

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**Makhbouche Djaber, Bourriche Abdelaziz**

-THEME-

---

# **MODELISATION ET OPTIMISATION DE SYSTEME DE PRODUCTION DE CHAMPS BENKAHLA**

---

Soutenu le :00/09 / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : OZZAZI MOHAMED

Docteur

Rapporteur : BELMILOUD FATIMA ZAHRA

Docteur

Examineurs : MEHASSOL AMMAR

Docteur

## *Remerciement*

*Nous voudrions témoigner tout particulièrement nos reconnaissances à Madame **Belmiloud Fatima**, enseignante au département de production qui a dirigé ce mémoire. Nous la remercions également pour ses conseils, ses compétences scientifiques et sa qualité humaine.*

*Un merci particulier A **Mennai Hakim** Employé de l'entreprise national **Sonatrach Berkagoui** pour nous avoir accueilli et mis notre disposition tous les moyens nécessaires pour la réalisation et pour le bon déroulement de ce mémoire.*

*Nous remercions toutes les personnes que nous n'avons pas pu citer ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.*

*Enfin, nous ne pourrions terminer sans remercier nos parents et tous les membres de nos familles respectives de nous avoir soutenu et encouragé pour terminer le présent travail.*

## *Dédicace*

*Nous dédions cet humble travail :*

*À nos chers et respectueux parents pour qui vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer nos attachements, nos amours et nos affections. Nous vous offrons ce modeste travail en témoignage de tous les sacrifices et l'immense tendresse dont vous ne cessez de faire preuve. À nos familles en témoignage de nos profonds respects et gratitude.*

*À tous nos amis et camarades : nous vous témoignons nos sincères amitiés, veuillez trouver dans ce travail nos profonds hommages.*

*Makhlbouche Djaber*

The background of the entire page is a light blue wooden surface with a vertical grain. Scattered throughout are several branches of white cherry blossoms with green leaves and some fallen petals.

# *Dédicaces*

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui ma donne toujours l'espoir de vivre et  
qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son*

*Sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes  
études.*

*A tous mes frères et sœurs.*

*A ma femme*

*A tous mes amis et camarades*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

**BOURRICH ABDELAZIZ**

# Sommaire

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Notion et symbole**

**Liste des abréviations**

**Introduction**

## **Chapitre I: Présentation du champ de Benkahla**

I Introduction	1
I.1 Situation géographique	1
I.2 localisation du champ benkahla	2
I.3 évolution structurale de gisement benkahla	2
I.4 la stratigraphique de la région	3
I.5 l'aspect pétrolière	8
I.5.1 les roches mères	8
I.5.2 les roches réservoirs	8
I.5.3 Roches couvertures	9
I.5.4 La migration	9
I.6. Les caractéristiques pétro physiques de champ Benkahla	9

## **Chapitre II: Généralité sur le réseau de collecte et l'EPF**

II.1 généralité sur le réseau de collecte	10
II.2 écoulement multiphasique	10
II.2.1 types d'écoulement	10
II.2.2 variation de la pression le long d'une conduite	11
II.2.3 liquide hold-up	13
II.2.4 régimes d'écoulement à travers la duse	13

II.3 généralité sur l'EPF	15
II.3.1la séparation	15
II.3.2 la distillation	17
II.3.2.1 équipements auxiliaires	17
II.3.3 le pompage	19
II.3.4 la compression	20

### **Chapitre III: modélisation et optimisation dans l'industrie pétrolière**

III.1 Introduction	<b>22</b>
III.2Le cycle de vie	22
III.2.1 Optimisation en phase de développement	23
III.2.2 Optimisation dans la production	24
III.2.2.1 Contrôles de la production quotidienne	24
III.2.2.2 Gestion du réservoir	24
III.3 Le développement historique de la modélisation et l'optimisation	25

### **Chapitre IV : analyse du système de production**

IV.1 introduction	<b>30</b>
IV.2 performance des réservoirs	31
IV.2.1 les équations de performances des puits	32
IV.2.1.1 écoulement linéaire	32
IV.2.1.2 écoulement radial	33
IV.3 écoulement dans le réservoir (inflow équation)	35
IV.3.1 écoulement monophasique dans réservoir (darcy)	36
IV.3.2 écoulement diphasique dans le réservoir (équation de VOGEL)	37
IV.4 écoulement dans le tubing (outflow)	38
IV.4.1 structures d'écoulement	39
IV.5 pertes de charge	40
IV.5.1 les pertes de charge linéaire	41

IV.5.2 les pertes de charge singulières	41
IV.6.développement des méthodes de calcul des pertes de charge	41
IV.6.1 les différents modèles	41
IV.6.1.1 modèles homogènes	41
IV.6.1.2 modèles de glissement	41
IV.6.1.3 modèles généralisé	42
IV.6.2 les principales corrélations	42

## Liste des abréviations

**IPR** : Inflow Performance Relationship

**GOR** : Gas Oil Ratio

**BHK** : Ben Kahla

**HBK** : Haoud Berkaoui

## Notions et symbols

**md** : milli darcy

**Kgf** : kilo gramme force

**$\Phi$**  : porosité

**$S_w$**  : saturation d'eau

**K** : perméabilité

**Pb** : pression de bulle

**$P_r$ ,  $PR$**  : pression du réservoir

**$J$ ,  $ip$** : indice de productivité

**$Q$**  : le débit produit

**$p_{ws}$**  : pression de fond statique

**$P_{wf}$** : pression de fond dynamique

**s** : skin

**$\mu_o$**  : viscosité d'huile

**$r_e$**  : rayon de

**$r_w$**  : rayon de puits

**h** : hauteur

**$Q_{max}$**  : débit maximal

**$q_0$** : debit entrant (inflow rate)

**$\rho$** : la masse volumique

**v**: la vitesse

**g**: accélération de la gravite

**f** : facteur de frottemen



# Liste des figures

Figures	Titre	Page
<b>Figure I.1</b>	Situation géographique du gisement de Benkahla	2
<b>Figure I.2</b>	localisation du champ Benkahl	3
<b>Figure I.3</b>	colonne stratigraphique de benkahla	8
<b>Figure II.1</b>	types d'écoulement horizontal	11
<b>Figure II.2</b>	liquide hold up	13
<b>Figure II.3</b>	régimes d'écoulement	14
<b>Figure II.4</b>	vue éclaté d'un séparateur triphasique	16
<b>Figure II.5</b>	vue détaillée d'un séparateur vertical	16
<b>Figure II.6</b>	schéma de principe de bilan thermique	17
<b>Figure II.7</b>	composition d'un rebouilleur	18
<b>Figure II.8</b>	composition d'un condenseur	18
<b>Figure II.9</b>	principe de l'échangeur tubulaire	19
<b>Figure II.10</b>	pompe centrifuge	20
<b>Figure II.11</b>	pompe volumétrique	20
<b>Figure II.12</b>	exemple d'un compresseur	21
<b>Figure III.1</b>	modèle de cycle de vie du pétrole	22
<b>Figure III.2</b>	processus de la conception dans un projet de développement sur le terrain	23
<b>Figure III.3</b>	production pétrolière et gazière représentée comme un feedback de processus de contrôle, impliquant la mesure, la modélisation et le contrôle	25
<b>Figure III.4</b>	composition d'un puits	28
<b>Figure III.5</b>	installation de surface de production de pétrole et de gaz	29
<b>Figure IV.1</b>	système de production	30
<b>Figure IV.2</b>	point de fonctionnement	31
<b>Figure IV.3</b>	écoulement linéaire	33
<b>Figure IV.4</b>	écoulement radial	33
<b>Figure IV.5</b>	la courbe IPR	36
<b>Figure IV.6</b>	IPR dans cas écoulement monophasique	37
<b>Figure IV.7</b>	IPR dans cas écoulement diphasique	38
<b>Figure IV.8</b>	Les différents structures d'écoulement	

# Liste des Tableaux

<b>Tableau II.1 :</b> Pourcentage de chaque terme de pertes de charge	12
<b>Tableau. IV.1 :</b> les différentes corrélations par le type de catégorie	43

# INTRODUCTION :

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables à de nombreuses industries.

La demande sur deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts. En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

L'optimisation du système de production d'un gisement d'hydrocarbures est basée sur une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de « l'analyse nodale ». Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production.

Le présent travail est structuré en quatre chapitres, suivi d'une conclusion. Le premier chapitre donne un aperçu sur la géologie et les caractéristiques pétro physique de la zone.

Le réseau de collecte et l'EPF ont été discutés dans le deuxième chapitre.

Le troisième chapitre a été consacré à la modélisation et l'optimisation dans l'industrie pétrolière.

Enfin on a discuté sur l'analyse de système de production de performance du réservoir dans le quatrième chapitre.



# Chapitre I

**Présentation du champ de  
Benkahla**



## Introduction :

La zone de Benkahla est placée parmi les zones les plus explorées du Sahara algérien où on trouve on plus 45 puits producteurs dans le réservoir TAG, 8 puits injecteurs et 3 puits secs. Néanmoins, des vrais problèmes sont fréquents dans cette région du point de vue production.

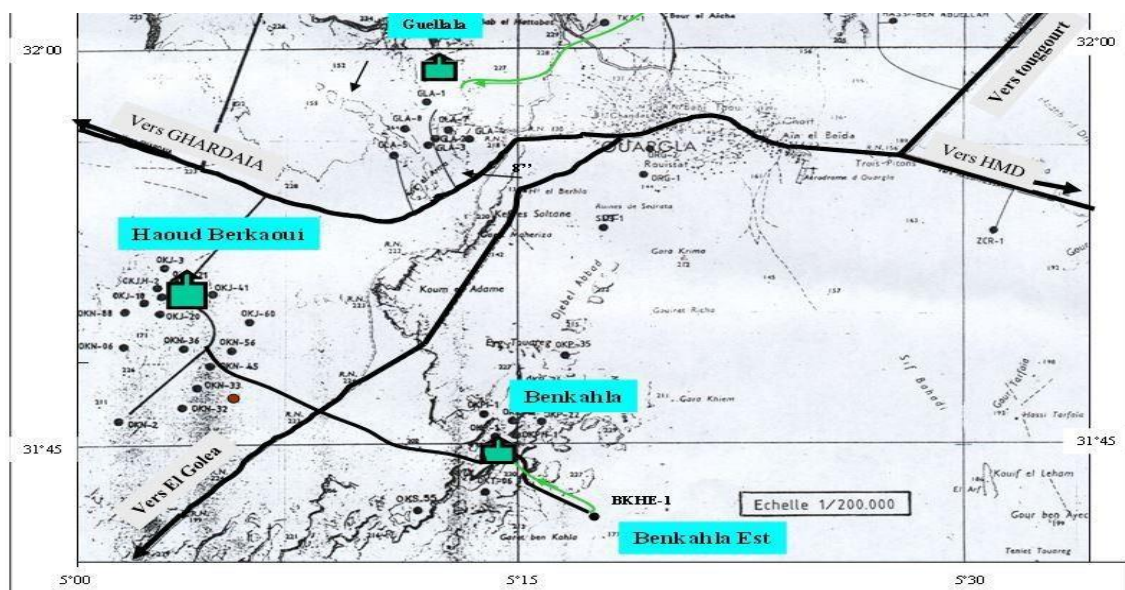
La plus grande difficulté rencontrée dans ce champ demeure dans la différence de la production des puits répartissant source gisement. Les puits les plus proches aux failles donnent des faibles quantités d'hydrocarbures, alors quels puits qui se trouvent loin des failles donnent des grandes quantités d'huile.

## I.1.Situation géographique :

Le gisement de Benkahla est situé dans la région, anciennement nommée Gara krime à 80 km environ à l'Ouest de Hassi Messaoud, à une 21 km au Sud du gisement de Guellala et à la même distance à l'Est de Haoud Berkaoui. Sa superficie est de l'ordre de 83.5 km<sup>2</sup>, d'altitude d'ordre de 209 m.

La zone de Benkahla est situé de 30 km au Sud de Ouargla (**Fig.1.1**), et se positionne entre les deux régions de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel à 600 km au Sud d'Alger.

Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP-24.



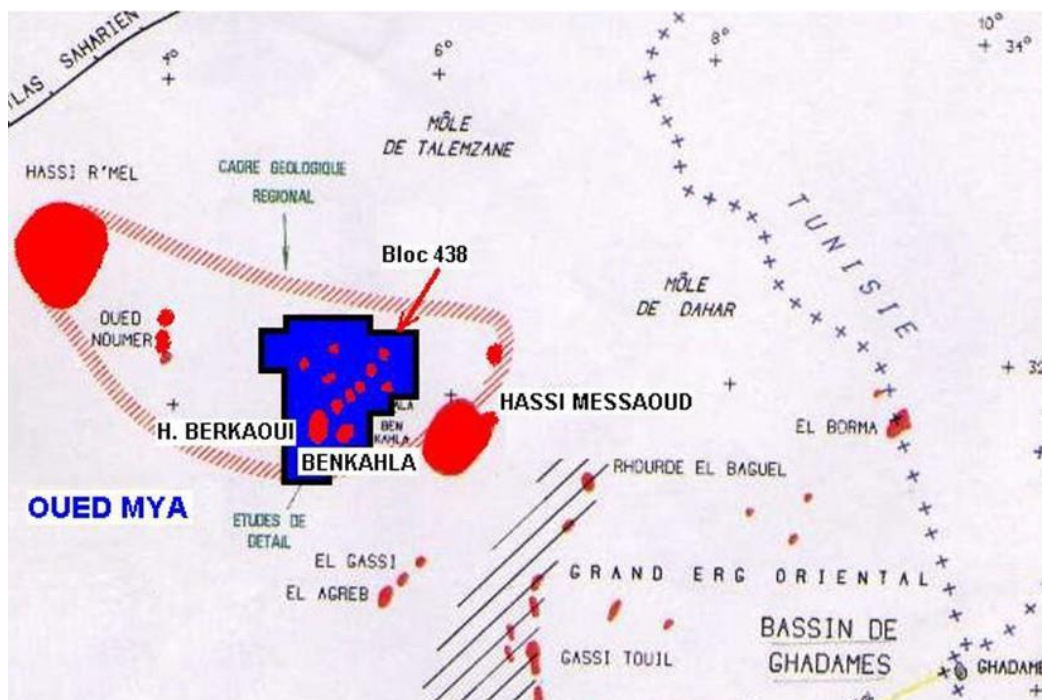
**Fig.1.1** Situation géographique du gisement de Benkahla

## I.2 Localisation du champ Benkahla :

Le gisement de Benkahla se situe dans la dépression d'Oued Mya, très exactement au centre de la province triasique. A son tour, la dépression d'Oued Mya est limitée au Nord-Est par le sillon Melhrir, au Nord-Ouest par le sillon de Benoud. Au Sud par le bassin de Mouydir et le Mole d'Amguid-El Biod. A l'Est, la dépression de Oued Mya est limitée par la dépression de Dahar et à l'Ouest par le Bassin de Timimoun et la voûte d'Allal.

