



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Importancia del sistema “Mudline
Suspension” (MLS) en el desarrollo
de campos y su posible impacto en
el plan de negocios de PEMEX
2019-2023.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Iris Montserrat García Miranda

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Importancia del sistema “Mudline
Suspension” (MLS) en el desarrollo
de campos y su posible impacto en
el plan de negocios de PEMEX
2019-2023.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Iris Montserrat García Miranda

DIRECTOR DE TESIS


Ing. Josué López Nava



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



AGRADECIMIENTOS

A mi querida casa de estudios, **UNAM** por ser mi segundo hogar a lo largo de este tiempo, por brindarme todo el conocimiento y experiencias que hoy hacen de mí una ingeniera orgullosa de pertenecer a tan honorable institución. “Por mi raza hablará el espíritu” 

A los ingenieros **Josué López Nava** y **Daniel Marure Valdez** por su paciencia, apoyo y tiempo dedicado a este trabajo y a mi formación profesional, gracias por sus consejos y enseñanzas.

A mi jurado, **M.I. Rafael Viñas Rodríguez**, **Ing. Mario Rosas Rivero**, **M.I. Antonio Sánchez Pérez**, **Ing. Marcos Ávalos García**, por su tiempo y paciencia, por todas las mejoras a este trabajo y por sus consejos, ¡Gracias!

A mis padres, **Pedro** e **Iris** por ser mi guía a lo largo de toda mi vida, por darme la mejor herencia de valores, principios y la familia tan hermosa que tenemos, por siempre apoyarme en todo, ser mis amigos y ayudarme a culminar esta etapa de mi vida, este logro es nuestro, son los mejores papás del mundo. ¡Los amo!

A mis hermanos, **Pedro** y **Emiliano** por siempre apoyarme, crecer junto a ustedes ha sido un camino de lo más bello, lleno de aprendizajes y experiencias que llevo en mi corazón, los amo.

A mis abuelos **Urbano** (†) y **Florentino** (†) hombres tan valientes, leales y amorosos, me enseñaron que la vida se disfruta en todo momento sin importar las adversidades, a luchar por nuestros sueños y dar lo mejor todo el tiempo, los llevo en mi corazón en todo momento, los quiero infinito.

A mis abuelas, **Graciela** y **Gudelia** mujeres valientes y entregadas con la vida, sus enseñanzas, consejos y ejemplos de vida han sido parte importante en mi formación como persona, las quiero.

A mis tías, **Ruth**, **Eréndira**, **Bety**, **Barbi** y **Noemí** por siempre estar presentes a lo largo de mi vida, por todo su cariño, consejos y apoyo, ¡mil gracias!



AGRADECIMIENTOS



A **Marcelino Gómez Vicente** por adentrarme a esta bonita profesión, por todos tus consejos y apoyo ¡Gracias!

Al ingeniero **Israel Rosas Galván** y a todos los miembros de la **Unidad de Perforación Ku-Malooob-Zaap** por recibirme y apoyarme a culminar esta meta tan importante en mi vida.

Al ingeniero **Javier Sánchez Loera** gracias por todo el apoyo prestado, enseñanzas, consejos y por ser más que mi asesor, mi amigo.

A la ingeniera **Beatriz Acosta Arellano**, por siempre apoyarme, aconsejarme y estar cuando más lo necesitaba, por todas tus enseñanzas y por ser mi amiga, que bonito coincidir contigo, ¡gracias infinitas! ♥

A los ingenieros **Carlos García Lomelí, Gregorio Ríos Murrieta, Pablo Castellanos, Héctor Santiago, María del Carmen Tinoco, Nepomuceno y Juan José León** por todo su tiempo, paciencia, enseñanzas, por las vivencias tan padres y por integrarme a su equipo de trabajo, ¡mil gracias!

A **Ana**, por ser mi amiga y apoyarme en todo momento, sigue vibrando tan bonito ¡¡gracias por todo!!

A **Luli**, por ser mi compañero en esta gran aventura carmelita, por todo tu apoyo, paciencia y por la amistad tan padre que creamos ¡Lo logramos!

A mis amigos de carrera y ahora de vida, **Eme, Eskarlet, Gaby, Frida, Tommy, Chuma, Missa, Yosmar, Misho** y todos los que estuvieron presentes en esta etapa tan padre, sin ustedes la universidad no hubiera sido lo mismo, ¡los quiero mucho!

“Son muchas las manos y los corazones que contribuyen al éxito de una persona”

-Walt Disney



ÍNDICE

OBJETIVO.....	7
JUSTIFICACIÓN.....	7
RESUMEN	8
SUMMARY.....	9
INTRODUCCIÓN.....	10
CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023 DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.....	11
1.1 Situación operativa.....	11
1.2. Planteamiento estratégico institucional del plan de desarrollo 2019-2023.....	14
CAPÍTULO II. ¿QUÉ ES EL SISTEMA “MUDLINE SUSPENSION”?.....	23
2.1. Antecedentes.....	23
2.2. Definición de “Mudline Suspension“ (MLS)	23
2.3. Características del MLS.....	24
2.4. Componentes del MLS.....	24
2.4.1. Anillos de carga.....	25
2.4.2. Conector “Quick jay”	26
2.4.3. Conjuntos colgador-soltador.....	28
2.4.4. Tie-Back.....	29
2.4.5. Tapón de abandono y anticorrosión.....	30



CAPÍTULO III. INSTALACIÓN Y ABANDONO TEMPORAL DE UN POZO CON EL SISTEMA MLS EN UN CAMPO EN AGUAS SOMERAS	31
3.1 Instalación	31
3.1.1. Instalación de TR de 30" y conector soldable	32
3.1.2. Instalación de TR de 20"	33
3.1.3. Instalación de TR de 16"	37
3.1.4. Instalación de TR de 11 7/8"	41
3.2. Abandono temporal del pozo	44
3.2.1 Para la TR de 16"	45
3.2.2 Para la TR de 20"	46
3.2.3 Para la TR de 30"	47
CAPÍTULO IV. RECUPERACIÓN DE UN POZO CON EL SISTEMA MSL EN UN CAMPO EN AGUAS SOMERAS	49
4.1 Para la TR de 30"	49
4.2 Para la TR de 20"	51
4.3 Para la TR de 16"	52
4.4 Para la TR de 11 7/8"	54
CAPÍTULO V. COMPLICACIONES AL USAR UN MLS	55
5.1. Cementación.....	55
5.2. Ruptura de cable de recuperación de Quick jay	57
5.3. Diseño de corte tipo pastel.....	58
5.4. Desconexión de la TR de 30" durante el abandono del pozo.....	59
5.5. Recuperación de los tapones de abandono	60



OBJETIVO



CONCLUSIONES 61

REFERENCIAS 63



OBJETIVO

Analizar la importancia del uso del sistema *Mudline Suspension* en el desarrollo de campos en aguas someras y su posible impacto en el cumplimiento del plan de negocios de PEMEX 2019-2023, así como sus posibles complicaciones, mediante la documentación de un caso práctico.

JUSTIFICACIÓN

Derivado del crecimiento de la industria petrolera a lo largo de los años, se presentan nuevos retos para el descubrimiento y desarrollo de campos petroleros para aumentar las reservas y mantener la producción del país, por ello, ha sido necesario desarrollar y capacitarnos con nuevas tecnologías que facilitan y hacen más eficiente el proceso de desarrollo de campos.



RESUMEN

Esta tesis menciona la situación operativa actual de la industria en nuestro país, así como la proyección que se tiene a futuro contenida en el plan de negocios de PEMEX para el periodo 2019-2023, para aumentar la actividad exploratoria y las reservas del país.

Se aborda la importancia de los pozos exploratorios y su abandono temporal, que juegan un papel muy importante en el crecimiento de la industria petrolera, pues son el principio de posibles campos petroleros que con su desarrollo ayudan a aumentar y mantener las reservas del país.

Se define el “*Mudline Suspension System*”, una herramienta de gran utilidad durante el proceso de exploración y desarrollo de campos, así como sus componentes y criterios de aplicación que hace más eficiente su aplicación.

Se describe y analiza un caso práctico de la perforación y abandono temporal de un pozo utilizando el “*Mudline Suspension System*” por etapas en un yacimiento en aguas someras ilustrando el procedimiento que se siguió, así como su etapa siguiente, la recuperación de este, para iniciar el desarrollo del campo.

Se presentan y analizan algunas complicaciones al instalar, abandonar y recuperar un pozo utilizando el “*Mudline Suspension System*”, así como sus posibles soluciones para la mejora de este procedimiento.



SUMMARY

This thesis mentions our country's oil industry's current operational situation, as well as the future projection contained in the PEMEX business plan for the 2019-2023 period, to increase the exploratory activity and the country's reserves.

The importance of exploratory wells is addressed and their temporary abandonment, which play a very important role in the development of the oil industry, as they are the beginning of possible oil fields that with their development help to increase and maintain the country's reserves.

The Mudline Suspension System is defined, a very useful tool during the process of exploration and development of fields, as well as its components and application criteria that make drilling and development of wells more efficient.

A practical case of the drilling and temporary abandonment of a well is described and analyzed using the Mudline Suspension System in stages in a shallow water reservoir illustrating the procedure that was followed, as well as its next stage, the recovery of this, to initiate the field development.

Some complications are presented and analyzed when installing, abandoning and recovering a well using the Mudline Suspension System, as well as its possible solutions for the improvement of this procedure.



INTRODUCCIÓN

El desarrollo de campos petroleros es de suma importancia en la industria petrolera, pues con el descubrimiento de nuevos yacimientos las reservas se incrementan y/o mantienen y con esto la economía del país.

Una de las primeras etapas en el descubrimiento de nuevos yacimientos es la exploración, en la que se realizan estudios geológicos, levantamientos sísmicos, perforación de un pozo exploratorio, muestreo de roca, toma de registros geofísicos, pruebas de formación y la terminación del pozo exploratorio, que nos confirmarán la existencia de un yacimiento.

En este proceso, el pozo exploratorio es de gran relevancia, este tiene como objetivo conocer la columna estratigráfica, verificar la existencia de un sistema petrolero y, de ser así, localizar y delimitar un posible yacimiento con el fin de incorporar reservas.

Para la perforación de este pozo exploratorio en aguas someras, generalmente se utilizan plataformas auto elevables, que pueden perforar hasta 7,000 metros, poseen patas estructurales que se pueden subir y bajar a voluntad lo que facilita su transporte, pues pueden ser remolcadas por barcos; luego de la instalación de la plataforma se debe perforar por etapas e ir bajando tuberías de revestimiento para poder aislar la formación, realizar la toma de diversos registros geofísicos y muestreo que nos proporcionarán datos para poder caracterizar y delimitar el yacimiento.

En la terminación de este pozo también se realiza la toma de registros y muestreo del fluido, estos para conocer el potencial del yacimiento; luego de toda la toma de información se procede a abandonar el pozo para después, de ser rentable, recuperarlo y poder iniciar la etapa de desarrollo, para este proceso, existe una manera de hacer la reconexión en el pozo exploratorio y comenzar a desarrollarlo sin la necesidad de perforar un pozo nuevo, esto con la aplicación del sistema *Mudline Suspension*.



CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023 DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la compañía nacional de petróleo en México; es la empresa productiva del estado y es propiedad del gobierno federal, cuenta con autonomía técnica operativa y de gestión, además es la empresa más grande del país y una de las más grandes de Latinoamérica; desarrolla actividades a lo largo de toda la cadena de valor de hidrocarburos que comprenden la exploración y extracción del petróleo, de hidrocarburos líquidos y gaseosos, el procesamiento de gas natural y la refinación de crudo, su recolección, tratamiento, almacenamiento, transporte y comercialización.

El objeto de Petróleos Mexicanos es la creación de valor económico y el incremento de los ingresos de la nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

1.1 Situación operativa

Respecto a exploración y producción, las reservas 3P al primero de enero del 2019 de acuerdo con CNH ascienden a 25.1 MMMbpce¹; de estas, PEMEX tiene el 80% equivalente a 20.5 MMMbpce, y de estas el 60% están concentradas en las cuencas del sureste.

Para los recursos prospectivos, PEMEX cuenta con 25 MMMbpce de los cuales el 37% están en plays² no convencionales.

¹ **MMMbpce:** miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalentes. Fuente: Nomenclatura de unidades, PEMEX. **Petróleo crudo equivalente:** Es la suma del petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido. Fuente: Glosario de términos petroleros, SENER, 2015

² **Play:** Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa). Fuente: Glosario de términos petroleros, SENER, 2015

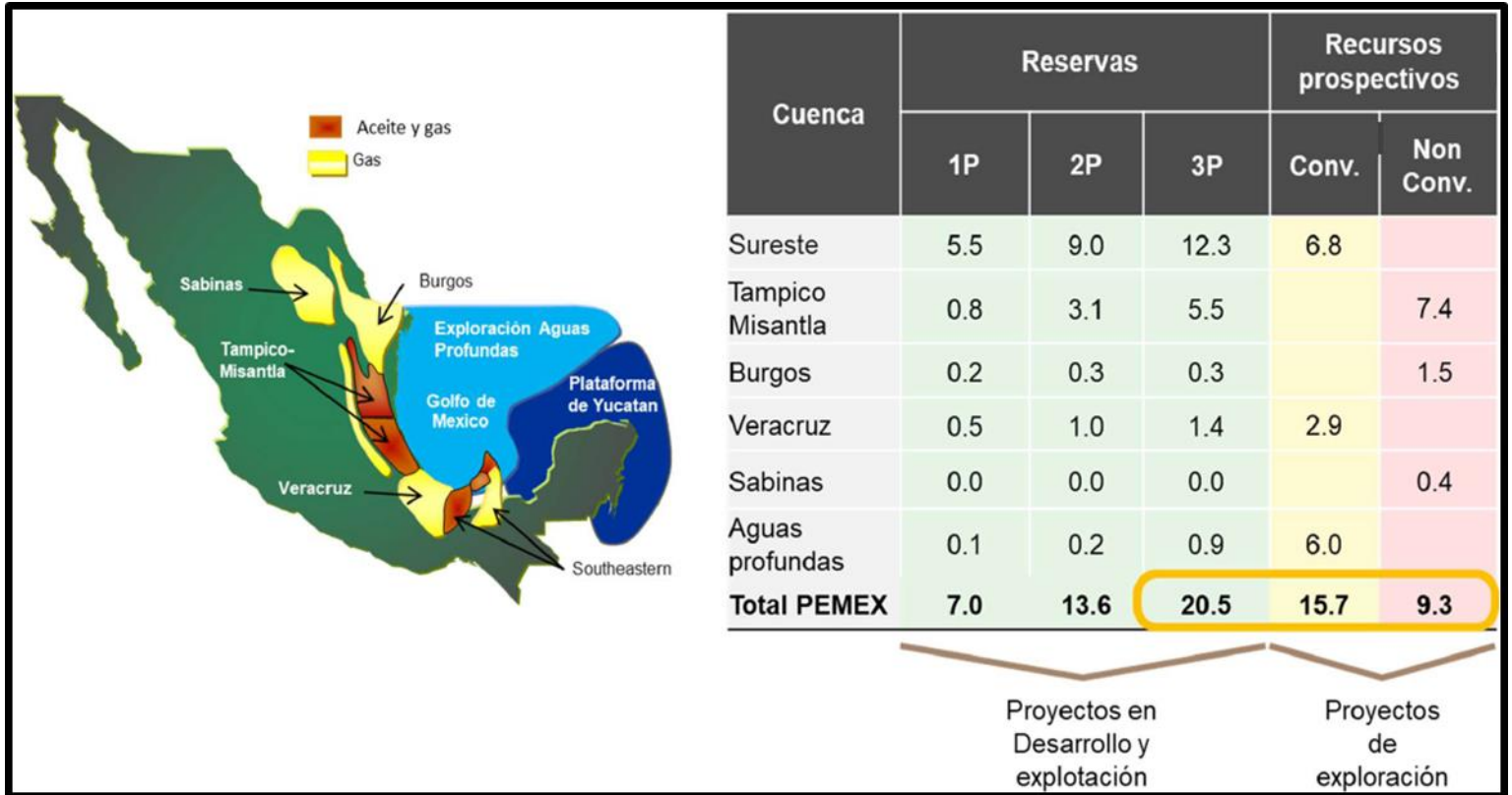


Figura 1.1. Reservas y recursos prospectivos de México al 1 enero 2019, PEMEX (2019)

Mantener tasas de restitución de reservas que sostengan niveles de producción competitivos exige una alta disponibilidad de recursos, por esto, la eficiencia en las actividades de exploración, el incremento y aprovechamiento de los recursos y reservas, resultan primordiales para las compañías petroleras.

Hasta antes del 2013, PEMEX registraba tasas positivas de restitución de reservas que le permitían mantener los niveles de producción; sin embargo, a partir de ese año, este indicador mostro una reducción significativa que se agudizó en el 2016. PEMEX ha logrado recuperar sus resultados y en 2018 registró una incorporación de reservas 3P por arriba del 60%.

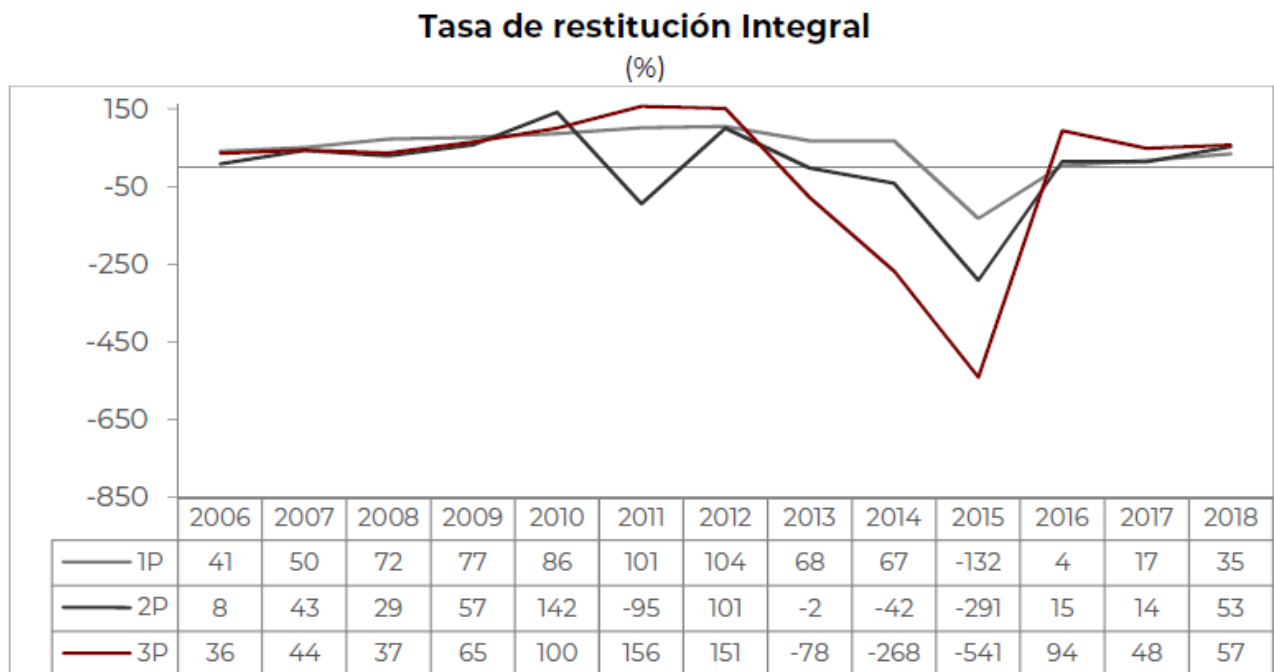


Figura 1.2. Tasa de restitución integral, PEMEX (2019)



PEMEX debe mantener niveles competitivos y esto le exige no solo contar con más recursos sino, además, hacer un uso eficiente de ellos, focalizándolos en la búsqueda de nuevas oportunidades, identificando aquellos descubrimientos con mayor potencial técnico-económico para su desarrollo. En este contexto, la exploración en las áreas aledañas a campos en producción representa una oportunidad para PEMEX de una mayor obtención de hidrocarburos.

