



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: USO DE INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN POZOS A HUECO ABIERTO PARA LA DETERMINACIÓN DE BS&W EN TANQUES DE PRODUCCIÓN

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
CARDONA PAYÀN ABONIA AGUDELO	SAMUEL JHON ALEJANDRO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GALINDO SANCHEZ	JOSE MIGUEL

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
NO APLICA	

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEÒS **FACULTAD:** INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: PETROLEÒS

NEIVA AÑO DE PRESENTACIÓN:2023 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 140 Paginas **CIUDAD:**

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas____Fotografías_X_Grabaciones en discos____Ilustraciones en general_X_Grabados____
Láminas_Litografías_Mapas__ Música impresa__ Planos_Retratos_Sin ilustraciones_Tablas o Cuadros

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:



PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español	Inglés
1. Registros eléctricos	Electric logs
2. Facilidades de producción	Production facilities
3. BS&W	BS&W
4. Pozos a hueco abierto	Open hole wells

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Los registros eléctricos se aplican por medio de aparatos de medición (sondas) durante la perforación para obtener información importante del pozo y así poder determinar propiedades petrofísicas o fisicoquímicas de la formación rocosa como lo son porosidad, permeabilidad, saturaciones y volúmenes de crudo. Estas herramientas se convirtieron en pieza fundamental a la hora de evaluar el pozo, ya que le da al ingeniero de petróleos una guía y una rápida interpretación de las decisiones que debe tomar y de los datos que debe usar para realizar cálculos y obtener resultados acertados. Partiendo de esta idea, se encontraron muchas necesidades por suplir actualmente en la industria petrolera, entre ellas la determinación del BS&W en tanques de producción. La investigación arrojó que los métodos usados actualmente son lentos, obsoletos y requieren de mucho dinero, por tal motivo, se recopiló, estructuró y entregó información valiosa sobre el funcionamiento, las alternativas y el cómo podemos usar registros eléctricos en pozos a hueco abierto que son métodos rápidos, precisos y de alta calidad, para poder determinar dicho BS&W en un tanqu de producción o de lavado de forma óptima y económica. Además, el desarrollo de una ecuación que permite determinar resistividad que se finalmente se interpreta como cantidad de agua emulsionada en crudo.

e



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Electric logs are applied by means of measuring devices (probes) during drilling to obtain important information from the well to determine petrophysical or physicochemical properties of the rock formation such as porosity, permeability, saturations and volumes of crude oil. These tools became a fundamental piece at the time of evaluating the well, since it gives the petroleum engineer a guide and a quick interpretation of the decisions to be made and the data to be used to make calculations and obtain accurate results. Based on this idea, many needs were found to be met currently in the oil industry, among them the determination of BS&W in production tanks. The research showed that the methods currently used are slow, obsolete and require a lot of money, for this reason, valuable information was collected, structured and delivered on the operation, alternatives and how we can use electric logs in open hole wells that are fast, accurate and high quality methods, to determine the BS&W in a production or washing tank in an optimal and economical way. In addition, the development of an equation that allows us to determine resistivity that is finally interpreted as the amount of emulsified water in crude oil.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: **FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**

Firma:

Nombre Jurado: **NATALIA MUÑOZ QUIJANO**

Firma:



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 27 de marzo de 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Samuel Cardona Payán, con C.C. No. 1192803282

Jhon Alejandro Abonía Agudelo, con C.C. No. 1098820230,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “Uso de información de registros eléctricos en pozos a hueco abierto para la determinación de BS&W en tanques de producción”

presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de

ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores" , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Samuel Cardona Payán CC. 1192803282

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Jhon Alejandro Abonía Agudelo CC. 1098820230

Firma:

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

**USO DE INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN POZOS A HUECO
ABIERTO PARA LA DETERMINACIÓN DE BS&W EN TANQUES DE
PRODUCCIÓN**

SAMUEL CARDONA PAYÁN

JHON ALEJANDRO ABONÍA AGUDELO

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

JOSÉ MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ

Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2022

DEDICATORIA

Esta tesis de grado se la dedico a todas las personas que influyeron y me brindaron la mano en los momentos más difíciles de mi proceso de formación, a los que creyeron, a los que confiaron y a los que supieron ver mis cualidades y no mis defectos, también para aquellos que inculcaron en mí, una nueva forma de ver las cosas lo cual me llevó a descubrir y explotar potenciales que ni yo mismo conocía.

SAMUEL CARDONA PAYÁN

Este proyecto de grado se lo dedica principalmente a Dios por ser el inspirador y darnos las fuerzas para continuar nuestro proceso y poder culminar esta etapa de nuestras vidas, a mis padres por su amor y apoyo incondicional y a cada una de las personas que me acompañaron de manera significativa, en cada una de las fases de aprendizaje tanto en la parte académica como en la personal, permitiendo impulsar mis habilidades y cualidades.

JHON ALEJANDRO ABONÍA

AGRADECIMIENTOS

Agradecer es el arte de atraer cosas buenas, por eso en estas líneas agradezco a Dios ante todo y a cada una de las personas que fueron pieza fundamental para la construcción no sólo de un profesional sino de un ser humano. Esta construcción inicia con mi madre, Ana, la mayor fuente de inspiración y motivación en mi vida, continúa con mi colega de grado, Alejo, un extraordinario ser humano; y finaliza, con la persona que siempre confió en nosotros y no dudo ni un segundo de nuestro potencial, al maestro José Miguel.

SAMUEL CARDONA PAYÁN

Agradezco a Dios por sus bendiciones, por ser esa guía , apoyo y fortaleza en los momentos de dificultad, a mis padres Edgar Abonia y Yolima Agudelo por creer y confiar en mí, por sus sabios consejos, valores y principios que me inculcaron desde niño , a mi compañero de grado, Samuel Cardona, por su amistad y compañerismo a lo largo de la carrera; y finalizó con cada uno de los docentes del alma mater que aportaron sus conocimientos para nuestra formación profesional, pero en especial a nuestro maestro José Miguel Galindo por su entrega y acompañamiento, que nos inspiró a impulsar nuestras habilidades y a confiar en nosotros.

JHON ALEJANDRO ABONÍA

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN	9
ABSTRACT	10
1. INTRODUCCIÓN	11
2. OBJETIVOS	13
2.1. GENERAL	13
2.2. ESPECÍFICOS	13
3. ANTECEDENTES	14
4. MARCO TEÓRICO	27
4.2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	32
4.2.1.1 CONTROL Y TOMA DE MUESTRAS DEL CONTENIDO DE FLUIDOS EN LOS TANQUES	53
4.2.2 ESPECIFICACIONES TANQUE DE LAVADO O “GUN BARREL”	58
4.2.3 PRUEBA DE POZOS	72
4.2.4 REGISTROS ELÉCTRICOS EN POZOS A HUECO ABIERTO	79
4.2.4.1 REGISTROS FOCALIZADOS DE CORTO RADIO DE INVESTIGACIÓN	79

4.2.4.2 PRINCIPIOS ELÉCTRICOS Y SENSORES	96
5. RESULTADOS	102
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	127
7. BIBLIOGRAFÍA	130

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Montaje de medidor aceite/agua referencia OW-200 de AGAR CORPORATION

Figura 2. Montaje de medidor aceite/agua referencia OW-300 de AGAR CORPORATION

Figura 3. Diseño de perfilador ID-201P de AGAR CORPORATION

Figura 4. Diseño medidor en línea de PHASE DYNAMICS

Figura 5. Especificaciones básicas del tanque de lavado o “gun barrel”

Figura 6. Diagrama de procesos en las facilidades de producción en campo

Figura 7. Especificaciones de un separador trifásico

Figura 8. Tubos múltiples

Figura 9. Separadores verticales

Figura 10. Líneas de manejo de gas

Figura 11. Depurador de gas

Figura 12. Tanque de medición y control de crudo (esquema general)

Figura 13. Calentadores

Figura 14. Proceso de deshidratación de crudo

Figura 15. Tanques de lavado o “gun barrel”

Figura 16. Tanques de almacenamiento

Figura 17. Bomba de circulación de crudo

Figura 18. Sistema de tanque de cañón pistola empleados para la separación de gas del petróleo.

Figura 19. Sistema de tanque de “gun barrel” horizontal.

Figura 20. Sistema de tanque de “gun barrel” con bota interna de gas.

Figura 21. Proceso de deshidratación en un “gun barrel”

Figura 22. Tanque Deshidratador Cira Infanta.

Figura 23. Track o pista de un registro eléctrico Gamma Ray para determinar formaciones

(Daniel Escalante, perfilaje de pozos, 2019)

Figura 24. Centrífuga

Figura 25. Resultados del método de centrifuga para la determinación del BS&W.

Figura 26. Plano prototipo herramienta para medir BS&W

Figura 27. Sensor de temperatura y presión respectivamente

Figura 28. Sensor inductivo

Figura 29. Nomograma para determinar resistividad

Figura 30. Distribución de shale

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Lecturas en las diferentes zanahorias para la prueba centrífuga

Tabla 2. Velocidades de rotación necesarias para producir una fuerza centrífuga relativa de 500 para varios diámetros

Tabla 3. Dimensiones y variables de funcionamiento (Hertz,1987)

Tabla 4. Herramienta de micro resistividad y sus rangos de investigación

Tabla 5. Cuadro comparativo de ventajas y desventajas de los perfiles de micro resistividad.

Tabla 6. Resistividad de algunos fluidos, rocas y minerales

Tabla 7. Factores de corrección de Dunlap

RESUMEN

Los registros eléctricos se aplican por medio de aparatos de medición (sondas) durante la perforación para obtener información importante del pozo y así poder determinar propiedades petrofísicas o fisicoquímicas de la formación rocosa como lo son porosidad, permeabilidad, saturaciones y volúmenes de crudo. Estas herramientas se convirtieron en pieza fundamental a la hora de evaluar el pozo, ya que le da al ingeniero de petróleos una guía y una rápida interpretación de las decisiones que debe tomar y de los datos que debe usar para realizar cálculos y obtener resultados acertados. Partiendo de esta idea, se encontraron muchas necesidades por suplir actualmente en la industria petrolera, entre ellas la determinación del BS&W en tanques de producción. La investigación arrojó que los métodos usados actualmente son lentos, obsoletos y requieren de mucho dinero, por tal motivo, se recopiló, estructuró y entregó información valiosa sobre el funcionamiento, las alternativas y el cómo podemos usar registros eléctricos en pozos a hueco abierto que son métodos rápidos, precisos y de alta calidad, para poder determinar dicho BS&W en un tanque de producción o de lavado de forma óptima y económica. Además, el desarrollo de una ecuación que permite determinar resistividad que se finalmente se interpreta como cantidad de agua emulsionada en crudo.

Palabras clave (Registros eléctricos, facilidades de producción, BS&W, pozos a hueco abierto)

ABSTRACT

Electric logs are applied by means of measuring devices (probes) during drilling to obtain important information from the well to determine petrophysical or physicochemical properties of the rock formation such as porosity, permeability, saturations and volumes of crude oil. These tools became a fundamental piece at the time of evaluating the well, since it gives the petroleum engineer a guide and a quick interpretation of the decisions to be made and the data to be used to make calculations and obtain accurate results. Based on this idea, many needs were found to be met currently in the oil industry, among them the determination of BS&W in production tanks. The research showed that the methods currently used are slow, obsolete and require a lot of money, for this reason, valuable information was collected, structured and delivered on the operation, alternatives and how we can use electric logs in open hole wells that are fast, accurate and high quality methods, to determine the BS&W in a production or washing tank in an optimal and economical way. In addition, the development of an equation that allows us to determine resistivity that is finally interpreted as the amount of emulsified water in crude oil.

Keywords (Electric logs, production facilities, BS&W, open hole wells)

1. INTRODUCCIÓN

El tema principal de la investigación es el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W, de sus siglas en inglés) dentro de un perfil de crudo, o, en otras palabras, dentro de un tanque de almacenamiento, de producción o tanque de lavado (conocido también como gun barrel) según sea el caso del campo; y de cómo este parámetro afecta la calidad del crudo almacenado que se desea ofertar y la forma en que se puede medir a través de registros eléctricos usados en pozos a hueco abierto. El trabajo se hace con la finalidad de suplir las bases teóricas para llevar un control óptimo del BS&W dentro del tanque, brindando de esta forma a las compañías petroleras, una disminución en el tratamiento químico, un mejor control de la producción y oferta del crudo en su valor comercial más alto. Es por tal motivo, que el trabajo explica el funcionamiento de cada uno de los tanques que podemos encontrar en campo y su respectiva configuración, principalmente, los tanques de lavado. Además, se detalla el uso de los diferentes registros eléctricos que existen actualmente usados en pozos a hueco abierto y su aplicación con énfasis en la determinación del BS&W con parámetros como conductividad o su inversa la resistividad. Es por ello, que se da una estructura de los sensores más adecuados para el desarrollo de una herramienta que tenga la capacidad de medir propiedades eléctricas, logrando demostrar también una ecuación en términos de resistividad de los fluidos almacenados y de cómo las señales de los sensores se traducen a valores numéricos que serán reemplazadas en la ecuación estudiada.

La importancia del trabajo radica en que, por resolución del ministerio de minas y energía, se debe medir y determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para una correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas a

favor del estado. Con lo expuesto anteriormente, se busca estudiar detalladamente cuál es la forma correcta y más adecuada de calcular el porcentaje de BS&W que hay en una emulsión almacenada en un perfil o tanque de producción, con la utilización de métodos matemáticos (ecuaciones demostradas) y métodos experimentales como los registros eléctricos que se usan en los pozos a hueco abierto (tecnología de punta), con el objetivo de lograr valores con bajo porcentaje de error y de este modo, poder ayudar a la empresa a ofertar el crudo para que no pierda su valor comercial.

Entonces, las dos culturas que enfrentan hoy la industria a la hora de tomar muestras para medir el contenido de BS&W en el crudo, nos ha motivado a desarrollar y entablar los principios teóricos para cuantificar en tiempo real el BS&W del tanque de lavado con el fin de optimizar costos y tiempo que ambas ideologías de control de producción requieren; por un lado, eliminando el desgaste de tomar y llevar muestras del fluido del tanque de lavado al laboratorio y esperar horas innecesarias en obtener sus resultados que pueden representar grandes pérdidas de dinero para la empresa, y por otro lado, llevar un registro del volumen de crudo en el momento que se desea, siempre y cuando, esté en las condiciones de venta, ofreciéndolo de inmediato sin dejarlo varios días almacenado perdiendo su oportunidad comercial; además con dicho control podemos optimizar el uso de desemulsificantes y de este modo los costos de tratamiento químico, entre otros.

2. OBJETIVOS

2.1. GENERAL

- Demostrar que la ecuación planteada por Archie sobre saturaciones de agua y la revisión de conceptos técnicos-teóricos, nos permite medir el BS&W en un perfil dentro de un tanque de lavado usando la información de las herramientas aplicadas en los registros eléctricos de hueco abierto.

2.2. ESPECÍFICOS

- Determinar los beneficios de llevar un control del contenido de BS&W de la emulsión (crudo-agua) en un perfil de un tanque de lavado.
- Con la información técnica de registros eléctricos a hueco abierto se puedan sentar las bases teóricas para desarrollar y construir una herramienta que nos permita determinar el BS&W a cualquier profundidad dentro del tanque de lavado
- Conocer el procedimiento matemático para calcular el BS&W dentro del tanque de lavado a cualquier profundidad, temperatura y salinidad con la ecuación planteada (Archie).
- Justificar cuál es la mejor configuración mecánica o de constructibilidad que deben tener los tanques de lavado o “gun barrel” para que realicen la mejor deshidratación de los fluidos de producción (existe variabilidad).

- Determinar las variables tanto del fluido como del tanque de lavado que puedan dificultar encontrar el BS&W de un perfil dentro de un tanque de lavado usando las herramientas de registros eléctricos a hueco abierto.

3. ANTECEDENTES

La industria petrolera es un sector que viene durante muchos años trabajando las mismas técnicas y métodos para extraer, tratar, manejar o producir el crudo. Sin embargo, el uso de principios de medición eléctrica en la parte de producción y almacenamiento de aceite es una alternativa tecnológica excelente, que busca mejorar e innovar los procesos tradicionales del sector, y de darle a las empresas oil and gas mejores resultados en su producción y venta del hidrocarburo, de este modo aumentando los ingresos y disminuyendo las pérdidas (optimización). Por esta razón, muchas compañías se han dedicado a fortalecer su rama de producción con la fabricación de dispositivos o herramientas de alta necesidad y utilidad en la industria, bajo los principios que usan los registros de pozos a hueco abierto principalmente los registros eléctricos de resistividad; simulado en un tanque de producción o lavado, es decir, seguir los procedimientos y métodos que se emplean en un pozo, pero en este caso para los tanques. Estas compañías se plantean, generalmente, crear un campo eléctrico que se interpreta como señales sean análogas o digitales con el menor margen de error posible, y que a su vez, estas señales sean traducidas en datos que se convierten en información de las propiedades de los fluidos almacenados, entregando mediciones en tiempo real y de alta calidad; estos son factores clave para la conversión y corrección de la data que da solución a los problemas

relacionados en los tanques de lavado en el momento de medir los perfiles y su contenido de agua y sedimentos (BS&W).

Actualmente, existen varios dispositivos que tienen un enfoque o una funcionalidad similar en la industria de los hidrocarburos con la capacidad de realizar mediciones eléctricas a diferentes profundidades o volúmenes de crudo en un tanque de lavado de forma directa, en tiempo real y de alta calidad. No obstante, las investigaciones y revisiones bibliográficas de este documento buscan evidenciar los tipos de principios en los que trabajan las herramientas (microondas, densidad o capacitancia) y la existencia de proyectos que tienen un desempeño y una actividad de mayor magnitud, eficiencia e importancia para el sector del crudo y el gas, es decir, que tengan un grado de innovación más alto y aporten un mayor valor agregado a la industria, teniendo en cuenta que sea menos costoso, más rápido, más eficiente, con frecuencias más altas, de alta calidad y que se adapte a cualquier condición en la que se encuentre el tanque de lavado (altas temperaturas, alta viscosidad, alta salinidad), haciendo referencia con esto, a la capacidad de su material, su diseño, su utilidad y su principio de manejo, control y medida.

La meta es recopilar toda la información posible para poder lograr un alto entendimiento de los procesos mecánicos, estructurales, de riesgo, de funcionamiento y de eficiencia de dichas herramientas que han logrado superar grandes retos en el área, pero no los suplen totalmente que es el objetivo de las empresas, debido a que no todas

estas herramientas determinan directamente el contenido de agua y sedimentos (BS&W), sino que miden la interfase de agua-crudo. Por consiguiente, es indispensable justificar, describir, demostrar, ilustrar y ejemplificar cada uno de los aspectos de dichas herramientas en: función, tipología y beneficio. En otras palabras, es realizar un estudio técnico de las ventajas y desventajas de cada herramienta, de los costos de fabricación, de los materiales que lo componen, de su mecánica, de su robustez, de su material, de su funcionamiento y de su utilidad, básicamente, es buscar el modelo de maduración de proyectos de forma general de cada herramienta propuesta por la empresa, de manera que, se pueda conocer: la ingeniería conceptual, la ingeniería básica, la ingeniería de detalle, la ejecución del proyecto y por último, su expansión. Es importante recalcar siempre, que la idea principal de la investigación es mostrar las necesidades que tiene el sector y la forma en qué se pueden atender, primordialmente a través de artefactos que faciliten y corrijan la toma de medidas y control de los fluidos, brindándole a la empresa de este modo, la facilidad de conocer la temperatura del tanque a las diferentes alturas, conocer la salinidad del agua, conocer el contenido de agua y sedimentos (BS&W) emulsionado con crudo, conocer qué volumen de crudo se puede vender de forma inmediata, disminuir el uso de tratamiento químico, conocer los perfiles en tiempo real (profundidad) y muchos más.

El primer acercamiento que se tuvo a un proyecto similar fue hecho por unos científicos en Brasil en el año 2015, los principales, Carlos Selegim y Cláudio Dezidério; donde medían petróleo en los reservorios a través de un sensor, el cual se demostró en los primeros ensayos que tenía gran factibilidad técnica y comercial; este

artefacto consistía en una asta compuesta por un tubo de material no metálico, con electrodos fijados internamente a lo largo de toda su extensión. Esta construcción nace de la necesidad de optimizar costos y control en campo, evidencia de ello se ve reflejado en la respuesta dada por el director de la empresa Symbeeosis, Claudio Deziderio, dónde comunica lo siguiente:” Una medición del nivel de petróleo puede llegar a costar 300 mil reales, y las refinerías de petróleo deben realizar tres de ellas diariamente en promedio. La medición de nivel es necesaria en todas las etapas del ciclo de industrialización del crudo, desde el proceso de extracción y elevación, pasando por la refinación y llegando a los procesos de almacenamiento y distribución” (Acento, 2015). Está claro que la mano de obra para medir nivel de crudo es demasiado costosa, hablando de unos 900 mil reales diarios (171.857 USD), pero poner sobre la mesa un capital grande inicialmente, para la construcción de una herramienta con este principio, a la larga no será un gasto sino una inversión, ya que traerá beneficios inmensos en el control de la producción de crudo, la venta del mismo y el balance financiero de la empresa. Para un mejor entendimiento, en cuanto al diseño y funcionamiento de la herramienta, el coordinador del proyecto, el científico e ingeniero Carlos Selegim a través de una entrevista a la agencia FEPESP explicó que:” Este instrumento funciona como un capacitor que se activa mediante la incidencia de un campo eléctrico sobre su superficie, que se genera debido a la carga eléctrica de un material líquido o sólido cuando entra en contacto con él. Al acercarle un determinado material a los electrodos del sensor, tal como el agua o el hidrocarburo, el campo eléctrico (la capacitancia) del dispositivo aumenta. Un sistema electrónico del instrumento detecta la variación de capacitancia del sensor. De esta forma, al insertarlo verticalmente en los tanques de almacenamiento y procesamiento de petróleo, el sensor funciona como una regla electrónica, y así determina el nivel de las capas de materiales

no miscibles y en estratos que componen el petróleo, al detectar la variación de capacitancia entre los electrodos. El sensor mide con una precisión muy alta los niveles de las interfaces, debido a la alta sensibilidad de la instrumentación capacitiva” (Alisson, 2015). Además de la calidad de su herramienta, se demuestra una gran viabilidad en atender las necesidades de las compañías generalmente ante problemas en las refinerías cuando se emplean el sistema de válvulas que se instalan en la parte más baja de los tanques de separación para drenar el agua y mantener únicamente el petróleo en los tanques, y este proceso de drenaje del agua es un proceso que se hace visualmente, y que genera que una cantidad considerable de petróleo se pierda, debido a que no existía hasta ese momento un sensor que indicase claramente los niveles de cada sustancia en los reservorios. Partiendo de esa idea, el sensor que desarrollaron permite medir con suma precisión dónde termina la capa de petróleo y donde empieza la de agua en un reservorio de crudo, eliminando así el riesgo de pérdida de petróleo durante el drenaje del agua. Esto es un ejemplo muy claro, de una herramienta que usa un principio eléctrico de capacitancia con electrodos para determinar características de los fluidos en un tanque de lavado, sin embargo, no cumple todas las expectativas de las empresas debido a que no calcula BS&W directamente, sino que hace la medición por medio de un sensor o una alarma que detecta el punto de la interfase agua-crudo, que es algo poco relevante a la idea del documento, sin embargo, nos da bases para encaminar el proyecto. (Agencia FAPESP. 2015, 21 enero).

