



جامعة محمد خيضر
بسكرة

Université Mohamed Khieder – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie Mécanique
Filière : Génie mécanique
Option : Transport et Distribution des Hydrocarbures

Réf :

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme de :
MASTER

Thème

**DETECTION DE LA NATURE DU
FLUIDE SANS ARRET DU
TRANSPORT**

Présenté par : Mlle : **LACHEKHAB Moufida**

Soutenu le 04 Juin 2017

Devant le jury composé de :

| | | | |
|---------------------------|-------------------|------------------|---------------------|
| Abdelhafid. BRIMA | Professeur | Encadreur | Univ. Biskra |
| Abdelhafid. MOUMMI | Professeur | Président | Univ. Biskra |
| Taher. MASRI | M.A.A | Examineur | Univ. Biskra |

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail ;

*A ma mère qui ne peut s'empêcher de s'inquiéter pour
mon avenir et qui m'a donné le goût des études ;*

*A mon oncle Abed Alah, et ma tante Lynd et
à mes sœurs Farida et Nisserine qui m'offrent la force
de continuer et dessinent toujours le sourire dans ma
vie.*

A toute ma famille

A mes chères amies Ommeyma et Afaf.

*Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé,
qui étaient à mes côtés ; et qui m'ont accompagnaient
durant mon chemin d'étude.*

REMERCIEMENTS

« Merci mon dieu d'être toujours au près de moi »

Mes remerciements les plus sincères vont à mon encadreur Pr Abdelhafid BRIMA qui m'a dirigé et qui a été à la hauteur de sa noble tâche.

*Je tiens aussi à remercier profondément tout
mes collègues de SONATRACH :*

Mr. Abed El Hamid.CHETTOUH.

Messieurs : Zitoun. SAHBI, Rabah. BERRAH et Nacer.BEN SEGANE.

Et tous les travailleurs de la Division Exploration ;

*Sans oublier Pr : LADJEL Segni ; directeur de laboratoire de génie des
procédés à l'Université d'Ouargla.*

*Et avec immense plaisir que je présente mes vives gratitudees
à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la continuation de mes
études pratiques.*

Je à remercier également ;

*Les membres du jury Pr Abdelhafid. MOUMI et Mr Taher. MASRI pour
l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant l'évaluation
de mon travail.*

*Enfinement, je remercie tous les enseignants de «DÉPARTEMENT DE
GENIE MECANIQUE»*

Nombreuses sont les personnes que je n'ai pas cité.

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TEBLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS

GLOSSAIRE

| | |
|----------------------------|----------|
| INTRODUCTION :..... | i |
|----------------------------|----------|

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

Chapitre I / Généralités sur les hydrocarbures et leur transport

| | |
|--|-----------|
| I.1.Introduction :..... | 1 |
| I.2. Notions sur la formation des hydrocarbures :..... | 1 |
| I.2.a. Formation du kérogène: | 1 |
| I.2.b. Formation de l'huile et du gaz: | 4 |
| I.3. Les pièges géologiques : | 5 |
| I.3.a. Formation des pièges : | 5 |
| I.3.b. Les Formes des pièges : | 7 |
| I.4. Les opérations : d'exploration, de production et de transport:..... | 10 |
| I.4.a. Historique : | 10 |
| I.4.b. Les opérations de séismologie :..... | 11 |
| I.4.c. Les opérations de Forage : | 12 |
| I.4.d. Les opérations de Production : | 13 |
| I.4.e. Les opérations de Stockage et de transport : | 14 |
| I.5. Conclusion :..... | 17 |
| Références :..... | 18 |

Chapitre II / Aperçu sur les hydrates et leur formation

| | |
|---|-----------|
| II.1. Introduction:..... | 19 |
| II.2. Notions sur les hydrates :..... | 19 |
| II.3. Conditions de formation :..... | 21 |
| II.4. Géométrie des hydrates et leur prévention : | 27 |
| II.4.a. La géométrie des hydrates : | 27 |
| II.4.b. Prévention des hydrates : | 29 |
| II.5. Problèmes rencontrés par les hydrates :..... | 30 |
| II.5.1. Au cours de production des hydrocarbures :..... | 30 |

SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| II.5.2. Au cours de Transport des hydrocarbures :..... | 31 |
| II.6. Conclusion :..... | 33 |
| Référence :..... | 34 |
| <i>Chapitre III / Détection de la nature des fluides indésirables</i> | |
| III.1. Introduction :..... | 35 |
| III.2. Limitation de point de vue de la prévention des hydrates :..... | 35 |
| II.3. Quelques recherches dans le domaine des hydrates : | 35 |
| III.4. Problématique :..... | 40 |
| III.5. Investigation sur la source du problème :..... | 40 |
| III.5.a. Composition des gaz dans quelques pays du monde :..... | 40 |
| III.5.b. Formation des gaz à partir de la dégradation biochimique de la matière organique :..... | 41 |
| III.5.c. Piégeage des gaz après leur impulsion de la roche mère vers le piège géologique..... | 41 |
| III.5.d. Toxicité des gaz après les opérations de la production assistée (injection d'eau) ou les opérations de stimulation :..... | 42 |
| III.6. Propositions préventives (les systèmes de détection proposé) et discussion des résultats des analyses de laboratoire : (partie pratique) :..... | 44 |
| III.6.a. Propositions préventives : (Les systèmes de détection) :..... | 44 |
| III.6.b. Discussion des résultats de laboratoire :..... | 48 |
| III.7. Quelques solutions utiles :..... | 53 |
| III.7.a. Les inhibiteurs chimiques:..... | 53 |
| III.7. b. Les inhibiteurs thermodynamiques :..... | 55 |
| III.7. c. L'inhibition par adsorption :..... | 56 |
| III.7. d. Prévention thermique active :..... | 57 |
| III.8. Méthodes curatives:..... | 58 |
| III.9. Conclusion :..... | 59 |
| Références :..... | 60 |
| <i>CONCLUSION GENERALE</i> | 61 |
| <i>RECOMMANDATIONS</i> | 62 |
| <i>RESUME</i> | |

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

Chapitre I / Généralités sur les hydrocarbures et leur transport

| | | |
|-----------------|---|-----------|
| Fig I-01 | Les deux formes de décomposition de la matière organique | 2 |
| Fig I-02 | Exemples des sources de la matière organique marine | 2 |
| Fig I-03 | Schéma explicatif de la position du kérogène dans une roche mère..... | 3 |
| Fig I-04 | Exemples réels des roches mères..... | 3 |
| Fig I-05 | Schéma représentatif de pyrolyse et de la formation des hydrocarbures.. | 5 |
| Fig I-06 | Schéma représentatif des étapes de formation des pièges des hydrocarbures..... | 6 |
| Fig I-07 | Schéma représentatif de l'impulsion à partir de la roche mère..... | 6 |
| Fig I-08 | Schémas représentatifs des formes des pièges des hydrocarbures | 7 |
| Fig I-09 | Schémas représentatifs des pièges des hydrocarbures..... | 9 |
| Fig I-10 | Schémas représentatifs de principe de la sismique des réservoirs (On-shore et Off-shore)..... | 11 |
| Fig I-11 | Des photos réelles de l'analyse et d'interprétation du logiciel de la sismique des réservoirs | 12 |
| Fig I-12 | Schématisation de la plateforme de forage et leur instrumentation | 12 |
| Fig I-13 | Photo d'une tête de puits et ses accessoires..... | 13 |
| Fig I-14 | Quelques exemples des réservoirs de stockage des hydrocarbures..... | 14 |
| Fig I-15 | Quelques exemples des moyens de transport des hydrocarbures..... | 15 |
| Fig I-16 | Organigramme récapitulatif des différentes opérations dans le domaine des hydrocarbures..... | 16 |

LISTE DES FIGURES

Chapitre II / Aperçu sur les hydrates et leur formation

| | | |
|-----------------|---|-----------|
| FigII-01 | Schématisation de structure des hydrates..... | 20 |
| FigII-02 | Photos réelle des hydrates récupérés durant le transport..... | 20 |
| FigII-03 | Les conditions de formation des hydrates (triangle des hydrates)..... | 21 |
| FigII-04 | Les domaines d'existence des différentes phases d'un système Eau-Hydrocarbure..... | 23 |
| FigII-05 | Courbes Pression-Température de détermination de formation des hydrates..... | 24 |
| FigII-06 | Courbes Pression-Température de détermination de formation des hydrates cas de gaz avec une teneur en eau élevée..... | 25 |
| FigII-07 | Courbes Pression-Température de détermination de formation des hydrates cas de gaz avec une faible teneur en eau..... | 27 |
| FigII-08 | Récapitulatif des trois structures des hydrates..... | 28 |
| FigII-09 | Récapitulatif des méthodes de prévention contre les hydrates..... | 29 |
| FigII-10 | Photo de plateforme forage après le retour des équipements de slickligne vers la surface..... | 30 |
| FigII-11 | Photos de top drive après la coupure de slickligne | 31 |
| FigII-12 | Photos de bouchage causé par les hydrates dans une conduite de transport..... | 32 |
| FigII-13 | Photos d'un accident routier causé par l'explosion dans une conduite de transport à cause de bouchage par les hydrates..... | 32 |
| FigII-14 | Schématisation de bouchage qui provoque les fuites et les ruptures dans les conduites de transport..... | 33 |

LISTE DES FIGURES

Chapitre III : Détection de la nature des fluides indésirable

| | | |
|------------------|--|-----------|
| FigIII-01 | Photos de cristallisation des hydrates dans un réacteur agité..... | 36 |
| FigIII-02 | Photos réelle de carotte utilisée par Stern et al (1998)..... | 37 |
| FigIII-03 | Appareillage de Stern et al (1998)..... | 37 |
| FigIII-04 | Appareillage de Lysen (1995)..... | 38 |
| FigIII-05 | Appareillage de Peters..... | 39 |
| FigIII-06 | La composition volumique de gaz naturel de quelques gisements dans le monde..... | 42 |
| FigIII-07 | Stimulation de puits par fracturation hydraulique..... | 43 |
| FigIII-08 | Schéma explicatif de système de détection (Première proposition)..... | 44 |
| FigIII-09 | Chauffage électrique des pipelines | 45 |
| FigIII-10 | Schéma explicatif de système de détection (Première proposition)..... | 46 |
| FigIII-11 | Spectromètre IF..... | 49 |
| FigIII-12 | Mesure de CO ₂ (perturbation)..... | 50 |
| FigIII-13 | Pose d'échantillon..... | 50 |
| FigIII-14 | Résultat d'échantillonnage..... | 51 |
| FigIII-15 | Photo réelle de skid d'injection des alcools Cas de gaz lift | 54 |
| FigIII-16 | Schéma montrant l'effet des THI sur la courbe d'équilibre des hydrates | 54 |
| FigIII-17 | Diagramme d'utilisation des inhibiteurs thermodynamiques..... | 55 |
| FigIII-18 | Schéma montrant l'effet d'un agent anti agglomérant | 56 |
| FigIII-19 | photo réelle des différents types des tamis moléculaires | 57 |
| FigIII-20 | Un racleur passant dans un pipeline..... | 58 |

LISTE DES TABLEAUX

| <i>LISTE DES TABLEAUX</i> | | |
|--|--|-----------|
| <i>Chapitre III : Détection de la nature des fluides indésirables</i> | | |
| Tab III-01 | La composition volumique de gaz naturel de quelques gisements dans le monde..... | 40 |
| Tab III-02 | Récapitulatif de la composition volumique suivant la spectroscopie infrarouge..... | 52 |

LISTE DES ABREVEATIONS

| LISTE DES ABREVIATIONS | |
|-------------------------------|---|
| Abréviation | Signification |
| Sonatrach | Société nationale pour la recherche, la prospection, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures. |
| TRC | L'activité Transport par canalisation. |
| GPL | Gaz pétrolière liquéfié. |
| SC | Sale de contrôle. |
| SCADA | Un système d'acquisition et de contrôle de données. |
| GL | Gaz lift. |
| L_w | Liquid Water (eau liquide) |
| L_{hc} | Liquid hydrocarbon (hydrocarbure liquide) |
| H | hydrate |
| G | Gaz |

Glossaire

- **Pétrolier**

Domaine : Pétrole et gaz-Transports/Transport maritime. ♦ *Définition* : Navire-citerne affecté au transport de pétrole et des produits pétroliers.

Voir aussi : navire-citerne.

Équivalent étranger : crude carrier (pétrole brut), crude tanker (pétrole brut), oil tanker, product carrier (produits pétroliers), product tanker (produits pétroliers), tanker. Source : *Journal officiel* du 22 septembre 2000. [4]

- **Forage d'exploration**

♦ *Domaine* : Pétrole et gaz/Forage. ♦ *Définition* : Forage de reconnaissance sur une structure ou dans une région non encore forée.

♦ *Équivalent étranger* : wildcat. Source : *Journal officiel* du 22 septembre 2000. [4]

- **Appareil de forage**

♦ *Domaine* : Pétrole et gaz/Forage. ♦ *Définition* : Ensemble des installations de forage. ♦ *Équivalent étranger* : rig. Source : *Journal officiel* du 22 septembre 2000. [4]

- **Pipeline,**

♦ *Domaine* : Pétrole et gaz/Transport. ♦ *Définition* : Canalisation pour le transport des fluides. ♦ *Note* : 1. Les pipelines spécialisés peuvent être appelés oléoducs, gazoducs, etc. 2. On prononce [pipline].

♦ *Équivalent étranger* : pipeline. Source : *Journal officiel* du 22 septembre 2000. [4]

- **Pétrole brut**

Huile minérale existant à l'état naturel (avant raffinage et autre traitement), constituée essentiellement d'hydrocarbures.

Le pétrole brut peut être de nature paraffinique, asphaltique ou mixte selon la présence dans le résidu après distillation de paraffines, de bitumes ou d'un mélange des deux.

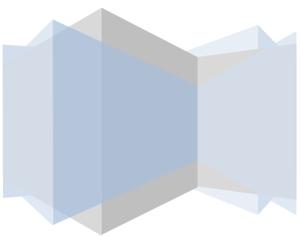
- **Gaz naturel**

Hydrocarbures gazeux (principalement du méthane) provenant de gisements souterrains et dont la production peut être associée à celle du pétrole brut.

Ce gaz est désigné comme « humide » ou « sec » suivant la proportion d'hydrocarbures facilement condensables qu'il contient. Ce terme s'applique également au gaz épuré.



Introduction générale



INTRODUCTION GENERALE

Les hydrocarbures ont une grande importance à l'échelle nationale ainsi qu'à l'échelle mondiale, et pour cela ce domaine connaît un développement continu et ouvre la porte pour la compétition entre les chercheurs et aussi entre les différentes sociétés pétrolières...

L'économie Algérienne se base sur les hydrocarbures, d'une manière indispensable et pour cela les efforts de notre pays consistent à améliorer ce domaine afin d'assurer l'acheminement des produits d'expédition suivant les normes exigés mondialement et selon les délais conventionnée sans oublier les conditions des débits, de pression et de température...

Le domaine des hydrocarbures connaît plusieurs problèmes dépends d'activité, des conditions opératoires et de nature des fluides elle-même ainsi que leurs origines.

Parmi les problèmes rencontrés en cour de production et de transport des hydrocarbures, il existe le problème d'hydrates. Ce problème provoque l'arrêt de transport par le bouchage des conduites ainsi que l'explosion des pipes due au bouchage qui provoque l'augmentation brusque et énorme des pressions des conduites ce qui engendre l'explosion. L'influence de tous ces problèmes est économiquement indésirable.

Les sites de production de gaz sont souvent très éloignés des centres de consommation. Le gaz est alors acheminé à l'aide de canalisation sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres. Pour cela il faut s'assurer un bon cheminement de gaz ; notre étude est une proposition d'implantation d'un système de détection afin de permettre l'intervention préventive pour éviter la formation d'hydrates. Mais avant d'entamer dans les propositions de détection il est nécessaire de prospector les processus de la formation des hydrocarbures jusqu'à l'activité de transport et pour cela on a choisi cette méthodologie d'examen et de prospection.

On pose les questions suivantes : Qu'est-ce qu'un hydrate ? Est ce qu'il y'a une méthode qui nous permette la prévention contre l'hydrates ? Comment protégeons-nous donc nos pipelines ? Quels sont les outils utilisés pour déceler l'hydrate ? Et on essaye de répondre sur ces questions dans les chapitres qui suivent :

La première partie théorique. Elle comporte deux chapitres, le premier présente le passage

de l'origine des hydrocarbures jusqu'aux leurs transport. Le deuxième chapitre est consacré à citer les problèmes de transport ainsi que les propriétés des hydrocarbures suivant les normes mondiales ainsi que l'origine des problèmes des bouchages ,parmi ses origines on se base sur l'hydrate qui provoquent des véritables problèmes quelle que soit le domaine de production, forage, exploitation, transport...

Les problèmes des hydrates peuvent être minimisés ou bien éliminés dans le cas d'un système de détection d'une phase d'eau libre qui est la phase préalable avant que les hydrates se forment.

La deuxième partie est pratique. Elle comporte le troisième chapitre un système de détection sera présenté avec des techniques d'identification de nature des fluides indésirables dans les conduites. A l'aide des échantillons traités par le système (spectrométrie infra rouge) on peut identifier et confirmer la nature des fluides détectés par le système de détection.

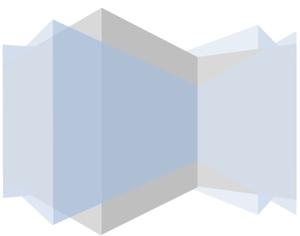
La détection de nature de fluide indésirable dans les collectes permet d'intervenir dans les brefs délais et éviter tout arrêt brusque dans n'importe qu'elle domaine (production, transport, etc.) et aussi nous donne la meilleure solution par l'injection des alcools ou le chauffage etc. Ces méthodes seront définir dans ce chapitre ainsi que les méthodes curatives.

Notre travail se termine par une conclusion générale et les recommandations proposées.



Chapitre I

Généralités sur les hydrocarbures et leur transport



Chapitre I / Généralités sur les hydrocarbures et leur transport

I.1.Introduction

Les hydrocarbures ont une grande importance à l'échelle nationale ainsi qu'à l'échelle mondiale, et pour cela ce domaine connaît un développement continu et ouvre la porte pour la compétition entre les chercheurs et aussi entre les différentes sociétés pétrolières...

Dans ce chapitre on se base sur les informations nécessaires pour la bonne connaissance des phénomènes de notre étude, ces informations sont des généralités et des définitions des principaux produits à traiter exemple : pétrole brute, gaz naturel, etc. et leur long voyage de la construction naturelle sous terre jusqu'à la surface et depuis les zones de production vers les raffineries ou pour les terminaux d'expédition.

I.2. Notions sur la formation des hydrocarbures

L'étude de la formation des hydrocarbures nous fait savoir que les caractéristiques des produits des hydrocarbures sont en fonction de plusieurs paramètres (nature de matière organique primaire, milieu d'enfouissement, et répartition des pièges géologiques) et de leur composition chimique. On peut classer les différentes étapes de formation des hydrocarbures comme suit :

I.2.a. Formation du kérogène

La formation des hydrocarbures est l'aboutissement d'un long processus de **sédimentation** de la matière organique (plusieurs millions d'années).

Sur notre planète des organismes vivants meurent en permanence. Ces organismes sont composés pour l'essentiel de carbone, hydrogène, oxygène et azote sous forme de molécules complexes [1].

Ces organismes après la mort subissent plusieurs décompositions des molécules complexes en molécules plus simples (moins de 1 %) de la matière organique se dépose et est entraînée vers le fond des mers et océans suivant deux formes (voir la figure I-01 et I-02).