1.2. Planteamiento estratégico institucional del plan de desarrollo 2019-2023

Actualmente, PEMEX se enfrenta a un reto mayúsculo: mantener su viabilidad en el corto y largo plazo y seguir siendo uno de los pilares más importantes en el crecimiento y desarrollo de México, por esto, se identificaron aspectos internos y externos más relevantes que incluyen fortalezas y debilidades, así como oportunidades y retos que deben ser considerados en el diseño de su estrategia.

Aspectos Operativos y Comerciales		
Internos: <ul style="list-style-type: none">• Incorporación de reservas que mejoró la tasa de restitución• Competencias en campos terrestres y aguas someras• Zonas prospectivas con menores acumulaciones y más dispersas• Más de una tercera parte de recursos prospectivos en plays no convencionales	Externos: <ul style="list-style-type: none">• Amplio recurso prospectivo aún por explotar y desarrollar• Geología más compleja y de difícil acceso• Fuerte competencia de privados en los mercados de almacenamiento, transporte, distribución y venta de petrolíferos, gas natural y gas LP• Regulación asimétrica	Acciones requeridas: <ul style="list-style-type: none">• Intensificar actividades de exploración• Enfoque en eficiencia en las actividades de toda la cadena de valor• Mejorar la confiabilidad de la infraestructura de proceso• Mantener mercados atractivos• Reducir la dependencia a las importaciones

Figura 1.3. Aspectos operativos y comerciales, PEMEX (2019)



CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023
DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.



El planteamiento institucional incluye 11 objetivos estratégicos, este planteamiento se alinea con la visión que el gobierno de México establece para el sector de hidrocarburos y para PEMEX como promotor de la soberanía energética y el desarrollo económico establecido en el plan nacional de desarrollo.

Objetivo estratégico	Estrategias
1. Fortalecer la situación financiera de la empresa	1.1. Mantener un endeudamiento neto de cero en términos reales a lo largo de la administración
	1.2. Instrumentar esquemas de control y seguimiento a los ingresos y gastos de la empresa, consolidando la coordinación entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo, para lograr las metas anuales de balance financiero
	1.3. Mantener la disciplina financiera en el ejercicio de los presupuestos de operación e inversión con criterios de austeridad y eficiencia
	1.4. Diseñar e implementar esquemas de ejecución para atraer inversión privada
2. Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa	2.1. Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción
	2.2. Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en plays y áreas de frontera
	2.3. Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y reservas en campos maduros



CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023
DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.



Objetivo estratégico	Estrategias
3. Incrementar la producción de hidrocarburos	3.1. Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos
	3.2. Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas
	3.3. Incrementar la producción de gas no asociado
	3.4. Asegurar la infraestructura logística primaria asociada al crecimiento en la producción
4. Adecuar y modernizar la infraestructura de producción	4.1. Incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar los costos en exploración y producción
	4.2. Adecuar y modernizar la infraestructura de proceso
5. Incrementar la confiabilidad y seguridad de las operaciones	5.1. Estabilizar las operaciones e incrementar la confiabilidad operacional de la infraestructura en los centros de trabajo
	5.2. Dar certeza a la medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en toda la cadena de valor
	5.3. Incrementar la flexibilidad operativa en el manejo, distribución y acondicionamiento de crudo con la calidad requerida
	5.4. Prevenir y reducir riesgos personales y de seguridad de los procesos para mejorar el desempeño en materia de seguridad industrial en las instalaciones



CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023
DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.



Objetivo estratégico	Estrategias
6. Proveer servicios de coordinación y soporte al negocio de manera eficiente y oportuna, con ética, transparencia y honestidad	6.1. Incentivar el crecimiento del contenido nacional en las contrataciones de Pemex
	6.2. Desarrollar con eficiencia las funciones corporativas de conducción central y de soporte y satisfacer oportunamente los requerimientos asociados
	6.3. Asegurar la prestación de servicios al personal con criterios de eficiencia y desarrollar un ambiente laboral sano e inclusivo
	6.4. Alinear las tecnologías de la información a las necesidades de la cadena de valor
7. Incrementar la producción de combustibles y petroquímicos	7.1. Ampliar la capacidad de refinación
	7.2. Incrementar la disponibilidad y, en su caso, diversificar las fuentes de materia prima para la producción de etileno y sus derivados y la cadena de aromáticos
	7.3. Fortalecer, bajo criterios de eficiencia, la producción de fertilizantes
8. Fortalecer la comercialización y contribuir a garantizar el abasto de productos de manera eficiente y oportuna, así como ofrecer servicios de calidad	8.1. Fortalecer la propuesta de valor, el servicio al cliente y el reconocimiento de la marca PEMEX para mejorar su posición competitiva en los mercados de productos y servicios
	8.2. Diversificar las fuentes de suministro de gas para actividades industriales
	8.3. Mejorar la posición competitiva de Pemex incrementando la flexibilidad de la capacidad de almacenamiento y transporte para petrolíferos
9. Mejorar la gestión y fortalecer las competencias para incrementar la eficiencia de las actividades operativas y administrativas	9.1. Desarrollar el capital humano y asegurar la transferencia de conocimiento
	9.2. Mejorar y simplificar los procesos institucionales e identificar y adoptar mejores prácticas
	9.3. Implementar acciones de mejora regulatoria y simplificación normativa



CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023
DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.



Objetivo estratégico	Estrategias
10. Fortalecer el enfoque de responsabilidad social, minimizar el impacto ambiental y mejorar la eficiencia energética	10.1. Fortalecer la responsabilidad social con base en relaciones de confianza en las comunidades donde opera la empresa
	10.2. Reducir el impacto ambiental de las actividades industriales y mejorar la gestión energética de la empresa
11. Asegurar la integridad física de las instalaciones y sistemas de información	11.1. Implementar acciones, en el marco de la participación de Pemex en la estrategia nacional de atención al mercado ilícito de combustibles, en coadyuvancia con las autoridades de los tres órdenes de gobierno
	11.2. Aumentar la seguridad física en instalaciones estratégicas
	11.3. Incrementar la seguridad en los sistemas de información.

Figura 1.4. Objetivos estratégicos de PEMEX, PEMEX (2019)



Para objeto de este trabajo, abordaremos el objetivo estratégico número 2 contenido en el plan de negocios de PEMEX y sus tres estrategias encaminadas a la exploración.

Objetivo estratégico 2: Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa.

- **Estrategia 2.1:** Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción
- **Responsable:** Pemex Exploración y Producción (PEP).
- **Descripción/Alcance:** Definir y desarrollar iniciativas que fortalezcan el incremento e intensificación de la actividad exploratoria para aumentar los volúmenes de incorporación de reservas de aceite y gas en áreas asignadas, en nuevas áreas terrestres y aguas someras para contribuir al cumplimiento de las metas de producción, a través de la adquisición y procesamiento sísmico y de la gestión para la aprobación de localizaciones exploratorias, así como identificar el potencial de recursos prospectivos cercanos a campos e instalaciones existentes. *(Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019-2023, PEMEX 2019)*
- **Indicadores y metas:**

Indicadores	Metas				
	2019	2020	2021	2022	2023
Incorporación de reservas 3P ³ por descubrimientos, (MMbpce).	≥1,300	≥1,300	≥1,300	≥1,300	≥1,300

³ 3P: suma de las reservas probadas, probables y posibles. Fuente: Pemex, 2019



CAPÍTULO I. PROYECCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL PERIODO 2019-2023 DE ACUERDO CON PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX.



- **Estrategia 2.2:** Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en plays y áreas de frontera.
- **Responsable:** Pemex Exploración y Producción.
- **Descripción/Alcance:** Continuar el desarrollo de estudios para evaluar el potencial petrolero en cuencas, sistemas petroleros de plays hipotéticos⁴ o la extensión de plays probados⁵ en nuevas áreas, entre los que se encuentran plays frontera (Play pre-sal, areniscas del Jurásico Superior, aceite y gas en lutitas, Play Mesozoico en la cuenca salina del istmo, Plataforma autóctona de Córdoba y Aguas Profundas). Adicionalmente, se considera la realización de gestiones para que SENER otorgue a PEP los campos y áreas exploratorias que no serán licitadas y que podrían fortalecer y complementar técnica y económicamente su portafolio. Asimismo, se incluye el análisis de la viabilidad para realizar actividades exploratorias fuera del país, en caso de que fuera necesario complementar el portafolio de PEP. (*Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019-2023, PEMEX 2019*)
- **Indicadores y metas:**

Indicadores	Metas				
	2019	2020	2021	2022	2023
Recurso prospectivo a documentar, (MMbpce).	150-250	200-300	250-350	350-450	450-550

⁴ **Plays hipotéticos:** Play visualizado con base en la información geofísica y el conocimiento geológico regional del área. Es una hipótesis y el concepto de play no ha sido verificado. Fuente: Pemex, 2019

⁵ **Plays probados:** Play en el que se han descubierto hidrocarburos en uno o más yacimientos para los cuales se han estimado las reservas. Fuente: Pemex, 2019



- **Estrategia 2.3:** Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y reservas en campos maduros.
- **Responsable:** Pemex Exploración y Producción.
- **Descripción/Alcance:** Realizar pruebas piloto de recuperación secundaria y mejorada en diferentes campos (Cinco presidentes, Rodador, Los Soldados, Rabasa, Tupilco, Castarrical, Tintal, Tamaulipas-Constituciones, Chicontepec, Ek-Balam y Samaria) mediante la inyección de agua, gas o químicos con la finalidad de masificar los resultados favorables en otros campos con características similares enfocadas en la reclasificación de reservas que permitirán en un futuro incrementar la producción de hidrocarburos. (*Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019-2023, PEMEX 2019*)
- **Indicadores y metas:**

Indicadores	Metas				
	2019	2020	2021	2022	2023
Incorporación de reservas 3P incremental, (MMbpce).	0	≤ 150	≤ 225	≤ 225	≤ 225



Con el fin de incrementar las reservas 3P hasta 1,500 MMbpce hacia el año 2024 es necesario fortalecer el portafolio de exploración, manteniéndolo diverso y balanceado.

Las acciones encaminadas a la incorporación de reservas en lo que se refiere a la actividad exploratoria, contenidas en el plan de negocios de PEMEX, son las siguientes:

- Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción.
- Mejorar los programas de evaluación de los nuevos descubrimientos para reducir la incertidumbre en los planes de desarrollo.
- Asegurar la visión a largo plazo de oportunidades exploratorias en plays y en áreas frontera.

Del total de recursos prospectivos convencionales estimado en las áreas exploratorias, que ascienden a 15.7 Mbpce, aproximadamente el 90% requieren estudios exploratorios para convertirlos en prospectos perforables, para esto se tiene considerado un programa para la adquisición y procesamiento de datos sísmicos, además, para poder incrementar la incorporación de reservas, se aumentará la perforación de pozos exploratorios; de 19 terminados en 2018 a 50 en 2019, 60 en 2020 y alcanzar 80 y 110 pozos entre 2021 y 2024.

A diferencia del periodo del 2011-2018, en el que más del 40% de la inversión exploratoria se dedicó a aguas profundas, el plan de negocios de PEMEX enfoca las inversiones en aguas someras y áreas terrestres en zonas con alta prospección de aceite, gas húmedo y condensado. Ante estas necesidades y objetivos, ha sido necesario desarrollar y capacitarnos con tecnologías que hagan el proceso de exploración y desarrollo de campos más eficiente, así como mejorar las tecnologías existentes.



CAPÍTULO II. ¿QUÉ ES EL SISTEMA “*MUDLINE SUSPENSION*”?

2.1. Antecedentes

En la industria petrolera cuando se realiza un proyecto para el desarrollo de campos costa fuera, desde la exploración, se efectúa la perforación de un pozo exploratorio donde se obtiene información de la zona productora realizando muestreo de roca, toma de registros geofísicos y pruebas de formación que nos determinan las características de la zona de interés, con la información obtenida podemos saber si es rentable, para después regresar y desarrollar el campo, en el pasado el pozo exploratorio se abandonaba cortando las tuberías de revestimiento a nivel de lecho marino; cuando las condiciones del yacimiento eran sustentables y era necesario desarrollar el campo, se complicaba volver a recuperar el pozo abandonado, perdiendo el mismo, por lo cual se tomaba la decisión de iniciar el desarrollo con la perforación de otro pozo cerca del pozo exploratorio, perdiendo la inversión del tiempo y costo del pozo exploratorio.

Con el creciente desarrollo de la industria fue necesario desarrollar nuevas tecnologías para la perforación del pozo exploratorio durante el desarrollo de campos, con los nuevos avances se logró perforar este pozo con plataformas auto-elevables con tirantes de agua hasta de 110m que nos permite recuperarlos para su explotación con la tecnología del sistema “*Mudline Suspension*”.

2.2. Definición de “*Mudline Suspension*” (MLS)

El MLS es un sistema de soporte de tuberías de revestimiento que transfiere efectivamente el peso del pozo al fondo marino, proporciona a los operadores un medio para la desconexión completa, lo que permite el abandono temporal o definitivo rápidamente y sin la necesidad de cortar las tuberías, todas las tuberías pueden reconectarse posteriormente para recuperar el pozo e iniciar a desarrollarlo en donde no existe una estructura fija, lo que proporciona un ahorro significativo de tiempo y dinero en el proceso.



2.3. Características del MLS

- Existe para todas las configuraciones de TR's.
- Alta capacidad de carga, lo que permite manejar TR's a grandes profundidades.
- Proporciona un sello metal con metal, lo que mantiene la integridad del sello a alta presión y protege contra la corrosión.
- Puertos de lavado en la herramienta de funcionamiento, que eliminan la contaminación de la herramienta.
- Su uso proporciona un gran ahorro en tiempo y dinero en el desarrollo de pozos costa afuera.

2.4. Componentes del MLS

Un sistema MLS está compuesto por:

- Anillos de carga
- Conector quick jay
- Conjuntos de colgador-soltador
- Tapones de abandono y anticorrosión
- Tie Back (Tubería de enlace hasta la superficie)

2.4.1. Anillos de carga

El anillo de carga del conductor tiene un hombro de carga interna que está diseñado para soportar el siguiente colgador, es el primer elemento del sistema, está soldado a la tubería de revestimiento de 30" y está en posición relativa con el sistema. Es importante que, al inicio del pozo cuando se perfora la primera etapa, se cuide la inclinación de la sarta ya que el conductor debe instalarse lo más verticalmente posible para evitar complicaciones durante la perforación y su recuperación. Posteriormente las tuberías de revestimiento subsecuentes que se instalarán de acuerdo con el diseño del pozo tendrán su anillo de carga en donde se soporta la siguiente tubería.



Figura 2.1. Anillo de carga soldado al conductor de 30" Vetco gray (2004)

2.4.2. Conector “Quick jay”

Durante el proceso de instalación del MLS de 30”, cuando se instala la junta recuperable, se instala también un conector llamado “Quick jay”, que es una conexión antirrotación efectivo que proporcionan seguridad y una desconexión remota, su caja está compuesta por ranuras tipo J y orificios de descarga, su piñón tiene ranuras antirrotación y el plato antirrotación está compuesto por la leva de pivote, perno de rebote y cable de acero, como se muestra a continuación.

