

Comité d'experts du transport des marchandises dangereuses et du système général harmonisé de classification et d'étiquetage des produits chimiques

4 December 2015

Sous-comité d'experts du transport des marchandises dangereuses

Quarante-huitième session

Genève, du 30 novembre au 9 décembre 2015

Point 3 de l'ordre du jour provisoire

Inscription, classification et emballage

Sous-comité d'experts du système général harmonisé de classification et d'étiquetage des produits chimiques

Trentième session

Genève, du 9 au 11 décembre 2015

Point 2 de l'ordre du jour provisoire

Travaux conjoints avec le Sous-comité d'experts du transport des marchandises dangereuses (Sous-comité du TMD)

Pétrole brut – questions de classification et transport

Échantillonnage et analyse du pétrole brut

Communication de l'expert du Canada

Le 10 août 2015

Transports Canada
9^e étage, tour C, Place de Ville, 330, rue Sparks
Ottawa (Ontario) K1A 0N5

Téléphone : 613-990-1138

À l'attention de : Tagenine Alladin

Madame,

Objet : Échantillonnage et analyse du pétrole brut effectués par AITF.

Le rapport ci-joint résume les résultats de l'échantillonnage et de l'analyse du pétrole brut tels que prévus et précisés par le le Protocole d'entente.

Les résultats contenus dans le présent rapport concernent les échantillons examinés à ce jour par Alberta Innovates – Technology Futures. On ne peut reproduire ce rapport qu'en totalité, avec la permission d'Alberta Innovates – Technology Futures.

Pour toute question, n'hésitez pas à communiquer avec moi au 780-450-5538.

Veillez agréer, Madame, mes salutations distinguées.



Amanda Prefontaine
Chercheuse
Fuels and Lubricants Group

Rapport final

Échantillonnage et analyse du pétrole brut

Préparé par

Amanda Prefontaine, B.Sc.

Fuels and Lubricants Group
Alberta Innovates – Technology Futures
250, chemin Karl Clark, Edmonton (Alberta) T6N 1E4
Téléphone : 780-450-5538; Télécopieur : 780-988-9053
Courriel : amanda.prefontaine@albertainnovates.ca

Pour

Tagenine Alladin, M.Sc.

Conseillère en recherche scientifique
Recherche et analyse de la sécurité
Direction générale du transport des marchandises dangereuses, Transport Canada
9^e étage, tour C, Place de Ville, 330, rue Sparks
Ottawa (Ontario) K1A 0N5
Téléphone : 613-990-1138
Télécopieur : 613-990-2917

Date de publication : 10 août 2015

N^o d'identification de projet : FL14_1881-001 à FL14_1881-311

Déclaration :

1. Le présent rapport a été préparé à titre de compte rendu des travaux effectués par ALBERTA INNOVATES – TECHNOLOGY FUTURES (AITF) au nom de Transports Canada. Nous avons déployé tous les efforts raisonnables pour assurer la conformité des travaux avec les pratiques acceptées en matière de science, d'ingénierie et d'environnement, mais AITF ne fait aucune autre représentation et ne fournit aucune autre garantie en ce qui a trait à la fiabilité, à la précision, à la validité ou à l'adaptation de l'information, de l'analyse et des conclusions du rapport. Toute garantie implicite ou légale à l'égard de la qualité marchande ou de l'adaptation dans un but déterminé est expressément exclue. Transports Canada reconnaît que toute utilisation ou interprétation de l'information, de l'analyse ou des conclusions contenues dans le présent rapport sera faite à ses propres risques. Toute référence dans le présent document à un produit, un procédé ou un service commercial spécifique par nom commercial, marque de commerce, fabricant ou autre ne constitue ou ne sous-entend pas une approbation ou une recommandation par AITF.
2. Conformément au Protocole d'entente du 15 août 2014, et pour donner suite à la demande de services FL11_1881 de Transports Canada, AITF confirme que Transports Canada a le droit de produire autant d'exemplaires du présent rapport que nécessaire, mais que tous ces exemplaires doivent être des copies intégrales du rapport. Transports Canada ne doit pas reproduire de passages du présent rapport sans l'autorisation écrite d'AITF. AITF confirme également que Transports Canada a le droit de distribuer des exemplaires du rapport uniquement à ses employés, mandataires et agents, aux termes des dispositions qui interdisent de reproduire ou de diffuser le rapport.
3. Toute reproduction autorisée du présent rapport distribuée à une tierce partie doit inclure une mention indiquant que le document a été préparé par AITF, et doit reconnaître le travail d'AITF et de l'auteur du rapport.
4. © AITF, 2015. Tous droits réservés.

LISTE DES ABRÉVIATIONS

ACPP :	Association canadienne des producteurs pétroliers
AITF :	Alberta Innovates – Technology Futures
ASTM :	ASTM International
Bpj :	barils par jour
CG :	chromatographie en phase gazeuse
CPF :	cylindre à piston flottant
DILBIT :	bitume dilué
EE-PR :	équation d'état de Peng-Robinson
FLG :	Laboratoires du Fuels and Lubricants Group à AITF
FS :	Fiche signalétique
IR :	infrarouge
PE :	point d'éclair
PIE :	point initial d'ébullition
RAH :	récupération assistée des hydrocarbures
RGP :	rapport gaz/pétrole
SGIL :	Système de gestion de l'information des laboratoires
SYNBIT :	bitume synthétique
TMD :	transport des marchandises dangereuses

DÉFINITIONS

Bitume synthétique : Bitume dilué au moyen de pétrole léger synthétique non sulfureux.

Condensat : Combinaison complexe d'hydrocarbures sous forme liquide, principalement séparée et/ou condensée à partir de gaz naturel, et consistant principalement en des hydrocarbures de la plage de C2 à C30, sans nécessairement couvrir toute la plage.

DILBIT : Bitume dilué au moyen d'un condensat de gaz naturel, de naphta issu du raffinage du pétrole ou d'un mélange des deux. Le pourcentage de diluant se situe entre 20 et 30 %.

Eau produite : Eau naturellement présente dans un gisement de pétrole ou qui y est injectée pour augmenter la production, et qui est extraite comme coproduit du gaz ou du pétrole.

Fractions légères : Composantes à faible point d'ébullition dans un hydrocarbure liquide, présentes naturellement ou résultant de l'addition d'un diluant. On parle habituellement de fractions légères pour désigner les composantes dont le point d'ébullition est inférieur à celui du n-décane, et se limitent fréquemment au n-pentane et aux fractions plus légères (Blackmore, 2014). Les fractions légères les plus courantes sont C1 (méthane), C2 (éthane), C3 (propane), iC4 (iso-butane), nC4 (n-butane), iC5 (iso-pentane), nC5 (n-pentane), C6 (hexane), C7 (heptane), C8 (octane) et C9 (nonane).

Gaz difficilement liquéfiables : Dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène, hélium, hydrogène, oxygène et azote.

Huile brute : Pétrole brut dont la pression de vapeur est suffisamment élevée pour qu'il entre en ébullition lorsqu'il est exposé à une pression atmosphérique normale à température ambiante.

Huile morte : Terme habituellement utilisé pour désigner le pétrole brut qui, lorsqu'il est exposé à une pression atmosphérique normale à température ambiante, n'entraîne pas l'ébullition de l'échantillon.

Parc de stockage : Unité de production où l'effluent d'un ou de plusieurs puits est séparé selon ses différentes phases (pétrole, gaz et eau) aux fins du mesurage et du procédé approprié de disposition.

Pétrole brut stabilisé : Pétrole brut dont la pression de vapeur Reid est équivalente ou inférieure à 82,7 kPa.

Pétrole synthétique brut : pétrole produit par la valorisation partielle du bitume en vue d'obtenir un produit analogue au pétrole brut léger non sulfureux. Il s'agit d'un mélange de naphtha, de substances dans la gamme des distillats et du gazole, sans composante résiduelle.

Pétrole léger : Pétrole brut dont la densité API est supérieure à 31,1°.

Pétrole lourd : Pétrole brut dont la densité API est inférieure à 22,3°.

Pétrole moyen : Pétrole brut dont la densité API se situe entre 22,3 et 31,1°.

RAILBIT : Bitume contenant approximativement 12 à 17 % de diluant.

Réservoir de vente : Réservoir où le pétrole traité est stocké, prêt à acheminer à la raffinerie ou à l'installation de valorisation. C'est souvent à ce stade que le pétrole brut est vendu par le producteur au raffineur ou à d'autres acteurs.

RGP : Rapport gaz/pétrole – mesure du volume de gaz produit par volume de pétrole dans les conditions normales de température et de pression.

Séparateur d'eau libre : Dispositif conçu pour recueillir l'eau et acheminer l'émulsion au traiteur. Lorsque de grandes quantités d'eau sont produites, l'installation d'un séparateur d'eau libre en amont du traiteur aide à réduire les besoins sur le plan de la taille du traiteur en éliminant toute l'eau non entraînée de l'émulsion (eau libre). Un séparateur réduit aussi considérablement les besoins en combustible du traiteur.

Traiteur : Sépare le pétrole, l'eau et le gaz. Un traiteur peut accélérer la séparation par la chaleur, par la pression et, parfois, par des mécanismes chimiques et électriques.

REMERCIEMENTS

Le présent rapport a pu être produit grâce au soutien et aux conseils de nombreuses personnes, entreprises et organisations. Je remercie sincèrement chacune d'entre elles. Sans leur aide, la réalisation de ce projet n'aurait pas été possible.

Je remercie les personnes suivantes à Transports Canada pour les conseils et le soutien qu'elles ont offert durant la réalisation du projet : Tagenine Alladin, Barbara DiBacco et Patrick Juneau. Je souhaite exprimer ma sincère reconnaissance aux inspecteurs en transport de marchandises dangereuses de Transports Canada de chaque région d'échantillonnage, ainsi qu'aux inspecteurs en transport de marchandises dangereuses d'Alberta Transportation qui ont accompagné les technologues en échantillonnage d'AITF dans leurs visites.

Merci à Dan Wispinski d'avoir fourni un soutien technique précieux et des suggestions constructives durant la planification, le développement et l'achèvement du projet; son désir d'offrir aussi généreusement de son temps a été grandement apprécié. Merci aussi à Jodi Johnston pour sa contribution importante à la préparation du rapport final; ses compétences en analyse des données et en organisation ont été précieuses.

Je remercie l'ensemble de mes collègues des laboratoires du Fuels and Lubricants Group à AITF. Ce projet d'envergure et complexe n'aurait pas pu être réalisé sans leur engagement, leurs efforts et leur coordination. Je remercie tout particulièrement Pat Aberle et Matt McEachern de leur travail acharné et des longues heures qu'ils ont passées à recueillir des échantillons, ainsi que Trevor Lockyer et Chris Goss pour leur expertise, leur engagement et leur soutien technique.

Je souhaite exprimer ma gratitude et mes remerciements aux personnes suivantes de l'industrie pour l'attention, le temps et l'aide qu'elles m'ont accordés :

Bill Lywood, Crude Quality Inc.
Gordon Baux, Crescent Point
David Russell et Brett Cameron, Gibsons Energy
Randy Segato, Suncor
Don Jordan, Cenovus Energy Inc.
Chris Ryan, Tundra Energy Marketing Limited
Dave Jordan, Tundra Oil and Gas
Canadian Crude Quality Technical Association

Table des matières

LISTE DES ABRÉVIATIONS	4
DÉFINITIONS.....	5
REMERCIEMENTS.....	7
1 Sommaire.....	16
2 Contexte.....	17
3 Objectif	20
4 Plan d'échantillonnage : répartition régionale des échantillons.....	20
4.1 Choix des sites d'échantillonnage.....	21
4.2 Types d'échantillons	23
4.3 Liste des échantillons.....	24
5 Protocole d'échantillonnage.....	24
5.1 Conditions environnementales au moment du prélèvement.....	24
5.2 Pétrole brut	25
5.2.1 Échantillons de pétrole brut pressurisé	26
5.2.2 Collecte d'échantillons atmosphériques de pétrole brut.....	31
5.3 Eau produite	33
5.4 Documentation des échantillons.....	34
6 Protocole d'analyse	35
6.1 Pétrole brut	35
6.2 Eau produite	36
7 Méthodes d'analyse.....	36
7.1 Concentration de sulfure d'hydrogène (H ₂ S).....	39
7.1.1 H ₂ S dans la phase vapeur, ASTM D5705	39
7.1.2 H ₂ S dans la solution, APHA 4500 S2-E (eau produite seulement).....	40
7.2 Hydrocarbures pétroliers totaux, ASTM D7678 (eau produite seulement)	40
7.3 pH (eau produite seulement)	41
7.4 Point d'éclair, méthodes en creuset fermé.....	41
7.4.1 ASTM D56, testeur Tag à creuset fermé.....	41
7.4.2 ASTM D93, testeur Pensky-Martens à creuset fermé.....	41

7.4.3 ASTM D3828, creuset fermé de petite échelle	42
7.5 Point initial d'ébullition, ASTM D86.....	42
7.6 Teneur en eau, ASTM D4007	42
7.7 Densité, ASTM D5002	43
7.8 Pression de vapeur.....	43
7.8.1 Pression de vapeur des échantillons pressurisés à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, ASTM D6377	43
7.8.2 Pression de vapeur calculée des échantillons pressurisés à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C.....	43
7.8.3 Pression de vapeur des échantillons atmosphériques à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, ASTM D323M	44
7.9 Détermination du rapport gaz/pétrole (RGP) et composition du gaz par CG.....	45
7.10 Analyse de la composition par chromatographie en phase gazeuse	49
7.10.1 Détermination des fractions légères dans les échantillons pressurisés (C1 à nC9), HPLIS-CG (ASTM D8003).....	49
7.10.2 Détermination des fractions légères (C1 à nC9) dans les échantillons atmosphériques, ASTM D7900.....	49
7.10.3 Distribution des points d'ébullition (nC4 à nC100), ASTM D7169	50
7.10.4 Composition des gaz difficilement liquéfiables et des fractions C1 à C24 et distribution des points d'ébullition (C1 to nC100) de l'ensemble de l'échantillon de pétrole brut.....	51
7.11 Détermination de l'inflammabilité de la phase vapeur, ISO 10156	51
8 Résultats et discussion : échantillons de pétrole brut	53
8.1 Densité.....	54
8.2 Sulfure d'hydrogène dans la phase vapeur.....	58
8.3 Point d'éclair.....	63
8.4 Teneur en eau	66
8.5 Répartition des points d'ébullition : fusion des données des méthodes HPLIS-CG et ASTM D7169 ou ASTM D7900 et ASTM D7169	68
8.6 Point d'ébullition initial.....	79
8.7 Composition de C1 à C24 : fusion des données ASTM D8003 et ASTM D7169 ou ASTM D7900 et ASTM D7169	85
8.8 Pression de vapeur à 50 °C.....	127

8.8.1 Pression de vapeur à un rapport V/L de 0,2:1 et à une température de 50 °C, ASTM D6377	127
8.8.2 Pression de vapeur calculée à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C	133
8.8.3 Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, ASTM D323M	137
8.8.4 Pression de vapeur calculée à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C	142
8.8.5 Pressions de vapeur à 50 °C – comparaison entre les différents rapports V/L	142
8.9 Analyse par CG du rapport gaz/pétrole (RGP) et du gaz évaporé	146
8.10 Évaluation du <i>Règlement sur le transport des marchandises dangereuses</i>	168
8.10.1 Danger lié à l'inhalation de matières toxiques.....	168
8.10.2 Liquides inflammables	169
8.10.3 Gaz, classe 2	171
8.10.4 Gaz inflammables, classe 2.1	172
9 Résultats et analyse : échantillons d'eau produite.....	175
9.1 Teneur en hydrocarbures	175
9.1.1 Composition de la couche d'hydrocarbures	176
9.2 Point d'éclair.....	179
9.3 Sulfure d'hydrogène dans l'eau produite.....	180
9.4 Le pH.....	182
10 Conclusions	184
10.1 Pétrole brut	184
10.2 Eau produite.....	189
10.3 Résumé.....	191
11 Références	195

Liste des tableaux

Tableau 1 : Principaux thèmes pétroliers	21
Tableau 2 : Attribution régionale des échantillons	22
Tableau 3 : Répartition des sites d'échantillonnage, par type d'installation	23
Tableau 4 : Répartition des échantillons de pétrole brut, par type	24
Tableau 5 : Sites d'échantillonnage et points d'échantillonnage	25
Tableau 6 : Protocole d'analyse pour les échantillons atmosphériques	35
Tableau 7 : Protocole d'analyse pour les échantillons pressurisés	35
Tableau 8 : Protocole d'analyse pour l'eau produite	36
Tableau 9 : Méthodes d'analyse	37
Tableau 10 : Différences entre les PIE – moyenne par type	80
Tableau 11 : Différences entre les PIE – échantillons individuels	81
Tableau 12 : Pressions de vapeur moyenne, minimale et maximale (V/L de 0,2:1 et 50 °C) et écart-type, par type de pétrole brut	128
Tableau 13 : Somme des fractions légères et pression de vapeur	128
Tableau 14 : Pression de vapeur à 50 °C : V/L = 0,02:1 (EE-PR), et V/L = 0,2:1 (ASTM D6377)	135
Tableau 15 : Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C – différence entre ASTM D6377 et ASTM D323M	140
Tableau 16 : Composition en gaz difficilement liquéfiables et en fractions légères des échantillons dont la pression de vapeur a été mesurée à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C par les méthodes ASTM D6377 et ASTM D323M	141
Tableau 17 : Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C – comparaison entre la méthode ASTM D6377 et l'EE-PR	142
Tableau 18 : Pression de vapeur à 50 °C – rapport V/L de 0,02:1, de 0,2:1 et de 4:1	144
Tableau 19 : Somme des fractions légères et RGP	148
Tableau 20 : Classification en groupes d'emballage de la classe 3 (liquides inflammables)	169
Tableau 21 : Classification dans les groupes d'emballage en fonction de la méthode de détermination du PIE	170
Tableau 22 : Teneur en hydrocarbures des échantillons d'eau produite	176
Tableau 23 : Point d'éclair des échantillons d'eau produite	179
Tableau 24 : Teneur en H ₂ S dans la solution et la phase vapeur des échantillons d'eau produite	181
Tableau 25 : pH des échantillons d'eau produite	183

Liste des figures

Figure 1 : Cylindre à piston flottant Proserv de type 5 10K	26
Figure 2 : Dispositif d'échantillonnage.....	28
Figure 3 : Collecte d'échantillon pressurisé dans un parc de stockage	30
Figure 4 : Collecte d'échantillon pressurisé à un terminal routier	30
Figure 5 : Collecte d'échantillon atmosphérique à une usine de gaz	32
Figure 6 : Collecte d'échantillon atmosphérique à un terminal routier.....	32
Figure 7 : Appareil de mesure du RGP	47
Figure 8 : Densité moyenne par type de pétrole brut	54
Figure 9 : Distribution des densités, par type de pétrole brut.....	55
Figure 10 : Densité moyenne par région	56
Figure 11 : Distribution des densités selon la région	57
Figure 12 : Concentration moyenne de H ₂ S dans la phase vapeur, par type de pétrole brut	58
Figure 13 : Distribution des concentrations de H ₂ S dans la phase vapeur, par type de pétrole brut	59
Figure 14 : Concentration moyenne de H ₂ S dans la phase vapeur, par région	60
Figure 15 : Distribution des concentrations de H ₂ S dans la phase vapeur, par région.....	61
Figure 16 : Point d'éclair moyen par type de pétrole brut.....	64
Figure 17 : Distribution des points d'éclair par type de pétrole brut.....	65
Figure 18 : Teneur en eau moyenne par type de pétrole brut	66
Figure 19 : Distribution moyenne des points d'ébullition pour tous les types de pétrole	69
Figure 20 : Distribution fusionnée et moyenne des points d'ébullition pour tous les types de pétrole, entre 0 % et 30 % de l'échantillon évaporé	70
Figure 21 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole léger.....	73
Figure 22 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole moyen et le pétrole moyen dilué.....	74
Figure 23 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole lourd et le pétrole lourd dilué.....	75
Figure 24 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le bitume et le bitume dilué (DILBIT)	76
Figure 25 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole brut synthétique, le bitume synthétique (SYNBIT) et le bitume synthétique dilué.....	77
Figure 26 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le condensat	78
Figure 27 : PIE moyen par type de pétrole brut, déterminé par CG et la méthode ASTM D86	80
Figure 28 : Distillation d'un échantillon de DILBIT (FL14_1881-007) par la méthode ASTM D86.....	84
Figure 29 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le pétrole léger, le pétrole moyen, le pétrole lourd et le bitume	87

Figure 30 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le pétrole léger, le pétrole moyen, le pétrole lourd et le bitume	88
Figure 31 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le condensat.....	89
Figure 32 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le condensat.....	90
Figure 33 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le pétrole lourd, le pétrole lourd dilué, le bitume et le bitume dilué	91
Figure 34 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le pétrole lourd, le pétrole lourd dilué, le bitume et le bitume dilué.....	92
Figure 35 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le bitume, le pétrole brut synthétique, le bitume synthétique et le bitume synthétique dilué.....	93
Figure 36 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le bitume, le pétrole brut synthétique, le bitume synthétique et le bitume synthétique dilué.....	94
Figure 37 : Moyenne de résidu C25+ pour tous les types de pétrole brut	95
Figure 38 : Composition de C1 à C24 du pétrole léger.....	97
Figure 39 : Composition de C1 à C8 du pétrole léger	98
Figure 40 : Composition de C1 à C24 du pétrole moyen	99
Figure 41 : Composition de C1 à C8 du pétrole moyen	100
Figure 42 : Composition des condensats de C1 à C24	101
Figure 43 : Composition des condensats de C1 à C8	102
Figure 44 : Composition des pétroles lourds de C1 à C24.....	103
Figure 45 : Composition des pétroles lourds de C1 à C8	104
Figure 46 : Composition des pétroles lourds dilués de C1 à C24.....	105
Figure 47 : Composition des pétroles lourds dilués de C1 à C8.....	106
Figure 48 : Composition des pétroles bruts synthétiques de C1 à C24	107
Figure 49 : Compositions des pétroles bruts synthétiques de C1 à C8.....	108
Figure 50 : Composition des DILBIT de C1 à C24	109
Figure 51 : Composition des DILBIT de C1 à C8	110
Figure 52 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) suivant la méthode ASTM D8003.....	112
Figure 53 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) suivant la méthode ASTM D7169.....	113
Figure 54 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) (C1 à C6) suivant la méthode ASTM D7169. On notera la large bande du CS ₂	114
Figure 55 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) (C1 à C6) suivant la méthode ASTM D7169, après la soustraction de la bande du CS ₂	114
Figure 56 : Chromatogramme d'un pétrole léger (FL14-1881-150) suivant la méthode ASTM D8003.....	115
Figure 57 : Chromatogramme d'un pétrole léger (FL14-1881-150) suivant la méthode ASTM D7169.....	116
Figure 58 : Chromatogramme d'un pétrole moyen (échantillon FL14_1881-154) suivant la méthode ASTM D8003.....	117

Figure 59 : Chromatogramme d'un pétrole moyen (FL14_1881-154) suivant la méthode ASTM D7169.....	118
Figure 60 : Chromatogramme d'un condensat (FL14_1881-073) suivant la méthode ASTM D8003.....	119
Figure 61 : Chromatogramme d'un condensat (FL14_1881-073) suivant la méthode ASTM D7169.....	120
Figure 62 : Chromatogramme d'un pétrole brut synthétique (FL14_1881-220) suivant la méthode ASTM D8003.....	121
Figure 63 : Chromatogramme d'un pétrole brut synthétique (FL14_1881-220) suivant la méthode ASTM D7169.....	122
Figure 64 : Chromatogramme d'un DILBIT (FL14_1881-017) suivant la méthode ASTM D8003.....	123
Figure 65 : Chromatogramme d'un DILBIT (FL14_1881-017) suivant la méthode ASTM D7169.....	124
Figure 66 : Chromatogramme d'un bitume synthétique dilué (FL14_1881-021) suivant la méthode ASTM D8003.....	125
Figure 67 : Chromatogramme d'un bitume synthétique dilué (FL14_1881-021) suivant la méthode ASTM D7169.....	126
Figure 68 : Pression de vapeur moyenne à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut.....	127
Figure 69 : Pression de vapeur en fonction de la proportion des fractions légères pour différentes pressions de vapeur.....	129
Figure 70 : Distribution des pressions de vapeur pour un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut.....	130
Figure 71 : Configuration du parc de stockage de l'échantillon FL14_2881-244.....	132
Figure 72 : Pression de vapeur à 50 °C – pression de vapeur pour V/L = 0,02:1 (EE-PR) en fonction de la pression de vapeur pour V/L = 0,2:1 (ASTM D6377).....	134
Figure 73 : Pression de vapeur moyenne à un rapport V/L = 4:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut.....	137
Figure 74 : Distribution des pressions de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut.....	138
Figure 75 : Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C – comparaison entre les méthodes ASTM D6377 et ASTM D323M.....	139
Figure 76 : Pressions de vapeur mesurées et calculées à 50 °C.....	143
Figure 77 : RGP moyen, par type de pétrole brut.....	146
Figure 78 : Distribution des RGP, par type de pétrole brut.....	147
Figure 79 : RGP et fractions légères, distribué par RGP.....	149
Figure 80 : Composition moyenne du gaz évaporé du pétrole léger, du pétrole moyen et du condensat.....	150
Figure 81 : Composition moyenne en gaz difficilement liquéfiables du pétrole léger, du pétrole moyen et du condensat.....	151

Figure 82 : Composition du gaz évaporé du pétrole léger	152
Figure 83 : Composition du pétrole léger en gaz difficilement liquéfiables	153
Figure 84 : Composition du gaz évaporé du pétrole moyen	154
Figure 85 : Composition du pétrole moyen en gaz difficilement liquéfiables.....	155
Figure 86 : Composition du gaz évaporé du condensat.....	156
Figure 87 : Composition du condensat en gaz difficilement liquéfiables	157
Figure 88 : Composition du gaz évaporé du pétrole lourd dilué et du bitume dilué.....	158
Figure 89 : Composition du pétrole lourd dilué et du bitume dilué en gaz difficilement liquéfiables	159
Figure 90 : Composition du gaz évaporé du pétrole lourd dilué.....	160
Figure 91 : Composition du pétrole lourd dilué en gaz difficilement liquéfiables	161
Figure 92 : Composition du gaz évaporé du bitume dilué	162
Figure 93 : Composition du bitume dilué en gaz difficilement liquéfiables.....	163
Figure 94 : Composition du gaz évaporé du pétrole brut synthétique, du bitume synthétique et du bitume synthétique dilué.....	164
Figure 95 : Composition en gaz difficilement liquéfiables du pétrole brut synthétique, du bitume synthétique et du bitume synthétique dilué	165
Figure 96 : Composition du gaz évaporé du pétrole brut synthétique	166
Figure 97 : Composition du pétrole brut synthétique en gaz difficilement liquéfiables	167
Figure 98 : Pourcentage minimal moyen de gaz évaporé dans l'air pour produire un gaz inflammable	173
Figure 99 : Pourcentage minimal de gaz évaporé pour qu'il soit inflammable dans l'air, par type de pétrole	174
Figure 100 : Échantillon d'eau produite FL14_1881-084	177
Figure 101 : Chromatogramme obtenu selon la méthode ASTM D7169 de la couche d'hydrocarbures de FL14_1881-084	178
Figure 102 : Concentration de H ₂ S dans l'eau produite et dans la phase vapeur.....	182

1 Sommaire

Afin d'assurer la sécurité du public, il est essentiel de disposer de méthodes sécuritaires de manipulation et de transport du pétrole brut, des condensats et des produits pétroliers connexes. Les protocoles de manipulation appropriés et les classifications en matière de transport de marchandises dangereuses liés à ces produits dépendent directement de la compréhension des propriétés chimiques et physiques de ces matières. Des pratiques d'échantillonnage et des méthodes d'essai en laboratoire appropriées sont donc essentielles pour obtenir une telle compréhension. Les erreurs de classification des cargaisons de pétrole brut, de condensats et de produits pétroliers connexes peuvent mener à l'utilisation de conteneurs inadéquats, à l'adoption de plans de sécurité insuffisants, et à la communication de mauvais renseignements aux intervenants en cas d'urgence.

Le pétrole brut est généralement échantillonné dans des contenants ouverts, ce qui peut entraîner la perte de fractions légères. Cette perte peut avoir des répercussions sur la précision des mesures subséquentes de la pression de vapeur, du point d'éclair et du point initial d'ébullition – les paramètres utilisés pour établir la classification en matière de transport de marchandises dangereuses (TMD). En outre, une pression de vapeur et un point initial d'ébullition erronément bas peuvent avoir des conséquences sur le classement d'une marchandise, ce qui crée un risque accru pour le public.

Les propriétés du pétrole brut et des condensats ont été déterminées d'après des procédures d'échantillonnage conçues pour éliminer la perte de fractions légères en utilisant un système de pressurisation scellé, qui permet de contenir les échantillons en une seule phase. La collecte d'échantillons selon cette méthode permet de veiller à ce que les résultats des analyses en laboratoire soient représentatifs du produit.

Des procédures spécialisées et nouvellement élaborées par l'industrie ont été utilisées pour analyser tant qualitativement que quantitativement les échantillons de pétrole brut, en vue d'en déterminer les propriétés physiques et chimiques. Les nouveaux outils ont été conçus pour permettre l'interface directe du contenant scellé de l'échantillon avec les instruments d'analyse utilisés dans l'étude. Ces méthodes font en sorte que les échantillons ne sont pas modifiés par des pertes par évaporation avant l'analyse. Dans certains cas, les résultats ont été comparés à des analyses classiques d'échantillons recueillis dans des contenants d'échantillonnage ordinaires. Les analyses effectuées sont celles qui sont exigées par le Règlement sur le TMD de classe 3 et, dans une certaine mesure, de classe 2. En plus de ces analyses, d'autres essais ont été réalisés sur le pétrole brut pour vérifier et quantifier les caractéristiques qui ne sont pas actuellement évaluées en vertu du Règlement sur le TMD aux fins de la classification de classe 3.

Il s'agit du premier rapport exhaustif sur les propriétés du pétrole brut et des condensats canadiens fondé sur des échantillons recueillis dans des contenants scellés ainsi que sur des méthodes de laboratoire modernes et actuelles. Les échantillons étaient représentatifs de tous les principaux types de produits transportés par train et par camion. Du bitume, du pétrole lourd, du pétrole lourd dilué, du DILBIT, du SYNBIT, du SYNBIT dilué et du pétrole moyen ainsi que des condensats ont été recueillis et analysés. Les productions de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et du Dakota du Nord sont représentées dans l'analyse.

En plus du pétrole brut, le projet s'est aussi penché sur l'eau produite. Celle-ci est transportée par camion depuis un site de production à une installation de traitement des eaux usées ou à un puits d'évacuation. Par conséquent, un petit nombre d'échantillons a été recueilli pour évaluer les propriétés qui influent sur la sécurité du transport de l'eau produite.

Les conclusions et les observations concernant la méthode d'échantillonnage, l'applicabilité des méthodes d'analyse et les résultats des mesures sont présentées dans le contexte de la réglementation et des classifications du TMD, en plus d'autres domaines connexes.

2 Contexte

À mesure que la production pétrolière a augmenté au Canada ces dernières années, le transport de pétrole brut par train et par camion a aussi considérablement augmenté. Des facteurs tels que la trop faible capacité des oléoducs, l'existence de vastes réseaux de voies ferrées, le temps nécessaire à la construction d'installations de chargement des trains par rapport au temps nécessaire à la construction d'oléoducs, la capacité du transport ferroviaire de livrer des marchandises à diverses destinations, ainsi que la possibilité d'acheminer du bitume non dilué dans des wagons isolés et chauffés, ont tous contribué à l'augmentation.

Le transport longue distance du pétrole brut jusqu'aux raffineries s'effectue par deux modes de transport, les oléoducs et les voies ferrées, principalement en raison de leur capacité à prendre en charge d'importants volumes. Au début de 2013, le transport ferroviaire mensuel du pétrole brut représentait quelque 13 000 wagons, soit le double du volume acheminé de 2000 à 2010, et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) estime qu'en 2016, environ 700 000 bpj de pétrole brut pourraient être acheminés aux marchés par rail (CAPP, 2014). Le transport de pétrole brut par camion n'est pas économique sur de longues distances, mais il joue tout de même un rôle dans l'acheminement du produit entre les installations de production et les installations de chargement des trains. Si un parc de stockage n'est pas relié à un oléoduc ou si la

capacité des oléoducs est limitée, des camions sont utilisés pour transporter le pétrole brut sur des distances relativement courtes. Par exemple, une entreprise du secteur intermédiaire, Gibsons Energy Inc., transporte quelque 250 000 barils de produits énergétiques par jour (Ricciotti, 2013). L'ampleur d'un incident impliquant un camion serait possiblement moins grande que celle d'un incident mettant en cause un train, puisque la quantité de produits transportée par camion est faible par rapport à celle d'un train-bloc, et que les incidents sont rares (Canadian Trucking Alliance, 2013). Or, 70 % des marchandises dangereuses au Canada sont transportées par voie routière, et celles qui sont le plus couramment transportées sont le pétrole brut, l'essence et le mazout. Les camions qui transportent ces marchandises utilisent des routes et des autoroutes publiques; c'est pourquoi il faut porter une attention particulière à ce mode de transport.

Avec la hausse du transport de pétrole brut et plusieurs incidents ferroviaires récents, notamment la tragédie de Lac-Mégantic, où un train-bloc de pétrole brut a déraillé et tué 47 personnes, une plus grande attention a été accordée à la classification du pétrole brut comme liquide inflammable de classe 3, ainsi qu'au rôle que jouent les fractions légères dans cette classification. La volatilité, le point d'éclair et l'inflammabilité sont des propriétés dont il faut tenir compte dans la sécurité de la manipulation et du transport du pétrole brut. Ces propriétés sont directement liées à la concentration et à la composition des fractions légères.

Puisque le pétrole brut est un mélange complexe multiphasique de plusieurs composantes différentes et que sa composition peut varier considérablement en fonction de la source et de l'emplacement dans la chaîne de transport, Transports Canada a entrepris un projet visant l'échantillonnage et l'analyse du pétrole brut provenant de diverses régions du Canada et à différents points de la chaîne de transport dans chaque région. La campagne d'échantillonnage et d'analyse a fourni à Transports Canada des données essentielles sur les propriétés du pétrole brut canadien.

Les résultats d'analyse seront utilisés pour évaluer l'applicabilité des exigences de classification actuelles aux termes de la partie 2 du Règlement sur le TMD pour les liquides inflammables de classe 3 et les gaz inflammables de classe 2.1, et pour déterminer si le pétrole brut pose d'autres risques dont le règlement ne tient pas compte. Le point d'éclair, le point initial d'ébullition et la pression de vapeur sont les propriétés utilisées pour catégoriser les marchandises dangereuses dans les classes 2 ou 3. Les autres propriétés utilisées pour caractériser et évaluer les risques du pétrole brut sont la teneur en H₂S, la composition en fractions C1 à C24, la distribution des points d'ébullition, le rapport gaz/pétrole et la composition des vapeurs de gaz.

La partie 2 du Règlement sur le transport des marchandises dangereuses définit un liquide inflammable comme un liquide dont le point d'éclair est inférieur ou égal à 60 °C (selon la méthode du creuset fermé) ou dont on s'attend à ce qu'il soit exposé à une température supérieure ou égale à son point d'éclair à n'importe quel moment du transport. Les liquides inflammables se voient attribuer un groupe d'emballage aux fins du transport, fondé sur des seuils de point initial d'ébullition (PIE) et de point d'éclair (PE) :

- a) Groupe d'emballage I : si leur point initial d'ébullition est inférieur ou égal à 35 °C à la pression absolue de 101,3 kPa, quel que soit leur point d'éclair;
- b) Groupe d'emballage II : si leur point initial d'ébullition est supérieur à 35 °C à la pression absolue de 101,3 kPa et leur point d'éclair est inférieur à 23 °C;
- c) Groupe d'emballage III : s'ils ne satisfont pas aux critères d'inclusion dans les groupes d'emballage I ou II.

Au sens de la partie 1 du Règlement sur le TMD, un gaz est défini comme une substance qui, à 50 °C, présente une pression de vapeur supérieure à 300 kPa, ou qui est complètement gazeuse à 20 °C à une pression absolue de 101,3 kPa. Cette substance est :

- a) soit comprimée (autrement qu'en solution) de sorte que, lorsqu'elle est emballée sous pression pour le transport, elle demeure entièrement à l'état gazeux à 20 °C;
- b) soit liquéfiée de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle demeure partiellement à l'état liquide à 20 °C;
- c) soit un gaz réfrigéré de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle devient partiellement liquide en raison de sa basse température;
- d) soit en solution de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle est dissoute dans un solvant.

La dernière définition peut être appliquée au pétrole brut : les gaz qui peuvent être présents sont dissous dans le pétrole (le solvant).

Les gaz inflammables, soit la classe 2.1, sont définis à la partie 2 du Règlement sur le TMD comme des gaz qui, à 20 °C et à une pression absolue de 101,3 kPa :

- a) sont inflammables en mélange à 13 pour cent par volume ou moins avec l'air;
ou
- b) ont une plage d'inflammabilité avec l'air d'au moins 12 points de pourcentage déterminée conformément aux épreuves ou aux calculs prévus à la norme ISO 10156.

L'eau produite est l'eau naturellement présente dans un gisement de pétrole ou celle qui y est injectée pour augmenter la production, et qui est extraite comme coproduit du gaz ou du pétrole.

Les composantes de l'eau produite peuvent être des hydrocarbures, des sels, des métaux, du sulfure d'hydrogène (H₂S), des produits chimiques de production et des sédiments. La composition varie selon la géochimie de la formation productrice, du type d'hydrocarbure produit et de l'emplacement géographique. Le transport et la classification de l'eau produite sont d'un grand intérêt pour Transports Canada. L'eau produite est transportée par camion à partir du site de production jusqu'à une installation de traitement des eaux usées ou un puits d'évacuation. Des comptes rendus anecdotiques mentionnent des fortes concentrations de H₂S dans certaines cargaisons d'eau produite; c'est pourquoi l'échantillonnage et l'analyse de l'eau produite ont également été inclus dans le projet. Pour évaluer si le Règlement sur le TMD actuel s'applique aussi à l'eau produite, on a prélevé et analysé des échantillons d'eau produite afin de déterminer sa composition et les risques qu'elle pourrait poser. Dans sa campagne de prélèvement, Transports Canada a inclus dix échantillons d'eau produite provenant de différentes régions du Canada.

3 Objectif

L'objectif du projet consiste à recueillir et à caractériser 68 échantillons de pétrole brut provenant de l'ensemble du Canada et destiné au transport ferroviaire ou routier. Dix échantillons d'eau produite ont aussi été inclus dans les objectifs d'échantillonnage et d'analyse. Les échantillons recueillis devaient représenter l'éventail des pétroles bruts du Canada afin de compiler les données sur les propriétés des pétroles bruts canadiens et des diverses propriétés dans une région géographique donnée. Les propriétés physiques et chimiques pertinentes à la classification appropriée, aux risques secondaires et à l'attribution des groupes d'emballage, aux termes de la partie 2 du Règlement sur le TMD, sont évaluées. Les propriétés des échantillons sont aussi évaluées afin de déceler d'autres risques qui pourraient exister durant le transport.

4 Plan d'échantillonnage : répartition régionale des échantillons

Afin d'obtenir un éventail représentatif du pétrole brut canadien, la répartition de l'échantillonnage dans l'ensemble des régions productrices a reposé sur les valeurs de production géographiques et sur les moyens de transport utilisés.

En 2013, la production totale de pétrole brut canadien s'élevait à 3,5 millions de barils par jour (bpj). La production dans l'est du Canada était de 230 000 bpj, soit 7 % de la production canadienne totale. Comme le transport de pétrole brut dans l'Est du Canada s'effectue presque exclusivement par pétrolier et par oléoduc, aucun échantillon de cette région n'a été inclus dans la campagne d'échantillonnage.

En 2013, la production de pétrole brut dans l'ouest du Canada atteignait quelque 3,2 millions bpj. De la production totale, 1,3 million bpj était du pétrole classique (y compris le condensat). Le reste de la production, soit 1,9 million bpj, provenait des sables bitumineux. La majeure partie du condensat provient de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, tandis que la majeure partie de la production classique, constituée à plus de 60 % de pétrole brut léger, provient de l'Alberta et de la Saskatchewan.

L'Alberta est la première province productrice de pétrole au Canada. En 2013, dans la province, la production de condensat était de 123 000 bpj, la production de pétrole classique était de 582 000 bpj, et l'extraction des sables bitumineux totalisait 1,9 million bpj. La Saskatchewan occupe le deuxième rang de la production pétrolière au Canada. La production totale de pétrole (léger et lourd) en Saskatchewan en 2013 était de 486 000 bpj. La même année, la production manitobaine s'élevait à 51 000 bpj. La Colombie-Britannique représente quant à elle 2 % de la production de pétrole classique et 14 % de la production de condensat dans l'ouest du Canada (CAPP, 2014).

Du pétrole brut produit dans le Dakota du Nord (États-Unis) est aussi transporté au Canada par train et par camion. Par conséquent, on a recommandé de recueillir un certain nombre d'échantillons de pétrole brut du Dakota du Nord. La collecte des échantillons aux États-Unis n'a pas été possible en raison de problèmes de logistique et de territorialité; les échantillons ont donc été recueillis une fois parvenus à destination au Canada.

4.1 Choix des sites d'échantillonnage

Un certain nombre de sources industrielles et gouvernementales, ainsi que des publications industrielles, gouvernementales et scientifiques, ont été consultées pour orienter le choix des sites d'échantillonnage. Une liste préliminaire de sites d'échantillonnage a été produite d'après les principaux thèmes pétroliers dans la production de chaque province. Le tableau 1 présente des exemples de ces thèmes pétroliers :

Tableau 1 : Principaux thèmes pétroliers

Région	Thèmes pétroliers
Colombie-Britannique (C.-B.)	Montney, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. (BSOC)
Alberta	Cardium, Viking, Redwater, Duvernay, Montney, Pekisko, Alberta Bakken, Athabasca et sables bitumineux de Cold Lake
Saskatchewan	Bakken, Viking, Mannville, Frobisher, Midale

Manitoba	Viriden, Daly Sinclair, Waskada et Pierson
Dakota du Nord	Bakken

Nous avons communiqué avec les producteurs de chaque région pour recueillir des renseignements sur les types de pétrole produits, l'état des sites de production, les modes de transport en provenance et en direction des sites de production et des parcs de stockage et la destination du pétrole. Afin de couvrir tous les aspects du transport du pétrole brut, nous avons aussi communiqué avec les responsables des terminaux routiers, ferroviaires et de transbordement pour recueillir de l'information sur les types de pétrole transportés, l'état des sites et les modes de transport en provenance et en direction des sites.

Le choix de chaque site d'échantillonnage repose sur les critères suivants :

- Le mode de transport en provenance ou en direction du site devait être le camion ou le train, pour veiller à ce que les échantillons recueillis soient représentatifs du pétrole brut transporté.
 - Lorsqu'un site était relié à un oléoduc, un échantillon pouvait tout de même être recueilli si le pétrole était transporté par camion ou par train lorsque la capacité de l'oléoduc était limitée.
- Dans chaque région, les échantillons étaient répartis entre les principaux thèmes pétroliers pour veiller à ce que les échantillons soient variés sur le plan de la composition et à ce qu'un éventail des différents types de pétrole brut canadien soit représenté.
- Seuls des échantillons de pétrole propre ont été recueillis; les émulsions n'étaient pas incluses dans la campagne d'échantillonnage.

L'attribution et la répartition régionales des sites d'échantillonnage, par type d'installation, sont présentées aux tableaux 2 et 3, respectivement.

Tableau 2 : Attribution régionale des échantillons

Région	Nbre d'échantillons	% du total	Nbre d'échantillons d'eau produite	% du total
Colombie-Britannique (C.-B.)	13	19	3	30
Alberta (Alb.)	33	49	4	40
Saskatchewan (Sask.)	13	19	1	10
Manitoba (Man.)	7	10	2	20
Dakota du Nord (D.N.)	2	3	0	0

Tableau 3 : Répartition des sites d'échantillonnage, par type d'installation

Site d'échantillonnage	N ^{bre} d'échantillons	% du total
Parc de stockage	29	43
Usine de gaz	5	8
Terminaux ferroviaires/de transbordement	23	33
Terminal routier	11	16

4.2 Types d'échantillons

La classification des échantillons en fonction de chaque type a été fondée sur l'information de la fiche signalétique (FS) des produits et sur les renseignements recueillis aux sites d'échantillonnage. L'utilisation des termes « pétrole sulfureux » et « pétrole non sulfureux » se rapporte à la teneur totale en soufre et non à la concentration de H₂S. Le DILBIT est défini comme du bitume dilué au moyen d'un condensat de gaz naturel, du naphta de raffinage ou un mélange des deux. Le pourcentage de diluant varie habituellement entre 20 et 30 %. Le SYNBIT est défini comme du bitume dilué avec du pétrole brut synthétique léger et non sulfureux. Le pétrole brut synthétique est quant à lui défini comme un bitume partiellement valorisé. Sa composition est semblable à celle du pétrole brut non sulfureux; il s'agit d'un mélange de naphta, de distillat et de matières de la plage du gazole, sans composante résiduelle. La répartition des échantillons par type de pétrole brut est présentée au tableau 4.

Tableau 4 : Répartition des échantillons de pétrole brut, par type

Type d'échantillon		C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	D.N.	N ^{bre} d'échantillons	% du total des échantillons
Condensat	Non sulfureux	5	3			2	12	18
	Sulfureux	2						
Pétrole léger	Non sulfureux	1	2	5	3		23	34
	Sulfureux	5	4	2	1			
Pétrole moyen	Non sulfureux		4		3		14	21
	Sulfureux			2				
	Sulfureux, dilué		5					
Pétrole lourd	Non sulfureux		3	2			9	13
	Sulfureux			2				
	Sulfureux, Dilué		1					
	Non sulfureux, dilué		1					
Bitume, pur		1					1	1
DILBIT		5					5	7
SYNBIT		1					1	1,5
SYNBIT, dilué		1					1	1,5
Pétrole brut synthétique		2					2	3
Total		13	33	13	7	2	68	

4.3 Liste des échantillons

L'annexe A fournit une liste détaillée des échantillons de pétrole brut et d'eau produite qui ont été recueillis et analysés par AITF.

5 Protocole d'échantillonnage

5.1 Conditions environnementales au moment du prélèvement

L'échantillonnage a été effectué entre le 4 décembre 2014 et le 1^{er} mai 2015. La température ambiante au moment des prélèvements était, de décembre à février, inférieure à 0 °C, et dans une plage de -25 °C à 10 °C durant l'ensemble du projet. Les échantillons recueillis sont donc

considérés comme des échantillons d'hiver. Ceux-ci représentent le pire scénario sur le plan des risques potentiels, car leurs pertes en fractions légères sont faibles, et ils tendent à présenter une pression de vapeur plus élevée que les échantillons d'été.

5.2 Pétrole brut

Les échantillons de pétrole brut ont été recueillis dans des parcs de stockage, des usines de gaz et des terminaux ferroviaires, de transbordement et routiers, au point le plus rapproché du point de chargement aux fins du transport, afin qu'ils soient représentatifs du produit transporté. À chaque site, cinq échantillons ont été prélevés : un échantillon pressurisé (550 ml) et quatre échantillons à l'air libre ou *échantillons atmosphériques* (1 L). Les sites d'échantillonnage et les points d'échantillonnage correspondants sont présentés au tableau 5.

Tableau 5 : Sites d'échantillonnage et points d'échantillonnage

Site	Point d'échantillonnage
Parc de stockage	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoir de vente
Usine de gaz	<ul style="list-style-type: none"> • Conduite reliée à un oléoduc • Durant le chargement du camion
Terminal ferroviaire	<ul style="list-style-type: none"> • Poste de mesure entre la source et le wagon • Réservoir de stockage
Terminal de transbordement	<ul style="list-style-type: none"> • Poste de mesure entre la source et le wagon
Terminal routier	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoir de stockage • Durant le déchargement du camion

Aux parcs de stockage et aux usines de gaz, le pétrole brut transporté représente une seule source, soit le produit dans le réservoir de vente ou le condensat produit à l'usine de gaz. Aux terminaux ferroviaires, de transbordement et routiers, le pétrole brut transporté peut provenir d'une seule source ou constituer un mélange de plusieurs sources. Les terminaux ferroviaires et routiers sont dotés de réservoirs hors sol d'une capacité de 20 000 barils, qui accueillent les volumes de pétrole brut à mesure qu'ils y sont acheminés. Les échantillons recueillis dans ces réservoirs ou au moment du transfert du produit entre le réservoir et un wagon sont représentatifs du produit mélangé en transport.

Aux terminaux de transbordement, le pétrole brut est transféré entre les camions et les wagons par un poste de mesure. Les wagons peuvent être remplis d'un seul produit ou d'un mélange de

produits. Le poste de mesure entre le camion et le wagon est le seul point de prélèvement possible; c'est pourquoi si le produit transporté était mélangé, seules les sources pouvaient être échantillonnées. Le fait de fonder la classification des marchandises dangereuses sur la source et non sur le produit mélangé pourrait entraîner des erreurs de classification, car les propriétés du produit mélangé sont parfois très différentes de celles de la source.

5.2.1 Échantillons de pétrole brut pressurisé

Afin d'évaluer les répercussions des composantes volatiles sur les propriétés physiques du pétrole et leur rôle dans la classification des marchandises dangereuses, des échantillons pressurisés ont été recueillis de manière à ce que les pertes de fractions légères soient réduites au minimum. Les échantillons pressurisés ont été recueillis dans des cylindres à piston flottant (CPF) Proserv de type 5 10k (700 ml). Un de ces cylindres est montré à la figure 1. Ce type de cylindre a été choisi pour sa capacité, et parce qu'il est approuvé pour l'utilisation et le transport national et transfrontalier aux États-Unis et au Canada aux termes du Special Permit SP-12116 du Department of Transportation des États-Unis et du certificat d'équivalence SU9269 de Transports Canada. Le volume minimal des échantillons requis pour l'analyse était de 150 ml. L'utilisation d'un cylindre de 700 ml a permis d'assurer que le volume était suffisant pour accomplir l'analyse, et qu'un volume supplémentaire était disponible, au besoin.

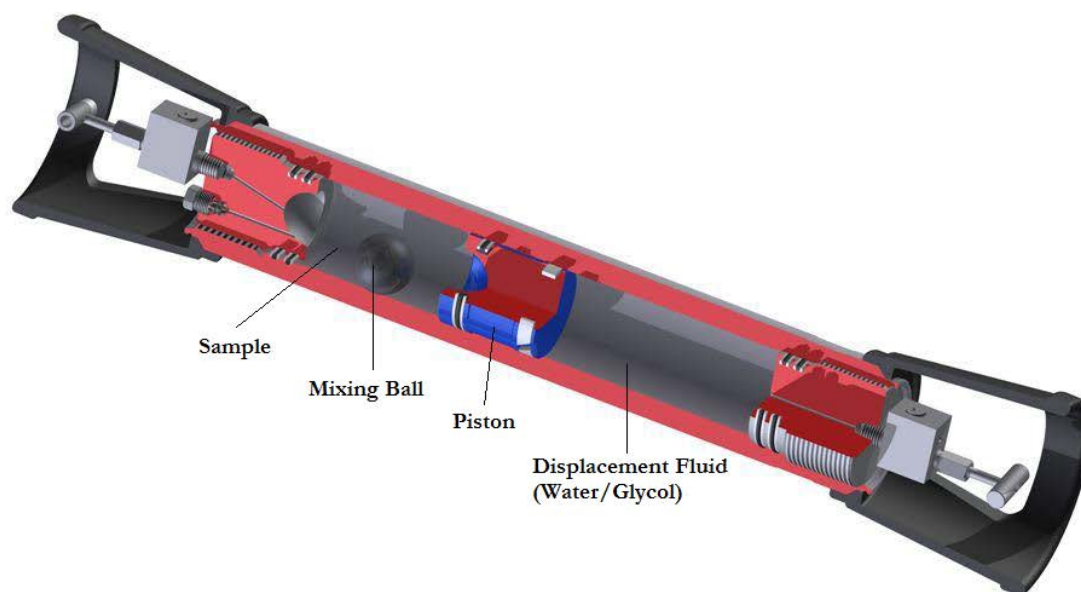


Figure 1 : Cylindre à piston flottant Proserv de type 5 10K

La collecte d'échantillons pressurisés a été effectuée d'après les lignes directrices des documents *ASTM D3700 : Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder* et *CCQTA Single Phase Sampling Procedure*. Il semble que l'utilisation de cylindres à piston flottant soit difficile ou impossible pour la collecte d'échantillons à basse pression, parce qu'ils nécessitent une source dont la pression est assez grande pour déplacer le piston et ainsi permettre le remplissage du cylindre. À un certain nombre de sites d'échantillonnage où les échantillons étaient recueillis dans un réservoir de stockage, la seule pression exercée sur l'échantillon était la pression hydrostatique du réservoir laquelle était insuffisante pour déplacer le piston. Pour surmonter cette difficulté, les technologues d'AITF ont assemblé un dispositif de prélèvement reliant le cylindre à la source et permettant l'échantillonnage à haute et à basse pression. Le dispositif est montré à la figure 2.



Figure 2 : Dispositif d'échantillonnage

Avant l'échantillonnage, le côté précharge du CPF est rempli d'un mélange de deux parts d'eau pour une part de glycol servant de liquide de déplacement, et le volume mort du côté de l'échantillon est évacué. Au site, la vanne à trois voies du dispositif d'échantillonnage est branchée au côté de l'échantillon du CPF grâce à des raccords de fermeture automatique à branchement rapide. Le port commun de la vanne à trois voies est relié au point d'échantillonnage par un boyau. Le troisième port de la vanne à trois voies est relié à un tuyau de purge, aussi utilisé pour les bouteilles d'échantillonnage. Une conduite d'écoulement est liée au port d'évacuation du côté précharge (ou à l'arrière) du CPF afin de faciliter la collecte et la mesure du mélange d'eau et de glycol. Un cylindre Bimba de 100 ml est connecté au boyau d'échantillonnage entre deux vannes de retenue dont la pression d'ouverture est de 1 lb/po². Si la

pression en amont est suffisante, l'échantillon s'écoulera librement entre la vanne à trois voies et le CPF. Dans le cas contraire, le cylindre Bimba et les vannes de retenue peuvent être utilisés comme pompe pour remplir le CPF.

Le dispositif d'échantillonnage est purgé en ouvrant la vanne au point d'échantillonnage et en tournant la vanne à trois voies en position de purge. Au moins deux volumes du cylindre Bimba sont purgés par le tuyau dans un récipient à déchet. Lorsque l'échantillon est purgé par le cylindre Bimba, la poignée du cylindre est complètement enfoncée pour enlever l'air ou la vapeur emprisonnée. La vanne à trois voies est ensuite tournée en position du cylindre d'échantillonnage pour purger les raccords à branchement rapide.

Pour commencer à recueillir l'échantillon, le raccord à branchement rapide de la vanne à trois voies est connecté au CPF. La vanne du cylindre du côté de l'échantillon est ensuite ouverte. La vanne du côté précharge du cylindre est lentement ouverte à son tour. À mesure que l'échantillon remplit le cylindre, le liquide de déplacement est recueilli dans un cylindre gradué. La vanne doit être ouverte lentement, puis utilisée pour contrôler le débit, car un remplissage trop rapide du cylindre peut entraîner la formation de bulles de gaz dans l'échantillon. Le débit devrait atteindre, au maximum, 200 ml/min. Le cylindre ne peut être rempli qu'à 80 % de son volume; par conséquent, lorsque la quantité de liquide de déplacement dans le cylindre gradué atteint 550 ml, on ferme la vanne à trois voies. Si la pression en amont est insuffisante pour remplir le CPF, le cylindre à pompe Bimba peut être utilisé. Au moment du remplissage du CPF, le cylindre Bimba ne devrait être vidé qu'à 75 %, afin d'empêcher l'air emprisonné dans le cylindre Bimba d'être injecté dans le CPF. La vanne du point d'échantillonnage et celle du cylindre sont ensuite fermées, et la pression dans le dispositif d'échantillonnage est relâchée par le tuyau de purge de la vanne à trois voies. La fermeture de la vanne à trois voies, puis de celle du côté de l'échantillon du CPF, et enfin de la vanne du côté précharge du CPF, fait en sorte que toute pression hydraulique exercée sur l'échantillon sera relâchée sans entraîner l'expansion de l'échantillon. Des bouchons sont placés sur les vannes des deux côtés du CPF pour prévenir les fuites dans l'éventualité où l'une des vannes se desserrerait durant le transport ou le stockage. La collecte d'échantillons dans un CPF est illustrée aux figures 3 et 4.



Figure 3 : Collecte d'échantillon pressurisé dans un parc de stockage



Figure 4 : Collecte d'échantillon pressurisé à un terminal routier

Avant l'analyse, tous les cylindres ont fait l'objet d'une vérification de la pression d'ouverture. Les cylindres ont ensuite été pressurisés à 500 lb/po² à température ambiante, et agités en les

renversant à toutes les cinq à dix minutes pendant une heure. La pressurisation des cylindres à 500 lb/po² a été effectuée pour assurer que l'échantillon demeure monophasique, et que la pression était suffisante pour obtenir une injection fiable dans les tuyaux de transfert ou les instruments, conformément à la méthode ASTM D3700. Après le mélange, les cylindres d'échantillonnage ont été placés dans un four à 50 °C pendant au moins 12 h, puis agités pendant cinq minutes pour assurer que l'échantillon demeure monophasique et que la paraffine (le cas échéant) soit reconstituée.

5.2.2 Collecte d'échantillons atmosphériques de pétrole brut

La collecte d'échantillons atmosphériques dans des bouteilles de verre de 1 L a été effectuée conformément aux lignes directrices du document *ASTM D4057 : Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*. Le tuyau de purge du dispositif d'échantillonnage a été placé dans le dernier quart de la bouteille, au fond, et la vanne à trois voies a été tournée en position de purge. Le débit a été contrôlé de manière à prévenir l'aération excessive de l'échantillon. La collecte d'échantillon dans une bouteille de verre de 1 L est montrée aux figures 5 et 6.

Les pétroles lourds d'une densité supérieure à 960 kg/m³ étaient trop visqueux pour être échantillonnés dans des cylindres à piston flottant. Dans de tels cas, un échantillon atmosphérique a plutôt été recueilli dans une bouteille de verre de 1 L. Des fractions légères sont présentes dans le pétrole brut visqueux, mais on s'attend à ce qu'elles soient de faible quantité et difficilement rejetées en raison de la capacité de diffusion réduite entre les molécules denses. La perte de fractions légères serait donc minime. La forte viscosité et l'échantillonnage atmosphérique de ces échantillons font en sorte que certains tests du protocole d'analyse n'ont pas pu être effectués (ASTM D6377, HPLIS-CG et RGP), et que des modifications ont été nécessaires pour d'autres tests (ASTM D323M).



Figure 5 : Collecte d'échantillon atmosphérique à une usine de gaz



Figure 6 : Collecte d'échantillon atmosphérique à un terminal routier

5.3 Eau produite

Les échantillons d'eau produite ont été recueillis dans des parcs de stockage et des usines de gaz de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan, à partir de réservoirs situés au même endroit où l'échantillonnage du pétrole brut a eu lieu. Dans un parc de stockage, le pétrole du puits passe par un séparateur ou un traiteur où les hydrocarbures liquides, le gaz et l'eau sont séparés. Les gaz sont recueillis et réacheminés pour un traitement ultérieur. Les hydrocarbures et l'eau produite sont quant à eux acheminés vers des réservoirs distincts. Comme le réservoir d'eau produite est soumis aux conditions ambiantes, certains des hydrocarbures présents dans l'eau peuvent se vaporiser lorsque l'eau est transférée dans le réservoir. Les hydrocarbures non évaporés demeurent en phase liquide; ce sont ces hydrocarbures qui posent un risque dans le volume vide d'un camion-citerne, puisque les hydrocarbures vaporisés sont déjà éliminés lorsque l'eau est chargée dans le camion. Les hydrocarbures en phase liquide peuvent contribuer à l'augmentation des concentrations d'hydrocarbures en phase vapeur dans le volume vide de la citerne. Par conséquent, la collecte d'échantillons atmosphériques était appropriée dans le cadre du projet. Si l'analyse des gaz vaporisés était requise, des échantillons pressurisés devraient être recueillis plus loin en amont, au séparateur.

À chaque site, des échantillons d'eau produite ont été prélevés à des fins d'analyse de la teneur en hydrocarbures, du point d'éclair, du pH et des concentrations de H₂S. Le type de bouteille d'échantillonnage, l'agent de conservation ajouté (le cas échéant) et la durée entre la collecte et l'analyse ont été précisés pour chaque méthode d'analyse. Un échantillon a été recueilli dans une bouteille de verre ambré de 1 L aux fins d'une analyse de la teneur en hydrocarbures. De l'acide sulfurique a été ajouté pour prévenir la dégradation bactérienne des hydrocarbures. Un autre échantillon a été recueilli dans une bouteille de verre de 1 L aux fins des mesures du point d'éclair et du pH. À sept des dix sites d'échantillonnage, un échantillon a été recueilli dans une bouteille de plastique de 250 ml aux fins d'une analyse des sulfures dans l'eau. De l'hydroxyde de sodium a été ajouté pour que les sulfures conservent une forme ionique correcte, et de l'acétate de zinc a été ajouté pour favoriser la précipitation des sulfures et maintenir leur stabilité pour l'analyse. À sept des dix sites d'échantillonnage, deux échantillons ont été recueillis dans des bouteilles de 1 L afin d'en mesurer les concentrations de H₂S dans la phase vapeur. Comme les échantillons ont été recueillis en conditions atmosphériques, il y a une possibilité de perte de H₂S durant l'échantillonnage. En fait, le test ciblant les concentrations de H₂S dans la phase vapeur doit être effectué dans les quatre heures après l'échantillonnage afin d'obtenir une lecture valide.

5.4 Documentation des échantillons

Les renseignements suivants ont été consignés dans le registre d'échantillonnage à chaque site :

- Date
- Nom de l'entreprise propriétaire du site d'échantillonnage ou des installations
- Nom du site ou des installations
- Nom et type de l'échantillon
- Producteur
- Origine de l'échantillon : formation, champ, puits
- Modes de transport en provenance et en direction du site
- Numéro de série du cylindre
- Point d'échantillonnage
- Température au point d'échantillonnage (°C)
- Pression au point d'échantillonnage (lb/po²)
- Volume de l'échantillon recueilli dans le cylindre
- Éléments en amont ou en aval du point d'échantillonnage, le cas échéant, tels que :
 - traiteurs, séparateurs, séparateurs d'eaux libres, etc., et l'état de chaque élément;
 - si l'échantillon a été entreposé pour l'altération atmosphérique;
 - tout processus auquel l'échantillon peut être soumis.
- Fiche signalétique (FS)
- Documents d'expédition accompagnant un envoi de cet échantillon.

Une fois arrivés à AITF, tous les échantillons ont été consignés dans le système d'inventaire et ont reçu un numéro d'identification (numéro du Système de gestion de l'information des laboratoires, ou SGIL). Dans le système d'inventaire, chaque numéro d'identification a été associé au site d'échantillonnage et au numéro de série du cylindre utilisé pour recueillir les échantillons pressurisés. Une liste complète des numéros d'identification et des échantillons correspondants, ainsi que l'ensemble de l'information documentée, ont été transmis à Transports Canada. La liste complète des échantillons est présentée à l'annexe A.

6 Protocole d'analyse

6.1 Pétrole brut

Les échantillons atmosphériques et pressurisés ont été soumis au laboratoire du Fuels and Lubricants Group d'AITF pour les analyses des tableaux 6 et 7, respectivement.

Tableau 6 : Protocole d'analyse pour les échantillons atmosphériques

Analyse	N ^{bre} d'échantillons analysés
Point d'éclair (ASTM D56, D93 or D3828)	68
PIE (ASTM D86)*	34
PV à 50 °C (ASTM D323M)*	44
H₂S dans la phase vapeur (ASTM D5705)	68
Teneur en eau (ASTM D4007)	68
Densité à 15,6 °C (ASTM D5002)	68

* Les échantillons qui ont fait l'objet d'analyses du PIE par ASTM D86 et de la PV par la méthode ASTM D323M sont ceux qui ont affiché la plus grande proportion de fractions légères (C1 à C4) dans chaque région, selon les données sur la composition.

Tableau 7 : Protocole d'analyse pour les échantillons pressurisés

Analyse	N ^{bre} d'échantillons analysés
Pression de vapeur à 50 °C et à un rapport V/L de 0,2 (ASTM D6377)	60*
Rapport gaz/pétrole (RGP) et analyse du gaz	60*
PIE et composition (HPLIS-CG/ASTM D7169)	60
PIE et composition (ASTM D7900/D7169)	8
Classe 2.1 (ISO 10156)	60*

*Certaines des analyses du tableau 7 n'ont pas pu être effectuées sur les échantillons de pétrole lourd et de bitume en raison de l'échantillonnage en air libre et de la viscosité des échantillons. Les échantillons étaient trop visqueux pour être injectés dans l'instrument de vérification de la pression de vapeur (ASTM D6377) et dans la vanne HPLIS du CG. Comme les échantillons avaient déjà été exposés à l'atmosphère, un RGP n'a pas pu être effectué non plus. La pression de vapeur de ces échantillons a été mesurée par l'appareil ASTM D323M à 50 °C; le conditionnement des échantillons a toutefois été effectué à température ambiante pour permettre l'écoulement. L'analyse de la composition des fractions légères a été réalisée par l'appareil ASTM D7900 plutôt que par la vanne HPLIS du CG.

6.2 Eau produite

Tableau 8 : Protocole d'analyse pour l'eau produite

Analyse	N ^{bre} d'échantillons analysés
Point d'éclair (ASTM D56, D93 ou D3828)	10
Teneur en hydrocarbures (ASTM D7678)	10
Composition (ASTM D7169)	1
H₂S dans la phase vapeur (ASTM D5705)	7
H₂S dans la solution (APHA 4500)	7
pH et conductivité	10

Sept échantillons sur dix ont été soumis à une analyse des concentrations de H₂S dans la phase vapeur, et sept ont été soumis à une analyse des concentrations de H₂S dans la solution. Quatre des dix échantillons d'eau produite ont été soumis aux deux analyses du H₂S.

Un échantillon d'eau produite contenait une couche d'hydrocarbures de volume suffisant pour en recueillir un échantillon aux fins de l'analyse de la composition par ASTM D7169.

7 Méthodes d'analyse

Toutes les méthodes d'analyse du pétrole brut et de l'eau produite sont présentées au tableau 9 et décrites dans les sections qui suivent.

Tableau 9 : Méthodes d'analyse

Méthode	Titre
APHA4500 S2-E	Soufre dans l'eau, extractible (autocolorimétrie au bleu de méthylène) Résultat : concentration de H ₂ S dans la solution, mg/L Limite de détection : 0,002 mg/L
ASTM D56	Méthode d'analyse normalisée du point d'éclair par testeur Tag à creuset fermé Résultat : point d'éclair, °C Reproductibilité : 4,3 °C (point d'éclair sous 60 °C), 5,8 °C (à 60 °C et plus)
ASTM D86	Méthode d'analyse normalisée pour la distillation des produits pétroliers à la pression atmosphérique, point initial d'ébullition Résultat : point initial d'ébullition (PIE), °C Reproductibilité : R = 0,0595 (température d'évaporation + 51,19), plage valide de 20 à 70 °C
ASTM D93	Méthode d'analyse normalisée du point d'éclair par testeur Pensky-Martens à creuset fermé Résultat : point d'éclair, °C Reproductibilité : 10 °C
ASTM D323M	Méthode d'analyse normalisée de la pression de vapeur pour les produits pétroliers (méthode Reid), modifiée. Résultat : pression de vapeur à un rapport V/L de 4 :1 et à 50 °C, °C
ASTM D3828	Méthodes d'analyse normalisée du point d'éclair par testeur à creuset fermé de petite échelle Résultat : point d'éclair, °C
ASTM D4007	Eau et sédiments dans le pétrole brut par méthode centrifuge (procédure de laboratoire) Résultat : teneur en eau, % du volume Reproductibilité : 0 à 0,3 % (0,0 % à 0,3 % d'eau), 0,28 % (0,3 % à 1,0 % d'eau)
ASTM D5002	Méthode d'analyse normalisée de la densité et de la densité relative du pétrole brut par analyseur de densité numérique Résultat : densité, kg/m ³ Reproductibilité : 2,9 (densité à 700), 3,1 (densité à 750), 3,3 (densité à 800), 3,5 (densité à 850), 3,7 (densité à 900), 3,9 (densité à 950)
ASTM D5705	Mesure du sulfure d'hydrogène dans la phase vapeur au-dessus des résidus pétroliers Résultat : concentration de H ₂ S dans la phase vapeur, ppm Reproductibilité : (0,3*résultat)+15

Méthode	Titre
ASTM D6377	Méthode d'analyse normalisée pour la détermination de la pression de vapeur du pétrole brut : VPCR _x (méthode d'expansion) Résultat : pression de vapeur à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, kPa
ASTM D7169	Méthode d'analyse normalisée de la distribution des points d'ébullition des échantillons avec résidus, comme les pétroles bruts et les résidus atmosphériques et sous vide, par chromatographie en phase gazeuse à température élevée Résultat : distribution des points d'ébullition, pourcentage pondéral
ASTM D7678	Méthode d'analyse normalisée des hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) dans l'eau et l'eau résiduelle avec extraction par solvant au moyen de spectroscopie laser dans l'infrarouge moyen Résultat : concentration d'HPT dans l'eau, mg/L (ppm)
ASTM D7900	Méthode d'analyse normalisée pour la détermination des hydrocarbures légers dans le pétrole brut stabilisé par chromatographie en phase gazeuse Résultat : composition des fractions légères, pourcentage pondéral Reproductibilité : 0,1267 (% m/m récupérée +8)
RGP/CG	Détente atmosphérique d'échantillons d'hydrocarbures pour la détermination du rapport gaz/pétrole (RGP) et de la composition du gaz par CG Résultat : RGP, m ³ /m ³ et composition du gaz détendu, pourcentage pondéral
HPLIS-CG ASTM D8003	Méthode d'analyse normalisée pour la détermination des hydrocarbures légers et de la distribution des points d'ébullition et des intervalles de points de coupe des hydrocarbures pour l'huile brute et les condensats par chromatographie en phase gazeuse Résultat : composition des fractions légères, pourcentage pondéral
ISO 10156	Gaz et mélanges gazeux – détermination du risque d'incendie et de la capacité d'oxydation pour le choix du robinet des cylindres Résultat : plage d'inflammabilité avec l'air, % de gaz dans l'air

*La reproductibilité de certaines méthodes n'est pas indiquée, car elle n'était pas disponible ou n'avait pas encore été déterminée pour la matière analysée dans le cadre du projet. Par exemple, la reproductibilité de la méthode ASTM D7678 est en cours de détermination dans le cadre d'une étude interlaboratoire, et sera disponible d'ici 2016. La répétabilité et la reproductibilité de la méthode ASTM D3828 n'ont pas été déterminées pour les températures inférieures à 20 °C.

7.1 Concentration de sulfure d'hydrogène (H₂S)

7.1.1 H₂S dans la phase vapeur, ASTM D5705

La concentration de sulfure d'hydrogène dans la phase vapeur des échantillons de pétrole brut et d'eau produite a été déterminée par la méthode d'analyse normalisée ASTM D5705 du sulfure d'hydrogène dans la phase vapeur qui surmonte les résidus pétroliers. Cette méthode couvre la détermination sur le terrain du H₂S dans la phase vapeur (équilibre entre les phases liquide et gazeuse) d'un résidu pétrolier. La méthode s'applique aux liquides dans la plage de viscosité de 5,5 mm²/s à 40 °C à 50 mm²/s à 100 °C. La plage applicable est de 5 à 4 000 parties par million par volume. L'analyse doit être effectuée moins de quatre heures après l'échantillonnage en raison de la volatilité du H₂S et de la perte potentielle de cette substance durant le stockage et la manipulation.

