

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE POZOS CON FINES DE REACTIVACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO ZONA ESTE

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. González Rincón David
González Maiolino Gabriel

Caracas, Noviembre 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE POZOS CON FINES DE REACTIVACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO ZONA ESTE

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Bueno Luis N.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Alzuru Adolfo

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. González Rincón David
González Maiolino Gabriel

Caracas, Noviembre 2003

Caracas, Noviembre 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres David González R. y Gabriel González M., titulado:

**“EVALUACIÓN DE POZOS CON FINES DE REACTIVACIÓN DE PRODUCCIÓN
EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO ZONA ESTE”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Víctor Escalona
Jurado

Prof. Franklin González
Jurado

Ing. Luis N. Bueno
Tutor Académico

González Rincón David
González Maiolino Gabriel

EVALUACIÓN DE POZOS CON FINES DE REACTIVACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO ZONA ESTE

Tutor académico: Prof. Bueno Luis N. Tutor industrial: Ing. Alzuru Adolfo.
Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2003, 151p.

Palabras Clave: Reacondicionamiento de pozos, Reactivación de producción, Campo Socororo Este, PetroUCV S.A.

Resumen. PetroUCV S. A. es una empresa mixta conformada por la asociación de la Universidad Central de Venezuela y Petróleos de Venezuela S. A., cuyos objetivos estratégicos comprenden la generación de recursos propios mediante el desarrollo de proyectos altamente rentables de explotación de hidrocarburos, la promoción y creación de nuevas empresas de consultoría, de laboratorios y de investigación, implantando un modelo de armonía con el entorno que impacte positivamente su ámbito de influencia.

A esta asociación le fue asignada el Área Mayor de Socororo para su desarrollo y explotación. De allí que la principal meta de PetroUCV S. A. sea determinar las estrategias efectivas que optimicen la producción del Área asignada.

Dentro de los proyectos que se han realizado para lograr la meta propuesta, se desarrolló este Trabajo Especial de Grado, cuyo objetivo principal fue determinar las estrategias a seguir para la optimización de la productividad del Área, mediante la aplicación de Métodos de Ra/Rc para los diferentes pozos.

Para los fines de este trabajo se desarrolló una metodología para la selección de las diferentes propuestas de reacondicionamiento óptimo para un pozo en el Área Mayor de Socororo, Campo Socororo Este, haciendo una evaluación técnica y económica completa a varias propuestas de reacondicionamiento a aplicarse a los pozos llegando a concluir que en los pozos que poseen mas de dos horizontes a explotar se les propone realizar una completacion selectiva con rejillas pre-empacas y a los pozos que posean un solo horizonte económico se les propone realizar una completación sencilla con empaque con grava convencional.

DEDICATORIA

A mi familia por haberme apoyado en todo momento, en especial:

- ✓ A mi mamá Rosalba
- ✓ A mi hermano Pedro
- ✓ A mi tía Elsa
- ✓ A mi padrino Américo

David González Rincón

Se la dedico:

- ✓ A mis padres y hermanos que me brindaron todo su cariño y comprensión, por haberme formado como persona, por estar siempre presente en todos los momentos, buenos y malos y porque siempre creyeron en mí.
- ✓ A mis amigos que me brindaron su apoyo incondicional en todo momento y que nunca dudaron que lo lograría.

Gabriel González Maiolino

AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería y la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por habernos formado como ingenieros.
- Al Ing. Luis N. Bueno por habernos guiado durante el desarrollo de este proyecto.
- En especial al Ing. Jesús Patiño por haber prestado toda la colaboración disponible para realizar este proyecto a pesar de sus múltiples ocupaciones.
- A PetroUCV, especialmente los ingenieros Mariangela Capello, Adolfo Alzuru, María A. Rondón, José Patiño, Rob Cuevas, Celestino Peraza, Alejandro González, Carlos Soto, Suhail Rivas y resto del equipo de trabajo, por su apoyo y colaboración, además de facilitarnos las cosas cuando creímos haber perdido la oportunidad de realizar este proyecto.
- A los profesores María T. Vives, María E. Hernández, Pedro Vaca, Ovidio Suárez y Víctor Escalona, por velar que se cumplan los compromisos adquiridos por la empresa con la universidad.
- A Maribel Altuve y los pasantes Vanesa Villaroel, Víctor Arria y Daniel Naval por ayudarnos en todo lo que estuviera a su alcance.
- A Alejandro Maiolino por su apoyo logístico y por hacernos cómoda nuestra estadía en las instalaciones.
- Maria Gabriela Nass por apoyarnos y habernos prestado su computadora portátil para realizar este proyecto.
- A nuestros padres, novias, amigos, compañeros de clases y todas aquellas personas que de alguna manera contribuyeron para que este proyecto se llevara acabo.

ÍNDICE GENERAL

	<i>PÁGINA</i>
RESUMEN	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE GENERAL	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
 CAPITULO I. MARCO TEÓRICO	
Reparación.....	3
Completación	3
Reacondicionamiento	3
Tareas para reacondicionamiento de pozos	4
Tipos de terminación.....	6
Terminación vertical sencilla	7
Bombeo por cavidades progresivas o bomba de tornillo	10
Técnicas utilizadas para el control de arena	13
Completaciones selectivas	13
Forros ranurados	14
Rejillas pre– empacadas	16
Rejillas con Empaques con Grava	18
Criterios de selección de tubería ranurada.....	20
Criterios de selección del tamaño de la grava	23
Método de Saucier.....	23
Método de Schwartz.....	26
Grado de complejidad del trabajo	26
Análisis de pozos problemas	27
Tasa de producción limitada	27

Baja permeabilidad de la formación.....	28
Baja Presión del yacimiento	28
Daño de la formación	29
Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción.....	29
Alta viscosidad del petróleo	29
Excesiva contrapresión sobre la formación.....	30
Inadecuado sistema de levantamiento	30
Alta producción de agua	30
Contacto agua-petróleo	31
Adedamiento de agua	31
Conificación de agua	32
Alta producción de gas.....	33
Problemas mecánicos	34
Tipos de reparación-generación de potencial	35
Análisis de curvas de declinación de producción.....	36
Análisis mecanístico.....	37
Análisis estadístico	38
Pronósticos de producción por declinación de producción.....	39
A nivel de pozo	39
A nivel de yacimiento.....	41
Relación pozo/yacimiento.....	41
Análisis económico	42
Depreciación.....	44
Interés	45
El interés simple	45
Valor presente	46
Interés compuesto	46
Valor presente neto VPN.....	48
Flujo de caja	49
Ingresos	49

Egresos.....	49
Aporte legal PDVSA.....	50
Regalía de crudo.....	50
Flujo antes del impuesto sobre la renta	51
Impuesto sobre la renta ISLR	51
Flujo de caja después del ISLR.....	51
Tasa interna de retorno TIR.....	53
Período o tiempo de recuperación.....	54
CAPITULO II. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	
Características Generales del Área.....	55
Fundamentos geológicos.....	58
Marco estructural	58
Estratigrafía.....	58
Evaluación de métodos de producción, problemas y recomendaciones realizadas por Corpomene C. A.	60
CAPITULO III. METODOLOGÍA	
Recopilación de la información.....	62
Comportamiento de producción.....	74
Selección del método de levantamiento artificial.....	80
Propuestas de Reacondicionamiento	81
Evaluación económica	85
CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	
Comportamiento de producción.....	94
Evaluación económica	96
Propuestas de reacondicionamiento	103
CAPITULO V. CONCLUSIONES.....	107
CAPITULO VI. RECOMENDACIONES.....	108

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	110
GLOSARIO DE TÉRMINOS	114
APÉNDICE A. PROPUESTAS DE REACONDICIONAMIENTO.....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
Figura 1 -1: Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical	8
Figura 1 -2: Terminación sencilla de opción múltiple selectiva	9
Figura 1 -3: Terminación sencilla en hoyo desnudo	9
Figura 1 -4: Terminación sencilla con tubería calada	10
Figura 1 -5: Terminación sencilla y empaque con grava	10
Figura 1 -6: Principio de las bombas de cavidad progresiva	11
Figura 1 -7: Detalles básicos de una instalación de bomba de cavidad progresiva	13
Figura 1 -8: Prácticas de completación selectiva	14
Figura 1 -9: Tipos de rejillas preempacadas	18
Figura 1 -10: Geometría de las ranuras de las tuberías ranuradas	21
Figura 1 -11: Forma de las ranuras	22
Figura 1 -12: Resultados de pruebas de Saucier	25
Figura 1 -13: Adedamiento de agua	32
Figura 1 -14: Conificación de agua	33
Figura 2 -1: Área Mayor de Socororo	55
Figura 2 -2: División del Área Mayor de Socororo	56
Figura 2 -3: Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo	59
Figura 3 -1: Mapa isopaco estructural del yacimiento U1U	68
Figura 3 -2: Gráfico de °API vs. Profundidad al datum	72
Figura 3 -3: Gráfico de RGP vs. Profundidad al datum	73
Figura 3 -4: Comportamiento de producción del yacimiento P2 (ES-404)	74
Figura 3 -5: Comportamiento de producción del yacimiento R0 (ES-427)	75
Figura 3 -6: Comportamiento de producción del yacimiento U1U (SOC-3)	75

Figura 3-7:	Comportamiento de producción del yacimiento U2M (SOC-5)	76
Figura 3-8:	Comportamiento de producción del yacimiento U2U (ES-401)	76
Figura 3-9:	Pronóstico del comportamiento de la tasa de petróleo en el pozo ES-402	77
Figura 3-10:	Producción acumulada estimada para el pozo ES-402	78
Figura 3-11:	Comportamiento de producción del yacimiento U1U (ES-402)	78
Figura 3-12:	Comportamiento de producción del yacimiento TU (ES-402)	79
Figura 3-13:	Comportamiento de producción del yacimiento J3U (ES-402)	79
Figura 3-14:	Hoyo revestido con empaque con grava, completación sencilla	83
Figura 3-15:	Hoyo revestido con rejilla pre-empacada, completación selectiva	83
Figura 3-16:	Hoyo revestido con empaque con grava, completación sencilla en pozo desviado	83
Figura 3-17:	Hoyo revestido con rejilla pre-empacada, completación selectiva en pozo desviado	83
Figura 3-18:	Registros eléctricos del pozo ES-402	84
Figura 3-19:	Flujo de efectivo acumulado para completación sencilla en el mismo hoyo, pozo ES-402	86
Figura 4-1:	Diagrama actual del pozo ES-402	106
Figura 4-2:	Diagrama propuesto del pozo ES-402	108
Figura A-1:	Diagrama actual del pozo ES-406	124
Figura A-2:	Diagrama propuesto del pozo ES-406	126
Figura A-3:	Diagrama actual del pozo ES-407	127
Figura A-4:	Diagrama propuesto del pozo ES-407	129
Figura A-5:	Diagrama actual del pozo ES-415	130

Índice de Figuras

Figura A-6:	Diagrama propuesto del pozo ES-415	132
Figura A-7:	Diagrama actual del pozo ES-427	133
Figura A-8:	Diagrama propuesto del pozo ES-427	135
Figura A-9:	Diagrama actual del pozo ES-446	136
Figura A-10:	Diagrama propuesto del pozo ES-446, primer reacondicionamiento	138
Figura A-11:	Diagrama propuesto del pozo ES-446 segundo reacondicionamiento	140
Figura A-12:	Diagrama actual del pozo ES-447	141
Figura A-13:	Diagrama propuesto del pozo ES-447	143
Figura A-14:	Diagrama actual del pozo SOC-1	144
Figura A-15:	Diagrama propuesto del pozo SOC-1	146
Figura A-16:	Diagrama actual del pozo SOC-4	147
Figura A-17:	Diagrama propuesto del pozo SOC-4, primer reacondicionamiento	149
Figura A-18:	Diagrama propuesto del pozo SOC-4, segundo reacondicionamiento	151

Índice de Tablas

TABLA	PÁGINA
Tabla 1-1: Características de las ranuras	22
Tabla 1-2: Gravas comerciales	26
Tabla 1-3: Niveles o contacto agua-petróleo para yacimientos con empuje hidráulico	31
Tabla 1-4: Principales fuentes de gas en pozos de petróleo	34
Tabla 1-5: Fallas más comunes causantes de pérdidas de producción	35
Tabla 1-6: Tipos de reparaciones que se realizan en los pozos	36
Tabla 2-1: Características principales del Área Mayor de Socororo	57
Tabla 3-1: Lista inicial de pozos del campo Socororo Este	62
Tabla 3-2: Lista de pozos a reactivar	63
Tabla 3-3: Datos generales y características del diseño de los pozos en estudio	64
Tabla 3-4: Datos correspondientes al método de levantamiento de los pozos	65
Tabla 3-5: Datos inherentes a la completación de cada pozo	65
Tabla 3-6a: Sección de equipos de fondo de cada pozo	66
Tabla 3-6b: Sección de equipos de fondo de cada pozo	67
Tabla 3-7: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-402	69
Tabla 3-8: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-406	69
Tabla 3-9: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-407	69
Tabla 3-10: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-415	69
Tabla 3-11: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-427	70
Tabla 3-12: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-446	70
Tabla 3-13: Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-447	70
Tabla 3-14: Arenas prospectos a reactivar por el pozo SOC-1	71
Tabla 3-15: Arenas prospectos a reactivar por el pozo SOC-4	71

Tabla 3-16:	Reservas remanentes recuperables de petróleo de los yacimientos prospectos	72
Tabla 3-17:	°API y RGP de los yacimientos prospectos	73
Tabla 3-18:	Tasas iniciales y producción acumulada esperada por pozo y yacimientos	80
Tabla 3-19:	Costo promedio de las líneas de producción y combustible	86
Tabla 3-20:	Costo promedio de rehabilitación con empaque con grava convencional y equipo BCP	87
Tabla 3-21:	Costo promedio de rehabilitación para completación selectiva con rejillas pre-empacadas y equipo BCP	88
Tabla 3-22:	Costo promedio de rehabilitación con empaque con grava convencional y equipo BCP en pozo desviado	89
Tabla 3-23:	Costo promedio de rehabilitación para completación selectiva con rejillas pre-empacadas y equipo BCP en pozo desviado	89
Tabla 4-1:	Esquema de explotación por pozo	94
Tabla 4-2:	Esquema de explotación por yacimiento	96
Tabla 4-3:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-402	97
Tabla 4-4:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-406	98
Tabla 4-5:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-407	99
Tabla 4-6:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-415	99
Tabla 4-7:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-427	100
Tabla 4-8:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-446	101
Tabla 4-9:	Resultados de la evaluación económica del pozo ES-447	101
Tabla 4-10:	Resultados de la evaluación económica del pozo SOC-1	102
Tabla 4-11:	Resultados de la evaluación económica del pozo SOC-4	103

INTRODUCCIÓN

Los campos que integran el Área Mayor de Socororo (AMS) fueron descubiertos al inicio de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron un total de 93 pozos, 20 de los cuales resultaron secos y 15 fueron abandonados. De los 60 pozos que resultaron productores, sólo 4 producen actualmente. Un total de 55 pozos se encuentran inactivos, de los cuales se han evaluado como reactivables 35 de ellos, de estos, 16 se encuentran en el Área Socororo Este y sólo 9 fueron estudiados en este trabajo.

Durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diversas situaciones por las cuales se reduce su capacidad de producción o deben ser abandonados, tales como: arenamiento, producción excesiva de agua y/o gas, fallas mecánicas, etc., por lo cual deben someterse a reparación y/o rehabilitación.

Cuando se quiere incrementar la producción de un área determinada sin la posibilidad del aumento de la tasa de petróleo de los pozos activos existentes o mediante la perforación de nuevos pozos, se opta por la reactivación de los pozos inactivos existentes en el área. La industria petrolera cuenta con la rehabilitación de pozos inactivos como uno de los medios más eficaces de mantener y aumentar el potencial de producción de los campos petroleros.

Los tipos más frecuentes de reparaciones de pozos son: instalación o cambio del forro ranurado y empaque con grava, exclusión de intervalos productores de agua o gas, reparación del revestidor de producción, recompletación, etc.

La rehabilitación de pozos es una actividad que permite producir pozos que se encuentran inactivos o con baja tasa de producción, pero que aún constituyen puntos de drenaje para los hidrocarburos de un yacimiento. Los trabajos de rehabilitación de pozos tienen especial importancia cuando se trata de reactivar campos petroleros

que han permanecidos cerrados por largo tiempo debido a diversas razones, generalmente económicas.

El principal objetivo de este trabajo es la evaluación de los pozos existentes en del Área Mayor de Socororo Zona Este con el fin de reactivación de producción y formular recomendaciones técnicas para rehabilitar y/o reparar los pozos inactivos que de acuerdo a sus condiciones físicas y mecánicas lo permitan, siempre y cuando sea económicamente viable. Para esto básicamente se siguieron los pasos descritos a continuación:

- Se realizó una revisión de las condiciones físicas y mecánicas del estado actual de los pozos y las causas por las cuales se encuentran inactivos.
- Se realizó una revisión del comportamiento de producción de los pozos.
- Establecer una metodología de trabajo para la selección de pozos a rehabilitar y/o reparar por medio del estudio de yacimientos y un análisis de factibilidad económica.
- Se formularon propuestas de trabajo a realizar en los pozos que se seleccionaron como prospectos a rehabilitación.

CAPITULO I

MARCO TEÓRICO

Reparación¹

Se entiende por reparación de pozos, a todo trabajo que se realiza con la finalidad de restaurar las condiciones de producción o inyección en un pozo, que no involucra acciones en la zona productora. Ej. Reemplazo o instalación de equipos de superficie o subsuelo, limpieza y otros.

Completación¹

Es el conjunto de operaciones que se realiza en un pozo luego de finalizar la corrida y cementación del revestimiento de producción. Estas operaciones incluyen la corrida de la sarta de producción con sus accesorios (mandriles, obturadores, nipples de asiento, etc.), cañoneo de los intervalos a producir e instalación de equipos de control de arena (obturador -colgador, tubos ranurados) así como cualquier trabajo de estimulación (forzamiento arena-petróleo, fracturas, acidificación, etc.), si la terminación lo requiere.

Reacondicionamiento

Es todo tipo de trabajo que se realiza a un pozo, con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección, involucrando cambios y/o acciones en la zona productora, ejemplo: control de producción de agua, gas o arena. Apertura de arenas adicionales en el mismo yacimiento, recompletación en otro yacimiento, etc.¹

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua

utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corrientes. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.²

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su mecanismo y mecánica de producción como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, o como inyectores de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios puede requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. O, a lo mejor, requiere que el estrato productor original sea abandonado y el pozo reterminado en un estrato superior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una reterminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos.²

Tareas para reacondicionamiento de pozos²

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requeridas para evitar accidentes.

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir. Sin

embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones.

Entre la variedad de tareas que puede tener un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

- Estudio minucioso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos:
 - ✓ Geológicos.
 - ✓ Perforación original.
 - ✓ Terminación original.
 - ✓ Trabajos posteriores de limpieza, estimulación o reacondicionamiento.
 - ✓ Estado físico actual y disposición de las sartas y otros aditamentos en el pozo.
- Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:
 - ✓ Nuevos objetivos y razones técnicas y económicas que apoyan el programa.
 - ✓ Detalles de las operaciones:
 - Tipo de equipo requerido.
 - Tiempo de las operaciones.
 - Inversiones y/o costos.
 - Estado físico y condiciones mecánicas de las instalaciones dentro del pozo.
 - Tipo y características de los fluidos requeridos para la limpieza / reacondicionamiento o perforación.
 - Control del pozo.
 - Extracción de sartas y otros aditamentos del hoyo.
 - Circulación del fluido y limpieza.
 - Recañoneos (intervalos).
 - Inyección de fluidos.
 - Forzamiento de arena.
 - Cementación forzada.
 - Taponamientos.

- Corte y extracción de revestidor.
 - Abandono de la parte inferior del hoyo original.
 - Desportillar el revestidor.
 - Perforación direccional, de largo alcance, horizontal o inclinada.
 - Registros.
 - Núcleos.
 - Revestidores y cementación.
 - Pruebas.
 - Conclusión de las operaciones.
- Solicitudes previas de permisos ante los organismos gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.

Tipos de terminación²

Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio del bombeo mecánico o hidráulico, bombeo por cavidad progresiva o por levantamiento artificial a gas.

Además de las varias opciones para terminar el pozo vertical (Figuras 1-1 al 1-5, respectivamente), ahora existen las modalidades de terminación para pozos desviados normalmente, los desviados de largo alcance, los inclinados y los que penetran el yacimiento en sentido horizontal.

Terminación vertical sencilla

La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla.

La terminación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal hélico para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

Como el fluido de perforación es generalmente utilizado para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por dosificarlo con aditivos específicos o cambiarlo totalmente por un fluido especial. Pues, durante el cañoneo y las tareas subsecuentes, el pozo debe estar controlado por el fluido. Por tanto, esta etapa de terminación puede tornarse crítica.

Luego de cañoneado el intervalo o los intervalos seleccionados, se procede a extraer el cañón del pozo para comenzar después a meter la tubería de producción, llamada también de educación. Para el caso básico de terminación sencilla, como se muestra en la Figura 1-1, la tubería de producción lleva en su parte inferior una empacadura adecuada que se hinca contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo y del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo

y el agua. De aquí en adelante, en la estación de flujo y almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo a sus características.

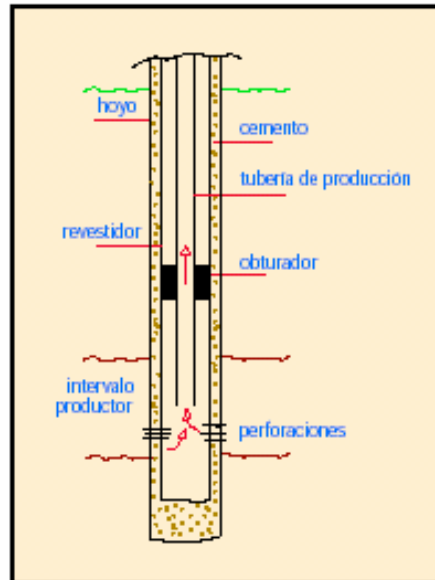


Figura 1-1. Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Otra versión de terminación sencilla, permite que selectivamente pueda ponerse en producción determinado intervalo (Figura 1-2). Para esto se requiere adaptar a la sarta de producción las empaaduras de obturación requeridas y las válvulas especiales en frente de cada intervalo para permitir que el petróleo fluya del intervalo deseado y los otros dos estratos se mantengan sin producir.

Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la terminación sencilla puede hacerse a hoyo desnudo (Figura 1-3), o sea que el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor.

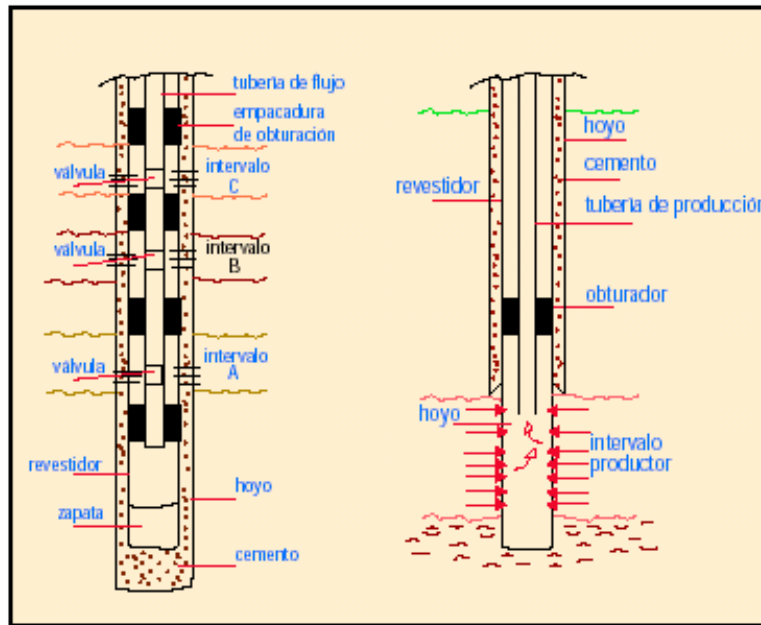


Fig. 1-2. Terminación sencilla de opción múltiple selectiva

Fig. 1-3. Terminación sencilla en hoyo desnudo

Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto, tubería calada (Figura 1-4), que cuelga del revestidor de producción.

Otra opción de terminación para contener arenas muy deleznales, que se emplea mucho en pozos que producen a bombeo mecánico, es la de empacar el intervalo productor con grava de diámetro escogido (Figura 1-5), de manera que los granos sueltos de arena, impulsados por el flujo, al escurrirse por la grava se traben, formando así un apilamiento firme y estable que evita que la arena fluya hacia el pozo.

El empaque puede lograrse colgando una tubería calada especial, previamente empacada o con una tubería calada por medio de la cual, antes de colgarla, se rellena el espacio anular con la grava escogida.

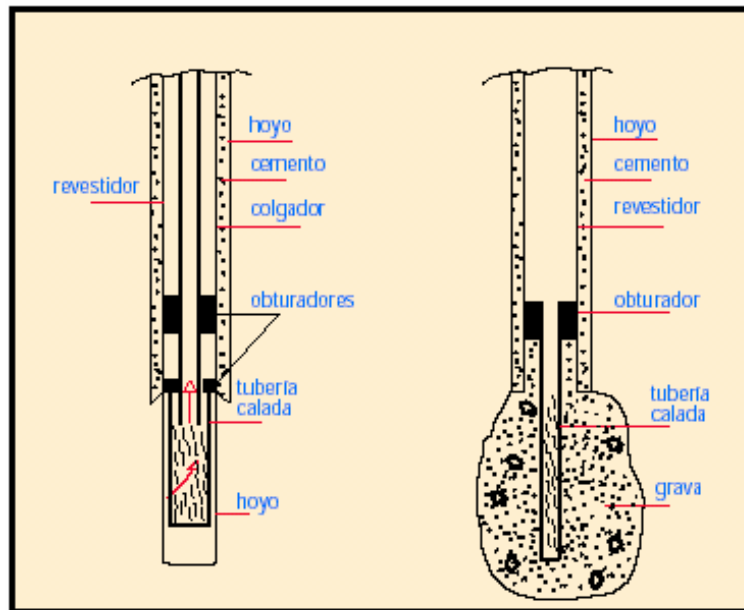


Fig. 1-4. Terminación sencilla con tubería calada

Fig. 1-5. Terminación sencilla y empaque con grava

Bombeo por cavidades progresivas o bomba de tornillo³

El principio de la bomba de cavidad progresiva, fue inventado en el año 1932 por René Moineau y se ha utilizado durante muchos años como bomba de transferencia de fluidos.

El diseño consiste en un rotor helicoidal sencillo de metal dentro de un estator helicoidal elastomérico, el cual constituye una doble hélice. La geometría del ensamblaje determina una serie de cavidades separadas, pero idénticas. Cuando el rotor realiza un giro dentro del estator, estas cavidades se desplazan axialmente de una punta del estator a otra, desde la succión a la descarga creando la acción de bombeo. La geometría definida por Moineau se presenta a continuación:

Inicialmente define el movimiento que realiza el rotor de las BCP, este movimiento es básicamente la combinación de dos:

- Una rotación sobre su propio eje.

- Otra rotación, en la dirección opuesta al anterior, alrededor del eje del estator

La geometría del engranaje helicoidal formado por el rotor y el estator es definida por los parámetros siguientes y que se muestran en la Figura 1-6:

- Diámetro del rotor (D_m): Definido como la longitud de la línea que pasando por el centro de una sección transversal, une dos puntos opuestos de la misma sección del rotor.
- Excentricidad de la bomba (E): Es la distancia entre la línea central del eje del rotor y la del estator. Es también la distancia entre la línea central del eje del rotor y el centro de su área transversal.
- Longitud o paso del estator "Pitch" (P): Es la longitud de una cavidad.

Una vez definidos los componentes de la bomba, es necesario determinar el movimiento lateral del rotor. Como lo muestra la Figura 1-6, corte transversal A, el desplazamiento del rotor es igual a DM .

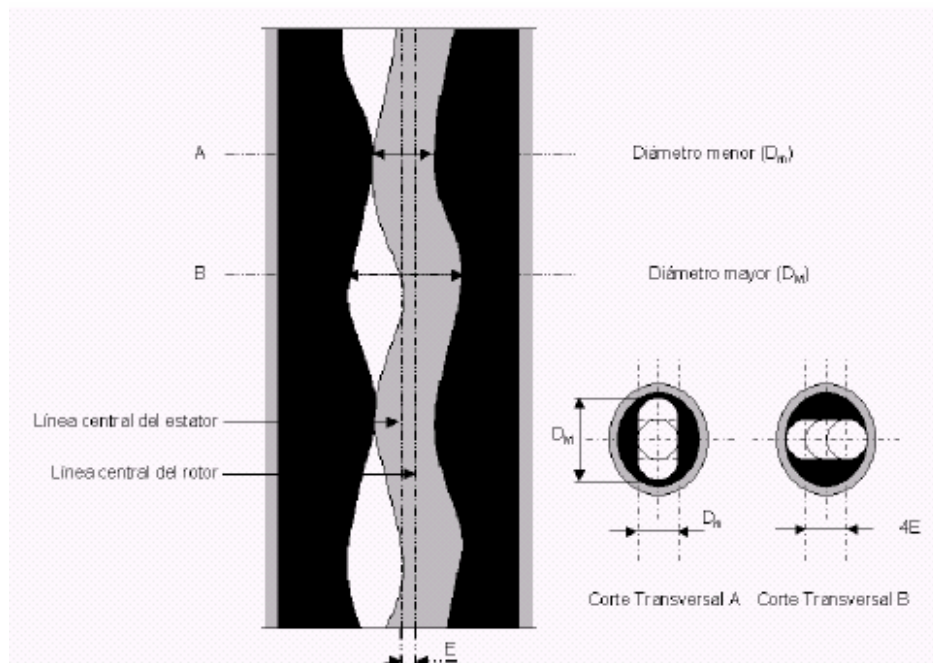


Figura 1-6. Principio de las bombas de cavidad progresiva

Finalmente el movimiento lateral de bomba puede definirse como:

$$D_M = 4E + D_m \dots\dots\dots(1)$$

Las bombas de cavidades progresivas forman parte, generalmente, de la tubería de producción y el rotor es introducido en ella por medio de las cabillas. El sistema de levantamiento esta compuesto de:

- Cabezal giratorio: Es el encargado de rotar la sarta de cabillas. Se recomienda para alargar la vida útil de la bomba, trabaja en un rango de 100 a 350 RPM.
- Motor: Acciona el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas; puede ser eléctrico, de combustión o hidráulico.
- Barra pulida: Es un tubo sólido que se conecta a la sarta de cabillas y es soportado por la parte superior del cabezal.
- Sarta de cabillas: Es el conjunto de cabillas que transmiten el movimiento de rotación al rotor de la bomba. Sus especificaciones son similares a las desarrolladas en la sección de bombeo mecánico.
- Estator: Es una doble hélice interna, fabricada de acero endurecido, comúnmente, recubierta con elastómeros sintéticos adheridos internamente, generalmente está conectado a la tubería de producción
- Rotor: Es la única pieza móvil de la bomba, se encuentra suspendido y rotado por las cabillas, es fabricado de acero endurecido y cromado para darle resistencia contra la abrasión

Este método de levantamiento artificial es aplicable en crudos de mediana y baja gravedad API, además de que puede manejar cortes de agua y contenido de sólidos en suspensión relativamente altos. En la figura 1-7 se aprecian los detalles básicos de una instalación de bomba de cavidad progresiva.

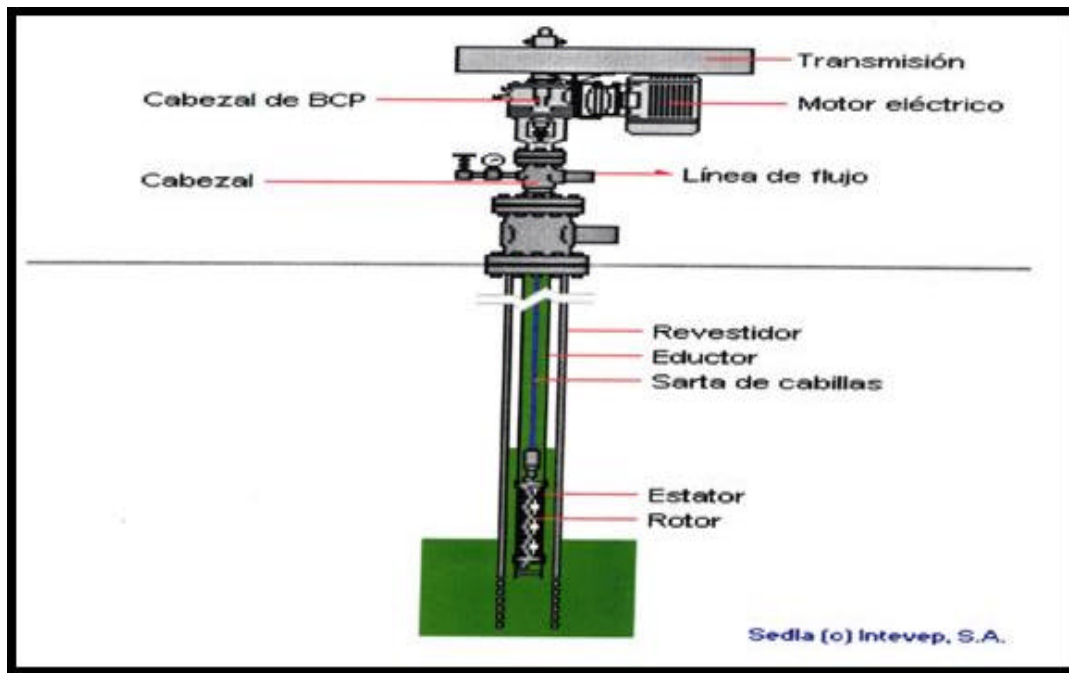


Figura 1-7. Detalles básicos de una instalación de bomba de cavidad progresiva

Técnicas utilizadas para el control de arena⁴

La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas del campo, prácticas operativas y factores económicos; los métodos más utilizados para el control de arena son:

- Completaciones selectivas.
- Forros ranurados.
- Rejillas pre – empacadas.
- Rejillas con Empaques con Grava

Completaciones selectivas

La técnica consiste en cañonear aquella sección de la formación productora que posea mayor resistencia a la compresión, para así obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más elevadas

sin que comience la producción de arena. Estas secciones poseen un mayor grado de cementación, pero una menor permeabilidad, por lo tanto, para que esta técnica sea realmente efectiva, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, con el fin de permitir el drenaje del yacimiento, el proceso se ilustra en la Figura 1-8. Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zonas que puede ser perforada, limitando la producción total del pozo.

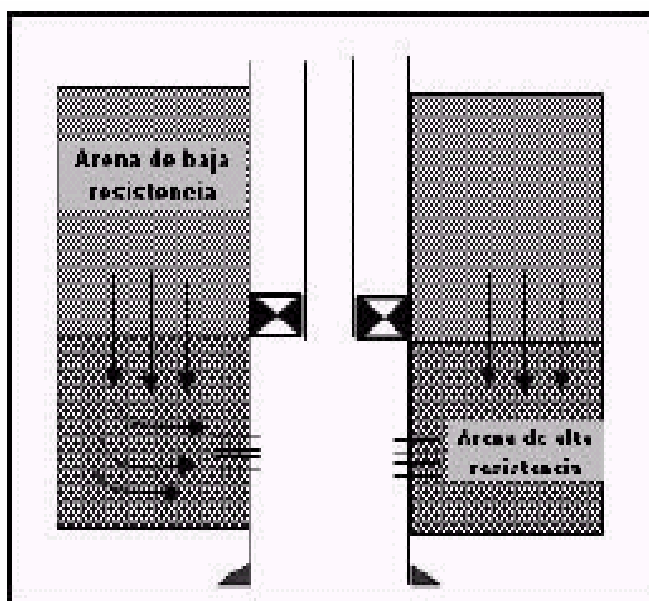


Figura 1-8. Prácticas de completación selectiva

Forros ranurados

Los "liner" ranurados o rejillas sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose.

Los "liner" y rejillas actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del "liner". Los "liner"

ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, éstas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el "liner" o rejilla al mismo tiempo.

El problema más común y frecuente con la rejilla sola o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o "liner"; es por esto que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, debe procurarse que el diámetro del "liner" o rejilla sea lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir.

Para que un "liner" ranurado o rejilla sea eficaz, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla, es decir, arenas limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es

decir, con un coeficiente de uniformidad de la arena bajo, menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el "liner" o en la rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el "liner" ranurado o la rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

La selección entre "liner" ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos. El "liner" ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan ser más costosas.

Rejillas pre – empacadas

Las rejillas pre – empacadas son un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre – empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas).

