

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Kasdi Merbah
Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables
et science de la terre et l'univers
département de production



MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

BELMEHBOUL Aissa - BOUZEMRA Oussama - KAABOUCHE Zakaria

THEME

Allocation par zones pour éviter les percées
Du gaz

Soutenu publiquement le : 29/05/2017

Président	Mr	DADENA Abdeghafoure	Université Ouargla
Examineur	Mr	BOUCHIREBE	Université Ouargla
Rapporteur	Mr	REMITA Abd raouf	Université Ouargla

Année universitaire :2016/2017



REMERCIEMENT

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous remercions chaleureusement notre encadreur Mr. RMITA Raouf pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux Durant toute la période du projet.

Nous adressons également un grand merci à: Mr. DIB Hassan, qui nous a beaucoup aidé à réaliser ce travail dans de bonnes conditions.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de kasdi merbah qui ont contribué à notre formation.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur

Dédicace

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec
les gens qu' on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce
Modest travail*

A ma chère mère

à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour

moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher

père, pour tous les conseils qu'il m'a donné, le soutien qu'il m'a

montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.

A mes chères sœurs .

A mes chers frères.

A toute ma grande famille.

A tous ceux que

j'aime et qui m'aiment.

A tous mes amis

BELMEHBOUL Aissa

Dédicace

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec
les gens qu' on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce
Modest travail*

A ma chère mère

à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour

moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher

père, pour tous les conseils qu'il m'a donné, le soutien qu'il m'a

montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.

A mes chers frères.

A toute ma grande famille.

A tous ceux que

j'aime et qui m'aiment.

A tous mes amis

BOUZEMRAOussama

Dédicace

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec
les gens qu' on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce
Modest travail*

A ma chère mère

à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour

moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher

père, pour tous les conseils qu'il m'a donné, le soutien qu'il m'a

montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.

A mes chers frères.

A toute ma grande famille.

A tous ceux que

j'aime et qui m'aiment.

A tous mes amis

ΚΑΑΒΟΥΧΗ Zaki

Sommaire :

Remerciement

Dédicaces

Sommaire

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Résumé

Introduction générale.....01

Chapitre I : Présentation de la zone d'étude (bassin de Berkin)

I-1 Introduction.....02

I-2présentation de Groupement Berkine.....02

I-3Bassin de Berkine.....04

I.3.1 Aperçu géologique de bassin d'ElMerk.....04

I.3.1 stratigraphique.....05

I-4 la géologie d'ELMerk.....06

I-5Le reservoir d'ELMerk.....07

I-5-1 Aperçugéophysique.....07

I-5-1-1 La base de données.....07

I-5-1-2 L'interprétation sismique.....08

I-5-1-3 méthode de conversion de profondeur- TAGI.....09

I-5-2 Résumé pétrophysiques10

I-5-3La cartographie de TAGI.....11

I-5-4 La simulation de réservoir d'El Merk.....11

I-5-4-1 Les modèles indépendants de champs complets (full field)11

Chapitre II : Les caractéristiques duréservoir d'Algérie

II -1 Les type des réservoirs.....14

II -1-1Type des réservoirs dans l'Algérie.....14

III -1-1-1 Les réservoirs paléozoïques.....14

III -1-1-2 Les Réservoirs Mésozoïques.....18

II -2 Analyse PVT.....21

II.2.1 Comportement des fluides entre le gisement et la surface.....	22
II.2.2 l'écoulement du condensat.....	23
III.2.2.1 Les trois régions d'écoulement.....	23
III.2.2.2 La coexistence des trois régions d'écoulement	25
II.2.3 Analyse et performance d'un mètre cube de gaz	26
II.2.4 Echantillonnage.....	27
II.2.5 Calcul flash.....	28
II.2.5.1 Procédure de calculus.....	28
II -3 Les paramètres de réservoir.....	31
II -3-1 Classification du fluide de réservoir.....	31
II -3-1-1 A partir des données de production.....	31
II -3-1-2 A partir de la composition de l'effluent.....	31
II -3-1-3 A partir de diagramme de pression-température d'un mélange.....	32
II -3-2 Généralité sur les gisements de gaz.....	33
II -3-2-1 Gisement de gaz humide.....	33
II -3-2-2 Gisement de gaz sec.....	34
II -3-2-3 Gisement de gaz à condensat.....	34
II -3-3 Propriétés du gaz naturel.....	35
II -3-3-1 La masse moléculaire.....	35
II -3-3-2 La densité.....	35
II -3-3-3 La composition chimique.....	36
II -3-3-4 Le facteur de compressibilité (Z).....	36
II -3-3-5 La masse volumique (ρ_g).....	36
II -3-3-6 La viscosité.....	37
II -3-3-7 Le facteur de volume d'un gaz (B_g).....	37
II -3-3-8 La compressibilité de gaz (C_g).....	38

Chapitre III : La surveillance de production

III -1 Les essais des puits (Well Test).....	39
III -1-1 description des essais de puits	39
III -1-2 Informations obtenues par les essais de puits	40
III -1-3 Données nécessaires pour l'analyse des essais	41

III -1-3-1 Données de l'essai	41
III -1-3-2 Données de puits	41
III -1-3-3 Caractéristiques de réservoir et fluides	41
III -1-4 Les équations de bases et leur solution analytique	41
III -1-4-1 Loi de Darcy	41
III -1-4-2 La compressibilité	42
III -1-4-3 L'équation de diffusivité	42
III -1-5 Les différents types d'essais	44
III -1-5-1 Essais en débit (Draw Down)	44
III -1-5-2 Essai en fermeture (Build Up)	44
III -1-5-3 Essai d'injection ou de pulse	45
III -1-5-4 Essai d'interférence	45
III -1-5-5 Essai des puits à gaz	45
III -1-5-6 Essai de production	45
III -1-5-7 Drill Stem Test (DST)	45
III -2 PLT (Production Logging Tool)	45
III -2-1 les diagraphies de	45
III -2-1-1 Les sondes de productions	46
III -2-2 Définition de PLT	46
III -2-3 les outils constituant la sonde PLT	48
III -2-3-1 Le débitmètre contenu (spinner)	48
III -2-3-2 Le manomètre	48
III -2-3-3 Le thermomètre	48
III -2-3-4 Le densimètre	49
III -2-3-5 Le gamma ray	49
III -2-4 Le déroulement de l'opération PLT	49
III -2-5 Principe de mesure du débitmètre contenu (spinner)	49
Chapitre VI : Cas d'étude	
VI-1 Les étapes de l'étude	51
VI-1-1 La description du champ	51
VI-1-2 La surveillance	53

<i>VI-1-2-1 La surveillance des puits</i>	53
<i>VI-1-2-2 La surveillance des zones</i>	57
<i>VI-1-3 l'émergence de problème</i>	60
<i>VI-1-4 Résolution</i>	70
VI-2 Recommandation	72
VI-3 Conclusion	72
Conclusion générale	73
Bibliographie	

Nomenclature

Nomenclature

		-
ϕ	Porosité du reservoir	md
K	Perméabilité du milieu poreux	m
H	hauteur	Kg/m ³
d	densité	-
Mg	La masse moléculaire	C
T	Temperature	-
Z	Le facteur de compressibilité	kg / m ³
ρ_g	La masse volumique du gaz	(kg/cm ²) ⁻¹
C _O	Compressibilité de l'huile	(kg/cm ²) ⁻¹
C _g	Compressibilité du gaz	(kg/cm ²) ⁻¹
C _w	Compressibilité de l'eau	(kg/cm ²) ⁻¹
C _T	Compressibilité totale	(kg/cm ²) ⁻¹
Q	débit	m ³ /h

Liste des figures

Chapitre I

FIGURE I.1: la disposition de bassin Berkin dans l'algerie.....	4
FIGURE I.2: la géologie de la section modélisée.....	5
FIGURE I.3: stratigraphie et lithologie de la zone d'étude.....	5
FIGURE I.4: Réglage géologique montrant le RKF et le sous-traitance Strunian sous la déconserte Hercynienne à l'ouest.....	6
FIGURE I.5: Schéma de l'enquête 3D du bloc 208/405.....	8
FIGURE I.6: horizons de marqueurs régionaux interprétés.....	9
FIGURE I.7: plan de structure de la profondeur des tags.....	10

Chapitre II

FIGURE II.1: Carte géologique représente les grés du Cambrien dans le Sahara d'Algérie.....	15
FIGURE II.2: Carte géologique représente les grés du Dévonien superieur "F6".....	17
FIGURE II.3: Carte géologique représente Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI).....	19
FIGURE II.4: Carte géologique représente les grés du Trias Carbonaté.....	20
FIGURE II.5: Courbe de pression vapeur de C ₂ H ₆	21
FIGURE II.6: Courbe de pression de vapeur de plusieurs alcanes normaux.....	22
FIGURE II.7: Comportement des gaz entre le gisement et la surface.....	23
FIGURE II.8: Schéma représentatif de l'écoulement d'un gaz a condensat.....	24
FIGURE II.9: Perméabilité relative Gaz-Huile en presence d'eau.....	25
FIGURE II.10: Diagramme pression-température d'un mélange.....	32
FIGURE II.11: Diagramme pression-température du gaz humide.....	34
FIGURE II.12: Diagramme pression-température du gaz sec.....	34
FIGURE II.13: Diagramme pression-température du gaz à condensât.....	35

Chapitre III

FIGURE III.1: Schémas représentatif des applications de PLT.....	47
FIGURE III.2: Combinaison de la sonde PLT	48
FIGURE III.3: Le débitmètre continu.....	49

Chapitre VI

FIGURE VI.1: Les altitudes des puits de champ EL MERK.....	52
FIGURE VI.2: La section vertical des puits de champ EL MERK (Crosse section).....	52
FIGURE VI.3: schéma représente le manifold FGS.....	53
FIGURE VI.4: Model de production de P 1.....	54
FIGURE VI.5: Model de production de P 2.....	54
FIGURE VI.6: Model de production de P 3.....	55
FIGURE VI.7: Model de production de P 4.....	55
FIGURE VI.8: L'augmentation de GOR de P 1 à partir de Mai 2015.....	61
FIGURE VI.9: L'augmentation de GOR de P 2 à partir de Mai 2015.....	62
FIGURE VI.10: L'état de GOR de P 3 à partir de novembre 2016.....	62
FIGURE VI.11: L'augmentation de GOR de P 4 à partir de Mai 2015.....	63
FIGURE VI.12: schéma représente le phénomène de percée de gaz.....	63
FIGURE VI.13: Courbe de production de gaz a condensat jusqu'à 2048.....	64
FIGURE VI.14: La comparaison entre le PLT de J 1 et le PLT de P 1 d'une seule fois.....	65
FIGURE VI.15: La comparaison entre le PLT de J 1 et le PLT de P 1 dans trois mois.....	65
FIGURE VI.16: La comparaison entre le PLT de J 2 et le PLT de P 2 d'une seule fois.....	66
FIGURE VI.17: La comparaison entre le PLT de J 2 et le PLT de P 2 dans trois mois.....	67
FIGURE VI.18: La comparaison entre le PLT de J 3 et le PLT de P 4 d'une seule fois.....	68
FIGURE VI.19: La comparaison entre le PLT de J 3 et le PLT de P 4 dans trois mois.....	69
FIGURE VI.20: diminution de GOR de P 1 après la déposition de bochette.....	70
FIGURE VI.21: diminution de GOR de P 2 après la déposition de bochette.....	71
FIGURE VI.22: diminution de GOR de P 4 après la déposition de bochette.....	71

Liste des tableaux

TABLEAU II.1 Tableau représente les équations d'état(EOS).....28

Chapitre VI

TABLEAU VI.1 : représente les puits d'étude dans le champ EL MERK.....51

TABLEAU VI.2 : les paramètres de production théorique d'une journée (d'après le programme PROSPER)56

TABLEAU VI.3 : les paramètres de production réel d'une journée (paramètre allouer)56

TABLEAU VI.4 : le volume de gaz injecter une journée dans les trois puits.....57

TABLEAU VI.5 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 1).....58

TABLEAU VI.6 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 2).....58

TABLEAU VI.7 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 3).....58

TABLEAU VI.8 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 4).....59

TABLEAU VI.9 : la quantité de gaz injecté dans les trois (J 1).....59

TABLEAU VI.10 : la quantité de gaz injecté dans les trois (J 2).....59

TABLEAU VI.11 : la quantité de gaz injecté dans les trois (J 3).....60

TABLEAU VI.12 : les paramètres de production avant l'émergence de problème...60

TABLEAU VI.13 : les paramètres de production après l'émergence de problème.....61

TABLEAU VI.14 : le pourcentage de production et d'injection de chaque zone a partir de puits J 1 et P1 66

TABLEAU VI.15 : le pourcentage de production et d'injection de chaque zone a partir de puits J 2 et P268

TABLEAU VI.16 : le pourcentage de production et d'injection de chaque zone a partir de puits J 3 et P 4..... 69

TABLEAU VI.17 : La comparaison entre le GOR de P 1, P 2 et P 4 avant et après l'application de la méthode d'allocation.....72

Résumé

Dans le domaine de production des hydrocarbures la récupération maximum des réserves on place par la diminution de GOR , la prolongation de la durée de vie des puits producteurs et l'augmentation de bénéfice sont les buts principaux des ingénieurs de pétrole dans le monde, dans notre mémoire le but est l'isolation d'une zone d'injection qui causé le phénomène de percé de gaz(gas breakthrough) dans les puits producteur , ce travail est réalisé a partir de la surveillance périodique des puits producteurs et injecteurs, la base de cette surveillance est l'analyse de résultat de PLT et les essais des puits périodique.

Mots clés : allocation de production, PLT, GOR, percé de gaz, logiciel PROSPER

Summary

In the field of hydrocarbons production the maximum recovery of reserves by the decrease in GOR, the extension of the life span of the wells producing and the increase in profit are the main buts of the oil engineers in the world, in our memory the goal is the isolation of an injection zone that caused the phenomenon of gas breakthrough in the wells producing , this work is carried out from the periodic monitoring of the producing and injecting wells, the basis of this monitoring is the analysis of the PLT result and the periodic tests of the wells.

Introduction générale:

La mesure précise du gaz est extrêmement importante pour optimiser la récupération des réservoirs et la gestion des puits, mais historiquement, l'objectif principal est de mesurer exactement l'huile, surtout que GOR augmentent. Une attention particulière est maintenant accordée à GOR puisque la production est contrainte par la capacité totale de manutention de gaz, il est important de savoir GOR sur un puits afin de maximiser la production quotidienne.

Quand El MERK vient en ligne, l'objectif est d'avoir une mesure précise et l'allocation de tous les systèmes de fluide, y compris l'allocation de composition, si ce n'est au niveau du puits, au moins dans l'installation de traitement.

Il existe essentiellement deux groupes qui produisent le rapport allocation chaque jour, Exploitation et Production Technique. Ces groupes s'appuient sur les informations fournies par d'autres groupes (Production, réservoir, opérations, La PVT), mais ces groupes d'approuvent et de créent les rapports quotidiens et enregistrement l'attribués des puits et exporter des volumes qui sont distribués au Groupement Berkine, Sonatrach et partenaires.

Le présent rapport expose le travail que j'ai effectué durant le stage en cumulant les connaissances théoriques et les apports pratiques.

Le présent travail comporte quatre chapitres :

- ✚ Le premier consiste en la présentation de la région d'étude.
- ✚ Le deuxième chapitre décrit les caractéristiques de réservoir d'Algérie.
- ✚ Le troisième chapitre, La surveillance de production.
- ✚ Quatrième chapitre, étude d'un cas.

Enfin nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I:
Présentation de la
zone d'étude (bassin
de Berkin)

I.1 Introduction:

Le pétrole et le gaz sont les matières premières d'une grande importance dans le domaine de l'industrie, car elles sont considérées comme les principales sources d'énergie.

Donc pour le développement de son économie, l'Algérie a donné la priorité au secteur énergétique et en particulier le secteur des hydrocarbures.

L'objectif des pays producteurs de pétrole et de gaz est de récupérer la quantité maximale d'hydrocarbures afin d'assurer de façon continue et rentable le niveau de production nécessaire aux besoins locaux ainsi que pour les exportations qui constituent la principale source de revenus.

Ainsi, pour le développement de son économie, l'Algérie a accordé la priorité au secteur de l'énergie et en particulier au secteur des hydrocarbures.

L'objectif des pays producteurs de pétrole et de gaz est de recouvrer la quantité maximale d'hydrocarbures afin d'assurer de façon continue et rentable le niveau de production nécessaire aux besoins locaux ainsi que pour les exportations qui constituent la principale source de revenus.

Le plus grand défi dans le domaine pétrolier est, pour minimiser les coûts de production pour maximiser les revenus puisque les prix du pétrole sont hors de notre contrôle.

I.2 Présentation de Groupement Berkine:

Sonatrach est une importante compagnie pétrolière en Algérie et en Afrique. La société nationale pétrolière et gazière Sonatrach a été fondée en 1963. Il participe à l'exploration, la production, le transport de pipelines, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures et leurs dérivés.

Sonatrach est une importante compagnie pétrolière en Algérie et en Afrique. La société nationale pétrolière et gazière Sonatrach a été fondée en 1963. Il participe à l'exploration, la production, le transport de pipelines, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures et leurs dérivés.

Sonatrach est classé 1ère Compagnie en Afrique et 12e entreprise dans le monde. Il est également le 4ème exportateur de GNL (gaz naturel liquide), le troisième exportateur mondial de GPL (gaz de pétrole liquéfié), est en mesure de jouer un rôle important dans le

développement de l'économie nationale, lui permettant d'occuper la 11^e plus grande entreprise pétrolière dans le monde Sonatrach contient plusieurs activités parmi ces activités : l'activité en amont, qui couvre l'exploration, exploration, développement et production d'hydrocarbures. Celles-ci sont fournies par Sonatrach seules ou en association avec d'autres compagnies pétrolières, et parmi ces compagnies pétrolières le groupement Berkine.

Le groupement Berkine a été créé en 1992. En 1998, le GB a commencé la production, en tant qu'agence d'opérations conjointe entre Sonatrach, la société nationale de gaz et de pétrole, et Anadarko, l'une des premières sociétés indépendantes d'exploration et production de pétrole et de gaz dans le monde. Le groupement Berkine est chargé de gérer toutes les activités de l'Association Sonatrach/Anadarko sur les blocs 404 et 208 dans le bassin Berkine. En mars 2012, le groupe Berkine a produit un total de 847 millions de barils de pétrole au nom de l'Association (Sonatrach/Anadarko).

