



Pontificia Universidad Católica Argentina

Facultad de Humanidades y Ciencias Económicas

Proyecto de Trabajo Final

**APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN INTERVENCIONES DE
POZOS PETROLEROS CON PRESENCIA DE SULFURO DE HIDRÓGENO**

Autor: Víctor Martin Macedo Ruiz

**Profesores: Lic. Jorge Vera
Prof. Casado Débora**

**Palabras claves: (EPP, Seguridad respiratoria, sulfuro de hidrógeno,
pozo petrolero, tecnología)**

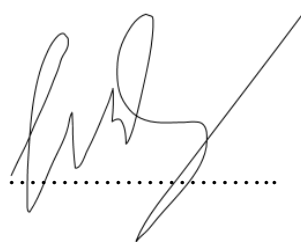
Mendoza, agosto de 2025

DECLARACIÓN JURADA

"Los conceptos y opiniones vertidos en el texto publicado y del uso que otros puedan hacer de ellos son de exclusiva responsabilidad del autor. Dicha responsabilidad se asume con la sola impresión y presentación del trabajo de tesina ante el tribunal por el autor."

Declaración jurada: "Por la presente declaro que esta propuesta es mi propio trabajo y hasta donde yo sé y creo, no contiene material previamente publicado o escrito por otra persona, ni material que de manera substancial haya sido aceptado para el otorgamiento de premios de cualquier otro grado o diploma de la universidad u otro instituto de enseñanza superior, excepto donde se ha hecho reconocimiento debido en el texto".

"Nota del Autor: Las fotografías con derecho de autor han sido incluidas en este trabajo de investigación respondiendo únicamente a un interés académico, sin un fin de lucro".

A handwritten signature in black ink, consisting of stylized, overlapping loops and a long, sweeping diagonal stroke extending upwards and to the right. The signature is positioned above a horizontal dotted line.

índice

Capítulo 1: Planteamiento del problema.....	4
1.1. Resumen	4
1.2. Abstract.....	6
1.3. Introducción.....	8
Capítulo 2 Marco teórico. Conceptos Generales.....	10
2.1. Introducción a la Industria Petrolera.....	10
2.1.1. El Petróleo ¿Qué es el Petróleo?.....	10
2.1.2. Origen y Formación	11
2.1.3. Migración de Hidrocarburos. ¿Cómo es el Proceso de Migración de los Hidrocarburos?.....	12
2.2. Pozos Petroleros (Yacimientos)	12
2.3. Ácido Sulfhídrico	13
2.4. Equipos de Torre: Perforador, Terminador (WorkOver) y Pulling.....	14
2.4.1. Principales Componentes De Un Equipo De Perforación, WorkOver y Pulling.....	15
2.5. Procesos de Extracción de Petróleo, Gas Natural y Ácido Sulfhídrico	45
2.5.1. Bombeo Mecánico.	46
2.5.2. Bombeo Electrosumergible.....	47
2.5.3. Bombeo por Cavidades Progresivas.....	49
2.5.4. Plunger Lift.....	50
2.5.5. Gas Lift.....	51
2.5.6. Bombeo Hidráulico a Jet o Jet Pumping	53
2.6. Operaciones con H ₂ S en la Intervención de Pozos Petroleros.....	54
Capítulo 3 Metodología y Conclusiones	56
3.1. Metodología.....	56
3.1.1. Procedimientos Vigentes.	56
3.1.2. Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos Operacionales.....	59
3.1.3. Metodologías de análisis de riesgos utilizadas.....	60
a) Metodología IPER.....	60
3.1.4. Incidentes y accidentes registrados.	61
3.1.5. Alcance del análisis.....	61
3.2. Controles Vigentes.....	61
3.2.1. Controles administrativos.	62
3.2.2. Controles de ingeniería.....	63
3.2.3. Controles operativos.....	63
3.2.4. Controles tecnológicos.	64

3.3. Cuadro Comparativo – Controles Vigentes En Argentina Vs. Normas Internacionales	65
3.4. Importancia De Los EPP En Operaciones Con H ₂ S	67
3.5. Información sobre Equipos de Respiración Cascada (ERC) y Sistemas de Detección de H ₂ S.....	68
3.5.1. Equipos de respiración en cascada (ERC).....	68
3.5.2. Equipos de respiración autónomos (SCBA)	70
3.5.3. Sistemas de detección de H ₂ S.....	73
3.4.4. Ventajas y limitaciones comparadas.....	74
3.4.5. Perspectivas de mejora.....	75
3.5. Conclusiones	75
3.6. Recomendaciones	76
3.6.1. Fortalecimiento Normativo.....	76
3.6.2. Modernización De Equipos.....	76
3.6.3. Capacitación y Cultura Preventiva.....	77
3.6.4. Gestión de Riesgos Integrada.....	77
3.6.5. Estandarización En Contratistas.....	77
3.6.6. Inversión En Innovación Tecnológica.....	77
Bibliografía.....	78

Capítulo 1: Planteamiento del problema

1.1. Resumen

Las operaciones en yacimientos maduros de gas y petróleo en Neuquén y Mendoza, tales la perforación, la terminación, el abandono y la reparación de pozos presentan riesgos por exposición al sulfuro de hidrógeno (H_2S), un gas tóxico que emana naturalmente del petróleo crudo y gas natural, y que también puede formarse por la degradación bacteriana de materia orgánica. Actualmente, el uso de equipamiento pesado basados en baterías de tubos de acero (Equipos de Respiración Cascada) se encuentra desactualizado y limita tanto la protección como la movilidad del operario, exponiéndolo a riesgos significativos. Este sistema ubicado a 30 metros de la boca de pozo a nivel del terreno exige el uso de una máscara completa conectada a una manguera que a la vez se encuentra vinculada a un manifold y este último a la batería de tubos de aire comprimido. El operario debe subir escaleras y manipular herramientas lo que restringe sus movimientos y aumenta los riesgos en entornos con elementos rotantes y móviles presentes (ej.: Aparejo, mesa rotary, vástago, llaves hidráulicas, herramientas de pozo, vehículos, etc.), lo cual obstaculiza la evacuación inmediata en situaciones de emergencia como incendios, descontrol de pozo, etc.

El presente trabajo de investigación se centrará en la búsqueda y presentación de equipamiento tecnológico avanzado que minimice los riesgos de estas tareas, ofrezca versatilidad y seguridad al operario petrolero, y resguarde la seguridad del pozo en operaciones de yacimientos maduros del norte de la cuenca neuquina.

La metodología empleada será cuantitativa, descriptiva, no experimental de diseño transversal, de tipo transeccional lo que significa:

“Que se realiza sin manipular deliberadamente las variables independientes, se basa en variables que ya ocurrieron o se dieron en la realidad sin la intervención directa del investigador. Es un enfoque retrospectivo. La investigación no experimental posee un control menos riguroso que la experimental y en aquélla es más complicado inferir relaciones causales. Pero la investigación no experimental es más natural y cercana a la realidad cotidiana.”¹

¹ Sampieri Hernández C. Roberto, Fernández Collado, Carlos & Pilar Baptista Lucio, *Metodología de la Investigación*, Editorial Panamericana Formas e Impresos S.A., Colombia, 1997, pág. 256

Esta metodología se eligió porque permite analizar situaciones reales sin alterar las condiciones existentes, proporcionando una visión más precisa de los problemas y soluciones en el contexto operativo.

Los materiales a observar serán seleccionados en base a las mejores prácticas recomendadas de la industria, incluirán normas internacionales, por ejemplo: API RP 54 Prácticas Recomendadas - Seguridad y Salud Ocupacional para Operaciones de Perforación y Servicios de Pozos de Petróleo y Gas; API RP 53 Prácticas Recomendadas para Sistemas de Equipamiento de Prevención de Surgencia para Pozos de Perforación; API RP 4G Prácticas Recomendadas para el uso y procedimiento de inspección, mantenimiento, y reparación de equipos de perforación y estructuras de servicios; API RP 2000 Prácticas Recomendadas - Seguridad Ocupacional en Operaciones de Perforación y Servicios de Pozos de Petróleo y Gas en Tierra y en Alta Mar; API RP 49 Prácticas recomendadas - Perforación segura de pozos que contienen H₂S; API RP 55 Prácticas recomendadas - Operación de plantas de producción de petróleo y gas que involucran H₂S; OSHA 29 CFR 1910.132 Requisitos generales; OSHA 29 CFR 1910.134 Protección respiratoria; OSHA 29 CFR 1910.1000 Contaminantes del aire; ANSI Z87.1 Norma Nacional Estadounidense para Dispositivos de Protección Personal Ocular y Facial en el Ámbito Ocupacional y Educativo; ANSI Z89.1 Norma Nacional Estadounidense para la Protección Industrial de la Cabeza; ANSI Z94.1 Norma Nacional Estadounidense para la Protección Respiratoria; ANSI/ASSP Z390.1 Prácticas aceptadas para los programas de capacitación en sulfuro de hidrogeno (H₂S); NACE MR0175/ISO15156 – Industrias del petróleo y el gas natural – Materiales para uso en entornos con contenido de H₂S en la producción de petróleo y gas; Manual de Perforación IADC - International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), entre otras. Legislación y Normativa Nacional: Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo, N.º 19.587 – Decreto 351/79 - CAPITULO 9 – “Contaminantes ambientales – Art.: 61º; Resolución 295/2003 Resolución 444/91 del MT y SS, y normas complementarias, modificatorias, ampliatorias y/o concordantes; Ley 24557/95 de Riesgos del Trabajo; IRAM 3800 Esta norma se refiere a la seguridad en el trabajo y puede incluir aspectos relacionados con la protección contra gases peligrosos como el H₂S; IRAM 3620 Trata sobre la protección respiratoria, que es crucial cuando se trabaja en ambientes donde puede haber presencia de H₂S; IRAM 3546 Relacionada con la señalización de seguridad, que es importante para advertir sobre la presencia de H₂S en ciertas áreas; Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) Proceso de selección de equipamiento para protección personal y de instalaciones en operaciones con alto contenido de H₂S.

Procedimientos y estándares (normativa interna de reconocida operadora de Argentina y sus contratistas), especificaciones de equipos de respiración autónomos y sistemas de detección de H₂S. Estas normas son cruciales porque establecen los requisitos mínimos de seguridad y eficiencia que deben cumplir los equipos y procedimientos utilizados en la industria petrolera.

Los resultados esperados buscan mostrar una comparativa de la tecnología aplicada actualmente en el equipamiento para la intervención de pozos en yacimientos maduros con presencia de sulfuro de hidrógeno en Argentina y Estados Unidos, y determinar cuál de ellas es la más segura, dinámica y eficiente para los operarios. Se espera que esta comparativa proporcione datos concretos que justifiquen la adopción de nuevas tecnologías, mejorando la seguridad y eficiencia operativa.

1.2. Abstract

Operations in mature oil and gas fields in Neuquén and Mendoza—such as drilling, completion, abandonment, and well servicing—pose significant risks due to exposure to hydrogen sulfide (H₂S), a toxic gas that naturally emanates from crude oil and natural gas and can also be generated through bacterial degradation of organic matter. Currently, the use of heavy equipment based on steel tube battery systems (Cascade Breathing Equipment) is outdated and limits both operator protection and mobility, exposing workers to considerable hazards.

This system, located approximately 30 meters from the wellhead at ground level, requires the use of a full-face mask connected to a hose, which is linked to a manifold and then to a compressed air tube battery. The operator must climb stairs and handle tools, which restricts movement and increases risks in environments with rotating and mobile elements (e.g., rig, rotary table, drill stem, hydraulic wrenches, downhole tools, vehicles, etc.). These limitations hinder immediate evacuation in emergency situations such as fires or well blowouts.

This research project will focus on identifying and implementing advanced technological equipment that minimizes risks during these operations, enhances versatility and safety for oilfield workers, and protects well integrity in mature field operations in the northern Neuquén Basin.

The chosen methodology is quantitative, descriptive, and non-experimental with a cross-sectional design, meaning:

“It is conducted without deliberately manipulating independent variables. It is based on variables that have already occurred or exist in reality without direct intervention from the researcher. It is a retrospective approach. Non-experimental

research has less rigorous control than experimental research, making causal inference more complex. However, it is more natural and closely aligned with everyday reality.”

This methodology was selected because it allows for the analysis of real-world situations without altering existing conditions, providing a more accurate understanding of operational challenges and potential solutions.

The materials to be analyzed will be selected based on industry best practices of the industry and will include international standards such as:

- a) API RP 54, RP 53, RP 4G, RP 2000, RP 49, RP 55
- b) OSHA 29 CFR 1910.132, 1910.134, 1910.1000
- c) ANSI Z87.1, Z89.1, Z94.1
- d) ANSI/ASSP Z390.1
- e) NACE MR0175/ISO15156
- f) IADC Drilling Manual

National legislation and standards will also be considered, including:

- a. Law No. 19.587 on Occupational Health and Safety – Decree 351/79 – Chapter 9, Article 61
- b. Resolutions 295/2003 and 444/91 from the Ministry of Labor and Social Security
- c. Law 24.557/95 on Occupational Risk
- d. IRAM 3800, 3620, 3546
- e. Guidelines from the Argentine Institute of Oil and Gas (IAPG) for equipment selection in high H₂S operations
- f. Internal procedures and standards from a recognized Argentine operator and its contractors, including specifications for self-contained breathing apparatus and H₂S detection systems

These standards are essential as they define the minimum safety and efficiency requirements for equipment and procedures used in the petroleum industry.

The expected results aim to present a comparative analysis of current technologies used in well intervention equipment in mature fields with H₂S presence in Argentina and the United States. The goal is to determine which technologies offer the highest levels of safety, adaptability, and operational efficiency. This

comparison is expected to yield concrete data supporting the adoption of new technologies that enhance both safety and performance in the field.

1.3. Introducción

La exposición a agentes químicos peligrosos como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) representa un riesgo crítico y recurrente en la industria petrolera, especialmente durante las operaciones de perforación, producción, exploración e intervención de pozos. Este gas, también conocido como ácido sulfhídrico o hidrógeno sulfurado, es incoloro, más pesado que el aire y extremadamente tóxico. En bajas concentraciones, emite un característico olor a huevo podrido y provoca irritación ocular y respiratoria; en concentraciones elevadas, puede causar pérdida del olfato, colapso respiratorio y muerte. Su presencia natural en formaciones geológicas y su generación en procesos industriales como el tratamiento de aguas residuales y la producción de hidrocarburos exige una gestión rigurosa del riesgo laboral.

En Argentina, particularmente en la cuenca neuquina, yacimientos maduros como Rincón de los Sauces, Cañadón Amarillo, Puesto Molina, Puesto Hernández, El Portón y Chihuido de la Salinas presentan concentraciones significativas de H_2S , lo que incrementa la probabilidad de eventos no deseados que comprometen la seguridad del personal y la integridad de los equipos. Si bien los controles actuales —como los Equipos de Respiración Cascadas y sistemas de transporte pesado— cumplen con normativas tradicionales, su diseño limita la movilidad y expone a los operarios a mayores riesgos en entornos dinámicos con elementos rotantes o móviles.