La utilización de las rejillas pre – empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

- Taponamiento, si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la formación durante el proceso de formación del puente de arena.

- Daños de la grava pre - empacada, si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas preempacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de “liner” ranurados o rejillas solas, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas preempacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla preempacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación.

Existen diferentes diseños de rejillas preempacadas, los más comunes incluyen rejillas preempacadas de rejilla doble, rejillas preempacadas de rejilla sencilla y “slim pak”.

La rejilla doble consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

La rejilla preempacada sencilla posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

La rejilla “Slim-Pak” es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina, esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

En la Figura 1-9, se muestran los tres tipos de rejillas ya mencionadas.

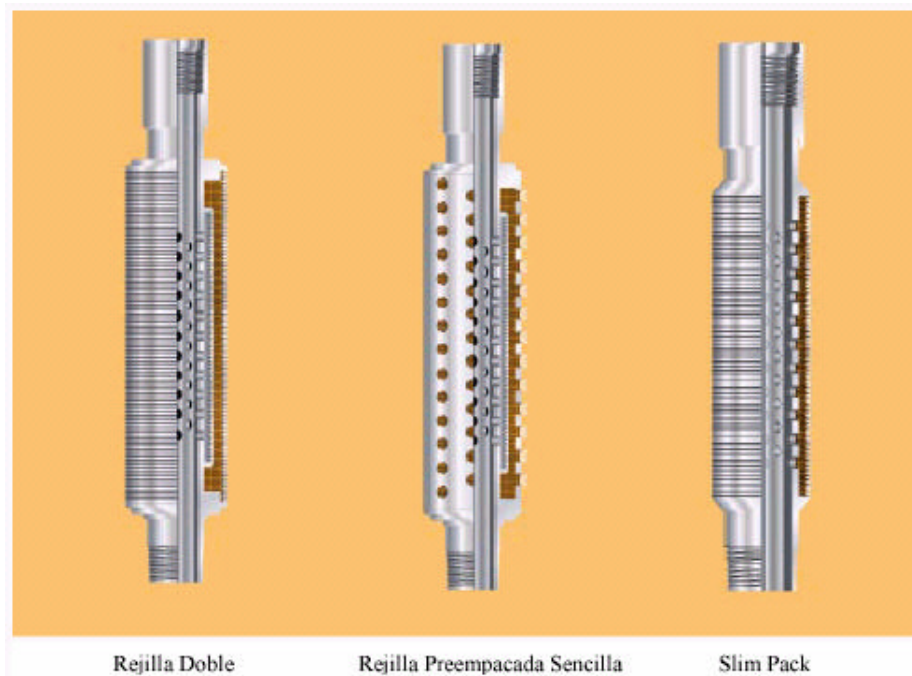


Figura 1-9. Tipos de rejillas preempacadas

Rejillas con Empaques con Grava

Los empaques con grava constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arenas poco consolidadas; son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre

arena de formación y el "liner" o rejilla, es decir, la arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o "liner".

La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo.

La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular entre el "liner" y el revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o "liner" filtra la arena del empaque con grava. Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla y el "liner" frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La escogencia de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava.

Si el empaque con grava se utiliza en hoyo abierto, es necesario perforar por debajo de la zapata, repasar la sección del hoyo abierto y entonces colocar una rejilla o "liner" a lo largo del intervalo del hoyo abierto, para posteriormente circular la grava al anular entre la rejilla o "liner" y el hoyo abierto, de tal forma que la rejilla o "liner"

funciona como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

Entre las desventajas del empaque con grava en hoyos abiertos tenemos que en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan la formación durante la perforación y completación pueden causar daño, por otra parte, la estabilidad del hoyo normalmente es un problema, es difícil aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas, las rejillas o "liner" pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Criterios de selección de tubería ranurada⁴

Las tuberías ranuradas son usadas para evitar la producción de arena del empaque con grava. Como su nombre lo dice son tuberías con ranuras, donde el ancho de éstas debe controlarse rigurosamente para que la grava de empaque quede retenida en las aberturas de la tubería.

El ancho de las aberturas también es llamado calibre, el calibre no es más que las pulgadas del ancho de la abertura multiplicado por mil (1.000). El calibre del "liner" o rejilla se diseña de tal forma que sea igual a 2/3 el tamaño de grava más pequeño seleccionado para el empaque, redondeado al calibre comercial más cercano inferior.

Las tuberías ranuradas son normalmente tubulares API o estándar, en las cuales son cortadas ranuras verticales u horizontales con un calibre específico. Las ranuras horizontales actualmente casi no son utilizadas, ya que hay poca resistencia a la tensión en los tubulares.

Las ranuras verticales son cortadas en forma sesgada, permitiendo el paso de cualquier grano que no esté puenteado en las ranuras, previniendo así la acumulación de la arena en las ranuras evitando su taponamiento. Generalmente se

selecciona el diseño en zig-zag de ranura sencilla debido a que se preserva una porción grande de la resistencia original de la tubería. El diseño en zig-zag también da una distribución más uniforme de las ranuras sobre el área superficial de la tubería. Las filas de las ranuras en el diseño en zig-zag de ranura sencilla generalmente tienen un espaciamiento longitudinal de 6 pulgadas. La Figura 1-10, muestra las diferentes geometrías existentes en cuanto a las ranuras.

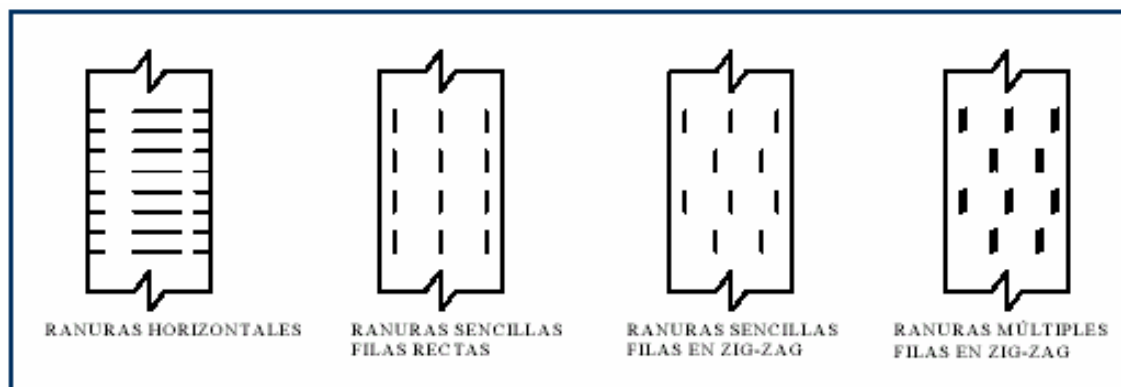


Figura 1-10. Geometría de las ranuras de las tuberías ranuradas.

El calibre de la ranura debe ser tal que no deje pasar la grava, pues si esto sucede, el empaque se puede asentar y se mezclaría con la arena de formación o se crea un espacio vacío produciéndose arena de formación. Por esta razón el ancho de las ranuras debe ser un poco menor que el grano más pequeño de la grava a usarse o por lo menos $2/3$ menor que el grano más pequeño de la grava. La ranura puede ser recta o en forma de trapecio (ver Figura 1-11), la ranura en forma de trapecio es más estrecha en la cara exterior del tubo, en comparación con la parte interior y tiende menos a taponarse, porque las partículas pasan a través de la ranura en el diámetro exterior y no se quedan alojadas dentro de la ranura.

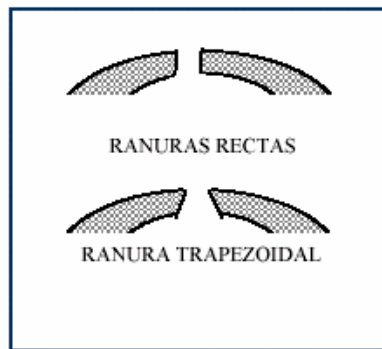


Figura 1-11. Forma de las ranuras

La medida de las ranuras individuales se calibra en el diámetro interior del tubo según la siguiente tabla:

Tabla 1-1. Características de las ranuras.

Ancho (pulg.)	Longitud Interna (pulg.)	Longitud Externa (pulg.)
0,030	1 1/2	2
0,030 – 0,060	2	2 1/2
0,060	2 1/2	3 1/8

Generalmente las tuberías ranuradas se diseñan con un 3% de área abierta con relación al área superficial del diámetro exterior de la tubería, aunque en algunos casos se puede llegar hasta un 6%. El número de ranuras por pie para obtener un área abierta se calcula por la siguiente ecuación:

$$N = \frac{12 * p * D + C}{100 * W * L} \dots\dots\dots(2)$$

donde:

N = número de ranuras requeridas/pie

Si N < 32, redondear al múltiplo más cercano de 4.

Si N > 32, redondear al múltiplo más cercano de 8.

đ = constante (3,1416)

D = diámetro exterior de tubería (pulgadas)

C = área abierta requerida (porcentaje)

W = ancho de ranura (pulgada)

L = longitud de la ranura medida en diámetro interior de tubería (pulgadas)

El ranurado de la tubería disminuirá la resistencia a la tensión de la misma, para ese caso la resistencia puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$T_m = s \left[\frac{p(D_2 - d_2)}{4} - \frac{N * W(D - d)}{4} \right] \dots\dots\dots(3)$$

donde:

T_m = tensión máxima permitida (libras)

ó = resistencia a la tensión del material de la tubería (libras por pulgada cuadrada)

đ = constante (3,1416)

D = diámetro exterior de la tubería (pulgadas)

d = diámetro interior de la tubería (pulgadas)

N = número de ranuras/pie

W = ancho de las ranuras (pulgadas)

El tamaño mínimo de ranura debería ser de 0,010", ya que cuando se trabaja con tuberías de acero al carbono la corrosión puede obstruir las ranuras.

Criterios de selección del tamaño de la grava⁴

Método de Saucier

Este es el método más usado, el trabajo de Saucier parte de la premisa básica de que el control óptimo de la arena se logra cuando el tamaño medio de arena del empaque no es más de seis (6) veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación (D50); él se basó en una serie de experimentos con flujo a través

de núcleos, donde la mitad del núcleo estaba constituido por grava de empaque y la otra mitad era arena de formación. Luego modificó el rango comprendido entre dos (2) y diez (10), para determinar con exactitud cuál era el control óptimo de arena.

El procedimiento experimental consistió en establecer una tasa de flujo estabilizada y una caída de presión inicial a través del núcleo y calcular así la permeabilidad inicial efectiva (K_i). Se incrementó la tasa de flujo y se mantuvo así hasta que se estabilizó la caída de presión, después de lo cual se produjo una disminución de la tasa de flujo para regresar a su valor inicial. Una vez más, se permitió que la caída de presión se estabilizara y se calculó la permeabilidad final efectiva (k_f) del núcleo. Si la permeabilidad final resultaba ser la misma que la inicial, se concluía que se había logrado un control de arena eficaz sin menoscabo de la productividad. Por otra parte, si la permeabilidad final era menor que la inicial, se establecía que la arena de formación estaba invadiendo y taponando la arena de empaque con grava. En este caso, podría lograrse el control de arena, pero a expensas de la productividad del pozo. La Figura 1-12 muestra los resultados de los experimentos con flujo a través de núcleos. Tal como se observa en el gráfico, la relación k_f / k_i disminuye a medida que aumenta por encima de seis la relación tamaño medio de la arena de empaque con grava/tamaño medio de la arena de formación. Destaca el hecho de que, a medida que aumenta dicha relación, k_f / k_i comienza a incrementarse una vez más, lo cual refleja que el tamaño de la arena de formación es tan pequeño que los granos de la formación comienza a fluir a través de la arena del empaque con grava sin obstrucción. Se sabe que este fenómeno ocurre, pero Saucier no lo verificó como parte de su trabajo.

En la práctica, se utiliza el lado derecho de la gráfica, en la figura 1-12 es la correspondiente a la línea punteada, y es la que se conoce como gráfico “ S “, a partir de ésta se selecciona el tamaño correcto de arena del empaque con grava multiplicando el tamaño medio de los granos de la arena de formación por cuatro y por ocho, con el fin de lograr un rango de tamaños de arena de empaque con grava cuyo promedio sea seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de

formación. Dicho rango calculado se compara con los grados comerciales disponibles de arena de empaque con grava. Se escoge la arena disponible que corresponda al rango calculado de tamaños de arena de empaque con grava. En el caso que este rango calculado se ubique entre los rangos de tamaño de la arena de empaque con grava disponible en el mercado, se seleccionará por lo general la arena de empaque con grava más pequeña.

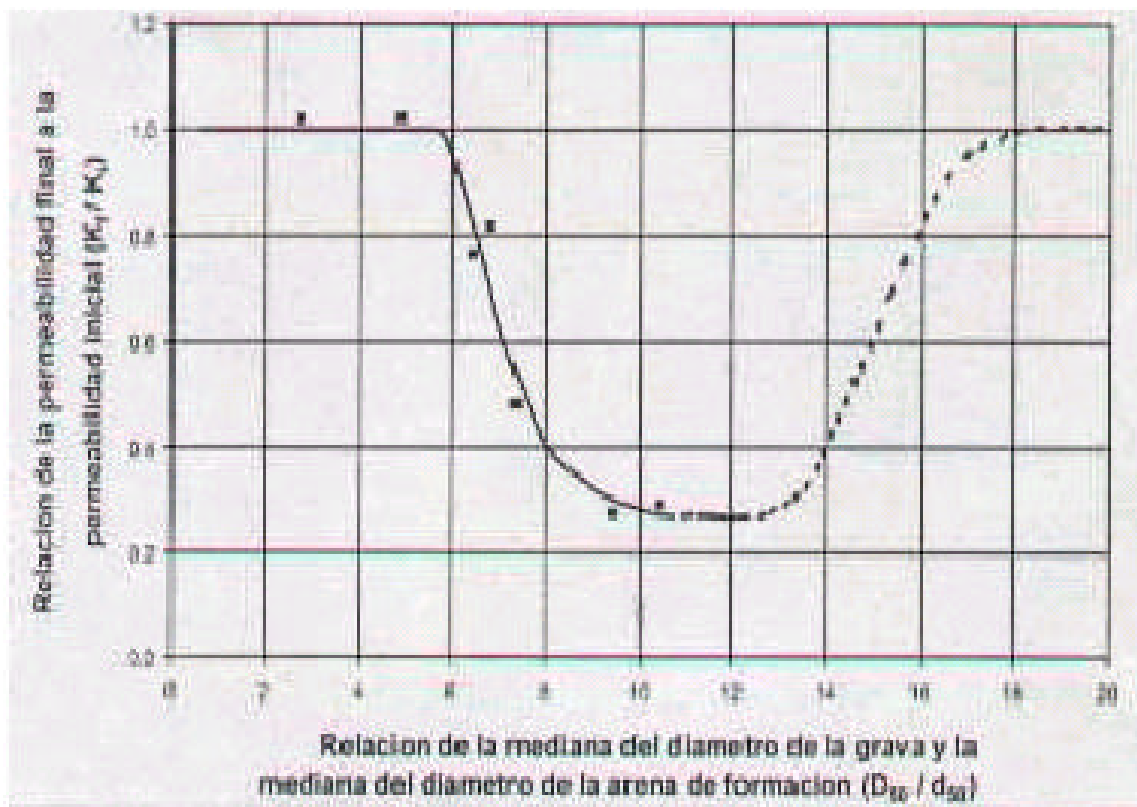


Figura 1-12. Resultados de pruebas de Saucier

La tabla 1-2 contiene información acerca de los tamaños de arena de empaque con grava disponible en el mercado.

Tabla 1-2. Gravas comerciales

Tamaño de grava comerciales	Rango de tamaño (pulg)
8/12	0,094 – 0,066
10/20	0,079 – 0,033
12/20	0,066 – 0,033
16/30	0,047 – 0,023
20/40	0,033 – 0,017
40/60	0,017 – 0,0098

Método de Schwartz

Primero calcula si la arena de formación es uniforme o no; el coeficiente de uniformidad "C" está definido como la relación del cuarenta (D40) percentil sobre el noventa (D90) percentil ($C = D40/D90$), luego si el coeficiente (C) es menor de tres (3) la arena será uniforme, pero si el factor C está entre cinco (5) y diez (10) no es arena uniforme, y si es mayor o igual a diez (10) entonces es extremadamente no uniforme. Schwartz recomienda un factor de seis (6) para un diseño óptimo y ocho (8) como una consideración máxima, por el D10 percentil de la arena si esta es uniforme, por el D40 percentil para arenas no uniformes y por el D70 percentil si es demasiado no uniforme.

Grado de complejidad del trabajo¹

No todos los trabajos de reparación son iguales, existen trabajos que por su grado de complejidad ameritan una especial atención y un análisis de ingeniería mas profundo, así tenemos por ejemplo:

- Pozos completados en diferentes yacimientos en los que haya que realizar forzamiento de cemento.

- Pozos cerca del canal de navegación, deben ser completados con línea hidráulica.
- Pozos con el revestidor de producción roto.
- Pozos con alta producción de arena, deben ser completados con empaques con grava.
- Pozos con alta producción de carbonato de calcio (formación de escamas) deben ser completados con unidades magnéticas (en proyecto).

Análisis de pozos problemas⁵

Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, presenta límites predeterminados. Los problemas que presentan los pozos son:

- Tasa de producción limitada.
- Alta producción de agua.
- Alta producción de gas.
- Problemas mecánicos.

Tasa de producción limitada

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel del yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo-yacimiento. Estos factores son:

- Baja permeabilidad de la formación.
- Baja presión del yacimiento.
- Daño de la formación.
- Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción.
- Alta viscosidad del petróleo.
- Excesiva contrapresión sobre la formación.

- Inadecuado sistema de levantamiento.

Baja permeabilidad de la formación

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

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

Baja Presión del yacimiento

El nivel de presión de un yacimiento está estrechamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Por ello, se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el comportamiento de ésta, lo cual ayudaría a definir los mecanismos dominantes de la producción.

Cuando se ha definido la causa de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituir ésta, por medio de recuperación adicional, por estimulación o utilizando métodos artificiales de producción, tales como: levantamiento por gas, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombas electrosumergibles, etc.

Daño de la formación

El daño de la formación se puede describir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efecto de las restricciones en la vecindad del pozo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo.

Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción

Cuando existe una baja en la productividad de un pozo, la primera opción es revisar el sistema de levantamiento artificial y, como segunda opción, verificar el posible taponamiento de la tubería, perforaciones o vecindad del pozo.

El taponamiento puede ser causado por factores como: inadecuado empaque con grava, fracturamiento con arena, lodo, roca de la formación, tubería de producción o revestidor colapsado, etc.

Alta viscosidad del petróleo

La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye la tasa.

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

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

Excesiva contrapresión sobre la formación

La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción de petróleo o gas y, más aún, la inactividad del pozo.

Este problema puede ser causado por: taponamiento de las perforaciones, reductores en fondo y en superficie, separadores gas-petróleo, taponamiento de líneas de flujo, tubería de producción o revestidor de baja medida, excesiva contrapresión en la línea de flujo, en el sistema de flujo o en el separador gas-petróleo.

Inadecuado sistema de levantamiento

Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de la producción. Según el método que se esté aplicando, se debe hacer el análisis del problema que está ocasionando la declinación de la producción.

Alta producción de agua

La alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, puede ser causada por las siguientes razones:

- Empuje natural de agua o influjo de agua debido al adedamiento o conificación de agua.
- Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de completación o de la cementación primaria.
- Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

Contacto agua-petróleo

Para yacimientos donde existe empuje de agua, se podrían definir tres niveles o contactos agua-petróleo, como se aprecia en la tabla N° 1-3:

Tabla 1-3. Niveles o contacto agua-petróleo para yacimientos con empuje hidráulico

Contacto	Definición
Original agua -petróleo	Se define como la profundidad bajo la cual no existe petróleo.
Agua-petróleo productor	Se refiere a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible. En este nivel la saturación avanza con la producción del yacimiento.
Agua petróleo de completación	Se define como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera agua de producción aparece (alta saturación de agua). Este nivel igualmente avanza con la producción del yacimiento.

Adedamiento de agua

Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, presentándose algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos.

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la

operación de producción; pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

En la figura 1-13 se muestra el empuje regular de agua en un yacimiento heterogéneo.

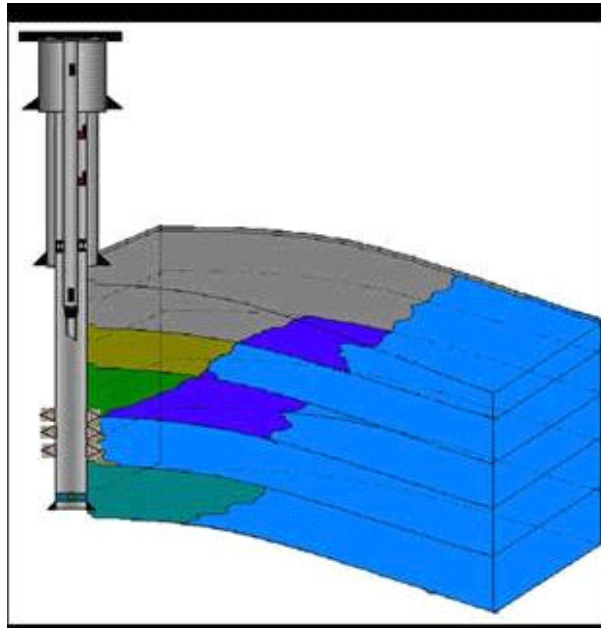


Figura 1-13. Adedamiento de agua

Conificación de agua

Otro problema que se presenta en yacimientos con acuíferos asociados, es la conificación de agua, la cual se define como el movimiento preferencialmente vertical de agua que ha entrado a la zona productora.

La conificación de agua no traspasa barreras de permeabilidad verticales, a menos que éstas sean rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas.

Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, por lo cual se debe mantener un buen control de las diferencias de presión

generadas con un pozo debido a las altas tasas de producción, ya que, cuando esto sucede, mejora la permeabilidad relativa al agua.

La eliminación de un cono de agua requiere reducir la tasa de producción o el cierre temporal para aliviar por un tiempo la entrada de agua.

Una recompletación puede aliviar el problema si la conificación es por mala cementación o a través de fracturas verticales. En la figura 1-14 se muestra la conificación de agua.

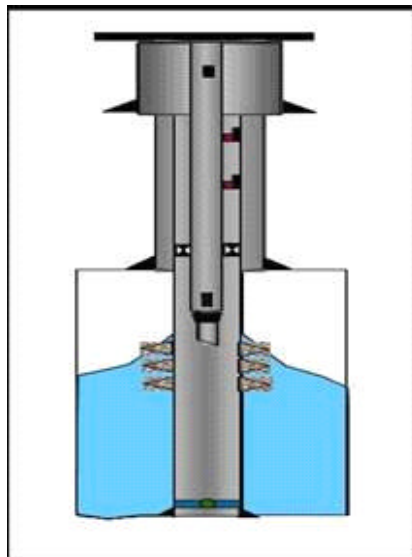


Figura 1-14. Conificación de agua

Alta producción de gas

El comportamiento de la relación gas-petróleo típica, para cada mecanismo de producción, debe tomarse en cuenta en el análisis de pozos problemas.

Las principales fuentes de gas en pozos de petróleo son:

Tabla 1-4. Principales fuentes de gas en pozos de petróleo

Fuentes	Descripción
Gas disuelto en el petróleo	En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la declinación de presión del yacimiento. Cuando el gas en solución se libera, fluye y tiende a ser el fluido principal movable en el yacimiento.
Capas de gas primarias o secundarias	Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión del yacimiento declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse en los pozos.
Flujo de gas de zonas infra o suprayacentes	<p>En yacimientos estratificados, también pueden ocurrir barridos preferenciales del gas o adedamiento con altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas.</p> <p>En yacimientos lenticulares el flujo de gas de zonas por encima o por debajo de la zona de petróleo, puede ocurrir por: filtración del revestidor, falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, acidificación de la zona de gas.</p>

Problemas mecánicos

Un gran número de fallas mecánicas pueden causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operación de un pozo. Algunas de las fallas más comunes son:

Tabla 1-5. Fallas más comunes causantes de pérdidas de producción

Fallas	Descripción
Cementación primaria	Las fallas de cementación entre revestidor-cemento-formación, son frecuentemente causadas por la aplicación de presiones de fractura durante trabajos de acidificación / estimulación.
Filtración del revestidor	Para la localización de filtración del revestidor, los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje normal del agua de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.
Equipo de levantamiento artificial	Se deben a malos asentamientos o averías de las válvulas.
Comunicación por completaciones múltiples	Debido a completaciones de múltiples zonas, pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

Tipos de reparación-generación de potencial

Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones:

Tabla 1-6. Tipos de reparaciones que se realizan en los pozos

Tipos	Descripción
Menores	<p>Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción.</p> <p>En este tipo de reparaciones, se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zona, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambio del método de producción, cambio del reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, etc.), limpieza, optimizar el LAG.</p>
Mayores	<p>Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas.</p>

Análisis de curvas de declinación de producción⁶

Para iniciar la discusión de declinación de producción es conveniente conocer la descripción más sencilla de flujo radial a nivel de pozo, como se describe en la Ecuación de Darcy (Ec. 4) la cual se enuncia a continuación:

$$Q_o = \frac{2 \pi * K_o * h * (P_e - P_{wf})}{B_o * \mu_o * \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \dots\dots\dots(4)$$

Donde

Q_o Tasa de Petróleo.

K_o Permeabilidad del petróleo.

h Espesor del yacimiento.

P_e Presión Estática del yacimiento.

- Pwf Presión de Fondo Fluyente.
 β_o Factor Volumétrico del Petróleo.
 μ_o Viscosidad del Petróleo.
re Radio Efectivo de Drenaje del Yacimiento.
rw Radio del Pozo.

La mayor tasa de un pozo (si no se modifican las condiciones mecánicas del mismo o del sistema de superficie) coincide o corresponde a la prueba inicial estabilizada, después de limpiarse las perforaciones y el pozo mismo. Ello ocurre como resultado de que en ese momento K_o y P_e tienen su valor máximo, mientras que μ_o tiene su valor mínimo.

A medida que avanza la producción $k_o * \Delta P / \mu_o$ disminuye, por lo cual a nivel de pozo esto se traduce en una declinación monotónica de la tasa.

Se define como “declinación de un pozo” la disminución progresiva y monotónica de la tasa de dicho pozo, partiendo de su valor máximo inicial, como resultado de la disminución también monotónica del factor $k_o * \Delta P / \mu_o$ a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje.

Lógicamente, como la producción de cualquier yacimiento es el resultado de la sumatoria del comportamiento de sus pozos, el mismo concepto de declinación de la tasa no tiene a nivel de yacimiento la misma fuerza o aplicabilidad que a nivel de pozos.

Análisis mecanístico

Como los elementos ó componentes que afectan la tasa son conocidos (ver Ec. 4), es perfectamente factible analizar el comportamiento histórico de esos elementos (P_e , P_{wf} , K_o y μ_o) para luego “pronosticar” la tasa, primero a nivel del área de

drenaje de cada pozo de un yacimiento, y luego para la tasa del yacimiento como la sumatoria de los pozos que están completados en el mismo.

El análisis mecanístico resulta de la comprensión de los diferentes mecanismos físicos que están operando durante el proceso de explotación. Este tipo de análisis es muy poderoso ya que, una vez analizada y comprendida la declinación histórica en términos mecanísticos, es posible inclusive ajustar los pronósticos ó extrapolación futura para acomodar cambios posibles en condiciones operacionales. Esto último es mucho más difícil de hacer si el análisis de declinación es estadístico en lugar de mecanístico.

Análisis estadístico

Otra manera de efectuar análisis de declinación de producción (tasa versus tiempo o versus producción acumulada) es utilizar un procedimiento estadístico.

Así, para un período de historia conocida se ajusta un polinomio tipo a la data disponible y simplemente se extrapola el mismo a futuro, sin requerir análisis mecanístico de los factores que causaron el referido comportamiento histórico. A continuación se presentan los polinomios tipo de declinación:

Curva de Declinación Exponencial $Q_o = Q_{oi} \left[\frac{1}{e^{DT}} \right] \dots\dots\dots(5)$

Curva de Declinación Hiperbólica $Q_o = \frac{Q_{oi}}{(1 + n * D_i * t)^{1/n}} \dots\dots\dots(6)$

Curva de Declinación Harmónica $Q_o = \frac{Q_{oi}}{(1 + n * D_i * t)} \dots\dots\dots(7)$

Estas tres posibilidades de “tipos” de declinación, sumadas a cualquier otro tipo de curva que se pueda ajustar estadísticamente al comportamiento de producción, adquieren valor como una forma empírica de pronosticar producción con base a la

historia.

Como las reservas “remanentes” representan el área integrada bajo la curva de Q_0 Vs. t a futuro, el análisis de declinación es un procedimiento estadístico válido para hacer una primera aproximación de las reservas remanentes de cualquier acumulación.

Pronósticos de producción por declinación de producción

Aunque los procedimientos son distintos para el análisis mecanístico y el estadístico de la declinación histórica, el resultado es el mismo: Q_0 Vs. t o N_p para un período de historia y su extrapolación hacia un período futuro.

Cada análisis de declinación a nivel de pozo y/o de yacimiento debe ir acompañado de un resumen escrito de las premisas o suposiciones implícitas en el análisis. Esto simplificará significativamente el uso futuro de los resultados.

A nivel de pozo

Para cada pozo de un yacimiento se deberá tener la serie de datos históricos de tasa versus tiempo y versus producción acumulada. Se debe tener un resumen de las operaciones que se han realizado en el pozo a fin de “depurar la historia”.

Esto equivale a decir (identificar) los períodos de historia en los cuales las tasas y su declinación responden estrictamente a condiciones de yacimiento y no a condiciones operacionales.

Una vez disponible esa historia depurada, se deberá tabular y graficar la data básica de Q_0 versus t tomando en cuenta solamente los tiempos “efectivamente activos” de producción.

En todo caso, el ajuste gráfico de cualquier polinomio tipo a esta data constituirá un análisis estadístico de la misma.

Otra posibilidad es considerar la Ec. 4 y hacer un análisis mecanístico de la declinación histórica del grupo $k_o * \Delta P / \mu_o$.

En cualquiera de los dos casos (análisis estadístico o mecanístico) el resultado es un polinomio de Q_o Vs. t que refleja el comportamiento histórico de cada pozo y el cual es extrapolable a futuro, si se acepta la premisa de que no se alterarán las condiciones operacionales del pozo. Bajo ese escenario, la integral de Q_o Vs. t a futuro, representa una primera aproximación de las reservas producibles de ese pozo.

Una falacia importante de este procedimiento es que no sólo presupone que no varían las condiciones operacionales del pozo en cuestión, sino que también presupone que no se alterará el número y posición del resto de los pozos en el yacimiento. Esto último es mucho más improbable que lo primero.

En todo caso, es indudable el valor o utilidad de este procedimiento para obtener primero un pronóstico de tasa de petróleo versus tiempo para cada pozo y luego para estimar un volumen de reservas remanentes asignable a ese pozo en su área de drenaje.

En todo caso, no es prudente generar esas cifras de reservas remanentes sin cumplir dos etapas adicionales: la primera es repetir el procedimiento para todos y cada uno de los pozos del yacimiento y luego una segunda etapa en la cual se analicen de manera crítica los resultados de la sumatoria de las reservas de todos los pozos para considerarlas dentro de los rangos físicamente conocidos para cada yacimiento con sus empujes respectivos.

A nivel de yacimiento

Generalmente se hace primero un análisis de declinación por pozo y luego se intenta un análisis a nivel de yacimiento. Este último generalmente se acomete bajo dos escenarios:

El primero corresponde a aquellos yacimientos en los cuales el número de pozos activos se mantiene relativamente constante durante el período histórico. En esos casos no hay mayor dificultad en hacer un análisis estadístico o mecanístico de la data histórica (tabular y graficar) de Q_o Vs. t para el yacimiento.

El segundo escenario es mucho más común y corresponde a historias en las cuales hay gran variación en el número de pozos o en su nivel de actividad (número de pozos—meses activos). En este caso lo más aconsejable es utilizar la tasa total del yacimiento en su historia (Q_o total) y normalizarlas por el número de pozos—meses activos en cada momento. Esto permite tabular y/o graficar un parámetro identificado como “tasa promedio por pozo—mes activo” el cual representa un “pozo promedio en el yacimiento.

Este parámetro es analizable Vs. tiempo o Vs. producción acumulada. En cualquier caso esa “tasa promedio versus estado de agotamiento” representa un parámetro idóneo para evaluar el período histórico y ciertamente es extrapolable.

El mismo, junto a un pronóstico de número de pozos activos a futuro, permite completar un primer estimado de Q_o Vs. t y N_p final para yacimientos completos.

Relación pozo/yacimiento

De la discusión que precede ha quedado claro que los pozos drenan un mismo yacimiento, y que por lo tanto la declinación de tasa de los pozos no es independiente del comportamiento del yacimiento como un todo.

Sin embargo, mediante el artificio de radios de drenaje o áreas de drenaje, se ha intentado "procedimentalmente" separar el análisis de pozos individuales como un paso previo al análisis de declinación del yacimiento completo. Aunque esta separación de los procedimientos es sana para entender mejor ambos comportamientos (pozos y el yacimiento completo) no obvia de ninguna manera el paso final: los dos análisis (pozo/yacimiento) se deben integrar al final, para así asegurar coherencia y consistencia física. Cierta grado de análisis mecánico es inevitable, aunque se hayan utilizado en general enfoques de tipo estadístico.

El análisis de la declinación en cualquier período de historia es una herramienta válida y poderosa para estimar comportamiento futuro. Aunque el análisis mecánico es más profundo ya que permite identificar los factores y/o mecanismos que más han incidido sobre la declinación histórica, el análisis estadístico de la declinación también es válido como herramienta de pronóstico.

Los pronósticos de tasa versus tiempo para pozos y para el yacimiento completo conducen a un primer estimado de reservas remanentes y finales.

Ciertamente hay análisis de comportamiento (estudios convencionales, de modelaje y otros) que se pueden y deben acometer para "afinar los estimados de reservas". Sin embargo, debido a su sencillez, los primeros estimados de reservas mediante una evaluación cuidadosa de la declinación histórica tienen y tendrán un valor enorme. Esos "primeros" estimados luego se pueden verificar y refinar con los estudios más detallados que consumen esfuerzo y tiempo.

Análisis económico³

El objetivo global de esta sección, es proporcionar al lector una idea sobre los fundamentos empleados en el análisis de proyectos y como se puede usar esta información en el estudio económico. Se espera sea suficiente para facilitar la

comprensión de los principios y criterios en los cuales se basa la toma de decisiones para la evaluación de proyectos.

Primeramente se deben manejar ciertos conceptos que constituyen el argot del análisis económico, fundamentalmente, estos están relacionados a trabajos contables.⁷

Capital: Aportaciones tanto de efectivo como de otro tipo de bienes realizados por los accionistas de una empresa.

Activo: Está representado por los bienes y servicios de la empresa. Entre ellos dinero en los bancos, maquinarias, herramientas, producción almacenada etc.

Pasivo: Esta representado por las deudas de la empresa.

Inversión: Es todo desembolso de recurso financiero para adquirir bienes de producción, en este caso en específico petróleo y gas, que la empresa utiliza durante determinado período de tiempo para cumplir con sus objetivos.

Ingresos: Son los recursos que percibe un negocio por la venta de un servicio o producto, en efectivo o a crédito.

Gastos: Comprenden los activos que se han usado, consumido o gastado en el negocio con el fin de obtener ingresos.

Propuesta de inversión: Es el documento base para solicitar la aprobación de un presupuesto para determinada inversión, siendo poseedora de información detallada del proyecto que desea se le apruebe el presupuesto. En esta clase de propuestas, se evalúan los compromisos, el potencial y el beneficio del proyecto.

Evaluación económica de proyectos: Para realizar una correcta definición de este termino es necesario, primero, definir proyecto. Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de una oportunidad o necesidad, considerando que los recursos son un bien limitado. La evaluación económica de proyectos, consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad, siendo la decisión de inversión a tomar aquella opción que aumente el valor de la corporación en términos monetarios.

Depreciación

Es una disminución en el valor de la propiedad o equipo debido al uso, deterioro y caída en desuso. Para manejarse libremente en el concepto de depreciación es necesario manejar ciertos términos presentados a continuación:

Valor en libros: Se refiere a la diferencia entre su costo original y la cantidad de depreciación acumulada hasta la fecha.

Valor comercial o mercantil: Es el precio venta de un activo si se vendiera en el mercado libre.

Base de costo: Es el costo de la inversión; en la mayoría de los casos incluye el costo de la instalación.

Vida útil u horizonte económico: Es el periodo de tiempo que se estima funcione determinado activo.

Valor de recuperación: Es el valor final de venta de un activo al cumplir su vida útil.

