

UNIVERSITE DE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des hydrocarbures des énergies renouvelables des sciences de la terre  
et de l'univers

Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers



**Mémoire de fin d'étude**

Pour l'obtention du diplôme en

**MASTER PROFESSIONNEL**

Domaine : sciences et technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

HAFSA ANWAR

YOUSFI FARES

CHELGHOUAM SAMIR

Thème:

**Forage des puits Schisteux : technique et impacts sur  
l'environnement**

Soutenu le : 21 /06/2018 Devant le Jury d'examen composé de:

Mr. Gharbi brahim	Président	UKM Ouargla
Mr. Abbas Hadj Abbas	Encadreur	UKM Ouargla
Mr. Moulay Ibrahim Khalil	Examineur	UKM Ouargla
Mr. Dr Mohamed Mahdi Kadri	Examineur	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018



# Remerciements :



*Longe à dieu et tout puissant qui nous a donné la santé et le courage pour accomplir ce travail ;*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions*

*Vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail :*

*MR. ABBAS HADJ ABBAS*

*Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité le long de l'élaboration de ce travail.*

*Nous remercions également tous les professeurs de notre département spécialement le Dr. Mohamed Mahdi Kadri et le Pr. Ladjel SEGNI pour son aide et sa disponibilité dans tous les temps.*

*Nous tenons à remercier les responsables et les travailleurs de SINOPEK 238 Pour*

*Nous avoir accueillis dans leurs services durant le stage pratique et pour la disposition qu'ils ont prise pour nous faciliter le travail aussi leurs aides précieux et leurs conseille.*

*Nous remercions également Nos amis et toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*ANOUAR @ FARES @ SAMIR*

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère Mère et mon très cher Père*

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes  
études*

*A ceux qui ont veillé pour mon bien être*

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie*

*A ceux que j'aime et je respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*A mes chers Frères et mes Chères Sœurs et aussi leurs enfants .*

*A toute la famille de yousfi.*

*A mes Voisins et surtout ceux qui ont supporté mes sauts d'humeur.*

*A mes chers amis de mon promotion*

*A ceux qui ont cru en moi,*

*A ceux qui croient en moi,*

*Et à ceux qui croiront toujours en moi.*

*FARÈS*



# DEDICACE

*Je tiens à dédier ce mémoire :*

*A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.*

*A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :*

*A mes chers Frères et mes Chères Sœurs et aussi leurs enfants .*

*A toute la famille de HAFSA.*

*A mes Voisins et surtout ceux qui ont supporté mes sauts d'humeur.*

*A mes chers amis de mon promotion*

*A ceux qui ont cru en moi,*

*A ceux qui croient en moi,*

*Et à ceux qui croiront toujours en moi.*

*A vous tous un grand merci.*

*ANOVAR*

# DEDICACES

*J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.*

*A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.*

*A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.*

*Je dédie ce modeste travail.*

- ⊗ *A mes chers parents.*
- ⊗ *A mes chers frères et sœurs,*
- ⊗ *A toute la famille CHELGHOUM.*
- ⊗ *A tous mes Amis(e) de l'université de KASDI MERBAH avec les quels j'ai partagé mes bons souvenirs ; qui ma vraiment aider dans tout mon parcours.*
- ⊗ *A mes chers amis de mon promotion*

*SAMIR*



## **Table des matières**

Remerciements.....	I
Table des matières.....	V
Liste des figures .....	XIV
Liste des tableaux .....	XVII
Liste des signes et acronymes .....	XIX
Introduction générale .....	

### **Chapitre I : Contexte géologique et stratigraphique de bassin d’Ahnet**

Introduction .....	1
<b>I.</b> la plateforme saharienne .....	1
<b>I.1.</b> Géologie de la plateforme saharienne .....	1
<b>I.1.1.</b> La province occidentale .....	1
<b>I.1.2.</b> La province Triasique .....	1
<b>I.1.3.</b> La province Orientale .....	1
<b>I.2.</b> Histoire sédimentaire de la plate-forme saharienne .....	2
<b>I. 3.</b> Les réservoirs paléozoïques de la plateforme saharienne .....	2
<b>I.4.</b> Le réservoir dévonien dans la plateforme saharienne .....	2
<b>I.5.</b> Le cadre géographique et géologique du bassin de l’Ahnet .....	3
<b>I.6.</b> Le cadre tectonique .....	4
<b>I.6.1.</b> Ahnet oriental .....	4
<b>I.6.2.</b> Ahnet central .....	4
<b>I.6.3.</b> Ahnet occidental .....	5
<b>I.7.</b> La stratigraphie du bassin d’Ahnet .....	5
<b>I.7.1.</b> Le substratum .....	5
<b>I.7.1.1.</b> Le socle .....	5
<b>I.7.1.2.</b> La série intermédiaire ou la série pourprée de l’Ahnet .....	5
<b>I.7.2.</b> La couverture paléozoïque .....	6
<b>I.7.2.1.</b> Le Cambrien (Unité II) .....	6
<b>I.7.2.2.</b> L’Ordovicien .....	6
<b>I.7.2.3.</b> Le Silurien .....	8
<b>I.7.2.4.</b> Le Dévonien .....	8
<b>I.7.2.5.</b> Le Carbonifère .....	8

<b>I.7.3.</b> Le Mésozoïque .....	<b>8</b>
<b>I.7.3.1.</b> Le Crétacé .....	<b>9</b>
<b>I.8.</b> Le système pétrolier de l’Ahnet .....	<b>10</b>
<b>I.8.1.</b> Les roches mères .....	<b>10</b>
<b>I.8.1.1.</b> La migration et structuration .....	<b>10</b>
<b>I.8.2.</b> Roches réservoirs .....	<b>11</b>
<b>I.8.3.</b> Les roches couvertures .....	<b>12</b>
<b>I.8.4.</b> Pièges et fermetures .....	<b>13</b>
Conclusion .....	<b>13</b>

## **Chapitre II : Généralité sur les ressources d’énergies fossiles et renouvelables**

Introduction .....	<b>14</b>
<b>II.1.</b> Définition de l’énergie renouvelable .....	<b>14</b>
<b>II.2.</b> Le charbon .....	<b>15</b>
<b>II.3.</b> Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels .....	<b>16</b>
<b>II.3.1.</b> Les roches impliquées dans un système pétrolier .....	<b>16</b>
<b>II.3.2.</b> Les hydrocarbures conventionnels .....	<b>17</b>
<b>II.3.2.1.</b> Le pétrole .....	<b>17</b>
<b>II.3.2.2.</b> Le gaz naturel .....	<b>17</b>
<b>II.3.3.</b> Les hydrocarbures non conventionnels .....	<b>17</b>
<b>II.3.3.1.</b> Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels .....	<b>17</b>
<b>II.3.3.1.1.</b> Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir .....	<b>17</b>
<b>II.3.3.1.1.1.</b> Tight oil (pétrole en roche compacte) .....	<b>17</b>
<b>II.3.3.1.1.2.</b> Les pétroles lourds ou extra-lourds .....	<b>18</b>
<b>II.3.3.1.1.3.</b> Les sables bitumineux .....	<b>18</b>
<b>II.3.3.1.2.</b> Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère .....	<b>18</b>
<b>II.3.3.1.2.1.</b> Les schistes bitumineux (oil shales) .....	<b>18</b>
<b>II.3.3.1.2.2.</b> Les pétroles de schistes (shale oil) .....	<b>18</b>
<b>II.3.3.2.</b> Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels .....	<b>19</b>
<b>II.3.3.2.1.</b> Le gas de charbon ou de houille (coalbed methane-CBM) .....	<b>19</b>
<b>II.3.3.2.2.</b> Tight gaz .....	<b>19</b>
<b>II.3.3.2.3.</b> Les hydrates de gaz (Gas hydrate) .....	<b>20</b>
<b>II.3.3.2.4.</b> Le gaz de schiste (gas Shale) .....	<b>20</b>
<b>I.4.</b> Les Caractéristiques qui conditionnent l’exploitation de shale gas (SWEET SPOT) ...	<b>21</b>

<b>II.4.1.</b> Caractéristique pétrophysiques .....	22
<b>II.4.1.1.</b> La porosité Q % .....	22
<b>II.4.1.2.</b> La perméabilité .....	24
<b>II.4.2.</b> Caractéristique géochimique.....	25
<b>II.4.2.1.</b> La richesse organique (COT) .....	25
<b>II.4.3.</b> Caractéristique diagénétique .....	26
<b>II.4.3.1.</b> Epaisseur .....	26
<b>II.4.3.2.</b> Maturité .....	26
<b>II.4.3.3.</b> Minéralogie .....	27
<b>II.4.3.4.</b> La Fragilité .....	28
<b>II.4.3.5.</b> Gaz Contenu .....	28
<b>II.5.</b> L'origine et la nature de gaz de schiste .....	29
<b>II.5.1.</b> La genèse de gaz de schiste .....	29
<b>II.5.2.</b> Mécanisme de formation de gaz de schiste .....	29
<b>II.6.</b> Classification des réservoirs de shale gas .....	31
Conclusion .....	31

### **Chapitre III : Etude sur le gaz de schiste en Algérie**

Introduction.....	32
<b>III.1.</b> La réglementation algérienne .....	32
<b>III.2.</b> Historique des puits de gaz de schiste en Algérie .....	33
<b>III.3.</b> Les sources d'eau au sud .....	33
<b>III.4.</b> Les réserves de gaz de schiste en Algérie et dans le reste du monde.....	34
<b>III.5.</b> Cadre géologique des bassins schisteux d'Algérie .....	35
<b>III.5.1.</b> Bassin Ghadamès (BERKINE) .....	36
<b>III.5.1.1.</b> Contexte géologique .....	36
<b>III.5.1.2.</b> Propriétés réservoir (zone prospective) .....	36
<b>A-</b> Formation Silurien Tanezrouft.....	36
<b>B-</b> Formation du Dévonien Frasnien supérieur.....	37
<b>III.5.2.</b> Bassin ILLIZI .....	37
<b>III.5.2.1.</b> Contexte géologique .....	37
<b>III.5.2.2.</b> Propriétés réservoir (zone prospective) .....	38
<b>III.5.3.</b> BASSIN Ahnet.....	38
<b>III.5.3.1.</b> Contexte géologique.....	38



<b>III.5.3.2.</b> Propriétés de Réservoir (zone prospective) .....	39
<b>A-</b> Formation Silurien Tanezrouft.....	39
<b>B-</b> Formation Frasnien Dévonien .....	39
<b>III.5.4.</b> Bassin de Timimoun.....	40
<b>III.5.4.1.</b> Contexte géologique .....	40
<b>III.5.4.2.</b> Propriétés du réservoir (zone de prospection) .....	40
<b>A-</b> Formation Silurien Tanezrouft .....	40
<b>B-</b> Formation Frasnien Dévonien supérieur .....	41
<b>III.5.5.</b> Bassin de Mouydir .....	41
<b>III.5.5.1.</b> Contexte géologique .....	41
<b>III.5.5.2.</b> Propriétés du réservoir (zone de prospection) .....	41
<b>III.5.6.</b> Bassin de Reggane .....	42
<b>III.5.6.1.</b> Contexte géologique .....	42
<b>III.5.6.2.</b> Propriétés du réservoir (zone de prospection) .....	43
<b>A-</b> Formation Silurien Tanezrouft .....	43
<b>B-</b> Formation Frasnien Dévonien supérieur .....	43
<b>III.5.7.</b> Bassin de Tindouf .....	43
<b>III.5.7.1.</b> Contexte géologique .....	43
<b>III.5.7.2.</b> Propriétés du réservoir (zone de prospection) .....	44
<b>III.6.</b> Le potentiel de gaz de schiste en place.....	44
<b>III.7.</b> Le plan de l'Algérie pour le gaz de schiste.....	45
<b>A-</b> Définition de play "shale gas".....	45
<b>B-</b> Consolidation de la base de données.....	45
<b>C-</b> Confirmation du concept.....	45
<b>D-</b> Phase de développement.....	46
<b>III.8.</b> Comparaison entre Shales Gas du Frasnien (Ahnet-Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires) .....	46
Conclusion.....	46

#### **Chapitre IV : technique de complétion et stimulation par fracturation hydraulique**

Introduction .....	47
<b>IV.1.</b> Forage horizontal .....	47
<b>IV.1.1.</b> Puits multilatéraux (multi-well pad) .....	47
<b>IV.2.</b> Complétion et techniques .....	48

<b>IV.2.1. Plug-And-Perf</b> .....	<b>48</b>
<b>IV.2.2. Ball Drop Frac Sleeves (Multi-Stage Frac Sleeves)</b> .....	<b>49</b>
<b>IV.2.3. Coiled Tubing (stimulation PinPoint)</b> .....	<b>50</b>
<b>IV.2.4. SmartCompletion, Multi-stages Frac Valve</b> .....	<b>50</b>
<b>IV.3. Méthodes de perforation</b> .....	<b>51</b>
<b>IV.3.1. Perforation avec explosif</b> .....	<b>51</b>
<b>IV.3.2. Perforation avec Coiled Tubing</b> .....	<b>52</b>
<b>IV.4. Méthodes de fracturation</b> .....	<b>52</b>
<b>IV.4.1. Texas 2 Step</b> .....	<b>52</b>
<b>IV.4.2. Zipper Frac</b> .....	<b>53</b>
<b>IV.4.3. Modifier Zipper Frac</b> .....	<b>53</b>
<b>IV.5. La fracturation hydraulique des puits de shale gas</b> .....	<b>56</b>
<b>IV.5.1. Propriétés Mécanique des roches</b> .....	<b>55</b>
<b>IV.5.1.1. Contrainte in-situ</b> .....	<b>55</b>
<b>IV.5.1.2. Le module de Young</b> .....	<b>57</b>
<b>IV.5.1.3. Coefficient de Poisson</b> .....	<b>57</b>
<b>IV.5.1.4. La Fragilité</b> .....	<b>58</b>
<b>IV.5.1.5. Influence de la pression de confinement sur le comportement de la roche</b> .....	<b>59</b>
<b>IV.5.1.5.1. Courbe intrinsèque de rupture</b> .....	<b>59</b>
<b>IV.5.1.6. Géométrie des fractures</b> .....	<b>60</b>
<b>IV.5.1.6.1. Conductivité adimensionnelle de la fracture</b> .....	<b>60</b>
<b>IV.5.1.7. La pression et le Gradient de fracturation</b> .....	<b>61</b>
<b>IV.5.2. Le fluide de fracturation</b> .....	<b>61</b>
<b>IV.5.2.1. Volumes d'eau injectée</b> .....	<b>62</b>
<b>IV.5.2.2. Les agents de soutènement</b> .....	<b>62</b>
<b>IV.5.2.3. Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation</b> .....	<b>62</b>
<b>IV.5.3. Les Equipements de fracturation</b> .....	<b>64</b>
<b>IV.6. Les stages de la fracturation hydraulique</b> .....	<b>65</b>
<b>IV.6.1. Modélisation</b> .....	<b>65</b>
<b>IV.6.2. Step-Up And Step- Down Test</b> .....	<b>66</b>
<b>IV.6.2.1. Step-Up Test</b> .....	<b>66</b>
<b>IV.6.2.2. Step- Down Test</b> .....	<b>66</b>
<b>IV.6.3. Mini Frac (Shadow Frac Or Data Frac)</b> .....	<b>66</b>
<b>IV.6.4. Fracturation (Frac Main)</b> .....	<b>66</b>

<b>IV.7. Les alternatives à la méthode classique de la fracturation hydraulique</b> .....	<b>67</b>
<b>IV.7.1. La stimulation au propane pur (heptafluoropropane)</b> .....	<b>67</b>
<b>IV.7.2. Les autres fluides de fracturation</b> .....	<b>67</b>
<b>IV.7.3. La fracturation pneumatique</b> .....	<b>68</b>
<b>IV.7.4. La fracturation électrique</b> .....	<b>68</b>
<b>IV.7.5. Fracturation par explosifs</b> .....	<b>68</b>
<b>IV.7.6. La fracturation par procédé thermique (ou fracturation sèche)</b> .....	<b>68</b>
<b>Conclusion</b> .....	<b>69</b>

## **Chapitre V : Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste en Algérie**

<b>Introduction</b> .....	<b>70</b>
<b>V.1. Approche préliminaire d'évaluation des impacts environnementaux</b> .....	<b>70</b>
<b>V.1.1. Synthèse des impacts environnementaux</b> .....	<b>70</b>
<b>V.1.1.1. Impacts sur une ressource vitale : l'eau</b> .....	<b>70</b>
<b>V.1.1.1.1. Aspect quantitatif</b> .....	<b>70</b>
<b>V.1.1.1.2. L'impact spécifique des additifs chimiques</b> .....	<b>71</b>
<b>V.1.1.1.3. La contamination de l'eau</b> .....	<b>71</b>
<b>V.1.1.1.3.1. La contamination des nappes à travers les espaces annulaires des puits</b> .....	<b>71</b>
<b>V.1.1.1.3.2. Contamination par la fracturation et les failles préexistantes</b> .....	<b>73</b>
<b>V.1.1.2. Contamination du sol</b> .....	<b>73</b>
<b>V.1.1.3 Contamination de l'air</b> .....	<b>74</b>
<b>V.1.1.3.1 Contamination directe</b> .....	<b>74</b>
<b>V.1.1.3.1 Contamination indirecte</b> .....	<b>74</b>
<b>V.1.1.4. Les effets du bruit par la Circulation de camions</b> .....	<b>74</b>
<b>V.1.2. Revue sur la réglementation algérienne</b> .....	<b>75</b>
<b>V.1.3. Le gaz de schiste est-il rentable pour L'Algérie ?</b> .....	<b>76</b>
<b>V.2. Etude comparative du modèle algérien et du modèle américain de gestion de l'eau de fracturation hydraulique</b> .....	<b>77</b>
<b>V.2.1. Cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique</b> .....	<b>77</b>
<b>V.2.1.1. Analyse et traitement</b> .....	<b>78</b>
<b>V.2.2. Modèle américain</b> .....	<b>79</b>
<b>V.2.2.1. L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée</b> .....	<b>79</b>
<b>V.2.2.2. Récupération</b> .....	<b>80</b>
<b>V.2.2.3. Le traitement des eaux</b> .....	<b>80</b>

<b>V.2.3. Modèle Algérien .....</b>	<b>82</b>
<b>V.2.3.1. L’approvisionnement et quantité d’eau utilisée .....</b>	<b>82</b>
<b>V.2.3.2. La récupération .....</b>	<b>82</b>
<b>V.2.3.3. Le traitement des eaux .....</b>	<b>83</b>
<b>V.2.4. Analyse comparative du modèle Algérien et l’Américain de gestion de l’eau .....</b>	<b>84</b>
<b>Conclusion .....</b>	<b>85</b>
Conclusion générale .....	
Annexes .....	
Glossaire .....	
Références bibliographiques.....	
Résumé.....	

## Listes des figures

<b>Figure I.1 :</b> Carte géologique montrant du bassin de l’Ahnet.....	4
<b>Figure I. 2 :</b> Eléments structuraux des bassins de l’Ahnet.....	5
<b>Figure I.3 :</b> Colonne stratigraphique du bassin d’Ahnet.....	9
<b>Figure I.4:</b> les niveaux réservoirs du Dévonien inférieur du bassin de l’Ahnet.....	12
<b>.Figure II.1 :</b> Le système pétrolier.....	16
<b>Figure II.2 :</b> Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	21
<b>Figure II.3 :</b> SEM montrant la porosité du kérogène, la matrice inorganique et les pores dans la matière organique.....	23
<b>Figure.II.4 :</b> La porosité du système dans les schistes.....	23
<b>Figure.II.5 :</b> Distribution des fluides dans les schistes.....	24
<b>Figure II.6:</b> Processus de la roche mère.....	25
<b>Figure II.7 :</b> Le type de Kérogène affecte le volume et la synchronisation de la production de gaz.....	27
<b>Figure II.8:</b> Echelle des temps géologiques.....	29
<b>Figure II.9:</b> Mécanisme de formation de shale gaz.....	30
<b>Figure III.1 :</b> Carte montrant les nappes aquifères du Sahara Algérien ; Le Continental Intercalaire. Le Complexe Terminal .....	37
<b>Figure III.2 :</b> Positionnement de ressources algériennes de gaz de schiste.....	38
<b>Figure III.3 :</b> Bassin de Ghadamès: (a) le schiste de Silurien Tannezuft et (b) du Dévonien Frasnien supérieur, (limites et maturité thermique) .....	40
<b>Figure III.4 :</b> bassin d’Illizi : le schiste de Silurien Tanezrouft (limites et maturité) .....	41
<b>Figure III.5 :</b> Bassin de Ahnet : (a) le schiste de Silurien Tannezuft et (b) du Dévonien Frasnien supérieur,(limites et maturité thermique) .....	42
<b>Figure III.6 :</b> Bassin de Timimoun : (a) le schiste de Silurien Tannezuft et (b) du Dévonien Frasnien supérieur,(limites et maturité thermique) .....	43
<b>Figure III.7 :</b> Bassin de Mouydir: le Schiste de Silurien Tannezuft,(limites et maturité thermique) .....	44
<b>Figure III.8 :</b> Bassin de Reggane : (a) le schiste de Silurien Tannezuft et (b) du Dévonien Frasnien supérieur, (limites et maturité thermique) .....	45
<b>Figure III.9 :</b> Bassin de Tindouf :le Schiste de Silurien Tannezuft,(limites et maturité thermique) .....	47

<b>Figure IV.1</b> : Techniques d'optimisation des puits .....	<b>50</b>
<b>Figure IV.2</b> : La technique de fracturation par Plug-And-Perf.....	<b>52</b>
<b>Figure IV.3</b> : La technique de fracturation par Ball Drop Frac Sleeves.....	<b>52</b>
<b>Figure IV.4</b> : la technique de fracturation par Coiled Tubing.....	<b>53</b>
<b>Figure IV.5</b> : Smart Complétion.....	<b>54</b>
<b>Figure IV.6</b> : Perf-Gun.....	<b>55</b>
<b>Figure IV.7</b> : Surji-Jet.....	<b>55</b>
<b>Figure IV.8</b> : Texas 2 Step.....	<b>55</b>
<b>Figure IV.9</b> : Zipper Frac.....	<b>56</b>
<b>Figure IV.10</b> : Modifier Zipper Frac.....	<b>56</b>
<b>Figure IV.11</b> : résumé schématique de la fracturation hydraulique .....	<b>57</b>
<b>Figure IV.12</b> : les contraintes principales .....	<b>58</b>
<b>Figure IV.13</b> : les contraintes horizontales minimale.....	<b>58</b>
<b>Figure IV.14</b> : Modification des contraintes durant la fracturation de la roche .....	<b>59</b>
<b>Figure IV.15</b> : contrainte in-situ.....	<b>59</b>
<b>Figure IV.16</b> :le module de Young.....	<b>60</b>
<b>Figure. IV.17</b> : (a) schiste ductile, (b) schiste friable.....	<b>61</b>
<b>Figure IV.18</b> : Représentation de Mohr des conditions de rupture.....	<b>62</b>
<b>Figure IV.19</b> : Géométrie de la fracture .....	<b>63</b>
<b>Figure IV.20</b> : composition volumétrique d'un fluide de fracturation (introduction fracturation) .....	<b>64</b>
<b>Figure IV.21</b> : Les Equipements des fracturations.....	<b>67</b>
<b>Figure IV.22</b> : technique de Fracturation dans les schistes (Multi Frac Stages) .....	<b>68</b>
<b>Figure V.1</b> : groupe de produits chimiques utilisés en fracturation.....	<b>74</b>
<b>Figure V.2</b> : les principaux dangers de l'extraction de gaz de schiste.....	<b>78</b>
<b>Figure V.3</b> : Les problèmes potentiels d'eau potable associés à chaque étape du cycle de l'eau de fracturation hydraulique.....	<b>81</b>
<b>Figure V.4</b> : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau des États-Unis lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.....	<b>85</b>
<b>Figure V.5</b> : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau de l'Algérie lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.....	<b>87</b>

## **Listes de tableaux**

<b>Tableau II.1</b> : Les paramètres désiré à l'exploitation de shale gas .....	<b>22</b>
<b>Tableau II.2</b> : Classification des types de réservoirs de shale gas.....	<b>26</b>
<b>Tableau III.1</b> : les ressources de shale gas techniquement récupérables dans les 10 top pays .....	<b>38</b>
<b>Tableau III.2</b> : les ressources de shale gaz évaluées, au niveau du bassin et de la formation.....	<b>48</b>
<b>Tableau III.3</b> : Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires) .....	<b>49</b>
<b>Tableau IV.1</b> : Une description et l'usage des additifs chimiques.....	<b>66</b>
<b>Tableau V.1</b> : L'estimation du nombre de voyages de camions par puts (aller seulement)...	<b>77</b>
<b>Tableau V.2</b> : liste des décrets applicables en Algérie en matière de l'environnement.....	<b>78</b>
<b>Tableau V.3</b> : Volume d'eau utilisée dans les bassins de shale USA.....	<b>82</b>
<b>Tableau V.4</b> : Analyse comparative du modèle algérien et l'Américain de gestion de l'eau..	<b>88</b>

## Liste des signes et acronymes

**BEICIP** : Le bureau d'études industrielle et de coopération de l'institut français du pétrole.

**CO<sub>2</sub>** : Dioxyde de carbone .

**Sw** : Saturation en eau .

**OGIP** : Original gas in place .

**TOC**: Total Organic Content .

**H<sub>2</sub>S** : Hydrogen sulfide.

**BCF** : Billion cubic feet.

**WT** : Weight TOC.

**Mda** : Millier Darcy.

**Psi** : Pounds per square inch .

**Ft** : Foot/feet .

**F** : Force .

**R<sub>0</sub>** : Maturité thermique .

**Q** : Porosité .

**SEM** : Scanning electron microscope .

**V<sub>hc</sub>** : Volume des hydrocarbures .

**V<sub>t</sub>** : Volume totale .

**MCBW** : Mobile and Capillary Bound Water .

**MD** : Mille Darcy .

**N<sub>2</sub>** : Dioxyde d'azote .

**Mi<sup>2</sup>** : Mille Carré .



**Tcf** : Trillion Cubic feet .

**Wt** : TOC weight .

**EIA** : Energy Information Administration .

**HHP** : Hydraulic horse power .

**XRD** : X-ray diffraction .

**XRF** : Fluorescence des rayons x .

**EPA** : L'Agence de protection de l'environnement Américaine.

**VDL** : Variable Density Log .

**CWA** : Clean Water Act .

**CERCLA** : Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act .

**WBM** : Water base mud .

**OBM** : Oil base mud .

**TMD** : Règlementation sur le transport des marchandises dangereuses .

**POOH** : Pull Out Of Hole .

**BHA** : Bottom Hole Assembly .

**BOP** : Blowout preventer .

**KDA**: kilo dinar.

**SBT** : Shoe Bond Tests .

**FIT** : Formation Integrity Tests .

**Sg** : La saturation en gaz .

**LPM** : Litre par minute .

**M/h** : Mètre par heure .

**TFA** : Total Flow Area .

**HHP** : Hydraulic Horsepower .

**TD** : Total depth .

**Fv** : Funnel Viscosity.

**Lb** : Pound .

**HTHP FL** : temperature, high-pressure fluid loss .

**O/W** : Oil /water .

**ES** : Equivalent de sable .

**POM** : Polyoxymethylene .

**API** : American Petroleum Institute .

**KCL** : Chlorure de potassium .

**PH** : Potential of hydrogen .

**MBT** : Methylene blue test“ .

**LGS** : Insoluble high gravity solid .

**BTC** : Buttress thread connection.

**C°** : Celsius.

**ECD** : Equivalent Circulating Density .

**RPM** : La vitesse de rotation.

**GR** : Gamma-ray.

**RES** : La résistivité de la formation.

**CAL** : Caliper.

**LWD** : Logging While Drilling.

**CCL** : Column charge length.

**EMW** : Mud-Weight Equivalent.

**MW** : Mud Weight .

**ROP** : Rate of penetration.

**TCI** : Tungsten Carbide Insert.

**TVD** : True Vertical Depth.

**RIH** : Run in Hole.

**DP** : Drill pipe.

**OD** : Annular capacity .

**ID** : Internal capacity.

**Buoy** : Buoyancy Factor.

**Cuml** :

**TDS** : Top Drive System.

**L/min** : Litre par minute .

**GMD** : Groundwater Management District .

**Sq** : Square .

**Qty** : Quantity.

**NMDC** : Non-magnetic drill collars .

**MT** : Metric tonne .

**RSS** : Rotary Steerable System .

**Bbl** : Barrels .

**Ppa** : Partie par million .

**WHP** : Well head pressure.

**BHP** : Bottom Hole Pressure.

**Q** : Mud Pump Output .

**HCL** : Hydrochloric.

**Km<sup>2</sup>** : Kilo Mètre carré.

**ECS** : Elemental capture spectroscopy.

**APS** : Accelerator porosity sonde.

**CMR** : Consent and Moderation Requirements.

**EMS** : Electronic Multishot System.

**FMI** : Formation Micro Imager tool.

**HHP** : Hydraulic Horse Power.

**PPS**: Plan de Prévention et de Secours .

**NFP** : Not-for-profit.

**EPA** : Agence de Protection de l'Environnement.

**TCF** : Trillion Cubic Feet.

**SDWA** : Safe Drinking Water Act.

**NEPA** : National Environmental Policy Act.

**VD** : Vertical depth .

**TD** : Total depth.

**Psi** : Livre par pouce carré.

**AFE** : Authorization for expenditure.

**BOP** : Blow OUT Preventer.

**PP** : Pore pressure .

**EMW** : Mud-Weight Equivalent.

**PDC** : Polycrystalline daimant compact.

**TCI** : Tungsten curbide insert.

**GR** : Gamma Ray.

**CCL** : Casing Collar Log.

**Bbl** : Baril.

**WHP** : Wellhead Protection.

**BHP** : Bottom hole pressure .

**WoB** : Weight on Bit.

**SPP** : Stand pipe Pressure.

**MW** : Mud Weight.

**BHA** : Bottom hole assembly.

**HHSI** : Bit hydraulic horsepower per square inch of bit.

**ppa** : Particle-plugging apparatus.

**INC** : Inclinaison.

**AZi** : Azimuth.

**TVD** : Total vertical depth.

**KOP** : Kick of point.

**EOC** : End of courbe.

**LSRV** : Low-Shear-Rate Viscosity.

**FV** : Funnel Viscosity.

**ES** : Electrical survey.

**LGS** : Liquide gaz solide.

**Sg** : Specific gravity.

**RPM** : Revolution par minute.

**CBL** : Cement bond log.

**VDL** : Variable density.

**WEC** : World energy council.

**Introduction :**

Au cours de la dernière décennie, les analystes en production énergétique étaient tous d'avis que la disponibilité du gaz naturel allait décliner de manière constante dans le monde. En effet, les réserves conventionnelles du gaz naturel sont sur le point d'être épuisées. Le gaz de schiste suscite depuis quelques années un très vif débat et fait l'objet de fortes controverses qui opposent d'une part, ceux qui voient dans la mise en exploitation de cette ressource un moyen d'assurer une indépendance énergétique et des revenus et d'autre part les mouvements écologistes plus sensibles aux impacts environnementaux induits par la fracturation hydraulique, notamment sur les ressources hydriques. A ce jour, plusieurs pays produisent du gaz (et du pétrole) de schiste comme les États-Unis et le Canada .

L'exploration et le développement du gaz de schiste ont débuté aux États-Unis. Le premier puits de gaz de schiste industriel a été foré en 1921 aux États-Unis. Depuis lors, de nombreux réservoirs de gaz ont été trouvés successivement aux États-Unis. Dans les années 1970, le gouvernement des États-Unis a beaucoup investi dans la recherche géologique et géochimique du gaz de schiste et a fait de grandes percées dans la recherche sur le mécanisme d'absorption du gaz de schiste, améliorant ainsi considérablement la production de gaz de schiste des États-Unis de 1979 à 1999.

L'énorme succès de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis stimule grandement l'enthousiasme des différents pays du monde entier à rechercher des ressources en gaz naturel dans une séquence de schiste. Ces dernières années, certains chercheurs ont commencé à s'intéresser à la ressource de gaz de schiste en Algérie. Cependant, la recherche n'a pas été faite systématiquement.

L'extraction du gaz naturel des schistes riches en matière organique est difficile et compliquée. La propriété la plus importante des réservoirs de gaz de schiste est leur faible perméabilité, et c'est l'une des raisons pour lesquelles les schistes sont l'une des dernières grandes sources de gaz naturel à être développées.

Cependant, le schiste peut stocker d'énormes quantités de gaz et peut, par l'utilisation de techniques de récupération modernes, être très rentable.

Ces techniques suscitent, actuellement, des nombreuses controverses en raison de leurs impacts environnementaux (les problématiques de pollution de l'eau, occupation des sols et impacts sur le changement climatique.....).

Malgré ces contraintes, l'Algérie s'est engagée dans l'exploration du gaz de schiste pour subvenir à ses besoins en énergie.

Le but ultime de ce travail est d'aider à comprendre les concepts de base des réservoirs de gaz de schiste, d'expliquer la méthode d'extraction de ce type de source non conventionnelle, d'évaluer les impacts environnementaux liés à cette activité en Algérie et de confirmer ces études par une étude de cas sur le puits AHT1-H1.

Cette thèse est organisée comme suit:

***Chapitre I : Contexte géologique et stratigraphique de bassin d'ahnet.***

Dans ce chapitre on va présenter la géologie régionale de la plateforme saharienne ainsi que la situation du bassin de l'Ahnet, la géologie locale et la tectonique de ce dernier.

***Chapitre II : Généralité sur les ressources des énergies fossiles et renouvelables.***

Le deuxième chapitre est une revue sur la littérature des énergies fossiles et renouvelables en basant sur les hydrocarbures non conventionnels spécialement le gaz de schiste

***Chapitre III : Etude sur le gaz de schiste en Algérie***

Dans ce chapitre On va présenter en détaille les réserves de gaz de schiste avec une comparaison préliminaire avec les réserves aux USA.

***Chapitre IV : Technique de complétion et stimulation par fracturation hydraulique***

Au quatrième chapitre, les touches techniques (complétion et stimulation)

***Chapitre V : Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste en Algérie***

Dans la première partie de ce chapitre on va évaluer préliminairement les impacts environnementaux potentiels liés au cycle de vie de développement de gaz de schiste en Algérie.

Dans la deuxième partie on va faire une comparaison de modèle algérien avec le modèle américain sur la gestion des eaux de fracturation hydraulique afin de savoir les insuffisances et les impacts liés à cette activité

***Chapitre VI : Etude de cas sur le puits AHT1-H1.***

Dans la première partie de ce chapitre on va discuter en détail sur le programme du forage du puits AHT1-H1 en mentionnant le Résumé du puits, l'Ingénierie et l'analyses, Les services, l'Evaluation et en fin le Résumé de toute l'opération.

Dans la deuxième partie on va faire un Rapport journalier de la fracturation hydraulique réalisé par la compagnie Schlumberger en mentionnant les fluides utilisés dans chaque stage de fracturation et les graphes de pression correspondent.



# Chapitre I

---

Contexte Géologique et Stratigraphique  
De Bassin D'Ahnet

## **Introduction :**

La région d'étude fait partie de la plateforme saharienne, qui est située au sud de l'Algérie, Dans ce chapitre on va présenter la géologie régionale de la plateforme saharienne ainsi que la situation du bassin de l'Ahnet, la géologie locale et la tectonique de ce dernier.

## **I. la plateforme saharienne :**

### **I.1. Géologie de la plateforme saharienne :**

La plate-forme saharienne, située au Sud de la flexure sud-atlasique, elle regroupe tous les bassins sahariens algériens, marocains, libyens et mauritaniens qui font partie d'un très vaste ensemble qui est l'Afrique du Nord.

Elle constitue un domaine cratonique qui comprend en Algérie la dorsale Réguibat et le bouclier du Hoggar.

Elle montre un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire globalement tabulaire, sauf aux abords immédiats des grandes failles panafricaines réactivées ; elle a été structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes répartis en trois provinces pétrolières. [1]

#### **I.1.1. La province occidentale :**

La province occidentale occupe une superficie de près de 650 000 km<sup>2</sup>, elle comprend les bassins de Tindouf , Reggane, Ahnet-Timimoun, Béchar, la cuvette de Sbaa et le bassin de Taoudeni; ces Bou Bernous, ces dépressions sont à remplissage paléozoïque et le Mésozoïque y est peu développé, l'épaisseur des sédiments varie de 3500 à 8000 m.

#### **I.1.2. La province Triasique :**

La province triasique est située dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne, c'est un anticlinorium de direction E-W qui regroupe l'ensemble de la voûte de Tilrhemt, le Haut fond de Talemzane, le système structural de Djemâa-Touggourt, le système de dislocations d'El Agreb-Messaoud et le môle de Dahar. Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued Mya).

Le paléozoïque dans la province triasique est souvent érodé, le Mésozoïque lui est discordant.

#### **I.1.3. La province Orientale :**

La province orientale comprend les bassins d'Ililizi, de Ghdamès et de Berkine ou la série Sédimentaire est plus complète elle va du Cambrien à l'actuel . [2]

## **I.2. Histoire sédimentaire de la plate-forme saharienne :**

La couverture de la plateforme saharienne est formée de terrains allant du Protérozoïque supérieur-terminal (Infracambrien) jusqu'au Méso - Cénozoïque. Ces terrains sont séparés par des discordances angulaires et/ou stratigraphiques. Le complexe volcano-sédimentaire compris entre le socle et les dépôts cambriens est généralement attribué à l'Infracambrien.

Son épaisseur est très variable elle est d'autant plus importante sur les compartiments relativement récents du socle (environ 4 000 m dans le bassin de l'Ahnet), et faible à inexistant sur les compartiments les plus anciens (Précambrien à Hassi Messaoud). Dans la partie orientale de la plate-forme saharienne, le Paléozoïque qui repose directement sur le socle cristallin par l'intermédiaire de la surface de discordance infratassilienne est constitué de bas en haut : le cambrien, l'ordovicien, le silurien, le dévonien, le carbonifère et Les séries post-Paléozoïques.

## **I. 3. Les réservoirs paléozoïques de la plateforme saharienne :**

Le Paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs bien développés et régulièrement, distribués dans tous les bassins de la Plate-forme Saharienne. Il constitue une partie importante des réserves du Sahara algérien. Même le Carbonifère, est un prospect important à la lumière des résultats acquis dans les bassins de Ghadamès et de Timimoune. Dont les principaux réservoirs attribuent a cette ère sont : le cambrien avec sa production principale vient des lithozones Ra et R<sub>2</sub> et dans une moindre mesure R<sub>3</sub>, l'ordovicien qui produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fissuration. D'une façon générale, l'Ordovicien présente des porosités moyennes de 5 à 10%. le silurien présentant dans sa partie supérieure des zones à potentiel réservoir où les épaisseurs souvent importantes (350 m) en font un bon objectif pétrolier.

## **I.4. Le réservoir dévonien dans la plateforme saharienne :**

Dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Reggane et de Ghadamès, le Dévonien est épais. En revanche, sur une grande partie de la province triasique et certaines structures, comme la dorsale Amguid-El Biod-Hassi Messaoud, il est totalement érodé. En général, le Dévonien est producteur partout où il existe. Les niveaux réservoirs sont présents dans trois ensembles stratigraphiques. Dans le bassin d'Illizi, un ensemble inférieur comprenant le Lochkovien et le Praguien représente la partie sommitale du F6 (unité stratigraphique de dévonien inférieur).

Cette séquence de base est constituée de dépôts régressifs marins à fluviatiles. Les niveaux réservoirs sont des grès moyens à grossiers avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

Un ensemble moyen d'âge Emsien à tendance Transgressive, marqué par la prédominance de faciès marins marginaux ou de plateforme La répartition des porosités et des épaisseurs montre de meilleurs réservoirs dans le F6 que dans les niveaux F5 et F4 (des unités stratigraphiques de dévonien inférieur, se superposent sur le F6). En effet, le F6 est caractérisé par des porosités dépassant 20% alors que les réservoirs F5 et F4 présentent des valeurs moyennes comprises entre 6 et 12%. Par ailleurs, le F6 couvre l'essentiel de la Plateforme Saharienne alors que le F5 et F4 sont limités à ses parties méridionales et septentrionales.

L'ensemble supérieur constitue le réservoir F2 (unité stratigraphique de dévonien supérieure), d'âge Strunien, Fammenien à la base et Tournaisien au sommet. Il s'agit d'un faciès régressif, argilo-gréseux, constitué d'alternances de grès fins, de siltstones, d'argiles et de bancs carbonatés, parfois oolithiques. L'abondance des minéraux argileux et la diagénèse, relativement secondaire, réduisent son potentiel et en font un réservoir hétérogène. Seules les séquences struniennes basales et sommitales ont de bonnes caractéristiques pétrophysiques (porosité moyenne à faible) avec, dans la région d'Issaouane, des perméabilités maximales de l'ordre de 1000 md. Ce réservoir est producteur dans le bassin d'Illizi et la cuvette de Sbaa .[3]

### **I.5. Le cadre géographique et géologique du bassin de l'Ahnet :**

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud-Ouest du Sahara Algérien. Il fait partie de la province occidentale de la Plate-forme Saharienne. Limité par les méridiens 1° 00 et 3° 00 et les parallèles 24° 00 et 27° 00, il s'étend sur près de 50.000 km<sup>2</sup>.

Sur le plan géologique, ce bassin est limité :

- Au nord par le plateau de Tademaït et l'ensellement de Djoua, qui le sépare du bassin de Timimoun.
- Au Sud il admet le bouclier Touareg, comme limite méridionale.
- A l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti, le séparant du bassin de Reggane et la cuvette de Sbaa .
- A l'Est par le môle d'Arak-Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.