Benkahla possède une structure monoclinale allongée dans la direction Nord-Est dans le bloc 438, où elle est limitée (**Fig.1.2**) :

- ❖ Au Nord Est par gisement de Guellala.
- ❖ Au Nord-Ouest par gisement de Berkaoui.
- ❖ Au Sud par gisement d'El-Gassi.
- ❖ A l'Est par champs de Hassi Messaoud.
- ❖ A l'Ouest par champs de Hassi R'Mel.



**Fig.1.2** Localisation du champ Benkahla [1]

### I.3 Evolution structurale de gisement Benkahla :

La structure de Benkahla est un monoclinale allongé dans les directions NE-SO. Elle est située à 8 km au Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui, séparée par un sillon bordé de part et d'autre par deux failles régionales de mêmes orientations NE-SO, dans le cadre local, Benkahla est une zone fortement faillée. L'évolution structurale de Benkahla se résume comme suit :

- ❖ Le Trias a débuté par une phase de distension et par le rejet d'anciens accidents en failles normales. Les mouvements compressifs avaient pour effet la structuration dans le bassin.
- ❖ La dépression d'Oued Mya a été affectée par plusieurs mouvements tectoniques qui ont contrôlé son évolution dans le temps, il s'agit des mouvements des cycles hercyniens et alpins.
- ❖ La phase de compression hercynienne a entraîné un soulèvement général de tout le territoire, ce qui a donné comme conséquence une intense érosion touchant plusieurs termes du Paléozoïque.
- ❖ Le début du Mésozoïque est caractérisé par les mouvements tectoniques qui ont affecté le Trias, à savoir ceux du socle qui ont modelé les dépôts triasiques dans certains endroits, ce modelage est lié directement aux épanchements volcaniques. Le Jurassique est caractérisé par des dépôts lagunaires qui se terminent par des faciès marins. La structuration est liée à la persistance des mouvements du socle. L'état actuel de la région a été acquis après l'Aptien. C'est seulement à cette époque (phase Autrichienne) du cycle Alpin qu'a eu lieu l'affaissement définitif de la partie Nord du bassin d'Oued Mya.

### 1.4 La stratigraphie de la région :

La particularité de la province triasique est que l'étage géo structural supérieur, constitué par le mésozoïque et le cénozoïque, et très développé, le mésozoïque repose en discordance hercynienne sur le paléozoïque (**Fig. 1.3**).

Les formations géologiques traversées par les sondages appartiennent dans la majeure partie au Mésozoïque, le Paléozoïque et le Cénozoïque sont représentés par des séquences réduites des couches.

**A. Le Paléozoïque :**

- **Le Gothlandien** : Formé d'argile grise et noire, indurée silteuse avec fines passées de grès gris clair à gris beige fin à moyen subarrondi moyennement dur, argilo-siliceux devenant à la base fin à très fin rarement moyen argileux micacé et compact, avec intercalations d'argile silteuse.

**B. Le Mésozoïque :**

- **Le Trias argilo-gréseux série inférieure** : Elle constitue le réservoir principal dans les champs de Haoud Berkaoui et Guellala, mais l'unique réservoir de Benkahla.

Cette série géologique constituée d'argile et de grès est discordante sur le Silurien (discordance Hercynienne) et elle est aussi recouverte par les épanchements Andésitiques.

Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 40 à 50 mètres, elle est faite d'une succession de grès grossier, des grès fins à moyens, des grès très fins et d'argile fréquemment dolomitique et d'origine volcanique.

Ces différents constituants sont généralement ordonnés en séquences sédimentaires, allant du plus grossiers à la base, au plus fins au sommet.

Ces argiles sont tantôt vertes au sommet tantôt gris. Les intercalations des joints argileux sont gris-vert de l'ordre des centimètres et sont finement laminées. On rencontre par fois des galets moins aplatis, la cause probable, c'était un arrêt séquentiel des dépôts de boue. Vers la base ce sont déposés des argiles brun-rouge, parfois gréseuses béchiques et galets mous avec de fréquentes concrétions de dolomie rose.

- **La série Andésitique** : C'est une série d'épanchement volcanique intra-dépositionnelle de la série inférieure ou bien vers la fin de la sédimentation de celle-ci. Son épaisseur varie de 0 à 80 m à Benkahla.

Cette série admet parfois des intercalations d'argiles rouges dolomitiques ou silteuse (OKS-28, OKW-47 et OKS64).

- **Trias gréseux(T1)** : Cette formation constitue une séquence argilo-gréseux variant entre 20 à 30 m d'épaisseur sur tout la région de Haoud Berkaoui. Le dépôt du T1 est très faiblement à Benkahla. La présence de ce faible dépôt au Sud de Benkahla nous fait penser que ces dépôts ont été interrompus par un



phénomène de volcanisme, ou bien la structure était beaucoup plus élevée au moment de la sédimentation.

- **Le Trias gréseux (T2) :** Au sommet, on trouve une sous-couche argilo-silteuse brun rouge d'une dizaine de mètres.

**Trias argilo-salifère:** Cette formation constitue la couverture des principaux réservoirs triasiques. De bas en haut on a :

**Argiles inférieures :** Leur épaisseur est de l'ordre d'une vingtaine de mètres.

Ce sont des argiles renfermant du sel et de l'anhydrite et sont soit dans les fissures, soit elles se présentent sous forme de passées décimétriques.

**Argilo-salifère :** Son épaisseur est de l'ordre de 40 à 50 m. C'est principalement du sel à intercalations d'argile. En diagraphie il est appelé repère «D2 » corrélable sur l'ensemble de la région.

**Argiles supérieures :** Leur épaisseur est de l'ordre de 50 m environ. Ce sont des argiles plus ou moins salifères.

- **Le Trias argileux :**

Il a une puissance de 150 m en moyen. Il comprend toutes les formations citées ci-dessus

(Argiles supérieures, argiles salifères et argiles inférieures).

- **Le Trias salifères :**

Son épaisseur est de l'ordre de 450 m. Il est composé d'alternance de sel et d'anhydrite et d'argile, il se subdivise en deux grandes séquences :

-Au sommet : Sel anhydrite d'épaisseur de 250 m (TS1+TS2 ou équivalent LS1+LS2).

-A la base : Le sel massif III épaisseur de 200 m à 240 m environ(LS3).

- **Le Jurassique :**

-Le Lias:

Son épaisseur est de l'ordre de 340 à 350 m. Il se subdivise en deux zones lithologique:

- Au sommet: on a l'anhydrite massive de l'ordre de 260 à 270 m d'épaisseur.

- A la base : le sel massif I épaisseur d'environ de 80 m.

-Dogger :

On distingue le Dogger argileux au sommet et le Dogger lagunaire à la base, d'épaisseur moyenne respectivement de 150m et 120m.

**-Malm:**

Epaisseur moyenne 230m formation d'alternance de calcaire souvent dolomitique et de grès.

L'épaisseur totale du jurassique et de l'ordre de 840m.

- **Le Crétacé :**

De bas en haut on distingue :

- Néocomien :

L'épaisseur 160m en moyenne. Ensemble argileux à intercalations, gréseuses et carbonatées.

- Barrémien

360m d'épaisseur moyenne, série grés-argileuse.

- Aptien

C'est une série carbonatée, dolomitique microcristalline d'épaisseur de l'ordre de 20 à 30m. Elle constitue un bon repère de corrélation géologique et diagraphique régionale. C'est un dépôt marin caractéristique d'une plate-forme à grande étendue.

- Albien

C'est un ensemble de grès, argile d'une épaisseur de 450m à 470m en moyenne, admettant quelques intercalations dolomitiques.

- Cénomien

Epaisseur de 130m en moyenne avec alternance de grès argilo-dolomitique.

- Turonien

Epaisseur de 80m, c'est une série de dépôt marin carbonaté (calcaire crayeux).

- Sénonien

Il comprend :

- Le Sénonien carbonate d'une épaisseur de 160m au sommet.
- Le Sénonien lagunaire d'une épaisseur de 400m a la base.

**Le Cénozoïque**

- Le Miocène

Elle est constituée d'une formation composée du Mio pliocène, grés-carbonatée au sommet admettant de rares intercalations d'argiles et à sa base des grès. Il repose en discordance alpine sur le Mio-pliocène.

**C.**

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR
CENO-ZOIQUE		<b>MIO-PLIOCÈNE</b> <small>discordance alpine</small>	Sable, grès et argile	<b>0 à 60 m</b>
	<b>C R É T A C É</b>	SÉNONIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne
ANHYDRITIQUE			Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne	
SALIFÈRE			Sel massif, anhydrite et argile	
TURONIEN		Calcaire crayeux		
CÉNOMANIEN		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne		
ALBIEN		Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	<b>300 à 900 m</b>	
APTIEN		Dolomie et marne	<b>10 à 30 m</b>	
BARRÉMIEN		Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	<b>600 à 1300m</b>	
NÉOCOMIEN		Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
<b>J U R A S S I Q U E</b>		DOGGER	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne
	ARGILEUX		Argile indurée	
	LAGUNAIRE		Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
	L I A S	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	<b>700 à 900 m</b>
		SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique	
		S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique	
	ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère		
	<b>T R I A S</b>	S4	Argile brun-rouge parfois salifère	<b>100 à 250 m</b>
ARGILES INFÉRIEURES		Argile silteuse		
T2		Grès fin argilo-silteux		
T1		Grès argileux		
ROCHES ÉRUPTIVES		Andésite altérée		
SÉRIE INFÉRIEURE <small>discordance hercynienne</small>		Grès fin à moyen		
	<b>G O T H L A N D I E N</b>	Argile noire grès fin à moyen	<b>300 à 900 m</b>	

Fig. 1.3. Colonne stratigraphique de Benkahla [2]

## **I.5. L'aspect pétrolière**

### **I.5.1 Les roches mères :**

L'importance de la série inférieure Paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin dont la plus riche est constituée par les argiles radioactives de Silurien. En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble de Silurien dans ce bassin, ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours de Paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure sous l'effet de subsidence Mésozoïque. La configuration actuelle du bassin et l'extension de la roche mère du Silurien ont été extrêmement favorables à l'alimentation des réservoirs sus-jacents (Trias et localement Dévonien Inférieur) dans la dépression d'Oued Mya.

### **I.5.2 Les roches réservoirs :**

A l'exception de quelques niveaux réservoirs situés dans le Dévonien inférieur au sein de la dépression de l'Oued Mya, les réservoirs Paléozoïques sont limités aux grès du Cambro-ordovicien. Ces réservoirs présentent globalement des caractéristiques médiocres, surtout au niveau de la dalle de M'Kratta et des Quartzites de Hamra. L'extension de ce dernier est limitée à la partie orientale du bassin où son épaisseur est beaucoup plus faible que sur la bordure Ouest du bassin de Berkine. Les réservoirs les plus importants sont ceux du Cambrien présents sur l'ensemble du bassin. Cependant dans les zones où le cambrien est couvert par les séries argilo-gréseuses de l'ordovicien, il est généralement très profond et en position défavorable par rapport aux roches mères. Sur le môle de Talemzane où il est partiellement érodé sous les grès du Trias, il n'est pas couvert. Au contraire, sur le môle El Agreb-Hassi Messaoud, la couverture du Cambrien peut être assurée par le faciès argileux du Trias, les bons niveaux réservoirs ne s'étant pas déposés dans ce secteur. Dans la dépression d'Oued Mya, les réservoirs triasiques sont semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leur qualité varient d'une manière notable, on distingue :

- La série inférieure : elle se repose sur le substratum Paléozoïque dont les meilleurs faciès sont localisés dans la dépression d'Oued Mya, cette série constitue le principal réservoir des gisements de Benkahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie de bloc 438.

- L'unité T1 : dans laquelle sont développés de très intéressants réservoirs dans la partie Ouest du bassin (réservoirs B et C). Au contraire, dans le sillon d'Oued Mya, les niveaux réservoirs de cette unité sont fortement réduits (réservoir T1) au-dessus d'une série éruptive très développée dans ce secteur en relation avec les jeux en distension des trends structuraux majeurs..
- L'unité T2 : dans laquelle se développe le réservoir « A », en particulier par cimentation salifère généralisée au niveau du bloc 438.

### **I.5.3 Les roches couvertures**

La série évaporitique déposée à la fin du Trias à travers le gisement Benkahla constitue une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin Triasique. Cette couverture est constituée par des sels et des anhydrites. En plus de cette couverture régionale, il existe une couverture locale propre à ce réservoir, les roches éruptives du Trias qui sont bien développées provenant des coulées de laves assez considérables et jouant un rôle important en assurant une bonne étanchéité entre la série inférieure et le T2. Le réservoir de la série inférieure est un piège en forme de biseau litho stratigraphique limité à l'Ouest par une faille régionale qui constituerait un écran et biseautage au Sud.

### **I.5.4 La migration**

Les hydrocarbures générés, ont migré vers les zones hautes où a été piégé, la migration s'est effectuée de l'Ouest vers Hassi Messaoud et du Nord vers le Sud dans les directions de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud.

### **I.6 Les caractéristiques pétrophysiques de champ Benkahla :**

- Pression de bulle = 189 kgf/cm<sup>2</sup>
- Porosité moyenne  $\Phi = 8$  à 14,76 %
- Perméabilité moyenne  $K = 20$  à 50 md
- Saturation moyenne  $S_w = 32\%$

The page features a decorative graphic consisting of three overlapping blue circles of varying sizes, arranged in a descending diagonal line from the top right towards the center. Two thin blue lines extend from the top left corner towards the circles. A large, partially visible blue circle is located in the bottom right corner.

# Chapitre II

Généralité sur le réseau de  
collecte et l'EPF

## I.1. GENERALITES SUR LE RESEAU DE COLLECTE

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes.

Les conduites sont classées comme suit :

### a)-Selon leur destination :

- Conduites d'huile.
- Conduites de gaz.
- Conduites d'eau.

### b)-Selon leur pression de service :

- à basse pression : 0-6 bars.
- à pression moyenne : 6-16 bars.
- à haute pression : > 16 bars.

### c)- Selon le caractère du mouvement hydraulique :

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement)

## II.2. ECOULEMENT MULTIPHASIQUE

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...).

Dans notre étude, l'écoulement multiphasique est assimilé à un écoulement diphasique, se composant d'une phase gazeuse et d'une phase liquide.

