

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques
Département de Biochimie et Microbiologie

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention
du diplôme de Master en Biotechnologie
Spécialité: Biotechnologie Microbienne

Thème

Synthèse bibliographique portant sur la récupération assistée du pétrole par les microorganismes

Réalisé par:

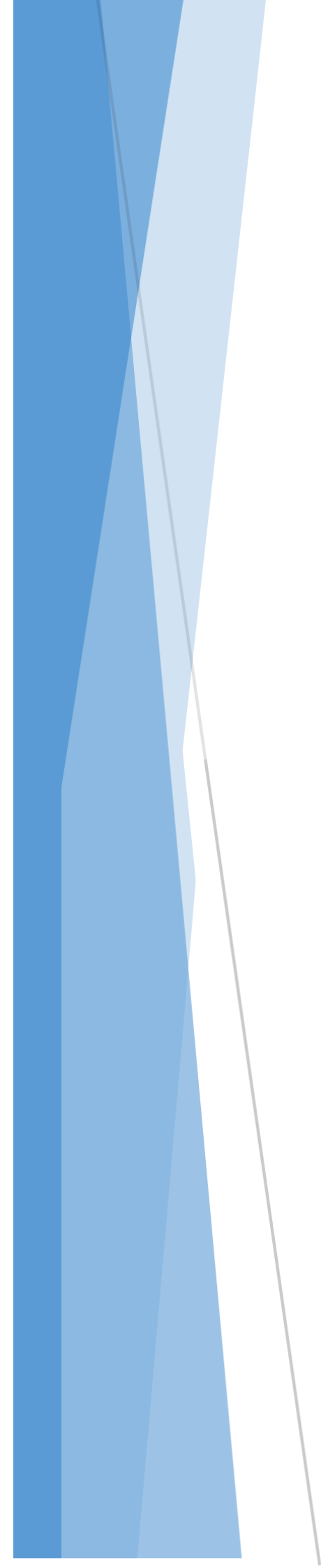
M^{elle} Belaid Tinhinane

M^{elle} Friha Khedidja

Soutenu le: 05/11/2020, devant le jury composé de:

M^{me} Hellal	Z.	Maître Assistante Classe A	UMMTO	Présidente
Mr Bouacem	K.	Maître de Conférences Classe B	UMMTO	Promoteur
M^{me} Dermeche	S.	Maître de Conférences Classe B	UMMTO	Examinatrice

2019/2020



Remerciements et dédicaces

Remerciements

Ce travail est l'aboutissement d'un dur labeur et beaucoup de sacrifices; nos remerciements vont d'abord au Créateur de l'univers, ALLAH, qui nous a maintenu en santé et donné la patience et le courage pour mener à bien notre chemin d'étude.

Nous souhaitons adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire de fin d'étude, ainsi qu'aux personnes qui ont contribué à nous transmettre le savoir durant toutes les années d'étude.

Nous offrons en premier, des sincères et chaleureux remerciements à notre promoteur M. BOUACEM K. pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.

Nous tenons à exprimer notre gratitude aux membres du jury, M^{me} HELLAL Z. et M^{me} DERMECHE S. pour leur présence, leur lecture attentive de notre mémoire de fin d'étude ainsi que pour les remarques qu'ils nous adresseront lors de cette soutenance afin d'améliorer notre travail.

Nous tenons à remercier également toute l'équipe pédagogique de l'université Mouloud Mammeri et tous les enseignants qui nous ont accompagnés durant nos années d'études et nous ont assuré un bagage de valeur.

Nous voudrions également exprimer notre reconnaissance envers les responsables du CRD (Centre de Recherche et de Développement de SONATRACH) à BOUMERDES, et plus particulièrement, Monsieur KHALEF et son équipe (M. FEDALA et M. BENBRIKA) et Madame BOUSSENA, qui nous ont donné l'accord afin d'effectuer la partie pratique de notre travail dans leurs laboratoires. Malheureusement, suite aux conditions actuelles de la pandémie Covid- 19, la pratique a été annulée.

Et enfin, nous aimerons exprimer notre gratitude à Monsieur GANA M.L., chef de département de corrosion de CRD, qui nous a également porté d'aide

Dédicaces

Mes remerciements vont à ALLAH le tout puissant qui nous a donné le courage et la force pour mener à terme ce modeste travail que je dédie en guise d'amour et de reconnaissance, à ceux qui quels que soient les termes embrassées, je n'arriverai jamais à leur exprimer mes remerciements:

À toi ma chère mère, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Tu es restée ma plus belle certitude dans la vie quand tout le reste s'est effondré, tu es si forte et constante, inébranlable et indulgente. Ta bienveillance m'a guidé depuis mon enfance et ta présence a toujours été ma source de force, et me voilà aujourd'hui, je t'offre cette réussite qui ne sera que le début INCHAALLAH, je ferais de mon mieux pour me lever et élargir mes horizons vers les cieux. Enfin, merci maman pour tes sacrifices inconditionnels, j'espère être à la hauteur de votre éducation. Je t'aime

À mon papa chéri, le brave homme qui m'a enseigné la sagesse, le respect d'autrui, la générosité et surtout l'humanité. Tu as été toujours un chef de famille digne et droit, plein de valeurs, tu as été à mes côtés dans chaque décision prise et tu m'as encouragé d'avancer vers l'avant. Papa, tu disais toujours que je suis la personne à qui tu fais confiance le plus dans la vie, et que tu comptais sur moi, j'espère que tu es assez fière de ta fille. Je t'aime

À mes très chers petits frères MAZIGH et ILYAS, vous êtes ma source de bonheur dans la vie, mes deux piliers sur qui je peux compter. En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et grand amour, je vous souhaite une vie pleine de bonheur. Je vous aime énormément.

Je dédie ce travail surtout à mon âme sœur KATIA, une copine qui a partagé avec moi le meilleur et le pire, merci pour ton soutien et ta présence dans ma vie, à travers cette dédicace, je veux t'assurer mon amitié éternelle et mon soutien infailible.

J'en profite pour remercier tous les membres de la famille de KATIA, je vous considère ma deuxième famille.

À ma chère HOUDA, une copine qui n'a pas cessé de m'encourager tout le long dans mon travail, tu m'as toujours poussé afin de surmonter les épreuves et les problèmes de vie. Sache que réciproquement, tu peux compter sur moi. Merci à toi, à ton mari et à toute ta famille.

À la mémoire de ma grande mère HALIMA, que dieu l'accueille dans son vaste paradis.

À mes grands-parents maternels « MOHAMMED et FATMA » et paternels « MOHAMMED OU SAID et FAZIA », que dieux vous garde, vous êtes Lvaraka de la famille.

À ma grande famille, mes tantes et mes oncles paternels et maternels, en particulier khalti YAMINA, khali OMAR et sa femme KHALOUDJA, khali MOURAD et sa femme OUISA, Hakim, Nina, Tata LEILA et ma tante KAHINA, ainsi qu'à leurs maris. Merci pour votre encouragement.

À tous mes cousins et cousines: TAHAR, CICI, DYHIA, MELISSA, LILIANE, LYDYA, LEILA, AMINE et EL HADI nous avons vécu que des bons moments ensemble, je souhaite garder ces bons liens avec vous à l'avenir. Je vous adore.

À ma khalto DJAMILA que j'aime beaucoup, tu es un exemple de la femme courageuse, en te voyant j'apprends à être patiente dans la vie. Je t'aime.

À mes chères cousines CELIA et THIZIRI, et mon frère GHILES, vous êtes mes adorés.

À mes amis NADIA, TINA, ASSIA, BRA et JU, vous êtes des amis extraordinaires.

À mes adorables voisines TINA et tata RACHIDA, vous êtes des personnes formidables.

À ma chère amie et binôme KHEDIDJA ainsi qu'à toute sa famille, merci pour votre aide et accueil pendant les moments de préparations. Un remerciement pour toi khedoudj pour ta patience, ton courage et ta compréhension tout le long de ce projet.

Et enfin, à tous ceux que j'aime du plus profond de mon cœur,

Merci.

Tinhinane

Mes remerciements vont à ALLAH le tout puissant qui nous a donné le courage et la force pour mener à terme ce modeste travail que je dédie en guise d'amour et de reconnaissance, à ceux qui quels que soient les termes embrassées, je n'arriverai jamais à leur exprimer mes remerciements:

À la personne qui s'est battu pour m'offrir le meilleur, la personne qui m'a appris à surmonter les difficultés de la vie, à celui à qui je dois mon gout du bonheur, à l'homme le plus merveilleux au monde, mon cher père SLIMANE, que DIEU ait son âme. Aucun mot d'amour, de tendresse, de respect, et de reconnaissance, ne sera assez fort et à la hauteur pour te témoigner tout l'amour et l'admiration que j'éprouve à ton égard, papa. Merci d'avoir été pour moi le meilleur des pères, merci de m'avoir doté d'une éducation digne, et pour les belles valeurs que tu m'as enseigné, ainsi que pour tes conseils qui ont illuminé ma vie. J'ai eu vraiment de la chance d'avoir un père extraordinaire, courageux face aux épreuves de la vie, généreux et droit, dont je suis si fier, près de toi j'ai grandi en sécurité, dans la joie et la bonne humeur. Ta gentillesse, ton soutien, ta compréhension, tes sacrifices, tes craintes, ton originalité ainsi que ta chaleur paternelle ont été et seront toujours pour moi d'un grand réconfort. Ta joie et ton sourire le premier jour de l'école resteront à jamais gravé dans ma mémoire, j'aurais aimé te voir là en ce jour mémorable mais DIEU en a décidé autrement, repose en paix papa, j'espère que ce travail sera les fruits de ta semence et le témoignage de ma grande fierté de t'avoir comme père.

À celle à qui je dois ma vie, qui m'a toujours donné sans jamais rien demander en retour, à ma mère ZAHIA, tu as toujours été pour moi le symbole de la bonté par excellence, l'école de patience, de confiance et surtout de tendresse et d'amour. Ce modeste travail est une occasion pour te signifier mes sentiments les plus respectueux et ma profonde reconnaissance pour ton soutien indéfectible et tous tes sacrifices. Que DIEU t'accorde une bonne santé, une longue vie et t'entoure de sa bénédiction.

À mes très chères sœurs, HAYAT, MALIKA, SOUAD et son époux RAFIK.

À tous les moments d'enfance passés avec vous, en gage de ma profonde estime pour l'aide que vous m'avez apporté, je vous dédie ce travail en témoignage de mon affection et mon attachement indéfectible, votre soutien et vos encouragements m'ont permis d'affronter beaucoup d'épreuves, que Dieu vous protège et vous offre la chance et le bonheur.

À ma grand-mère maternelle

Qui n'a jamais cessé de formuler des prières pour moi, je te remercie pour ton soutien absolu et inconditionnel et ton encouragement illimités au long de mon parcours. Que DIEU te garde pour nous.

À mes oncles paternels Ali, Mouloud et Omar, ma considération pour votre soutien est énorme je vous dédie ce travail en reconnaissance de l'amour que vous m'offrez

quotidiennement et votre bonté exceptionnelle, Merci pour votre soutien et votre encouragement dans les moments les plus dures de ma vie.

À mon oncle maternel HAKIM et sa femme DJAMILA

Je vous remercie pour votre compréhension et votre soutien.

À tous mes cousins sans exception et plus particulièrement, RABAH, AMINE, MOHAMED, Ahmed, SID-ALI , je sais enfin ce que sais le bonheur d'avoir des frères sur lesquels on peut compter, je vous dis merci pour votre soutien, encouragement et réconfort.

À toutes mes cousines sans exception et particulièrement Sadia, Djamila, Nadia, Nassima Amel et son époux AHCEN, Lila et son époux HAFIDE, et la petite préférée INES

Votre soutien a été pour moi d'un grand secours

À toutes mes amies et plus précisément, ABIR, AMINA, MALIKA.

En souvenir de notre sincère et profonde amitié et des moments agréables que nous avons passés ensemble.

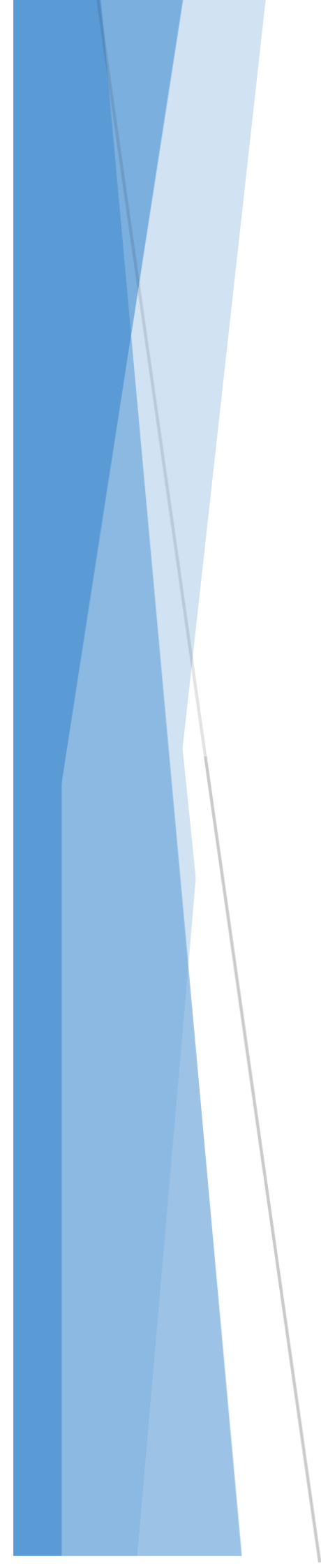
À mon binôme TINHINANE et à toute sa famille

En témoignage de l'amitié qui nous unit et des souvenirs de tous les moments que nous avons passés ensemble, je te remercie pour ta sympathie, ton soutien, et l'amour que tu m'accorde.

À ceux que j'aime et qui m'aiment et que me sont très chers.

Merci

Khedidja



Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Listes des figures et tableaux

Résumé

Introduction générale 1

I. Généralités

1. Définition du pétrole 3

2. Historique 3

3. Formation d'un gisement pétrolier 3

4. Exploration d'un gisement pétrolier 5

5. Composition chimique du pétrole 6

6. Propriétés physico-chimiques du pétrole 8

6.1. Densité 9

6.2. Viscosité 9

6.3. Point d'éclaire 10

6.4. Solubilité 10

6.5. Teneur en soufre 10

7. Critères de classification des pétroles bruts 10

7.1. Densité et degré de viscosité 10

7.2. Composition chimique 11

7.3. Teneur en soufre 11

7.4. Conditions d'accumulation et types de technologie d'extraction 11

7.5. Origine géographique 12

8. Importance du pétrole 12

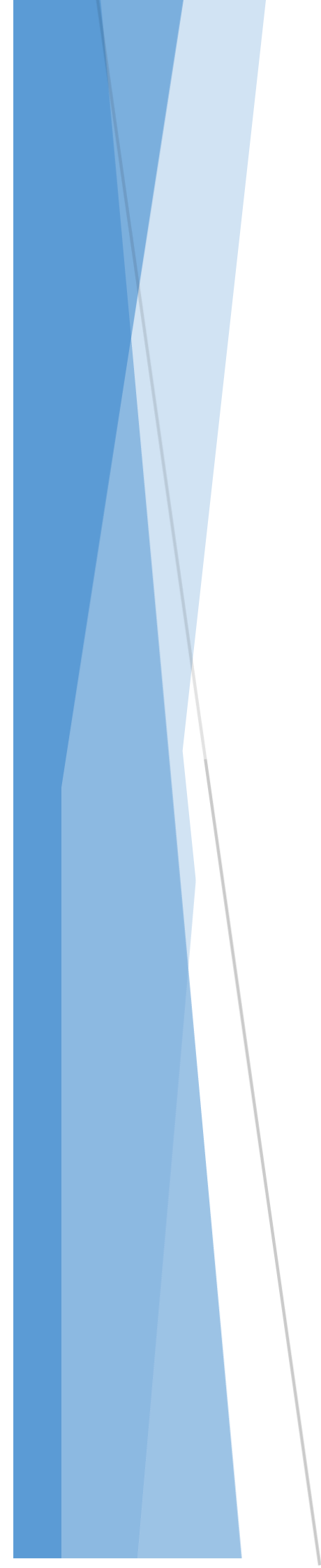
II. Microbiologie des réservoirs pétroliers

1. Caractéristiques physicochimiques des réservoirs pétroliers	14
1.1. Température	15
1.2. Salinité	15
1.3. Nutriments	16
1.4. Ph	18
1.5. Pression et perméabilité	18
2. Microorganismes des réservoirs pétroliers	19
2.1. Microorganismes fermentaires	19
2.1.1. Bactéries mésophiles	19
2.1.2. Bactéries thermophiles	21
2.1.3. Archées hyperthermophiles	24
2.2. Bactéries sulfato-réductrices	24
2.2.1. Bactéries Sulfato-réductrices mésophiles	26
2.2.2. Bactéries Sulfato-réductrices thermophiles	26
2.3. Archées méthanogènes	28
2.4. Bactéries ferro-réductrices et nitrato-réductrice	31
2.4.1. Bactéries réductrices du fer et /ou du manganèse	31
2.4.2. Bactéries réductrices du nitrate	32

III. Récupération assistée du pétrole

1. Méthodes de récupération du pétrole	35
1.1. Méthodes conventionnelles	35
1.1.1. Récupération primaire	35
1.1.2. Récupération secondaire	35
1.2. Méthodes non conventionnelles	36
1.2.1. Récupération tertiaire	36
1.2.1.1. Récupération assistée du pétrole par les méthodes thermiques	36
1.2.1.2. Récupération assistée du pétrole par les méthodes chimiques	36

2. Récupération assistée du pétrole par procédé microbien	37
3. Produits bactériens utiles dans la récupération assistée du pétrole	38
3.1. Biosurfactants	38
3.2. Bioémulsifiants	38
3.3. Gaz	38
3.4. Acides organiques	39
3.5. Solvants	39
4. Avantages de la récupération assistée du pétrole par les microorganismes (MEOR) (Microbial Enhanced Oil Recovery)	40
5. Stratégies de la récupération assistée du pétrole par les microorganismes	41
5.1. Stimulation des bactéries indigènes	41
5.2. Injection des bactéries exogènes avec les nutriments	42
5.3. Injection des métabolites produits <i>ex situ</i>	44
6. Mécanismes d'application de la récupération assistée du pétrole par les microorganismes	44
6.1. Modification du comportement du flux	44
6.1.1. Production des biopolymères	44
6.1.2. Métabolisme <i>in situ</i> des hydrocarbures	44
6.1.3. Production des gaz	44
6.1.4. Obturation microbienne des zones à haute perméabilité	45
6.1.5. Production des bioacides	46
6.2. Modification des propriétés des interfaces eau-pétrole-roche	46
6.2.1. Réduction de la tension interfaciale par les biosurfactants	46
6.2.2. Inconvénients d'utilisation des biosurfactants	47
Conclusion et perspectives	47
Références bibliographiques	59



Liste des figures et Tableaux

Figure 1: Coupe géologique en 3D représentatif d'un système pétrolier classique. 4

Figure 2: Principes de la récupération assistée du pétrole par les microorganismes. 43

Liste des tableaux

Tableau I: Proportion de différents composés dans deux bruts (Algérien et Américain) analysés par la méthode SARA 8

Tableau II: Caractéristiques physico-chimiques de certains pétroles bruts d'origine diverses 9

Tableau III: Quelques exemples de la qualité des pétroles selon leur provenance 12

Tableau IV: Produits pétroliers commerciaux issus du raffinage et leurs utilisations 14

Tableau V: Quelques bactéries fermentaires mésophiles isolées des réservoirs pétroliers 21

Tableau VI: Quelques bactéries fermentaires thermophiles isolées des réservoirs pétroliers 23

Tableau VII: Bactéries sulfato-réductrices isolées des réservoirs pétroliers. 28

Tableau VIII: Archéobactéries méthanogènes isolées des réservoirs pétroliers. 30

Tableau IX: Produits microbiens et leurs rôles dans la récupération assistée du pétrole (MEOR). 40

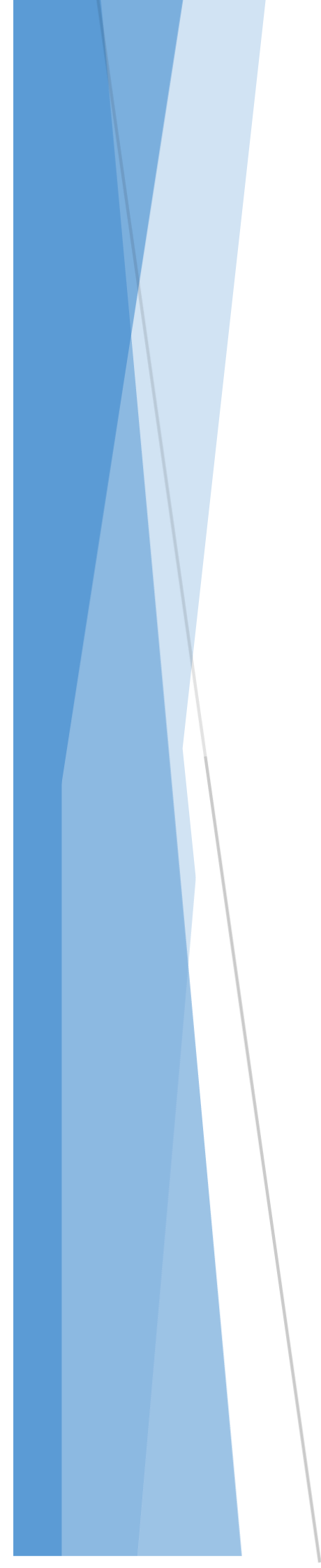
Le pétrole est une source d'énergie indispensable aux quotidiens de vie, il est confié dans la profondeur des puits qu'on appelle gisements pétroliers. Ces derniers sont des écosystèmes complexes avec des caractéristiques physicochimiques spécifiques, abritant de nombreuses formes de vie, surtout bactérienne et archéenne qui présentent une grande variété d'activités physiologiques et métaboliques. En effet, ces microorganismes extrémophiles préoccupent les microbiologistes pétroliers, car ils sont avérés importants dans la récupération du pétrole.

La recherche de la meilleur technique de récupération de pétrole est une bonne problématique à étudier, vu la crainte d'épuisement des puits de cette énergie non renouvelable. Par ailleurs, des méthodes de récupération primaires, secondaires et tertiaires sont utilisées, notamment la MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery).

La MEOR est donc une approche de libération des huiles à grands avantages, avec des stratégies et mécanismes récemment plus éclaircis, qui consistent à l'utilisation de l'activité métabolique microbienne afin d'extraire plus de pétrole.

Ce travail présente des généralités sur le pétrole et sur la microbiologie des réservoirs pétroliers, mais il se repose plus particulièrement sur les différentes techniques de récupération du pétrole, notamment la récupération des hydrocarbures par biais microbien.

Mots clés: Pétrole, Microorganismes, EOR (Enhanced Oil Recovery), MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery).



Introduction générale

« On dit que l'argent n'a pas d'odeur: le pétrole est là pour le démentir »; un proverbe illustratif de la situation économique actuelle de la plupart des nations du monde, qui dépendent de plus en plus de l'énergie emblématique du XX^e siècle, le pétrole. Ce dernier est devenu l'un des leviers les plus puissants de l'économie mondiale. En outre, la découverte de l'or noir a résolument bouleversé le mode de vie de l'humanité à tel point où il est et considéré comme un symbole du bien être sociale et signe de civilisation moderne. Cette dépendance quasi absolue de l'homme contemporain au pétrole lui confère son caractère stratégique et lucratif. Cependant, cette ressource naturelle est une arme à deux tranches. En effet, l'histoire de pétrole est jalonnée de problèmes, car d'une part, le pétrole a joué un rôle déterminant dans le déroulement et l'issue des hostilités et d'autre part, il constitue une source évidente de diverses pollutions qui sont susceptibles d'être à l'origine de la délinquance écologique.

Compte tenu la position élevée de cette première source d'énergie sur divers plans, l'étude d'un gisement qui est une branche de base de l'ingénierie pétrolière, fait appel à plusieurs disciplines notamment la géologie souterraine, la géophysique, la géochimie, la microbiologie ainsi que la biotechnologie. En effet, la bonne connaissance d'un gisement pétrolier avec tous ses composants, ainsi que la connaissance des constituants de pétrole, son origine, et ses paramètres physicochimiques permettent de déceler les différents types de brut, sa classification, sa qualité, ainsi que celle de ces produits dérivés, elles permettent aussi de prévoir les atteintes qui peuvent causer à l'environnement en cas de versement. Concernant microbiologie pétrolière, il est important de signaler qu'une relative diversité des microorganismes présentant une grande variété d'activités physiologiques et métaboliques abrite les réservoirs pétroliers. Par ailleurs, l'étude de ses extrémophiles est non seulement fascinante mais aussi très importante d'un point de vue économique car il peut affecter la qualité des huiles et son extraction.