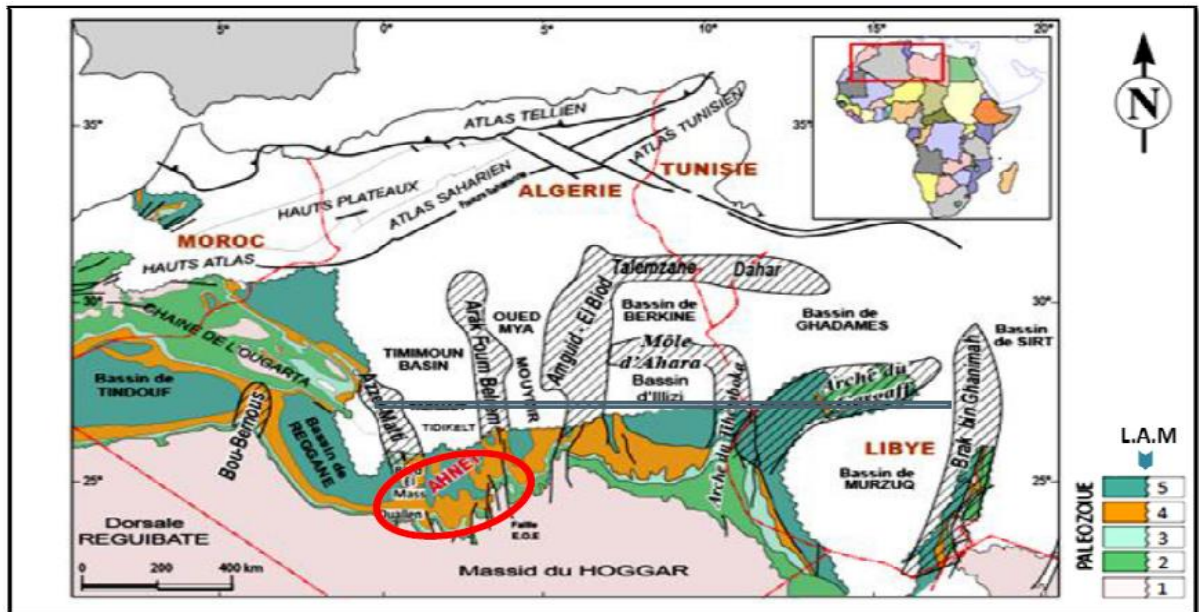


Figure I.1 : Carte géologique de paléozoïque de la plateforme Nord-Africain, montrant la localisation et le contexte géologique du bassin de l’Ahnet, (1) Soubassement, (2) Cambro-ordovicien, (3) Silurien, (4) Dévonien, (5) Carbonifère, (LAM) limite des affleurements mésozoïques. [3]

## I.6. Le cadre tectonique :

Le bassin de l’Ahnet se distingue des autres bassins de la plateforme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. Le bassin de l’Ahnet se présente sous forme d’une dépression avec un axe d’allongement Nord- Sud.

Par sa position, le bassin de l’Ahnet se trouve à l’approche de la zone de suture entre le Craton Ouest Africain stable depuis l’Orogenèse Eburnéenne et le bouclier Targui cratonisé au cours du cycle Panafricain, leur collision a certainement créé une tectonique cassante au niveau du substratum panafricain, Ces évènements ont donné naissance à trois domaines structuraux bien distincts qui sont :

### I.6.1. Ahnet oriental :

C’est une zone structurellement haute, limitée :

- A l’Est par le môle d’Idjerane M’ Zab.
- A l’Ouest par l’accident sub méridien de Fogarrét Ezzoua, Foum Belrem.
- Au Sud passant par Zini et Gour Bouchreiss.

### I.6.2. Ahnet central :

Elle est située entre l’Ahnet occidental et l’Ahnet oriental. Elle constitue la zone la plus profonde du bassin révélant des aspects structuraux légèrement différents des zones

précédentes. Elle montre de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hammar, Garet El Guefoul, Oued Djaret, Tirechoumine .

### I.6.3. Ahnet occidental :

Elle représente un môle séparant le bassin de l'Ahnet de celui de Reggane. Cette zone est structuralement haute et étroite, elle est limitée à l'ouest par un accident venant du Nord d'Akabli et passant approximativement par l'Adrar Morat au Sud. [1]

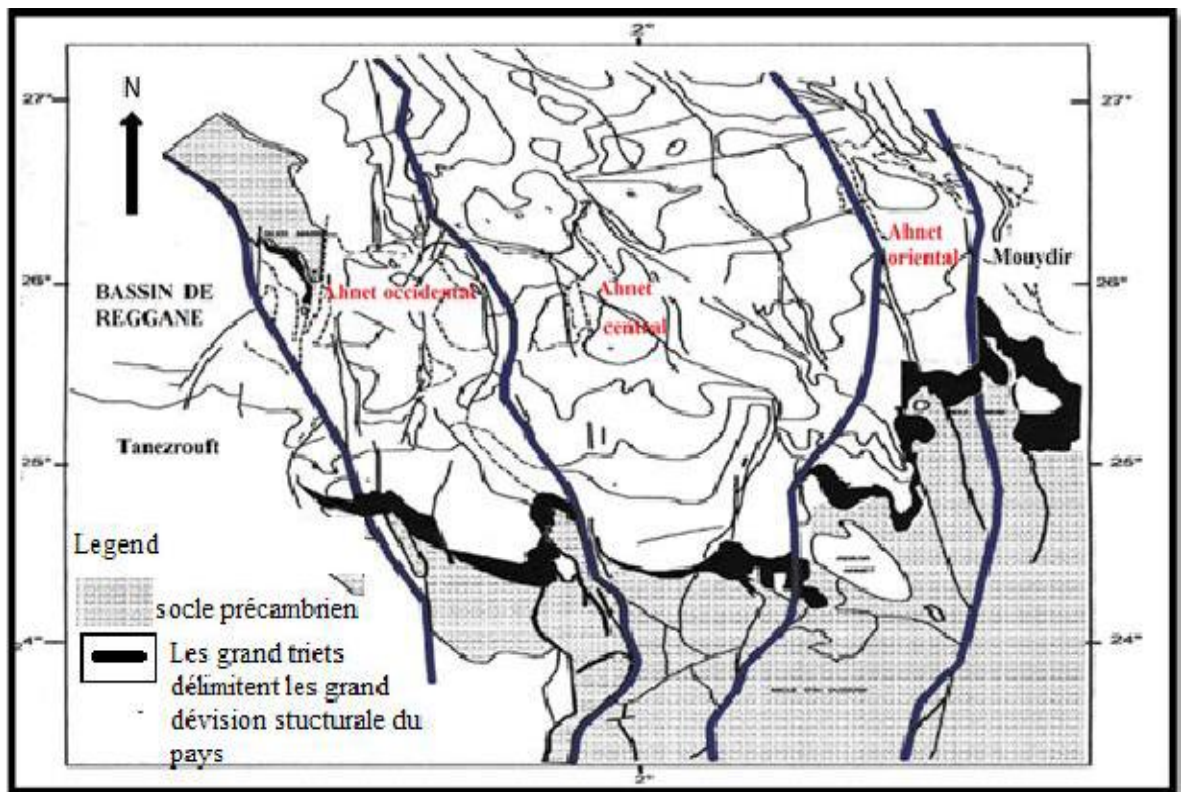


Figure I.2. Eléments structuraux des bassins de l'Ahnet. [4]

## I.7. La stratigraphie du bassin d'Ahnet :

### I.7.1. Le substratum :

Les dépôts paléozoïques de l'Ahnet reposent en discordance sur le substratum. ce dernier est d'âge Précambrien il pourrait être de même nature que celui des Egglabs . Il comprend deux unités différentes ; le socle et la partie sommitale infracambrienne.

#### I.7.1.1. Le socle :

Il est de nature volcano-métamorphique, formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boujemaa, 1987) il semble être de même nature et de même âge que le pharusien occidental affleurant au Hoggar occidental.

#### I.7.1.2. La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet :

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres dans la région de

Bled el Mass, elle correspond à une formation arkosique conglomératique à faciès fluviatile ou alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de Tillites marquant des épisodes de glaciations.

### **I.7.2. La couverture paléozoïque :**

Au niveau du bassin de l'Ahnet, les terrains paléozoïques sont assez complets présentant des séries allant du cambrien inférieur au carbonifère , Cette Couverture est séparée du socle par la discordance infra- tassilienne , et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne. Cette couverture paléozoïque est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- La ceinture tassilienne ou pays tassilien ; qui est constituée par le Cambroordovicien, le silurien, et le dévonien inférieur.
- Avant pays tassilien ou plateau prétassilien.

#### **I.7.2.1. Le Cambrien (Unité II) :**

Séparé du précambrien par la discordance infra- tassilienne. Cette unité est formée de bas vers le haut par :

- Des grés grossiers à conglomératiques à stratification oblique indiquant le milieu de dépôt fluviatile avec une influence marine vers le sommet.
- Au-dessus de ces derniers dépôts, on rencontre des grés de plus en plus fin, bien lités avec la présence de tigilites, et l'apparition de faune marine.

#### **I.7.2.2. L'Ordovicien :**

Se compose des formations suivantes de la base vers le sommet :

**A. L'Ordovicien inférieur :** il comprend les unités **III<sub>1</sub>**, **III<sub>2</sub>**, **III<sub>3</sub>** :

**Unité III<sub>1</sub>:** allant de quelques dizaines de mètres à l'Est du bassin, à plus de 200m vers le Nord-Ouest enregistrant une transgression.

Cette unité comprend :

- **Les Grés de Miribel :** le top de la formation est un Complexe argilo gréseux, (Dépôts tidaux et deltaïques).
- **Les argiles d'El Gassi :** argiles noires et micacées se traduisant d'une transgression majeure (plate-forme ouverte et rampe) ;
- **Les grés d'El Atchane :** formées essentiellement par des grés moyens à grossiers gris clair à blanchâtre, (marin peu profond à deltaïque).

**Unité III<sub>2</sub>**: cette unité correspond à :

- **Les quartzites de Hamra** : ce sont des dépôts marins peu profonds, qui reposent en discordance sur les grés d'El Atchane, elles sont formées essentiellement de grés quartzitiques et de quartzites, l'épaisseur de ce niveau est estimée de 50 à 250 m, (Plate-forme sous influence de la tempête).

**Unité III<sub>3</sub>** : elle s'est formée suite à un autre soulèvement, suivi d'une transgression marine Nord et Nord-Ouest. Cette unité repose en discordance sur la formation des Ajjers.

- **Les grés et les argiles de d'Ouargla** : cette formation repose en discordance sur les quartzites de Hamra. Elle est représentée par des alternances de grés blancs à gris clair, avec des argiles légèrement carbonatées.
- **Les argiles de Tiferouine** : c'est une formation d'argile noire indurée silteuse et micacée, présence de pyrite.
- **Les argiles d'Azzel** : Formées généralement d'argiles gris foncé à gris noir, indurées, silteuses, micacées parfois carbonatées (plate-forme ouverte et rampe).
- **B. L'Ordovicien moyen** : il comprend l'unité IV :

**Unité IV** : ces formations sont installées suite à un soulèvement et sur cette surface s'est installée une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre (04) cycles de glaciation avec une importante surface de discordance attribuée à cette unité qui comprend les formations suivantes :

- **Les grés d'Oued Saret** : sont représentés par des grés gris clair à gris foncé, compacts, à ciment silico-argileux à fines passées d'argiles noires parfois légèrement dolomitiques (fluviale à tidal).
- **Les grés d'El Goléa** : Ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argile et de silts.

**C. L'Ordovicien supérieur** : il comprend de bas vers le haut :

- **Les argiles micro -conglomératiques ou les argiles d'El Goléa** : ce sont des argiles noires, indurées, micacées pyriteuses avec des grains de quartz épais, (front deltaïque, influence glaciaire) avec des passages de grés fins.
- **Les grès de Ramade (Dalle de M'ekratta)** : ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien, et présentent un faciès gréseux et quartzitique ; Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio -deltaïques, juste après les différentes périodes de glaciations.



### **I.7.2.3. Le Silurien :**

Les dépôts siluriens reposent en discordance stratigraphique sur les grés de Ramade. Suite à la fonte des glaces ordoviciennes, la transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organique dans les paléo vallées glaciaires avant de venir recouvrir l'ensemble des paléo reliefs. Il est composé essentiellement par des argiles qui sont subdivisées en trois membres :

- **Membre inférieur (Llandovérien moyen au Wenlockien supérieur) :**

C'est des argiles gris noir silteuses, micacées et pyriteuses avec quelques bancs calcaires et gréseux.

- **Membre moyen (Ludlovien au Pridolien supérieur) :**

Sédimentation argileuse avec quelques passées calcaires et gréseuses.

- **Membre supérieur (fin du Pridolien supérieur – base du Lochkovien) :**

Sédimentation argileuse avec augmentation des niveaux gréseux annonçant les dépôts argilo-gréseux de la zone de passage d'âge Dévonien.

### **I.7.2.4. Le Dévonien :**

Il est subdivisé en trois sous-systèmes :

- **Dévonien inférieur :**

Comparativement aux deux sous-systèmes, il présente une plus grande extension géographique.

- **Le Dévonien moyen :**

Le Dévonien moyen connaît un retour à des conditions marines avec des dépôts d'argiles puis de calcaires du Givétien. Il est représenté par les étages suivants : Eifelien et Givétien.

- **Le Dévonien supérieur :**

Il correspond aux formations des argiles de Marhouma ou de Temertasset, son épaisseur atteignant 1400m. Il est subdivisé en trois formations : Frasnien, Famennien et Strunien.

### **I.7.2.5. Le Carbonifère :**

Il est très épais dans le bassin de Timimoun (plus de 1500m dans la partie centrale) qui faisait partie à cette époque du grand bassin carbonifère de Bechar – Timimoun – Ahnet.

### **I.7.3. Le Mésozoïque :**

Les séries mésozoïques sont peu ré pondues dans le bassin de l'Ahnet, ils sont représentés par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.

**I.7.3.1. Le Crétacé :**

• **Le Crétacé inférieur :**

Il est représenté par des argiles versicolores, avec des passées de calcaire dolomitique micro cristallin.

• **Le Crétacé supérieur :**

Il est représenté par des formations gypsifère à gypse saccharoïde argileux, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques rouges légèrement carbonatées.

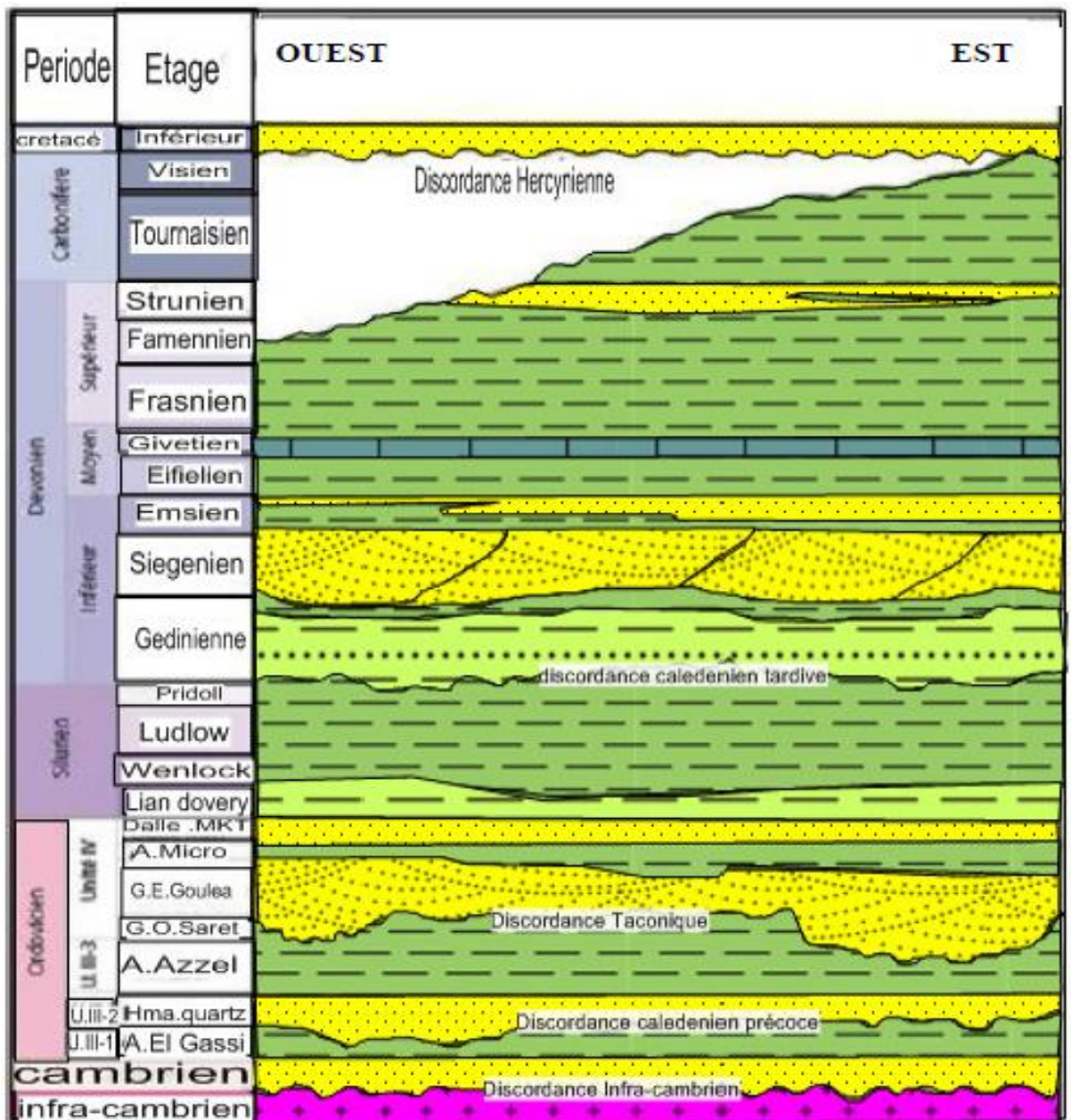


Figure.I.3. Colonne stratigraphique du bassin d'Ahnet. [4]

## **I.8. Le système pétrolier de l'Ahnet :**

Le système « AHNET » est considéré comme le système pétrolier le plus important de la province centrale, en raison du volume de gaz généré. En excluant la contribution du champ de Hassi R'mel, ce système renferme plus de 35% du gaz découvert dans la plateforme saharienne.

Les analyses et modélisations géochimiques ont montré que les principales roches mères dans la région, correspondent aux argiles du Silurien basal, et aux niveaux du dévonien supérieur 'Frasnien'. Des sources secondaires peuvent également exister dans l'Ordovicien, dans la partie médiane du Silurien, et dans les argiles carbonatées du Dévonien moyen. [5]

### **I.8.1. Les roches mères :**

Les études géochimiques réalisées par les différents organismes dans ce bassin ont montré que toutes les formations Argileuses depuis le cambro-ordovicien jusqu'au carbonifère peuvent être considérées comme des roches sources (mères) où les hydrocarbures gazeux peuvent être accumulés, dont les principales sont :

- Les argiles à graptolites noires et radioactives, de Silurien.
- La série argilo-carbonatée du Givetien-Frasnien.

#### **I.8.1.1. La migration et structuration :**

L'étude de la maturité de la matière organique des roches mères du Silurien dans le bassin de l'Ahnet a permis de montrer que la majeure partie du Gaz a été générée durant la période – 350MA à –200MA qui correspond à la fin du Dévonien Supérieur - fin Carbonifère et s'est poursuivie durant le soulèvement Hercynien.

Ce soulèvement a permis aux pièges hercyniens de libérer les hydrocarbures pour une redistribution ou une dimigration. Ces multiples migrations ont soumis le Gaz (méthane) à une dissolution à l'intérieur des pores. La solubilité du méthane est étroitement liée à la Salinité des fluides au niveau des pores.

Par conséquent, la probabilité de découvrir une accumulation économique de gaz généré depuis 200 MA est d'autant plus élevée que la salinité du fluide présent au niveau des pores.

La solubilité du gaz dans l'eau salée fera que le gaz ancien soit en proportion plus élevée que le gaz plus ou moins récemment généré. Par conséquent, la qualité de données ne permet pas de dresser un modèle de migration à partir de données géochimiques.

Le gaz découvert au niveau du bassin de l'Ahnet est un gaz sec avec une prédominance de méthane de 90 à 99%. Ce gaz se trouve entre 200 et 1900m, sauf au Sud du bassin de l'Ahnet (TH-201 et TH-101 ainsi qu'à MG-101) où le gaz est de composition différente, puisque ces structures se situent structurellement plus haut.

Les mécanismes de migration sont très complexes et dépendent de plusieurs paramètres liés à la géodynamique du bassin. D'après les différentes études (BEICIP.1979) qui ont conclu à une importante variation d'épaisseur en croissance des bordures vers le centre du bassin, d'où le caractère subsidient de l'Ahnet central par rapport à la bordure Est et Ouest. En effet, en ne tenant compte que du déplacement des fluides sous l'effet des pressions différentielles, on peut imaginer leur déplacement des zones les plus subsidences vers les bordures.

### **I.8.2. Roches réservoirs :**

Les roches réservoirs sont celles du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien et Dévonien supérieur-Carbonifères inférieur.

#### **A. Pour le réservoir Ordovicien :**

On rencontre deux niveaux, l'Unité IV (grès d'El Goléa) et l'Unité III-2 (Quartzites de Hamra). Les qualités pétrophysiques primaires de ces réservoirs sont médiocres, cependant, l'Ahnet est une entité très tectonisée, ce qui contribue à l'amélioration des qualités pétrophysiques secondaires. Ces réservoirs produisant généralement par fracturation.

#### **B. le Dévonien inférieur,**

Trois niveaux réservoirs sont reconnus :

- **L'Emsien :** èè

Est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement estuarien. Ce réservoir est d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 mètres et la porosité est de l'ordre de 20 %. Les facteurs clés, pour ce réservoir, sont liés aux vallées incisées et au degré d'enfouissement des sédiments, Il est caractérisé par des dépôts marins littoraux, à influence tidales.

- **Le Siégénien :**

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluvial avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La distribution des qualités réservoirs est très peu documentée, la porosité pouvant varier de 1 à 20 %. Les qualités réservoirs sont contrôlées par le rapport silice/chlorite.

- **Le Gédinnien :**

Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grès métriques alternés avec des argiles. L'épaisseur des grès utiles varie de 10 à 65 m. Les grès sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilo-siliceux. Les porosités varient de

10 à 15 %. L'environnement de dépôt et la relation chlorite/silice sont les facteurs principaux qui contrôlent les qualités des réservoirs.

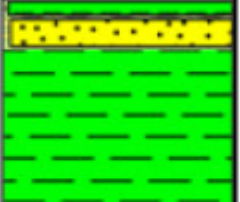
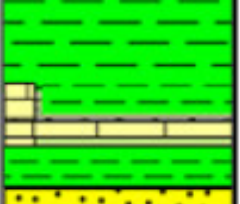


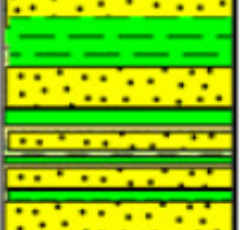
Série	étages	BP/SH ,1993	colonne lithostrat
<b>Dévonien</b>	<b>Strunien</b>	<b>D70</b>	
	<b>fammenien</b>		
	<b>Frasnien</b>	<b>D65</b>	
	<b>Givetien - eifelien</b>		
	<b>Emsien</b>	<b>D60</b>	
		<b>D60.1 (D55)</b>	
	<b>Siégénien</b>	<b>D50</b>	
		<b>D40</b>	
	<b>Gédinnien</b>	<b>D30</b>	
		<b>D20</b>	
<b>D10</b>			

Figure.I.4 : les niveaux réservoirs du Dévonien inférieur du bassin de l'Ahnet. [3]

### I.8.3. Les roches couvertures :

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien. Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur.

Le mode de répartition des pressions potentiométriques de ce réservoir indique une discontinuité des réservoirs et l'absence d'une circulation importante des fluides. Les pressions potentiométriques diminuent à partir de la dépression de Gourara vers celle de l'Ahnet.

#### **I.8.4. Pièges et fermetures :**

Dans tout le bassin d'Ahnet, seuls les pièges structuraux sont connus à ce jour par les interprétations sismiques et structurales (Les données disponibles ont permis de délimiter une série de structures (anticlinaux) généralement sous forme de trends le long des failles régionales d'orientation subméridiennes).

Deux types de fermetures interviennent dans ce piège :

- Fermeture structurale anticlinale
- Fermeture contre failles. [3]

#### **Conclusion :**

Le bassin de l'Ahnet présente des caractéristiques structurales et sédimentologiques très complexes ; en effet, la série sédimentaire paléozoïque quasiment complète, est constituée essentiellement d'argiles, de grès et de calcaires, qui reposent en discordance sur un socle de nature volcano-sédimentaire d'âge précambrien-éocambrien, fortement structuré par les effets de l'orogénèse panafricaine.

# Chapitre II

---

Généralité Sur Les Ressources  
D'énergies Fossiles et Renouvelables

## **Introduction :**

Depuis la révolution industrielle au XIX<sup>ème</sup> siècle, l'énergie est au cœur de la politique mondiale. Avec l'épuisement de ressources énergétiques fossiles conventionnelles des nouvelles stratégies énergétiques sont mise en lumière, tel que le développement des énergies renouvelables et l'exploitation des énergies fossiles non conventionnels.

Dans ce chapitre on va présenter une revue sur la littérature des énergies fossiles et renouvelables en basant sur les hydrocarbures non conventionnels spécialement le shale gas.

## **II.1. Définition de l'énergie renouvelable :**

Les énergies renouvelables sont celles issues de matières premières disponibles dans la nature qui se reconstituent aussi rapidement qu'elles ont été utilisées. Les énergies fossiles ne sont pas renouvelables puisque leurs stocks ne se renouvellent pas dans le temps aussi vite qu'ils ont été utilisés. L'énergie nucléaire ne peut être assimilée à une énergie renouvelable puisque l'uranium nécessaire n'est pas une ressource inépuisable qui se reconstitue aussi vite qu'elle a été utilisée. [6], Les énergies renouvelables sont classées en différentes filières :

### **-Le solaire :**

L'énergie solaire est une source d'énergie qui dépend du soleil. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires. [7]

### **- L'éolienne :**

C'est l'énergie qui exploite le vent, qu'il s'agisse d'éolien terrestre ou en mer (offshore). Un aérogénérateur, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. [8]

### **- L'hydraulique :**

L'énergie hydraulique est une énergie renouvelable très faiblement émettrice de gaz à effet de serre. Cette source d'énergie renouvelable exploite les mouvements de l'eau actionnés par le Soleil et la gravité à travers le cycle de l'eau, les marées et les courants marins. [9]

### **-La biomasse :**

Est la matière organique d'origine végétale (microalgues incluses), animale, bactérienne ou fongique (champignons), utilisable comme source d'énergie. L'énergie peut être extraite par combustion directe (ex : bois énergie), ou par combustion après un processus de transformation de la matière première, par exemple la méthanisation (biogaz) ou d'autres



transformations chimiques (dont la pyrolyse, la carbonisation hydrothermale et les méthodes de production de biocarburants ou « agrocarburants »). On parle alors de bioénergie.[10]

### **-La géothermie :**

La géothermie est l'exploitation de la chaleur stockée dans le sous-sol. L'utilisation des ressources géothermales se décompose en deux grandes familles : la production d'électricité et la production de chaleur. En fonction de la ressource, de la technique utilisée et des besoins, les applications sont multiples. [11]

## **II.2. Le charbon :**

Les charbons sont des sédiments très riches en kérogène, 40 % de leur poids sec et plus. Leur kérogène, particulièrement riche en oxygène, est issu essentiellement de débris de végétaux terrestres (arbres, plantes herbacées) accumulés dans des environnements sédimentaires très spécifiques, en particulier des deltas marécageux de fleuves situés dans des régions à très forte productivité végétale. Il fournit aujourd'hui 40% de l'électricité mondiale et un tiers de l'électricité européenne. [12]

On les classe à l'aide de critères physico-chimiques selon les stades successifs de transformation, dits de houillification, qu'ils ont atteint au cours de la carbonification : le stade tourbe désigne les charbons n'ayant pas ou très peu été enfouis. On y reconnaît encore à l'œil nu des restes végétaux. Viennent ensuite les stades lignite, charbon subbitumineux, charbon bitumineux, puis anthracite, par ordre de houillification croissante.

On trouve les charbons dans des bassins houillers dont la profondeur peut atteindre plusieurs kilomètres, sous formes de veines dont l'épaisseur varie de la dizaine de centimètres à plusieurs dizaines de mètres et l'extension de la centaine de mètres à la dizaine de kilomètres. Ces veines alternent avec des argilites contenant, mais en bien moindre proportion, un kérogène de même nature que celui des charbons, et avec d'autres sédiments, le plus souvent des grès. Leur exploitation se fait en mine souterraine jusqu'à des profondeurs maximales de 1500 mètres environ, et pour les gisements dont la profondeur ne dépasse pas 200 à 300 mètres, très fréquemment à ciel ouvert (en découverte). Après leur extraction, les charbons doivent être débarrassés au maximum des débris de leurs roches encaissantes (les épontes) qui sont extraits en même temps qu'eux. Cette opération se fait par broyage et lavage. Elle utilise beaucoup d'eau et de produits chimiques. Malgré cela, le charbon commercialisé contient en moyenne 15 % de son poids en cendres, c'est-à-dire de minéraux incombustibles. L'essentiel provient, non pas des épontes, mais de minéraux intimement mêlés au kérogène.

On songe, mais on n'a pas dépassé le stade du pilote jusqu'à présent, à exploiter les veines de charbon non exploitables, parce qu'elles sont trop profondes ou de trop faible épaisseur, par gazéification souterraine, c'est-à-dire en y pratiquant des forages horizontaux, puis en y injectant de l'oxygène et de la vapeur d'eau à haute température. On pourrait ainsi produire à partir du gaz formé, composé pour l'essentiel de monoxyde de carbone et d'hydrogène, de l'énergie ou des carburants synthétiques, ou encore des molécules, méthanol, ammoniac..., utilisables pour les synthèses chimiques. Cette méthode est pour l'instant très coûteuse, et ses risques environnementaux très mal évalués. [13]

### II.3. Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels :

Avant de parler sur les hydrocarbures il faut d'abord expliquer la nature des roches qu'ils contiennent :

#### II.3.1. Les roches impliquées dans un système pétrolier :

Un système pétrolier est un système regroupant des éléments et des processus géologiques propices à l'accumulation des hydrocarbures [14]. Gluyas et Swarbrick (2004) , définissent les « magic five ingredients » représentés par: la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing [15]. Allen (1990) définit ces éléments comme suit : l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, le moment critique. Enfin, selon Magoon et Dow (1994) , les composants d'un système pétrolier sont comme suit : une roche mère (active), les chemins de migration, le piège qui est défini par sa géométrie, par la roche réservoir et la roche couverture et le timing. [16]

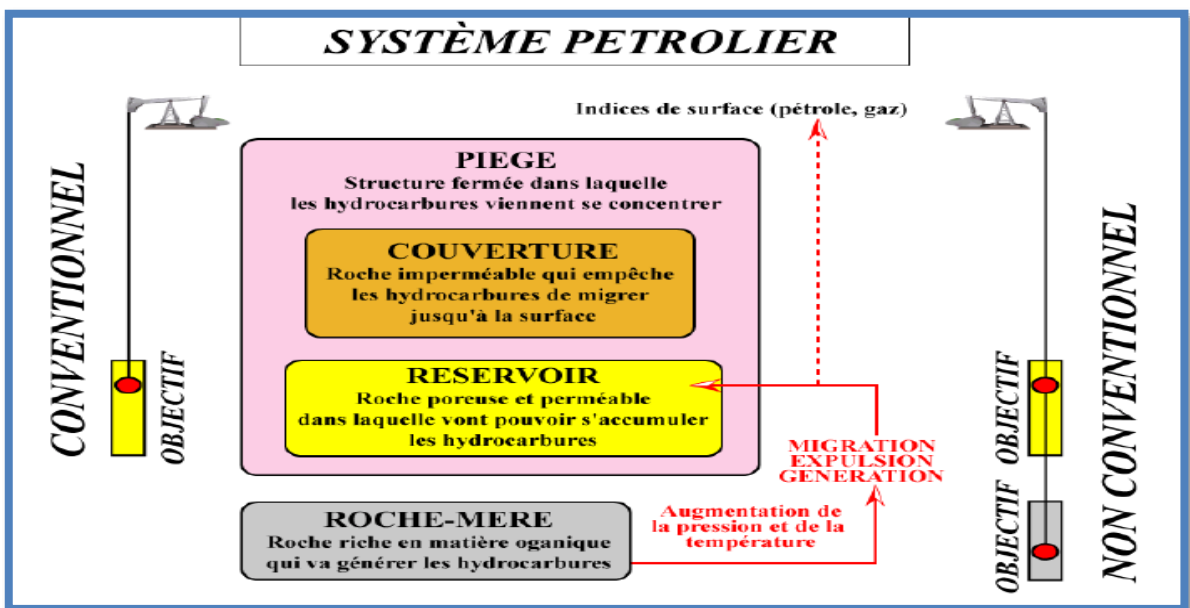


Figure II.1 : Le système pétrolier [17]

### **II.3.2. Les hydrocarbures conventionnels :**

Les hydrocarbures conventionnels sont naturellement concentrés dans une roche poreuse et perméable (réservoir) et forment des gisements qu'il est possible d'exploiter avec un nombre limité de puits verticaux. [18]

#### **II.3.2.1. Le pétrole :**

Le pétrole (hydrocarbure liquide, appelé aussi « huile »), tout comme le gaz naturel, est un combustible fossile qui provient de la décomposition de la matière organique présente en plus ou moins grande concentration dans les sédiments. En pratique, l'enfouissement progressif des sédiments (subsidence de plusieurs kilomètres) va permettre à la matière organique de lentement se transformer (sur des millions d'années). [19]

#### **II.3.2.2. Le gaz naturel :**

Le gaz naturel est un mélange composé en grande majorité de méthane, le plus simple et le plus léger des hydrocarbures. Comme le pétrole brut, il s'est formé dans le sous-sol à partir des restes de micro-organismes marins et il est souvent extrait des mêmes puits que ce dernier. On le trouve également associé à du condensat, ou bien seul dans la roche réservoir. Jusqu'à une date récente, il était peu utilisé ; au début du XXe siècle, on le brûlait comme déchet de captage des puits de pétrole. Aujourd'hui, c'est un combustible de valeur qui fournit Plus d'un quart de l'énergie mondiale. [20]

### **II.3.3. Les hydrocarbures non conventionnels :**

Par abus de langage, on appelle "hydrocarbures non conventionnels" les hydrocarbures issus de gisements, Du fait de leur état ou de la nature de la roche dans lesquels ils se trouvent, on les en extrait par des méthodes dites "non conventionnelles" par rapport aux techniques couramment utilisées par l'industrie pétrolière et gazière. [21]

#### **II.3.3.1. Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels :**

##### **II.3.3.1.1. Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir :**

###### **II.3.1.1.1. Tight oil (pétrole en roche compacte) :**

Ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans de très mauvais réservoirs compacts (faible perméabilité) rendant leur mobilité difficile. Après migration hors de la roche-mère, ils ont été piégés dans des roches réservoirs ultracompactes. Le « tight oil » est extrait par des techniques de fracturation hydraulique et de forage horizontal. Les réserves exploitables se situent principalement aux USA, en Syrie, dans le golfe persique, en Russie et au Mexique. [22]

#### **II.3.3.1.1.2. Les pétroles lourds ou extra-lourds :**

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et d'une très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique même dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas il s'agit d'anciens gisements conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne [23]. les principales réserves se situent à de faibles profondeurs, en surface le plus souvent au Canada, entre 350 et 600 m au Venezuela [24], les techniques de Récupération Assistée qui peuvent inclure de la fracturation hydraulique. [84]

#### **II.3.3.1.1.3. Les sables bitumineux :**

Les sables bitumineux sont composés de sable (le réservoir initial) et de bitume qui est un mélange d'hydrocarbures très visqueux à température ambiante. Là encore on peut penser qu'il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par érosion ou par des mouvements tectoniques. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds. Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent au Canada [23], Il peut être extrait par des méthodes minières ou par forage après un réchauffement par injection de vapeur. [22]

#### **II.3.3.1.2. Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère :**

Une roche-mère est généralement une roche argileuse présentant un aspect feuilleté, d'où son appellation de "schiste" et les expressions "huile et gaz de schiste".[25]

##### **II.3.3.1.2.1. Les schistes bitumineux (oil shales) :**

Les « schistes bitumineux » (oil shale) sont des matières organiques qui ne sont pas demeurées suffisamment longtemps dans la roche-mère pour se transformer en hydrocarbures. Leur exploitation ne nécessite pas de fracturation hydraulique mais un traitement thermique extrêmement coûteux en énergie. [26]

##### **II.3.3.1.2.2. Les pétroles de schistes (shale oil) :**

Le pétrole qui s'est formé dans le sous-sol par la décomposition de la matière végétale s'est également retrouvé emprisonné dans des couches rocheuses et non dans des cavernes. Les roches qui ont emprisonné du pétrole sont appelées schistes (ou *shale*., et elles sont peu poreuses et de basse perméabilité. Elles ressemblent à de l'ardoise et, lorsqu'on les fracture elles libèrent le pétrole qu'elles ont emmagasiné depuis des millions d'années.

Le pétrole de schiste argileux (que l'on qualifie de pétrole non conventionnel) est un pétrole qui ne peut être extrait selon les techniques de forage dites classiques. Il est emprisonné dans des formations rocheuses situées entre un et trois kilomètres sous terre. [27]

### **II.3.3.2. Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels :**

Sous ce terme, sont regroupés tous les hydrocarbures naturels dont l'accumulation n'est pas liée à la Présence d'un piège et pour lesquels l'exploitation diffère des méthodes conventionnelles. [25]

#### **II.3.3.2.1. Le gas de charbon ou de houille (coalbed methane-CBM) :**

Il s'agit du gaz naturel issu de la maturation des matières organiques essentiellement ligneuses d'origine terrestre (évolution bois et autres végétaux tourbe charbon anthracite). Le processus est identique à la formation du gaz naturel dans un système pétrolier. La maturation de la matière organique résulte de son enfouissement, au cours des temps géologiques et sous l'effet des pressions et des températures croissantes avec la profondeur (gravité, gradient thermique), la matière organique est décomposée puis transformée en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone, le charbon. Le processus de décomposition de la matière organique sous l'action des microorganismes puis la transformation thermique génèrent principalement du méthane.

Ce méthane adsorbé dans les veines de charbon, qui présentent des fracturations (cleats) en gisement peu profond, peut se dégager spontanément et donc être directement exploité des anciennes exploitations minières. Toutefois en profondeur, Il est extrait des couches de houille à l'aide de forage horizontaux et fracturation hydraulique, comme pour le gaz de schiste. L'injection de gaz sous pression (Azote, CO<sub>2</sub>) améliore également sa récupération. [28]

#### **II.3.3.2.2. Tight gaz :**

Les gaz de réservoirs compacts (Tight Gas) qui sont bien des réservoirs vers lesquels les hydrocarbures ont migré au cours des temps géologiques, mais dont la perméabilité actuelle ne permet pas une extraction simple du gaz. Cette catégorie est parfois classée parmi les gisements conventionnels puisqu'elle s'approche beaucoup des réservoirs classiques et qu'il ne s'agit pas d'une roche mère ; néanmoins, l'exploitation de tels niveaux peut parfois requérir l'utilisation de techniques proches de celles qui prévalent dans l'exploitation de ressources non conventionnels. [29]

### **II.3.3.2.3. Les hydrates de gaz (Gas hydrate) :**

Le méthane formé par processus thermique ou biogénique peut, en présence d'eau et dans des conditions de basse température et haute pression, être piégé sous forme d'hydrates. Les hydrates de méthane sont constitués par des molécules de méthane piégées dans un réseau (cages) de molécules d'eau, sous forme solide. Compte tenu des conditions de stabilité (pression et température), L'exploitation est complexe et quatre méthodes ont été testées :

- dissociation des hydrates par injection de vapeur ou d'eau chaude,
- dépressurisation par pompage du méthane piégé sous la couche d'hydrates, (Les deux premières méthodes ont été testées en 2002 au Canada par un consortium international)
- injection d'un inhibiteur (méthanol, glycol) pour déstabiliser les hydrates (en Sibérie 1970)
- substitution du méthane par du CO<sub>2</sub> (a été testée avec succès en Alaska en 2012). [30]

### **II.3.3.2.4. Le gaz de schiste (gas Shale) :**

Le gaz de schiste est l'un des nombreux types de gaz naturel présents dans les réservoirs non conventionnels .Les réservoirs non conventionnels et conventionnels diffèrent par leurs caractéristiques géologiques et leur emplacement, qui à leur tour affectent le processus, le coût et le niveau de facilité associés à l'extraction de gaz.

Un réservoir de gaz conventionnel contient du gaz naturel libre qui a migré d'une roche mère vers une zone recouverte d'une couche de roche imperméable et où le gaz reste concentré et sous pression. Généralement, le gaz naturel conventionnel est facilement accessible avec un puits vertical traditionnel, foré directement dans le réservoir .La pression dans le réservoir provoque le flux naturel du gaz à la surface, où il peut utiliser.

