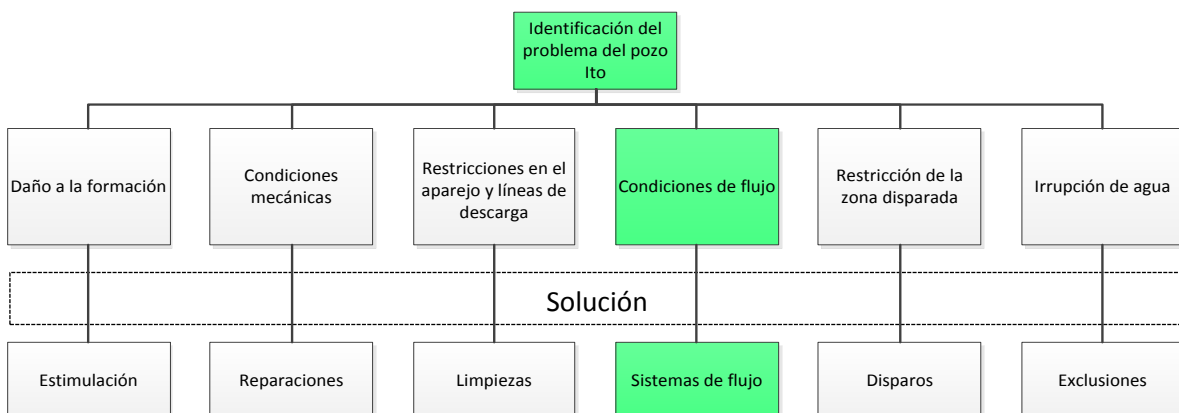


Fig. 6.19. Etapa 5. Marcos involucrados en la identificación del problema.

Se puede observar que los tratamientos aplicados no generaron la respuesta esperada en el comportamiento de la producción del pozo, pero los periodos duraron lo suficiente para tener una producción acumulada considerable. Lo cual señala que la realización de una estimulación no es la opción adecuada para este periodo de vida del pozo.

Sin mencionar que las condiciones actuales del pozo son diferentes ya que al término del Periodo 7 se registró una $P_{ws} = 298 \text{ kg/cm}^2$. Condición que nos indica que el problema existente es en las condiciones de flujo actuales del pozo, las cuales debemos de someter al diseño del sistema de producción mediante la simulación de flujo.

En el siguiente capítulo se abordara la etapa 6 del esquema integral de productividad de pozos propuesto en el cual se proponen dos escenarios los cuales se someterán a su simulación para poder determinar la mejor alternativa a las condiciones actuales del pozo.

CAPÍTULO 6 SIMULACIÓN DEL CASO DE CAMPO.

Continuando con el esquema de productividad de pozos propuesto entramos en el diseño de alternativas para el mejoramiento de la productividad, debido a la identificación del problema existente en las condiciones de flujo. Correspondiente a la etapa 6, como se muestra en la Fig. 6.1

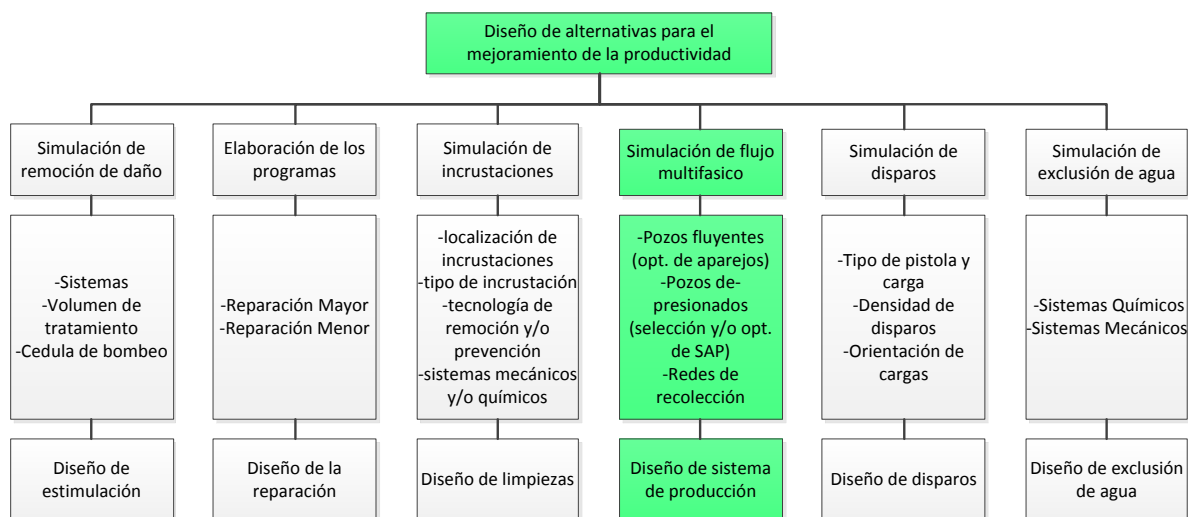


Fig. 6.1. Etapa 6. Selección de la alternativa para el mejoramiento de la productividad.

Dentro del diseño de alternativas para el mejoramiento de la productividad contamos con las simulaciones mostradas en la Fig. 6.1. Dado que el problema identificado en el pozo es en las condiciones de flujo, entraremos a la rama de la simulación de flujo multifásico para poder realizar el diseño del sistema de producción.

Por lo cual se realizaran simulaciones de flujo multifásico. Utilizando el software PROSPER V. 10.3, el cual se utilizó como herramienta para simular las condiciones actuales del pozo y los dos

escenarios propuestos a emplear con la finalidad de incrementar la producción y prolongar la vida productiva del pozo, logrando así el diseño del sistema de producción a emplear en el pozo.

6.1 SIMULACIÓN DEL CASO BASE:

El software cuenta con 5 módulos los cuales contienen los datos y características del pozo, datos del PVT, datos de IPR, datos del equipo superficial y sub-superficial y el resumen de los cálculos. Como se muestra en la Fig. 6.2, estas ventanas están alimentadas con la información mínima requerida.

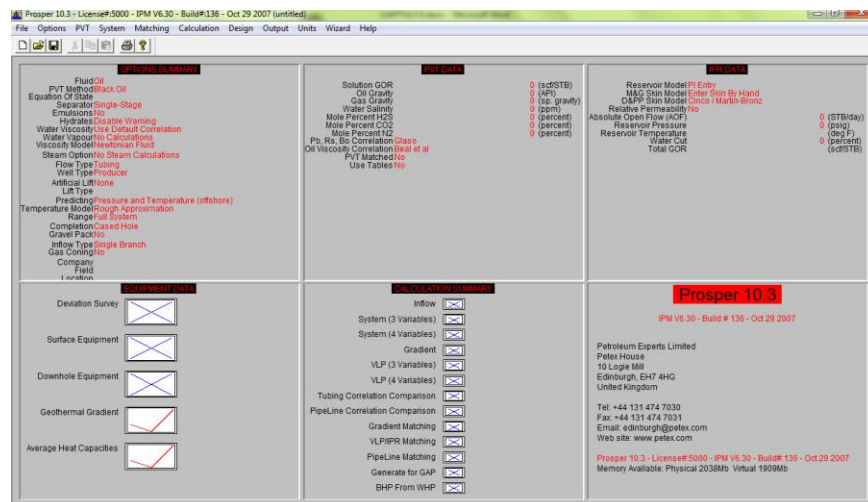


Fig. 6.2. Pantalla principal del simulador PROSPER.

El primer módulo contiene el resumen general del sistema, el cual quedo definido como se muestra en la Fig.6.3.

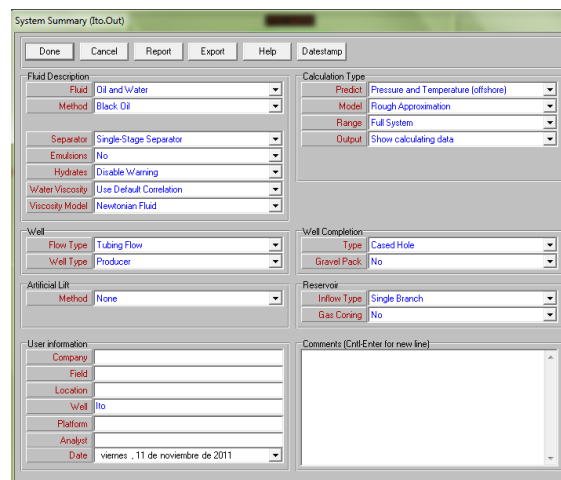


Fig.6.3. Resumen general del sistema.

En el segundo módulo se ajustan las propiedades de los fluidos y como primera instancia requiere de las características del aceite como se muestra en la Fig. 6.4.

The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA (ItO.Out) (Oil - Black Oil matched)' window. It features a menu bar with 'Done', 'Cancel', 'Tables', 'Match Data', 'Regression', 'Correlations', 'Calculate', 'Save', 'Open', 'Composition', and 'Help'. Below the menu bar, there is a 'Use Tables' checkbox. The main area is divided into three sections: 'Input Parameters', 'Correlations', and 'Impurities'. The 'Input Parameters' section includes fields for Solution GOR (104 m3/m3), Oil Gravity (32 API), Gas Gravity (0.806 sp. gravity), and Water Salinity (1.01 sp. gravity). The 'Correlations' section has dropdown menus for 'Pb, Rs, Bo' (Lasater) and 'Oil Viscosity' (Beal et al). The 'Impurities' section includes fields for Mole Percent H2S (0 percent), Mole Percent CO2 (0 percent), and Mole Percent N2 (0 percent).

Fig. 6.4. Datos del aceite.

Al presionar la pestaña ajuste de datos se activa otra ventana en la cual introduciremos los datos del PVT de pozo, mostrados en el capítulo anterior como se muestra en la Fig. 6.5.

The screenshot shows the 'PVT - Match Data (ItO.Out) (Oil - Black Oil matched)' window. It features a menu bar with 'Done', 'Main', 'Cancel', 'Reset', 'Copy', 'Clip', 'Import', 'PVTP Import', 'Transfer', 'Plot', and 'Help'. Below the menu bar, there is a 'PVT Match data' section with a 'Table' dropdown menu set to 'Table 1'. To the right of the dropdown are fields for 'Temperature' (146 deg C) and 'Bubble Point' (250 Kq/cm2 a). The main area contains a table with the following data:

	Pressure Kq/cm2 a	Gas Oil Ratio m3/m3	Oil FVF RB/STB	Oil Viscosity centipoise
1	18.9699	14.4461	1.26	0.782
2	48.9712	29.86	1.339	0.693
3	98.9687	51.8663	1.442	0.585
4	148.973	79.0709	1.515	0.479
5	198.978	107.829	1.614	0.398
6	248.975	156.08	1.81	0.316
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				

Fig. 6.5. Datos PVT utilizados para el pozo.

Posteriormente se ajustan los datos del PVT la correlación que más se ajusta para P_b , R_s y B_o es la de Laseter, seleccionándola. Al estar ajustado el PVT muestra una leyenda como se muestra en la Fig. 6.6.

PVT - INPUT DATA (ItO.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables

PVT is MATCHED

Input Parameters:

Solution GOR	104	m3/m3
Oil Gravity	32	API
Gas Gravity	0.806	sp. gravity
Water Salinity	1.01	sp. gravity

Correlations:

Pb, Rs, Bo	Laseter
Oil Viscosity	Beal et al

Impurities:

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Fig. 6.6. PVT ajustado.

Al activar el módulo de los datos del IPR, se activa la siguiente ventana que se muestra la Fig. 6.7, en la cual se capturan los datos del yacimiento así como el método seleccionado para realizar los cálculos del IPR.

Inflow Performance Relation (IPR) - Select Model

Done Validate Calculate Report Transfer Data
Cancel Reset Plot Export
Help Test Data Sensitivity

Select Model
Input Data

Model and Global Variable Selection

Reservoir Model

- PI Entry
- Vogel**
- Composite
- Darcy
- Fetkovich
- MultiRate Fetkovich
- Jones
- MultiRate Jones
- Transient
- Hydraulically Fractured Well
- Horizontal Well - No Flow Boundaries
- Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary
- MultiLayer Reservoir
- External Entry
- Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore
- MultiLayer - dP Loss In WellBore
- SkinAide (ELF)
- Dual Porosity
- Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures

Mechanical / Geometrical Skin

Deviation and Partial Penetration Skin

Reservoir Pressure	321.26	kPa/cm2 q
Reservoir Temperature	146	deg C
Water Cut	0	percent
Total GOR	104	m3/m3
Compaction Permeability Reduction Model	No	
Relative Permeability	No	

Fig. 6.7. Se seleccionó el método de Vogel para calcular el IPR.

