

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie des Procédés



Mémoire
MASTER ACADÉMIQUE

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie raffinage

Présenté par : **DADAMOUSSA IMAD EDDINE**

Thème

**Contribution à la résolution du problème de givrage
des puits gaz lift par traçage électrique de la ligne
arrivée du gaz au niveau du puits**

Soutenu le : 26/06/2018

Devant le jury :

Mr : SELLAMI MED- HASSEN	(UKM Ouargla)	Président
Mm : MOKHBI YASMINA	(UKM Ouargla)	Examineur
Mr : ARBAOUI NACEREDDINE	(UKM Ouargla)	Encadreur

Année Universitaire :2017/2018

DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail à :

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué
pleinement dans*

l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

*Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher
défunte père que Dieu ait son âme et l'accueille en Son
Vaste Paradis.*

*Mes dédicaces s'adressent également à Mes frères et
sœurs. à tous les membres de ma famille.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:
MOULAY MED-REDOUAN et les autres à l'université.*

REMERCIEMENTS

je remercie tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

je remercie mon Encadreur Mr: ARBAOUI NESRDDINE pour avoir accepté de suivre cette étude.

Et les membres de Jury Avec une grande gratitude aux professeurs qui nous ont enseignés durant toute la période de notre étude à L'université d'Ouargla

Sommaire

Remerciement	
Dédicace	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclatures	
Introduction générale.....	1
Chapitre(I): Présentation du champ HBK.	
I. 2.Situation géographique	3
I.3.Historique de la région	5
I.4. Aperçu sur les trois du réservoir.....	6
I.5.Développement de la région.....	7
I.6. Les problèmes techniques d'exploitation.....	8
Chapitre(II):	
II.1. Introduction.....	9
II.2. Principe du gaz lift.....	11
II.3.Types de gaz lift.....	12
II.3.1. Classification suivant le mode d'injection	12
II.3.1.1. Gaz lift continu	12
II.3.1.2.Gaz lift intermittent.....	12
II.3.2.Classification du gaz lift continue.....	14
II.3.2.1.Complétion en gaz lift conventionnelle « GLC ».....	14
II.3.2.2.Complétion en gaz lift sauvage ou simple « GLS »	16
II.4.Les moyens de contrôle utilisé dans le system du gaz lift.....	16
II.5. Avantageset inconvénients du gaz lift.....	17

Sommaire

II.6. Problèmes liés à l'activation d'un puits par le gaz lift.....	18
Chapitre(III) :	
III.1.Introduction.....	19
III.2.Histoire succincte des gaz hydrates depuis leur découverte.....	21
III.3.Définition des hydrates	22
III.4.STRUCTURES DES HYDRATES	22
III.4.1.STRUCTURE I	23
III.4.2.STRUCTURE II	23
III.4.3.STRUCTURE H	23
III.5.Conditions de formation des hydrates	25
III.6.Théorie de calcul de la température de formation d'hydrate (Théorie de KATZ)	26
III.7.Méthodes préventives	29
III.7.1.LES INHIBITEURS CHIMIQUES	29
III.8.1.1. Les inhibitrices thermodynamiques.....	30
III.8.1.2.Inhibiteurs à faible dose.....	33
Chapitre(IV)	
IV .1.Introduction.....	34
IV.2.L'énergie solaire photovoltaïque	34
IV.3. Technologies des cellules photovoltaïques.....	36
IV.4. Applications des systèmes photovoltaïques.....	37
IV.4.1. Systèmes autonomes.....	37
IV.4.2. Systèmes couplés au réseau.....	38
IV.5. Module solaire ou photovoltaïque.....	39
IV.5.1. Association des cellules en série.....	39
IV.5.2. Composition d'un système photovoltaïque	40
IV.6. Facteurs impactant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	41
IV.6.1. Influence de l'ensoleillement.....	41
IV.6.2. Influence de la température	42
IV.7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques.....	42
IV.7.1. Avantages	42

Sommaire

IV.7.2. Inconvénients.....	43
IV.8. Traçage électrique	43
IV.9. Composition du système de traçage électrique des conduites.....	44
Chapitre(I)	
Figure (I.1): Situation géographique de la région Haoud Berkaoui.....	3
Chapitre(II)	
Figure (II.1) : Différentes méthodes d'activation des puits.....	9
Figure (II.2) : Système du gaz lift.....	10
Figure (II.3) : Synoptique du gaz lift.....	11
Figure (II.4) : Principe de gaz lift.....	12
Figure (II.5) : Principe de fonctionnement du gaz lift intermittent.....	13
Figure (II.6) : Principe détaillé de fonctionnement du gaz lift.....	14
Figure (II.7) : Fonctionnement des vannes d'injection du gaz lift continu en complétion GLC.....	14
Figure (II.8) : Ordre de fonctionnement des vannes gaz lift.....	15
Figure (II.9) : Complétion GLS du gaz lift continu	16
Figure (II.10) : Instruments de mesure sur le système du gaz lift.....	16
Figure (II.11) : Système de contrôle sur le circuit du gaz lift.....	17
Chapitre(III)	
Figure (III.1) : Unité de déshydratation par absorption à Glycol.....	20
Figure (III.2) : Schéma d'un dés hydrateur à gaz par tamis moléculaires.....	20
Figure (III.3) : Unité de déshydratation par adsorption à tamis moléculaires.....	21
Figure (III.4) : la structure de la glace et une structure d'hydrate.....	22
Figure III.5: structure cristalline des unités d'hydrates: sI (a), sII (b) et sH (c).....	24
Figure(III.7) : Domaines de formation des hydrates pour le méthane, l'éthane, le propane et les butanes.....	27
Figure(III.8) : Température de formation d'hydrate d'un gaz.....	28
Figure(III.9) : Constantes d'équilibre solide-gaz pour éthane.....	28
Figure(III.10):Constantes d'équilibre solide-gaz pour le méthane.....	29
Figure (III.11): Schéma montrant l'effet des THI sur la courbe d'équilibre des hydrates (Gas Hydrates, Cour complet, PDF)	30
Figure(III.12): Comparaison entre l'effet inhibitoire du MeOH, EG et TEG (Caroll, 2003)...	32

Sommaire

Figure (III.13): effet d'un agent anti agglomérant, (Gas Hydrates, Cour complet, PDF).....	34
Chapitre(IV)	
Figure IV.1: Principe de l'utilisation de l'énergie solaire.....	34
Figure IV.2: Cellule photovoltaïque	35
Figure IV.3: Conception d'une cellule photovoltaïque.....	35
Figure IV.4 : Système Autonome.....	38
Figure IV.5 : Système photovoltaïque couplés à réseau de distribution d'électricité	39
Figure IV.6 : Couplage en série des cellules photovoltaïques.....	39
Figure IV.7 : Composition et couplage en série puis en parallèle des cellules Photovoltaïques.....	40
Figure IV.8 : L'effet de l'ensoleillement sur l'efficacité d'une cellule photovoltaïque.....	42
Figure IV.9 : L'effet de la température sur l'efficacité d'une cellule photovoltaïque.....	43
Figure IV.10 : Schéma du traçage électrique des conduits.....	44
Figure IV.11: Synoptique d'utilisation du traçage électrique des conduits.....	44
Figure IV.12 : Exemple de traçage électrique des conduites	45
Figure IV.13 : Exemple de traçage électrique des vannes.....	45
Figure IV.14 : Exemple type de câble chauffant	46

Chapitre(I)

Figure (I.1): Situation géographique de la région Haoud Berkaoui..... 3

Chapitre(II)

Figure (II.1) : Différentes méthodes d'activation des puits.....9

Figure (II.2) : Système du gaz lift.....10

Figure (II.3) : Synoptique du gaz lift.....11

Figure (II.4) : Principe de gaz lift.....12

Figure (II.5) : Principe de fonctionnement du gaz lift intermittent..... 13

Figure (II.6) : Principe détaillé de fonctionnement du gaz lift.....14

Figure (II.7) : Fonctionnement des vannes d'injection du gaz lift continu en complétion
GLC.....14

Figure (II.8) : Ordre de fonctionnement des vannes gaz lift.....15

Figure (II.9) : Complétion GLS du gaz lift continu16

Figure (II.10) : Instruments de mesure sur le système du gaz lift.....16

Figure (II.11) : Système de contrôle sur le circuit du gaz lift.....17

Chapitre(III)

Figure (III.1) : Unité de déshydratation par absorption à Glycol.....20

Figure (III.2) : Schéma d'un dés hydrateur à gaz par tamis moléculaires.....20

Figure (III.3) : Unité de déshydratation par adsorption à tamis moléculaires.....21

Figure (III.4) : la structure de la glace et une structure d'hydrate.....22

Figure III.5: structure cristalline des unités d'hydrates: sI (a), sII (b) et sH (c).....24

Figure(III.7) : Domaines de formation des hydrates pour le méthane, l'éthane, le propane et les
butanes.....27

Figure(III.8) : Température de formation d'hydrate d'un gaz.....28

Figure(III.9) : Constantes d'équilibre solide-gaz pour éthane.....	28
Figure(III.10):Constantes d'équilibre solide-gaz pour le méthane.....	29
Figure (III.11): Schéma montrant l'effet des THI sur la courbe d'équilibre des hydrates (Gas Hydrates, Cour complet, PDF)	30
Figure(III.12): Comparaison entre l'effet inhibitoire du MeOH, EG et TEG (Caroll, 2003)...	32
Figure (III.13): effet d'un agent anti agglomérant, (Gas Hydrates, Cour complet, PDF).....	34
Chapitre(IV)	
Figure IV.1: Principe de l'utilisation de l'énergie solaire.....	34
Figure IV.2: Cellule photovoltaïque	35
Figure IV.3: Conception d'une cellule photovoltaïque.....	35
Figure IV.4 : Système Autonome.....	38
Figure IV.5 : Système photovoltaïque couplés à réseau de distribution d'électricité	39
Figure IV.6 : Couplage en série des cellules photovoltaïques.....	39
Figure IV.7 : Composition et couplage en série puis en parallèle des cellules Photovoltaïques.....	40
Figure IV.8 : L'effet de l'ensoleillement sur l'efficacité d'une cellule photovoltaïque.....	42
Figure IV.9 : L'effet de la température sur l'efficacité d'une cellule photovoltaïque.....	43
Figure IV.10 : Schéma du traçage électrique des conduits.....	44
Figure IV.11: Synoptique d'utilisation du traçage électrique des conduits.....	44
Figure IV.12 : Exemple de traçage électrique des conduites	45
Figure IV.13 : Exemple de traçage électrique des vannes.....	45
Figure IV.14 : Exemple type de câble chauffant	46

Tableau (II.1) : Critères de choix du mode d'activation.....	4
Tableau (III.1):Caractéristiques des différentes structures des hydrates de gaz.....	24
Tableau IV.1Performance des différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	37

Nomenclatures

P : Pression (Pa, Bar)

T : Température (°K, °C)

IP : indice de productivité (bpj/psi).

GLC : gaz lift conventionnelle

GLS : gaz lift sauvage ou simple

PT : Transmetteur de pression

FT : Transmetteur de débit

FCV :Vanne de duse ou de contrôle du gaz

Qg : débit de gaz injecté en (m³/j).

X : la profondeur d'injection (en m).

P2 : pression d'injection au fond (en bar).

P1 : pression d'injection en surface (en bar).

f : coefficient de frottement, il est en fonction de **Re** et (ϵ/d).

Re: nombre de REYNOLDS.

S: le skin.

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : densité de gaz(par apport l'air g/cm³).

K_i : Coefficient d'équilibre.

y_i : la fraction molaire du constituant en phase vapeur.

x_i : la fraction molaire du constituant en phase solide.

THI : Les inhibiteurs thermodynamiques.

LDHI : Les inhibiteurs à faible dose.

AA : Les antiagglomérants.

DEG : le di-éthylène glycol.

TEG : le tri-éthylène glycol.

W : Concentration en pourcentage massique d'inhibiteur.

M : Masse molaire de l'inhibiteur.

K : Coefficient empirique .

ΔT : Abaissement de la température de formation des hydrates dû à l'inhibiteur ($^{\circ}\text{C}$).

x_s : représente la fraction molaire de solvant en phase aqueuse.

ΔT : Abaissement de la température de formation des hydrates ($^{\circ}\text{C}$).

PV : photovoltaïque.

MPP : le point de puissance max

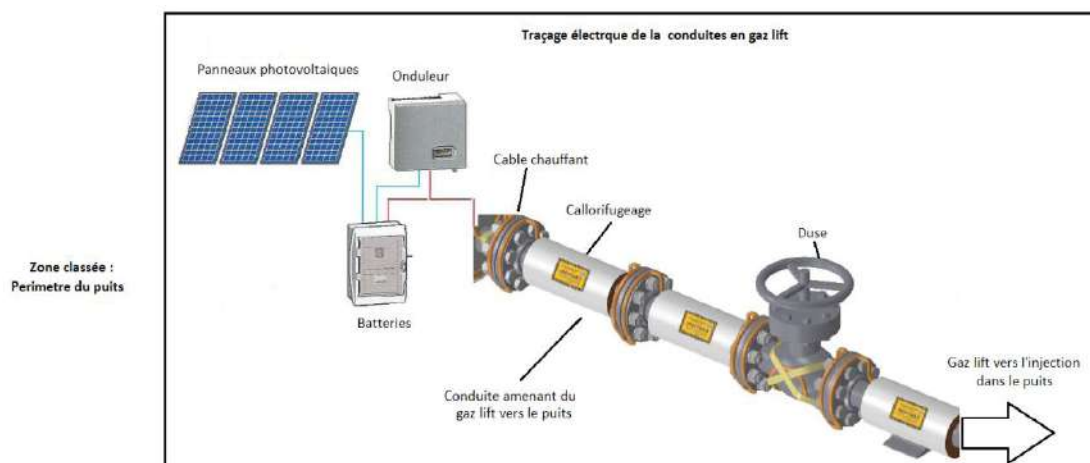
I : le courant (A).

U : la tension (V).

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, Parmi les techniques les plus utilisées pour augmenter la production d'une manière artificielle on trouve le gaz-lift qui consiste à injecter le gaz à travers le casing par une complétion standard ou à travers des concentriques 1''660 à l'intérieur de tubing de production. Le principe du gaz lift est d'alléger la colonne de production afin de permettre à la pression de gisement de pousser le pétrole vers la surface. Le gaz lift est conditionné ou influencé par la quantité de gaz injecté, la profondeur et le diamètre de concentrique. Dans notre étude on doit contribuer à la résolution du problème de givrage en tête de puits lors de l'injection du gaz lift.

Le gaz lift est l'un des procédés le plus utilisé pour récupérer plus de pétrole des puits on la pression du réservoir de celui-ci est insuffisante le réaliser. Dans notre cas le gaz lift consiste à injecter le gaz dans le tubing. Celui -ci rend le pétrole au niveau de la colonne de production plus léger en réduisant sa densité Ce gaz peut être injecté d'une manière continue ou discontinue. Ceci dépend des caractéristiques du puits.

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre un problème principal qui est: Le givrage au niveau de la vanne de détente de surface suite à la formation des hydrates lors de la baisse de pression suivi par une baisse de température brutale. Ce problème engendre un manque à produire plus de 500 T/J de pétrole en moyenne dans quelques région de Sonatrach. Notre contribution consiste à étudier la possibilité de prévoir un système de chauffage appelé traçage électrique fonctionnant par énergie solaire utilisé en zone classée au niveau des puits en gaz lift. La figure suivante montre ce système de protection contre le givrage.



Cette contribution à la résolution du problème de givrage des puits en gaz lift sera un apport important pour réduire le manque à produire en pétrole des régions qui utilisent le gaz lift comme source d'activation des puits est plus précisément durant les périodes hivernales du mois de novembre au février de l'année.

Notre étude sera présentée comme suit et doit répondre à l'ensemble de questions suivantes.

- 1- Introduction générale et problématique
- 2- Introduction sur les modes d'activation des puits de production de pétrole.
 - ✓ Introduction sur le gaz lift.
- 3- Théories des hydrates.
 - ✓ C'est quoi un hydrate ?
 - ✓ Condition de formation d'un hydrate.
 - ✓ Théorie de calcul de la température de formation d'hydrate (Théorie de KATZ).
 - ✓ Condition d'inhibition des hydrates.
- 4- Comment se fait le traçage électrique des conduites de gaz ?
 - ✓ Application de la technique du traçage des lignes gaz dans le système d'injection du gaz lift (puits en production par gaz lift).
- 5- Partie pratique.
- 6- Discussion des résultats.
- 7- Conclusion.

1.1. Situation géographique :

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt. Voir la Figure (I-1).

On distingue les champs suivants :

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont:

A. Champs de Haoud-Berkaoui :

Le champ de Haoud-Berkaoui fut découvert en mars 1965 par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA) par le forage du puits OK 101 situé au sommet de la structure. Il s'étend sur une superficie de 175km². La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1976. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz lift. La nomination des puits pour les champs de HBK est OKN, OKM, OKJ.

B. Champs de Benkahla :

Découvert en novembre 1966 par la même compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP 24 sur une superficie de 72 km². Le champ de Benkahla a été mis en production le 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par son propre pression de réservoir aidée par le maintien de pression et le gaz lift. Pour la nomination on trouve les : OKP, OKS, OKO, OKT.

C. Champ de Guellala :

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA 01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en février 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz lift. Pour la nomination des puits de Guellala est : GLA.

➤ **Les champs périphériques :** Ils sont beaucoup, on peut citer :

* N'GOOSSA (N'GS)

* DRAA TAMRA (DRT)

* MELLALA (MEL)

* HANIET EL BAIDA (HEB)

* KEF EL AGROUB (KG)

* GUELLALA NORD-EST (GLANE)

D.Champ de Benkahla :

Le champ de Benkahla EST est un champ d'huile, deux puits ont été forés dans ce champ, BKHE 1, BKHE 2.

Le puits BKHE 1 est foré en 1990 et mis en production le 25/10/1991.

Le puits BKHE 2 est foré en 2001 mais c'était un puits sec.

La production du BKHE 3 est acheminée dans une pipe 8" vers le centre de Benkahla sur une longueur de 10 km

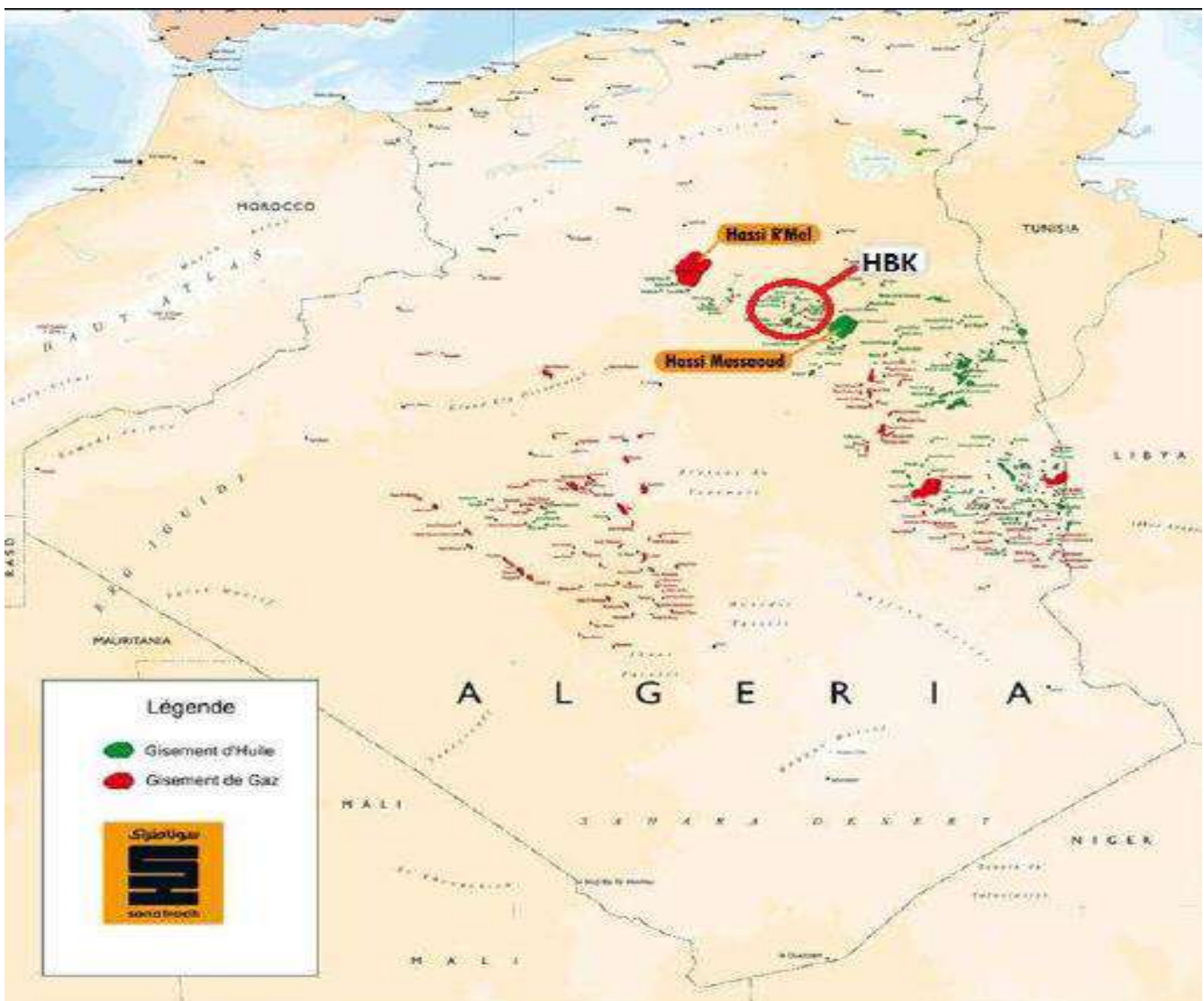


Figure (I-1): Situation géographique de la région HaoudBerkaoui

Historique de la région d'étude:

La direction régionale de Haoud-Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 Km du chef lieu de la wilaya d'Ouargla. La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud-Berkaoui et Ben Kahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km².