Al continuar con la investigación bibliográfica, se pudo encontrar proyectos muy sofisticados y de mayor precisión que no sólo detectaban el nivel de la interfase, sino que calculaba los parámetros más importantes en un tanque de lavado, en este caso

el contenido de agua y sedimentos (BS&W). La dedicación y el esfuerzo consolidó a AGAR CORPORATION como una empresa de talla mundial que tiene como misión suministrar a la industria petrolera y petroquímica nacional e internacional, productos y servicios de medición, control de agua en hidrocarburo, flujo multifásico, servicios de prueba de pozos, servicios integrales de optimización de pozos, y los creadores de herramientas basadas en principios eléctricos de densidad y microondas para conocer las condiciones del tanque. (Corporation, Agar, 2018).

El equipo de ingeniería de la empresa (AGAR CORPORATION, 1985) viendo la necesidad de medir con precisión las propiedades requeridas de control en un tanque y que dichas propiedades no se vieran afectadas por los cambios de salinidad, densidad, viscosidad, temperatura o velocidad de los componentes que se analizan, tomaron la decisión de diseñar y construir monitores y perfiladores de aceite/agua con el objetivo de aumentar la eficiencia de la producción y del procesamiento de petróleo en aplicaciones tales como pruebas de pozos y control de emulsiones. La empresa construyó tres versiones de medidores de aceite/agua y un perfilador.

Para AGAR CORPORATION los medidores de aceite/agua miden el aceite y el agua en fluidos de producción, calculando el porcentaje de agua en la corriente de flujo y dándole a los operadores un desglose preciso de los pozos de producción; el valor de esta herramienta radica en la capacidad de medir el contenido de agua y sedimentos (BS&W), lo cual nos da una orientación de su funcionamiento y componentes que sensan, aunque con una gran diferencia, la cual radica en que AGAR construye estas herramientas para un caudal (alto corte de agua) y con esta investigación se pretende desarrollar una

ecuación que permita determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W) de 0 a 100 % para un flujo cero (bajo corte de agua), porque los fluidos están almacenados dentro de un tanque.

El primer diseño propuesto fue, un medidor de agua en crudo BS&W OW-200 (**ver figura 1**) y AGAR indica qué: “La serie OW-200 es un analizador de líquido/líquido basado en microondas de diseño de segunda generación” (CORPORATION, AGAR, 2017), es importante recordar que esta herramienta fue la innovación de su primer medidor lanzado al mercado en 1985. Este primer dispositivo tuvo dos alternativas de diseño para afrontar diferentes dimensiones, pero su principio básico es explicado por la corporación AGAR de la siguiente forma: “Monitor de aceite/agua de tipo inserción para el servicio de tamaños en línea de 4”, 6” y superiores, y rangos de corte de agua de 0-100 %. Este monitor de corte de agua mide las concentraciones de líquido utilizando tecnología de absorción de microondas. Estos medidores de la serie OW-200, utilizan un transmisor de microondas (2,45 Giga Hertz) para medir las propiedades dieléctricas a granel de la corriente de flujo. Miden las mezclas de hidrocarburos / agua en toda la gama de 0-100%, independientemente de la fase continua.”

Figura 1

Montaje de medidor aceite/agua referencia OW-200 de AGAR CORPORATION



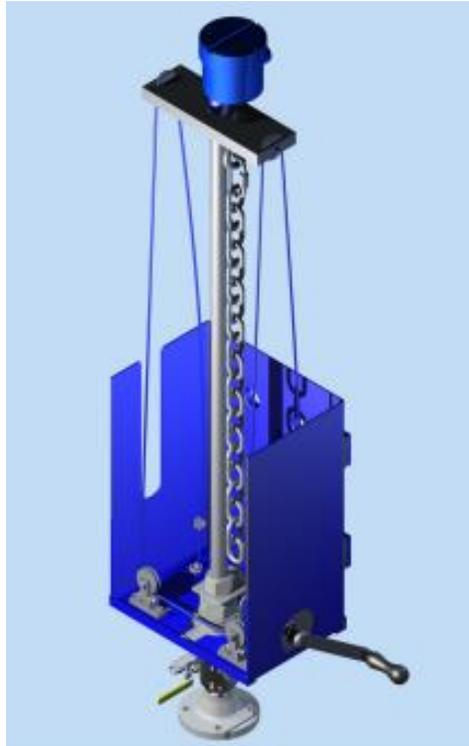
Fuente: (Agar Corporation 2020)

El segundo artefacto desarrollado por la corporación, fue denominado medidor de aceite/agua serie 200 plus, que es una mezcla entre el primer dispositivo (OW-200) y la avanzada tecnología Coriolis de AGAR con una medición probada en campo para lograr una precisión hasta el 85 %, y donde la compañía afirma que: “Este es un monitor aceite/agua diseñado para el servicio en tamaños de línea de 2” a 6” y rangos de corte de agua de 0-100 %. Este monitor de corte de agua mide las concentraciones de líquido en líquido utilizando tecnología de absorción, pero con la diferencia de que sin efecto de cambios en la salinidad” (CORPORATION, AGAR, 2018).

AGAR construyó su último instrumento de medición, es el más avanzado y más actualizado, llamado medidor de aceite/agua OW-300, caracterizado por determinar concentraciones de líquido en líquido midiendo las complejas propiedades de permitividad de la corriente de flujo utilizando métodos de alta frecuencia múltiple y AGAR añade qué: “Consiste en una sonda primaria de inserción con un sensor insertable, con una carcasa de sello para instalación y retracción mientras la tubería está en servicio y bajo presión para las líneas de flujo de 6” y más grandes (**ver figura 2**). Es un sistema que está montado perpendicular al flujo, en una sección vertical con flujo ascendente, en un punto donde los fluidos están bien mezclados para asegurar una medición adecuada. La instalación común requiere una válvula de aislamiento de puerto completo de 2”, conectada directamente a la línea de flujo de boquilla. Además, la sonda OW-300 se ofrece en una configuración tipo bobina y un ensamblaje tipo inserción. Los instrumentos se calibran utilizando un software basado en Windows desde una computadora portátil. El software también se utiliza para solucionar problemas, visualizar tendencias y recuperar datos históricos. La serie OW-300 utiliza una combinación de cajas a prueba de explosión y electrónica intrínsecamente segura que proporcionan salidas de señal / entradas a la sonda. El DAS es también una computadora de flujo que puede proporcionar el agua neta y los caudales cuando se suministra la entrada del medidor de flujo. El sistema de datos se transmite con señales 4-20mA y MODBUS.” (Serie 300. (s. f.). Agar Corporation. 2017)

Figura 2

Montaje de medidor aceite/agua referencia OW-300 de AGAR CORPORATION



Fuente: (Agar Corporation 2020)

Finalmente, el desarrollo más cercano de AGAR a los principios que se desean implementar en esta investigación para una posible construcción de una herramienta que con el uso de registros eléctricos pueda determinar no sólo el contacto aceite/agua, sino que determine el porcentaje de agua en una emulsión, tal proyecto es denominado perfilador ID-201P, que consta de múltiples sensores montados en un solo eje. Donde cada sensor tiene la capacidad de generar una medición que representa un solo punto o una sección a lo largo del eje.

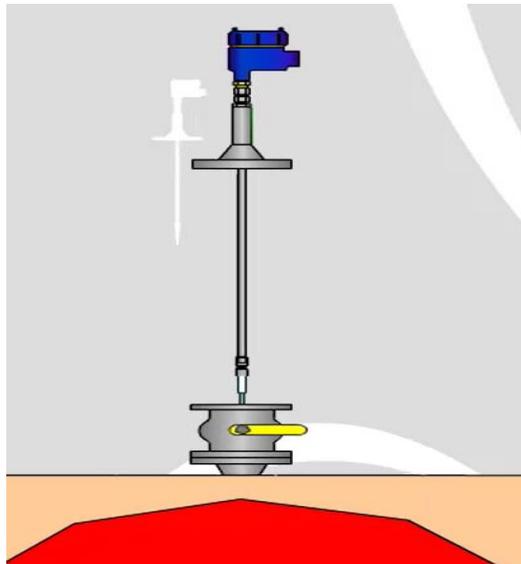
Sin embargo, cuando hablamos de la cercanía que tiene esta herramienta al objetivo que tiene este trabajo, nos referimos a las ventajas que se quieren lograr con su uso en campo para el sector de los hidrocarburos, de las cuales AGAR nos cuenta las siguientes:” El Perfilador ID-201P puede medir elevaciones en volúmenes de: vapor/líquido, vapor/espuma e interfaces de aceite/agua, así como medir el porcentaje de agua en emulsiones a diferentes niveles, en cualquier tanque o recipiente de proceso. Por lo tanto, el Perfilador puede medir las propiedades del fluido continuamente a lo largo del eje (desde la parte inferior hasta la parte superior del tanque) o puede medir las propiedades del fluido a una elevación específica. Proporciona datos en tiempo real que se pueden utilizar para el cálculo del inventario en tanques, el control de flujo y la optimización de procesos, incluidos los procesos de separación y la desalación de petróleo crudo, el control de las tasas de inyección química y el drenado en tanques. Puesto que el Perfilador ID-201P se instala directamente en la unidad de proceso, proporciona medición directa del fluido por lo que no se requiere manipulación de datos adicional alguna. El Perfilador ID-201P se basa en patentes previas de Agar, para tecnología de absorción de energía, tecnología de microondas y tecnología de densidad.” (CORPORATION, 2018).

Se puede ver claramente que este artefacto, cumple con las expectativas de una empresa para satisfacer sus requerimientos, ya que maneja un principio de campo eléctrico que consiste en microondas y densidad, que da información de alta calidad puesto que usa aparatos electrónicos muy especializados que permiten convertir las diferentes señales en valores muy acertados, sin embargo, se le puede dar más valor agregado como por ejemplo la movilidad de los aparatos, generalmente son estáticos y ahí ya existe algo que se puede

innovar (ver figura 3).

Figura 3

Diseño de perfilador ID-201P de AGAR CORPORATION



Fuente: (Agar Corporation 2020)

Otra referencia bibliográfica que fue de gran importancia revisar, mostró nuevas referencias tecnológicas respecto a un medidor desarrollado por la empresa PHASE DYNAMICS donde afirma que es la máquina más favorable para realizar una medición de contenido de agua y sedimentos (BS&W), debido a que trabaja en un amplio rango de presión y temperatura lo que cubre todas las condiciones de operación en muchas plataformas y además concluye que el error en la medición del equipo es de $\pm 0,5$ % y que garantiza repetitividad de los resultados con un margen de error de 0,1 %. Las bases teóricas y

experimentales que muestra dicho trabajo de tesis son de suma importancia para tener un mapa guía del desarrollo de esta nueva tecnología de registros eléctricos enfocados a los tanques de producción, que es la finalidad del trabajo de investigación. En su presentación inicial de discusión, el autor del trabajo de tesis nombrado “Mejoramiento del sistema de medición de prueba de pozos y contenido de agua y sedimentos (BS&W) en las plataformas del bloque 16 de Repsol” como requisito para obtener su título de ingeniero, aterrizan su idea diciendo que: “El presente trabajo se llevó a cabo con la información obtenida de las condiciones de operación del proceso en cada una de las plataformas que forman parte del bloque 16, el cual se encuentra a cargo de la empresa Repsol S.A. Información de los resultados de la prueba de pozo y contenido de agua y sedimentos (BS&W) que se realiza a cada pozo con el fin de cuantificar un indicador denominado Factor Contable mediante procedimientos establecidos por la empresa” (Gutiérrez, 2013). Este trabajo es la estructura y el soporte de la investigación, la única diferencia es que se usará un método diferente con principios físicos y mecánicos nuevos, y con un mayor grado de innovación, pero, en general se manejan las mismas pruebas en pozos, determinación de contenido de agua y sedimentos (BS&W), fórmulas, gráficas y conceptos. En términos generales, lo patentado por PHASE DYNAMICS es una herramienta o instrumentos de precisión en tiempo real desarrollados específicamente para su uso en la industria petrolera para medir la cantidad de agua en el petróleo para la industria petrolera (**ver figura 4**). Los analizadores, también conocidos como medidores BS&W o medidores básicos de sedimentos y agua, se utilizan en muchas aplicaciones, incluidas transferencias fiscales, monitoreo de producción y pruebas de pozos. La línea de productos se basa en la innovadora tecnología de detección de carga-tracción del oscilador. A medida que la mezcla de líquidos que fluyen pasa a través de la sección de medición, el oscilador detecta la sección transversal completa del material y cambia

instantáneamente de frecuencia a medida que cambia la composición del material. Este cambio de frecuencia es una medida directa de los cambios materiales dentro de la sección de medición. Solo desde la perspectiva de la tecnología de sensores, Phase Dynamics establece el estándar. (Tecnología, Phase Dynamic)

Figura 4

Diseño medidor en línea de PHASE DYNAMICS



Fuente: (PHASES DYNAMICS, INC 2021)

4. MARCO TEÓRICO

Graficar y explicar el procedimiento o paso a paso de cómo los fluidos producidos en un pozo llegan a los tanques y el cómo estas facilidades de producción funcionan y

almacenan dichos fluidos para su respectivo tratamiento, venta y transporte, es la finalidad de esta fundamentación teórica. Con base a la idea anterior, cuando se halla la viabilidad de un pozo o un yacimiento y este se perfora para empezar a producirlo, el crudo que sale de ese yacimiento es un crudo que viene emulsionado o mezclado con agua, gas o ambas sustancias; el primer paso que se realiza cuando llegan a superficie los fluidos, es almacenarlos en las denominadas baterías de producción, las cuales se componen de un juego de válvulas o tubos llamado manifold general, y otro llamado manifold de prueba. La importancia del manifold general se establece en que es el punto en donde llegan todas las líneas de los pozos que se encuentren conectados entre sí, pero si la empresa se ve en la necesidad de probar un determinado pozo (sólo uno) se debe actuar y cerrar el manifold general con el fin de direccionar los fluidos de ese pozo al manifold de prueba; no sólo es una cuestión de control y prueba de los pozos, sino que es una obligación para la empresa, por el hecho de que, por resolución gubernamental se exige probar el pozo a una determinada hora y una cantidad de veces al mes. Esto es indispensable para saber en qué estado se encuentra individualmente cada uno de los pozos y cuál está aportando más caudal o producción; después de realizar las pruebas y determinar el punto al que llegan todos los fluidos, se procede al uso de los conocidos separadores generales, los cuales se encuentran ubicados en las estaciones y de los cuales existen actualmente dos tipos: los verticales y los horizontales. Dependiendo las condiciones del pozo, generalmente los diseños de los separadores generales funcionan de la siguiente manera: la mitad del volumen de los separadores se deja para el gas, siempre por un tema de comportamiento de fases del gas dentro del separador, además siempre habrá un valor de presión que estará regulado por una válvula manométrica que ayuda a que el operador pueda mantener las condiciones del tanque, en promedio unas 50 lb/psi; en caso tal, que se quiera ganar un poco de producción sólo es cuestión de bajar el valor de presión, sin

embargo, podemos tener varios problemas en caso de bajar o de subir mucho la presión del tanque, ya que por efecto de densidad del gas estos llegan a sus puntos críticos y puede convertirse en líquido o generar irregularidades en el crudo. Lo más conveniente es mantener una presión lo más baja posible para poder diferenciar el líquido y el gas, sin olvidar que, el gas al moverse más rápidamente arrastra partículas de crudo y se las lleva normalmente. El proceso continúa con el uso de los llamados scrubber, que son unos lavadores de gases con un depósito en forma de cilindro que captura los gases y mediante un líquido (agua, reactivo químico o mezcla de ambos), neutraliza los componentes contaminantes. Después de todo estos procesos, el crudo va a un tanque llamado tanque de lavado o también conocido “gun barrel”, es un equipo que básicamente consiste en un tanque cilíndrico y vertical con una serie de conexiones para lograr una mayor separación y limpieza del agua libre y el crudo mediante sistemas internos que generan turbulencia facilitando la separación de las gotas de aceite y agua, que generalmente provienen de los separadores o tratadores (10.000 bbl).

En términos más sencillos, una instalación de tratamiento comienza con la separación de los fluidos provenientes del pozo en tres componentes, típicamente llamadas "fases": (petróleo, gas y agua) y sigue con el procesamiento de las tres fases para ponerlas "en especificación" de venta (gas y petróleo) o de reuso (agua). La primera instalación es el separador donde el gas es "flasheado" de los líquidos (crudo y agua) y separado de los líquidos dependiendo de la presión de los fluidos puede ser conveniente emplear "separación en cascada" para lograr un petróleo estabilizado óptimo (velocidad o presión de vapor en especificación). Los separadores pueden ser verticales u horizontales y bifásicos o trifásico (en producción usualmente son verticales y bifásicos). El gas separado sigue desde el

separador a proceso (estabilización con ajuste de punto de rocío, deshidratación y/o remoción de gases ácidos). (Hernández & Rojas, 2016)

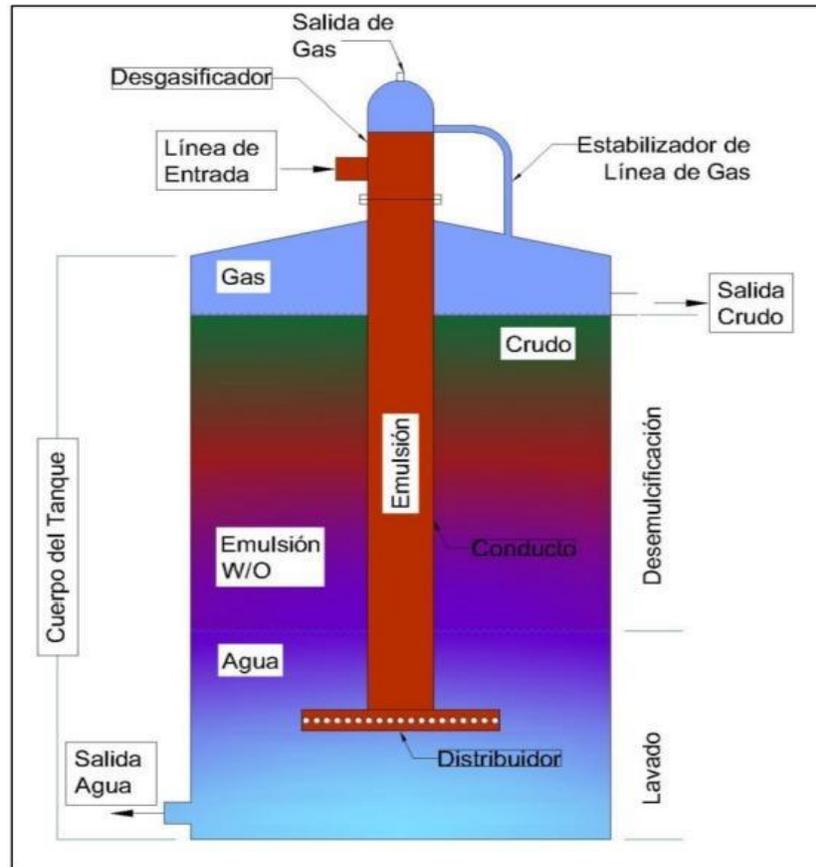
El petróleo y su emulsión (junto al agua libre - no emulsionada) pasa a una etapa de separación de agua libre, para ello se emplea un separador bifásico (Free Water Knock out) donde el fluido llega con poco gas asociado, o un tanque cortador (para cortar el agua libre). A partir de allí, la función de la planta de tratamiento de crudo es poner el crudo en especificación de sales, agua y en algunos casos presión de vapor. Son valores contractuales usuales: (G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.,2019)

- Agua y sedimentos (BS&W): 0,5 - 3 %.
- Sales: 10 - 20 lbs/1.000 bbl (20 - 60 mg/lit).
- Presión de vapor Reid: 15 psig (29,7 psia).

Un tanque de lavado está diseñado para "lavar" la emulsión por pasaje, en su carrera ascendente, a través de un colchón acuoso de menor salinidad que la del agua emulsionada (**ver figura 5**). Es, además, un tanque atmosférico que permite acelerar la decantación favoreciendo la coalescencia de las gotas de emulsión. En este tanque la salinidad del colchón de agua debe ser controlada regularmente para que mantenga capacidad de dilución de agua salada. Para ello debe alimentarse con agua dulce. Es importante saber, que existen otras configuraciones internas de los tanques de lavado que no favorecen el proceso de deshidratación y desalinización del crudo. (Hernández & Rojas, 2016)

Figura 5

Especificaciones básicas del tanque de lavado o “gun barrel”



Fuente: Salager J.L. Langmuir 18, 607 (2009).

Después de conocer todo el proceso por el cual pasan los fluidos de producción, de las facilidades que se usan, de los principios que se manejan y de las normas y obligaciones que se deben tener, es fundamental para este estudio poder centrarnos en los tanques de lavado o gun barrel para que de este modo se puedan conocer las condiciones operativas, precauciones, cuidados e ingeniería del tanque, así pues, el ingeniero sabrá a que se enfrenta

y que solución darle al problema, con la intención de calcular valores acertados en el porcentaje de contenido de agua y sedimentos (BS&W) sin que nada lo afecte, siempre bajo el principio de simulación de registros eléctricos, como los de resistividad o conductividad.

4.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El upstream es la actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos una vez localizado el yacimiento gracias a los trabajos realizados de exploración; el desarrollo inicia con los trabajos de perforación de pozos de desarrollo, que se agrupan dentro de un campo de explotación, la recolección, separación y almacenamiento de hidrocarburos. Con el fin de aumentar la recuperación de fluidos del yacimiento, se utilizarán técnicas como la instalación de sistemas artificiales de producción, recuperación secundaria, terciaria o en el mejor de los casos por flujo natural, además el acondicionamiento de pozos, el control de agua y sedimentos, así como la construcción, operación, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción. (Aguirre, 2017)

Entonces en términos más específicos un buen proceso para producir, recuperar, almacenar y vender crudo es: siempre buscar el acondicionamiento del espacio para que todo sea de fácil acceso y movilidad, después realizar un estudio del estado mecánico, geológico y parámetros para la perforación del pozo y finalmente realizar pruebas de pozos según la normativa para la producción de los hidrocarburos con sus respectivas evaluaciones para implementar métodos de recobro (primario, secundario o terciario), logrando óptimos

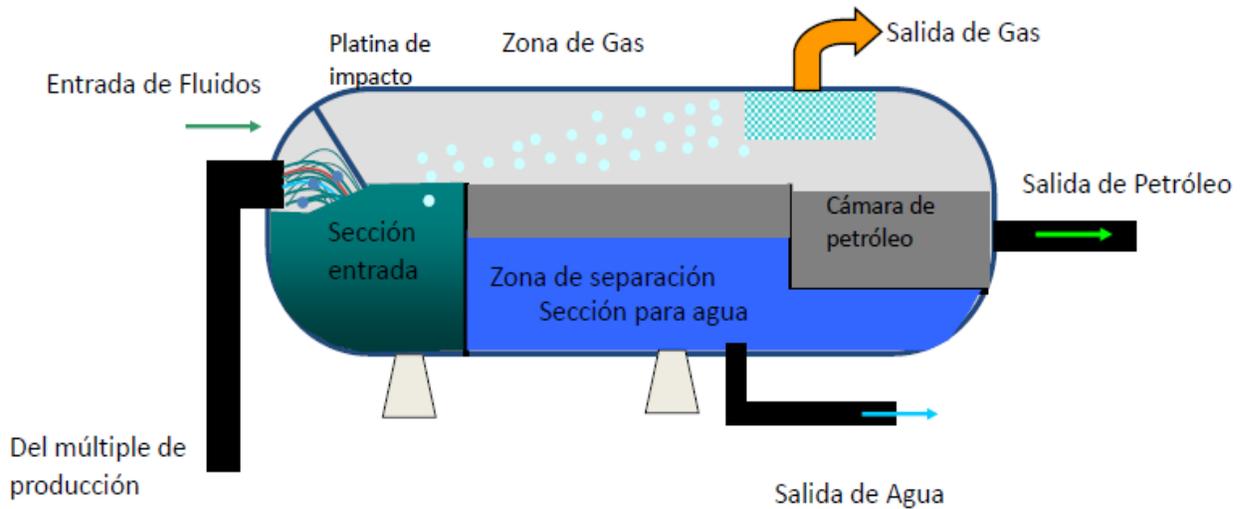
las estaciones de flujo. Una estación de flujo es donde se realiza el tratamiento del crudo que viene de las áreas o campos de explotación (pozos), para su posterior traslado a la estación de descarga más cercana y de allí al punto de tanques de recepción y bombeo de crudo. Existen varios métodos de producción para transportar el crudo desde los pozos hasta las estaciones (Ver Figura 5.2). El método más común para transportar el fluido desde el área de explotación a la estación es impulsado a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes. (Aguirre, 2017)

El objetivo fundamental de las estaciones de flujo o facilidades en operaciones de producción petrolera consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en sus tres componentes: petróleo, gas y agua; para un posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de los mismos (crudo y gas).

