ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍAEN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÒLEOS

XIMENA MARICEL BENAVIDES ASTUDILLO

xibe1986@yahoo.es

SANDRA ERIKA NUÑEZ PEPINOS

sandraerikanp@yahoo.es

DIRECTORA: ING. LUCÍA MONTENEGRO

lucimontenegro@yahoo.com

QUITO, SEPTIEMBRE 2011

DECLARACIÓN

Nosotras Ximena Maricel Benavides Astudillo y Sandra Erika Nuñez Pepinos, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____ _____

Ximena Maricel Benavides Astudillo Sandra Erika Nuñez Pepinos

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ximena Maricel Benavides Astudillo y Sandra Erika Nuñez Pepinos, bajo mi supervisión.

Ing. Lucía Montenegro

DIRECTORA DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional, la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, a los Ingenieros Julio Mosquera, Hector Arcos y Luis Fonseca, David Goyes y al Lic. Leopoldo Simisterra por su toda su colaboración en la realización de este proyecto.

Un agradecimiento especial al Sr. Pablo Zapater por apoyarme cual hija en todo momento y a mis amigas y amigos Meche, Mariuxi, Ingrid, Mónica, Diego, Rodrigo y Sandra por todos los momentos vividos.

Ximena Maricel

AGRADECIMIENTO

En la Escuela Politécnica Nacional a mis maestros ingenieros:

Johnny Zambrano, Gerardo Barros, Gerardo Paz y Lucia Montenegro

A las señoras:

Ximena Flores y Marianita

En EP-Petroecuador a los ingenieros de campo:

Julio Mosquera, Héctor Arcos, Luis Flores y Leopoldo Simistrera

A mis padres

A mis hermanas

A mis primos:

Silvana, Wilson, Vinicio, Felipe, David, Daniel, Francisco, Alejandro y Flovio

A Ximena Maricel

A Mery Vitalia

A Víctor Hugo

Sandra Erika

DEDICATORIA

A mi madre Gilda, por su amor y apoyo incondicional, a mis abuelitas Enriqueta y Lolita porque son las mejores, a mis hermanas y hermanos Gisel, Sandra, Celeste, Tatiana, Katherin, Tito y Alex porque siempre estuvieron ahí, a mi tía Vilma, a mi tío Kleber, a Vinicio por su cariño y comprensión, y a mi papá Eduardo que donde quiera que este, siempre estuvo conmigo.

Ximena Maricel

DEDICATORIA

A Mis padres Ángel y Olguita quien con su sacrifico me dieron la vida y la educación he hicieron de mi una mujer valiosa

A mis hermanas Jenny y Mayra que siempre me apoyan….

Sandra Erika

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 1
DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE COMPUESTOS QUÍMICOS Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN 1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO 1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO 4
1.3 PRESIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO 7
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL 7
1.5 LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA 7
1.6 FORMACIONES PRODUCTORAS 9
1.7 CAMPO DRAGO 10
1.8 PRODUCCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI 12
1.9 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI 14
1.10 VALORES PROMEDIOS DE PRUEBAS PVT 14
1.11 DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 14
1.12 EMULSIóN 15
1.12.1 CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES 16
1.12.2 ORIGEN DE LAS EMULSIONES EN LOS CAMPOS PETROLEROS 18
1.12.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPLEADOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 19
1.12.4 AGENTES EMULSIFICANTES 24
1.12.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES 24
1.13 CARACTERÍSTICAS DE LOS QUÍMICOS DEMULSIFICANTES EMPLEADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 30
1.14 CLASIFICACIÓN DE LOS QUÍMICOS DEMULSIFICANTES 31
1.14.1 RESINAS ÁCIDAS CATALIZADAS 31
1.14.2 RESINAS BÁSICAS CATALIZADAS 31
1.14.3 BLOQUES DE POLÍMEROS 32
1.14.4 DIEPÓXIDOS 32
1.14.5 POLIAMINAS 32
1.14.6 AGENTES HUMECTANTES 33

1.15 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 33
1.15.1 PUNTOS DE APLICACIÓN DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS 36
1.16 EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN MECÁNICA DEL CRUDO 37
1.16.1 SEPARADORES 38
1.16.2 BOTA DE GAS 43
1.16.3 TANQUES 44

CAPÍTULO 2 48
TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 48
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO 48
2.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI 52
2.2 CARACTERÍSITCAS DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS EMPLEADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 59
2.2.1 DEMULSIFICANTE DMO14535X 59
2.2.2 PAO 14715 DISPERSANTE DE PARAFINA 61
2.2.3 DM046 DEMULSIFICANTE DE ACCIÓN RÁPIDA 63
2.3 PROCESO ACTUAL DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN 64
2.3.1 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN CENTRAL Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN 65
2.3.2 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN NORTE Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN 72
2.3.3 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN SUR OESTE 78
2.3.4 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN SUR 84
2.3.5 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN AGUARICO 89
2.4 RENDIMIENTO ACTUAL DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS EMPLEADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 96
2.4.1 CANTIDAD DE QUÍMICO UTILIZADO PARA TRATAR EL VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO Y EMULSIÓN 96
2.4.2 CONCENTRACIONES MENSUALES TOTALES APLICADAS DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA 104

2.4.3 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE 109
2.4.4 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 FT DE ALTURA 114

CAPÍTULO 3 117
ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE COMPUESTOS QUIMICOS DEMULSIFICANTES PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 117
3.1 MECANISMO DE RUPTURA DE UNA EMULSIÓN 117
3.1.1 ASENTAMIENTO MACROSCÓPICO DE LAS GOTAS 118
3.1.2 DRENAJE DE LA PELÍCULA O DESTABILIZACIÓN DE LA EMULSIÓN 120
3.1.3 COALESCENCIA 123
3.2 CÁLCULO DE TIEMPOS DE RESIDENCIA 124
3.3 PRUEBA DE BOTELLAS 126
3.3.1 PREPARACIÓN DEL "COMPOSITE" 126
3.3.2 TOMA DE MUESTRAS 130
3.3.3 CONDICIONES DE LA PRUEBA 131
3.3.4 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA 132
3.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE BOTELLAS 141
3.4.1 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA VS. TIEMPO, SEGÚN LA CONCENTRACIÓN A 90 °F 141
3.4.2 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA VS. TIEMPO A 90 °F, SEGÚN LA CONCENTRACIÓN DE DEMULSIFICANTE 148
3.4.3 PORCENTAJE DE AGUA LIBRE, EMULSIÓN Y BSW TOTAL VS. CONCENTRACIÓN EN EL "TOP TEST" 154
3.4.4 PORCENTAJE DE AGUA LIBRE, EMULSIÓN Y BSW TOTAL VS. CONCENTRACIÓN EN EL "MIXED TEST" 156
3.5 VALORACIÓN DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS EXAMINADOS EN LA PRUEBA DE BOTELLAS 158

CAPÍTULO 4 161
COSTO DEL PROCESO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO 161

4.1 COSTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN..... …….162
4.2 ESTIMADO DE PÉRDIDAS POR REINYECCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUA DE FORMACIÓN..... 170
CAPÍTULO 5.....171
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....171
5.1 CONCLUSIONES..... 171
5.2 RECOMENDACIONES 173

GLOSARIO 176

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 184

ANEXOS 186

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1 1

TABLA 1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUÍDOS DE FORMACIÓN DE LAS ARENAS 9

TABLA 1.2 PARAMETROS BASICOS PROMEDIOS 10

TABLA 1.3 DATOS DE PRODUCCIÓN 13

TABLA 1.4 DATOS DE ºAPI Y BSW 13

TABLA 1.5 VALORES PROMEDIOS DE LAS PRUEBAS PVT 14

TABLA 1.6 RESUMEN DE POZOS POR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI 23

TABLA 1.7 TAMAÑO DE GOTA SEGÚN EL TIPO DE EMULSIÓN 29

TABLA 1.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES 30

CAPÍTULO 2 48

TABLA 2.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE TEMPERATURA VOLUMÉTRICA MEDIA 50

TABLA 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI 53

TABLA 2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN CENTRAL 54

TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN NORTE 55

TABLA 2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN SUR 56

TABLA 2.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN SUROESTE 57

TABLA 2.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN AGUARICO 58

TABLA 2.8 COMPOSICIÓN DEL DMO14535X 60

TABLA 2.9 PROPIEDADES FÍSICAS DEL DMO14535X 61

TABLA 2.10 COMPOSICIÓN DEL PAO 14715 62

TABLA 2.11 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PAO 14715 63

TABLA 2.12 PROPIEDADES FÍSICAS DEL DMO46 64

TABLA 2.13 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN CENTRAL 66

TABLA 2.14 RESUMEN DE COMPONENTES DE LA ESTACIÓN CENTRAL 68

TABLA 2.15 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL 69

TABLA 2.16 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN CENTRAL 70

TABLA 2.17 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DEHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN CENTRAL..... 71
TABLA 2.18 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCDIDO EN LA ESTACIÓN NORTE..... 72
TABLA 2.19 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN NORTE 74
TABLA 2.20 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN NORTE..... 75
TABLA 2.21 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN NORTE..... 76
TABLA 2.22 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICO DEHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN NORTE..... 77
TABLA 2.23 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN SUR OESTE..... 78
TABLA 2.24 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN SUR OESTE 80
TABLA 2.25 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SUR OESTE..... 81
TABLA 2.26 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN SUROESTE 82
TABLA 2.27 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUROESTE .. 83
TABLA 2.28 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN SUR..... 84
TABLA 2.29 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN SUR..... 86
TABLA 2.30 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SUR..... 87
TABLA 2.31 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN SUR..... 88
TABLA 2.32 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUR 89
TABLA 2.33 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN AGUARICO..... 90
TABLA 2.34 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN AGUARICO 92
TABLA 2.35 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AGUARICO 93
TABLA 2.36 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN AGUARICO 94
TABLA 2.37 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN AGUARICO . 95

CAPÍTULO 3 117
TABLA 3.1 COLCHONES DE AGUA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI..... 117
TABLA 3.2 CÁLCULO DEL TIEMPO DE RESIDENCIA PARA CADA ESTACIÓN..... 125
TABLA 3.3 POZOS PRESELECCIONADOS PARA FORMAR EL "COMPOSITE" 127
TABLA 3.4 POZOS ESCOGIDOS PARA LA FORMACIÓN DEL COMPOSITE..... 129

TABLA 3.5 VOLÚMENES PARA LA FORMACIÓN DEL "COMPOSITE" 130
TABLA 3.6 CONDICIONES DE REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE BOTELLAS 131
TABLA 3.7 PUNTAJES MÁXIMOS PARA PRUEBA ESTÁTICA..... 158
TABLA 3.8 PUNTAJES MÁXIMOS PARA PRUEBAS POR CENTRIFUGACIÓN..... 159
TABLA 3.9 VALORES OBTENIDOS PARA EL DEMULSIFICANTE DMO1435CX EN LA PRUEBA DE BOTELLAS A DIFERENTES CONCENTRACIONES..... 159
TABLA 3.10 VALORES OBTENIDOS PARA EL DEMULSIFICANTE E1269 EN LA PRUEBA DE BOTELLAS A DIFERENTES CONCENTRACIONES..... 160

CAPÍTULO 4 161
TABLA 4.1 PRECIO TOTAL MENSUAL DE LOS QUÍMICOS PARA LA DESHIDRATACION EN EL CAMPO SHUSHUFINDI..... 167
TABLA 4.2 COMPARACIÓN EN PORCENTAJE DE LOS FLUIDOS TRATADOS POR DÓLAR MENSUALMENTE EN RELACIÓN A 73,5 BF/$..... 169
TABLA 4.3 COMPARACIÓN EN PORCENTAJE DE LOS FLUIDOS TOTALES TRATADOS EN RELACIÓN A 4'300.000 BF..... 169
CAPÍTULO 5 171

GLOSARIO 176
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 184
ANEXOS 186

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1 1

FIGURA 1.1 FASE SÍSMICA DEL CORREDOR SACHA – SHUSHUFINDI 2

FIGURA 1.2 MAPA TOPOGRÁFICO DEL CAMPO SHUSHUFINDI 5

FIGURA 1.3 UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 6

FIGURA 1.4 ESQUEMA DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE 11

FIGURA 1.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI 12

FIGURA 1.6 MICROFOTOGRAFÍA DE UNA EMULSIÓN PETRÓLEO EN AGUA 16

FIGURA 1.7 MICROFOTOGRAFÍA DE UNA EMULSIÓN DE AGUA EN PETRÓLEO 17

FIGURA 1.8 ESQUEMA DE UNA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE 21

FIGURA 1.9 ESQUEMA DE UNA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET 22

FIGURA 1.10 ESQUEMA DE UNA COMPLETACIÓN TIPO NEUMÁTICA O GAS LIFT 23

FIGURA 1.11 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO DE LA ESTACIÓN AGUARICO . 35

FIGURA 1.12 FOTOGRAFÍA DE UN CABEZAL DE PRODUCCIÓN CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 36

FIGURA 1.13 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS EN LA ESTACIÓN SUR 37

FIGURA 1.14 SEPARADORES HORIZONTALES DE LA ESTACIÓN CENTRAL 38

FIGURA 1.15 ESQUEMA DE SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL 42

FIGURA 1.16 ESQUEMA DE UN SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL 43

FIGURA 1.17 ESQUEMA DE UNA BOTA DE GAS 44

FIGURA 1.18 FOTOGRAFÍA DE UN TANQUE DE LAVADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 45

FIGURA 1.19 ESQUEMA DE UN TANQUE DE LAVADO CON PLACAS 46

FIGURA 1.20 ESQUEMA DE UN TANQUE DE LAVADO CON PLACAS VISTA SUPERIOR 46

FIGURA 1.21 ESQUEMA DE UN TANQUE DE LAVADO CON PLACAS VISTA LATERAL 46

CAPÍTULO 2 48

FIGURA 2.1 FOTOGRAFÍA DE PRUEBA DE TEMPERATURA VOLUMÉTRICA MEDIA 50

FIGURA 2.2 TIPOS DE CRISTALES DE PARAFINA 51

FIGURA 2.3 FOTOGRAFÍA DE UNA CAPA DELGADA DEL CRUDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI A TEMPERATURA AMBIENTE 52

FIGURA 2.4 FOTOGRAFÍA DE UNA CAPA DELGADA DEL CRUDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI DESPUÉS DEL ENFRIAMIENTO 52

FIGURA 2.5 MUESTRA DE AGUA EMULSIONADA EN EL CRUDO 59

FIGURA 2.6 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN LA ESTACIÓN CENTRAL 67

FIGURA 2.8 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN LA ESTACIÓN SUR OESTE .. 79

FIGURA 2.9 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN LA ESTACIÓN SUR 85

FIGURA 2.10 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN LA ESTACIÓN AGUARICO . 91

FIGURA 2.11 BARRILES DE AGUA Y PETRÓLEO POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADOS EN LA ESTACIÓN CENTRAL 97

FIGURA 2.12 BARRILES DE AGUA Y PETRÓLEO POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADOS EN LA ESTACIÓN NORTE 98

FIGURA 2.13 BARRILES DE AGUA Y PETRÓLEO POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADOS EN LA ESTACIÓN SUR 98

FIGURA 2.14 BARRILES DE AGUA Y PETRÓLEO POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADOS EN LA ESTACIÓN SUR OESTE 99

FIGURA 2.15 BARRILES DE AGUA Y PETRÓLEO POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADOS EN LA ESTACIÓN AGUARICO 100

FIGURA 2.16 BARRILES DE EMULSIÓN POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADA EN LA ESTACIÓN CENTRAL 101

FIGURA 2.17 BARRILES DE EMULSIÓN POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA EN LA ESTACIÓN NORTE 102

FIGURA 2.18 BARRILES DE EMULSIÓN POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADA EN LA ESTACIÓN SUR 103

FIGURA 2.19 BARRILES DE EMULSIÓN POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADA EN LA ESTACIÓN SUR OESTE 103

FIGURA 2.20 BARRILES DE EMULSIÓN POR GALÓN DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA TRATADA EN LA ESTACIÓN AGUARICO 104

FIGURA 2.21 CONCENTRACIONES MENSUALES DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN CENTRAL 105

FIGURA 2.22 CONCENTRACIONES MENSUALES DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN NORTE 106

FIGURA 2.23 CONCENTRACIONES MENSUALES DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUR 107
FIGURA 2.24 CONCENTRACIONES MENSUALES DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUR OESTE ... 108
FIGURA 2.25 CONCENTRACIONES MENSUALES DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN AGUARICO ... 109
FIGURA 2.26 VOLUMEN MENSUAL DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN EN LA ESTACIÓN CENTRAL 111
FIGURA 2.27 VOLUMEN MENSUAL DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN EN LA ESTACIÓN NORTE 111
FIGURA 2.28 VOLUMEN MENSUAL DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN EN LA ESTACIÓN SUR. 112
FIGURA 2.29 VOLUMEN MENSUAL DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN EN LA ESTACIÓN SUR OESTE 113
FIGURA 2.30 VOLUMEN MENSUAL DE PETRÓLEO EN EL AGUA DE FORMACIÓN EN LA ESTACIÓN AGUARICO 113
FIGURA 2.31 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 (FT) EN LA ESTACIÓN CENTRAL..... 114
FIGURA 2.32 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 (FT) EN LA ESTACIÓN NORTE 115
FIGURA 2.33 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 (FT) EN LA ESTACIÓN SUR..... 115
FIGURA 2.34 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 (FT) EN LA ESTACIÓN SUR OESTE..... 116
FIGURA 2.35 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 (FT) EN LA ESTACIÓN AGUARICO 116

CAPÍTULO 3 117
FIGURA 3.1 VARIACIÓN DEL FACTOR DE STOKES CON LA TEMPERATURA Y LA GRAVEDAD ºAPI 119
FIGURA 3.2 (A) EFECTO DEL DRENAJE DE LA PELÍCULA SOBRE LA CONCENTRACIÓN DE SURFACTANTES NATURALES .. 120
FIGURA 3.2 (B) EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN SUPERFICIAL SOBRE LA VARIACIÓN EN LA TENSIÓN INTERFASIAL EN EL INTERIOR DE LA PELÍCULA DRENADA 121
FIGURA 3.3 (A) ILUSTRACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA ADSORCIÓN DEL SURFACTANTE DESHIDRATANTE EN LA SUPERFICIE LIBRE DE LA PELÍCULA 122
FIGURA 3.3 (B) EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN SUPERFICIAL DEL SURFACTANTE NATURAL Y LAS MOLÉCULAS DE DESHIDRATANTE SOBRE LA VARIACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL EN EL INTERIOR DE LA PELÍCULA DRENADA. 122
FIG. 3.4 PROCESO DE DESESTABILIZACIÓN DE LA EMULSIÓN 123
FIG. 3.5 PROCESO DE SEPARACIÓN CRUDO–AGUA EN TANQUES 124
FIGURA 3.6 FOTOGRAFÍA DE UNA MUESTRA DE CRUDO CENTRIFUGADA, DONDE SE MUESTRA LA SEPARACIÓN DEL AGUA LIBRE, LA EMULSIÓN Y EL CRUDO 128

FIGURA 3.7 TOMA DE MUESTRA DE CRUDO EN UN POZO 131
FIGURA 3.8 NUMERACIÓN DE BOTELLAS 132
FIGURA 3.9 PREPARACIÓN DEL BAÑO MARÍA 132
FIGURA 3.10 AGITACIÓN DEL "COMPOSITE" 133
FIGURA 3.11 DOSIFICACIÓN DE DEMULSIFICANTES EN MUESTRAS 134
FIGURA 3.12 AGITACIÓN DE LAS BOTELLAS 134
FIGURA 3.13 BOTELLAS EN BAÑO MARÍA 135
FIGURA 3.14 LECTURA DEL PORCENTAJE DE SEPARACIÓN, APARIENCIA DEL AGUA E INTERFASE 135
FIGURA 3.15 SELECCIÓN DE LA BOTELLA CON MAYOR CAÍDA DE AGUA 136
FIGURA 3.16 TUBOS DE CENTRIFUGACIÓN GRADUADOS 100 ML 136
FIGURA 3.17 FIJACIÓN DE LA ALTURA DE LA SONDA PARA TOMA DE MUESTRAS 137
FIGURA 3.18 CARGA DE LAS MUESTRAS DE CRUDO EN TUBOS DE CENTRIFUGACIÓN 137
FIGURA 3.19 MEZCLA DEL SOLVENTE CON LA MUESTRA EN TUBOS DE CENTRIFUGACIÓN 138
FIGURA 3.20 CENTRIFUGACIÓN DE MUESTRAS 138
FIGURA 3.21 OBSERVACIÓN DE RESULTADOS DE LA CENTRIFUGACIÓN DE MUESTRA 139
FIGURA 3.22 RETIRANDO EL AGUA SEPARADA DE LA BOTELLA 139
FIGURA 3.23 TUBO DE CENTRIFUGACIÓN CON AGUA LIBRE SEPARADA Y EMULSIÓN CLARAMENTE DEFINIDAS 140
FIGURA 3.24 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 200 PPM 142
FIGURA 3.25 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 400 PPM 143
FIGURA 3.26 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 600 PPM 143
FIGURA 3.27 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 800 PPM 144
FIGURA 3.28 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 1000 PPM 145
FIGURA 3.29 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 1200 PPM 145
FIGURA 3.30 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 1400 PPM 146
FIGURA 3.31 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 1600 PPM 147
FIGURA 3.32 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 1800 PPM 147
FIGURA 3.33 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 2000 PPM 148
FIGURA 3.34 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 0,5 HORAS 149
FIGURA 3.35 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 1 HORA 150
FIGURA 3.36 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 2 HORAS 150
FIGURA 3.37 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 3 HORAS 151

FIGURA 3.38 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 4 HORAS 152
FIGURA 3.39 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 6 HORAS 152
FIGURA 3.40 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 8 HORAS 153
FIGURA 3.41 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA A 12 HORAS 154
FIGURA 3.42 PORCENTAJE DE AGUA LIBRE SEPARADA EN EL "TOP TEST" 155
FIGURA 3.43 PORCENTAJE DE EMULSIÓN EN EL "TOP TEST" 155
FIGURA 3.44 BSW TOTAL EN EL "TOP TEST" 156
FIGURA 3.45 PORCENTAJE DE EMULSIÓN EN EL "MIXED TEST" 157
FIGURA 3.46 BSW TOTAL EN EL "MIXED TEST" 157

CAPÍTULO 4 161
FIGURA 4.1 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN CENTRAL 163
FIGURA 4.2 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN NORTE 163
FIGURA 4.3 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN SUR 164
FIGURA 4.4 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN SUR OESTE 165
FIGURA 4.5 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN AGUARICO 165
FIGURA 4.6 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN PRODUCIDOS MENSUALMENTE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI .. 166
FIGURA 4.7 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 168
FIGURA 4.8 ESTIMADO DE PÉRDIDAS POR INYECCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUA DE FORMACIÓN 170

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI 187
ANEXO 2.1 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....188
ANEXO 2.2 TABLAS DE LAS CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 191
ANEXO 2.3 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE 194
ANEXO 2.4 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES 197
ANEXO 2.5 EJEMPLO DE TABLA DE CÀLCULOS DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE LAS ESTACIONES CENTRAL, NORTE, SUR, SUROESTE Y AGUARICO 200
ANEXO 2.6 ASTM TEST METHOD D 854 – 2000, SPECIFIC GRAVITY OF SOIL SOLIDS BY WATER PICNOMETER.....206
ANEXO 2.7 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS PAC – 08 ACEITE EN AGUA 207
ANEXO 2.8 ASTM DESIGNATION D 4006 – 81 ESTANDAR TEST METHOD FOR WATER IN CRUDE OIL BY DESTILATION.....208
ANEXO 2.9 PRODUCT DATA DA – 959 N (DMO1435CX) BAKER PETROLITE 209
ANEXO 2.10 PRODUCT DATA DW – 285 (PAO 14715) BAKER PETROLITE 210
ANEXO 2.11 PRODUCT DATA DM046 BAKER PETROLITE.....211
ANEXO 2.12 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LAS ESTACIONES CENTRAL, NORTE, SUR, SUR OESTE Y AGUARICO.....212
ANEXO 3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE BOTELLAS Y EVALUACIÓN DE QUÍMICOS DEMULSIFICANTES 213
ANEXO 3.2 HOJA DE DATOS LIPESA E12 214
ANEXO 4.1 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR.....215
ANEXO 4.2 FLUIDO TOTAL TRATADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 218
ANEXO 4.3 EMULSIÓN TOTAL TRATADA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 218
ANEXO 4.4 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 219
ANEXO 4.5 CÁLCULO DEL ESTIMADO DE PÉRDIDAS POR INYECCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUA DE FORMACIÓN 219

ABREVIATURAS

Å	: Armstrong
A/P	: Agua en Petróleo
BA	: Barriles de agua
BAPD	: Barriles de agua por día
BES	: Bombeo Electrosumergible
bls	: Barriles
BF	: Barriles fiscales
Bf/gal	: Barriles de fluido por galón
BE/gal	: Barriles de emulsión por galón
Bf/mes	: Barriles de fluido por mes
BE/mes	: Barriles de emulsión por mes
Bf/$	: Barriles de fluido por dólar
BE/$	: Barriles de emulsión por dólar
BFPD	: Barriles de fluido por día
BPPD	: Barriles de Petróleo por día
BFPM	: Barriles de fluido por mes
BEPM	: Barriles de emulsión por mes
BPPM	: Barriles de petróleo por mes
BSW	: Porcentaje de agua y sedimentos en el crudo
Bo	: Factor volumétrico del petróleo
βob	: Factor volumétrico en el punto de burbuja del petróleo
βoi	: Factor volumétrico inicial del petróleo
BP	: Barriles de petróleo
BPPD	: Barriles de Petróleo por día
cm	: centímetros
cm/s	: centímetros por segundo
cm/s^2	: centímetros por segundo al cuadrado
cm – s	: centímetros – segundos
CMTE	: Costo mensual del tratamiento químico de la emulsión
CMTF	: Costo mensual del tratamiento para fluido total producido
Cp_{avg}	: Compresibilidad promedio del petróleo
cps	: Centipoises
cSt	: Centistokes
ρ	: Densidad
D.A.R	: Demulsificante de acción rápida
DxL	: Diámetro por Longitud
DRG	: Drago

DRG – E : Drago Este
ft : Pies
ºF : Grados Farenheit
gal : galones
gal/min : galones por minuto
gal/mes : galones por mes
GOR : Relación gas – petróleo
g/cm^3 : gramos por centímetro cúbico
Ho : Altura de la arena productora
Kavg : Permeabilidad Promedio
Km : Kilómetros
Km^2 : Kilómetros cuadrados
ACT : Unidad de custodia y transferencia del crudo para su fiscalización
lbs : libras
lbs/gal : libras por galón
l : litros
MBP : Miles de barriles de petróleo
MMBP : Millones de barriles de petróleo
Md : Milidarcys
Ml : mililitro
min : minuto
ND : No disponible
P/A : Petróleo en Agua
Pb : Presión de burbuja
Pi : Presión inicial
PPM : Partes por millón
PPMA : Partes por millón de aceite
POES : Petróleo original in situ
pulg : pulgadas
psi : Libras por pulgada cuadrada
psig : Libras por pulgada cuadrada manométricas
PCS : Pies cúbicos estándar
PVT : Presión, volumen y temperatura
PTQD : Precio total de los químicos deshidratantes
RPM : Revoluciones por minuto
Φ : Porosidad
$: Dólares
$ / gal : Dólares por galón
SSFD : Shushufindi

s/s : Longitud de costura a costura en un separador
SOTE : Sistema de Oleoductos Transecuatoriano
Ty : Temperatura del yacimiento
μ_{io} : Viscosidad inicial del petróleo
μ_{ob} : Viscosidad en el punto de burbuja del petróleo
μ_w : Viscosidad del agua
µm : micro metros
U : Arenisca U
UI : Arenisca U inferior
US : Arenisca U superior
VQDI : Volumen total de químicos deshidratantes inyectados
VTEP : Volumen total de emulsión producida
VTFP : Volumen total de fluido producido
TVD : Profundidad vertical verdadera
TI : Arenisca T inferior
TS : Arenisca T superior

RESUMEN

El objetivo del presente estudio es analizar técnica y económicamente la utilización de compuestos químicos para la deshidratación del crudo en el campo Shushufindi, donde el principal problema causado por la alta producción de agua en los últimos años es la formación de emulsiones, para tal propósito se analizaron los factores que inciden en su estabilización y el tratamiento químico para separar el agua del petróleo.

Con el presente proyecto se determinó características tanto del crudo y el agua producidos así como de los compuestos químicos utilizados para la deshidratación, se describió las facilidades de superficie utilizadas, el rendimiento de los compuestos deshidratantes en función de el volumen de químicos utilizados para tratar cada barril de fluido y emulsión producidos, las concentraciones totales mensuales aplicadas, el BSW de los tanques de lavado a 15 pies y el volumen de aceite reinyectado en el agua de formación en cada estación, estimándose las pérdidas económicas, además de determinar el costo mensual de la deshidratación del crudo por compuestos químicos relacionándolo con lo presupuestado por EP.PETROECUADOR. Además se realizó una prueba de botellas, procedimiento que se realiza en el campo cada dos años para determinar concentraciones óptimas de dos diferentes demulsificantes.

Al analizar las concentraciones de petróleo en el agua de reinyección se halló que sobrepasaron el límite permitido de 50 ppm en los primeros meses de operación de la empresa Baker Petrolite, además el BSW a 15 pies de altura en los tanques de lavado llego al 50% demostrando que existen problemas en el proceso de separación agua petróleo.

Finalmente se recomienda que para mejorar el proceso se debe instalar tanques calentadores de agua para que estos permitan aumentar la temperatura en los tanques de lavado y reducir el volumen de agua emulsionada.

PRESENTACIÓN

Cuando una compañía petrolera anuncia un descubrimiento de petróleo en algún pozo de evaluación de un yacimiento de hidrocarburos la campaña de exploración continuará en el mismo sector para evaluar con más precisión el potencial antes de una eventual explotación del yacimiento, pero una vez iniciada la producción de crudo, mismo que presenta agua emulsionada proveniente de las formaciones productoras, es necesario implementar todas las facilidades de superficie para la separación del agua del petróleo, de acuerdo a las características técnicas y económicas de cada campo.

El campo Shushufindi es uno de los campos más grandes del Ecuador, su producción diaria de 51000 barriles en promedio equivale a la tercera parte de la producción total de EP. PETROECUADOR, sin embargo debido a la alta presencia de agua a partir del año 2000, donde la producción de la misma igualo a la de petróleo, llegando en la actualidad a un BSW promedio del 63%, además debido a la falta de instalaciones de superficie adecuadas y a los problemas técnicos del campo, el proceso de deshidratación necesita mayor inversión y capacitación de equipos profesionales multidisciplinarios para lograr una industria equilibrada que con su aporte genera altos ingresos a nuestro país.

En la producción de petróleo la deshidratación es uno de los procesos más importantes en la extracción del mismo debido al agua y a los problemas ocasionados por las emulsiones que generan los agentes emulsificantes presentes en el crudo, tales como: ácidos orgánicos, asfaltenos, parafinas, resinas, etc, y a las turbulencias producidas desde la cara de la formación productora hasta la llegada del crudo al tanque de lavado, mismas que es necesario tratarlas mecánica, térmica y químicamente con el fin de obtener un petróleo libre de agua que cumpla con un BSW menor al 1% para su posterior comercialización.

El campo Shushufindi operado por EP PETROECUADOR cuenta con sistemas mecánico, y químico de deshidratación en cada una de las cinco estaciones de

producción, donde el tratamiento químico es el más importante ya que complementa el proceso mecánico, estos se ven esquematizados en diagramas de flujo para cada estación de producción, y a la vez la inyección de químicos demulsificantes para mejorar este proceso de deshidratación, misma que se realiza tanto en las líneas hacia los separadores como en los cabezales de los pozos con mayores problemas en la formación de emulsiones.

Además el cálculo del rendimiento de los químicos deshidratantes a partir de abril del año 2010 hasta febrero del 2011, así como el cálculo del costo del proceso químico, mismo que en promedio asciende a $ 58552,43 este valor obtenido en base a la información estadística mensual proporcionada por Baker Petrolite, empresa encargada del tratamiento químico en deshidratación. También se muestra los resultados de la evaluación de dos diferentes químicos demulsificantes, el DMO 1435CX, químico del campo y el E1269, de Lipesa, mediante las pruebas de botellas realizadas en el laboratorio de Lago Agrio con el objetivo de determinar una óptima concentración que permita separar el agua del petróleo, además de evaluar con más detalle el químico utilizado en el campo.

CAPÍTULO 1

DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE COMPUESTOS QUÍMICOS Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN

El presente estudio se realizó en el campo Shushufindi por lo que en este capítulo se describe en forma general su ubicación, geología, propiedades del yacimiento, propiedades del fluido y datos de producción, debido a que los factores anteriormente mencionados tienen influencia ya sea directa o indirecta en el proceso de deshidratación del crudo, se generan turbulencias desde la cara de la formación productora hasta la llegada del crudo al tanque de lavado, formando emulsiones, las mismas que es necesario tratarlas mecánica y químicamente con el fin de obtener un petróleo libre de agua.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

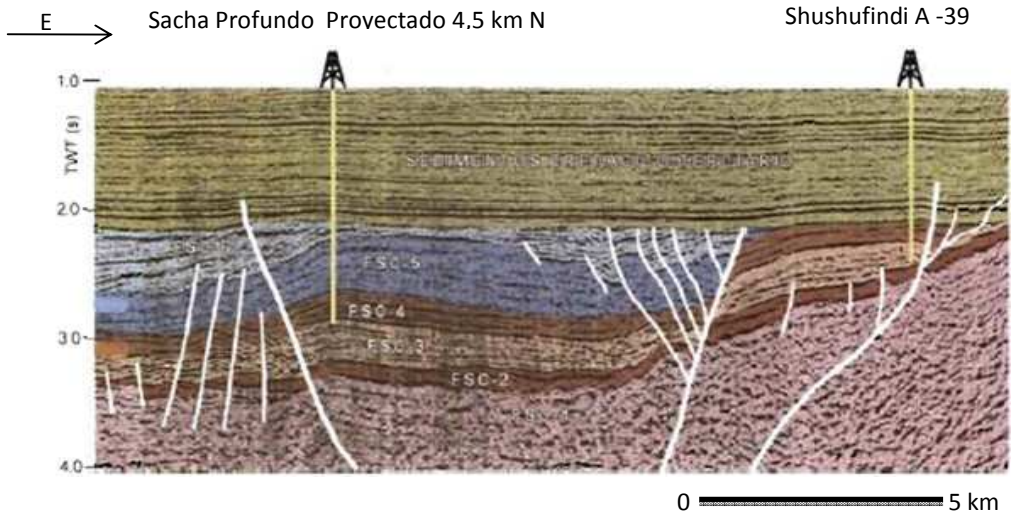
El campo Shushufindi-Aguarico fue descubierto en el año 1968 con la perforación del pozo Shushufindi 1, a una profundidad final de 9772 pies y completado en enero del año 1969, se inició la perforación de pozos de desarrollo en el mes de febrero del año 1972. La producción oficial en el campo inicia en agosto de este año, alcanzando su máxima producción promedio diaria de 126.400 barriles de petróleo (BP) en agosto de 1986[1].

[1] Baby, Patrice Rivadeneira Marco. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo- Oct 2004

Está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente o Llanura Amazónica, que es toda la región plana que se extiende hacia el oriente a partir de la zona del frente de empuje de la cordillera. Forma parte del corredor Sacha Shushufindi y se localiza en la provincia de Sucumbíos a 250 km al Este de Quito y 35 km al Sur de Colombia.

Su producción proviene de los reservorios T y U, pertenecientes a la formación Napo de edad cretácica o precretácico en la edad mesozoica lecho de un mar antiguo hace cien millones de años. En la etapa de desarrollo inicial se calculó que el petróleo original en sitio era aproximadamente 3500 millones de barriles de petróleo y las reservas originales se calcularon en 1589,25 millones de barriles de petróleo[2].

Figura 1.1 Fase Sísmica del corredor Sacha – Shushufindi



Fuente: La Cuenca Oriente Geología y Petróleo. Patrice Baby, Marco Rivadeneira. Roberto Barragán. Octubre, 2004.

[2]Corelab, Reporte Final Estudio de simulación de reservorios campo Shushufindi Aguarico Febrero 004

Las pruebas iniciales fueron de 2496 BPPD en el reservorio U con 26,6º API y de 2621 BPPD en el reservorio T con 32,5º API. Los dos yacimientos son subsaturados y tienen empuje lateral de agua. Los reservorios del campo Shushufindi-Aguarico poseen una distribución de área discontinua de la deposición de los cuerpos de arena. Tiene ciento ocho pozos y cinco estaciones de producción, las mismas que desde la estación Shushufindi Central bombean el crudo hacia la estación Lago Agrio de donde el crudo se envía hacia el SOTE.

Es el campo con petróleo liviano más grande del oriente ecuatoriano tanto por la producción de crudo liviano, gas y por las reservas existentes. Su producción diaria equivale a la tercera parte de la producción total del país y de las reservas calculadas han sido extraídas más de 17 854 393,91 BP en cerca de 40 años de producción, por estudios anteriores se esperaba producir petróleo con tasas altas hasta el año 2020, sin embargo desde el año 1994 el campo ha entrado a su etapa de madurez después de una producción promedia de 100 mil barriles diarios.[3] En la actualidad este campo plantea dos grandes retos, determinar el régimen óptimo de producción en su etapa de depleción final y controlar la producción de agua que en los últimos años se ha incrementado, dificultando los procesos de producción, tanto en las instalaciones, como en los trabajos de operación debido a la corrosión de las líneas de flujo, obstrucción por depósitos de escala, incremento en el consumo de químicos, mayor demanda de energía eléctrica y problemas para el ambiente[4].

[3] Ídem 3
[4] Enríquez José, Feijoo Marlon, Actualización de reservar en base a los nuevos factores de recobro en el campo Shushufindi, febrero 2008

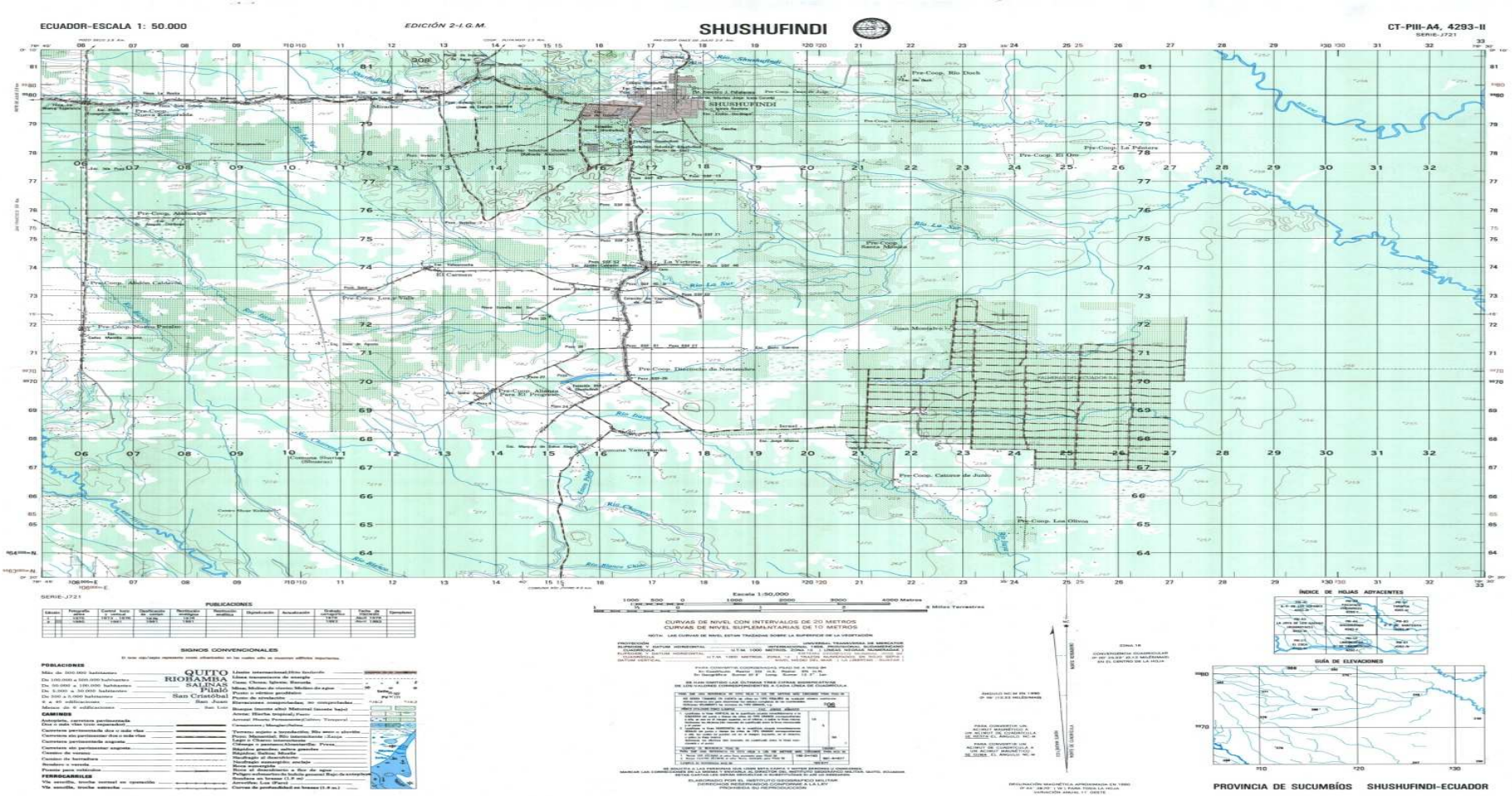
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

El campo Shushufindi se encuentra en la provincia de Sucumbios, geográficamente se extiende desde los 00° 00´00´´ a los 00°19´32´´ de latitud Sur y desde los 76° 35´ 58´´ hasta los 76° 42´ 26´´ de longitud Oeste.[5] Los ríos que lo delimitan son: al norte desde el río Conambo hasta el río Eno, al este desde el río Aguarico hasta el río Payayacu, al sur desde el río Titputini hasta el río N° 5, al oeste desde el río Tiputini hasta el río Añangu Cocha. Los campos que delimitan al campo Shushufindi - Aguarico son: Libertador y Atacapi al norte, Limoncocha y Pacay al sur, al oeste el Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista. Está orientado en dirección norte-sur, con una área de 43200 acres o 174.82 km^2

La ubicación geográfica de los 108 pozos del campo se halla en la Figura 1.3, y el mapa topográfico del área Shushufindi se halla en la Figura 1.2.

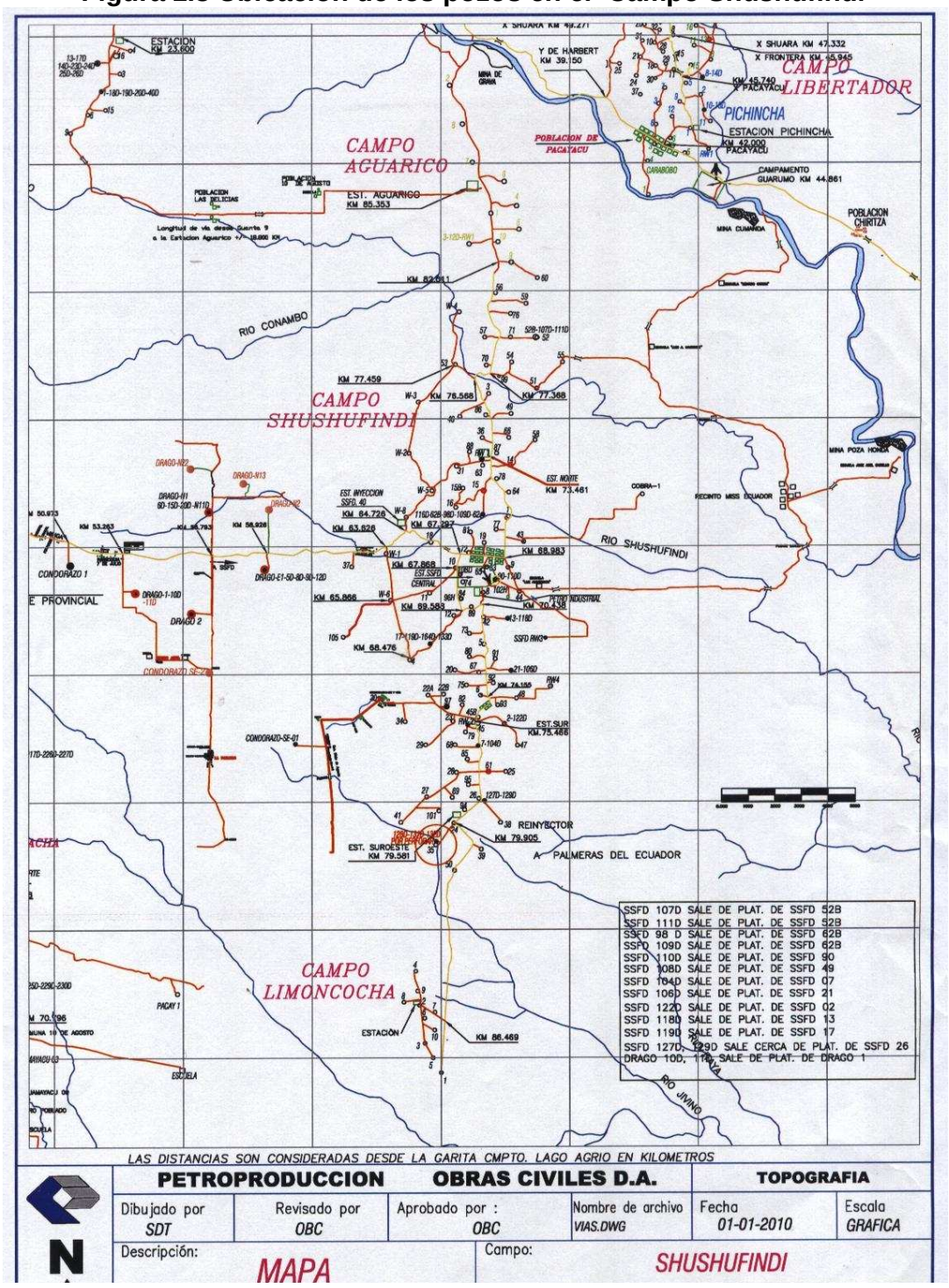
[5] Registro oficial del estado reproducido en el apéndice II de la obra “Rio Napo realidad amazónica ecuatoriana”, Ángel González, Juan Santos Ortiz. 3ra Edición. Vicariato Apostólico de Aguarico.

Figura 1.2 Mapa Topográfico del Campo Shushufindi



Fuente: Instituto Geográfico Militar. Quito

Figura 1.3 Ubicación de los pozos en el Campo Shushufindi



Fuente: Departamento de Ingeniería Civil. EP. Petroecuador.

1.3 PRESIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

El promedio de las presión inicial de la arena U es 3867 psi y de la arena T es 4050 psi. A lo largo de los últimos años se ha observado un descenso de acuerdo a la producción de los fluidos de 60 psi por año, las presiones actuales de las arenas U y T son 2 234 y 2 659 respectivamente.[6]

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El campo Shushufindi-Aguarico estructuralmente es un anticlinal asimétrico con una longitud aproximada de 30 km en dirección norte-sur y un eje secundario de dirección este oeste de 7 km de ancho con un cierre vertical de 370 pies.[7]

Los yacimientos U y T del campo Shushufindi-Aguarico están definidos como anticlinales de orientación norte-sur limitados en el flanco este por fallas no completamente sellantes y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente. Estos acuíferos son muy activos en los extremos norte y sur del campo. El modelo estructural del sistema de fallas permite determinar la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables U y T. Este sistema de fallas constituye una vía de comunicación entre los fluidos.[8]

1.5 LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

Las arenas U y T son similares tanto en origen como en constitución y están formadas por areniscas de grano fino, son regionalmente continuas con espesores que varían entre diez y noventa pies.

---

6 Benavides, Andrea, Vergara Enrique. Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Shushufindi, enero 2011

7 Ídem 5

8 Benavides, Adán, Zaldumbide Juan. Optimización de las facilidades de producción de la estación Shushufindi central para las actuales condiciones de operación del campo. Julio 2009

La variación de la porosidad en la arena U es mayor que en la arena T la dispersión en los valores de porosidad en la arena U varían entre 13% y 23 %, lo que indica que es un yacimiento heterogéneo con sectores de mejores características[9]. La porosidad promedio es de 18,4% para los dos yacimientos[10].
La distribución tanto de la porosidad como de la permeabilidad incide directamente en el comportamiento de producción de las arenas. Con los parámetros petrofísicos determinados se deduce que la movilidad del fluido es mayor en la arena T. Las tres arenas productoras del campo se encuentran a una profundidad entre 9000 y 9450 pies, como se puede observar en la Figura 1.4.

La saturación de petróleo en la zona alta alcanza valores de 85% correspondiendo el 15% de agua irreductible. En la zona baja cercana al contacto agua-petróleo la saturación de agua se incrementa hasta valores del 30%. En las zonas estructuralmente altas se encuentra agua en emulsión en porcentajes muy bajos y los pozos que producen de esta zona lo hacen con altas tasas de petróleo y por largo tiempo.

De oeste a este la configuración de la estructura es irregular, el sistema de las fallas permiten la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables de las arenas U y T motivo por el cual se han determinado variaciones en el comportamiento de producción de las arenas, se acentúan cambios en el BSW se alteran los valores de salinidad del agua de formación cabe recalcar que los cambios de salinidad en el agua de formación no son consecuencia del agua de inyección.

---

[9] Ídem 13

[10] Ídem 12

TABLA 1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUÍDOS DE FORMACIÓN DE LAS ARENAS

PARÁMETRO	U	T
Pi (psi)	3867	4050,00
Pb (psi)	1010	1061,00
T (^{o} F)	218	217,00
^{o}API	22,4	32,00
GOR (PCS/BF)	233	386,00
βoi (bls/BF)	1,267	1,22
βob (bls/BF)	1,297	1,25
μ_{io} (cps)	2,471	1,08
μ_{ob} (cps)	1,924	0,79
μ_{w} (cps)	0,47	0,46
Cp_{avg} (PSI^{-1})	7,75572*10e-6	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimientos. EP. Petroecuador

1.6 FORMACIONES PRODUCTORAS

De acuerdo a las características petrofísicas de cada arena, la turbulencia en la cara de la formación forma emulsiones, que deberán ser tratadas en las diferentes etapas del proceso de deshidratación del crudo.