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963, C'était en mars 1965 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de HaoudBerkaoui. Localisant une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API ($d = 0.8$) dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA), Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne).

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires, paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautesstructurant la région.

L'évolution paléogéographique et structurale au cours du Paléozoïque a eu des implications probables sur la distribution de certains réservoirs, sur la distribution et le potentiel des roches mères, ainsi que sur leur enfouissement relativement limité au cours du Paléozoïque préservant ainsi leur potentiel : ce n'est qu'au cours de la subsidence du Mésozoïque et du Tertiaire que la maturation sera suffisante pour générer les hydrocarburespiégés dans la région.

Dans la dépression d'Oued Mya, la série siluro-dévonienne a été partiellement préservée de l'érosion entre les môles de Telemzane et de Dahar situés au Nord et le môle d'El Agreb-Hassi Messaoud situés à l'Est, déjà érodés jusqu'à l'Ordovicien. Cette dépression correspond à une structure de type «synclinal » entre les dômes de HassiR'mel et Hassi Messaoud.

La zone d'affleurement du Siluro-Dévonien montre l'ouverture du bassin paléozoïque vers le Sud-Ouest. Il faut bien souligner la situation extrêmement favorable du bloc 438 dans l'axe de la dépression d'Oued Mya telle qu'elle apparaît au niveau du Paléozoïque.

Le bloc 438 est ainsi situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du Silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques enhydrocarbures. L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du Trias, toute fois, la

compréhension des résultats pétroliers obtenus à ce jour et des guides pour l'exploitation doivent être recherchés dans l'évolution paléozoïque de ce bassin.

La dépression d'Oued Mya est en effet caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle renfermant les argiles radioactives d'âge silurien, très riches en matière organique et bien développées qui constituent la roche mère principale, malheureusement érodée sur de vastes secteurs de la région, Cette série est recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (Trias-Lias).

Aperçu sur les trois réservoirs :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest). Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact.

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont:

Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétro physiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

.Trias argilo- gréseux T1:

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

.Trias argilo- gréseux T2:

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

I.4.Développement de la région:

En l'espace de 30ans, la région a connue des changements très important au fur et a mesure de son développement dont voici les plus importants :

- De **1965** à **1976**, le champ était géré par le district de HASSI MESSAOUD.
- En **1976**, la région de HBK est devenue autonome.

- **1963** et **1984**, découverte des champs périphériques considérablement grâce au différentes découvertes et investissement dont les plus importantes sont :
 - **1963** découvertes du champ Ouargla par le sondage OAI.
 - **1965** découvertes du champ HBK par le sondage OK101, situé au sommet de la structure.
 - **1966** découvertes du champ Ben Kahla par le sondage OKP 24.
 - **1967** mise en service d'un centre de traitement d'huile Berkaoui composé de batteries de séparation, trois bacs de stockage et de motopompes Diesel pour l'expédition Par la mise en production des premiers puits OK101.
 - **1969** découvertes du champ Guellala par le sondage GLA 02.
 - **1970** extensions du centre Berkaoui pour recevoir la production de Ben Kahla.
 - **1971** mise en service du centre de production de Ben Kahla.
 - **1972** découverte du champ de Guellala nord Est par le sondage GLA NE 01.
 - **1976** mise en service du centre de production de GLA.
 - **1978** mises en service du centre de production de BKH nord Est (champ périphérique) et Création de la région HBK en 1978.
 - **1979** mise en service du centre de production de Draa Eltamra (champ périphérique).
 - **1981** démarrages d'injection d'eau à BKH et BKL.
 - **1984** extensions du centre de BKL.
 - **1985** démarrages de l'unité de traitement du gaz associé à Oued Noummer.
 - **1986** extensions du centre GLA nord Est.
 - **1989** passation de consigne entre les régions HASSI R'MEL pour le Champ de Oued Noummer.
 - **1992** mise en service de l'unité de récupération du gaz torché de BKH, BKL et (Boosting) et mise en service de l'usine de traitement de gaz.

 - **1993** mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau GLA et BKH.
 - **1995** mise en service de nouvelle unité électrique d'injection d'eau à Berkaoui
 - **1996** mise en service de nouvelle unité de dessalage au centre de Berkaoui.
 - **1999** découvertes du champ de BKHE par le sondage BKHE1.

- **2000** réalisations de trois stations de déshuilage pour les principaux centres de Production de la région.
- **2001** mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques (en mars).

II.1. Introduction:

L'extraction primaire de pétrole représente à 15 à 20% des réserves en place, sous l'effet du gradient de pression entre la roche réservoir (gisement) et le sommet du puits (tête du puits) afin d'acheminer le pétrole jusqu'à la surface.

Une fois le gradient de pression entre le gisement et la tête devient faible, on fait recours à un autre moyen de récupération qui est la récupération secondaire ou l'extraction secondaire peut atteindre un taux max de 30 à 35% des réserves en place.

Parmi les techniques de récupération secondaire on trouve :

- ☞ Extraction par injection d'eau et/ou du gaz (maintien de pression),
- ☞ Extraction au moyen de pompes :
 - Par utilisation des Pompes SRP (Sucker Rod Pumps),
 - Par utilisation des Pompes ESP (Pompes Electriques immergées).
- ☞ Extraction par injection de gaz « gaz lift ».

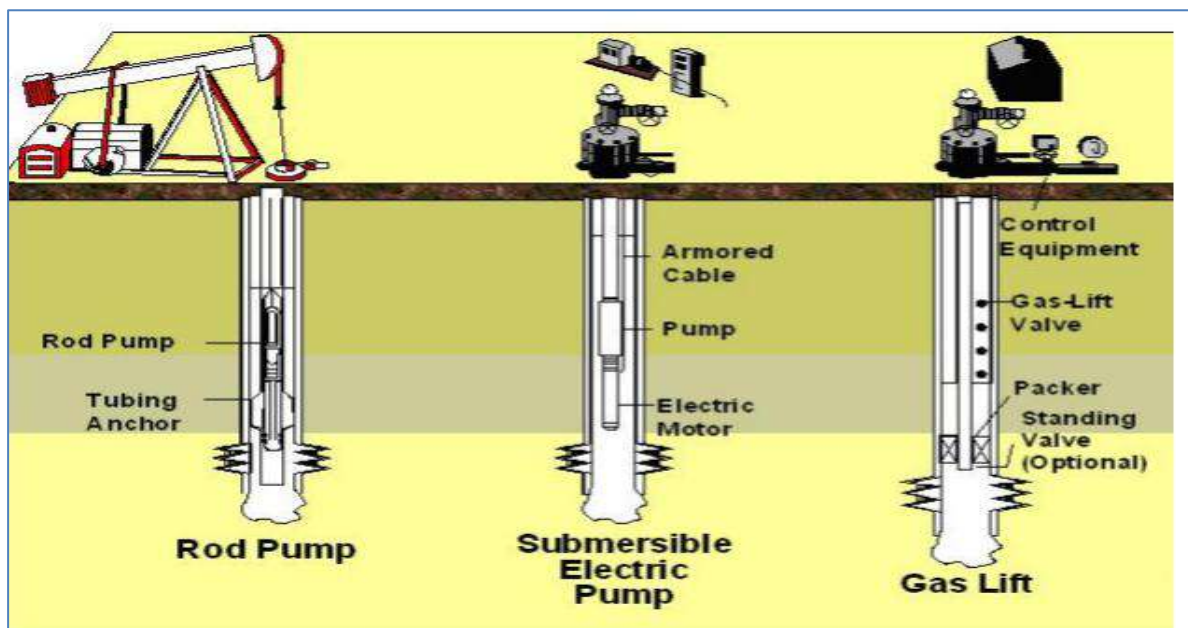


Figure (II.1) : Différentes méthodes d'activation des puits

Le Choix d'une méthode d'activation d'extraction (récupération) se base sur les trois critères qui permettent de faire une présélection du type d'activation à choisir :

1. Productivité du puits (débit).
2. Profondeur.
3. Problèmes.

Les tableaux suivants présentent les avantages et inconvénients de SRP, ESP et Gaz lift.

		Gaz lift	ESP	SRP
Productivité du puits (débit m ³ /j)	<6000	✓	✓	
	32-500	✓	✓	✓
	< 32	✓		✓
Profondeur du puits (m)	> 3600	✓		
	3000-3600	✓	Problème de température	
	< 3000	✓	✓	✓
Problèmes	Sable	Bon	Mauvais	Mauvais
	GOR élevé	Excellent	Bon	Médiocre
	Puits dévié	Bon	Bon	Passable
	Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable
	Présence des dépôts	Moyen	Moyen	Médiocre
	Effluent visqueux	possible	Possible si viscosité < 200 cp	Oui le plus utilisé

Tableau (II.1) : Critères de choix du mode d'activation

Le gaz lift est l'un des procédés le plus utilisé pour l'activation des puits afin d'assurer une récupération importante de pétrole dans le cas où la pression du gisement est insuffisante pour faire monter le pétrole vers la surface suite à une contre pression hydrostatique dans le tubing de production. Le principe se base sur l'injection du gaz dans le tubing de production soit en continue ou en discontinue. Ce type d'injection dépend des caractéristiques des puits candidats à l'injection du gaz lift. La figure suivante montre le système du gaz lift utilisé dans les champs de production de pétrole.

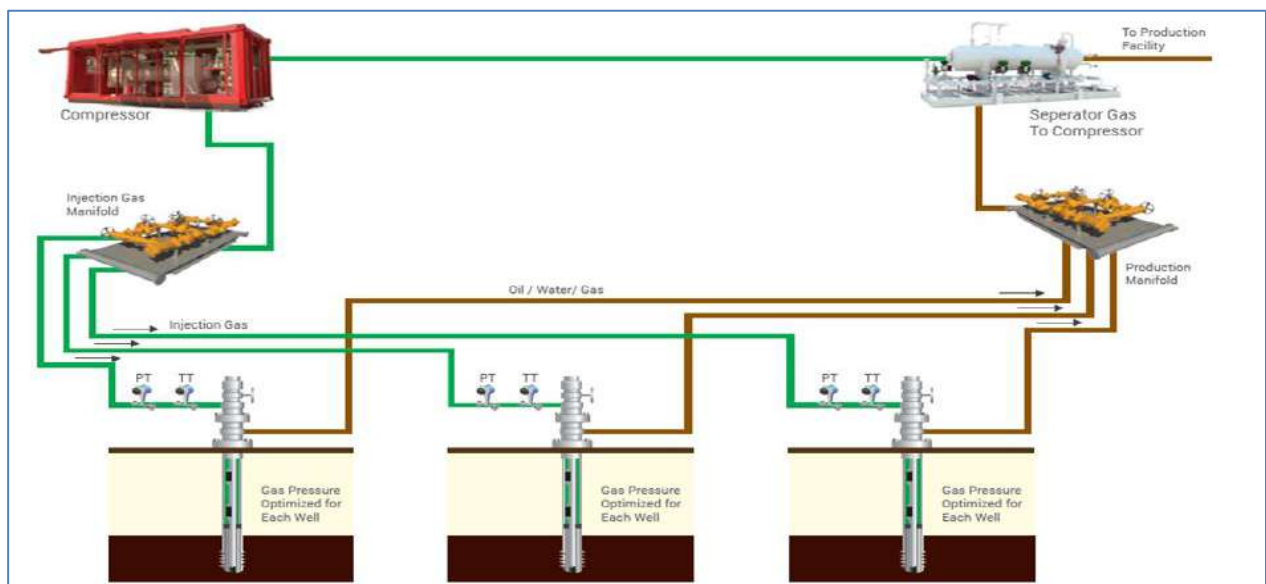


Figure (II.2) : Système du gaz lift

Le gaz lift peut être en générale en circuit fermé constitue un système comprenant :

- ✓ En surface
 - Les équipements en surface de compression du gaz destiné au gaz lift.
 - Des dessertes du gaz comprimé avec des postes de coupures ou de dispatching du gaz à travers les puits en gaz lift.
 - Les équipements de transmission des paramètres, comptages et duses pour contrôler la pression et le débit a injecté
- ✓ Au fond du puits
 - Complétion spécifique du gaz lift avec vannes d'injection pour décharger progressivement le puits à l'aide de la pression d'injection du gaz dans la colonne de production. Il existe deux types de vannes gaz lift :

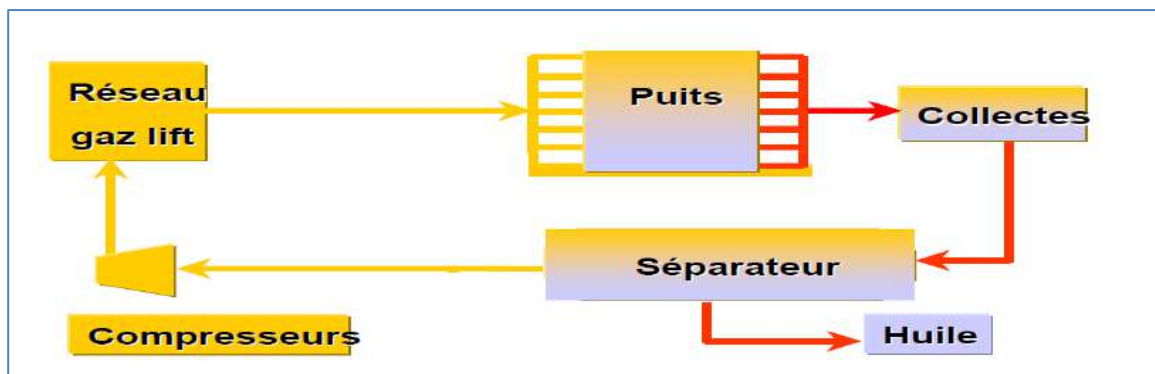


Figure (II.3) : Synoptique du gaz lift

II.2. Principe du gaz lift :

Le procédé consiste à injecter le gaz dans le tubing. Celui-ci rend le fluide plus léger en réduisant sa densité ainsi, la pression est favorable à la remontée du pétrole. Ce gaz peut être injecté d'une manière continue ou discontinue. Ceci dépend des caractéristiques du puits et de l'équipement utilisé.

La quantité de gaz injecté ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle l'efficacité de ce procédé diminue.

Donc le gaz lift consiste à:

- ☞ Modifier le gradient de pression de l'effluent en allégeant le poids de colonne par injection de gaz à débit contrôlé et continu le plus au fond du puits.

- ☞ Réduire la pression hydrostatique de la colonne de production.

La figure suivante illustre le principe du gaz lift.

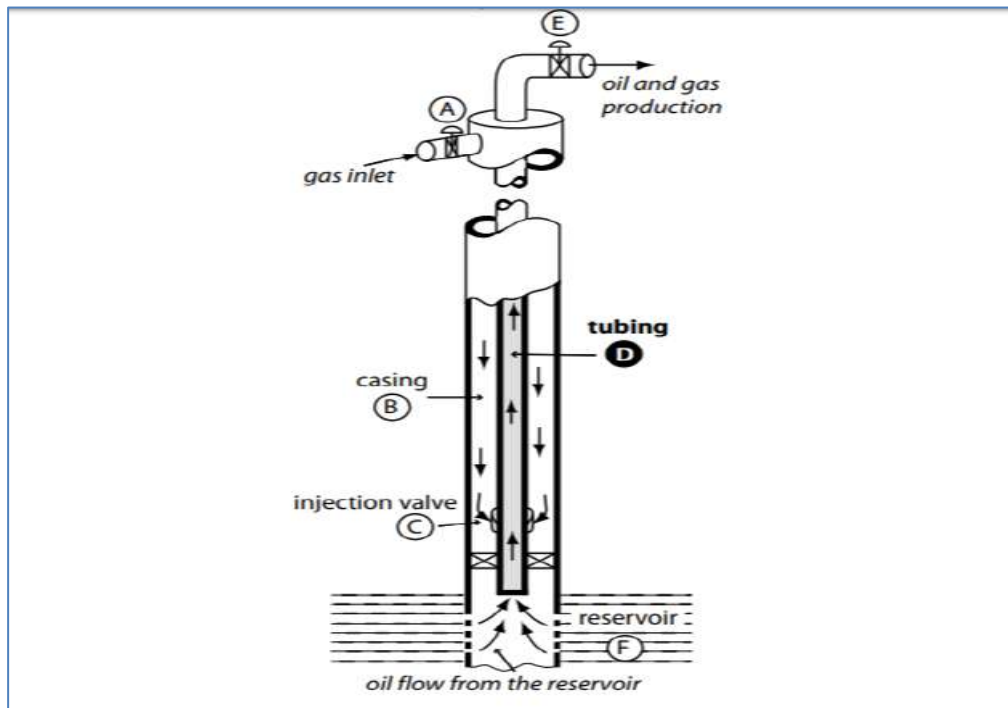


Figure (II.4) : Principe de gaz lift

II.3.Types de gaz lift :

II.3.1. Classification suivant le mode d'injection :

II.3.1.1. Gaz lift continu :

Le gaz lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production. Le gaz lift va alléger la colonne hydrostatique par l'action sur la masse volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange de la colonne de production (gaz injecté + liquide de la colonne de production) de remonter en surface en tant que production du puits. Le gaz lift continu sert pour :

- ☞ à augmenter la production d'un puits,
- ☞ à obtenir un débit stable.

II.3.1.2. Gaz lift intermittent :

Cette technique, très peu utilisée, trouve son application pour les très faibles débits moins de quelques $10 \text{ m}^3/\text{J}$ et surtout lorsqu'il est nécessaire d'avoir une très faible pression en fond de puits.

Elle consiste à déplacer un bouchon de liquide vers la surface par un volume suffisant de gaz à forte pression. Le gaz doit entrer dans le tubing par une vanne à un débit suffisant pour communiquer au bouchon de liquide une vitesse telle que le gaz ne dissocie pas à travers le liquide une fois la vanne fermée, le bouchon de liquide poursuit son ascension du fait de la détente du gaz. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus de la vanne d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

Le gaz lift intermittent sert :

- ☞ à redémarrer après un simple arrêt,
- ☞ à démarrer un puits après intervention,
- ☞ à nettoyer la liaison couche-trou.

La figure suivante explique le système du gaz lift avec injection intermittente.

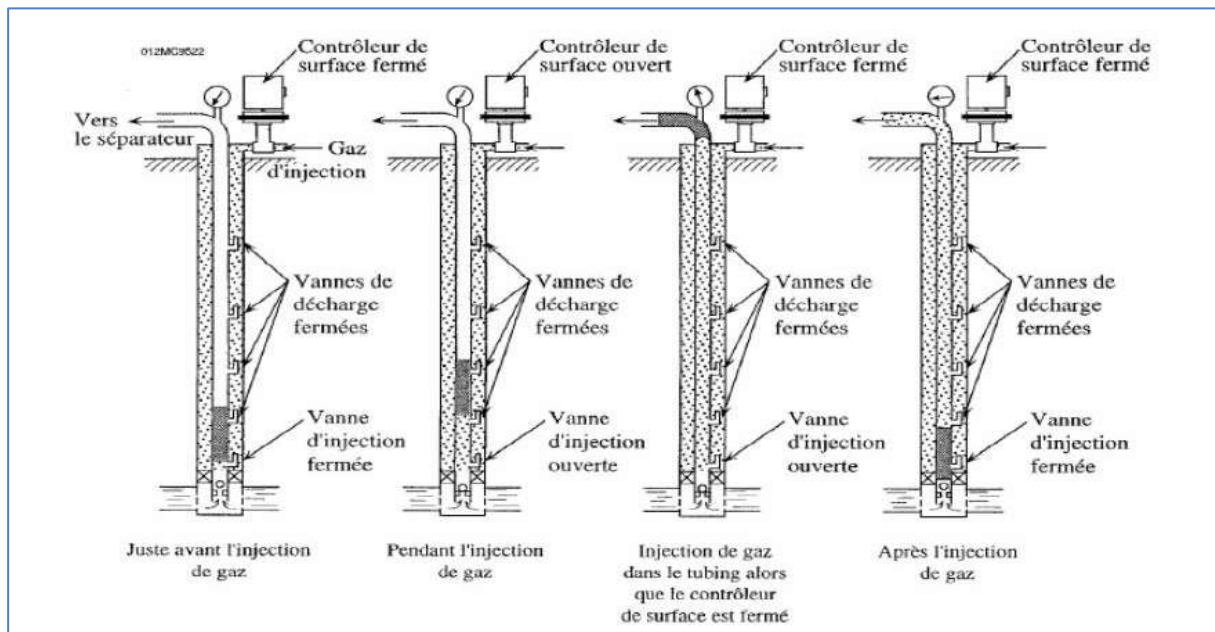


Figure (II.5) : Principe de fonctionnement du gaz lift intermittent

- **Limites d'utilisation de gaz lift continu et l'intermittent :**

Le gaz lift est un moyen efficace d'activer un puits. Il peut être mis en œuvre dans toute sorte de puits y compris ceux à très faible ou très grands débits.

En général, le gaz lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP \geq 1 \text{ m}^3/\text{j} / \text{bar}$), par contre le gaz lift intermittent c'est plus adapté aux puits à faible indice de productivité ($IP \leq 1 \text{ m}^3/\text{j} / \text{bar}$).

D'une façon pratique, on constate que :

- Le gaz lift continu et bien adapté pour les débits liquides de 30 à 3000 m³/j.
- Le gaz lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80 m³/j.

Dans le domaine de production de pétrole, on trouve que 95% des puits produisent avec gaz lift continu.