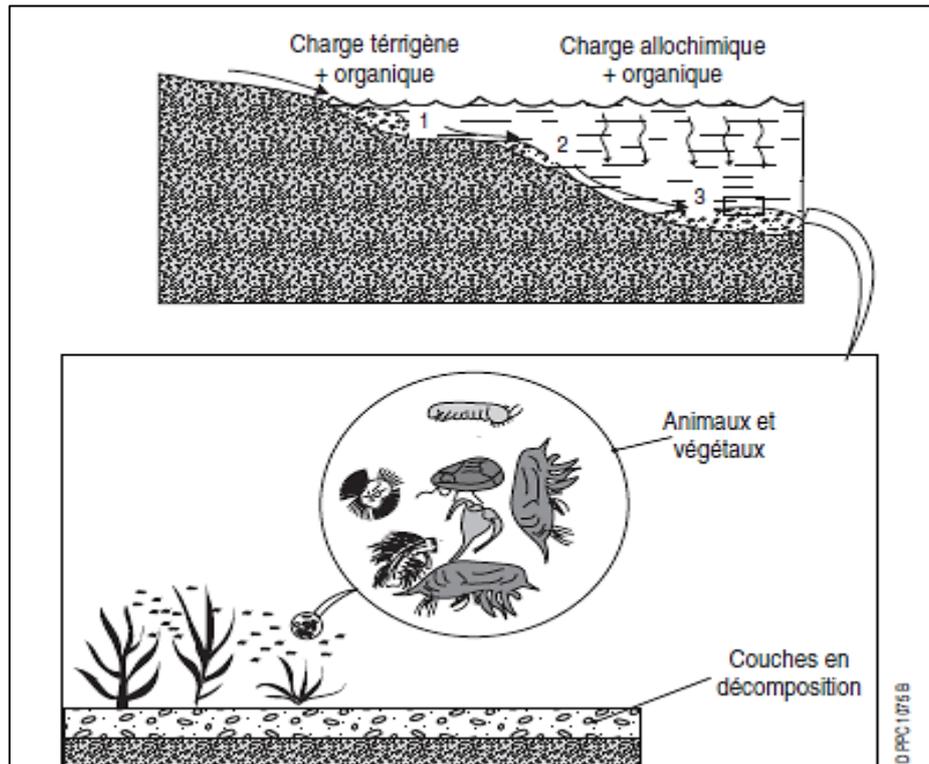


Figure I-01 : Les deux formes de décomposition de la matière organique [1].



Figure I- 02 : Exemples des sources de la matière organique marine [2].

Après la décomposition des matières organiques qui se trouvent dans des profondeurs où elles se subissent une transformation grâce à l'activité bactériennes et cette dernière sera active après la consommation de l'oxygène par l'oxydation d'une partie de la matière

organique ;(milieu pauvre d'oxygène) pour cela on l'appelle **milieu anaérobie** et les bactéries actives dans ses conditions sont appelées **bactéries anaérobies**.

Les bactéries anaérobies consomment l'oxygène et l'azote de la matière organique, alors le reste (essentiellement : Hydrogène et le carbone) subit des autres transformations ; cette consommation bactérienne est appelée– **transformation biochimique** – cette dernière offre une matière solide qui s'appelle **kérogène** sous forme de petits filets dans **la roche mère** (voir la figure I-03 et I-04).

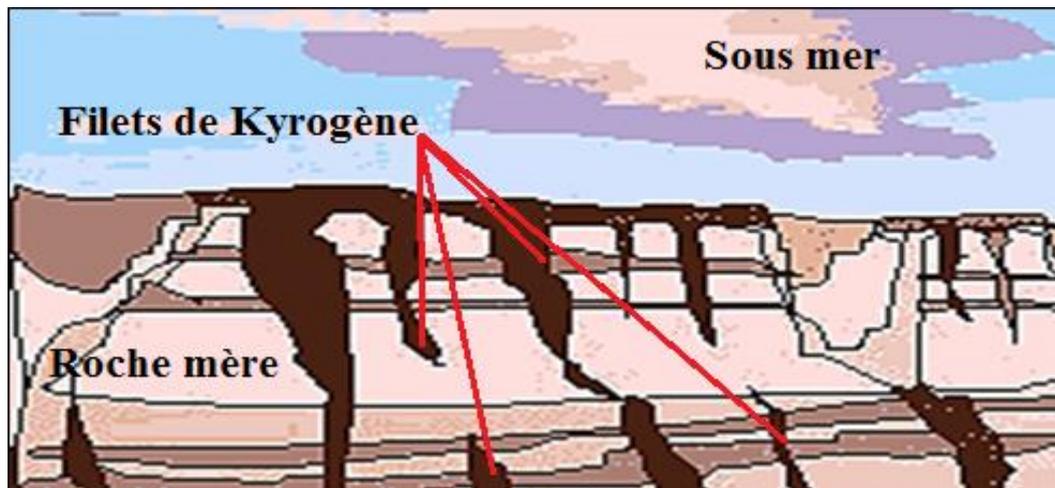


Figure I-03 : Schéma explicatif de la position du kérogène dans une roche mère [2].

Pour les roches mères, les plus connues et les plus existantes sont celles représentées ci-dessous :



Sandstone



Limestone

Figure I-04 : Exemples réels des roches mères [2].

Pour la formation des hydrocarbures, ils sont passés par des millions d'année.

Mais, Quesque ce passe aux atomes de carbone et des hydrogènes ?

Ils se réunissent pour la formation du gaz de méthane biochimique (produisé pendant une dégradation biochimique (CH_4)) suivant la réaction ci-dessous :



I.2.b. Formation de l'huile et du gaz

Le **kérogène** dans cette étape est soumis à des conditions de température et de pression résultantes de l'enfouissement sous terre et du mouvement de cette dernière, sans oublier le **gradient géothermique** en fonction de profondeur et avec ses conditions le kérogène subi une dégradation thermique (Phénomène de **pyrolyse**).

Il se produit le craquage du bitume en huiles (fenêtre à huile), puis en gaz (fenêtre à gaz), ... et si la cuisson continue, il n'y aura que du carbone (carbonisation) c'est la formation du **graphite**.

Sous la pression lithostatique, les hydrocarbures sont expulsés de la roche mère vers la roche-réservoir, c'est la migration primaire .Compte tenu de leur faible densité, ils remontent verticalement jusqu'à la couverture qui constitue une barrière de perméabilité (sels, argiles, mudstones).

Les hydrocarbures sont ensuite acheminés latéralement à travers les milieux poreux et perméables (roches réservoirs), c'est **la migration secondaire**. Deux cas de figures peuvent se présenter :

- 1- En absence de barrière de perméabilité latérale (piège), ces hydrocarbures remontent en surface et s'oxydent, c'est **la dismigration**.
- 2- En présence de pièges mais formés antérieurement à la migration (timing), les hydrocarbures s'accumulent et saturent le réservoir [3].

Dans ce cas l'apparition du pétrole et du gaz est favorable (Voir la figure I-05)

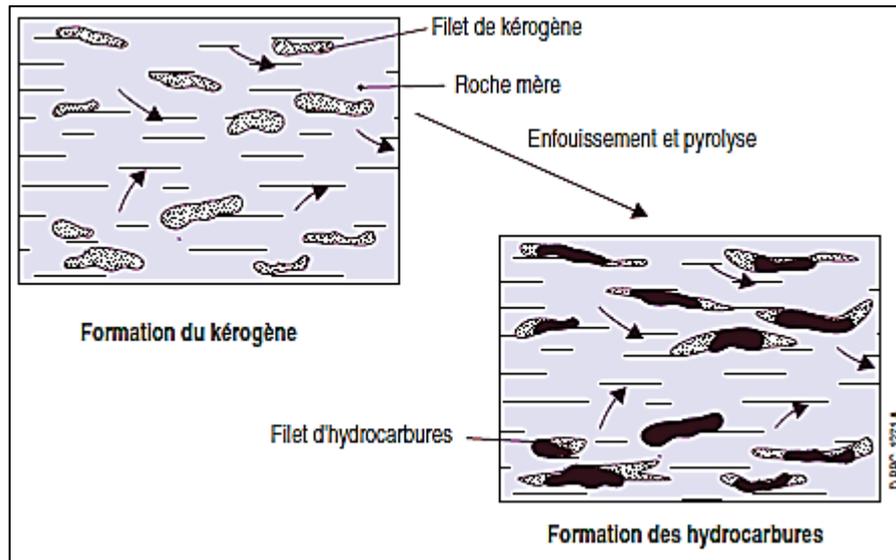


Figure I-05 : Schéma représentatif de pyrolyse et de la formation des hydrocarbures [1].

Maintenant la question qui se pose où on peut trouver ses formations ou bien ses pièges géologiques ?

I.3. Les pièges géologiques

La formation des pièges géologiques est généralement connue par trois grandes étapes qui offrent une multitude de formes de pièges selon les conditions et les lieux d'existence et de quasi-stabilité tectonique.

I.3.a. Formation des pièges

La formation des pièges est constituée de trois majoritaires étapes (voir la figure I-6)

- * La création d'huile (état brute).
- * La migration dans la roche réservoir.
- * La concentration dans les pièges.

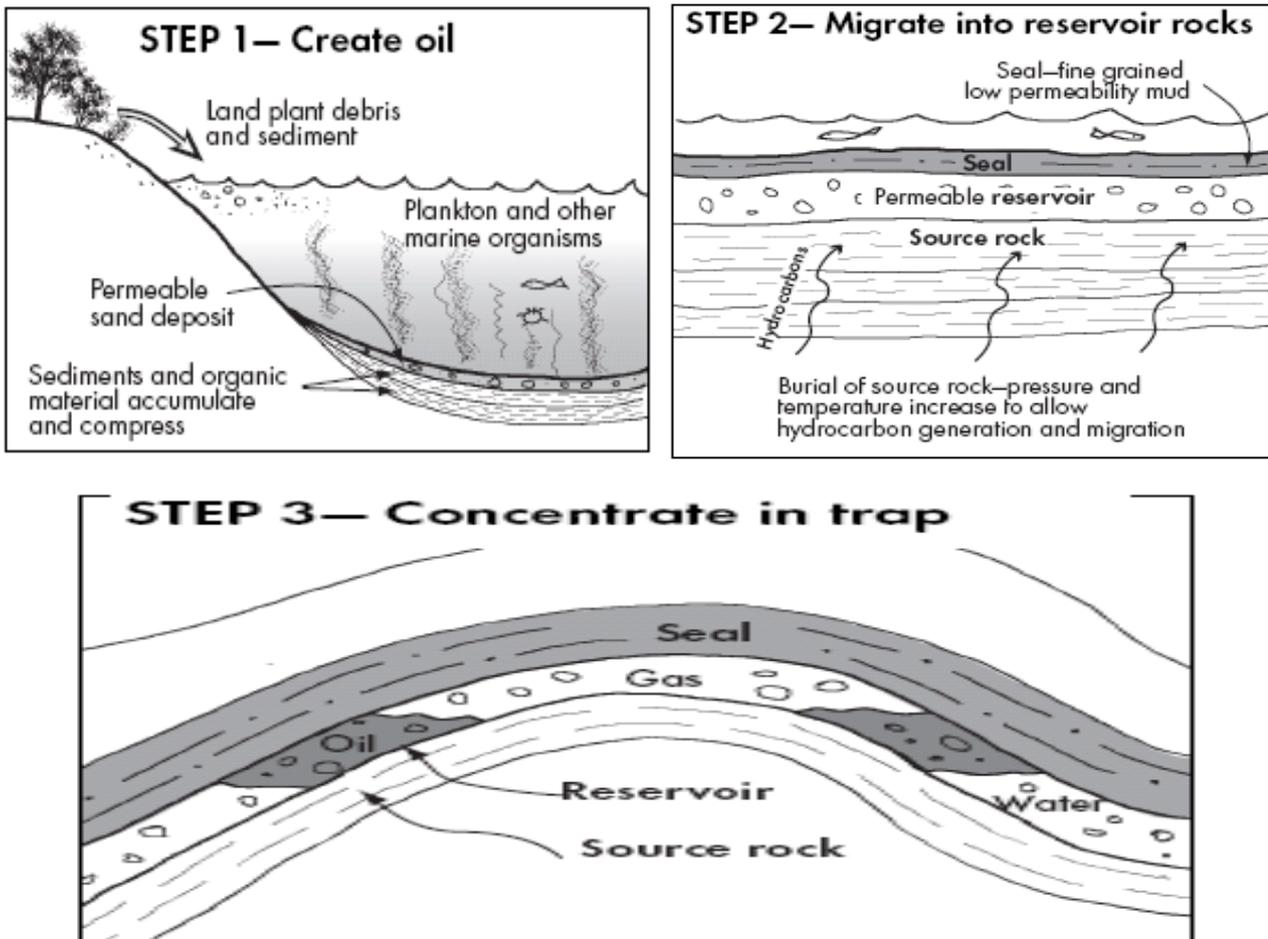


Figure I-06 : Schéma représentatif des étapes de formation des pièges des hydrocarbures [2].

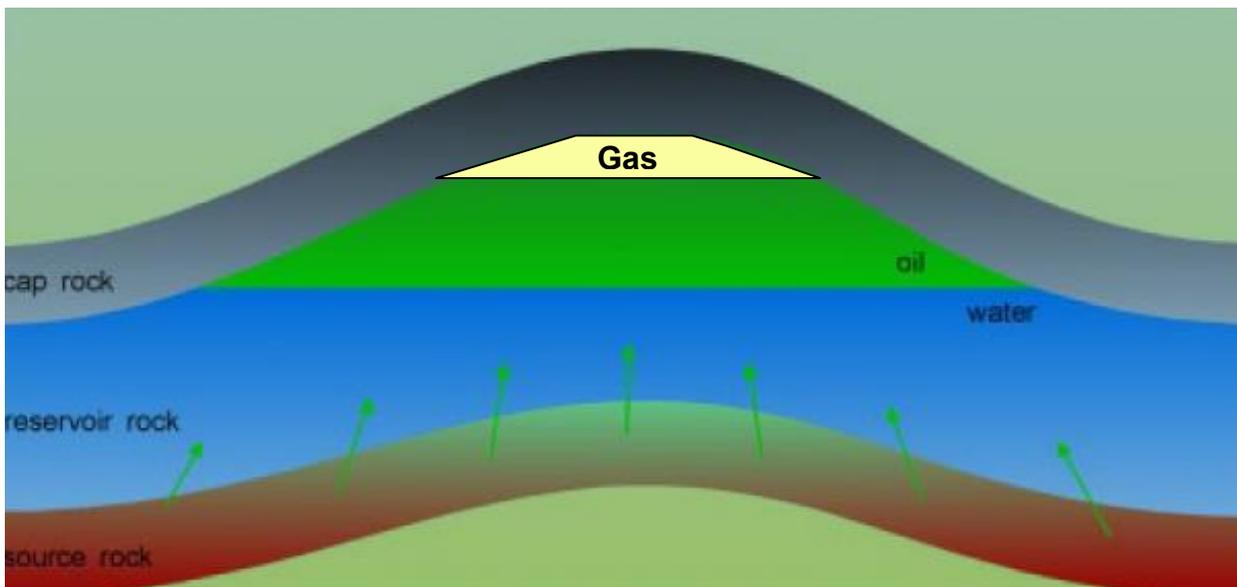


Figure I-07 : Schéma représentatif de l'impulsion à partir de la roche mère [3].

I.3.b. Les Formes des pièges

Parmi les différentes formes des pièges on a :

- ◆ Selon la forme de piège :

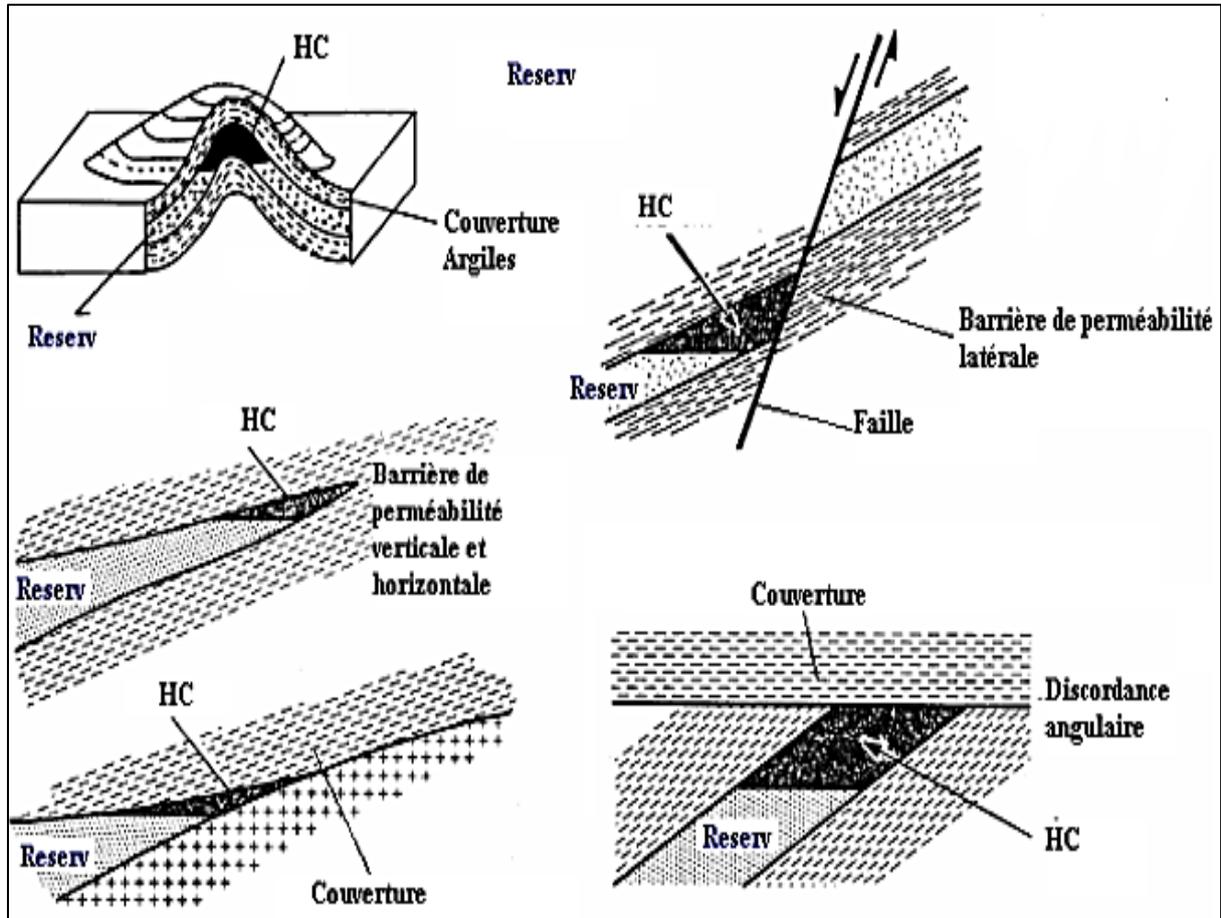
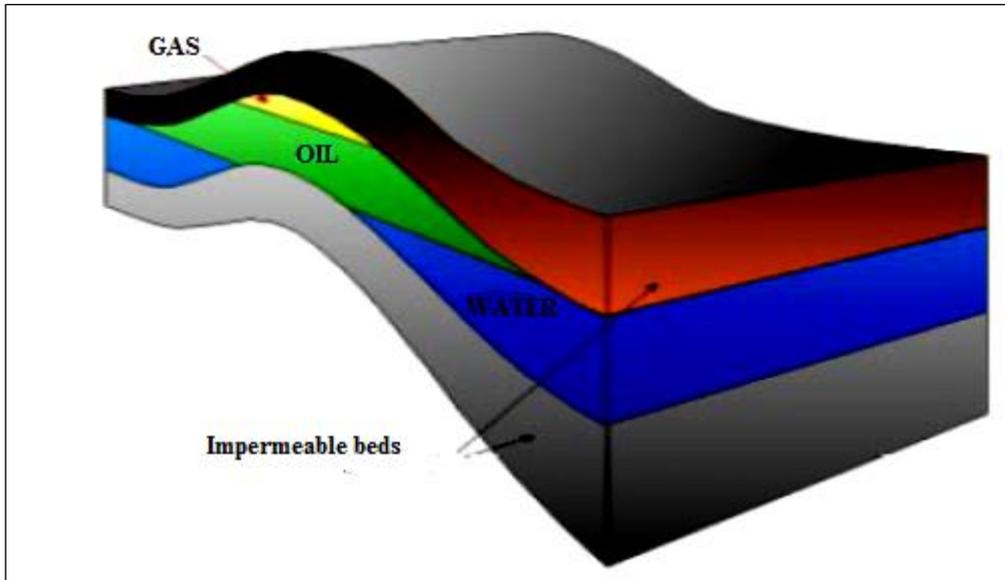
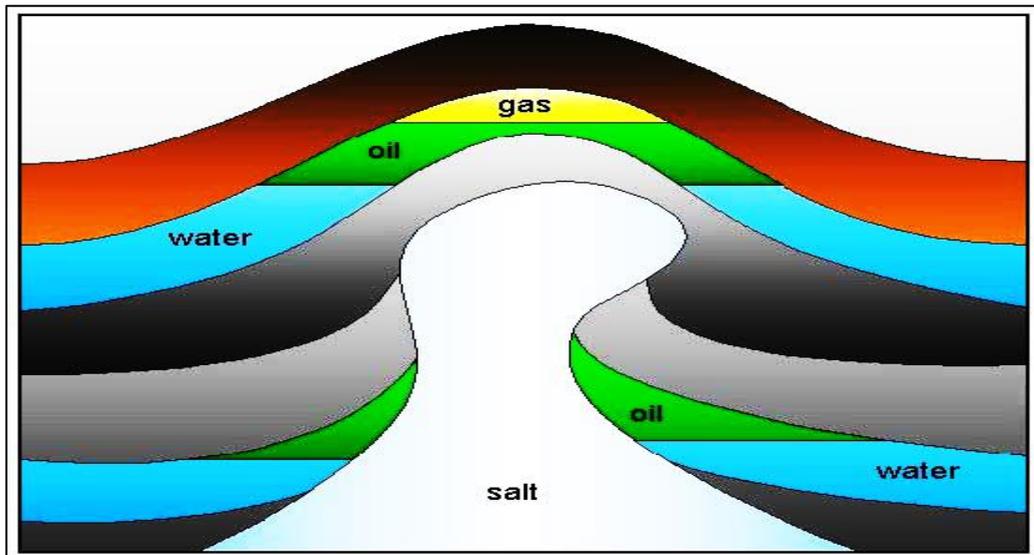


Figure I-08 : Schéma représentatif des formes des pièges des hydrocarbures [3].

