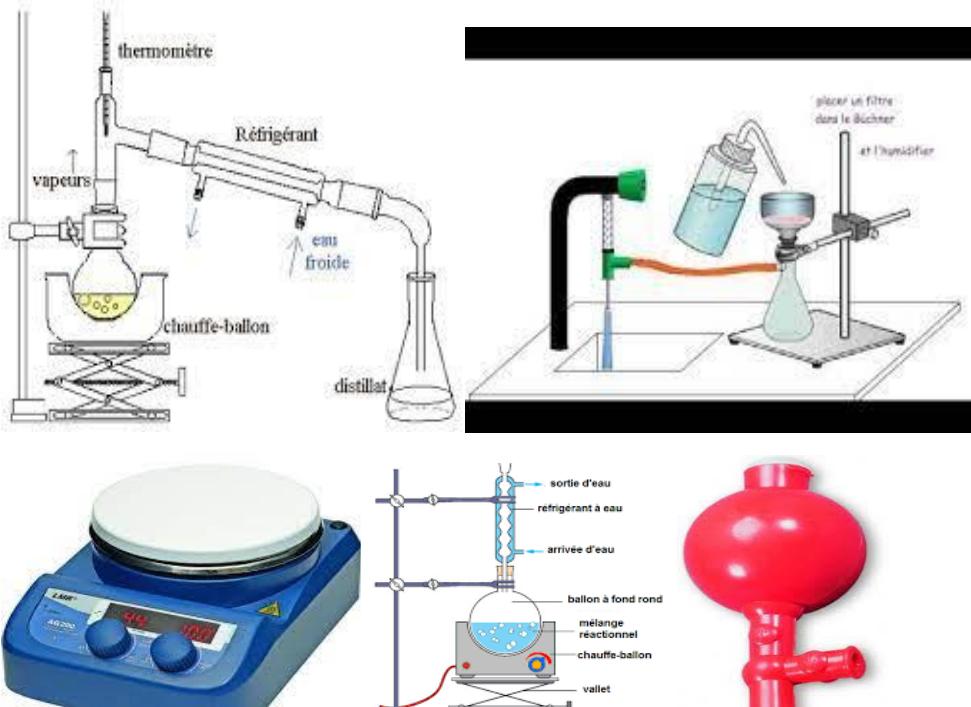


COURS D'INITIATION A LA PETROCHIMIE



Niveau : 1^{ère} année

Option : PCH1,GPER1

Chargé du cours : Dr Immortel KOMBOUMBOUZO

Avant-propos

Ce cours de pétrochimie est destiné aux étudiants de 1^{ère} année d'enseignement supérieur de spécialité génie des procédés et science de la matière. Il a pour but de permettre aux futurs techniciens de laboratoire de comprendre le fonctionnement d'un laboratoire pétrolier. A cet

effet, ils doivent connaitre les différents équipements, matériel, et produits chimiques utilisés au laboratoire pétrolier. Il développera aussi la faisabilité et la nécessité d'utiliser tels ou tels équipements et de bien maîtriser les modes opératoires des différentes analyses menées au laboratoire sur le pétrole brut, l'eau et le gaz.

Par ailleurs, ce cours, en plus de son aspect pratique qui consiste aussi de calibrer et/ou étalonner les équipements de laboratoire, il apprendra au futur technicien, comment apprécier et interpréter les résultats d'une analyse de laboratoire et de connaitre les impacts de ces résultats sur le process pétrolier tant sur l'amont que sur l'aval pétrolier.

La première partie sera consacrée faire assimiler aux étudiants les notions de chimie du pétrole, d'énumérer et de connaitre les différents problèmes qui impactent sur l'intégrité des équipements et sur le process, car de ces derniers naîtra la nécessité de créer un laboratoire d'analyse. Elle permettra aussi de caractériser les pétroles bruts en fonctions des grandeurs physico-chimiques.

La seconde partie quant à elle sera consacrée aux procédures des manipulations des effluents pétroliers dans un laboratoire. Dans cette même partie, le futur technicien aura la possibilité de catégoriser les analyses menées en fonction de la nature du fluide en présence.

Cette présentation résulte de la lecture de nombreux ouvrages et documents notamment :

- ✓ SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-PR060 Révision 0.1, les produits chimiques de TOTAL ENERGIE ;
- ✓ Cours traitement du pétrole, ENI CORPORATION, rev.01 du 03/09/2007

A la fin de la formation, l'apprenant doit être capable de :

- ✓ Reconnaître les différents équipements et produits chimiques utilisés dans le laboratoire des effluents pétroliers
- ✓ Manipuler avec exactitude les équipements et de bien distinguer les analyses en fonction de la nature du fluide
- ✓ Connaitre interpréter les résultats d'analyse du laboratoire

Sommaire

Chapitre I. Chimie du pétrole : notions générales et classification des pétroles bruts04-06
Chapitre II. Caractérisation physico-chimique du pétrole brut	07-12
Chapitre III. Les effluents pétroliers et leur analyse	12-42
Chapitre IV : les risques liés à la manipulation des produits chimiques	43-51
Annexes	

CHAPITRE I : CHIMIE DU PETROLE : notions générales et classification des pétroles bruts

I. Notion générale de chimie de pétrole

Les hydrocarbures sont composés de carbone et d'hydrogène combinés en quantités et proportions variables.

Ces combinaisons suivent des règles fixes qui permettent de subdiviser les différents composés en classes distinctes, chacune ayant ses propres caractéristiques et des propriétés bien définies.

Les différentes classes sont les suivantes :

1. Les paraffines linéaires

Il s'agit des hydrocarbures ayant la structure de base suivante :



Les quatre premiers composés de la série portent les noms conventionnels suivants :

a) Méthane	CH_4
b) Éthane	C_2H_6
c) Propane	C_3H_8
d) Butane	C_4H_{10}

À partir de C_5 , les noms se construisent à l'aide du nom grec du nombre des atomes de carbone auquel on ajoute le suffixe "ane".

Ainsi, le composé à 6 atomes de carbone est appelé Hexane (de "hexa" qui veut dire six en grec), et le composé à 12 atomes de carbone est appelé Dodecane (de "dodeca", 12 en grec).

Dans des conditions de température et de pression normales, les quatre premiers éléments de la série sont gazeux, à partir de C_5 ils sont liquides et les plus lourds sont des solides.

Les paraffines sont des composés saturés, c.-à-d. n'ayant que des liaisons carbone-carbone simples avec des atomes se combinant dans le plus grand nombre des combinaisons possibles avec l'hydrogène. Cela confère à ces composés une stabilité considérable et donc une réactivité chimique réduite. La formule brute de ce type d'hydrocarbure est $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.

2. Les isoparaffines ou paraffines à chaîne ramifiée

Cette classe de composés, pourtant formée de carbone et d'hydrogène dans les mêmes proportions que les paraffines, a une structure différente. Par exemple, alors que le butane normal est $\text{CH}_3-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{CH}_3$, l'isomère correspondant s'écrit $(\text{CH}_3)_2\text{CH}-\text{CH}_3$

3. Oléfines

Ce sont des hydrocarbures contenant une moindre quantité d'hydrogène car dans chaque molécule deux atomes de carbone sont liés par une double liaison C=C.

Le premier composé de cette série est l'éthylène CH₂=CH₂, le second est le propylène C₃H₆ dont la formule structurelle est :

Compte tenu que le carbone est tétravalent et l'hydrogène est monovalent).

La présence de la double liaison et les caractéristiques non saturées qui en résultent dote ces hydrocarbures d'une réactivité chimique considérable.

La formule générique de ces hydrocarbures est C_nH_{2n}.

4. Naphtènes (Cycloparaffines : Cyclopropane)

Ce sont des hydrocarbures à chaîne fermée où les atomes de carbone sont liés par liaisons simples. Ils ont des caractéristiques physiques et chimiques semblables à celles des paraffines. La formule générique de la même que celle des oléfines, c.-à-d. C_nH_{2n}, mais n a une valeur minimale de 3.

5. Aromatiques

Ce sont aussi des hydrocarbures à chaîne cyclique, mais avec 3 liaisons doubles en positions alternées. Le plus connu de ces composés est le benzène (C₆H₆).

Les autres aromatiques importants sont le toluène (où 1 atome d'hydrogène de benzène est remplacé par le groupe CH₃ qui, étant un dérivé du méthane, donne le nom «groupe méthyle» ; le xylène, où 2 atomes d'hydrogène de benzène sont remplacés par le CH₃ (groupes méthyle).

Les hydrocarbures de la série aromatique sont très importants dans l'industrie pétrolière et pétrochimique. Leur formule générique est C_nH_{2n-6}, où n peut avoir des valeurs de 6, 7, 8 etc.

II. Classification des bruts

Selon la nature de la classe d'hydrocarbures prévalent, les pétroles bruts sont considérés comme étant à base paraffinique, naphténique ou aromatique.

La plupart des bruts appartiennent à des classes mixtes de composition intermédiaire. Il n'y a pas de limites précises pour définir l'appartenance d'un brut à une classe ou une autre et la classification n'est qu'indicative (mais néanmoins utile).

1. Bruts paraffiniques

Les proportions de composition moyenne sont les suivantes : paraffines 60-70%; naphtènes 20-25%; aromatiques 10%.

Les bruts américains et quelques bruts du Moyen-Orient sont typiques de cette classe.

2. Bruts naphténiques et aromatiques

Seuls quelques bruts russes appartiennent indiscutablement à cette classe : paraffines 20%; naphtènes 70%; aromatiques 10%.

Le brut d'Indonésie : paraffines 20-25%; naphtènes 40%; aromatiques 35-40%.

3. Bruts paraffiniques-Naphténiques

Ce sont les bruts les plus communs et leur composition est: paraffines 45-50%; naphtènes 30-35%; aromatiques 15-18%.

De nombreux bruts du Moyen-Orient entrent dans cette catégorie.

4. Bruts aromatiques-naphténiques

De nombreux bruts d'Amérique du Nord entrent dans cette catégorie et ils sont particulièrement précieux.

Leur composition moyenne est la suivante : paraffines 30%; naphtènes 45%; aromatiques 25%.

Il y a aussi des bruts intermédiaires naphténiques-aromatiques, que l'on trouve notamment au Venezuela et au Mexique.

5. Les hydrocarbures du pétrole brut

Les séries d'hydrocarbures précédemment décrites sont toutes plus ou moins présentes à l'exception de ceux de la classe oléfine, que l'on ne trouve que dans les produits résultant d'un traitement secondaire.

Les proportions des différentes classes varient énormément d'un brut à l'autre, et la prépondérance des différentes classes principales permet de subdiviser de manière approximative les différents types de bruts.

CHAPITRE II : CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DU PETROLE BRUT

I. Généralités

Les caractéristiques du pétrole brut indiquées ci-dessous influent sur la conception et le fonctionnement des centres de traitement du pétrole brut. Il s'agit : Tension de vapeur ,Densité ,Pour point (Point d'écoulement) , Cloud point (Point de cristallisation) ,Viscosité ,Teneur en eau ,Teneur en gaz, Teneur en paraffine, Teneur en sel , Teneur en soufre ,Teneur en sable ,Contenu inorganique ...

II. Caractéristiques physico-chimiques

1. Tension de vapeur

La tension de vapeur, à une température donnée, est la valeur de la pression à laquelle on atteint le point d'équilibre entre la phase liquide et la phase de vapeur. Dans l'industrie pétrolière, une tension de vapeur élevée est l'indicateur d'un taux d'extraction d'huile important, alors qu'une valeur faible révèle une stabilisation élevée du brut.