Posteriormente se presiona la opción calcular la cual nos despliega la gráfica del IPR calculado con el método de Vogel, como se muestra en la Fig. 6.8.

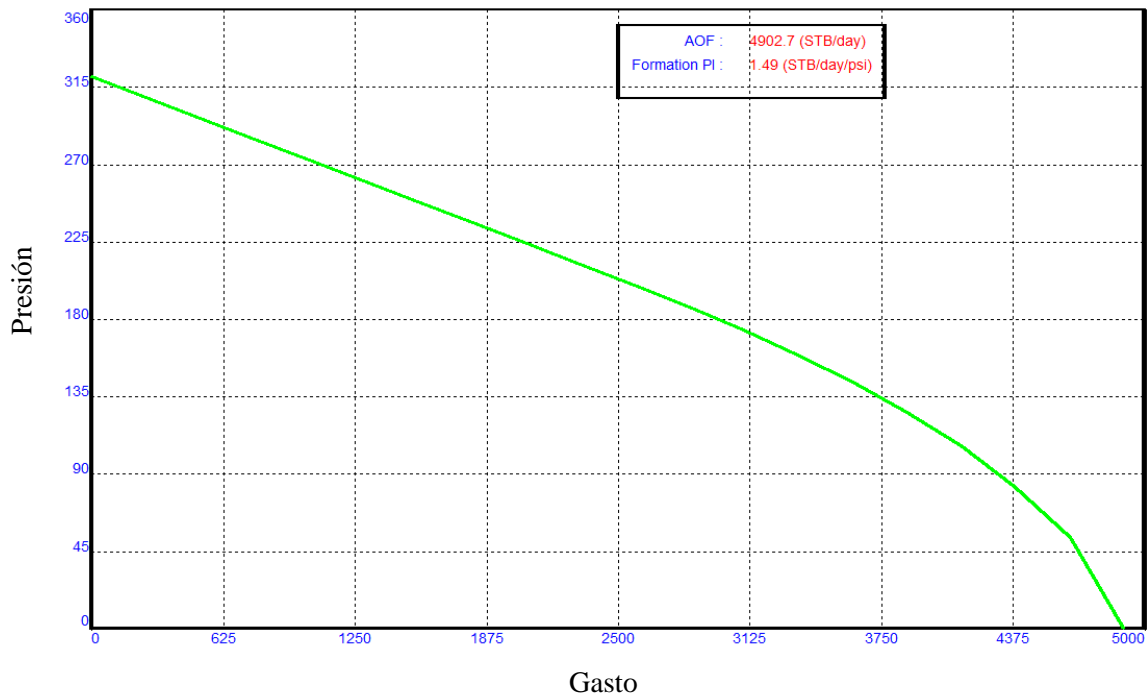


Fig. 6.8. Cálculo del IPR con el método de Vogel en PROSPER.

De esta grafica podemos obtener el Q_{max} del pozo cuyo valor es de 4209.7 bls/día.

Al entrar al módulo de los datos del equipo se deben de capturar los siguientes datos que se muestran en la Fig. 6.9.

Fig. 6.9. Datos a introducir del equipo superficial y sub - superficial.

La desviación del pozo se determina introduciendo la profundidad contra la profundidad verdadera vertical, resultando como se muestra en la Fig. 6.10.

DEVIATION SURVEY (Ito.Out)

Done Cancel Main Help Import Plot Filter
Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data

	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	330.001	330.001	0	0
3	810	809.991	2.94004	0.35094
4	1260	1259.96	8.22461	0.67287
5	1710	1709.89	16.1587	1.01025
6	2160	2159.85	22.1611	0.76428
7	2610	2609.34	43.5769	2.72777
8	3060.01	3021.69	223.79	23.6072
9	3509.99	3427.2	418.837	25.6871
10	3810	3709.57	520.194	19.7458
11	4260.01	4109.13	727.223	27.3905
12	4554.99	4360.68	881.287	31.4857
13				
14				
15				
16				
17				
18				

MD <-> TVD

Calculate

Fig. 6.10. Desviación del pozo.

La representación gráfica de la desviación del pozo se muestra en la Fig. 6.11.

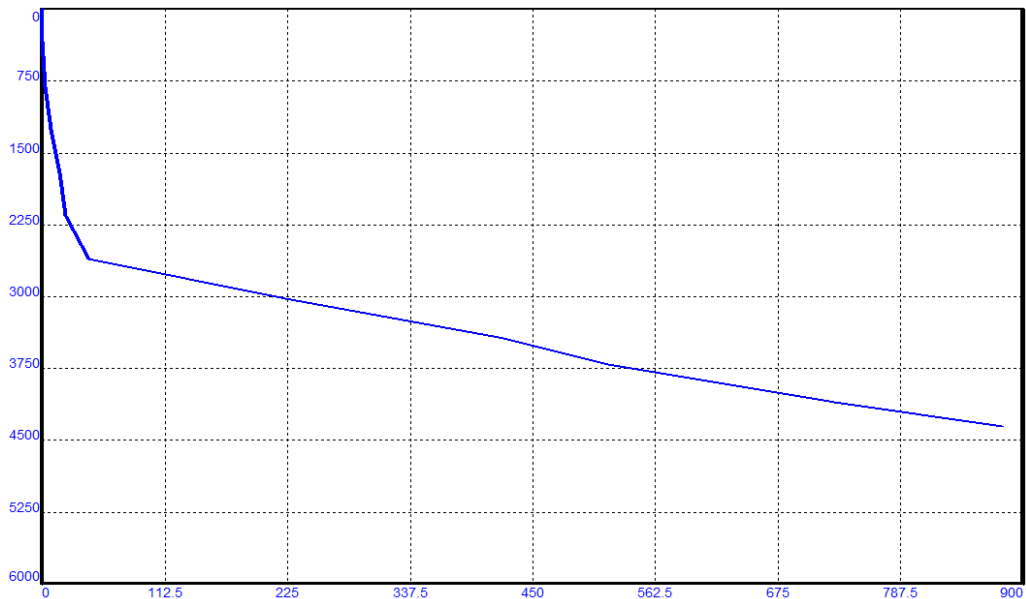
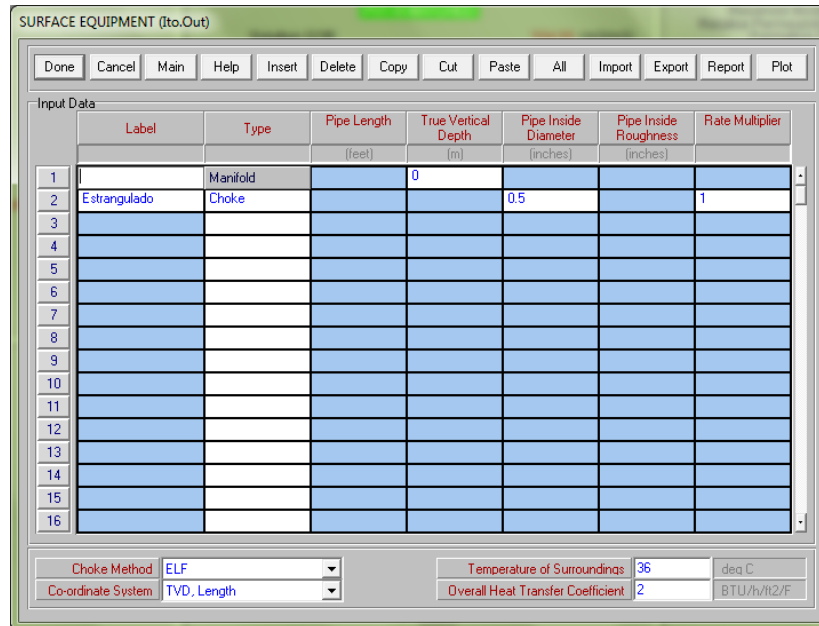


Fig. 6.11. Representación gráfica de la desviación del pozo.

Para el caso de estudio solo contemplamos el estrangulador de superficie, el cual tiene un diámetro de 1/2'' introduciéndolo al siguiente punto, así como la temperatura de superficie y quedando como se muestra en la Fig. 6.12.

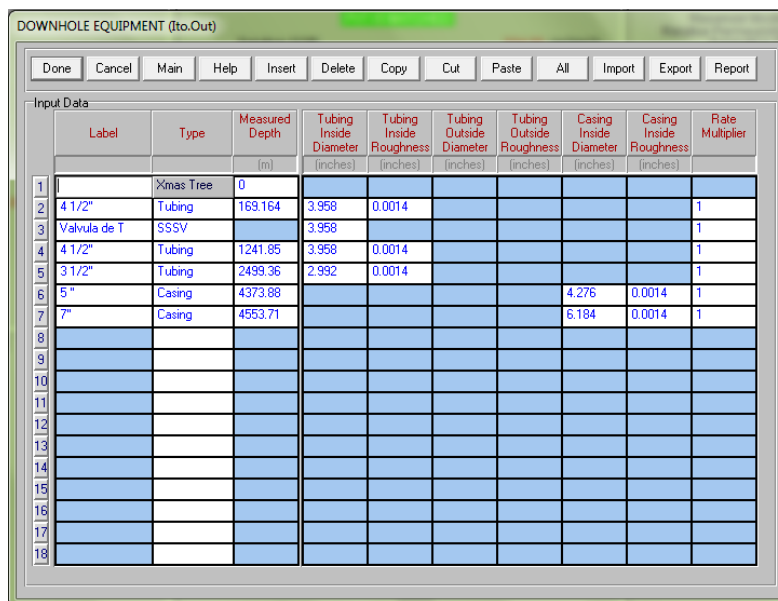


	Label	Type	Pipe Length (feet)	True Vertical Depth (m)	Pipe Inside Diameter (inches)	Pipe Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Manifold		0			
2	Estrangulado	Choke			0.5		1
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							

Choke Method: ELF
Co-ordinate System: TVD, Length
Temperature of Surroundings: 36 deg C
Overall Heat Transfer Coefficient: 2 BTU/h/ft2/F

Fig. 6.12. Descripción del equipo superficial.

Pasando al equipo sub-superficial se introducen los datos que tenemos del estado mecánico respetando las profundidades, diámetros internos así como la rugosidad interna de las tuberías. Resultando como se muestra en la Fig. 6.13.



	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2	4 1/2"	Tubing	163.164	3.958	0.0014					1
3	Valvula de T	SSSV		3.958						1
4	4 1/2"	Tubing	1241.85	3.958	0.0014					1
5	3 1/2"	Tubing	2493.36	2.992	0.0014					1
6	5"	Casing	4373.88				4.276	0.0014		1
7	7"	Casing	4553.71				6.184	0.0014		1
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fig. 6.13. Estado mecánico de explotación.

Para el cálculo del gradiente geotérmico se captura la temperatura de superficie y la temperatura del fondo del pozo, como se muestra en la Fig. 6.14.

	Formation Measured Depth (m)	Formation Temperature (deg C)
1	0	36
2	4554.93	146
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		

Overall Heat Transfer Coefficient: 4.762 BTU/h/ft2/F

Fig. 6.14. Perfil del gradiente geotérmico.

El siguiente paso es del resumen de cálculos seleccionar ajuste VLP/IPR el cual nos muestra la siguiente ventana Fig. 6.15, en el cual se introducen los valores al momento de hacer el estudio que en este caso fue el 29 de septiembre de 2002, cuando el pozo es fluyente.