Un réservoir de gaz non conventionnel se compose de formations rocheuses imperméables à partir desquelles des dépôts de gaz naturel doivent être alimentés. Le gaz de schiste est généralement piégé dans le schiste, une roche sédimentaire qui était à l'origine Déposé comme l'argile et le silt [31]. Le gaz de schiste est piégé dans d'une roche imperméable à 2 000 ou 3 000 mètres de profondeur est généralement plus difficile et plus cher à extraire que le gaz naturel conventionnel en raison des coûts initiaux élevés qui peuvent aller de 3 à 9 millions de dollars par puits . En 2011, le coût du cycle complet du gaz de schiste était de 40% à 50% moins élevé que celui des puits conventionnels. Le coût inférieur du cycle complet provient de la productivité accrue des puits de gaz de schiste, puisque la nouvelle technologie permet un meilleur accès à la roche mère. à partir d'un tampon de puits unique ainsi que son taux de récupération est au maximum de 20% contre 75% pour le gaz traditionnel.[32]

Le gaz de schiste peut être développé grâce à diverses techniques de forage et de complétion, y compris celles utilisées pour l'extraction conventionnelle des gaz peu profonds. Cependant, en raison de la faible perméabilité des schistes, la principale méthode d'extraction des gaz de schiste consiste à combiner deux technologies bien établies et la fracturation hydraulique en Amérique du Nord, puis la technique du forage horizontal commercialement viable en 1980 S, et a été largement utilisée pour augmenter les volumes de production de toutes les formes de gaz naturel et de puits de pétrole.[27]

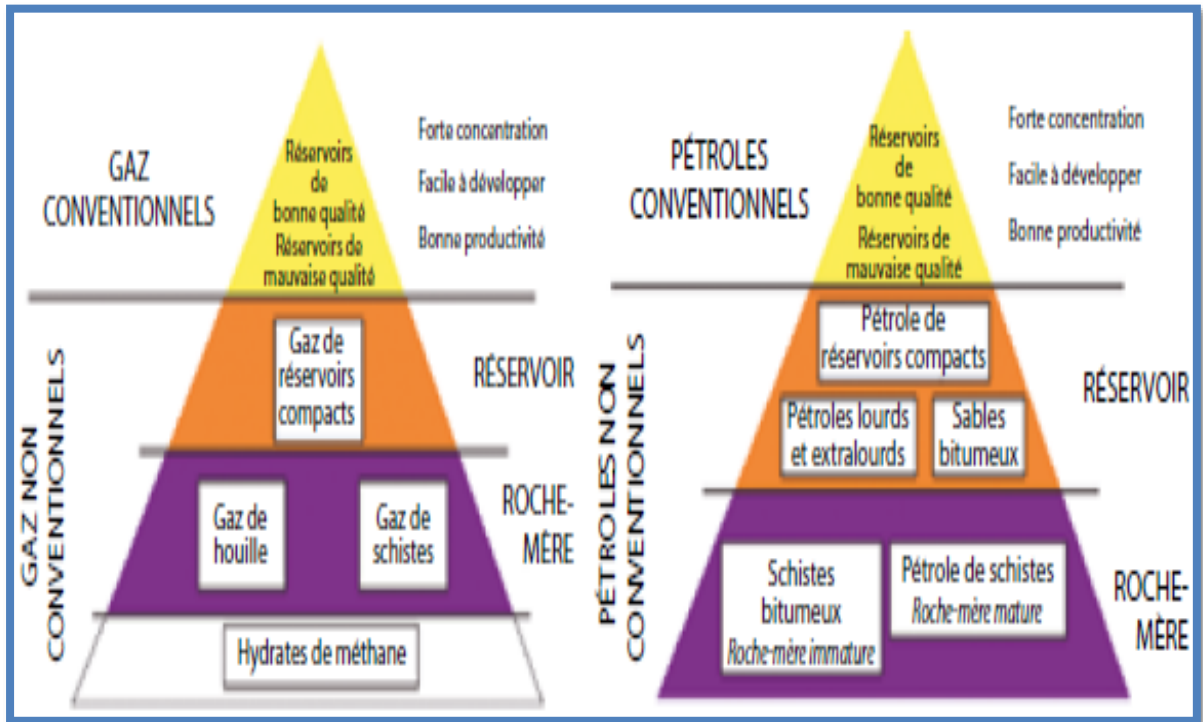


Figure II.2 : Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels. [33]

#### II.4. Les Caractéristiques qui conditionnent l'exploitation de shale gas (SWEET SPOT) :

Pour qu'un schiste ait des quantités économiques de gaz, il doit être une roche mère capable. Le potentiel d'une formation de schiste à contenir des quantités économiques de gaz peut être évalué en identifiant des caractéristiques spécifiques des roches mères telles que le carbone organique total (COT), la maturité thermique et l'analyse des kérogènes. Ensemble, ces facteurs peuvent être utilisés pour prédire la probabilité que le schiste éventuel produise des volumes économiquement viables de gaz naturel. Un certain nombre de puits pourraient devoir être analysés afin de caractériser suffisamment le potentiel d'une formation de schiste, en particulier si le bassin géologique est grand et s'il y a des variations dans la zone de schiste cible.[34]

Le but de cette étude est de définir les paramètres qui permettent d'exploiter un réservoir de shale gas d'une manière favorable, productif et commercial.

**Tableau II.1: Les paramètres désiré à l'exploitation de shale gas . [5]**

Paramètre	Résultat désiré
Sw	<40%
Profondeur	1000-3500m
Milieu de sédimentation	Marin ou océanique
la composition de gaz	Faible teneur en CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> S
Porosité	>2%
Type de gas	Thermogénique
Hétérogénéité verticale	Faible
Minéralogie	>40% quartz ou carbonates <30% d'argile gonflante
OGIP	>100BCF/Section
Perméabilité	>100 nda
Coefficient de poisson	<0,25
Pression	>0,5 psi/ft
Température de réservoir	>230 F
Stress	<2000 psia stress net latéral
Maturité thermique	Fenêtre à gaz humide et à gaz sec >1,2 Ro%
Epaisseur	>30 m
TOC	>2%
Module de Young	>3.0 MPSIA

#### II.4.1. Caractéristique pétrophysiques :

##### II.4.1.1. La porosité Q % :

La porosité est le pourcentage de vides par unité de volume dans un sédiment ou une roche. La mesure s'exprime en % [12], dans le cas des réservoirs conventionnels, la porosité varie de 2 à 25%, dans le cas d'une roche-mère elle est de l'ordre de 1 à 2. [35] Dans les roches schisteuses, la porosité, à part les fractures naturelles, est composée de :

- **La porosité de la matrice non argileuse.**
- **Porosité de l'argile.**



➤ **La porosité de Kérogène** : La porosité en matière organique peut être cinq fois plus élevée que celle de la matrice non organique. Car un schiste est considéré comme un potentiel s'il doit inclure une porosité supérieure à 2% [34].

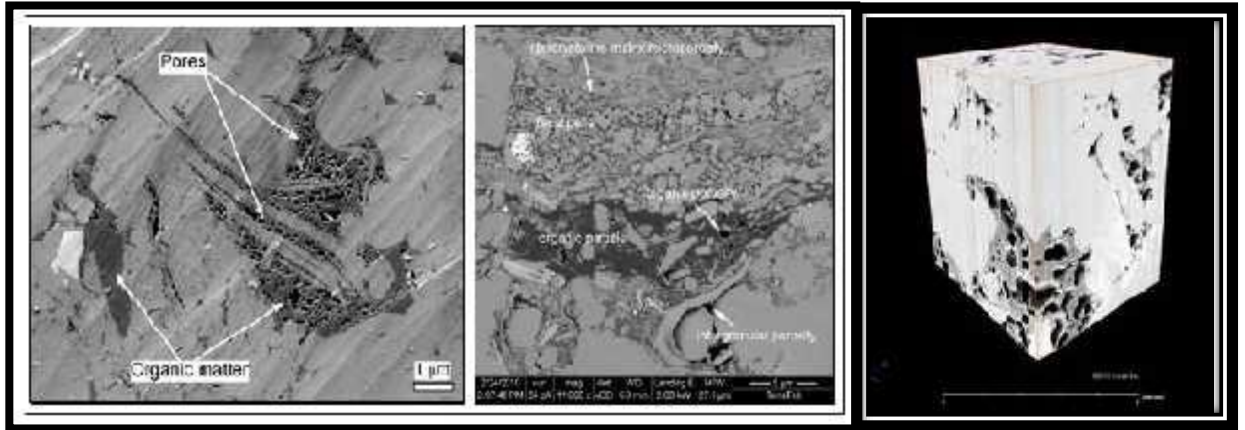


Figure II.3 : SEM montrant la porosité du kérogène, la matrice inorganique et les pores dans la matière organique. [34]

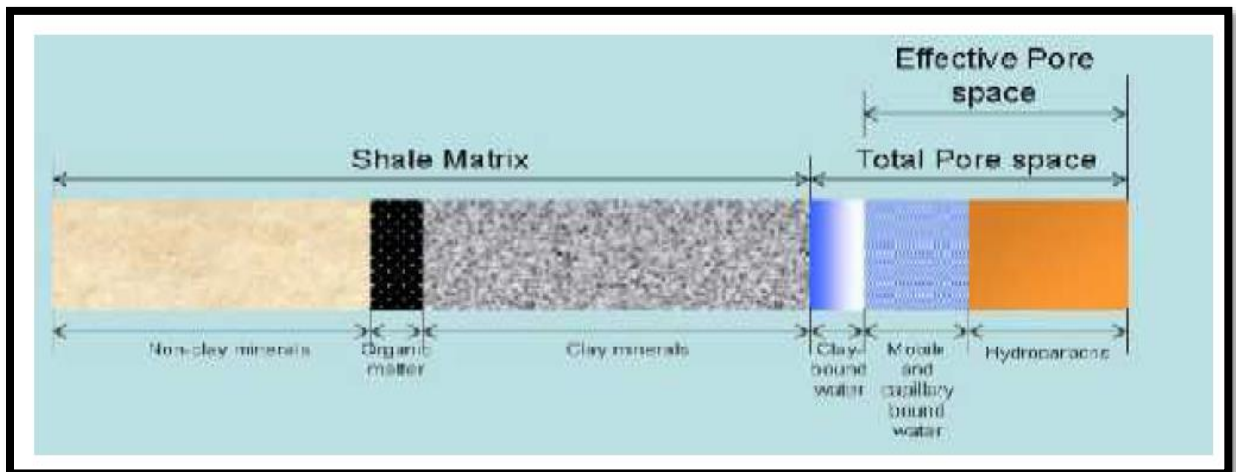


Figure II.4 : La porosité du système dans les schistes. [34]

Dans les schistes, la porosité totale est la somme de trois porosités :

- Porosité des hydrocarbures (libre et adsorbé : matrice et kérogène):

$$\phi = \frac{V_{hc}}{V_T}$$

- Porosité de l'eau mobile et de l'eau capillaire:

$$\phi_{MCBW} = \frac{V_{mcb}}{V_T}$$

- Porosité de l'eau liée à l'argile:

$$\Phi_{CBW} = \frac{V_{cbw}}{V_T}$$

Donc pour la porosité totale :

$$\Phi_T = \underbrace{\Phi_{hc} + \Phi_{MCBW}}_{\text{Effective porosity}} + \Phi_{CBW}$$

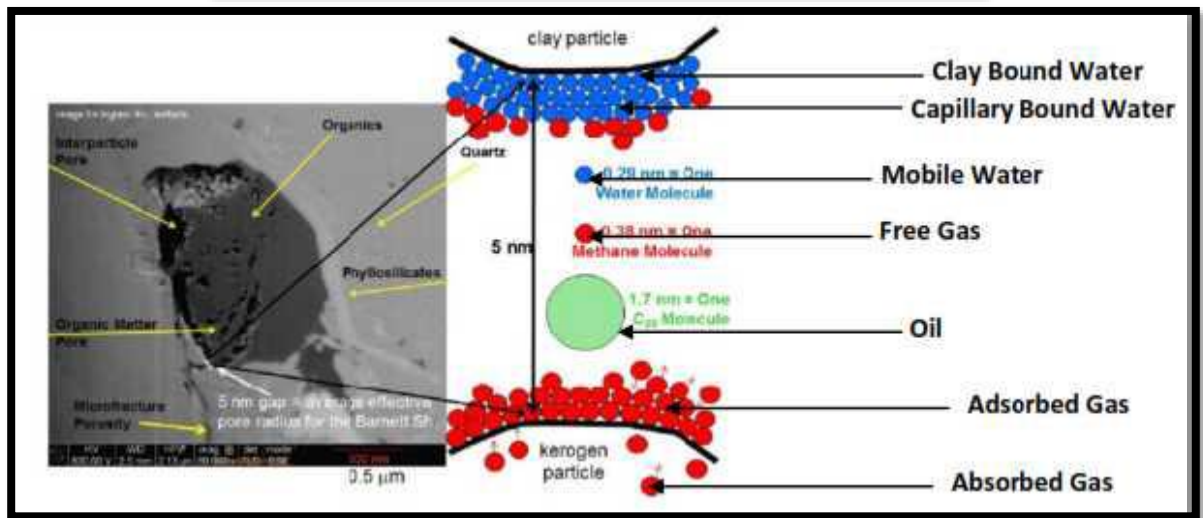


Figure.II.5 : Distribution des fluides dans les schistes. [34]

#### II.4.1.2. La perméabilité :

La perméabilité qui décrit la capacité qu'à un fluide à circuler dans cette roche. Pour les hydrogéologues cette perméabilité s'exprime en Darcy, pour les géologues pétroliers qui étudient des roches plus compactes, on utilise généralement le milli-Darcy ( $10^{-3}$  Darcy). Dans le cas des roche-mère, les valeurs s'expriment en micro ( $10^{-6}$ ) voire en nano ( $10^{-9}$ ) Darcy[12], La perméabilité est exprimée par la loi de Darcy, comme étant :

$$Q = k \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l}$$

Q : Débit du fluide traversant la roche en  $\text{cm}^3/\text{s}$ .

S : Surface de passage du fluide en  $\text{cm}^2$ .

$\mu$  : Viscosité du fluide en centipoises (viscosité dynamique).

$\Delta P/\Delta l$  : Gradient de pression en bar/cm.

K : Perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d). [4]

Habituellement, la dépendance à la pression est négligée dans les calculs du réservoir, mais la variation avec la position peut être prononcée. Très souvent, la perméabilité varie de plusieurs grandeurs, et cette hétérogénéité influencera évidemment toute récupération pétrolière. En outre, la perméabilité dans les schistes est un facteur clé dans la conception de la stimulation et la prédiction de la production.

Deux perméabilité doivent être considérées : matrice et système. La perméabilité matricielle de la roche schisteuse est typiquement de  $10^{-4}$  à  $10^{-8}$  mD. Perméabilité de la matrice peut être mesurée avec précision avec l'analyse de base, ou il peut être estimé via un log d'évaluation si un étalonnage local peut être développé. [34]

## II.4.2. Caractéristique géochimique :

### II.4.2.1. La richesse organique (COT) :

Le carbone organique total (COT) est la quantité de carbone liée aux composés organiques de la roche; c'est le reste de la vie organique préservée dans les roches sédimentaires soumises à la dégradation chimique et bactérienne qui ont ensuite été modifiées par la chaleur et la pression au cours du temps. Cette dernière étape, la maturité, est le résultat de longues périodes d'enfouissement et de proximité de sources de chaleur.

Les relations chimiques résultant de la maturité de la matière organique sont responsables de la production de gaz, d'huile, de bitume, de pyrobitume et de charbon qui contribuent à la teneur totale en carbone. [34]

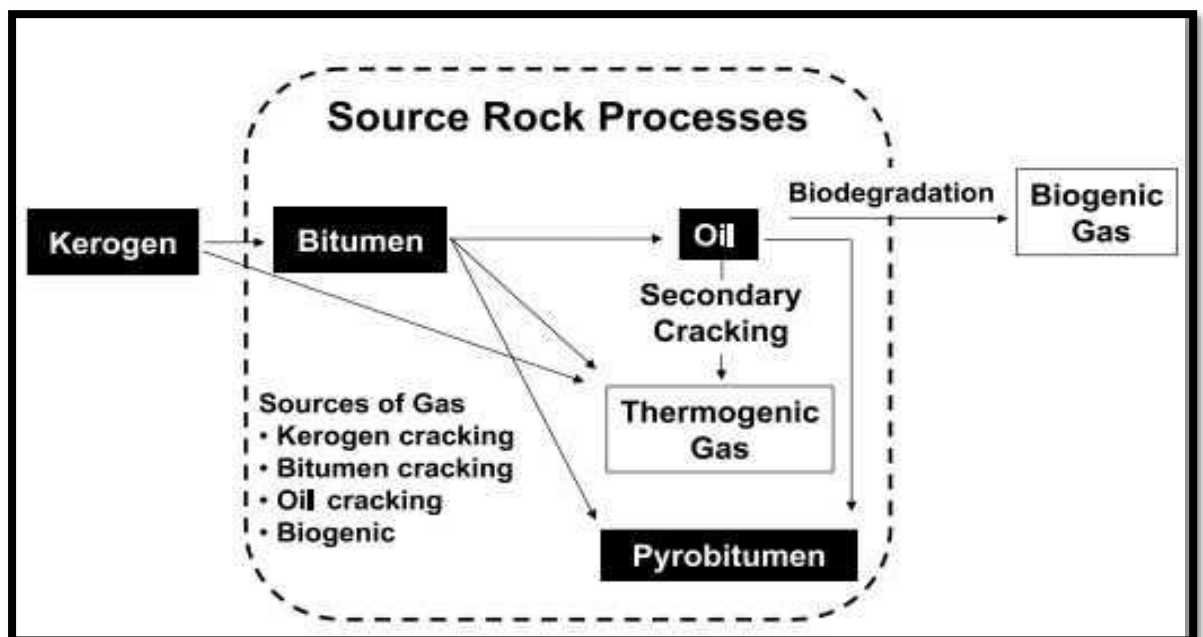


Figure II.6 : Processus de la roche mère . [34]

### **II.4.3. Caractéristique diagénétique :**

#### **II.4.3.1. Epaisseur :**

L'épaisseur de la matrice est un paramètre essentiel dans l'évaluation du potentiel de gaz de schiste, le point de vue du stockage de la matière organique et pour le succès de la stimulation par fracturation. L'épaisseur minimale pour un gaz de schiste potentiel est de > 30 m.[4]

#### **II.4.3.2. Maturité :**

La maturité thermique mesure la conversion du carbone organique contenu dans le schiste en hydrocarbures. Un jeu de gaz de schiste idéal peut être identifié en trouvant une combinaison appropriée de la teneur en COT et de la maturité thermique.

Un kérogène est un mélange solide et cireux de composés chimiques qui est transformé en hydrocarbures avec une température et une pression suffisantes . Kérogène est insoluble dans les solvants organiques en raison de son poids moléculaire élevé.

Types de base de Kérogène :

**Type I:** Dérivé principalement d'algues dans les lacs anoxiques; source d' HC liquide riche.

**Type II:** Dérivé d'algues marines et de matériel végétal terrestre transporté; source mixte de pétrole et de gaz.

**Type IIS:** Semblable au type II, riche en soufre.

**Type III :** Principalement dérivé du charbon des plantes ligneuses terrestres, source de gaz.

**Type IV :** Matière organique décomposée (ne produit pas d'hydrocarbures) [34].

Le processus d'enfouissement, de conversion des matières organiques et de production d'hydrocarbures peut être résumé en trois étapes :

- **La diagenèse:**

Il s'agit des premières décompositions précoces, à faible température (moins de 60°C). Les kérogènes perdent essentiellement de l'eau et du gaz carbonique. Par ailleurs, des bactéries spéciales, dites archéobactéries, forment dans cette tranche de profondeur une partie du gaz naturel. [4]

- **La catagenèse:**

survient généralement lorsque l'enfouissement entraîne une augmentation de la pression, ce qui augmente la chaleur dans la plage d'environ 50 à 150 °C (122 à 302 °F), provoquant la dégradation des limites chimiques dans le schiste et le kérogène. [4]

- **La métagenèse :**

c'est la dernière étape dans laquelle les changements thermiques et chimiques entraînent une quasi-transformation du kérogène en carbone, On parle de « fenêtre à gaz », située à partir de 3000 mètres de profondeur [4]. Au cours de cette étape, du méthane tardif ou du gaz sec s'est formé, ainsi que des gaz non hydrocarbonés tels que CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S. Plage de température d'environ 150°C à 200°C (302 à 392°F). [34]

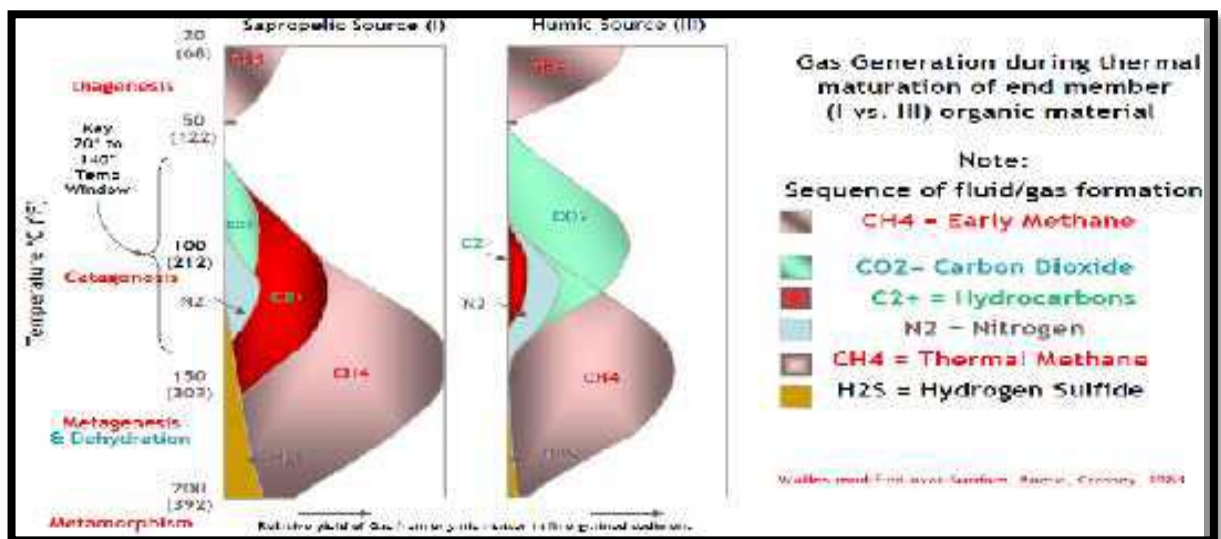


Figure II.7 : Le type de Kérogène affecte le volume et la synchronisation de la production de gaz . [34]

#### II.4.3.3. Minéralogie :

La composition minéralogique de la roche est un paramètre important à considérer dans l'exploration gazière d'un shale. Par exemple, son contenu en quartz ou en calcite peut avoir

un impact sur la capacité à fracturer efficacement la roche. [4]

Les réservoirs de gaz de schiste montrent une minéralogie complexe et très variable avec des points théoriques de :

- 1) Un schiste parfait au sens pétrophysique (100% de minéraux argileux avec seulement de l'eau électrochimiquement liée dans l'espace interstitiel et donc une porosité nulle).
- 2) Un grès / calcaire poreux et lithologiquement propre.

En réalité, la minéralogie comprend des quartzites ou silt calcaire et des argiles ; les minéraux argileux tels que la chlorite, l'illite, la smectite et la kaolinite ; et des détritiques plus gros qui incluent de la pyrite et de la sidérite. Des études microscopiques ont suggéré que la complexité texturale et minéralogique des schistes n'est pas toujours évidente. Les minéraux inorganiques coexistent avec la matière organique solide sous forme de kérogène. [37]

#### **II.4.3.4. La Fragilité :**

Un matériau est cassant si, lorsqu'il est soumis à une contrainte, il se brise le long de surfaces discrètes sans déformation interne faible ou nulle entre les surfaces. La fragilité relative de la roche se réfère à sa tendance à l'échec (fracture) le long de ces surfaces lorsqu'une force externe est appliquée, comme la pression du fluide lors de la fracturation hydraulique.

Inversement, la ductilité relative d'une roche se réfère à sa tendance à l'échec par une déformation interne en masse plutôt que par des fractures discrètes. La fragilité des zones à l'intérieur des réservoirs de schiste est d'une importance critique pour initier des réseaux de fractures lors des fractures, des complétions et pour maintenir les fractures ouvertes qui ne souffrent pas d'un encastrement excessif des proppants.

La teneur en minéraux fragiles est le facteur critique affectant la porosité de la matrice, les micro-fractures, la teneur en gaz et le profil de fracturation. La capacité des fractures induites dans le schiste avec du quartz ou du feldspath abondant est forte. La teneur en minéraux fragiles est généralement supérieure à 40% et la teneur en minéraux argileux est inférieure à 30% pour le schiste qui peut être exploité commercialement. [34]

#### **II.4.3.5. Gaz Contenu :**

Le gaz dans les réservoirs de gaz de schiste est stocké dans :

- Gaz adsorbé dans le matériau kérogène
- Gaz libre piégé dans des porosités interorganiques (matricielles) non organiques
- Gaz libre piégé dans la micro-porosité de fracture

- Gaz libre stocké dans les fractures créées lors de la stimulation du réservoir de schiste.
- Gaz libre piégé dans un réseau de pores dans la matière organique ou kérogène. [34]

## II.5. L'origine et la nature de gaz de schiste :

### II.5.1. La genèse de gaz de schiste :

La genèse de gaz de schiste et la même genèse du pétrole, du gaz naturel, et du charbon. Ces derniers se sont formés depuis des millions d'années quand des conditions favorables étaient réunies. Tous ces éléments sont riches de carbone et dérivent de la transformation de matières organiques (végétales et/ou animales). La grande période de cette transformation est le Carbonifère, à la fin du Paléozoïque il ya 359 à 299 millions d'années (Ma) mais pas seulement. Aussi des autres périodes favorables qui s'appellent le Silurien (de 443 à 416 Ma), le Jurassique (de 199 à 145 Ma), et le Crétacé (de 144 à 65 Ma). [36]

Echelle des temps géologiques				
Eon	Ere	Periode	Epoque	Date (millions d'années)
Phanérozoïque	Cénozoïque	Quaternaire	Holocène	0,01
			Pleistocène	1,8
		Tertiaire	Pliocène	5,3
			Miocène	23
			Oligocène	34
			Eocène	56
			Paléocène	65
			Mésozoïque	Crétacé
	Jurassique	199		
	Triassique	251		
	Permien	299		
	Paléozoïque	Carbonifère		359
		Dévonien		416
		Silurien	443	
Ordovicien		488		
Précambrien	Protérozoïque	Cambrien	542	
			2500	
	Archéen		4600	

Figure II.8: Echelle des temps géologiques. [37]

La formation des matériaux énergétiques nécessite un milieu riche en matière organique rapidement enfoui pour empêcher son oxydation et sa mise en profondeur pour sa transformation sous l'action conjuguée de la température et de la pression. [38]

### II.5.2. Mécanisme de formation de gaz de schiste :

En général, les conditions principales et les étapes de formation du gaz de schiste sont les mêmes que pour le gaz naturel conventionnel.

Les argiles peuvent s'installer dans divers milieux sédimentaires (lagunes, deltas, plaines fluviales, fonds marins ou plateau continental). Leur teneur élevée en matière organique dépend non seulement du milieu de dépôt mais aussi du climat, de l'hydrodynamisme, des apports continentaux mais également sur la production biologique.

Sa conservation nécessite cependant : un environnement anoxique, hyper-salin et une sédimentation rapide mais à faible débit. La différence entre la formation de gaz de schiste et le gaz conventionnel est:

- ✓ L'absence de migration, le gaz de schiste est formé et stocké dans la même formation.
- ✓ Le piégeage du gaz de schiste est lié à la faible perméabilité des formations de schiste, alors le gaz de schiste ne peut pas se mobiliser pour s'accumuler dans les systèmes conventionnels.

Dans les réservoirs de gaz de schiste thermogénique (comme les schistes de Barnett), la matière organique a été suffisamment cuite pour générer du gaz qui est retenu dans l'espace poreux et absorbé par la matière organique. [34]

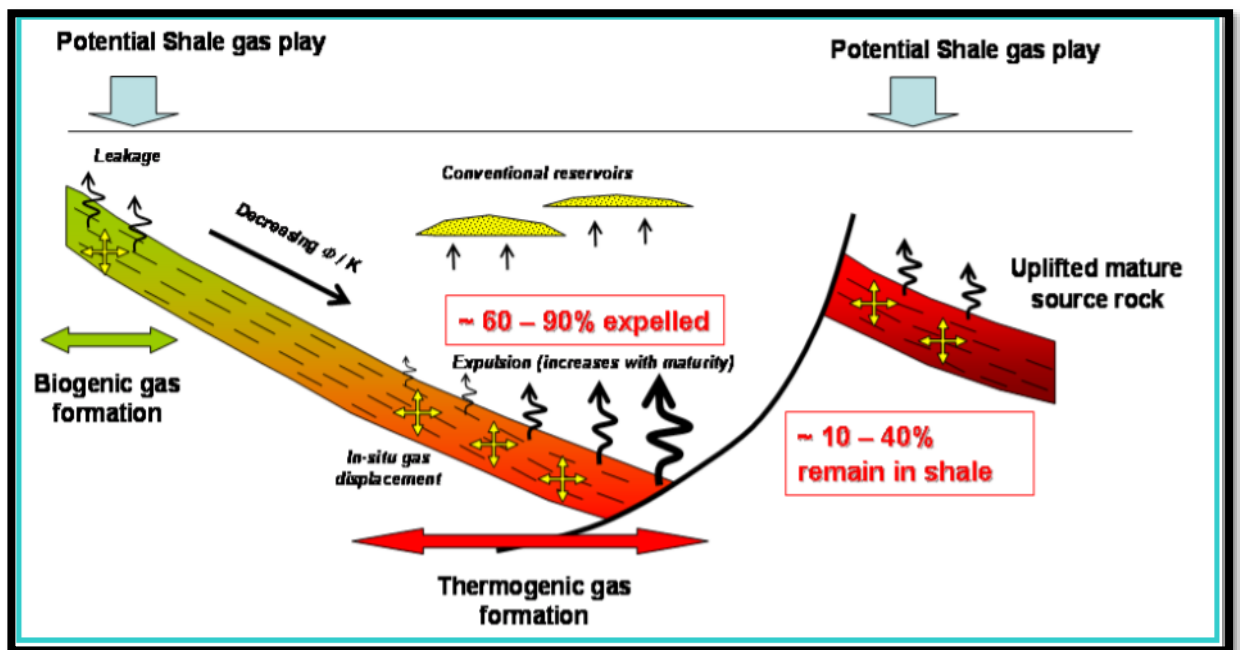


Figure II.9 : Mécanisme de formation de shale gaz [4]

Dans les réservoirs de gaz de schiste biogéniques (comme les schistes d'Antrim), la matière organique n'a pas été enfouie suffisamment profondément pour générer des hydrocarbures. Au lieu de cela, les bactéries qui ont été transportées dans la roche par l'eau ont généré du gaz biogène qui est absorbé par les matières organiques. Une caractéristique commune des jeux de gaz de schiste thermogénique productifs est la roche réservoir fragile contenant des quantités significatives.



Des quantités de silice ou de carbonate et des fractures naturelles «cicatrisées». Par rapport à plus de roche riche en argile, il se brise lorsque la fracture hydraulique est stimulée, ce qui maximise la zone de contact. Les schistes thermogéniques sont souvent appelés schistes « fracturables» au lieu de «schistes fracturés».

En revanche, les schistes biogéniques sont généralement moins fragiles et dépendent, en grande partie, de l'existence de fractures naturelles ouvertes pour fournir des conduits pour la production d'eau et de gaz. [34]

## II.6. Classification des réservoirs de shale gas :

En basant sur les litho-types et les mécanismes de production, les formations de shale gas peuvent groupées en quatre types :

**Tableau II.2 : Classification des types de réservoirs de shale gas. [5]**

Classification	Description	Mécanisme de production
Type 1	Un <i>mudstone</i> (carbonate+ 10% d'argile), organique fracturé. Forte teneur en matière organique.	La production est assurée Par : - Fracture/Microporosité - Par désorption (voir l'Annexe A)
Type 2	Des couches minces de sable assemblées avec un shale riche en matière organique.	Production par la matrice de sable mince.
Type 3	Un <i>shale</i> noire riche en matière organique.	Production à travers la désorption de gaz.
Type 4	Combinaison entre les trois types.	Production par : - Désorption - Matrice - Fractures

### Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre une revue générale sur les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels spécifiquement le gaz de schiste, son formation et ces caractéristiques Ainsi les types des réservoirs et les paramètres qui conditionnent l'exploitation de gaz de schiste d'une manière favorable, productif et commercial.

Cette revue nous permettre de faire une étude sur les réserves de gaz de schiste on Algérie qui sera l'objet du chapitre suivant.

# Chapitre III

---

Etude Sur Le Gaz De Schiste  
En Algérie

## Introduction :

Le département Américain de l'Energie a révisé son estimation des réserves techniquement récupérables de gaz de schiste de l'Algérie qu'il situe actuellement à 19.800 milliards de m<sup>3</sup> contre une évaluation de 6.440 milliards de m<sup>3</sup> faite en 2011, soit plus que le triple de son estimation d'il y a deux années.

Dans son rapport mondial réactualisé sur les réserves de gaz et de pétrole de schiste de 42 pays, le département de l'Energie présente une étude technique et géologique détaillée ainsi qu'une cartographie sur les réserves des hydrocarbures non conventionnels de l'Algérie .

Cette étude indique que l'Algérie est dotée de sept (7) bassins renfermant le gaz de schiste. Il s'agit des bassins de Mouydir, Ahnet, Illizi, Berkine-Ghadames, Timimoun, Reggane et de Tindouf dont il estime pour chacun les réserves techniquement récupérables.

On va présenter en détaille ces réserves dans ce chapitre avec une comparaison préliminaire avec les réserves aux USA.

### III.1. La réglementation Algérienne :

L'Algérie a donné son accord pour exploiter les ressources non-conventionnel officiellement dans la nouvelle Loi n° 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013 modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures publier au journal officiel.

➤ **Art. 35** : Dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes :

- Une période de recherche fixée à onze (11) ans maximum à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42, avec une phase initiale de trois (3) ans.

Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche. Elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans.

A ces trois phases, vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximale de quatre (4) ans qui pourra proroger l'une des dites phases de recherche. La dite phase pilote sera accordée au contractant par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

- Une période d'exploitation d'une durée de :
  - Trente (30) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels liquides.
  - Quarante (40) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux.[39]

### **III.2. Historique des puits de gaz de schiste en Algérie :**

### **III.3. Les sources d'eau au sud :**

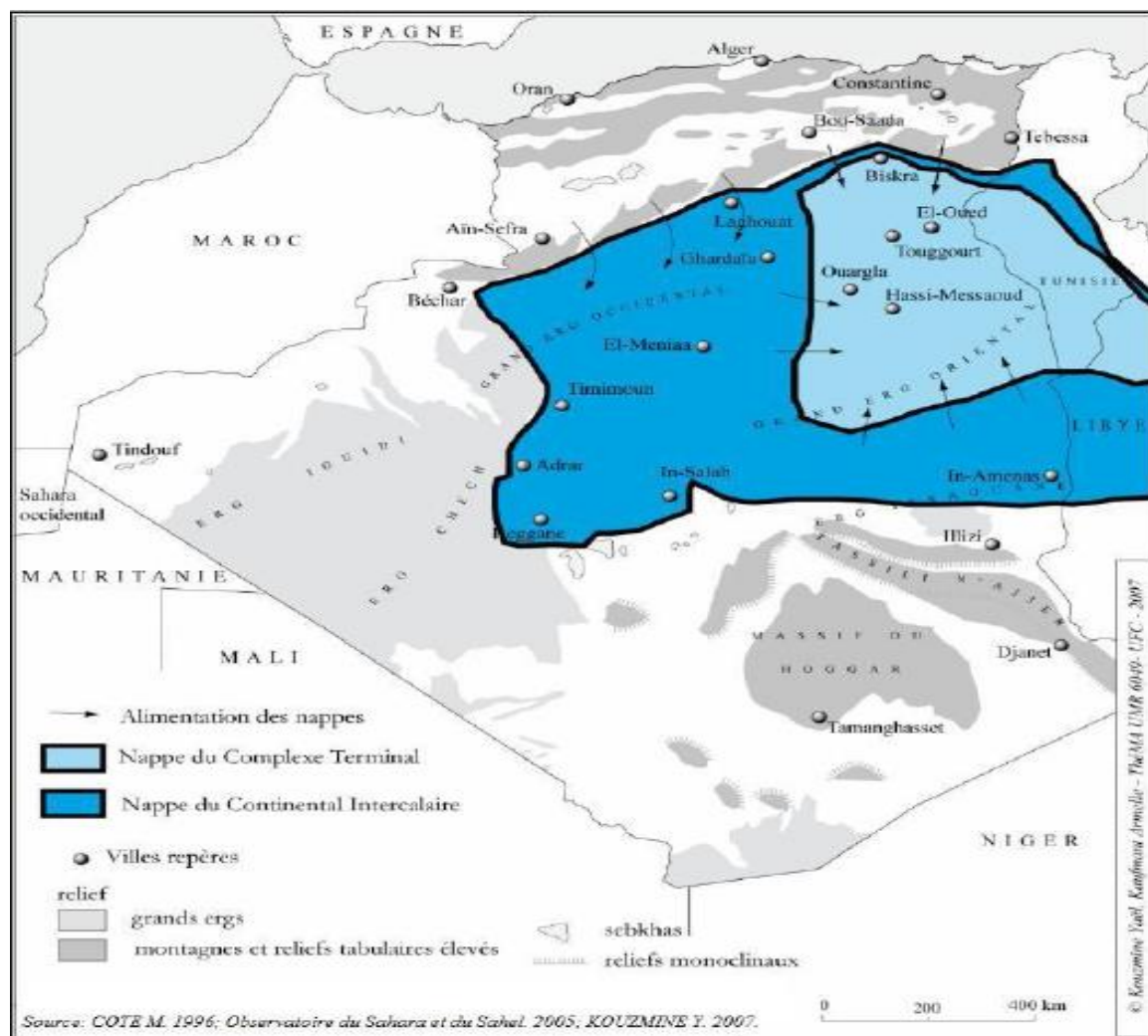
La nappe de l'Albien se trouve en grande partie dans le Sahara Algérien, elle est la plus grande réserve d'eau douce au monde. Elle contient plus de 50 000 milliards de mètres cubes d'eau douce , l'équivalent de 50 000 fois le barrage de Beni Haroun qui se trouve à l'est du pays et qui alimente six wilayas limitrophes. Cette eau est le résultat de l'accumulation qui s'est effectuée au cours des périodes humides qui se sont succédé depuis 1 million d'années. [42]

La nappe s'étend dans une zone presque deux fois plus grande que la France, entre la Libye, la Tunisie et majoritairement l'Algérie. La répartition territoriale est estimée à pour l'Algérie : 70%, pour la Libye : 20% et enfin pour la Tunisie : 10%. [43]

Cette eau de l'Albien existe en deux nappes superposées: le complexe terminal qui est à environ 400 mètres de profondeur, tandis que le continental intercalaire est à environ 2000 m

de profondeur. L'Albien terminal, aux eaux pures et peu profondes, se trouve entièrement dans les régions de Tidikelt, El Menéa, Adrar et Ghardaïa. L'autre Albien, dit «intercalaire» couvre une superficie de 7000 km<sup>2</sup>. Ces réserves en eau, même si elles ne sont pas renouvelables, sont en mesure d'assurer l'alimentation en eau des régions du Sud pendant plusieurs siècles et permettre leur développement. [44]

Ces deux systèmes sont surmontés par une nappe libre dite nappe phréatique, contenue dans les sables du Quaternaire et sa profondeur peut atteindre 60 m .[45]



**Figure III.1** : Carte montrant les nappes aquifères du Sahara Algérien ; Le Continental Intercalaire. Le Complexe Terminal. [46]

### III.4. Les réserves de gaz de schiste en Algérie et dans le reste du monde :

Selon un rapport de département Américain de l’Energie, le sous-sol Algérien détient la troisième réserve mondiale de gaz de schiste récupérables après la Chine et l’Argentine, comme li est montré dans le tableau ci-dessous. [47]

Tableau III.1 : les ressources de shale gas techniquement récupérables dans les 10 top pays.[48]

Rank	Country	(trillion cubic feet)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	U.S. <sup>1</sup>	665 (1,161)
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
	World Total	7,299 (7,795)

**III.5. Cadre géologique des bassins schisteux d'Algérie :**

Les bassins d'hydrocarbures Algériens détiennent deux importantes formations de gaz de schiste, le shale de Silurien Tannezuft et de Frasnian Dévonien. Les études géologiques examinent sept bassins de gaz de schiste : les bassins de Ghadames (Berkine) et d'Illizi dans l'est de l'Algérie , Les bassins de Timimoun, Ahnet et Mouydir dans le centre de l'Algérie et les bassins de Reggane et de Tindouf dans le sud-ouest de l'Algérie. [48]

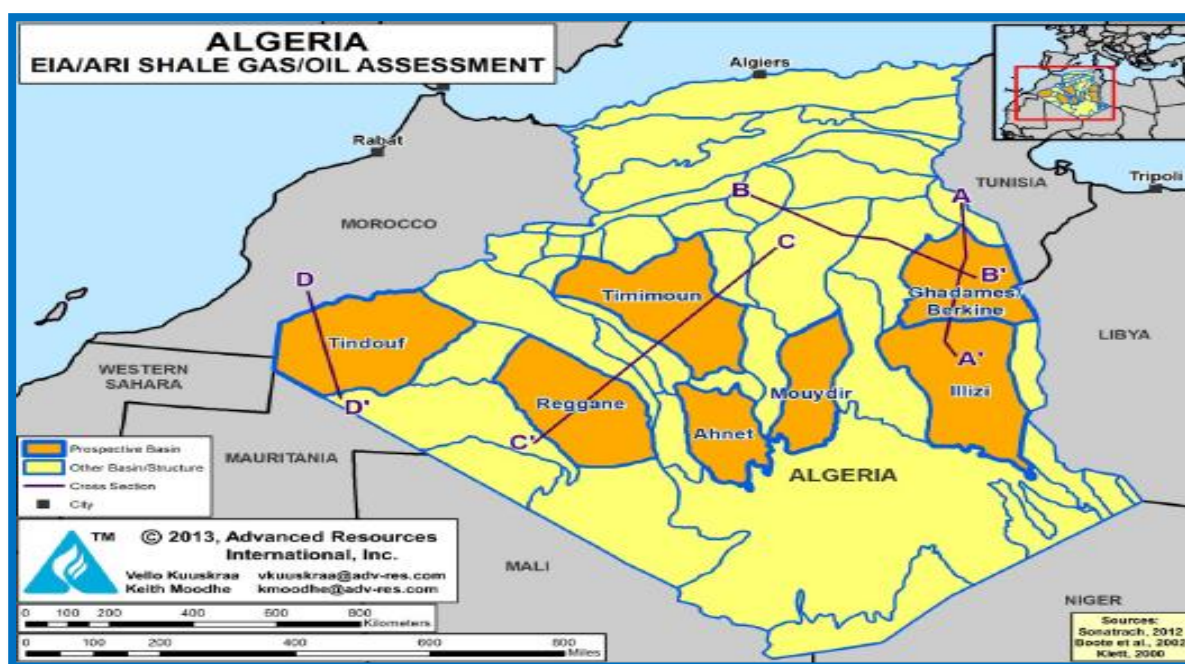


Figure III.2 : Positionnement de ressources algériennes de gaz de schiste. [48]

### III.5.1. Bassin Ghadamès (BERKINE) :

#### III.5.1.1. Contexte géologique :

Le bassin de Ghadames (Berkine) est un vaste bassin intra-cratonique sous-jacent à l'est de l'Algérie, le sud de la Tunisie et l'ouest de la Libye. Le bassin contient une série de failles de réserves, fournissant pièges à gaz structuraux provenant des schistes argileux du Dévonien et du Silurien. Le bassin de Ghadamès et ses deux importantes formations schisteuses, le Silurien Tanezouft et le Frasnien Dévonien supérieur, sont situés dans la partie orientale de l'Algérie.

Dans la partie de l'Algérie du bassin de Ghadamès, la Formation Silurien Tanezrouft contient un schiste riche en matière organique marine qui augmente la maturité vers le centre du bassin. Nous avons cartographié une meilleure zone de prospection de la qualité 28130 mi<sup>2</sup> pour le schiste de Tanezrouft dans ce bassin. Les limites ouest et nord de la zone prospective de schiste de Tanezrouft sont définies par les limites d'érosion du Silurien et par échéance thermique minimale.

La partie centrale, le gaz sec de la zone prospective de schiste Tanezrouft dans le bassin de Ghadamès, couvrant 21 420 mi<sup>2</sup>, à maturité thermique (R<sub>0</sub>) de 1,3% à plus de 2%. La partie restante de la zone de prospection de 6710 mi<sup>2</sup> a une (R<sub>0</sub>) entre 1,0% et 1,3% , plaçant cette zone dans la fenêtre de gaz humide et condensats.