2. Densité ou masse volumique

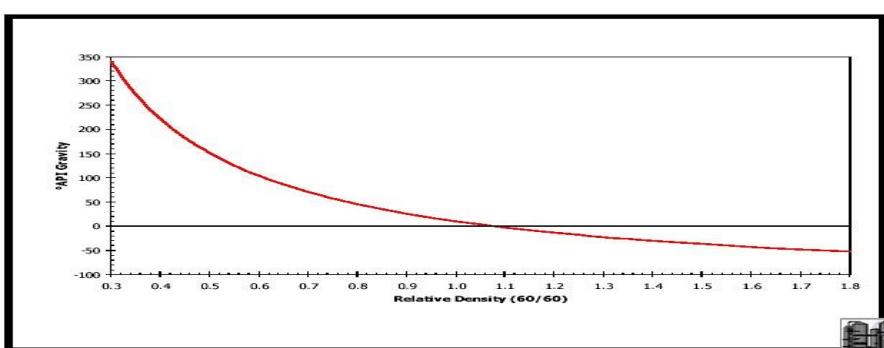
Dans le domaine pétrolier la densité d'un corps se confond à la masse volumique. Elle est définie comme la masse de l'unité de volume.

L'unité de mesure de cette caractéristique propriété est le kg/m³.

Pour indiquer la densité des hydrocarbures, on utilise normalement une mesure non-dimensionnelle comme le poids spécifique (s.g., Specific Gravity) et la densité API. Le poids spécifique est le ratio entre la densité du fluide et la densité d'eau à la même température (60°F). La densité API est indiquée en degrés API et se calcule selon la formule suivante :

$$\text{Densité API} = 141,5/\text{s.g.} - 131,5 \text{ }^{\circ}\text{API}$$

L'échelle API (Institut Américain du Pétrole) est approuvée par les standards ASTM, le Bureau Américain de Mines et le Bureau National des Standards et son utilisation est recommandée exclusivement dans l'industrie pétrolière. Elle s'exprime en °API.



Courbe de gravité API

3. Viscosité

La viscosité est une autre propriété de base du pétrole brut qui indique la résistance interne du fluide à l'écoulement. La viscosité détermine la valeur importante des pertes de charge et constitue l'un des paramètres de conception des installations. Les bruts très visqueux doivent être chauffés et les canalisations doivent être isolées. La viscosité varie en effet de manière importante en fonction de la température et chute rapidement à basse température.

Comme il a été indiqué, le brut peut aussi contenir divers matériaux inertes, principalement du sable et des composés inorganiques, produits par les puits.

4. Pour point (point d'écoulement)

La température minimale à laquelle le brut parvient à s'écouler lorsqu'il refroidit sans interférences dans des conditions spécifiées définies par les standards internationaux (ASTM D97) est le point (ou la température) d'écoulement, à laquelle le brut peut s'écouler ou être versé.

S'agissant d'une température, l'unité de mesure dans le Système International (S.I.) est le degré Celsius (°C). La valeur du point d'écoulement caractérise les composés ayant une température de congélation élevée ou une fraction lourde importante, de manière à éviter que ne surviennent des difficultés lors du stockage ou du traitement du brut à basse température.

5. Cloud point (point de cristallisation)

La température à laquelle les paraffines ou les autres produits solides du brut commencent à cristalliser ou à se séparer de la solution, en lui donnant une apparence trouble, lorsqu'il refroidit sans interférences dans des conditions définies par les standards internationaux (ASTM D97), est le point de cristallisation. S'agissant d'une température, la mesure propriété sera exprimée dans °C ou °F.

Le point de cristallisation, dont la valeur est toujours supérieure à celle du point d'écoulement, nous indique la température en dessous de laquelle le brut ne doit jamais descendre durant le processus de production, de manière à éviter la formation des sédiments paraffiniques.

6. Teneur en eau

Dans le champ pétrolier, le pétrole brut est toujours associé à de grandes quantités d'eau (fossile, interstitielle) et durant l'exploitation du champ le gisement peut progressivement se remplir d'eau, de sorte que celle-ci devient inévitablement une partie importante de la production du puits. Pour indiquer la quantité d'eau associée au brut produit, on utilise un ratio appelé Ratio Eau/Huile ou WOR, Water Oil Ratio. Ce ratio peut varier au cours du cycle de vie du gisement, et par conséquent de la condition du gisement.

La définition du Ratio Eau/Huile (WOR) est la suivante :

WOR = Volume d'eau associée à un volume donné de brut / volume de brut considéré

L'unité de mesure du Système International (S.I) est le mètre cube d'eau par mètre cube d'huile (m^3 / m^3) à 15°C. On peut aussi l'exprimer de la manière suivante : baril d'eau par baril (API) de brut (bbl./ bbl) à 60°F. N. B. : 1 bbl = 0,159 m^3 .

7. Teneur en gaz

La quantité de gaz associé au pétrole brut est communément exprimée en utilisant le Ratio Gaz/Huile ou GOR, Gas Oil Ratio. Cette quantité dépend des caractéristiques physiques des deux fluides, à une pression et une température données. Le Ratio Gaz/Huile (GOR) variera donc substantiellement selon que l'on parle du brut dans le gisement ou du produit recuperé.

La définition du Ratio Gaz/Huile (GOR) à une pression et une température données est par conséquent la suivante :

$$\text{GOR} = \frac{\text{Volume de gaz dissous dans un volume de brut donné}}{\text{volume de brut considéré}}$$

L'unité de mesure dans le système international (IS.I) est le mètre cube standard de gaz (à 15°C et 1ATM) par mètre cube de brut à 15°C (Sm^3/m^3).

On peut aussi l'exprimer en pieds cubes standard de gaz par baril de brut (à 60°F et 14,696 PSIA).

N. B. : 1 scf/bbl = 1/0,178 Sm^3/m^3 .

8. Teneur en sel

Le pétrole brut à l'intérieur du gisement est normalement mélangé à de l'eau salée. Lors de la production, cette eau est ramenée à la surface avec le brut dans des proportions variables. En remontant rapidement le long des lignes de production, le mélange d'eau et de pétrole brut est sujet à un puissant effet de turbulence qui pulvérise l'eau présente dans le brut et la transforme en minuscules gouttelettes. La majeure partie de cette eau se sépare naturellement du pétrole brut par décantation, mais une proportion importante reste émulsionnée dans le brut, ce qui lui confère un certain degré de salinité attendu que l'eau est salée.

Nous avons vu que le sel présent dans le brut provient de l'eau émulsionnée et du sel à l'état solide en suspension dans le brut.

Bien qu'il ne soit pas possible de définir une corrélation mathématique approximative entre la densité, la viscosité et la salinité du brut, on peut cependant remarquer que moins le brut est dense et visqueux moins la teneur en sel est importante, comme le montre le tableau ci-dessous.

Ce tableau présente la teneur en sel de différents bruts et leur densité. L'unité de mesure de la teneur en sel est le gramme par mètre cube (g/m^3) et la densité de brut est indiquée en degrés API.

Densité API	TENEUR EN SEL				
	Mélanges de bruts du Venezuela	Est Venezuela	Ouest Venezuela	Est Texas	Canada
12,5	7,1	-	7,1	-	1,970
17,5	54,2	71,0	43,5	-	1,650
22,5	48,5	77,0	12,5	-	1,340
28,0	14,5	6,5	21,7	654	-
32,5	43,8	38,9	65,4	1,520	-
37,5	23,9	21,1	56,1	1,035	342
49,0	13,4	7,1	19,9	-	-
Nombre d'échantillons testés	124	81	43	173	13

Teneur en sel de divers pétroles bruts des différents réservoirs

De manière générale, on peut dire que la salinité dépend, de façon non mathématique, de la proportion d'eau et des matériaux en suspension retenus par le brut.

Il convient cependant de remarquer que la connaissance de la teneur en eau du brut n'aide pas à exprimer sa salinité, qui dépend essentiellement de la teneur en sel de l'émulsion. Le sel présent dans le pétrole brut est principalement de type chlorure, particulièrement de sodium, de magnésium et de calcium.

Les chlorures sont associés à des carbonates et des bicarbonates, des sulfates et des sulfures et des oxydes métalliques. Le chlorure de calcium représente normalement le pourcentage le plus élevé. À suivre on trouve les bicarbonates, les carbonates et les sulfates, avec prédominance des bicarbonates. Les autres sels ne sont présents qu'en faibles quantités. Le tableau ci-dessous montre la teneur en sel de différents bruts et la distribution des chlorures dans quelques bruts américains typiques.

La Fig. ci-dessous montre l'augmentation de la teneur en eau dans le temps d'exploitation.

DENSITÉ API	TENEUR EN SEL				
	TYPE DE BRUT	NOMBRE D'ÉCHANTILLON S TESTÉS	MOYENNE	MINIMUM	MAXIMUM
Ouest Texas	173	743	11	7,380	
Est Texas	5	79	25	125	
Clear Fork	13	785	177	2,520	
Canada	14	570	28	2,450	
Californie	5	327	48	681	
Centre continent	21	231	20	570	
Kansas	9	199	20	870	
Côte du golfe	11	100	5.7	200	
Wyoming	8	14	2.8	37	
Pennsylvanie	6	2.3	0	2.8	
Vénézuela	124	31	0	180	

URSS	4	977	443	1,378
Moyen-Orient	9	23	2.8	71

TYPE DE BRUT	TOTAL CHLORURES	NaCl	CaCl ₂	Mg Cl ₂
Kansas	279.5	189	81	9.5
Kentucky	258	164	50	44
Michigan	63	0	50	13
Ouest Texas	434	220	189	25

8. Teneur en paraffine (WAX)

Paraffine ou cire est le nom utilisé pour indiquer une substance cireuse et parfois bitumeuse déposée par certains types de bruts à la sortie du puits et qui s'écoule des équipements de surface. Cette substance a des caractéristiques variables, mais elle est surtout difficile à éliminer et capable d'entraîner de sérieux blocages de débit.

La principale cause des dépôts de paraffine est le refroidissement du pétrole brut durant son transfert du gisement aux installations de surface. La formation de cristaux de paraffine commence lorsque la température du pétrole descend en dessous du point de trouble et elle se poursuit à taux dégressif au fur et à mesure du refroidissement.

La teneur en paraffine du brut est normalement exprimée sous forme d'un pourcentage du poids du pétrole brut.

9. Teneur en soufre

Dans certaines régions de production le brut contient de l'hydrogène sulfuré (H₂S) et peut être particulièrement dangereux pour les personnes et les matériaux.

L'hydrogène sulfuré est un gaz toxique, incolore et plus lourd que l'air. Il dégage une odeur d'œufs pourris mais on cesse de la percevoir après quelques minutes d'exposition au gaz, qui irrite les yeux et provoque des difficultés respiratoires.

L'utilisation d'un système de protection adapté est donc indispensable pour travailler dans des zones où du H₂S est présent.

L'équipement des installations doit être fabriqué à partir d'alliages spéciaux capables de résister à la corrosion par le soufre, surtout s'il y a présence de vapeur d'eau.

La teneur en soufre du brut est exprimée en pourcentage du poids du pétrole brut.

10. Teneur en sable

Le pétrole brut contient presque toujours des solides en suspension, principalement du sable en grains très fins et des particules provenant des roches de la zone des réservoirs ou qui se sont détachées des parois du puits.

Ces solides sont souvent présents en faibles quantités (moins de 1% du volume de brut), mais il arrive qu'ils constituent une proportion importante du volume du fluide à la surface.

Dans un cas comme dans l'autre ces solides doivent être éliminés aussi rapidement et complètement que possible. Le brut peut également contenir des métaux. En faisant appel à différentes techniques, des concentrations de plusieurs parties par million (ppm) de nombreux métaux ont été observées dans pétrole brut, leur forme de concentration n'a cependant pas encore été établie.

III. Produits finis

Aucune spécification universellement reconnue n'a été définie pour le pétrole brut.

Pour les besoins de la commercialisation, chaque type de pétrole brut a son bulletin d'analyse et le prix subit une réduction en cas de non-conformité.

Le manuel ne définit pas de seuil de salinité, cette valeur est fixée par la raffinerie de réception en fonction des équipements disponibles.

Il existe toutefois des seuils généralement acceptés pour le ratio sédiment/eau et pour la tension de vapeur, qui, à défaut de spécification précise (du bulletin ou fixée par la raffinerie de réception), doivent être respectés : BSW = 0.5%; RVP = 13.5 p.s.i. (REID VAPOUR PRESSURE).