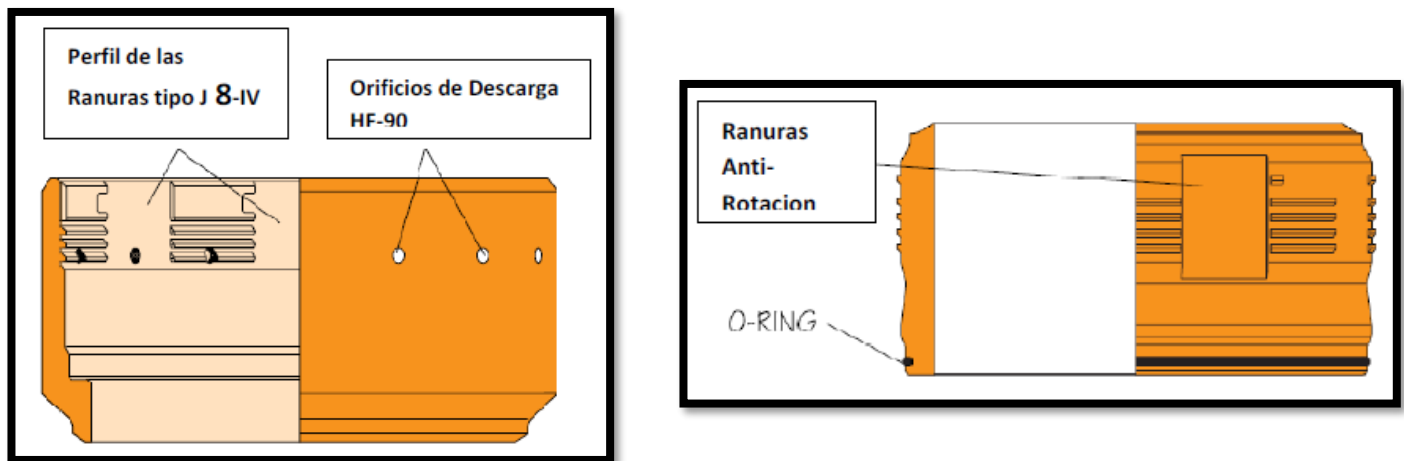


Figura 2.2. Caja y piñón de conector Quick jay, drill quip, 2015

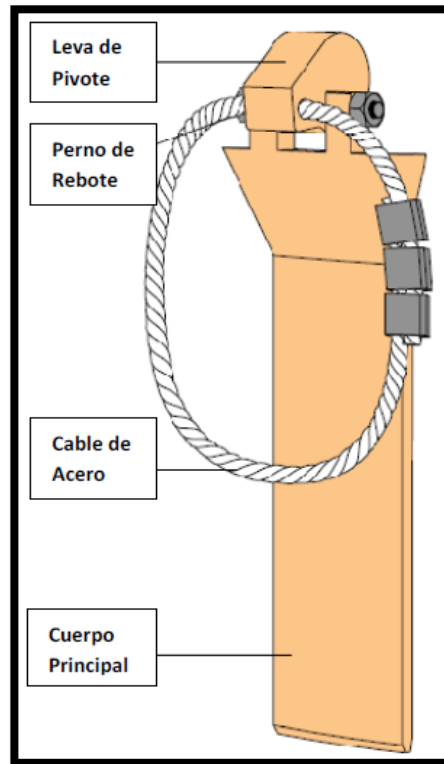


Figura 2.3. Plato antirrotación de conector Quick jay, drill quip, 2015

Al instalarse se deben ensamblar la caja, piñón y plato del conector como se muestra:

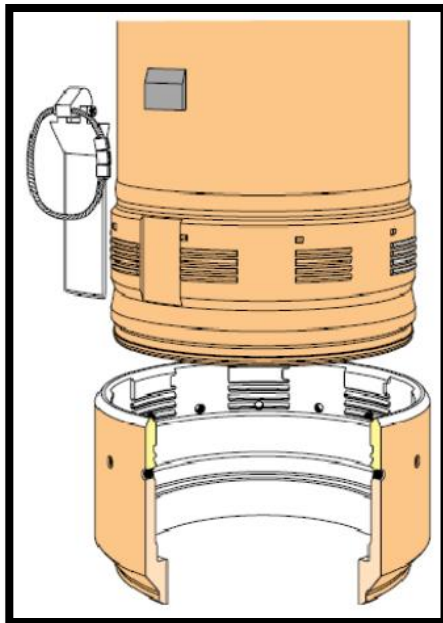


Figura 2.4. Ensamble de conector Quick jay, drill quip, 2015

2.4.3. Conjuntos colgador-soltador

El colgador está equipado con un anillo de soporte externo que se sienta en el hombro de carga en el anillo de la tubería anterior. La conexión superior es rosca izquierda cuadrada modificada de un hilo que es para recibir la herramienta de soltadora/Tie-Back. En muchos de los casos el anillo de soporte externo es removible. La herramienta soltadora tiene rosca izquierda cuadrada modificada de un hilo y conexión superior según lo que se necesite. La herramienta usa sellos elastómericos e incluye puertos de lavado.

Se requieren 3 ½ vueltas para la conexión total y 1 ½ para abrir sus puertos de lavado.

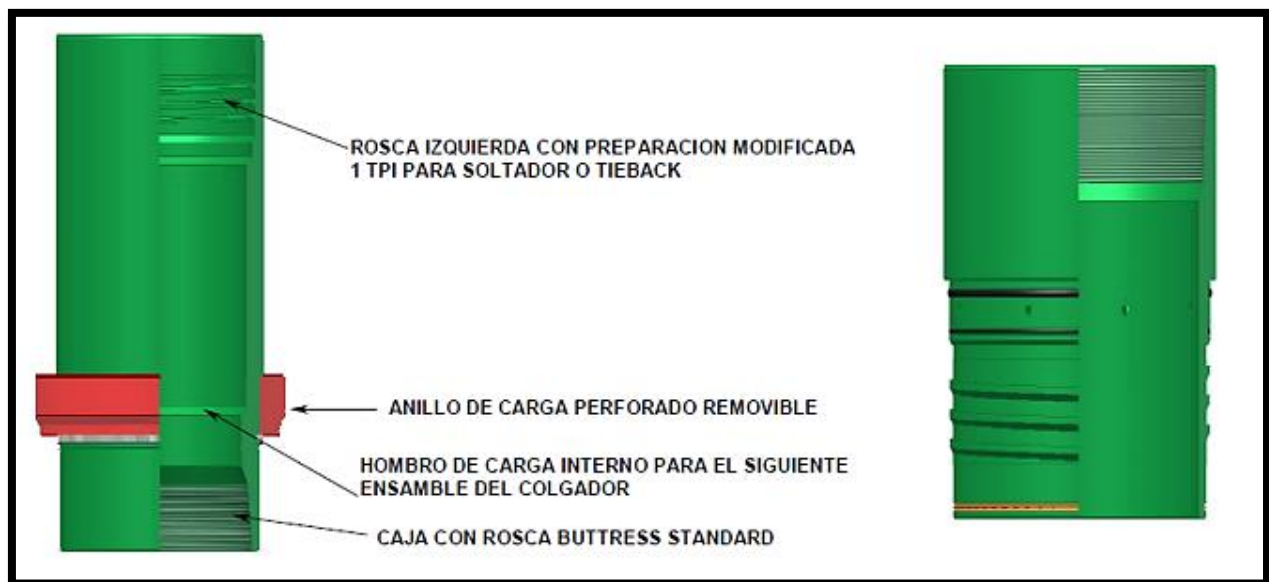


Figura 2.5. Conjunto colgador-soltador, Vetco gray (2004)

2.4.4. Tie-Back

Es una herramienta que permite extender la TR hasta la superficie, se conecta al sistema colgador de la TR que se está introduciendo con un conector especial en el cabezal del pozo, esta herramienta tiene rosca izquierda cuadrada modificada de un hilo y conexión superior, la herramienta utiliza sellos elastómericos e incluye puertos de lavado; aísla la TR usada que no puede resistir las posibles cargas de presión si continua la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo. Todas las herramientas Tie-Back se alinean completamente con el colgador antes de que las roscas efectúen contacto, poseen un sello metal-metal donde los sellos elastómericos contienen la presión interna.

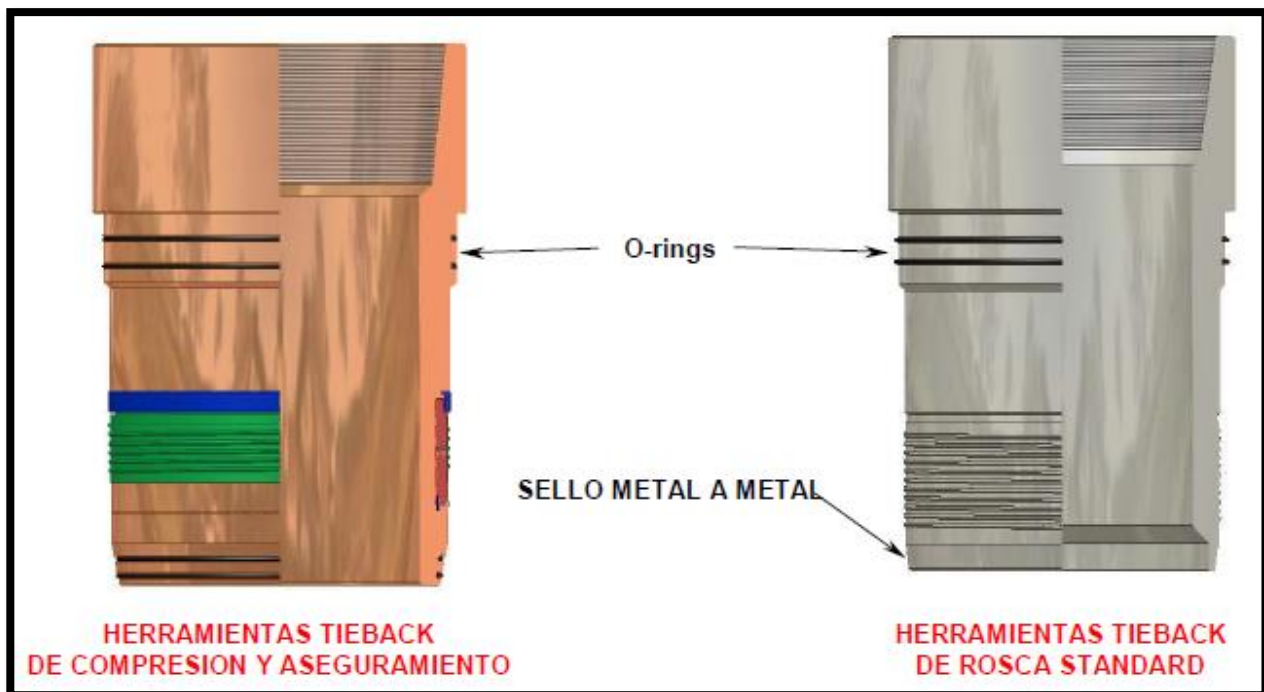


Figura 2.6. Herramienta Tie-Back, Vetco gray (2004)

2.4.5. Tapón de abandono y anticorrosión

Los tapones anticorrosión dan protección a las roscas del colgador, áreas de sellos y contiene presión con la válvula de retención (Un dispositivo mecánico que permite que el fluido fluya o que la presión actúe en una dirección solamente). El tapón anticorrosión se enrosca en la herramienta soltadora del colgador y tiene sellos elastómericos arriba y abajo de las cuerdas. La herramienta soltadora del tapón anticorrosión abre la válvula de retención para facilitar la instalación del tapón al colgador.

La herramienta soltadora para el tapón anticorrosión tiene una caja de tubería de perforación y un cilindro inferior. Las ranuras en "J" internas encajan en los pernos del tapón anticorrosión con rotación a la derecha. Un espolón interno por abajo de la herramienta abre la válvula de retención, si está instalada, cuando se acopla sobre el vástago del tapón anticorrosión.

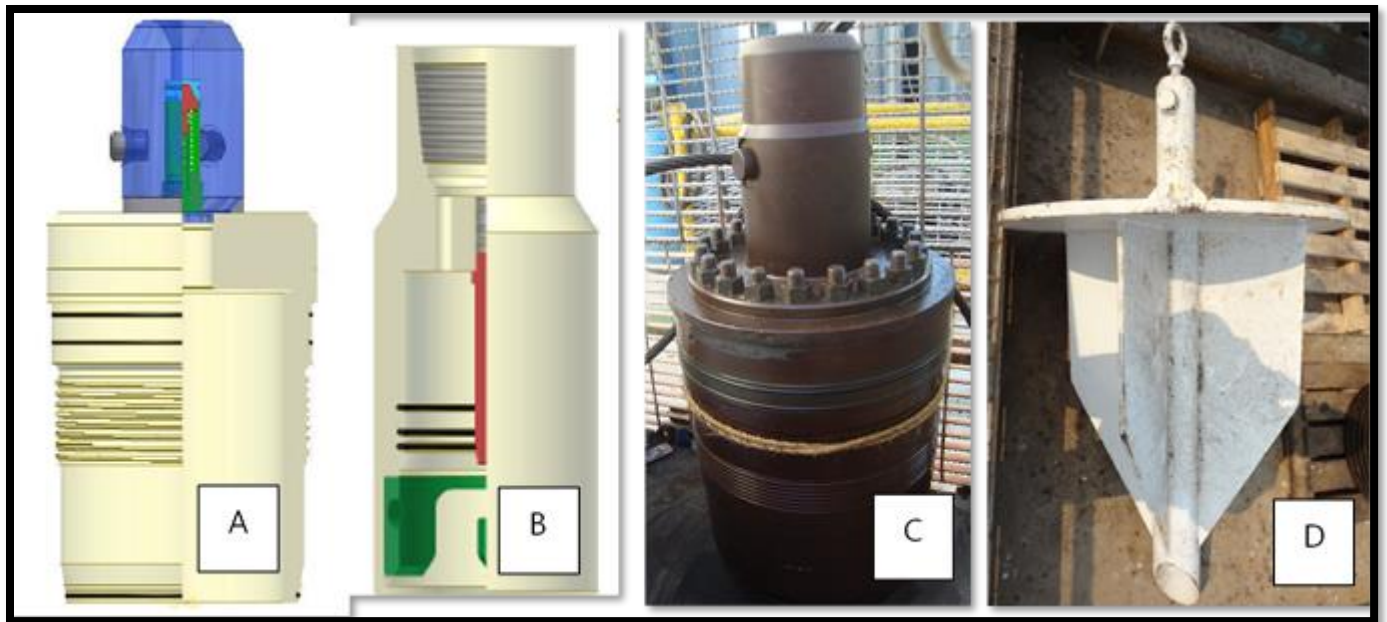


Figura 2.7. A: Diagrama de tapón de abandono anticorrosión

B: Herramienta soltadora, Vetco gray (2004)

C: Tapón de abandono anticorrosión

D: Tapón de abandono de 30"

CAPÍTULO III. INSTALACIÓN Y ABANDONO TEMPORAL DE UN POZO CON EL SISTEMA MLS EN UN CAMPO EN AGUAS SOMERAS

3.1 Instalación

La instalación de un MLS se hace por etapas, las cuales están establecidas en un programa de perforación, que es diseñado de acuerdo con las necesidades del pozo y tomando en cuenta algunas constantes como el tirante de agua, el lecho marino y la zona de la formación consolidada, a continuación, serán descritas las etapas que se siguieron en la perforación del pozo "MIPEP-1" :

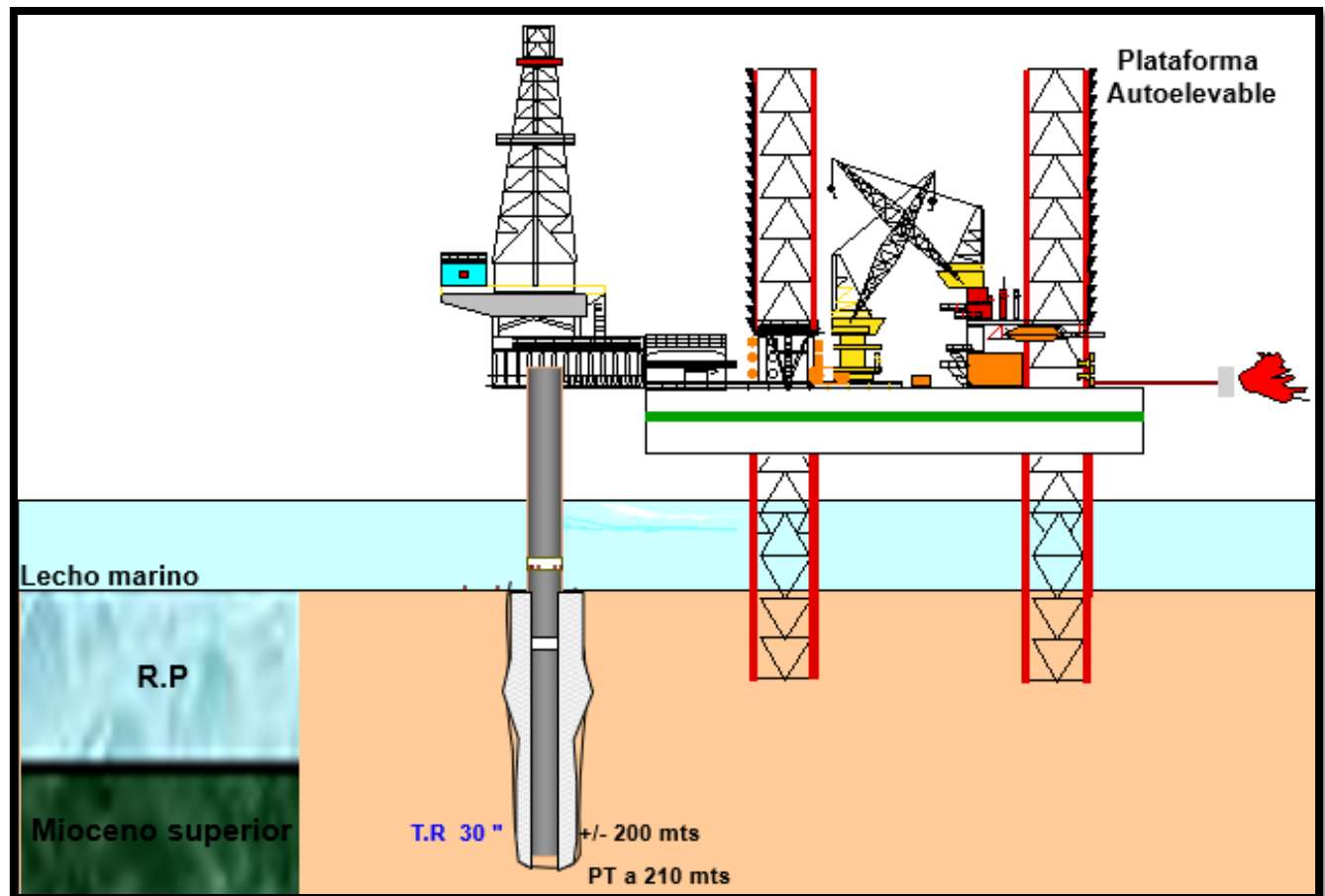


Figura 3.1. Etapa de 30" del pozo MIPEP-1

3.1.1. Instalación de TR de 30" y conector soldable

Primera etapa: Barrena 36" (Lecho marino-210 md)

TR de 30" a 200 md

Lodo: Agua de mar y baches de lodo bentónico de 1.15 gr/cc

Perforó con barrena tricónica de 36", T-115, sarta pendular y agua de mar con baches de lodo bentónico de 1.06 gr/cc a 210 md, dejando agujero descubierto en seno de lodo bentónico de 1.15 gr/cc x 90 seg, levantó sarta a superficie.

Metió conductor de 30", X-52, 309.72 lb/ft, drill quip a 200 md, utilizando sistema MLS con anillo de carga a 106 md (2.0 m debajo del LM) y junta recuperable con conector Quick jay a 102.5 md (1.5 m arriba del LM), cementó bombeando 72m³ de lechada única de 1.90 gr/cc, desplazó lechada con 20 bls de lodo bentónico de 1.15 gr/cc, cortó y biseló a nivel de contrapozo tubo de 30", instaló diverter 29 ½" a conductor.