Dépôt au-dessus du Tanezouft est déjà plus limité et moins mature thermiquement que le Schiste de frasnien Devonien. La zone prospective pour le schiste de Frasnian avec une haute qualité est a cartographié environ 10040 mi<sup>2</sup> dans le bassin de Ghadamès en Algérie.

Les limites ouest, nord et sud de la zone de prospection du schiste de Frasnian sont fixé par le critère de maturité thermique minimale de 0,7% R<sub>0</sub>. La frontière orientale de la zone prospective est la frontière entre la Tunisie et l'Algérie. [48]

L'anneau extérieur nord, est et sud de la zone de prospection du schiste de Frasnian dans Le bassin de Ghadamès , qui couvre une superficie de 2720 mi<sup>2</sup>, est une fenêtre pétrolière avec R<sub>0</sub> entre 0,7% et 1,0%. La fenêtre de gaz sec se trouve dans la portion centrale 5010 mi<sup>2</sup> de la zone de prospection schiste de Frasnian , avec R<sub>0</sub> de 1,3% à plus de 2% et la fenêtre de gaz humide et de condensation est de 2310 mi<sup>2</sup> pour le frasnien, avec R<sub>0</sub> entre 1,0% et 1,3%.

#### III.5.1.2. Propriétés réservoir (zone prospective) :

##### A-Formation Silurien Tanezrouft :

La profondeur de la zone de prospection de gaz de schiste de Silurien Tanezrouft

dans le bassin de Ghadamès (Berkine) varie de 10 000 pieds le long de la limite nord et le bord est du bassin à 16 000 pi dans le centre du bassin, avec une moyenne de 10.500 pieds pour le gaz humide et 13 000 pieds dans la zone de prospection de gaz sec .

L'épaisseur brute de l'échelle Tanezrouft varie entre 30 et 200 pieds, avec une épaisseur moyenne nette riche en matière organique de 104pieds. La COT moyennes des schistes Tanezrouft est **5,7 %**. La partie inférieure de la formation est particulièrement riche en matière organique, avec des valeurs de COT jusqu'à 15%. [48]

### B-Formation du Frasnien Dévonien supérieur :

La profondeur de la zone de prospection de gaz de schiste Frasnien Dévonien supérieur varie de 8000 pieds à 16 000 pieds, avec une moyenne de 8500 pieds dans la zone à tendance grasse, 9500 pieds dans la zone de gaz condensat / humide, et 13 000 pieds dans la zone de gaz sec ,Le schiste de Frasnien a une épaisseur brute de 50 à 500 pieds, avec une épaisseur nette moyenne de 248 pieds riche en matière organique. Le schiste Frasnien a des valeurs COT allant de 3% à 10%, avec une moyenne de 6%. [48]

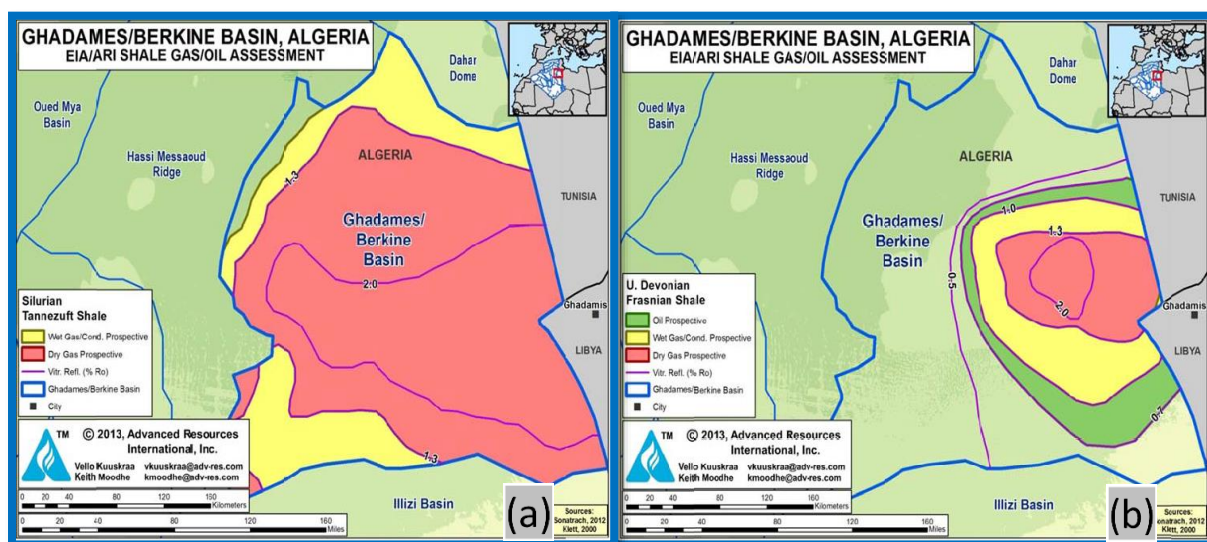


Figure III.3 : Bassin de Ghadamès: (a) le schiste de Silurien Tanezouft et (b) du Frasnien Dévonien supérieur, (limites et maturité thermique) . [48]

### III.5.2. Bassin ILLIZI :

#### III.5.2.1. Contexte géologique :

Le bassin d'Illizi est situé au sud du bassin Ghadamès (Berkine), séparées par une ligne de charnière dans la pente des roches du sous-sol. Cette ligne de charnière contrôle une grande partie des différentes générations de pétrole, de migration et d'accumulation histoire de ces deux bassins .



Le bassin d'Illizi est délimité à l'est par l'arc T'embéqua (Garoafe), au sud par le massif du Hoggar, et à l'ouest par l'axe structurale Amguid-Hassi Touareg qui sépare le bassin d'Illizi dans le bassin Mouydir, Le bassin d'Illizi se trouve sur un sous-sol élevée et donc ses formations de schiste sont moins profondes que dans le bassin du Ghadamès (Berklina). Nous avons cartographié une zone prospective de gaz et l'huile de schiste de 26 600 mi<sup>2</sup> pour le bassin d'Illizi . [48]

### III.5.2.2. Propriétés réservoir (zone prospective) :

Seul le schiste de Silurien Tanezrouft est évalué comme prospective dans le bassin d'Illizi. (Le schiste Frasnien Dévonien supérieur de bassin d'Illizi a été exclu en raison de l'épaisseur insuffisante et faible maturité thermique.) La profondeur du schiste Tanezrouft va de 3000 à 8000 pieds, avec moyenne de 5000 pieds dans la zone septentrionale prospective du bassin. L'épaisseur brute du schiste Tanezrouft comprise entre 30 et 330 pieds, avec un épaisseur nette moyenne de 162 pieds. Le COT de ce type de schiste (II kérogène marine) varie de 2% à 10%, avec une moyenne de 5,7%. Le bassin a une maturité thermique (R<sub>0</sub>) de 1% à plus de 2%. Cela place le schiste Tanezrouft dans la fenêtre de gaz humide et condensats (R<sub>0</sub> de 1% à 1,3%) dans la partie centre-nord du bassin et place le schiste dans la zone la plus profonde autour du bassin d'Illizi dans la fenêtre à gaz sec. [48]

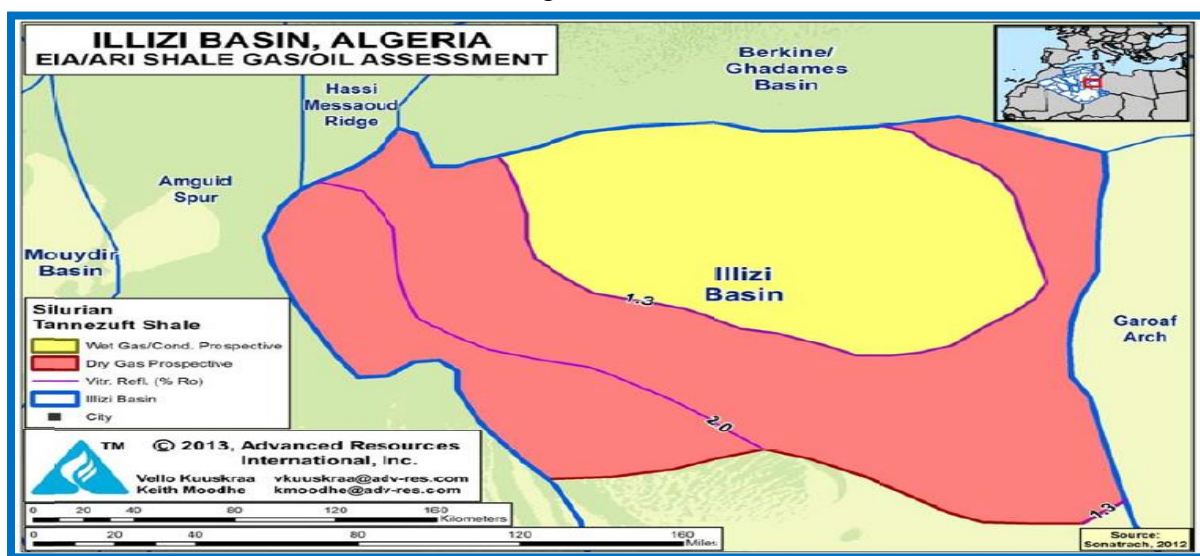


Figure III.4 : bassin d'Illizi : le schiste de Silurien Tanezrouft (limites et maturité). [48]

### II.5.3. BASSIN Ahnet :

#### II.5.3.1. Contexte géologique :

Le bassin d'Ahnet est situé dans la plate-forme Saharienne, au sud du bassin de Timimoun à l'ouest du bassin Mouydir, et le nord du Bouclier Hoggar.

Le bassin d'Ahnet est un bassin de direction nord-sud qui contient (plus de 3 000 pieds) de

sédiments du Paléozoïque y compris les schistes du Silurien et du Dévonien organiques riches. Les structures dans le bassin prennent la forme des grands anticlinaux et dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur la section nord à sud. [48]

### III.5.3.2. Propriétés de Réservoir (zone prospective).

#### A-Formation Silurien Tanezrouft :

La profondeur des schistes de Tanezrouft varie de 6000 à 10,500ft, en moyenne 8 000 pieds. L'épaisseur du schiste varie de 150 à 500 pieds, avec une moyenne de 330 pieds . La COT du schiste varie de 1,5% à 4%. La maturité thermique de schiste Tanezrouft du bassin de l'Ahnet est dans la fenêtre de gaz sec ( $R_0 > 1,3\%$ ) . [48]

#### B-Formation Frasnien Dévonien :

La profondeur des schistes Frasnien varie d'environ 3300 à 9500 pieds, en moyenne 6000 pieds, avec la zone de gaz humide / condensat moins profonde et la zone de gaz sec plus profonde. L'épaisseur brute du schiste varie de 60 à 275 pieds, avec un moyenne d'environ 54 pieds dans la zone de gaz sec et de 248 pieds dans la zone de gaz humide / condensat. Le COT varie de 3% à 4% et est principalement de type III kerogen à tendance gazeuse. La maturité thermique de la zone prospective du schiste Frasnien se situe dans les fenêtres de gaz humide / condensat et de gaz sec ( $R_0 > 1,0\%$ ). Les évaluations pétro-physiques des schistes de Frasnien indiquent une porosité de 6% et une faible saturation de l'eau dans la zone la plus profonde et prospective du bassin d'Ahnet. [48]

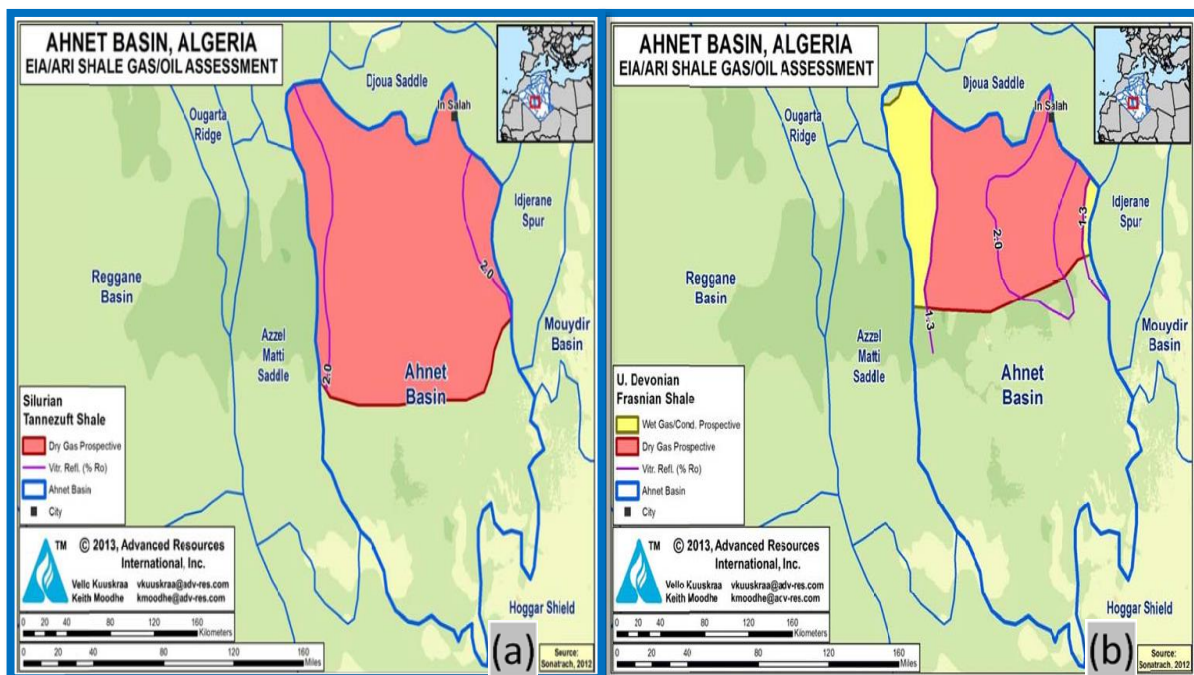


Figure III.5 : Bassin de Ahnet : (a) le schiste de Silurien Tanezrouft et (b) du Dévonien Frasnien supérieur, (limites et maturité thermique). [48]

### III.5.4. Bassin de Timimoun :

#### III.5.4.1. Contexte géologique :

Le bassin de Timimoun, situé dans le centre de l'Algérie, est délimité au nord et à l'est par des soulèvements structurels, à l'ouest par la selle de Beni Abbes, et au sud par la selle de Djoua qui sépare le bassin de Timimoun du bassin d'Ahnet. La profondeur et le dépôt du bassin de Timimoun varient considérablement en raison de l'érosion le long des hauts structuraux au cours de l'Hercynienne.

La section paléozoïque est la plus dense au centre du bassin de Timimoun, éclaircie vers le nord et l'est. Les principales roches sources de schiste dans ce bassin sont le schiste de Silurien Tannezuft et le Schiste de Frasnien Dévonien supérieur.

Il est cartographié une zone prospective de 41670 mi<sup>2</sup> de gaz sec pour le schiste de Tannezuft qui couvre essentiellement tout le bassin de Timimoun, à l'exclusion d'une petite zone le long de la partie nord-ouest du bassin où le Silurien est absent. [48]

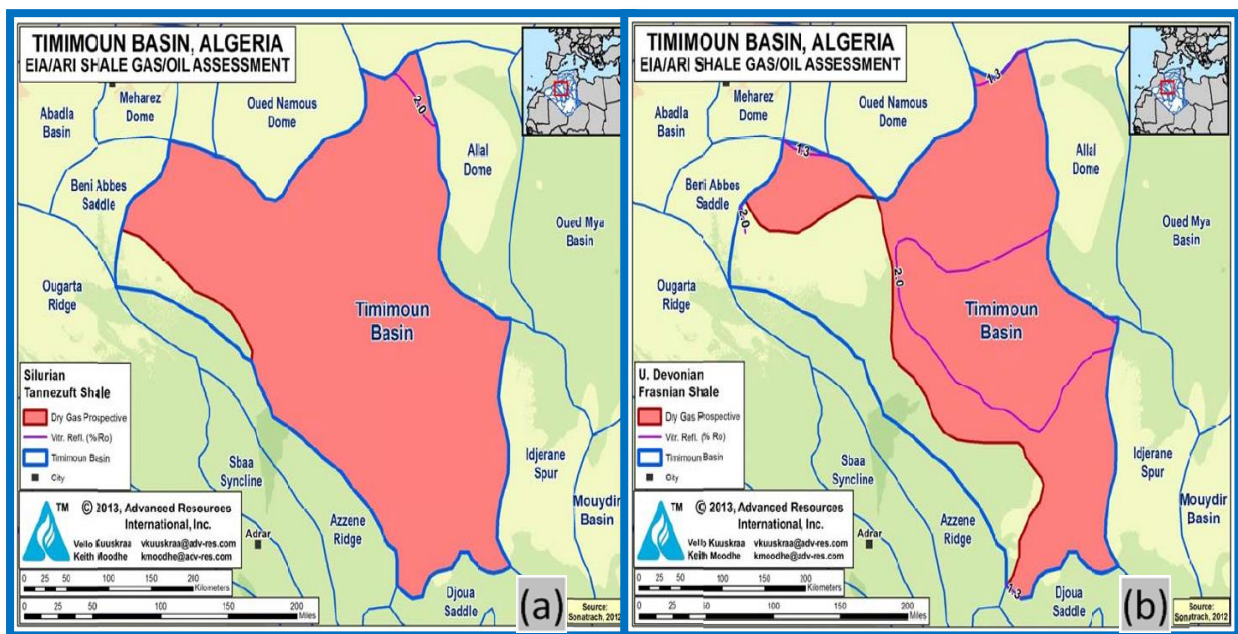


Figure III.6 : Bassin de Timimoun : (a) le schiste de Silurien Tannezuft et (b) du Frasnien Dévonien supérieur, (limites et maturité thermique). [48]

#### III.5.4.2. Propriétés du réservoir (zone de prospection) :

##### A-Formation Silurien Tanezrouft :

La profondeur de la zone de prospection de gaz sec de schiste Tannezuft dans le bassin de Timimoun s'étend de 5000 pieds sur les bords du bassin à près de 15 000 pieds dans le centre du bassin, en moyenne 10 000 pieds. L'épaisseur brute de l'intervalle de schiste est 100 pieds. Le COT du schiste de Tannezuft est en moyenne de 2,8% dans la zone prospective. [48]

## B-Formation Frasnien Dévonien supérieur :

La profondeur de la zone de prospection de gaz sec de schiste de Frasnien Dévonien supérieur dans le bassin du Timimoun s'étend d'environ 3 300 pieds le long du bassin jusqu'à environ 9 000 pieds dans le centre du bassin, soit en moyenne 6 000 pieds. L'épaisseur brute de l'intervalle de schiste est de 200 pieds, Le TOC du schiste de Frasnian est en moyenne de 4% dans la zone prospective. [48]

### III.5.5. Bassin de Mouydir :

#### III.5.5.1. Contexte géologique :

Le bassin de Mouydir est situé dans le centre de l'Algérie, à l'ouest du bassin d'Illizi et à l'est de Bassins de Timimoun et d'Ahnet. Une variété de crêtes structurales surélevées séparent ces bassins, Les sédiments paléozoïques siluriens et dévoniens, qui comprennent l'important de schiste silurien Tannezuft et le schiste Frasnian Dévonien supérieur sont les plus profonds dans la partie nord de bassin et la culture dans la partie sud du bassin. Il a été cartographié une zone potentielle de 12840 mi<sup>2</sup> dans la partie nord du bassin, limitée le sud par la profondeur du schiste. [48]

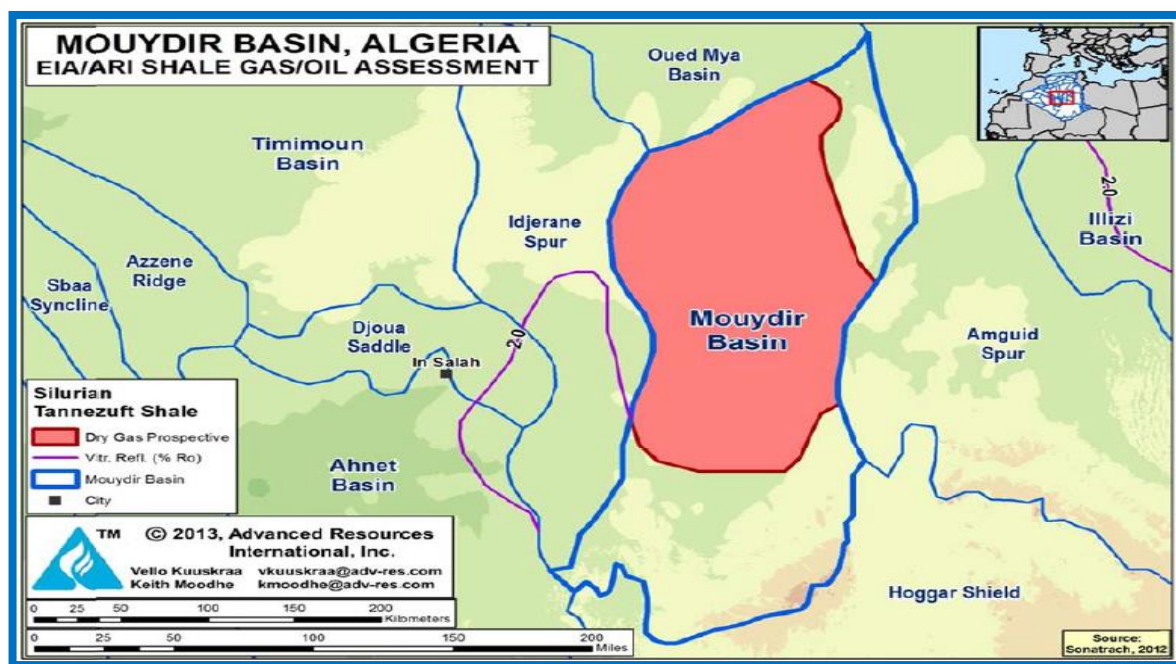


Figure III.7 : Bassin de Mouydir: le Schiste de Silurien Tannezuft,(limites et maturité thermique). [48]

#### III.5.5.2. Propriétés du réservoir (zone de prospection) :

Seul le le schiste de silurien Tannezuft est évalué comme prospectif dans le bassin de Mouydir. (Le schiste Frasnian Dévonien, quoique épais et organiquement riche, est

généralement trop peu profond, à moins de 3 300 pieds, excluant le schiste d'une évaluation plus poussée.) ,La profondeur du schiste de Tannezuft varie de 5 000 à 10 000 pieds , en moyenne 6 500 pieds . L'épaisseur brute de schiste varie de 20 à 120 pieds, avec une moyenne de 60 pieds. Le schiste de Tannezuft dans le bassin de Mouydir a une teneur en COT allant de 2% à 4%, avec une maturité thermique supérieure à 1,3% R<sub>0</sub>, plaçant le schiste dans la fenêtre de gaz sec. [48]

### III.5.6. Bassin de Reggane :

#### III.5.6.1. Contexte géologique :

Le bassin de Reggane situé dans la partie désertique du Sahara du centre de l'Algérie , est séparé de Bassin de Timimoun par la crête d'Ougarta. Le bassin est un synclinal asymétrique, délimité sur le nord par une série de failles de réserve et au sud par des affleurements peu profonds . ce bassin peut contenir plus de 800 m de section silurienne, bien que le contrôle du partie du bassin est limitée. Le bassin contient également le Frasnien Dévonien supérieur qui aurait atteint une épaisseur maximale de 400 m.

Il a été cartographié de 34750 mi<sup>2</sup> pour le schiste de Silurian Tannezuft et 4680 mi<sup>2</sup> pour le schiste de Frasnien Dévonien supérieur dans les parties EST du bassin de Reggane. [48]

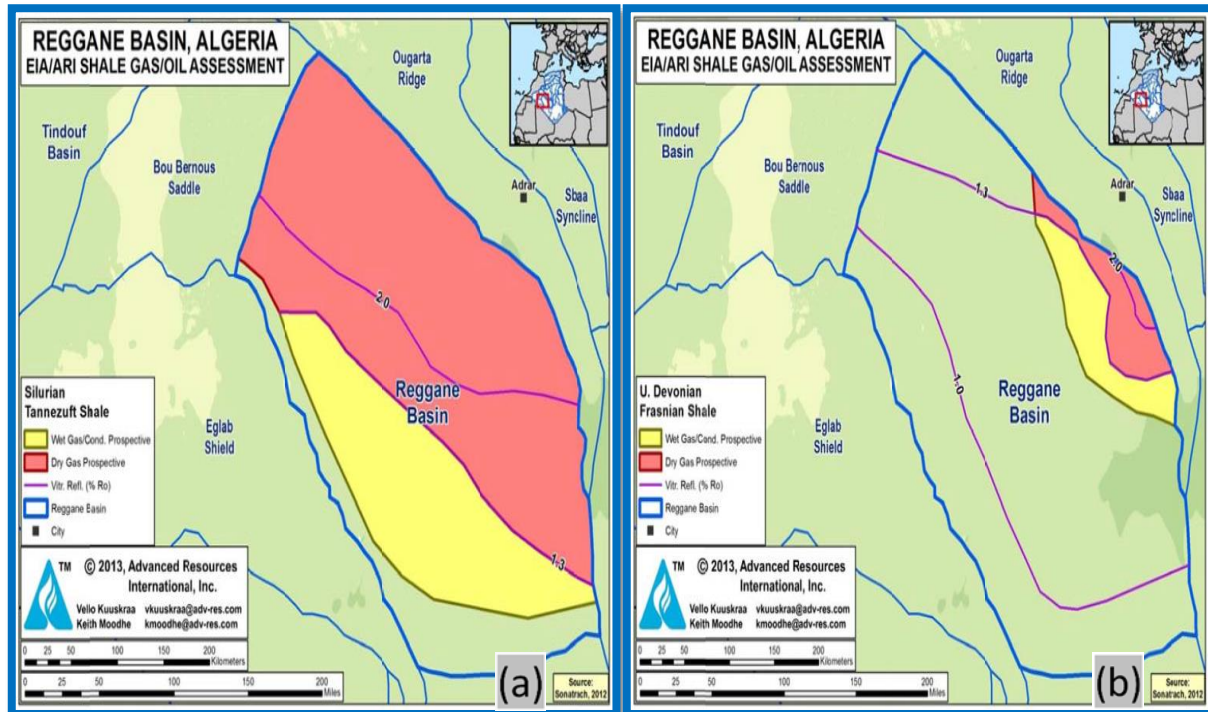


Figure III.8 : Bassin de Reggane : (a) le schiste de Silurien Tannezuft et (b) du Frasnien Dévonien supérieur, (limites et maturité thermique). [48]

### III.5.6.2. Propriétés du réservoir (zone de prospection) :

#### A-Formation Silurien Tanezrouft :

La profondeur de la zone prospective pour Le schiste de Silurien Tanezouft s'étend de 16 000 pieds au nord , à 5 000 pieds au sud, avec une superficie moyenne de 10 000 pied le gaz humide et condensat de La zone prospective est légèrement moins profonde que cette moyenne, tandis le gaz sec est plus profonde . La section riche dans la zone prospective s'étend d'environ 130 à 230 pieds, le COT est favorable, allant de 3 à 5%.

La maturité thermique place la zone prospective du schiste de Tanezouft dans la fenêtre de gaz humide et de condensation ( $R_0$  de 1,0 à 1,3%) dans le sud moins profond et dans la fenêtre de gaz sec ( $R_0 > 1,3\%$ ) dans le nord plus profond. [48]

#### B-Formation Frasnien Dévonien supérieur :

La profondeur du Dévonien supérieur peu profond de schiste Frasnian dans le bassin de Reggane s'étend de 5 500 pieds à 16 000 pieds, avec une moyenne d'environ 10 500 pieds dans la zone prospective, la zone de gaz humide / condensat étant moins profonde et la zone de gaz sec plus profonde. L'épaisseur de la partie riche en matière organique du schiste varie de 260 à 330 pieds, La COT du schiste varie de 2% à 4% , la maturité thermique place la zone prospective du schiste Frasnian dans les fenêtres humides / condensat et gaz sec ( $R_0 > 1\%$ ), Les schistes Frasnian ont une bonne porosité d'environ 6% avec une faible saturation en eau, basée sur des évaluations pétrophysiques des schistes de Frasnian dans le bassin d'Ahnet adjacent. [48]

### III.5.7. Bassin de Tindouf :

#### III.5.7.1. Contexte géologique :

Le bassin de Tindouf est situé dans la partie extrême sud-ouest de l'Algérie, bordé l'ouest par le Maroc et le sud par la Mauritanie. Ce grand bassin, est le moins exploré du sahara plate-forme, couvre une superficie de plus de 45000 mi<sup>2</sup> juste au sein de l'Algérie.

En raison des pénétrations limitées des puits, une incertitude considérable entoure le potentiel de gaz et de pétrole de schiste du bassin de Tindouf. Basé sur des données récentes de Sonatrach, le schiste de Frasnien dévonien est relativement mince (moyenne de 10 m) avec un COT de seulement environ 1%. En tant que tel, cette unité de schiste a été exclue de toute autre évaluation quantitative. Toutefois, le schiste de Silurian Tanezouft semble d'être plus prometteur. Il a été établi une zone de prospection gazeuse sec et humide de 29140 mi<sup>2</sup> pour

le schiste silurien Tannezuft dans la partie nord du bassin de Tindouf où le TOC est de 2% ou plus. [48]

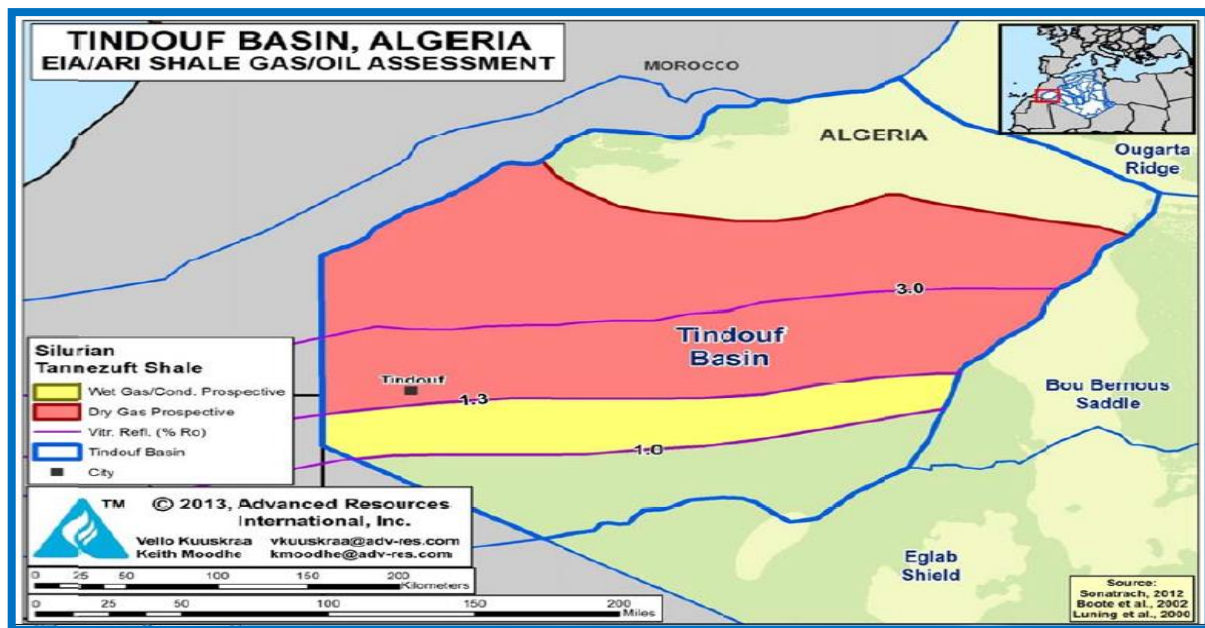


Figure III.9 : Bassin de Tindouf :le Schiste de Silurien Tannezuft,(limites et maturité thermique). [48]

### III.5.7.2. Propriétés du réservoir (zone de prospection) :

La profondeur du schiste de Silurien Tannezuft dans la zone de prospection varie de 6 600 à 14 000 pieds, avec une moyenne d'environ 10 500 pieds. Alors que la section totale de Silurien supérieur peut avoir plusieurs milliers de pieds d'épaisseur, la portion organique du schiste de Silurien Tannezuft a une épaisseur nette de seulement 54 pieds où la TOC dépasse 2%. Dans la zone prospective, les schistes de Tannezuft se trouvent à la fois dans les fenêtres de gaz humide / condensat et de gaz sec ( $R_o > 1,0\%$ ) et présentent un kérogène de type III propice aux gaz. [48]

### III.6. Le potentiel de gaz de schiste en place :

D'après l'étude d'ARI, on estimait à 3419 tcf les réserves de gaz en place et 707 tcf les réserves de gaz techniquement exploitables, ces dernières étant situées dans les sept bassins comme il est montré dans le tableau :

**Tableau III.2 : les ressources de shale gaz , au niveau du bassin et de la formation [48]**

Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)
Algeria	Ghadames/Berkine	Frasnian	496	106
		Tannezuft	731	176
	Illizi	Tannezuft	304	56
	Mouydir	Tannezuft	48	10
	Ahnet	Frasnian	50	9
		Tannezuft	256	51
	Timimoun	Frasnian	467	93
		Tannezuft	295	59
	Reggane	Frasnian	94	16
		Tannezuft	542	105
	Tindouf	Tannezuft	135	26

### III.7. Le plan de l'Algérie pour le gaz de schiste :

La société Algérienne, Sonatrach, a entrepris un effort global pour définir la taille et la qualité de ses ressources en gaz de schiste. À ce jour, la société a établi une base de données de carottes anciens, de diagraphies et d'autres données et l'a complétée par des informations provenant de nouveaux diagraphies de puits de schiste dans les principaux bassins schisteux d'Algérie. Le prochain plan consiste à forer une série de puits pilotes pour tester la productivité des bassins hautement prioritaires, en ciblant les formations de schiste à COT élevé (> 2%) et à forte épaisseur (> 20m) à des profondeurs modérées (<3000 m) [34] .

Les grandes lignes de l'exploitation du gaz de schiste peuvent être résumées :

**A- Définition de play "shale gas":** faire une évaluation régionale en exploitant les données disponible (carottes, diagraphie, cartographie sismique, indice de forage et autres).

**B- Consolidation de la base de données:** collecte de données complémentaires dans différents bassins, carottes et logs spécifiques (ECS, APS, CMR, Sonic Scanner, Résistivité, EMS, FMI ...).

**C- Confirmation du concept :**

- Études détaillées du potentiel de gaz de schiste des bassins principaux
- Démontrer le concept sur 2 ou 3 puits pilotes par les opérations principales:
  - Productivité de la formation, conception de l'essai et autres mesures.
  - Forage du drain horizontal.
  - Type de stimulation des fractures (transversales, longitudinales).



- Estimer les ressources et faire l'évaluation économique dans le contexte Algérien.
- Quel est le volume de gaz en place?
- Est-il productible?
- Quelle serait la production à court et à long terme?
- Est-ce économique?

**D- Phase de développement:** cette phase nécessite des investissements très coûteux, par rapport au volume de travail à réaliser, et une expertise établie. [49]

### III.8. Comparaison Shales Gas du Frasnien (Ahnet-Algérie) avec les principaux US (résultats préliminaires) :

L'analyse porte sur les sept principaux bassins contenant du gaz de schiste au nord-Américain. Les études sur ses schistes ont été examinées pour établir certaines similitudes avec les bassins de schiste Ahnet.

**Tableau III.3 : Comparaison Shales Gas du Frasnien (Ahnet-Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires) . [49]**

Formation	Net Ft. Pay	Avg. Eff. Phi (%)	Avg. TOC (wt%)	Avg. Sw (%)	Avg. K (nD)	Total GIP (Bcf/mi <sup>2</sup> )
Marcellus Shale (Wash Co)	76	8.1	3.6	19	567	59
Barnett Shale (Core)	133	8	3.3	24.5	299	139
Woodford Shale (Arkoma)	66	6.8	6	26.4	285	59
Atoka Shale	21	9.6	2.6	48	191	55
Fayetteville Shale	84	7.2	3.6	29.1	288	53
Haynesville Shale	112	8.4	2.2	39	270	129
Eagle Ford Shale	105	6.6	2.7	23	284.5	90
Algeria (area A)	108	7.0	2.7	18	350	65
Algeria (area B)	250	8.6	4.1	23.2	360	122
Algeria (area C)	248	9.0	4.0	22	354	122

#### Conclusion :

Une revue a été présentée sur les réservoirs des gaz de schiste en Algérie selon des études réalisées soit par SONATRACH ou par EIA.

L'Algérie a engagé d'évaluer ces ressources après l'accord de parlement sur la loi 13/01 relative aux hydrocarbures. Ces études et la comparaison va nous fournir une base de donnée à évaluer les impacts environnementaux dans le cinquième chapitre.

# Chapitre IV

---

Technique De Complétion et Stimulation  
Par Fracturation Hydraulique

## Introduction :

Comme mentionné précédemment, les réservoirs de shale gas nécessitent des technologies ou des traitements spécialisés pour être produits de façon économique. Dans ce chapitre, nous essayons d'expliquer les techniques et les éléments clés de complétion / stimulation par fracturation hydraulique et comment ils répondent aux objectifs des puits horizontaux.

### IV.1. Forage horizontal :

Le forage vertical est généralement utilisé dans les phases initiales ou d'essai pilote d'un jeu de schiste émergent, étant donné le coût moins élevé du carottage et du forage vertical. Cependant, une fois qu'un gisement de schiste est considéré comme commercialement viable sur la base de tests précoces, presque sans exception le développement à grande échelle est entrepris en utilisant le forage horizontal. Dans un puits horizontal, un puits vertical est dévié pour forer latéralement [34]. Le but du forage horizontal est d'accroître le contact entre le puits et les shales, afin d'augmenter le potentiel de récupération du gaz [50]. En comparaison, un puits horizontal peut s'étendre de 2 000 à 6 000 pieds de longueur et drainer un volume jusqu'à 6 000 pieds par 1 320 pieds par 50 pieds d'épaisseur, une superficie environ 4 000 fois plus grande que celle drainée par un puits vertical. L'augmentation du drainage crée un certain nombre d'avantages importants pour les préoccupations horizontales et verticales. [51]

#### IV.1.1. Puits multilatéraux (multi-well pad) :

Afin de minimiser le nombre d'implantations en surface, d'optimiser l'extraction et de réduire les coûts, certaines sociétés pétrolières utilisent des plateformes compactes, comprenant un ou plusieurs puits verticaux suivis de plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste.

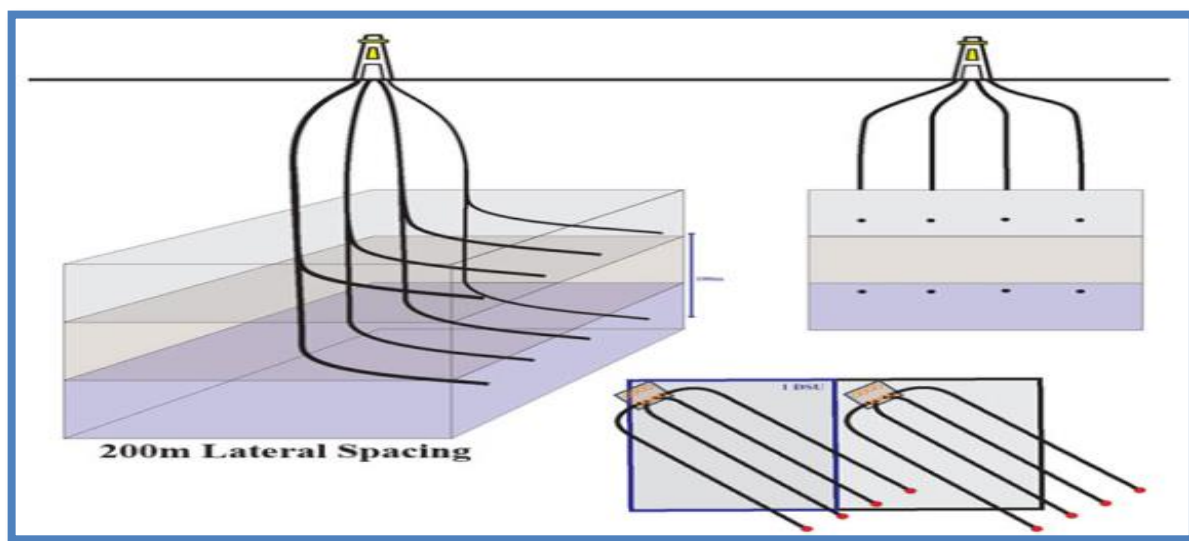


Figure IV.1 : Techniques d'optimisation des puits. [53]

On peut forer 12 à 20 drains horizontaux (puits multilatéraux) de 1 à 4 km de longueur à partir d'un même forage. Chaque drain peut faire l'objet de plus d'une dizaine de fracturations hydrauliques (jusqu'à 30), et l'exploitation d'un gisement suppose de nombreuses plateformes. [52]

## **IV.2. Complétion et techniques :**

La réalisation de puits horizontaux non conventionnels nécessite des études d'optimisation du quantités physiques telles que le nombre de fractures (stades), les fractures inter-distances, la longueur de rupture, la conductivité de la fracture, le volume de fluide de fracturation, le temps d'injection, la surface de puissance requise, la production sélective et le traitement zonal spécifique , tout en mettant évidemment la longueur du drain horizontal.

Ces paramètres requis et Sweet Spot-seront utilisés pour la sélection de la complétion en tant que ciment ou tubage et des techniques ouvertes de perforation et de stimulation. Ces études d'optimisation fourniront une solution optimale à la complétion et à la stimulation afin d'avoir des effets positifs et durables nécessaires à la rentabilité non conventionnelle du réservoir. Le choix de la complétion et de la stimulation soulage les étapes suivantes:

- Les objectifs de développement et la performance économique du puits, en soulignant les avantages supplémentaires de diverses complétion et stratégies de stimulation.
- Établir des critères de sélection basés sur les objectifs et les performances économiques.
- Intégrer les objectifs du réservoir et les limites géomécaniques dans les puits de complétion et les stratégie de stimulation.
- Identifier et compléter la technique de stimulation du puits appropriée, basée sur le sweetspot et l'architecture du puits.

La technologie fournie par Halliburton pour la complétion et la stimulation du puits horizontal comprend les quatre techniques suivantes:

- Plug-n-Perf.
- Ball Drop Frac Sleeve.
- Coiled Tubing.
- Intelligent Completion.