### II.2.1. Types d'écoulement

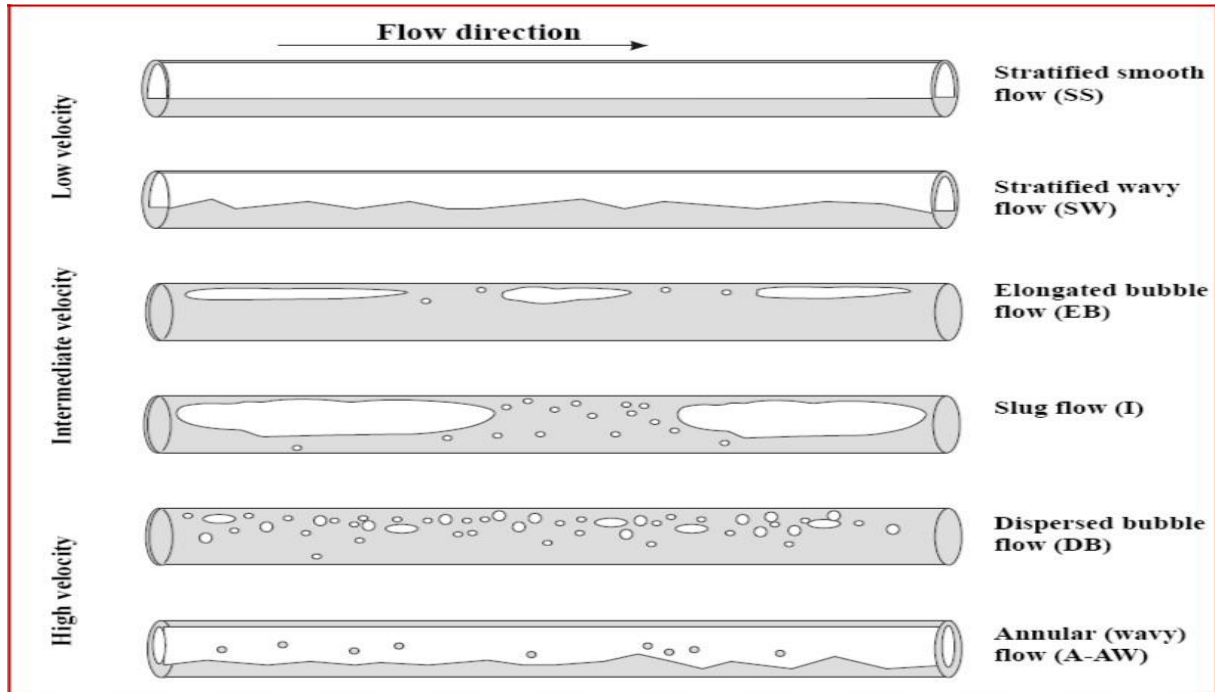
- a)-Ecoulement avec bulle (bubble flow)
- b)-Ecoulement avec bouchant (plug flow)
- c)-Ecoulement stratifié (stratified flow)

d)-Ecoulement avec vagues (wavy flow)

e)-Ecoulement avec vagues moutonnantes (slug flow)

f)-Ecoulement annulaire (annular flow)

g)-Ecoulement brouillard (spray flow)



**Figure II.1 :** Types d'écoulement horizontal

### II.2.2. Variation de la pression le long d'une conduite

L'analyse physique des phénomènes conduit à écrire que pour un écoulement diphasique la variation de pression le long de la conduite est comme pour un écoulement monophasique égal à la somme de trois termes :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{friction}}$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est écrite comme suite :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{total}} = \frac{g}{g_c \rho \sin \theta} + \frac{f \rho v^2}{2 g_c \cdot D} + \frac{\rho v \cdot dv}{g_c \cdot dl}$$

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est comme suite :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{total}} = \frac{g}{g_c \rho_m \sin \theta} + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c \cdot D} + \frac{\rho_m v_m \cdot dv_m}{g_c \cdot dl}$$



Où :

$\rho_m$  : la densité du mélange.

$V_m$  : la vitesse du mélange.

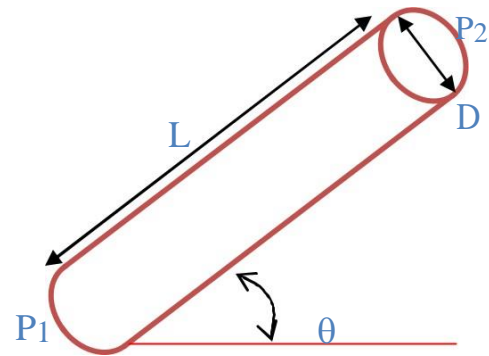
$D$  : diamètre du pipe.

$g_c$  : facteur de conversion.

$f_m$  : facteur de frottement du mélange. Il est fonction de  $Re$ ,  $\epsilon$ ,  $D$ .

$g$  : Accélération de la gravité ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ).

$\theta$  : Pente de la conduite.



Dans le tableau suivant, on a présenté le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

**Tableau II.1** : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge [3]

Composante	Puits à huile	Puits à gaz
Élévation	70% - 90%	20% - 50%
Friction	10% - 30%	30% - 50%
Accélération	0% - 10%	0% - 10%

-Le terme d'accélération qui correspond à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide, est d'une façon générale négligeable dans les écoulements monophasique pétroliers. Il est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans le pipe, ce terme est proche de zéro.  $\left(\frac{dp}{dl_{accélération}}\right) = \frac{\rho_m v_m \cdot dv_m}{g_c \cdot dl}$

-Le terme d'élévation ou gravité est indépendant du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz.

$$\left(\frac{dp}{dl_{élévation}}\right) = \frac{g}{g_c \rho_m \sin \theta}$$

**Le terme de friction** due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dp}{dl_{friction}}\right) = \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c \cdot D}$$

### II.2.3 Liquide hold-up

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquide Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite. [1]

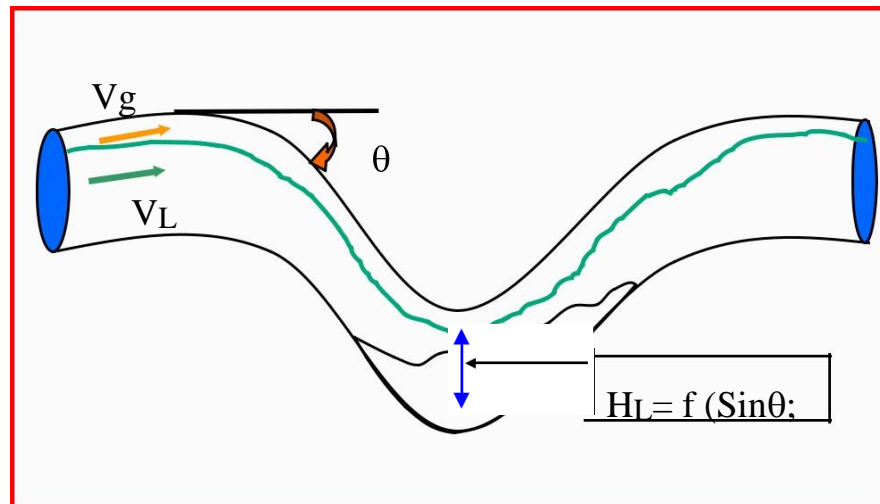


Figure II.2: Liquide hold up

### II.2.4. Régimes d'écoulement à travers la duse

La duse permet de contrôler le débit de production en ajustant la pression de tête voulue, tout en considérant les contraintes Réservoir - Puits- Réseau.

#### a)-Régime critique

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont ( $P_{\text{pipe}}$ ) de la duse sur la pression en aval ( $P_{\text{tête}}$ ) est inférieur au point critique. A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

$$Q = \frac{\phi^{1.8}}{1000.K} p_t$$

Avec Q : débit d'huile ( $\text{m}^3/\text{hr}$ ).

$\phi$  : diamètre de la duse (mm).

$P_t$  : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

### b)- Régime transitoire

C'est la zone où le point critique n'est pas bien déterminé. Il apparaît dans l'intervalle

$$0,5 < \frac{p_p}{p_t} < 0,75$$

### c)- Régime non critique

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, la pression de tête augmente et le débit de production diminue avec l'augmentation de la pression de pipe, et inversement. Donc toute variation de la pression avale duse ( $P_p$ ), fait varier la pression amont ( $P_t$ ).

$$Q = \frac{F(x) \cdot p_t^{\theta 1.8}}{1000 \cdot k}$$

Avec  $F(x)$ : fonction du rapport  $P_p/P_t$ .

$$F(x) = 2.667 * \frac{p_p}{p * \sqrt{1 - \left(\frac{p_p}{p_t}\right)}} \dots \dots \left(\frac{p_p}{p_t}\right) > 0.75$$

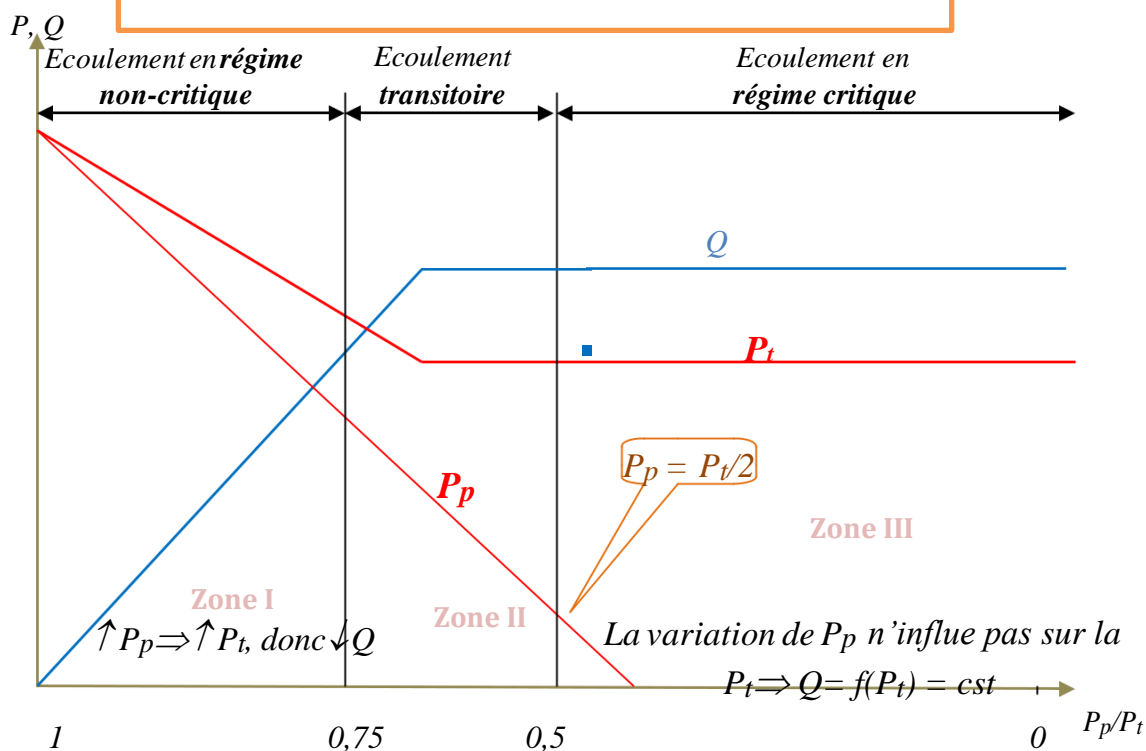


Figure II.3 : Régimes d'écoulement à travers la duse [3]

### II.3 GENERALITES SUR L'EPF :

- ✓ L'EPF est une installation complète de production de pétrole et de gaz et de disposer de l'eau produite.
- ✓ Un EPF est constitué essentiellement d'une unité des séparations, unité de stockage, une unité de pompage et possible d'une unité de compression et une unité de stabilisation
- ✓ L'EPF permet de
  1. Exploiter les petites réserves non rentables pour produire avec une installation permanente
  2. Fournir des données de production en temps réel et évaluer la performance des réservoirs
  3. Exploiter les puits éloignés par rapport aux installations de traitement
  4. Produire les puits à faible pression de tête

#### II.3.1. La séparation

C'est une opération qui consiste à séparer l'effluent de certain constituant pour rendre l'huile commercialisable selon les spécifications internationales

Tout au long du cheminement la pression et la température baissent simultanément. Si la température diminue le dégazage diminue également ; si la pression baisse la libération des gaz augmente. La chute de pression et augmentation de température ont même effet.

La séparation des diverses phases constituant un effluent de puits déterminé se réalise dans un type groupe d'appareil appelé séparateurs. Selon le type d'effluent à traiter (gazeux ou liquide), il existe différents types de séparateurs.

##### a)-Séparateur horizontal

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange.

Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide.

L'huile gazée arrive à une extrémité et est projetée sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumulant dans la partie supérieure. Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit « extracteur de brouillard » ; avant de partir par une sortie supérieure. L'huile est soutirée à la partie inférieure.

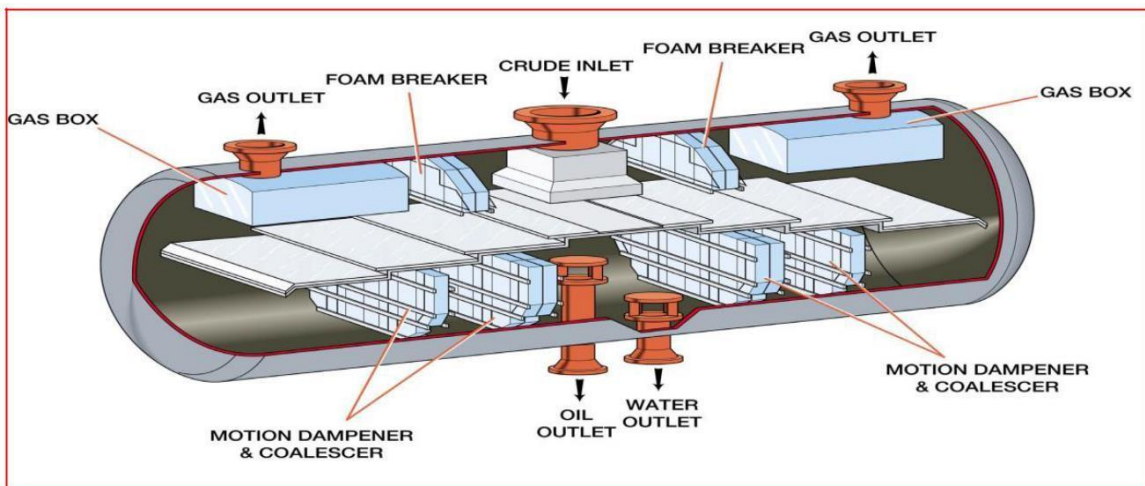


Figure II.4 : Vue éclaté d'un séparateur triphasique

### b)-Séparateur vertical

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par fonds bouchés.

L'arrivée de l'effluent s'effectue, en général tangentielle à une circonférence et à peu près mi-hauteur du séparateur. L'effluent se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de paroi et le gaz montant à la partie supérieure en passant à travers un tamis extracteur de gouttelettes et évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur.