Mediante la perforación de pozos exploratorios de avanzada y de desarrollo se ha determinado que el campo Shushufindi- Aguarico posee areniscas con potencial de hidrocarburos en niveles correspondientes al cretácico medio a superior. Está constituido por dos formaciones productoras que son T, U pertenecientes a la formación Napo, importantes tanto por sus reservas como por su producción.

TABLA 1.2 PARAMETROS BASICOS PROMEDIOS

Parámetro	Unidad	U	T
Ho	pies	42,6	42,2
Φ	%	19	17,8
Área	acres	36376	38415
Fr	%	53	53
k_{AVG}	Md	460,68	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimientos. EP. Petroecuador

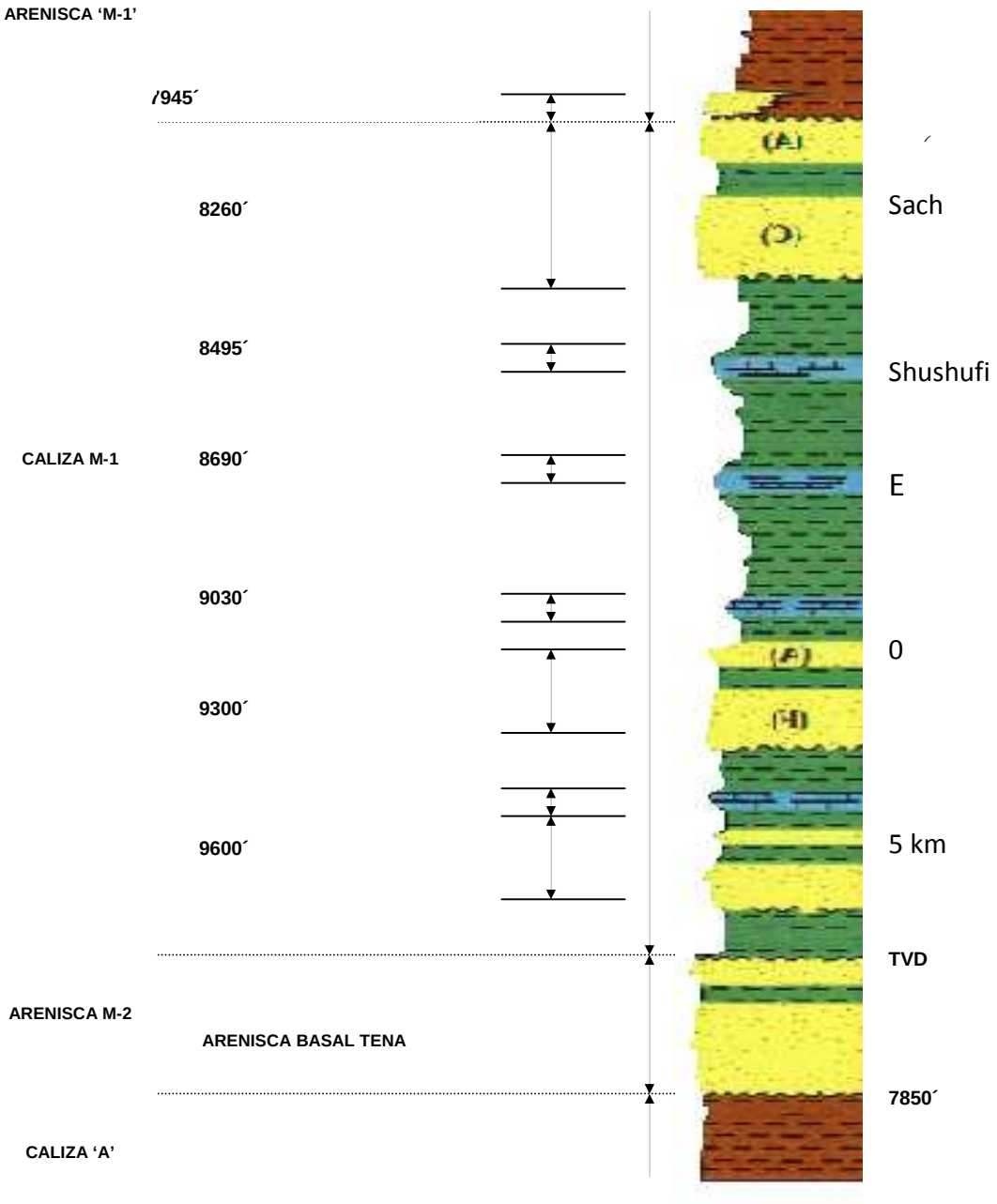
1.7 CAMPO DRAGO

Es parte del campo Shushufindi, tiene facilidades de producción mínimas por lo que su producción total se transporta mediante tanqueros para ser tratada en la Estación Central por la cual está considerado dentro de este estudio y su descripción ha sido necesaria.

En marzo de 1999 la perforación del pozo exploratorio Drago Norte 1 por parte de EP. Petroecuador, en la provincia de Sucumbíos, al Oeste del campo Shushufindi, determinó la existencia de un nuevo campo petrolero con reservas iniciales aproximadas de 9 millones de barriles de un crudo liviano entre 26° y 29° ^{o}API. En la evaluación del pozo se probaron los reservorios U, T y Hollín Superior. La importancia de este pozo radica en la confirmación del potencial del área situada entre los campos Sacha y Shushufindi. Se trata de un entrampamiento combinado estructural estratigráfico.

Esta nueva área de producción, en el caso del pozo Drago 1, tiene una producción acumulada cercana a los 400 mil barriles de petróleo (MBP) con apenas el 6% de agua y sedimentos (BSW).

Figura 1.4 Esquema de la Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

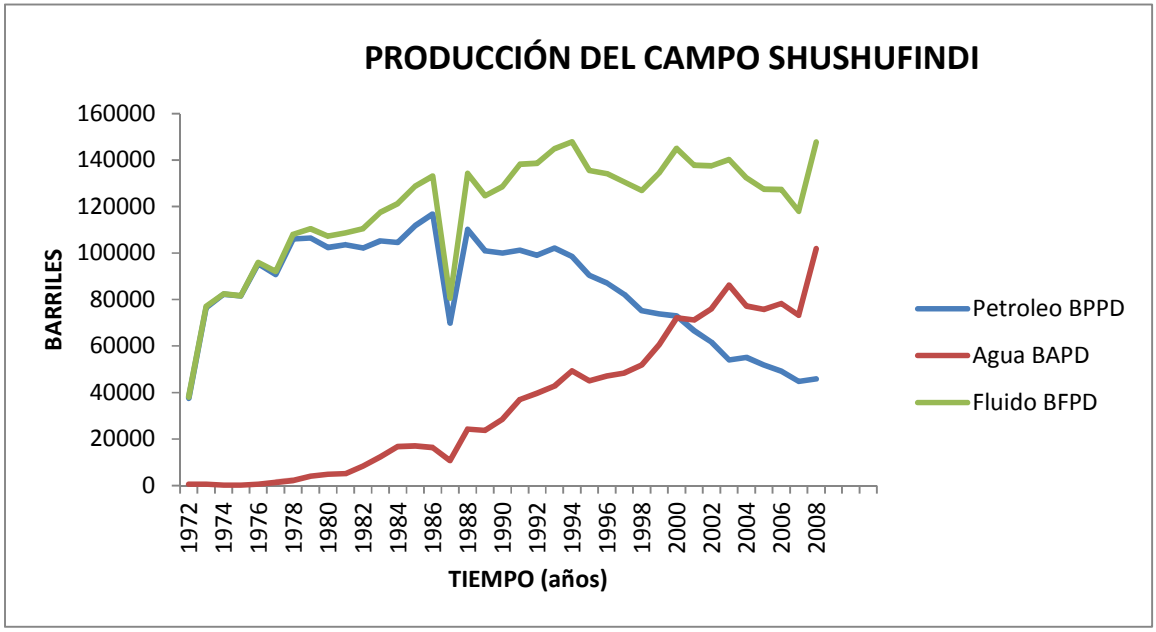


Fuente: EP. Petroecuador

1.8 PRODUCCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La producción oficial en el campo inicia en agosto del año 1972, alcanzando su máxima producción promedio diaria de 126.400 barriles de petróleo (BP) en agosto de 1986[11]. En la Tabla 1.4 se observa los barriles de petróleo por día (BPPD), barriles de agua por día (BAPD), barriles de fluido por día (BFPD) y el porcentaje de agua y sedimentos desde el año 1972 hasta el año 2008.

Figura 1.5 Producción del Campo Shushufindi



Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador.

La producción del campo Shushufindi – Aguarico tuvo su máxima producción en el año 1986, desde aquí a la actualidad siempre ha ido decreciendo año tras año. En el futuro será necesaria la utilización de nuevas tecnologías en proyectos de

[11] Baby, Patrice Rivadeneira Marco. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo- Oct 2004

exploración, explotación y recuperación secundaria con el fin de aumentar la vida productiva del campo.

En la actualidad el Campo Shushufindi Aguarico tiene 108 pozos, cuya producción y datos de BSW y °API se muestran en las Tablas 1.3 y 1.4.

TABLA 1.3 DATOS DE PRODUCCIÓN

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN			
	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD	FLUÍDO TOTAL BFPD	GOR PCS/BL
Central	11706	22560	34266	376
Drago	388	97	485	-
Drago Este	4145	1034	5179	-
Drago Norte	3726	496	4222	-
Norte	12772	17059	29831	225
Suroeste	3467	14458	17925	531
Sur	10255	27634	37889	465
Condorazo	112	174	286	-
Aguarico	4817	2595	7412	109
Total	51388			

Fuente: Departamento Producción. EP. Petroecuador. 29 de marzo del 2011

TABLA 1.4 DATOS DE °API Y BSW

ESTACIÓN	°API	BSW (%)
Central	27,4	65,8
Campo Drago	26,0	20,0
Campo Drago Este	29,1	20,0
Campo Drago Norte	26,9	11,7
Norte	28,6	57,2
Suroeste	23,8	80,7
Sur	30,2	72,9
Campo Condorazo	26,0	61,0
Aguarico	28,0	35,0

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico. EP. Petroecuador.
29 de marzo del 2011.

1.9 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

En la fase de desarrollo inicial se calculó que el petróleo original in situ (POES) era de aproximadamente de 3.500 millones de barriles de petróleo (MMBP). Las reservas originales del campo se calcularon en 1590 millones de barriles de petróleo (MMBP).

1.10 VALORES PROMEDIOS DE PRUEBAS PVT

Los valores promedios se detallan a continuación en la Tabla 1.5, donde se observa la presión de burbuja (Pb), la temperatura del yacimiento (Ty), la relación gas petróleo (GOR), el factor volumétrico del petróleo (Bo) y la gravedad API para cada arena productora:

TABLA 1.5 VALORES PROMEDIOS DE LAS PRUEBAS PVT

CAMPO	Zona	Pb (PSI)	Ty (ºF)	°API	GOR (PCS / BF)	Bo
SHUSHUFINDI	T	1061	217	32,0	386	1,305
	U	1010	218	22,4	233	1,302
	BASAL TENA	870	185	24,0	187	1,175

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimientos. EP. Petroecuador.

1.11 DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

En el campo Shushufindi, descrito anteriormente, al igual que en otros campos, el principal problema de la deshidratación del crudo es la formación de emulsiones, debido a los agentes emulsificantes presentes en la interfase agua petróleo y a la alta agitación durante la producción y transporte, las mismas que deben ser tratadas por diferentes métodos, ya sean químicos, mecánicos o térmicos; dependiendo de las características técnicas y económicas de cada campo.

En el proceso de deshidratación del crudo el principal objetivo es la eliminación del agua, tanto libre como emulsionada, ya que esta contiene sales inorgánicas, tales

como cloruros, sulfatos; metales pesados como vanadio, plomo y cadmio; carbonatos de sodio, calcio o magnesio, pero principalmente dióxido de carbono en solución, mismo que al reaccionar con las sales presentes en el agua produce carbonato de calcio ($CaCO_3$) y ácido carbónico (HCO_3) capaces de provocar incrustaciones y corrosión respectivamente, en las instalaciones de: superficie, transporte y refinación, además de disminuir la capacidad de almacenamiento, producción y transporte del crudo. Debido a esto es necesario romper la emulsión que se forma durante la agitación del transporte del crudo desde los pozos hasta la estación de tratamiento y realizar una correcta deshidratación para obtener un petróleo con el BSW menor al 1%, cumpliendo con el artículo 10, del Capítulo 2, referente a la operación del transporte de hidrocarburos del “Reglamento pare el transporte del petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico”, expedido por el ex Ministerio de Energía y Minas el 16 de febrero del 2004.

Como resultado de un óptimo proceso de deshidratación de crudo se debe conseguir:

a) Un mínimo costo del proceso
b) Máxima velocidad y separación
c) Mínima cantidad de aceite en el agua separada y
d) Buena definición de la interfase agua - petróleo

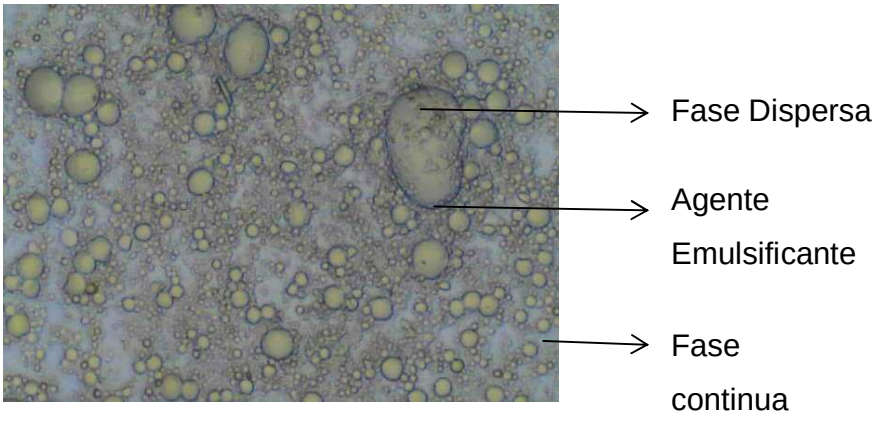
1.12 EMULSIÓN

Una emulsión es un sistema que se forma al agitar dos fases líquidas inmiscibles, una de las cuales se dispersa en la otra y cuya estructura se estabiliza por un agente emulsionante, presente en una de las fases.

El líquido que forma las microgotas en la emulsión es la fase dispersa, mientras que el que rodea a la fase dispersa se denomina fase continua o medio

dispersante, para este caso de estudio los líquidos inmiscibles son agua y petróleo.

Figura 1.6 Microfotografía de una emulsión petróleo en agua



Fuente: PETEX,1990,p.7

1.12.1 CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES

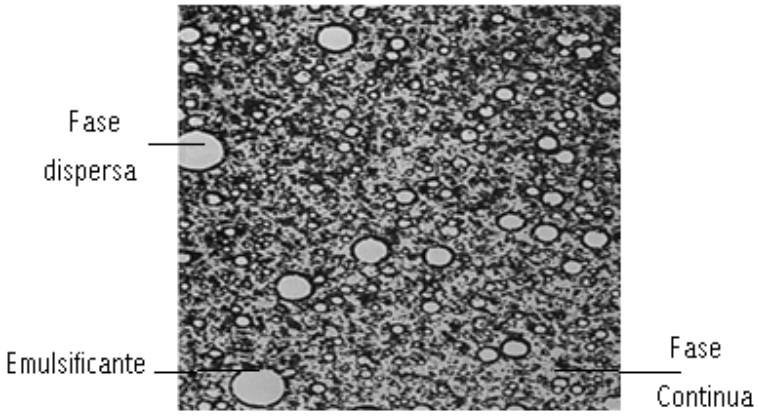
Las emulsiones se clasifican de acuerdo al aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo, tales como:

1.12.1.1 Según su naturaleza

Directa Agua/Petróleo(A/P)

Es en la cual la fase externa o continua es el petróleo y la fase dispersa es el agua.

Figura 1.7 Microfotografía de una emulsión de agua en petróleo



Fuente: Emulsions and Oil Treating Equipment. Maurice Stewart. Ken Arnold

Inversa Petróleo/Agua (P/A)

Es en la cual la fase continua es el agua y la fase dispersa el petróleo.

Emulsiones multi-fásicas o mixtas

Se hallan casos donde ambos tipos de emulsiones agua/petróleo y petróleo/agua, aparecen al mismo tiempo. Suceden en los tanques de almacenamiento, donde varias emulsiones se han mezclado y dejado reposar por un tiempo. Pueden también resultar de procesos de recuperación secundaria o terciaria donde se han inyectado químicos o agua hacia la formación.

1.12.1.2 Según su estabilidad

Estable

Es cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando tratamientos químicos, mecánicos y/o térmicos.

Inestable

Se da cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad.

1.12.1.3 Según la facilidad para romperlas

Floja o suave

Es cuando esta se puede romper con un tratamiento sencillo, ya sea mecánico (separación simple en tanques por diferencia de densidades) o químico (agregando demulsificantes). Por experiencia de campo se sabe que una emulsión es suave cuando al agregar entre 1 y 4 gotas de un demulsificante de acción rápida (D.A.R) y se somete a centrifugación, esta se rompe.

Dura

Es cuando esta requiere de varios procesos para romperla, por ejemplo se deben utilizar separadores mecánicos y tratadores electrostáticos, además de un tratamiento químico. Por experiencia de campo se sabe que una emulsión es dura cuando al agregar entre más de 10 gotas de un demulsificante de acción rápida y se somete a centrifugación, esta se rompe.

1.12.2 ORIGEN DE LAS EMULSIONES EN LOS CAMPOS PETROLEROS

Para que se forme una emulsión se requieren tres condiciones:

a) Los líquidos deben ser immiscibles
b) La agitación debe ser suficiente para dispersar el un líquido en el otro
c) Se requiere la presencia de un agente emulsificante

Identificación de los puntos críticos de agitación

Las emulsiones se originan en los puntos de alta agitación cuando hay una producción de agua y aceite, y cuando existan condiciones para que las fases se dispersen la una en la otra. En el proceso de producción existen múltiples puntos donde se puede provocar la turbulencia de los elementos necesarios para su estabilización.

Identificar los puntos de turbulencia y minimizar su efecto donde sea posible es el primer paso en el control de las emulsiones. Los puntos son:

a) Paso del fluido a través de los poros de la roca productora y cara de la formación en el hueco abierto, debido a la rápida variación de presión en estos puntos
b) Sistemas de levantamiento artificial: bombeo electro sumergible, bombeo neumático y bombeo hidráulico
c) La inyección de agua y vapor en tratamientos de recuperación mejorada forma emulsiones fuertes debido al alto grado dispersión

1.12.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPLEADOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

Cuando la energía disponible de un yacimiento no es suficiente para elevar el aceite hasta la superficie, es necesario utilizar un sistema de levantamiento artificial para llevar el crudo hasta la superficie, que proporcione la energía adicional requerida para continuar la explotación racional del yacimiento. El proceso de generación y transmisión de energía varía según el sistema que se utilice.

Los sistemas de levantamiento artificial empleados en el campo Shushufindi serán descritos a continuación debido a la influencia que tiene cada uno de estos en la formación de emulsiones, por la turbulencia que provocan durante la extracción del crudo.

1.12.3.1 Bombeo electrosumergible

En el campo Shushufindi existen 100 pozos con este tipo de levantamiento, el mismo que tiene las siguientes características:

- No requiere ningún fluido motriz
- Permite controlar automáticamente la taza de producción
- Funciona con electricidad

Se utiliza para levantar la mayor parte de la producción del campo. Debido a la gran turbulencia creada al succionar el crudo mediante las fuerzas centrífugas que se dan en la bomba, se conoce por experiencia de campo que se genera una emulsión considerada semi dura en relación a las producidas por los bombeos neumático e hidráulico.

El sistema de bombeo electro-sumergible consiste de un motor eléctrico acoplado a una bomba y un protector con otros componentes; los cuales se instalan en el pozo con la tubería de producción. Los componentes principales del sistema de bombeo electro sumergible son:

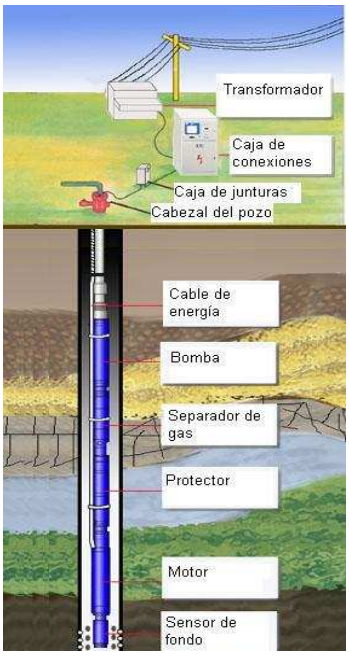
- Bomba centrífuga tiene la capacidad de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas, trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado.

La bomba centrífuga multietapas tiene diámetro reducido, gran cantidad de etapas y diseño para altas cargas

La bomba electrosumergible es normalmente impulsada por un motor eléctrico a una velocidad típica de 3,500 RPM.

- Los separadores de gas se usan en aplicaciones donde el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba. Estas unidades separan gran parte del gas libre del caudal que entra a la bomba. Los métodos de separación de gas incluyen: separador de ciclón y separador centrífugo.

Figura 1.8 Esquema de una bomba electro sumergible



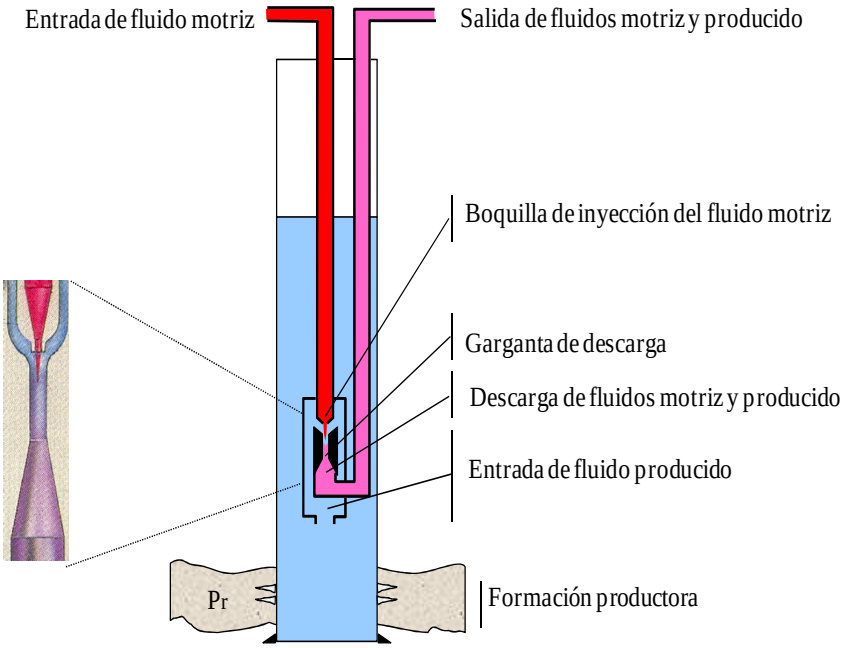
Fuente: http://www.petroblogger.com/2009/11/bombeo-electrosumergible-de petroleo.html. Rafael Osorio

1.12.3.2 Bombeo hidraulico tipo jet

En el campo Shushufindi existen 5 pozos con este tipo de levantamiento, no obstante el volumen que se produce en estos pozos es bajo en relación al resto del campo, se conoce por experiencia que genera emulsiones duras, debido a la gran turbulencia que se genera en: la boquilla, la garganta y el difusor de la bomba.

Esta bomba transfiere la energía entre dos corrientes de fluidos. La elevada presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial como presión es convertida en energía cinética al adquirir gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

Figura 1.9 Esquema de una bomba hidráulica tipo Jet



Fuente: Sertecpet

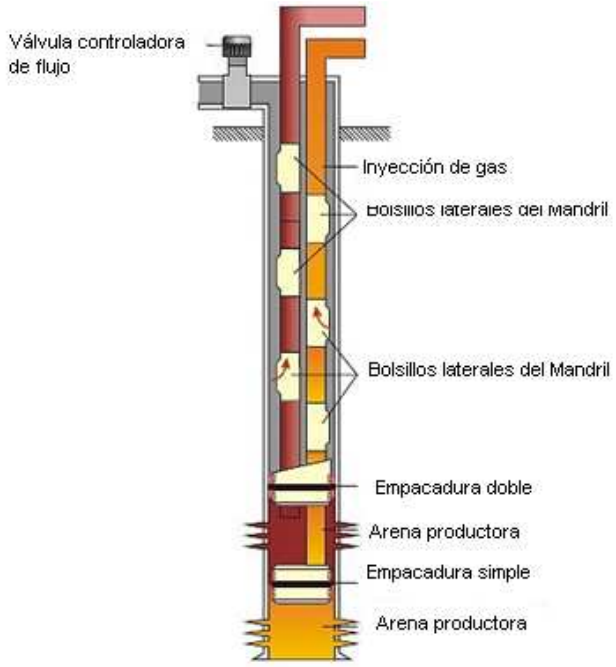
1.12.3.3 Bombeo neumático o gas lift

En el campo Shushufindi existen 3 pozos con este tipo de levantamiento, mismo que funciona con el gas generado en el campo, en la actualidad la producción de estos no tiene mayor influencia en el total de los fluidos producidos en el campo.

En este tipo de bombeo la emulsión es causada por el gas, que produce turbulencia en el punto de introducción del gas en la tubería y el cabezal del pozo.

Este sistema de levantamiento artificial permite levantar el petróleo que se produce al inyectar gas a alta presión, alrededor de 1400 PSI en el fondo del pozo para disminuir el peso de la columna del fluido. El gas inyectado hace que la presión que ejerce el fluido sobre la formación disminuya debido a la densidad de dicho fluido y la expansión del gas permite al fluido desplazarse.

Figura 1.10 Esquema de una completación tipo neumática o gas lift



Fuente: www.americancompletiontools.com/gasliftequipment/completionsystems

TABLA 1.6 RESUMEN DE POZOS POR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

ESTACIÓN	POZOS		
	BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO HIDRÁULICO
Central	28	-	-
Drago	1	-	-
Drago Este	4	-	-
Drago Norte	5	-	-
Norte	28	-	5
Suroeste	12	1	-
Sur	18	1	-
Condorazo	1	-	-
Aguarico	3	1	-
Total	100	3	5

Fuente: Departamento Ingeniería. EP. Petroecuador. 29 de marzo del 2011

1.12.4 AGENTES EMULSIFICANTES

Los agentes emulsificantes, ya sean solos o en conjunto, determinan la estabilidad de las emulsiones, así los más comunes en la industria petrolera son: asfáltenos, parafinas, resinas y otros ácidos orgánicos solubles en aceite. Se encuentran también el zinc, hierro, sulfato de amonio, carbonato de calcio, sulfito de sílice y hierro. Esas sustancias se encuentran en la interfase entre las gotas de aceite y las gotas de agua bajo la forma de una película alrededor de las gotas. Otros agentes emulsificantes pueden ser fluidos de perforación, de estimulación o productos químicos.

1.12.4.1 Características de los agentes emulsionantes

Las principales características de los agentes emulsificantes son:

a) Pueden ser moléculas polares que se alinean entre si sobre la gota de agua generando cargas eléctricas, logrando que las gotas se repelan impidiendo la coalescencia.
b) Cuando son solubles en aceite reducen la tensión superficial exterior de la gota de agua, tendiendo a formar gotas de agua más pequeñas.

1.12.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

La estabilidad de las emulsiones se puede medir en función de: el tiempo que tardan en separarse las fases o el número de gotas de demulsificante de acción rápida que se necesita en el laboratorio para separar la emulsión por el método del BSW por centrifugación (ASTM D96-88), esta depende de los siguientes factores:

1.12.5.1 Viscosidad de la fase continua

El crudo de alta viscosidad requiere más tiempo para la coalescencia y deposición de las gotas de agua que un crudo de menor viscosidad, esto se debe a que las gotas de agua en el crudo con alta viscosidad no se pueden mover tan

rápidamente, como en uno de baja viscosidad, debido al rozamiento existente entre la fase continua y las moléculas de la fase dispersa.

Una viscosidad alta en la fase externa disminuye la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando el fluido. Las emulsiones son fluidos cuya viscosidad varía con la temperatura, es decir son fluidos no newtonianos.

1.12.5.2 Temperatura

Usualmente, el aumento de la temperatura tiene tres efectos muy fuertes en la estabilidad de la emulsión: la viscosidad disminuye y facilita la coalescencia de las gotas de agua, la película del emulsificante alrededor de la gotas se debilitada o se rompe debido a la expansión de la gotas de agua y a menudo hay una disminución de la eficiencia del emulsificante, como por ejemplo, el derretimiento del agentes parafínicos, además de aumentar la diferencia de densidad entre los fluidos, provocando la rápida la caída del agua.

1.12.5.3 Diferencia de gravedad específica

La diferencia de gravedad especifica entre el petróleo y el agua influye sobre la estabilidad de la emulsión. A mayor diferencia, mayor velocidad de asentamiento. Por ejemplo, en una emulsión agua-en-crudo, un aceite pesado tiene tendencia en guardar las gotas de agua más tiempo en suspensión que un aceite liviano (de bajo API). También, el agua sin sales (agua fresca) no se asienta tan rápidamente en el crudo como el agua salada que es más pesada.

Calentar la emulsión aumenta las diferencias en gravedad específica entre el aceite y el agua (disminuyendo la del crudo), además de bajar la viscosidad.

1.12.5.4 Contenido de agua

La estabilidad de la emulsión disminuye cuando el BSW total es cercano o mayor al 50%[12] o cuando la cantidad de agua en el crudo esta cerca o es mayor a la cantidad de crudo producido, dicho de otra manera al incrementar el volumen de la fase dispersa (agua) se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfasial, entonces la distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas.

1.12.5.5 Salinidad del agua

La cantidad total de sólidos o salinidad del agua influye también sobre la velocidad de asentamiento. A mayor densidad del agua, más rápido el asentamiento. La salinidad influye también sobre la partición del demulsificante o surfactante. Emulsiones de agua dulce usualmente son más difíciles en tratar[13]. En general el agua sin sales favorece la estabilidad de la emulsión.

1.12.5.6 Edad de la emulsión

Las emulsiones de crudo son sistemas que no están estables ya que cambian continuamente en un esfuerzo para lograr la separación de las fases. Como resultado, estas emulsiones ganan estabilidad con el tiempo dependiendo del agente emulsionante y las características del agua, lo que aumenta su resistencia a la deshidratación.

Con el tiempo, los agentes emulsificantes pueden migrar hacía las gotas de agua dispersas y cubrirlas por completo. Las emulsiones estabilizadas con el tiempo

---

[12] Ídem 16
[13] Ídem 16

pueden requerir un tratamiento químico de mayor caudal o un tratamiento químico diferente al de una emulsión fresca.[14]

1.12.5.7 pH

La formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite cambia con la adición de ácidos y/o bases inorgánicos. Ajustando el pH entre 6 y 8 la emulsión tenderá a romperse es por esto que según el caso será necesario añadir ácidos u bases con el fin equilibrarlo. Se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial ya que el emulsificante se vuelve inactivo al adicionar demulsificante, por neutralización, el cambio de pH o pérdida de solubilidad.

1.12.5.8 Tipo de crudo

Los crudos de base nafténica usualmente forman emulsiones inestables, mientras que los crudos parafínicos y de base mixta forman emulsiones estables. Las ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión[15], debido a que son agentes emulsificantes.

1.12.5.9 Parafinas

Las parafinas son hidrocarburos de alto peso molecular que forman parte del crudo extraído en los campos de petroleros, los depósitos de parafinas pueden causar problemas tanto en la producción como en el tratamiento crudo originando dificultades operacionales e incrementando en los costos de producción, ya que pueden taponar las tuberías, líneas de flujo, equipos de separación , sistemas de almacenamiento, equipos de procesamiento e incluso pueden llegar a formar

[14] Ídem 16
[15] Deshidratación de crudo Principios y Tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes.

gomas imposibilitando el bombeo de fluido por el oleoducto. Además al no existir una dispersión eficiente de la parafina, su acumulación dificulta la deshidratación del crudo, que es uno de los procesos más relevantes en la producción, ya que estos depósitos hacen que la emulsión se vuelva más estable. Las redes cristalinas de parafina a temperaturas por debajo de los 95 ºF (35ºC) forman una capa protectora alrededor de las gotas de agua que forman la emulsión y no permiten la caída de agua, lo que se deriva en una reducción de la eficacia de los demulsificantes. El tratamiento químico del crudo utilizando dispersantes de parafina es un método alterno para el control de depósitos de parafinas que ayudara a facilitar los procesos de producción, deshidratación, almacenamiento y transporte del crudo, cuando no existen temperaturas lo suficientemente altas en el sistema, para no permitir la cristalización de las parafinas, ya sea de manera natural o agregadas al sistema mediante equipos de calentamiento.

1.12.5.10 Durezas cálcica y magnésica

Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, estabilizando la emulsión, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

1.12.5.11 Tamaño de las gotas

El tamaño de la gota de agua dispersa está determinado por el tipo y la severidad de la agitación en un sistema. Esto indica de la estabilidad de la emulsión. Entre más severa sea la agitación del sistema de producción de petróleo crudo, más acción de corte puede ser impartida a la mezcla petróleo-agua, resultando en gotas de agua más pequeñas y una emulsión más estable. Se ha encontrado que emulsiones estables contienen todo tipo de tamaños de gotas de agua, pero el porcentaje de gotas pequeñas es el más alto.

TABLA 1.7 TAMAÑO DE GOTA SEGÚN EL TIPO DE EMULSIÓN

TIPO DE EMULSIÓN	DIÁMETRO DE GOTAS (Micrones)
Floja o suave	>150
Semidura o Moderada	<100
Dura o Fuerte	<60

Fuente: Deshidratación de crudo. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. U. De Los Andes

1.12.5.12 Tensión interfasial

Cuando dos líquidos inmiscibles están en contacto, las moléculas en el interior del líquido se atraen unas a otras en todas direcciones. Sin embargo, en la interfase de los líquidos las moléculas de cada líquido están en contacto entre si y experimentan fuerzas distintas, unas debidas a las moléculas de su fase y otras debidas a las moléculas de la otra fase. Al formarse la emulsión, el área de contacto entre los líquidos se incrementa notablemente, incrementándose la tensión interfasial. En consecuencia, la tensión interfasial tenderá a unir las gotas y reducir el área de contacto. Mientras más alta sea la tensión interfasial del aceite, más difícil será romper la interfase y formar la emulsión, y, una vez conseguido, lograr que la emulsión sea estable será igualmente difícil.

1.12.5.13 Exposición al aire

Se ha comprobado que las emulsiones se vuelven más estables cuando están expuestas al aire, debido a que el oxígeno en el aire reacciona con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esto ocurre muy rápido y en general solo bastan algunos segundos de exposición para estabilizar fácilmente la emulsión.

La Tabla 1.8 muestra la influencia de los factores citados anteriormente en la estabilidad de las emulsiones:

TABLA 1.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

FACTOR	ACCIÓN	ESTABILIDAD
Viscosidad de la fase continua	Aumenta	Aumenta
	Disminuye	Disminuye
Diferencia de gravedad específica	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Salinidad del agua	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Edad de la emulsión	Alta	Aumenta
	Corta	Disminuye
Temperatura	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
ºAPI	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Crudos de Base parafínica	Disminuye	Disminuye
	Aumenta	Aumenta
Durezas Cálcica y Magnésica	Aumenta	Aumenta
	Disminuye	Disminuye
Tamaño de la gota	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Tensión interfasial	Aumenta	Disminuye
	Disminuye	Aumenta
Exposición al aire	Aumenta	Aumenta
	Disminuye	Disminuye

1.13 CARACTERÍSTICAS DE LOS QUÍMICOS DEMULSIFICANTES EMPLEADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

Los demulsificantes son compuestos de alto peso molecular que generan tensión superficial sobre las gotas dispersas en la interfase, con el fin de minimizar la formación de la emulsión y romperla lo más rápido posible.

Su acción se asemeja a la de los jabones, normalmente basados en sistemas de solventes orgánicos derivados del petróleo.

Un demulsificante óptimo debería cumplir con los siguientes requisitos:

a) **Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua**; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificantes presentes en la película de la interfase.

b) **Floculación**: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.

c) **Coalescencia:** permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

1.14 CLASIFICACIÓN DE LOS QUÍMICOS DEMULSIFICANTES

En general los productos químicos demulsificantes pueden clasificarse como sigue:

1.14.1 RESINAS ÁCIDAS CATALIZADAS[16]

Son en general rápidos para hacer caer las gotas de agua, y buenos aglutinadores dando como resultado una interfase fuerte. Sin embargo, pueden producir agua aceitosa en sistemas con corto tiempo de residencia, pero por lo general entregan agua limpia en sistemas con tiempos de residencia largos y tienen a menudo buena sinergia con los diepóxidos, así como con los polímeros en bloques.

1.14.2 RESINAS BÁSICAS CATALIZADAS[17]

Por lo general, son pobres deshidratadores si actúan individualmente, pero son muy sinérgicos cuando se combinan con: diepóxidos, ésteres, polímeros en

[16] Traducción de Demulsifier Manual. TR Oil Services a Clariant Group Company.
[17] Idem 21

bloque, y las resinas ácidas catalizadas. Se caracterizan por ser buenos desaladores, y dar un muy bajo BSW cuando se mezclan con otros químicos. Sin embargo, pueden dar pobres interfases de lodos, que a menudo son corregidos con resinas catalizadas o bloques de polímeros.

1.14.3 BLOQUES DE POLÍMEROS [18]

Estos son menos utilizados que las otras clases de demulsificantes, pero pueden mezclarse muy bien con resinas, cuando estas son el mayor componente. Los bloques de polímeros a menudo incrementan la tasa de separación del agua en las mezclas y conducen a mejorar la calidad de la interfase.

1.14.4 DIEPÓXIDOS[19]

Es uno de los demulsificantes más utilizados por ser un excelente separador de emulsiones. A menudo suelen ser lentos para separar el agua si trabajan como componentes individuales, pero pueden producir una excelente separación cuando se mezcla con resinas y/o poliaminas. Promueven un BSW y contenido de sal bajos debido a su carácter universal, la mayoría de las formulaciones comerciales de demulsificantes contienen una base de diepóxidos.

1.14.5 POLIAMINAS[20]

Esta categoría es la más recientemente desarrollada en las bases de los demulsificantes. Son similares a los diepóxicos en algunos aspectos, como en la promoción de un bajo BSW y buena desalación. Cuando se mezclan con resinas como los diepóxicos, dan una rápida separación del agua en algunos crudos específicos. La desventaja con las poliaminas es que requieren sistemas con

---

[18] Idem 21
[19] Idem 21
[20] Idem 21

mayor turbulencia en el punto de inyección y alto tiempo de contacto para reaccionar.

1.14.6 AGENTES HUMECTANTES[21]

Estos son componentes de los demulsificantes, muy importantes en ciertos crudos, como los parafínicos livianos y algunos aceites asfálticos pesados. Por lo general son mezclados con resinas ácidas catalizadas.

Por experiencia de campo se conoce que un solo compuesto químico no puede proveer todas las acciones requeridas para la deshidratación del crudo, por lo que los demulsificantes comerciales son una mezcla de varios demulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

1.15 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

El sistema de inyección de químicos deshidratantes en una planta de tratamiento de crudo deber ser diseñado de tal manera que se apliquen, de ser posible en el mismo punto donde se forma la emulsión, con el objetivo de que esta no envejezca y los compuestos químicos se pongan en contacto con cada gota de agua suspendida en el petróleo y neutralice la película del agente emulsificante que la rodea para que la misma turbulencia que genera la emulsión se utilice para mezclarla con los productos químicos.

---

[21] Idem 21

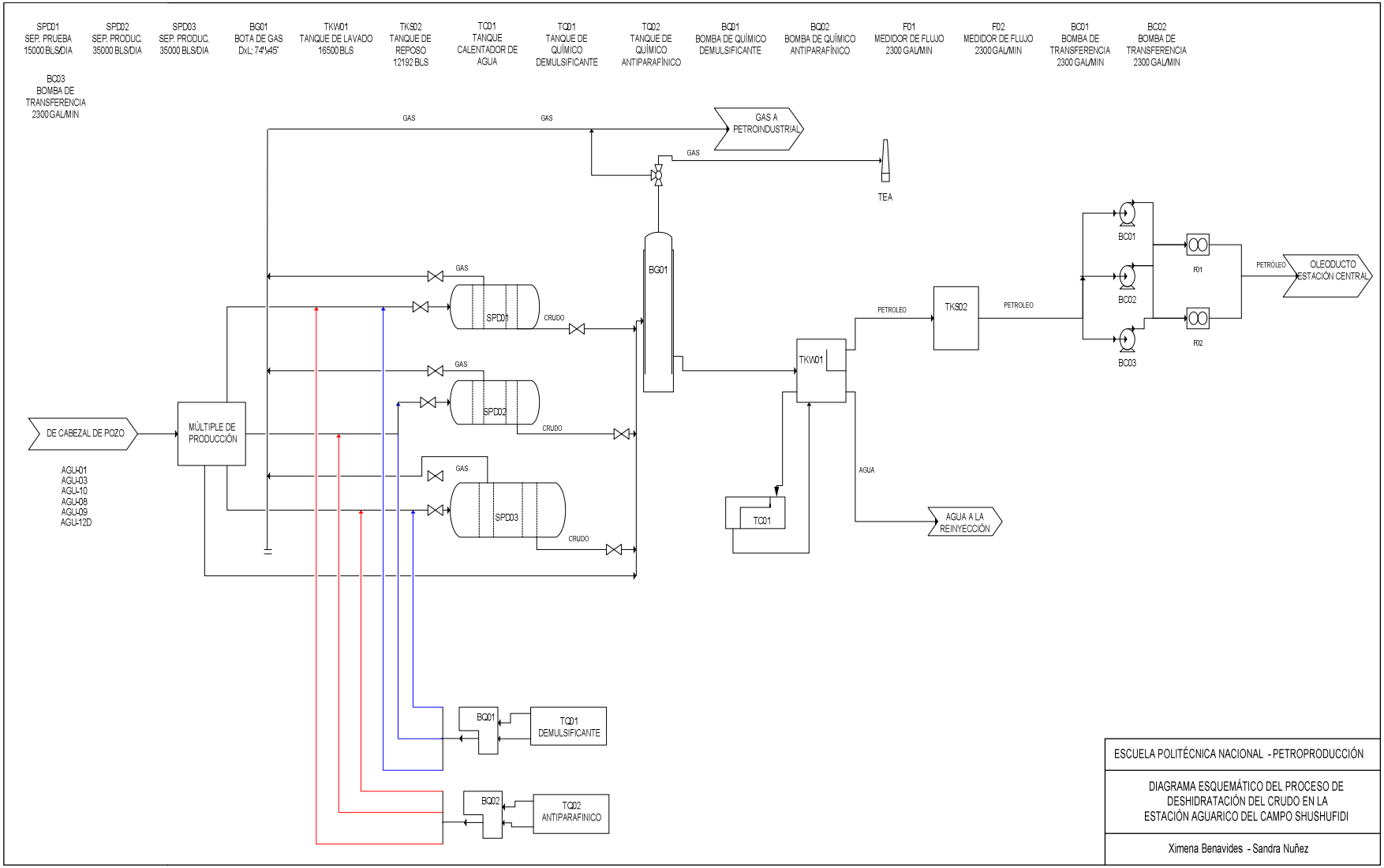
Los compuestos son empujados dentro de la línea de flujo por una bomba de desplazamiento positivo, la misma que puede ser accionada de manera eléctrica, mecánica o neumática.

En general se acostumbra a colocar los puntos de inyección en el múltiple de distribución, la entrada a los separadores y en pozos problema ya sea en el fondo o corriente arriba del estrangulador en forma continua o intermitente, para evitar la que se forme la emulsión y evitar que los compuestos tengan poca difusión en el fluido a tratarse, al no mezclarse adecuadamente o tener puntos de turbulencia en los siguientes puntos del proceso provocando que la emulsión se vuelva a formar.

Los sistemas de inyección instalados en el campo Shushufindi han sido correctamente ubicados ya que en las líneas de entrada a los separadores se presentan la suficiente turbulencia para garantizar la mezcla total de los químicos deshidratantes con el crudo.

En la Figura 1.11, se encuentra el diagrama esquemático de las facilidades de superficie, desde el múltiple de producción hasta la unidad ACT, donde se observa el sistema de deshidratación del crudo de la Estación Aguarico, con sus respectivos puntos de inyección de demulsificante y dispersante de parafina.

Figura 1.11 Diagrama esquemático del sistema de deshidratación de crudo de la Estación Aguarico



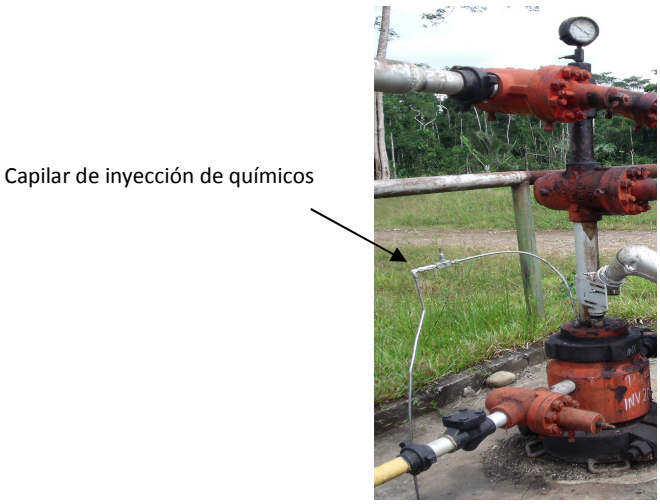
1.15.1 PUNTOS DE APLICACIÓN DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS

Se puede inyectar el tratamiento químico en cualquier punto del proceso, desde el fondo del pozo hasta en el tanque de almacenamiento. El tratamiento químico puede ser de tres clases en general:

1.15.1.1 Tratamiento en el pozo

Los reactivos químicos se inyectan en el fondo del pozo a través de tubos capilares con el fin de romper el emulsión en el mismo sitio donde se forman, este tratamiento se utiliza en general en pozos problemáticos (emulsiones muy estables o crudos muy pesados).

Figura 1.12 Fotografía de un cabezal de producción con inyección de químicos en el campo Shushufindi



Fuente: EP. Petroecuador

1.15.1.2 Tratamiento en las líneas

El tratamiento químico se agrega después que la emulsión ha llegado al cabezal del pozo, antes o después del estrangulador, en el múltiple de producción o antes de que el fluido llegue al separador o al calentador.

Figura 1.13 Sistema de inyección de químicos en la Estación Sur

Fuente: EP. Petroecuador

1.15.1.3 Tratamiento por intervalos

Se agrega el tratamiento químico cuando ya está en los tanques y separadores, ya sea de forma intermitente o continua, se agita con la emulsión, a veces se calienta y luego se le da tiempo para que la emulsión coalesca.

1.16 EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN MECÁNICA DEL CRUDO

En el campo Shushufindi de acuerdo a las condiciones de diseño de las instalaciones de superficie en cada una de las 5 estaciones de producción se utilizan los siguientes equipos:

1.16.1 SEPARADORES

La producción de los campos petrolíferos es una mezcla de petróleo, gas y agua, para llevar a cabo la separación de estas tres fases se utilizan tanques presurizados, los mismos que pueden ser: trifásicos y bifásicos por el número de fases que separan, horizontales y verticales según su postura, cilíndricos y esféricos por su forma, y de producción y de prueba por su función.

Figura 1.14 Separadores horizontales de la Estación Central

Fuente: EP. Petroecuador

1.16.1.1 Funciones primarias de un separador

Remoción de gas del petróleo

El gas presente en le petróleo genera turbulencia, volviendo más estable a la emulsión presente en el crudo, por lo que es necesario retirar todo el gas disuelto en el crudo, esta separación se da por diferencia de densidades para lo cual la velocidad del fluido debe ser lo suficientemente baja para lograr el tiempo de retención adecuado y por lo tanto una buena separación, para esto se utiliza un mecanismo conocido como extractor de neblina, el mismo que puede usar uno o más de los siguientes métodos:

- Choque, cambio de dirección del flujo
- Cambio de velocidad del flujo
- Fuerza centrífuga
- Coalescencia
- Filtración

La cantidad de gas en solución que contiene el petróleo depende de sus propiedades físico químicas y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre, por lo tanto el volumen de gas que un separador puede remover dependerá de estos mismos factores, además del tamaño y configuración del mismo.

Separación del agua del petróleo

Debido a la diferencia de gravedad específica entre el petróleo y el agua, y al choque de los fluidos con la platina deflectora, se produce el asentamiento gravitacional de las partículas de agua, que se quedan en el fondo del separador. En la interfase se encuentra una capa de emulsión, el petróleo que está sobre la emulsión rebosa el compartimiento y cae hacía el espacio diseñado para la recolección del crudo, como se observa en la Figura 1.16

1.16.1.2 Funciones Secundarias de un separador

- Mantener la presión óptima a fin de garantizar la entrega de fluidos hacia otros equipos.
- Mantener el nivel óptimo garantizando de esta manera un sello que evite la pérdida de gas en el petróleo.

1.16.1.3 Elementos internos básicos de un separador

Platina deflectora

Se instala a la entrada del fluido con el fin de que exista un cambio brusco en el momentum de flujo de tal manera que se separen las partículas de líquido y gas,

además de reducir la turbulencia, a esta se le conoce como sección de separación primaria.

Eliminadores de espuma

La espuma es estabilizada al hacer pasar la misma por una serie de placas paralelas o tubos que ayudan a desintegrar las burbujas.

Placas de rebose

Se ubican en la mitad o a un lado del separador, o a modo de bolsillo según el diseño, con el fin de ayudar a separar las fases agua y petróleo, además de asegurar el tiempo correcto de separación, a esta se le conoce como sección de acumulación de líquidos.

Extractor de neblina

Se lo ubica en la salida del gas, en la parte superior del separador, está hecho de lana de acero o placas, este retiene el 99% de las gotas de líquido con diámetro mayor a 10 micrones.

Rompe torbellinos

Son platinas que se ubican en la salida de agua o de petróleo con el fin de evitar que se formen torbellinos.

Sistema de limpieza (sand jet)

Es una entrada del tanque que se utiliza para el lavado del fondo del recipiente, con agua a presión con el objetivo de remover los sólidos sedimentados en el fondo.

Dispositivos de coalescencia

Son placas paralelas lisas o corrugadas, a través de las cuales se hace pasar el flujo de la producción, favoreciendo la separación agua-crudo.