CHAPITRE III: LES EFFLUENTS PETROLIERS ET LEURS ANALYSES

I. Généralités

Un effluent est par définition un fluide qui s'écoule hors du lieu où il est tiré. Dans le cas le domaine du pétrole brut, le fluide est l'huile, le gaz et l'eau.

Dans une roche mère, quelque soit la nature du pétrole brut trouvé, on peut trouver trois types de fluide à savoir de l'huile, le gaz et l'eau de façon générale,

Ces fluides (huile ou gaz) jaillis à la surface ne sont pas forcément comestibles car remplis d'impuretés telles que les dépôts minéraux, les dépôts organiques, les sels, les acides, le soufre, l'oxygène. Ces fluides sont traités en fonction du type de problème rencontré d'où la nécessité de mener des analyses de laboratoire.

Un traitement chimique, mécanique et ou électrique est mené afin de corriger le problème rencontré après avoir effectué les analyse de laboratoire, ce qui imposent aux pétroliers d'installer les laboratoires sur les sites où le pétrole brut est exploité afin d'assurer de l'efficacité du traitement et de mener un monitoring.

Différentes analyses de laboratoire sont menées, cela se fait en fonction de la nature du fluide à traiter : le gaz, le pétrole brut et l'eau.

Avant toute chose, un échantillon du fluide à analyser est traité, cette opération est nommée échantillonnage.

II. L'échantillonnage du fluide

1- Les points d'échantillonnages

1-1- Points d'échantillonnage du brut dans le centre huile pour analyse

Plusieurs endroits existent sur une plate-forme pétrolière pour échantillonner l'huile, cela dépend du brut dont on veut analyser :

- ✓ Sur une plateforme satellite

Il se fait très souvent en tête de puits (échantillon individuel d'un puits), et/ou dans le bac de stockage des brut de ce satellite (échantillon collectif de tous les brut de ce satellite) avant son envoi au centre de traitement.

- ✓ Au centre de traitement d'huile

- Au niveau des séparateurs triphasiques
- Au niveau du bac de tampon (trycoke)
- Au niveau du dessaleur
- Au niveau de l'export et au niveau des pompes boosting
- A tout endroit susceptible de prélever un échantillon du brut...

- ✓ Au centre de traitement du gaz

Au niveau du contacteur, on prélève le glycol.

1-2. les points d'échantillonnage d'eau

Au centre de traitement d'eau, l'eau est traitée pour être soit réinjectée dans les puits en perte de pression ou soit pour être rejetée dans la nature avec le respect de la norme de rejet.

Les points d'échantillonnage sont : à l'entrée des hydrocyclones (les équipements de rétention d'hydrocarbures émulsionnés soit par effet vortex ou par filtration à l'aide de filtre).

1-3. les points d'échantillonnage dans le centre de traitement de gaz

Dans le centre de gaz, on prélève les échantillons de glycol (éthane-diol). Il sert à déshydrater le gaz. Le prélèvement se fait au niveau du contacteur où on prélève le glycol riche et le glycol pauvre.

Glycol pauvre : est celui pauvre en eau, donc glycol pur.

Glycol riche : est celui riche en eau, ce dernier à jouer l'action de déshydrater le gaz.

II- les effluents pétroliers

Les effluents pétroliers se mélangent depuis la formation du pétrole brut :

1- Effluent huile

Rappelons que Le pétrole (est un liquide d'origine naturelle, une huile minérale composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégé dans des formations géologiques particulières. Il en existe sous plusieurs formes.

1-1 Formation

Le pétrole (ou huile de pierre) est issu de la décomposition de matières organiques végétales et animales .ces particules se décomposent en même temps qu'une sorte de boue.

C'est au fond des lacs, lagunes deltas, des mers et des océans que ces réactions de décomposition ont lieu. Ces milieux étant peu oxygénés des réactions réductrices transforment la matière organique en KEROGENE.

Au fur et à mesure du recouvrement de cet ensemble boue kérogène la transformation en hydrocarbures commence. Elle débute vers 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres.

La vitesse de la transformation augmente jusqu'à 100°C pour des profondeurs allant jusqu' à 3000 m. au-delà de cette limite, cette vitesse diminue.

Le kérogène va se trouver prisonnier d'une roche mère et sous l'effet de la chaleur, il va subir une décomposition d'origine technique : la pyrolyse.

Dans un premier temps, cette décomposition expulse de l'eau, du dioxyde de carbone CO₂, du kérogène.

Ensuite les températures devenant croissantes avec le temps, le kérogène expulse des hydrocarbures liquides et gazeux : c'est le pétrole et le gaz naturel.

En tout état de cause, ces transformations sont très lentes et il faut quelques millions d'années pour que le kérogène se transforme partiellement sous l'effet de la chaleur en pétrole, en gaz, en dioxyde de carbone CO₂ et en eau.

NB : au cours de la transformation du kérogène en pétrole, il se dégage du gaz naturel mais en faible quantité

1-2 Les avantages et les inconvénients du pétrole

1-2-1 : les avantages du pétrole

Les avantages du pétrole sont les suivants :

- C'est une énergie disponible sur un peu tous les continents,
- Son transport est facile et peu coûteux par les bateaux,
- La chimie du pétrole est très riche. En effet, grâce au pétrole, on peut obtenir des gaz tels que le méthane, le propane et le butane, des carburants tels que l'essence, le kerosène, le gazole et le fioul et des composés aromatiques,
- C'est la forme d'énergie liquide la plus concentrée disponible actuellement.

1-2-2 : Les inconvénients du pétrole

Les inconvénients du pétrole sont les suivants :

- La recherche d'un nouveau gisement de pétrolier est une activité de plus en plus difficile qui est très coûteuse,
- Son transport est à l'origine de nombreux polluants, en particulier des « marées noires ».

- Comme pour le charbon, sa combustion produit du dioxyde de carbone, qui libéré dans l'atmosphère, participe à l'accroissement de l'effet de serre.

1-3: Les différents types de pétrole

1-3-1 Le pétrole non conventionnel

Le pétrole non conventionnel est un pétrole produit ou extrait en utilisant des techniques autres que la méthode traditionnelle de puits pétroliers, ou impliquant un coût et une technologie supplémentaires en raison de ses conditions d'exploitation plus difficiles. Les productions de type non-conventionnel comprennent : l'exploitation de sables bitumeux, de pétrole lourd, de schiste bitumineux, en offshore profond, en conditions polaires. Si les deux derniers types de pétrole ne sont pas matériellement différents du pétrole conventionnel, en revanche les trois premiers, bien qu'ayant la même origine, ont eu une genèse différente.

1-3-2 Les pétroles lourds et les sables bitumeux

Les pétroles lourds et les sables bitumeux se retrouvent partout sur le globe, mais les deux plus importants sites sont situés au Canada (aux bord du lac Athabasca) et au Venezuela (sur les rives de l'Orénoque). L'hydrocarboné contenu dans ces champs est sous forme de bitume, qu'il est possible de transformer en carburant Or mulsion.

Le pétrole extra-lourd vénézuélien est différent des sables bitumeux canadiens car il est moins visqueux à température ambiante et peut donc être extrait avec des techniques d'écoulements à froid, même si le rendement est moindre qu'avec les techniques canadiennes (environ 8% comparé à plus de 90% pour les mines à ciel ouvert ou 60% pour les forages gravitationnels assistés par vapeur SAGD en anglais).

Les compagnies pétrolières ont estimé que les champs de l'Athabasca et de l'Orénoque représentent deux tiers du total mondial des gisements de pétrole. Cependant ils n'ont été considérés que récemment en tant que réserves pétrolières prouvées grâce à la chute du prix de production du baril dans les mines de Sun cor et Synchrone à moins de 15 \$ par baril alors que le cours du pétrole atteignait 70 \$ le baril.

Une autre préoccupation majeure aujourd'hui : les ressources nécessaires à la production de chaleur et d'électricité, générées actuellement en partie via le fioul et le charbon, lui-même en restriction. Une unité de valorisation du bitume est en cours de construction à Fort McMurray dans l'Alberta pour fournir du gaz de synthèse afin de remplacer le gaz naturel.

2- Effluent Gaz

2-1: Les différents types de gaz

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants. Aux différents types de gaz naturels cités ci-après, on pourrait adjoindre le biogaz, ou bio méthane, un substitut renouvelable issu de la décomposition de certains déchets de l'activité anthropique.

2-2 Gaz conventionnel non associé

C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C_7H_{16}). On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO_2), du sulfure d'hydrogène appelé aussi « gaz acide » (H_2S), et parfois de l'azote (N_2) et de petites quantités d'hélium (He), mercure(Hg) et argon (Ar).

C'est principalement ce type de gaz conventionnel non associé qui alimente le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers (voir section Industrie du gaz).

2-3 Gaz associé

Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile. Aujourd'hui, une partie est soit réinjectée dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisée. La destruction en torchère représentait toujours 150 Gm³ par an en 2007.

2-4 Gaz biogénique

Le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide. Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique a moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du dioxyde de carbone) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.

2-5 Gaz de charbon

Le charbon contient naturellement du méthane et du dioxyde de carbone dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs – il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse également de plus en plus à l'exploitation de ce type de gaz naturel.

2-6 Gaz de schiste

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais, comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première

est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réuni en une zone restreinte) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui exige une technique spécifique.

La technique actuellement (2011) retenue consiste à utiliser l'hydro fracturation en association avec le forage horizontal, qui permet d'atteindre un plus grand volume de roche avec un seul forage. L'hydro fracturation consiste en la fracturation des poches de gaz par injection d'un liquide constitué d'eau et d'additifs, dont certains peuvent être toxiques. Chaque puits peut être fracturé plusieurs dizaines de fois, chaque fracturation consomme entre 7 et 28 millions de litres d'eau dont une partie seulement est récupérée.

On a constaté, notamment aux États-Unis, que cette pratique mettait en péril l'écosystème.

L'utilisation de produits toxiques risque de polluer les nappes phréatiques, lorsque ce n'est pas le gaz lui-même qui présente un risque sanitaire pour toute personne vivant près d'une source d'extraction. L'exploitation en France demeure fortement décriée. Jean-Louis Borloo, alors ministre de l'environnement, a autorisé le début des forages dans le sud de la France avant que le gouvernement n'annule ces autorisations.

2-7 Hydrates

Les hydrates de méthane sont des structures solides contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation relativement récente de glace contenant des déchets organiques, la dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le pergélisol ou sur le plancher océanique.

Le volume de gaz existant sous cette forme est inconnu, variant de plusieurs ordres de grandeur selon les études. Aucune technologie rentable ne permet actuellement d'exploiter ces ressources.

2-8 La formation du gaz naturel

Plus le kérogène est en profondeur plus sa transformation en gaz est importante car il fait plus chaud et la pyrolyse dure plus longtemps, décomposant plus fortement le kérogène ainsi que les hydrocarbures liquides en vapeur : C'est le **gaz naturel**.

2-9 les avantages du gaz naturel

Les avantages du gaz naturel sont les suivants :

- ✓ Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant; c'est ainsi qu'à chaleur égale, il produit au minimum 25% de CO₂ en moins que les autres combustibles fossiles.
- ✓ L'approvisionnement en gaz naturel est direct, permanent et garanti à long terme.

- ✓ Avec le gaz naturel, vous avez une seule énergie et le même prix pour toutes vos utilisations : cuisson, eau chaude, chauffage.
- ✓ Le gaz naturel ne demande pas de stockage chez vous (gain de place et d'investissement, pas de risque de pollution).
- ✓ Le gaz naturel arrive chez vous par un tuyau enterré : pas de livraisons par charroi, avec toutes les pollutions et gênes qui en résultent.
- ✓ En fonctionnement, les appareils au gaz naturel sont propres, silencieux, inodores.
- ✓ Le gaz naturel est utilisé pour produire de l'électricité, est une alternative à l'essence, peut être utilisé pour générer de l'hydrogène et aide à créer l'engrais. C'est tout naturel de préférer le gaz naturel

2-10 Les inconvénients du gaz naturels

Alors qu'il est un combustible propre, le gaz naturel peut encore contribuer au réchauffement climatique. Le méthane, l'un des principaux composants du gaz naturel, est 21 fois plus efficacement la chaleur que le dioxyde de carbone, selon l'Energy Information Administration. Alors que le méthane ne représente environ 1,1 pour cent des émissions américaines de gaz à effet de serre, en raison de son potentiel de réchauffement global, il compte pour 8,5 pour cent des émissions, rapporte l'Association approvisionnement en gaz naturel.