Le champ de HassiBerkine est situé dans le sud-est de l'Algérie dans les territoires de la wilaya d'Ouargla, à environ 380 km de la capitale de la wilaya, à 115 km de la frontière tunisienne et à 160 km de la frontière libyenne, le champ s'étend sur une superficie de 80 m² (20 km de longueur par 4 km de large).

Le premier complexe de Hassiberkine a été construit à la suite de l'accord de partenariat entre la compagnie algérienne Sonatrach et la société américaine Anadarko en vertu de la loi n° 87.159 sur la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides. La première construction a été réalisée au cours de la période de 1996 à 1998 et puis une autre extension a eu lieu entre 1999 et 2002. Le complexe produit actuellement 140 000 barils / jour.

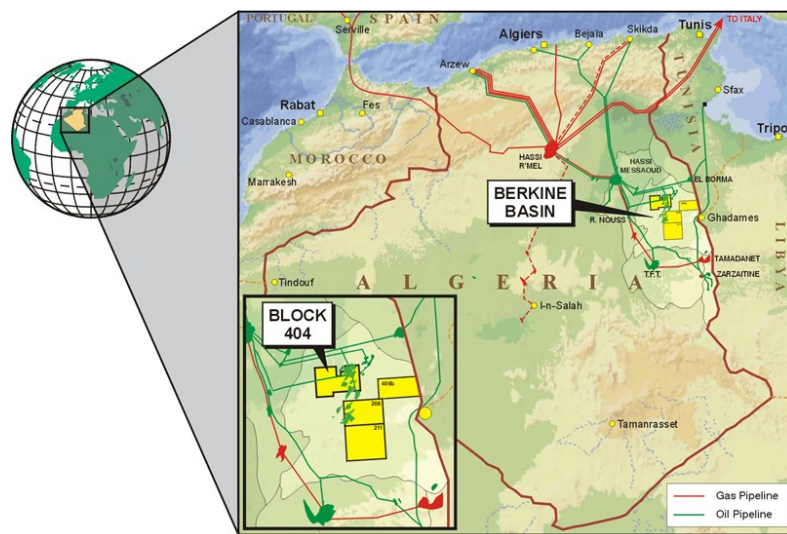
Le groupement Berkine contient une «installation centrale de production» CPF-les installations centrales de production-pour le traitement des effluents des puits, un bloc administratif et une base de vie.

Le groupement de Berkine opère dans le bassin de Berkine HBN, HBNS, HBNSE, RBK, QB, BKNE, BKNE-B, SFSW, BKE, HBNE dépôts du bloc 404 et EKT, EME, REM, MLSE du bloc 208. Notez que le domaine le plus important en termes de taille et de capacité est HBNS, puis HBN, puis les Satellites qui sont seulement le reste des autres champs.

I.3 Bassin de Berkine:

Le bassin Berkine (Ghadames) est considéré comme une pièce importante d'hydrocarbures dans l'est de l'Algérie, Les réserves de pétrole récupérable estimé du bassin Berkine sont plus de 3 milliards.

Deux styles structuraux principaux caractérisent le bassin Berkine. Un style est dominé par des structures défectueuses et caractérise le bord ouest du bassin (par exemple,) (la structure des épouses) et la crête d'El Biod-Hassi-Messaoud (par exemple, gassi El adem, Nezla, Gassi Touil, Hassi chergui et autres) (figure 1.1). Cette forme des pièges a été formée par des mouvements de compression liés à l'autrichien et alpine (Pyrénées). La dépression centrale à l'est est dominée par des blocs défectueux lancés au cours des mouvements de distension du Trias – Lias. La formation du bassin a été fortement affectée par les mouvements tectoniques durant le Cambrien – Ordovicien, le Carbonifère – le début de Permian, le Trias – Jurassique et le Crétacé inférieur, et dans une moindre mesure, le tertiaire.



(FIGURE I.1) la disposition de bassin Berkin dans l'algerie

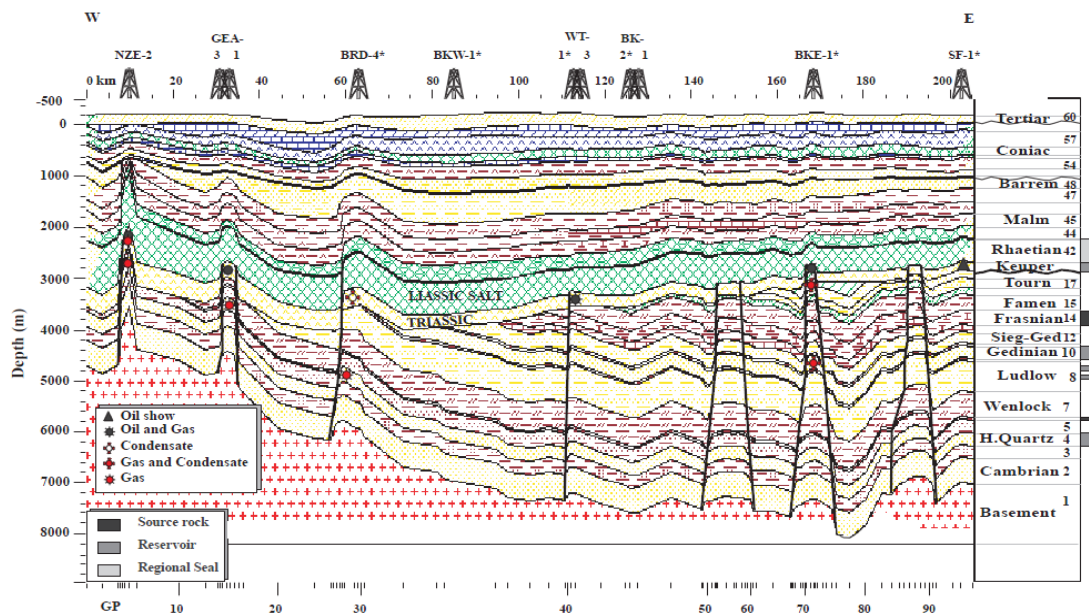
I.3.1 Aperçu géologique de bassin d'El Mark

Les hydrocarbures dans la zone d'El Mark ont été trouvés dans les intervalles Tags, les étiquettes, les RKF, les Strunian et les Givétien. Parmi celles-ci, la plupart des volumes de pétrole et de gaz sont contenus dans les RKF et Strunian. La mise à jour géologique s'est donc concentrée sur le développement d'un ensemble révisé de cartes moyennes déterministes pour ces trois intervalles.

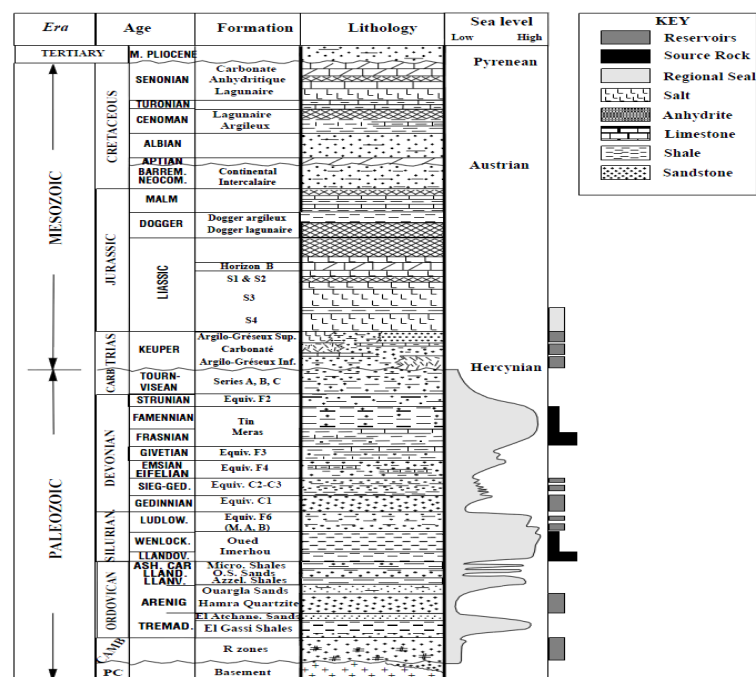
I.3.2 stratigraphique:

Le bassin Berkine contient une épaisse section de sédiments Paléozoïque et Cénozoïque (figures I.2, I.3). Les roches sédimentaires du Paléozoïque se cultivent dans le sud du pays, au nord du bouclier précambrien Hoggar.

Le Cambrien – Ordovicien se compose de roches siliciclastiques grossier à la base recouverte par des grès et des argiles subordonnés.



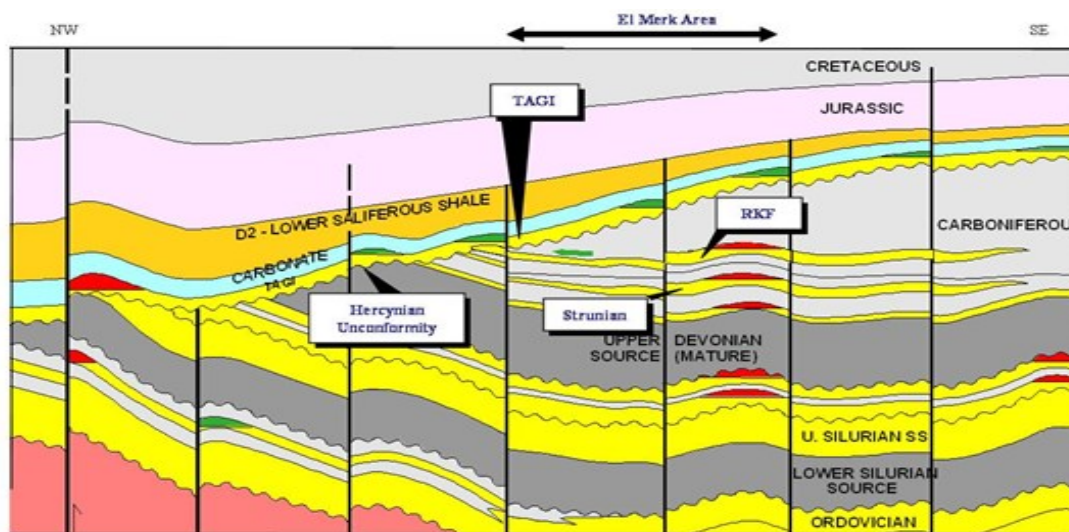
(FIGURE I.2) la géologie de la section modélisée de bassin Berkine



(FIGURE I.3)stratigraphie et lithologie de la zone d'étude El Mark

I.4 la géologie d'EL Merk

Les champs El Merk se trouvent dans le bassin de distension Berkin dans l'Ouest bloc 208 (Fig.1.3), qui est rempli de sédiments clastiques terrestres, originaires du Sud-Ouest et l'Ouest. Les champs El Merk ont été découverts en 1992, suivie d'un programme de 14 puits d'exploration. Un programme de tracé de 18 puits a été réalisé après acquisition sismique 3D en 2002-2003. La deuxième délimitation de programme de forage commencé en 2005 et continue jusqu'à ce jour.



(FIGURE I.4) Réglage géologique montrant le RKF et le sous-traitance Strunian sous la déconcrète Hercynienne à l'ouest.

Il y a cinq champs d'El Merk désignés comme El-Kheit ET Tessekha (EKT), El-Merk Nord (REM), El-Merk East (EME) et Menzel Ledjmet South East (MLSE).

Les champs sont fortement compartimentés par des failles, avec une distribution stratigraphique complexe de sables de réservoirs sur trois formations principales Trias Argileux-Gresseux Inferieur (TAGI), RKF et Strunian (Fig.I.3 et Fig.I.4).

La formation des tags est l'objet de la modélisation des réservoirs 3D en cours, de géostatistiques, des efforts visant à améliorer la certitude dans la caractérisation des réservoirs, la distribution spatiale et les estimations des volumes d'hydrocarbures en place et récupérables ainsi que l'optimisation du développement.

I.5 Le réservoir d'EL Merk

L'Ouest bloc 208 El Kheitet Tessekha (EKT), El Merk Nord (REM), El Merk East (EME) et le champ de Merk(EMK), et son extension en bloc 405 a. Ces quatre champs contiennent des hydrocarbures dans le Trias TAGI et TAGS, RKF du Carbonifère et Strunian du Dévonien et sables Givetien.

Divers systèmes d'hydrocarbures ont été rencontrés, y compris le pétrole, l'huile volatile, le condensat de gaz riche, le condensat de gaz maigre et le gaz sec. Chaque zone de champ fait partie d'une zone d'application de licence d'exploitation (ELA), dont les quatre ont été approuvées en 2003. Étant donné que les documents ELA ont été préparés à l'origine en 1998 et 1999, une grande quantité de nouvelles informations concernant ces domaines a été recueillie, dont la plus importante comprend les éléments suivants:

- **La sismique 3D** au cours de la période de 1998 à 2001, deux campagnes sismiques 3D ont été menées. Le DataSet final traité et fusionné crée en octobre 2002.
- **Forage** un total de 18 nouveaux puits ont été forés à 2002-2003 dans le bloc 208.
- **Échantillons de fluides** une grande quantité de données Pvt supplémentaires a été recueillie sur des échantillons de fluides des puits plus âgés dans le bloc 208 au cours de 2000-2001, allant de compositions fluides à des études Pvt complètes à des études miscibilité complexes. Toutes ces informations ont été utilisées pour mettre à jour les modèles de fluides de l'équation d'État (EOS) utilisés dans cette réévaluation. Quelques informations supplémentaires Pvt recueillies dans les nouveaux puits a également été utilisé pour influencer les modèles de réservoirs.

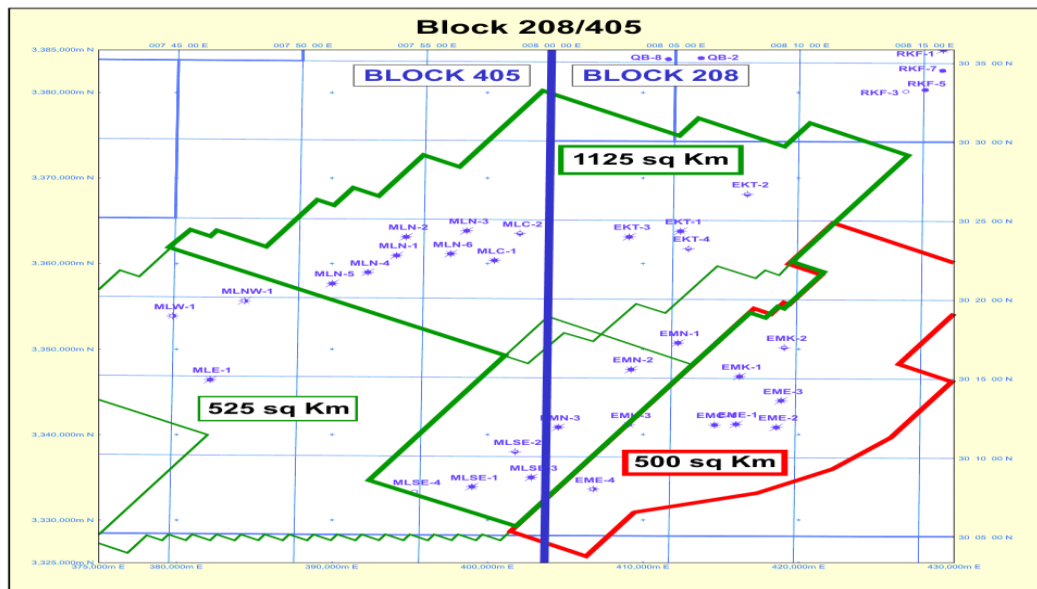
1.5.1 Aperçu géophysique :

1.5.1.1 La base de données

La base de données sismique disponible pour l'interprétation structurale du projet El Merk se compose d'environ 2100 km carrés de données sismiques 3D (Figure.1.9). Les données 3D se composent d'un :

Pas de table des matières entrées trouvées. fusion de deux enquêtes. La première enquête a été acquise et traitée entre 1998 et 2000 en utilisant Vibroseis comme source, donnant une couverture sismique de 90 fois. Cette étude en 3D couvrait les zones de EKT, REM, MLSE et la moitié nord-ouest de EMK. La deuxième enquête a été acquise entre octobre 2000 et avril 2001 en utilisant de la dynamite comme source pour donner une couverture sismique de 40 fois. Cette enquête couvrait la moitié sud-est de EMK et

l'ensemble de la région du GEM. Le traitement sismique a été effectué entre octobre 2000 et octobre 2002 et a été fusionné avec la première enquête, qui a subi un retraitement sismique pendant la même période.



(FIGURE I.5) Schéma de l'enquête 3D du bloc 208/405

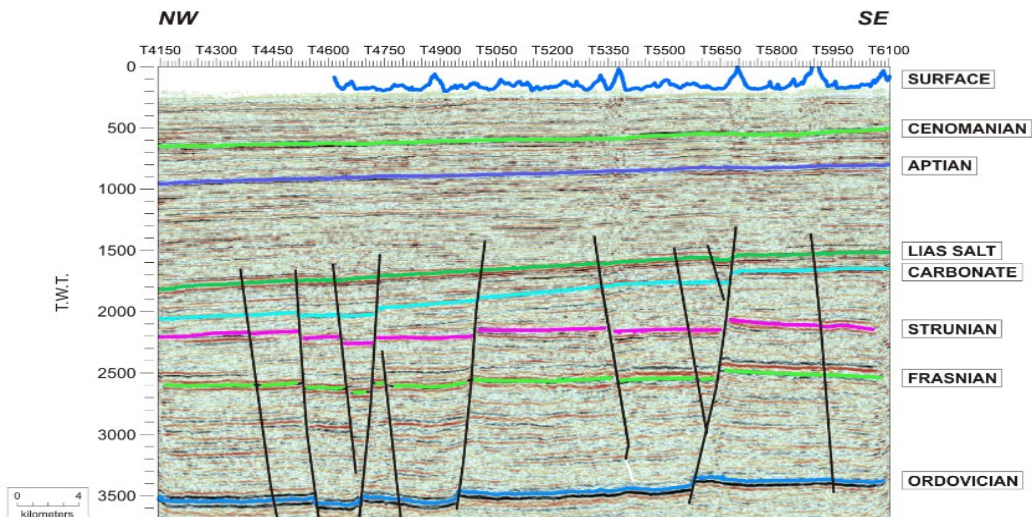
1.5.1.2 L'interprétation sismique

Les données sismiques transformées en phase zéro sont caractérisées en tant que segment «polarité normale», où une cuvette sur les données sismiques représente une augmentation de l'impédance acoustique.

Le groupe des données sismique 3D au-dessus de la zone d'El Merk a été interprété à sept horizons marqueur régional. L'Ordovicien, le Frasnien, Strunian, Carbonaté, sel de Lias, Aptien et Cénomaniens pics apparaissent dans Figure.1.10.