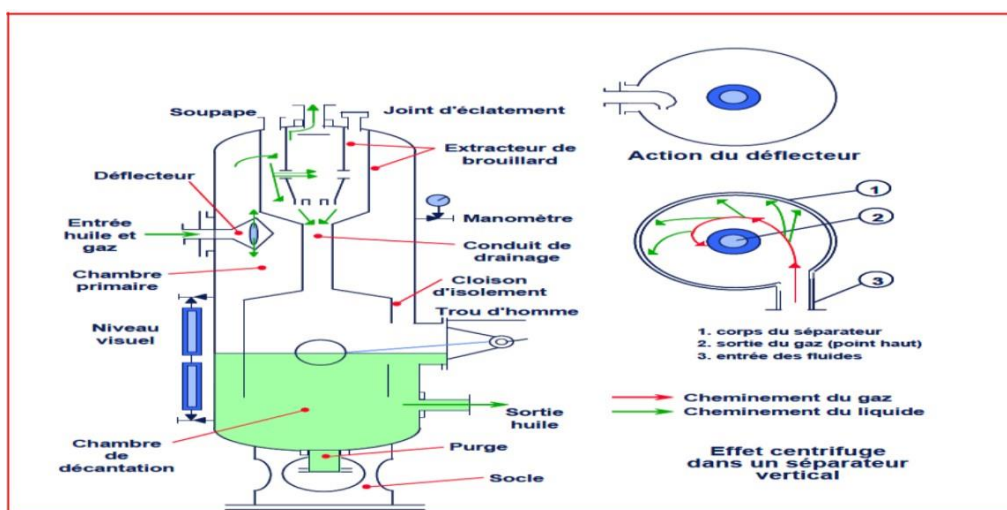


Figure II.5 : Vue détaillée d'un séparateur vertical

### II.3.2. La distillation

On va introduire quelques paramètres généraux qui régissent l'ensemble de la conduite d'une colonne tels que la Volatilité d'un corps, le Bilan Matière (Material Balance), le Bilan Thermique (Heat Balance) de la colonne.

#### -La volatilité

La Volatilité est une des propriétés particulières des fluides qui permet d'appliquer le procédé de Distillation. Le corps est dit d'autant plus volatil qu'il se vaporise à température plus basse. La température de vaporisation ne dépend que de la pression, autrement dit il y a une température de vaporisation pour chaque pression

#### -Transfert de chaleur et transfert de la matière

En fonctionnement 'normal', toute la matière qui entre dans la tour en ressort. C'est une application directe du principe de conservation bien connu : 'rien ne se perd, rien ne se crée, tout se transforme'. L'énergie apportée dans la colonne est également soumise au principe de conservation. L'énergie est apportée dans la colonne sous forme de chaleur. Par conséquent, le bilan de l'énergie correspond au bilan thermique et la chaleur entrant dans une colonne doit correspondre à la chaleur extraite de celle-ci.

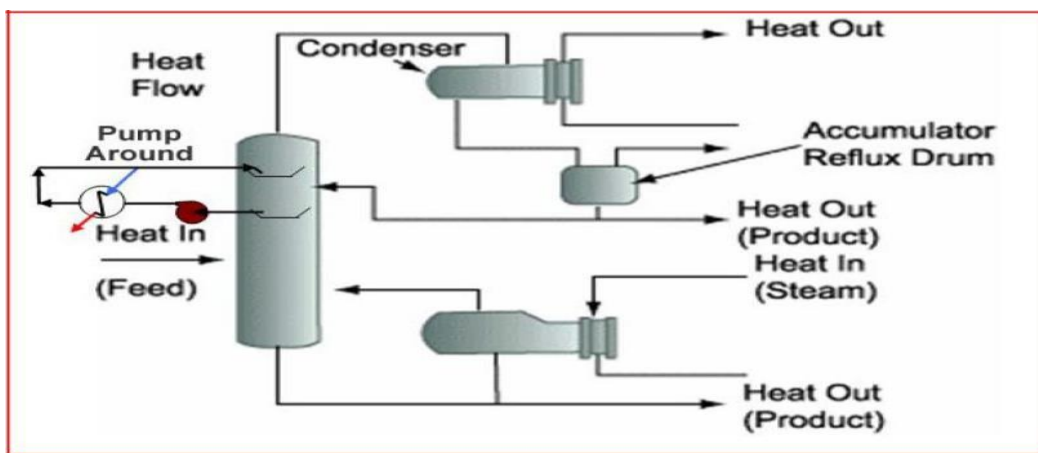


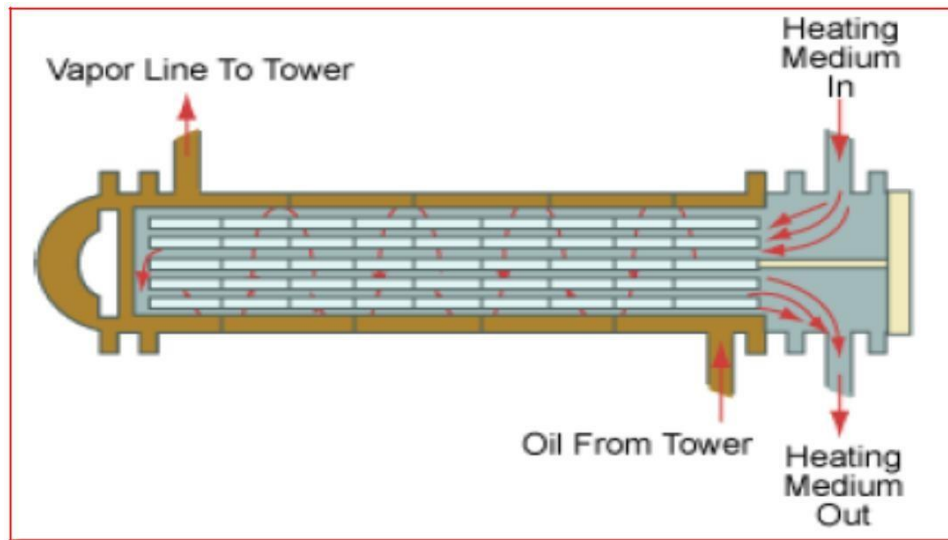
Figure II.6 : Schéma de principe de bilan thermique

#### II.3.2.1. Equipements auxiliaires

a). Rebouilleur :

Dans une colonne de rebouilleur, la charge préchauffée pénétrant la colonne est mise en contact avec les vapeurs s'élevant du fond de la colonne. Les vapeurs s'élevant du fond de la colonne sont générées dans le rebouilleur. Ces vapeurs extraient les composants plus légers du liquide sur

chaque plateau. Au fond de la colonne, seules demeurent les fractions plus lourdes. Le rebouilleur correspond souvent à une unité distincte placée à côté de la colonne. Il s'agit d'un échangeur thermique fournissant de la chaleur au fond de la colonne.

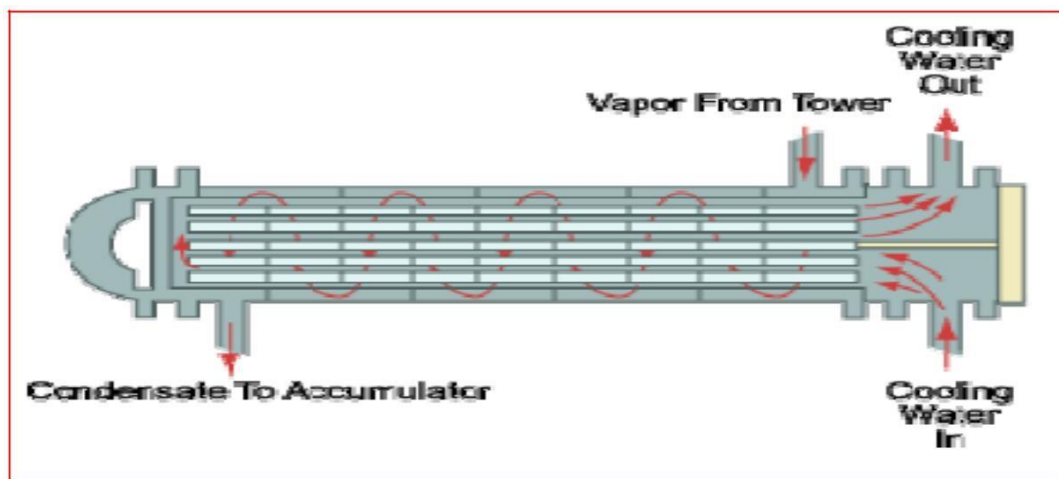


**Figure II.7 :** Composition d'un rebouilleur

b).Condenseur :

Un procédé de condensation correspond au processus inverse d'un procédé de rebouilleur. Les condenseurs sont utilisés pour le refroidissement d'une vapeur.

Le condensat (vapeurs condensées) transite du condenseur vers un accumulateur, une partie du condensat est éliminé sous forme de produit et une autre partie est ré-pompée dans la colonne sous forme de reflux. Le reflux pénètre la colonne par la tête de colonne.



**Figure II.8 :** Composition d'un condenseur

c).Echangeur :

L'échangeur est un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique entre deux fluides, habituellement séparés par une paroi solide. Des différents types existent

-Echangeur à plaque: Il est constitué d'un ensemble de plaques métalliques embouties à travers desquelles s'effectue le transfert de chaleur entre deux fluides.

-Echangeur tubulaire : Un des fluides circule dans un faisceau de tubes monté sur deux plaques tubulaires. Ce faisceau est logé dans une calandre munie de tubulures d'entrées et de sortie pour le fluide circulant à l'extérieur des tubes du faisceau. Ce fluide suit un trajet imposé entre les chicanes.

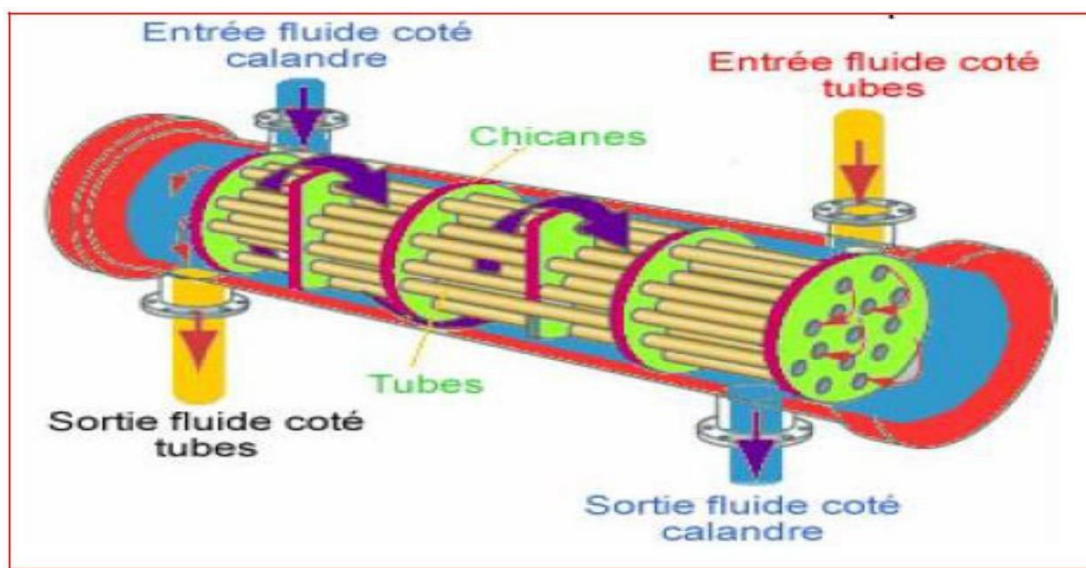


Figure II.9 : Principe de l'échangeur tubulaire

### II.3.3. Le pompage

Les pompes, en tant qu'appareils permettant de véhiculer les liquides, sont les pièces maîtresses qui donnent la vie aux unités de traitement ou de fabrication. L'énergie fournie au liquide est transformée en une augmentation de pression du liquide pour lui permettre de vaincre la résistance au refoulement de la pompe.

On peut diviser Les pompes en deux catégories principales

- ✚ Les pompes centrifuges : Le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge.



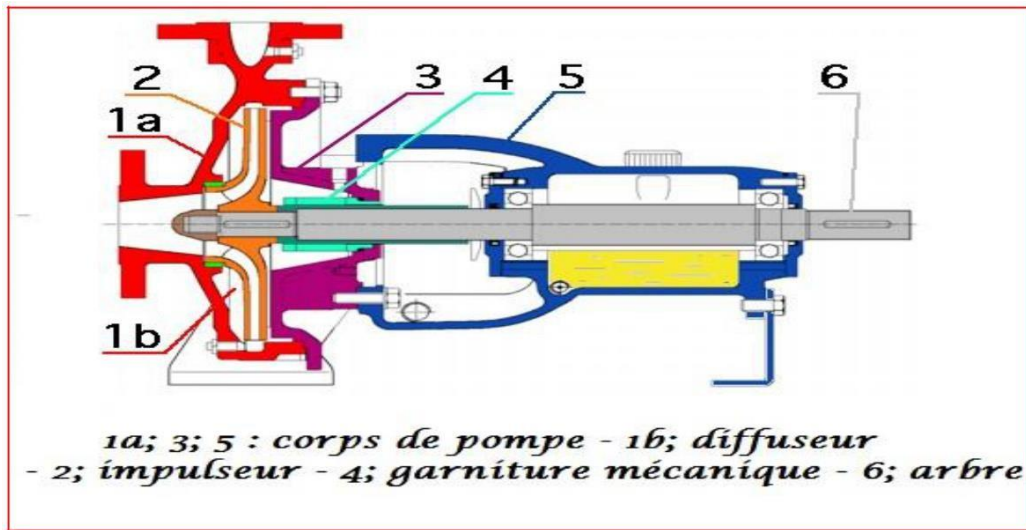


Figure II.10 : Pompe centrifuge

- Les pompes volumétriques : L'écoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide.

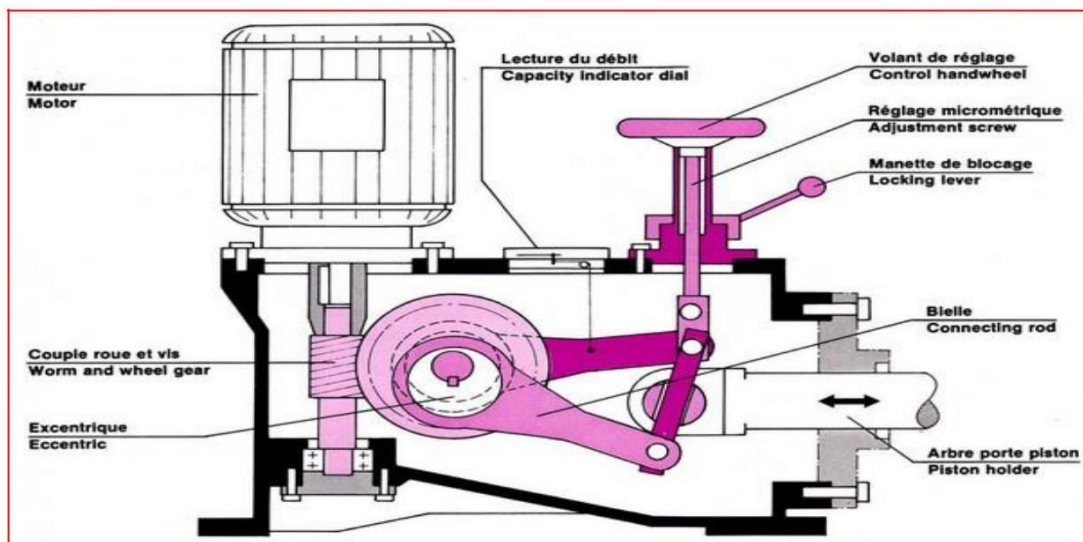


Figure II.11 : Pompe volumétrique

### II.3.4. La compression

Les compresseurs sont des équipements mécaniques permettant d'élever la pression d'un gaz.