	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (kg/cm2.g)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (STB/day)	Gauge Depth (Measured) (m)	Gauge Pressure (kg/cm2.g)	Reservoir Pressure (kg/cm2.g)	Gas Oil Ratio (m3/m3)	GOR Free (m3/m3)
1	26/09/2002	Fondo del pozo	23.3	61	0	2125	4360.01	221.26	332.871	0	104
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											

Matching Procedure

The Task Buttons are organised to reflect the process an engineer would take in Quality Assuring and matching well tests. The best way of performing this process is to try always to isolate one part of the model that can be investigated independently of the others. The methodology is :

1. Estimate U value. This task has to be done first since the temperature will affect the PVT used in the matching.
2. Correlation Comparison. This will show if the test is valid and allow the user to select which correlation will be chosen to represent the pressure drops in the well.
3. Match VLP. Match the correlation to valid tests. Something that many engineers do is to match the chosen model to one test and cross check with others. This of course depends on the engineering judgement of the person doing the analysis.
4. VLP/IPR. Check the VLP/IPR intersection and, if needed, modify the IPR so that model results match those of the test. This will ensure that the model can reasonably represent the tests and identify possible discrepancies in the inflow model. If the VLP/IPR intersection shows a different rate to the one shown on the test, then of course the discrepancy lies with the inflow.

Fig. 6.15. Datos para el ajuste VLP/IPR.

Con las condiciones establecidas como primera instancia estimamos el valor de U, que es el coeficiente de transferencia de temperatura. Arrojando lo que se muestra en la Fig. 6.16.

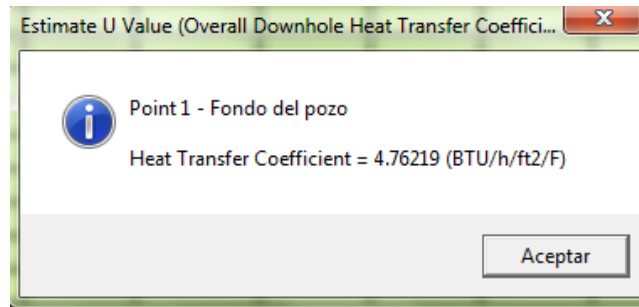


Fig. 6.16. Coeficiente de transferencia en la cabeza del pozo.

Posteriormente se realiza las comparaciones de las correlaciones de flujo multifásico vertical para determinar cuál se ajusta mas a las condiciones de flujo del pozo, usando el valor calculado en el punto anterior y las condiciones de la cabeza del pozo y presión de fondo fluyendo, procedemos a calcular con todas las correlaciones que tiene el software. Como se muestra en la Fig. 6.17.

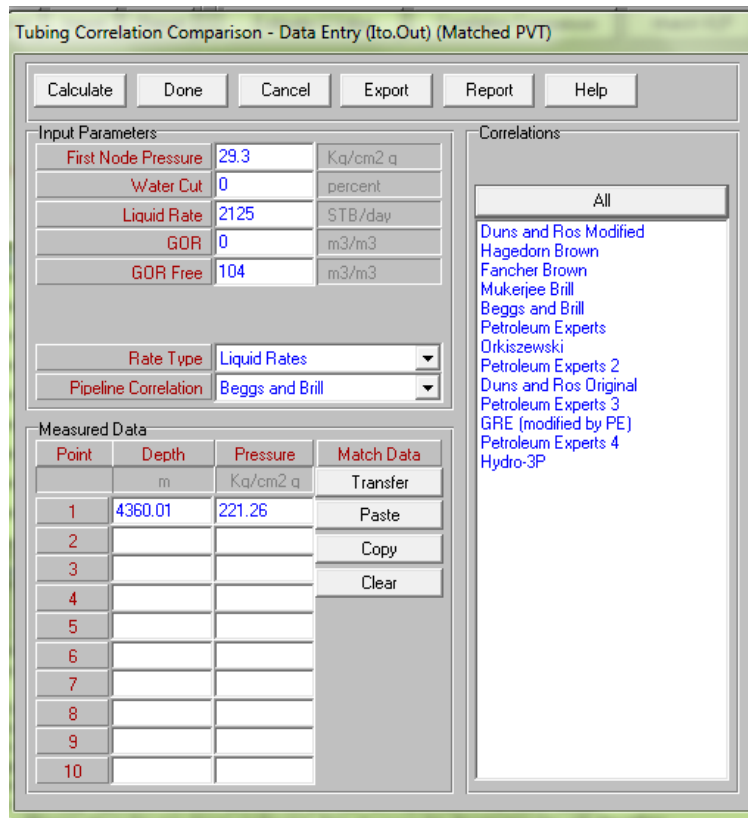


Fig. 6.17. Datos introducidos para realizar las correlaciones.

Al presionar hecho (botón done), se abre otra ventana en la cual tenemos que presionar calcular para que el software comience a simular las correlaciones de flujo multifásico con las condiciones establecidas, como se muestra en la Fig. 6.18.

Tubing Correlation Comparison - Calculations (Ito.Out) (Matched PVT)

Done Calculate Plot Main Report Export Help Options Layout

Input Data

Liquid Rate 2125.0 STB/day

Tubing Correlation Duns and Ros Modified 0.83 1.00

Gradient Results

Label	Bottom Measured Depth	True Vertical Depth	Pressure	Temperature	Gradient	Holdup	Regime
	m	m	Kg/cm ² g	deg C	psi/ft		
1	0	0	29.30	61.00	0	0	WellHead
2	4 1/2"	56.4	31.11	62.47	0.13925	0.44771	Slug
3	4 1/2"	112.8	32.98	63.94	0.14338	0.46251	Slug
4	4 1/2"	169.1	34.89	65.42	0.14749	0.47727	Slug
5	Valvula de T	169.1	34.90	65.42	0.05		SSSV
6	4 1/2"	222.8	36.77	66.82	0.15148	0.49164	Slug
7	4 1/2"	276.4	38.69	68.23	0.15529	0.50539	Slug
8	4 1/2"	330.0	40.66	69.64	0.15906	0.51908	Slug
9	4 1/2"	398.6	43.25	71.45	0.16349	0.53524	Slug
10	4 1/2"	467.1	45.91	73.27	0.1682	0.55251	Slug
11	4 1/2"	535.7	48.64	75.09	0.17284	0.56961	Slug
12	4 1/2"	604.3	51.45	76.92	0.1773	0.58616	Slug
13	4 1/2"	672.9	54.30	78.76	0.18041	0.59777	Slug

Fig. 6.18. Pantalla de los resultados de las simulaciones de las correlaciones.

La representación gráfica de los resultados de las correlaciones de flujo multifásico vertical simuladas se muestra en la Fig. 6.19.

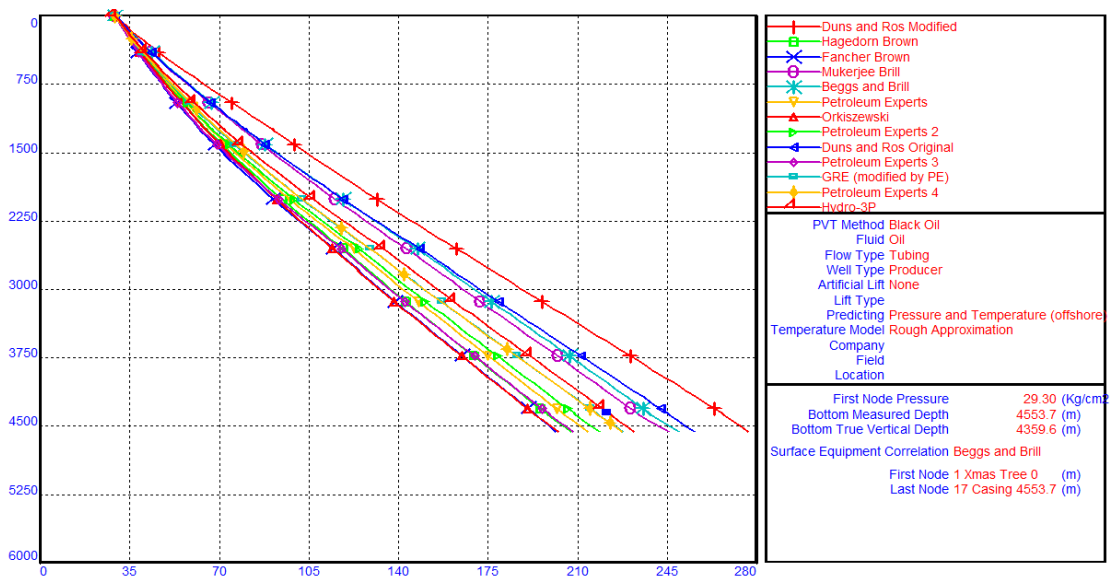


Fig. 6.19. Representación gráfica de las correlaciones simuladas.

Posterior a la simulación se seleccionan las que más se ajustan a los datos medidos, que son las que se muestran en la Fig. 6.20.

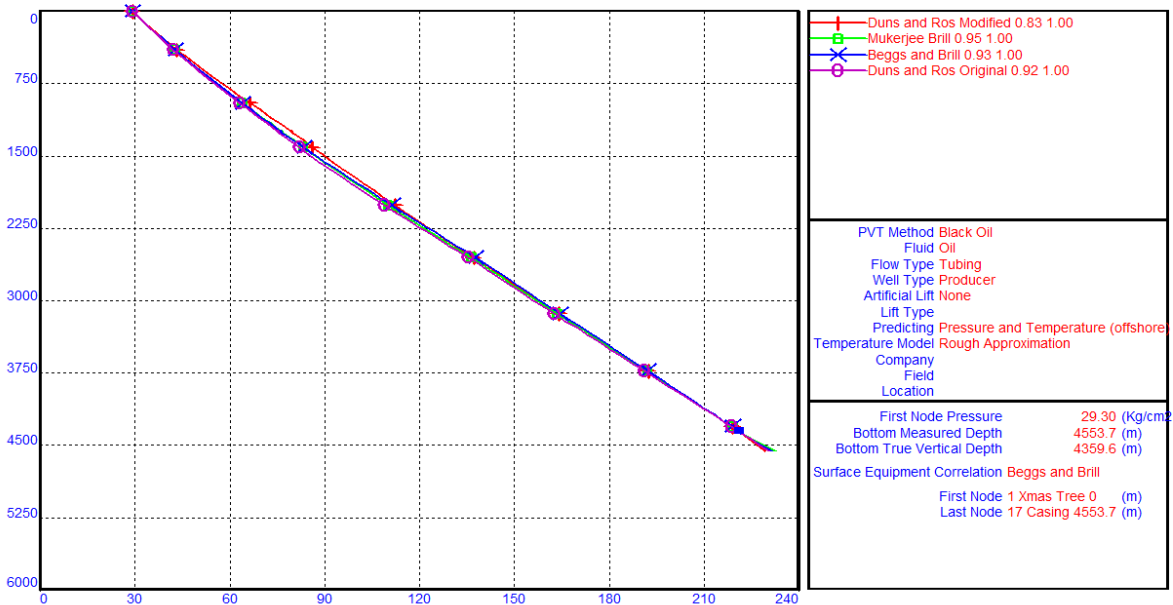


Fig. 6.20. Correlaciones de flujo multifásico más representativos para las condiciones del pozo.

Posterior a la selección de las correlaciones que más se ajustan a los datos medidos, las seleccionamos y las ajustamos, como se muestra en la Fig. 6.21.

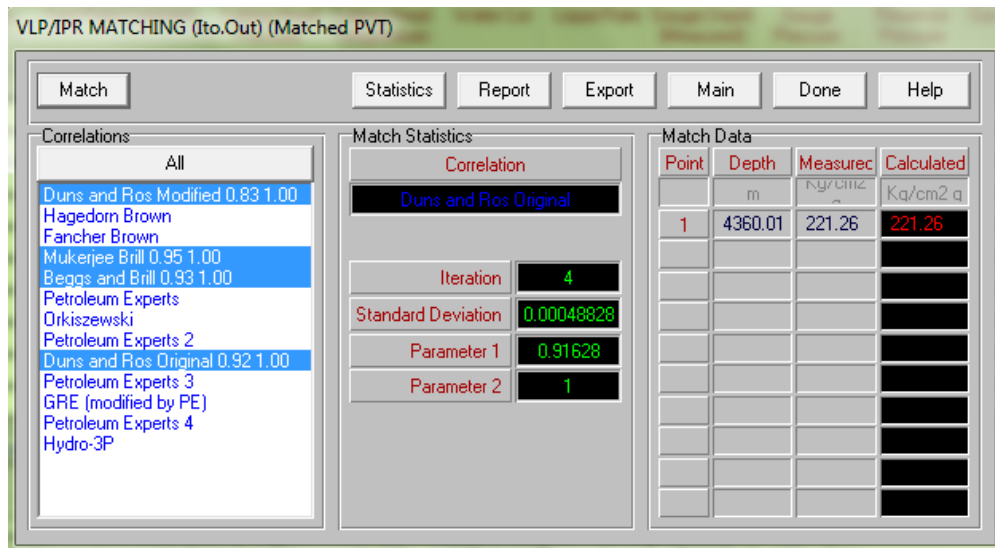


Fig. 6.21. Pantalla del ajuste de las correlaciones.