Une bouteille de verre de 1L est remplie à 50 % avec un échantillon provenant d'un contenant rempli juste avant l'analyse. Dans la bouteille, l'espace de vapeur au-dessus de l'échantillon est purgé avec de l'azote pour déplacer l'air. La bouteille est ensuite fermée avec un bouchon muni d'un thermomètre. La bouteille contenant l'échantillon est chauffée à 60 °C pendant 30 minutes, puis agitée sur un agitateur orbital à 220 tr/min pendant trois minutes. Le bouchon est retiré, et la bouteille est fermée avec du papier d'aluminium. Un tube détecteur à coloration est inséré à travers le papier d'aluminium, et un échantillon de la phase vapeur est récupéré par le tube.

La variété de types d'échantillons recueillis a nécessité certaines modifications à la méthode. L'analyse a été effectuée à température ambiante pour la majorité des condensats. Les échantillons volatils tels que les condensats commencent à bouillir avant d'atteindre 60 °C, et une grande partie des échantillons aurait été perdue par évaporation avant que la température n'atteigne 60 °C. Pour tous les autres échantillons de pétrole et d'eau produite, l'échantillon a été placé dans un bain-marie à 60 °C. Si l'échantillon commençait à bouillir à une température inférieure à 60 °C, il était immédiatement retiré du bain-marie et analysé. La température d'analyse de chaque échantillon a été consignée dans le registre.

7.1.2 H₂S dans la solution, APHA 4500 S2-E (eau produite seulement)

La concentration de H₂S dans la solution des échantillons d'eau produite a été déterminée par la méthode APHA 4500 S2-E, soit par autocolorimétrie. Cette méthode couvre la détermination des sulfures dans tous les types d'échantillons aqueux dans la plage de 0,002 à 0,200 mg/L, avec une limite de détection de 0,002 mg/L. La quantité équivalente de H₂S est ensuite calculée en multipliant la concentration de sulfures par le rapport de la masse molaire du H₂S et des sulfures. Les sulfures présents dans la solution sont stabilisés par l'addition d'acétate de zinc (Zn(O₂CCH₃)₂) au moment de la collecte des échantillons. Les sulfures de zinc (ZnS), comme l'hydroxyde de zinc (Zn(OH)₂), sont précipités par l'ajout d'hydroxyde de sodium (NaOH). Une aliquote mélangée d'échantillon contenant de l'acide ascorbique est pompée par un collecteur à écoulement continu, où les sulfures sont convertis en gaz par l'ajout d'acide hydrochlorique (HCl), puis séparés de l'échantillon par une membrane à dialyse gazeuse et absorbés dans un écoulement récepteur de NaOH. On fait réagir cet écoulement avec du N,N-diméthylephénylènediamine et du chlorure de fer pour produire du bleu de méthylène, un indicateur coloré de référence, qui est quantifié par colorimétrie à 660 nm et comparé à une série de valeurs normalisées. Les échantillons ont été analysés par cette méthode moins de sept jours après l'échantillonnage.

7.2 Hydrocarbures pétroliers totaux, ASTM D7678 (eau produite seulement)

La définition des hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) dépend de la méthode d'analyse utilisée, car les HPT représentent la concentration totale des hydrocarbures extraits et mesurés par une méthode donnée. La méthode utilisée dans le cadre du projet pour mesurer la teneur en hydrocarbures des échantillons d'eau produite est ASTM D7678, soit la méthode d'analyse normalisée des hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) dans l'eau et l'eau résiduelle avec extraction par solvant au moyen de la spectroscopie laser dans l'infrarouge moyen. Cette méthode couvre la détermination des hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) dans l'eau et l'eau résiduelle, qui sont extractibles d'un échantillon acidifié avec un hydrocarbure aliphatique cyclique (cyclohexane), et mesurés par absorption infrarouge (IR) dans la région de 1 370 à 1 380 cm⁻¹ (7,25 à 7,30 microns). Les substances polaires et les agents de surface sont enlevés par l'ajout de Florisil avant les mesures dans l'infrarouge.

Un échantillon présentait une couche visible d'hydrocarbure. L'épaisseur de la couche d'hydrocarbure et de la couche d'eau a été mesurée, et la quantité d'hydrocarbure a été consignée en ppm.

7.3 pH (eau produite seulement)

Le pH de chaque échantillon d'eau produite a été mesuré au moyen d'un appareil d'analyse Mettler Toledo SevenMulti.

7.4 Point d'éclair, méthodes en creuset fermé

Le point d'éclair en creuset fermé de chaque échantillon a été déterminé par les méthodes ASTM D56, ASTM D93 ou ASTM D3828. La méthode la plus appropriée pour chaque type d'échantillon a été choisie selon la viscosité et le point d'éclair prévu.

7.4.1 ASTM D56, testeur Tag à creuset fermé

La méthode normalisée ASTM D56 de détermination du point d'éclair par lecteur Tag à creuset fermé couvre la détermination du point d'éclair des liquides dont la viscosité est inférieure à 5,5 mm²/s à 40 °C, ou inférieure à 9,5 mm²/s à 25 °C, et dont le point d'éclair se situe sous 93 °C. L'échantillon est chauffé à un taux faible et constant, et une source d'inflammation est dirigée dans le creuset à intervalles réguliers. Le point d'éclair est enregistré comme la plus faible température à laquelle l'application de la source d'inflammabilité fait s'enflammer la vapeur au-dessus de l'échantillon. Cette méthode a été utilisée pour un échantillon de pétrole lourd.

7.4.2 ASTM D93, testeur Pensky-Martens à creuset fermé

La procédure B de la méthode normalisée ASTM D93 de détermination du point d'éclair par lecteur Pensky-Martens à creuset fermé couvre la détermination du point d'éclair des produits pétroliers dans la plage de température de 40 à 370 °C. L'échantillon est chauffé et agité à une cadence précise, et une source d'inflammation est dirigée dans le creuset à intervalles réguliers simultanément avec l'interruption du mélange, jusqu'à la détection d'une détente. Cette méthode a été utilisée pour sept échantillons de pétrole lourd et pour l'échantillon de bitume non dilué.

La procédure A de la méthode ASTM D93 a quant à elle été utilisée pour les échantillons d'eau produite, avec de légères modifications. L'échantillon et le creuset ont été refroidis à -7 °C avant l'analyse. On a ensuite agité l'échantillon en le faisant tourner plutôt qu'en le secouant, afin de déloger toute trace de pétrole adhérant aux parois de la bouteille et de distribuer adéquatement le pétrole dans l'eau. Le fait de secouer la bouteille aurait fait grimper la pression, et des fractions légères auraient été perdues à l'ouverture du couvercle. Pendant que le liquide tournait toujours, l'échantillon a été versé dans le creuset. La première tentative d'inflammation avait lieu lorsque l'échantillon atteignait 5 °C. Si l'échantillon s'embrasait à 5 °C, le point d'éclair était consigné comme étant inférieur à 5 °C. Les tentatives d'inflammation se poursuivaient à chaque hausse de 1 °C, jusqu'à ce que la température atteigne le point d'ébullition de l'eau.

7.4.3 ASTM D3828, creuset fermé de petite échelle

La méthode B des méthodes normalisées ASTM D3828 de détermination du point d'éclair par testeur à creuset fermé de petite échelle couvre les procédures de détermination du point d'éclair pour les produits pétroliers dans la plage de -30 à 300 °C. Dans le cadre de la méthode B, 2 ml d'échantillon sont introduits dans le creuset, dont la température est maintenue au point d'éclair prévu. Après une certaine durée, une source d'inflammation est appliquée, et on détermine si l'embrassement a eu lieu ou non. Puis, l'échantillon est extrait du creuset; celui-ci et le couvercle sont nettoyés, et la température est réglée à 5 °C de plus ou de moins élevée, selon que l'embrassement a eu lieu ou non précédemment. Un nouvel échantillon est alors introduit et vérifié. Cette procédure est répétée jusqu'à ce que le point d'éclair soit établi à plus ou moins 5 °C. Enfin, la procédure est ensuite répétée par intervalles de 1 °C jusqu'à ce que le point d'éclair soit déterminé, au degré près.

Cette méthode a été utilisée pour tous les échantillons, sauf le pétrole lourd et le bitume, soit 60 des 68 échantillons recueillis. La température la plus basse utilisée a été -30,0 °C. Si un échantillon s'enflammait à -30 °C, le point d'éclair était consigné comme étant inférieur à -30 °C.

7.5 Point initial d'ébullition, ASTM D86

Les échantillons présentant la plus grande proportion de fractions légères dans chaque région, telle qu'indiquée par les données sur la composition, ont été soumis à la détermination du point initial d'ébullition par la méthode normalisée ASTM D86 pour la distillation des produits pétroliers à la pression atmosphérique. Cette méthode d'analyse couvre la distillation atmosphérique des produits pétroliers au moyen d'une unité de distillation en laboratoire par lots pour déterminer, de manière quantitative, les caractéristiques de la plage d'ébullition. Le point initial d'ébullition (PIE) est enregistré comme la lecture de température corrigée à l'instant où la première goutte de condensat tombe de l'extrémité inférieure du tube condenseur.

Tous les échantillons ont été analysés d'après les paramètres du groupe 1, et les résultats ont été enregistrés comme le pourcentage récupéré. Le groupe 1 exige que les échantillons soient conditionnés sous 10 °C avant l'analyse, et il présente le plus faible taux de chauffage parmi tous les groupes dans la méthode.

7.6 Teneur en eau, ASTM D4007

La teneur en eau de chaque échantillon a été déterminée par la méthode normalisée ASTM D4007 pour l'eau et les sédiments dans le pétrole brut par méthode centrifuge (procédure de laboratoire). Dans cette méthode, des volumes égaux de pétrole brut et de toluène saturé en eau sont placés dans un tube à centrifugation en forme de cône. Après la centrifugation, le volume de la couche d'eau et de sédiments, au fond du tube, est consigné.

7.7 Densité, ASTM D5002

La densité à une température normalisée (15,6 °C) a été déterminée par la méthode d'analyse normalisée ASTM D5002 pour la densité et la densité relative du pétrole brut par analyseur de densité numérique. Un volume de 1 ml à 2 ml d'échantillon est injecté dans un tube oscillateur, et le changement de la fréquence de l'oscillation causé par le changement de la masse dans le tube est utilisé, de concert avec les données d'étalonnage, pour déterminer la densité de l'échantillon. La densité ou la densité relative du pétrole brut est utilisée pour la conversion des volumes mesurés en volumes à la température normalisée de 15 °C et pour la conversion des mesures de la masse brute en unités de volume.

7.8 Pression de vapeur

Les mesures de la pression de vapeur ont été effectuées à 50 °C afin de déterminer si le pétrole brut correspondait à la définition d'un gaz au sens de la partie 1 du Règlement sur le TMD. Aux termes du Règlement, un gaz est une substance qui, à 50 °C, a une pression de vapeur supérieure à 300 kPa.

7.8.1 Pression de vapeur des échantillons pressurisés à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, ASTM D6377

La pression de vapeur des échantillons recueillis dans des cylindres à piston flottant a été déterminée par la méthode d'analyse normalisée ASTM D6377 pour la détermination de la pression de vapeur du pétrole brut : VPCR_x (méthode d'expansion) à une température de 50 °C et à un rapport vapeur/liquide (V/L) de 0,2:1.

La méthode ASTM D6377 consiste à introduire un échantillon directement à partir d'un cylindre pressurisé dans une chambre à température contrôlée doté d'un piston mobile. Une fois la chambre scellée, on accroît le volume en déplaçant le piston jusqu'à ce que le volume final produise le rapport V/L voulu de 0,2:1. La température de la chambre de mesure est ensuite réglée à 50 °C. Une fois que l'équilibre a été atteint entre la température et la pression, la pression mesurée est consignée comme étant la valeur VPCR_{0,2:1} (50 °C) de l'échantillon.

7.8.2 Pression de vapeur calculée des échantillons pressurisés à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C

Le rapport V/L de 0,02:1 est important en ce sens qu'il correspond au creux dans les wagons-citernes, qui est d'environ 5 %. La pression de vapeur à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C a été déterminée à l'aide du logiciel de modélisation Aspen, qui est fondé sur l'équation d'état (EE) de Peng-Robinson.

La première étape consistait à utiliser le logiciel pour déterminer la pression de vapeur à un rapport V/L auquel la pression de vapeur avait déjà été mesurée; dans le cas présent, un rapport

V/L de 0,2:1. Le rapport V/L a été défini dans le logiciel comme le volume de la phase vapeur produit à 50 °C par rapport au volume du liquide introduit à la température ambiante. La densité mesurée du liquide introduit et le volume de vapeur prévu d'après l'équation d'état ont été utilisés dans le calcul du rapport V/L. Le liquide a ensuite été divisé en alcanes plus légers que la fraction C7 et plus lourds que la fraction C7 et plus. On présume que cette dernière présentera un point d'ébullition plus élevé. Les données sur la pression de vapeur mesurée à un rapport V/L de 0,2:1 ont ensuite été adaptées au résultat de l'équation d'état de Peng-Robinson en ajustant la masse moléculaire des alcanes supérieurs à C7. Une fois la pression de vapeur mesurée intégrée au modèle, la pression de vapeur à un rapport V/L de 0,02:1 a été calculée.

7.8.3 Pression de vapeur des échantillons atmosphériques à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, ASTM D323M

La pression de vapeur des échantillons atmosphériques a été déterminée au moyen de la procédure A de la méthode d'analyse normalisée ASTM D323 pour la pression de vapeur des produits pétroliers (méthode Reid), modifiée pour les mesures à 50 °C. La méthode ASTM D323 couvre les procédures pour la détermination de la pression de vapeur de l'essence, le pétrole brut volatil et d'autres produits pétroliers volatils à un rapport V/L de 4:1 et à une température de 37,8 °C. La procédure A s'applique à l'essence et aux autres produits pétroliers ayant une pression de vapeur inférieure à 180 kPa. Comme la température demandée pour les mesures était de 50 °C, les résultats de pression de vapeur ne peuvent pas être appelés « pression de vapeur Reid » (PVR), car ce terme ne s'applique qu'aux résultats obtenus au moyen d'un rapport V/L de 4:1 et d'une température de 37,8 °C. Par conséquent, dans le corps du présent rapport, la méthode est appelée ASTM D323M, et les résultats sont présentés comme la pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C. Les échantillons présentant la plus grande proportion de fractions légères dans chaque région, selon les données sur la composition, ont été soumis à la méthode ASTM D323M à la température demandée de 50 °C.

À chaque site d'échantillonnage, une bouteille de 1 L a été remplie de 70 à 80 % aux fins de l'analyse par la méthode ASTM D323M. Tous les échantillons soumis à cette analyse ont été conditionnés à une température entre 0 et 1 °C avant l'analyse, tout comme la chambre à liquide de l'appareil d'analyse de la pression de vapeur. La chambre de vapeur est quant à elle plongée dans un bain-marie à 50 °C avant l'analyse. Le contenant de l'échantillon est ouvert et exposé à l'atmosphère, puis remis à trois reprises au réfrigérateur pendant deux minutes, pour saturer l'échantillon en air. La chambre à liquide est ensuite comblée avec l'échantillon. La chambre de vapeur est immédiatement extraite du bain-marie, et couplée à la chambre à liquide. Le dispositif est renversé pour permettre à l'ensemble de l'échantillon dans la chambre à liquide de s'écouler dans la chambre de vapeur, puis il est vigoureusement agité à huit reprises. L'appareil est tourné pour que le côté droit pointe vers le haut, puis immergé dans le bain-marie à 50 °C. À des

intervalles de deux minutes, la jauge de pression est vérifiée, et la procédure d'agitation est répétée. Cette procédure est répétée à cinq reprises ou plus, jusqu'à ce que deux lectures consécutives soient identiques. La jauge de pression est ensuite retirée de l'appareil immédiatement, et la lecture est comparée à celle d'un manomètre. Si une différence est relevée, la différence est ajoutée à la pression de vapeur non corrigée lorsque la lecture du manomètre est plus élevée, ou soustraite de la pression de vapeur non corrigée lorsque la lecture du manomètre est moins élevée. La valeur ainsi obtenue est consignée comme étant la pression de vapeur de l'échantillon à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C.

La méthode ASTM D323M a aussi été utilisée pour les pétroles lourds qui étaient trop visqueux pour être échantillonnés dans des cylindres, puisqu'ils étaient aussi trop visqueux pour l'instrument de mesure de la pression de vapeur D6377. La température de conditionnement de la méthode a été modifiée pour ces échantillons : une température de 20 °C (température ambiante) a été utilisée, parce que les échantillons ne s'écoulaient pas à 0 °C et ne pouvaient donc pas être transférés dans la chambre à liquide.

7.9 Détermination du rapport gaz/pétrole (RGP) et composition du gaz par CG

Le rapport gaz/pétrole (RGP) est une mesure du volume de gaz produit par volume de pétrole à des conditions définies de température et de pression. La pratique de mesurer le RGP est bien connue dans l'industrie, et couramment utilisée dans la modélisation des réservoirs et dans la surveillance de la production des champs pétroliers. Les échantillons de réservoir peuvent être obtenus à une pression supérieure à 69 MPa, et contiennent normalement des gaz difficilement liquéfiables très saturés. De même, des RGP élevés sont normalement produits lorsque l'on mesure les taux de production à partir de séparateurs de champ. Dans de tels cas, on peut avoir recours à du matériel commercial, compte tenu de la grande capacité en volume de vapeur de ces dispositifs.

Les mesures du RGP dans les échantillons provenant d'oléoduc et de sources de stockage statiques, comme les wagons et les réservoirs de stockage, sont difficiles en raison du faible volume de gaz produit. Le procédé de mesure du RGP repose sur la gravimétrie et exige de connaître la masse ou le volume du gaz produit et d'être capable de faire circuler la vapeur à travers le pétrole évaporé de manière à ce que l'équilibre gaz-pétrole soit atteint à la pression atmosphérique. Par conséquent, un dispositif de détente pour faible volume a été mis au point pour respecter les critères de mesure du RGP.

Pour effectuer l'analyse du RGP, un échantillon de pétrole saturé est transféré en maintenant la pression constante dans un contenant secondaire évacué (pycnomètre) à volume étalonné. Les

tuyaux de raccordement sont évacués pour veiller à ce qu'aucune fraction légère ne soit perdue, et qu'aucune contamination par l'air n'ait lieu durant le transfert. La masse du pycnomètre avant et après l'échantillonnage est consignée et l'on calcule ensuite le volume total du pétrole et du gaz évaporé dans le pycnomètre après l'analyse du RPG.

Le pycnomètre contenant l'échantillon est ensuite relié à l'appareil de mesure du RPG par un piège collecteur, et la pompe de circulation et le pycnomètre de collecte de gaz sont raccordés. Le système est évacué à 1 mm Hg pour empêcher toute fuite. Le pycnomètre contenant l'échantillon est ouvert et exposé au système, puis on attend qu'il se stabilise. La pompe de circulation est utilisée pour faire circuler le gaz dans le pétrole pendant une heure, pour assurer un équilibre. La pression atmosphérique est maintenue durant le processus de circulation par l'augmentation du volume de la chambre de mesure du gaz. Lorsque la pression se stabilise durant le processus de circulation, et que la chambre de mesure du volume du gaz n'a plus besoin d'être ajustée, la production de la phase vapeur a été réalisée; on consigne alors le volume total du gaz émis à la pression atmosphérique. La figure 7 montre l'appareil de mesure du RGP.

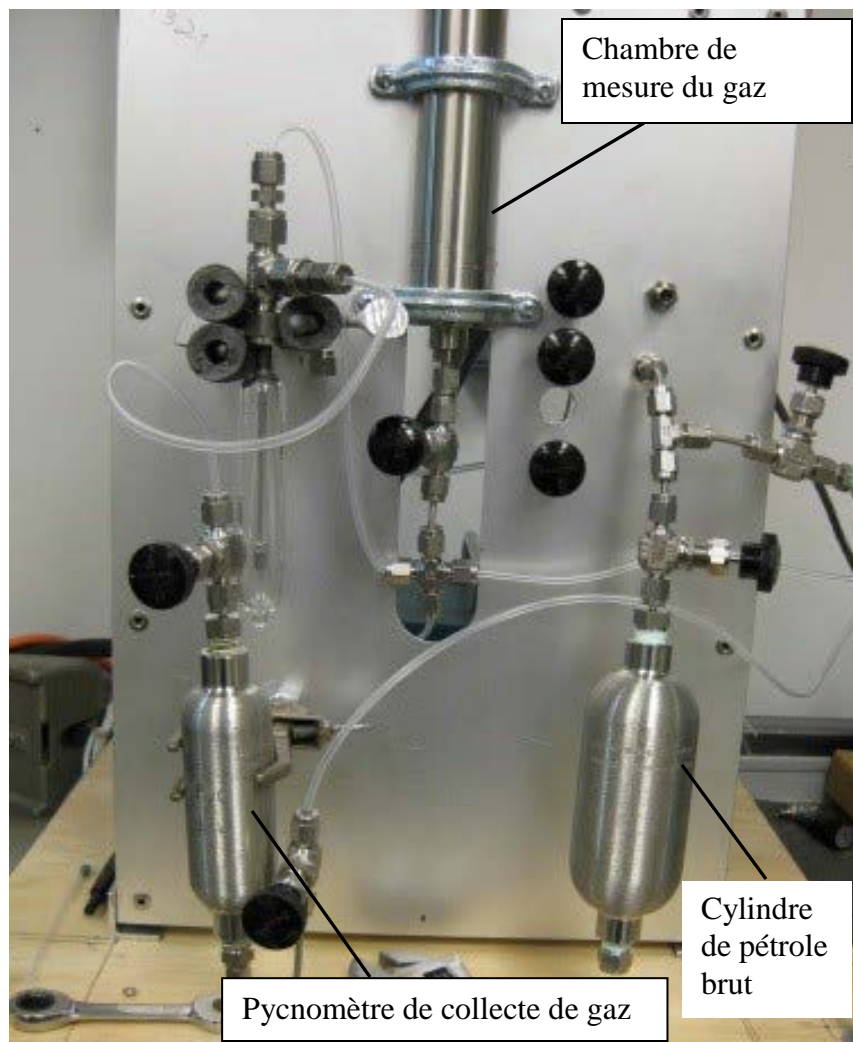


Figure 7 : Appareil de mesure du RGP

Le contenant de collecte du liquide et le piège collecteur sont pesés. Le pétrole évaporé est analysé par chromatographie en phase gazeuse (CG), et la densité du pétrole est mesurée. Les résultats de la CG sont validés d'après les résultats obtenus en suivant la méthode ASTM D8003 avec un étalonnage avec des normes gravimétriques. La densité du pétrole est utilisée pour convertir la masse restante de pétrole dans le pycnomètre de collecte d'échantillon en un volume à la température de volatilisation. Comme le volume total du pycnomètre de collecte de l'échantillon est connu, l'espace restant est rempli par le gaz émis, qui peut être calculé par différence.

Le gaz est recueilli dans un pycnomètre de collecte de gaz évacué. La composition du gaz détendu est déterminée par CG, et la masse moléculaire et la densité du gaz sont calculées d'après les résultats de l'analyse de la composition. Cette méthode couvre la détermination des hydrocarbures C1 à C9 ainsi que du CO₂, du H₂S, de l'He, du H₂, de l'O₂ et du N₂. Le pycnomètre de collecte de gaz est relié au circuit d'injection du CG, et le circuit est ensuite évacué pour prévenir la contamination par l'air. Une fois évacué, le circuit est rempli avec le gaz du pycnomètre, et le gaz est injecté dans le CG. Ce dernier possède de deux détecteurs : un détecteur à ionisation de flamme (DIF) qui détecte les hydrocarbures C1 à C9 et plus, et un détecteur à conductivité thermique (DCT) qui détecte le CO₂, le H₂S, de l'He, le H₂, l'O₂ et le N₂. Le CG est étalonné par rapport à un gaz de référence certifié. Un étalonnage en trois points a été effectué pour le H₂S, et un étalonnage en un seul point a été effectué pour tous les autres gaz au moyen d'un mélange de gaz de référence. La concentration d'azote et d'oxygène dans les échantillons est importante pour Transports Canada, car ces concentrations ont un effet sur la pression de vapeur.

Pour veiller à la précision des mesures, plusieurs composantes clés de l'appareil de mesure du RGP nécessitent un étalonnage : la jauge de pression atmosphérique, la sonde de température du système de RGP, le volume du pycnomètre de collecte de gaz, le volume de la chambre de mesure du gaz et le volume mort du système de RGP. La jauge de pression atmosphérique et la sonde de température du système de RGP sont envoyées à un détaillant approuvé pour l'étalonnage, conformément aux exigences d'accréditation du laboratoire. À son retour, la jauge de pression est lue directement, et des facteurs de correction sont appliqués. La sonde de température du système de RGP est plongée dans des bains-marie à diverses températures, afin de déterminer le facteur de correction. Le volume mort du pycnomètre de collecte de l'échantillon est déterminé par gravimétrie, en pesant le pycnomètre évacué, puis en le remplissant d'eau pure. Le volume est calculé en fonction de la température de la pièce et de la densité de l'eau à cette température. La chambre de mesure du volume du gaz est une seringue d'acier inoxydable à pression élevée, dont le corps est cylindrique. On l'étalonne en mesurant le diamètre transversal du corps, à proximité de la partie supérieure, au milieu et à la partie inférieure au moyen d'un micromètre étalonné traçable, en calculant la superficie de la section transversale, puis en convertissant le résultat en cc/cm. On détermine le volume mort en remplissant le système évacué avec de l'azote à la pression atmosphérique. Un pycnomètre est alors évacué, pesé, rempli d'azote et branché au système de RGP. La perte de masse est convertie en volume à l'aide de la loi des gaz parfaits. Par la réduction du volume mort du système, et grâce à des étalonnages précis des volumes, le bilan massique du système de RGP pour l'ensemble du projet a donné une erreur systématique de 30 cc de gaz, soit $\pm 0,01 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

7.10 Analyse de la composition par chromatographie en phase gazeuse

L'analyse de la composition des hydrocarbures, pour les échantillons pressurisés, a été effectuée en combinant deux méthodes de chromatographie en phase gazeuse, soit HPLIS-CG et ASTM D7169 ou encore ASTM D7900 et ASTM D7169.

7.10.1 Détermination des fractions légères dans les échantillons pressurisés (C1 à nC9), HPLIS-CG (ASTM D8003)

La méthode HPLIS-CG permet l'injection des échantillons pressurisés dans le CG, ce qui prévient la perte de composantes très volatiles et maintient l'intégrité des échantillons. Cette méthode d'analyse couvre la détermination des hydrocarbures légers et des intervalles donne les points de coupe par chromatographie en phase gazeuse du pétrole brut et des condensats à VPCR4 jusqu'à 200 kPa à 37,8 °C. Les hydrocarbures C1 à nC6 (du méthane à l'hexane) ainsi que le benzène sont différenciés et quantifiés. Les échantillons contenant jusqu'à 0,5 % en masse de méthane, 2,0 % en masse d'éthane, 5 % en masse de propane ou 15 % d'isobutane en poids peuvent être analysés. Une limite inférieure de 0,01 % en masse a été établie pour ces composés. Cette méthode d'analyse peut être utilisée pour la détermination des intervalles de point de coupe de la fraction de carbone des pétroles bruts et des condensats entre le point initial d'ébullition (PIE) et 391 °C (nC24). La fraction des alcanes C24 et supérieurs est consignée. Les résultats de cette méthode d'analyse jusqu'à la fraction nC9 ont été combinés à ceux de la méthode d'analyse D7169 afin d'obtenir la distribution complète des points d'ébullition des pétroles bruts.

Cette méthode utilise une colonne courte non polaire avec film épais qui sépare assez bien les composantes C1 à nC5 dans un échantillon. Aux masses supérieures à nC5, la séparation n'est pas aussi bonne, ce qui donne lieu à des pics non résolus. La méthode est fondée sur l'identification des pics connus jusqu'à la fraction nC5, puis sur les fractions de point de coupe pour le reste de l'échantillon. Un point de coupe est défini comme suit : la zone d'échantillon entre la fin d'un pic normal d'alcane et la fin du pic de paraffine normale suivant. Cette zone est convertie en pourcentage pondéral d'après un étalon externe qui est élué à 100 % de la colonne. Les points de coupe pour les fractions sont déterminés par un point d'ébullition, une densité et une masse moléculaire généralisés.

7.10.2 Détermination des fractions légères (C1 à nC9) dans les échantillons atmosphériques, ASTM D7900

La méthode d'analyse standard ASTM D7900 pour la détermination des hydrocarbures légers dans le pétrole brut stabilisé par chromatographie en phase gazeuse vise à déterminer la distribution des points d'ébullition des hydrocarbures dans le pétrole brut stabilisé, jusqu'au n-nonane, inclusivement. Un pétrole brut est dit stabilisé si sa pression de vapeur Reid est équivalente ou inférieure à 82,7 kPa (rapport V/L de 4:1, 37,8 °C). Les résultats de cette méthode d'analyse ont été combinés à ceux de la méthode D7169 afin d'obtenir la distribution complète

des points d'ébullition du pétrole brut. La méthode ASTM D7900 a été utilisée pour les échantillons de pétrole lourd qui, en raison de leur viscosité, ne pouvaient pas être prélevés dans des cylindres à piston flottant puisqu'ils étaient aussi trop visqueux s'écouler par la vanne d'injection du système HPLIS-CG.

Les échantillons ont été analysés sur une colonne chromatographique longue (100 m) et non polaire à forte capacité de séparation. Cette colonne sépare les hydrocarbures en ordre de point d'ébullition. Un tableau des composantes est utilisé pour identifier les pics et les points d'ébullition. Pour les inconnues, un temps de rétention corrélé relatif aux pics connus est utilisé pour déterminer le point d'ébullition. Les molécules plus lourdes que nC9 sont éliminées du système; un étalon interne est donc utilisé pour déterminer la masse des matières éluées.

7.10.3 Distribution des points d'ébullition (nC4 à nC100), ASTM D7169

La méthode d'analyse standard ASTM D7169 de la distribution des points d'ébullition des échantillons avec résidus, comme les pétroles bruts et les résidus atmosphériques et sous vide, par chromatographie en phase gazeuse à température élevée couvre la détermination de la distribution des points d'ébullition et des intervalles de point de coupe des pétroles dégazés et des résidus au moyen de la chromatographie en phase gazeuse à température élevée. La quantité de résidus (ou d'échantillon récupéré) est déterminée d'après un étalon externe. La méthode étend l'applicabilité de la distillation simulée aux échantillons qui ne s'éluent pas complètement du système chromatographique, et sert à déterminer la distribution des points d'ébullition jusqu'à une température de 720 °C. Cette température correspond à l'élution de la fraction nC100.

Les échantillons sont analysés avec une colonne chromatographique non polaire qui sépare les hydrocarbures en ordre de point d'ébullition. Ces résultats sont corrélés aux temps de rétention, d'après une courbe d'étalonnage obtenue par l'analyse, dans les mêmes conditions, d'un mélange connu d'hydrocarbures, habituellement des n-alcane, qui couvrent la plage des points d'ébullition prévus pour l'échantillon. L'intensité des pics représente la quantité d'échantillon distillé. Les résultats sont établis comme étant la corrélation entre les points d'ébullition et les pourcentages d'échantillon élués de la colonne.

Cette méthode d'analyse utilise une colonne capillaire à film mince, ce qui se traduit par la séparation incomplète des fractions C4 à C8 en présence d'une grande quantité de disulfure de carbone, et fournit donc une distribution des points d'ébullition peu fiables pour cet intervalle d'élution. En outre, l'engorgement du détecteur durant l'élution du disulfure de carbone réduit la fiabilité de l'analyse quantitative de la distribution des points d'ébullition dans la région des fractions C4 à C8 en raison de la réponse réduite du détecteur. L'échantillon utilisé aux fins de l'assurance de la qualité dans le cadre de la méthode est du bitume de l'Athabasca à forte teneur

en résidus. Ce bitume couvre la plage de points d'ébullition de C9 à C100 avec un résidu, soit la plage d'intérêt pour le projet.

7.10.4 Composition des gaz difficilement liquéfiables et des fractions C1 à C24 et distribution des points d'ébullition (C1 to nC100) de l'ensemble de l'échantillon de pétrole brut

La composition chimique de l'échantillon, des fractions C1 à nC9, a été déterminée au moyen de la méthode ASTM D8003 ou ASTM D7900. L'échantillon a été évaporé par le système de RGP pour en extraire les gaz difficilement liquéfiables, qui ont ensuite été analysés par CG afin d'établir leur pourcentage pondéral. Les données de la méthode ASTM D7169 ont quant à elles été utilisées pour déterminer la distribution des points d'ébullition de l'échantillon, des fractions C9 à C100. Les résultats des trois analyses ont ensuite été mathématiquement combinés. La fusion des résultats élimine l'erreur systématique connue de la méthode ASTM D7169 dans la composition des composantes à faible point d'ébullition en raison de la perte de fractions légères durant la préparation de l'échantillon et de l'écrasement des composantes à faible point d'ébullition par le solvant disulfure de carbone (CS₂). Les résultats permettent aussi d'obtenir un aperçu détaillé de la composition du pétrole brut en deçà de nC5. Les résultats de ces trois méthodes ont été utilisés de trois façons.

La distribution des points d'ébullition a été déterminée à intervalles de pourcentage pondéral de 1,0 % entre le PIE (pourcentage de la masse élue de 0,5 %) et nC100, avec un résidu au-delà de nC100. Nous avons utilisé le même format que pour une analyse selon la méthode D7169 classique, mais en éliminant l'erreur systématique.

L'analyse de la composition de C1 à C24 a été effectuée d'après les mêmes trois méthodes. Cette analyse comprend le pourcentage pondéral des gaz difficilement liquéfiables, les composantes individuelles jusqu'à nC5, et le point de coupe de la fraction de carbone jusqu'à C24. Dans le cadre de la méthode, cet intervalle est défini comme le pourcentage pondéral obtenu entre la fin d'un pic de n-alcane et le pic de n-alcane suivant. Par conséquent, on n'utilise pas d'intervalle de température pour déterminer les points de coupe, mais plutôt les extrémités d'une séquence entre deux pics de n-alcane. On attribue à ces fractions des points d'ébullition, des densités et des masses moléculaires généralisés, conformément à la méthode ASTM D8003.

7.11 Détermination de l'inflammabilité de la phase vapeur, ISO 10156

Afin d'évaluer l'applicabilité de la classe 2.1 (gaz inflammables) ou d'une classe subsidiaire aux pétroles bruts, il faut déterminer si la phase vapeur d'un échantillon de pétrole brut est inflammable.

Les gaz inflammables (classe 2.1), sont définis dans la partie 2 du Règlement sur le TMD comme étant des gaz qui, à 20 °C et à une pression absolue de 101,3 kPa :

- a) sont inflammables en mélange à 13 pour cent par volume ou moins avec l'air;
- ou
- b) ont une plage d'inflammabilité avec l'air d'au moins 12 points de pourcentage déterminée conformément aux épreuves ou aux calculs prévus à la norme ISO 10156.

La phase vapeur au-dessus du pétrole brut dans un wagon ou un camion-citerne contient des gaz en proportion directe leur volatilité relative et à leur fraction molaire dans la phase liquide. C'est la phase vapeur qui s'enflamme, et le risque présenté par celle-ci dépend de la quantité de gaz produit et de sa composition.

Puisque les échantillons ont été évaporés dans le système de RGP à la pression atmosphérique et à la température ambiante du laboratoire (23 °C), la composition des gaz émis durant l'analyse du RGP représente la composition de la phase vapeur au-dessus des échantillons de pétrole brut en conditions atmosphériques et à une température équivalente. La méthode de calcul décrite dans la norme ISO 10156, *Gaz et mélanges de gaz -- Détermination du potentiel d'inflammabilité et d'oxydation pour le choix des raccords de sortie de robinets*, a été appliquée à la composition des gaz évaporés dans le système de RGP pour déterminer si la phase vapeur était inflammable. Les calculs de la partie 5 de la norme ISO 10156, pour les mélanges contenant de l'oxygène et des gaz inflammables, ont été utilisés.

La phase vapeur des pétroles bruts contient des gaz inflammables, de l'azote, d'autres gaz inertes et de l'oxygène. Les autres gaz inertes ont des équivalences d'inertie différentes de celles de l'azote. Les fractions molaires de ces gaz inertes sont multipliées par leur coefficient d'équivalence, et les volumes relatifs d'équivalent azote, de gaz inflammable et d'oxydant sont normalisés à un total de 100 %.

Équivalent azote :

$$F = \frac{100}{100 + \sum_{k=1}^p (K_k - 1)B_k}$$

où :

F = Facteur de normalisation

K_k = coefficient d'équivalence d'un gaz inerte par rapport à l'azote

B_k = fraction molaire du k^e gaz inerte dans un mélange de gaz, en pourcentage

Concentration de gaz inflammables :

$$\text{Concentration de gaz inflammables} = F \times \sum_{i=1}^n A_i$$

où :

A_i = fraction molaire du i^{e} gaz inflammable dans un mélange de gaz, en pourcentage

Concentration d'oxydant :

$$PO = F \times x_o$$

où :

PO = pouvoir oxydant

x_o = fraction molaire de l'oxygène, en pourcentage

Un mélange contenant des gaz inflammables et des gaz oxydants est jugé inflammable s'il répond aux deux critères suivants :

- a) concentration de gaz inflammable $\geq L_m$
- b) concentration de gaz inflammable $> T_{ci,F}$

$$L_m = \frac{\sum A_i}{\sum \left(\frac{A}{L}\right)_i}$$

où :

L_m = limite inférieure d'inflammabilité dans l'air d'un mélange de gaz inflammable

L_i = limite inférieure d'inflammabilité dans l'air d'un gaz inflammable

$$T_{ci,F} = T_{c,m} \times \left(1 - \frac{OP}{21}\right), T_{c,m} = \frac{\sum A_i}{\sum \left(\frac{A}{T_c}\right)_i}$$

où :

$T_{ci,F}$ = teneur maximale d'un mélange de gaz inflammable et d'oxygène qui, lorsqu'il est mélangé à de l'azote, n'est pas inflammable dans l'air, en pourcentage

$T_{c,m}$ = teneur maximale d'un mélange de gaz inflammable qui, lorsqu'il est mélangé à de l'azote, n'est pas inflammable dans l'air, en pourcentage

8 Résultats et discussion : échantillons de pétrole brut

Cette section couvre les résultats d'analyse de 68 échantillons de pétrole brut. Il est à noter que, le cas échéant, les moyennes pour chaque type d'échantillon sont présentées dans une figure. Les valeurs pour le pétrole moyen dilué, le bitume, le bitume synthétique et le bitume synthétique

dilué sont des valeurs pour un seul échantillon, et non des moyennes, car un unique échantillon de chaque type de pétrole brut a été prélevé.

8.1 Densité

La densité de chaque échantillon de pétrole brut a été mesurée à 15,6 °C en suivant méthode ASTM D5002. La densité moyenne et les plages de densité de chaque type, et dans chaque région, sont présentées aux figures 8, 9, 10 et 11.

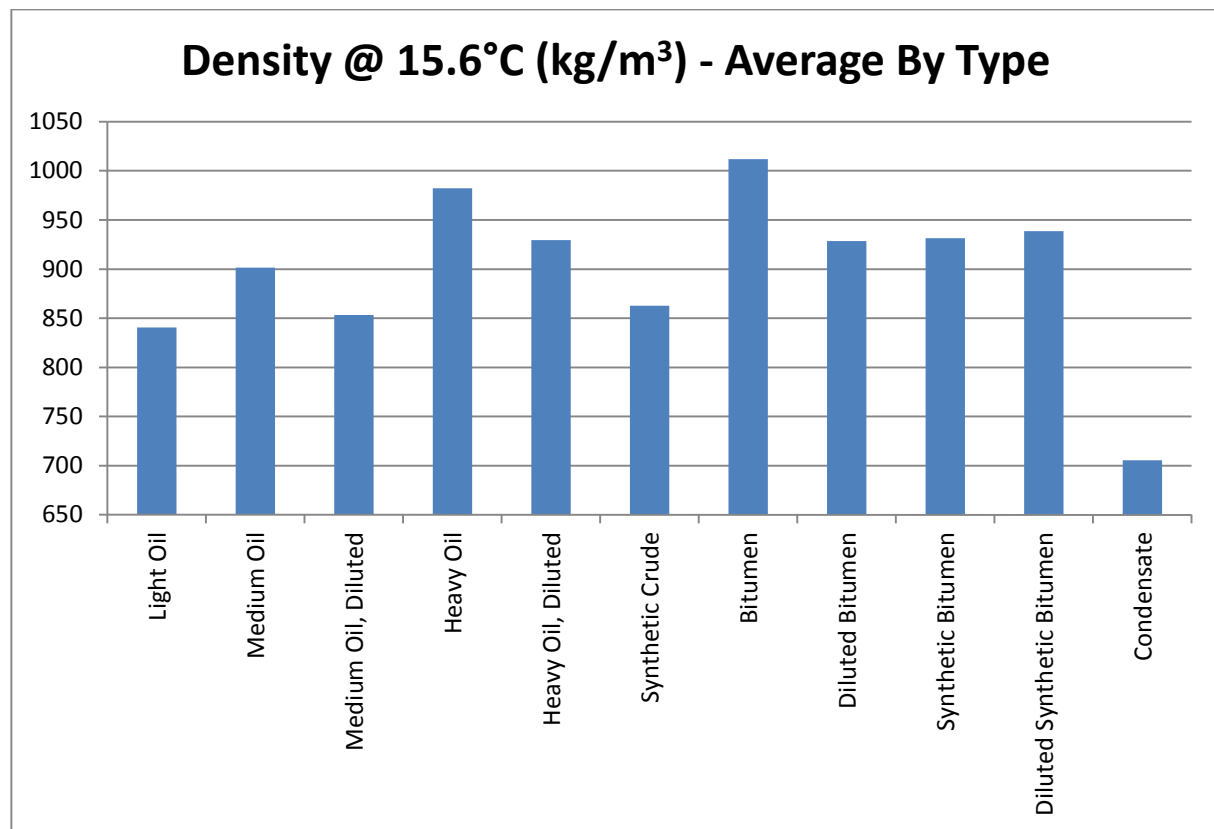


Figure 8 : Densité moyenne par type de pétrole brut

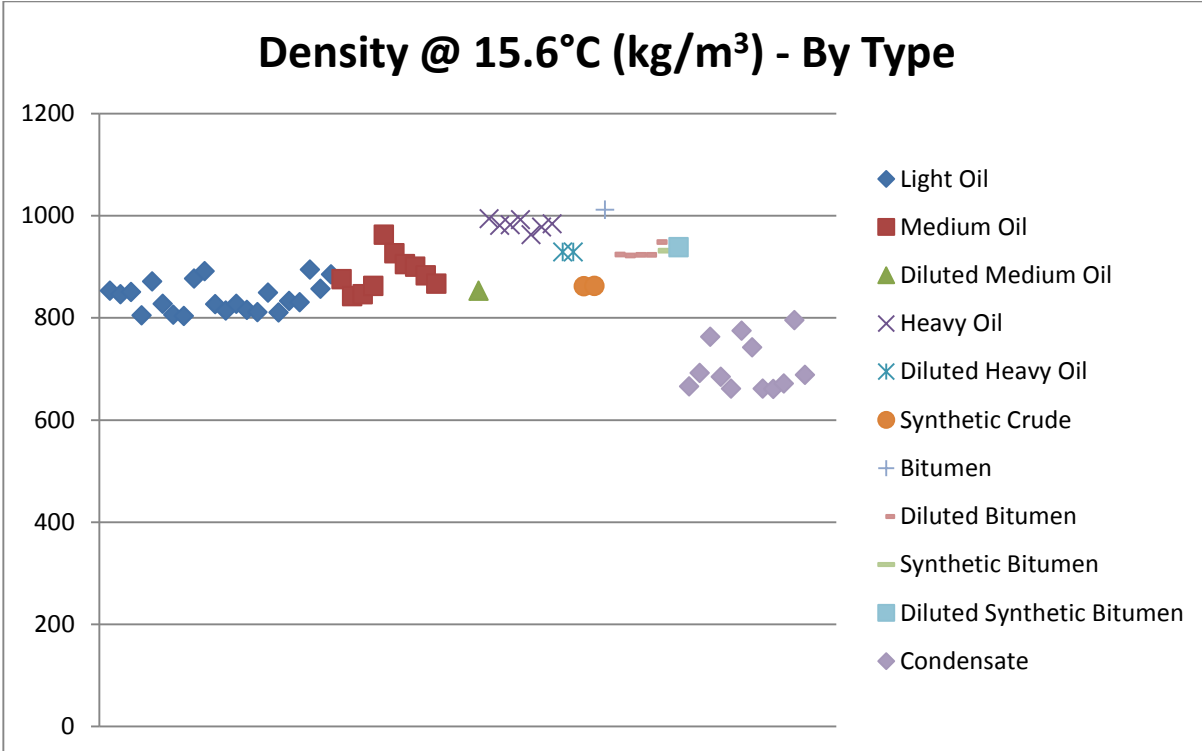


Figure 9 : Distribution des densités, par type de pétrole brut

La densité moyenne des pétroles bruts suit la tendance prévue selon la composition. . Le condensat, qui a le pourcentage le plus élevé de fractions légères et la quantité la plus faible de résidus C25+ présente la plus faible densité. Le bitume, qui a le plus faible pourcentage de fractions légères et la plus grande quantité de résidus correspondant à C25 et plus, présente quant à lui la plus forte densité. La densité de tous les autres échantillons se situe dans l'intervalle de valeurs du condensat et du bitume, en fonction de leur composition. L'effet du diluant sur la densité est montré par la densité réduite des échantillons de pétrole moyen, de pétrole lourd et de bitume par rapport à celle des échantillons non dilués.

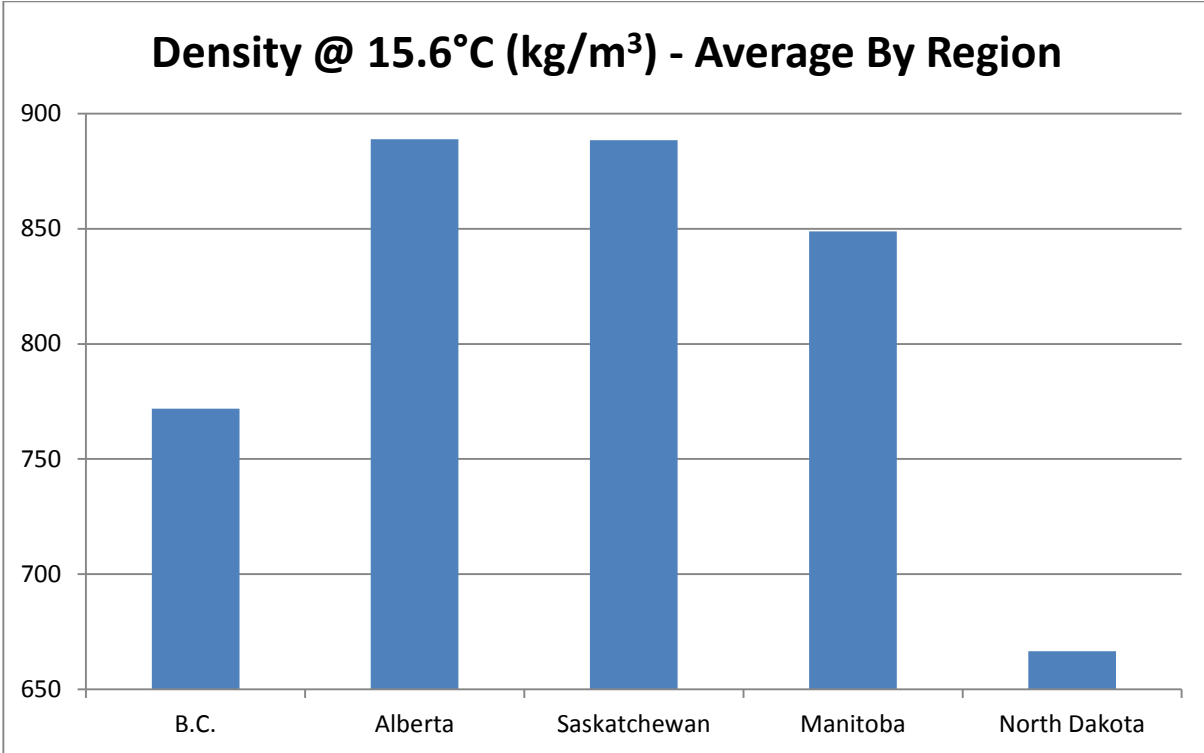


Figure 10 : Densité moyenne par région

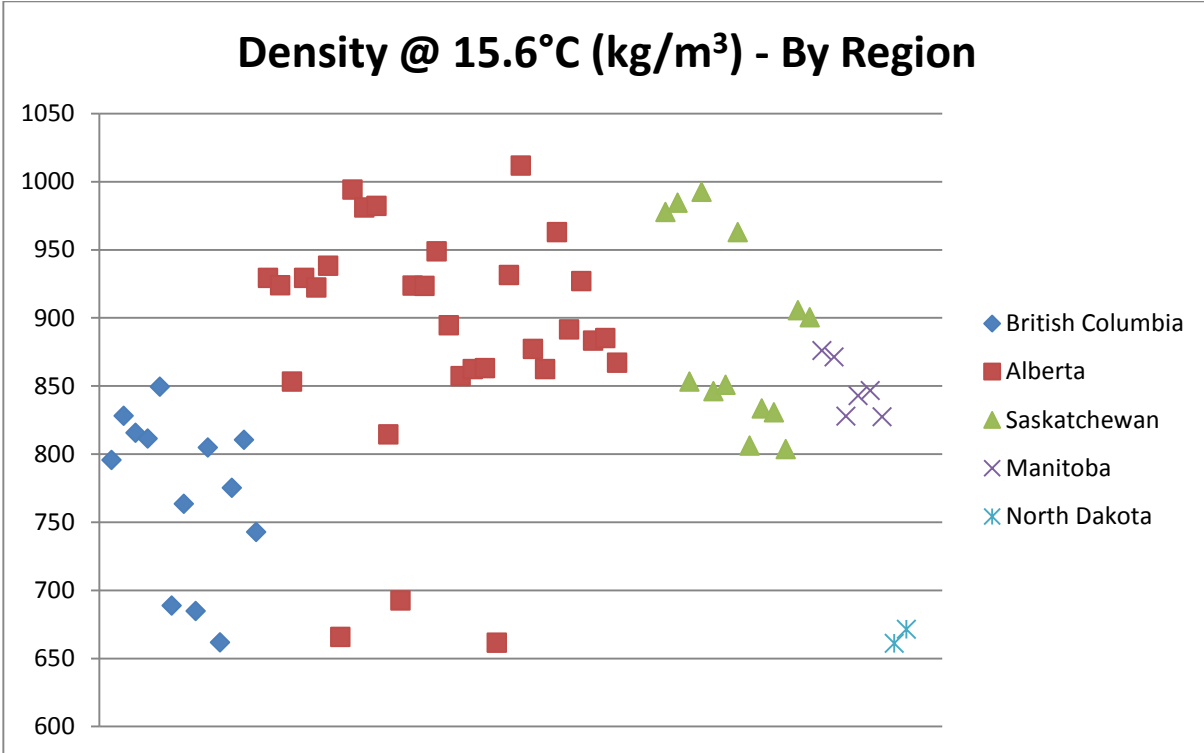


Figure 11 : Distribution des densités selon la région

8.2 Sulfure d'hydrogène dans la phase vapeur

La concentration de H₂S dans la phase vapeur a été mesurée en suivant la méthode ASTM D5705. La concentration moyenne de H₂S et la plage de concentrations de chaque type de pétrole brut, pour chaque région, sont présentées aux figures 12, 13, 14 et 15.

Il est à noter que la température d'analyse a été modifiée selon le type de pétrole brut. Les analyses ont été effectuées à température ambiante pour la plupart des condensats afin de prévenir la perte d'échantillon par évaporation. Tous les autres échantillons ont été plongés dans un bain-marie à 60 °C. Si l'échantillon commençait à bouillir à une température inférieure à 60 °C, il était immédiatement extrait du bain-marie et analysé. La température d'analyse de tous les échantillons a été consignée dans le registre.

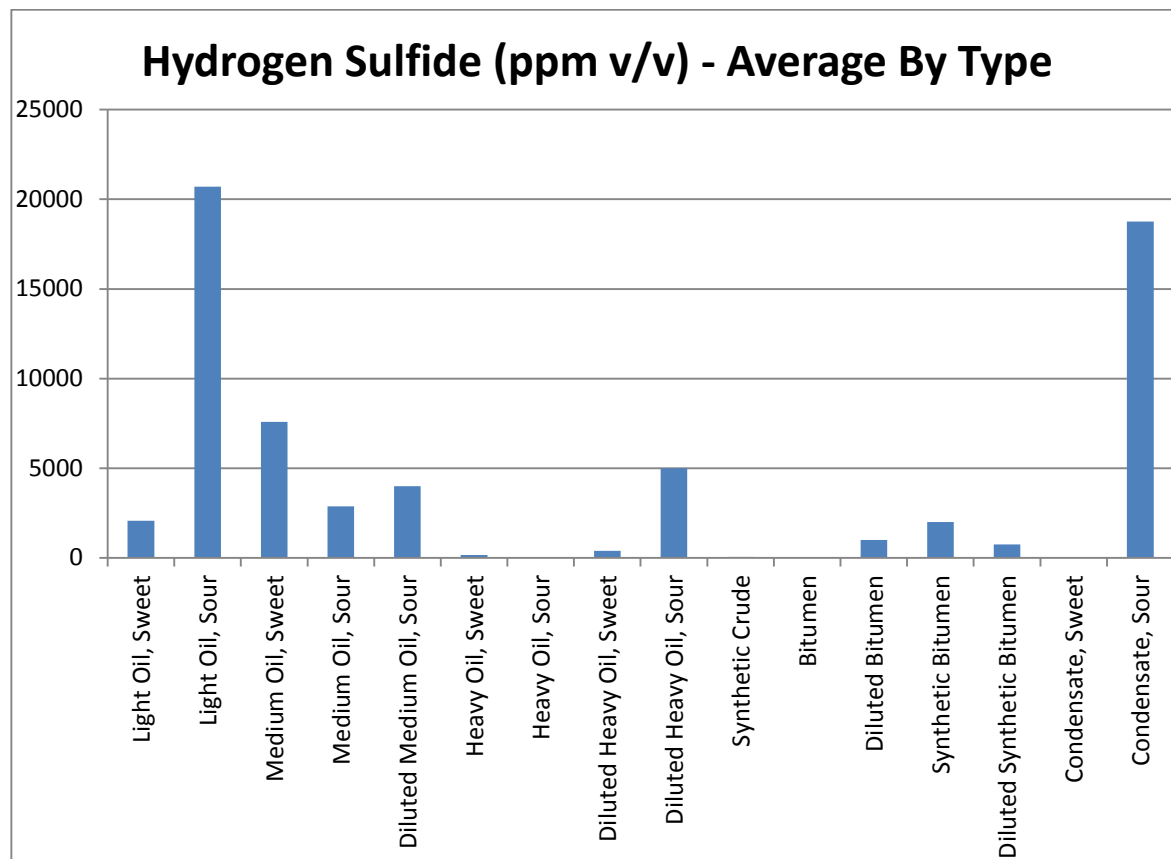


Figure 12 : Concentration moyenne de H₂S dans la phase vapeur, par type de pétrole brut

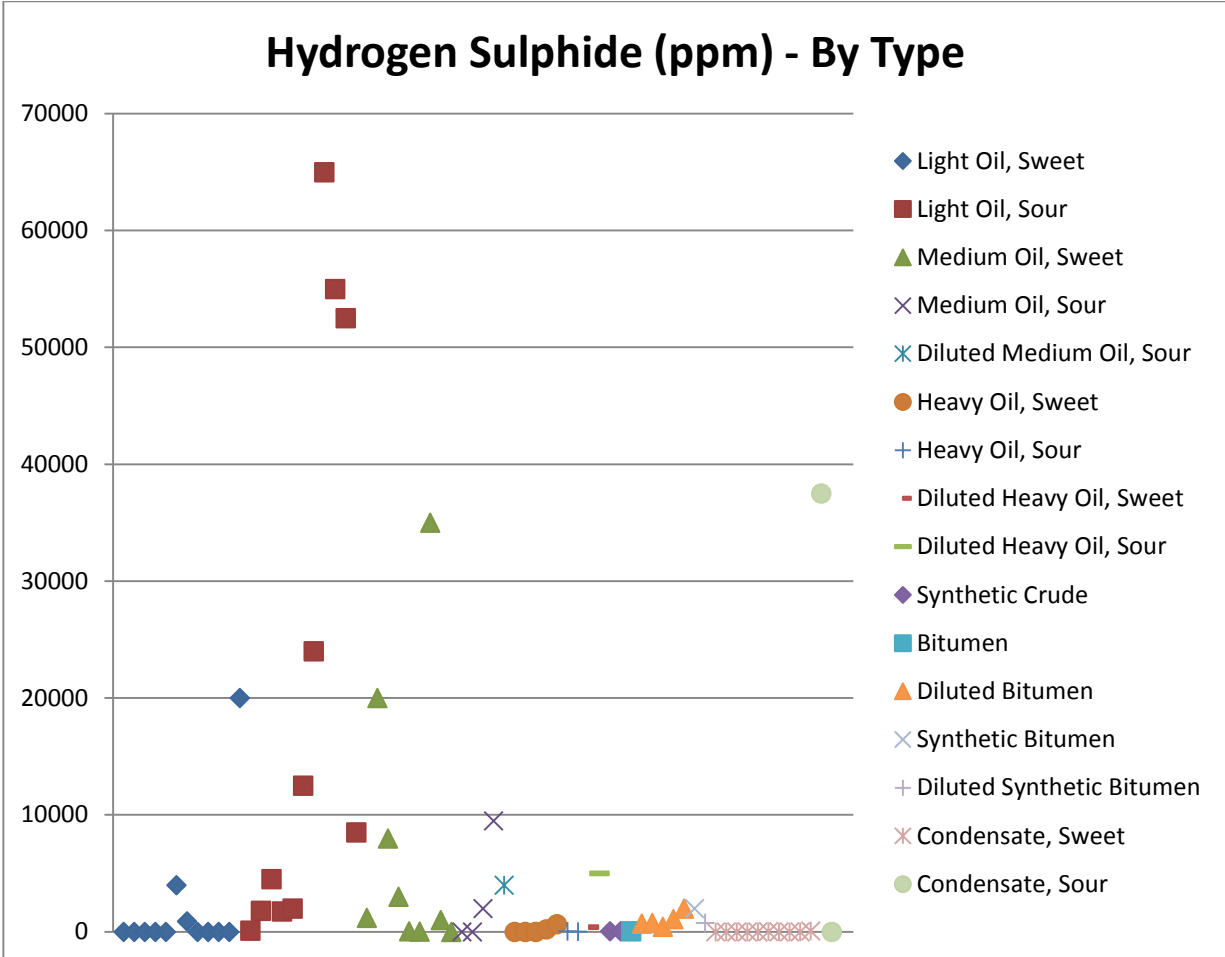


Figure 13 : Distribution des concentrations de H₂S dans la phase vapeur, par type de pétrole brut

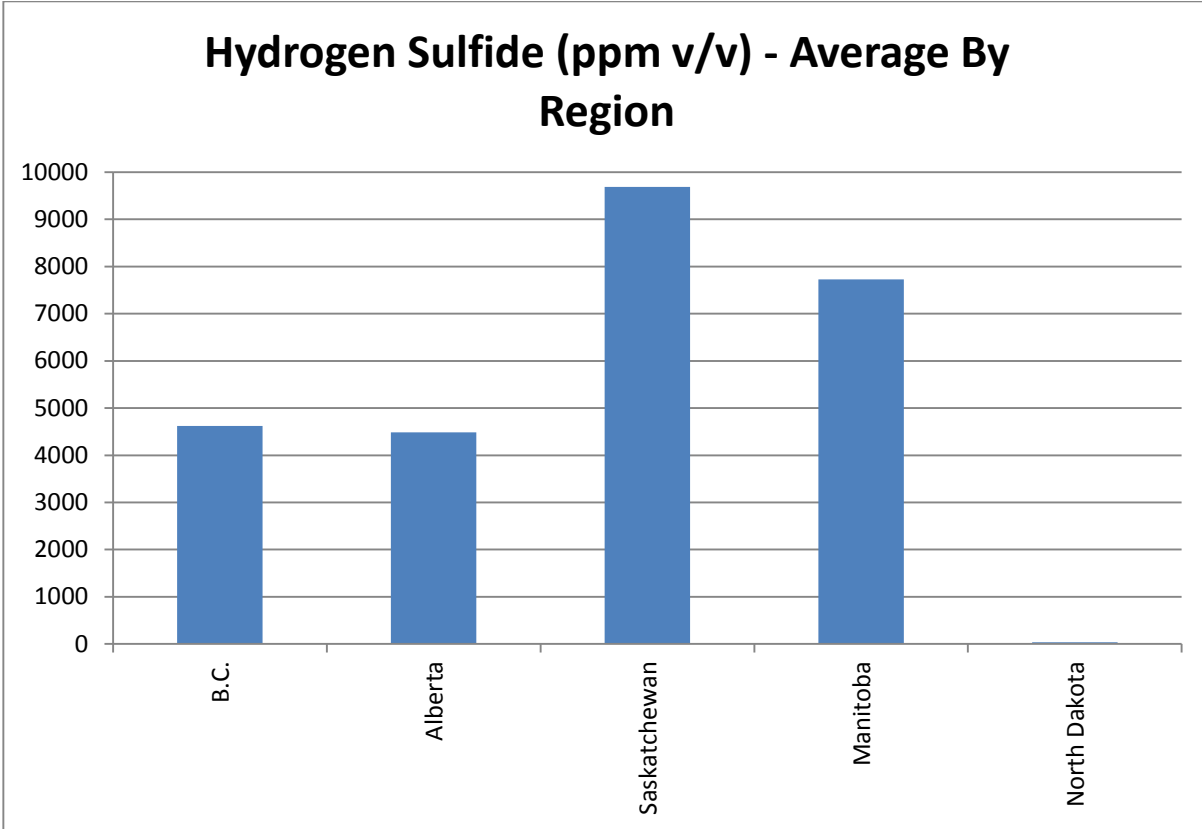


Figure 14 : Concentration moyenne de H₂S dans la phase vapeur, par région

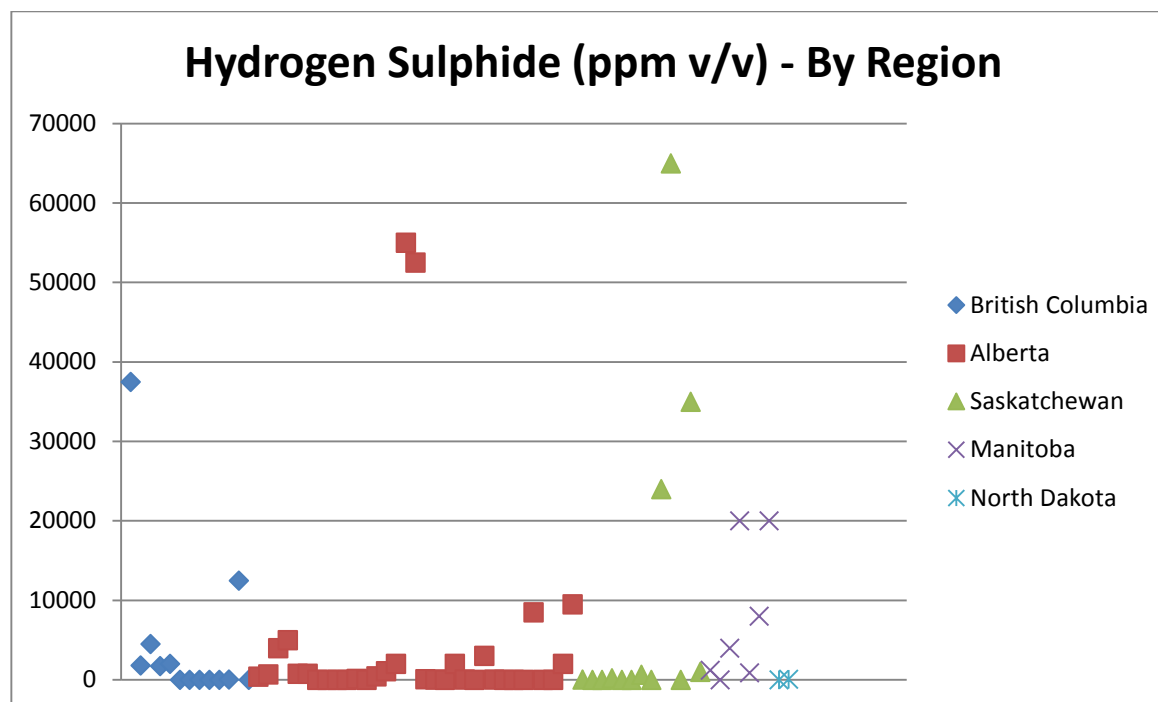


Figure 15 : Distribution des concentrations de H₂S dans la phase vapeur, par région

On croit souvent à tort que les termes « sulfureux » et « non sulfureux » se rapportent à la teneur en H₂S du pétrole. En fait, ces termes concernent la teneur totale en soufre d'une charge pétrolière, à savoir si celle-ci représente moins 0,5 % du poids total. Bien que l'emploi des termes « sulfureux » et « non sulfureux » en production gazière soit relativement exact, puisque le gros du soufre est présent sous forme de H₂S, mais on ne peut pas en dire autant pour les flux pétroliers liquides (Lywood & Murray, 2012). Comme le montre la figure 13, la phase vapeur de certains pétroles non sulfureux contient de fortes concentrations en H₂S, et la phase vapeur de certains pétroles sulfureux n'en contiennent que de faibles concentrations. L'échantillon FL14_1881-157 est un pétrole moyen non sulfureux, et pourtant la concentration en H₂S de la phase vapeur est de 20 000 ppm. À l'inverse, l'échantillon FL14_1881-113 est un condensat sulfureux, mais la concentration de H₂S dans la phase vapeur n'est que de 5 ppm.

Cela dit, huit des neuf échantillons présentant les plus fortes concentrations (12 500 ppm à 65 000 ppm) de H₂S dans leur phase vapeur étaient des échantillons dits sulfureux. Parmi ceux-ci, on comptait un condensat, six pétroles légers et un pétrole moyen. Il faut savoir, en observant ces fortes concentrations, que la concentration de H₂S dans la phase vapeur varie en fonction du volume de l'espace vide, de la température, de l'agitation et de la présence d'agents d'élimination des sulfures; c'est pourquoi la valeur obtenue dans cette analyse pourrait ne pas être

représentative de la concentration de H₂S dans l'espace de vapeur d'un wagon ou d'un camion-citerne.

La méthode ASTM D5705 est couramment utilisée comme méthode d'essai sur le terrain pour estimer la concentration de H₂S dans la phase vapeur du pétrole brut, mais elle présente un certain nombre de problèmes. Le plus évident parmi des derniers est que la méthode n'est pas conçue pour être utilisée avec des pétroles bruts; la partie sur la portée de la méthode stipule que celle-ci ne concerne pas les mazouts résiduels. Les mazouts résiduels sont ce qui reste après que l'essence et les mazouts distillés ont été extraits par distillation. Par conséquent, ils ne contiennent pas de fractions légères exerçant une pression sur le contenant d'échantillonnage et causant ainsi le soulèvement du bouchon, comme le font les pétroles bruts.

La méthode ASTM D5705 pose un autre problème, en ce sens que cette procédure n'est pas utilisée de manière uniforme; de nombreux opérateurs utilisent une méthode modifiée. Durant la phase de chauffage, de la pression s'accumule dans le contenant d'analyse, et les bouchons peuvent sauter. Le simple fait que les bouchons sautent durant le chauffage est préoccupant, puisque le H₂S s'échappe alors avant les mesures. Pour remédier à ce problème, les opérateurs peuvent modifier la méthode. Certains serrent les bouchons pour les empêcher de sauter, d'autres les laissent desserrés, et d'autres surveillent les contenants et remettent les bouchons en place s'ils sautent. Toutes ces modifications ont des effets sur la qualité des résultats.

On modifie aussi souvent la méthode en réduisant la température lors de l'étape de chauffage. Les pétroles les plus volatils commencent à bouillir avant d'atteindre 60 °C, et une grande partie de l'échantillon est alors perdue par évaporation une fois à 60 °C. Comme la quantité de H₂S dans la phase vapeur varie en fonction de la température, le choix de la température du bain-marie agit sur les résultats.

La méthode ASTM D5705 est conçue pour fournir une évaluation sur place des concentrations de H₂S dans la phase vapeur à des fins de santé et de sécurité. Cette méthode d'analyse ne peut pas être utilisée pour simuler les concentrations de H₂S dans l'espace vide des réservoirs de stockage ou de transport. La concentration de H₂S dans la phase vapeur varie en fonction du volume de l'espace vide, de la température, de l'agitation et de la présence d'agents d'élimination des sulfures. La méthode stipule qu'aucune corrélation générale ne peut être établie entre cette analyse de terrain et les véritables concentrations de H₂S dans la phase vapeur dans des réservoirs de stockage ou de transport. Un exemple de différence entre l'analyse de terrain et les conditions réelles a d'ailleurs été observé à un terminal ferroviaire. Durant le chargement de bitume dans des wagons à 90 °C, les détecteurs de H₂S de l'opérateur ont émis une alarme (seuil de détection =

10 ppm). Dans de tels cas, la procédure exige que le personnel se tienne à une distance sécuritaire durant le chargement. La concentration de H₂S dans la phase vapeur a alors été établie à 40 ppm à 60 °C par la méthode ASTM D5705. Toutefois, durant le chargement de bitume synthétique à température ambiante, les détecteurs n'ont émis aucune alarme; la concentration de H₂S dans la phase vapeur, selon la méthode ASTM D5705 effectuée à 60 °C, était pourtant de 2 000 ppm.

La méthode ASTM D5705 fournit une mesure du H₂S présent dans la phase vapeur et si toutefois elle était uniformément suivie, en se conformant aux conditions du volume vide et de la température en situation de transport, les résultats pourraient être une indication du niveau de risque.

8.3 Point d'éclair

Le point d'éclair de chaque échantillon a été mesuré par la méthode appropriée pour celui-ci : ASTM D3828, ASTM D56 ou ASTM D93. Le point d'éclair moyen et la plage de points d'éclair pour chaque type de pétrole brut sont présentés aux figures 16 et 17.