D'autre part, la reconnaissance d'un gisement est considérée comme une opération formant le trait d'union entre les services de l'exploration et ceux de la production. En effet, elle s'est avérée très utile, plus précisément, dans le choix de la zone d'intérêt et de mettre en jeu des techniques d'extraction robustes aussi bien qu'économiques, afin d'augmenter la production de façon à obtenir une forte rentabilité, pour enfin atteindre l'objectif de satisfaire les besoins énergétiques croissantes de l'humanité.

C'est dans cette optique que cette synthèse bibliographique s'articulera, en examinant les différentes techniques d'exploitation d'un gisement pétrolier, qui requiert d'abord l'utilisation des techniques de récupération nommées conventionnelles (la récupération primaire et secondaire), qui ne permettent de récupérer qu'un tiers du brut présent dans les réservoirs pétroliers (Sen et *al.*, 2008). Ainsi, une grande quantité d'huile dite résiduelle, reste piégée dans la roche réservoir. Cependant, la production de pétrole peut durer pendant plusieurs dizaines d'années comme l'a dit un jour le Cheikh Yamani, « l'âge de pierre ne s'est pas arrêté, faute de pierre, l'âge du pétrole ne s'arrêtera pas, faute de pétrole », il suffit juste d'employer des approches d'extractions appropriées et améliorées. Dans ce contexte, des techniques de récupération dites tertiaire sont utilisées dans le but d'atteindre un rendement élevé.

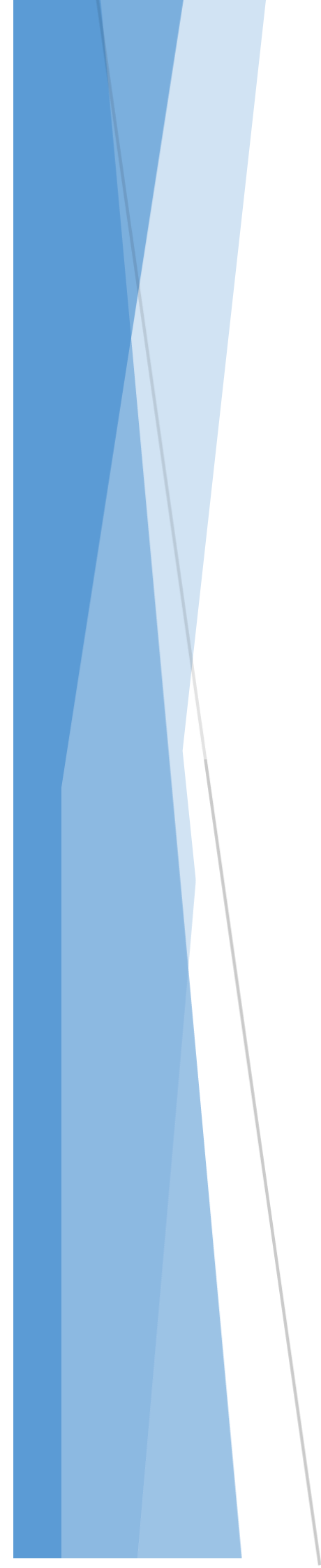
Les technique EOR (Enhanced oil recovery) qui sont des méthodes physico-chimiques permettant une prolongation de l'extraction de l'or noir. En revanche, elles sont non seulement coûteuses mais aussi nocives à l'environnement.

Par ailleurs, d'un point de vue pratique, pour qu'une méthode de récupération soit prometteuse, elle doit répondre à certaines exigences, à savoir, une augmentation de la récupération du pétrole, et un rendement économiquement attractif, ainsi que la faisabilité dans un champ pétrolier, ce qui nécessite l'étude approfondie de ses différents paramètres physico-chimiques. Dans ce cadre, les compagnies pétrolières ont met un éclairage sur la récupération assistée du pétrole par biais des microorganismes, désigné sous le sigle de MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery). Cette approche est économiquement attractive, écologiquement protectrice et techniquement pratique car d'une part, son application est facile et d'autre part, elle nécessite moins d'apport d'énergie.

Le premier chapitre de ce manuscrit est centré sur les généralités de pétrole notamment sa définition sa composition chimique, a classification et ses propriétés physicochimiques.

Dans le chapitre II intitulé « Microbiologie des réservoirs pétroliers » sont présentées quelques caractéristiques des réservoirs pétroliers. De plus, cette partie inclue l'étude de la diversité microbienne et leurs propriétés métabolique.

Enfin dans le troisième chapitre on a met l'accent sur les différentes méthodes de la récupération du pétrole et plus particulièrement la récupération par le biais de des microorganismes qui fait partie des techniques envisageables pour une exploitation des hydrocarbures fossiles encore plus efficace et respectueuse de l'environnement, les différentes stratégies et mécanismes de cette méthode sont également cité.



Généralités

1. Définition du pétrole

Le pétrole doit son nom à deux mots latins: *petra*, pierre et *oleum*, huile (huile de pierre). Il se présente sous forme d'un liquide généralement brun foncé, gras, visqueux, presque opaque et il est caractérisé par une odeur plus au moins prononcée (Hue, 1885).

Le pétrole peut être aussi défini comme étant une huile minérale, naturelle, combustible provenant d'un processus long de décomposition et de transformation de la matière organique qui a été enfouie lors des temps géologiques. Cette origine organique du pétrole est prouvée par l'existence de molécules optiquement actives, qui ne peuvent être synthétisées que par des êtres vivants. La composition de ce fluide dépend à la fois de la nature de la matière organique et de l'évolution subie dans les diverses conditions de température et de pression (Ellingsen et Feryforgues, 1998).

2. Historique

Le pétrole, ce liquide a reçu multiple noms, les Romains l'appelaient *bitumen*; les Américains le nomment *petroleum*; dans le Caucase, on l'appelle *naphte* et en Asie, il a simplement conservé son vieux nom de *bitume* (Hue, 1885).

Les premières traces d'utilisation du pétrole par l'homme datent de la haute antiquité, en Mésopotamie. Quand elle est abondante en sous-sol, cette huile forme des affleurements, une fois ramassés en surface, ces derniers étaient utilisés comme combustible d'éclairage, pour assurer l'étanchéité des navires et même dans le domaine médical et pharmaceutique dont le pétrole semble avoir été apprécié pour ces vertus médicinales pour soigner le rhumatisme et les maux de têtes (Durousset, 1999).

Il a fallu attendre 1859 pour que la grande aventure du pétrole démarre. Cette année est marquée par la découverte du premier gisement exploitable à Titusville en Pennsylvanie aux États-Unis, le tout premier forage pétrolier de l'histoire a été réalisé par le colonel Drake. Le pétrole jaillit des profondeurs et propulse l'humanité dans une nouvelle ère, celle de l'énergie bon marché.

À partir des années 60, le pétrole a supplanté le charbon comme matière première dans le domaine énergétique. En effet, l'économie du XIXe qui s'est édifiée sur le charbon s'est bouleversée et remplacée par celle du prochain siècle, qui reposait largement sur l'or noir (Corre, 2000).

3. Formation d'un gisement pétrolier

Le pétrole est le fruit de plusieurs transformations naturelles de la matière organique fossile (plancton, faune et flore) déposée dans les milieux aquatiques marins ou lacustres et mêlée par la suite avec des sédiments (argile, sable, sel, etc) formant des couches qui s'enfoncent naturellement (Corre, 2000). Une fois cette matière organique se confiné dans les sédiments imperméables (les roches à grains fins ex: argile, calcaire etc), les conditions d'anaérobiose s'y installent, ce qui favorise l'activité catabolique des bactéries anaérobies conduisant ainsi à la formation d'un mélange qui comprend des composés de haut poids moléculaire nommé kérogène.

Ces molécules subissent consécutivement un ensemble de transformations appelées diagenèse, au cours duquel les hétéroatomes sont éliminés sous forme de CO_2 , d'eau et d'azote (Juarez Morejon, 2017). La production de ce mélange inassimilable par les microorganismes et insoluble dans les solvants organiques usuels se déroule à faible profondeur, sous conditions de Température et de pression basses (Température inférieure à 60°C) (Eddouaouda, 2012). Ces sédiments riches en kérogène forment la roche mère.

Au fur et à mesure que cette dernière s'enfouit de plus en plus profondément, la pression et la température s'élèvent (Boussad, 2016), à ce stade, le kérogène subit un craquage thermique à 60 à 120°C . Ce processus correspond à la catagenèse (Eddouaouda, 2012); phénomène qui se déroule à un intervalle de profondeur entre 2000 à 3000 m (dénommé fenêtre à huile) et génère en plus de l'eau, des molécules d'hydrocarbures liquides ainsi que d'autres produits dont le mélange est appelé pétrole. (Au-delà de 3800m , le kérogène se transforme en hydrocarbures gazeux, on parlera donc de la fenêtre à gaz) (Ollivier et *al.*, 2014).

Le pétrole emprisonné dans la roche mère finira par la quitter, en migrant lentement vers le haut, profitant de microcavités et des fissures du sol. Parfois, il remonte jusqu'à la surface où il suinte et forme des marres pétrolières ou bien il se solidifie en bitume. Dans d'autres cas, il s'accumule dans les interstices microscopiques et les fissures des roches à la fois poreuses et perméables dites roches réservoirs, si ces dernières sont surmontées d'une barrière rocheuse imperméable nommée couverture, la migration va être bloquée (Boussad, 2016; Corre, 2000).

Par ailleurs, une accumulation d'une quantité suffisante de pétrole nécessite la présence d'une géométrie fermée issue de nombreuses déformations de couches rocheuses, appelée piège, ce dernier est de type stratigraphique ou structural. Enfin, si le piège n'est pas modifié au cours du temps, il donne naissance à un gisement pétrolier où le pétrole est préservé jusqu'au jour où il pourra être exploité (Malo et *al.*, 2015). Le piège peut renfermer à la fois du pétrole et du gaz, et dans ce cas l'agencement est en fonction de leurs densités. La figure 1 représente un système pétrolier.

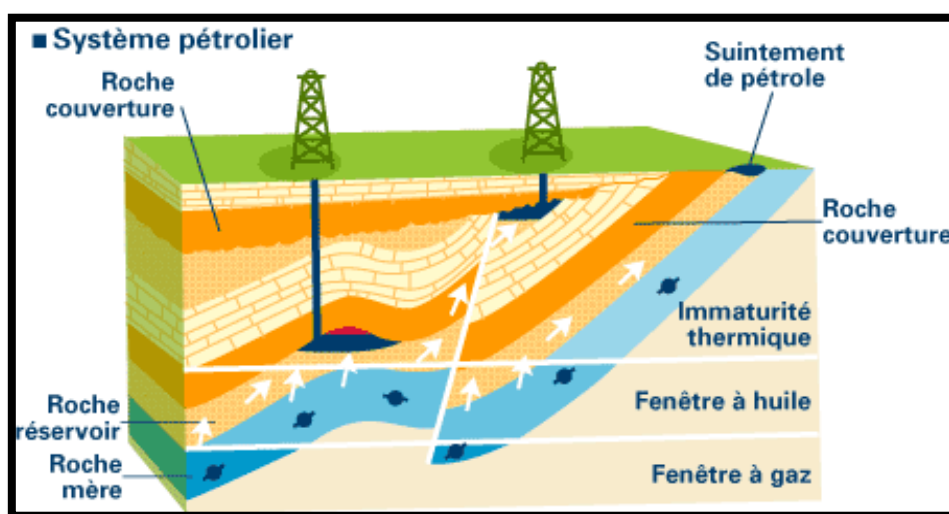


Figure 1: Coupe géologique en 3D représentatif d'un système pétrolier classique (Chadouli, 2013).

4. Exploration d'un gisement pétrolier

Le pétrole est devenu un produit stratégique et l'un des piliers de l'économie mondiale. En effet, pour conserver des niveaux de production suffisante afin de satisfaire les besoins énergétiques excessifs de l'humanité, de nouveaux gisements doivent être régulièrement mis en exploitation. Dans ce contexte, un important travail pluridisciplinaire qui englobe l'exploration et l'exploitation proprement dite est mené pour assurer l'extraction de cet or noir.

La phase d'exploration débute par une recueille de données à partir de diverses sources (affleurements de roches à la surface ou bien sur des échantillons provenant d'anciens puits d'exploration pétrolière et gazière, ...) afin de déduire les différentes caractéristiques d'une région particulière. Ensuite, une étude géologique du terrain en surface doit être effectuée en s'appuyant sur des levés géochimiques et géophysiques (séismique de réflexion, méthodes gravimétriques, magnétiques et magnétotelluriques) qui permettent respectivement de révéler les anomalies géochimiques de surface et de dévoiler la configuration de sous-sol afin d'acquérir des données sur les propriétés physiques des roches, ainsi que de repérer les pièges, le plus couramment grâce à une cartographie 2D ou 3D faite par une séismique de réflexion (Malo et *al.*, 2015).

Ces méthodes sont certes nécessaires, mais restent incertaines car seuls les forages d'explorations permettent de déceler la présence des hydrocarbures (Bertrand, 2008). Ces forages sont accompagnés par des sondages stratigraphiques afin d'extraire des carottes de roches dans le but d'apprécier le réservoir.

Enfin, selon les résultats obtenus par ces études, les géologues décident d'approfondir leurs recherches afin de mieux évaluer les ressources ou bien de procéder à la fermeture des puits (Malo et *al.*, 2015).

Une fois un gisement de taille suffisamment grande est déclaré économiquement rentable, une deuxième phase d'exploitation est lancée. Cette dernière est considérée comme une phase de développement et de production durant laquelle d'autres puits sont forés afin de récupérer le pétrole, soit par des méthodes naturelles sous l'effet de pression ou bien en utilisant des pompes, soit à l'aide des techniques secondaires (injection d'eau ou de gaz), qui consistent à maintenir la pression de réservoir et pousser l'huile vers les puits de production (Boussad, 2016).

Ces méthodes conventionnelles, ne permettent de récupérer qu'un tiers des ressources et vu qu'un gisement est une notion dynamique, c'est-à-dire qu'il diminue si le champ est exploité et s'accroît si le débit de production s'élève, des techniques de récupération tertiaires nommées méthodes de récupération assistées du pétrole (EOR Enhanced Oil Recovery) s'avèrent nécessaires pour prolonger l'exploitation d'un gisement jusqu'à son épuisement (Corre, 2000).

Après la mise en place d'infrastructures de surface (chemins d'accès, séparateurs, réservoirs, pipelines ou gazoducs, etc), le brut récupéré est ensuite transporté vers des stations de traitement (raffineries) ou bien vers les pays acheteurs (Sellami, 2015).

5. Composition chimique du pétrole

Le pétrole brut est un continuum extrêmement varié de centaines, voire des milliers de molécules présentes en proportions inégales et forment en quelque sorte une carte d'identité d'un brut (Ellingsen et Feryforgues, 1998).

Ces composés dont la provenance géologique et géographique est fortement hétérogène d'un point de vue chimique, leurs matrices de base sont constituées essentiellement d'hydrocarbures, avec un pourcentage qui peut atteindre 95% (Soltani, 2004; Tissot et Welte, 1984).

Les hydrocarbures sont de nature organique et de formule chimique de type C_nH_m , c'est-à-dire qu'ils sont constitués exclusivement d'atomes de carbone et d'hydrogène, ils sont très divers en terme de structure et omniprésents dans tous les types de brut, mis à part les oléfines ou les alcènes trouvés uniquement dans les produits raffinés (Laxalde, 2012).

En plus des hydrocarbures, des composés organiques hétéroatomiques sont également présents en faible quantité dans le pétrole brut.

Dans cette catégorie, on distingue des composés qui contiennent des impuretés comme les éléments soufrés, azotés et oxygénés ainsi que divers métaux. Ces éléments sont concentrés dans des fractions lourdes comme les résines et les asphaltènes (Colombano et *al.*, 2014).

- **Eléments soufrés:** Le soufre représente l'hétéro-élément le plus répandu dans un brut, il est présent avec des teneurs élevées et des concentrations qui peuvent aller de 0% à 8% en poids. Cette teneur est corrélée avec la densité des bruts (légers ou lourds) (Soltani, 2004).
- **Eléments azotés et éléments oxygénés:** On les trouve sous différentes formes avec des teneurs plus faibles que les composés soufrés. En effet, l'azote représente 0 à 1% et l'oxygène 0 à 0,5% (Boudreau et *al.*, 2019).
- **Métaux:** On les trouve à l'état de trace, tel que le vanadium qui représente 75% des métaux, suivi du nickel. D'autres métaux, tels que le fer, le zinc, le cuivre, le manganèse, le cobalt et le chrome sont également détectés à l'état de trace (avec des concentrations qui varient de 1ppm à 1000 ppm). Ces métaux sont concentrés dans des fractions tels que les résines et les asphaltènes (Colombano et *al.*, 2014).

En outre, les constituants d'un brut les plus souvent rencontrés peuvent être regroupés selon leur solubilité dans les solvants organiques suivant la méthode d'analyse SARA: (Saturés, Aromatiques, Résines et Asphaltènes) (Colwell et *al.*, 1977; Wren et Venosa, 1996) en quatre familles suivantes:

- **Hydrocarbures saturés:** Leurs atomes de carbones sont reliés par des liaisons simples et ils sont constitués essentiellement de (Colombano et *al.*, 2014):

- Hydrocarbures saturés aliphatique: Ce sont les alcanes linaires (n-alcane) et les alcanes ramifiés, ces molécules sont appelées respectivement des paraffines et des iso-paraffines dans l'industrie pétrolière.
- Cycloalcanes: Ce sont des composés cycliques ramifiés ou non, dénommés naphènes ou cyclo-paraffines dans l'industrie pétrolière.
- **Hydrocarbures aromatiques:** Cette famille rassemble tous les composants dont le nombre de noyaux varie de deux à six (Soltani, 2004). Ils sont séparés en deux groupes distincts qui sont:
 - Les hydrocarbures aromatiques monocycliques contenant un seul cycle benzénique comme le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène, ces derniers sont désignés sous le sigle de BTEX (Feknous, 2017).
 - Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), couvrent une gamme de molécules de complexité très variable et comportent plusieurs noyaux aromatiques accolés.
- **Asphaltènes:** Cette famille regroupe des composés à haut poids moléculaire, insolubles dans les solvants de type (n- pentanes ou n- hexanes) et caractérisés par une structure mal connue, du fait, d'une part, de la difficulté d'utilisation des méthodes analytiques et d'autre part, de la complexité de leurs compositions chimiques faites à base de noyaux aromatiques condensés avec des chaines aliphatiques courtes contenant des hétéroatomes (O, N, S) (Liao et *al.*, 2009).
- **Résines:** Constitue la fraction polaire, soluble dans les solvants de type n-alcane qui comporte les composés contenant un ou plusieurs hétéroatomes (O, N, S) (Eddouaouda, 2012).

Les résultats de l'analyse SARA de deux bruts (algériens et américains) sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau I: Proportion de différents composés de deux bruts (Algérien et Américain) analysés par la méthode SARA (Boukherissa, 2008; Soltani, 2004).

	Hydrocarbures totaux d'un brut pétrolier (%)	Brut algérien (%)	Brut américain (%)
Hydrocarbures saturés	30 à 70	48,205	33 .915
Hydrocarbures aromatiques	10 à 40	26.565	20.931
Asphaltènes	0 à 10	0.750	10.604
Résines	5 à 25	24.479	34.550

En guise de conclusion, il est important de savoir que la connaissance de la composition détaillée et précise du pétrole est un facteur nécessaire pour le contrôle de la qualité de brut ainsi que ces produits dérivés.

6. Propriétés physico-chimiques du pétrole

Avoir des connaissances sur les propriétés physico-chimiques du pétrole se révèle très important et même essentiel pour en déduire son devenir ainsi que son comportement en cas de déversement, en fournissant une idée sur la répartition des hydrocarbures (composés majoritaires du pétrole) dans les différents compartiments de l'environnement, mais aussi ça permettent de prévoir la qualité du pétrole ainsi que sa classification.

Les caractéristiques physico-chimiques du pétrole ou produits pétroliers sont relatives à plusieurs paramètres, elles sont extrêmement différentes selon la zone de production et peuvent même varier d'un gisement à un autre. Elles sont également dépendantes de la proportion relative des constituants qui les composent (Dupuis et Ucan-Marin, 2015).

Les propriétés les plus souvent mentionnées sont les suivantes: la densité, la viscosité, le point d'éclair, la teneur en soufre, le point d'ébullition et la volatilité. Le tableau suivant représente quelques caractéristiques de bruts différents.

Tableau II: Caractéristiques physico-chimiques de certains pétroles bruts d'origines diverses (Boukherissa, 2008; Guibet, 1997).

Nom du pétrole ou sa provenance	Densité g/cm ³	Teneur en Soufre(%)	Viscosité mm ² /s	Point d'écoulement (°C)
Algérie	0.8159	0.1105	2.78 à 37.8	<-45
Sud-Américain	0.8976	0.9907	Très visqueux	-21
Arabian light (Arabie Saoudite)	0.858	1.79	10 à 21	-35
Zakum (Abu Dhabi)	0.822	1.05	4.3 à 20	-21
Koweit (Koweit)	0.869	2.52	10 à 38	-15

6.1. Densité

La densité d'un pétrole est un paramètre physique très important, elle dépend de celle de ses constituants et détermine sa flottabilité, sa volatilité et sa fluidité (Lallemand, 1974). L'institut Américain de pétrole (American petroleum institut (API) a adopté l'échelle des densités API.

Cette dernière est exprimée en degrés (°API) et représente la densité par rapport à l'eau. L'indice API est utile pour classer les pétroles selon leur masse. De plus, il permet de déterminer la flottabilité, par exemple, dans l'eau douce, les pétroles ayant une densité API inférieure à 10° coulent, tandis que ceux ayant une valeur supérieure à 10° flottent (Dupuis et Ucan-Marin, 2015).

6.2. Viscosité

La viscosité traduit l'aptitude d'un fluide à s'écouler. Dans de nombreux domaine, ce paramètre s'avère une caractéristique importante et nécessaire, comme par exemple en métrologie des fluides. Elle mesure la résistance à l'écoulement d'un liquide et son unité de mesure est le centistoke (Cst) (Fingas, 2013).

La viscosité d'un pétrole est relative à sa densité ainsi qu'à la présence de molécules organiques plus au moins longues et complexes, elle est très sensible à la variation de la température dont elle diminue lorsque la température augmente (Fingas, 2013).

6.3. Point d'éclair

Le point d'éclair, autrement dit, point d'inflammabilité, est un concept pétrolier qui correspond à la température minimale à partir de laquelle un produit émet suffisamment de vapeurs pour produire une déflagration à l'air libre, mais pas suffisamment pour que la combustion s'auto-entretienne. Ce paramètre nous renseigne sur la volatilité du pétrole (Fingas, 2013).

6.4. Solubilité

La solubilité du pétrole est un paramètre qui détermine la tendance de ses constituants à se dissoudre dans l'eau, généralement les hydrocarbures aromatiques sont les plus solubles, ce qui accentue leur toxicité une fois déversés dans l'environnement (Lacaz, 1980).

6.5. Teneur en soufre

Le soufre est l'élément le plus abondant, après le carbone et l'hydrogène et joue un rôle important sur la densité et la viscosité du fluide. Il se présente sous forme élémentaire S, d'hydrogène sulfuré H_2S , ou sous une forme de thiol ou de mercaptans (Boukherissa, 2008).