Al ajustar las correlaciones obtenemos parámetros los cuales ayudaran para tomar la decisión de elegir la correlación de flujo multifásico que más se ajuste, es recomendable elegir las correlaciones

que cumplan con el parámetro $1 < 1$ y el parámetro $2 > 1$. De los ajustes de las correlaciones se obtuvieron los parámetros que se muestran en la Fig. 6.22.

	Correlation	Parameter 1	Parameter 2	Standard Deviation
1	Reset Duns and Ros Modified	0.83325	1	0
2	Reset Hagedorn Brown	1	1	
3	Reset Fancher Brown	1	1	
4	Reset Mukerjee Brill	0.9506	1	0.00097656
5	Reset Beggs and Brill	0.92992	1	0.00073242
6	Reset Petroleum Experts	1	1	
7	Reset Orkiszewski	1	1	
8	Reset Petroleum Experts 2	1	1	
9	Reset Duns and Ros Original	0.91628	1	0.00048828
10	Reset Petroleum Experts 3	1	1	
11	Reset GRE (modified by PE)	1	1	
12	Reset Petroleum Experts 4	1	1	
13	Reset Hydro-3P	1	1	

Fig. 6.22. Parámetros obtenidos en la simulación de las correlaciones con las condiciones del pozo.

De las correlaciones que más se ajustan a las condiciones del pozo se seleccionó Duns and Ros Original, al ajustar el VLP/IPR representa gráficamente la capacidad de producción de las tuberías como se muestra en la Fig. 6.23.

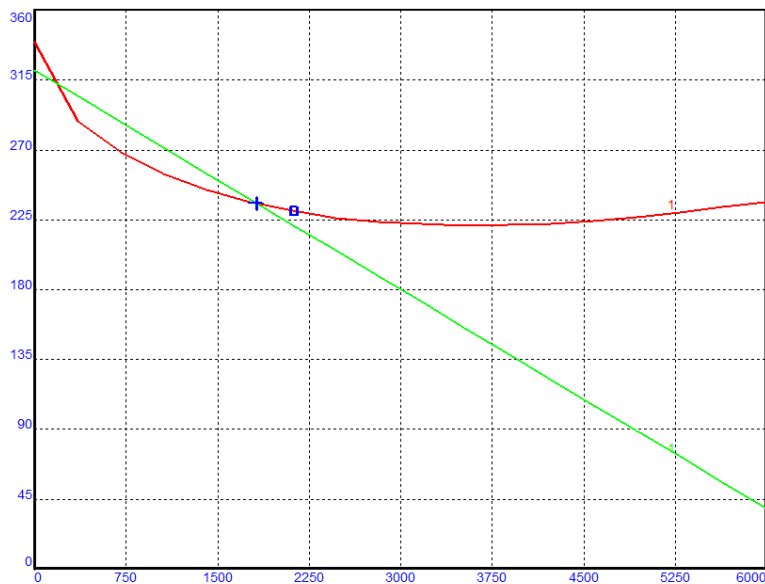


Fig. 6.23. Resultados de la correlación Duns and Ros. Gasto calculado = 1821 (bls/día)

Como se mencionó anteriormente el 22 de mayo del 2003, la P_{ws} bajo a 298 kg/cm^2 , dando como resultado que el pozo dejara de fluir y concluyera el periodo 7. Considerando esta nueva condición y simulándola, podemos identificar que existe un problema al no intersectarse la curva de IPR con la curva de capacidad de transporte como se pudo observar en la Fig. 6.24, por lo que el pozo dejara de fluir.

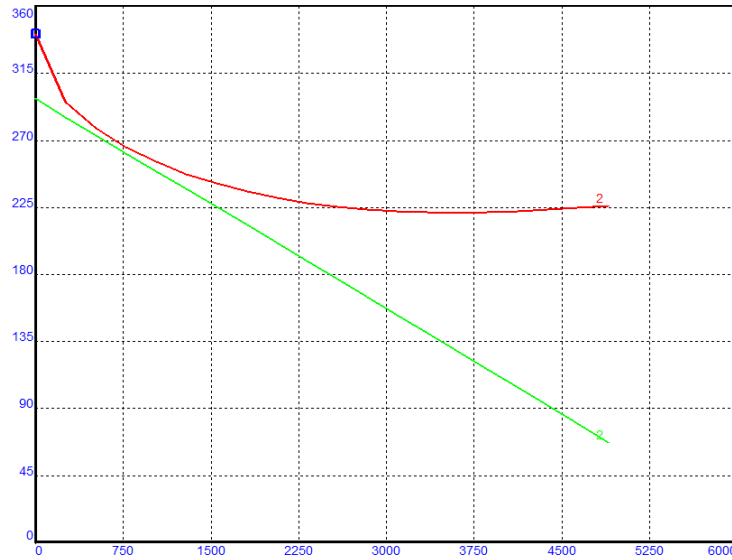


Fig. 6.24. Identificación del problema en las condiciones de flujo.

Al comparar las condiciones iniciales del año 2002 y con las finales del año 2003 podemos determinar que la caída de P_{ws} afectó las condiciones de flujo para que el pozo no fuera capaz de llevar a superficie los fluidos, como se muestra en la Fig. 6.25.

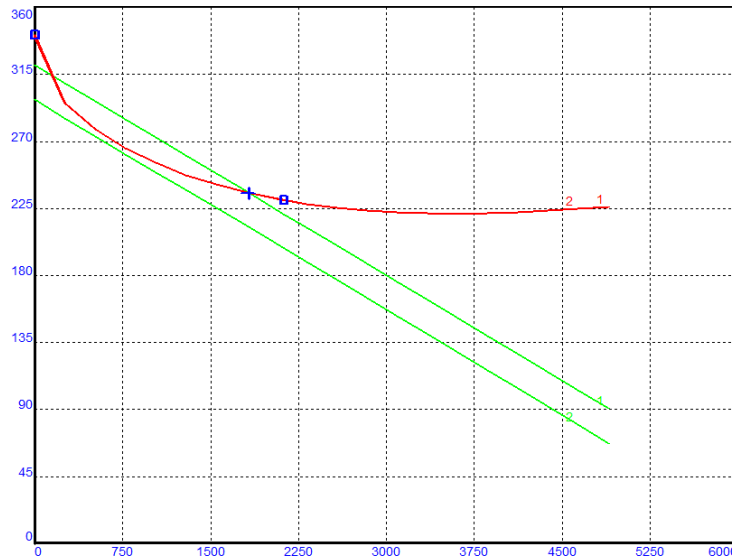


Fig. 6.25. Condiciones de producción del año 2002 (1) y 2003 (2).

Como propuesta de solución a la problemática existente en las condiciones de flujo, se proponen dos escenarios los cuales serán simulados en PROSPER, analizando resultados y eligiendo la mejor solución al pozo estudiado. Los escenarios son los siguientes:

1. Cambio del aparejo de producción.
2. Implementación de bombeo neumático (BNC).

Para los dos escenarios se considera la siguiente premisa:

- Mismas condiciones que se encuentran en el capítulo anterior.
- $P_{ws} = 298 \text{ kg/cm}^2$ (no fluyente) a partir del 2003.

6.2 CAMBIO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN:

Se simula el cambio de aparejo de producción con las siguientes condiciones:

- Aparejo de producción con diámetro uniforme.
- Aparejo de producción desde la superficie hasta 2499.36 m.
- Mismas condiciones en los demás parámetros.
- Análisis con diferentes diámetros internos.

La primera condición analizada es con un diámetro de 3 1/2'' de Tp y un diámetro interno de 2.99'' y una rugosidad de la tubería de 0.0014''. Quedando las condiciones como se muestra en la Fig. 6.26.

The screenshot shows a software window titled "DOWNHOLE EQUIPMENT (Ito.Out)" with a menu bar (Done, Cancel, Main, Help, Insert, Delete, Copy, Cut, Paste, All, Import, Export, Report) and an "Input Data" table. The table has columns for Label, Type, Measured Depth (m), Tubing Inside Diameter (inches), Tubing Inside Roughness (inches), Tubing Outside Diameter (inches), Tubing Outside Roughness (inches), Casing Inside Diameter (inches), Casing Inside Roughness (inches), and Rate Multiplier. The data is as follows:

Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Xmas Tree	0							
2	valvula de T		3.958						1
3	3 1/2" Tubing	2499.36	2.992	0.0014					1
4	5" Casing	4373.88					4.276	0.0014	1
5	7" Casing	4553.71					6.184	0.0014	1
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									

Fig. 6.26. Nuevas condiciones del aparejo de producción.

Simulando estas condiciones del aparejo de producción la gráfica de VLR/IPR resulta como se muestra en la Fig. 6.27.

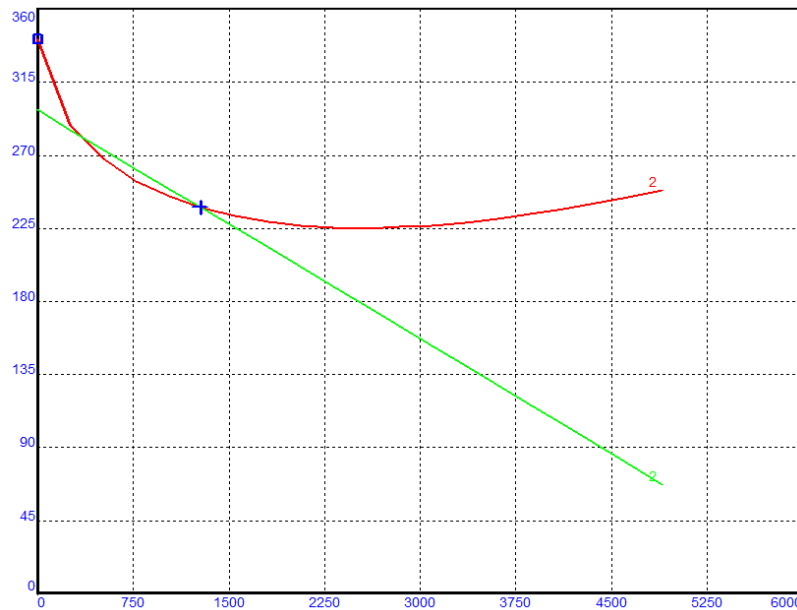


Fig. 6.27. Análisis de la curva de IPR y de capacidad de transporte con aparejo uniforme de 3 ½ ″. Gasto calculado = 1281 (bls/día).

Considerando un diámetro de 2.875″ de Tp y un diámetro interno de 2.323″ y una rugosidad de la tubería de 0.0014″. Quedando las condiciones como se muestra en la Fig. 6.28.

DOWNHOLE EQUIPMENT (Ito.Out)										
Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report										
Input Data										
Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier	
		(m)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)		
1	Xmas Tree	0								
2	valvula de T		3.958						1	
3	2.875"	2499.36	2.323	0.0014					1	
4	5"	4373.88					4.276	0.0014	1	
5	7"	4553.71					6.184	0.0014	1	
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fig. 6.28. Nuevas condiciones del aparejo de producción.

Simulando estas condiciones del aparejo de producción la gráfica de VLR/IPR resulta como se muestra en la Fig. 6.29.