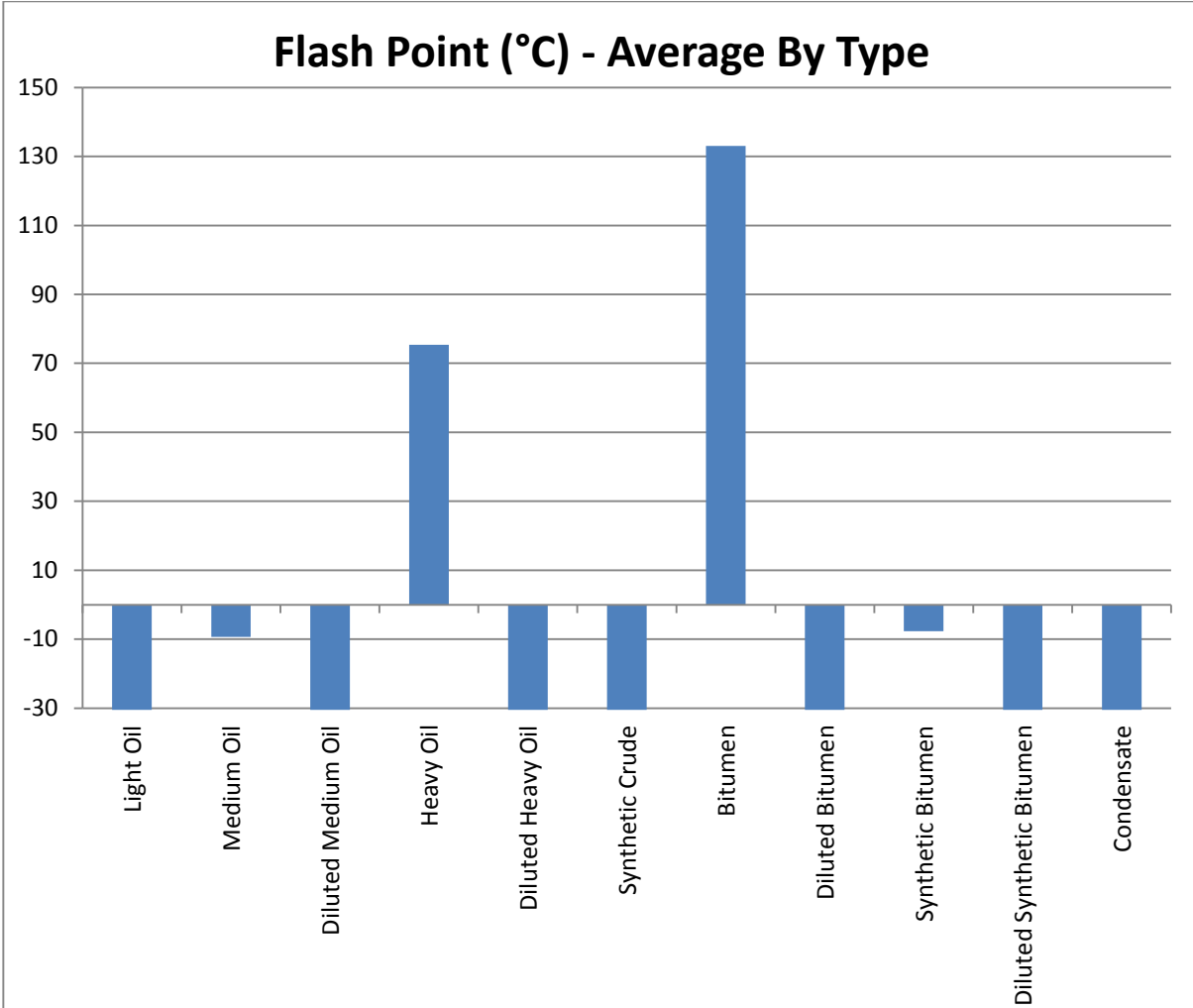


Figure 16 : Point d'éclair moyen par type de pétrole brut

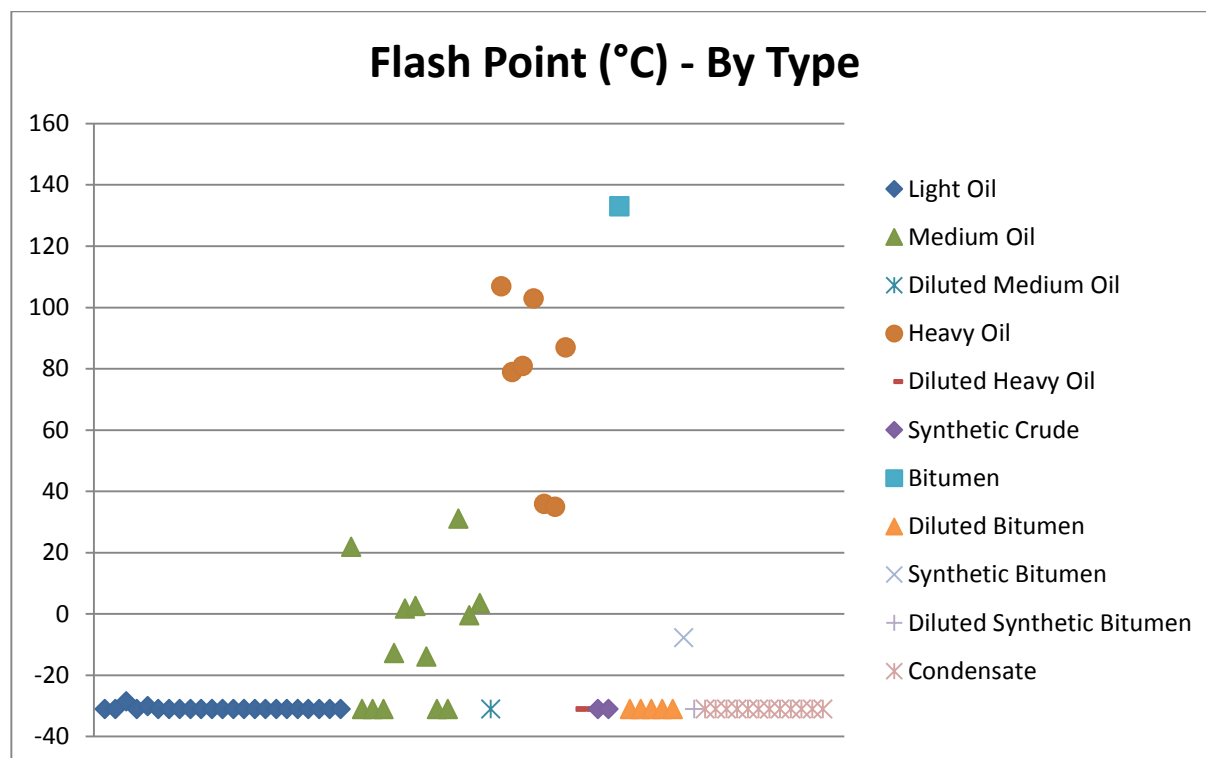


Figure 17 : Distribution des points d'éclair par type de pétrole brut

Le point d'éclair ne permet pas de différencier la plupart des pétroles; les pétroles bruts qui contiennent une grande quantité de fractions légères se vaporisent sous 0 °C. Le point d'éclair théorique du butane pur est de -60 °C. À l'heure actuelle, on ne dispose d'aucun dispositif permettant de mesurer exactement le point d'éclair. La température la plus basse que les instruments commerciaux de mesure du point d'éclair peuvent atteindre est de -40,0 °C.

Une différence a toutefois été constatée entre les échantillons dilués et non dilués. La composition en fractions légères des échantillons dilués a produit des points d'éclair plus bas que ceux des échantillons non dilués. Le point d'éclair de l'ensemble des pétroles légers, des pétroles dilués et des condensats était inférieur à -30,0 °C, sauf pour deux pétroles légers dont les points d'éclair étaient de -28,5 °C et -30,0 °C. Pour six échantillons, soit cinq de pétrole lourd et un de bitume, le point d'éclair était supérieur à 60 °C. Ces échantillons contiendraient très peu de fractions légères; le pourcentage des fractions de C1 à C8 était inférieur à 0,6 %, ce qui explique les points d'éclair élevés. Par conséquent, ces échantillons ne seraient pas classés comme des liquides inflammables aux termes de la partie 2 du Règlement sur le TMD.

Tous ces échantillons peuvent brûler, mais la valeur de point d'éclair n'indique pas la durée pendant laquelle le produit brûlera, la chaleur du feu ou si les fractions légères qui s'enflamment rapidement fourniront assez d'énergie pour soutenir la combustion des fractions plus lourdes.

8.4 Teneur en eau

Les récents travaux de l'American Petroleum Institute (API) visant à modéliser la pression de vapeur du pétrole brut à partir de sa composition ont montré que la teneur en eau était un facteur contributif. Les données sur la teneur en eau recueillies dans le cadre de ce projet peuvent être utilisées aux fins des futurs travaux de modélisation que Transports Canada entend entreprendre afin de déterminer la pression de vapeur des échantillons de pétrole brut. La teneur en eau de chaque échantillon a été mesurée en suivant la méthode ASTM D4007. Les figures 18 et 19 montrent la teneur en eau moyenne et la plage des teneurs en eau de chaque type de pétrole brut.

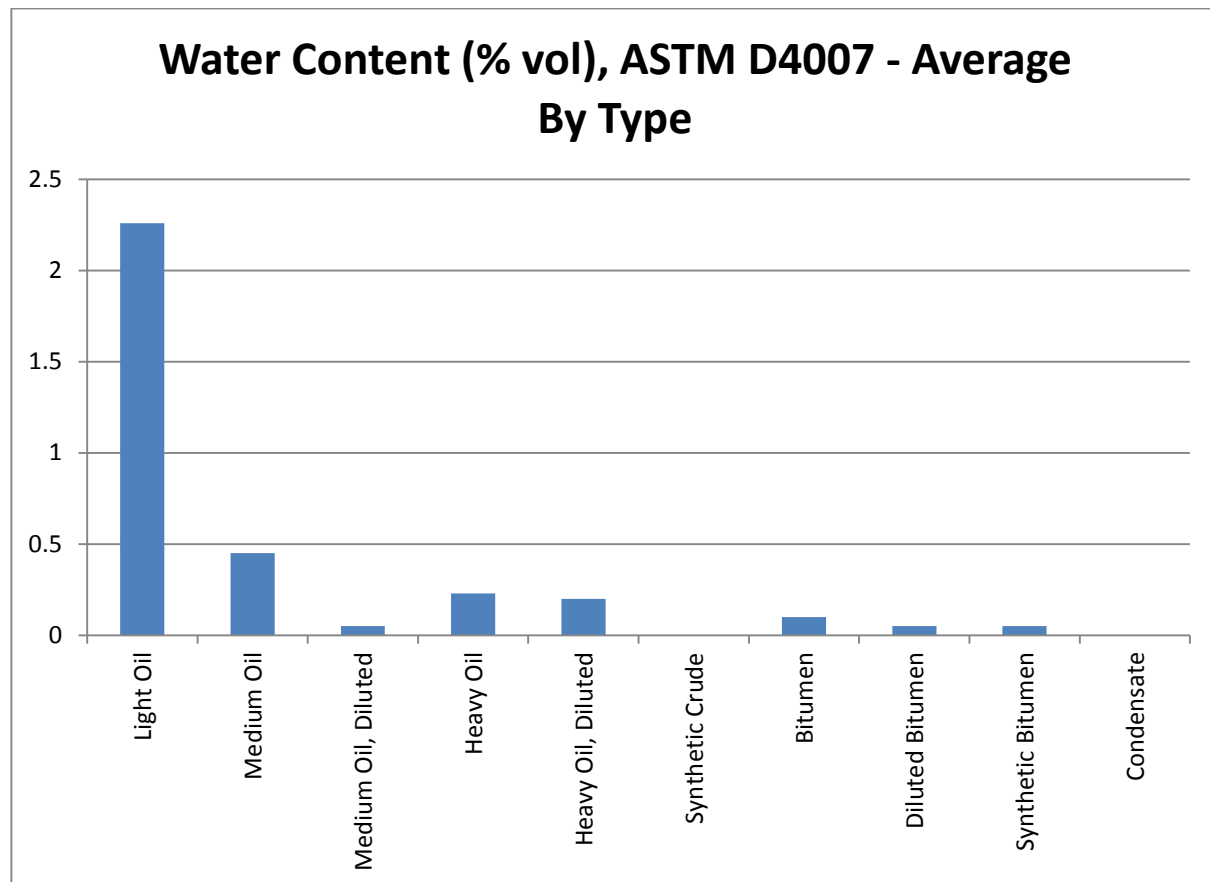


Figure 18 : Teneur en eau moyenne par type de pétrole brut

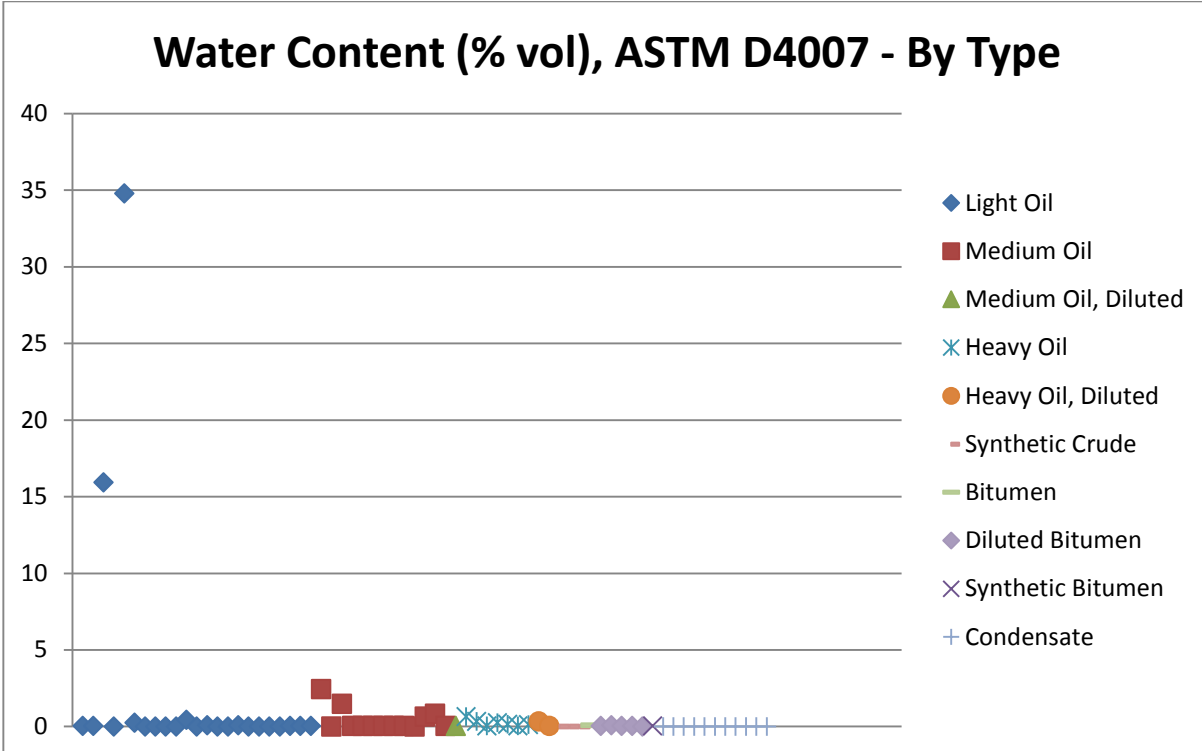


Figure 19 : Distribution de la teneur en eau par type de pétrole brut

Conformément au plan d'échantillonnage, seuls des échantillons de pétrole propre devaient être prélevés, et non des émulsions. Par conséquent, la plupart des échantillons présentaient une teneur en eau inférieure à 0,5 %. Cependant, l'information reçue concernant les composantes des parcs de stockage aux sites d'échantillonnage n'était pas toujours exhaustive, et deux échantillons étaient en fait des émulsions à forte teneur en eau. Lorsqu'il est produit, le pétrole peut contenir de fortes concentrations d'impuretés comme du sable et de l'eau; c'est pourquoi les émulsions de pétrole brut sont souvent transportées sur de courtes distances entre une tête de puits ou un parc de stockage à un autre parc de stockage, où elles sont nettoyées et/ou traitées pour séparer l'émulsion. Pratiquement tout le transport des émulsions de pétrole brut s'effectue par camion; un faible volume est transporté par oléoduc. Les échantillons FL14_1881-068 et 148 présentaient respectivement une teneur en eau de 15,95 % et de 34,8 %. L'échantillon FL14_1881-068 a été recueilli dans un réservoir de réception dans un parc de stockage. Les camions déchargent le pétrole dans ce type de réservoir, et le pétrole est ensuite pompé dans un traicteur pour enlever l'eau. Une fois traité, le pétrole est transporté par oléoduc. Dans ce cas-ci, le pétrole échantillonné était représentatif de ce qui était transporté jusqu'au site plutôt que depuis celui-ci. L'échantillon FL14_1881-148 a quant à lui été recueilli dans un parc de stockage sans séparateur d'eau libre, ce qui pourrait expliquer sa forte teneur en eau.

La méthode ASTM D4007 vise à mesurer, dans un échantillon, l'eau extraite par centrifugation. Habituellement, cette méthode ne permet pas de détecter l'eau émulsifiée ou dissoute (Crude Oil Quality Association, 2003). La pression de vapeur des échantillons, mesurée par la méthode ASTM D6377, a été déterminée dans des cylindres chauffés avant l'analyse. En chauffant les cylindres et en s'assurant de les tenir droits, on fait en sorte que toute l'eau libre se retrouve sous le pétrole, et celle-ci n'a donc pas d'effet sur les mesures de la pression de vapeur. Transports Canada pourrait aussi envisager de déterminer la teneur en eau par méthode de Karl Fischer, ce qui déterminerait la quantité d'eau dissoute, entraînée et émulsifiée. Le chauffage du cylindre n'éliminerait pas cette eau, et il serait possible de déterminer si elle a un effet sur la pression de vapeur. L'eau dissoute a vraisemblablement peu d'effet sur la pression de vapeur mesurée, puisque la solubilité de l'eau dans le pétrole est très faible. Toutefois, l'effet de l'eau émulsifiée pourrait être plus grand, puisque la quantité de cette eau est normalement plus grande que celle de l'eau dissoute.

8.5 Répartition des points d'ébullition : fusion des données des méthodes HPLIS-CG et ASTM D7169 ou ASTM D7900 et ASTM D7169

La distribution complète des points d'ébullition pour chaque échantillon a été déterminée par la fusion des données HPLIS-CG ou ASTM D7900 avec les données ASTM D7169. La fusion des données HPLIS-CG et ASTM D7169 a été employée pour 60 échantillons, et celle des données ASTM D7900 et ASTM D7169 a été employée pour huit échantillons (pétroles lourds et bitume). La figure 19 montre la distribution moyenne des points d'ébullition pour tous les types de pétrole. La figure 20 montre une vue agrandie de cette distribution entre 0 % et 30 % de l'échantillon évaporé, pour illustrer la différence entre les types de pétrole.

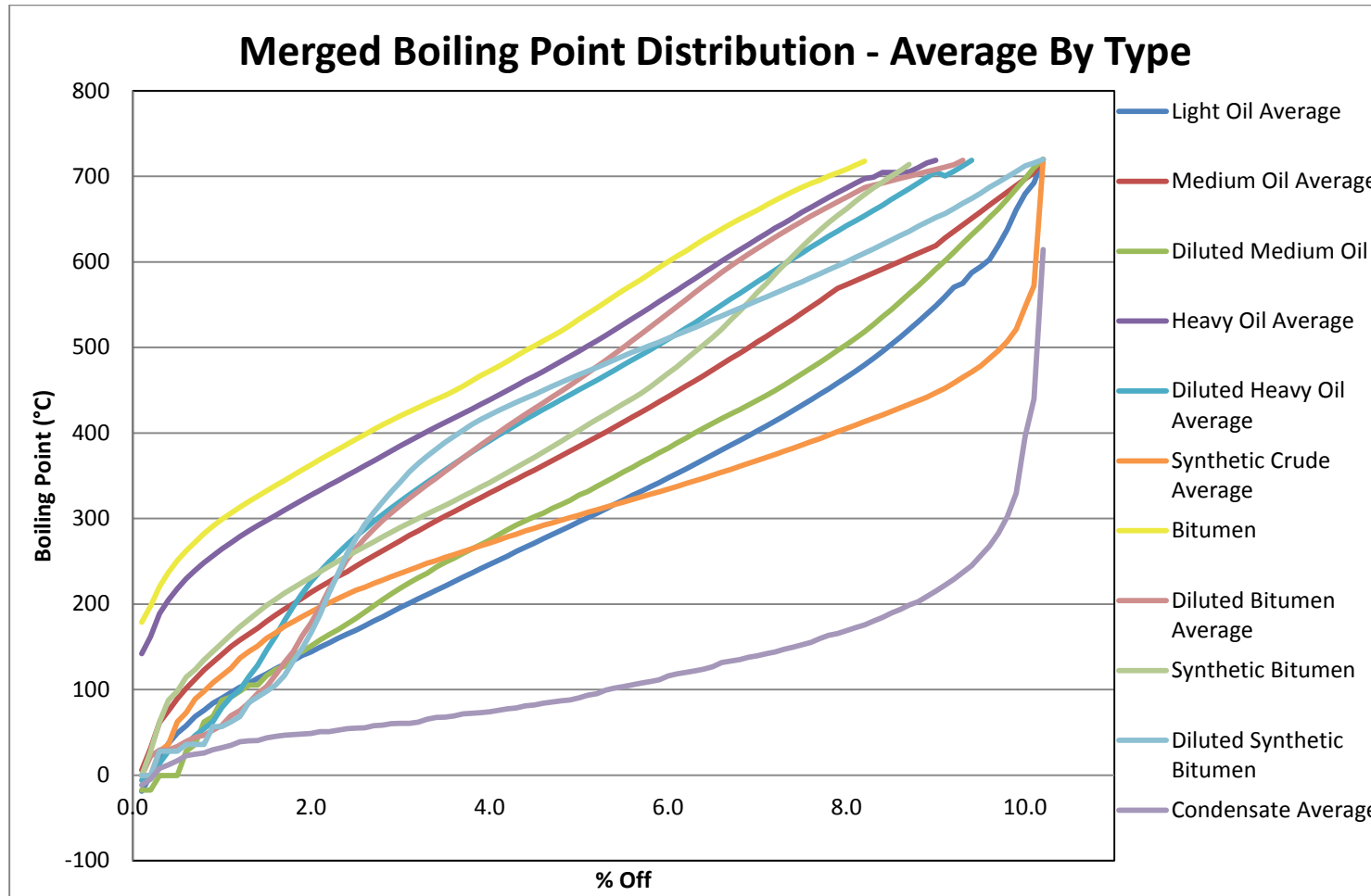


Figure 19 : Distribution moyenne des points d'ébullition pour tous les types de pétrole

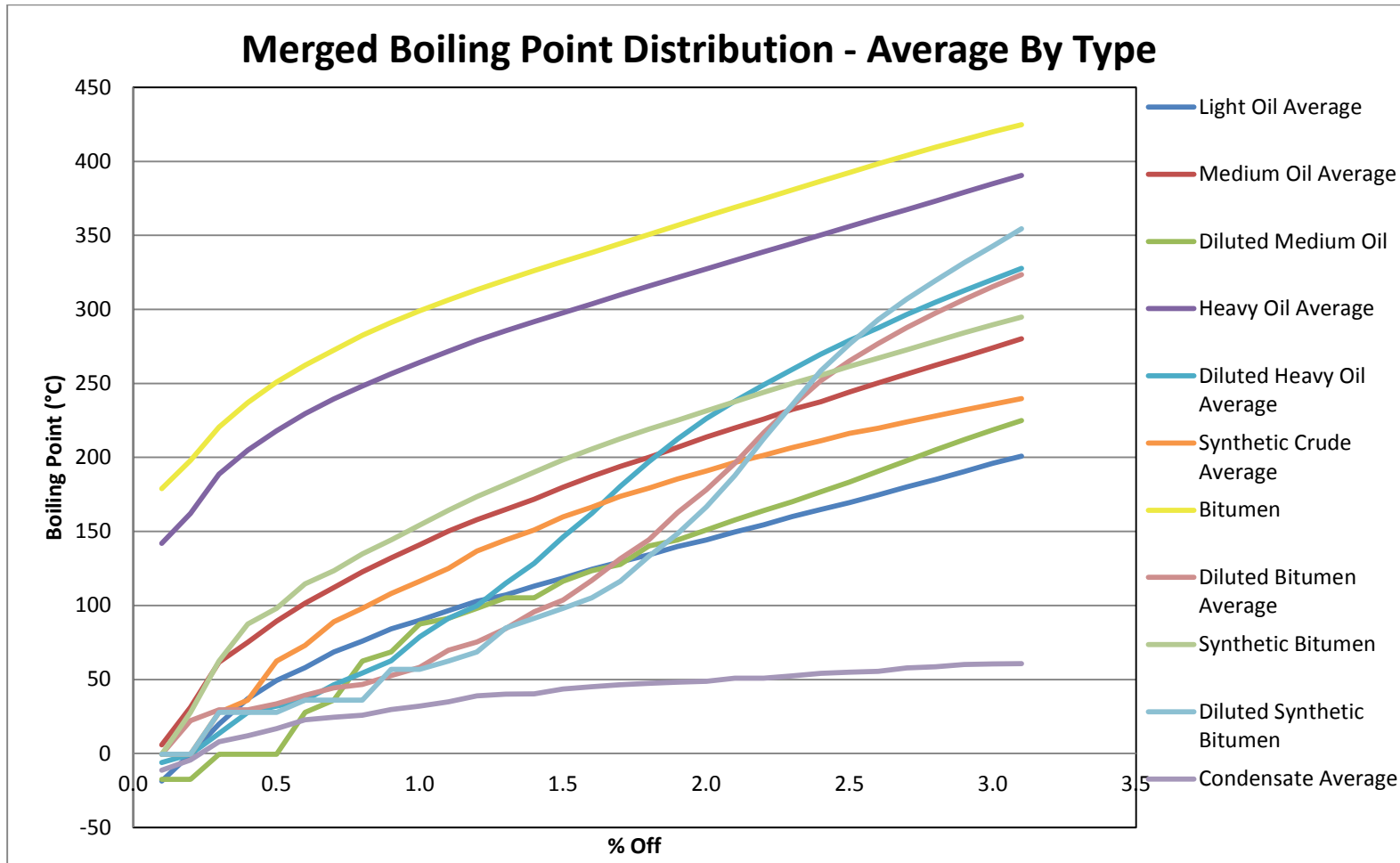


Figure 20 : Distribution fusionnée et moyenne des points d'ébullition pour tous les types de pétrole, entre 0 % et 30 % de l'échantillon évaporé

À des fins de référence pour la discussion, la comparaison des graphiques commence à un niveau d'échantillon évaporé à 10 %. Aux figures 19 et 20, le condensat moyen atteint un niveau de 10 % évaporé à 40 °C et de 95 % évaporé à 300 °C, et ne laisse aucun résidu. Les moyennes pour le pétrole léger et le pétrole moyen affichent des distributions des points d'ébullition semblables, avec 10 % de l'échantillon évaporé à 100 °C, un taux de distillation constant par la suite et de 95 % évaporé à 590 °C, sans aucun résidu. Les courbes des pétroles léger et moyen sont considérées comme des courbes de point d'ébullition typiques. Les moyennes pour le pétrole lourd et le bitume présentent des courbes de distribution des points d'ébullition semblables, quoique le bitume se distille à des températures plus élevées et laisse un plus grand pourcentage de résidu. Le pétrole lourd atteint 10 % de volume évaporé à 242 °C et laisse un résidu d'environ 15 %, tandis que le bitume atteint 10 % de volume évaporé à 300 °C et laisse un résidu d'environ 18 %.

La courbe des valeurs moyennes pour le pétrole synthétique atteint environ 10 % de volume évaporé à 116 °C, et un état de distillation constante est maintenu jusqu'à 500 °C. À ce point, il ne reste que 2 % de l'échantillon, qui s'évapore à 720 °C sans laisser de résidu. Cette courbe de distillation correspond à la composition des pétroles synthétiques, qui sont un mélange de naphta, de distillat et de matières de la plage du gazole, sans matière résiduelle.

La courbe du SYNBIT montre l'effet du pétrole brut synthétique utilisé pour diluer le bitume. La distribution des points d'ébullition suit la même tendance que celle du pétrole brut synthétique jusqu'à 300 °C, où la température augmente pour distiller la reste de l'échantillon, soit la fraction du bitume. Le SYNBIT laisse aussi quelque 13 % de résidus, tandis que le pétrole brut synthétique laisse 0 %.

L'effet du diluant dans les courbes moyennes pour le pétrole lourd, le SYNBIT dilué et le DILBIT est surtout apparent dans la partie de la courbe entre 0 et 30 % de volume évaporé (figure 20). Le reste de la courbe ressemble à ce que l'on constate respectivement pour le pétrole lourd, le SYNBIT et le bitume. Ces valeurs sont corrélées à la composition, qui indique une distribution bimodale.

Les conséquences possibles sur le plan de l'inflammabilité sont les suivantes. Le point d'ébullition initial de tous les échantillons autres que le pétrole lourd et le bitume est tel qu'il donne lieu à assez de vapeur pour que les échantillons s'enflamment facilement. La différence s'inscrit dans la durée de la combustion : les condensats s'enflamment et brûlent rapidement; les pétroles léger et lourd s'enflamment et brûlent aussi, mais plus longtemps et à des températures plus élevées; le DILBIT, le SYNBIT et les pétroles bruts synthétique contiennent suffisamment de fractions

légères pour s'enflammer, mais on ne sait pas si l'ignition de ces fractions légères fournit assez d'énergie pour soutenir la combustion des fractions plus lourdes.

Les figures 21 à 26 montrent les distributions individuelles des points d'ébullition ainsi que la moyenne pour chaque type de pétrole.

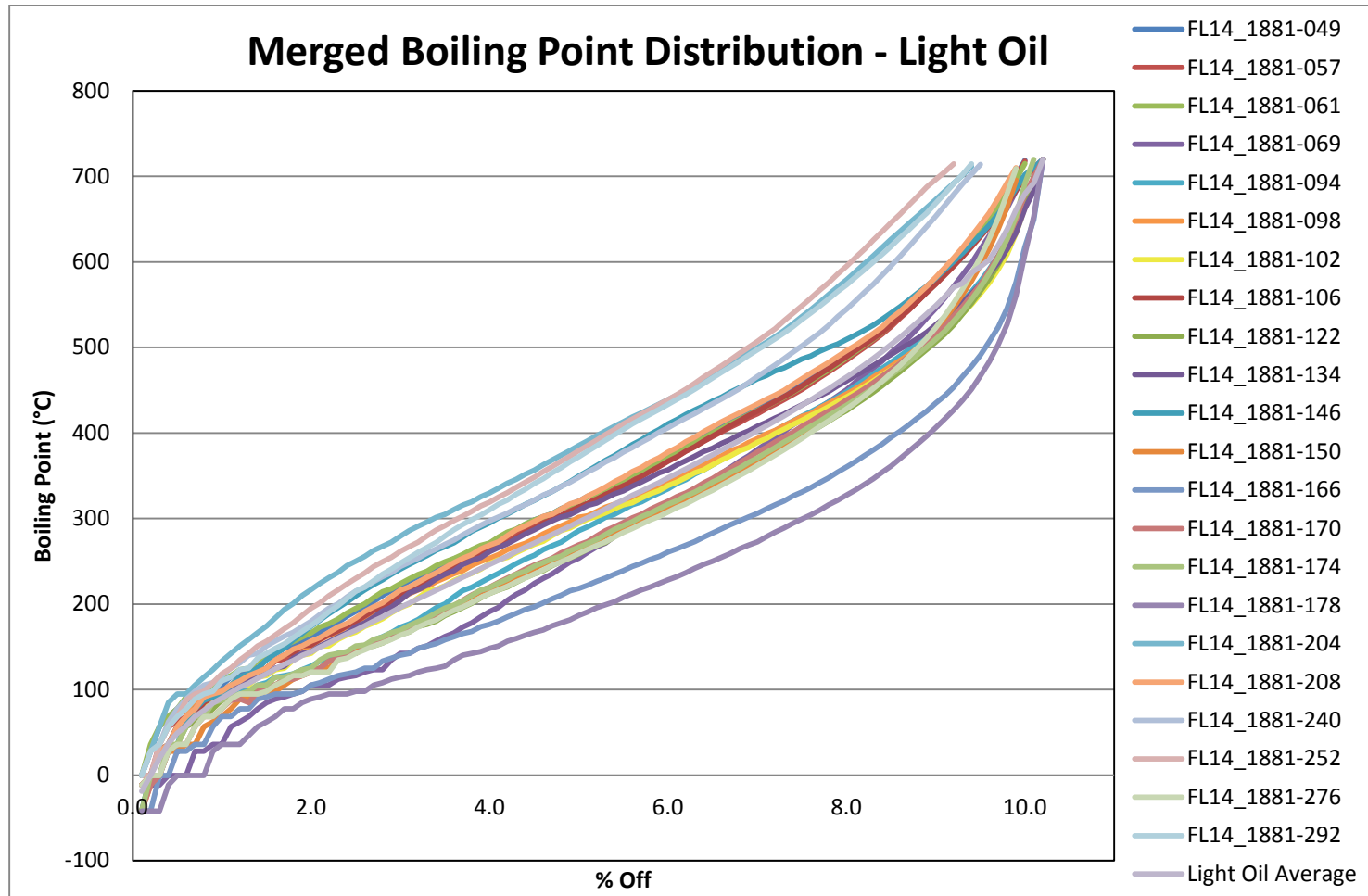


Figure 21 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole léger

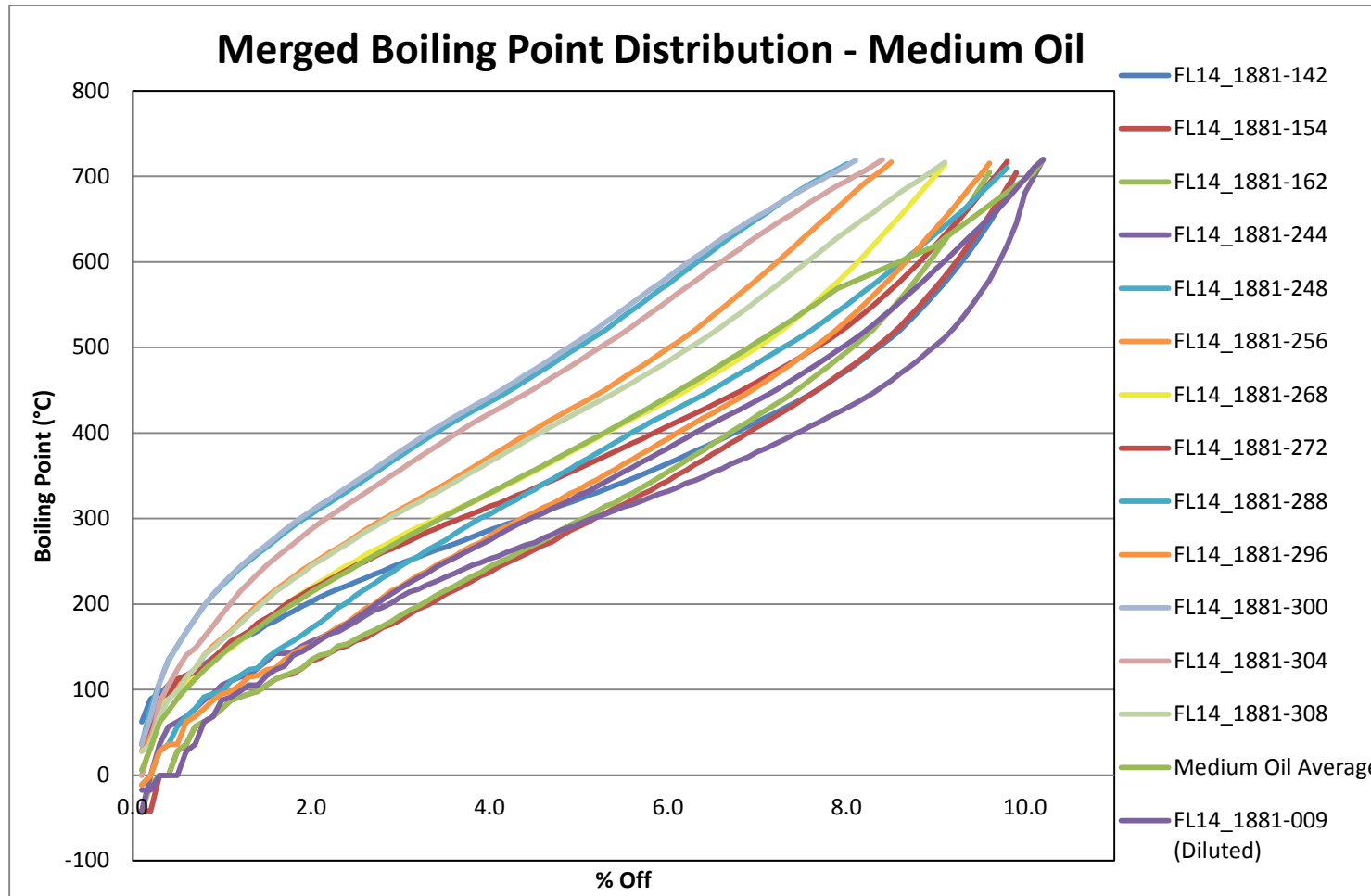


Figure 22 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole moyen et le pétrole moyen dilué

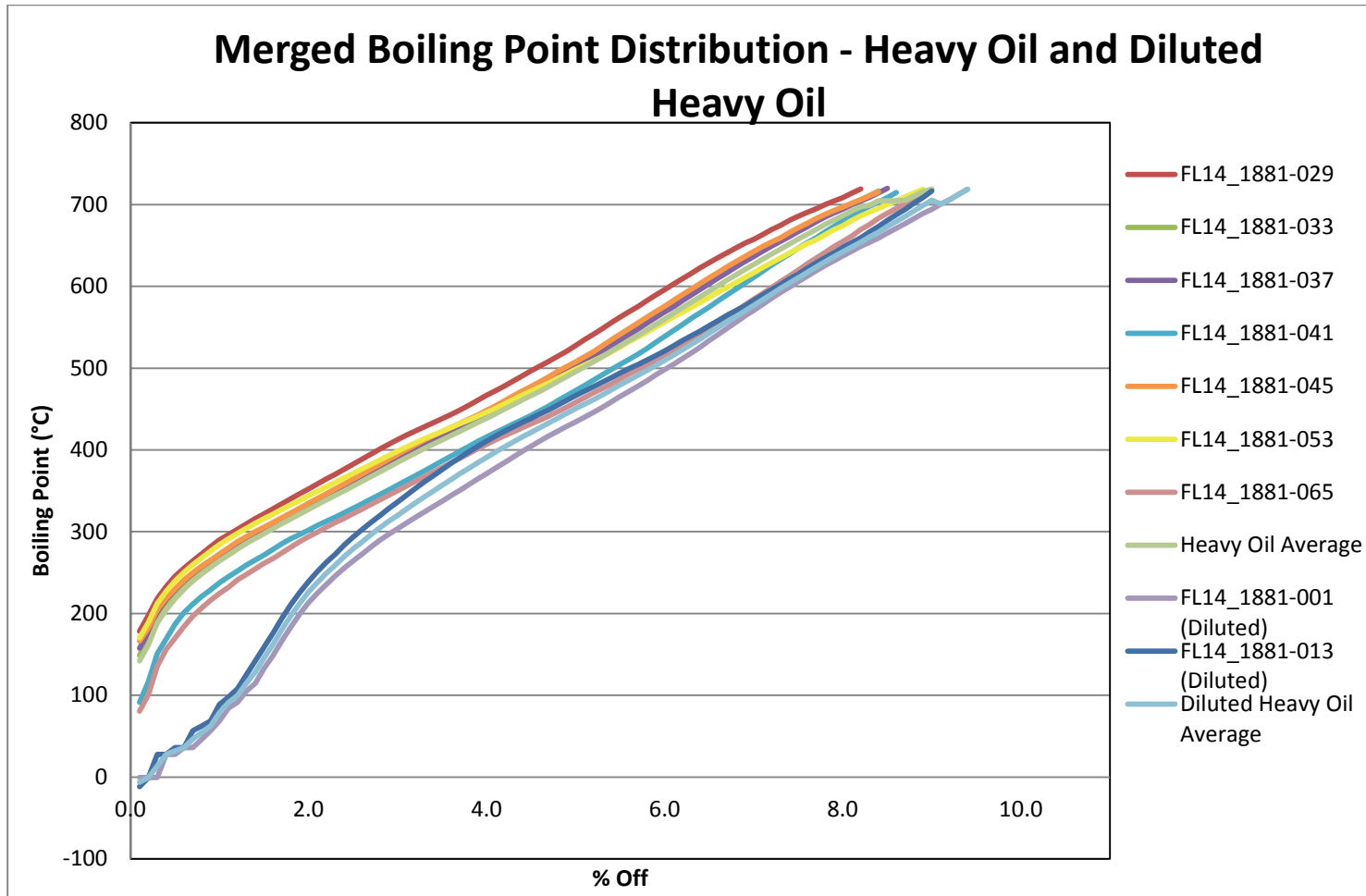


Figure 23 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole lourd et le pétrole lourd dilué

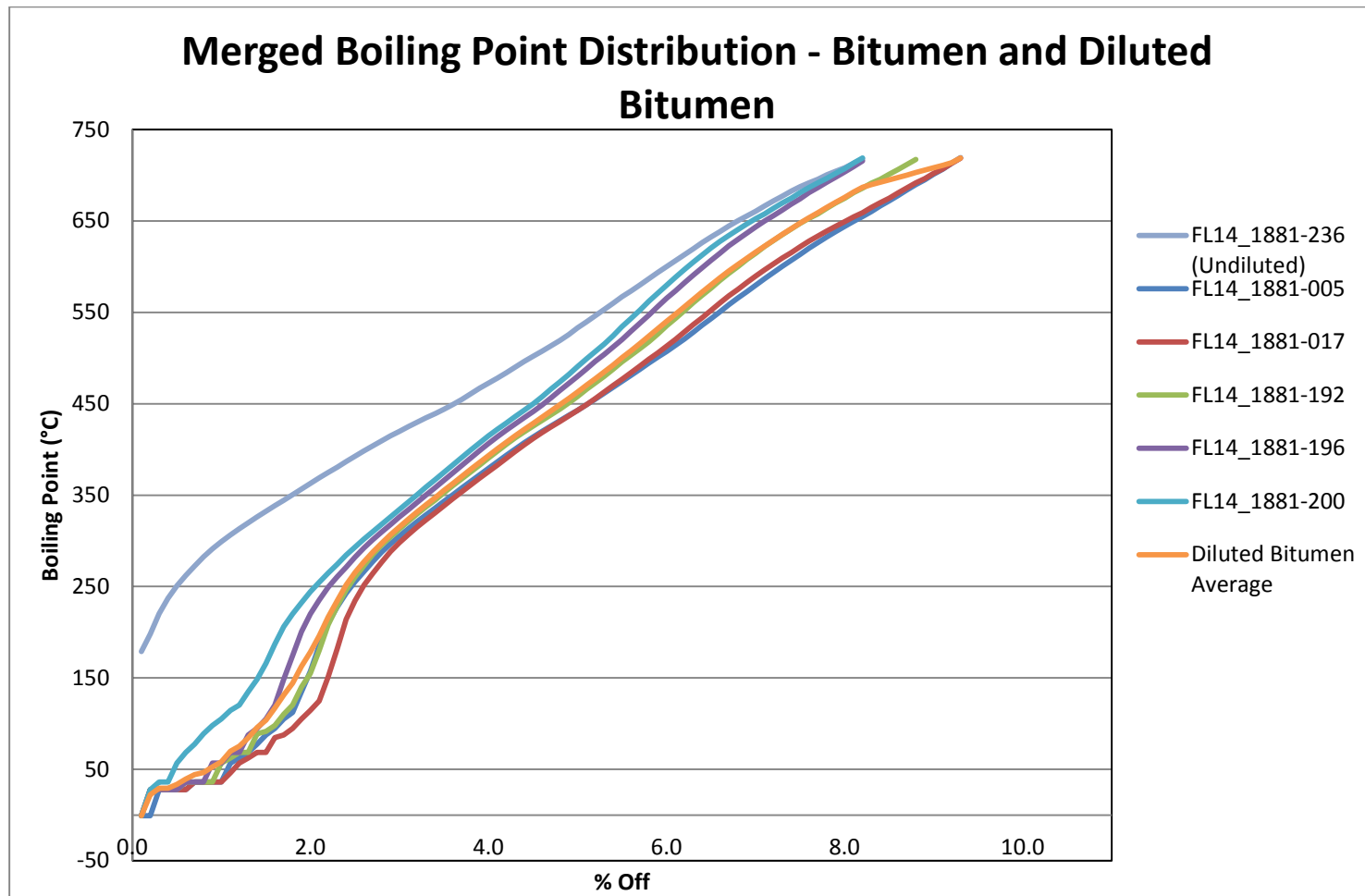


Figure 24 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le bitume et le bitume dilué (DILBIT)

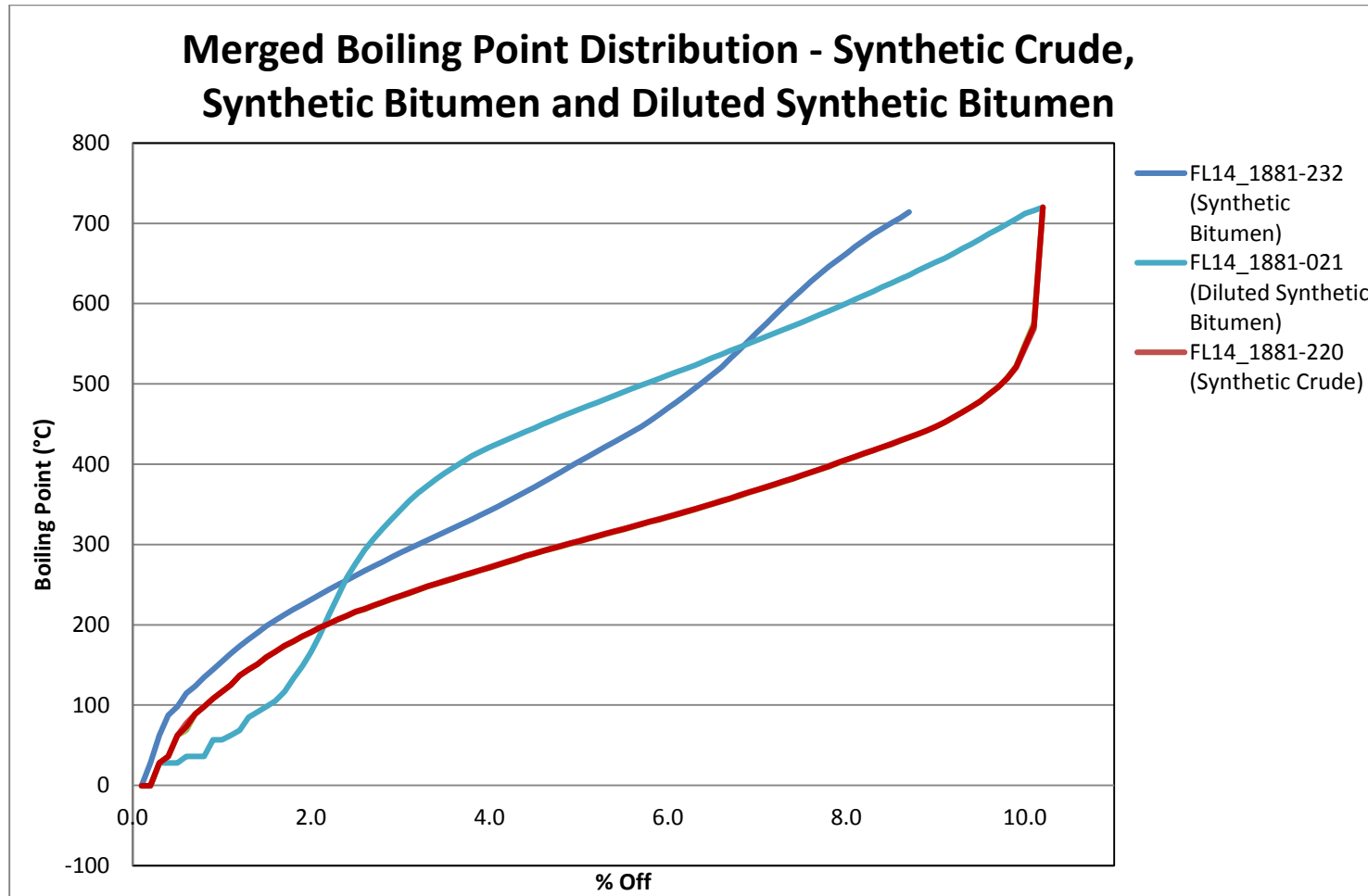


Figure 25 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le pétrole brut synthétique, le bitume synthétique (SYNBIT) et le bitume synthétique dilué

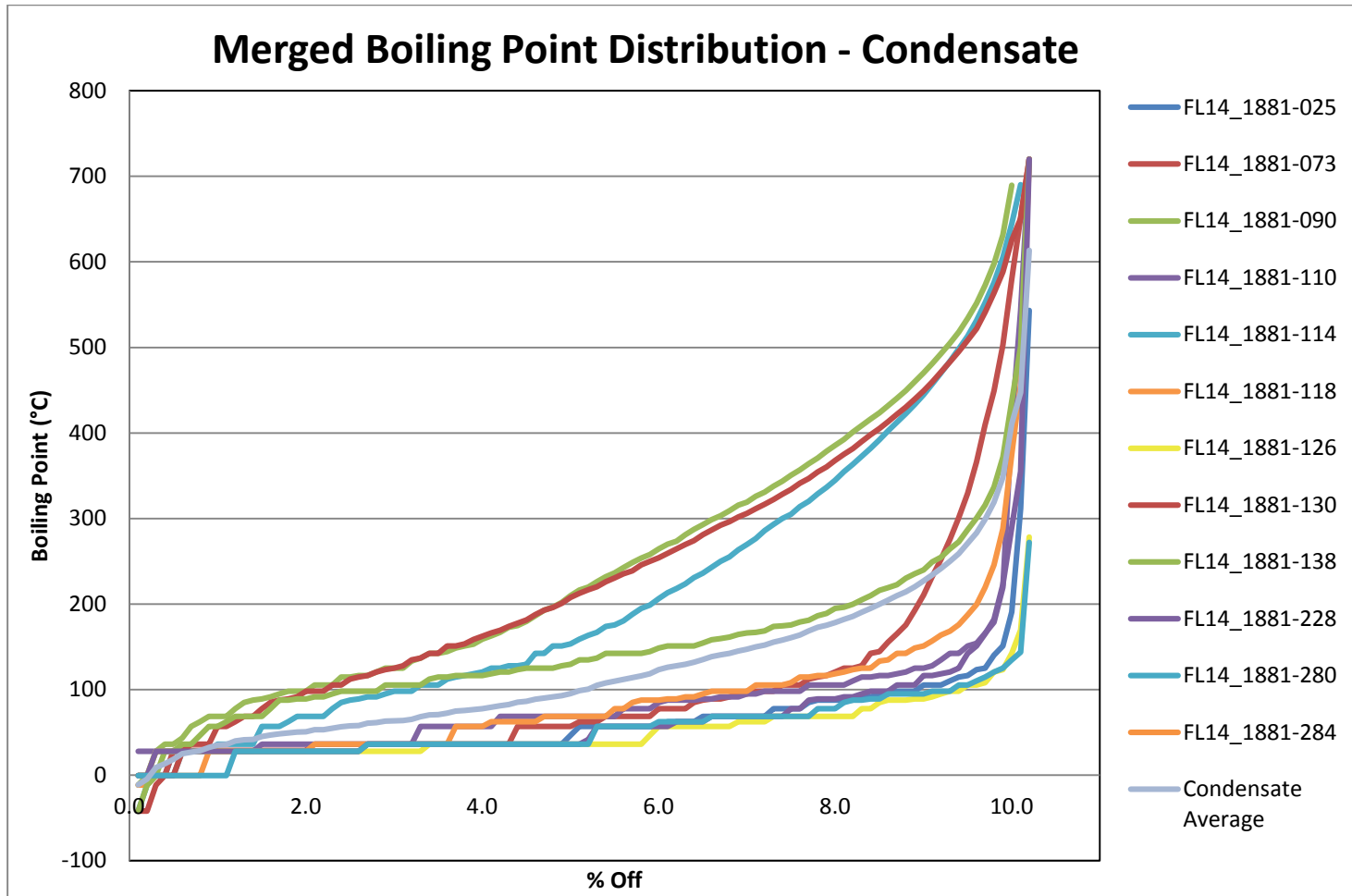


Figure 26 : Distributions fusionnées des points d'ébullition pour le condensat

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

8.6 Point d'ébullition initial

Le point d'ébullition initial (PIE) de l'ensemble des échantillons a été déterminé par la fusion des méthodes d'analyse par CG (ASTM D8003 et ASTM D7169, ou ASTM D7900 et ASTM D7169). Le PIE est la température à laquelle 0,5 % du poids de l'échantillon est élué dans le cadre de la détermination de la plage d'ébullition conformément à la méthode ASTM D7169 et à la pratique recommandée 3000 de l'API.

Le PIE est déterminé d'après les données de la méthode ASTM D8003, dans laquelle chaque composante du début de l'analyse (C1, C2, C3, iC4, nC5, iC5, neoC5 et nC5) est mesurée. Le point d'ébullition initial se trouve donc à l'un de ces pics, sauf s'il se trouve au-delà du pic C5. Un point d'ébullition initial de -42,2 °C signifie qu'à 0,5 % de la masse évaporée, le propane est distillé; les fractions du méthane et de l'éthane se distillent auparavant. Ce chiffre n'indique pas la teneur en méthane et en éthane de l'échantillon. Il n'indique pas non plus la teneur en propane de l'échantillon, puisqu'il peut être déterminé au début ou à la fin du pic du propane, ou quelque part entre les deux. Le PIE indique seulement que 0,5 % de l'échantillon bout sous -42,2 °C.

À titre d'exemple, un PIE de -11,7 °C signifie que la distillation de 0,5 % d'un échantillon aura lieu dans la fraction de l'isobutène. Cela peut se produire au début ou au milieu de la fraction; la distillation simulée n'en révèle pas plus. Un échantillon composé à 0,75 % d'iC4, sans méthane, ni éthane, ni propane, aura un PIE de -11,7 °C. Cependant, un échantillon composé à 0,45 % de propane, à moins de 0,05 % d'iC4 et sans méthane ni éthane, ou un échantillon composé à 0,1 % de méthane, à 0,15 % d'éthane, à 0,2 % de propane et à 0,3 % d'iC4, aura aussi un PIE de -11,7 °C. Une multitude de compositions peuvent donner le même PIE.

Le PIE a aussi été déterminé par la méthode ASTM D86 pour les échantillons qui, dans chaque région, contenaient la plus grande proportion de fractions légères. Le PIE est enregistré comme la lecture de température corrigée à l'instant où la première goutte de condensat tombe de l'extrémité inférieure du tube condenseur. La méthode ASTM D86 n'est pas sensible aux composantes non condensables (C1 à C3); c'est pourquoi le PIE enregistré ne tient pas compte de la présence ou de l'absence de ces composantes dans un échantillon. En outre, comme la distillation est effectuée aux conditions atmosphériques ambiantes, il en découle une perte de fractions légères. La figure 27 et les tableaux 10 et 11 montrent le PIE moyen par type de pétrole brut et la comparaison entre les deux méthodes.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

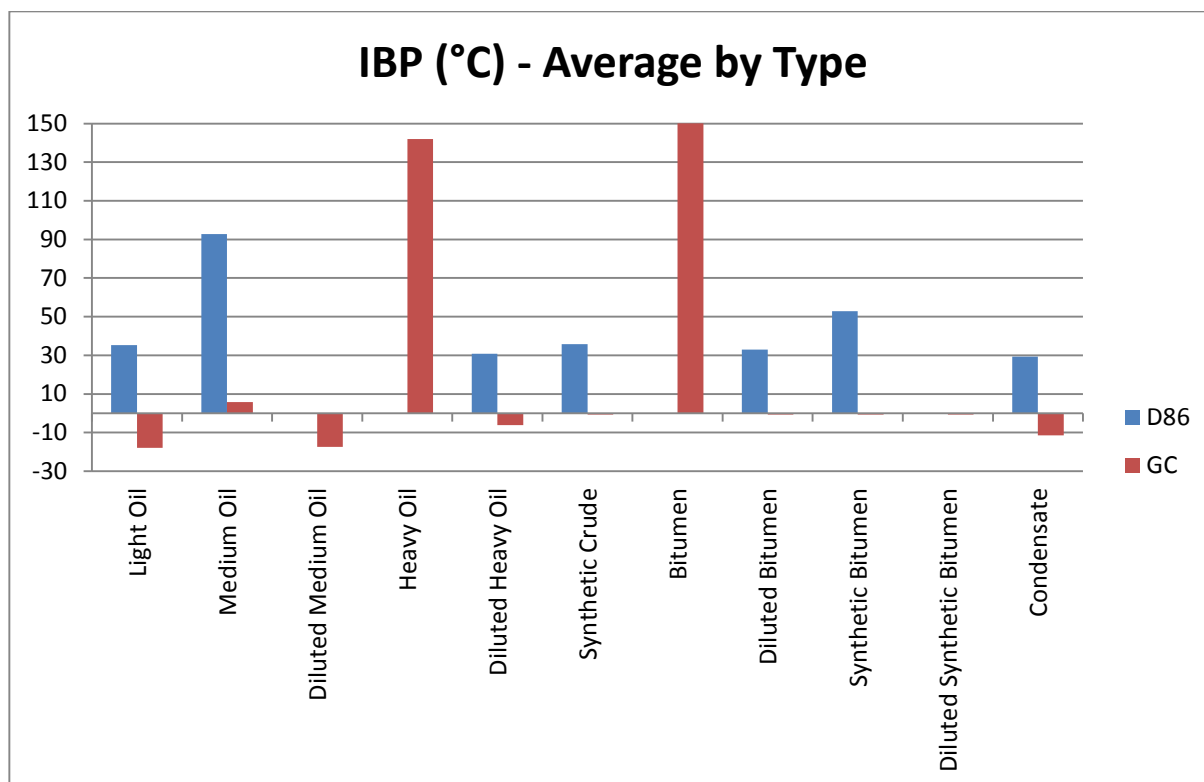


Figure 27 : PIE moyen par type de pétrole brut, déterminé par CG et la méthode ASTM D86

Tableau 10 : Différences entre les PIE – moyenne par type

Type d'échantillon	PIE moyen (°C), ASTM D86	PIE moyen (°C), ASTM D8003 et ASTM D7169	Moyenne Δ (°C)
Pétrole léger	35,3	-17,9	53,2
Pétrole moyen	92,8*	62,4*	30,4*
Pétrole lourd dilué	30,9	-6,2	37,1
Pétrole brut synthétique	35,8	-0,6	36,4
Bitume dilué	32,9	-0,6	33,5
Bitume synthétique	52,8	-0,6	53,4
Condensat	29,3	-11,4	40,7

*Ce n'est pas une moyenne, car un seul échantillon de pétrole moyen a été soumis à la méthode d'analyse ASTM D86.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 11 : Différences entre les PIE – échantillons individuels

N° SIGL	Région	Type d'échantillon	PIE (°C), ASTM D86	PIE (°C), ASTM D8003 et ASTM D7169	Δ (°C)
FL14_1881-025	Alb.	condensat	29,4	-0,6	30
FL14_1881-073	Alb.	condensat	28,4	-0,6	29
FL14_1881-114	C.-B.	condensat	27,6	-42,2	69,8
FL14_1881-118	C.-B.	condensat	26,6	-11,7	38,3
FL14_1881-126	C.-B.	condensat	30,8	-0,6	31,4
FL14_1881-138	C.-B.	condensat	36,6	-42,2	78,8
FL14_1881-228	Alb.	condensat	28,1	-0,6	28,7
FL14_1881-280	D.N.	condensat	23,9	-0,6	24,5
FL14_1881-284	D.N.	condensat	25,2	-11,7	36,9
FL14_1881-110	C.-B.	condensat, sulfureux	36,1	27,8	8,3
FL14_1881-005	Alb.	DILBIT	29,7	-0,6	30,3
FL14_1881-017	Alb.	DILBIT	30,7	-0,6	31,3
FL14_1881-192	Alb.	DILBIT	31,4	-0,6	32
FL14_1881-200	Alb.	DILBIT	39,8	-0,6	40,4
FL14_1881-001	Alb.	pétrole lourd, dilué	30,9	-0,6	31,5
FL14_1881-049	Sask.	pétrole léger	48,8	-0,6	49,4
FL14_1881-057	Sask.	pétrole léger	44,4	-0,6	45
FL14_1881-122	C.-B.	pétrole léger	33	-42,2	75,2
FL14_1881-146	Man.	pétrole léger	33,6	-42,2	75,8
FL14_1881-150	Man.	pétrole léger	28,5	-42,2	70,7
FL14_1881-166	Sask.	pétrole léger	30,3	-42,2	72,5
FL14_1881-178	Sask.	pétrole léger	28,2	-42,2	70,4
FL14_1881-240	Alb.	pétrole léger	45,7	-0,6	46,3
FL14_1881-276	Man.	pétrole léger	35,8	-11,7	47,5
FL14_1881-069	Alb.	pétrole léger, sulfureux	28,1	-11,7	39,8
FL14_1881-106	C.-B.	pétrole léger, sulfureux	32,3	-11,7	44
FL14_1881-170	Sask.	pétrole léger, sulfureux	30,7	-42,2	72,9
FL14_1881-174	Sask.	pétrole léger, sulfureux	34,5	-42,2	76,7
FL14_1881-292	Alb.	pétrole léger, sulfureux	44,7	-0,6	45,3
FL14_1881-142	Man.	pétrole moyen	92,8	62,4	30,4
FL14_1881-232	Alb.	SYNBIT	52,8	-0,6	53,4
FL14_1881-220	Alb.	pétrole brut synthétique	36,4	-0,6	37
FL14_1881-224	Alb.	pétrole brut synthétique	35,2	-0,6	35,8
Moyenne Δ					46,3

Parmi les condensats, c'est l'échantillon FL14_1881-110 qui présentait le point d'ébullition initial le plus élevé, avec 27,8 °C, tel que déterminé par l'analyse de CG. Seul 0,2 % de la masse de

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

l'échantillon se trouvait sous la fraction C5, dont le point d'ébullition est de 36,1 °C. Par conséquent, la perte de fractions légères au cours de l'analyse ASTM D86 est minime, et la différence entre les deux méthodes est faible. Le pourcentage des composantes C1 à C4 dans un condensat varie selon la température et la pression utilisées dans les processus de séparation et de stabilisation.

Comme le montre le tableau 12, le PIE déterminé par la méthode ASTM D86 a été systématiquement plus élevé que le PIE déterminé par CG. La différence de PIE entre les deux méthodes variait entre 8 °C et 79 °C, avec une différence moyenne de 46,3 °C. D'après les résultats observés, la méthode la plus précise pour déterminer le PIE est la fusion des analyses par CG, selon laquelle les données ASTM D8003 sont fusionnées aux données ASTM D7169. L'utilisation de la méthode ASTM D86 pour déterminer le PIE est critiquée pour de nombreuses raisons : la méthode produit des PIE affectés par une erreur systématique, les résultats peuvent varier selon les paramètres choisis, et la méthode n'a pas été conçue pour traiter des échantillons présentant une grande plage d'ébullition.

La méthode ASTM D86 est une distillation effectuée à la pression atmosphérique ambiante. Une perte de fractions légères se produit en raison des facteurs suivants : l'évaporation durant le processus d'échantillonnage, l'évaporation durant le transfert entre le contenant d'échantillonnage et le flacon de distillation, la perte de vapeur durant la distillation et la perte par distillation en raison des fractions légères non condensables (méthane, éthane, propane) aux conditions de la méthode D86. La perte de fractions légères fournit un PIE plus élevé que ce que la composition de l'échantillon indiquerait normalement.

Le PIE peut aussi être modifié par le choix du groupe. D'après sa composition, sa pression de vapeur, son PIE prévu ou une combinaison de ces propriétés, un échantillon est inclus dans l'un de quatre groupes. L'attribution d'un échantillon à un groupe en particulier détermine la température de stockage et de conditionnement de l'échantillon, ainsi que le taux de chauffage durant la distillation. Par exemple, le groupe 1 exige que l'échantillon soit conditionné à une température sous 10 °C et que la température du flacon au début de l'analyse se situe 13 et 18 °C, en plus d'avoir le taux de chauffage le moins élevé, tandis que le groupe 4 exige que l'échantillon soit conditionné à la température ambiante et qu'au début de l'analyse le flacon soit à la (même) température ambiante, en plus d'avoir le taux de chauffage le plus élevé. Un même échantillon aura ainsi différents PIE selon le groupe choisi. L'échantillon FL14_1881-003 a été soumis à l'analyse de groupe 4, puis de groupe 1, et le PIE a été respectivement établi à 35,4 °C et à 30,9 °C. Comme le seuil entre les groupes d'emballage I et II est de 35 °C, cette différence pourrait avoir des répercussions sur le choix du groupe d'emballage.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

La méthode ASTM D86 a été conçue pour l'analyse des combustibles distillés, et ne s'applique pas aux produits contenant des matières résiduelles en quantités appréciables. Elle ne permet pas d'obtenir un profil de distillation complet pour les échantillons plus lourds que des condensats, car ces échantillons se secoueront ou seront craqués thermiquement. Le PIE peut quand même être déterminé pour ces types d'échantillons, mais la procédure doit être continuellement surveillée et stoppée avant le bouillonnement brusque ou le craquage thermique des échantillons. Un profil de distillation complet a été obtenu pour tous les échantillons de condensats, hormis FL14_1881-116. Cet échantillon était le plus lourd des condensats soumis à la méthode ASTM D86, avec une fraction C25+ de 13,7 %, trop élevée pour obtenir un profil de distillation complet. La procédure a dû être stoppée pour le pétrole léger en raison d'une alarme « gouttes par volume ». Cette alarme retentit lorsque l'échantillon a commencé à se distiller et que le taux de chauffage de l'échantillon ne suit pas le taux de distillation à l'intérieur des paramètres de la méthode; la procédure s'arrête donc. La procédure a aussi dû être stoppée pour le DILBIT et le pétrole brut synthétique avant que les échantillons commencent à se secouer. Le secouement (bouillonnement brusque) survient lorsqu'un échantillon chauffe trop vite dans le but d'atteindre le taux de distillation demandé.

La figure 28 montre la distillation d'un échantillon de DILBIT, FL14_1881-007. À ce point du processus de distillation, les fractions légères se sont évaporées. Le chauffage de l'échantillon continue et, comme celui-ci est soumis à la pression atmosphérique, les fractions plus lourdes commencent à se craquer thermiquement, et produisent la fumée visible dans la photo. Pour distiller les fractions plus lourdes, une distillation à vide serait nécessaire. Le liquide brun qui s'écoule sur la paroi du cylindre gradué est formé par les alcanes lourds de l'échantillon.



Figure 28 : Distillation d'un échantillon de DILBIT (FL14_1881-007) par la méthode ASTM D86

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

8.7 Composition de C1 à C24 : fusion des données ASTM D8003 et ASTM D7169 ou ASTM D7900 et ASTM D7169

La composition chimique en pourcentage pondéral jusqu'à la fraction C24 de chaque échantillon a été déterminée par la fusion des données issues de deux méthodes de chromatographie en phase gazeuse, soit ASTM D8003 ou ASTM D7900, avec les données de la méthode ASTM D7169. La partie de l'échantillon au-delà de C24 est considérée comme un résidu C25+. Les compositions moyennes de C1 à C24 et de C1 à C8 pour chaque type de pétrole sont présentées aux figures 29 à 36. La figure 37 montre la moyenne de résidu C25+.

À mesure que la densité des échantillons non dilués augmente, du pétrole léger au bitume, la quantité de fractions légères (C1 à C8) diminue, et la quantité de fractions plus lourdes augmente, comme le montrent les figures 29 et 30. Les pétroles légers contiennent la plus grande quantité d'hydrocarbures dans la plage de C4 et C8 et la plus faible quantité dans la plage de C11 à C24, tandis que le bitume affiche la composition inverse. Par conséquent, le résidu C25+ (figure 35) augmente pour les échantillons non dilués à mesure que leur poids augmente, du pétrole léger (33,5 %) au bitume (75,9 %). La diminution des concentrations de fractions légères donne lieu à des points d'éclair plus élevés et à des pressions de vapeur plus faibles.

Les condensats sont en grande partie composés d'hydrocarbures de la plage de C4 à C8, avec très peu de résidu C25+ (5,6 %), comme le montrent les figures 31, 32 et 35. Les effets de l'ajout d'un condensat comme diluant à la composition du pétrole lourd et du bitume sont montrés aux figures 33, 34 et 37. Si le pétrole lourd et le bitume non dilués ont de très faibles concentrations en hydrocarbures de la plage de C1 à C8, la composition des pétroles dilués dans cette plage ressemble à celle des condensats. Le bitume dilué a une plus grande concentration d'hydrocarbures dans cette région que le pétrole lourd dilué, puisqu'une plus grande quantité de diluant est nécessaire pour le bitume par rapport au pétrole. Les pétroles lourds et le bitume dilués ont aussi une plus faible quantité de résidu C25+ que leurs équivalents non dilués. Les compositions en fractions légères des échantillons dilués donnent lieu à des points d'éclair plus faibles et à des pressions de vapeur plus élevées par rapport aux échantillons non dilués.

Le pétrole brut synthétique est produit par la valorisation partielle du bitume. Il s'agit d'un mélange de naphtha, de distillat et de matières de la plage du gazole, sans matière résiduelle. Cette composition est évidente aux figures 35 et 36, qui montrent une concentration d'hydrocarbures de la plage de C1 à C24 beaucoup plus élevée que pour le bitume, avec une différence marquée dans la région de C1 à C8. La quantité de résidu C25+ pour le pétrole brut synthétique, à 25,4 %, est beaucoup plus faible que pour le bitume, à 75,9 %.

Les effets de l'ajout de pétrole brut synthétique au bitume pour produire du bitume synthétique et de l'ajout de condensat au bitume synthétique pour produire du bitume synthétique dilué sont

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

montrés aux figures 35, 36 et 37. La plage de C1 à C8 du bitume synthétique ressemble à celle du pétrole brut synthétique, et le pourcentage de résidu C25+ du bitume synthétique (52,6 %) est plus élevé que celui du pétrole brut synthétique (24,2 %), mais plus faible que celui du bitume (75,9 %). La composition du bitume synthétique dilué montre clairement la contribution du condensat dans la plage des hydrocarbures de C4 à C6, qui forme la plus grande partie de la composition du condensat. Le pourcentage de résidu C25+ du bitume synthétique dilué (65,4 %) est plus faible que celui du bitume (75,9 %).