II.3.2. Classification du gaz lift continu :

II.3.2.1. Complétion en gaz lift conventionnelle « GLC » :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production parle tubing, c'est le mode le plus répandu puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

Le système du gaz lift peut être résumé comme suit où l'injection doit se faire à travers le casing par l'utilisation des mandrins équipé par vannes (en générale 5 vannes) dont la partie concernant les équipements installés pour assurer l'activation est très souvent la même. La figure suivante décrit la complétion en gaz lift (injection du gaz à travers des mandrins équipés par des vannes) et le principe de fonctionnement des vannes d'injection du gaz.

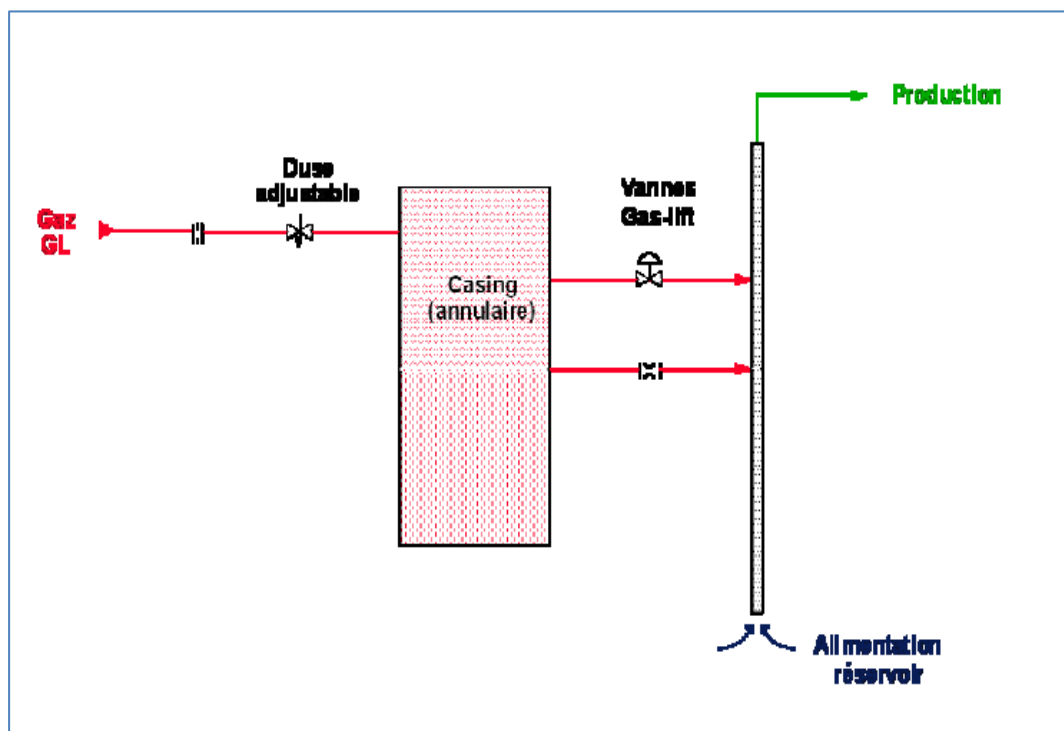


Figure (II.6) : Principe détaillé de fonctionnement du gaz lift

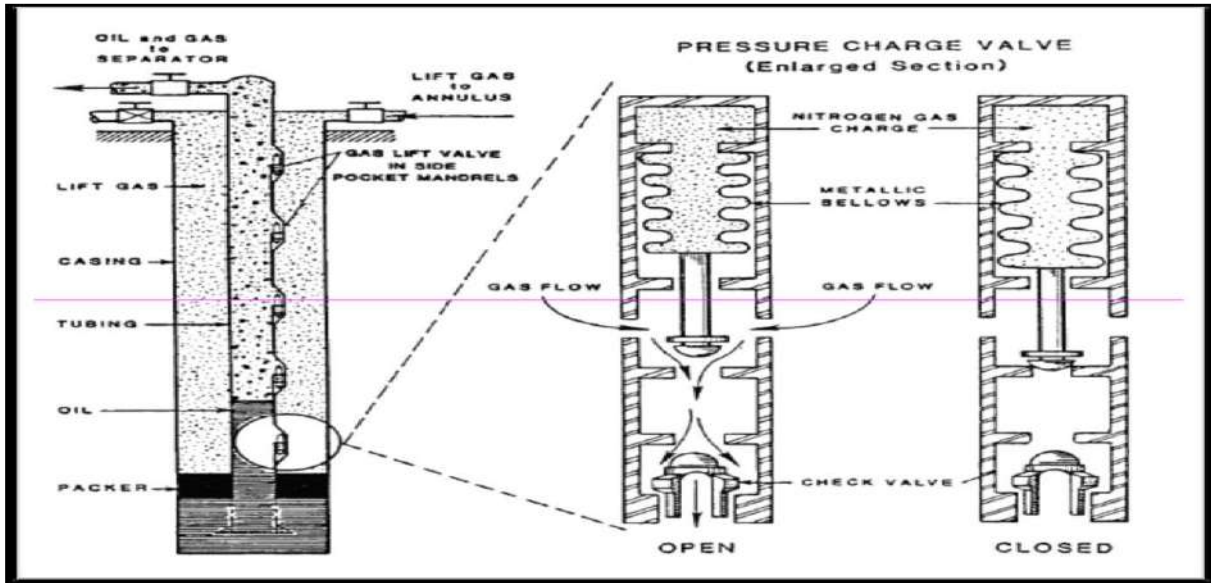


Figure (II.7) : Fonctionnement des vannes d'injection du gaz lift continu en complétion GLC

Les séquences d'ouverture des vannes sont mentionnées dans la figure suivante.

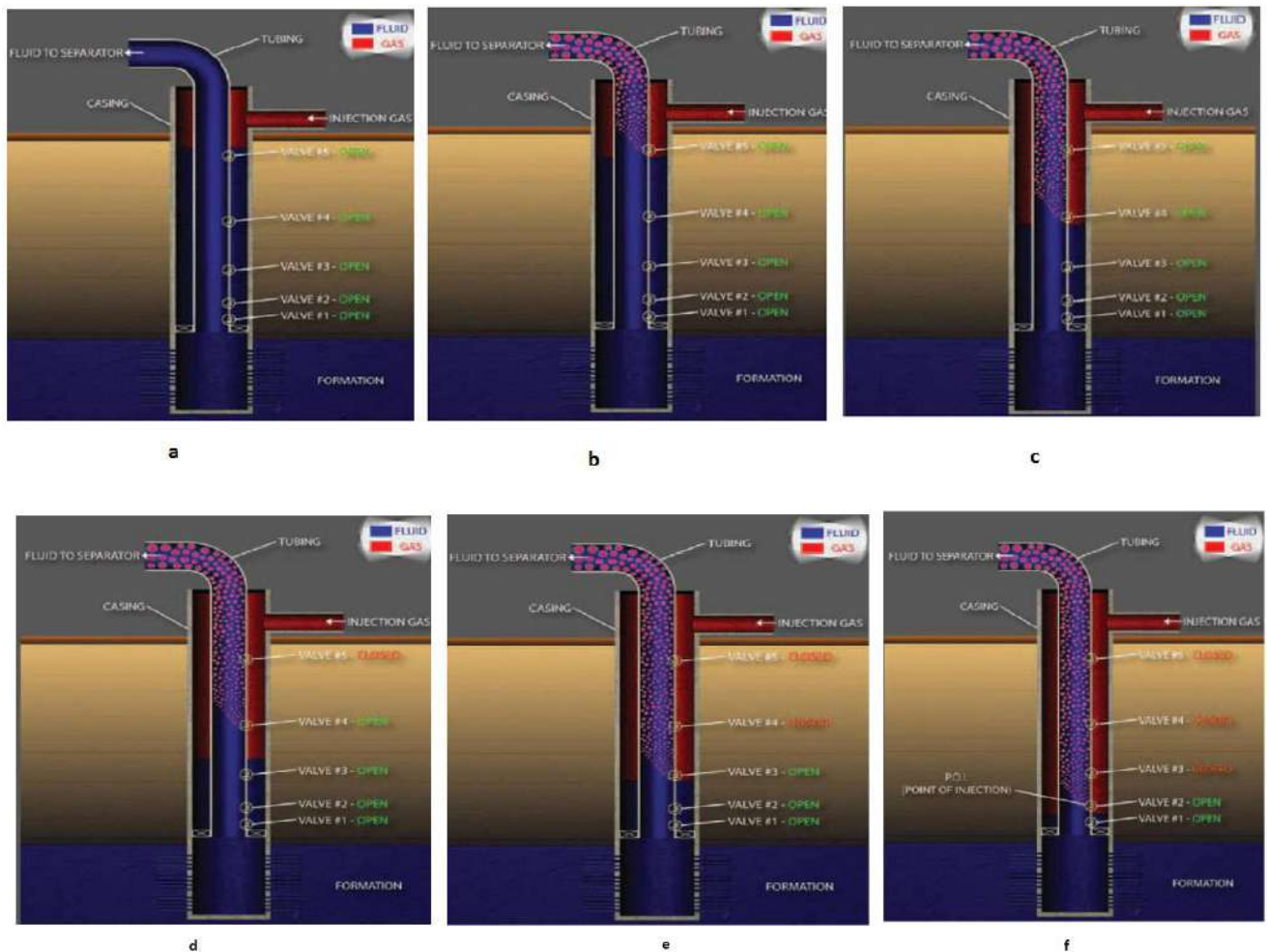


Figure (II.8) : Ordre de fonctionnement des vannes gaz lift

II.3.2.2. Complétion en gaz lift sauvage ou simple « GLS » :

L'injection du gaz destiné au gaz lift se fait à travers des concentrique « macaronis » descendu dans le tubing, généralement se fait par une opération de snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni. Ce type de complétion est utilisé pour les puits où la présence de sel est fréquente et qui risque de boucher les vannes utilisées pour la complétion GLC.

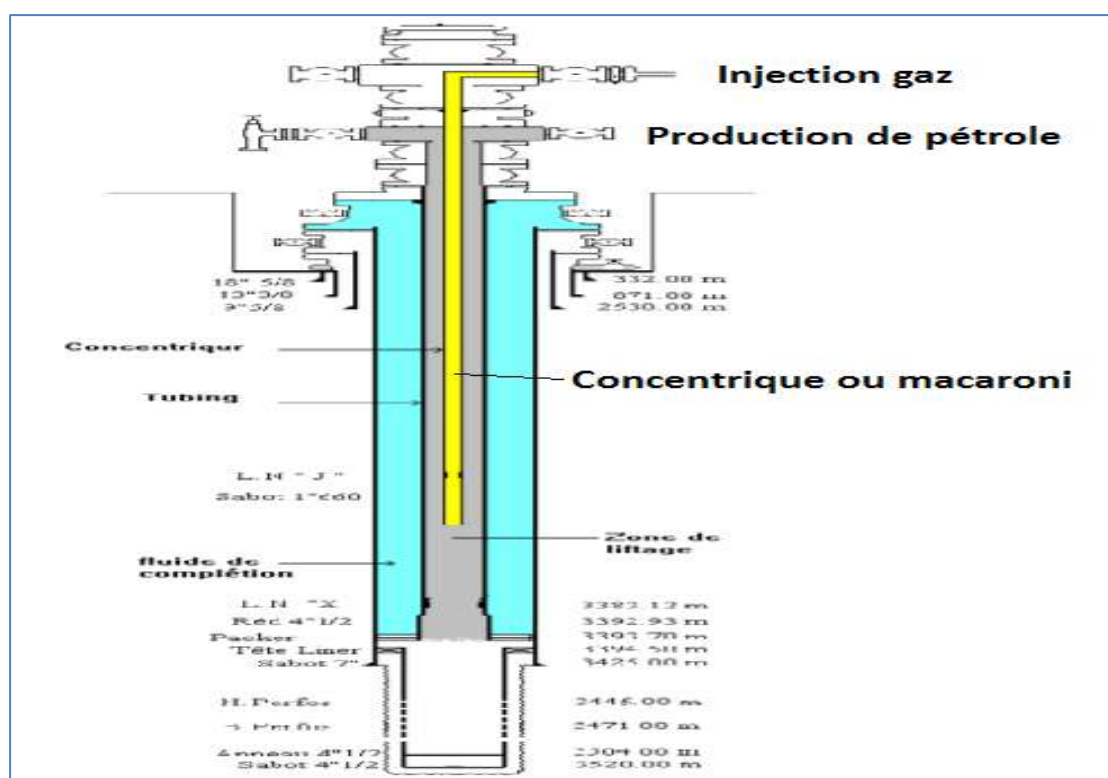


Figure (II.9) : Complétion GLS du gaz lift continu

II.4. Les moyens de contrôle utilisés dans le système du gaz lift

Il est constitué des divers capteurs et instruments de contrôle ainsi que de la vanne de réglage de gaz lift.

D'une manière générale, on trouve les instruments et les équipements suivants pour le contrôle et les mesures de débit en gaz lift.

- ☞ Transmetteur de pression PT,
- ☞ Transmetteur de débit FT,
- ☞ Vanne de duse ou de contrôle du gaz FCV qui peut être une simple duse fixe ou une duse réglable.

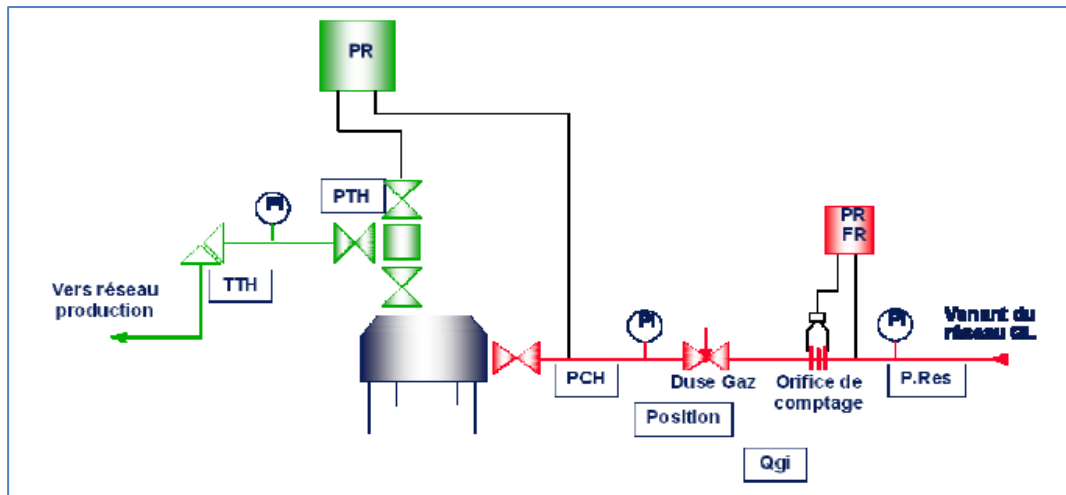


Figure (II.10) : Instruments de mesure sur le système du gaz lift

Pour éviter le problème de fluctuation de pression du réseau du gaz lift, on doit faire recours à l'utilisation d'un système de contrôle très efficace à l'aide d'une vanne automatique dite Flow Control Valve pilotée par le régulateur de débit d'injection de gaz vers le puits. La figure suivante montre ce système de régulation et de contrôle.

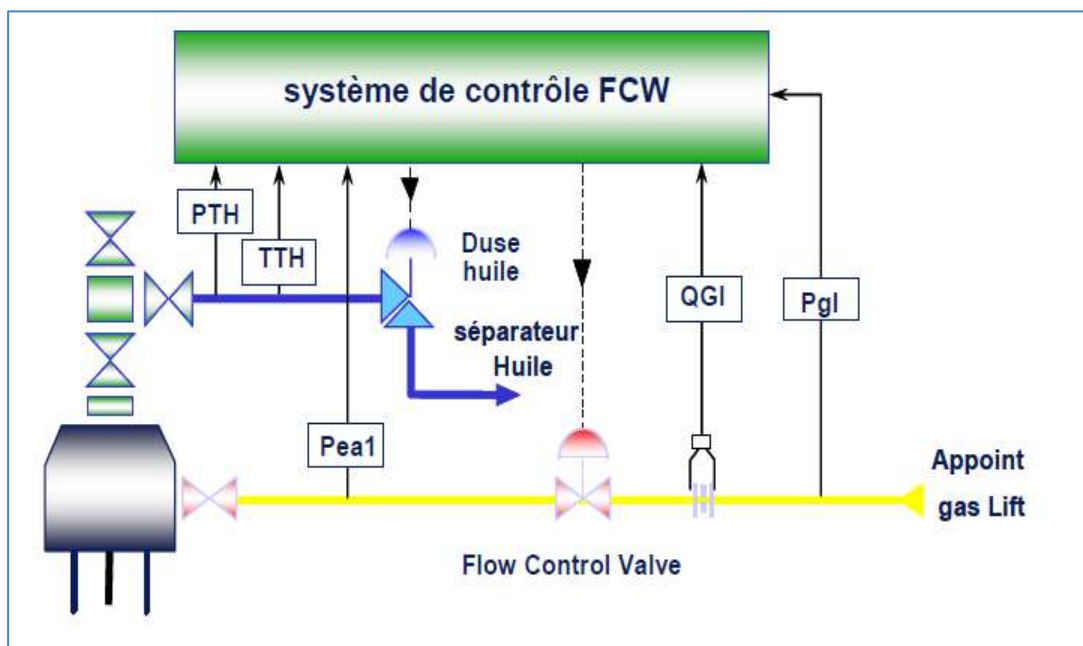


Figure (II.11) : Système de contrôle sur le circuit du gaz lift

II.5. Avantages et inconvénients du gaz lift

Le gaz-lift présente les avantages et les inconvénients suivants :

Avantage :

- Flexibilité
- Investissement faible pour l'équipement du puits

- Adaptation sur puits déviés
- Matériel réduit sur le puits en surface
- Interventions légères sur les puits

Inconvénients :

- ✓ Nécessité d'une source de gaz
- ✓ Problèmes de redémarrage (régimes transitoires)
- ✓ Importance des installations de surface (compresseurs GL)
- ✓ Sensibilité du procédé à la pression en tête de puits
- ✓ Problèmes d'hydrates
- ✓ Adaptation du casing au gaz lift
- ✓ Installation haute pression
- ✓ Rendement faible (10 à 30%)

II.6. Problèmes liés à l'activation d'un puits par le gaz lift

Le problème majeur du gaz lift est la baisse de pression qui est suivi d'une diminution de température, lors du passage du gaz à travers la duse ou la vanne de détente qui se trouve sur la ligne d'alimentation en gaz lift du puits. Cette baisse de température conduit à la formation des hydrates suite à la cristallisation de l'eau continue dans le gaz. La formation des hydrates au niveau de la duse empêche ce passage du gaz qui se traduit par l'arrêt total de la production du puits. Cet arrêt de production va engendrer un manque à produire en pétrole surtout durant la période hivernale (hiver). Pour pallier à cette situation qui est très critique, on doit prévenir la formation des hydrates soit par le contrôle de la teneur en eau du gaz lift, soit par l'utilisation des moyens de chauffes adéquats.

III.1.Introduction

Le gaz naturel à sa sortie du gisement ou le gaz associé extrait de pétrole brut sont inutilisables à l'état brut suite à la présence des impuretés tels que l'eau, le H₂S et le CO₂ qui sont très nuisibles à la nature et aux fonctionnements des procédés qui sont utilisés pour le traitement du gaz. Pour cette raison plusieurs procédés industriels sont pratiqués pour extraire :

- ☞ L'eau par déshydratation du gaz.
- ☞ Le CO₂ par décarbonatation du gaz.
- ☞ Le H₂S par désulfuration du gaz à travers des tamis moléculaires.

Afin de répondre aux spécifications de transport et aux spécifications d'utilisation du gaz dans le maintien de pression comme le cas du gaz lift.

Donc le but de la déshydratation est d'éliminer la vapeur d'eau du gaz pour

- ✓ éviter la corrosion des équipements surtout si le gaz associé contient du CO₂ car le CO₂ + H₂O ----- Acide carbonique.
- ✓ Éviter le problème de bouchage des restrictions et des conduites.
- ✓ Supprimer le risque d'arrivées de gouttelettes dans la section de compression.
- ✓ Diminuer les pertes de charges dans les pipelines et l'accumulation d'eau libre dans les points bas des conduites.
- ✓ Pour éviter les problèmes de corrosion des réseaux de gaz lift ou gaz injection

Dans le domaine industriel on trouve des différents procédés de déshydratation, où sont utilisés des techniques physico chimiques ou chimiques.

❖ Déshydratation par Absorption

Le séchage ou déshydratation par absorption du gaz est assuré par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, ce solvant est le plus souvent le glycol.

Le principe est illustré dans la figure suivante.

Le gaz à traiter circule, sous pression, du bas vers le haut à contre-courant avec un le glycol dans une colonne à plateaux ou à garnissage appelée « Contacteur à glycol ». Le solvant pur arrivant en tête de colonne, puis se charge en impuretés en descendant dans la colonne. Le solvant sortant du bas de la colonne est chargé en impuretés « glycol riche en eau » ou glycol hydraté.

Le gaz traité ou déshydraté est récupéré en tête de la colonne « contacteur à glycol ».

Le glycol hydraté est envoyé vers la colonne de régénération, qui fonctionne à une température de 130 °C, où il est séparé de l'eau qui est purgé vers le drain fermé et le glycol pur « glycol pauvre » est recyclé en passant vers la colonne d'absorption « contacteur » à l'aide d'une pompe après être refroidi. Les gaz dissout sont éliminés dans le ballon de reflux de la colonne de régénération à travers des événements vers la torche.