Valor residual: El valor residual equivale a la expresión estrictamente contable y representa al valor neto en libros, valor original menos depreciación acumulada, en

cualquier período. Debido a que generalmente el horizonte económico del proyecto es igual a la vida útil del activo principal, el valor residual del activo es cero, en caso contrario no debe ser considerado como un ingreso para efectos de la evaluación económica de proyectos de inversión.

Interés

El interés es la cantidad de dinero que hay que pagar por el uso del dinero prestado. Viene expresado como un porcentaje del monto inicial prestado y está asociado a un período determinado.⁸

El interés depende de tres factores fundamentales, el capital, la tasa de interés y el tiempo. La tasa de interés representa el porcentaje, pautado por el acreedor, del monto prestado a pagar, se representa por la letra **i**. El tiempo es la duración del préstamo; normalmente la unidad de tiempo es el año y se representa por la letra **t**. El capital inicial es la cantidad de dinero que se presta; también se conoce con el nombre de valor actual, valor presente o simplemente presente, se representa con la letra **p**.

Existen dos clases de cálculo de interés, el simple y el compuesto.

El interés simple

Es función directa del tiempo, la tasa y el capital inicial y se representa con la ecuación que sigue:

$$I = p * i * t \dots\dots\dots(8)$$

Donde I representa el monto que debe pagarse por efecto de los intereses. Si se desea conocer el monto a pagar incluyendo el capital, basados en el interés simple será:

$$S = p + I \dots\dots\dots (9)$$

Donde S es el monto total a pagar incluyendo los intereses. Si se sustituye I por la ecuación (8); la ecuación (9) resulta en:

$$S = p * (I + i * t) \dots\dots\dots(10)$$

Valor presente

Si de la ecuación (10) se despeja p se obtiene el valor presente simple.

$$p = \frac{S}{I + i * t} \dots\dots\dots(11)$$

Interés compuesto

La gran mayoría de las operaciones financieras incluyendo las petroleras, se realizan con el interés compuesto, con el objeto de tener en cuenta la reinversión de los intereses que genera una inversión. La diferencia fundamental entre el interés simple y el compuesto, estriba en el hecho de que el capital en el interés simple permanece constante a lo largo del periodo de la inversión. Por el contrario el capital en el interés compuesto cambia al final de cada período, debido a que los intereses se adicionan al capital, para formar un nuevo capital; es decir, se acumula el interés sobre el monto anterior, para formar un nuevo monto y sobre este monto volver a calcular el interés.

El capital final puede definirse para un número de periodos n como:

$$S = p * (I + i)^n \dots\dots\dots(12)$$

Donde:

S = Capital Final

p = Capital inicial

i = Tasa de interés para el período

n = Número de períodos

El período es el tiempo que transcurre entre un pago de interés y otro, siendo el total de los períodos representado por n . Si se despeja el capital inicial la formula se rescribe como sigue:

$$p = \frac{S}{(I + i)^n} \dots\dots\dots(13)$$

Existen una serie de índices económicos que permiten sopesar diversos proyectos de inversión entre sí, sugiriendo cual de ellos posee mayor rentabilidad sobre los otros de manera de maximizar las ganancias. Entre los principales índices se encuentran:

- El costo anual uniforme equivalente. CAUE
- El valor presente neto. VPN
- El valor presente neto incremental. VPNI
- La tasa interna de retorno. TIR
- La tasa interna de retorno incremental. TIRI
- Relación beneficio costo. B/C
- Período de recuperación.
- Costo de capitalización

Debido a que en este trabajo solo se emplean los índices de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) este marco teórico se limitará a definir los antes mencionados. Adicional a estos, se definirá el periodo de recuperación; este índice no se empleó para sopesar las alternativas de completación a implementar.

Valor presente neto VPN

El valor presente neto es muy usado, debido a que los ingresos y gastos futuros se transforman en unidades monetarias, del tipo equivalente, actual considerado.⁷ Otro autor lo define de la siguiente manera: “El método VPN es muy utilizado por dos razones: la primera, por que es de muy fácil aplicación y la segunda, porque todos los ingresos y los egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores a los egresos. Cuando el $VPN < 0$, indica que hay una pérdida a una cierta tasa de descuento o de interés i ; en caso de que el $VPN > 0$, implica que hay ganancia, y en particular, cuando $VPN = 0$, implica que el proyecto es indiferente”.⁸

La condición indispensable para comparar opciones, es que el horizonte económico o la vida útil del activo o inversión sea el mismo para todas las opciones, si los periodos son diferentes deberá tomarse el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa. El concepto de interés puede extrapolarse para procesos de capitalización o inversión. Un proyecto de inversión al que se le estime un periodo de duración t , puede dividirse en un número de periodos n . En consecuencia el valor actual neto de la inversión será igual a la sumatoria de los flujos de efectivo, entre uno más la tasa de descuento o tasa de interés elevando el término al número del periodo en evaluación, es decir:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE}{(I+i)^t} \dots\dots\dots(14)$$

Donde

FE: Corresponde al flujo de efectivo.

i: Es la tasa de interés o descuento.

t: Corresponde al número de periodos a evaluar.

n: Es el tiempo total a evaluar.

Esta ecuación se cumple para cualquier proyecto que desee evaluarse. La diferencia radical entre un proyecto convencional y un proyecto petrolero, es que este último posee regulaciones legales en el flujo de efectivo dándole valores particulares a los componentes que conforman dicho flujo, adicionalmente la tasa de descuento es un valor preestablecido el cual está representado, actualmente en PDVSA, como un 10% del valor del flujo de caja correspondiente.

Flujo de caja

Se conoce como flujo de efectivo o flujo de caja, a la sumatoria de los ingresos y los egresos para cada año del horizonte económico.

Flujo de caja = Ingresos – Egresos.....(15)

Ingresos

Como se mencionó anteriormente, representan los recursos que adquiere la compañía por la venta de un bien o servicio. Los ingresos en el ambiente petrolero, están conformados por: la venta de petróleo o gas y el valor residual.

Egresos

Están conformados por: costo de operación y mantenimiento, aporte legal PDVSA, impuestos, regalías e inversiones.

Aporte legal PDVSA

La LEY ORGÁNICA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DE LOS HIDROCARBUROS, que rige al estado Venezolano establece que las empresas operadoras entregarán mensualmente a la empresa matriz, una cantidad de dinero equivalente al diez por ciento (10%) de los ingresos netos provenientes del petróleo exportado por ellas durante el mes inmediatamente anterior.

Como lo establece la ley, el aporte legal recibido por la casa matriz está exento de impuestos y contribuciones nacionales, dicho aporte queda totalmente a PDVSA. Las cantidades así entregadas están exentas de pagos de impuestos y contribuciones nacionales y son deducibles para las empresas operadoras a los fines del impuesto sobre la renta.

Regalía de crudo

Se refiere al impuesto fiscal que pesa sobre la producción de petróleo crudo y gas natural enajenado o empleado como combustible, hidrocarburos líquidos y azufre producido. La tasa vigente de impuesto equivale a un 30 % del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, hidrocarburos líquidos producidos, derivados del gas natural tratado en las plantas de gasolina natural, gas natural enajenado o empleado como combustible y azufre producido.

Siguiendo con los componentes que conforman el flujo de caja, debe comentarse el impuesto sobre la renta. El flujo de caja puede evaluarse antes y después de determinar el impuesto sobre la renta, ya que representa tanto aritmética como conceptualmente condiciones diferentes.

Flujo antes del impuesto sobre la renta

La ganancia antes de aplicar el ISLR, Aritméricamente equivale a la diferencia entre los ingresos y los egresos totales, incluyendo la devaluación. Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica de la propuesta, corresponde al beneficio del proyecto antes del cálculo del ISLR.

Impuesto sobre la renta ISLR

El impuesto sobre la renta ISLR, corresponde al valor estimado que debe incluirse en la propuesta por concepto de pago de este impuesto. Generalmente el cálculo del impuesto se realiza con base en:

$$\text{Base del ISLR} = IT - CT \dots\dots\dots (16)$$

Donde:

IT: ingresos totales

CT: Costos totales.

Una vez calculada la base de la determinación del impuesto sobre la renta, renta neta gravable, se procede al cálculo del impuesto aplicando la tasa nominal de 50 %, deduciendo del impuesto calculado el monto depreciado para cada período.

Flujo de caja después del ISLR

Aritméricamente corresponde a la diferencia entre la ganancia antes del ISLR y el valor determinado como impuesto. Conceptualmente, constituye el flujo neto de efectivo base para la evaluación. Al valor determinado como ganancia luego del ISLR debe agregársele la depreciación, luego a este valor deben hacérsele las

deducciones correspondientes al concepto de desembolso y capital de trabajo obteniendo finalmente el flujo de caja.

Existen tres niveles de evaluación en las propuestas de inversión, los cuales deben aplicarse de acuerdo a la naturaleza de cada una de ellas.

Nivel E&P: Conocido como nivel de exploración producción, se obtiene calculando los flujos de caja después del porcentaje legal a PDVSA y el impuesto sobre la renta. Se puede escribir como:

$$F.C. = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Regalía} - \% \text{ Legal a PDVSA} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \dots\dots (17)$$

Nivel industria: También llamado nivel PDVSA, se obtiene calculando los flujos de caja después del impuesto sobre la renta pero sin incluir el porcentaje legal.

$$F.C. = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Regalía} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \dots\dots\dots(18)$$

Nivel nación: Se obtiene por calcular los flujos de caja antes del impuesto sobre la renta y las regalías.

$$F.C. = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Inversiones} \dots\dots\dots(19)$$

El nivel de evaluación empleado en este trabajo será, nivel exploración y producción por lo cual el flujo de caja debe regirse por la ecuación (17).

El valor presente neto, puede emplearse para sopesar unos proyectos frente a otros.

Otro indicador económico, ampliamente empleado en la evaluación de proyectos, lo representa la tasa interna de retorno TIR.

Tasa interna de retorno TIR

Se denomina tasa interna de rentabilidad a la tasa de interés que produce un valor actual neto igual a cero.⁷ El TIR puede considerarse como la tasa que está ganando intereses sobre el saldo no recuperado de la inversión, en cualquier momento de la vida del proyecto.

El valor del dinero en el tiempo que se emplea en el método TIR, equivale a suponer que todo el dinero que se recibe, se reinvierte y gana intereses a una tasa igual a la tasa interna de rentabilidad.

Una forma de calcular el TIR consiste en determinar dos flujos de caja, uno positivo y otro negativo, estos se designarán como P_t e I_t , respectivamente. Las tasas de descuentos se designarán como r_t para la que corresponde al flujo de caja positivo y t_t a la correspondiente al flujo de caja negativo. Considerando la misma tasa de descuento para ambos flujos de caja y adicionalmente que el valor del dinero reinvertido que se reciba debe ser igual al valor de la inversión, el flujo de caja total es la diferencia de ambos flujos de caja y la ecuación queda como sigue:

$$VPN = \sum_{t=0}^n (P_t - I_t) * (I + r_t)^{n-t} = 0 \dots\dots\dots(20)$$

Donde el valor del TIR corresponde a las raíces del polinomio formado para un periodo de tiempo n . Esto resulta un problema cuando se presenta un horizonte económico muy prolongado debido a que el grado del polinomio es alto. Este problema se evita resolviendo la expresión anterior mediante métodos numéricos.

Período o tiempo de recuperación

Este representa otro índice empleado para medir la bondad de un proyecto, que ha venido perdiendo popularidad para darle paso al VPN y al TIR, por ser más exactos, puesto que el tiempo de recuperación presenta algunas fallas técnicas.

Debe ser entendido como tiempo de recuperación a la cantidad de tiempo que debe emplearse, para recuperar la inversión sin tener en cuenta los intereses;⁸ por ejemplo, si se realiza una inversión de \$600.000 en un proyecto que produce \$200.000 anuales, para un periodo de 8 años, entonces serán necesarios 3 años para recuperar la inversión inicial, $3 \times 200.000 = 600.000$, después de este tiempo lo que se produzca se considera ganancia. Si el grupo evaluador del proyecto, considera tres años como un tiempo razonable para recuperar la inversión, considerarán dicha opción. Si por el contrario este periodo de tiempo se considera muy prolongado, será desechada inmediatamente.

Estos parámetros representan los principales índices o indicadores económicos a la hora de realizar alguna decisión, mientras mayor sea el VPN o el TIR, el proyecto presenta mayor rentabilidad. Es necesario recordar que las limitaciones técnicas pueden lograr que un proyecto con indicadores económicos más bajos que otro, sea colocado como la opción principal y en muchos casos como la definitiva.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

Características Generales del Área

El Área Mayor de Socororo (AMS) es un bloque irregular de unos 270 Kilómetros cuadrados de superficie que se encuentra ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sudoeste del Área Mayor de Oficina.⁹



Figura 2-1. Área Mayor de Socororo.

El Área Mayor de Socororo se encuentra constituida por los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, los cuales se pueden observar en la figura 2-2, y esta limitada al Oeste por el campo Budare, al Sur por los campos de Petrozuata, al Este por el campo Yopales y al Noreste por el campo Caracoles.

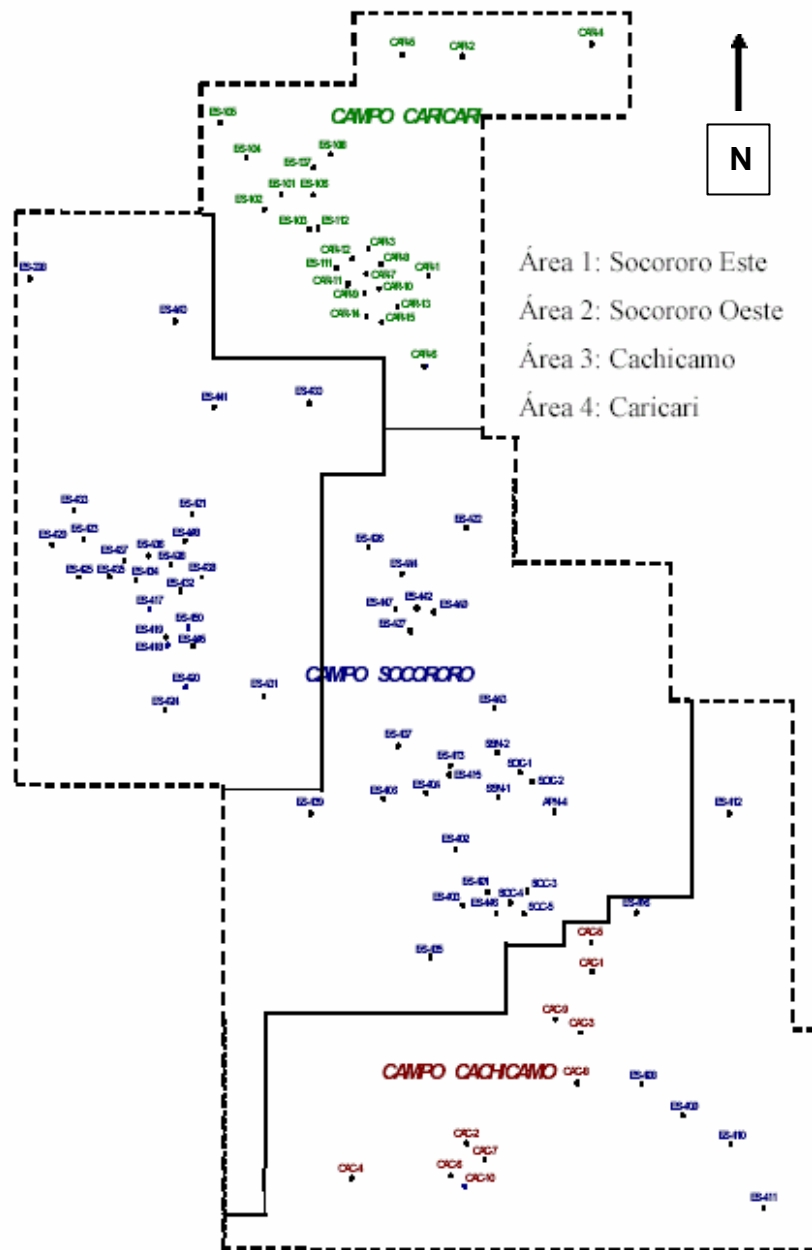


Figura 2-2. División del Área Mayor de Socororo

Los campos que integran el Área Mayor de Socororo (AMS) fueron descubiertos al inicio de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron un total de 95 pozos, 20 de los cuales resultaron secos y 15 fueron abandonados. De los 60 pozos que resultaron productores, sólo 4 producen actualmente (octubre 2003), con una tasa combinada de 416 BNPD. Un total de 55 pozos se encuentran inactivos, de los

cuales se han evaluado como reactivables 35 de ellos. Algunas de las características principales del campo se presentan en la Tabla 2-1 a continuación.³

Tabla 2-1. Características principales de I Área Mayor de Socororo

POES / GOES (MMBN / MMMPCN)	418 / 278
Reservas Recuperables (MMBN / MMMPCN)	61 / 199
Producción Acumulada (MMBN / MMMPCN)	10 / 21
Reservas Remanentes (MMBN / MMMPCN)	51 / 178
Profundidad Promedio (pies)	3850
Presión Actual (lppc)	1000-1600
Factor de Recobro (Actual)	2 %

Las principales formaciones productoras del Área Mayor de Socororo se sedimentaron durante la época del Mioceno inferior y Mioceno medio correspondiente al período Neógeno de la era Terciaria (Formación Merecure superior y Oficina inferior). Dadas las características de la zona, los yacimientos son lenticulares de poco espesor y se estiman que el área posee un total de 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas.⁴

La profundidad promedio de los pozos es de 3.850 pies, y la gravedad API del petróleo producido se promedio en 16 grados. La porosidad promedio se encuentra alrededor de 28% mientras que la saturación de agua varía entre 9% y 50%.⁴

Fundamentos geológicos³

Marco estructural

Los rasgos estructurales de estos campos son los mismos que se encuentran en los campos cercanos y en general en todo el flanco sur de la cuenca y consisten en dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. El primero de estos sistemas de fallas tiene un rumbo NO-SE paralelo al rumbo de las capas y por lo general las fallas buzanan hacia el sur. El salto de estas fallas varía entre 25'-100' y predominan los saltos del orden de los 40'. El otro sistema de fallas tiene un rumbo NE-SO y las fallas buzanan indistintamente hacia el este y hacia el oeste. En este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo, la cual puede considerarse como el elemento estructural más importante en los cuatro campos por la magnitud de su salto, de 70' a 180'. En las otras fallas de este sistema el salto varía entre 20' y 70'. Asociados a las fallas se encuentran algunos pliegues pequeños como es el caso en las áreas de los pozos ES-417, ES-401, ES-442 y ES-111.

Desde el punto de vista de las acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en estos campos, el sistema de fallas paralelo al rumbo de las capas juega un papel fundamental por cuanto constituye la barrera, buzamiento arriba, para los hidrocarburos en su proceso migratorio. Tal es el caso de las acumulaciones petrolíferas y gasíferas en las áreas de los pozos antes mencionados.

Estratigrafía

La columna sedimentaria penetrada por los pozos perforados en el Área Mayor Socororo, está representada por el registro tipo que se presenta a continuación y está constituida por las Formaciones:

- Mesa
- Las Piedras
- Freites.
- Oficina
- Merecure.
- Grupo Temblador
- Carrizal.

La estratigrafía mencionada anteriormente, se presenta en la figura 2-3, haciendo énfasis especial en la formación oficina; formación donde se encuentran ubicadas las principales arenas productoras del Área Mayor de Socororo. En esta columna no se presenta la ubicación en detalles de las arenas, no obstante representa un macro de la columna estratigráfica.

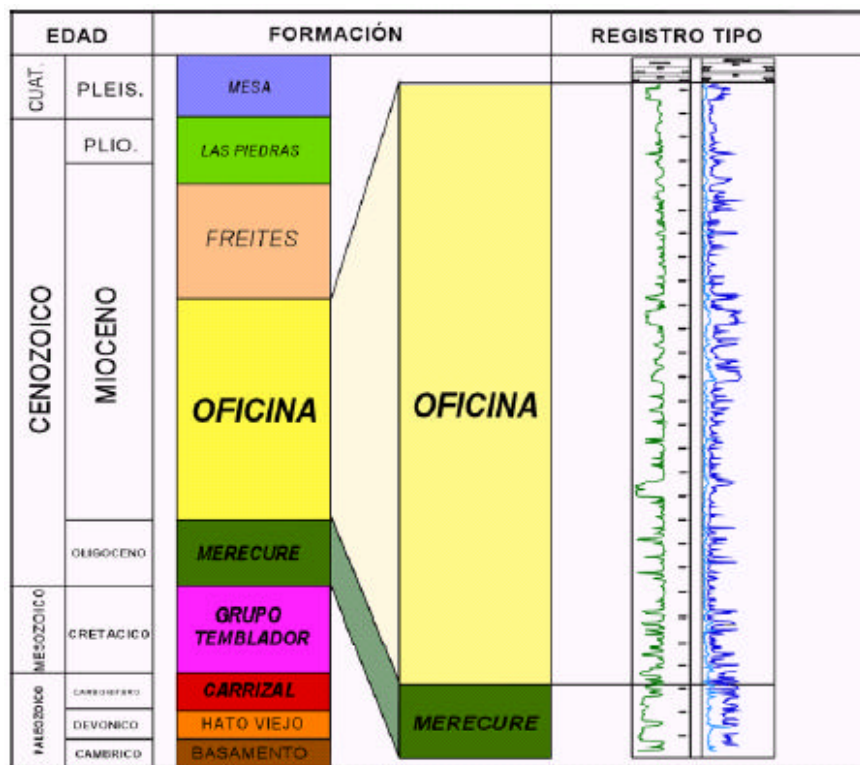


Figura 2-3. Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo

Desde el punto de vista del sistema petrolero (roca madre, roca recipiente y roca sello), el Área Mayor de Socororo está caracterizado por:

- Roca madre: Formaciones Querecual, Carapita y Oficina.
- Roca recipiente: Formaciones Merecure y Oficina.
- Sello: Falla principal de Cachicamo, como elemento estructural más importante en los tres campos, la cual constituye una barrera buzamiento arriba para los hidrocarburos en su proceso migratorio.

La Formación Oficina, junto con la Formación Merecure son las principales unidades productoras de hidrocarburos. La Formación Carrizal, la más profunda en el área, de edad Paleozoico, fue penetrada por varios pozos (entre otros SOC-1, CAC-1, CAC-2 y CAC-3), pero no mostró indicios de petróleo y/o gas comercial.

Evaluación de métodos de producción, problemas y recomendaciones realizadas por Corpomene C. A.⁹

En el pasado se experimentó problemas de importancia durante la producción, los cuales se tomarán en cuenta a la hora de la reactivación del campo. A continuación se hará una descripción breve de los problemas más frecuentes y recurrentes:

Arenamiento: hay que tomar medidas efectivas de control de arena, ya que el tipo de arena es de grano muy fino y por lo tanto existe una gran posibilidad de que suceda el taponamiento, además de ocurrir producción de arena hacia las estaciones y los tanques.

Con el Revestidor de Producción y su Cementación Primaria: en casi todos los pozos se han empleado revestidores de 5-1/2" y no se han realizado estudios para evaluar la posibilidad de revestir el hoyo en pozos nuevos con revestidores de mayor diámetro, esto permitiría más flexibilidad a la hora de hacerse una rehabilitación o

reparación del pozo, con la consecuencia de alcanzar una mejor cementación primaria.

Con Fluidos de Completación: se usó mayormente barro natural aunque hay casos donde se usó lignosulfonatos, emulsiones con petróleo entre otros. En el pasado ocurrieron varias pérdidas de circulación dañando así a la formación, se debe estudiar bien el problema de los fluidos de completación y así seleccionar los menos dañinos para la formación, evitando principalmente la pérdida de circulación durante la perforación.

Con el tipo de Levantamiento Artificial a utilizar: como la vida productiva de algunas zonas del Área Mayor de Socororo por flujo natural es tan corta se hace necesario desde el principio estar preparados para disponer de levantamiento artificial. Los métodos utilizados en el pasado se limitaron al Bombeo Mecánico y al Levantamiento Artificial por Gas.

CAPITULO III

METODOLOGÍA

Recopilación de la información

De estudios recientes realizados al Área Mayor de Socororo (al año 2000) se extrajo la siguiente información: petróleo original en sitio (POES), profundidad al plano de referencia de cada yacimiento (datum), factor de recobro actual y factor de recuperación primaria. Esto se realizó con el fin de conocer el potencial que aún posee el área y la importancia de reactivación de los pozos inactivos que se encuentran en la misma.

En la siguiente tabla se encuentra la lista de los pozos que pertenecen al campo Socororo Este.

Tabla 3-1. Lista inicial de pozos del campo Socororo Este

Lista Inicial de Pozos									
N°	Pozo	N°	Pozo	N°	Pozo	N°	Pozo	N°	Pozo
1	ES-401	6	ES-406	11	ES-426	16	ES-444	21	SOC-2
2	ES-402	7	ES-407	12	ES-427	17	ES-446	22	SOC-3
3	ES-403	8	ES-413	13	ES-439	18	ES-447	23	SOC-4
4	ES-404	9	ES-415	14	ES-442	19	ES-449	24	SOC-5
5	ES-405	10	ES-422	15	ES-443	20	SOC-1	25	APN-3

De estos 25 pozos, sólo se estudiaron 9 de estos (los cuales se aprecian en la tabla 3-2), debido a que 10 se encuentran abandonados y los 6 restantes ya tenían un programa de reactivación.

Tabla 3-2. Lista de pozos a reactivar

Lista de Pozos a Reactivar			
N°	Pozo	N°	Pozo
1	ES-402	6	ES-446
2	ES-406	7	ES-447
3	ES-407	8	SOC-1
4	ES-415	9	SOC-4
5	ES-427	10	

Con la finalidad de conocer en qué condiciones se encontraban los pozos se creó, como primer paso, una base de datos empleando las historias y las carpetas de los mismos. Esta base de datos se divide en tres renglones: en primer lugar, se describen los datos de la terminación inicial desde su primera perforación hasta su cierre o condición actual, en segundo lugar, se reseña la historia de presión-producción por horizontes cañoneados, y, en tercer lugar, se detalla la historia de reacondicionamientos y servicios realizados anteriormente al pozo.

Esta base de datos abarca diferentes aspectos del estado mecánico actual del pozo, entre los cuales se encuentran: tipo de completación, profundidades de las arenas productoras, equipos de fondo, métodos de producción entre otros. El formato de esta base de datos, el cual se describe a continuación, fue extraído del Trabajo Especial de Grado de Peñaranda, Juan y Trejo, Ely con algunas excepciones y pequeñas modificaciones.

La primera parte de la base de datos contiene los aspectos concernientes a la información general del pozo, tales como nombre del pozo, tipo de pozo y su condición actual. Adicional a esto, se encuentra la sección de la arquitectura del pozo, la cual consiste en las características del diseño de los pozos: construcción (vertical u horizontal), profundidades (total del pozo, cuello de flotador), y datos concernientes al revestimiento (tipo, diámetro, grado, peso y profundidad de asentamiento). En la tabla 3-3 se pueden observar los datos mencionados anteriormente para los pozos en estudio.

Tabla 3-3. Datos generales y características del diseño de los pozos en estudio

Datos Generales		Características del Diseño								
Nombre del pozo	Tipo de pozo	Condición	Construcción	Profundidad Total (pies)	Profundidad del cuello flotador (pies)	Revestimiento	Diámetro del revestimiento (pulg)	Grado del revestimiento	Peso del revestimiento (lb/pie)	Profundidad de asentamiento (pies)
ES-402	Productor	Inactivo	Vertical	4929	4515	Superficie Producción	10 3/4 7	J-55 J-55	40,5 20	338 4560
ES-406	Productor	Inactivo	Vertical	4852	4571	Superficie Producción	9 5/8 7	J-55 J-55	36,6 20 23	335 1335 3143
ES-407	Inyector de agua	Inactivo	Vertical	4713	4401	Superficie Producción	10 3/4 7	J-55 J-55	NPI NPI	509 3939
ES-415	Productor	Inactivo	Vertical	4766	4358	Superficie Producción	9 5/8 5 1/2	J-55 J-55	36 17	521 4448
ES-427	Productor	Inactivo	Vertical	5308	4928	Superficie Producción	10 3/4 7	J-55 J-55	40,5 23	544 5016
ES-446	Productor	Activo	Vertical	4737	4689	Superficie Producción	9 5/8 5 1/2	J-55 J-55	36 15,5	522 4730
ES-447	Productor	Inactivo	Vertical	5000	4960	Superficie Producción	9 5/8 5 1/2	J-55 J-55	36 15,5	540 4998
SOC-1	Productor	Inactivo	Vertical	7155	NPI	Superficie Intermedio Intermedio Producción	18 5/8 13 5/8 9 5/8 7	D D D D	78 54,5 47 30	536 2275 3974 5080
SOC-4	Productor	Inactivo	Vertical	5023	4861	Superficie Producción	9 5/8 5 1/2	J-55 J-55	40,5 15,5	500 4891

La siguiente sección corresponde al método de levantamiento con el que se completó el pozo. Este sector posee los parámetros básicos de dichos sistemas tales como: método utilizado, diámetro, número de cabillas, especificaciones, profundidad de la bomba, y número de válvulas o mandriles; datos que dependen de si el parámetro aplica o no al procedimiento de levantamiento correspondiente a cada pozo.

En la tabla 3-4 se pueden observar los datos correspondientes al sistema de levantamiento con que se completó cada pozo.

Tabla 3-4. Datos correspondientes al método de levantamiento de los pozos

Método de Levantamiento							
Nombre del pozo	Método de levantamiento	Número de cabillas	Diámetro de cabillas (pulg)	Especificaciones de la bomba	Profundidad de la bomba (pies)	Número de válvulas o mandriles	Profundidad de válvulas o mandriles (pies)
ES-402	Gas Lift	N/A	N/A	N/A	N/A	1 2 3	3029 2134 1116
ES-406	Flujo Natural	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ES-407	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ES-415	Bombeo Mecánico	65 75	7/8 3/4	ARMA 2 7/8" x 1 3/4" x 18'	4190	N/A	N/A
ES-427	Gas Lift	N/A	N/A	N/A	N/A	1 2 3 4	3826 2908 2321 1396
ES-446	Bombeo Mecánico	64 75	3/4 7/8	ARHB 2 7/8" x 2" x 16'	4191	N/A	N/A
ES-447	Gas Lift	N/A	N/A	N/A	N/A	1 2 3	3817 2762 1460
SOC-1	Bombeo Mecánico	NPI	NPI	NPI	3890	N/A	N/A
SOC-4	Bombeo Mecánico	42 91	7/8 3/4	ARMA 2 7/8" x 1 3/4" x 20'	4010	N/A	N/A

La próxima sección corresponde a los datos inherentes a la completación, se extiende desde tipo de completación, hasta equipos de fondo, pasando por número de arenas completadas, entre otras. En la tabla 3-5 se pueden observar los datos correspondientes a la completación de cada pozo.

Tabla 3-5. Datos inherentes a la completación de cada pozo

Datos inherentes a la completación									
Nombre del pozo	Tipo de completación	Última arena completada	Intervalo abierto (pies)	Diámetro del eductor (pulg)	Número de tubos	Profundidad de asentamiento del eductor (pies)	Especificaciones tubería ranurada	Profundidad de asentamiento tub. ranurada (pies)	Logitud tubería ranurada (pies)
ES-402	Hoyo entubado, completación sencilla	J2	3196-3204	2 7/8	105	3150	N/A	N/A	N/A
ES-406	Hoyo entubado, completación sencilla	P2	3839-3848	2 7/8	86	NPI	N/A	N/A	N/A
ES-407	Hoyo entubado, completación sencilla	F8	2814-2824	2 7/8	86	2716	N/A	N/A	N/A
ES-415	Hoyo entubado con empaque de grava, sencillo	T	4319-4327	2 7/8	139	4190	2 7/8 ranuras de 0,02"	4347	102
ES-427	Hoyo entubado con empaque de grava, sencillo	R0	4058-4069	2 7/8	125	3839	2 7/8 ranuras de 0,02"	4073	128
ES-446	Hoyo entubado con empaque de grava, sencillo	U1M	4352-4360	2 7/8	132	4191	2 7/8 ranuras de 0,02"	4387	158
ES-447	Hoyo entubado, completación sencilla	P1	3980-3987	2 7/8	127	3888	N/A	N/A	N/A
SOC-1	Hoyo entubado con empaque de grava, sencillo	P2	4007-4020	2 7/8	117	3890	NPI	NPI	NPI
SOC-4	Hoyo entubado con empaque de grava, sencillo	U1M	4358-4366	2 7/8	142	3970	2 7/8 ranuras de 0,02"	4393	120

Finalmente, la sección de equipos, que abarca lo relativo a los componentes de fondo colocados en los pozos, entre los que se encuentran: las empacaduras y sus características (números, tipo y profundidad de asentamiento), niples y mangas (números y profundidad de asentamiento), botellas (números, especificaciones y profundidad de asentamiento), tapones presentes en el pozo (tipo y profundidad), entre otros. En las tablas 3-6a y 3-6b se observan la sección de equipos de fondo de cada pozo.

Tabla 3-6a. Sección de equipos de fondo de cada pozo

Sección de Equipos de Fondo										
Nombre del pozo	Número de empacaduras	Tipo de empacaduras	Profundidad de asentamiento (pies)	Número de niples	Profundidad de los niples (pies)	Número de mangas	Profundidad de las mangas (pies)	Número de botellas	Especificaciones de las botellas	Profundidad de asentamiento de las botellas (pies)
ES-402	1	BKR Lock Set 7" x 2 7/8"	3099	1	286	1	3066	N/A	N/A	N/A
ES-406	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI
ES-407	1	Berma Latch 7" x 2 7/8"	2716	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI
ES-415	1	Liner BKR 7" x 2 7/8"	4245	1	10	N/A	N/A	1	2 7/8" x 2 3/8"	4202
ES-427	1	RH 7" x 2 7/8"	3839	1	3866	1	3806	N/A	N/A	N/A
	1	Liner RH 7" x 3 1/2"	3945							
ES-446	1	Liner 2 7/8" x 5 1/2"	4229	1	4130	N/A	N/A	1	2 7/8" x 2 3/8"	4191
ES-447	1	RH Otis	3888	1	3923	1	3854	N/A	N/A	N/A
SOC-1	1	BKR Lock Set 7" x 2 7/8"	3875	1	3879	N/A	N/A	1	3 1/2" x 2 7/8"	3879
SOC-4	1	BKR Lock Set 5 1/2"	3970	1	4010	N/A	N/A	1	3 1/2" x 2 7/8"	4040
	1	Liner 5 1/2 x 2 7/8"	4266							

Tabla 3-6b. Sección de equipos de fondo de cada pozo

Sección de Equipos de Fondo										
Nombre del pozo	Número de tapones	Especificaciones de los tapones	Profundidad de los tapones (pies)	Especificaciones del ancla de tubería	Profundidad de asentamiento (pies)	Otros	Barra Pulida	Especificación del cabezal	Condiciones del cabezal	Pez
ES-402	4	Hierro	3800 3880 3925 4380	N/A	N/A	N/A	N/A	NPI	Ojo	Liner ranurado de 3 1/2 a 4310
ES-406	1	Hierro	1400	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	No
ES-407	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	NPI	N/A	N/A	NPI	No
ES-415	1	Hierro	4347	BKR 5 1/2 x 2 7/8	4190	N/A	1 1/4" x 42'	NPI	Buena	No
ES-427	2	Hierro	4079 4276	N/A	N/A	N/A	N/A	NPI	Buena	No
ES-446	2	Hierro	4390 4470	Ancla Guib 2 7/8" x 5 1/2"	4129	N/A		NPI	Buena	No
ES-447	2	Hierro	4030 4104	N/A	N/A	N/A	N/A	NPI	Buena	No
SOC-1	1	Ciego 3 1/2"	3890	BKR Lock Set 7" x 2 7/8"	3875	Ancla gas de 2 7/8" a 3857'	1 1/4" x 22'	NPI	Buena	No
	3	Cemento	4050 4450 4865							
SOC-4	2	Hierro	4395 4747	BKR 5 1/2 x 2 7/8	3970	Segregador de gas 3 1/2" a 4050'	NPI	NPI	Buena	No

Para efectos de este trabajo, solo se mostrará la metodología aplicada al pozo ES-402, ya que a los demás pozos se le aplicó el mismo procedimiento, mostrando solamente los resultados para los mismos.

Después de analizar las condiciones de los pozos, se procedió a la verificación de los mapas isopaco-estructurales de los yacimientos, con la finalidad de constatar si éstos son atravesados por los pozos, en la figura 3-1 se observa el mapa isopaco-estructural del yacimiento U1U (uno de los yacimientos atravesados por el pozo ES-402). La finalidad de este paso fue determinar qué horizonte sería productivo para cada pozo.