L'analyse a montré que le pourcentage de résidu C25+ du bitume synthétique dilué (65,4 %) était plus élevé que celui du bitume synthétique (52,6 %), alors qu'on aurait pu s'attendre au contraire. Il est toutefois à noter que les valeurs pour le bitume synthétique et le bitume synthétique dilué sont des valeurs individuelles et non des moyennes. Les échantillons proviennent aussi de sources distinctes, ce qui signifie que du pétrole synthétique et (ou) du bitume différents ont pu être utilisés.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

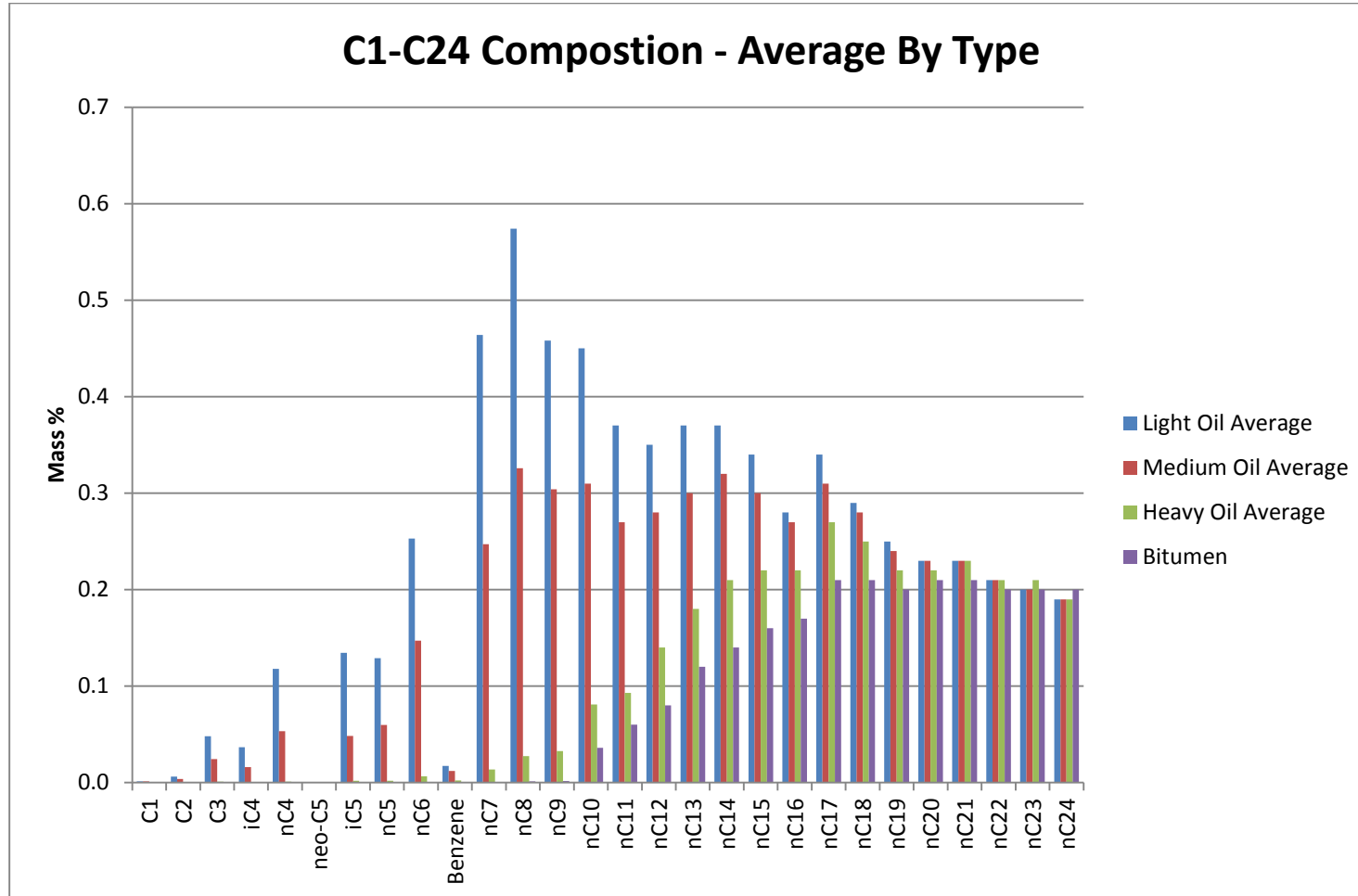


Figure 29 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le pétrole léger, le pétrole moyen, le pétrole lourd et le bitume

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

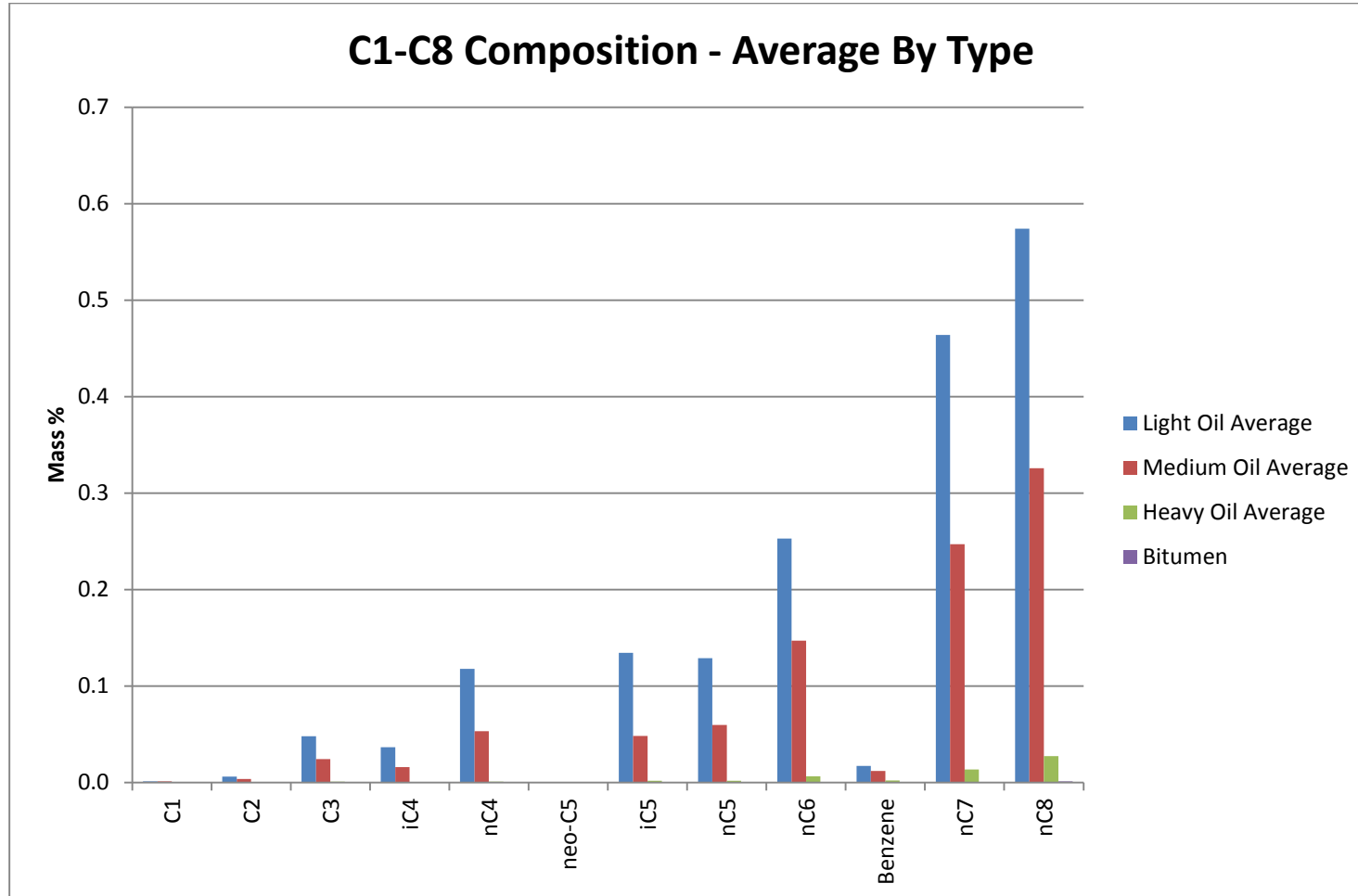


Figure 30 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le pétrole léger, le pétrole moyen, le pétrole lourd et le bitume

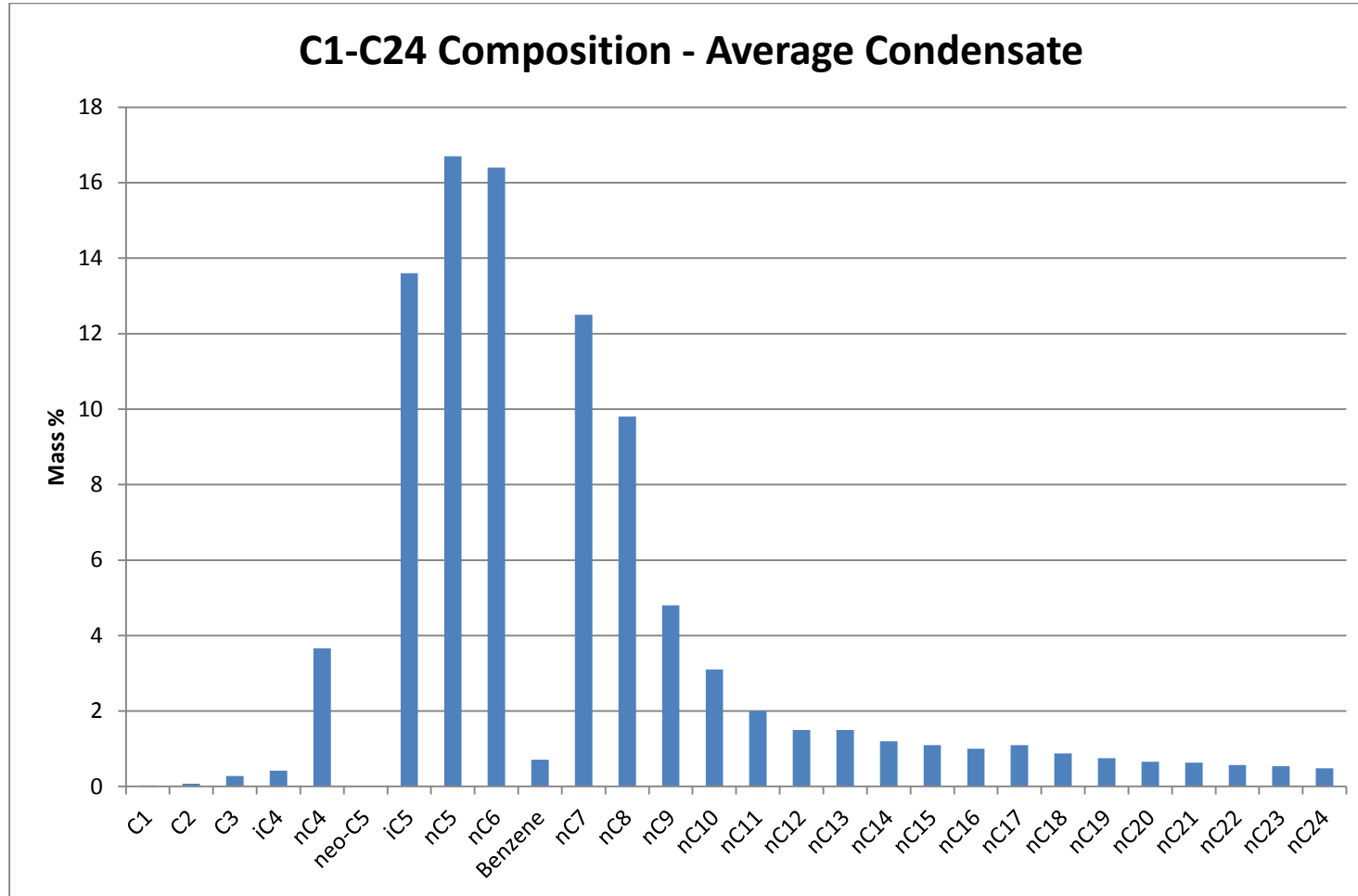


Figure 31 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le condensat

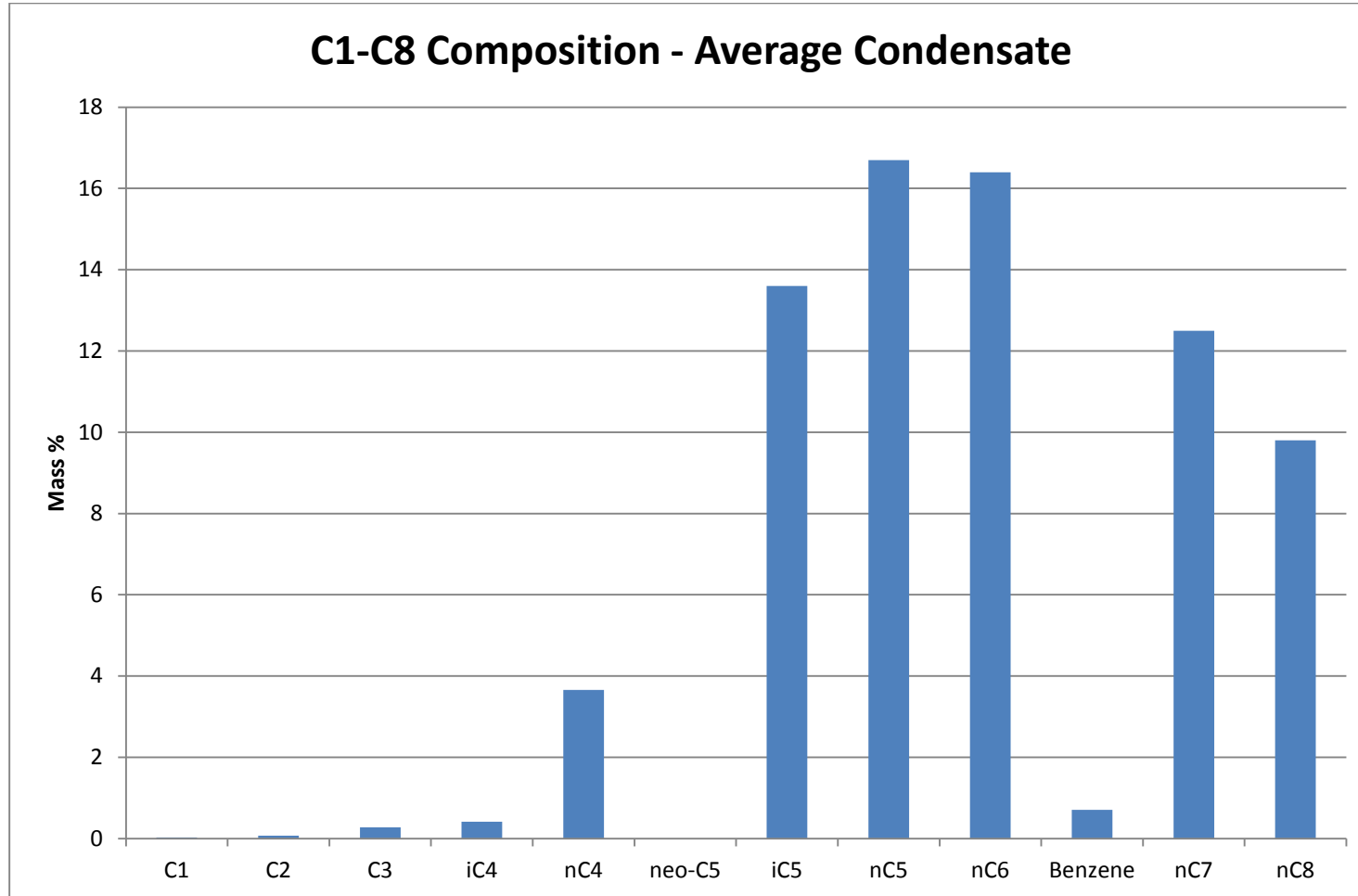


Figure 32 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le condensat

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

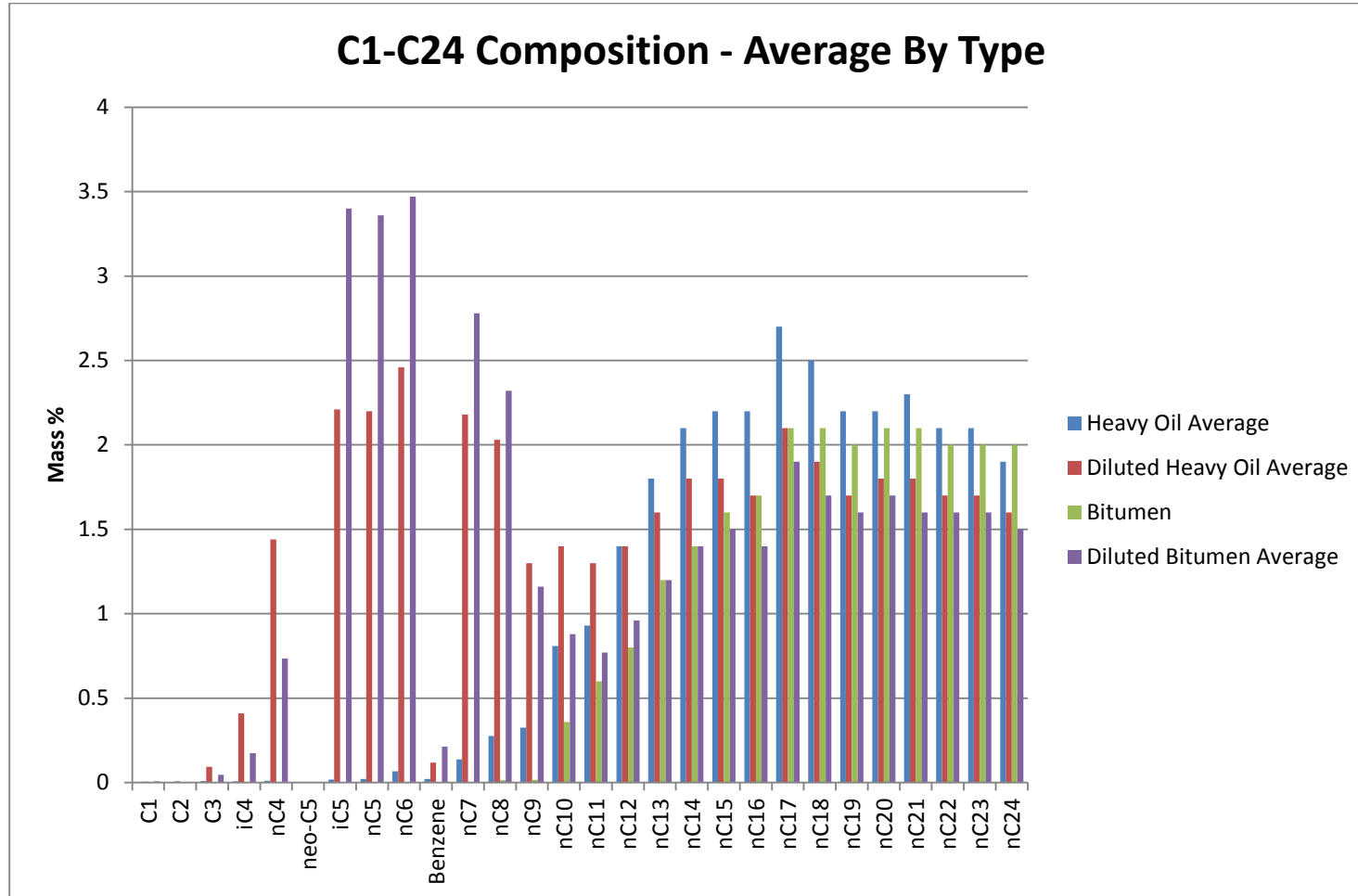


Figure 33 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le pétrole lourd, le pétrole lourd dilué, le bitume et le bitume dilué

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

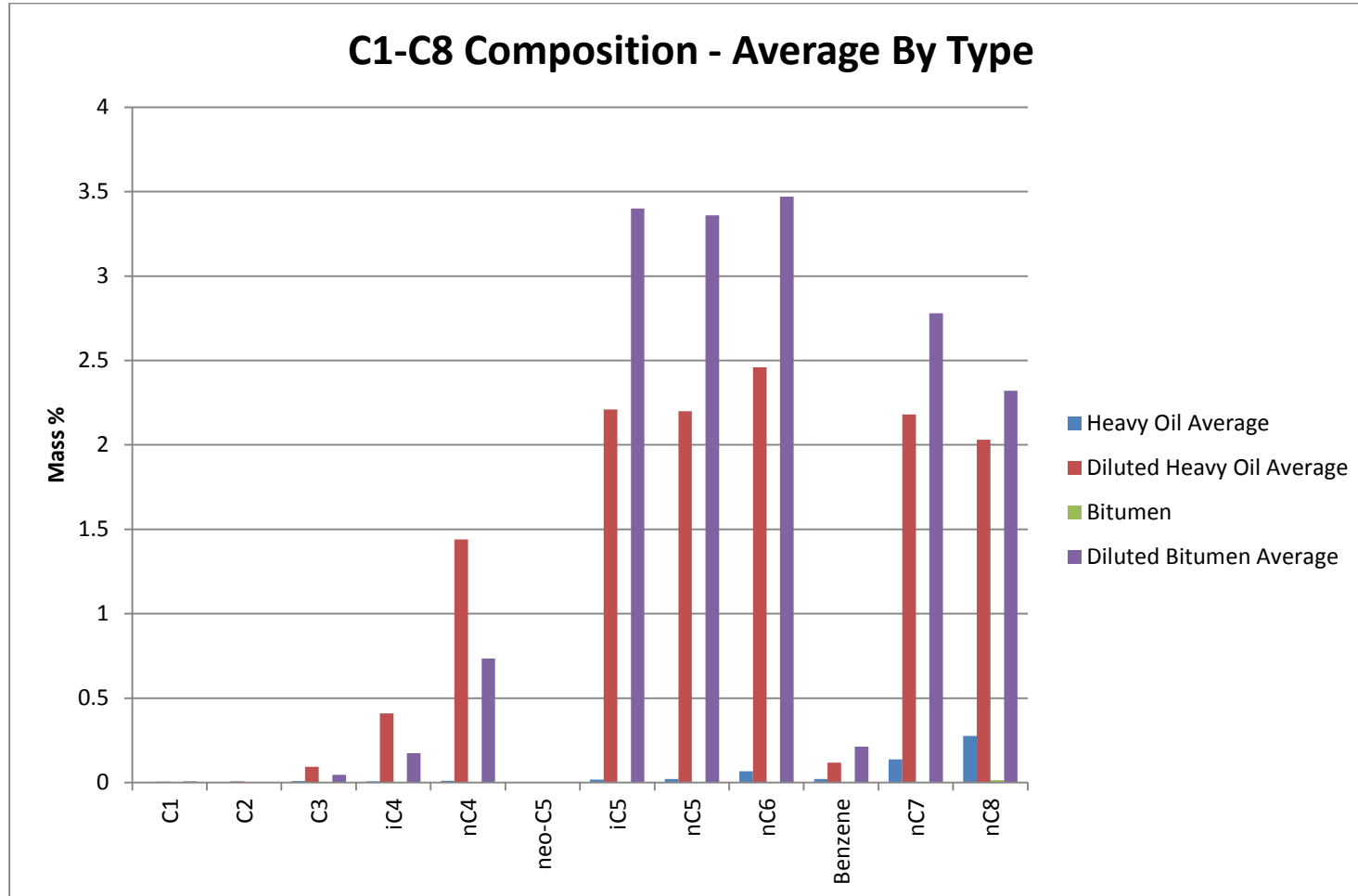


Figure 34 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le pétrole lourd, le pétrole lourd dilué, le bitume et le bitume dilué

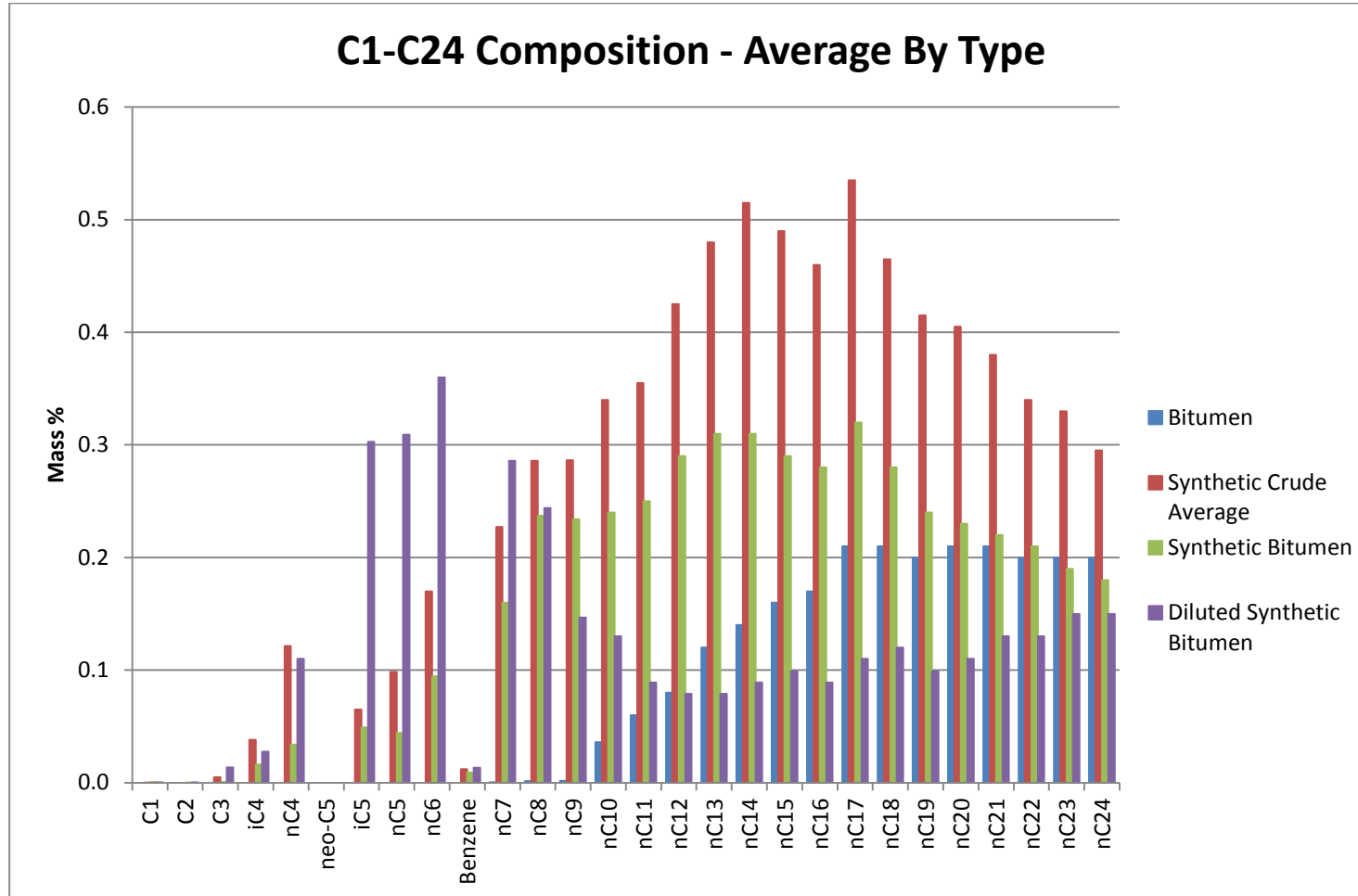


Figure 35 : Composition moyenne de C1 à C24 pour le bitume, le pétrole brut synthétique, le bitume synthétique et le bitume synthétique dilué

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

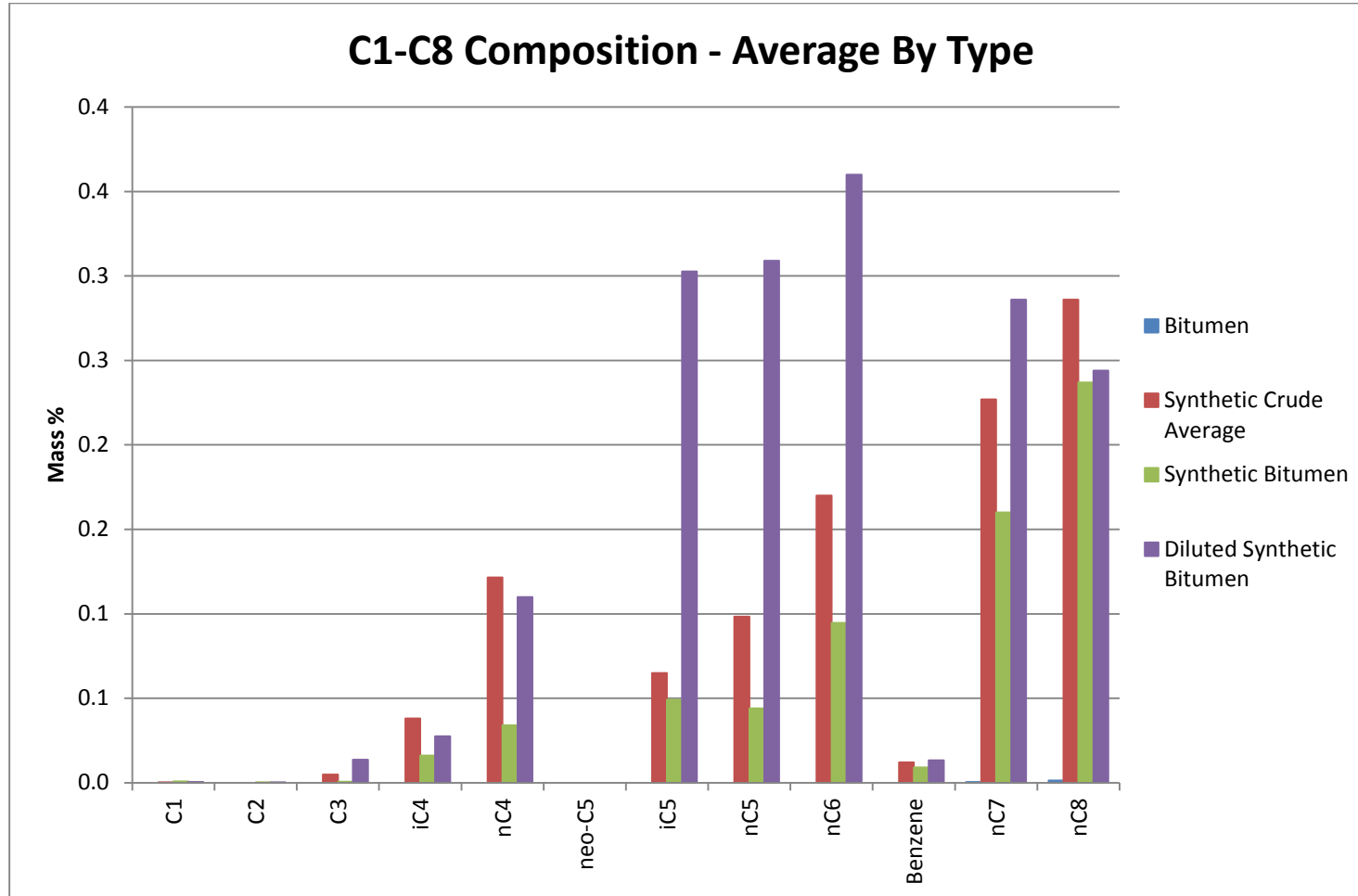


Figure 36 : Composition moyenne de C1 à C8 pour le bitume, le pétrole brut synthétique, le bitume synthétique et le bitume synthétique dilué

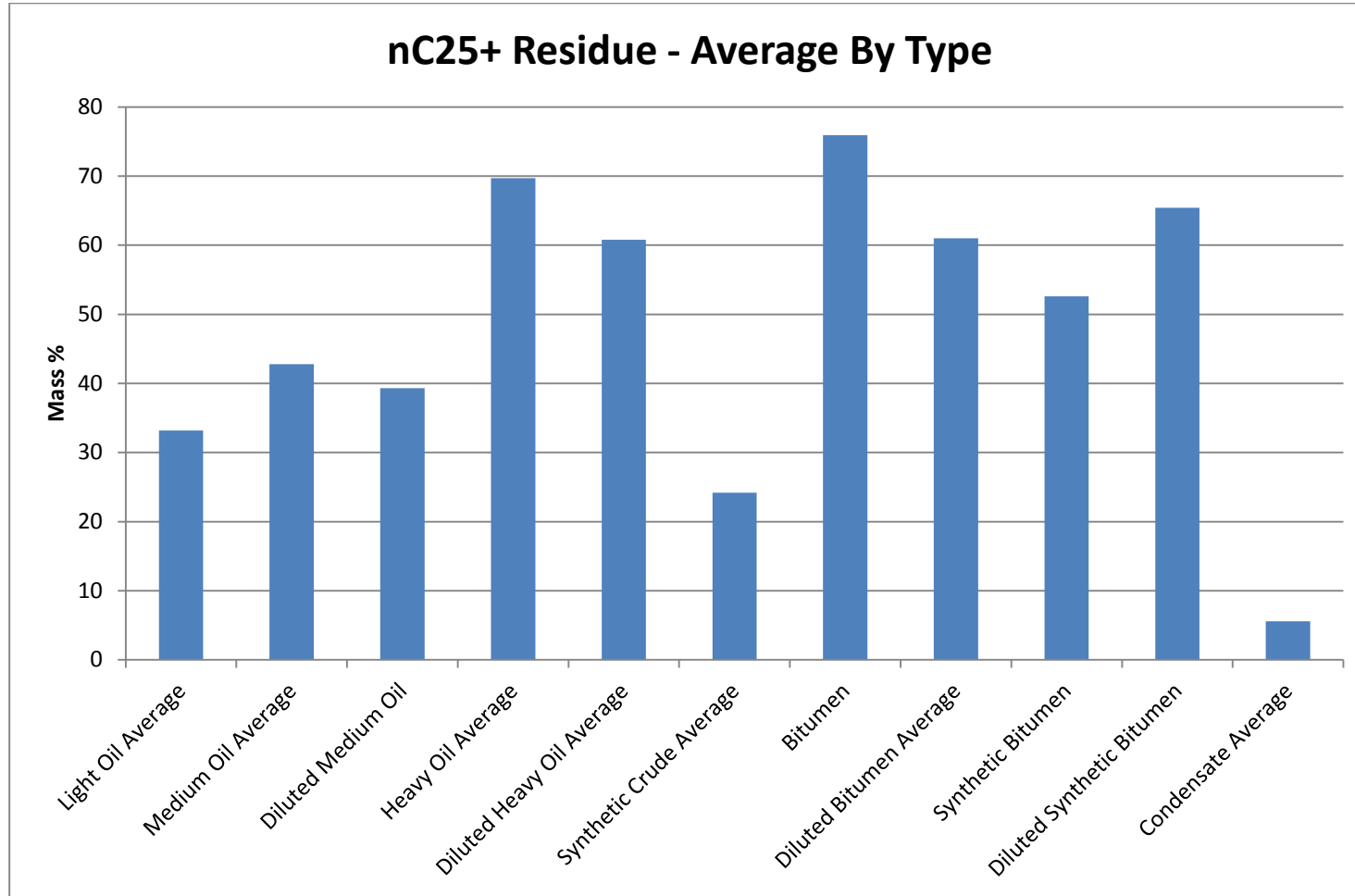


Figure 37 : Moyenne de résidu C25+ pour tous les types de pétrole brut

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Pour chaque type de pétrole, deux graphiques supplémentaires ont été préparés : la composition de C1 à C24 de la moyenne et des deux échantillons à chaque extrémité du spectre, et la composition de C1 à C8 de la moyenne et des deux échantillons à chaque extrémité du spectre. Ces graphiques, aux figures 38 à 51, montrent l'ampleur de la variation pour un même type de pétrole et, plus particulièrement, la variation dans la composition en fractions légères des échantillons. Cette variation n'est pas étonnante, puisque les échantillons ont été recueillis dans différents lieux géographiques et à différents points dans la chaîne de transport. En outre, les définitions des types de pétrole sont fondées sur les seuils de gravité de l'API et non sur la composition, ce qui entraîne une certaine variabilité au sein d'un même type.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