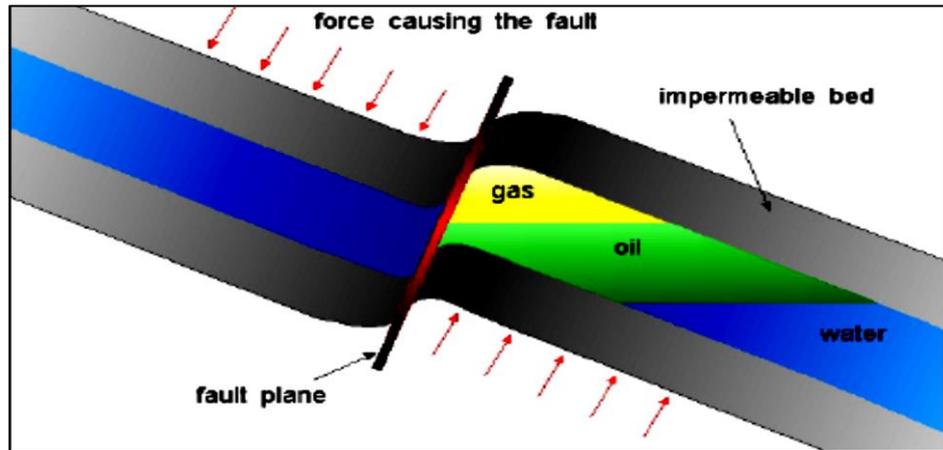
Selon leur existantes on a :



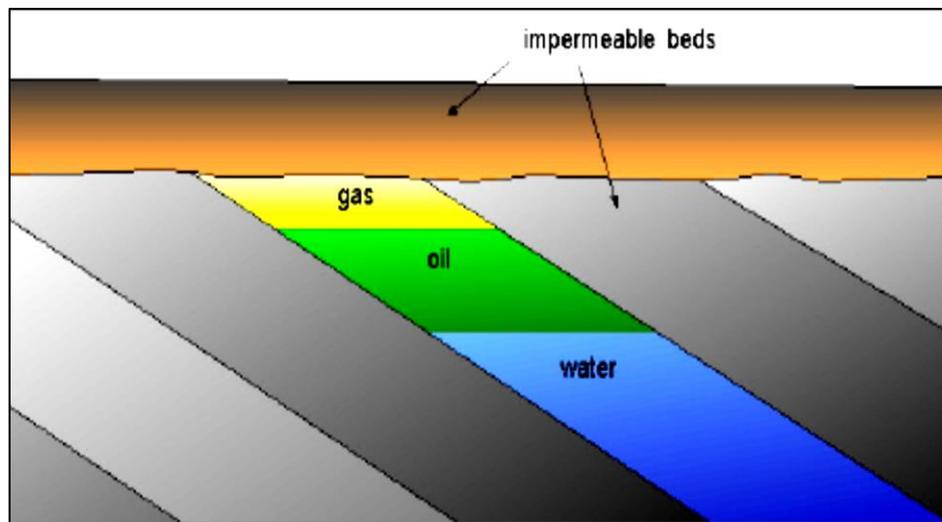
a-Forme anticlinale



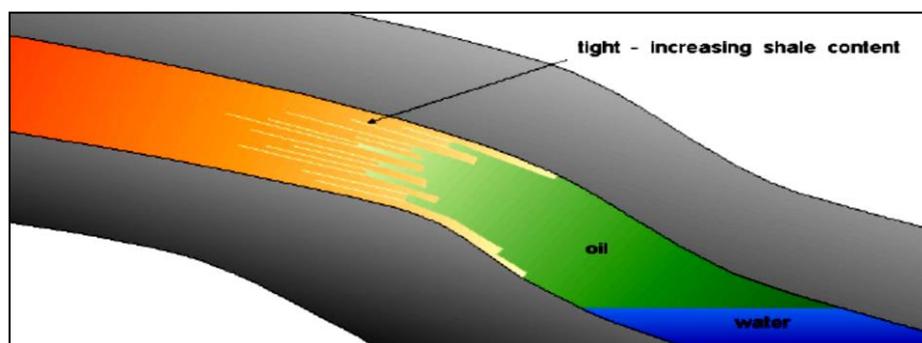
b-Forme d'un dôme du sel



c- Forme d'une faille



d- Forme discordance



e- Forme de lentille

Figure I-09 : Schémas représentatifs des pièges des hydrocarbures [3].

Notions de roches réservoirs

Toute roche pouvant contenir des fluides, est considérée comme **une roche réservoir** ou **une roche magasin**.

- Une roche est réservoir : elle est poreuse et perméable.

Ces deux paramètres permettent aux fluides de migrer en son sein et de s'accumuler.

- Exemples : les grès, les quartzites fracturées, la dolomie secondaire, les récifs...
- Les réservoirs carbonatés renferment plus de 60% des réserves mondiales d'huile et 40% de gaz (RoyNurmi*etal.*1997, B. Peachey, *Etal.* 2007, Shlumberger). Ils suscitent un intérêt particulier en raison de la découverte dans le moyen orient de grands champs pétroliers liés aux environnements carbonatés (Akbar M. *Etal.*, 2001). [3]
- La production actuelle des hydrocarbures liée aux réservoirs carbonatés représente près de 60% d'huile et 40% de gaz, au moyen oriental représente 70% de la production d'huile et 90% de gaz. [3]

Après la description de la formation des hydrocarbures et les pièges géologiques qui les contiennent, on a devant une situation de réalisation d'une recherche sur terrain afin de trouver ses pièges, alors on peut voir tout le détail dans le point suivant.

I.4. Les opérations : d'exploration, de production et de transport

I.4.a. Historique

L'exploitation du pétrole ne date pas d'hier. En effet, il y a 6 500 ans, les peuples de Mésopotamie (Irak actuel) récupéraient déjà le pétrole qui affleurait sous forme de bitume pour en faire un ciment en construction. Le bitume fut également utilisé jusqu'au 19ème siècle pour imperméabiliser les coques de navires. Et ces usages se sont rapidement multipliés (embaumement, médecine, guerre, éclairage...).

C'est au XIXème siècle avec l'invention des lampes à pétrole et des moteurs à combustion interne que le pétrole allait s'imposer comme une ressource indispensable capable de modifier les enjeux géopolitiques du monde.

Le premier puits de pétrole fût foré en 1847 à Bakou (bord de la mer Caspienne - Azerbaïdjan actuel) qui se couvrit ensuite de derricks tout comme les territoires américains où l'on avait découvert le nouvel or noir. [5]

Pour une implantation de forage correcte et rentable il existe plusieurs opérations de prospection : la séismologie, le forage, la diaggraphie, la production,...

I.4.b. Les opérations de séismologie

Cette technique consiste à envoyer des ondes séismiques à partir des sondes séismiques et faire le suivi de propagation de ses ondes par les géophones. (Voir la figure III-09).

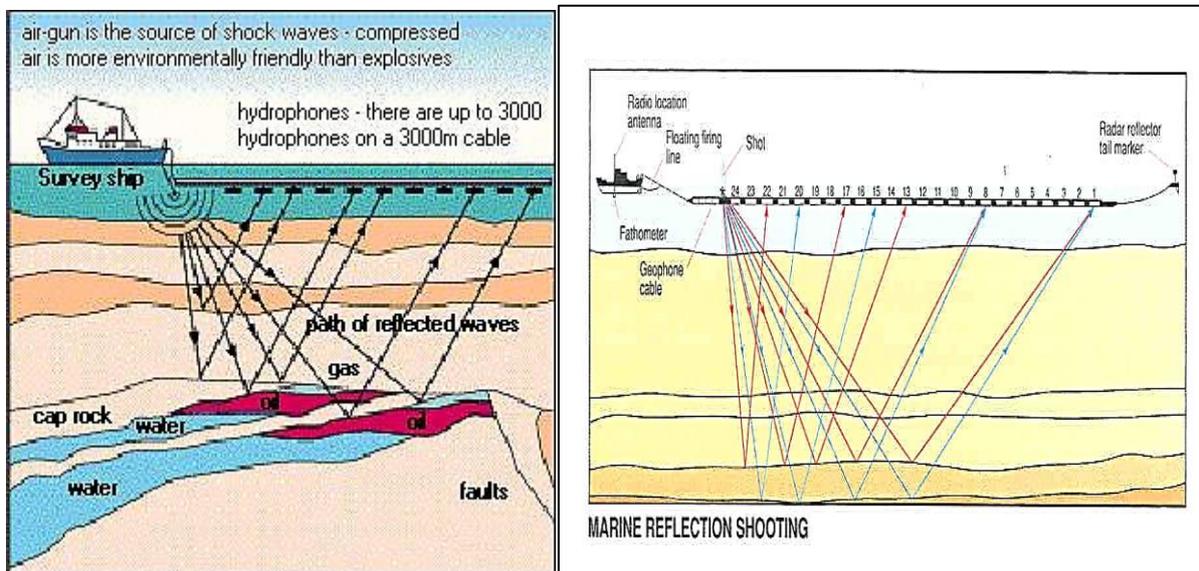


Figure I-10 : Schémas représentatifs de principe de la séismique des réservoirs (On-shore et Off-shore) [3].

Ensuite et après l'arrivée de ses ondes (phénomène de propagations) ; des analyses et des interprétations seront réalisés à l'aide des logiciels sophistiqués en trois (3-D) et maintenant il existe plus que trois dimensions (Voir la figure I-10).

Après avoir obtenus des résultats encourageants -bien sûr- des programme de forage sont organisés et programmés afin de réaliser des implantations pour la plateforme de forage.

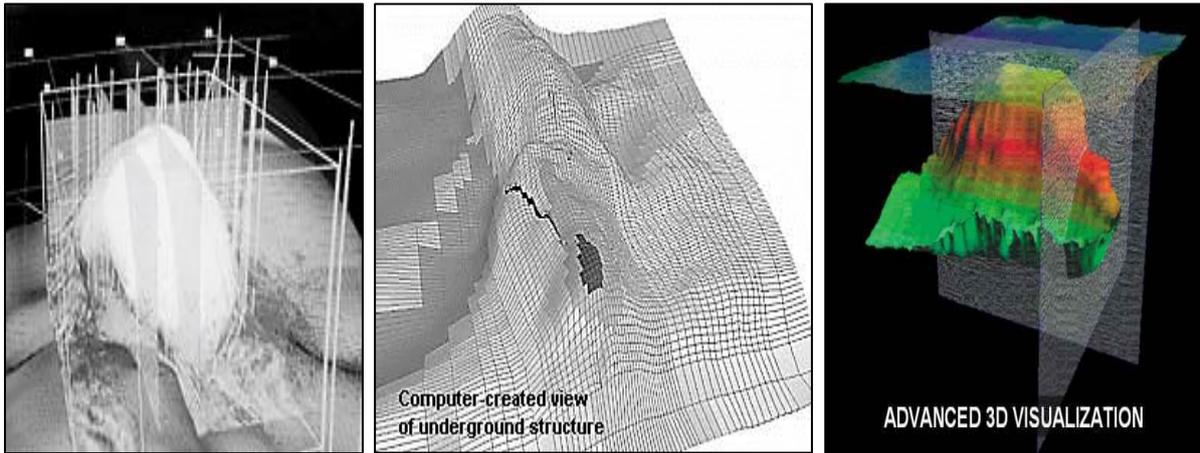


Figure I-11 : Des photos réelles de l'analyse et d'interprétation du logiciel de la sismique des réservoirs [3].

I.4.c. Les opérations de Forage

Le forage a Commencé au milieu du 19ème siècle où ce processus consomme des ressources financières significatives à une des étapes (scènes) les plus importantes d'exploration.

Le forage est consisté à traverser les formations terrestres par un outil de forage convenable avec les formations traversées pendant chaque phase de forage et à l'aide d'un circuit de boue un bon suivi géologique est assuré afin de déterminer les différents tops géologiques (Voir la figure I-12)

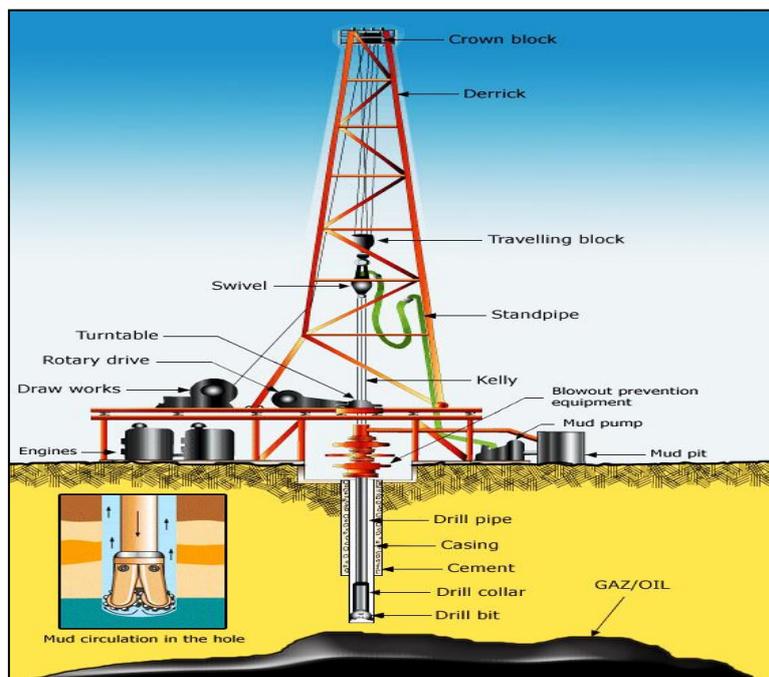


Figure I-12 : Schématisation de la plateforme de forage et leur instrumentation [6].

I.4.d. Les opérations de Production

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, et les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées, la stimulation soit par acidification (Acid job), la création d'une transmissibilité artificielle dite fracturation hydraulique, et récemment un nouveau procédé « Short Radius ».

La production et le contrôle des débits d'un puits pétrolier sont assurés par la complétion et sa tête de puits.



Figure I-13 : Photo d'une tête de puits et ses accessoires [3].

I.4.e. Les opérations de Stockage et de transport

Le stockage des ressources énergétiques est non seulement nécessaire pour compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ou les variations de la consommation, qui dépendent notamment des conditions météorologiques.

Il est aussi stratégique pour assurer un minimum d'autonomie énergétique du pays consommateur.

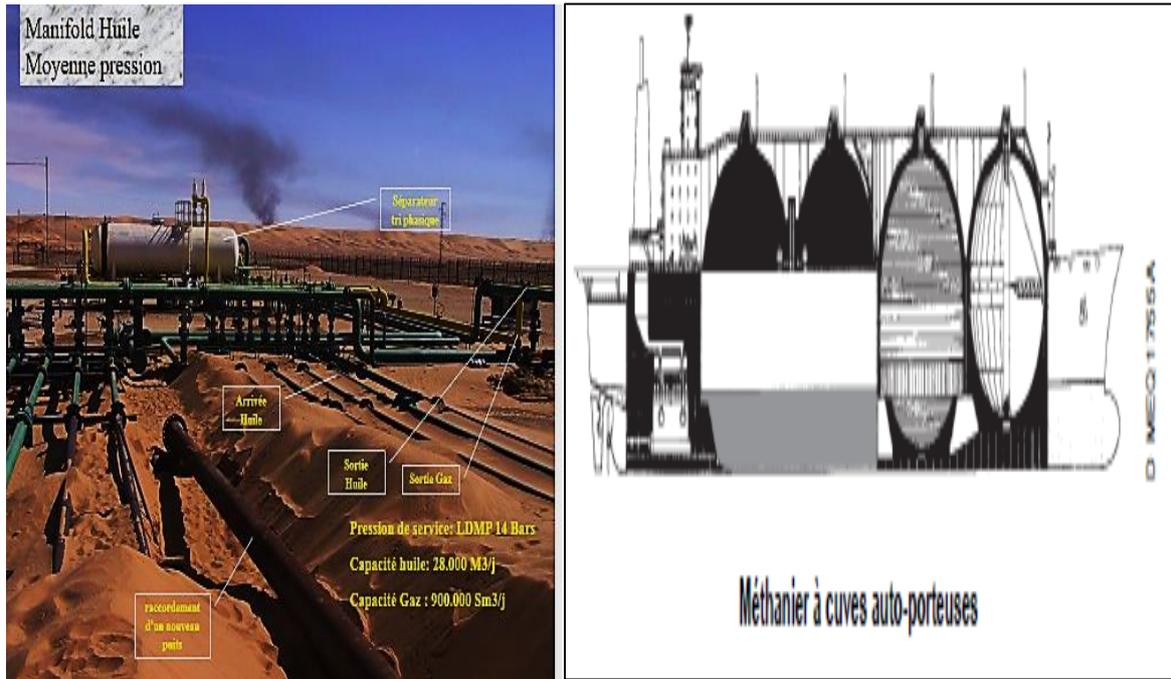
Le stockage doit être assuré aux différentes étapes du cheminement du pétrole, depuis les puits de production jusqu'aux lieux de consommation.



Figure I-14 : Quelques exemples des réservoirs de stockage des hydrocarbures [6].

Le transport de ses Produits est assuré à l'aide de plusieurs moyens de transport (terrestre-sous terre-) ou (atmosphérique) Aérienne et marine.

Pour l'opération de transport, les deux importants moyens sont représentés sur la figure I-15.



Transport par pipelines [8]

Transport par méthanier [1]

Figure I-15 : Quelques exemples des moyens de transport des hydrocarbures.