Control de nivel

Se lo ubica en la interfase agua – petróleo con el fin de abrir o cerrar la válvula de descarga de petróleo a la salida del mismo y mantener el nivel óptimo en el tanque.

1.16.1.4 Elementos básicos externos de un separador

Salida de gas

Esta ubicada en la parte superior del separador y lleva el gas hacia el siguiente proceso.

Salida de petróleo

Se la ubica según el diseño en la parte inferior o media, pero siempre sobre la interfase agua – petróleo con el fin de llevar el aceite hacía la bota de gas o al tanque de lavado.

Salida de agua

Se la halla en separadores trifásicos, esta ubicada casi siempre en la parte inferior para llevar el agua separada hacia un tanque desnatador o hacia los tanques de agua para la reinyección.

Válvula controladora de presión

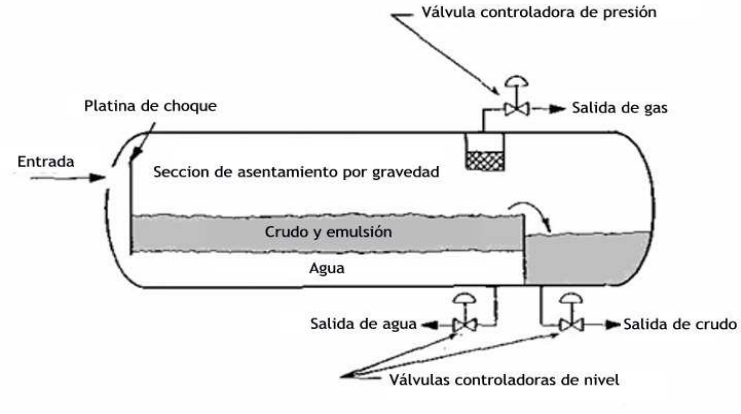
Es una válvula de seguridad que ubica en la parte superior del separador, esta se abre o se cierra según el diseño de control de presión de seguridad

1.16.1.5 Separadores de agua libre o separadores trifásicos

Su función es de remover el agua libre que se produce junto con el petróleo, además de separar el gas asociado a los fluidos. Son generalmente usados en conexión con sistemas que tienen una alta relación agua petróleo.

El agua libre es definida como aquella agua producida con el petróleo que se decanta en cinco minutos mientras los fluidos del pozo se dejan estacionarios en un espacio de reposo dentro de un recipiente o equipo.

Figura 1.15 Esquema de separador trifásico horizontal

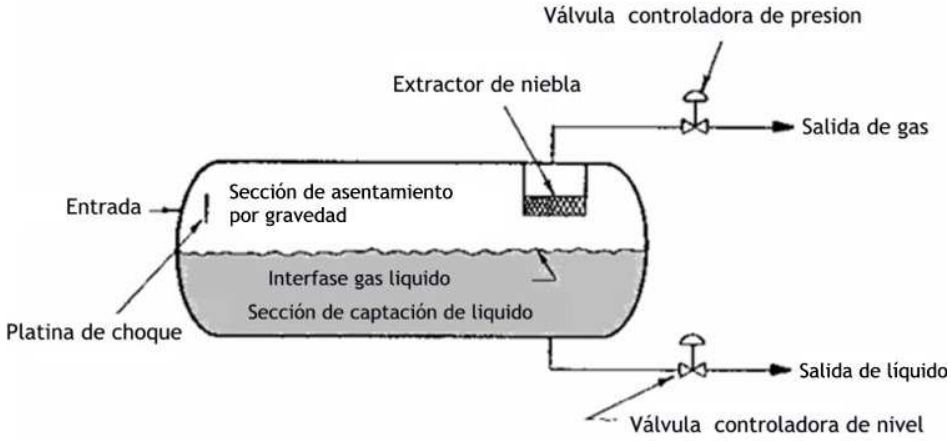


Fuente: Manual de Tratamiento de Crudo. Parte 2. Edda Suárez

1.16.1.6 Separadores bifásicos

Los separadores bifásicos separan el fluido en gas y líquido, descargando el gas por el tope del recipiente y los líquidos por el fondo, se utilizan en campos con grandes relaciones gas – líquido.

Figura 1.16 Esquema de un separador bifásico horizontal



Fuente: Manual de Tratamiento de Crudo. Parte 2. Edda Suárez

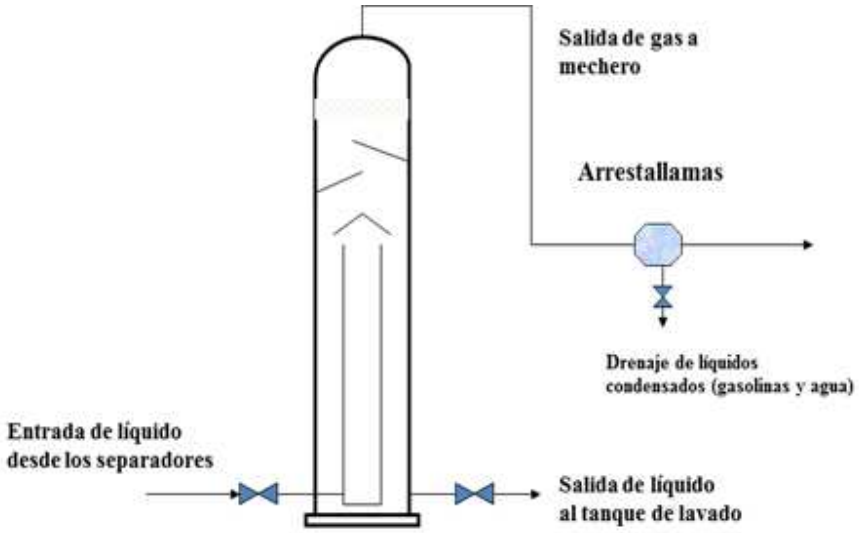
1.16.2 BOTA DE GAS

Está formada de dos cilindros verticales concéntricos, y sirve para eliminar el gas que todavía permanece en solución. Por el cilindro interno sube el petróleo y agua, hasta chocar con un deflector en forma de sombrero chino, descendiendo por el espacio anular para ingresar al tanque de lavado. Este equipo sirve como separador de producción alterno temporal, en el caso de que los separadores primarios se inunden. Se debe diseñar para eliminar el GOR residual a la descarga de los separadores, recomendándose sobredimensionar en un 50 %.

La bota de gas contribuye al proceso de separación del crudo porque:

- Separa el gas asociado y disminuye la turbulencia dentro del tanque de lavado
- Sirve como tanque de compensación de alimentación al tanque
- El petróleo con menor cantidad de gas a la entrada de los tanques de almacenamiento contribuye a operaciones más seguras

Figura 1.17 Esquema de una bota de gas



1.16.3 TANQUES

Son estructuras metálicas formadas por láminas de acero soldadas o empernadas entre si. Estos recipientes son de formas cilíndricas o esféricas que permiten almacenar grandes volúmenes de productos hidrocarburíferos, diseñados de acuerdo a las condiciones técnicas necesarias.

1.16.3.1 Tanque de lavado

El tratamiento en el tanque de lavado consiste en hacer pasar la emulsión desestabilizada, a través de un colchón o capa de agua, generalmente caliente, para provocar la disolución de las gotas de agua suspendidas, con esto permiten solucionar rápidamente las emulsiones en el crudo, el agua libre se drena hacia el sistema de tratamiento y reinyección y el petróleo va a un tanque de mayor capacidad llamado de reposo.

Como ventajas del tanque de lavado tenemos que:

- Promueve la coalescencia de las pequeñas gotas de agua, lo cual debería traducirse en una mejor separación del petróleo y el agua
- Mayor tiempo de reposo
- Disminuye el consumo de químicos demulsificantes
- El efluente de agua drenada se contamina menos con emulsión

Figura 1.18 Fotografía de un tanque de lavado en el campo Shushufindi

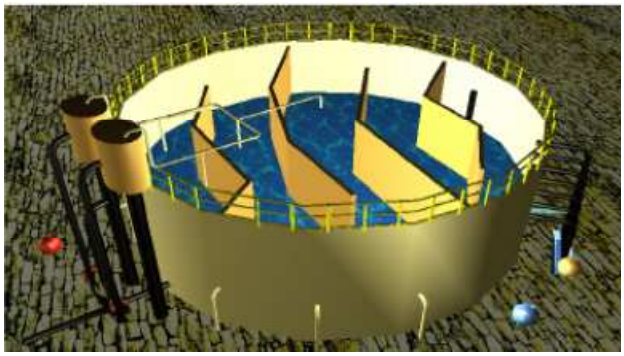
Fuente: EP. Petroecuador

Existen varios modelos de tanques de lavado, tales como: concéntricos, en espiral y con placas internas, este último es que se utiliza en el campo Shushufindi.

Tanque de lavado con placas internas

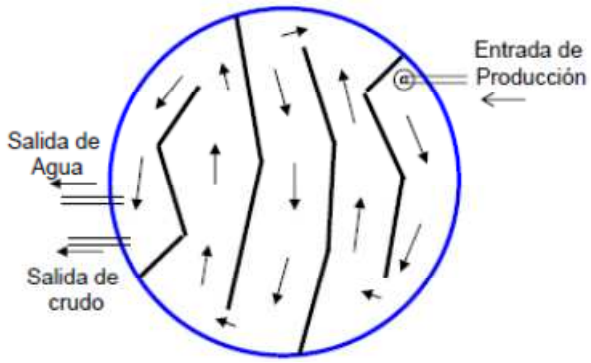
La producción de crudo entra por una tubería ubicada en la parte inferior del tanque, donde se promueve la coalescencia al tener múltiples placas sobre el piso a través de las cuales debe viajar el crudo, ya que al aumentar el área de contacto entre los fluidos y el tanque, la emulsión choca contra las mismas y permite que las moléculas de agua se agrupen más rápidamente, la descarga del petróleo limpio se da por la parte superior y para eliminar el exceso del colchón de agua se tiene la salida en la parte inferior, como se muestra en las Figuras 1.21 y 1.22.

Figura 1.19 Esquema de un tanque de lavado con placas



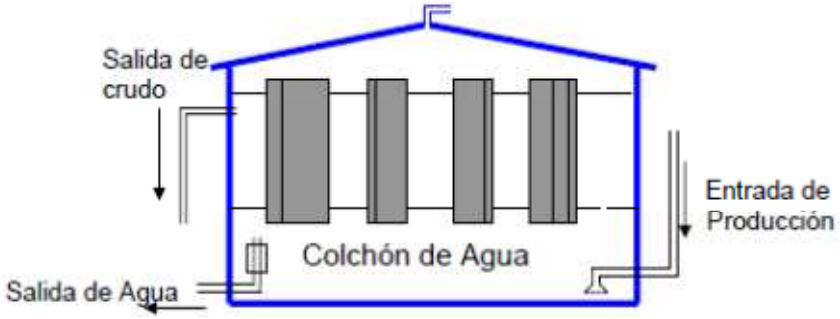
Fuente: Manual de Deshidratación de Crudo. Parte 3. Edda Suárez

Figura 1.20 Esquema de un tanque de lavado con placas vista superior



Fuente: Manual de Deshidratación de Crudo. Parte 3. Edda Suárez

Figura 1.21 Esquema de un tanque de lavado con placas vista lateral



Fuente: Manual de Deshidratación de Crudo. Parte 3. Edda Suárez

1.16.3.2 Tanque de reposo o surgencia

Su función es recoger los fluidos que vienen del tanque de lavado y continuar separando las pequeñas cantidades de agua emulsionada y gas que permanecen en el crudo. Este recibe petróleo con un BSW máximo del 1%.

1.16.3.3 Tanque de oleoducto o almacenamiento

Almacena grandes cantidades de petróleo, son cilíndricos, de fondo plano y techo esférico, elipsoidal o flotante a fin de evitar que los gases y elementos livianos del aceite se evaporen hacia la atmósfera.

1.16.3.4 Tanque calentador de agua

Son tanques que se utilizan para calentar el agua que será recirculada hacía el tanque de lavado con el fin a ayudar en el proceso de deshidratación al incrementar la temperatura del agua y mejorar la coalescencia.

CAPÍTULO 2

TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Con el fin de conocer las características de los fluidos que se procesan en el campo Shushufindi y sus estaciones se realizaron pruebas estandarizadas tales como: gravedad API, viscosidad cinemática, contenido de sólidos, BSW por destilación y contenido de azufre para el petróleo, pH, densidad, salinidad, aceite en agua, dureza total, dureza cálcica y dureza magnésica, para el agua.

Para determinar el tipo de crudo del campo Shushufindi, se utilizó el factor de caracterización Kuop, que se detalla a continuación.

Factor Kuop

Es un valor que permite identificar o caracterizar el tipo de crudo en cuanto a su composición química, (base parafínica, mixta, nafténica, aromática). Este factor es un índice fiel de la serie de hidrocarburos predominante en el crudo, se calcula según la fórmula 2.1:

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{Tem.\ \ volumétric\ a\ \ \ media\ \ \ (^{o}R)}}{Gravedad\ \ \ especifica\ \ \ (60^{o}F)} \qquad (2.1)$$

La temperatura volumétrica media, es la temperatura de ebullición de un componente hipotético con características equivalente a la mezcla de hidrocarburos analizada[22].

Prueba para determinar la temperatura volumétrica media

1. Tomar una muestra de crudo del tanque de oleoducto
2. Someter la muestra a centrifugación con el fin de separar cualquier partícula de agua que aún se encuentre emulsionada en el crudo
3. Precalentar el destilador
4. Tomar 100 ml de crudo deshidratado y colocarlo en el balón de destilación
5. Acoplar herméticamente el termómetro al balón de destilación y estos al destilador ASTM – D86
6. Colocar una probeta en la salida del destilador
7. Al caer la primera gota de destilado, medir la temperatura, que será la inicial
8. Medir la temperatura cuando se tenga 5, 10, 20, 30, 40 ml de destilado
9. Determinar la temperatura máxima de destilación teniendo en cuenta el volumen de crudo destilado para el cual la temperatura empieza a bajar
10. Calcular el valor promedio de las temperaturas obtenidas en la prueba

Valores del factor Kuop para los diferentes tipos de crudo

- 12 a 12,5 Petróleos o fracciones de base parafínica
- 11,8 a 12 Petróleos o fracciones de base intermedia
- 11 a 11,8 Petróleos o fracciones de base nafténica
- 10 a 11,8 Derivados de craking térmico (variable)
- 9,5 a 9,8 Petróleos o fracciones de base aromática

[22] www.fing.uncu.edu.ar/catedras/opunitarias/archivos/Propiedades%20mezclas%20anexo%20A.pdf

Figura 2.1 Fotografía de prueba de temperatura volumétrica media

Fuente: Laboratorio de tratamiento químico y corrosión. EP. Petroecuador

Los resultados de la prueba de la temperatura volumétrica media del crudo del campo Shushufindi se presentan en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE TEMPERATURA VOLUMÉTRICA MEDIA

% Volumen Destilado	Temperatura ºF
0	130,0
5	220,0
10	270,0
20	365,0
30	460,0
40	560,0
48	598,0
Temperatura Promedio	494,6

Cálculo del factor de caracterización Kuop:

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{953{,}67(^{o}R)}}{0{,}8866(60^{o}F)} = 11{,}1$$

El valor obtenido, 11,1 demuestra que la base predominante en el crudo del campo Shushufindi es la nafténica, pero mediante inspecciones visuales se comprobó que también contiene parafinas.

Visualmente los crudos con parafinas son brillantes y de color claro, al congelarse presentan formas y cristales como las siguientes:

Figura 2.2 Tipos de cristales de parafina

Fuente: Universidad Industrial de Santander. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio planta piloto y experiencias industriales

Las Figuras 2.3 y 2.4 muestran los resultados de la inspección visual del crudo del campo Shushufindi.

Figura 2.3 Fotografía de una capa delgada del crudo del campo Shushufindi a temperatura ambiente

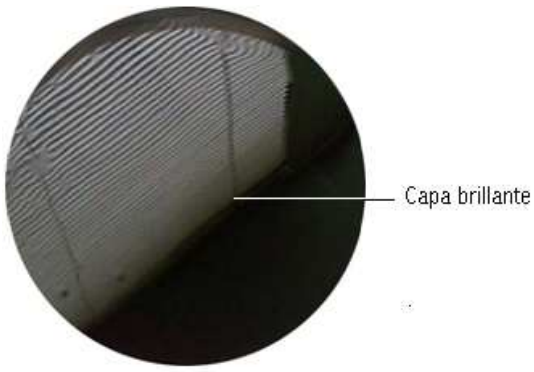
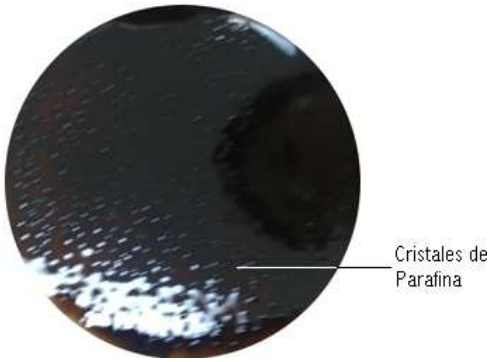


Figura 2.4 Fotografía de una capa delgada del crudo del campo Shushufindi después del enfriamiento



2.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Las muestras para las pruebas del crudo del campo Shushufindi y sus estaciones se tomaron del tanque de oleoducto ubicado en la Estación Central a donde llega el crudo total producido y de las unidades ACT de cada estación. El grado API, se midió a condiciones ambientales, pero se lo ha reportado a 60 ºF (15,66 ºC), la gravedad específica se determinó por la fórmula del API, la viscosidad cinemática se tomó a 104 ºF (40ºC), y la dinámica se calculo en base a la densidad del crudo. El dato de BSW referencial se tomó del documento “Comparación de Potenciales de Producción Área Shushufindi – Aguarico – Drago – Condorazo” de febrero del

2011. El resto de parámetros se realizaron de acuerdo a las normas citadas en las respectivas tablas.

Para las pruebas que se le realizó al agua se tomaron las muestras de los tanques de lavado de cada estación y se realizaron las mediciones a temperatura ambiental.

TABLA 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO SHUSHUFINDI

CARACTERISTICA	NORMAS	UNIDAD	VALOR
API	ASTM D-1298	ºAPI	28,10
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298		0,8866
Viscosidad dinámica	μ=ρ x δ	Cps	13,75 @ 104 ºF
Viscosidad cinemática	ASTM D 445 03	cSt	15,51 @ 104 ºF
Contenido de sólidos	ASTM D 473 02	% Masa	0,04
BSW por destilación	ASTM D4006 81	% Volumen	0,15
BSW referencial febrero 2011, del volumen total de fluido producido		% Volumen	62,60
Contenido de azufre	ASTM D4294 -98	% Masa	0,9856 ± 0,01014

TABLA 2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN CENTRAL

CARACTERISTICA	NORMAS	UNIDAD	VALOR
PETRÓLEO			
Api	ASTM D-1298	ºAPI	27,40
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298	-	0,8905
Viscosidad dinámica	$\mu=\rho \times \delta$	Cps	14,85 @ 104 ºF
Viscosidad cinemática	ASTM D 445 03	cSt	16,68 @ 104 ºF
Contenido de sólidos	ASTM D 473 02	% Masa	0,061
BSW referencial febrero 2011, del volumen total de fluido producido	-	% Volumen	66,30
BSW por destilación	ASTM D4006 81	% Volumen	0,10
Contenido de azufre	ASTM D4294 -98	% Masa	0,95329 ± 0,0009
AGUA			
pH	ASTM 1293-84		6,67
Densidad	ASTM D854	gr/cm^3	1,026 @ 20 ºC
Aceite en agua	PAC – 08	ppm	2
Salinidad	HACH 100073	ppm	21100
Dureza total	HACH 8213	ppm	6500
Dureza cálcica	HACH 8204	ppm	4300
Dureza magnésica	-	ppm	2200

TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN NORTE

CARACTERÌSTICA	NORMA/METODO	UNIDAD	VALOR
PETRÓLEO			
Api	ASTM D-1298	ºAPI	28,60
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298	-	0,8838
Viscosidad dinámica	$\mu=\rho \times \delta$	Cps	13,49 @ 104 ºF
Viscosidad cinemática	ASTM D 445 03	CSt	15,26 @ 104 ºF
Contenido de sólidos	ASTM D 473 02	% Masa	0,016
BSW referencial febrero 2011 del volumen total de fluido producido	-	% Volumen	57
BSW por destilación	ASTM D4006 81	% Volumen	0,25
Contenido de azufre	ASTM D4294 -98	% Masa	1,00206 ± 0,00128
AGUA			
Ph	ASTM 1293-84	Ph	6,6
Densidad	ASTM D854	gr/cm^3	1,03 @ 20 ºC
Aceite en agua	PAC - 08	ppm	2
Salinidad	HACH 100073	ppm	25600
Dureza total	HACH 8213	ppm	8100
Dureza cálcica	HACH 8204	ppm	6700
Dureza magnésica	-	ppm	1400

TABLA 2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN SUR

PETRÓLEO	NORMAS	UNIDAD	VALOR
PETRÓLEO			
Api	ASTM D-1298	ºAPI	30,20
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298	-	0,8751
Viscosidad dinámica	$\mu=\rho \times \delta$	Cp	8,1 @ 104 ºF
Viscosidad cinemática	ASTM D 445 03	cSt	9,25 @ 104 ºF
Contenido de sólidos	ASTM D 473 02	% Masa	0,019
BSW referencial febrero 2011 del volumen total de fluido producido	-	% Volumen	72,90
BSW por destilación	ASTM D4006 81	% Volumen	0,125
Contenido de azufre	ASTM D4294 -98	% Masa	0,86099±0,00237
AGUA			
Ph	ASTM 1293-84	-	7,01
Densidad	ASTM D854	gr/cm^3	1,027 @ 20 ºC
Salinidad	HACH 100073	ppm	22800
Aceite en agua	PAC - 08	ppm	6
Dureza total	HACH 8213	ppm	6900
Dureza cálcica	HACH 8204	ppm	5600
Dureza magnésica	-	ppm	1300

TABLA 2.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN SUROESTE

PETRÓLEO	NORMAS	UNIDAD	VALOR
PETRÓLEO			
Api	ASTM D-1298	ºAPI	23,80
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298		0,9111
Viscosidad dinámica	ASTM D 445 03	Cps	36,85 @ 104 ºF
Viscosidad cinemática	$\mu=\rho \times \delta$	CSt	40,44 @ 104 ºF
Contenido de sólidos	ASTM D 473 02	% Masa	0,031
BSW referencial febrero 2011 del volumen total de fluido producido	-	% Volumen	80,00
BSW por destilación	ASTM D4006 81	% Volumen	0,18
Contenido de azufre	ASTM D4294 -98	% Masa	1,46565±0,01014
AGUA			
Ph	ASTM 1293-84	-	6,65
Densidad	ASTM D854	gr/cm^3	1,03 @ 20 ºC
Salinidad	HACH 10073	ppm	23700
Aceite en agua	PAC - 08	ppm	10
Dureza total	HACH 8213	ppm	7200
Dureza cálcica	HACH 8204	ppm	6100
Dureza magnésica	-	ppm	1100

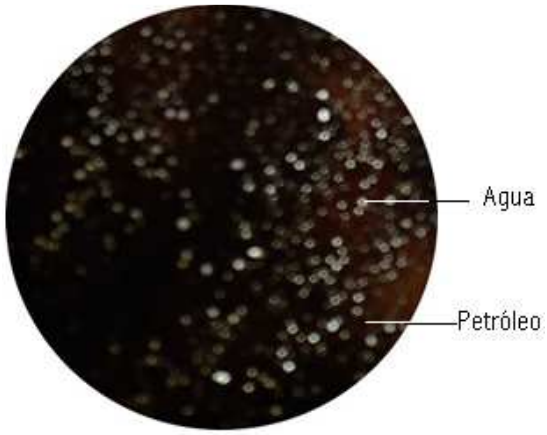
TABLA 2.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN ESTACIÓN AGUARICO

PETRÓLEO	NORMAS	UNIDAD	VALOR
PETRÓLEO			
Api	ASTM D-1298	ºAPI	28,00
Densidad relativa del crudo	ASTM D-1298		0,8871
Viscosidad dinámica	$\mu=\rho \times \delta$	Cp	16,82 @ 104 ºF
Viscosidad cinemática	ASTM D 445 03	cSt	18,97 @ 104 ºF
Contenido de sólidos	ASTM D 473 02	% Masa	0,024
BSW referencial febrero 2011 del volumen total de fluido producido	-	% Volumen	33,20
BSW por destilación	ASTM D4006 81	% Volumen	0,15
Contenido de azufre	ASTM D4294 -98	% Masa	0,99204±0,00044
AGUA			
Ph	ASTM 1293-84	-	6,42
Densidad	ASTM D854	gr/cm^3	1,037 @ 20 ºF
Salinidad	HACH 10073	ppm	33500
Aceite en agua	PAC – 08	ppm	2
Dureza total	HACH 8213	ppm	12800
Dureza cálcica	HACH 8204	ppm	11200
Dureza magnésica	-	ppm	1600

2.2 CARACTERÍSITCAS DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS EMPLEADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

El Campo Shushufindi tiene un crudo del tipo nafténico con fracciones de parafina y diferentes volúmenes de emulsiones en cada estación, para contrarrestar esto se utilizan dos químicos en el campo: un demulsificante cuyo nombre comercial es DMO14535X y un dispensarte de parafina, llamado PAO-14715, y en el laboratorio se utiliza un demulsificante de acción rápida llamado DMO46, cuya propiedad le corresponde a la compañía Baker Petrolite.

Figura 2.5 Muestra de agua emulsionada en el crudo



.

2.2.1 DEMULSIFICANTE DMO14535X[23]

Este producto se utiliza para tratar las emulsiones de agua en petróleo (A/P) que se forman durante la producción, puede aplicarse a la cabeza del pozo, al múltiple de producción, antes de los separadores y separadores de agua libre o tratadores

[23]Product Data.Baker Petrolite. DA 959N Demulsifier.

térmicos. Las concentraciones típicas de tratamiento son de 10 a 15 partes por millón (ppm) dependiendo del tipo de la emulsión y del sistema de deshidratación.

Características y Beneficios

- Rápida y completa caída de las gotas de agua por lo que produce un petróleo comercializable rápidamente
- Reduce las temperaturas de tratamiento ahorrando costos de combustible
- Produce efluentes de agua limpios reduce la cantidad de filtros a utilizarse y costos de eliminación del agua

Composición

De acuerdo a la hoja de datos del DMO14535X su composición es la que se muestra en la Tabla 2.8.

TABLA 2.8 COMPOSICIÓN DEL DMO14535X

NOMBRE	% EN PESO
Etanol	1-5
Surfactantes Orgánicos	10-30
Nafta aromática liviana	10-30
1,2,4 Trimetilbenceno	10-30
1,2,3 Trimetilbenceno	1-5
1,3,5 Trimetilbenceno	1-5

Fuente: Baker Petrolite.
Elaborado por: Baker Petrolite

Propiedades físicas y químicas

De acuerdo a la hoja de datos del DMO14535X sus propiedades físicas son las que se muestran en la Tabla 2.9.

TABLA 2.9 PROPIEDADES FÍSICAS DEL DMO14535X

Estado físico y apariencia	Líquido
Olor	Hidrocarburo aromático
Color	Ámbar Oscuro
Gravedad Específica	0,986 - 0,998 @ 60 ºF
Densidad de Vapor	> 1 respecto al aire
Caudal de evaporación	> 1 comparado al Ether
Punto de congelación	-10 ºF (-23 ºC)
Solubilidad en agua	Dispersable
Densidad	8,2 lbs/gal @ 60 ºF
Punto de chispa	105 ºF (40,5 ºC)

Fuente: Baker Petrolite
Elaborador por: Baker Petrolite

2.2.2 PAO 14715 DISPERSANTE DE PARAFINA[24]

Puede usarse en tratamientos por intervalos para remover depósitos de parafina existentes o inyectarse continuamente para ayudar a mantener los depósitos de parafina dispersos en el fluido.

Para remover los depósitos de parafina o mantenerla dispersa en el crudo se comienza con una concentración de 4 a 20 ppm en el fluido de producción[25]. Esta se reduce hasta hallar la concentración óptima del proceso.

Características y beneficios

- Remueve los depósitos de parafina ayudando a recuperar la producción perdida
- Previene los depósitos de parafina manteniendo los sistemas de producción limpios y fluyendo con bajos costos de mantenimiento

[24]Product Data. Baker Petrolite. DW – 285 Parafin Dispersant.
[25] Ídem 25

- Remueve los depósitos del fondo de los tanques
- Excelentes propiedades de manipulación en climas fríos
- Mínimos requerimientos de almacenaje y bombeo

Composición

De acuerdo a la hoja de datos del PAO 14715 su composición es la que se muestra en la Tabla 2.10.

TABLA 2.10 COMPOSICIÓN DEL PAO 14715

NOMBRE	% EN PESO
Alquil Fenol Oxialquilado	1-5
Metanol	1-5
Sulfonatosalquiralilados	1-5
1,2 Etihexanol	1-5
Nafta aromática liviana	10 - 30
1,2,4 Trimetilbenceno	10 - 30
1,2,3 Trimetilbenceno	1-5
1,3,5 Trimetilbenceno	1-5
Dietileno glicol monobutiléter	1-5
Tolueno	10 - 30
Destilado de petróleo alifático	10 - 30

Fuente: Baker Petrolite.
Elaborado por: Baker Petrolite

Propiedades Físicas y Químicas

De acuerdo a la hoja de datos del PAO 14715 sus propiedades físicas son las que se muestran en la Tabla 2.11.

TABLA 2.11 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PAO 14715

Estado físico y apariencia	Líquido
Olor	Hidrocarburo aromático
Color	Ámbar
Solubilidad	Soluble en petróleo
Gravedad Específica	0,843 - 0,855 @ 60 ºF
Densidad de Vapor	> 1 respecto al aire
Caudal de evaporación	> 1 comparado al Ether
Punto de congelación	-40 ºF (-40 ºC)
Solubilidad en agua	Dispersable
Densidad	7,02 - 7,12 lbs/gal @ 60 ºF
Punto de chispa	43 ºF (6,11 ºC)

Fuente: Baker Petrolite
Elaborado por: Baker Petrolite

2.2.3 DM046 DEMULSIFICANTE DE ACCIÓN RÁPIDA[26]

Puede aplicarse en la cabeza del pozo, el múltiple del sistema, antes del separador de agua libre o los tratadores térmicos, aunque en general en la industria ecuatoriana se lo utiliza como químico de laboratorio para realizar pruebas rápidas de BSW por centrifugación.

Los tratamientos típicos con este demulsificante varían en dosis de 25 a 250 ppm, dependiendo de la severidad de la emulsión y el tipo de sistema de tratamiento[27].

Características y beneficios

- Rápida y completa caída de las gotas de agua produciendo un petróleo comercializable rápidamente
- Reduce las temperaturas de tratamiento ahorrando costos de combustible

[26]Product Data.Baker Petrolite. DMO46 Demulsifier.
[27] Ídem 27

- Produce efluentes de agua limpios reduciendo la cantidad de filtros a utilizarse y costos de eliminación del agua
- Excelentes propiedades de manipulación en climas fríos
- Mínimos requerimientos de almacenaje y bombeo

Propiedades físicas y químicas

De acuerdo a la hoja de datos del DMO46 su composición es la que se muestra en la Tabla 2.12

TABLA 2.12 PROPIEDADES FÍSICAS DEL DMO46

Gravedad Específica	0,98 @ 60 ºF
Punto de goteo	-40 ºF (-40 ºC)
Densidad	7,98 lbs/gal @ 60 ºF
Punto de chispa	102 ºF
Viscosidad @ 0 ºF	840 cp
Viscosidad @ 30 ºF	280 cp
Viscosidad @ 60 ºF	137 cp

Fuente: Baker Petrolite.
Elaborado por: Baker Petrolite

2.3 PROCESO ACTUAL DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN

Para deshidratar el crudo del campo Shushufindi se emplean tratamientos comunes en cada una de las estaciones, así el proceso inicia cuando este llega a través de los múltiples de producción, de donde se envían los fluidos hacia los separadores, en la entrada de estos se inyectan los químicos, el gas obtenido se envía a la refinería de EP. Petroecuador y el resto de líquidos pasan a través de las botas de gas, donde se retira el gas remanente, de aquí llega al tanque de lavado donde se separa completamente del agua, el crudo seco se envía al tanque de reposo de donde es bombeado hacia el oleoducto.

2.3.1 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN CENTRAL Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN

La producción de los 39 pozos llega al múltiple de producción, de allí se desvían según el tipo de pozo hacia los separadores bifásicos de prueba o producción, el gas libre de los separadores se envía hacia la refinería de Shushufindi, el líquido llega a la bota de gas donde se separa el gas disuelto en el crudo y se lo envía hacia la tea, el crudo llega al tanque de lavado donde se separan las fases con un colchón agua de entre 12 y 14 ft, de aquí llega al tanque de reposo, de donde se envía el crudo a la unidad de fiscalización o (ACT) de la estación Central, de donde es bombeado hacia el tanque de oleoducto, mismo al que llega la producción de todo el campo.

La inyección de químicos demulsificante y dispersante de parafina en la estación de producción, se realiza mediante tres bombas de desplazamiento positivo, una de las cuales es auxiliar para la inyección del demulsificante, estas cuentan con dos entradas y dos salidas tipo múltiple con el que se envía los químicos en la línea directa a los separadores de producción y de prueba, para la inyección en los pozos SSFD12B, DGE01, DGE 05, DGE08, DGN20, SSFD 19, se utilizan bombas de similares características para cada pozo, en febrero del 2011.

El diagrama de flujo del proceso de deshidratación de la Estación Central se encuentra en la Figura 2.6 y en la Tabla 2.13 se resumen los datos de producción.

TABLA 2.13 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN CENTRAL

ESTACIÓN		PRODUCCIÓN			BSW	GOR	°API
	POZOS	BPPD	BAPD	BFPD			
	#	BF	BF	BF	%	PCS/BF	
CENTRAL	28	11706	22560	34266	65,8%	376	26,4
DRAGO NORTE	5	3726	496	4222	11,7%	ND	26,9
DRAGO	1	388	97	485	20,0%	ND	26,0
DRAGO ESTE	4	4145	1034	5179	20,0%	ND	29,1
CONDORAZO	1	112	174	286	60,8%	ND	26,0
TOTAL PROCESADO	39	20077	24361	44438	54,8%	376	27,4

Valores al 29 de marzo del 2011.
Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador
ND : No disponible

Figura 2.6 Diagrama esquemático del sistema de deshidratación de crudo en la Estación Central

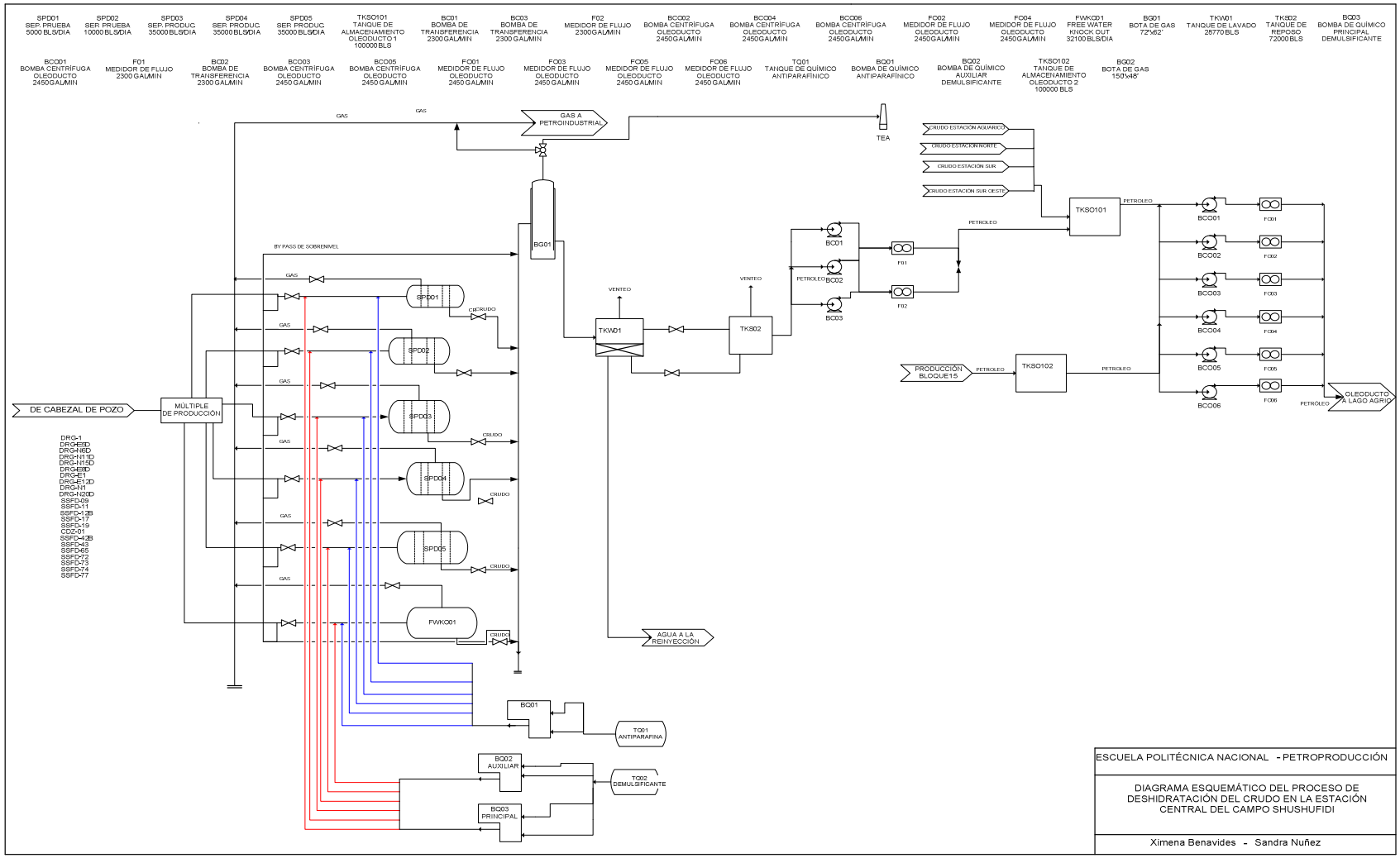


TABLA 2.14 RESUMEN DE COMPONENTES DE LA ESTACIÓN CENTRAL

COMPONENTE	TIPO	IDENTIFICACIÓN	MÀXIMA CAPACIDAD OPERATIVA	UNIDADES
Separadores	Bifásico de prueba	SPD01	5000	BF/día
	Bifásico de prueba	SPD02	10000	
	Bifásico de producción	SPD03	35000	
	Bifásico de producción	SPD04	35000	
	Bifásico de producción	SPD05	35000	
Separador de agua libre	Bifásico de producción	FWKO01	32100	
Tanques	Lavado	TKW01	28770	BF
	Reposo	TKS02	72000	
	Almacenamiento	TKSO101	100000	
	Almacenamiento	TKSO102	100000	
Botas de gas	Desgasificador	BG01	1753	PC
Bombas de transferencia	Centrifuga	BC01	2300	gal/min
	Centrifuga	BC02	2300	
	Centrifuga	BC03	2300	
Medidores de flujo	Unidad de transferencia	F01	2300	
	Unidad de transferencia	F02	1600	
Bombas de oleoducto	Centrífuga	BCO01	2450	
	Centrífuga	BCO02	2450	
	Centrífuga	BCO03	2450	
	Centrífuga	BCO04	2450	
	Centrífuga	BCO05	2450	
	Centrífuga	BCO06	2450	
Medidores de flujo	Volumen acumulado	FO01	2450	
	Volumen acumulado	FO02	2450	
	Volumen acumulado	FO03	2450	
	Volumen acumulado	FO04	2450	
	Volumen acumulado	FO05	317	
	Volumen acumulado	FO06	990	

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.15 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL

Identificación del equipo	Descripción	Dimensiones		Presión de diseño (psig)	Temperatura de diseño (ºF)	Presión de operación (psi)	Temperatura de operación (ºF)
		Longitud s/s (ft)	Diámetro (pulg)				
SPD01	Separador de prueba	20	60	130	155	23-25	114
SPD02	Separador de producción	22	84	125	200	23-25	113
SPD04	Separador de producción	22	84	155	155	23-25	138
SPD05	Separador de producción	24	72	155	160	23-25	139
FWKO01	Separador de producción de agua libre	42	126	100	180	23-25	120

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.16 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN CENTRAL

Identificación del equipo	Descripción	Tipo	Dimensiones		Altura de operación (ft)	Nivel del colchón de agua (ft)	Volumen (BF/ft)	Temperatura de operación ºF
			Altura total (ft)	Diámetro (ft)				
TKW01	Tanque de lavado	Tanque de techo cónico fijo con placas	42	70	37,7	12 - 14	685	129,3
TKS02	Tanque de estabilización	Tanque de techo cónico fijo	36	120	32	-	2014	129,3
TKSO101	Tanque de oleoducto	Tanque de techo flotante	46	134	32,2	-	2495	129,3
TKSO102	Tanque de oleoducto	Tanque de techo flotante	46	134	32,2	-	2490	129,3

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.17 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DEHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN CENTRAL

PUNTO DE INYECCIÓN	TIPO DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	TIPO DE ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA	*DOSIFICACIÓN	
			DEMULSIFICANTE DMO -14535X (gal/día)	DISPERSANTE DE PARAFINA PAO-14715 (gal/día)
Separadores	Desplazamiento positivo	Eléctrico	26,7	6
SSFD - 12B	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1	-
DGE - 01	Desplazamiento positivo	Eléctrico	3,2	-
DG - 05	Desplazamiento positivo	Eléctrico	3,2	-
DGE - 08	Desplazamiento positivo	Eléctrico	3,2	-
DGN - 20	Desplazamiento positivo	Eléctrico	3,2	-
SSFD - 19	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,1	-

*Valores promedios de febrero del 2011
Fuente: Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador.

2.3.2 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN NORTE Y SU SISTEMA DE INYECCIÓN

La producción de los 33 pozos llega al múltiple de producción, de allí se desvían según el tipo de pozo hacia los separadores bifásicos de prueba o producción, el gas libre de los separadores se envía hacia la refinería de Shushufindi, el líquido llega a la bota de gas donde se separa el gas disuelto en el crudo y se lo envía hacia la tea, el crudo llega al tanque de lavado donde se separan las fases con un colchón agua de 12 ft, de este pasa al tanque de reposo, de de donde el crudo se envía a la unidad ACT de la estación, de donde es bombeado hacia el oleoducto.

La inyección de químicos demulsificante y dispersante de parafina en la estación de producción, se realiza mediante cinco bombas de desplazamiento positivo, dos para el dispersante de parafina y tres para el demulsificante, una de las cuales es auxiliar para la inyección del demulsificante, estas cuentan con dos entradas y dos salidas tipo múltiple con el que se envía los químicos en la línea directa a los separadores de producción, la bomba para el sistema de bombeo hidráulico, para la inyección en los pozos: SSFD53, SSFD49, SSFD108, SSFD86, SSFD99, SSFD63, SSFD70, SSFD78, SSFD88, se utilizan bombas de similares características para cada pozo, en febrero del 2011.

El diagrama de flujo del proceso de deshidratación de la Estación Norte se encuentra en la Figura 2.7 y en la Tabla 2.18 se resumen los datos de producción.

TABLA 2.18 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCDIDO EN LA ESTACIÓN NORTE

POZOS	PRODUCCIÓN			BSW	GOR	ºAPI
	BPPD	BAPD	BFPD			
#	BF	BF	BF	%	PCS/BF	
33	12772	17059	29831	57,2%	225	28,6

Valores al 29 de marzo del 2011.
Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

Figura 2.7 Diagrama esquemático del sistema de deshidratación de crudo en la Estación Norte

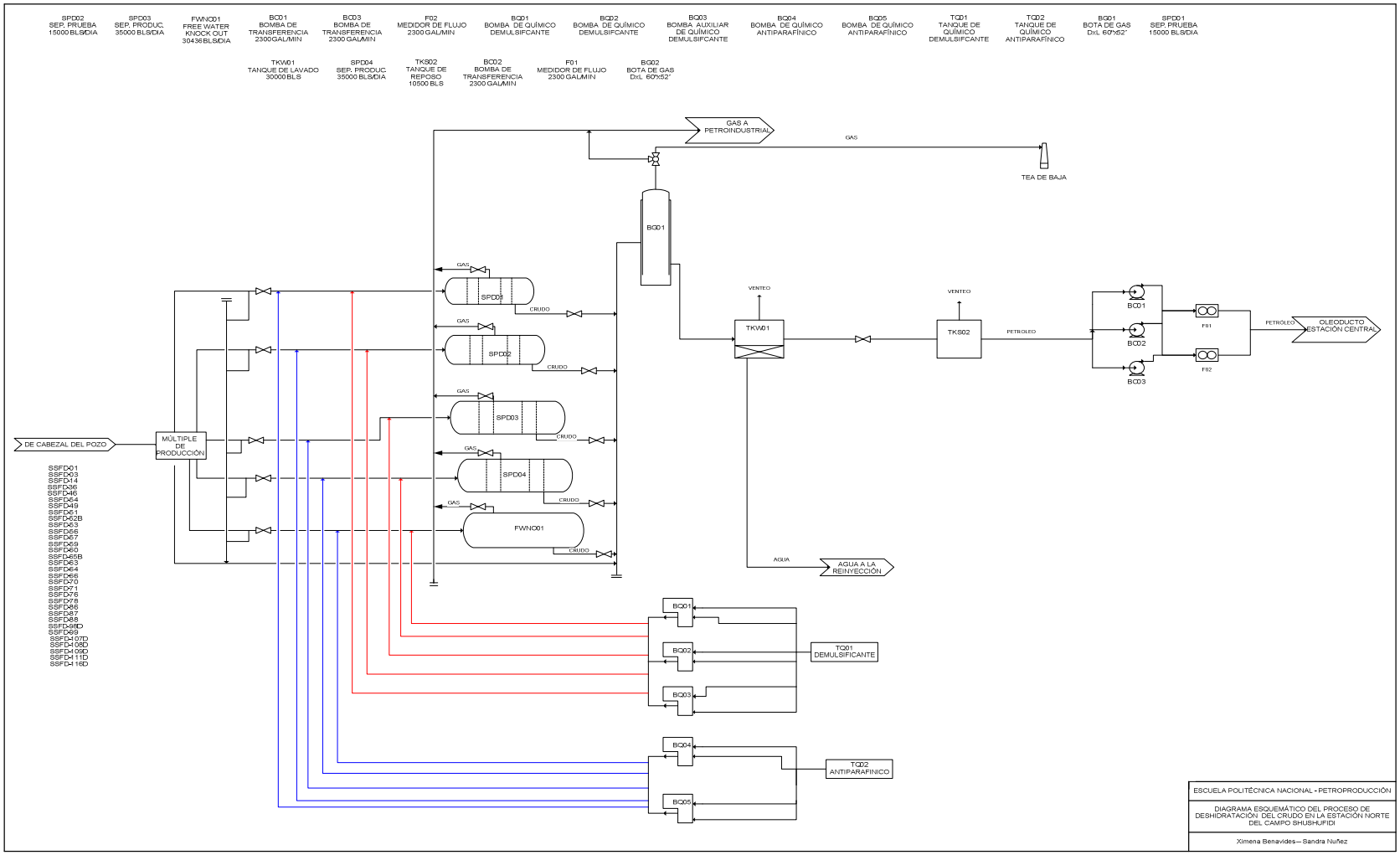


TABLA 2.19 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN NORTE

COMPONENTE	TIPO	IDENTIFICACIÓN	MÁXIMA CAPACIDAD OPERATIVA	UNIDAD
Separadores	Bifásico de prueba	SPD01	15000	BF/día
	Bifásico de prueba	SPD02	15000	
	Bifásico de producción	SPD03	35000	
	Bifásico de producción	SPD04	35000	
Separador de agua libre	Bifásico de producción	FWNO01	30436	
Tanques	Lavado	TKW01	30000	BF
	Reposo	TKS02	10500	
Bota de gas	Desgasificador	BG01	1021	PC
Bombas de transferencia	Centrífuga	BC01	2300	gal/min
	Centrífuga	BC02	2300	
	Centrífuga	BC02	2300	
Medidores de flujo	Volumen acumulado	F01	2300	
	Volumen acumulado	F02	2300	

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.20 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN NORTE

Identificación del equipo	Descripción	Dimensiones		Presión de diseño (psig)	Temperatura de diseño (ºF)	Presión de operación (psi)	Temperatura de operación (ºF)
		Longitud s/s (ft)	Diámetro (pulg)				
SPD01	Bifásico de prueba	20	48	100	120	25 – 30	92,0
SPD02	Bifásico de prueba	15	48	125	120	25 – 30	103,0
SPD03	Bifásico de producción	22	84	125	200	25 – 30	102,6
SPD04	Bifásico de producción	24	120	125	155	25 – 30	112,6
FWNO01	Separador de producción de agua libre	59	120	125	100	25 – 30	80,0

Fuente: Departamento de producción EP. Petroecuador

TABLA 2.21 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN NORTE

Identificación del equipo	Descripción	Tipo	Dimensiones		Altura de operación (ft)	Nivel del colchón de agua (ft)	Volumen (BF/ft)	Temperatura de operación (ºF)
			Altura total (ft)	Diámetro (ft)				
TKW01	Tanque de lavado	Tanque de techo cónico fijo con placas	40	80	36,3	10 - 12	896	113,6
TKS02	Tanque de estabilización	Tanque de techo cónico fijo	30	50	26	-	350	113,6

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.22 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICO DEHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN NORTE

PUNTO DE INYECCIÓN	TIPO DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	TIPO DE ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA	*DOSIFICACIÓN	
			DEMULSIFICANTE DMO – 14535X (gal/día)	DISPERASANTE DE PARAFINA PAO - 14715 (gal/día)
Separadores y Bombeo Hidráulico	Desplazamiento positivo	Eléctrico	32,5	11
SSFD86	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,2	-
SSFD70	Desplazamiento positivo	Eléctrico	0,9	-
SSFD78	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,0	-
SSFD49	Desplazamiento positivo	Eléctrico	2,8	-
SSFD53	Desplazamiento positivo	Eléctrico	2,1	-
SSFD99	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,8	-
SSFD63	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,3	-
SSFD88	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,2	-

*Valores promedios de febrero del 2011
Fuente: Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador

2.3.3 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

La producción de los 11 pozos llega al múltiple de producción, de allí se desvían según el tipo de pozo hacia los separadores bifásicos de prueba o producción, el gas libre de los separadores se envía hacia la refinería de Shushufindi, el líquido llega a la bota de gas donde se separa el gas disuelto en el crudo y se lo envía hacia la tea, el crudo llega al tanque de lavado donde se separan las fases con un colchón agua de 12,6 ft, de este pasa al tanque de reposo, de de donde el crudo se envía a la unidad ACT de la estación, de donde es bombeado hacia el oleoducto.