### **IV.2.1.Plug-And-Perf :**

Cette technique est la plus couramment utilisée dans la fracturation hydraulique, elle a des avantages économiques tels qu'un nombre illimité d'étapes de fracturation avec des restrictions flexibles et moins coûteuses. Il peut être appliqué avec la complétion du tubage ou

du liner cimentée, par bouchon d'ancrage pour isoler la zone (stade) qui aura déjà fracturé, la perforation et la fracturation d'une nouvelle zone. [34]

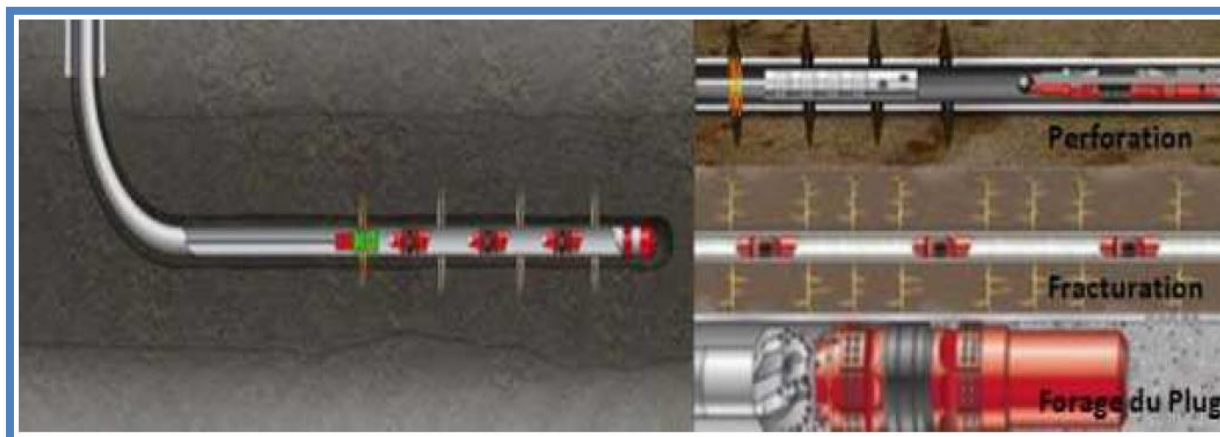


Figure IV.2 : La technique de fracturation par Plug-And-Perf [34]

#### IV.2.2. Ball Drop Frac Sleeves (Multi-Stage Frac Sleeves) :

Cette technique s'adapte à la configuration Open Hole, est équipée de Packers pour isoler les zones (stades) et d'un système permettant d'ouvrir le passage des perforations Sleeves et de donner accès à la zone à fracturer. L'ouverture des perforations se fait par les Sleeves en envoyant de la surface d'une bille qui y glisse et ouvre le passage des trous de perforation ,

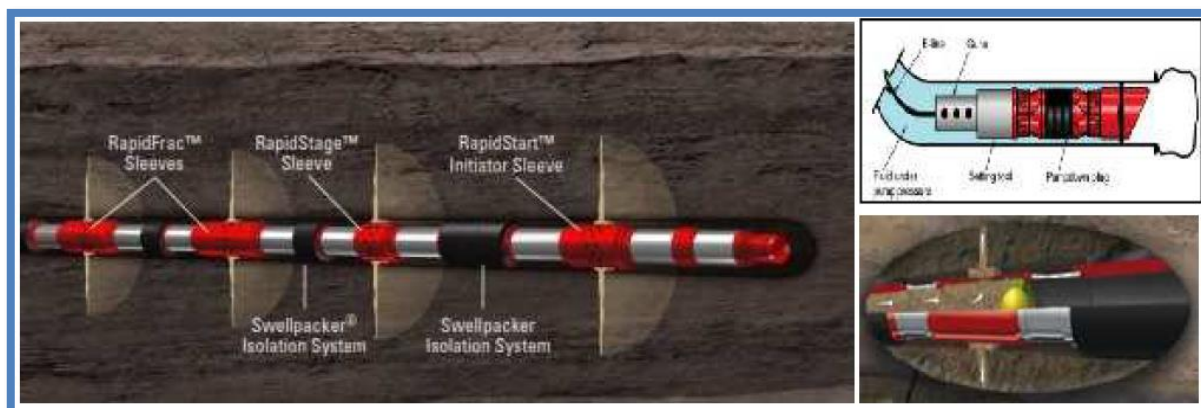


Figure IV.3 : La technique de fracturation par Ball Drop Frac Sleeves. [34]

Ball Drop Frac Sleeves se caractérise par son efficacité (garder le temps) par rapport à Plug-And-Perf Parmi ses avantages comprennent l'opération ne nécessite pas de perforation et bouchon pour les fractures d'isolation, pompage en continu, une limitation du nombre d'étapes de fracturation et fournit la sélectivité de fracturation hydraulique multiple.

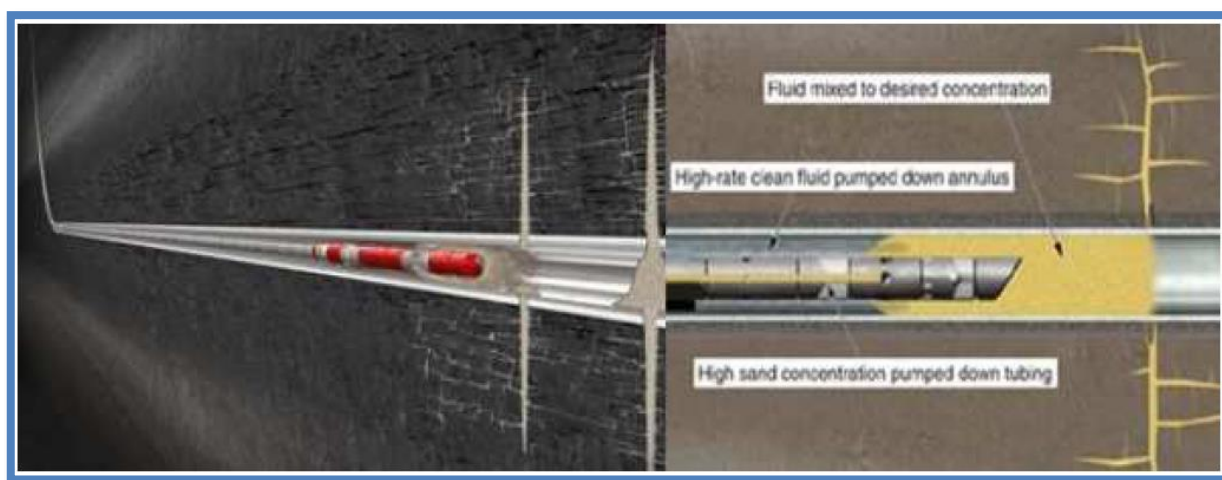
Cinq (5) types de Sleeves sont utilisés pour cette technique:

- ✓ Initiator Sleeve RapidStart utilisé sauf pour la première étape de fracturation.
- ✓ RapidFrac Sleeve, jusqu'à 20 étapes de fracturation.
- ✓ RapidStage Sleeve, jusqu'à 41 étapes de fracturation.

- ✓ RapidShift Mechanical Shift Sleeve, jusqu'à 41 étapes de fracturation.
- ✓ RapidShift Ball Drop Sleeve, jusqu'à 41 étapes de fracturation.

### IV.2.3. Coiled Tubing (stimulation PinPoint) :

Cette technique de fracturation est basée sur l'injection du fluide de fracturation à travers le tubing et l'annulaire Coiled (complétion Coiled Tubing), la méthode d'injection consiste à pomper un fluide contenant des proppants dans le Coiled Tubing, en parallèle un fluide non abrasif est injecté à grande vitesse dans l'espace annulaire, ces deux fluides mélangés au fond du puits initient et accélèrent la propagation des fractures.



**Figure IV.4 : la technique de fracturation par Coiled Tubing.** [34]

Cette technique a plusieurs avantages tels que pas besoin de bouchon d'isolation, moins de risque, placement rapide et flexible de la fracturation avec précision (fluide et proppant), puissance réduite (nombre de pompe HHP) et encombrement de volume d'eau requis est réduit par rapport à la méthode Plug-And-Perf .

PinPoint fournit une gamme de cinq (5) techniques pour la fracturation de CoiledTubing:

- SurgiFrac: Roche ductile,
- CobraMax DM: Roche modérément fragile.
- CobraMax H: rocher ductile.
- Cobra Max HJA: Roche ductile.
- CobraMax ASF: roche fragile.

### IV.2.4. SmartCompletion, Multi-stages Frac Valve :

Smart completion est appliqué à la configuration Open Hole. C'est avec un système de contrôle électrohydraulique sélectif et flexible (Smart Plex) pour l'ouverture et la fermeture des vannes à partir de la surface inférieure toute commande.

Ce système de valve est utilisé pendant la fracturation, et lors du nettoyage et du processus de production (zones sélectives ou fluides pour produire une re-fracturation).

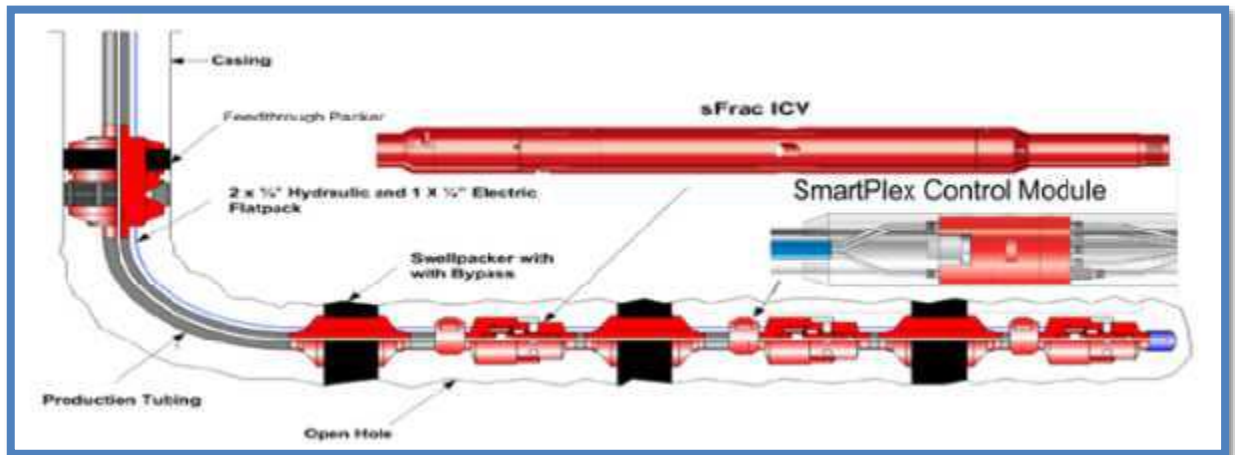


Figure IV.5 : Smart Completion. [34]

### IV.3. Méthodes de perforation :

Le but de la perforation est d'avoir accès au réservoir après l'introduction de complétion, il s'applique aux deux types de complétions suivants :

- trou tubé cimenté.
- Liner cimenté.

Dans l'industrie pétrolière, il existe deux méthodes de perforation, qui sont:

- Perforation avec explosif.
- Perforation avec Coiled Tubing.

#### IV.3.1. Perforation avec explosif :

Dans cette méthode , un outil de poinçonnage (Perf-Gun) est utilisé comprenant des détonateurs à explosifs , il est utilisé pour perforer le tubage avant la fracturation hydraulique . Le dispositif de perforation est relié à un câble électrique pour permettre l'explosion des charges de la surface.

Dans les puits horizontaux , quatre techniques sont utilisées pour descendre et pousser le perforateur (Perf-Gun) à travers la partie horizontale:

- Jointed Tubing.
- Coiled Tubing.
- Wireline Tractors.
- Pumped Down Wire Line.

### IV.3.2. Perforation avec Coiled Tubing :

L'outil Surji-Jet est descendu avec le Coiled Tubing . Cette méthode est basée sur l'effet du jet à haute pression et l'érosion par le sable pour passer à travers le tubing, la cimentation et pénétrer dans la formation



Figure IV.6 : Perf-Gun [34]



Figure IV.7 : Surji-Jet [34]

### IV.4. Méthodes de fracturation :

Aujourd'hui, les traitements de stimulation dans le schiste se concentrent souvent sur l'efficacité et la vélocité opérationnelles pour pomper le Frac job afin d'aller de l'avant. Ainsi, avec les nouvelles techniques de Coiled Tubing dans la fracturation des réservoirs non conventionnels, les fluides de fracturation sont simplement pompés, et aucun changement n'est apporté à la conception originale, qui vise à maximiser le volume du réservoir fracturé, à améliorer en minimisant l'anisotropie des contraintes de connectivité qui régissent le substrat rocheux pour créer un réseau de fractures les plus complexes possible.

#### IV.4.1 Texas 2 Step :

Dans cette méthode, nous divisons le drain horizontal avec une multitude de fractures transversales, en commençant par l'extrémité la plus éloignée du drain jusqu'à la partie supérieure, Cette technique consiste en une fracture entre deux points, puis l'ajout d'une fracture intermédiaire autour des sresses qui régissent la roche.

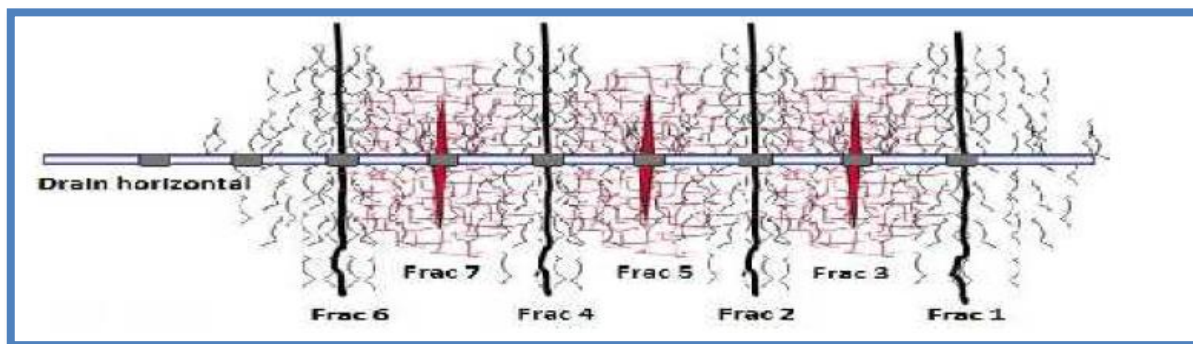


Figure IV.8 : Texas 2 Step . [34]



#### IV.4.2. Zipper Frac :

Cette méthode est appliquée pour la fracturation WellPads qui comportent plusieurs drains horizontaux, le principe est de créer des fractures équidistantes suivant l'ordre ascendant le long des drains parallèles supposés, afin que ces fractures respectent les premières fractures d'alignement.

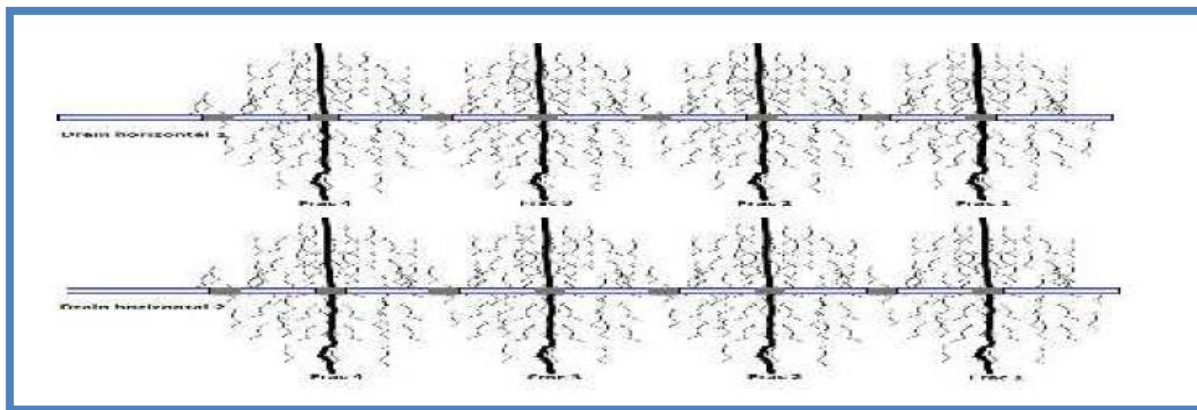


Figure IV.9 : Zipper Frac . [34]

#### IV.4.3. Modifier Zipper Frac :

Le principe de cette méthode est le même que celui de Zipper Frac sauf que les fractures de deux drains parallèles et successifs sont imbriquées pour maximiser le volume du réservoir fracturé créer plus de complexité dans la roche, comme l'illustre la figure suivante. [34]

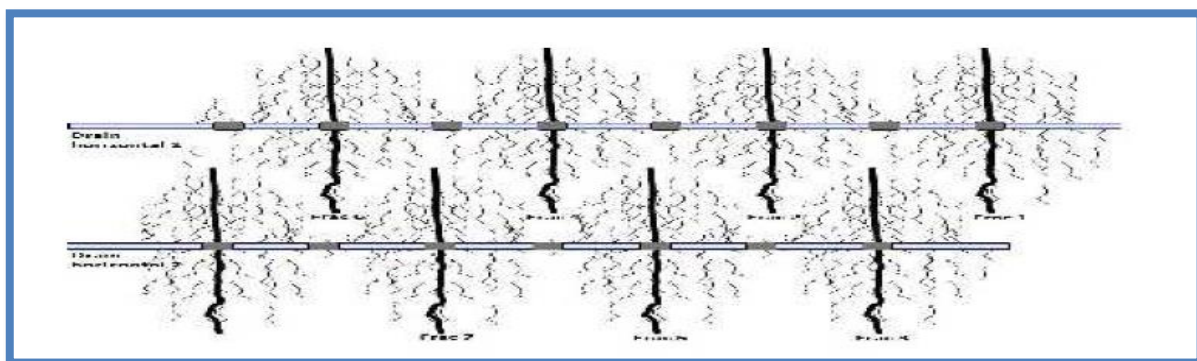


Figure IV.10 : Modifier Zipper Frac . [34]

#### IV.5. La fracturation hydraulique des puits de shale gas :

C'est une méthode bien connue et largement employée par l'industrie pétrolière et gazière Pour améliorer l'exploitation des réservoirs de faible perméabilité. [54]

Pour réaliser cette fracturation hydraulique on va injecter de l'eau sous forte pression en général de 345 à 690 bar parfois jusqu'à 1000 bar [55]. Cette pression provoque l'apparition de fissures de quelques millimètres de large et peuvent atteindre 100 m de long et 10 m de haut.

Afin d'obtenir des pressions suffisantes pour fracturer la roche, on injecte de l'eau mais aussi du sable fin qui va empêcher les fractures de se refermer une fois la fracturation hydraulique terminée afin de former un drain pérenne par lequel le gaz va pouvoir migrer vers le puits de production. On ajoute aussi des additifs chimiques qui vont permettre à la fracturation hydraulique d'être plus efficace.

Cette opération est répétée de 8 à 13 fois en revenant vers le début du drain horizontal jusqu'à ce que tout le gisement ait été exploité. [55] Les opérations complexes de fracturation (variation de la pression, des débits, de la composition des différentes strates du fluide de fracturation, etc.), dépendent des caractéristiques de la roche à fracturer.

La situation après la fracturation peut être visualisée en réalisant une petite étude sismique, c'est la seule manière de savoir ce qui se passe. [56]

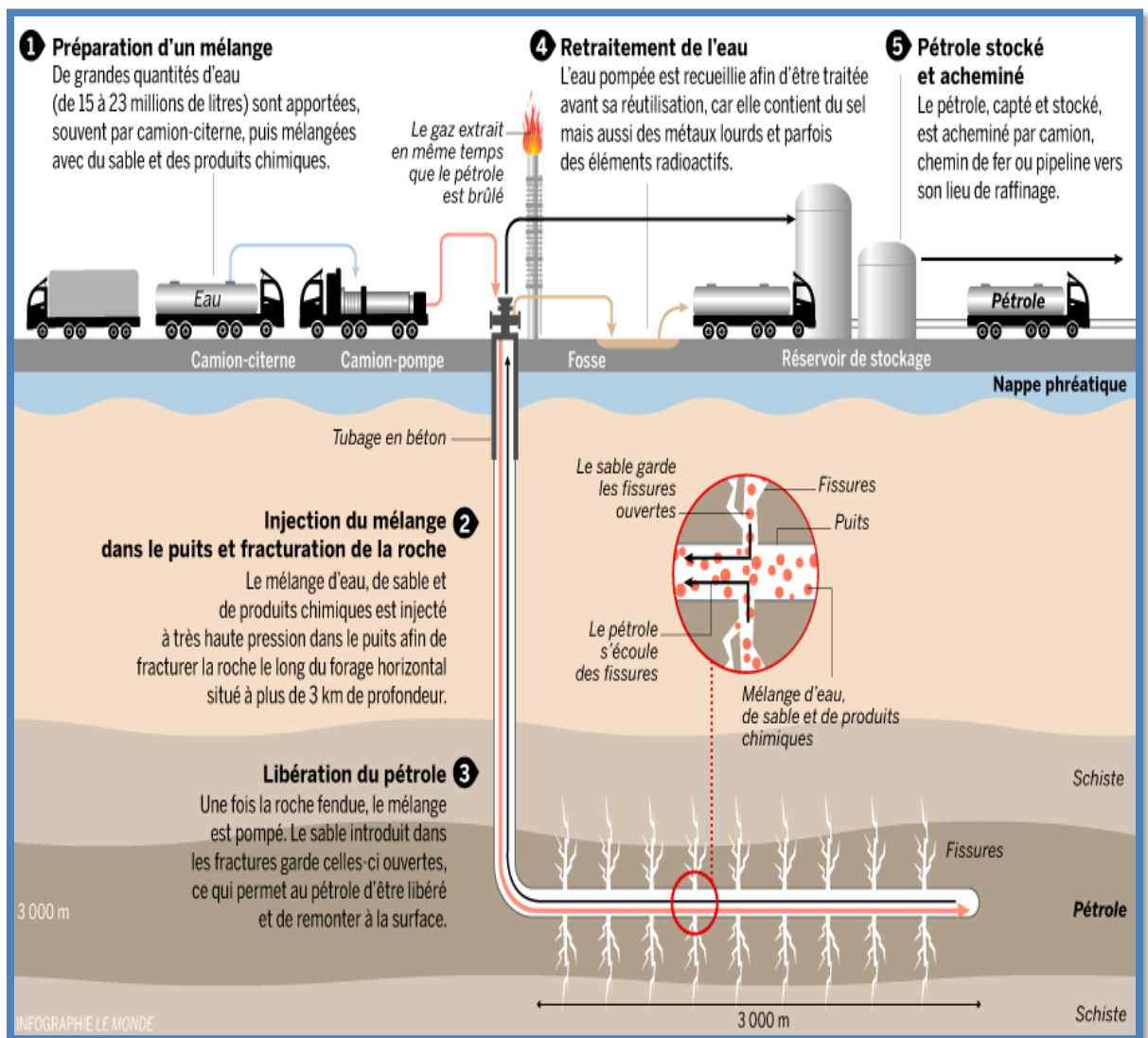


Figure IV.11 : résumé schématique de la fracturation hydraulique. [57]

### IV.5.1. Propriétés Mécanique des roches :

#### IV.5.1.1. Contrainte in-situ :

Au cours de la dernière décennie , la géomécanique est devenue une discipline importante Géosciences en ce qui concerne les réservoirs conventionnels et non conventionnels, Pour les réservoirs de schiste, la géomécanique est généralement appliquée dans deux domaines:

- Aide à anticiper et prévenir l'échec du forage. Ceci est une considération très importante puisque les réservoirs de schiste sont développés en utilisant de très longs trous de forage horizontaux.
- Aide à déterminer l'orientation optimale du trou de forage par rapport aux complétions.

Les trois contraintes principales régissant la roche sont :

- $\sigma_V$  : Pression de terrain- mort.
- $\sigma_H$  : Contrainte horizontale maximale.
- $\sigma_h$  : Contrainte horizontale minimale.

Les fractures se développent et se propagent dans le sens de la contrainte maximale perpendiculaire à la contrainte

horizontale minimale (pression nécessaire pour ouvrir une fracture  $\sigma_{min} = \sigma_c$  (Closure Stress)), cette contrainte (Closure Stress) est la pression minimum pour ouvrir une fracture.

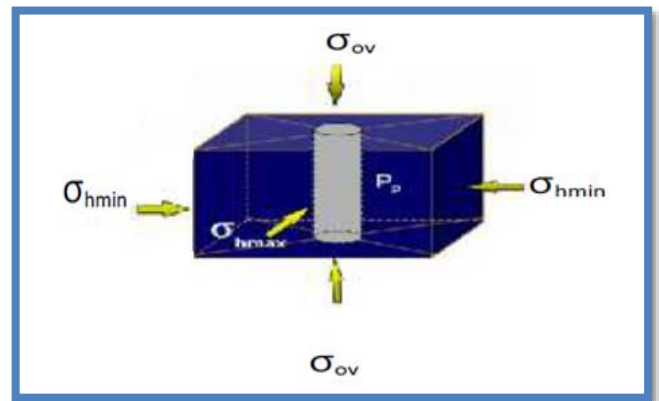


Figure IV.12 : les contraintes principales

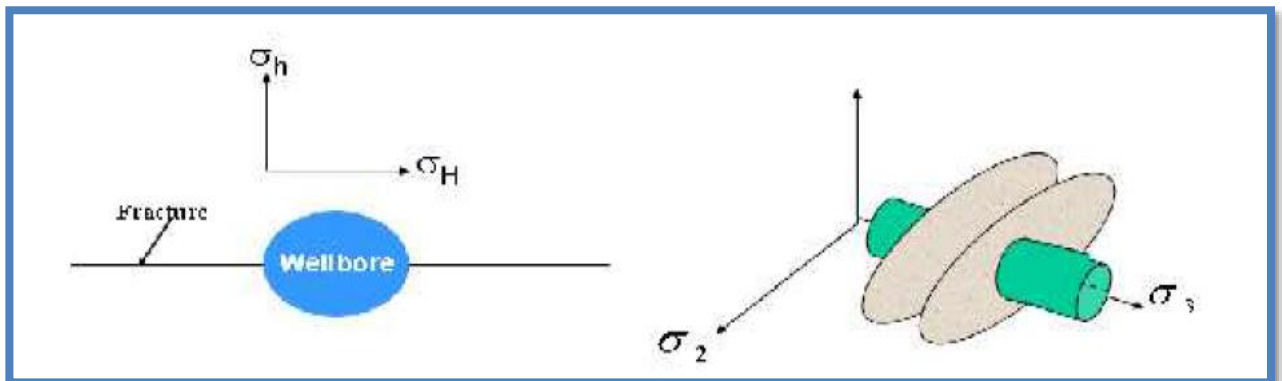


Figure IV.13 :les contraintes horizontales minimale et maximale

Chaque couche a sa propre contrainte horizontale minimum, et à partir du plus dans un petit puits perforé, la fracture s'amorce et se développe uniformément dans toutes les directions de façon circulaire, elle aura tendance à avoir deux ailes tendant à se développer. Après la

fracturation, il y aura une modification de la contrainte insitu à proximité du puits le long de l'intervalle couvert par la rupture de hauteur de la couche.

Note: La modification sur les contraintes est faite de réduire la différence entre le contrainte horizontale minimale  $\sigma_h$  Et la contrainte horizontale maximale  $\sigma_H$ . [34]

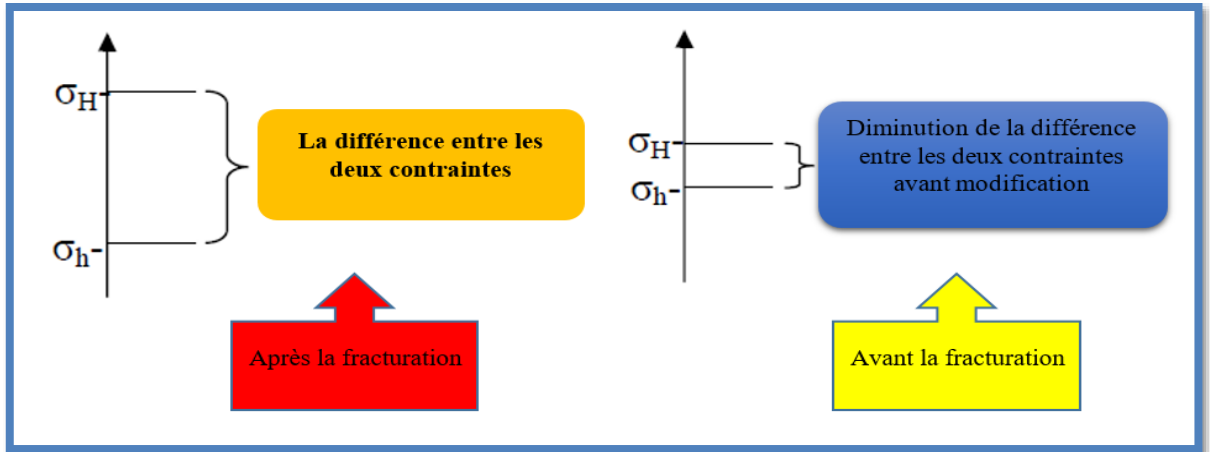


Figure IV.14 : Modification des contraintes durant la fracturation de la roche [34]

• **Contraintes minimales :**

Le contrainte effectif est la différence entre la contrainte totale et la fraction de pression interstitielle (loi de Terzaghi, contrainte effective).

$$\text{Contrainte totale } \sigma_t = \text{contrainte Effectif } \sigma' + \alpha \text{ Pression Pore } P_p$$

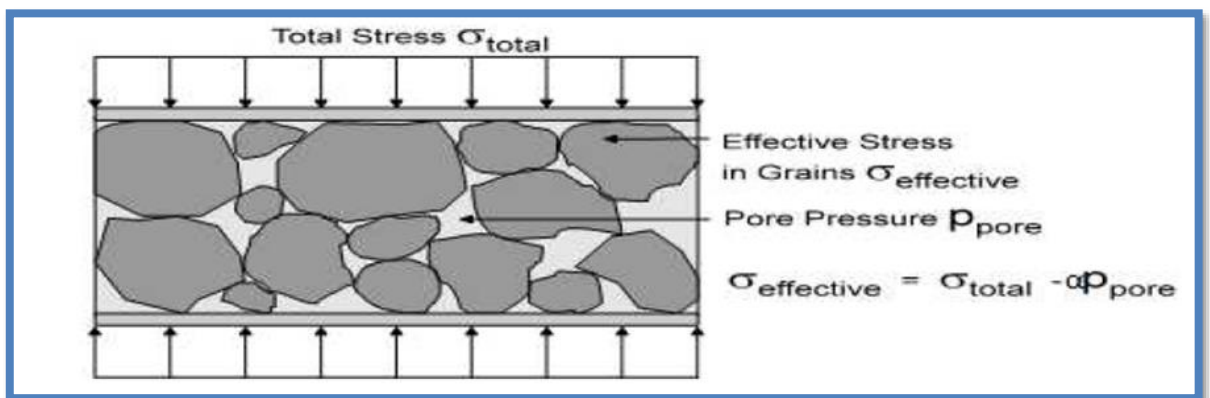


Figure IV.15 : contrainte in-situ

OU :

**$\sigma_t$** : Contrainte verticale totale (pression de surcharge) qui dépend des couches de densité et de la profondeur.

**$\sigma'$** : contrainte effective (contrainte supportée par la partie solide (grains de roche)

**$P_p$** : pression interstitielle (fluide de la pression des pores).

En référence à la loi de Terzaghi, le stress minimum est défini comme :

$$\sigma_{h,min} = \frac{V}{1 - V} \sigma_v - \alpha P_p + \alpha P_p$$

$\alpha$ : Constante de Biot (contrainte effective constante, poroélastique,  $0 < \alpha < 1$ ).

Cette contrainte Représente la pression nécessaire pour ouvrir une fracture, et que les opérateurs optimisent la fracturation de la pression d'injection du fluide . Une fois la fracture initiée, l'extension dépend de la contrainte appliquée. [34]

#### IV.5.1.2. Le module de Young:

Le module de Young (E) est exprimé dans un champ bien défini (élastique) en tant que rapport de la contrainte de traction (axiale) sur la déformation de traction:

$$E = \sigma_{axial} / \epsilon_{axial}$$

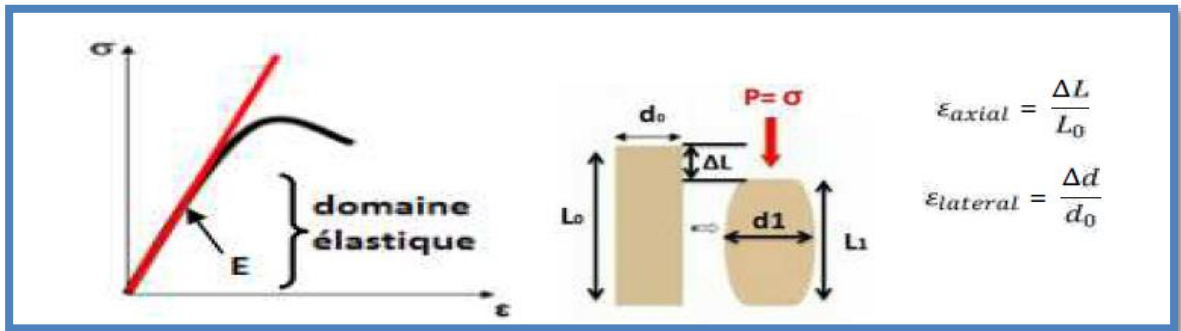


Figure IV.16 :le module de Young

Plus le module de Young est élevé, plus le matériau est résistant à la déformation lorsqu'il est soumis à un stress normal. En général, les schistes ont un module d'Young supérieur à celui des grès.

#### IV.5.1.3. Coefficient de Poisson :

Le coefficient de Poisson ( $\nu$ ) est le rapport de la déformation latérale sur la déformation axiale précédée d'un signe négatif (-), ce rapport est la partie de la contrainte (ou contrainte) verticale transmise horizontalement.

$$\nu = -\epsilon_{latéral} / \epsilon_{axial}$$

Pour les roches :  $0,1 < \nu < 0,4$ .

Un coefficient de Poisson élevé signifie une roche ductile ,de l'autre côté un petit rapport signifie une roche dure et cassante (fragile).

Le module de Young et le coefficient de Poisson sont généralement obtenus à partir d'expériences de mécanique des roches sur les carottes.

#### IV.5.1.4. La Fragilité :

Le schiste est une fonction lithologique complexe, caractérisée par des paramètres mécaniques, COT, température, porosité et compactage.

Les schistes ont une fragilité élevée, ce qui les rend facilement cassables en grès. Ce paramètre augmente le succès d'avoir des fractures de fracturation hydraulique.

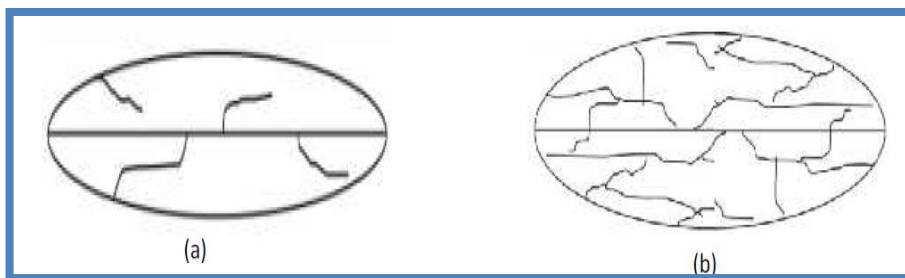


Figure. IV.17 : (a) schiste ductile, (b) schiste friable. [34]

Il n'existe pas de concept universel standardisé pour la fragilité ou la méthode de mesure, qui pourrait être directement contrôlée par la minéralogie et le tissu / la texture des composants minéraux, peut aussi être dérivé de données XRD et XRF de puits correctement calibrés.

En fait, chaque entreprise a sa propre méthode et généralement ces méthodes sont basées sur l'enregistrement de données (sonic). la méthode développée par Halliburton est la suivante:

$$YM - C = \frac{8000000 - X}{8000000 - 1000000}$$

#### 1-Le contributeur du module de Young :

- 8000000 Psi: la valeur maximale du module d'Young pour les roches,
- 1000000 Psi: la valeur minimale du module de Young pour les roches,
- X (Psi): la valeur du module de Young mesurée par la notation (sonique) à la profondeur donnée.

#### 2-Contributeur de coefficient de Poisson :

$$PR - C = \frac{0.1 - Y}{0.1 - 0.4}$$

- 0.1: la valeur minimale du coefficient de Poisson pour les roches,
- 0.4: la valeur maximale du coefficient de Poisson pour les roches,
- Y: la valeur du coefficient de Poisson mesurée à une profondeur Logging donné. [34]

### 3-Facteur de Fragilité :

la variation de fragilité basée sur les propriétés mécaniques des roches (module de Young YMS, coefficient de Poisson PR) et donnée par la relation suivante :

$$\textit{Brittleness Factor} = \frac{YM - C + PR - C}{2}$$

#### IV.5.1.5. Influence de la pression de confinement sur le comportement de la roche :

Cet essai montre l'effet de la pression de confinement sur le comportement de la roche, son augmentation fait :

- Accroître la limite élastique et la résistance maximale.
- Passer le comportement du type fragile au type ductile.

Physiquement, cette pression diminue les possibilités d'amorçage et de propagation des microfissures, par augmentation du frottement sur les lèvres de microfissures. En présence de porosité, la limite élastique diminue après une certaine valeur

Lors de forage, la contrainte de confinement :

- Augmente avec la densité de la boue et la profondeur.
- Décroit proportionnellement à l'augmentation de la perméabilité
- Croit avec l'augmentation de la pression différentielle.
- Diminue lorsque le volume de filtra de la boue augmente. [58]

#### IV.5.1.5.1. Courbe intrinsèque de rupture :

Pour étudier l'influence de la pression de confinement sur la limite élastique ou la rupture, on utilise plusieurs représentations, la plus courante est l'enveloppe des cercles de Mohr, il suffit de tracer les cercles, centrée sur l'axe des contraintes principales, et coupant cette axe en  $\sigma_1$  et  $P_c$ , correspondant aux conditions limites recherchées (limite élastique ou rupture) et de prendre l'enveloppe de ces cercles, la figure IV.18 donne l'exemple d'une marne. On remarque que la pression de confinement augmente, plus l'enveloppe s'aplatit pour tendre vers une asymptote  $T = \text{constante}$ , caractéristique d'un comportement ductile. [58]

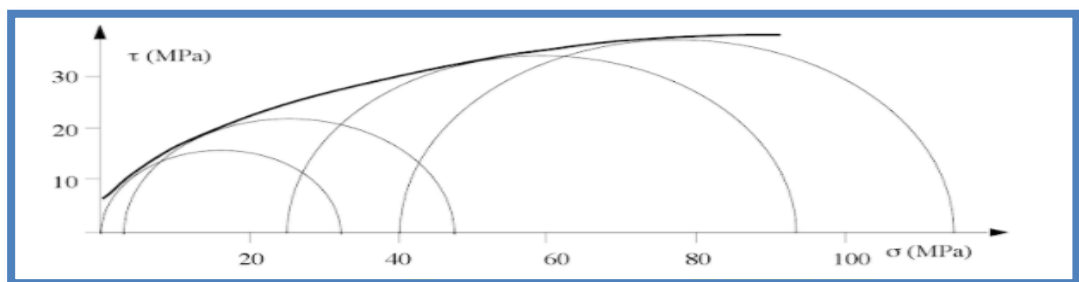


Figure IV.18 : Représentation de Mohr des conditions de rupture. [58]

#### IV.5.1.6. Géométrie des fractures :

Il est possible d'obtenir selon l'état des contraintes effectives, des fractures horizontales, essentiellement à faible profondeur (<500m) ou plus profondément dans des cas très spécifiques (dôme de sel). Ces fractures ayant une symétrie de révolution par rapport aux puits, et des fractures verticales à grande profondeur (>500m) qui sont en réalité asymétrie par rapport aux puits. Par conséquent, la contrainte verticale peut être évaluée si la fracture est horizontale, la plus petite contrainte horizontale est déterminée si la fracture est verticale et la plus grande contrainte horizontale demeure toujours indéterminée. [59]

##### IV.5.1.6.1. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport :

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f}$$

- **X<sub>f</sub>** : Extension de la fracture ( la demi-longueur).
- **W<sub>f</sub>** : Épaisseur de la fracture.
- **K** : La perméabilité de la formation.
- **K<sub>f</sub>** : La perméabilité de la fracture.

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que  $2 < FCD < 10$ . [60]

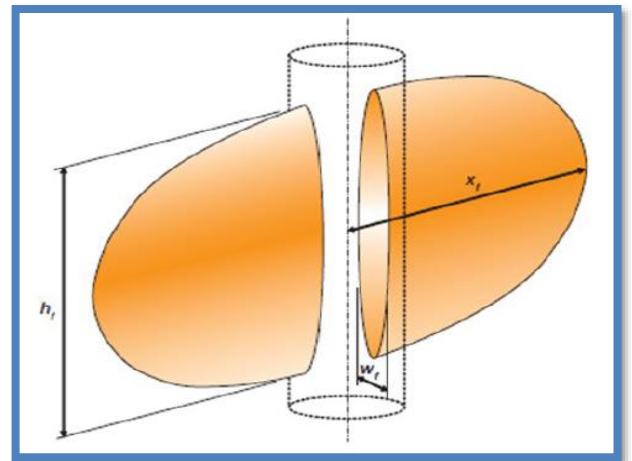


Figure IV.19 : Géométrie de la fracture . [60]

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes :

- **La longueur ou l'extension X<sub>f</sub>** : qui représente la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture.
- **La hauteur h<sub>f</sub>** : C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle.
- **L'épaisseur W<sub>f</sub>** : C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture.

Celles-ci dépendent elles- mêmes de divers paramètres dont certains sont imposé, comme les caractéristiques du réservoir (**K, E, ν**), et d'autres sont libres comme Q, v, μ, c (du fluide de frac) et la complétion du puits.



### IV.5.1.7. La pression et le Gradient de fracturation :

#### A- pression de fracturation :

Est en fonction de l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir, les conditions aux limites et de la mobilité du fluide injecté.

$$PF = P_w + P_h + P_f.$$

Avec : **P<sub>w</sub>** : pression d'injection en tête.

- **P<sub>h</sub>** : Pression hydrostatique.
- **P<sub>f</sub>** : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :
  - ✓ Pertes de charges dans le tubing.
  - ✓ Pertes de charges au niveau des perforations et aux abords de puits.

#### B- gradient de fracturation GF :

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation :

$$GF = \frac{PF}{H}$$

- **PF** : pression de fracturation.
- **H** : la profondeur. [61]

### IV.5.2. Le fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation est composé de 98 à 99.5 % d'eau et d'un agent de soutènement (proppant) et de 0.5 à 2 % des additifs chimiques. [62]

Généralement, le slickwater est le fluide le plus simple et le moins coûteux utilisé dans la fracturation hydraulique des puits schisteux [63], et c'est le fluide utilisé pour la fracturation en Algérie comme il est montré dans l'étude de cas.