7. Critères de classification des pétroles bruts

Les pétroles ne sont pas tous de même qualité, chaque gisement recèle une qualité particulière, on distingue les pétroles en fonction de divers caractères:

7.1. Densité et degré de viscosité

La qualité du pétrole brut est appréciée à partir de la connaissance de sa densité ainsi que sa viscosité, ces deux paramètres sont relatifs à la proportion des résines et des asphaltènes contenus dans le pétrole, on définit ainsi:

- **Pétroles bruts légers:** Les pétroles sont dits légers « light » si le degré API est supérieur à 31.1 %, avec une densité de l'ordre de 0.800 à 0.836, en termes de composition, ils renferment peu de résine et de soufre. Ils sont généralement très fluides, ils possèdent un taux d'évaporation très élevé et sont très inflammables (Colombano et *al.*, 2014). Cette catégorie de pétrole est plus valorisable économiquement et nécessite moins d'étapes de raffinage, c'est la raison pour laquelle ils sont les plus convoités par les raffineurs (Laxalde, 2012).
- **Pétroles bruts moyens:** Autrement dit « intermédiaires », ils sont d'une densité souvent comprise entre 0.825 et 0.875, et leur degré API est entre 22.3 % et 31.1%, ce qui signifie que leur viscosité est intermédiaire entre les légers et les lourds (Colombano et *al.*, 2014).
- **Pétroles bruts lourds:** Les pétroles sont considérés lourds « heavy » s'ils présentent une densité supérieure à 0.890 et un degré API compris entre 10 % et 22.3 %.

Ce type de pétrole ne coule pratiquement pas à des températures ambiantes, il est moins volatile, contient plus de résine et d'asphaltènes et donc plus de métaux sauf le mercure qui est plus concentré dans les pétroles légers. Les pétroles lourds sont qualifiés comme la meilleure source de bitume (Boudreau et *al.*, 2019).

7.2. Composition chimique

En terme de composition, les pétroles sont classés selon la teneur et la nature des différentes classes d'hydrocarbures qu'ils contiennent, sachant que ces derniers constituent la fraction la plus importante d'un brut pétrolier, ainsi trois classes sont distinguées (Laxalde, 2012):

- Pétrole brut à prédominance paraffinique: C'est une huile dont les hydrocarbures saturés aliphatique sont les plus dominants, cette dernière est caractérisée par une densité faible, et constitue ainsi un pétrole léger.
- Pétrole brut à prédominance naphtéiniquePétrole à prédominance aromatique: C'est une huile dont les hydrocarbures aromatique sont les plus dominants.

Concernant, la teneur des hydrocarbures aromatiques de faible poids moléculaire est plus élevée dans les pétroles bruts légers que dans les pétroles bruts lourds. En effet, ils constituent généralement 2 à 20 % des hydrocarbures des pétroles légers et moins de 2 % des hydrocarbures des pétroles lourds. À l'inverse, les aromatiques lourds représentent 2 à 10 % des hydrocarbures des pétroles légers et plus de 35 % des hydrocarbures des pétroles lourds (Soltani, 2004).

7.3. Teneur en soufre

La teneur en soufre est un autre critère qualitatif qui permet de classer les pétroles bruts. Sa valeur varie généralement entre 0 à 8 %. Les pétroles à faible teneur en soufre sont qualifiés de « sweet » ou « doux ». D'autre part, s'ils contiennent plus de 0.5 % de cet élément, ils sont considérés comme « sour » ou « soufrés » (Boukherissa, 2008).

7.4. Conditions d'accumulation et types de technologie d'extraction

On peut également classer les bruts selon leurs conditions d'accumulation dans le sous-sol et les types de technologie à mettre en œuvre pour les extraire, on distingue ainsi deux types de pétrole (Laxalde, 2012):

- Hydrocarbures conventionnels: Ce sont des hydrocarbures naturellement concentrés dans des roches poreuses et perméables (roches réservoirs), sous une roche imperméable (roche de couverture) dont l'exploitation est relativement facile. Ces réservoirs conventionnels peuvent devenir avec le temps des réservoirs non conventionnels sous certaines conditions (Chadouli, 2013).
- Hydrocarbures non conventionnels: Ce sont des accumulations des hydrocarbures étalées sur de grandes étendues dans des unités très peu perméables.

Dans ce cas, la roche mère peut être à la fois une roche réservoir du fait de sa faible perméabilité (Chadouli, 2013). Ils sont pour leur plupart des bruts dits dégradés, car ils ont subi des altérations, ce qui a détruit les molécules les plus légères et enrichi artificiellement l'huile en asphaltènes et en résines (Malo et *al.*, 2015). Les pétroles lourds et extra-lourds, les sables bitumeux ainsi que les schistes bitumineux sont des exemples concrets de cette catégorie d'hydrocarbures. Concernant les méthodes d'extraction, ce type de gisement requiert des approches d'extraction innovantes car les conditions de l'exploitation sont difficiles (Bertrand, 2008).

7.5. Origine géographique

Les pétroles bruts peuvent être classés selon leurs provenances géographiques, ces derniers se diffèrent l'un de l'autre en terme de propriétés et caractéristiques, cependant, ceux issus des gisements voisins ont souvent des propriétés proches (Bertrand, 2008). Des exemples de différents types de pétrole selon la provenance sont établis dans le tableau III.

Tableau III: Quelques exemples de la qualité des pétroles selon leur provenance (Colombano et *al.*, 2014).

Types de pétrole	Exemples
Léger	Mer du Nord Saharien Libyen Algérien (Sahara blend)
Moyen	Moyen-Orient (Arabian light)
Lourd	Canada Venezuela Iran

On constate que les pétroles bruts peuvent être classés en différentes catégories en se basant sur divers critères, et ce classement permet d'avoir une idée plus claire sur les meilleures qualités de cette huile précieuse, et de déduire ainsi leur importance dans le marché.

8. Importance du pétrole

Du fait que notre univers recèle de nombreux trésors, l'homme vivait depuis son apparition en profonde harmonie avec la nature et transforme le monde qui l'entoure tout en prélevant de ses ressources pour assurer sa subsistance, parmi celle-ci, les combustibles fossiles qui sont le pétrole, le gaz et le charbon. Ces deux dernières ressources ont certes, occupé une place de choix dans la vie des nations depuis plusieurs siècles, surtout avec l'avènement de l'ère industrielle où les besoins énergétiques de l'humanité n'ont pas cessé d'évoluer.

Cependant, le pétrole a été considéré comme une énergie vitale et il est classé jusqu'à nos jours à la base de société de consommation dans la quasi-totalité des pays du monde, grâce à ses plusieurs caractéristiques qui sont résumées dans une phrase dite par l'économiste Paul Frankel «le pétrole est liquide», donc facile à produire, à transporter et à utiliser (Jean-Pierre, 2010). Actuellement, le pétrole tient encore la première place en termes de quantité énergétique consommée dans le monde par rapport à d'autres types d'énergie. En effet, la consommation totale réelle des produits pétroliers a augmenté de 2,1 % au troisième trimestre de 2019 par rapport à la même période en 2018 (Anonyme 1).

Cependant, une chute brutale de la demande du pétrole a été remarquée durant les premiers mois de l'année 2020 du fait de la crise mondiale causée par la pandémie de Covid-19 (Anonyme 2).

Par ailleurs, le pétrole comporte de multiples enjeux dont les plus évidents sont: géopolitiques, économiques et sociaux. En effet, l'importance de pétrole comme ressource d'intérêt national pour les états qui le possèdent et ceux qui désirent l'en avoir, l'associe souvent en situation de conflit et de violence, car au besoin on faisant la guerre à d'autres d'où les enjeux géopolitiques et géostatiques (Maoundonodji, 2009).

Du point de vue socioéconomique, le pétrole est un synonyme d'amélioration et de bien être de tel point que la quasi-totalité de nos activités dépend aujourd'hui de son utilisation, cette ressource stratégique qui est devenue pratiquement lucrative pèse très lourdement dans les activités mondiales et constitue le plus gros commerce en valeur et en volume, qui a rendu puissant plusieurs pays du monde (Hassaine, 2016).

Dans ce contexte, le pétrole brut extrait sous diverses formes, subit différentes étapes de séparations et de transformations appelées raffinage afin d'obtenir le maximum de produits d'haute valeur commerciale qu'on utilise dans notre quotidien.

Ces produits finaux de raffinage peuvent être répartis en trois grands groupes selon la température d'ébullition utilisée lors de distillation: les produits légers (les essences et les composés gazeux), les produits moyens (kérosène, diesel et fuel domestique) et les produits lourds (fuel lourd ou résidus) (Colombano et *al.*, 2014). Ces produits et leurs utilisations sont résumés dans le tableau IV.

Il existe aussi d'autres dérivés issus indirectement de la distillation de pétrole dont les paraffines utilisées dans la fabrication des bougies, les soufres utilisés notamment dans l'industrie pharmaceutique, chimique et agricole ainsi que les cokes utilisés en métallurgie (Sellami, 2015).

Face donc à l'augmentation excessive de la demande des produits pétroliers à travers le monde, les pays détenteurs des gisements d'hydrocarbure se trouvent obligés de moderniser les techniques d'exploration et de récupération qui permettent désormais d'exploiter des champs de pétrole à accès difficiles afin d'accroître les ressources disponibles tout en respectant les contraintes environnementales. D'autre part, l'industrie pétrolière vise à rendre les procédés de raffinage de plus en plus performants afin de satisfaire les demandes croissantes de l'humanité (Laxalde, 2012).

Tableau IV: Produits pétroliers commerciaux issus du raffinage et leurs utilisations (Colombano et *al.*, 2014).

	Produits raffinés	Utilisations
Produits légers	Essences	-Carburant (normal-super) -Industries de caoutchouc et peinture (essence spéciale)
	Composés gazeux (GPL)	-Combustible dans la cuisine domestique -Production d'eau chaude -Carburant pour les véhicules
Produits moyens	Kérosène	Carburants pour les avions
	Diesel (gazole)	Carburant automobile dans les moteurs à allumage par compression
	Fioul domestique	Utilisé dans les chaudières comme combustible pour le chauffage
	Bitumes (goudrons)	Utilisé pour le façonnage des routes Produit d'étanchéité dans les bâtiments
Produits lourds (fioul lourd ou résidus)	Huiles lubrifiantes	Utilisées pour réduire les frottements et limiter l'usure des pièces des moteurs et des machines

*Microbiologie
des réservoirs
pétroliers*

Les réservoirs pétroliers sont considérés comme des écosystèmes souterrains profonds assez complexes étant donné qu'ils abritent de nombreuses communautés bactériennes et archéennes, ces dernières autant que biocénose, essayent de s'adapter avec les conditions biogéochimiques du biotope qui est sans doute un milieu extrême.

Jusqu'à nos jours, seuls les procaryotes ont été isolés des champs pétrolifères sachant que les premières études qui ont révélé ainsi leur existence et viabilité dans les eaux de production ont été rapportées par Bastin et ses collaborateurs en 1929 (Bastin et *al.*, 1926). Certes, ces études restent toujours défectueuses et la connaissance de la vie microbienne dans les environnements profonds tels que les réservoirs pétroliers reste inachevée, cette méconnaissance revient à la difficulté technique rencontrée lors de récolte des échantillons représentatifs qui est, jusqu'aujourd'hui, une question épineuse qui préoccupe constamment les microbiologistes pétroliers. L'échantillonnage a été le plus souvent limité à l'eau de production directement obtenue au niveau des têtes de puits ou des pipelines qui sont beaucoup plus accessibles, mais il peut aussi s'effectuer à partir de carottes de forage, qui est une alternative à privilégier vu le grand risque de contamination que présente cette méthode (Wentzel et *al.*, 2013).

La communauté bactérienne retrouvée dans les réservoirs est très diversifiée, elle englobe des microorganismes anaérobies, présents depuis le dépôt de la matière organique dans le fond des puits pétroliers et avant toute activité humaine. Ces derniers sont dits autochtones et incluent principalement les bactéries réductrices de sulfate (BSR), les archées méthanogènes et les bactéries fermentaires (Magot et *al.*, 2000). Autrement, il semble clair qu'une autre catégorie bactérienne étrangère ou transitoire surnommée allochtone, dont l'origine semble exogène, abrite les gisements pétroliers. Les allochtones regroupent fréquemment des espèces aérobies, anaérobies facultatifs ou des microaérophiles (Telang et *al.*, 1997; Voordouw et *al.*, 1996). En effet, il est avéré que généralement, toute existence d'espèces exogènes signifie une contamination, c'est-à-dire que ces dernières ont pu être introduites dans les puits au cours des opérations de production ou du processus de récupération secondaire du pétrole (Ollivier et Magot, 2005).

1. Caractéristiques physico-chimiques des réservoirs pétroliers

Il est bien connu que les réservoirs pétroliers sont des écosystèmes complexes, qui possèdent une disposition spatiale et des valeurs de température, salinité, et pH spécifiques qui font de ces environnements des milieux extrêmes. En effet, la survie et la répartition des microorganismes dans les gisements est liée étroitement aux adaptations physiologiques qui leur permettent de tolérer les conditions physico-chimiques (Lenchi et *al.*, 2013). Dans cette partie, on évoquera brièvement les principaux facteurs environnementaux abiotiques dont la croissance et la répartition des microorganismes en dépend.

1.1. Température

La température est l'un des paramètres le plus déterminant de la diversité microbienne dans un puits pétrolier augmente d'environ 3°C tous les cents mètres, ce qui signifie qu'elle est en fonction de sa profondeur d'enfouissement (Corre, 2000). En effet, la température *in situ* des réservoirs les plus profonds peut atteindre des valeurs supérieures à «130-150°C», ceci représente la limite thermique théorique la plus haute pour la vie vu l'instabilité thermique des molécules biologiques (Stetter et *al.*, 1993). D'autre part, l'activité métabolique se produit à des températures modérément allant jusqu'à 55°C, cet intervalle comporte des bactéries mésophiles, dont la plupart sont isolées des réservoirs peu profonds ainsi que des bactéries thermophiles qui abritent les réservoirs les plus profonds (Lin et *al.*, 2014).

De plus, Fisher (1987) a prouvé lors d'une épreuve faite sur 87 échantillons d'eaux de production des réservoirs pétroliers au nord-américain, que la concentration moyenne d'acides gras qui sont considérés comme des marqueurs de vie microbienne augmente, à mesure que la température *in situ* passe de 20 à 90°C, atteint sa valeur maximale à 80°C et diminue à des températures au-dessus de 90°C. Cela signifie que toutes formes de vie microbienne (indigènes) peuvent se prospérer à une plage de température allant de 20 jusqu'à 90°C, et que la biodégradation se produit en dessous de 80 °C (et la décarboxylation thermique se produit au-dessus de 80°C) (Magot et *al.*, 2000).

De plus, non seulement Philippi (1977) a constaté qu'aucune biodégradation de pétrole n'a été observée dans les puits où la température est supérieure à 82°C, mais aussi Bernard et ses collègues (1992), l'ont précisé lorsqu'aucune bactérie hyperthermophile n'a été isolée à partir de 100 échantillons prélevés des réservoirs pétroliers avec des températures *in situ* supérieures à 82°C.

Dans le même contexte, des nouvelles données ont été tracées dans la littérature grâce à Grassia et ses collaborateurs (Grassia et *al.*, 1996) qui n'ont pas réussi à isoler des bactéries dont la température de croissance dépasse 81°C à partir de 36 puits de différentes régions du monde, mis à part quelques archées hyperthermophiles isolées d'un réservoir inondé de la mer du nord et de l'Alaska (Stetter et *al.*, 1993). Cependant, ces résultats restent à nuancer, car l'origine indigène des microorganismes hyperthermophiles reste obscure.

1.2. Salinité

La salinité des eaux des gisements pétroliers est un autre facteur qui affecte en particulier, la pression osmotique des cellules microbiennes en limitant leur croissance. En générale, la prolifération des microorganismes influençant ainsi la structure communautaire totale (Junzhang et *al.*, 2014).

La salinité des réservoirs dépend de celle de la roche mère et varie de 0.1 jusqu'à la saturation (Magot et *al.*, 2000).

En effet, les fortes salinités qui dépassent 50 g/L exercent une pression sélective sur les microorganismes en limitant leur biodiversité et les supprime parfois, de plus, il a été signalé que la combinaison des niveaux élevés de salinité et de température affecte négativement les isolats d'un champ pétrolier et peut promouvoir la croissance microbienne en générale (Junzhang et *al.*, 2014).

En conclusion, en se basant sur les deux premiers paramètres (température et salinité), des études menées sur différents gisements ont permis d'indiquer qu'il existe un seuil à partir duquel aucun microorganisme ne peut se développer, d'où la notion d'un puits stérile, cette dernière, concerne (Corre, 2000).

- Premièrement, les puits les plus profonds dont la température dépasse les 130 à 150°C, car, probablement, les processus nécessaires à l'activité des machineries cellulaires ne fonctionnent pas à telle plage de température. De plus, les puits ayant une température supérieure à 82°C où aucune biodégradation de pétrole n'a été observée (Philipi, 1977).
- Deuxièmement, les puits qui possèdent à la fois une température supérieure à 50°C et une salinité supérieure à celle de l'eau de mer, donc aucun puits ne peut contenir des micro-organismes halophiles et thermophiles au même temps (Bernard et *al.*, 1992).

1.3. Nutriments

Les nutriments est un paramètre qui influence d'une façon directe la diversité microbienne dans un puits. En effet, tout type d'activité métabolique est régie par la disponibilité des donneurs et d'accepteurs d'électrons dans la nappe de pétrole (Magot et *al.*, 2000).

Par ailleurs, la carence en certains nutriments ou la limitation par les autres paramètres physico-chimiques élucident la faible densité microbienne dans les eaux des réservoirs (Ollivier et Magot, 2005). Vu l'importance de ce facteur dans la compréhension du métabolisme microbien, l'industrie pétrolière effectue des analyses chimiques routinières pour les gisements de pétrole. Néanmoins, le cruel manque de données concernant certains accepteurs d'électrons (ex: nitrate et phosphore) limite la capacité des géochimistes et des microbiologistes de comprendre les types des processus métaboliques qui se produisent *in situ* (Magot et *al.*, 2000).

Quant aux donneurs d'électrons potentiels, les réservoirs de pétrole regorgent un excès de substrats à oxyder, c'est-à-dire, ils peuvent servir de source de carbone et d'énergie. Ils comprennent:

- Les acides organiques sont souvent détectés dans de nombreux réservoirs pétroliers avec des concentrations qui dépassent 1,5 g/L. L'acétate est généralement l'acide organique le plus abondant, mais le formate, le propionate, le butyrate et le benzoate sont fréquemment observés.

En plus de ces acides, d'autres acides organiques plus complexes appelés «acides naphténiques» sont également présents avec des concentrations qui peuvent atteindre jusqu'à 100Mm (Ollivier et Magot, 2005; Ollivier et Alazard, 2010).

- Les acides aminés sont présents dans les eaux du réservoir. En effet, conformément à Takahata et ses collègues, la détection de faibles concentrations (0,12 mg/L à 0,46 mg/L) d'acides aminés dans quatre réservoirs japonais a été signalée (Takahata et *al.*, 2001).
- Les hydrocarbures aliphatiques et aromatiques peuvent servir de source de carbone et d'énergie pour plusieurs souches dans les conditions anaérobies (Ollivier et Magot, 2005); hypothèse qui a débattue l'idée de la dégradation d'hydrocarbures par les microorganismes dans des conditions aérobies seulement qui a été largement étudiée (Evans et *al.*, 1971; Hunt, 1979; Winters et Williams, 1969). D'autre part, les résines et les asphaltènes riches en hétéroatomes sont souvent ignorés. Cependant, ils sont considérés comme une source abondante de donneurs d'électrons pour des microorganismes anaérobies (Magot, communication personnelle). Des observations ont démontré que plusieurs microorganismes anaérobies stricts peuvent se développer sur le pétrole brut comme seule source d'énergie sans aucune modification des alcanes ou des composés aromatiques légers (Magot, inédit), ce qui renforce l'idée que les asphaltènes et les résines sont considérés comme une source de nutriments.
- Le CO₂ et l'hydrogène d'origine biotique (produit par certains microorganismes qui abritent le réservoir pétrolier) et abiotique (origine géochimique tel que celui produit lors de la réaction de l'eau avec du basalte en anaérobiose) constituent une source d'énergie potentielle pour diverses souches.
- Concernant l'H₂, les souches qui l'utilisent sont les hydrogénotrophiques, appartenant aux groupes des méthanogènes, des sulfatoréducteurs et des homoacétogènes (Stevens et McKinley, 1995).

Concernant les accepteurs d'électrons, il est important de savoir que le type de processus métabolique qui se produit dans le réservoir dépend en grande partie de la disponibilité d'accepteurs d'électrons. Par ailleurs, il est bien connu que le potentiel redox des eaux de production est relativement bas et que ces eaux manquent généralement d'accepteurs d'électrons, tels que l'oxygène, le nitrate et le fer ferrique.

Par contre, la présence de sulfate, de soufre et de carbonate à des concentrations différentes, laisse supposer que les mécanismes métaboliques les plus souvent rencontrés sont la sulfatoréduction, la fermentation, la méthanogènes et à un degré moindre, l'homo-acétogénèse (Ollivier et Alazard, 2010; Ollivier et Magot, 2005).

- Les sources d'azotes n'ont pas fait l'objet d'une étude approfondie. Cet élément chimique est peu susceptible d'être limité dans les réservoirs pétroliers.

- D'une part, d'abondants ions ammoniums tamponnés par les minéraux du réservoir sont détectés et pourraient être la principale source d'azote pour le métabolisme bactérien. D'autre part, il est disponible sous forme d'azote gazeux ou sous forme de composés hétérocycliques azotés dans le brut (Olivier et Magot, 2005). Néanmoins, les apports en nitrate dans la pluparts des eaux souterraines sont considérés comme négligeables. D'ailleurs, la réduction des nitrates n'est pas considérée comme un métabolisme majeur dans les réservoirs, sauf s'il est injecté (Machel et Foght, 2000).
- Le phosphore peut aussi être limitant pour l'activité bactérienne dans un puits pétrolier à cause de sa mauvaise dissolution minérale, et par conséquent une faible disponibilité est détectée (Head et *al.*, 2003).
- Concernant la disponibilité de fer dans un réservoir pétrolier, il a été détecté que l'oxyde de fer est présent dans les roches pétrolières. Par contre, sa concentration dans les gisements pétroliers a été mal établie (Nazina et *al.*, 1995). De plus, la concentration de Fe (III) doit être limitée par la minéralogie indigène (Machel et Foght, 2000).
- Il est clairement établi que les réservoirs pétroliers sont des environnements totalement anoxiques (Gales et *al.*, 2016; Ollivier et *al.*, 2014). En effet, même si les réservoirs sont à faibles profondeurs ou rincés avec l'eau météorique, les microorganismes se développent dans des conditions strictement anoxiques. Avec les minéraux réduits, l'eau météorique ainsi que la matière organique, en effet la richesse des réservoirs pétroliers en matière organique piège efficacement l'oxygène et le retire donc du milieu (Ollivier et Magot, 2005).

1.4. pH

Le pH est le paramètre le moins examiné par rapport à d'autres facteurs. Néanmoins, son impact sur la communauté microbienne n'est pas marginal (Immanuel, 2015). En outre, les réservoirs pétroliers sont caractérisés par une large gamme de pH. En effet, les valeurs mesurées à la pression atmosphérique (en surface) varient généralement de 5 à 8, tandis que le pH réelle mesuré *in situ*, dépend de la dissolution des gaz, notamment le CO₂ et le H₂S et varie le plus souvent de 3 à 7 (Magot et *al.*, 2000).

1.5. Pression et perméabilité

La pression n'est pas considérée comme un facteur limitant le développement des microorganismes *in situ*. Cependant, elle peut influencer leur physiologie et leurs propriétés métaboliques. Bien que sa valeur peut atteindre jusqu'à 500 atmosphère dans un réservoir pétrolier, aucun microorganisme piézophile n'a été isolé d'un puits pétrolier (Ollivier et *al.*, 2014).

Enfin, la taille des pores est une autre contrainte physique qui affecte la mobilité des microorganismes dans la roche réservoir et donc la structure de la communauté microbienne. En effet, la migration des bactéries est possible dans les réservoirs présentant des diamètres des pores d'au moins 2 μm (Marshall, 2008).

2. Microorganismes des réservoirs pétroliers

2.1. Microorganismes fermentaires

Les microorganismes fermentaires sont simplement les représentants de la fraction procaryotique endogène les plus largement distribués dans un réservoir pétrolier. Ils sont constitués d'une grande variété de lignés phylogénétiques dont la plupart appartiennent au domaine des bactéries.

Cependant, quelques archées hyperthermophiles dont l'origine n'est pas claire ont été mises en évidence. Ces microorganismes sont des hétérotrophes qui utilisent des glucides et des peptides autant que substrat énergétique en absence des accepteurs d'électrons extérieurs tout en produisant des acides organiques, l' H_2 , le CO_2 et parfois d'autres produits. Tous ces produits issus de métabolisme fermentaires peuvent être utilisés comme une source de nutriments par les autres groupes bactériens (Li et al., 2017).