La presente investigación se enfoca en la fase de intervención de pozos con presencia de H_2S , con el objetivo de analizar los procedimientos vigentes, evaluar la legislación aplicable y proponer medidas preventivas efectivas. Se plantea la necesidad de adoptar tecnologías modernas, como equipos de respiración autónomos ultralivianos, sistemas de detección avanzada y soluciones ergonómicas que ya se encuentran en uso en países como Estados Unidos. Estas tecnologías ofrecen mayor autonomía, seguridad, eficiencia y versatilidad, y su implementación permitiría no solo mejorar la protección de los trabajadores, sino también optimizar los tiempos de intervención y reducir los costos operativos.

En este contexto, el reemplazo del equipamiento tradicional no implicaría riesgos adicionales, sino una revisión normativa y una decisión estratégica de inversión. Este trabajo busca aportar argumentos técnicos y económicos que respalden dicha transición, alineando las prácticas locales con estándares internacionales y promoviendo una cultura de seguridad proactiva en la industria petrolera argentina.

Capítulo 2 Marco teórico. Conceptos Generales

2.1. Introducción a la Industria Petrolera

Gracias a la erosión de la superficie de la tierra, se originan sedimentos que se transportan y se depositan en depresiones de la corteza terrestre, como por ejemplo lagos o mares. Con el paso del tiempo y junto con la materia orgánica que se acumula se forman cuencas sedimentarias.

Al acumularse, estos sedimentos forman grandes capas que con el correr del tiempo se convierten en rocas.

Cuando estas rocas contienen una gran cantidad de materia orgánica y se dan las condiciones adecuadas de presión y temperatura, la materia orgánica se transforma en gas o petróleo. Luego el hidrocarburo comienza a migrar y se filtra a través de una roca permeable, denominada reservorio, hasta acumularse en trampas. Allí, es retenido por rocas impermeables también denominadas sello.

Una vez completado este proceso, se perfora el suelo y las rocas impermeables hasta llegar al hidrocarburo. Finalmente, se produce su extracción.

2.1.1. El Petróleo ¿Qué es el Petróleo?

El petróleo es un recurso no renovable, es una fuente de energía y materia prima que permite desarrollar múltiples actividades derivadas, una de las más destacadas es la industria del plástico. El petróleo ha estado enterrado por millones de años cubierto por estratos superiores de la corteza terrestre en donde lo podemos encontrar asociado a formaciones de gas natural. También podemos definir que el petróleo es un compuesto hidrocarbonado aceitoso que tiene menor densidad que el agua. El petróleo está formado, está compuesto a partir de la deposición y soterramiento de materia orgánica que, a través del tiempo, por la acción de las altas temperaturas y la falta de oxígeno se transforma en petróleo. Esta mezcla de compuestos orgánicos son principalmente hidrocarburos insolubles en agua. El petróleo es también conocido como oro negro, petróleo crudo o simplemente crudo. El petróleo en condiciones normales de temperatura y presión es un líquido bituminoso que puede presentarse con múltiples variantes que están definidas por diversos parámetros, color y viscosidad, densidad y capacidad calorífica.

- a) Color y viscosidad: Resistencia que tiene el líquido a fluir.
- b) Densidad (entre 0,66 g/ml y 0,9785 g/ml).: Relación entre peso o masa por unidad de volumen que ocupa el líquido.

- c) Capacidad calorífica: Capacidad que tiene el líquido para generar calor.

Estas variantes se deben a la diversidad de concentración de hidrocarburo que pueden componer esta mezcla. Esto determina que el petróleo de cada pozo o reservorio en función de su origen puede ser distinto uno de otro.

Petróleo (crudo): Es un líquido compuesto por una mezcla de átomos de hidrógeno, carbono y otras sustancias. A partir de él se obtiene combustibles, naftas y otros productos.

Gas natural: Es la forma gaseosa del petróleo y contiene principalmente metano más otros elementos como nitrógeno y anhídrido carbónico. De él se obtiene los siguientes tipos de gas:

- a) Gas natural licuado (GNL)
- b) Gas natural comprimido (GNC).
- c) Gas licuado de petróleo (GLP).

2.1.2. Origen y Formación

El origen y formación se dividirá en tres escalas temporales:

En la primera escala temporal se entiende como se da el origen, nos remontaremos a tiempos pasados donde los restos orgánicos se fueron depositando en el lecho marino o lacustre en donde fueron firmándose grandes bancos de deposición, estos bancos en combinación con otros factores y procesos fueron promoviendo su transformación en hidrocarburos. Estos restos orgánicos fueron de origen animal y vegetal.

En la segunda escala temporal, luego de la deposición sedimentaria, se inicia la acumulación de sedimentos que enterró la materia orgánica depositada en el lecho marino mucho antes de que los organismos vivos se puedan descomponer por acción del oxígeno y los microorganismos.

Por último, en la tercera escala temporal, se inició el proceso de acumulación de sedimentos, la materia orgánica quedó atrapada, este entrampamiento comenzó a experimentar una elevada temperatura y presión producto del peso de estos depósitos sedimentarios, lo que provocó la ausencia de oxígeno y promovió la acción bacteriana que con el paso del tiempo convirtió a la materia orgánica en petróleo y luego en gas.

Este proceso de descomposición transformo la materia orgánica en una sustancia oleosa, aceitosa que hoy conocemos como petróleo, el cual quedo alojado en el

subsuelo a gran profundidad impregnando las rocas porosas que hoy dan origen a los yacimientos. Los gases generados por diferencias de presión fueron migrando por las rocas porosas de la corteza terrestre hasta llegar a las capas superiores de terreno impermeable, el objetivo de esta capa es permitir el desarrollo de un yacimiento con la acumulación de petróleo y gas. Los gases generados desarrollan un proceso de migración por estas rocas porosas. En un yacimiento el gas es menos pesado y ocupa la parte superior de esta cavidad, el petróleo ocupa la parte intermedia y el agua salada la parte inferior.

Para dar origen a un yacimiento o reservorio nos vamos a encontrar con diferentes características y propiedades de composición de roca y materia orgánica que acumulado y luego por un proceso de descomposición desarrollo en condiciones de temperatura y presiones adecuadas sus transformaciones en un hidrocarburo, luego en gas que fue migrando por las capas de rocas porosa.

2.1.3. Migración de Hidrocarburos. ¿Cómo es el Proceso de Migración de los Hidrocarburos?

Es el desplazamiento de los hidrocarburos en el subsuelo terrestre, este proceso se desarrolla desde la roca madre o de origen hasta la roca de acumulación. Dependiendo del tipo de roca el hidrocarburo en general no se encuentra mayormente en la roca que dio su origen, sino que este petróleo se desplaza a las rocas subyacentes, y esto sucede por el efecto de la presión ejercida por las presiones de las capas superiores, como así también por los desplazamientos terrestres que se producen en el lugar. La formación de un yacimiento implica el desplazamiento de fluido desde la roca madre hasta la roca almacén.

2.2. Pozos Petroleros (Yacimientos)

Un yacimiento de hidrocarburos es un medio poroso en cada una de cuyas zonas existe una, dos o tres fases inmiscibles, estas son: agua, petróleo y gas. Para extraer el petróleo contenido en los yacimientos se deben perforar los pozos que conforman la unidad básica de producción o punto de drenaje.

Los reservorios se encuentran a profundidades variables. La mayoría están situados entre 300 y 5000 metros debajo del nivel del mar.

Antes de comenzar la explotación, se encuentran dos fases como mínimo. Ellas son el petróleo, el agua y el gas.

Cuando nos encontramos con casquetes gasíferos puede desarrollarse una tercera fase.

Cuando están las tres fases, se ubican de acuerdo con sus densidades: la zona acuífera abajo, la petrolífera en el medio y la gasífera en la parte superior.

El índice de productividad es la medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir fluidos, es una propiedad de los pozos comúnmente medida.

Esta capacidad se representa por la curva de productividad, conocida normalmente como Inflow Performance Relationship (IPR).

Su forma cambia a medida que el pozo se va explotando. Además, cada pozo posee su propia e inigualable IPR.

2.3. Ácido Sulfhídrico

El ácido sulfhídrico (H_2S) se extrae de manera natura con el petróleo, de ahí que debe haber un adecuado manejo industrial en la extracción. Este se origina a la par del crudo, de la deposición y soterramiento de materia orgánica a través del tiempo, su descomposición por la acción de la presión, las altas temperaturas y la falta de oxígeno.

Es un gas incoloro, inflamable y altamente tóxico, presente en diversas etapas de la producción petrolera. En los yacimientos maduros, donde la extracción de hidrocarburos enfrenta desafíos como la disminución de presión y la presencia de contaminantes, el H_2S se convierte en un factor crítico para la seguridad operativa y la protección ambiental.

La Ley 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, junto con su reglamentación en el Decreto 351/79, establece normas para minimizar los riesgos asociados a la exposición a contaminantes ambientales en el ámbito laboral. En particular, el Capítulo 9, Artículo 61 de este decreto dispone que todo lugar de trabajo donde se generen contaminantes como gases, vapores, humos o aerosoles debe contar con dispositivos destinados a evitar que dichos contaminantes alcancen niveles que puedan afectar la salud de los trabajadores.

En la industria petrolera, la presencia de H_2S en yacimientos maduros exige la implementación de estrictos protocolos de monitoreo y control ambiental. La normativa vigente establece límites de concentración permisibles y obliga a

realizar análisis de aire periódicos para garantizar condiciones seguras. Además, se requiere el uso de equipos de protección personal y sistemas de ventilación adecuados para reducir la exposición a este gas tóxico.

Adicionalmente, la norma ANSI Z390 define los requisitos mínimos para los programas de capacitación en seguridad relacionados con el H₂S. Esta normativa enfatiza la importancia de la formación específica para trabajadores expuestos a este gas, incluyendo el uso de equipos de protección personal, procedimientos de emergencia y monitoreo continuo.

2.4. Equipos de Torre: Perforador, Terminador (WorkOver) y Pulling

Las Operaciones con Equipos de Torre abarcan todas las intervenciones que se realizan en un pozo petrolero, desde su perforación original, hasta su terminación e incluso el mantenimiento de pozos productores e inyectoras, principalmente esto último con el objeto de reparar una falla de un sistema de extracción o recuperar una merma de producción, pero también para lograr una optimización productiva o adecuación extractiva. Genéricamente las operaciones de WorkOver y Pulling consisten en sacar y bajar materiales y herramientas del pozo.

El concepto alcanza a todos los trabajos que se efectúan del casing hacia su interior con el objetivo de restablecer la condición operativa de un pozo y/o a alcanzar su potencial de producción.

Cuando se trata de la formación, punzados, evaluaciones de capas, fracturaciones, acidificaciones, etc. se estará en presencia de reparaciones. Para el caso de investigación de este trabajo, nos centraremos en estos procesos donde precisamente en ellas es donde se encuentra frecuentemente presencia de ácido sulfhídrico, tanto por pérdida de contención o bien por maniobras donde el fluido del pozo se manifiesta en superficie.

Ante la decisión de intervenir un pozo, la gestión por procesos permite planificar y facilitar todo lo necesario para que la operación llegue a buen término. El trabajo de intervención se considera finalizado, luego de haberse aplicado las técnicas de manera correcta y alcanzado los objetivos de esta.

Para obtener una alta eficiencia y calidad en las operaciones se requiere efectuar un riguroso control y asumir la responsabilidad de todas las tareas asociadas a una intervención de acuerdo con lo definido en el proceso, y tomar conciencia de que son un componente muy importante del presupuesto de los campos con extracción artificial. Su disminución, tendrá una importante incidencia económica. La perforación original, para perforar una roca, una fuerza de cierta magnitud debe ser aplicada sobre el trepano. Esta fuerza es provista aflojando la línea de

perforación que soporta el peso del total de la sarta de perforación. El trepano debe ser rotado a una cierta velocidad para cortar y avanzar a través de la roca. La rotación puede ser realizada desde la superficie o el fondo de pozo. La rotación desde la superficie se puede realizar utilizando una mesa rotary convencional o un top drive. Durante la perforación, calor y recortes son generados continuamente. Por lo tanto, un fluido tiene que ser circulado desde la superficie al fondo del pozo y regresar a superficie nuevamente para dispersar el calor y remover los recortes. Entonces, podemos decir que un equipo de perforación rotatoria debe mantener y girar la sarta de perforación, mantener las tuberías que se bajen al pozo y ser capaz de bombear fluido de perforación a altas presiones y caudales.

2.4.1. Principales Componentes De Un Equipo De Perforación, WorkOver y Pulling

- a) Sistema de izaje.
- b) Sistema de rotación.
- c) Sistema de circulación.
- d) Sistema de Tratamiento de Lodos.
- e) Sistema de potencia.
- f) Sistema de control de pozo.

a) Sistema de Izaje.

La función primaria del sistema de izaje, es soportar la columna de herramientas durante la operación de perforación, terminación y Pulling.

El sistema de izaje, comprende todos los componentes usados para elevar o bajar la sarta en el pozo.

- a. Mástil
- b. Subestructura
- c. Corona
- d. Aparejo
- e. Gancho
- f. Cuadro de Maniobra
- g. Cable de Operación
- h. Anclaje

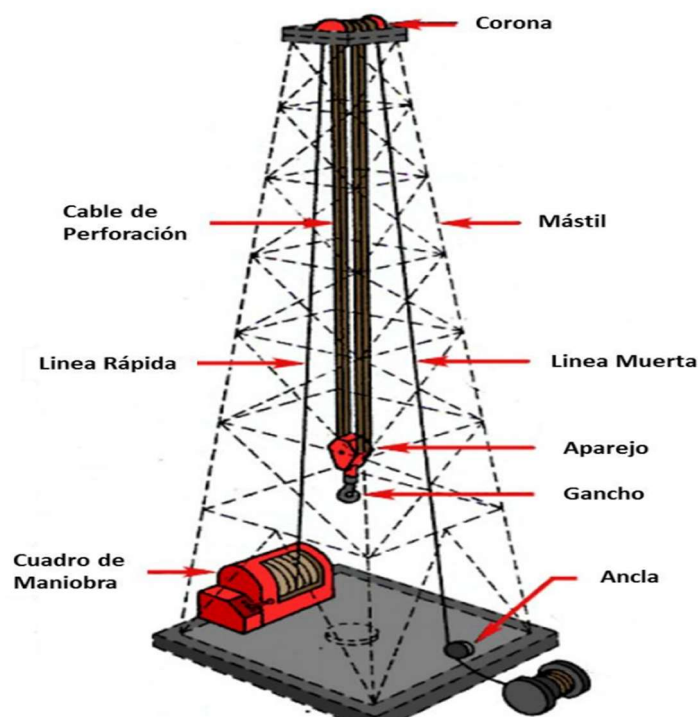


ILUSTRACIÓN 1 - MANUAL TÉCNICO YPF

a. Subestructura.

La subestructura tiene la función de soportar, el cuadro de maniobra, la mesa rotary, los tiros de DP (Drill-Pipe) y el mástil. La parte superior de la subestructura es llamada "Piso de Perforación o Trabajo". Su fabricación sigue los lineamientos de la norma API SPC 4F.