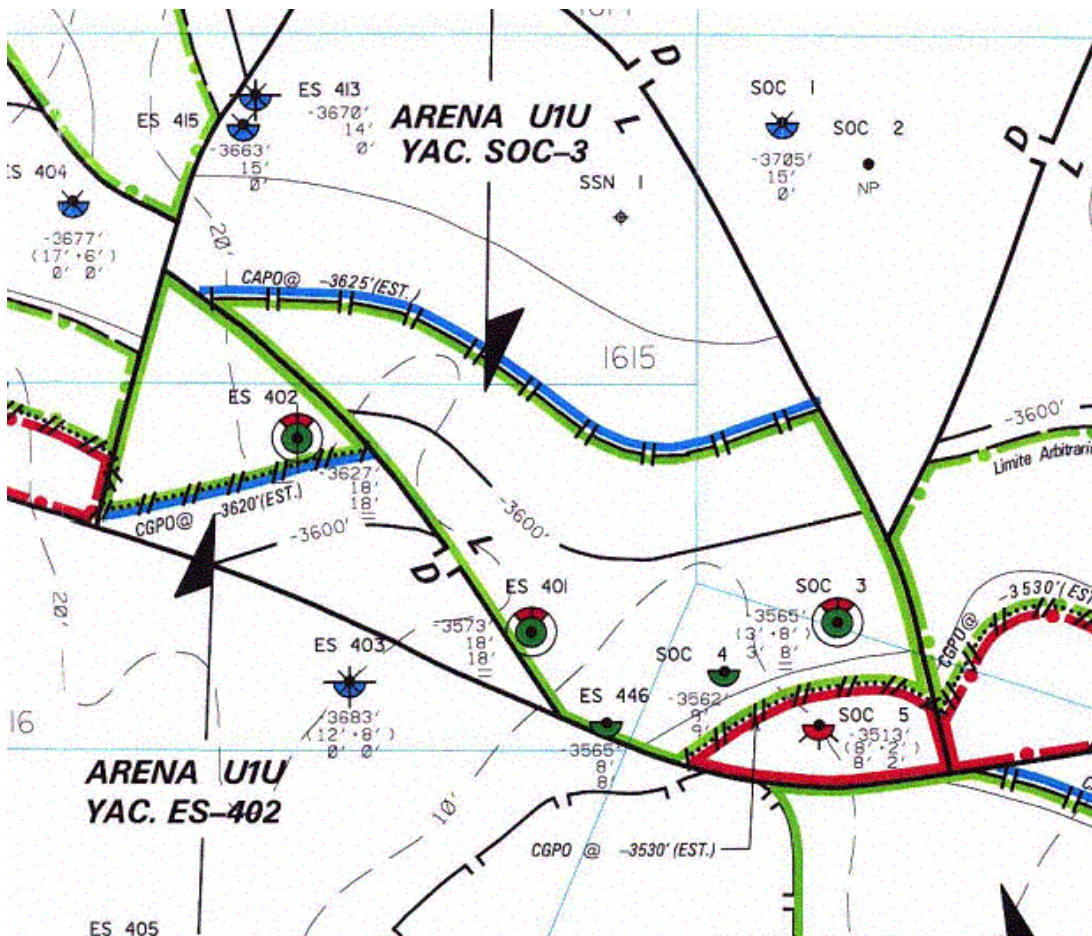


Figura 3-1. Mapa isópaco-estructural del yacimiento U1U

Esto se hizo con el propósito de determinar que horizontes serían productivos por pozos. Luego se realizó una segunda base de datos, la cual contiene el tope y la base de la arena neta petrolífera, las profundidades de los contactos CAPO o CGPO (si los posee), y la información de cómo aparece interpretado el horizonte en el pozo. Desde la tabla 3-7 hasta la 3-15 se observan las arenas prospectos a reactivar por pozos.

Tabla 3-7. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-402

ES-402 EMR 726 pies								
ARENA	YAC	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)	
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+	
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)	
J3U	ES - 402	2492			PRODUCTOR DE PETROLEO	3218	3233	
		10	3	2				-
		10	0					2502
TU	ES - 402	3545			INTERPRETADO PETROLEO	4271	4295	
				24				-
				24				-
U1U	ES - 402	3627			PRODUCTOR DE PETROLEO	4353	4371	
				18				3620
				18				-

Tabla 3-8. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-406

ES-406 EMR 710 pies								
ARENA	YAC	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)	
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+	
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)	
P2	ES - 404	3126			PRODUCTOR DE PETROLEO	3836	3843	
			0	7				3100
				7				3190

Tabla 3-9. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-407

ES-407 EMR 688 pies								
ARENA	YAC	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)	
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+	
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)	
P2	ES-404	3182			PRODUCTOR DE PETROLEO	3870	3879	
			2	7				3100
			2	7				3190

Tabla 3-10. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-415

ES- 415 EMR 731 pies								
ARENA	YAC.	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+	
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (PIES)	EMR (PIES)	
TU	ES-415	3585			PRODUCTOR DE PETRÓLEO	4316	4326	
		10	0					-
		10	0					3610
U2M	ES-413	3790			INTERPRETADO PETRÓLEO	4521	4531	
				10				-
				10				-

Tabla 3-11. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-427

ES - 427 EMR 719 pies							
ARENA	YAC.	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)
R0	ES-427	0	16	0	-	4040	4056
			16		-		
U1M	ES-427		8	5	-	4532	4545
			8	5	3825		
U1L	ES-427		3	11	-	4558	4572
			3	11	-		

Tabla 3-12. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-446

ES - 446 EMR 753 pies							
ARENA	YAC.	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)
TU	ES-415		8	0	-	4245	4253
			8	0	3610		
U1U	SOC-3		8		3530	4318	4326
			8		3625		
U2M	SOC-5		4		-	4410	4414
			4		3707		
U4M,L	SOC-3				-	4657	4657
					3829		

Tabla 3-13. Arenas prospectos a reactivar por el pozo ES-447

ES - 447 EMR 739 pies							
ARENA	YAC.	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)
P1	ES-427		6		3241	3977	3983
			6		-		
R0	ES-427	0	16	0	-	4030	4046
			16		-		
U1L	ES-427		12		-	4600	4612
			12		-		

Tabla 3-14. Arenas prospectos a reactivar por el pozo SOC-1

SOC-1 EMR 848 pies							
ARENA	YAC	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)
P2	SOC-1	3162			PRODUCTOR DE PETROLEO	4010	4022
		2	10	-			
		2	10	3180			

Tabla 3-15. Arenas prospectos a reactivar por el pozo SOC-4

SOC-4 EMR 758 pies							
ARENA	YAC	PROFUNDIDAD (pies)			CONDICION	TOPE (pies)	BASE (pies)
		ANT (pies)		CGPO (pies)		+	+
		ANP (pies)		CAPO (pies)		EMR (pies)	EMR (pies)
TU	ES-415	3482			INTERPRETADO PETROLEO	4240	4242
		2	0	3442			
		2		3610			
U1U	SOC-3	3562			INTERPRETADO PETROLEO	4320	4329
			9	3530			
			9	3625			
U2M	SOC-5	3571			PETROLEO PROBADO	4329	4334
		2	3	-			
		2	3	3700			
U2L	SOC-3	3629			INTERPRETADO PETROLEO	4387	4393
			6	-			
			6	3700			
U2U	ES-401	3637			INTERPRETADO PETROLEO	4395	4401
		2	4	-			
		2	4	3690			

Luego de haber seleccionado los distintos yacimientos a ser explotados por pozos, se realizó una tercera base de datos, la cual abarca diferentes aspectos y propiedades, entre los cuales se encuentran: el petróleo original en sitio, producción de petróleo acumulada y reservas remanentes recuperables de petróleo. En la tabla 3-16 se observan los valores antes mencionados.

Tabla 3-16. Reservas remanentes recuperables de petróleo de los yacimientos prospectos

YACIMIENTO	Np (BN)	N (BN)	FR actual (%)	Factor de Recup. Primaria (%)	Reservas Remanentes Recuperables de petróleo (BN)
J3U (ES-402)	2209	888000	0.25	15.00	130991
P2 (SOC-1)	369263	6772000	5.45	15.00	646537
P2 (ES-404)	894858	5398000	16.58	25.00	454642
P1 (ES-427)	124338	829000	15.00	20.00	41462
RO (ES-427)	57865	4990000	1.16	15.00	690635
U1U (ES-402)	73	2426000	0.00	15.00	363827
U1U (SOC-3)	472047	7545000	6.26	15.00	659703
TU (ES-402)	0	5169000	0.00	10.00	516900
TU (ES-415)	11720	13034000	0.09	15.00	1943380
U2U (ES-401)	250814	5590000	4.49	15.00	587686
U2M (ES-413)	0	2025000	0.00	10.00	202500
U2M (SOC-5)	420158	4851000	8.66	15.00	307492
U2L (SOC-3)	0	2190000	0.00	15.00	328500
U4M,L (SOC-3)	0	10515000	0.00	8.00	841200
U1M (ES-427)	0	5587000	0.00	15.00	838050
U1L (ES-427)	0	5015000	0.00	15.00	752250

Adicionalmente se realizó una tabla, que contiene los °API y RGP iniciales (estos valores fueron obtenidos de las pruebas de producción del pozo en cada yacimiento). Luego se procedió a graficar los °API vs. Profundidad del datum y RGP vs. Profundidad del datum. Mediante una depuración de datos se obtuvo una tendencia para estos valores la cual fue utilizada para estimar los valores de °API y RGP promedios respectivos para cada yacimiento. En las figuras 3-2 y 3-3 se encuentran los gráficos de ° API Y RGP respectivamente y la tendencia obtenida. En la tabla 3-17 se encuentran los valores mencionados anteriormente.

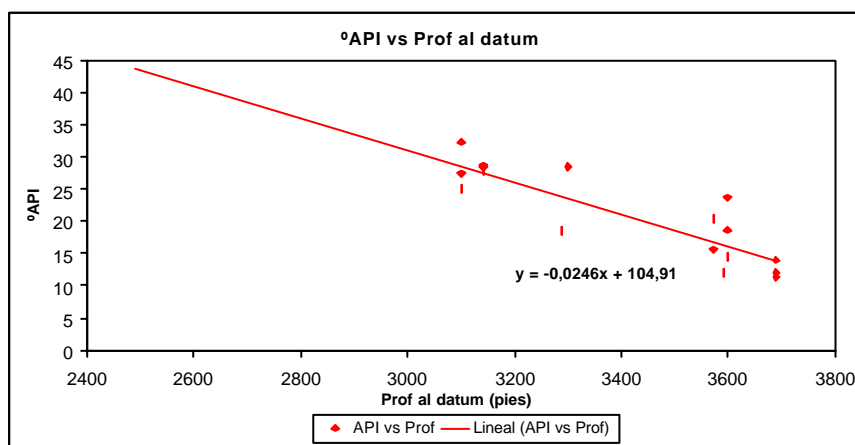


Figura 3-2. Gráfico de °API vs. Profundidad al datum

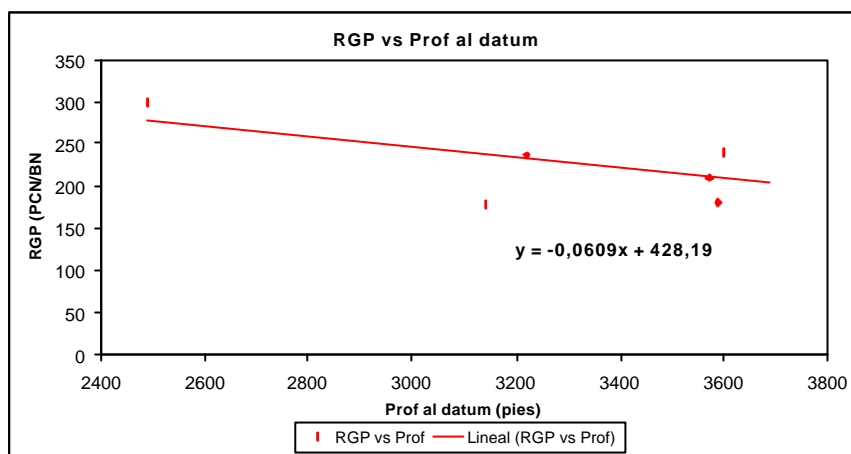


Figura 3-3. Gráfico de RGP vs. Profundidad al datum

Tabla 3-17. °API y RGP de los yacimientos prospectos

YACIMIENTO	PROFUNDIDAD AL DATUM (pies)	POZO	°API Prueba Prod.	RGP (PCN/BN) Prueba Prod.	°API Tendencia	RGP (PCN/BN) Tendencia
J3U (ES-402)	2490	ES 402	24,0	300	43,7	277
P2 (SOC-1)	3100	SOC1	27,5	7300	28,7	239
		SOC 2	27,4	154		
P2 (ES-401)	3100	ES 401	32,3	100	28,7	239
		SOC 3	25,1	-		
P2 (ES-404)	3140	ES 404	28,6	178	27,7	237
		ES 406	28,3	150		
		ES 407	27,7	150		
P1 (ES-427)	3220	ES 447	44,3	96607	25,7	232
		ES 427	42,0	236		
R4L (ES-401)	3290	ES 401	18,5	120	24	228
		ES-446	-	-		
RO (ES-427)	3300	ES 427	28,5	6940	23,7	227
		ES 447	-	-		
		ES 447	-	-		
U1U (SOC-3)	3573	ES 401	15,6	210	17,0	211
		SOC 3	20,5	14150		
		ES-446	-	-		
		SOC-4	-	-		
TU (ES-415)	3590	ES-415	12,0	180	16,6	210
		ES-401	-	-		
		ES-446	-	-		
		SOC-3	-	-		
U1M (SOC-3)	3600	SOC 3	23,7	240	16,4	209
		SOC 4	14,6	245		
		ES 446	18,7	240		
U2U (ES-401)	3650	ES-401	11,3	450	15,1	206
		SOC-3	-	-		
		SOC-4	-	-		
U2M (ES-413)	-	ES-415	-	-	-	-
U2M (SOC-5)	3690	SOC4	14,0	-	14,1	203
		SOC5	12,0	200		
		ES-401	11,3	450		
		ES-446	10,0	150		
U4M,L (SOC-3)	3750	SOC-3	-	-	12,7	200
		ES-401	-	-		
		SOC-5	-	-		
U1M (ES-427)	3820	ES-427	-	-	10,9	196
U1L (ES-427)	3850	ES-427	13,0	-	10,2	192
		ES-447	-	-		

Comportamiento de producción

Mediante la revisión de los sumarios de producción de los pozos, los cuales contienen la tasa real de petróleo, tasa real de gas, corte de agua, relación gas-petróleo, producción acumulada de petróleo, agua y gas; se realizó un análisis de la información de la producción de los pozos que drenan cada yacimiento. Se procedió a calcular el porcentaje de declinación de la tasa de petróleo, el cual fue obtenido al graficar la tasa real de petróleo vs. tiempo para cada yacimiento, y en conjunto con una depuración de datos se obtuvo la tendencia (ver figuras 3-4 a 3-8). A su vez fue graficada la producción acumulada de petróleo hasta la última fecha de producción. Este procedimiento se aplicó solamente a los yacimientos que poseían información de producción. Para aquellos yacimientos que no han sido explotados o no poseen suficiente información, se utilizó una tasa de declinación promedio para el campo de 26% (este es un valor promedio obtenido a partir de los campos vecinos).

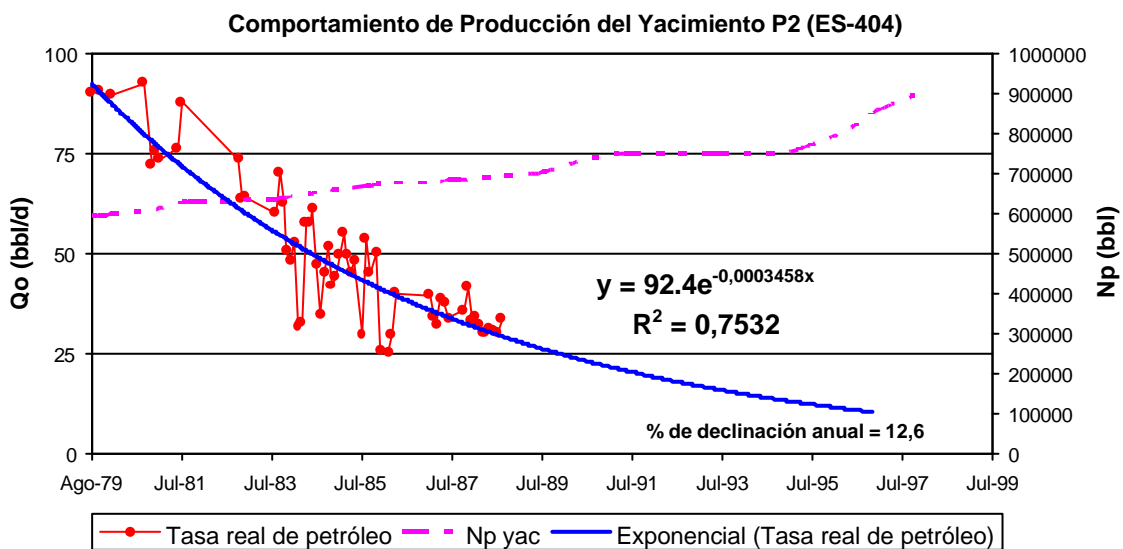


Figura 3-4. Comportamiento de producción del yacimiento P2 (ES-404)

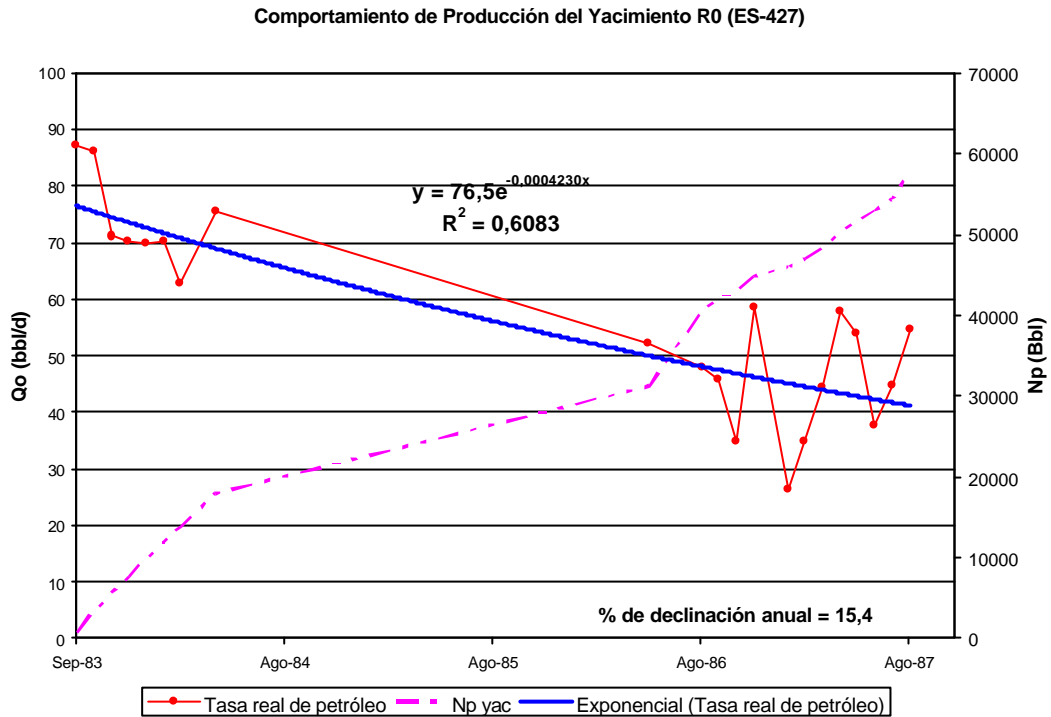


Figura 3-5. Comportamiento de producción del yacimiento R0 (ES-427)

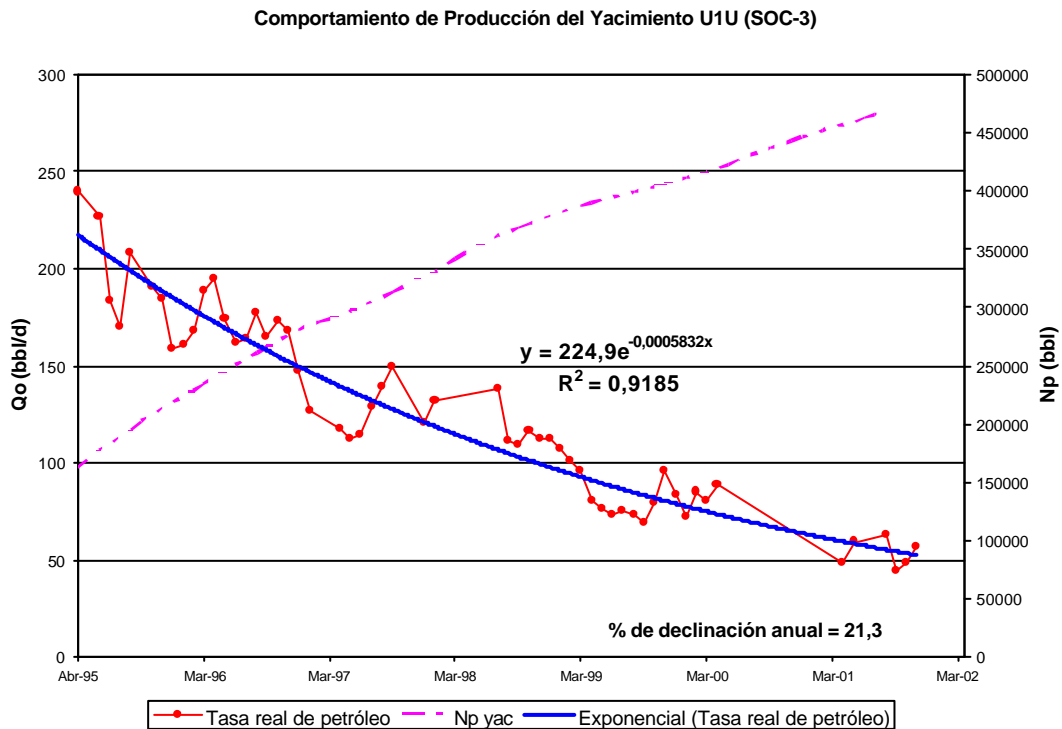


Figura 3-6. Comportamiento de producción del yacimiento U1U (SOC-3)

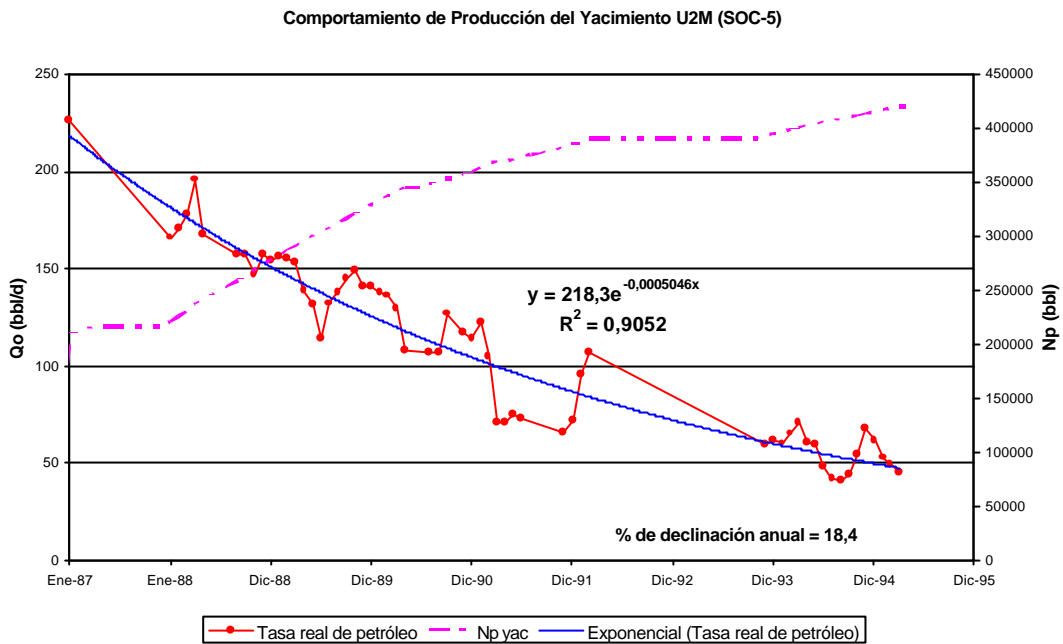


Figura 3-7. Comportamiento de producción del yacimiento U2M (SOC-5)

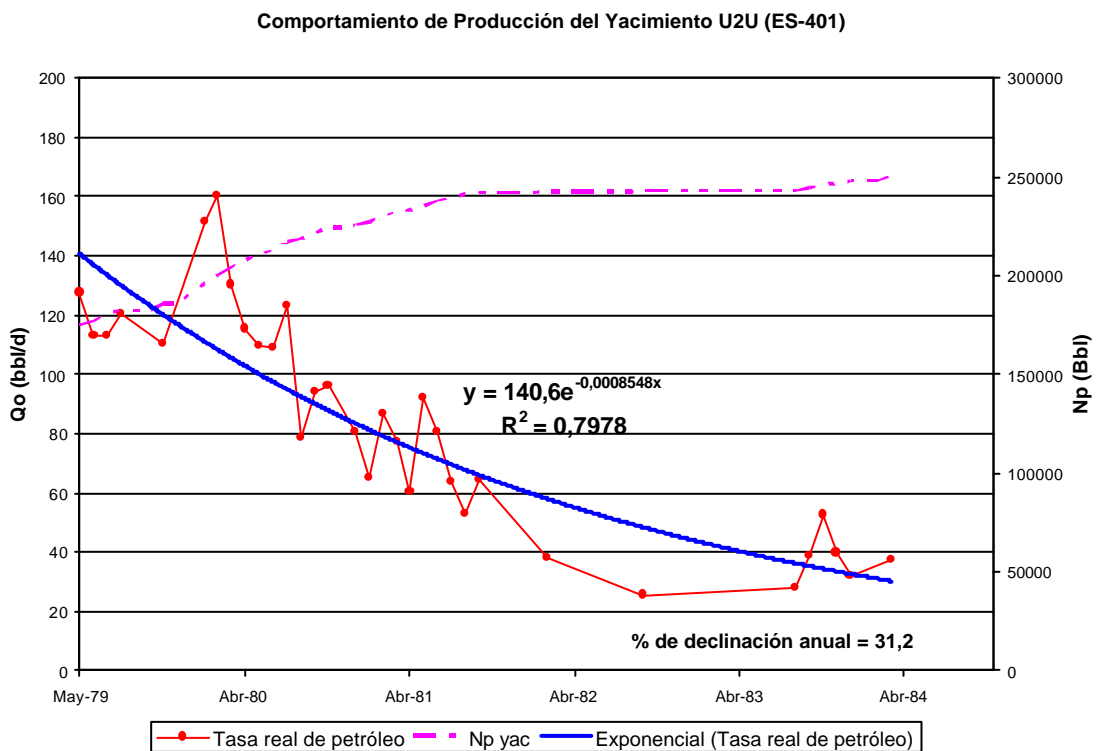


Figura 3-8. Comportamiento de producción del yacimiento U2U (ES-401)

Luego de haber obtenido la declinación para cada yacimiento se procedió a determinar la tasa inicial que utilizaría cada pozo para drenar los horizontes prospectos a explotar. Para esto, se analizaron las tasas de petróleo de los pozos vecinos, espesor neto de la arena petrolífera y la cercanía de los contactos de agua y gas.

Una vez determinadas las tasas iniciales esperadas para cada horizonte prospecto se procedió, conjuntamente con el porcentaje de declinación por yacimiento, a graficar el comportamiento de producción tanto para el pozo como para la arena.

Por pozo se graficó la tasa de petróleo de cada yacimiento objetivo vs. tiempo hasta llegar a una tasa de 25 Bbl/d (límite económico asumido por la empresa PetroUCV S.A.). En la figura 3-9 se muestra el gráfico descrito anteriormente para el pozo ES-402.

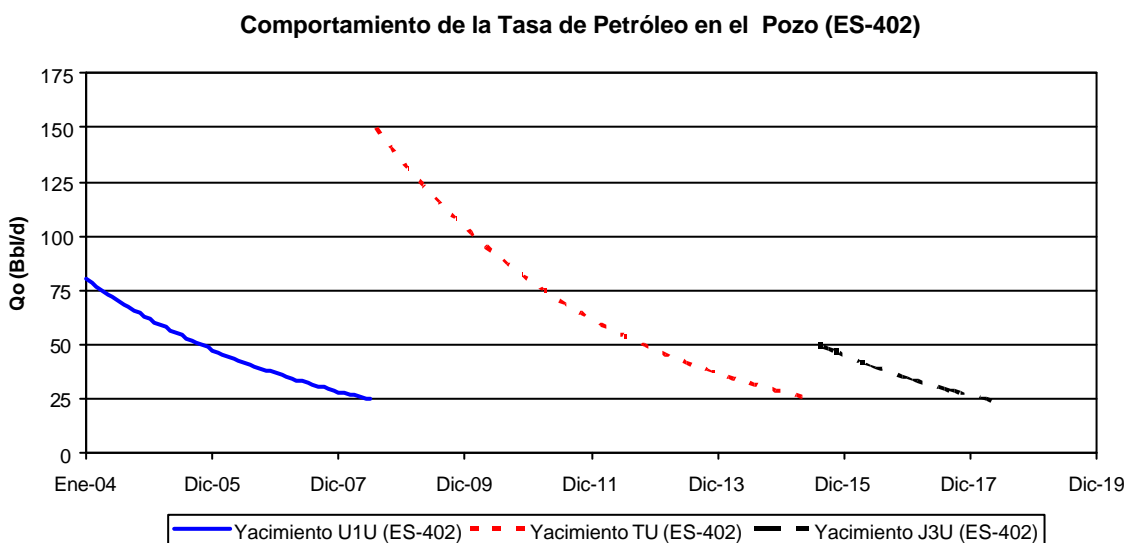


Figura 3-9. Pronóstico del comportamiento de la tasa de petróleo en el pozo ES-402

Adicionalmente se graficó el petróleo acumulado estimado por cada yacimiento vs. Tiempo. En la figura a continuación se muestra el gráfico descrito para el pozo ES-402.

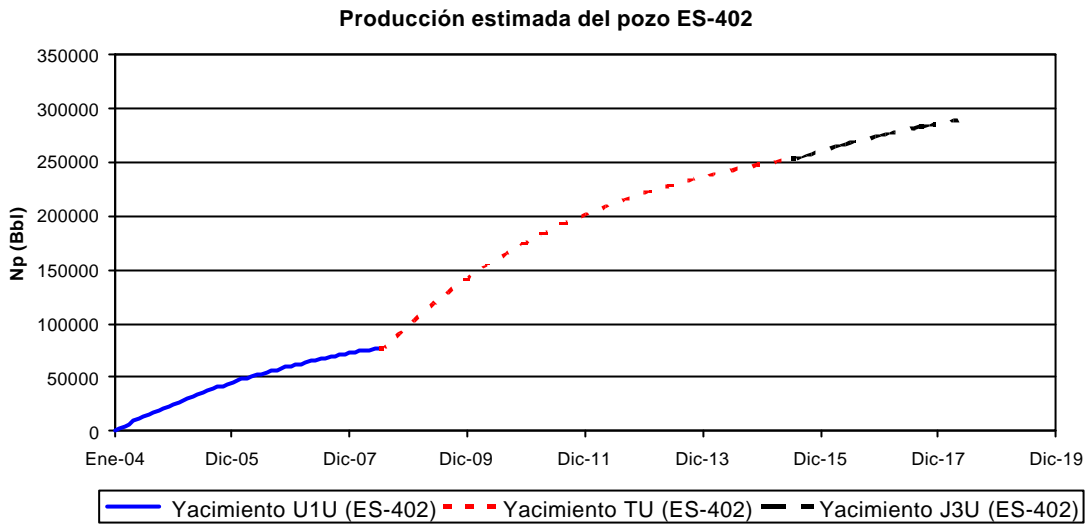


Figura 3-10. Producción acumulada estimada para el pozo ES-402

Por yacimiento se graficó la tasa de petróleo de cada pozo que drena el mismo vs. Tiempo, así como también la tasa de petróleo total del yacimiento y el petróleo acumulado vs tiempo. En las figuras 3-11 al 3-13 se muestra la declinación de la tasa de petróleo del pozo ES-402 en cada yacimiento, como en esos yacimientos no son drenados por ningún otro pozo, la tasa de petróleo total es igual a la del pozo ES-402.

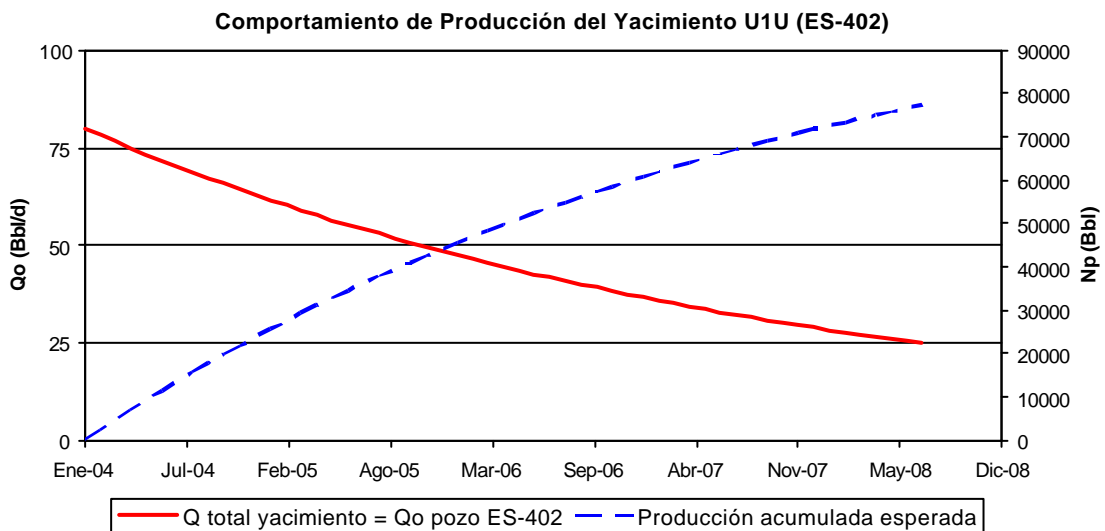


Figura 3-11. Comportamiento de producción del yacimiento U1U (ES-402)

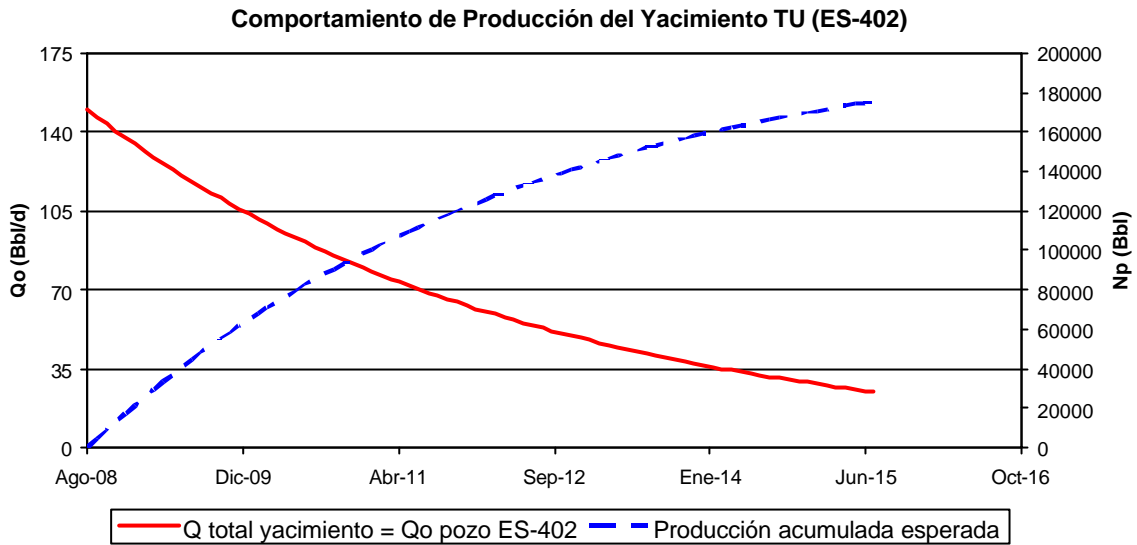


Figura 3-12. Comportamiento de producción del yacimiento TU (ES-402)

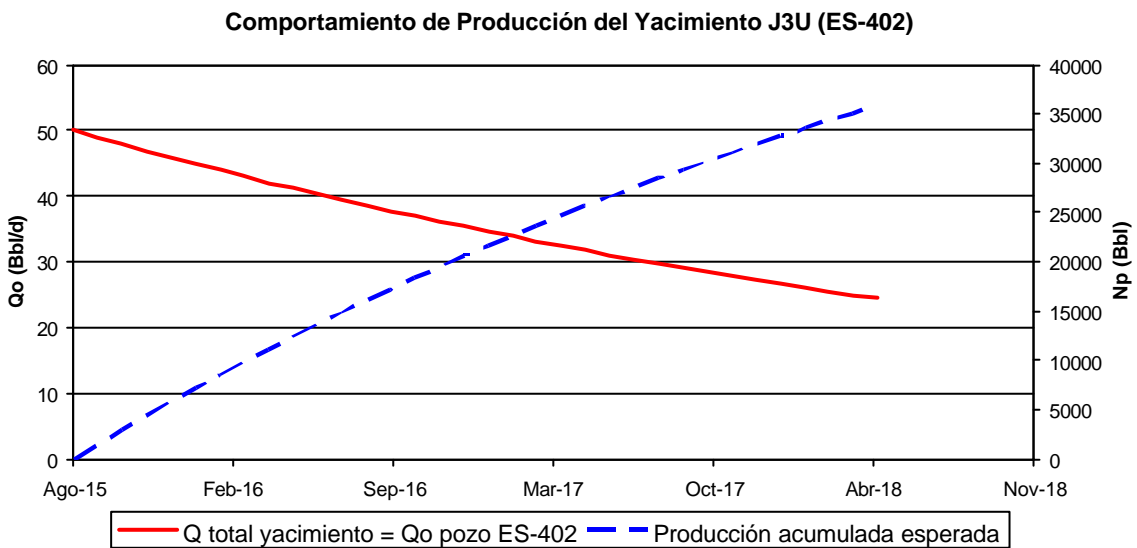


Figura 3-13. Comportamiento de producción del yacimiento J3U (ES-402)

Luego de alcanzar la tasa de abandono en cada yacimiento se calculó el área bajo la curva de la gráfica de tasa por pozo para cada yacimiento vs tiempo, obteniendo así el petróleo recuperable para el mismo. En la siguiente tabla se aprecia el % de declinación anual para todos los horizontes prospectos a explotar y la cantidad de petróleo a obtener por pozo y yacimientos.