La inyección de químicos demulsificantes y dispersante de parafina en la estación de producción se realiza mediante tres bombas de desplazamiento positivo, una de las cuales es auxiliar para la inyección del demulsificante, estas cuentan con dos entradas y dos salidas tipo múltiple con el que se envía los químicos en la línea directa hacia los separadores de producción y de prueba, para la inyección en los pozos: SSFD 35, SSFD 27, SSFD 127, SSFD 69, se utilizan bombas de similares características para cada pozo, en febrero del 2011.

El diagrama de flujo del proceso de deshidratación de la Estación Sur Oeste se encuentra en la Figura 2.8 y en la Tabla 2.23 se resumen los datos de producción.

TABLA 2.23 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

	PRODUCCIÓN			BSW	GOR	ºAPI
POZOS	BPPD	BAPD	BFPD			
#	BF	BF	BF	%	PCS/BF	
11	3467	14458	17925	80,7%	531	23,8

Valores al 29 de marzo del 2011.
Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

Figura 2.8 Diagrama esquemático del sistema de deshidratación de crudo en la Estación Sur Oeste

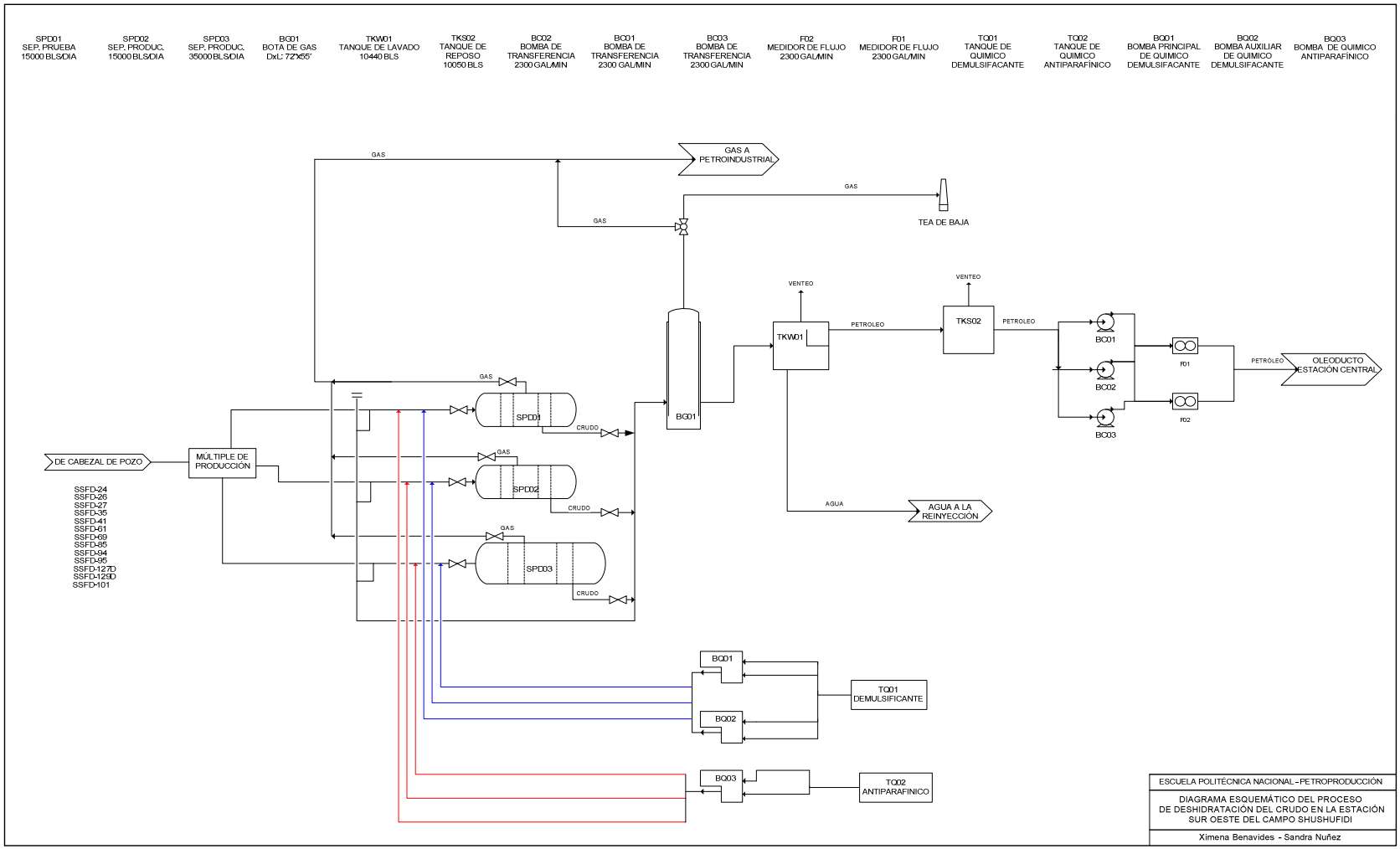


TABLA 2.24 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN SUR OESTE

COMPONENTE	TIPO	IDENTIFICACIÓN	MÁXIMA CAPACIDAD OPERATIVA	UNIDADES
Separadores	Bifásico de prueba	SPD01	20000	BF/día
	Bifásico de producción	SPD02	20000	
	Bifásico de producción	SPD03	35000	
Tanques	Lavado	TKW01	10440	BF
	Reposo	TKS02	10050	
Bota de gas	Desgasificador	BG01	1555	PC
Bombas de transferencia	Centrífuga	BC01	2300	gal/min
	Centrífuga	BC01	2300	
	Centrífuga	BC01	2300	
Medidores de flujo	Volumen acumulado	F01	2300	
	Volumen acumulado	F02	2300	

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.25 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SUR OESTE

Identificación del equipo	Descripción	Dimensiones		Presión de diseño (psig)	Temperatura de diseño (ºF)	Presión de operación (psi)	Temperatura de operación (ºF)
		Longitud s/s (ft)	Diámetro (pulg)				
SPD01	Bifásico de prueba	15	60	100	120	25 – 30	113,8
SPD02	Bifásico de producción	45	60	125	120	25 – 30	114,6
SPD03	Bifásico de producción	22	84	125	120	25 – 30	110,0

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.26 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN SUROESTE

Identificación del equipo	Descripción	Tipo	Dimensiones		Altura de operación (ft)	Nivel del colchón de agua (ft)	Volumen (BF/ft)	Temperatura de operación (ºF)
			Altura total (ft)	Diámetro (ft)				
TKW01	Tanque de lavado	Tanque de techo cónico fijo con placas	32	43	23.2	12,6	258	124
TKS02	Tanque de estabilización	Tanque de techo cónico fijo	24	55	20	-	423	124

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.27 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUROESTE

PUNTO DE INYECCIÓN	TIPO DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	TIPO DE ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA	*DOSIFICACIÓN	
			DEMULSIFICANTE DMO – 14535X (gal/día)	DISPERASANTE DE PARAFINA PAO - 14715 (gal/día)
Separadores	Desplazamiento positivo	Eléctrico	13,5	2,5
SSFD - 27	Desplazamiento positivo	Eléctrico	2,1	-
SSFD - 35	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,6	-
SSFD - 127	Desplazamiento positivo	Eléctrico	0,8	-
SSFD - 69	Desplazamiento positivo	Eléctrico	0,9	-

*Valores promedios de febrero del 2011
Fuente: Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador

2.3.4 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN SUR

La producción de los 17 pozos llega al múltiple de producción, de allí se desvían según el tipo de pozo hacia los separadores bifásicos de prueba o producción, el gas libre de los separadores se envía hacia la refinería de Shushufindi, el líquido llega a la bota de gas donde se separa el gas disuelto en el crudo y se lo envía hacia la tea, el crudo llega al tanque de lavado donde se separan las fases con un colchón agua de 8,5 ft, de este pasa al tanque de reposo, de donde el crudo se envía a la unidad ACT de la estación, de donde es bombeado hacia el oleoducto.

La inyección de químicos demulsificantes y dispersante de parafina en la estación de producción se realiza mediante cuatro bombas de desplazamiento positivo, donde dos son auxiliares tanto para dispersante de parafina como para el demulsificante, estas cuentan con dos entradas y dos salidas tipo múltiple con el que se envía los químicos en la línea directa hacia los separadores de producción, a febrero del 2011.

El diagrama de flujo del proceso de deshidratación de la Estación Sur se encuentra en la Figura 2.9 y en la Tabla 2.28 se resumen los datos de producción.

TABLA 2.28 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN SUR

POZOS	PRODUCCIÓN			BSW	GOR	API
	BPPD	BAPD	BFPD			
	BF	BF	BF	%	PCS/BF	
17	10255	27634	37889	72,9%	465	30,2

*Valores a marzo del 2011.

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

Figura 2.9 Diagrama esquemático del sistema de deshidratación de crudo en la Estación Sur

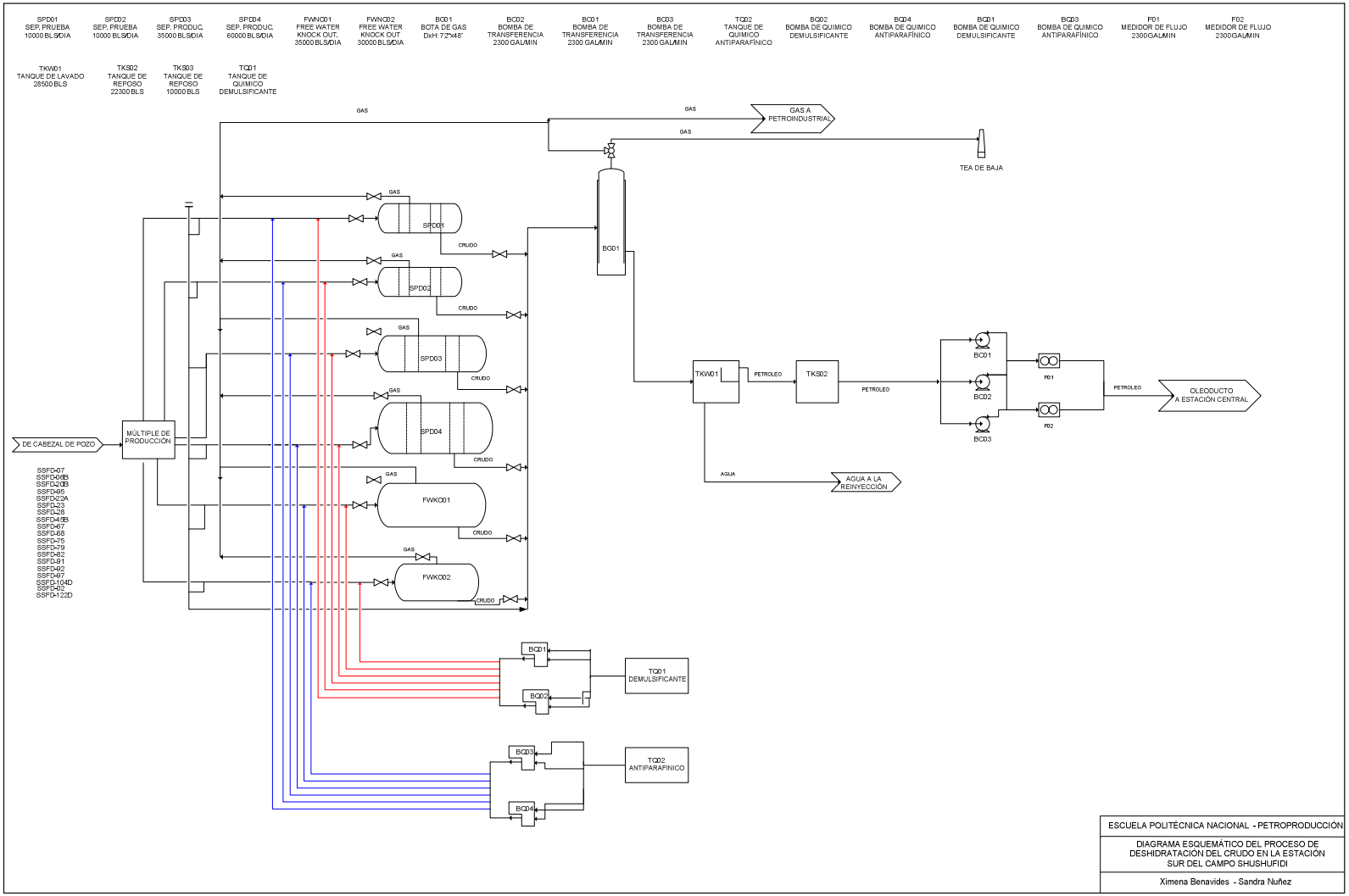


TABLA 2.29 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN SUR

COMPONENTE	TIPO	IDENTIFICACIÓN	MÁXIMA CAPACIDAD OPERATIVA	UNIDADES
Separadores	Bifásico de prueba	SPD01	10000	BF/día
	Bifásico de prueba	SPD02	10000	
	Bifásico de prueba	SPD03	35000	
	Bifásico de producción	SPD04	60000	
Separadores de agua libre	Bifásico de producción	FWNO02	30000	
	Bifásico de producción	FWNO01	35000	
Tanques	Lavado	TKW01	28500	BF
	Reposo	TKS02	22300	
Bota de gas	Desgasificador	BG01	1357	PC
Bombas de transferencia	Centrífuga	BC01	2300	gal /min
	Centrífuga	BC02	2300	
	Centrífuga	BC03	2300	
Medidores de flujo	Volumen acumulado	F01	2300	
	Volumen acumulado	F02	2300	

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.30 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SUR

Identificación del equipo	Descripción	Dimensiones		Presión de diseño (psig)	Temperatura de diseño (ºF)	Presión de operación (psi)	Temperatura de operación (ºF)
		Longitud s/s (ft)	Diámetro (pulg)				
SPD01	Bifásico de prueba	20	48	125	120	30 -38	117,8
SPD02	Bifásico de prueba	20	48	125	120	30 -38	113,0
SPD03	Bifásico de prueba	22	84	125	650	30 -38	141,6
SPD04	Bifásico de producción	30	120	130	180	30 -38	131,0
FWNO01	Bifásico de producción de agua libre	35	120	125	200	30 -38	100,2
FWNO02	Bifásico de producción de agua libre	40	129	100	180	30 -38	171,6

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.31 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN SUR

Identificación del equipo	Descripción	Tipo	Dimensiones		Altura de operación (ft)	Nivel del colchón de agua (ft)	Volumen BF/ft	Temperatura de operación (ºF)
			Altura total (ft)	Diámetro (ft)				
TKW01	Tanque de lavado	Tanque de techo cónico fijo con placas	75	36	32,7	8,5	791,6	164
TKS02	Tanque de estabilización	Tanque de techo cónico fijo	80	32	28	-	6,97	164

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.32 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUR

PUNTO DE INYECCIÓN	TIPO DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	TIPO DE ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA	*DOSIFICACIÓN	
			DEMULSIFICANTE DMO – 14535X (gal/día)	DISPERASANTE DE PARAFINA PAO - 14715 (gal/día)
Separadores	Desplazamiento positivo	Eléctrico	13,5	2,5

*Valores promedios de febrero del 2011
Fuente: Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador

2.3.5 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EN LA ESTACIÓN AGUARICO

La producción de los 6 pozos llega al múltiple de producción, de allí se desvían según el tipo de pozo hacia los separadores bifásicos de prueba o producción, el gas libre de los separadores se envía hacia la refinería de Shushufindi, el líquido llega a la bota de gas donde se separa el gas disuelto en el crudo y se lo envía hacia la tea, el crudo llega al tanque de lavado donde se separan las fases con un colchón agua de 11,5 ft, al agua del tanque de lavado se le aumenta la temperatura en aproximadamente 5 ºF, mediante un tanque calentador de agua que hace las veces de intercambiador de calor, el crudo del tanque de lavado pasa al tanque de reposo, de de donde el crudo se envía a la unidad ACT de la estación, de donde es bombeado hacia el oleoducto.

La inyección de químicos demulsificantes y dispersante de parafina en la estación de producción, se realiza mediante dos bombas de desplazamiento positivo, estas cuentan con dos entradas y dos salidas tipo múltiple con el que se envía los químicos en la línea directa hacía los separadores de producción y prueba, la bomba para el sistema de levantamiento hidráulico y para la inyección a los pozos:

AGU3, AGU01, SSFD52B, SSFD56, SSFD71, SSFD111, se utilizan bombas de similares características para cada pozo, en febrero del 2011.

El diagrama de flujo del proceso de deshidratación de la Estación Aguarico se encuentra en la Figura 2.10 y en la Tabla 2.33 se resumen los datos de producción.

TABLA 2.33 RESUMEN DEL CRUDO PRODUCIDO EN LA ESTACIÓN AGUARICO

	PRODUCCIÓN			BSW	GOR	ºAPI
POZOS	BPPD	BAPD	BFPD			
#	BF	BF	BF	%	PCS/BF	
6	4817	2595	7412	35,0%	109	30,2

*Valores a marzo del 2011
Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

Figura 2.10 Diagrama esquemático del sistema de deshidratación de crudo en la Estación Aguarico

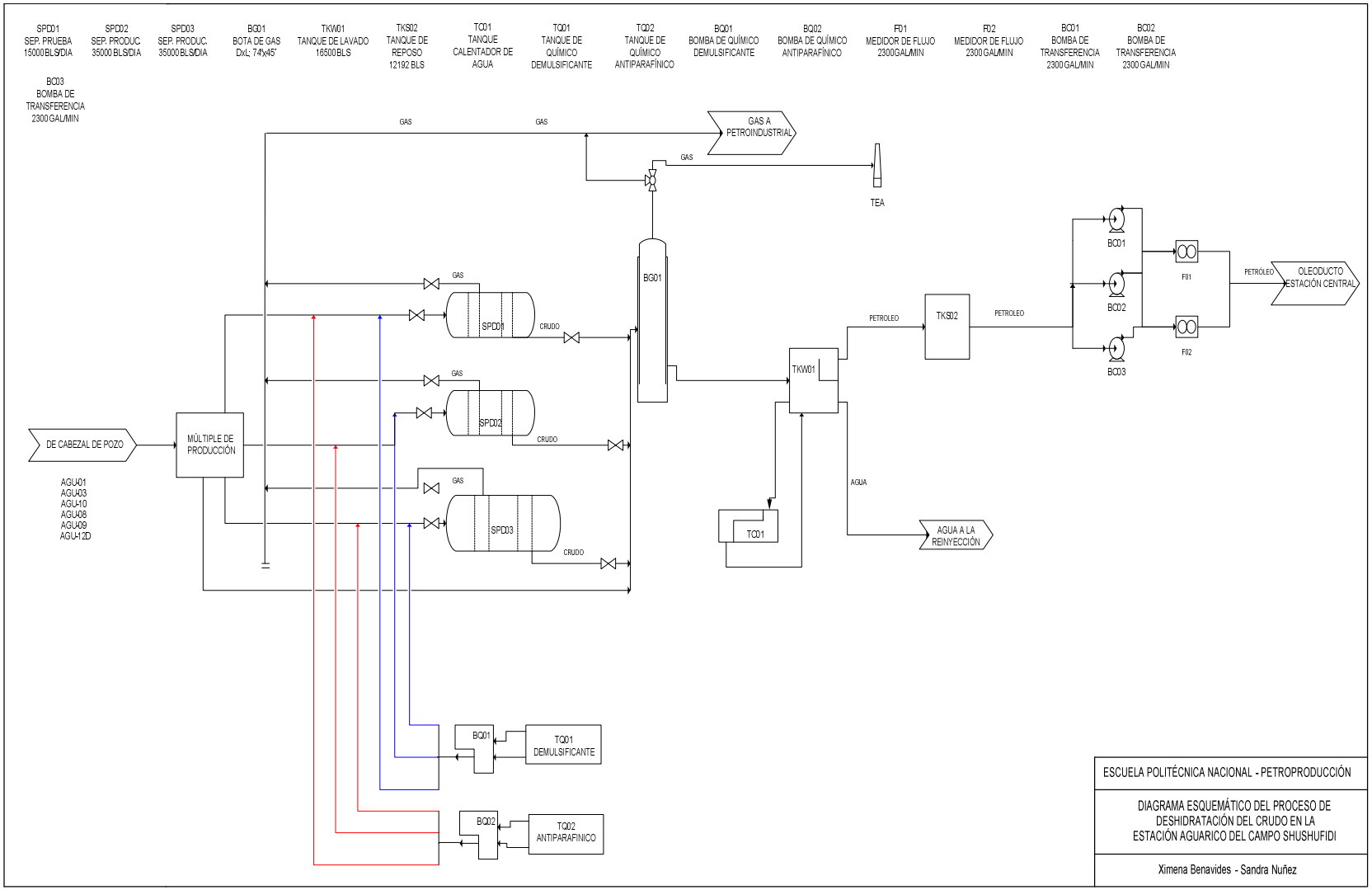


TABLA 2.34 RESUMEN DE COMPONENTES ESTACIÓN AGUARICO

COMPONENTE	TIPO	IDENTIFICACIÓN	MÁXIMA CAPACIDAD OPERATIVA	UNIDADES
Separadores	Bifásico de prueba	SPD01	15000	BF/día
	Bifásico de producción	SPD02	35000	
Separador de agua libre	Bifásico de producción	SPD03	35000	
Tanques	Lavado	TKW01	16500	BF
	Reposo	TKS02	12192	
	Calentador de agua	TC01	ND	ND
Bota de gas	Desgasificador	BG01	1344	PC
Bombas de transferencia	Centrífuga	BC01	2300	gal/min
	Centrífuga	BC02	2300	
	Centrífuga	BC03	2300	
Medidores de flujo	Volumen acumulado	F01	2300	
	Volumen acumulado	F02	2300	

Fuente: Departamento de Producción. EP Petroecuador.

TABLA 2.35 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AGUARICO

Identificación del equipo	Descripción	Dimensiones		Presión de diseño (psig)	Temperatura de diseño (ºF)	Presión de operación (psi)	Temperatura de operación (ºF)
		Longitud s/s (ft)	Diámetro (pulg)				
SPD01	Bifásico de prueba	20	48	125	125	25 - 26	95,0
SPD02	Bifásico de producción	22	84	125	200	25 - 26	122,4
SPD03	Bifásico de producción	22	84	125	200	25 - 26	102,6

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador.

TABLA 2.36 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN AGUARICO

Identificación del equipo	Descripción	Tipo	Dimensiones		Altura de operación (ft)	Nivel del colchón de agua (ft)	Volumen (BF/ft)	Temperatura de operación (ºF)
			Altura total (ft)	Diámetro (ft)				
TKW01	Tanque de lavado	Tanque de techo cónico fijo con placas	24	70	20	11.5	687,5	113,6
TKS02	Tanque de estabilización	Tanque de techo cónico fijo	24	60	20	-	508,0	113,6

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

TABLA 2.37 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN AGUARICO

PUNTO DE INYECCIÓN	TIPO DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	TIPO DE ACCIONAMIENTO DE LA BOMBA	*DOSIFICACIÓN	
			DEMULSIFICANTE DMO – 14535X (gal/día)	DISPERASANTE DE PARAFINA PAO - 14715 (gal/día)
Separador	Desplazamiento positivo	Eléctrico	12,4	4
Bombeo Hidráulico	Desplazamiento positivo	Eléctrico	10,2	-
SSFD52B	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,0	-
SSFD55	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,2	-
SSFD71	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,0	-
SSFD111	Desplazamiento positivo	Eléctrico	0,9	-
SSDF133	Desplazamiento positivo	Eléctrico	2,4	-
AG03	Desplazamiento positivo	Eléctrico	1,8	-

*Valores promedios de febrero del 2011
Fuente: Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador

2.4 RENDIMIENTO ACTUAL DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS EMPLEADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

El análisis para todas las estaciones se realizó a partir del mes de abril del año 2010, fecha en la cual se inician las operaciones con la empresa Baker Petrolite, proveedora de los deshidratantes en el campo Shushufindi, hasta febrero del 2011, fecha del análisis del presente estudio. Para cada estación se ha hecho un análisis de rendimiento por:

- Cantidad de químico utilizado para tratar el volumen total de fluido y emulsión
- Concentración de químico empleado
- Cantidad de petróleo reinyectado en el agua de formación por mes
- BSW promedio mensual en los tanques de lavado a 15 pies de altura

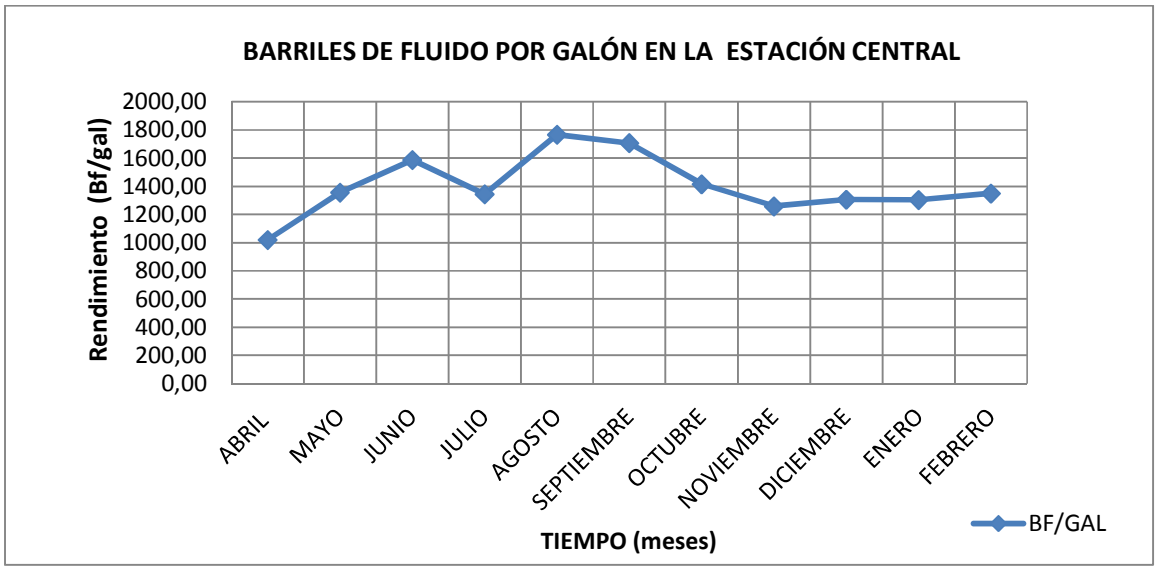
2.4.1 CANTIDAD DE QUÍMICO UTILIZADO PARA TRATAR EL VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO Y EMULSIÓN

Para realizar este análisis se tomaron los volúmenes totales de fluido (agua y petróleo total producidos) y emulsión procesados en las estaciones de producción y se relacionó con los volúmenes totales mensuales de demulsificante y dispersante de parafina inyectados tanto en las estaciones como en los pozos, con el objetivo de determinar los barriles de fluido total producido y emulsión que son tratados por cada galón de demulsificante y dispersante de parafina en cada estación. La variación de las cantidades de químicos deshidratantes en cada estación depende de varios factores que pueden variar en el campo, de acuerdo a las condiciones de operación, tales como: volumen de producción, temperatura ambiental, propiedades del fluido y facilidades de producción. Las tablas de resumen se muestra en el Anexo 2.1, y las tablas de ejemplo de cálculo de este análisis se muestran en el Anexo 2.5.

2.4.1.1 Rendimiento de los químicos utilizados en función del fluido total procesado

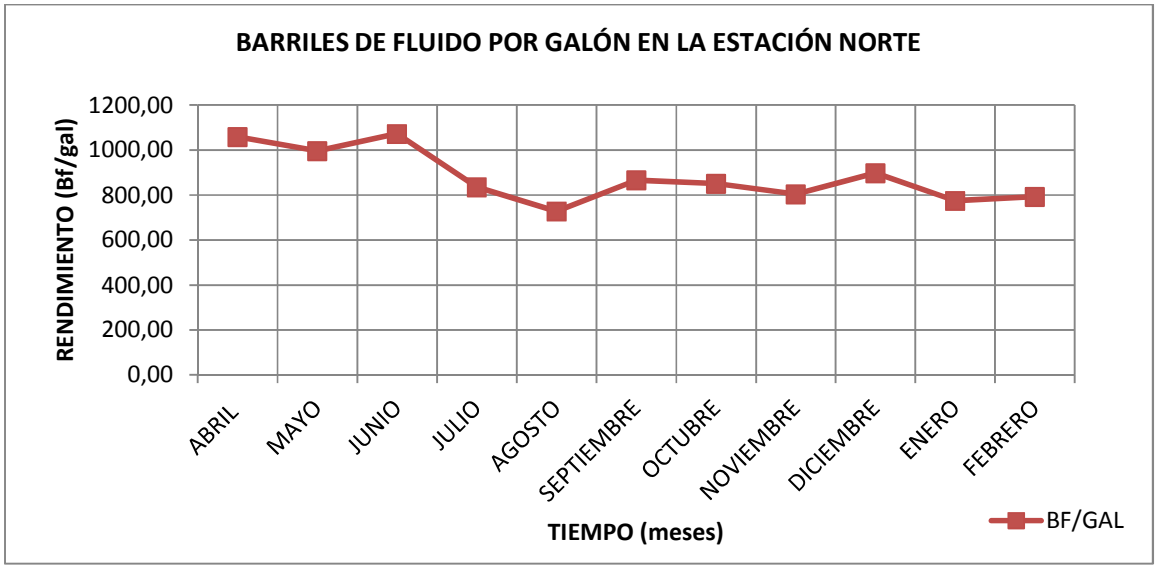
La representación gráfica del rendimiento en función de la cantidad de fluido total (agua y petróleo) procesado para las 5 estaciones de producción se muestra en las Figuras: 2.11, 2.12, 2.13, 2.14 y 2.15.

Figura 2.11 Barriles de agua y petróleo por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratados en la Estación Central



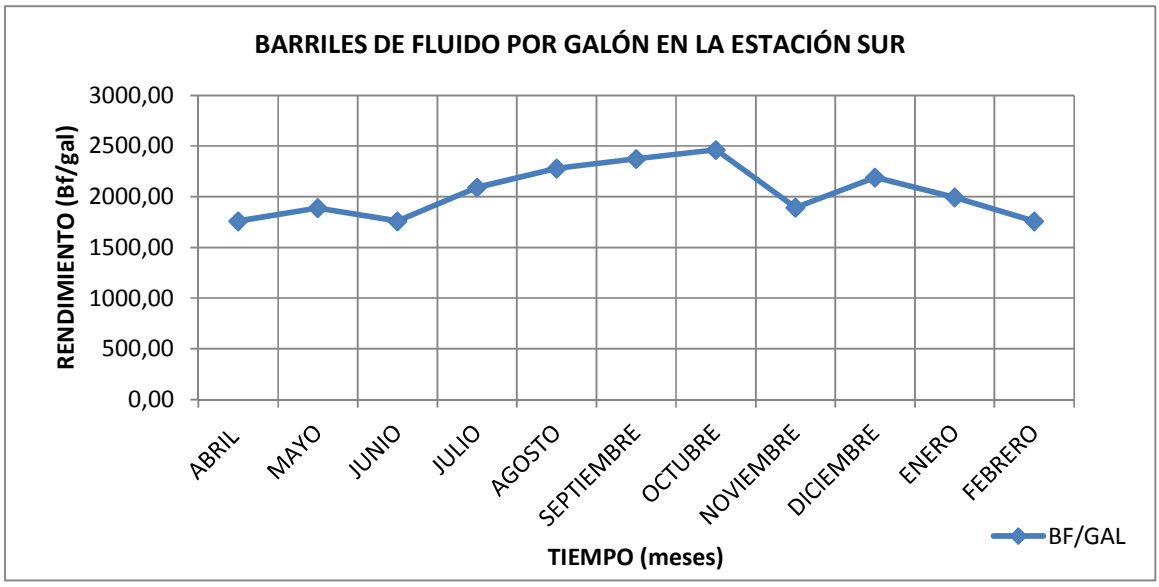
La Figura 2.11, muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Central, mismo que se estabiliza desde el mes de noviembre del 2010, se procesó un máximo de 1767,35 Bf/gal en agosto del 2010 y un mínimo de 1020,79 Bf/gal en abril del 2010.

Figura 2.12 Barriles de agua y petróleo por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratados en la Estación Norte



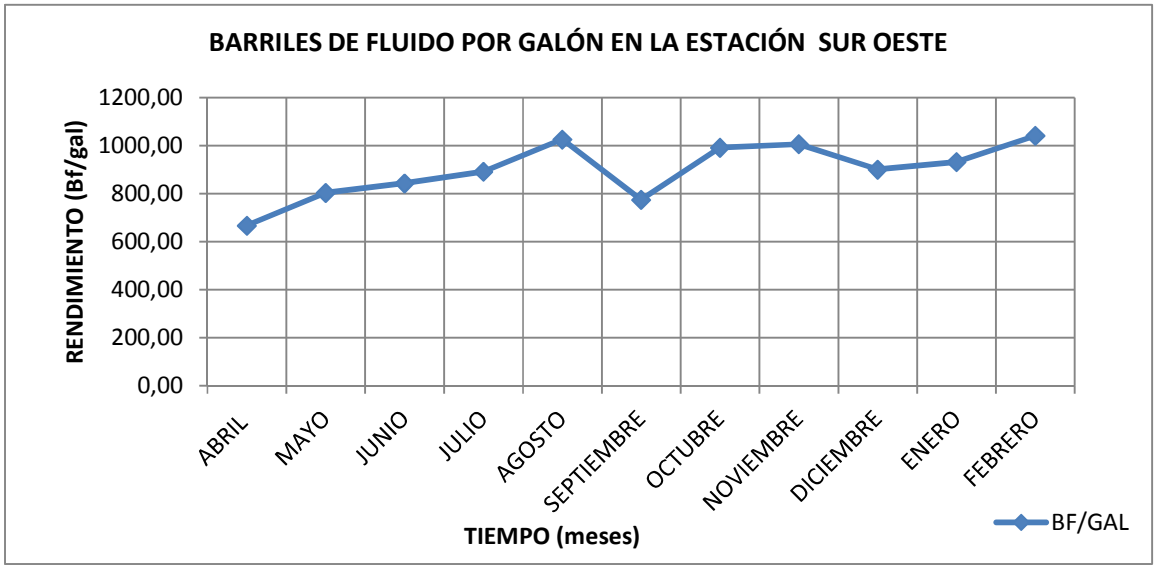
La Figura 2.12, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Norte, mismo que se estabiliza desde el mes de septiembre del 2010, se procesó un máximo de 1072,76 Bf/gal en junio del 2010 y un mínimo de 728,11 Bf/gal en agosto del 2010.

Figura 2.13 Barriles de agua y petróleo por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratados en la Estación Sur



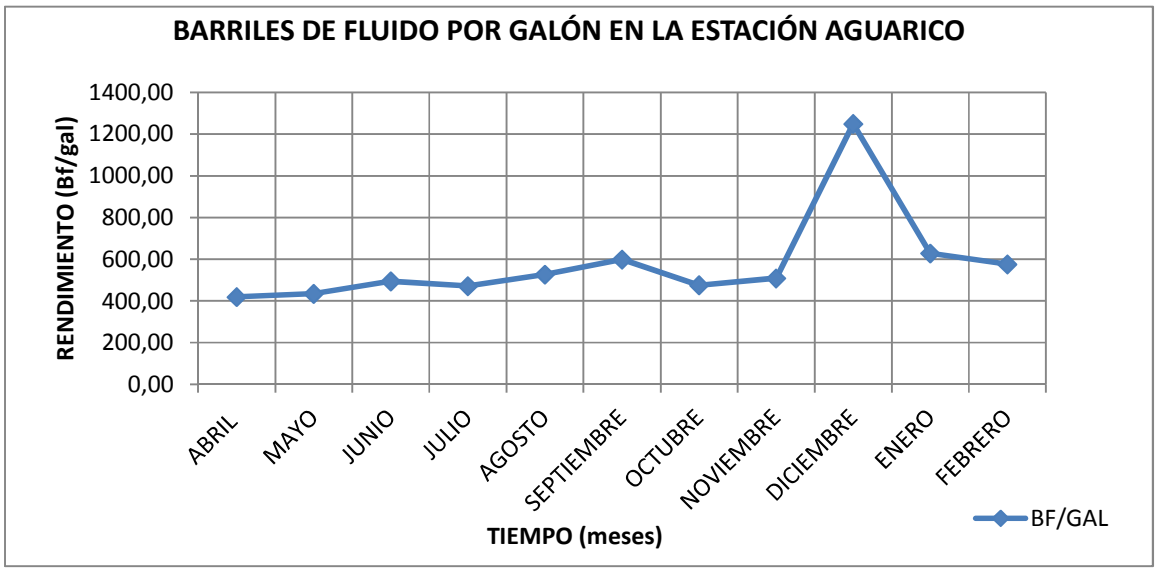
La Figura 2.13, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Sur, mismo que no muestra estabilidad, se procesó un máximo de 1759,98 Bf/gal en junio del 2010 y un mínimo de 2463,2 Bf/gal en octubre del 2010.

Figura 2.14 Barriles de agua y petróleo por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratados en la Estación Sur Oeste



La Figura 2.14, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Sur Oeste, mismo que no muestra estabilidad, se procesó un máximo de 1042,32 Bf/gal en febrero del 2011 y un mínimo de 667,18 Bf/gal en abril del 2010.

Figura 2.15 Barriles de agua y petróleo por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratados en la Estación Aguarico

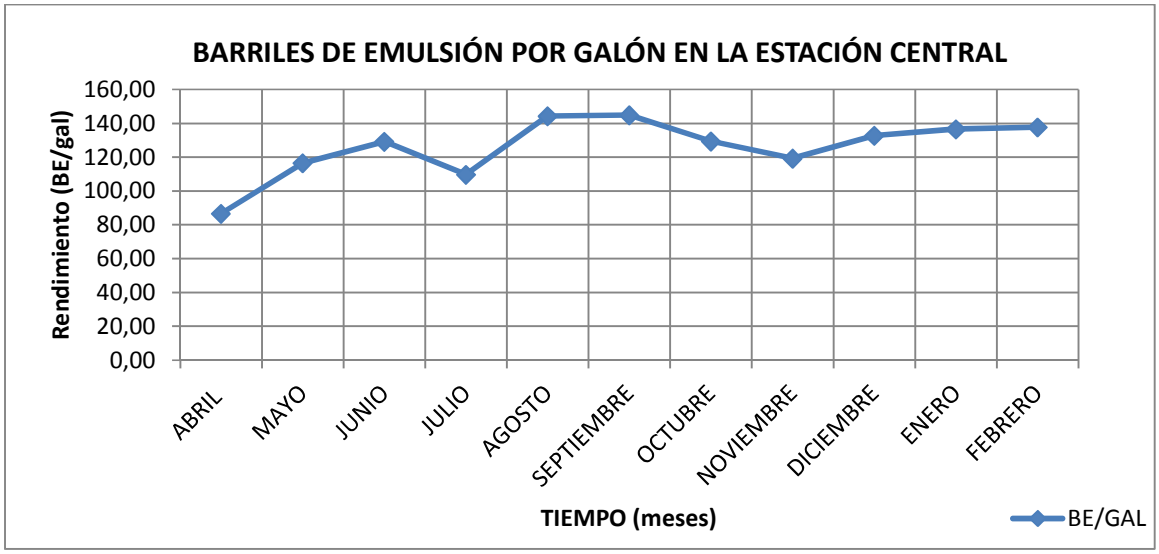


La Figura 2.15, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Aguarico, mismo que muestra estabilidad entre los meses de abril a noviembre del 2010, se procesó un máximo de 1249,74 Bf/gal en diciembre del 2010 y un mínimo de 419,53 Bf/gal en abril del 2010.

2.4.1.2 Rendimiento de los químicos utilizados en función de la emulsión total procesada

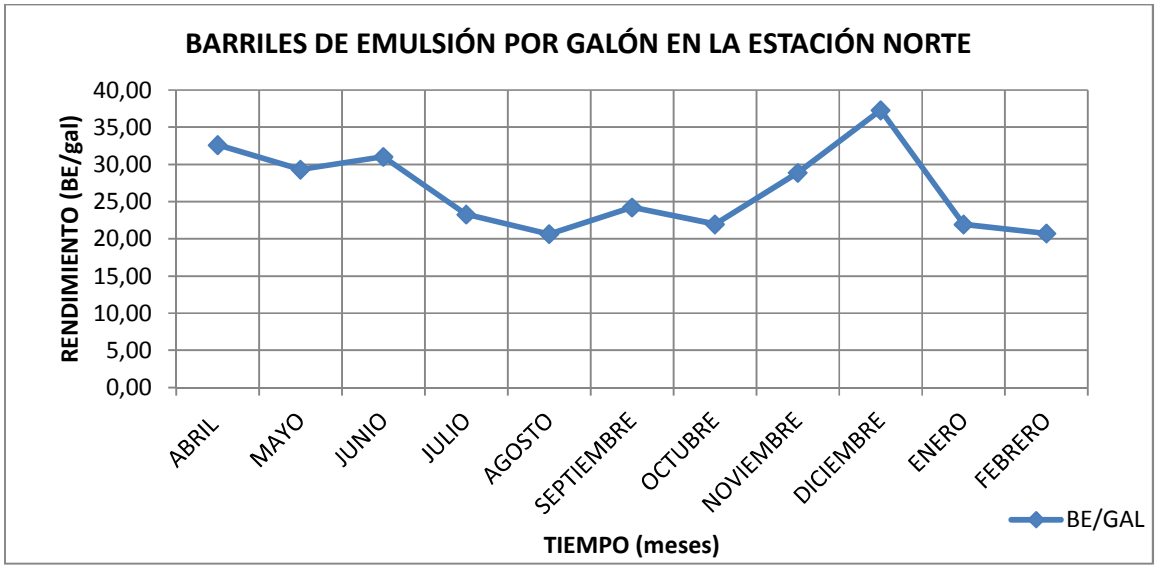
La representación gráfica del rendimiento en función de la cantidad de emulsión total procesada para las 5 estaciones de producción se muestra en las Figuras: 2.16, 2.17, 2.18, 2.19 y 2.20.

Figura 2.16 Barriles de emulsión por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratada en la Estación Central



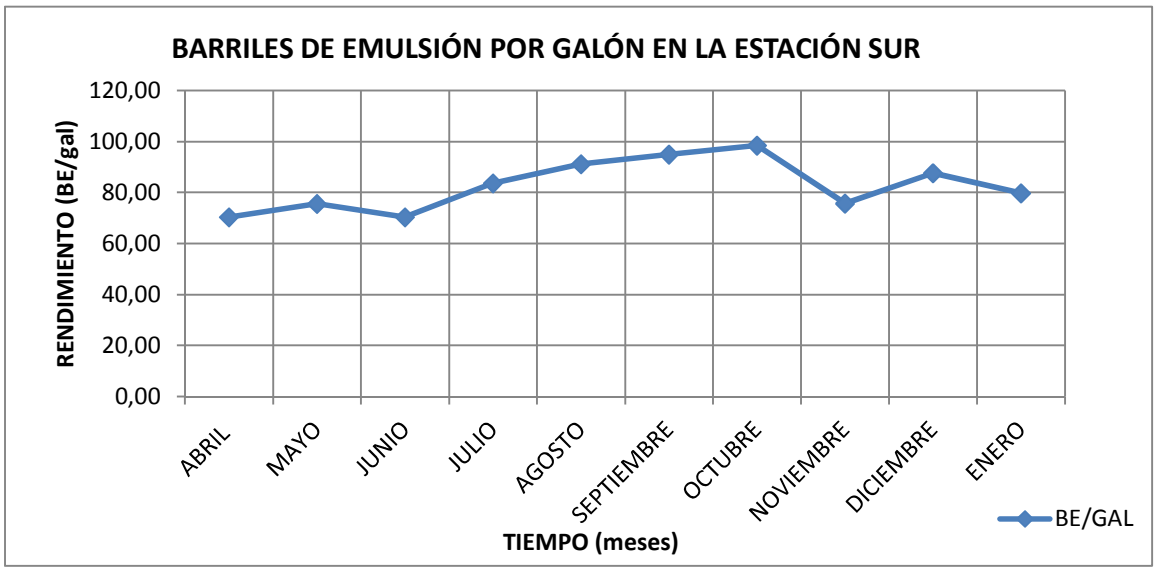
La Figura 2.16, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Central, en el caso de la emulsión, mismo que muestra estabilidad entre los meses de diciembre del 2010 a febrero del 2011, se procesó un máximo de 144,82 BE/gal en septiembre del 2010 y un mínimo de 86,66 Bf/gal en abril del 2010.

Figura 2.17 Barriles de emulsión por galón de demulsificante y dispersante de parafina en la Estación Norte



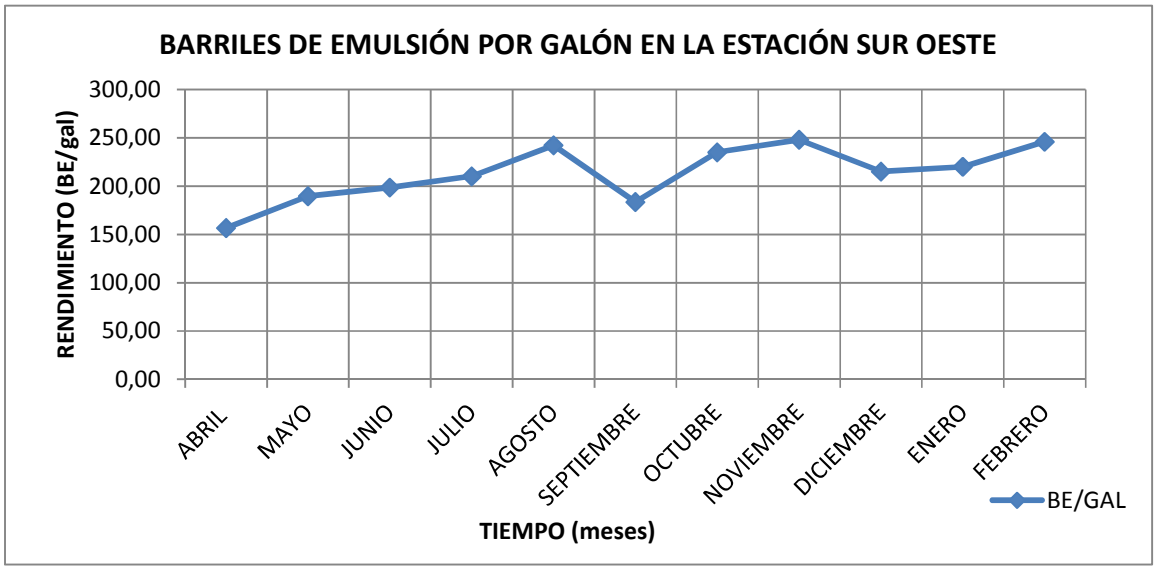
La Figura 2.17, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Norte, para el caso de la emulsión, mismo que no se estabiliza, se procesó un máximo de 37,31 BE/gal en diciembre del 2010 y un mínimo de 20,66 BE/gal en agosto del 2010.

Figura 2.18 Barriles de emulsión por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratada en la Estación Sur



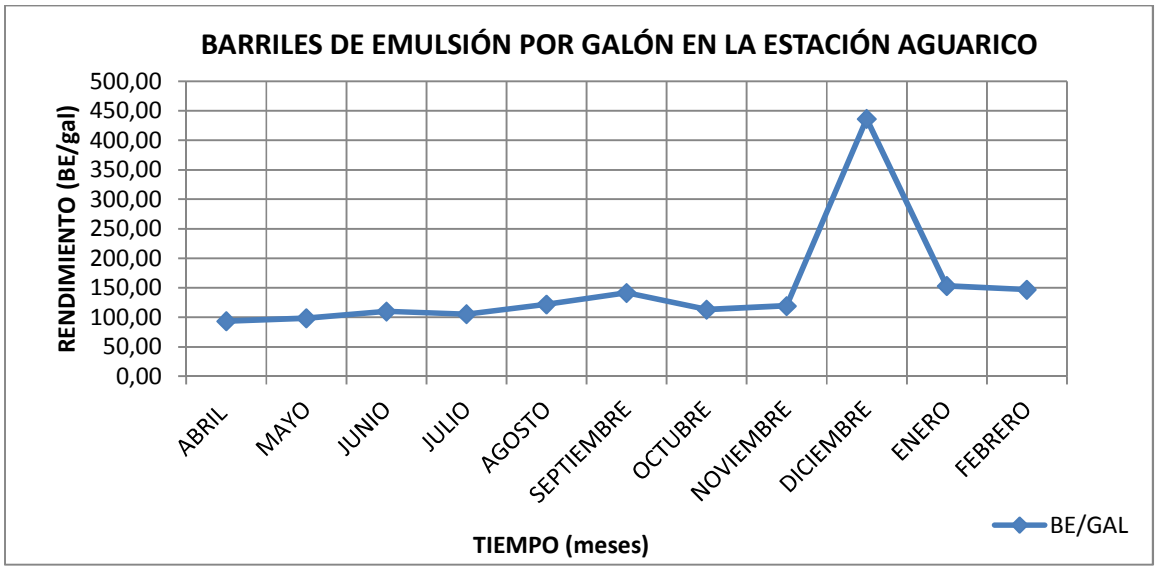
La Figura 2.18, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Sur, para el caso de la emulsión, mismo que no se estabiliza, se procesó un máximo de 98,53 BE/gal en octubre del 2010 y un mínimo de 70,40 BE/gal en junio del 2010.

Figura 2.19 Barriles de emulsión por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratada en la Estación Sur Oeste



La Figura 2.19, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Sur Oeste, para el caso de la emulsión, mismo que no se estabiliza, se procesó un máximo de 248,28 BE/gal en noviembre del 2010 y un mínimo de 156,79 BE/gal en abril del 2010.