Las Cargas que Soporta la Subestructura:

- a) El mástil
- b) El piso de trabajo y su equipamiento
- c) La carga máxima que puede ser estibada en el set-back
- d) La máxima carga en el gancho

Tipos de Subestructuras:

- a) Box on Box
- b) Swing up.
- c) Truck-/trailer-mounted



ILUSTRACIÓN 2 - MANUAL TÉCNICO YPF



ILUSTRACIÓN 3 - MANUAL TÉCNICO YPF

b. Mástil.

Soporta la carga en la corona, da soporte superior a los tubulares y sirve de sostén a las poleas de llaves y guinches de trabajo.

El mástil es una estructura metálica con sección cuadrada o rectangular, con uno de sus lados abiertos.

Su fabricación sigue los lineamientos de la norma API SPC 4F.

Las Cargas que Soporta el Mástil:

- a) La carga en el gancho (la columna de perforación, casing, equipo de izaje)
Soporta el peso del DP o casing que no está en el pozo.
- b) Carga del viento sobre el drill pipe estibado en el piso de enganche.
- c) Equipos adicionales como por ejemplo el piso de entubar y enganche.

Tipos de Mástil:

- a) Telescópicos
- b) Cantiléver



ILUSTRACIÓN 4- MANUAL TÉCNICO YPF



ILUSTRACIÓN 5 - MANUAL TÉCNICO YPF

c. Cuadro de Maniobra.

El cuadro de maniobra es uno de los componentes más importantes del equipo.

Su función es proveer la potencia de izaje necesaria para la operación, el cuadro de maniobra bobina el cable cuando la tubería es extraída del pozo.

El cable es desenrollado del tambor por el efecto de la gravedad y es enrollado por la acción de un motor eléctrico o diésel.

El cuadro de maniobra es construido bajo las especificaciones de la norma API 7K.

Tipos de Cuadros de Maniobra:

- a) Eléctricos
- b) Corriente Continua (DC)
- c) Corriente Alterna (AC)
- d) Mecánicos
- e) Hidráulicos

Principales Componentes del Cuadro de Maniobra:

- a) Motores
- b) Transmisiones
- c) Tambor principal
- d) Freno principal (bandas, discos y sistema regenerativos)
- e) Freno auxiliar (hidrodinámicos, electromagnéticos o discos)



ILUSTRACIÓN 6 - MANUAL TÉCNICO YPF

d. Corona o Bloque de Corona.

El bloque de corona es un set fijo de poleas ubicado en la parte superior del mástil, sobre el cual el cable de operación es enhebrado.

Este set de poleas trabaja en conjunto con el aparejo o bloque viajero, de esta manera se obtiene una ventaja mecánica, permitiendo el uso de un cable de acero de menor diámetro para sostener cargas muchas veces más pesadas que lo podría hacer una sola línea.

El número de poleas tanto de la corona como del aparejo pueden varían de 4 a 6, siendo estas en función de la capacidad del sistema de izaje.

Generalmente la capacidad de la corona es mayor a la del aparejo.

El diámetro de la garganta de las poleas depende del diámetro del cable en uso.

La relación entre el diámetro de las poleas y el cable de operación debe ser entre 30-40.

Su fabricación sigue los lineamientos de la norma API SPC 8C.



ILUSTRACIÓN 7 - MANUAL TÉCNICO YPF



ILUSTRACIÓN 8 - MANUAL TÉCNICO YPF

e. Aparejo o Bloque Viajero.

El bloque viajero o aparejo, es un conjunto de poleas que se mueven hacia arriba y abajo en el mástil.

El cable de operación esta enhebrado sobre las poleas de la corona y las del aparejo. Esto permite al cable izar pesadas cargas de DP y casing.

El número de poleas que se usan generalmente van de 4 a 6, permitiendo una capacidad variable al sistema de izaje.

Las gargantas de las poleas dependen del diámetro del cable, y siguen las recomendaciones de la norma API RP 9B.

Su fabricación sigue los lineamientos de la norma API SPC 8C.



ILUSTRACIÓN 9 - MANUAL TÉCNICO YPF

f. Gancho.

Va fijado en la parte inferior del aparejo, es requerido para sostener la cabeza de inyección, el vástago de perforación y las ámelas cuando se requiere realizar un viaje o entubar el pozo.

Su fabricación sigue los lineamientos de la norma API SPC 8C.



ILUSTRACIÓN 10- MANUAL TÉCNICO YPF

g. Cable de Operación

El cable es un elemento de transmisión entre el sistema de potencia y el trabajo de levantamiento del aparejo.

El cable de operación, que tiene un punto fijo en el tambor, se enhebra a través de la corona y las poleas del aparejo y termina en un punto fijo, llamado punto de anclaje o punto muerto del cable de perforación. A partir de allí el cable va a la bobina de reserva.

Con fin de disminuir el riesgo de roturas en las zonas de las poleas, se efectúan a intervalos determinados por el trabajo acumulado, lo que se denominan corridas y cortes del cable, que modifican la posición del mismo con respecto a las roldanas del aparejo, de modo de ir reemplazando al cable que trabajó en esas zonas, sometido a mayor desgaste por roce, por otro tramo que solo ha estado sometido a tracción durante el mismo periodo de modo de ir consumiendo la vida del cable más homogéneamente.

Las Cargas y Esfuerzos que Actúan Sobre el Cable:

- a) Torsión
- b) Aplastamiento
- c) Tensión
- d) Vibración
- e) Rozamiento

Los Factores Para Considerar en la Selección de un Cable:

- a) Diámetro
- b) Carga de rotura
- c) Flexibilidad
- d) Elasticidad
- e) Resistencia a la corrosión
- f) Resistencia a la abrasión

Los cables de operación se deben ajustar a los requerimientos de la norma API RP 9B.

El Cable que Usualmente se usa Tiene una Construcción Clasificada:

$$6 \times 19 + 1$$

El número 6 se refiere a la cantidad de torones rodean el núcleo de cable de acero. El número 19, indica que cada torón tiene 19 alambres y el 1 representa que la estructura tiene un alma o cordón central.

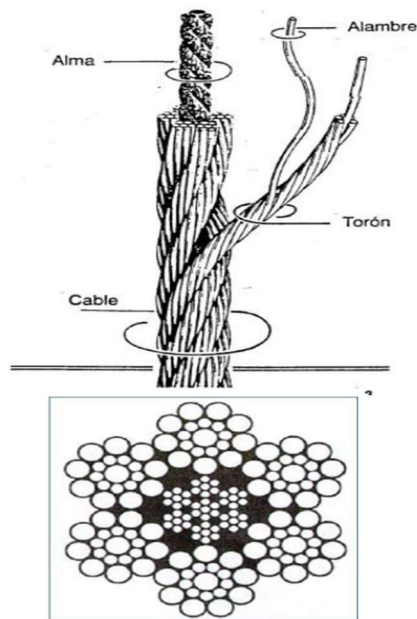


ILUSTRACIÓN 11 - MANUAL TÉCNICO IPH

Longitud de la Línea del Cable de Operación:

Dependiendo de la altura del mástil y el número de líneas enhebradas, la longitud total puede variar de 200 a 500m.

El mayor desgaste del cable se produce, en tres áreas:

- a) Donde el cable de operación hace contacto con las poleas de la corona y el aparejo.
- b) La posición del cable sobre las poleas, cuando se colocan o extraen las cuñas.
- c) La posición en el tambor principal donde cada vuelta del cable se cruza con las vueltas inferiores.
- d) El factor de diseño del cable debe ser aplicado para compensar el desgaste y las cargas súbitas dependiendo de la clase de trabajo.

La norma API RP 9B establece un factor de diseño mínimo para:

- a) Perforación del pozo: 3,0
- b) Entubación: 2,0

No debe utilizarse el cable por debajo del factor de diseño.

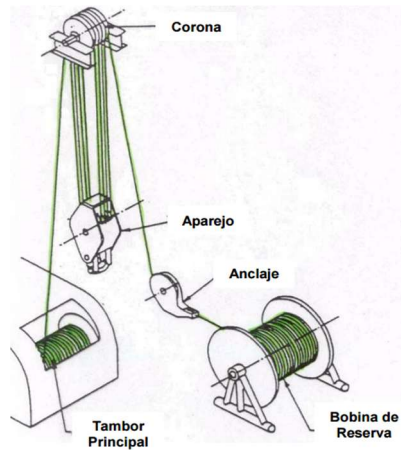


ILUSTRACIÓN 12 - MANUAL TÉCNICO YPF

h. Ancla.

Este componente, consiste en un tambor de giro libre con un brazo de palanca.

En el tambor se enrolla el cable de operación dando de dos a cuatro vueltas, el extremo libre viene del carrete de reserva, éste se fija al ancla mediante una grampa con estrías de fricción sujeta con seis tornillos al brazo de palanca.

El tambor del ancla se fabrica con ranuras en el cuerpo de enrollado acordes con el diámetro del cable que se utilizará, con el fin de obtener un buen enrollado y evitar daños prematuros.

En el extremo del brazo de palanca se instala un diafragma (sensor) que transmite la fuerza al indicador de peso cuando se efectúa un movimiento de carga (tensión) por medio de un fluido que circula a través de una manguera de alta presión al momento de comprimirlo; el sensor está instalado en el ancla con pernos que sujetan un extremo al brazo de palanca del tambor móvil y el otro a la base fija. La tensión del cable activará el brazo de palanca y a su vez este activará el diafragma del sensor comprimiendo al fluido y enviando la señal de carga hacia el indicador de peso.

En anclaje del punto muerto puede estar ubicado, sobre el piso de trabajo o debajo de la subestructura.

El diámetro del tambor del anclaje tiene que ser al menos 15 veces el diámetro del cable de operación.



ILUSTRACIÓN 13 - MANUAL TÉCNICO YPF

b) Sistema de Rotación.

El sistema de rotación comprende todos los componentes que intervienen en la rotación del trépano.

Los componentes que integran el sistema de rotación son: la cabeza de inyección, el vástago de perforación, la mesa "rotary" /top drive, la columna de perforación y el trepano.

- a. Cabeza de inyección
- b. Vástago de perforación
- c. Mesa "Rotary"
- d. Top Drive

a. Cabeza de Inyección.

La Cabeza de Inyección tiene tres funciones principales:

- a) Soportar la carga de la columna de perforación.
- b) Permitir la rotación de la columna de perforación.
- c) Permitir la circulación del fluido.



ILUSTRACIÓN 14 - MANUAL TÉCNICO YPF



ILUSTRACIÓN 15 - MANUAL TÉCNICO YPF

i. Vástago.

La función del Vástago de Perforación o Kelly es transmitir la rotación y el torque a la columna de perforación.

Los Vástagos pueden ser de dos tipos: "Cuadrados" o "Hexagonales".

Los Vástagos Hexagonales son más comunes y ofrecen una mayor superficie de contacto con el Kelly Bushing.

La longitud estándar es de 40ft.

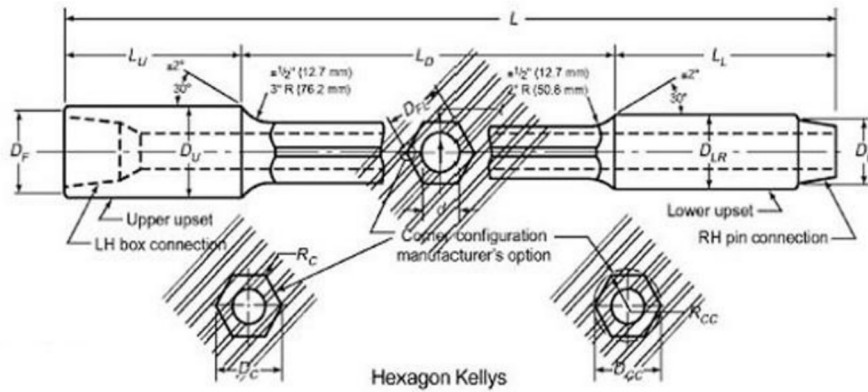


ILUSTRACIÓN 16 - MANUAL TÉCNICO YPF

j. Mesa Rotary.

La mesa rotary tiene dos funciones fundamentales:

- Transmitir la rotación al BHA a través del Kelly Bushing
- Soportar todo el peso de la herramienta cuando es extraída o introducida al pozo.

Con la introducción del Top Drive, la mesa rotary es fundamentalmente usada por su segunda función.

Las mesas rotary son fabricadas siguiendo los lineamientos de la norma API 7K.



ILUSTRACIÓN 17 - MANUAL TÉCNICO YPF

Buje Maestro: El buje maestro y los bujes adaptadores permiten el manejo de diferentes tipos y diámetros de tubulares (DP, DC, CSG, etc.).

Tipos de Mesas Rotary: Las mesas rotary pueden ser accionadas, con motores independientes o ser acopladas al cuadro de maniobra.

Los motores independientes pueden ser:

- a) Hidráulicos
- b) Eléctricos (más comunes)

Las mesas rotary con motores hidráulicos fueron diseñadas específicamente para ser utilizadas con Top Drive. Funcionan bajas revoluciones y son generalmente más chicas y económicas.

Pueden quedar en posición de bloqueo utilizando la presión hidráulica.

k. Top Drive.

Las principales funciones del Top Drive son:

- a) Permite realizar todos los requerimientos normales de izaje.
- b) Rotar la columna de perforación.
- c) Permite circular a través de la columna de perforación.

Ventajas Principales:

- a) Posibilita perforar un tiro de tubos en lugar de uno solo.
- b) Capacidad de hacer back-ream mientras se extrae herramientas del pozo.
- c) Contiene la IBOP controlada en forma remota, que puede ser accionada desde el piso de trabajo.

Componentes Principales del Top Drive:

- a) Cabeza de inyección integrada
- b) Motor y transmisión
- c) Sistema de manejo de tubería.
- d) Sistema de guía.



ILUSTRACIÓN 18 - MANUAL TÉCNICO YPF

c) Sistema de Circulación.

Es otro de los componentes principales de un equipo. Su principal función es servir de soporte al sistema de rotación, proveyendo los equipos, materiales y áreas de trabajo necesarios para preparar, mantener y revisar el fluido de perforación y completación del pozo.

Los componentes que integran el sistema de circulación:

- a. Tanques de lodo
- b. Sistema de mezclado
- c. Bombas de Lodo
- d. Sistema de tratamiento de lodo

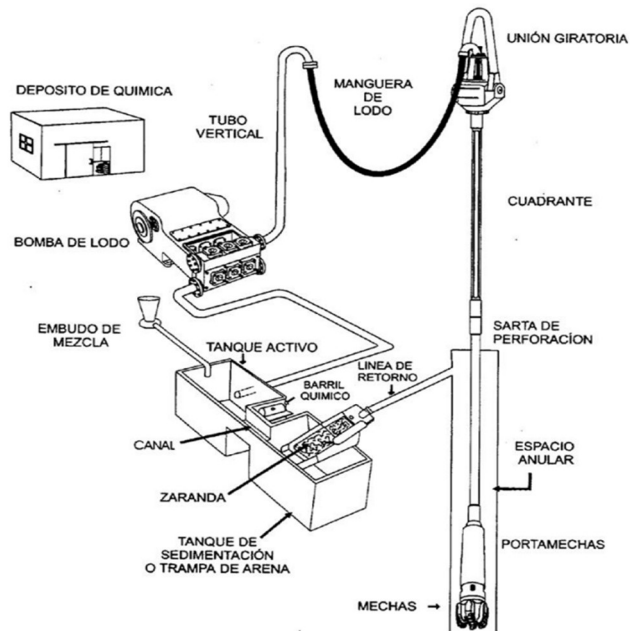


ILUSTRACIÓN 19 MANUAL TÉCNICO YPF

a. Tanques de Lodo.