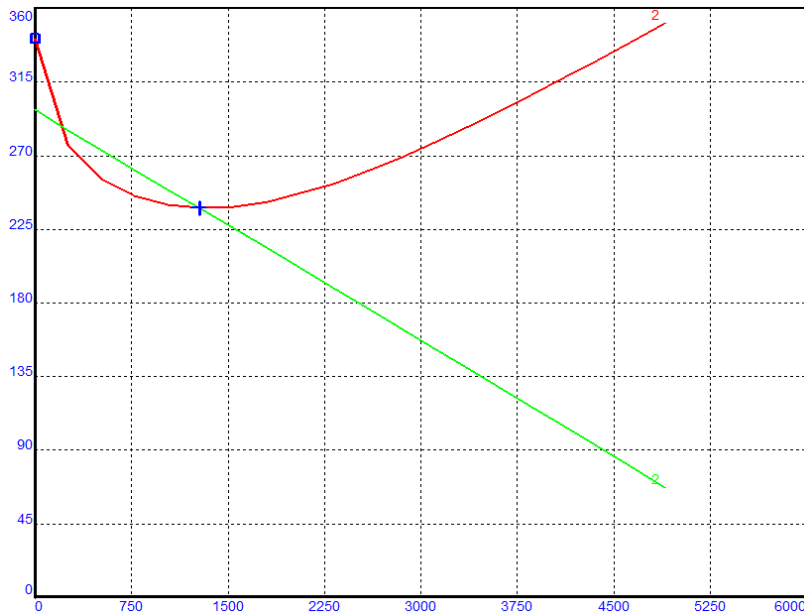


Fig. 6.29. Análisis de la curva de IPR y de capacidad de transporte con aparejo uniforme de 2.875". Gasto calculado = 1281 (bbl/día).

Considerando un diámetro de 2.875" de Tp y un diámetro interno de 2.441" y una rugosidad de la tubería de 0.0014". Quedando las condiciones como se muestra en la Fig. 6.30.

DOWNHOLE EQUIPMENT (to.Out)									
Input Data									
Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Xmas Tree	0							
2	valvula de T	SSSV	3.958						1
3	2.875"	Tubing	2499.36	2.441	0.0014				1
4	5"	Casing	4373.88				4.276	0.0014	1
5	7"	Casing	4553.71				6.184	0.0014	1
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									

Fig. 6.30. Nuevas condiciones del aparejo de producción.

Simulando estas condiciones del aparejo de producción la gráfica de VLR/IPR resulta como se muestra en la Fig. 6.31.

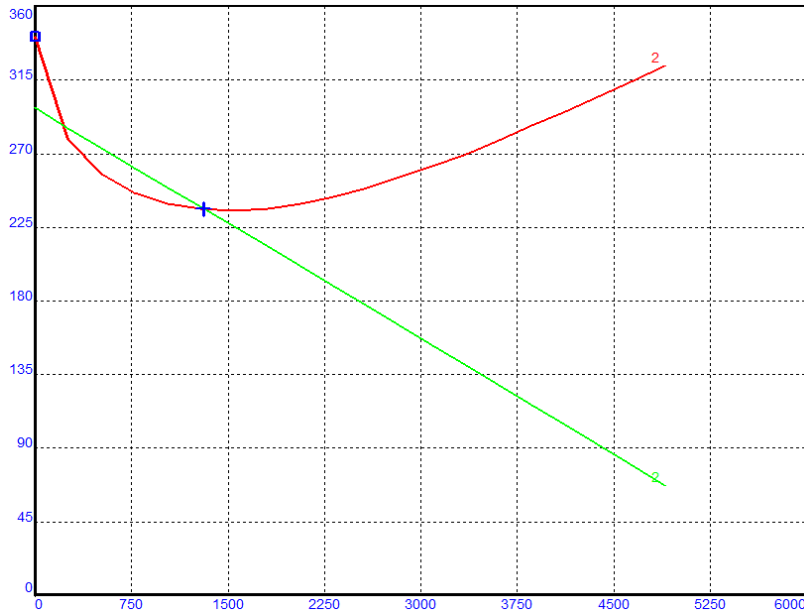


Fig. 6.31. Análisis de la curva de IPR y de capacidad de transporte con aparejo de 2.875".
Gasto calculado = 1319 (bls/día).

Considerando un diámetro de 2.375" de Tp y un diámetro interno de 1.867" y una rugosidad de la tubería de 0.0014". Quedando las condiciones como se muestra en la Fig. 6.32.

DOWNHOLE EQUIPMENT (fto.Out)										
Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report										
Input Data										
	Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier
			(m)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	
1		Xmas Tree	0							
2	valvula de T	SSSV		3.958						1
3	2.375"	Tubing	2493.36	1.867	0.0014					1
4	5"	Casing	4373.88					4.276	0.0014	1
5	7"	Casing	4553.71					6.184	0.0014	1
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fig. 6.32. Nuevas condiciones del aparejo de producción.

Simulando estas condiciones del aparejo de producción la gráfica de VLR/IPR resulta como se muestra en la Fig. 6.33.

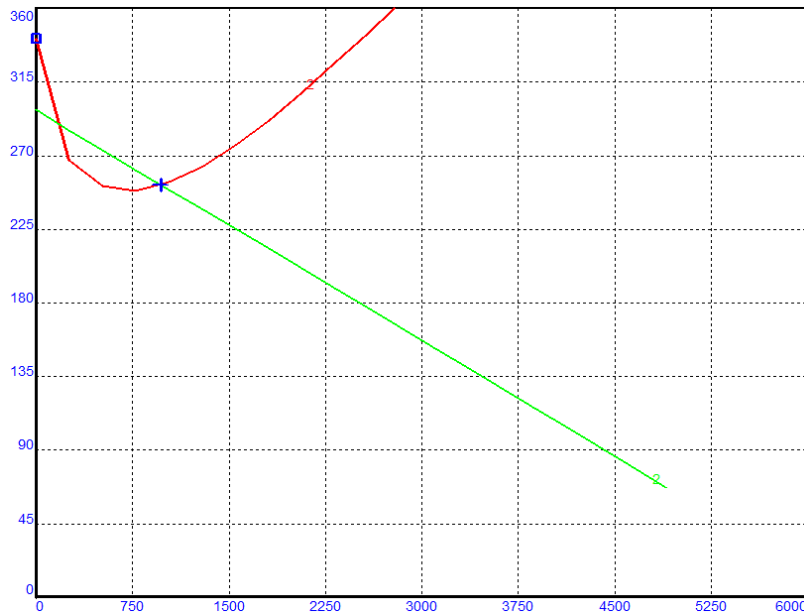


Fig. 6.33. Análisis de la curva de IPR y de capacidad de transporte con aparejo uniforme de 2.375". Gasto calculado = 972 (bbl/día).

Considerando un diámetro de 2.375" de Tp y un diámetro interno de 1.995" y una rugosidad de la tubería de 0.0014". Quedando las condiciones como se muestra en la Fig. 6.34.

DOWNHOLE EQUIPMENT (to.Out)										
Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report										
Input Data										
Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier	
		(m)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)		
1	Xmas Tree	0								
2	valvula de T		3.958						1	
3	2.375"	2439.36	1.995	0.0014					1	
4	5"	4373.88					4.276	0.0014	1	
5	7"	4553.71					6.184	0.0014	1	
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fig. 6.34. Nuevas condiciones del aparejo de producción.

Simulando estas condiciones del aparejo de producción la gráfica de VLR/IPR resulta como se muestra en la Fig. 6.35.

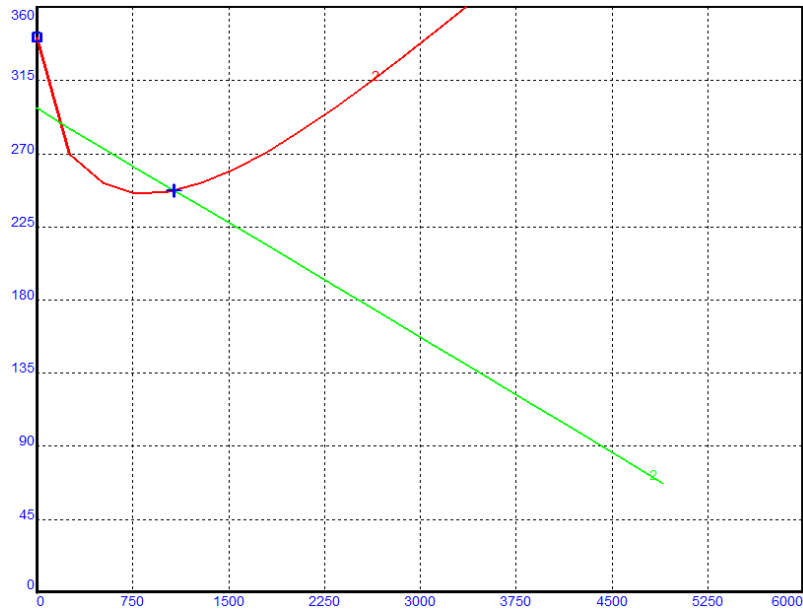


Fig. 6.35. Análisis de la curva de IPR y de capacidad de transporte con aparejo uniforme de 2.375''.
Gasto calculado = 1078 (bls/día),

6.3 IMPLEMENTACIÓN DE BNC:

Como primer paso en el software se debe seleccionar la integración del BNC, el cual nos activa un nuevo módulo el cual contiene los datos del BNC, como se muestra en la Fig. 6.36.

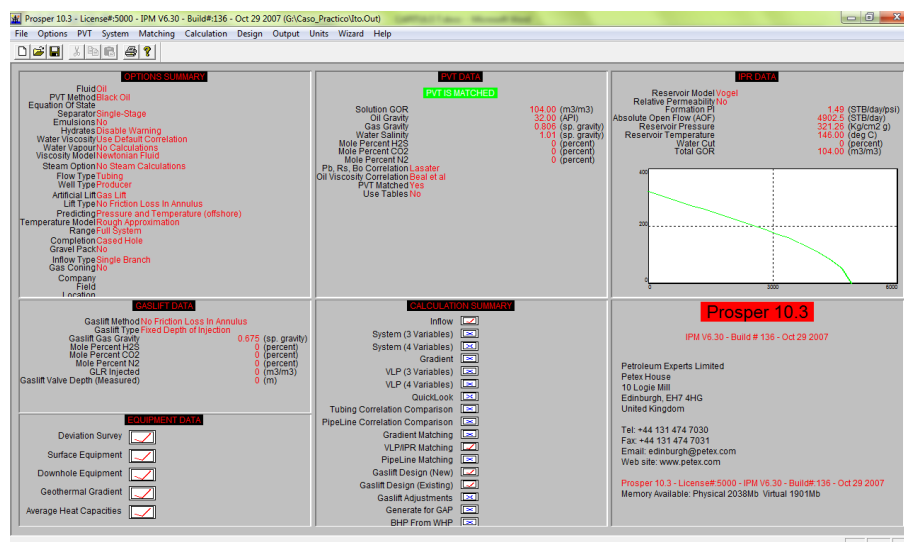


Fig. 6.36. Integración del BNC al simulador.