Tabla 3-18. Tasas iniciales y producción acumulada esperada por pozo y yacimientos

Yacimiento	Declinación estimada del yacimiento (% anual)	Pozo	Qo inicial esperada (BN/d)	Np por pozo esperado (Bbl)	Np del yacimiento esperado (Bbl)
J3U (ES-402)	26,0	ES-402	50	35841	35841
P2 (SOC-1)	26,0	SOC-1	100	106027	106027
P2 (ES-404)	12,6	ES-406	70	131028	262056
		ES-407	70	131028	
P1 (ES-427)	26,0	ES-447	30	7458	7458
RO (ES-427)	15,4	ES-427	80	130596	309049
		ES-447	100	178453	
U1U (ES-402)	26,0	ES-402	80	77429	77429
U1U (SOC-3)	21,3	ES-446	120	163231	257809
		SOC-4	80	94578	
TU (ES-402)	26,0	ES-402	150	175676	175676
TU (ES-415)	26,0	ES-415	50	35841	177709
		ES-446	100	106027	
		SOC-4	50	35841	
U2M (ES-413)	26,0	ES-415	50	35841	35841
U2M (SOC-5)	18,4	ES-446	50	50174	100348
		SOC-4	50	50174	
U2L (SOC-3)	26,0	SOC-4	100	106027	106027
U1M (ES-427)	26,0	ES-427	50	35841	35841
U1L (ES-427)	26,0	ES-427	100	106027	169543
		ES-447	70	63516	
U2U (ES-401)	31,2	SOC-4	80	64524	64524
U4M.L (SOC-3)	26,0	ES-446	100	35841	35841

Selección del método de levantamiento artificial

Estudiando los métodos utilizados para producir los pozos del área (obtenidos de las historias de los mismos), se encontró que los métodos utilizados fueron: bombeo mecánico y levantamiento artificial por gas (LAG).

“El sistema de Levantamiento Artificial por Gas no representa una opción en este estudio por requerir instalaciones de superficie de gran magnitud, tales como: planta compresora y sistemas de distribución de gas por tuberías a alta presión, que generan inversiones fuera del rango para la realidad actual del Área Mayor de Socororo. Del resultado de estudios previos se concluyó, en términos generales y

preliminares, que los Sistemas de Levantamiento artificial más adecuados para el Área Mayor de Socororo son, en orden de preferencia”⁹:

- Bomba de cavidad progresiva, accionada desde la superficie.
- Bomba reciprocante con unidad de bombeo Rotaflex.
- Bomba reciprocante con balancín.

Estos sistemas se adaptan a las características generales del Área Mayor de Socororo en cuanto a caudal a ser bombeado, la profundidad y el tipo de crudo

Debido a las condiciones actuales en las que se encuentra el método de levantamiento artificial de los pozos (el equipo de superficie para el bombeo mecánico se encuentra en mal estado o se encuentra parcialmente desmantelado), es más rentable para la empresa PetroUCV S.A., el uso de bombas de cavidad progresiva (BCP), ya que reemplazar el sistema actual e implementar el BCP es más económico que reparar el equipo actual.

Por lo tanto, el método de levantamiento artificial utilizado para las propuestas de reacondicionamiento es bombeo por cavidad progresiva.

Propuestas de Reacondicionamiento

Luego de ver las condiciones actuales de los pozos y conocer los yacimientos a explotar, se procedió a definir dos tipos de propuestas a realizar para los trabajos de RA/RC en los pozos. La primera propuesta fue la de realizar una completación sencilla por arena y la segunda fue la de realizar completaciones selectivas, ambas se realizaran en el mismo hoyo.

Tomando en cuenta el número de dificultades operacionales que se pudieran encontrar en el pozo, entiéndase por dificultades operacionales: fresado de más de

un tapón, cementación forzada, trabajos de pesca, fresado de un pez, etc., se consideró la construcción de un pozo desviado (“side track”).

Los trabajos de completación que se evaluaron en los pozos son los siguientes:

- **Completación sencilla:** Se propone recompletar desde la arena más profunda hasta la más somera que se encuentre en el pozo siempre que sea prospecto como productor de petróleo, mediante la realización de varios trabajos de RA/RC (que se aplicarán a cada arena hasta que la producción llegue a su límite económico y cambiar así a un nuevo horizonte).
- **Completación selectiva:** En este tipo de completación, al igual que en la anterior, se va desde la arena más profunda hasta la más somera, completando de dos a tres arenas prospectos como productoras de petróleo en un solo trabajo de reacondicionamiento. Esta completación sólo se evaluó a los pozos con más de un horizonte productor.
- **Pozo desviado (“side track”):** Se propuso la construcción de un segundo pozo perforado sustancialmente paralelo al original para librar el equipo abandonado en éste. Si éste caso resultase más viable, se evaluarán tanto la completación sencilla como la selectiva.

Debido a que el mayor problema operacional que presenta el Área Mayor de Socororo es la alta producción de arena en el campo y el arenamiento acelerado de los pozos, se hace indispensable la implementación de métodos de control de arena. Del trabajo especial de grado de DÍAZ, Cristian y DÍAZ, Yoslery, tenemos que “el empaque con grava es el método de control de arena más recomendado para el Área Mayor de Socororo debido a la poca consolidación de las formaciones y la gravedad API del crudo producido”. Además del empaque con grava convencional se evaluó la posibilidad de utilizar rejillas pre-empacadas con camisas desliantes internas.

Los esquemas de pozos propuestos son los siguientes:

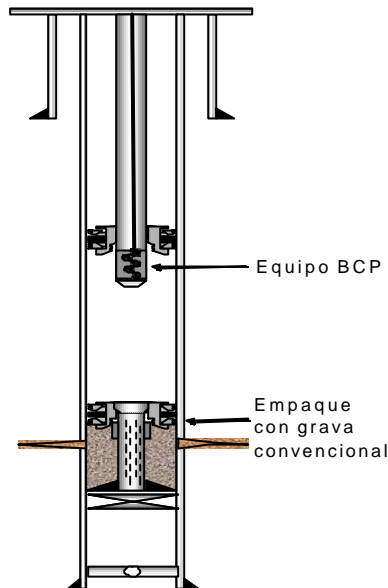


Figura 3-14. Hoyo revestido con empaque con grava, completación sencilla

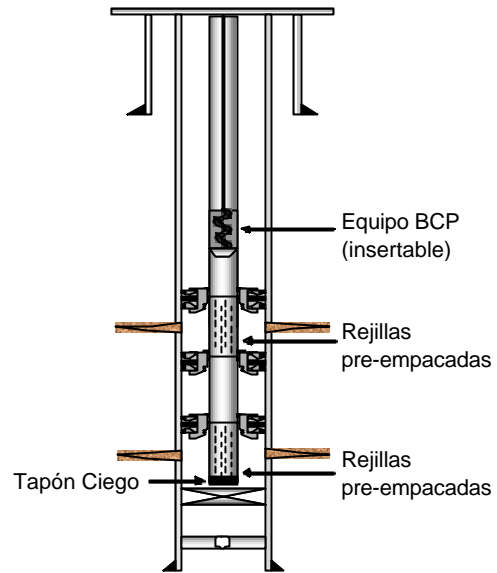


Figura 3-15. Hoyo revestido con rejilla pre-empacada, completación selectiva

Para el caso de que el pozo desviado sea más viable que trabajar en el mismo hoyo, los esquemas a evaluar son los siguientes:

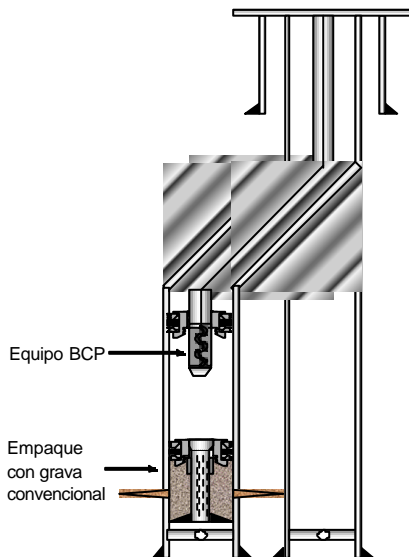


Figura 3-16. Hoyo revestido con empaque con grava, completación sencilla en pozo desviado

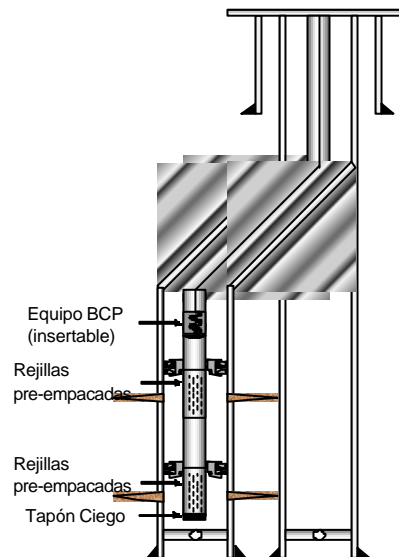


Figura 3-17. Hoyo revestido con rejilla pre-empacada, completación selectiva en pozo desviado

Para seleccionar la profundidad del intervalo a cañonear de cada yacimiento objetivo, se estudiaron los registros petrofísicos de los pozos seleccionados. Estos registros fueron el de potencial espontáneo (SP), rayos gamma (GR) y resistividad. En la figura 3-18 se muestra el registro descrito anteriormente para una de las arenas que atraviesa el pozo ES-402.

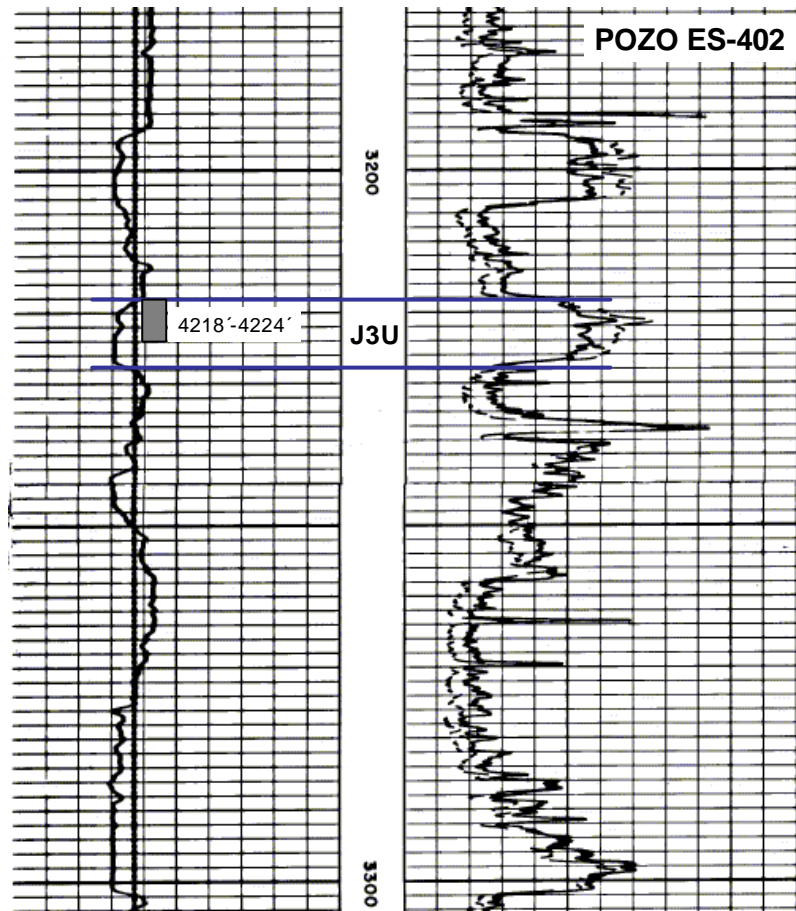


Figura 3-18. Registros eléctricos del pozo ES-402

Por último, se debe tener en cuenta que estas propuestas de completación se hicieron bajo la premisa de que la misma tendrá un tiempo funcional igual al tiempo de explotación del número de horizontes completados hasta llegar a una tasa de abandono de 25 BPD, es decir, que los diseños propuestos de completación no presentarán problemas mecánicos durante la vida productiva de los pozos.

Evaluación económica

Debido a que el Área Mayor de Socororo forma parte de los convenios operativos de PDVSA, cualquier propuesta de inversión a ser realizada debe regirse según las normas de capitalización de esta última. Los parámetros empleados para realizar el estudio son los siguientes:

- Fecha de inicio del proyecto: Enero, 2004.
- Precio del crudo: 23 \$/Bbl.
- Tasa de descuento: 10%.
- Aporte legal a PDVSA: 10 %.
- Tasa de cambio: 1.600,00 Bs/\$.
- Impuesto Sobre La Renta (ISLR): 50%.
- Porcentaje de regalías crudo/gas: 30 %.
- Horizonte económico del trabajo: Depende del pozo.

Los valores para precio del crudo y tasa de cambio fueron obtenidos de su cotización en el mercado para el 22 de Septiembre de 2003.

Tanto el porcentaje de declinación de tasa de petróleo como la tasa inicial de producción de petróleo para cada yacimiento fueron obtenidos del estudio de los comportamientos de producción realizados anteriormente.

Para determinar cuál completación era la mejor desde el punto de vista económico se tomó como parámetro de decisión el Valor Presente Neto (VPN), ya que otros parámetros como la Eficiencia de la Inversión no son usados en PDVSA para la evaluación de la rentabilidad de rehabilitaciones o reparaciones de pozos. Como requisito para que un proyecto sea viable, debe cumplirse que el VPN sea mayor que cero y el TIR mayor a 15 %.

Adicionalmente, aunque este parámetro no es usado para la decisión económica, se reportó el tiempo de recuperación de la inversión, el cual es obtenido del gráfico de flujo de caja acumulado vs tiempo (cuando la curva corta el eje del tiempo). En la figura 3-19 se aprecia el gráfico descrito anteriormente para completaciones sencillas con empaque con grava convencional del pozo ES-402.

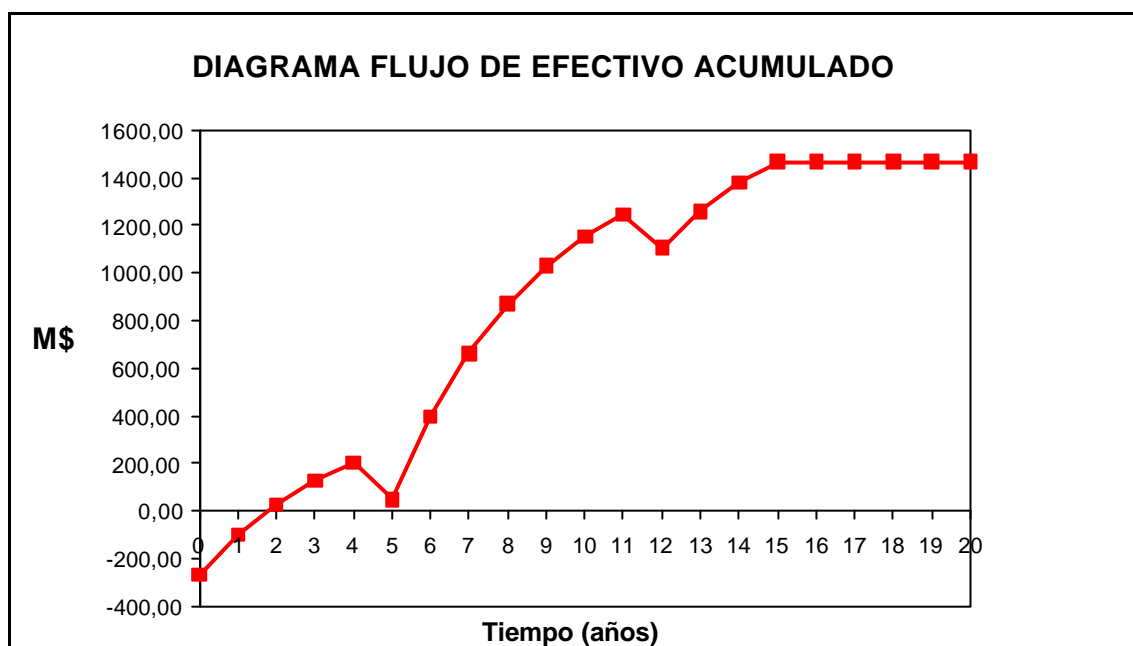


Figura 3-19. Flujo de efectivo acumulado para completación sencilla en el mismo hoyo, pozo ES-402

Ya que la mayoría de los pozos no cuenta con líneas de producción y de combustible, el costo de este trabajo debe ser agregado al costo total de la rehabilitación del pozo. En la tabla 3-19 se muestra el costo promedio de las líneas para el Área Mayor de Socororo (3,5 km de cada línea aproximadamente).

Tabla 3-19. Costo promedio de las líneas de producción y combustible

Costo líneas de producción y combustible	
Descripción	Bs.
Línea de producción 4"	48.314.000,00
Línea de combustible 2"	38.280.000,00
Total Bs.	86.594.000,00

En la tabla 3-20 se muestra el costo promedio de un trabajo de rehabilitación de pozos para el caso de una completación sencilla con empaque de grava convencional y equipo BCP.

Tabla 3-20. Costo promedio de rehabilitación con empaque con grava convencional y equipo BCP

Costo de las Actividades de RA/RC			
Descripción	Bs.	US \$	Bs. Equivalentes
Adecuación localización	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Mudanza de taladro	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Taladro contratado	62.269.190,00	19.506,00	93.478.790,00
Tubulares y accesorios	10.230.214,00	0,00	10.230.214,00
Cabezal y Árbol de navidad	8.000.000,00	17.786,00	36.457.600,00
Fluido de completación	2.290.926,00	16.897,00	29.326.126,00
Cementación	6.038.700,00	14.618,00	29.427.500,00
Registros eléctricos	11.231.040,00	27.115,00	54.615.040,00
Empaque con grava y liner ranurado	28.278.000,00	0,00	28.278.000,00
Cañoneo	7.000.000,00	0,00	7.000.000,00
Labor directa	1.750.000,00	0,00	1.750.000,00
Labor indirecta	2.730.000,00	0,00	2.730.000,00
Beneficios a empleados	1.225.000,00	0,00	1.225.000,00
Transporte propio	495.000,00	0,00	495.000,00
Transporte alquilado	14.500.000,00	0,00	14.500.000,00
Alquiler equipos de pesca	5.800.000,00	2.800,00	10.280.000,00
Daños a terceros	480.000,00	0,00	480.000,00
Totales	182.318.070,00	98.722,00	340.273.270,00

En la tabla 3-21 se muestra el costo promedio de un trabajo de rehabilitación de pozos para el caso de una completación selectiva con rejillas pre-empacadas y equipo BCP. El costo de esta completación no varía en una cantidad significativa para dos o tres intervalos, por lo cual se utilizó un valor promedio.

Tabla 3-21. Costo promedio de rehabilitación para completación selectiva con rejillas pre-empacadas y equipo BCP

Costo de las Actividades de RA/RC			
Descripción	Bs.	US \$	Bs. Equivalentes
Adecuación localización	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Mudanza de taladro	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Taladro contratado	68.496.109,00	21.456,00	102.825.709,00
Tubulares y accesorios	20.545.350,00	0,00	20.545.350,00
Cabezal v Árbol de navidad	8.000.000,00	17.786,00	36.457.600,00
Fluido de completación	2.290.926,00	16.897,00	29.326.126,00
Cementación	6.038.700,00	14.618,00	29.427.500,00
Registros eléctricos	11.231.040,00	27.115,00	54.615.040,00
Empaque (Rejillas pre-empacadas)	56.578.000,00	0,00	56.578.000,00
Cañoneo	17.000.000,00	0,00	17.000.000,00
Labor directa	1.750.000,00	0,00	1.750.000,00
Labor indirecta	2.730.000,00	0,00	2.730.000,00
Beneficios a empleados	1.225.000,00	0,00	1.225.000,00
Transporte propio	495.000,00	0,00	495.000,00
Transporte alquilado	14.500.000,00	0,00	14.500.000,00
Alquiler equipos de pesca	5.800.000,00	2.800,00	10.280.000,00
Daños a terceros	480.000,00	0,00	480.000,00
Totales	237.160.125,00	100.672,00	398.235.325,00

Para el caso de ser necesario evaluar la realización de un pozo desviado (“side track”), los costos promedio tanto para la rehabilitación del pozo con completación sencilla con empaque con grava convencional y equipo BCP, como para la completación selectiva con rejillas pre-empacadas y equipo BCP, se encuentran en las tablas 3-22 y 3-23 respectivamente.

Tabla 3-22. Costo promedio de rehabilitación con empaque con grava convencional y equipo BCP en pozo desviado

Costo de las Actividades de RA/RC			
Descripción	Bs.	US \$	Bs. Equivalentes
Adecuación localización	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Mudanza de taladro	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Taladro contratado	87.176.866,00	27.308,00	130.869.666,00
Mechas	2.242.269,00	10.690,00	19.346.269,00
Tubulares y accesorios	94.230.214,00	0,00	94.230.214,00
Cabezal y Árbol de navidad	8.000.000,00	17.786,00	36.457.600,00
Fluidos de perforación	19.556.366,00	59.661,00	115.013.966,00
Control de sólidos	551.976,00	11.032,00	18.203.176,00
Tratamiento de efluentes	15.629.000,00	24.450,00	54.749.000,00
Cementación	8.580.018,00	35.684,00	65.674.418,00
Perforación direccional	4.860.832,00	66.605,00	111.428.832,00
Registros eléctricos	11.231.040,00	27.115,00	54.615.040,00
Alquiler de herramientas de perforación	450.000,00	580,00	1.378.000,00
Empaque con grava y liner ranurado	28.278.000,00	0,00	28.278.000,00
Cañoneo	7.000.000,00	0,00	7.000.000,00
Labor directa	1.750.000,00	0,00	1.750.000,00
Labor indirecta	2.730.000,00	0,00	2.730.000,00
Beneficios a empleados	1.225.000,00	0,00	1.225.000,00
Transporte propio	495.000,00	0,00	495.000,00
Transporte alquilado	14.500.000,00	0,00	14.500.000,00
Daños a terceros	480.000,00	0,00	480.000,00
Totales	328.966.581,00	280.911,00	778.424.181,00

Tabla 3-23. Costo promedio de rehabilitación para completación selectiva con rejillas pre-empacadas y equipo BCP en pozo desviado

Costo de las Actividades de RA/RC			
Descripción	Bs.	US \$	Bs. Equivalentes
Adecuación localización	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Mudanza de taladro	10.000.000,00	0,00	10.000.000,00
Taladro contratado	93.403.785,00	29.259,00	140.218.185,00
Mechas	2.242.269,00	10.690,00	19.346.269,00
Tubulares y accesorios	100.450.000,00	0,00	100.450.000,00
Cabezal y Árbol de navidad	8.000.000,00	17.786,00	36.457.600,00
Fluidos de perforación	19.556.366,00	59.661,00	115.013.966,00
Control de sólidos	551.976,00	11.032,00	18.203.176,00
Tratamiento de efluentes	15.629.000,00	24.450,00	54.749.000,00
Cementación	8.580.018,00	35.684,00	65.674.418,00
Perforación direccional	4.860.832,00	66.605,00	111.428.832,00
Registros eléctricos	11.231.040,00	27.115,00	54.615.040,00
Alquiler de herramientas de perforación	450.000,00	580,00	1.378.000,00
Empaque (Rejillas pre-empacadas)	56.578.000,00	0,00	56.578.000,00
Cañoneo	17.000.000,00	0,00	17.000.000,00
Labor directa	1.750.000,00	0,00	1.750.000,00
Labor indirecta	2.730.000,00	0,00	2.730.000,00
Beneficios a empleados	1.225.000,00	0,00	1.225.000,00
Transporte propio	495.000,00	0,00	495.000,00
Transporte alquilado	14.500.000,00	0,00	14.500.000,00
Daños a terceros	480.000,00	0,00	480.000,00
Totales	379.713.286,00	282.862,00	832.292.486,00

Debido a que los pozos en estudio presentan condiciones mecánicas distintas, se evaluó cada pozo de forma individual. El tipo de evaluación que se le realizó a cada pozo se describe a continuación:

Pozo ES-402

Ya que este pozo cuenta con tres yacimientos reactivables (U1U (ES-402), TU (ES-402) Y J3U (ES-402)), se evaluó la posibilidad de realizar tres completaciones sencillas con empaque con grava convencional (en los años 1, 6 y 13) vs realizar una completación selectiva (los tres yacimientos a la vez en el año 1) con rejillas pre-empacadas.

Dada a la complejidad del pozo (3 tapones de hierro, 4 intervalos abiertos, 1 pez) para llegar al objetivo primario (yacimiento TU (ES-402)), se evaluó también la posibilidad de realizar un pozo desviado en el cual se evaluaron a su vez las dos opciones mencionadas en el párrafo anterior.

El horizonte económico para este pozo es de 15 años.

Pozo ES-406

Debido a que el pozo sólo presenta un yacimiento reactivable (P2 (ES-404)), se evaluó únicamente la completación sencilla con empaque con grava convencional vs realizar una completación sencilla pero con rejillas pre-empacadas, ambas con equipo BCP.

El horizonte económico para este pozo es de 8 años.

Pozo ES-407

Al igual que para el pozo ES-406, este pozo sólo presenta un yacimiento reactivable (P2 (ES-404)), por lo tanto, se evaluó únicamente la completación sencilla con empaque con grava convencional vs realizar una completación sencilla pero con rejillas pre-empacadas, ambas con equipo BCP.

El horizonte económico para este pozo es de 8 años.

Pozo ES-415

Este pozo cuenta con dos yacimientos reactivables (U2M (ES-413) y TU (ES-415)), por lo tanto, se evaluó la posibilidad de realizar dos completaciones sencillas con empaque con grava convencional (en los años 1 y 4) vs realizar una completación selectiva (los dos yacimientos a la vez en el año 1) con rejillas pre-empacadas.

El horizonte económico para este pozo es de 6 años.

Pozo ES-427

Como este pozo cuenta con tres yacimientos reactivables (U1L (ES-427), U1M (ES-427) Y R0 (ES-427)), se evaluó la posibilidad de realizar tres completaciones sencillas con empaque con grava convencional (en los años 1, 6 y 9) vs realizar una completación selectiva (los tres yacimientos a la vez en el año 1) con rejillas pre-empacadas.

Debido a la complejidad del pozo (4 intervalos abiertos y 3 tapones de hierro), y para llegar al objetivo primario (yacimiento U1L (ES-427)), se evaluó también la posibilidad de realizar un pozo desviado en el cual se evaluaron a su vez las dos opciones mencionadas en el párrafo anterior.

El horizonte económico para este pozo es de 16 años.

Pozo ES-446

Ya que este pozo cuenta con cuatro yacimientos reactivables (U4M,L (SOC-3), U2M (SOC-5), U1U (SOC-3) Y TU (ES-415)), se evaluó la posibilidad de realizar cuatro completaciones sencillas con empaque con grava convencional (en los años 1, 6, 10 y 17) vs realizar dos completaciones selectivas (dos yacimientos a la vez en los años 1 y 10) con rejillas pre-empacadas.

Debido a la complejidad del pozo (3 intervalo abiertos y 3 tapones de hierro), y para llegar al objetivo primario (yacimiento U4M,L (SOC-3)), se evaluó también la posibilidad de realizar un pozo desviado en el cual se evaluaron a su vez la completación con empaque con grava convencional vs rejillas pre-empacadas.

El horizonte económico para este pozo es de 20 años.

Pozo ES-447

Como este pozo cuenta con tres yacimientos reactivables (U1L (ES-427), R0 (ES-427) Y P1 (ES-427)), se evaluó la posibilidad de realizar tres completaciones sencillas con empaque con grava convencional (en los años 1, 5 y 14) vs realizar una completación selectiva (los tres yacimientos a la vez en el año 1) con rejillas pre-empacadas.

El horizonte económico para este pozo es de 14 años.

Pozo SOC-1

Debido a que el pozo sólo presenta un yacimiento reactivable (P2 (SOC-1)), se evaluó únicamente la completación sencilla con empaque con grava convencional vs realizar una completación sencilla con rejillas pre-empacadas, ambas con equipo BCP.

El horizonte económico para este pozo es de 5 años.

Pozo SOC-4

Este pozo cuenta con cinco yacimientos reactivables (U2U (ES-401), U2L (SOC-3), U2M (SOC-5), U1U (SOC-3) Y TU (ES-415)), por lo tanto, se evaluó la posibilidad de realizar cinco completaciones sencillas con empaque con grava convencional (en los años 1, 5, 10, 14 y 20) vs realizar dos completaciones selectivas (tres yacimientos a la vez en el año 1, y dos yacimientos a la vez en el año 14) con rejillas pre-empacadas.

El horizonte económico para este pozo es de 20 años.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo con la metodología descrita anteriormente para el desarrollo del trabajo, se presentan los resultados y su respectivo análisis de la siguiente manera:

Comportamiento de producción

La tabla 4-1 muestra el orden de explotación de cada yacimiento, así como también los valores de tasa inicial de petróleo, declinación del yacimiento, tiempo de producción y producción acumulada estimada, la cual es base para realizar el análisis económico de cada pozo.

Tabla 4-1. Esquema de explotación por pozo

Esquema de Explotación por Pozo						
Pozo	Yacimiento	Orden de Explotación	Tasa de petróleo estimada (bbl/d)	Declinación estimada del yacimiento (% anual)	Tiempo de producción hasta la tasa de abandono (meses)	Producción acumulada estimada (Ebl)
ES-402	J3U (ES-402)	3	50	26,0	33	35.841
	TU (ES-402)	2	150	26,0	83	175.676
	U1U (ES-402)	1	80	26,0	54	77.429
ES-406	P2 (ES-404)	1	70	12,6	99	131.028
ES-407	P2 (ES-404)	1	70	12,6	99	131.028
ES-415	TU (ES-415)	2	50	26,0	33	35.841
	U2M (ES-413)	1	50	26,0	33	35.841
ES-427	R0 (ES-427)	3	80	15,4	92	130.596
	U1M (ES-427)	2	50	26,0	33	35.841
	U1L (ES-427)	1	100	26,0	65	106.027
ES-446	TU (ES-415)	4	100	26,0	65	106.027
	U1U (SOC-3)	3	120	21,3	89	163.231
	U2M (SOC-5)	2	50	18,4	46	50.174
	U4M.L (SOC-3)	1	100	26,0	65	106.027
ES-447	P1 (ES-427)	4	30	26,0	9	7.458
	R0 (ES-427)	3	100	15,4	109	178.453
	U1L (ES-427)	2	70	26,0	48	63.516
SOC-1	P2 (SOC-1)	1	100	26,0	65	106.027
SOC-4	TU (ES-415)	5	50	26,0	33	35.841
	U1U (SOC-3)	4	80	21,3	66	94.578
	U2M (SOC-5)	3	50	18,4	46	50.174
	U2L (SOC-3)	2	100	26,0	65	106.027
	U2U (ES-401)	1	80	31,2	45	64.524

Se propuso explotar los yacimiento de abajo hacia arriba, es decir, de la arena más profunda a la más somera, debido a la facilidad operacional. La tasa de petróleo se estimó mediante el estudio del comportamiento de producción de los pozos vecinos y la ubicación del pozo en el yacimiento. La estimación del porcentaje de declinación del yacimiento fue obtenido del estudio del comportamiento de producción del yacimiento durante el tiempo que estuvo en producción. Para los que nunca han sido explotados o no poseían información de producción se utilizó un porcentaje de declinación del 26 % (promedio del área). Con la tasa inicial de petróleo esperada y el porcentaje de declinación del yacimiento, se obtuvo el tiempo de producción estimado hasta la tasa de abandono (25 Bbl/d) así como el petróleo recuperable para cada pozo.

En la tabla 4-2 se muestran los pozos que drenarán cada yacimiento, la declinación estimada, el POES, el petróleo producido y el factor de recobro hasta la actualidad, así como una estimación del petróleo a producir y el factor de recobro esperado con las labores de reacondicionamiento de los pozos. Otro de los valores mostrados en la tabla es el factor de recobro total (el cual es calculado sumando el petróleo producido actual con el petróleo estimado a producir, dividido por el petróleo original en sitio) y el factor de recuperación primaria del yacimiento.

Tabla 4-2. Esquema de explotación por yacimientos

Esquema de Explotación por Yacimiento							
Yacimiento	Pozo	Declinación estimada del yacimiento (% anual)	POES (Bbl)	Np actual (Bbl)	Np esperado (Bbl)	FR total (%)	Factor de recuperación primaria (%)
J3U (ES-402)	ES-402	26,0	888.000	2.209	35.841	4,28	15,0
P2 (SOC-1)	SOC-1	26,0	6.772.000	369.263	106.027	7,02	15,0
P2 (ES-404)	ES-406 ES-407	12,6	5.398.000	894.858	262.056	21,43	25,0
P1 (ES-427)	ES-447	26,0	829.000	124.338	7.458	15,90	20,0
RO (ES-427)	ES-427 ES-447	15,4	4.990.000	57.865	309.049	7,35	15,0
U1U (ES-402)	ES-402	26,0	2.426.000	73	77.429	3,19	15,0
U1U (SOC-3)	ES-446 SOC-4	21,3	7.745.000	472.047	257.809	9,42	15,0
TU (ES-402)	ES-402	26,0	5.169.000	0	175.676	3,40	10,0
TU (ES-415)	ES-415 ES-446 SOC-4	26,0	13.034.000	11.720	177.709	1,45	15,0
U2M (ES-413)	ES-415	26,0	2.025.000	0	35.841	1,77	10,0
U2M (SOC-5)	ES-446 SOC-4	18,4	4.851.000	420.158	100.348	10,73	15,0
U2L (SOC-3)	SOC-4	26,0	2.190.000	0	106.027	4,84	15,0
U1M (ES-427)	ES-427	26,0	5.587.000	0	35.841	0,64	15,0
U1L (ES-427)	ES-427 ES-447	26,0	5.015.000	0	169.543	3,38	15,0
U2U (ES-401)	SOC-4	31,2	5.590.000	250.814	64.524	5,64	15,0
U4M,L (SOC-3)	ES-446	26,0	10.515.000	0	35.841	0,34	8,0

De estudios recientes (año 2000) se obtuvieron los valores de POES y el factor de recuperación primaria observados en la tabla anterior, este último con la finalidad de verificar que el factor de recobro a obtener sea menor que el factor de recuperación primaria, ya que ésta es la mayor cantidad de petróleo que se puede extraer mediante métodos de recuperación primaria.

Evaluación económica

Una vez mostrado el esquema por pozo y por yacimiento respectivamente, se realizó una evaluación económica para las diferentes propuestas expuestas anteriormente en la metodología, esta evaluación económica será la que determine en última instancia la decisión de cuál trabajo de Ra/Rc se aplicará para cada pozo en estudio.