Parfois ces microorganismes possèdent une double fermentation et une capacité métabolique respiratoire (ex: réduction du soufre et du thiosulfate) et peut théoriquement utiliser les deux stratégies pour leur croissance *in situ* et la survie.

Le groupe des microorganismes fermentaires peut être divisé en trois catégories importantes qui sont: les fermentaires mésophiles, elles se développent sur une plage de température entre (20 à 45 °C), les fermentaires thermophiles, la majorité de ces derniers se développent à un intervalle de température entre (35 à 75°C) et enfin les archées hyperthermophiles.

2.1.1. Bactéries mésophiles

Les bactéries mésophiles représentent la fraction la moins importante par rapport aux microorganismes thermophiles, par ailleurs, la majorité des membres de ce groupe sont des anaérobies hétérotrophes et plus souvent des halophiles faibles à modérés (Barsotti, 2011). (Des exemples de ces bactéries sont représentés dans le tableau V).

Les isolats de cette fraction sont largement affiliés au genre *Haloanaerobium* qui sont physiquement des bactéries à Gram négatif, mais phylogénétiquement liés aux bactéries à Gram positif, et qui appartiennent au phylum des *Firmicutes* et à l'ordre des *Haloanaerobiales* (Barsotti, 2011). Les bactéries de ce genre sont généralement saccharolytiques et protéolytique, c'est-à-dire, elles fermentent une gamme de glucides et de protéines, au retour, elles produisent plusieurs métabolites qui peuvent être parfois des acides, des solvants ou des gaz possédant un potentiel biotechnologique et un intérêt dans l'amélioration de la récupération assistée du pétrole (Ollivier et Magot, 2005; Youssef et al., 2009).

Parmi les espèces représentantes ce genre dans les saumures d'un gisement pétrolier: *Haloanaerobium acetoethylicum*, et *H. congolense* (Ravot et al., 1997), *H. salsugo* (Bhupathiraju et al., 1994) ainsi que *H. kushneri* (Bhupathiraju et al., 1999; Ravot et al., 1997). Les quatre espèces croissent de manière optimale avec environ 10 % de NaCl (Ollivier et Magot, 2005). Cependant, *H. congolense* qui a été isolée d'un champ pétrolier africain au Congo diffère des trois autres espèces dans la gamme des substrats utilisés et en production d'acétate et non d'éthanol à partir des glucides de fermentation. De plus, elle utilise le soufre élémentaire et le thiosulfate comme accepteurs d'électrons terminaux. En réduisant le thiosulfate en H₂S, cette bactérie contribue donc à la diminution de la qualité des huiles et intervient dans le phénomène de corrosion des matériaux en acier (Magot et al., 2000).

D'autres espèces légèrement halophiles appartenant au groupe des mésophiles (Boussad, 2016), à savoir *Spirochaeta smaragdinae* et *Dethiosulfovibrio peptidovorans* ont été isolées d'un Champ pétrolier offshore africain au Congo (Magot et al., 1997b). Cependant, d'autres études basées sur des techniques moléculaires directes ont révélé la présence d'un spirochète étroitement apparenté dans les puits de pétrole de la mer du Nord (Birkeland, non publié).

En outre, *Spirochaeta smaragdinae* croît d'une manière optimale à une salinité de 5% (Magot et al., 1997a) et possède comme caractéristique la capacité de fermenter plusieurs substrats tels que les glucides, le glycérol, le fumarate et les peptides ainsi que la capacité de la dégradation des hydrocarbures (Liang et al., 2015). En revanche, *D. peptidovorans* utilise des extraits protéiques tels que les peptones et les acides aminés pour sa croissance, mais pas des sucres et produit à partir des peptones plusieurs acides organiques. Il a été également démontré que cette bactérie provoque une forte biocorrosion des matériaux en acier en réduisant le thiosulfate en sulfure en cas de sa présence (Magot et al., 2000).

Fusibacter paucivorans est une nouvelle espèce à Gram positif, également isolée du puits pétrolier africain au Congo (Birkeland, 2004). Cette seule espèce halotolérante du groupe des mésophiles fermente un nombre limité de glucide (cellobiose, glucose, mannitol et le ribose) et produit au retour du Butyrate, de l'acétate, de l'hydrogène et du CO₂, elle possède aussi la capacité de réduire le thiosulfate en sulfure (Ravot et al., 1999).

Plusieurs études ont été menées par Davydova-Charakhch'yan et ses collaborateurs qui ont permis d'isoler une autre nouvelle souche anaérobie mésophile homoacétogène à partir des eaux de formation des gisements pétroliers de *Tataria* et de Sibérie Occidentale. Cette espèce polyvalente sur le plan nutritionnel nommée *Acetoanaerobium romashkovii*, appartenant à l'ordre des *Lactobacillales* et au phylum des *firmicutes*, est capable de se développer sur l'H₂ et le CO₂ comme unique source de carbone et d'énergie pour produire de l'acétate, ainsi que de fermenter des sucres et des acides aminés (Davydova-Charakhch'yan et al., 1992).

Etant donné que la majorité des populations microbiennes de tous les écosystèmes sont difficiles à cultiver, des techniques moléculaires sont entreprises afin d'évaluer les organismes du champ pétrolier.

De telles expériences ont révélé la présence d'un nombre limité d'autres bactéries anaérobies, mésophiles, fermentaires et acétogènes qui appartiennent aux genres *Clostridium*, *Eubacterium*, et *Synechistes* (Sette et al., 2007).

Tableau V: Quelques bactéries fermentaires mésophiles isolées des réservoirs pétroliers (Ollivier et Magot, 2005).

Espèces	NaCl (%)	T (°C)	Localisation du réservoir	Phylum	Soufre	
					S ⁰	S ₂ O ₃ ²⁻
<i>Haloanaerobum</i> <i>Acetoethylicum</i>	6-20	15-45	Golfe du Mexique	<i>Firmicute</i>	ND	ND
<i>H. congolense</i>	4-24	20-45	Congo offshore	<i>Firmicute</i>	+	+
<i>H. salsugo</i>	6-24	22-51	Oklahoma	<i>Firmicute</i>	ND	ND
<i>Spirochaeta</i> <i>Smaragdinae</i>	1-10	20-40	Congo, Offshore	<i>Spirochaetes</i>	+	+
<i>Dethiosulfovibrio</i> <i>Peptidovorans</i>	1-10	20-45	Congo, Offshore	<i>Proteobacteria</i>	+	+
<i>Fusibacter</i> <i>Paucivorans</i>	0-10	20-45	Congo, Offshore	<i>Firmicute</i>	ND	+

+, utilisé; -, non utilisé; ND, non déterminé.

5.1.1. Bactéries thermophiles

Les bactéries fermentaires thermophiles ont été les plus largement distribuées dans les réservoirs pétroliers et aussi les plus étudiées par rapport aux microorganismes mésophiles, ceci est respectivement, le reflet de la température élevée qui caractérise la plupart des écosystèmes pétroliers, et grâce à leurs intérêts industriels accrus en raison de leurs enzymes thermostables. Par conséquent, plusieurs bactéries fermentaires thermophiles ont été fréquemment isolées des champs pétroliers (Magot et al., 2000). (Quelques exemples des bactéries thermophiles sont représentés dans le tableau IV).

La majorité de ces bactéries appartiennent à l'ordre des *Thermotogales* (Corre, 2000) et plus particulièrement aux genres *Thermotoga*, *Thermosipho*, *Fervidobacterium*, *Petrotoga*, et *Geotoga*. Ces derniers sont exclusivement des bâtonnets à Gram négatif et le plus souvent anaérobie (Ollivier et Magot, 2005). Par ailleurs, les membres de cet ordre partagent souvent une caractéristique intéressante qui est la polyvalence sur le plan nutritionnel (Magot et al., 2000).

En effet, ils fermentent une large gamme de substrats y compris les composés organiques polymériques complexes tels que l'amidon, le xylane et les peptides (Birkeland, 2004). Au retour, l'acétate et l'hydrogène ont été les principaux produits finaux de fermentation (Reysenbach, 2001).

Concernant le genre *Thermotoga*, Stetter et ses collaborateurs (1993) ont fourni des preuves sur la présence de diverses souches appartenant à ce genre dans les gisements de pétrole. Peu après, l'isolement de *Thermotoga elfii* (Ravot et al., 1995), *Thermotoga subterranea* (Jeanthon et al., 1995), et *Thermotoga hypogea* (Fardeau et al., 1997) des champs pétroliers en Afrique, Cameroun et au bassin de Paris (France) a été effectué. Ces bactéries ont la capacité de réduire le thiosulfate en sulfure (Ollivier et Magot, 2005). Plus tard, deux autres espèces ont été isolées de l'eau de production des réservoirs pétroliers au Kuba, Nigata et au Japon, il s'agit de *Thermotoga naphthophila* et *Thermotoga petrophila*. Ces deux dernières espèces génèrent l'acétate et le lactate à partir de la fermentation des sucres (Takahata et al., 2001). Par ailleurs, *T. petrophila* peut même dégrader la cellulose, ce qui lui confère un potentiel biotechnologique dans l'industrie de la papèterie (Birkeland, 2004).

Quant aux membres affiliés aux genres *Petrotoga* et *Geotoga* qui ont été uniquement détectés dans les environnements pétroliers, ils sont modérément thermophiles et caractérisés par une croissance sur un vaste éventail de sel (0.5-10%) (Magot et al., 2000). Les trois premières espèces appartenant à ces genres ont été caractérisées par (Davey et al., 1993) aux réservoirs pétroliers d'Oklahoma et Texas (Magot et al., 2000) et sont *Geotoga petraea*, *G. subterranea* et *Petrotoga miotherma* (Ollivier et Magot, 2005). Plus tard, *Petrotoga mobilis* (Lien et al., 1998) (isolée de la mer du Nord), *Petrotoga olearia* et *Petrotoga sibivica* (L'Haridon et al., 2002) (isolées d'un réservoir pétrolier Sibérien) et *Petrotoga mexicana* (Miranda-Tello et al., 2004) (isolée à partir d'un champ pétrolier du golfe du Mexique) ont été caractérisées.

Les membres de la famille des *Thermoanaerobacteraceae* comprenant les genres *Thermoanaerobacter* (L'Haridon et al., 1995; Cayol et al., 1995), *Thermoanaerobacterium* (Grassia et al., 1996), *Caldanaerobacter* (Fardeau et al., 2004) et *Mahella* (Bonilla Salinas et al., 2004) sont tous des fermenteurs de sucre, couramment rencontrés dans les champs pétroliers chauds et légèrement salins (Boussad, 2016).

En plus des sucres, les membres du genre *Thermoanaerobacter* utilisent l'hydrogène comme donneur d'électrons en présence de thiosulfate (Fardeau et al., 1993). La réduction de ce dernier en sulfure s'avère nécessaire pour l'amélioration de la consommation des peptides et d'acides aminés (Faudon et al., 1995). Contrairement au genre *Thermoanaerobacter*, des informations sur les espèces isolées du genre *Thermoanaerobacterium* sont limitées (Ollivier et Magot, 2005).

Une autre bactérie à Gram positif nommée *Mahella australiensis*, isolée d'un puits pétrolier offshore australien a été aussi caractérisée (Bonilla Salinas et al., 2004).

Synthèse bibliographique

En effet, l'optimum de croissance de cette bactérie sporulante est de 50°C pour la température, 7,5 pour le pH et 0.1% pour le NaCl. Par ailleurs, elle fermente plusieurs sucres, parmi eux le glucose, le galactose, le xylose et le saccharose et génère du lactate, du formiate, de l'hydrogène et du CO₂ à partir de la fermentation du glucose (Ollivier et Magot, 2005).

Tableau VI: Quelques bactéries fermentaires thermophiles isolées des réservoirs pétroliers (Ollivier et Magot, 2005).

Espèces	NaCl (%)	T (°C)	Localisation du réservoir	Phylum	Soufre S ⁰ S ₂ O ₃ ²⁻	
<i>Thermotoga Elfii</i>	0-2.4	50-72	Afrique	<i>Thermotogae</i>	-	+
<i>Thermotoga Hypogea</i>	0-1.5	56-90	Cameroun	<i>Thermotogae</i>	-	+
<i>Thermotoga Subterranea</i>	2-2.4	50-75	Bassin de paris, France	<i>Thermotogae</i>	-	+
<i>Thermotoga Naphthophila</i>	0.1-6	48-86	Nigata, Japon	<i>Thermotogae</i>	+	+
<i>Thermotoga Petrophila</i>	0.1-5.5	47-88	Nigata, Japon	<i>Thermotogae</i>	+	+
<i>Thermosipho Geolei</i>	0.5-7	45-75	Sibérie occidentale	<i>Thermotogae</i>	+	-
<i>Geotoga Petraea</i>	0.5-10	30-55	Oklahoma/ Texas	<i>Thermotogae</i>	+	ND
<i>Petrotoga Mexicana</i>	1-20	25-65	Golfe du Mexique	<i>Thermotogae</i>	+	+
<i>Petrotoga Miotherma</i>	0.5-10	35-65	Oklahoma/ Texas	<i>Thermotogae</i>	+	ND
<i>Thermoanaerobacter brockii</i>	0.4-5	37-75	France	<i>Firmicute</i>	+	+
<i>Anaerobaculum Thermoterrenum</i>	0-2	28-60	Redwash en Utah	<i>Synergistetes</i>	+	+

+, utilisé; -, non utilisé; ND, non déterminé.

5.1.2. Archées hyperthermophiles

Dépendant et indépendant de la culture, seules quelques Archées fermentaires affiliées à l'ordre de *Thermococcales* (*Thermococcus* et *Pyrococcus*) ont été mises en évidence dans les réservoirs profonds dont les températures étaient supérieures à 80°C (Stetter et *al.*, 1993; L'Haridon et *al.*, 1995). En effet, la température de croissance des espèces du genre *Pyrococcus* pouvait atteindre jusqu'à 102°C, alors que les isolats de *Therrnococcus* se sont développés à une température de 85°C. Concernant les sources d'énergies, des microorganismes de ces genres utilisent une variété de substrats tels que les peptides et / ou les glucides par fermentation ou bien du soufre par respiration (Zillig et Reysenbach, 2001).

5.2. Bactéries sulfato-réductrices

Les microorganismes réducteurs de sulfate existent depuis 3.5 milliards d'années. Ils sont considérés comme l'une des plus anciennes formes de vie microbienne qui contribuent aux cycles de soufre sur terre, ces derniers représentent la grande majorité des microorganismes endogènes aux gisements de pétrole. Ce groupe de procaryote comprend les bactéries et les archées sulfato-réductrices, désignées respectivement (BSR) et (ASR).

Les bactéries réductrices de sulfate ont été les premiers microorganismes isolés des gisements de pétrole établissant ainsi le concept de l'existence des microbes dans les écosystèmes souterrains (Bastin et *al.*, 1929). Elles sont généralement des anaérobies stricts, mais certaines souches peuvent tolérer des faibles concentrations en oxygène (Cypionka, 2000). Ces BSR comme leur nom l'indique, se développent en utilisant les ions sulfate comme accepteurs d'électrons, ainsi que d'autres composés soufrés moins oxydés que le sulfate tels que le sulfite, le thiosulfate et le soufre chez certaines espèces. De plus, ils génèrent simultanément le sulfure d'hydrogène H₂S qui est un élément indésirable dans l'industrie pétrolière étant donné qu'il intervient dans le phénomène de corrosion et d'acidification des réservoirs.

Les substrats fréquemment utilisés par ces bactéries sont les composés de faible poids moléculaire provenant essentiellement de la fermentation de la matière organique, tels que les acides organiques simples (acétate, lactate, propionate, butyrate), les alcools (éthanol, propanol, butanol) ainsi que l'hydrogène. En outre, d'autres composés tels que l'indol, le phénol, certains hydrocarbures linéaires et les alkylbenzènes sont utilisés par certaines souches (Rueter et *al.*, 1994; Widdel et Hansen, 1992).

Quelques années après les premiers isollements des BSR et avec l'avènement des méthodes microbiologiques et moléculaires, de nombreuses espèces ont été identifiées à partir des réservoirs pétroliers dont la majorité sont avérées ubiquistes et se développent ainsi sur une large gamme de température (4 à 85°C), de salinité (0 à 17%) et de pH (4 à 9,5) (Javaherdashti, 2011; Wolicka et Borkowski, 2012). Aucune BSR n'a été détectée dans les environnements pétroliers dont la température excédait 85°C (Birkeland, 2005).

La capacité de réduction des sulfates est actuellement identifiée chez quatre phylums bactériens différents (les *Proteobacteria*, les *Firmicutes*, les *Nitrospirae* et les *Thermodesulfobacteria*). On peut généralement distinguer les membres représentants des BSR en deux grands groupes: les mésophiles et les thermophiles.

2.2.1. BSR mésophile

Les bactéries sulfato-réductrices mésophiles présentent une forte activité corrosive dans les réservoirs pétroliers. Ces dernières sont responsables de la biocorrosion des pipelines et sont fortement impliquées dans la précipitation de sulfure de fer (provenant des systèmes d'extraction) provoquant ainsi le pitting (corrosion par piqure), ces effets néfastes expliquent le fait que les BSR sont les plus étudiées parmi la communauté microbienne des puits pétroliers (Corre, 2000).

La majorité des BSR mésophiles ont été identifiées comme membres de la classe *Delta-Proteobacteria*, notamment ceux appartenant aux ordres *Desulfovibrionales* et *Desulfobacterales*. Par ailleurs, les deux genres omniprésents de l'ordre *Desulfovibrionales* sont *Desulfovibrio* et *Desulfomicrobium* (Youssef et al., 2009).

Les espèces du genre *Desulfovibrio* sont les plus fréquemment isolées des réservoirs à faibles températures. Elles se développent dans une plage de 30 à 40°C et de salinité entre 2 et 6 % (Ollivier et Magot, 2005), *Desulfovibrio gabonensis* qui est considérée comme une bactérie halophile modérée nécessitant 5 à 6 % de NaCl pour une croissance optimale. L'oxydation incomplète de substrat est le métabolisme prédominant chez les bactéries de ce genre, à titre d'exemples, les espèces *Desulfovibrio longus* et *D. vietnamensis* sont des mésophiles halotolérantes qui oxydent de manière incomplète une gamme limitée de substrats, notamment l'hydrogène, le lactate et le pyruvate (Magot et al., 2000).

Les membres du genre *Desulfomicrobium* sont isolés des eaux stratifiées de la péninsule d'apsheron mais également des champs pétrolifères de la mer du nord (Immanuel, 2015). Tout comme les espèces de *Desulfovibrio*, ces membres utilisent le H₂, le lactate et le pyruvate comme donneurs d'électrons (Youssef et al., 2009). *Desulfomicrobium apsheronum* est une BSR halotolérante (tolère jusqu'à 8% de NaCl pour sa croissance) qui oxyde complètement le lactate en acétate, cette dernière se développe de façon autotrophique et peut être donc facilement distinguée des espèces de *Desulfovibrio* (Magot et al., 2000).

Un isolat mésophile réducteur de sulfate qui représente un nouveau genre de l'ordre *Desulfovibrionales* a été récemment isolé d'un puits pétrolier Russe. Il s'agit de *Desulfovermiculus halophilus* gen. nov., sp. nov qui peut exceptionnellement vivre dans des milieux à forte concentration en NaCl (plus de 23%).

En outre, il a été montré qu'en plus de l'utilisation d'hydrogène, de lactate et de pyruvate, cette nouvelle bactérie est capable d'effectuer une dégradation complète de divers composés organiques, notamment le malate, le fumarate, le succinate, le propionate, le formate (Beliakova et al., 2006; Youssef et al., 2009).

Le deuxième ordre à qui nous nous intéressons est celui des *Desulfobacterales*, car il inclue de nombreux genres retrouvés déjà dans les réservoirs pétroliers. Il s'agit de: *Desulfobacter* (Lien et Beeder, 1997), *Desulfobacterium* (Galushko et Rozanova, 1991), *Desulfotignum* (Ommedal et Torsvik, 2007) et *Desulfobulbus* (Lien et *al.*, 1998).

Les membres du genre *Desulfobacter* utilisent les acides organiques, l'éthanol et l'hydrogène, comme ils peuvent dégrader d'autres hydrocarbures de petit poids moléculaire. De plus, ils sont connus pour leur capacité d'oxydation totale des substrats en aboutissant au produit final qui est le CO₂. *Desulfobacter vibrioformis* est une halophile modérée isolée du système de séparation eau-huile, sa croissance est assurée en présence de 1 à 5 % de NaCl et sa seule source de carbone et d'énergie est l'acétate (Immanuel, 2015; Magot et *al.*, 2000).

Desulfotignum toluenicum est une espèce mésophile isolée d'un réservoir pétrolier modèle, elle est caractérisée par un métabolisme peu différent. En effet, elle peut dégrader le toluène en plus du pétrole brut et des acides gras à longues chaînes (Ollivier et *al.*, 2014).

Pour le genre *Desulfobacterium*, l'espèce *Desulfobacterium cetonicum* a été isolée d'une couche de pétrole inondée. Il a été démontré que ce microorganisme est capable de métaboliser le m- et le p-crésol, ainsi que le cétone (Muller et *al.*, 2001).

2.2.2. BSR thermophiles

Les BSR thermophiles résistent plus à la chaleur et peuvent se développer dans les réservoirs pétroliers dont la température peut atteindre 85°C, leur croissance optimale est entre 60° et 70°C. Ces Bactéries sont impliquées généralement dans le phénomène de l'acidification (souring) des réservoirs pétroliers (Ollivier et Alazard, 2010).

Les bactéries thermophiles réductrices de sulfate habitants les gisements pétroliers chauds et profonds sont plus hétérogènes en terme de genres. Il a été démontré que les espèces thermophiles les plus souvent isolées des réservoirs de pétrole sont affiliées aux genres *Desulfotomaculum*, *Thermodesulforhabdus*, *Thermodesulfobacterium* et *Desulfacinum* (Magot et *al.*, 2000).

Le genre *Desulfotomaculum* est avéré le seul *Firmicute* rencontré dans les gisements d'huile. Les isolats de ce dernier sont omniprésents parmi les BSR à Gram positif (Youssef et *al.*, 2009).

Leur présence dans les champs pétrolifères de Gullfaks en mer du Nord a été détecté en utilisant des anticorps fluorescents spécifiques au genre et non pas par culture d'enrichissement (Nilsen et *al.*, 1996). De plus, ils semblent ubiquistes dans les réservoirs chauds mais aussi probablement dans toute la subsurface terrestre (Aüllo et *al.*, 2013). En ce qui concerne le métabolisme, les membres de ce genre sont généralement des oxydants incomplets de leurs substrats, à titre d'exemple, *Desulfotomaculum nigrificans* qui effectue une oxydation de lactate et éthanol en s'arrêtant au stade acétate ou acétate et propionate (Johanne, 2014).

Synthèse bibliographique

La capacité de dégradation des hydrocarbures par les *Desulfotomaculum* a été étudiée, mais ceci n'a été confirmé en aucun cas dans les réservoirs pétroliers jusqu'à présent (Youssef et al., 2009).

Une nouvelle sous espèce de *Desulfotomaculum nigrificans* nommée *D. nigrificans* subsp. *salinus* (Nazina et Rozanova, 1978) a été décrite suite à son isolement à partir d'un échantillon d'huile d'origine sibérien. Cette sous espèce est considérablement thermophile étant donné qu'elle se développe dans un intervalle de température (40 à 70°C) et elle oxyde de manière incomplète le lactate ainsi que l'alcool (Magot et al., 2000).

Dans la classe des *Delta-proteobacteria*, les membres appartenant à l'ordre *Syntrophobacterale* décrits à partir des puits pétroliers sont exclusivement des thermophiles, il s'agit des isolats des genres *Desulfacinum* (Rozanova et al., 2001) et *Thermodesulforhabdus* (Beeder et al., 1995). Par ailleurs, on peut mentionner des espèces identifiées des gisements de la mer du Nord telles que: *Desulfacinum infernum* (Rees et al., 1995) et *Thermodesulforhabdus norvegicus* (Beeder et al., 1995) qui sont toutes les deux des utilisatrices d'acétate, de butyrate ainsi que de palmitate. De plus, c'est à noter que ces dernières, contrairement aux espèces de *Desulfotomaculum*, réalisent une oxydation complète aux donneurs d'électrons (Magot et al., 2000).