L'Ordovicien est un bon marqueur régional, il est prélevé sur le sismique comme une cuvette de basse fréquence cohérente. Le Frasnien est également un pic sismique très fiable et montre plus de défauts que l'Ordovicien. Cet événement est pris comme un pic sur la sismique. La partie supérieure du réservoir Strunian est prélevée directement, apparaît comme un pic sur la sismique, est conforme à la Frasnien, et également significativement déficiente en raison de mauvais contrastes d'impédance acoustique, le réservoir de Tags n'a pas été choisi directement. Le carbonaté était l'horizon choisi le plus près du réservoir, il a été choisi comme un pic, mais en général la qualité du médiateur n'est pas aussi cohérente que les horizons du Paléozoïque.

Dans la région de EME la Carbonaté se trouve environ 10 mètres au dessus du TAGI, mais dans la région EKT c'est environ 120 mètres plus haut. Le choix de sel Lias était un pic très cohérent sur la sismique, qui est très facile à suivre. L'Aptien a été repérée sur la sismique comme un creux raisonnablement fort. Cet horizon a permis d'identifier plus tard des failles au sein de l'espace 3D.

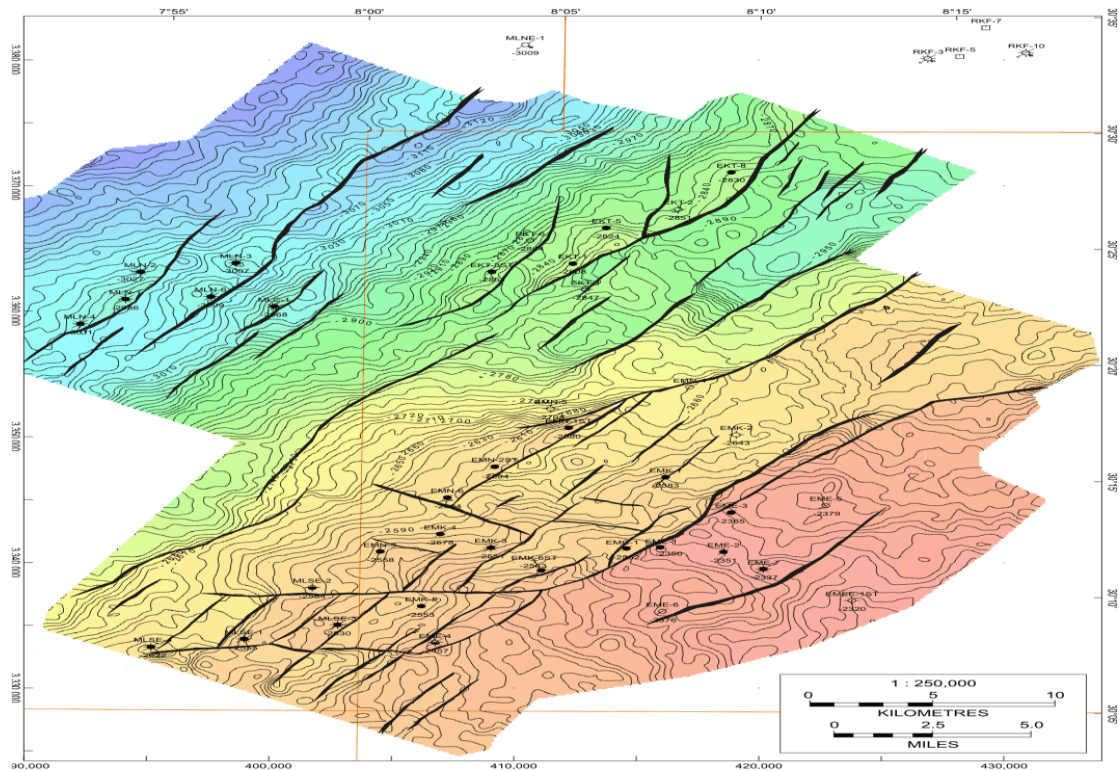


(FIGURE I.6) horizons de marqueurs régionaux interprétés

1.5.1.3 méthode de conversion de profondeur- TAGI

La Production de la structure de profondeur TAGI consistait en deux phases. La première a été la construction de la carte de profondeur Carbonaté, et le deuxième a été l'ajout d'une Carbonaté à TAGI isopaques pour produire le plan de structure de profondeur TAGI. Les profondeurs des puits que les pics du Carbonaté ont complété contre le temps de déplacement bidirectionnel sismiques pour l'horizon, et une régression linéaire a été dessinée par les points. Une équation a été créée concernant que la sismique choisit temps-profondeur. Cette équation a été appliquée à la feuille de temps sismique voyage bidirectionnelle pour convertir en profondeur.

Les Corrections de profondeur résiduelle qui devaient relier la profondeur des puits ont été calculées et maillées, et cette grille a été ajoutée à la profondeur calculée pour produire une carte de profondeur qui liait les puits. Les isopaques est ensuite ajouté à cette grille pour produire le plan de structure profondeur finale pour le TAGI (Figure. 1.11). Cette méthode a été considérée comme étant robuste puisque les pronostics des nouveaux puits est tombé à la plus grande partie au sein de 10 mètre de la profondeur à percer.



(FIGURE I.7) plan de structure de la profondeur des tags

1.5.2 Résumé pétrophysiques

Sondages pétrophysique pour tous les puits ont été analysés aussi uniformément que possible pour assurer une comparaison directe entre les puits. En général, les techniques suivantes ont été employées.

Le volume d'argile a été déterminé à partir du minimum des rayons gamma et des techniques transversales de densité de neutrons. La porosité du log a été calculée à l'aide de la technique transversale à la densité des neutrons, sauf si des conditions de trous sont mauvaises. Dans de telles circonstances, la porosité du log sonique a été calculée. La porosité effective a été calculée en corrigeant la présence d'argile. La saturation de l'eau a été calculée à l'aide de l'équation indonésienne. Cette équation corrige le profil de saturation de l'eau pour la présence d'argile et est basée sur l'équation d'Archie classique. Une résistivité de l'eau de formation de l'ohm-m à 100 ° c, comme dérivée de plusieurs analyses d'échantillons d'eau, a été utilisée.

La perméabilité a été estimée à partir des grumes en appliquant une série des relations linéaires déterminées à partir des données de porosité et de perméabilité à l'air horizontales valides sur un terrain par champ et par zone géologique. Le sable net et les moyennes de

paye et les sommation ont été calculées pour chaque intervalle de réservoir à l'aide d'une coupure de volume d'argile de 0,40 v/v et d'une coupure de saturation de l'eau de 0,50 v/v. les seuils de porosité varient de 0,07 à 0,12 v/v dans les sous-unités du réservoir, ce qui correspond à une coupure de perméabilité de 2 MD. RKF et Strunian le sable net et les moyennes et les sommation ont été calculées pour chaque intervalle de réservoir à l'aide d'un volume d'argile coupé de 0,65 v/v, une coupure de saturation de l'eau de 0,65 v/v, et un seuil de porosité de 0,06 v/v.

1.5.3 La cartographie de Trias Argileux-GresseuxInferieur(TAGI):

L'intervalle cible principal dans la zone du projet El Merk est le grès TAGI. Le TAGI comprend des paquets de grès fluviaux à empilement vertical et latéralement avec des échelots intermédiaires. L'intervalle TAGI a été divisé en trois unités principales de réservoir supérieur TAGI (U), TAGI moyen (M) et TAGI inférieur (L). Ces unités ont été subdivisées pour donner au total dix sous-unités, dont huit ont été traitées comme actives pour la modélisation des réservoirs et dont deux sont des couches de schiste inactives. Les

1.5.4 La simulation de réservoir d'El Merk :

Deux types de modèles de simulation, des modèles de plein champ autonome (FFMs) et le modèle de plein champ régional El Merk (RFFM).

Les missions d'enquête autonome utilise pour effectuer des études paramétriques pour chaque réservoir, qui étudie les choix de développement pour chaque champ sans tenir compte d'autres champs de la zone. Le RFFM El-MERK, qui est construit comme une collection de la missions enquête autonome, utilise pour enquêter sur les options de développement intégrées pour l'ensemble de la zone, sous réserve des contraintes globales, qui étaient impossible à modéliser avec standalone les missions d'enquête.

1.5.4.1 Les modèles indépendants de champs complets (full field):

Les modèles indépendants de champ complet utilisent pour évaluer différents scénarios de développement pour chaque intervalle de réservoir dans chaque domaine sur une base autonome. Les grilles de simulation des réservoirs et les données du réservoir statique (net à grossier, porosité, perméabilité et saturation irréductible de l'eau) extraient directement des modèles géocellulaires de pétrel qui englobent l'ensemble de la zone du projet El Merk. Les portions des grilles principales de Pétrel représentant chaque intervalle

de champ exportent individuellement au format de simulation de réservoir (VIP). Les informations de grille de base se combinent avec des données d'ingénierie supplémentaires pour décrire complètement les modèles de simulation. Ces données comprenaient les éléments suivants:

- **La relation entre le couple roche-fluide :**

La perméabilité relative normalise en fonction de la saturation d'eau irréductible pour application sur une base de grille-bloc par grille-bloc dans le modèle de simulation. Les pressions capillaires normaliser en utilisant une fonction de J.

- **Caractérisations fluides EOS:**

Les propriétés des fluides hydrocarbonés sont représentées par les modèles d'équation d'état (EOS) à trois paramètres de Peng-Robinson. Chaque modèle se compose de 18 composants, dont les 15 premiers sont des composants de bibliothèque standard avec des paramètres fixes. Les 3 derniers composants de chaque modèle EOS sont des pseudo-composants lourds avec des paramètres accordés pour correspondre à la fraction lourde à partir des données PVT de laboratoire disponibles. Chaque compartiment réservoir est initialisé avec des compositions fluides initiales spécifiques à la zone, en fonction des données PVT disponibles.

- **Contactdes fluides**

Les contacts gaz-huile, huile-eau et gaz-eau ont été dérivés des diverses sources, y compris les gradients de MDT, les logs de puits et les tests de débit. Chaque compartiment du réservoir assigne des contacts basés sur les informations disponibles au moment où les modèles ont été créés.

- **Les tables de débit**

Aussi appelées les courbes de levage ou courbes de tubing, elles sont utilisées par des simulateurs de réservoir pour relier les pressions du trou inférieur aux contraintes de la conduite et de la surface. Ces tables multidimensionnelles sont calculées pour différentes combinaisons de débit, pression de surface, rapport gaz-huile, réduction d'eau et taux de levage de gaz.

- **Les séparateurs de production**

La représentation des séparateurs de production dans les modèles de simulation est un simple processus de séparation en cascade en 4 étapes. Les paramètres de chaque étape

(pression et température) ont été accordés à un modèle de simulation de processus détaillé. Cela a été fait pour les trains d'huile et de condensat.

- **extraction de NGL**

L'extraction des liquides de gaz naturel (NGL) à partir du flux de gaz produit était basée sur l'efficacité de l'extraction de composants simple: 75% de propane, 95% de butanes et 100% de pentanes-plus (C5 +). Tous les liquides extraits ont été signalés comme une quantité unique, et aucune tentative n'a été faite pour séparer le condensat extrait du GPL. Tous les gaz produits ont été supposés être traités. Les volumes de production de NGL calculés dans les modèles autonomes de champ complet fournissent une estimation de la ressource NGL potentielle pour le projet El Merk .

- **Régions d'injection**

Pour surveiller et gérer efficacement la maintenance de la pression, la plupart des champs ont été subdivisés en régions d'injection, principalement les modèles TAGI. Généralement, ces régions d'injection correspondent à des régions isolées par pression dans un domaine donné.

Un modèle autonome supplémentaire a été créé pour le réservoir de gaz du GEM Givetien, Un simple modèle de simulation de bilan matériel à deux cellules a été créé qui contient le même volume et produit le même profil d'appauvrissement que celui indiqué dans le document ELA. Ce modèle simple a fourni un moyen d'inclure la production Givetian dans le modèle régional plus vaste.

Chapitre II

Les caractéristiques de réservoir d'Algérie

II -1 Les type des réservoirs

La première découverte d'huile en Algérie a eu lieu à la fin du siècle dernier dans le Bassin du Chélif (AïnZeft). La complexité géologique du nord de l'Algérie a cependant fait que cette région ait été peu explorée par rapport à celle de la Plateforme Saharienne. En règle générale, les réservoirs sont liés au Paléozoïque et au Mésozoïque sur la Plate-forme Saharienne et au Mésozoïque et Cénozoïque pour le Nord de l'Algérie. Les données provenant de différents bassins permettent de classer les réservoirs par type de porosités (intergranulaires, fissurales, diagénétiques, etc.) ainsi que par des fourchettes de porosité effective, haute au-dessus de 18%, moyenne entre 18% et 12%, faible de 12% à 6% et enfin très faible en dessous de 6%.

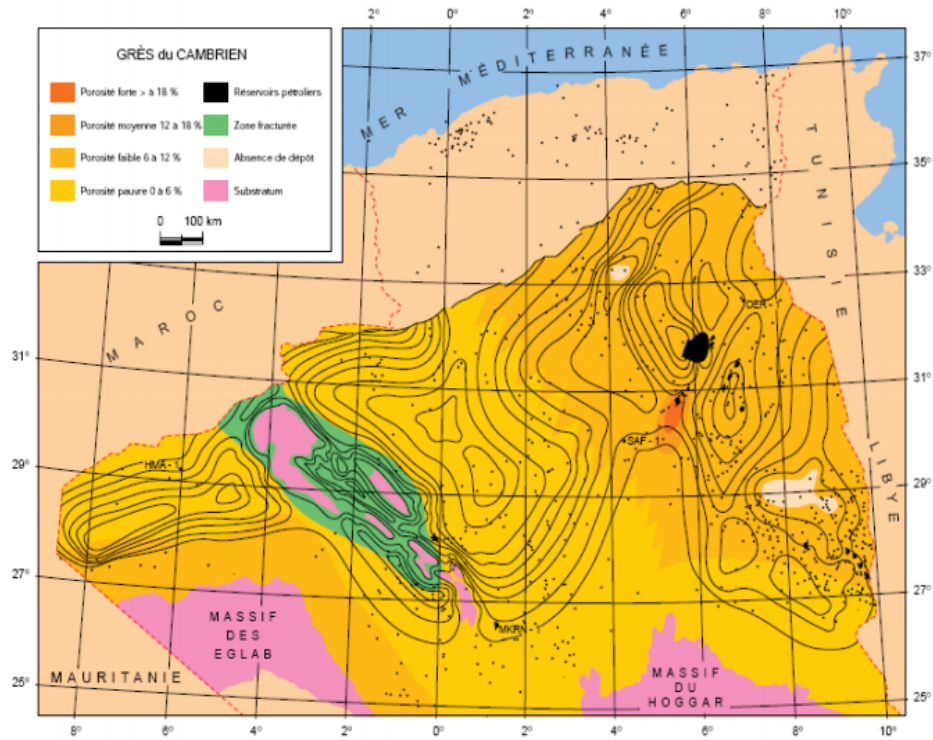
II -1-1 Type des réservoirs dans l'Algérie :

II -1-1-1 Les réservoirs paléozoïques :

Le Paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs bien développés et régulièrement distribués dans tous les bassins de la Plate-forme Saharienne. Il constitue une partie importante des réserves du Sahara algérien. Même le Carbonifère, longtemps déconsidéré, est un prospect important à la lumière des résultats acquis dans les bassins de Ghadamès et de Timimoune.

- **Cambrien**

Il est productif dans les champs de la province triasique et dans les bassins d'Illizi et de Timimoune. La production principale vient des lithozones Ra et R2 et dans une moindre mesure R3. Il s'agit de faciès continentaux à porosité intergranulaire et fissurale dont la distribution irrégulière (distribution des perméabilités également) est contrôlée par des facteurs sédimentologiques et diagénétiques. Les grès, en séquences grano-décroissantes à passées argileuses varient d'épaisseur selon leur position dans le bassin. Les zones favorables, à meilleures caractéristiques intermatricielles, sont situées dans la partie orientale de la Plate-forme Saharienne (figure II.1).



(FIGURE II.1) Carte géologique représente les grès du Cambrien dans le Sahara d'Algérie

Le bassin de Timimoun, malgré des épaisseurs importantes (900 m), ne présente que des réservoirs détériorés par diagenèse et par l'abondance de faciès fins. Ainsi, les réservoirs productifs sont surtout liés à la fracturation.

• Ordovicien

Les réservoirs ordoviciens, relativement nombreux, sont situés dans les formations suivantes :

- les grès argileux de l'Oued Mya et les grès d'El Atchane (Trémadoc);
- les quartzites de Hamra (Arenig);
- les grès de Ouargla (Llanvirn);
- les grès de l'Oued Saret (Caradoc inférieur);
- les grès de Ramade ou la dalle de Mkratta (Caradoc supérieur-Ashgill).

Les grès proviennent de milieux très variés, allant de marin à fluvio-glaciaire, d'où une très grande diversité de géométrie de réservoirs ainsi qu'une certaine disparité dans la distribution de la plupart des faciès. Par exemple, au nord-est de la Plate-forme Saharienne et autour des chaînes de l'Ougarta, l'Ordovicien est érodé.

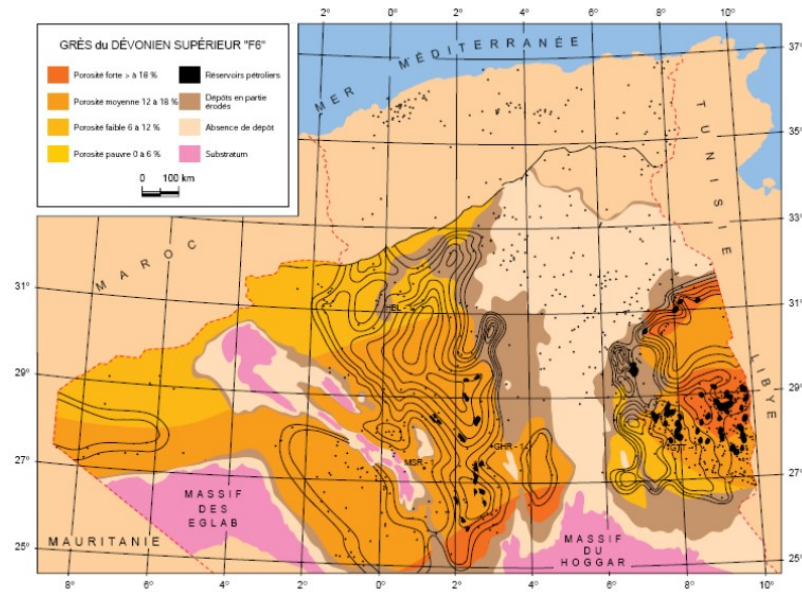
Comme pour le Cambrien, les corps épais se situent dans le "low stand system tract" (LST). Contrairement au Cambrien, la distribution des porosités de l'Ordovicien supérieur montre une détérioration due au recul progressif des paléocôtes et donc à l'apparition de faciès de plus en plus profonds, dans un "transgressive system tract" (TST). D'autre part, comme pour le Cambrien et en dehors de la province triasique, l'Ordovicien produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fissuration. D'une façon générale, l'Ordovicien présente des porosités moyennes de 5 à 10%.