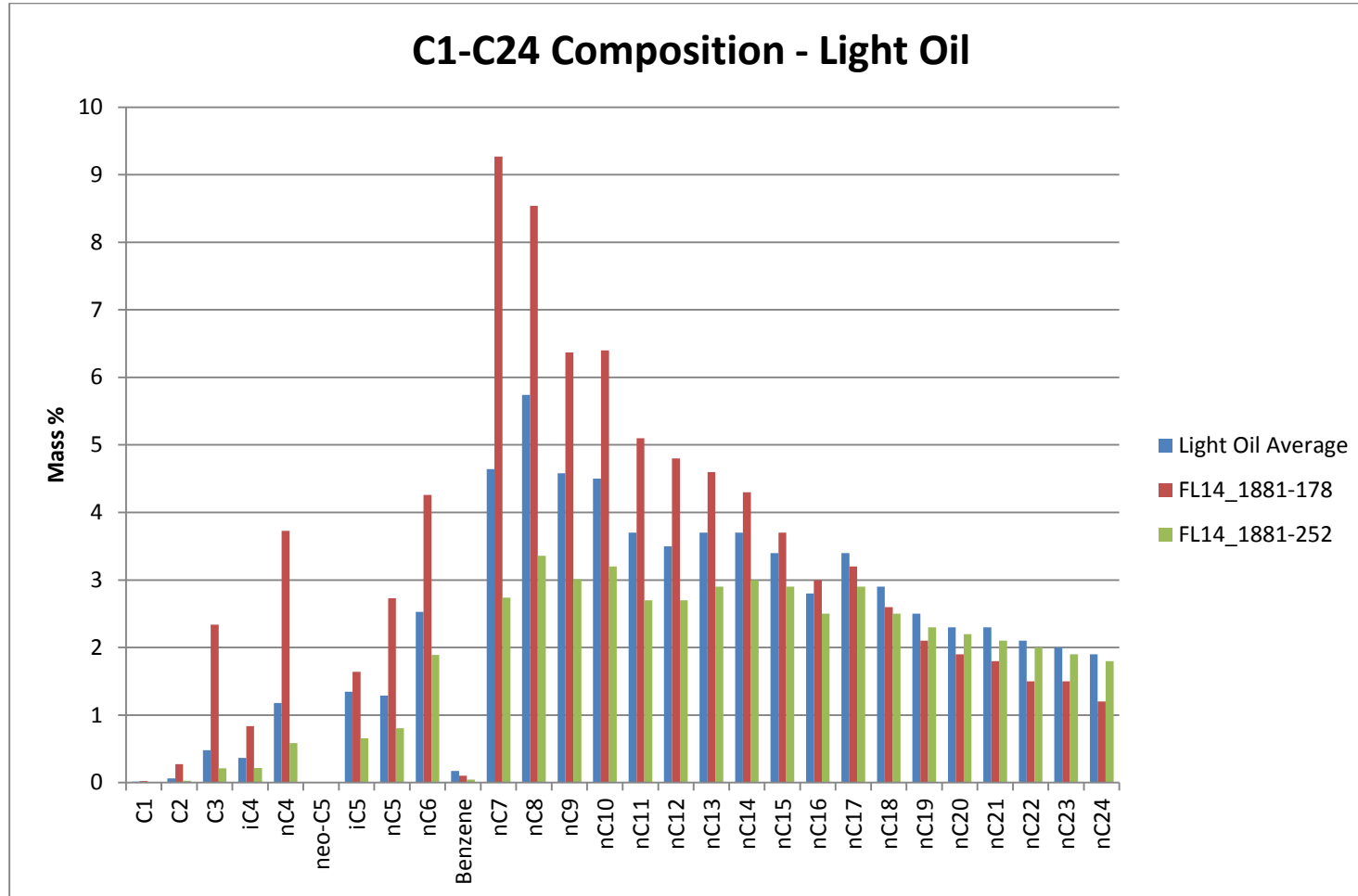


Figure 38 : Composition de C1 à C24 du pétrole léger

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

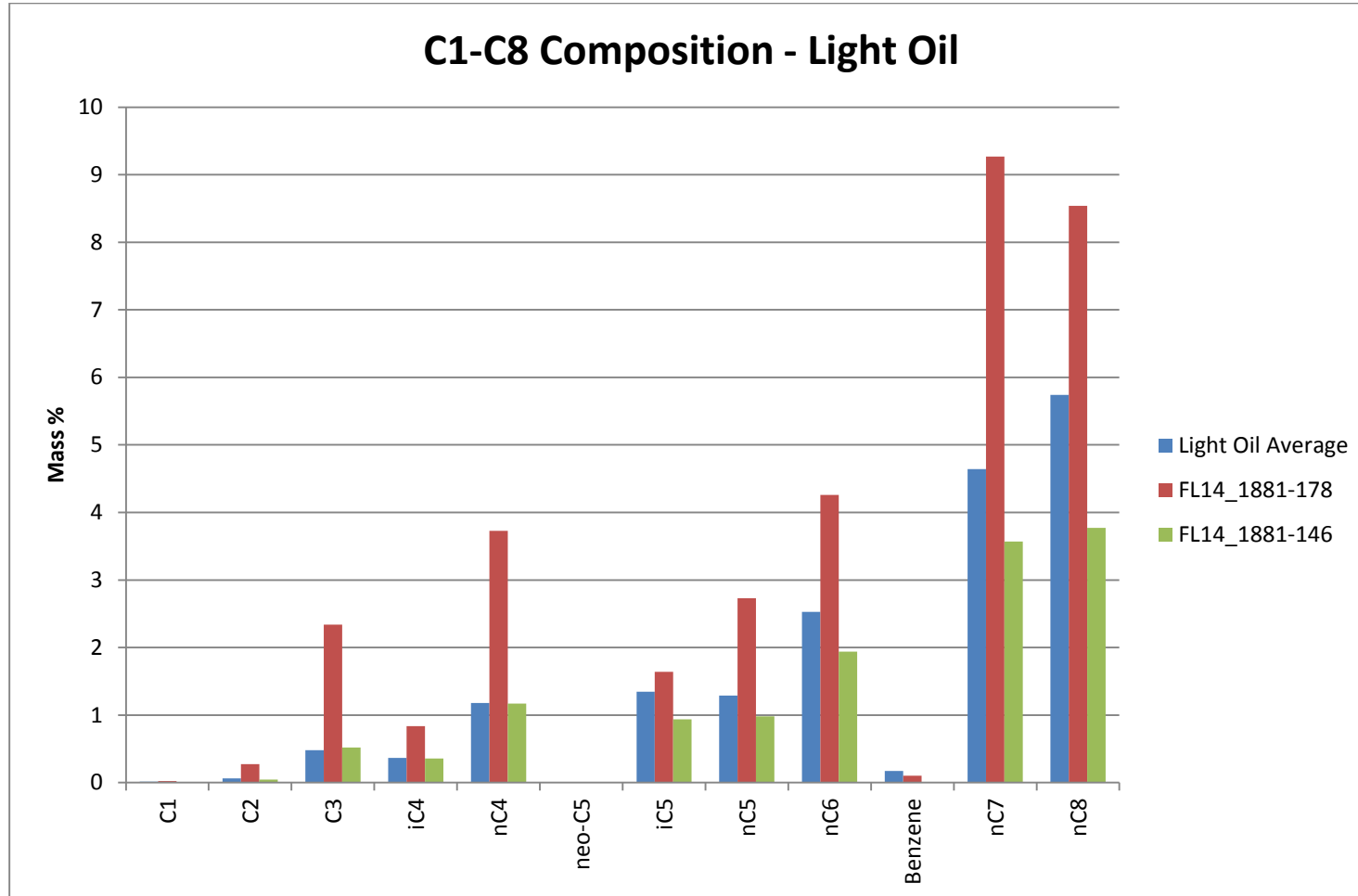


Figure 39 : Composition de C1 à C8 du pétrole léger

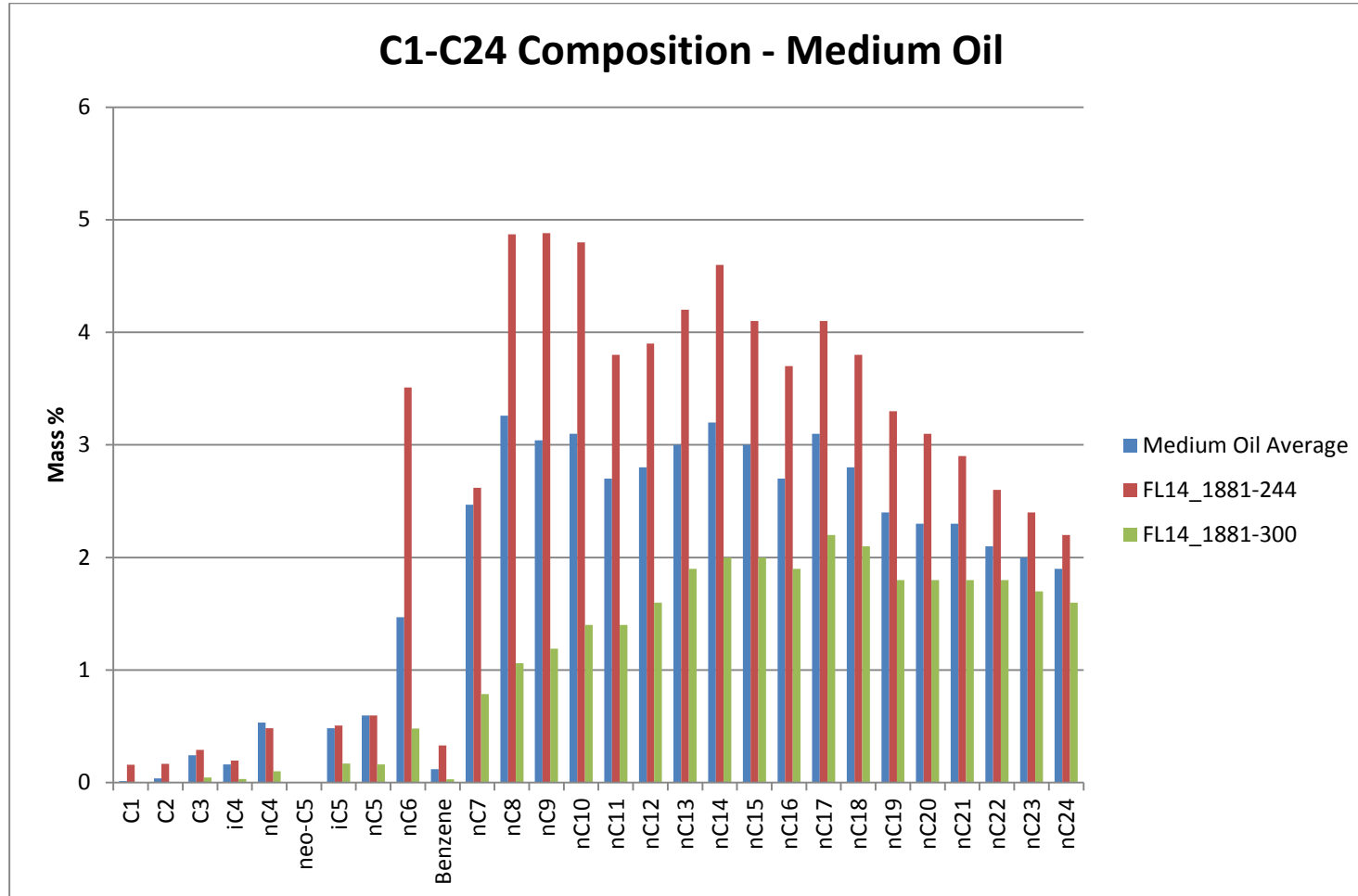


Figure 40 : Composition de C1 à C24 du pétrole moyen

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

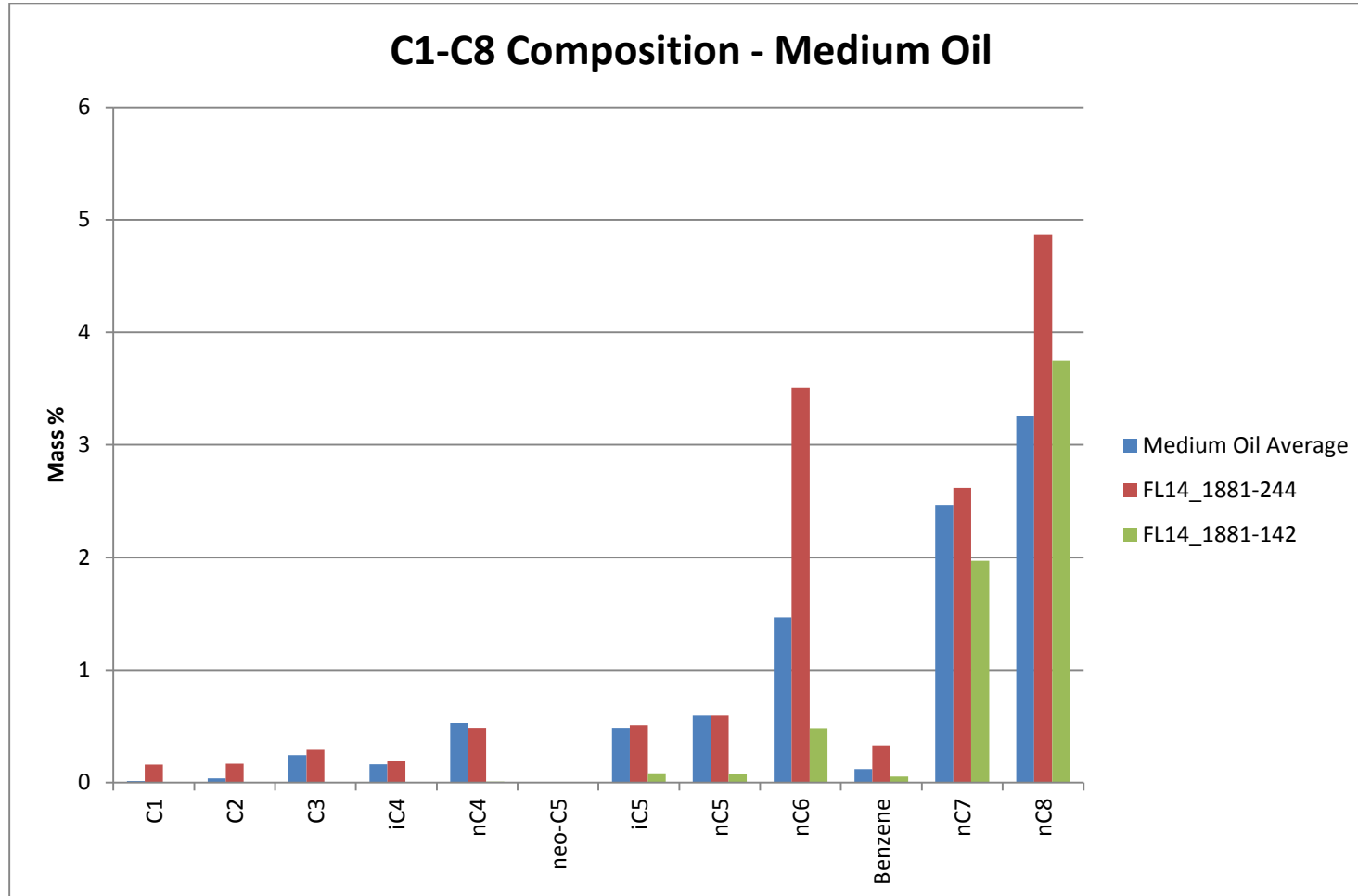


Figure 41 : Composition de C1 à C8 du pétrole moyen

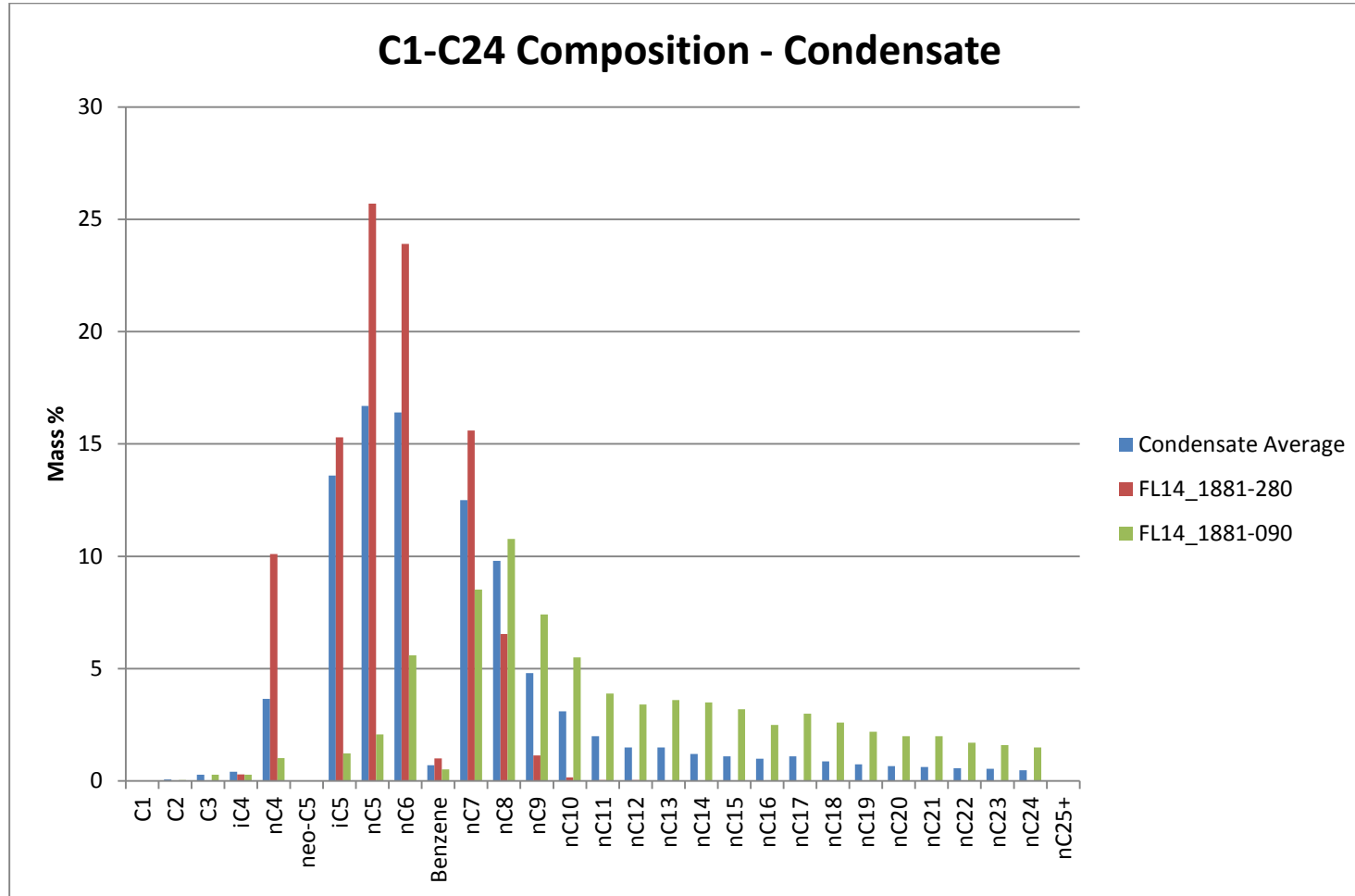


Figure 42 : Composition des condensats de C1 à C24

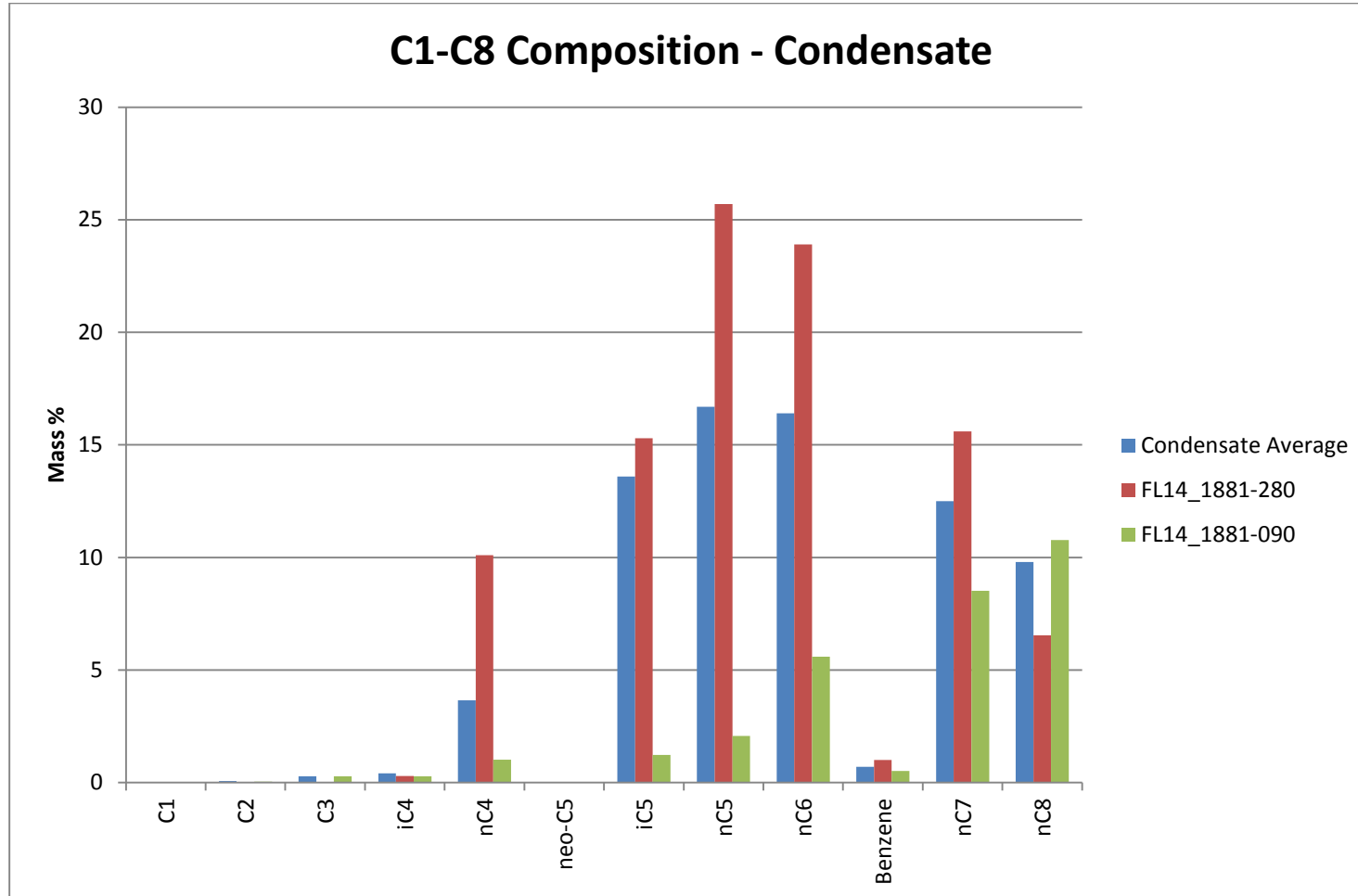


Figure 43 : Composition des condensats de C1 à C8

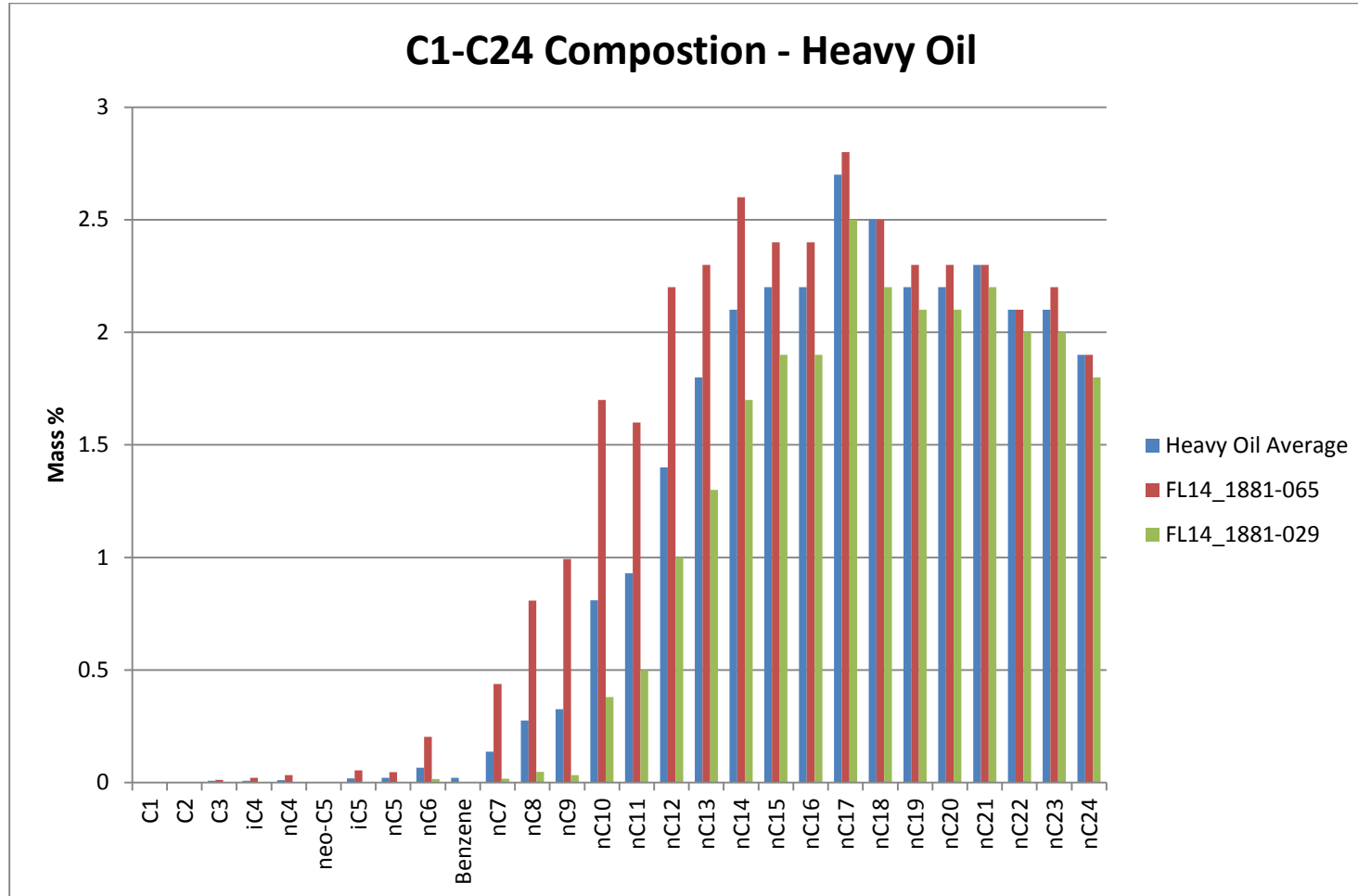


Figure 44 : Composition des pétroles lourds de C1 à C24

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

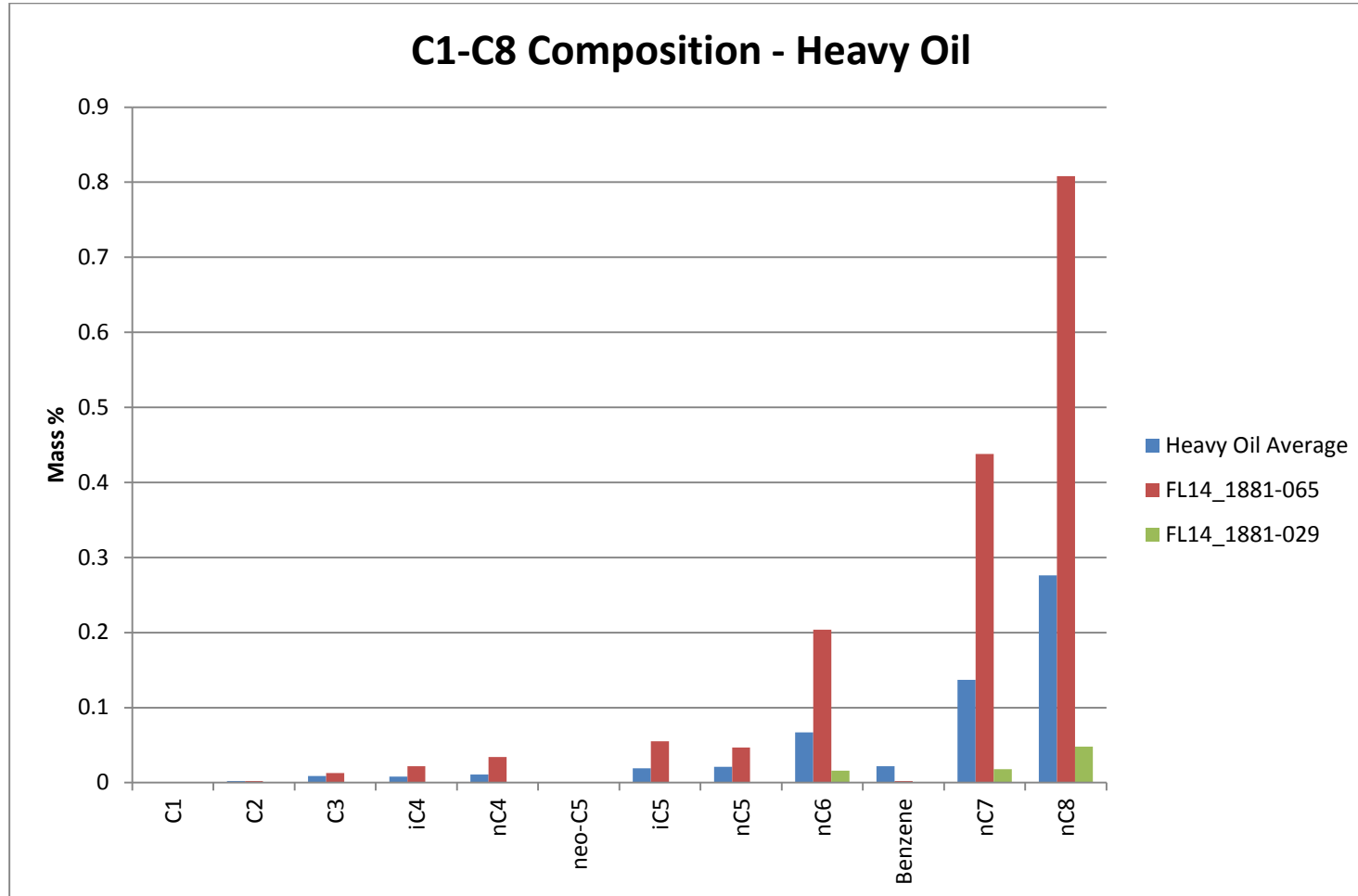


Figure 45 : Composition des pétroles lourds de C1 à C8

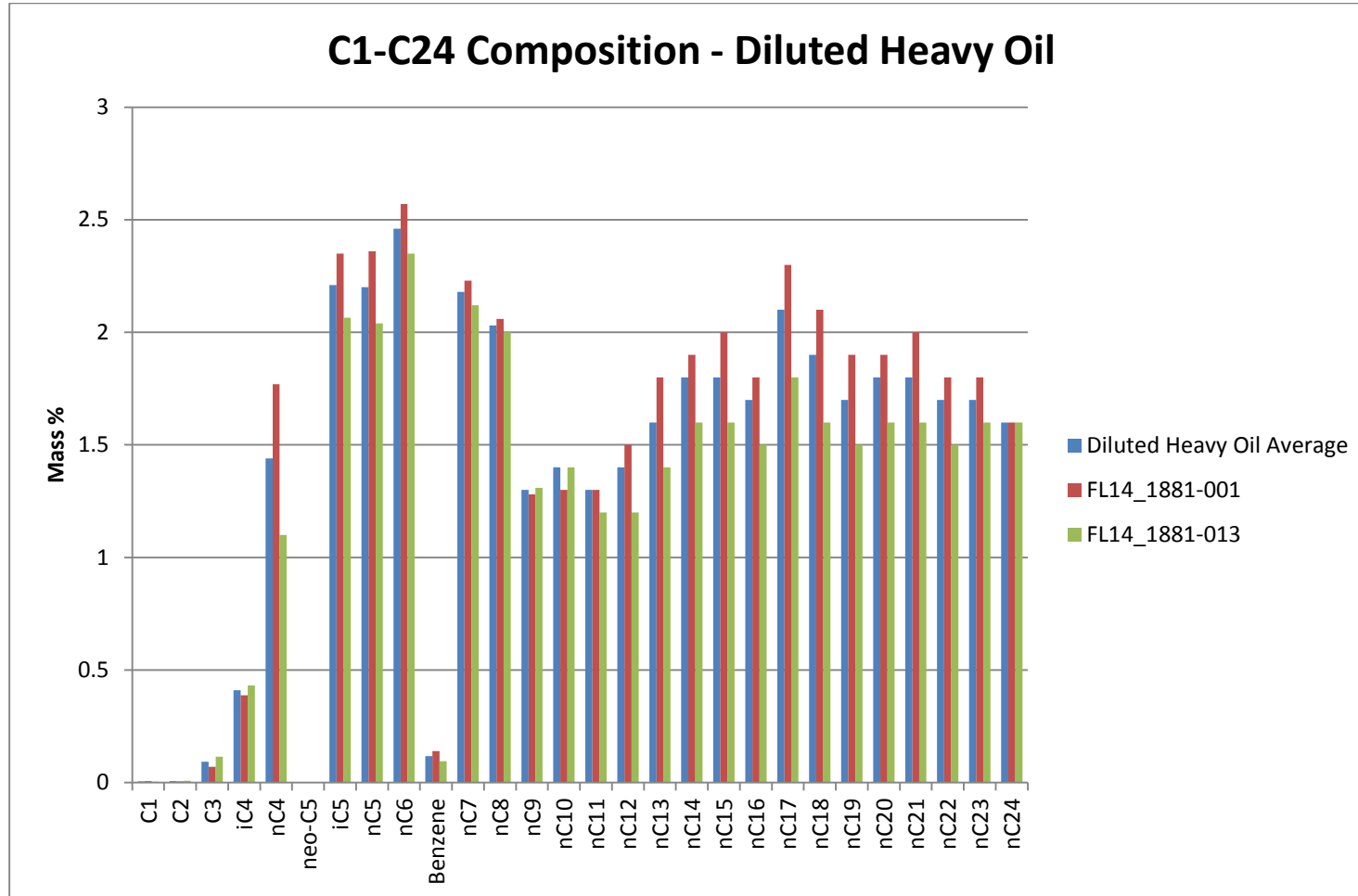


Figure 46 : Composition des pétroles lourds dilués de C1 à C24

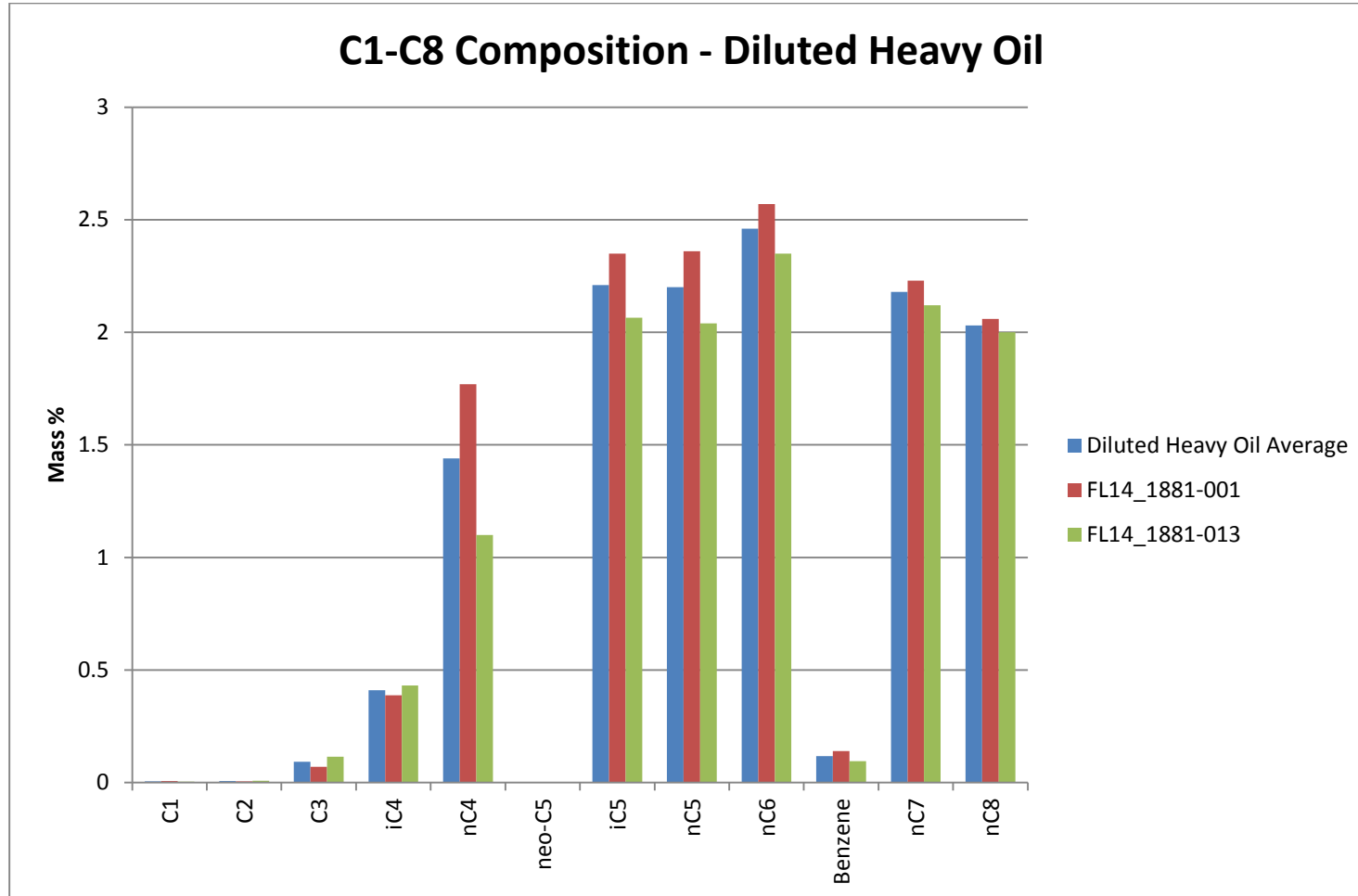


Figure 47 : Composition des pétroles lourds dilués de C1 à C8

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

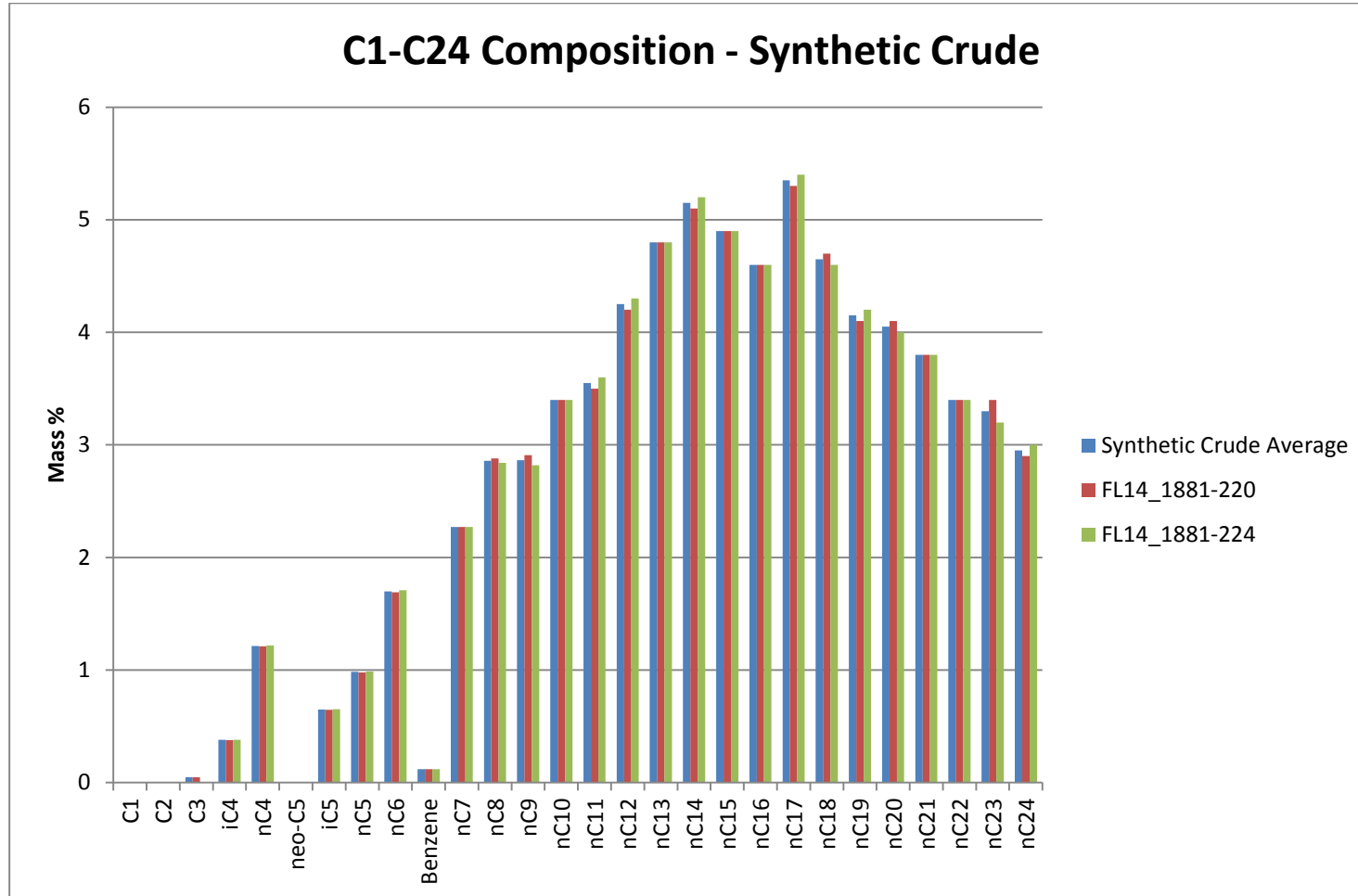


Figure 48 : Composition des pétroles bruts synthétiques de C1 à C24

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

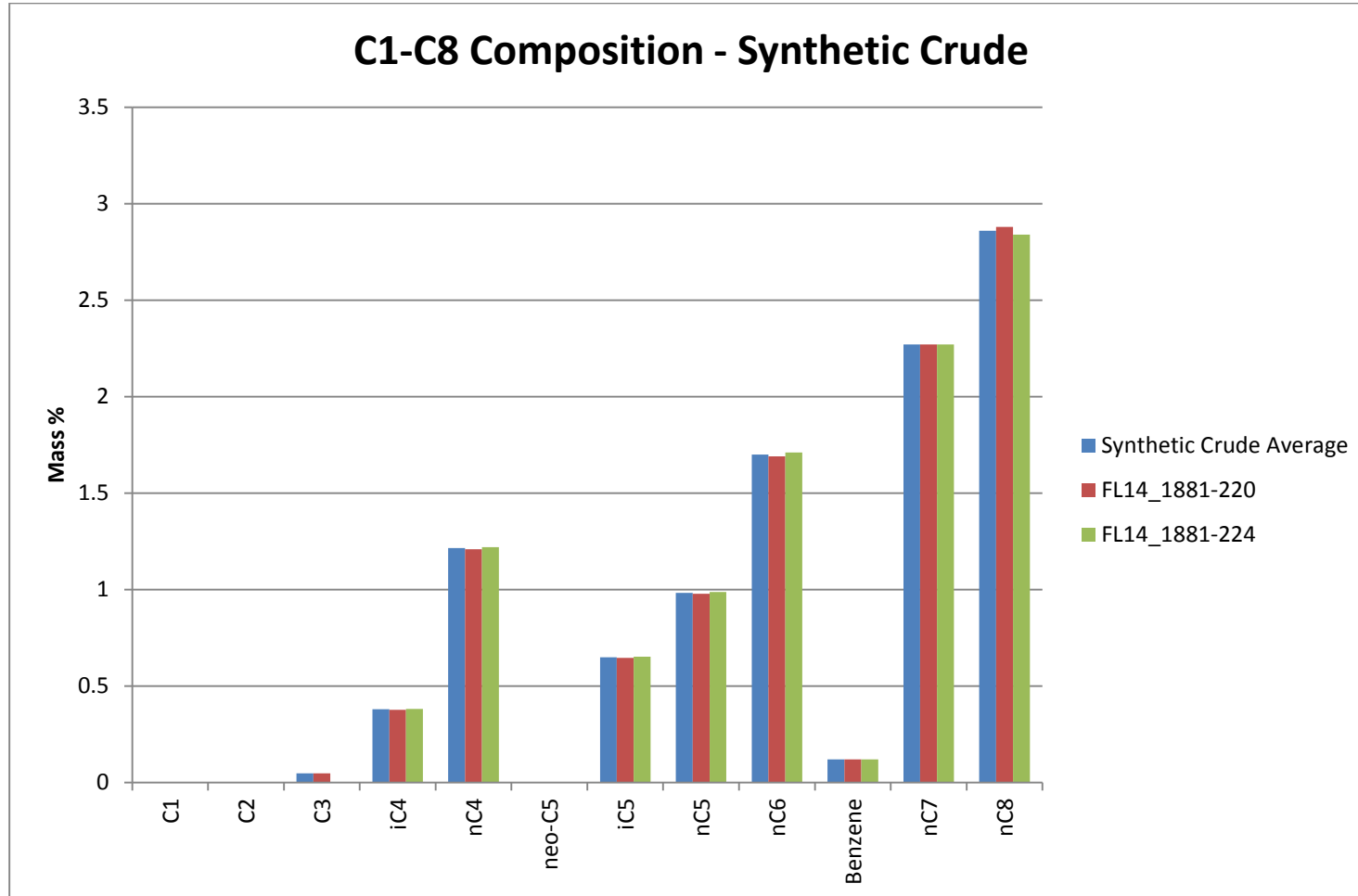


Figure 49 : Compositions des pétroles bruts synthétiques de C1 à C8

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

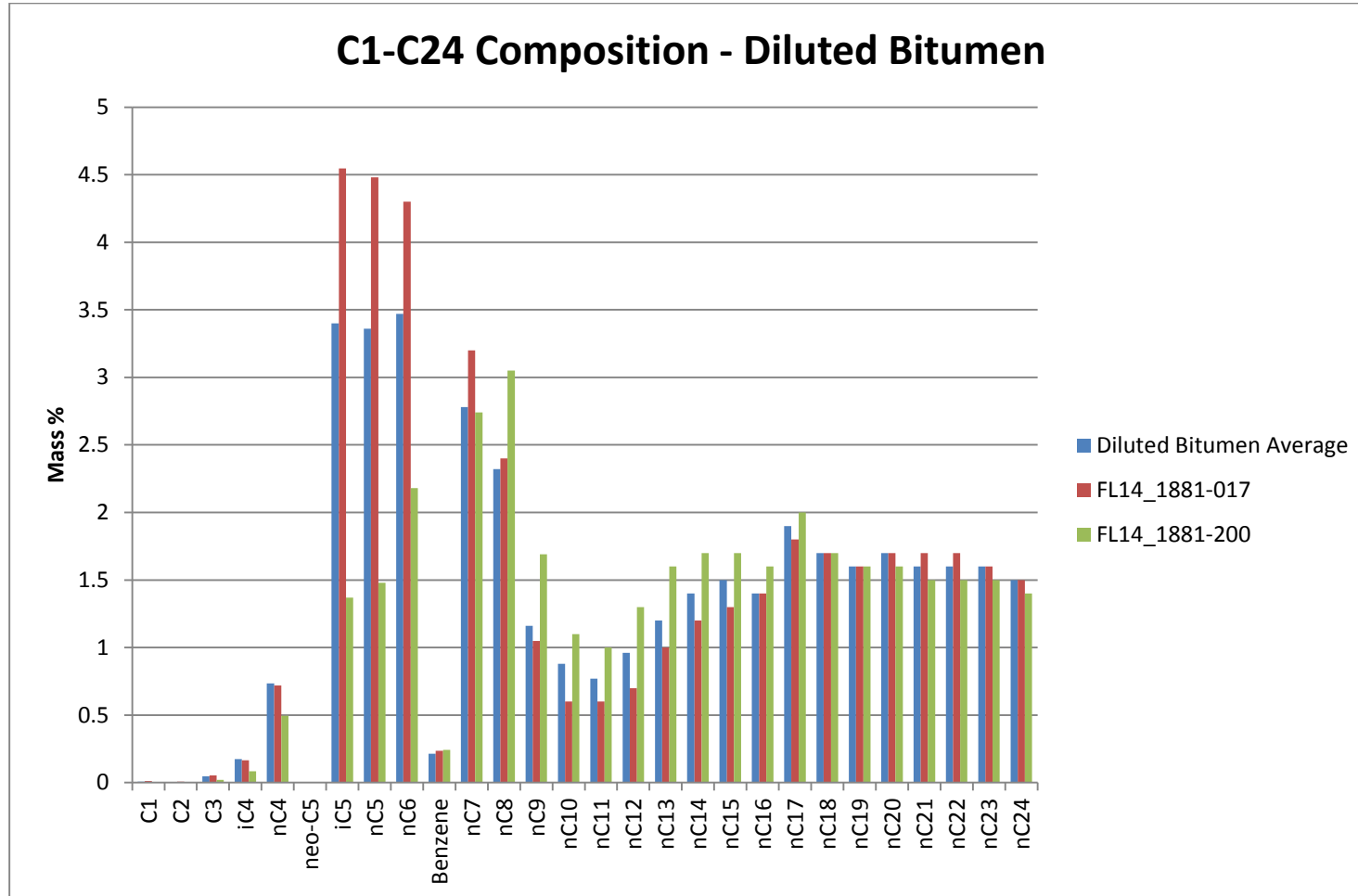


Figure 50 : Composition des DILBIT de C1 à C24

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

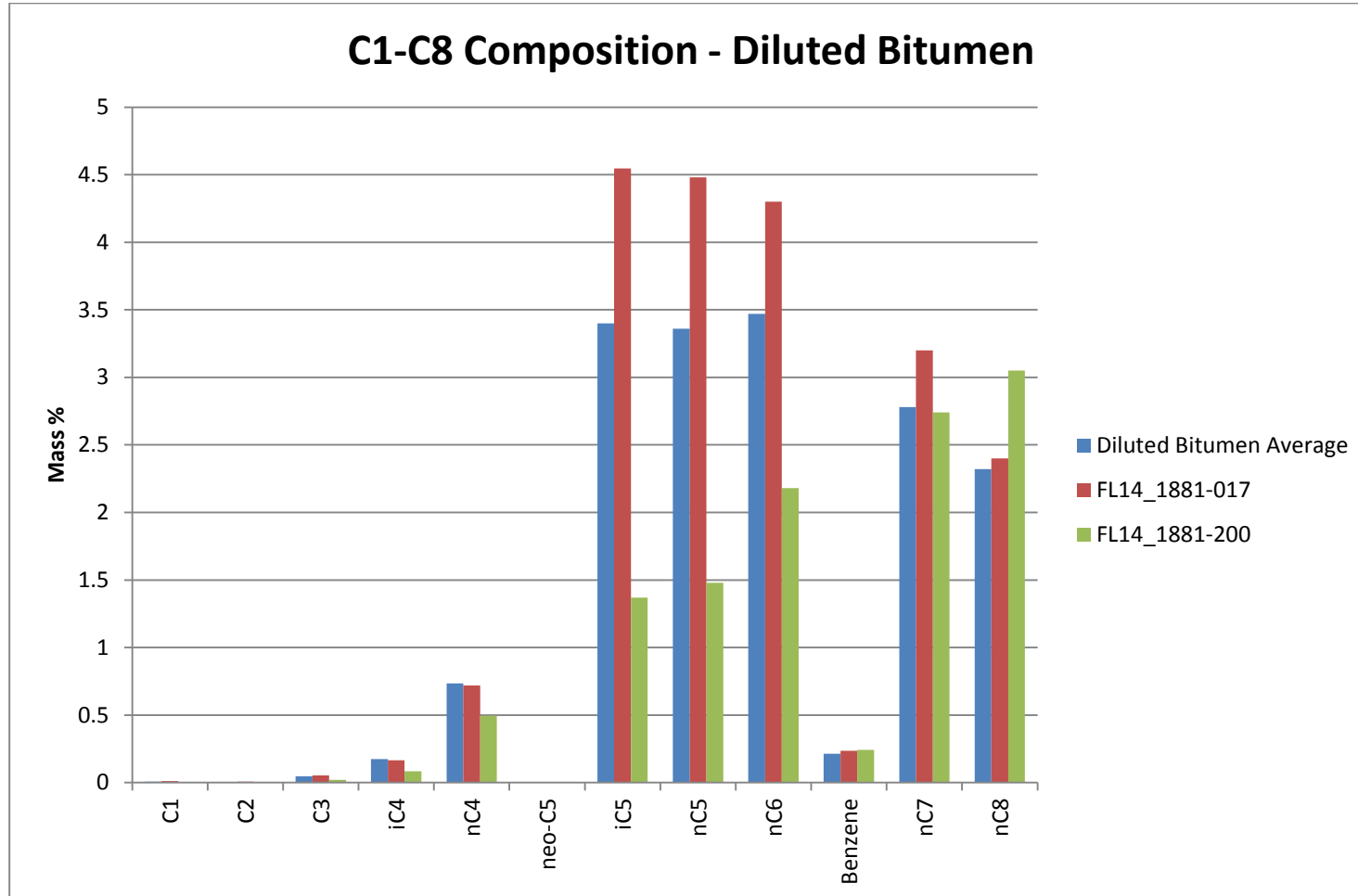


Figure 51 : Composition des DILBIT de C1 à C8

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Les chromatogrammes illustrant les résultats pour des échantillons de bitume synthétique, de pétrole léger, de pétrole moyen, de pétrole brut synthétique, de bitume dilué, de bitume synthétique dilué et de condensat, obtenus à l'aide des méthodes ASTM D8003 et ASTM D7169, sont présentés aux figures 52 à 67. Dans chaque chromatogramme fondé sur l'ASTM D8003, la région de C1 à C6 a été agrandie pour montrer la nette séparation des fractions légères.

Dans les chromatogrammes fondés sur l'ASTM D7169, on observe la séparation incomplète des pics de C4 à C8. Dans ces chromatogrammes montrés, nous avons soustrait la bande du CS₂ obtenue lors de l'essai témoin. Les figures 54 et 55 montrent respectivement un agrandissement des fractions C1 à C6 de l'échantillon FL14_1881-232 (bitume synthétique) avant et après la soustraction de la large bande du CS₂. On peut constater l'effet de la forte quantité de solvant (disulfure de carbone).

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

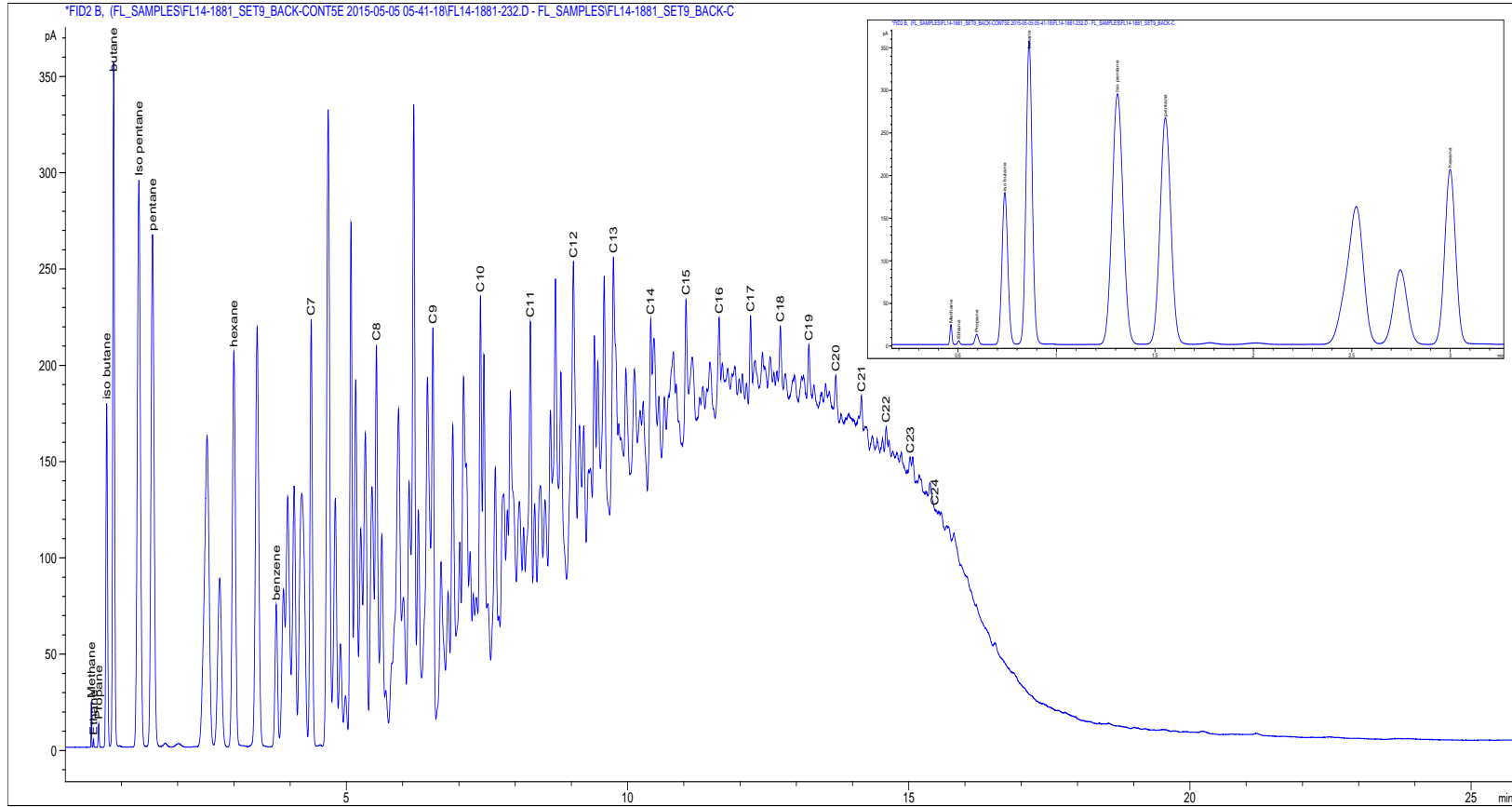


Figure 52 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) suivant la méthode ASTM D8003

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

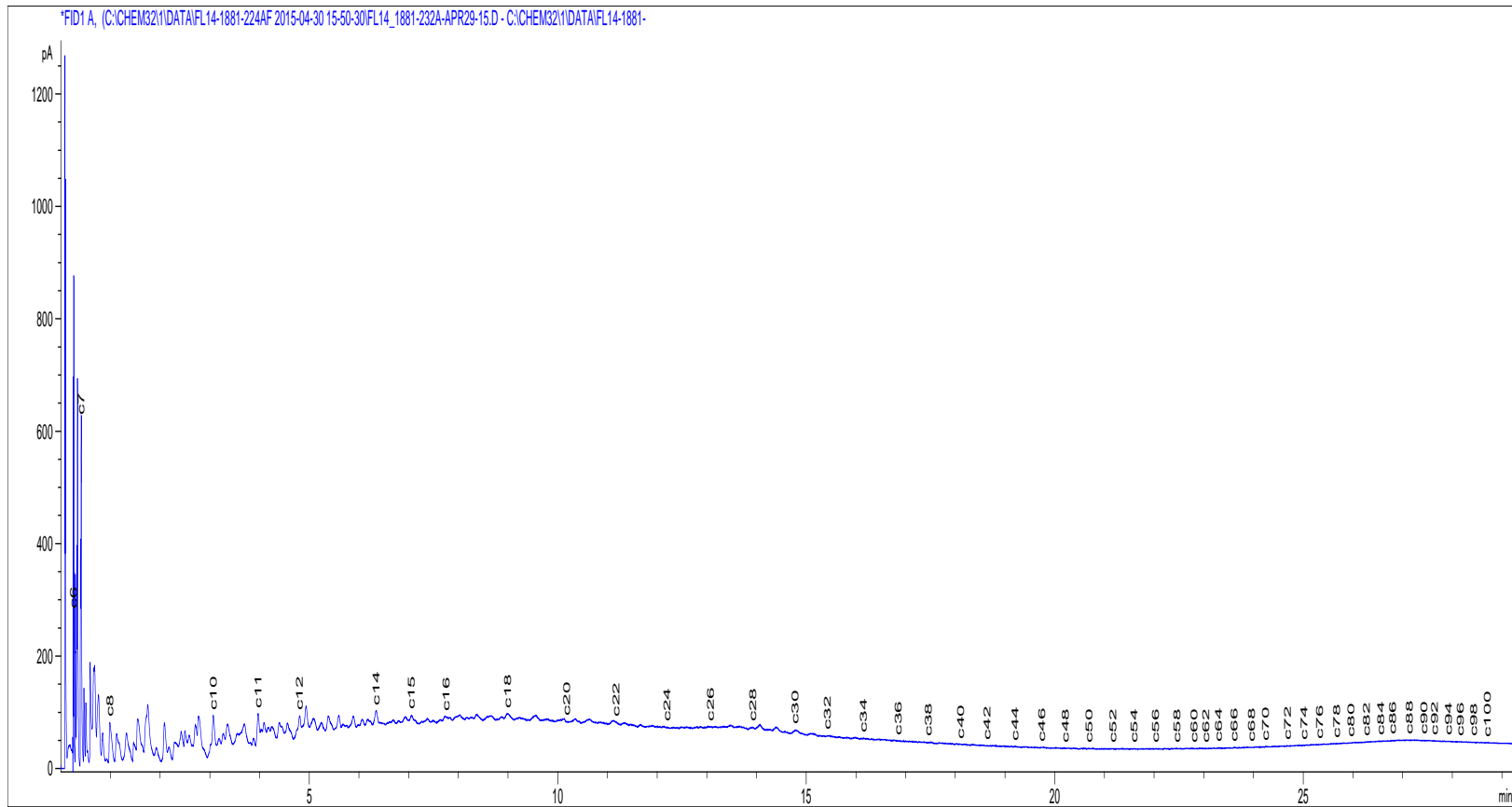


Figure 53 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) suivant la méthode ASTM D7169

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

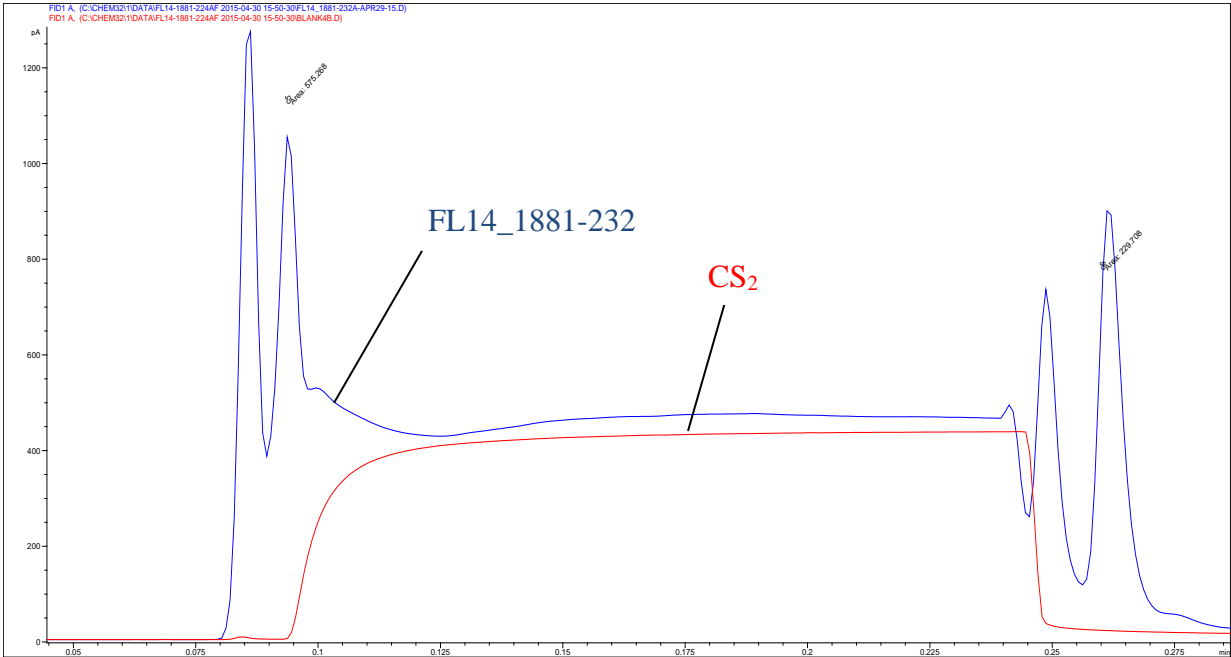


Figure 54 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) (C1 à C6) suivant la méthode ASTM D7169. On notera la large bande du CS₂.

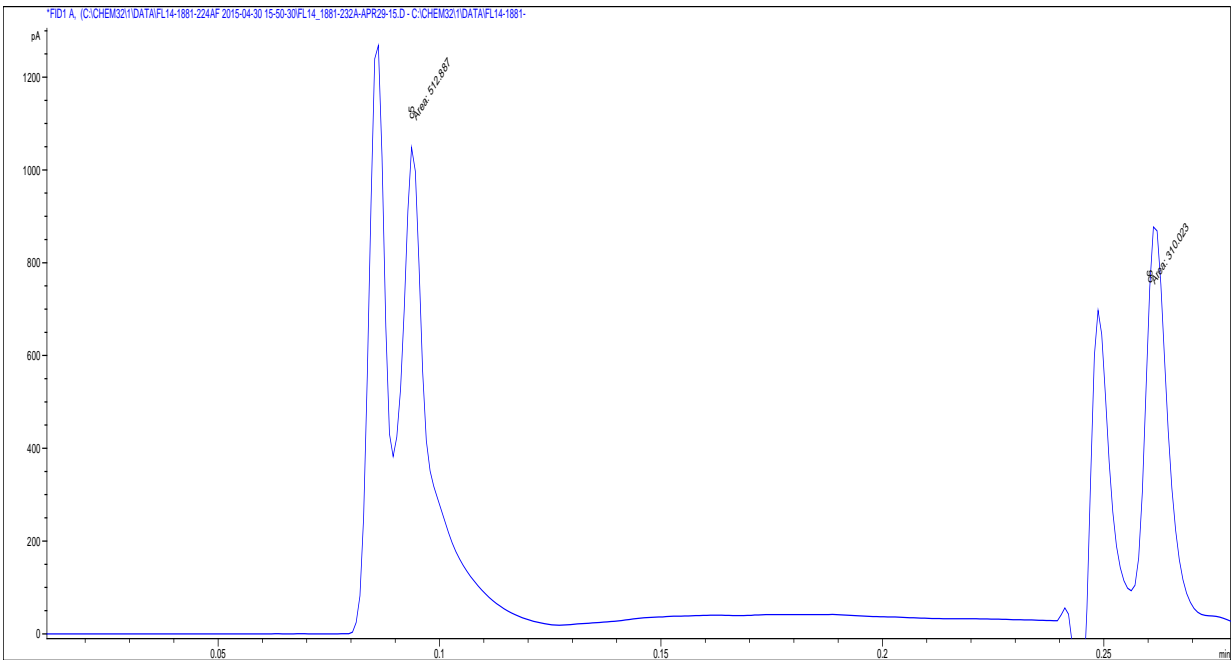


Figure 55 : Chromatogramme d'un bitume synthétique (FL14_1881-232) (C1 à C6) suivant la méthode ASTM D7169, après la soustraction de la bande du CS₂.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

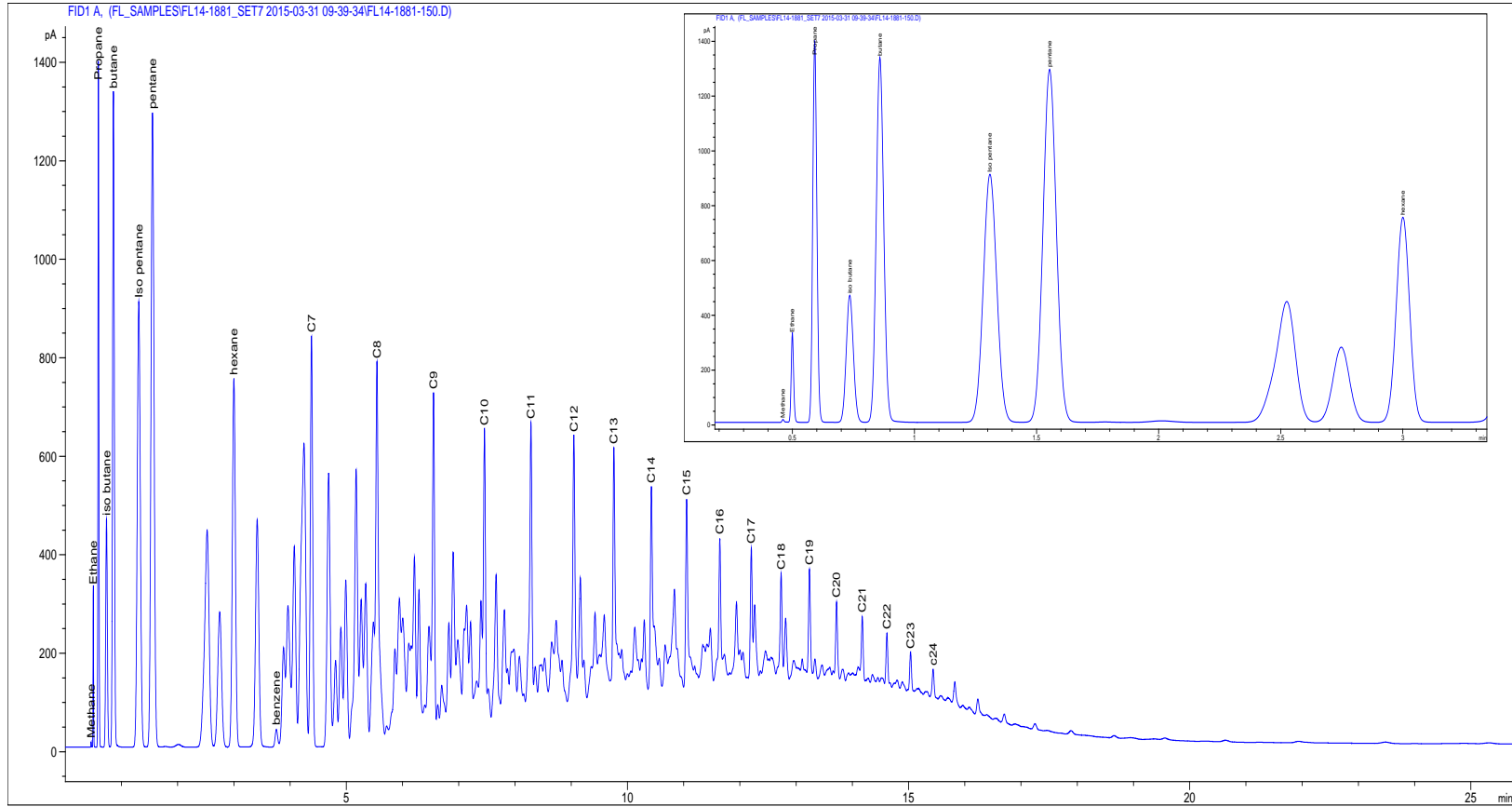
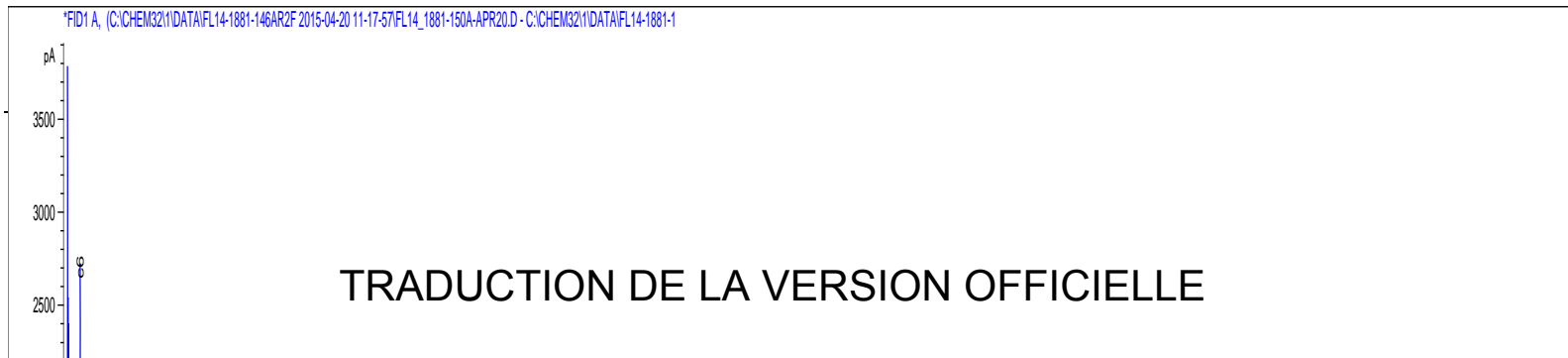


Figure 56 : Chromatogramme d'un pétrole léger (FL14-1881-150) suivant la méthode ASTM D8003



TRADUCTION DE LA VERSION OFFICIELLE

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Figure 57 : Chromatogramme d'un pétrole léger (FL14-1881-150) suivant la méthode ASTM D7169

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

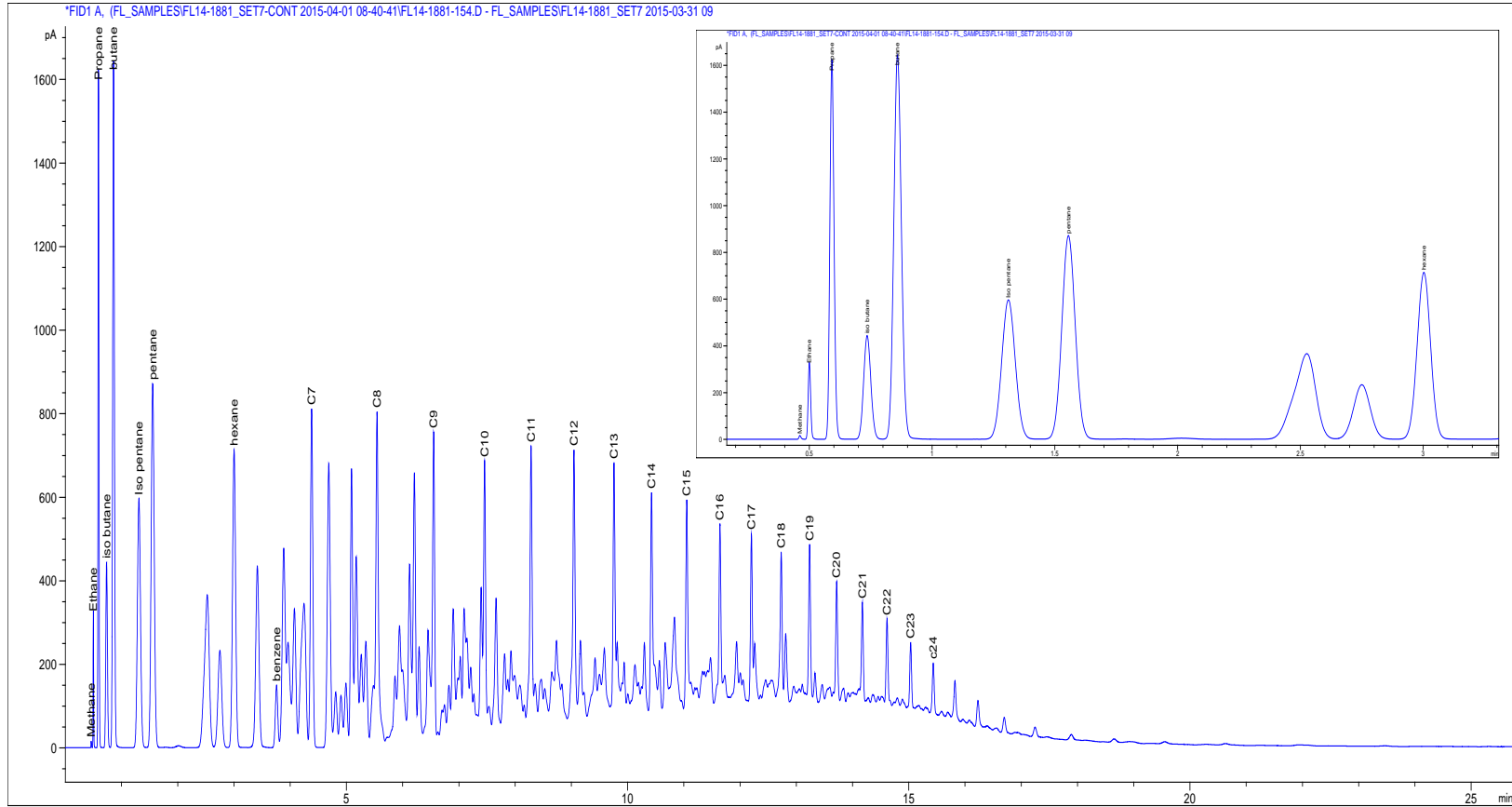


Figure 58 : Chromatogramme d'un pétrole moyen (échantillon FL14_1881-154) suivant la méthode ASTM D8003

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

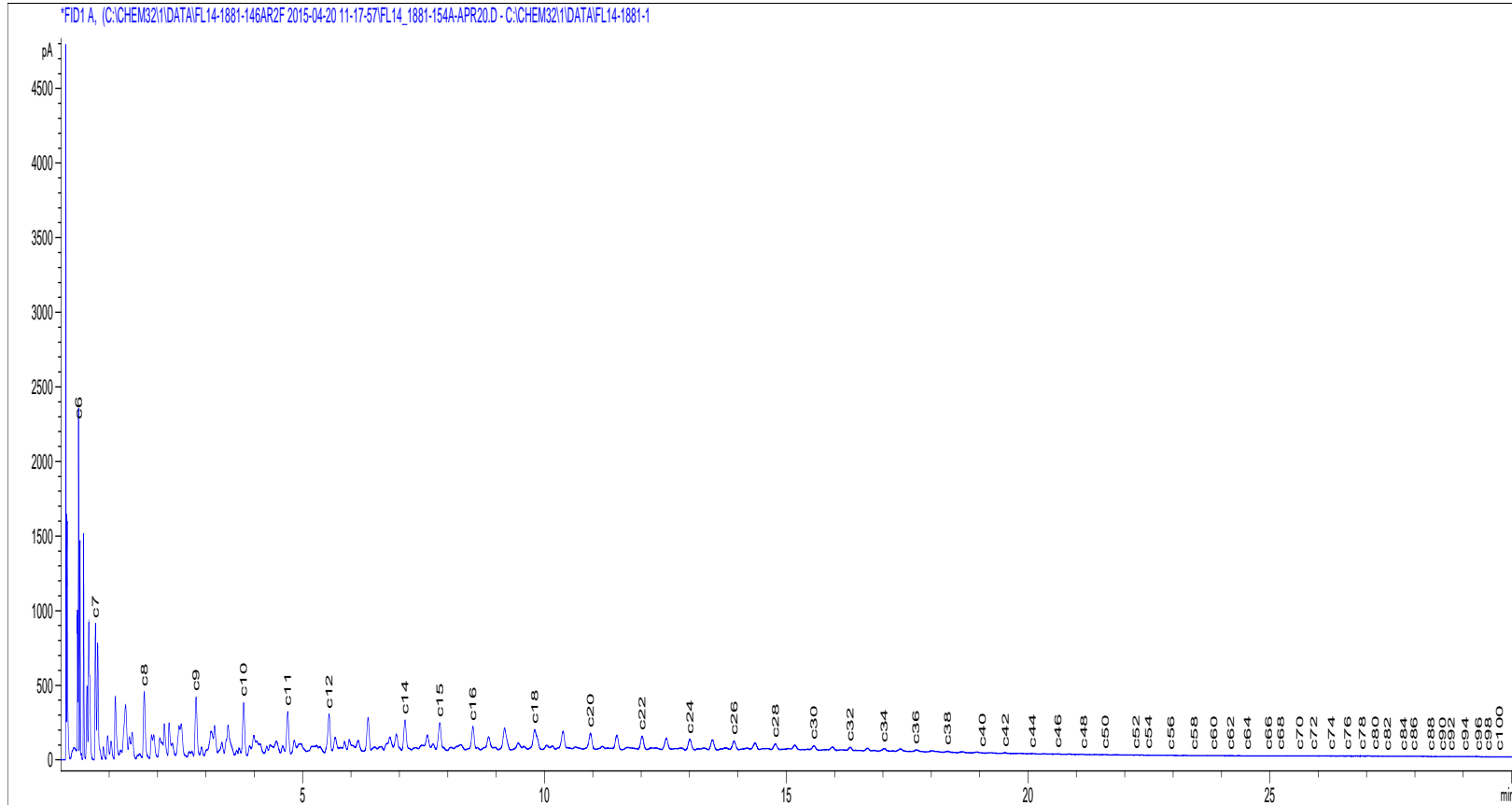


Figure 59 : Chromatogramme d'un pétrole moyen (FL14_1881-154) suivant la méthode ASTM D7169

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

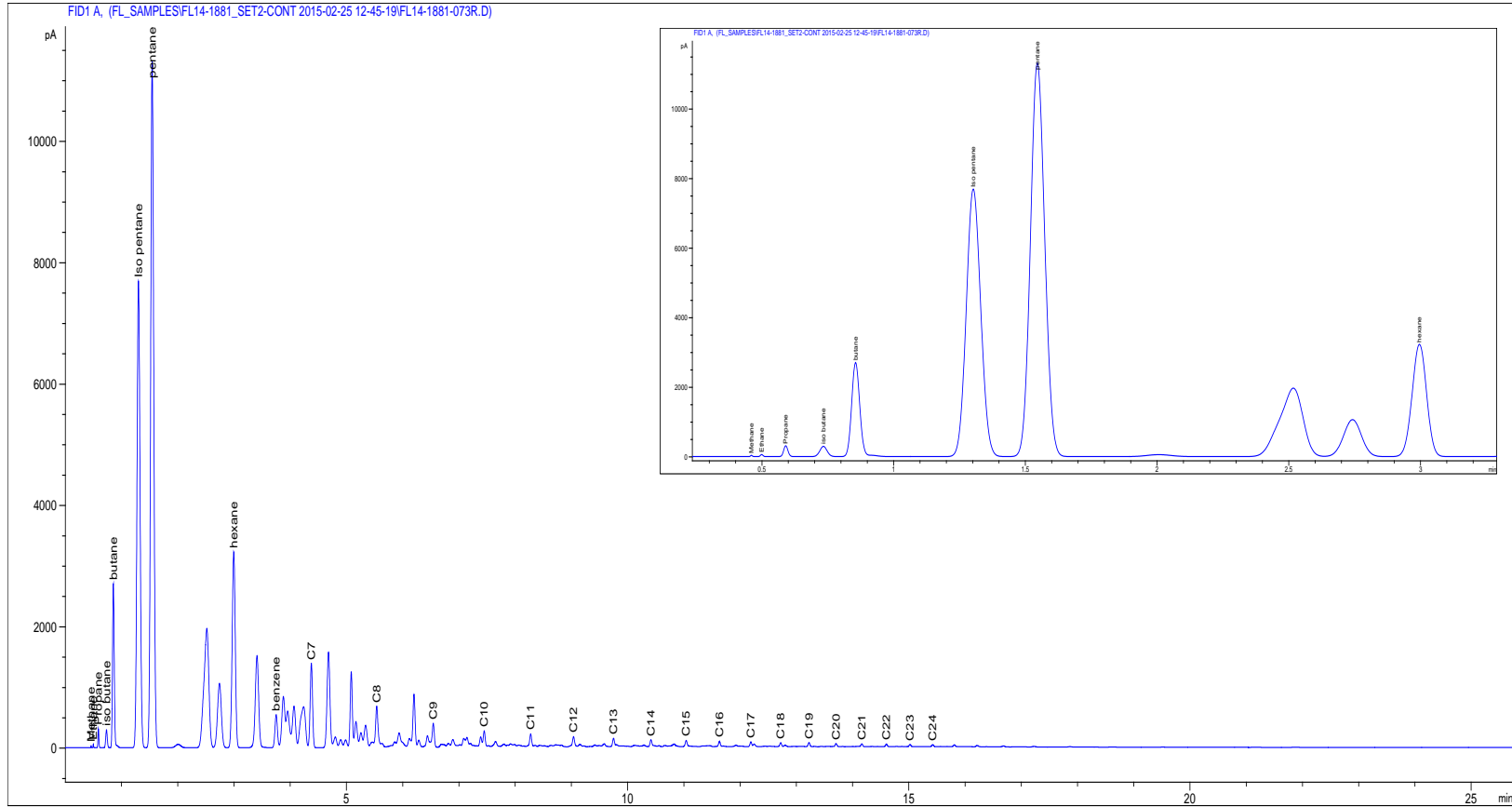


Figure 60 : Chromatogramme d'un condensat (FL14_1881-073) suivant la méthode ASTM D8003

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

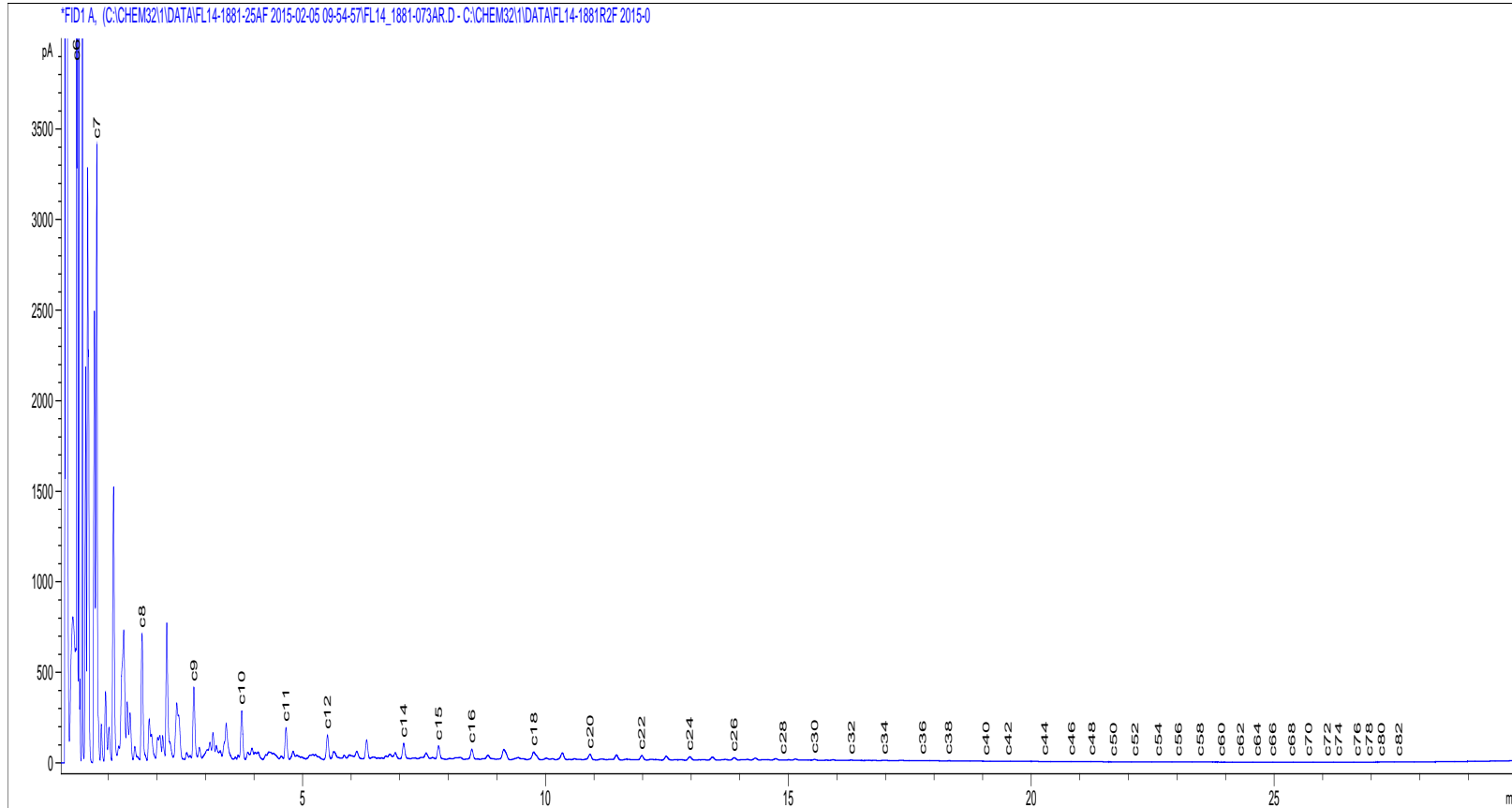


Figure 61 : Chromatogramme d'un condensat (FL14_1881-073) suivant la méthode ASTM D7169

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

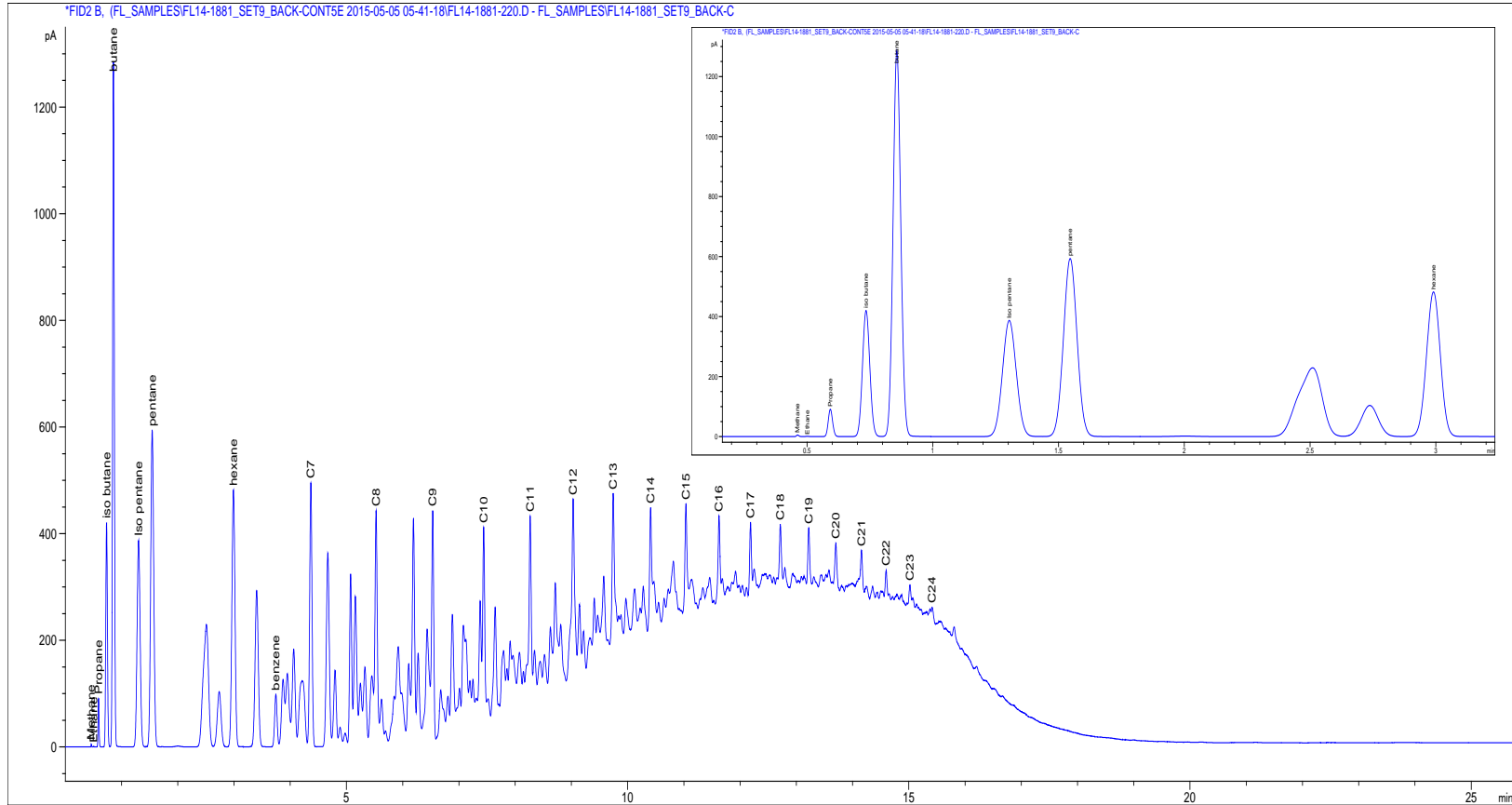


Figure 62 : Chromatogramme d'un pétrole brut synthétique (FL14_1881-220) suivant la méthode ASTM D8003

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

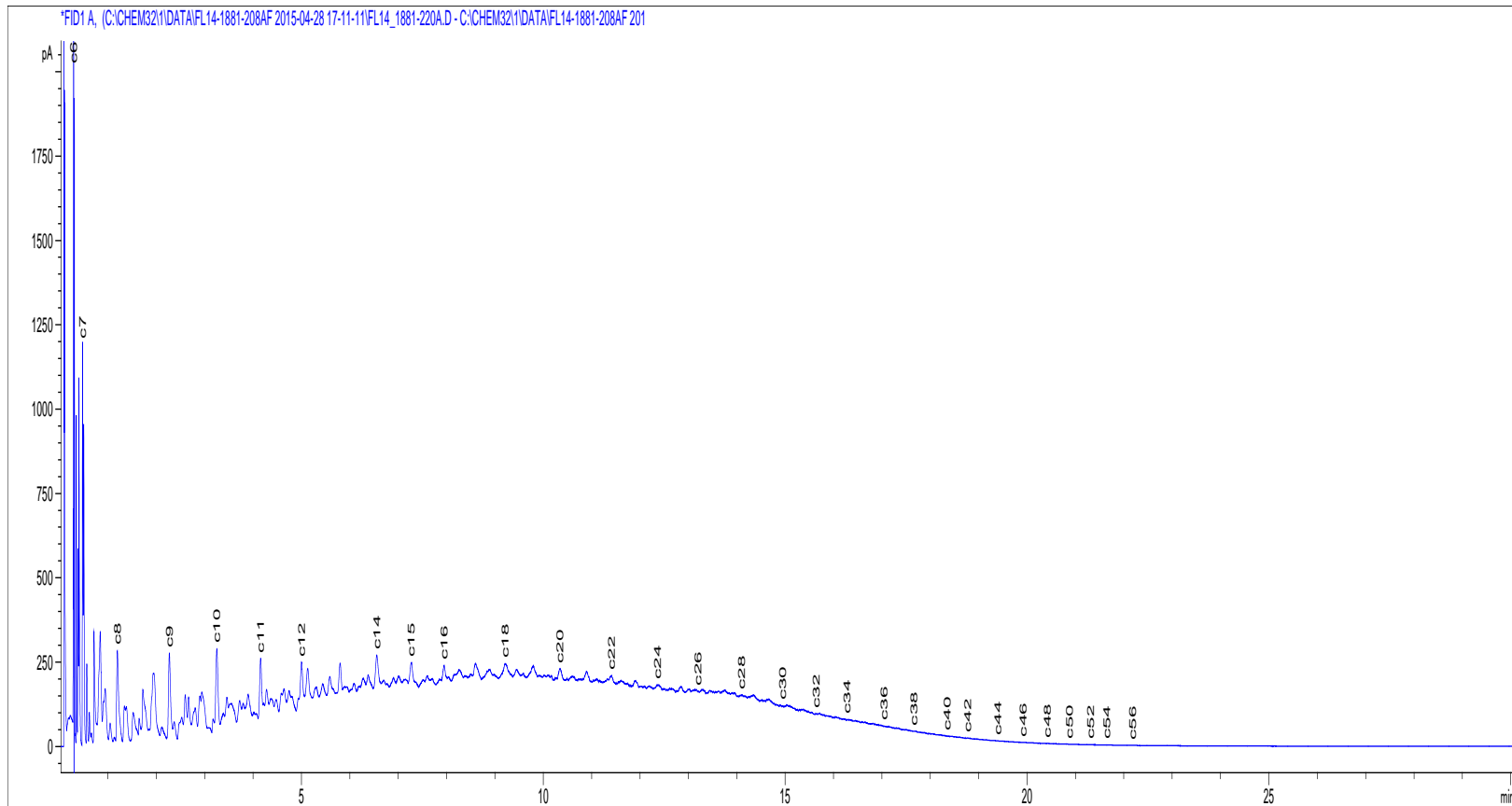


Figure 63 : Chromatogramme d'un pétrole brut synthétique (FL14_1881-220) suivant la méthode ASTM D7169

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

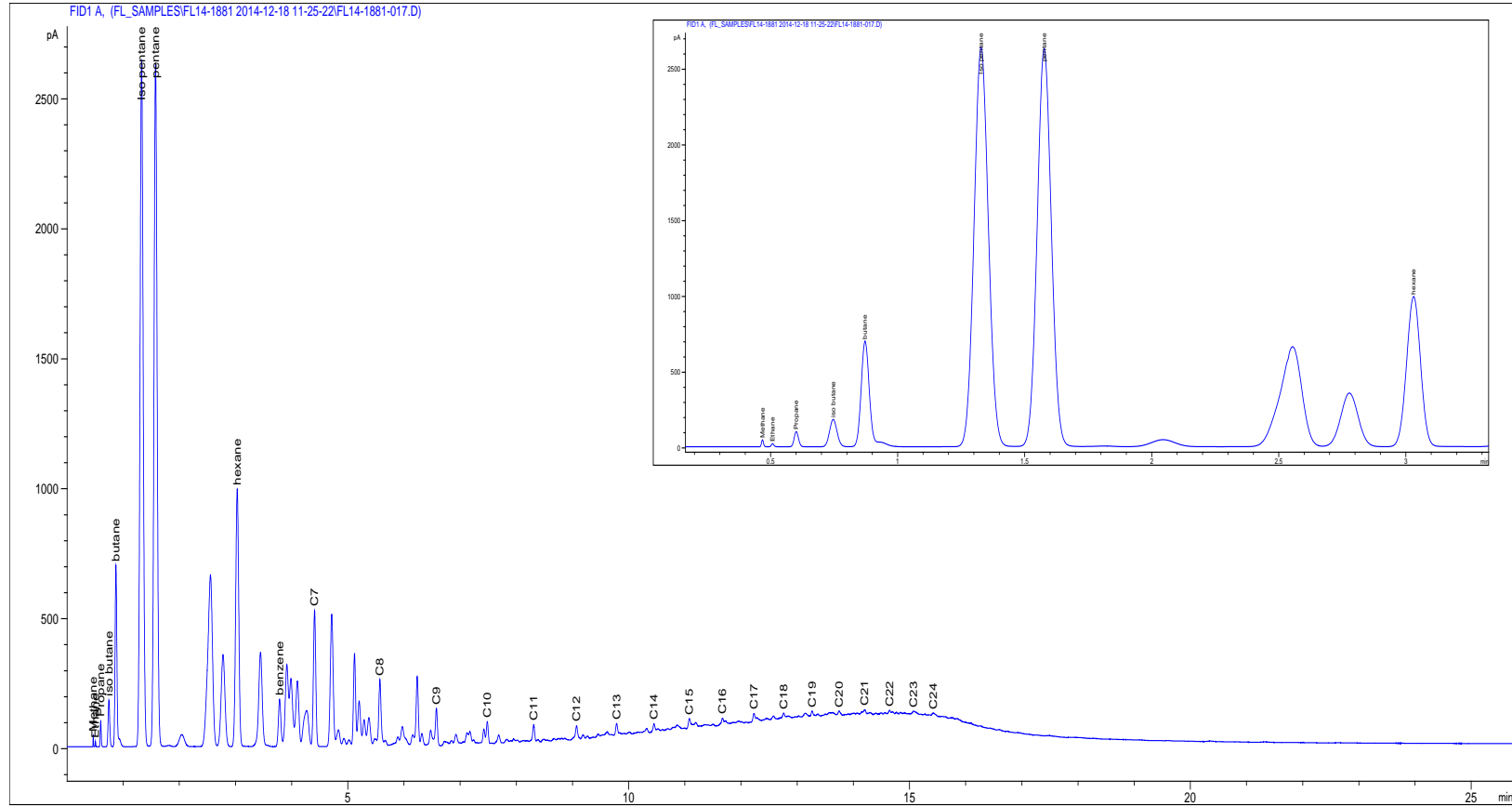


Figure 64 : Chromatogramme d'un DILBIT (FL14_1881-017) suivant la méthode ASTM D8003

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

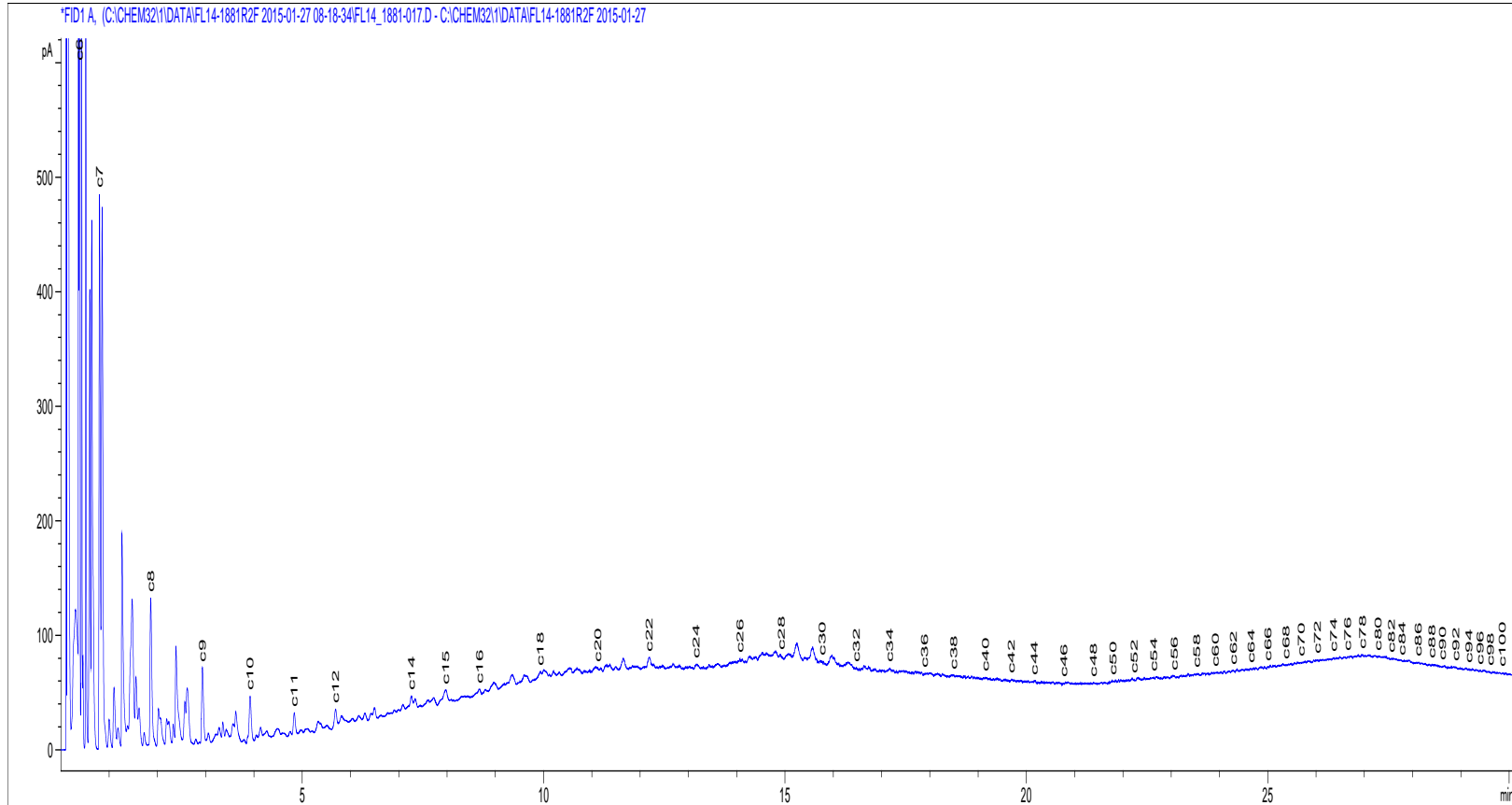


Figure 65 : Chromatogramme d'un DILBIT (FL14_1881-017) suivant la méthode ASTM D7169

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

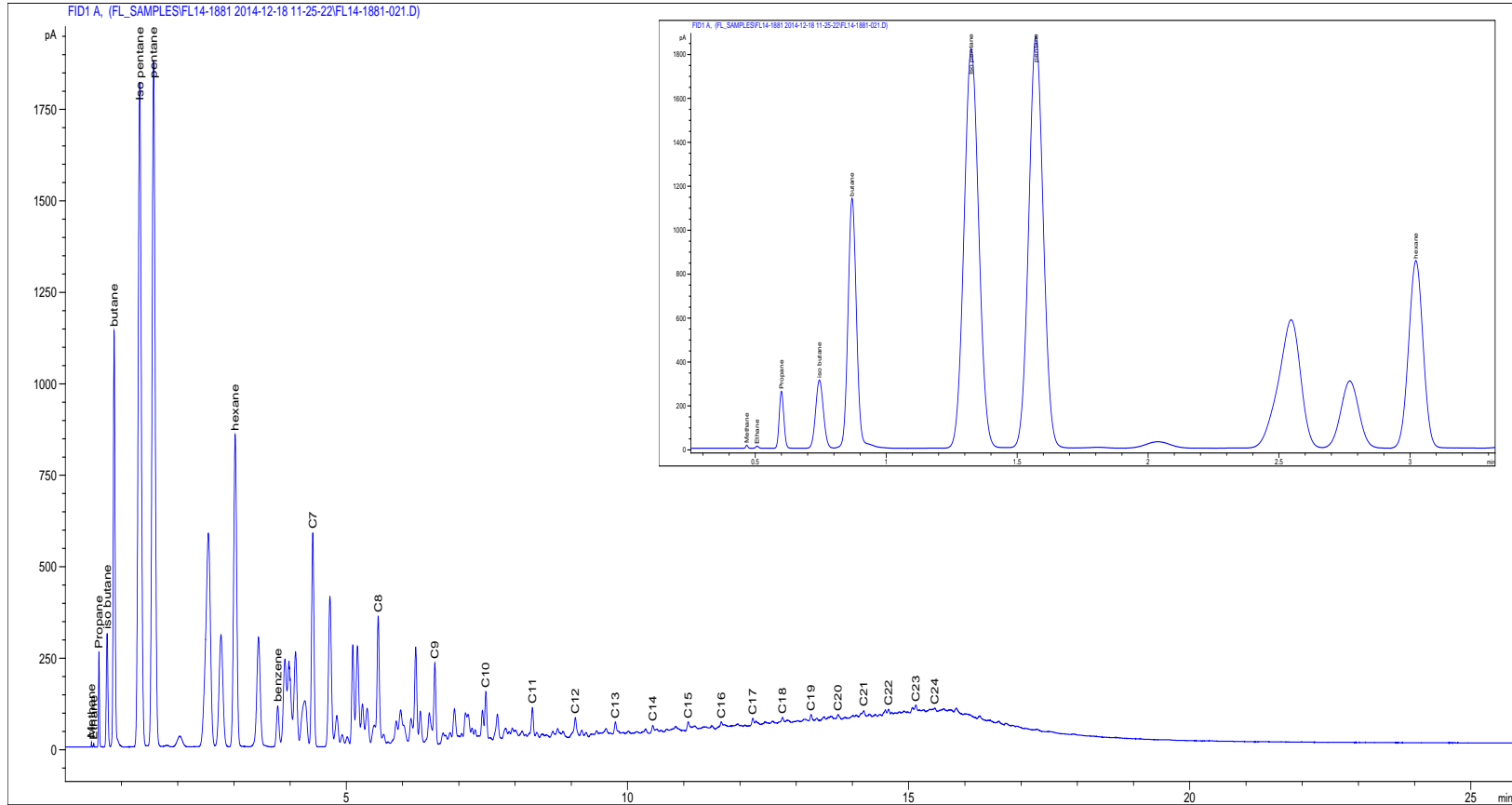


Figure 66 : Chromatogramme d'un bitume synthétique dilué (FL14_1881-021) suivant la méthode ASTM D8003

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

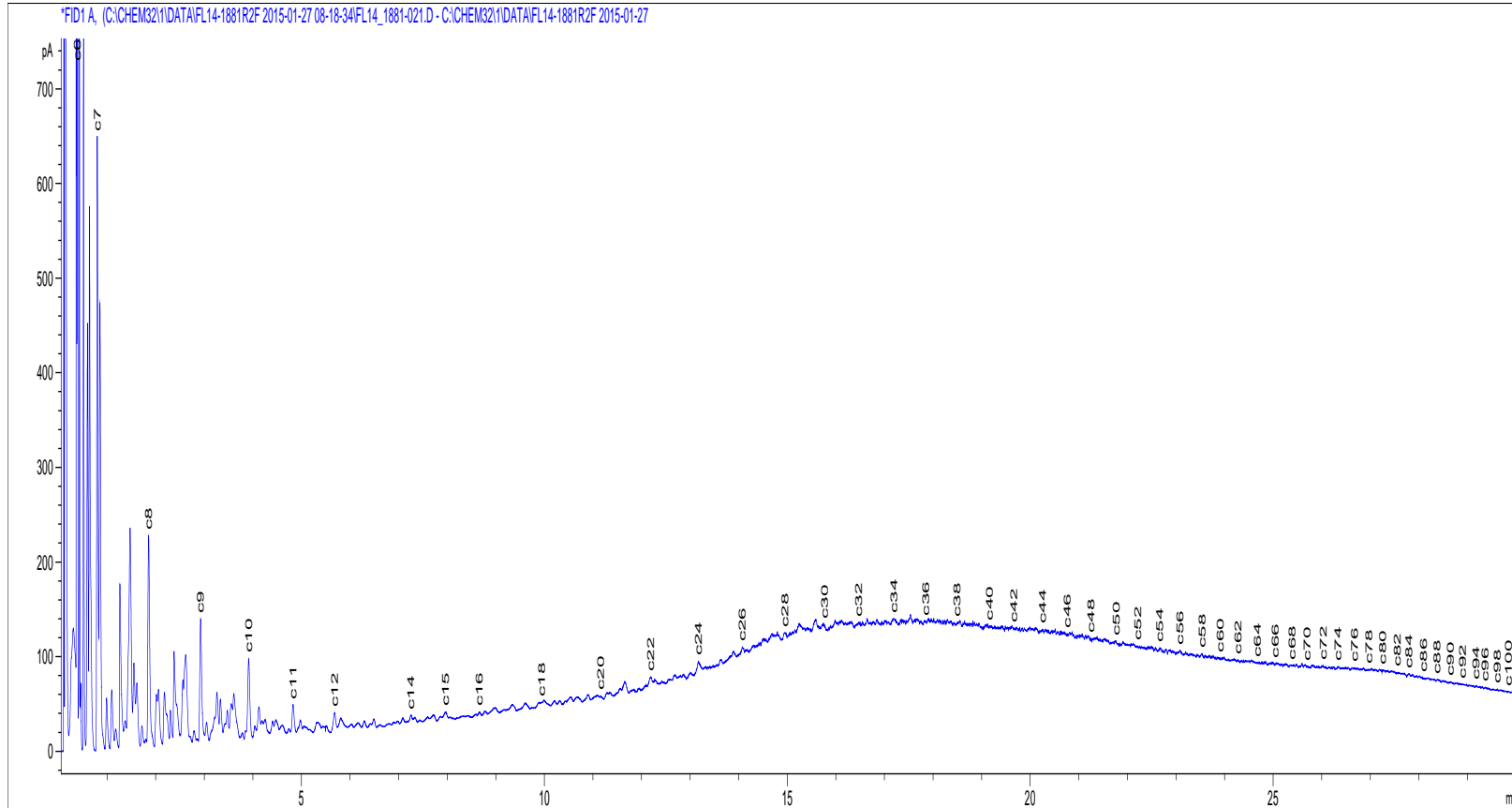


Figure 67 : Chromatogramme d'un bitume synthétique dilué (FL14_1881-021) suivant la méthode ASTM D7169

8.8 Pression de vapeur à 50 °C

8.8.1 Pression de vapeur à un rapport V/L de 0,2:1 et à une température de 50 °C, ASTM D6377

Nous avons mesuré la pression de vapeur de tous les échantillons prélevés dans des cylindres selon la méthode ASTM D6377 à une température de 50 °C et à un rapport V/L de 0,2:1. La figure 68 montre la pression de vapeur moyenne. Le tableau 12 donne, pour chaque type de pétrole, les pressions de vapeur moyenne, minimale et maximale, de même que l'écart-type.