De surcroît, un autre phylum nommé *Thermodesulfobacteria* a été rapporté dans les réservoirs d'huile. En outre, deux genres uniquement le représentent et sont donc les *Thermodesulfobacterium* et les *Thermodesulfotato* (Immanuel, 2015). Concernant les exemples qu'on peut évoquer, on a l'espèce *Thermodesulfobacterium mobile*, anciennement nommée *Desulfovibrio thermophilus* qui a été isolée d'un réservoir de mer du Nord (Rozanova et Pivovarova, 1988), et *T. commune*, qui est une souche thermophile avec une température optimale de 70°C isolée du pétrole d'un puits localisé dans l'est du bassin parisien (L'Haridon et al., 1995). Cette bactérie est un oxydant incomplet de l'hydrogène et du lactate sans aucune utilisation d'acétate comme donneur d'électrons.

Le tableau suivant représente quelques bactéries sulfato-réductrices isolées des réservoirs pétroliers.

Tableau VII: Bactéries sulfato-réducteurices isolées des réservoirs pétroliers (Ollivier et *al.*, 2014).

Espèces	Température optimale (°C)	Salinité optimale (%)	Oxydation complète	H ₂	Acétate	Lactate
<i>Desulfovibrio gracilis</i>	37-40	4	-	+	-	+
<i>Desulfovibrio bastini</i>	35-40	4	-	+	-	+
<i>Desulfovibrio capillatus</i>	40	3	-	+	-	+
<i>Desulfovibrio alaskensis</i>	37	2.5	-	ND	-	+
<i>Desulfobulbus rhabdiformis</i>	31	1.5-2	-	ND	-	+
<i>Desulfotomaculum halophilum</i>	35	4-6	-	(+)	-	+
<i>Desulfotomaculum kuznetsovii</i>	60-65	0	+	+	+	+
<i>Thermodesulfobacterium thermophilum</i>	65	ND	-	+	-	+

H₂, acétate et lactate sont des donneurs d'électrons. +, utilisé; (+), faiblement utilisé; -, non utilisé; ND, non déterminé.

5.3. Archées méthanogènes

Les méthanogènes sont des microorganismes qui appartiennent exclusivement au domaine des archées. Ils sont très largement distribués dans la nature en fonction de leur adaptation aux différentes conditions de température, pH et salinité, mais restent cependant confinés aux environnements strictement anaérobies (lacs, mers et océans, tractus digestif de l'homme et des animaux, les gisements pétroliers...). Les espèces méthanogènes constituent la population terminale de la microflore des biotopes anaérobies et ils se caractérisent par leur métabolisme assez particulier car elles sont les seules productrices connues du méthane (Garcia, 1998). En effet, ces organismes utilisent une gamme limitée de substrats tels que: l'hydrogène, le CO₂, l'acétate, les méthylamines ou le diméthylsulfures et produisent simultanément le méthane comme sous-produit de leur respiration anaérobie, c'est ce qu'on définit par la méthanogenèse (Youssef et *al.*, 2009).

Le processus de méthanogénèse a été rapporté pour la première fois au début des années 1950 (Kuznetsov, 1950). Par ailleurs, il fallait attendre jusqu'à 1983 pour que ce dernier soit bien documenté par des microbiologistes russes (Belyaev et Ivanov, 1983; Nazina et *al.*, 1995).

Selon les études, les méthanogènes sont ubiquistes dans les gisements d'huile à travers le monde, voire abondants dans les plus salins et les moins profonds où la température est peu élevée (Jones et *al.*, 2008). Cette prédominance dans les puits de tels propriétés physicochimiques peut être expliquée par la réduction considérable des populations microbienne, voir celle des méthanogènes lors d'une combinaison entre les températures élevées et les concentrations en sel très importantes (Magot et *al.*, 2000).

Au cours des dernières années, et avec l'avènement des techniques culturales et de biologie moléculaire basées sur le clonage, le séquençage de l'ARNr 16s et l'ARDRA (Amplified rDNA Restriction Analysis) (Gao et *al.*, 2016), de nombreuses espèces méthanogènes ont été isolées des réservoirs pétroliers, plusieurs d'entre elles ont été décrites à partir des eaux de formation salines à hyper-salines et à des températures mésophiles (Boussad, 2016).. Cependant, aucune souche hyperthermophile n'a été rapportée (Corre, 2000). Actuellement, les isolats méthanogènes retrouvés dans les gisements d'huile sont généralement répartis entre les ordres: *Methanomicrobiales*, *Methanobacteriales*, *Methanosarcinales* et *Methanococcales* (Boussad, 2016). (Quelques Archéobactéries méthanogènes isolées de réservoirs pétroliers sont représentés dans le tableau VIII).

Les membres affiliés aux ordres: *Methanobacteriales*, *Methanomicrobiales* et *Methanococcales* sont le plus souvent hydrogénotrophes à l'échelle nutritionnelle (Boussad, 2016). En effet, les genres *Methanolinea*, *Methanocaldococcus* et *Methanoculleus* appartenant à l'ordre *Methanomicrobiales* sont un bon exemple à apporter, ces derniers ont été détectés dans les puits pétroliers algériens (Lenchi et *al.*, 2013) et également dans les champs pétroliers Huabei en Chine (Tang et *al.*, 2012). D'autre part, une information supplémentaire est à indiquer à-propos des espèces du genre *Methanoculleus*, se sont bien des méthanogènes qui réduisent le CO₂ en syntrophie avec les *Marinobacter* (Piceno et *al.*, 2014).

En revanche, d'autres catégories de méthanogènes dissemblables aux hydrogénotrophes du point de vue métabolisme et substrat utilisé ont été aussi détectées dans les gisements de pétrole, il s'agit des méthylotrophes et des acétoclastiques. Les méthanogènes dits méthylotrophes exploitent le groupement méthyle du méthanol, de méthylamines ou les sulfures de méthyle. Cependant, Les acétoclastiques utilisent l'acétate comme substrat. Il a été démontré que l'ordre des *Methanosarcinales* est le représentant des deux catégories de méthanogènes précédemment décrites (Barsotti, 2000), on mentionne parmi cet ordre les genres *Methanomethylovorans* et *Methanolobus*, qui sont des microorganismes à métabolisme avec voie méthylotrophique, et les *Methanosaeta* et *Methanosarcina* souvent isolés à partir des champs à basses températures, les membres appartenant aux deux derniers genres sont majoritairement acétoclastiques et prennent la part dans le processus de conversion directe d'acétate en méthane et dioxyde de carbone.

Synthèse bibliographique

Methanosarcina siciliae est une méthylotrophe mésophile qui se développe dans une gamme de température de 20 à 50°C, cette espèce a été isolée à partir de différents champs pétroliers où la salinité est entre 2.4 et 3.6% et elle utilise uniquement le méthylamine comme substrat, aucune utilisation d'hydrogène ni d'acétate n'a été révélée (Youssef et *al.*, 2009).

Néanmoins, une archée du même genre, *Methanosarcina mazei* peut en plus de méthylamine, métaboliser l'acétate et soit donc par ce fait considérée à la fois comme méthylotrophe et acétoclastique (Li et *al.*, 2017).

Tableau VIII: Archéobactéries méthanogènes isolées de réservoirs pétroliers (Ollivier et *al.*, 2014).

Espèces	Température (°C)	Salinité (%)	H ₂	Acétate	Méthylamine
<i>Methanobacterium bryantii</i>	25-40	0-2	+	-	-
<i>Methanothermobacter thermautotrophicus</i>	40-75	0.3	+	-	-
<i>Methanothermobacter crinale</i>	45-85	0-4	+	-	-
<i>Methanothermococcus Thermolithotrophicus</i>	17-62	1.4-2.4	+	-	-
<i>Methanoplanus petrolearius</i>	28-43	1-3	+	-	-
<i>Methanoculleus receptaculi</i>	50-55	0-7.6	+	-	+
<i>Methanohalophilus euhalobius</i>	10-50	1-13.5	-	-	+
<i>Methanohalobium evestigatum</i>	30-60	15-30	-	-	+
<i>Methermicoccus shengliensis</i>	50-70	15-30	-	-	+

H₂, acétate et lactate sont des donneurs d'électrons. +, utilisé; (+), faiblement utilisé; -, non utilisé; ND, non déterminé.

2.4. Bactéries ferro-réductrices et nitrato-réductrices

2.4.1. Bactéries réductrices du fer et /ou du manganèse

Etant donné que la réduction de fer ferrique est considérée comme l'un des processus respiratoire les plus anciens de la terre, une relative diversité de microorganismes réduisant le fer a été isolée des environnements différents (Richardson, 2000). Entre autres, plusieurs études ont suggéré que les réservoirs pétroliers pourrait être une nouvelle niche dans le sous-sol terrestre abritant ces microorganismes, vu que la présence d'oxyde de fer [Fe (III)] dans les roches pétrolières a été mentionnée par divers scientifiques (Slobodkin et *al.*, 1999).

Ces microorganismes qui réduisent le fer et peuvent réduire parfois le manganèse [Mn (IV)] ou d'autres métaux. En effet, le Fe (III) et le Mn (IV) dissous ou chélatés sont de bons accepteurs d'électrons qui produisent des quantités d'énergie relativement élevées (Lovley et *al.*, 2004). Cependant, les données concernant l'occurrence et la concentration dans les champs pétroliers de ces accepteurs d'électrons potentiels ainsi que leurs cycles aux seins des gisements manquent dans la littérature. Par conséquent, la pertinence des processus métaboliques liés à ces composés est plus difficile à évaluer et devient donc très spéculative (Wentzel et *al.*, 2013).

En outre, la microbiologie de ces microorganismes et leur rôle exacte au sein de la nappe ont été mal étudié mais l'isolement de certains anaérobies réducteurs de fer dans nombreux échantillons d'eaux de production a été rapporté (Greene et *al.*, 1997; Nazina et *al.*, 1995; Pickard et *al.*, 1993; Slobodkin et *al.*, 1999).

En effet, plusieurs auteurs rapportent dans leurs revues l'isolement d'une bactérie mésophile à Gram négatif à partir des fluides de plusieurs gisements pétroliers, authentifier comme étant *Shewanella putrefaciens* qui est primitivement nommée *Alteromonas putrefaciens* (Nazina et *al.*, 1995). Cette dernière possède des adaptations morphologiques qui lui permettent d'utiliser d'une part, des formes solubles et insolubles de fer ferrique comme accepteurs d'électrons (Martin et *al.*, 2014) et d'autre part, l'hydrogène et le formiate comme donneurs d'électrons pendant la respiration du fer (Nealson et Saffarini, 1994). De plus, elle peut pareillement réduire le soufre, le sulfite et le thiosulfate en sulfure (Moser et Nealson, 1996).

Le processus de réduction de fer est observé chez des souches mésophiles, mais aussi, largement répandu chez des souches thermophiles telle que *Deferribacter thermophilus*, appelée aussi souche BMAT (Greene et *al.*, 1997). Cette bactérie hétérotrophe, anaérobie, à Gram négatif, légèrement halophile isolée d'un champ pétrolier Beatrice en mer du Nord croit à des températures entre 50 à 65 °C (optimum de 60°C) et capable de coupler l'oxydation de l'hydrogène, des acides organiques (acétate, malate, citrate, lactate, pyruvat et succinate) ainsi que des substrats protéiques à la réduction du manganèse, du fer et également du nitrate (Ollivier et Magot, 2005).

D'autres études ont prouvé que la capacité de réduction de fer [Fe (III)] est une caractéristique partagée par une large gamme de microorganismes anaérobies thermophiles et hyperthermophiles habitants les réservoirs pétroliers.

Par ailleurs, plusieurs isolats appartenant à ces derniers prélevés des réservoirs pétroliers de la Sibérie occidentale possèdent la capacité d'utiliser le fer comme accepteur d'électrons, tout en utilisant la peptone ou l'hydrogène comme sources d'énergie (Birkland, 2004).

Aussi, de nombreux genres initialement décrits comme fermentatifs peuvent sous certaines conditions utiliser différents modes de métabolisme, allant de la lithoautotrophie à l'hétérotrophie (Ollivier et Magot, 2005).

Parmi ces isolats, non seulement des souches appartenant au domaine des bactéries et plus spécifiquement aux genres *Termostoga* et *Thermoanaerobacter* telles que (*Termostogasubterranea* SLIT et *T. rnaritirna* M12597 et *Thermoanaerobacter acetoethylicus* SL26 et SL28; *T. brockii* M739) ont été détectées, mais aussi des espèces archéens appartenant au genre *Thermococcus* (T642, T739 et T13044) ont été isolées (Ollivier et Magot, 2005).

2.4.2. Bactéries réductrices du nitrate

Incontestablement, les chercheurs se retrouvent obligés de fournir plus d'efforts et de travailler avec une haute prudence afin de distinguer les microorganismes présents avec une faible consistance dans un réservoir pétrolier. De plus, l'ensemble des données concernant cette catégorie de microorganisme notamment les nitrato-réducteurs sont déficientes et parfois insuffisantes pour établir un résultat fini (Greene et al., 1997). Néanmoins, ils ont finalement réussi à isoler malgré les difficultés, des bactéries autochtones réductrices de nitrate (NRB) à partir d'un puits pétrolier canadien qui sont différentes à celles trouvées dans les sources d'eau d'injection des gisements pétroliers (Voordouw, 2011). Ces bactéries polyvalentes sur le plan métabolique utilisent le nitrate comme accepteur d'électrons et des substrats organiques et inorganiques comme donneurs d'électrons (Li et al., 2017). En effet, le nitrate est réduit en nitrite puis en diazote (95%), c'est ce qu'on appelle la dénitrification. Le nitrate peut être également transformé en ammoniac (5%), ce dernier est utilisé d'une part, par quelques NRB pour la synthèse de la biomasse, ce qui contribue à sa diminution dans le milieu (Voordouw, 2011).

Les bactéries réductrices de nitrate sont groupées en:

- Bactéries hétérotrophes réductrices de nitrate (hNRB), tirant leur énergie de l'oxydation des composés organiques comme les hydrocarbures et produisent en retour du CO₂ ou bien de l'acétate et du CO₂ (Voordouw, 2011).
- Bactéries réductrices de nitrate et oxydantes de sulfure (soNRB), elles sont des chimolithoautotrophes qui utilisent le CO₂ et les produits chimiques inorganique tel que le sulfure comme source d'énergie pour former du soufre et / ou du sulfate en plus de nitrite et azote ou nitrite et ammoniac (Voordouw, 2011).
- Bactéries anaérobies oxydantes d'ammonium (Li et al., 2017).

Quant à la présence d'une source de nitrate dans un gisement pétrolier, il a été rapporté après des analyses des eaux souterraines, qu'une quantité infime voir négligeable de nitrate se trouve dans la plus part des sous-sols terrestres, inclusivement, dans un puits pétrolier (Machel et Foght, 2000). Or, l'intérêt accru de ce groupe bactérien dans l'atténuation de la biogénèse d' H_2S par les SRP qui causent un sérieux problème dans l'industrie pétrolière en raison de sa toxicité, son odeur, la corrosivité et la formation d'insolubilisations de sulfure métallique qui menacent à la fois la sécurité humaine et causent la diminution de la qualité du pétrole induisant ainsi des graves pertes économiques (Jenneman et Gevertz, 1999).

Ces contraintes ont poussé les chercheurs à s'intéresser à la manipulation sélective des NRB indigènes, afin de contrôler la présence de sulfure dans les saumures d'un gisement pétrolier comme une solution biologique alternative à l'injection des produits chimiques (biocides), à la fois couteux, toxiques et dangereux. À cet égard, les compagnies pétrolières procèdent depuis le début des années 90 à l'injection d'énormes quantités de nitrate *in situ* (Grigoryan et Voordouw, 2008). En effet, l'ajout de nitrate lors de l'inondation est une courante pratique qui stimule la croissance des (hNRB) et des (soNRB). Les premières peuvent limiter l'activité des SRB en les surpassant pour l'assimilation et le métabolisme des acides organiques, alors que les (soNRB) oxydent directement le sulfure pour produire du soufre ou du sulfate (Voordouw, 2011).

Parmi les isolats bactériens qui ont une grande versatilité métabolique et qui utilisent le nitrate comme accepteur d'électrons, les souches CVO et FWKO B isolées des saumures d'un gisement pétrolier au Canada. L'analyse de l'ARN16s de ces deux souches révèle qu'elles appartiennent probablement à la subdivision *Epsilon-proteobacteria* et qu'elles sont apparentées respectivement aux genres *Sulfurimonas* (anciennement *Thiomicrospira*) et *Arcobacter* (Gevertz et al., 2000). Ces deux NRB à Gram négatif qui couplent la réduction du nitrate à l'oxydation de sulfure (soNRB), partagent les caractéristiques d'être des chimiolithoautotrophes, mésophiles et microaérophiles. Par ailleurs, la souche CVO diffère de la souche FWKO B dans la capacité d'oxyder le soufre élémentaire en plus de sulfure et d'utiliser le nitrite ou le protoxyde d'azote en plus de nitrate comme accepteurs d'électrons, alors que FWKO B utilise le sulfure et l'hydrogène comme donneurs d'électrons, le CO_2 comme source de carbone en anaérobiose et le formiate comme source d'énergie et réduit le nitrate uniquement en nitrite (Ollivier et Magot, 2005).

Deux autres espèces hétérotrophes réduisent le nitrate, isolées d'autres puits pétroliers, l'une est mésophile anaérobie appelée *Denitrivibrio acetiphilus* couple la réduction du nitrate en ammonium à l'oxydation de l'acétate et du fumarate (Myhr et Torsvik, 2000). L'autre est thermophile anaérobie, appelée *Garciella nitratreducens*, isolée d'un puits de pétrole situé dans le golfe du Mexique (Miranda-Tello et al., 2003). Elle réduit le nitrate en ammonium et utilise plusieurs substrats comme donneurs d'électrons tels que le cellubiose, le fumarate et le lactate (Ollivier et Magot, 2005). Huu et al. (1999) ont rapporté l'isolement de *Marinobacter aquaeoli*, appelée autrement *Marinobacter hydrocarbonoclasticus*.

Synthèse bibliographique

Celle-ci se développe sur des acides organiques tels que le succinate et l'acétate en présence de nitrate comme accepteur d'électrons et peut aussi dégrader les hydrocarbures en conditions aérobies (Greene et *al.*, 1997).

Enfin, deux espèces thermophiles microaérophiles: *Geobacillus subtewaneus* et *G. uzenensis*, couramment rencontrées dans les réservoirs de pétrole (Wang et *al.*, 2006) appartiennent au genre *Geobacillus* (phylum: *Firmicute*, l'ordre: *Bacillales*). Ces dernières ont été isolées des eaux de formation des gisements de pétrole en Russie en 2001 (Nazina et *al.*, 2001). Les espèces de ce genre sont capables de dégrader une large gamme des sources de carbone dont les alcanes à chaîne longue uniquement en aérobiose (Kato et *al.*, 2009) et certaines réduisent le nitrate en anaérobiose (Li et *al.*, 2017).

Tout bien considéré que l'application de la microbiologie pétrolière en stimulant les NRB indigènes est désormais une approche très intéressante pour inhiber l'acidité, contribuant ainsi à un avenir énergétique durable.

Néanmoins, les microbiologistes et les géochimistes doivent apporter plus d'attention au cours d'addition du nitrate, car il peut d'une part, affecter la stabilité des populations microbiennes habitant les réservoirs pétroliers en la changeant parfois radicalement et d'autre part, causé des conséquences biogéochimiques inconnues dans la biosphère profonde (Grigoryan et Voordouw, 2008).

*Récupération
assistée du
pétrole*

1. Méthodes de récupération du pétrole

Comme documenté en détail, le pétrole est considéré comme un ingrédient vital qui constitue la base de l'économie mondiale, la disponibilité de cette ressource naturelle et les prix ont un impact économique et politique profond et généralisé. En outre, bien que la quantité totale disponible dans un réservoir ne soit pas exactement connue, elle est épuisable. Par ailleurs, le principal enjeu actuel des compagnies pétrolières est de répondre aux aspirations des deux nations, consommatrices ou productrices. Au fil du temps, les chercheurs visent donc à trouver les moyens appropriés pour une production maximale de pétrole et à ce jour, trois niveaux de récupération sont pratiqués (Springham, 1984).

1.1. Méthodes conventionnelles

1.1.1. Récupération primaire

La récupération primaire désigne le processus conventionnel d'extraction de pétrole à partir d'une roche à haut degré de perméabilité et de porosité, la roche réservoir. En effet, un forage dans la bonne région d'un réservoir permet de faire jaillir le pétrole sous pression naturelle (récupération passive). Lorsque la pression est insuffisante, les compagnies pétrolières installent des pompes pour la soulever. Le brut récupéré par le biais de ces méthodes n'est pas beaucoup plus que 30% (Tisseyre, 2014).

À un moment donné, la pression de réservoir chute, une énergie supplémentaire doit être donc ajoutée pour forcer la migration du pétrole vers la surface. Par ailleurs, les compagnies pétrolières recourent à des procédés complémentaires, les méthodes de récupération secondaire du pétrole sont alors entreprises (Springham, 1984).

1.1.2. Récupération secondaire

La récupération secondaire de pétrole ou méthode d'inondation est une technique d'injection des fluides à travers un système de puits d'injection dans le but d'augmenter la pression dans le réservoir et de balayer l'huile emprisonnée dans les pores en déplaçant ainsi son écoulement vers le puits de production (Nazina et Borzenkov, 2004).

Ces méthodes englobent l'injection de gaz et l'injection d'eaux (water flooding) (eau de surface, eau de mer et eau des saumures souterraines). Le choix de ce dernier est en fonction de deux critères qui sont, les aspects techniques et économique, et son efficacité dépend de divers facteurs physicochimiques et des caractéristiques de la roche réservoir. Ces méthodes peuvent être plus coûteuses par rapport aux méthodes de récupération primaire, mais elles offrent un rendement supplémentaire d'environ 10 à 15 % (Juarez Morejon, 2017).

Tôt ou tard, la récupération secondaire devient inefficace. En effet, en raison de certaines conditions, une grande quantité de pétrole reste piégé dans le réservoir, ce pétrole est appelé pétrole résiduelle. Dans ce cas, il convient donc de stimuler la production, car jusqu'à 60% reste non récupéré, ce qui pousse les personnels du domaine à la mise au point des voies plus complexes de récupération non conventionnelle, il s'agit de la récupération tertiaire (Youssef et al., 2009).

1.2. Méthodes non conventionnelles

1.2.1. Récupération tertiaire

La récupération tertiaire, connue sous le nom de Récupération Assistée du Pétrole (RAP) en anglais, Enhanced Oil Recovery (EOR). Cette méthode implique l'utilisation des procédés thermiques, chimiques ou microbiens, dans le but d'améliorer la mobilité des huiles résiduelles dans les réservoirs matures en modifiant les propriétés physico-chimiques du pétrole et du réservoir. En outre, les caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut dans le réservoir détermineraient quelle méthode EOR sera utilisée (Nikolova et Gutierrez, 2004).

1.2.2. Récupération assistée du pétrole par les méthodes thermiques

L'EOR thermique est un processus qui permet de fournir de la chaleur au réservoir et vaporiser une partie de l'huile. Cette méthode est adaptée pour les huiles lourdes et les sables bitumineux. Parmi les méthodes thermiques utilisées, les suivantes: combustion *in situ*, drainage par gravité assisté par vapeur (SAGD), inondation de vapeur, stimulation cyclique de vapeur (CSS) (Thomas, 2008).

1.2.3. Récupération assistée du pétrole par les méthodes chimiques

L'EOR chimique est une méthode mieux adaptée aux pétroles légers. Dans une inondation chimique, des produits chimiques sont injectés avec le flux d'eau pour améliorer l'efficacité de déplacement. Les principaux processus d'inondation chimiques sont:

- Inondation de polymère: Elle consiste à injecter une solution visqueuse de polyacrylamide ou de polysaccharide, ils sont introduits sous forme de limace discrète dans les cours d'eau. Cette méthode est couramment utilisée dans l'industrie pétrolière (Demirbas et *al.*, 2015).
- Inondation des surfactants: Les surfactants sont largement utilisés dans divers pays du monde, les plus souvent utilisés sont les tensioactifs commerciaux et les sulfonates d'huile synthétisés chimiquement (Thomas, 2008).
- Inondation alcaline: Dans l'inondation alcaline, des solutions aqueuses, alcalines chimiques, comme l'hydroxyde, le carbonate ou l'orthosilicate de sodium sont injectées sous forme de limace. Ces dernières réagissent avec les composants acides du pétrole brut et produisent des tensioactifs *in situ*. Parfois des émulsifiants peuvent aussi avoir lieu (Mayer et *al.*, 1983).
- Inondation micellaire: L'inondation micellaire a eu plus de succès dans le terrain que d'autres processus d'inondation chimique. Les principaux composants de cette méthode sont une limace de microémulsion et une limace polymère (Gogarti et *al.*, 1968).
- ASP (alcali-surfactant-polymère): L'inondation alcaline-surfactant-polymère est nouvellement testée aux niveaux des laboratoires ainsi que sur terrain (Shutang et *al.*, 1996).