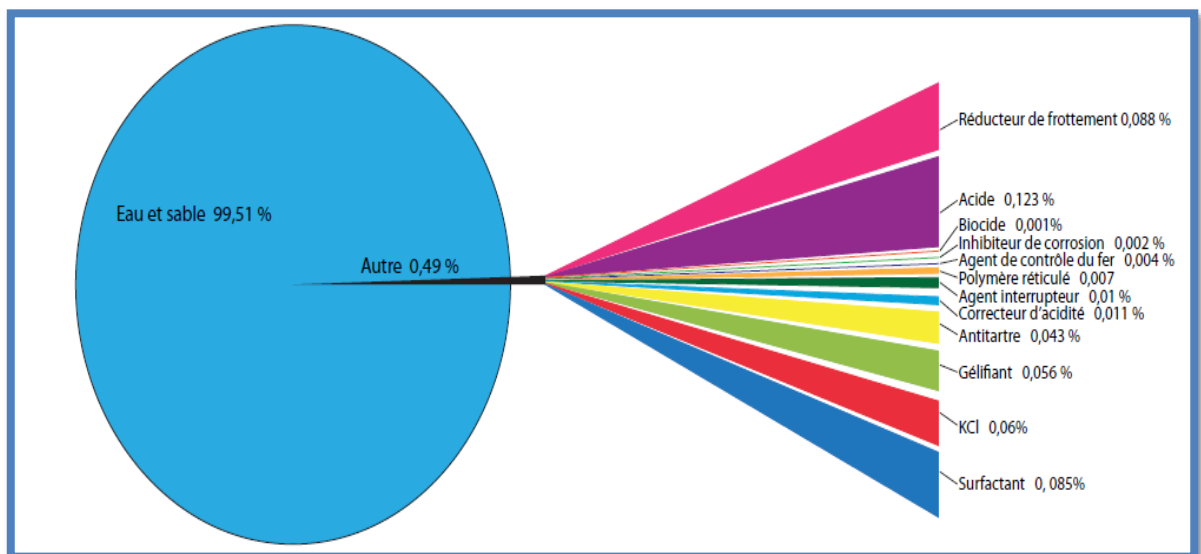


Figure IV.20 : composition volumétrique d'un fluide de fracturation. [64]

#### **IV.5.2.1. Volumes d'eau injectés :**

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau, la quantité nécessaire au forage et à la fracturation d'un puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 et 20 000 m<sup>3</sup> (soit à peu près la consommation mensuelle d'une ville de 2000 habitants).

Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 m<sup>3</sup> à 2000 m<sup>3</sup> d'eau seraient nécessaires pour le forage d'un puits, chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 m<sup>3</sup> à 2000 m<sup>3</sup> d'eau et chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ. [56]

L'eau nécessaire au forage et à la fracturation est généralement transportée par camions. Dans certains cas favorables, une canalisation destinée à l'évacuation des hydrocarbures extraits peut servir lors de la phase de construction à l'acheminement de l'eau. Bien souvent un bac provisoire de rétention est construit à proximité de la plateforme de forage. [25]

#### **IV.5.2.2. Les agents de soutènement :**

Un sable quartzeux propre, de granularité assez uniforme, est souvent employé. Dans le cas de grandes profondeurs et de fortes contraintes, une matière plus dure est nécessaire et on utilise des billes de céramique. Pour 15 000 m<sup>3</sup> d'eau utilisés dans un puits, 800 à 900 m<sup>3</sup> de sable sont nécessaires. Ils représentent 8 % à 9.5 % en volume. [56]

#### **IV.5.2.3. Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation :**

Ils ne représentent que 0.5% à 2% en volume, l'ajout d'un cocktail de produits chimiques est indispensable au procédé, afin de modifier les propriétés mécaniques et chimiques du fluide, notamment pour s'adapter aux contraintes spécifiques du terrain et améliorer l'efficacité du procédé de fracturation . A ce titre, la composition exacte du fluide varie d'un puits à l'autre.

**Tableau IV.1 : Une description et l'usage des additifs chimiques. [65]**

ADDITIF	USAGE
<b>Agent de soutènement</b> ( <i>Proppant</i> )	Les " <i>Props</i> " maintiennent les fractures ouvertes pour permettre aux hydrocarbures (gaz et huiles) de remonter librement à la surface du puits
<b>Solution d'acide dilué</b>	Nettoyer les débris de ciment et de boue de forage restants dans les entailles créées par les perforations avant l'injection du fluide de fracturation.
<b>Biocide - Bactericide</b>	Utiliser pour prévenir la croissance de bactéries qui peuvent produire des gaz (tel que du sulfure d'hydrogène (H <sub>2</sub> S)) lesquels peuvent contaminer le méthane. Préviend aussi la croissance de certaines bactéries qui réduisent la viscosité du fluide qui transporte le sable dans les fractures.
<b>Contrôle d'argiles</b>	Prévient le gonflement et la migration des couches argileuses lesquelles peuvent réduire considérablement la porosité des roches d'hydrocarbures.
<b>Inhibiteur de corrosion</b>	Réduit la formation de corrosion sur les tubes en aciers au carbone (Tubing, cuvelages, pompes, lignes haute pression, container ...). Est utilisé lors des jobs de fracturation qui contiennent de l'acide.
<b>Agent de réticulation</b> ( <i>Crosslinker</i> )	La viscosité du fluide est augmentée en utilisant des esters phosphoriques combinés avec des particules métalliques. Les particules métalliques servent d'agent de réticulation. Ainsi, la viscosité plus importante du fluide de fracturation augmente la capacité de transport du <i>Proppant</i> dans les fractures ouvertes par la pression du fluide.
<b>Réducteur de friction</b>	En réduisant les pertes de charge dues à la friction du fluide de fracturation contre les parois des tubes et de la formation, il permet d'optimiser le débit et la pression d'injection.
<b>Gélifiant</b>	En augmentant la viscosité du fluide de fracturation, il permet d'améliorer la capacité de transport du <i>Proppant</i> dans les fractures ouvertes par la pression du fluide
<b>Contrôle de fer</b>	Prévient la précipitation d'oxydes métalliques lesquels tendent à obturer la formation.
<b>Inhibiteur d'entartrage</b>	Prévient la précipitation de carbonates et sulfates (carbonate de calcium carbonaté, sulfate de calcium, Sulfate de baryum) lesquels tendent à obturer la formation
<b>Réducteur de gélifiant</b> ( <i>gel breaker</i> )	Un fois le <i>Proppant</i> en place dans les fractures, il réduit la viscosité du fluide de fracturation pour améliorer le retour du fluide en surface.
<b>Surfactant</b>	Méthode de récupération du fluide par injection de produits tensio-actifs pour en abaisser la tension inter faciale.

### IV.5.3. Les Equipements de fracturation :



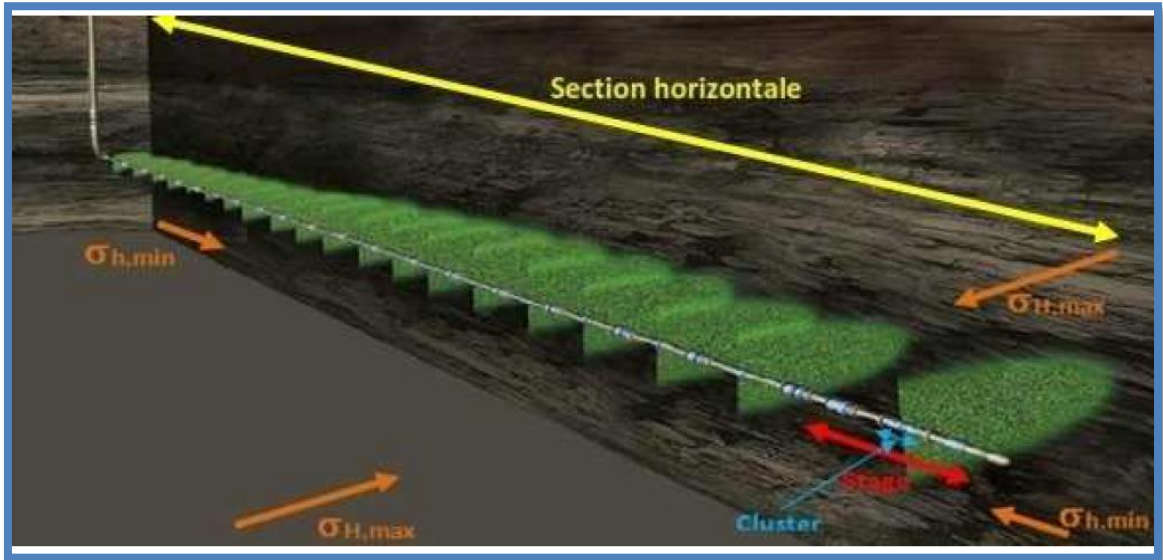
**Figure IV.21 : Les Equipements des fracturations. [65]**

- 01 - Tête de puits et FRAC Tree
- 02 - Ligne haute pression pour le test et le retour du puits
- 03 - Séparateur de sable pour la ligne de retour (Flow back)
- 04 - Tanks pour le fluide Retour
- 05 - Réchauffeur des lignes haute pression
- 06 – Torchère
- 07 - Unités de pompage haute pression sur camion
- 08 - Containers de mélange de sable (Proppant)
- 09 - Semi-remorques (silos) de sable
- 10 - Camions de transport d'acide
- 11 - Camions de transport d'additifs pour fracturation
- 12 - Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)
- 13 - Centre de commande de l'opération de fracturation
- 14 - Réservoir de décantation fluides de retour du puits
- 15 - Conduite d'eau
- 16 - Réservoirs de fluide de retour du puits
- 17 - Réchauffeur des lignes haute pression de gaz
- 18 - Séparateur de gaz
- 19 - Distributeur de gaz. [65]

#### IV.6. Les stages de la fracturation hydraulique :

Au cours du processus de fracturation hydraulique, il est essentiel de voir les opérations de Modélisation, de surveillance et de contrôle.

Dans les réservoirs schisteux, la plupart des puits sont forés horizontalement dans le sens de la contrainte minimale pour maximiser l'extension des fractures et porter plusieurs fractures régulièrement espacées le long du puits, avec un nombre variable de sections fracturées, en commençant par le point le plus éloigné.



**Figure IV.22 : technique de Fracturation dans les schistes (Multi Frac Stages). [34]**

Après l'établissement de la complétion, chaque section perforée, puis fracturé en injectant un fluide de fracturation (eau, sable et additifs chimiques) sous haute pression qui provoque la fracturation, ce processus (fracturation hydraulique) est réalisé en quatre stages principales :

##### IV.6.1. Modélisation :

La fracturation hydraulique est une technique qui doit être contrôlée par système informatique tout au long de la réalisation. Des logiciels comme (FracPro et Gohfer, Halliburton) sont utilisés pour modéliser la structure des schistes, de la roche mère, l'évolution de l'environnement géologique avec la profondeur et les propriétés mécaniques et pétrophysiques, toutes basées sur les données de forage, la diagraphie, la complétion, le test de puits et le laboratoire, On peut aussi réaliser une cartographie des fractures micro-sismiques pour voir comment la roche réagirait à la fracturation.

Le but de ces modélisations informatiques est d'optimiser les modèles de fracturation en fonction des caractéristiques du milieu, et de bien limiter la fracturation à la zone cible. Si ce n'est pas le cas, le gaz s'échappe alors en tout ou partie par d'autres voies (failles internes à la

roche mère, autres fractures excentrées du réseau de failles et du forage...), ou que l'explosion provoque une entrée d'eau issue des nappes phréatiques dans le forage ce qui signifie pollution, perte d'argent pour la firme, voir abandon du puits car l'exploitation n'est plus possible. Il s'agit donc d'une étape indispensable. [34]

#### IV.6.2. Step-Up And Step- Down Test:

##### IV.6.2.1. Step-Up Test :

L'idée derrière ce test est d'injecter un fluide sous différents niveaux de flux visqueux jusqu'à l'ouverture de la fracture. Cet essai sert à déterminer la pression de propagation (Pression d'extension) et le débit d'injection pour maintenir la fracture ouverte.

##### IV.6.2.2. Step- Down Test :

Ce test consiste à injecter un fluide à grande vitesse et une fois le flux stabilisé, la réduction est effectuée par palier pour déterminer la présence d'éventuels problèmes de frottement à proximité du puits (dus à la tortuosité de la rupture ou des dommages aux perforations)

#### IV.6.3. Mini Frac (Shadow Frac Or Data Frac):

Dans cette étape, nous procédons à l'injection d'un fluide de fracturation visqueux pour propager la fracture. Une fois la fracture ouverte et étalée, en utilisant le système de contrôle et le logiciel (FrcaPro, Halliburton), on obtient les paramètres de Fracturation clé:

- FE: Efficacité de fluide (Fluid Efficiency), ce paramètre représente le rapport du volume de la fracture du fluide dans le volume total pompé.
- Le volume d'injection de fluide de fracturation (PAD) obtenu à partir de plusieurs méthodes basées sur FE.
- contrainte de fermeture: la contrainte horizontale minimale de la zone fracturée, obtenue en interprétant les courbes de pression (FracPro, Halliburton).
- ISIP: La pression d'arrêt instantanée est la pression après l'arrêt du pompage.

$$ISIP = \sigma_{h,min} + P_{Net}$$

**Pnet:** La pression nette représente la pression nécessaire pour maintenir la fracture ouverte.

Ces paramètres sont utilisés pour calibrer (concordance) la fracturation du modèle préalablement préparée dans la première étape (modélisation).

#### IV.6.4. Fracturation (Frac Main) :

C'est la dernière étape du processus de fracturation qui consiste à injecter un volume de fluide de fracturation (PAD) responsable des agents de soutènement qui servent à maintenir les fractures ouvertes. [34]

#### **IV.7. Les alternatives à la méthode classique de la fracturation hydraulique :**

Compte tenu de difficultés d'acceptation de cette méthode notamment liées aux impacts environnementaux. Des recherches existent pour développer des techniques alternatives afin de permettre l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. [36]

##### **IV.7.1. La stimulation au propane pur (heptafluoropropane) :**

La stimulation au propane pur est aujourd'hui la technologie alternative à la stimulation la plus développée [66], La fracturation au gel de propane est testée depuis 2007 par la compagnie canadienne GasFrac. Le gel se transforme en gaz sous l'effet de la pression et de la température, et crée ainsi des fissures permettant d'accéder à l'huile de schiste. Mais le propane est hautement inflammable. Pour apporter une réponse au problème, la compagnie EcorpStim a mis au point en 2012 une technologie de stimulation au propane pur (PPS) à la place du gel de propane. En 2013, elle a encore amélioré son invention, en la sécurisant, par l'utilisation de propane non-inflammable (NFP), une forme fluorée du propane. Le gaz est injecté sous forme liquide avec du sable ou des billes de céramique pour "stimuler" le puits et libérer le gaz ou l'huile de schiste. De 95 à 100 % du propane injecté remonte ensuite sous forme de gaz grâce à la pression naturelle et peut ensuite être récupéré. La technologie a été testée avec succès au Texas. [67]

##### **IV.7.2. Les autres fluides de fracturation :**

De nombreux autres fluides ont été envisagés pour procéder à des fracturations. A ce stade, aucun n'est parvenu à un niveau véritablement industriel. Citons :

**A-Le méthanol et le diesel :** qui permettent d'éviter l'utilisation d'eau et qui nécessitent un faible nombre d'additifs. Ils présentent cependant des risques environnementaux tant en surface (déversement, explosion, etc.) que sous terre (contamination en cas de problème d'étanchéité du puits) ;

**B-Le CO<sub>2</sub> :** à l'état liquide ou idéalement en phase supercritique (état intermédiaire entre liquide et gaz, à des fortes conditions de pression et de température). Il est peu visqueux (10 fois moins que l'eau à l'état liquide) mais présente des inconvénients tant physico-chimiques (stabilité en température, réactivité avec certains produits présents naturellement dans le sous-sol) qu'économiques (coût). Le concept est cependant intéressant, d'autant qu'il permet de séquestrer une fraction du CO<sub>2</sub> injecté. Des expérimentations ont été menées.

**C-L'azote :** qu'il est possible d'extraire de l'air a également déjà été utilisé à l'état liquide mais a montré certaines limites en termes opérationnels (restriction de profondeur, emploi

d'agent de soutènement impossible, etc.) et économiques ;

**D-L'hélium** : qui, injecté à l'état liquide à très faible température dans le sous-sol, s'y réchauffe et s'y détend puis remonte à l'état gazeux (comme le propane). La maturité technologique de cette technique est encore faible et le coût probablement extrêmement élevé.

**E-la mousse** : (émulsion stable entre de l'eau et un gaz, CO<sub>2</sub> ou azote) qui permet de réduire la quantité d'eau injectée et d'améliorer le transport du *proppant*. Cette technique nécessite toutefois des infrastructures importantes et l'usage de CO<sub>2</sub> entraînant des émissions si celui-ci n'est pas capté en surface. [68]

#### **IV.7.3. La fracturation pneumatique :**

Il s'agit d'injecter de l'air comprimé dans la roche-mère pour la désintégrer par ondes de Chocs. L'utilisation de l'eau est donc complètement éliminée et remplacée par l'air. Le problème principal reste les produits chimiques. [69]

#### **IV.7.4. La fracturation électrique :**

Grâce à une puissante décharge électrique, une onde acoustique provoque des microfissures dans la roche et libère le gaz. Le principal inconvénient de cette technique réside dans l'important besoin d'électricité, en particulier d'un générateur de forte puissance situé en surface au niveau du puits. Par ailleurs, elle nécessite tout de même l'emploi d'eau mais en plus faibles quantités que la fracturation hydraulique. Cette technique a été testée par Total, mais "elle ne nous semble pas efficiente", a informé Bruno Courme, directeur de la filiale Total Gas Shal Europe. [70]

#### **IV.7.5. Fracturation par explosifs :**

Pour pratiquer ce procédé, il faut placer des explosifs dans le sous-sol. Il permet de fracturer de manière efficace une roche en vue d'en extraire du gaz. Cependant, il y a quelques risques non négligeables. Les produits de détonation restent au sous-sol, ce qui est mauvais pour l'environnement. De plus, les explosions peuvent être dangereuses pour les usagers.

#### **IV.7.6. La fracturation par procédé thermique (ou fracturation sèche) :**

Cette méthode est aussi connue sous l'appellation « fracturation sèche ». Elle consiste à chauffer une roche en vue de la déshydrater. Cette action a pour effet la fissuration et l'augmentation de la porosité de la roche en question. Pour le chauffage, il faut injecter de l'hélium chaud dans les profondeurs. Ce procédé thermique permet aussi l'augmentation du taux de récupération. [71]



**Conclusion :**

On a présenté dans ce chapitre une revue générale sur les techniques et les éléments clés de complétion / stimulation par fracturation hydraulique, le fluide utilisé pour la fracturation en Algérie , les contraintes présentées dans le puits, Les stages de la fracturation hydraulique et les techniques alternatives .

Cette revue nous permet de faire une étude sur les impacts de gaz de schiste sur l'environnement qui sera l'objet du chapitre suivant.

# Chapitre V

---

Etude Des Impacts Environnementaux  
de Gaz de Schiste En Algérie

## **Introduction :**

Le Conseil des ministres de mai 2014, en vertu de l'application de la loi des Hydrocarbures votée en janvier 2013, a autorisé l'exploitation du gaz de schiste mais à une seule condition : aucun avis d'appel d'offres ne peut être retenu s'il s'avère qu'il détruit l'environnement notamment par la pollution des nappes phréatiques et s'il est fort consommateur d'eau.

Cependant, en réponse aux préoccupations soulevées par le grand public et les intervenants d'interdire l'utilisation de la fracturation hydraulique. L'état algérien a envisagé la possibilité d'introduire des exigences nationales spécifiques pour la fracturation hydraulique.

Dans la première partie de ce chapitre on va évaluer préliminairement les impacts environnementaux potentiels liés au cycle de vie de développement de gaz de schiste en Algérie suivant une démarche méthodologique qui base sur des données disponibles sur les gisements Algériens et la réglementation applicables dans ce domaine.

Dans la deuxième partie on va faire une comparaison de modèle Algérien avec le modèle américain sur la gestion des eaux de fracturation hydraulique afin de savoir les insuffisances et les impacts liés à cette activité.

## **V.1. Approche préliminaire d'évaluation des impacts environnementaux :**

### **V.1.1. Synthèse des impacts environnementaux**

Dans ce contexte, on va étudier les impacts associés à l'extraction de gaz de schiste par la différence entre les événements de surface et sous-surface, et aussi par la reconnaissance de la différence entre les événements déterministes (activités qui sont prévues et certain de se produire), et les événements probabilistes (accidents qui ne sont pas planifiés et incertain sur un site). [25]

#### **V.1.1.1. Impacts sur une ressource vitale : l'eau :**

##### **V.1.1.1.1 Aspect quantitatif :**

La quantité d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique varie en fonction de la roche mais l'ordre de grandeur est de 10 millions de litres d'eau douce, c'est-à-dire 10000 m<sup>3</sup> par puits. Dans les régions où l'eau est peu abondante, le problème de la disponibilité de l'eau se pose : l'utilisation de tels volumes d'eau ne va-t-elle mettre en danger l'approvisionnement de l'eau nécessaire à la consommation humaine, à celle du bétail, à l'irrigation des terres, à l'industrie agroalimentaire, au tourisme ? Une nécessité évidente est d'interdire une telle consommation lors des périodes sèches et de vérifier qu'il existe une disponibilité suffisante de l'eau lors des périodes les plus humides.

Il faut également relever la contradiction possible entre les campagnes de l'État encourageant le citoyen à consommer moins d'eau jusqu'à subventionner du matériel pour en réduire la consommation (pommeaux de douche et toilette à faible débit, les citernes d'eau de pluie, etc.) et par ailleurs autoriser l'utilisation et la pollution de centaines de millions de litres d'eau douce. [72]

#### V.1.1.1.2. L'impact spécifique des additifs chimiques :

Un pré rapport , de février 2011, concernant l'impact des fluides de fracturation sur les ressources en eau réalisé par l'Agence de Protection environnementale américaine (US –EPA) qui a demandé en mars 2010 à neuf compagnies, qui aux Etats-Unis, exploitent les huiles et gaz de schiste, de lui fournir la liste des produits chimiques, utilisés dans leurs différents procédés dont Sur 392 produits ou mélanges, répertoriés dans le document de l'EPA du 21 février 2011 , seuls 220 ont été retenus, les autres n'ayant pu être identifiés à partir de leur dénomination chimique, laquelle n'apparaît pas évidente.[73]

La majorité des produits chimiques repérés dans les fluides de fracturation hydraulique d'exploration et d'exploitation des huiles et gaz de schistes ou hydrocarbures de roche-mère sont très toxiques et même certains sont cancérogènes d'autres sont radioactifs .[74]

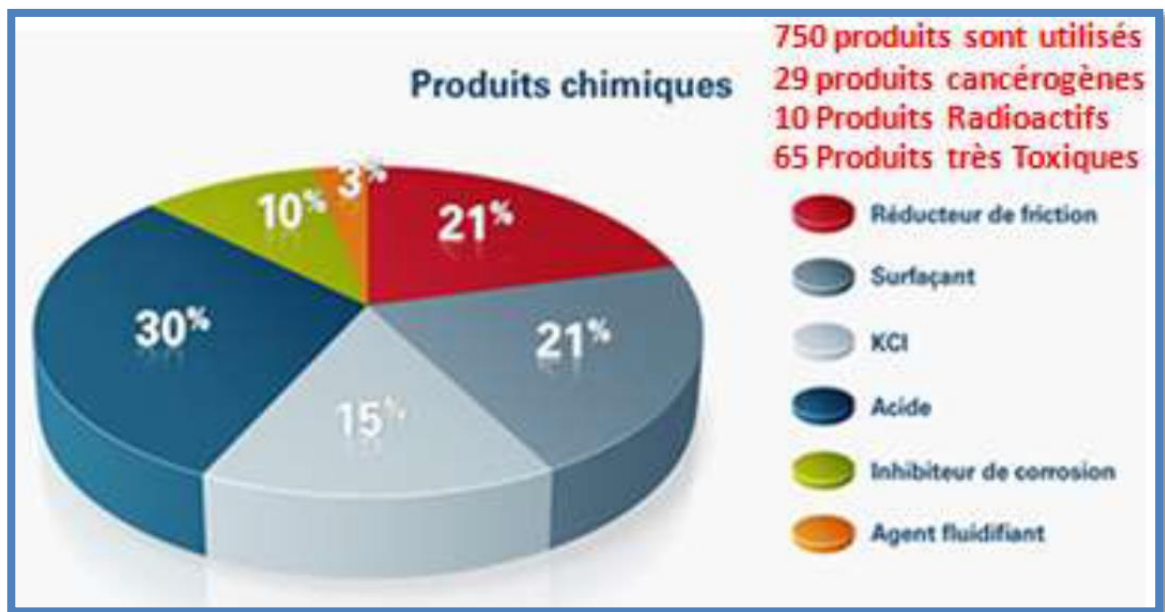


Figure V.1 : groupe de produits chimiques utilisés en fracturation. [73]

#### V.1.1.1.3. La contamination de l'eau :

##### V.1.1.1.3.1. La contamination des nappes à travers les espaces annulaires des puits :

Le puits reste le principal canal qui pourrait servir de drain pour le cheminement des fluides vers le haut, et jusqu'en surface, comme c'est le cas du puits OKN-32 de Haoud

Berkaoui, dans la région d'Ouargla, foré par Total en 1978, et qui menace de polluer les eaux de Ouargla.

Pour des raisons physico-chimiques la qualité de la cimentation des puits à gaz dans le bassin de Timimoune et In Salah a toujours été difficile à réaliser et donc l'étanchéité des tubages n'est jamais parfaite malgré les tentatives de restauration (squeeze).

Le gaz peut donc arriver en surface à travers les espaces annulaires qui se mettent en place entre le tubage et le ciment d'une part (micro annulus) et entre le ciment et le réservoir d'autre part (channeling) et à travers le ciment lui même, qui après la prise, se contracte et devient poreux et perméable au gaz (un constat avéré dans la région).

Ces espaces bien visibles sur les diagraphies d'imagerie et les enregistrements acoustiques (VDL) expliquent l'arrivée du gaz en surface constatée dans beaucoup de puits de la région après leur abandon.

Dans le cas du gaz de schiste, les 85 à 90% des réserves non récupérées, mélangées aux 20 à 40% du fluide de fracturation laissé dans la roche, exerceront, avec le temps, une pression de plus en plus forte sur les abords immédiats du puits. La répressurisation des espaces annulaires pourrait avoir lieu quelques années après l'abandon du puits et conduirait à la communication inter-zones (cas OKN-32). Il est important de noter que la pression et le débit d'un puits abandonné ne sont jamais nuls. L'abandon d'un puits de gaz de schiste se décide quand son débit journalier n'est plus rentable. Après l'abandon du puits, le gisement continue à travailler pour engendrer la répressurisation en question qui va cisailer le tubage fragilisé par la corrosion, fissurer le ciment, et créer des espaces annulaires le long du puits, faisant ainsi de ce dernier une zone de faiblesse pour la migration verticale du gaz méthane et du cocktail de fracturation. Une étude réalisée, en 2003, par Schlumberger, sur 15 000 puits dans le monde, montre que 5% des puits ont des fuites durant la phase production et 50% ont des fuites 15 ans après l'abandon, etc. L'étude montre qu'à plus long terme (20 -25 ans) tous les puits vieillissent et finissent par laisser fuir les fluides vers la surface, voire les fuites inter-zones. Il est évident que l'occurrence et la vulnérabilité de ce risque vont crescendo avec la densité de forage par unité de surface (des dizaines de milliers de forages à raison de 2 ou 3 forages par Km<sup>2</sup>, effort forage qui reste utopique en Algérie).

En Algérie, et compte tenu du coût très élevé de l'exploitation du gaz de schiste et des faibles taux de succès géologique et économique de ce projet, le nombre de puits qui pourraient être forés sera très limité et n'aura pas d'impact mesurable sur l'environnement.

Ainsi, nous pouvons conclure que ce projet s'arrêtera de lui-même, un jour, avant même que le nombre de forages n'atteigne un seuil préoccupant. Mais le risque zéro n'existe pas.[74]

#### **V.1.1.3.3.2. Contamination par la fracturation et les failles préexistantes :**

Le risque de la contamination directe par les fractures naturelles préexistantes et/ou les fractures hydrauliques générées par l'opération de frac, divisent fortement les spécialistes. En effet il semble très faible pour certains au vu de la géologie de la région [74], et en vu que la présence de failles naturelles ne suffit pas pour qu'un fluide remonte jusqu'aux aquifères de surface ; il faut aussi qu'elles soient perméables et que le fluide soit soumis à une pression suffisante pour contrer la pression à la base des aquifères, Selon le Conseil des académies canadiennes, ce serait peu probable dans un contexte de fracturation hydraulique , Le gaz serait plus susceptible de remonter que les eaux de fracturation ou les saumures.[75]

Pour d'autres l'Albien sera inévitablement menacé par la fracturation [74] malgré que la contamination des eaux par des liquides de fracturation est moins documentée et que Certains cas auraient été rapportés en Alberta, en Californie et en Oklahoma. [75]

#### **V.1.1.2. Contamination du sol :**

Les produits chimiques entreposés sur le site, les déblais, la boue et les eaux usées stockés dans des bassins de rétention risquent d'entrer en contact avec le sol et de provoquer la contamination de ce dernier. À la fin des opérations, les déblais, les boues et les eaux usées doivent être caractérisés et traités avant leur dépôt dans des sites appropriés. [50]

Il est donc essentiel de vérifier l'étanchéité de ces bassins de rétention et d'évaluer le risque de leur débordement en particulier en cas de fortes pluies. Il est également essentiel de connaître la durée de vie des membranes géotextiles utilisées face à ces eaux potentiellement agressives et c'est le vrai problème posé en Algérie. [72]

### V.1.1.3 Contamination de l'air :

#### V.1.1.3.1 Contamination directe :

Outre la pollution de l'eau, les techniques d'extraction des gaz de schiste ont aussi un impact sur l'atmosphère, parce que les eaux de forages récupérées et stockées dans des bassins de récupération à ciel ouvert favorisent l'évaporation de composés organiques volatils qui entrent en contact avec l'air. Ces émissions entraînent une pollution chimique qui pourrait être dommageable pour la santé des populations. [76]

Cette pollution peut se produire aussi par les torchères, par la fuite des gaz au niveau des sites d'extraction et lors de leur acheminement dans les pipelines. [74]

#### V.1.1.3.2 Contamination indirecte :

Par fuites de Methane CH<sub>4</sub> qui sont évaluées par certaines études à près de 6%. Cet effet de serre pourrait dépasser de 20% celui du charbon et serait en moyenne 22 fois plus important que celui du CO<sub>2</sub>. [74]

#### V.1.1.4. Les effets du bruit par la Circulation de camions :

L'exploitation du gaz de schiste génère une considérable augmentation de la circulation de camions lourds, surtout pendant la phase de fracturation hydraulique, car l'eau et les eaux usées sont transportées par camion d'un site à l'autre. [78]

Le nombre de voyages de camions lourds nécessaires durant l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste varie dans le temps. Selon différents auteurs et différents scénarios, chaque puits horizontal nécessiterait jusqu'à 4 000 allers-retours, La quantité d'eau pour la fracturation d'un seul puits requerrait au minimum 500 camions-citernes. [75]

Selon des témoignages, un énorme convoi constitué de 150 camions semi-remorques loués au profit de la société Halliburton, transportant des matériaux et des produits chimiques, a quitté la ville de Timimoun en direction d'In Salah dans la matinée du 17 mars 2015.

**Tableau V.1 : L'estimation du nombre de voyages de camions (aller seulement) [75]**

Phase	Camions lourds	Camions légers
Aménagement de la plateforme	45	90
Forage	235	280
Complétion	25	326
Équipements de fracturation	175	
Acheminement de l'eau pour la fracturation	500	
Acheminement du sable pour la fracturation	23	
Transport des eaux de reflux	100	
Remise en état de la plateforme	45	50
Autres	--	85
<b>Total</b>	<b>1 148</b>	<b>831</b>

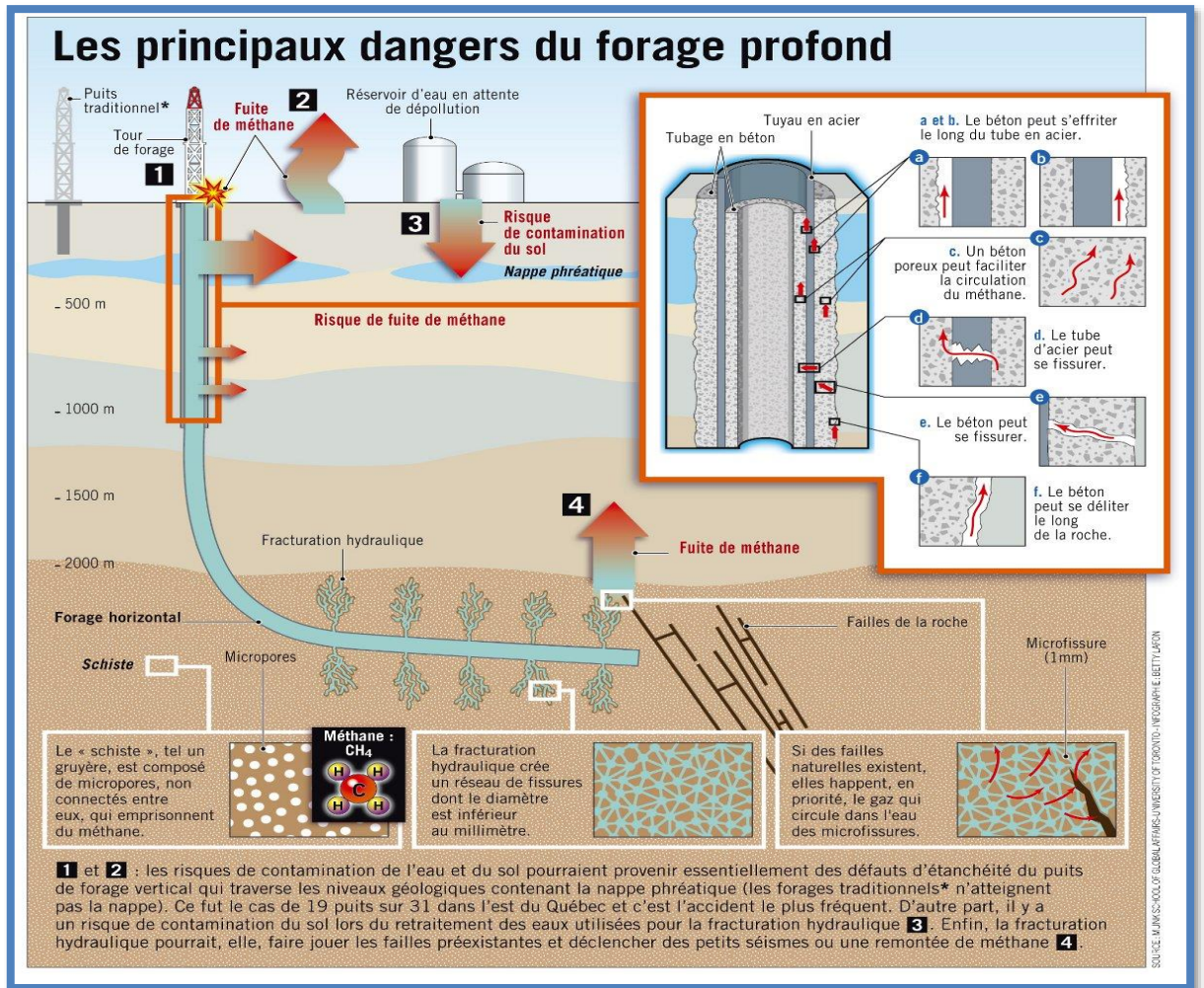


Figure V.3 : les principaux dangers de l'extraction de gaz de schiste. [77]

#### V.1.2. Revue sur la réglementation Algérienne :

Le Tableau décline les lois et règlements qui s'appliquent à la protection de l'environnement. Cette revue des règlements sera utilisée dans l'évaluation préliminaire des impacts liés des gaz de schiste. Cette liste n'est pas exhaustive.

Tableau V.2 : liste des décrets applicables en Algérie en matière de l'environnement [25]

Impacts	Les décrets
<b>Consommation des ressources en eau</b>	- Décret exécutif n° 08-148 du jourmada el oula 1429 correspondant au 21-05-2008 fixant les modalités d'octroi de l'autorisation d'utilisation des ressources en eau.
<b>Contamination des eaux souterraines</b>	- Décret exécutif n° 07-399 du 14 Dhou El Hidja 1428 correspondant au 23-12-2007 relatif aux périmètres de protection qualitative des ressources en eau.



<p><b>Contamination de sol</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Décret exécutif n° 93-160 du 10-06-1993 réglementant les rejets d'effluents liquides industriels.</li> <li>- Décret exécutif n° 06-141 du 20 rabie el aouel 1427 correspondant au 19-04-2006 définissant les valeurs limitent des rejets d'effluents liquide industrielle.</li> </ul>
<p><b>Pollution de l'air</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Décret exécutif n° 93-165 du 10-07-1993 réglementant les émissions atmosphériques de fumées, gaz, poussières, odeurs et particules solides des installations fixes.</li> <li>- Décret exécutif n° 06-138 du 16 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 15-04-2006 réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle.</li> <li>- Décret exécutif n° 07-207 du 15 Joumada Ethania 1428 correspondant au 30-06-2007 réglementant l'usage des substances qui appauvrissent la couche d'ozone, de leurs mélanges et des produits qui en contiennent.</li> </ul>
<p><b>Les effets du bruit</b></p>	<p>Décret exécutif n° 93-184 du 27-07-1993 réglementant l'émission du bruit.</p>

Concernant l'opération de fracturation hydraulique aucun règlement au décret sorti de l'état algérien pour mettre des exigences qui détermine les techniques à utiliser pour maîtriser cette technologie. [25]

### V.1.3. Le gaz de schiste est-il rentable pour L'Algérie ?

La décision de relancer l'exploration et l'exploitation des schistes est assez inattendue car elle intervient à un moment bien plus défavorable qu'auparavant avec la chute drastique des cours du pétrole et du gaz. Il ne peut donc s'agir, comme précédemment, que d'un objectif à long terme avec seulement quelques puits d'évaluation dans le court terme. Et cela pour trois raisons principales. D'abord l'exploitation des hydrocarbures de schiste n'est rentable actuellement qu'aux USA et au Canada. Elle ne le sera pas avant bien longtemps en Algérie.

Ensuite, quand bien même elle le serait, le projet de forage de 200 puits/an dont on a parlé pour exploiter le gaz de schiste ne pourra pas être réalisé avant très longtemps à cause des moyens importants qu'il nécessite (nombre très élevé d'appareils de forage et autres équipements lourds, infrastructures, industries de support) et de la logistique à mettre en place. Enfin, on ne peut décider d'exploiter les schistes sur la base du ou des deux seuls puits d'évaluation. Des dizaines de puits ou même plus, avec un historique suffisant, seraient requis pour une estimation plus précise du potentiel et de la rentabilité du projet. Il aurait, néanmoins, été intéressant de connaître les résultats de ces premiers puits d'essai. Malheureusement, ces résultats n'ont, à ma connaissance, jamais été publiés comme s'il s'agissait d'une information top-secret.

Il est possible, cependant, d'estimer approximativement le potentiel de production des schistes Algérien par analogie avec ceux du play de Barnett au Texas (USA), l'un des plus anciens donc disposant d'un des historiques de production les plus longs. Dans ce play, les réserves moyennes par puits sont de 1,3 Bcf (Billion cubic feet) soit l'équivalent de 37 millions de m<sup>3</sup> de gaz. C'est ce que devrait donner la moyenne des puits algériens s'ils s'avèrent comparables. Avec des prix de 5-6 dollar le MMbtu, le puits n'aurait rapporté que 5 millions dollar à 7,9 millions dollar alors qu'il revient à environ 20 millions dollar sans compter les autres coûts de développement. Dans ces conditions, il faudrait que la récupération moyenne des puits algériens, soit environ 3 à 5 fois plus élevée que ceux du play de Barnett pour franchir le seuil de rentabilité. En ce qui concerne la production des 200 puits envisagés annuellement, elle ne dépassera pas les 7,5 milliards de m<sup>3</sup> par an, toujours par analogie avec le play de Barnett. Sur la base de ces informations, nous pouvons dire que l'exploitation rentable des gaz de schiste ne sera pas possible avant le long ou le très long terme. Elle ne pourra alors constituer qu'un appoint à la consommation locale, ne représentant qu'environ 3% du futur mix énergétique algérien. Son volume sera insuffisant pour une exportation significative. [82]

## **V.2. Etude comparative du modèle Algérien et du modèle Américain de gestion de l'eau de fracturation hydraulique :**

L'objet de la deuxième partie est de développer la phase de fracturation hydraulique et ses impacts sur l'eau suivant le cycle de vie de l'eau de fracturation afin de comparé les deux model Algérien et Américains de gestion d'eau.

### V.2.1. Cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique :

Étude des impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau est organisée en cinq thèmes en fonction du potentiel d'interaction entre la fracturation hydraulique et de ressources en eau. Ces cinq étapes de cycle de l'eau de fracturation hydraulique sont illustrées dans la Figure et comprennent :

- (1) l'acquisition de l'eau.
- (2) mélange de produits chimiques.
- (3) l'injection de puits.
- (4) reflux et l'eau produite.
- (5) le traitement des eaux usées et l'élimination des déchets.