- **Silurien**

Sur l'ensemble de la Plate-forme Saharienne, le Silurien est connu pour ses qualités de roche-mère. Dans le bassin d'Illizi et la province triasique, il présente dans sa partie supérieure des zones à potentiel réservoir où les épaisseurs souvent importantes (350 m) en font un bon objectif pétrolier.

- **Dévonien**

Dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Reggane et de Ghadamès, le Dévonien est épais. En revanche, sur une grande partie de la province triasique et certaines structures, comme la dorsale Amguid-El Biod-Hassi Messaoud (Fig. ci-dessous), il est totalement érodé. En général, le Dévonien est producteur partout où il existe. Les niveaux réservoirs sont présents dans trois ensembles stratigraphiques. Dans le bassin d'Illizi, un ensemble inférieur comprenant le Lochkovien et le Praguien représente la partie sommitale du F6. Cette séquence de base est constituée de dépôts régressifs marins à fluviaux. Les niveaux réservoirs sont des grès moyens à grossiers avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques.



(FIGURE II.2) Carte géologique représente les grès du Dévonien supérieur "F6"

Un ensemble moyen d'âge Emsien à tendance transgressive, marqué par la prédominance de faciès marins marginaux ou de shelf. La répartition des porosités et des épaisseurs montre de meilleurs réservoirs dans le F6 que dans les niveaux F5 et F4. En effet, le F6 est caractérisé par des porosités dépassant 20% alors que les réservoirs F5 et F4 présentent des valeurs moyennes comprises entre 6 et 12%. Par ailleurs, le F6 (figure II.2) couvre l'essentiel de la Plateforme Saharienne alors que le F5 et F4 sont limités à ses parties méridionales et septentrionales.

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

- **Carbonifère**

Les réservoirs sont répartis en trois secteurs. A l'ouest de la plate-forme dans les bassins de Tindouf, de l'Ahnet et de Timimoun, les caractéristiques matricielles des grès peuvent constituer de bons réservoirs. On observe au NE et au SO du bassin de Timimoun des porosités de 15 à 20% et des perméabilités de 350 md. Au centre des bassins, ces valeurs chutent à 7-12% de porosité et 50 à 100 md de perméabilité.

Dans la province triasique, les bons réservoirs se situent au SO dans le Viséen et au NO dans le Moscovien. La région de Bordj Nili, où le Carbonifère est le plus étudié, comprend des niveaux gréseux à 20% de porosité et des perméabilités de 1000 md. Des gisements sont connus dans le Viséen de Ghadamès et le Moscovien de Bordj Nili. Dans le bassin d'Illizi, des niveaux bien développés (D8 à D0 et B14 à B10) produisent dans le Viséen à Zarzaitine, Tiguentourine, Edjeleh et l'Adeb Larache. Des venues d'huile ont été rencontrées dans le Viséen de la région de Hassi Messaoud. Le Namurien (B8, B6, B4 et B0) a produit uniquement à Zarzaitine.

II-1-1-2 Les Réservoirs Mésozoïques :

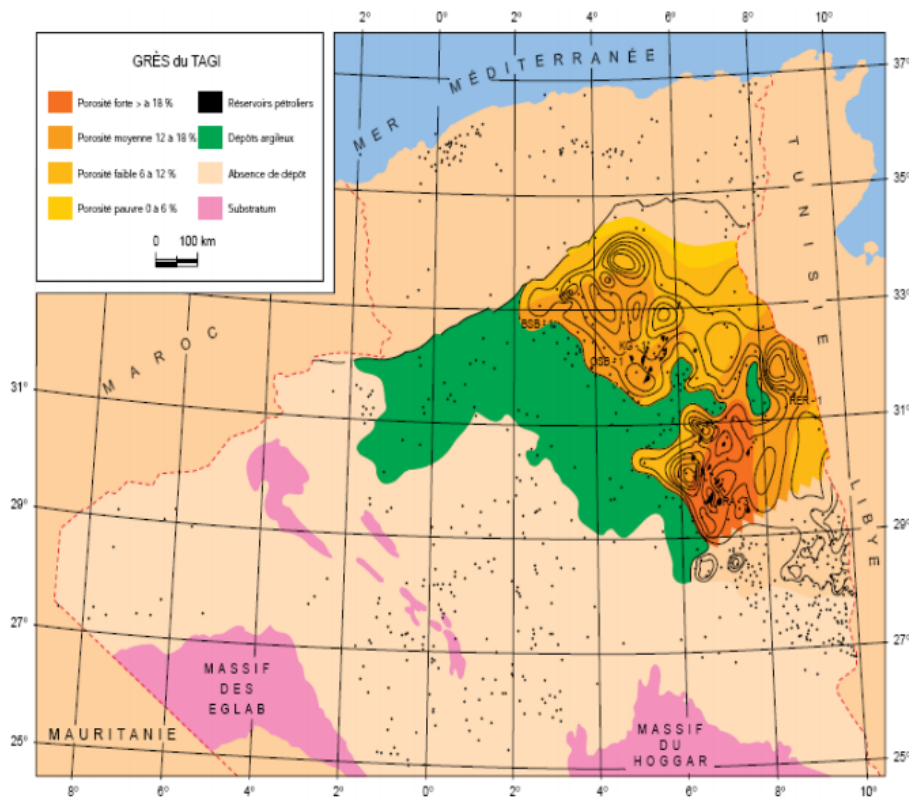
Dans la partie NO de la Plate-forme Saharienne, le Mésozoïque en général et le Trias en particulier recèlent d'importantes ressources en huile et gaz. Les faciès réservoirs sont de type fluviatile à deltaïque à influences marines comme dans le NE du bassin de Ghadamès. Le Trias est divisé en une séquence de base argilo-gréseuse (TAGI), un Trias médian carbonaté et une séquence supérieure argilo-gréseuse (TAGS).

- **Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) :**

Les principales découvertes ont été faites dans les régions de Rhourde Nous, Gassi Touil, Nezla, El Borma, Keskesa, WadTeh, Haoud Berkaoui et récemment BirRebaa-nord et Rhourde El Khrouf.

L'épaisseur des réservoirs varie de 15 à 75 m et peut atteindre 100m dans la région d'El Borma et 150m dans le bassin de Ghadamès (figure II.3). Ces variations sont à l'image de la morphologie du soubassement du Trias inférieur qui s'appuie en onlap sur la discordance hercynienne et érode profondément la série paléozoïque.

L'environnement de dépôt du Trias implique des variations de faciès et l'extension limitée des réservoirs. Ceux-ci sont en général, multicouches, à niveaux producteurs isolés par des argiles de type plain d'inondation. Les porosités varient de 6 à 22% et sont le plus souvent supérieures à 12% avec des perméabilités de 10 à 100 md. Les qualités de réservoir sont contrôlées par des facteurs diagénétiques, dissolutions, nourrissages des feldspaths et des carbonates, redistributions minéralogiques des argiles, cimentations variées. Les régions les plus propices sont les bassins d'Illizi et Ghadamès (figure II.3) et une auréole située à l'est de la ligne de partage passant par Bou Sebaa-1 et Oued Seb Seb-1.



(FIGURE II.3) Carte géologique représente le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)

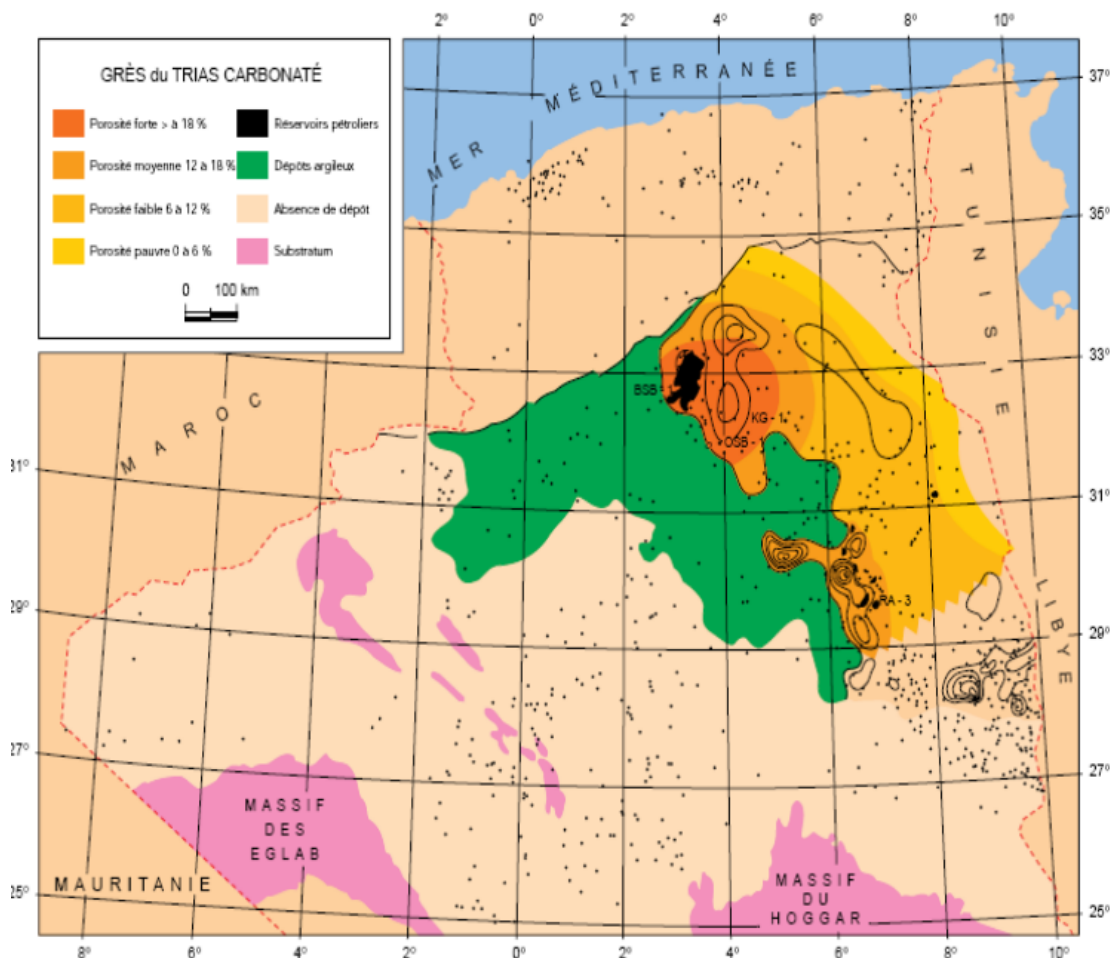
- **Trias carbonaté et ses équivalents**

Il coiffe le sommet de la première séquence (TAGI) avec des séries argileuses et de la dolomie brun-rouge comprenant quelques niveaux calcaires. Ces derniers sont localement intercalés de niveaux d'argiles noires (région d'El Borma) indiquant des zones plus profondes, plus subsidences (figure II.4). Certaines zones comprennent des grès, d'extension limitée, correspondant à des chenaux fluviaux anastomosés.

Chapitre II : Les caractéristiques de réservoir d'Algérie

Ce mélange de faciès et de changement d'environnements expliquerait l'intérêt généralement limité porté aux réservoirs du Trias carbonaté. Il faut cependant noter que la partie SO de la Plate-forme Saharienne a donné de bons résultats dans les régions de Rhourde Nouss, Hassi Chergui et Sif Fatima.

De même, au nord-ouest de la province triasique, les grès fluviatiles présentent un bon potentiel là où les hauteurs utiles deviennent viable, comme au sud-est du bassin de Ghadamès (série de Zarzaïtine). Dans ces domaines, les porosités peuvent atteindre 20 à 25%.



(FIGURE II.4) Carte géologique représente les grès du Trias Carbonaté

• Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)

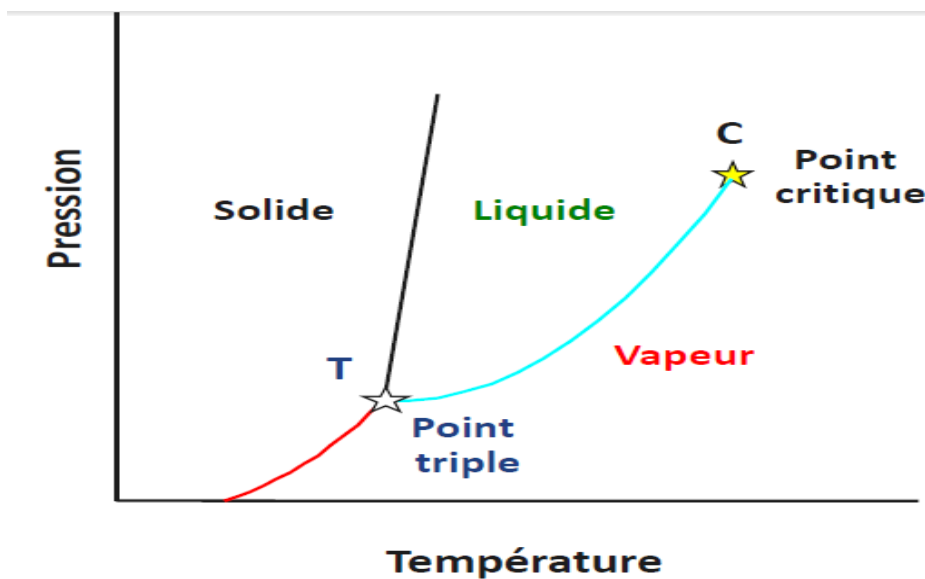
Il constitue un des principaux réservoirs de la Plate-forme Saharienne et produit à Hassi Rmel, Rhourde Nouss, Hassi Chergui, Rhourde Adra, Hamra, Rhourde Chouf, Brides et récemment Rhourde Messaoud et Rhourde El Khrouf. Dans la province triasique, les réservoirs sont bien développés. La répartition des zones favorables est

identique à celle du TAGI. Dans le NW, on remarque l'existence d'une zone à haute porosité relativement étendue. Dans les zones productrices, les hauteurs utiles atteignent 150 m.

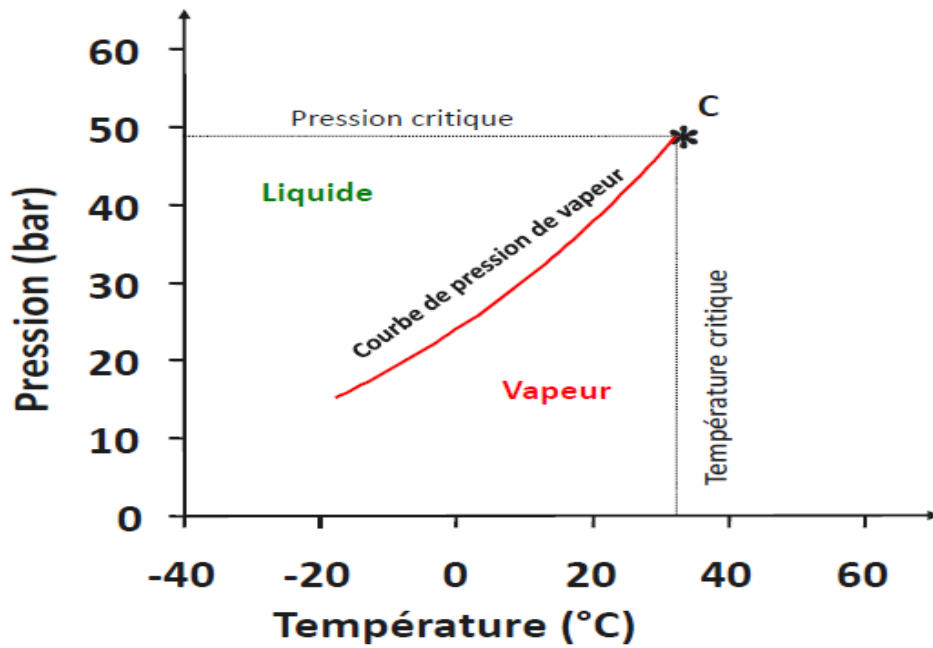
Les porosités sont comprises entre 15 et 20%. Les perméabilités atteignent 1 à 2 darcys dans la région de Gassi Touil. Les qualités réservoirs des grès du TAGS se détériorent vers le SO-NE parallèlement à l'épaississement des argiles. Les phénomènes diagénétiques plus tardifs que ceux du TAGI jouent un rôle important dans la distribution des porosités.

II.2 Analyse PVT

Les données PVT des fluides sont aussi importantes que les propriétés de roche car elles sont directement liées aux réserves et à la dynamique des réservoirs pour des estimations de performance.



(FIGURE II.5) Courbe de pression vapeur de C₂H₆



(FIGURE II.6) Courbe de pression de vapeur de plusieurs alcanes normaux

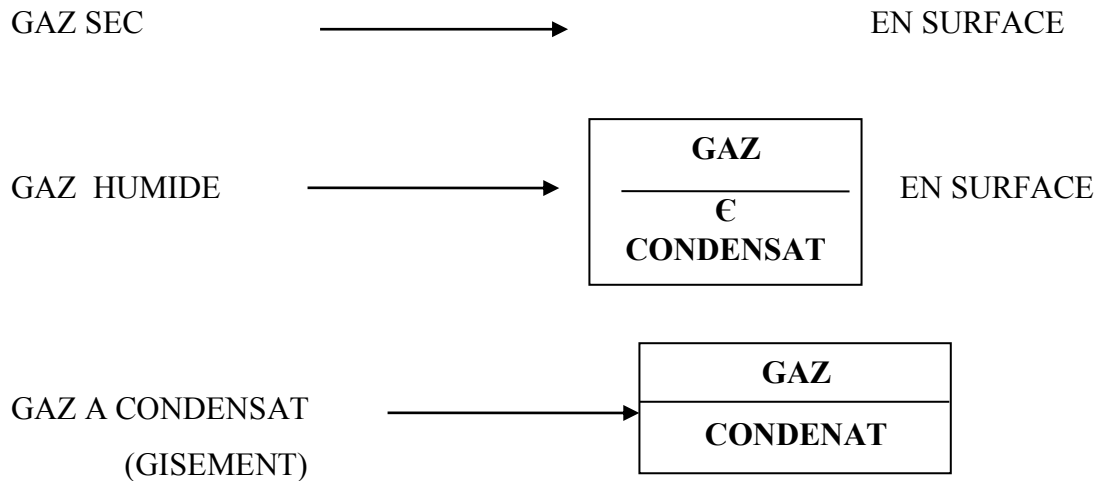
II.2.1 Comportement des fluides entre le gisement et la surface :

Les huiles et les gaz sont contenus dans les réservoirs vont donner des fluides qui, en volume et en quantité, seront assez différents lorsqu'ils arriveront en surface.