Figura 2.20 Barriles de emulsión por galón de demulsificante y dispersante de parafina tratada en la Estación Aguarico



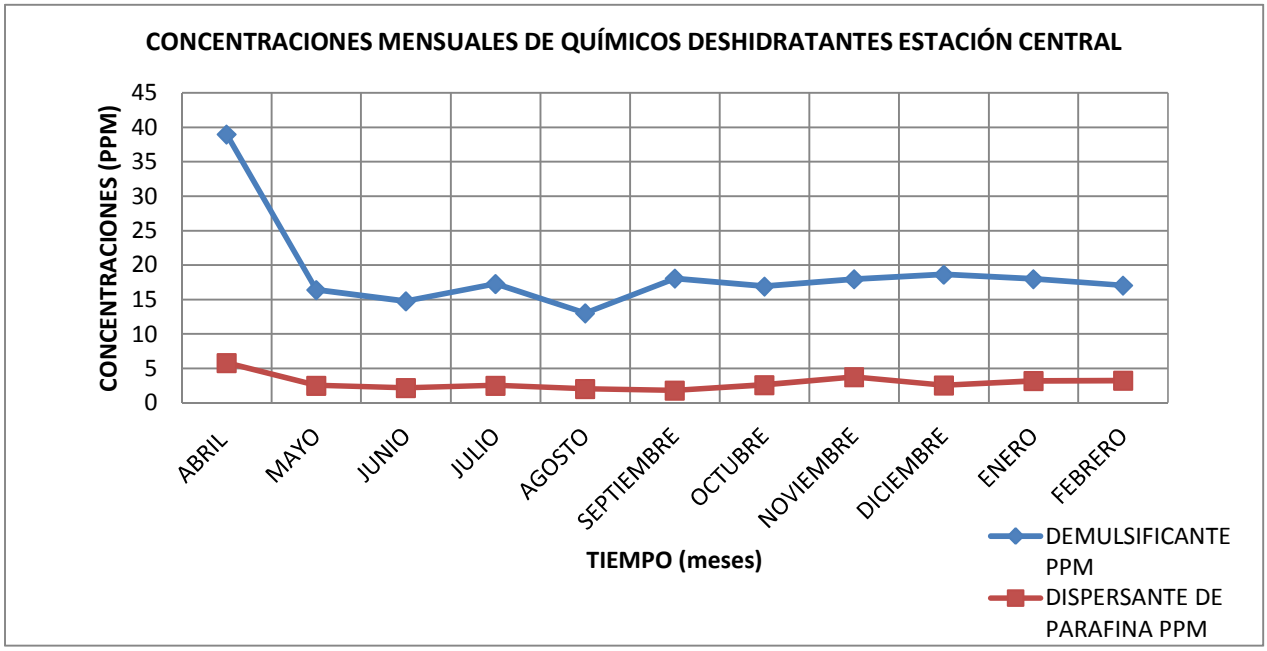
La Figura 2.20, se muestra el rendimiento de los químicos deshidratantes en la Estación Aguarico, para el caso de la emulsión, mismo que muestra estabilidad desde abril a noviembre del 2010, se procesó un máximo de 436,47 BE/gal en diciembre del 2010 y un mínimo de 93,54 BE/gal en abril del 2010.

2.4.2 CONCENTRACIONES MENSUALES TOTALES APLICADAS DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA

En los siguientes gráficos se puede observar las concentraciones de demulsificante y dispersante de parafina totales inyectados mensualmente tanto en los pozos como en las líneas directas hacia los separadores de las estaciones de producción. Este análisis se realizó con el fin de determinar la concentración mensual máxima y promedio de químicos que se empleo para la deshidratación

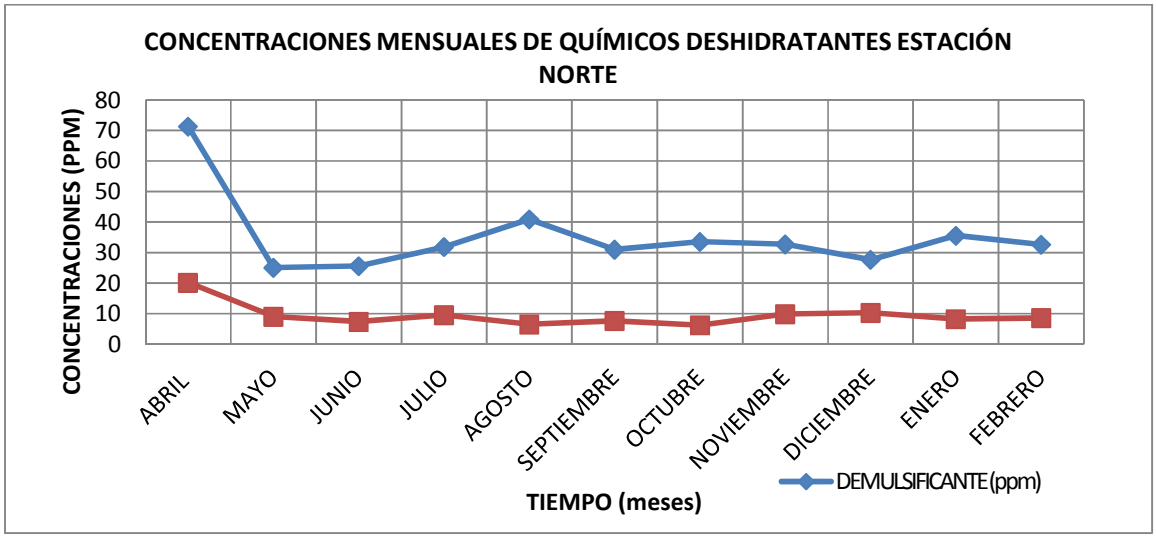
del crudo en cada estación. Las tablas de resumen de cada estación se encuentran en el Anexo 2.2 y las representaciones gráficas de las concentraciones de químicos deshidratantes se muestran en las Figuras 2.21, 2.22, 2.23, 2.24 y 2.25.

Figura 2.21 Concentraciones mensuales de químicos deshidratantes en la Estación Central



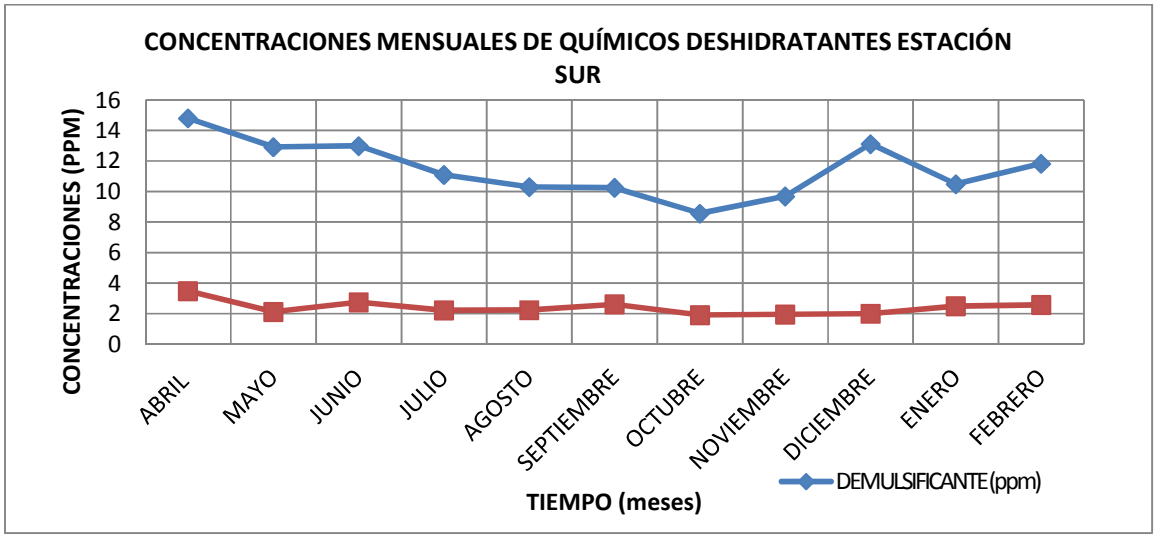
En la Figura 2.21 se muestra la concentración mensual de demulsificante y dispersante de parafina inyectados en la Estación Central, valores que muestran estabilidad desde mayo del 2010 hasta febrero del 2011, el promedio del demulsificante fue de 17 ppm, el máximo de 39 ppm en abril del 2010 y mínima fue en agosto del 2010 con 13 ppm, para el dispersante de parafina el promedio fue de 3 ppm, la máxima concentración fue en abril del 2010 con 6 ppm y la mínima fue de 2 ppm en septiembre del 2010.

Figura 2.22 Concentraciones mensuales de químicos deshidratantes en la Estación Norte



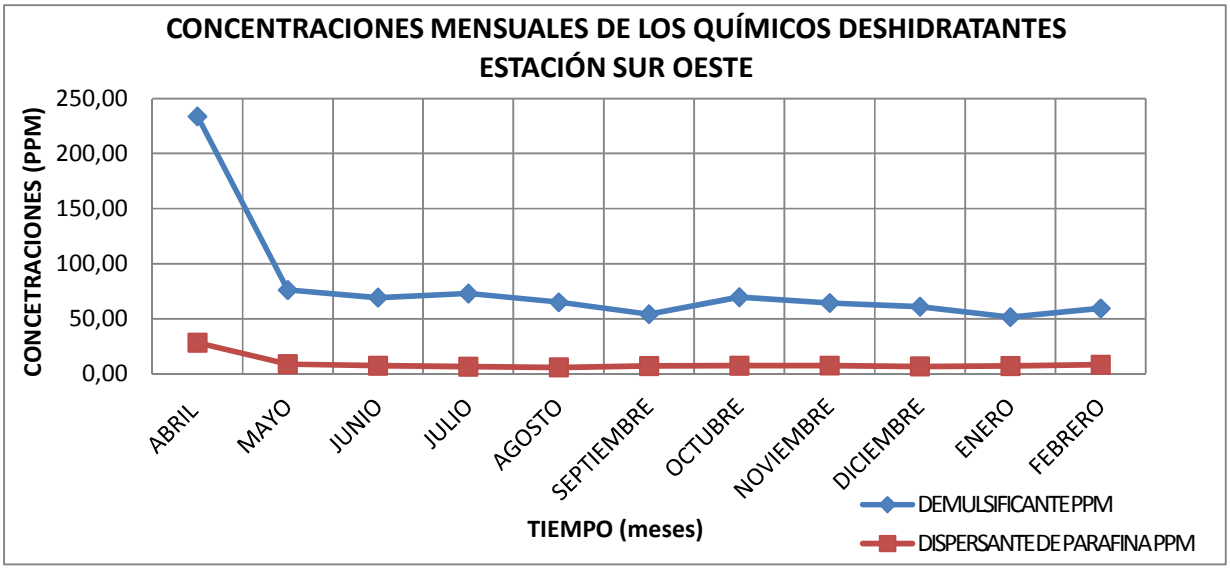
En la Figura 2.22 se muestra la concentración mensual de demulsificante y dispersante de parafina inyectados en la Estación Norte, valores que muestran estabilidad desde septiembre del 2010 hasta febrero del 2011, el promedio del demulsificante fue de 32 ppm, el máximo de 71 ppm en abril del 2010 y mínima fue en mayo del 2010 con 25 ppm, para el dispersante de parafina el promedio fue de 8 ppm, la máxima concentración fue en abril del 2010 con 20 ppm y la mínima fue de 7 ppm en agosto del 2010.

Figura 2.23 Concentraciones mensuales de químicos deshidratantes en la Estación Sur



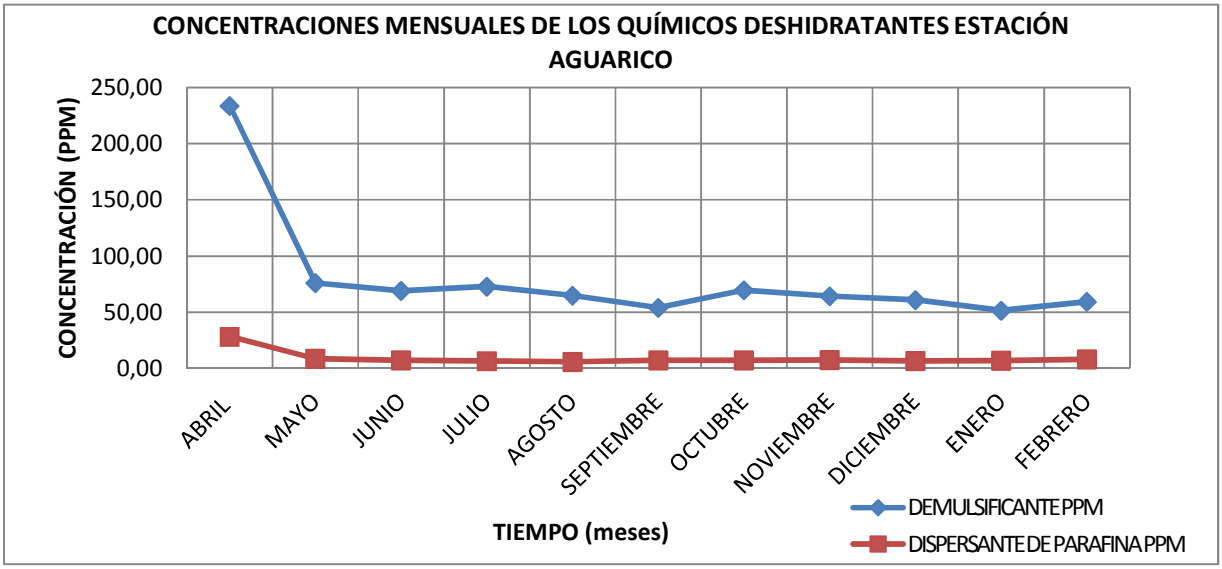
En la Figura 2.23 se muestra la concentración mensual de demulsificante y dispersante de parafina inyectados en la Estación Sur, donde se observa que solo los valores del dispersante de parafina muestran estabilidad desde mayo del 2010 hasta febrero del 2011, el promedio del demulsificante fue de 11 ppm, el máximo de 15 ppm en abril del 2010 y mínima fue en octubre del 2010 con 9 ppm, para el dispersante de parafina el promedio fue de 2 ppm, la máxima concentración fue en abril del 2010 con 3 ppm y la mínima fue de 2 ppm en octubre del 2010.

Figura 2.24 Concentraciones mensuales de los químicos deshidratantes en la Estación Sur Oeste



En la Figura 2.24 se muestra la concentración mensual de demulsificante y dispersante de parafina inyectados en la Estación Sur Oeste, valores que muestran estabilidad desde mayo del 2010 hasta febrero del 2011, el promedio del demulsificante fue de 19 ppm, el máximo de 49 ppm en abril del 2010 y mínima fue en febrero del 2010 con 16 ppm, para el dispersante de parafina el promedio fue de 3 ppm, la máxima concentración fue en abril del 2010 con 9 ppm y la mínima fue de 2 ppm en febrero del 2010.

Figura 2.25 Concentraciones mensuales de los químicos deshidratantes en la Estación Aguarico



En la Figura 2.25 se muestra la concentración mensual de demulsificante y dispersante de parafina inyectados en la Estación Aguarico, valores que muestran estabilidad desde mayo del 2010 hasta febrero del 2011, el promedio del demulsificante fue de 64 ppm, el máximo de 233 ppm en abril del 2010 y mínima fue en enero del 2010 con 52 ppm, para el dispersante de parafina el promedio fue de 7 ppm, la máxima concentración fue en abril del 2010 con 28 ppm y la mínima fue de 6 ppm en agosto del 2010.

2.4.3 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE

Cuando el proceso de deshidratación del crudo ha finalizado, el agua obtenida que queda como residuo del proceso se reinyecta a formaciones someras con el fin de evitar el daño ecológico, esta contiene pequeñas cantidades de crudo en forma de nata, el mismo que se pierde con la reinyección del agua.

Para realizar el cálculo de volumen mensual de petróleo reinyectado, se tomó la concentración total mensual de petróleo en agua de formación y la cantidad total

de agua reinyectada, y se realizó la transformación respectiva de partes por millón de petróleo a barriles de petróleo, con el siguiente método de campo. El mismo cálculo se realizó para todas las estaciones.

Las tablas de resultados de volumen de aceite reinyectado en el agua de formación se presentan en el Anexo 2.3 y las representaciones gráficas para las estaciones se presentan en las Figuras 2.26, 2.27, 2.28, 2.29 y 2.39. A continuación se muestra un ejemplo de cálculo para determinar los barriles de petróleo reinyectado en el agua de formación.

$$Si \quad 1 \quad PPMPA = \frac{1 \quad BP}{1000000 \quad BA}$$

Entonces :

Si en febrero del 2011 *existieron* 43 $(PPMPA)$

Entonces :

$$43 \quad (PPMPA) = \frac{42{,}52 \quad BP}{1000000 \quad BA} = \frac{Y \quad BP}{692272 \quad BA}$$

$$Y = \frac{43 \times 692272}{1000000}$$

$$Y = 29{,}44 \quad BP$$

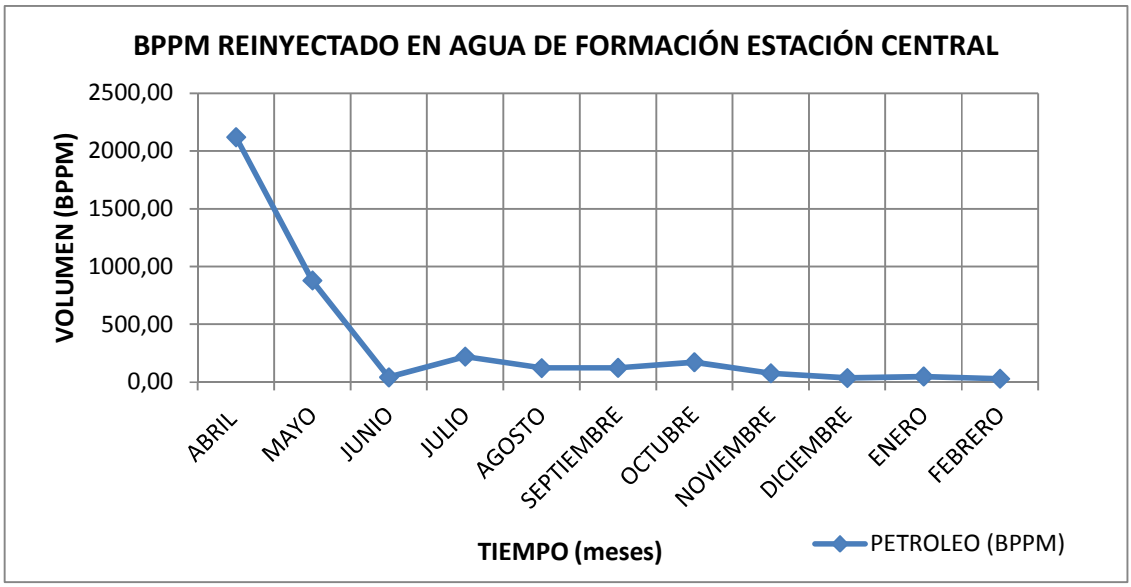
Donde:

PPMA: Partes por millón de petróleo en agua

BP : Barriles de petróleo

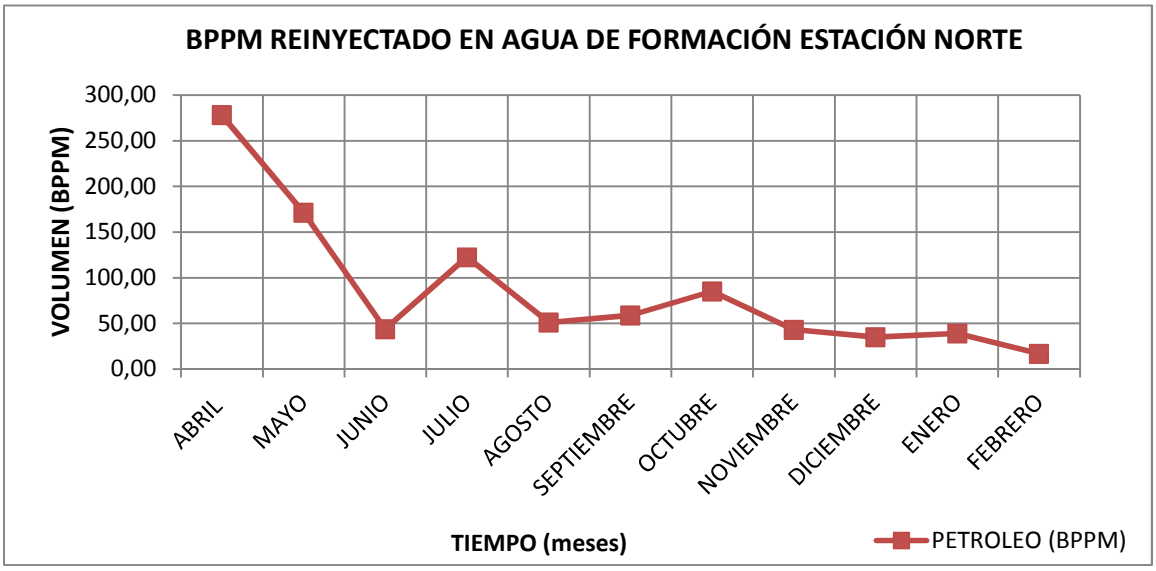
BA : Barriles de agua

Figura 2.26 Volumen mensual de petróleo reinyectado en el agua de formación en la Estación Central



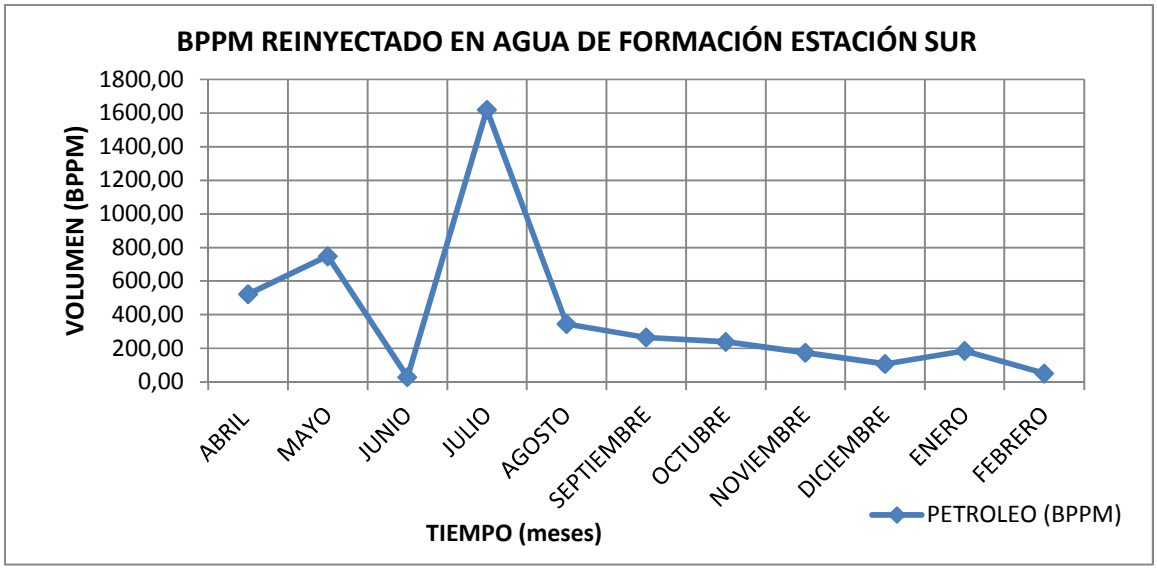
En la Figura 2.26 se muestra el volumen de petróleo reinyectado en el agua de formación mensualmente en la Estación Central, el máximo valor fue de 2120, 39 BP en abril del 2010, y el mínimo fue de 29,44 BP en febrero del 2011.

Figura 2.27 Volumen mensual de petróleo reinyectado en el agua de formación en la Estación Norte



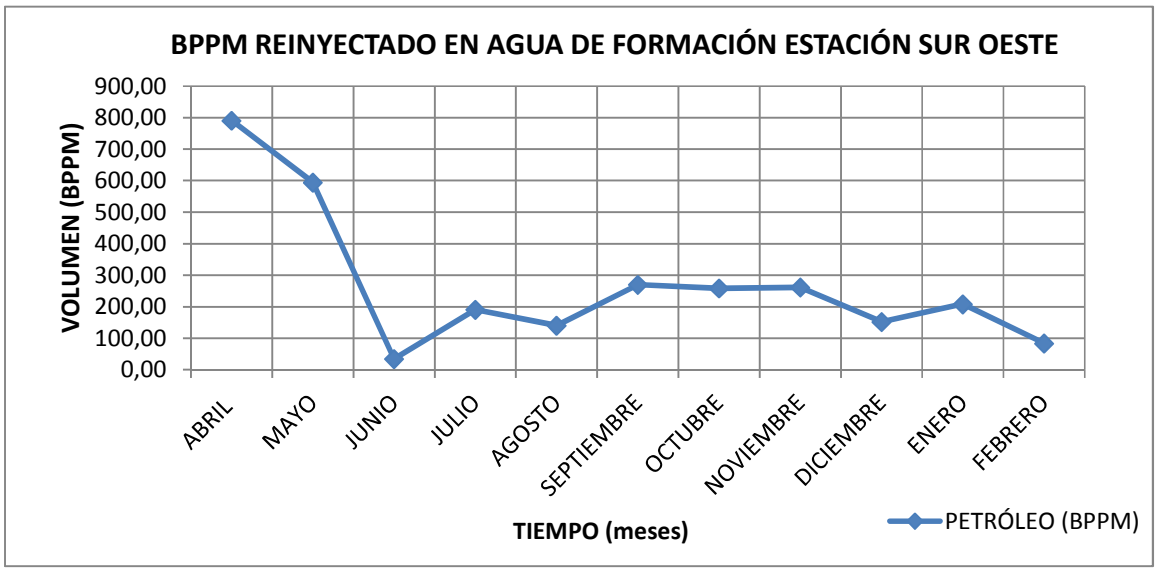
En la Figura 2.27 se muestra el volumen de petróleo reinyectado en el agua de formación mensualmente en la Estación Norte, el máximo valor fue de 278,33 BP en abril del 2010, y el mínimo fue de 16,93 BP en febrero del 2011.

Figura 2.28 Volumen mensual de petróleo reinyectado en el agua de formación en la Estación Sur



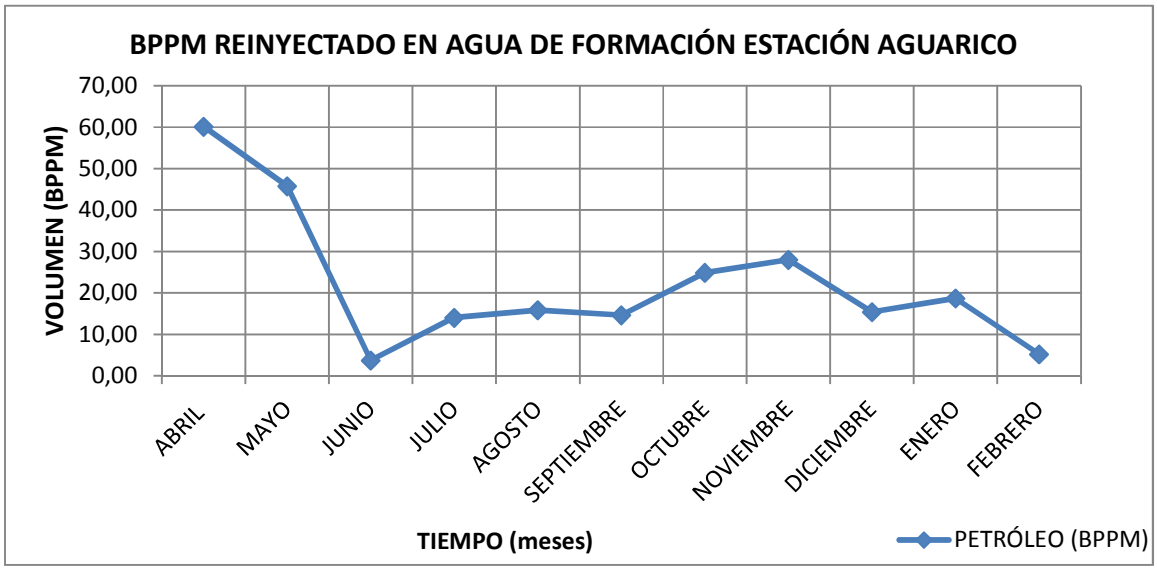
En la Figura 2.28 se muestra el volumen de petróleo reinyectado en el agua de formación mensualmente en la Estación Sur, el máximo valor fue de 1620,30 BP en julio del 2010, y el mínimo fue de 51,05 BP en febrero del 2011.

Figura 2.29 Volumen mensual de petróleo reinyectado en el agua de formación en la Estación Sur Oeste



En la Figura 2.29 se muestra el volumen de petróleo reinyectado en el agua de formación mensualmente en la Estación Sur Oeste, el máximo valor fue de 791,11 BP en abril del 2010, y el mínimo fue de 34,24 BP en junio del 2011.

Figura 2.30 Volumen mensual de petróleo en el agua de formación en la Estación Aguarico



En la Figura 2.30 se muestra el volumen de petróleo reinyectado en el agua de formación mensualmente en la Estación Aguarico, el máximo valor fue de 60,15 BP en abril del 2010, y el mínimo fue de 3,74 BP en junio del 2011.

2.4.4 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 FT DE ALTURA

Los colchones de agua en los tanques de lavado de las diferentes estaciones están entre los 12 y 14 pies, a los 15 pies de altura se halla la interfase agua – petróleo, donde aún se halla emulsión, el dato de BSW a 15 pies, refleja el porcentaje de agua emulsionada en el crudo a esta altura del tanque, también muestra la efectividad del químico así como posibles problemas operativos durante el proceso, mismos que son visibles en los puntos donde el BSW promedio mensual es más alto. Las tablas de los promedios mensuales del BSW a 15 pies en los tanques de lavado se muestran en el Anexo 2.4, y las representaciones gráficas se muestran en las Figuras 2.31, 2.32, 2.33, 2.34 y 2.35.

Figura 2.31 BSW promedio mensual en el tanque de lavado a 15 (ft) en la Estación Central

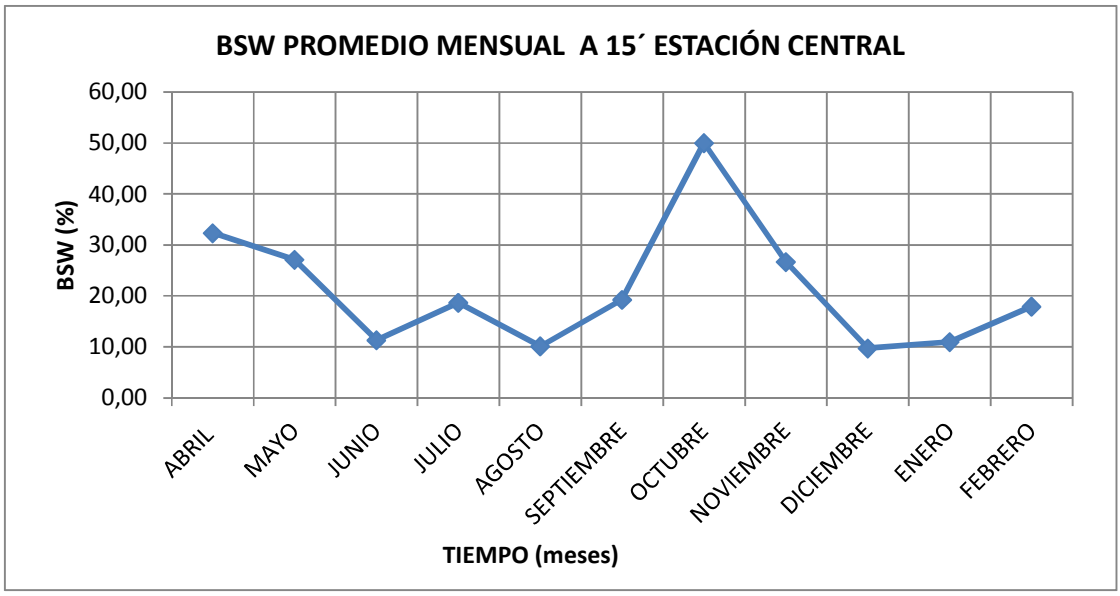


Figura 2.32 BSW promedio mensual en el tanque de lavado a 15 (ft) en la Estación Norte

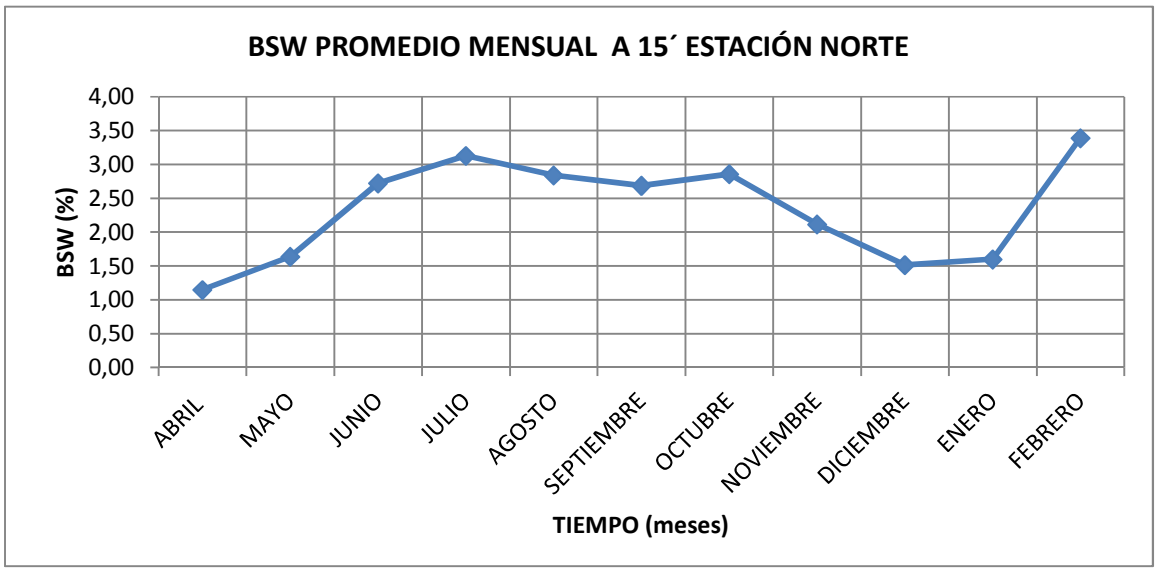


Figura 2.33 BSW promedio mensual en el tanque de lavado a 15 (ft) en la Estación Sur

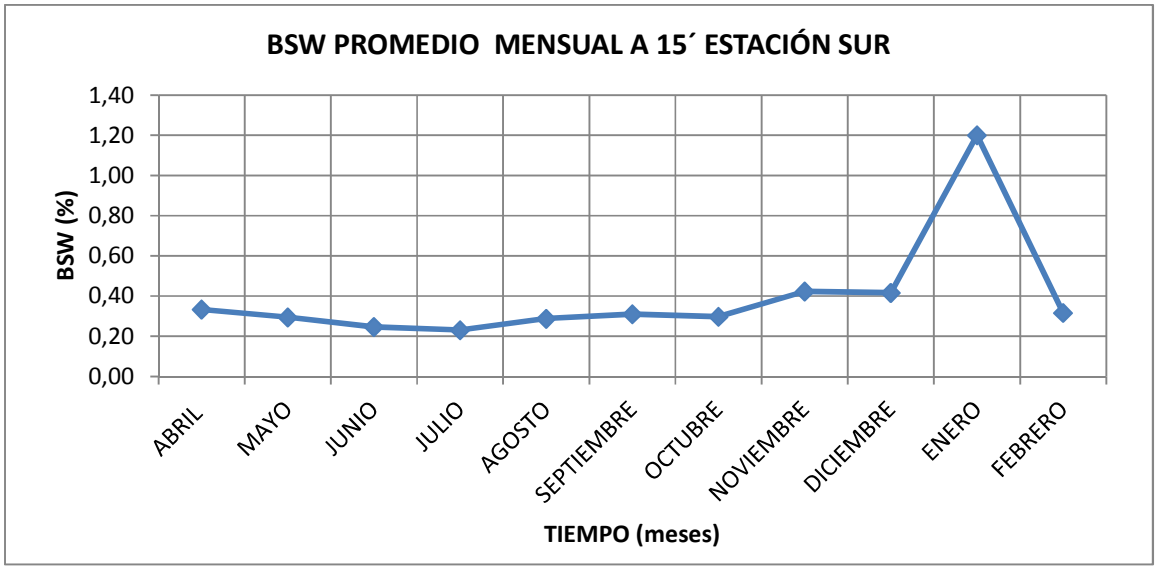


Figura 2.34 BSW promedio mensual en el tanque de lavado a 15 (ft) en la Estación Sur Oeste

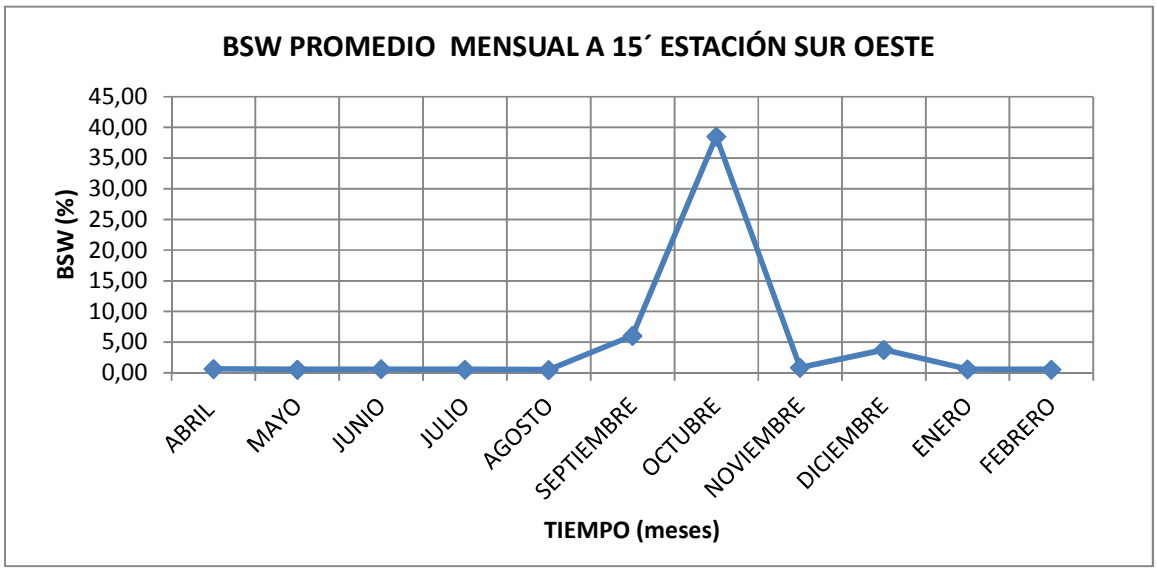
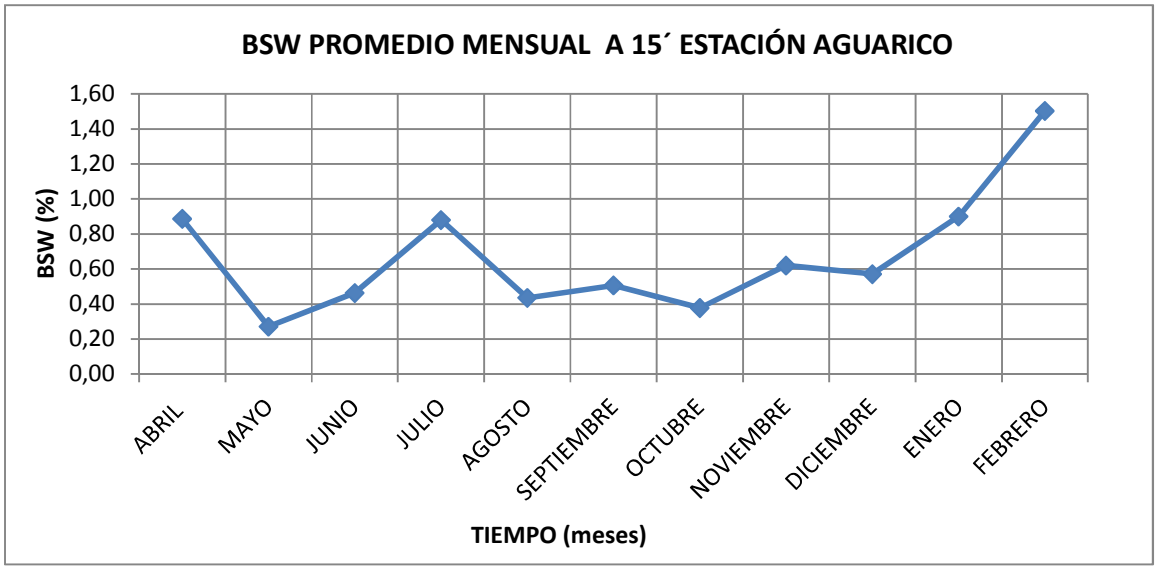


Figura 2.35 BSW promedio mensual en el tanque de lavado a 15 (ft) en la Estación Aguarico



CAPÍTULO 3

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE COMPUESTOS QUIMICOS DEMULSIFICANTES PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

3.1 MECANISMO DE RUPTURA DE UNA EMULSIÓN

La principal fuerza que interviene en la separación de crudo y agua es la diferencia de densidad, de este modo el asentamiento gravitacional es un método básico para remover el agua y sólidos del petróleo, además de otros tratamientos o procesos para incrementar la velocidad de separación, tales como: la inyección químicos para romper emulsiones, calentadores para reducir la viscosidad del crudo y tanques de lavado para promover la coalescencia al aumentar el tamaño de las gotas de agua, por lo que cuando el crudo llega a los tanques de lavado es conveniente mantener un colchón de agua que favorezca el asentamiento gravitacional en la interfase.

Para el campo de Shushufindi el proceso de asentamiento gravitacional se lleva a cabo en los tanques de lavado con los siguientes colchones de agua que se observan en la Tabla 3.1:

TABLA 3.1 COLCHONES DE AGUA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

Estación	Colchón de agua ft
Central	14,0
Norte	12,0
Suroeste	12,6
Sur	8,5
Aguarico	11,5

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador.

3.1.1 ASENTAMIENTO MACROSCÓPICO DE LAS GOTAS

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por la **ley de Stokes** (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, ecuación 3.1) pero sí las gotas son menores de 5 μ m está presente el movimiento Browniano. [28]

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s.r^2 \quad (3.1)$$

donde:

V_s = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s)

ρ_1 = densidad del agua (g/cm^3)

ρ_2 = densidad del crudo (g/cm^3)

g = aceleración de gravedad (cm/s^2)

r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm)

η_e = viscosidad de la fase externa (cp)

f_s = factor de Stokes (1/cm - s)

En la ley de Stokes se demuestra claramente que los factores que más influyen en la sedimentación del agua por gravedad, son la diferencia de densidades de las dos fases y la viscosidad de la fase externa, de tal manera que al variar estas dos con la temperatura se puede acelerar la deshidratación del crudo.

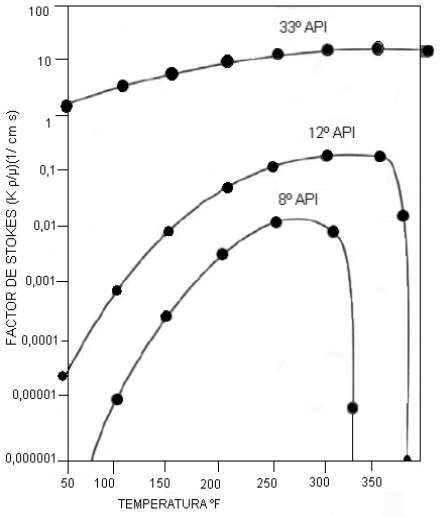
---

[28] Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes.

Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extra pesados para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la ecuación (3.1), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la Figura 3.1 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en función del factor de Stokes ($f_s = V_s/r_2$) para crudos de distintas gravedades ºAPI. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad ºAPI en el factor de Stokes tiene gran importancia para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.[29]

Figura 3.1 Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad ºAPI



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes

[29] Ídem 31

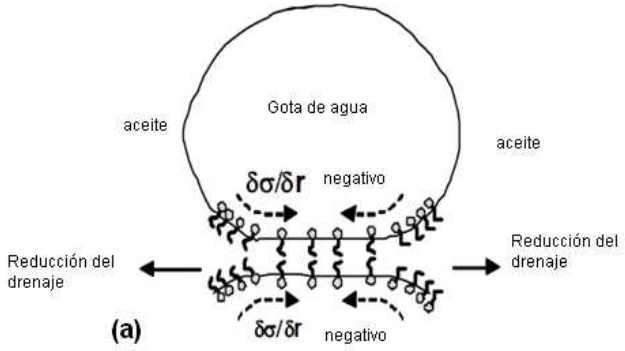
3.1.2 DRENAJE DE LA PELÍCULA O DESTABILIZACIÓN DE LA EMULSIÓN

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película entre las gotas, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”, donde están involucrados fenómenos interfasiales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor de alrededor de 500 Angstrong (Å).

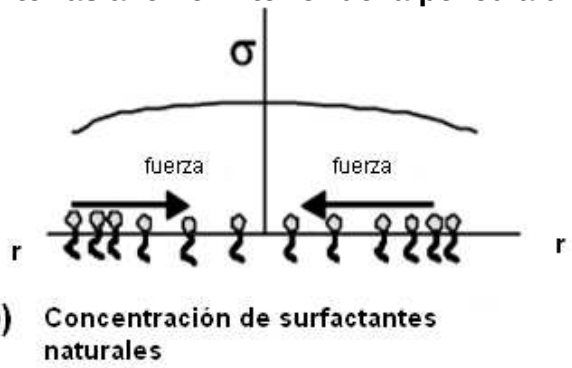
La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye. El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo de energía calórica entre los líquidos, creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfasial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, Figura 3.2 (a), (b).

Figura 3.2 (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes.

Figura 3.2 (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfasial en el interior de la película drenada



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes.

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de demulsificantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, Figura 3.3 (a), (b).

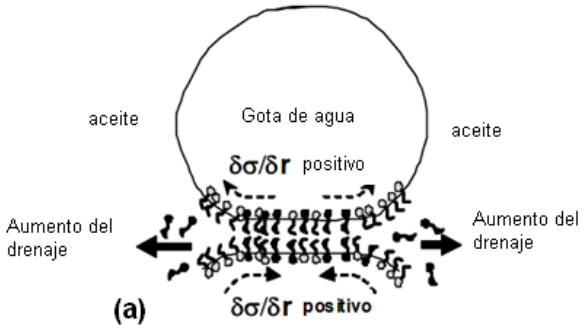
Por la variación de la tensión interfasial con el tiempo, la tasa de adsorción de los demulsificantes en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de dominan, ocurre la coalescencia.

Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electrocinéticos como el efecto electroviscoso denominado “potencial de flujo” (fuerza opuesta al

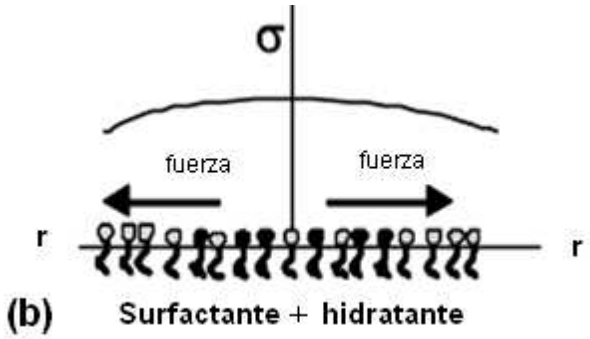
drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfasial (formación de una película interfasial rígida). La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica[30] correcta del demulsificante.

Figura 3.3 (a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes.

Figura 3.3 (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada.



Fuente: Deshidratación de crudo. Principios y tecnología. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Universidad de los Andes

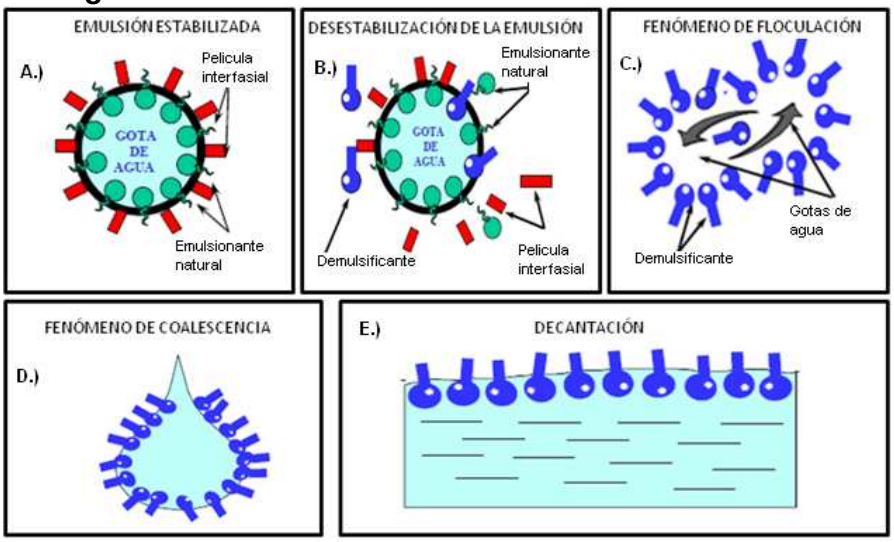
[30] Ídem 31

3.1.3 COALESCENCIA

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra). También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación, fuerzas capilares con filtros coalescedores, fuerzas electrostáticas.[31]

En la Figura 3.4 se observa un esquema de la desestabilización de la emulsión mediante compuestos químicos.

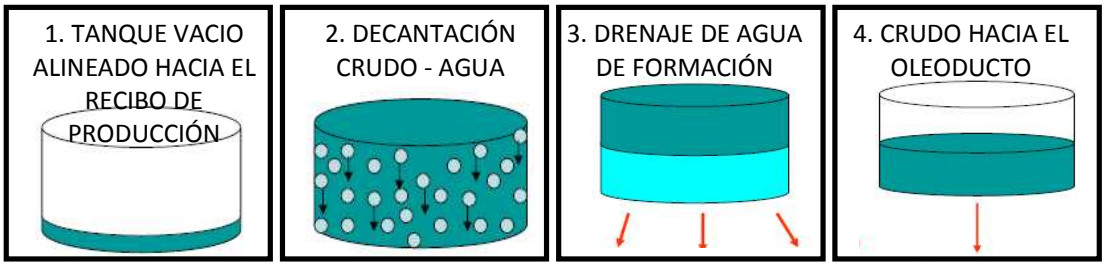
Fig. 3.4 Proceso de desestabilización de la emulsión



Fuente: Manual de deshidratación de crudo. Parte 1. Edda Suárez

[31] Ídem 31

Fig. 3.5 Proceso de separación crudo–agua en tanques



Fuente: Manual de deshidratación de crudo. Parte 1. Edda Suárez

3.2 CÁLCULO DE TIEMPOS DE RESIDENCIA

El tiempo de residencia es un factor crítico en el proceso de acción del demulsificante, ya que es el tiempo total del proceso para deshidratar el crudo desde que sale del pozo hasta la descarga del tanque de lavado, hacía el tanque de reposo, este cálculo nos sirve para determinar el máximo tiempo de aplicación del demulsificante en la prueba de botellas realizada en el laboratorio.