Seleccionamos el diseño de BNC y se muestra la Fig.6.37. Donde se selecciona que el diseño sea realizado mediante la máxima producción y se introducen las siguientes características del diseño:

- Máximo gasto que esperamos = 5000 bl/día (suposición)
- Máximo gas disponible = 1.5 MMscf/día (capacidad de la localización del pozo)
- Máximo gas disponible durante el levantamiento = 1.5 MMscf/día (no hay perdidas)
- Pws en el nodo simulado = 29.3 kg/cm² (necesaria para llegar a batería)
- Pws durante la descarga = 29.3 kg/cm² (no hay perdidas)
- Presión de inyección = 175 kg/cm² (presión de inyección del gas)
- Presión de inyección en el fondo del pozo = 175 kg/cm² (no hay perdidas)
- Máxima presión del domo de la válvula = 7.03 kg/cm² (recomendación API)
- Máxima profundidad de inyección = 2400 m (97 m arriba del empacador, por seguridad)
- Mínimo espaciamiento entre válvulas = 100 m
- Gradiente estático del lodo = 0.433 kg/cm²/m
- Margen de seguridad del diseño = 0 (caso práctico)
- Máximo diámetro del orificio = 32/64''
- Margen de seguridad del diseño = 0 (caso práctico)
- Total GOR = 104 m³/m³

GasLift Design - NEW WELL (Ito.Out) (Matched PVT)

Continue Done Cancel Report Export IPR Help

Design Rate Method
Calculated From Max Production

Valve Type
Casing Sensitive
Min CHP Decrease/Valve 0 Kg/cm²

Valve Settings
All Valves PVo = Gas Pressure

Injection Point
Injection Point is ORIFICE

Dome Pressure Correction Above 1200psig
No

Check Rate Conformance With IPR
Yes

Vertical Lift Correlation
Duns and Ros Original 0.92 1.00

Surface Pipe Correlation
Beggs and Brill

Use IPR For Unloading
Yes

Orifice Sizing On
Calculated dP At Orifice

Input Parameters

Maximum Gas Available	1.5	MMscf/day
Maximum Gas During Unloading	1.5	MMscf/day
Flowing Top Node Pressure	29.3	Kg/cm ² g
Unloading Top Node Pressure	29.3	Kg/cm ² g
Operating Injection Pressure	175	Kg/cm ² g
Kick Off Injection Pressure	175	Kg/cm ² g
Desired dP Across Valve	7.03	Kg/cm ²
Maximum Depth Of Injection	2400	m
Water Cut	0	percent
Minimum Spacing	100	m
Static Gradient Of Load Fluid	0.433	Kg/cm ² /m
Minimum Transfer dP	0	percent
Maximum Port Size	32	64ths inch
Safety For Closure Of Last Unloading Valve	0	Kg/cm ²
Total GOR	104	m ³ /m ³

Thomhill-Craver DeRating
DeRating Percentage For Valves 100 percent DeRating Percentage For Orifice 100 percent

Current Valve Information
Manufacturer Camco Type R-20 Specification Normal

Current Valve Type
GasLift Valve Database
Valve1
McMurry-Macco
Camco
RP-6
RCB
R-20
Normal
Carbide
PK-1
BKT-1
BKT
BKR-5
BKL-2
BK-1
BK
Baker

Port Size	R Value
32	0.26
28	0.2
24	0.147
20	0.103
16	0.066
12	0.038
8	0.017

Fig. 6.37. Datos para el diseño de BNC.

El siguiente paso indica CONTINUAR, donde presionamos obtener gasto y el software nos determinara el gasto optimo del diseño y la producción de aceite como se muestra en la Fig. 6.38.

Gas Lift Design - Calculated Rate (Ito.Out) (Matched PVT)

GLR Injected	Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure	Standard Deviation	Design Rate	Oil Production
m ³ /m ³	STB/day	STB/day	Ka/cm ² q	Ka/cm ² q		MMscf/day	STB/day
186.79	1646.0	1646.0	276.83	243.80	6.09535	1.024	1350.1

Get Rate Plot

Objective Gradient

Measured Depth	True Vertical Depth	Pressure	Temperature	Gas Injection Pressure
m	m	Ka/cm ² q	deg C	Ka/cm ² q

Design Plot Results Main Done Help

Results

Liquid Rate	Oil Rate	Injected Gas Rate	Injection Pressure
STB/day	STB/day	MMscf/day	Ka/cm ² q

Valve Details

Valve Type	Manufacturer	Type	Specification
Casing Sensitive	Camco	R-20	Normal

Fig. 6.38. Cálculo del gasto del BNC.

La representación gráfica del comportamiento de los volúmenes de inyección de muestra en la Fig. 6.39, donde el software determinó que el gasto óptimo de inyección es de 1.04 MMscf/día.

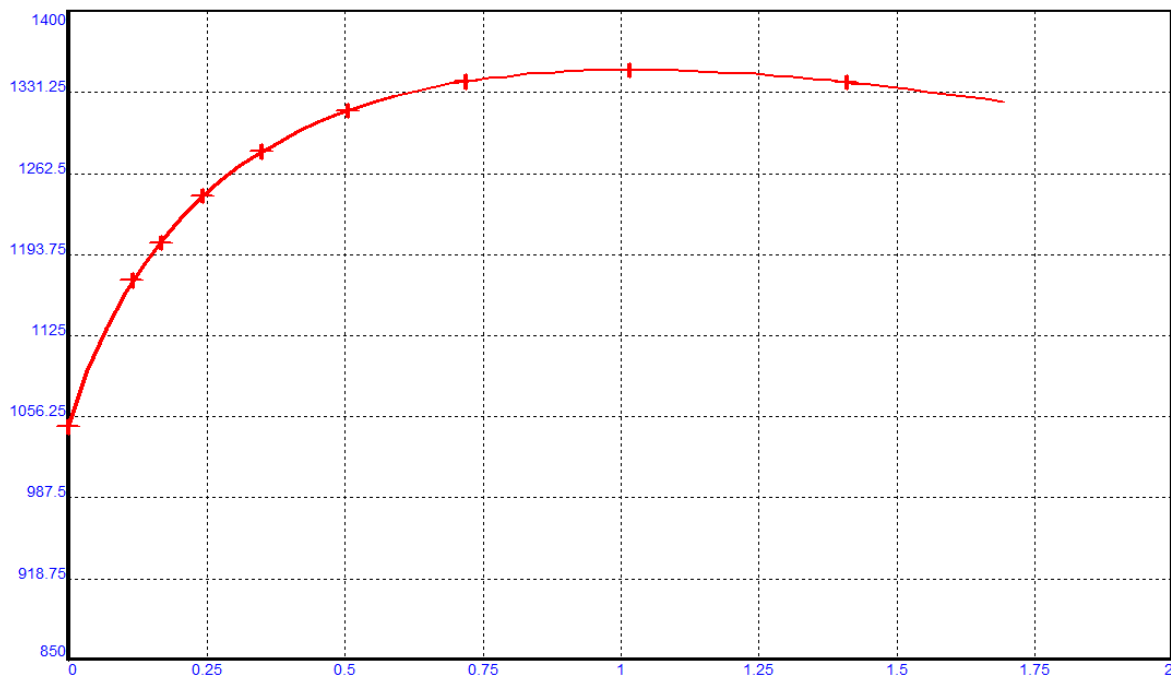


Fig. 6.39. Comportamiento del gasto de inyección en el BNC.

Posterior al cálculo del gasto de inyección pasamos al diseño del espaciamento de las válvulas del BNC, presionando DISEÑO determina el número de válvulas para lograr la producción calculada. Como se muestra en la Fig. 6.40.

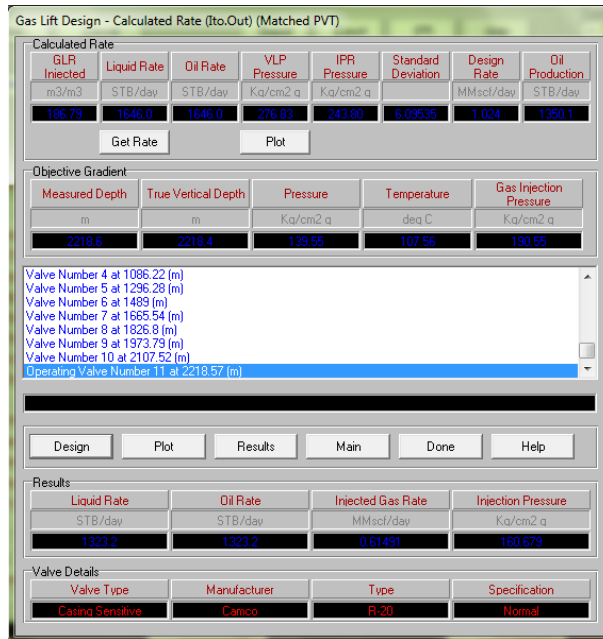


Fig. 6.40. Cálculo del espaciamento de válvulas.

Al presionar RESULTADOS arroja una ventana donde nos da todos los cálculos del diseño del BNC, dando como resultados la siguiente tabla 6.1.

Numero de válvula	Tipo de válvula	Profundidad de la válvula	Presión en la tubería	Presión en el revestimiento	Presión de transferencia	Temperatura	Gasto de inyección del gas	Tamaño del orificio	Valor de R	Presión de apertura de la válvula	Presión de cierre de la válvula	Presión del domo	Presión de apertura TestRack	Apertura CHP	Cierre CHP
----	----	m	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²	°C	MMscf/día	64 "	----	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²
1	Valve	339.504	61.3788	179.818	61.3788	61.4892	0.0615	8	0.017	179.818	177.804	150.97	153.578	175	172.99
2	Valve	608.875	71.8645	181.538	71.8645	68.7197	0.0615	8	0.017	181.538	179.673	149.01	151.591	172.987	171.12
3	Valve	857.655	81.972	183.101	81.972	75.6005	0.0615	8	0.017	183.101	181.382	147.18	149.726	171.122	169.4
4	Valve	1086.22	91.2096	184.452	91.2096	82.1694	0.0615	8	0.017	184.452	182.867	145.39	147.901	169.403	167.82
5	Valve	1296.28	99.7894	185.673	99.7894	88.0794	0.0615	8	0.017	185.673	184.213	143.84	146.329	167.818	166.36
6	Valve	1489	107.77	186.743	107.77	92.4504	0.0615	8	0.017	186.743	185.4	142.88	145.352	166.358	165.02
7	Valve	1665.54	115.245	187.716	115.245	96.345	0.0615	8	0.017	187.716	186.484	142.07	144.523	165.015	163.78
8	Valve	1826.8	122.202	188.581	122.202	99.7905	0.0615	8	0.017	188.581	187.453	141.37	143.813	163.783	162.66
9	Valve	1973.79	128.639	189.357	128.639	102.821	0.0615	8	0.017	189.357	188.325	140.78	143.216	162.655	161.62
10	Valve	2107.52	134.571	190.056	134.571	105.458	0.0615	8	0.017	190.056	189.113	140.3	142.726	161.623	160.68
11	Orifice	2218.57	139.47	189.783	139.47	107.163	0.6149	8	160.7						

Tabla 6.1. Resultados obtenidos del diseño del BNC.

Al graficar el diseño calculado nos queda como se muestra en la Fig. 6.41.

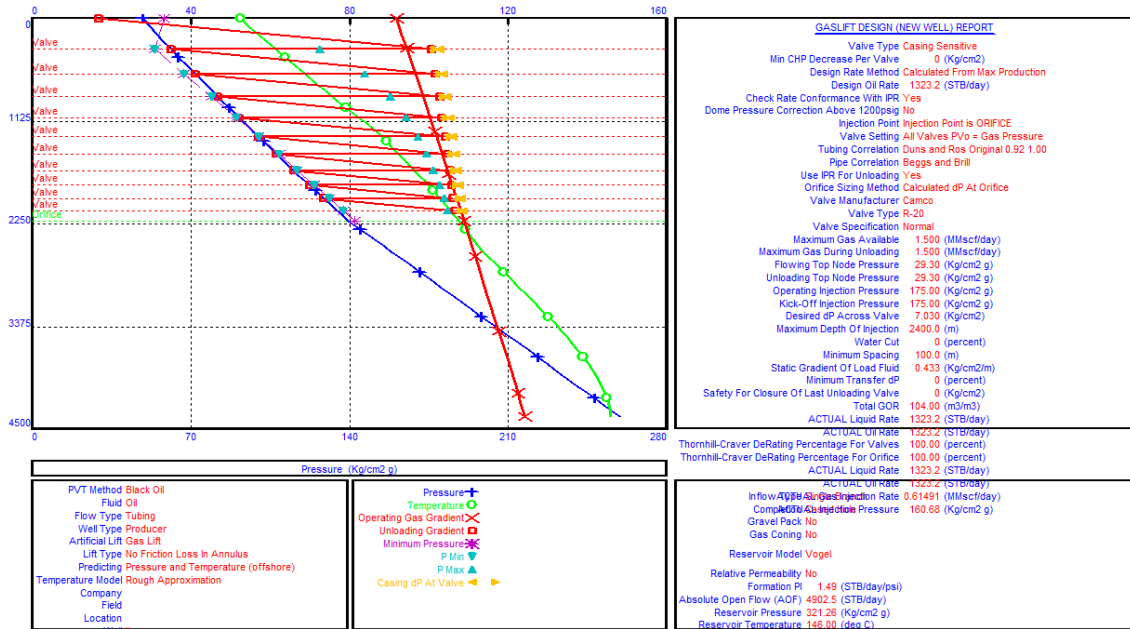


Fig. 6.41. Diseño gráfico del BNC.

Al hacer un acercamiento al espaciamento al gráfico de las válvulas resulta como se muestra en la Fig. 6.42.