El criterio de selección que se utilizó para la elección del mejor trabajo de reacondicionamiento a aplicar a cada pozo, es el que le brinde mayor beneficio a la

compañía, es decir el VPN, teniendo en cuenta a su vez, el TIR, el tiempo de duración del proyecto y el de recuperación de la inversión, éstos se analizaron como parámetros secundarios.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la evaluación económica para cada pozo.

Pozo ES-402

A este pozo se le evaluaron todas las propuestas expuestas en la metodología debido a sus condiciones mecánicas actuales. Los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-3. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-402

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla	Completación selectiva	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	1.107.408.000,00	484.827.200,00	1.545.552.000,00	922.976.000,00
VPN (Bs.)	1.041.712.000,00	1.188.576.000,00	732.608.000,00	879.456.000,00
TIR (%)	47,29	46,26	23,87	25,43
Tiempo de recuperación (años)	1,79	2,06	5,50	5,00

Comparando las cuatro propuestas anteriores, se puede observar que todas son aplicables al pozo, pero las completaciones en el mismo hoyo son las que brindan mayor beneficio. Analizando estas propuestas se observa que son muy similares respecto al tiempo de recuperación de la inversión y del TIR. La propuesta escogida como la más adecuada para el pozo fue la de completación selectiva realizada en tres arenas con rejillas pre-empacadas en un solo trabajo de reacondicionamiento, ya que esta completación es la que genera el mayor valor presente neto de todas las propuestas.

Pozo ES-406

A este pozo sólo se le evaluaron dos propuestas ya que presenta un solo yacimiento explotable y no presenta complicaciones mayores en el hoyo, razón por la cual se descartó la posibilidad de realizar un pozo desviado. Los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-4. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-406

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla (empaque convencional)	Completación sencilla (pre-empacado)	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	426.864.000,00	484.832.000,00	-	-
VPN (Bs.)	615.040.000,00	579.664.000,00	-	-
TIR (%)	51,26	44,86	-	-
Tiempo de recuperación (años)	1,63	1,83	-	-

Evaluando estas dos alternativas, se observa que el valor presente neto y el TIR son mayores en la completación sencilla con empaque con grava convencional que en la otra propuesta, además la recuperación de la inversión es percibida en menor tiempo. La propuesta a aplicar será la completación sencilla con empaque con grava convencional, ya que es la que brinda mayor beneficio.

Pozo ES-407

A éste pozo, al igual que al ES-406, sólo se le evaluaron dos propuestas a ser realizadas en un mismo trabajo de reacondicionamiento, ya que presenta un solo yacimiento explotable y no posee mayores complicaciones en el hoyo, por lo cual se descartó la posibilidad de realizar un pozo desviado. A este pozo se le evaluaron la completación sencilla con empaque con grava convencional y con rejillas pre-empacadas. Los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-5. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-407

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla (empaque convencional)	Completación sencilla (pre-empacado)	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	426.864.000,00	484.832.000,00	-	-
VPN (Bs.)	615.040.000,00	579.664.000,00	-	-
TIR (%)	51,26	44,86	-	-
Tiempo de recuperación (años)	1,63	1,83	-	-

La propuesta a aplicar será la completación sencilla con empaque con grava convencional, ya que es la que brinda mayor beneficio.

Pozo ES-415

A este pozo se le evaluaron dos propuestas trabajadas ambas en el mismo hoyo, ya que no presenta mayores complicaciones mecánicas, por esto se descartó la posibilidad de realizar un pozo desviado. Este pozo presenta dos yacimientos explotables y los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-6. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-415

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla	Completación selectiva	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	767.136.000,00	484.828.800,00	-	-
VPN (Bs.)	111.104.000,00	213.840.000,00	-	-
TIR (%)	17,98	24,91	-	-
Tiempo de recuperación (años)	4,17	3,05	-	-

Evaluando estas dos proposiciones, se observa que el valor presente neto y el TIR son mayores en la completación selectiva con rejillas pre-empacadas que en la otra propuesta, además la recuperación de la inversión es percibida en menor tiempo. Analizándolas, se evidencia que es más beneficioso aplicar la completación selectiva con rejillas pre-empacadas para dos arenas en un mismo trabajo de Ra/Rc, que realizar completaciones sencillas con empaque convencional para dos arenas en dos trabajos distintos de Ra/Rc.

Pozo ES-427

A este pozo igual que en ES-402, se le evaluaron todas las propuestas expuestas debido a sus condiciones mecánicas actuales. Los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-7. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-427

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla	Completación selectiva	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	1.107.408.000,00	484.828.800,00	1.545.552.000,00	922.976.000,00
VPN (Bs.)	908.512.000,00	1.104.512.000,00	598.560.000,00	794.560.000,00
TIR (%)	54,54	53,28	22,72	25,96
Tiempo de recuperación (años)	1,29	1,49	2,89	3,16

Comparando las cuatro propuestas anteriores, se observa que todas son aplicables al pozo; pero las completaciones en el mismo hoyo son las que mayores beneficios brindan, pues son muy similares respecto al tiempo de recuperación de la inversión y del TIR. La alternativa más adecuada para el pozo, es la completación selectiva realizada en tres arenas con rejillas pre-empacadas en un solo trabajo de reacondicionamiento, porque genera el mayor valor presente neto de todas las propuestas y por ende aporta el mayor beneficio para la empresa.

Pozo ES-446

A este pozo igual al ES-402 y al ES-427, se le evaluaron todas las propuestas expuestas debido a sus condiciones mecánicas actuales. Los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-8. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-446

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla	Completación selectiva	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	1.447.696.000,00	883.072.000,00	1.885.840.000,00	1.321.200.000,00
VPN (Bs.)	1.077.760.000,00	1.211.984.000,00	743.408.000,00	877.632.000,00
TIR (%)	51,96	49,83	22,29	23,99
Tiempo de recuperación (años)	1,36	1,57	3,17	3,50

Comparando las cuatro alternativas anteriores, se muestra que, aun cuando todas son aplicables al pozo, las completaciones en el mismo hoyo (que son muy similares respecto al tiempo de recuperación de la inversión y del TIR) son las que mayor beneficios brindan. Después de analizar ambas propuestas se observó que es más provechoso aplicar la completación selectiva con rejillas pre-empacadas para dos arenas en dos trabajos de Ra/Rc, en lugar de realizar completaciones sencillas con empaque convencional para cuatro arenas en cuatro trabajos distintos, porque genera el mayor valor presente neto, y por ende es más lucrativo para la empresa.

Pozo ES-447

A este pozo sólo se le evaluaron dos propuestas trabajadas en el mismo hoyo ya que no presenta mayores complicaciones mecánicas, razón por la que se descartó la posibilidad de realizar un pozo desviado. Este pozo presenta tres yacimientos explotables y los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-9. Resultados de la evaluación económica del pozo ES-447

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla	Completación selectiva	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	1.107.408.000,00	484.828.800,00	-	-
VPN (Bs.)	884.640.000,00	1.038.208.000,00	-	-
TIR (%)	42,65	44,26	-	-
Tiempo de recuperación (años)	1,96	2,30	-	-

Evaluando estas alternativas, se muestra que el valor presente neto y el TIR son mayores en la completación selectiva con rejillas pre-empacadas que en la otra propuesta, además, de acuerdo a lo dicho anteriormente, se observa que es más beneficio aplicar la completación selectiva con rejillas pre-empacadas para tres arenas en un mismo trabajo de Ra/Rc, que realizar completaciones sencillas con empaque convencional para tres arenas en tres trabajos distintos de Ra/Rc. Por lo tanto, la propuesta a aplicar será la completación selectiva con rejillas pre-empacadas en un mismo trabajo de reacondicionamiento porque aporta mayor beneficio a la empresa.

Pozo SOC-1

A este pozo sólo se le evaluaron dos propuestas, en primer lugar, porque presenta un solo yacimiento explotable, y por último, no presenta complicaciones mayores en el hoyo, estas razones, a su vez, fueron las que condujeron a descartar la posibilidad de realizar un pozo desviado. Los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-10. Resultados de la evaluación económica del pozo SOC-1

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla (empaque convencional)	Completación sencilla (pre-empacado)	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	426.864.000,00	484.832.000,00	-	-
VPN (Bs.)	533.760.000,00	501.136.000,00	-	-
TIR (%)	64,17	55,19	-	-
Tiempo de recuperación (años)	1,16	1,31	-	-

Evaluando estas dos alternativas a ser realizadas en un mismo trabajo de reacondicionamiento, se observa que el valor presente neto y el TIR son mayores en la completación sencilla con empaque convencional que en la otra propuesta, además, la recuperación de la inversión es percibida en menor tiempo. La propuesta a aplicar será la completación sencilla con empaque convencional que es la que brinda mayor beneficio.

Pozo SOC-4

A este pozo sólo se le evaluaron dos propuestas trabajadas en el mismo hoyo ya que no presenta mayores complicaciones mecánicas; condición que nos llevo a descartar la posibilidad de realizar un pozo desviado. Este pozo presenta cinco yacimientos explotables; y los resultados obtenidos de la evaluación económica se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 4-11. Resultados de la evaluación económica del pozo SOC-4

Parámetro de Decisión	Mismo Hoyo		Pozo Desviado "Side Track"	
	Completación sencilla	Completación selectiva	Completación sencilla	Completación selectiva
Inversión (Bs.)	1.787.952.000,00	883.056.000,00	-	-
VPN (Bs.)	810.864.000,00	1.046.160.000,00	-	-
TIR (%)	38,68	42,54	-	-
Tiempo de recuperación (años)	1,87	2,21	-	-

Evaluando estas alternativas, se muestra que el valor presente neto y el TIR son mayores en la completación selectiva con rejillas pre-empacadas que en la otra propuesta. Analizándolas, se observa que es más beneficio aplicar la completación selectiva con rejillas pre-empacadas para tres arenas en un mismo trabajo de Ra/Rc y luego realizar otra completación selectiva en dos arenas para un mismo trabajo de Ra/Rc, que realizar completaciones sencillas con empaque convencional para cinco arenas en cinco trabajos distintos de Ra/Rc. La propuesta a aplicar será la completación selectiva con rejillas pre-empacadas en dos trabajos de reacondicionamiento que es la que genera mayor beneficio a la empresa.

Propuestas de reacondicionamiento

Una vez seleccionada la alternativa que conducirá a la rehabilitación óptima de cada pozo durante la vida productiva de los mismos, se presentan los resultados por pozo de la siguiente forma: el diagrama actual del pozo, el objetivo perseguido, la recomendación de un procedimiento de trabajo, y el diagrama propuesto para el

mismo. A continuación se presenta la propuesta para el pozo ES-402, las propuestas para el resto de los pozos se encuentran en el Apéndice A.

Pozo ES-402

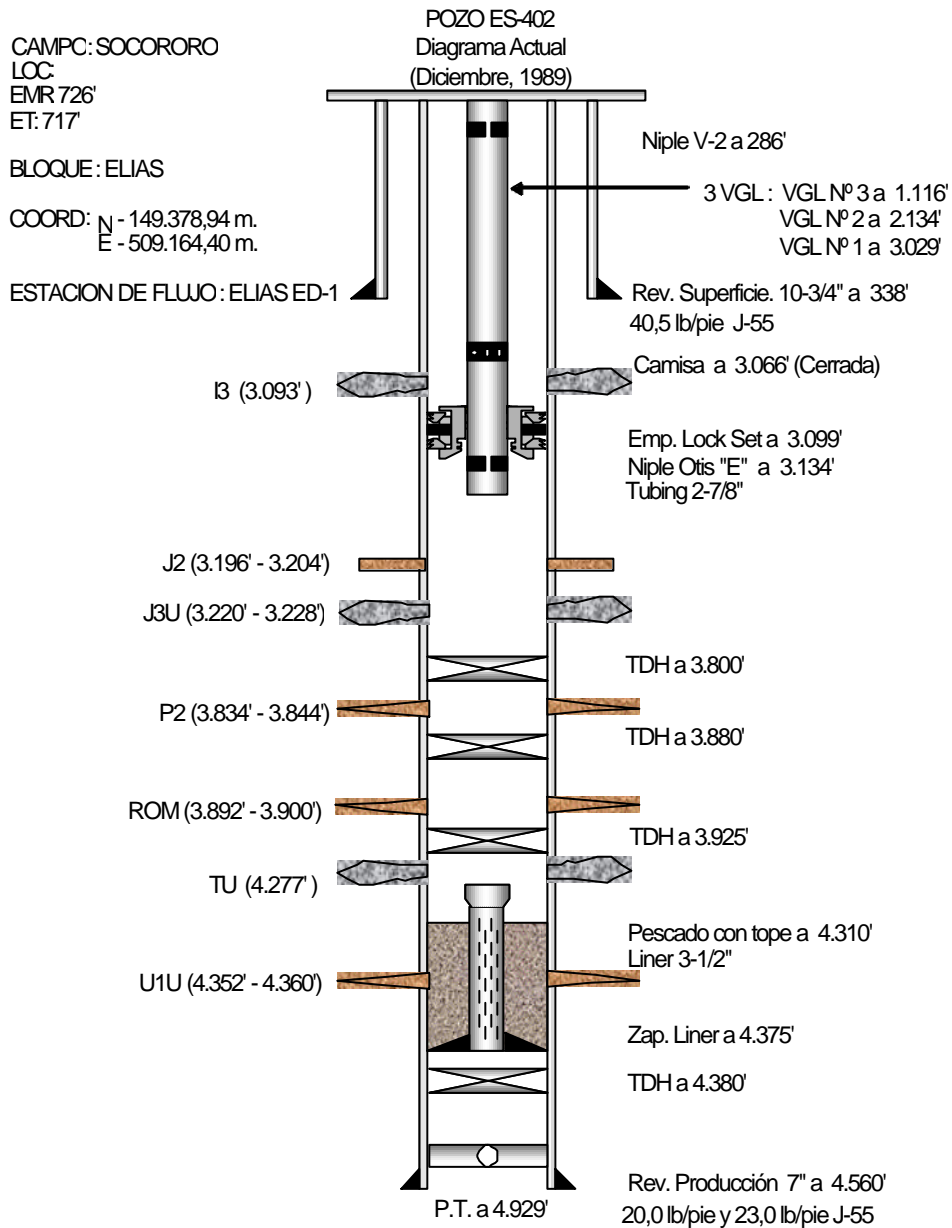


Figura 4-1. Diagrama actual del pozo ES-402

Objetivo:

Se propone abandonar la arena J2 y completar las arenas J3U, TU y U1U mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 3099´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena J2) de 3196´ – 3204´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 3800´.
9. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena P2) de 3834´ – 3844´.
10. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
11. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 3880´.
12. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena ROM) de 3892´ – 3400´.
13. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
14. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 3925´.
15. Recuperar la completación existente (“liner” con tope a 4310´) y realizar limpieza del hoyo.
16. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena U1U) de 4352´ - 4360´.
17. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
18. Cañonear los siguientes intervalos: 4354´ – 4372´ (arena U1U), 4272´ – 4292´ (arena TU) y 3218´ – 3224´ (arena J3U).

19. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U1U, TU y J3U con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 3206' – 3236', 4262' – 4302' y 4343' - 4390', con camisas deslizantes internas, con empacaduras hidráulicas a 3206', 4262' y 4343' pies, tapón ciego a 4390 y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavity Progresiva (BCP).
20. Probar espacio anular con 300 lppc.
21. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
22. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

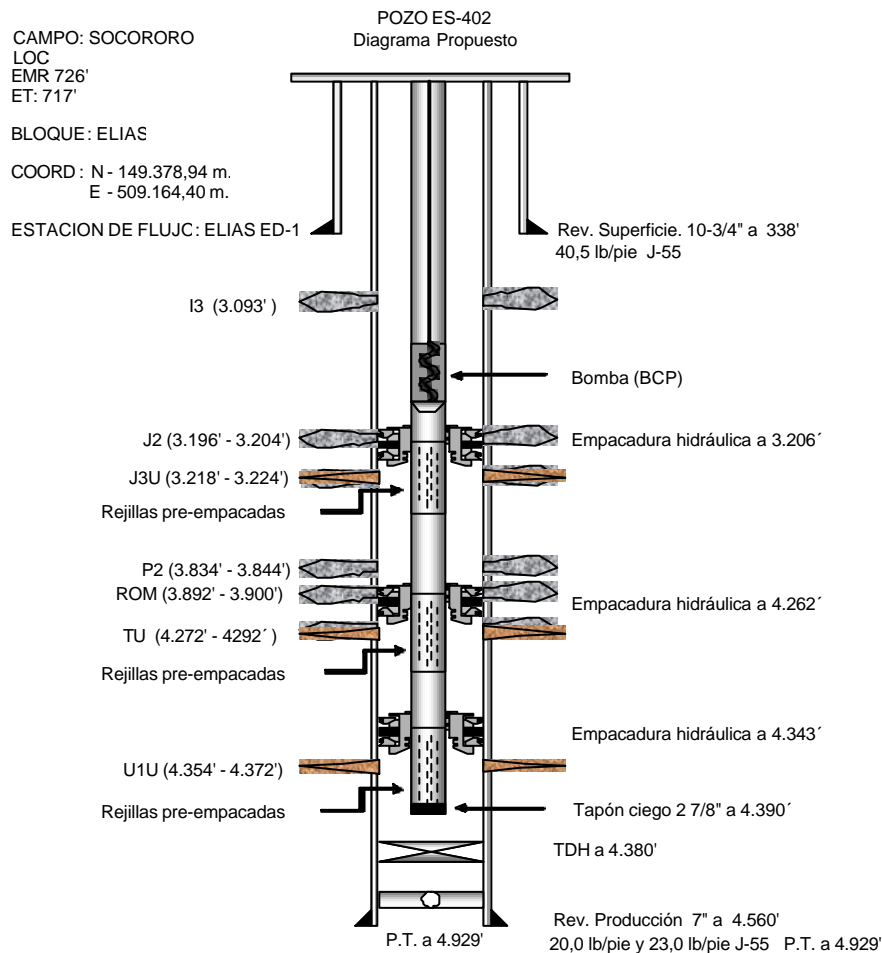


Figura 4-2. Diagrama propuesto del pozo ES-402

CAPITULO V

CONCLUSIONES

- Para la selección de las propuestas de completación se realizó un estudio técnico-económico, con la finalidad de generar el mayor beneficio para la empresa.
- Las propuestas de completación se hicieron bajo la premisa de que las mismas tendrán un tiempo funcional igual al tiempo de explotación del horizonte completado, es decir, que los diseños propuestos no presentarán problemas mecánicos durante la vida productiva de los pozos.
- Desde el punto de vista económico es más viable trabajar en el mismo hoyo que realizar un pozo desviado (“side track”).
- El principal problema del área es el arenamiento acelerado de los pozos y la aplicación de métodos de control de arenas ineficientes.
- Para los pozos que cuentan con un solo horizonte productor es más rentable realizar completaciones con un empaque con grava convencional.
- Para los pozos que cuentan con más de un horizonte productor resulta más económico realizar completaciones selectivas con rejillas pre-empacadas.
- El tamaño de la grava, así como el de las ranuras de las rejillas, para ambos casos va a depender de las pruebas granulométricas que se le realicen a los núcleos.
- La Bomba de cavidad progresiva, es el método de levantamiento artificial utilizado para las propuestas de reacondicionamiento.

CAPITULO VI

RECOMENDACIONES

- Realizar un pozo desviado (“side track”) en pozos con más de un horizonte productor.
- Evaluar el tiempo de vida funcional de un empaque con grava, tanto convencional como pre-empacado.
- Estudiar la factibilidad técnica de realizar completaciones simultáneas con rejillas pre-empacadas y producirlas selectivamente.
- Correr los registros de cementación, sónico y saturación, con la finalidad de conocer las condiciones en las que se encuentran el pozo y los yacimientos que atraviesa el mismo.
- Ejecutar pruebas de análisis granulométrico antes de la implementación de un método de control de arena y no extrapolar resultados de un pozo a otro o de una arena a otra.
- Utilizar los métodos de Schwartz o Saucier para el cálculo del tamaño de la grava a utilizar en los empaques, ya que estas toman en consideración el grado de uniformidad de la formación y la distribución total de los granos.
- Elaborar un estudio detallado de los yacimientos con la finalidad de verificar que los datos que se encuentran en los estudios más recientes (al año 2000) sean validados.
- Reconstruir las historias de pozos y los sumarios de producción, para minimizar las inconsistencias encontradas.
- Realizar un estudio de la funcionalidad de la bomba de cavidad progresiva en todos los pozos a reacondicionar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Universidad Central de Venezuela Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Petróleo. "Completación y Reacondicionamiento".
2. BARBERII, Efraín. "El Pozo Ilustrado". Ediciones FONCIED. Primera edición en CD-ROM. Caracas, 1998. Pág. 150-153, 192-193
3. PEÑARANDA, Juan y TREJO, Ely. "Estudio y diseño de esquemas de completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo". Trabajo Especial de Grado. Caracas, Noviembre 2002. Pág. 32-35, 149-168, 171-175
4. DÍAZ, Cristian y DÍAZ, Yoslery. "Diagnóstico del problema de producción de arena y Desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el Área Mayor de Socororo". Trabajo Especial de Grado. Caracas, Abril 2002. Pág. 22-36, 40-44, 50-53
5. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). "Completación y reacondicionamiento de pozos". Segunda versión. Mayo, 1997. Cap. 6, Pág. 1-17
6. ESSENFELD, Martin. "Sistema Pozos/Yacimiento". Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Julio, 1995. Cap. 3, Pág. 1-13
7. ARBONES, E.: "Ingeniería Económica" Barcelona, 1986.
8. BACA, G.: "Ingeniería Económica". Bogota, 1996. Pág. 11-12, 82-89
9. MARQUES, David y RONDÓN, María. "Estudio para el mejoramiento de la productividad de los pozos del área mayor de Socororo, mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial". Trabajo Especial de Grado. Caracas, Octubre 2002. Pág. 41-42, 47-48

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
\$/Bbl	Dólares por barril.
% AyS	Porcentaje de Agua y Sedimentos.
ρ	Densidad del fluido (gr/cm ³ , lb/gal, etc).
σ	Resistencia a la tensión del material.
β_o	Factor Volumétrico del petróleo.
°F	Grados Fahrenheit.
μ_o	Viscosidad del petróleo (cps).
AMS	Área Mayor de Socororo.
API	American Petroleum Institute.
Bbls	Barriles.
BCP	Bombeo de Cavidad Progresiva.
BMC	Bombeo Mecánico Convencional.
BN	Barriles Normales.
BNA	Barriles Normales de Agua.
BNP	Barriles Normales de Petróleo.
BNPD	Barriles Normales de petróleo por día.
Bot	Botella.
BPD	Barriles por día.
BPPD	Barriles de Petróleo por Día.
Bs	Bolívares.
C	Area abierta requerida.
C.A	Compañía Anónima.
CBL-VDL	Registros de evaluación de cemento.
CF	Cuello Flotador.
Cm ²	Centímetros cuadrados.
COORD	Coordenadas.

Cp	Centipouse.
D	Día.
DE	Diámetro externo
DI	Diámetro interno.
Dm	Diámetro del rotor
E	Excentricidad de la bomba.
EI	Eficiencia de Inversión.
Emp	Empacadura.
EMR	Elevación Mesa Rotaria.
ET	Elevación del Terreno.
FDC	Perfil eléctrico y de densidad.
FR	Factor de recobro.
GOES	Gas Original en Sitio, PCN.
Gp	Gas producido.
H	Espesor del Yacimiento.
HP	Horse Power.
Hr	Horas.
IP	Indice de productividad.
ISLR	Impuesto Sobre La Renta.
Kf	Permeabilidad final efectiva.
Kg	Kilogramos.
Ki	Permeabilidad inicial efectiva.
K _o	Permeabilidad del Petróleo.
K _o	Permeabilidad del petróleo.
L	Longitud de la ranura.
LAG	Levantamiento Artificial por Gas.
Lb	Libras.
LOC	Localización.
LPG	Libras por Galón.
Lppc	Libras por pulgada cuadrada.
M ³	Metros cúbicos.

MBN	1×10^3 Barriles Normales.
MD	1×10^{-3} Darcy.
MMBN	1×10^6 Barriles Normales.
MMBs	1×10^6 Bolívares.
MMMPCN	1×10^9 Pies Cúbicos Normales.
N/S/E/O/E	Norte/Sur/Este/Oeste (rumbos variados).
Np	Petróleo producido.
P	Presión, Lpc.
Pbnm	Pies bajo el nivel del mar.
PCN	Pies Cúbicos Normales.
PDVSA	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima.
Pe	Presión Estática, Lpc.
PF	Profundidad Final.
POES	Petróleo Original en Sitio, BN.
Pr	Presión de Yacimiento, Lpc.
Pulg	Pulgadas.
Pwf	Presión de Fondo Fluyente.
Q _o	Tasa de petróleo.
Ra / Rc	Rehabilitación / Reacondicionamiento.
Re	Radio efectivo de Drenaje.
Rev	Revestimiento.
RGP	Relación Gas – Petróleo, PCN/BN.
RPM	Revoluciones por minuto.
Rw	Radio del Pozo.
S.A.	Sociedad Anónima.
SP	Registro eléctrico de Potencial Espontáneo.
T	Temperatura.
TDC	Tapón de Cemento.
TDH	Tapón de Hierro.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
Tm	Tensión máxima permitida.

VPN	Valor Presente Neto.
W	Ancho de la ranura, (pulg).
Wp	Agua producida

Glosario de Términos

Anular: Espacio que rodea a la tubería en el pozo. La pared externa del espacio anular puede ser la formación o el revestidor.

API: American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

Arcillas: son minerales muy pequeños con una micro estructura en capas y un gran área de superficie, los materiales arcillosos están formados por pequeñas partículas que son clasificadas según su estructura dentro de un grupo específico denominado minerales arcillosos.

Arcillosidad: Volumen de arcilla que se encuentra en la arena, a mayor volumen de arcilla menor será la permeabilidad.

Arco de arena: arco formado alrededor de los túneles de perforación, con capacidad de soportar cargas y esfuerzos verticales.

Área: división geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y/o producción.

Arena: Material granular suelto, resultante de la desintegración de las rocas, formada principalmente por sílice.

Arenamiento: fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

Arenisca: roca sedimentaria clástica formada por granos de arena cuyo tamaño varía entre 2 – 0,0625 mm.

Asfáltenos: Son depósitos orgánicos que provienen de la perturbación del equilibrio de los crudos, y pertenecen al grupo de los bitúmenes, en el cual se encuentran también los maltenos y las resinas.

Buzamiento: mide el ángulo entre el plano a estudiar y el plano horizontal.

Campo: proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico

Cañoneo: método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.

Cementación: proceso que, mediante la aplicación de mezclas aguadas de cemento de determinadas características y la utilización de herramientas especiales, sirve para cementar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el hoyo. También se utiliza para forzar por presión a través de orificios hechos en el revestidor, una mezcla aguada de cemento hacia la formación.

Centipoise (cp): Unidad de viscosidad equivalente a una centésima de poise. Un poise es un gramo por metro-segundo y un centipoise es un gramo por centímetro-segundo.

Circulación en Reverso: Método que consiste en bombear la grava hacia el pozo por el espacio anular y circular el fluido de transporte hacia superficie por dentro de la tubería de lavado.

Compactación: es el proceso físico donde los sedimentos son consolidados, resultando una reducción de los poros entre los granos.

Completación: es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

Consolidación: este término está relacionado con los sedimentos que se han compactado y cementado hasta el grado de convertirse en un sólido. Las consecuencias típicas de consolidación incluyen un aumento en la densidad y la velocidad acústica, y una disminución en la porosidad.

Corte de agua: representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

Crossover: Equipo que se utiliza en la completación de un pozo, para desviar la grava del empaque hacia el espacio entre la rejilla ó liner ranurado y las perforaciones, permitiendo al mismo tiempo circular el fluido de transporte de la grava hacia superficie.

Darcy: Se dice que una roca o cualquier material tiene una permeabilidad de 1 Darcy, cuando una atmósfera de presión es capaz de forzar un líquido de 1 centipoise a través de una muestra de 1 centímetro de largo y 1 centímetro cuadrado de sección transversal, imprimiéndole una velocidad de 1 centímetro por segundo.

Datum: Nivel de profundidad tomado como referencia.

Densidad: Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen. En la terminología petrolera la densidad de los fluidos se denomina con frecuencia "peso" y

se expresa en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lb/pie³) o en gramos por centímetro cúbicos (g/cm³) principalmente.

Diferencial de presión: (pe-pwf) (Drawdown). Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

Emulsión: es la formada cuando un líquido inmiscible disperso en otro y usando un químico, reduce la tensión interfacial entre los dos, logrando la estabilidad.

Esfuerzo: es la fuerza aplicada a un cuerpo pudiendo éste resultar deformado o tensionado.

Estimulaciones: técnicas de rehabilitación aplicadas a los pozos, para estimular su capacidad productora. Entre estas técnicas se encuentran: forzamiento de arena con petróleo, forzamiento de arena con agua, fracturamiento, acidificación, lavado de perforaciones y fracpack.

Factor de recobro: Representa el porcentaje del hidrocarburo original en sitio que se puede recuperar económicamente, y su valor dependerá de las características del sistema roca – fluido, del mecanismo de producción, de las características geológicas del yacimiento y de otros factores ajenos al yacimiento donde interviene directamente la mano del hombre, tales como la perforación y completación de los pozos y la estrategia de explotación del yacimiento.

Falla: Término geológico que significa una rotura de la formación hacia arriba o hacia abajo, en los estratos subterráneos.

Filtrado: el líquido que atraviesa la costra formada por el filtro influenciado por el diferencial de presión.

Fino: es aquella partícula que posea un tamaño entre el rango de 44 a 74 micrones.

Fluido de perforación: es aquel fluido que se utiliza en los trabajos de perforación donde éste posee cantidades insignificantes de sólidos suspendidos en el agua emulsionada o en el petróleo.

Formación: se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Fracturamiento: es una forma de permitir el acceso a los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Se dirige fluido a alta presión hacia la roca, causando su ruptura. Para mantener la ruptura abierta se emplean aditivos (agentes de sostén).

Gas natural: una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se encuentra en muchos tipos de roca sedimentaria y estrechamente relacionadas a petróleo crudo, diferenciándose de ésta en el rango de hidrocarburos y sus constituyentes. El gas natural es principalmente parafínico, consiste principalmente de metano, con proporciones significativas de etano, propano, butano y algo de pentano, y usualmente nitrógeno y dióxido de carbono. Otra definición.- Es el gas natural asociado y no asociado, en su estado natural. Puede ser húmedo si tiene condensado, o ser seco si no tiene condensado.

Gradiente de fractura: Presión por pie de profundidad que se requiere para que se inicie la fractura de una formación o arena.

Grado API: clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la fórmula: $[141.5 / \text{Grav. Espec. A } 16^\circ \text{ C}] - 131.5$.

Lodo de perforación: Fluido de perforación de base agua o base petróleo, cuyas propiedades han sido alteradas por sólidos, naturales o de producción industrial,

disueltos y/o suspendidos. Es utilizado para hacer circular hacia fuera los recortes, posee también muchas otras funciones en la perforación de un pozo.

Núcleo: Es una muestra cilíndrica tomada de la formación para análisis geológico.

Percentil: Es la fracción de una muestra, expresada en porcentaje. Se define como peso de la fracción entre peso total de la muestra.

Perfil Potencial Espontáneo (SP): los potenciales espontáneos normalmente son causados por la presencia de una interfaz semipermeable que impide la difusión de iones a través del espacio poroso.

Permeabilidad efectiva: es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso.

Permeabilidad relativa: es la relación que se establece entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad: Es la propiedad que posee la roca de permitir el movimiento de fluidos a través de su red de poros interconectados. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada y para un fluido homogéneo siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La permeabilidad se mide en milidarcys (md).

Petróleo: una mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:

- Crudo Liviano > 30° API.

- Crudo Medio 22-30°API.
- Crudo Pesado < 22° API.

Poro: es el espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad de la roca.

Porosidad: Es la relación que hay entre el volumen vacío en el interior de una roca y su volumen bruto.

Pozo abandonado: un pozo que actualmente no está produciendo, debido a que fue originalmente seco (dry hole) o debido a que ha cesado de producir. La regulación peruana requiere que los pozos abandonados sean taponados para prevenir la contaminación de petróleo, gas o agua desde un estrato hacia otro.

Pozo de gas: hoyo que tiene como objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

Pozo: hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

Presión de poro: Es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los poros de la roca. También se le considera la presión del yacimiento.

Presión hidrostática: Presión ejercida por una columna de fluido; se expresa habitualmente en libras por pulgada cuadrada (lpc).

Pronóstico (Análisis de curvas de declinación): Es la declinación a futuro que resulta de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.

Reacondicionamiento (Workover): Trabajo realizado en pozos de petróleo, gas o de inyección después de haberse cumplido la perforación y completación inicial.

Registro de cementación (CBL/VDL): Perfil de cementación CBL “Cement Bong Log” es un registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería; la amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería: esta es máxima cuando la tubería está libre y mínima frente a una tubería perfectamente cementada. Conjuntamente con el CBL se registra la densidad variable de ondas VDL “Variable Density Log” es una representación cualitativa del tren completo de ondas que llegan hasta un receptor ubicado a 5 pies del transmisor.

Registro de Saturación (Carbono – Oxígeno): Se basa en la medición de los rayos gamma emitidos por los distintos elementos que constituyen la formación, cuando estos son sometidos a un continuo bombardeo de neutrones de altísima energía; cada elemento emite rayos gamma distintos, lo cual hace muy valioso el uso de este perfil para determinar los tipos y cantidades de elementos presentes en las formaciones evaluadas, lo cual puede convertirse en datos sobre el tipo y saturación de fluido en la formación.

Rehabilitación de Pozos (RA/RC): operación programada que se realiza con fines de reestablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad. Presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, recañoneo y/o terminación a pozos.

Reparación: trabajos que se hacen únicamente en las instalaciones de superficie o de subsuelo de los pozos con fines de corregir inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos.

Reservas posibles: estimado de reservas de petróleo o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

Reservas probables: estimado de las reservas de petróleo y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

Reservas probadas: la cantidad de petróleo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

Reservas recuperables: la proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

RGP: es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dadas.

Sarta de perforación: tubería de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

Tapón de hierro: Es un tipo de tapón que se coloca en el revestidor permanentemente o temporalmente para aislar una zona indeseable o agotada.

Técnica de Squeeze: Método utilizado para forzar la grava hacia el yacimiento.

Técnica Washdown: Método que se utiliza para colocar grava en las perforaciones, en este método la rejilla o liner ranurado se coloca a la mitad de las perforaciones, teniendo como principal ventaja que la rejilla es lavada al final del proceso.

Viscosidad: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

Yacimiento: acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Zapata: Pieza que se coloca al final de la tubería de revestimiento, rejilla o liner ranurado para servir de soporte ó anclaje, la misma puede estar enroscada ó soldada.