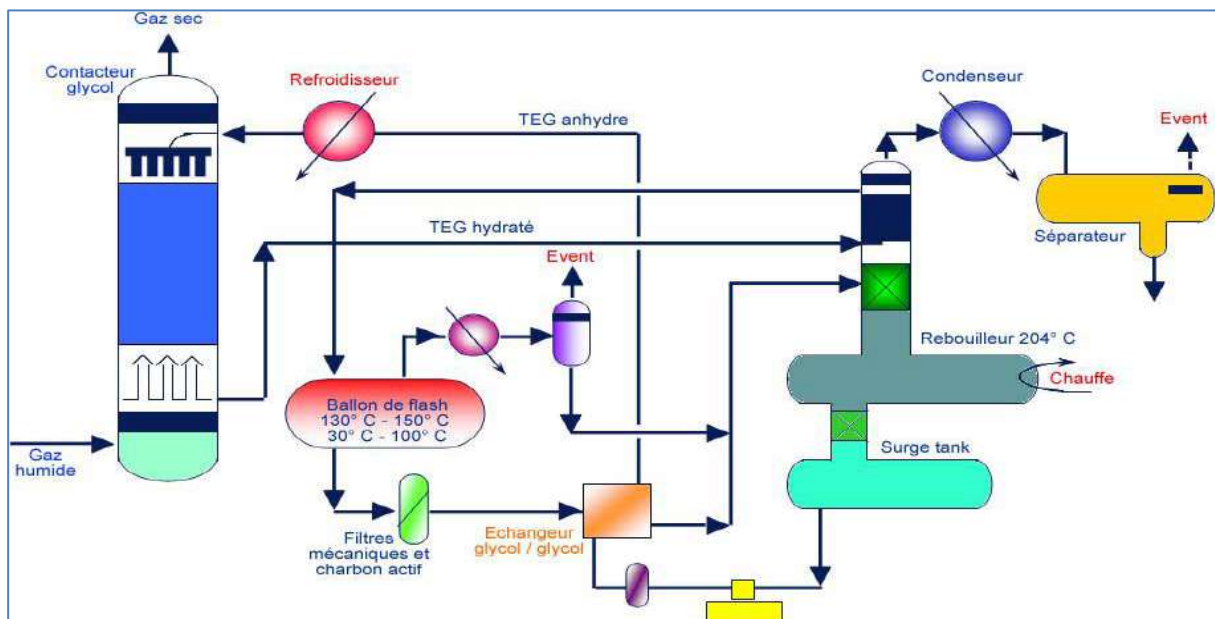


Figure (III.1) : Unité de déshydratation par absorption à Glycol.

❖ Déshydratation par Adsorption

Le principe d'une opération de déshydratation par adsorption se base sur le gaz doit passer un tour de séchage constitué d'un ou plusieurs lit de séchage composé des tamis moléculaires comme montré dans la figure suivante.

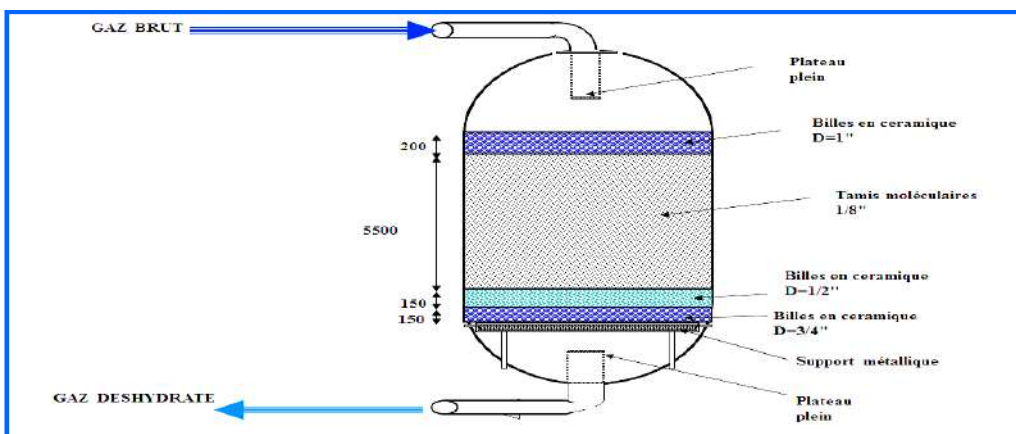


Figure (III.2) : Schéma d'un déshydrateur à gaz par tamis moléculaires.

Le procédé de déshydratation par adsorption doit contenir deux tours en minimum une en adsorption l'autre en régénération. Ces tours fonctionnent d'une manière alternée adsorption – régénération des tamis moléculaires. Chaque cycle de régénération se compose d'une phase de chauffage, d'une phase de refroidissement et une phase de stand-by « phase du repos ». La régénération doit se faire par un gaz déshydraté extrait à la sortie des déshydrateurs qui sont en adsorption. Le schéma suivant illustre le circuit de déshydrations du gaz par adsorption.

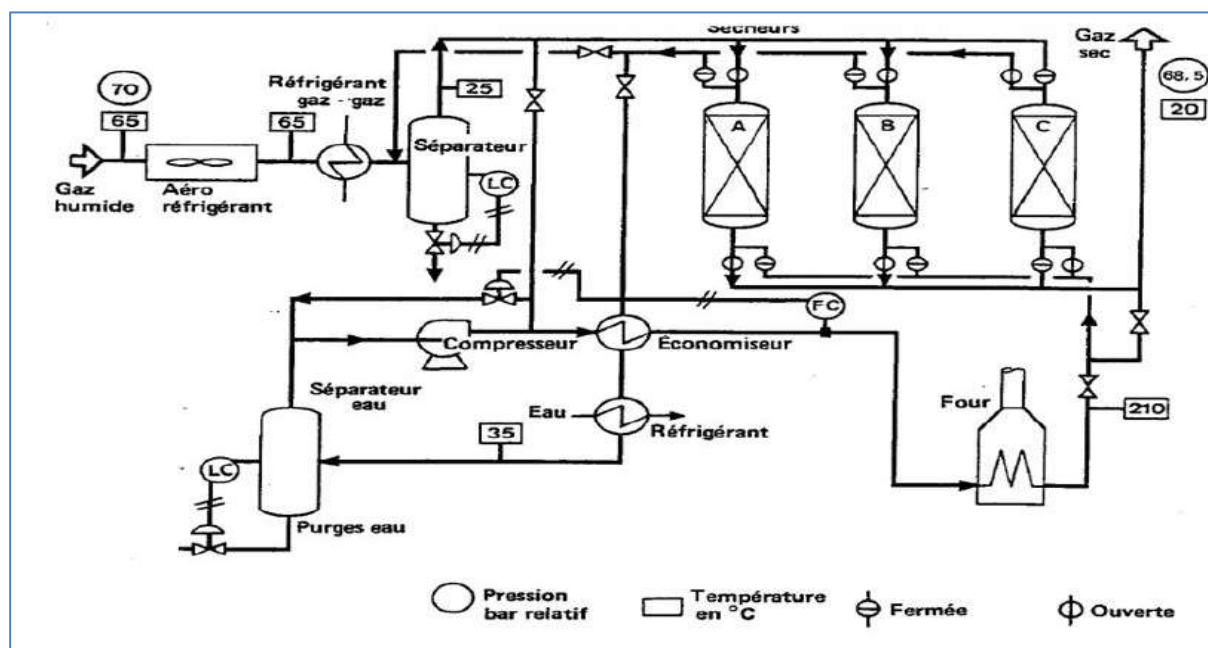


Figure (III.3) : Unité de déshydratation par adsorption à tamis moléculaires.

III.2.Histoire succincte des gaz hydrates depuis leur découverte

1810 est généralement considérée comme l'année de la première découverte des hydrates de gaz, lorsque Sir Humphrey Davy décrit un composé solide stable au-dessus de 0°C à pression atmosphérique en mélangeant du chlore et de l'eau. De 1810 à 1934, l'intérêt de ces composés reste académique et les recherches portent essentiellement sur l'identification des composés formant des hydrates et leur composition. Les hydrates alors étudiés sont essentiellement des hydrates de composés inorganiques, tels que le chlore (Davy, 1811; Faraday, 1823), le brome (Löwig, 1828), le dioxyde de soufre (De La Rive, 1829) ou encore le dioxyde de carbone (Cailletet, 1877; Cailletet et Bordet, 1882). Villard (1888) est le premier à démontrer l'existence d'hydrates de méthane, d'éthane et de propane. En 1934, alors que l'industrie gazière et pétrolière est en plein essor aux Etats-Unis, Hammerschmidt (1934) découvre que les pipelines peuvent être obstrués par des bouchons d'hydrates.

III.3.Définition des hydrates

Les hydrates de gaz sont des composés cristallins qui appartiennent à la famille des clathrates. Les clathrates – du grec klathron qui signifie fermeture – sont des polyèdres de molécules d'eau, liées entre elles par des liaisons hydrogène. Chaque polyèdre forme une cavité qui peut contenir une molécule de petite taille, typiquement gazeuse, mais on peut former des hydrates avec des molécules de certains liquides. La cavité est stabilisée par des forces de Van der Waals entre les molécules d'eau et la molécule piégée.

Lorsque le réseau cristallin est formé par des molécules d'eau liées entre elles par des liaisons d'hydrogènes et les cavités sont occupées par des molécules gazeuses, les clathrates formés sont appelés hydrates.

La configuration spatiale des molécules d'eau dans un réseau cristallin d'hydrates est différente de celle de la glace. Le majeur contraste est que la glace se forme en tant qu'un composé pur, tandis que les hydrates ne se formeront pas sans une molécule incluse de taille appropriée. Sachant que, dans les deux réseaux, chaque molécule d'eau est reliée à quatre autres molécules d'eau. La glace, sous les conditions normales de température et de pression, a une structure hexagonale. Les molécules d'eau, dans la glace, forment des canaux ininterrompus tandis que ces molécules, dans le cas d'hydrate, forment des cavités ayant une taille relativement grande. Les cavités formées sont stabilisées par les molécules de gaz encagées.

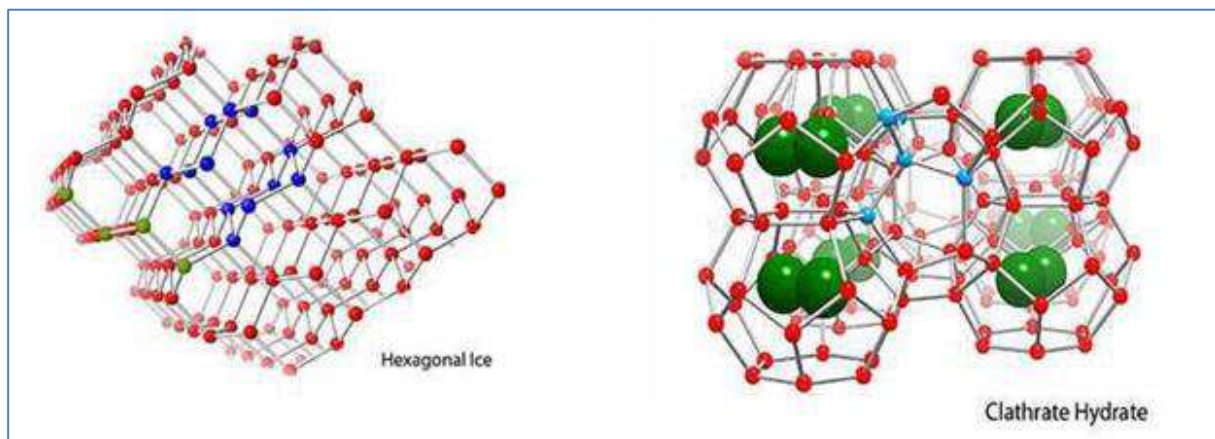


Figure (III.4) : la structure de la glace et une structure d'hydrate.

III.5. Structures des hydrates

Les hydrates sont classés en fonction de la disposition des molécules d'eau dans le cristal, et donc la structure cristalline. Deux types d'hydrates sont communément rencontrés dans le secteur du pétrole: Type I et Type II, parfois appelé comme la structure I et II. Un troisième

type d'hydrate qui peut également être rencontré est: Type H (également connu sous le nom Structure H), mais il est beaucoup moins fréquent.

III.5.1. Structure I

La structure I est la structure la plus simple des hydrates. Elle est constituée de deux types de cavités :

- Deux cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Six cavités constituées de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales ($5^{12}6^2$).

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau.

Exemple de gaz :

La structure SI concerne les molécules de gaz naturels dont la taille est inférieure à celle du propane: Méthane, Ethane, Ethylène, Acétylène, H_2S , CO_2 , SO_2 , Cl_2 ...

III.5.2. Structure II

La structure SII est constituée de deux types de cavités :

- Seize cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12})
- Huit cavités constituées de 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales ($5^{12}6^4$).

Cette structure est composée de 136 molécules d'eau.

Exemple de gaz :

La structure SII est formée par des molécules de gaz plus grandes que l'éthane mais plus petites que le pentane : Propane, Butane, Iso butane, Propylène, Iso butylène, O_2 , N_2 ...

III.5.3. Structure H

La structure H est composée de trois types de cavités :

- Trois petites cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12})
- Une grande cavité constituée de 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12}6^8$).
- Deux cavités intermédiaires entourées de 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales ($4^35^66^3$)

Cette structure est composée de 34 molécules d'eau.

Exemple de gaz:

Les hydrates de type I et II peuvent se former en présence d'un seul gaz, mais le type H exige la présence de deux gaz: (1) une petite molécule (exemple : méthane) et (2) une molécule plus grande formant le type H. Les molécules formant le type H incluent les

espèces d'hydrocarbures suivantes: 2methylbutane, 2,2-dimethylbutane, 2,3-dimethylbutane, 2,2,3-trimethylbutane, 2,2dimethylpentane, 3,3-dimethylpentane, methylcyclopentane, ethylcyclopentane, methylcyclohexane, cyclo heptane, and cyclo octane.

Nous pouvant voir dans la figure suivante que les deux structures sI et sII sont de forme cubique alors que la structure H est de forme hexagonale.

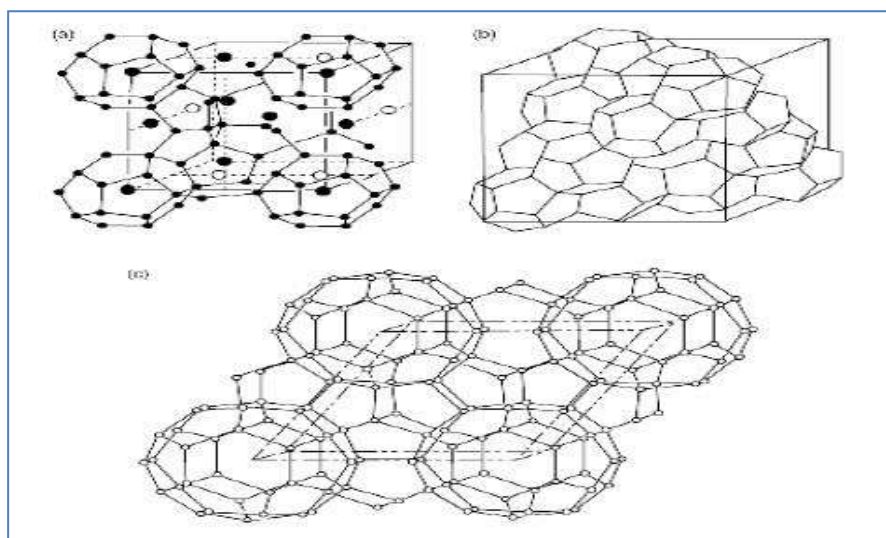


Figure III.5: structure cristalline des unités d'hydrates: sI (a), sII (b) et sH (c).

Tableau (III.1):Caractéristiques des différentes structures des hydrates de gaz

Structure d'hydrate	SI		SII		SH		
	Type de cavité	512	51262	512	51264	512	435663
Nombre de coordinations totales (Z)	20	24	20	28	20	20	36
Nombre de cavité/unités d'hydrates	2	6	16	8	3	2	2
Nombre de molécules d'eau/unités d'hydrates	46		136		36		
Type du cristal	Cubique		Cubique		Hexagonal		
Taille du réseau (Å°)	12		17,2		a = 12,2 b = 10,1		

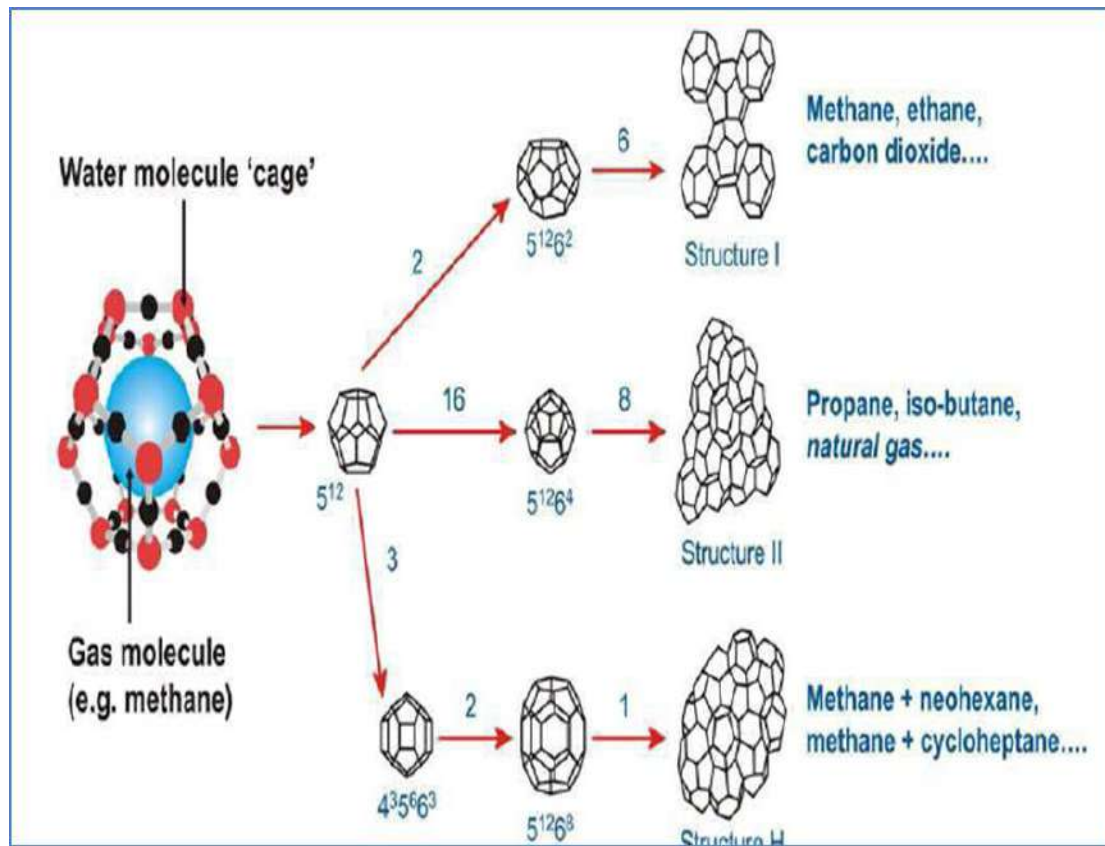


Figure III.6 : Cavités constituant les structures SI, SII et SH

III.6. Conditions de formation des hydrates

Il y a trois conditions nécessaires pour la formation des hydrates :

1. La bonne combinaison de température et de pression. La formation des hydrates est favorisée par une température basse et une pression élevée.
2. Une quantité suffisante d'eau.
3. La présence d'un gaz formant des hydrates.

Il existe d'autres phénomènes qui favorisent la formation des hydrates, dont :

1. Turbulences :

a- Grande vitesse :

La formation des hydrates est favorisée dans les régions où la vitesse du fluide est élevée. Cela rend les dusse particulièrement susceptibles de la formation des hydrates. Premièrement, il y a généralement une chute significative de température quand le gaz naturel passe à travers la dusse due à l'effet Joule-Thomson.

Deuxièmement, la vitesse du fluide est élevée à travers le rétrécissement de la section de passage dans la dusse.

b- Agitation :

L'agitation dans les cuves de traitement, les échangeurs de chaleur ...etc. favorise la formation des hydrates.

2. Les sites de nucléation :

En général, le site de nucléation est un point favorisant la transition de phase, dans ce cas la formation d'un solide à partir d'une phase liquide. Les imperfections dans les pipelines, les points de soudure, les raccords de canalisation (coude, vanne, té, etc.), le limon, la boue, les dépôts de calcaire et le sable forment de bons sites de nucléation pour la formation d'hydrates.

3. L'eau libre :

L'eau libre n'est pas nécessaire à la formation d'hydrates, mais sa présence favorise certainement leur formation.

Les éléments dans la liste précédente favorisent la formation des hydrates mais n'y sont pas nécessaires. Seulement les trois conditions citées précédemment sont nécessaires à leur développement.