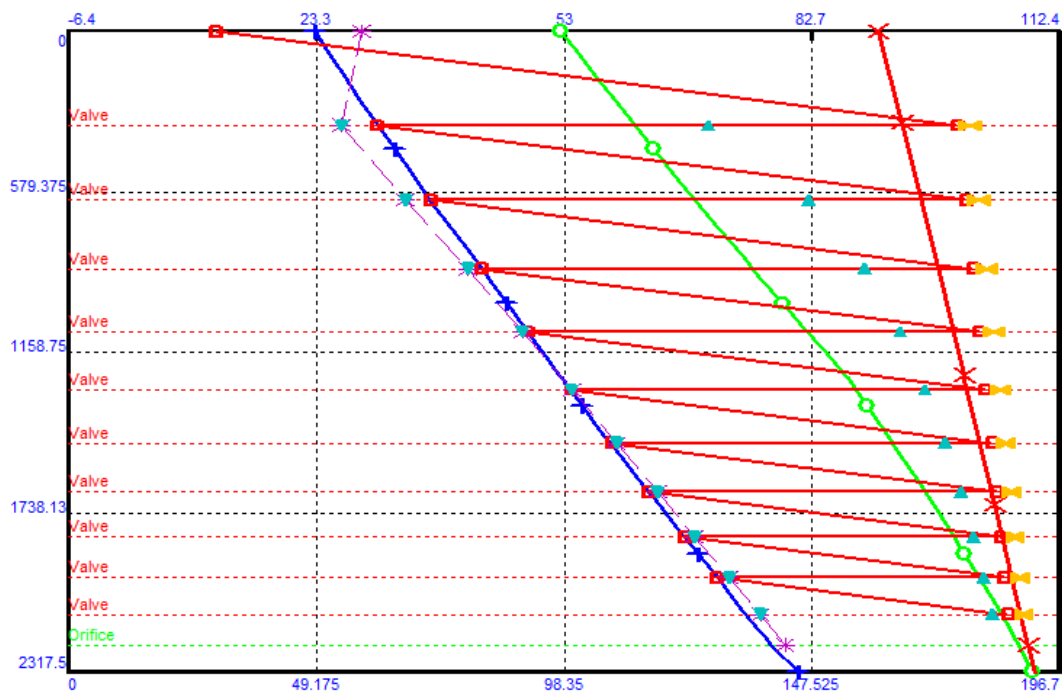


Fig. 6.42. Acercamiento al diseño gráfico del BNC.

Una vez terminada la simulación del BNC, identificamos los parámetros que nos servirán para simular el nuevo comportamiento de afluencia del pozo, que son:

- Gasto de inyección = 1.024 MMscf/día
- Profundidad de inyección = 2218.6 m

Regresando al punto VLP/IPR existen dos columnas mas donde vamos a introducir los datos anteriores, resultando como se muestra en la Fig. 6.43.

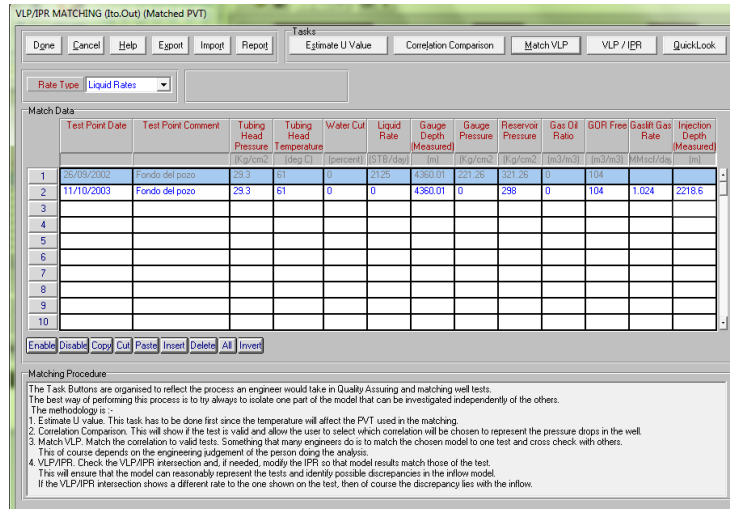


Fig. 6.43. Nuevas condiciones para simular el comportamiento de afluencia del pozo.

De igual manera presionamos VLP/IPR para poder simular las condiciones de afluencia del pozo con la implementación del BNC, donde seleccionaremos la simulación de la correlación de flujo Duns and Ros. Como se muestra en la Fig. 6.44.

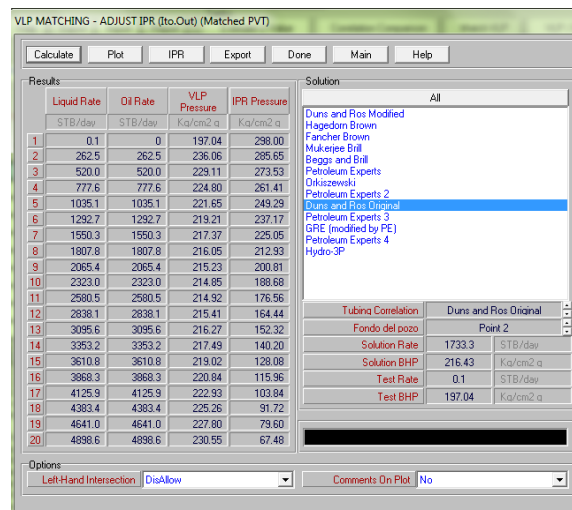


Fig. 6.44. Selección de la correlación de flujo.

Una vez calculada presionamos GRAFICAR para obtener gráficamente el nuevo comportamiento de afluencia del pozo, quedando gráficamente como se muestra en la Fig.6.45.

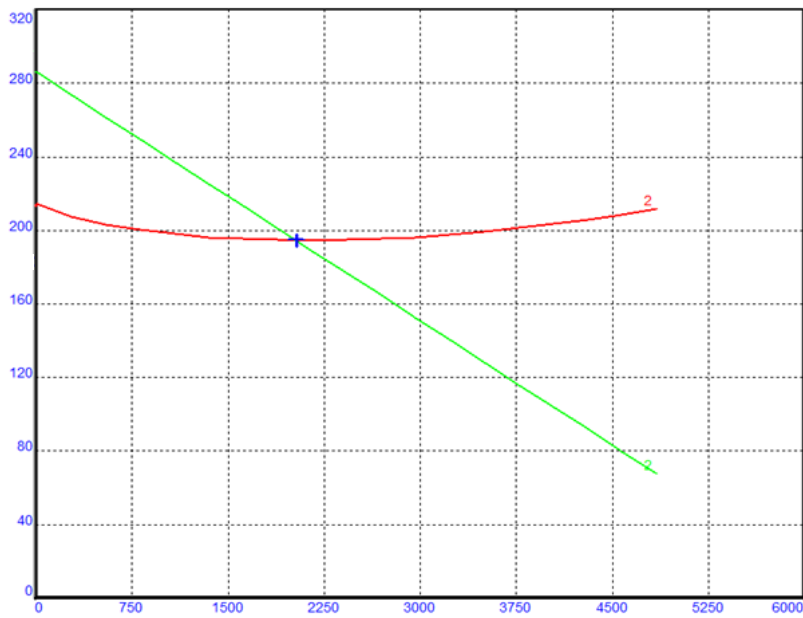


Fig. 6.45. Análisis de la curva de IPR y de capacidad de transporte con la implementación de BNC.
Gasto calculado 2199 (bls/día).

Se determina que de no producir aceite con la implementación del BNC va a producir 2199 bls/día y podemos observar que la nueva curva del comportamiento de afluencia tiene un buen comportamiento lo cual nos asegura que la producción del pozo se mantendrá por un periodo considerable.

CAPÍTULO 7 DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

La situación base del caso de campo con una $P_{ws} = 298 \text{ kg/cm}^2$, el pozo no fluía, por lo cual se propuso como solución a la problemática existente en las condiciones de flujo dos escenarios, los cuales fueron simulados en PROSPER, analizando resultados:

Los resultados obtenidos de las simulaciones en el cambio de aparejo se registran en la tabla 7.1.

diámetro externo	diámetro interno	rugosidad de la tubería	gasto obtenido
pulgadas	pulgadas	pulgadas	dls/día
3 ½	2.99	0.0014	1281.6
2 7/8	2.323	0.0014	1281.6
2 7/8	2.441	0.0014	1319.4
2 3/8	1.867	0.0014	972.4
2 3/8	1.995	0.0014	1078.4

Tabla 7.1. Resultados de la simulación de cambios de aparejos de producción.

Los resultados del escenario de la implementación de BNC, son los siguientes:

- Gasto óptimo de inyección = 1.024 MMscf/día
- Profundidad de inyección = 2218.6 m
- Gasto obtenido = 2199 bls/día

Analizando el comportamiento de las curvas de afluencia y las correspondientes curvas de capacidad de transporte obtenidas al simular el cambio del aparejo de producción mostradas en el capítulo anterior, observamos que la intersección de las curvas esta en los límites, lo cual nos indica que el tiempo de producción puede ser relativamente corto, se identifica que si la P_{ws} baja a 280 kg/cm² la curva del IPR deja de intersectar con la de capacidad de transporte lo cual ocasionaría que el pozo de nueva cuenta deje de fluir.

Analizando los resultados de los dos escenarios simulados, se determina que la mejor opción es la selección de la implementación de BNC ver tabla 7.2, solucionando de esta manera los problemas existentes en las condiciones de flujo al igual que permitirá la mayor obtención de gasto permisible por las condiciones del yacimiento, pozo e instalaciones existentes, así como obtener una vida productiva del pozo prolongada.

	Cambio de aparejo $\phi_{ext} = 2 \frac{7}{8}'' \phi_{int} = 2.441''$	Bombeo Neumático Continuo
Gasto obtenido (bls/día)	1319.4	2199

Tabla 7.2. Diseño de alternativas.

Una vez seleccionado el BNC como solución a la problemática del pozo y continuando con el esquema integral de productividad de pozos se continúa con la etapa 7 (que no se desarrollara en el presente trabajo), planeación de la operación, estará a cargo del personal operativo el cual se encargara de los procesos que se encuentran en la Fig. 7.1

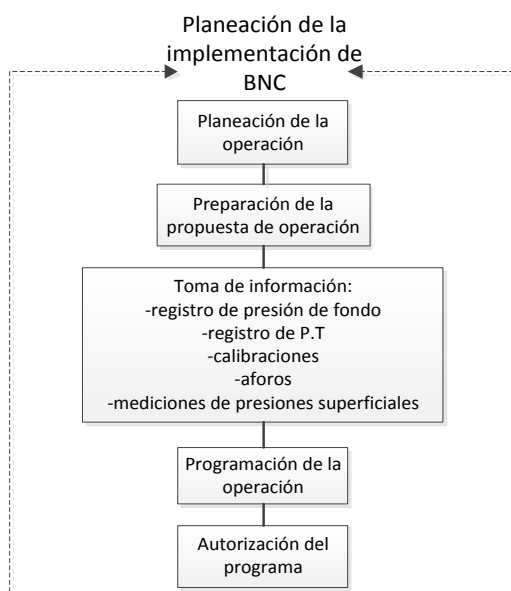


Fig. 7.1. Etapa 7. Procesos involucrados en la planeación de la operación.

El personal operativo realizara el desarrollo de la solución en campo el cual se encargara de la etapa 8 (que no se desarrollara en el presente trabajo), los procesos involucrados se muestran en la Fig. 7.2.

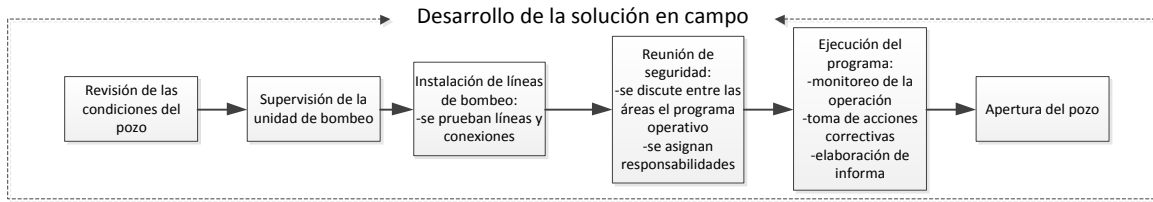


Fig. 7.2. Etapa 8. Procesos involucrados en el desarrollo de la solución de campo.