El tratamiento de crudo es un proceso industrial que abarca el diseño y la operación de instalaciones de superficie para el logro técnico y económico de la entrega de crudo en especificación (atributo de calidad contractual) y de una densidad ($^{\circ}$ API) mejor paga posible. Para ello, el productor recurre a dos procesos importantes dentro de las facilidades: desemulsificación y desalado. El objetivo de un programa de desemulsificación es remover el agua producida emulsionada para evitar el manejo de grandes volúmenes de agua, mediante un F.W.K.O (Free Water Knock Out) o también se usan los separadores trifásicos (ver figura 7).

Figura 7

Especificaciones de un separador trifásico



Fuente: (ECOPETROL S.A, 2022)

El objetivo principal de un programa de desalado es remover las sales existentes en el crudo hasta valores de especificación, de igual manera deshidratando el crudo como tal. Entonces con ello decimos que un programa de desemulsificación y desalado debe resultar en (Paul Bailey& Tom Swason, 2018)

- Un mínimo costo de procesamiento en el uso de químicos, combustibles o energía.
- Un crudo de excelente calidad, con un buen °API para evitar tanto tratamiento, es decir, evitar la pérdida de componentes liviano por el excesivo calentamiento del crudo, lo cual redundaría en una disminución de los grados °API y un menor precio de venta)

- Un crudo en especificaciones del contenido de agua y sedimentos (BS&W) y salinidad para la venta o para refinería.
- Un manejo óptimo de las instalaciones de tratamiento minimizando: daños en los fondos de los tanques, depósitos orgánicos/inorgánicos en calentadores, excesivas interfaces en tanques de tratamiento, etc.
- La entrega de un agua de purga de calidad que sea aceptable para disposal o inyección como método de recobro.

Partiendo entonces de la idea de que las facilidades de producción son todas aquellas instalaciones, plantas, vasijas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo, que ayudan a facilitar el control, manejo y disposición de los grandes volúmenes de fluidos (crudo, agua, gas) que llegan del yacimiento, y que pasan por diferentes procesos de alta riesgo económico y humano, es de vital importancia diseñar correctamente los equipos, en cuanto a: capacidad, estructura, condiciones, seguridad, espacio y robustez. Por tal motivo, es indispensable conocer la clasificación, composición, funcionamiento y utilidad de cada una de las partes con las que cuenta las facilidades de producción en campo. (Paul Bailey & Tom Swason, 2018).

La producción de crudo se divide en una serie de etapas que se conocen como proceso de manejo del petróleo dentro de una estación de flujo, entre las cuales se encuentran:

etapa de recolección, separación, depuración, calentamiento, deshidratación, almacenamiento y bombeo, de lo anterior se explique que:

1. Etapa de Recolección: Esta es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la estación de flujo respectiva, o a través de tuberías o líneas, encargados de recibir la producción de cierto número de pozos (**ver figura 8**). (American Petroleum Institute. 2011)

Figura 8

Tubos múltiples



Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

2. Etapa de Separación: Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido–gas dentro del separador (**ver figura 9**). La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura establecidas por las condiciones del pozo de donde provenga el fluido de trabajo. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador. (American Petroleum Institute. 2011)

Figura 9

Separadores verticales



Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

3. Etapa de Depuración: Por esta etapa pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de petróleo en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas, como lo son H₂S y CO₂ (**ver figura 11**). El líquido recuperado en esta etapa es reinsertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de lavado o de almacenamiento según sea el caso, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o mini plantas (**ver figura 10**), y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas.

Figura 10

Líneas de manejo de gas



Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

Figura 11

Depurador de gas

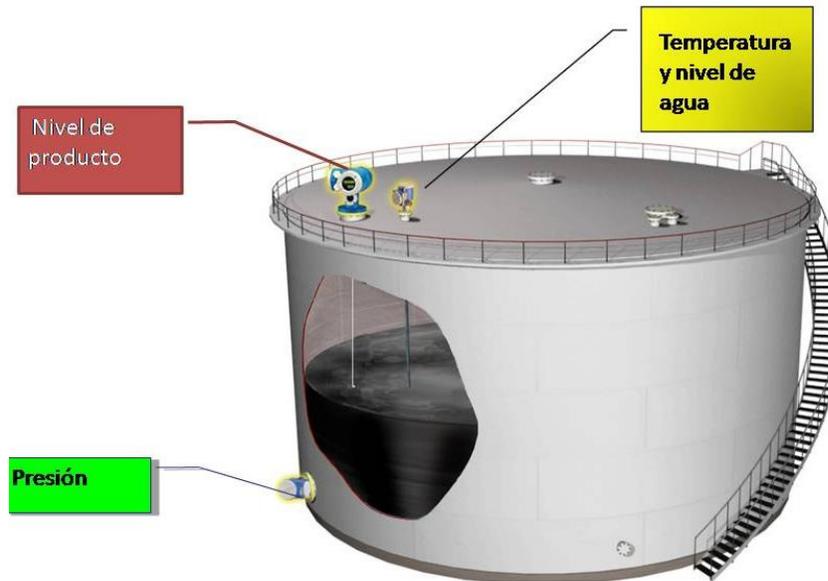


Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

4. Etapa de medición de petróleo: El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo. La información sobre las tasas de producción es de vital importancia en la planificación de la instalación del equipo superficial y subterráneo, tales como la configuración de los tanques, tuberías, las facilidades para la disposición del agua y el dimensionamiento de las bombas. Algunas de las decisiones más importantes de la compañía están basadas en los análisis hechos por los ingenieros de petróleo, cuyo trabajo es ampliamente dependiente de la información de la prueba de pozos (**ver figura 12**). (American Petroleum Institute. 2011)

Figura 12

Tanque de medición y control de crudo (esquema general)



Fuente: (RECOPE S.A, 2015)

5. Etapa de Calentamiento: Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua-petróleo va al calentador u horno, este proceso de calentamiento de la emulsión tiene como finalidad ocasionar un choque de moléculas acelerando la separación de la emulsión. Este proceso es llevado a cabo únicamente en las estaciones en tierra debido a las limitaciones de espacio que existe en las estaciones que están costa fuera (mar, lago, etc.), y para petróleos que requieran de calentamiento para su manejo y despacho (**ver figura 13**)

Figura 13

Calentadores

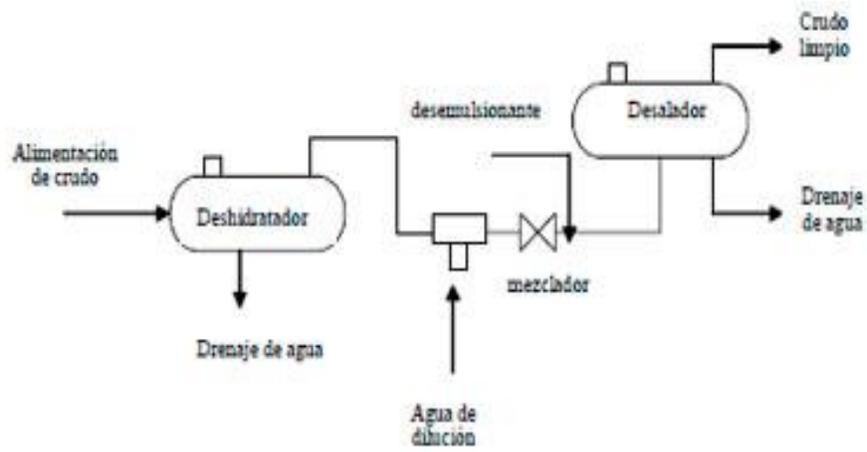


Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

6. Etapa de Deshidratación del petróleo: Después de pasar por la etapa de calentamiento, la emulsión de petróleo y agua es pasada por la etapa de deshidratación con la finalidad de separar la emulsión y extraer las arenas que vienen desde los pozos. Luego el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes (**ver figura 14 y 15**). (Paul Bailey & Tom Swason, 2018)

Figura 14

Proceso de deshidratación de crudo.



Fuente: (Ecopetrol S.A.,2008)

Figura 15

Tanques de lavado o "gun barrel"



Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

7. Etapa de Almacenamiento del Petróleo: Diariamente en las Estaciones de Flujo es recibido el petróleo crudo producido por los pozos asociados a las estaciones, este es almacenado en los tanques de almacenamiento (**ver figura 16**) después de haber pasado por los procesos de separación y deshidratación y luego, en forma inmediata, es transferido a los patios de tanque para su tratamiento y/o despacho.

Figura 16

Tanques de almacenamiento



Fuente: Contreras C. Marvin J. (2004).

8. Etapa de Bombeo: Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la Estación de Flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a

las refinерías o centros de despacho a través de bombas de transferencia (**ver figura 17**).

Figura 17

Bomba de circulación de crudo



Fuente: Busto Trina I. y Zamora M. Oswaldo N. (2002).

Es importante conocer los problemas operacionales que se tienen a la hora de realizar cada una de estas etapas, pero principalmente en la etapa de separación, puesto que es un proceso muy complejo que requiere de mucha exigencia de los equipos y es donde los fluidos están con su mayor porcentaje de suciedad o sedimentos, emulsionados, etc. Por tal motivo, se debe capacitar ante las alteraciones que puedan frenar el buen desarrollo del proceso. Entonces actuar rápidamente, ante problemas como producción de crudos espumantes (variedad de crudos a tratar), parafinas (fracción más pesada del crudo) y la

arena, barro, lodo o sal que generan corrosión en las tuberías y fallas tempranas en los separadores o herramientas de trabajo. (Aguirre, 2017)

La importancia de retirarle todas la sustancias contaminantes al petróleo no es tarea fácil, y los primeros equipos en realizar dicha pesada labor son los separadores, es por esto, que debemos saber cuál usar y de qué forma, por consiguiente los separadores se clasifican de la siguiente forma: por su configuración, por la función, por la presión de operación, por la aplicación (separador de prueba, separador de producción, separador de baja temperatura, separador de medición, separador elevado, separador por etapas) y finalmente, por el principio utilizado para la separación (diferencia de densidad, choque/coalescencia, fuerza centrífuga)

Los separadores de petróleo y gas son fabricados en tres configuraciones básicas: vertical, horizontal y esférica. Los depuradores de gas son fabricados en dos formas básicas: vertical y horizontal, y se usan principalmente para “pulir” el gas; en otras palabras, se utilizan para asegurar que el gas no contenga materiales que puedan ir generando averías en los equipos, de tal manera que el depurador es instalado para proteger los compresores, deshidratadores, endulzadores, medidores y reguladores. Cada una de estas unidades tiene ventajas y usos específicos. La selección de una unidad particular para ser utilizada en cada aplicación se basa usualmente en cual obtendrá los resultados deseados a los costos más bajos de equipo, instalación y mantenimiento. Otro aspecto indispensable, es contar con los elementos de seguridad para los separadores como los controles, las válvulas y los accesorios.

Cuando hablamos de controles se hace referencia, controladores de nivel de líquido para el petróleo y la interfase agua-petróleo (operación trifásica) y válvula de control de contrapresión de gas con controlador de presión. Cuando se habla de válvulas, se nos viene a la cabeza, el uso de válvula de control de descarga de petróleo, válvula de control de descarga de agua (operación trifásica), válvulas de drenaje, válvula de bloqueo, válvula de alivio de presión, y válvulas para inspección externa de nivel (por visores). Y finalmente, accesorios tales como manómetros, termómetros, reguladores de reducción de presión (para gas de control), cabezal de seguridad, tubería, entre muchos más. (Aguirre, 2017).

Cuando hablamos de tanques nos referimos a esos grandes recipientes que ayudan a almacenar, reposar o tratar el crudo que llega de transportarse por las tuberías después de un largo proceso de separación, es por tal motivo que, su clasificación y explicación darán un panorama de lo que se encontrará en las facilidades de producción:

- **Tanque de lavado:** Son aquellos equipos mecánicos (recipientes), sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multifásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente, es decir, en forma continua; para la separación del agua del crudo. Por lo general, antes de entrar a un tanque de lavado, las emulsiones son sometidas a un proceso de separación gas-líquido en separadores convencionales. Durante este proceso se libera la mayor parte del gas en solución. Esto permite que la cantidad de gas que se libera en un tanque de lavado sea relativamente pequeña. El agua contenida en el crudo se puede separar en el tanque de lavado

mediante gravedad. Sin embargo, cuando el agua y el crudo forman emulsiones, es necesario comenzar su tratamiento antes de que ingresen al tanque de lavado. Esto se hace generalmente mediante el uso de calor y/o química demulsificante. Uno de los parámetros más importantes en el análisis de un tanque de lavado, es el tiempo de retención. Este se define como el tiempo que debe pasar la emulsión en el tanque, para que el petróleo y el agua se separen adecuadamente. Usualmente se requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 1 %. Los tiempos de retención varían entre 4 y 36 horas. En el capítulo **4.1.1** llamado especificaciones de los tanques de lavado se expondrá más a detalle lo que es “gun barrel” o tanque de lavado, sus características, manejo y crucial función dentro de las facilidades; cabe resaltar que estos tanques son los elementos de estudio clave en esta investigación (Aguirre, 2017).

- **Tanques de prueba:** Son recipientes cilíndricos cuya capacidad puede variar de acuerdo al volumen de producción de cada estación. La emulsión agua-petróleo es separada mecánicamente al ser tratada. El proceso consiste en el asentamiento de los fluidos por gravedad (proceso de decantación), en virtud de sus diferentes densidades. El agua por ser más pesada que el petróleo, se asienta en el fondo del tanque, creando un colchón de agua adecuado. (Aguirre, 2017).

- **Tanques de almacenamiento:** Son depósitos cilíndricos que tienen la finalidad de recibir el producto de los tanques de lavado y de esta manera albergar el crudo que será bombeado al patio de tanques principal, cumpliendo con las

especificaciones de calidad, es decir, con los valores exigidos de % BS&W y salinidad para tratamiento y venta de crudo, sin embargo, de no ser así, será devuelto a los calentadores. Los tanques son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar. En la industria del petróleo los tanques para almacenar hidrocarburos líquidos se clasifican de la siguiente manera:

- Por su construcción, remachados y soldados.
- Por su forma, en cilíndricos y esféricos.
- Por su función, en techo fijo y en techo flotante

Los tanques esféricos son utilizados para almacenar productos ligeros como gasolina, propano, etc. Su forma permite soportar presiones mayores de 25 psig. Los demás tipos de tanques se utilizan para almacenar petróleo crudo, a presiones cercanas a la atmosférica. Los tanques cilíndricos, soldados y de techo flotante se encuentran estandarizados en la industria del petróleo. (Aguirre, 2017).

- **Tanques de techo fijo:** El techo de este tipo de tanques está soldado al cuerpo, siendo su altura siempre constante. La forma del techo es cónica, teniendo instalado válvulas de ventilación tipo PV que actúan a presión y a vacío (2-4 onzas/pulg² de presión o vacío). Las pérdidas de crudo por

evaporación en estos tipos de tanques son altas debido al espacio vacío que existe entre el techo y el nivel de líquido, que varía conforme cambia este nivel. (Aguirre, 2017).

- **Tanques de techo flotante externo:** Los tanques de techo flotante externo poseen un techo móvil que flota encima del producto almacenado. El techo flotante consiste de una cubierta, accesorios y un sistema de sello de aro. Las cubiertas flotantes generalmente son de acero soldado y de dos tipos: pontón o doble cubierta. Los techos de tanques flotantes permiten reducir en forma significativa las pérdidas de los volátiles de los líquidos que se almacenan. Con esto se logra reducir los costos de producción, la contaminación ambiental y los riesgos de incendios. El secreto de estos tipos de techo, radica en la eliminación del espacio de vapor sobre el líquido que presentan los tanques de techo fijo. La construcción de estos tipos de tanques se inició poco después de la Primera Guerra Mundial, en el año 1923. Actualmente, se ha estandarizado el uso de estos tanques. (Aguirre, 2017).

- **Tanques de techo flotante tipo pontón:** Estos tanques tienen un pontón anular alrededor del borde y una plataforma de espesor simple en el centro. La superficie superior del pontón tiene inclinación hacia el centro, para facilitar el drenaje del agua de lluvia, mientras que la superficie inferior tiene un ascenso hacia el centro, para permitir la acumulación de los vapores. El

tamaño del pontón, depende de las dimensiones del tanque y de los requerimientos de flotación que se tiene. Además de la flotabilidad, los pontones hacen un aislamiento que evita la acción directa de los rayos solares sobre la superficie del líquido en el espacio anular. La plataforma de espesor simple, deja un espacio libre con la superficie del líquido para acumular los vapores que se forman. Estos vapores forman un colchón aislante que se licúan cuando la temperatura decrece. Los vapores condensados entran a la fase líquida. Estos tipos de tanques son apropiados para almacenar hidrocarburos con presión de vapor hasta de 12 psi durante temporadas de verano; durante el invierno, pueden manejar hidrocarburos con presión de vapor aún más altos. Así mismo, estos tanques tienen facilidades para manejar lluvias hasta de 254 mm en 24 horas. Los pontones están seccionados de tal modo que el techo no se hundiría si se produjera una rotura en la plataforma central o en otro de los pontones. Estos techos permiten una excelente protección contra incendios, así como contra la corrosión. (Aguirre, 2017).

- **Tanques de techo flotante de doble plataforma:** Estos tipos de tanques tienen dos plataformas completas que flotan sobre la superficie del líquido. Aunque estos diseños de tanques fueron los primeros en construirse, recién a mediados de 1940 se empezaron a construir en tanques de alta capacidad. La plataforma superior presenta una inclinación hacia el centro del tanque con el fin de permitir el drenaje de las aguas de lluvias hacia el sistema primario y al de emergencia que dispone el tanque. Este tipo de techo, es el

más eficiente de los diferentes tipos de techo flotante que existen en el mercado, debido esencialmente a que entre ambas plataformas existe un espacio lleno de aire que produce un aislamiento efectivo entre la superficie total del líquido y el techo, lo que permite almacenar líquidos de alta volatilidad. La plataforma superior, que obviamente se encuentra sobre la superficie del líquido, impide que el contenido del tanque llegue al techo de este bajo ninguna circunstancia. El sistema de drenaje de aguas de lluvias que poseen estos tanques permite manejar hasta 254 mm de lluvias en 24 horas.

- Tanques de techo flotante interno: Estos tipos de tanques presentan la particularidad, normalmente de disponer un techo fijo y otro interno flotante. Generalmente se instala en tanques cuyo techo fijo se encuentra deteriorado o en los casos de requerirse por la necesidad de almacenar productos más volátiles. Las pérdidas por evaporación en estos tanques son aún menores que las que se producen en los tanques de techo flotante externo.

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. Una bomba es un transformador de energía. Recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad.

Las bombas pueden clasificarse sobre la base de las aplicaciones a que están destinadas, los materiales con que se construyen, o los líquidos que mueven. Otra forma de clasificarlas se basa en el principio por el cual se agrega energía al fluido, el medio por el cual se implementa este principio y finalmente delinea la geometría específica comúnmente empleada. Esta clasificación se relaciona, por lo tanto, con las bombas mismas y no se relaciona con ninguna consideración externa a la bomba o aún con los materiales con que pueden estar construidas. Con lo dicho anteriormente, podemos clasificar las bombas de la siguiente manera: Bombas dinámicas, bombas de desplazamiento positivo (tipo reciprocante, tipo rotativas), bombas de inyección química (Ecopetrol S.A. 2019)

4.1.1 CONTROL Y TOMA DE MUESTRAS DEL CONTENIDO DE FLUIDOS EN LOS TANQUES

Estos métodos se basan en la designación de la norma ASTM D-1085, la cual describe los métodos que deben usarse para medir el contenido de los tanques y poder llevar un control del mismo, a través de un formato denominado certificado de medidas de tanques o ship 's ullage report. En campo, se usa una cinta métrica para llevar un control del nivel de petróleo y agua determinado por la cantidad de cinta mojada (medición directa) u otro que consiste en restarle a la profundidad de referencia la lectura en el punto de referencia y agregando al residuo la cantidad de cinta mojada (medición indirecta). Sin embargo, sólo son métodos para llevar control del nivel de los fluidos dentro del tanque, y lo que realmente se pretende y se desea es determinar el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W) emulsionado en crudo en un perfil de un tanque. Para darle solución a esto, los operadores en campo toman muestras de crudo del tanque por medio de un aparato denominado perfilador o ladrón, que

captan o recolectan a las diferentes profundidades del tanque los fluidos emulsionados y otro método eficiente es tomar muestras puntuales en cada toma muestras ubicados a diferentes alturas de los tanques. Allí son transportados a los laboratorios en donde se hace más eficiente la labor de calcular el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W). En laboratorio, se pueden realizar tres métodos de tratamiento para dichos fluidos recolectados (centrífuga, destilación y Karl Fischer), y así poder determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W), cada uno de estos métodos se aplica dependiendo la cantidad de agua que se vaya a manejar y de la forma más eficiente para el campo y la empresa, siempre teniendo en cuenta que a esa agua se le debe calcular la cantidad de sal por cada mil barriles (ppm) que es un factor importante para evitar daños por corrosión en los equipos y tuberías, y que se realiza generalmente, a través de, un aparato conocido como potenciómetro. La primera prueba y la que se realiza en campo principalmente, es la prueba por centrífuga, que usa un aparato donde su principio físico es la fuerza centrífuga que hace girar unas zanahorias que contienen los fluidos a unas determinadas RPM (revoluciones por minuto) y esto genera el efecto de separación y con dicha separación una óptima determinación del contenido de agua y sedimentos (BS&W). La otra forma de calcular este parámetro de agua en crudo, es a través del método de destilación, que consiste básicamente en un proceso de separación física que se basa en la diferencia entre los puntos de ebullición de los componentes de la mezcla; entonces la destilación es la separación parcial de componentes en solución mediante vaporización y condensación selectiva. Y finalmente, la prueba de Karl Fischer, que consiste en una muestra con un máximo de 100 ml de agua que es disuelta o dispersa en un líquido apropiado y titulado con reactivo Karl Fischer como el yodo, dióxido de azufre; una base orgánica y un solvente (normalmente un alcohol), donde la titulación es determinada amperométricamente con un electrodo de platino el cual es sensible a cambios abruptos en la resistencia de la celda

cuando el yodo es reducido por el dióxido de azufre en presencia de agua. En conclusión, los métodos son eficientes y logran determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W) pero son métodos muy costosos y de difícil control de la calidad de información arrojada como es el caso método de centrífuga. En caso contrario, el uso de una herramienta perfiladora nos da la oportunidad de obtener en tiempo real a la profundidad del tanque que el operador estipule la cantidad de fluido (emulsión agua-crudo) contenido en este, teniendo una mejor información a un menor costo. Para lograr un mayor entendimiento de la prueba realizada en campo (método de centrífuga), se hace la siguiente demostración:

Si el diámetro de giro de la centrífuga es de 16.5 in, entonces se realiza el cálculo de las RPM de la siguiente forma:

$$RPM = 265 \sqrt{\frac{rcf}{D}} = 265 \sqrt{\frac{500}{16.5}} = 1459 \text{ RPM}$$

Entonces las RPM adecuadas para realizar la prueba son de 1459 RPM. De esta forma, revisamos la información dada para las diferentes zanahorias en la siguiente tabla (**ver tabla 1**):

Tabla 1. Lecturas en las diferentes zanahorias para la prueba centrífuga

Lecturas	Zanahoria 1 ml	Zanahoria 2 ml	Zanahoria 3 ml	Zanahoria 4 ml	Temperatura °F
1	0	0	2	0	41
2	0	3	10	5	41
3	2	10	12	14	41
4	2	10	12	14	41

Fuente: (Guía de laboratorio, Prueba centrífuga determinación BSW Universidad Surcolombiana 2021)

Después de que se determinó el valor de las RPM y buscarlo con el dado en la tabla 1 de la norma ASME D 96-88 verificamos está en el rango, y efectivamente lo está (**ver tabla 2**):

Tabla 2. Velocidades de rotación necesarias para producir una fuerza centrífuga relativa de 500 para varios diámetros.