Les applications des compresseurs sont très diversifiées.

La compression des gaz a un objectif de base, la livraison d'un gaz sous une pression supérieure à la pression existant à l'origine.

Pour transporter et distribuer un gaz, comme dans les pipelines de gaz naturel

Pour créer des conditions plus favorables à certaines réactions chimiques

On peut diviser les compresseurs en quatre catégories principales :

- ✚ Alternatif (volumétrique)
- ✚ Rotatif (volumétrique)
- ✚ Centrifuge
- ✚ Axial-flow

Pour effectuer la sélection d'un compresseur il est nécessaire de disposer les données suivantes :

1. caractéristiques du gaz
2. condition d'admission et pression de refoulement
3. type d'entraînement
4. condition de fonctionnement du système d'entraînement [6]

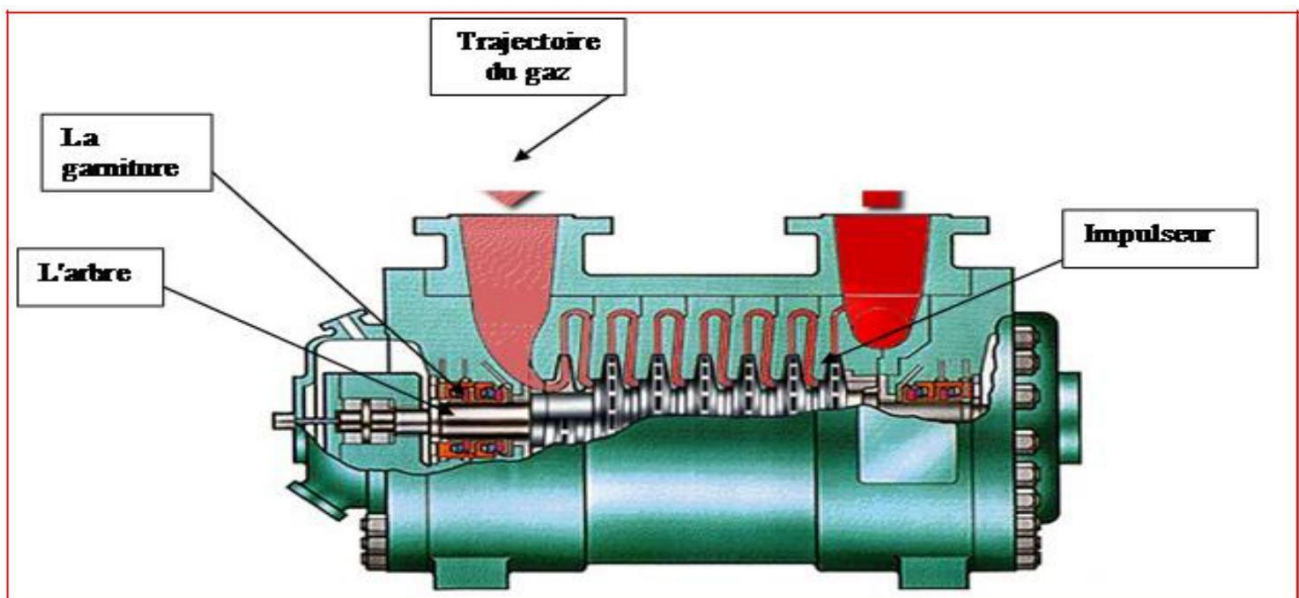


Figure II.12 : Exemple d'un compresseur

A decorative graphic consisting of several blue circles of varying sizes and two thin blue lines. One line starts from the top left and extends towards the top right, passing through the center of the largest circle. Another line starts from the top left and extends towards the bottom right, passing through the center of the middle circle. The circles are arranged in a descending sequence from top right to bottom right. The largest circle is at the top right, a medium-sized one is in the middle, and a smaller one is at the bottom right. A fourth, very large circle is partially visible at the bottom right corner of the page.

# Chapitre III

**Modélisation et optimisation dans  
l'industrie pétrolière**

### III.1 Introduction:

Dans les champs pétroliers, la production des hydrocarbures est souvent limitée

- ✚ par : Les conditions du réservoir.
- ✚ La productibilité du réseau de pipe lines.
- ✚ La capacité de transport des fluides des installations de surface. La sécurité.
- ✚ Des considérations économiques.
- ✚ La capacité de traitement des eaux.
- ✚ La capacité de station de compression du gaz.

La mise en œuvre de ces contrôles de manière optimale n'est pas facile, l'objectif de l'optimisation de la production est de trouver les meilleurs réglages opérationnels à un moment donné, sous réserve de toutes les contraintes, pour atteindre certains objectifs opérationnels, ces objectifs peuvent varier dans un champ à un autre avec le temps, en général, on voudra maximiser le débit de production ou de minimiser les coûts.

Donc, Dans ce chapitre commence par une description, où nous présentons le rôle de l'optimisation en deux phases importantes du cycle de vie du pétrole; le développement et la production, que nous citons quelques recherches, travail et les outils utilisés pour développer l'optimisation dans le domaine du pétrole.

### III.2. le cycle de vie :

Le rôle de la modélisation et l'optimisation du système de production est très important dans le développement et la production des phases du cycle de vie du pétrole, (fig. II.1)



Figure III.1: modèle de cycle de vie du pétrole

### III.2. 1 Optimisation en phase de développement:

Traditionnellement, le concept d'optimisation de la production est utilisé dans un contexte un peu plus étroit. Par exemple, Brown (1984) et Beggs (1991) ils focus sur l'optimisation des différents composants dans le chemin d'écoulement du réservoir vers le séparateur, et des précisions sur l'analyse détaillée de l'écoulement dans les conduites d'écoulement, duses, puits et proche section du réservoir, comme indiqué dans la partie centrale de la figure 2.2 l'utilisation traditionnelle de l'optimisation de la production à long terme parfois implique également la conception et l'analyse des méthodes de levage artificiels et des traitements de stimulation. Toutes ces activités d'optimisation nécessitent l'utilisation d'un certain type de modèle du système de production. Traditionnellement, ces composés de modèles mathématiques relativement simples, accessibles à analyser de la main, parfois avec l'aide de graphiques ou de tableaux. De nos jours, les modèles sont généralement beaucoup plus compliqués et nécessitent l'utilisation d'un ordinateur.

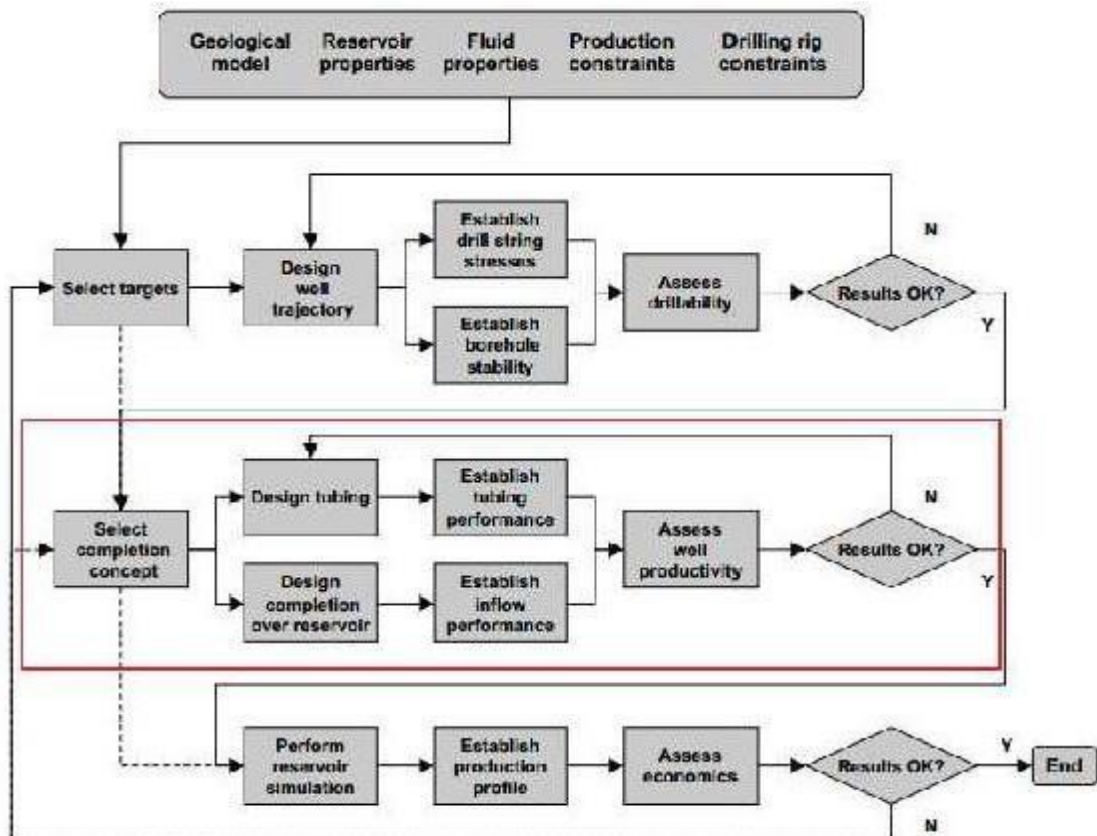


Figure. III.2: processus de la conception dans un projet de développement sur le terrain [6]

### ***III.2.2 Optimisation Dans la production:***

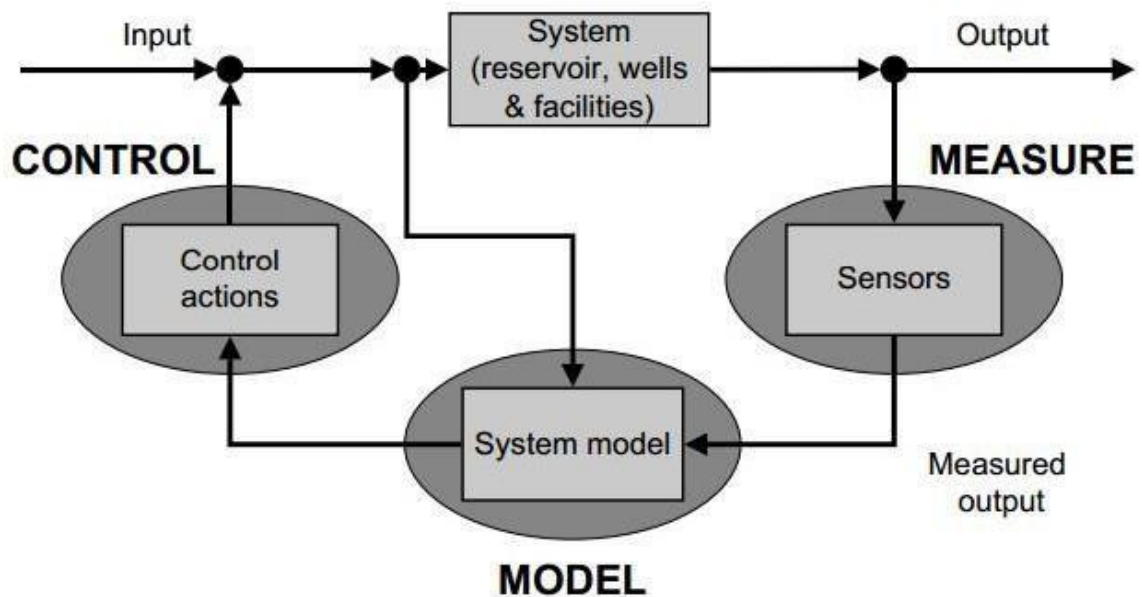
La figure.III.3 montre une représentation de la production de pétrole et de gaz en tant que processus de commande de rétroaction, impliquant la mesure, la modélisation et le contrôle. Deux grands cycles de rétroaction se produisent, chacun sur sa propre échelle de temps.

#### **III.2.2.1. Contrôle de la production quotidienne:**

Sur une échelle de jours à quelques semaines, les variables d'entrée typiques sont des paramètres de la duse de la tête du puits, la pression d'injection d'eau, ou les débits du gaz lift. Sorties mesurées du processus comprend des variables de production telles que les pressions, et le pétrole, les débits du gaz et d'eau. Le contrôle sera souvent motivé par des objectifs d'optimisation de courte durée, par exemple des objectifs de production ou l'utilisation des taux d'installations de surface. Les modèles de flux à travers les puits et les installations de surface peuvent jouer un rôle important dans le processus d'optimisation de la production quotidienne. Un problème typique d'optimisation de courte durée est la distribution d'une quantité limitée du gaz lift sur un certain nombre de puits de production de telle sorte que la production de pétrole est maximisée.

#### **III.2.2.2. Gestion du réservoir:**

Sur une échelle de temps de plusieurs mois ou années, le procédé de production se compose essentiellement le drainage du réservoir. En plus des variables qui contrôlent la production quotidienne, l'entrée (input) comprend des activités d'ingénierie de production telles que l'eau ou le gaz d'arrêt, ré-complétion, stimulation. La sortie mesurée implique l'historique de la production, essais de puits et des images de réservoir. Le contrôle est généralement axé sur la maximisation des revenus d'actifs, ce qui se traduit souvent en maximisant la récupération finale et en minimisant les dépenses de fonctionnement. La modélisation du système implique souvent une simulation de réservoir extensive, en plus la modélisation autour du puits et l'écoulement de surface. En particulier lorsque les activités du redéveloppement sont initiées à un stade ultérieur de la vie de production d'un champ, le processus de gestion du réservoir coïncide dans de nombreux aspects avec le processus de développement du champ décrit ci-dessus.



**Figure III.3:** Production pétrolière et gazière représentée comme un feedback de processus de contrôle, impliquant la mesure, la modélisation et le contrôle

### III.3. Le développement historique de la modélisation et l'optimisation:

De nombreux chercheurs ont mené des études sur divers sujets d'intégration. Cullick et al. (2003), Bailey et al. (2005), Ogunyomi et al. (2011), et Litvak et al. (2011) ont discuté des projets complexes sur le champ du pétrole appliquant l'analyse d'incertitude, mais la complexité de l'installation de traitement de surface n'a pas été considéré.