Comme les autres combustibles fossiles, il est une ressource non renouvelable qui prend des milliers d'années à se former. De même, il est dangereux car il peut devenir explosif lorsque certaines conditions de concentration et de température sont remplies. Le gaz est incolore et inodore. Il est donc indétectable par les sens humains, il est par nature, peu dense.

Peu importe le mode de formation du gaz et du pétrole, depuis le réservoir, on assiste à une émulsion du gaz dans le pétrole ou inversement et celle de l'eau dans le pétrole ou d'eau avec le gaz. Parmi toutes ces possibilités d'association, à cela s'ajoute les problèmes de sels présents dans l'eau émulsionnée dans le brut ou dans le gaz. Les autres sont aussi les problèmes de dépôts minéraux (les sulfates, les carbonates) et organiques (les paraffines, les asphaltènes...).

Afin de protéger les équipements, les unités du process, et de maximiser la production en hydrocarbures, différents traitements sont infligés au traitement : traitement thermique, traitement mécanique, traitement électrique, traitement chimique...

Ces traitements ne feront pas l'objet de ce cours.

Après traitement il est donc nécessaire, de faire le monitoring, afin de suivre la survie et la longévité de la production par des analyses de laboratoire.

III- les analyses de laboratoire du pétrole brut

1- Les analyses de laboratoire d'huile

1-1 BSW (" Basic sediment water")

Dans le champ pétrolier, le pétrole brut est toujours associé à de grandes quantités d'eau (fossile, interstitielle) et durant l'exploitation du champ, le gisement peut progressivement se remplir

d'eau, de sorte que celle-ci devient inévitablement une partie importante de la production du puits. Pour indiquer la quantité d'eau associée au brut produit, on utilise un ratio appelé Ratio Eau/Huile ou WOR. Ce ratio est déterminé par une technique de laboratoire nommée le BSW. Ce ratio peut varier au cours du cycle de vie du gisement, et par conséquent de la condition du gisement.

1-1-1 Manipulation pour détermination des teneurs en eau et en sédiment dans les échantillons de pétrole brut

1-1-1-1) Teneur en Eau

a) Objet

Détermination de la teneur en eau et sédiment (impuretés insolubles dans le toluène) par centrifugation.

b) Principe de la mesure

Une prise d'essai est additionnée d'un volume égal de toluène et introduite dans un tube gradué.

L'eau et les sédiments sont séparés par centrifugation.

c) Domaine d'application

Pétroles bruts, échantillons de tête de puits, échantillons d'huile brute et traitée.

d) Nature de l'appareillage

Une centrifugeuse permettant d'obtenir une accélération à l'extrémité des tubes égale à 500 à 800 fois celle de la pesanteur.

Tubes de centrifugation en verre, gradués et conformes aux dimensions imposées par la norme.

Bain chauffant réglé à une température de 60°C avec une incertitude de 1°C (cas des produits contenant des paraffines) assez profonds pour immerger les tubes jusqu'au col.

e) Descriptif de l'appareillage

✓ Bain thermostat

Régulation de température par unité LAUDA type T n° série T05022

Thermomètre ET31 0-100°C

Bassin (bain) de 15L

Support pour 4ampoules ASTM D4007

Pompe de circulation

Sécurité température

Sécurité réarmée par pousoir de réglage de celle-ci.

✓ Ampoules de centrifugation

4 ampoules numérotées conformes à la norme ASTM D4007 ou D1796.

Support pour 4 ampoules à places numérotées.

Bouchon liège de diamètre 19x16mm.

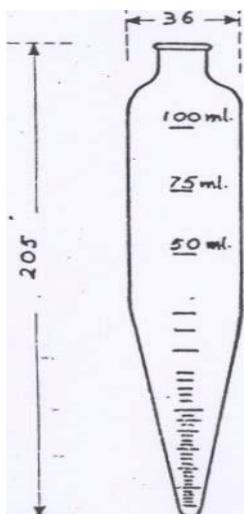


Figure 1 : Ampoule de centrifugation

✓ Centrifugeuse

Centrifugeuse type SETA OIL catégorie 75008103 série n°228796.

Rotor graissé à 4godets + tampon téflon.

Distance de l'axe au fond du godet 200mm.

Température ambiante à 70°C



Figure 2 : Centrifugeuse

Il est impératif de répartir les tubes sur leurs supports afin d'équilibrer la charge. Il faut donc toujours centrifuger un nombre pair de tubes (2 ou 4). Lorsqu'on centrifuge deux tubes, ils doivent être en position diamétralement opposée. De plus, les tubes employés doivent être de masses sensiblement égales (écart inférieur à 5g).

La verrerie devra être propre et sèche.

f) Procédures de vérification

✓ Préparation des matériaux de référence

Dans une fiole jaugée de 1000ml, mettre environ 500 ml d'huile minérale claire, ajouter 10ml d'eau distillée, mesurer exactement à la pipette graduée, et compléter à 1000ml avec l'huile minérale ; agite fortement et transfère immédiatement dans un flacon à col large

✓ Vérification par matériau de référence

Effectuer une teneur en eau et sédiment suivant le mode opératoire décrit en §3.2 sur la solution et s'assurer que la vapeur trouvée satisfasse aux conditions suivantes :

Solution à 1% : 1 plus ou moins 0.1%

✓ Vérification du compte tours

Cette vérification est à la charge du métrologue et s'effectue une fois par an.

Elle s'opère comme suit :

Oter la plaque située au-dessus du couvercle

Fixer un indicateur réfléchissant (autocollant) sur le rotor

Mettre la centrifugeuse en fonctionnement à 2000tours/mn

Effectuer le contrôle de la vitesse de rotation à l'aide du tachymètre au moins deux fois

Comparer les indications du tachymètre à celle du compte tours de la centrifugeuse.

Noter les indications relevées dans le classeur BSW/matériel.

Si ces indications ne diffèrent pas de plus de 5%, mettre une étiquette indiquant l'état métrologique sur la centrifugeuse.

Si les indications dépassent les tolérances, mettre la centrifugeuse hors service.

g) Méthode d'analyse

✓ Matériel et produits nécessaires

Additif désémulsifiant (F46 dilué à 20% dans toluène)

Solvant nettoyage : toluène

Solvant de rinçage : acétone

Eau distillée

Fiole jaugée de 1000ml

Pipette de 1, 5,10 et 25cm³.

✓ **Mode Opératoire**

➤ **Préparation de la prise d'essai**

Homogénéiser vigoureusement les échantillons fluides, chauffer préalablement les échantillons visqueux.

Prendre deux tubes à centrifuger et introduire du toluène jusqu'à la graduation 50.

Ajouter 4 à 5 gouttes de solutions de désémulsifiant F46 dilué

Compléter chacun des tubes jusqu'à la graduation 100 avec la prise d'essai prélevée immédiatement après homogénéisation.

Boucher les tubes avec les bouchons caoutchouc et agiter vigoureusement au moins 10 secondes.

Placer les tubes au bain 60°C pendant au moins un quart d'heure (ils doivent être immergés verticalement, au moins jusqu'à la graduation 100 soit environ un niveau d'eau de 2cm en dessous du haut du bécher).

➤ **Manipulation de la centrifugeuse**

Connecte la centrifugeuse au réseau électrique. Appuyer "LID" pour déverrouiller le couvercle centrifugeuse (il ne peut s'ouvrir que lorsque le rotor est à l'arrêt complet).

Vérifier que tous les tampons sont en place dans chaque godet et rien ne peut perturber la rotation de la centrifugeuse.

Retirer les tubes du bain et les placer en position diamétrale opposée dans la centrifugeuse. Faire tourner manuellement le rotor dans le sens contraire des aiguilles d'une montre pour s'assurer de l'équilibrage des godets remplis.

Refermer le couvercle et le verrouiller en appuyant fermement dessus.

Afficher la température à 60°C

Afficher le temps de rotation à 10mn

Afficher la vitesse de rotation à 2000tours/mn

Enclever le frein "brake".

Appuyer sur départ.

A la fin de la centrifugation, le rotor étant à l'arrêt complet, ouvrir le couvercle de la centrifugeuse comme indiqué préalablement et sortir les tubes.

Lire le volume de dépôt piégé dans chacun des tubes à 0,05ml près pour des valeurs jusqu'à 1ml et à 0,1ml près pour les valeurs supérieures. Les notes sur le cahier d'essai.

Remettre les tubes dans la centrifugeuse et répéter les opérations de centrifugation jusqu'à obtention de volume d'eau plus sédiments constants pour deux lectures consécutives. Noter ces valeurs sur le cahier d'essai.

Nettoyer les tubes et les sécher.

h) Fidélité et expression des résultats

Noter le volume final d'eau et sédiments dans chaque tube et additionner les deux valeurs, multiplier le tout par 2, pour avoir du BSW de chaque échantillon. Ce résultat de BSW est à exprimer en volume.

1/ Pas d'eau libre : $BSW = \text{volume lu} \times 100\text{ml}/50\text{ml}$, (c'est dire : volume lu $\times 2$)

2/ Présence d'eau libre : $BSW_t = \text{volume eau/volume total} \times 100 (100-BSW_r) + BSW_r$

1-2 Le point d'écoulement (PE)

Le pétrole brut, de façon générale doit sa densité élevée par la présence des matières solides (paraffines) dans le brut. Ces dernières sont à l'origine de la viscosité du brut, qui par conséquent a plusieurs effets néfastes notamment :

- ✓ La perte de production
- ✓ Le bouchage des lignes
- ✓ Endommagements des unités
- ✓ Les problèmes d'encrassement au niveau des réchauffeurs

a) Principe :

Un échantillon de brut est chauffé presque à la température du réservoir et refroidit progressivement jusqu'à savoir à quelle température ce dernier reste à l'état liquide.

b) Matériel et produits

N°	Materiel	Produits chimiques
1	Cryostat	Alcool 90°
2	Flasque	
3	Thermometre à mercure centre dans un liège	

c) Mode opératoire

- ✓ Préparation de l'échantillon à analyser
 - Chauffer l'échantillon de brut l'aide du bain thermostaté après l'avoir débarrassé de son eau libre ;
 - Placer le dans le flasque en verre jusqu'au trait de jauge
 - Placer le thermomètre muni d'un liège de manière à ce que seul l'embout de ce dernier touche la surface du liquide (le liège fermera complètement le flasque)
 - Observer la température indiquée, si c'est moins de 42°C, porter le flasque dans le bain-marie jusqu'à ce que cette température sera atteinte. Si c'est plus de 42°C, observer sa diminution jusqu'à 32°C

- ✓ Manipulation proprement dite
 - A 32°C, placer le flasque dans une gamme de température ayant un minimum de 9°C,
 - A 30°C, faire sortir le flasque et incliner le à un angle de 20° par rapport à la verticale : cela consiste à voir si le brut est toujours liquide et fluide, tout cela se fait en moins de 5 secondes. Si le brut est fluide et liquide, remettez-le dans le cryostat
 - Refaire la même chose à chute de 3°C en partant de 30°C. C'est-à-dire 27, 24, 21°C...
 - Une fois atteint 12°C, mettre le flasque dans la gamme de indiquant -15°C, refaire la même chose comme précédemment.
 - La température avec laquelle se cristallise le brut. Il faut ajouter plus +3°C. ça sera le point d'écoulement.