Milímetros	Pulgadas	Velocidad de rotación (RPM)
305	12	1710
330	13	1640
356	14	1580
381	15	1530
406	16	1480

432	17	1440
457	18	1400
483	19	1360
508	20	1325
533	21	1290
559	22	1260
584	23	1240
610	24	1210

Fuente: (Guía de laboratorio, Prueba centrifuga determinación BSW Universidad Surcolombiana 2021)

Para el cálculo de BSW del crudo lo hacemos con las muestras de la zanahoria de 2ml, 3ml, 4ml en la lectura 4 que es donde obtuvimos dos valores consecutivos iguales. No tomamos la zanahoria 1 porque es la que se utiliza como referencia y al no tener ningún solvente el agua no se separa tan fácilmente del crudo por lo tanto no tendremos un dato de BSW aceptado. Ahora con los volúmenes de agua leídos en las zanahorias hacemos un promedio:

$$Vw = (z2 \text{ ml} + z3 \text{ ml} + z4 \text{ ml})/3$$

$$Vw = \frac{10 + 12 + 14}{3} = 12 \text{ ml}$$

$$BS\&W = \frac{12 \text{ ml}}{100 \text{ ml}} * 100 = 12 \%$$

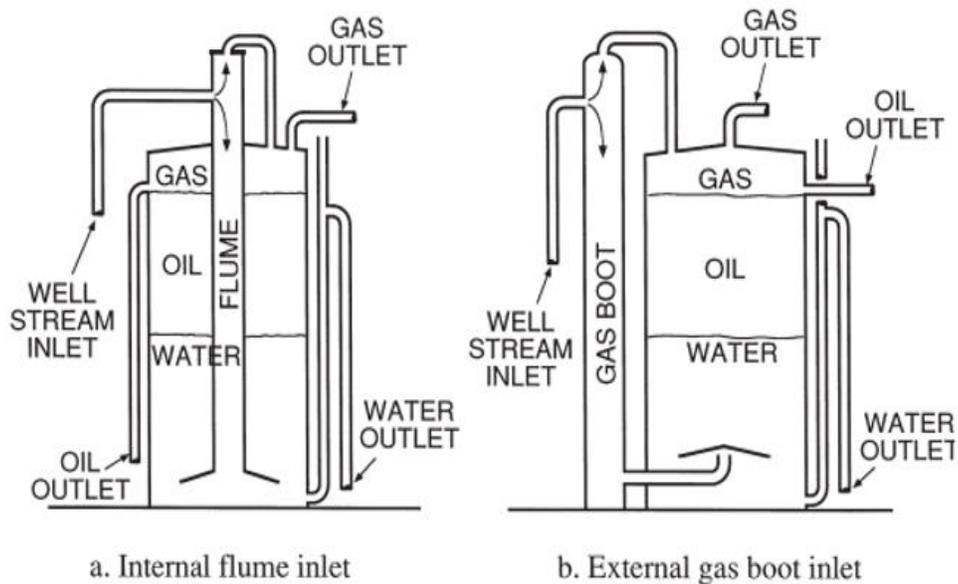
El BSW del crudo en el campo por método de centrífuga es de 12 %

4.2 ESPECIFICACIONES TANQUE DE LAVADO O “GUN BARREL”

Desde el concepto de Ingeniería de un separador en forma de cañón pistola (**ver figura 18**), definido como un recipiente de tipo atmosférico, empleado en la industria petrolera para la separación de los cuerpos pesados obtenidos de hidrocarburos, del agua y el gas, así mismo se denominan tanques de sedimentación y lavado por su función específica en este campo (Perl & Saley, 2019). El surgimiento en los años 80 de estos recipientes en Estados Unidos, cumplía como respuesta a los altos consumos energéticos que incurren estas empresas al utilizar un tubo interno el cual transportaba agua a altas temperaturas, aplicando de manera interna transferencia de calor o de manera externa por un termosifón. Otra alternativa empleada era la de calentar el fluido, antes de ingresar a la planta, lo que mostraba gastos energéticos y pérdidas elevadas de energías a comparación de los métodos modernos, adicional a la falta de control de variables como la presión o flujo interno que podría generar daños en el equipo (Powers, 1996)

Figura 18

Sistema de tanque de cañón pistola empleados para la separación de gas del petróleo.



Fuente: Adaptado de Perl, M., & Saley, T. (2019).

En la **figura 18**, se observa dentro de los sistemas de separación por cañón pistola, como ocurría la separación de los componentes al obtener diferentes configuraciones para la salida del aceite principalmente dentro de los derivados del petróleo. Algunas de las principales ventajas que suministró este sistema al campo de la ingeniería de petróleos, implementar sistemas de control de presión a la salida, permitiendo regular tanto la producción como mejoras en la calidad y seguridad del proceso de separación, siendo en su estructura más ligeros, resistente a la corrosión con una mayor capacidad de ingreso de caudal, presentando en sus primeras versiones como la de Powers y compañía, en la cual

donde este presentaba una dimensión de 6 pies de diámetro y 7 pies de altura con una tasa de fluido aproximadamente de 7950 m³/d, con una producción de gas aproximada de 4250 m³/d de gas, permitiendo entre otras ventajas que la separación en el desgasificador fue efectiva, permitiendo posterior en el campo de Salt Creek, separar el agua del petróleo por un recipiente vórtice, alcanzando 27030 m³/d, adicional a disminuir en costos (Powers, 1996). Respecto, a los diámetros y dimensiones aceptadas (**ver tabla 3**), basado en el anterior trabajo, Hertz, para un caudal de 27030 m³/d, las siguientes dimensiones o variables de funcionamiento (Hertz, 1987):

Tabla 3. Dimensiones y variables de funcionamiento (Hertz,1987)

<i>Diámetro desgasificador (ft)</i>	<i>área transversal del desgasificador (ft²)</i>	Flujo líquido (lbm/h)	Flujo gas (lbm/h)
3	7.07	103.135	88.4
4	12.57	58.008	49.7
5	19.64	37.127	31.8
6	28.27	25.793	22.1
7	38.48	18.949	16.2

Por lo anterior las principales ventajas presentadas por los sistemas Gun barrel contra los FWKO (Free Water Knock Out), se muestran a continuación:

- Mayor resistencia a la corrosión
- Con instalación vórtice permite un procesado de separación mayor
- Presenta materiales de diseño más ligeros
- Economiza los procesos de separación en el campo petrolero.
- Tienen un menor gasto energético.

En este sentido un Gun Barrel se clasifica con un separador deshidratador que puede ser de tipo horizontal o vertical, con una simplicidad en su diseño y fabricación, donde los más comunes suelen ser los verticales, por su facilidad de cálculo y menor costo de producción en comparación con los separadores horizontales (Bonilla & Sarmiento, 2018).

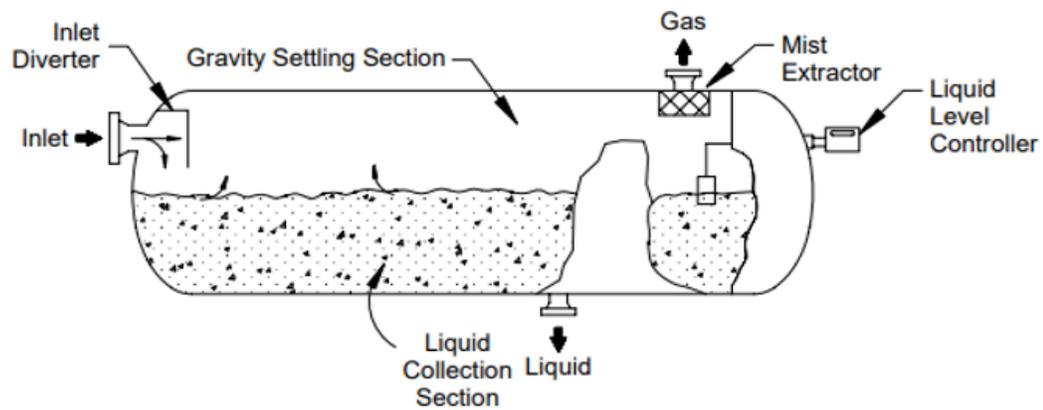
Los separadores horizontales por otro lado, en su funcionamiento, el fluido ingresa al separador y golpea un desviador de entrada, provocando cambio repentino de momento, lo cual a su vez genera una separación inicial de líquido y vapor, ocurre donde la fuerza de la gravedad hace que las gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente, donde se recogen. Para permitir que este proceso se realice la sección de recolección de líquido se diseña en proporción a un tiempo determinado de retención, el cual es tomado como un intervalo de tiempo requerido para permitir que el gas arrastrado evolucione fuera

del aceite y suba al espacio de vapor y alcance un estado de equilibrio (Castañeda & Castiblanco, 2020).

La **figura 19** muestra el funcionamiento de este tipo de tanque deshidratador, donde el líquido sale del recipiente a través de la válvula de descarga, la cual se encuentra regulada por un controlador de nivel que es capaz de detectar los cambios en el nivel del líquido, controlando la válvula de descarga, en cuanto a la denominada neblina de gas y el aceite fluye sobre el desviador de entrada y luego horizontalmente a través de la sección de sedimentación por gravedad sobre el líquido (Arnold & President, 2008a).

Figura 19

Sistema de tanque de Gun barrel horizontal



Fuente: Arnold, K., & President, M. S. (2008). Oil and Gas Separation.

Este diseño tiene una desventaja ya que ciertas gotas de diámetro pequeño no se separan fácilmente en la sección de sedimentación por gravedad, antes de que el gas abandone el recipiente, por lo cual se hace necesario utilizar una sección de elementos de paletas, malla de alambre o placas para proporcionar una gran cantidad de área de superficie, permitiendo eliminar las gotas muy pequeñas de líquido en una separación final. Cabe aclarar como en los párrafos anteriores, que, a diferencia de los separadores convencionales, estos cuentan con un controlador de presión que monitorea por medio de una válvula la velocidad a la que el gas sale del espacio de vapor del recipiente (Montes, 2010).

Así mismo, el diseño de tipo vertical, los cuales son los más usados en la industria, ideales para la separación trifásica de la emulsión de crudo, en especial en los denominados crudos pesados, donde la sedimentación se vuelve compleja, por lo cual este tipo de tanque permitirá la deposición y debida separación de la capa de agua durante un período de tiempo, mediante el uso de técnicas de separación de las capas restantes de agua libre en la emulsión (Arnold & President, 2008b).

Por lo tanto, estos dispositivos están diseñados para que funcionen a una presión adecuada capaz de separar y eliminar el agua libre de una mezcla de petróleo crudo, agua y gas; el funcionamiento específico es a partir de distintas etapas de separación, donde, el flujo ingresa al tanque a través del costado, con un desviador de entrada que separa la mayor parte del gas y un tubo de bajada para enrutar el líquido a través de la interfaz petróleo-gas para no

perturbar la acción de desnatado de petróleo que se lleva a cabo. Por otro lado, la salida está ubicada justo debajo de la interfaz agua-petróleo (Gallego & Torres, 2017).

Por lo tanto, el tanque “gun barrel” o tanque de lavado en su configuración más adecuada es referenciado en la literatura como un separador de flujo vertical en un tanque atmosférico con una bota de gas interna y diferentes cañones que tienen una cámara de separación de gas interna que se extiende de 2 a 4 m (6 a 12 pies) por encima de la parte superior del tanque, lugar que separa y ventila el gas, unido a un tubo de bajada que se extiende de 2 a 5 pies desde el fondo del tanque (Arnold & President, 2008c).

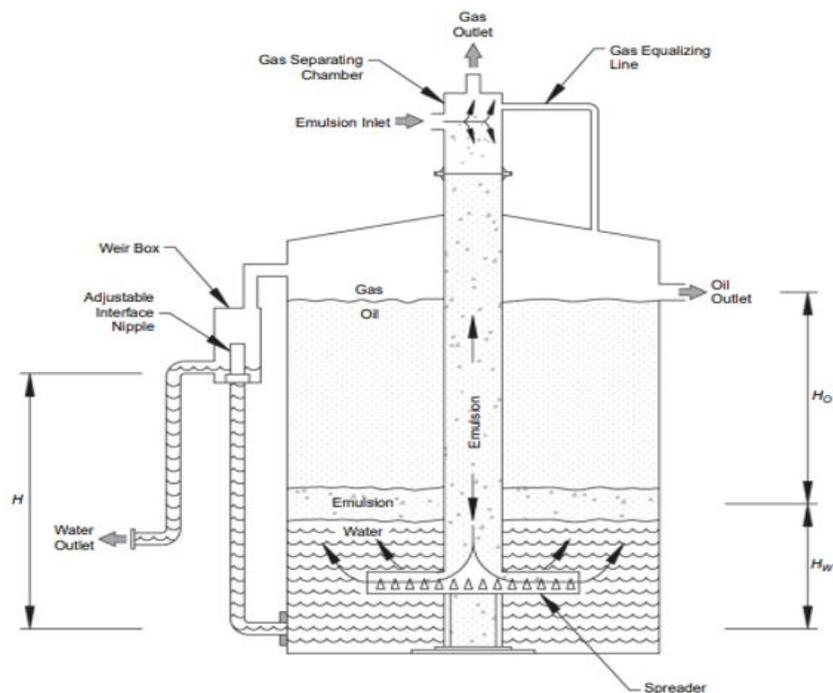
Así mismo, este contempla una variación de la configuración de cañón con una bota de gas externa, lo cual permite un diseño de tanques mucho más grande, generalmente para el tratamiento de 60 mil barriles, estos tanques en tamaño no difieren significativamente con un diseño de tanque de sedimentación atmosférica, los cuales cuentan con una diferencia de elevación para permitir el flujo por gravedad hacia los recipientes aguas abajo (Bonilla & Sarmiento, 2018).

Por lo tanto, los cañones del tanque tienden a ser de un diámetro mayor que los separadores verticales convencionales con elaborados sistemas esparcidores que intentan crear un flujo ascendente uniforme de la emulsión para aprovechar al máximo toda la sección transversal, donde se incluyen sistemas de calentamiento. Adicionalmente contiene un

sistema de separación por gravedad que elimina el gas como resultado del calentamiento de la emulsión, por otro lado, el nivel del agua es controlado por un control de nivel automático, mientras el aceite se acumula en la parte superior y fluye a través de la línea de derrame hacia el tanque de sedimentación de aceite (Arnold & President, 2008c). Los detalles de diseño para el esparcidor, la rama de agua y la sección de separación de gas varían según el fabricante, a continuación, la **figura 20** muestra la configuración del tanque gun barrel estándar.

Figura 20

Sistema de tanque de Gun barrel con bota interna de gas.



Fuente: (Arnold & President, 2008a).

Estos contenedores o recipientes gravitacionales principalmente operan con media parte de agua o denominado (colchón de agua) y la otra parte es ocupada por el crudo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra en contacto con el área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de ventilación.

Debido a su simple diseño facilita la operación y disminuye los costos de mantenimiento, dado a su estructura y al sistema de separación, el cual tiene como principio el de diferencias de densidades el cual es posible implementando el tiempo de residencia del crudo, donde nos permita realizar la deshidratación de este mismo con el objetivo de disminuir el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W) menor o igual al 1 %. Los tanques de lavado verticales están conformados principalmente por 6 partes: (Jocolt, 2004)

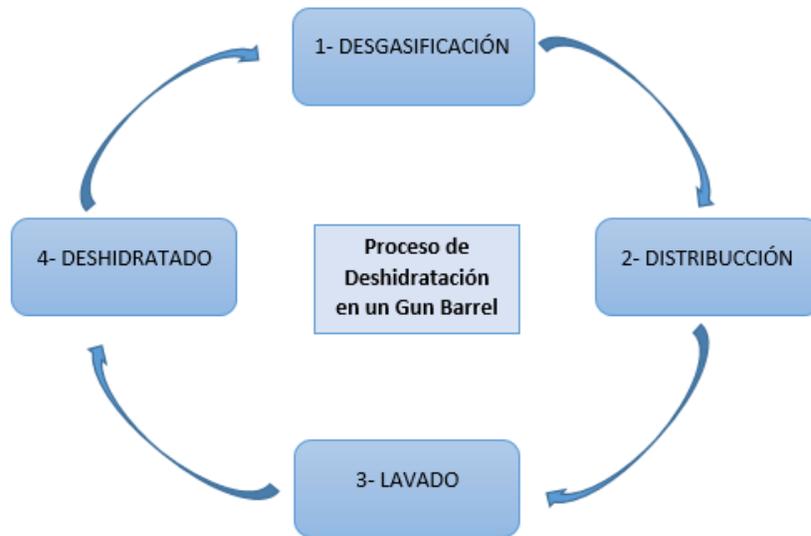
- Estructura del tanque: Son de forma cilíndrica, y es donde se realiza el proceso de deshidratación del crudo, en donde se contiene el agua de lavado, y las emulsiones de aceite, logrando obtener el control con los tiempos de residencia para que se cumplan la separación de estos dos fluidos.
- Línea de Entrada: Es la tubería por donde circula la emulsión proveniente del separador al tanque de Gun Barrel.
- Línea de salida de agua: Está conformada por una tubería tipo U lo cual cumple con los siguientes dos parámetros:
 - ✓ Brindar una salida para el agua separada
 - ✓ Regular el nivel del colchón de agua en el tanque Gun Barrel.

- Línea de salida del crudo: Es la tubería que circula el crudo limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento.
- Flume: Es un dispositivo que tiene como propósito regular la presión y velocidad a la entrada del fluido al tanque, encapsulando las burbujas de gas y disminuir la turbulencia a la entrada, cumpliendo con un diseño que permita contemplar un flujo laminar y evitar la entrada de gas al distribuidor del tanque.
- El tubo conductor (Bota): Es el medio por el cual pasa la emulsión antes de entrar al fondo del tanque deshidratador, el cual cumple con tres propósitos esenciales:
 - ✓ Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque.
 - ✓ Funciona como amortiguamiento al disminuir la presión de entrada de la emulsión.
 - ✓ Permitir a la emulsión esparcirse paulatinamente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor ubicado en el fondo del tubo conductor

Para cumplir con un óptimo proceso de deshidratación del crudo en el tanque de lavado es importante cumplir con estas cuatro etapas presente en (**ver figura 21**):

Figura 21

Proceso de deshidratación en un gun barrel



Fuente: (Arnold & President, 2008).

Desgasificado: Al salir de los equipos de producción en pozo, la emulsión presenta burbujas de gas compuestas de gas natural, aire inyectado en pozo y otras sustancias que le conceden una consistencia esponjosa e incrementan la viscosidad de la emulsión. El proceso de desgasificación se lleva a cabo en un equipo ubicado a la entrada del Gun Barrel el cual mediante la expansión volumétrica y la ubicación de placas de impacto y difusoras generan los gradientes de velocidad necesarios para separar una gran cantidad de burbujas de gas.

Distribución: Luego de la expansión y la desgasificación la emulsión pierde presión y disminuye su velocidad lineal hasta un valor máximo de 3 ft/min para permitir la formación de un flujo laminar. La emulsión se dirige a un distribuidor ubicado en la parte inferior del tanque donde se distribuirá de manera uniforme a una velocidad máxima de 3 ft/min o 15 veces el valor de la velocidad globular de ascensión del crudo en el volumen de lavado. (Jocolt, 2004)

Lavado: En un colchón de agua y agentes desemulsificantes presente en la parte inferior del cuerpo del tanque se lava la emulsión. El lavado se realiza pasando la emulsión por un volumen de fase hidrófila con el objetivo de aumentar el volumen de la fase dispersa y favorecer el proceso de rompimiento de la emulsión. (Jocolt, 2004)

Deshidratado: Después de lavar la emulsión que llega desde el pozo, se obtiene una emulsión W/O con una concentración de agua entre el 10% y el 30%, la separación de esta emulsión se lleva a cabo en el volumen operativo del equipo.

El objetivo de la investigación es evidenciar de una u otra forma los conocimientos sobre un tema para dar solución a un problema, dar respuesta a un fenómeno en particular o lograr un mayor entendimiento de las cosas; Es por esta razón, que dar una explicación muy detallada de la estructura y funcionamiento de los tanques de lavado o “gun barrel”, y además de esto, demostrar con hechos y ejemplos la poca importancia que se le otorga a este tipo herramientas en la industria petrolera, es vital para cambiar la perspectiva y concepto que se

tiene de los tanques de lavado y poder dar a entender que sin estos recipientes no se lograría un óptima calidad del crudo, que a fin de cuentas, se traduce a perder dinero. Los diseños analizados en este trabajo, cumple satisfactoriamente para que haya un proceso de lavado y de deshidratación de una manera muy eficiente (**ver figura 22**). El hecho es expuesto de la siguiente manera:

Figura 22

Tanque Deshidratador Cira Infanta.



Fuente: (ECOPETROL S.A.,2022)

CASO PALAGUA

En el año 1.996 el Campo Palagua-Caipal, en la Batería o Estación Principal, contaba en su proceso de deshidratación final, con un Tanque de Lavado de 10.000 Barriles Nominales de capacidad, con el fin de terminar el proceso de puesta en condiciones del

hidrocarburo que finalmente era almacenado en dos tanques de despacho de 10.000 barriles de capacidad nominal, de tal forma que el crudo a ser vendido contará con menos de 0,5 de contenido de agua y sedimentos (BS&W) y 20 Lbs de sal/1.000 Barriles de crudo.

En los balances diarios de las existencias del crudo que oficialmente, se reportaba al Ministerio de Minas y Energía, no incluía el volumen de crudo almacenado en el tanque de Lavado o Gun Barrel. La no inclusión del volumen de este tanque obedecía principalmente, al poco control que se tenía sobre la cuantificación del crudo diario de la cantidad de petróleo que existía en dicho tanque.