Los tanques de lodo permiten:

- a) Contener el lodo en un sistema cerrado.
- b) Monitorear las características físicas y reológicas del lodo.
- c) Monitorear las pérdidas de circulación.
- d) Controlar las surgencias.

La Capacidad del Circuito Depende de:

- a) Características de las formaciones.

- b) Legislación aplicable a las zonas de operación.
- c) Profundidad del pozo.
- d) Logística y ubicación del pozo.

Hay dos Categorías de Tanques de Lodo:

- a) Sistema activo
- b) Sistema de reserva.

El sistema activo puede dividirse en:

- a) Tratamiento o remoción de sólidos.
- b) Preparación.
- c) Succión.



ILUSTRACIÓN 20 - MANUAL TÉCNICO YPF

El sistema de reserva: es usado para preparar lodo, para responder a emergencias o para una fase siguiente de perforación. la capacidad es una relación económica y técnica (necesidad operativa).

b. Sistema de Mezclado.

El sistema de mezclado es usado para lograr lo siguiente:

- a) Preparar y mezclar el lodo.
- b) Mantener la densidad y las propiedades del lodo mientras se perfora el pozo.
- c) La mezcla debe ser hecha a altos caudales, para evitar la decantación y la conglomeración de las partes solidas (baritina, bentonita, polímeros, etc.).
- d) En un evento de surgencia, el sistema de mezclado debe permitir a la dotación del equipo, mezclar tanto lodo como sea requerido tan rápido como sea posible.

El Sistema de Mezclado Incluye:

- a) Bombas centrífugas
- b) Embudo con boquilla y un tubo Venturi.



ILUSTRACIÓN 21 - MANUAL TÉCNICO YPF

c. Bombas de Lodo.

Función principal de las bombas de lodo es impulsar el fluido a través del sistema de circulación. Las bombas a pistón o alternativas son las encargadas de tomar la inyección preparada o reacondicionada desde los tanques e impulsarla por dentro de la columna de perforación, a través del pasaje o pasajes del trépano y devolverla a la superficie por el espacio anular resultante entre la columna de perforación y la pared del pozo, cargada con los recortes del trépano de las formaciones atravesadas.

Las bombas utilizadas para circulación del lodo al pozo son del tipo alternativo a pistón:

- a) Pueden ser de 2 o 3 cilindros.
- b) 2 cilindros: son de doble efecto y se llaman "DUPLEX"
- c) 3 cilindros: son de simple efecto y se denominan "TRIPLEX".
- d) Hay actualmente modelos de 5 o 6 cilindros.
- e) Las TRIPLEX son las más difundidas son más livianas y compactas que las "dúplex", su presión de salida es menos variable.



ILUSTRACIÓN 22 - MANUAL TÉCNICO YPF

Componentes Adicionales que Conforman las Bombas de Lodo:

- a) Amortiguador de pulsaciones
- b) Válvula de alivio
- c) Bomba sobrealimentadora
- a) Amortiguador de Pulsaciones:
 - a. Van instalados en la línea descarga de la bomba.
 - b. Reduce las vibraciones de las bombas y líneas, producidas por el movimiento alternativo de los pistones.
 - c. Es un recipiente con un diafragma interno que se encuentra precargado con nitrógeno a 1,000 PSI.
- b) Válvula de Alivio:

Va instalada en la línea de descarga de la bomba. Su propósito es proteger la bomba y las líneas contra presiones extremas que puedan ocurrir durante la operación.



ILUSTRACIÓN 23 - MANUAL TÉCNICO YPF

c) Bomba Sobrealimentadora:

El nivel de las piletas donde succionan las bombas no siempre es constante, esta situación, la viscosidad del lodo, su densidad y la espuma hacen que la presión de admisión sea variable y generalmente insuficiente para llenar completamente las camisas en la etapa de admisión, lo que se traduce en una pérdida de eficiencia volumétrica. Por esta razón se colocan las bombas centrífugas, como sobrealimentadora de las bombas alternativas.

Con estas bombas, el rendimiento de las bombas alternativas se estima en 100%.

Ventajas de las Bombas Alternativas:

- a. Capacidad de bombear fluidos con alto contenido de sólidos, incluso abrasivos.
- b. Capacidad de bombear partículas de tamaño grande.
- c. Son fáciles de operar y mantener.
- d. Son confiables.
- e. Capacidad para trabajar con un rango amplio de presiones y caudales cambiando el tamaño de las camisas y variando la velocidad.



ILUSTRACIÓN 24 - MANUAL TÉCNICO YPF

d) Sistema de Tratamiento de Lodos.

Una gran cantidad de sólidos en el lodo puede causar muchos problemas durante la perforación. El propósito del equipamiento de remoción de sólidos es mantener el porcentaje de solidos en el lodo a un nivel aceptable.

Los beneficios de un lodo con bajo solido son:

- a. Incrementa la velocidad de penetración (ROP).
- b. Incrementa la vida del trepano.
- c. Reduce los costos de control de lodo.

- d. Reduce el costo de mantenimiento de las bombas.
- e. Reduce la posibilidad de pega de tubería.
- f. Reduce la necesidad de dilución.
- g. Reduce el torque del BHA.

Podemos diferenciar dos tipos de sólidos:

- a. Los comerciales o agregados (excepto barita y material de pérdida de circulación), tienen un tamaño por debajo de 1 micrón.
- b. De perforación o incorporados de la formación, tiene un tamaño variable, estos pueden estar entre 1 y 2,000 micrones.



ILUSTRACIÓN 25 - MANUAL TÉCNICO YPF

Mecánica de la Remoción. La remoción mecánica de sólidos se logra con 2 fuerzas:

- a. Vibración
- b. Fuerza Centrífuga.

Equipos de Control de Sólido:

Zarandas: La zaranda es la primera etapa de remoción de sólidos que proviene del pozo. La capacidad de su tratamiento es determinada por el tamaño de las telas y las propiedades del lodo.



ILUSTRACIÓN 26 - MANUAL TÉCNICO YPF

Desander y Desilter: Una batería o banco de hidrociclones permite remover solidos del lodo.

- a) Desander: por encima de 74 micrones (Arena).
- b) Desilter: solidos finos (Limo) Funcionamiento:
 - a. El lodo es impulsado al ciclón a través de una bomba centrífuga.
 - b. El lodo de perforación entra al ciclón tangencialmente a una alta velocidad y presión.
 - c. Aquí adquiere alta velocidad.
 - d. La fuerza centrífuga separa el sólido de la fase líquida, enviando el sólido a la salida inferior (descarga) y la líquida a la salida superior.

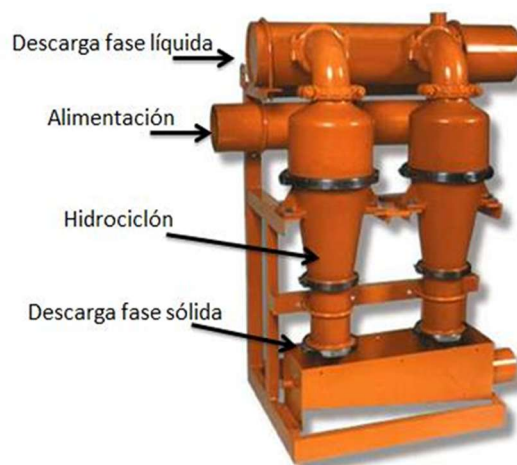


ILUSTRACIÓN 27 - MANUAL TÉCNICO YPF

Desgasificador: El propósito del desgasificador es remover el aire o gas entrampado en el sistema de lodo, para asegurar que la densidad apropiada sea recirculada en el pozo.



ILUSTRACIÓN 28 - MANUAL TÉCNICO YPF

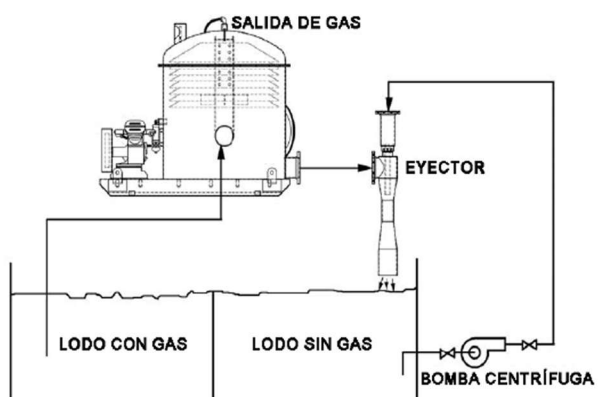


ILUSTRACIÓN 29 - MANUAL TÉCNICO YPF

e) Sistema de Potencia.

Los motores diésel, proveen la fuente de poder primaria en los equipos de perforación. Los equipos son descriptos como mecánicos o eléctricos. Estos términos hacen referencia al método por el cual la potencia es entregada al equipamiento del equipo.



ILUSTRACIÓN 30 - MANUAL TÉCNICO YPF

En equipos mecánicos, la potencia proviene del/los motores que accionan el equipamiento del motor directamente o a través de convertidores y las transmisiones permiten cambiar la velocidad y el torque a ser transferido al cuadro de maniobra y bombas.

Los equipos eléctricos usan la potencia de los motores para accionar generadores y la electricidad generada es usada para operar los motores de los equipamientos más importantes.

La potencia para el sistema de iluminación y cargas pequeñas (como agitadores de lodo, zarandas, etc.) provienen de un generador exclusivo.

Motores Diesel:

Hay dos tipos de motores diésel, clasificados por como son gobernados:

- a. Mecánicos: Los motores mecánicos son controlados sin el uso de la electrónica. Estos se basan en dispositivos mecánicos para ser operados.
- b. Electrónicos: Los motores electrónicos son similares a los mecánicos, excepto que usan dispositivos electrónicos para operar. Estos dispositivos controlan la performance del motor y

las emisiones más eficientemente y en algunos casos tienen la capacidad de realizar diagnósticos.

Generadores:

El generador, convierte el movimiento de rotación o torque del motor en energía eléctrica. Los generadores AC, usados en los equipos de perforación son generalmente sincrónicos de tres fases 600V.

Distribución de Potencia. Hay tres tipos de sistemas de equipos eléctricos:

- a. DC/DC
- b. AC/SCR (DC)
- c. AC/VFD (AC)

Cada sistema consiste en, un set de motor/generador, un sistema de control y motores eléctricos.

- a. **Sistema AC/SCR:** Los sistemas SCR (Silicon-Controlled Rectifier) cambian el voltaje constante AC en un voltaje variable DC para permitir el control de velocidad de los motores DC.
- b. **Sistema AC/VFD:** Los sistemas VFD (Variable Frequency Drives) pueden convertir el voltaje fijo y la frecuencia AC en un voltaje variable y frecuencia AC, para variar la velocidad de los motores AC.
 - a) Los motores AC no tienen escobillas y por lo tanto no generan chispas, lo cual es una ventaja en áreas peligrosas y requieren menos mantenimiento.
 - b) Pueden invertir el movimiento del cuadro y mesa rotary, solo reversando las fases.

f) Sistema de Control de Pozo.

Constituye uno de los componentes principales de un equipo y está formado por el conjunto BOP's, cuya función principal es controlar mecánicamente un influjo del pozo.

a. Stack de BOP.

Durante las operaciones de perforación si llegara a manifestarse una surgencia, el sistema de control deberá tener la capacidad de proveer el medio adecuado para desviar o cerrar el pozo y para circular el fluido invasor fuera de él.

Los Tipos de Válvulas más Usuales:

- a) BOP Anular
- b) BOP Esclusas (Rams) (que pueden ser simples o dobles).

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de operación de trabajo: 2000 a, 3000, 5000, 10000 y 15000 PSI.

La norma API STD 53 define la cantidad de componentes necesarios para formar el stack de BOP para cada presión de trabajo dada.

La BOP es el segundo y final dispositivo de seguridad para manejar un flujo no controlado de fluidos de la formación que provienen del pozo. La presión hidrostática del lodo es la primera barrera.

BOP Anular: Los preventores anulares son parte del stack de BOP.

El BOP anular es diseñado para cerrar sobre cualquier cuerpo cilíndrico.

El anular puede cerrar sobre: barras de sondeo, portamechas, casing, tubing, Kelly y wire line.

El anular está equipado con un pistón de cierre, el cual es operado hidráulicamente aplicando presión para abrir o cerrar las cámaras.



ILUSTRACIÓN 31 - MANUAL TÉCNICO YPF

BOP RAM: El BOP RAM o válvula exclusas es parte del stack de BOP, pueden ser simples o dobles.

Los tipos de RAM son:

- a) Pipe Ram
- b) Variable Ram
- c) Blind Ram
- d) Blind/Shear Ram



ILUSTRACIÓN 32 - MANUAL TÉCNICO YPF

d. Acumulador de BOP.

El acumulador produce y almacena energía hidráulica para ser usada cuando la BOP debe ser cerrada rápidamente ante una condición de emergencia. Está equipado con los controles y actuadores de las BOP's necesarios para accionarla durante la perforación en caso de una surgencia.

El Sistema de Control de BOP Debe Proveer:

- a) Un mínimo volumen presurizado predeterminado, para operar todas las funciones de la BOP en situaciones de emergencia.
- b) Razonable tiempo de recarga del acumulador.
- c) El Acumulador Debe Estar Compuesto por:
- d) Un tanque de fluido hidráulico a presión atmosférica.
- e) Una o más bombas de alta presión para presurizar el fluido.
- f) Botellones con una precarga de nitrógeno para almacenar fluido presurizado.

El fluido de control a alta presión es transportado al manifold del acumulador para cerrar los mecanismos a través de las válvulas de control.



ILUSTRACIÓN 33 - MANUAL TÉCNICO YPF

e. Choke Line.

La choke line y el manifold proveen una forma de aplicar una contrapresión sobre la formación mientras se circula hacia afuera un influjo de fluido de formación. La choke line (la cual conecta la BOP y el choke manifold) y las líneas aguas abajo del choke, deben:

- a) Ser lo más derechas posibles.
- b) Estar firmemente ancladas para evitar excesivas vibraciones.
- c) Sobre la sección conectada al stack de BOP se instalan dos válvulas.
- d) Una Válvula manual.
- e) Válvula operada hidráulicamente (HCR).



ILUSTRACIÓN 34 - MANUAL TÉCNICO YPF

f. Kill Line.

La kill line es una parte integral del equipo de superficie para controlar un pozo.