APÉNDICE A

PROPUESTAS DE REACONDICIONAMIENTO

Pozo ES-406

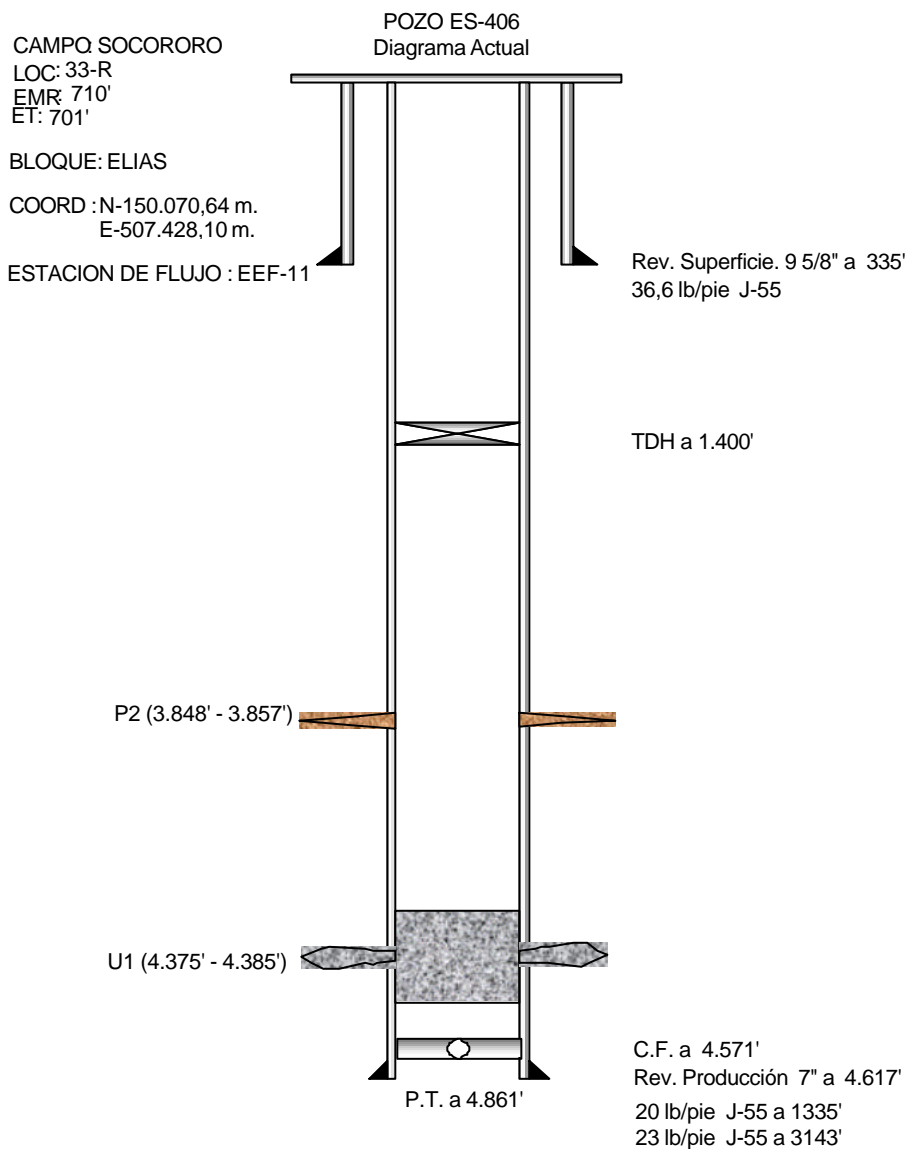


Figura A-1. Diagrama actual del pozo ES-406

Objetivo:

Se propone completar en la arena P2 mediante una completación sencilla con empaque con grava convencional y levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 1400´.
5. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena P2) de 3848´ - 3857´.
6. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
7. Asentar tapón de hierro a 3870´.
8. Cañonear el intervalo 3849´ – 3856´ (arena P2).
9. Recompletar sencillo con empaque con grava convencional en la arena P2 con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con empacadura del "liner" ranurado a 3838´ y zapata del "liner" a 3868´ (grava de YxZ" y ranuras de W"), con empacadura tubing ancla 3788´ pies y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
10. Probar espacio anular con 300 lppc.
11. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
12. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

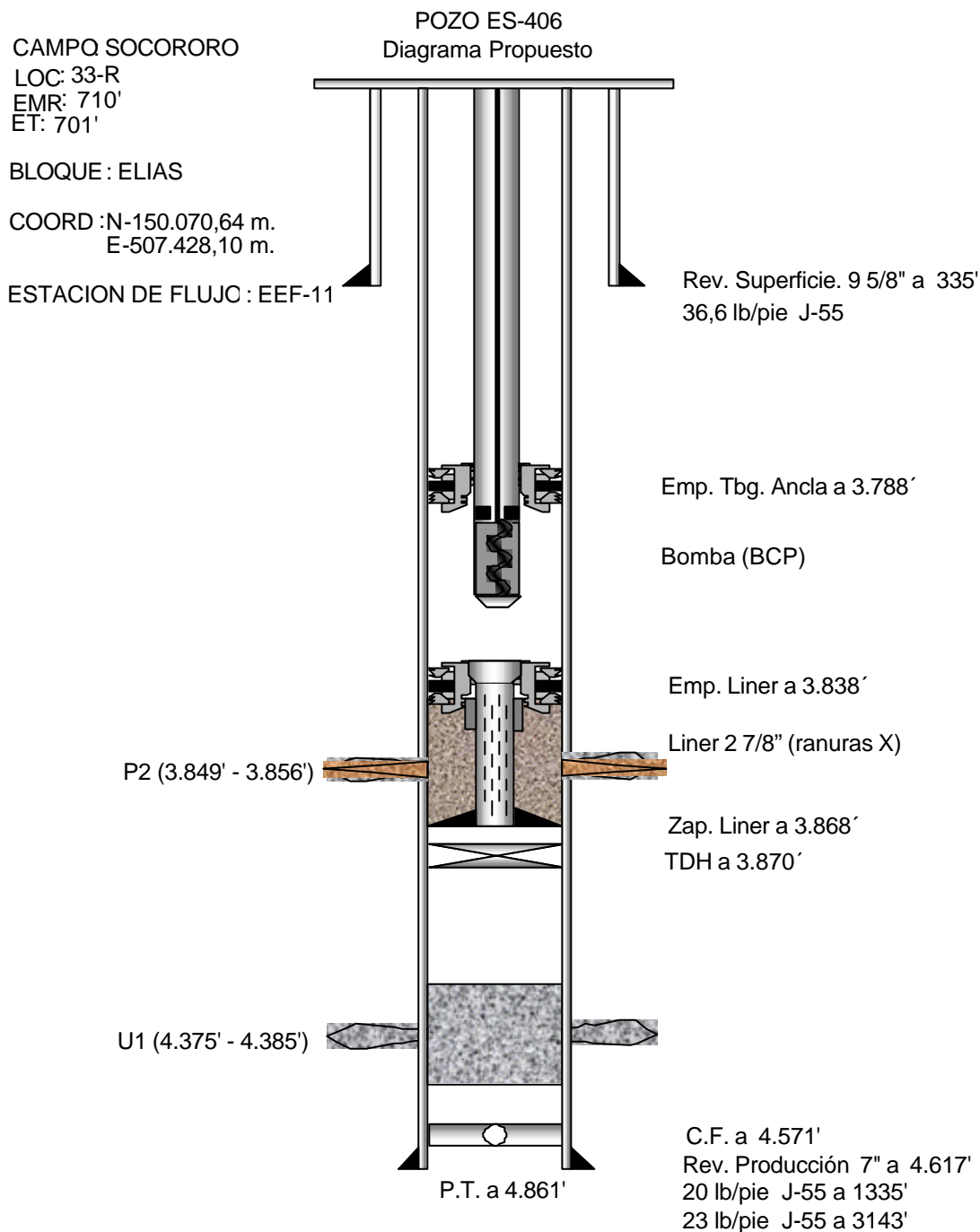


Figura A-2. Diagrama propuesto del pozo ES-406

Pozo ES-407

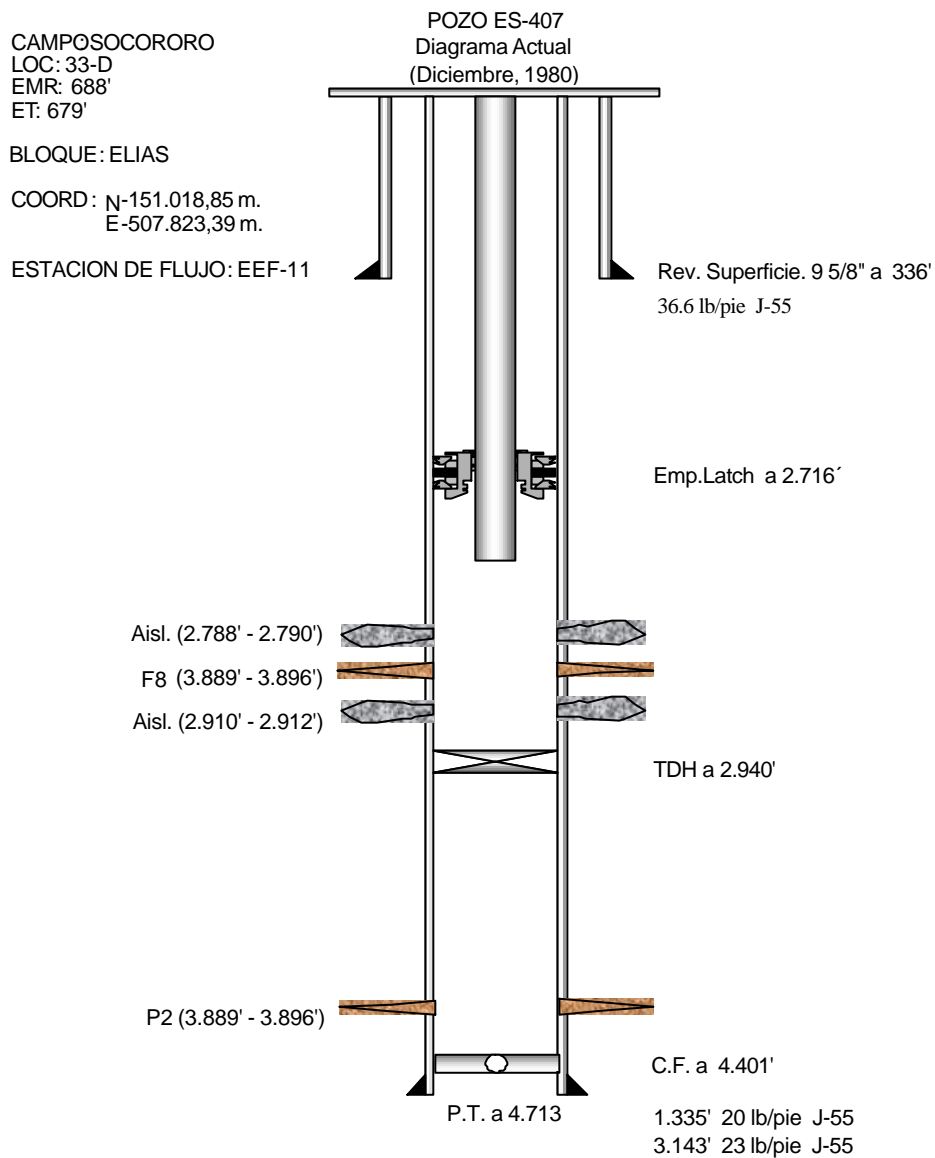


Figura A-3. Diagrama actual del pozo ES-407

Objetivo:

Se propone completar en la arena P2 mediante una completación sencilla con empaque con grava convencional y levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 2716´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena F8) de 3889´ – 3896´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 2940´.
9. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena P2) de 3889´ – 3896´.
10. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
11. Asentar tapón de hierro a 3900´.
12. Cañonear el intervalo 3878´ – 3886´ (arena P2).
13. Recompletar sencillo con empaque con grava convencional en la arena P2 con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con empacadura del "liner" ranurado a 3867´ y zapata del "liner" a 3897´ (grava de YxZ" y ranuras de W"), con empacadura tubing ancla 3817´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
14. Probar espacio anular con 300 lppc.
15. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
16. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

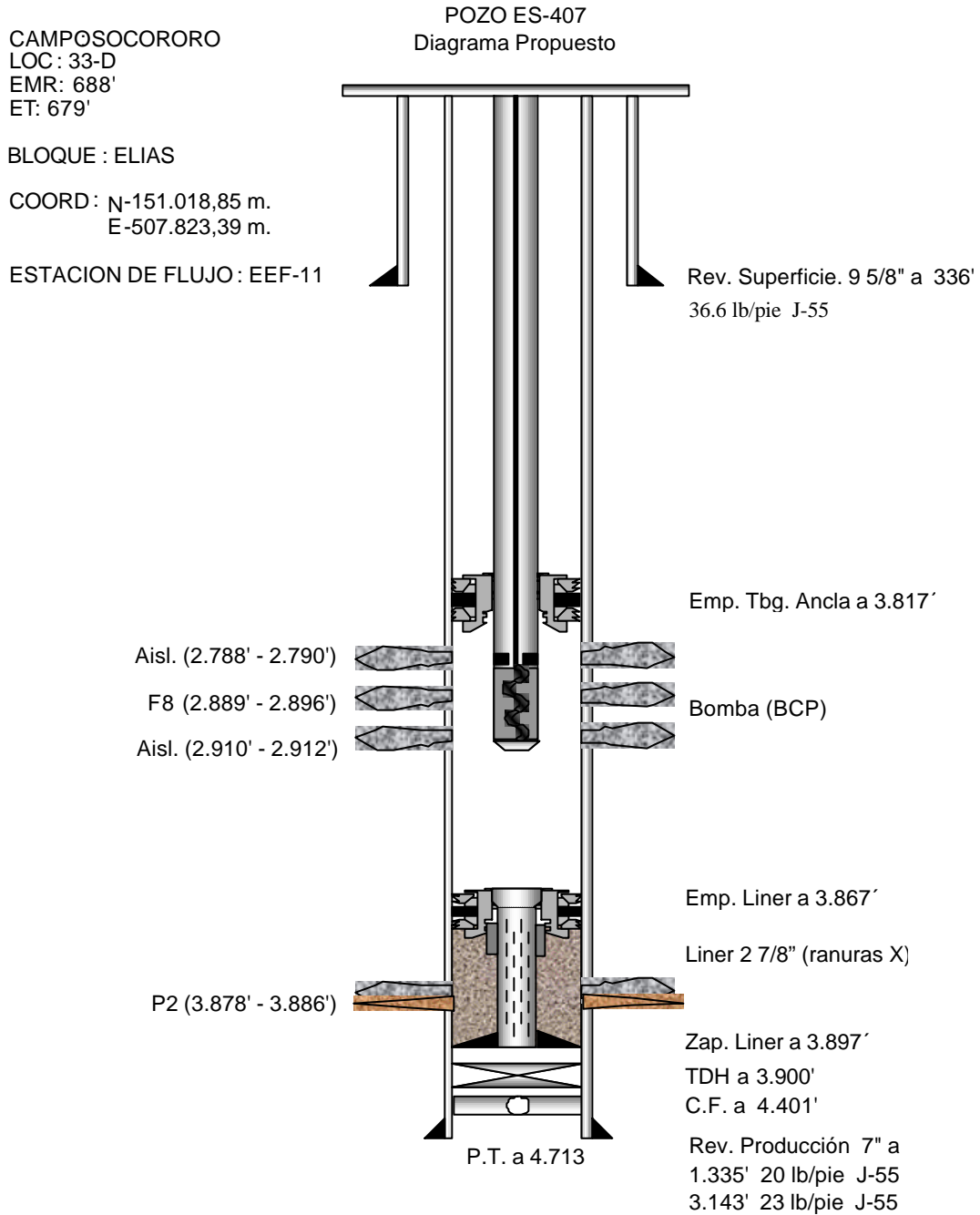


Figura A-4. Diagrama propuesto del pozo ES-407

Pozo ES-415

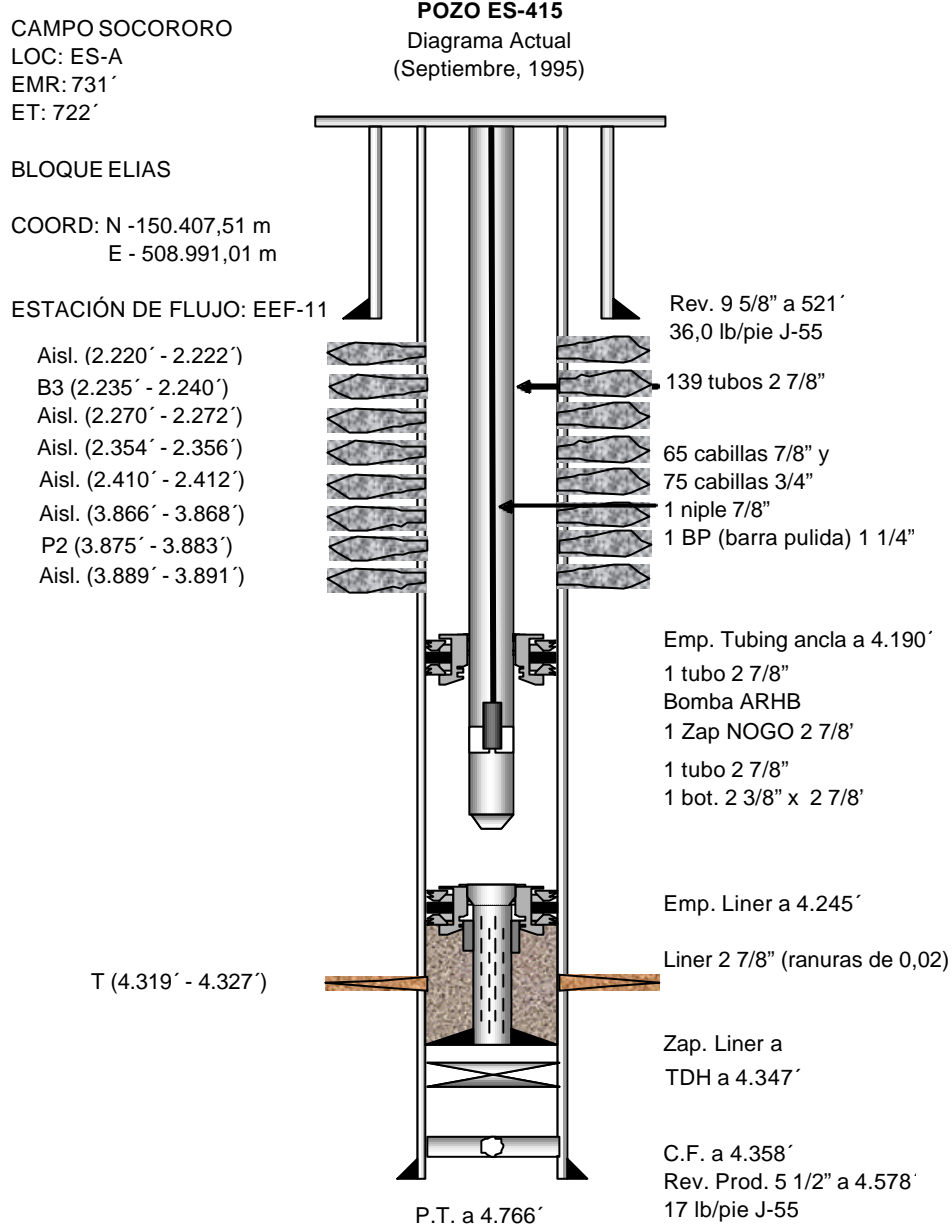


Figura A-5. Diagrama actual del pozo ES-415

Objetivo:

Se completará en las arenas T y U2M mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 4190´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena T) de 4319´ – 4327´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4347´.
9. Perforar cuello de flotador y profundizar el pozo hasta 4580´.
10. Asentar tapón de hierro a 4565´.
11. Cañonear los siguientes intervalos: 4530´ – 4550´ (arena U2M) y 4318´ – 4328´ (arena T).
12. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U2M y T con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 4208´ – 4238´ y 4520´ - 4560´, con camisas deslizantes internas, con empacaduras hidráulicas a 4208 y 4520 pies, tapón ciego a 4560´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
13. Probar espacio anular con 300 lppc.
14. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
15. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

CAMPO SOCORORO
 LOC: ES-A
 EMR: 731'
 ET: 722'

POZO ES-415
 Diagrama Propuesto

BLOQUE ELIAS

COORD: N -150.407,51 m
 E - 508.991,01 m

ESTACIÓN DE FLUJO: EEF-11

- Aisl. (2.220' - 2.222')
- B3 (2.235' - 2.240')
- Aisl. (2.270' - 2.272')
- Aisl. (2.354' - 2.356')
- Aisl. (2.410' - 2.412')
- Aisl. (3.866' - 3.868')
- P2 (3.875' - 3.883')
- Aisl. (3.889' - 3.891')

T (4.318' - 4.328')

Rejillas pre-empacadas

U2M (4.530' - 4.550')

Rejillas pre-empacadas

P.T. a 4.766'

Rev. 9 5/8" a 521'
 36,0 lb/pie J-55

Bomba (BCP)

Empacadura hidráulica a 4.208'

Empacadura hidráulica a 4.520'

Tapón ciego 2 7/8" a 4.560'
 TDH a 4.565'

Rev. Prod. 5 1/2" a 4.578'
 17 lb/pie J-55

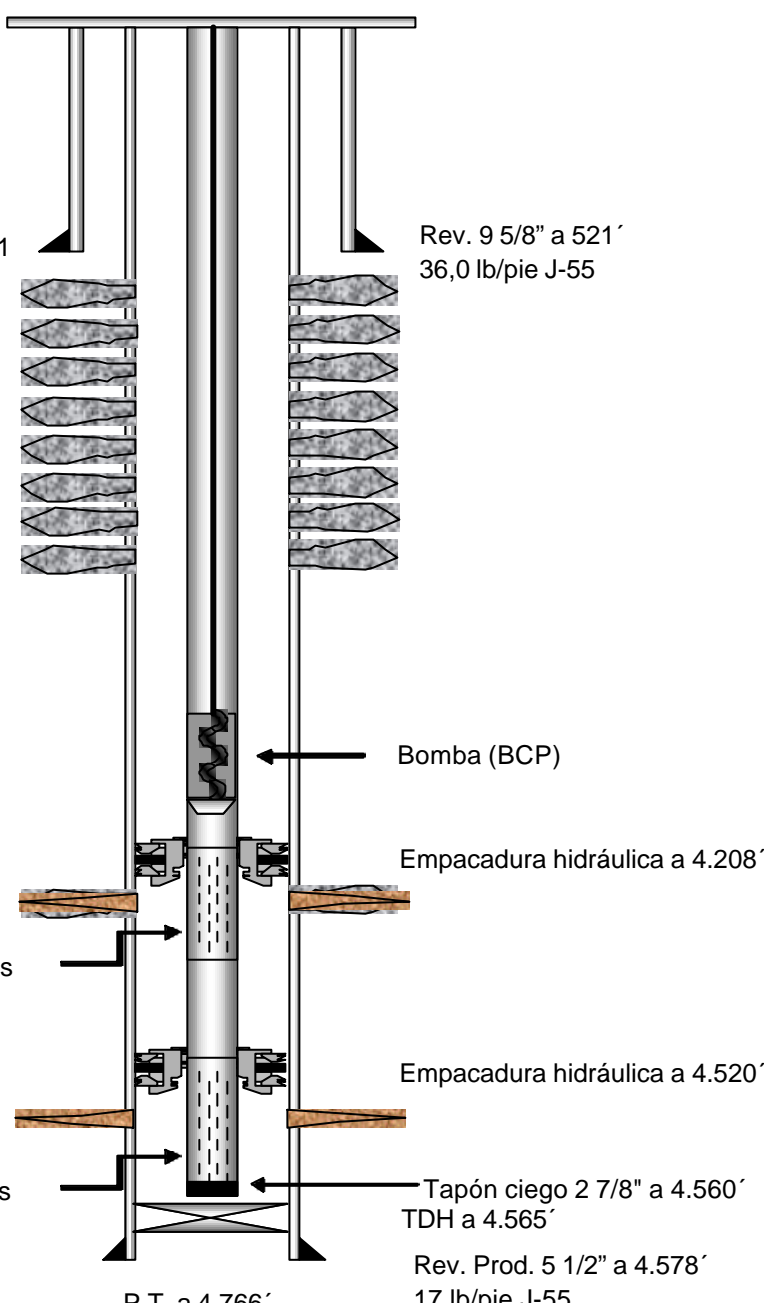


Figura A-6. Diagrama propuesto del pozo ES-415

Pozo ES-427

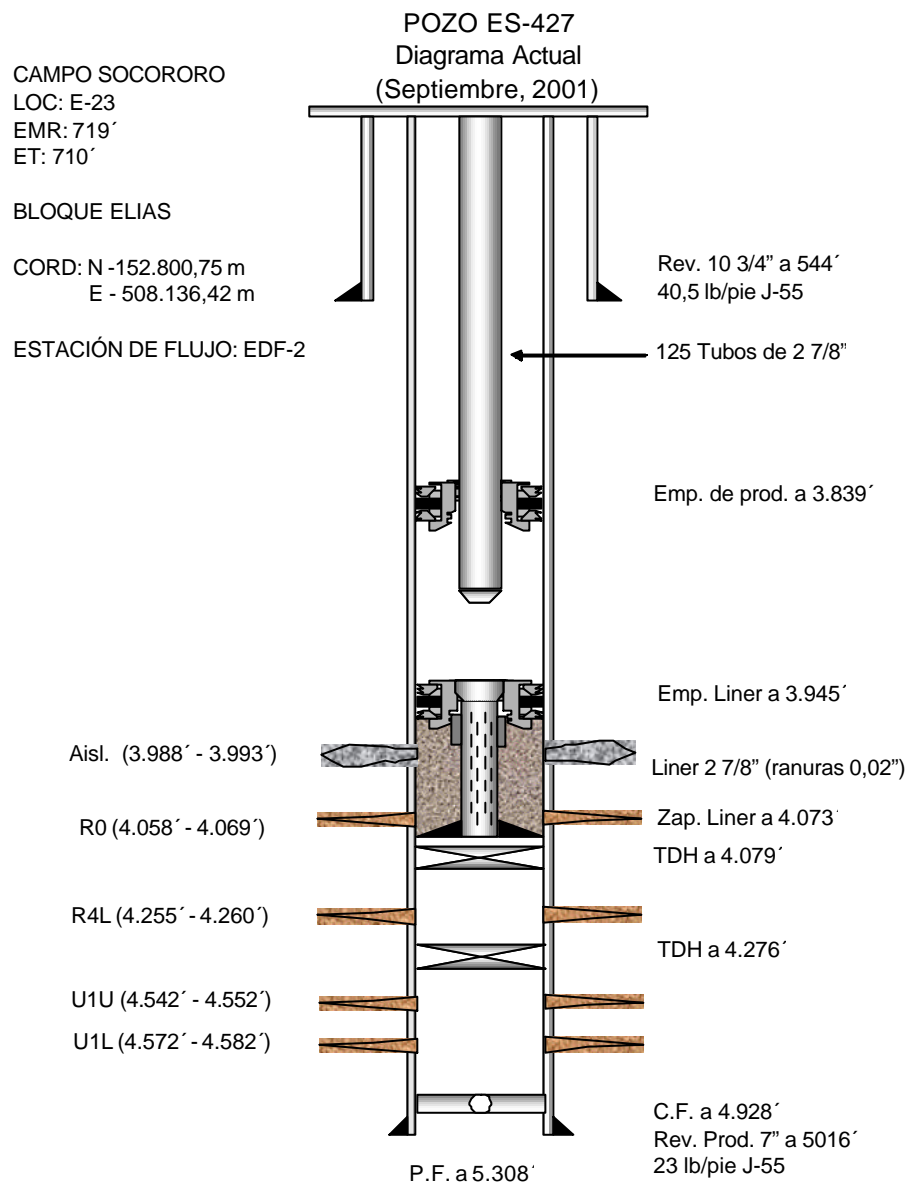


Figura A-7. Diagrama actual del pozo ES-427

Objetivo:

Se propone recompletar en las arenas R0, U1M y U1L mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavity Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 3839´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena R0) de 4058´ – 4069´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4079´.
9. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena R4L) de 4255´ – 4260´.
10. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
11. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4276´.
12. Aislar con cemento los intervalos cañoneados: arena U1U de 4542´ – 4552´ y la arena U1L de 4572´ – 4582´.
13. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
14. Cañonear los siguientes intervalos: 4558´ – 4562´ (arena U1L), 4534´ – 4544´ (arena U1M) y 4050´ – 4060´ (arena R0).
15. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U1L, U1M y R0 con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 4040´ – 4070´, 4524´ – 4554´ y 4545´ - 4575´, con camisas deslizantes internas, con empacaduras hidráulicas a 4040´, 4524´, y 4545´, tapón ciego a 4575´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
16. Probar espacio anular con 300 lppc.
17. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
18. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

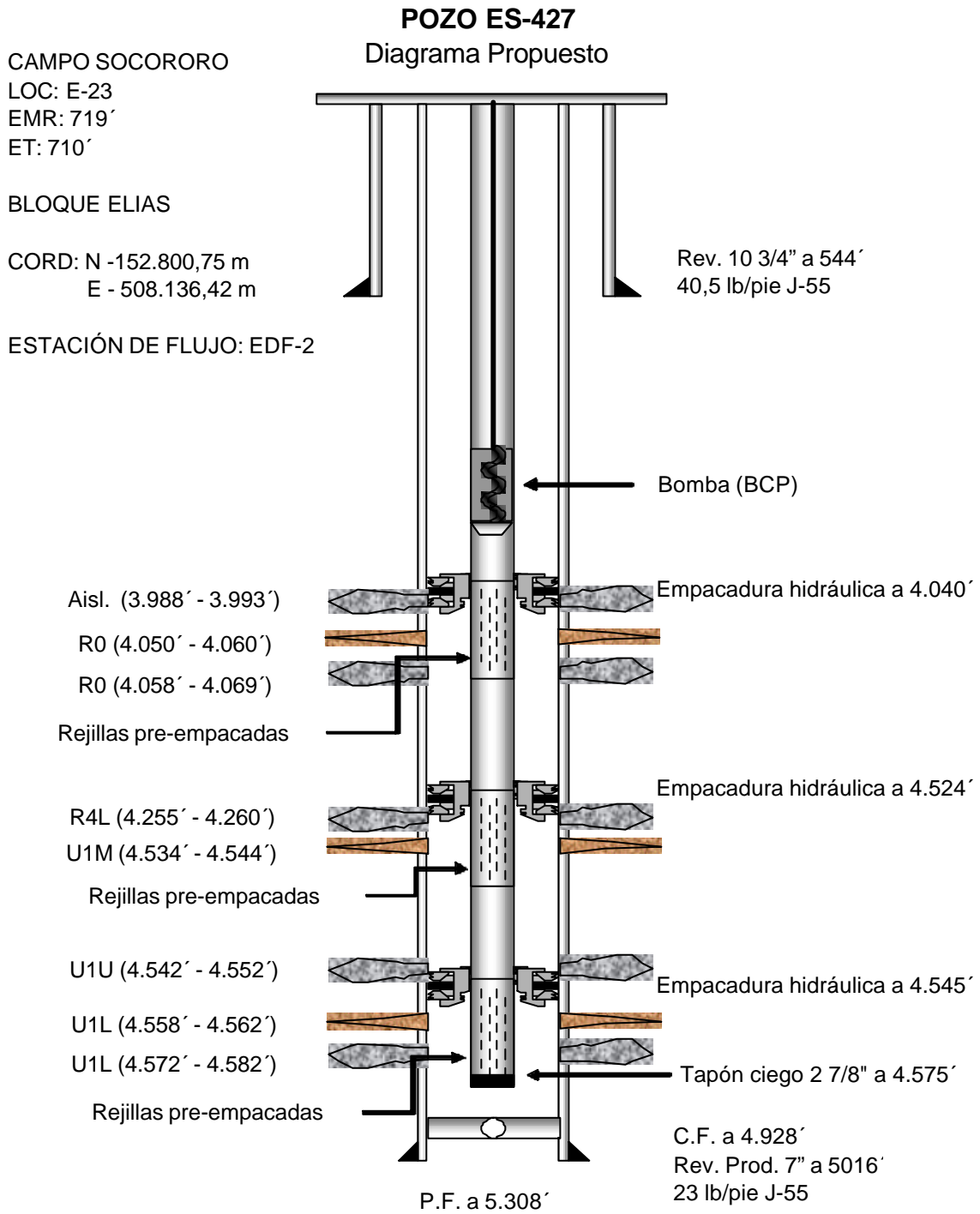


Figura A-8. Diagrama propuesto del pozo ES-427

Pozo ES-446

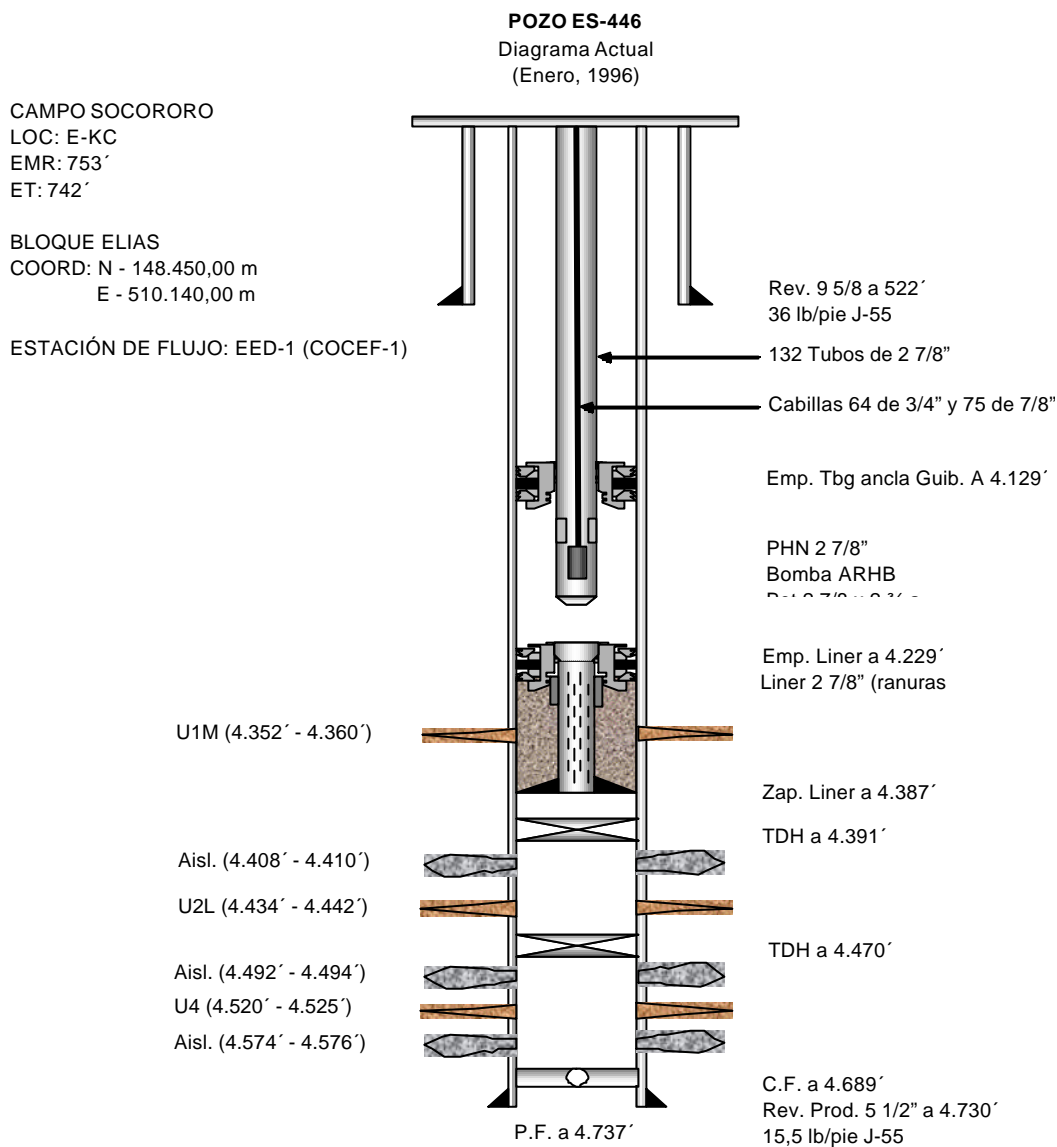


Figura A-9. Diagrama actual del pozo ES-446

1° Objetivo:

Se propone abandonar la arena U1M y completar en las arenas U2M y U4M,L mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavity Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 4129´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena U1M) de 4352´ – 4360´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4391´.
9. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena U2L) de 4434´ – 4442´.
10. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
11. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4470´.
12. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena U4) de 4520´ – 4525´.
13. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
14. Cañonear los siguientes intervalos: 4624´ – 4634´ (arena U4M,L), 4424´ – 4430´ (arena U2M).
15. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U4M,L y U2M con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 4412´ – 4442´ y 4614´ – 4644´ pies, con camisas deslizantes internas, con empacaduras hidráulicas a 4412´ y 4614´, tapón ciego a 4644´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
16. Probar espacio anular con 300 lppc.
17. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
18. Dar comienzo a la producción.