En el primer semestre del año 1.996, ocurrió una catástrofe como fue la quema de la Batería, producto de un evento poco probable como fue la caída de un rayo, a pesar que la batería contaba con un sistema de protección de pararrayos. En dicho siniestro se quemaron todos los tanques de proceso y fiscalización que dicha batería, incluido el hidrocarburo que estaba almacenado no sólo en los tanques de almacenamiento y despacho sino del tanque de Lavado o Gun Barrel.

Después de ocurrido el siniestro, Ecopetrol, realizó la reclamación a la aseguradora para para recuperar no solo el valor de los tanques siniestrados sino el volumen de crudo almacenado en ellos, encontrándose al final de la reclamación que le fue reconocido casi toda la reclamación, a excepción del crudo que se encontraba almacenado en el Tanque de Lavado o Gun Barrel, ya que dicho volumen no se reportaba oficialmente dentro de los

balances diarios de producción y por ende ese crudo no contaba con su legalidad correspondiente para ser tenida en cuenta en la reclamación hacia la aseguradora.

4.3 PRUEBA DE POZOS

La prueba de pozos consiste en un monitoreo de parámetros dinámicos para conocer el comportamiento del yacimiento y sus características. Los datos que se obtienen entregan información sobre la respuesta dinámica del yacimiento, es decir, información del análisis de las curvas de dicha perturbación al yacimiento. Las pruebas de pozo pueden ser de productividad o de presión, es por ello, que se trata de usar el principio de perturbar el pozo mediante alguna modificación al caudal de producción o inyección para saber qué respuestas da el reservorio ante la situación. (Fiorilo, 2020).

En términos generales, el objetivo es obtener información para la toma de decisiones operativas. Su importancia fundamental radica en que, junto con otros estudios, brinda datos que permiten el ajuste de la ecuación económica para el desarrollo de un yacimiento o de un proyecto. El procedimiento de una prueba de pozos o well testing se basa en diseñar el ensayo, después registrar presión y temperatura en fondo y en superficie, y disponiendo siempre del control de producción, a esta etapa se le conoce como Adquisición de Datos. Una vez éstos datos sean obtenidos, se procede a interpretarlos para arribar a resultados. La información obtenida puede consistir en caudales de producción por fase (agua, gas, petróleo), presiones de fondo fluyente, presiones de formación, parámetros del

reservorio, resultados de una evaluación de fractura, son sólo algunas. Lo mejor de estas pruebas es que las puedes realizar desde la exploración con ensayos DST, durante la terminación y en la etapa de producción (inyección) con ensayos tales como Contrapresión, Límites, Interferencia, TST, de Disipación y Fall Off, Build Up, Step Rate, incluso también se realizan para decidir el abandono del pozo. (Fiorilo, 2020).

Las pruebas de pozos, se originan a partir de la recolección de mediciones mientras se hacen fluir fluidos del yacimiento, se efectúan en todas las etapas de la vida productiva de los campos de petróleo y gas; desde la fase de exploración hasta las fases de desarrollo, producción e inyección. Los operadores llevan a cabo estas pruebas para determinar si una formación producirá, o seguirá produciendo, hidrocarburos con una tasa que arroje un retorno razonable sobre las inversiones posteriores. Además, los operadores utilizan los datos de las pruebas para determinar los límites del yacimiento y planificar los métodos más eficientes para los pozos y campos productores. Durante las pruebas, los operadores miden la presión de formación, caracterizan los fluidos de formación y el yacimiento, y determinan la permeabilidad y el *factor de daño*; el daño de formación producido durante la perforación u otras operaciones de pozo. Los datos que indican cómo reacciona la formación ante los incrementos y las reducciones de presión durante el transcurso de una prueba también pueden revelar información crítica acerca del yacimiento. (Rick von Flatern, 2017).

Además, las pruebas de pozos y de formación constituyen fuentes primarias de datos críticos para los modelos de yacimientos y representan los mecanismos principales con los que los ingenieros confirman o ajustan los parámetros de los modelos de yacimientos. Los ingenieros utilizan estos modelos para comprender cómo interactúan los fluidos de yacimiento, la formación y el pozo donde aplican ese conocimiento para optimizar las estrategias de terminación y desarrollo. (Rick von Flatern, 2017).

Los operadores evalúan el potencial de producción de los pozos a través de diversos métodos de prueba, aplicados por separado o combinados. Y pueden optar por efectuar una prueba de pozo de producción en la que el pozo se hace fluir a través de una terminación provisoria hacia un separador para pruebas (derecha) o bien utilizar un “probador de formación operado con cable” (WFT) para recuperar muestras de fluidos y medir la presión en el fondo del pozo en la zona de interés. A veces, los ingenieros efectúan ambos tipos de pruebas. Durante las pruebas de pozos de producción, los técnicos hacen fluir los fluidos de yacimiento hacia la superficie a través de una sarta de perforación o de una sarta de prueba incluida en la columna de perforación (DST). Los empacadores aíslan la zona que va a ser sometida a prueba, en tanto que el equipo de fondo de pozo o de superficie proporciona el control del pozo. El pozo se hace fluir con diferentes tasas a través de una válvula de estrangulamiento que puede ser ajustada para controlar la tasa de flujo con precisión. (Artículo 332, 2009. Constitución Política).

Los fluidos de yacimiento llevados a la superficie se envían directamente a los tanques de retención hasta que los operadores de pruebas determinan que se han eliminado, o al menos minimizar, los contaminantes, tales como los fluidos de perforación, presentes en la corriente de flujo. Después de la limpieza, el flujo es re-direccionado hacia un separador para pruebas en el que los fluidos a granel se dividen en petróleo, gas y agua, y cualquier detrito, tal como arena u otro material, se remueve. Las tres fases de fluidos del separador convencional.

De conformidad con el artículo 332 de la Constitución política, el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables y por mandato de los artículos 3 y 5 del Decreto 070 de 2001, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con su exploración y explotación para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral. Que con el fin de impulsar la calidad en los procesos de productividad y de competitividad de los bienes y servicios de los mercados, se hace necesario implantar mecanismos que garanticen una adecuada infraestructura para el logro de tal fin. (Artículo 332, 2009. Constitución Política).

Prueba de formación: Es una técnica de evaluación que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluidos.

Prueba de integridad: Evaluación de la cementación, tuberías de revestimiento, tuberías de inyección y tapones de un pozo, para verificar que el sistema garantiza que el agua inyectada no está fluyendo a formaciones no previstas.

Pruebas de presión: Registro de las variaciones de presión en el tiempo y profundidad para un pozo o para un grupo de pozos.

Pruebas extensas: Período de producción posterior a la prueba inicial que tiene por finalidad obtener información adicional del yacimiento, para definir la comercialidad o no del campo.

Pruebas iniciales: Pruebas cortas de producción que se realizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos de yacimiento.

Concluida la perforación y terminado el pozo, se realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al ministerio de minas y energía. La prueba tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el formulario 6 “informe de terminación oficial”. En los pozos exploratorios y de

avanzada, el ministerio de minas y energía realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción. De la visita se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deben ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la prueba. En el caso en que el ministerio formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, podrá ordenar la suspensión de las operaciones (Artículo 332, 2009. Constitución Política).

Por otro lado, para realizar las pruebas extensas de producción se debe obtener autorización previa del ministerio de minas y energía, para cuyos efectos se debe tener aprobado el formulario 6 “informe de terminación oficial” y las facilidades de producción a utilizar, las cuales deberán ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas nacionales o internacionales en la materia, además presentar un programa de pruebas y un mapa del área del yacimiento, de acuerdo con el decreto 3229 de 2003, o las normas que lo modifiquen o sustituyan. Las pruebas tendrán una duración máxima de seis (6) meses, prorrogables en función de su alcance. Además, se deben practicar como mínimo pruebas de presión y su resultado se reportará al ministerio de minas y energía dentro de los treinta (30) días calendario siguientes, en el formulario 8 “informe sobre prueba de presión” (Orlando Villalobos, 2015).

Por consiguiente, todo pozo en producción debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, con el fin de determinar los volúmenes y parámetros (GOR y BS&W) de los fluidos producidos, o siempre que cambien las

condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción. Los datos obtenidos deben reportarse al ministerio mensualmente en los formularios 16 “informe mensual sobre ensayos de potencial de pozos de petróleo” y formulario 25 “Prueba de pozo de gas”. Las pruebas deben realizarse utilizando separadores y tanques de prueba. El cambio en la frecuencia y duración de las pruebas y la utilización de otros métodos para su práctica, deben ser previamente aprobados por el ministerio de minas y energía. La entidad regulará la relación gas-petróleo (GOR) de acuerdo con las condiciones específicas de cada yacimiento. Sin mencionar que existen unos requerimientos para la producción y para la medición, y de los cuales, encontramos: (Orlando Villalobos, 2015).

- Para la producción se requieren equipos de control, las facilidades de producción, el tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos, las condiciones de los separadores, el aforo de los tanques, las distancias mínimas para la instalación de tanques, los diques para la contención de derrames, las características de las teas, las instalaciones eléctricas y todos los demás requerimientos necesarios para la producción.
- Para la medición, se usan los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual éstos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales éstos deben contar y los demás requerimientos que sean necesario para desarrollar esta actividad.

Cuando hablamos de las tasas de producción, ponemos en contexto a la explotación de hidrocarburos, que se realiza evitando el desperdicio de energía natural del

yacimiento, de acuerdo con las tasas de producción más eficientes aprobadas por el ministerio de minas y energía. Además, se deberá monitorear el comportamiento de las presiones, la relación gas-petróleo y el corte de agua, con el objeto de obtener técnica y económicamente máximo factor de recobro o de recuperación de hidrocarburos. (Artículo 332, 2009. Constitución Política).

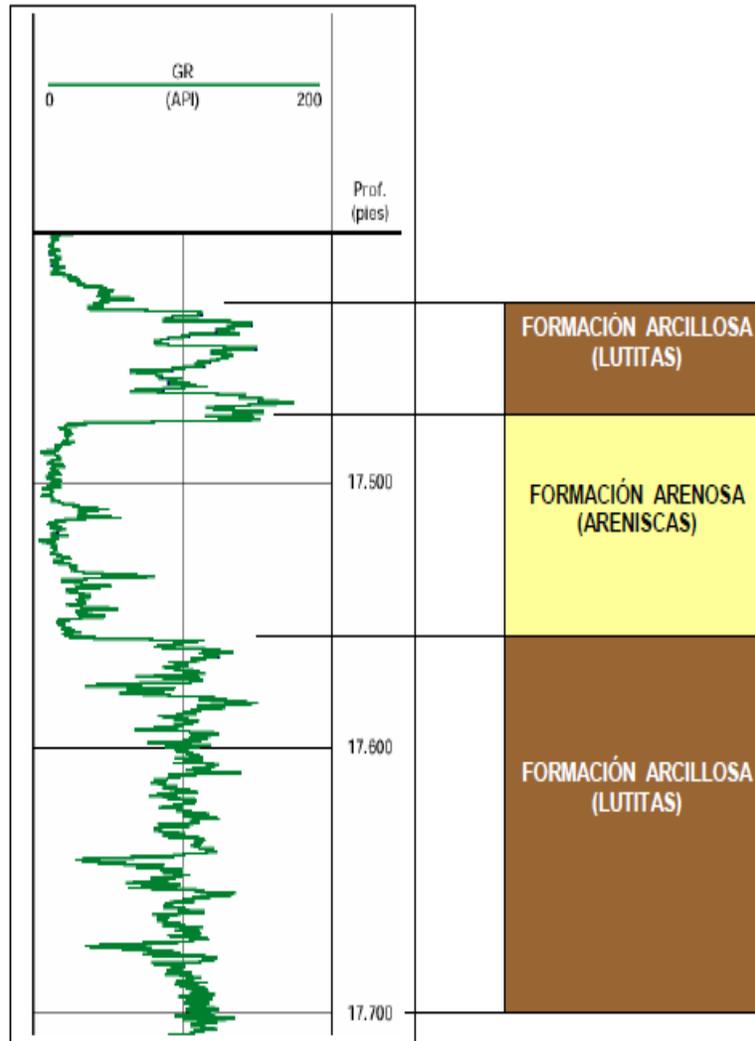
4.4 REGISTROS ELÉCTRICOS EN POZOS A HUECO ABIERTO

4.4.1 REGISTROS FOCALIZADOS DE CORTO RADIO DE INVESTIGACIÓN

El perfilaje de pozos es una actividad muy importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos, la cual consiste en la toma y monitoreo de los perfiles o registros del pozo. Cuando se habla de registros eléctricos, se hace referencia a una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas, hechas por aparatos de medición (herramientas) en el hoyo del pozo (**ver figura 23**) (Daniel Escalante, perfilaje de pozos, 2019).

Figura 23

Track o pista de un registro eléctrico Gamma Ray para determinar formaciones



Fuente: (Daniel Escalante, perfilaje de pozos, 2019)

Como se mencionó anteriormente, con los perfiles de pozos se mide un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que se han perforado. Además, los registros eléctricos dan información valiosa respecto a los

fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas), por lo tanto, los datos de los perfiles constituyen una descripción de la roca.

Los registros geofísicos o eléctricos que se toman en hueco abierto (open hole) son los más importantes, ya que la mayoría de estos son necesarios para la interpretación y solamente pueden ser obtenidos en agujero descubierto. Además, este tipo de registros permite ver el hueco y la formación tal cual cómo es, sin ningún tipo de alteración, ni impedimento, ni interferencia, permitiendo de este modo ver sus características y propiedades reales, caso contrario, para los huecos revestidos y cementados, que sí se puede crear algún tipo de interferencia o alteración en su estudio, y, por lo tanto, generar interpretaciones erróneas. (Manuel Garduza, 2013).

Por otro lado, la diversidad de registros actualmente es amplia, ya que por lo general cada registro tiene una finalidad específica de estudio y el correr un sólo registro no da información de nada respecto al pozo, en cambio, tres o más registros corridos nos dan información importante para tomar decisiones acertadas. Se han agregado dos clasificaciones a los registros, por un lado, en función del principio físico de la herramienta, y, por otro lado, en función de la propiedad petrofísica a medir, de la siguiente manera:

4.4.1.1 Principio físico de la herramienta

- Registros de resistividad (profunda y somera)
- Registros acústicos

- Registros radioactivos
- Registros mecánicos

4.4.1.2 Propiedad petrofísica a medir

- Registros de resistividad
- Registros de porosidad

Como ya se conoce, la resistividad es una propiedad básica de los materiales que cuantifica la oposición de dicho material al flujo de corriente eléctrica. Entonces la resistividad describe el comportamiento de un material frente al paso de corriente eléctrica, por lo que da una idea de lo buen o mal conductor que es. Un valor alto de resistividad indica que el material es mal conductor mientras que uno bajo indicará que es un buen conductor. Es por ello que, en los registros de resistividad se cuantifica dicha propiedad y se describe en el gráfico como una resistividad muy alta en presencia de crudo o agua dulce, por el contrario, si muestra una resistividad muy baja, quiere decir que hay presencia de agua salada y el tramo o profundidad, es una formación no potencial de aceite. El estudio de los registros eléctricos es el principal objetivo de la investigación, sin embargo, sólo son relevantes para el proyecto, los registros eléctricos focalizados de corto radio de investigación, más conocidos como registros de micro resistividad. Estos registros de micro resistividad se caracterizan por ser obtenidos a través de patines apoyados contra la pared del pozo, con configuraciones de electrodos (electrodos trabajan con lodos base agua y las bobinas con lodos base aceite) que

tienen pequeña profundidad de investigación y una buena resolución vertical. (Manuel Garduza, 2018)

Algunas aplicaciones de los registros de micro resistividad, utilizados junto a los registros de resistividad media y profunda son: (Manuel Garduza, 2013).

- Determinar hidrocarburos móviles
- Determinar resistividad del filtrado
- Determinar de la resistividad del lodo
- Corregir la resistividad profunda por invasión
- Corregir los registros de porosidad por efectos de hidrocarburos livianos.
- Determinar espesor de enjarre
- Determinar saturación S_{xo}

- **Registro micro eléctrico (ML):** El registro micro- eléctrico o microlog (ML) fue el primer registro de contacto con la pared del pozo. Actualmente se obtiene en combinación con el registro de propagación de ondas electromagnéticas, ambos con buena resolución vertical. El patín de esta herramienta contiene tres electrodos verticalmente, separados entre sí por una pulgada, los que permiten dos mediciones con diferentes profundidades e investigación, obteniendo información del enjarre (si existe enjarre) y de un pequeño volumen de formación inmediatamente detrás del enjarre. Estas dos mediciones constituyen un excelente indicador de presencia de invasión, por lo tanto, de permeabilidad en la zona de estudio. (Manuel Garduza, 2013).

- **Registro micro enfocado (MLL):** El registro micro-enfocado o micro-laterolog (MLL) predecesor del registro MSFL, tiene una profundidad de investigación de aproximadamente 4 pulgadas, siendo adecuado en caso de enjarre no muy gruesos (espesor menor a 3/8 pulgadas). Con esta herramienta se obtienen a la vez un registro de microlog o ML (microlog).

- **Registro micro proximidad (MPL):** El registro de micro-proximidad (MPL), predecesor del registro MSFL, tienen una profundidad de investigación mayor que la del MLL, por lo tanto, es adecuado en casos de enjarre de mayor espesor. Como consecuencia de su mayor profundidad de investigación, puede ser afectado por la resistividad R_t en casos de diámetro de invasión menor. Con esta herramienta se obtiene un registro de micro-log (ML). (Manuel Garduza, 2013).

- **Registro micro esférico enfocado (MSFL):** La medición del registro micro-esférico enfocado (MSFL) se obtiene con un patín con un arreglo de electrodos presionado contra la pared del pozo por un brazo mecánico en la generatriz opuesta, lo que permite obtener la medición del diámetro del pozo o “calibrador”. Esta medida es denominada “calibrador” de dos brazos y se caracteriza por medir generalmente el diámetro mayor del pozo. La configuración de electrodos en el patín enfoca la corriente enviada a la formación de tal forma que se investigan apenas unas pulgadas dentro de la formación, lo que permite obtener información de la zona lavada.

En conclusión, el registro de resistividad, es un registro inducido (**ver tabla 4 y 5**). Como se mencionó anteriormente, la resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas. (Manuel Garduza, 2018)

Tabla 4. *Herramienta de micro resistividad y sus rangos de investigación*

Nombre	Abreviatura	Prof. investigación	Resolución vertical
Microperfil	ML	1 pulg	2 pulg
Micro Lateroperfil	MLL	4 pulg	6 pulg
Microsférico enfocado	MSFL	4 ½ pulg	8 pulg
Perfil de proximidad	PL	10 pulg	9 pulg
Perfil esférico enfocado	SFL	24 pulg	12 pulg
Lateroperfil 8"	LL8	49 pulg	18 pulg
Perfil normal corto 16"	SN	70 pulg	24 pulg

Fuente: (Manuel Garduza, 2018)

Tabla 5. Cuadro comparativo de ventajas y desventajas de los perfiles de micro resistividad

Herramienta	Ventajas	Desventajas
DIL	<p>Efectivo en lodos moderadamente conductivos, no conductivos y en pozos con aire</p> <p>Resolución vertical de 5 ft</p> <p>Valores confiables de R_t en capas delgadas de hasta 2 ft</p> <p>Mide con exactitud para $R_t < 10$ ohm-metro,</p> <p>Permite determinar con exactitud R_t aún en casos de invasión profunda</p>	<p>Poco confiable para $R_t > 250$ ohm-metro (en este caso se recomienda usar DLL)</p> <p>En pozos de gran diámetro con lodo salino arroja resistividades R_a muy bajas (en este caso usar DLL)</p>
DLL	<p>Da mejores resultados con lodos salinos; $R_t/R_m > 10$</p> <p>Mide R_t desde 0,2 a 40000 ohm-metro</p> <p>Buenos resultados en condiciones de alto contraste con capas adyacentes; $R_t/R_s > 10$</p> <p>Excelente resolución vertical de 2 ft</p> <p>La invasión $> 40''$</p> <p>Diámetro del pozo $> 12''$</p> <p>Espesor de la capa interés $< 15''$</p>	<p>No debe ser usado en pozos con lodo no conductivo o con lodo muy dulce ($R_{mf} > 2,5$)</p> <p>Requiere buena centralización para minimizar la influencia del pozo sobre la curva LLS</p> <p>Si la invasión es muy profunda, la lectura de LLD (R_t) debe ser corregida con la carta tornado y para ello se requiere de un valor confiable de R_{xo}, tomado de un MSFL o de un MLL</p>
Micro perfil		<p>Sobre-excavación del hueco; afecta la distribución de la corriente</p> <p>Espesor y resistividad del revoque; cuando R_{xo} es muy alta comparada con R_{mc}, muy poca corriente penetra en la formación y</p>

		<p>la resolución es pobre, porque la corriente se fuga por la costra</p> <p>Las lecturas de microlog no son confiables cuando el espesor del revoque $h_{mc} > \frac{1}{2}$"</p>
Micro log		<p>Zona lavada de espesor < 4" hace que la lectura R2x2 sea influenciada por Rt</p> <p>Revoque muy grueso $h_{mc} > \frac{1}{2}$" hace que la zona lavada tenga poco efecto sobre R2x2 (el ML da muy mala resolución)</p> <p>Hoyo irregular hace que haya fugas de corriente que producen separación incorrecta</p> <p>Shale disperso en capas porosas; la baja resistividad (Rxo) se interpreta como mayor porosidad</p> <p>Estimación incorrecta del ROS; es la mayor fuente de error en el cálculo de la porosidad</p>
Electrodos enfocados	<p>Medir Rt en condiciones en las cuales los aparatos de inducción no son apropiados; por ejemplo, cuando $R_t > 100$ ohm-metro</p> <p>Medir Rt cuando se usan lodos salinos, es decir, $R_{mf} > R_w$ o en condiciones de alto contraste R_t/R_w</p>	<p>La profundidad de invasión (d_i), no se puede obtener sólo con la combinación de los perfiles enfocados LLD y LLS, se requiere además conocer Rxo medido con una sonda de investigación somera (MSFL, SFL)</p>

Fuente: (Manuel Garduza, 2018)

4.4.2 NORMAS PARA BS&W Y SALINIDAD EN EL CRUDO EN LABORATORIO POR EL MÉTODO DE LA CENTRÍFUGA Y MÉTODO POTENCIÓMETRO

4.4.2.1 MÉTODO CENTRÍFUGA PARA DETERMINACIÓN DE BS&W

En la industria del petróleo la aplicabilidad de esta práctica es muy importante en cuanto al transporte y almacenamiento del crudo. El contenido de agua y sedimento en un crudo (BS&W) si no se controla puede causar problemas asociados a la corrosión y además incrustaciones en las tuberías y facilidades de producción. La importancia de reconocer la cantidad de agua y sedimentos básicos (BS&W) en un crudo es que a nivel del estado ya se han establecido unas normas donde se indica que el crudo debe llegar a refinería con un BS&W menor de 0,5 %, además de esta razón es importante que el crudo tenga la menor cantidad de contaminantes debido a que estos pueden causar corrosión en los equipos y problemas durante su transporte. (Guía de laboratorio, crudos, 2017)

ECOPETROL, estipula que el crudo debe cumplir con un 0,5 % de contenido de agua y sedimento para poder ser refinado, de igual manera para transportarlo por oleoductos el crudo debe tener como máximo 1 % de BS&W, de lo contrario la empresa que envía el crudo será sancionada económicamente. El BS&W es una propiedad de mucha importancia al momento de evaluar la calidad del crudo, ya que se refiere a la cantidad de agua y sedimentos que van inmersos en este, siendo estos dos últimos agentes acompañantes de los

hidrocarburos desde el yacimiento y en la industria petrolera son productos indeseables y no comerciales.