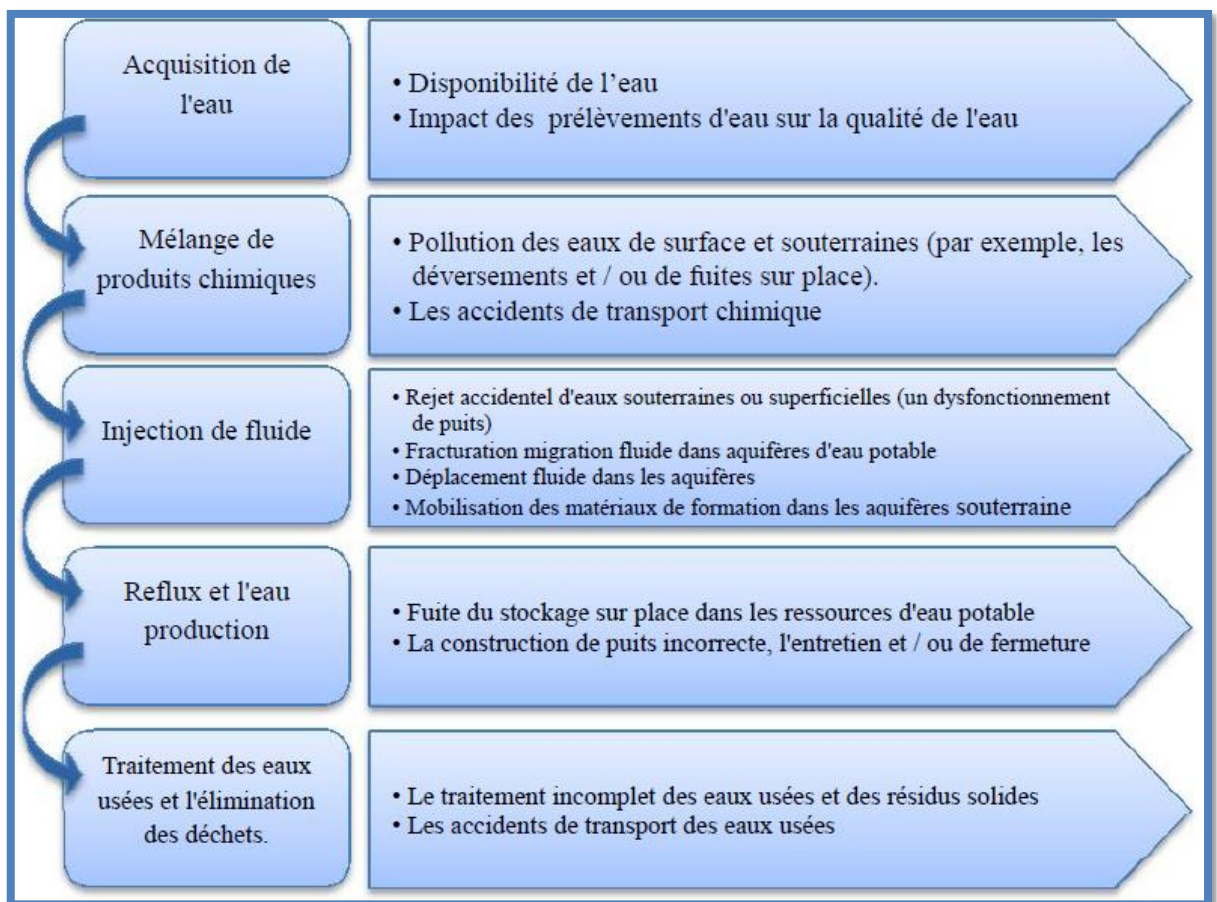


Figure V.4 : Les problèmes potentiels d'eau potable associés à chaque étape du cycle de l'eau de fracturation hydraulique. [25]

#### V.2.1.1. Analyse et traitement :

Après l'analyse de cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique on distingue trois problématique principale sur l'utilisation d'eau qu'on les présenté sous forme des questions :  
 Quel sont les sources d'eau pour approvisionnement ?

Quel est le taux de récupération des eaux reflux ?

Quel sont les techniques pour traiter les eaux usées ?

Pour répondre à ces questions on va faire une comparaison de modèle Algérien avec le modèle Américain sur la gestion des eaux de fracturation hydraulique afin de savoir les insuffisances et les impacts liés à cette activité.

## V.2.2. Modèle Américain :

### V.2.2.1. L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée :

L'augmentation de la demande d'eau pour le forage et la fracturation de shale gas a incité les exploitants à chercher des sources d'eau supplémentaires et des solutions de recharge aux sources locales d'eau douce. Les sources potentielles de remplacement comprennent les eaux usées industrielles, les effluents des usines de traitement de l'eau, les eaux minières abandonnées, les eaux souterraines salines et la réutilisation des eaux produites. [79]

L'industrie Américaine de gaz de shale consomme de 7.560 à 15.120 m<sup>3</sup> d'eau pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique d'un puits. Le tableau V.3 produit par le Grounds Water Protection Council Oklahoma City (GWPCOC) donne les estimations des besoins en eau pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique dans les bassins de shale les plus actifs aux États-Unis. Selon ce dernier, la quantité d'eau utilisée par puits dans le shale de Marcellus est de 14.666,4 m<sup>3</sup> d'eau. Tandis que, selon le Susquehanna river basin commission, une commission regroupant les états de New York, de la Pennsylvanie et du Maryland, la quantité d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique d'un puits dans le shale de Marcellus est de 7.560 à 34.020 m<sup>3</sup>. [25]

Une source d'eau alternative est les changements saisonniers du débit de la rivière ; les états et les opérateurs captent l'eau lorsque les débits d'eau de surface sont les plus importants. Ceci fait écho à une recommandation de Veil aux opérateurs du Fayetteville de stocker l'eau pendant les périodes humides pour assurer sa disponibilité pendant les périodes plus sèches.

Cependant, cela nécessite que les opérateurs utilisent ou aménagent des endroits pour stocker l'eau et ajoute des coûts pour la collecte et le stockage. [79]

**Tableau V.3 : Volume d'eau utilisée dans les bassins de shale USA. [25]**

Shales	Volume d'eau pour le forage d'un puits (m <sup>3</sup> )	Volume d'eau pour la fracturation (m <sup>3</sup> )	Volume d'eau total (m <sup>3</sup> )
<b>Barnett</b>	<b>1 512</b>	<b>8 694</b>	<b>10 206</b>
<b>Fayetteville</b>	<b>226,8</b>	<b>10 962</b>	<b>11 188,8</b>
<b>Haynesville</b>	<b>3 780</b>	<b>10 206</b>	<b>13 986</b>
<b>Marcellus</b>	<b>302,4</b>	<b>14 364</b>	<b>14 666,4</b>

### V.2.2.2. Récupération :

Aux États-Unis, 30 % à 70 % de l'eau injectée durant la fracturation hydraulique sont récupérés [25]. Cette eau comprend un mélange des éléments suivants, sans s'y limiter :

- L'eau de reflux (les fluides de fracturation hydraulique injectés qui remontent à la surface après la fracturation hydraulique); l'eau de formation, qui comprend des sels, des métaux, des hydrocarbures et des matières radioactives naturels, laquelle remonte à la surface avec le gaz. [78]

L'eau usée est gérée temporairement sur place dans des fosses ou dans des cuves en acier. Ces bassins de stockage sont conçus pour minimiser les probabilités de contamination des ressources en eau. [25]

### V.2.2.3. Le traitement des eaux :

L'industrie Américaine des gaz de shale dispose de ses eaux usées de diverses manières. L'injection en profondeur dans des formations géologiques est très utilisée aux États-Unis sauf en Pennsylvanie et dans l'État de New York. [25]

La méthode d'élimination la plus fréquente est l'envoi de ces eaux usées vers des usines de traitement des eaux usées municipales [80]. Ces eaux entreposées dans les cuves en acier sont transportées par camion dans les stations de traitement municipales. La réglementation dans les États permet aux stations municipales de recevoir des eaux usées de l'industrie des gaz de shale jusqu'à une limite de 1 % de leur débit journalier de traitement. [25]

Cependant ce procédé contient de nombreuses limites, puisque les méthodes de traitement ne sont probablement pas adaptées aux contaminants présents et aux concentrations de solides dissous totaux. [80]

D'autres techniques sont utilisées aux États-Unis pour éliminer les eaux usées, telles que l'injection de celles-ci dans des formations salines profondes [80] pour un stockage à long terme, dans des puits dits d'injection (90 % des compagnies de forage américaines ont recours à cette méthode – chiffre du Natural Resources Defense Council, NRDC). Ces puits sont classés de type II par l'EPA et doivent être contrôlés tous les 5 ans. Il en existe plus de 150 000 aux États-Unis, Le dumping ou rejet des eaux sales telles qu'elles dans la nature (sur les sols ou dans les rivières) reste la méthode la moins coûteuse pour les compagnies et elles peuvent y avoir recours [52] et le traitement de ces eaux sur le site même par des systèmes de traitement mobile afin de pouvoir réutiliser les eaux usées, Principalement deux types de technologie (procédés de distillation, de précipitation, d'évaporation thermique, de

distillation/ cristallisation, , ou d'osmose inversée) sont utilisées dans ces systèmes de traitement mobiles. [80]

De plus, dans certains États comme la Pennsylvanie, les révisions ,dans la réglementation du PDEP exigent que les eaux usées de l'industrie pétrochimique et du gaz, contenant moins de 30 000 mg/L de Matière Dissoute Totale (MDT), doivent être réutilisées.

Les points énumérés ci-dessous résument le modèle de gestion d'eau aux États-Unis :

- Les prélèvements d'eau se font dans les eaux de surfaces, des eaux souterraines, des sources d'eau privées, des réseaux d'approvisionnement des municipalités ou de la réutilisation des eaux usées de l'industrie.
- La quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique sont très variables d'un État à un autre.
- La quantité d'eau de fracturation récupérée représente entre 30 % à 60 % de la quantité d'eau injectée.
- L'industrie des gaz de shale dispose des eaux usées principalement de quatre façons : par injection en profondeur, par le traitement municipal, par les établissements commerciaux de traitement et par unité de traitement mobile.

Le développement de l'industrie du gaz de shale est encadré par un ensemble de lois de fédérales, étatiques, et municipales, touchant tous les aspects de l'exploration et l'exploitation. [25]

La figure représente une représentation schématique du modèle Américain de gestion d'eau, permettant d'apprécier visuellement les étapes qui soulèvent des problématiques qui font consensus ou non dans la littérature. En d'autres termes, elle permet d'identifier directement quelles sont les étapes qui doivent être améliorées afin de rendre ce modèle plus en adéquation avec les trois piliers du développement durable.

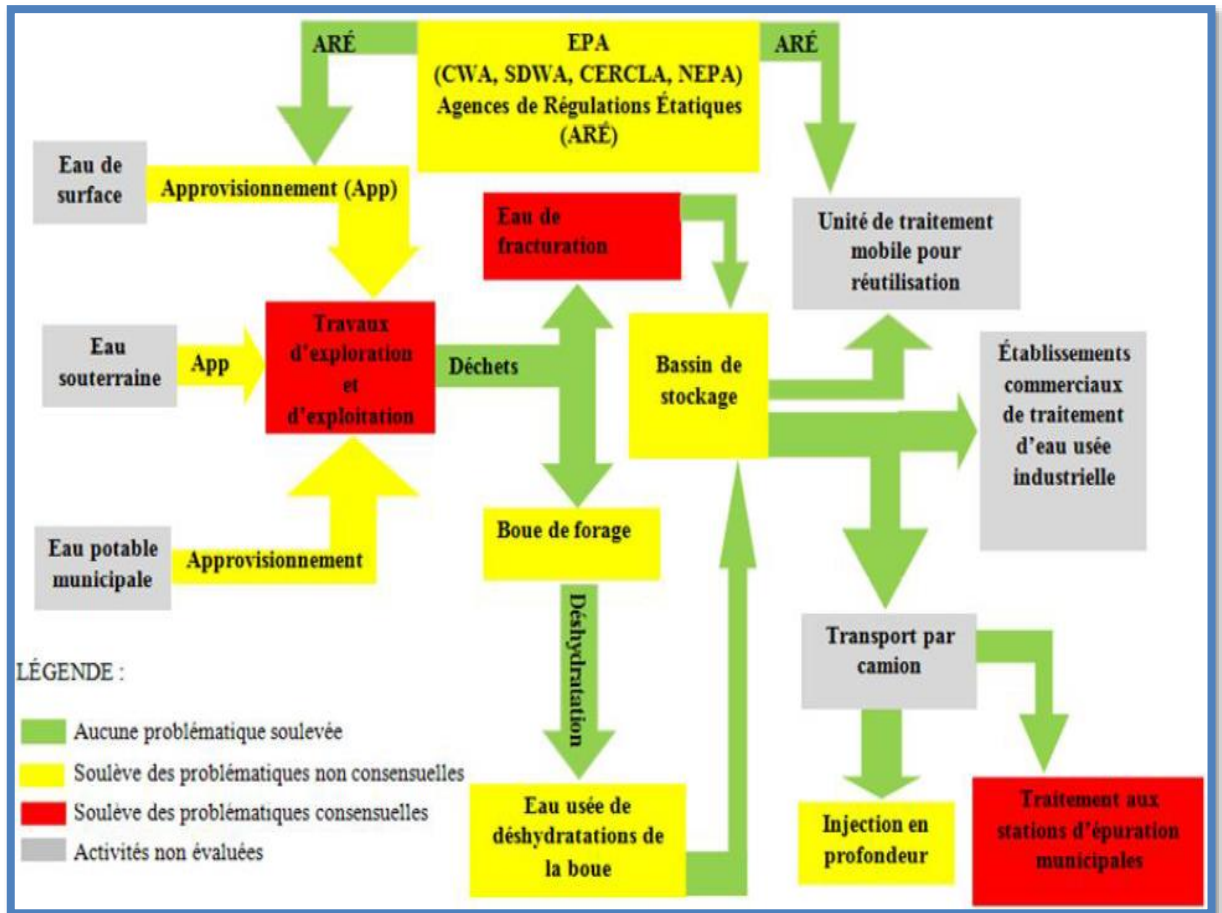


Figure V.5 : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau des États-Unis lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste. [25]

### V.2.3. Modèle Algérien :

#### V.2.3.1. L’approvisionnement et quantité d’eau utilisée :

Approvisionnement en eau pour l’exploitation de gaz de schiste sera basé sur une seule source qu’est l’eau souterraine vu le positionnement des gisements de gaz de schiste. [25]

Avec une pluviométrie quasi nulle, le sud de l’Algérie, représentant quelque 70% de la superficie totale du pays, est exclusivement alimenté en eau à partir de réserves souterraines faiblement renouvelables emmagasinées dans les deux grands aquifères le Continentale Intercalaire et le Complexe Terminal, qui servent à la fois l’irrigation agricole, l’industrie ou l’alimentation des populations locales en AEP. [81]

#### V.2.3.2. La récupération :

Aucune étude a été faite dans ce domaine en Algérie, par comparaisant des caractéristiques des réservoirs algériens avec ceux des USA on trouve que les réservoirs de

Barnett sont les plus proche au réservoir Algérien, Le taux de récupération sera considéré entre 20% à 50%.

L'eau de fracturation qui remonte en surface est mélangée dans certains cas d'eau de formation. La composition chimique de ces eaux de formation varie en fonction de la géologie du milieu et les eaux peuvent être très salines dans certains gisements. Les eaux qui remontent en surface peuvent contenir aussi des éléments radioactifs tels que le radon, le radium et le thorium. Le niveau de radioactivité de ces eaux va dépendre des types de sols et la géologie des formations.

Les eaux récupérées sont collecté dans des bassins de rétention sur site pour traitement après. [25]

### **V.2.3.3. Le traitement des eaux :**

Les techniques de traitement des eaux de reflux des opérations de fracturation dépendent principalement sur de la nature et la taille de contaminant présent.

Les techniques de traitement basé en Algérie sont :

- Technique de traitement sur site par évaporation
- Traitement par solidifications/stabilisation.
- L'incinération (déchets spéciaux dangereux)
- Traitement biologique (ce projet est lancé par SONATRACH, il n'est pas encore appliqué)
- Réutilisation des eaux par l'injection dans des couches profondes pour renforcé la production.
- Traitement à partir des établissements commerciaux (M-I SWACO)
- Station d'épuration (selon la réglementation le traitement assurer par le générateur)

Le traitement des eaux usées de l'industrie des gaz de shale suscite un certain nombre d'enjeux relatifs à la gestion de l'eau :

- Indisponibilité des donnés sur les caractéristiques des eaux de reflux de fracturation.
- Manque des stations de traitement municipal dû à la grande surface de Sahara.
- Les stations municipales ne traitent que les eaux domestiques.
- Le transport des eaux usées.
- Manque de la réglementation qui encadre ces eaux (les valeurs limites). [25]

La figure représente une présentation schématique d'un modèle proposé pour la gestion des eaux de fracturation En d'autres termes, elle permet d'identifier, directement quelles sont les étapes critiques qui doivent être améliorées afin de mettre des technologies plus sure.



L'Algérie doit développer des technologies plus sûres pour traiter les eaux de fracturation.

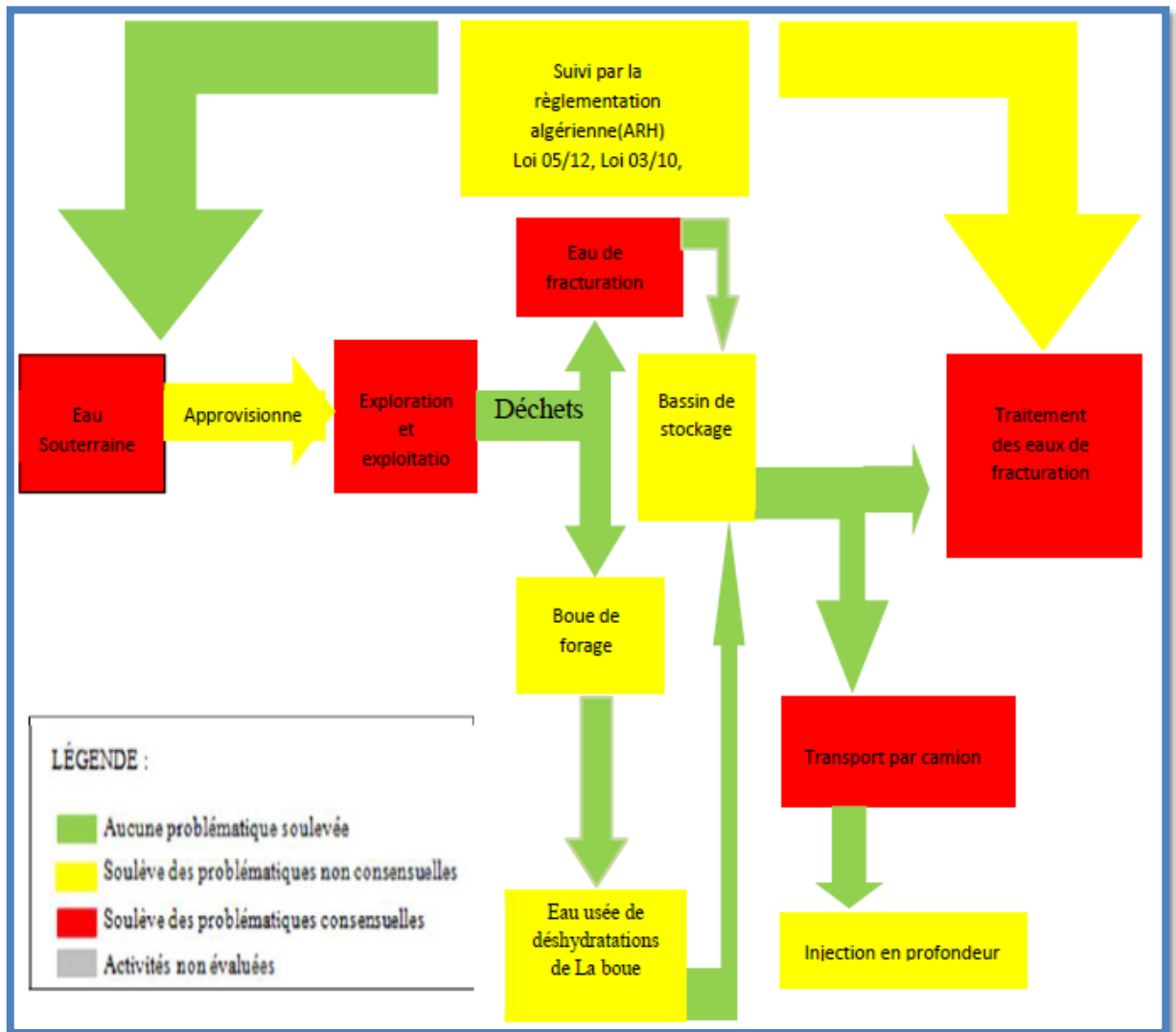


Figure V.6 : Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau de l'Algérie lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste. [25]

#### V.2.4. Analyse comparative du modèle Algérien et du modèle Américain de gestion de l'eau :

Quatre critères permettent de jauger la performance environnementale de chaque modèle de gestion d'eau :

- Source d'approvisionnement/capacité de support.
- Volume d'eau récupérée.
- Caractérisation des eaux usées.
- Recyclage et réutilisation des eaux usées.

**Tableau V.4 : Analyse comparative du modèle Algérien et l'Américain de gestion de l'eau**

Critères d'évaluations	Modèle algérien		Modèle américain	
	Avantages	Inconvénients	Avantages	Inconvénients
Environnement	Approvisionnement en eau/capacité de support de la source	Quantité disponible importantes	Une seule source faiblement renouvelable L'eau salé nécessite la désaliénation	Diversification des sources d'approvisionnement (4 sources) La carte des eaux souterraines est complète  Sources éloignées des zones de production
	Volume d'eau récupérée	Non disponible	Variable entre (20à50%) Gestion traditionnelle	Peut-être important  Variable (30 à 70 %)
	Caractérisation des eaux usées	Donné non disponibles	selon les caractéristiques de la formation il est moins propre	Complète  Eau usée moins «propre»
	Recyclage et réutilisation des eaux usées	Développement d'établissements commerciaux de traitement Projet de traitement en cours	Manque des stations Les projets ne sont réalisés	Développement d'établissements commerciaux de traitement

**Conclusion :**

Après étude préliminaire sur les impacts environnementaux liés au cycle de vie développement de gaz de schiste on a constaté que la phase la plus critique bien que la phase de fracturation hydraulique (consommation d'eau, contamination des aquifères).

Le seul problématique qui se pose pour cette phase est l'eau ; les sources d'approvisionnement, le traitement des eaux usées pour répondre à ce problème on a fait une comparaison entre le système américain de gestion des eaux de fracturation hydraulique et le système proposé pour la gestion en Algérie afin de déterminer les efficacités et l'efficacité de ce dernier.

Dans cette étude on n'a pas pris plusieurs impacts par exemple l'occupation de sol (200/250 puits pour 1 TCF), le séismique et d'autre impacts qui serrant l'objet d'autre étude.

À la lumière de la grille d'analyse, le modèle Algérien présente plusieurs lacunes dont les plus remarquables sont énumérées ci-dessous :

- Une source d'approvisionnement faiblement renouvelable.
- La seule source four fournir l'eau potable (transfert in Salah/Tamanrasset et transfert sud/nord).
- La nappe Albien captée à plus de 2.000 m de profondeur (coût élevé du forage).
- Une forte température de l'eau pouvant atteindre les 60 °c et plus, nécessitant un équipement pour refroidir l'eau.
- La qualité d'eau riche en sel nécessite des équipements pour désalinisation.

Concernant les caractéristiques des eaux usées et le taux de récupération ne sont pas disponibles car le projet est en cours d'étude.

Les technologies de traitement et réutilisation des eaux usées ne sont pas encore développé en Algérie, on traite que les déchets de forage (boue).

Pour assurer le meilleur traitement on doit suivi le modèle Américain pour développer des établissements commerciaux de traitement.

**Conclusion :**

Les défis du gaz de schiste ont été examinés du point de vue du gaz en place et de la productibilité. Dans cette thèse nous avons essayé de comprendre les concepts de base des réservoirs de gaz de schiste, d'expliquer la méthode d'extraction de ce type de source non conventionnelle, d'évaluer les impacts environnementaux liés à cette activité en Algérie et de confirmer ces études par une étude de cas sur le puits AHT1-H1.

Sur la base de cette étude, plusieurs conclusions peuvent être montrées :

Premièrement, Shale est un réservoir de gaz naturel émergeant rapidement aux États-Unis où le développement a débuté dans une large gamme de bassins sédimentaires, à côté de quoi les recherches et le développement des réservoirs de schistes ont été faits aux États-Unis jusqu'à ce qu'ils soient économiquement récupérables. ont été exportés dans le monde entier où il est important d'évaluer les ressources de gaz de schiste techniquement récupérables. La revue de la littérature a montré que les réservoirs schisteux complexes ne sont pas identiques et que chaque réservoir possède ses propres caractéristiques et que les paramètres clés (Sweet Spot) doivent le contourner pour le choix de l'emplacement des forages, les types de complétion et l'emplacement des fractures, à côté de l'utilisation des techniques Frac Multi-Stage et Multi-Lateral WellPad pour l'extraction de ce type à l'échelle économique.

Après cela, Les bassins d'hydrocarbures algériens détiennent deux importantes formations de gaz de schiste, le shale de Silurien Tannezuft et de Frasnian Dévonien. Les études géologiques examinent sept bassins de gaz de schiste : les bassins de Ghadames (Berkine) et d'Illizi dans l'est de l'Algérie, Les bassins de Timimoun, Ahnet et Mouydir dans le centre de l'Algérie et les bassins de Reggane et de Tindouf dans le sud-ouest de l'Algérie.

les caractéristiques de chaque gisement de gaz de schiste signifient qu'il peut s'écouler plusieurs années avant qu'un producteur ne trouve le meilleur moyen d'exploiter une zone, ce qui se traduit par de faibles volumes de gaz au début du projet. À côté de cela, il peut prendre des années pour que les activités d'exploitation couvrent l'intégralité de la zone autorisée. En d'autres termes, certains projets peuvent commencer à petite échelle mais, en cas de résultats positifs, ils peuvent devenir à grande échelle. De plus, les caractéristiques uniques de chaque zone de schiste conduisent également à une proportion différente d'additifs de fluide de fracturation. Cette proportion est généralement gardée propriétaire / secret.

Pour l'extraction de gaz de schiste il sera important d'utiliser efficacement les méthodes de forage, complétion et de fracturation hydraulique avec des moyens sensibles et uniques.

En Algérie , son extraction se fait par la fracturation hydraulique en utilisant le slickwater comme fluide de fracturation qui est tolérante d'un grand volume d'eau et destinée spécialement pour les roches fragiles et naturellement fracturées .

L'étude des impacts environnementaux représente une étape importante pour répondre aux enjeux environnementaux liés à l'exploitation du gaz de schiste en Algérie, selon l'analyse qualitative de cycle de vie présentée dans cette étude qui utilise les meilleures données scientifiques disponibles, des sources d'information indépendantes, la consultation de secteur public et la réglementation en matière de protection de l'environnement on peut dire que actuellement l'exploitation de gaz de schiste en Algérie est difficile d'être concrétisée sur terrain par plusieurs raisons présentées on va citer quelques-unes :

- La technologie adoptée par l'Algérie est la fracturation hydraulique cette technique nécessite d'énormes quantités d'eau (10 à 20.000m<sup>3</sup>/puits) – rappelons que le Sahara est une région en stress hydrique.
- Il y a une source unique d'eau au Sahara pour les habitants et l'agriculture qui sera la même source pour la fracturation hydraulique.
- L'Algérie ne possède pas cette technologie ce qu'il implique de chercher des sociétés internationales pour travailler en Algérie.
- Les sociétés internationales considèrent que les produits chimiques utilisés par cette technologie est un secret donc il y a des ambiguïtés sur ce mélange qui présente des produits cancérogènes.
- Les technologies utilisées actuellement pour traiter les eaux usées générées par la fracturation hydraulique ne sont pas suffisantes et ne peuvent pas traiter ce type d'eau.
- Manque des règlements qui va encadrer la technologie de fracturation hydraulique durant tous les étapes de cycle de vie.
- Les ressources humaines actuelles ne sont pas prêtes pour gérer ces opérations délicates.
- La décision des autorités de passer vers le cap de l'exploitation des hydrocarbures de schiste n'a pas fait l'objet d'un débat public.

Il est également à noter que l'analyse qualitative du cycle de vie possède des limites importantes associées à la qualité des données utilisées, l'indisponibilité des données ou des études réalisées en Algérie (confidentialité).

Cette étude réalisée n'avait pas pour objectif de dire pour ou contre d'exploiter les gaz de schiste en Algérie, mais plutôt de déterminer les impacts environnementaux liés à l'exploitation des gaz de schiste.

Le dernier sujet abordé dans cette thèse est l'étude de cas sur le puits AHT1-H1 qui vient pour confirmer cette étude et qui nous vraiment aider de comprendre le secret derrière l'exploration de gaz de schiste en Algérie en terme géologie (Sweet Spot du bassin d'ahnet ) ,en terme technique (complétion par le coiled tubing,stimulation PinPoint et fracturation hydraulique par le slickwater en plusieurs stages) et au point de vue environnemental passant par la pollution de l'air, l'épuisement de l'eau, la contamination des eaux souterraines et autres.

malheureusement associée à d'autres applications expérimentales , nous avons l'attention que l'obtention de ce genre de données été très difficile et que l'accès aux données d'information et au laboratoire des compagnies pétrolières pour traiter le sujet de cette thèse est toujours impossible sous la confidentialité.

nous espérons que cette situation sera changée et nous pourrions accéder aux données de source, ayant la permission et la collaboration avec ces industries pétrolières pour développer plusieurs aspects dans l'axe de la thèse de sujet.

### **Perspectives et recommandations**

- Il serait cependant intéressant, même essentiel, qu'une analyse de cycle de vie conséquente plus large soit réalisé pour déterminer quantitativement les impacts environnementaux du gaz de schiste.
- Faire des études approfondies et rigoureux sur le cycle de vie de l'eau de fracturation hydraulique afin d'améliorer le modèle de gestion des eaux.
- Proposer un modèle numérique pour la gestion rational des eaux souterraine
- Modélisation de la possibilité de contamination des aquifères par les fuites de gaz de méthane.
- Renforcer la réglementation par des décrets qui encadre la technologie de la fracturation hydraulique.
- Crier une commission national pour une évaluation stratégique sur tous les enjeux d'exploitation des gaz de schiste (environnemental, économique, sociale,,,,).
- Assurer l'intégrité des puits pour qu'ils ne polluent pas la nappe phréatique.
- Il faut faire des étude sur la structure géologique et en particulier la localisation et la nature des failles présentes et d'autre part l'hydrogéologie avec bilan hydrologique (incluant la recharge des nappes et leur niveau d'exploitation), l'évaluation de la qualité de l'eau souterraine et de la vulnérabilité des nappes. En parallèle, l'impact du prélèvement majeur nécessaire à la fracturation hydraulique devra être modélisé.

- Il faut se tourner vers les énergies renouvelables et diversifier notre bouquet énergétique et surtout se tourner vers le solaire (Tour solaire) car l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire dans le monde 3000 heures d'ensoleillement. En plus le point le plus chaud du thermomètre du monde se trouve à Ain Salah.
- Investir dans l'agriculture car l'Algérie dispose de potentialités très importantes 5Millions d'hectares et d'une réserve d'eau considérée comme la plus grande au monde 40.000 milliards m3.

A la fin on peut dire que l'Algérie doit adopter le principe de **reculer pour mieux sauter**, elle doit réviser et prendre en charge l'aspect de sérieux dans les études et faire élargir la discussion avec tous les parties prenantes.

## Annexes :

**Annexe 1 : Les tableaux ci-dessous représentent les caractéristiques et les ressources des réservoirs Algérien**

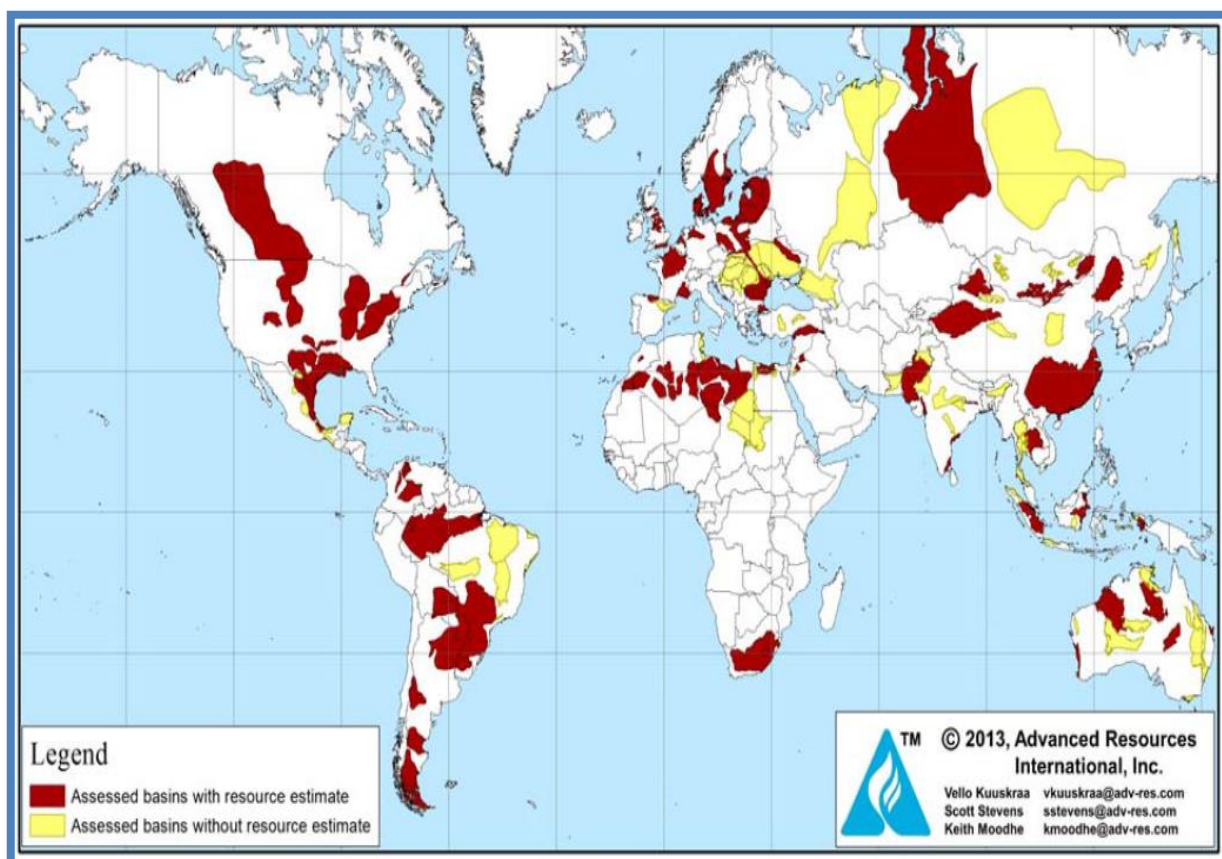
Basic Data	Basin/Gross Area	Ghadames/Berkine (117,000 mi <sup>2</sup> )					Illizi (44,900 mi <sup>2</sup> )		
	Shale Formation	Frasnian			Tannezuft		Tannezuft		
	Geologic Age	U. Devonian			Silurian		Silurian		
	Depositional Environment	Marine			Marine		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )	2,720	3,840	3,490	6,050	22,080	9,840	16,760	
	Thickness (ft)	Organically Rich	275	275	275	115	115	180	180
		Net	248	248	248	104	104	162	162
	Depth (ft)	Interval	8,000 - 10,500	9,000 - 10,000	10,000 - 16,000	10,000 - 14,500	11,000 - 16,000	3,300 - 8,000	3,300 - 8,000
Average		8,500	9,500	13,000	10,500	13,000	5,000	5,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	6.0%	6.0%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	1.70%	1.15%	1.90%	1.15%	1.70%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )	35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7	
	Risked GIP (Tcf)	48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	4.8	42.8	58.4	26.0	150.3	15.0	40.7	

Basic Data	Basin/Gross Area	Timimoun (43,700 mi <sup>2</sup> )		Ahnet (20,200 mi <sup>2</sup> )		Mouydir (22,300 mi <sup>2</sup> )		
	Shale Formation	Frasnian	Tannezuft	Frasnian	Tannezuft	Tannezuft		
	Geologic Age	U. Devonian	Silurian	U. Devonian	Silurian	Silurian		
	Depositional Environment	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )	32,040	41,670	1,650	5,740	11,730	12,840	
	Thickness (ft)	Organically Rich	200	100	275	60	330	60
		Net	180	90	248	54	297	54
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 9,000	5,000 - 15,000	3,300 - 6,600	5,000 - 9,500	6,000 - 10,500	5,000 - 10,000
Average		6,000	10,000	5,000	7,000	8,000	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	4.0%	2.8%	4.0%	3.0%	2.8%	3.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	1.70%	2.00%	1.15%	1.70%	2.00%	2.20%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Dry Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )	72.9	35.5	77.6	21.6	109.0	18.5	
	Risked GIP (Tcf)	467.1	295.5	25.6	24.8	255.7	47.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	93.4	59.1	3.8	5.0	51.1	9.5	



Basic Data	Basin/Gross Area		Reggane (40,000 mi <sup>2</sup> )				Tindouf (77,000 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		Frasnian		Tannezuft		Tannezuft	
	Geologic Age		U. Devonian		Silurian		Silurian	
	Depositional Environment		Marine		Marine		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,570	2,110	10,150	24,600	5,340	23,800
	Thickness (ft)	Organically Rich	330	260	130	230	60	60
		Net	297	234	117	207	54	54
	Depth (ft)	Interval	5,500 - 14,500	6,600 - 16,000	5,000 - 9,500	7,500 - 16,000	6,600 - 13,000	6,600 - 14,000
Average		10,000	11,000	8,000	12,000	10,000	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.0%	3.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		1.15%	1.70%	1.15%	1.80%	1.15%	2.50%
	Clay Content		Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium
Resource	Gas Phase		Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		103.9	97.3	38.3	94.4	18.9	24.2
	Risky GIP (Tcf)		53.4	41.0	77.8	464.5	20.2	115.2
	Risky Recoverable (Tcf)		8.0	8.2	11.7	92.9	3.0	23.0

**Annexe 2 : Estimation des ressources de gaz de schiste de 137 formations dans 41 pays dans le monde réalisé par Le département américain de l'Énergie EIA/ARI**



Continent	Region	Number of Countries	Number of Basins	Number of Shale Formations
North America	I. Canada	1	12	13
	II. Mexico	1	5	8
	<b>Subtotal</b>	<b>2</b>	<b>17</b>	<b>21</b>
Australia	III. Australia	1	6	11
South America	IV. N. South America	2	3	3
	V. Argentina	1	4	6
	VI. Brazil	1	3	3
	VII. Other S. South America	4	3	4
	<b>Subtotal</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>16</b>
Eastern Europe	VIII. Poland*	3	5	5
	IX. Russia	1	1	2
	X. Other Eastern Europe	3	3	4
	<b>Subtotal</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>11</b>
Western Europe	XI. UK	1	2	2
	XII. Spain	1	1	1
	XIII. Other Western Europe	5	5	10
	<b>Subtotal</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>13</b>
Europe	<b>Total</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>24</b>
Africa	XIV. Morocco**	3	2	2
	XV. Algeria	1	7	11
	XVI. Tunisia	1	1	2
	XVII. Libya	1	3	5
	XVIII. Egypt	1	4	4
	XIX. South Africa	1	1	3
	<b>Subtotal</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>27</b>
Asia	XX. China	1	7	18
	XXI. Mongolia	1	2	2
	XXII. Thailand	1	1	1
	XXIII. Indonesia	1	5	7
	XXIV. India/Pakistan	2	5	6
	XXV. Jordan	1	2	2
	XXVI. Turkey	1	2	2
	<b>Subtotal</b>	<b>8</b>	<b>24</b>	<b>38</b>
<b>Total</b>		<b>41</b>	<b>95</b>	<b>137</b>

Continent	Region	Country	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)	Risked Oil In-Place (Billion bbl)	Technically Recoverable (Billion bbl)
North America	I. Canada		2,413	573	162	8.8
	II. Mexico		2,233	545	275	13.1
	<b>Total</b>		<b>4,647</b>	<b>1,118</b>	<b>437</b>	<b>21.9</b>
Australia	III. Australia		2,046	437	403	17.5
South America	IV. N. South America					
		Colombia	308	55	120	6.8
		Venezuela	815	167	269	13.4
	Subtotal		1,123	222	389	20.2
	V. Argentina		3,244	802	480	27.0
	VI. Brazil		1,279	245	134	5.3
	VII. Other S. South America					
		Bolivia	154	36	11	0.6
		Chile	228	48	47	2.3
		Paraguay	350	75	77	3.7
	Uruguay	13	2	14	0.6	
Subtotal		744	162	150	7.2	
<b>Total</b>		<b>6,390</b>	<b>1,431</b>	<b>1,152</b>	<b>59.7</b>	
Eastern Europe	VIII. Poland					
		Poland	763	148	65	3.3
		Lithuania	4	0	5	0.3
		Kaliningrad	20	2	24	1.2
	IX. Russia		1,921	285	1,243	74.6
	X. Other Eastern Europe					
		Bulgaria	66	17	4	0.2
	Romania	233	51	6	0.3	
	Ukraine	572	128	23	1.1	
Subtotal		872	195	33	1.6	
Western Europe	XI. UK		134	26	17	0.7
	XII. Spain		42	8	3	0.1
	XIII. Other Western Europe					
		France	727	137	118	4.7
		Germany	80	17	14	0.7
		Netherlands	151	26	59	2.9
		Denmark	159	32	0	0.0
	Sweden	49	10	0	0.0	
Subtotal		1,165	221	190	8.3	
Europe	<b>Total</b>		<b>4,895</b>	<b>883</b>	<b>1,551</b>	<b>88.6</b>
Africa	XIV. Morocco*		95	20	5	0.2
	XV. Algeria		3,419	707	121	5.7
	XVI. Tunisia		114	23	29	1.5
	XVII. Libya		942	122	613	26.1
	XVIII. Egypt		535	100	114	4.6
	XIX. South Africa		1,559	390	0	0.0
	<b>Total</b>		<b>6,664</b>	<b>1,361</b>	<b>882</b>	<b>38.1</b>
Asia	XX. China		4,746	1,115	644	32.2
	XXI. Mongolia		55	4	85	3.4
	XXII. Thailand		22	5	0	0.0
	XXIII. Indonesia		303	46	234	7.9
	XXIV. India/Pakistan					
		India	584	96	87	3.8
		Pakistan	586	105	227	9.1
	XXV. Jordan		35	7	4	0.1
XXVI. Turkey		163	24	94	4.7	
<b>Total</b>		<b>6,495</b>	<b>1,403</b>	<b>1,375</b>	<b>61.1</b>	
<b>Grand Total</b>			<b>31,138</b>	<b>6,634</b>	<b>5,799</b>	<b>286.9</b>

### Annexe 3 : Comparaison entre l'estimation de 2011 et 2013 des ressources de gaz de schiste réalisé par Le département américain de l'Energie EIA/ARI

	Risky, Technically Recoverable Shale Gas Resources (Tcf)		Discussion
	April 2011 Report	May 2013 Report	
<b>1. North America</b>			
• Canada	388	573	7 basins vs. 12 basins.
• Mexico	681	545	Better data on areal extent.
<b>2. South America</b>			
• Argentina	774	802	Improved dry and wet gas areal definitions.
• Brazil	226	245	New dedicated chapter.
• Venezuela	11	167	Included associated gas; better data.
<b>3. Europe</b>			
• Poland	187	148	Higher TOC criterion, better data on Ro.
• France	180	137	Better data on SE Basin in France.
• Norway	83	0	Eliminated speculative area for Alum Shale.
• Ukraine	42	128	Added major basin in Ukraine.
• Russia	-	285	New dedicated chapter.
<b>4. Africa</b>			
• Algeria	230	707	1 basin vs. 7 basins.
• Libya	290	122	Higher TOC criterion; moved area to oil.
• South Africa	485	390	Reduced area due to igneous intrusions.
• Egypt	-	100	New dedicated chapter.
<b>5. Asia</b>			
• China	1,225	1,115	Better data; higher TOC criterion.
• India/Pakistan	114	201	Expanded assessment for Pakistan.