Ainsi, les huiles légères (plus riches en éléments légers et intermédiaires C₁ à C₄) vont donner beaucoup de gaz en surface. À l'inverse, les huiles lourdes ne produisent que très peu de gaz ou pas du tout (huiles mortes).

Les gaz secs ne donnent que des gaz en surface et, à l'inverse, les gaz à condensat pourront donner beaucoup de condensat (ou gazoline) ceci est résumé dans le schéma ci- dessous :

$$\text{GAZ} = \text{C}_{1 \text{ à } \text{C}_4} + \text{€} (\text{C}_{5+})$$



(FIGURE II.7) comportement des gaz entre le gisement et la surface.

II.2.2 l'écoulement du condensat

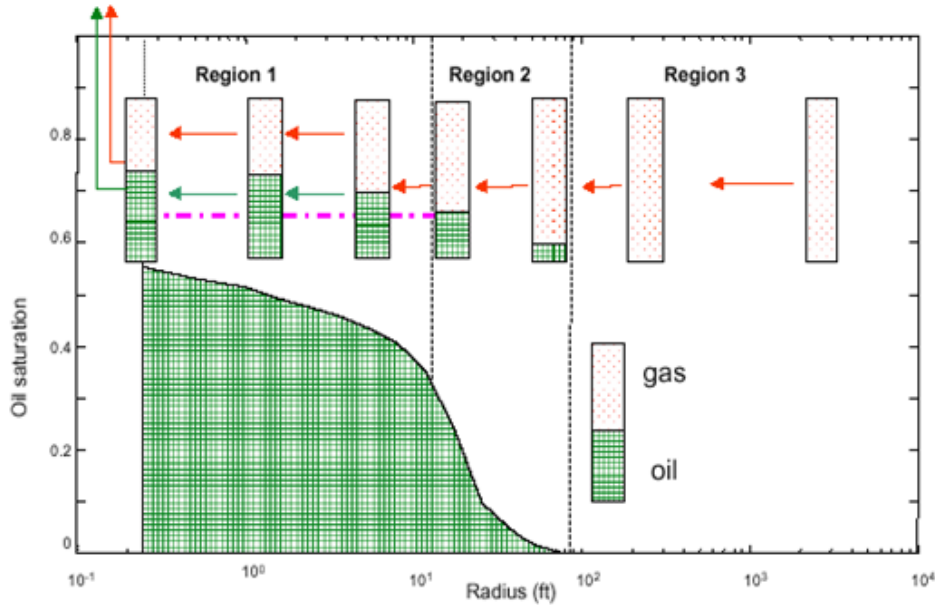
III.2.2.1 Les trois régions d'écoulement

- Le depot liquid résultant de la condensation retrograde en raison de la chute de pression fond dynamique au- dessous de la pression de rosée traduit une:
 1. Perte considérable du condensat
 2. réduction de la perméabilité relative du gaz et sa mobilité

Diminution de la délivrabilité d'un puits à gaz à condensate

- Dans le cas où la saturation du condensat ne dépasse pas une certaine saturation appelée **saturation critique** (S_c) le liquid restera piégé dans les pores de la roche et ne deviendra jamais mobile. Dans le cas contraire, il se produira un écoulement simultané des deux phases liquide- vapeur.

- En effet, examinons la figure II.7 qui donne le tracé de la courbe de perméabilité relative du gaz et de l'huile pour une roche reservoir quelconque. On remarquera que la phase huile commence à s'écouler ($k_{ro} > 0$) lorsque sa saturation ou fraction du volume des pores qu'elle occupe a une valeur minimale proche de 30% dans l'exemple donné.



(FIGURE II.8) Schéma représentatif de l'écoulement d'un gaz à condensat

✚ Région 1 (aux abords du puits) :

- Dans cette région la saturation du condensate est au-dessus de la saturation critique (S_{cc}) les deux phases existant es liquide-gaz sont soumises à la loi d'écoulement polyphasique.
- Cette région est la source de la détérioration de la délivrabilité d'un puits de gaz à condensat. La perméabilité relative du gaz est réduite, cela est dû essentiellement à la déposition du liquide dans les pores de cette région.
- La quantité du liquide déposé dans cette région dépend principalement des propriétés PVT du mélange original et le débit de production.

✚ Région 2 (condensât Buildup) :

- Le liquide commence à se déposer dans cette région mais avec une faible mobilité (proche de zéro).
- La saturation du condensate dans cette région est inférieure à la saturation critique, l'écoulement du gaz seulement se produit.
- La quantité du liquide déposé dépend essentiellement des propriétés PVT du mélange original et le débit de production.

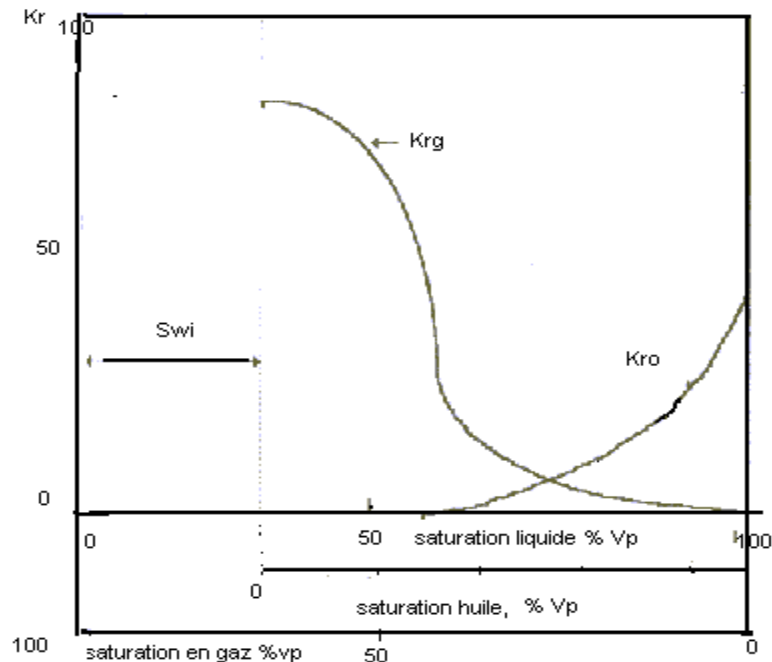
- En premier temps la taille de cette région est importante

✚ Région 3 (monophasique):

C'est la région lointaine du centre du puits où la pression de réservoir est supérieure à la pression de rosée du fluide de réservoir. Le réservoir est à l'état monophasique la présence que du gaz et c'est le seul qui se déplace.

III.2.2.2 La coexistence des trois régions d'écoulement :

- Initialement, la pression de réservoir est supérieure à la pression de rosée, c'est seul la région 3 qui existe dans le réservoir puis avec la déplétion les régions 1 et 2 apparaissent .
- Lorsque la pression fond (bottom hole flowing pressure (BHFP)) est inférieure à la pression de rosée la région 1 existera toujours.
- lorsque la pression de réservoir chute au dessous de la pression de rosée La région 2 existera avec la région 1 avec absence de la région 3
- Pour un gisement très riche en condensat la région 1 peut exister le long de réservoir (avec absence des régions 2 et 3 si la pression de réservoir chute au dessous de la pression de rose)



(FIGURE II.9) Perméabilité relative Gaz-Huile en présence d'eau

- La situation indiquée par la figure II.9 est assez représentative de la moyenne des roches magazines pour lesquelles la saturation minimale entraînant la mobilité du liquide est de l'ordre de 25 à 35% du volume des pores.
- Le dépôt liquide retrograde formé par condensation des gaz n'excédant pas pour la plupart des systèmes 15 à 20% en volume il est clair que ce liquide restera piégé dans les pores de la roche et ne pourra pas être exploité.
- Comme conséquence de ce qui précède on notera que l'exploitation d'un gaz à condensat se traduit par la production en surface d'un fluide qui n'est autre que la phase vapeur se trouvant en équilibre dans le réservoir avec la phase liquide.
- En effet, celui-ci étant immobile c'est seulement le gaz qui circule dans la roche, au moins dans les zones du réservoir éloignées du puits où le gradient de pression et flux sont faibles.
- Aux abords du puits, on peut avoir une accumulation de liquide et elle que la saturation excède la saturation critique et provoque l'écoulement de liquide.

II.2.3 Analyse et performance d'un mètre cube de gaz

Outre les propriétés propres à la roche réservoir, celle des fluides en place sont primordiales pour le développement du gisement compte tenu de la nature de plus en plus critique des fluides exploités.

L'étude PVT nous donne une suite d'opérations et d'analyses qui définissent les grandeurs thermodynamiques caractérisant le fluide.

Pour simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface on doit calculer en fonction de la pression de gisement :

- La production de gaz sec en surface et les caractéristiques de ce gaz.
- La production de gazoline et les caractéristiques de ce liquide
- Le GOR de production
- La récupération du gaz sec, gaz humide, GPL et gazoline.
- La saturation en condensat dans le réservoir

Dans la méthode de calcul suivante nous utiliserons directement les résultats des expériences PVT. Avant de définir quel type d'expérience PVT doit être utilisée, il convient de faire une hypothèse sur la mobilité du condensat dans le réservoir. Deux cas sont possibles :

a) *Le condensat n'est pas mobile :*

On ne produit que la phase gazeuse (vapeur), On fait alors appel à une libération différentielle à volume constant.

La pression de rosée est estimée égale à la pression initiale de gisement (324kg/cm²).

La production cumulée augmente moyennement avec la chute de pression. Cette augmentation pourrait être profitable si cette chute n'aura pas lieu dans le réservoir.

b) *Le condensat est mobile : ($S_{condensat} > S_{critique}$)*

Dans ce cas, on utilise une libération éclairée à masse constante ainsi qu'un jeu des perméabilités relatives

II.2.4 Echantillonnage

Dans le cas d'un gaz à condensat ou d'un gaz humide conduisant à la production d'un effluent diphasique, l'échantillonnage est réalisé au niveau de la séparatrice haute pression.

Elle est effectuée de préférence sur les puits les plus récemment mis en exploitation de manière à opérer à une pression aussi proche que possible de la pression initiale. La première phase de préparation du puits consiste à renouveler la colonne de fluide contenu dans le tube de production de manière à éliminer toute source de contamination.

L'échantillonnage d'un gaz à condensat doit être effectué en réduisant le débit de manière à minimiser l'écart de pression entre le fond et la surface et à limiter autant que possible l'effet de condensation rétrograde, tout en assurant une vitesse suffisante pour faire remonter les gouttelettes de liquide.

Il existe certaines conditions à satisfaire concernant le conditionnement du puits :

- Un régime d'écoulement permanent.
- La pression en tête n'excède pas 1% de sa valeur initiale pendant 24 heures.
- Au niveau de séparateur, la variation du débit et de la pression ne doit pas dépasser les 5%.

TABLEAU II.1 Tableau représente les équations d'état(EOS)

MARIOTTE 1650	$P = \frac{RT}{V}$
VAN DER WAALS 1873	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c}{V^2}$
CLAUSIUS 1880	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c}{T(V+c)^2}$
BERTHELOT	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c}{TV^2}$
REDLICH KWONG	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c T^{-0.5}}{V(V+b)}$
WILSON 1964	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{A(T)}{V(V+b)}$
SOAVE REDLICH KWONG 1972	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{B(T)}{V(V+b)}$
PENG – ROBINSON 1976	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{C(T)}{V(V+b)+b(V-b)}$
PATEL TEJA 1981	$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{D(T)}{V(V+b)+c(V-b)}$

II.2.5 Calcul flash

II.2.5.1 Procédure de calculus

- Détermination des constants d'équilibres K_i ;
- Estimation d'un taux d'évaporation (ϵ) et le calcul de la composition molaire pour chaque composant du liquide à la sortie par la formule :

$$X'_i = \frac{Z'_i}{1-\epsilon(1-K_i)} \dots\dots\dots \text{II.1}$$

X'_i : composition molaire de l'élément I dans la phase liquide;

Z'_i : composition molaire de l'élément i à l'entrée ;

ϵ : le taux d'évaporation ;

K_i : constant d'équilibre ;

Le taux d'évaporation doit vérifier la relation suivante:

$$\sum X'_i = 1 \dots\dots\dots \text{II.2}$$

- **Calcul de la composition molaire pour chaque composant dans la phase gazeuse par la formule suivante :**

$$Y'_i = K_i X'_i \quad \text{..... II.3}$$

Y'_i : composition molaire de l'élément i dans la phase gazeuse;

K_i : constant d'équilibre;

X'_i : composition molaire de l'élément i dans la phase liquide;

- **Calcul du débit total liquide et celui du gaz par la formule suivante :**

$$\begin{aligned} V' &= g * \epsilon \\ L' &= g * (1 - \epsilon) \end{aligned} \quad \text{..... II.4}$$

V' : débit molaire de la phase vapeur (Kmol/hr)

g : débit molaire du mélange à l'entrée du séparateur (Kmol/hr) ;

ϵ : taux d'évaporation ;

L' : débit molaire de la phase liquide (Kmol/hr);

- **Calcul du débit de chaque élément dans les deux phases :**

$$\begin{aligned} L'_i &= L' * X'_i \\ V'_i &= V' * Y'_i \end{aligned} \quad \text{..... II.5}$$

L'_i : débit molaire du constituant i dans le liquide (Kmol/hr) ;

L' : débit molaire total du liquide (Kmol/hr);

X'_i : composition molaire de l'élément i dans le liquide;

V'_i : débit molaire du constituant i dans la vapeur (Kmol/hr);

V' : débit molaire total du vapeur (Kmol/hr);

Y'_i : composition molaire de l'élément i dans la vapeur;

- **Calcul du débit massique de chaque élément dans les deux phases :**

$$\boxed{\begin{array}{l} L_i = L'_i * M_i \\ V_i = V'_i * M_i \end{array}} \dots\dots\dots \text{II.6}$$

L_i : débit massique du constituant I dans le liquide (Kg/hr) ;

V_i : débit massique du constituant I dans la vapeur (Kg/hr) ;

M_i : masse molaire de l'élément I (g/mol) ;

- **Calcul de la masse volumique du gaz en utilisant la formule suivante :**

$$\boxed{\rho_g = \frac{M * P}{Z * R * T}} \dots\dots\dots \text{II.7}$$

ρ_g : la masse volumique du gaz (Kg/m³) ;

M:masse molaire du gaz (g/mol);

P:pression de séparation (bar);

Z:coefficient de compressibilité;

R:constante (0, 08205.10⁻³ bars/mol. °K ;

T : température (°K) ;

La connaissance du comportement de fluide en fonction de la pression et la température est la première étape pour n'importe quelle étude qu'elle que soit provisionnelle, optimisation...etc.

Dés ici s'avoir que l'étude PVT plus que nécessaire.

II-3-1 Classification du fluide de réservoir :

Les mélanges des hydrocarbures peuvent être classés selon :

- Les données de production.
- La composition de l'effluent.
- Diagramme P.T (pression.-température).

II-3-1-1 A partir des données de production :

La nature des mélanges d'hydrocarbures peut être définie à partir des mesures de productions effectuées au cours de l'essai initial du puits.

La densité (Gravité API°) permet de dire si on a à faire à une huile ou à un condensat, si la densité est supérieure à 0.8 (API°)le liquide est généralement coloré et correspond à huile dans le cas contraire le liquide est assez souvent incolore, il provient d'une condensation rétrograde d'un gaz :

- Le rapport gaz /liquide, qui le volume du gaz mesuré dans les conditions de références correspond à l'unité de volume de liquide produit, permet de différencier les huiles des gaz.
- Pour les rapports gaz /liquides inférieures à 3000 scf/bbL, les hydrocarbures sont des huiles.
- Pour les rapports gaz /liquides comprises entre 3000-50.000 scf/bbl le fluide de gisement peut être un gaz à condensat.
- Pour les rapports gaz/liquides supérieures à 50.000 scf/bbl le mélange d'hydrocarbures est un gaz humide ou un gaz sec.

II-3-1-2 A partir de la composition de l'effluent :

La composition chimique peut aussi fournir une indication intéressante sur le type de fluide en équilibre dans le réservoir, la taille des molécules d'hydrocarbures est extrêmement différenciée, les molécules de petite taille se sont celles qui constituent les corps qui sont à l'état gazeux dans les conditions atmosphériques de pression et température, les molécules de plus grande taille se trouvent dans les liquides.

II-3-1-3 A partir de diagramme de pression-température d'un mélange :

Le comportement des mélanges se représente clairement en coordonnées pression-température. La courbe de saturation a une forme d'une enveloppe, constituée de courbes de rosée et de bulle.

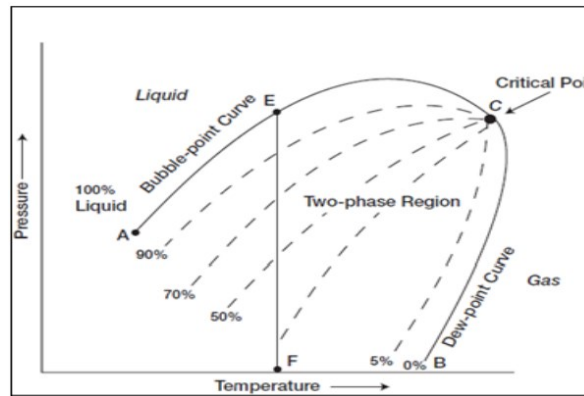


Figure II.10 : Diagramme pression-température d'un mélange

Un complexe initialement monophasique dans un gisement (liquide ou gaz) peut donc, au cours de la baisse de pression isotherme due au soutirage, devenir diphasique. Il est important, pour exploiter correctement un gisement, de savoir quand cela se produira, ainsi que l'évolution des volumes des deux phases en place.

- **Les pressions de saturation** : se sont la pression de rosée et la pression de bulle qui marque le changement des phases :

a) **La pression de rosée** : le point de rosée d'un système hydrocarbure est défini comme la pression à laquelle apparaît la première goutte de liquide dans le système hydrocarbure.

b) **La pression de bulle** : le point de bulle d'un système hydrocarbure est défini comme la pression à laquelle apparaît la première bulle de gaz dans le système hydrocarbure.