On peut résumer toutes ses opérations dans un organigramme représenté sur la figure I-16 :

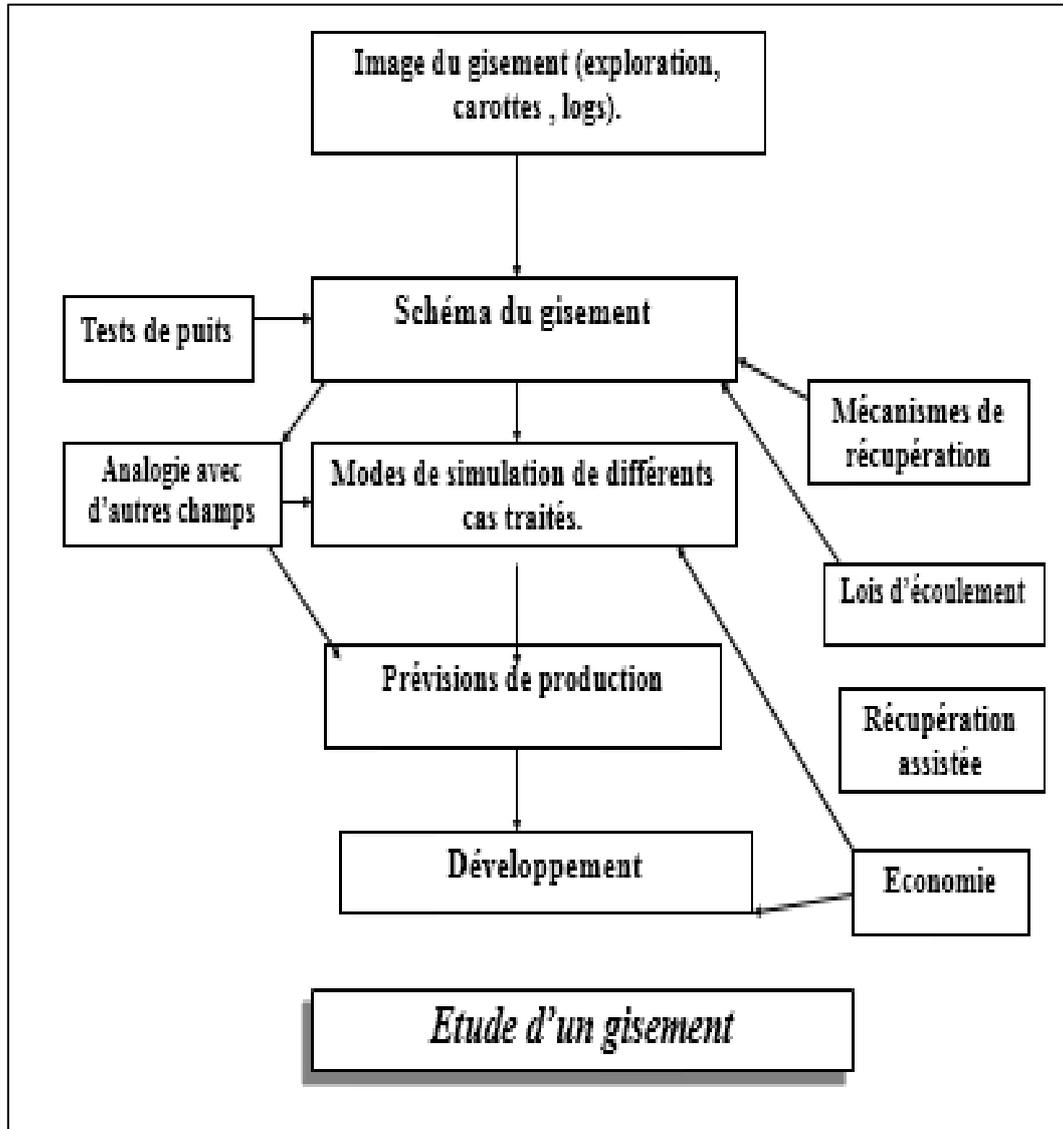


Figure I-16 : Organigramme récapitulatif des différentes opérations dans le domaine des hydrocarbures

I.5. Conclusion

Après ce passage qui commence par l'origine des hydrocarbures jusqu'aux leurs transport. On peut conclure que la production du pétrole est toujours accompagnée par une production de gaz et dès fois de l'eau et pour cela un traitement bien précis, spécifié est conseillé afin d'éviter pas mal de problème.

On essayera de citer les problèmes de transport ainsi que les propriétés des hydrocarbures suivant les normes mondiales dans le chapitre qui suit.

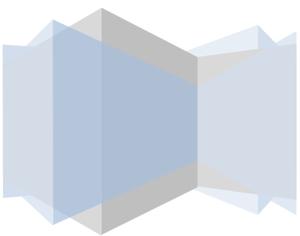
Références:

- [1] ENSPM Formation Industry report - IFP-Training, 2005.
- [2] «Well Testing», Industrial formation, EXPRO Company, 2007
- [3] A. ADJAS, IAP, Formation industrielle «Réservoirs carbonates »- Octobre du 23 au 27, 2016.
- [4] «Vocabulaire de pétrole et de gaz» Journal officiel, Premier ministre Commission générale de terminologie et de néologie, 2007.
- [5] M.M. BARKAT, « Les essais normalisés de la qualité des produits pétroliers », mémoire fin d'étude, SONATRACH, 2016.
- [6] S. AOUIMER, «Geologie de sonde» IAP formation industrielle, Boumerdès (2014).
- [7] M. N. TOUAT, «Optimisation d'un traitement de fracturation hydraulique d'un puits horizontal « Cas de fractures transversales multiples » -mémoire d'Ingéniorat, Boumerdès, 2006.
- [8] «collectes et séparation », Séminaire de formation pour les ingénieurs du TRC-Sonatrach-IAP, Boumerdès 2003.



Chapitre II

Aperçu sur les hydrates et leur formation



Chapitre II / Aperçu sur les hydrates et leur formation

II.1. Introduction

Il y a peu d'affinité de l'eau pour les hydrocarbures néanmoins leurs associations sont nombreuses au cours de l'exploitation des gisements, Ces associations conduisent à la formation de deux, trois ou quatre phases selon la pression et la température.

La solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides est faible parallèlement, les hydrocarbures gazeux sont aussi peu soluble dans l'eau.

Par ailleurs, les gaz naturels extraits du sous-sol contiennent un taux de la vapeur d'eau, en présence d'eau sous forme liquide, ils peuvent donner lieu à la formation de solides cristallisés appelés **hydrates** qui ont l'aspect de la glace, peuvent selon la nature du gaz dont ils sont issus existent sous des températures supérieures à 0°C, ils bouchent dans l'installation du surface les orifices et les vannes, et peut conduire à l'arrêt totale de la production.

II.2. Notions sur les hydrates

*** Hydrates de gaz Naturel**

Les gaz naturels sous pression, et en présence d'un excès d'eau liquide, peuvent donner lieu à la formation de produits solides cristallisés qu'on appelle hydrates.

Bien qu'essentiellement constitués par de l'eau, les hydrates peuvent exister à des températures supérieures à 0°C.

*** Nature des hydrates**

Les hydrates sont des composés solides dans lesquels l'eau est associée aux hydrocarbures par des liaisons de types physique et chimique. Les hydrates sont des cristaux qui ont l'aspect de la glace ou de la neige, ils flottent sur l'eau et leur masse volumique est comprise entre 880 et 900 Kg/m³.

La structure des hydrates est telle qu'on peut les considérer comme des solutions de gaz dans des solides cristallins. En effet, on admet de puis les travaux de clouassent, que le cristal d'hydrates est constitué par un squelette de molécules d'eau à l'intérieure du quel

sont logées les molécules d'hydrocarbures.

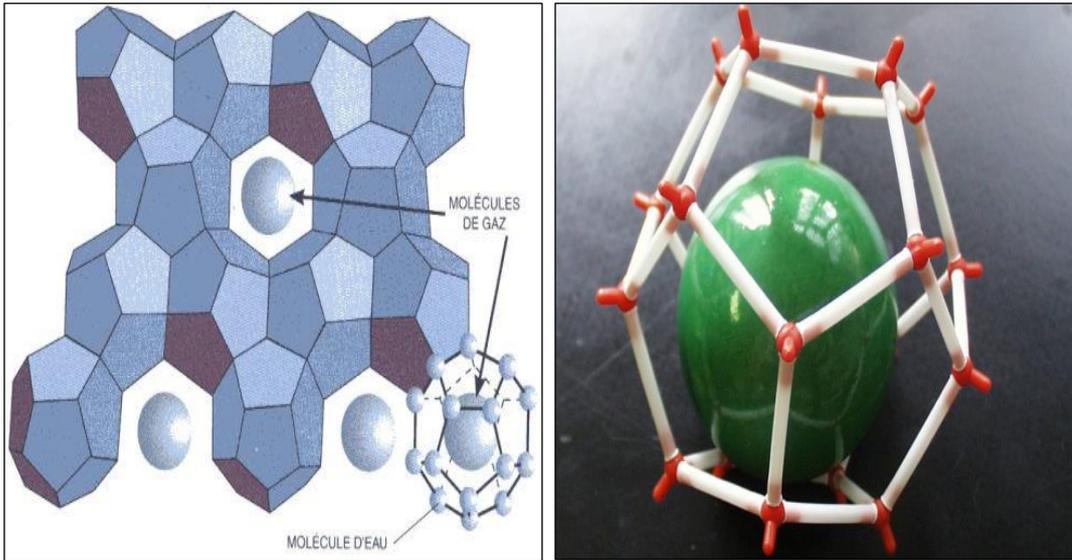


Figure II-01 : Schématisation de structure des hydrates [11].



Figure II-02 : Photos réelle des hydrates récupérés durant le transport [12].

Par suite de la similitude des chaleurs de formation, le réseau des molécules d'eau des hydrates ressemblerait à celui de la glace. Mais l'identité des deux réseaux est exclue étant donné l'absence d'espace intermoléculaire dans la structure de la glace. Les hydrates associés à un hydrocarbure donné ont un nombre déterminé de molécules d'eau et ce nombre dépend de la taille des molécules d'hydrocarbure et les formules chimiques des hydrates de gaz naturel sont :

Méthane : $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$.

Ethane : $C_2H_6 \cdot 8H_2O$.

Propane : $C_3H_8 \cdot 18 H_2O$.

Gaz carbonique : $CO_2 \cdot 7H_2O$.

Parmi les principaux hydrocarbures qui constituent les gaz naturels, le méthane, l'éthane, le propane et l'isobutane forment des hydrates.

Le butane normal n'en forme qu'aux températures inférieures à 1°C. On n'a pas mis en évidence l'existence d'hydrates de pentanes ni d'hexanes.

Les hydrates peuvent aussi prendre naissance au contact d'hydrogène sulfuré et d'anhydride carbonique.

II.3. Conditions de formation

* Cas Général

Les conditions générales de formation des hydrates sont trois condition on peut les nommés triangle des hydrates : voir figure -II-03.

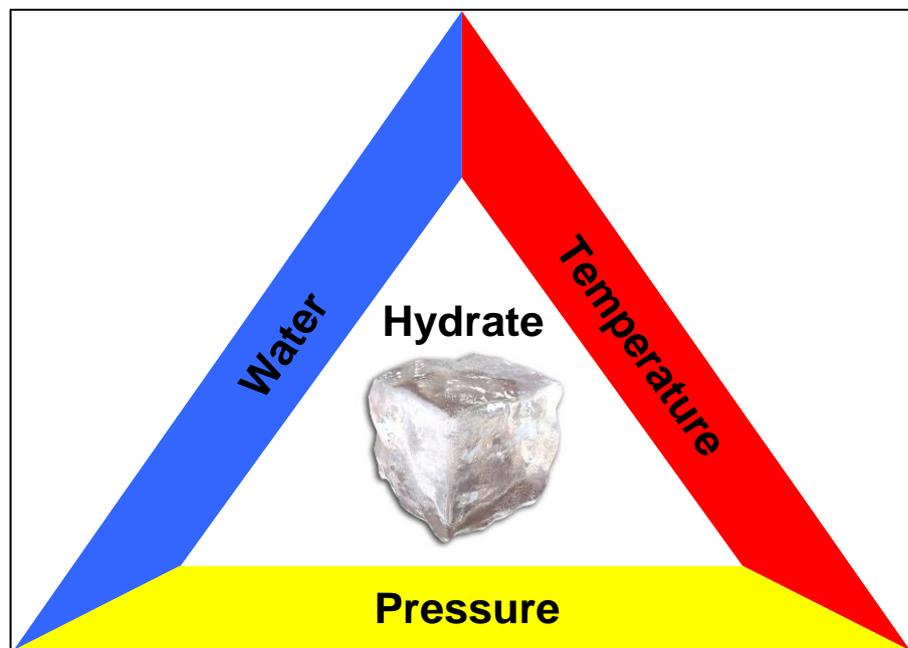


Figure II-03 : Les conditions de formation des hydrates (triangle des hydrates) [11]

* **Cas de mélange gazeux**

Pour qu'il y ait formation d'hydrate dans un gaz, la présence d'eau liquide est nécessaire. Les conditions d'existence de l'hydrate d'un hydrocarbure donné peuvent être déterminées à l'aide du diagramme pression-température (voir les figures II-4 et II-5).

Dans la figure (II-4) Elle fait apparaître :

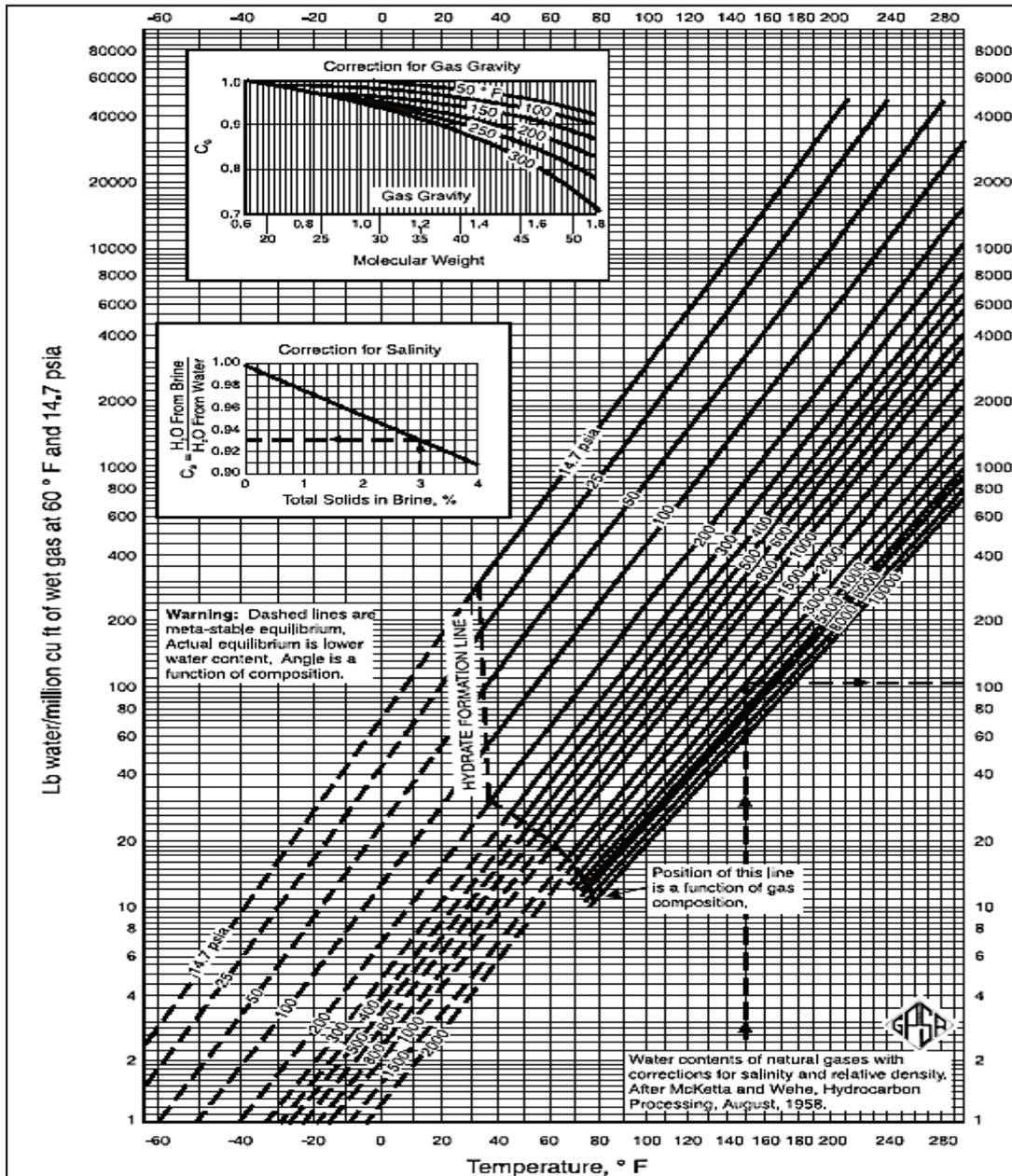
- ⇒ La courbe BC2 qui traduit l'équilibre de trois phases : l'eau avec le liquide et la vapeur de l'hydrocarbure (aucune de ces trois phases n'est évidemment pure, le mélange d'eau et d'hydrocarbure se faisant dans chacune d'elles selon les lois de solubilité) Le point C2 est le point critique pour lequel l'unique phase hydrocarbure est en équilibre avec l'eau liquide.
- ⇒ La courbe JAB qui à l'intérieur de la zone d'équilibre entre l'eau et l'hydrocarbure vapeur, fixe les pressions et températures pour lesquelles se forme l'hydrate.
- ⇒ Les droites BD et AGE qui délimitent, dans le domaine d'existence de l'hydrate, la zone dans laquelle l'eau est liquide et celle dans laquelle elle est solide.

On a aussi rappelé sur cette figure la courbe de tension de vapeur FGBCI de l'hydrocarbure considéré se terminant au point critique C1.

- ⇒ Le point B est un quadruple pour lequel l'eau, l'hydrate la vapeur et le liquide de l'hydrocarbure sont en équilibre. Le point A dans la température très voisine de 0°C, possède la même propriété : la glace, l'eau, l'hydrate et l'hydrocarbure vapeur y sont à l'équilibre.

C'est la portion de courbe AB qui est essentielle pour définir les conditions de formation des hydrates : elle se situe en effet dans un domaine de températures supérieures à 0°C et elle indique les limites de cristallisation de ceux-ci lorsque l'hydrocarbure vapeur et l'eau sont en contact.

Dans la figure (I-5), la densité de gaz par rapport l'air est introduite comme paramètre, cette figure permette première approximation, d'estimer les pressions et la température pour lesquelles un gaz de densité donnée produit des hydrates [9].



FigureII-05: Courbes Pression-Température de détermination de formation des hydrates [10].

* Cas d'un gaz avec un grand teneur d'eau

Dans le diagramme représenté dans la figure II-6 l'évolution des hydrates est plus grande et elle occupe une grande surface entre les deux courbes (Courbe de formation des hydrates et la courbe de rosée d'eau).