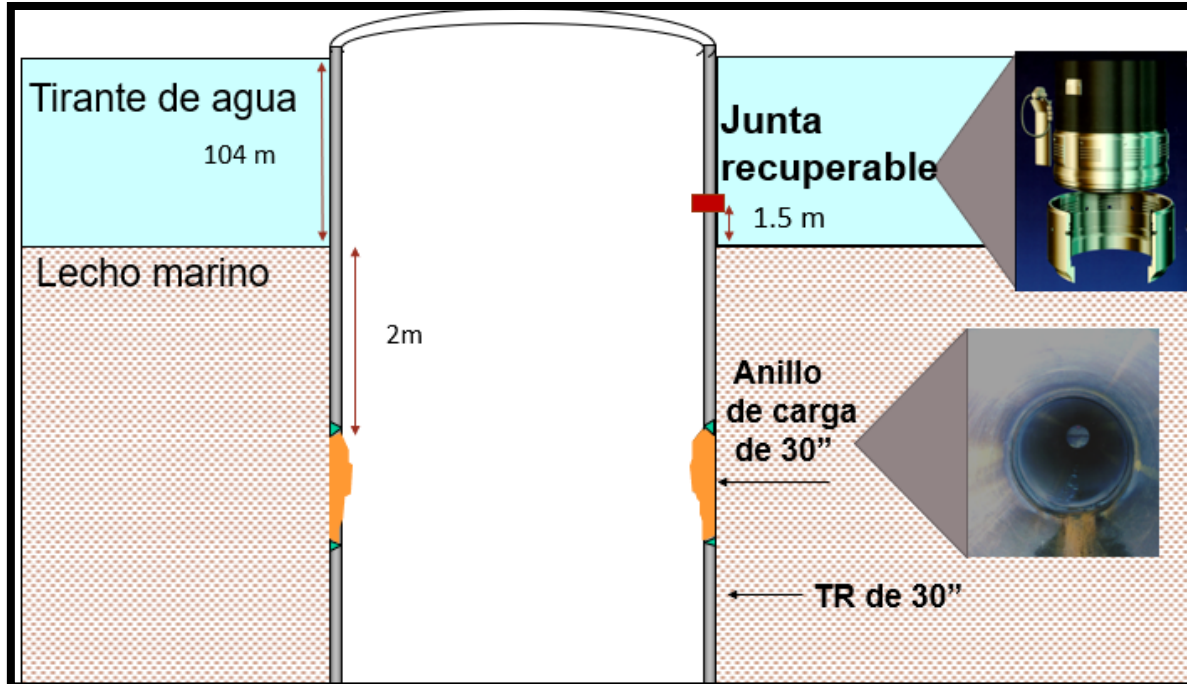


Figura 3.2. Anillo de carga y junta recuperable de 30" del pozo MIPEP-1

3.1.2. Instalación de TR de 20"

Segunda etapa: Barrena 26" (210-660md)

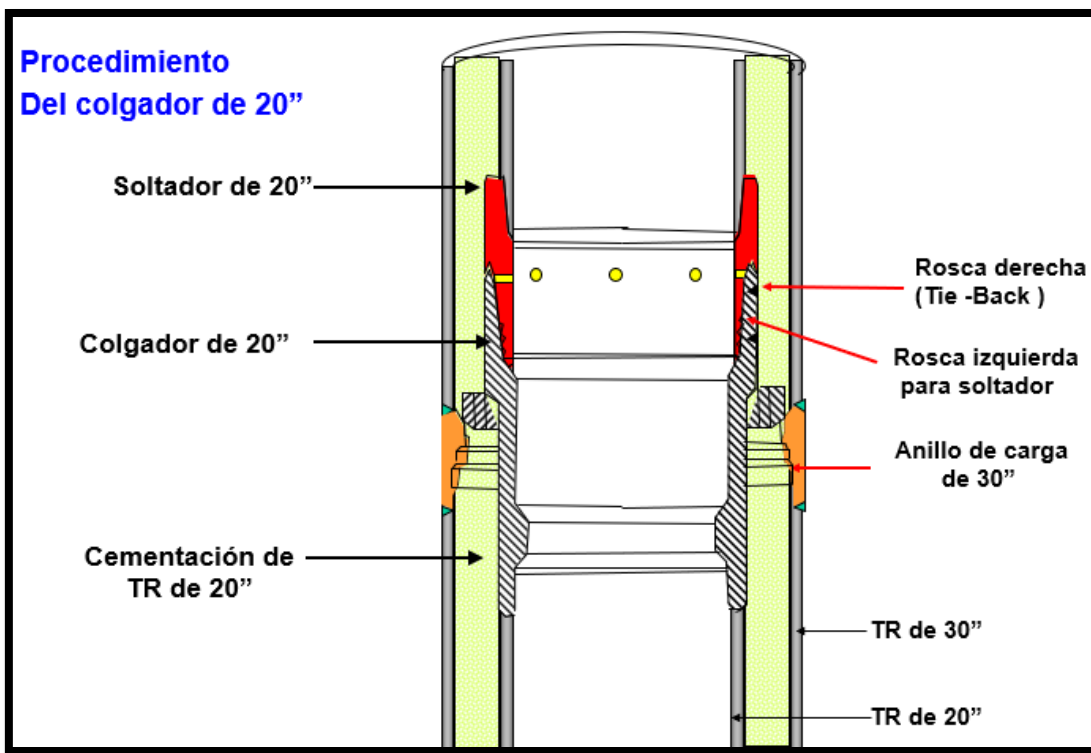
TR de 20" a 650 md

Lodo: bentónico de 1.08 gr/cc

Perforó con barrena tricónica de 26", T-115 y sarta navegable a 660 md con lodo bentónico de 1.08 gr/cc, levantó barrena a superficie.

Introdujo 45 tramos de TR de 20", X-52 de 129.33 lb/ft, se instaló conjunto colgador- soltador de 20" del sistema MLS, verificó la conexión de la herramienta de instalación entre el colgador y el soltador girando 5 vueltas a la izquierda, verificó apertura y cierre de puertos de circulación con 2.5 vueltas y apretó con 1,500 lb-pie, continuó bajando 9 tramos de TR de 20" a 650m, donde sentó todo el peso de la tubería sobre el anillo de carga de 30" (106 m)

Realizó cementación bombeando 47.89 m³ de cemento H de 1.60 gr/cc seguido de 35 m³ de cemento H de 1.90 gr/cc, se desplazó alcanzando una presión final de 1,300 psi.



*Figura 3.3.
Colgador de
20" del pozo
MIPEP*

Se realizó el procedimiento de lavado del sistema colgador-soltador del MLS, se abrieron los puertos de lavado tensionando 18 ton (punto neutro) y girando la TR 3 vueltas a la derecha con torque de 11,000 lb-pie, lavó el espacio anular bombeando 450 bls de agua de perforación y 20 bls de bache a base de sacarosa para evitar el taponamiento de los puertos de circulación y colgador por presencia de cemento canalizado, que nos causaría problemas al realizar la desconexión

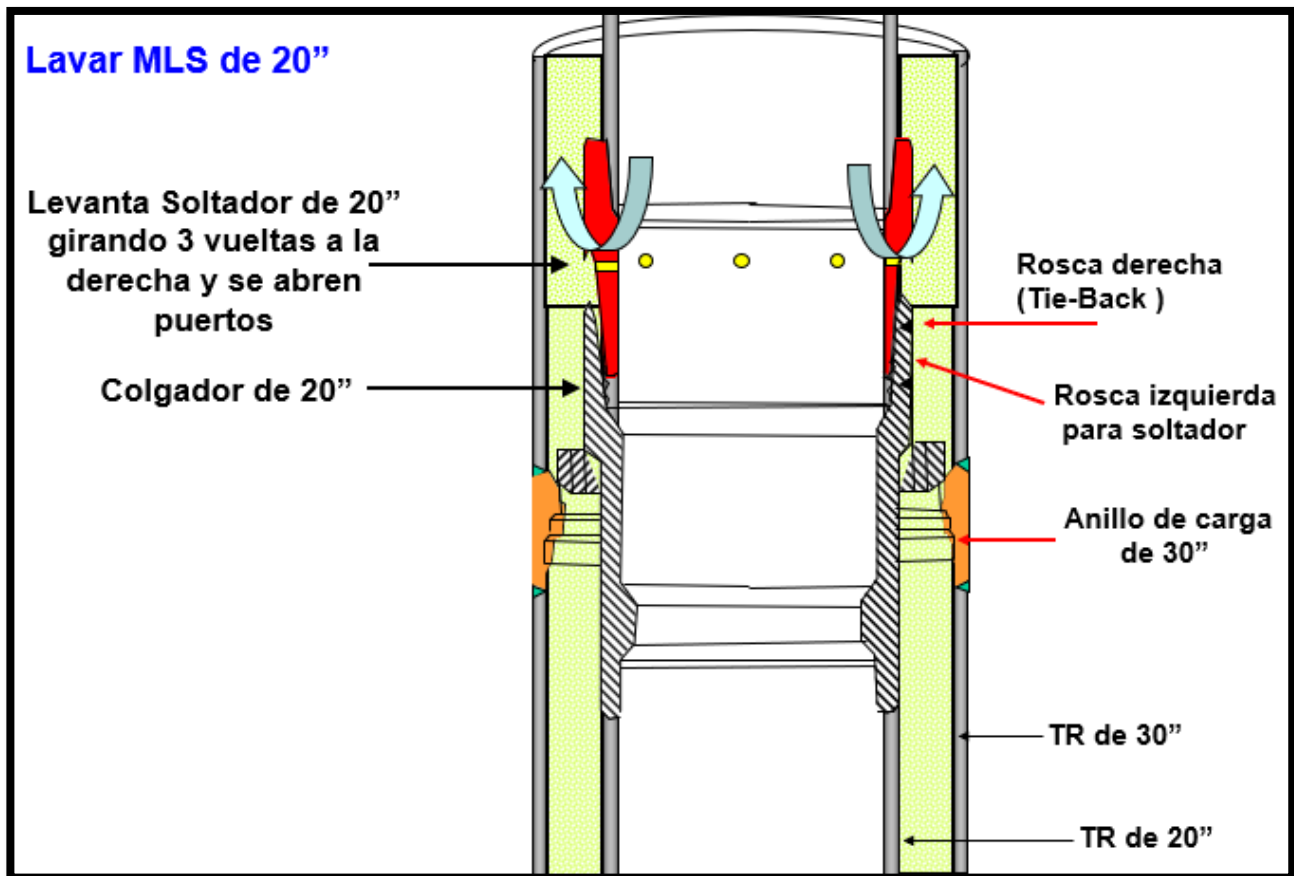


Figura 3.4. Lavado de MLS de 20" del pozo MIPEP

Cerró los puertos girando la TR tres vueltas a la izquierda con torque de 1,500 lb-pie y se probó con el 80% de resistencia a la presión de colapso de TR para verificar que la conexión se realizó adecuadamente.

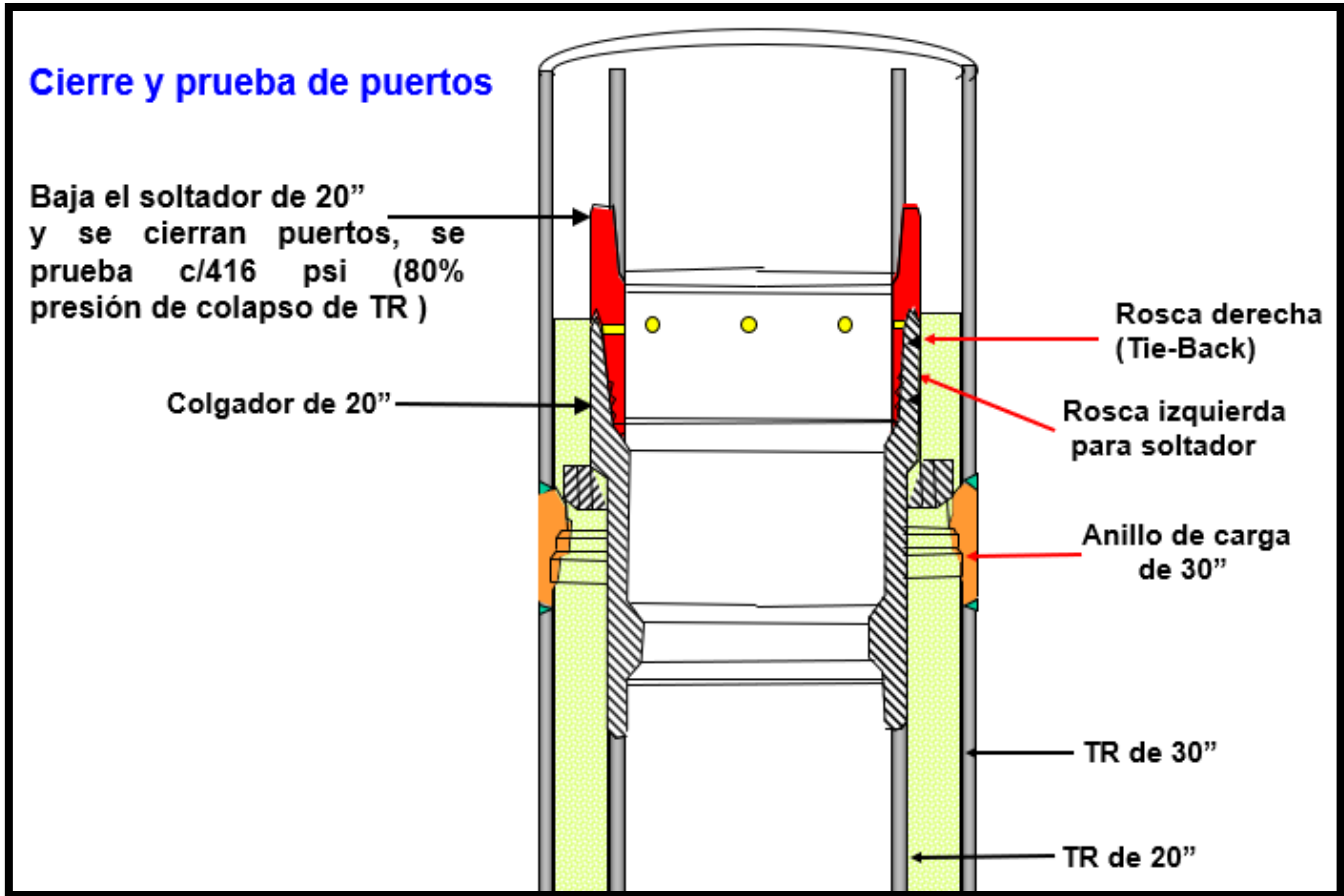


Figura 3.5. Cierre y prueba de puertos del colgador de 20" del pozo MIPEP-1

Se continuó con programa donde realizó el corte al conductor de 30", afinó el corte de la TR de 20", instaló cabezal soldable y preventores 20 3/4" (3M) y esférico 21 1/4" (2M) para la TR de 20".

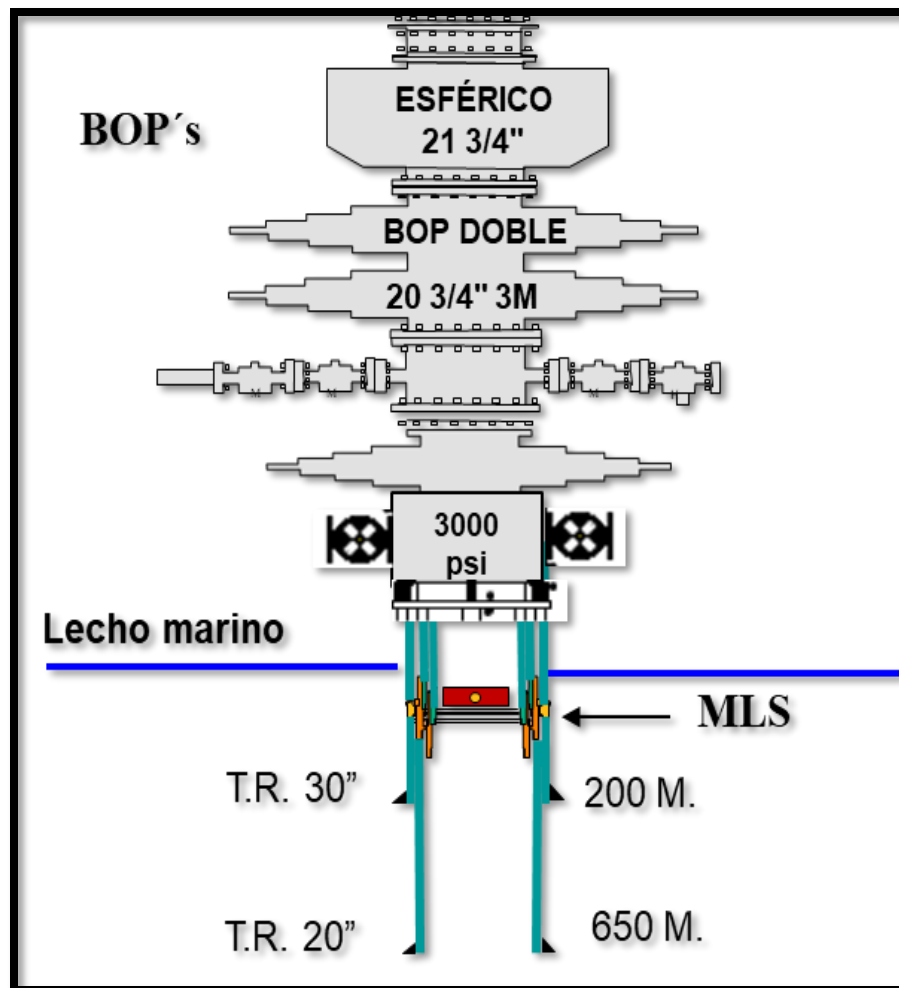


Figura 3.6. Cabezal y conjunto de preventores TR 20" del pozo MIPEP-1

3.1.3. Instalación de TR de 16"

Tercera etapa: Barrena 17 ½" x 18 ½" (660-1,640md)

TR de 16" a 1,600 md

Lodo: Emulsión Inversa de 1.40 gr/cc

Con barrena PDC de 17 ½", MS1657 con ampliador a 18 ½" y sarta rotatoria navegable perforó a 1,640 md con lodo de E.I. de 1.40 gr/cc y levantó a superficie.

Introdujo 125 tramos de TR de 16", N-80 de 109 lb/ft, realizó la instalación del conjunto colgador-soltador del sistema MLS, verificó la conexión de la herramienta entre el colgador y el soltador girando 13 vueltas a la izquierda, verificó apertura y cierre de puertos de circulación con 7 vueltas y apretó con 3,500 lb-pie, continuó bajando 9 tramos de TR 16" dejando todo el peso de la TR sobre el anillo de carga en TR 20" a 106 m.

Realizó cementación bombeando 48.03 m³ lechada de llenado de 1.54 gr/cc seguido de 19.08 m³ de lechada de amarre de 1.90 gr/cc, desplazó lechada con 1,000 bls de lodo E.I. de 1.40 gr/cc, más 83 bls de agua de perforación, alcanzando presión final con 900 psi.