- **Les courbes de saturation** :

a) **La courbe de rosée** : c'est la courbe constituée par l'ensemble des points de rosée, elle sépare l'enveloppe des phases de la région liquide.

b) **La courbe de bulle** : c'est la courbe constituée par l'ensemble des points de bulle, elle sépare l'enveloppe des phases de la région vapeur.

- **Le point critique** : le point critique est défini comme l'état de la pression et température à lesquelles les propriétés des phases liquide et gazeuse sont égales. La pression et la température correspondantes à ce point sont dites pression critique P_c et température critique T_c .
- **L'enveloppe des phases** : c'est la région où le gaz et le liquide coexistent dans un état d'équilibre, elle qui est délimitée par les courbes de saturation.
- **Le point cricondenbar** : le point cricondenbar P_{cc} est défini comme la pression maximum au-dessus de laquelle la phase gazeuse ne peut pas être formée quel que soit la valeur de la température.
- **Le point cricondentherm** : le point cricondentherm T_{cc} est défini comme la température maximum au-dessus de laquelle le liquide ne peut pas être formé quel que soit la valeur de la pression.

II -3-2 Généralités sur les gisements de gaz :

Il existe trois types de gisement qui diffèrent selon leurs conditions d'exploitation dans le réservoir et en surface :

III -3-2-1 Gisement de gaz humide :

Un gaz est dit humide s'il fournit une production liquide dans les conditions ambiantes en surface sans donner lieu à une condensation rétrograde dans le réservoir.

Le diagramme qui marque la variation de $P=f(T)$ correspondant à ce fluide est tel que la température de réservoir ne coupe pas la courbe de saturation.

Suivant la composition du gaz, on constate qu'il contient moins de composants lourds par rapport à un gaz à condensât. C'est pour cette raison la température est plus faible, et l'aire de la zone biphasique est moins développée. Souvent un gaz humide contient moins d'hydrocarbures lourds qu'un gaz à condensât. Son GOR est supérieur à 100000 scf/st-bbl.

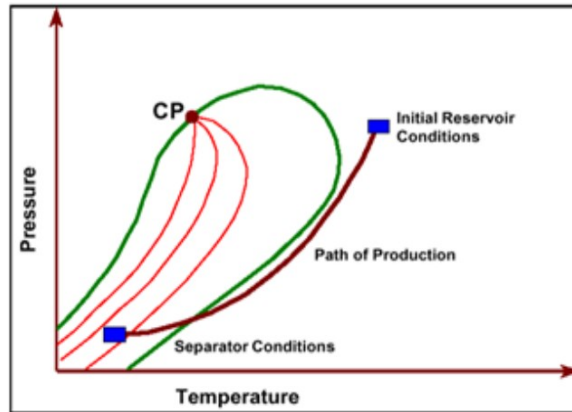


Figure II.11: Diagramme pression-température du gaz humide

III -3-2-2 Gisement de gaz sec :

Un gaz est dit sec s'il ne produit pas du liquide ni en surface, ni dans les conditions de réservoir. Le constituant prépondérant des gaz secs est le méthane (94% à 98%). L'isotherme correspond à la température du réservoir et le point représentatif des conditions de production en surface sont situés à l'extérieur de la courbe de saturation. Son GOR initial est supérieur à 100000scf/st-bbl.

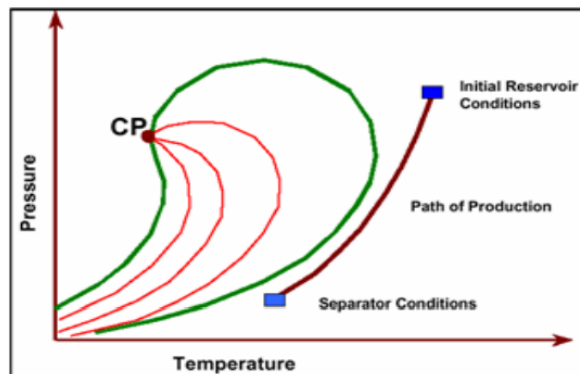


Figure II.12: Diagramme pression-température du gaz sec

III -3-2-3 Gisement de gaz à condensât :

Un gaz à condensât est un fluide pour lequel la température aux conditions réservoir est supérieure à la valeur de la température critique et inférieure à la température cricondentherm.

L'exploitation d'un tel gisement est caractérisée par deux phénomènes :

- Le dépôt du liquide qui suit le déclin isotherme de la pression c'est le phénomène rétrograde.

- La production du liquide en surface par suite de la détente, c'est la vaporisation rétrograde qui peut avoir lieu entre P_c et P_{cc} . Son GOR est compris entre 70000 et 100000 scf/st-bbl.

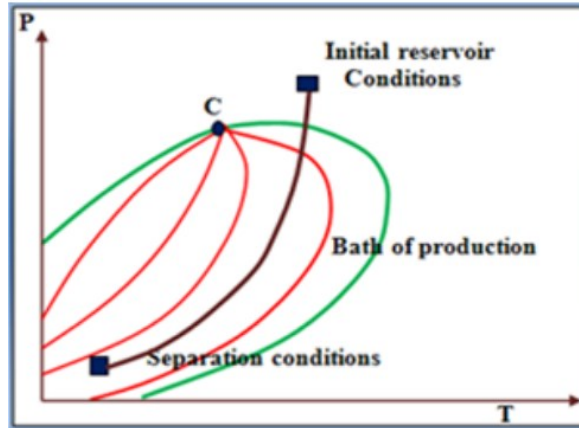


Figure II.13 : Diagramme pression-température du gaz à condensât

II -3-3 Propriétés du gaz naturel

II -3-3-1 La masse moléculaire :

La masse moléculaire du gaz est égale à la somme des masses moléculaires de différents composants qui constituent le gaz

$$M_g = \sum Y_i M_i \dots\dots\dots \text{II.8}$$

Y_i : la fraction molaire de ^{i^{ème}} composant

M_i : la masse moléculaire de ^{i^{ème}} composant

II -3-3-2 Densité :

La densité d'un gaz est le rapport de sa masse volumique de la condition de référence choisie par exemple la pression atmosphérique et la température 15° C à celle de l'air dans les mêmes conditions (pour air= 225 Kg/m³).

La densité de gaz peut être aussi obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition. Cette densité est donnée suivant cette relation :

$$\text{Densité} = (\text{masse moléculaire})/28.966 \dots\dots\dots \text{II.9}$$

II-3-3-3 Composition chimique :

Elle indique la nature des composés hydrocarbures et autres constituants, le gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fraction volumique ou moléculaire. Elle sert à calculer certaines propriétés qui sont en fonction de la pression et de la température.

II-3-3-4 Le facteur de compressibilité (Z) :

Le facteur de compressibilité représente la déviation du comportement des gaz réels par rapport des gaz parfaits. Il est égal à 1.0 pour un gaz parfait. Pour un gaz naturel, le facteur de compressibilité Z varie avec la pression et la température. Il existe plusieurs méthodes empiriques pour le calcul du coefficient de compressibilité, on prend un exemple de celles-ci.

Corrélation de BEGGS and BRILL :

Cette corrélation est valable pour $1.2 < T_{pr}$

$$Z = A + \frac{(1-A)}{e^B} + CP_{pr}^D \dots\dots\dots \text{II.10}$$

Avec :

$$A = 1.39 (T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 T_{pr} - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23 T_{pr}) P_{pr} + \left[\frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right] P_{pr}^2 + \frac{0.32}{10^9 (T_{pr} - 1)} P_{pr}^2$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr}$$

$$D = \text{EXP}(0.715 - 1.128 T_{pr} + 0.42 P_{pr}^2)$$

II-3-3-5 La masse volumique (ρ_g) :

Parmi les méthodes de calcul de la masse volumique d'un gaz dans les conditions de pression et de température de réservoir est la méthode de Beggs. A.

Corrélation de Beggs :

Comme on a vu que la densité du gaz peut être définie comme étant le rapport de la masse du gaz et la masse de l'air mesurées dans les conditions standards ;

$$M_g = \gamma_g M_{air} = \gamma_g 28,96 \dots\dots\dots \text{II.11}$$

La masse volumique du gaz est donnée par la formule :

$$\rho_g = 2,7 P \gamma_g / ZT \dots\dots\dots \text{II.12}$$

T : température en ° R

P : pression en Psi

γ_g : densité de gaz

ρ_g : masse volumique de gaz en, lbm/ft³ .

II -3-3-6 Viscosités du gaz (μ_g) :

La viscosité du gaz est utilisée pour le calcul des écoulements gazeux dans la roche réservoir de même dans les lignes de transports. D'une manière générale, la viscosité de gaz est calculée à partir des lois empiriques comme :

La Corrélation de Lee et AL :

$$\mu_g = A * 10^{-4} \text{EXP} (B \rho_g^C) \dots\dots\dots \text{II.13}$$

Où:

$$A = (9.4 + 0.02M) T^{1.5} / (209 + 19M + T)$$

$$B = 3.5 + 0.01M + 986/T$$

$$C = 2.4 - 0.2B$$

μ_g : viscosité du gaz à P, T

ρ_g : la masse volumique à la pression P, T

T : température en °R.

II -3-3-7 Facteur de volume (volume factor) d'un gaz (B_g) :

Les quantités de gaz en places réservent, débit et productions cumulés, sont exprimées en volumes standard correspondant à des conditions de pression et de température déterminées dont voici les plus courantes :

$$B_g = \frac{V_g(P,t)}{V_{gsc}(P_{atm}, 15^\circ C)} \dots\dots\dots \text{II.14}$$

$$P_{std} = 76 \text{cmHg}, T_{STD} = 0^\circ \text{C (conditions normales Gdf)}$$

$$P_{std} = 75 \text{cmHg}, T_{STD} = 15^\circ \text{C (S.N.E.A. (P))}$$

$$P_{std} = 76 \text{cmHg}, T_{STD} = 15^\circ \text{C (ou } 5.56^\circ \text{C} = 60^\circ \text{FormeUs)}$$

Chapitre II : Les caractéristiques de réservoir d'Algérie

Pour ces conditions, on admet que $Z_{STD} = 1$

Pour passer du volume à P et T au volume standard, on utilise le facteur volumétrique B_g :

$$B_g = \frac{P_{std}}{P} \cdot Z \cdot \frac{T}{T_{std}} \dots\dots\dots \text{II.15}$$

II-3-3-8 La compressibilité de gaz (C_g) :

La compressibilité de gaz est donnée par la formule :

$$C = -1/V (\partial V / \partial P) = -1/B_g (\partial B_g / \partial P)_T$$

$$z = 1 - (ppr/tpr) * (0.36748758 - 0.04188423 * (ppr/tpr)) \text{ (par la méthode de papay)}$$

$$\text{On a : } C_g = 1/P - 1/Z (\partial Z / \partial P)_T$$

Chapitre III
La surveillance de
production

Chapitre III : La surveillance de production

III -1 Les essais des puits (Well Test)

Les tests sur les puits ont été utilisés durant des années pour évaluer les caractéristiques liées au réservoir sur un rayon au moins étendu autour de puits.

Les premières méthodes ont été utilisées en 1930, par HORNER et MUSKAT, néanmoins ces méthodes représentent quelques faiblesses suivantes :

- Difficulté du choix de la droite,
- Elle n'exploite pas tous les points enregistrés,
- Elle ne donne aucune information sur le réservoir.

Après ces méthodes, ils sont aperçus en 1970 des nouvelles méthodes dites : « courbes types » qui sont représentés sur un plot Log-Log. Vu aussi quelques faiblesses de ces méthodes, les autres ont introduit la méthode de la dérivée de la pression en fonction de temps de remonté avec la même échelle Log-Log (BOURDET 1983), qui exploite les avantages de la représentation par courbes types et remédie aux inconvénients de la représentation logarithmique. Ce qui fait dans un essai du puits, la variation de la pression dérivée a plus de signification que la pression elle-même.

La dérivée est difficilement calculable manuellement : de ce fait elle est le plus souvent associée à un calculateur. Elle constitue un des outils privilégiés des programmes d'interprétation d'essai de puits.

III.1.1 description des essais de puits :

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir.

Pour ce faire, on fait varier le débit de puits. Cette variation provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction de temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits.

La mesure de pression peut être faite dans le puits émetteur de la perturbation de débit : c'est le mode opératoire utilisé dans la majorité des essais comme elle peut être appliquée sur un autre puits : c'est l'objectif des tests d'interférences.

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant certaines lois de la mécanique des fluides. En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est

Chapitre III : La surveillance de production

enregistrée au fond de puits. Avant l'ouverture de puits, la pression initiale p_i est constante et uniforme dans le réservoir. Pendant la période de production la pression en débit Δp s'exprime :

$$\Delta p = p_i - p(t) \dots\dots\dots \text{III.1}$$

Lorsque le puits est fermé, la remontée de pression Δp s'exprime à partir de la dernière pression de débit $p(\Delta t=0)$:

$$\Delta P = p(t) - p(\Delta t=0) \dots\dots\dots \text{III.2}$$

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé Δt depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

III.1.2 Informations obtenues par les essais de puits :

Chaque test de puits doit être suivi par une interprétation en tirer les informations nécessaires pour le réservoir engineering à savoir :

- Description du réservoir
- La perméabilité moyenne du réservoir aux fluides mobiles
- La productivité du puits(IP)
- Le skin
- L'aire de drainage
- La pression moyenne du réservoir
- Le rayon d'investigation
- L'anisotropie des perméabilités
- Fourniture d'un jugement sur les fracturations hydrauliques et les puits horizontaux.
- L'efficacité d'écoulement
- Les limites de réservoir
- La détection des failles, et les distances entre les failles et le puits
- Détection des fractures artificielles, et la détermination de la longueur et de la conductivité de la fracture détectée
- La configuration du puits et du réservoir

Chapitre III : La surveillance de production

III.1.3 Données nécessaires pour l'analyse des essais :

III.1.3.1 Données de l'essai : débit (séquence des événements complète, y compris tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.

III.1.3.2 Données de puits : rayon de puits, géométrie (incliné, horizontal, ...), profondeur (formation, capteur de pression).

III.1.3.3. Caractéristiques de réservoir et fluides : épaisseur de la formation h (nette), porosité, compressibilité de l'huile c_o , de l'eau c_w , et de formation c_f , saturation en eau S_w , viscosité de l'huile μ , et le facteur de volume B . Les différentes compressibilités servent à définir la compressibilité totale C_t :

$$C_t = c_o (1 - S_w) + c_w S_w + c_f \dots \dots \dots \text{III.3}$$

Les paramètres du réservoir et du fluide servent au calcul des résultats. Ils peuvent toujours être changés ou ajustés si besoins, sans pour autant modifier le choix du modèle d'interprétation.

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle etc.). Et des informations géologiques et géophysiques sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation.

III.1.4 Les équations de bases et leur solution analytique:

III.1.4.1 Loi de Darcy:

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Selon cette loi, le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

- Au gradient de pression exercée sur l'échantillon ;
- À la section de l'échantillon ;
- À la mobilité de fluide.

La loi de Darcy est fondée sur les hypothèses suivantes : laminarité de l'écoulement, l'unicité des fluides, continuité et l'isotropie du milieu.

Son expression vectorielle s'exprime par la relation suivante :

Chapitre III : La surveillance de production

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \vec{\text{grad}} P \quad \dots\dots\dots \text{III.4}$$

Elle s'exprime aussi en fonction de la vitesse de filtration du fluide par :

$$\vec{V} = \frac{q}{S} \quad \dots\dots\dots \text{III.5}$$

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \vec{\text{grad}} P \quad \dots\dots\dots \text{III.6}$$

En écoulement radial circulaire, la loi de Darcy s'écrit :

$$q = \frac{k}{\mu} 2 \pi r h \frac{\partial p}{\partial r} \quad \dots\dots\dots \text{III.7}$$

III.1.4.2 La compressibilité :

La compressibilité d'un matériau est définie par le changement relatif du volume de ce matériau par unité de variation de pression à température constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots\dots\dots \text{III.8}$$

La compressibilité totale :

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \quad \dots\dots\dots \text{III.9}$$

III.1.4.3 L'équation de diffusivité :

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie à partir de deux lois et une équation d'état.

- Loi d'écoulement :

La loi utilisée pour décrire la circulation des fluides est la loi de Darcy.

L'expression utilisée est celle de l'équation (III.01).

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \vec{\text{grad}} P \quad \dots\dots\dots \text{III.10}$$

Chapitre III : La surveillance de production

- Loi de conservation de la masse :

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées et sorties pendant l'intervalle de temps :

$$\boxed{\text{div } \vec{\rho} V + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0} \dots\dots\dots \text{III.11}$$

- L'équation d'état :

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente de fluides mobiles :

$$\boxed{C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T} \dots\dots\dots \text{III.12}$$

- Équation de diffusion :

Considérons l'équation de la conservation de la masse, exprimant la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy (et l'équation d'état (II.11)).

Nous obtenons une expression en pression :

$$\boxed{\Delta P + C_e (\overrightarrow{\text{grad}P})^2 - \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0} \dots\dots\dots \text{III.13}$$

Moyennant deux hypothèses :

1. Compressibilité des fluides faible et constante (cas d'un liquide)
2. Gradient de pression faible (réservoir à faible vitesse d'écoulement)

$C_e (\overrightarrow{\text{grad}P})^2$ est petit devant les deux autres termes de l'équation (III.10)

Cette équation se traduit par une équation de diffusivité ordinaire :

$$\boxed{\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0} \dots\dots\dots \text{III.14}$$

$K = \frac{K}{\phi \mu c_t}$ est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

L'équation de diffusivité en écoulement radial circulaire pour un puits vertical s'écrit :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad \dots\dots\dots \text{III.15}$$

La résolution de cette équation décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction du temps et de la distance au puits en se basant sur les conditions aux limites suivantes:

1. état de pression au début de l'essai;
2. les limites du réservoir;
3. l'état du puits.

Le plus souvent le réservoir est supposé homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son épaisseur. La compressibilité et la viscosité des fluides sont constantes et uniformes si les conditions aux limites suivantes sont utilisées :

- Pression initiale uniforme P_i
- Réservoir infini
- Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation :

$$P_i - P(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i \left(\frac{-r^2}{4Kt} \right) \quad \dots\dots\dots \text{III.16}$$

III.1.5 Différents types d'essais:

III.1.5.1 Essais en débit (Draw Down) :

La pression de fond pendant le débit est utilisé pour l'analyse. Idéalement le puits doit produire à débit constant mais en pratique les mesures prélevées pendant les débits sont brutes, et l'analyse n'est pas précise.