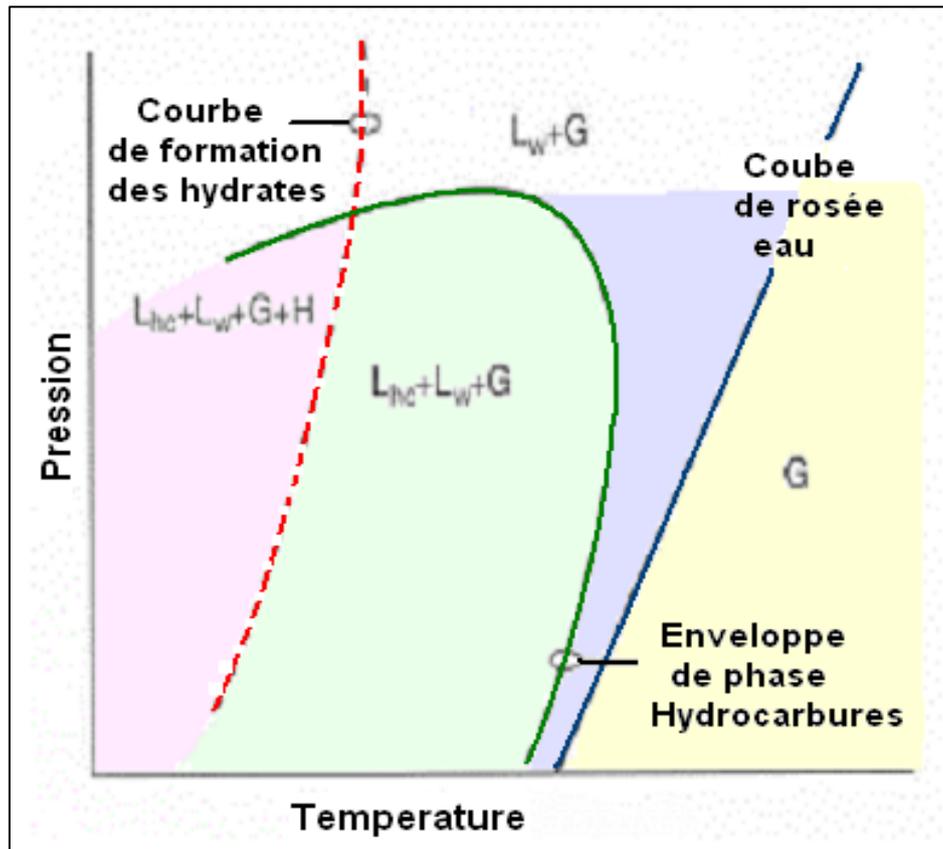


Figure II-06 : Courbes Pression-Température de détermination de formation des hydrates cas de gaz avec une teneur en eau élevée [11].

Discussions de diagramme :

Lorsque le gaz a une teneur élevée d'eau on peut dégager :

- L'existence des hydrates jusqu'à le premier tiers d'enveloppe des hydrocarbures montre que le risque est élevée (bouchage, augmentation des pressions, éclatement des pipes...).

- Les hydrates restent stable jusqu'aux températures modérés ensuite les hydrates devient eau libre et cette phase occupe toute l'enveloppe des hydrocarbures ainsi que la partie primaire de la phase gazeuse.
- La phase d'eau libre résiste à l'augmentation de température.
- L'eau libre reste même s'il est dans la partie de gaz il disparaît après la courbe de rosée qui est située dans la partie de gaz.

Remarque partielle

L'élimination des risques d'eau libre et des hydrates dans ce type des gaz nécessite des valeurs élevées de température afin de garder l'eau à l'état de vapeur.

*** Cas d'un gaz avec une faible teneur d'eau**

Lorsque le gaz a une teneur faible d'eau on peut avoir :

- L'existence des hydrates jusqu'à presque le premier tiers d'enveloppe des hydrocarbures.
- Les hydrates deviennent eau libre et cette phase disparaît avant que l'enveloppe des hydrocarbures se termine.
- La phase d'eau libre ne résiste pas à l'augmentation de température.
- L'eau libre se transforme facilement avec l'augmentation de température et devient de gaz.

Remarque partielle

L'élimination des risques d'eau libre et des hydrates dans ce type des gaz nécessite une augmentation de température afin de garder l'eau à l'état de vapeur.

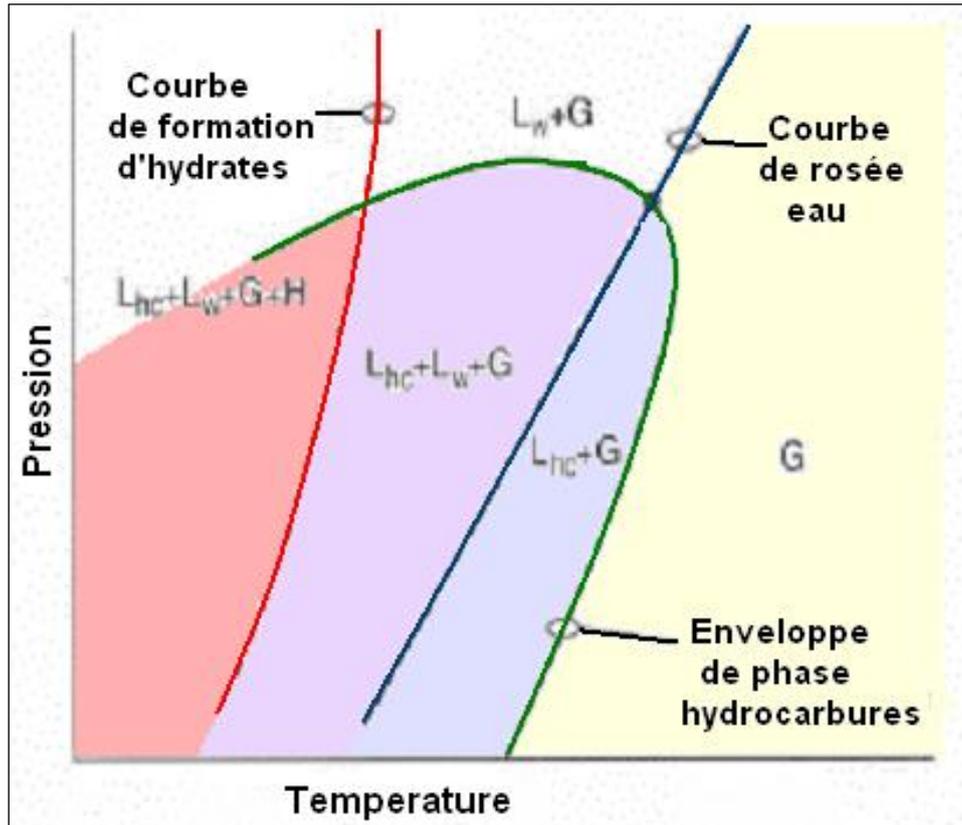


Figure II-07 : Courbes Pression-Température de détermination de formation des hydrates cas de gaz avec une faible teneur en eau [11].

II.4. Géométrie des hydrates et leur prévention

II.4.a. La géométrie des hydrates

Pour décrire la géométrie des hydrates, la nomenclature suivante est utilisée :

- Une cavité est délimitée par plusieurs faces polygonales.
- Chacune de ces faces est caractérisée par son nombre de cotés $-n-$ affecté de l'exposant $-m-$.
- (m) représente le nombre de fois ou la face intervient dans la construction de la cavité.
- **Exemple d'une cavité d'hydrate** : La cavité $4^3 5^6 6^3$ est constituée de :

3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales

Il existe plusieurs structures des hydrates de gaz :

Trois structures ont été découvertes :

- Structure I (sI)
- Structure II (sII)
- Structure H (sH)

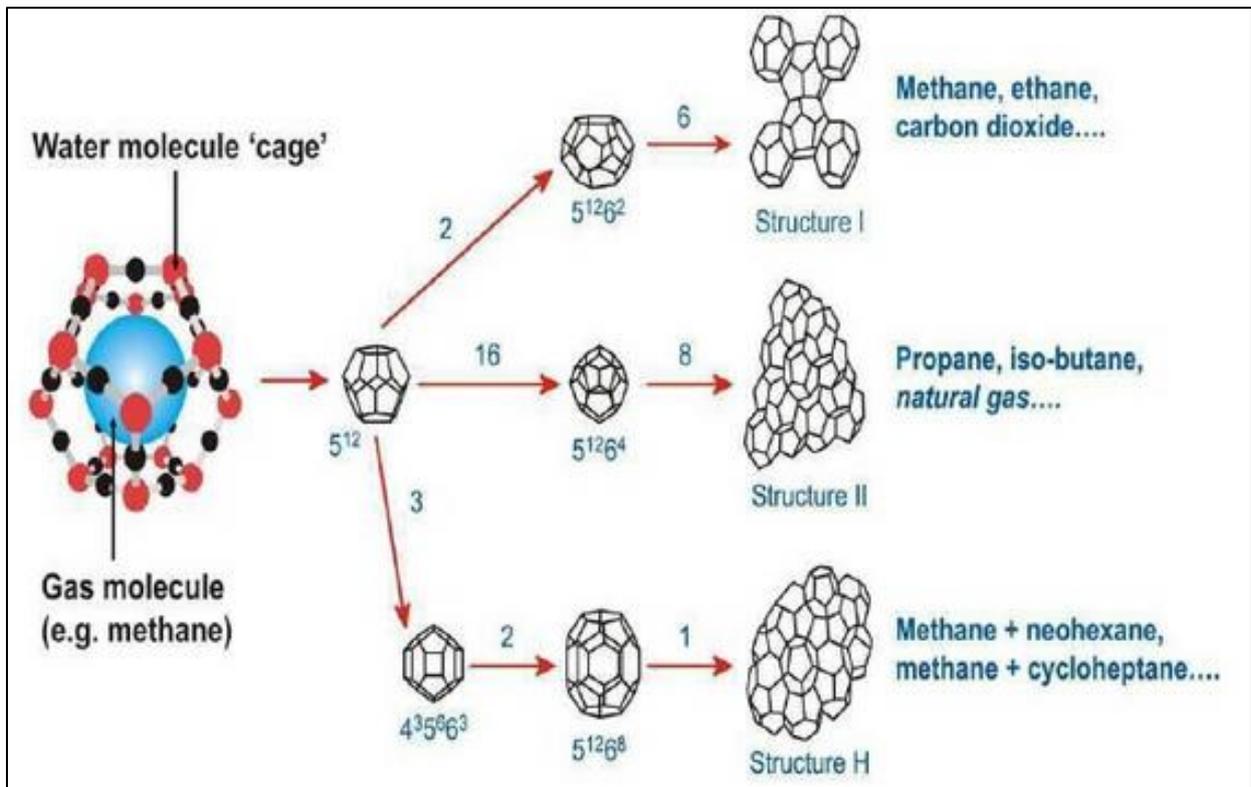


Figure II-08 : Récapitulatif des trois structures des hydrates [14].

II.4.b. Prévention des hydrates

Les hydrates ne pouvant se former sans que l'eau liquide soit en contact avec le gaz ; toute action tendant à empêcher la production de ceux-ci passe par :

- ⇒ Les traitements mécaniques (ayant pour but d'extraire l'eau), ou thermiques, (permettant d'élever la température) des effluents gazeux.
- ⇒ L'emploi des substances solubles dans l'eau.
- ⇒ Tel que les alcools ; susceptibles d'abaisser son point de fusion.
- ⇒ Des constituant tel que l'ammoniaque ; qui agissent sur sa structure ;
- ⇒ Des sels qui ; en solution, réduisent son activité.

La prévention contre des hydrates dans le cas de mélange de gaz peut être classifiée dans la récapitulative montre sur la figure II-09 :

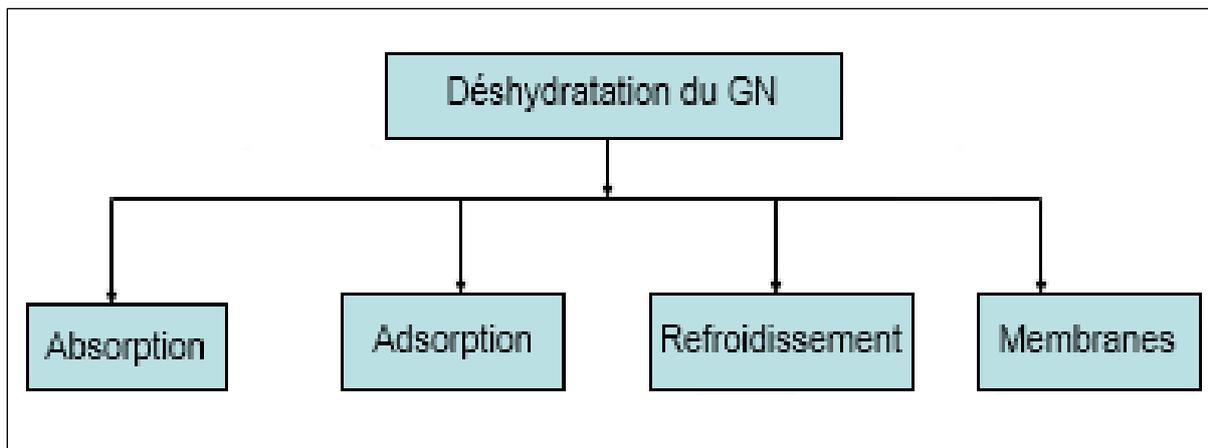


Figure II-09 : Récapitulatif des méthodes de prévention contre les hydrates [9].

II.5. Problèmes rencontrés par les hydrates

II.5.1. Au cours de production des hydrocarbures

Si le tubing est bloqué par les hydrates peut rendre difficile les suivants :

- ◆ Descendre ou remonter Wire line équipement (dans ou hors) le train des tubes.
- ◆ Bull head ou circuler le puits.
- ◆ En cas ou le puits débite.
- ◆ L'ouverture ou la fermeture (opérer) les vannes de fond de puits.

Exemple d'un cas réel accident avec dégâts des équipements (Halliburton compagnie)

- ⇒ Le mois de MARS 2006.
- ⇒ Les hydrates bloquent les équipements de slick ligne avec grand vitesse.
- ⇒ Après le bouchage coupure de câble et retour rapide et brusque vers le haut (hors le puits).
- ⇒ Les câbles et les équipements devient sur la partie du top drive la structure principale.
- ⇒ Dans ce cas pas des dégâts humaine pas de victime. (voir les photos réelles de cet accident) ;



Figure II-10 : Photo de plateforme forage après le retour des équipements de slickline vers la surface [12].



Figure II-11 : Photos de top drive après la coupure de slickligne [12].

II.5.2. Au cours de Transport des hydrocarbures

Les hydrates provoquent :

- Eclatement des pipelines ;
- Perte économique les fuites des hydrocarbures dans l'atmosphère ;
- La pollution de terre et de l'air à cause des fuites ;
- Les accidents mortels en cas d'éclatement des pipelines avec l'existence des êtres humains ;
- Les accidents routiers ;
- Dans le cas des pipelines d'intervention le cout d'intervention et trop cher ;
- Provoque la perturbation d'alimentation des gaz surtout dans le cas d'expédition et pour cela les pays de monde exigent des normes pour les différentes teneurs et parmi les il existe la teneur de vapeur d'eau ;
- Réduction de valeur de combustion des gaz carburons ;
- La qualité des hydrocarbures se développe lorsque la teneur des produit indésirables réduite.

Et dans le cas d'eau libre avant la transformation aux hydrates on peut aussi avoir le phénomène de la corrosion.



Figure II-12 : Photos de bouchage causé par les hydrates dans une conduite de transport [12].

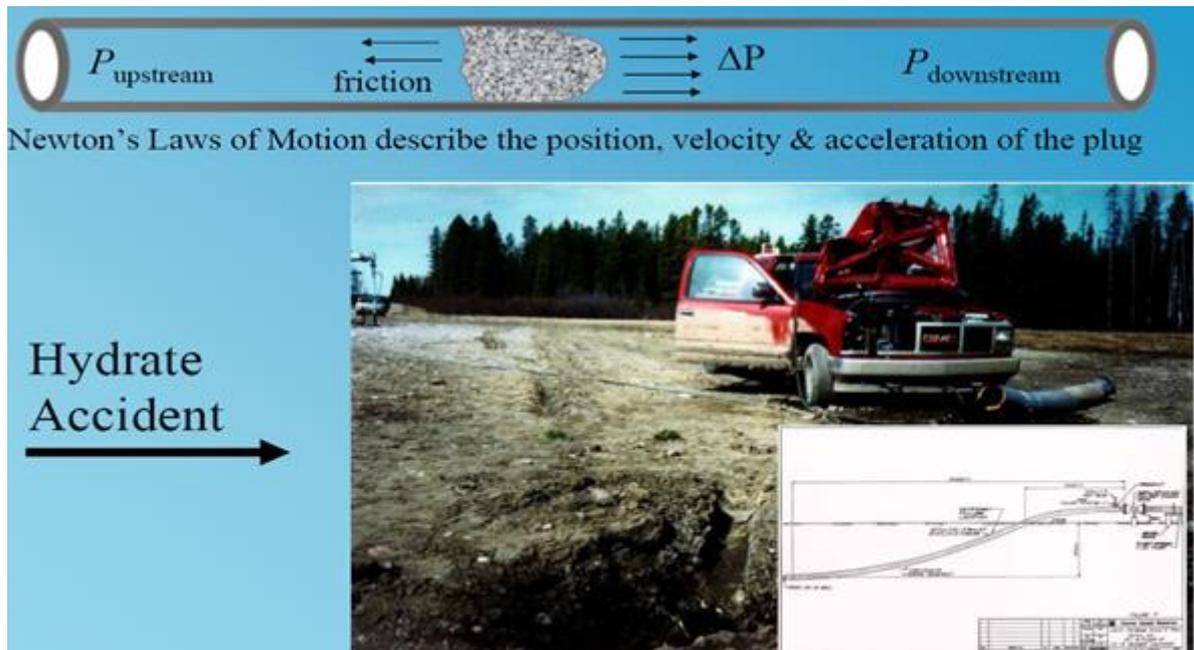


Figure II-13 : Photos d'un accident routier causé par l'explosion dans une conduite de transport à cause de bouchage par les hydrates [12].

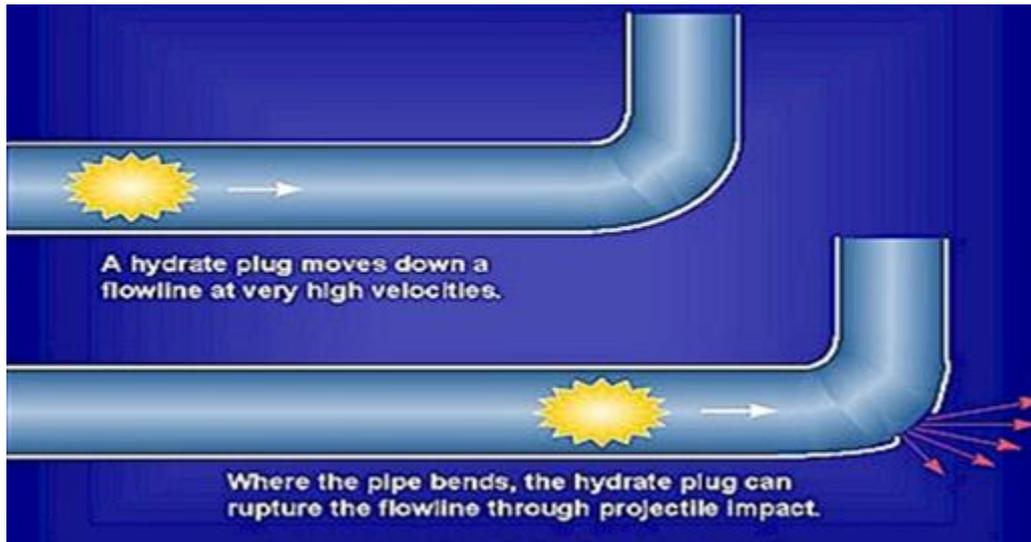


Figure II-14 : Schématisation de bouchage qui provoque les fuites et les ruptures dans les conduites de transport [13].

II.6. Conclusion

L'origine des problèmes des bouchages est due à la mauvaise séparation entre les différents fluides (gaz, huile et eau) et malgré tout le développement dans le domaine industriel et technologique les problèmes existent toujours.

Les hydrates provoquent des véritables problèmes quelle que soit le domaine de production, forage, exploitation, transport...

Il existe plusieurs types et plusieurs méthodes de prévention et d'intervention afin de remédier aux problèmes des hydrates.

Les problèmes des hydrates peuvent être minimisés ou bien éliminés dans le cas d'un système de détection d'une phase d'eau libre qui est la phase préalable avant que les hydrates se forment.

Dans le prochain chapitre un système de détection sera présenté avec des techniques d'identification de nature des fluides indésirables dans les conduites.