El cálculo del tiempo de residencia se realizó por la siguiente fórmula, obtenida por experiencia de campo:

$$t = \frac{(H_T - H_{AGUA}) \times Vol / H}{Vol.\ \ procesado}$$

$$t = \left(\frac{(37{,}7 - 14)(ft) \times 685(Bls / ft)}{20077\ \ (Bls / día)} \right) 24\ \ (horas)$$

$$t = 19{,}41\ \ (horas)$$

Donde:

t : Tiempo de residencia (horas)

H_T : Altura de descarga del tanque de lavado (ft)

H_{AGUA} : Altura del colchón de agua (ft)

Vol /H : Volumen del tanque por pie (BF/ft)

Vol. Procesado: Volumen total procesado en la estación por día (BF/día)

Este cálculo se realizó para todas las estaciones, y los resultados se muestran en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2 CÁLCULO DEL TIEMPO DE RESIDENCIA PARA CADA ESTACIÓN

ESTACIÓN	ALTURA DE DESCARGA (ft)	COLCHON DE AGUA (ft)	VOLUMEN DEL TANQUE (BF/ft)	TOTAL PROCESADO (BF/día)	TIEMPO DE RESIDENCIA (horas)
CENTRAL	37,7	14,0	685,0	20077	19,41
NORTE	36,3	12,0	896,0	12772	40,91
SUR OESTE	23,2	12,6	258,0	3467	18,93
SUR	32,7	8,5	791,6	10255	44,83
AGUARICO	20,0	11,5	687,5	4817	29,12

Se tomó como referencia para la prueba de botellas el tiempo de residencia de la Estación Sur Oeste, como se puede observar en la Tabla 3.2, 18,93 horas, ya que en la realización de la prueba de botellas se utilizan tiempos menores al menor tiempo de residencia en las estaciones de producción, con el objetivo de someter a los demulsificantes en pruebas, a condiciones más severas que las que se hallarán en el campo.

3.3 PRUEBA DE BOTELLAS

El objetivo de la prueba de botellas es simular: el transporte del fluido desde el pozo hacia superficie, el paso del fluido desde el múltiple de producción a los separadores y al tanque de lavado, la permanencia del fluido en el tanque de lavado, las condiciones del fluido en la salida del tanque de lavado y en la descarga hacia el oleoducto, además de determinar cuál química será la más efectiva para romper la emulsión en el campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión agua - petróleo en el menor tiempo posible.

3.3.1 PREPARACIÓN DEL "COMPOSITE"

Para obtener una muestra de fluido que represente la emulsión del campo y realizar la prueba de botellas se requiere tener una muestra de la corriente de producción, la cual debe reunir las siguientes características:

a) Ser representativa de la emulsión a ser tratada

b) Debe contener todos los químicos empleados en los diferentes tratamientos, a excepción del demulsificante

c) Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión

d) Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible[32].

e) No debe contener agua libre ni gas en solución

[32] Ídem 31

El análisis y evaluación de los compuestos químicos demulsificantes para la deshidratación del crudo se realizó en base a un compuesto de pozos considerados “problema”, para preseleccionarlos se utilizaron los siguientes criterios:

a. Que tengan un BSW entre 8 y 25%
b. Pozos con alta producción, debido a la influencia en volumen que representan en las instalaciones de superficie
c. Pozos con levantamiento artificial del tipo electro sumergible
d. Eliminación de pozos con levantamiento artificial del tipo hidráulico y neumático, al no representar un volumen considerable de producción por ser 8 pozos de 108 que posee el campo, además de que para tomar una muestra de estos es necesario apagar los sistemas de inyección de fluido motriz y gas, por al menos 15 horas, lo que ocasionaría una pérdida económica

TABLA 3.3 POZOS PRESELECCIONADOS PARA FORMAR EL “COMPOSITE”

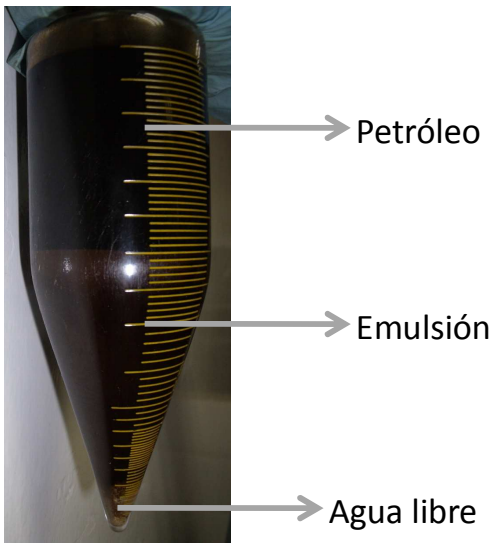
ESTACIÓN	POZOS	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCIÓN		BSW
			BPPD	BFPD	%
DRAGO	DG – 01	UI	362	453	20
	DG - E – 01	U	693	889	22
	DG - N - 06D	UI	686	738	7
CENTRAL	SSFD 164 D	UI	529	608	13
	SSFD 134 D	UI	1185	1274	7
	SSFD 96 H	US	598	712	16
	SSFD 89	U	266	365	27
	SSFD 119 D	TI	644	2012	68
NORTE	SSFD 62 B	U	873	992	12
	SSFD 78	U	509	621	18
	SSFD 111 D	T	615	741	17
	SSFD 86	U	333	741	55
SUR	SSFD 95	TS	957	1087	12
SUROESTE	SSFD 27	U	354	520	32
AGUARICO	AG 12 D	UI	1432	1492	4
	AG 3	U	750	1630	46

Fuente: Departamento de Producción. EP. Petroecuador

En la segunda etapa de selección de pozos para formar el “composite” se consideraron por experiencia de campo los siguientes parámetros:

a. Mayor volumen de la emulsión presentada al realizar las pruebas de BSW por centrifugación en laboratorio
b. Mayor dureza de la emulsión presentada al realizar las pruebas de BSW por centrifugación en laboratorio

Figura 3.6 Fotografía de una muestra de crudo centrifugada, donde se muestra la separación del agua libre, la emulsión y el crudo



Los pozos que no cumplieron con los criterios de la segunda etapa de selección no se tomaron en cuanta para la elaboración del “composite”, con los 11 pozos restantes se prepararon 9 litros de fluido, con la finalidad de facilitar la recolección de las muestras individuales y proporcionales de cada pozo. Los pozos seleccionados, características de sus fluidos y volúmenes calculados del compuesto sin demulsificante se muestran en las Tablas 3.4 y 3.5:

TABLA 3.4 POZOS ESCOGIDOS PARA LA FORMACIÓN DEL COMPOSITE

ESTACIÓN	POZOS	ARENA PRODUCTORA	BSW	EMULSIÓN	AGUA LIBRE	D.A.R.	TIPO DE EMULSIÒN	PRODUCCIÓN	
			%	%	%	# GOTAS		BPPD	BFPD
CAMPO DRAGO	DRG - 01	U	20	29.9	0,1	6	Semidura	362	453
	DRG - E - 01	U	22	25,6	0,4	6	Semidura	693	889
ESTACIÓN CENTRAL	SSFD 164 D	U	26	43,9	0,1	16	Dura	529	608
	SSFD 96 H	U	9	8,0	0,0	16	Dura	598	712
	SSFD 89	U	14	19,8	0,2	5	Semidura	266	365
	SSFD 119 D	T	44	28,0	16,0	10	Dura	644	2012
ESTACIÓN NORTE	SSFD 62 B	U	10	12,0	0,0	9	Dura	873	992
	SSFD 78	U	22	32,0	0,0	22	Dura	509	621
	SSFD 86	U	40	79,0	1,0	11	Dura	333	741
ESTACIÓN SUR	SSFD 95	T	12	15,5	0,5	13	Dura	957	1087
ESTACIÓN SUROESTE	SSFD 27	U	32	56,0	0,0	42	Dura	354	520

Fuente: Producción. Departamento de Tratamiento Químico y Corrosión. EP. Petroecuador

TABLA 3.5 VOLÚMENES PARA LA FORMACIÓN DEL "COMPOSITE"

ESTACIÓN	POZOS	PRODUCCIÓN		VOLUMEN COMPOSITE	VOLUMEN COMPOSITE
		BPPD	BFPD	%	l
DRAGO	DRG – 01	362	453	5,03	0,45
	DRG - E – 01	693	889	9,88	0,89
CENTRAL	SSFD 164 D	529	608	6,76	0,61
	SSFD 96 H	598	712	7,91	0,71
	SSFD 89	266	365	4,06	0,37
	SSFD 119 D	644	2012	22,36	2,01
NORTE	SSFD 62 B	873	992	11,02	0,99
	SSFD 78	509	621	6,90	0,62
	SSFD 86	333	741	8,23	0,74
SUR	SSFD 95	957	1087	12,08	1,09
SUROESTE	SSFD 27	354	520	5,78	0,52
TOTAL		6118	9000	100,00	9,00

3.3.2 TOMA DE MUESTRAS

La toma de muestras la prueba de botellas requirió el siguiente procedimiento:

Procedimiento:

a. Utilizar todo el equipo de protección personal: ropa adecuada, gafas, casco, guantes, respirador y zapatos punta de acero
b. Tener todo el equipo necesario en el sitio: toma muestras, envase para drenado, envase para muestra y paños absorbentes
c. Apagar la bomba de inyección del demulsificante, si se da el caso y esperar 15 minutos, con el objetivo de que la muestra tomada no contenga demulsificante
d. En el pozo colocar correctamente el toma muestras
e. Abrir la válvula del toma muestras y drenar el fluido por 10 minutos, esto nos permite tener una muestra de libre de gas y agua
f. Cerrar la válvula del toma muestras

g. Abrir la válvula del toma muestras y recoger la cantidad necesaria de muestra de fluido del pozo
h. Cerrar la válvula del toma muestras
i. Encender la bomba de inyección de demulsificante si es necesario

Figura 3.7 Toma de muestra de crudo en un pozo

3.3.3 CONDICIONES DE LA PRUEBA

La prueba de botellas se realizó en 21 envases calibrados, en las diez primeras se colocó el demulsificante utilizado en el campo Shushufindi DM0 1435CX de la empresa Baker Petrolite, en las siguientes diez botellas se utilizó el demulsificante E1269 de la empresa Lipesa, en la botella número 21 o blanco, no se utilizó ningún demulsificante misma a la que se realizó una prueba de BSW por centrifugación que dio como resultado: agua libre 10%, emulsión 32% y BSW 36% con 6 gotas de demulsificante de acción rápida.

TABLA 3.6 CONDICIONES DE REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE BOTELLAS

Origen del Crudo	Campo Shushufindi
Volumen de muestra	9 l
Tiempo de agitación	15 min
Temperatura de prueba	90 ºF
Tiempo de centrifugación	5 min

3.3.4 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

1. Numerar las botellas de prueba y sus tapas

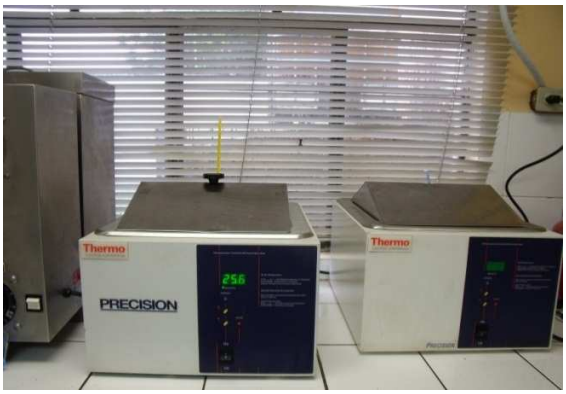
Figura 3.8 Numeración de botellas

2. De existir agua libre en el "composite", dejarlo reposar por 15 minutos en un ángulo de 45º y luego drenar el agua

3. Centrifugar una muestra de 100 ml del "composite" y 100 ml de solvente JP1 con el fin de determinar el BSW, la emulsión y el volumen total de agua presente en el mismo, con el fin de comprobar que la muestra no contiene agua libre

4. Preparar el baño maría a 90ºF (32.2 ºC)

Figura 3.9 Preparación del baño maría



5. Por experiencia de campo se agita el “composite” por 15 min, con el objetivo de simular el transporte del fluido desde el pozo hacia superficie

Figura 3.10 Agitación del “composite”

6. Centrifugar una muestra de 100 ml de “composite” previamente agitado, junto con 100 ml de solvento JP1 con el fin de determinar el BSW y la dureza de la emulsión de acuerdo a la cantidad de demulsificante de acción rápida requerido

7. Llenar con 100 ml de muestra cada envase calibrado o botellas
8. Dosificar en cada botella el respectivo demulsificante a 200 ppm, 400 ppm 600 ppm, 800 ppm, 1000 ppm, 1200 ppm, 1400 ppm, 1600 ppm, 1800 ppm y 2000 ppm

Figura 3.11 Dosificación de demulsificantes en muestras

9. Colocar las botellas en la agitadora por 15 minutos, en este punto se simula el paso del fluido desde el múltiple de producción a los separadores

Figura 3.12 Agitación de las botellas

10. Colocar las botellas en el baño maría, con este paso se simula la permanencia del fluido en el tanque de lavado

Figura 3.13 Botellas en baño maría

11. Después de 30 minutos leer el porcentaje de separación y apariencia del agua e interfase, repetir el proceso cada hora por 8 horas consecutivas

Figura 3.14 Lectura del porcentaje de separación, apariencia del agua e interfase

12. Repetir el paso anterior a las 12 horas de haber colocado las botellas en el baño maría
13. Escoger la botella que registre mayor caída de agua

Figura 3.15 Selección de la botella con mayor caída de agua

14. Cargar en 20 tubos para centrifugación graduados a 100 ml, 50 ml de solvente JP1

Figura 3.16 Tubos de centrifugación graduados 100 ml

15. Con el objetivo de tomar muestras de que simulen el fluido en la descarga del tanque de lavado. Colocar la sonda de orificio lateral en la jeringuilla de vidrio y medir la altura a la que se va a tomar la muestra, la altura deber ser colocada 15% sobre el nivel al que se encuentra la interfase. La calibración puede hacerse en una botella vacía, la sonda debe sujetarse con un tapón y asegurarse con cinta adhesiva para mayor fijación, como se muestra en la Figura 3.17.

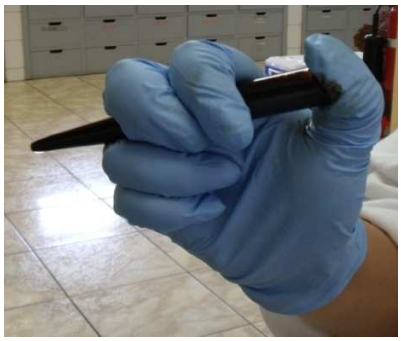
Figura 3.17 Fijación de la altura de la sonda para toma de muestras

16. Con la jeringuilla de vidrio se procede cuidadosamente a tomar una muestra de 50 ml de crudo de cada botella sobre la interfase agua crudo de cada botella y cargarla en cada tubo de centrifugación

Figura 3.18 Carga de las muestras de crudo en tubos de centrifugación

17. Agitar vigorosamente cada tubo de centrifugación lleno, para que se mezcle bien el solvente con la muestra

Figura 3.19 Mezcla del solvente con la muestra en tubos de centrifugación



18. Centrifugar cada muestra por 5 minutos y registrar los datos de agua libre, emulsión y BSW total, estos resultados, también son conocidos en el campo como “Top Test” representan las condiciones del fluido en la salida del tanque de lavado hacia el tanque de almacenamiento.

Figura 3.20 Centrifugación de muestras

Figura 3.21 Observación de resultados de la centrifugación de muestra

19. Retirar la totalidad del agua separada de cada botella con ayuda de una sonda de orificio lateral. La forma correcta de retirar el agua de la botella es inclinándola a 45º y en una de sus esquinas inferiores, colocar la sonda y retirar toda el agua, como se muestra en la Figura 3.22.

Figura 3.22 Retirando el agua separada de la botella

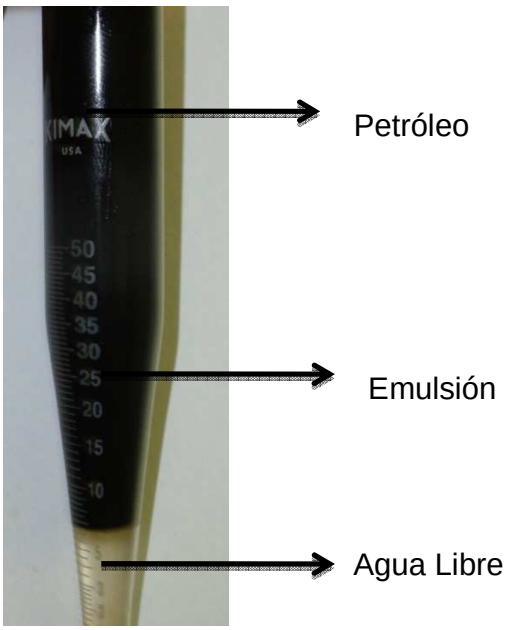
20. Cuando la totalidad del agua haya sido retirada, tapar la botella y mezclar vigorosamente el crudo restante en la botella
21. Verter 50 ml de crudo de cada botella, en los tubos de centrifugación previamente llenados con 50 ml del solvente JP1
22. Agitar vigorosamente cada tubo de centrifugación

23. Centrifugar cada muestra por 5 minutos y registrar los datos de agua libre, emulsión y BSW total, estos resultados también son conocidos en el campo como “Mixed Test” representan los resultados del proceso de deshidratación del crudo en el punto de bombeo hacia el oleoducto, desde las unidades ACT.

Considerar las siguientes situaciones durante la prueba:

a) Cuando el porcentaje de caída del agua de una o más botellas es similar al obtenido en el paso 6, antes del tiempo determinado para la prueba esta se da por terminada
b) Si durante la prueba la botellas, en el envase patrón se empieza a separar el agua, la muestra del “composite” no sirve y se debe iniciar una nueva prueba con otro “composite”

Figura 3.23 Tubo de centrifugación con agua libre separada y emulsión claramente definidas



3.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE BOTELLAS

La tabla de resultados de las pruebas de botellas realizadas en el laboratorio de tratamiento químico y corrosión del campo Lago Agrio, se presentan en el Anexo 3.1.

Las siguientes figuras representan:

a. Porcentaje de agua libre separada vs tiempo, para cada concentración de demulsificante
b. Porcentaje de agua libre separada vs concentración de demulsificante para cada tiempo
c. Porcentaje de agua libre separada, emulsión y BSW total vs concentración de demulsificante en el “Top Test”
d. Porcentaje de agua libre separada, emulsión y BSW total vs concentración de demulsificante en el “Mixed Test”

3.4.1 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA VS. TIEMPO, SEGÚN LA CONCENTRACIÓN A 90 ºF

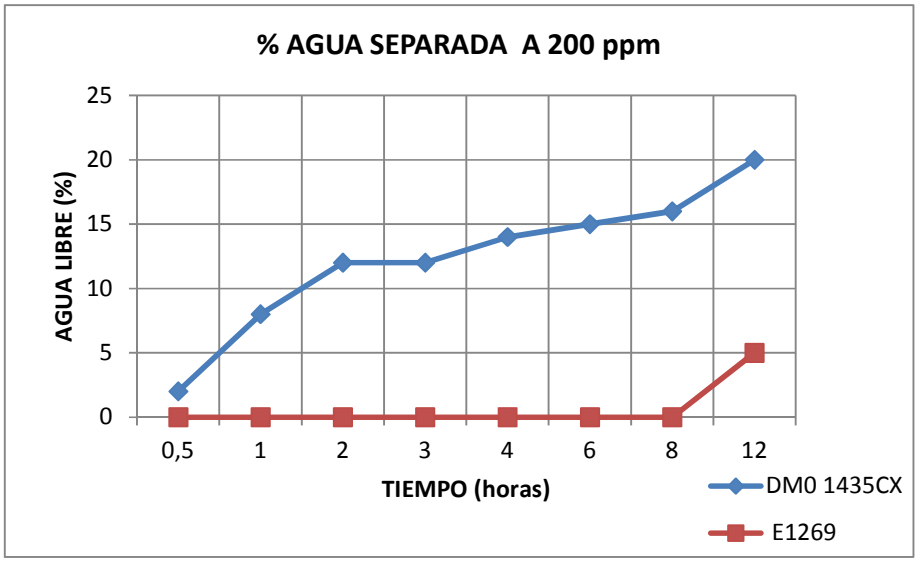
En las Figuras 3.24 a 3.33 se observa el incremento del volumen de agua libre separada, conforme aumenta el tiempo de residencia desde 0,5 horas hasta 12 horas, por lo que es factible para ambos demulsificantes aplicar dosis bajas en el campo, si se dispone de largos tiempo de residencia en el tanque de lavado, como es el caso del campo Shushufindi, ya que estos productos continúan actuando en la interfase agua / petróleo mientras exista emulsión.

El compuesto DMO1435CX en general muestra gran velocidad de separación en las primeras 3 a 4 horas, después de estas se observan pocas variaciones en el volumen de agua libre separada incluso a concentraciones altas, lo que nos indica

que este compuesto es útil aun cuando se tienen tiempos de residencia muy cortos.

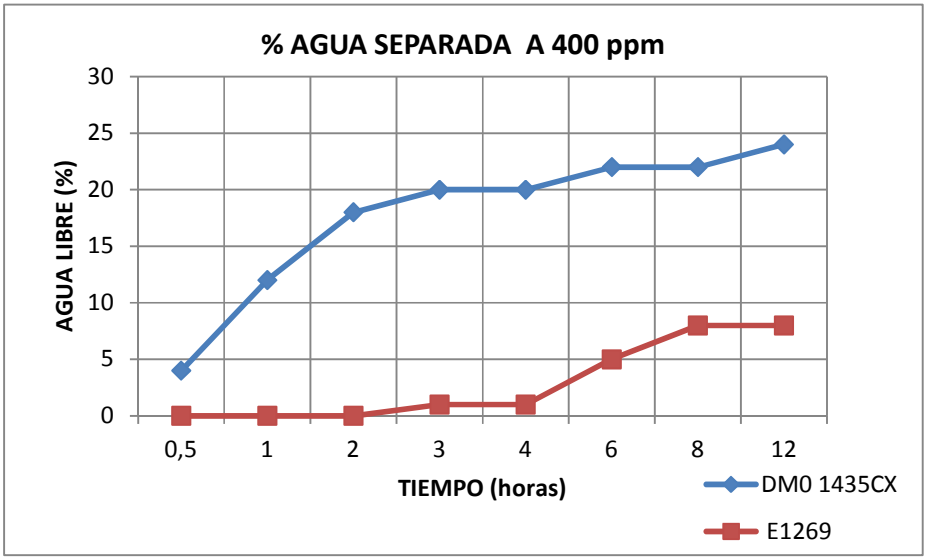
El compuesto E1269, presenta gran inestabilidad y mínima velocidad de separación, ya que a partir de las 4 primeras horas se tiene una acción notoria y poco efectiva, solo desde la concentración de 1800 ppm muestra estabilidad, lo que lo vuelve un químico de difícil dosificación en campo ya que no se observa un comportamiento definido en el tiempo.

Figura 3.24 Porcentaje de agua separada a 200 ppm



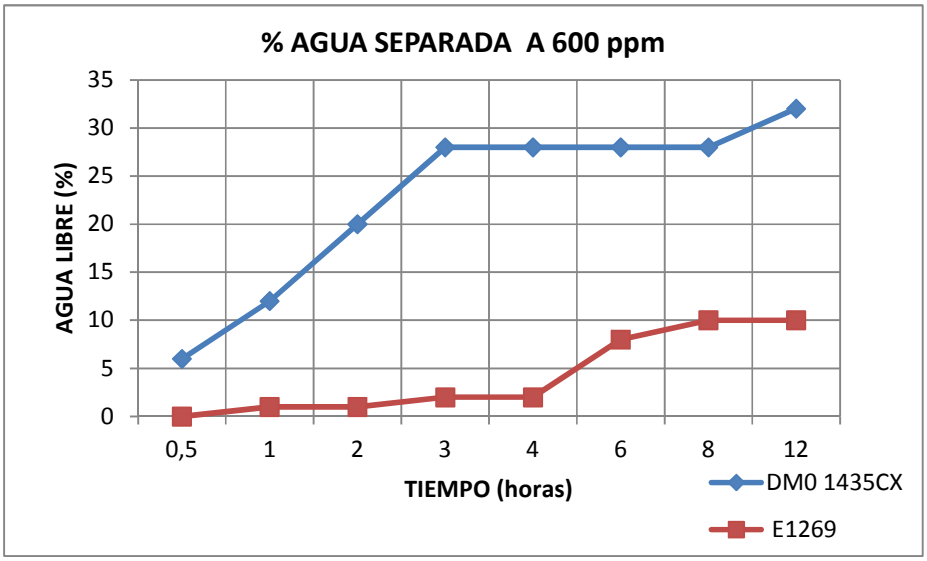
En la Figura 3.24, a la concentración de 200 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua a las 8 horas, de iniciado el proceso, llegando a separar el 5 % a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 2%, llegando al 20 % después de 12 horas.

Figura 3.25 Porcentaje de agua separada a 400 ppm



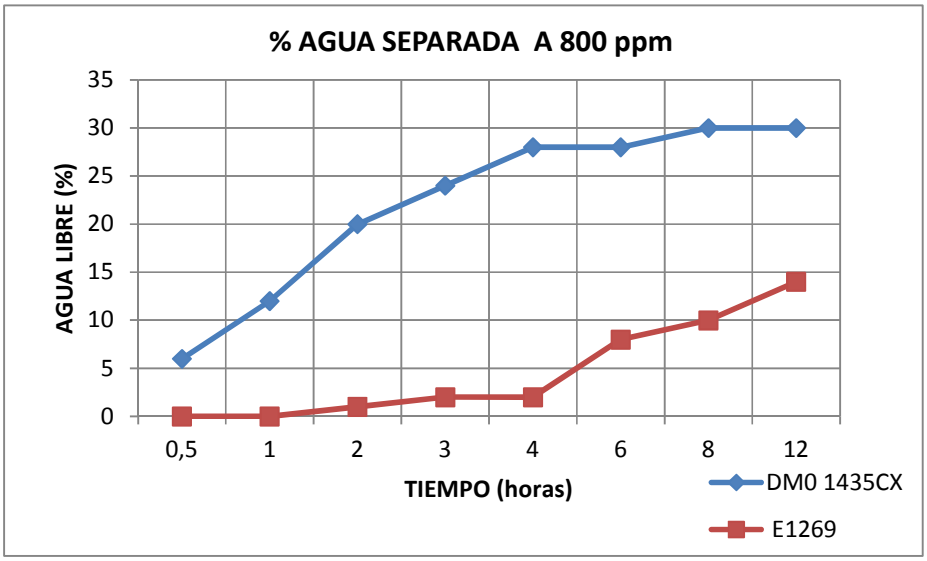
En la Figura 3.25, a la concentración de 400 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua a las 3 horas de iniciado el proceso, con 1%, llegando a separar el 8 % a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 4%, llegando al 24 % después de 12 horas.

Figura 3.26 Porcentaje de agua separada a 600 ppm



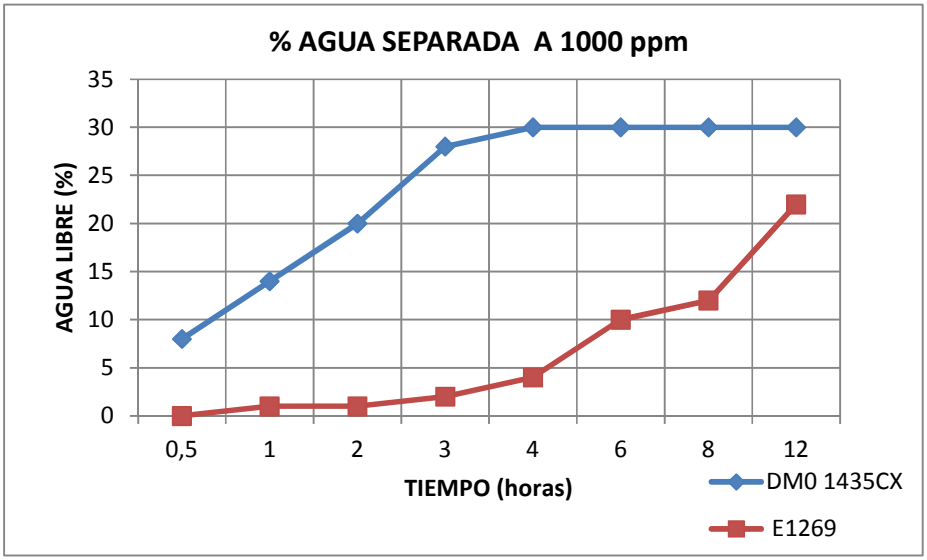
En la Figura 3.26, a la concentración de 600 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua en la primera hora de iniciado el proceso con el 1%, llegando a separar el 10 % a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 6%, a las 3 horas se observa la tendencia a no separar más del 28%, hasta las 12 horas donde separó el 32%.

Figura 3.27 Porcentaje de agua separada a 800 ppm



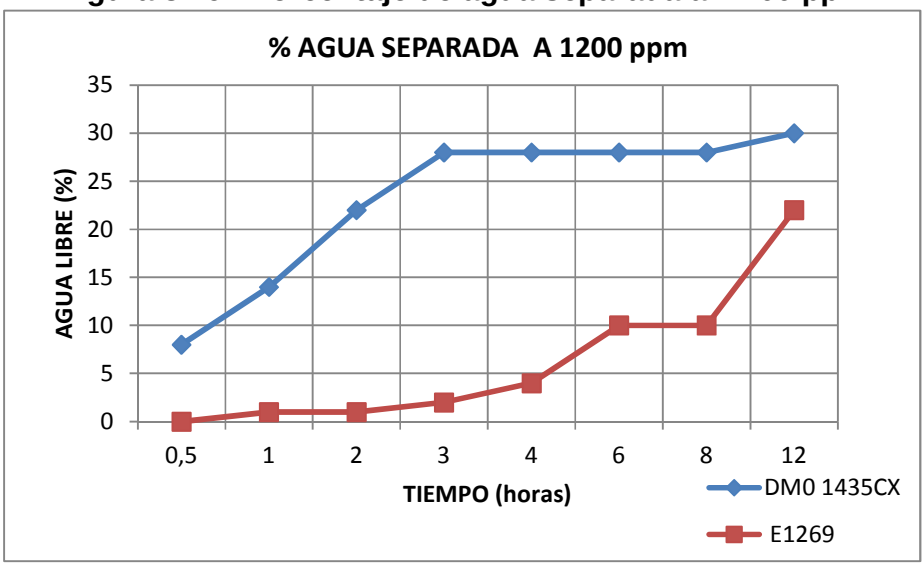
En la Figura 3.27, a la concentración de 800 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua a las 2 horas de iniciado el proceso con el 1%, llegando a separar el 14 % a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 6%, llegando al 30 % después de 12 horas

Figura 3.28 Porcentaje de agua separada a 1000 ppm



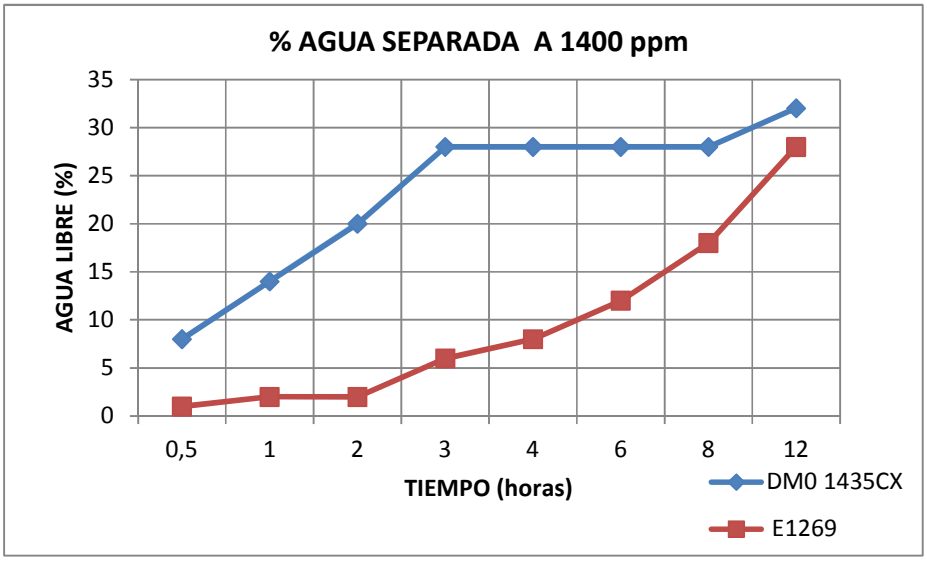
En la Figura 3.28, a la concentración de 1000 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua en la primera hora de iniciado el proceso con el 1%, llegando a separar el 22 % a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 8%, a las 4 horas se observa la tendencia a no separar más del 30%, aún después de 12 horas.

Figura 3.29 Porcentaje de agua separada a 1200 ppm



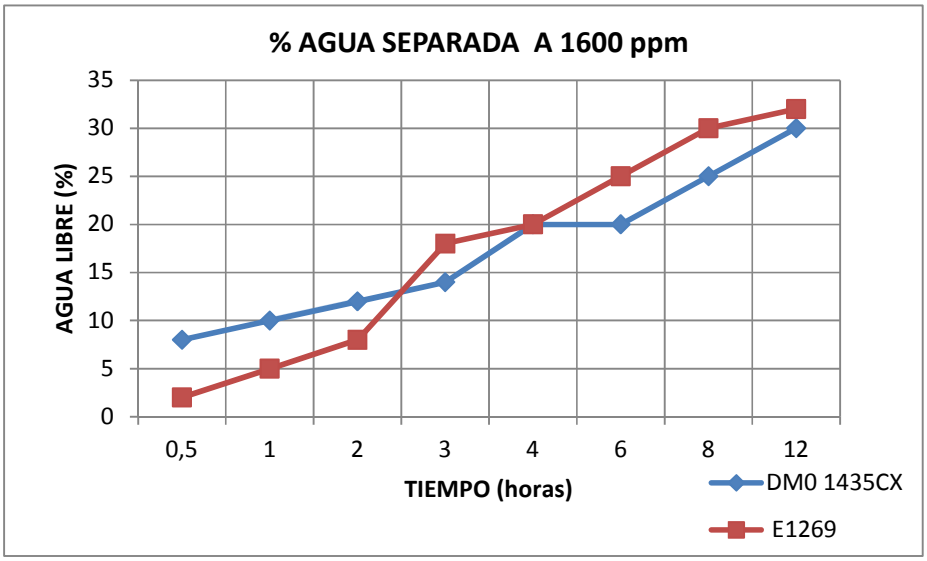
En la Figura 3.29, a la concentración de 1200 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua en la primera hora de iniciado el proceso con el 1%, llegando a separar el 22 % a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 8%, a las 3 horas se observa la tendencia a no separar más del 28%, hasta las 12 horas donde separó el 30%.

Figura 3.30 Porcentaje de agua separada a 1400 ppm



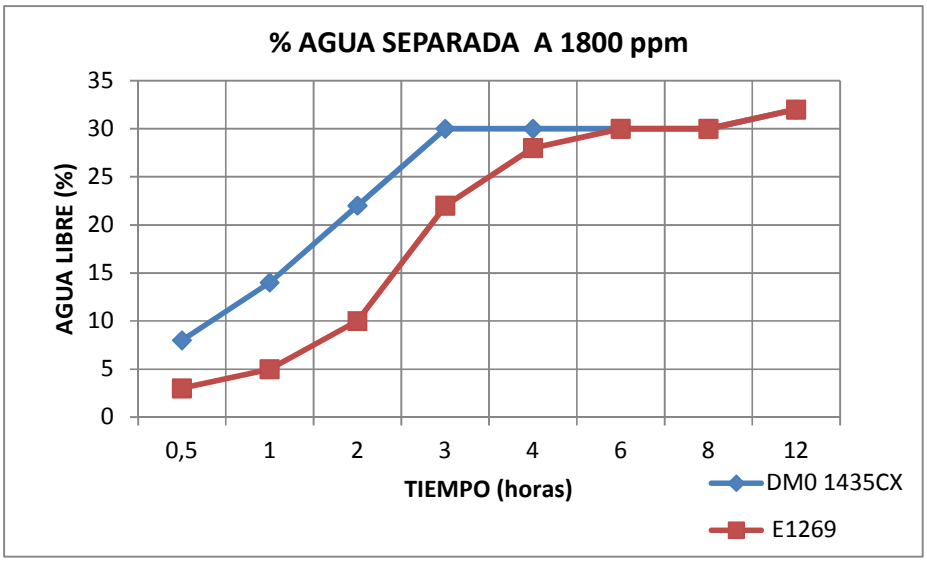
En la Figura 3.30, a la concentración de 1400 ppm, el compuesto E1269 empezó a separar el agua en la primera hora de iniciado el proceso con el 2%, a partir de las tercera hora se marca la tendencia a separar mayor cantidad de agua, llegando a separar el 28% a las 12 horas, mientras que el demulsificante DMO 1435CX, empezó la separación a los 30 minutos con el 8%, a las 3 horas se observa la tendencia a no separar más del 28%, hasta las 12 horas donde separó el 32%.

Figura 3.31 Porcentaje de agua separada a 1600 ppm



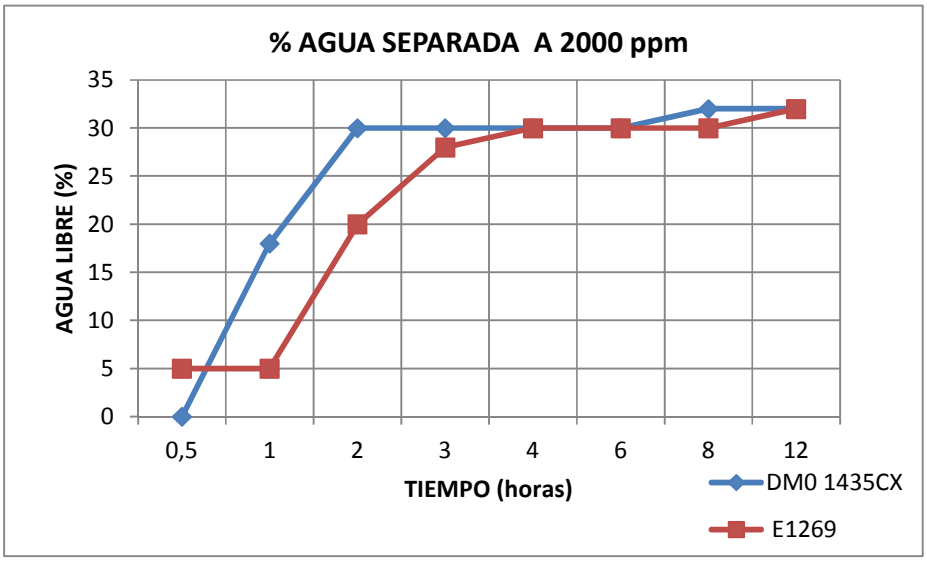
En la Figura 3.31, a la concentración de 1600 ppm, los demulsificantes DMO1435CX y E1269, muestran iguales porcentajes de separación de agua (20%) a las 4 horas, punto desde el cual el E1269 separa mayor cantidad de agua que el DMO1435CX.

Figura 3.32 Porcentaje de agua separada a 1800 ppm



En la Figura 3.32, a la concentración de 1800 ppm, los demulsificantes DMO1435CX y E1269, muestran iguales porcentajes de separación de agua (30%) a las 6 horas, mientras que a las 3 horas el DMO1435CX muestra una tendencia a no separar más del 30%.

Figura 3.33 Porcentaje de agua separada a 2000 ppm



En la Figura 3.33, a la concentración de 2000 ppm, los demulsificantes DMO1435CX y E1269, muestran iguales porcentajes de separación de agua (30%) a partir de las 4 horas, mientras que a las 2 horas el DMO1435CX muestra una tendencia a no separar más del 30%.

3.4.2 PORCENTAJE DE AGUA SEPARADA VS. TIEMPO A 90 ºF, SEGÚN LA CONCENTRACIÓN DE DEMULSIFICANTE

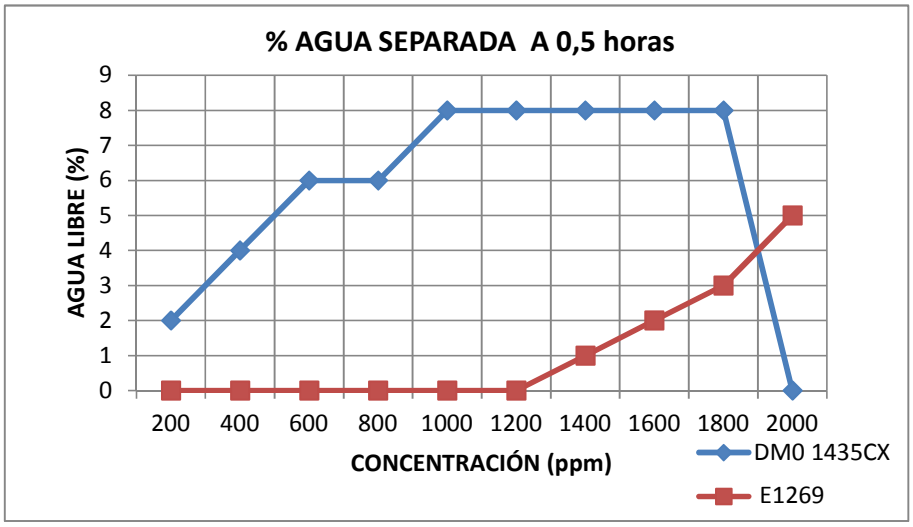
En las Figuras 3.34 a 3.41 se observa el incremento del volumen de agua libre separada, conforme se aumenta la concentración de los dos demulsificantes desde 200 ppm hasta 2000 ppm.

El compuesto DMO1435CX muestra un incremento del porcentaje de agua libre separada hasta concentraciones de 600 ppm, desde aquí se observa estabilidad

hasta 1400 ppm, el punto crítico para este compuesto es a 1600 ppm, donde el químico vuelve a generar emulsión, por lo que es conveniente no sobrepasar este límite al realizar la dosificación en el campo, si se aumenta la concentración a 1800 y 2000 ppm, el problema de la emulsión causada anteriormente se soluciona, este comportamiento nos indica que si se tienen largos tiempos de residencia y altas dosificaciones, la emulsión causada por la sobredosificación se solucionará.

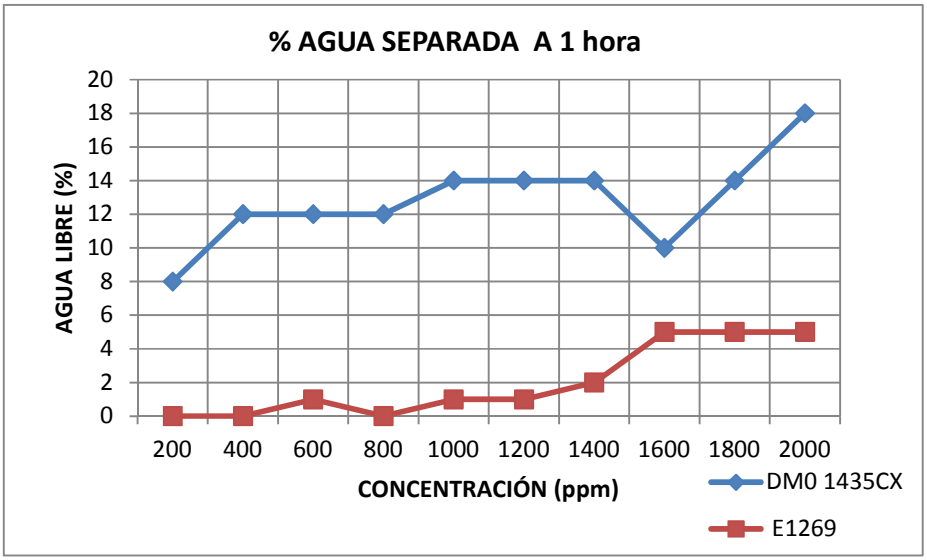
El compuesto E1269, presenta poca efectividad a concentraciones y tiempos menores a 1200 ppm y 4 horas respectivamente, su efecto en la separación de la emulsión se vuelve notorio después de 3 horas y con concentraciones superiores a 1200 ppm, a partir de 1600 ppm muestra estabilidad en el volumen de agua libre separada. Durante las 12 horas de prueba este químico no generó emulsiones.

Figura 3.34 Porcentaje de agua separada a 0,5 horas



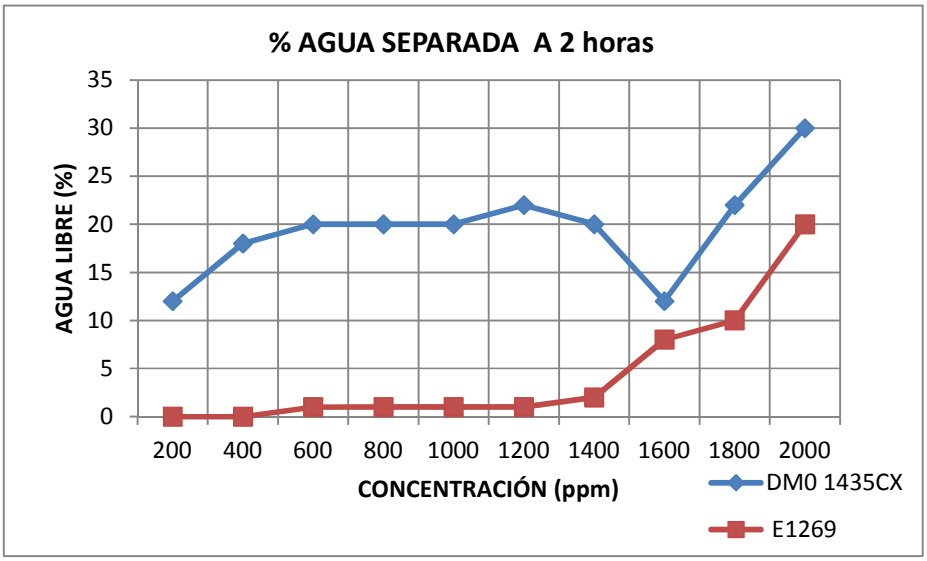
En la Figura 3.34, a los 30 minutos de iniciada la prueba, el demulsificante DMO1435CX, presenta un porcentaje de agua libre separada del 8%, con concentraciones desde 1000 a 1800 ppm, la llegar a 2000 ppm, se genera emulsión nuevamente, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 1200 ppm.

Figura 3.35 Porcentaje de agua separada a 1 hora



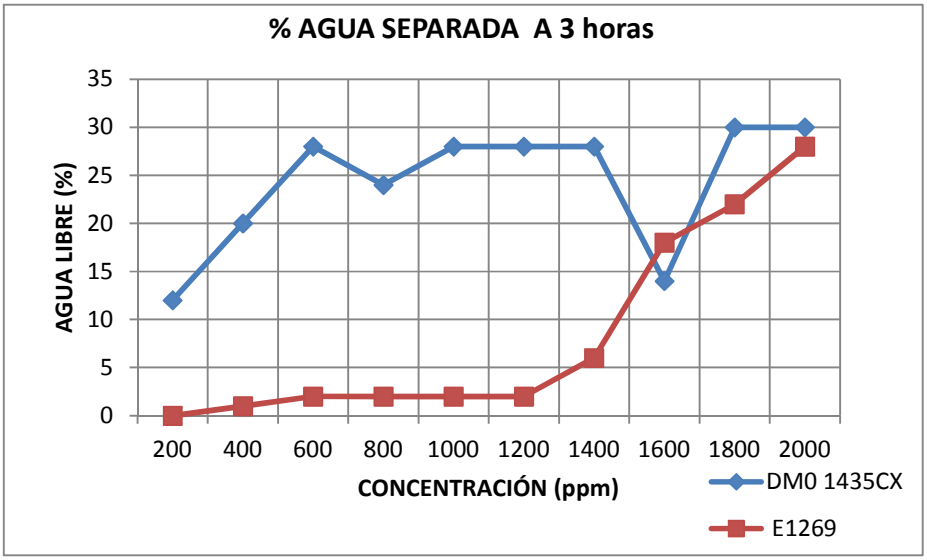
En la Figura 3.35, en la primera hora de la prueba, el demulsificante DMO1435CX, genera emulsión nuevamente, al bajar el porcentaje de agua separada de 14% al 10% con concentración de 1400 y 1600 ppm respectivamente, problema que se soluciona al aumentar la concentración, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 1000 ppm.

Figura 3.36 Porcentaje de agua separada a 2 horas



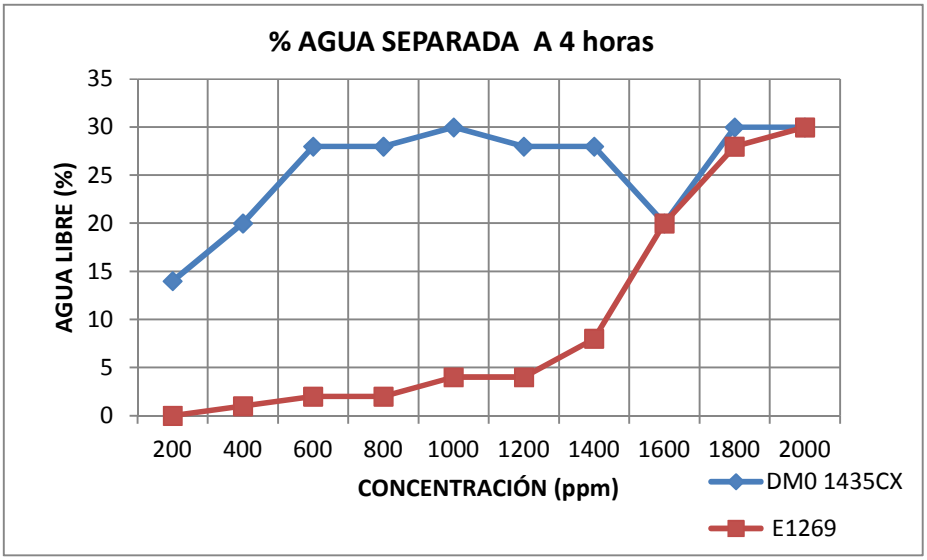
En la Figura 3.36, a las 2 horas de iniciada la prueba, el demulsificante DMO1435CX, genera emulsión nuevamente, al bajar el porcentaje de agua separada de 20% al 12% con concentración de 1400 y 1600 ppm respectivamente, problema que se soluciona al aumentar la concentración, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 600 ppm.