La kill line provee una forma de bombear al pozo cuando el método normal o circulación por directa a través del drill pipe no se puede emplear.

La kill line conecta la línea de fluido de las bombas a una salida lateral del stack de BOP.

Sobre la sección conectada a la BOP se instalan dos válvulas o más válvulas dependiendo del rango de presión de trabajo:

- a) Válvulas manuales
- b) Válvulas operadas hidráulicamente.
- c) Check valve

g. Choke Manifold.

La BOP puede cerrar el pozo, pero es necesario equipamiento adicional que permita una descarga controlada del fluido del pozo, circular bajo presión y purgar la presión del pozo.

El choke manifold está compuesto de un conjunto de válvulas y líneas conectadas a la cabeza de pozo a través de la choke line.

Este manifold es usado durante el control de surgencias, para mantener la correcta contrapresión ajustando el flujo de salida del pozo a través de un estrangulador ajustable.

El choke manifold está equipado con un baffle para transportar el flujo de salida de alta presión a una línea única conectada a la línea de descarga.



ILUSTRACIÓN 35 - MANUAL TÉCNICO YPF

h. Separador de Gas (GOLPEADOR).

El Separador de gas es usado para separar el gas del fluido de perforación que está cortado con gas.

- a) El gas separado es venteado a una distancia segura del equipo.
- b) Las dimensiones del separador son críticas, y definen el volumen de gas y fluido que pueden manejar.



ILUSTRACIÓN 36 - MANUAL TÉCNICO YPF

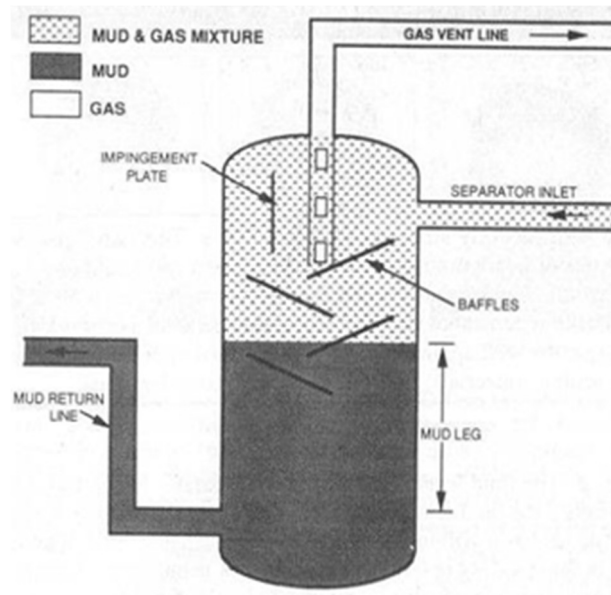


ILUSTRACIÓN 37 - MANUAL TÉCNICO YPF

i. Válvulas de Seguridad.

Válvulas Superiores e Inferiores de Vástago:

Las válvulas de vástago son operadas manualmente y son instaladas arriba y abajo del Kelly para cerrar, en caso de un retorno de flujo en la columna de perforación durante una surgencia.

- a) Upper Kelly Cock
- b) Lower Kelly Cock

Las válvulas son operadas con una llave especial.

Esto es una limitación para una rápida intervención.

El Top Drive reemplaza estas válvulas por válvulas operadas en forma remota.

Válvulas Inside BOP:

Proporciona el cierre dentro de la sarta de perforación.

Los tipos de Inside BOP son:

- a. Drop-in Valve
- b. Float Valve
- c. Gray Float Valve
- d. Safety Valve

j. Torre de Terminación (WorkOver).

Es el equipo de torre utilizado para la terminación, reparación o intervención de pozos. Incluye mástil, mesa rotary, cuadro de maniobras vástago de impulso,

cabeza de inyección, gancho, aparejo, cable, motores, bomba de lodo, circuitos de lodo, tráiler usina, depósito y tráiler de personal, sistemas descritos en el desglose del equipo de equipamiento considerando los criterios necesarios para la selección según el tipo de intervención, yacimiento y operaciones.

2.5. Procesos de Extracción de Petróleo, Gas Natural y Ácido Sulfhídrico

Existen diferentes métodos de extracción de hidrocarburos, éstos pueden clasificarse por extracción natural o artificial.

El método de extracción natural es el denominado: Surgencia natural, es aquella en que la presión del reservorio es suficientemente elevada como para hacer que el fluido producido llegue hasta la superficie de forma natural.

La instalación de superficie básica de un pozo surgente es la denominada armadura de surgencia o árbol de navidad.

La armadura está constituida fundamentalmente por una serie de válvulas que permiten el bloqueo del flujo cada vez que sea necesario, como así también los elementos reguladores de flujo, portaorificios, válvulas reguladoras de flujo, los sistemas de seguridad y los colgadores de cañerías del pozo, casing y tubing.



ILUSTRACIÓN 38 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

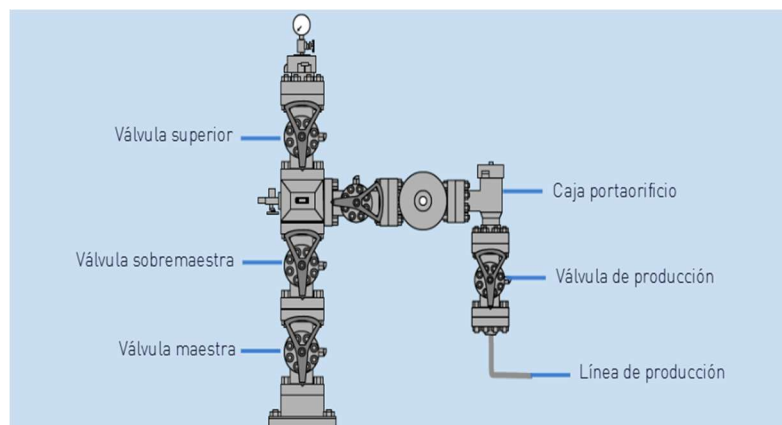


ILUSTRACIÓN 39 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

Mientras que los métodos de extracción artificial se denominan de la siguiente forma:

2.5.1. Bombeo Mecánico.

Este sistema de extracción consiste en extraer los fluidos del pozo mediante una bomba alternativa de simple efecto, instalada en el fondo del pozo. Su movimiento es generado en superficie por el dispositivo biela – manivela.

Este dispositivo transforma el movimiento de rotación del motor de accionamiento en un movimiento de oscilación lineal y transmitido a la bomba de profundidad mediante una columna (sarta) de barras de bombeo.

El fluido es conducido hasta la superficie a través de la cañería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de producción.

La bomba eleva el fluido desde el nivel dinámico y no desde la profundidad donde está asentada; por lo tanto, el trabajo desarrollado será mayor cuanto más bajo se encuentre dicho nivel.



ILUSTRACIÓN 40 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

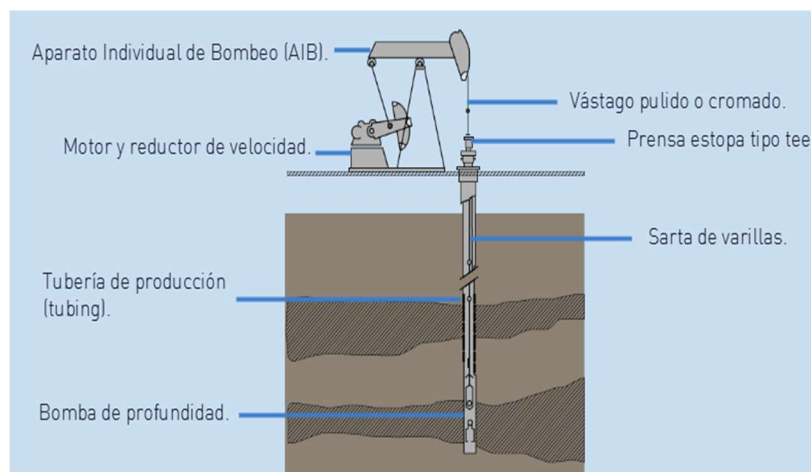


ILUSTRACIÓN 41 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

2.5.2. Bombeo Electrosumergible.

El bombeo Electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado en pozos profundos, con el objetivo de manejar altas tasas de flujo.

Se basa en la utilización de una bomba centrífuga ubicada en el fondo del pozo, accionada por un motor eléctrico. El motor eléctrico también ubicado en

profundidad se alimenta a través de un cable adosado a la cañería de producción. Puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.



ILUSTRACIÓN 42 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

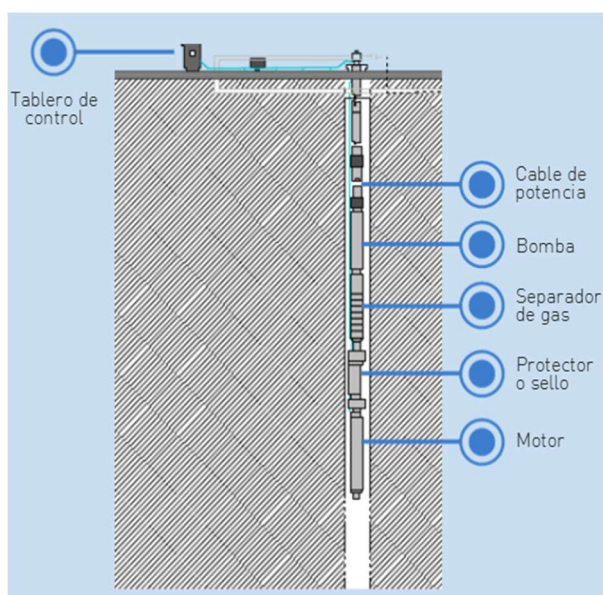


ILUSTRACIÓN 43 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

2.5.3. Bombeo por Cavidades Progresivas.

El bombeo por cavidades progresivas, o PCP consiste en una bomba de profundidad de desplazamiento positivo impulsada por un motor de accionamiento desde superficie y a la que se le transmite el movimiento rotatorio a través de una sarta de barras de bombeo.

Utilizando este método se puede operar sin inconvenientes en condiciones adversas, tales como fluidos extremadamente viscosos, con arena o sal.

En superficie, el cabezal reduce la velocidad de rotación y se monta solidario con la sarta de varillas.

En el fondo del pozo, la bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que esta fija, formando un engranaje helicoidal.

Sus componentes son:

- a) Estator: Es el componente fijo externo compuesto por un tubo de acero revestido internamente con un polímero de alto peso molecular (elastómero) el cual tiene forma de hélice.
- b) Rotor: Es la pieza interna conformada por una sola hélice, construido con acero de alta resistencia, tipo helicoidal, con superficie cromada.

Cuando el rotor gira en el interior del estator, estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga de la bomba.



ILUSTRACIÓN 44 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

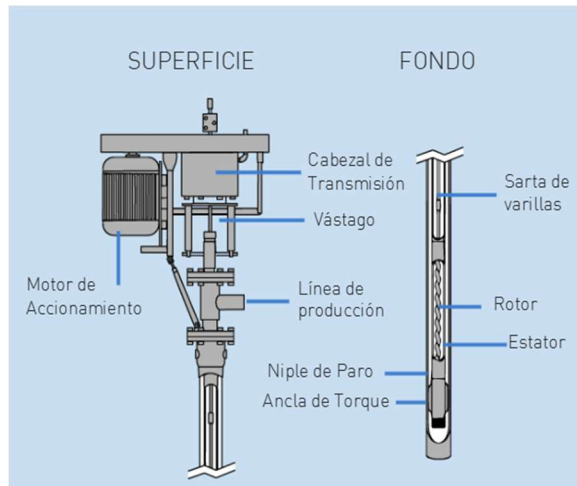


ILUSTRACIÓN 45 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

2.5.4. Plunger Lift.

El método de Plunger Lift es un sistema de producción donde se emplea un pistón que sube y baja dentro del tubing.

Cuando la presión de gas acumulada por debajo del pistón es suficiente como para elevarlo, este comienza a empujar a los líquidos hacia la superficie. Si el pozo no tiene gas suficiente, se le inyecta desde superficie a través de un mandril ubicado en el fondo del pozo (Plunger Lift asistido).



ILUSTRACIÓN 46 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

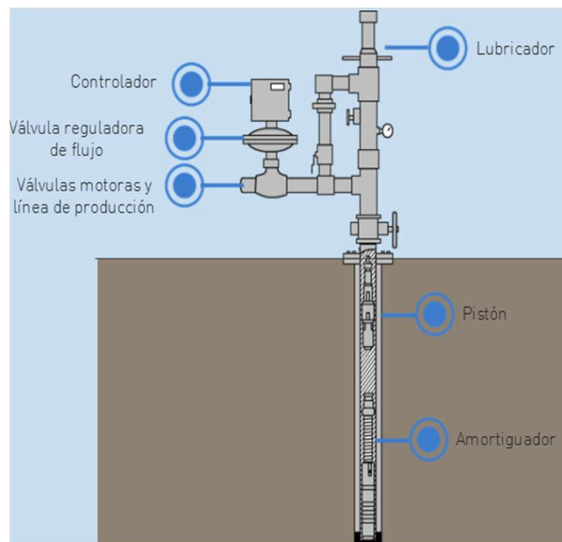


ILUSTRACIÓN 47 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

2.5.5. Gas Lift.

El Gas Lift es una técnica que consiste en inyectar y circular gas desde el fondo del pozo para levantar los fluidos de producción. La adición del gas puede realizarse de dos maneras diferentes, Gas Lift Continuo y Gas Lift Intermitente.

Gas Lift Continuo: El gas se inyecta en forma continua y a un caudal relativamente bajo.

Gas Lift Intermitente: El gas se inyecta en forma periódica y a caudales muy elevados.

El gas inyectado mueve el fluido debido a la combinación de tres efectos:

- a) Disminución de la densidad de la columna líquida.
- b) A menor presión en la superficie, mayor expansión del gas.
- c) El aumento de tamaño de las burbujas de gas crea un flujo de tipo slug.
- d) El gas disminuye el peso de la columna de líquido de tal forma que la energía del yacimiento resultara suficiente para levantar la producción hasta la superficie.

Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

Los dos elementos fundamentales del sistema de Gas Lift son:

- a) Mandril: Es el equipo fabricado de material tubular y cuya función es la de sostener a la válvula de gas Lift en su lugar sobre el tubing.

Existen dos tipos de mandriles:

- a. Para válvulas recuperables por cañería: Es el más antiguo, posee dos soportes externos donde se instala la válvula de gas Lift y se enrosca en el tubing.
 - b. Para válvulas recuperables por cable: contiene bolsillos internos donde la válvula puede asentarse y recuperarse con cable.
- b) Válvula de gas Lift: Son reguladores de gas en subsuelo, generan comunicación o bloqueo entre anular y directa.

Existen principalmente dos tipos de válvulas:

- a. Válvula de arranque: Estas permiten el flujo durante un tiempo determinado en la operación de arranque de pozo, una vez que el pozo entra en fluencia se mantienen cerradas. Generalmente existen más de una válvula por instalación.
- b. Válvula operativa: Es la válvula que se encuentra a mayor profundidad, regula el caudal del gas inyectado. Solo existe una válvula de este tipo por instalación.