Références :

[9] «Elimination de la formation des hydrates à la sortie des purgeurs», Formation des ingénieurs exploitation, SONATRACH, Station US3, 2007.

[10] S.ALOUACHE, «Etude et vérification de la section déshydratation de l'unité GPL2 », Mémoire de fin d'induction, SONATRACH, Octobre 2015.

[11] «Déshydratation du gaz naturel », Formation industrielle Ingénieur exploitation, IAP, Octobre 2015.

[12] « HYDRATES » Conférence industrielle, HALLIBURTON Compagne 2010.

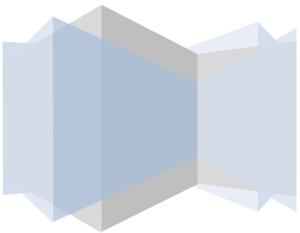
[13] «Catalogue industriel », Chevron Canada ressources, PPT, formation 1992.

[14] KHELKHAL.H et SEBA.N «Etude de la formation des hydrates et leur inhibition dans le réseau de gaz-lift du champ de Hassi Massaoud», mémoire de Master, Faculté des hydrocarbures et de la chimie Boumerdess 2016.



Chapitre III

Détection de la nature des fluides indésirables



Chapitre III : Détection de la nature des fluides indésirables

III.1. Introduction

Le Gaz naturel est accompagné lors de son état naturel, de plusieurs Composés non-hydrocarbonés parmi lesquels certains sont acides. Ces composés Acides ont toujours des effets néfastes sur le plan technique ainsi qu'environnementale.

Parmi les problèmes et les effets néfastes, les problèmes des hydrates, et pour cela des plusieurs travail et essais sont établies par les chercheurs afin de remédier à ces problèmes et d'éclairer l'image sur les conditions de formation des hydrates.

Mais il reste toujours la difficulté de la prévention causée par la diversité et les conditions nombreuses de la formation des hydrates.

III.2. Limitation de point de vue de la prévention des hydrates

Le phénomène de formation d'hydrates constitue l'un des problèmes majeurs dans la production et le transport du gaz naturel.

La formation d'hydrates conduit à l'obstruction des conduites ou des appareils et entraines des limitations et des arrêts de la production.

L'élimination des hydrates impose de décompresser les installations et l'opération peut être longue.

Il est donc indispensable de déterminer les zones critiques de fonctionnement de l'ouvrage et de prévoir un traitement préventif ou curatif contre tout risque de formations d'hydrates - selon un journal scientifique-

II.3. Quelques recherches dans le domaine des hydrates

Les recherches ont un point commun c'est l'utilisation des réacteurs afin d'assurer les conditions opératoires désirées :

- * [Simple réacteur agitée \(IFP\)](#)

Le but de ce réacteur est d'étudier les conditions favorables d'apparition des hydrates : Agitation, température, Saturation de gaz par la vapeur d'eau... (Voir figure III-01).

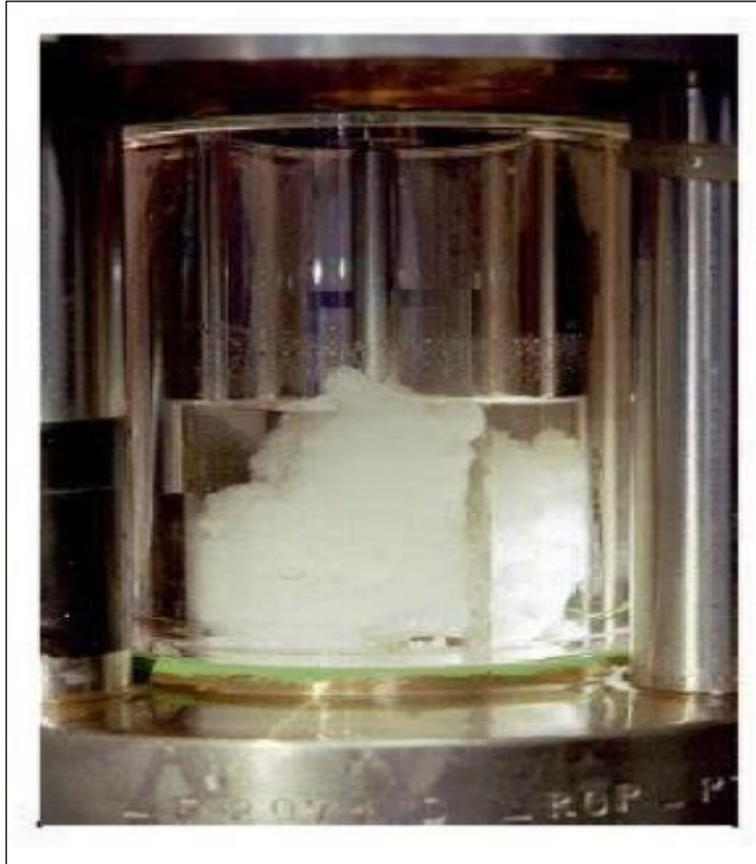


Figure III-01 : Photos de cristallisation des hydrates dans un réacteur agité [Photos IFP].

* **Formation d'hydrates de méthane à partir de glace**

• La première méthode à avoir été présentée (**Miller**, 1961 reprise par **Cook** et **Leaist**, 1983) Portrait sur la fabrication d'hydrates à partir de glace finement divisée que l'on portait ensuite à haute pression (2.6 MPa) tout en conservant une température inférieure à 0°C, (Ici -30°C). (**Méthode très lente**)

• En 1983, **Kamath** a eu une idée de fabriquer des bouchons des d'hydrates de propane à partir de glace.

• La méthode de fabrication d'hydrates à partir de glace a été considérablement améliorée par **Stern** et **Stephen H. Kirbry** de L'USGS (United States Geological Survey) institut d'études géologiques des Etats-unis de Menlo Park associés pour les mesures thermiques, et **Durham** du Lawrence Livermore National Laboratory. (1998) fabriquer **des carottes d'hydrates de méthane très massives mais ne sont pas très poreuses**. (Voir figure III-02 et III-03).

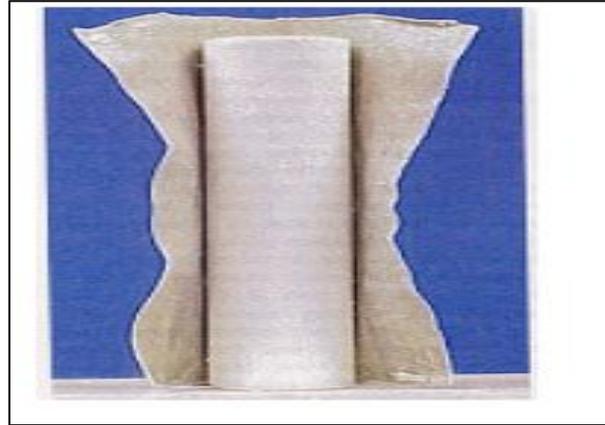


Figure III-02 : Photos réelle de carotte utilisée par Stern et al (1998) [15].

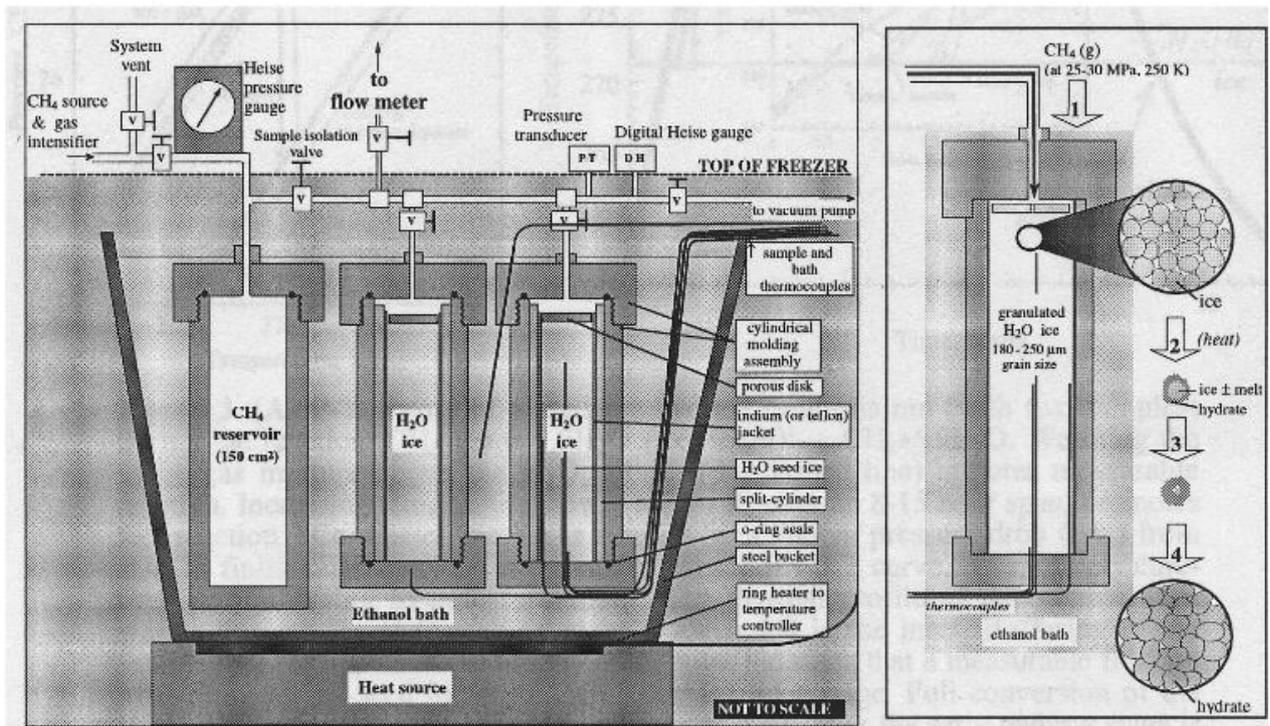


Figure III-03 : Appareillage de Stern et al (1998) [15].

- * Formation d'hydrates de méthane à partir d'eau liquide dans un réacteur : (Voir figure III-01)

Ce réacteur est muni d'un système d'agitation du liquide mécaniquement ou provoqué par un bullage de gaz.

Il existe très nombreux appareillage entrent dans la catégorie des réacteurs agités, tels que utilisé en France à l'ENSM-SE (Pic, 2000), a l'IFP (Cingotti, 1999) ...

- * Formation d'hydrates de méthane à partir d'une émulsion d'eau dans l'huile

Cette méthode consiste à fabriquer une dispersion d'eau liquide dans une huile. Cette huile peut directement participer à la formation de l'hydrate, par exemple du propane à une pression suffisante pour être liquide. L'huile peut également n'être qu'un milieu dispersant de la phase eau et mis sous pression de gaz formateur d'hydrate (méthane par exemple). Dans les deux cas, l'objectif est d'augmenter la surface d'échange des gouttelettes d'eau pour favoriser les transferts et augmenter la vitesse de cristallisation.

Plusieurs chercheurs dans ce cas d'exemple : on peut citer **Kamath** (1983).

- * Réacteur de Peters

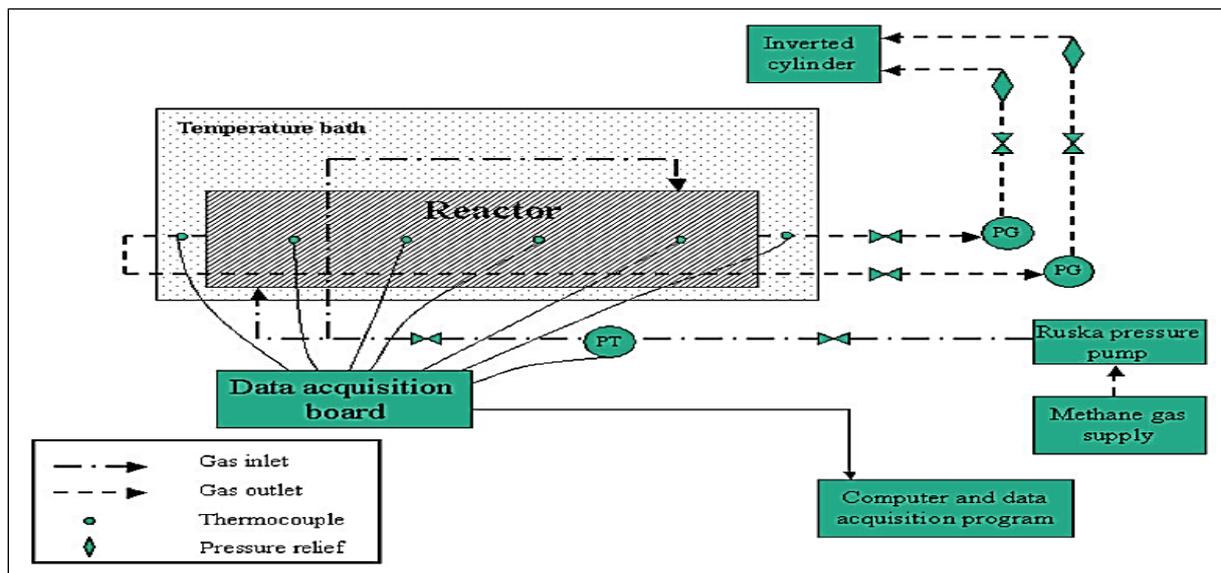


Figure III-05 : Appareillage de Peters [15]

III.4. Problématique

Pendant la période hivernale (de décembre jusqu'à mars) à Hassi Messaoud, le froid provoque l'apparition des hydrates dans les collectes de gaz lift se qui nous donne une information sur l'augmentation et l'agressivité de ce problème tout long des collectes de transport au nord de pay ce qui empêche par la suite, les fluides transportés vers les arrivés désirés.

Ces arrêts connaissent plusieurs méthodes de résolution mais ces méthodes sont des méthodes correctives, la question qui se pose est ce qu'il ya des méthodes préventives pour éviter les arrêts imprévus ?

III.5. Investigation sur la source du problème

III.5.a. Composition des gaz dans quelques pays du monde

La composition des gaz est différente d'un gisement à l'autre et d'un pays à autre, le tableau ci-dessous montre la composition volumique de gaz naturel de quelque gisement dans le monde :

| PAYS | Gisement | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅ H ₁₂ | N ₂ | CO ₂ | H ₂ S | Autres composés soufrés |
|------------|--------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|------------------|-------------------------|
| Allemagne | Ems | 81,8 | 1,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 14,0 | 0,7 | | |
| | Weser | 88,0 | 1,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 9,5 | 0,8 | < 0,1 | - |
| Hollande | Groningue | 81,7 | 2,7 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 1450 | 0,8 | - | < 0,1 |
| France | Lacq | 69,3 | 3,0 | 0,9 | 0,4 | 0,8 | 0,2 | 9,2 | 15,8 | |
| | Saint Marcel | 70,7 | 4,3 | 1,4 | 0,7 | 1,0 | 3,00 | 3,0 | 15,8 | 0,1 |
| Ukraine | Ukraine de l'ouest | 97,8 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | - | - | - |
| Angleterre | Mer de Nord A | 86,0 | 5,1 | 1,3 | 0,2 | 0,3 | 6,8 | 0,1 | < 0,1 | |
| | Mer de Nord B | 95,0 | 2,6 | 0,5 | 0,2 | 0,2 | 1,2 | 0,1 | < 0,1 | < 0,1 |
| Algérie | Hassi R'Mel | 79,6 | 7,4 | 2,7 | 1,4 | 3,6 | 5,1 | 0,2 | - | - |
| Roumaine | Mislea | 75,8 | 10,0 | 6,5 | 3,9 | 3,8 | - | - | - | - |
| | Boldesti | 82,8 | 9,3 | 4,0 | 2,6 | 1,3 | - | - | - | - |
| | Margineni | 74,0 | 10,0 | 7,1 | 4,5 | 4,4 | - | - | - | - |
| | Sarmasel | 96,4 | 1,8 | 1,6 | 0,2 | - | - | - | - | - |

Tab III-01 : La composition de gaz naturel de quelques gisements dans le monde [15]

Observation :

Après avoir les résultats de ce tableau, on remarque que la production de gaz naturel est toujours accompagnée par la production des matières ou des composants non-hydrocarbure, qui favorisent -avec l'agitation et les frottements au cours de transport- l'apparition des hydrates et nécessite des traitements de séparation.

III.5.b. Formation des gaz à partir de la dégradation biochimique de la matière organique

Voir l'équation de dégradation biochimique dans le chapitre I page 4 ; l'équation montre que chaque dégradation biochimique de la matière organique dégage l'eau.

Observation :

L'existence d'eau d'à partir de la phase de formation de gaz.

III.5.c. Piégeage des gaz après leur impulsion de la roche mère vers le piège géologique

Voir schéma I-07 représentative de l'impulsion à partir de roche mère dans le chapitre I page 6.

Observation :

Dans la majorité des pièges dans le monde les fluides des réservoirs sont triphasiques c'est-à-dire eau, huile et gaz.

La possibilité de saturation de gaz par les constituants lourde (huile et eau) soit sous forme de vapeur soit des gouttelettes.

III.5.d. Toxicité des gaz après les opérations de la production assistée (injection d'eau) ou les opérations de stimulation

* Récupération assistée (injection d'eau)

Le schéma ci-dessous explique l'opération d'injection d'eau pour maintien de pression de réservoir lorsque cette dernière a une déplétion à cause de la longue durée de production qui conduit d'un puits éruptif à une pression de gisement faible et n'assure pas l'acheminement de fluide de gisement du bas (fond de puits) vers la surface sauf si cette pression est maintenue à des valeurs importantes supérieures à la pression hydrostatique de la colonne de production par l'injection d'eau (récupération assistée)

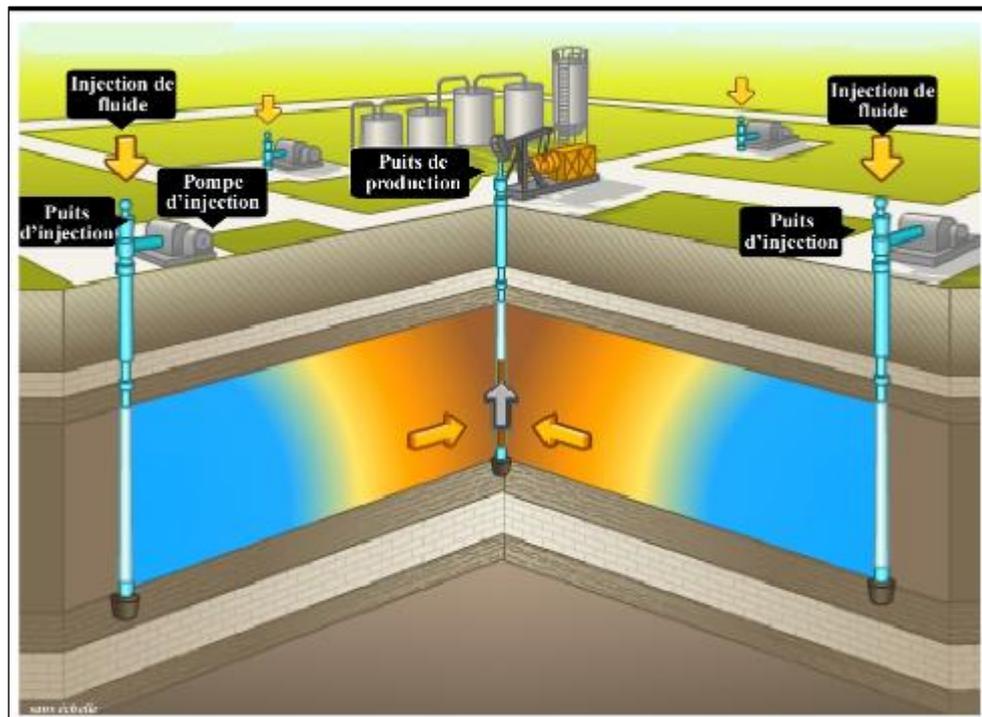


Figure III-06 : Récupération assistée par injection d'eau [19]

* Stimulation de puits par la fracturation hydraulique

L'opération de fracturation hydraulique est schématisée dans le schéma représenté sur la figure (III-7).