1-2 Teneur en sable de granulométrie supérieure à 40 microns dans le brut

Le pétrole brut contient presque toujours des solides en suspension, principalement du sable en grains très fins et des particules provenant des roches de la zone des réservoirs ou qui se sont détachées des parois du puits. Ces solides sont souvent présents en faibles quantités (moins de 1% du volume de brut), mais il arrive qu'ils constituent une proportion importante du volume du fluide à la surface. Dans un cas comme dans l'autre, ces solides doivent être éliminés aussi rapidement et complètement que possible. Le brut peut également contenir des métaux.

En faisant appel à différentes techniques, des concentrations de plusieurs ppm de nombreux métaux ont été observées dans le pétrole brut ; leur forme de concentration n'a cependant pas encore été établie.

a) Principe

Après chauffage du brut (dans un bain marie) et dilution éventuelle dans un solvant, le brut ou le mélange est filtré sur un tamis moléculaire.

La teneur en sable est obtenue par double pesée de précision.

b) Mode opératoire

- ✓ Préparation du brut
 - Noter le volume de brut V1 à l'aide d'une éprouvette graduée. Dans le but de fluidifier le brut, il est conseillé de le réchauffer à une température voisine de 50°C. Une dilution au solvant (kérosène, toluène) peut être pratiquée si nécessaire.

N.B : le kérosène utilisé étant de qualité industrielle, il sera préalablement filtré sur papier plissé.

- Peser avec précision avant usage le tamis moléculaire P1 (sec et bien propre). La manipulation est réalisée à l'aide de pinces spéciales.
- Mettre le filtre à l'étuve à 105°C pendant 10 à 15 minutes

- Passer le filtre au dessiccateur avant la pesée.

NB : Si le tamis moléculaire est utilisé pour la première fois, il sera préalablement nettoyé au solvant avant étuvage.

ATTENTION : La manipulation du solvant (kérosène ou toluène) demande des précautions car il est inflammable, volatile et supposé toxique.

POINT DE FLASH = +5°C

Ne jamais chauffer à l'étuve. Le solvant chaud s'obtiendra au bain marie.

MANIPULATION (travailler sous hotte aspirante)

- Placer le tamis (grille inox de 40 microns) sur le porte-filtre.
- Positionner l'ensemble sur le récipient de collecte. Un autre récipient (type barboteur) servira d'organe de sécurité à l'entrée de la pompe à vide.
- Mettre en marche la pompe à vide
- Introduire le mélange chaud dans le porte-filtre en prenant soin de ne pas laisser de sédiments dans le bécher. Rincer éventuellement l'éprouvette au kérosène.
- Filtrer la totalité du mélange. Si l'écoulement est trop lent, utiliser la pompe à vide.
- Rincer soigneusement au kérosène filtré.
- Démonter le dispositif, sortir le tamis avec les pinces, le placer dans un verre de montre, bien déposer le tamis à l'étuve réglée à 105°C pendant 15 minutes.
- Passer le tamis au dessiccateur avant la pesée.
- Faire le réglage du 0 de la balance avant la pesée.
- Effectuer la pesée du tamis chargé en sédiment P2

c) Expression du résultat

Le résultat est exprimé en mg/litre : teneur en sédiment (mg/l) : $(P2-P1) \times 1000/V1$

1-3 Détermination de la densité (ou de la masse volumique)

Dans le monde pétrolier, la densité relative d'un corps se confond à la masse volumique de ce corps. La densité d'un corps est le rapport entre la masse d'un volume d'un liquide ou d'un solide et la masse d'un même volume d'eau à 4°C. L'unité de mesure de cette caractéristique est le kg/m³ ou g/cm³. Pour indiquer la densité des hydrocarbures, on utilise normalement une mesure non-dimensionnelle comme le poids spécifique et la densité API.

a) Objet

Ce protocole a pour but de prévoir la présence ou l'absence des données organiques dans le brut et de vérifier le degré de rapprochement à la norme ASTM D1298 en vigueur.

b) Principe

Le principe consiste à déterminer la température et la densité d'une certaine quantité de brut afin de rapporter ces données aux grandeurs universelles (densité à 15°C).

c) Matériel

Eprouvette à 1L, thermodensimètre.

d) Mode opératoire

Il consiste à :

- ✓ Introduire une quantité donnée du pétrole brut dans une éprouvette d'un litre
- ✓ Placer à l'intérieur de celle-ci le thermodensimètre pendant 10minutes
- ✓ Lire la température du pétrole brut et la noter
- ✓ Retirer le thermodensimètre du pétrole brut et lire la densité : zone d'interface entre le brut et le reste de la tige du thermodensimètre
- ✓ Convertir à l'aide de l'abaque, cette densité de la température de l'expérience à la densité à 15°C et à 25°C.

1-4 Protocole expérimental pour la détermination de la salinité

Le pétrole brut à l'intérieur du gisement est normalement mélangé à de l'eau salée. Lors de la production, cette eau est ramenée à la surface avec le brut dans des proportions variables. En remontant rapidement le long des lignes de production, le mélange d'eau et de pétrole brut est sujet à un puissant effet de turbulence qui pulvérise l'eau présente dans le brut et la transforme en minuscules gouttelettes. La majeure partie de cette eau se sépare naturellement du pétrole brut par décantation ; mais une proportion importante reste émulsionnée dans le brut, ce qui lui confère un certain degré de salinité attendu que l'eau salée.

a) Objectif

Cette méthode a pour but de quantifier le taux de sel dissout dans le pétrole brut.

b) EPI

- ✓ EPI standards (Blouse, chaussure de sécurité, lunette)
- ✓ Gants nitriles

c) Matériels et Produits

Matériels	Produits
Becher 250 ml Eprouvette 100ml Burette 100ml	Agitateur magnétique Barreau aimanté Pipette Entonnoir Eprouvette de 50 ml

d) Préparation de la solution de nitrate d'argent AgNO₃

La Préparation du nitrate d'argent consiste à mettre le contenu d'une ampoule à 100ml de nitrate d'argent (AgNO_3) à 0,1N dans une éprouvette de 1000 ml. Compléter par l'eau distillée jusqu'au trait de jauge. Ce mélange est homogénéisé à l'aide de l'agiteur magnétique pendant 5 minutes.

e) Mode opératoire

Il consiste à :

- ✓ Remplir une burette de 100ml par la solution d' AgNO_3 préparée ci-dessus
- ✓ Mettre 20ml de l'échantillon dans un bêcher de 100 ml puis additionner quelques gouttes (3 à 4)

De $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ (aucune coloration n'apparaît).

- ✓ Doser goutte à goutte l'échantillon par la solution de AgNO_3 contenu dans le bêcher jusqu'à coloration rouge brique
- ✓ Lire la descente burette.

f) Résultats obtenus

- Calcul de la teneur en sel

$$[\text{NaCl}] \text{ en g/ml} = \frac{M(\text{NaCl}) \times 0,1 \times DB}{20} \quad \text{DB= descente burette}$$

1-5 Les dépôts organiques

Il s'agit des hydrocarbures ayant la structure de base suivante : $\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_n - \text{CH}_3$. Les quatre premiers composés de la série portent les noms conventionnels suivants : le méthane, l'éthane, le propane et le butane. À partir de C5, ils sont liquides et solides à partir de C18.

1-5-1 La classification des bruts

Selon la nature de la classe d'hydrocarbures prévalent, les pétroles bruts sont considérés comme étant à base paraffiniques ou asphalténiques.

1-5-1-1 Bruts paraffiniques

Les paraffines sont composées uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène. L'homologue inférieur de cette famille est le méthane. On peut trouver les chaînes hydrocarbonées allant jusqu'à C100. Ils contiennent les liaisons simples et/ou insaturées. Ils peuvent être linéaires ou des ramifiés.

Propriétés :

Point de fusion : 97.5°F

Elles se solubilisent dans le brut à une certaine température, sa densité API est supérieure à 20°API.

Sa viscosité est faible à des températures située au-dessus de son point trouble. Elle est soluble dans les solvants organiques et aromatiques. Il forme des grands cristaux en se cristallisant.

1-5-1-2 Bruts asphalténiques

Ce sont les composés à haut poids moléculaire ayant des structures entourées de noyaux aromatiques complexes et peuvent contenir O, N, S et des métaux lourds. Ils ont un aspect colloïdal dispersé.

Propriétés

Ils sont insolubles dans les alcanes (solvants organiques) et solubles dans les solvants aromatiques.

Ils s'adsorbent sur les surfaces de formations spécialement imperméables, ils sont avides d'huiles dans le gisement.

Leur présence dans le brut lui confère une densité API faible et une viscosité élevée. Ils sont de couleur noire et sont amorphes. Ils ne fondent pas sous l'action de la chaleur mais se dilatent. Ils sont responsables de la couleur noire intense du brut.

Dans ce présent rapport, nous nous baserons uniquement sur la relation qui existe entre les asphaltènes et les autres paramètres physico-chimiques (teneur en eau, salinité, viscosité...) en vue d'amélioration de la qualité du pétrole brut.

- Propriétés

Ils sont insolubles dans les alcanes (solvants organiques) et solubles dans les solvants aromatiques.

Ils s'adsorbent sur les surfaces de formations spécialement imperméables, ils sont avides d'huiles dans le gisement.

Leur présence dans le brut lui confère une densité API faible et une viscosité élevée. Ils sont de couleur noire et sont amorphes. Ils ne fondent pas sous l'action de la chaleur mais se dilatent. Ils sont responsables de la couleur noire intense du brut.

Dans ce présent rapport, nous nous baserons uniquement sur la relation qui existe entre les asphaltènes et les autres paramètres physico-chimiques (teneur en eau, salinité, viscosité...) en vue d'amélioration de la qualité du pétrole brut.

1-5-2 Protocoles expérimentaux pour l'extraction d'asphaltènes dans un dépôt organique

a) Objet

Le présent document a pour objet de définir le protocole à suivre pour l'extraction des asphaltènes présents dans l'huile.

b) Principe

Il repose sur l'extraction des asphaltènes par ajout d'un agent précipitant "composé alcane" en utilisant un ratio volumique de 40 sur 1 'agent précipitant/huile. Pour notre cas, l'agent précipitant utilisé est l'heptane.

c) Matériels et produits

Matériels	Produits
Tube à centrifuger ASTM de 100ml avec bouchon Micropipette ou pipette pasteur Eprouvette graduée de 100ml Fiole à vide Entonnoir Buchner Pompe à vide Papier filtre de 0,45 µm	Heptane

d) Mode opératoire

Etape 1 Préparation du mélange huile/heptane

- ✓ Peser un tube à centrifuger vide. Noter la masse m_0
- ✓ Prélever $V_0=2\text{ml}$ d'huile à l'aide d'une micropipette ou pipette pasteur.
- ✓ Introduire V_0 dans le tube à centrifuger.
- ✓ Peser l'ensemble tube /huile de masse m_1 .
- ✓ Déduire la masse d'huile correspondant $m_2=m_1-m_0$
- ✓ Prélever $V_1=80\text{ ml}$ d'heptane.
- ✓ Ajouter V_1 dans le tube à centrifuger et le sceller avec un bouchon.
- ✓ Agiter le mélange pendant 30secondes et le laisser au repos pendant 48 h

Etape 2 Filtration et récupération des asphaltènes

- ✓ Peser un papier filtre de $0,45\mu\text{m}$ de masse m_3
- ✓ Filtrer sous vide le mélange huile/heptane.
- ✓ Récupérer l'ensemble filtre/dépôt et le sécher à l'étuve pendant 2h.
- ✓ Peser l'ensemble filtre/dépôt sec de masse m_4
- ✓ Déterminer la masse m_5 d'asphaltènes sec $m_5=m_4-m_3$

e) Quantification des asphaltènes dans l'huile

Il est possible d'évaluer les teneurs volumiques et massiques comme reportées ci-dessous

$$\text{teneur volumique } \left(\frac{\text{g}}{\text{ml}} \right) = \frac{\text{Masse d'asphaltènes sec } ms'}{\text{Volume d'huile introduit } Vo'}$$

$$\text{teneur massique} = \frac{\text{Masse d'asphaltènes sec } ms'}{\text{masse d'huile introduite } m_2}$$

1-5-5 Protocole expérimental pour la filtration en ligne des asphaltènes

a) Objectif

Ce protocole a pour but de vérifier si la précipitation des asphaltènes.

b) Principe

Il consiste à filtrer un certain volume d'huile connu à l'aide d'un filtre millipore de 0,45 µm à une pression inférieure à 5bars et observer s'il y a des précipites d'asphaltènes.

c) Matériels et produits

Matériels	Produits
Becher de 100ml Eprouvette Dispositif en Inox type SDI Fiole à vide Entonnoir à Buchner Pompe à vide Papier filtre de 0,45 Um Plaque Chauffante Safety can avec flexibles	Heptane Toluène

d) Protocole expérimental

Etape 1 : Filtration en ligne

- ✓ Placer un papier filtre 0,45 µm sur le support de filtre en inox ;
- ✓ Filtrer un volume V_0 d'huile avec le dispositif en inox type SDI ;
- ✓ Recueillir ce volume V_0 dans un safety can et introduire dans une éprouvette. Mesurer le volume V_0 filtré ;
- ✓ Dans un bêcher de 100ml, introduire le papier filtre et ajouter $V_1=40$ ml d'heptane ;
- ✓ Laisser au repos pendant 1h et retirer le papier filtre. Conserver la solution d'heptane ainsi obtenue.