ILUSTRACIÓN 48 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

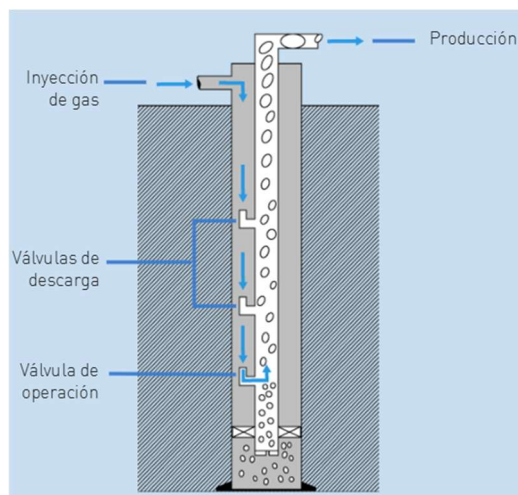


ILUSTRACIÓN 49 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

2.5.6. Bombeo Hidráulico a Jet o Jet Pumping.

Las bombas de profundidad tipo jet consisten en la inyección en superficie de un fluido a alta presión que pasa a través de una tobera ubicada en el fondo del pozo donde la energía de presión del fluido motriz se convierte en altura de velocidad. Las bombas jet pumping utilizan el concepto de tubo Venturi. No emplean partes móviles y alcanzan su acción de bombeo por medio de una transferencia de energía entre el fluido motriz y el fluido producido.

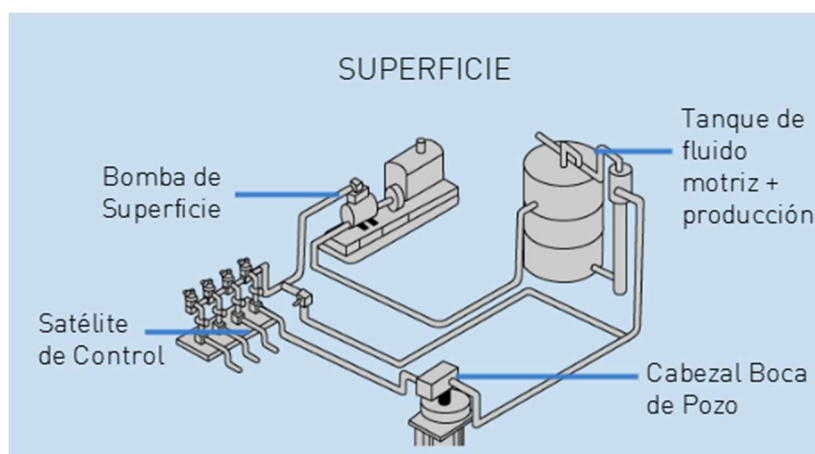


ILUSTRACIÓN 50 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

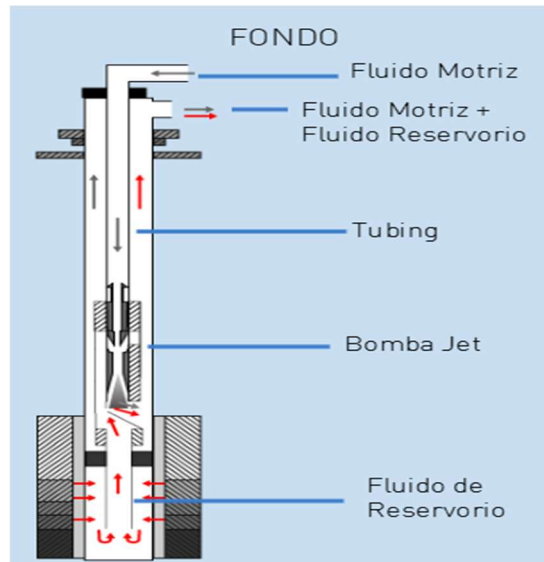


ILUSTRACIÓN 51 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

2.6. Operaciones con H₂S en la Intervención de Pozos Petroleros

El H₂S puede estar presente en diversas operaciones de intervención de pozos petroleros, incluyendo:

Perforación: Durante la perforación de pozos, especialmente en formaciones con alto contenido de azufre, el H₂S puede liberarse desde el subsuelo.

WorkOver: En operaciones de reacondicionamiento de pozos, donde se manipulan fluidos de producción, existe riesgo de exposición al H₂S.

Pulling: La extracción de tuberías y equipos de fondo puede liberar H₂S acumulado en el pozo.

Producción y extracción: En yacimientos con presencia de H₂S, el gas puede estar disuelto en el petróleo y el agua de formación, representando un riesgo para los trabajadores.

Tratamiento de fluidos: Procesos como la separación de gas y líquidos pueden generar emisiones de H₂S.

Mantenimiento de instalaciones: La limpieza y reparación de equipos en plantas de tratamiento y baterías de producción pueden implicar exposición al H₂S.

El cumplimiento de estas regulaciones es esencial para garantizar condiciones seguras en los campos petroleros, reduciendo accidentes y enfermedades

laborales derivadas de la exposición a gases peligrosos. A lo largo de esta tesina, se analizarán las propiedades del H_2S , sus implicaciones en la producción de hidrocarburos y las estrategias de mitigación aplicadas en yacimientos maduros, con especial énfasis en las regulaciones de seguridad y las tecnologías de control disponibles.

Capítulo 3 Metodología y Conclusiones

3.1. Metodología

3.1.1. Procedimientos Vigentes.

El manejo del sulfuro de hidrógeno (H₂S) en las operaciones petroleras requiere la aplicación estricta de procedimientos específicos que garanticen la protección de los trabajadores, la integridad de las instalaciones y la preservación del medio ambiente. En Argentina, las empresas operadoras y contratistas que intervienen en pozos con presencia real o potencial de este gas tóxico han desarrollado manuales y normas internas alineadas tanto con la legislación nacional vigente como con estándares internacionales (API, ANSI, NACE, OSHA).

Dentro de este marco, se destacan cuatro fuentes principales de referencia: los procedimientos de las empresas operadoras (YPF y otras), los procedimientos de contratistas especializados (Lockwood, Nabors, SAI), la normativa nacional (Ley 19.587 y Decreto 351/79) y los estándares internacionales de la industria petrolera. Cada uno de estos marcos establece requisitos que, al articularse, conforman un sistema de gestión integrado para el control del riesgo de H₂S.

a) Procedimiento “H₂S Safety Services” – Lockwood S.A.

Lockwood S.A., como contratista especializado en servicios de seguridad con H₂S, dispone del PRO-017-01 H₂S Safety Services, procedimiento interno que define la metodología, responsabilidades y requisitos técnicos aplicables en pozos y en operaciones de producción (Lockwood, 2023).

Entre sus puntos centrales se destacan:

- a. Solicitud y planificación del servicio: el cliente debe cursar la orden con antelación, adjuntando datos de locación y alcance de tareas. Lockwood valida los requisitos legales y define recursos humanos y técnicos.
- b. Alistamiento de equipos: incluye la verificación de checklists (PRO-017-01-F1) y la preparación de ERC, SCBA, tráiler habitacional, líneas de aire y sistemas de detección fija y portátil.
- c. Desarrollo de actividades en locación: contempla la reunión con el representante del cliente (RRC), la reunión de seguridad pre-trabajo (RPT) y el montaje de zonas calientes, puntos de reunión y mangas de viento. Todo queda registrado en formularios normalizados (PRG-100-05-F4, entre otros).

- d. Documentación y cierre: al finalizar la intervención se realiza la reunión post-servicio (RPS) y se entregan al cliente los informes de conformidad (Comprobante de Servicio, Pre-Ticket, Reporte Post-Servicio).
- e. Recomendaciones ambientales y de seguridad: se enfatiza la obligación de contar con kits de derrames, evitar vertidos, calibrar detectores de gases y manipular cargas pesadas de manera segura.

Este procedimiento es considerado referencia base en la industria argentina, pues combina prácticas de gestión (ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001) con lineamientos operativos específicos para H₂S.

b) Procedimiento "Seguridad con H₂S" – Nabors.

Nabors, empresa de servicios internacionales, dispone del documento HSE-WI-07.07-S – Seguridad con H₂S, aplicable a todas sus operaciones de perforación y WorkOver a nivel global (Nabors, 2014).

Los aspectos más relevantes incluyen:

- a) Definiciones estandarizadas: TWA, TLV, IDLH, LEL, UEL, todos ellos alineados con OSHA y ACGIH.
- b) Propiedades fisicoquímicas y toxicidad: describe la inflamabilidad, densidad, solubilidad, corrosividad y efectos fisiológicos del H₂S, con tablas detalladas de síntomas según concentración (desde olor perceptible en 0,01 ppm hasta inconsciencia inmediata en >700 ppm).
- c) Detección: se establecen pautas para detección fija (con sensores en piletas, zarandas y boca de pozo), detección portátil (detectores multigás, calibración y pruebas de impacto) y uso de tubos de muestreo.
- d) Protección respiratoria: obligatoriedad de contar con al menos 10 SCBA de 30 minutos, más equipos de cascada en locaciones críticas. Inspección mensual de SCBA, con registros en formularios específicos (F0792).
- e) Simulacros: los simulacros de emergencia con H₂S deben realizarse mensualmente, supervisados por OIM o jefes de equipo, e incluir rescate, chequeo de detectores, uso de SCBA y evacuación hacia zonas seguras.
- f) Selección de materiales: establece la aplicación de NACE MR0175/ISO 15156 para prevenir corrosión por sulfuro en aceros y aleaciones.

Este procedimiento constituye un estándar internacional que en Argentina se adopta como referencia por empresas contratistas y operadoras, adaptándolo a los marcos regulatorios locales.

c) Procedimientos YPF – Operaciones con presencia de H₂S.

YPF, principal operadora en el país, cuenta con documentos internos como el Estándar “Operaciones con presencia de H₂S” (AB-MSC-PR-20-004-01). Este procedimiento establece (YPF, 2020):

- a) Ámbito de aplicación: perforación, WorkOver, Pulling, Coiled tubing, exploración, producción y plantas de tratamiento.
- b) Clasificación de instalaciones: define Clase A (< 10 ppm) y Clase B (> 10 ppm), con requisitos diferenciados en cuanto a equipamiento mínimo y frecuencia de monitoreo.
- c) Equipamiento obligatorio: detectores personales con alarmas a 10 ppm, medidores multigas, SCBA de 30 minutos, y sistemas de detección fija en boca de pozo y piletas para instalaciones Clase B.
- d) Ingreso a instalaciones: el uso de detectores personales es obligatorio, al igual que la evacuación inmediata a zonas seguras en caso de alarma.
- e) Capacitación y requisitos a contratistas: todo el personal debe acreditar aptitud psicofísica, entrenamiento en RCP, manejo de SCBA y conocimiento de planes de contingencia.
- f) Anexos específicos: incluyen medidas preventivas, características y toxicidad del H₂S, flujogramas de actuación, planillas de medición y registros de incidentes.

Este procedimiento representa la normativa interna más consolidada a nivel nacional, y articula las disposiciones de la Ley 19.587, el Decreto 351/79 y las resoluciones complementarias.

d) Procedimientos de otras compañías (SAI, contratistas locales).

Además de YPF, Nabors y Lockwood, existen otros contratistas (ej., SAI) que disponen de procedimientos propios en línea con los estándares de la industria (SAI, 2018). Todos ellos coinciden en los puntos esenciales:

- a) Obligación de detectar el gas antes de iniciar trabajos.
- b) Uso obligatorio de EPP especializado (SCBA, ERC, detectores).
- c) Simulacros periódicos de emergencia.
- d) Documentación y trazabilidad de los controles aplicados.

e) Integración con la normativa nacional e internacional.

Los procedimientos vigentes no operan de manera aislada, sino que se integran con un cuerpo normativo más amplio, que incluye:

- a) Nacional: Ley 19.587 (1972), Decreto 351/79, Resoluciones 295/2003 y 444/91, Ley 24.557 de Riesgos del Trabajo.

- b) Internacional: API RP 49 (2013), API RP 53 (2018), API RP 54 (2019), API RP 55 (2010); NACE MR0175/ISO 15156 (2003); ANSI/ASSP Z390.1 (2017); OSHA 29 CFR 1910.132, 1910.134 y 1910.1000.

Este entramado garantiza que las operaciones se ajusten a mejores prácticas globales, al tiempo que cumplen con exigencias locales en materia de seguridad y salud ocupacional.

3.1.2. Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos Operacionales.

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es uno de los agentes más críticos en la industria petrolera debido a su toxicidad aguda, alta letalidad y capacidad de generar emergencias en segundos. Por ello, la identificación temprana de peligros y la aplicación de metodologías de análisis de riesgos son herramientas esenciales dentro de los sistemas de gestión de seguridad y salud ocupacional.

a) Peligros asociados al H_2S .

Los principales peligros que deben considerarse en operaciones de perforación, WorkOver y Pulling —los procesos definidos como prioritarios por la operadora— son:

- a. Inhalación de gas: incluso a bajas concentraciones puede causar irritación ocular y respiratoria, y a altas concentraciones (≥ 100 ppm) anular el sentido del olfato, generar pérdida de conciencia y muerte en minutos.
- b. Explosividad e inflamabilidad: el H_2S presenta un rango de inflamabilidad entre 4,3% y 46% en aire, con un punto de autoignición de 260 °C. Esto implica riesgo de incendios y explosiones si coexiste con fuentes de ignición.
- c. Corrosión de materiales: en presencia de humedad puede provocar sulfidación y agrietamiento por corrosión bajo tensión en aceros al carbono, poniendo en riesgo la integridad de tuberías, válvulas y equipos de superficie.
- d. Liberación repentina en boca de pozo: en maniobras de WorkOver y Pulling, el gas acumulado en la columna de producción puede escapar de manera súbita, generando situaciones IDLH (*Immediately Dangerous to Life or Health*). Estos peligros demandan un enfoque preventivo y sistemático, en el que cada fase de la operación incorpore medidas de control adecuadas.

3.1.3. Metodologías de análisis de riesgos utilizadas.

La empresa operadora indicó la utilización de la metodología IPER (Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos) como principal herramienta para registrar y gestionar los riesgos en campo.

En paralelo, se utilizan matrices de riesgo de tipo 5×5, que combinan probabilidad y severidad para clasificar los escenarios y priorizar acciones.

a) Metodología IPER.

- a. Identificación de peligros: considera factores físicos, químicos, mecánicos, ambientales y organizacionales.
- b. Evaluación de riesgos: asigna una probabilidad (baja, media, alta) y una severidad (leve, grave, crítica) al evento.
- c. Determinación del nivel de riesgo: combinación de ambas variables para definir si es aceptable, tolerable con control o inaceptable.
- d. Controles asociados: registro de medidas de eliminación, sustitución, controles de ingeniería, administrativos y EPP.

b) Matriz 5×5.

La matriz utilizada por la operadora permite representar numéricamente los riesgos de H₂S. Por ejemplo:

Probabilidad 3 (media) + Severidad 4 (alta) = 12 (riesgo significativo).