Nazarian (2002) ECLIPSE et Hysys simulateurs intégrés pour calculer le fonctionnement de champ intégré dans un champ de pétrole en eau profonde. Ces simulateurs ont été couplés avec une automatisation et une approche d'une machine virtuelle parallèle et avec l'application d'un algorithme génétique pour l'optimisation.

Heguler et al. (1997) et Heguler et al. (1997a) ont discuté d'une application intégrée pour les stratégies de production du réservoir et de la gestion du champ du développement. Dans ce cas, le simulateur de réservoir ECLIPSE a été couplé avec le simulateur de surface et le réseau de production et l'optimiseur (Netopt). La durée peut être un défi dans les applications intégrées, en particulier lorsque les modèles de haute fidélité sont étroitement liés.

Barroux et al. (2000) ont présentés un modèle intégré se compose d'un simulateur de réservoir et un simulateur de réseau à l'état stable. Le document vise à contribuer à une meilleure communication entre les ingénieurs réservoirs, production, surface et processus.

En utilisant la même interface, Trick (1998) a appliqué une procédure quelque

différente de Heguler et al. (1997). Dans ce cas, un simulateur de réservoir black-oil ECLIPSE a été couplé à un modèle de prévision de la productibilité de gaz de surface, FORGAS.

L'utilisation d'une optimisation intégrée dans le cadre des opérations au jour le jour de la chaîne de valeur du GNL a été étudié par Foss et Halverson (2009). Pour réduire le temps de calcul, ils ont choisi des modèles simples pour tous les composants du système. Une réduction importante a été obtenue en intégrant tous les modèles dans une seule application aide à la décision au lieu de les diviser en deux applications; une pour la partie amont et l'autre pour l'installation de GNL. Tomasgard et al. (2007) a présenté un modèle de valeur de la chaîne du gaz naturel et de l'intégration d'appliquer une perspective amont et une optimisation du portefeuille stochastique.

Galic et al. (2009) ont appliqué la modélisation intégrée des actifs (IAM) dans la planification de l'injection de CO<sub>2</sub> dans des réservoirs épuisés. En mettant en œuvre l'IAM, le problème d'assurance d'écoulement lors de l'injection de CO<sub>2</sub> pourrait être reconnue et un débit du plateau-injection maintenue. La boîte à outils utilisé ici inclus REVEAL pour la simulation de réservoir, PROSPER pour les puits et la simulation de réseau, GAP pour le réseau de surface, le simulateur RESOLVE pour maintenir la simulation dynamique du réservoir vers le traitement de surface et PVTP pour la simulation de PVT. Kosmala et al. (2003) modèles de réservoir et de réseau intégrés pour deux champs. Un domaine subit un processus alternatif de l'eau à gaz (WAG) et l'autre champ subit du gaz lift. La mise en œuvre du modèle intégré fourni avantageuse pour améliorer la production de pétrole en optimisant l'allocation de débit d'injection pour ces deux scénarios. Couët et al. (2010) l'allocation d'optimiser par le gaz lift mettant en œuvre un proxy adaptative sur l'approche de modélisation intégrée des actifs pour réduire le temps de calcul.

L'application des modèles intégrés ont été développées dans plusieurs sociétés telles que BG, Madray et al. (2008). Un modèle intégré a été mis en œuvre à Miskar Field Tunisie. Les objectifs étaient d'optimiser la production, contrôler le mélange de gaz envoyé à la plage

Et de capturer le débit du puits. Une autre société leader dans l'application de modèles intégrés est Saudia Aramco.

Abdul Karim et al. (2010) ont discuté des opérations intégrées dans les applications pour l'optimisation des opérations de forage et des placements des puits. En utilisant la méthode intégrée, les taux de production ont augmenté avec succès et la gestion des réservoirs et l'opération de la production étaient bien entretenues.



Issaka et al. (2008) ont examiné la mise en œuvre d'un système intégré qui automatise le calcul des taux de production individuels à l'aide des données de pression en temps réel. Cette méthode facilite la compréhension de la performance du champ et maintient également le modèle valable.

Amro et al, (2010) ont rapporté les avantages de la mise en œuvre de l'opération intégrée dans trois champs pétroliers séparés: Al-Dabbiya, Rumaitha et Shanayel - (Saudi Aramco). Les composants du modèle sont un simulateur de surface, un modèle de puits et d'un modèle du réseau de surface. Pemex E&P ont publiés leurs résultats sur la composition de la modélisation intégrée surface-subsurface pour les allocations des débits à six champs mexicains opérant avec 72 puits, Lobato-Barradas et al. (2002).

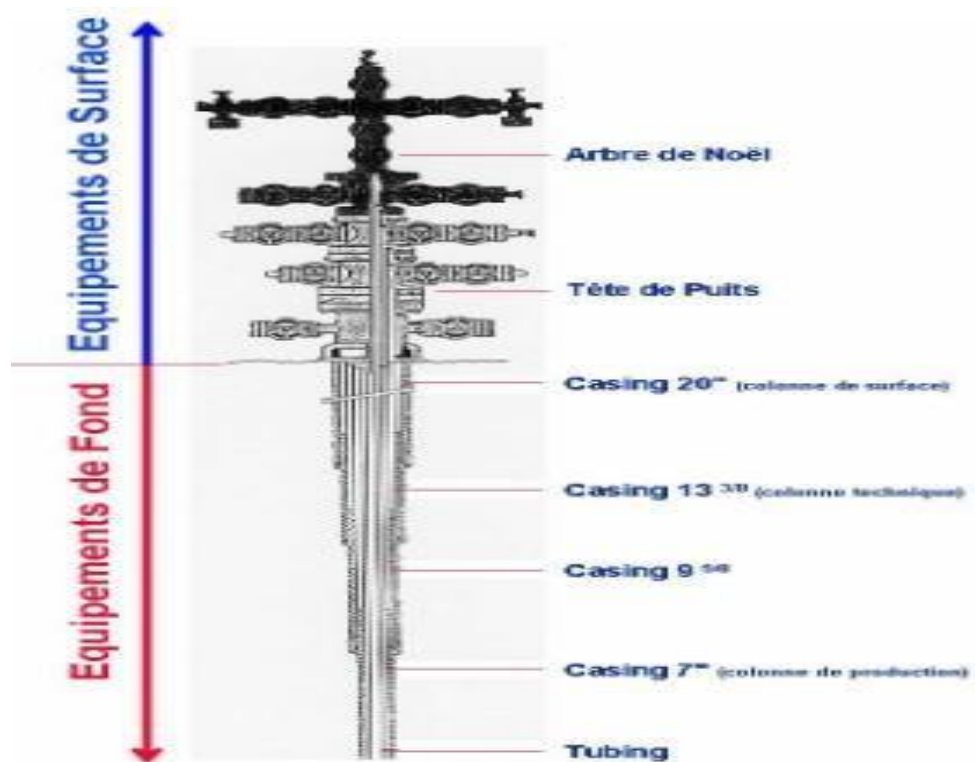
Watson et al. (2006) ont utilisés un logiciel IAM à intégrer la modélisation de flux du bloc Angola 18. Les prévisions de production du champ ont été réalisées avec succès en tenant compte des défis physiques dans le pipeline tels que l'hydrate/cire, les performances thermiques et pauvres dérivabilité. Modèle intégré et optimisation sous incertitudes pour évaluer l'application du levage artificiel au champ K2 (Green Canyon zone de protraction) a récemment été appliqué, Dobbs et al. (2011). Les résultats de la simulation prend en charge à ajouter au moins un puits pour accélérer le taux de production avec un faible investissement.

#### **III.4. Equipement du système de production, installations et processus:**

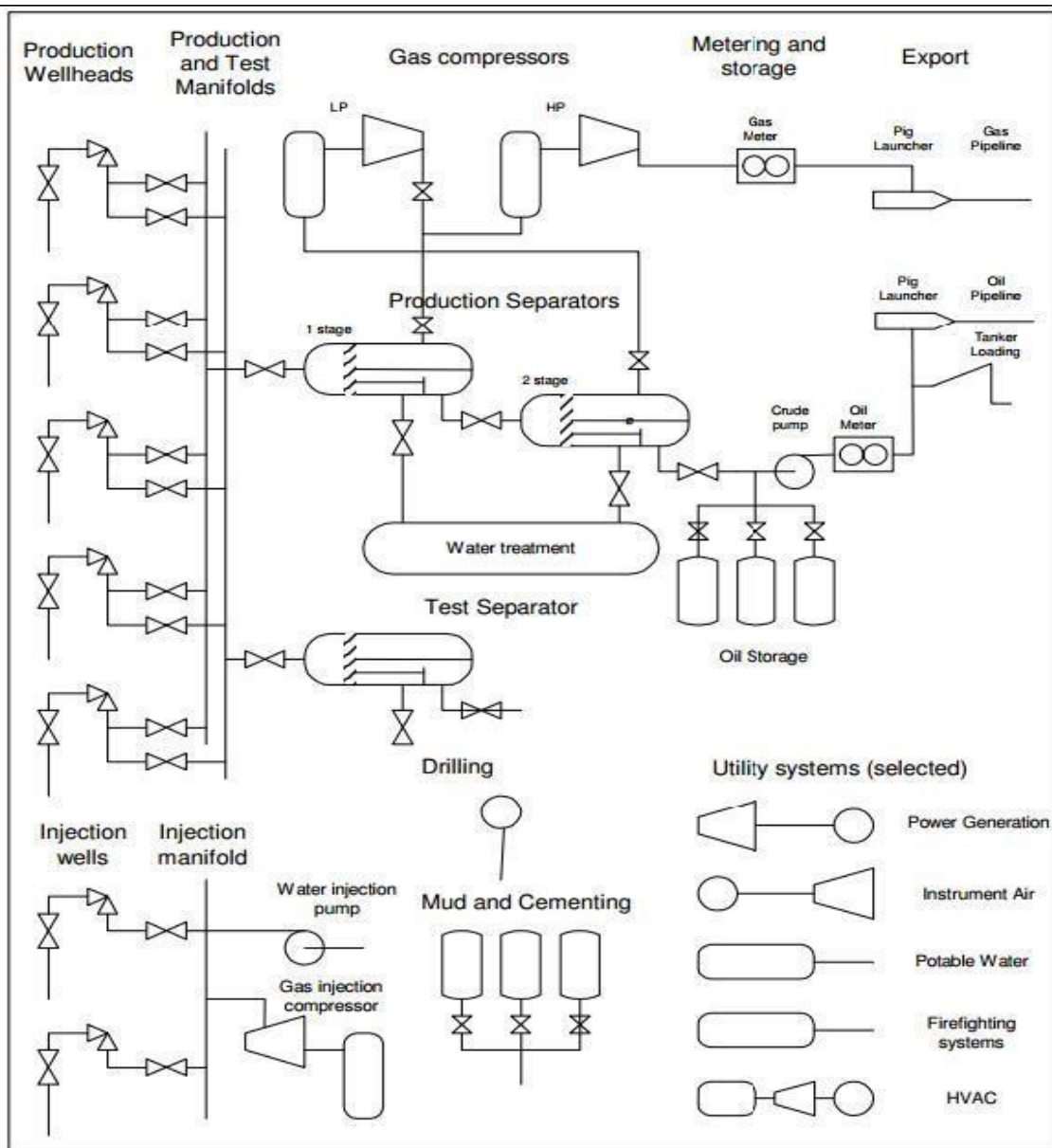
En général, les éléments de base d'un système de production sont les figures (3.4) à (3.5)

- La zone proche de puits au réservoir, (une zone de plusieurs mètres dans la direction radiale autour des puits à la profondeur du réservoir),
- Les puits du réservoir à la tête de puits à la surface,
- Les conduites d'écoulement des têtes de puits aux installations de surface,
- Les installations de surface, constitué de séparateurs, pompes, compresseurs et autres équipements pour le traitement et la mesure.
- Stockage sable du réservoir pipeline sup à l'arrêt prendre point ou point de vente, qui peut être une valve à l'entrée d'un pipeline de transport de gaz ou le point d'un terminal huile / gaz alimentant les pétroliers off-loading. Chaque élément du système peut être subdivisé en sous-éléments. En particulier, le trajet d'écoulement à travers le trou de forage peut consiste en:
  - Des perforations dans la formation (la roche) et du ciment autour du tubage, et dans l'enveloppe elle-même.

- Les équipements de contrôle de sable constitué de gravier dense (sable bien triés) ou une plaque métallique au fond du puits,
- Le tubing, un tuyau partant du fond du puits à la surface,
- La tête de puits, ou appelé les arbres de Noël (arbres de Noël) une collection de manuellement ou vannes commandées à distance pour commander l'écoulement du puits.
- L'équipement de fond de trou dans un puits est habituellement désigné sous le nom d'achèvement.



**Figure. III.4** composition d'un puits [4]



**Figure. III.5:** installations de surface de production de pétrole et de gaz [6]

The page features a decorative graphic consisting of three blue circles of varying sizes, each with a lighter blue ring around its center. Two thin blue lines originate from the top left and extend towards the top-right and middle-right circles. A large blue circle is partially visible at the bottom right corner.

# Chapitre IV

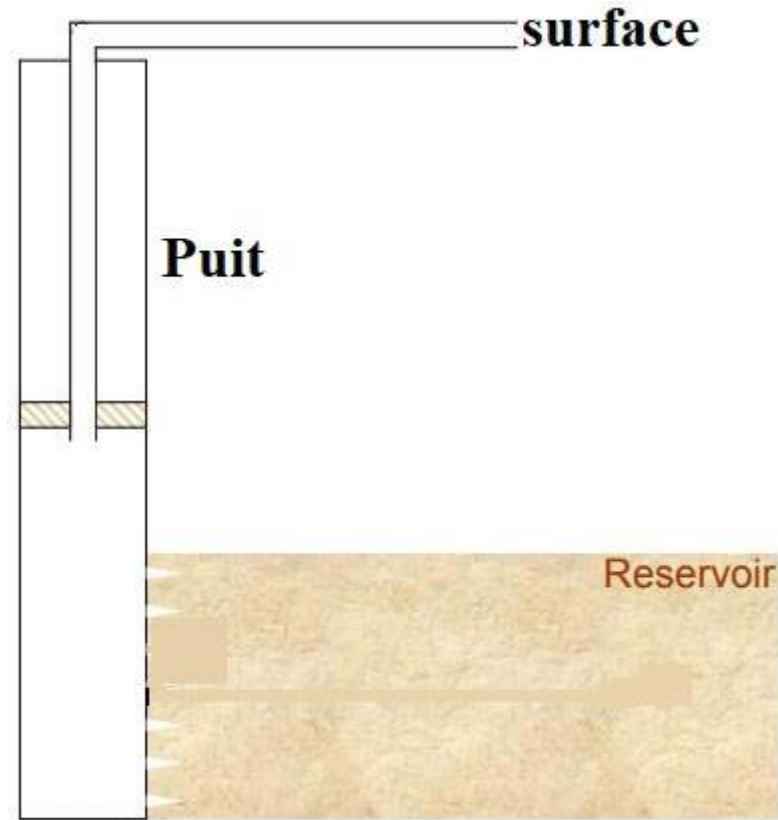
## Analyse Du Système De Production

**IV.1 Introduction :**

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans lesquelles les pertes de pression se produisent. La figure (III.1) montre un schéma d'un système producteur simple.