D'autres méthodes non thermiques qui consistent à l'utilisation de procédés de limace miscible et gaz (miscible et non miscible) (CO_2 ou N_2) sont aussi utilisées (Thomas, 2008; Youssef et *al.*, 2009).

L'impact de l'EOR sur la production de pétrole peut être significatif et efficace. Cependant, d'un point de vue économique, ces méthodes sont marginales en raison de leur coût élevé. D'autre part, ils sont nocifs pour l'environnement.

2. Récupération assistée du pétrole par procédé microbien

À la veille de la pénurie de pétrole, les chercheurs pensent à toutes solutions scientifiques et technologiques qui pourront maintenir la vie de l'or noir encore plus longtemps. Jusqu'à récemment, les méthodes de récupération les plus complexes n'étaient pas systématisées et pas économiquement viables. En effet, seuls 50 à 60 % de pétrole sont extraits de chaque nappe pétrolière, le reliquat reste lié à la roche ou au terrain.

Peu connue bien qu'expérimentée depuis les années 1920, la récupération assistée du pétrole par procédé microbien, désigné MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery) est une des voies d'étude tertiaire qui connaît un regain d'intérêt. Cette technique est par définition, une alternative biologique ayant comme principe l'utilisation de la capacité métabolique des microorganismes afin d'extraire plus de pétrole, et d'atteindre un meilleur rendement. Ce processus biologique est basé généralement sur la modification des propriétés physico-chimiques des roches ou du brut par l'intermédiaire des produits microbiens ou de l'activité des microorganismes en question (Boussad, 2016).

Historiquement, MEOR a connu une révolution au fil du temps. En effet, l'idée de récupérer le pétrole par procédés biologiques est apparue pour la première fois en 1920, suite aux premières suggestions de Beckman, qui consistaient à l'utilisation de microorganismes dans le but de mobiliser les huiles piégées dans les pores. Plus tard, dans les années 1940, les enquêtes sur les principaux processus responsables de libération des huiles ont été faites par ZoBell et ses collaborateurs, ces derniers ont pu précisément en 1947, identifier et même breveter les procédés par lesquels les produits bactériens (gaz, acides, solvants, biosurfactants et biomasse cellulaire) peuvent libérer le pétrole des milieux poreux. Après plusieurs recherches, le moment de passer à l'action est arrivé, dont en 1954, le premier essai de MEOR sur un champ a été effectué en Arkansas (Yarbrough et Coty, 1982).

Par ailleurs, au cours de la période entre 1970 et 2000, les recherches ont été menées sur la microbiologie des réservoirs pétroliers, et toutes les enquêtes ont été basées sur les microorganismes indigènes ainsi que sur les caractéristiques des gisements, ce qui est sans doute essentielle pour une MEOR réussie (Lazar et *al.*, 2007). En outre, il est bien clair que les études sur l'application de la MEOR ont été stimulées depuis la crise pétrolière. Cette dernière a conduit à des efforts accrus pour évaluer l'impact des microorganismes sur la récupération du pétrole, aboutissant enfin aux résultats considérant la MEOR comme méthode d'extraction tertiaire scientifiquement justifiée.

3. Produits bactériens utiles dans la récupération assistée du pétrole

Les microorganismes sont un choix d'étude par les microbiologistes pétroliers en raison de leur capacité de générer un certain nombre de produits notamment les acides, les solvants, les gaz, les biosurfactants, les biopolymères et les émulsifiants, ces derniers sont avérés potentiellement utiles pour une meilleure récupération de pétrole (Zobell, 1947). (Des Produits microbiens et leurs rôles dans la récupération assistée du pétrole (MEOR) sont présentés dans le tableau IX).

3.1. Biosurfactant

Les biosurfactants sont des agents tensioactifs produits par plusieurs microorganismes, majoritairement des aérobies, mais quelques cas de production dans des conditions anaérobies ont été rapportés (Brown et *al.*, 1986).

Ils sont des composés amphiphiles capables de s'accumuler aux interfaces entre deux phases non miscibles comme l'eau et l'huile, tout en réduisant la tension de surface, cette propriété en fait des biosurfactants de bons candidats pour MEOR (Youssef et *al.*, 2004). En effet, ces molécules reçoivent une grande attention par les scientifiques depuis plusieurs années, surtout que ces dernières présentent les mêmes propriétés tensioactives avec leurs homologues chimiques mais avec plus d'avantages, dont ils sont biodégradables, non toxiques, efficaces et peuvent même être synthétisées à partir des déchets et des sous-produits (Eddouaouda, 2012).

Les biosurfactants les plus couramment utilisés dans MEOR sont les lipopeptides produits par *Bacillus* et certaines *Pseudomonas* spp., les glycolipides (majoritairement les rhamnolipides) produits par *Pseudomonas* sp., et les lipides tréhalose produits par *Rhodococcus* sp. (Banat, 1995; Bodour et Miller-Maier, 2002; Youssef et *al.*, 2004).

3.2. Biomulsifiants

Les bioémulsifiants font partie des produits microbiens utiles en MEOR, ils sont par définition des biosurfactants de haut poids moléculaire, amphiphiles, composés de polysaccharides, de protéines et des lipides. Cependant, en les comparant avec les biosurfactants, ces molécules ne peuvent pas abaisser la tension superficielle ou interfaciale (Dastgheib et *al.*, 2008; Youssef et *al.*, 2009).

L'émulsifiant bactérien le plus étudié et documenté est l'emulsan. Ce dernier est un composé complexe d'heteropolysaccharide et protéine, il a été démontré qu'*Acinetobacter* sp. RAG-1 est l'espèce productrice de ce bioémulsifiant (Rosenberg et Ron, 1999).

3.3. Gaz

La production de gaz a souvent été mentionnée comme un mécanisme important pour la récupération du pétrole. Les gaz comme le méthane CH₄, le CO₂ et le H₂ sont produits par certaines bactéries au cours de leur métabolisme, notamment par *Clostridium* spp., *Enterobacter* spp. et *Methanobacterium* spp (Youssef et *al.*, 2009).

Les gaz de fermentation peuvent remettre sous pression les puits, conduisant au déplacement du pétrole brut léger dans le réservoir et, par conséquent, faciliter sa récupération (Van Hamme et *al.*, 2003). Par ailleurs, l'hydrogène est produit d'une quantité considérablement élevée dans les écosystèmes anaérobies, certes, il est rapidement éliminé du réservoir suite à son utilisation par d'autres microorganismes (Youssef et *al.*, 2009).

3.4. Acides organiques

Les acides organiques comme le formate, l'acétate, le propionate, le butyrate, les acides gras... sont des produits de fermentation microbienne de valeur étant donné qu'ils ont un effet sur la dissolution des carbonates, et donc ils conduisent à l'augmentation de la porosité et de la perméabilité, autrement dit, ces acides interviennent dans le processus d'amélioration de récupération du pétrole (Adkins et *al.*, 1992).

3.5. Solvants

Les solvants sont également parmi les métabolites résultants de l'activité et métabolisme des microorganismes qui peuvent être impliqués dans l'amélioration de récupération du pétrole, il s'agit par exemple de l'éthanol, le butanol et l'acétone. En effet, une des plus importante propriété des solvants, c'est leur capacité à se dissoudre dans les huiles, abaissant ainsi leur viscosité (McInerney et *al.*, 2005).

Tableau IX: Produits microbiens et leurs rôles dans la récupération assistée du pétrole (MEOR) (Lazar et al., 2007).

Produits microbiens	Microorganismes	Application dans la MEOR
Gaz (H₂, N₂, CO₂, CH₄)	<i>Clostridium</i> spp. <i>Enterobacter</i> spp. <i>Methanobacterium</i> spp.	Réduction de la viscosité de l'huile Gonflement de l'huile
Acides (formate, acétate, H₂S propionate, butyrate, H₂CO₃, acides gras, etc.)	<i>Clostridium</i> spp. <i>Enterobacter</i> spp.	Augmentation de la perméabilité par la dissolution des carbonates
Solvants (acétone, éthanol, butanol, 2-propanol)	<i>Clostridium</i> spp. <i>Zymomonas</i> spp.	Réduction de la viscosité de l'huile Diminution de l'IFT. Action des co-surfactant. Altération de la mouillabilité
Biosurfactants	<i>Acinetobacter</i> spp. <i>Bacillus</i> spp. <i>Arthrobacter</i> spp. <i>Clostridium</i> spp. <i>Rhodococcus</i> spp. <i>Pseudomonas</i> spp.	Diminution de l'IFT entre l'huile et l'eau. Emulsification. Altération de la mouillabilité.
Biopolymères	<i>Bacillus</i> spp. <i>Leuconostoc</i> spp. <i>Brevibacterium</i> spp. <i>Xanthomonas</i> spp.	Amélioration de l'efficacité du balayage par le colmatage sélectif des zones à hautes perméabilités Augmentation de la viscosité de l'eau Contrôle la mobilité de l'eau

4. Avantages de MEOR

La récupération assistée du pétrole par outil microbien a prouvé, autant que technique, quelle mérite une préoccupation et une grande intention par les scientifiques, surtout que cette dernière présente pas mal d'avantages à grand intérêt en industrie pétrolière (Youssef et al., 2009):

- La récupération d'huile biologiquement est avérée plus économique énergétiquement, étant donné que les processus microbiens ne consomment pas de grandes quantités d'énergie comme dans le cas des processus thermiques.
- Contrairement aux autres méthodes EOR, la MEOR est indépendante du prix de pétrole.

- La MEOR offrirait l'avantage de produire du brut de bonne qualité et à faible impact environnemental puisqu'elle n'utiliserait pas de produits chimiques de synthèse.
- MEOR peut être plus efficace que certains types ou opérations EOR, car les matières actives seraient générées dans tout le réservoir, et leur efficacité ne serait pas réduite par l'adsorption lors de la migration.
- La facilité et la simplicité des procédés d'installation et d'application rendent cette technique un choix économique, en effet, elle est moins cher et plus facile.
- Les processus microbiens peuvent être stimulés *in situ* dans le réservoir, minimisant ou éliminant ainsi le besoin d'accueillir de grandes installations de stockage sur place / en mer.
- Elle Implique en grande partie des produits / additifs entièrement biodégradables et donc ne présentent pas le danger de s'accumuler dans l'environnement, ceci la qualifie alors écologiquement comme moins polluante que ses équivalentes.
- La croissance microbienne exponentielle permet de produire rapidement de grandes quantités de métabolites d'intérêts en utilisant des ressources peu onéreuses et renouvelables.
- La MEOR est un processus économiquement attractif pour les gisements de pétrole à production marginale et une alternative appropriée avant l'abandon des puits matures et déjà exploités.

5. Stratégies de MEOR

Les principales stratégies pour la mise en œuvre de la MEOR sont souvent regroupées en trois catégories qui sont: Injection des bactéries exogènes avec les nutriments; injection des nutriments pour stimuler les microorganismes indigènes ainsi que l'injection de métabolites produites *ex situ* (Banat et *al.*, 2000).

Une application réussite de ces stratégies, c'est-à-dire, l'augmentation du taux de production, nécessite de mener des enquêtes systématiques et de faire des études approfondies sur la communauté et les paramètres physicochimiques rencontrés dans un gisement pétrolier afin d'éliminer le maximum de facteurs entravant leur déploiement (Bernard et Michel, 2005; Wang, 2010).

4.1. Stimulation des bactéries indigènes

Une approche utilisée en MEOR consiste à exploiter directement les microorganismes résidants dans les réservoirs, précisément, les bactéries autochtones. Ces dernières sont communément nommées hydrocarbonoclastiques.

Cette exploitation s'effectue par le biais de l'injection des nutriments dans le but de stimuler la croissance et/ou l'activité métabolique de ces bactéries (Youssef et *al.*, 2009).

Ces dernières semblent être des candidats idéaux présentant des avantages sélectifs par rapport aux microorganismes d'origine exogène, car elles répondent à deux exigences, à savoir, la dégradation des hydrocarbures ainsi que la survie et la production des métabolites souhaités dans un tel environnement extrême (Nikolova et Gutierrez, 2020).

La biomasse produite et les métabolites tels que les gaz, les biopolymères et les biosurfactants modifient les propriétés de l'environnement dans le réservoir et du pétrole brut lui-même, incitant plus de pétrole à se diriger vers puits de production (Li et *al.*, 2017).

Quant aux nutriments injectés, ils se répartissent en deux grandes catégories: la source de carbone telle que la mélasse et les accepteurs terminaux d'électrons tel que le nitrate, ce dernier s'est avéré un stimulateur sélectif des microorganismes d'intérêt des réservoirs pétroliers (Bao et *al.*, 2009).

Cette stratégie est très prometteuse de point de vue économique pour un gisement peu rentable, puisqu'elle met en jeu des microorganismes déjà présents dans le réservoir (Gaytán et *al.*, 2015; Gudiña et *al.*, 2012; Patel et *al.*, 2015).

5.2. Injection des bactéries exogènes avec les nutriments

Cette approche est basée sur l'injection des souches bactériennes appropriées et adaptées aux conditions physico-chimiques de la subsurface en présence d'une solution de nutriments via des puits d'injection.

Le but de cette stratégie c'est de maximiser la croissance et ou les produits microbiens afin de modifier les propriétés physico-chimiques du pétrole brut et des réservoirs au profit de la production pétrolière (Van Hamme et *al.*, 2003; Voordouw, 2011).

Les microorganismes injectés peuvent être des anaérobies strictes ou facultatifs, ces derniers sont co-injecter avec des substrats glucidiques, généralement de la mélasse ou des acides organiques tel que le lactate. L'introduction des microorganismes aérobies avec une grande quantité d'oxygène a été également proposée (Jones, 1967). En outre, certaines études encouragent l'utilisation de cellules carencées (starved), qui sont plus petites et qui se transportent plus efficacement que les grandes cellules (Youssef et *al.*, 2009).

D'autre part, les nutriments sont injectés sous un programme bien contrôlé afin d'assurer la survie des souches. De plus, la tendance de ces nutriments à se séparer des microorganismes de taille micrométrique et de se propager dans le réservoir, si la porosité est réduite, active les microorganismes indigènes déjà présents dans le réservoir (Volk et Hendry, 2010).

L'injection des microorganismes exogènes dans les réservoirs présente diverses difficultés, notamment sur le plan technique et physiologique. En effet, ces microorganismes rencontrent des difficultés pour pénétrer (des études ont montré que le temps de transport des bactéries à partir des puits d'injection jusqu'aux puits de production serait de 2 à 7 mois), ainsi que pour s'adapter aux conditions extrêmes des réservoirs pétrolier (Bernard et Michel, 2005).

D'autre part, cette stratégie est caractérisée par une courte durée de production, un coût élevé par rapport à stratégie précédente et une incertitude sur la croissance, la survie des microorganismes et l'étendue de la propagation des souches injectées, ce qui la rend très peu attrayante (Boussad, 2016).

4.2. Injection de métabolites produits *ex situ*

Cette stratégie implique l'injection des métabolites bactériens produits dans des fermenteurs (Nazina et Borzenkov, 2020) dans le but d'améliorer la production de pétrole.

Cette approche vient au secours des compagnies pétrolières, lorsque les microorganismes indigènes ne conviennent pas aux résultats souhaités, ou encore si les bactéries exogènes ne peuvent pas s'adapter aux conditions extrêmes présentes dans un réservoir. De plus, bien que ces métabolites présentent certains inconvénients, ils restent mieux classés par rapport aux polymères synthétiques (Buller et Vossoughi, 1990).

Concernant les métabolites injectés, il s'agit des biosurfactants, des biopolymères et des solvants, ces derniers doivent être stables aux paramètres physico-chimiques d'un puits pétroliers (Das et Mukherjee, 2005; Joshi *et al.*, 2008). Au cours des dernières décennies, l'amélioration des techniques de biologie moléculaire a permis d'utiliser des microorganismes recombinants qui s'avèrent très utiles pour une optimisation de la production des métabolites ainsi que pour une rénovation de leurs qualité et structure (Mukherjee *et al.*, 2006; Wang *et al.*, 2007). La figure 2 représente d'une façon générale les stratégies et le principe de la MEOR.

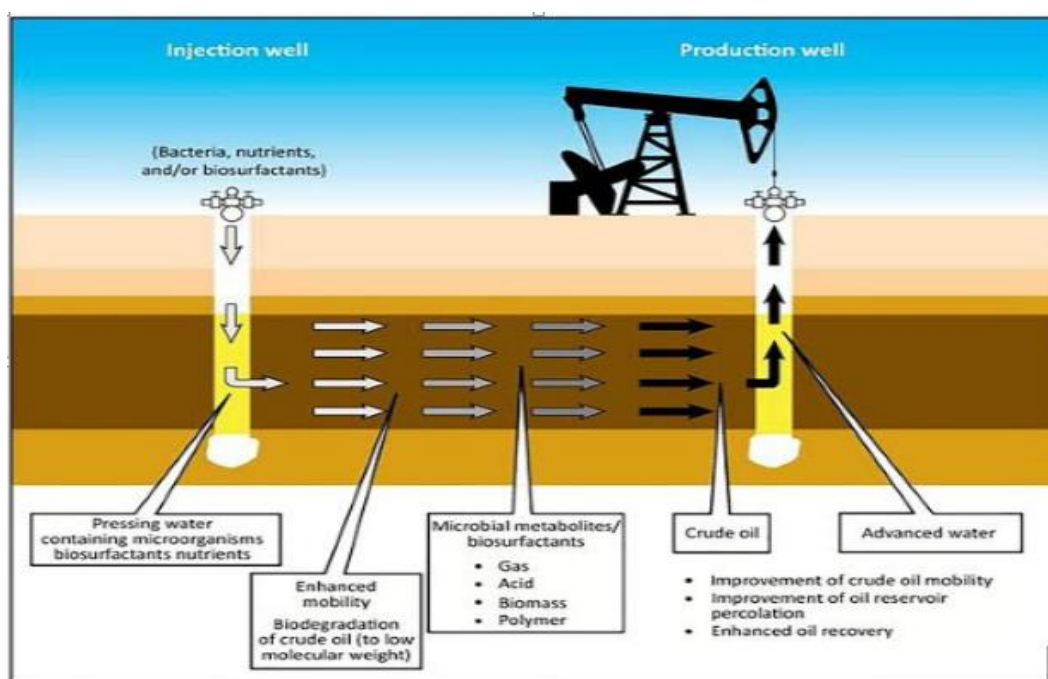


Figure 2: Principes de la récupération assistée du pétrole par les microorganismes (Marchant et Banat, 2012).

6. Mécanismes d'application de la MEOR

6.1. Modification du comportement du flux

Dans un réservoir pétrolier, les microorganismes (communauté indigène et exogène) utilisent une source de carbone tel que l'huile et produisent de la biomasse ainsi que plusieurs métabolites, (parfois d'autres métabolites produites *ex situ* sont également rencontrés). Ce phénomène donne naissance à plusieurs interactions prolongées qui mènent à la modification des propriétés du pétrole de telle sorte qu'un pétrole irrécupérable est converti en pétrole mobile qui peut s'écouler vers les puits de production, par conséquent une hausse de la production est réalisée (Boussad, 2016).

Les principaux mécanismes qui modifient l'écoulement de flux sont:

6.1.1. Production des biopolymères:

À l'état naturel, l'huile piégée et l'eau possèdent des viscosités différentes (eau à faible viscosité et l'huile à haute viscosité). Ceci est l'un des facteurs qui rendent ces deux fluides immiscibles et retiennent l'huile dans les micro-capillaires de la roche réservoir. D'autre part, la récupération du pétrole est due à la faible viscosité d'huile ou une viscosité d'eau élevée (Springham, 1984).

La viscosité est un facteur physicochimique très puissant qui influence largement la récupération du pétrole. Elle-même est régie par plusieurs activités métaboliques, dont le plus puissant, les biopolymères. Les biopolymères généralement d'origine bactérien jouent un rôle principale dans l'augmentation de la viscosité de l'eau facilitant ainsi l'écoulement de pétrole vers les puits de production (Springham, 1984).

6.1.1. Métabolisme *in situ* des hydrocarbures

La dégradation microbienne des huiles, le bio-cracking ou encore mécanisme de traitement des paraffines, sont des termes différents désignant la conversion d'hydrocarbures de longues chaînes en hydrocarbures de courtes chaînes par certains microorganismes. Ceci favorise la diminution de la viscosité (Lazar et *al.*, 1999; Maure et *al.*, 2005). D'autre part, cette approche a été utilisée dans le traitement des dépôts paraffiniques dans les puits et sur les équipements de production. En effet, des études ont montré une diminution de la saturation en huile résiduelle dans les carottes de grès (Nazina et *al.*, 1995).

Habituellement, la stimulation *in situ* du métabolisme des hydrocarbures s'effectue par le biais d'injection d'oxygène et les nutriments inorganiques, la dégradation anaérobie pourrait également avoir lieu. Cependant, il semble être un processus très lent et difficile à envisager (Spormann et Widdel, 2001).

6.1.2. Production des gaz

Les effets de la génération des gaz, à savoir le dioxyde de carbone, le méthane et l'azote, sont également supposés positifs dans l'amélioration de la récupération de pétrole. Ces gaz sont produits principalement lors de l'activité microbienne par communautés microbiennes indigènes ou exogènes (Van Hamme et *al.*, 2003).

En effet, le méthane est généré par la conversion de certains métabolites produits par la dégradation aérobie des hydrocarbures dans des zones un peu profondes d'un réservoir. En outre, l'azote, il est produit principalement par les bactéries réductrices de nitrate qui peuvent réduire le nitrate en NO_2 ou N_2 . Le nitrate peut inhiber la production de méthane (Siegert, 2010).

D'autre part, il est important de signaler que la production de CO_2 par les bactéries aérobie est fortement limitée par la faible solubilité de l'oxygène dans l'eau et la production de grands volumes de méthane par la dégradation anaérobie du brut sera limitée par la solubilité beaucoup plus élevée du méthane dans l'huile en particulier à des pressions élevées (Bryant et Lockhart, 2002).

Deux différentes méthodes d'action des gaz ont été envisagées:

- **Augmentation de la viscosité**

C'est un fait bien établi que la production de biogaz, conduit à une viscosité d'huile plus faible qui facilite le déplacement de l'huile.

- **Le gonflement des huiles**

Le gonflement des huiles ou swelling, est un autre processus qui implique l'utilisation des gaz microbiens. Dans ce cas, ces derniers aboutissent au gonflement des huiles. En effet, une augmentation d'huile d'une ampleur suffisante diminue sa densité et augmente son volume, par conséquent, son écoulement serait plus facile et son expulsion serait de plus en plus grande (Gray et al., 2008). Durant ce processus, l'effet de CO_2 n'est pas vraiment important, car sa solubilité dans l'eau est relativement grande.

Cette stratégie est pour certains, très prometteuse par-rapport à la réduction de la tension interfaciale. Tandis que pour d'autres, cette stratégie est contestable et présente plusieurs inconvénients (Boussad, 2016).

6.1.3. Obturation microbienne des zones à haute perméabilité

Il est bien documenté qu'une meilleure récupération de brut est corrélée avec une faible perméabilité de la roche réservoir. En effet, la majeure partie de pétrole résiduelle reste piégée dans les zones à porosité faible. D'autre part, l'efficacité de balayage des réservoirs caractérisés par des pores à diamètre élevés ou possédant des fractures entre les injecteurs ou le producteur est médiocre et présentent une très faible quantité de pétrole, présumant donc un taux de production relativement bas et insuffisant (Boussad, 2016).

Pour pallier à cette insuffisance, les compagnies pétrolières procèdent à la colonisation de la roche réservoir par des masses bactériennes, bien que cette méthode est mal comprise et moins fréquente.