III.1.5.2 Essai en fermeture (Build Up) :

La remontée de pression du fond après la fermeture du puits est utilisée pour l'analyse. Avant la fermeture, le puits doit avoir produit assez longtemps pour que le débit soit stabilisé, pendant la période de fermeture le débit est précis (zéro).

Chapitre III : La surveillance de production

III.1.5.3 Essai d'injection ou de pulse :

Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente, après fermeture elle diminue (fall off period). Les propriétés du fluide injecté sont en général différentes de celles du fluide en place.

III.1.5.4 Essai d'interférence :

La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé situé à une certaine distance du puits producteur. Les essais d'interférences permettent d'établir la communication entre les puits. Avec l'essai pulse test, le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.

III.1.5.5 Essai des puits à gaz :

Des méthodes d'essais particulières sont utilisées pour évaluer le débit potentiel des puits à gaz (Absolute open Flow Potentiel, AOFP) et la possibilité d'écoulement s'écartant à la loi de Darcy (skin S' variant avec le débit). Les procédures habituelles sont « Back Pressure Test » (flow after flow), « Test Isochrone » et « Test Isochrone Modifié ».

III.1.5.6 Essai de production :

Le puits est conditionné comme un puits producteur (tubé et équipement permanent).

III.1.5.7 Drill Stem Test (DST):

Le conditionnement du puits est temporaire avec en particulier une vanne de fond.

Souvent le puits est tubé mais les essais de DST se font aussi en trou ouvert. Ces essais sont en général courts. Le train de tiges de forage n'est plus utilisé, une colonne de production est préférée.

III -2 PLT (PRODUCTION LOGGING TOOL)

III-2-1 les diagraphies de production :

Les diagraphies de production fournissent les informations nécessaires à une analyse du comportement du puits intervalle par intervalle. Ceci donc permet de déterminer les intervalles producteurs, la nature et le débit des fluides produisent-ils.

Chapitre III : La surveillance de production

Dans les puits neufs, une évaluation faite avec les diagraphies de production indique si le puits produits comme prévu ou bien si des problèmes existe dans la complétion ou dans les caractéristiques du réservoir.

L'utilisation périodique des diagraphies de production permet également de s'assurer de l'état des réserves et de suivre le progrès de la déplétion.

La découverte des problèmes avant le début du work over permet l'optimisation des procédures de recomplétion. Les réparations peuvent être simplifiées et moins dangereuses tant pour le puits que pour le réservoir quand le problème est bien défini.

Bien souvent les diagraphies de production sont utilisées pour diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement des puits : fuites au tubing, au tubage, au packer, communication par channeling dues à de mauvaises cimentations, à des intervalles de faible pression qui reçoivent une partie de l'effluent.

III-2-1-1 Les sondes de productions

Les sondes de productions sont nombreuses. Elles peuvent être simples ou combinés de différentes façons afin de n'effectuer qu'une descente pour plusieurs mesures. Ces mesures seront faites l'une après l'autre ou simultanément avec les appareils les plus récents.

On intéressera dans cette étude aux sondes simples c'est-à-dire les logs de production.

Le programme de diagraphie de production normalement utilisé pour analyser l'écoulement des fluides dans le tubing comporte l'emploi :

- ✚ D'un débitmètre contenu (Spinner).
- ✚ D'un gradiomanomètre ou densimètre.
- ✚ D'un manomètre.
- ✚ D'un thermomètre.
- ✚ L'outil gamma ray : Elle est toujours présente.

La combinaison de ces outils constitue ce qu'on appelle le PLT simple.

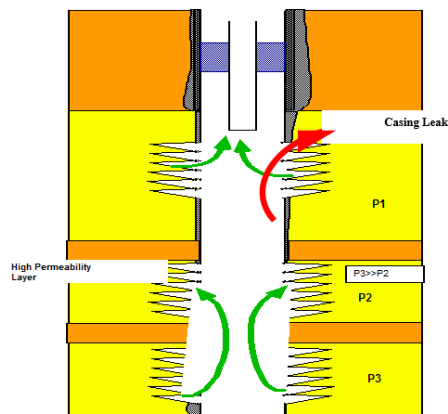
III-2-2 Définition de PLT

C'est une opération qu'on fait au niveau d'un puits, dont le but de recueillir des informations sur des réservoirs superposés tel que la vitesse du l'effluent dans le puits au-dessus de chaque zone, la pression et la température.

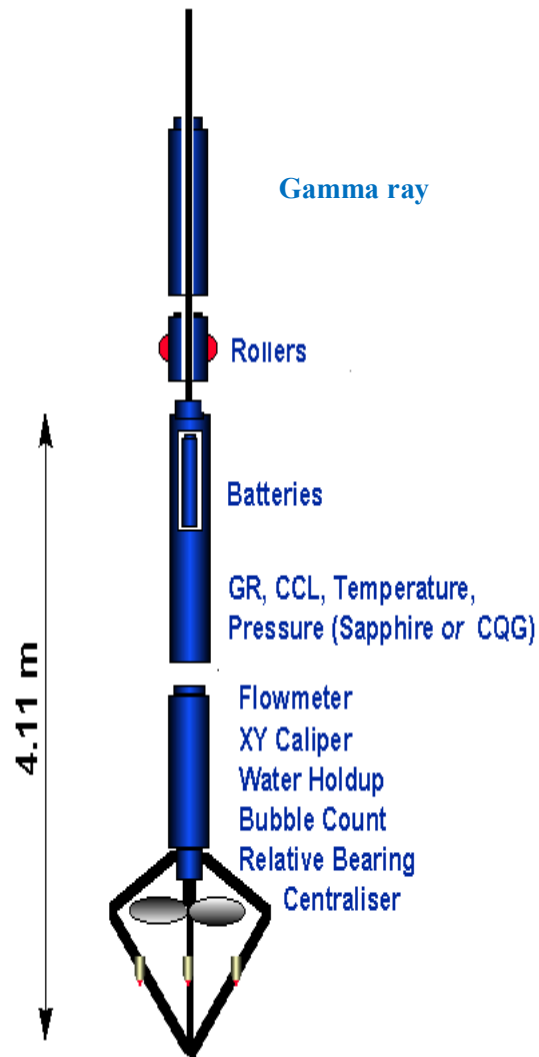
Chapitre III : La surveillance de production

Ces données sont utilisées pour:

- ✚ Evaluation du débit global ou partiel des plusieurs zones productives et la contribution de chaque zone dans la production et le niveau de chaque zone productive.
- ✚ Diagnostiquer la source de l'eau, de forte GOR ou de brute.
- ✚ Détection des cross flow :
Quand une zone à une bonne perméabilité et a une faible pression, elle peut être alimentée par un autre réservoir qui se trouve sous dessous.
- ✚ Détection des fuites dans le tubage c'est-à-dire recueillir des données pour le work over.



(FIGURE III.1) Schémas représentatif
Des applications de PLT



(FIGURE III.2) Combinaison de la sonde PLT

III-2-3 les outils constituant la sonde PLT

III-2-3-1 Le débitmètre contenu (spinner) :

Les débitmètres contenus ont un diamètre tel qu'ils peuvent être descendus dans les tubings de production. Ils sont tous constitués par une hélice plus au moins protégée.

III-2-3-2 Le manomètre :

C'est la mesure de la pression le long du tubage. Ce gradient comprend un terme hydrostatique et dynamique dû à l'écoulement du fluide.

III-2-3-3 Le thermomètre :

C'est la mesure de la température du fond à partir laquelle on peut localiser les venues des fluides ou de gaz.

Chapitre III : La surveillance de production

III-2-3-4 Le densimètre :

Utilise la radioactivité gamma pour mesurer la densité de l'effluent.

III-2-3-5 Le gamma ray :

Cet outil est toujours présent dans le train de la sonde PLT et ceci pour localiser les cotes des niveaux productifs.

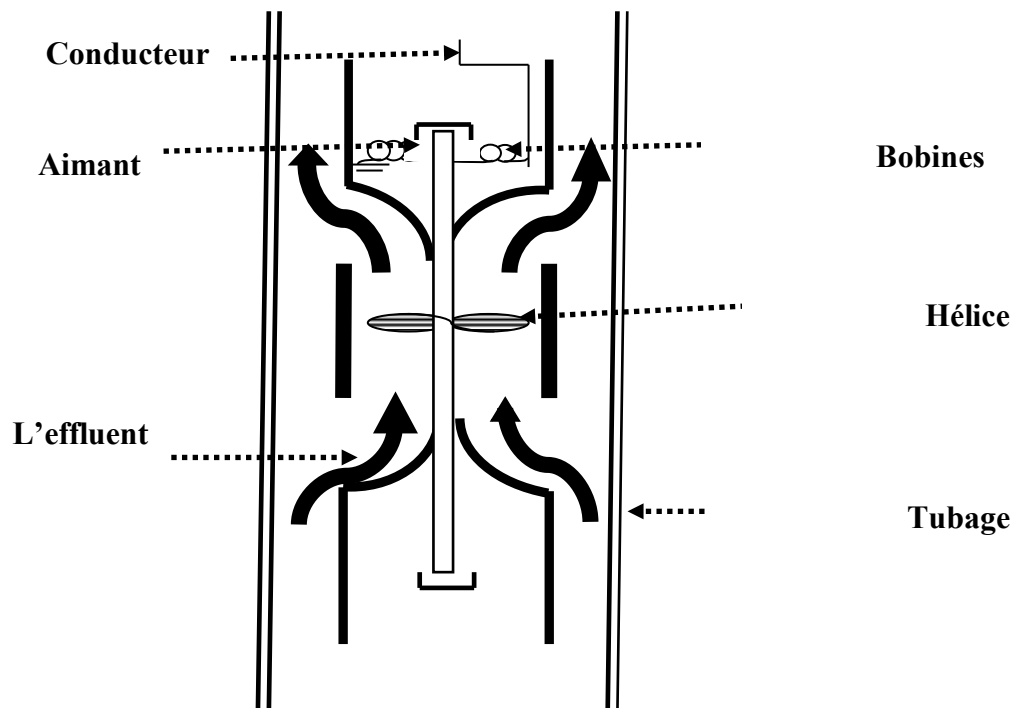
III-2-4 Le déroulement de l'opération PLT :

Les opérations de diagraphies de productions doivent être conduites dans les puits en production, donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité parfaite à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils.

Il s'agit d'un câble relié avec des outils combinés avec lesquels on peut effectuer au cours d'une même descente plusieurs enregistrements continus.

III-3-4- Principe de mesure du débitmètre contenu (spinner) :

La figure sous-dessous montre le principe de fonctionnement des débitmètres contenus Schlumberger :



(FIGURE III.3) Le débitmètre continu

Chapitre III : La surveillance de production

Une interprétation simple peut être faite dans le cas d'un écoulement monophasique. La connaissance du débit total au fond permet de déterminer par proportionnalité le débit de chaque couche.

Dans le cas pratique le débit de font n'est pas connu. Pour le déterminer on se base sur la formule suivante :

$$Q = V * S \dots\dots\dots \text{III.17}$$

Q : C'est le débit en mètre cube par jours

V : C'est la vitesse de l'hélice en mètre par seconde.

S : C'est la section du tubage en pousse

Le débit est obtenu en multipliant la vitesse du fluide obtenue par la section du tubage. Le diamètre intérieur du tubage et la viscosité du fluide doivent être connus. Les corrections à l'aide d'abaques construits expérimentalement donnent la vitesse moyenne du fluide.

Chapitre IV

Cas d'étude

Chapitre VI : Cas d'étude

L'allocation de production par zone et la Surveillance des puits sont des parties intégrales pour les champs pétroliers et sont nécessaires pour l'optimisation de production car elles donnent l'état réel des puits injecteurs et puits producteurs dans les champs qui exploitent plusieurs zones, la surveillance et l'allocation sont mieux pour garder les puits aux services plus de temps possible.

VI.1 Les étapes de l'étude :

On a fait notre étude sur quatre puits producteurs et trois puits injecteurs suivant quatre étapes qui sont :

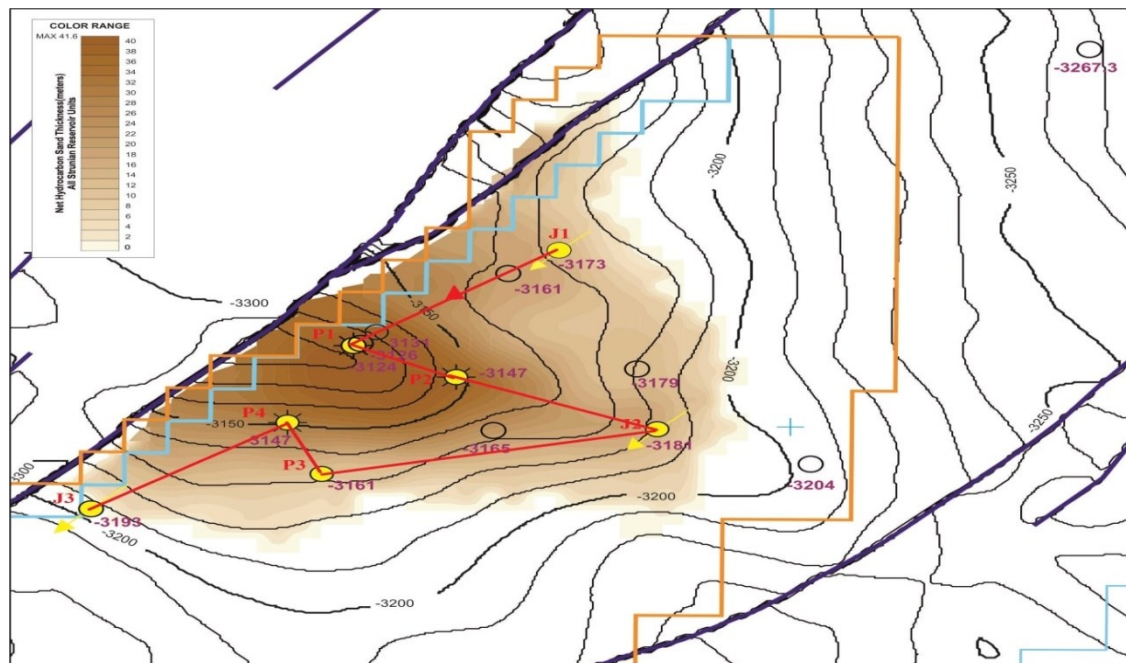
1. la description de champ :
2. La surveillance
 - La surveillance des puits.
 - La surveillance des zones de production et d'injection.
3. l'émergence de problème
4. La résolution

VI.1.1 La description du champ :

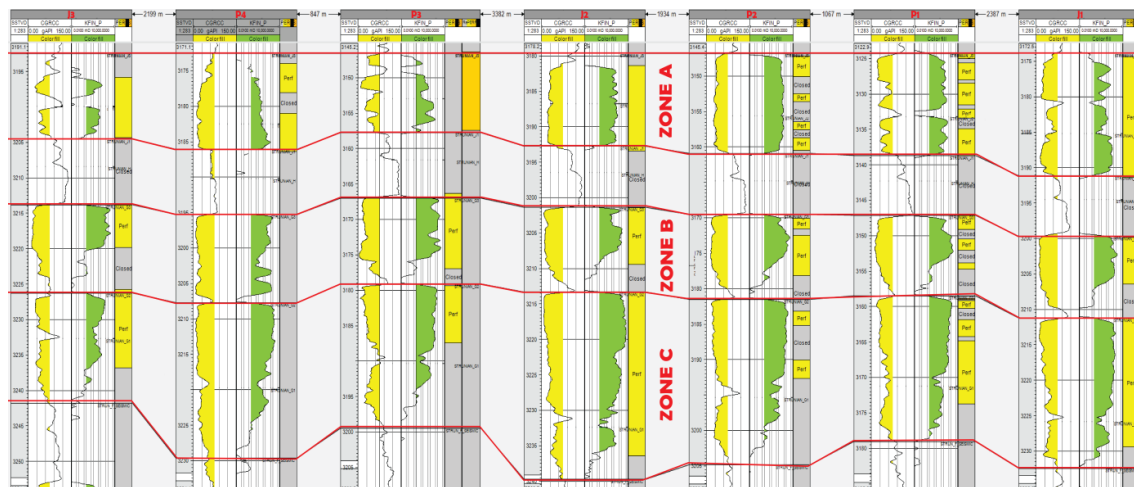
- Le champ d'ELMERK contient 4 puits producteurs de gaz à condensat et 3 puits injecteurs de gaz sec.
- les fluides produits de chacun des puits sont combinés de la station de rassemblement (FGS) à CPF.
- la production de ce champ est devenue de trois zones (multi couche) A, B, C.
- les zones des septes puits sont liées entre eux, comme elle sont précisées dans le (crosse section), qui a été construite par les géologues.

TABLEAU VI.1 : représente les puits d'étude dans le champ EL MERK

Le champ ELMERK	
Puits producteurs	Puits injecteurs
P 1, P 2, P 3, P 4	J 1, J 2, J 3



(FIGURE VI.1) Les altitudes des puits de champ EL MERK



(FIGURE VI.2) La section verticale des puits de champ EL MERK (Crosse section)

Chapitre VI : Cas d'étude

VI.1.2 La surveillance :

VI.1.2.1 La surveillance des puits :

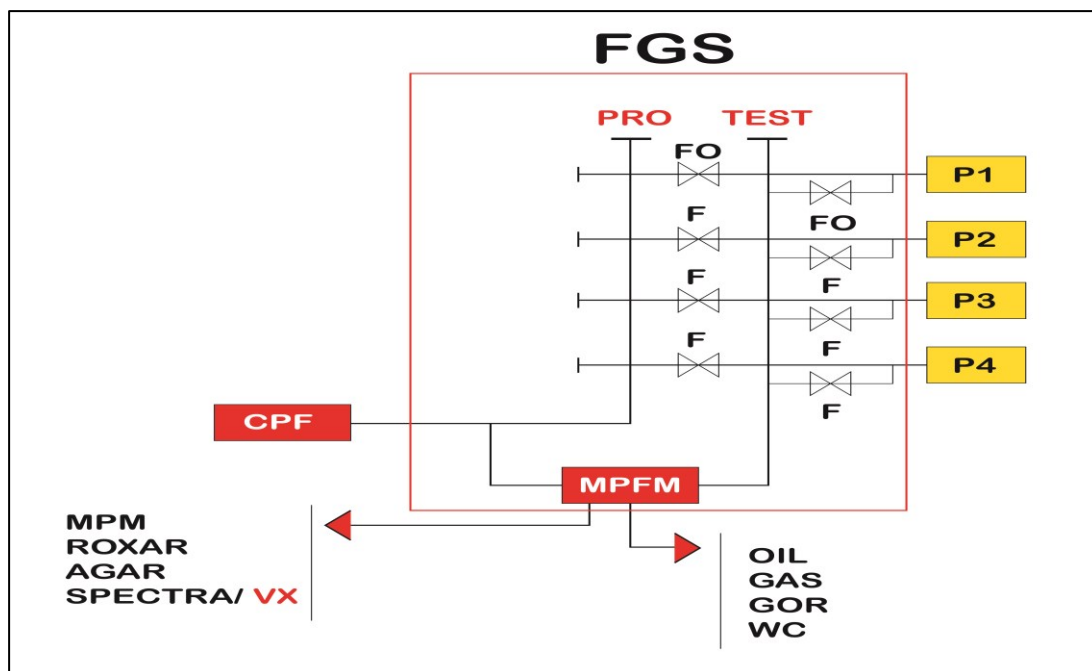
- *Pour les puits producteurs :*

La surveillance se fait par les essais des puits et qui donne les paramètres suivant :

- le débit (la production de chaque puits)
- GOR (gas oil ration)
- Pression de réservoir.
- pression en tête de puits.
- la température en têt de puits.