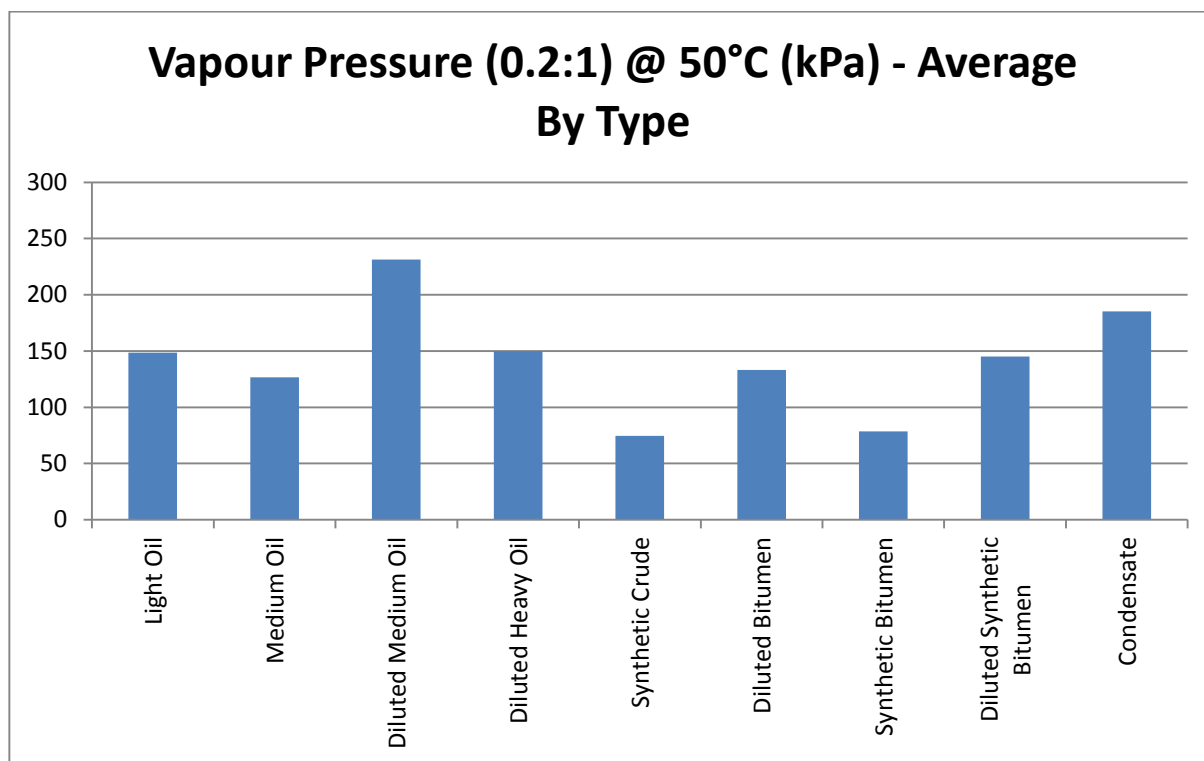


Figure 68 : Pression de vapeur moyenne à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut

La pression de vapeur moyenne (V/L de 0,2:1 et 50 °C) des pétroles bruts suit la tendance prévue selon leur composition. Le condensat, qui a le pourcentage le plus élevé de fractions légères et la quantité la plus faible de résidus C25+, présente la plus forte pression de vapeur moyenne. Le pétrole brut synthétique et le bitume synthétique, qui ont les plus faibles pourcentages de fractions légères présentent les plus faibles pressions de vapeur. La pression de vapeur de tous les autres échantillons se situe dans la plage entre les valeurs du condensat et du pétrole brut synthétique, en fonction de leur composition. L'effet du diluant sur la pression de vapeur est montré par la pression de vapeur accrue des échantillons dilués comparativement à celle des échantillons non dilués.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 12 : Pressions de vapeur moyenne, minimale et maximale (V/L de 0,2:1 et 50 °C) et écart-type, par type de pétrole brut

Type de pétrole brut	Pression de vapeur moyenne (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur minimale (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur maximale (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Écart-type
Pétrole léger	149	89	301	46
Pétrole moyen	127	31	528	129
Pétrole moyen dilué*	231			
Pétrole lourd dilué	150	148	151	2
Pétrole synthétique	75	73	76	2
Bitume dilué	133	81	161	31
Bitume synthétique*	79			
Bitume synthétique dilué*	145			
Condensat	185	139	273	43

*Un seul échantillon

Pour illustrer avec plus de détail la relation entre les fractions légères et la pression de vapeur, les échantillons ont été regroupés dans cinq plages de pressions de vapeur, et nous avons calculé la somme des fractions C1 à C4, C1 à C6 et C1 à C8 ainsi que la pression de vapeur moyenne de chaque plage. Les résultats sont présentés dans le tableau 13.

Tableau 13 : Somme des fractions légères et pression de vapeur

Plage de pressions de vapeur (kPa)	Somme de C1 à C4 (% pondéral)	Somme de C1 à C6 (% pondéral)	Somme de C1 à C8 (% pondéral)	Pression de vapeur moyenne (0,2:1) à 50 °C, ASTM D6377
0-100	0,7	3,1	8,2	69,5
100-140	1,4	13,1	22,4	123,9
140-160	2,2	14,1	26,8	149,4
160-200	2,4	23,8	38,5	177,3
200-550	5,4	33,9	49,7	275,7

Comme le montre la figure 69, la pression de vapeur dépend tant de la quantité des fractions légères que de la composition en fractions légères. Les alcanes de la plage C1 à C4 exercent l'effet le plus prononcé sur la pression de vapeur. Par conséquent, une légère hausse de la quantité des fractions C1 à C4 a un effet plus grand qu'une hausse des fractions C1 à C6 ou C1 à C8.

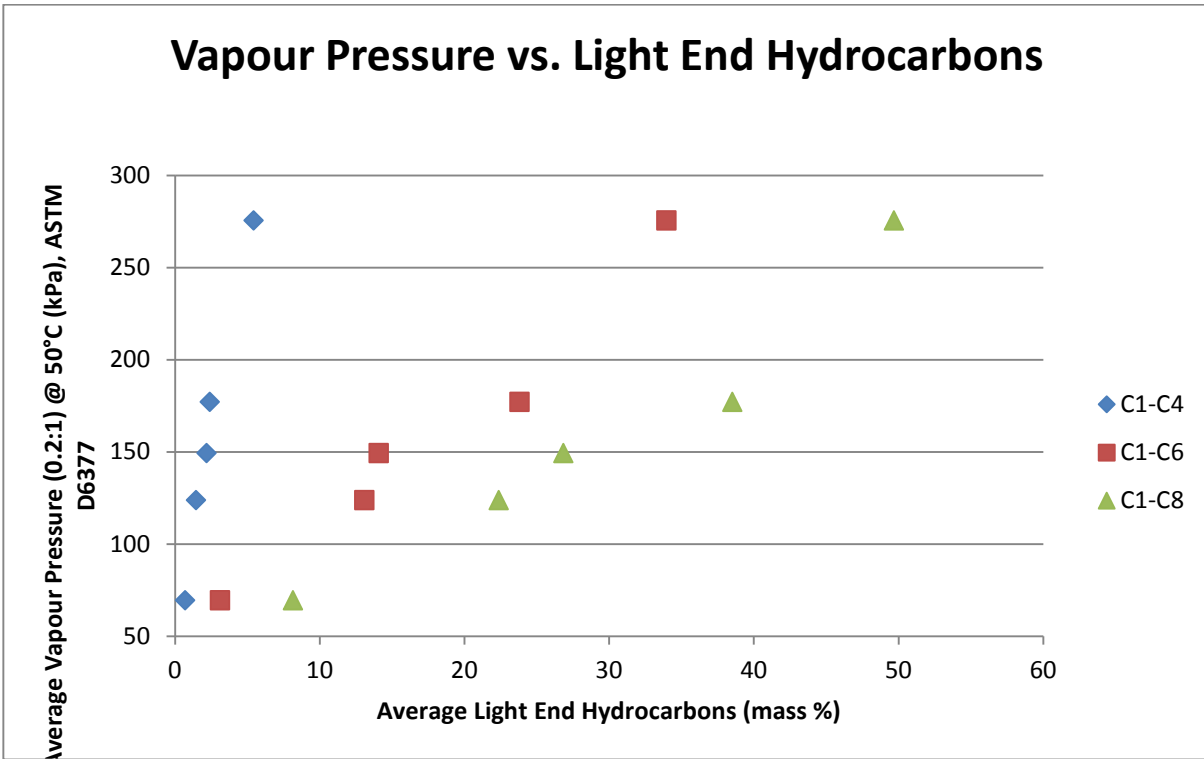


Figure 69 : Pression de vapeur en fonction de la proportion des fractions légères pour différentes pressions de vapeur.

La distribution des pressions de vapeur par type de pétrole brut est montrée à la figure 70.

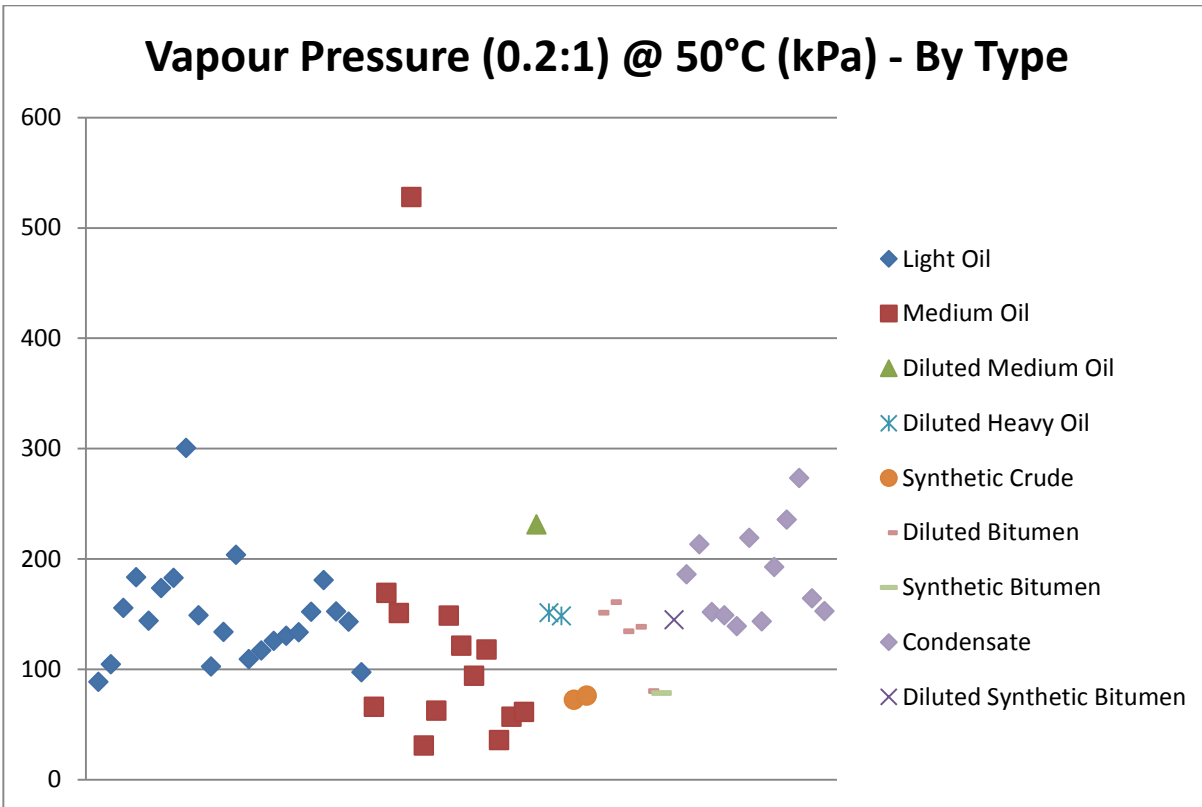


Figure 70 : Distribution des pressions de vapeur pour un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut

L'échantillon FL14_1881-244, un pétrole moyen, avait la plus forte pression de vapeur à 50 °C : 527,9 kPa. Le pétrole du site est chargé dans des camions à partir du réservoir de vente, puis transporté vers une autre installation pour un traitement ultérieur. Toutefois, l'échantillon a été prélevé depuis le tuyau de transfert entre le séparateur d'eau libre et le traiteur étant donné qu'il s'agissait du point d'échantillonnage indiqué par l'exploitant du site au technologue. Les gaz présents dans le pétrole ont une concentration plus élevée à ce point. Et l'eau et les gaz sont éliminés du pétrole dans le traiteur, avant le transfert dans le réservoir de vente. Dans ce cas, l'échantillon prélevé peut ne pas être représentatif du produit transporté, lequel a probablement une pression de vapeur moins élevée. La figure 71 montre un schéma du parc de stockage.

Ce parc de stockage utilise un procédé de récupération assistée des hydrocarbures. Pendant la production primaire, l'émulsion de pétrole et d'eau remonte à la surface (sous l'action de la pression naturelle dans la formation) ou est pompée à la surface. Au fur et à mesure que du liquide est extrait de la formation, la pression dans le gisement chute jusqu'à ce que le puits ne produise plus à un taux rentable. L'eau produite est alors retournée par injection dans la formation productrice afin de maintenir la pression du réservoir et d'aider à la récupération des

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

hydrocarbures. Le gaz en solution contenu dans le pétrole est extrait et utilisé comme combustible dans le procédé de traitement où le pétrole et le gaz sont séparés de l'eau. Le gaz en solution est un gaz dissous dans les fluides des trous de forage ou des réservoirs qui demeure en solution jusqu'à ce que les conditions de pression ou de température changent. À ce moment-là, il peut s'échapper de la solution pour devenir un gaz libre. La présence de gaz en solution dans cet échantillon peut avoir contribué à hausser la pression de vapeur. D'après la composition de C1 à C25+, cet échantillon présentait le plus haut pourcentage pondéral de CO₂ et de C1 de tous les échantillons prélevés, soit 0,071 et 0,258 %, respectivement. L'échantillon venait également au deuxième rang en termes de RGP, à 6,79, parmi tous les échantillons prélevés.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

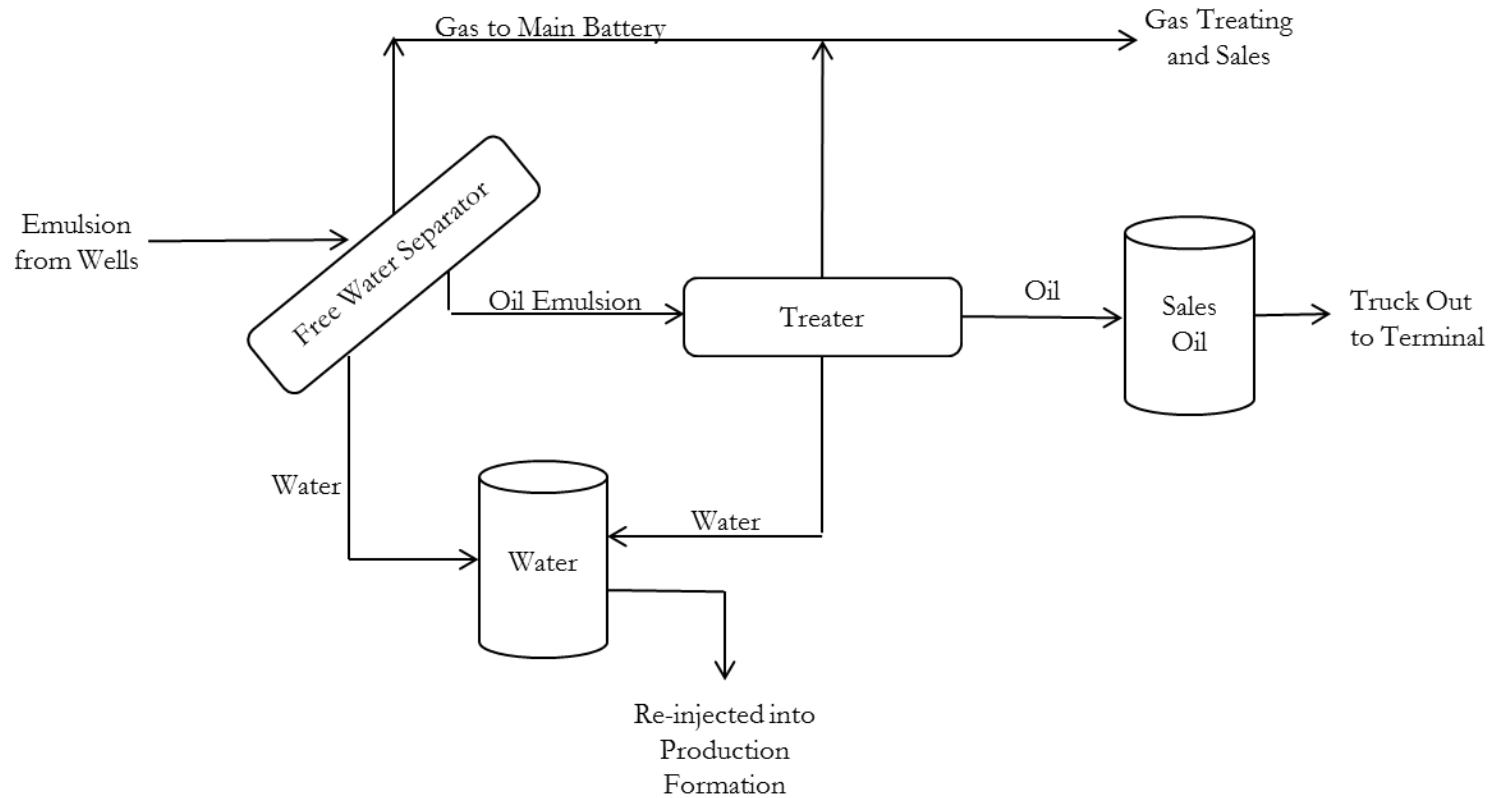


Figure 71 : Configuration du parc de stockage de l'échantillon FL14_2881-244

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

L'échantillon FL14_1881-178, un pétrole léger, présentait la deuxième pression de vapeur la plus élevée, soit 300,8 kPa. Les résultats de cet échantillon indiquent que les conditions d'échantillonnage telles que la température ambiante et les paramètres d'exploitation du parc de stockage tels que la température du traiteur influent sur la pression de vapeur. Cet échantillon était constitué de pétrole de Bakken recueilli dans un réservoir de vente dans un parc de stockage de la Saskatchewan. Avant de se retrouver dans le réservoir de vente, le pétrole passe par un traiteur, qui en élimine le gaz et l'eau. Cette séparation est accélérée par la chaleur, la pression et, parfois, à des procédés mécanismes chimiques et électriques. Le traiteur sépare en différents flux le gaz, le pétrole adapté au transport par oléoduc et, souvent, l'eau lorsque sa qualité en autorise l'élimination. Toutefois, le brûleur sur le traiteur de ce parc de stockage était éteint, ce qui a pu entraîner une séparation incomplète du gaz du pétrole. En outre, au moment du prélèvement de l'échantillon, la température ambiante était de $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ce qui aurait contribué à prévenir la perte de toute fraction légère présente, surtout des C1 et C2, substances qui ont un effet marqué sur la pression de vapeur. D'après la composition de C1 à C24, cet échantillon présentait le pourcentage pondéral de C1 et de C2 le plus élevé de tous les pétroles légers prélevés, soit respectivement 0,022 et 0,275 %. Cet échantillon avait aussi le RGP le plus élevé de tous les échantillons prélevés, soit 10,74. À partir du chargement du pétrole dans les camions depuis le réservoir de vente, cet échantillon était représentatif du produit transporté.

8.8.2 Pression de vapeur calculée à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C

La pression de vapeur des pétroles bruts à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C a été calculée à partir des valeurs mesurées à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C à l'aide de l'équation d'état de Peng-Robinson (EE-PR). La pression de vapeur à un rapport V/L de 0,02:1 et à 50 °C est importante en ce sens que le rapport V/L correspond au vide dans les wagons, qui est d'environ 5 %. La comparaison entre les valeurs à 0,02:1 et celles à 0,2:1 est illustrée à la figure 72 et au tableau 14.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

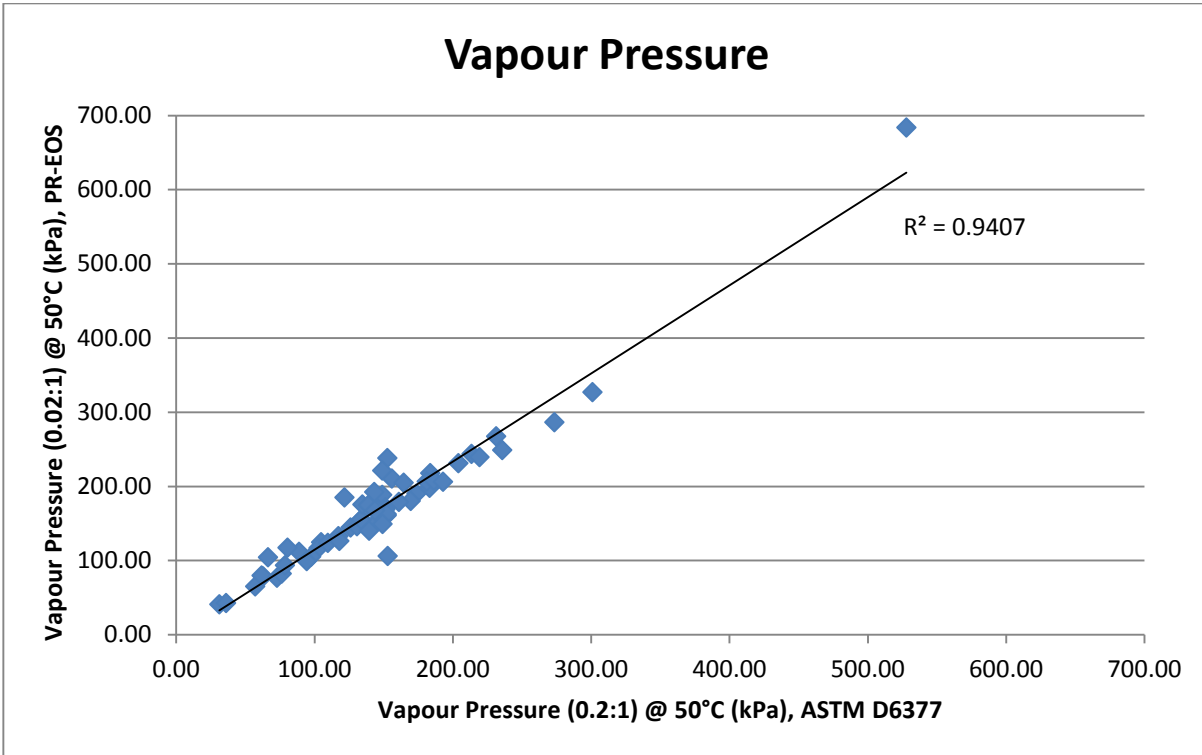


Figure 72 : Pression de vapeur à 50 °C – pression de vapeur pour V/L = 0,02:1 (EE-PR) en fonction de la pression de vapeur pour V/L = 0,2:1 (ASTM D6377)

Comme le montre la figure 72, la différence entre la pression de vapeur à 0,02:1 et celle à 0,2:1, à 50 °C, n'est pas très grande. Ces deux rapports V/L se rapprochent de la pression du point de bulle (V/L de 0), et un grand écart n'est pas attendu. Comme prévu, la réduction du rapport V/L, de 0,02:1 à 0,2:1, a entraîné une hausse de la pression de vapeur; toutefois, cette hausse n'était pas suffisamment marquée pour que les échantillons dépassent le seuil de 300 kPa.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 14 : Pression de vapeur à 50 °C : V/L = 0,02:1 (EE-PR), et V/L = 0,2:1 (ASTM D6377)

N° SGIL	Type	Pression de vapeur (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur (0,02:1) à 50 °C (kPa), EE-PR	Δ(kPa)
FL14_1881-049	Pétrole léger	88,70	111,80	23,10
FL14_1881-057	Pétrole léger	104,70	124,60	19,90
FL14_1881-061	Pétrole léger	155,90	210,60	54,70
FL14_1881-122	Pétrole léger	183,50	217,90	34,40
FL14_1881-146	Pétrole léger	144,10	151,00	6,90
FL14_1881-150	Pétrole léger	173,70	190,40	16,70
FL14_1881-166	Pétrole léger	183,10	198,20	15,10
FL14_1881-178	Pétrole léger	300,80	327,00	26,20
FL14_1881-240	Pétrole léger	149,00	188,50	39,50
FL14_1881-252	Pétrole léger	102,80	116,80	14,00
FL14_1881-276	Pétrole léger	133,90	155,80	21,90
FL14_1881-069	Pétrole léger	204,00	231,20	27,20
FL14_1881-094	Pétrole léger	109,50	123,90	14,40
FL14_1881-098	Pétrole léger	117,10	132,90	15,80
FL14_1881-102	Pétrole léger	126,00	144,80	18,80
FL14_1881-106	Pétrole léger	130,60	146,20	15,60
FL14_1881-134	Pétrole léger	133,60	155,30	21,70
FL14_1881-170	Pétrole léger	152,20	161,10	8,90
FL14_1881-174	Pétrole léger	181,00	206,60	25,60
FL14_1881-204	Pétrole léger	152,50	238,30	85,80
FL14_1881-208	Pétrole léger	143,20	192,50	49,30
FL14_1881-292	Pétrole léger	97,50	105,20	7,70
FL14_1881-142	Pétrole moyen	66,20	104,40	38,20
FL14_1881-154	Pétrole moyen	169,40	180,50	11,10
FL14_1881-162	Pétrole moyen	151,10	160,40	9,30
FL14_1881-244	Pétrole moyen	527,90	683,80	155,90
FL14_1881-248	Pétrole moyen	31,10	41,10	10,00
FL14_1881-256	Pétrole moyen	62,80	78,60	15,80
FL14_1881-268	Pétrole moyen	148,90	221,40	72,50
FL14_1881-272	Pétrole moyen	121,50	185,20	63,70
FL14_1881-288	Pétrole moyen	94,30	99,30	5,00
FL14_1881-296	Pétrole moyen	118,00	126,50	8,50
FL14_1881-300	Pétrole moyen	36,00	42,80	6,80
FL14_1881-304	Pétrole moyen	57,10	65,20	8,10
FL14_1881-308	Pétrole moyen	61,60	79,80	18,20
FL14_1881-009	Pétrole moyen dilué	231,30	267,40	36,10
N° SGIL	Type	Pression de vapeur (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur (0,02:1) à 50 °C (kPa), EE-PR	Δ(kPa)

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

FL14_1881-001	Pétrole lourd dilué	151,30	171,90	20,60
FL14_1881-013	Pétrole lourd dilué	148,40	163,20	14,80
FL14_1881-220	Pétrole brut synthétique	72,70	76,90	4,20
FL14_1881-224	Pétrole brut synthétique	76,20	82,50	6,30
FL14_1881-005	Bitume dilué	151,30	169,00	17,70
FL14_1881-017	Bitume dilué	161,00	179,00	18,00
FL14_1881-192	Bitume dilué	134,60	175,50	40,90
FL14_1881-196	Bitume dilué	138,80	174,80	36,00
FL14_1881-200	Bitume dilué	80,50	117,60	37,10
FL14_1881-232	Bitume synthétique	78,60	93,70	15,10
FL14_1881-021	Bitume synthétique dilué	145,10	168,90	23,80
FL14_1881-025	Condensat	186,20	207,90	21,70
FL14_1881-073	Condensat	213,40	244,00	30,60
FL14_1881-114	Condensat	152,10	162,70	10,60
FL14_1881-118	Condensat	149,10	149,50	0,40
FL14_1881-126	Condensat	139,30	140,30	1,00
FL14_1881-130	Condensat	219,20	239,30	20,10
FL14_1881-138	Condensat	143,60	167,60	24,00
FL14_1881-228	Condensat	192,90	206,10	13,20
FL14_1881-280	Condensat	235,70	249,20	13,50
FL14_1881-284	Condensat	273,40	286,50	13,10
FL14_1881-090	Condensat	164,50	204,90	40,40
FL14_1881-110	Condensat	152,80	168,3	15,5

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

8.8.3 Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, ASTM D323M

La pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C des 33 échantillons ayant la plus grande proportion de fractions légères dans chaque région, d'après l'analyse de la composition, a été mesurée en suivant la méthode ASTM D323M. Cette méthode a également été utilisée pour les échantillons qui étaient trop visqueux pour être prélevés dans les cylindres. Ces échantillons étaient conditionnés à 20 °C avant l'analyse de manière à assurer l'écoulement. Les fractions légères dans les échantillons de pétrole lourd ne s'y trouvent qu'en faibles quantités et ne sont donc pas facilement libérées en raison de la capacité de diffusion réduite parmi les molécules denses. La perte en fractions légères n'est par conséquent que minimale. La pression de vapeur moyenne et la distribution des pressions de vapeur par type de pétrole brut sont montrées aux figures 73 et 74 ci-dessous.

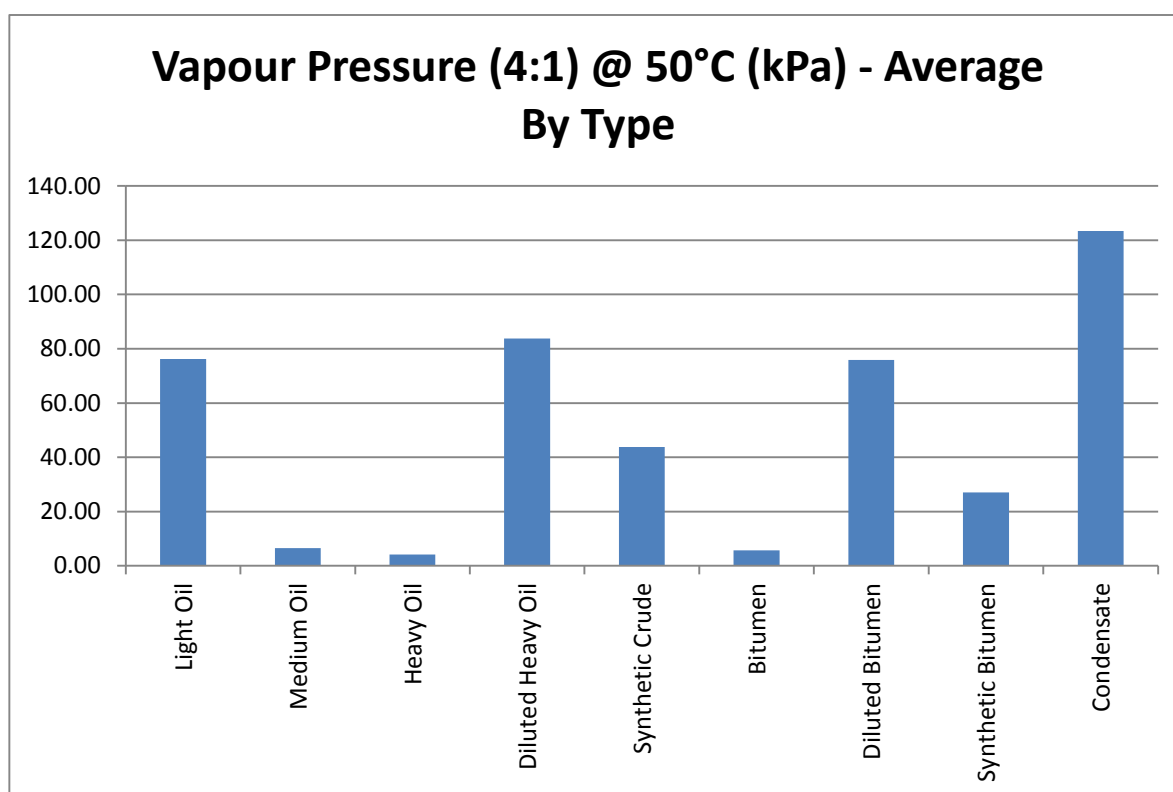


Figure 73 : Pression de vapeur moyenne à un rapport V/L = 4:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut

La pression de vapeur de l'échantillon de bitume a été consignée, mais il est à noter qu'on a constaté, en nettoyant la chambre après l'analyse, que la chambre n'était qu'à moitié pleine. Lors de l'échantillonnage du bitume dans la chambre à liquide, on a fait couler l'échantillon pendant 30 minutes, puis on l'a laissé reposer pendant encore cinq minutes pour s'assurer que la chambre à liquide était pleine. Toutefois, il semble que de l'air était emprisonné dans la chambre, de sorte

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

que celle-ci était moins remplie que ne l'exige la méthode. Trop visqueux, l'échantillon était donc inadéquat pour cette méthode.

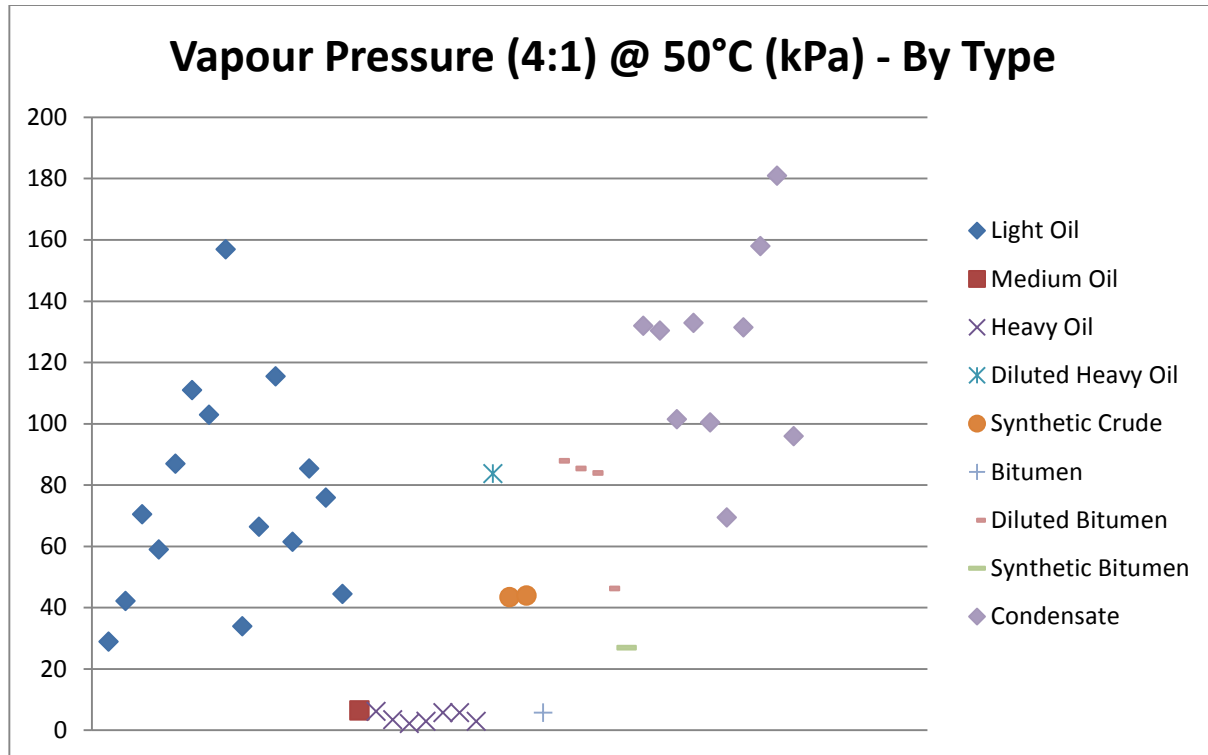


Figure 74 : Distribution des pressions de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, par type de pétrole brut

L'échantillon FL14_1881-285, un condensat, présentait la pression de vapeur la plus élevée à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, soit 181 kPa. Il s'agit d'un condensat d'essence naturelle du Dakota du Nord prélevé à un terminal routier de la Saskatchewan. D'après la composition de C1 à C24, l'échantillon était constitué à 0,29 % d'éthane, à 0,35 % d'isobutane et à 9,24 % de butane, ce qui expliquerait la pression de vapeur élevée. L'échantillon FL14_1881-281, également un condensat, avait la deuxième pression de vapeur la plus élevée à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C, soit 158 kPa. Il s'agit aussi d'un condensat d'essence naturelle prélevé à un terminal routier de la Saskatchewan. Selon la composition de C1 à C24, cet échantillon contenait 10,10 % de butane, ce qui pourrait avoir contribué à la forte valeur de la pression de vapeur.

La pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C de l'échantillon FL14_1881-179, un pétrole léger, venait au troisième rang en termes de pression de vapeur, avec une valeur de 157 kPa. Il est l'échantillon atmosphérique apparié de FL14_1881-178, qui présentait la deuxième pression de vapeur la plus élevée d'après la méthode ASTM D6377. La température de -15 °C

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

lors du prélèvement des échantillons et le fait que la bouteille n'a pas été ouverte avant l'analyse auraient aidé à prévenir la perte des fractions légères, en particulier C1 et C2, qui exercent un effet considérable sur la pression de vapeur. Ces trois échantillons présentaient également les pressions de vapeur parmi les plus élevées à un rapport V/L de 0,2:1 et à 50 °C selon la méthode ASTM D6377.

La pression de vapeur de huit échantillons a été établie d'après la méthode ASTM D6377 en fonction d'un rapport V/L de 4:1 et d'une température de 50 °C pour permettre la comparaison des résultats avec ceux obtenus avec la méthode ASTM D323M. Les résultats sont illustrés à la figure 75 et au tableau 15 ci-dessous.

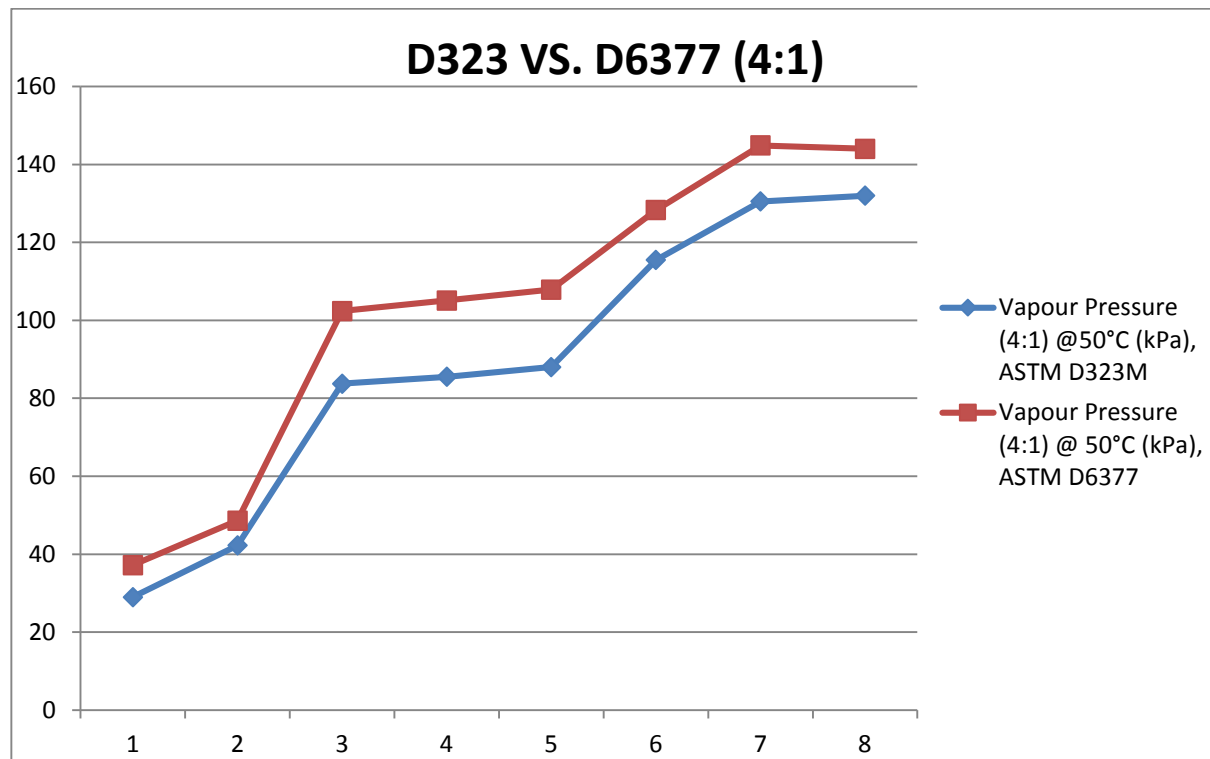


Figure 75 : Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C – comparaison entre les méthodes ASTM D6377 et ASTM D323M

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 15 : Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C – différence entre ASTM D6377 et ASTM D323M

N° SGIL	Région	Type d'échantillon	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D323M	Δ(kPa)
FL14_1881-026	Alb.	Condensat	144	132	12,0
FL14_1881-074	Alb.	Condensat	144,9	130,5	14,4
FL14_1881-006	Alb.	DILBIT	107,9	88	19,9
FL14_1881-018	Alb.	DILBIT	105,1	85,5	19,6
FL14_1881-002	Alb.	Pétrole lourd dilué	102,4	83,75	18,7
FL14_1881-050	Sask.	Pétrole léger	37,2	29	8,2
FL14_1881-058	Sask.	Pétrole léger	48,6	42,25	6,4
FL14_1881-070	Alb.	Pétrole léger, sulfureux	128,3	115,5	12,8

Comme le prélèvement des échantillons selon la méthode ASTM D323M est réalisé dans des réservoirs ouverts et que les étapes de saturation en air sont incluses dans la méthode, il y a perte de fractions légères. Une température de conditionnement des échantillons de 0 °C n'est pas suffisamment basse pour empêcher la libération de composantes telles que C1 et C2, et de gaz tels que le CO₂, le N₂ et le H₂S pendant le transfert des échantillons ou les étapes de saturation en air. La perte potentielle des fractions légères est éliminée dans la méthode ASTM D6377 puisque l'échantillon est directement introduit dans l'instrument à partir du cylindre à piston flottant et que la chambre de mesure est scellée. En raison de ces facteurs, la pression de vapeur établie selon la méthode ASTM D323M tend à être inférieure à celle mesurée par la méthode ASTM D6377. La différence de pression de vapeur entre ces deux méthodes dépend de la concentration des fractions légères et de la composition en celles-ci dans l'échantillon (CCQTA, 2014). Les échantillons renfermant un haut pourcentage de fractions légères ou une quantité plus élevée de C1 et de C2 que de C4 entraîneront les différences les plus marquées.

Les échantillons FL14_1881-050 et FL14_1881-058 présentaient la plus faible différence de pression de vapeur entre les deux méthodes, tant donné leur composition. Le tableau 16 ci-dessous montre la composition en gaz difficilement liquéfiables et en fractions légères (C1 à C4) des échantillons dont la pression de vapeur a été mesurée à un rapport V/L de 4:1 et à une température de 50 °C selon les deux méthodes. Les échantillons FL14_1881-050 et FL14_1881-058 présentent les pourcentages de C1 à C4 et de C1 à C2 parmi les plus faibles, mais la composition en gaz difficilement liquéfiables influe également sur la pression de vapeur. Les deux échantillons ont un pourcentage pondéral de CO₂ inférieur à 0,001, en plus de présenter les pourcentages pondéraux de N₂ les plus faibles, soit 0,004 et 0,003 %, respectivement, ce qui

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

pourrait expliquer la faible différence entre les pressions de vapeur obtenues par les deux méthodes.

Tableau 16 : Composition en gaz difficilement liquéfiables et en fractions légères des échantillons dont la pression de vapeur a été mesurée à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C par les méthodes ASTM D6377 et ASTM D323M

N° SGIL	FL14_1881 -026	FL14_1881 -074	FL14_1881 -006	FL14_1881 -018	FL14_1881 -002	FL14_1881 -050	FL14_1881 -058	FL14_1881 -058
% pondéral	Condensat	Condensat	DILBIT	DILBIT	Pétrole lourd dilué	Pétrole léger	Pétrole léger	Pétrole léger
CO ₂	0,003	0,001	0,017	0,006	0,005	< 0,001	< 0,001	< 0,001
CO	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
H ₂ S	< 0,001	< 0,001	0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
He	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
H ₂	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
O ₂	0,011	0,012	0,001	< 0,001	0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
N ₂	0,037	0,044	0,007	0,006	0,008	0,004	0,003	0,003
C1	0,002	0,011	0,007	0,012	0,007	0,012	0,014	0,014
C2	0,006	0,023	0,004	0,007	0,006	0,01	0,01	0,01
C3	0,036	0,198	0,056	0,054	0,07	0,11	0,19	0,19
iC4	0,316	0,314	0,315	0,165	0,388	0,099	0,189	0,189
nC4	3,25	3,17	1,13	0,72	1,77	0,396	0,686	0,686
Somme des gaz difficilement liquéfiables	0,051	0,057	0,026	0,012	0,014	0,004	0,003	0,003
Somme de C1 et C2	0,008	0,034	0,011	0,019	0,013	0,022	0,024	0,024
Somme de C1 à C4	3,61	3,716	1,512	0,958	2,241	0,627	1,089	1,089

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

8.8.4 Pression de vapeur calculée à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C

Nous avons calculé à l'aide de l'équation d'état de Peng-Robinson (EE-PR), la pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C pour les 33 échantillons mesurés à l'aide de la méthode ASTM D323M. Le tableau 17 montre la différence entre les pressions de vapeur calculées et mesurées (ASTM D6377) de huit échantillons. La différence entre ces valeurs est petite, ce qui indique que le modèle est bien ajusté aux données.

Tableau 17 : Pression de vapeur à un rapport V/L de 4:1 et à 50 °C – comparaison entre la méthode ASTM D6377 et l'EE-PR

N° SGIL	Type d'échantillon	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), EE-PR	Δ Pression de vapeur (kPa)
FL14_1881-073	Condensat	144,9	151	-6,1
FL14_1881-069	Pétrole léger	128,3	136,8	-8,5
FL14_1881-057	Pétrole léger	48,6	54,9	-6,3
FL14_1881-049	Pétrole léger	37,2	40,8	-3,6
FL14_1881-025	Condensat	144	144,7	-0,7
FL14_1881-017	Bitume dilué	105,1	111,5	-6,4
FL14_1881-005	Bitume dilué	107,9	106,5	1,4
FL14_1881-001	Pétrole lourd dilué	102,4	103,7	-1,3

8.8.5 Pressions de vapeur à 50 °C – comparaison entre les différents rapports V/L

La figure 76 et le tableau 18 montrent les pressions de vapeur mesurées et calculées à 50 °C pour les 33 échantillons présentant les plus fortes proportions de fractions légères dans chaque région, déterminées par analyse de la composition, aux rapports V/L de 0,02:1, 0,2:1 et 4:1.

Deux principales observations peuvent être tirées de ces données sur la pression de vapeur :

1. La pression de vapeur diminue avec la hausse du rapport V/L, un résultat attendu.
2. Les pressions de vapeur déterminées par la méthode ASTM D323M sont toujours inférieures à celles calculées et mesurées selon la méthode ASTM D6377.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

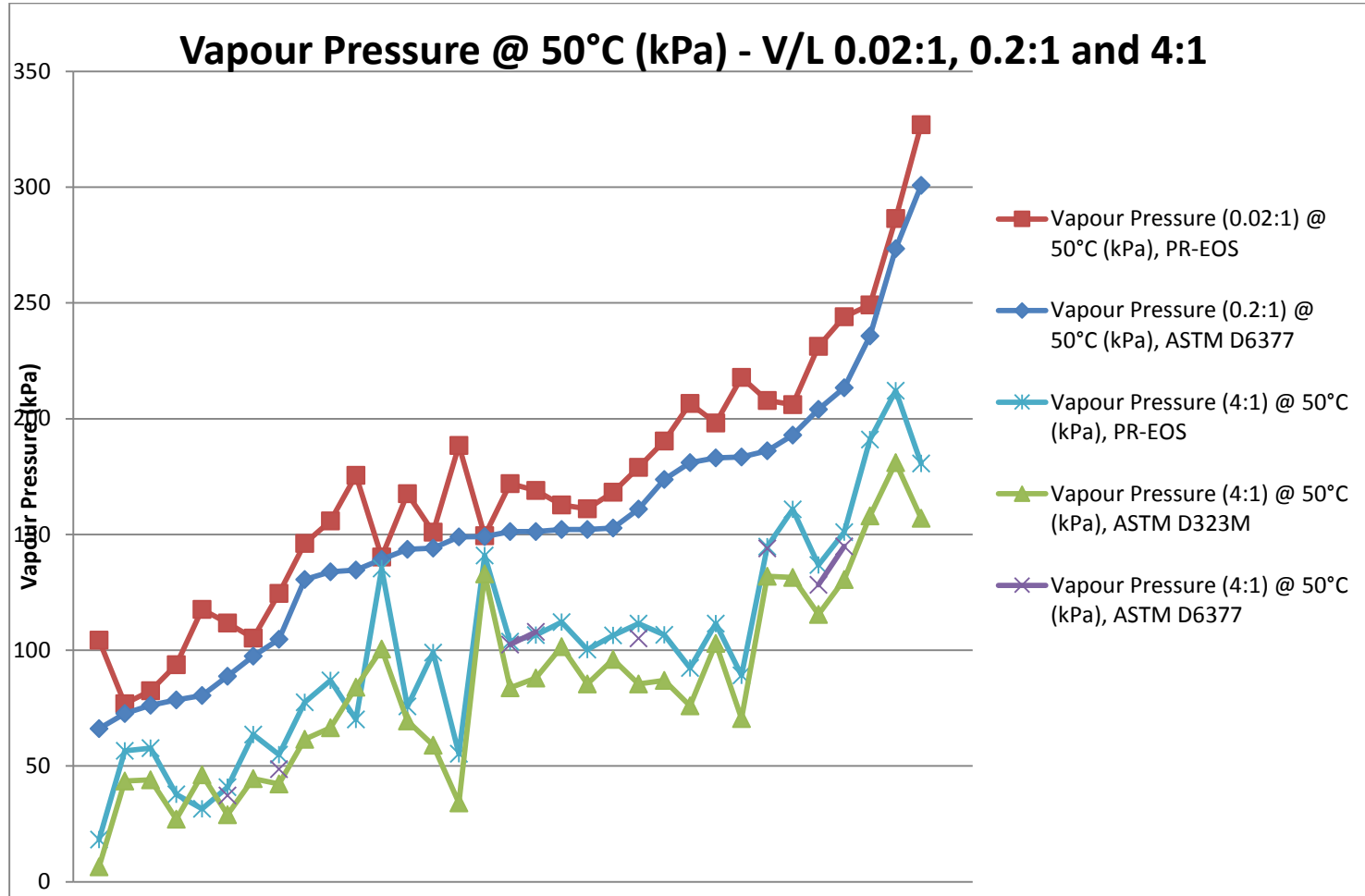


Figure 76 : Pressions de vapeur mesurées et calculées à 50 °C

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 18 : Pression de vapeur à 50 °C – rapport V/L de 0,02:1, de 0,2:1 et de 4:1

N° SGIL	Type	Pression de vapeur (0,02:1) à 50 °C (kPa), EE-PR	Pression de vapeur (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), EE-PR	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D323M	Pression de vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377
FL14_1881-142	Pétrole moyen	104,40	66,20	18,2	6,5	
FL14_1881-220	Pétrole brut synthétique	76,90	72,70	56,5	43,5	
FL14_1881-224	Pétrole brut synthétique	82,50	76,20	57,7	44,0	
FL14_1881-232	Bitume synthétique	93,70	78,60	37,8	27,0	
FL14_1881-200	Bitume dilué	117,60	80,50	31,5	46,3	
FL14_1881-049	Pétrole léger	111,80	88,70	40,8	29,0	37,2
FL14_1881-292	Pétrole léger	105,20	97,50	63,6	44,5	
FL14_1881-057	Pétrole léger	124,60	104,70	54,9	42,3	48,6
FL14_1881-106	Pétrole léger	146,20	130,60	77,5	61,5	
FL14_1881-276	Pétrole léger	155,80	133,90	87,0	66,5	
FL14_1881-192	Bitume dilué	175,50	134,60	70,1	84,0	
FL14_1881-126	Condensat	140,30	139,30	135,3	100,5	
FL14_1881-138	Condensat	167,60	143,60	75,7	69,5	
FL14_1881-146	Pétrole léger	151,00	144,10	99,0	59,0	
FL14_1881-240	Pétrole léger	188,50	149,00	55,3	34,0	
FL14_1881-118	Condensat	149,50	149,10	140,9	133,0	
FL14_1881-001	Pétrole lourd dilué	171,90	151,30	103,7	83,8	102,4
FL14_1881-005	Bitume dilué	169,00	151,30	106,5	88,0	107,9
FL14_1881-114	Condensat	162,70	152,10	112,2	101,5	
FL14_1881-170	Pétrole léger	161,10	152,20	100,3	85,5	
FL14_1881-110	Condensat	168,30	152,80	106,4	96,0	
FL14_1881-017	Bitume dilué	179,00	161,00	111,5	85,5	105,1
FL14_1881-150	Pétrole léger	190,40	173,70	106,6	87,0	
N° SGIL	Type	Pression de	Pression de	Pression de	Pression de	Pression de

Échantillonnage et analyse du pétrole brut pour Transports Canada – rapport final

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

		vapeur (0,02:1) à 50 °C (kPa), EE-PR	vapeur (0,2:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377	vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), EE- PR	vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D323M	vapeur (4:1) à 50 °C (kPa), ASTM D6377
FL14_1881-174	Pétrole léger	206,60	181,00	92,3	76,0	
FL14_1881-166	Pétrole léger	198,20	183,10	111,5	103,0	
FL14_1881-122	Pétrole léger	217,90	183,50	89,2	70,5	
FL14_1881-025	Condensat	207,90	186,20	144,7	132,0	144,0
FL14_1881-228	Condensat	206,10	192,90	160,8	131,5	
FL14_1881-069	Pétrole léger	231,20	204,00	136,8	115,5	128,3
FL14_1881-073	Condensat	244,00	213,40	151,0	130,5	144,9
FL14_1881-280	Condensat	249,20	235,70	191,0	158,0	
FL14_1881-284	Condensat	286,50	273,40	212,1	181,0	
FL14_1881-178	Pétrole léger	327,00	300,80	180,7	157,0	

8.9 Analyse par CG du rapport gaz/pétrole (RGP) et du gaz évaporé

Le rapport gaz/pétrole (RGP) est une mesure du volume de gaz produit par volume de pétrole dans des conditions de température et de pression définies. La phase vapeur au-dessus du pétrole brut dans un wagon ou un camion-citerne contient des gaz en quantités directement proportionnelles à leur volatilité relative et à leur fraction molaire dans la phase liquide. Puisque c'est la phase gazeuse qui brûle, le danger posé par cette dernière dépendra de la quantité de gaz produite et de sa composition. Or, parce que les analyses ont été effectuées à la pression atmosphérique et à la température ambiante du laboratoire (23 °C), la composition du gaz émis établie par l'analyse du RGP correspond à celle qui existerait dans la phase vapeur au-dessus de l'échantillon de pétrole brut à la pression atmosphérique et à une température équivalente. Les concentrations élevées des fractions légères et (ou) des gaz difficilement liquéfiables se traduisent par un RGP plus élevé, car une plus grande quantité de vapeur est produite. Le RGP moyen et la distribution des RGP par type de pétrole brut sont illustrés aux figures 77 et 78.

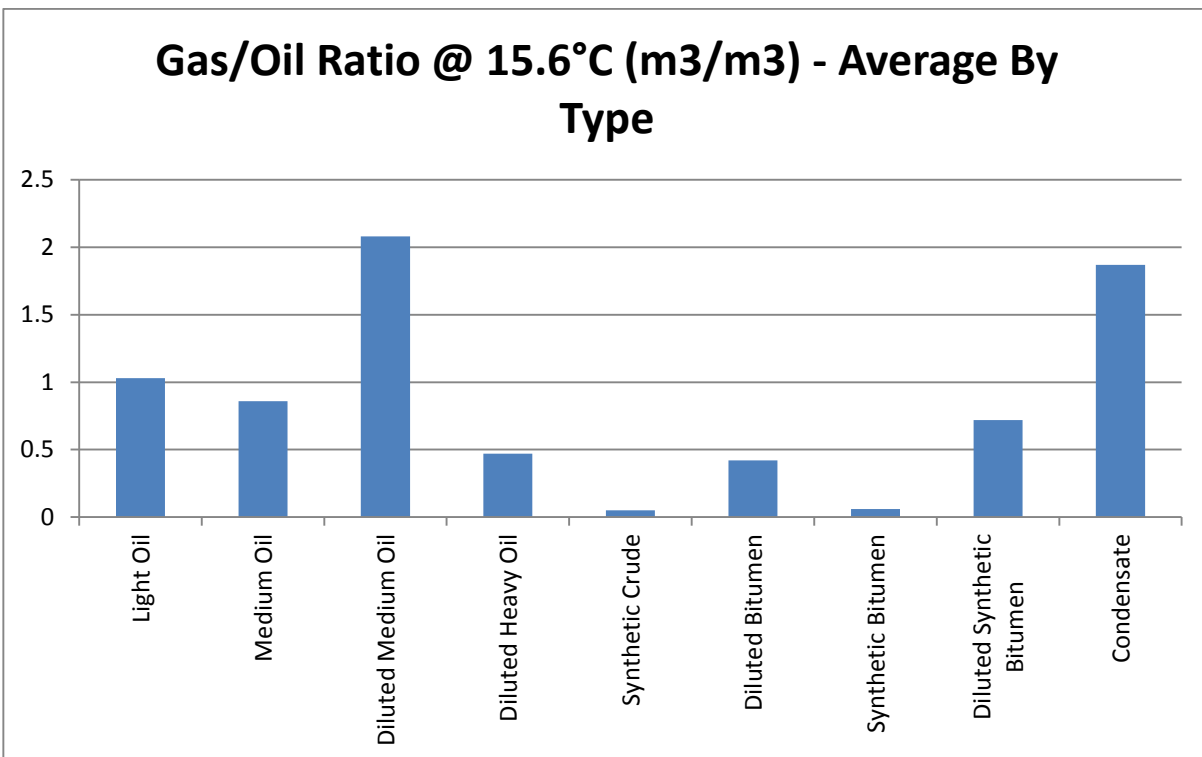


Figure 77 : RGP moyen, par type de pétrole brut

Le RGP moyen des pétroles bruts suit la tendance prévisible d'après leur composition. Les échantillons montrant les plus hautes proportions de fractions légères, comme les condensats, ont les RGP les plus élevés. Les échantillons ayant les pourcentages de fractions légères les plus faibles — le pétrole brut synthétique et le bitume synthétique, par exemple — ont les RGP les

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

plus faibles. Le RGP de tous les autres échantillons se situe dans la plage entre celui des condensats et celui du pétrole brut synthétique, selon leur composition. L'effet du diluant sur le RGP est montré par leur valeur accru chez les échantillons dilués comparativement à celui des échantillons non dilués.

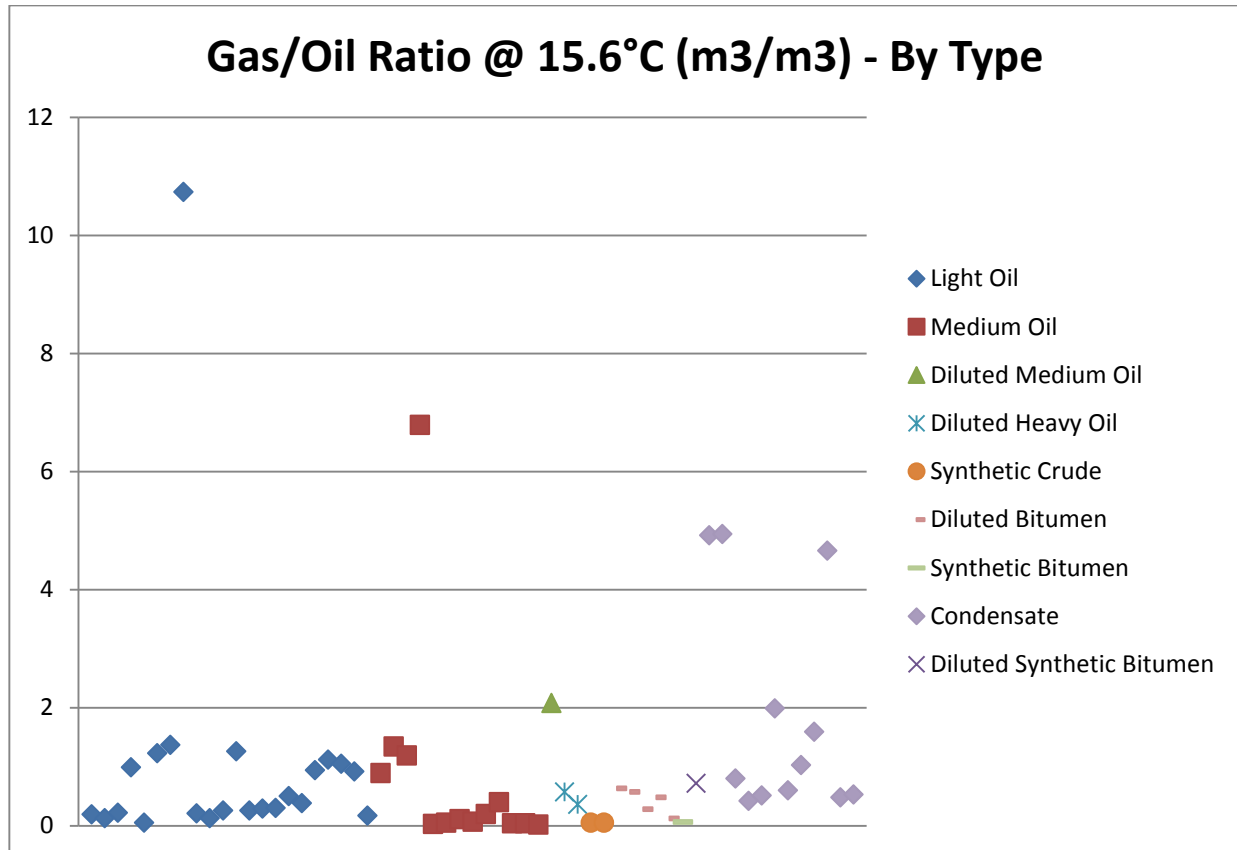


Figure 78 : Distribution des RGP, par type de pétrole brut

La variation des RGP parmi les types de pétrole brut observée à la figure 78 est due aux différences dans la composition en fractions légères et en gaz difficilement liquéfiables (c.-à-d. dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène, hélium, hydrogène, oxygène et azote).

L'échantillon FL14_1881-178, un pétrole de Bakken, affichait le RGP le plus élevé, soit 10,74, et l'une des pressions de vapeur (0,2:1, 50 °C) les plus élevées, soit 300,8 kPa. La composition de C1 à C24 nous indique que cet échantillon contenait le pourcentage pondéral de propane le plus élevé, soit 3,73 %. Lorsqu'on a prélevé cet échantillon à partir d'un traiteur dont le brûleur était éteint, la température ambiante était de -15 °C, ce qui a aidé à préserver le propane.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

L'échantillon FL14_1881-244, un pétrole moyen, avait le deuxième RGP le plus élevé, soit 6,76, et la pression de vapeur (0,2:1, 50 °C) la plus élevée, soit 524,9 kPa. Cet échantillon a été prélevé dans un séparateur d'eau libre (avant le prélèvement dans le traiteur) d'un parc de stockage où le procédé de récupération assisté des hydrocarbures a été utilisé et où un gaz en solution est produit en même temps que le pétrole. Cet échantillon avait les pourcentages pondéraux les plus élevés de CO₂ et de C1, selon la composition de C1 à C24, soit 0,071 et 0,158 %, respectivement. Les deux condensats présentant les RGP les plus élevés avaient des pourcentages élevés d'iso-pentane et de pentane. Le condensat présentant le troisième RGP le plus élevé affichait le plus haut pourcentage de butane.

Pour illustrer plus en détail la relation entre les fractions légères et le RGP, nous avons groupé les échantillons en cinq plages de RGP, et calculé les sommes de C1 à C4, de C1 à C6 et de C1 à C8 ainsi que le RGP moyen de chaque plage. Le tableau 19 présente les résultats.

Tableau 19 : Somme des fractions légères et RGP

Plage de RGP (m ³ /m ³)	Somme de C1 à C4 (% pondéral)	Somme de C1 à C6 (% pondéral)	Somme de C1 à C8 (% pondéral)	RGP moyen (m ³ /m ³)
0-0,15	0,783	3,158	8,083	0,07
0,15-0,4	1,314	6,943	15,752	0,26
0,4-0,8	1,708	10,734	21,360	0,55
0,8-1,2	2,092	15,035	27,057	0,99
1,2-11	4,710	31,047	46,713	3,58

Comme l'illustre la figure 79 ci-dessous, le RGP dépend tant de la quantité de fractions légères que de la composition en fractions légères. Les hydrocarbures de la plage C1 à C4 exercent l'effet le plus prononcé sur le RGP. Par conséquent, une légère hausse de la concentration entraîne une forte augmentation du RGP comparativement à une hausse des fractions C1 à C6 et C1 à C8.

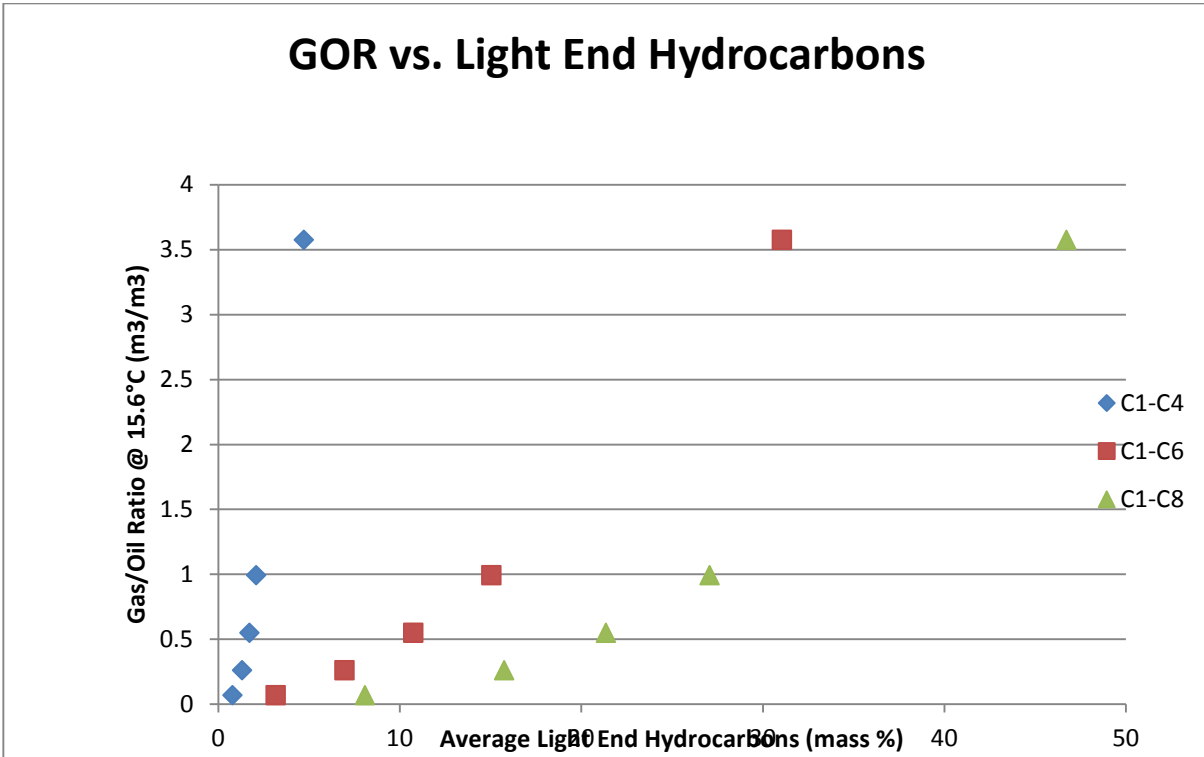


Figure 79 : RGP et fractions légères, distribué par RGP

Plus le RGP est élevé, plus la quantité de vapeur produite est grande, ce qui, avec la composition de la vapeur, a des incidences sur l'inflammabilité de la phase vapeur. La composition totale des gaz évaporés et des gaz difficilement liquéfiables présents dans les gaz évaporés est montrée aux figures 80 à 97. La composition des gaz évaporés représente le pourcentage pondéral des composantes dans la phase vapeur dans les conditions du RGP. Dans le pétrole inaltéré (avant l'évaporation), le pourcentage de ces composantes est beaucoup plus faible. La composition moyenne des gaz évaporés totaux et des gaz difficilement liquéfiables est présentée pour chaque type de pétrole. Deux autres graphiques ont été produits pour chaque type de pétrole : dans le premier, la composition moyenne des gaz évaporés totaux ainsi que les résultats de deux échantillons à chaque extrémité du spectre sont montrés; dans le deuxième, la composition moyenne des gaz difficilement liquéfiables présents dans les gaz évaporés est illustrée avec les résultats des deux échantillons à chaque extrémité du spectre.