Le principe de cette méthode repose sur l'idée que des pores à haute porosité permettent un plus grand flux de nutriments et donc une colonisation plus rapide par les microorganismes. Par conséquent, un colmatage sélectif (plugging) des pores par la stimulation in situ de la croissance microbienne (communauté indigène ou exogène) a été effectué dans le but de rediriger le flux d'eau poussant le pétrole vers le puits de production (Patel et al., 2015).

L'approche du colmatage sélectif est réalisée soit par la production du biofilm bactérien avec une Co-synthèse massive des biopolymères, soit par précipitation des minéraux (plugging minérale) par le biais de l'activité microbienne (Kantzas et *al.*, 1992).

6.1.4. Production des bioacides

Les acides organiques produits *in situ* par la communauté microbienne indigène ou exogène abritant un réservoir pétrolier influencent également le processus de la récupération du pétrole par l'altération de la perméabilité. En effet, ces acides peuvent dissoudre la roche réservoir, et plus particulièrement celle qui se compose en partie ou entièrement de carbonate, s'attendant ainsi à ce que la perméabilité et l'écoulement des huiles s'améliorent, ce qui conduit à une récupération accrue du pétrole (Van Hamme et *al.*, 2003).

L'effet des bioacides n'est pas nécessairement favorable, parfois un colmatage peut être induit suite à certaines conditions. D'autre part, cette approche implique une grande quantité d'acide afin d'augmenter positivement le volume des pores (Springham, 1984).

6.2. Modification des propriétés des interfaces eau-pétrole-roche

6.2.1. Réduction de la tension interfaciale par les biosurfactants

Vers la fin de la récupération secondaire du pétrole, la haute pression capillaire emprisonne le pétrole brut dans les petits pores de la matrice rocheuse (Springham, 1984). Par conséquent, le nombre capillaire N_{Ca} décrit la force qui retient les hydrocarbures dans les micro-capillaires de la roche poreuse atteint généralement une valeur de l'ordre de 10^{-7} (Boussad, 2016). Il a été démontré que la compréhension et l'étude de cette grandeur est utile pour une meilleure récupération du pétrole.

En effet, une libération d'huile résiduelle nécessite une augmentation de la valeur du nombre capillaire, cette augmentation est proportionnelle à la diminution de la tension interfaciale (IFT) entre l'huile et les phases aqueuses (McInerney et *al.*, 2005).

Les microorganismes peuvent intervenir dans la réduction de la tension interfaciale en synthétisant les agents tensio-actifs, notamment les polymères hydrosolubles et les biosurfactants. Ces derniers sont idéaux parce qu'ils se répartissent à l'interface pétrole-roche et induisent la baisse de la tension interfaciale, favorisant ainsi la mobilisation du pétrole. De plus, leurs propriétés physicochimiques telles que la balance hydrophile-lipophile, la structure chimique et la charge les rendent des bons candidats en MEOR (Raffa et *al.*, 2016).

La tension interfaciale est affectée par plusieurs facteurs, y compris les propriétés des tensioactifs et de l'huile, la concentration en tensioactif, la concentration en sel, la température ainsi que la nature du co-tensioactif. Ce dernier facteur est ajouté afin d'améliorer l'effet du tensioactif, il s'agit des acides organiques, des solvants organiques (les alcools, les aldéhydes et les cétones), des amines, etc. (Reed et Healy, 1977).

À titre d'exemple, un co-tensioactif tel qu'un alcool à chaîne courte s'adsorbe préférentiellement aux surfaces rocheuses et minimise la perte de tensioactif, de ce fait, il peut être un agent chélateur pour éliminer les ions qui peuvent interférer avec le tensioactif (Springham, 1984).

6.2.2. Inconvénients d'utilisation des biosurfactants

Les biosurfactants sont avérés efficaces pour l'amélioration de récupération du pétrole. En revanche, ces agents présentent certains inconvénients, qui sont:

- La biodégradation des biosurfactants par d'autres microorganismes conduisant à des pertes supplémentaires (Banat et *al.*, 2000).
- L'adsorption du biosurfactant sur la surface de la roche, ce qui influence l'efficacité de déplacement d'huile.
- L'utilisation des biosurfactants qui diminuent l'IFT est naturellement accompagnée par une augmentation de l'élasticité de la gouttelette d'huile, à savoir une augmentation de sa rigidité (Ivanov et *al.*, 2005). Par conséquent, une pression plus élevée doit être appliquée pour la déformation des gouttelettes et donc le déplacement de l'huile.

Conclusion et perspectives

Le pétrole n'est pas simplement un liquide noir, c'est une des premières sources d'énergie aux mondes, et même un virage dans l'histoire de l'économie des pays qui le possèdent, surtout depuis les années 60.

Aujourd'hui, c'est un fait scientifique bien établi que les réservoirs pétroliers abritent une communauté microbienne diversifiée. En effet, la connaissance approfondie de la microbiologie pétrolière (communauté indigène et exogène) et les principaux paramètres physicochimiques qui l'influencent, est non seulement fascinante, mais aussi elle s'est révélée très nécessaire afin de déceler leurs rôles dans ces écosystèmes, l'effet de leurs activités sur la qualité des huiles, ainsi que leurs importances, notamment sur le plan industriel grâce, d'une part à leurs enzymes thermostables. D'autre part, à l'intérêt attrayant de quelques produits issus du métabolisme de certaines souches. Ceci a permis d'initier des collaborations de recherches afin de cibler ces souches pour développer des nouvelles stratégies telles que l'inhibition de phénomène d'acidité dans les réservoirs et aussi l'amélioration de la récupération de pétrole. Par ailleurs, Les études sur les techniques d'amélioration d'extraction du pétrole sont devenues de plus en plus nécessaires pour mieux exploiter les réserves mondiales menacés par l'appauvrissement et pour faire face à l'augmentation significative de prix du brut.

La récupération assistée des hydrocarbures par des microorganismes est une technologie potentiellement utilisable pour améliorer l'efficacité de l'extraction pétrolière. En effet, la croissance des bactéries indigènes peut conduire à la production de biosurfactants, de biopolymères et à la formation de biofilms. Ces activités peuvent faciliter la libération du pétrole, améliorant ainsi sa récupération. Cependant, le manque de connaissances sur la physiologie et les activités métaboliques des microorganismes des réservoirs est un obstacle majeur pour le développement de cette approche. Pour cela, des recherches biologiques et biotechnologiques devraient porter sur l'étude des régularités de la distribution microbienne et de l'activité géochimique dans les champs pétroliers dans différentes conditions géophysiques, ainsi que sur une étude avancée des caractéristiques physiologiques et biochimiques des micro-organismes.

Actuellement, certains ingénieurs pétroliers considèrent toujours la MEOR comme technique peu fiable et potentiellement dangereuse. En revanche, avec l'avènement de la science et de la technologie, la majorité d'entre eux pensent qu'une partie de cette méfiance disparaîtra si cette approche recueille plus d'attention.

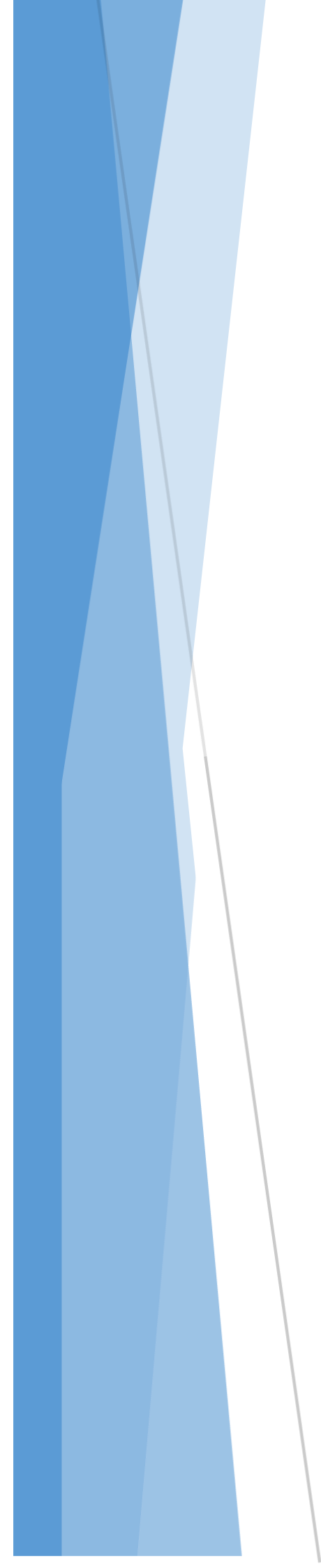
Des perspectives d'avenir doivent être prises en considération alors par les microbiologistes pétroliers dans le but d'exploiter de plus en plus le pétrole, notamment, La manipulation génétique, qui peut avoir un rôle à jouer à la fois pour augmenter le rendement des produits et à produire des combinaisons souhaitables de propriétés dans une seule souche. De plus, la culture et l'isolement des microorganismes (surtout les consortiums) est indispensables pour la caractérisation de nouvelles enzymes et voies métaboliques, ainsi que pour approfondir les champs d'information des futures données de séquençage.

Aujourd'hui, les économistes du domaine pétrolier supposent que l'utilisation des microorganismes pour la récupération du pétrole s'avère avantageuse pour les pays en voie de développement, qui considèrent le pétrole le pilier de l'économie, à titre d'exemple, l'Algérie.

L'Algérie est un pays connu pour ses richesses, il possède des gisements murs et riches. En effet, les centres de recherche et les sociétés pétrolières doivent donner plus d'importance à la MEOR. L'isolement des souches microbiennes et leur caractérisation seraient d'abord nécessaires, puis une étude du potentiel enzymatique de ces dernières pourra fournir des informations sur l'importance de ces microorganismes dans la récupération du pétrole.

De plus, il serait plus avantageux pour les recherches, de mettre en contact les souches bactérienne, vu qu'elles vivent en communauté dans les gisements, elles pourront donner plus d'efficacité dans l'application de la MEOR dans le laboratoire, Ceci permettra d'avoir un consortium efficace à injecter sur terrain. Enfin, il est préférable de réaliser les applications de la MEOR à des gisements cibles, et centraliser les recherches sur des zones particulières comme Hassi-Messoud, Hassi-R'Mel, ceci pourra également contribuer à sa réussite.

Donc pour en conclure, le pétrole est assez précieux, c'est une énergie non renouvelable et son épuisement constitue un risque affectant le confort et la vie humaine, et pour ces raisons, sa récupération à de grandes quantités est l'objectif majeur de tout personnel pétrolier.



Références bibliographiques

Références bibliographiques

-A.....
- Adkins, J.P., Cornell, L.A., Tanner, R.S. 1992.** Microbial composition of carbonate petroleum reservoir fluids. *Geomicrobiology Journal*, **10**, 87-97.
- Aüllo, T., Ranchou-Peyruse, A., Ollivier, B. Magot, M. 2013.** *Desulfotomaculum* spp. and related Gram positive sulfate-reducing bacteria in deep subsurface environments. *Frontiers in Microbiology*, **4**, 362.
-B.....
- Banat, I.M. 1995.** Biosurfactants production and possible uses in microbial enhanced oil recovery and oil pollution remediation: A review. *Bioresource Technology*, **51**, 1-12.
- Banat, I.M., Makkar, R.S., Cameotra, S.S. 2000.** Potential commercial applications of microbial surfactants. *Applied Microbiology and Biotechnology*, **53**, 495-508.
- Bao, M., Kong, X., Jiang, G., Wang, X. Li, X., 2009.** Laboratory study on activating indigenous microorganisms to enhance oil recovery in Shengli oilfield. *Journal of Petroleum Science Engineering*, **66**, 42-6.
- Barsotti, V. 2011.** Recherche et caractérisation de microorganismes dans des compartiments géologiques profonds. Thèse de doctorat en chimie analytique et environnement. Université de bordeaux 1, France, 301.
- Bastin, E.S., Greer, F.E., Merritt, C.A., Moulton, G. 1926.** The presence of sulphatereducing bacteria in oil field waters. *Science*, **63**, 21-24.
- Beeder, J., Torsvik, T., Lien, T. 1995.** *Thermodesulforhabdus norvegicus* gen. nov., sp. nov., a novel thermophilic sulfate-reducing bacterium from oil field water. *Archive of Microbiology*, **164**, 331-336.
- Beliakova, E.V., Rozanova, E.P., Borzenkov, I.A., Turova, T.P., Pusheva, M.A., Lysenko, A.M., Kolganov, T.V. 2006.** The new facultatively chemolithoautotrophic, moderately halophilic, sulfate-reducing bacterium *Desulfovermiculus halophilus* gen. nov., sp. nov., isolated from an oil field. *Microbiology*, **75**, 161-171.
- Belyaev, S.S., Ivanov, M.V. 1983.** Bacterial methanogenesis in underground waters. *Ecological Bullet*, **35**, 273-280.
- Bernard, F.P., Connan, J., Magot, M. 1992.** Indigenous microorganisms in connate water of many oil fields: a new tool in exploration and production techniques. *In Proceedings of the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, 1-10.
- Bertrand, M. 2008.** Modélisation de la production d'hydrocarbures dans un bassin pétrolier. Thèse de doctorat en mathématique. Université Paris sud11, France, 202.
- Bhupathiraju, V.K., Oren, A., Sharma, P.K., Tanner, R.S., Woese, C.R., McInerney, M.J. 1994.** *Haloanaerobium salsugo* sp. nov., a moderately halophilic, anaerobic bacterium

Références bibliographiques

- from a subterranean brine. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **144** (3), 565-572.
- Bhupathiraju, V.K., McInerney, M.J., Woese, C.R., Tanner, R.S. 1999.** *Haloanaerobium kushneri* sp. nov., an obligately halophilic, anaerobic bacterium from an oil brine. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **49**, 953-960.
- Birkeland, N. K. 2004.** Chapter 14: The microbial diversity of deep subsurface oil reservoirs. *Studies in Surface Science and Catalalysis*. Edited by Vazquez Duhal, R. and Quintero-Ramirez, R., Elsevier, Amsterdam, **151**, 385-403.
- Birkeland, N. K. 2005.** Sulfate-reducing bacteria and Archaea. *Petroleum Microbiology*. Edited by Ollivier, B., Magot, M. Washington USA: ASM Press, 35-54.
- Bodour, A.A., Miller-Maier, R.M. 2002.** Biosurfactants: Types, screening methods, and applications. *Encyclopoedia of environmental microbiology*. Edited by Bitton, G. wiley-interscience, New York, Ny., 750-770.
- Bonilla Salinas, M., Fardeau, M.L., Thomas, P., Cayol, J.L., Patel, B.K.C., Ollivier, B. 2004.** *Mahella australiensis* gen. nov., sp. nov., a moderately thermophilic anaerobic bacterium isolated from an Australian oil well. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiolgy*, **54**, 2169-2173.
- Boukherissa, M. 2008.** Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action. Thèse de doctorat. Université Paul Verlaine, France, 204p.
- Boudreau, L., Sinotte, M., Defo, M.A. 2019.** Evaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures. *Revue de littérature sur les critères de qualité d'eau de surface pour les hydrocarbures pétroliers*. **55**, 1-46.
- Boussad, A. 2016.** Caractérisation des interactions entre les bactéries des réservoirs pétroliers et les interfaces eau-hydrocarbures-roche. Thèse de doctorat. Université de Pau et des Pays de l'Adour, France, 150.
- Brown, M.J., Moses, V., Robinson, J.P. Springham, D.G. 1986.** Microbial enhanced oil recovery: progress and prospects. *CRC Critical Reviews in Biotechnology*, **3**, 159-197.
- Bryant, S.L. Lockhart, T.P. 2002.** Reservoir engineering analysis of microbial enhanced oil recovery. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, **5**, 365-374
- Buller, C.S., Vossoughi, S. 1990.** Subterranean preliminary modification by using microbial polysaccharide polymers. *US patent office. Patent No.*, **4,941-533**.
-C.....
- Cayol, J.L., Ollivier, B., Patel, B.K.C., Ravot, G., Magot, M., Ageron, E., Grimont, P.A.D., Garcia, J.L. 1995.** Description of *Thermoanaerobacter brockii* subsp. *Lactiethylicus* subsp. nov., isolated from a deep subsurface French oil well, a proposal to reclassify *Thermoanaerobacter jinnias* *Thennoanaerobacter bvockii* subsp. *finniicomb*. nov., and

Références bibliographiques

- emended description of *Thevmoanaerobacter Brockii*. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **45**, 783-789.
- Chadouli, K.H. 2013.** Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière: Etudes de cas. Thèse de doctorat en géosciences. Université de Lorraine, France, 305.
- Colombano, S., Saada, A., Victoir, E., Guerin, V., Zoring, C., Amalric, L., Blessing, M., Widory, D., Hube, D., Banc, C., Honrado, J.C., Gassiat, B. 2014.** Nature des produits pétroliers et origine du vieillissement: tentative de l'identification de la source via la prise en compte des impacts et l'analyse de l'âge approximatif des déversements. Rapport final, N° 64174. France, 141.
- Colwell, R.R., Walker, J.D., Cooney, J.J. 1977.** Ecological aspects of microbial degradation of petroleum in the marine environment. *Critical Reviews in Microbiology*, **4**(5), 423-445.
- Corre, E. 2000.** Approches moléculaires de la diversité microbienne de deux environnements extrêmes: les sources hydrothermales profondes et les réservoirs pétroliers. Thèse de doctorat en microbiologie. Université de Bretagne Occidentale, France, 214.
-D.....
- Das, K., Mukherjee, A.K. 2005.** Characterization of biochemical properties and biological activities of biosurfactants produced by *Pseudomonas aeruginosa* mucoid and non-mucoid strains isolated from hydrocarbon-contaminated soil samples. *Applied Microbiology and Biotechnology*, **69**, 192-199.
- Dastgheib, S.M.M., Amoozegar, M.A., Elahi, E., Asad, S., Banat, I.M. 2008.** Bioemulsifier production by a halothermophilic *Bacillus* strain with potential applications in microbiology enhanced oil recovery. *Biotechnology Letters*, **30**, 263-270.
- Davey, M.E., Wood, W.A., Key, R., Nakamura, K., Stahl, D.A. 1993.** Isolation of three species of *Ceotoga* and *Petrotoxa*: two new genera, representing a new lineage in the bacterial line. *Systematic Applied Microbiology*.
- Davydova-Charakhch'yan, I.A., Mileeva, A.N., Mityushina, L.L., Belyaev, S.S. 1992.** Acetogenic bacteria from oil fields of Tataria and western Siberia. *Microbiology*, **61**, 306-315.
- Demirbas, A., Alsulami, H.E., Hassanein, W.S. 2015.** Utilization of surfactant flooding processes for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, **33**, 1331-1339.
- Dupuis, A., Ucan-Marin, F. 2015.** Analyse documentaire de la toxicologie aquatique des huiles de pétrole: un aperçu des propriétés du pétrole et de ses effets sur le biote aquatique. Document de recherche 2015/007 du MPO. *Secrétariat canadien de consultation scientifique.*, 1-63.

Références bibliographiques

Durousset, M. 1999. Le marché du pétrole. Edited by Ellipes, 94.

.....E.....

Eddouaouda, k. 2012. Etude du potentiel biodégradatif de souches isolées du sol de Hassi Messaoud contaminé par du pétrole: criblage, biodégradation de HAP et production de biosurfactant. Thèse de doctorat en chimie industrielle. Université de Saad Dahlab de Blida, Algérie, 194.

Ellingsen, G., Fery-forgues, S. 1998. Application de la spectroscopie de fluorescence à l'étude du pétrole: le défi de la complexité. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, **2**(53), 201-216.

.....F.....

Fardeau, M.L., Cayol, J.L., Magot, M., Ollivier, B. 1993. H₂ oxidation in the presence of thiosulfate by a *Thermoanaerobacter* strain isolated from an oil-producing well. *FEMS Microbiology Letters*, **113**(3), 327-332.

Faudon, C., Fardeau, M.L., Heim, J., Patel, B.K.C., Magot, M., Ollivier, B. 1995. Peptide and amino acid oxidation in the presence of thiosulfate by members of the genus *Thermoanaerobacter*. *Current Microbiology*, **31**, 152-157.

Feknous, N. 2017. Essais d'isolement et d'identification des souches bactériennes à pouvoir auto-épuration vis-à-vis des hydrocarbures. Thèse de doctorat en microbiologie. Université Badji Mokhtar d'Annaba, Algérie, 121.

Fingas, M., 2013. The basic of oil spill cleanup. 3rd edition, Boca Raton. *CRC Press*, 266.

Fisher, J.B. 1987. Distribution and occurrence of aliphatic acid anions in deep subsurface waters. *Geochimica Cosmochimica Acta*, **51**, 245-246.

.....G.....

Gales, G., Tsesmetzis, N., Neria, I., Alazard, D., Coulon, S., Lomans, B.P., Morin, D., Ollivier, B., Borgomano, J., Joulain, C. 2016. Preservation of ancestral cretaceous microflora recovered from a hypersaline oil reservoir. *Scientific Reports*, 1-10.

Galushko, A.S., Rozanova, E.P. 1991. *Desulfobacterium cetonicum* sp. nov., a sulfate-reducing bacterium which oxidizes fatty acids and ketones. *Microbiology*, **60**, 742-746.

Gao, P., Tian, H., Wang, Y., Li, Y., Li, Y., Xi, J., Zeng, B., Zhou, J., Li, G. Ma, T. 2016. Spatial isolation and environmental factors drive distinct bacterial and archaeal communities in different types of petroleum reservoirs in China. *Scientific Reports*, **6**, 1-12.

Garcia, J.L. 1998. Les bactéries méthanogènes. *Comptes Rendus de l'académie des sciences*, **84**, 23-33.

- Gaytán, I., Mejía, M.Á., Hernández-Gama, R., Torres, L.G., Escalante, C.A. Muñoz-Colunga, A. 2015.** Effects of indigenous microbial consortia for enhanced oil recovery in a fragmented calcite rocks system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **128**, 65-72.
- Gevertz, D., Telang, A.J., Voordouw, G., Jenneman, G.E. 2000.** Isolation and characterization of strains CVO and FWKO B, two novel nitrate-reducing, sulfideoxidizing bacteria isolated from oil field brine. *Applied and Environmental Microbiology*, **66**, 2491-2501.
- Gogarty, W.B., Tosch, W.C. 1968.** Miscible-type water-flooding: oil recovery with micellar solutions, *Journal of Petroleum Technology*, 1407-1414.
- Grassia, G.S., McLean, K.M., Bnat, P., Bauld, J., Sheehy, A.J. 1996.** A systematic survey for thermophilic fermentative bacteria and archaea in high temperature petroleum reservoirs. *FEMS Microbiology Ecology*, **21**, 47-58.
- Gray, M.R., Yeung, A., Foght, J.M. Yarranton, H.W. 2008.** Potential microbial enhanced oil recovery processes: A critical analysis. Denver, Colorado, USA, SPE Publications, 114676.
- Greene, A.C., Patel, B.K.C., Sheehy, A. 1997.** *Defewibacter thewnophilus* gen nov., sp. nov., a novel thermophilic manganese- and iron-reducing bacterium isolated from a petroleum reservoir. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **47**, 505-509.
- Grigoryan, A., Voordouw, G. 2008.** Microbiology to help solve our energy needs methanogenesis from oil and the impact of nitrate on the oil-field sulfur cycle. *Annals of New York Academy of Sciences*, **1125**, 345-352.
- Gudiña, E.J., Pereira, J.F.B., Rodrigues, L.R., Coutinho, J.A.P. Teixeira. J.A. 2012.** Isolation and study of microorganisms from oil samples for application in Microbial enhanced oil recovery. *International Biodeterioration and Biodegradation*, **68**, 56-64.
- Guibet, J.C. 1997.** Carburants et moteurs. Tome 1. Ed. Technip, 480.
-**H**.....
- Hassaine, A. 2016.** Biodégradation des hydrocarbures (pétrole brut et kérosène) par la microflore microbienne des eaux de la région de Skikda. Thèse de doctorat en sciences biologiques et végétales. Université de Badji-Mokhtar d'Annaba, Algérie, 211.
- Head, I.M., Jones, D.M., Larter, S.R. 2003.** Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil. *Nature*, **426**, 344-352.
- Hue, F. 1885.** Le pétrole: son histoire, ses origines, son exploitation dans tous les pays du monde. Edited by Lécène, H., Oudin, H. Californie, 307.

Références bibliographiques

Huu, N.B., Denner, E.B.M., Ha, D.T.C., Wanner, G., Stan-Lotter, H. 1999. *Marinobacter aquaeolei* sp. nov., a halophilic bacterium isolated from a Vietnamese oil-producing well. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **49**, 367-375.