	EIA/ARI 2011 Report	EIA/ARI 2013 Report
No. of Regions (Chapters)	14	26
No. of Countries	32	41
No. of Basins	48	95
No. of Formations	69	137
Resource Coverage		
• Shale Gas	✓	✓
• Shale Oil	Not requested	✓
No. of Pages	355	~700
No. of Original Maps	~70	~200

## **Annexe 4 : Diagnostic des traitements de la pollution appliqués sur HMD**

### **1. Traitement par stabilisation/solidification :**

Dans l'objectif d'évaluer les traitements du type stabilisation/solidification , une série d'analyse a été effectuée sur des dizaines d'échantillons de cuttings avant et après traitement durant la période 2003-2006 selon les procédures françaises (AFNOR, 1998). Après extraction liquide/solide, les hydrocarbures et les différents éléments présents dans le filtrat ont été dosés. La pollution organique a été caractérisée par chromatographie en phase gazeuse

- Les cuttings ont été collectés dans des bouteilles en verre. La matière organique a été extraite par CCl<sub>4</sub> (AFNOR, 1979). Une méthode spectroscopique a été utilisée pour le dosage des hydrocarbures totaux (AFNOR, 1979). Les détails de la méthode sont donnés dans.
- le dosage du carbone organique total a été effectué selon la norme NF ISO 10694 après une extraction au CCl<sub>4</sub>.
- L'absorption atomique (AAS) a été utilisée pour le dosage des métaux (Cr total, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Cd et Pb) et la colorimétrie pour le dosage du Cr (VI).
- Le mercure a été dosé par Spectrométrie d'absorption atomique en vapeur froide (volatile hydride by Cold Vapor : CVAAS).
- Les chlorures ont été dosés par la méthode de Mohr.

La concentration initiale en hydrocarbures totaux dans les borbiers varie entre 0,13 et 4,40 mg/L. Après traitement, la concentration chute entre 0,04 et 0,5 mg/L. Pour les métaux lourds, on note une diminution significative de la concentration souvent inférieure à celle requise par la réglementation algérienne 20 mg/L.

La teneur élevée en chlorures est expliquée par l'utilisation d'une salinité importante dans les fluides de forage ou par la présence de sels dans les formations traversées durant le forage. Cette salinité importante peut influencer la biodégradation .

Durant la période 2005-2007, l'analyse de plusieurs échantillons de cuttings après traitement par solidification a montré que la totalité des échantillons renfermaient une concentration en métaux lourds inférieure à la norme : en fait, dans la majorité des cas, la concentration initiale en métaux avant traitement était déjà inférieure à la norme. Le tableau 1 donne un exemple des résultats obtenus.

Le traitement physique par solidification a été la méthode employée pendant quelques années pour réhabiliter les sites de forage. Cependant, plusieurs études ont montré que cette technique n'est pas suffisante car elle permet l'immobilisation du polluant mais non son élimination.

D'autres limitations sont généralement signalées au sujet de l'application de la technique de solidification à savoir :

- la teneur en hydrocarbures ne doit pas dépasser 45% en masse,
- la présence d'au moins de 15% de solides est exigée,
- la présence d'une quantité excessive de fines particules de sol, ou la présence excessive de particules de grandes dimensions est indésirable.

## **2. Traitement thermique :**

L'analyse d'une dizaine d'échantillons de cuttings après traitement thermique montre que cette technique permet de traiter une variété de fluides et de récupérer la totalité des huiles utilisées (99%) avec un maximum d'élimination des hydrocarbures (teneur résiduelle ne dépassant souvent pas 0,1% seulement). Elle est très recommandée dans le cas des bourbiers contenant des OBM, de même qu'elle peut réduire la mobilité des composés inorganiques tels que les métaux et les sels . Un traitement additionnel est recommandé en fonction de la finalité des déchets. Le coût du traitement thermique est évalué entre 75 \$ et 150 \$/t.

Cependant, cette technique contribue à la présence des métaux lourds dans les aérosols. Leur comportement dépend des conditions thermiques et chimiques de l'environnement. Les métaux à l'état de traces sont émis sous forme de fines particules dans la phase gazeuse après combustion. Les études de santé et d'environnement ont montré que les nanoparticules de As, Cr, Pb et Se posent de sérieux problèmes pour la santé humaine. L'augmentation de la solubilité et de la réactivité des métaux sous forme de nanoparticules favorise l'absorption par les tissus pulmonaires. Plusieurs pays ont établi de strictes régulations pour le contrôle de ces métaux.

## **3. Traitement biologique :**

La voie biologique est actuellement en plein essor et suscite de nombreux travaux. Sur le plan technique, un des problèmes fréquemment soulevés était celui de la croissance des micros - organismes sur les hydrocarbures. Sur un site de forage, il est possible d'utiliser les techniques biologiques en continu. Par exemple, le procédé de land farming est de conception simple, ne nécessitant pas un appareillage encombrant, ni une intervention importante de main d'oeuvre. Les premiers essais pilotes réalisés sur les chantiers de forage en Algérie entraînent un coût attractif de 40 \$/t de sol avec un temps de traitement de 5 mois.

Le taux de biodégradation est alors de 88 %. C'est une méthode écologiquement propre : on élimine presque totalement la pollution et les produits finaux issus du métabolisme microbien sont des composés tels que le CO<sub>2</sub>, l'eau et les sels inorganiques.

Les travaux reportés par Portier et al. (1995) ont démontré une réduction de 70–85% de la concentration en constituants hydrocarbonés sur chantier durant 120 jours. La vitesse attendue d'élimination des TPH (Total Petroleum Hydrocarbons) est de  $36 \pm 3,5$  mg.kg-1sol.jour-1. Les travaux de McMillen et al. (2001) résument l'expérience d'une dizaine d'années dans le domaine du bio traitement de la pollution causée par les activités d'exploration et de production.

### **Annexe 5 : Les principaux produits toxiques pour l'homme, présents dans les fluides de fracturation**

Tout récemment, aux Etats-Unis, la Commission de l'Energie et du Commerce de la Chambre des Représentants représentée par H.A.WAXMAN, E. J. MARKEY et D. DEGETTE, ont publié le 16 avril 2011, une liste de 2500 produits divers (produits purs ou mélanges), correspondant à 750 composés chimiques bien définis. Ce document regroupe les données fournies par 14 compagnies de services, travaillant pour l'industrie pétro-gazière américaine, lesquelles s'étalent entre 2005 et 2009 (Chemicals used in hydraulic fracturing, United States House of representatives commitee on energy and commerce minority staff , April 2011). Dans cette liste impressionnante, on retrouve des cancérogènes avérés pour l'Homme comme le benzène (n°92, agent leucémiant), mais aussi des produits usuels comme le café instantané, semble-t-il peu toxique et pour lequel on peut se poser la question sur son utilité réelle, dans les fluides de fracturation !

Dans la conclusion de ce rapport, il est rapporté que sur les 2500 mélanges chimiques, plus de 650 contiendraient des produits potentiellement nocifs. Parmi ces derniers, 22 sont classés comme cancérogènes et sont soumis aux Etats-Unis aux lois sur l'eau potable propre et sur l'air propre.

En effet, si on s'appuie sur la liste élaborée par le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC, Lyon, janvier 2011), émanation de l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS), on arrive comme l'indique le tableau 7, à comptabiliser 10 cancérogènes pour l'Homme (groupes 1 et 2A), avec en plus 9 composés cancérogènes chez l'animal et suspectés d'être cancérogènes chez l'Homme (groupe 2 B), mais dont l'implication dans le cancer humain n'est pas actuellement établi avec certitude. Il est évident, que cette classification élaborée par des groupes d'experts internationaux reconnus, ne constitue qu'une classification provisoire de l'OMS et est de ce fait en constante évolution, dépendant de l'avancée des connaissances scientifiques.

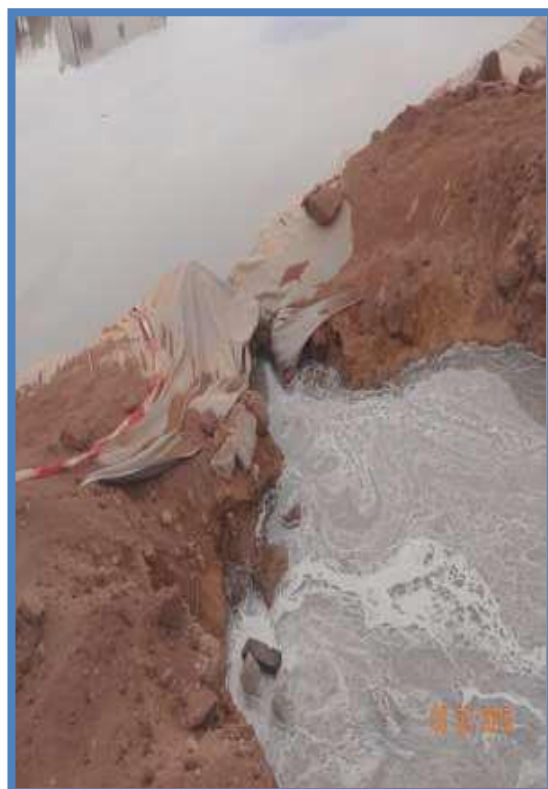
**Tableau : produits chimiques classés par le circ pour leur pouvoir cancérogène chez l'homme.**

COMPOSÉS CHIMIQUES	CLASSIFICATION CIRC (Janvier 2011)		
	Cancérogènes chez l'Homme		Suspectés cancérogènes Groupe 2B
	Groupe 1	Groupe 2A	
Acétaldéhyde			X
Acide nitrilotriacétique (NTA)			X
Acide sulfurique concentré (aérosols)	X		
Acrylamide		X	
Benzène	X		
Chlorure de benzyle		X	
Composés inorganiques du Plomb		X	
1,4 - Dioxane			X
Dioxyde de titane			X
Epichlorhydrine		X	
Ethylbenzène			X
Formaldéhyde	X		
Naphtalène			X
Nitrites et Nitrates		X	
Oxyde d'éthylène	X		
Oxyde de propylène			X
Silice cristalline (inhalée sous forme de Quartz ou de Cristobalite)	X		
Styrène			X
Trioxyde d'antimoine			X



**Annexe 6 : photos Ahnet –In Salah**

**La situation actuelle des bassins de collecte dans les deux puits AHT1-H1/2 d'Ain Saleh**



**Des déchets sont jetés dans les deux puits AHT1-H1/2 d'Ain Saleh**

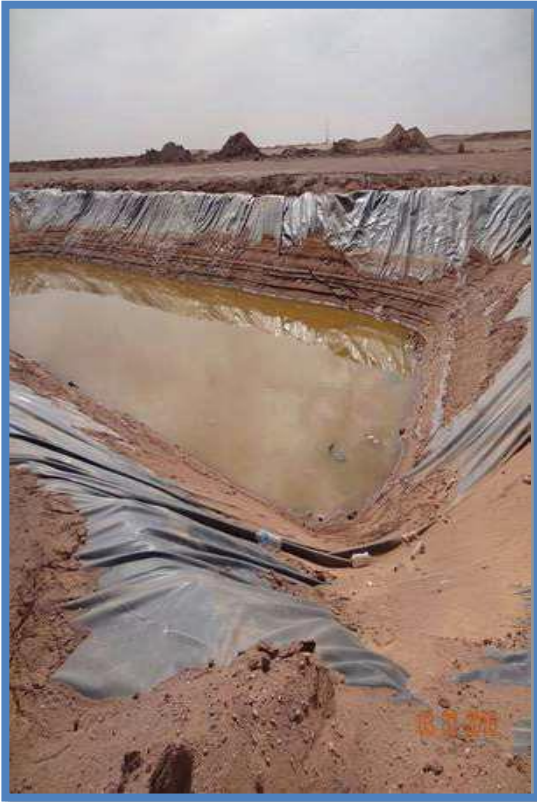


**Impact des bassins de collecte d'eau sur les oiseaux migrateurs dans la zone d'Ahnet**



### Statut actuel des bassins de collecte dans la zone d'Ahnet





## Annexe 8: Appel national à suspendre l'exploitation du gaz de schiste par la technologie de fracturation hydraulique

بسم الله الرحمن الرحيم

### الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

#### مقدمة :

بعد العديد من محاولات الحوار الفاشلة بين السلطات العمومية و مجموع سكان عين صالح حول قضية استغلال الغاز الصخري باستخدام تقنية التكسير الهيدروليكي بالجزائر عموما و عين صالح خصوصا. و نظرا لتدهور الوضع , نحن سكان عين صالح, و المواطنون الجزائريون نناشدكم باسم منطقتنا و باسم مواطنينا بالجنوب و كل الجزائر بالتوقف عن استعمال هاته التقنية والتي تعرض سكان المنطقة إلى كارثة بيئية.

إن الدراسات الصادرة من الدول التي قامت بالتجارب تؤكد أن استغلال الغاز الصخري بالتكسير الهيدروليكي يفضي إلى مخاطر بيئية ينتج عنها تلوث المياه و الهواء و مخاطر الزلازل , وينعكس ذلك على الصحة, كما أن هذه التقنية تستوجب استعمال كميات كبيرة من المياه و يمكن أن تكون غير مجدية اقتصاديا , و مما يدعونا إلى الاستنتاج أنه ليس هناك ربح و ربح بالشكل التقليدي .

ومنذ فترة قصيرة تم الإعلان عن استكشاف احتياطات هذا الغاز التي قدرت بأنها معتبرة , تم طرح عدة تساؤلات من كل الأطراف سواء السلطة أو الشعب و خاصة سكان منطقة عين صالح , إذ أن سوناطراك انطلقت في حفر بئرين نمونجيين احدهما اكتملت الأشغال به كليا و الآخر لازال في إطار الانجاز بالرغم من الإخطار المعروفة فإتمام حفر البئر الثاني بهذا الشكل غير مجد للقيام بتقييم صحيح للاحتياطات , مع أن تبرير استغلاله لتغذية محطة توليد الكهرباء لمنطقة عين صالح أمر مردود عليه و هذا لمحدودية مدة إنتاجه و المقدرة بسنتين أو ثلاث مع تناقص منتظم خلال فترة الإنتاج .

#### الجانب التقني:

إن المختصين والخبراء أجمعوا على عدم تحكم الانسان في الطبيعة وان الجيولوجيا لا تنبئنا الا بعد وقوع الحدث وعليه يجب مراعاة النقاط التالية:

- جيولوجيا: لا يمكن التحكم في طول , اتجاه, سرعة وسعة التشققات المحدثة بالتكسير الهيدروليكي و احتمالية تقائها مع الصدوع الطبيعية في الصخرة الام.
- نسبة استرجاع المواد المنضخة أثناء التكسير ضعيفة.
- احتمالية وجود تشققات في الاسمنت المستعمل في عملية العزل.

للتفصيل أنظر الملحقات : التكسير الهيدروليكي وقضايا البيئة  
Fracturation hydraulique et enjeux environnementaux

#### الجانب البيئي:

- صعوبة وعدم معالجة المياه المستعملة في التكسير و التي تحتوي على المواد الكيميائية المسرطنة.
- انبعاث الغازات المضرة أثناء عملية الحرق ( TORCHAGE ) و من احواض التجميع ( BOURBIERS ).
- انعكاسات تلوث المياه الجوفية
- احتمالية خروج المواد المشعة من الصخرة الام .
- عدم احترام معايير السلامة في احواض التجميع و التي تشكل خطرا على النشاط الرعوي و الطيور في المنطقة

للتفصيل أنظر الملحقات: تأثير استغلال الغاز الصخري على الصحة  
Impacts sur la santé de l'exploitation des gaz de schistes

## الجانب الاقتصادي

- قلة وضالة أرباح الاستثمار في الغاز الصخري مقارنة بالغاز التقليدي
  - القضاء على الاستثمار الفلاحي في المناطق التي استخرج فيها الغاز الصخري
- للتفصيل انظر الملحق : اللامردودية La non rentabilité**

نداء :

سيدي الرئيس , رغم التطمينات من مختلف المبعوثين وبعض الخبراء فيما يتعلق بسلامة تقنية التكسير الهيدروليكي الا ان مواطني منطقة عين صالح تخوفهم ليس وليد اليوم وإنما لتجارب سابقة, وهي ضخ ثاني اكسيد الكربون في باطن الارض والتي قامت بها هذه الشركات الاجنبية ....وبعد 10 سنوات من ضخ هذه الغاز CO<sub>2</sub> حدث تسرب للغاز في باطن الارض .والى حد الان لايعرفون ما المتوقع حدوثه في المستقبل

بالإضافة إلى تجربة أخرى يتم التحضير لها من طرف هذه الشركات الأجنبية في منطقة حاسي مومن وهي ضخ المياه الاصطناعية الملوثة عالية الملوحة في باطن الأرض ولا يمكن القول انه لا يحدث تسرب المياه الملوثة إلى المياه العذبة, و الكارثة البنية في حوض بركاوي والتي تسببت بها هذه الشركات.

ان تخوفنا من تقنية التكسير الهيدروليكي التي أكد عدم التحكم فيها العديد من الخبراء داخل الوطن وخارجه.

ولأسف وجدت في موقع التكسير للبئر الأول AHT1-H1 تعديلات صارخة على البيئة وعدم احترام المعايير و القوانين البيئية المتفق عليها و المتناقضة تماما مع توصياتكم الشخصية خلال المجلس الوزاري المصغر ليوم 27 جانفي 2015 حيث أشرتم : « يتعين على الحكومة السهر بصرامة على ضمان احترام المتعاملين المعنيين للتشريع من اجل حماية صحة المواطنين و الحفاظ على البيئة. »  
وقد جاء في نفس البيان :«...ان استغلال الغاز الصخري ليس واردا في الوقت الراهن...»  
وكذلك «...كما كلفت الحكومة بتنظيم نقاشات شفافة وبمشاركة كفاءات معترف بها ... »

ومن اجل ترسيخ الثقة بين المواطنين المعنيين و السلطة المركزية , نطالب من سيادتكم رسميا كما في العديد من البلدان تأييد طلبنا بالوقف ( moratoire ) لاستكشاف و استغلال الغاز الصخري بالجزائر بتقنية التكسير الهيدروليكي .

وفي الأخير وللفضل في هذا الجدل القائم نلتمس من سيادتكم اتخاذ قرار تاريخي وصريح ونحن موقنون بان الجزائر تتقدم بثقة مع الأمل رغم كل التحديات لمستقبل أفضل واعتمادا على تضافر جهود كل أبنائها دون إي إقصاء أو تهميش.

تحيا الجزائر  
المجد و الخلود لشهداننا الأبرار.

عين صالح في:

عن المجتمع المدني

## **Glossaire et terminologie**

---

**Schiste** : Ce terme sert à désigner toute roche ayant un débit en feuillets parallèles, épais de quelques millimètres ou moins. Presque toutes les roches peuvent devenir un schiste, mais rares sont les roches formées de feuillets dès leur origine. Le plus souvent le feuilletage est l'effet d'un aplatissement, après le dépôt du sédiment originel, soit sous le simple poids des roches sus-jacentes, soit sous l'effet d'une compression tectonique.

**Sédiment** : Un sédiment est un ensemble de particules en suspension dans l'eau, l'atmosphère ou la glace et qui finit par se déposer par gravité, souvent en couches ou strates successives. Leur consolidation est à l'origine de la formation des couches sédimentaires rocheuses.

**Stimulation** : Toute action ou ensemble d'actions visant à libérer le gaz emprisonné dans la roche.

**Aquifère** : Formation géologique constituée de roches perméables (poreuses et/ou fissurées) contenant de façon temporaire ou permanente une nappe d'eau souterraine mobilisable. L'aquifère est capable de restituer cette eau naturellement et/ou par exploitation (drainage, pompage).

**Biogénique (gaz)** : Fermentation de sédiments organiques par des bactéries permettant de créer du gaz. Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique possède moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du dioxyde de carbone) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.

**Carottage** : Prélèvement d'un échantillon du sous-sol terrestre ou marin obtenu à l'aide d'un tube appelé carottier que l'on fait pénétrer dans le sous-sol. L'échantillon ainsi obtenu s'appelle une carotte. Celle-ci est qualifiée d'échantillon stratigraphiquement représentatif, donc non perturbé.



**Complétion** : Ensemble des opérations qui permettent la mise en service d'un forage, que ce soit en production, en injection ou en observation. Le compléteur en est responsable et y travaille avec le foreur.

**Diagenèse** : Ensemble des processus physico-chimiques et biochimiques par lesquels les sédiments sont transformés en roches sédimentaires. Ces transformations ont généralement lieu à faible profondeur, donc dans des conditions de pression et température peu élevées.

**Diagraphies** : Enregistrement continu à l'aide de plusieurs sondes des variations, en fonction de la profondeur, d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. Suivant ces caractéristiques et le moment où les mesures sont enregistrées, on parlera de diagraphies de boue, de diagraphies en cours de forage ou de diagraphies différées .

**Faille / fissure** : (noms féminins) : Une faille est une fissure avec déplacement relatif des parties séparées (couches géologiques). Une fissure est une discontinuité créée dans une roche sous l'effet de contraintes internes ou externes, elle peut être de taille très faible (micro fissure) ou de grande taille (faille).

**Flow back** : Le flow back correspond au reflux du liquide de fracturation lors de la fracturation hydraulique. Après fracturation, le liquide est récupéré et stocké dans des bassins de décantation.

**Fracturation hydraulique (fracking)** : Dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et micro - fissurer la roche. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

**Migration de gaz** : Écoulement non contrôlé de gaz dans le sol ou dans l'eau souterraine provenant du puits gazier.

**Nappe phréatique (ou libre)** : Ensemble des eaux comprises dans la zone saturée (immergée) d'un aquifère. On parle de nappe libre quand l'aquifère comporte une zone non saturée (émergée) et une zone de fluctuation du niveau d'eau. Elle n'est pas recouverte par une couche imperméable et n'est donc pas sous pression.

**Roche-mère** : Désigne la roche où se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques. À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux.

**Roche-réservoir** : désigne une roche où des hydrocarbures s'accumulent. De densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz.

**Cimentation** : Le ciment est pompé entre le tubage et les formations intermédiaires pour isoler le puits de forage à partir de la roche environnante, agir comme une barrière à la migration vers le haut à travers cet espace, et fournir un appui sur le carter intermédiaire.

**Additif** : Toute substance ou combinaison de substances qui contient des composants chimiques que l'on retrouve dans un fluide de fracturation hydraulique, y compris un agent de soutènement qui est ajouté au fluide de base pour un traitement de fracturation hydraulique. Chaque additif joue un rôle déterminé et est sélectionné en fonction des propriétés requises.

**Agent de soutènement** : Matière habituellement non compressible, généralement du sable, ajoutée au fluide de fracturation et pompée à l'intérieur des fractures afin de les garder ouvertes une fois que les pressions de fracturation sont relâchées.

**Fluide de fracturation** : Le fluide utilisé pour effectuer un traitement particulier de fracturation hydraulique ; il comprend le fluide de base applicable et tous les additifs.

## Références bibliographiques

- [1] : HASSAINE NOUR EL HOUDA / GUEDDOURI ZINEB , Etude Des Fracturations naturelles Dans les réservoirs Ordoviciens (Etude De Cas De Garet Et Guefoul\_Bassin De l’Ahnet -Algérie) , Université Kasdi Merbah (Ouargla) , Pp11-14 , Pp 19-22, 2016.
- [2] : ABAYAHIA Hacene, OURDI Zakaria Et RACHEDI Yasmine Lina, Etude de caractérisation et évaluation de réservoir non Conventionnel Silurien (Bassin d’Ahnet) , Université Kasdi Merbah (Ouargla) , P 2 , 2016/2017.
- [3] : GHIAT Abla et SEDRATI Nourhane, etude Géologique, Sédimentologique et pétro Physique De réservoir émsien du Bassin de l’Ahnet, Université Kasdi Merbah (Ouargla) , Pp 5-6 , 2015/2016.
- [4] : M.DRIDI Ameer M.BENSAADI Ayoub M.SARRAOUI Lahcen, étude de caractérisation d'un niveau de réservoir non conventionnel:(Cas du niveau hot Shale du Silurien du bassin de Ahnet.) Puit AHT- 2, Université Kasdi Merbah (Ouargla), P16-20, Le 24/05/2016.
- [5] : ABOUCHE Karima Et BENSADI Walid, étude et Evaluation des caractéristiques du shale gas du bassin d’Ahnet, Université Kasdi Merbah (Ouargla) , P 32-33 , 22/05/2016.
- [6] : Sabrina Caballero , Qu’est-ce qu’une énergie renouvelable? Une tentative de définition, Sep 25, 2017 ,disponible sue le site :<https://www.wattvalue.fr/energie-renouvelable-tentative-definition/>.
- [7] : [www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-l-energie-solaire](http://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-l-energie-solaire).
- [8] : LATRECHE Mohammed Tahar, Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanant (MSAP) utilisée dans un système éolien. Mémoire de Magister en vue d’Obtention du diplôme de Magister en électrotechnique option commande électrique .Juin 2012, Université Ferhat Abbas de Setif .UFAS –ALGERIE ; Page 4.

- [9] : Énergie hydraulique, disponible sur le site :  
<https://www.futurasciences.com/planete/definitions/energie-renouvelable-energie-hydraulique-6659/>.
- [10] : Biomasse énergie, [https://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse\\_\(%C3%A9nergie\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse_(%C3%A9nergie)) .
- [11] : La géothermie, [http://www.energies-renouvelables.org/energie\\_geothermie.asp](http://www.energies-renouvelables.org/energie_geothermie.asp).
- [12] : <http://www.geo.fr/environnement/les-mots-verts/charbon-41657>.
- [13] : <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/les-combustibles-fossiles-charbon-petrole-gaz-naturel>.
- [14] : Magoon et Dow, 1994.
- [15] : Gluyas et Swarbrick , pétroleum géoscience , Blackwell Publishing company in USA (2004)
- [16] : Kheira CHADOULI, Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : Etudes de cas. Thèse pour l'obtention du titre de Docteur de l'université de Lorraine Spécialité : Géosciences. 14 Décembre 2013.page 9.
- [17] : Roland VIALLY, Ingénieur de Recherche, Hydrocarbures de roche-mère, IFP Energies nouvelles (Direction GEOSCIENCES, Rueil-Malmaison, France). 23 avril 2013.
- [18] : Franck Marco, HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS ,LE CAS DES ETATS-UNIS (USA) , janvier 2013.
- [19] : IFP School, D'où vient et comment se forme le pétrole ? Octobre 2014.
- [20] : DORLING KINDERSLEY LTD, Pétrole et gaz naturel, présenter par les ingénieurs de la société de pétrole (Society of petroleum engineer –SPE).LONDRES NEW YORK 2013
- [21] : R. Vially – G. Maisonnier – T. Rouaud ; Hydrocarbures de roche-mère-État des lieux ; Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013

- [22] : Benoît Thévard ; L'EUROPE FACE AU PIC PETROLIER : RAPPORT ANNEXE 3 Classification des hydrocarbures– novembre 2012 .
- [23] : IFP Energies nouvelles, les hydrocarbures non conventionnels– 1 et 4 avenue de Bois-Préau – 92852 Rueil-Malmaison Cedex Avril 2011
- [24] : Pierre LOUIS ; Les gisements d'hydrocarbures non conventionnels : sables bitumineux, schistes bitumineux, gaz et pétrole de schistes. Académie des Sciences et Lettres de Montpellier 103, Séance du 18 mars 2013.
- [25] : RAHMOUNI SOFIANE, Etude des impacts environnementaux de gaz de schiste ; Mémoire de MAGISTER EN HYGIENE ET SECURITE INDUSTRIELLE ; OPTION : GESTION DES RISQUES ; Université de El-Hadj Lakhdar-Batna ;2015.
- [26] : M. François-Michel Gonnot Et M. Philippe Martin ; Rapport D'information déposé En Application De L'article 145 Du Règlement Par La Mission D'information Sur Les Gaz Et Huile De Schiste ; Au Nom De La Commission Du Développement Durable Et De L'aménagement Du Territoire.
- [27] : À L'HEURE DES CHOIX ÉNERGÉTIQUES ; Filière énergétique : LE PÉTROLE DE SCHISTE. Le petit cousin des gaz de schiste ;Avantages et inconvénients dans une perspective de développement durable ; disponibles sur le site EVB-CSQ : [evb.csq.qc.net](http://evb.csq.qc.net).
- [28] : Mourad Naciri , Pétrole et gaz non conventionnels: opportunité ou menace ? Le cas de l'Algérie, Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du grade académique de Master en Sciences et Gestion de l'Environnement, Finalité Gestion de l'Environnement ENVI5G-M, Université libre de Bruxelles Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du territoire Faculté des sciences .pp 13,14. Année Académique 2015-2016.
- [29] : Michel Meyer, SIG –Les gaz de schistes - Définition, état des lieux et perspectives. Février 2013.
- [30] : Jean-Jacques Jarrige ; Les Hydrocarbures naturels – conventionnels – non conventionnels –synthétiques. Société géologique de France, SGF – Affaires Professionnelles ; Février 2013.

- [31] : jed chong and Milana simikian; shale gas in Canada ,resource potential ,current production and economic implications ; 30 january 2014.
- [32] : Sébastien Chailleux – « Non au gaz de schiste ! » - Thèse de doctorat – 2016.
- [33] : Jacques Varet ;Gaz de schistes :quels problèmes pour l'environnement et le développement durable?.directeur du département géothermie du Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM),directeur du Service Géologique National et président de l'association des services géologiques européens (Eurogeosurveys.) ;disponible sur [http:// :www.brgm.fr/](http://www.brgm.fr/).[www.eurogeosurveys.org](http://www.eurogeosurveys.org)
- [34] : ROBEI Sarra ; CHARACTERIZATION OF SHALE GAS RESERVOIRS BY LOGGING AND MINERALOGICAL STUDIES ;Requirements for the Degree of Magister in Petroleum Exploitation ; University of Kasdi Merbah Ouargla .October 2014
- [35] : Commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec ; Caractéristiques physiques des roches dans un système pétrolier . Bureau d'audiences publiques sur l'environnement Saint-Hyacinthe, 13 octobre 2010.
- [36] : SERDOUK Asma ;Production du gaz de schiste en Algérie, enjeux et perspectives ;MEMOIRE Pour obtenir le Diplôme de Master Option: Production ; Université de Kasdi Merbah Ouargla ;MAI 2015 .page 2.
- [37] : wikipedia .
- [38] : Jean-Paul Liégeois. Le gaz de schiste sa genèse. Article 126 le dimanche 20 février 2011.
- [39] : JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N=°11 , 14 Rabie Ethani 1434 ,24 Février 2013.
- [40] : Les résultats du 1<sup>er</sup> Forage pilote du Gaz de Schiste très prometteur 28 DÉC 2014,[http// :LES% 20RESULTATS% 20DU% 201ER% 20FORAGE% 20PILOTE% 20DU% 20GAZ% 20DE% 20SCHISTE% 20«TRES% 20PROMETTEURS»% 20% 20DEPECHES% 20-% 20L'ECONEWS.HTM.](http://www.lesresultatsdu1erforagepiloteduschiste.com/2014/12/28/les-resultats-du-1er-forage-pilote-du-gaz-de-schiste-tr%C3%AAs-prometteur-28-d%C3%A9c-2014/)

[41] : Sonatrach D'exploration .

[42] : Sous le Sahara une nappe d'eau grande comme deux fois la France, 10 octobre 2013, disponible sur :

<http://.Sous%20le%20Sahara%20%20%20une%20nappe%20d'eau%20grande%20comme%20d eux%20fois%20la%20France%20-%20notre-planete.info.htm>.

[43] : Sud tunisien: 5.000 billions de litres d'eau douce sous le sol!, Publication: 14/03/2017, disponible sur :

<http://:Sud%20tunisien%20%205.000%20billions%20de%20litres%20d'eau%20douce%20sous%20le%20sol!%20Farouk%20Ben%20Ammar.htm>

[44] : Ali TITOUCHE ,La Nappe Albienne Bientôt Exploitée ,LES GRANDS TRANSFERTS DU SAHARA , Publié Dans L'Expression Le 08 – 08 – 2006 , Diponible Sur Http/ : Djazairress%20\_%20La%20nappe%20Albienne%20bientôt%20exploitée.Html

[45] : Bettahar Asma, ASPECTS QUALITATIFS DES EAUX DE LA REGION DE TOUGGOURT (NAPPES DU COMPLEXE TERMINAL ET CONTINENTAL INTERCALAIRE) Sud-Est de l'Algérie, MEMOIRE DE FIN D'ETUDE En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie, Option : Hydrogéologie. Universite Kasdi Merbah – Ouargla - Le 22/06/2013.page 39.

[46] : KOUZMINE Y.2007.

[47] : Total Et Le Gaz De Schiste Algérien, (Www.Bastamag.Net), Mars 2015.

[48] : EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment ; Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations In 41 Countries Outside The United States; Prepared By: Advanced Resources International, Inc. 4501 Fairfax Drive, Suite 910, Arlington, VA 22203 USA. June 2013.

[49] : RAHMANI Athmane ; KACED Mohamed & ARAB Mohamed ,The potentiel of shale gas plays in Algeria par , (SONATRACH ),27 and 28 february 2012 .

[50] : Abdoulaye Diallo, Essai présenté au Centre Universitaire de Formation en Environnement en vue de l'obtention du grade de maître en environnement (M.Env.), CENTRE UNIVERSITAIRE DE FORMATION EN ENVIRONNEMENT UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE, Sherbrooke, Québec, Canada, février 2011.

[51] : J. Daniel Arthur, Bruce Langhus, David Alleman, AN OVERVIEW OF MODERN SHALE GAS DEVELOPMENT IN THE UNITED STATES, 2008.

[52] : Heinrich Böll Stiftung, gaz de schiste en Tunisie entre mythes et réalité, Tunis, 2015.

[53] : Energy Briefing Note, A Primer for Understanding Canadian Shale Gas, www.NEB-ARCHIVED Primer Understanding Canadian Shale Gas- Energy Briefing Note.htm, November 2009.

[54] : Jean-Paul Liégeois, Le gaz de schistes : son exploitation.

[55] : Centre Ecotox : Centre suisse d'écotoxicologie appliquée | L'Institut de recherche sur l'eau du domaine des EPF (Eawag)/EPFL, Gaz de schiste – Ce qu'il faut savoir sur la fracturation hydraulique, Avril 2013.

[56] : Serge Nazare, Mémoire sur LE GAZ DE SCHISTE ,Problèmes d'exploitation - Nuisances – Risques, Mise à jour 15 Juin 2011.

[57] : L'énergie. Carnet de voyage d'un parcours de l'énergie en Seine-et-Marne. 2014-2015 . [https://issuu.com/dpeapostcarbone/docs/dpea\\_energie\\_finale\\_10](https://issuu.com/dpeapostcarbone/docs/dpea_energie_finale_10).

[58] : Comité français de mécanique des roches coordonné par Françoise Homand et Pierre duffaut ,Manuel de Mécanique des roches Tome 1 fondements ,pp 71,72 .les presses de l'Ecole de Mines Paris 2000.

[59] : BOUDJEMA Arabia, Impact De La Géomécanique Sur La Fracturation Hydraulique : Application Au Puits MD489 Dans Le Champ De HMD, Université De Boumerdès, 2009/2010 .



- [60] : LAGGOUN Yassine, ZIDI Abdellatif, BENGLIA Kamal, Amélioration d'indice de productivité par fracturation hydraulique Application champ Hassi Messaoud (puits MD296), Mémoire MASTER PROFESSIONNEL(production), université Ouargla, 23 /06/2013.
- [61] : BOUBEKRI Ayoub, MAHAMAT HABIB Souleymane, Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway, université Ouargla, 23 / 06 /2013.
- [62] : Hoffman, A., Olsson, G., Lindström, Shale Gas and Hydraulic Fracturing: Framing the Water Issue, rapport N 34, Stockholm, 2014.
- [63] : Luca Gandossi , An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, Joint Research Centre, Westerduinweg 3, 1755 LE, Petten, The Netherlands, 2013.
- [64] : Société canadienne des gaz non conventionnels (SCGNC, introduction à la fracturation hydraulique, 2008).
- [65] : Association toxicologie-chimie mda 10, 206 Quai de Valmy, présentation de la fracturation hydraulique, <http://atctoxicologie.free.fr>, 16 juin 211.
- [66] : Jean-Claude Lenoir,Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels ,Rapport d'étape n° 640, 5 juin 2013.
- [67] : Philippe Passebon, Gaz de schiste : les technologies pour rendre la fracturation propre existant, 07/04/2015 .
- [68] : l'Office parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques, Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes, l'automne 2013.
- [69] : Alcimed, Gaz de schistes les alternatives à la fracturation hydraulique, mercredi 08 avril 2015.
- [70] : Gaz de schiste : quelles alternatives à la fracturation hydraulique, 13/7/2011.

[71] : Venez tout savoir sur le gaz de schiste et devenez incollable grâce à le-gaz-de-schiste-non.fr, -[http://www.lemonde.fr/planete/article/2013/10/11/gaz-de-schiste-la-fracturation-hydraulique-restera-interdite-en-france\\_3494009\\_3244.html](http://www.lemonde.fr/planete/article/2013/10/11/gaz-de-schiste-la-fracturation-hydraulique-restera-interdite-en-france_3494009_3244.html), 11/10/2013.

[72] : Jean-Paul Liégeois , géologue , un rapport préliminaire de l'Université de Montpellier.(BILAN\_TOXICOLOGIE...) Université de Montpellier (janvier 2011).

[73] : André PICOT Toxicochimiste Avec la collaboration de Joëlle et Pierre DAVID et de Jérôme TSAKIRIS, Bilan Toxicologique & Chimique, L'exploration Et L'exploitation Des Huiles Et Gaz De Schiste Ou Hydrocarbures De Roche-Mere Par Fracturation Hydraulique ,2e Édition), Paris, le 20 juillet 2011 .

[74] : Dr Mohammed Said BAGHOUL, Hossine BEN SAAD, Naceur DJABI, Maamar BEN GUOURBA.Professeur, Dr Sabrina RAHMANI, Quelques aspects techniques , environnementaux et économiques concernant la fracturation hydraulique, MOraoire de gaz de schiste Insalah, février 2015 .

[75] : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent , Rapport d'enquête et d'audience publique, Rapport 307, Québec, le 28 novembre 2014.

[76] : KHIER Nacira, RABIA Mimouna, BOUDER Abdelmadjid, Le gaz de schiste en Algérie : Quels enjeux et quels impacts pour notre territoire ?.

[77] : [https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/infographie-gaz-de-schiste-les-dangers-du-forage-profond\\_7545](https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/infographie-gaz-de-schiste-les-dangers-du-forage-profond_7545).

[78] : Commission du nouveau-brunswick sur la fracturation hydraulique – volume ii, éventuelles retombées de l'exploitation du gaz de schiste sur l'économie , l'environnement et la santé, Février 2016.

[79] : Anthony Zammerilli,Robert C. Murray, Thomas Davis, and James Littlefield Booz Allen Hamilton,Inc., . environnementale impacts of unconventional natural gas development and production, National Energy Technology Laboratory (NETL), 29 Mai 2014.

[80] : Institut national de santé publique du Québec, État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique, rapport préliminaire, Québec, Novembre 2010.

[81] : Mourad Allal, Ressources hydriques dans le Sahara à l'ombre du gaz de schiste, La nappe Albienne, ce joyau abondant et fragile, (L'Éco n°107 / du 1er au 15 mars 2015).

[82] : Mohamed Terkmani, ancien directeur à Sonatrach Par Remouche Khaled le 23-10-2017.

[83] : SH/AMT/FOR/DDO/OPT/14 Date:19 - 06-14 .

[84] : International Journal of Applied Science and Technology, Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity, Vol. 1 No. 5; September 2011.

## RESUME :

Tout au long des 40 dernières années, l'industrie pétrolière a progressé de réservoirs du gaz conventionnels, aux non conventionnelles, de réservoirs du tight gaz de faible perméabilité, à ultra-faible perméabilité de gaz de schiste, dans lequel chaque type de réservoir a présenté ses propres défis. Le but ultime de ce travail est d'aider à comprendre les concepts de base des réservoirs de gaz de schiste avec le premier plan à partir du Sonatrach pour l'exploration de la base Ahnet sur les données disponibles , d'expliquer la la méthodologie d'extraction de ce type de source non conventionnelle , d'évaluer les impacts environnementaux liés à cette activité en Algérie et de confirmer ces études par une étude de cas sur le puits AHT1-H1.

**MOTS-CLES :** gaz de schiste, l'industrie pétrolière, réservoir non conventionnel, perméabilité, tight gaz, Sonatrach, Ahnet , AHT1-H1.

## ملخص:

طوال السنوات الأربعين الماضية، تطورت صناعة النفط من مكامن الغاز التقليدية، إلى مكامن الغاز غير التقليدية ضيقة النفاذية إلى النفاذية شديدة الضيقة ، حيث لكل نوع تحدياته الفريدة. من خلال هذا العمل قمنا بشرح المفاهيم الأساسية لخزانات الغاز الصخري مع عرض خطة أولية والتي ستقوم بها الشركة الوطنية سونطراك للتحري عن المخزون الفعلي لحوض احنات بتيميمون، و كذا شرح منهجية استخراج هذا النوع من المصادر غير التقليدية ، بالإضافة إلى تقييم الآثار البيئية المتعلقة بهذا النشاط في الجزائر وفي الاخير تأكيد هذه الابحاث بدراسة حالة عن البئر (AHT1-H1).  
**الكلمات الدالة :** النفاذية،الغاز الصخري،المكامن التقليدية وغير التقليدية،النفط،استخراج الغاز، سونطراك، حوض احنات البئر (AHT1-H1).

## ABSTRACT:

Throughout the last 40 years, the petroleum industry has progressed from conventional gas reservoirs, to tight gas reservoirs, to ultra-low permeability unconventional shale gas reservoirs, wherein each type of reservoir has presented its own unique challenges.

The ultimate goal of this work is to help understand the basic concepts of shale gas reservoirs with the first plan for exploration the Ahnet (Timimoun) basis on the available data , to explain the methodology of Extraction of this type of unconventional source, to evaluate the environmental impacts related to this activity in Algeria and finely to confirm these studies with a case study on the AHT1-H1 well.

**KEYWORDS :** petroleum industry, tight gas,conventional ,unconventional,exploration,shale gas , permeability ,Ahnet , AHT1-H1.