Le gisement nécessite des stimulations si leur production est chutée brusquement qui

prouve l'existence d'un endommagement soit au fond de puits soit dans la cote perfos ou bien dans le réservoir et pour cela des opérations de stimulation divers sont appliquées du simple nettoyage par l'eau douce dans les cas des sels solubles dans l'eau ; ou bien l'eau plus les solvants en cas des bouchages par les sels non solubles dans l'eau douce passant à l'acidification. Quel que soit leur types l'acidification pour lavage perfos ou matricielle et si cette dernière n'a pas pu obtenir l'objectif de stimulation ; une opération de fracturation hydraulique est nécessaire pour créer des drains perméables et poreux c'est-à-dire d'améliorer les caractéristiques pétrophysiques de réservoir.

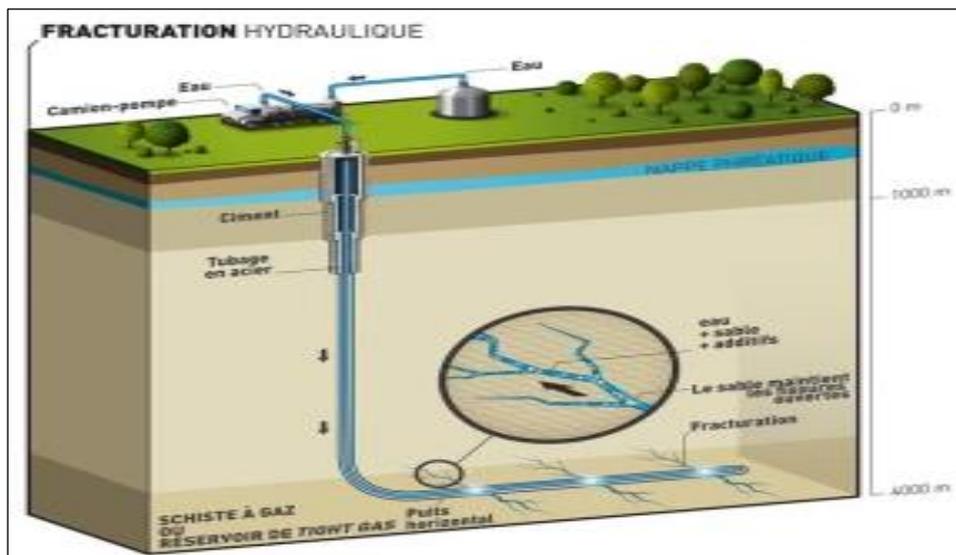


Figure III-07 : Stimulation de puits par fracturation hydraulique [19]

Observation

Dans les deux cas précédents et quel que soit le but de ces opérations vers le réservoir (caractéristiques pétrophysiques) ou la production on distingue que la source d'eau dans le gaz produit et d'à partir de ses deux opérations.

III.6. Propositions préventives (les systèmes de détection proposé) et discussion des résultats des analyses de laboratoire : (partie pratique)

III.6.a. Propositions préventives : (Les systèmes de détection)

⇒ Première proposition

* Description de principe de base

Le but de ce système est la détection d'une phase d'eau libre, dans les points bas soudés dans les collectes, on se base sur la propriété de la conductivité électrique d'eau.

Si le courant est apporté par l'eau libre un système de détection se déclenche dans la salle de contrôle soit avec un système sonore ou lumineux qui permet de nous informe de l'apparition d'une phase d'eau libre. (Voir figure III-08).

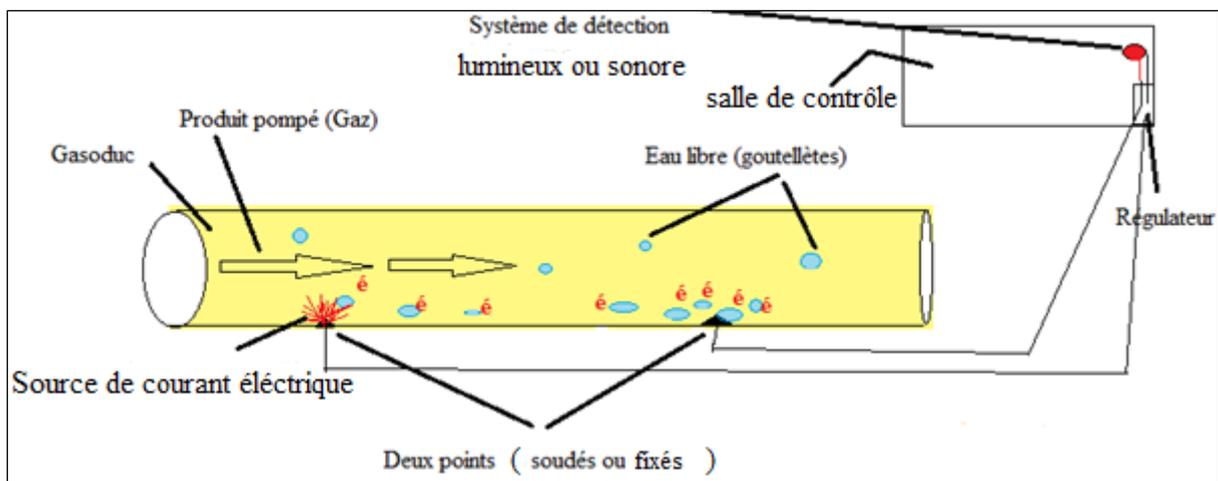


Figure III-08 : Schéma explicatif du système de détection (Première proposition).

* Instrumentation

Les instruments nécessaires sont généralement simple mais ils nécessitent des préalables études d'emplacement on site :

1. Source d'électricité

L'électricité nécessaire dans ce système peut être assuré par :

A. La même source d'électricité pour le courant imposé dans le cas protection cathodique.

- B. La même source d'électricité utilisée pour les systèmes de chauffage des collectes (Voir figure III-09) et pour plus de détail voir les recommandations.

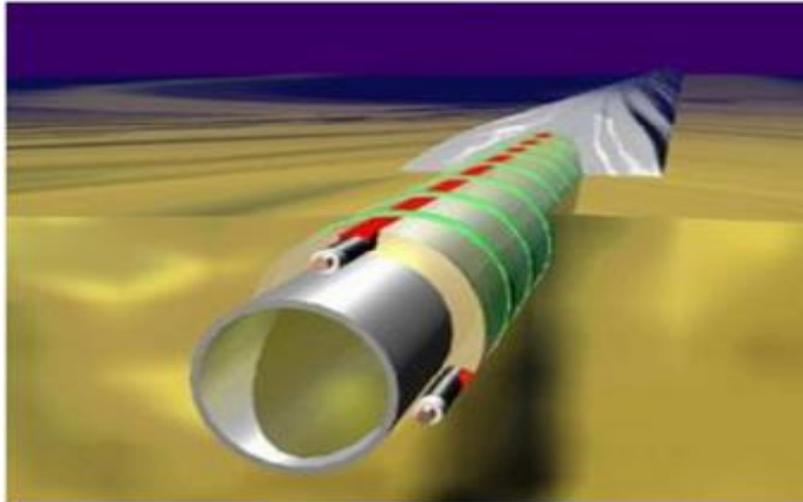


Figure III-09 : Chauffage électrique des pipelines [14]

2. Salle de contrôle

On peut utiliser la même salle de contrôle pour la protection cathodique par courant imposé ou les salles de contrôle au niveau des points de purge ou d'échantillonnage...

3. Régulateur

Il faut être compatible avec l'intensité de courant nécessaire pour le point d'impulsion et le point d'arriver qui provoque l'allumage de la lumière ou le système sonore.

4. Câblage

Il faut être protégé de l'extérieur de pipe jusqu'au régulateur ; assure la conduite de courant vers ou de la salle de contrôle.

5. Lumière sensible ou système sonore sensible à l'électricité

C'est le point le plus essentiel dans notre système, puisque la fiabilité de notre détection dépend de la sensibilité de la lumière ou le système sonore.

6. Deux points de soudures

Les deux points (point d'impulsion et le point d'arriver) peuvent être soudés ou fixés par des boulons spéciaux de fixation en matière non-corrosive.

Ces deux points peuvent être positionnés dès la soudure des pipelines.

⇒ Deuxième proposition

* Description du principe de base

Le but de ce système est la détection d'une phase d'un liquide libre dans les points bas soudés dans les collectes, on se base sur la propriété de la masse volumique de (l'huile si la phase formée des gouttes des molécules des hydrocarbures lourdes ou de l'eau).

Si le Mano détecte un poids sur lui il l'envoi vers le régulateur dans la salle de contrôle un système de détection se déclenche dans cette salle de contrôle soit avec un système sonore ou lumineux qui permet de nous informons de l'apparition d'une phase d'un liquide libre. (Voir figure III-10).

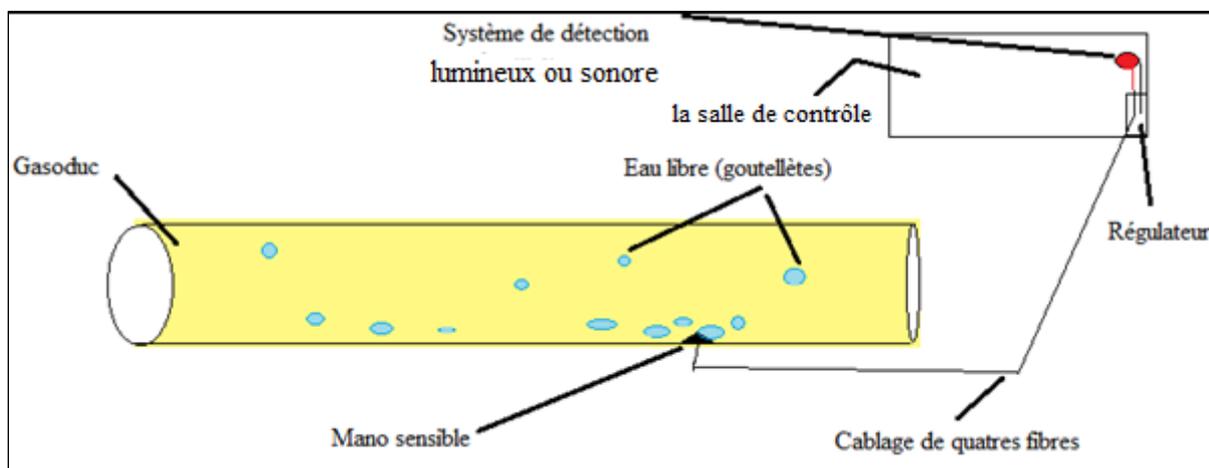


Figure III-10 : Schéma explicatif du système de détection (deuxième proposition).

* Instrumentation

Les instruments nécessaires sont généralement simple mais ils nécessitent des préalables études d'emplacement on cite :

1. Source d'électricité

Le Mano a besoin d'électricité pour qu'il puisse fonctionner (quatre câbles).

L'électricité nécessaire pour le Mano peut être assurée par les mêmes sources montrées dans la première proposition.

2. Salle de contrôle

On peut utiliser la même salle de contrôle pour la protection cathodique par courant imposé ou les salles de contrôle au niveau des points de purge ou d'échantillonnage...

3. Régulateur

Il faut être compatible avec l'intensité de courant nécessaire pour le Mano qui provoque l'allumage de la lumière ou le système sonore.

4. Câblage

Il faut être protégé de l'extérieur de pipe jusqu'au le régulateur ; assure la conduite de courant vers ou de la salle de contrôle.

5. Lumière sensible ou système sonore sensible à l'électricité

C'est le point le plus essentiel dans notre système, puisque la fiabilité de notre détection dépend de la sensibilité de la lumière ou le système sonore.

6. Le Mano

C'est l'instrument clé dans notre système, leur sensibilité est vers le poids.

Peut-être soudé ou fixé par des boulons spéciaux de fixation en matière non-corrosive.

Le Mano peut être positionnés dès la soudure des pipelines.

III.6.b. Discussion des résultats de laboratoire

* Le but de l'analyse de laboratoire

A. Selon les systèmes de détection

⇒ Le premier système de détection proposé

Ce système nous donne une estimation d'existence d'eau ou hydrocarbure lourd (puisque la conductivité électrique est une caractéristique d'eau seulement mais si on veut faire une confirmation on peut demander après le déclenchement de système sonore ou lumineux de prendre un échantillon de fluide à partir de la première point de purge après le point d'implantation de (point de soudure d'arrivé).

⇒ Le deuxième système de détection proposé

Ce système nous donne une estimation d'existence d'une phase liquide libre on ne sait pas sa nature (eau ou hydrocarbure lourd) (puisque la sensibilité de ce Mano est basée sur le poids).

Pour cela il est nécessaire et obligatoire de faire une confirmation , après le déclenchement de système sonore ou lumineux un échantillonnage de fluide à partir de la première point de purge après le point d'implantation de (Mano) est obligé afin d'assurer la fiabilité et l'avantage technique de ce système.

B. Selon la nature de fluide transporté dans le pipeline(ou bien on peut dire la nature de pipelines-Gazoduc ou Oléoduc)

* Si c'est un gazoduc (fluide transporté gaz)

Dans cette situation il est nécessaire de mesurer le teneur en vapeur de ce gaz par le Karl-Fisher et d'à partir de la première point d'échantillonnage ou de mesurer ce paramètre directement grâce au calculateur qui existe déjà aux niveaux des arrivés dans le réseau de pipelines.

* **Si c'est un Oléoduc (fluide transporté huile brut ou produits finis)**

Dans cette situation il est nécessaire de faire une analyse spectrométrique l'exemple de notre étude est réalisé au niveau de centre de recherche universitaire Ouargla ;

On a utilisé le spectromètre infra-rouge (Echantillon d'huile [18])



Figure III-11 : Spectromètre IF.

Tellement cette appareil est très sensible, la première lecture qu'on va l'observer sur l'ordinateur est correspond au mesure de la quantité de CO₂ dans l'air du laboratoire. Après lecture, on remarque que cette fraction peut être négligeable

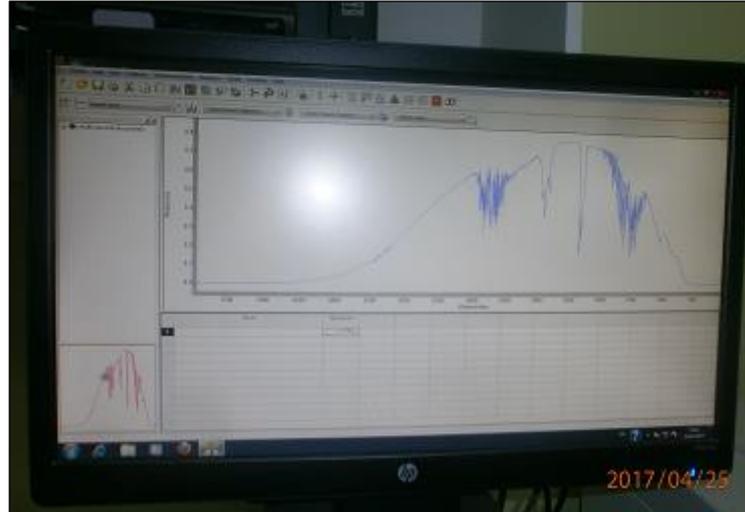


Figure III-12 : Mesure de CO2 (perturbation).

Ensuite on pose notre échantillon sur le support d'échantillonnage afin de l'analyser (de point de vue composition chimique).



Figure III-13 : Pose d'échantillon.

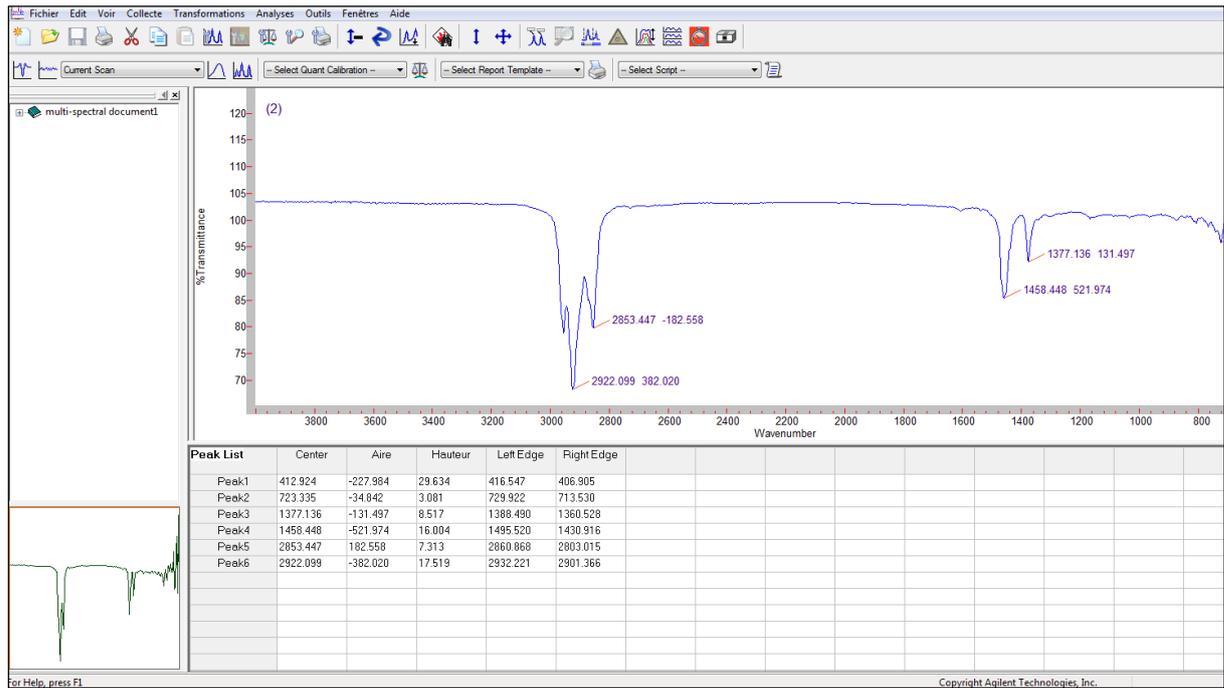


Figure III-14 : Résultat d'échantillonnage [17]

Résultat de l'échantillonnage

Ce fluide est une huile propre car l'eau ne contient pas des liaisons doubles (Voir les piques dans la figure III-14). Alors par cette technique on peut faire une estimation sur la nature de fluide indésirable détectée à partir des systèmes de détection.

Les valeurs des piques correspondant sont regroupées sur le tableau (Tab III-02).

SPECTROSCOPIE INFRAROUGE

[RETOUR AU SOMMAIRE](#)

Table des nombres d'onde des vibrations de valence et de déformation.

| Liaison | Nature | Nombre d'onde (cm ⁻¹) | Intensité* |
|--|-------------|-----------------------------------|-------------------------|
| O-H alcool libre | Valence | 3580-3670 | F ; large |
| O-H alcool lié | Valence | 3200-3400 | F ; large |
| N-H amine primaire : 2 bandes amine secondaire: 1 bande | Valence | 3100-3500 | m |
| N-H amide | Valence | 3100-3500 | F |
| C _{sp} -H | Valence | 3300-3310 | m ou f |
| C _{sp2} -H | Valence | 3000-3100 | m |
| C _{sp2} -H aromatique | Valence | 3030-3080 | m |
| C _{sp3} -H | Valence | 2800-3000 | F |
| C _{sp2} -H aldéhyde | Valence | 2750-2900 | m ; 2 bandes |
| O-H acide carboxylique | Valence | 2500-3200 | F à m ; large |
| C≡C | Valence | 2100-2250 | f |
| CN | Valence | 2120-2260 | F ou m |
| C=O anhydride | Valence | 1700-1840 | F ; 2 bandes |
| C=O chlorure d'acide | Valence | 1770-1820 | F |
| C=O ester | Valence | 1700-1740 | F |
| C=O aldéhyde et cétone | Valence | 1650-1730 | F |
| abaissement de 20 à 30cm ⁻¹ si conjugaison | | | |
| C=O acide | Valence | 1680-1710 | F |
| C=O amide | Valence | 1650-1700 | F |
| C=C | Valence | 1625-1685 | m |
| C=C aromatique | Valence | 1450-1600 | variable; 3 ou 4 bandes |
| N=O | Valence | 1510-1580 et 1325-1365 | F ; 2 bandes |
| N-H amine ou amide | Déformation | 1560-1640 | F ou m |
| C _{sp3} -H | Déformation | 1415-1470 | F |
| C _{sp3} -H (CH ₃) | Déformation | 1365-1385 | F ; 2 bandes |

Tab III-02 : Récapitulatif de la composition volumique suivant la spectroscopie infrarouge [16].