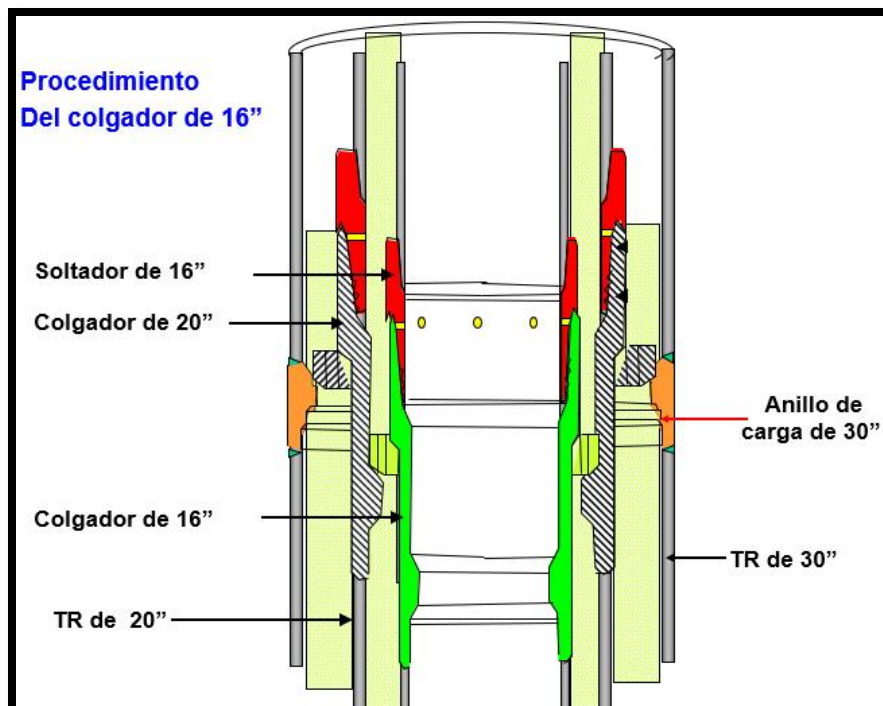


Figura 3.7. Colgador soltador de 16" del pozo MIPEP-1

Se realizó procedimiento de lavado del sistema colgador-soltador de MLS, se abrieron los puertos de lavado tensionando 15 ton (punto neutro) y rotando la TR de 16" 8 vueltas a la derecha, lavó el espacio anular bombeando 65 bls de agua de perforación seguido de 20 bls de bache a base de sacarosa y desplazó con 68 bls de agua de perforación observando la salida de agua limpia por E.A.

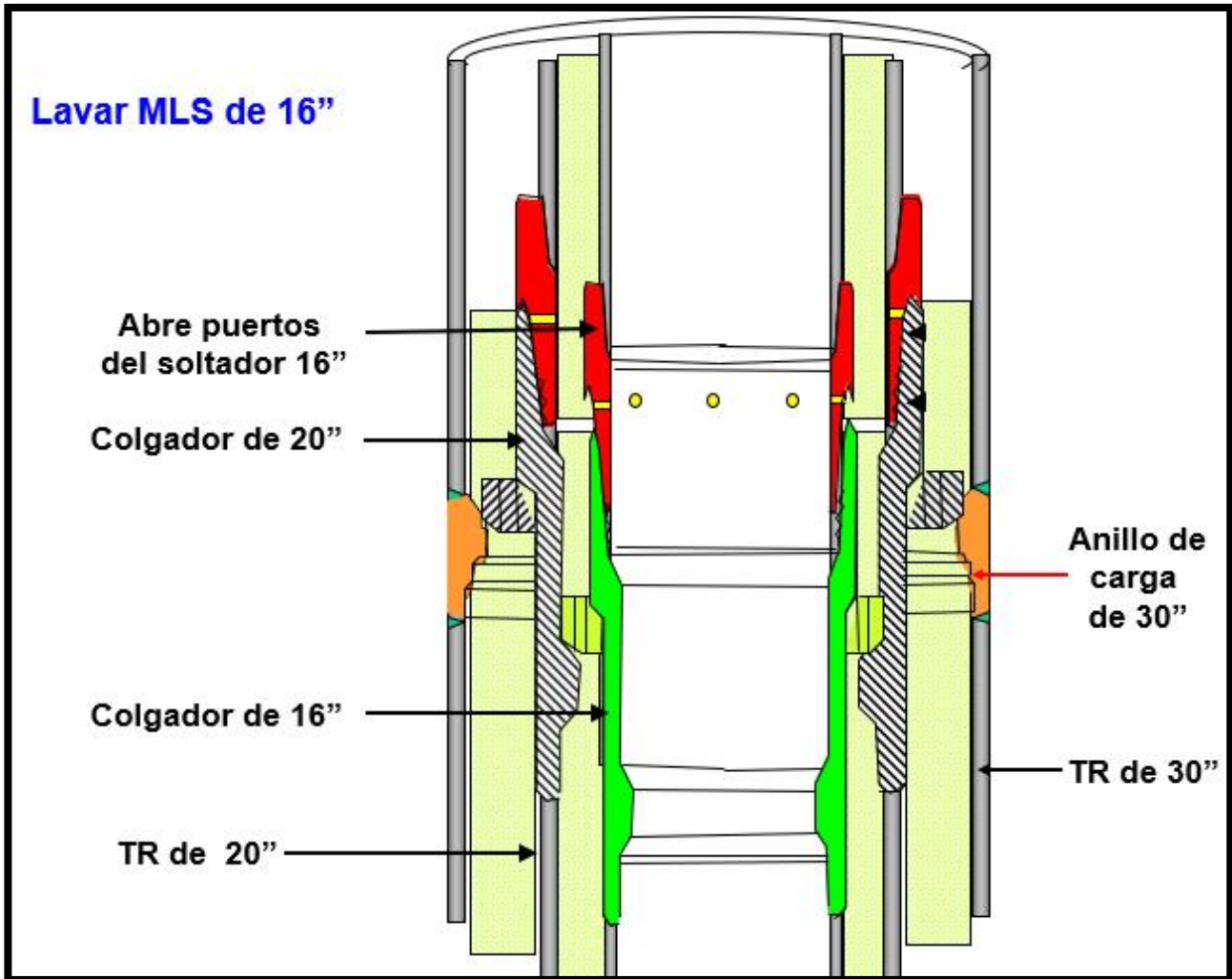


Figura 3.8. Lavado del MLS de 16" del pozo MIPEP-1

Se cerraron los puertos rotando a la derecha 8 vueltas dando torque de 2,500 lb-pie, se probó MLS con 500 psi y se probaron los puertos con 2,464 psi (80% de la presión de colapso de la TR) para verificar que se conectó adecuadamente.

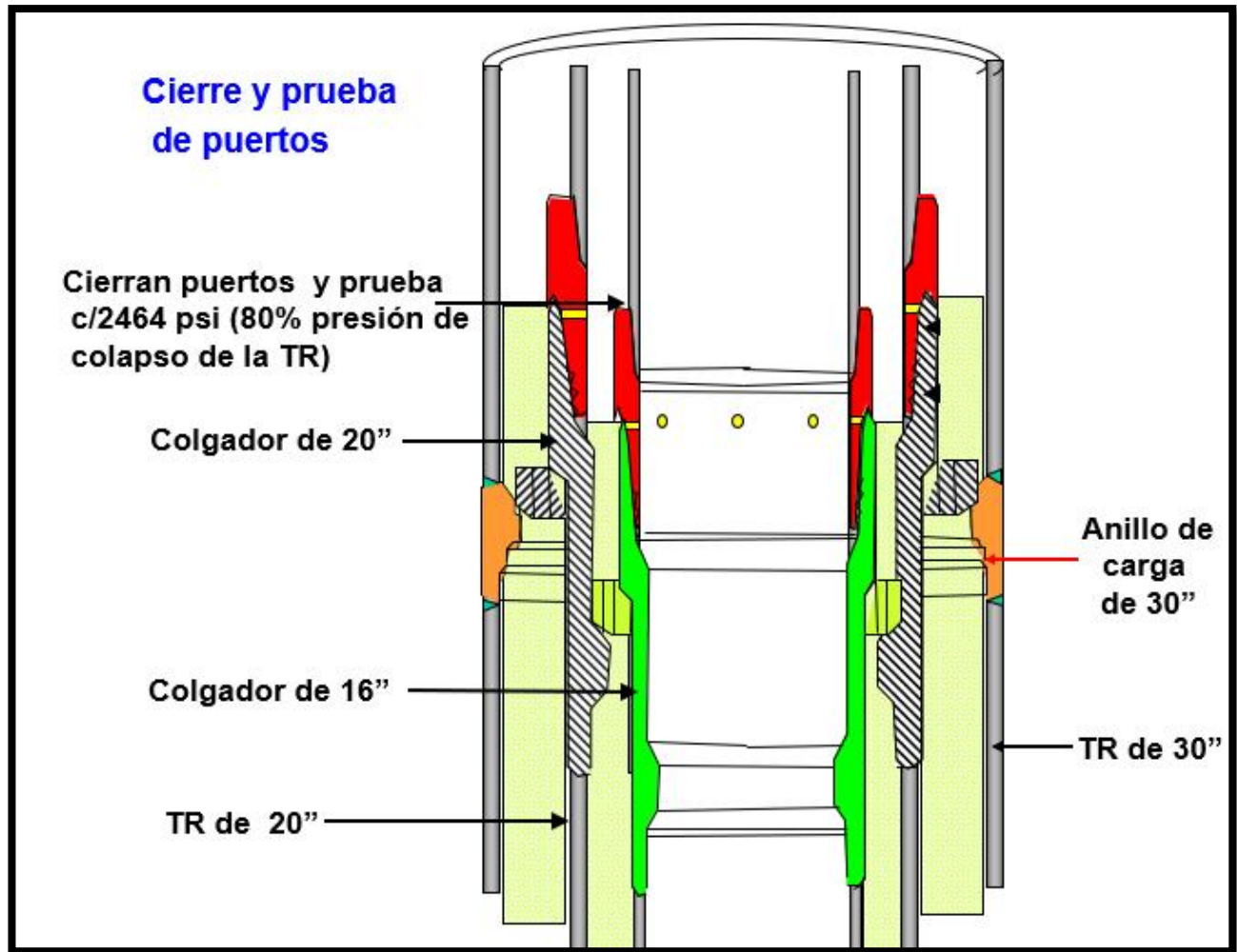


Figura 3.9. Cierre y prueba de puertos del colgador de 16" del pozo MIPEP-1

Tensionó TR de 16" e instaló cuñas colgadoras, eliminó conjunto de preventores de 20 3/4" (3M) , afinó el corte de la TR de 16", instaló carrete y cabezal 20 3/4" (3M) x 16 3/4" (5M) y conjunto de preventores 16 3/4" (5M) para la TR de 16".

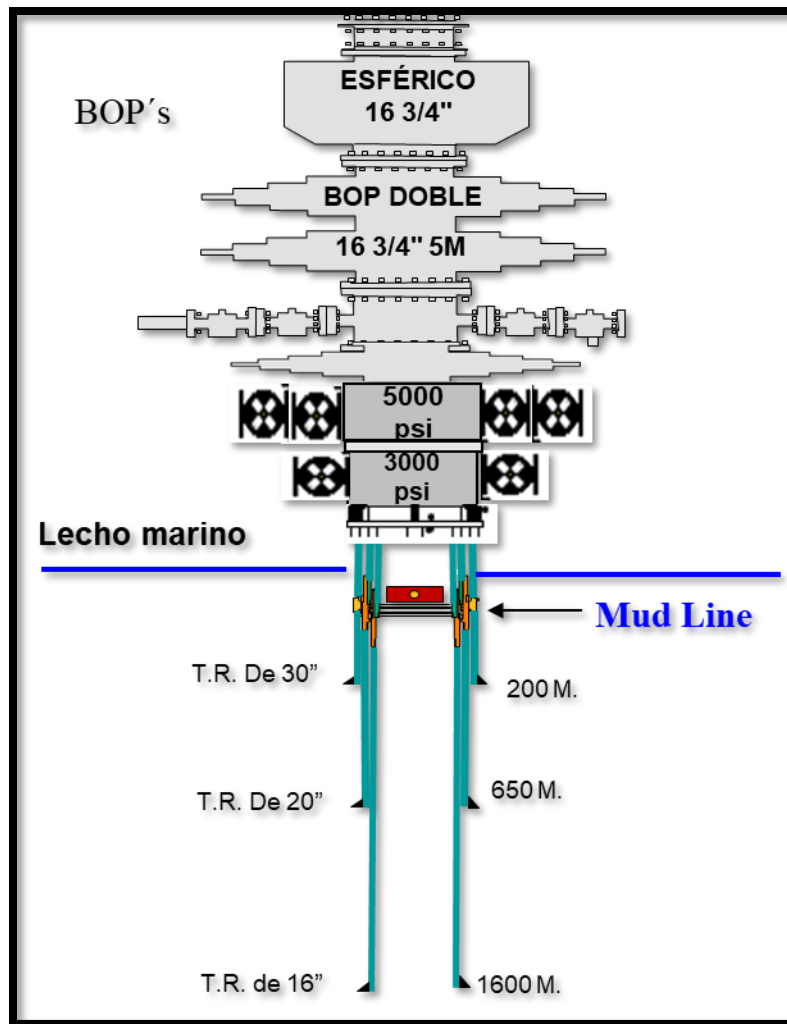


Figura 3.10. Cabezal y conjunto de preventores de TR 16" del pozo MIPEP-1



3.1.4. Instalación de TR de 11 7/8"

Cuarta etapa: Barrena 14 1/2" (1,640-2,794md)

Liner de 11 7/8" a 2,720 md, BL a 700md

Lodo: Emulsión Inversa de 1.72 gr/cc

Con barrena PDC MD616 de 14 1/2" y sarta rotatoria navegable, perforó a 2,794 md con lodo de E.I de 1.72 gr/cc y levantó a superficie.

Registró metro a metro, y correlacionó con registros, introdujo liner de 11 7/8", TAC-110, 71.8 lb/ft a 2,720 md, realizó procedimiento de anclaje del colgador 11 7/8" x 16", con BL a 700 m. Realizó cementación bombeando 51.39 m³ de lechada de 1.90 gr/cc desplazando con 1.59 m³ de bache espaciador de 1.80 gr/cc seguido de 719 bls de lodo de E.I de 1.2 gr/cc alcanzando presión final de 1,700 psi, levantó sacando perros rotacionales, recargó 60 Klbs y empaco BL, levantó herramienta soltadora a superficie.

Nota: Durante al diseño de recuperación del pozo, se programó extender el liner de 11 7/8" hasta superficie a través del sistema Tie-Back, procediendo a cementar el complemento.

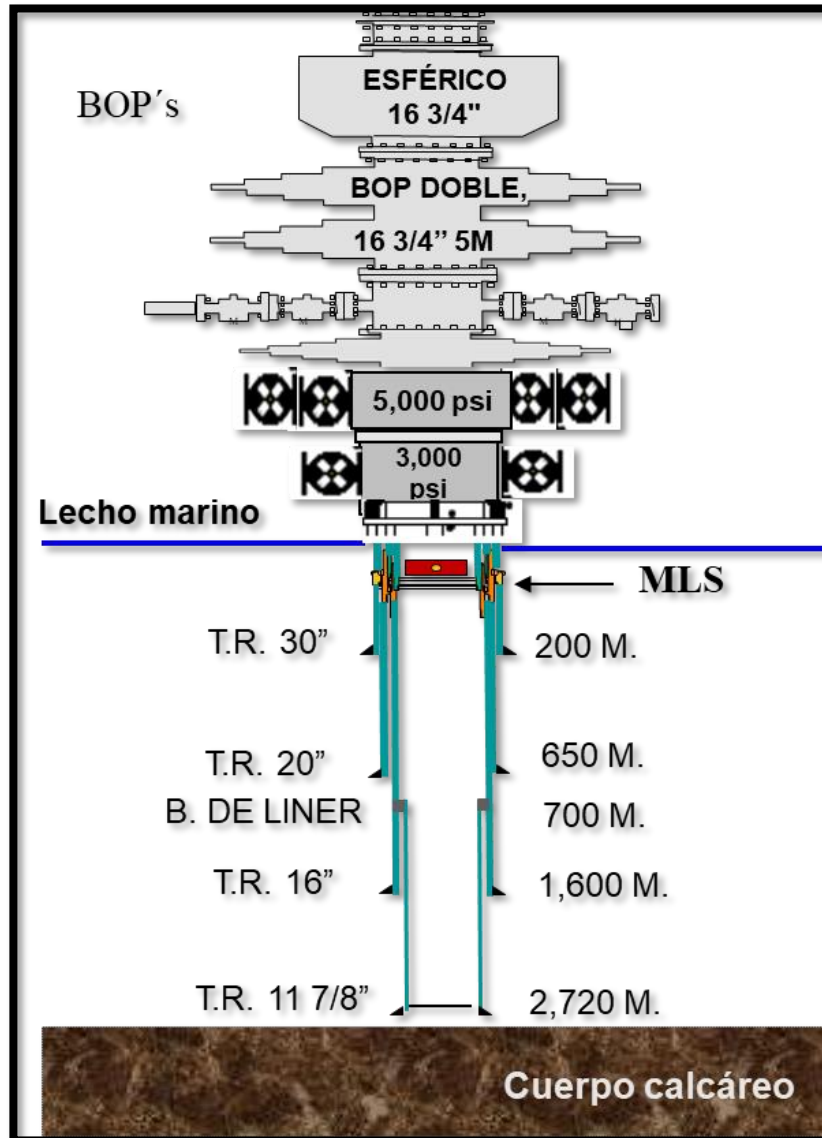


Figura 3.11. Instalación del liner de 11 7/8" del pozo MIPEP-1

Al finalizar el programa de perforación del pozo MIPEP-1, tomó información de la zona de interés mediante una prueba DST, se determinó que el desarrollo de este yacimiento era probablemente rentable, tomando la decisión de abandonarlo temporalmente, con el objetivo de poder recuperarlo después de terminar de procesar la información y confirmar que este debería de desarrollarse, el estado mecánico quedó de la siguiente manera:

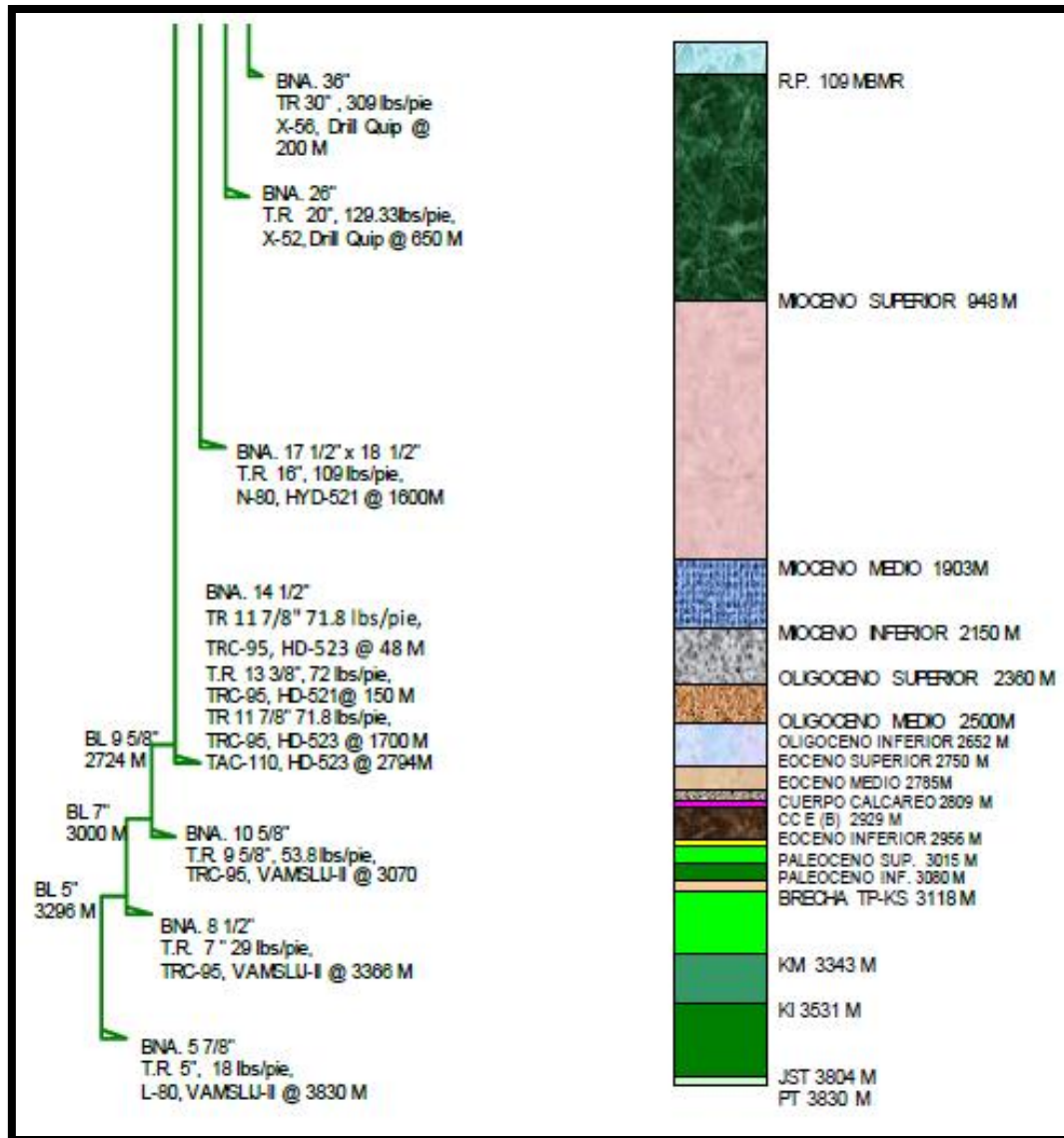


Figura 3.12. Estado mecánico al final de la perforación del pozo MIPEP-1

3.2. Abandono temporal del pozo

Después de realizar la terminación del pozo, donde se mide el potencial de la zona de interés mediante tomas de información, pruebas DTS y registros, se procede al abandono temporal del pozo MIPEP-1 mediante el siguiente procedimiento:

Por protocolo de abandono, se colocaron tapones de cemento aislando la zona de yacimiento, arriba de las BL's y uno superficial a +/- 300m, probando mismos con presión y peso, realizó la adecuación para la recuperación de las TR's donde eliminó el conjunto de preventores 16 3/4" (5M) y el arreglo de cabezales, dejando las TR's expuestas en un corte tipo pastel, realizó orificios de paso de perno en cada TR en superficie (fig.3.13), en el abandono del pozo, la recuperación de las TR's se hace de la de menor a mayor diámetro.

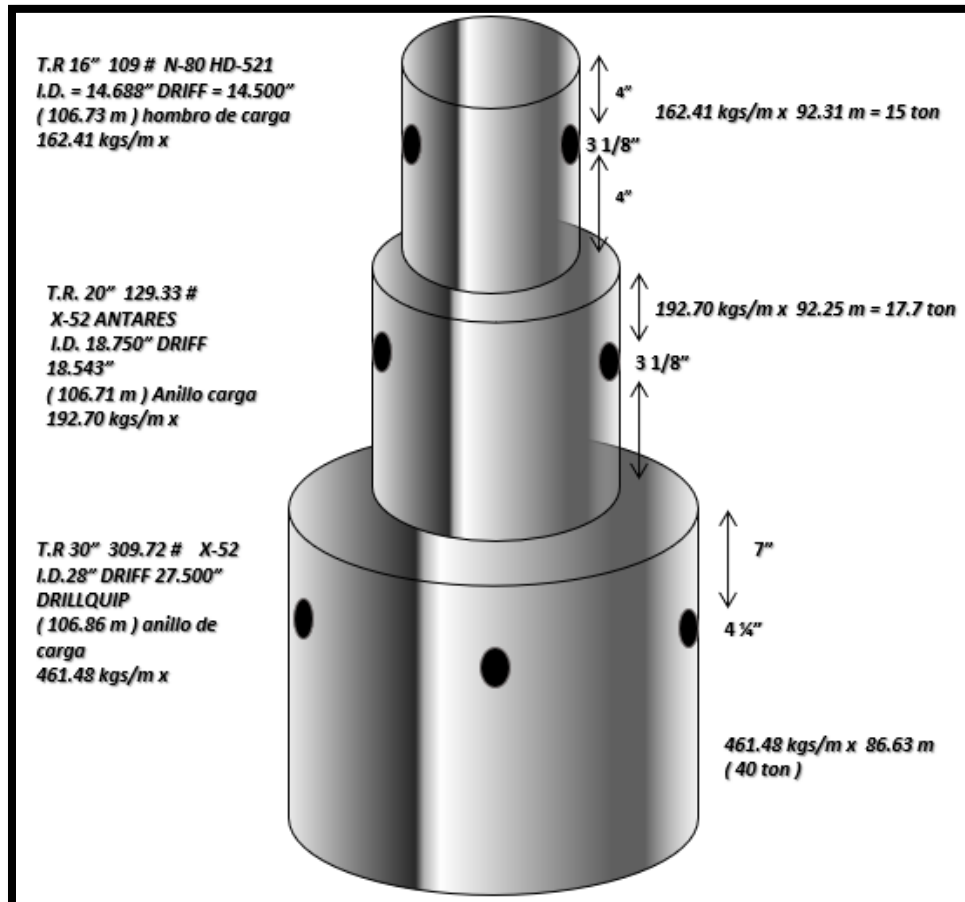


Figura 3.13. Corte tipo pastel y orificio de cada TR del pozo MIPEP-1

3.2.1 Para la TR de 16"

Bajó pescante con tubería de perforación a contrapozo a la cima de TR de 16" alineando orificios de la TR con pescante, introdujo perno de sujeción y aseguró mismo, tensionó TR con peso equivalente del conjunto colgador-soltador a superficie (15ton), giró 13 vueltas a la derecha, observando desconexión de herramienta soltadora, levantó pescante con TR a nivel de rotaria, eliminó TR 16" tramo a tramo y recuperó soltador del sistema MLS en superficie, armó y metió tubo difusor 3 1/2" a 106 m, donde se encuentra colgador de MLS y lavó mismo, levantó a superficie. Armó la herramienta de instalación tipo "j" acoplado con el tapón de corrosión 16", metió tapón de corrosión a cima del colgador de TR de 16", conectó girando 8 vueltas a la izquierda enroscando con 1,500 lb-pie de torque, verificó agarre tensionando con 3 ton y liberó.

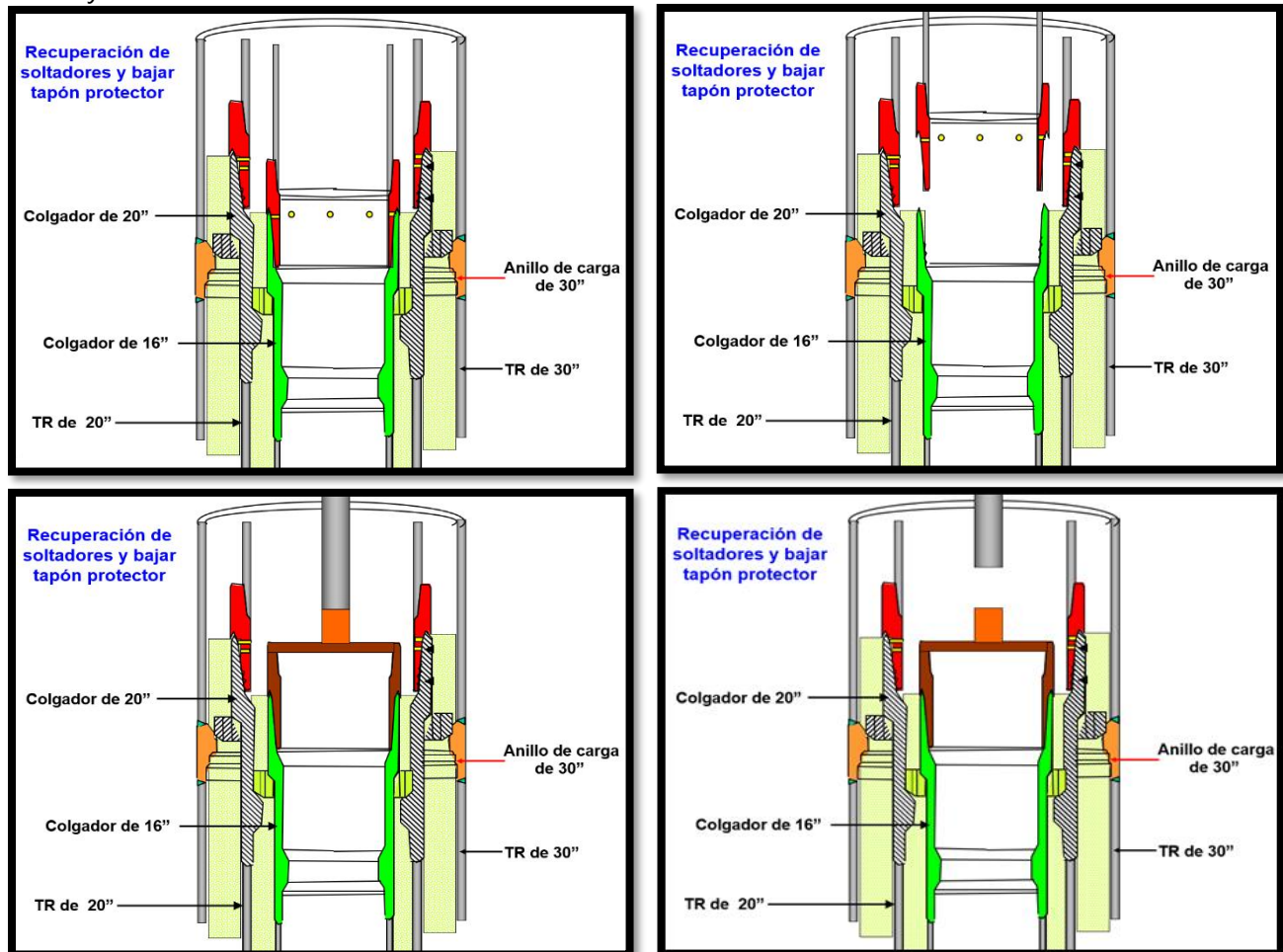


Figura 3.14. Recuperación de soltador y TR 16" del pozo MIPEP-1

3.2.2 Para la TR de 20"

Bajó pescante con TP a contrapozo a la cima de TR 20" alineando orificios de la TR 20" con pescante, introdujo perno de sujeción y aseguró el mismo, tensionó TR con 17.7 ton, giró 5 vueltas a la derecha con torsión máxima de 4,500 lb-pie, observando la desconexión de herramienta soltadora, levantó pescante con TR 20" a nivel de rotaria, eliminó TR 20" tramo a tramo y recuperó soltador a superficie, armó y metió tubo difusor 3 ½" y lavó MLS de 20", levantó a superficie, armó la herramienta de instalación tipo "j" acoplada con el tapón de corrosión 20", metió tapón de corrosión a cima del colgador de TR de 20", conectó tapón girando 5 vueltas a la izquierda enroscándolo con 1,500 lb-pie de torque, verificó agarre tensionando.

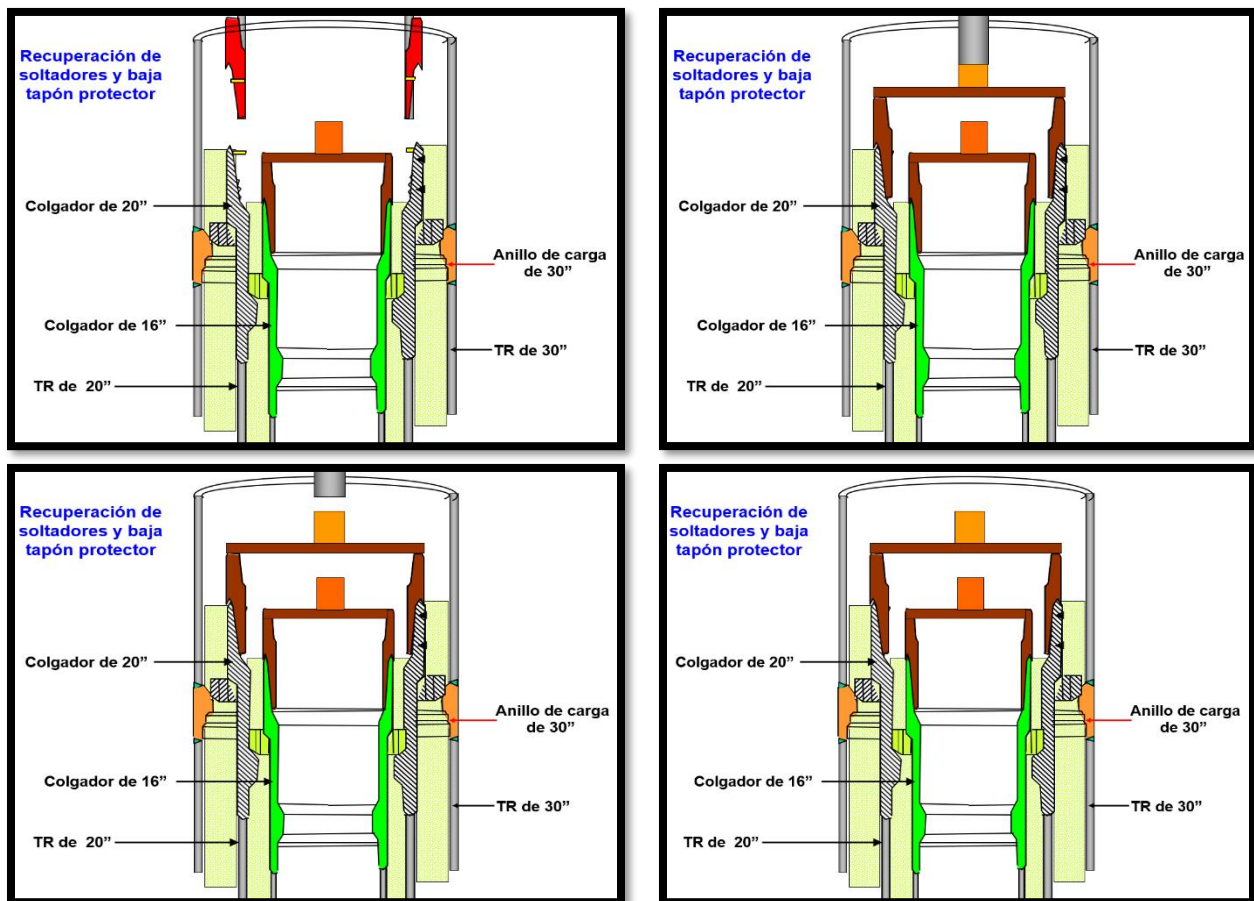


Figura 3.15. Recuperación de soltador y TR de 20" del pozo MIPEP-1

3.2.3 Para la TR de 30"

Bajó pescante con TP a contrapozo a cima de TR de 30" alineando orificios de la TR con el pescante, introdujo perno de sujeción y aseguró mismo, eliminó el seguro Quick jay del colgador- soldador, tensionando el cable de 1/2" y recuperando seguro, tensionó TR con el peso equivalente del conjunto colgador-soldador a superficie (40 ton), giró 5 vueltas a la derecha observando la desconexión de herramienta soldadora, levantó pescante a nivel de rotaria, eliminó TR tramo a tramo y recuperó soldador del sistema MLS en superficie, metió tubo difusor 3 1/2" y lavó MLS 30", armó tapón de 30" y con apoyo de buzos guío bajada del tapón de corrosión y metió a cima de TR de 30" que se encuentra +/- 1 m arriba del lecho marino.