En este caso, se exigen medidas inmediatas como la presencia de equipos de respiración autónoma (SCBA) en boca de pozo y detectores personales en toda la cuadrilla.

Ejemplos De Escenarios De Riesgo:

El IPCR (Identificación de Peligros y Control de Riesgos) confeccionado por la contratista Lockwood (2025) para la asistencia de aire en equipos de torre ofrece ejemplos concretos:

- a. Ingreso a locación: riesgo de incendio por vehículos, mitigado con arresta llamas y permisos de ingreso.
- b. Montaje de ERC y tendido de líneas: riesgo de tropiezos y atrapamientos, controlado mediante señalización y orden en la disposición de mangueras.

- c. Trabajos en altura: peligro de caídas al instalar detectores, mitigado mediante uso de arnés y puntos de anclaje.
- d. Exposición a gases tóxicos: riesgo inicial de nivel 12 (probabilidad 3, severidad 4), reducido a nivel 4 tras aplicar controles como fit test de mascarillas, vigías permanentes y desinfección post-uso de EPP.

Estos ejemplos permiten vincular la teoría con la práctica operativa, mostrando cómo se gestiona el riesgo en campo con controles escalonados.

3.1.4. Incidentes y accidentes registrados.

Aunque la industria ha mejorado significativamente sus prácticas, los antecedentes muestran la gravedad de los riesgos asociados al H₂S. La operadora indicó que en el pasado se produjeron fallecimientos relacionados con exposición en aguas servidas y en maniobras de boca de pozo. Estos incidentes han servido para fortalecer los procedimientos y controles, reforzar la capacitación del personal y establecer la obligatoriedad del uso del sistema de cascada en cualquier escenario con presencia de H₂S.

3.1.5. Alcance del análisis.

El análisis de riesgos debe enfocarse en perforación y WorkOver, tal como fue definido por el cliente. Sin embargo, los riesgos también son extrapolables a operaciones de Pulling, producción y plantas de tratamiento, donde la liberación de H₂S puede ocurrir en separadores, baterías y líneas de flujo. En todos los casos, el principio rector es el mismo: proteger al operario sin importar la concentración detectada, aplicando el uso preventivo de equipos de respiración y detectores, y asegurando vías de evacuación libres y señalizadas.

3.2. Controles Vigentes.

La gestión de riesgos asociados al sulfuro de hidrógeno (H₂S) en operaciones petroleras no se limita únicamente a la identificación de peligros o a la elaboración de planes de contingencia. Resulta esencial establecer y aplicar controles vigentes, entendidos como el conjunto de medidas administrativas, operativas, de ingeniería y tecnológicas implementadas de forma sistemática para reducir la probabilidad de exposición y la severidad de las consecuencias ante incidentes. Estos controles se encuentran enmarcados tanto en la normativa nacional como en los estándares internacionales (API, NACE, OSHA, ANSI), así como en procedimientos internos de compañías operadoras y contratistas, tales como YPF, Nabors, Lockwood y SAI.

3.2.1. Controles administrativos.

Los controles administrativos constituyen la primera línea de gestión y buscan establecer directrices organizacionales que definan responsabilidades, protocolos y criterios homogéneos de seguridad. Entre los principales se destacan:

- a) Políticas de seguridad y salud ocupacional: en concordancia con la Ley 19.587 y su Decreto Reglamentario 351/79 en Argentina, las compañías deben disponer de lineamientos claros que prohíban expresamente realizar tareas en zonas con presencia de H₂S sin los equipos y permisos adecuados.
- b) Programas de capacitación: conforme a lo dispuesto en ANSI/ASSP Z390.1, todo el personal expuesto debe recibir formación inicial y recurrente sobre las características del H₂S, el uso de equipos de protección respiratoria, primeros auxilios y planes de respuesta ante emergencias. Esta formación debe incluir ejercicios prácticos con equipos de respiración autónomos y sistemas de cascada.
- c) Permisos de trabajo: la normativa de YPF y otras operadoras establece que toda tarea en instalaciones clasificadas como Clase A o B requiere de un Permiso de Trabajo (PT), avalado por un supervisor responsable y acompañado de un Análisis de Trabajo Seguro (ATS).
- d) Señalización y comunicación: la correcta instalación de cartelería de advertencia ("PELIGRO – PRESENCIA DE H₂S – USO OBLIGATORIO DE DETECTOR"), mangas de viento y sistemas de comunicación de emergencia constituye un control administrativo clave.
- e) Gestión documental: los procedimientos internos (por ejemplo, PRO-017-01 H₂S Safety Services de Lockwood) exigen la confección de registros previos y posteriores a cada servicio (RPT y RPS), garantizando trazabilidad y retroalimentación.

Estos controles no eliminan el peligro, pero contribuyen a ordenar y sistematizar la respuesta institucional, reduciendo la exposición mediante reglas claras y la preparación del personal.

3.2.2. Controles de ingeniería.

Los controles de ingeniería tienen como propósito modificar físicamente el ambiente laboral para evitar la liberación o acumulación del gas en concentraciones peligrosas. Entre los más relevantes se incluyen:

- a) Sistemas de detección fija: dispositivos instalados en áreas críticas (boca de pozo, piletas de lodo, estaciones de bombeo, plantas de tratamiento) que monitorean de forma continua las concentraciones de H₂S. Según API RP 49 y 55, las alarmas deben activarse al superar los 10 ppm, con alertas sonoras y visuales visibles en toda la instalación.
- b) Ventilación mecánica y natural: en zonas cerradas o semicerradas se recomienda la instalación de extractores y ventiladores, además de aprovechar la dirección del viento. El procedimiento AB-MS-C-PR-20-004-01 de YPF exige verificar permanentemente el funcionamiento de estos sistemas antes del inicio de tareas.
- c) Sistemas de aire a cascada (ERC): empleados para proveer aire respirable en situaciones donde la exposición puede extenderse más allá de los 30 minutos de autonomía de un SCBA. Estos sistemas cuentan con múltiples puntos de conexión distribuidos estratégicamente.
- d) Barreras físicas y delimitación de zonas calientes: mediante conos, cadenas y cartelería se restringe el acceso a áreas con riesgo, evitando la exposición de personal no autorizado.
- e) Disposición de indicadores de viento: mínimo tres mangas o banderines, ubicados de forma tal que sean visibles desde cualquier punto de la locación, permiten orientar evacuaciones hacia zonas seguras vientos arriba.

Estos controles permiten minimizar la probabilidad de exposición, creando condiciones seguras antes de que los trabajadores ingresen a la instalación.

3.2.3. Controles operativos.

Los controles operativos corresponden a acciones y prácticas específicas aplicadas en el terreno, que garantizan que los procedimientos se cumplan de forma efectiva:

- a) Reuniones de seguridad: tanto la Reunión con Representante del Cliente (RRC) como la Reunión Pre-Trabajo (RPT) son instancias obligatorias antes de iniciar actividades, donde se discuten riesgos específicos, medidas de mitigación y roles de cada integrante del equipo.

- b) Simulacros periódicos: de acuerdo con el estándar de Nabors (*HSE-WI-07.07*), los simulacros con gas H₂S deben realizarse al menos una vez al mes, verificando tiempos de evacuación, uso correcto de SCBA y respuesta del equipo médico.
- c) Inspecciones previas y continuas: revisión de equipos de detección, calibración de sensores, chequeo de SCBA y ERC, inspección de conexiones eléctricas y verificación del estado de válvulas antes y durante la operación.
- d) Asignación de roles de emergencia: la figura del “vigía” o *watchman* es obligatoria en trabajos con exposición potencial, asegurando el contacto visual y la comunicación permanente con los operadores que utilizan equipos de respiración.
- e) Monitoreo ambiental: utilización de detectores portátiles y personales, calibrados según recomendaciones del fabricante y normativa local (por ejemplo, Res. 295/2003 en Argentina), para verificar concentraciones en distintos puntos de la locación.

Estos controles fortalecen la disciplina operativa, asegurando que las medidas administrativas y de ingeniería se traduzcan en prácticas concretas de prevención.

3.2.4. Controles tecnológicos.

Finalmente, los controles tecnológicos complementan la gestión de riesgos mediante la incorporación de equipos y sistemas de última generación diseñados para detección, alerta y protección:

- a) Monitores multigás (Galaxy GX2, GX4X y GX5X): sistemas portátiles y fijos que permiten detectar simultáneamente H₂S, oxígeno, monóxido de carbono y otros gases combustibles, con precisión del $\pm 5\%$ y alarmas integradas. Estos dispositivos son capaces de registrar datos históricos para auditorías y entrenamientos (MSA, 2020).
- b) Respiradores autónomos de presión positiva (SCBA): deben ser inspeccionados mensualmente y recertificados conforme a normativa OEM y estándares internacionales, como los establecidos por *National Institute for Occupational Safety and Health* (NIOSH) y *Occupational Safety and Health Administration* (OSHA, 2021). Los equipos de rescate deben garantizar una autonomía mínima de 30 minutos.
- c) Sistemas *SurelyMan Rescue*: proveen dispositivos de rescate y escape, asegurando que los trabajadores cuenten con una alternativa segura en caso de fallas en los sistemas principales (Dräger, 2019).
- d) Software de gestión de riesgos (IPCR): utilizado por empresas como Lockwood y YPF, permite sistematizar la identificación de peligros,

evaluación de riesgos y seguimiento de medidas de control, garantizando la mejora continua (Lockwood, 2023; YPF, 2020).

- e) Tecnologías de comunicación y alerta: radios intrínsecamente seguras, sistemas de altavoces y alarmas redundantes, esenciales para coordinar evacuaciones y rescates.

La incorporación de estas tecnologías refuerza la capacidad de respuesta, mejorando la eficiencia en la detección y la protección personal.

3.3. Cuadro Comparativo – Controles Vigentes En Argentina Vs. Normas Internacionales

Tabla 1 - Comparación entre normativas internacionales y aplicación local en operaciones con presencia de H₂S.

Norma / Estándar	Requisito principal	Aplicación práctica en campo	Observaciones en Argentina
API RP 49 – Perforación en pozos con H ₂ S	Procedimientos para perforación segura en pozos con gas ácido.	Definición de zonas calientes, uso de detectores fijos y portátiles, equipos autónomos SCBA.	Adoptado parcialmente en protocolos de YPF y contratistas, pero con diferencias en frecuencia de calibración.
API RP 55 – Plantas de producción con H ₂ S	Establece controles en procesos de separación y tratamiento de hidrocarburos.	Monitoreo de gases en separadores y piletas, alarmas visuales y auditivas.	Normativa argentina contempla monitoreo, pero carece de obligatoriedad en todas las instalaciones.
ANSI Z390.1 – Capacitación en H ₂ S	Estándares de entrenamiento formal y simulacros de emergencia.	Cursos de inducción, prácticas con SCBA, simulacros en locación.	La capacitación existe, pero no siempre cumple con la frecuencia sugerida por ANSI.

NACE MR0175/ISO 15156	Materiales resistentes a ambientes con H ₂ S para evitar corrosión bajo tensión.	Selección de aleaciones especiales en válvulas, tuberías y cabezales de pozo.	En Argentina se aplica en proyectos de alta criticidad (ej. Vaca Muerta), pero con costos elevados.
OSHA 29 CFR 1910.134 – Protección respiratoria	Uso obligatorio de equipos respiratorios en ambientes IDLH.	Implementación de ERC y SCBA de 30 min en boca de pozo.	Cumplimiento heterogéneo: depende del contratista y de auditorías del operador.
Ley 19.587 + Decreto 351/79 (Argentina)	Higiene y seguridad en el trabajo, capítulo sobre contaminantes.	Define límites de exposición (10 ppm) y requisitos generales.	Base legal nacional, pero con deficiencias en fiscalización y actualización frente a normas API/OSHA.

Tabla 2 - Matriz de Riesgo 5x5 – Operaciones con H₂S. Evaluación de riesgos en operaciones petroleras con presencia de H₂S.

Probabilidad ↓ / Severidad →	1 – Leve (Irritación ocular, molestias menores)	2 – Moderada (Malestar respiratorio reversible)	3 – Seria (Atención médica, incapacidad temporal)	4 – Crítica (Daño irreversible, riesgo vital)	5 – Catastrófica (Muerte inmediata, múltiples víctimas)
1 – Rara (improbable en condiciones normales)	1	2	3	4	5
2 – Poco probable (exposición en	2	4	6	8	10

condiciones excepcionales)					
3 – Posible (puede ocurrir en operaciones habituales)	3	6	9	12	15
4 – Probable (sucede con frecuencia en condiciones adversas)	4	8	12	16	20
5 – Muy probable (altamente frecuente en operaciones críticas)	5	10	15	20	25

Interpretación de niveles de riesgo:

- a) 1–5 Bajo → Control mediante procedimientos básicos y EPP.
- b) 6–10 Moderado → Requiere controles adicionales y monitoreo continuo.
- c) 11–15 Alto → Intervención inmediata con medidas preventivas y entrenamiento específico.
- d) 16–25 Crítico → No se debe ejecutar la tarea hasta implementar medidas de mitigación eficaces.

3.4. Importancia De Los EPP En Operaciones Con H₂S

En toda actividad donde existe riesgo de exposición a sulfuro de hidrógeno (H₂S), los Equipos de Protección Personal (EPP) constituyen la última línea de defensa para resguardar la integridad de los trabajadores. Aun cuando se implementen medidas de control de ingeniería, procedimientos administrativos y sistemas de monitoreo, la naturaleza extremadamente tóxica y letal del H₂S obliga a establecer un estándar mínimo de protección personal.

La Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo N.º 19.587 y su Decreto Reglamentario 351/79 establecen la obligatoriedad del uso de EPP adecuados frente a agentes químicos. Asimismo, normas internacionales como OSHA 29 CFR

1910.134 sobre protección respiratoria y ANSI Z87.1 / Z89.1 para la protección ocular y craneana constituyen marcos de referencia ineludibles.

En operaciones petroleras de alto riesgo, el EPP no solo cumple un rol preventivo, sino también correctivo: permite responder a contingencias como fugas repentinas, emanaciones inesperadas en boca de pozo o concentraciones elevadas detectadas en áreas de producción. Por ello, su disponibilidad, correcta selección y entrenamiento en el uso resultan determinantes para reducir la morbilidad y mortalidad asociada a incidentes con H₂S.

3.5. Información sobre Equipos de Respiración Cascada (ERC) y Sistemas de Detección de H₂S

La protección del personal frente al sulfuro de hidrógeno (H₂S) no depende únicamente de procedimientos o capacitaciones. La eficacia de los planes de seguridad se sustenta en la disponibilidad, calidad y correcto funcionamiento de los equipos de respiración y detección. En esta sección se abordan los equipos de respiración en cascada (ERC), los equipos de respiración autónomos (SCBA) y los sistemas de detección de H₂S, todos ellos pilares en la defensa contra incidentes relacionados con este gas altamente tóxico.

3.5.1. Equipos de respiración en cascada (ERC).

Los ERC constituyen un sistema diseñado para garantizar un suministro continuo de aire respirable en zonas donde existe riesgo de exposición prolongada a concentraciones superiores a 10 ppm de H₂S. Su utilización es obligatoria en pozos e instalaciones clasificadas como Clase B, según los procedimientos internos de YPF y lo recomendado por *American Petroleum Institute* (API RP 49, 2013).