Lorsque notre système de détection nous déclare qu'un fluide indésirable dans le collecte de transport est apparu et après la confirmation de sa nature (huile, eau) ; qu'est ce qu'on va faire ? Quelles sont les procédures de plan d'intervention préventive ? Tous ces actions ont vue d'éviter la formation des hydrates et de minimiser les bouchages des passages des fluides transportés.

III.7. Quelques solutions utiles

Incluant toutes les méthodes qui ont pour but d'inhiber les hydrates avant leur formation, en d'autres mots, évité leur formation. Se sont en général des procédés physico-chimiques.

Si on peut utiliser la purge - cas de oléoduc - on l'utilise pour évacuer le fluide indésirable détecté par le système de détection, mais ce cas si le point de purge est proche de la zone d'existence de fluide indésirable mais dans le cas de gaz on peut pas l'évacuer directement dans l'atmosphère ; il faut s'assurer qu'il ya un système de traitement où on peut traiter le gaz et le réinjectée dans le gazoduc. Si non il est obligatoire d'utiliser quelques méthodes de préventions parmi les on a :

III.7. a. Les inhibiteurs chimiques

En général il existe deux types d'inhibiteurs utilisés qui sont :

- Les inhibiteurs thermodynamiques (THI).
- Les inhibiteurs à faible dose (LDHI).

Les inhibiteurs thermodynamiques empêchent la formation des hydrates en réduisant la température à laquelle se forment les hydrates et cela en changeant le potentiel chimique de l'eau comme c'est montré dans (la figure III-15). Par contre, les inhibiteurs d'hydrate à faible dose ne changent pas la température de formation des hydrates. Ils interfèrent avec la formation des cristaux d'hydrates ou avec l'agglomération des cristaux dans les bouchons. Les antiagglomérants (AA) peuvent fournir une protection plus importante que les inhibiteurs cinétiques.



Figure III-15 : Photo réelle de skid d'injection des alcools Cas de gas lift [14].

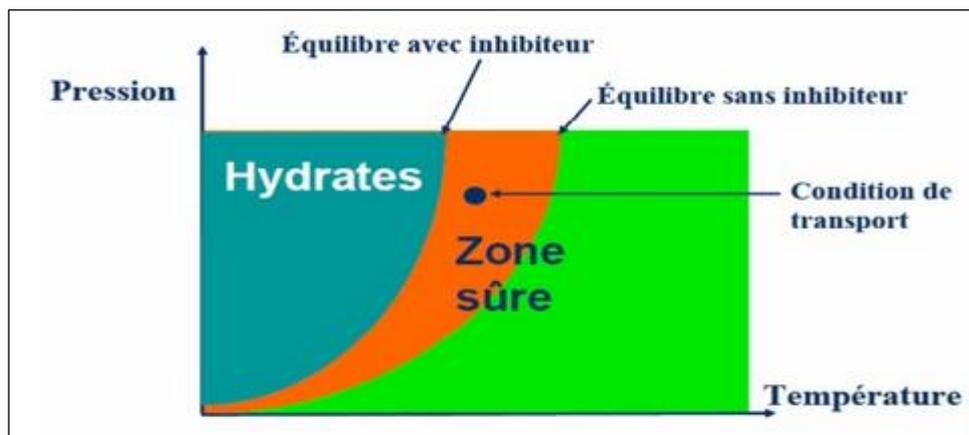


Figure III-16 : Schéma montrant l'effet des THI sur la courbe d'équilibre des hydrates [14].

III.7. b. Les inhibiteurs thermodynamiques

- Les alcools

Dans les alcools (du méthanol au butanol), l'ensemble de l'hydrogène se lie à l'eau avec son groupe hydroxyle. Cependant Ben Naim (1980) indique que l'extrémité hydrocarbonée de la molécule d'alcool provoque un effet de regroupement sur les molécules d'eau semblable à celle des formateurs hydrates.

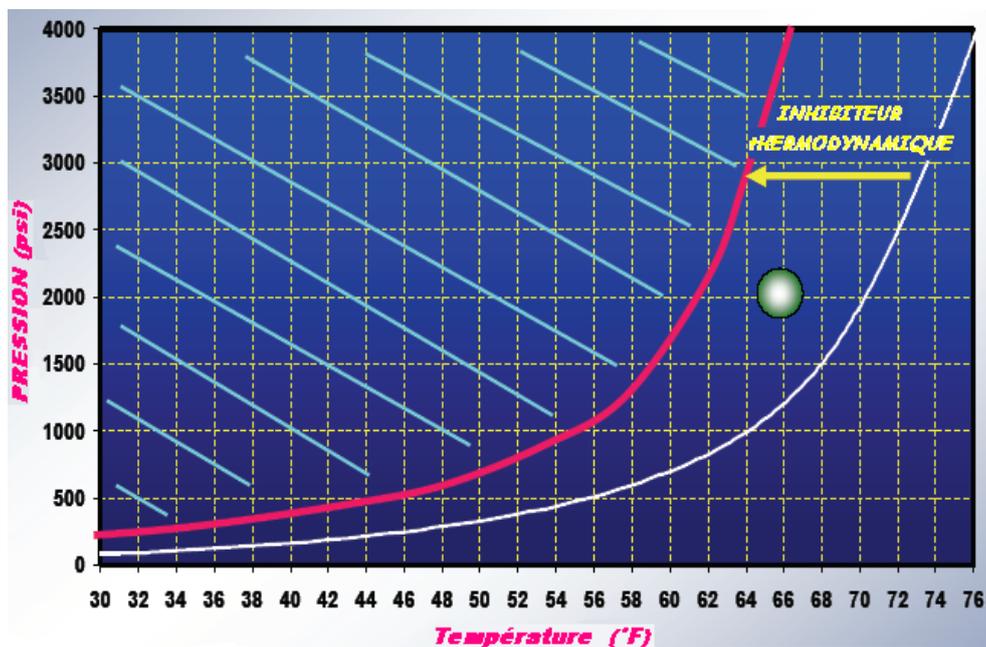


Figure III-17 : Diagramme d'utilisation des inhibiteurs thermodynamiques [11].

- Les antiagglomérants (AA)

Les antiagglomérants (AA) sont des tensioactifs qui causent la suspension de la phase d'eau sous forme de petites gouttelettes (sous forme d'une émulsion). Lorsque les gouttelettes d'eau en suspension se transforment en hydrates, les caractéristiques d'écoulement sont maintenues sans formation de bouchons d'hydrates. Ils permettent aux cristaux d'hydrates de se former en maintenant les particules en petites taille et dispersées dans le liquide des hydrocarbures. Ils empêchent ainsi la formation de bouchons d'hydrates plutôt que la formation d'hydrates, Voir figure III-16.

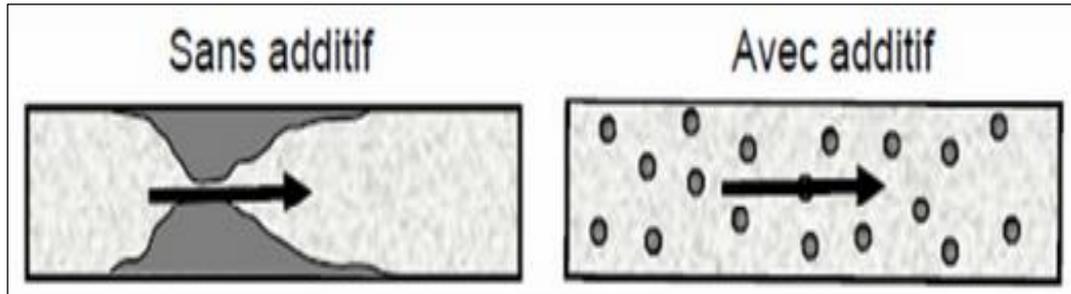


Figure III-18 : Schéma montrant l'effet d'un agent anti agglomérant [14].

III.7. c. L'inhibition par adsorption

- **Tamis moléculaires**

A la différence de la déshydratation au glycol, qui est un procédé d'absorption, la déshydratation avec les tamis moléculaires est un procédé d'**adsorption**. L'eau dans le gaz adhère à la phase solide, le solide étant le tamis moléculaire, et est donc retiré du naturel gaz.

Les tamis moléculaires sont généralement utilisés lorsque le gaz très sec est nécessaire.

Le processus de tamis moléculaire peut sécher un gaz à moins de 1 ppm (1 mg/Nm³ ou 0,05 lb/MMCF)

Dans le procédé de tamis moléculaire, le gaz humide entre dans un lit de matériau adsorbant. L'eau dans le gaz est adsorbée sur le lit et un gaz sec est produit. Une fois le lit est saturé d'eau – autrement dit, lorsque l'eau ne peut plus être adsorbée – le lit doit être régénéré.



Figure III-19 : Photo réelle des différents types des tamis moléculaires [11].

III.7. d. Prévention thermique active

La prévention thermique active comprend le chauffage électrique et le chauffage par circulation d'un fluide chaud dans un faisceau. Au niveau des lignes d'écoulement et des colonnes de production, le chauffage doit être appliqué avec une isolation thermique pour minimiser les besoins énergétiques.

- ◆ Le chauffage électrique : n'a pas besoin de ces installations de stockage et il est applicable aux petits réseaux de pipelines ou conduites isolées humides. Il offre également l'avantage de fournir un chauffage uniforme à la conduite d'écoulement. L'efficacité de l'énergie électrique à se transformer en énergie de chauffage est comprise entre 25% et 30%. (voir page - 45 - Figure III-09 : Chauffage électrique des pipelines).

Si toutes les méthodes préventives ont été pas réussites et si l'hydrate se forme qu'elle est la solution ? Comment résolu ce problème ?

On va utiliser les méthodes curatives.

III.8. Méthodes curatives

Dans le cas où il y'a effectivement formation d'hydrates, on procède à leur élimination par plusieurs méthodes dont les suivantes :

- ⇒ Le raclage.
- ⇒ La dépressurisation.
- ⇒ Le Coiled tubing.

La méthode la plus utilisable dans le domaine de transport par pipelines est :

Le raclage : (voir figure III-20) un racleur, ou jauge d'enquête, est un outil de forme cylindrique qui épouse la paroi interne de la conduite, son diamètre extérieur est pratiquement le même que le diamètre intérieur des conduites d'écoulement. Le racleur est transporté à travers le pipe de haute à base pression où il nettoie le tuyau le long du chemin. Les racleurs modernes sont des outils avancés de diagnostic.

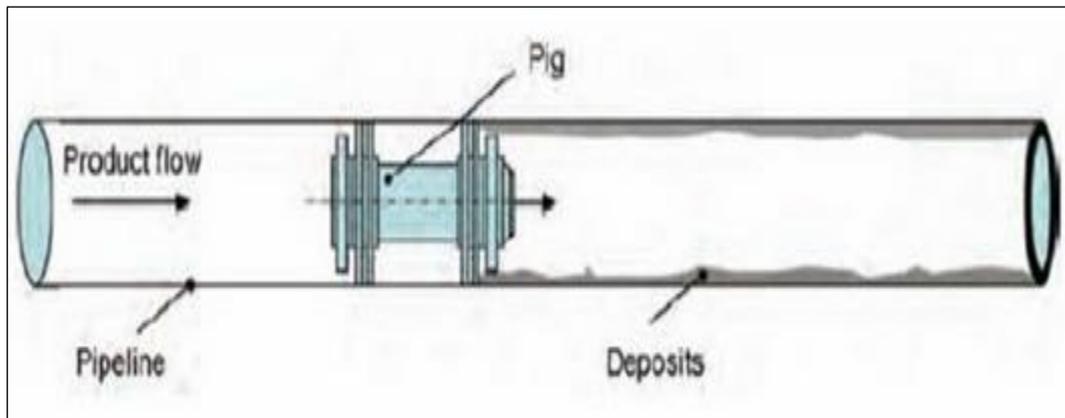


Figure III-20 : Un racleur passant dans un pipeline [14].

III.9. Conclusion

La détection de nature de fluide indésirable dans les collectes permet d'intervenir dans les brefs délais et éviter tout arrêt brusque dans n'importe qu'elle domaine (production, transport, etc.) et aussi nous donne la meilleure solution par l'injection des alcools ou le chauffage etc.

Notre proposition de détection nécessite des précautions ; on va les noter dans les recommandations.

Références :

[14] KHELKHAL.H et SEBA.N, «Etude de la formation des hydrates et leur inhibition dans le réseau de gaz-lift du champ de Hassi Messaoud», mémoire de Master, Faculté des hydrocarbures et de la chimie Boumerdess 2016.

[15] NGUEN HONG.D, «Dissociation des bouchons d'hydrates de gaz dans les conduites pétrolières sous-marine », Thèse de doctorat, l'école nationale supérieure des mines de Saint-Etienne, 2005.

[16] «Spectroscopie infrarouge », Documentations de centre de recherche, université d'Ouargla, 2017.

[17] « Agilent Resolution Pro », Software, Résultats 24/04/2017.

[18] Echantillon de puits BRS-3 bis D=0,82 à 23°C, 2017.

[19] <https://tpegazdeschistes.wordpress.com/2014/01/19/37/> Dirigé par Sébastien.B ; Julien.M et Valérian.L, date de consultation 09/05/2017.

[20] carloscramez@gmail.com Enhanced oil recovery, date de consultation 09/05/2017.

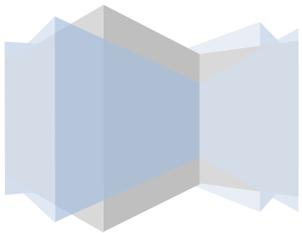


جامعة محمد خيضر

بسكرة



Conclusion générale



CONCLUSION GENERALE

Après ce passage qui commence par l'origine des hydrocarbures jusqu'à leur transport, on peut conclure que la production du pétrole est toujours accompagnée par une production de gaz et dès fois de l'eau et pour cela ; lors du transport par canalisation plusieurs contraintes sont rencontrées entre autre celles liées aux phénomènes d'hydrates causé par l'existence des conditions qui favorisent leur formation d'hydrates.

Dans le but de connaître l'origine des hydrates ainsi que les différents types de ces derniers il faut faire un passage de l'origine des hydrocarbures (la formation et les pièges géologiques), qui sont expliqués dans le premier chapitre, cette revue bibliographique nous offre une image claire sur l'existence des multi phases des fluides, ce qui nous confirme l'accompagnement d'eau et de gaz dès leur formation sous terrain.

Au deuxième chapitre, on conclut que l'origine des problèmes des bouchages est due à la mauvaise séparation entre les différents fluides (gaz, huile et eau) et malgré tout le développement dans le domaine industriel et technologique, les problèmes existent toujours.

Il existe plusieurs types et plusieurs méthodes de prévention et d'intervention afin de remédier aux problèmes des hydrates.

Au troisième chapitre nous nous sommes intéressés à la description de différentes recherches dans le domaine d'hydrates depuis l'année 1961 jusqu'à ce jour, et on peut remarquer que les problèmes des hydrates peuvent être minimisés ou bien éliminés dans le cas d'un système de détection d'une phase d'eau libre qu'est la phase préalable avant que les hydrates se forment.

Dans le dernier chapitre un système de détection est présenté avec des techniques d'identification de nature des fluides indésirables dans les conduites. Cette détection nous permet de choisir et décider la méthode la plus convenable, rentable et efficace pour empêcher la formation d'hydrates. Finalement, et dans le cas de formation d'hydrates on a constaté qu'il existe plusieurs méthodes curatives dépendantes de la période et de la zone ainsi que de l'instrumentation disponible pour l'intervention (exemple : Coiled Tubing, le racleur et la dépressurisation...)

Sur le plan pratique, il faut toujours réfléchir et faire une étude économique et énergétique avant le dégagement de la décision concernant la méthode d'intervention.

Notre proposition de détection nécessite des précautions qu'on va les noter au niveau des recommandations.

RECOMMANDATIONS

A la fin, nous recommandons :

- ⇒ Une bonne séparation des hydrocarbures est conseillée sur tous dans le cas des mélanges ou brut assure l'élimination des problèmes de transport engendrés par l'existence de plusieurs phases des fluides transportés.
- ⇒ Il faut tester le système de détection proposé dans ce travail avec les différentes conditions de transport afin de précipiter tous les scénarios possibles.
- ⇒ L'utilisation d'un réacteur est conseillé pour assurer une bonne précision d'intensité de courant nécessaire à fonctionner notre système et avoir des résultats fiables et d'augmenter la sensibilité de détecteur.
- ⇒ Une étude de simulation est conseillée pour déterminer les zones d'implantation de système.
- ⇒ Relier les Skids au système SCADA pour pouvoir les manipuler à distance.
- ⇒ Relier les systèmes de détections au système SCADA pour pouvoir les commander à distance.
- ⇒ Assurer la bonne surveillance par le système de détection journalier (deux fois ou trois fois par jour) suivant la toxicité des fluides transportés.
- ⇒ Réaliser une étude de faisabilité de la prévention d'hydrates par le chauffage électrique.

ملخص

الغاز الطبيعي يرفق في حالته الطبيعية بالعديد من المركبات الغير نفطية من بينها البعض ملوث. هاته المركبات الملوثة تملك دوما تأثيرا منبوذا في المخطط التقني أيضا البيئي. دراستنا هذه ركزت على الاستقصاء في أسباب تشكل الهيدرات ومختلف مشاكلها على مستوى الإنتاج وكذا النقل؛ ما مكننا من اقتراح نظام كشف يؤمن لنا معرفة طبيعة السوائل المتشكلة اثناء نقل المحروقات، فبفضل هذا النظام يمكن تحديد عمليات التدخل اللازمة لإعاقة الهيدرات من التشكل أو إزالتها التي تؤدي الى سد الأنابيب وتوقيف عمليتي الإنتاج والنقل. فالهدف من هذه الدراسة محاولة تحقيق الأهداف الاقتصادية والبيئية والتقنية المرجوة.

Résumé

Le Gaz naturel est accompagné lors de son état naturel, de plusieurs Composés non-hydrocarbonés parmi lesquels certains sont acides. Ces composés Acides ont toujours des effets néfastes sur le plan technique ainsi qu'environnementale.

Cette étude est consacrée sur la prospection dans les causes de formation d'hydrates et les différents problèmes au niveau de production et aussi de transport, Ce qui nous permet de proposer un système de détection ; qui nous assure la connaissance de nature des fluides formés au cours de transport. Grace à ce système, il est possible de préciser les opérations d'intervention nécessaire a empêcher l'hydrate a se former ou l'éliminer, qui conduit à un bouchage des conduites et l'arrêt des deux opérations de production et de transport. L'objectif de cette étude est d'essayer de réaliser les objectifs économiques, environnementaux et techniques désirés.

SUMMARY

At the time of its native state, the natural gas is found mixed with some non-hydrocarbon compounds among them we have acid gases; these compounds Acids always have adverse effects on both the technical and environmental aspects.

This study is devoted on prospecting in the causes of hydrate formation and the various problems at the level of production and transport, which allows us to propose a system of detection; which ensures us knowledge of the nature of the fluids formed during transport. Thanks to this system it is possible to specify the intervention operations necessary to prevent the formation or elimination of the hydrate, which leads to clogging of the lines and shutdown of the two production and transport operations. The aim of this study is to try to achieve the desired economic, environmental and technical objectives.