Etape 2 : Filtration sous vide

- ✓ Peser un papier filtre 0,45 µm de masse m_1 ;
- ✓ Filtrer sous vide la solution d'heptane de l'étape 1 ;
- ✓ Récupérer l'ensemble papier filtre/dépôt obtenu ;
- ✓ Laisser sécher à l'étuve '70 C l'ensemble papier filtre/dépôt pendant 2h ;
- ✓ Peser l'ensemble papier filtre/dépôt et noter sa masse m_2 ;
- ✓ Déduire la masse m_3 du dépôt $m_3 = m_2 - m_1$.

Etape 3 : Récupération des asphaltènes et filtration

- ✓ Solubiliser le dépôt obtenu à l'étape 2 dans 50ml de toluène ;
- ✓ Peser un bêcher de 100ml de masse m_4 ;
- ✓ Filtrer sous vide le mélange dépôt/toluène ;
- ✓ Recueillir le filtrat dans le bêcher préalablement pesé et évaporer le toluène sur plaque ; chauffante (~ 250C)

- ✓ Peser l'ensemble bécher/asphaltènes de masse m_5 et déduire la masse d'asphaltènes secs m_6
 $M_6 = m_5 - m_4$

e) Quantification des asphaltènes

Il est possible d'évaluer les teneurs volumiques et massiques comme reporté ci-dessous

$$\text{teneur volumique } \left(\frac{\text{g}}{\text{ml}} \right) = \frac{\text{Masse d'asphaltènes sec ms'}}{\text{Volume d'huile introduit } V_0} \times 100$$

Pour le calcul de la teneur massique, il faudrait déduire du volume d'huile filtrée V_0 et de la masse volumique de l'huile P_0 , la masse d'huile correspondante m_0 selon l'expression ci-dessous : $m_0 = X_0 \times V_0$

$$\text{pourcentage massique } (\%) = \frac{\text{Masse d'asphaltènes sec ms'}}{M_0} \times 100$$

Analyse et interprétation des résultats : un exemple réside sur le brut de LIKOUF.

Le brut de LIKOUF d'après les analyses de laboratoire révèle la présence des dépôts organiques de diverses natures : les résines, les aromatiques, les composés asphalténiques, les carbènes, les carboids et les asphaltènes. Ceux-ci sont à des proportions variées. Cette révélation ne fait que confirmer les hypothèses suscitées.

Les échantillons sont prélevés à différents endroits à savoir Aspiration filtre PA2002A, Sortie huile Albien (VZ2004) et Aspiration PA 2501B.

Au lieu de prélèvement, pour une masse de 100g de dépôts nous avons :

- ✓ 80 % (80g) de composés non Asphalténiques (résines, aromatiques et HC saturés) et 20% (20g) des composés Asphalténiques obtenus après solubilisation des dépôts par l'heptane.
- ✓ 2% (2g) d'asphaltènes et 18% (18g) de carbènes/ carboids après solubilisation au toluène.

Au lieu de prélèvement Sortie huile Albien (VZ2004) pour 100 g de dépôts, nous avons :

- ✓ 90% (90g) de résines et aromatiques et 10% (10g) de composés Asphalténiques obtenus après solubilisation à l'heptane
- ✓ 3% (3g) d'asphaltènes et 7% (7g) de carbènes/ carboids obtenus après solubilisation au toluène.

Au lieu de prélèvement Aspiration PA 2501B nous avons :

- ✓ 88% (88g) de résines, aromatiques et les HC saturés et 12% (12g) de composés asphalténiques obtenus après solubilisation à l'heptane.
- ✓ 3% (3g) d'asphaltènes 9% (9g) de carbènes/ carboids après solubilisation dans le toluène
- ✓ La partie non soluble dans le toluène est solubilisée dans la pyridine, on obtient :
- ✓ 1% (1g) de carboids soluble dans la pyridine et 8% (8g) de pyridine qui est une fraction insoluble.

1-5-6 Protocoles expérimentaux pour la détermination de la viscosité du brut

a) Objectif

Ce protocole a pour objectif de mesurer la viscosité du pétrole brut

b) EPI

EPI standards : combinaison, chaussures de sécurité, gants nitriles, lunettes de sécurité

c) Matériel

Becher, Pipette, viscosimètre

d) Mode opératoire

Le mode opératoire consiste à :

- ✓ Prélever un volume v d'une huile anhydre ;
- ✓ Mettre dans un bécher ;
- ✓ Prélever à l'aide d'une pipette une petite quantité de cette huile ;
- ✓ Ensuite le mettre dans le viscosimètre ;
- ✓ Lire les valeurs de la viscosité cinématique et dynamique.

2- Les analyses de laboratoire sur les eaux

2-1 Analyse du pH

a) Principe

Potentiel d'hydrogène, il permet de connaître le degré d'acidité, de basicité ou de la neutralité d'un solvant ou d'une solution.

b) Matériel et produits

Materiel	Produits
pH-metre WTW 3310 barreau aimanté Becher 250ml Agitateur magnétique	NA

c) Mode opératoire

Il consiste à :

- Prélever à l'aide d'un bécher de 250ml une petite quantité de l'échantillon ;
- Introduire le barreau aimanté ;
- Placer sur agitateur magnétique ;
- Homogénéiser l'échantillon à analyser pendant quelque seconde ;
- Plonger les électrodes du pH-mètre ;
- Ensuite lire la valeur du PH ;

2-2 Analyse des ions nitrates

a) But

Cette manipulation consiste à déterminer le taux d'ion nitrate dans une eau.

b) Matériels et produits

Materiel	Produits
Colorimètre DR/850 Cuvette colorimétrique Epprouvette graduée 25ml	Nitra Ver 5 Nitri Ver 3

c) Mode opératoire

Il consiste à :

- ✓ Mettre en marche le colorimètre DR/850 en appuyant sur la touche « exit » ;
- ✓ Presser sur la touche « prgm ». L'affichage indique : « prgm » ;
- ✓ Appuyer sur 55 puis ENTER pour entrer le numéro de programme mémorisé c'est-à-dire le nitrate gramme basse (N-NO₃-). L'affichage indique mg/l, NO₃-N et le symbole ZERO ;
- ✓ Remplir une éprouvette graduée bouchée de 25ml jusqu'au trait 15 ml avec l'échantillon ;
- ✓ Presser sur la touche « timer enter » ;

NB : Une période de réaction de 3minutes commence. On agite vigoureusement l'éprouvette pendant 3minutes, lorsque le minuteur sonne, l'affichage indique : 2 :00 Timer 2, puis on presse sur la touche « enter ». Un temps de repos de 2minutes permet au cadmium de se déposer, lorsque le minuteur sonne, on verse avec précaution 10 ml de l'échantillon de l'éprouvette dans une cuvette colorimétrique propre.

- ✓ Ajouter le contenu d'un sachet de Nitri Ver 5 dans la cuvette. Ensuite agiter le tout pour dissoudre. Lorsqu'apparaît sur l'écran 15 :00 Timer 3, on presse sur la touche « enter », un compte à rebours de 15 minutes est lancé ; l'affichage indique : 15 :00 Timer 3 ;
- ✓ Presser sur la touche « enter », un compte à rebours de 15 minutes est lancé lorsque le minuteur sonne ;
- ✓ Placer le blanc dans le puits de mesure ;
- ✓ Ajuster le capot de l'appareil pour couvrir la cuvette ;
- ✓ Presser sur la touche « zéro ». Le curseur se déplace vers la droite et l'affichage indique : 0,00mg/L N₀₃-N ;
- ✓ Moins de 10 minutes après la sonnerie du minuteur, on retire le blanc ;
- ✓ Placer l'échantillon préparé dans le puits ;
- ✓ Ajuster le capot de l'appareil pour couvrir la cuvette ;
- ✓ Presser sur la touche « read », le résultat en mg/l de nitrate exprimé s'affiche.

NB : Le mode opératoire pour détecter tous les ions (chlorures, calcium...) dans l'eau se fait de la même façon.

Les réactifs se présentent sous cette forme ci-dessous



Figure 3 : les réactifs pour analyser l'eau

2-3 Analyse de la teneur en hydrocarbures totaux

a) Principe

Cette manipulation consiste à déterminer le taux d'hydrocarbures dans une eau.

b) Matériel et produits

Materiel	Produits chimiques
Colorimètre DR/850 Cuvette colorimétrique Eprouvette à 50ml Agitateur magnétique Barreau aimanté Ampoules à decanter de 100ml Fiole jaugée de 100ml Entonnoire Papiers filtres Pipette de sûreté de 1ml	Florosil(SiO ₂ :MgO) Tétrachloroéthylène(C ₂ Cl ₄) HCl à 0.1N

c) Mode opératoire

- ✓ Acidifier l'échantillon à l'aide d'une solution d'HCl à 0.1N ;
- ✓ Ajouter 50ml de Tétrachloroéthylène(C₂Cl₄) pur ;
- ✓ Homogénéiser le mélange ;
- ✓ Transvaser le mélange dans une ampoule à décanter. Après quelques minutes, nous observons une séparation (décantation) de deux phases : la phase organique

- formant le mélange Tétrachloroéthylène-hydrocarbures en bas et la phase aqueuse qui est l'eau en haut ;
- ✓ Récupérer 25ml à l'aide d'une fiole de 25ml tout en filtrant par un papier séparateur de phase placé dans l'entonnoir, le mélange Tétrachloroéthylène-hydrocarbures ;
 - ✓ Transvaser dans une autre ampoule à décanter contenant le florosil ($\text{SiO}_2 : \text{MgO}$) pour le purifier ;
 - ✓ Ajouter 25 ml de Tétrachloroéthylène pur dans l'ampoule à décanter et ensuite nous récupérons 50 ml dans une fiole, du mélange purifié ;
 - ✓ Transvaser une petite quantité du mélange purifié dans une cuve de 10,00 mm de diamètre et nous passons à l'infraCal pour mesurer la valeur de l'absorbance(Abs).



Figure 4 : Colorimètre

3- Les analyses de laboratoire sur le gaz

3-1 : analyse de la RVP (Reid vapor pressure) : confert TD

3-2 : Analyse pour détecter la teneur en eau dans le glycol : confert TD

3-3 Analyse du degré d'acidité dans un gaz : MEA

C'est une analyse qui quantifie la quantité d'acide dans un gaz. Elle est dangereuse car elle corrode les équipements quand il y'a chute de température par conséquent la atteinte du point de rosé. L'eau contenue dans le gaz se liquéfie, favorisant ainsi la solubilisation de l'acide qui provoque la corrosion acide.

Un autre aspect est celui de produire une fumée dihalogénée résultant de la brûlure des gaz acide au niveau de la torchère. Ce qui aura occasionné les pollutions de l'air aux riverains surtout si le site est en onshore.

3-3-1 : Mode opératoire : Il est le même que celui de la salinité, à quelques exception suivantes.