El agua presente en el crudo puede estar libre o emulsionada con el petróleo crudo. La ruptura de estas emulsiones puede llegar a ser un problema muy serio y costoso, es por ello, que todas las empresas productoras de petróleo crudo deben deshidratar y desalar el fluido, debido a:

- Las normas colombianas vigentes exigen que el petróleo para transporte compra y venta deben tener un BS&W entre un rango de 0,1 a 0,5 %
- El petróleo crudo es comprado y vendido con base a la gravedad API y un crudo con alta gravedad API es comprado a un mayor precio y su precio de refinamiento es más bajo que el de un crudo pesado. El contenido de agua en el crudo baja la gravedad API reduciendo su precio de venta y aumentando sus costos de tratamiento.
- El envío y manejo de agua emulsionada con crudo implica un gasto inútil de transporte y de energía, además, de las posibles sanciones económicas a las que puede estar expuesta la empresa por las violaciones de las normas vigentes.
- Un alto contenido de agua y sedimentos pueden traer consigo la depositación de inorgánicos que pueden disminuir el área de flujo por el que pasará la emulsión en la

tubería, además de problemas asociados a la corrosión que aumentaría los costos de operación y produciría pérdida de tiempo y dinero.

El principal instrumento de medición de laboratorio realizado en campo es la centrífuga (**ver figura 24**), éste es un aparato capaz de hacer girar cuatro o menos tubos de centrífuga a una velocidad controlada al ponerle una fuerza centrífuga relativa de 500 RPM a los tubos, sin olvidar que la cabeza de giro, los amortiguadores y las demás partes de la centrífuga están contruidos para que una pequeña fuerza centrífuga sea distribuida para darle una mayor potencia. La velocidad de rotación necesaria para producir una fuerza centrífuga de 500 RPM para varios diámetros de giro puede ser determinada con una de las siguientes ecuaciones:

$$RPM = 1335 \sqrt{\frac{rcf}{D}} \quad (a)$$

$$RPM = 265 \sqrt{\frac{rcf}{D}} \quad (b)$$

RPM Velocidad de rotación en revoluciones por minuto

rcf Fuerza centrífuga relativa

D Diámetro de giro, en mm para ecuación (a) y pulgadas en ecuación (b)

Figura 24

Centrífuga



Fuente: (Mundial de Equipos S.A.S.,2017)

La norma usada en esta práctica de campo es la denominada ASTM-D 4007, para la evaluación de sedimentos y agua en crudo (BS&W). Esta norma provee todas las indicaciones del procedimiento en el laboratorio, dentro de las cuales se destacan un precalentamiento de las muestras (baño María) y una centrifugación (aproximadamente a 10.000 rpm durante 10 minutos) con esto se garantiza la separación de las fases y la posible medición del BS&W. Cabe destacar que existirá aún agua ligada a la emulsión de crudo. (Bolívar Enriquez, laboratorio crudo y derivado)

Es por ello que es de suma importancia darle control y cumplir con los parámetros establecidos a nivel nacional, para el proceso de deshidratación del crudo, lo cual nos permite

mantener el valor comercial y venta del crudo, mitigando los problemas asociados a la corrosión y el asentamiento de sedimentos en las tuberías.

PROCEDIMIENTO

Para la determinación del contenido del agua y sedimentos por el método de centrifuga, en campo es importante cumplir con los siguientes pasos para su ejecución (**ver figura 25**):

Procedimiento 1: Llenar cada uno de los dos tubos de la centrífuga hasta alcanzar el nivel de 50 ml de la muestra de crudo directamente desde su contenedor, adicionar el solvente, en donde trabajaremos con el “Xileno” hasta alcanzar el nivel de 100 ml, si se requiere un desemulsificante y aun no se ha vertido el solvente agregar (0,2 ml con una pipeta) tape el tubo de forma adecuada y agitar durante 1 minuto hasta conseguir que se mezclen los fluidos. En caso que la muestra del crudo sea muy viscosa invertir el paso anterior agregando primero el solvente y luego la muestra del crudo conservando los niveles mencionados.

Procedimiento 2: Aflojar los tapones ligeramente y sumergir los tubos hasta la marca de los 100 ml, por un tiempo mínimo de 15 minutos a baño maría conservando una temperatura de $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140 \pm 5^{\circ}\text{F}$). proceder, asegurar los tapones y agitar 10 veces lentamente hasta conseguir una mezcla uniforme, entre el crudo y el solvente.

Procedimiento 3: Ingresar los tubos en las copas, contenedoras de maneras opuestos en la centrífuga con el propósito de mantener el equilibrio, asegurarse de tener bien sellada los tubos e iniciar con el funcionamiento de la centrífuga durante 5 minutos utilizando las 500 RPM establecidas por la norma ASTM (D 96-88).

Procedimiento 4: Inmediatamente apenas se detenga la centrífuga, verificar la temperatura. No agite la interfase crudo-aceite con el termómetro. La prueba sería inválida si la temperatura final después de la centrifugación está por debajo de 52°C (125°F).

Procedimiento 4.1: Leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada tubo de 203 mm (8 pulgadas), con una aproximación de 0.05 ml entre las graduaciones de 0.2 a 1 ml y una aproximación de 0.1 ml por encima de la graduación de 1 ml. Por debajo de 0.2 ml, se estima que la aproximación está cerca de 0.025 ml. Si el tubo utilizado es de 167 mm (6 pulgadas).

Procedimiento 4.2: Leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimento con una aproximación de 0.1 ml entre las graduaciones de 0.4 a 2.0 ml y una aproximación de 0.2 ml por encima de la graduación de 2.0 ml. Por debajo de 0.4 ml se estima que la aproximación está cerca de 0.05 ml.

Procedimiento 4.3: Caliente nuevamente ambos tubos a $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140 \pm 5^{\circ}\text{F}$), regrese los tubos sin agitarlos a la centrífuga y hágalos girar por otros cinco minutos a la misma velocidad de 500 RPM. Repita esta operación hasta que el volumen combinado de agua y sedimento permanezca constante en dos lecturas consistentes consecutivas que son obtenidas en cada tubo, usualmente no se requiere más de dos operaciones de centrifugación.

Procedimiento 5: Para que la prueba se pueda considerar correcta, se debe visualizar una interfaz clara entre la capa de crudo y el agua separada y no debe presentar capas indefinidas o (emulsión).

Figura 25

Resultados del método de centrifuga para la determinación del BSW.



Fuente: (ECOPETROL S.A.,2022)

4.4.2.2 MÉTODO POTENCIÓMETRO PARA DETERMINACIÓN DE SAL

Desde el proceso de extracción del crudo se contiene en cantidades apreciables altos porcentajes de sales, conformados principalmente por cloruros de sodio, magnesio, calcio, y hierro. Usualmente se encuentran presentes en gotas de salmueras, emulsionadas o concentradas en algunos cristales de sales libres, al alcanzar temperaturas tan altas como (250-350°) los cloruros se hidrolizan, produciendo un ácido clorhídrico, al mezclarse con el agua presente, ocasionan problemas de corrosión en todas las superficies metálicas que se encuentran vinculadas en el proceso de transporte del hidrocarburo.

Mediante este método de prueba, la determinación aproximada del contenido de sal inerte en el petróleo crudo, es importante conocer la Norma ASTM D3230 – 10, la cual consiste en una prueba donde se mide la conductividad de una solución de petróleo crudo en un solvente de alcohol mixto cuando se somete a tensión eléctrica. Este método de prueba mide la conductividad debido a la presencia de cloruros inorgánicos y otros materiales conductores en el petróleo crudo. Una muestra de prueba homogeneizada se disuelve en una mezcla de alcohol y se coloca en una celda de prueba que consta de un vaso de precipitados y un conjunto de electrodos. En el cual se imprime un voltaje en los electrodos y se mide el flujo de corriente resultante. El contenido de cloruro (sal) se obtiene por referencia a una curva de calibración de la corriente frente a la concentración de cloruro de mezclas conocidas. Las curvas de calibración se basan en estándares preparados para aproximar el tipo y la concentración de cloruros en los crudos que se están realizando la prueba. (Guía de laboratorio, crudos, 2017)

Debido a que este método de prueba es posible medir la conductividad del petróleo crudo a través de la presencia de cloruros y los otros materiales que también puedan estar presente en el hidrocarburo, con base a la estandarización de esta norma se establece el rango de concentración requerido para su comercialización y proceso de refinación tiene que ser menor a 20 lb / 1000 bbl como concentración (cloruro/volumen de petróleo crudo). Es por ello que, al tratar los niveles de sal en el crudo, nos da en cuanto a la parte operacional resultados óptimos, desde el punto de vista económico, ya que de esta manera los equipos y las líneas de transporte del hidrocarburo, tendrán mayor vida útil es por eso que controlando estos parámetros como lo son la sales y el agua, nos evitaremos problemas a futuro.

4.4.3 PRINCIPIOS ELÉCTRICOS Y SENSORES

Actualmente en la industria de los hidrocarburos, la implementación de tecnología para la medición de contenido de agua y sedimentos (BS&W) ha ido poco a poco cogiendo terreno gracias a los avances que ha dado la industria electrónica. Cuando se hace un paralelo entre automatización industrial, sensores e industria petrolera, nos encontramos con un concepto en común y son los conocidos registros eléctricos, que son tecnología que trabajan con ondas o señales captadas a través de unos componentes denominados transmisor y receptor, con el fin de sensar parámetros de las formaciones como porosidad, permeabilidad, tipo de formación, etc. Entonces lo que pretenden las empresas de servicio como AGAR CORPORATION, RED EYE o PHASE DYNAMICS, es simular el funcionamiento de un registro eléctrico a hueco abierto, pero ya no en pozo durante la perforación sino dentro de

un tanque de lavado o perfil. Es por esta razón, que dichas empresas han construido herramientas tales como medidores de interfase agua-crudo y perfiladores para conocer el contenido de agua y sedimentos (BS&W) del tanque, bajo los principios generalmente de capacitancia, debido a que el corte de agua en un tanque de lavado es bajo o cero. No obstante, el principio de capacitancia no es el único aplicado por estas compañías, ya que se ha evidenciado el uso de otros principios para realizar la medición agua en crudo (medición en línea) tales como resonancia de microondas y espectroscopia de microondas. (René Morales, Ecuador)

- **Sensores de resonancia de microondas:** El medidor de corte de agua basado en microondas utiliza la tecnología de resonancia de microondas para medir la permisividad de una mezcla de crudo / agua. La tecnología de microondas también se basa en las diferencias de las propiedades dieléctricas del agua y el crudo. La medición de agua se consigue mediante el envío de señales de microondas a través de la corriente de flujo, y los cambios de señal de microondas debido al contenido de agua. El error intrínseco para equipos con este tipo de tecnología es del orden del 3,7% cuando la fase continua es crudo. El medidor por microondas no es afectado por cambios en la densidad y, en cuanto a los cambios de salinidad, el equipo mide el contenido de sales del fluido y compensa con ello la medición. La salinidad se detecta mejor a frecuencias por debajo de 3 GHz, y si se requiere una precisión extrema de medición, a frecuencias por debajo de 1,5 GHz.

- **Sensores espectroscópicos:** La espectroscopia dieléctrica es empleada para la medición de la composición del material en un número de diferentes aplicaciones, en particular para la detección de la medición del contenido de agua, está consiste en enviar un haz infrarrojo a través de una ranura estrecha, los receptores de la señal miden la absorción, reflexión y dispersión del haz infrarrojo, y el contenido de agua se calcula a partir del resultado. El error intrínseco de los equipos basados en esta tecnología es de 5,6% cuando la fase continua es cruda. (René Morales, Ecuador)

Para entender mucho mejor el concepto de sensores, de cómo funcionan y qué tipo de sensor usar dependiendo de la necesidad o problema se hace la siguiente clasificación:

- **De proximidad:** Son transductores que detectan objetos o señales que se encuentran cerca del elemento sensor.

- **Inductivos:** Han sido diseñados para trabajar generando un campo magnético y detectando las pérdidas de corriente de dicho campo generadas al introducir en él los objetos de detección férricos. El sensor consiste en una bobina con núcleo de ferrita, un oscilador, un sensor de nivel de disparo de la señal y un circuito de salida. Al aproximarse un objeto metálico, se inducen corrientes de histéresis en el objeto, debido a ello hay una pérdida de energía y una menor amplitud de oscilación. El circuito sensor reconoce entonces un cambio

específico de amplitud y genera una señal que conmuta la salida de estado sólido o la posición on y off. (SDI industrial, México)

- **Magnéticos:** Son caracterizados por la posibilidad de distancias grandes de la conmutación, disponible de los sensores con dimensiones pequeñas. Detectan los objetos magnéticos (imanes generalmente permanentes) que se utilizan para accionar el proceso de la conmutación. Los campos magnéticos pueden pasar a través de muchos materiales no magnéticos, el proceso de la conmutación se puede también accionar sin la necesidad de la exposición directa al objeto. Usando los conductores magnéticos, por ejemplo, el hierro; el campo magnético se puede transmitir a mayores distancias para poder llevarse la señal de áreas de alta temperatura. (SDI industrial, México)

- **Capacitivos:** Detectan objetos metálicos, o no metálicos, midiendo el cambio en la capacitancia, la cual depende de la constante dieléctrica del material a detectar, su masa, tamaño, y distancia hasta la superficie sensible del detector. Debido a la influencia del objeto a detectar, y del cambio de capacitancia, la amplificación se incrementa haciendo entrar en oscilación el oscilador. Cuando un objeto conductor se acerca a la cara activa del detector, el objeto actúa como un condensador. El cambio de la capacitancia es significativo durante una larga distancia, si se aproxima un objeto no conductor, (>1) solamente se produce un cambio pequeño en la constante dieléctrica, y el incremento en su capacitancia es muy pequeño comparado con los materiales conductores. Estos sensores se utilizan comúnmente para

detectar material no metálico como papel, plástico y madera, ya que, funcionan como un condensador.

- **Ultrasónicos:** Trabajan libres de roces mecánicos y detectan objetos a distancias de hasta 8 m y emiten impulsos ultrasónicos. Estos se reflejan en un objeto, el sensor recibe el eco producido y lo convierte en señales eléctricas, las cuales son elaboradas en el aparato de valoración. Trabajan solamente en el aire, y pueden detectar objetos con diferentes formas, superficies y de diferentes materiales. Los materiales pueden ser sólidos, líquidos o polvorientos, sin embargo, han de ser deflectores de sonido. Los sensores trabajan según el tiempo de transcurso del eco, es decir, se valora la distancia temporal entre el impulso de emisión y el impulso del eco. (SDI industrial, México)

- **Codificadores incrementales y absolutos:** Los incrementales generan un tren de pulsos o una onda sinusoidal, donde el número de pulsos pueden ser una medida de velocidad, longitud o posición. En los absolutos, cada posición corresponde a un único código, de modo que tras un corte de energía la posición queda almacenada y puede ser leída al volver la alimentación. Esto evita tener que volver a referenciar el equipo.

- **Fotoeléctricos:** Responden al cambio en la intensidad de la luz, requieren de un componente emisor que genera la luz, y un componente receptor que percibe la luz generada por el emisor. Están diseñados especialmente para la detección, clasificación y

posicionamiento de objetos; la detección de formas, colores y diferencias de superficie, incluso bajo condiciones ambientales extremas. (SDI industrial, México)

- **De área:** Se emplean en numerosas soluciones como el registro de objetos, personas, vehículos, y el control de presencia y sobredimensionamiento de objetos. Utilizan multi haces de luz para la detección de objetos en movimiento en áreas específicas.

- **De presión:** Su objetivo es transformar una magnitud física en una eléctrica, en este caso transforman una fuerza por unidad de superficie en un voltaje equivalente a esa presión ejercida. Aunque los formatos son diferentes, destacan en general por su robustez, ya que, en procesos industriales están sometidos a todo tipo de líquidos, existiendo así sensores de presión para agua, de presión para aceite, líquido de frenos, etc.

- **De temperatura:** Recogen información sobre la temperatura de una fuente y la cambian a una forma que pueda ser comprendida por otro dispositivo. Se trata de una categoría de sensores de uso común que detectan la temperatura o el calor y también mide la temperatura de un medio. (SDI industrial, México)

- **De flujo:** Permiten medir y monitorear el flujo de los medios de proceso, como lubricante o agua de enfriamiento, en una amplia gama de aplicaciones. Cuando reciben una alerta de que el flujo se ha ralentizado o detenido, pueden responder rápidamente y evitar un tiempo de paro imprevisto de la máquina o incluso la detención del sistema en su totalidad.

- **De corriente:** Detectan la corriente de forma rápida y exacta para controlar con precisión sistemas electrónicos de potencia tales como convertidores de frecuencia, convertidores de tracción, sistemas de alimentación eléctrica ininterrumpida o sistemas de soldadura. (SDI industrial, México)

5. RESULTADOS

La necesidad de erradicar totalmente las costumbres obsoletas que existen en campo en cuanto al control de la producción y el manejo de los tanques de lavado o “gun barrel”, llevó a esta investigación a estructurar las bases conceptuales y revisión técnica-teórica para la construcción de una herramienta innovadora con la capacidad de llevar un óptimo control del volumen de crudo, realizar mediciones en tiempo real y de alta calidad y determinar el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W, de sus siglas en inglés) con el fin de ayudar a las empresas petroleras a disminuir el uso de tratamiento químico (desemulsificantes), lograr el porcentaje más alto de producción, evitar pérdidas de fluidos, realizar un excelente lavado del petróleo, poder realizar prueba de pozos y buscar el mejor precio para ofertar el crudo; estos beneficios y entre muchos más, se han podido lograr gracias a los avances tecnológicos que la industria electrónica ofrece; esto va enlazado a los principios que usan los registros eléctricos aplicados en pozos a hueco abierto y a la configuración mecánica adecuada de los tanques. Todo esto se recopiló gracias a la revisión bibliográfica sobre sensores y principios eléctricos que permitió determinar el más adecuado en cuanto a costo y calidad, para medir propiedades como temperatura, presión y conductividad de los fluidos en un perfil dentro de un tanque. Con la herramienta el objetivo es convertirla en un aliado estratégico de los

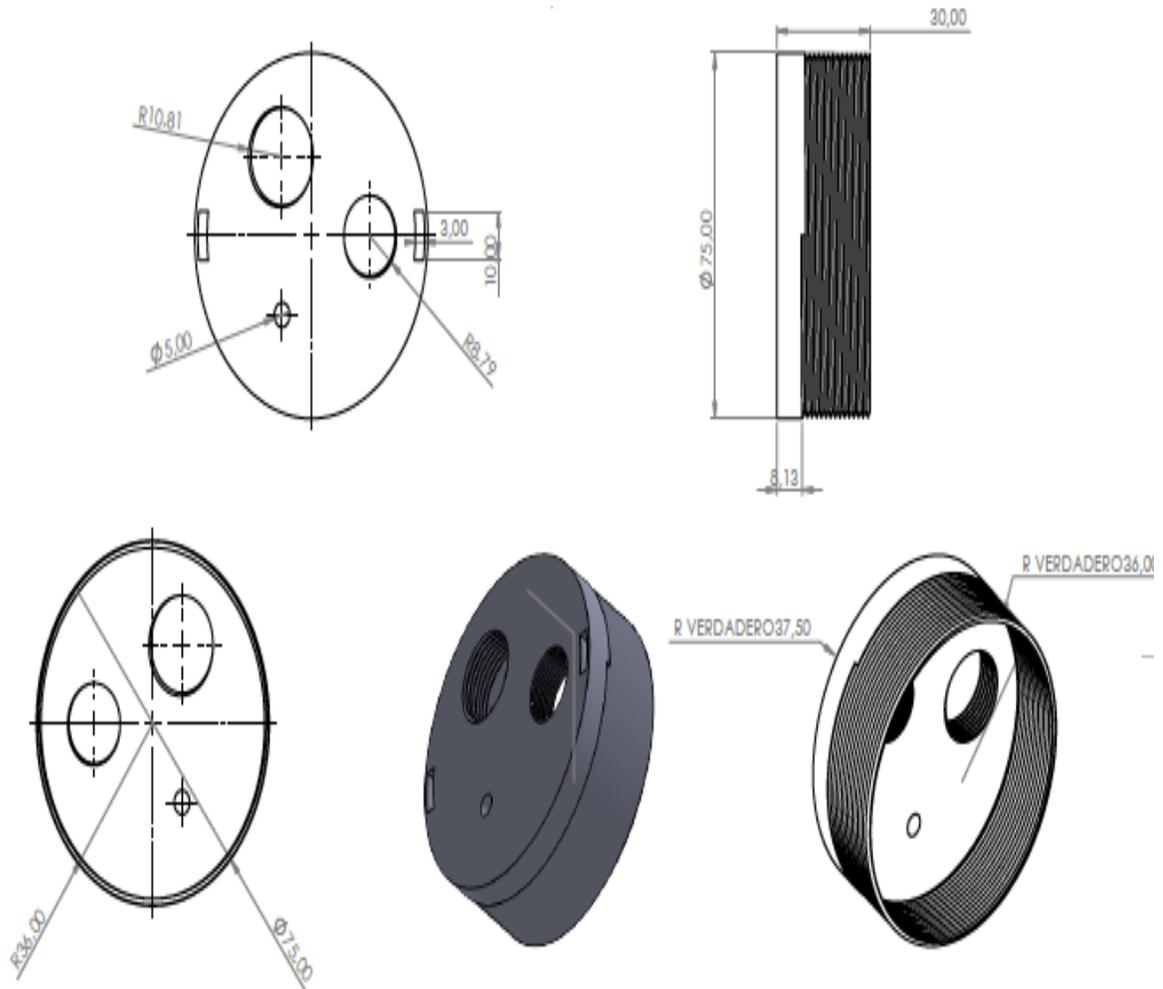
tanques de almacenamiento, tanques de lavado (también conocido como gun barrel) y en general de las facilidades de producción porque debido a ello, su vida útil es mayor, se disminuyen los costos de producción, y, por ende, va a existir un aumento de los ingresos.

Esto va a permitir tomar decisiones acertadas a la hora de construir tanques de almacenamiento o tanques de lavado para lograr la mejor deshidratación de los fluidos de producción, es decir, lograr retirarle el mayor porcentaje de agua al crudo y dejarlo en excelentes condiciones.

Partiendo del argumento anterior, entra en juego un concepto muy importante en esta rama denominado automatización industrial y es lo que se buscó con las bases y planos de la herramienta (**ver figura 26**), que son medios para el control y monitoreo de los procesos industriales o de las máquinas (en nuestro caso, tanque de lavado). Entonces la automatización industrial se utiliza dentro de los procesos de manufactura con el objetivo de que esta sea en el menor tiempo posible y se realicen tareas de manera continua que puedan sustituir la intervención de una persona y de esta forma exista un ahorro de tiempo y esfuerzo. En la automatización industrial, los sensores son de gran relevancia, ya que, ofrecen un grado de seguridad que permite garantizar el desarrollo completo del proceso que se está realizando.