Figura 3.37 Porcentaje de agua separada a 3 horas



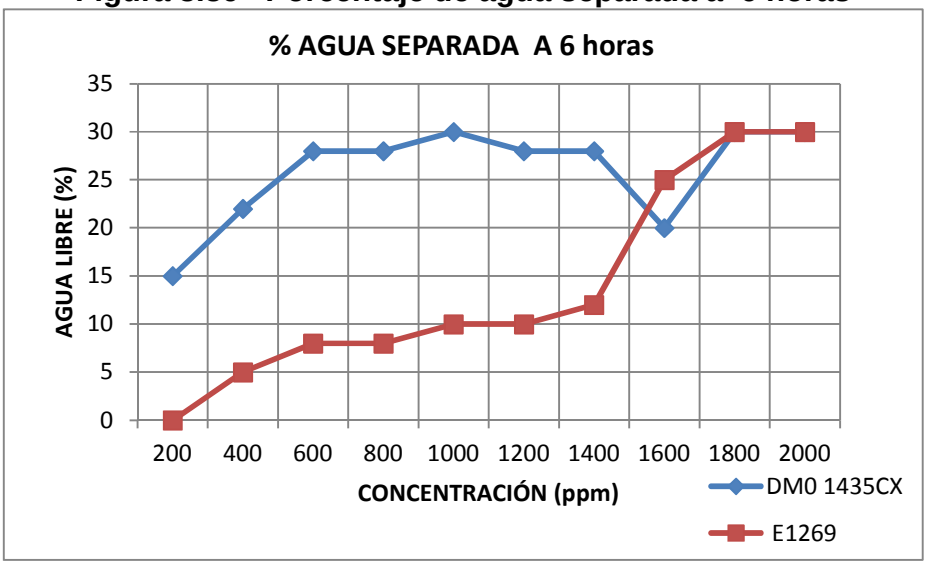
En la Figura 3.37, a las 3 horas de iniciada la prueba, el demulsificante DMO1435CX, genera emulsión nuevamente, al bajar el porcentaje de agua separada de 28% al 24% con concentración de 600 y 800 ppm respectivamente, problema que se soluciona al aumentar la concentración a 1000 ppm, al llegar 1600 ppm genera emulsión una vez más, al disminuir la separación de agua desde 28% a 14%, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 400 ppm, sin tendencia a generar emulsión y aumentando la cantidad de agua separada, al incrementar su concentración.

Figura 3.38 Porcentaje de agua separada a 4 horas



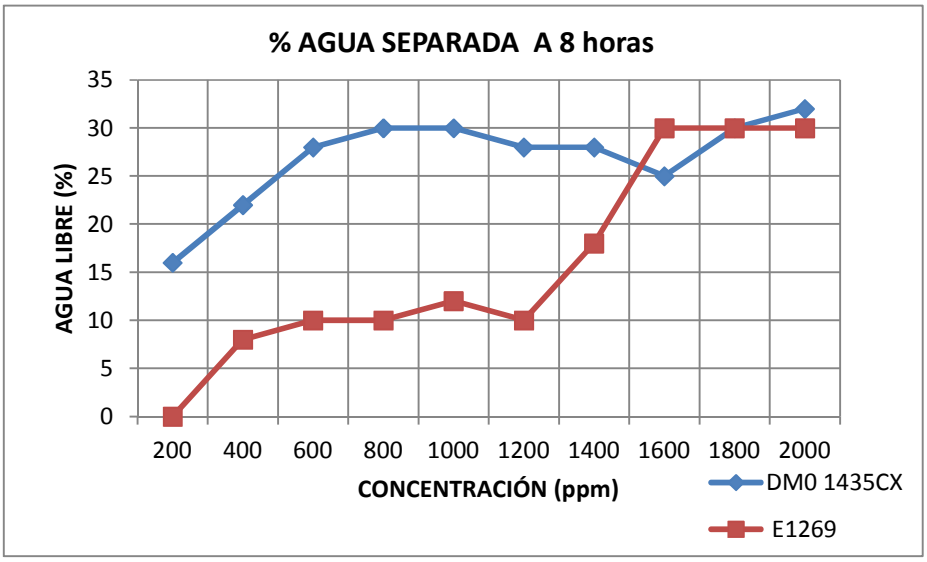
En la Figura 3.38, a las 4 horas de iniciada la prueba, el demulsificante DMO1435CX, a 1600 ppm genera emulsión nuevamente, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 400 ppm. A partir de 1600 ppm, el porcentaje de agua separada por ambos demulsificantes aumenta conforme crece la concentración hasta 2000 ppm, valor donde ambos igualan la cantidad de agua libre separada, 30%.

Figura 3.39 Porcentaje de agua separada a 6 horas



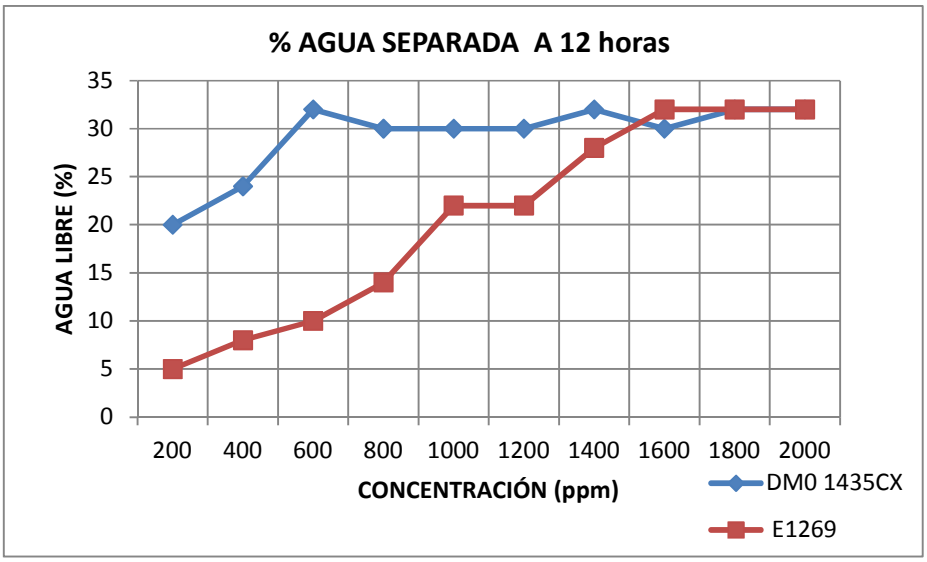
En la Figura 3.39, a las 6 horas de iniciada la prueba, el demulsificante DMO1435CX, a 1600 ppm genera emulsión nuevamente, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 400 ppm. A partir de 1800 ppm, el porcentaje de agua separada por ambos demulsificantes se en 30%.

Figura 3.40 Porcentaje de agua separada a 8 horas



En la Figura 3.40, a las 8 horas de iniciada la prueba, el demulsificante DMO1435CX, a 800 ppm separa el 30%, en 1000 ppm empieza a declinar el porcentaje de agua separada, generando emulsión nuevamente, hasta 1600 ppm, donde aumentan hasta el 32% con 2000 ppm, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 400 ppm. En 1800 ppm, el porcentaje de agua separada por ambos demulsificantes es el 30%.

Figura 3.41 Porcentaje de agua separada a 12 horas



En la Figura 3.41, a las 12 horas, donde finaliza la prueba, el demulsificante DMO1435CX, a 600 ppm separa el 32%, siendo el máximo porcentaje de agua separada en la prueba, mientras que el E1269, inicia la separación a partir de 200 ppm, estabilizándose en 1600 ppm con el 32%. En 1800 ppm, el porcentaje de agua separada por ambos demulsificantes es el 30%.

3.4.3 PORCENTAJE DE AGUA LIBRE, EMULSIÓN Y BSW TOTAL VS. CONCENTRACIÓN EN EL "TOP TEST"

En las Figuras 3.42, 3.43 y 3.44 se muestran los resultados del "top test", que simula la descarga del tanque de lavado hacia el tanque de almacenamiento, donde se espera tener crudo limpio con un BSW máximo de 0,1 %.

El compuesto DMO1435CX muestra efectividad a partir de 600 ppm, donde se tiene 0,1% de agua libre, así mismo la emulsión ha sido completamente separada y el BSW total se halla dentro de los parámetros esperados, a dosis menores a 600 ppm presenta entre 0,1 y 0,4 % de agua libre y hasta 24,0% de fluido emulsionado.

El compuesto E1269 no es efectivo, ya que no presenta agua libre separada y sus porcentajes de fluido emulsionado son entre 5 y 32%, dando un BSW total de entre 5 y 32% para las concentraciones aplicadas, resultados que no cumplen con las expectativas en esta etapa de la prueba.

Figura 3.42 Porcentaje de agua libre separada en el "top test"

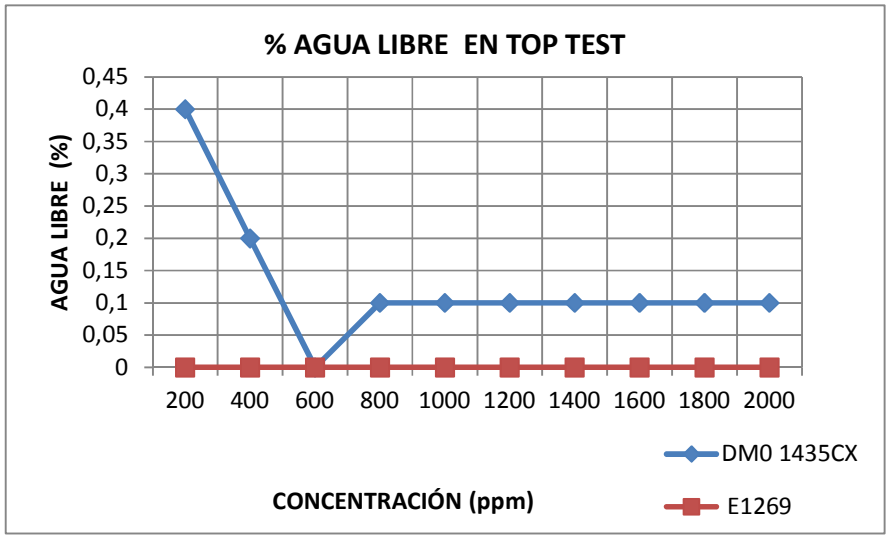


Figura 3.43 Porcentaje de emulsión en el "top test"

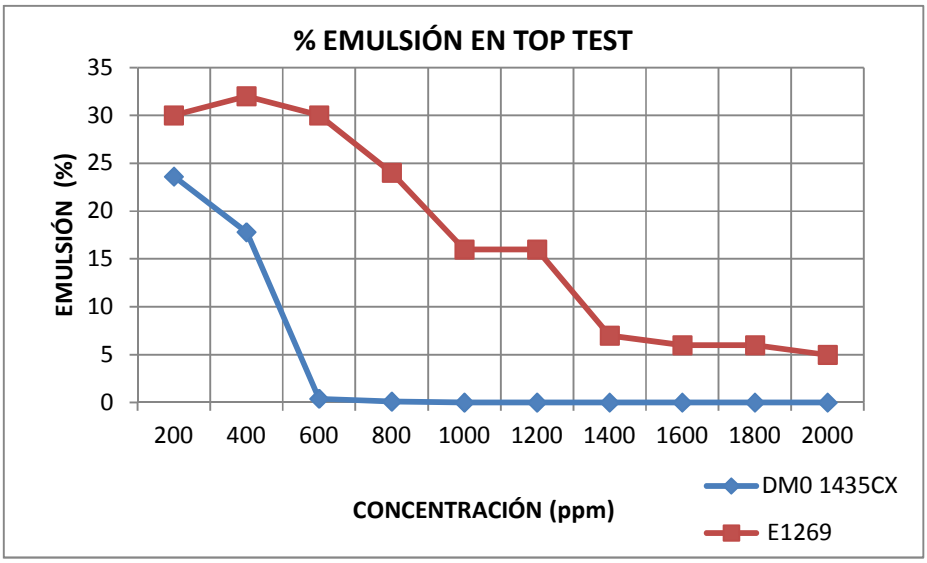
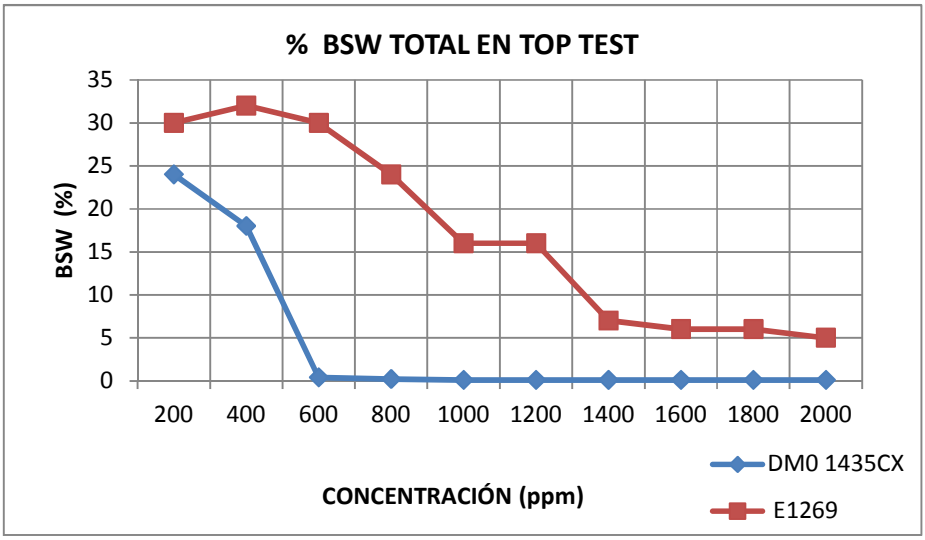


Figura 3.44 BSW total en el "top test"



3.4.4 PORCENTAJE DE AGUA LIBRE, EMULSIÓN Y BSW TOTAL VS. CONCENTRACIÓN EN EL "MIXED TEST"

En las Figuras, 3.45 y 3.46 se muestran los resultados del mixed test, que simula la descarga del crudo desde el tanque de almacenamiento hacia el oleoducto, donde se espera tener crudo limpio con un BSW máximo de 0,1 %.

El compuesto DMO1435CX muestra resultados aceptables en esta prueba a partir de 1200 ppm, donde se tiene hasta 0,4 % de emulsión y BSW total hasta 1,6 %, a concentraciones entre 600 y 1200 ppm, se tiene un comportamiento inestable en el BSW total, para dosis menores a 600 ppm presenta entre 1,6 y 24,0 % de BSW total y hasta 22,8 % de fluido emulsionado.

El compuesto E1269 no es efectivo, ya que su comportamiento en esta etapa de la prueba es muy inestable, presentando puntos altos y bajos a diferentes concentraciones, los porcentajes de fluido emulsionado llegan hasta 28% y el BSW total hasta 32% para las concentraciones aplicadas, resultados que no cumplen con las expectativas en esta etapa de la prueba.

Figura 3.45 Porcentaje de emulsión en el "mixed test"

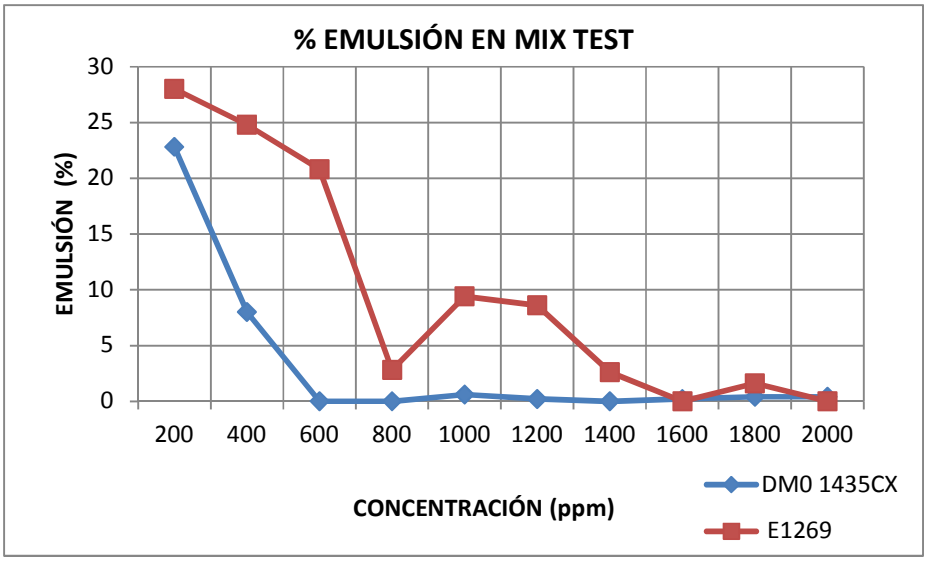
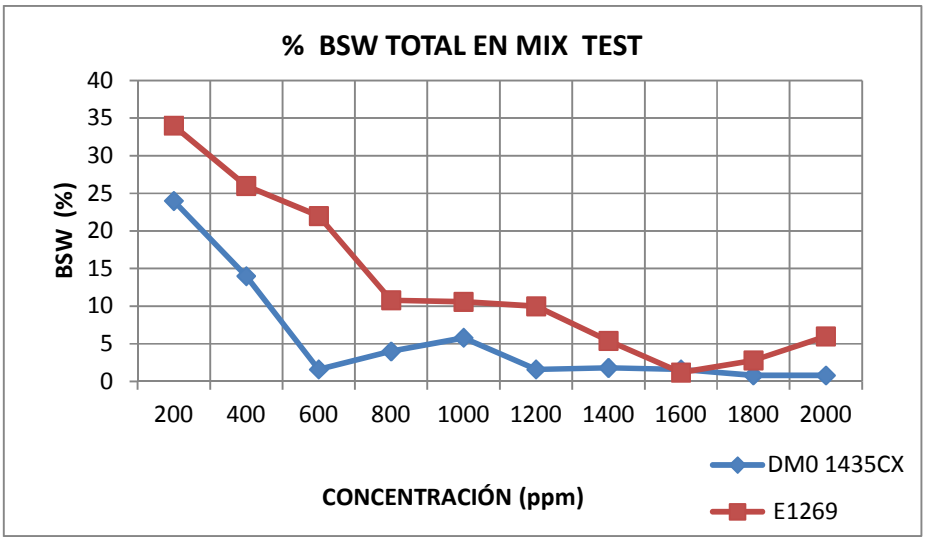


Figura 3.46 BSW total en el "mixed test"



3.5 VALORACIÓN DE LOS COMPUESTOS QUÍMICOS EXAMINADOS EN LA PRUEBA DE BOTELLAS

La valoración de los compuestos químicos es un procedimiento que se lleva a cabo en el campo, con el fin de asignar valores cuantitativos a cada producto examinado, este se realiza de manera subjetiva de acuerdo al técnico que realiza la prueba y evaluación de los productos, en este estudio, se realizó en base a puntajes asignados según la calidad de la interfase, claridad del agua y cantidad de agua separada con cada demulsificante a diferentes concentraciones, en base a la experiencia de campo de los técnicos del departamento de Tratamiento Químico y Corrosión de EP. Petroecuador.

La máxima valoración que podrán obtener los compuestos químicos para cada concentración será de 100 puntos. Los puntajes máximos asignados para cada ítem se muestran en las Tablas 3.7 y 3.8.

TABLA 3.7 PUNTAJES MÁXIMOS PARA PRUEBA ESTÁTICA

ITEM	CRITERIO	MÁXIMO PUNTAJE
Máximo BSW = 36 %	4 horas	20
Interfase	DEFINIDA	10
	REGULAR	5
	MALA	1
Calidad del agua	CLARA	10
	REGULAR	5
	OSCURA	1
Máximo porcentaje de agua libre separada = 32 %	12 horas	10

TABLA 3.8 PUNTAJES MÁXIMOS PARA PRUEBAS POR CENTRIFUGACIÓN

"TOP TEST"	
ITEM	**MÁXIMO PUNTAJE**
Mínimo BSW = 0,8 %	20
Mínima emulsión = 0 %	20
"MIXED TEST"	
Mínima emulsión = 0 %	10

En las Tablas 3.9 y 3.10 se muestran los resultados de la valoración de los demulsificantes.

TABLA 3.9 VALORES OBTENIDOS PARA EL DEMULSIFICANTE DMO1435CX EN LA PRUEBA DE BOTELLAS A DIFERENTES CONCENTRACIONES

DOSIS (ppm)	AGUA SEPARADA (%)		CALIDAD DE INTERFASE		"TOP TEST"		"MIXED TEST"	TOTAL PUNTOS
	4 horas	12 horas	INTERFASE	CLARIDAD	BSW (%)	EMULSIÓN (%)		
200	15,50	6,25	10,00	10,00	5,00	5,10	1,83	53,68
400	11,11	6,67	10,00	10,00	8,72	8,79	7,16	62,45
600	15,56	8,89	10,00	10,00	19,81	19,75	10,00	94,01
800	15,56	8,33	5,00	10,00	19,94	19,94	10,00	88,77
1000	16,67	8,33	5,00	10,00	20,00	20,00	9,82	89,82
1200	15,56	8,33	5,00	10,00	20,00	20,00	9,97	88,86
1400	15,56	8,89	5,00	10,00	20,00	20,00	10,00	89,45
1600	11,11	8,33	5,00	10,00	20,00	20,00	9,97	84,41
1800	16,67	8,89	10,00	10,00	20,00	20,00	9,90	95,46
2000	16,67	8,89	10,00	10,00	20,00	20,00	9,90	95,46
TOTAL	149,97	81,80	75,00	100,00	173,47	173,58	88,55	842

El demulsificante DMO1435CX, a las concentraciones más altas de la prueba, 1800 y 2000 ppm, obtuvo puntajes de 95,46, mientras que a 600 ppm, 94,01, lo

que nos indica que no es necesario aumentar la concentración sobre este límite para obtener mejores resultados en la aplicación del demulsificante.

TABLA 3.10 VALORES OBTENIDOS PARA EL DEMULSIFICANTE E1269 EN LA PRUEBA DE BOTELLAS A DIFERENTES CONCENTRACIONES

DOSIS (ppm)	AGUA SEPARADA (%)		CALIDAD DE INTERFASE		"TOP TEST"		"MIXED TEST"	TOTAL PUNTOS
	4 horas	12 horas	INTERFASE	CLARIDAD	BSW (%)	EMULSIÓN (%)		
200	1,10	1,56	5,00	10,00	1,10	1,16	0,00	19,92
400	0,56	2,22	10,00	10,00	0,00	0,00	1,11	23,89
600	1,11	2,78	10,00	10,00	1,10	1,16	2,55	28,70
800	1,11	3,89	10,00	10,00	4,88	4,94	9,03	43,85
1000	2,22	6,11	10,00	10,00	9,92	9,98	6,66	54,89
1200	2,22	6,11	5,00	10,00	9,92	9,98	6,94	50,17
1400	4,44	7,78	10,00	10,00	15,59	15,65	9,10	72,56
1600	11,11	8,89	10,00	10,00	16,22	16,28	10,00	82,50
1800	15,56	8,89	10,00	10,00	16,22	16,28	9,46	86,41
2000	16,67	8,89	10,00	10,00	16,85	16,91	10,00	89,32
TOTAL	56,10	57,12	90,00	100,00	91,80	92,34	64,85	552

El demulsificante E1269, a las concentraciones más altas de la prueba, 1600, 1800 y 2000 ppm, obtuvo puntajes de 82,5, 86,41 y 89,32, respectivamente, lo que nos indica que solo a concentraciones elevadas este compuesto presenta resultados cercanos a los obtenidos por el DMO1435CX a 600 ppm.

.

CAPÍTULO 4

COSTO DEL PROCESO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

Este proceso requiere realizar cálculos de costos mensuales, donde se determina el precio total mensual de los químicos, para la deshidratación del crudo por estaciones de producción, sumando las cantidades totales de fluido y emulsión producidos en cada estación y sus respectivos pozos, relacionando cada uno con el total de los volúmenes de demulsificante y dispersante de parafina utilizados. El detalle de este análisis se encuentra en el Anexo 2.5.

Por experiencia de campo el costo mensual del tratamiento químico para la deshidratación del fluido producido se calcula mediante la fórmula 4.1:

$$CMTF \ \ (Bf/\$) = \frac{VTFP \ \ (Bf/mes)}{VQDI \ \ (gal/mes) \times PTQD \ \ (\$/gal)} \qquad (4.1)$$

Donde:

CMTF : Costo mensual del tratamiento para fluido total producido (Bf/$)

VTFP : Volumen total de fluido producido (Bf/mes)

VQDI : Volumen total de químicos deshidratantes inyectados (gal/mes)

PTQD : Precio total de los químicos deshidratantes ($/gal)

Por experiencia de campo el costo mensual del tratamiento químico de la emulsión se calcula mediante la fórmula 4.2:

$$CMTE \ \ (Bf/\$) = \frac{VTEP \ \ (BE/mes)}{VQDI \ \ (gal/mes) \times PTQD \ \ (\$/gal)} \qquad (4.2)$$

Donde:

CMTE : Costo mensual del tratamiento químico de la emulsión (BE/$)

VTEP : Volumen total de emulsión producida (BE/mes)

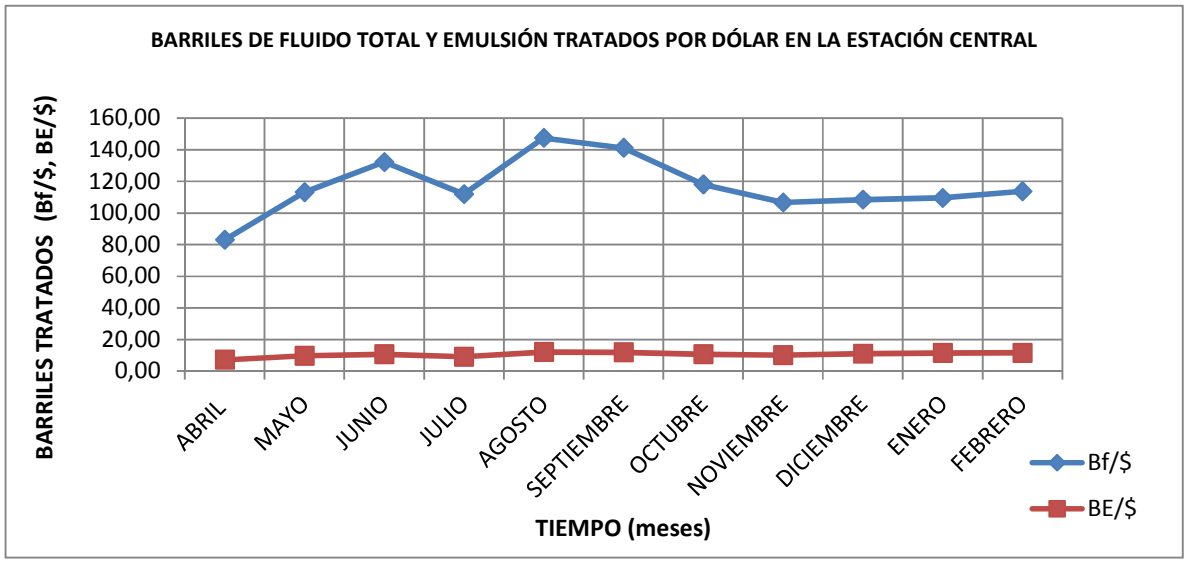
VQDI : Volumen total de químicos deshidratantes inyectados (gal/mes)

PTQD : Precio total de los químicos deshidratantes ($/gal)

4.1 COSTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

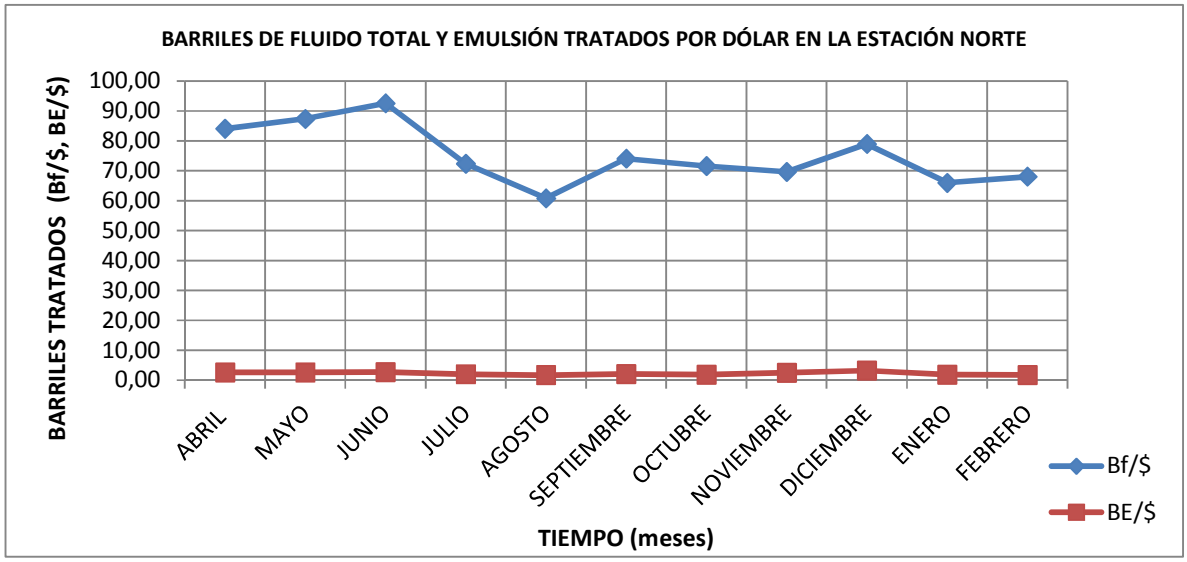
La variación de los costos de los compuestos químicos deshidratantes desde el mes de abril del 2010 a febrero del 2011 en cada estación de producción depende de varios factores que pueden variar en el campo de acuerdo a las condiciones de operación tales como: volumen de producción, temperatura ambiental, propiedades del fluido y facilidades de producción. En las Figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 se muestran los costos mensuales del tratamiento químico deshidratante en barriles de fluido por dólar (Bf/$) y en barriles de emulsión por dólar (BE/$).

Figura 4.1 Barriles de fluido total y emulsión tratados por dólar en la Estación Central



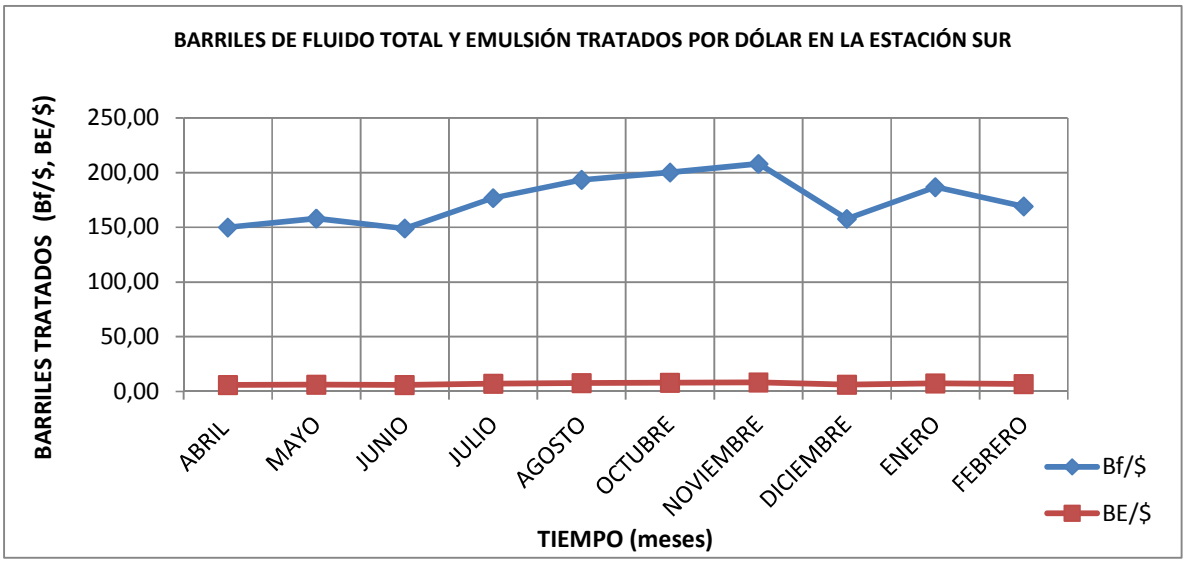
La Estación Central presentó un costo mínimo en el mes de agosto del 2010, llegando a procesarse 147,44 Bf/$ y el costo máximo se dio en abril del 2010 con 83,05 Bf/$, con un promedio mensual de 116,82 Bf/$, para el tratamiento de la emulsión la estación ha mantenido la tendencia en costos con un promedio mensual de 10,52 BE/$.

Figura 4.2 Barriles de fluido total y emulsión tratados por dólar en la Estación Norte



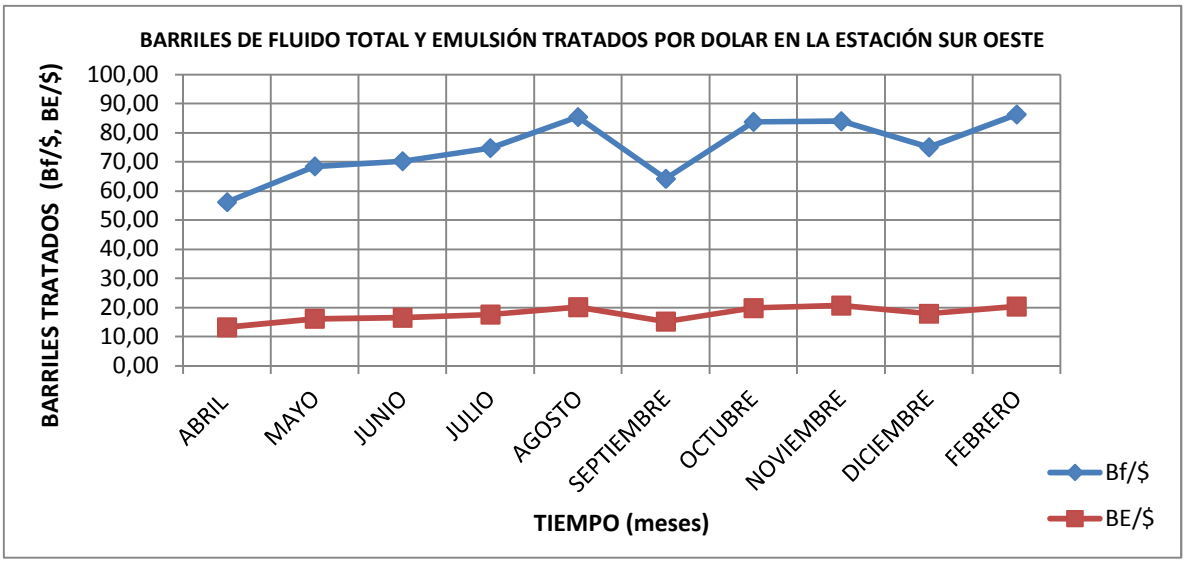
En la Estación Norte se obtuvo un costo mínimo en el mes de junio del 2010, llegando a procesarse 92,6 Bf/$ y el costo máximo se dio en agosto del 2010 con 60,81 Bf/$, con un promedio mensual de 75,06 Bf/$, para el tratamiento de la emulsión la estación ha mantenido la tendencia en costos con un promedio mensual de 2,27 BE/$.

Figura 4.3 Barriles de fluido total y emulsión tratados por dólar en la Estación Sur



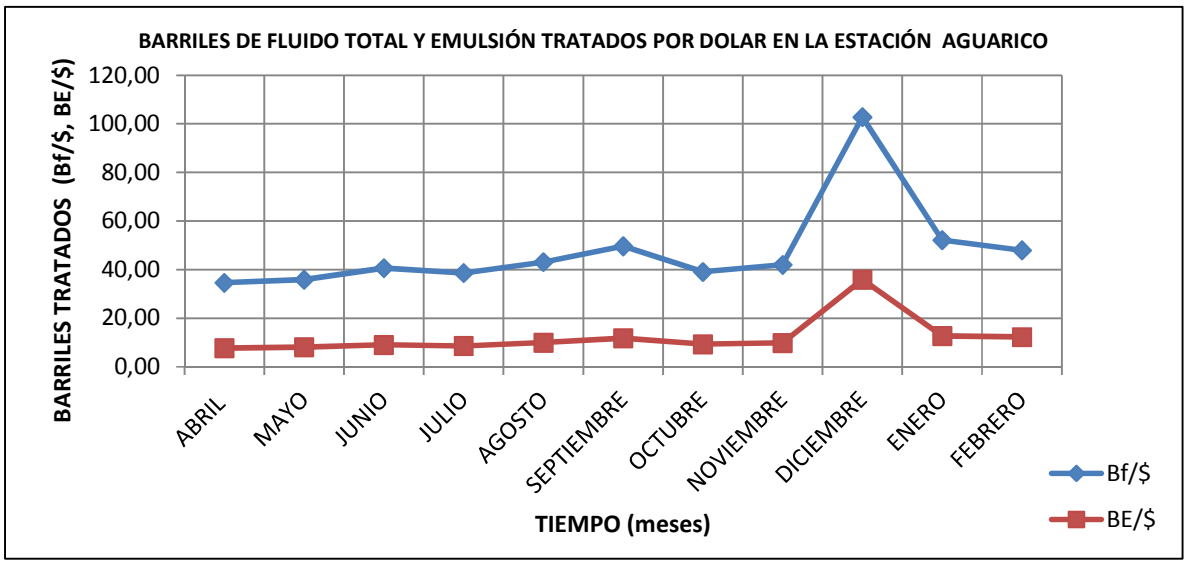
En la Estación Sur se obtuvo un costo mínimo en el mes de noviembre del 2010, llegando a procesarse 208,06 Bf/$ y el costo máximo se dio junio de año con 149,04 Bf/$, con un promedio mensual de 174,93 Bf/$, para el tratamiento de la emulsión la estación ha mantenido la tendencia en costos con un promedio mensual de 7 BE/$.

Figura 4.4 Barriles de fluido total y emulsión tratados por dólar en la estación Sur Oeste



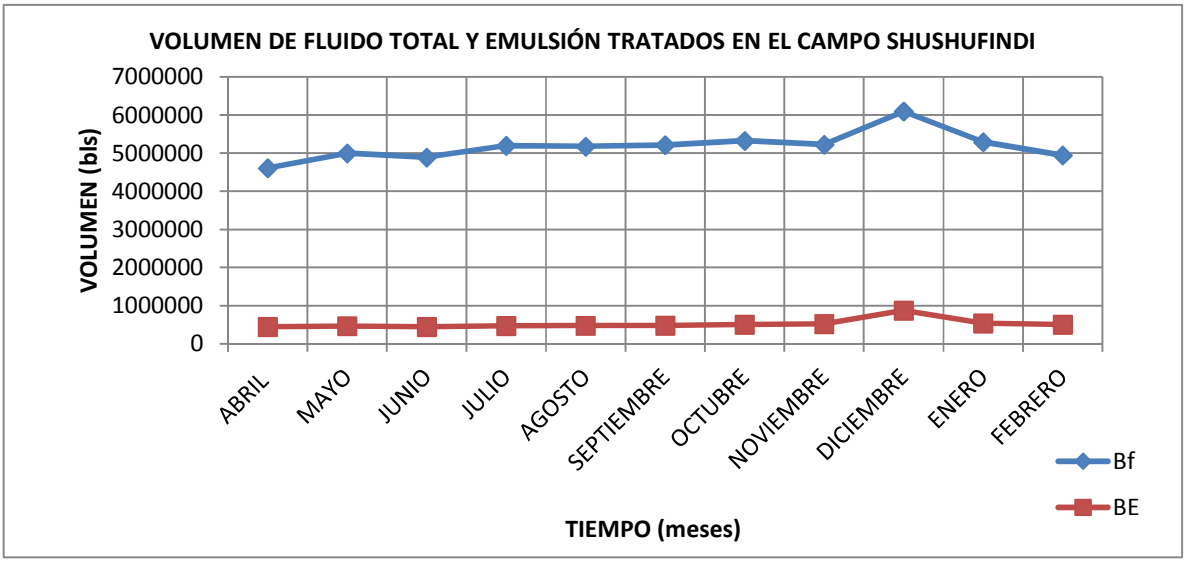
En la Estación Sur Oeste se obtuvo un costo mínimo llegando a procesarse 85,41 Bf/$ en agosto del 2010 y 56.18 Bf/$ en abril del 2010, con un promedio mensual de 74,83 Bf/$, para el tratamiento de la emulsión se tiene un promedio de 17,77 BE/$, en esta estación el tratamiento de la emulsión es más costoso debido a que el crudo que se procesa es más pesado que en las otras estaciones con un API de 23,8.

Figura 4.5 Barriles de fluido total y emulsión tratados por dólar en la Estación Aguarico



La Estación Aguarico presentó un costo mínimo en el mes de diciembre del 2010, llegando a procesarse 102,83 Bf/$ y el costo máximo se dio en abril del 2010 con 34,64 Bf/$, con un promedio mensual de 47,89 Bf/$, para el tratamiento de la emulsión la estación ha mantenido la tendencia en costos con un promedio mensual de 12,31 BE/$.

Figura 4.6 Barriles de fluido total y emulsión producidos mensualmente en el campo Shushufindi



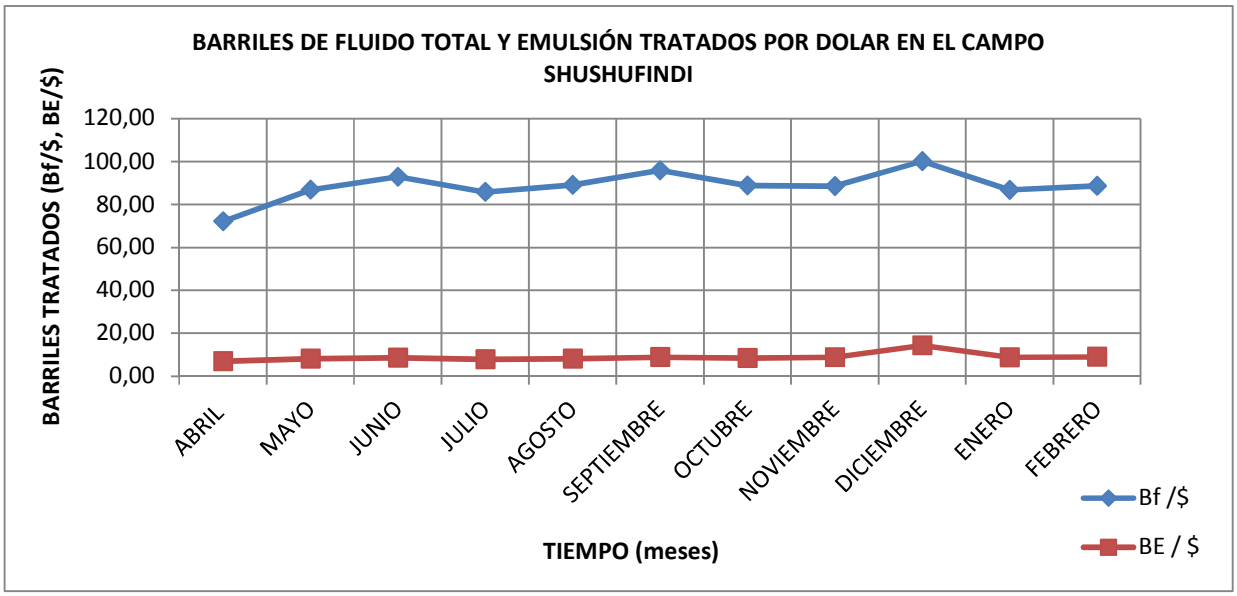
En la Figura 4.6 se observa el volumen de fluido total y emulsión producidos mensualmente en el campo Shushufindi, donde la máxima producción se dio en diciembre del 2010, con 6,098 millones de Bf, y 8754 mil BE y el promedio mensual es de: 5,18 millones Bf y 5227 mil BE.

TABLA 4.1 PRECIO TOTAL MENSUAL DE LOS QUÍMICOS PARA LA DESHIDRATACION EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

MES	COSTO MENSUAL ($/mes)					
	CENTRAL	NORTE	SUR	SUR OESTE	AGUARICO	TOTAL SHUSHUFINDI
ABRIL	13606	17208	7325	12291	13469	63898
MAYO	11589	15360	7523	10129	12997	57598
JUNIO	10096	14597	7215	9668	11119	52695
JULIO	12901	19501	6631	9363	12174	60571
AGOSTO	9721	23228	6002	8104	11102	58157
SEPTIEMBRE	10632	18509	5355	10191	9739	54427
OCTUBRE	13061	19874	5863	8074	13084	59957
NOVIEMBRE	13941	19535	5766	8320	11447	59008
DICIEMBRE	14318	17540	7487	9024	12555	60924
ENERO	14275	21410	6380	8923	10027	61015
FEBRERO	12632	18462	6508	7236	10991	55828

La variación mensual del costo del tratamiento químico deshidratante en el Campo Shushufindi se muestra en la Figura 4.7, para el fluido total se obtuvo en el mes de abril del 2010 el valor más alto, 72,15 Bf/$ y en el mes de diciembre del 2010 se llegó al mínimo con 100,10 Bf/$, con un promedio mensual de 88,67 Bf/$, para el tratamiento de la emulsión el costo no tuvo variaciones notables, con un promedio mensual de 8,92 BE/$.

Figura 4.7 Barriles de fluido total y emulsión tratados por dólar en el campo Shushufindi



En la Figura 4.7 se observa el volumen de fluido total y emulsión tratados por dólar en el campo Shushufindi, donde se hallan las variaciones del costo mensual del tratamiento químico para la deshidratación, presentándose el mayor costo en el mes de diciembre del 2010, debido a la alta producción de este mes.

El costo ofertado por la compañía Baker Petrolite es de 73,5 BF/US$, además el solicitado el 13 de julio del 2009, por EP.PETROECUADOR para la presentación de la propuesta económica en una base de cálculo de 4'300.000 barriles de fluido tratados en el mes de acuerdo a las condiciones de producción, en la tabla 4.2 se observa la comparación en porcentaje de los fluidos tratados por dólar mensualmente en el campo Shushufindi con el valor ofertado por Baker Petrolite y en la la tabla 4.3 se observa la comparación en porcentaje de los fluidos totales tratados mensualmente en el campo Shushufindi con el valor solicitado por EP.PETROECUADOR

TABLA 4.2 COMPARACIÓN EN PORCENTAJE DE LOS FLUIDOS TRATADOS POR DÓLAR MENSUALMENTE EN RELACIÓN A 73,5 BF/$

MES	BF/$	%
	Tratados	Ofertado
ABRIL	72,15	98,16
MAYO	86,83	118,14
JUNIO	92,85	126,33
JULIO	89,03	121,13
AGOSTO	95,85	130,41
SEPTIEMBRE	88,83	120,86
OCTUBRE	88,56	120,49
NOVIEMBRE	100,1	136,19
DICIEMBRE	86,76	118,04
ENERO	88,58	120,52
FEBRERO	88,67	120,64

TABLA 4.3 COMPARACIÓN EN PORCENTAJE DE LOS FLUIDOS TOTALES TRATADOS EN RELACIÓN A 4'300.000 BF

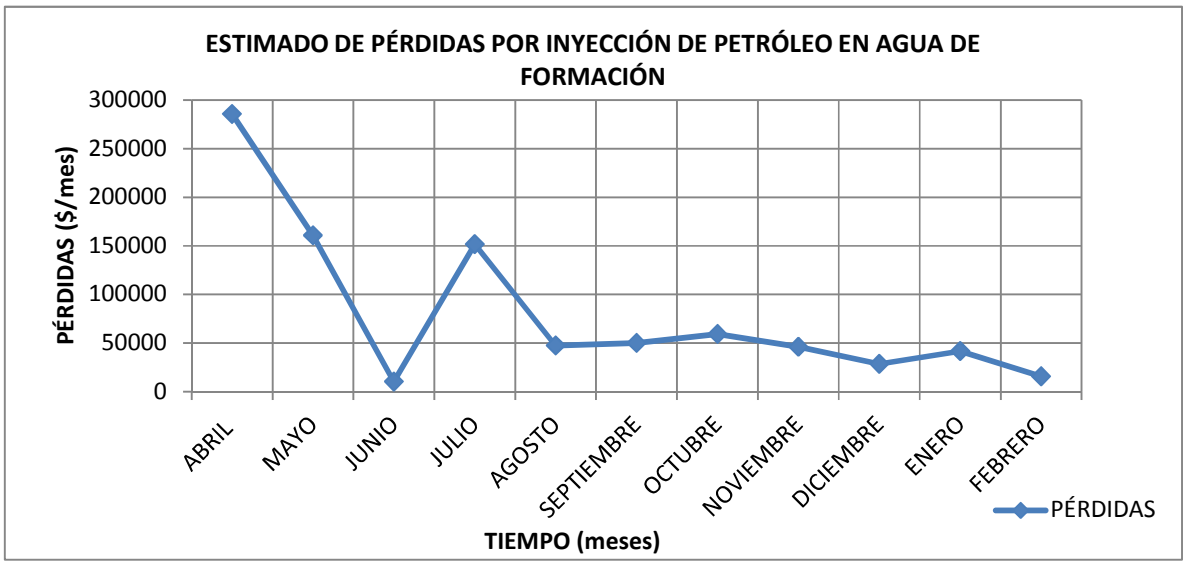
MES	Fluido total	%
	Tratado	Propuesto
ABRIL	4610481	107,22
MAYO	5001230	116,31
JUNIO	4892714	113,78
JULIO	5196942	120,86
AGOSTO	5177873	120,42
SEPTIEMBRE	5216920	121,32
OCTUBRE	5325744	123,85
NOVIEMBRE	5225712	121,53
DICIEMBRE	6098391	141,82
ENERO	5293528	123,11
FEBRERO	4945492	115,01

4.2 ESTIMADO DE PÉRDIDAS POR REINYECCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUA DE FORMACIÓN

Se realizó en base a la concentración de petróleo en el agua que se inyecta en el campo diariamente, de esta se obtuvieron los volúmenes totales mensuales de petróleo inyectado, se tomó como referencia el precio del crudo oriente de cada mes, según las estadísticas del precio de los hidrocarburos del Banco Central del Ecuador, y se estimó las pérdidas que la empresa tiene cuando el proceso de deshidratación del crudo no es óptimo.

La tabla de valores del estimado de pérdidas por reinyección de petróleo en agua de formación se muestra en el Anexo 4.5, y su representación gráfica en la Figura 4.8.