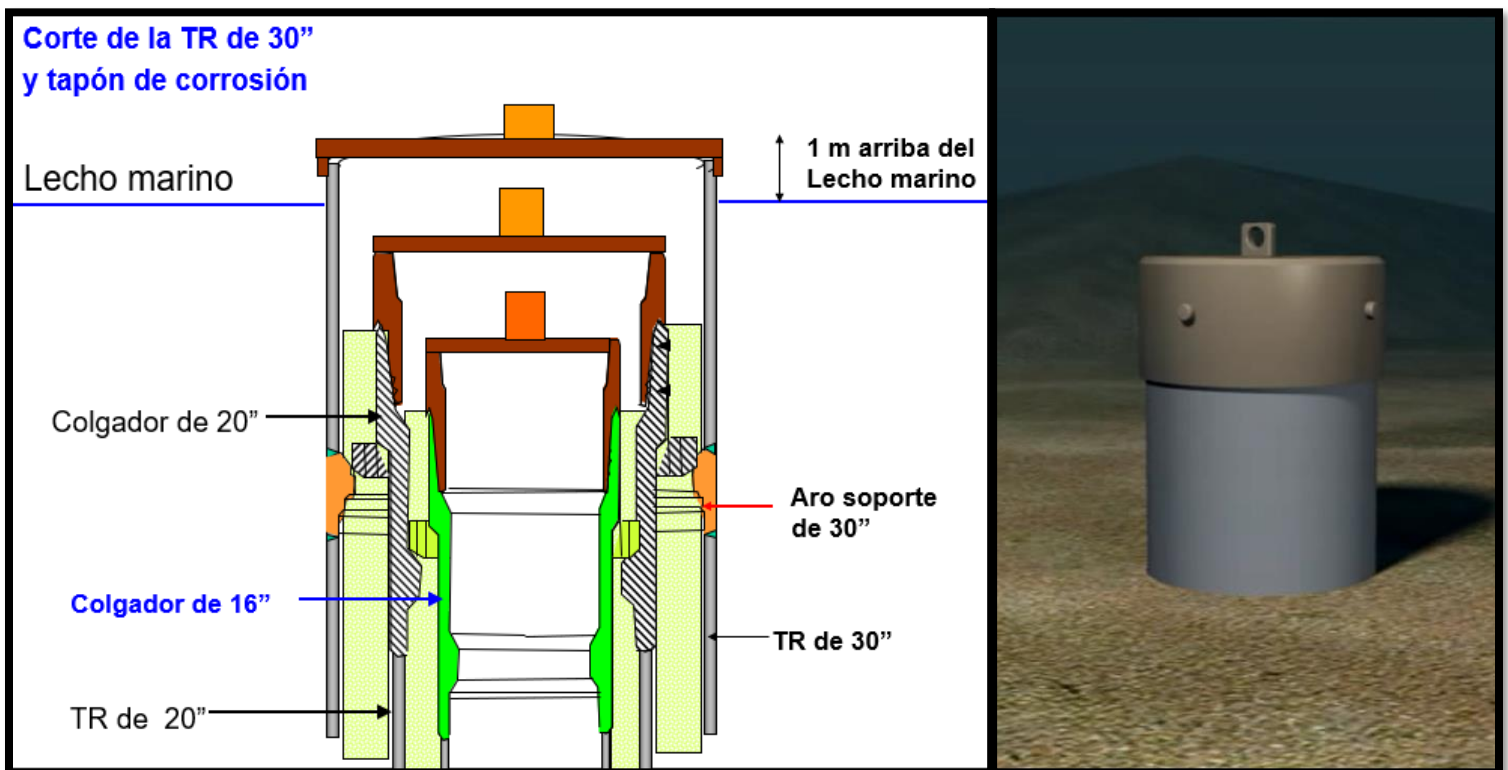


Figura 3.16. Instalación de tapón de corrosión de TR de 30" del pozo MIPEP-1

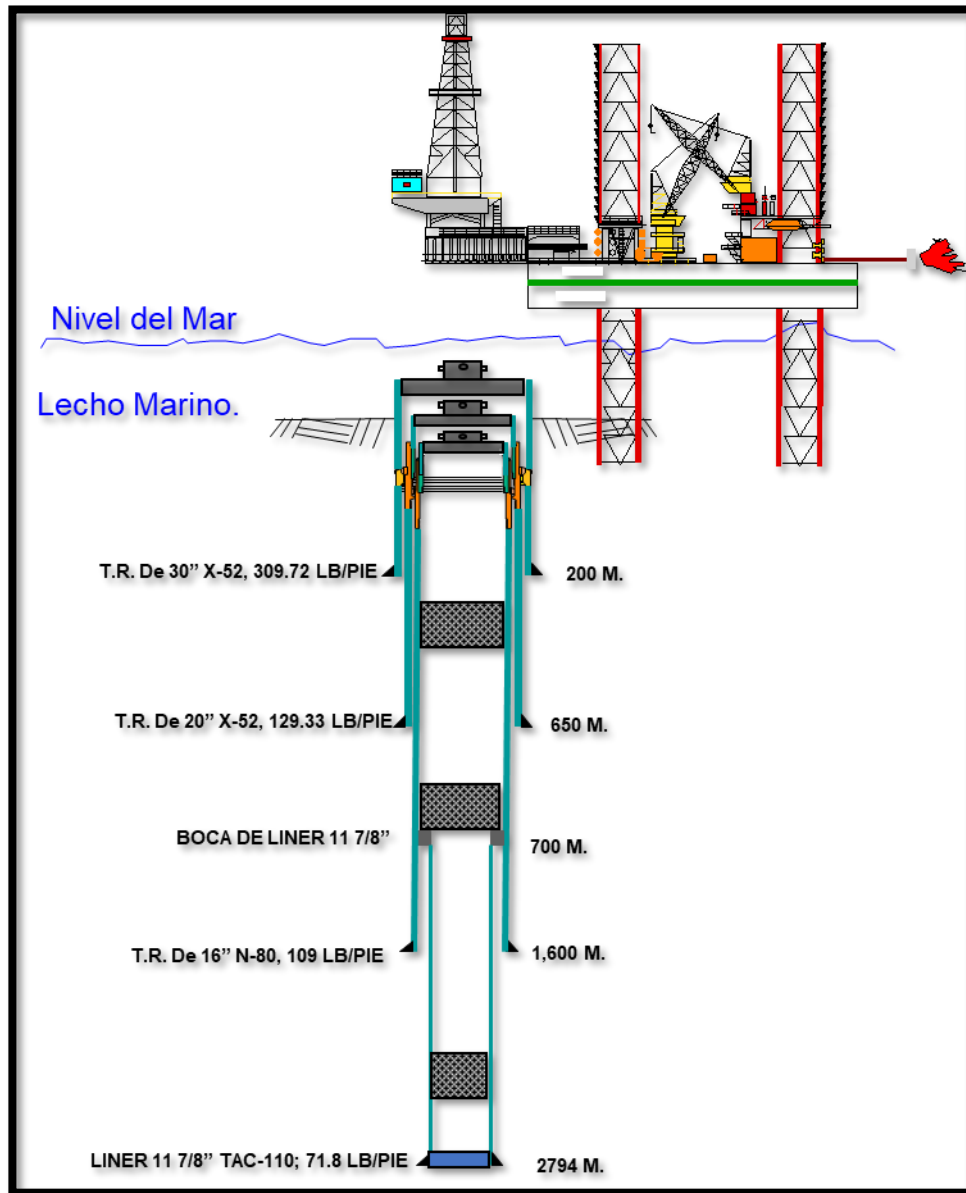


Figura 3.17. Esquema de abandono del pozo MIPEP-1

CAPÍTULO IV. RECUPERACIÓN DE UN POZO CON EL SISTEMA MSL EN UN CAMPO EN AGUAS SOMERAS

El procedimiento de recuperación del pozo MIPEP-1 se realizó después de haber analizado todos los datos tomados en el pozo exploratorio y de determinar que era rentable desarrollar este yacimiento, se realizó el programa de desarrollo del pozo, donde se definen aspectos como el tipo de estructura (sea pony, octápodo, trípode, etc) que se utilizará, para el pozo MIPEP-1 se decidió la instalación de una estructura fija (octápodo), que se instaló alineando una de las cazuelas a nuestro conductor de 30" para poder recuperarlo e iniciar a desarrollar el pozo.

4.1 Para la TR de 30"

Con buzos se quitó el tapón de corrosión, armó Tie-Back con TR de 30" y piñón HF-90 con conector Quick-Stab⁶, bajó muy despacio a 103 m donde se encuentra la cima de la TR 30", después de llegar al colgador puso todo el peso de la sarta, para asegurar bien la conexión tensionó con 5,000 lb, conectando y extendiendo TR hasta superficie (Figura 4.2), instaló centradores a conductor 30" en nivel de mareas, cortó TR de 30" a nivel del piso de producción.

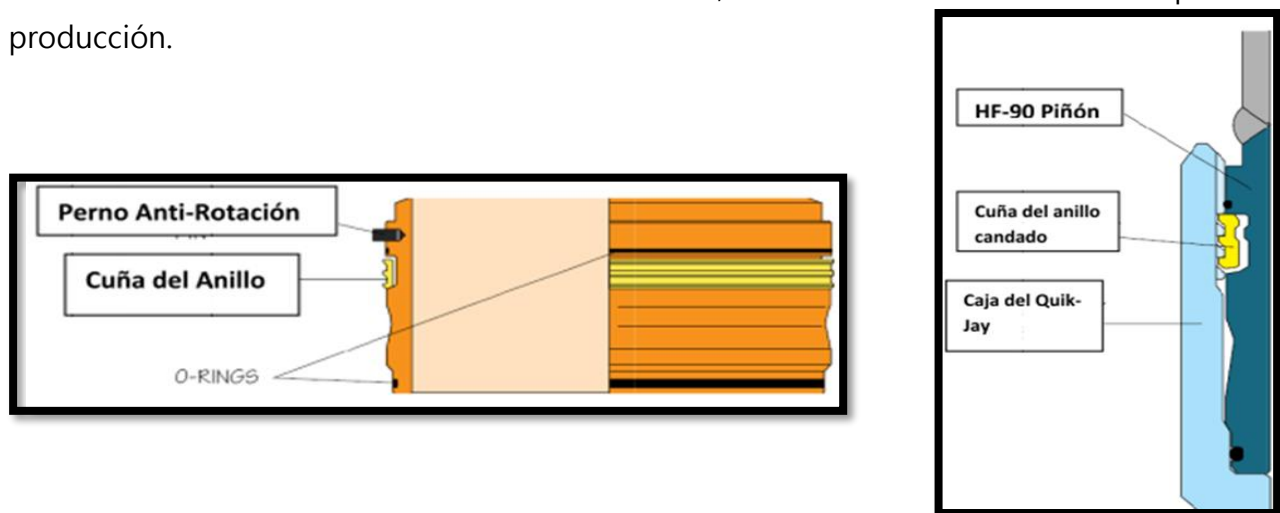


Figura 4.1. Piñón HF-90 y conector Quick-Stab de la TR de 30" del pozo MIPEP-1

⁶ **Conector Quick-Stab:** conector utilizado en la recuperación del pozo que nos proporciona un sello antirrotación. (Es equivalente al conector Quick-Jay en la instalación del MLS)

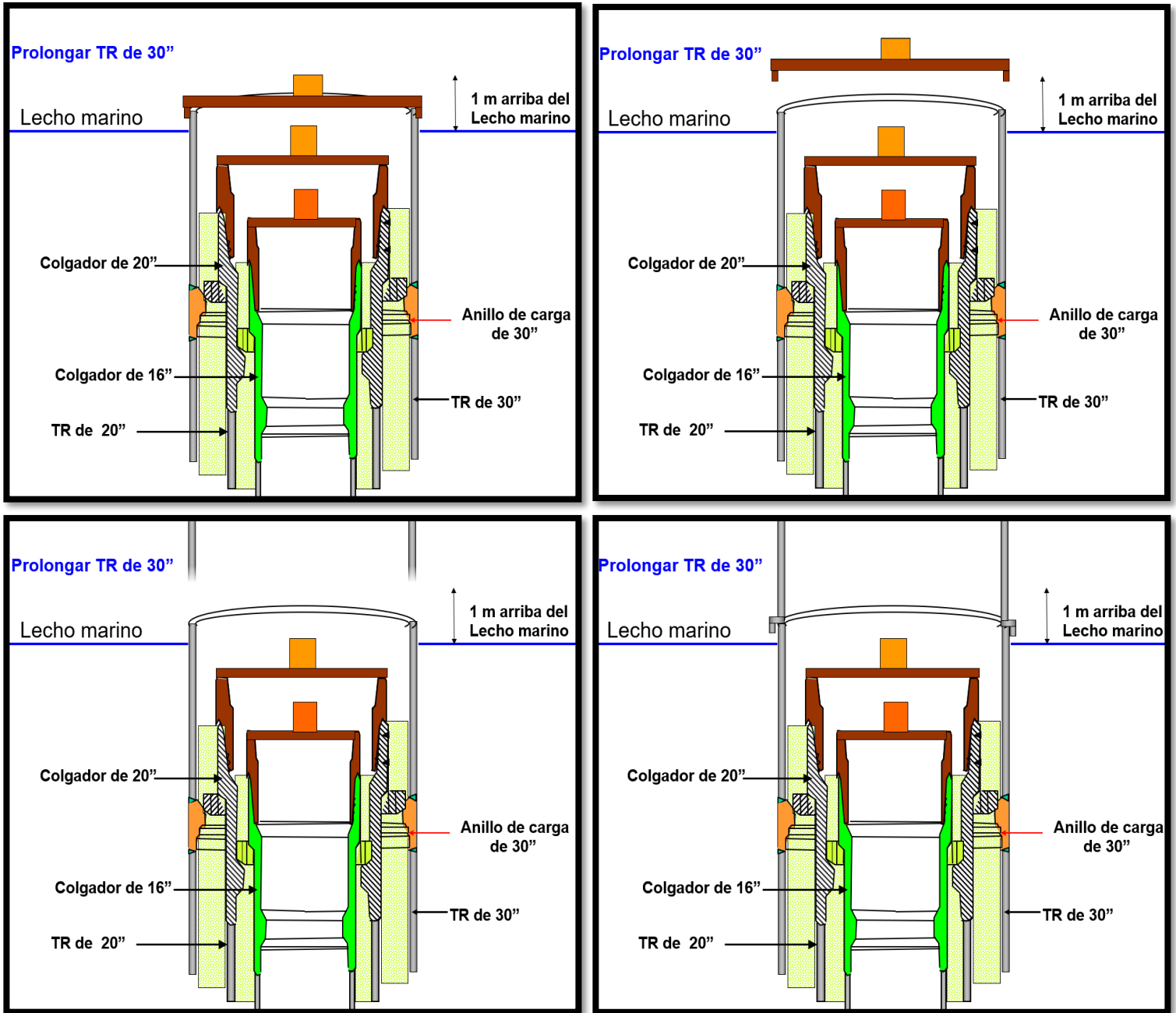


Figura 4.2. Prolongación de la TR de 30" del pozo MIPEP-1

4.2 Para la TR de 20"

Metió pescante tipo doble J a 106 m, a la cima de tapón de corrosión, asentó y acopló pescante en tapón de corrosión de 20" con llave de apriete giró a la derecha 5 vueltas hasta desenroscar tapón de corrosión del colgador MLS, recuperó tapón a superficie, metió tubo difusor de 3 ½" y lavó nido de colgador 20". Armó y bajó Tie-Back TR de 20" muy despacio verificó conexión tensionando 3 ton.

Cortó TR instaló cabezal soldable de 20 ¾" (3M) e instaló cabezal 20 ¾" (3M), y conjunto de preventores de 20 ¾" (3M).

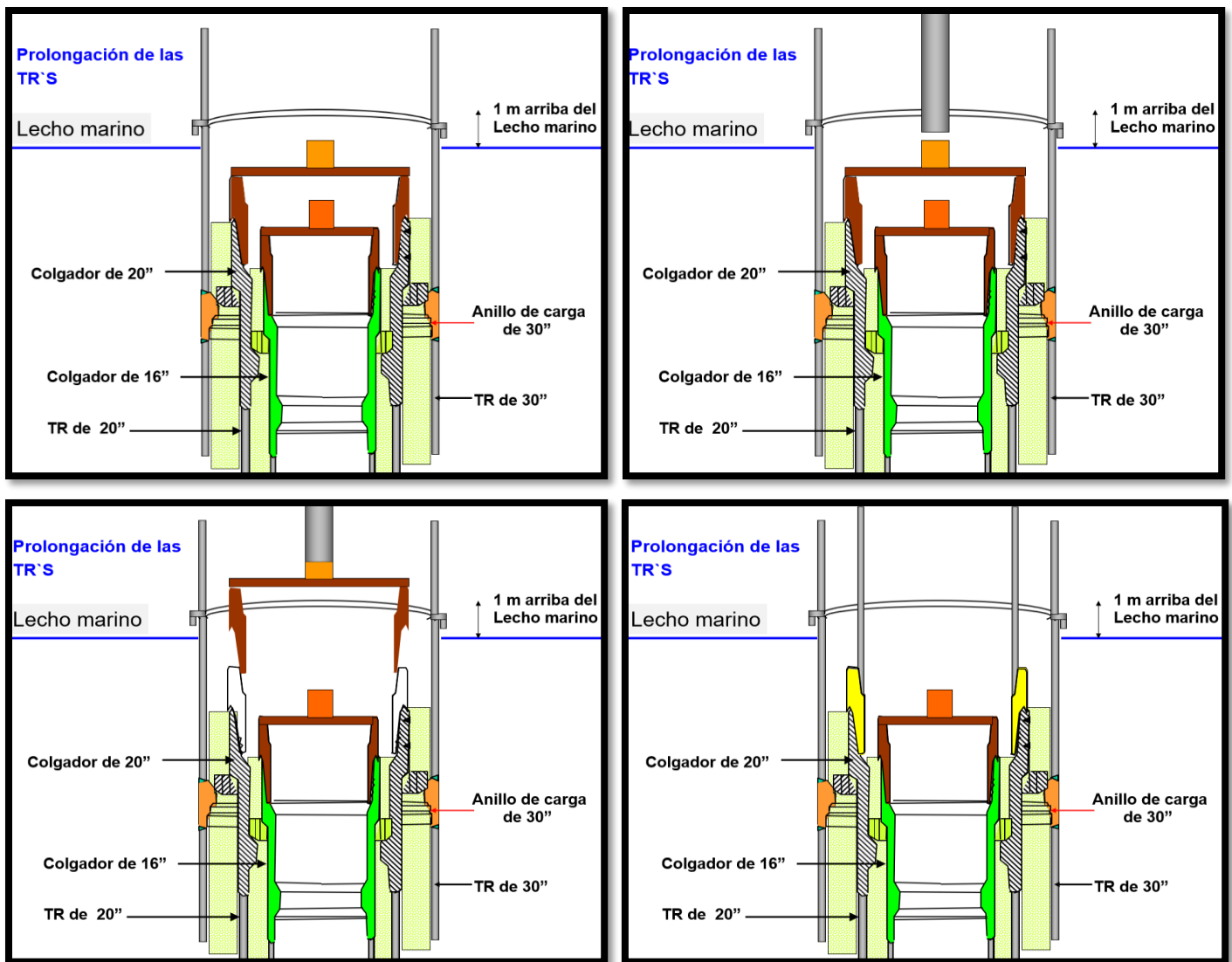


Figura 4.3. Prolongación de la TR de 20" del pozo MIPEP-1

4.3 Para la TR de 16"

Metió pescante tipo doble "J" a la cima de tapón de corrosión, asentó y acopló en tapón de corrosión de 16", con llave de apriete giro a la derecha 8 vueltas hasta desenroscar tapón del colgador MLS, recuperó tapón a superficie, lavó nido de colgador de 16", armó y bajó Tie-Back con TR de 16" muy despacio, verificó la conexión tensionando 3 ton. Cortó TR e instaló cabezal de 20 3/4" (3M) x 16 3/4" (5M) y conjunto de preventores 16 3/4" (5M).