Figura 26

Plano prototipo herramienta móvil para medir % BS&W en un tanque



***Fuente:** (Diseño propuesto por Samuel Cardona y Jhon Abonía tomado con base a orientaciones dadas por el ingeniero José Miguel Galindo, Universidad Surcolombiana, 2022)*

Cuando hablamos de sensores en la investigación, lo hacemos con el objetivo de explicar cómo funcionan y qué propiedades puede medir dependiendo de la necesidad que se tenga, por tal motivo se dice, que un sensor es un dispositivo diseñado para captar un estímulo de su entorno y traducir esa información que recibe. Por lo tanto, cuando se plantean las bases teóricas para el diseño y construcción de la herramienta, se puede interpretar que todo está orientado a la medición de propiedades eléctricas como la conductividad o su inversa la resistividad, que son las propiedades con las cuales podemos trabajar la ecuación formulada por Archie, y, por ende, entregar resultados de la saturación de agua, que, a fin de cuentas, es el mismo BS&W (porcentaje de agua y sedimentos). Esa información recibida es normalmente convertida a un impulso eléctrico que posteriormente es procesado por una serie de circuitos que generan una acción predeterminada en un aparato, sistema o máquina. En otras palabras, un sensor traduce información o energía procedente del exterior en un impulso eléctrico (normalmente un impulso digital) la herramienta usa sensores de temperatura, de presión y de inductividad (**ver figuras 27 y 28**), donde dicha información o energía exterior puede ser de cualquier tipo (física, química...) en nuestro caso, fueron propiedades físicas como la temperatura, la presión y propiedades eléctricas. Posteriormente, dichos impulsos se analizan, se procesan y se transforman, con la finalidad de generar una determinada respuesta, es decir, se convirtió la señal captada por el sensor en el ambiente y los fluidos, y los convertimos en sus respectivas unidades como °F, psi y ohm-m, para posteriormente ser reemplazados en la ecuación propuesta; este es el mismo proceso que hacen los registros eléctricos aplicados en pozos a hueco abierto, principalmente los de micro resistividad (por su pequeño rango de investigación) con la única diferencia que esta vez no se aplicó a pozos sino a tanques. Muchas pruebas pilotos para determinar el buen funcionamiento de los equipos que se desarrollan en una empresa, se hacen por medio

sistemas o plataformas de creación electrónica con código abierto, basado en un hardware y software libre, flexible y fácil de utilizar para la creación de códigos de programación que ayudan a transformar una señal análoga en una señal digital, que posteriormente será convertida en un pantalla legible o LCD transmitida para lectura; estos sistemas o plataformas es lo que conocemos hoy en día como **arduino**.

El arduino permite testear las herramientas con componentes fáciles de instalar, de manejar, de programar y que son económicos ya que se evita el uso de sensores o piezas industriales de muy alto costo. Una tecnología que también se ha estado implementando en la industria petrolera y electrónica es la denominada telemetría, que básicamente consiste en una medición de forma remota de magnitudes físicas o químicas captadas a través de sensores (tecnología inalámbrica), es decir, es un medio que evita el uso excesivo y obsoleto de cables en estos artefactos y que dan excelentes resultados en cuanto a precisión y exactitud.

Figura 27

Sensor de temperatura y presión respectivamente



Fuente: (dynamoelectronics .2022)

Figura 28

Sensor inductivo



Fuente: (dynamoelectronics .2022)

Toda estas bases teóricas, conceptos, clasificación, argumentos y revisión bibliográfica de las alternativas más adecuadas de registros eléctricos, de los principios eléctricos de investigación, del uso y función de los sensores, del prototipo de una herramienta para medir el BS&W, de la configuración adecuada de un tanque de lavado, de las normas de BS&W y salinidad, son el pilar y el camino para lograr nuestro objetivo principal, que es la demostración y el uso de la ecuación planteada por Archie de las saturaciones de agua.

La interpretación del BS&W (contenido de agua y sedimentos), dentro de un tanque de lavado, se rectificó gracias a los principios eléctricos en los que trabajan los registros o perfiles a hueco abierto de un pozo, pero de tipo micro resistividad, por su pequeño rango o

profundidad de investigación. Esto se logró, con el objetivo de simular dichos principios para convertir señales análogas (detectadas por sensores estudiados previamente y con rangos de exactitud muy específicos) en señales digitales y, de este modo, lograr mejores resultados en el control del tanque de lavado o “gun barrel”, en cuanto a: su tiempo de espera o sedimentación, el uso de tratamiento químico y la oferta inmediata de crudo en aptas condiciones para que éste no pierda su valor comercial o valor presente. Esto le permitirá al ingeniero de petróleos optimizar tiempo y dinero para la compañía, ya que se entregarán parámetros en tiempo real y de alta precisión, y se eliminará en el campo el tedioso proceso de llevar muestras al laboratorio, entre otros. La ruta más adecuada para llegar a esos objetivos principales fue el uso de sensores que tienen las mismas características para medir propiedades de conductividad, resistividad y temperatura. Esta información, permite traducir valores en desfase a valores numéricos enteros, procesarlos en un código de programación a través de la ecuación de Archie (funciones y patronaje) y entregar el porcentaje obtenido en los diferentes perfiles del tanque de lavado que se trabaje, o también puede ser aplicado a cualquier otro tipo de tanque que almacene fluidos emulsionados.

El principal parámetro que mide esta herramienta es conocido en el gremio petrolero como resistividad, que básicamente es la resistencia que ofrece un material al flujo de la corriente eléctrica, la cual es una propiedad inherente a todos los materiales, independientemente de su forma y tamaño. Por eso se dice que, en un conductor eléctrico la resistencia r es proporcional a la longitud del mismo e inversamente proporcional a su área seccional porque las líneas de corriente se distribuyen de forma homogénea en toda su sección. Según la Ley de Ohm, el producto de la resistencia por la intensidad de la corriente es igual a

la caída de potencial; esto significa que conociendo el voltaje y la corriente se puede calcular la resistencia. Debido a que la resistencia de un material depende de las dimensiones del conductor, el concepto de resistencia tiene poca utilidad en la práctica (**ver ecuación 1**). Sin embargo, matemáticamente se expresa así:

$$r = \frac{V \text{ (voltios)}}{I \text{ (amperios)}} = \text{ohm} \quad \text{(Ecu. 1)}$$

Fuente: (Georg Ohm 1789-1854)

Con el propósito de eliminar la influencia del tamaño del conductor sobre la resistencia, se utiliza la resistencia específica o resistividad (R), que es la resistencia que ofrece un volumen unitario del conductor. En perfilaje de pozos, se mide la resistividad que ofrece un cubo de roca de 1 metro de lado al paso de la corriente, cuando la corriente fluye en dirección perpendicular a una de las caras. Si el cubo de roca tiene un metro de lado, la resistividad es igual a un ohmio.metro ($1 \Omega.m$), si el cubo de roca tiene un pie de lado, entonces la resistividad es igual a un ohmio.pie ($1 \Omega.pie$). La resistividad R es una propiedad análoga al peso específico, en el sentido, que ambas reflejan una propiedad que es referida por conveniencia a la unidad volumétrica del material. La resistividad R es una constante para cada material, que se relaciona con la resistencia mediante la siguiente ecuación (**ver ecuación 2**):

$$r = R \frac{L(m)}{A(m^2)}; R = r \frac{A(\Omega \cdot m^2)}{L(m)} \quad \text{(Ecu. 2)}$$

Fuente: (Georg Ohm 1789-1854)

En perfilaje, la resistividad R es el parámetro que se pretende medir con las herramientas o dispositivos que se corren en pozos a hueco abierto. Para la investigación, es indispensable usar el mismo principio eléctrico pero simulado en un tanque de lavado. La resistividad es la propiedad petrofísica más importante, sobre la cual está basada la interpretación de perfiles, debido fundamentalmente a una razón:

- Las herramientas sónicas, nucleares y de micro resistividad, tienen una profundidad de investigación muy somera, no mayor a un pie, entonces esto permite determinar dentro de un tanque de lavado con mayor exactitud el contenido de agua y sedimentos (BS&W). La alta resistividad de los hidrocarburos hace que las sondas eléctricas sean muy sensibles a su presencia, incluso ante bajas saturaciones de hidrocarburos. (NovaOil S.A.P.I., 2018)

La resistividad de los materiales de la corteza terrestre varía en un amplio rango: desde milésimas de ohmio en los metales nativos (Au, Ag y Pt) hasta millones de ohmios en los materiales aislantes como cuarzo, feldespato y micas. Cuando la resistividad es menor a 1 W.m, es más fácil pensar en términos de conductividad C, la propiedad recíproca de la resistividad (**ver ecuación 3**). Se demuestra de la siguiente forma:

$$C = \frac{1}{R} (\text{mhos/metro}) \quad (\text{Ecu. 3})$$

Fuente: (Bockris, J. O'M.; Reddy, A.K.N; Gamboa-Aldeco , M. 1998).

En la práctica del perfilaje de pozos, para evitar expresar C en fracción de mhos/metro, se acostumbra a expresar C en milimhos/metro (mmhos/m) o milisiemens/metro (ms/m) (**ver ecuación 4**):

$$C = \frac{1000}{R} = \frac{\text{mmhos}}{m} = \frac{\text{ms}}{m} \quad (\text{Ecu. 4})$$

Fuente: (Bockris, J. O'M.; Reddy, A.K.N; Gamboa-Aldeco , M. 1998).

De acuerdo a la anterior igualdad, una resistividad de 1 Ω .m corresponde una conductividad de 1.000 mmhos/m, una resistividad de 100 Ω .m corresponde una conductividad de 10 mmhos/m y una resistividad de 1.000 Ω .m corresponde una conductividad de 1 mmhos/m.

La resistividad R de las formaciones sedimentarias varía normalmente entre 0.5 y 1.000 Ω .m, aunque algunas evaporitas alcanzan resistividades de varios miles de ohmios/metro. La matriz de las rocas sedimentarias está constituida por materiales no conductivos de la electricidad en estado seco (cuarzo, silicatos, micas, arcillas). En las rocas sedimentarias la corriente fluye a través del agua poral o intersticial, a condición de que esta

contenga sales disueltas, las cuales se disocian en cationes y aniones cuando son sometidas a un potencial eléctrico (**ver tabla 6**). Lo anterior explica por qué el agua químicamente pura, libre de iones, no es conductiva y el agua salada sí. (Alberto, 1997)

Tabla 6. Resistividad de algunos fluidos, rocas y minerales

MATERIALES	RESISTIVIDAD ($\Omega * metro$)
Petróleo, gas y aire	Infinito
Agua de mar	0.2
<i>Sedimentos no consolidados</i>	
Arcillas	2-30
Arenas (varía con la composición)	100-5000
<i>Minerales conductivos</i>	
Metales nativos: Au, Ag	10^{-5}
Sulfuros: Pirita, galenita, arsenopirita	10^{-5} a 1
Óxidos: Bornita, magnetita, grafito	10^{-5} a 1
<i>Minerales no conductivos</i>	
Cuarzo, feldespato, micas, sal gema	10^5 a 10^{12}

Fuente: (Laboratorio propiedades del petróleo, universidad Surcolombiana, norma ASTM D3230-83)

Por otro lado, a la hora de inducir la herramienta en los fluidos contenidos dentro del tanque de lavado, con el objetivo de sensar el parámetro de contenido de agua y sedimentos (BS&W), es importante también determinar otras variables que pueden afectar la calidad de los resultados que se desean entregar; cuando hablo de determinar otras variables, es poder

conocer la temperatura y la salinidad de los fluidos. Entonces, por ejemplo, los iones resultantes de la disociación de sales en agua, bajo el efecto de un potencial eléctrico, conducen la electricidad; cada ión es capaz de transportar sólo una cantidad determinada de carga eléctrica y, en consecuencia, a mayor concentración de iones y mayor velocidad de desplazamiento, resulta mayor la cantidad de carga que pueden transportar los iones y, por tanto, mayor conductividad del agua de formación. De la anterior observación se sacan dos conclusiones:

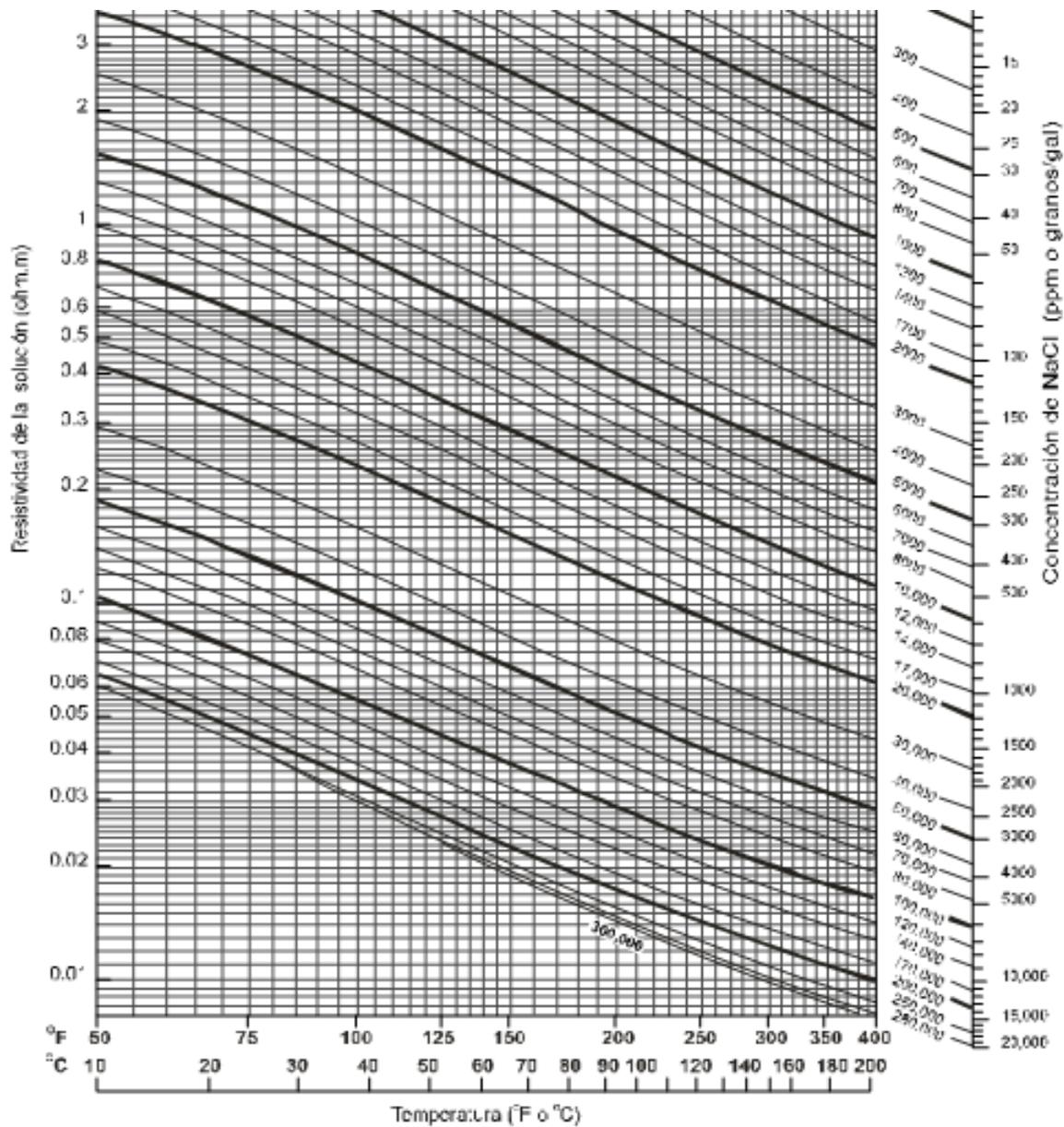
- La conductividad electrolítica es proporcional a la concentración de iones en solución; a mayor concentración de iones mayor conductividad.
- La conductividad electrolítica aumenta con el incremento de la temperatura, toda vez que con el aumento de temperatura disminuye la viscosidad del agua y, en consecuencia, los iones, que pueden ser considerados pequeñas esferas metálicas cargadas eléctricamente, se desplazan a mayor velocidad.

En resumen, a mayor concentración de iones y a mayor temperatura, aumenta la conductividad del agua de formación, lo que equivale a decir que disminuye su resistividad. Ahora bien, poder determinar la resistividad del agua de formación (análogamente al colchón de agua) es de vital importancia para dar punto de partida a la ecuación para determinar la saturación de agua o contenido de agua y sedimentos (BS&W), entonces la resistividad del agua de formación R_w puede ser determinada de diferentes maneras: (Alberto, 1997),

- Medición directa sobre una muestra de agua representativa. Esta medición se realiza directamente en el laboratorio a una temperatura estándar de 68° F (20° C) mediante una pila de inmersión que mide simultáneamente resistividad y temperatura.
- Determinación de la resistividad por catálogo de muestras de agua o por interpolación a partir de mapas de isosalinidad, construidos para una formación y cuenca determinada.
- Cálculo de la resistividad mediante análisis químico. Cuando no se pueden realizar mediciones directas de resistividad sobre muestras representativas, se recurre a los análisis químicos disponibles de muestras de agua, porque conociendo la concentración de los iones presentes en una muestra se determina su resistividad con alta precisión. Si la salinidad del agua de formación es causada por NaCl, la resistividad puede ser determinada utilizando nomogramas como el de la **figura 29**. (Garduza, Manuel 2018).

Figura 29

Nomograma para determinar resistividad



Fuentes: (Laboratorio propiedades del petróleo, universidad Surcolombiana, norma ASTM D3230-83,2017)

Este nomograma permite convertir la resistividad de una solución de una temperatura t_1 a otra temperatura t_2 . Esta conversión se realiza mediante la fórmula de Arps (**ver ecuación 5 y 6**). Además, permite conocer la concentración de NaCl para una determinada resistividad y viceversa.

$$Rw_2 = Rw_1 \left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) T_1 \text{ y } T_2 \text{ en } ^\circ F \quad \text{(Ecu. 5)}$$

$$Rw_2 = Rw_1 \left(\frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right) T_1 \text{ y } T_2 \text{ en } ^\circ C \quad \text{(Ecu. 6)}$$

Rw_1 = resistividad a la temperatura T_1 .

Rw_2 = resistividad a la temperatura T_2 .

Fuente: (Bockris, J. O'M.; Reddy, A.K.N; Gamboa-Aldeco, M. 1998).

El nomograma anterior no es aplicable cuando las aguas de formación contienen iones diferentes a Na^+ y Cl^- , especialmente si se trata de iones de bicarbonato, carbonato, sulfato y magnesio, porque estos iones poseen diferente capacidad de transporte de carga eléctrica y diferente movilidad que las de los iones de Na^+ y Cl^- .

En este caso, la composición química de la muestra analizada se debe convertir a una composición química equivalente de cloruro de sodio, multiplicando la concentración de cada ión (en ppm) por el respectivo factor de conversión de Dunlap (ver tabla) y luego sumando los productos así obtenidos. Con la salinidad total equivalente, se ingresa al nomograma de la **figura 29** y se determina la resistividad del agua de formación a una temperatura dada, como si se tratará de salinidad causada por presencia iones de Na⁺ y Cl⁻.

Tabla 7. Factores de corrección de Dunlap

<i>IÓN</i>	<i>FACTOR</i>
Na ⁺	1.0
K ⁺	1.0
Ca ⁺²	0.95
Mg ⁺²	2.0
SO ₄ ⁻²	0.5
Cl ⁻	1.0
HCO ₃ ⁻	0.27
CO ₃ ⁻²	1.26

Fuente: (Laboratorio propiedades del petróleo, universidad Surcolombiana, norma ASTM D3230-83.2017)

Los principales factores que se deben tener en cuenta para determinar la resistividad del colchón de agua en un tanque de lavado, que en términos generales eso se traduce a contenido de agua y sedimentos (BS&W). Los parámetros son los siguientes:

- Contenido de shale que se transporta por líneas de flujo
- Presencia de hidrocarburos (petróleo y/o gas)
- Saturación de agua

De la anterior observación se deduce también que la resistividad R_t de una roca reservorio (para el caso del tanque de lavado hace referencia a un perfil de crudo) es directamente proporcional a la resistividad R_w del agua connata que contenga en sus poros (significa el colchón de agua dentro del tanque de lavado), lo que significa que de dos muestras, una saturada con agua dulce, resistiva (pocos iones en solución) y otra saturada con agua salada, conductiva (muchos iones en solución), la muestra saturada con agua dulce tendrá mayor resistividad.

Entonces con lo anterior, se hace un estudio considerando un cubo de agua salada de 1 m x 1m x 1m. La resistencia del cubo de agua y la resistividad del agua salada están relacionadas mediante la siguiente ecuación (**ver ecuación 2**):

$$r = R \frac{L(m)}{A(m^2)}; \quad \text{(Ecu.2)}$$

Fuente: (Georg Ohm 1789-1854)

Donde:

r = resistencia del cubo de agua salada

R = resistividad del agua salada

L = longitud del cubo (recorrido iónico)

A = área del cubo expuesta a la corriente eléctrica

Si la resistividad del agua salada es de $0.05 \Omega \cdot m$, entonces sustituyendo en la ecuación 12 se obtiene:

$$r = 0.05 \frac{1m}{1m^2} = 0.05 \Omega; \text{ entonces } r = R$$

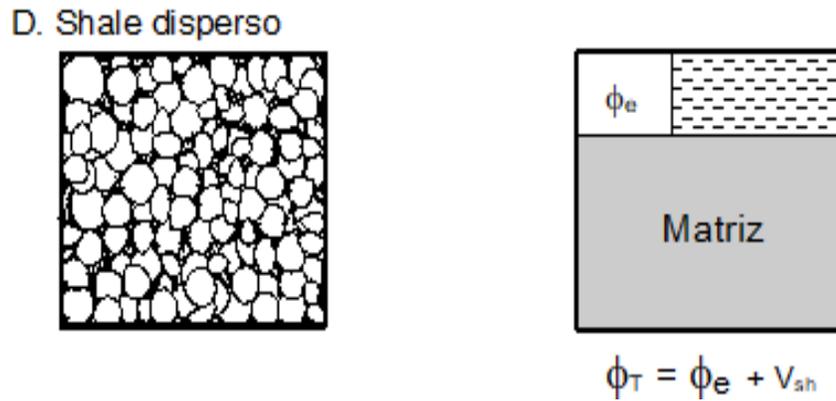
El resultado anterior confirma que, para cualquier material, la resistencia r de un volumen unitario es igual a la resistividad o resistencia específica R de dicha materia. Cuando llegan los fluidos a los tanques de lavado o “gun barrel” son tratados por el sistema para tener un crudo en mejores condiciones, sin embargo, estos fluidos llegan desde el yacimiento con un porcentaje de impurezas o partículas sólidas que pueden ser arcillas, arenas o shale, que dificultan más el proceso de lavado. Entonces, el efecto del contenido de shale sobre la resistividad en un tanque de lavado o tanque de producción depende de la cantidad y forma de distribución del shale. Como se ilustra en la **figura 30**, se distinguen 3 formas de distribución del shale: laminar, dispersa y estructural.

El shale laminar reduce la resistividad dentro de un tanque de lavado, si esta propiedad se mide en dirección paralela a las láminas de shale. La presencia de shale estructural prácticamente no altera la resistividad, independientemente de la dirección en que se mide la resistividad. En contraste, el shale disperso altera la resistividad en el “gun barrel” porque actúa como un conductor independiente y su efecto se suma a la conductividad electrolítica del fluido poral de la roca.

El shale disperso, además de afectar la resistividad, es el único de los tres tipos de shale, que reduce el espacio poral (la porosidad de un tanque es 100%, es decir, 1) y, en consecuencia, la reducción no afecta el proceso otras propiedades porque la porosidad es total. La conductividad de una shale disperso se puede considerar constante, porque la salinidad de su agua poral no es afectada por la invasión del filtrado. Es necesario subrayar, que el efecto neto del shale disperso sobre un tanque, es poco importante cuando dicho tanque contiene agua de alta salinidad, porque su aporte a la conductividad pasa desapercibido, pero es muy importante cuando el tanque contiene agua de baja salinidad. (Garduza, Manuel 2018).