Para finalmente entregar el pozo en condiciones fluyentes.

Se recomienda el seguimiento al pozo mediante la supervisión, evaluación y monitoreo de la solución implementada. Contar con personal capacitado y dedicado al seguimiento mediante los procesos de la etapa 9 (que no se desarrollara en el presente trabajo) que se muestran en la Fig. 7.3.

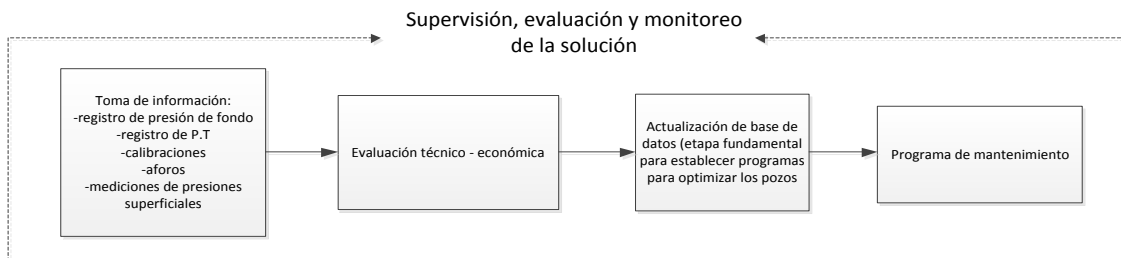


Fig. 7.3. Etapa 9. Procesos involucrados en la supervisión, evaluación y monitoreo de la solución.

Como parte final del esquema integral de productividad de pozos propuesto se recomienda la documentación y difusión del desarrollo exitoso de la solución a la problemática del pozo, para la identificación de posibles situaciones similares en los pozos vecinos o inclusive de otros yacimientos con características similares. Etapa 10 (que no se desarrollara en el presente trabajo), parte final del esquema integral de productividad de pozos propuesto, se muestra en la Fig. 7.4.

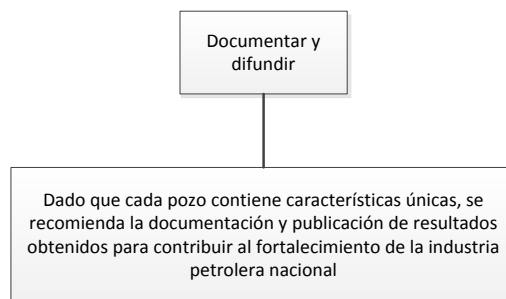


Fig. 7.4. Etapa 10. Parte final del esquema de productividad de pozos propuesto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Del desarrollo exitoso de la aplicación del esquema de productividad de pozos propuesto, se dan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones generales del trabajo de tesis:

En la actualidad la industria petrolera mexicana enfrenta el problema de que la mayoría de los campos petroleros de México se encuentran en etapa avanzada de explotación, por lo que están en etapa de declinación natural, y en algunos casos es muy severa, por lo que es necesario atenuarla y/o revertirla. Adicional a esto los recursos financieros para los proyectos estratégicos están muy limitados, por lo que es necesario proponer alternativas de solución para resolver esta problemática.

Este trabajo documenta una mejor práctica para la ingeniería petrolera, la cual responde a las necesidades y problemáticas actuales de la industria petrolera no solo de México sino mundial, permitiendo obtener producción de hidrocarburos de los pozos y campos a corto y mediano plazo con bajas inversiones, siendo una práctica rentable. De esta manera mediante la implementación del esquema integral de productividad de pozos propuesto prolongamos la vida productiva de los pozos, sosteniendo e incrementando la producción de hidrocarburos contribuyendo a atenuar y/o revertir esta declinación natural.

El esquema integral de productividad de pozos propuesto, es un proceso que debe implementarse continuamente a cada pozo del campo desde el descubrimiento del yacimiento hasta su abandono, para administrar integralmente el sistema yacimiento-pozo de manera eficiente y oportuna, permitiendo con ello, obtener un factor de recuperación mayor del volumen original de hidrocarburos del yacimiento.

La aplicación del esquema integral de productividad de pozos propuesto se debe iniciar en el momento oportuno, con lo cual se garantiza atenuar o revertir la declinación de los yacimientos, y así poder cumplir con los compromisos de producción establecidos.

Para lograr el éxito de los equipos de productividad, es importante contar con una estrategia del esquema integral de productividad de pozos propuesto con objetivos claros y precisos, enfocados a cumplir con los compromisos de producción establecidos por los Activos Integrales de Explotación de las empresas petroleras, así como contar con un plan de seguimiento, desempeño y retroalimentación de los proyectos de productividad de pozos. La implantación de esta Estrategia permitirá mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los Activos.

Mediante la aplicación del esquema integral de productividad de pozos propuesto, se fomenta la competitividad del personal tanto interno como externo (nacional e internacional), obteniendo beneficios para la industria petrolera, disminuyendo para el caso de personal externo los costos de contratación en los proyectos de productividad de pozos y aumentando la calidad de los mentores y/o asesores.

Continuar aplicando el proceso de selección de soporte técnico para los proyectos de productividad de pozos para disminuir los costos de asistencia técnica especializada externa, aumentando la calidad de los asesores y/o mentores, mediante el factor clave de competitividad.

La implantación del esquema integral de productividad de pozos propuesto permite a las compañías petroleras establecer objetivos claros para los activos integrales de explotación, comprometiendo producción, lo que permitirá alcanzar el cumplimiento de las metas de producción.

Derivado a que continuamente los equipos de productividad de pozos están desarrollando y aplicando mejores prácticas para el mejoramiento de la producción de los pozos, es necesario fomentar el intercambio tecnológico de experiencias a nivel sistema, mediante la documentación y difusión de los resultados obtenidos así como estar al tanto de los nuevos adelantos tecnológicos existentes en la industria.

Realizar la difusión del desarrollo del proyecto mediante el desarrollo de portales de colaboración en productividad de pozos, que permitan compartir la información y conocimiento de los proyectos desarrollados por otros equipos de trabajo, así como, dar seguimiento al avance y resultados de los mismos.

Conclusiones de la aplicación de esquema integral de productividad de pozos al pozo Ito:

Para establecer las condiciones de productividad de los pozos, resulta necesario un programa permanente de toma de información principalmente de pruebas de producción completas y aforos con el fin de mantener las mejores condiciones de operación de los sistemas de producción. Esta información es necesario asociarla a las características del yacimiento derivadas de estudios integrales.

Las diferencias observadas en los periodos de producción y la abrupta declinación de cada ciclo se relacionan con el tipo de tratamiento aplicado al inicio de cada ciclo y posiblemente con la interacción de estos agentes con las características litológicas de la formación.

En cuanto a la simulación con sistema artificial de producción en este caso con bombeo neumático continuo, la presión adecuada de inyección es de 175 kg/cm^2 con un gasto de inyección de gas de 1.024 MMPCD y un diámetro de estrangulador de 1/2 pg. se podrían producir 2199 bls. Considerando condiciones de producción ideales.

Al implementar BNC la curva de capacidad de transporte cambia notablemente, adquiere una forma la cual nos asegura que la producción del pozo se va a mantener por un largo periodo, hasta la llegada a 250 kg/cm^2 la cual es la presión de burbuja.

De acuerdo a las simulaciones realizadas con diámetros uniformes en el aparejo de producción, el gasto de producción promedio es de 1186 bls/día, pero se observa que las curvas de IPR y capacidad de transporte se encuentran en contacto ya en los límites de esta, lo cual nos indica que el periodo de producción sería cortó. Lo anterior siempre y cuando se consideren condiciones de producción ideales, es decir sin depositación de sólidos.

De la simulación del cambio de aparejo de producción. Con una presión en la cabeza del pozo de 29.3 kg/cm^2 (requerimiento de operación) y $P_{ws} = 298 \text{ kg/cm}^2$ simulando la declinación de la presión estática del campo con el tiempo, el pozo Ito dejará de fluir con un abatimiento en la presión estática del pozo de 18 kg/cm^2 ($P_{ws} = 280 \text{ kg/cm}^2$). Por lo tanto, no se considera necesario modificar el aparejo de las tuberías de producción.

Se puede concluir que basados en los resultados de las simulaciones efectuadas se recomienda la aplicación de BNC para lograr la producción del pozo y prolongar la vida productiva de este.

Se recomienda la continuación del esquema a partir de la etapa 7, para de esta manera lograr los objetivos establecidos del diseño, así como la prolongación de la vida productiva del pozo.

Se recomienda aplicar el esquema de productividad de pozos a los pozos potenciales del campo A, para poder atenuar la declinación que se ha tenido en los últimos años, para poder prolongar la vida del campo y obtener una mejor explotación de los hidrocarburos contenidos en el campo A.

Se recomienda la integración del esquema integral de productividad de pozos en el desarrollo de los futuros ingenieros petroleros, relacionarlos con geólogos, geofísicos e ingenierías afines con la finalidad de tener contacto con la sinergia necesaria para el exitoso desarrollo del esquema integral de productividad en la industria petrolera.

BIBLIOGRAFÍA.

- Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T.E.W. Nind. Trent University, Ontario, Canadá. 1987.
- Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach. Abdus Satter, research consultant, Texaco E&P Technology Department. Houston, Texas. - Ganesh Thakur, manager – reservoir simulation división, Chevron petroleum technology company, La Habra, California. 1994.
- Control de agua. Oilfield Review. Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, Jon Elphick, Fikri Kuchuk, Chrisian Romano, Leo Roodhart. Verano 2000.
- Transporte de hidrocarburos por ductos. Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar López Ortiz. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, AC. 1991.
- Production optimization. Beggs. Using NODAL Analisis. H.D. 1991.
- Tubería flexible. Javier Martínez Cano, Rolando Luna Pasten. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2007.
- Fundamentos de la estimulación matricial en pozos petroleros, caso práctico de campo. Josué Fidel Méndez Zúñiga. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2009.
- Evaluación integral del comportamiento de producción de un pozo. Jorge Martínez Flores. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 1999.

- Mantenimiento de pozos petroleros. Torres Sierra Arturo. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2001.
- El uso de la tubería flexible en el área de perforación y terminación de pozos. Sahel Antonio García Tovar, Marco Antonio Silva Galicia. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2007.
- Apuntes de terminación de pozos. Lilia Simona González Maya. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2005.
- Conceptos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales en la geología de yacimientos de fluidos. Arturo Rey Martínez Cedillo Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2005.
- La lucha contra las incrustaciones – oilfield. Remoción y prevención. Mike Crabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Ashley Miller, George King. Otoño 1999.
- Apuntes de terminación de pozos. Garaicochea P. Francisco y Benitez H. Miguel A. Facultad de Ingeniería UNAM.
- Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros, M.I. Carlos Islas Silva.
- Valores de corte de parámetros petrofísicos utilizados en la caracterización de yacimientos petroleros. Yaneli Isi Baranda Betanzos, Francisco Medrano Santiago. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. Abril 2011.
- Petroleum Production Systems. Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides. 1993.
- Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. Dr. Jetzabeth Ramírez Sabag. AI. 2008.
- Conceptos de Well Performance, Nota técnica. Marcelo Hirschfelt-Oilproduction.net/Rodrigo Ruiz.
- Capítulo 4. Actividades para incrementar la producción de aceite (un siglo de perforación en México, 2002).
- Productos tubulares de acero sin costura. Tubos de acero de México, S.A. 1998.
- 1995 tubing guide. Hart's petroleum engineer international. Junio 1995 Hart's Publications Inc.

- Guía de diseño para disparos de producción. Disparos de producción, gerencia de ingeniería.
- Guía de diseño para estimulaciones de pozos. Estimulaciones de pozos, gerencia de ingeniería.
- Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. Fracturamientos hidráulicos, gerencia de ingeniería.
- Conceptos básicos: daño y pseudodaño. Opica consultores.
- Estimulación de pozos. Opica consultores.
- Daños a la formación. Opica consultores.
- Tipos y mecanismos de daños a la formación. Opica consultores.
- Tipos y mecanismos de daño a la formación: interacciones roca/fluido. Opica consultores.
- Identificación de anomalías de productividad y diagnóstico de daños a la formación. Opica consultores
- Fracturamiento hidráulico. Opica consultores.
- El pozo ilustrado, cuarta edición. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).