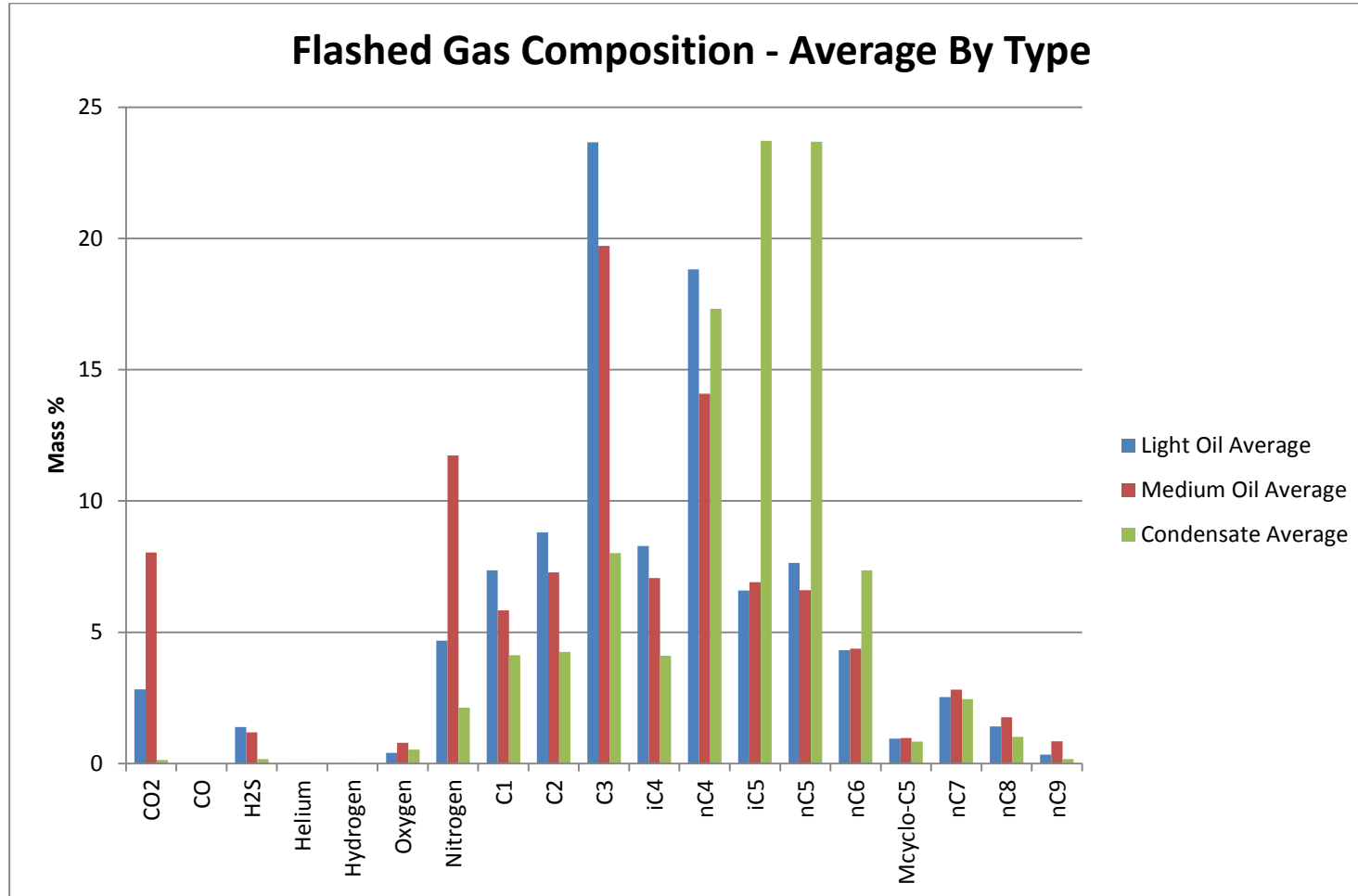


Figure 80 : Composition moyenne du gaz évaporé du pétrole léger, du pétrole moyen et du condensat

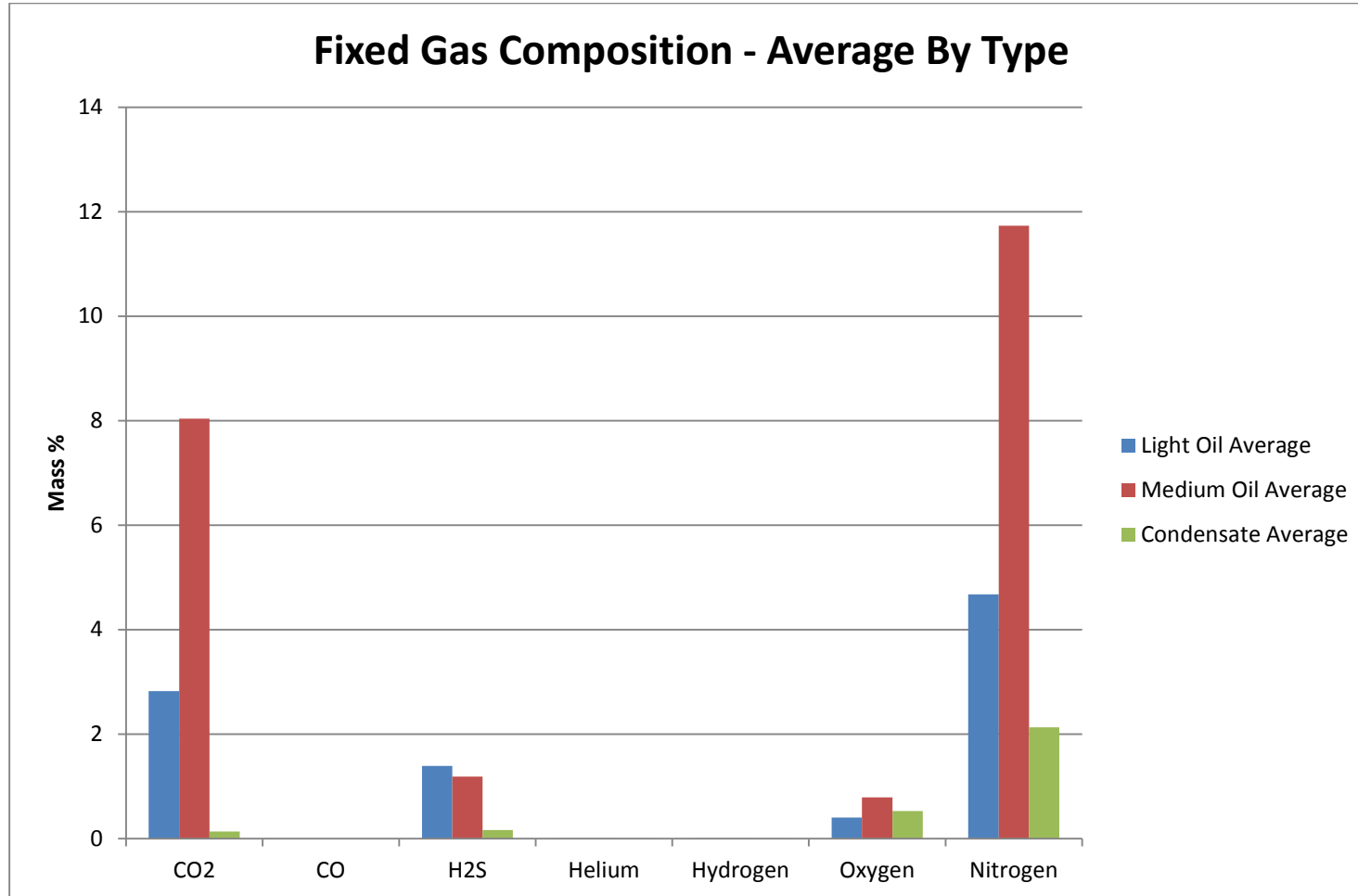


Figure 81 : Composition moyenne en gaz difficilement liquéfiables du pétrole léger, du pétrole moyen et du condensat.

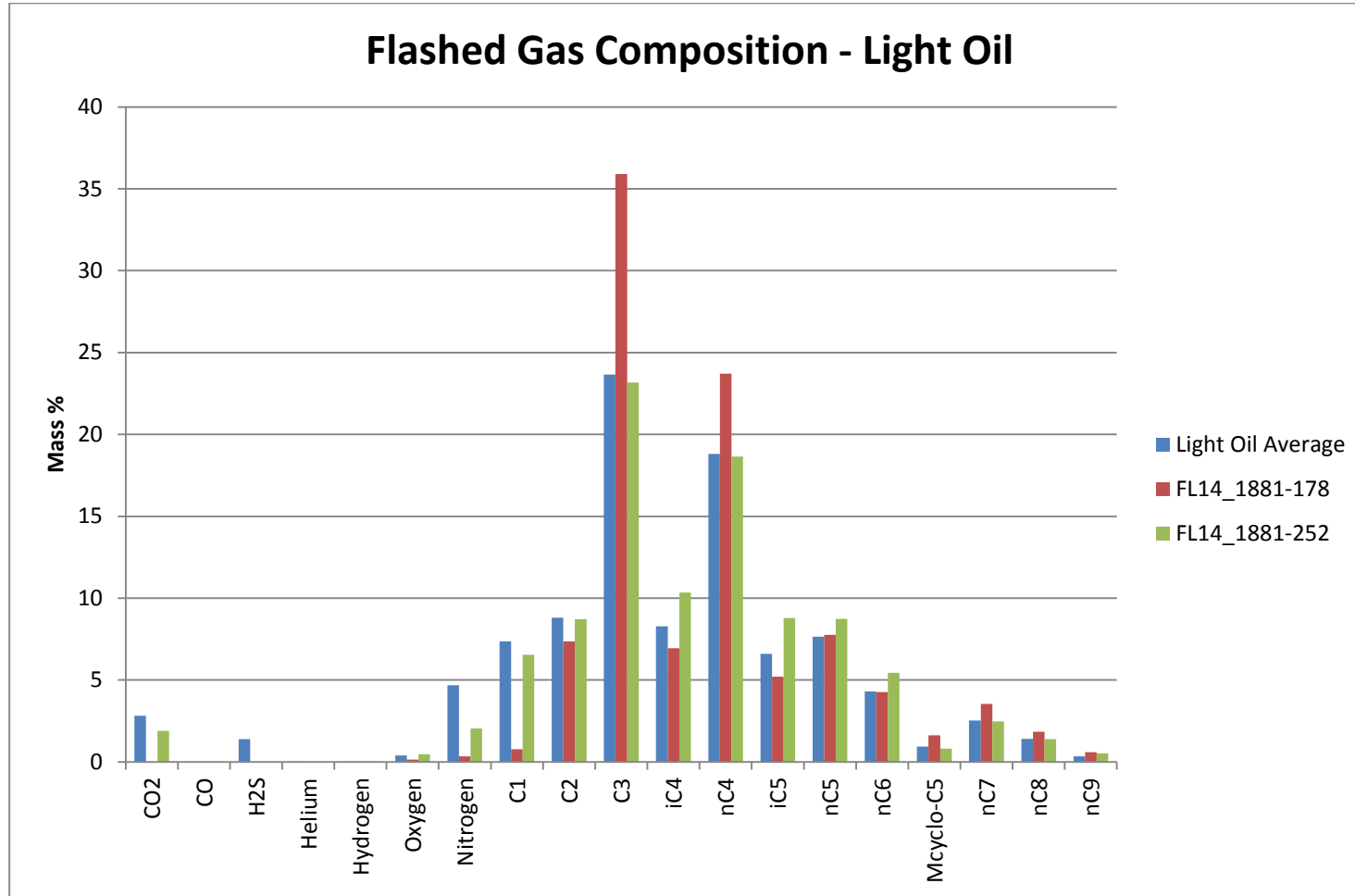


Figure 82 : Composition du gaz évaporé du pétrole léger

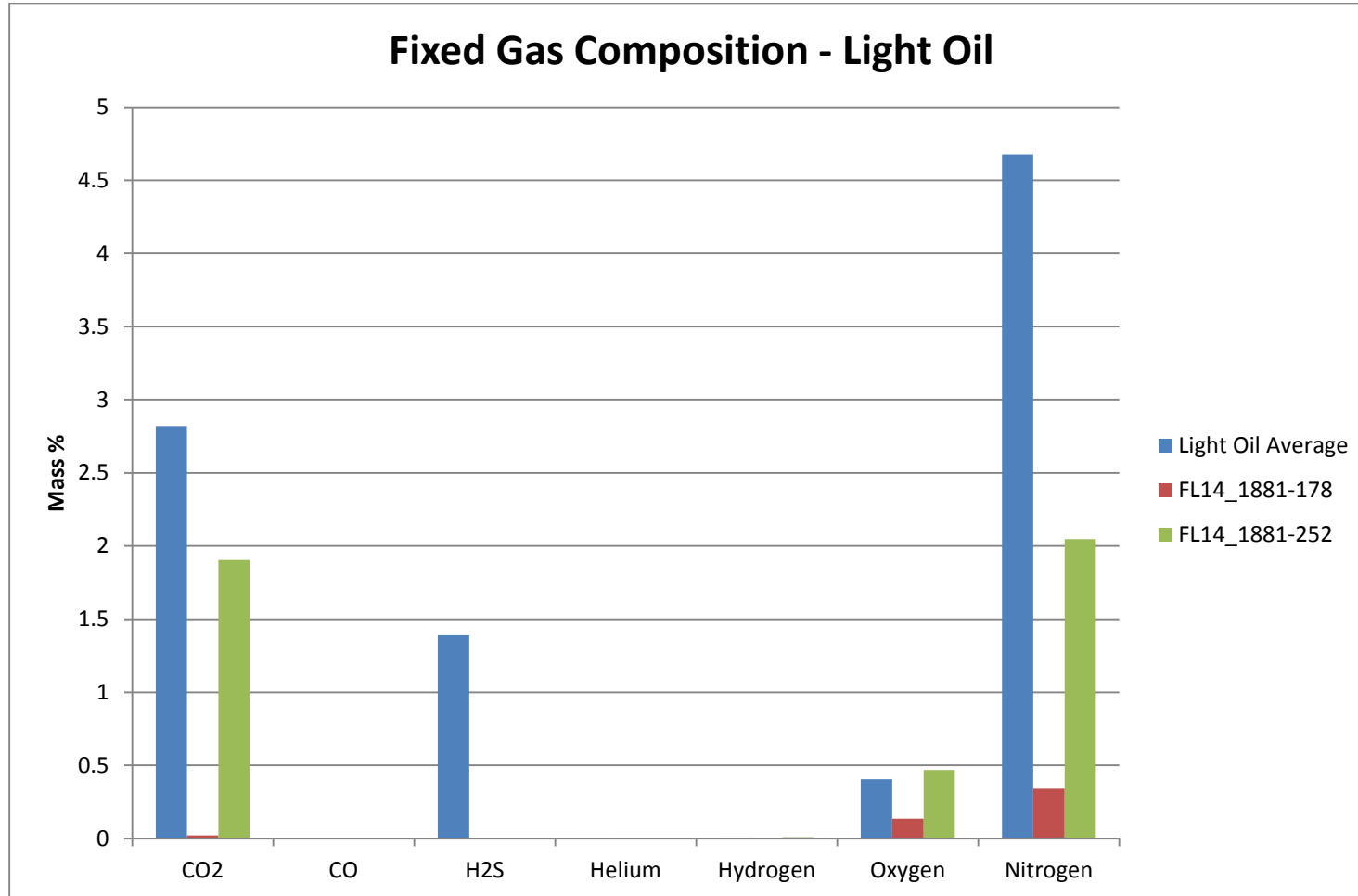


Figure 83 : Composition du pétrole léger en gaz difficilement liquéfiables

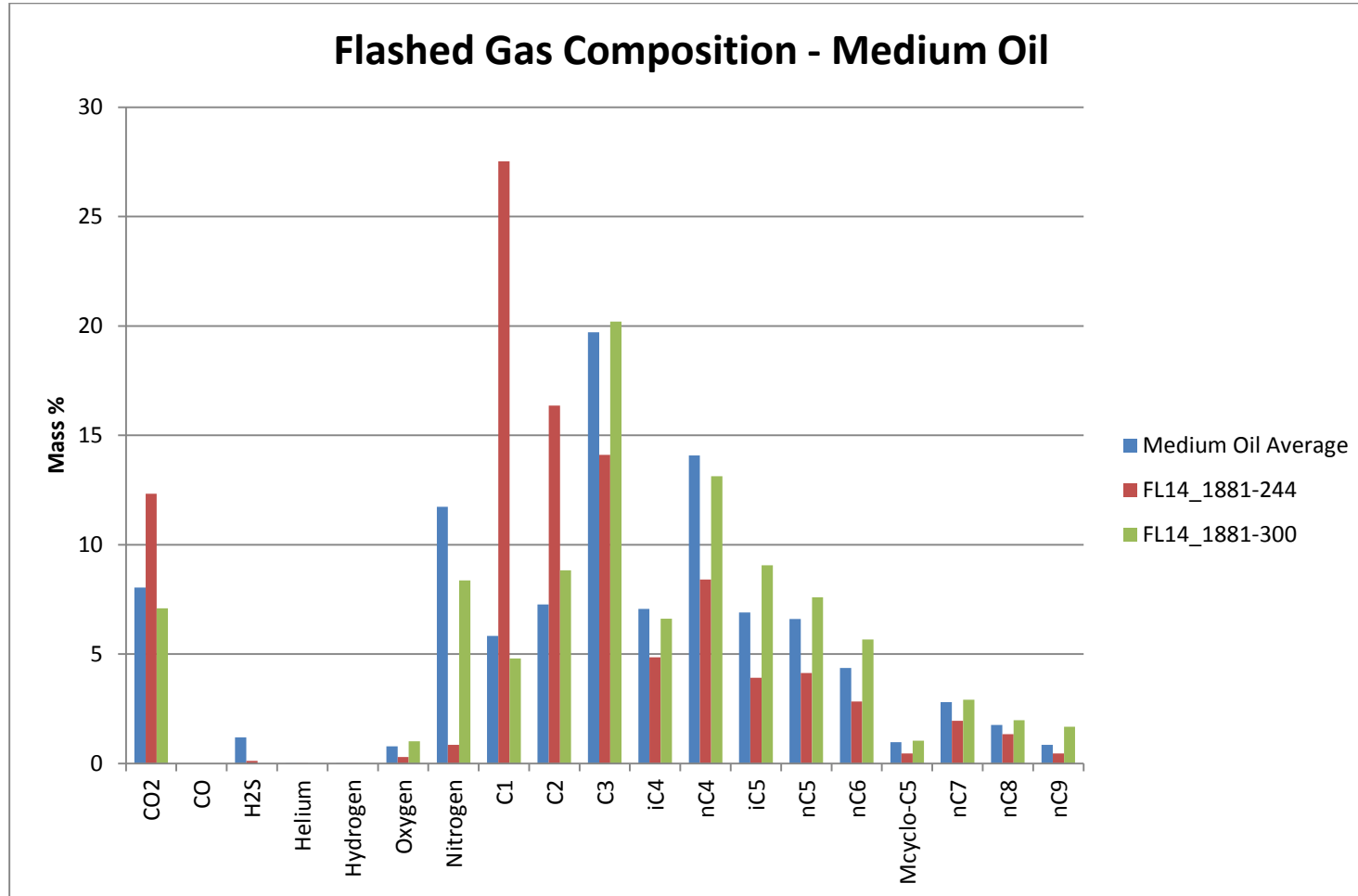


Figure 84 : Composition du gaz évaporé du pétrole moyen

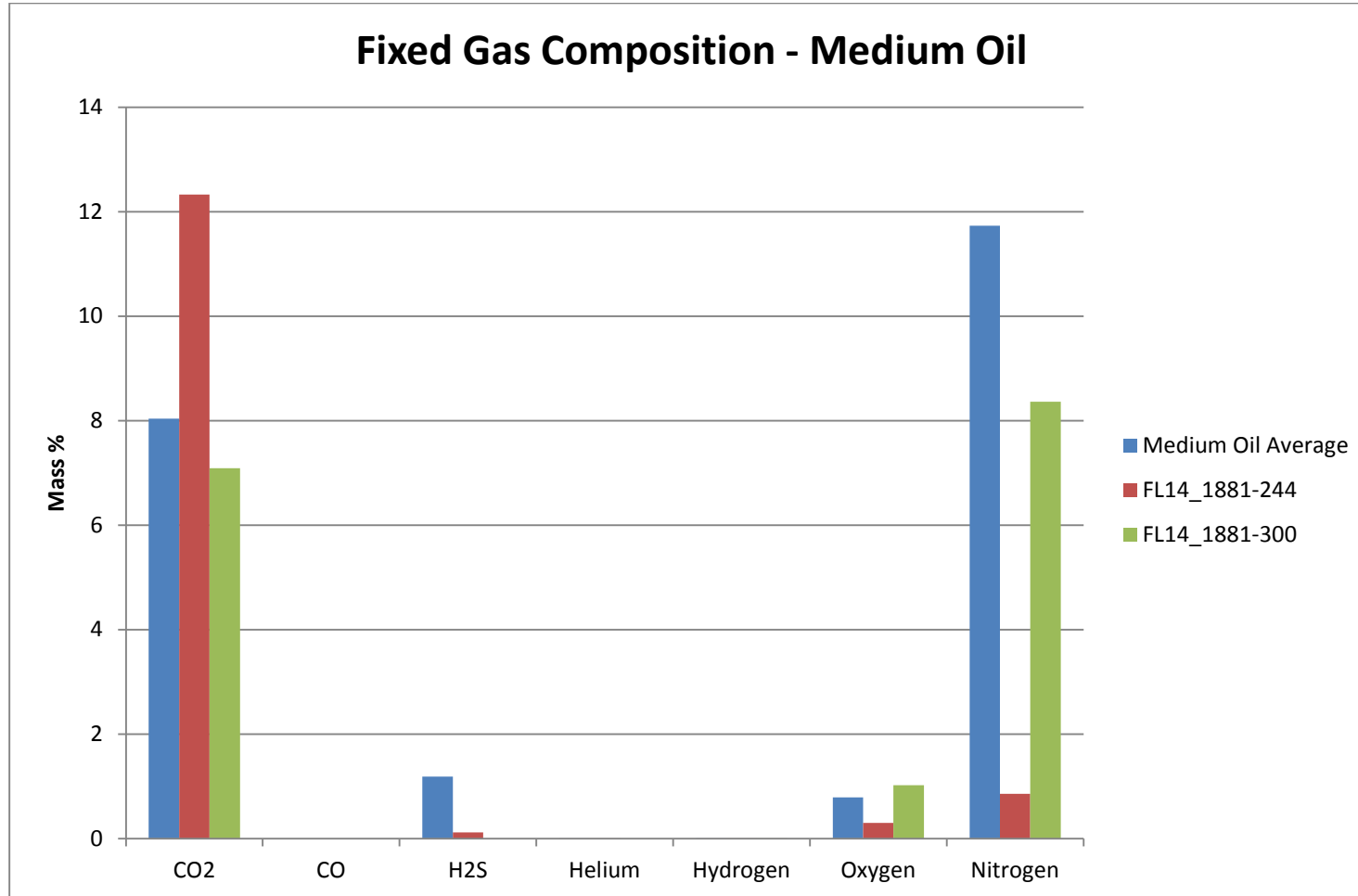


Figure 85 : Composition du pétrole moyen en gaz difficilement liquéfiables

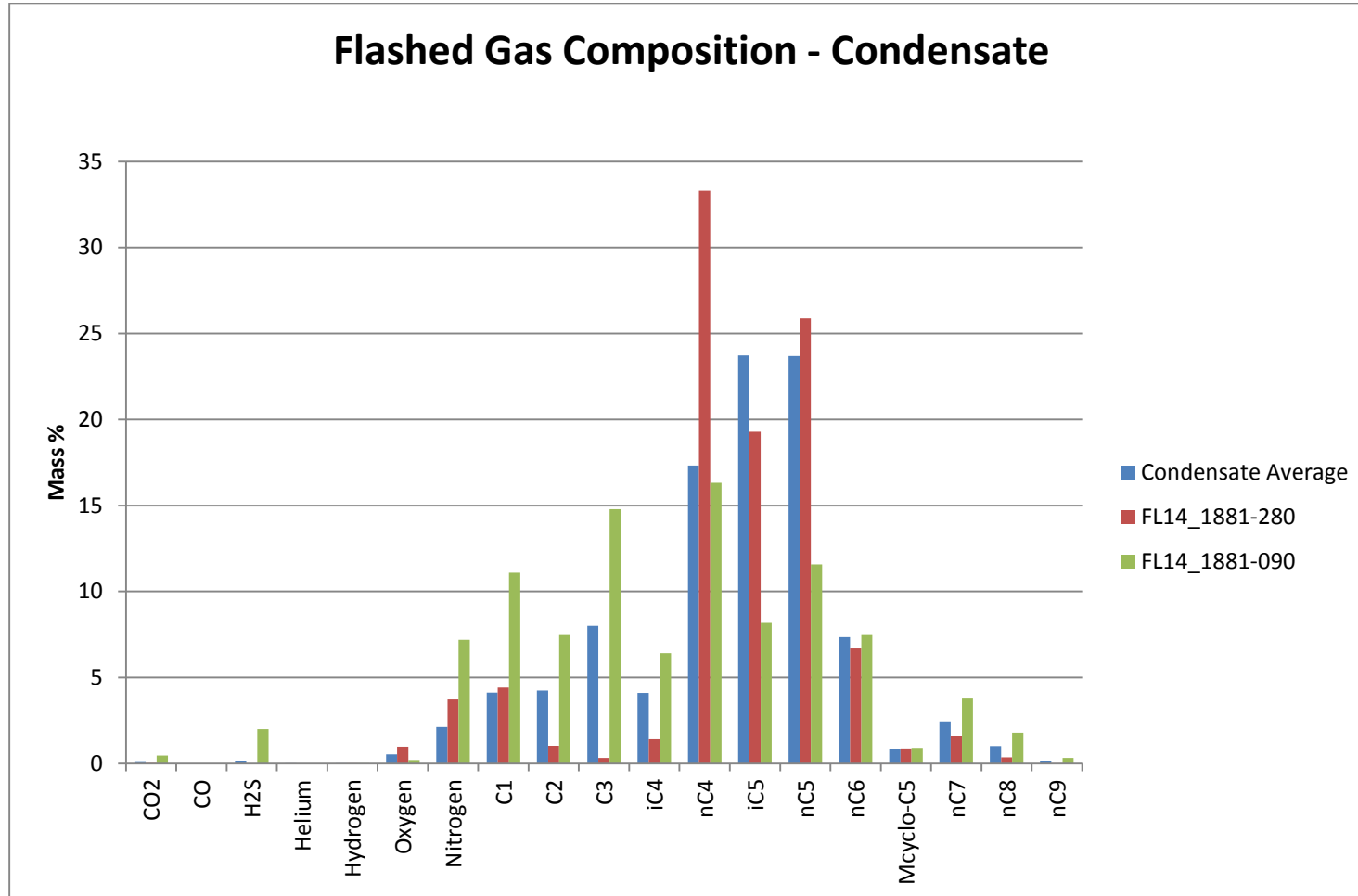


Figure 86 : Composition du gaz évaporé du condensat

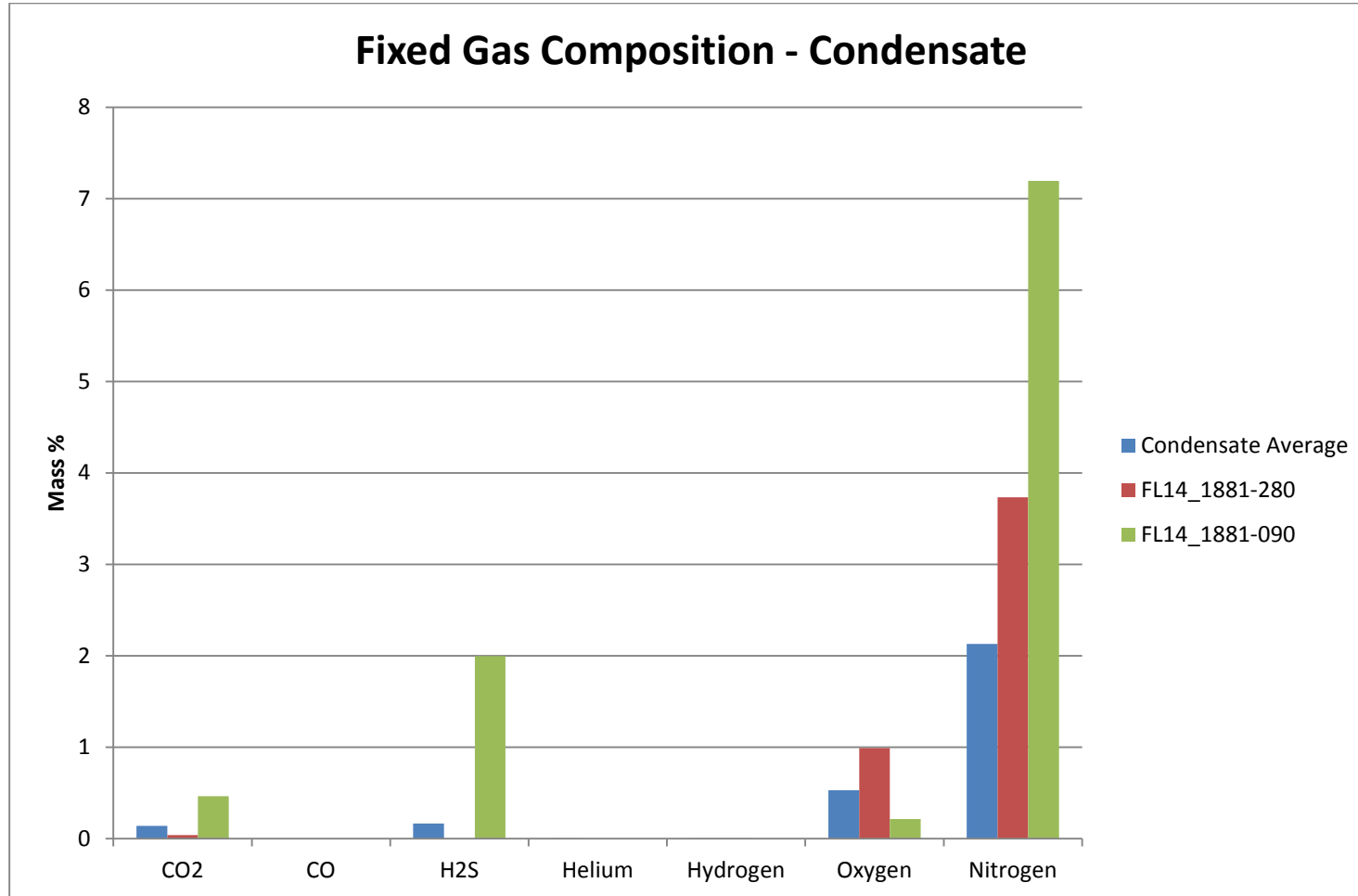


Figure 87 : Composition du condensat en gaz difficilement liquéfiables

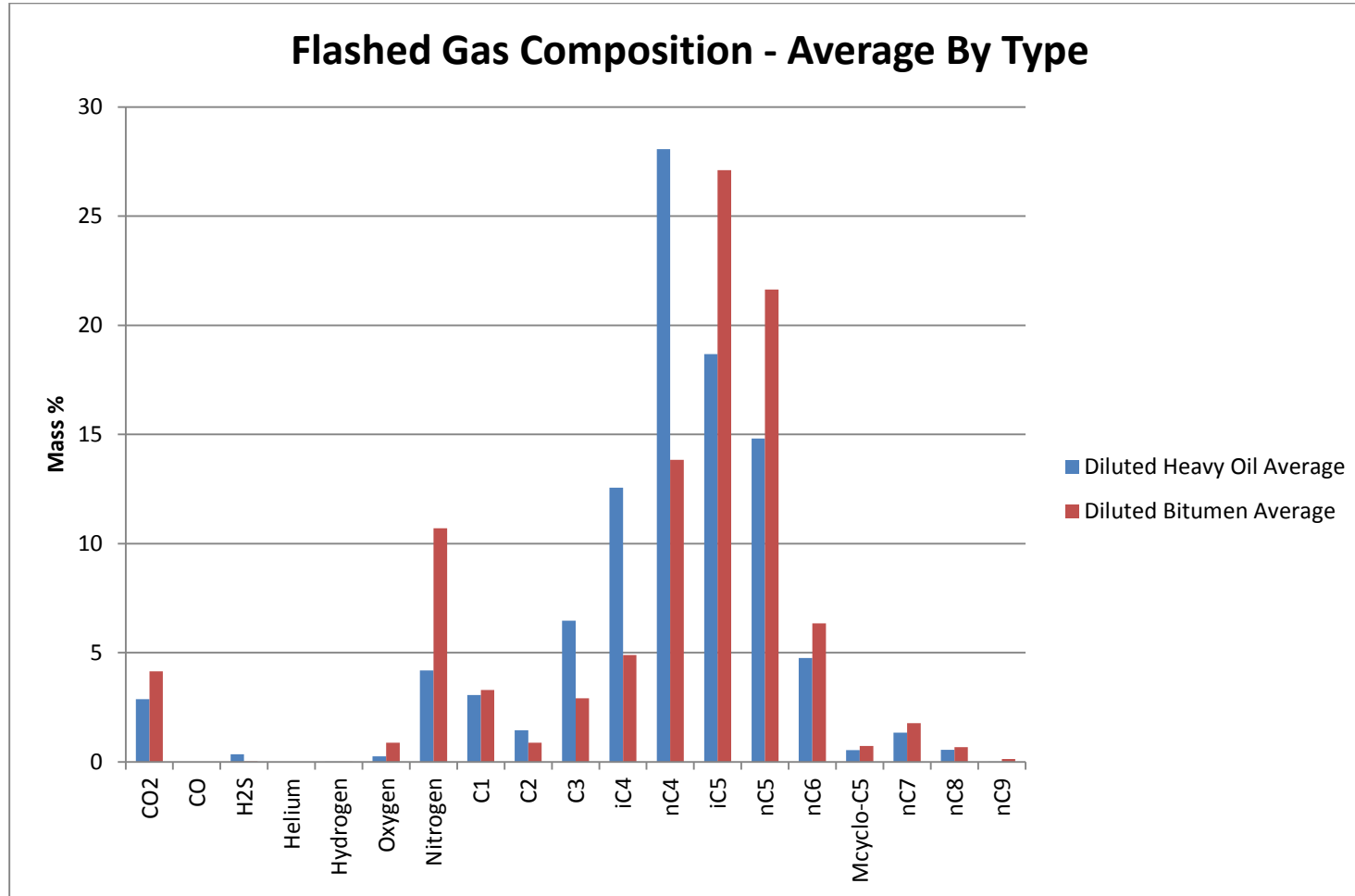


Figure 88 : Composition du gaz évaporé du pétrole lourd dilué et du bitume dilué

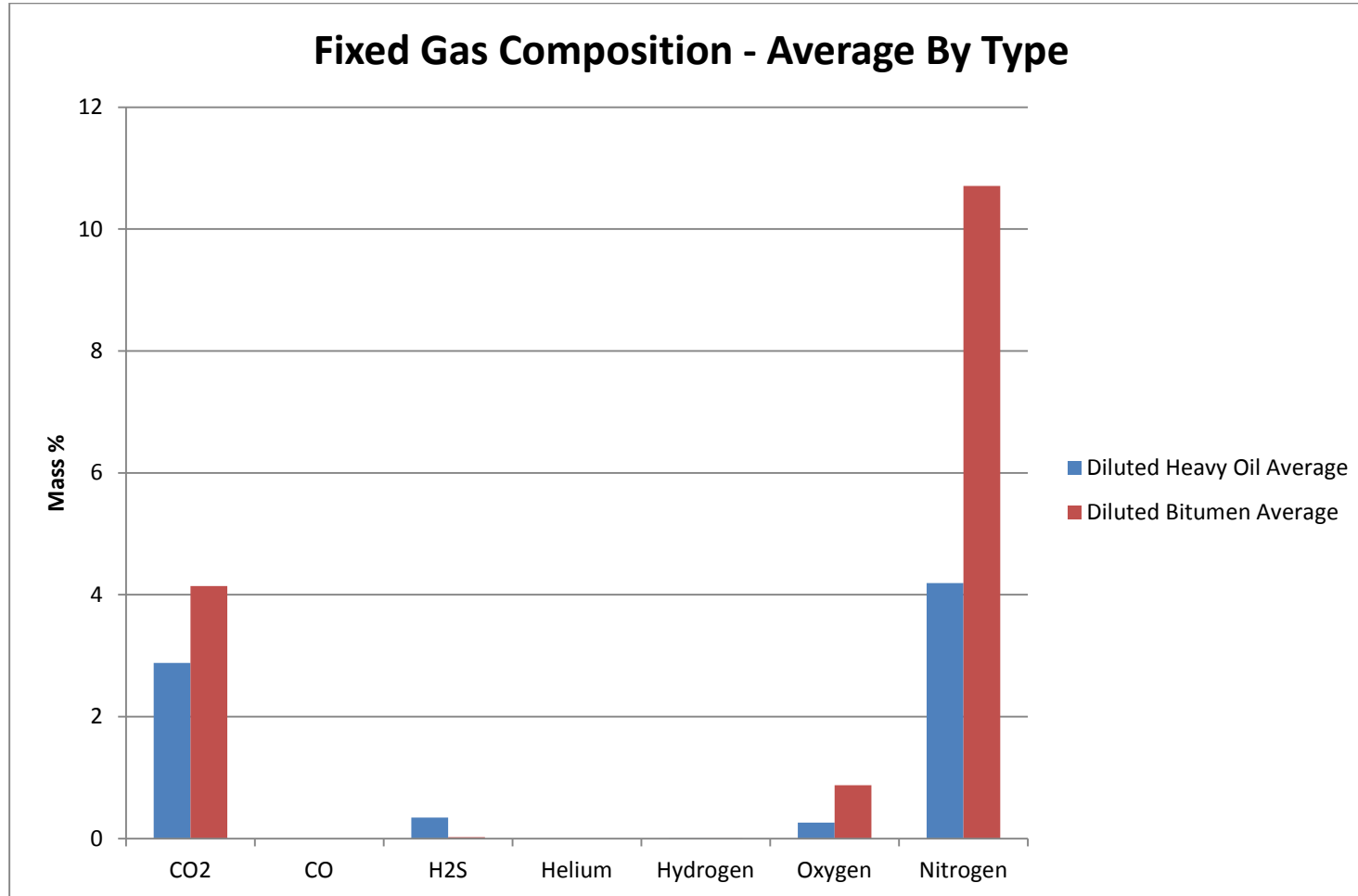


Figure 89 : Composition du pétrole lourd dilué et du bitume dilué en gaz difficilement liquéfiables

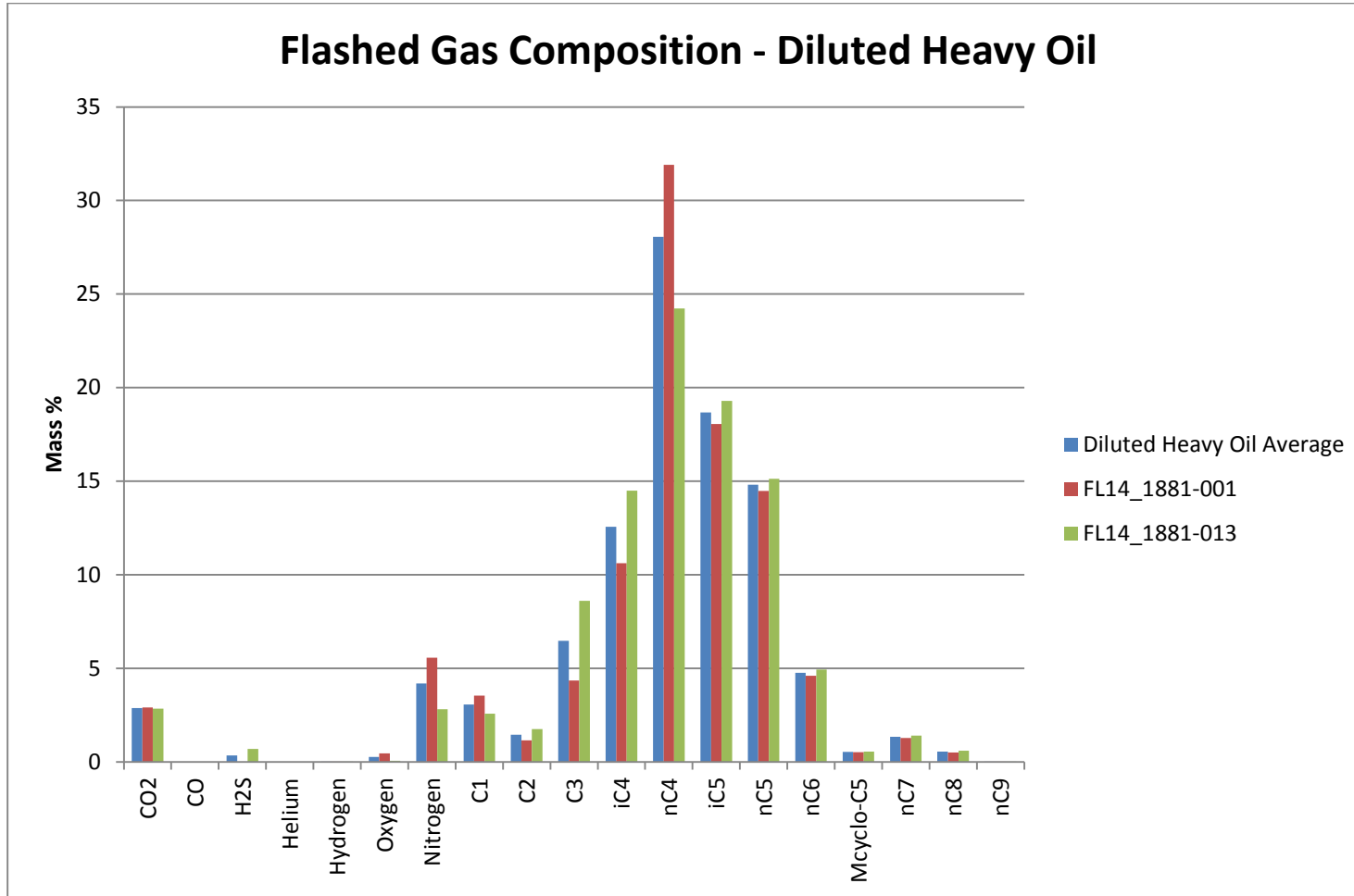


Figure 90 : Composition du gaz évaporé du pétrole lourd dilué

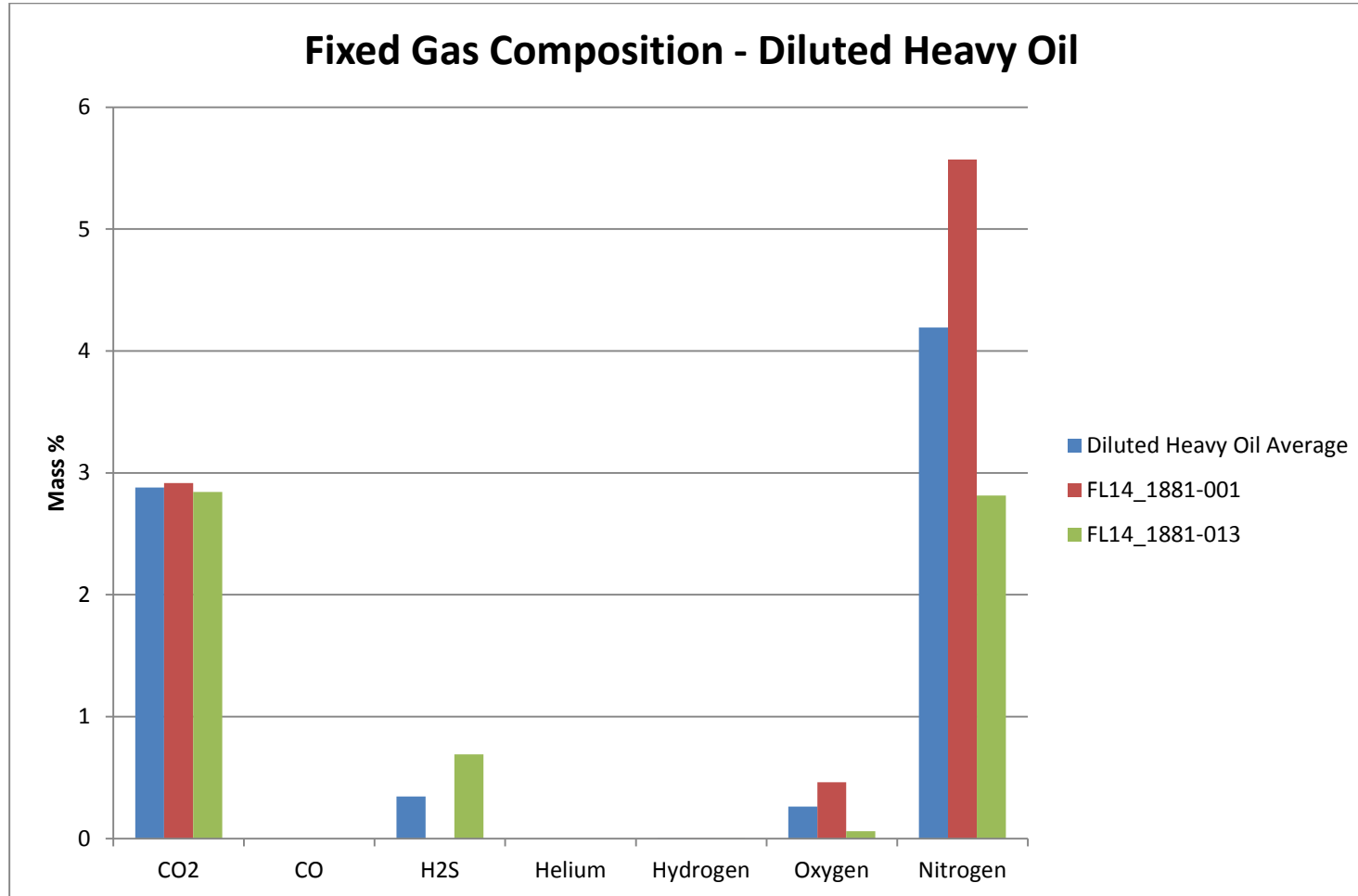


Figure 91 : Composition du pétrole lourd dilué en gaz difficilement liquéfiables

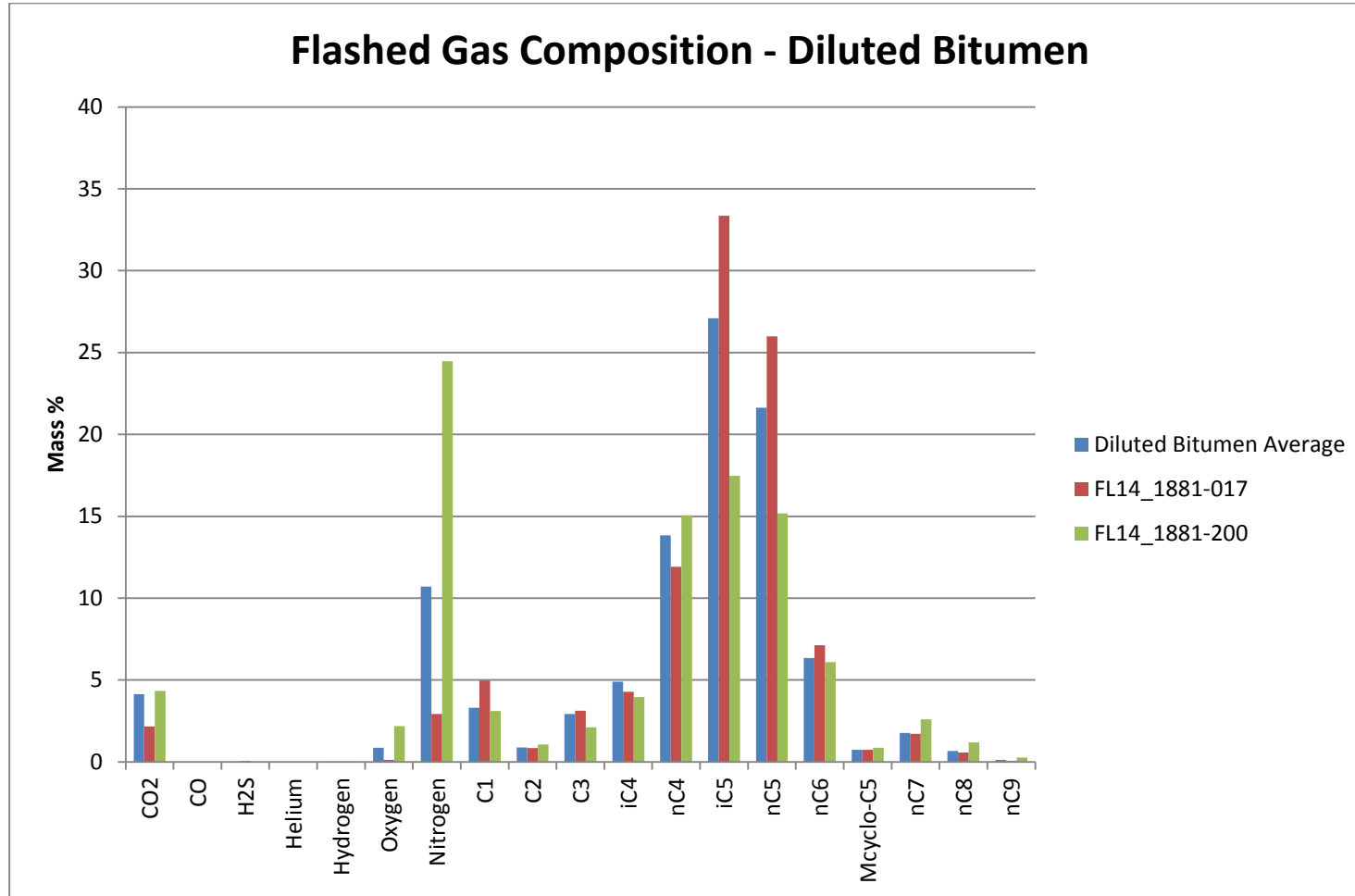


Figure 92 : Composition du gaz évaporé du bitume dilué

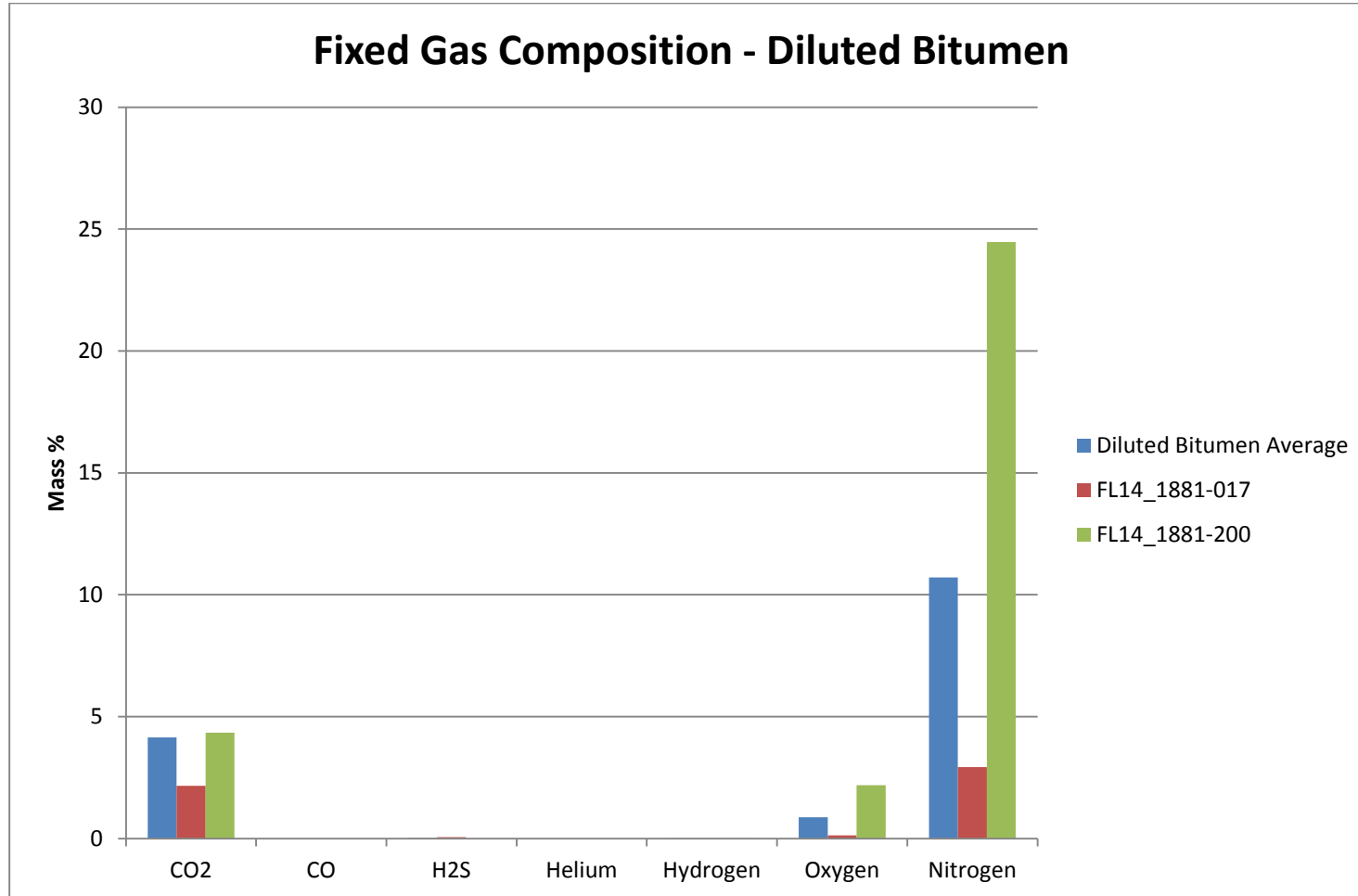


Figure 93 : Composition du bitume dilué en gaz difficilement liquéfiables

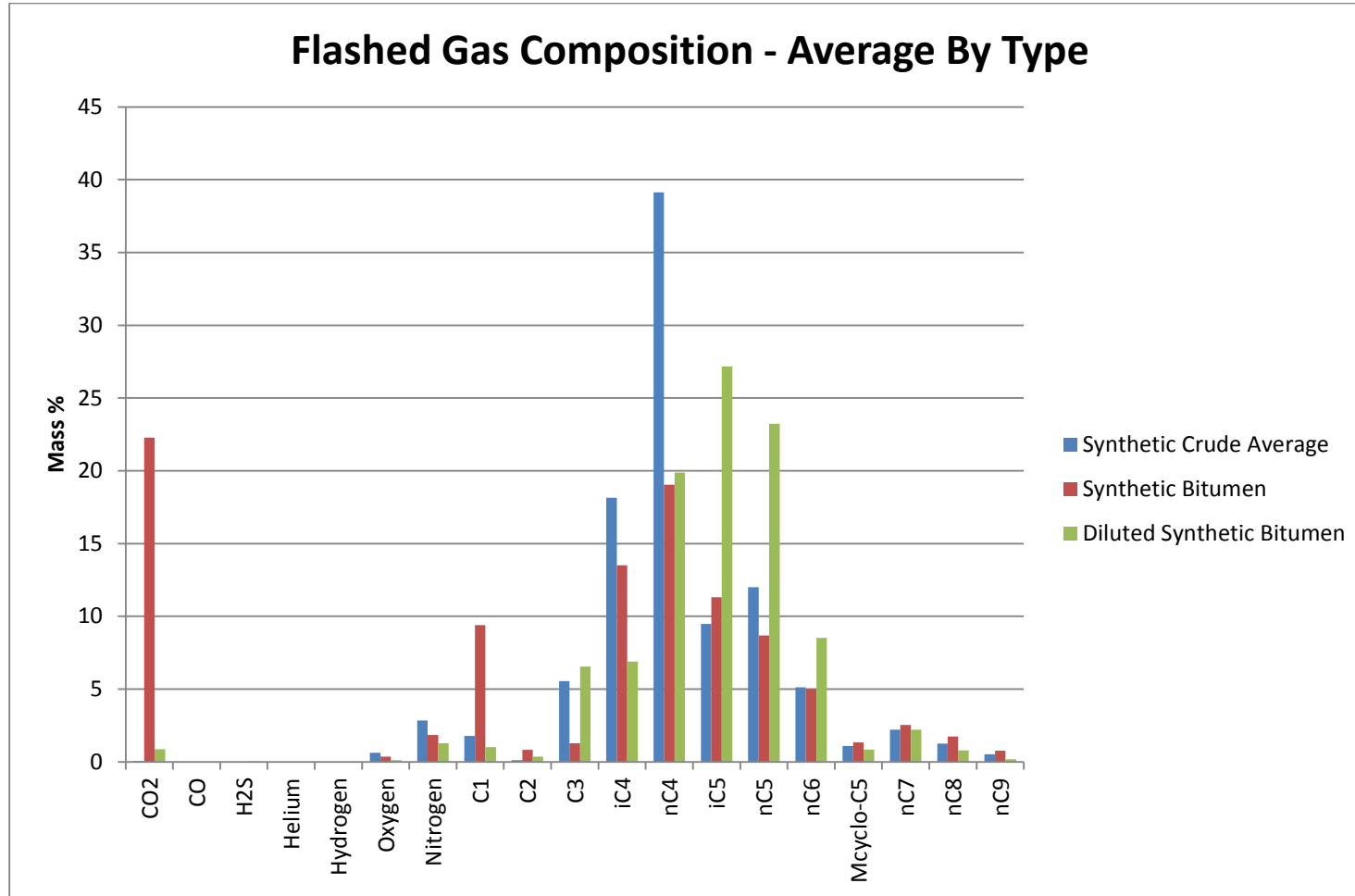


Figure 94 : Composition du gaz évaporé du pétrole brut synthétique, du bitume synthétique et du bitume synthétique dilué

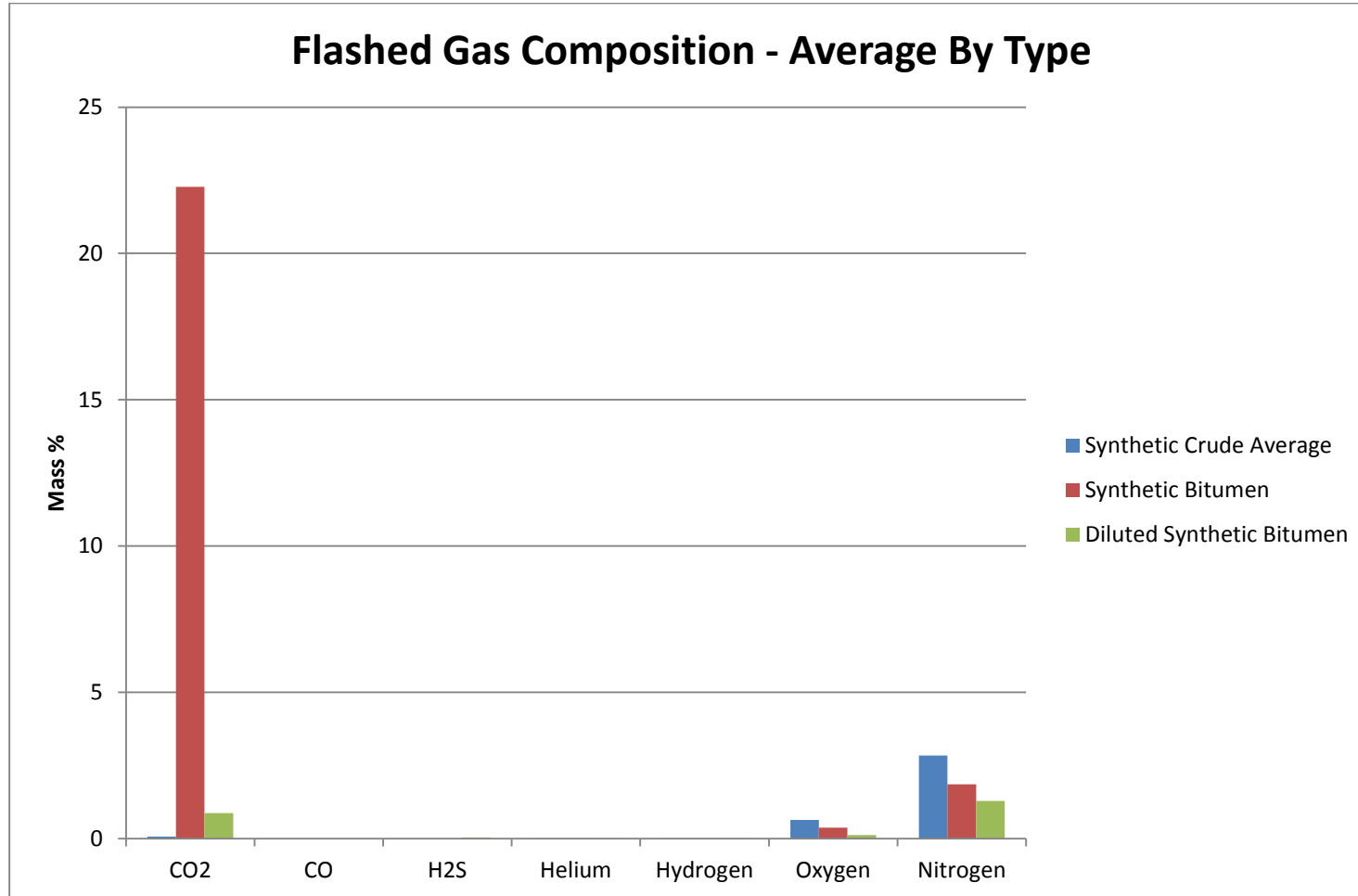


Figure 95 : Composition en gaz difficilement liquéfiables du pétrole brut synthétique, du bitume synthétique et du bitume synthétique dilué

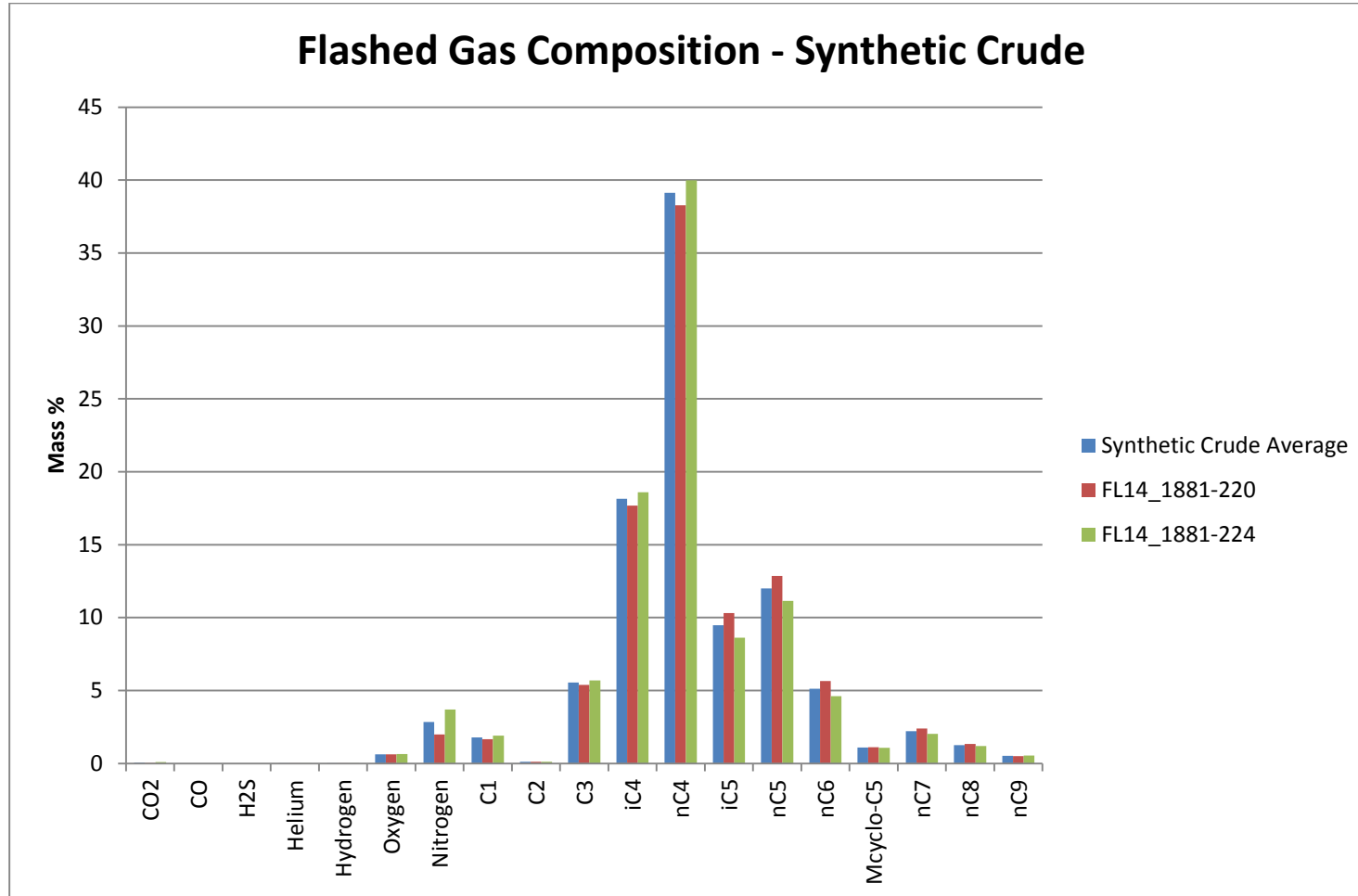


Figure 96 : Composition du gaz évaporé du pétrole brut synthétique

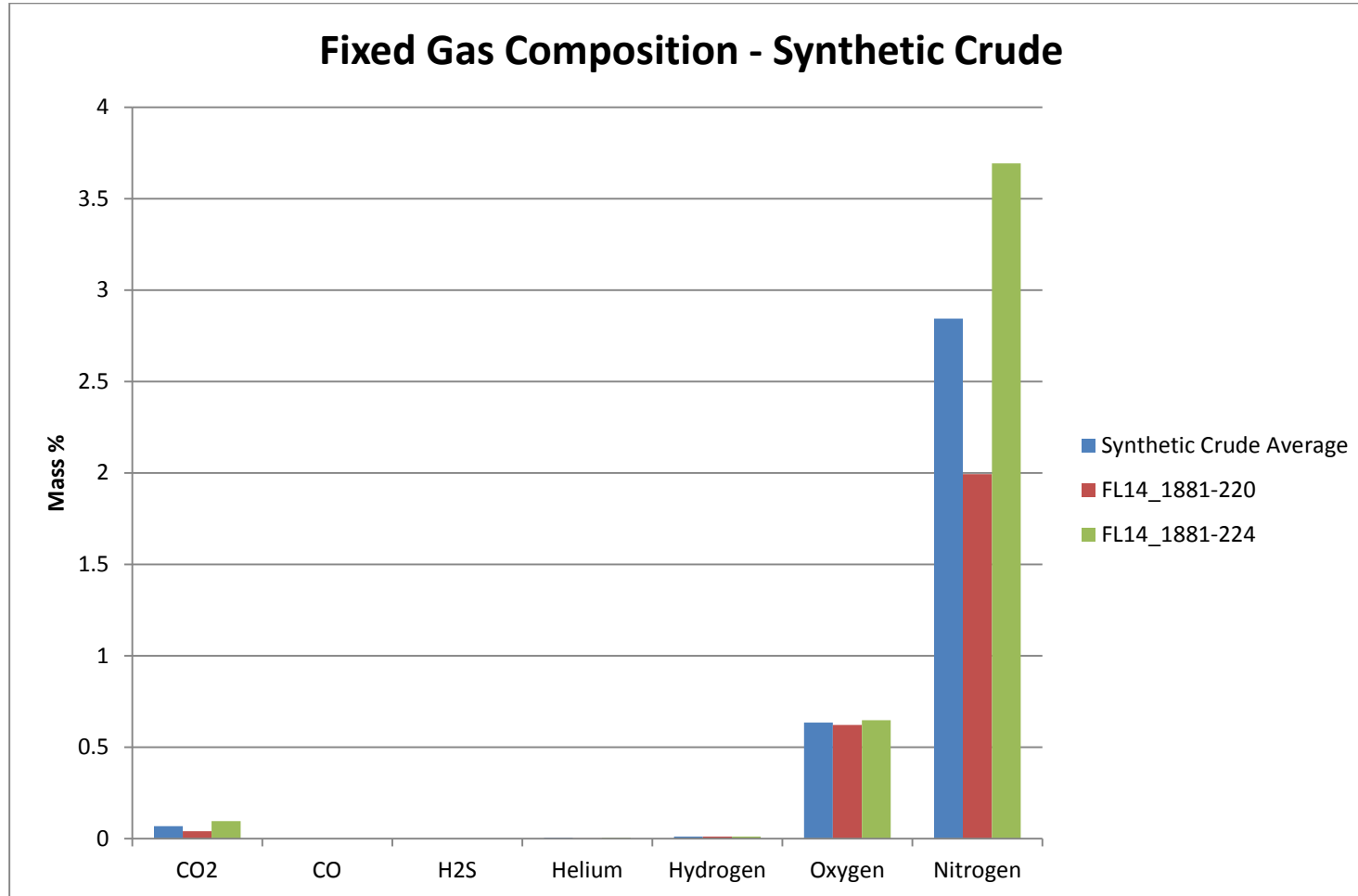


Figure 97 : Composition du pétrole brut synthétique en gaz difficilement liquéfiables

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

8.10 Évaluation du *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*

8.10.1 Danger lié à l'inhalation de matières toxiques

Les résultats de la méthode ASTM D5705 nous indique que la phase vapeur des pétroles contient du H₂S ce qui crée un risque d'inhalation de substances toxiques. Dans neuf des échantillons analysés, nous avons mesuré une concentration de H₂S entre 12 500 et 65 000 ppm.

L'interprétation fautive des termes « non sulfureux » et « sulfureux » peut entraîner une confusion concernant le danger lié à l'inhalation de pétrole brut et mener à sous-estimer ce danger. Les concentrations de H₂S dans la phase vapeur étaient fortes dans certains pétroles non sulfureux et faibles dans certains pétroles sulfureux. Cela dit, huit des neuf échantillons présentant les plus hautes concentrations de H₂S dans la phase vapeur étaient des échantillons dits sulfureux.

Il faut savoir, en interprétant les résultats de la méthode ASTM D5705, que la concentration de H₂S dans la phase vapeur varie en fonction du volume de l'espace vide, de la température, de l'agitation et de la présence d'agents d'élimination des sulfures; c'est pourquoi la valeur obtenue dans cette analyse pourrait ne pas être représentative de la concentration de H₂S dans l'espace vide d'un wagon ou d'un camion-citerne. Un tel exemple a été observé à un terminal ferroviaire où l'on charge du bitume et du SYNBIT. La concentration de H₂S en phase vapeur au-dessus du bitume, déterminée par la méthode ASTM D5705 à 60 °C, est de 40 ppm. Or, le chargement du bitume dans les wagons s'effectue à 90°, de sorte que la concentration d'H₂S pendant cette opération dépasse probablement 40 ppm. En fait, pendant le chargement, les détecteurs de H₂S de l'opérateur émettent une alarme (seuil de détection de 10 ppm). Dans de tels cas, la procédure exige du personnel qu'il se tienne à une distance sécuritaire durant le chargement. Toutefois, durant le chargement de SYNBIT, les détecteurs n'ont émis aucune alarme; la concentration de H₂S dans la phase vapeur, selon la méthode ASTM D5705 effectuée à 60 °C, était pourtant de 2 000 ppm.