Figura 30

Distribución de shale



Fuente: (ECOPETROL S.A.,2018)

En las trampas, el aceite y el gas desplazan al agua, pero por fenómenos de tensión superficial, una pequeña parte del agua connata, que es el fluido mojante en la gran mayoría de los reservorios, no es desplazada y permanece adsorbida a la fase sólida o matriz constituida por sustancias aislantes. (no existe matriz, la porosidad del tanque es 100 %)

En perfilaje de pozos, el término matriz incluye los granos más el cemento, pero excluye el shale disperso que envuelve a los granos o rellena los poros y que por sí mismo puede conducir electricidad. Como el aceite y el gas son sustancias infinitamente resistivas, queda claro que la resistividad de una roca o la resistividad que se va a medir dentro del

tanque, parcialmente saturada con hidrocarburo es proporcional a la saturación de hidrocarburo.

El agua salina no desplazada por el hidrocarburo produce relativa conductividad aún en yacimientos con alta saturación de hidrocarburo y, por tanto, se puede concluir que el efecto sobre la resistividad de la saturación de hidrocarburo es relativo; es decir, la presencia de aceite y/o gas en un reservorio aumentan la resistividad R_t del reservorio, en comparación con la resistividad R_o que tenía esa misma roca reservorio cuando estaba saturada sólo con agua.

La presencia de hidrocarburo en un reservorio se establece por comparación utilizando el índice de resistividad IR, el cual se expresa de la siguiente manera (**ver ecuación 7**):

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = \frac{\text{Resistividad de la roca que contiene petróleo o gas}}{\text{Resistividad de la misma roca que contiene sólo agua (Sw=100 \%)}} \quad \text{(Ecu. 7)}$$

Fuente: (Archie en 1942)

Existen herramientas de resistividad diseñadas para medir R_t con precisión, más allá de la zona de invasión para reconocer la presencia de hidrocarburos. Sin embargo, estas herramientas no pueden diferenciar entre aceite y gas. La resistividad de una formación que contiene aceite o gas (ambos aislantes eléctricos) es una función que depende no solamente de F y R_w sino también de la saturación de agua S_w . Archie en 1942 determinó experimentalmente que la saturación de agua S_w de una roca reservorio limpia ($V_{sh}=0$), puede ser expresada en términos de su resistividad verdadera R_t , mediante la siguiente ecuación (**ver ecuación 8**):

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \quad \text{(Ecu. 8)}$$

Donde:

n = exponente de saturación de agua, el cual para rocas humectadas por agua usualmente es igual a 2.

Fuente: (August Krönig en 18561 y Rudolf Clausius en 1857)

El exponente, n , en la relación entre la saturación de agua, S_w , y el índice de resistividad, I ($I = S_w^{-n}$) para una muestra de roca. Expresa el efecto sobre la resistividad de la saturación de la muestra, o del reemplazo del agua con un fluido no conductor. En las rocas humedecidas con agua, petrofísicamente simples (rocas de Archie), n es constante para diferentes valores de S_w , y puede hallarse un promedio único n para un yacimiento o una

formación determinada. Un valor habitual es 2. En las rocas más complejas, n cambia con w , si bien a menudo es 2 cerca de $S_w = 1$. En las rocas con minerales conductores, tales como las arenas arcillosas, n se vuelve cada vez más bajo conforme S_w se reduce. Este cambio es insignificante para las aguas de alta salinidad, pero se incrementa a medida que se reduce la salinidad. En las ecuaciones de saturación de arenas arcillosas, tales como la de Waxman-Smits, de doble agua SGS y CRMM, n es el n intrínseco, determinado con agua de alta salinidad o con los efectos de la arcilla eliminados. Por consiguiente, la variación de I con S_w se predice, con un grado variable de éxito, con las diferentes ecuaciones. En los carbonatos con múltiples tipos de poros, tales como fracturas, vacuolas, porosidad intergranular y microporosidad, n puede cambiar a medida que se desatura cada tipo de poro. Puede utilizarse un n diferente para un rango diferente de S_w . En todos los casos, n se incrementa si existen algunos poros humedecidos con petróleo. En rocas muy humedecidas con petróleo se han reportado valores de hasta 8. (glossary.slb, web: exponente de saturación)

La distribución del filtrado dentro de la formación da lugar a tres perfiles de resistividad que difieren en la distribución radial de la resistividad a partir de la cara del pozo hacia la zona no invadida. Para identificar estos modelos de invasión en un pozo se requiere disponer de herramientas de resistividad provistas de dispositivos de lectura somera, intermedia y profunda para medir las correspondientes resistividades R_{xo} , R_i y R_t . En la actualidad existen en el mercado dos combinaciones de herramientas que miden simultáneamente estas tres resistividades:

- Herramienta de Doble Inducción DIL combinada con el Laterolog-8 o con la sonda Esférica Enfocada SFL.
- Herramienta Doble Latero perfil DLL combinada con la sonda Micro esférica Enfocada MSFL.

En reservorios acuíferos la resistividad de la zona virgen se designa como R_o , porque allí la formación está 100% saturada de agua. Dependiendo de la resistividad del lodo utilizado que hay dentro del pozo, las zonas acuíferas presentan dos perfiles diferentes de distribución radial de la resistividad. Entonces, se puede determinar que para el desarrollo de una herramienta construida con sensores y con la capacidad de calcular el contenido de agua y sedimentos (BS&W) en un tanque de lavado o “gun barrel” por medio de principios eléctricos y bases matemáticas propuestas por Archie, se concluyó que en un tanque de lavado la porosidad es el 100 %, es decir, 1 (**ver figura 31**); y esto se ve reflejado en la **ecuación 9**, que es finalmente la fórmula que se debe aplicar en la herramienta. El otro factor importante, es que a la hora de determinar la R_t en el fondo o colchón de agua, este parámetro se convierte en el mismo R_o ($R_t=R_o$) en esa primera instancia a la medida. Entonces se tiene que: (Garduza, Manuel 2018).

$$R_t = \frac{R_w}{\theta^2 * S_w^2} = \frac{R_w}{S_w^2}$$

$$S_w^2 = \frac{R_w}{R_t}; R_t = R_o; S_w^2 = \frac{R_w}{R_o}$$

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad (\text{Ecu. 9})$$

Fuente: (August Krönig en 18561 y Rudolf Clausius en 1857)

Ejercicio:

Determinar altura, temperatura y % bsw de un tanque de 12 metros de altura y 5 metros de diámetro, con una capacidad de 2000 bbls de crudo, usando la herramienta propuesta: Al medir el tanque, el instrumento arrojó los siguientes datos:

Tabla 8. Factores de corrección de Dunlap

ALTURA (mts)	T(F°)	RESISTIVIDAD (Ohm-m)	% BSW
2	90°C-194°F	0.5	100%
4	80°C-176°F	0.2	63.25%
6	70°C-158°F	0.1	44.72%
8	60°C-140°F	0.001	4.4%
10	55°C-131°F	0.00001	0,45%

Fuente: Datos del Ejercicio 1.

Resistividad colchón de agua es 0,5 ohm-m

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \longrightarrow$$

$$S_w = \sqrt{\frac{0.5}{0.5}} = 1 \times 100 = 100\%$$

$$S_w = \sqrt{\frac{0.2}{0.5}} = 0.6325 \times 100 = 63,25\%$$

$$S_w = \sqrt{\frac{0.1}{0.5}} = 0,4472 \times 100 = 44,72\%$$

$$S_w = \sqrt{\frac{0.001}{0.5}} = 0,044 \times 100 = 4.4\%$$

$$S_w = \sqrt{\frac{0.00001}{0.5}} = 0,00447 \times 100 = 0.45\%$$

Cuando se llega a la altura de los 10 metros de altura en el tanque, con una temperatura de 55°C lo cual equivale a 131°F, nos dio como resultado, una resistividad de 0,00001 Ohm-m y esto al ser remplazado en la ecuación planteada por Archie y la demostrada en nuestro trabajo de investigación nos da como resultado un 0,45% de bsw, logrando así cumplir con el rango y la normativa que se requiere para su comercialización actualmente; lo cual debe ser igual o menor a 0.5% de bsw, donde se pudo inferir que a partir de los 10 a 12 metros de altura hay un diferencial de volumen de crudo muerto, de esta manera ayudándole, a la empresa a no perder su valor comercial, disminuyendo el tiempo de residencia del crudo y tratamientos químicos cuando este no lo requiere porque ya cumple con los parámetros de venta .

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se logró comprobar que mediante la ecuación planteada por Archie sobre saturaciones de agua permite medir y corroborar el BS&W en un perfil dentro de un tanque de lavado

usando la información técnica de las herramientas aplicadas en los registros eléctricos de hueco abierto.

Se demostró que mediante la aplicación de principios eléctricos que se realiza durante el perfilaje de pozos a hueco abierto es la solución más apta, precisa y económica y de poco impacto ambiental, para determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W) dentro de un tanque de lavado, o tanque de almacenamiento de hidrocarburo líquido emulsionado, ayudando de este modo, a que las empresas lleven un reporte y mejor control de la producción diaria de crudo, permitiendo que se realicen acciones oportunas y eficientes en el tratamiento químico y poder incluir el tanque de lavado en la fiscalización del petróleo. Es por ello, que se convierte en una alternativa indispensable para optimizar costos y tiempo en las compañías del sector energético, debido a que se entregan resultados de forma directa y en tiempo real.

El estudio indicó que el uso de herramientas eléctricas y electrónicas como sensores capacitivos, inductivos o de conductividad son los más certeros y exactos para tomar medidas en cuanto a la composición de la emulsión crudo-agua y determinar parámetros como resistividad y permitividad de los fluidos. Con estos parámetros y con la evaluación de modelos matemáticas se pudo realizar la demostración numérica para determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W) dentro de un tanque de lavado, con base a las señales análogas entregadas por los sensores. Por consiguiente, conocer la configuración adecuada y las especificaciones de un tanque de lavado o “gun barrel” es vital para poder tomar decisiones

en cuanto al acondicionamiento de los fluidos almacenados y sus tiempos de sedimentación, además de trabajar bajo las normas ASTM obligatorias y exigidas.

Esta investigación con las bases teóricas de principios matemáticos, físicos y eléctricos logró constituir el diseño de una herramienta móvil práctica y portátil en diferentes tanques, logrando obtener un mayor beneficio con respecto a su inversión.

Como valor agregado y recomendación, se desarrolló los planos de la herramienta y se encontró su aplicabilidad en el campo como un modelo innovador, robusto y capacidad de sensar en un perfil de crudo emulsionado, las propiedades de interés como presión (sensor de presión) para determinar la altura en tiempo real, temperatura (sensor de temperatura) y resistividad (sensor inductivo) para calcular el contenido de agua y sedimentos (BS&W) dentro del tanque de lavado, y por ende el volumen de crudo sin agua dentro del tanque, además de la interface entre el crudo y el agua por medio de un sensor capacitivo que tenga la capacidad de medir el control de agua. La intención es dar una interpretación en tiempo real a través de una pantalla de LCD después de un proceso de conversión de onda análoga a onda digital a las diferentes profundidades, y de esta forma, eliminar el desgaste de llevar muestras al laboratorio y perder tiempo.

Con la medición en tiempo real de la cantidad del agua emulsionada dentro del tanque de lavado, se le ayuda a las empresas a optimizar los costos de tratamiento químico, la venta oportuna de hidrocarburo en condiciones de venta , la inclusión de volumen de hidrocarburo

contenido en dicho tanque de lavado permitiendo incluirlo dentro del balance de fiscalización diaria que aprueba el ministerio de minas y energía; blindando seguridad de su valor en caso de presentarse un incidente como el caso Palagua.

El hecho de determinar el agua dentro del tanque de lavado permitirá ajustar el diseño de dicho tanque logrando su optimización en las inversiones que se realicen porque serían tanques de menores dimensiones. Entonces, al conocer el volumen en tiempo real del hidrocarburo dentro del tanque de lavado esto permite tener un mejor control de la producción diaria del campo, y, por ende, en caso de disminución o aumento de la producción en el balance, identificar cuál es la causa que lo ocasiona

Dicha tecnología desarrollada permite no sólo determinar el contenido de agua emulsionado con crudo dentro de un tanque de lavado, sino dentro de un tanque de prueba, tanque de fiscalización, tanques de pruebas de producción, de pruebas iniciales y de pruebas extensas.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Acento, 2015. Científicos desarrollan un sensor para medir petróleo en reservorios
- Agencia FEPESP, 2015. Elton Alisson. Científicos desarrollan un sensor para medir petróleo en reservorios.

- AGAR CORPORATION, 1985. Empresa del sector petrolero y químico de prestación de servicios. Sitio web: “<https://www.agarcorp.com/>”
- Gutierrez, 2013. Mejoramiento del sistema de medición de prueba de pozos y BS&W en las plataformas del bloque 16 de Repsol. Quito, Ecuador. Universidad Central de Ecuador.
- Delgado y Gorozabel, 2018. Consideraciones e importancia del well testing para el desarrollo de pozos petroleros. Guayaquil, Ecuador. Escuela superior politécnica del litoral.
- Rosa, 2017. Tanques de almacenamiento, gun barrel y tanques atmosféricos en la producción de petróleo y gas. Artículo sitio web.
- Sitio web, RyB group. Ingeniería y dirección de proyectos. Facilidades de producción, transporte, diseño de equipos y tratamiento.
- Schlumberger, energy glossary. Saturación, permeabilidad, porosidad, exponente de saturación. Web: <https://glossary.slb.com/>
- Petroblogger, blog sobre la industria del petróleo y gas natural. Investigación registros de resistividad. Sitio web <http://www.ingenieriadepetroleo.com/>
- SENER, secretaría de energía. Dirección general de exploración y extracción de hidrocarburos. Glosario de términos petroleros.
- Secretaría de energía, 2015. ¿Qué es la extracción de hidrocarburos? Upstream. Gobierno de México. Sitio web <https://www.gob.mx/>
- Aguirre, 2017. Facilidades de superficie en la industria petrolera.
- Fiorilo, 202. Ingeniería. ¿De qué hablamos cuando decimos well testing? Argentina.

- Constitución Política, 1991. Resolución 18 1495 del 2 septiembre de 2009. Medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Arnold, K., & President, M. S. (2008a). Oil and Gas Separation. In *Surface Production Operations* (Third Edit, pp. 15–243). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-075067853-7.50007-7>
- Arnold, K., & President, M. S. (2008b). Three-Phase Oil and Water Separation. In *Surface Production Operations (Third Edit* (Third Edit, pp. 244–315). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-075067853-7.50008-9>
- Arnold, K., & President, M. S. (2008c). Treating and Oil Desalting Systems. In *Surface Production Operations* (Third Edit, pp. 351–456). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-075067853-7.50010-7>
- Bonilla, K., & Sarmiento, M. (2018). *Evaluación técnico-financiera del diseño de un Gun Barrel a partir de un tanque de almacenamiento existente para el mejoramiento del proceso de separación de fluidos en la estación C de un campo en la cuenca Caguán-Putumayo* [Fundación Universidad de América]. <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6803>
- Castañeda, J., & Castiblanco, B. (2020). *Modelamiento de la separación de dos fases líquidas inmiscibles por gravedad en un tanque de proceso gunbarrel*. Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano.

- Gallego, A., & Torres, O. (2017). *Diseño de un Gun Barrel transportable, para procesamiento de 1000 bpd de emulsión* [Fundación Universitaria Los Libertadores]. <http://hdl.handle.net/11371/1557>
- Hertz, D. W. (1987). New Degasser/Desurger Design Solves Gas Separation Problems. *SPE Production Engineering*, 2(1), 51–56. <https://doi.org/10.2118/14286-PA>
- Montes, E. (2010). *Tecnologías De Tratamiento De Emulsiones En Campos Petroleros*. Universidad Industrial de Santander.
- Perl, M., & Saley, T. (2019). The cumulative detrimental impact of pressure and autofrettage on the fatigue life of an externally cracked modern tank gun barrel. *AIMS Materials Science*, 6(5), 833–851. <https://doi.org/10.3934/matensci.2019.5.833>
- Powers, M. L. (1996). A modern gunbarrel of unique design. *SPE Production and Facilities*, 11(1), 54–58. <https://doi.org/10.2118/28538-pa>
- Nota: Adaptado de Arnold, K., & President, M. S. (2008). Oil and Gas Separation. In *Surface Production Operations*. Third Edit, pp. 155.
- Bolívar Enriquez (2016). Control de calidad de petróleo y derivados. Práctica laboratorio n° 2. Universidad Central de Ecuador.
- Universidad Surcolombiana (2017). Determinación del contenido de agua y sedimentos en el petróleo crudo por el método de la centrífuga (procedimiento en campo). *Crudos y derivados*.

- Empresa SDI industrial (desde 2008). Especialistas en automatización industrial (sensores). Nuevo León, México.
- Morales, René (2013). Mejoramiento del sistema de medición de prueba de pozos y BS&W en las plataformas del bloque 16 de Repsol. Universidad Central de Ecuador. Quito, Ecuador
- Escalante, Daniel (2019). Perfilaje de pozos-Apuntes 1. Universidad tecnológica Nacional.
- Garduza, Manuel (2018). Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones. Boletín de la asociación mexicana de geólogos petroleros. México D.C
- F. (2016, 31 octubre). ¿Qué es la ley de Ohm? Fluke. <https://www.fluke.com/es-co/informacion/blog/electrica/que-es-la-ley-de-ohm>
- Madrid, M. (s. f.). Saturación de Fluidos en Yacimiento. Portal del Petróleo. <https://www.portaldelpetroleo.com/2017/07/saturacion-de-fluidos-en-yacimiento.html>

ANEXO DE ECUACIONES

Ecuación 1. Concepto de resistencia.

Ecuación 2. Relación resistencia y resistividad

Ecuación 3. Conductividad en Ohm metro

Ecuación 4. Conductividad en milisiemens metro

Ecuación 5. Resistividad en °F

Ecuación 6. Resistividad en °C

Ecuación 7. índice de resistividad

Ecuación 8. Saturación de agua

Ecuación 9. Saturación de agua para medir en tanque de lavado

GLOSARIO

BS&W (BASIC SEDIMENT AND WATER): Es un término estándar de la industria del petróleo y el gas para describir los elementos inutilizables en una corriente de pozo. Estos son típicamente elementos como arena, parafina, suciedad y agua. Al igual que con el gas natural, el petróleo vendido de una empresa upstream a midstream debe cumplir con ciertos estándares de calidad contractuales acordados. Los niveles de BS&W son una forma de cuantificar esos estándares (Resolución 18 1495, ministerio de minas y energía, 2009).

EMULSIÓN CRUDO: Una emulsión de aceite es una mezcla de aceite, agua y un agente emulsionante. Contiene finas gotas de agua dispersas en aceite. En una emulsión de petróleo crudo, la cantidad de gotas de agua suele ser inferior al 10%. Ocasionalmente, se produce una emulsión que contiene gotitas de aceite dispersas en agua. Esto se llama una "emulsión inversa" (Perl, M., & Saley, T. 2019).

REGISTRO ELÉCTRICO: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación. (Manual registros, Asociación mexicana de geólogos, 2019).

FACILIDADES: Comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas (Arnold, K., & President, M. S. 2008a).

PRESIÓN DE VAPOR REID: La presión de vapor Reid es un ensayo empírico que mide la presión en libras/pulgada² (psi) ejercida por los vapores o componentes livianos del crudo o de un producto del petróleo, en un recipiente cerrado a una temperatura de 100 °F (38 °C). Una alta presión de vapor del crudo nos indica que hay presencia de productos livianos en él y que durante el procesamiento se quemarán en la antorcha. Si no hay un sistema de recuperación adecuado. En el caso de un motor de combustión interna, un exceso de presión de vapor provocará un bloqueo que impedirá el flujo de gasolina (Arnold, K., & President, M. S. 2008a).

RESISTIVIDAD: La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta (Manual registros, Asociación mexicana de geólogos, 2019).

GUN BARREL O TANQUE DE LAVADO: Es un tipo de separador, que lava el agua del aceite antes de enviarla a un tanque de almacenamiento. Este es impulsado completamente por la gravedad. El fluido fluye hacia el cañón de la pistola desde una entrada lateral y luego se envía a través del tanque usando un esparcidor. El agua más pesada cae al fondo donde se envía al colchón de agua. El aceite más ligero flota hacia la parte superior y sale por la salida de aceite. Algo de gas también se separará y se enrutan a través de la línea de gas en la parte superior (Arnold, K., & President, M. S. 2008a).

DESEMULSIFICANTE: A medida que se agotan las reservas de alta calidad, muchas operaciones de recuperación de petróleo dependen cada vez más de las reservas de crudo pesado. Para recuperar la mayor cantidad de petróleo posible de estas reservas, se utiliza la demulsificación del petróleo crudo para una mejor separación del petróleo. Romper estas emulsiones ayuda a cumplir con los objetivos de producción, cumplir con las especificaciones comerciales del petróleo crudo y producir agua producida más limpia para descarga o reinyección (Perl, M., & Saley, T. 2019).

SATURACIÓN: La cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen. (Perl, M., & Saley, T. 2019).

POZO A HUECO ABIERTO: Es la porción no entubada de un pozo (sin revestimiento, ni cementación). Todos los pozos, al menos cuando son perforados por primera vez, poseen tramos descubiertos con los que el planificador de pozos debe lidiar.

Antes de bajar la tubería de revestimiento, el planificador debe considerar cómo reacciona la roca perforada con el tiempo frente a los fluidos de perforación, las presiones y las acciones mecánicas (Arnold, K., & President, M. S. 2008a).

PRUEBA DE POZOS (WELL TESTING): Es un monitoreo de parámetros dinámicos tanto en fondo como en superficie que permiten verificar el nivel de daño de formación, la permeabilidad, las fronteras del área de drenaje, el efecto de almacenamiento, la presión de reservorio promedio del área de drenaje, los fluidos producidos y sus propiedades (factores volumétricos, punto de burbuja, etc.) mediante pruebas de laboratorio; datos de vital importancia para conocer el potencial del yacimiento (Resolución 18 1495, ministerio de minas y energía, 2009).

SALINIDAD: El petróleo crudo contiene sal (NaCl), la que proviene de los campos petrolíferos o del agua. Es necesario retirar la sal mediante equipos de desalado, antes de que el petróleo crudo ingrese al horno de destilación atmosférica para evitar la corrosión que se produce en la parte superior de la torre atmosférica o durante su transporte por los oleoductos. La sal se descompone produciendo ácido clorhídrico. Se expresa en libras por cada mil barriles. (Perl, M., & Saley, T. 2019).

PRUEBA CENTRÍFUGA: Es una prueba que se hace en campo para determinar el contenido de agua del crudo y otros parámetros por medio de un equipo que sirve para la separación de muestras que se quieren analizar en el laboratorio por medio de la fuerza

centrífuga para acelerar la decantación de sus componentes o fases (en la mayoría de los casos una sólida y una líquida), según el nivel de densidad que contenga dicha muestra (Guía de laboratorio de crudos, Universidad Surcolombiana, 2017)

OW: Hace referencia a la interfase o contacto aceite/agua que hay dentro del tanque de lavado (oil/water). (Perl, M., & Saley, T. 2019).

TOMA MUESTRAS: Cuando el crudo sale del tanque de lavado es necesario realizar las pruebas para la determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos (% BS&W y salinidad) y la Gravedad API, de modo tal que éste cumpla con las especificaciones exigidas por el comprador. Para realizar estas pruebas se cuenta un punto de toma de muestras ubicado en la línea de transferencia de petróleo al patio de tanques de almacenamiento desde el tanque de Lavado (Arnold, K., & President, M. S. 2008a).