Eau distillée : 25 ml au lieu de 20 à la salinité

Volume d'échantillon prélevé : 1ml au lieu de 0,5 ml à la salinité

Indicateur coloré : Rouge ou orange de méthyl au lieu du bichromate de potassium à la salinité

Le facteur de multiplication est 0,61 au lieu de 11,7 à la salinité

4- Calibrage et étalonnage de certains appareils de laboratoire

4-1 : La centrifugeuse : Cf page 22 : manipulation d'une centrifugeuse

4-2 : étalonnage d'une balance :



Pour tarer une balance, lorsqu'on veut mesurer une matière solide à l'aide d'un verre de montre, il suffit de :

- ✓ Peser le verre de montre vide, sec et de d'appuyer sur la touche tare « touche en rouge ». la valeur zéro s'affichera
- ✓ Ajouter la masse demandée sur le verre de montre jusqu'à atteindre la valeur de la masse demandée

Balance à précision

5-Quelques Résultats d'analyses : Analyse et interprétation

5-1 : BSW

Champ :	MOHO NORD	Date de prélèvement :	Confert tableau
Lieu de prélèvement :	Confert tableau	Date de réception :	18/05/2018
Nature de l'échantillon :	Huile	N° Chrono :	18-1010 à 18-

Caractéristiques	Huile Albien MHA 102 le 21/04/2018 à 08h50	Huile Export Départ Djéno 14/05/2018 15 :20	Huile Miocène WASH TANK 15/05/2018 11 :10	Huile Albien Sortie WASH TANK 15/05/2018 10 :45	2eme étage Séparateur 16/05/2018 09 :30	Amont Duse Riser B 15/05/2018 11 :15	UNITES	PROCEDURES	NORME
BSW résiduel	0,2	0,4	0,5	0,3	2,8	21			
Emulsion résiduelle	0,15	0,35	0,45	0,25	1,1	20,95	%V	PO EXP LAB 002-H	ASTM D 179

Champ	MOHO NORD	Date de prélèvement	09/01/2018
Nature de l'échantillon	Huile	Date de réception	12/01/2018
Lieu de prélèvement	Sortie 2 ^{eme} étage Albien/ Miocène	N Chrono	18-0099 &18-0100

Caractéristiques	Résultats		UNITES	PROCEDURES	NORMES
	Huile Albien 18-0099	Huile Miocene 18- 0100			
BSW résiduel	0,3	4	% V	PO EXP LAB 002-H	ASTM D 4007
BSW total	0,3	8,8	g/l	PO EXP LAB 003-E	NFT 90-014

Champ	TLP	Date de prélèvement	27/04/2017
Nature de l'échantillon	Huile	Date de réception	30/06/2017
Lieu de prélèvement	HUILE MHA-01	N° chrono	17-1554

Caractéristiques	Résultats	UNITES	PROCEDURES	NORMES
	Huile MHA 101 14h20			
BSWr	0,6	% V	PO EXP LAB 003-H	ASTM D 4007

Champ	MOHO NORD	Date de prélèvement	Cf tableau
Nature de l'échantillon	Huile morte	Date de réception	02/02/2017
Lieu de prélèvement	Cf tableau	N chrono	17-0075 & 17-0076

Caractéristiques	Résultat		UNITES	PROCEDURES	NORMES
	Huile	MNM1-31			
	07/01/2017	à 13h05	Huile MNM2-31 27/12/2016 à 15h20 Séparateur oil outlet 17-0075		
BSWT		1,4	72,8	% V	PO EXP LAB 003-H
					ASTM D 4007

Analyse et interprétation

Cette analyse de laboratoire est basée sur la détermination de la teneur d'eau dans le brut. Nous avons analysé plusieurs échantillons prélevés à divers endroits et à des périodes différentes.

Nous constatons que les valeurs des BSW sont faibles en général oscillant autour de moins d'un pourcent. Dans le premier tableau, le BSW et l'émulsion résiduelle de l'huile Albien varie dans l'espace d'un mois, ce qui montre un engorgement d'eau de ce puits en fonction du temps. Il en est de même pour l'huile de Miocène. L'huile prélevée au niveau d'Amont Duse Riser B (LIKOUF) à un BSW de 21% et une émulsion de 20,95%, ce qui est largement plus élevée par rapport aux autres puits. Cela s'explique par le fait qu'elle contiendrait certainement des dépôts organiques.

5-2 : PH de l'eau

N°	Dates de prelevement	Valeurs
1	04/08/ 2018 à 9h 00	10.81
2	06/08/ 2018 à 9h30	9.07
3	08/08/2018 à 9h 45	9.23
Norme	Norme Française de 2008	5.5-8.5

Le pH étant défini comme la grandeur déterminant l'acidité, la basicité ou la neutralité d'un solvant ou d'une solution. Après avoir effectué des analyses nous constatons que les valeurs obtenues sont toutes supérieures à 7. D'après l'échelle de PH, elles sont toutes basiques et ne sont pas conformes en vigueur car elles sont au-delà 8.5. Ces eaux ne sont pas conformes.

5-3 : la salinité

champ	Likouf	Likouf	Likouf	Moho nord	
Nature de l'échantillon	Huile	Huile	Huile	Huile	
Lieu de prélèvement	Huile Export vers Djeno	Amont duse Riser vers A	Amont Riser vers A	Huile Albien (Sortie 2ème étage)	Huile Miocène (Sortie 2ème étage)
Date de prélèvement	27/03/2017	16/03/2017	17/07/2017	09/01/2018	
Date de réception	28/03/2017	20/03/2017	19/07/2017	12/01/2018	
N°Chrono	17-0561	17-0498	17-1769	18-0099	18-00100
salinité huile (g/L)	18,7	14	80	NA	74
Normes	ASTM D 3230	ASTM D 3230	NF T 90-014	NF T 90-014	
Procédures	“PO EXP LAB 005-H	“PO EXP LAB 005-H	“PO EXP LAB 003-E	“PO EXP LAB 003-E	

Analyse et interprétation des résultats

Nous avons déterminé la salinité des échantillons d'huile et d'eau d'un même champ à des lieux et dates de prélèvement différents. La sortie du séparateur 2eme étage Albien/ Miocène et Amont Duse Riser A sont respectivement les lieux de prélèvement pour LIKOUF et Moho nord. Pour le champ LIKOUF, nous avons analysé trois échantillons à des périodes différentes sur un échantillon d'huile et l'autre sur un échantillon d'eau extraite de cette huile. Un des deux échantillons est analysé après traitement sur site en vue de l'exportation vers Djeno à la même période que le 1^{er}. On constate que la salinité passe de 14mg/l à 18.7mg/l en l'espace d'une dizaine de jours.

En fonction du temps on constate une augmentation du degré de salinité de 18.7mg/l dans l'huile à 80g/l et dans l'eau. Cela s'explique tout simplement par le fait que ce puits s'est engorgé d'eau et des dépôts divers avec l'exploitation.

En somme, on peut conclure qu'en extrayant l'eau et des dépôts d'un puits, on peut optimiser le pourcentage d'extraction du brut ; sa salinité diminue.

5-4 la densité

Champ	TLP	Moho nord		Moho nord		Moho nord		
Nature de l'échantillon	Huile	Huile morte		Huile		Huile		
Lieu de prélèvement	Huile MHA-01	MNM1-31	MNM2-31	Huile Albien (sortie séparateur 2e étage)	Huile Miocène (sortie séparateur 2e étage)	MNH sur Djeno		
Date de prélèvement	27/04/2017	07/01/2017	27/12/2016	13/03/2018	14/03/2018	23/08/2017		
Date de réception	30/06/2017	02/02/2017	02/02/2017	15/03/2018	15/03/2018	23/08/2017		
N° de chrono	17-1554	17-0075	17-0076	18-0592	18-0593	17-2066		
MV H. hydratée à 25°C (Kg/m3)	872,5	918	918,7	864,4	911,5 à 27°C	895,6 à 50°C	892,4 à 55°C	889,3 à 60°C
MV H. hydratée à 15°C (Kg/m3)	879,3	924,4	925,1	871,4	919,3	NA	NA	NA
MV H. anhydre à 25°C	NA	NA	NA	NA	903,4 à 27°C	NA	NA	NA
MV H. anhydre à 15°C	NA	NA	NA	NA	911,3	NA	NA	NA
MV eau à 25°C	NA	NA	NA	pas d'eau libre	1043	NA	NA	NA
Norme ASTM D à 25°C	ASTM D 1298	ASTM D 1250		ASTM D 1298		ASTM D 1298		
Norme ASTM D à 15°C	ASTM D 97	ASTM D 1250		NA		NA		
Procédure à 25°C	PO EXP LAB-001-H	PO EXP LAB-001-H		PO EXP LAB		PO EXP LAB-001-H		
Procédure à 15°C	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Champ	Moho nord			Moho nord		Likouf
Nature de l'échantillon	Huile			Huile		Huile/Eau
Lieu de prélèvement	Huile MHA 101	Huile MHA 102	Huile MHA 103	MNM1-11	MNM2-21	Albien (Aval duse)
Date de prélèvement	12/01/2018			15/12/2016	29/05/2016	14/06/2017
Date de réception	15/01/2018			21/01/2017		15/06/2017
N° de chrono	18-0105	18-0106	18-0107	17-0098	17-0099	17-1433
MV H. hydratée à 25°C (Kg/m3)	871	877	876	NA	NA	872
MV H. hydratée à 15°C (Kg/m3)	NA	NA	NA	NA	NA	878,8
MV H. anhydre à 25°C	NA	NA	NA	924,7	926,2	NA
MV H. anhydre à 15°C	877,8	883,8	882,8	931,1	932,6	NA
MV eau à 25°C	NA	NA	NA	NA	NA	pas d'eau libre
Norme ASTM D à 25°C	ASTM D 1298			ASTM D 1250		NA
Norme ASTM D à 15°C	ASTM D 4007			ASTM D 97		NA
Procédure à 25°C	PO EXP LAB-001-H			PO EXP LAB-001-H		PO EXP LAB-001-H
Procédure à 15°C	PO EXP LAB-003-H			PO EXP LAB-008-H		PO EXP LAB-001-H

Analyse et interprétation

Les analyses menées sur plusieurs échantillons donnent plusieurs résultats différents. Ces résultats sont rapportés dans les tableaux ci-dessus. Ils varient au plus à des valeurs allant jusqu'à 1000Kg/ m³. Au regard de cela, on peut dire que l'huile de MOHO Nord est dense car elle avoisine les densités proches de l'eau sont de 1000Kg/m³. C'est la conséquence d'un rapprochement entre les molécules étrangères (dépôts, métaux, non métaux) susceptibles de retenir cette eau dans le brut.

CHAPITRE IV: Les risques liés à la manipulation des produits chimique

I- Définitions des concepts sur la sécurité :

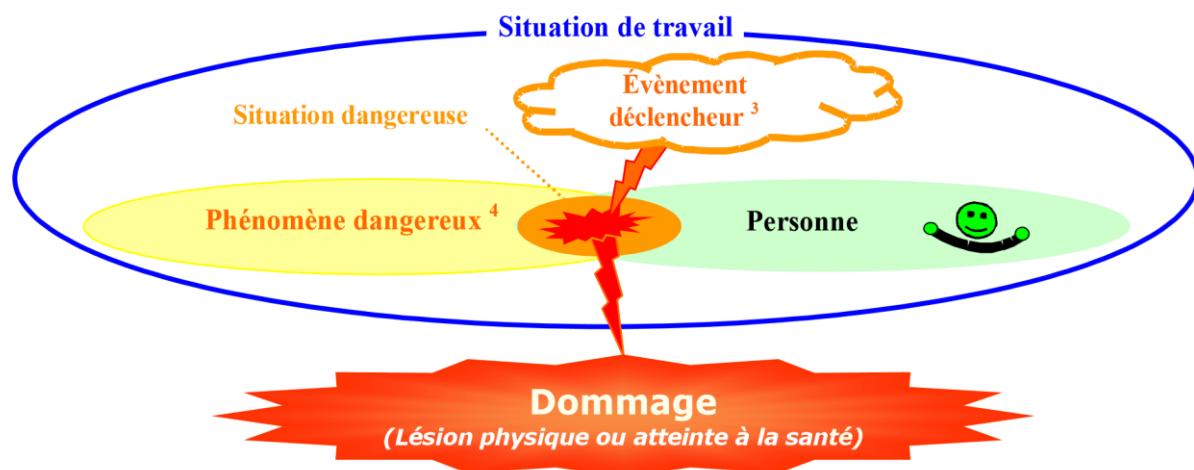
Le **risque** est la “Combinaison de la probabilité et de la gravité d'un dommage¹ pouvant survenir dans une situation dangereuse.