Une préoccupation découle du fait que, bien que le bitume ne soit pas réglementé en tant que marchandise dangereuse, un danger d'inhalation de matières toxiques dans les conditions de transport est bien réel. Ce danger est d'ailleurs reconnu par le producteur, comme l'indique la Fiche signalétique fournie. La section 3 de celle-ci (composition et des informations sur les ingrédients) indique que le chauffage ou l'agitation mécanique de la substance peuvent libérer du sulfure d'hydrogène. La section 15 consacrée aux informations sur la réglementation précise que le SIMDUT classe le bitume à la catégorie D (matières toxiques et infectieuses), division 2 (matières ayant d'autres effets toxiques), sous-divisions A (matière très toxique) et B (matière toxique).

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Comme il a été mentionné ci-dessus, la méthode ASTM D5705 pose plusieurs problèmes, comme la volatilité du H₂S, l'applicabilité de la méthode, les modifications à la méthode et l'impossibilité d'établir des corrélations avec les conditions de transport. Toutefois, elle fournit une mesure du H₂S présent dans la phase vapeur et, quand elle est réalisée d'une manière uniforme dans les conditions d'espace vide et de température normalement observées pendant le transport, les résultats peuvent servir d'indicateurs du niveau de risque en attendant qu'une nouvelle méthode plus fiable soit mise au point.

8.10.2 Liquides inflammables

La partie 2 du Règlement sur le TMD, contient les critères d'attribution d'un groupe d'emballage à un liquide inflammable en fonction de son point d'éclair et de son point initial d'ébullition (tableau 2). Le groupe d'emballage 1, considéré comme le plus inflammable, regroupe les substances les plus dangereuses.

Tableau 20 : Classification en groupes d'emballage de la classe 3 (liquides inflammables)

Groupe d'emballage	Point d'éclair (creuset fermé)	Point initial d'ébullition
I	-	≤ 35 °C
II	< 23 °C	> 35 °C
III	≥ 23 °C ≤ 60 °C	> 35 °C

Pour déterminer le PIE, on analyse le plus couramment un échantillon prélevé dans les conditions atmosphériques d'après la méthode ASTM D86. Toutefois, comme le démontrent les résultats d'analyse, le PIE de cet échantillon soumis à la méthode ASTM D86 est constamment plus élevé que le PIE déterminé par CG au moyen d'un échantillon pressurisé. La différence de PIE entre les deux méthodes est suffisamment grande pour influencer sur l'attribution du groupe d'emballage. Le tableau 21 montre l'attribution des groupes d'emballage des échantillons présentant les pourcentages de fractions légères les plus élevés d'après le point d'éclair et la méthode de détermination du PIE. Les échantillons qui ont changé de groupe d'emballage sont surlignés en orange. Il est intéressant de noter que si le PIE avait été mesuré par CG, l'essence passerait du groupe d'emballage II au groupe d'emballage I.

La classification d'un pétrole dans le groupe d'emballage I ou II peut n'avoir aucune incidence sur la sélection du contenant de transport; toutefois, elle a des conséquences sur la manutention et l'intervention d'urgence. Les erreurs de classification peuvent mener à une manutention inadéquate, à l'élaboration de plans de sûreté et de sécurité insuffisants, et à la communication de mauvais renseignements aux intervenants en cas d'urgence (CAPP, 2014).

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 21 : Classification dans les groupes d'emballage en fonction de la méthode de détermination du PIE

N° SGIL	Point d'éclair, creuset fermé (°C)	PIE (°C), ASTM D 86	Groupe d'emballage	PIE (°C), méthode de CG combinée	Groupe d'emballage
FL14_1881-003	< -30,0	30,9	I	-0,6	I
FL14_1881-007	< -30,0	29,7	I	-0,6	I
FL14_1881-019	< -30,0	30,7	I	-0,6	I
FL14_1881-027	< -30,0	29,4	I	-0,6	I
FL14_1881-051	< -30,0	48,8	II	-0,6	I
FL14_1881-059	< -30,0	44,4	II	-0,6	I
FL14_1881-071	< -30,0	28,1	I	-11,7	I
FL14_1881-075	< -30,0	28,4	I	-0,6	I
FL14_1881-108	< -30,0	32,3	I	-11,7	I
FL14_1881-112	< -30,0	36,1	II	27,8	I
FL14_1881-116	< -30,0	27,6	I	-11,7	I
FL14_1881-120	< -30,0	26,6	I	-11,7	I
FL14_1881-124	< -30,0	33	I	-42,2	I
FL14_1881-128	< -30,0	30,8	I	-0,6	I
FL14_1881-140	< -30,0	36,6	II	-42,2	I
FL14_1881-144	22	92,8	II	62,4	II
FL14_1881-148	-30	33,6	I	-42,2	I
FL14_1881-152	< -30,0	28,5	I	-42,2	I
FL14_1881-168	< -30,0	30,3	I	-42,2	I
FL14_1881-172	< -30	30,7	I	-42,2	I
FL14_1881-176	< -30	34,5	I	-42,2	I
FL14_1881-180	< -30	28,2	I	-42,2	I
FL14_1881-193	< -30	31,4	I	-0,6	I
FL14_1881-201	< -30	39,8	II	-0,6	I
FL14_1881-221	< -30	36,4	II	-0,6	I
FL14_1881-225	< -30	35,2	II	-0,6	I
FL14_1881-229	< -30	28,1	I	-0,6	I
FL14_1881-233	< -30	52,8	II	-0,6	I
FL14_1881-241	< -30	45,7	II	-0,6	I

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

N° SGIL	Point d'éclair, creuset fermé (°C)	PIE (°C), ASTM D 86	Groupe d'emballage	PIE (°C), méthode de CG combinée	Groupe d'emballage
FL14_1881-281	< -30	23,9	I	-0,6	I
FL14_1881-285	< -30	25,2	I	-11,7	I
FL14_1881-293	< -30	44,7	II	-0,6	I

8.10.3 Gaz, classe 2

Aux termes de la partie 1 du Règlement sur le TMD, un gaz est une matière qui, à 50 °C, exerce une pression de vapeur supérieure à 300 kPa ou est entièrement gazeuse à 20 °C à la pression absolue de 101,3 kPa et qui est :

- soit comprimée (autrement qu'en solution) de sorte que, lorsqu'elle est emballée sous pression pour le transport, elle demeure entièrement à l'état gazeux à 20 °C;
- soit liquéfiée de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle demeure partiellement à l'état liquide à 20 °C;
- soit un gaz réfrigéré de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle devient partiellement liquide en raison de sa basse température;
- soit en solution de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle est dissoute dans un solvant.

Compte tenu des résultats concernant la pression de vapeur, l'attribution de la classe de danger subsidiaire (classe 2) peut ne pas être justifiée dans le cas de la plupart des pétroles bruts, mais 2 échantillons sur 68 présentaient une pression de vapeur supérieure à 300 kPa, telle que déterminée par la méthode ASTM D6377. L'échantillon FL14_1881-244, un pétrole moyen, avait une pression de vapeur de 527,9 kPa. Il présentait les pourcentages de CO₂ (0,071 %) et de méthane (C1) (0,290 %) les plus élevés de tous les échantillons. Or, on n'a pas prélevé l'échantillon au point le plus rapproché de son point de chargement pour le transport, de sorte qu'il n'est probablement pas représentatif du produit transporté. L'échantillon FL14_1881-178, un pétrole léger, avait une pression de vapeur de 300,8 kPa. Il présentait le pourcentage de propane (C3) le plus élevé de tous les échantillons, soit 2,34 %. La pression de vapeur élevée dans ce cas est peut-être due à la température ambiante lors de l'échantillonnage et à la température de fonctionnement du traiteur. Cet échantillon est transporté par camion, ce qui soulève des préoccupations quant à l'accumulation possible de pression de vapeur et à la possibilité d'émissions fugitives. La capacité de mesurer la pression de vapeur sur le terrain permettrait aux opérateurs de modifier les conditions du parc de stockage de manière à réduire la pression de vapeur avant le transport.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

8.10.4 Gaz inflammables, classe 2.1

On considère que la plupart des échantillons ne sont pas des gaz au sens de la définition de la partie 1 du Règlement sur le TMD, mais il demeure qu'ils produisent des vapeurs inflammables, comme en témoignent les points d'éclair obtenus.

Aux termes la partie 2 du Règlement sur le TMD, la classe 2.1, soit les gaz inflammables, comprend les gaz qui, à 20 °C et à la pression absolue de 101,3 kPa, selon le cas :

- a) sont inflammables en mélange à 13 % par volume ou moins avec l'air;
- b) ont une plage d'inflammabilité avec l'air d'au moins 12 points de pourcentage déterminée conformément aux épreuves ou aux calculs prévus à la norme ISO 10156.

Les calculs prévus à la norme ISO 10156 ont été appliqués à la composition du gaz évaporé des analyses du RGP pour déterminer si la phase vapeur au-dessus d'un échantillon de pétrole brut était inflammable. Comme les analyses du RGP ont été effectuées à la pression atmosphérique et à la température ambiante du laboratoire (23 °C), la composition des gaz émis durant les analyses représente la composition de la phase vapeur au-dessus des échantillons de pétrole brut à la pression atmosphérique et à une température équivalente.

Selon les calculs prévus à la norme ISO 10156, le gaz pur évaporé (100 % dans l'air) de tous les échantillons, sauf un, était inflammable. Il y a corrélation entre ce résultat et les points d'éclair en ce sens que tous les échantillons renfermaient du gaz évaporé, confirmant ainsi l'inflammabilité de la vapeur. Le gaz évaporé qui n'était pas inflammable était celui de l'échantillon FL14_1881-142, un pétrole moyen du champ pétrolifère Birdtail, au Manitoba. L'analyse par CG donnait à cet échantillon un point d'éclair de 22 °C et un PIE de 62,4 °C. Son pourcentage de fractions C1 à C9 était inférieur à 10 % d'après la proportion des alcanes de C1 à C24. On peut ainsi penser que la quantité de gaz inflammable de la phase vapeur serait très faible dans les conditions d'analyse du RGP.

Pour déterminer si la phase vapeur avait une plage d'inflammabilité avec l'air d'au moins douze points de pourcentage, nous avons calculé le pourcentage minimal de gaz évaporé qui est inflammable, une fois mélangé à l'air. Nous avons débuté avec une concentration de 1 % de gaz évaporé dans l'air, puis nous avons appliqué des hausses de 1 % jusqu'à ce que les calculs aient montré que le gaz était inflammable. Le pourcentage minimal moyen de gaz évaporé requis pour produire un gaz inflammable est indiqué à la figure 98, et la plage de pourcentages de gaz évaporé pour qu'il soit inflammable, par type de pétrole brut, est indiquée à la figure 99.

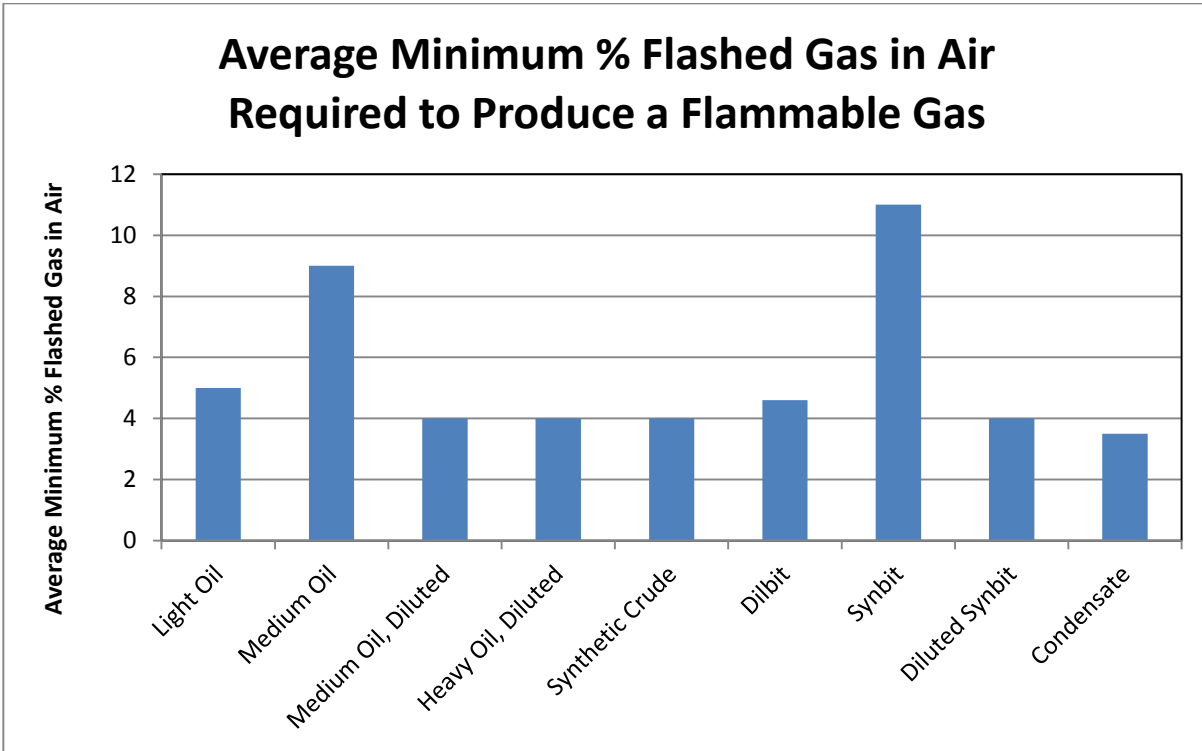


Figure 98 : Pourcentage minimal moyen de gaz évaporé dans l'air pour produire un gaz inflammable

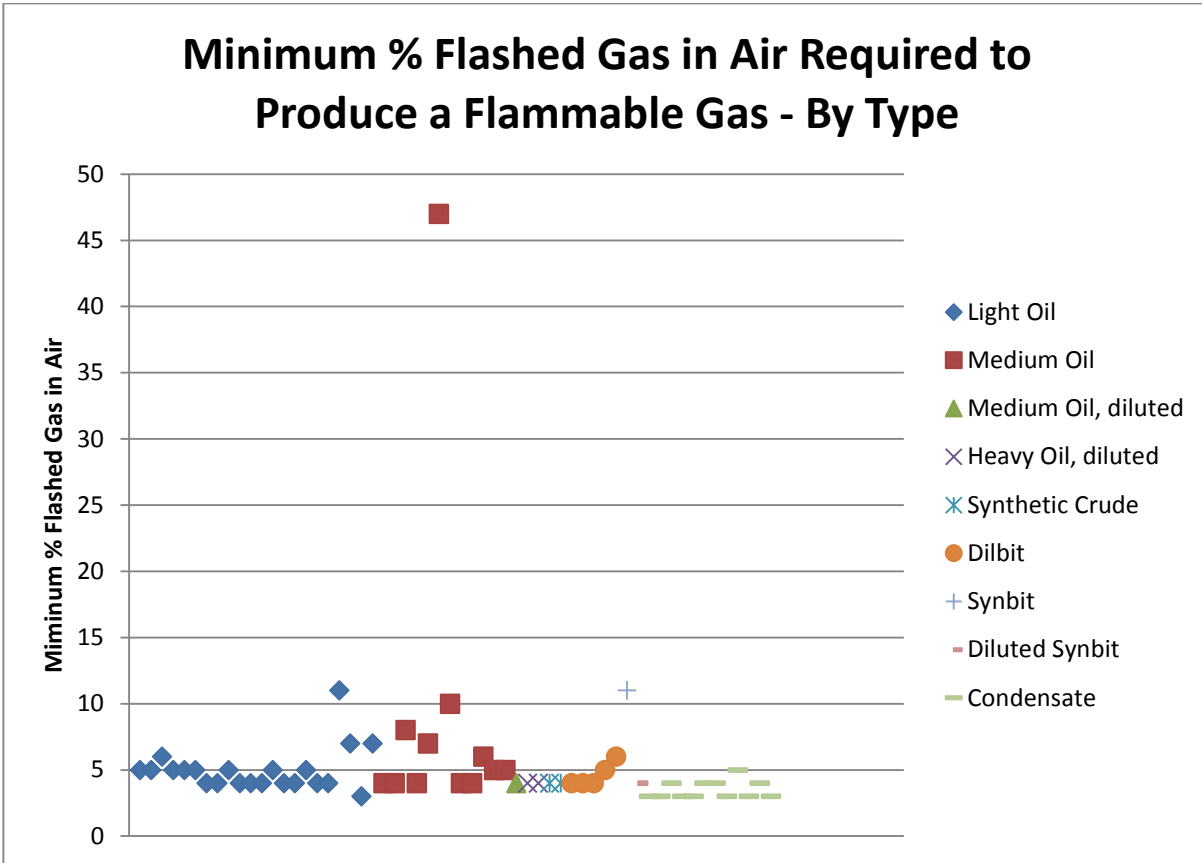


Figure 99 : Pourcentage minimal de gaz évaporé pour qu'il soit inflammable dans l'air, par type de pétrole

La variation du pourcentage minimal de gaz évaporé nécessaires pour produire un gaz inflammable parmi les types de pétroles bruts (voir la figure 101) découle des différences dans la composition en fractions légères et en gaz difficilement liquéfiables du gaz évaporé. Dans le cas de l'échantillon FL14_1881-268, au moins 47 % du gaz doit être évaporé dans l'air pour obtenir un gaz inflammable. Le gaz évaporé de cet échantillon contenait un pourcentage pondéral de CO₂ et de N₂, deux gaz inertes, d'environ 17 et 38 %, respectivement. Par conséquent, une forte concentration de gaz évaporé dans l'air est requise pour produire un gaz inflammable. Les échantillons FL14_1881-204 (pétrole léger), FL14_1881-272 (pétrole moyen) et FL14_1881-237 (condensat) venaient au deuxième rang en termes de pourcentage de gaz évaporé dans l'air requis pour produire un gaz inflammable. Ces échantillons contenaient aussi de grandes quantités de CO₂ et de N₂; toutefois, la concentration de gaz inflammables dans ces échantillons était aussi plus élevée.

Le gaz évaporé de tous les échantillons analysés (sauf FL14_1881-142) peut être classé comme un gaz inflammable selon la norme ISO 10156 et la partie 2 du Règlement sur le TMD. Toutefois,

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

les méthodes d'analyse et de calcul de la norme ISO 10156 déterminent seulement si un gaz ou un mélange de gaz est inflammable dans l'air; elles ne déterminent pas les limites ou les plages d'inflammabilité des mélanges gazeux (ISO, 2010). Des facteurs importants influant sur la composition et la quantité de vapeur produite, comme le rapport V/L et la température, ne sont pas pris en compte dans la norme ISO 10156.

En outre, rien n'indique que la méthode est applicable à des échantillons de pétrole brut qui ont une phase vapeur, mais qui ne satisfont pas à la définition de « gaz » de la partie 1 du Règlement sur le TMD. La norme ISO 10156 ne précise pas de quantités de gaz évaporé produit aux fins d'évaluation de l'inflammabilité. Les gaz évaporés d'un condensat et d'un pétrole lourd dilué peuvent tous deux être inflammables, mais le condensat en produira une plus grande quantité et constituera donc un danger plus grand.

Les travaux futurs sur l'inflammabilité des vapeurs de pétrole brut doivent mettre l'accent sur la détermination de la composition de la phase vapeur selon des volumes d'espace vide et des températures bien précis, que ce soit par l'intermédiaire de la modélisation fondée sur une équation d'état ou d'expériences en laboratoire, et utiliser les valeurs obtenues pour déterminer les limites supérieure et inférieure d'inflammabilité.

9 Résultats et analyse : échantillons d'eau produite

9.1 Teneur en hydrocarbures

La quantité d'hydrocarbures dans chaque échantillon d'eau produite a été déterminée d'après la méthode ASTM D7678, méthode d'analyse normalisée des hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) dans l'eau et l'eau résiduelle avec extraction par solvant au moyen de spectroscopie laser dans l'infrarouge moyen. Aux fins de cette méthode, les HPT renvoient aux hydrocarbures qui sont extractibles avec le cyclohexane et mesurés par absorption infrarouge (IR) dans la région de $1\,370$ à $1\,380\text{ cm}^{-1}$ (7,25 à 7,30 microns). L'échantillon FL14_1881-084 montrait une couche visible d'hydrocarbures. La hauteur des couches d'hydrocarbures et d'eau a été mesurée, et la quantité d'hydrocarbures a été rapportée en parties par million. L'interface présentait des émulsions, lesquelles ont été considérées comme des hydrocarbures. Les résultats sont donnés au tableau 22.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 22 : Teneur en hydrocarbures des échantillons d'eau produite

N° SGIL	Région	Hydrocarbures pétroliers totaux dans l'eau (ppm), ASTM D7678
FL14_1881-080	C.-B.	91,8
FL14_1881-084	C.-B.	54 000
FL14_1881-088	C.-B.	115,7
FL14_1881-182	Sask.	29,9
FL14_1881-185	Man.	305,9
FL14_1881-188	Man.	1 075,6
FL14_1881-213	Alb.	31,2
FL14_1881-217	Alb.	76,7
FL14_1881-261	Alb.	23,3
FL14_1881-265	Alb.	159,4

9.1.1 Composition de la couche d'hydrocarbures

La couche d'hydrocarbures de l'échantillon FL14_1881-084 a été sous-échantillonnée aux fins d'analyse par CG suivant la méthode ASTM D7169. On a trouvé que le PIE était inférieur à 36 °C. Puisque la température de coupure entre le groupe d'emballage I et le groupe d'emballage II est de 35 °C, l'utilisation de la méthode ASTM D7169 seule ne permet pas d'attribuer un groupe d'emballage, car les résultats de l'analyse quantitative de la distribution des points d'ébullition dans la région C4 à C8 ne sont pas fiables. Il faudrait donc déterminer le PIE à l'aide de la méthode combinant les deux analyses par CG, ce qui nécessiterait de prélever un échantillon assez grand pour assurer un volume de la couche d'hydrocarbures adéquat pour les deux analyses par CG. Le volume total requis pour les méthodes HPLIS-CG et ASTM D7169 est de 15 mL. La méthode de CG combinée n'a pas pu être appliquée sur cet échantillon puisque le volume des hydrocarbures n'était pas suffisant aux fins des deux analyses par CG. L'échantillon FL14_1881-084 et le chromatogramme établi avec la méthode ASTM D7169 sont illustrés aux figures 100 et 101.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

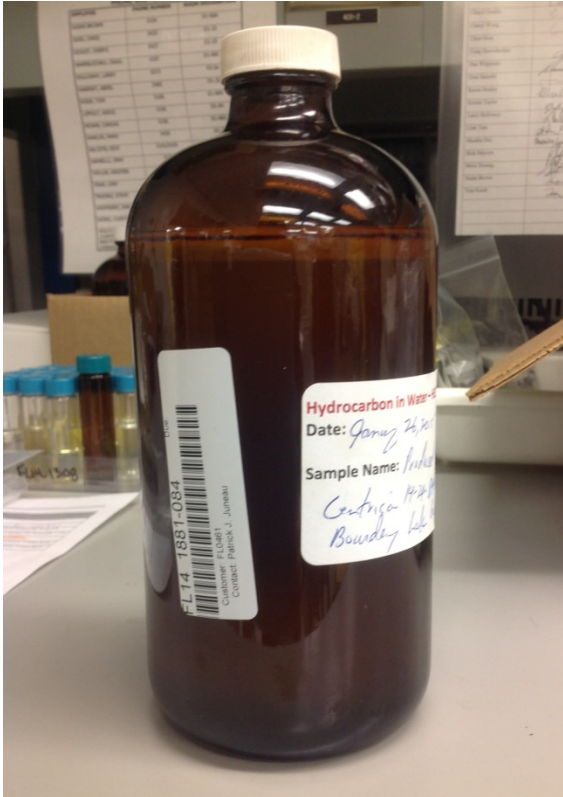


Figure 100 : Échantillon d'eau produite FL14_1881-084

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

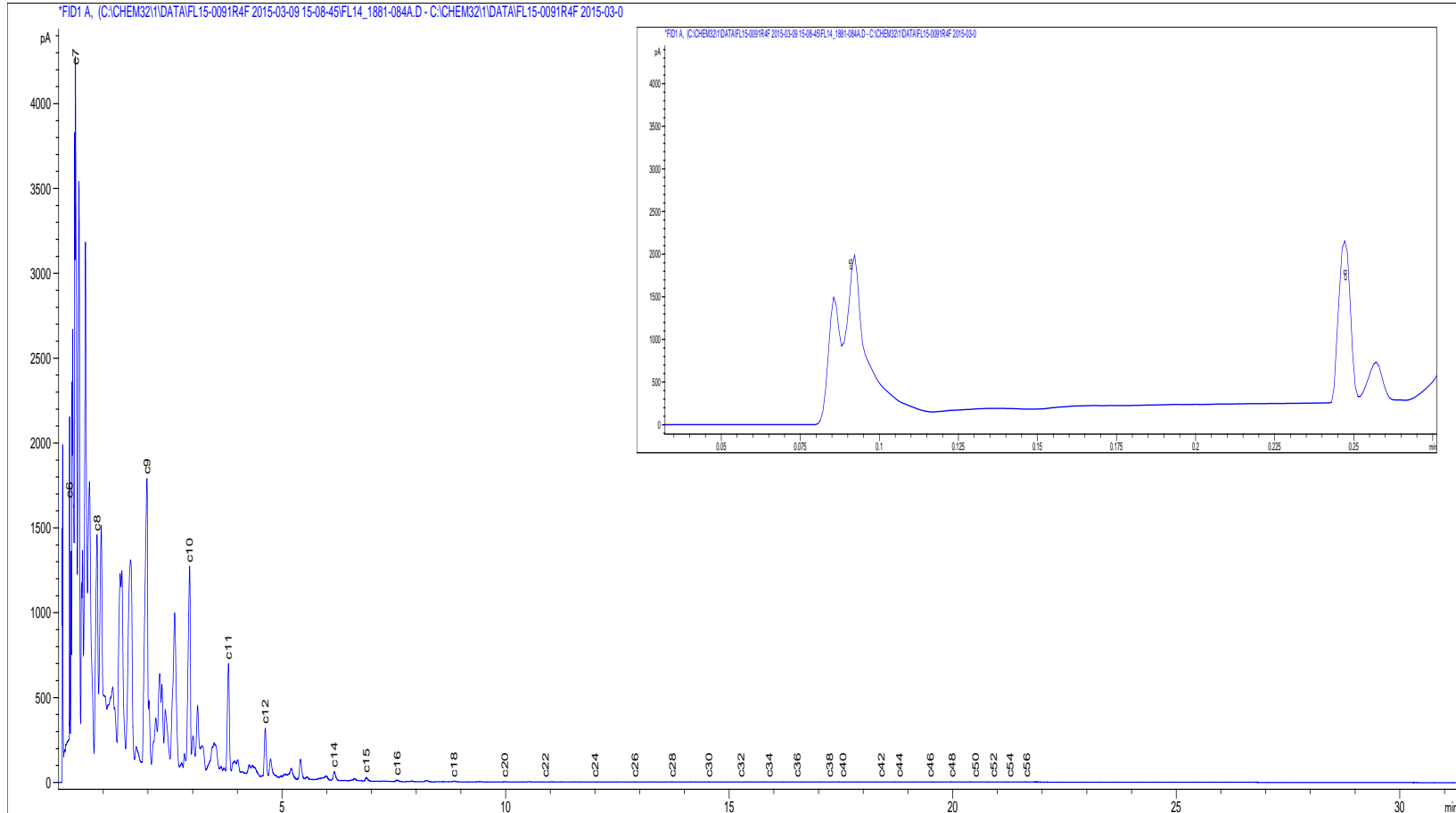


Figure 101 : Chromatogramme obtenu selon la méthode ASTM D7169 de la couche d'hydrocarbures de FL14_1881-084

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

9.2 Point d'éclair

Le point d'éclair des échantillons d'eau produite a été déterminé au moyen de la procédure A de la méthode ASTM D93, soit avec un testeur Pensky-Martens à creuset fermé.

Tableau 23 : Point d'éclair des échantillons d'eau produite

N° SGIL	Région	Point d'éclair (°C), ASTM D93, procédure A
FL14_1881-081	C.-B.	52,0
FL14_1881-085	C.-B.	< 5,0
FL14_1881-089	C.-B.	50,5
FL14_1881-183	Sask.	s.o.
FL14_1881-186	Man.	s.o.
FL14_1881-189	Man.	s.o.
FL14_1881-214	Alb.	s.o.
FL14_1881-218	Alb.	s.o.
FL14_1881-262	Alb.	s.o.
FL14_1881-266	Alb.	s.o.

Un point d'éclair a été observé pour trois des dix échantillons d'eau produite, entre 5 et 100 °C. La quantité d'hydrocarbures dans l'échantillon n'était pas le facteur déterminant de la production de gaz par évaporation. Les échantillons 185, 188 et 265 présentaient des concentrations d'hydrocarbures plus élevées que les n^{os} 081 et 089, mais n'émettaient pas de gaz évaporé.

Les échantillons desquels du gaz s'évaporerait étaient tous liés à la production de condensats, tandis que ceux sans gaz venaient de champs de pétrole léger. Deux des échantillons d'eau produite — le FL14_1881-081 et le FL14_1881-085 — ont été prélevés dans des usines de gaz où le condensat est associé au gaz naturel produit. L'autre échantillon d'eau produite, FL14_1881-089, a été prélevé dans une installation où des puits de pré-production ont été convertis en puits d'eau saline. Les retours d'eau produite et d'eau de fracturation hydraulique à partir d'autres emplacements sont mélangés à l'eau saline pour être utilisés dans le cadre des activités d'exploitation. Le point d'éclair de tous les pétrole associés était inférieur à -30 °C. Bien que les condensats et pétrole légers associés à ces échantillons d'eau aient présenté des pourcentages de fractions légères semblables, les condensats renfermaient très peu de résidus de composition supérieure à C25 et plus. Ainsi, relativement aux échantillons d'eau produite après la séparation du pétrole prélevés dans les sites de pétrole léger, ceux en provenance des sites de production de

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

condensats présenteraient davantage de composantes légères ce qui se traduirait par l'évaporation des gaz de ces mêmes échantillons.

La valeur des points d'éclair, nous autorise à considérer que les trois échantillons d'eau produite de la Colombie-Britannique sont des liquides inflammables. Cependant, il faut déterminer le PIE pour attribuer un groupe d'emballage. Or, la méthode ASTM D86 n'est pas adaptée aux échantillons contenant de l'eau. En effet, s'ils contiennent beaucoup d'eau, ils s'agiteront et bouillant et s'ils n'en contiennent que de faibles quantités, l'eau formera avec le pétrole un mélange azéotropique. Dans ce dernier cas, il y aura distillation des deux composantes, ce qui donnera un PIE inexact. La méthode de CG combinée (HPLIS ou D7900 et ASTM D7169) pourrait servir à déterminer le PIE, mais nécessiterait un échantillon d'eau produite assez grand pour assurer un volume de la couche d'hydrocarbures adéquat pour le sous-échantillonnage.

Comme le montrent les résultats ci-dessus, certaines cargaisons d'eau produite peuvent contenir des quantités suffisantes de pétrole brut ou de condensat pour poser un risque d'inflammabilité, mais les méthodes utilisées ne sont peut-être pas les meilleures pour évaluer ce risque. Les méthodes de détermination du point d'éclair en creuset fermé suivies dans le cadre de ce projet ne sont pas conçues pour des produits non homogènes tels que l'eau produite et, comme il a été mentionné ci-dessus, la méthode ASTM D86 n'est pas adaptée à la détermination du PIE.

L'eau produite est principalement composée d'eau et, par conséquent, ne s'enflammera pas. Toutefois, des vapeurs d'hydrocarbures peuvent s'accumuler dans l'espace vide d'un réservoir et s'enflammer. Il serait peut-être préférable d'évaluer le risque posé par la phase vapeur dans l'espace vide au-dessus d'une cargaison d'eau produite. La composition de la couche d'hydrocarbures de l'eau produite pourrait être déterminée par CG et servir à évaluer la composition de la phase vapeur et l'inflammabilité de cette dernière.

9.3 Sulfure d'hydrogène dans l'eau produite

Selon des signalements anecdotiques, les concentrations de H₂S dans les fluides pétrolifères sont élevées. Cependant, des données quantitatives concernant la concentration de H₂S dans les fluides pétrolifères sont nécessaires pour confirmer si l'eau produite contient effectivement des teneurs élevées de gaz toxiques et pour évaluer l'éventuelle dangerosité, de cette eau notamment pendant son transport.

La concentration de H₂S en solution a été déterminée par la méthode APHA 4500 S2-E, applicable à tous les types d'échantillons aqueux, depuis l'eau potable jusqu'aux eaux usées industrielles. La concentration de H₂S dans la phase vapeur a quant à elle été déterminée par la méthode ASTM D5705, qui mesure le sulfure d'hydrogène dans la phase vapeur au-dessus des résidus pétroliers. Comme dans le cas des pétroles bruts, cette méthode n'est pas applicable aux

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

échantillons d'eau produite. Toutefois, puisqu'il n'existe aucune méthode normalisée permettant de déterminer la teneur en H₂S dans la phase vapeur au-dessus des échantillons d'eau produite, la méthode ASTM D5705 a servi de point de départ.

Sept des dix échantillons ont été analysés avec la méthode APHA 4500S2-E, et un nombre équivalent avec la méthode ASTM D5705. Quatre des dix échantillons prélevés ont été analysés à l'aide des deux méthodes. Les résultats obtenus par les deux méthodes sont montrés au tableau 24 et à la figure 102.

Tableau 24 : Teneur en H₂S dans la solution et la phase vapeur des échantillons d'eau produite

Région	N° SGIL	H ₂ S en solution (mg/L), APHA 4500	N° SGIL	H ₂ S dans la phase vapeur (ppm)
C.-B.	FL14_1881-078	71,1		
C.-B.	FL14_1881-082	32,3		
C.-B.	FL14_1881-086	0,097		
Sask.			FL14_1881-184	50 000
Man.			FL14_1881-187	4 000
Man.			FL14_1881-190	65 000
Alb.	FL14_1881-212	285	FL14_1881215	16 250
Alb.	FL14_1881-216	389	FL14_1881219	16 250
Alb.	FL14_1881-260	25	FL14_1881263	0
Alb.	FL14_1881-264	19,3	FL14_1881267	1 600

Les résultats ci-dessus indiquent que le H₂S est présent dans certaines eaux produites transportées. Les quatre échantillons aux résultats les plus élevés (078, 082, 212 et 216) ont été prélevés dans des sites de pétrole brut sulfureux. Ceux aux résultats les plus faibles proviennent de sites de pétrole non sulfureux. Les quatre échantillons soumis aux deux analyses de détection de H₂S suivent une tendance où les échantillons à faibles concentrations de H₂S en solution présentent de faibles concentrations de H₂S dans la phase vapeur et où les échantillons à fortes

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

concentrations de H₂S en solution présentent de fortes concentrations de H₂S dans la phase vapeur.

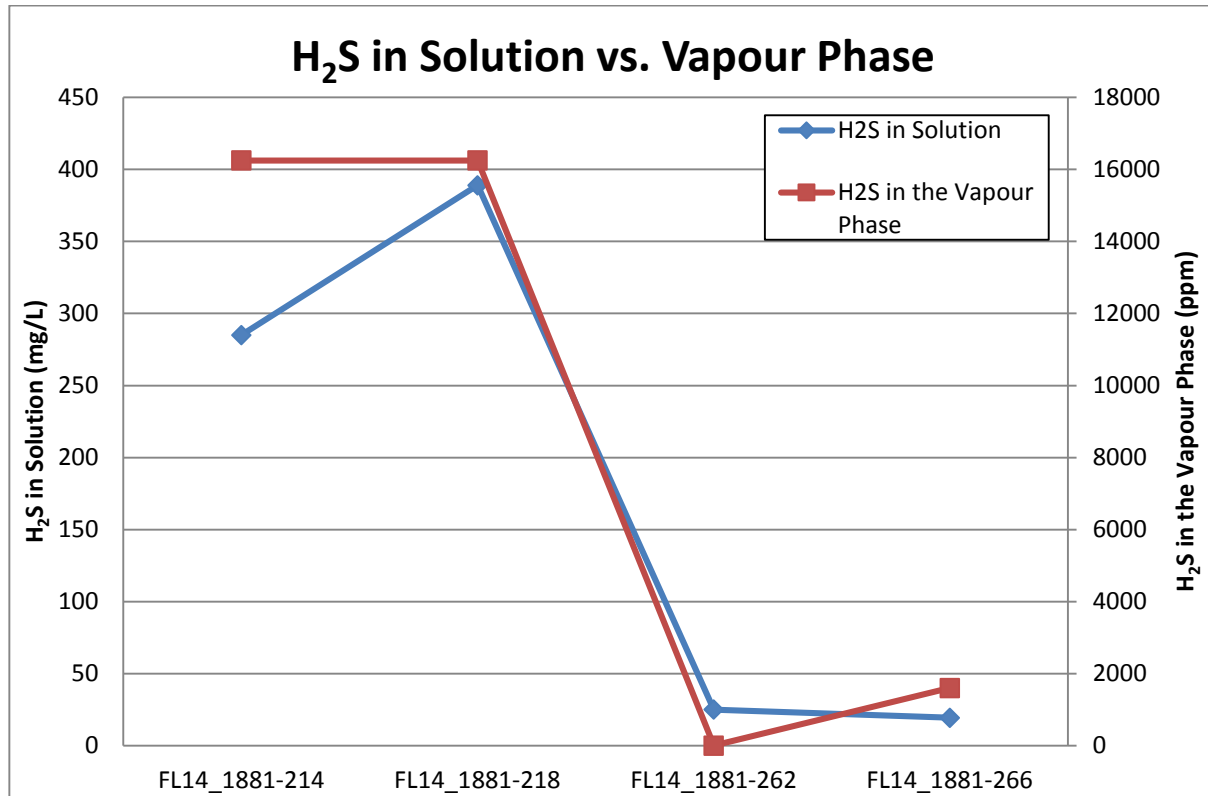


Figure 102 : Concentration de H₂S dans l'eau produite et dans la phase vapeur

Comme dans le cas des échantillons de pétrole brut, aucune corrélation générale ne peut être établie entre les résultats obtenus par la méthode ASTM D5705 et les concentrations réelles de H₂S dans la phase vapeur dans les citernes de stockage ou de transport. Transports Canada voudra peut-être exiger l'ajout d'une mention telle que « l'espace vide peut contenir des vapeurs dangereuses » aux chargements d'eau produite contenant du H₂S, accompagnée d'une mise en garde telle que « cette substance peut contenir ou libérer du H₂S. Dans un réservoir ou tout autre conteneur fermé, des vapeurs contenant une concentration dangereuse de H₂S peuvent s'accumuler dans l'espace vide au-dessus du liquide. »

9.4 Le pH

La mesure du pH dans les fluides pétrolifères peut fournir un moyen d'évaluer s'il existe d'autres dangers liés au transport d'eau produite. Le pH de chaque échantillon d'eau produite est indiqué au tableau 25 ci-dessous.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Tableau 25 : pH des échantillons d'eau produite

N° SGIL	Région	pH
FL14_1881-081	C.-B.	5,95
FL14_1881-085	C.-B.	6,70
FL14_1881-089	C.-B.	6,63
FL14_1881-183	Sask.	7,25
FL14_1881-186	Man.	6,21
FL14_1881-189	Man.	6,35
FL14_1881-214	Alb.	6,34
FL14_1881-218	Alb.	6,34
FL14_1881-262	Alb.	9,16
FL14_1881-266	Alb.	6,94

Neuf des dix échantillons d'eau produite étaient légèrement acides, tandis que le dixième échantillon était légèrement basique, sans valeur extrême de part et d'autre de l'échelle de pH. Les facteurs qui influent sur le pH de l'eau produite sont notamment la teneur en CO₂ et en H₂S dissous, et les produits chimiques de production. Le pH peut révéler une capacité de corrosion par une eau produite donnée.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

10 Conclusions

10.1 Pétrole brut

Soixante-huit échantillons de pétrole brut destiné au transport ferroviaire ou routier ont été prélevés. Parmi eux, 66 ont été prélevés dans quatre régions pétrolifères du Canada : la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Les échantillons, recueillis auprès des principaux thèmes pétroliers en production de chacune des régions, représentaient un éventail de types de pétroles bruts, allant du condensat au bitume non dilué. Deux échantillons de condensat d'essence naturelle du Dakota du Nord transporté au Canada par camion ont également été prélevés.

Les essais et analyses des échantillons de pétrole brut étaient axés sur l'effet des fractions légères sur les propriétés des pétroles et le rôle de ces dernières pour la classification des marchandises dangereuses. Les résultats ont également servi à évaluer l'applicabilité des exigences en matière de classification de la partie 2 du Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (TMD) qui visent la classe 3 (liquides inflammables) et la classe 2.1 (gaz inflammables), et à déterminer si le pétrole brut pose d'autres dangers qui ne sont pas actuellement pris en compte.

Des échantillons pressurisés et atmosphériques ont été prélevés dans chaque site d'échantillonnage. Les échantillons pressurisés ont été recueillis dans des cylindres à piston flottant (CPF), ce qui réduit au minimum les pertes de fractions légères, tandis que les échantillons atmosphériques ont été recueillis dans des bouteilles de verre de 1 L. Les CPF sont les meilleurs contenants pour l'échantillonnage monophasique, mais ils présentent certaines limites pour le prélèvement d'échantillons à basse pression dans le cadre du présent projet parce qu'ils nécessitent un opérateur qualifié et une source soumise à suffisamment de pression pour déplacer le piston dans le cylindre. À plusieurs sites d'échantillonnage, la pression n'était pas suffisante et il a fallu utiliser une pompe (cylindre Bimba avec vannes de retenue) pour prélever l'échantillon dans le CPF. L'échantillonnage par cylindres à piston manuels pourrait être mieux adapté à ces types d'échantillons. Ces cylindres, moins coûteux, plus faciles à utiliser et ne requérant pas un échantillon à forte pression, sont disponibles, mais leur transport n'est pas encore approuvé. L'ASTM travaille actuellement à l'élaboration de procédures d'échantillonnage au moyen de ces cylindres à piston manuels dans le cadre du projet WK49954.

La densité, la pression de vapeur (rapport V/L de 4:1 et 50 °C), le point initial d'ébullition (PIE) établi par distillation selon la méthode ASTM, la teneur en eau, la concentration de H₂S dans la phase vapeur et le point d'éclair ont été déterminés à partir d'échantillons atmosphériques. La pression de vapeur (rapport V/L de 0,2:1 et 50 °C), la composition de C1 à C24, le PIE par méthodes de chromatographie en phase gazeuse (CG) combinées, la distribution des points

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

d'ébullition, le RGP et la composition du gaz évaporé ont été déterminés à partir d'échantillons pressurisés.

La préservation des fractions légères dans les échantillons pressurisés a un effet clairement observable dans les mesures de la pression de vapeur (V/L de 4:1) et du PIE. La pression de vapeur fondée sur la méthode ASTM D323M tend à être inférieure à la pression de vapeur établie par la méthode ASTM D6377, puisque les composantes telles que C1 et C2 et les gaz tels que le CO₂, le N₂ et le H₂S sont perdus par évaporation pendant le transfert des échantillons ou les étapes de saturation en air. Comme ces composantes exercent une incidence importante sur la pression de vapeur, la méthode ASTM D323M n'était pas indiquée pour la détermination de la pression de vapeur des pétroles bruts contenant leurs gaz originels ou des échantillons contenant des fractions légères ou des gaz tels que le CO₂, le N₂ et le H₂S.

La comparaison des PIE obtenus par la méthode ASTM D86 et la méthode de CG combinée a montré que la méthode ASTM D86 donnait des valeurs beaucoup plus élevées. Les différences des PIE entre les deux méthodes variaient de 8 à 79 °C. D'après les résultats observés, la méthode de CG combinée est la plus juste pour déterminer le PIE. Elle fusionne les données de la méthode ASTM D8003 à celles de la méthode ASTM D7169. Le PIE est défini comme la température à laquelle un pourcentage pondéral de 0,5 % est élué de la colonne. La technique aux fins de cette méthode de CG combinée suit les lignes directrices de la méthode ASTM D7900, où les données d'une analyse des fractions légères sont mathématiquement combinées aux données de la distillation simulée de la méthode ASTM D7169. La méthode ASTM D7900 ne prévoit pas l'injection des échantillons pressurisés, tandis que la méthode ASTM D8003 le permet, ce qui évite la perte des composantes hautement volatiles et maintient l'intégrité des échantillons. Les deux ensembles de données sont ensuite regroupés pour la fraction C9, de manière à illustrer la distribution complète des points d'ébullition de l'échantillon entier. Le PIE ne peut pas être déterminé par la méthode ASTM D7169 uniquement, compte tenu de la séparation incomplète des fractions légères, de la bande du CS₂ dans la région C4 à C8 et de l'analyse quantitative non fiable de la distribution des points d'ébullition de cette région qui en résulte. La méthode ASTM D86 n'est pas la plus exacte pour déterminer le PIE des échantillons renfermant des fractions légères à cause de la perte de ces dernières par évaporation pendant le transfert du contenant d'échantillonnage au ballon de distillation, à la perte de vapeur pendant la distillation et à la perte des fractions légères non condensables lors de la distillation dans les conditions de la méthode ASTM D86.

La volatilité des pétroles bruts est liée à la teneur en fractions légères, car les propriétés physiques des pétroles bruts telles que la pression de vapeur et le rapport gaz/pétrole (RGP) dépendent de la proportion et la composition des fractions légères. La pression de vapeur moyenne (V/L de 0,2:1 et 50 °C) et le RGP moyen suivaient la tendance prévue d'après la composition. Les

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

condensats, qui avaient les plus hauts pourcentages de fractions légères et les plus faibles quantités de résidus C25+, présentaient les pressions de vapeur et les RGP moyens les plus élevés. Le pétrole brut synthétique et le bitume synthétique, qui avaient les pourcentages de fractions légères les plus faibles, présentaient les pressions de vapeur et les RGP les plus bas. La pression de vapeur et le RGP de tous les autres échantillons se situaient dans la plage de valeurs allant du condensat au pétrole brut synthétique, selon la composition. L'effet du diluant sur la pression de vapeur est illustré par la hausse de la pression de vapeur et du RGP chez les échantillons dilués comparativement à ceux des échantillons non dilués. La pression de vapeur et le RGP dépendent tant de la quantité de fractions légères que de la composition en fractions légères. Les hydrocarbures de la plage C1 à C4 exercent les effets les plus prononcés. Par conséquent, une légère hausse de la quantité des fractions C1 à C4 a un effet plus grand qu'une hausse des fractions C1 à C6 ou C1 à C8.

La présence de H₂S dans le pétrole brut pose un danger lié à l'inhalation de matières toxiques et à l'inflammabilité pendant le transport, car le H₂S peut s'accumuler dans la phase vapeur. Or, l'utilisation de la méthode ASTM D5705 pour mesurer le H₂S dans la phase vapeur surplombant un échantillon de pétrole brut est problématique pour plusieurs raisons : la méthode n'a pas été conçue pour les pétroles bruts, elle peut être modifiée par l'opérateur ou en fonction du type d'échantillon, et aucune corrélation générale ne peut être établie entre les résultats des analyses sur le terrain et les concentrations réelles de H₂S dans la phase vapeur des réservoirs de stockage ou de transport. Il faut accorder une attention particulière à la collecte d'échantillons et à la période de l'analyse. Les bouteilles d'échantillonnage doivent être complètement remplies, et l'analyse doit être réalisée dans les quatre heures suivant l'échantillonnage en raison de la volatilité du H₂S et du risque de perte en H₂S pendant le stockage et la manipulation.

Un exemple d'incohérence entre les résultats dans les conditions d'essai et les résultats dans les conditions de terrain a été observé à un terminal ferroviaire où l'on charge du bitume et du SYNBIT. La concentration de H₂S dans la phase vapeur a été mesurée selon la méthode ASTM D5705 à 60 °C. Or, le bitume est chargé dans les wagons à 90 °C, de sorte que la concentration pendant le chargement est probablement plus élevée que ce qu'indiquent les résultats de la méthode ASTM D5705. En fait, les détecteurs de H₂S de l'opérateur ont émis une alarme (seuil de détection = 10 ppm) pendant le chargement. Dans de tels cas, la procédure exige que le personnel se tienne à une distance sécuritaire durant le chargement. Toutefois, durant le chargement de SYNBIT, les détecteurs de H₂S n'ont émis aucune alarme; la concentration de H₂S dans la phase vapeur, selon la méthode ASTM D5705 effectuée à 60 °C, était pourtant de 2 000 ppm.

On a également observé que le bitume n'était pas réglementé en tant que marchandise dangereuse, bien que le danger d'inhalation de matières toxiques dans les conditions de transport

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

soit bien réel. Ce danger est d'ailleurs reconnu par le producteur, comme l'indique la fiche signalétique (FS) fournie.

Les limites de la méthode ASTM D5705 et les résultats décrits ci-dessus font ressortir le besoin de mettre au point une méthode de mesure du H₂S dans la phase vapeur adaptée aux fins visées et qui aurait la capacité de contrôler les variables influant sur la libération de H₂S (méthode d'échantillonnage, température, rapport V/L et agitation). Idéalement, une méthode de mesure du H₂S dans la phase vapeur établirait une seule condition limite en termes de température et d'espace vide. La mesure du H₂S dans la phase vapeur à l'aide de techniques d'échantillonnage appropriées, de même que des conditions de température et d'espace vide dans la plage normalement observée pendant les activités d'exploitation et de transport, donnerait une meilleure évaluation du risque. La mise au point d'une méthode et le fait de connaître les concentrations de H₂S dans la phase vapeur renseigneraient les organismes de réglementation et guideraient l'établissement des seuils visant le H₂S. Les conditions d'analyse pourraient alors être précisées dans la réglementation.

L'interprétation erronée des termes « non sulfureux » et « sulfureux » peut causer de la confusion sur le danger lié à l'inhalation de pétrole brut et mener à sous-estimer ce danger. Les concentrations de H₂S dans la phase vapeur étaient fortes dans certains pétroles non sulfureux et faibles dans certains pétroles sulfureux.

Une approche prudente pour la détermination du danger posé par le H₂S serait d'exiger une classification secondaire des échantillons contenant une concentration de H₂S dans la phase vapeur supérieure au seuil établi par Transports Canada. Une telle classification indiquerait que la phase vapeur contient potentiellement des quantités toxiques de H₂S.

L'attribution d'un groupe d'emballage aux termes de la partie 2 du Règlement sur le TMD est fondée sur le point d'éclair et le PIE. Le point d'éclair de tous les échantillons étant égal ou inférieur à -30 °C, il ne constitue pas un critère permettant de différencier les échantillons. La distinction des pétroles et leur attribution à un groupe d'emballage reposent donc sur le PIE. Le groupe d'emballage attribué dépendait de la méthode choisie pour déterminer le PIE. Ainsi, certains échantillons classés par la méthode ASTM D86 dans le groupe d'emballage II sont attribués au groupe d'emballage I selon la méthode de CG combinée. L'attribution exacte est cruciale, car elle a des incidences sur la manutention et l'élaboration des plans de sûreté et de sécurité ainsi que sur la communication de renseignements aux intervenants en cas d'urgence.

Deux échantillons satisfaisaient à la définition de « gaz » figurant dans la partie 1 du Règlement sur le TMD : matière qui, à 50 °C, exerce une pression de vapeur supérieure à 300 kPa et qui est en solution de sorte que, lorsqu'elle est emballée pour le transport, elle est dissoute dans un

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

solvant. Dans un pétrole brut, le pétrole est considéré être le solvant. Dans un cas, la valeur élevée de la pression de vapeur s'expliquait par un mauvais choix du point de prélèvement, qui a fait en sorte que l'échantillon n'était pas représentatif du produit transporté. Dans un autre cas, la pression de vapeur élevée était due aux conditions dans le traicteur et à la température ambiante lors de l'échantillonnage. Les pressions de vapeur obtenues correspondent aux données de composition et aux RGP obtenus pour ces échantillons. L'attribution d'une classe de danger subsidiaire à la classe 2 pourrait ne pas être justifiée pour la plupart des pétroles bruts mais, puisqu'un échantillon transporté par camion satisfaisait aux exigences, la possibilité ne doit pas être écartée. Cet échantillon représentait 1,5 % de tous les échantillons recueillis et 4 % de tous les pétroles légers. Ces pourcentages peuvent sembler faibles mais, s'ils sont représentatifs du produit transporté, ce qui est préoccupant. L'échantillon est transporté par camion, ce qui soulève des questions quant à l'accumulation de pression de vapeur dans la citerne et à la possibilité d'émissions fugitives. La capacité de mesurer la pression de vapeur sur le terrain permettrait aux opérateurs de modifier les conditions du parc de stockage de manière à réduire la pression de vapeur avant le transport.

Que les pétroles bruts soient considérés comme des gaz ou non, ils produisent des vapeurs inflammables, comme l'ont montré les échantillons, qui renfermaient tous des gaz qui se sont évaporés. La composition du gaz évaporé des analyses du RGP a été utilisée dans les calculs prévus par la norme ISO 10156 pour déterminer si la phase vapeur était inflammable. Hormis un cas, le gaz pur évaporé (100 % dans l'air) de tous les échantillons était inflammable. Tous les gaz évaporés présentaient également une plage d'inflammabilité dans l'air d'au moins 12 points de pourcentage, répondant ainsi à la définition de « gaz inflammable » (classe 2.1) de la norme ISO 10156 et de la partie 2 du Règlement sur le TMD. La norme ISO 10156 comporte certaines limites dans l'évaluation de l'inflammabilité de la phase vapeur des échantillons de pétrole brut : elle ne précise pas si elle est applicable à ce type d'échantillon, elle ne détermine pas les limites ou les plages d'inflammabilité des mélanges gazeux, et elle ne précise aucune quantité de gaz évaporé produit. Les travaux futurs doivent mettre l'accent sur la détermination de la composition de la phase vapeur selon des volumes vides et des températures bien précis, et utiliser les valeurs obtenues pour déterminer les limites supérieure et inférieure d'inflammabilité. Ils doivent également envisager le prélèvement d'échantillons dans l'espace vide des citernes et des wagons pour permettre la comparaison entre les données obtenues sur le terrain et celles obtenues en laboratoire.

Le type d'échantillon prélevé présentait deux lacunes. La première est observée aux installations de transbordement, où les wagons peuvent être remplis soit d'un seul produit, soit d'un mélange de produits. La mise en mélange des produits a lieu dans le wagon. Le seul point d'échantillonnage possible était entre le poste de mesure et le wagon, ce qui signifie que seules les sources, et non les mélanges, pouvaient être échantillonnés. Le protocole d'échantillonnage

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

précise que le prélèvement doit être effectué au point le plus rapproché du point de chargement aux fins du transport, afin que les échantillons soient représentatifs du produit transporté. Dans ce cas, les échantillons prélevés étaient similaires, mais non identiques, au produit transporté dans le wagon. La seconde lacune concernait les émulsions. Les émulsions de pétrole brut sont fréquemment transportées sur de courtes distances depuis une tête de puits ou un parc de stockage vers un autre parc de stockage où elles sont nettoyées et traitées. La quasi-totalité des émulsions de pétrole brut est transportée par camion, et seule une faible portion est transportée par oléoduc.

Un autre élément à considérer par Transports Canada est l'exactitude de la FS du pétrole brut transporté. La FS est souvent la seule source de renseignements aux fins de classification du pétrole brut, et les données d'analyse peuvent ne pas être à jour. Il n'est pas non plus certain que les expéditeurs vérifient les valeurs indiquées sur la FS. Il serait utile que Transports Canada compare la classification des marchandises dangereuses selon la FS de tous les échantillons à celle qui est fondée sur les résultats d'analyse pour repérer tout écart. Pour s'assurer que la FS et la classification du pétrole brut sont exactes et à jour, il faudrait procéder à une analyse à tous les points de transfert de la responsabilité (parc de stockage, camion, voie ferrée, installation de transbordement) à une fréquence suffisante. Les produits connus pourraient être analysés moins fréquemment (annuellement ou semestriellement), et la fréquence d'analyse pourrait être accrue si la composition du produit venait à changer en raison d'une nouvelle source, de nouvelles conditions de mélange ou de la saisonnalité.

10.2 Eau produite

Dix échantillons d'eau produite ont été prélevés dans les parcs de stockage et les usines de gaz de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan ayant également fait l'objet d'un échantillonnage de pétrole brut. Les échantillons d'eau produite ont été analysés aux fins de détermination de la composition de l'eau, d'évaluation des dangers possibles et de l'applicabilité du Règlement sur le TMD à l'eau produite.

Tous les échantillons d'eau produite contenaient des hydrocarbures selon la méthode ASTM D7678. La quantité d'hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) variait de 23 à 54 000 ppm. Le Règlement sur le TMD en vigueur définit un liquide inflammable d'après son point d'éclair et son PIE. Puisque les échantillons contenaient des hydrocarbures, il était possible qu'ils renferment du gaz susceptible d'évaporation et, par conséquent, qu'ils correspondent à la définition de liquide inflammable. Trois des échantillons ont produit un gaz évaporé d'après la méthode ASTM D93, laquelle n'est cependant pas conçue pour des échantillons non homogènes tels que l'eau produite, et on ignore comment la présence de l'eau peut influencer sur le point d'éclair. Le PIE des échantillons d'eau produite n'a pas pu être déterminé par la méthode

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

ASTM D86, car cette dernière n'est pas adaptée aux échantillons renfermant de grandes quantités d'eau. Le PIE devrait donc être établi au moyen de la méthode de CG combinée (HPLIS ou D7900 et ASTM D7169), ce qui nécessiterait un échantillon assez grand pour assurer un volume de la couche d'hydrocarbures adéquat pour le sous-échantillonnage. Comme il est impossible de se fier au point d'éclair et à la méthode ASTM D86 pour ces types d'échantillons, les dispositions visant la classe 3 du Règlement sur le TMD, telles qu'elles sont actuellement formulées, ne sont pas applicables à l'eau produite.

La concentration de H₂S en solution et dans la phase vapeur de l'eau produite a été mesurée pour évaluer l'aspect sécuritaire de ces liquides, surtout pendant le transport. La méthode ASTM D5705 a servi à mesurer la concentration de H₂S dans la phase vapeur. Les problèmes de cette méthode qui ont été soulevés pour le pétrole brut s'appliquent également à l'eau produite, car la méthode n'a pas été conçue pour ce type d'échantillon, et aucune corrélation générale ne peut être établie entre les résultats des analyses sur le terrain et les concentrations réelles de H₂S dans la phase vapeur des réservoirs de stockage et de transport. Les quatre échantillons soumis aux deux analyses de détection du H₂S suivent une tendance où les échantillons à faibles concentrations de H₂S en solution présentent de faibles concentrations de H₂S dans la phase vapeur et où les échantillons à fortes concentrations de H₂S en solution présentent de fortes concentrations de H₂S dans la phase vapeur. Toutefois, comme il n'y a que quatre points de données, il est impossible de tirer des conclusions claires.

Le principal risque posé par les hydrocarbures et le H₂S présents dans l'eau produite découle de l'accumulation de ces substances dans l'espace vide dans un camion-citerne, lesquelles peuvent s'enflammer ou nuire à la santé. L'évaluation du risque potentiel nécessite des analyses visant à déterminer la concentration de H₂S et d'hydrocarbures dans la phase vapeur dans les conditions de transport. Il faut examiner le prélèvement des échantillons dans l'espace vide des camions-citernes et des wagons pour être en mesure de comparer les données de terrain aux données de laboratoire.

En guise d'approche prudente, Transports Canada voudra peut-être exiger l'ajout d'une mention telle que « l'espace vide peut contenir des vapeurs dangereuses ou inflammables » dans le cas de l'eau produite qui contient des concentrations de H₂S ou d'hydrocarbures supérieures au seuil établi par Transports Canada, accompagnée de mises en garde. Par exemple, une mise en garde telle que « ce matériel peut contenir ou libérer du H₂S. Dans un réservoir ou tout autre contenant fermé, des concentrations dangereuses de H₂S peuvent s'accumuler dans l'espace vide au-dessus du liquide » pourrait être ajoutée dans le cas du H₂S. Dans le cas des hydrocarbures, un énoncé possible serait « manipuler ce matériel comme s'il s'agissait d'un liquide inflammable. L'espace vide du réservoir doit toujours être considéré comme potentiellement inflammable. Il faut éviter

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

toute décharge d'électricité statique et toute source d'ignition lors du remplissage, du déchargement et de l'échantillonnage des réservoirs de stockage ».

10.3 Résumé

Pour résumer, à l'aide de contenants d'échantillonnage scellés et de méthodes de laboratoire modernes, nous avons déterminé les propriétés des pétroles bruts et des condensats canadiens, importantes du point de vue la classification aux fins du transport de marchandises dangereuses. Les échantillons étaient représentatifs de tous les principaux types de produits transportés par rail ou par route. Nous avons prélevé et analysé du bitume, du pétrole lourd, du pétrole lourd dilué, du DILBIT, du SYNBIT, du SYNBIT dilué, du pétrole léger, du pétrole moyen et des condensats. Les propriétés de l'eau produite ont également été caractérisées.

D'après les résultats, AITF formule les conclusions et recommandations suivantes :

Conclusions

- Les procédures d'échantillonnage recourant à un système pressurisé scellé qui maintient les échantillons en une seule phase éliminent la perte des fractions légères. Elles ont permis de s'assurer que la détermination en laboratoire était représentative du produit.
- Les procédures de laboratoire spécialisées et nouvellement mises au point par l'industrie utilisées dans la présente étude ont permis de s'assurer que les échantillons n'étaient pas compromis par des pertes par évaporation avant l'analyse. La différence entre les pressions de vapeur et les PIE ainsi obtenus et les valeurs établies par des analyses traditionnelles à partir d'échantillons prélevés dans des contenants traditionnels était évidente.
- La méthode la plus exacte pour déterminer le PIE des pétroles bruts et des échantillons contenant des fractions légères est la méthode de CG combinée où les données tirées de la méthode ASTM D8003 sont regroupées à celles de la méthode ASTM D7169. Les écarts entre les valeurs de PIE obtenues par la méthode ASTM D86 et par la méthode de CG combinée étaient suffisamment grands pour avoir une incidence sur l'attribution du groupe d'emballage.
- La pression de vapeur et le RGP sont de toute évidence influencés tant par la quantité des fractions légères que par la composition en fractions légères. À mesure que la concentration de fractions légères augmente, la pression de vapeur et le RGP augmentent aussi. Les hydrocarbures de la plage C1 à C4 exercent l'effet le plus prononcé, l'effet diminuant avec le nombre d'atomes de carbone.
- L'utilisation de la méthode ASTM D5705, bien qu'elle comporte certaines lacunes, fournit une mesure du H₂S présent dans la phase vapeur et, si elle est effectuée de

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

manière uniforme, il est possible de s'y fier pour attribuer une classe de danger subsidiaire. Une approche prudente consiste à attribuer une classe subsidiaire aux échantillons dont la concentration de H₂S dans la phase vapeur dépasse le seuil établi par Transports Canada. Une telle classification indiquerait que la phase vapeur contient potentiellement des quantités toxiques de H₂S.

- Deux échantillons satisfaisaient à la définition de « gaz » de la partie 1 du Règlement sur le TMD; toutefois, seul l'un d'entre eux était représentatif du produit transporté. Comme cet échantillon représentait 1,5 % de tous les échantillons prélevés et 4 % de tous les pétroles légers, la possibilité d'attribuer une classe de danger subsidiaire à la classe 2 devrait être étudiée davantage.
- Les pétroles bruts et les condensats produisent des vapeurs inflammables, comme l'ont démontré les échantillons, qui renfermaient tous du gaz évaporé. Le gaz pur évaporé (100 % dans l'air) observé dans les analyses du RGP (100 % dans l'air) de tous les échantillons, sauf un, était inflammable conformément aux résultats des calculs prévus par la norme ISO 10156. Chaque gaz évaporé présentait également une plage d'inflammabilité avec l'air d'au moins 12 points de pourcentage, ce qui correspond à la définition de « gaz inflammable » (classe 2.1) de la norme ISO 10156 et de la partie 2 du Règlement sur le TMD.
- L'utilisation de la norme ISO 10156 comporte certaines limites : en effet, la méthode ne précise pas qu'elle est applicable à la phase vapeur au-dessus du pétrole brut, elle ne détermine pas les limites ou les plages d'inflammabilité des mélanges gazeux, et elle ne précise aucune quantité de gaz évaporé produit.
- Comme il est impossible de se fier aux méthodes utilisées pour déterminer le point d'éclair et le PIE, les dispositions visant la classe 3 du Règlement sur le TMD, telles qu'elles sont actuellement formulées, peuvent ne pas être applicables à l'eau produite.
- La présence de H₂S a été confirmée dans tous les échantillons d'eau produite analysés.
- Les échantillons analysés pour le H₂S en solution et dans la phase vapeur suivent une tendance où les échantillons à faibles concentrations de H₂S en solution présentent de faibles concentrations de H₂S dans la phase vapeur et où les échantillons à fortes concentrations de H₂S en solution présentent de fortes concentrations de H₂S dans la phase vapeur. Toutefois, comme il n'y a que quatre points de données, il est impossible de tirer des conclusions claires.
- Le principal risque posé par les hydrocarbures et le H₂S présents dans l'eau produite découle de l'accumulation de ces substances dans l'espace vide d'un camion-citerne, lesquelles peuvent s'enflammer ou nuire à la santé.

Recommandations

Échantillonnage et analyse du pétrole brut pour Transports Canada – rapport final

Page 192 de 196

TRADUCTION DE LA VERSION OFFICIELLE

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

- Mener une campagne d'échantillonnage à l'été et l'automne pour déterminer les différences saisonnières dans la composition du pétrole brut et des condensats causées par les saisons. Des facteurs tels que la température ambiante pendant l'échantillonnage, les conditions de traitement dans les parcs de stockage et les spécifications des oléoducs peuvent influencer sur la teneur en fractions légères et la composition totale des échantillons.
- Les campagnes d'échantillonnage futures devraient comprendre le prélèvement de deux types d'échantillons additionnels :
 - des mélanges provenant des wagons aux installations de transbordement où la mise en mélange est effectuée dans les wagons (avec vérification de la FS fournie pour ces mélanges);
 - des émulsions de pétrole brut et d'eau. Les émulsions de pétrole brut sont fréquemment transportées sur de courtes distances depuis une tête de puits ou un parc de stockage vers un autre parc de stockage où elles sont nettoyées et traitées. La quasi-totalité des émulsions de pétrole brut est transportée par camion.
- La capacité de mesurer la pression de vapeur sur le terrain au moyen d'un équipement et de méthode normalisés permettrait aux opérateurs de modifier les conditions du parc de stockage de manière à réduire la pression de vapeur avant le transport.
- Il faut mettre au point une méthode de mesure du H₂S dans la phase vapeur qui est adaptée aux fins visées et qui a la capacité de contrôler les variables influant sur la libération de H₂S (méthode d'échantillonnage, température, rapport V/L et agitation). Idéalement, une méthode de mesure du H₂S dans la phase vapeur établirait une seule condition limite en termes de température et du volume vide. Les conditions de température et de volume vide précisées devraient se trouver dans la plage normalement observée pendant le transport.
- Les travaux futurs sur l'inflammabilité des vapeurs de pétrole brut doivent mettre l'accent sur la détermination de la composition de la phase vapeur selon des volumes vides et des températures bien précis, que ce soit par l'intermédiaire de la modélisation fondée sur une équation d'état ou d'expériences en laboratoire, et utiliser les valeurs obtenues pour déterminer les limites supérieure et inférieure d'inflammabilité. Il faut aussi examiner le prélèvement des échantillons dans l'espace vide des camions-citernes et des wagons pour être en mesure de comparer les données de terrain aux données de laboratoire.
- Pour tous les échantillons, il faut comparer la classification des marchandises dangereuses selon la FS à la classification fondée sur les résultats d'analyse pour repérer tout écart.
- L'évaluation du risque potentiel nécessite des analyses visant à déterminer la concentration de H₂S et d'hydrocarbures dans la phase vapeur dans les conditions de transport. Il faut examiner le prélèvement des échantillons dans l'espace vide des camions-citernes et des wagons pour pouvoir comparer les données de terrain aux données de laboratoire.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

- Il faut envisager de prélever un plus grand nombre d'échantillons d'eau produite.
- En guise d'approche prudente, Transports Canada voudra peut-être exiger l'ajout d'une mention telle que « l'espace vide peut contenir des vapeurs dangereuses ou inflammables » dans le cas de l'eau produite qui contient des concentrations de H₂S ou d'hydrocarbures supérieures au seuil établi par Transports Canada.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

11 Références

- API. (2014). *API RP 3000: Classifying and Loading of Crude Oil into Rail Tank Cars*. Washington DC: American Petroleum Institute.
- Blackmore, T. M. (2014). *Light Ends Composition in Dilbit and Conventional Crudes*. Edmonton: Omnicon Consultants Inc.
- Canadian Trucking Alliance. (2013, November 26). *CTA Issues White Paper on Transportation of Dangerous Goods by Truck*. Consulté le 27 mai 2015, à partir du site Web de l'Alliance canadienne du camionnage :
<http://member.cantruck.ca/imispublic/Home2/AM/ContentManagerNet/ContentDisplay.aspx?Section=Home2&ContentID=13211>
- CAPP. (2014). *Canadian Crude Oil Production by Major Fields*. Calgary: Canadian Association of Petroleum Producers.
- CAPP. (2014). *Crude Oil Forecast, Markets & Transportation*. Calgary: CAPP.
- CAPP. (2014). *Transporting Crude by Rail in Canada*. Calgary: Canadian Association of Petroleum Producers.
- CCQTA. (2014, 05 23). *Analytical Methods*. Consulté le 21 avril 2015, à partir du site Web de la Canadian Crude Quality Technical Association :
http://www.ccqta.com/methods.php?analytical_id=19
- Crude Oil Quality Association. (2003). *Water Measurement Subcommittee Final Discussion Paper*. COQA.
- ISO. (2010). *ISO 10156 : 2010 Gaz et mélanges - Détermination du potentiel d'inflammabilité et d'oxydation pour le choix des raccords de sortie de robinets*. Suisse : Organisation internationale de normalisation.
- Lywood, W. et Murray, D. (2012). *H2S in Crude Measurement Report*. Edmonton: Canadian Crude Quality Technical Association.
- Pedersen, K., Thomassen, P. et Fredenslund, A. (1989). Characterization of gas condensate mixtures. *Advances in Thermodynamics*, 137-152.

ANNEX B - RAPPORT AITF (FR)

Ricciotti, L. (2013, February 18). *Railcars and trucks make a comeback as methods for shipping oil*. Consulté le 20 avril 2015, à partir de l'Alberta Oil Magazine :

<http://www.albertaoilmagazine.com/2013/02/railcars-trucks-make-oil-comeback/>

White, E. et Montemayor, R. G. (2013). *The Practice of Flash Point Determination: A Laboratory Resource*. West Conshohocken: ASTM International.

CAPP. *Canadian Crude Oil Production by Major Fields*; Table 3.8a; June 2014

J.N. Fox, M.P.B. Nicolas: *Oil in Manitoba: Exploration, production, reserves and revenues*; Manitoba Innovation, Energy and Mines Mineral Resources Division; APEGM Profession Development Seminar; December 5, 2012

M. Yurowski: *Saskatchewan Oil – Hot Plays*; *Saskatchewan Geological Survey*, Saskatchewan Ministry of Energy and Resources; April 18, 2012

Alberta Energy Regulator. ST98-2014; *Alberta's Energy Reserves 2013 and Supply/Demand Outlook 2014-2023*

Alberta Government. *Alberta Oil & Gas Industry Quarterly Update; Winter 2013*

Alberta Government, *Dangerous Goods, Vehicle and Rail Safety Branch. A Technical Publication from the Co-ordination and Information Centre: Transportation of Sour Water and Sour Crude Oil*; November 2012

Janicki, E. (2013): *Conventional oil pools of northeastern British Columbia*; BC Ministry of Natural Gas Development, Petroleum Geology Open File 2013-2, 222 pages.

B.C. Oil and Gas Commission. *Energy Briefing Note: The Ultimate Potential for Unconventional Petroleum from the Montney Formation in British Columbia*; November 2013

www.crudemonitor.ca