III.7. Théorie de calcul de la température de formation d'hydrate (Théorie de KATZ)

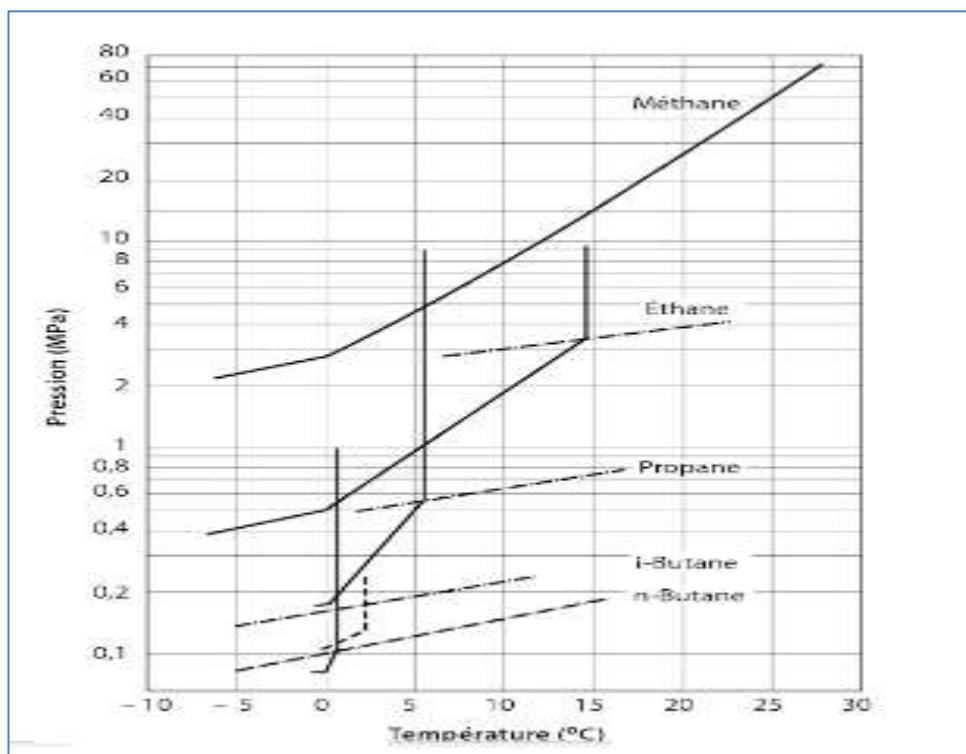
Pour qu'il y ait formation d'hydrates, la présence d'eau liquide a été traditionnellement considérée comme nécessaire [Katz et al., 1959]. Sloan (1990) indique toutefois qu'il ne s'agit pas d'une condition absolue, si les conditions thermodynamiques nécessaires à la formation des hydrates sont réunies. L'absence d'eau liquide introduit une limitation d'ordre cinétique, qui rend improbable la formation d'hydrates, sans qu'il soit possible de l'exclure, notamment si des germes de nucléation sont présents.

De manière générale, la formation d'hydrates est favorisée par la présence de fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation, telles que microcristaux d'hydrates et particules solides (poussières, oxydes de corrosion); elle est également favorisée par les facteurs qui contribuent à augmenter la turbulence de l'écoulement; tels que vitesse d'écoulement élevée, pulsation de pression et tout type d'agitation.

Pour éliminer les hydrates formés, il suffit en principe de se placer dans des conditions de température et de pression situées en dehors du domaine de formation. Toutefois, la disparition des hydrates peut être relativement longue et difficile à obtenir. Des observations effectuées au laboratoire, ainsi que dans des réseaux de collecte décomprimés, ont mis en évidence la présence d'hydrates hors équilibre pendant des périodes de plusieurs jours. Même

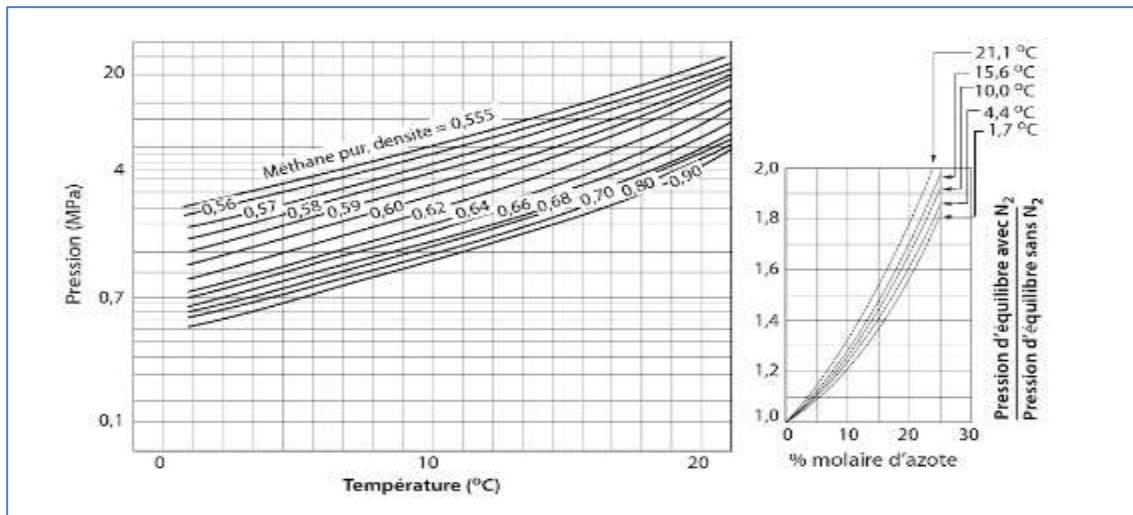
après la disparition visuelle des hydrates, la présence de cristaux microscopiques persiste pendant une durée longue.

Sur la figure suivante, sont représentés les domaines de formation des hydrates pour le méthane, l'éthane, le propane et les butanes établis d'après les données présentées par Katz et Lee(1990).



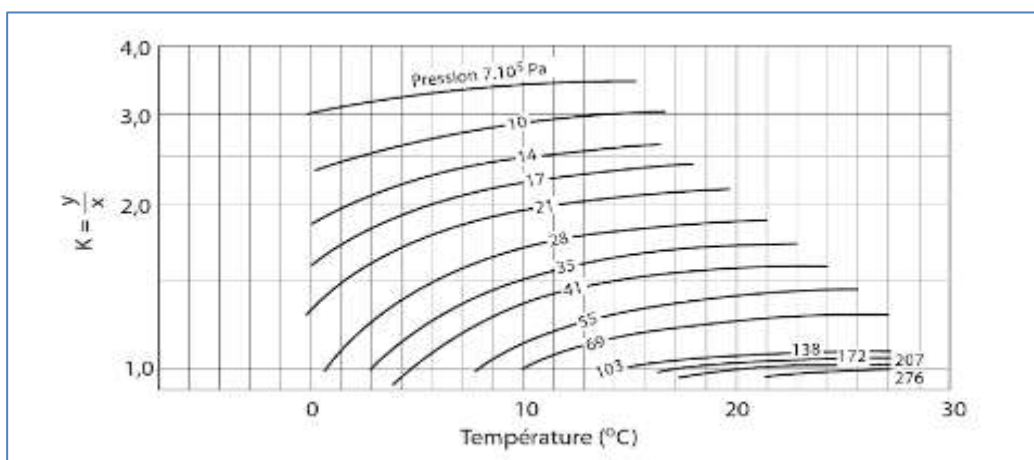
Figure(III.7) : Domaines de formation des hydrates pour le méthane, l'éthane, le propane et les butanes

Le diagramme présenté sur la figure(III.8) permet d'estimer de façon approchée la Température de formation des hydrates, pour un gaz naturel a un pression donnée, en considérant comme paramètre la densité du gaz naturel par rapport a l'air, la présence de propane et de butane dans le gaz naturel contribue a augmenter le densité du gaz naturel et arelever la température de formation des hydrates la présence d'azote abaisse au contraire cette température et nécessite la prise en compte d'un facteur correctif appliqué à la pression a ce facteur correctif est indiqué sur la figure (III.5) en fonction de la fraction molaire d'azote.

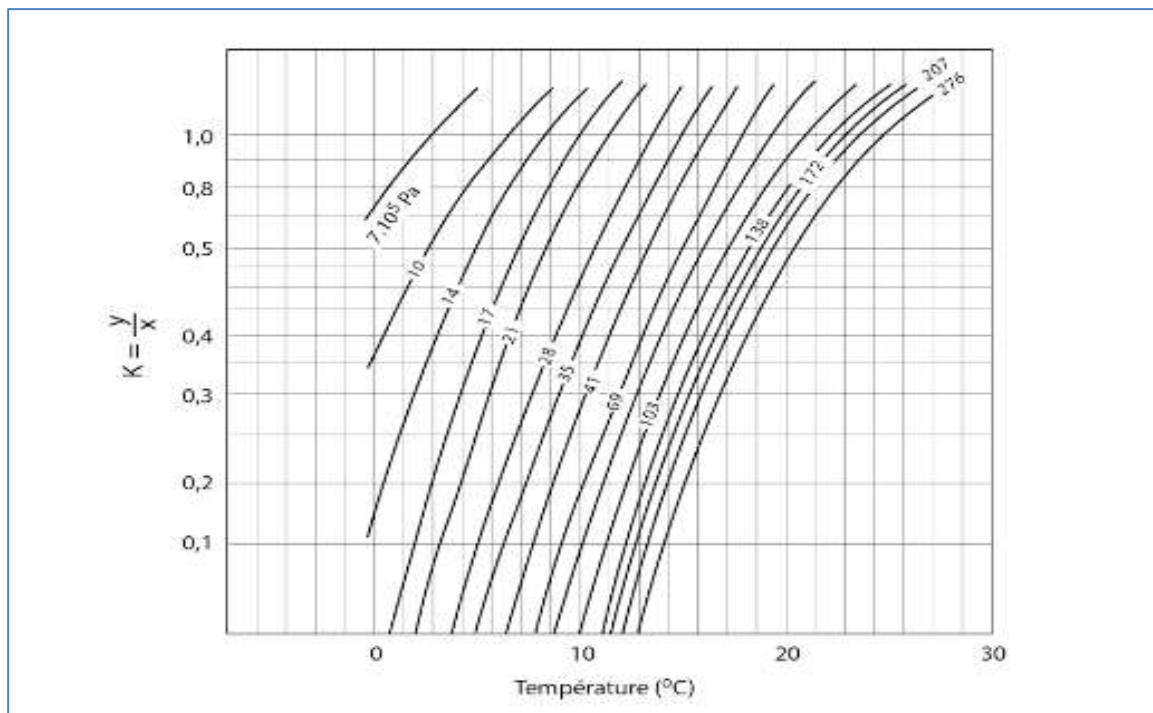


Figure(III.8) : Température de formation d’hydrate d’un gaz

Le diagramme de la figure(III.7) ne peut être utilisé que pour obtenir une première indication concernant les conditions de formation des hydrates. Une méthode, basée sur la détermination de coefficients d’équilibre, a été proposée par Carson et Katz [Katz et al. 1959]. Elle permet de prendre en compte la composition du gaz naturel. Le coefficient d’équilibre k_i est défini comme le rapport $k_i = \frac{y_i}{x_i}$ de la fraction molaire y_i du constituant considéré en phase vapeur sur la fraction molaire x_i du même constituant en phase solide (rapportée aux moles de constituants autres que l’eau). Des courbes donnant les valeurs du coefficient de partage k_i en fonction de la température et de la pression ont été établies pour le méthane, l’éthane, l’isobutane, le dioxyde de carbone et l’hydrogène sulfuré. La figure (III.9) et la figure (III.10) présentent les courbes utilisées pour le méthane, l’éthane, le propane et le dioxyde de carbone.



Figure(III.9) : Constantes d’équilibre solide-gaz pour éthane



Figure(III.10):Constantes d'équilibre solide-gaz pour le méthane

III.8.Méthodes préventives :

Les méthodes qui ont pour but d'inhiber les hydrates avant leur formation, en d'autre mots, éviter leur formation. Se sont en général des procédés physicochimiques.

III.8.1.Les inhibiteurs chimiques

Il existe deux types d'inhibiteurs d'hydrates utilisés qui sont :

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

Les inhibiteurs thermodynamiques empêchent la formation des hydrates en réduisant la température à laquelle se forment les hydrates et cela en changeant le potentiel chimique de l'eau comme c'est montré dans Figure (III.11) Par contre, les inhibiteurs d'hydrate à faible dose ne changent pas la température de formation des hydrates. Ils interfèrent avec la formation des cristaux d'hydrates ou avec l'agglomération des cristaux dans les bouchons. Les antiagglomérants (AA) peuvent fournir une protection plus importante que les inhibiteurs cinétiques.

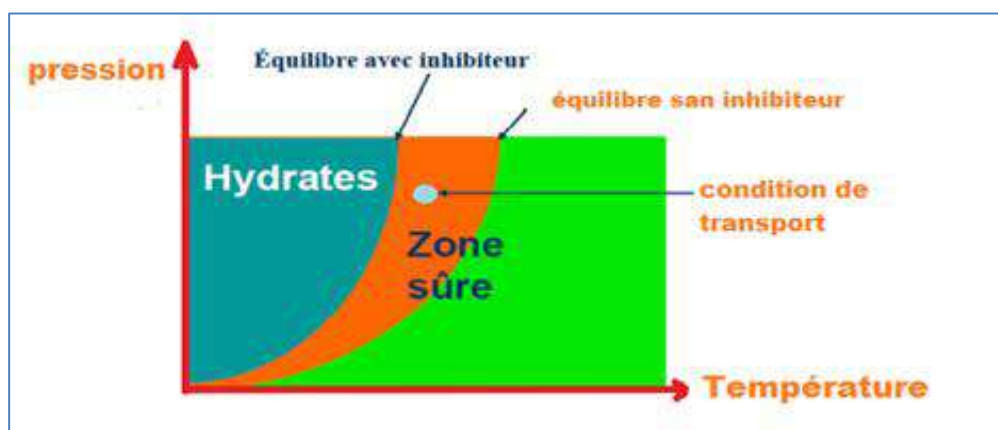


Figure (III.11): Schéma montrant l'effet des THI sur la courbe d'équilibre des hydrates (Gas Hydrates, Cour complet, PDF)

1 Les inhibitrices thermodynamiques

▪ Les Alcools

Dans les alcools (dans la série homologue commençant avec le méthanol et finissant par le butanol), l'ensemble de l'hydrogène se lie à l'eau avec son groupe hydroxyle. Cependant Ben Naim (1980) indique que l'extrémité hydrocarbonée de la molécule d'alcool provoque un effet de regroupement sur les molécules d'eau semblable à celle des formateurs d'hydrates. Les alcools ont donc deux effets sur l'eau qui sont en concurrence avec les molécules apolaires dissoutes:

- les groupes hydroxyles ayant une liaison hydrogène avec les molécules d'eau.
- l'extrémité hydrocarbonée de l'alcool a tendance à organiser l'eau en grappes de solvant, en concurrence directe avec les hydrates pour les molécules hôtes.

Le méthanol peut augmenter la température de la formation d'hydrates à des concentrations inférieures à 5% en masse (probablement en raison de l'effet de regroupement), mais à des concentrations plus élevées inhibe leur formation.

De tous les alcools, le méthanol a été l'inhibiteur le plus populaire, en raison de son coût et son efficacité. Il est indiqué que la capacité d'inhibition des alcools augmente avec la volatilité, qui est, le méthanol > éthanol > isopropanol.

▪ Les glycols

Le glycol ou MEG, le di-éthylène glycol (DEG), et le tri-éthylène glycol (TEG) fournissent plus de possibilités de liaison hydrogène avec l'eau à travers leur groupe hydroxyle que les alcools, ainsi que par des atomes d'oxygène dans le cas des glycols de taille plus importante.

Les glycols ont en général des poids moléculaires supérieurs avec une volatilité plus faible, de sorte qu'ils peuvent être récupérés et recyclés à partir du traitement et des équipements de transmission. Pour les systèmes dominés par le gaz, le MEG est souvent préféré au méthanol en raison de la récupération.

Dans un ensemble complet d'études expérimentales, Ng et Robinson (1983) ont déterminé que le méthanol a inhibé la formation d'hydrates mieux qu'un équivalent en fraction massique de glycol dans un liquide aqueux. La préférence pour le méthanol contre glycol peut également être déterminée par des considérations économiques. Cependant, dans de nombreuses applications en mer du Nord de l'éthylène glycol est la méthode d'inhibition préférée.

Afin d'approximer l'abaissement de température de formation d'hydrates pour plusieurs inhibiteurs (alcools, glycols, ammoniac) dans un liquide aqueux, l'industrie du gaz naturel utilise l'équation de *Hammerschmidt* originale (1939). Cette expression est utilisée à ce jour :

$$\Delta T = \frac{K}{M} \cdot \frac{W}{100 - W}$$

Avec les notations suivantes :

W : Concentration en pourcentage massique d'inhibiteur ;

M : Masse molaire de l'inhibiteur ;

K : Coefficient empirique (K=1297 pour les solutions de méthanol, propanol, ammoniac, K=2222 pour l'éthylène glycol) ;

ΔT : Abaissement de la température de formation des hydrates dû à l'inhibiteur (°C) ;

Cette relation ne peut être utilisée que pour les concentrations limitées en solvant. C'est ainsi que dans le cas du méthanol, elle ne doit pas être employée pour une fraction molaire en méthanol supérieure à 0.2.

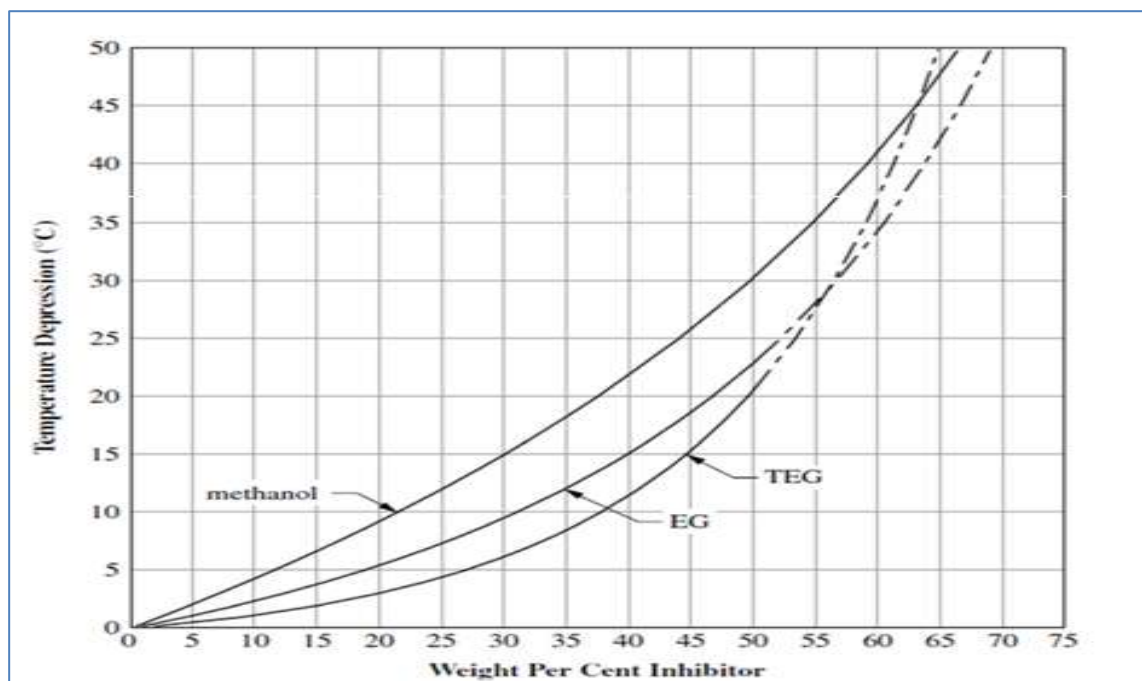
En 1983, Nielsen et Bucklin ont proposé la relation suivante :

$$\Delta T = -72 \ln(1 - x_s)$$

Où :

x_s : représente la fraction molaire de solvant en phase aqueuse ;

ΔT : Abaissement de la température de formation des hydrates (°C).

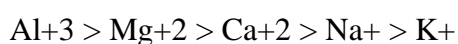


Figure(III.12): Comparaison entre l'effet inhibiteur du MeOH, EG et TEG (Caroll, 2003)

▪ Les sels [14]

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution. De ce fait, la formation du réseau d'hydrates par les molécules d'eau nécessite à une pression donnée une température plus basse. Pour la même raison, la solubilité du gaz dans l'eau diminue.

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs correspondent aux cations suivants :



La plupart des chlorures et notamment NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂, et AlCl₃ peuvent être utilisés comme inhibiteurs. Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et son faible coût. Les sulfates, notamment Na₂SO₄, MgSO₄, Al(SO₄)₃ sont également employés. Enfin, l'utilisation des phosphates et en particulier le phosphate de sodium Na₃PO₄ peut être envisagée.

En présence d'eau de gisement (eau produite), il est nécessaire de tenir compte des sels dissous pour évaluer les risques de formation d'hydrates. Par contre, en raison des risques de corrosion et de dépôts, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs.

- **l'Ammoniac**

L'ammoniac a une masse molaire relativement faible, 17,03 g / mol par rapport à 32,04 g / mol pour le méthanol, qui est avantageux pour un inhibiteur. Sur la base de l'équation de Hammer Schmidt, une dépression de 10 degrés Celsius à la température de formation des hydrates exige une solution d'ammoniac de 11,6% en poids par rapport à une solution de méthanol de 19,8% en poids.

L'ammoniac peut être plus utile dans la dissociation des bouchons d'hydrates dans les pipelines. Car contrairement aux inhibiteurs liquides, qui nécessitent un gradient de pression dans le but de parvenir à s'écouler. L'ammoniac peut se diffuser à travers la phase gazeuse et atteindre le bouchon.

Malheureusement, l'ammoniac présente plusieurs inconvénients. Il est toxique et peut-être difficile à manipuler sur chantier. De plus, il réagit avec à la fois le dioxyde de carbone et de sulfure d'hydrogène dans la phase aqueuse. Sa forte volatilité se traduit par des pertes plus importantes à la vapeur.

L'inconvénient l'emporte sur tout avantage possible, et l'ammoniac est rarement (Peut-être jamais) utilisé comme inhibiteur d'hydrate.

2-Inhibiteurs à faible dose :

Les inhibiteurs d'hydrates à faible dose (LDHI) comprennent les antiagglomérants (AA) et les inhibiteurs cinétiques (KHI).