Figura 4.8 Estimado de pérdidas por inyección de petróleo en agua de formación



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los siguientes pozos: SSFD 164D, SSFD 96H y SSFD 119D en la Estación Central, SSFD 62B en la Estación Norte y en el SSFD 95 en la Estación Sur, presentan emulsiones entre duras y semiduras y no se inyecta demulsificante, debido a la falta de facilidades de superficie.

- El proceso de deshidratación en la estación Central, es más complejo que en las otras estaciones, aquí se reciben los fluidos de: producción de otros campos, pozos que no cuentan con las facilidades de superficie para enviar el crudo mediante tuberías, sumideros de laboratorios y de las facilidades de producción, residuos de derrames y accidentes ambientales, y las piscinas de recuperación, los mismos que alteran de manera significativa las propiedades de los fluidos tratados en esta estación.

- La temperatura del crudo en el campo Shushufindi varia entre 80 ºF (26,6 ºC) en la Estación Norte y 182 ºF (83,3 ºC) en la Estación Sur. Al no existir tanques calentadores de agua que regulen la temperatura de los tanques de lavado, esta depende del clima, razón por la cual el proceso de la deshidratación también depende de la temperatura ambiental

- En las Estaciones Norte y Aguarico, donde las temperaturas del crudo son bajas con respecto al resto de estaciones, se tiene problemas con la

cristalización de las parafinas, razón por la cual se inyecta mayor cantidad de dispersante de parafina.

- La máxima concentración de petróleo en agua que permite EP. Petroecuador es 50 ppm, pero el proceso de deshidratación que se ha dado en el campo Shushufindi en general no ha cumplido con esta norma durante el tiempo que se realizó el análisis, llegando a tener 3866 ppm en la estación Central en el mes de abril del 2010, mes en el cual el proceso de deshidratación no cumplió con lo establecido, lo que refleja que existe emulsión en el agua que se inyecta.

- Las emulsiones duras se forman por grandes cambios de presión, y esta situación es inevitable en cualquier campo petrolero ya que el primer punto de agitación del fluido se da en la cara de la formación productora, razón por la cual se debería inyectar el demulsificante ya sea en el fondo del pozo o en el cabezal de producción de los pozos considerados problema con el fin de que el deshidratante se mezcle con los fluidos y empiece su acción lo antes posible.

- Las concentraciones de demulsificante en las estaciones de producción del campo Shushufindi no sobrepasan las 80 ppm, dosis que a pesar de ser bajas funcionan, debido a que los tiempo de residencia en los tanques de lavado son altos, entre 18,93 y 44,83 horas. El compuesto DMO1435CX, tiene su punto óptimo para la deshidratación entre 600 y 1000 ppm a 3 ó 4 horas, las dosis óptimas halladas en laboratorio son rápidas pero innecesarias para las condiciones del proceso, además de ser costosas.

- Los tanques de lavado de las Estaciones Central y Sur Oeste han presentado valores de BSW de entre 38,53 y 50% en el mes de octubre del

2010, respectivamente, lo que demuestra que han existido problemas con el proceso, a la altura de 15 pies la emulsión debe estar lo más resuelta posible para garantizar un tanque de lavado siempre seco.

- El costo mensual promedio del proceso de deshidratación del crudo en el campo Shushufindi mediante compuestos químicos es de 58552,43 dólares.

- Durante la evaluación de la prueba de botellas el compuesto DMO1435CX obtuvo mejores resultados frente al E1269, en cuanto a: velocidad de separación del agua, apariencia del agua, definición de la interfase y menores porcentajes de BSW y emulsión tanto en el “Top Test” como en el “Mixed Test”.

- Las valoraciones totales obtenidas por los compuestos químicos deshidratantes evaluados en la prueba de botellas fueron las siguientes: DMO1435CX: 842 y E1269: 552 sobre 1000 puntos, por lo que cuantitativamente se determino que el químico DMO1435CX obtuvo los mejores resultados en la prueba.

5.2 RECOMENDACIONES

- Es importante que EP. Petroecuador implemente tanques calentadores de agua que funcionen como intercambiadores de calor, especialmente en las Estaciones Norte y Aguarico, con el fin de aumentar la temperatura promedio del crudo, reducir la viscosidad, aumentar la velocidad de resolución de la emulsión y evitar la cristalización de las parafinas.

- No se debe sobre dosificar el demulsificante ya que esto causa que se formen nuevas emulsiones, muchas veces más difíciles de tratar que las

originales, para el caso de este estudio, se recomienda no sobrepasar las 1600 ppm.

- Con el fin de mejorar el proceso de deshidratación del crudo, se debería inyectar químico demulsificante a los siguientes pozos: SSFD 164D, SSFD 96H y SSFD 119D en la Estación Central, SSFD 62B en la Estación Norte y en el SSFD 95 en la estación Sur, ya que cuando se formó el "composite" la presencia de emulsiones duras en estos pozos fue evidente.

- Cuando se realicen las pruebas experimentales para elegir los químicos demulsificantes, es muy importante escoger adecuadamente los pozos con los criterios adquiridos en base a experiencia de campo, ya que la formación del "composite" es clave en la realización de una correcta selección de químicos.

- Una vez formado el "composite" se debe iniciar de inmediato las pruebas para la selección de químicos demulsificantes, con la finalidad de tener una simulación del proceso, lo más cercana posible a la realidad.

- Se debería controlar el proceso de deshidratación del crudo con el fin de disminuir la concentración de aceite en el agua de formación que se inyecta, ya que esto provoca grandes pérdidas económicas a EP. Petroecuador.

- Se debería realizar mantenimientos periódicos a los tanques de lavado, con el fin de remover los sólidos y parafinas presentes en el fondo del tanque y aumentar la capacidad de procesamiento de crudo en las estaciones de producción.

- Se debería realizar mantenimientos periódicos y continuos monitoreos al sistema de reinyección de agua de formación con el fin de mantener los niveles del colchón de agua de los tanques de lavado estables.

- Realizar mantenimientos correctivos y preventivos en las bombas dosificadoras de químicos para evitar posibles fugas.

- Eliminar las piscinas de recuperación de la Estación Central, colocando un tanque en su lugar que permita tratar las aguas y crudos contaminados provenientes de trabajos en pozos tales como: reacondicionamiento, mantenimiento y perforación de pozos.

GLOSARIO

ADSORCIÓN
Se dice que la adsorción de una sustancia es su acumulación en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.

AGUA EMULSIONADA
Es el agua que permanece mezclada con el crudo formando una emulsión, sin separarse cuando se deja en reposo ambos fluidos, a menos que se aplique algún tratamiento para la separación ya sea este: mecánico, térmico o químico.

AGUA LIBRE
Es el agua asociada al crudo que llega desde el yacimiento hasta la superficie, se separa fácilmente al permitir el reposo de los fluidos.

COALESCENCIA
Es el proceso en el que dos dominios de fase de composición esencialmente idéntica entran en contacto para formar un dominio de fase mayor.

COLCHON DE AGUA
Es el nivel de agua libre decantada en el tanque de lavado en las estaciones de producción.

COMPOSITE
Es una mezcla de varias muestras de fluidos de diferentes pozos en cantidades proporcionales a su producción, que se utiliza para realizar pruebas de laboratorio, tales como la prueba de botellas.

CONVECCIÓN
Es una forma de transferencia de calor, se caracteriza porque se produce por intermedio de un fluido (aire, agua), que transporta el calor entre zonas de diferentes temperaturas.

CONTENIDO DE SÓLIDOS
Es el porcentaje en masa de residuos no aceitosos que contenga el crudo y que son considerados como impurezas. Se lo determina por la norma ASTM D 473 02.

CRUDO DE BASE AROMÁTICA

Es un crudo que contiene grandes cantidades de compuestos aromáticos de bajo peso molecular y naftenos, junto con cantidades más pequeñas de asfaltos y aceites lubricantes. Los compuestos aromáticos son utilizados para elevar el octanaje de las gasolinas, la fabricación y extracción de condimentos, perfumes y tintes orgánicos.

CRUDO DE BASE ASFÁLTICA

Son crudos que producen altos rendimientos de brea, asfalto y aceite combustible pesado, contienen una considerable cantidad de azufre y metales por lo que se los considera de baja calidad, se los utiliza en la pavimentación de carreteras y como combustible de barcos e instalaciones industriales.

CRUDO DE BASE MIXTA

Son crudos de bases intermedias, formados por hidrocarburos parafínicos, asfálticos, nafténicos y aromáticos en proporciones casi balaceadas, se sabe que la mayoría de los yacimientos mundiales son de esto tipo.

CRUDO DE BASE NAFTÉNICA

Son hidrocarburos saturados, pero de cadena cerrada, como el: ciclopropano, ciclobutano, ciclopentano, etc, estos son compuestos muy livianos y volátiles, tanto que en ocasiones parecen gasolina pura, producen buenos combustibles para motores de automóviles, aviones, etc.

CRUDO DE BASE PARAFÍNICA

Son crudos donde predominan los hidrocarburos saturados o parafínicos, tienen una viscosidad baja, colores claros y bajo peso específico (aproximadamente 0,85 kg./lt), al destilarse producen abundante parafina y poco asfalto. De ellos se obtienen los mayores porcentajes de nafta y aceite lubricante, así como también una cera blanca llamada parafina que puede producir problemas por su acumulación en las instalaciones tanto de fondo como de superficie cuando el crudo contiene altas cantidades de estas ceras.

DENSIDAD

Es la masa por unidad de volumen de una sustancia a una temperatura determinada. Se determina en laboratorio por el método del picnómetro. Se determina por la norma.

DENSIDAD RELATIVA

Es la razón de la densidad de un líquido a la del agua pura a temperatura normal, los físicos usan la de 4 ℃ como temperatura normal per o en ingeniería se prefiere 15,5 ℃ (60℉). La gravedad específica es adimensional. Se determina por la norma ASTM D – 1298.

DEPLECIÓN
Es la disminución de cualquier líquido, contenido en un territorio.

DRENAJE
Es la rapidez o facilidad del suelo para evacuar líquidos ya sean superficiales o profundos.

DUREZA TOTAL
Es una propiedad que refleja la presencia de metales alcalinotérreos en el agua. Está establecida por el contenido de carbonatos, bicarbonatos, cloruros, sulfatos y ocasionalmente nitratos de calcio y magnesio, se mide en (ppm). En general es la suma de las durezas cálcica y magnésica. Se determina por la norma ASTM D 1126-92.

DUREZA CÁLCICA
Es una medida de la concentración de calcio en el agua. Se mide en partes por millón. En laboratorio se utiliza métodos de titulación para su determinación.

DUREZA MAGNÉSICA
Es una medida de la concentración de magnecio en el agua. Se mide en partes por millón. En laboratorio se utiliza métodos de titulación para su determinación.

EFECTO ELECTROVISCOSO
El efecto electroviscoso se produce en partículas en las que se ha desarrollado una doble capa eléctrica como: cuando se aplica un cizallamiento y se distorsiona la doble capa eléctrica produciéndose una distribución desigual de las cargas. Esto tiene como efecto aumentar las fuerzas de fricción interpartículas y, por ende, la viscosidad.

ESPUMA
Es una capa de líquido globular encerrando vapor o gas.

ESTRATIGRAFÍA
Es la rama de la Geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas.

FACTOR DE RECOBRO
Es la cantidad de hidrocarburos que al final de la vida productiva del reservorio podrá ser extraído en relación al volumen originalmente presente en el mismo, al momento del inicio de la producción.

FLOCULACIÓN

En emulsiones se entiende la floculación como el aglutinamiento de las gotas en agregados irregulares en los cuales se puede siempre reconocer las gotas individuales, no es un fenómenos irreversible y las gotas pueden volverse independientes de nuevo si se somete el floculado a una agitación suave (mucho menor que la agitación requerida para formar la emulsión). La floculación permite que se formen agregados de tamaño mucho mayor a los de las gotas y que por lo tanto pueden sedimentarse más rápidamente. Por otra parte las gotas floculadas están en contacto (aún lejano) y pueden eventualmente coalescer si las circunstancias son favorables.

FLUIDOS NEWTONIANOS

Es un fluido cuya viscosidad se considerarse constante en el tiempo. La curva que muestra la relación entre el esfuerzo o cizalla contra su tasa de deformación es lineal y pasa por el origen. El mejor ejemplo de este tipo de fluidos es el agua.

FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Es aquél cuya viscosidad varía con la temperatura y la tensión cortante que se le aplica. Como resultado, un fluido no-newtoniano no tiene un valor de viscosidad definido y constante.

GRAVEDAD API

Es una medida arbitraria de la densidad o gravedad específica de los fluidos a temperatura y presión estándar (60ºF y 14.7 PSIA) dada por el Instituto Americano del Petróleo y se define por:

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Se mide según la norma Norma ASTM D-1298. Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.

HISTÉRESIS

Fenómeno por el que el estado de un material depende de su historia previa. Se manifiesta por el retraso del efecto sobre la causa que lo produce.

INTERFASE

Es la superficie que separa a dos fases físicas o químicas diferentes.

LICITACIÓN
Acción y efecto de sacar a pública subasta por parte de organismos públicos y empresas privadas el interés que existe de ejecutar una obra, comprar o vender un bien o servicio.

LITOLOGÍA
Es la ciencia geológica que estudia las rocas, especialmente su tamaño de grano, partículas y de sus características físicas y químicas. Incluye también su composición, su textura, tipo de transporte así como su composición mineralógica, distribución espacial y material cementante.

MOLÉCULAS POLARES
Una molécula es polar cuando uno de sus extremos está cargado positivamente, y el otro de manera negativa, pero si una molécula es apolar, estas cargas no existen. El agua es un disolvente polar, y por tanto, en su seno sólo puede albergar moléculas polares. Esto se basa en que a niveles microscópicos, algo se disuelve en una sustancia cuando aparecen unos puentes moleculares entre las partículas de disolvente y de soluto. Estos puentes (o enlaces moleculares secundarios) aparecen entre las zonas con cargas distintas en ambas sustancias. El agua es una molécula polar (tiene dos zonas con distinta carga, positiva y negativa) y cualquier cosa que se quiera disolver en ella, ha de ser polar, para poder establecerse dicho enlaces, las sustancias apolares, no se disuelven en agua, a pesar de ser líquidas (como el aceite).

MOVIMIENTO BROWNIANO
Es el movimiento aleatorio que se observa en algunas partículas microscópicas que se hallan en un medio fluido. El movimiento aleatorio de estas partículas se debe a que su superficie es bombardeada incesantemente por las moléculas del fluido sometidas a una agitación térmica. Este bombardeo a escala atómica no es siempre completamente uniforme y sufre variaciones estadísticas importantes. Así, la presión ejercida sobre los lados puede variar ligeramente con el tiempo.

MOVILIDAD
Es el cociente de la permeabilidad del yacimiento / viscosidad (κ/μ) de un fluido que se mueve a través de el.

MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN
Es un arreglo de válvulas y tuberías que se utilizan para direccionar y distribuir el flujo de petróleo y agua producidos en el campo hacía las facilidades de superficie de la estación de producción.

PARAFINA
Es el nombre común del grupo de hidrocarburos alcanos de fórmula general $\mathbf{C_nH_{2n+2}}$, donde *n* es el número de átomos de carbono, aunque en la mayoría de los casos se refiere específicamente a un alcano lineal o alcano *normal* — si posee ramificaciones, los *iso*alcanos también son llamados *iso*parafinas. La molécula simple de la parafina proviene del metano, CH_4, un gas a temperatura ambiente; en cambio, los miembros más pesados de la serie, como el octano C_8H_{18}, se presentan como líquidos.

PERMEABILIDAD
Es la capacidad de la roca para permitir que los fluidos fluyan a través de ella.

pH
El **pH** o potencial de hidrógeno, es una medida de la acidez o alcalinidad de una solución. Indica la concentración de iones hidronio [H_3O^+]. El rango de medida es de entre 0 y 14, siendo entre 0 y 7 ácido y de 7 a 14 alcalino.

PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS (BSW)
Es el porcentaje de agua y sedimentos obtenidos en superficie en relación al total de los fluidos producidos. Se puede determinar por centrifugación bajo la norma ASTM D4007-08 Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure) y por destilación por la norma D 4006-81 Standard Test Method for Water in Crude Oil by Destillation.

POROSIDAD
La porosidad es el volumen de huecos en la roca. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total).

PRESION DE BURBUJA
Es la presión a la cual inicia la ebullición de un líquido a una determinada temperatura, por ejemplo en el caso del petróleo, antes de este punto el gas presente en el crudo se encuentra en solución.

SINERGIA
Es el resultado de la acción conjunta de dos o más causas, pero caracterizado por tener un efecto superior al que resulta de la simple suma de dichas causas.

SALINIDAD
Es una medida de la saturación de sales en el agua, su unidad más común son las partes por millón (ppm). En laboratorio se determina por diferentes métodos, como la titulación.

SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES

Es el residuo no filtrable de una muestra de agua natural o residual industrial o doméstica y se definen como la porción de sólidos retenidos por un filtro de fibra de vidrio que posteriormente se seca a 103-105ºC hasta peso constante.

SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES

Es una medida mide de el TOTAL, de residuos solidos filtrables (sales y residuos orgánicos) a través de una membrana con poros de 2.0 micras. Se mide en partes por millón (ppm).

SURFACTANTES ANIÓNICOS

Son aquellos que en solución acuosa, se disocian en un anión anfífilo y un catión metálico o amonio. En esta categoría entran más del 60% de la producción de surfactantes: jabones, detergentes en polvo y líquido.

SURFACTANTES NO IÓNICOS

Son compuestos que al no ionizarse en agua, no forman sales con los iones metálicos y son igualmente efectivos en aguas blandas y duras. Su naturaleza química los hace compatible con otros tensoactivos aniónicos, catiónicos y coloides cargados positiva y negativamente, o sea son neutros, además de ser estables con la mayoría de los productos químicos en las concentraciones usuales de empleo.

SUSPENSIÓN

Es la mezcla heterogénea formada por un sólido en polvo (soluto) o pequeñas partículas no solubles (fase dispersa) que se dispersan en un medio líquido o gaseoso (fase dispersante o dispersora).

TENSIÓN INTERFACIAL

Es la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos líquidos, y evita que se emulsionen espontáneamente.

TENSIÓN SUPERFICIAL

La tensión superficial de un líquido es cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área. Esta definición implica que el líquido tiene una resistencia para aumentar su superficie.

VISCOSIDAD DINÁMICA

Por definición la viscosidad es la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela a la velocidad de 1 cm por segundo, con las superficies separadas por una película lubricante de 1 cm de espesor. La unidad común es el centipoise (cp). La variación de la viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura. Por eso su valor no tiene utilidad si no se relaciona con la temperatura a la que fue tomada.

VISCOSIDAD CINEMÁTICA

Es una medida de la fuerza producida por el fluido debido a la gravedad y la densidad del mismo cuando atraviesa un tubo capilar vertical a la presión atmosférica. Cuantitativamente la viscosidad cinemática es la viscosidad absoluta en poises dividida para la densidad del fluido en (gr/cm3), medidas a la misma temperatura. La unidad es el stoke, pero por conveniencia se usa el centistoke, para su determinación se utilizará la norma ASTM D-445-03 Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (the Calculation of Dynamic Viscosity).

YACIMIENTO SUBSATURADO

Son yacimientos que se encuentran en condiciones de presión y temperatura por encima del punto de burbujeo, donde no existe capa de gas inicial, pero se pueda dar el caso de que una parte del yacimiento tenga la presión por debajo del punto de burbujeo y una parte por encima de este, puede ocurrir separación del petróleo y del gas en una sección.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Benavides, Andrea, Vergara Enrique, 2011, “Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Shushufindi”, Proyecto de Titulación previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos, EPN, Quito, Ecuador.

2. Benavides, Adán, Zaldumbide Juan, 2009, “Optimización de las facilidades de producción de la Estación Shushufindi Central para las actuales condiciones de operación del campo” Proyecto de Titulación previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos, EPN, Quito, Ecuador.

3. Enríquez José, Feijoo Marlon, 2008, “Actualización de reservar en base a los nuevos factores de recobro en el campo Shushufindi” Proyecto de Titulación previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos, EPN, Quito, Ecuador.

4. Romero, Victoria, 2007, “Dispersión de parafinas presentes en el petróleo mediante tratamiento químico en campos de Petroproducción”, Proyecto de Titulación previo a la obtención del Título de Ingeniera Química, UCE. Quito, Ecuador.

5. Baby, Patrice Rivadeneira Marco, 2004, “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”.

6. Corelab, 2004, “Reporte Final Estudio de simulación de reservorios campo Shushufindi Aguarico”.

7. Ángel González-Juan Santos Ortiz de Villalba, 1998, “Rio Napo realidad amazónica ecuatoriana”, 3ra edición, Vicariato apostólico de Aguarico, ediciones CICAME, Pompeya Napo-Ecuador, p.188.

8. Ochoa, José, 2001, “Estudio Integral del campo Shushufindi Aguarico Agosto”, Petroproducción.

9. Schlumberger, “Manual de Entrenamiento WCP – T”.

10. Marfisi, Shirley, Salager, Jean Louis, 2004, “Deshidratación de crudo Principios y Tecnología”. Universidad de los Andes, Caracas, Venezuela.

11. www.fing.uncu.edu.ar/catedras/opunitarias/archivos/Propiedades%20mezclas%20anexo%20A.pdf

12. Petroproducción Unidad De Exploración Y Desarrollo, 2007, “Evaluación y control de producción de petróleo e inyección de agua en los yacimientos U y T” , Petroecuador, Quito, Ecuador

13. PETROECUADOR, 2007, “Convenio interinstitucional entre Petroecuador y la Universidad Central del Ecuador.- Proyecto de investigación Preparación de productos químicos para tratamientos de crudos.- Informe final”. Petroecuador, Quito, Ecuador.

14. Gutierrez, Jesús, 1993, “Curso para el personal de petróleos del Ecuador. Formación e investigación petrolera y energética”. Caracas, Venezuela.

15. Baker Petrolite. “Fundamentos Básicos sobre deshidratación de crudo.”

16. Stewart Maurice, Arnold Ken, “Emulsions and Oil Treating Equipment. Gulf Equipment Guides.”

17. Suárez Edda, “Manual de Deshidratación de Crudo”.

18. TR Oil Services. “Demulsifier Training Manual.”

ANEXOS

ANEXO 1.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Tiempo (años)	Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)	Fluido (BFPD)	BSW %
1972	37570	562	38132	1,5
1973	76577	572	77149	0,7
1974	82262	150	82413	0,2
1975	81508	178	81686	0,2
1976	95464	558	96022	0,6
1977	90792	1322	92114	1,4
1978	105993	2114	108106	2,0
1979	106429	4010	110440	3,6
1980	102443	4821	107263	4,5
1981	103631	5112	108743	4,7
1982	102139	8338	110476	7,5
1983	105282	12268	117550	10,4
1984	104563	16784	121346	13,8
1985	111848	17015	128863	13,2
1986	116837	16362	133199	12,3
1987	69886	10676	80563	13,3
1988	110160	24233	134393	18,0
1989	100949	23728	124677	19,0
1990	100056	28531	128587	22,2
1991	101274	36954	138228	26,7
1992	99014	39618	138633	28,6
1993	102191	42719	144910	29,5
1994	98553	49348	147901	33,4
1995	90483	45008	135491	33,2
1996	87105	47061	134166	35,1
1997	82160	48430	130590	37,1
1998	75172	51820	126992	40,8
1999	73817	60615	134432	45,1
2000	72948	72080	145028	49,7
2001	66661	71178	137839	51,6
2002	61604	75974	137578	55,2
2003	54034	86190	140224	61,5
2004	55138	77217	132355	58,3
2005	51850	75693	127543	59,3
2006	49170	78239	127409	61,4
2007	44733	73254	117987	62,1
2008	45789	101918	147707	69,0

Fuente: Departamento de Ingeniería de Producción. EP. Petroecuador

ANEXO 2.1 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

TABLA 2.1.1 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN CENTRAL

ESTACIÓN CENTRAL		
MES	RENDIMIENTO	
	Bf/GAL	BE/GAL
ABRIL	1020,79	86,66
MAYO	1357,18	116,53
JUNIO	1588,20	129,19
JULIO	1345,06	109,71
AGOSTO	1767,35	144,28
SEPTIEMBRE	1707,52	144,82
OCTUBRE	1416,00	129,38
NOVIEMBRE	1258,87	119,23
DICIEMBRE	1306,90	132,72
ENERO	1305,05	136,54
FEBRERO	1350,14	137,71

TABLA 2.1.2 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN NORTE

ESTACIÓN NORTE		
MES	RENDIMIENTO	
	Bf/GAL	BE/GAL
ABRIL	1059,75	32,63
MAYO	997,13	29,33
JUNIO	1072,76	31,05
JULIO	836,25	23,29
AGOSTO	728,11	20,66
SEPTIEMBRE	866,74	24,24
OCTUBRE	851,01	21,97
NOVIEMBRE	804,74	28,91
DICIEMBRE	898,43	37,31
ENERO	775,23	21,95
FEBRERO	793,49	20,75

TABLA 2.1.3 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUR

ESTACIÓN SUR		
MES	RENDIMIENTO	
	Bf/GAL	BE/GAL
ABRIL	1760,22	70,41
MAYO	1890,13	75,61
JUNIO	1759,98	70,4
JULIO	2092,97	83,72
AGOSTO	2280,42	91,22
SEPTIEMBRE	2375,12	95,00
OCTUBRE	2463,2	98,53
NOVIEMBRE	1893,58	75,74
DICIEMBRE	2192,00	87,68
ENERO	1994,69	79,79
FEBRERO	1760,22	70,41

TABLA 2.1.4 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

ESTACIÓN SUR OESTE		
MES	RENDIMIENTO	
	Bf/GAL	BE/GAL
ABRIL	667,18	156,79
MAYO	804,15	189,80
JUNIO	843,88	198,80
JULIO	892,55	210,36
AGOSTO	1026,95	242,44
SEPTIEMBRE	775,26	183,69
OCTUBRE	992,43	235,16
NOVIEMBRE	1007,11	248,28
DICIEMBRE	901,46	215,18
ENERO	1042,32	246,12
FEBRERO	932,85	220,26

TABLA 2.1.5 RENDIMIENTO MENSUAL DE LOS QUÍMICOS DESHIDRATANTES EN LA ESTACIÓN AGUARICO

ESTACIÓN AGUARICO		
MES	RENDIMIENTO	
	Bf/GAL	BE/GAL
ABRIL	419,53	93,54
MAYO	435,10	98,59
JUNIO	494,83	110,26
JULIO	472,17	105,50
AGOSTO	527,67	122,12
SEPTIEMBRE	599,51	141,74
OCTUBRE	475,98	113,35
NOVIEMBRE	509,44	119,36
DICIEMBRE	1249,74	436,47
ENERO	628,98	153,26
FEBRERO	576,29	147,13

ANEXO 2.2 TABLAS DE LAS CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE DEMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

TABLA 2.2.1 CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE EMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN LA ESTACIÓN CENTRAL

ESTACIÓN CENTRAL		
MES	DEMULSIFICANTE	DISPERSANTE DE PARAFINA
	PPM	PPM
ABRIL	39	6
MAYO	16	3
JUNIO	15	2
JULIO	17	3
AGOSTO	13	2
SEPTIEMBRE	18	2
OCTUBRE	17	3
NOVIEMBRE	18	4
DICIEMBRE	19	3
ENERO	18	3
FEBRERO	17	3

TABLA 2.2.2 CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE EMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN LA ESTACIÓN SUR

ESTACIÓN SUR		
MES	DEMULSIFICANTE	DISPERSANTE DE PARAFINA
	PPM	PPM
ABRIL	15	3
MAYO	13	2
JUNIO	13	3
JULIO	11	2
AGOSTO	10	2
SEPTIEMBRE	10	3
OCTUBRE	9	2
NOVIEMBRE	10	2
DICIEMBRE	13	2
ENERO	11	3
FEBRERO	12	3

TABLA 2.2.3 CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE EMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN LA ESTACIÓN NORTE

ESTACIÓN NORTE		
MES	DEMULSIFICANTE	DISPERSANTE DE PARAFINA
	PPM	PPM
ABRIL	71	20
MAYO	25	9
JUNIO	26	7
JULIO	32	10
AGOSTO	41	7
SEPTIEMBRE	31	8
OCTUBRE	34	6
NOVIEMBRE	33	10
DICIEMBRE	28	10
ENERO	36	8
FEBRERO	33	9

TABLA 2.2.4 CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE EMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

ESTACIÓN SUR OESTE		
MES	DEMULSIFICANTE	DISPERSANTE DE PARAFINA
	PPM	PPM
ABRIL	49	9
MAYO	20	5
JUNIO	21	3
JULIO	19	3
AGOSTO	17	2
SEPTIEMBRE	22	3
OCTUBRE	18	3
NOVIEMBRE	17	3
DICIEMBRE	18	3
ENERO	18	3
FEBRERO	16	2

TABLA 2.2.5 CONCENTRACIONES TOTALES MENSUALES DE EMULSIFICANTE Y DISPERSANTE DE PARAFINA APLICADAS EN LA ESTACIÓN AGUARICO

ESTACIÓN AGUARICO		
MES	DEMULSIFICANTE	DISPERSANTE DE PARAFINA
	PPM	PPM
ABRIL	234	28
MAYO	76	9
JUNIO	69	7
JULIO	73	7
AGOSTO	65	6
SEPTIEMBRE	54	7
OCTUBRE	70	7
NOVIEMBRE	64	8
DICIEMBRE	61	7
ENERO	52	7
FEBRERO	59	8

ANEXO 2.3 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE

TABLA 2.3.1 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE EN LA ESTACIÓN CENTRAL

ESTACIÓN CENTRAL			
MES	FLUIDOS		
	PPM	AGUA (BAPM)	PETROLEO REINYECTADO (BPPM)
ABRIL	3866	548456	2120,39
MAYO	1259	698574	879,68
JUNIO	65	643154	41,94
JULIO	309	718957	221,84
AGOSTO	168	731949	123,06
SEPTIEMBRE	169	731217	123,65
OCTUBRE	228	759961	173,10
NOVIEMBRE	104	738756	76,69
DICIEMBRE	48	748481	36,15
ENERO	65	756128	49,29
FEBRERO	43	692272	29,44

TABLA 2.3.2 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE EN LA ESTACIÓN NORTE

ESTACIÓN NORTE			
MES	FLUIDOS		
	PPM	AGUA (BAPM)	BPPM
ABRIL	753	369510	278,33
MAYO	383	448046	171,58
JUNIO	56	787616	43,99
JULIO	239	512578	122,56
AGOSTO	100	509690	51,18
SEPTIEMBRE	118	500821	59,03
OCTUBRE	165	517448	85,10
NOVIEMBRE	90	478140	43,19
DICIEMBRE	71	493427	35,03
ENERO	73	533299	39,15
FEBRERO	35	487844	16,93

TABLA 2.3.3 VOLUMEN DE PETRÓLEO REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE EN LA ESTACIÓN SUR

ESTACIÓN SUR			
MES	FLUIDOS		
	PPM	AGUA (BAPM)	PETROLEO (BPPM)
ABRIL	647	808024	522,79
MAYO	865	865841	748,56
JUNIO	62	471033	28,99
JULIO	186	8694466	1620,30
AGOSTO	406	851456	345,44
SEPTIEMBRE	312	851724	265,33
OCTUBRE	271	879811	238,55
NOVIEMBRE	198	882810	174,64
DICIEMBRE	124	865923	107,05
ENERO	209	885256	184,74
FEBRERO	63	810656	51,05

TABLA 2.3.4 VOLUMEN DE ACEITE REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

ESTACIÓN SUR OESTE			
	FLUIDOS		
MES	PPM	AGUA (BAPM)	PETROLEO (BPPM)
ABRIL	1916	412800	791,11
MAYO	1407	422685	594,63
JUNIO	84	406890	34,24
JULIO	446	428637	190,97
AGOSTO	321	437255	140,21
SEPTIEMBRE	662	408150	270,06
OCTUBRE	611	422665	258,37
NOVIEMBRE	581	449850	261,24
DICIEMBRE	335	453034	151,78
ENERO	475	438185	208,12
FEBRERO	210	396780	83,45

TABLA 2.3.5 VOLUMEN DE ACEITE REINYECTADO EN EL AGUA DE FORMACIÓN MENSUALMENTE EN LA ESTACIÓN AGUARICO

ESTACIÓN AGUARICO			
MES	FLUIDOS		
	PPM	AGUA (BAPM)	PETROLEO (BPPM)
ABRIL	636	94530	60,15
MAYO	455	100600	45,80
JUNIO	40	94410	3,74
JULIO	137	102576	14,05
AGOSTO	145	109492	15,88
SEPTIEMBRE	124	118140	14,67
OCTUBRE	193	129115	24,91
NOVIEMBRE	243	115380	28,04
DICIEMBRE	125	123132	15,43
ENERO	202	92814	18,72
FEBRERO	56	93268	5,23

ANEXO 2.4 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES

TABLA 2.4.1 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES EN LA ESTACIÓN CENTRAL

ESTACIÓN CENTRAL	
MES	**BSW (%)**
ABRIL	32,35
MAYO	27,13
JUNIO	11,33
JULIO	18,70
AGOSTO	10,14
SEPTIEMBRE	19,27
OCTUBRE	50,01
NOVIEMBRE	26,70
DICIEMBRE	9,75
ENERO	11,00
FEBRERO	17,93

TABLA 2.4.2 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES EN LA ESTACIÓN NORTE

ESTACIÓN NORTE	
MES	**BSW (%)**
ABRIL	1,15
MAYO	1,64
JUNIO	2,72
JULIO	3,13
AGOSTO	2,84
SEPTIEMBRE	2,69
OCTUBRE	2,86
NOVIEMBRE	2,12
DICIEMBRE	1,52
ENERO	1,60
FEBRERO	3,39

TABLA 2.4.3 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES EN LA ESTACIÓN SUR

ESTACIÓN SUR	
MES	**BSW (%)**
ABRIL	0,33
MAYO	0,29
JUNIO	0,25
JULIO	0,23
AGOSTO	0,29
SEPTIEMBRE	0,31
OCTUBRE	0,30
NOVIEMBRE	0,42
DICIEMBRE	0,42
ENERO	1,20
FEBRERO	0,32

TABLA 2.4.4 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

ESTACIÓN SUR OESTE	
MES	**BSW (%)**
ABRIL	0,67
MAYO	0,56
JUNIO	0,62
JULIO	0,56
AGOSTO	0,48
SEPTIEMBRE	6,05
OCTUBRE	38,53
NOVIEMBRE	0,87
DICIEMBRE	3,77
ENERO	0,60
FEBRERO	0,56

TABLA 2.4.5 BSW PROMEDIO MENSUAL EN EL TANQUE DE LAVADO A 15 PIES EN LA ESTACIÓN AGUARICO

ESTACIÓN AGUARICO	
MES	**BSW (%)**
ABRIL	0,89
MAYO	0,27
JUNIO	0,46
JULIO	0,88
AGOSTO	0,44
SEPTIEMBRE	0,51
OCTUBRE	0,38
NOVIEMBRE	0,62
DICIEMBRE	0,57
ENERO	0,90
FEBRERO	1,50

ANEXO 2.5 EJEMPLO DE TABLA DE CÀLCULOS DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE LAS ESTACIONES CENTRAL, NORTE, SUR, SUROESTE Y AGUARICO

TABLA 2.5.1 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN CENTRAL MES DE ABRIL DEL 2010

ABRIL 2010							
PUNTO DE INYECCION	**Análisis de fluidos**			**Fluido total**	**Emulsión total**	**Petróleo**	**Dosificación mensual de demulsificante**
	BSW (%)	**AGUA LIBRE (%)**	**EMULSIÓN (%)**	**BFPM**	**BEPM**	**BPPM**	
SEPARADORES ESTACIÓN CENTRAL	52,97	44,97	8	1035386	82830,88	486930,55	923
SSFD-12B	78,00	60,00	18	77760	13996,80	17107,20	55
SSFD-19	67,00	61,00	6	16830	1009,80	5553,90	14
TOTAL ESTACIÓN CENTRAL				1129976	97837,48	509591,65	992
Dosificación total de demulsificante	992 gal/mes		$ 12,60			12499,20 $/mes	
Dosificación total de dispersante de parafina	137 gal/mes		$ 8,08			1106,96 $/mes	
TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES				**13606,16 $/mes**		**1129 gal/mes**	
Rendimiento BFTM/$	**83,05 BF/$**		Análisis económico mensual				
Rendimiento BETPM/$	**7,19 BE/$**						
Rendimiento en BFTPM/gal	**1020,79 BF/gal**		Análisis de rendimientos mensual				
Rendimiento en BETPM/gal	**86,66 BE/gal**						

TABLA 2.5.2 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN NORTE MES DE ABRIL DEL 2010

ABRIL 2010							
PUNTO DE INYECCION	Análisis de fluidos			Fluido total	Emulsión total	Petróleo	Dosificación mensual de demulsificante
	BSW (%)	AGUA LIBRE (%)	EMULSIÓN (%)	BFPM	BEPM	BPPM	
SEPARADORES ESTACIÓN NORTE	50,10	49,70	0,40	737545,46	2950,18	368035,46	735,00
SSFD- 46	0,60	0,50	0,10	55410,00	55,41	55077,54	
SSFD- 49	20,00	10,00	10,00	54900,00	5490,00	43920,00	
SSFD- 66	2,80	1,00	1,80	55050,00	990,90	53508,60	
SSFD- 99	4,00	2,00	2,00	59010,00	1180,20	56649,60	
SSFD- 108D	10,00	4,00	6,00	62250,00	3735,00	56025,00	
SSFD- 86	42,00	15,00	27,00	22560,00	6091,20	13084,80	31,00
SSFD- 70	69,00	62,00	7,00	63270,00	4428,90	19613,70	43,00
SSFD- 78	15,00	3,00	12,00	20190,00	2422,80	17161,50	31,00
SSFD- 49	18,00	8,00	10,00	11640,00	1164,00	9544,80	116,00
SSFD-53	40,00	26,00	14,00	18990,00	2658,60	11394,00	81,00
SSFD-99	12,00	7,00	5,00	5340,00	267,00	4699,20	48,00
SSFD-63	37,00	25,00	12,00	19590,00	2350,80	12341,70	30,00
SSFD-88	70,00	60,00	10,00	39330,00	3933,00	11799,00	41,00
TOTAL ESTACIÓN NORTE				1225075,46	37717,99	732854,90	1156,00
Dosificación total de demulsificante	1156 gal/mes			$ 12,60		14565,60 $/mes	
Dosificación total de dispersante de parafina	327 gal/mes			$ 8,08		2642,16 $/mes	
TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES				17207,76 $/mes		1483,00 gal/mes	
Rendimiento BFTM/$	84,11 BF/$						
Rendimiento BETPM/$	2,59 BE/$		Análisis económico mensual				
Rendimiento en BFTPM/gal	1059,75 BF/gal						
Rendimiento en BETPM/gal	32,63 BE/gal		Análisis de rendimientos mensual				

TABLA 2.5.3 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN SUR MES DE JUNIO DEL 2010

JUNIO 2010							
	Análisis de fluidos			Fluido total	Emulsión total	Petróleo	Dosificación mensual de demulsificante
PUNTO DE INYECCION	BSW (%)	AGUA LIBRE (%)	EMULSIÓN (%)	BFPM	BEPM	BPPM	
SEPARADORES ESTACIÓN SUR	73,24	69,24	4,00	1075346,16	43013,85	287730,16	504,00
TOTAL ESTACIÓN SUR				1075346,16	43013,85	287730,16	504,00
Dosificación total de demulsificante		504	gal/mes	$ 12,60		6350,40	$/mes
Dosificación total de dispersante de parafina		107	gal/mes	$ 8,08		864,56	$/mes
TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES				7214,96 $/mes		611,00 gal/mes	
Rendimiento BFTM/$	149,04 BF/$		Análisis económico mensual				
Rendimiento BETPM/$	5,96 BE/$						
Rendimiento en BFTPM/gal	1759,98 BF/gal		Análisis de rendimientos mensual				
Rendimiento en BETPM/gal	70,4 BE/gal						

TABLA 2.5.4 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN SUR OESTE MES DE AGOSTO DEL 2010

AGOSTO 2010							
	Análisis de fluidos			Fluido total	Emulsión total	Petróleo	Dosificación mensual de demulsificante
PUNTO DE INYECCION	BSW (%)	AGUA LIBRE (%)	EMULSIÓN (%)	BFPM	BEPM	BPPM	
SEPARADORES ESTACIÓN SUROESTE	79,43	59,43	20,00	550492,76	110098,55	113237,76	388,00
SSFD- 27	32,00	5,00	27,00	14260,00	3850,20	9696,80	47,00
SSFD- 35	50,00	16,00	34,00	36053,00	12258,02	18026,50	104,00
SSFD- 127	65,00	15,00	50,00	57443,00	28721,50	20105,05	30,00
SSFD- 69	80,00	55,00	25,00	33914,00	8478,50	6782,80	19,00
TOTAL ESTACIÓN SUROESTE				692162,76	163406,77	167848,91	588,00
Dosificación total de demulsificante	588,00 gal/mes			$ 12,60		7408,80 $/mes	
Dosificación total de dispersante de parafina	86,00 gal/mes			$ 8,08		694,88 $/mes	
TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES				8103,68 $/mes		674,00 gal/mes	
Rendimiento BFTM/$	85,41 BF/$		Análisis económico mensual				
Rendimiento BETPM/$	20,16 BE/$						
Rendimiento en BFTPM/gal	1026,95 BF/gal		Análisis de rendimientos mensual				
Rendimiento en BETPM/gal	242,44 BE/gal						

TABLA 2.5.5 CÁLCULO DE RENDIMIENTOS TÉCNICOS Y COSTOS PARA LA ESTACIÓN AGUARICO MES DE OCTUBRE DEL 2010

OCTUBRE 2010							
	Análisis de fluidos			Fluido total	Emulsión total	Petróleo	Dosificación mensual de demulsificante
PUNTO DE INYECCION	BSW (%)	AGUA LIBRE (%)	EMULSIÓN (%)	BFPM	BEPM	BPPM	
SEPARADORES ESTACIÓN AGUARICO	72,55	30,55	42,00	177974,70	74749,37	48859,70	353,00
AGU - 01	28,00	10,00	18,00	114480,00	20606,40	82425,60	251,00
AGU - 08	12,00	6,00	6,00	57120,00	3427,20	50265,60	125,00
SSFD- 52B	50,00	45,00	5,00	13578,00	678,90	6789,00	45,00
SSFD- 56	62,00	2,00	60,00	33480,00	20088,00	12722,40	38,00
SSFD- 71	72,00	70,00	2,00	115041,00	2300,82	32211,48	46,00
SSFD- 111	35,00	20,00	15,00	7068,00	1060,20	4594,20	34,00
AGU - 01	28,00	26,00	2,00	47988,00	959,76	34551,36	20,00
AGU-03	48,00	44,00	4,00	52111,00	2084,44	27097,72	61,00
TOTAL ESTACIÓN AGUARICO				511673,70	121850,69	233273,78	973,00
Dosificación total de demulsificante		973,00 gal/mes		$ 12,60		12259,80 $/mes	
Dosificación total de dispersante de parafina		102,00 gal/mes		$ 8,08		824,16 $/mes	
TOTAL QUIMICOS DESHIDRATANTES				13083,96 $/mes		1075,00 gal/mes	
Rendimiento BFTM/$	39,11 BF/$		Análisis económico mensual				
Rendimiento BETPM/$	9,31 BE/$						
Rendimiento en BFTPM/gal	475,98 BF/gal		Análisis de rendimientos mensual				
Rendimiento en BETPM/gal	113,35 BE/gal						

ANEXO 2.6 ASTM TEST METHOD D 854 – 2000, SPECIFIC GRAVITY OF SOIL SOLIDS BY WATER PICNOMETER

ANEXO 2.7 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS PAC – 08 ACEITE EN AGUA

ANEXO 2.8 ASTM DESIGNATION D 4006 – 81 ESTANDAR TEST METHOD FOR WATER IN CRUDE OIL BY DESTILATION

ANEXO 2.9 PRODUCT DATA DA – 959 N (DMO1435CX) BAKER PETROLITE

ANEXO 2.10 PRODUCT DATA DW – 285 (PAO 14715) BAKER PETROLITE

ANEXO 2.11 PRODUCT DATA DM046 BAKER PETROLITE

ANEXO 2.12 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LAS ESTACIONES CENTRAL, NORTE, SUR, SUR OESTE Y AGUARICO

ANEXO 3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE BOTELLAS Y EVALUACIÓN DE QUÍMICOS DEMULSIFICANTES

ANEXO 3.2 HOJA DE DATOS LIPESA E12

ANEXO 4.1 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR

TABLA 4.1.1 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN CENTRAL

ESTACIÓN CENTRAL		
MES	**Bf/$**	**BE/$**
ABRIL	83,05	7,19
MAYO	113,13	9,71
JUNIO	132,14	10,75
JULIO	111,87	9,13
AGOSTO	147,44	12,04
SEPTIEMBRE	141,16	11,97
OCTUBRE	118,06	10,79
NOVIEMBRE	106,55	10,09
DICIEMBRE	108,44	11,01
ENERO	109,48	11,45
FEBRERO	113,67	11,59
PROMEDIO	116,82	10,52

TABLA 4.1.2 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN NORTE

ESTACIÓN NORTE		
MES	**Bf/$**	**BE/$**
ABRIL	84,11	2,59
MAYO	87,38	2,57
JUNIO	92,60	2,68
JULIO	72,38	2,02
AGOSTO	60,81	1,73
SEPTIEMBRE	74,08	2,07
OCTUBRE	71,60	1,85
NOVIEMBRE	69,66	2,50
DICIEMBRE	78,98	3,28
ENERO	66,01	1,87
FEBRERO	68,08	1,78
PROMEDIO	75,60	2,27

TABLA 4.1.3 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN SUR

ESTACIÓN SUR		
MES	**Bf/$**	**BE/$**
ABRIL	149,96	6,00
MAYO	158,03	6,32
JUNIO	149,04	5,96
JULIO	176,75	7,07
AGOSTO	193,39	7,74
OCTUBRE	200,13	8,01
NOVIEMBRE	208,06	8,32
DICIEMBRE	157,81	6,31
ENERO	186,91	7,48
FEBRERO	169,19	6,77
PROMEDIO	174,93	7

TABLA 4.1.4 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN SUR OESTE

ESTACIÓN SUR OESTE		
MES	**Bf/$**	**BE/$**
ABRIL	56,18	13,20
MAYO	68,44	16,15
JUNIO	70,26	16,55
JULIO	74,74	17,61
AGOSTO	85,41	20,16
SEPTIEMBRE	64,20	15,21
OCTUBRE	83,70	19,83
NOVIEMBRE	84,01	20,71
DICIEMBRE	75,02	17,91
FEBRERO	86,29	20,38
PROMEDIO	74,83	17,77

TABLA 4.1.5 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN LA ESTACIÓN AGUARICO

ESTACIÓN AGUARICO		
MES	**Bf/$**	**BE/$**
ABRIL	34,64	7,72
MAYO	35,85	8,12
JUNIO	40,68	9,06
JULIO	38,63	8,63
AGOSTO	43,16	9,99
SEPTIEMBRE	49,68	11,74
OCTUBRE	39,11	9,31
NOVIEMBRE	42,01	9,84
DICIEMBRE	102,83	35,91
ENERO	52,19	12,72
FEBRERO	47,98	12,25
PROMEDIO	47,89	12,31

ANEXO 4.2 FLUIDO TOTAL TRATADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

MES	FLUIDO TOTAL TRATADO (BPPM)					
	CENTRAL	NORTE	SUR	SUR OESTE	AGUARICO	TOTAL SSFD
ABRIL	1129976	1225075	1098376	690533	466520	4610481
MAYO	1311031	1342140	1188891	693176	465992	5001230
JUNIO	1334089	1351681	1075346	679320	452278	4892714
JULIO	1443250	1411587	1172063	699757	470285	5196942
AGOSTO	1433322	1412526	1160736	692163	479126	5177873
SEPTIEMBRE	1500906	1371187	1206703	654322	483802	5216920
OCTUBRE	1542028	1422891	1173308	675844	511674	5325744
NOVIEMBRE	1485463	1360820	1199578	698936	480915	5225712
DICIEMBRE	1552593	1385373	1192450	676994	1290982	6098391
ENERO	1562803	1413242	1101067	693106	523309	5293528
FEBRERO	1435877	1256892	1101067	624349	527307	4945492

ANEXO 4.3 EMULSIÓN TOTAL TRATADA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

MES	EMULSIÓN TOTAL (BEPM)					
	CENTRAL	NORTE	SUR	SUR OESTE	AGUARICO	TOTAL SSFD
ABRIL	97837	37717	43935	162275	104016	445782
MAYO	112569	39481	47555	163609	105589	468806
JUNIO	108518	39121	43013	160032	100775	451462
JULIO	117718	39309	46882	164925	105075	473911
AGOSTO	117008	40079	46429	163406	110887	477810
SEPTIEMBRE	127299	38354	48268	155032	114380	483335
OCTUBRE	140890	36736	46932	160142	121850	506553
NOVIEMBRE	140688	48879	47983	172307	112673	522531
DICIEMBRE	157675	57534	47698	161600	450876	875384
ENERO	163509	40008	44042	163651	127515	538727
FEBRERO	146455	32861	44042	147427	134620	505406

ANEXO 4.4 BARRILES DE FLUIDO TOTAL Y EMULSIÓN TRATADOS POR DÓLAR EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

MES	Bf /$	BE / $
ABRIL	72,15	6,98
MAYO	86,83	8,14
JUNIO	92,85	8,57
JULIO	85,80	7,82
AGOSTO	89,03	8,22
SEPTIEMBRE	95,85	8,88
OCTUBRE	88,83	8,45
NOVIEMBRE	88,56	8,86
DICIEMBRE	100,10	14,37
ENERO	86,76	8,83
FEBRERO	88,58	9,05
PROMEDIO	88,67	8,92

ANEXO 4.5 CÁLCULO DEL ESTIMADO DE PÉRDIDAS POR INYECCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUA DE FORMACIÓN

MES	VOLUMEN	PRECIO	TOTAL
	BPPM	$/BF	$/MES
ABRIL	3772,77	75,69	285560,84
MAYO	2440,26	65,87	160740,58
JUNIO	152,9	67,52	10324,15
JULIO	2169,72	69,9	151663,48
AGOSTO	675,77	70,2	47439,24
SEPTIEMBRE	732,74	68,2	49972,89
OCTUBRE	780,03	75,9	59204,58
NOVIEMBRE	583,79	78,9	46061,31
DICIEMBRE	345,43	82,6	28532,67
ENERO	500,01	83,4	41701,1
FEBRERO	186,09	84,4	15706,15