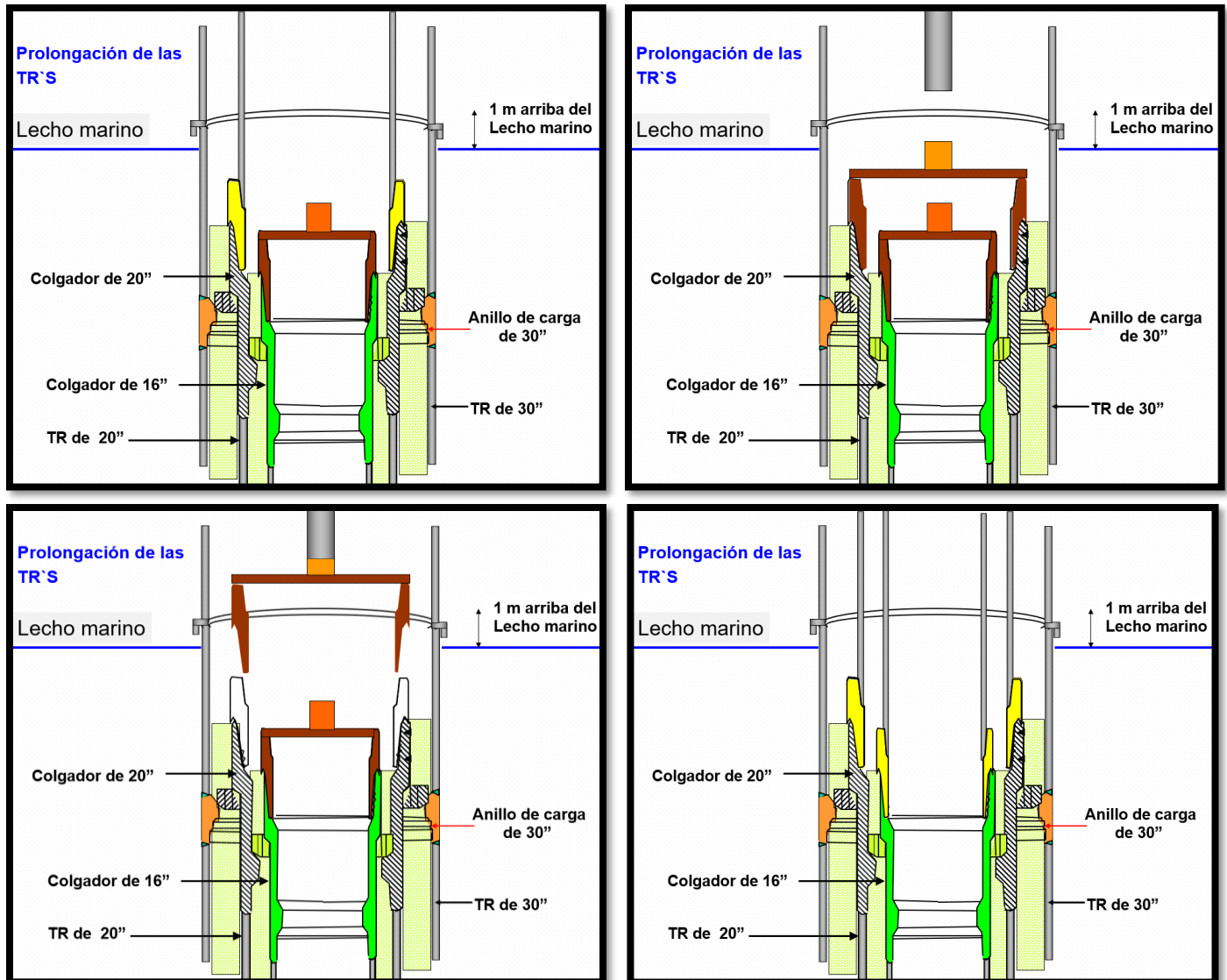


Figura 4.4 Prolongación de la TR de 16" del pozo MIPEP-1

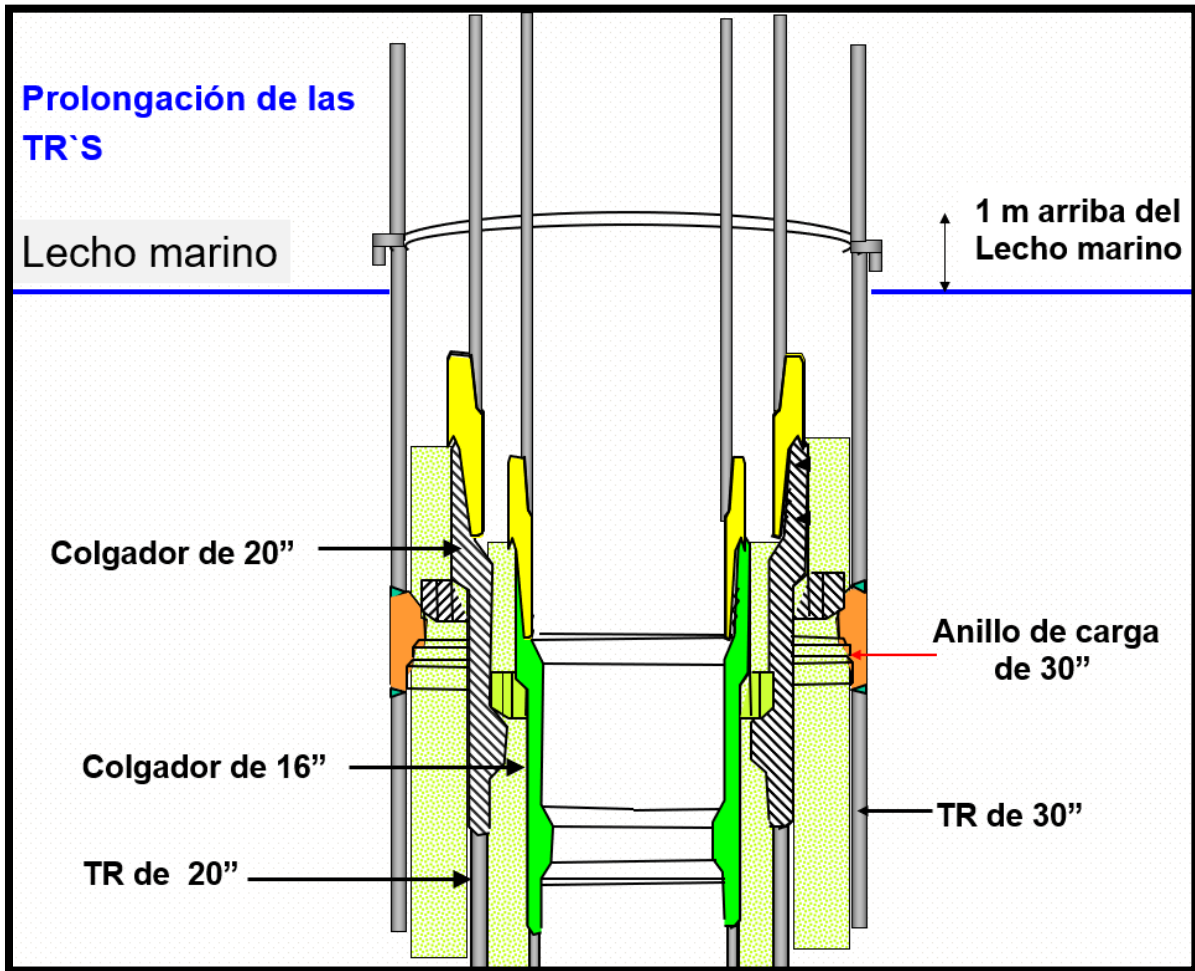


Figura 4.5 Prolongación de las TR's del pozo MIPEP-1

4.4 Para la TR de 11 7/8"

En este liner, no se utilizó el sistema MLS, pero la TR también se prolongó a superficie siguiendo el siguiente procedimiento:

Armó sistema Tie-Back y complemento de liner 11 7/8", bajó y conectó a boca de liner ubicada a 700 m, probó sellos, instaló cabezal de producción de 16 3/4" (3M) x 13 5/8" (5M) y conjunto de preventores 13 5/8" (5M), bajó sarta con barrena de a moler tapón, recupero sarta y entregó pozo a producción para su desarrollo.

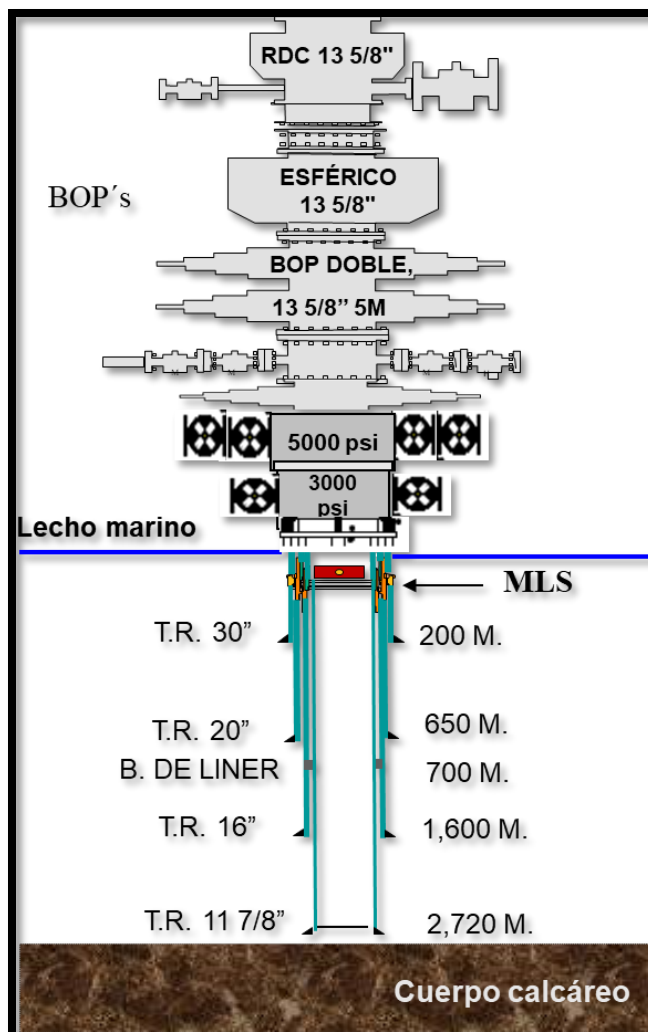


Figura 4.6. Conjunto de preventores y extensión de liner del pozo MIPEP-1



CAPÍTULO V. COMPLICACIONES AL USAR UN MLS

5.1. Cementación

La cementación es el proceso de preparar y bombear cemento en su lugar en un pozo. Las operaciones de cementación pueden llevarse a cabo para sellar el espacio anular después de bajar una tubería de revestimiento, para sellar una zona de pérdida de circulación, para colocar un tapón en un pozo existente desde el cual poder efectuar desviaciones con herramientas direccionales, o taponar un pozo para que pueda ser abandonado.⁷ Existen dos tipos de cementación:

- **Cementación primaria:** Es cuando se coloca una lechada de cemento en el espacio existente entre la formación y la tubería de revestimiento (espacio anular), los objetivos de esta operación son:
 - Proteger la tubería de revestimiento, evitando su corrosión prematura.
 - Dar soporte a la tubería de revestimiento, eliminando la posibilidad de que desenrosquen los tubos.
 - Aislar las zonas de presión anormal para evitar la migración de fluidos a través del espacio anular.
 - Proteger las zonas productoras y los acuíferos de agua dulce.
- **Cementación forzada:** Es la operación donde se inyecta cemento a presión hacia el espacio anular a través de los disparos realizados en la tubería de revestimiento, se usa como medida correctiva de la cementación primaria cuando esta no fue exitosa o en diversas reparaciones.

⁷ Oilfield glossary, Schlumberger.



Para diseñar una operación de cementación es necesario tener bien determinados los gradientes de presión y temperatura del pozo, además de conocer las condiciones del agujero y condiciones de las formaciones sobre las que se va a cementar (permeabilidad, porosidad, etc.). Con base a estos parámetros se debe diseñar el lodo para que soporte las condiciones a las que será expuesto y para calcular el volumen y posicionamiento de la lechada, también se debe determinar qué equipo será necesario para realizar la operación. Si no se analizan bien los parámetros antes mencionados se pueden presentar problemas durante las operaciones de cementación.

En el caso del MLS, es importante ser muy cuidadosos al cementar pues un mal diseño de la lechada principal, una inadecuada aplicación de esta o un lavado incorrecto de la herramienta, nos podría ocasionar que el cemento fraguara mal y atrapar nuestro sistema Mudline, provocando que la desconexión de las tuberías no se pueda realizar e impidiendo la finalidad de este sistema y el abandono del pozo.

Recomendaciones:

- Realizar un correcto diseño de las lechadas, verificando las cimas por E.A.
- Verificar que las bombas del equipo estén funcionando correctamente.
- Estar atentos al monitoreo de la presión durante la cementación.
- Esperar el tiempo de fraguado establecido.
- Realizar el correcto lavado de la herramienta para evitar que residuos de cemento fragüen en zonas donde no se necesita colocando baches de agua con sacarosa en nivel del MLS.

5.2. Ruptura de cable de recuperación de Quick jay

Durante todo el proceso de instalación del MLS el conector Quick jay permanece instalado, pero al abandonar el pozo el seguro del conector debe ser removido, para esto, posee un cable de acero de $\frac{1}{2}$ " que, al tensionarse, libera el seguro y puede recuperarse a superficie, uno de los problemas más comunes en el abandono de un pozo utilizando MLS es la ruptura de este cable debido al constante contacto con el agua de mar y su resistencia, dificultando su recuperación y siendo necesario bajar a un buzo a recuperar el conector o bajar un cortador de tubería y cortar la TR arriba del soldador.



Figura 5.1. Ruptura del cable de recuperación del seguro de conexión Quick jay.

Recomendaciones:

- Utilizar un cable de mayor diámetro.
- Considerar un recubrimiento especial para que soporte el ambiente marino.

5.3. Diseño de corte tipo pastel

Durante el proceso de abandono del pozo, se debe realizar el corte tipo pastel a las tuberías para poder recuperarlas y posteriormente colocar los tapones de abandono, es importante que al diseñar este corte se considere que al momento de instalar el primer cabezal se debe dejar una longitud considerable respecto al piso de acceso a los preventores, para cuando se recuperen las TR's se puedan efectuar los cortes tipo pastel, correctamente y no tengamos un corte muy angosto, pues esto dificultaría la instalación del perno y la recuperación de las TR's.

Recomendaciones:

- Considerar desde el momento de instalar el primer cabezal la altura del piso de acceso a los preventores.
- Realizar un buen diseño y seguirlo al momento de realizar los orificios para el perno de recuperación.



Figura 5.2. Corte tipo pastel angosto.

5.4. Desconexión de la TR de 30" durante el abandono del pozo

Durante el abandono del pozo, cuando se realiza la desconexión de la TR de 30" del conjunto colgador, se tiene que rotar 5 vueltas a la derecha con un torque de no más de 40,000 lbs-ft, pues es el torque que lleva la TR de 30" que usa una conexión Drill quip, durante este proceso, se ha observado que al querer desconectar el soltador se desconecta la TR en otra altura, lo cual te provoca problemas para la recuperación, teniendo así que bajar un pescante a recuperar la TR, ocasionando complicaciones en el pozo y tiempos no programados.

Recomendaciones:

- En la introducción de la TR de 30" , entre las conexiones de cada tramo, después de conectarlos, se colocan 3 cerchas (placas de acero 2" x 4") distribuidas en la geometría de la TR, y eso nos ayuda que al desconectarnos el torque aplicado sea directo en el soltador y no se desconecte ningún tramo de TR



Figura 5.3. Cerchas soldadas a la TR de 30" .



5.5. Recuperación de los tapones de abandono

Antes de realizar la programación de la recuperación del pozo para su etapa de desarrollo, el pozo se mantiene abandonado por tiempos prolongados antes de su recuperación (hasta 5 años), por lo que cuando se recuperan los tapones, se ha observado que existe presión almacenada, este fenómeno representa un gran riesgo pues al tratar de retirar los tapones de abandono, la presión puede levantar el tapón y la sarta con presiones muy grandes, pudiendo así ocasionar accidentes en superficie.

Recomendaciones:

- Revisar los tapones anticorrosión durante el abandono del pozo, verificar que tengan válvula de alivio y que esta se active con el pescante tipo J al momento de la conexión.
- Tener en plataforma lodo de control generado, esto como medida de prevención.
- Instalar el sistema de control superficial, de acuerdo con el tapón de corrosión a recuperar (BOP's).



CONCLUSIONES

- ◆ PEMEX requiere incrementar la actividad exploratoria para poder alcanzar a incorporar nuevas reservas, de acuerdo con su plan de negocios para el periodo 2019-2023, el sistema MLS es una buena opción para utilizar durante la exploración y desarrollo de pozos con el fin de poder alcanzar las metas propuestas en el plan.
- ◆ Es posible que al utilizar el MLS en pozos exploratorios y posteriormente de desarrollo, logremos llegar a la meta de producción y no solo por el ahorro económico, sino también por el ahorro de tiempo puesto que al no usar MLS se debe perforar un pozo de nuevo para empezar a producirlo tardando aproximadamente 130 días, mientras que un pozo exploratorio que se realizó usando MLS se puede recuperar sin la necesidad de perforar un pozo nuevo en aproximadamente 20 días y empezar a producirlo, y al mejorar los tiempos mejoran los costos de rentas de equipos y materiales.
- ◆ En cuanto a la parte económica, al utilizar este sistema, la empresa estaría ahorrando cerca de \$396,583,694 que es el costo aproximado de un pozo de desarrollo, evitando también el atraso en la producción pues si un pozo de desarrollo tarda cerca de 130 días y con el MLS 20 días, tenemos una diferencia de 110 días y esto por los 5,000 bpd que se producen nos da un total de 550,000 barriles y estos por los 20 USD que aproximadamente cuesta un barril, nos da un total de 11,000,000 USD que se tendría por producción diferida.



CONCLUSIONES



- ◆ Con la exploración del pozo MIPEP-1 se decidió colocar una estructura con 12 conductores y un adosado con 6 para empezar a explotar el yacimiento, en donde actualmente 7 pozos están produciendo, 1 está en perforación y 2 se encuentran en terminación, teniendo aún 8 pozos por perforar.
- ◆ Seguir las recomendaciones presentadas en este trabajo, representaría una mejora en la aplicación del sistema y por lo tanto una eficiencia mayor y con esto aún mejores tiempos en las intervenciones.
- ◆ Se debe seguir buscando la manera de mejorar e innovar con nuevas tecnologías que puedan ayudar a hacer más eficiente el desarrollo de campos petroleros, para aumentar y mantener las reservas de nuestro país.



REFERENCIAS

- ◆ “Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019-2023 ” . Versión pública. PEMEX. 2019
- ◆ “Glosario de términos petroleros” . Subsecretaría de hidrocarburos, dirección general de exploración y extracción de hidrocarburos. SENER. 2015.
- ◆ “Mudline suspension systems” . ABB Vetco Gray Inc. enero 2004.
- ◆ “Mudline suspension systems” . Drill-Quip, 2014.
- ◆ “Cameron Mudline Suspension System” . Cameron, 2005.
- ◆ “Sistema Mudline Suspension Modelo MS-15” . Dril-Quip, 2005