Les inhibiteurs cinétiques retardent la Nucléation et/ou ralentissent la Croissance des cristaux d'hydrates pendant une durée suffisante pour permettre aux fluides de sortir des zones où les conditions thermodynamiques sont favorables à la formation des hydrates.

- **Les Antiagglomérants (AA) :**

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

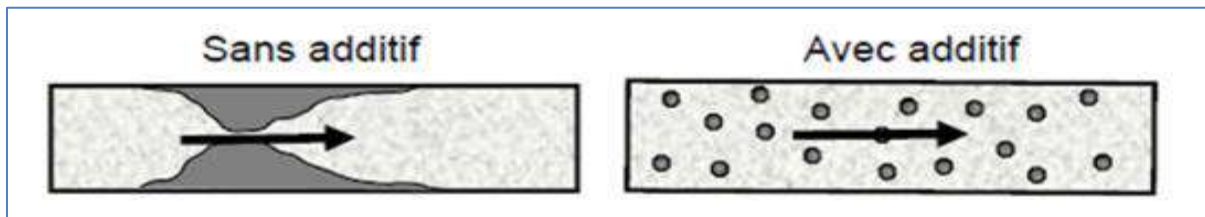


Figure (III.13): effet d'un agent anti agglomérant.

On distingue deux classes d'AA :

- les AA pour la production d'huile, dont le rôle est de disperser les hydrates dans l'huile.
- les AA pour la production de gaz, dont le rôle est de disperser les hydrates dans l'eau présente.

IV .1.Introduction

L'énergie solaire est propre et renouvelable. La Terre reçoit sous forme de lumière du soleil plus de 10 000 fois l'énergie que l'humanité consomme. En effet, la surface du globe reçoit annuellement de l'énergie solaire ayant une puissance allant de 85 à 290 W/m². L'énergie est inépuisable car elle est entretenue par les réactions nucléaires qui ont lieu dans le soleil. Bien que la ressource ait toujours existé, son utilisation est assez récente dans l'histoire de l'humanité. On voit apparaître les premières réalisations technologiques solaires au 19e siècle mais c'est véritablement pendant la deuxième partie du XXe siècle que l'énergie solaire commence à apparaître comme une source d'énergie importante, particulièrement avec le développement du photovoltaïque. C'est dans le cadre de la course à l'espace entre Américains et Russes que les travaux de recherches et développements ont eu un avancement important et à partir des années 1970, l'énergie photovoltaïque prend place dans l'industrie terrestre. L'histoire de l'énergie solaire ne peut se comprendre sans tenir compte de celles des énergies concurrentes (principalement les combustibles fossiles) et des contraintes économiques auxquelles elle est soumise.

IV.2.L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque désigne l'énergie récupérée par des panneaux solaires pour le transformer en électricité.

Les cellules photovoltaïques du panneau solaire produisent du courant continu à partir du rayonnement solaire. Courant qui peut alors être utilisé pour chauffer, éclairer, recharger la batterie d'un appareil...

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par un français, Antoine Becquerel.

Le Principe de l'énergie solaire photovoltaïque est de transformer le rayonnement solaire en électricité à l'aide d'une cellule photovoltaïque. Le principe est illustré par la figure suivante.



Figure IV.1: Principe de l'utilisation de l'énergie solaire.

Le principe photovoltaïque des panneaux lumineux est à grande échelle le même que celui utilisé par les calculatrices de poche.

Un panneau photovoltaïque, c'est un panneau sur lequel on dispose des cellules photovoltaïques.

La cellule photovoltaïque constitue l'élément de base des panneaux solaires photovoltaïques. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur à base de silicium délivrant une tension de l'ordre de 0,5 à 0,6 V.

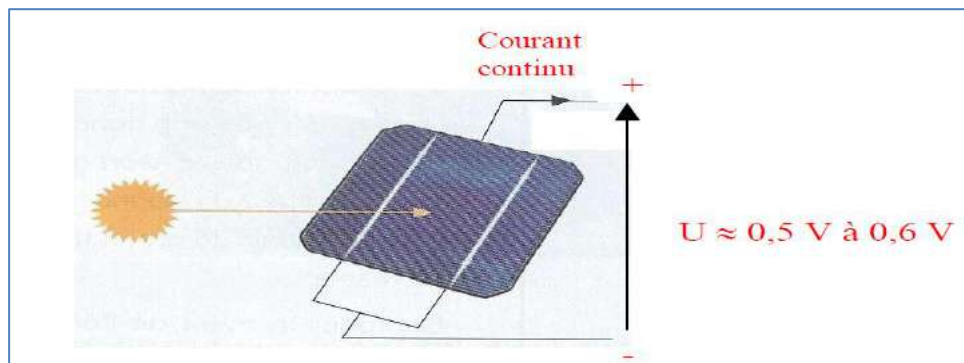


Figure IV.2: Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est fabriquée à partir de deux couches de silicium (matériau semi-conducteur) :

- Une couche dopée avec du bore qui possède moins d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée positivement (zone P),
- Une couche dopée avec du phosphore qui possède plus d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée négativement (zone N).

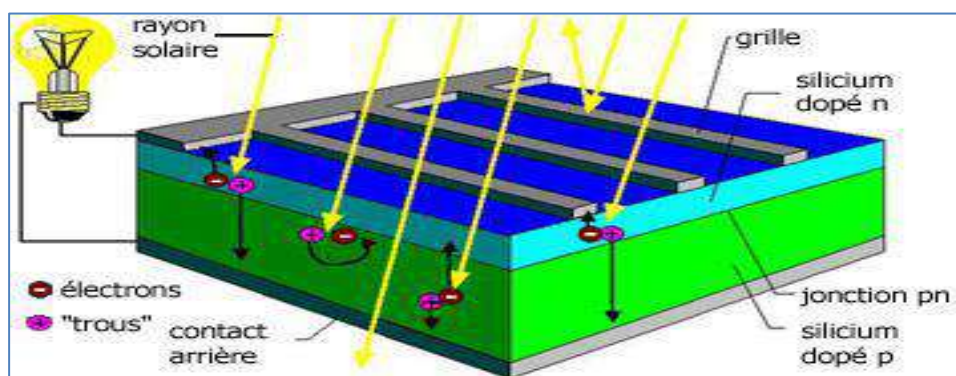


Figure IV.3: Conception d'une cellule photovoltaïque

Lorsqu'un photon de la lumière arrive, son énergie crée une rupture entre un atome de silicium et un électron, modifiant les charges électriques. Les atomes, chargés positivement, vont alors

dans la zone P et les électrons, chargés négativement, dans la zone N. Une différence de potentiel électrique, c'est-à-dire une tension électrique, est ainsi créée. C'est ce qu'on appelle l'effet photovoltaïque.

A la surface, le contact électrique (électrode négative) est établi par la grille afin de permettre à la lumière du soleil de passer à travers les contacts et de pénétrer dans le silicium.

Les cellules solaires sont recouvertes d'une couche antireflet qui protège la cellule et réduit les pertes par réflexion. C'est une couche qui donne aux cellules solaires leur aspect bleu foncé.

IV.3. Technologies des cellules photovoltaïques.

On distingue trois générations des cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques.

a. Technologies de la 1ère génération à base de Silicium Cristallin

Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction P-N qui utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. La méthode de production basée sur les wafers de silicium est très énergivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium d'une grande pureté. On différencie également les cellules à base de silicium monocristallin et poly cristallin

b. Technologies de la 2ème génération à base de couche-mince

Plus récemment sont apparues les technologies de couches minces, plus fines et dont la part du marché semble promise à une augmentation rapide. Les cellules dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses.

On distingue plusieurs types de cellules couche minces à savoir :

- ❖ le silicium amorphe (a-si).
- ❖ le tellure de Cadmium (CdTe).
- ❖ le cuivre/indium/sélénium ou cuivre/indium/Gallium/sélénium (CIS ou CIGS).

c. Technologies de la 3ème génération «les cellules organiques»

Elles sont constituées de molécules organiques combinant flexibilité et légèreté. Il y a trois types de ces cellules: les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. Ces technologies sont encore au stade de la recherche et développement.

Dans le tableau (1.1), ci-dessous on résume les différentes performances des technologies citées précédemment.






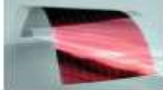
Type de cellule	Rendement	Avantage	Inconvénient	Image
Silicium monocristalline	13-17%	Bon rendement pour une cellule	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication	
Silicium poly-cristallin	11-15%	Bon rendement pour un module	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication	
Silicium amorphe	5-9%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	
CdTe	7-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	
CIGS	20%	Energie de gap ajustable, 99% des photons absorbés	Manque de matière première	
Cellules organiques	≤ 5%	Faible cout de fabrication, flexible	Rendement encore trop bas	

Tableau IV.1 Performance des différentes technologies des cellules photovoltaïques

IV.4. Applications des systèmes photovoltaïques.

Les principales applications des systèmes photovoltaïques sont énumérées ci-après.

IV.4.1. Systèmes autonomes

Une installation photovoltaïque autonome est une installation qui fonctionne indépendamment du réseau électrique ou toutes autres sources d'énergies. Dans la majorité des cas, ce système est utilisé dans les sites isolés. Une tel installation doit être capable de fournir de l'énergie, y compris lorsqu'il n'y a pas de soleil (la nuit ou en cas de mauvais temps). Il faut donc qu'une partie de la production journalière des modules photovoltaïques soit stockée dans des batteries. Cette installation se compose d'un ou plusieurs modules photovoltaïques, d'un régulateur de charge, d'une ou plusieurs batteries et éventuellement d'un onduleur. La figure suivante illustre ce type de système photovoltaïque.

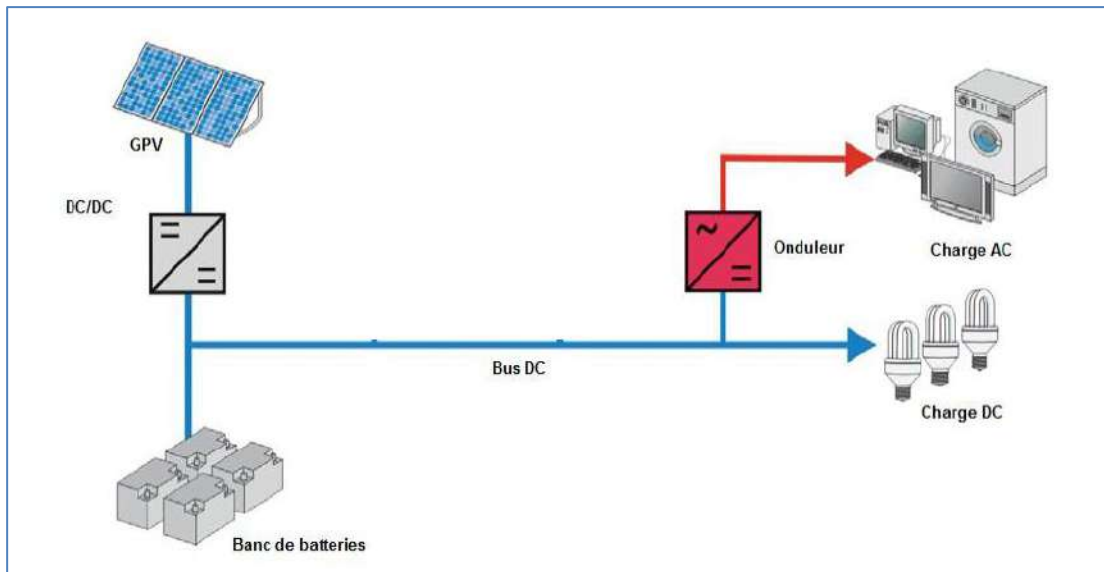


Figure IV.4 : Système Autonome

IV.4.2. Systèmes couplés au réseau

Les installations raccordées au réseau électrique (ou reliées à une centrale de distribution) constituent généralement une solution optimale pour la production de l'électricité solaire, tant en termes d'énergie que de coûts. Ces installations se composent de modules photovoltaïques interconnectés, d'un (ou plusieurs) onduleur(s) raccordée au réseau électrique. L'onduleur convertit le courant continu généré par les modules photovoltaïques et produit un courant alternatif conforme au réseau électrique. La figure suivante montre ce système.

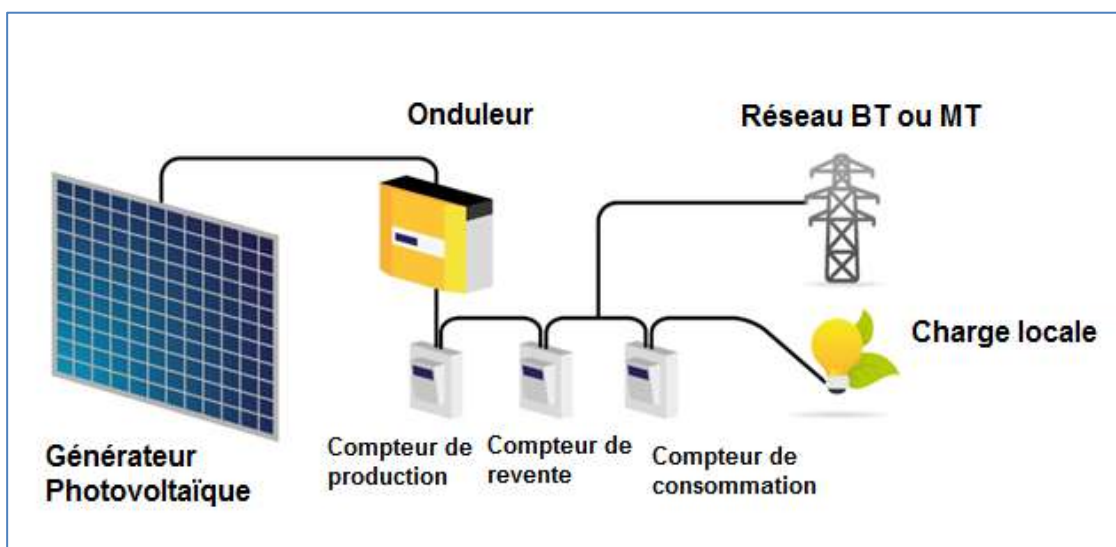


Figure IV.5 : Système photovoltaïque couplés à réseau de distribution d'électricité

IV.5. Module solaire ou photovoltaïque

IV.1. Association des cellules en série

Les caractéristiques électriques d'une seule cellule sont généralement insuffisantes pour alimenter les équipements électriques. Il faut associer les cellules en série pour obtenir une tension plus importante : le module solaire ou panneau photovoltaïque.

Un panneau photovoltaïque est un assemblage en série de cellules permettant d'obtenir une tension de 12 volts.

La puissance d'un panneau solaire est fonction de sa surface, c'est à dire du nombre de cellules photovoltaïques.

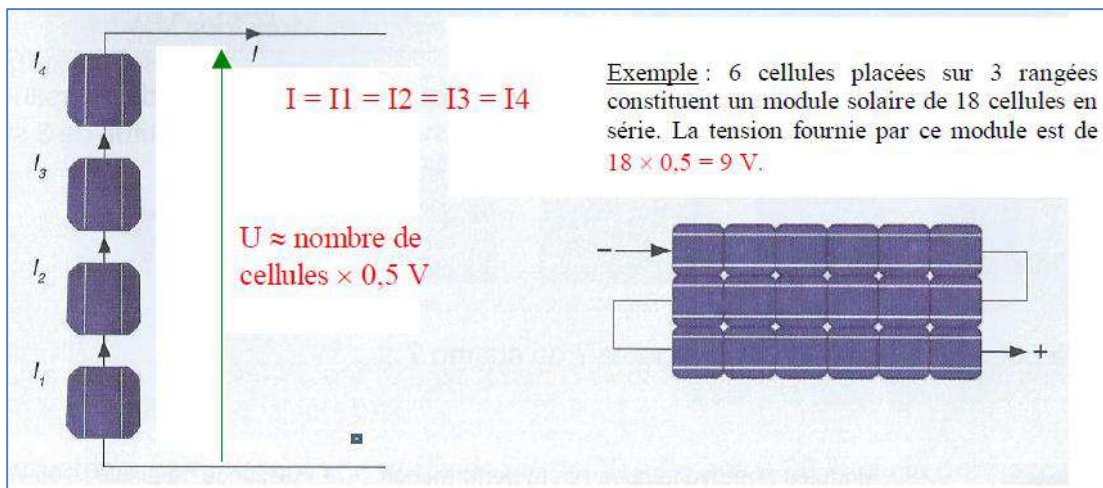


Figure IV.6 : Couplage en série des cellules photovoltaïques

Un panneau constitué de 24 cellules photovoltaïques va donc délivrer une tension U de 12 V, et cela quel que soit l'ensoleillement.

Mais pour faire fonctionner des appareils électriques, c'est l'intensité I du panneau, variant en fonction de l'ensoleillement, qui va déterminer l'énergie électrique.

Donc pour avoir une très bonne estimation de la puissance, on doit définir une puissance maximale appelée La puissance du watt crête qui est la puissance maximale délivrée par un module dans les conditions optimales (orientation, inclinaison, ensoleillement,...). Elle s'exprime en Watt crête (Wc).

En première approximation, on estime qu'un module de 1 m^2 produit 100 Wc.

IV.5.3. Composition d'un système photovoltaïque

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent du type d'application :

- Panneaux photovoltaïques (+ structure de support).
- Système de stockage (batteries).
- chargeur/régulateur DC/DC.
- Eventuellement un onduleur si la consommation est alimentée en courant alternatif.
- La Charge consommatrice.

☞ La cellule photovoltaïque

Afin d'obtenir la tension nécessaire à l'onduleur pour faire fonctionner un équipement électrique, il faut que les panneaux soit connectés en série. Ils forment alors une chaîne de modules ou string. Les chaînes sont ensuite associées en parallèle et forment un champ photovoltaïque (champ PV). La figure suivante montre ce type de montage.

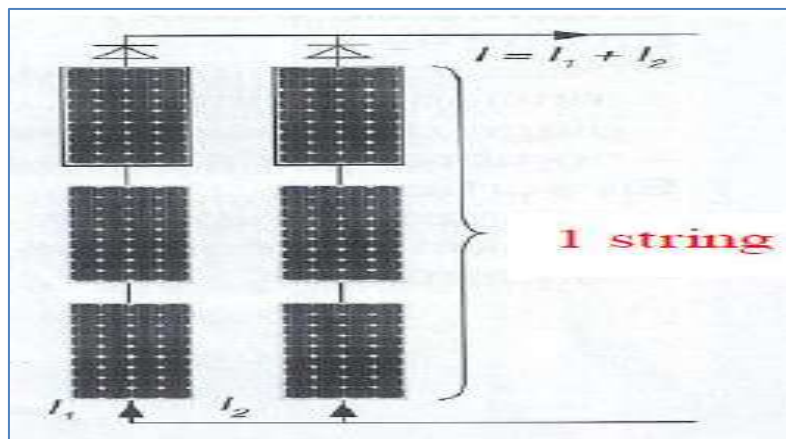


Figure IV.7 : Composition et couplage en série puis en parallèle des cellules photovoltaïques
 NB : Il faut également installer des diodes ou des fusibles en série sur chaque chaîne de modules. Ces protections sont utiles pour éviter qu'en cas d'ombre sur une chaîne, elle se comporte comme un récepteur et que le courant y circule en sens inverse et l'endommage.

☞ Batteries d'accumulateurs

Le fait que l'énergie solaire ne soit pas disponible sur l'ensemble d'une période de fonctionnement du système alimenté impose l'utilisation de batteries dans les installations autonomes pour stocker l'énergie. Dans les systèmes solaires autonomes on utilise principalement:

- ✚ Les batteries au plomb: Elles constituent l'écrasante majorité du marché des accumulateurs. Sa bonne maîtrise technologique, son bas coût de revient, son bon rendement énergétique de charge/décharge. Ses conditions d'utilisation non difficiles à satisfaire militent en faveur de sa large utilisation.

- ✚ Les batteries au Nickel Cadmium: Elles sont les plus chers, mais aussi très résistant aux surcharges et aux décharges, et résistent bien aux basses températures.

☞ Régulateurs

Dans tout système photovoltaïque autonome, on intercale un système dit de régulation, qui sert à contrôler l'intensité de courant qui passe par les accumulateurs, les protégeant ainsi contre les surcharges et les décharges profondes, afin de maximiser sa durée de vie. Le régulateur permet aussi d'effectuer un transfert optimal d'énergie du champ photovoltaïque à l'utilisation.

☞ Onduleurs

Pour alimenter des équipements fonctionnant en courant alternatif, un dispositif électronique statique de conversion ou convertisseur DC/AC est utilisé pour la transformation du courant continu en courant alternatif.

☞ Charge (utilisateurs)

Il existe deux types d'appareils alimentés par le système, celles qui fonctionnent en courant continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, et celles en courant alternatif dans les cas d'usage domestique, ce cas nécessite un onduleur.

IV.6. Facteurs impactant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

IV.6.1. Influence de l'ensoleillement

L'apport d'énergie permettant la séparation électron-trous étant assuré par l'énergie lumineuse, il est donc normal que l'augmentation de l'ensoleillement E entraîne automatiquement l'augmentation des paires électrons-trous. Le courant débité est proportionnelle à l'ensoleillement E . la figure suivante montre cette influence.