Ce système se compose de trois phases:

1. Ecoulement dans le milieu poreux.
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles.
3. Ecoulement dans les pipes horizontales.



**Figure. IV.1** système de production

Le système de production peut être inclure plusieurs des composantes dans lesquelles les pertes d'énergie ou de pression se produisent

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit  $q$ , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection

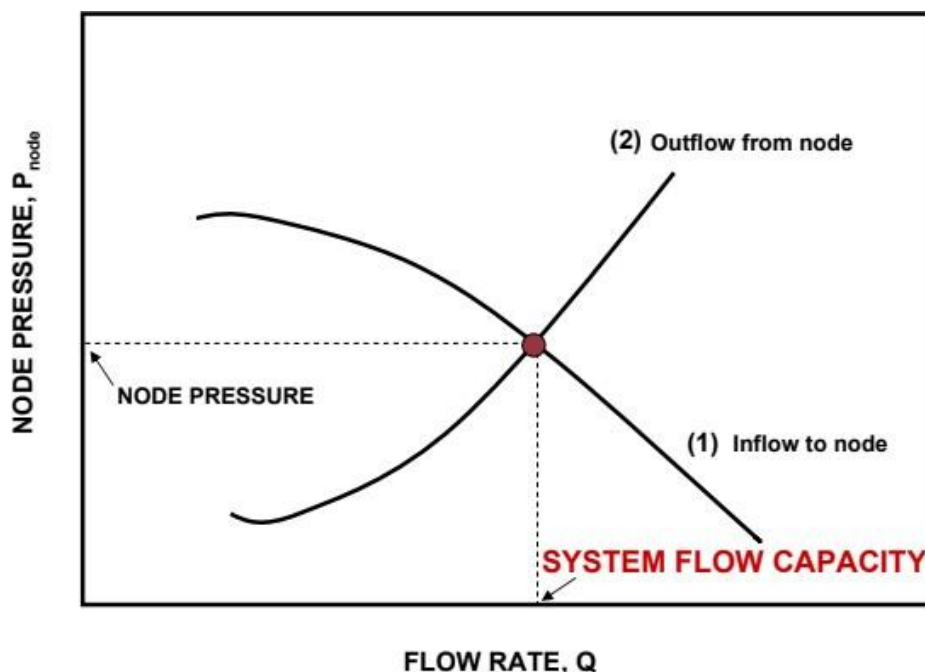
donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du noeud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du noeud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.



**Figure. IV.2 :** point de fonctionnement [5]

## IV.2 Performance des réservoirs:

### IV.2.1 Les équations de performance des puits :

L'équation qui exprime la chute de pression dans le réservoir en fonction de la vitesse d'écoulement ou débit de production elle est très importante pour l'étude des performances des puits.

La loi fondamentale des écoulements des fluides dans un milieu poreux est exprimée par DARCY. Cette expression mathématique a été développée par DARCY en 1856, où il a exprimé la vitesse apparente d'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux en fonction de gradient de pression.

Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et que le filtre de sable a été complètement saturé avec de l'eau, donc les effets des propriétés ou de la saturation des fluides ne seront pas prisent en considération.

Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesse avec l'endroit, écrite en forme différentielle, la loi de Darcy est :

$$v = - \frac{k dp}{\mu dx}$$

Où :

$k$  : Perméabilité du milieu poreux.

$v$  : Vitesse apparente du fluide.

$\mu$  : Viscosité du milieu.

$\frac{dp}{dx}$  : Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

Le signe négatif est ajouté car le gradient de pression est négatif dans le sens de l'écoulement.

Le débit est donné par cette expression :

$$q = vA = -A \frac{k dp}{\mu dx}$$

#### IV.2.1.1 Ecoulement linéaire :

Le débit d'un fluide incompressible qui traverse un élément  $dx$  peut être exprimé par l'équation ci-dessus et l'intégration de cette équation tout en supposant que  $k$  et  $q$  sont indépendants de la pression donne l'équation

Par intégration, le débit égal :

$$q = \frac{C. k. A(p_1 - p_2)}{\mu. L}$$

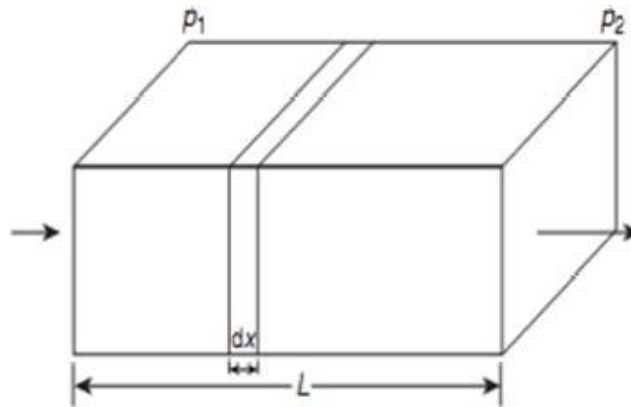


FIG.IV.3 Ecoulement linéaire

**IV.2.1.2 Ecoulement radial**

Dans l'écoulement radial circulaire, les fluides s'écoulent vers le puits dans toutes les directions. Toute fois pour que le débit soit existé, il faut une pression différentielle et c'est le cas car la pression diminue chaque fois qu'on s'approche du puits.

Considérons la figure FIG.III incompressible. L'écoulement se fait vers un puits verticale.la formation est considérée uniforme de même hauteur <h> et de perméabilité <k>.puisque le fluide est incompressible, le débit peut être constant sur tout les rayons.due aux conditions du régime permanant la pression dans les abords du puits est maintenue constante dans le temps.  $P_{wf}$  représente la pression sur le rayon du puits  $r_w$  et  $p_e$  c'est la pression au rayon du drainage  $r_e$ .DARCY a généralisé l'équation apparence de fluide est donnée par la formule suivante :

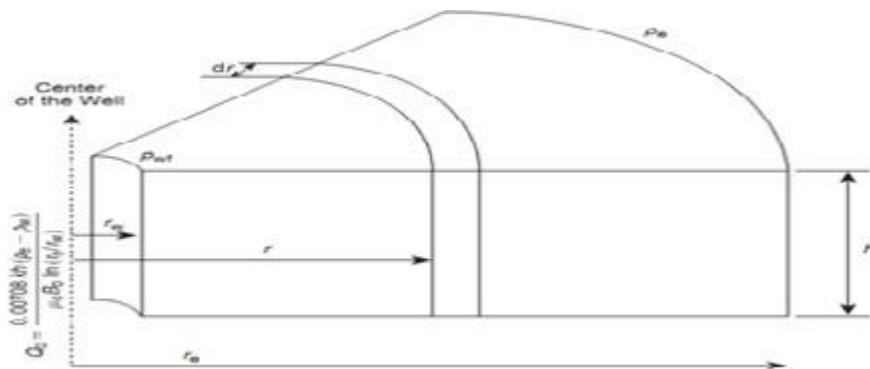


FIG. IV.4 Ecoulement radial



$$v = \frac{q}{Ar} = 0,00127 \frac{k dp}{\mu dx}$$

$$Ar = 2. \pi. r. h$$

Le développement de l'équation par intégration nous donne l'équation suivant :

$$Q_0 = \frac{0,00708. k_0. h(p_2 - p_1)}{\mu_0. B_0. \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}$$

Fréquemment les deux rayons qui nous intéressent sont  $r_w$  et  $r_e$ , alors remplaçons  $r_w$  et  $r_e$  par ordre :

$$Q_0 = \frac{0,00708. k_0. h(p_e - p_w)}{\mu_0. B_0. \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Où:

$Q_0$  : Débit entrant, STB/J

$k_0$  : Perméabilité effective à l'huile, md

$h$  : Epaisseur du réservoir, ft

$P_e$  : Pression à  $r=r_e$ , psia.

$P_{wf}$  : Pression dynamique de fond, psia.

$r_e$  : Rayon de drainage du puits, ft.

$r_w$  : Rayon du puits, ft.

$\mu_0$  : Viscosité d'huile, cp.

$B_0$  : Facteur volumétrique d'huile, bbl/STB.

L'équation s'applique pour un état d'équilibre (steady-state) ( $P_e = \text{constante}$ ), écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage.

Il est utile d'exprimer l'équation en termes de pression moyenne de réservoir  $P_R$ , et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-state) ou l'écoulement stabilisé ( $P_R - P_{wf}$ ) est constant comme suite :

$$q_0 = \frac{0,00708. k_0. h(\bar{p}_R - p_{wf})}{\mu_0. B_0. \ln\left(\frac{0,472r_e}{r_w}\right)}$$

Où :

$\bar{p}$  La pression moyenne dans la zone de drainage du puits, **Psia**.

#### IV.2.2 Notion de l'indice de productivité :

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits de production. Il est défini par le symbole  $J$  qui est Le rapport entre le débit entrant au puits et la chute de pression dans le réservoir pour une production de l'huile sans eau l'indice de productivité est donné par :

$$J = \frac{q_0}{\frac{\bar{p} - p_{wf}}{r}}$$

Où :

$q_0$  : Le débit de production de l'huile, **STB/jour**.

$J$  : L'indice de productivité, **STB/jour/psi**.

$\bar{p}$  La pression moyenne de l'aie de drainage (pression statique), **psi**.

$P_{wf}$  : La pression de fond, **psi**.

#### IV.3 Ecoulement dans le réservoir (inflow équation) :

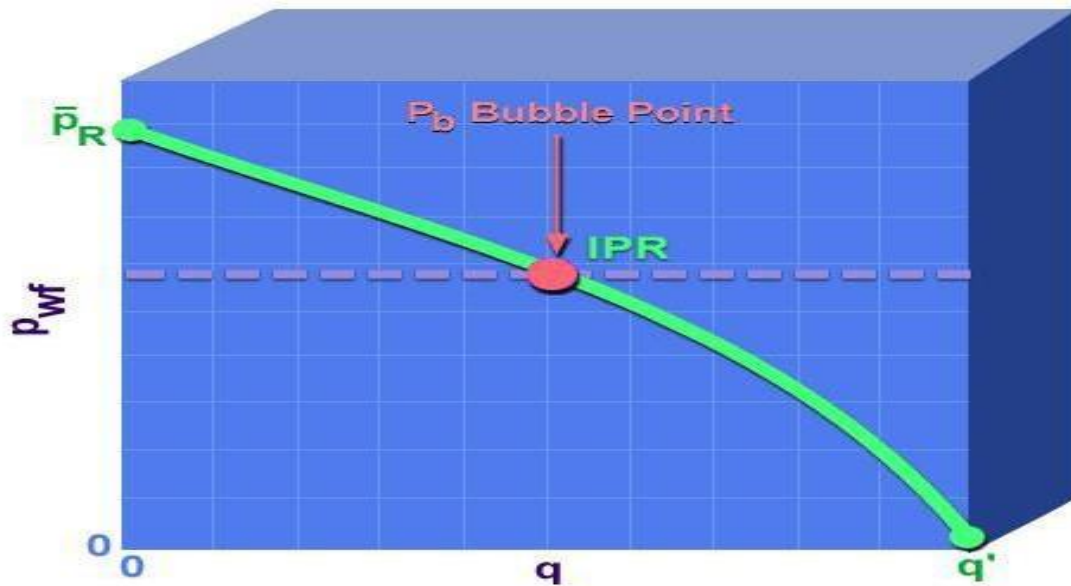
La construction de la courbe IPR (Inflow performance relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface.

Une des pressions fixes à tout moment dans la vie du réservoir est la pression moyenne du réservoir  $\bar{p}$ .

L'écoulement vers le puits dépend du draw down ou de la chute pression dans le réservoir ( $\bar{p} - P_{wf}$ ). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tel que les propriétés de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation du roche en fluide, la compressibilité du fluide, la formation endommagée ou stimulée

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance » par Gilbert; et la représentation de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « inflow performance relationship » ou IPR.

Le **drawdown** entraîne un débit  $Q$  et définit l'indice de productivité  $J$ .



**Figure IV.5:** La courbe IPR [6]

Les extrémités des courbes IPR sont la pression du réservoir moyenne  $P_R$  à un débit compris entre zéro, et le débit maximal  $Q$  qui coule au fond du puits à une pression de zéro, dans la pratique il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement en fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie.

Dessus du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droite, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

#### ***IV.3.1. Ecoulement monophasique dans réservoir (darcy):***

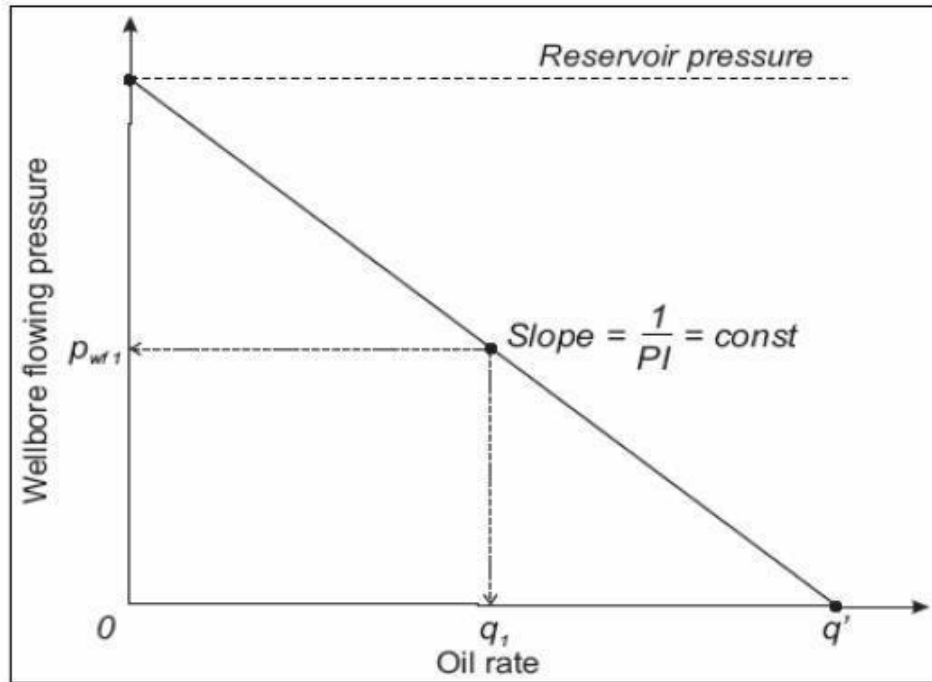
Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieur à la pression de bulle.