Le **danger** est tout ce qui cause des dommages. Par contre, **un dommage** est la conséquence de l'action du danger sur un être vivant ou sur un équipement.

Les principaux phénomènes dangereux sont :

- liés à la manutention manuelle, liés aux déplacements, liés à l'utilisation des véhicules...
- D'origine mécanique, d'origine physique engendrés par: le bruit, l'éclairage, les vibrations, les rayonnements, les ambiances physiques, d'origine chimique: incendie, explosion, poussières, d'origine électrique, d'origine biologique.

situation dangereuse².” (NF EN ISO 12100-1)



À partir des documents INRS/CERP/ES&ST

Situation dangereuse : “Toute situation dans laquelle une personne est exposée à un ou plusieurs phénomènes dangereux ou agents chimiques pouvant entraîner un dommage immédiatement”. (NF EN ISO 12100-1).

Exemples de situations dangereuses pouvant provoquer des accidents : charge en hauteur, produits corrosifs, atmosphère confinée, outil coupant, bruit, manutention manuelle,...

Exemples de situations dangereuses pouvant provoquer des atteintes à la santé : bruit, manutention manuelle, produit toxique,...

Événement déclencheur ≡ **Événement dangereux** : Événement susceptible de causer un dommage.

II- Sécurité des opérations

Règle : PROPRETE des SKIDS = EFFICACITE d'INJECTION

1- Compatibilité et miscibilité

Certains accidents proviennent de mauvaises manipulations et amènent à des mélanges de produits non compatibles lors de remplissages de réservoirs et déclenchent des réactions chimiques entre les produits qui peuvent conduire au démarrage d'un incendie ou à une polymérisation avec dégagement de hautes températures dans la cuve.

C'est pour cela qu'il existe sur chaque site une matrice miscibilité/compatibilité des produits entre eux.

De plus l'approvisionnement en fûts de 200 ltr tend à être éliminé pour éviter ce genre de problèmes. Des cuves-réservoirs sont maintenant disponibles en livraison et se connectent directement aux skids d'injection évitant les mélanges malencontreux, le trop grand nombre de manipulations de fûts, les surconsommations (fonds de fûts impompables).

2- Identification des produits dangereux

Les 15 catégories de danger définies à l'article 231-51 du Code du travail sont

Explosif	Très toxique	Sensibilisant
Comburant	Toxique	Cancérogène
Extrêmement inflammable	Nocif	Mutagène
Facilement inflammable	Corrosif	Toxique pour la reproduction
Inflammable	Irritant	Dangereux pour l'environnement

3- Symboles des dangers



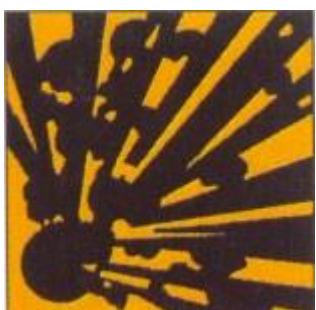
Système respiratoire : Ne pas faire vomir. S'assurer de la bonne circulation de l'air.



Peau : Rincer la peau contaminée à grande eau pendant 10 mn au moins. Retirez les vêtements et les chaussures contaminés.

Yeux : Rincer immédiatement les yeux à grande eau en soulevant les paupières de temps en temps, pendant au moins 10 mn. Consultez un médecin immédiatement.

 <p>F – FACILEMENT INFLAMMABLE</p>	<p>Leurs vapeurs s’enflamme en présence d’une flamme, d’une étincelle ou de toute autre source d’énergie, même à la température ambiante, comme l’alcool isopropylique ou l’acétone.</p> <p>Exemples : Alcool à brûler, White spirit, Éthanol</p>
 <p>F+ - EXTREMEMENT INFLAMMABLE</p>	<p>Le symbole est le même que pour les produits classés « facilement inflammables » mais la légende « extrêmement inflammable » permet de distinguer les produits dont les vapeurs s’enflamme en présence d’une flamme, d’une étincelle ou de toute autre source d’énergie, même à une température inférieure à 0°C, comme l’éther éthylique.</p>
 <p>O - COMBURANT</p>	<p>Ils font flamber en facilitant ou accélérant la combustion, notamment des produits inflammables.</p> <p>Les peroxydes ou les chlorates sont des comburants.</p> <p>Exemples : Oxygène, Chlorate de soude, Acide nitrique à 70%</p>



E - EXPLOSIF

Ils explosent en présence d'une flamme, d'un choc ou de frottements, comme le TNT.

Exemples : Gaz butane, propane, Nitroglycérine



Xn - NOCIF

Attention !

Certains produits étiquetés « nocif » contiennent des substances toxiques en faible proportion.

Un produit « nocif » peut devenir aussi dangereux qu'un produit « toxique » si la dose reçue est importante.

Ils agissent comme du poison, brutalement ou petit à petit.

Ils peuvent provoquer des nausées, vomissements, maux de tête, vertiges, une gène respiratoire et, dans les cas graves, une perte de connaissance ou d'autres troubles plus importants entraînant la mort.

Exemples produits **T** : Naphtaline, Méthanol, Phénol

Exemples produits **Xn** : Essence de térébenthine, Trichloréthylène



T - TOXIQUE



T+ - TRES TOXIQUE



C - CORROSIF

Ils rongent la peau ou les yeux en cas de contact ou de projection. Ils rongent les muqueuses du nez, de la gorge et des bronches lorsqu'on les respire. Ils détruisent les cellules des tissus vivants.

Exemples : Débouche lavabo (soude caustique), Eau de Javel concentrée à 48 Chl (berlingot), Acide sulfurique, chlorhydrique à 25% et plus



Xi - IRRITANT

Ils piquent les yeux, la gorge, le nez ou la peau, provoquent des manifestations de chaleur, de rougeur et de douleur.

Exemples : Eau de Javel diluée, Produit à décaper les fours, Ammoniaque entre 5 et 10%



**N - DANGEREUX POUR
L'ENVIRONNEMENT**

Substances classées dangereuses pour l'environnement aquatique ou non aquatique

Exemple : Chlorobenzène

3- Les incompatibilités de stockage

	+	-	-	+
	-	+	-	O
	-	-	+	+
	+	O	+	+

- : ne doivent pas être stockés ensemble

+: peuvent être stockés ensemble

O : ne doivent être stockés ensemble que si certaines dispositions particulières sont appliquées

4- Précautions d'emploi

Les produits chimiques employés en exploitation nécessitent de prendre des précautions quand à leur manipulation. Ces précautions diffèrent selon le caractère du produit employé.

4-1 Produits à caractère cationique C1 C2

✓ C1 Dérivés cationiques oléosolubles :

Ces produits, bien que peu nocifs, contiennent des bases organiques libres caustiques ; leur contact peut provoquer des irritations et des brûlures (qui peuvent être aggravées par l'action de la chaleur).

- **Précautions :**

- Ne pas fumer, ne pas prendre de nourriture sur le lieu de travail.
- Prévoir postes d'eau, douches fontaines oculaires à proximité des lieux de travail.
- Porter masque ou lunettes, gants, tablier de protection.
- Éviter tout contact avec la peau et les yeux.

- **Mesures de premiers secours :**

- Contact avec les vêtements : les enlever et les soumettre à un lessivage particulier.
- Contact avec la peau : éliminer l'excès de produit, laver avec de l'acide acétique dilué à 2% puis avec de l'eau savonneuse jusqu'à formation de mousse. Rincer abondamment à l'eau.
- Contact oculaire : laver à l'eau, puis avec une solution saturée d'acide borique ou à 1% d'acide acétique. Rincer abondamment à l'eau.
- Dans tous les cas, appeler un médecin.

✓ C2 Dérivés cationiques hydrosolubles :

Ces produits sont solubles ou dispensables dans l'eau et seront donc facilement éliminés par un lavage. Leur contact peut provoquer des irritations et des brûlures.

- **Précautions :**

- Ne pas fumer, ne pas prendre de nourriture sur le lieu de travail.
- Porter masque ou lunettes, gants, tablier de protection.
- Éviter tout contact avec la peau et les yeux.

- **Mesures de premiers secours :**

- Contact avec les vêtements : les enlever et les soumettre à un lessivage particulier.
- Contact avec la peau : éliminer l'excès de produit, laver à l'eau savonneuse jusqu'à formation de mousse. Rincer abondamment à l'eau.
- Contact oculaire : laver à l'eau. Rincer abondamment à l'eau.
- Dans tous les cas, appeler un médecin.

✓ **Produits non ioniques NI**

Ces produits contiennent des tensioactifs non ioniques ne présentant pas de caractère nocif particulier. Il y a lieu toutefois d'éviter tout contact avec la peau et les yeux.

• **Mesures de premiers secours :**

- Contact avec les vêtements : les enlever et les soumettre à un lessivage particulier.
- Contact avec la peau : éliminer l'excès de produit, laver à l'eau savonneuse jusqu'à formation de mousse. Rincer abondamment à l'eau.
- Contact oculaire : laver à l'eau. Rincer abondamment à l'eau.
- Dans tous les cas, appeler un médecin.

✓ **Produits à caractère acide A**

Ces produits peuvent contenir une certaine acidité libre et devront être manipulés avec précaution.

• **Précautions :**

- Avertir le personnel du caractère corrosif des acides.
- Prévoir postes d'eau, douches fontaines oculaires à proximité des lieux de travail.
- Porter masque ou lunettes, gants, tablier de protection.
- Ne pas fumer, ne pas prendre de nourriture sur le lieu de travail.
- Éviter tout contact avec la peau et les yeux.
- Faire disparaître rapidement les flaques de produit par lavage à grande eau.
- L'évacuation des eaux résiduaires contenant des acides vers les collecteurs, égouts ou rivières, ne pourra être effectuée que lorsque le pH de ces eaux aura été ramené entre les limites 5.5 et 8.5.

• **Mesures de premiers secours :**

- En cas de contact avec la peau, les yeux, les vêtements : laver les parties affectées à grande eau immédiatement et de façon prolongée.
- Pour un contact oculaire, une surveillance médicale attentive est conseillée
- Dans tous les cas, appeler un médecin.

✓ **Produits contenant des solvants S1 S2 S3**

S1 Solvants inflammables :

• **Précautions :**

- Stocker les produits à l'air libre ou dans un local ventilé, sans source de chaleur vive et à équipement électrique conforme
- Conserver les emballages hermétiquement fermés.
- Ne pas dépasser une température ambiante de 60°C au stockage.
- Moyens d'extinction : extincteurs à poudre, à mousse ou à CO₂.
- Mesure particulière dans la lutte contre l'incendie : dégagement possible de fumées toxiques, le port du masque respiratoire est recommandé ;
- Refroidir à l'eau les récipients de stockage en cas d'incendie à proximité.

✓ **S2 Solvants aromatiques :**

Se conformer à la législation en vigueur.

✓ **S3 Solvants alcooliques :**

Se conformer à la législation en vigueur.

Règle générale : Pour plus d'informations, des fiches de données sécurité correspondant à chacun des produits sont tenues à la disposition des utilisateurs (voir exemples ci-après)

Ces fiches de données doivent être à disposition des utilisateurs sur les lieux de stockage et d'utilisation (à proximité immédiate) des produits concernés et sous la forme la plus adaptée (fiches plastifiées, cates individuelles, panneaux,...etc...)