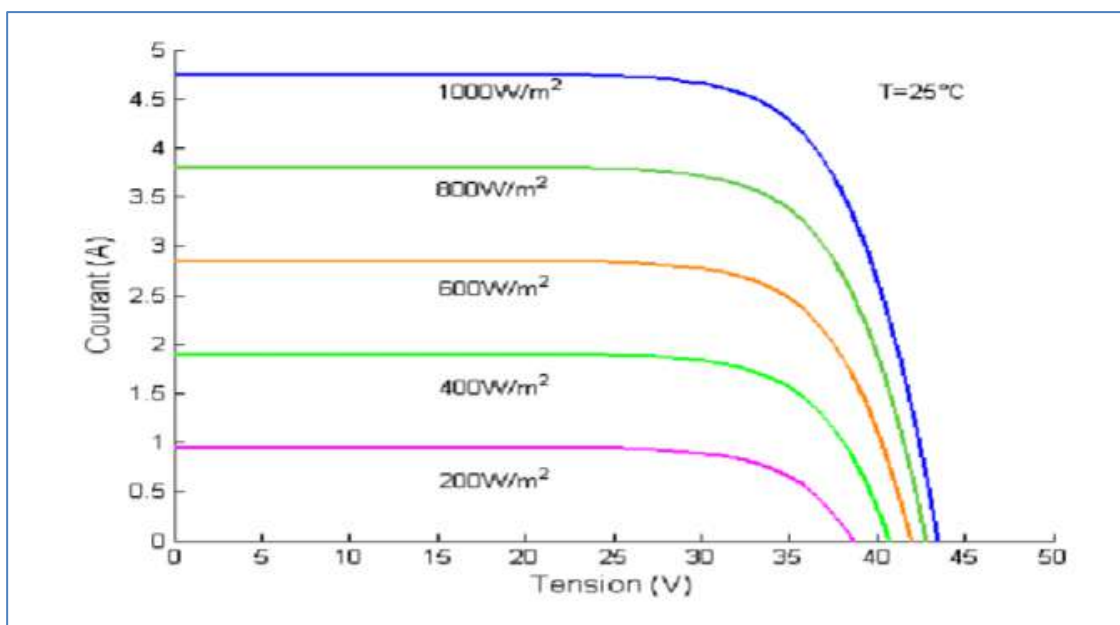


Figure IV.8 : L'effet de l'ensoleillement sur l'efficacité d'une cellule photovoltaïque

IV.6.2. Influence de la température

La température a une influence notable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque, nous remarquons que le courant de court-circuit varie peu avec la température tandis que la tension à vide est beaucoup plus influencée. La température a donc une influence non négligeable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque (perte de puissance de l'ordre de 9-15% pour une augmentation de 30°C [6]). Pour le même éclairement les courbes I(V) changent avec la température des cellules comme montré dans la figure suivante.

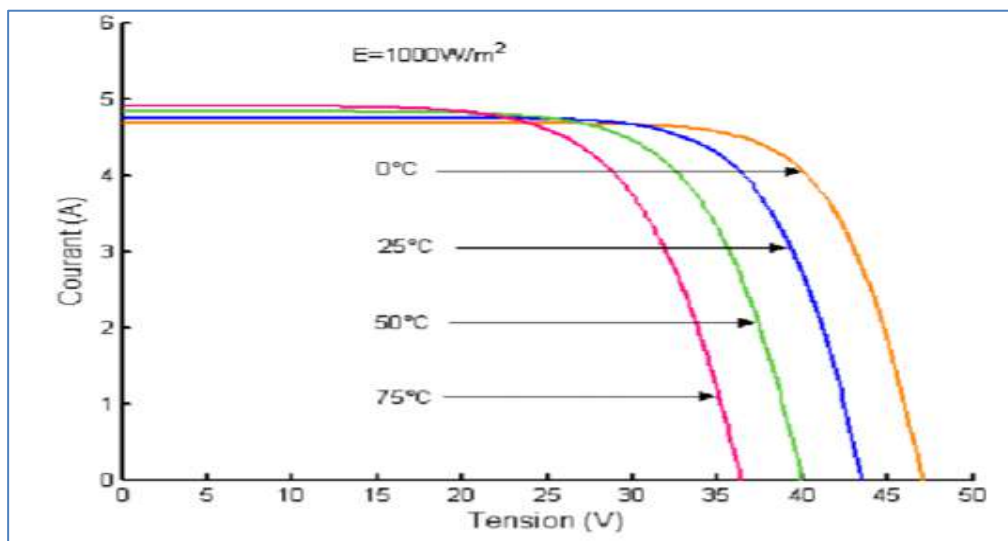


Figure IV.9 : L'effet de la température sur l'efficacité d'une cellule photovoltaïque

IV.7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

IV.7.1. Avantages

- 1- Le soleil est une source d'énergie propre et renouvelable, qui ne produit ni le gaz ni le déchet toxique par son utilisation.
- 2- Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs et d'un seul bloc. Il n'y a aucune pièce mobile et aucun matériau n'est consommé ou émis.
- 3- Les systèmes photovoltaïques ont les avantages suivants par rapport aux options de concurrence de puissance:

- ils ne font pas de pollution, sans émissions ou odeurs discernables.
- ils peuvent être des systèmes autonomes qui actionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes.

- ils ne consomment aucun carburant, leur carburant est abondant et libre.
- ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système.
- ils n'exigent aucun raccordement à une source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant existant.

IV.7.2. Inconvénients

- ✓ prix: les cellules solaires sont encore lointaines pour produire une fraction significative de l'énergie du monde requise en raison de la charge de placement initiale. rayonnement du soleil: l'intensité d'irradiante du rayonnement du soleil en un jour, toujours, change et flotte.
- ✓ le rendement réel d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 10 à 15 %,
- ✓ ils sont tributaires des conditions météorologiques.
- ✓ l'énergie issue du générateur photovoltaïque est continue et de faible voltage (< à 30V) donc il doit être transformé par l'intermédiaire d'un onduleur.
- ✓ beaucoup des appareils vendus sur le marché fonctionnent avec du 230 V alternatif.

IV.8. Traçage électrique

Le traçage électrique permet le maintien hors gel des conduites en gaz et des conduites de climatisation ou des conduites de chauffage sur les tuyauteries, pompes et réservoir.

Cet apport en énergie électrique peut s'effectuer grâce à un câble chauffant entouré à travers les conduites comme montré dans la figure suivante.



Figure IV.10 : Schéma du traçage électrique des conduites



Figure IV.11: Synoptique d'utilisation du traçage électrique des conduites



Figure IV.12 : Exemple de traçage électrique des conduites

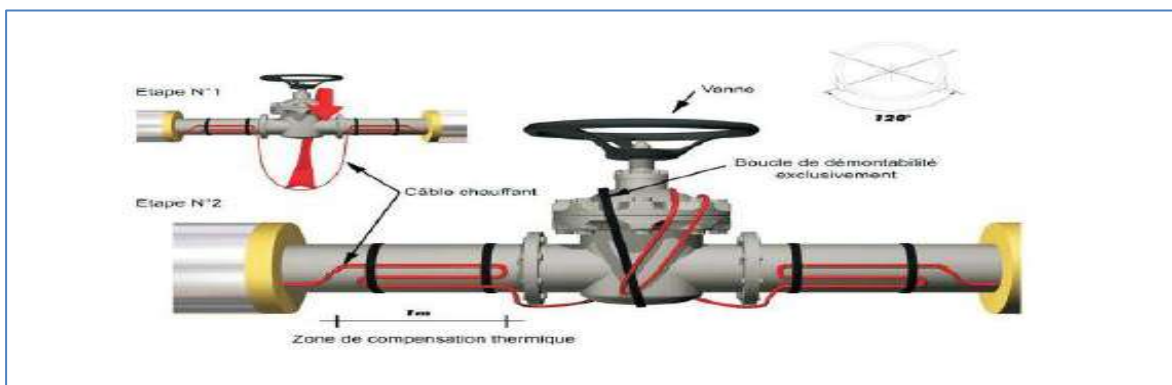


Figure IV.13 : Exemple de traçage électrique des vannes

IV.8.2. Composition du système de traçage électrique des conduites

La conduite peut être gaz ou liquide équipée d'un système de traçage électrique qui doit comprendre en générale :

- Un ou plusieurs câbles chauffants.
- Des accessoires de fixation des câbles chauffants.
- Des boîtes de jonction avec support et nécessaire de raccordement
- Des appareils de régulation de la température et parfois du tension.
- Un coffret de commande et de protection électrique.
- Une isolation thermique

Les constructeurs des câbles chauffants sont nombreux mais on trouve le traçage des lignes de pompage des compresseurs qui sont assurée par les cordons ou câble chauffant de type Thermal control (TYCO) et pour le traçage des bacs de stockage du condensat on trouve le câble chauffant électriques type TRACE-BAC. Ces deux types de câbles peuvent assurer le meilleur système de traçage électrique. Ils sont conçus pour prévenir le risque de formation de givre dans les systèmes de pompage et dans les bacs à condensats, bacs de rétention...

Avec un thermostat intégré, le câble chauffant permet une utilisation simple et en toute sécurité. Son thermostat permet une mise sous tension du câble chauffant uniquement lorsque la température est inférieure à 5°C par exemple.

La puissance maximale nécessaire pour le chauffage et son thermostat intégré interdisent toute surchauffe.

Lorsqu'il fait froid, le thermostat enclenche le fonctionnement du câble chauffant. Et lorsqu'il fait chaud, le thermostat empêche le passage du courant afin de ne pas gaspiller inutilement de l'énergie en arrêtant le fonctionnement du câble chauffant.

Le câble chauffant est fabriqué en Silicone avec un thermostat étanche.

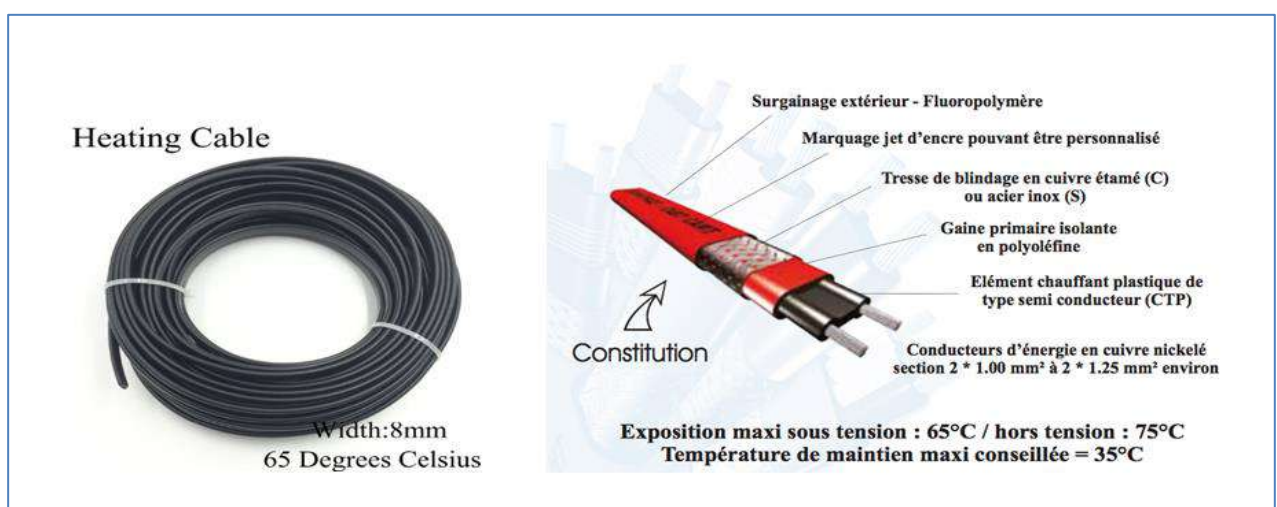


Figure IV.14 : Exemple type de câble chauffant

Pour notre étude nous avons considéré une qualité du gaz type celle de Haoud Berkaoui afin d'étudier comment on fait résoudre la problématique du givrage des lignes de gaz lift au niveau des vannes de détente (duse).

1- La température de formations des hydrates

- ☞ La composition du gaz destiné au gaz lift au niveau de Haoud Berkaoui est la suivante.
- ☞ La pression d'injection du gaz lift au niveau des puits est de l'ordre de 90 bars pour un gaz lift optimisé en quantité du gaz injecté et en pression du gaz.

Constituant	% molaire
N ₂	2.54
CO ₂	0.52
CH ₄	68.11
C ₂ H ₆	23.49
C ₃ H ₈	4.88
I-C ₄ H ₁₀	0.18
n-C ₄ H ₁₀	0.40
i-C ₅ H ₁₂	0.01
n-C ₅ H ₁₂	0.01
Total	100

Tableau V.1 : Composition du gaz lift de Haoud Berkaoui

- ☞ Caractéristique du gaz lift de Haoud Berkaoui
 - Poids moléculaire = 21.40
 - Densité = 0.7379
 - Teneur en eau = 2 ppm
 - Point de rosé = -72°C
 - Pression avant la vanne de détente de gaz lift = 135 bars.
 - Pression après la vanne de détente du gaz lift est de 90 bars.

Pour déterminer la température de formation d'hydrates, on doit utiliser la méthode de KATZ qui se base sur la constante d'équilibre solide gaz (K_{vs}).

La méthode de Katz utilise consiste à :

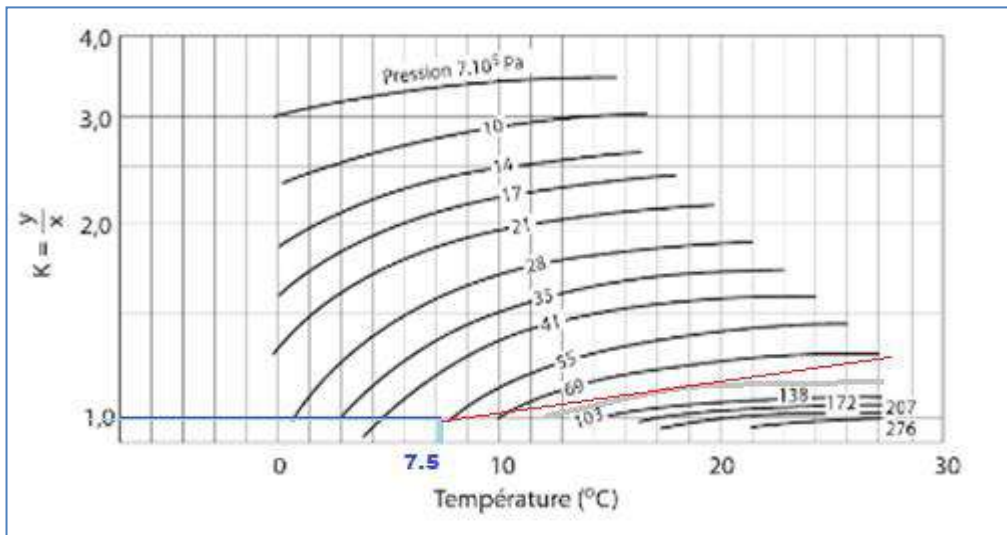
- 1- Estimer une température de formation d'hydrates
- 2- Déterminer K_{vs} de chaque constituant en fonction de $P= 90$ bars et la température estimée.
- 3- Calculer X_s de chaque constituant en fonction du K_{vs} trouvée. Verifier Si la $\sum y_i / K_{vsi} = 1.0$.
- 4- Si Oui la température estimée est la bonne température de formation d'hydrates.
- 5- Si non il faut re-estimer la température une autre fois.

Le résultat trouvé est présenté comme suit :

Les constantes d'équilibre pour le méthane, éthane, propane, iso butane, n-butane et dioxyde de carbone sont indiquées sur les graphes suivants :

Remarque : La pression dans les graphes est d'unité Pascal, nous convertissons la pression donnée 90 Bars vers l'unité pascal. $90 \text{ bar} = 9 \cdot 10^6 \text{ Pa}$.

- Pour le méthane :

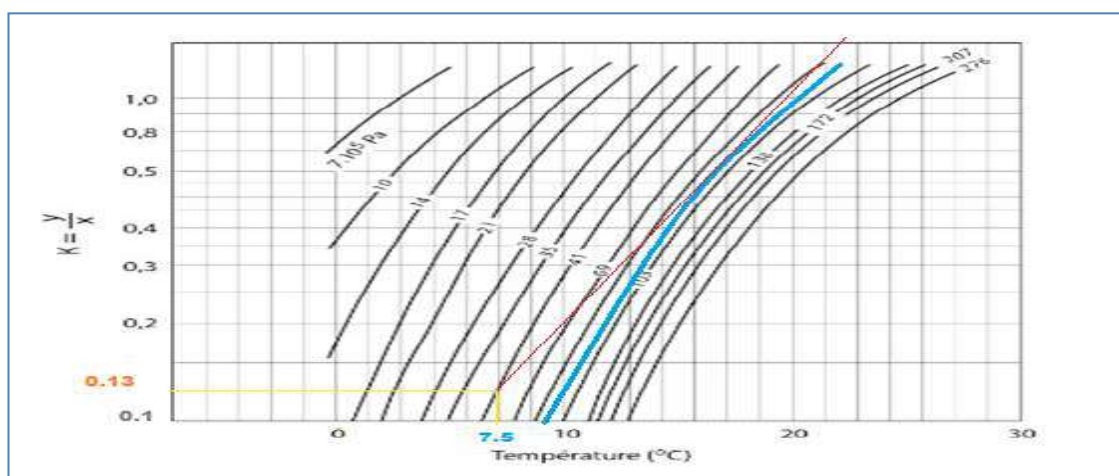


Constantes d'équilibre s-v pour méthane

On prendre la température 7.5 C°

Une interpolation linéaire indique le $K_i = 1$

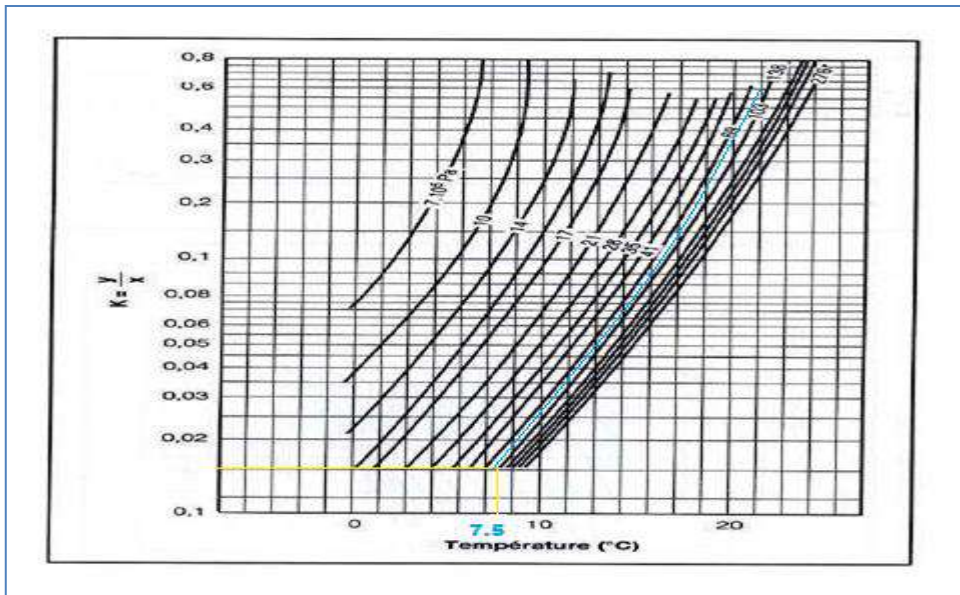
- Pour L'éthane :



Constantes d'équilibre s-v pour éthane

Une interpolation linéaire indique le $k_i = 0.13$

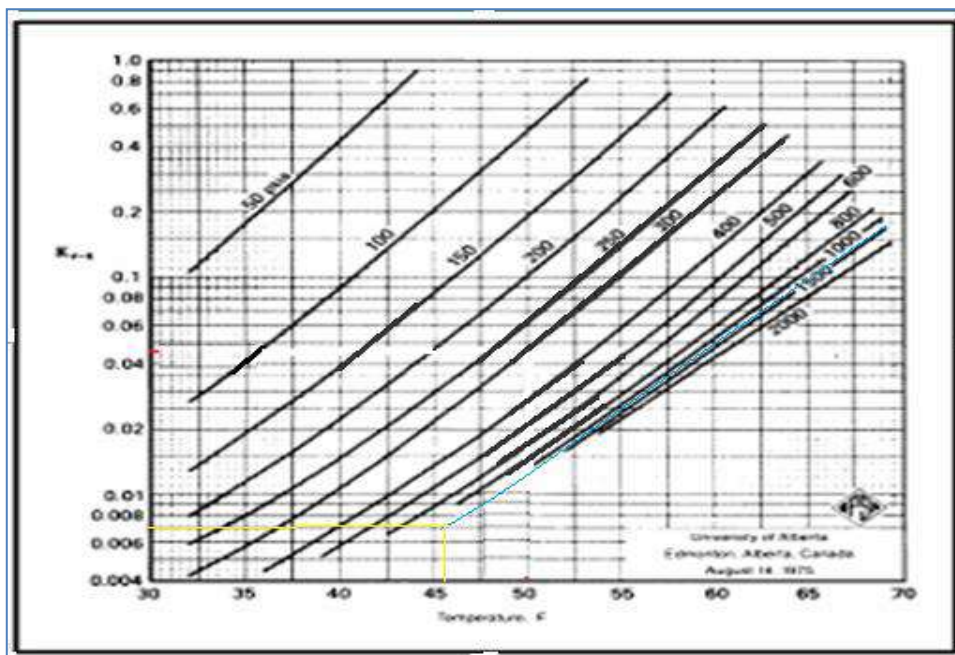
- Pour le propane :