.....**I**.....

Immanuel, O.M., 2015. Mitigation of biogenic sulphide production by sulphate reducing bacteria in petroleum reservoir souring. *Society of Petroleum Engineers*, 4-6.

Ivanov, I.B., Danov, K.D., Ananthapadmanabhan, K.P., Lips, A. 2005. Interfacial rheology of adsorbed layers with surface reaction: on the origin of the dilatational surface viscosity. *Advances in Colloid and Interface Science*, **114-15**, 61-92.

.....**J**.....

Javaherdashti, R., 2011. Impact of sulphate-reducing bacteria on the performance of engineering materials. *Applied Microbiology and Biotechnology*, **91**, 1507-1517.

Jean-Pierre, F. 2010. L'avenir du pétrole. *SciencesPo*, 1-8.

Jeanthon, C., Reysenbach, A.L., L'Haridon, S., Gambacorta, A., Pace, N.R., Glénat, P., Prieur, D. 1995. *Thermotoga subterranea* sp. nov., a new thermophilic bacterium isolated from a continental oil reservoir. *Archives Microbiology*, **164**, 91-97.

Jenneman, G.E., Gevertz, D. 1999. Identification, characterization and application of sulfideoxidizing bacteria in oil fields. *Microbial Ecology of Oil Fields*, 1-6.

Johanne, A. 2014. Structure et fonctionnement de tapis microbiens contaminés par des hydrocarbures. Thèse de doctorat en Physiologie et biologie des organismes-populations -interactions. Université de Pau et des Pays de L'Adour, France, 234.

Jones, D.M., Head, I.M., Gray, N.D., Adams, J.J., Rowan, A.K., Aitken, C.M., Bennett, B., Huang, H., Brown, A., Bowler, B.F., Oldenburg, T., Erdmann, M. 2008. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs. *Nature*, **451**, 176-180.

Joshi, S., Bharucha, C., Desai, A.J. 2008. Production of biosurfactant and antifungal compound by fermented food isolate *Bacillus subtilis* 20B. *Bioresource Technology*, **99**, 4603-4608.

Juarez Morejon, J.L. 2017. Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles: nouvelle approche. Thèse de doctorat. Université de Bordeaux, France, 261.

Junzhang, L., Bin, H., Gongzhe, C., Jing, W., Yun, F., Xiaoming, T., Weidong, W. 2014. A study on the microbial community structure in oil reservoirs developed by water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **122**, 354-359.

.....**K**.....

Références bibliographiques

- Kantzas, A., Stehmeier, L., Marentette, D.F., Ferris, F.G, Jha, K.N. Maurits, F.M. 1992.** A novel method of sand consolidation through bacteriogenic mineral plugging. *Annual technical meeting*. Alberta, 92-46.
- Kuznetsov, S.I. 1950.** Examination of the possibility of contemporary methanogenesis in gas and petroleum-bearing facies of the Saratov and Buguruslan province. *Mikrobiologia*, **19**, 193-202.
-L.....
- Lacaz, J.C. 1980.** La pollution pétrolière en milieu marin: la toxicologie à l'écologie. Edited by Elsevier M., 132.
- Laxalde, J. 2012.** Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie infrarouge. Thèse de doctorat. Université de Lille 1, France, 217.
- Lazar, I., Petrisor, I.G., Yen, T.F. 2007.** Microbial enhanced oil recovery (MEOR). *Petroleum Science and Technology*, **25**, 1353-1366.
- Lazar, I., Voicu, A., Nicolescu, C., Mucenica, D., Dobrota, S., Petrisor, I.G., Stefanescu, M., Sandulescu, L. 1999.** The use of naturally occurring selectively isolated bacteria for inhibiting paraffin deposition. *Journal Petroleum Science and Engineering*, **22**, 161-169.
- Lenchi, N., I'nceog, I., Gana, S.K., Gana, M.I., Lliros, M., Servais, P., Garcia-Armisen, T. 2013.** Diversity of microbial communities in production and injection waters of Algerian oil fields revealed by 16s ARN gene amplicon 454 pyrosequencing. *Microbial Communities in Oil Reservoirs*, **8**, 1-14.
- L'Haridon, S., Miroshnichenko, M.L., Hippe, H., Fardeau, M.L., Bonch-Osmolovskaya, E., Stackebrandt, E., Jeanthon, C. 2002.** *Petrotoga olearia* and *P. sibirica* sp. nov., two thermophilic bacteria isolated from a continental petroleum reservoir in western Siberia. *International Journal of Systematic Evolutionary Microbiology*, **52**, 1715-1722.
- L'Haridon, S., Reysenbach, A.L., Glenat, P., Prieur, D., Jeanthon, C. 1995.** Hot subterranean biosphere in a continental oil reservoir. *Nature*, **377**, 223-224.
- Li, X.X., Mbadinga, S.M., Liu, J.F., Zhou, L., Yang, S.Z., Gu, J.D., Mu, B.Z. 2017.** Microbiota and their affiliation with physiochemical characteristics of different subsurfaces petroleum reservoirs. *International Biodeterioration and Biodegradation*, **120**, 170-185.
- Liang, B., Wang, L.Y., Mbadinga, S.M., Liu, J.F., Yang, S.Z., Gu, J.D., Mu, B.Z., 2015.** Anaerolineaceae and emphasis. *Amb Express*, **5**, 1-13.
- Liao, Y., Geng, A., Huang, H. 2009.** The influence of biodegradation on resins and asphaltenes in the Liaohe Basin. *Organic Geochemistry*, **40** (3), 312-320.
- Lien, T., Beeder, J. 1997.** *Desulfobacter vibrioformis* sp. nov., a sulfate reducer from a water-oil separation system. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **47**, 1124-1128.

Références bibliographiques

- Lien, T.M., Madsen, I. H. Steen, Gjerdevij, K. 1998.** *Desulfobulbus vhabdoforomis* sp. nov., a sulfate-reducer from a water-oil separation system. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **48**, 469-474.
- Lovley, D.R., Holmes, D.E., Nevin, K.P. 2004.** Dissimilatory Fe (III) and Mn (IV) reduction. *Advanced in Microbial Physiology*, **49**, 219-86.
-**M**.....
- Machel, H.G., Foght, J. 2000.** Products and depth limits of microbial activity in petroliferous subsurface settings. Edited by Riding, R.E., Awranuk, S.M. *Microbial Sediments*. Springer-Verlag, Germany, 105-120.
- Magot, M., Ollivier, B., Patel, B.K. 2000.** Microbiology of petroleum reservoirs. *Antonie van Leeuwenhoek*, **77**, 103-116.
- Magot, M., Ravot, G., Campagnolle, X., Ollivier, B., Patel, B.K.C., Fardeau, M.L., Thomas, P, Crolet, J.L., Garcia, J.L. 1997.** *Dethiosulfobrevibacterium peptidovorans* gen. nov., sp. nov., a new anaerobic, slightly halophilic, thiosulfate-reducing bacterium from corroding offshore oil wells. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **47**, 818-824.
- Malo, M., Lefebvre, R., Comeau, F.A., Séjourné, S. 2015.** Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière. Rapport de recherche, N°1553, Université d'Avant-garde de Québec, Canada, 127.
- Maoundonodji, G. 2009.** Les enjeux géopolitiques et géostratégiques de l'exploitation du pétrole au Tchad. Thèse de doctorat en science Politique. Université catholique de Louvain, Louvain-la-Neuve, Belgique, 491.
- Marshall, S.L. 2008.** Fundamental aspects of microbial enhanced oil recovery: A literature survey. Technical report, CSIRO Land and Water, Floreat, Western Australia, 1-43.
- Martin, A.J., Gonzalez, O.A., Hernandez, C.A., Morales, A.R. 2014.** On the influence of the culture conditions in bacterial antifouling bioassay and biofilm properties: *Shewanella, algae*, a case study. *BMC microbiology*, **14**(1), 1-15.
- Maure, A., Saldana, A.A., Juarez, A.R. 2005.** Biotechnology application to EOR in Talara off-shore oil fields, northwest peru. Proceedings of spe Latin, American and caribbean petroleum engineering conference. *Society of Petroleum Engineers*. Richardson, Texas, 94934.
- Mayer, E.H., Breg, R.L., Carmichael, J.D., Weinbrandt, R.M. 1983.** Alkaline injection for enhanced oil recovery-a status report, *Journal Petroleum Technology*, 209-221.
- McInerney, M.J., Nagle, D.P., Knapp, R.M. 2005.** Microbially enhanced oil recovery: Past, present, and future. In *Petroleum Microbiology*. Ollivier, O., Magot, M. ASM, Washington, DC., 215-238.

- Miranda-Tello, E., Fardeau, M.L., Septilveda, J., Fernhdez, J.L., Cayol, J.L., Thomas, T., Ollivier, B. 2003.** *Garciella nitratreducens* gen. nov., sp. nov., an anaerobic, thermophilic, nitrate and thiosulfate-reducing bacterium isolated from an oilfield separator in the Gulf of Mexico. *International Journal of Systematic Evolutionary Microbiology*, **53**, 1509-1 514.
- Miranda-Tello, E., Fardeau, M.L., Thomas, P., Ramirez, F., Casalot, L., Cayol, J.L., Garcia, J.L., Ollivier, B. 2004.** *Petrotoga Mexicana* sp. nov., a novel thermophilic, anaerobic and xylanolytic bacterium isolated from an oil-producing well in the Gulf of Mexico. *International Journal Systematic Evolutionary Microbiology*, **54**(1), 169-174.
- Moser, D.P., Nealson, K.H. 1996.** Growth of the facultative anaerobie *Shewanella putrefaciens* by elemental sulfur reduction. *Applied Environmental Microbiology*, **6**, 2100-2105.
- Mukherjee, S., Das, P., Sen, R. 2006.** Towards commercial production of microbial surfactants. *Trends in Biotechnology*, **24**, 509-515.
- Myhr, S., Torsvik, T. 2000.** *Denitrovibrio acetiphilus*, a novel genus and species of dissiniilatory nitrate-reducing bacterium isolated from an oil reservoir model column. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **50**, 1611-1619.
-N.....
- Nazina, T.N., Ivanova, A.E., Golubeva, V., Ibatullin, R.R., Belyaev, S.S., Ivanov, M.V. 1995.** Occurrence of sulfate- and iron-reducing bacteria in stratal waters of the Romashkinskoe oilfield. *Microbiology*, **64**, 203-208.
- Nazina, T. N., Tourova, T.P., Poltarau, A.B., Novikova, E.V., Grigoryan, A.A., Ivanova, A.E., Lysenko, A.M., Petrunya, V.V., Osipov, G.A., Belyaev, S.S., Ivanov, M.V. 2001.** Taxonomic study of aerobic thermophilic: descriptions of *Geobacillus subterraneus* gen. nov., sp. nov. and *Geobacillus uzenensis* sp. nov. from petroleum reservoirs and transfer of *Bucilluss tearothemzophilus*, *Bacillus themzoleovorans*, *Bacillus kaustophilus*, *Bacillus themoglucosidasiusn* and *Bacillus thermodenitrijicans* to *Geobacillus* as the new combinations *G. stearothemophilus*, *G. thermocatennlatus*, *G. themoleovorans*, *G. kaustophilus*, *G. themoglucosidasius* and *G. thermodenitrijicans*. *International Journal of Systematic Evolutionary Microbiology*, **51**, 433-446.
- Nazina, T.N., Rozanova, E.P. 1978.** Thermophilic sulfate-reducing bacteria from oil stratal. *Microbiology*, **47**, 142-148.
- Nealson, K.H., Safarini, D. 1994.** Iron and manganese in anaerobic respiration: environmental significance, physiology, and regulation. *Annual Review of Microbiology*, **48**, 311-343.
- Nikolova, C., Gutierrez, T., 2020.** Use of microorganisms in the recovery of oil from recalcitrant oil reservoirs: current state of knowledge, technological advances and future perspectives. *Frontiers of Microbiology*, **10**, 1-18.

Références bibliographiques

Nilsen, R.K., Torsvik, T. 1996. *Methanococcus thermolithotrophicus* isolated from North Sea oil field reservoir water. *Applied of Environmental Microbiology*, **62**, 728-731.

.....**O**.....

Ollivier, B., Alazard, D. 2010. The oil reservoir Ecosystem. *Timmis, K. N. Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology*. Springer, Berlin, 2262-2268.

Ollivier, B., Borgomano, J. Oger, P. 2014. Petroleum: from formation to microbiology. *Microbial life of the deep biosphere*. Edited by Kallmeyer, J., Wagner, D., **54**(1), 169-174.

Ollivier, B., Magot, M. 2005. Indigenous microbial communities in oil fields. *Petroleum Microbiology*. Edited by Ollivier, B. Magot, M. Washington, DC: ASM Press, 21-33.

Ommedal, H., Torsvik, T. 2007. *Desulfotignum toluenicum* sp. nov., a novel toluene-degrading, sulphate-reducing bacterium isolated from an oil-reservoir model column. *International Journal of Systematic Evolutionary and Microbiology*, **57**, 2865-2869.

.....**P**.....

Patel, J., Borgohain, S., Kumar, M., Rangarajan, V., Somasundaran, P. Sen, R. 2015. Recent developments in microbial enhanced oil recovery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **52**, 1539-1558.

Philippi, G.T. 1977. On the depth, time and mechanism of origin of the heavy to medium gravity naphthenic crude oils. *Geochimimica and Cosmochimica Acta*, **41**, 33-52.

Piceno, Y.M., Reid, F.C., Tom, L.M., Conrad, M.E., Bill, M., Hubbard, C.G., Fouke, B.W., Graff, C.J., Han, J., Stringfellow, W.T. 2014. Temperature and injection water source influence microbial community structure in four Alaskan North Slope hydrocarbon reservoirs. *Frontiers Microbiology*, **5**.

Pickard, C. 1993. Oil field and freshwater isolates of *Shewanella putrefaciens* have lipopolysaccharide polyacrylamide gel profiles characteristic of marine bacteria. *Canadian Journal of Microbiology*, **39**, 715-717.

.....**R**.....

Ravot, G., Magot, M., Fardeau, M.L., Patel, B.K.C., Premier, G., Egan, A., Garcia, J.L., Ollivier, B. 1995. *Thermotogaei* sp. nov., a novel thermophilic bacterium from an African oil-producing well. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **45**, 308-314.

Ravot, G., Magot, M., Fardeau, M.L., Patel, B.K.C., Thomas, P., Garcia, J.L., Ollivier, B. 1999. *Fnsibacter paucivorans* gen. nov., sp. nov., an anaerobic, thiosulfate-reducing bacterium from an oil-producing well. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **49**, 1141-1147.

Ravot, G., Magot, M., Ollivier, B., Patel, B.K., Ageron E., Grimont, P.A., Thomas, P., Garcia, J.L. 1997. *Haloanaerobium congolense* sp. nov., an anaerobic, moderately

Références bibliographiques

- halophilic, thiosulfate and sulfur-reducing bacterium from an African oil field. *FEMS Microbiology Letters*, **147**(1), 81-88.
- Reed, R.L. Healy, R.N. 1977.** Some physicochemical aspects of microemulsion flooding: a review. Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding. Edited by Shah, D.O., Schechter R.S., Elsevier, 383-347.
- Rees, G.N., Grassia, G.S., Sheehy, A.J., Dwivedi, P.P. Patel, B.K.C. 1995.** *Desulfacinum infernum* gen. nov., sp. nov., a thermophilic sulfate-reducing bacterium from a petroleum reservoir. *International Journal of Systematic Bacteriology*, **45**, 85-89.
- Reysenbach, A.L. 2001.** Phylum BII: *Thermotogae*. nov. In *Bergey's Manual of Systematic Bacteriology*. Edited by Boone, D.R., Castenholz, R.W., Garrity, G.M. Springer-Verlag, New York, N.Y., 369-370.
- Raffa, P.F., Broekhuis, P.A. 2016.** Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of petroleum Sciences and Engineering*, **145**, 723-733.
- Richardson, D.J. 2000.** Bacterial respiration: a flexible process for a changing environment. *Microbiology*, **146**, 551-571.
- Rozanova, E.P., Pivovarova, T.A. 1988.** Reclassification of *Desulfovibrio thermophilus*. *Microbiology*, **57**, 102-106.
- Rozanova, E.P., Tourova, T.P., Kolganova, V., Lysenko, A.M., Mityushina, L.L., Yusupov, S.K., Belyaev, S.S. 2001.** *Desulfacinum subterraneum* sp. nov., a new thermophilic sulfate-reducing bacterium isolated from a high temperature oil field. *Microbiology*, **70**, 466-471.
- Rosenberg, E., Ron, E.Z. 1999.** High- and low-molecular-mass microbial surfactants. *Applied Microbiology and Biotechnology*, **52**, 154-162.
- Rueter, P., Rabus, R., Wilkes, H., Aeckersberg, F., Rainey, F.A., Jannasch, H.W., Widdel, F. 1994.** Anaerobic oxidation of hydrocarbons in crude oil by new types of sulphate-reducing bacteria. *Nature*, **372**, 455-458.
-S.....
- Sellami, M.H. 2015.** Raffinage et pétrochimie. Présentation pdf. Université Kasdi Merbah Ouargla, Algérie.
- Sette, L.D., Simioni, K.C.M., Vasconcellos, S.P., Dussan, L.J., Neto, E.V.S., Oliveira, V.M. 2007.** Analysis of the composition of bacterial communities in oil reservoirs from a southern offshore Brazilian basin. *Antonie Van Leeuwenhoek*, **91**, 253-266.
- Shutang, G., Huabin, L., Zhenyu, Y., Pitts, M.J., Surkalo, H., Wyatt, K. 1996.** Alkaline/surfactant/polymer pilot performance of the west central Saertu, Daqing oil field, *SPE Reservoir Engineering*, 181-188.

Références bibliographiques

- Siegert, M. 2010.** Methanogenic hydrocarbon degradation and methane oxidation in benthic microbial communities. Thesis, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität, Hannover.
- Slobodkin, A. I., Jeanthon, C., L'Haridon, S., Nazina, T., Miroshnichenko, M., Bonch-Osmolovskaya, E. 1999.** Dissimilatory reduction of Fe (III) by thermophilic Bacteria and Archaea in deep-subsurface petroleum reservoirs of western Siberia. *Ctm Microbiology*, **39**, 99-102.
- Soltani, M. 2004.** Distribution lipidique et voies métaboliques chez quatre bactéries Gram négatives hydrocarbonoclastes. Variation en fonction de la source de carbone. Thèse de doctorat en chimie analytique. Université de Pierre et Marie Curie, Paris, France, 281.
- Spormann, A.M., Widdel, F. 2001.** Metabolism of alkylbenzenes, alkanes, and other hydrocarbons in anaerobic bacteria. *Biodegradation*, **11**, 85-105.
- Springham, D.G. 1984.** Microbiological methods for the enhancement of oil recovery. *Biotechnology and Genetic Engineering Reviews*, **1**(1), 187-222.
- Stetter, K.O., Hoffmann, A., Huber, R. 1993.** Microorganisms adapted to high temperature environments. *Trends in Microbial Ecology*. Edited by Guerrero, R. Pedros-Alio, C. Spanish Society for Microbiology, Spain, 25-28.
-T.....
- Takahata, Y., Nishijima, M., Hoaki, T., Maruyama, T. 2001.** *Thennotoga petrophila* sp. nov. and *Trremotoga naphthophila* sp. nov., two hyperthermophilic bacteria from the Kubiki oil reservoir in Niigata, Japan. *International Journal of Systematic Evolutionary Microbiology*, **51**, 1901-1909.
- Tang, Y.Q., Li, Y., Zhao, J.Y., Chi, C.Q., Huang, L.X., Dong, H.P. Wu, X.L. 2012.** Microbial communities in long-term, water-flooded petroleum reservoirs with different *in situ*. Temperatures in the Huabei oil field, China. *PLoS ONE*, **7**(3), e33535.
- Telang, A.J., Ebert, S., Foght, J.M., Westlake, D.W.S., Jenneman, G.E., Gevertz, D., Voordouw, G. 1997.** Effect of nitrate injection on the microbial community in an oil field as monitored by reverse sample genome probing. *Applied Environmental Microbiology*, **63**, 1785-1793.
- Tissot, B.P., Welte, D.H. 1984.** Petroleum formation and occurrence. Springer, Berlin, 702.
- Thomas, S. 2008.** Enhanced oil recovery-an overview. *Oil Gas Science and Technology*, **63**, 9-19.
-V.....
- Van Hamme, J.D., Singh, A., Ward, O.P. 2003.** Recent advances in petroleum microbiology. *Microbiology and Molecular Biology*, **67**, 503-549. .
- Volk, H. Hendry, P. 2013.** Oil recovery: fundamental approaches and principles of microbially enhanced oil recovery. Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology. Edited by Timmis, K.N. Springer, Berlin, 2727-2738.

Références bibliographiques

Voordouw, G. 2011. Production related petroleum microbiology: progress and prospects. *Current Opinion in Biotechnology*, **22**, 401-405.

Voordouw, G., Armstrong, S.M., Reimer, M.F., Fouts, B., Telang, A.J., Shen, Y., Gevertz, D. 1996. Characterization of 16s ARN genes from oil field microbial communities indicates the presence of a variety of sulfate-reducing, fermentative, and sulfide-oxidizing bacteria. *Applied Environmental Microbiology*, **62**, 1623-1629.

.....W.....

Wang, L., Tang, Y., Wang, S., Liu, R.-L., Liu, M.Z., Zhang, Y., Liang, F.-L., Feng, L. 2006. Isolation and characterization of a novel thermophilic *Bacillus* strain degrading

Long-chain n-alkanes. *Extremophiles*, **10**, 347-356.

Wang, Q., Fang, X., Bai, B., Liang, X., Shuler, P.J., Goddard, W.A., Tang, Y. 2007. Engineering bacteria for production of rhamnolipid as an agent for enhanced oil recovery. *Biotechnology and Bioengineering*, **98**, 842-853.

Wentzel, A., Lewin, A., Cervantes, F. J., Valla, S. Kotlar, H. K. 2013. Deep subsurface oil reservoirs as poly-extreme habitats for microbial life. A current review. *Polyextremophiles: Life under multiple forms of stress, cellular origin, life in extreme habitats and astrobiology*. Edited by Seckbach, J. Springer, Dordrecht, 439-466.

Widdel, F., Hansen, T. A. 1992. The dissimilatory sulfate and sulfur-reducing bacteria. 582-624.

Wolicka, D., Borkowski, A. 2012. Microorganisms and Crude Oil. *Introduction to enhanced oil recovery (EOR) processes and bioremediation of oilcontaminated sites*. INTECH Open Access Publisher. Edited by Romero-Zeron, L. Croatia, 113-142.

Wren, B.A., Venosa, A.D. 1996. Selective enumeration of aromatic and aliphatic hydrocarbon degrading bacteria by a most-probable-number procedure. *Canadian Journal of Microbiology*, **24**, 252-258.

.....Y.....

Yarbrough, H.F. Coty, F.V. 1983. Microbially enhancement oil recovery from the Upper cretaceous nacafoch formation union county, Arkansas. Proceedings of 1982 international conference on MEOR. Edited by Donaldson, E.C and Benett Clark, J. B. Afton, O klahoma, 149-153.

Youssef, N., Duncan, K., Nagle, D., Savage, K., Knapp, R., McInerney, M. 2004. Comparison of methods to detect biosurfactant production by diverse microorganisms. *Journal of Microbiological Methods*, **56**, 339-347.

Youssef, N., Elshahed, M. S., McInerney, M. J. 2009. Microbial processes in oil fields: culprits, problems and opportunities. *Advences in Applied Microbiology*, **66**, 141-251.

.....Z.....

Références bibliographiques

- Zeikus, J.G., Dawson, M.A., Thompson, T.E., Ingvorsen, K. Hatchikian, E.C. 1983.** Microbial ecology of volcanic sulphidogenesis: isolation and characterization of *Thermodesulfobacterium commune* gen. nov. and sp. nov. *J. Gen. Microbiology.*, **129**, 1159-1169.
- Zillig, W., Reysenbach, A.L. 2001.** Class IV: *Thermococci* class. nov. *Bergey's Manual of Systematic Bacteriology*, 2nd ed. Boone, D.R., Castenholz, R.W., Garrity G.M., Springer-Verlag, New York, N.Y., 341-342.
- ZoBell, C.E. 1947.** Bacterial release of oil from oil-bearing materials, part I. *World Oil*, **126**, 36-47.