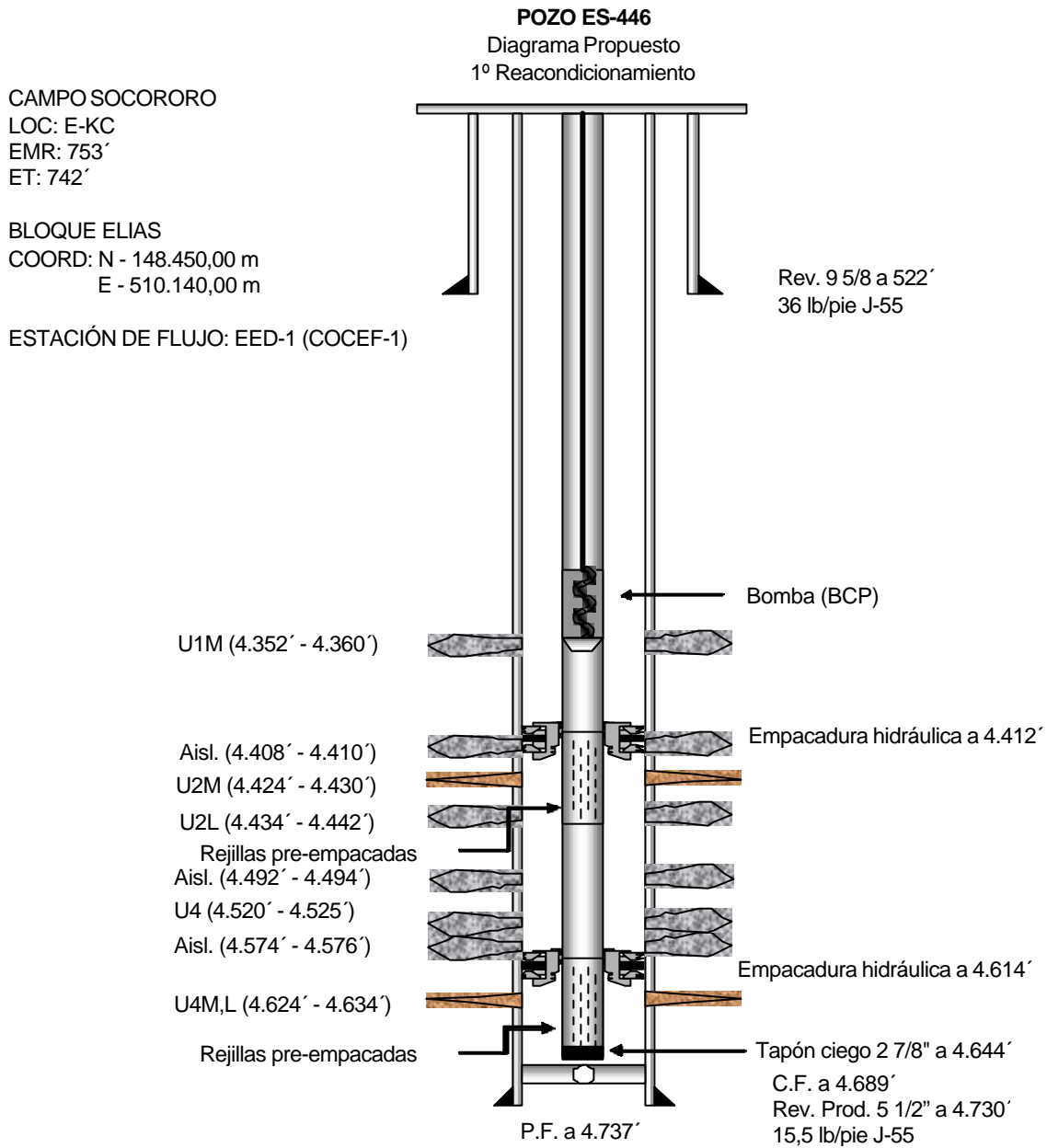


Figura A-10. Diagrama propuesto del pozo ES-446, primer reacondicionamiento

2º Objetivo:

Se propone abandonar la arena U2M y completar en las arenas TU y U1M mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empaaduras hidráulicas a: 4412´ y 4614´.
5. Recuperar la completación existente.
6. Asentar tapón de hierro a 4350´.
7. Cañonear los siguientes intervalos: 4320´ – 4334´ (arena U1M), 4248´ – 4262´ (arena TU).
8. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U1M y TU con eductor de 2 7/8” y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ” y ranuras de W”) a 4235´ – 4275´ y 4307´ – 4347´, con camisas deslizantes internas, con empaaduras hidráulicas a 4235´ y 4307´, tapón ciego a 4347´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
9. Probar espacio anular con 300 lppc.
10. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
11. Dar comienzo a la producción.

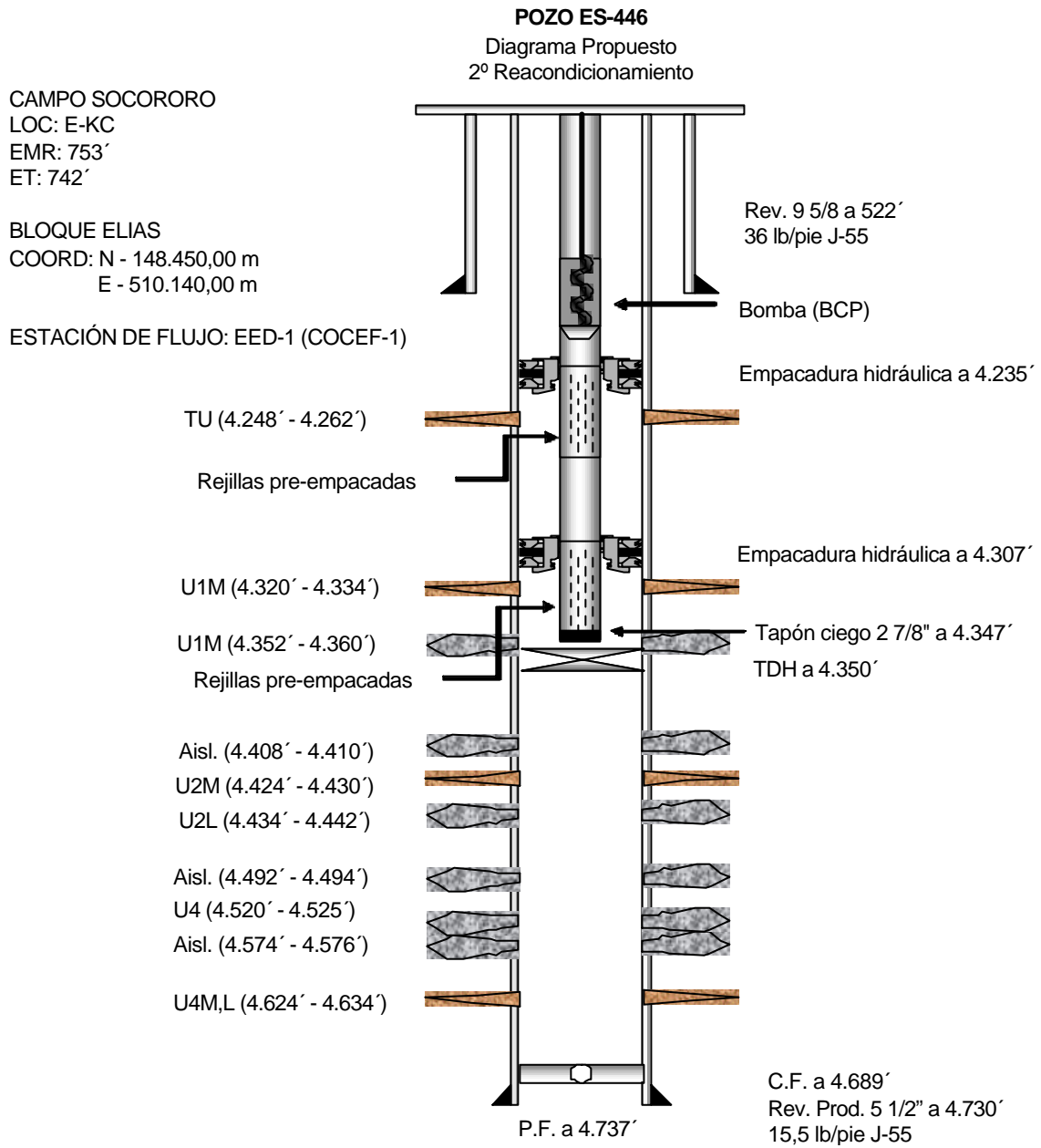


Figura A-11. Diagrama propuesto del pozo ES-446 segundo reacondicionamiento

Pozo ES-447

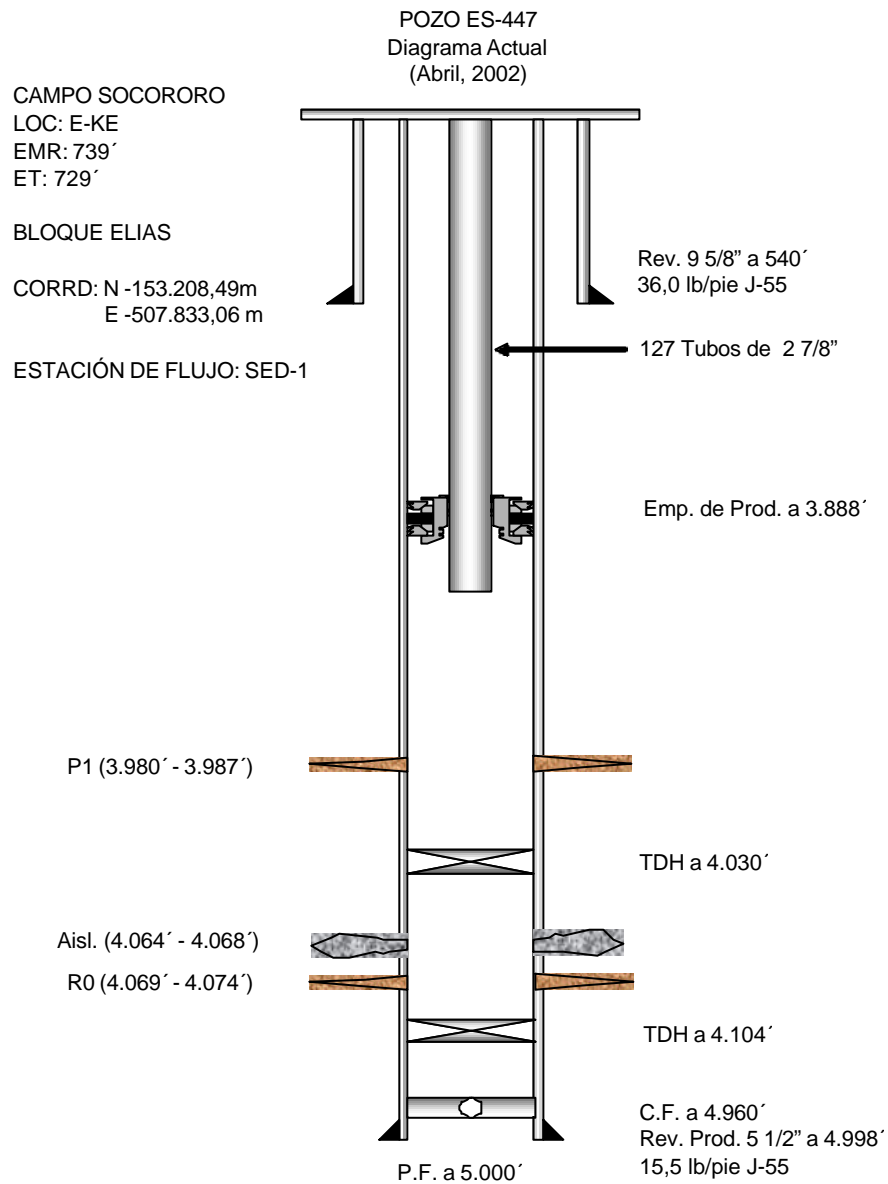


Figura A-12. Diagrama actual del pozo ES-447

Objetivo:

Se propone recompletar en las arenas P1, R0 y U1L mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 3888´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena P1) de 3980´ – 3987´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4030´.
9. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena R0) de 4069´ – 4074´.
10. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
11. Bajar tubería con fresa cónica para eliminar el tapón de hierro colocado a 4104´.
12. Asentar tapón de hierro a 4630´.
13. Cañonear los siguientes intervalos: 4600´ – 4612´ (arena U1L), 4062´ – 4074´ (arena R0) y 3980´ – 3986´ (arena P1).
14. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U1L, R0 y P1 con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 3968´ – 3998´, 4053´ – 4083´ y 4591´ - 4621´, con camisas deslizantes internas, con empacaduras hidráulicas a 3968´, 4053´ y 4591´, tapón ciego a 4621´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
15. Probar espacio anular con 300 lppc.
16. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
17. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

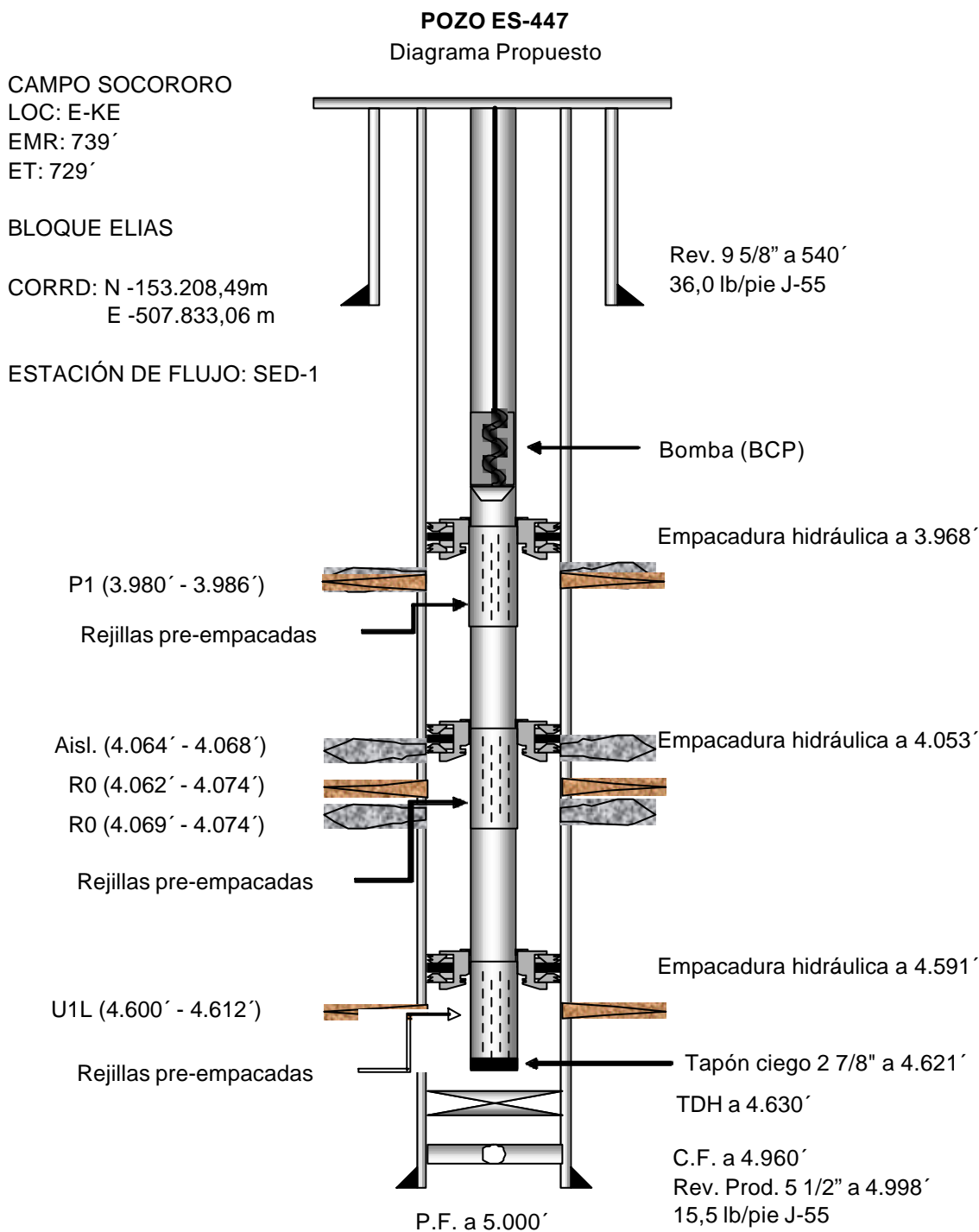


Figura A-13. Diagrama propuesto del pozo ES-447

Pozo SOC-1

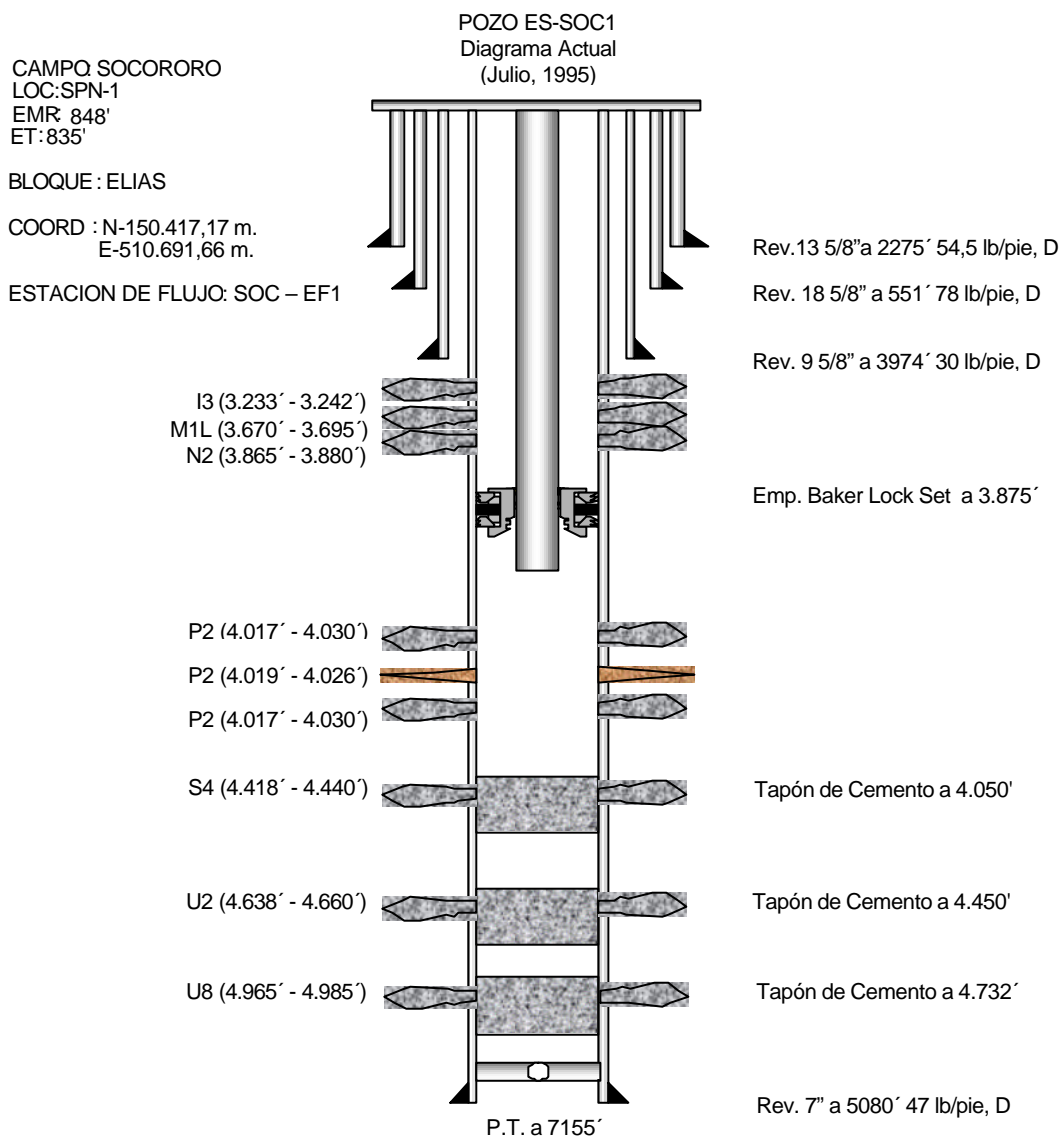


Figura A-14. Diagrama actual del pozo SOC-1

Objetivo:

Se propone recompletar en la arena P2 mediante una completación sencilla con empaque con grava convencional y levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empaadura a 3875´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena P2) de 4019´ – 4026´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Cañonear el intervalo 4020´ – 4030´ (arena P2).
9. Recompletar sencillo con empaque con grava convencional en la arena P2 con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con empaadura del "liner" ranurado a 4010´ y zapata del "liner" a 4040´ (grava de YxZ" y ranuras de W"), con empaadura tubing ancla 3960´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
10. Probar espacio anular con 300 lppc.
11. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
12. Avisar al departamento o equipo de producción para realizar la conexión de la línea de flujo y dar comienzo a la producción.

CAMPO: SOCORORO
 LOC: SPN-1
 EMR: 848'
 ET: 835'
 BLOQUE: ELIAS
 COORD : N-150.417,17 m.
 E-510.691,66 m.
 ESTACION DE FLUJO: SOC – EF1

POZO ES-SOC1
 Diagrama Propuesto

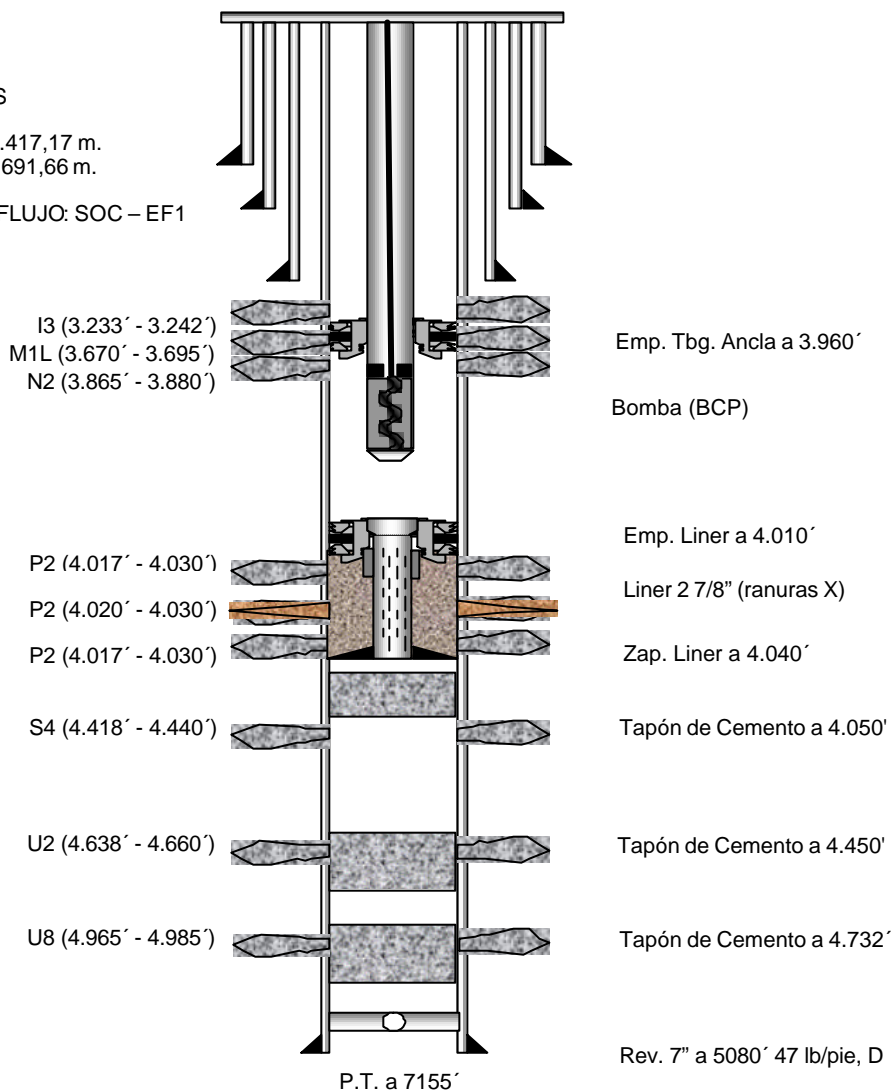


Figura A-15. Diagrama propuesto del pozo SOC-1

Pozo SOC-4

CAMPO: SOCORORO
 LOC: HG
 EMR: 758'
 ET: 748'

 BLOQUE : ELIAS

 CORD : N-148.620,00 m.
 E-510.510,00 m.

 ESTACION DE FLUJO : ED-01

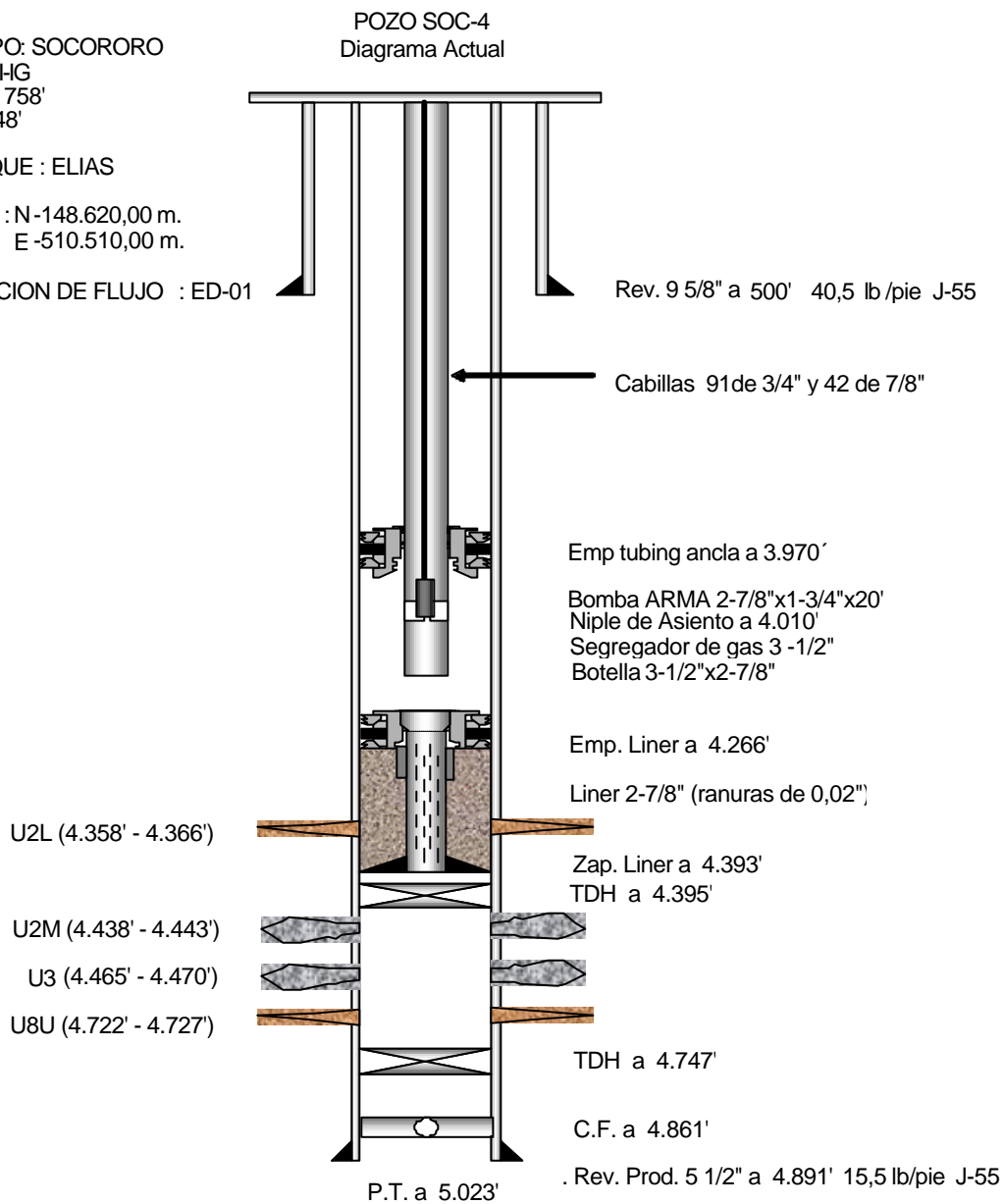


Figura A-16. Diagrama actual del pozo SOC-4

1° Objetivo:

Se propone recompletar en las arenas U2M, U2L y U2U mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empacadura a 3970´.
5. Recuperar la completación existente y realizar limpieza del hoyo.
6. Aislar con cemento el intervalo cañoneado (arena U2L) de 4358´ – 4366´.
7. Realizar limpieza de los restos de cemento en el pozo.
8. Cañonear los siguientes intervalos: 4384´ – 4388´ (arena U2U), 4358´ – 4366´ (arena U2L) y 4344´ – 4350´ (U2M).
9. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U2U, U2L y U2M con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 4332´ – 4352´, 4352´ – 4380´ y 4380´ - 4395´, con camisas deslizantes internas, con empacaduras hidráulicas a 4332´, 4352´ y 4380´, tapón ciego a 4395´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
10. Probar espacio anular con 300 lppc.
11. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
12. Dar comienzo a la producción.

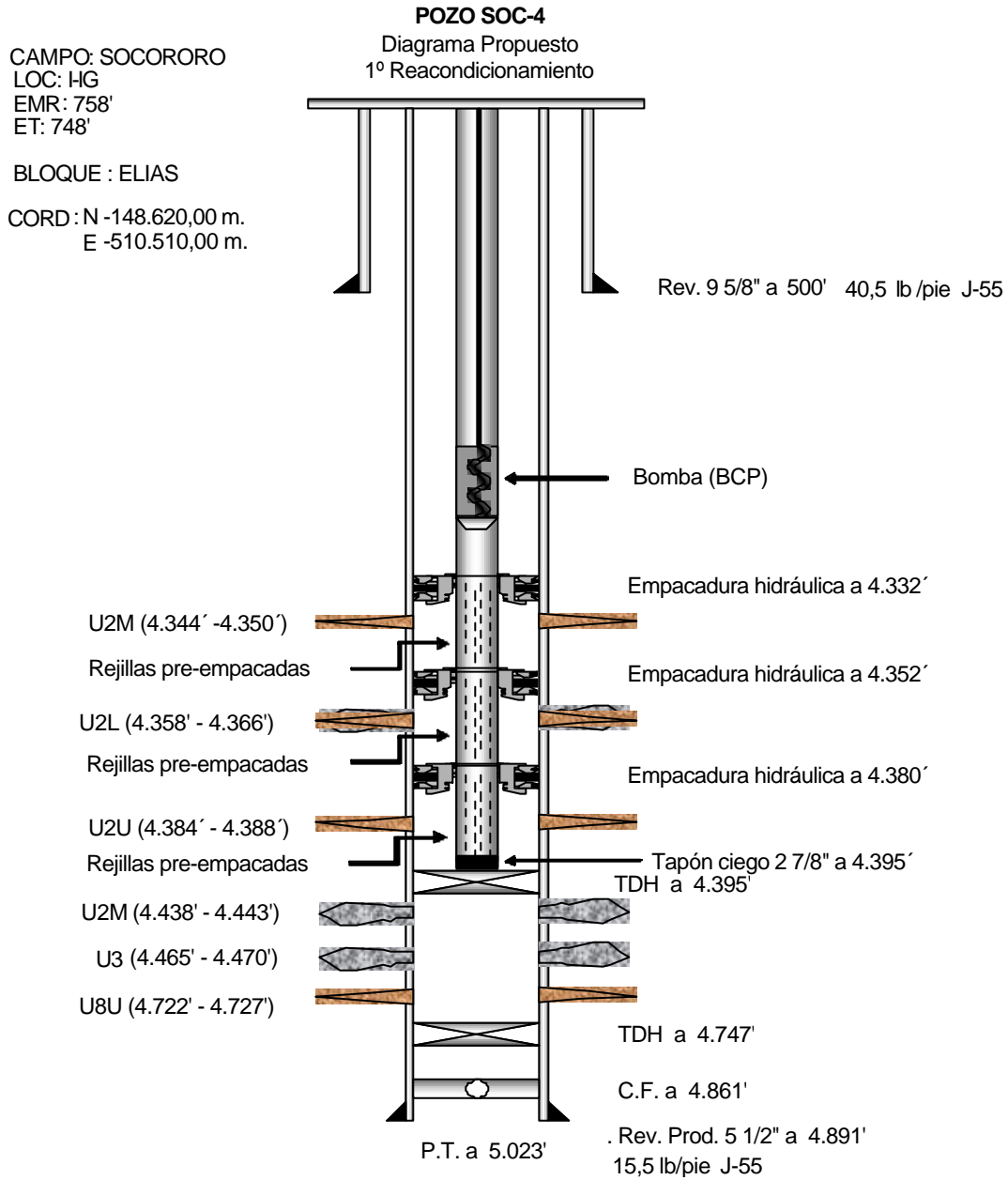


Figura A-17. Diagrama propuesto del pozo SOC-4, primer reacondicionamiento

2º Objetivo:

Se propone abandonar la arena U2M y completar en las arenas TU y U1U mediante una completación sencilla selectiva con levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Procedimiento de trabajo:

1. Verificar presiones y condiciones de superficie.
2. Revisar cabezal y probar sellos primarios y secundarios, sin taladro.
3. Controlar el pozo.
4. Desasentar empaaduras hidráulicas a: 4332´, 4352´ y 4380´.
5. Recuperar la completación existente.
6. Asentar tapón de hierro a 4340´.
7. Cañonear los siguientes intervalos: 4322´ – 4334´ (arena U1U) y 4252´ – 4256´ (arena TU).
8. Recompletar sencillo selectivo en las arenas U1U y TU con eductor de 2 7/8" y 6,5 Lb/pie, con intervalos de rejillas pre-empacadas sencillas (grava de YxZ" y ranuras de W") a 4239´ – 4269´ y 4313´ – 4340´, con camisas deslizantes internas, con empaaduras hidráulicas a 4239´ y 4313´, tapón ciego a 4340´ y con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).
9. Probar espacio anular con 300 lppc.
10. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
11. Dar comienzo a la producción.

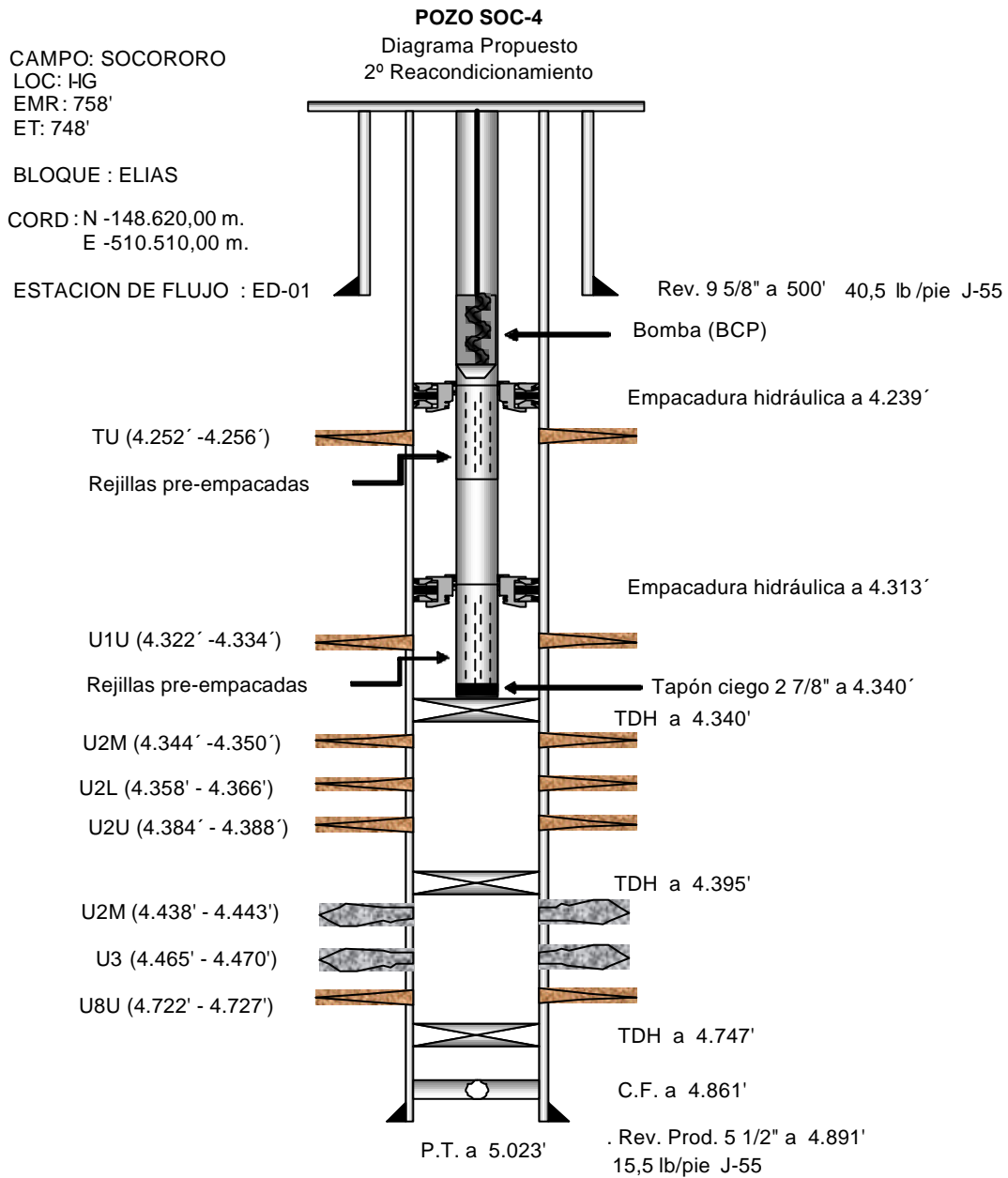


Figura A-18. Diagrama propuesto del pozo SOC-4, segundo reacondicionamiento