Constantes d'équilibre pour propane

Une interpolation linéaire indique le $k_i = 0.015$

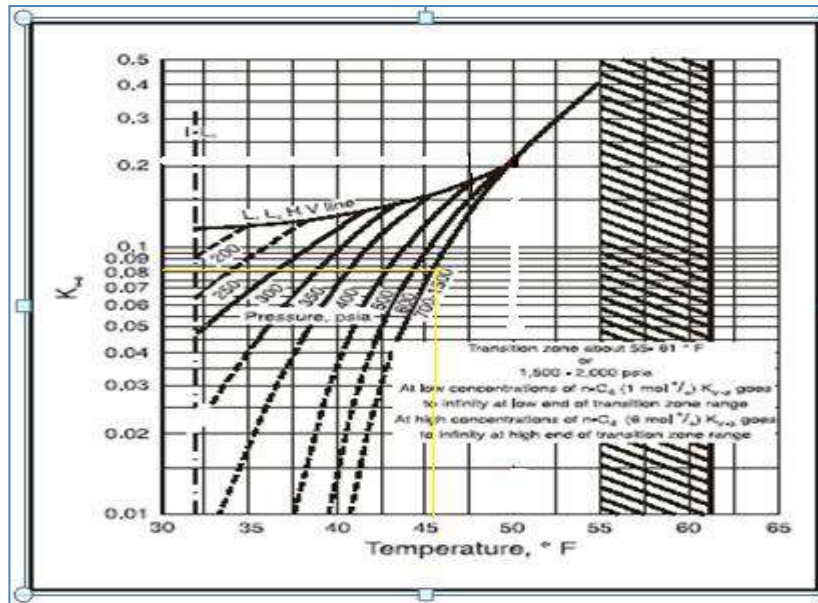
- Pour le i-Butane :



Constantes d'équilibre v-s pour iso butane

Une interpolation linéaire indique le $k_i = 0.0065$

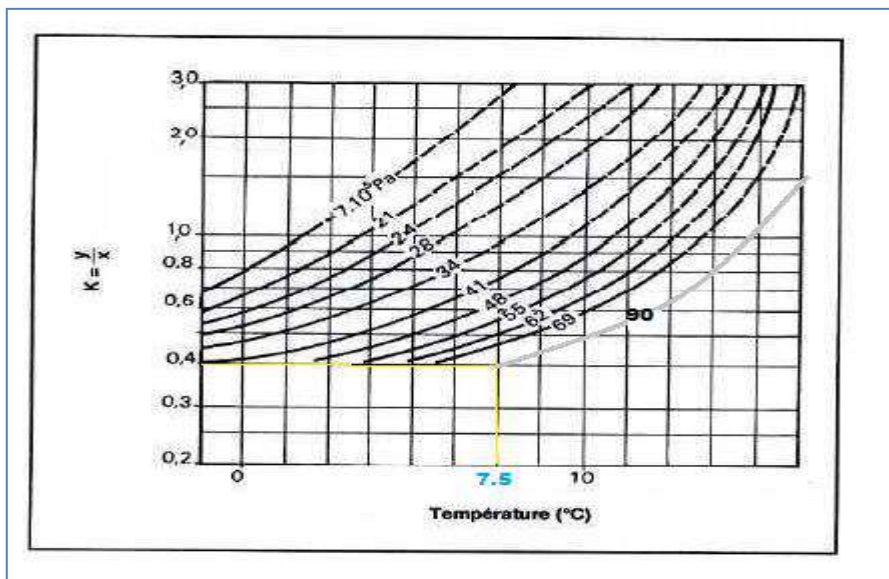
- Pour le n-butane :



Constantes d'équilibre v-s pour n-C4H10

Une interpolation linéaire indique le $k_i = 0.08$

- Pour le CO₂ :



Constantes d'équilibre pour le CO₂

Une interpolation linéaire indique le $k_i = 0.4$

On a :

$$\sum y_i / K_{vsi} = (1/68.11) + (0.13/23.49) + (0.4/0.52) + (0.015/4.88) + (0.08/0.4) + (0.065/0.18) = 1.01$$

$\sum y_i / K_{vsi} = 1.0$ Alors ces conditions sont satisfaites au point de formations des hydrates à pression de 90 bars.

Constituant	% molaire	température a 7.5 °C		température a 7 °C		température a 8 °C	
		K_{v-s}	$k_{v-s/yi}$	K_{v-s}	$k_{v-s/yi}$	k_{v-s}	$k_{v-s/yi}$
N2	2.54	-	-	-	-	-	-
CO ₂	0.52	0.4	0.76	0.35	0.67	0.41	0.78
CH ₄	68.11	1	0.014	1	0.014	1	0.0014
C ₂ H ₆	23.49	0.13	0.005	0.052	0.0022	0.139	0.0059
C ₃ H ₈	4.88	0.015	0.003	0.015	0.0038	0.016	0.0032
I-C ₄ H ₁₀	0.18	0.0065	0.036	0.006	0.033	0.007	0.38
n-C ₄ H ₁₀	0.40	0.08	0.2	0.045	0.112	0.09	0.22
i-C ₅ H ₁₂	0.01	-	-	-	-	-	-
n-C ₅ H ₁₂	0.01	-	-	-	-	-	-
Total	100	1.63	1.01	1.46	0.87	1.66	1.38

La température de formation des hydrates est de 7.5 C° pour un % d'erreur de 1%.

Donc on doit éviter de descendre au-dessous de la température de formation d'hydrate qui est de 7.5 °C, pour cette raison on utilise un câble chauffant qui va chauffer la conduite à une température plus (+) de 7.5 °C pour une longueur de la conduite de 2 m qui représente l'installation de surface entre la tête de puits et la vanne de détente (Duse).

La température minimale atteinte durant la période hivernale est de – 5°C. et la température maximale atteinte durant la période estivale est de 55 °C.

Dans notre calcul on doit déterminer les températures suivantes :

- 1- La température de maintien,
- 2- La température minimale pour que le câble chauffant commence la chauffe,
- 3- La température maximale pour que le câble arrête de chauffer (TAH),
- 4- La température maximale pour couper l'électricité qui alimente le câble chauffant.

La température de maintien doit être de l'ordre de 10°C, plus que la température de formation d'hydrate (7.2°C).

2- La puissance nécessaire de chauffage du gaz lift en aval de la duse

Le débit du gaz lift dans le cas de notre étude est de 30000 Sm³/h pour un gaz lift appliqué à Haoud Berkaoui.

Le gaz lift est injecté à travers le puits dans une conduite de diamètre 2'' qui a les caractéristiques suivantes :

- De nuance acier au carbone API 5L, Diamètre nominal de 2'', un rayon intérieur de 60.3 mm, un rayon extérieur de 52.5 mm et une épaisseur de 3.9 mm.
- La longueur de la conduite 2'' entre la vanne de détente (duse) et la tête du puits est de 2 m.
- La forme de la conduite est en cylindre.

Le flux thermique ϕ calculé est :

$$\Phi = \frac{2 \times \Pi \times L \times (T_2 - T_1)}{\frac{1}{\lambda} \times Ln \left(\frac{re}{ri} \right) + \frac{1}{h \times ri}}$$

Avec :

λ : conductivité thermique de l'acier en w/m.°k.

L : longueur de la conduite en m.

T2 : température de chauffage du gaz °C.

T1 : température de chauffage du gaz à chauffé.

h : coefficient e transfert de la convection, moyenne pris du tableau ci-dessous.

re : rayon extérieur de la conduite en m.

ri : rayon interne de la conduite en m.

Le flux de chaleur nécessaire pour chauffer le gaz lift de 7.2 °C à 25 ° C durant la période hivernale est :

$$\Phi = \frac{2 \times \Pi \times 2 \times (25 - 7.2)}{\frac{1}{46} \times Ln \left(\frac{30.15}{26.25} \right) + \frac{1}{7500 \times 0.02325}}$$

$$\Phi = 27614 \text{ w}$$

Pour une série de cellule qui produit 12 V, on trouve une demande en courant de 2301 A.

Fluide	$h_{ed} , h_{id} (W / m^2 K)$
Eau de rivière	3 000 – 12 000
Eau de mer	1 000 – 3 000
Eau refroidissement (tour)	3 000 – 6 000
Eau de ville (dureté faible)	3 000 – 5 000
Eau de ville (dureté élevée)	1 000 – 2 000
Condensats de vapeur d'eau	1 500 – 5 000
Vapeur d'eau (sans traces)	4 000 – 10 000
Vapeur d'eau (traces d'huiles)	2 000 – 5 000
Saumure	3 000 – 5 000
Air, gaz industriels	5 000 – 10 000
Fumées	2 000 – 5 000
Vapeurs organiques	5 000
Liquides organiques	5 000
Hydrocarbures légers	5 000
Hydrocarbures lourds	5 000
Liquide organique bouillant	2 5000
Liquide chauffage	5 000
Solutions salines	3 000 – 5 000

Tableau : coefficient de transfert des fluides.

Matériaux	Conductivité thermique ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$) Valeurs pour une température de 20 °C
Aluminium (pureté de 99,9%)	237
Carbone	129
Platine	71,6
Acier doux	46
Acier inoxydable (18% Chrome, 8% Nickel)	26
Eau	0,6
Bois de pin (parallèle aux fibres)	0,36
Bois de pin (perpendiculaire aux fibres)	0,15
Air (100 kPa)	0,0262

Tableau : conductivité thermique des matériaux

Conclusion :

Après cette étude est fini, Nous sommes à l'obligation de faire cette technique de traçage électrique car elle permet de éviter la formation des hydrates suivie par une augmentation de production de pétrole de 500 tonnes par jour.

Le gaz-lift est le moyen d'activation sur champs Haoud Berkaoui, qui a pour but d'augmenter la récupération de pétrole des puits morts.

Les constantes d'équilibre pour le méthane, éthane, propane, iso butane, n-butane, dioxyde de carbone et hydrogène sulfureux sont indiquées sur des graphes.

La prévention de la formation des hydrates permet aussi d'éviter le bouchage de conduite de gaz lift.

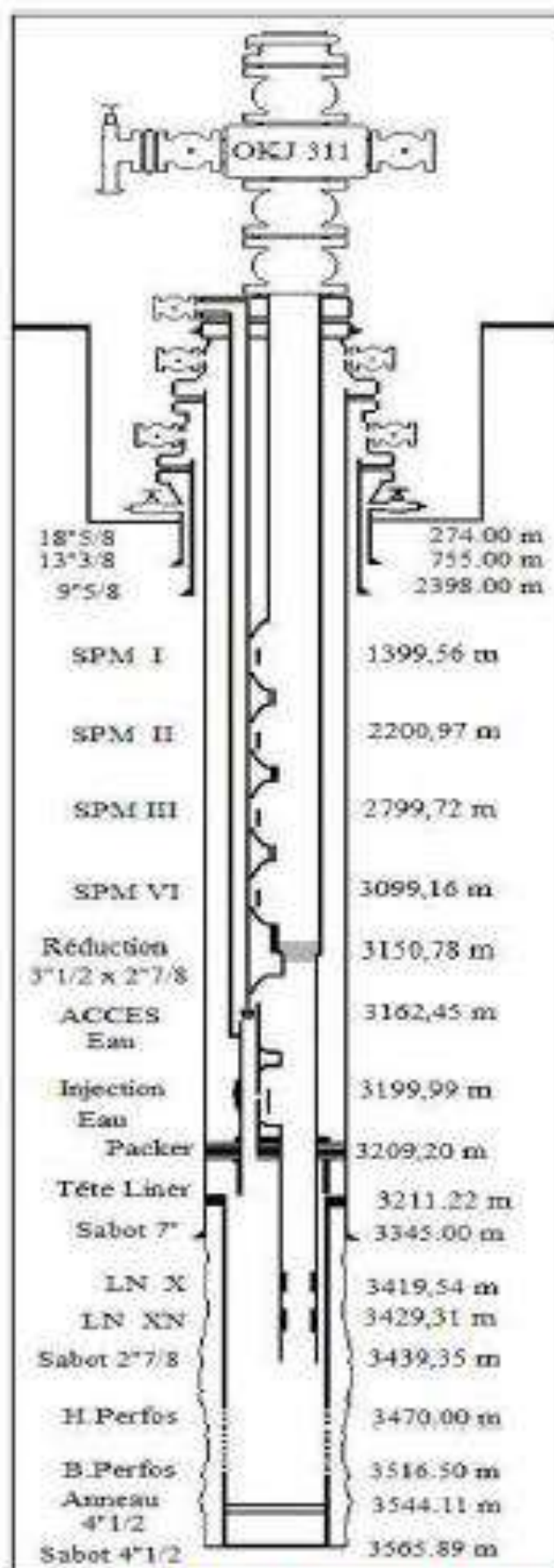
Bibliographie

- [1] Le puits active par gaz lift (TOTAL).2007
 - [2] Recuperation assistee par gas-lift.
 - [3] Gas Lift Design and Technology(Schlumberger) 1999.
 - [4] Halliburton - Petroleum Well Construction, Michael J. Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
 - [5] Hydrates de gaz naturels (ppt)
 - [6] Tracage électrique RUBANS chauffants autorégulants et a puissance limitante.
 - [7] Guid de sélection systèmes de tracage électrique autoregulant
 - [8] Support Electrique pour Installation Solaire (pdf)
 - [9] Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla.
 - [10] Kermit Brown,*The technology of artificial lift methods*, Pennwell publishing company 1977.
 - [11] J.F.GRAVIER, , *Propriétés des fluides de gisements, Cours de production Tome 2* ,editions technique1986
 - [12] Mémoire fin d'étude " Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de HBK" MEBROUKI AHMED et MEZZAR SOUFIANE, année 2013(MASTER).
 - [13] Mémoire fin d'étude " ETUDE DE LA FORMATION DES HYDRATES ET LEUR INHIBITION DANS LE
-

RESEAU DE GAS-LIFT DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD " KHELKHAL Hadjer et SEBA Nesrine ,
année 2016(MASTER).

[14] https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_solaire.

[15] https://en.wikipedia.org/wiki/Trace_heating.



Fiche technique puits OKJ311

Comparaison des modes d'activation

	Gaz lift	Gaz lift intermittent	ESP (pompe électrique)	Pompe à tiges	Pompe progressive
Transport de l'énergie vers le fond	Par gaz à haute pression	Par gaz à haute pression	Câble électrique	Tiges avec mouvement vertical	Tiges en rotation
Transmission de l'énergie au le fluide produit	Mélange de gaz au fluide pour alléger la colonne	Bouchons de gaz placés sous la colonne de fluide et effet piston	Moteur électrique puis pompe centrifuge	Pompe avec déplacement longitudinal	Pompe en rotation et cavité progressant
Profondeur	Bonne pour les réservoirs profonds si du gaz haute pression est disponible	Réservoirs profonds possibles	Moyenne à profonde	Moyenne à profonde	Moyenne à profonde
Simple	OUI	NON	OUI	OUI	OUI
				comportement avec alliages spéciaux	comportement
Supervision	Facile	qualifié	normale	normale	Normale
Diagnostic	Difficulté moyenne	Difficile	difficile	Analyse facile	Difficulté moyenne
Réparation	Facile pour les vannes récupérables au câble	Facile pour les vannes récupérables au câble	Très difficile, nécessité de remonter la complétion	Très difficile, nécessité de remonter la complétion	Très difficile, nécessité de remonter la complétion
Coûts opératoires	Faibles si du gaz HP est disponible	Faibles si du gaz HP est disponible	Elevés	Faibles ou moyens	moyens

RUBANS CHAUFFANTS AUTORÉGULANTS ET À PUISSANCE LIMITANTE

BTV



La gamme de rubans chauffants autorégulants BTV de Raychem est principalement utilisée pour la mise hors gel des tuyauteries et réservoirs, mais elle convient également au maintien en température des process jusqu'à 65 °C. Ces rubans sont disponibles dans deux types de matériau de gaine extérieure. Les gaines extérieures en polyoléfine [-CR] sont destinées à une utilisation dans des zones où les rubans sont uniquement exposés à des solutions inorganiques peu agressives tandis que les gaines en fluoropolymère [-CT] offrent une résistance chimique générale supérieure.

Ces produits sont agréés pour un usage en zones explosibles de type 1, 2 (gaz), 21 et 22 (poussière) et sont classés T6 sans condition conformément à la norme européenne de classification des températures EN 60079-30-1.

QTVR



La gamme de rubans chauffants autorégulants QTVR de Raychem est principalement utilisée pour la mise hors gel des tuyauteries et réservoirs exigeant une puissance de sortie supérieure à celle que fournissent les modèles BTV. Ces rubans conviennent également au maintien en température des process jusqu'à 110 °C. Ils sont tous munis d'une gaine extérieure en fluoropolymère, laquelle offre une résistance chimique élevée.

Ces produits sont agréés pour un usage en zones explosibles de type 1, 2 (gaz), 21 et 22 (poussière) et sont classés T4 sans condition conformément à la norme européenne de classification des températures EN 60079-30-1.

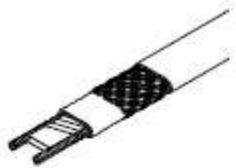
XTV



La gamme de rubans chauffants autorégulants XTV de Raychem est utilisée pour la mise hors gel des tuyauteries et réservoirs exigeant un nettoyage vapeur. Ces rubans conviennent également au maintien en température des process jusqu'à 121 °C. Ils sont tous munis d'une gaine extérieure en fluoropolymère, laquelle offre une résistance chimique élevée.

Ces produits sont agréés pour un usage en zones explosibles de type 1, 2 (gaz), 21 et 22 (poussière) et sont classés T3 (à l'exception du modèle 20XTV2-CT-T2) sans condition conformément à la norme européenne de classification des températures EN 60079-30-1.

KTV



La gamme de rubans chauffants autorégulants KTV de Raychem est principalement utilisée pour la mise hors gel des tuyauteries et réservoirs exigeant un nettoyage vapeur. Ces rubans conviennent également au maintien en température des process jusqu'à 150 °C. Ils sont tous munis d'une gaine extérieure en fluoropolymère, laquelle offre une résistance chimique élevée.

Ces produits sont agréés pour un usage en zones explosibles de type 1, 2 (gaz), 21 et 22 (poussière) et sont classés T2 sans condition conformément à la norme européenne de classification des températures EN 60079-30-1.

VPL



La gamme de rubans chauffants à puissance limitante VPL de Raychem est principalement utilisée pour le maintien en température des process et présente l'avantage de fournir une forte puissance de sortie à des températures élevées, ce qui permet de réduire le nombre de rubans chauffants requis. Ils conviennent également à la mise hors gel des tuyauteries et réservoirs exigeant un nettoyage vapeur. Ces rubans chauffants sont tous munis d'une gaine extérieure en fluoropolymère, laquelle offre une résistance chimique élevée. Les produits VPL sont disponibles en différentes tensions : 110, 230 et 480 V c.a. La version 480 V présente l'avantage supplémentaire de permettre de réaliser de grandes longueurs de circuit en réduisant éventuellement le nombre de points d'alimentation requis.

Ces produits sont agréés pour un usage en zones explosibles de type 1 et 2 (gaz), 21 et 22 (poussière). Contrairement aux rubans chauffants autorégulants, la classe de température de ces produits a été calculée et dépend des conditions d'étude, ce qui peut éventuellement nécessiter l'emploi d'un limiteur de température.

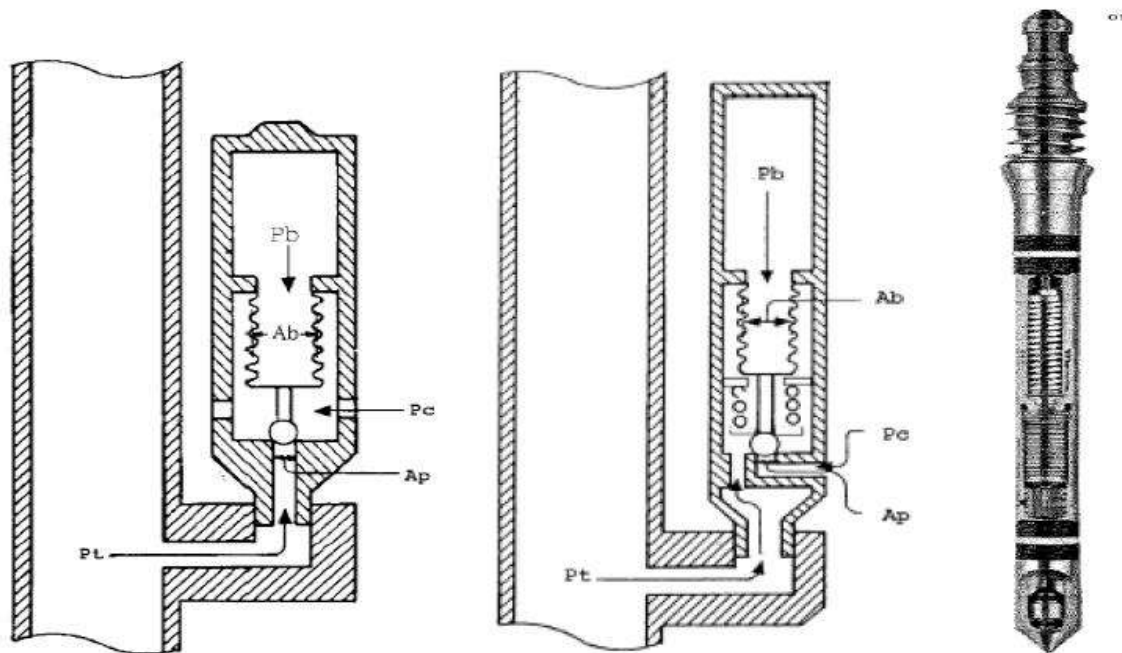


FIGURE : Vanne de type COV a) : Vanne de type TOV b) : Vanne de type TOV c) : Vanne de GL

Les vannes s'ouvrent lorsque :

$$p_c (A_b - A_p) + p_{tub} \times A_p \geq P_b \times A_s \quad (\text{II-1})$$

Elles se ferment lorsque :

$$p_c \times A_b < P_b \times A_s \quad (\text{II-2})$$

$$p_c < P_b$$

Avec:

- P_b est la pression dans le soufflet
- P_{tub} est la pression du tubing
- P_c est la pression dans le casing
- A_b est la section radiale du soufflet