Los componentes principales de un sistema ERC son:

- a) Múltiples cilindros de aire comprimido: generalmente de materiales compuestos (aluminio y fibra de vidrio), con presiones de hasta 5500 psi y autonomía superior a los 75 minutos.
- b) Manifold o colector de distribución: regula el suministro y permite conectar simultáneamente varias mangueras para diferentes operadores.
- c) Mangueras de alta resistencia: de longitud variable, diseñadas para soportar el arrastre en zonas con elementos rotantes.
- d) Máscara facial completa: que asegura sellado hermético, visibilidad y válvulas de exhalación confiables.

- e) Cilindro de emergencia individual: habitualmente de 5 a 10 minutos de autonomía, para garantizar evacuación en caso de corte del suministro principal.
- f) El uso de ERC permite realizar maniobras críticas (cierre de pozo, rescate de personal, control de fugas) en condiciones seguras, aunque presenta limitaciones operativas vinculadas a la restricción de movimiento por las mangueras y el riesgo de enganches en áreas con equipos rotativos.

En Argentina, compañías como Lockwood y Nabors han adoptado variantes de ERC de fabricación local, lo que refleja tanto una necesidad de adaptación a las condiciones del yacimiento como las limitaciones presupuestarias de algunos contratistas (Lockwood, 2023; Nabors, 2014).



ILUSTRACIÓN 52 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF



ILUSTRACIÓN 53 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF



ILUSTRACIÓN 54 - MANUAL DE "OPERACIONES DE PULLING" YPF

3.5.2. Equipos de respiración autónomos (SCBA).

Los SCBA (*Self-Contained Breathing Apparatus*) constituyen el estándar internacional de protección individual frente a atmósferas IDLH (*Immediately Dangerous to Life or Health*). Se caracterizan por ser equipos portátiles e

independientes del suministro de aire externo, con autonomía promedio de 30 minutos (OSHA, 2021).

El procedimiento AB-MSC-PR-20-004-01 de YPF establece que:

- a) Deben existir al menos cuatro SCBA operativos por equipo de perforación o WorkOver.
- b) Los SCBA deben destinarse tanto a operaciones críticas como a rescate y evacuación.
- c) Su uso es obligatorio en cualquier escenario donde la concentración supere los 10 ppm de H_2S y no se cuente con ERC disponible (YPF, 2020).

Entre las ventajas de los SCBA se encuentran la independencia del suministro externo, lo que otorga mayor movilidad al trabajador, y la versatilidad en emergencias. Sin embargo, su autonomía limitada impone que solo se utilicen en maniobras breves o para permitir la evacuación segura del personal.



ILUSTRACIÓN 55 - FOTOGRAFÍA TOMADA POR EL AUTOR



ILUSTRACIÓN 56 - CATÁLOGO DE PRODUCTOS, MSA THE SAFETY COMPANY



ILUSTRACIÓN 57 - CATÁLOGO DE PRODUCTOS, MSA THE SAFETY COMPANY



ILUSTRACIÓN 58 - CATÁLOGO DE PRODUCTOS, MSA THE SAFETY COMPANY

3.5.3. Sistemas de detección de H₂S.

La detección temprana del sulfuro de hidrógeno (H₂S) es la medida más crítica para prevenir intoxicaciones y accidentes graves. Por su toxicidad y velocidad de acción, cualquier retraso en la identificación de concentraciones peligrosas puede tener consecuencias fatales. Por este motivo, tanto las operadoras como los contratistas utilizan una combinación de sistemas fijos, portátiles y personales, todos ellos calibrados conforme a las recomendaciones de los fabricantes (OEM) y la normativa vigente en Argentina, particularmente la Resolución 295/2003, que regula los contaminantes ambientales en los lugares de trabajo (Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, 2003).

c) Sistemas fijos.

Instalados en áreas críticas como boca de pozo, zaranda, plantas de tratamiento y piletas de lodo, los sistemas fijos constituyen la primera línea de defensa. Estos equipos deben:

- a) Emitir alarma acústica y visual al superar los 10 ppm de H₂S.
- b) Contar con redundancia en sensores, a fin de garantizar la continuidad operativa.
- c) Estar conectados a centrales de monitoreo ubicadas en zonas seguras, desde donde se coordina la respuesta.

Entre los dispositivos más empleados en la actualidad se encuentran los modelos Galaxy GX2, GX4X y GX5X, reconocidos por su precisión del $\pm 5\%$, capacidad multigas (H_2S , O_2 , CO y CH_4) y la posibilidad de registrar históricos para auditorías y entrenamientos (Honeywell, 2022).

d) Detectores portátiles.

Estos equipos se utilizan en zonas temporales o donde no se dispone de detección fija. Permiten realizar mediciones puntuales y rápidas. Ejemplos: detectores de tubo de muestreo y medidores multigás de mano como el MSA Orión.

- a) Presentan una precisión menor ($\pm 25\%$ en tubos de muestreo).
- b) Su ventaja radica en la independencia energética y el bajo costo.
- c) Son indispensables para brigadas de inspección y para verificar atmósferas en espacios confinados.

e) Detectores personales.

De uso obligatorio para cada trabajador en instalaciones clasificadas como Clase A y Clase B, los detectores personales:

- a) Se calibran a 10 ppm como valor de alarma inicial.
- b) Se colocan en el nivel de la vía aérea superior, en el exterior de la ropa, para asegurar lecturas representativas.
- c) Emiten alarmas sonoras, visuales y vibratorias de forma simultánea, aumentando la probabilidad de respuesta inmediata.

El uso individualizado asegura que, incluso en caso de desplazamientos dentro de la locación, cada trabajador disponga de un aviso autónomo frente a la presencia de H_2S .

3.4.4. Ventajas y limitaciones comparadas.

Los ERC ofrecen autonomía prolongada, pero restringen movimientos y requieren mantenimiento continuo.

Los SCBA garantizan movilidad en emergencias, aunque con autonomía limitada (30 minutos en promedio).

Los sistemas de detección constituyen la primera barrera de defensa, pero dependen de calibración periódica y del uso disciplinado por parte del personal.

En conclusión, una combinación equilibrada de ERC, SCBA y detección fija-personal constituye la práctica recomendada por *American Petroleum Institute*

(API RP 49, 2013), la *Occupational Safety and Health Administration* (OSHA, 2021) y las normativas de YPF (2020).

3.4.5. Perspectivas de mejora.

Las principales oportunidades de mejora en esta área incluyen:

- a) Incorporación de equipos ERC más versátiles, con mangueras antiestáticas y sistemas de rápido desacople.
- b) Transición hacia SCBA de mayor autonomía (45–60 minutos).
- c) Integración de los sistemas de detección a plataformas digitales en tiempo real, conectadas a centros de control remoto.
- d) Sustitución de equipos de fabricación artesanal por dispositivos certificados bajo normas NIOSH y EN.

3.5. Conclusiones

El análisis realizado sobre la gestión de riesgos vinculados a la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S) en operaciones de perforación y WorkOver en yacimientos argentinos evidencia la existencia de un marco normativo y procedimental que, si bien es robusto en ciertos aspectos, todavía presenta vacíos frente a estándares internacionales.

En primer lugar, se comprobó que las normativas internas de operadoras como YPF y los procedimientos de contratistas (Lockwood, Nabors, SAI) ofrecen una base de trabajo sólida, alineada parcialmente con las prácticas recomendadas por API, OSHA y ANSI. Sin embargo, persiste una fuerte dependencia del uso del sistema de aire a cascada (ERC), un equipo que, pese a su vigencia en campo, resulta obsoleto frente a las alternativas más modernas disponibles a nivel internacional, como los SCBA de alta autonomía y los sistemas portátiles de suministro de aire comprimido de última generación.

En segundo término, la información recogida en las matrices de riesgo (IPCR) muestra que la identificación de peligros está claramente sistematizada. No obstante, la gestión de riesgos en terreno sigue dependiendo de factores humanos como la disciplina operativa, la correcta colocación de equipos de respiración y la reacción en caso de alarma. En este sentido, la experiencia histórica indica que los incidentes más graves ocurrieron en contextos donde hubo fallas en la capacitación, la fatiga del personal o la subestimación del gas.

En cuanto al marco legal argentino, la Ley 19.587 y el Decreto 351/79 constituyen referencias obligatorias, pero carecen de especificidad técnica frente a gases letales como el H_2S . De allí que las operadoras recurran a la adopción parcial de

estándares internacionales (API RP 49, 55; NACE MR0175; ANSI Z390), lo cual genera asimetrías en la aplicación práctica entre distintas empresas y regiones. Otro aspecto relevante es que la cultura preventiva en el país ha evolucionado significativamente. Hoy, en la mayoría de las locaciones con presencia de H₂S, se exige detector personal obligatorio, simulacros mensuales y la disponibilidad de SCBA para emergencias. Sin embargo, la transición hacia sistemas más versátiles y ergonómicos aún está pendiente, lo que limita la efectividad de la respuesta en eventos críticos.

En síntesis, puede afirmarse que Argentina dispone de procedimientos y lineamientos adecuados para gestionar los riesgos de H₂S en intervenciones de pozo, pero aún enfrenta desafíos estructurales y tecnológicos que requieren inversión, actualización normativa y un refuerzo constante en la capacitación del personal.

3.6. Recomendaciones

3.6.1. Fortalecimiento Normativo.

- a) Proponer la actualización de la normativa nacional para incorporar límites de exposición y protocolos específicos frente a H₂S, en línea con OSHA 29 CFR 1910.1000 y ACGIH TLV-STEL.
- b) Establecer un estándar argentino unificado que obligue a todas las operadoras y contratistas a cumplir con criterios mínimos de equipamiento y procedimientos.

3.6.2. Modernización De Equipos.

- a) Sustituir progresivamente el sistema de aire a cascada (ERC) por equipos SCBA de alta autonomía y sistemas de suministro portátil, reduciendo el riesgo de atrapamiento de mangueras y fallas de suministro.
- b) Incorporar detectores multisensor de última generación (GX4X, GX5X) con capacidad de registro digital y conexión a sistemas centralizados de monitoreo.

3.6.3. Capacitación y Cultura Preventiva.

- a) Aumentar la frecuencia y realismo de los simulacros, integrando escenarios de rescate en altura, pérdida de contención en boca de pozo y evacuación con víctimas.
- b) Certificar a todo el personal operativo en programas equivalentes a ANSI Z390.1, asegurando competencias estandarizadas en el uso de respiradores, máscaras de escape y detectores.
- c) Implementar programas de fatiga laboral y ergonomía, ya que la carga física del EPP puede comprometer la reacción en situaciones críticas.

3.6.4. Gestión de Riesgos Integrada.

- a) Adoptar metodologías de análisis como HAZOP o Bow-Tie, que permitan anticipar combinaciones de fallas técnicas y humanas.
- b) Utilizar matrices dinámicas de riesgo que incorporen variables ambientales (viento, temperatura, humedad) y permitan tomar decisiones en tiempo real.

3.6.5. Estandarización En Contratistas.

- a) Exigir que todas las empresas de servicios (WorkOver, Pulling, mantenimiento) adopten los mismos criterios de EPP y protocolos que las operadoras, evitando disparidades que puedan generar vulnerabilidades.

3.6.6. Inversión En Innovación Tecnológica.

- a) Implementar sistemas de ventilación y neutralización química en locaciones con antecedentes de altas concentraciones de gas.

Bibliografía

Sampieri Hernández, C. Roberto, Fernández Collado, Carlos & Pilar Baptista Lucio, Metodología de la Investigación, Editorial Panamericana Formas e Impresos S.A., Colombia, 1997.

Jackeline Alexandra Rodríguez Quiroga, Liliana Margarita Gaviria Salamanca, Rocío Ruiz Quiroga, Estrategia de control frente a la exposición laboral al ácido sulfhídrico en la Central Paraíso del grupo Enel – Emgesa, Corporación Universitaria Minuto de Dios Rectoría Virtual y a Distancia Sede / Centro Tutorial Bogotá D.C. - Sede Principal Programa Especialización en Gerencia en Riesgos Laborales, Seguridad y Salud en el Trabajo. Noviembre 2021.

Las normas internacionales mencionadas (ANSI, NACE, API. IADC):

API RP 54 Prácticas Recomendadas - Seguridad y Salud Ocupacional para Operaciones de Perforación y Servicios de Pozos de Petróleo y Gas.

API RP 53 Prácticas Recomendadas para Sistemas de Equipamiento de Prevención de Surgencia para Pozos de Perforación.

API RP 4G Prácticas Recomendadas para el uso y procedimiento de inspección, mantenimiento, y reparación de equipos de perforación y estructuras de servicios.

API RP 2000 Prácticas Recomendadas - Seguridad Ocupacional en Operaciones de Perforación y Servicios de Pozos de Petróleo y Gas en Tierra y en Alta Mar.

API RP 49 Prácticas recomendadas - Perforación segura de pozos que contienen H₂S.

API RP 55 Prácticas recomendadas - Operación de plantas de producción de petróleo y gas que involucran H₂S

OSHA 29 CRF 1910.132 Requisitos generales.

OSHA 29 CRF 1910.134 Protección respiratoria.

OSHA 29 CRF 1910.1000 Contaminantes del aire.

ANSI Z87.1 Norma Nacional Estadounidense para Dispositivos de Protección Personal Ocular y Facial en el Ámbito Ocupacional y Educativo.

ANSI Z89.1 Norma Nacional Estadounidense para la Protección Industrial de la Cabeza.

ANSI Z94.1 Norma Nacional Estadounidense para la Protección Respiratoria.

ANSI/ASSP Z390.1 Prácticas aceptadas para los programas de capacitación en sulfuro de hidrógeno (H₂S).

NACE MR0175/ISO15156 – Industrias del petróleo y el gas natural – Materiales para uso en entornos con contenido de H₂S en la producción de petróleo y gas.

Drilling Manual IADC - International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación).

Normativa Nacional Argentina.

Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo, N.º 19.587 – Decreto 351/79 -
CAPITULO 9 – “Contaminantes ambientales – Art.: 61º.

Resolución 295/2003 Resolución 444/91 del MT y SS, y normas complementarias,
modificadorias, ampliatorias y/o concordantes.

Ley 24557/95 de Riesgos del Trabajo.

IRAM 3800 "Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional - Requisitos".
Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) Proceso de selección de
equipamiento para protección personal y de instalaciones en operaciones con alto
contenido de H2S.

Procedimientos y Estándares: Descripción de las normativas internas de
operadoras reconocidas en Argentina y sus contratistas:

Procedimiento “Operaciones en sitios con presencia de sulfuro de H2S” (YPF).

Estándar “Operaciones con presencia de H2S” (YPF).

Manual de “Operaciones de Pulling” (YPF)

Procedimiento “Seguridad con H2S” (Nabors).

Procedimiento “Seguridad en Operaciones con H2S” (SAI).

Procedimiento “H2S Safety Services” (Lockwood SA).