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production aillent évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide). Cet écoulement peut être défini par la loi de DARCY :

$$q = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} \cdot k_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 4 + s \right)} (P_r - P_{wf})$$

Définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$



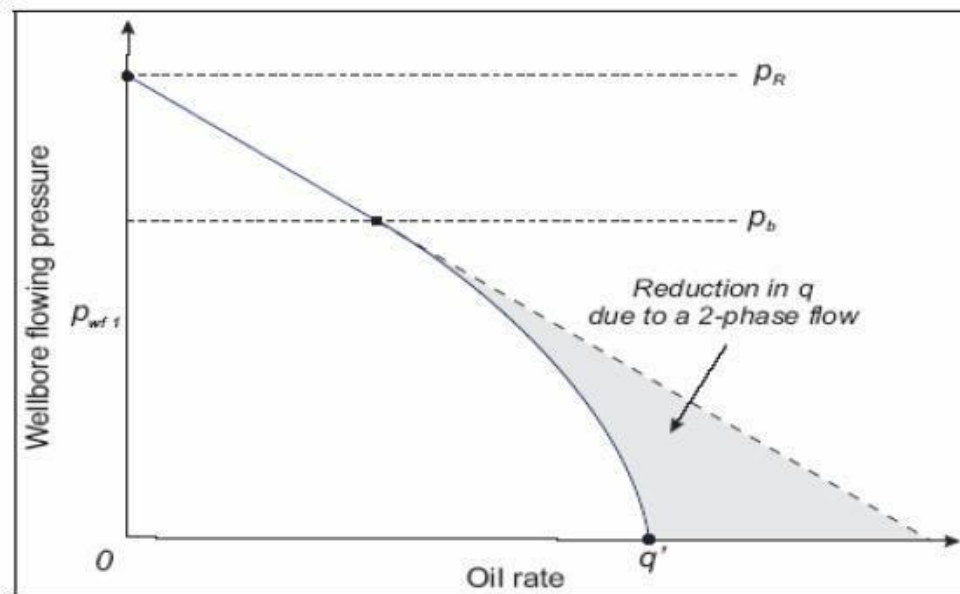
**Figure IV.6 :** IPR dans cas Ecoulement monophasique [5]

#### **IV.3.2 Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de VOGEL) :**

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Vogel. Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ( $P_r < P_b$ ).



**Figure IV.7:** IPR dans cas Ecoulement diphasique

Vogel a abouti à une équation, basée sur le calcul numérique, après avoir simulé plusieurs types d'écoulement dans les réservoirs d'huile avec gaz drive et pour différentes variations des propriétés des fluides considérés.

Vogel a fait varier le débit d'huile pour plusieurs valeurs de pression de fond dynamique, et il a tracé la courbe du rapport  $\frac{P_{wf}}{P_r}$  en fonction du rapport  $(\frac{q_0}{q_{0ax}})$ .

$$\frac{q_0}{q_0(\max)} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Avec :

$q_0$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$ .

$q_{0(\max)}$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ( $P_{wf} = 0$ ).

$P_r$  : Pression du réservoir.

#### IV.4 Ecoulement dans le tubing (outflow) :

La courbe de tubing (TPC) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du faite de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur).

Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing (tubing performances curves TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits  $P_{wf}$  pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

#### ***IV.4.1 Structures d'écoulement :***

Les structures d'écoulement sont au nombre de sept (voir fig. ci dessous) :

- Ecoulement en bulles (bubble flow) : cette structure apparaît avec des valeurs réduites du GOR.
- Ecoulement en bouchons (plug flow) : lorsque le GOR augmente, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz.
- Ecoulement stratifié (stratified flow) : une grande augmentation du GOR rend les bouchons longs ; ce qui permet de diviser l'huile et le gaz en deux couches séparées.
- Ecoulement en vagues (wavy flow) : avec l'augmentation du débit de gaz, l'interface stratifiée gaz-huile devient en vagues.
- Ecoulement en vagues moutonnantes (slug flow) : a force d'augmenter le débit de gaz, le GOR augmente la hauteur des vagues de liquide jusqu'à ce que la crête touche les parois du pipe.
- Ecoulement annulaire (annular flow) : une grande augmentation du GOR rend l'huile entourée par le gaz.
- Ecoulement dispersé (mist flow) à l'extrême valeur du GOR le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient un brouillard.

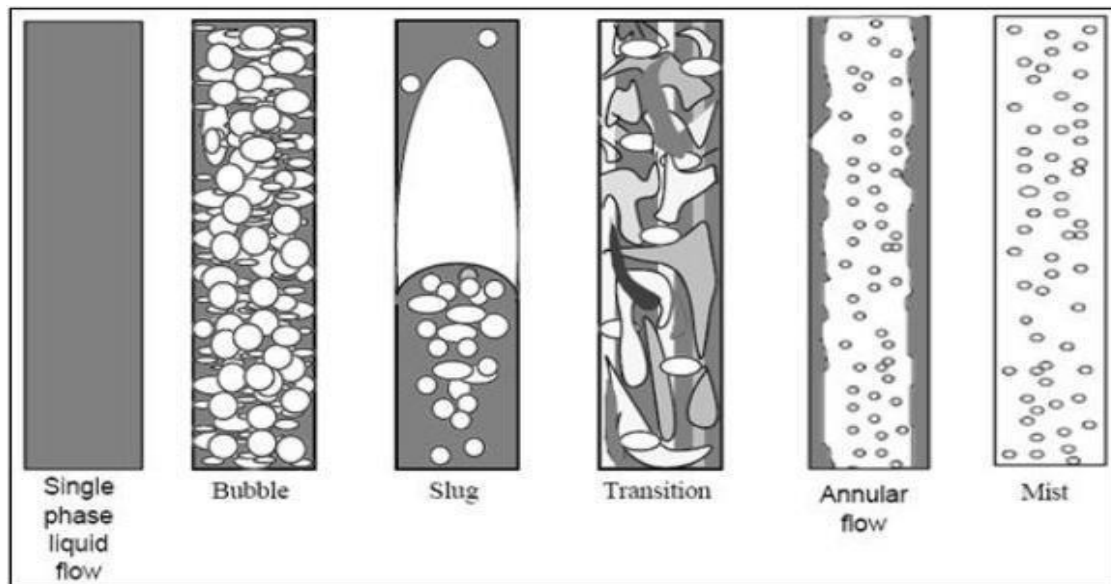


Figure. IV.8 les différent Structures d'écoulement

#### IV.5 Pertes de charge:

A l'origine des pertes de charge lors du mouvement d'un fluide de trouve le processeur de transformation irréversible de l'énergie mécanique du courant en chaleur. Cette transformation d'énergie est due à la viscosité moléculaire et turbulente du fluide en mouvement On distingue deux aspects des pertes de charge :

1. les pertes par frottement ou linéaires
2. les pertes singulières

##### IV.5.1 Les pertes de charge linéaire:

Les pertes de charge linéaires sont aussi appelées «pertes de charge par frottement». Elles correspondent à une perte de pression dans une installation, due aux frottements des fluides dans les tuyauteries, cuivre, acier, PER, PE. Plus la longueur de tube est importante plus il y aura de pertes. Les pertes de charges linéaires dépendent de nombreux paramètres:

$$\Delta p_f = \lambda \frac{L}{D} \rho \frac{U^2}{2}$$

$\Delta P_f$ : est la perte de charges linéaires(en mètre) [Pa].

$\lambda$  : Coefficient de perte de charge (nombre sans dimension).

L : est la longueur de conduite (en mètre).

g : l'accélération de la pesanteur (en m/s<sup>2</sup>).

U : vitesse moyenne du fluide (en m/s).

D : diamètre intérieur du tube (en m).

### IV.5.2 Les pertes de charges singulières:

Les pertes de charge singulières sont essentiellement dues aux accidents de canalisation, c'est-à-dire toute modification géométrique de la conduite. On peut y compter les changements de direction (coudes, raccords en T), les variations de section, les vannes ou robinets, les appareils de mesure, etc. ... La perte de charge singulière d'un accident peut se déterminer par calcul ou à l'aide de tables (abaques) où une construction graphique à partir de grandeurs simples donnera un résultat. Pour le cumul des pertes de charge régulières et singulières.

Il existe des logiciels commerciaux qui réunissent les équations des pertes régulières et ces abaques avec les données fluides et rugosité pour rapidement trouver et totaliser les pertes de charge de réseaux.

Les pertes de charge s'additionnent en fonction du nombre de ces accidents :

$$\Delta P_s = \xi \cdot \rho \frac{U \cdot m^2}{2}$$

Avec :

$\xi$  = est le coefficient de pertes charges singulières.

## IV.6 Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge :

### IV.6.1 Les différents modèles:

Plusieurs méthodes empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées aux tubings de production. Elles sont calculées en plusieurs modèles dont les plus importants sont :

#### IV.6.1.1 Modèles homogènes:

Ne tient pas compte de HL pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Et considère une même vitesse d'écoulement gaz et liquide.

Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases.

#### IV.6.1.2 Modèles de glissement:

On les considère comme plus précis que les précédents, en admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes.

Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction d'HL.

Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de perte des charges qui dépend lui-même des propriétés des fluides.



La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction de HL et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue.

Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974).

#### **IV.6.1.3 Modèles généralisé:**

Sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de gisement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est considérée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase.

#### **III.6.2 Les principales corrélations.**

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations en trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique :

- Catégorie A: Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré.
- Catégorie B: L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré.
- Catégorie C: Le glissement et le régime d'écoulement considéré.

Le glissement est défini comme étant le mouvement de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide où les deux phases coulent indépendamment à différentes vitesses. Des régimes d'écoulement ont été suggérés pour décrire ces différents types des modèles d'écoulement qui peuvent exister dans l'écoulement multiphasique. Ceux-ci incluant l'écoulement à bulle, à lingot, de transition, et de brume.

Plusieurs corrélations d'écoulements multiphasiques sont développées jusqu'à présent.

Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience d'un secteur peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui adaptera mieux aux caractéristiques de chaque puits. Au lieu d'avoir des données pour valider un type particulier de corrélation, la corrélation de Hagedorn et Brune est suggérée comme la corrélation initiale à employer dans les puits d'huile en tant que la corrélation d'Orkiszewski pour des puits de gaz avec des GLR au-dessus de 50.000 scf/bbl.

Employer la corrélation de Gray pour les puits de gaz à condensât.

Les sections suivantes décrivent certaines corrélations plus prédominantes par le type de catégorie.

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 <sup>ere</sup>	<b><i>Poettmann et Carpenter</i></b> <b><i>Baxendell et Thomas</i></b> <b><i>Fancher et Brown</i></b>	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 <sup>eme</sup>	<b><i>Hagedorn et Brown</i></b> <b><i>Gray</i></b>	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 <sup>eme</sup>	<b>DUNS/ROS</b> <b>BEGGS/BRILL</b> <b>ORKISZEWSKI</b>	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

**Tableau. IV.1** : les différentes corrélations par le type de catégorie

# CONCLUSION :

Pour une meilleure compréhension de système de production, afin de répondre mieux aux contraintes imposée par la production et ce dans des conditions optimales, on fait une étude supplémentaire et en général on voudra maximiser le débit de production et de minimiser les couts

L'objectif de l'optimisation de la production est de trouver les meilleurs réglages opérationnels à un moment donné, sous réserve de toutes les contraintes, pour atteindre certains objectifs opérationnels. Ces objectifs peuvent varier dans un champ à un autre avec le temps.

En général, on voudra maximiser le débit de production ou de minimiser les couts.

Suite à l'étude d'optimisation faite sur le champ, on conclut que :

- Le fluide suit un seul type d'écoulement du réservoir vers le fond, c'est l'écoulement monophasique suivant la méthode de l'indice de productivité.
- La corrélation petroleum donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing.

## **Résumé:**

La demande sur le pétrole et le gaz n'a pas cessé de croître, de ce fait, les pays producteurs sont toujours dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande, cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts. Pour objet la modélisation de la production pétrolière dans un bassin d'hydrocarbures de champ Benkahla Nous proposons un modèle complet de la production qui s'appuie sur une description probabiliste des réserves, sur l'exploration des hydrocarbures et sur la mise en production des gisements découverts. Pour chacun de ces éléments, une modélisation à partir d'une approche connue sur l'industrie pétrolière sous le nom « d'analyse nodale ».

## **Mots clé :**

- Modélisation.
- Benkahla.
- Production.
- Optimisation.

## **Abstract:**

The demand for oil and gas has not stopped growing, therefore producing countries are still obliged to increase their production in order to meet this demand, this requires either the discovery of new deposits or well the optimization of the production of fields already discovered.

For the purpose of modeling oil production in a hydrocarbon basin in the Benkahla field we propose a complete production model which is based on a probabilistic description of reserves, on hydrocarbon exploration and on the production of deposits discovered. For each of these elements, modeling from an approach known in the petroleum industry as “nodal analysis”.

## **Keywords:**

- Modeling.
- Benkahla.
- Production.
- Optimisation

## ملخص:

الطلب على النفط والغاز لم يتوقف عن النمو، لذلك انزال الدول المنتجة ملزمة بزيادة إنتاجها من أجل تلبية هذا الطلب، وهذا يتطلب إما اكتشاف رواسب جديدة أو تحسين إنتاج الحقول المكثفة بالنقل. لغرض نمذجة إنتاج النفط في حوض الهيدروكربون في حقل بن كحاة ، نؤرخ نموذج إنتاج كامل يعتمد على الوصف الاحتمالي للاحتمالات ، وعلى التنبؤ عن الهيدروكربون وعلى إنتاج الرواسب المكثفة. لكل من هذه العناصر ، نمذجة من نهج معروف في صناعة البترول باسم "النحل العودي".

## الكلمات المفتاحية:

- نصميم.
- بن كحاة.
- إنتاج.

# **BIBLIOGRAPHIE**

[1]: **Document de géologie de champ Berkaoui.**

[2]: satouh adel ,bensacia houdaifa , aimene chaouki, << **CONTRIBUTION A L'ETUDE CARACTERISTIQUES GEOLOGIQUES ET PETROLIERES RESERVOIR TAGI DE LA REGION DE HAOUD BERKAOUI** >>

MEMOIRE FIN D'ETUDE université : kasdi merbah ouargla 26/12/ 2016.

[3]: Amir Djouambi, Moustapha Bourouila Randa Mallem , << **MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DU CHAMPS RAMA-RAA** >>

MEMOIRE FIN D'ETUDE, université : kasdi merbah ouargla , 05/06/2017.

[4]: **Analyse Nodale (cours Atlili).**

[5]: MESSAOUDI Mohammed Tahar **MEMOIRE FIN D'ETUDE** << MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DU CHAMPS BENKAHLA >>

OUARGLA 2016. Université kasdi merbah ouargla 08/06/2018

[6] Bertrand Bacaud **totale équipements (le puits )** 9/16