Régime actuel de test et d'allocation des puits :

Actuellement, les puits sont testés au plus chaque semaine. Les tests sont réalisés en utilisant l'appareille MPFM multi phase, qui s'installe à FGS (le manifold). voire la figure suivant :



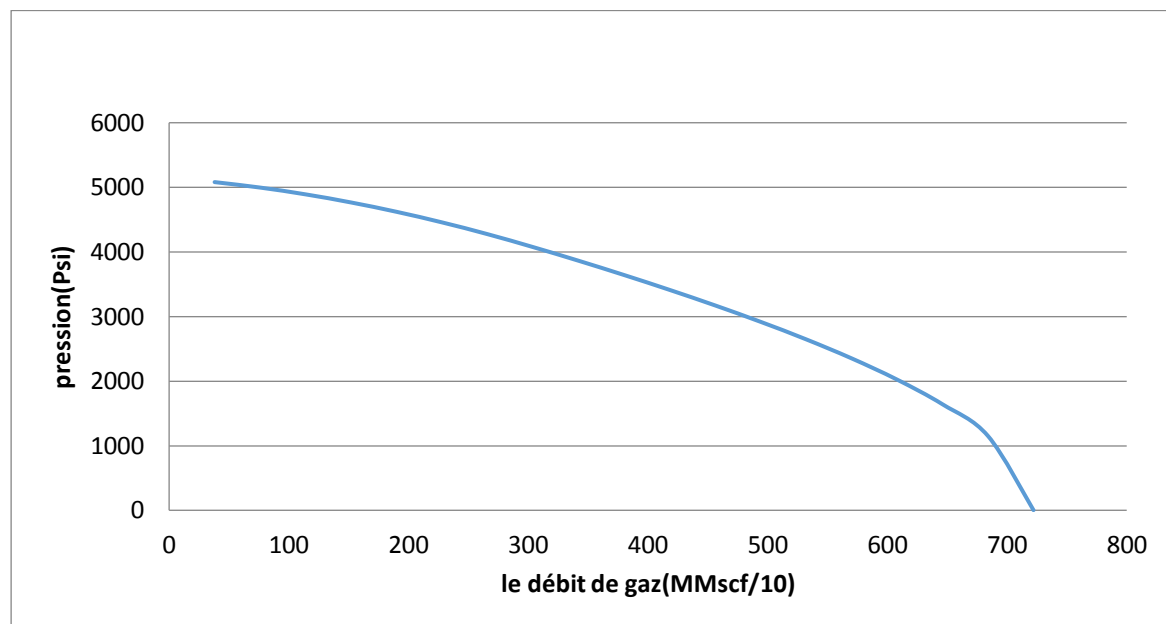
(FIGURE VI.3) schéma représente le manifold FGS

L'allocation de la production de retour à un puits individuel est actuellement réalisée à l'aide d'une combinaison de données de test de puits et de puits/modèle de réservoir. Afin d'obtenir des données de débit à trois tubes de pression de tubing

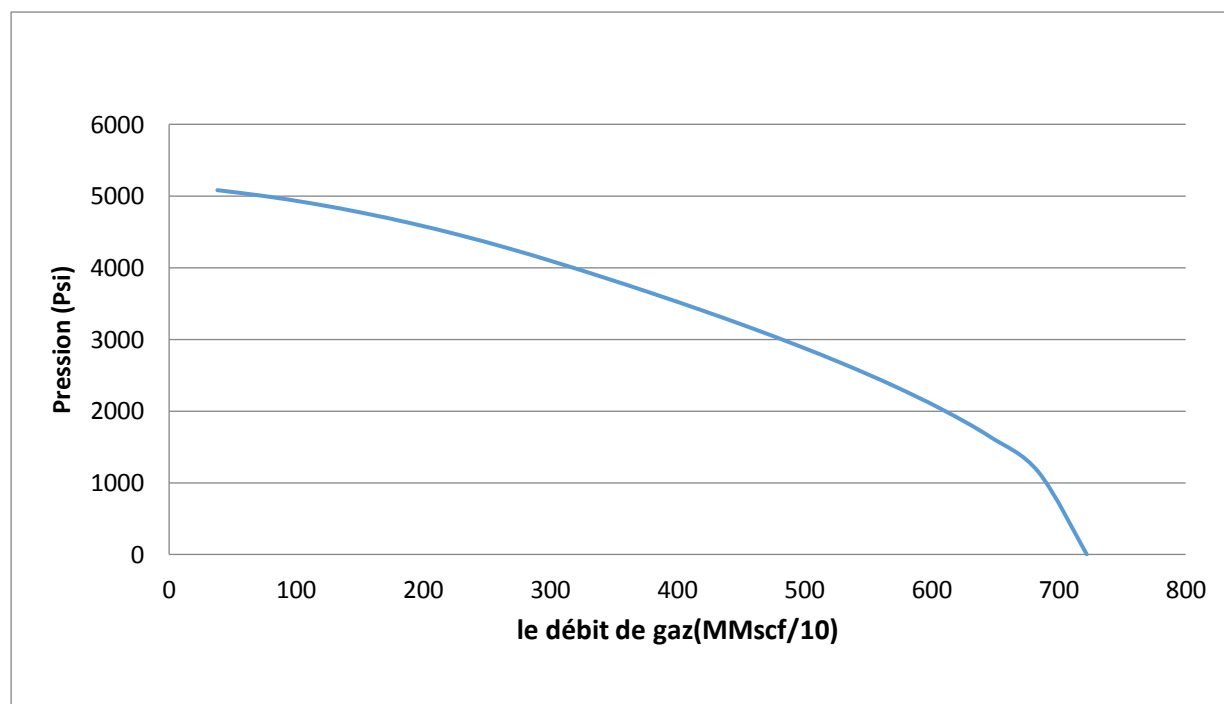
Chapitre VI : Cas d'étude

(THP), en conjonction avec des modèles de production (IPR), ces données de test de puits sont utilisées pour développer des courbes THP vs débit (voir les modèles).

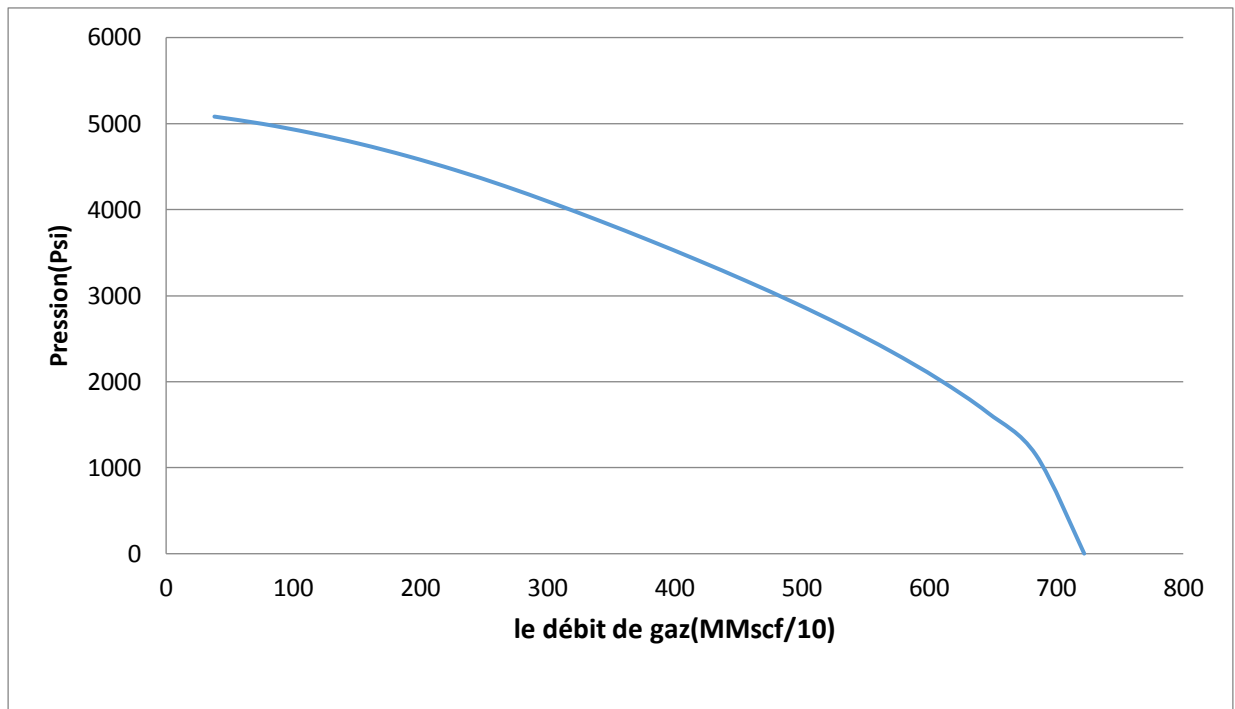
Nous utilisons le programme qui s'appelle " Prosper " pour construire les modèles suivant :



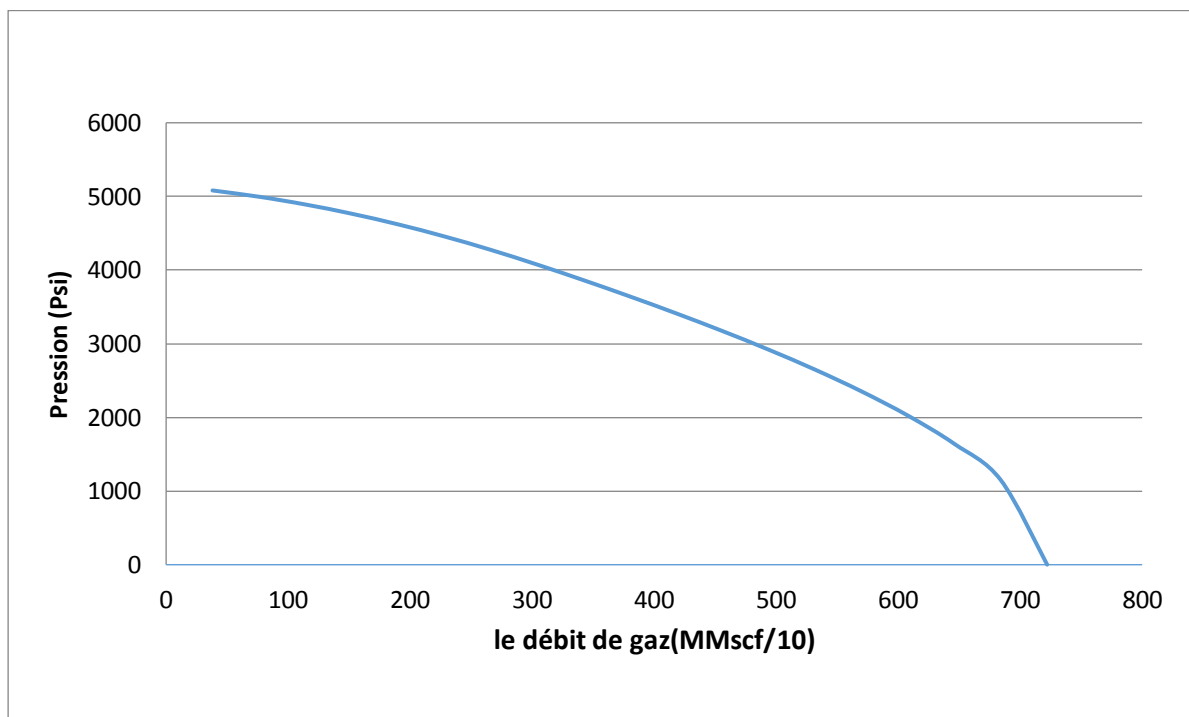
(FIGURE VI.4) Model de production de P 1



(FIGURE VI.5) Model de production de P 2



(FIGURE VI.6) Model de production de P 3



(FIGURE VI.7) Model de production de P 4

Chapitre VI : Cas d'étude

Exemple d'une journée de production :

Chaque jour, le THP est enregistré par l'opérateur, cette valeur est utilisée pour obtenir le débit théorique pour la journée d'après les modèles.

Tableau VI.2 : les paramètres de production théorique d'une journée (d'après le programme PROSPER)

puits	La production théorique de gaz sec (mmscf)	GOR (scf/bbl)	La production théorique de gaz a condensat (stb)
-------	--	---------------	--

Totals	134.89	/	11882
P_1	42.289	19277	2194
P_2	42.305	6918	6115
P_3	43.283	14632	2958
P_4	7.032	11441	615

Les débits théorique pour tous les puits seront combinés et comparés au débit indiqué par CPF, et tous les débits de puits sont réglées vers le haut ou vers le bas par le même pourcentage de faire le total d'accord avec le CPF, cet ajustement est connu comme facteur de l'allocation inférieure à 5% (plus que cela, nous avons besoin de corrigé les données ou les modèles).

La production de ce jour indique par CPF est .137.61 MMscf.

Facteur d'allocation = $137.61/134.89 = 1.02$ (2%)

Tableau VI.3 : les paramètres de production réel d'une journée (paramètre allouer)

puits	le Volume de gaz sec allouer (mmscf)	GOR (scf/bbl)	Le Volume de gaz a condensat allouer (stb)
-------	--------------------------------------	---------------	--

Totals	137,61	/	12119,33
P_1	43,13	19277	2237,63
P_2	43,15	6918	6237,51

Chapitre VI : Cas d'étude

P_3	44,15	14632	3017,27
P_4	7,17	11441	626,92

- ❖ Nous referons le même travaille chaque jour.
- ❖ Nous utilisons la surveillance journalier a fin de tracer les courbes de GOR para pour le temps pour suivit la production de tous les puits de champ.
- **Pour les puits injecteurs :**

La surveillance des puits injecteurs est plus facile que celle des puits producteurs en utilisant l'orifice de Daniell ce dernier est placé toujours sur les puits injecteurs pour mesurer le débit d'injection.

Tableau VI.4 : le volume de gaz injecter une journée dans les trois puits

puits	Volume de gaz injecter (mmscf)
-------	-----------------------------------

Totals	135,00
J_1	55,00
J_2	45,00
J_3	35,00

VI.1.2.2 La surveillance des zones :

Elle se fait par les outils de logging de production PLT une fois par année pour connaitre les paramètres de chaque zone.

- ❖ Pour les zones injecteurs : le PLT permet de :
 - calculer le débit d'injection dans chaque zone.
 - Préciser le chemin à suivre par la plupart de gaz injecté.
- ❖ Pour les zones de production : le PLT permet de connaitre :
 - Le débit de production de chaque zone.
 - Le GOR de chaque zone.

Exemple d'une journée de production :

Après de faire le PLT pour les puits producteur nous avons les résultats suivant :

Tableau VI.5 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 1)

puits	les zones de production	la production de gaz sec (MMscf)	GOR	la production de gaz a condensat (stb)
P 1	zone A	15,42	21810,467	707
	zone B	11,48	12405,044	925,43
	zone C	16,23	26817,581	605,2
	Total	43,13	19277	2237,63

Tableau VI.6 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 2)

puits	les zones de production	la production de gaz sec (MMscf)	GOR	la production de gaz a condensat (stb)
P 2	zone A	12,45	5915,7259	2104,56
	zone B	14,47	6202,4475	2332,95
	zone C	16,23	9016,6667	1800
	Total	43,15	6918	6237,51

Tableau VI.7 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 3)

puits	les zones de production	la production de gaz sec (MMscf)	GOR	la production de gaz a condensat (stb)
P 3	zone A	15,23	15265,875	997,65
	zone B	16,52	21972,176	751,86
	zone C	12,4	9781,0311	1267,76
	Total	44,15	14632	3017,27

Chapitre VI : Cas d'étude

Tableau VI.8 : l'allocation de production d'un jour par zone (P 4)

puits	les zones de production	la production de gaz sec (MMscf)	GOR	la production de gaz a condensat (stb)
P 4	zone A	1,1	4247,5962	258,97
	zone B	3,95	24541,783	160,95
	zone C	2,12	10241,546	207
	Total	7,17	11441	626,92

Après de faire le PLT pour les puits injecteurs nous avons les résultats suivant :

Tableau VI.9 : la quantité de gaz injecté dans les trois (J 1)

puits	les zones d'injection	l'injection de gaz sec (MMscf)
J 1	zone A	20
	zone B	16
	zone C	19
	Total	55

Tableau VI.10 : la quantité de gaz injecté dans les trois (J 2)

puits	les zones d'injection	l'injection de gaz sec (MMscf)
J 2	zone A	15
	zone B	14
	zone C	16
	Total	45

Chapitre VI : Cas d'étude

Tableau VI.11 : la quantité de gaz injecté dans les trois (J 3)

puits	les zones d'injection	l'injection de gaz sec (MMscf)
J 3	zone A	12
	zone B	14
	zone C	9
	Total	35

- ❖ Nous referons le même travaille chaque jour.
- ❖ Nous utilisons la surveillance périodique du zones pour suivit la production et l'injection de chaque zone.

VI.1.3 l'émergence de problème :

D'après les résultats obtenues à partir les essais des puits qu'on a faits, on a trouvé qu'il y a des changements aux paramètres des puits producteurs. Les changements sont présentés dans les tableaux suivant :

Tableau VI.12 : les paramètres de production avant l'émergence de problème

puits	le Volume de gaz sec allouer (mmscf)	GOR (scf/bbl)	Le Volume de gaz a condensat allouer (stb)
-------	--------------------------------------	---------------	--

Totals	137,61		12119,33
P_1	43,13	19277	2237,63
P_2	43,15	6918	6237,51
P_3	44,15	14632	3017,27
P_4	7,17	11441	626,92

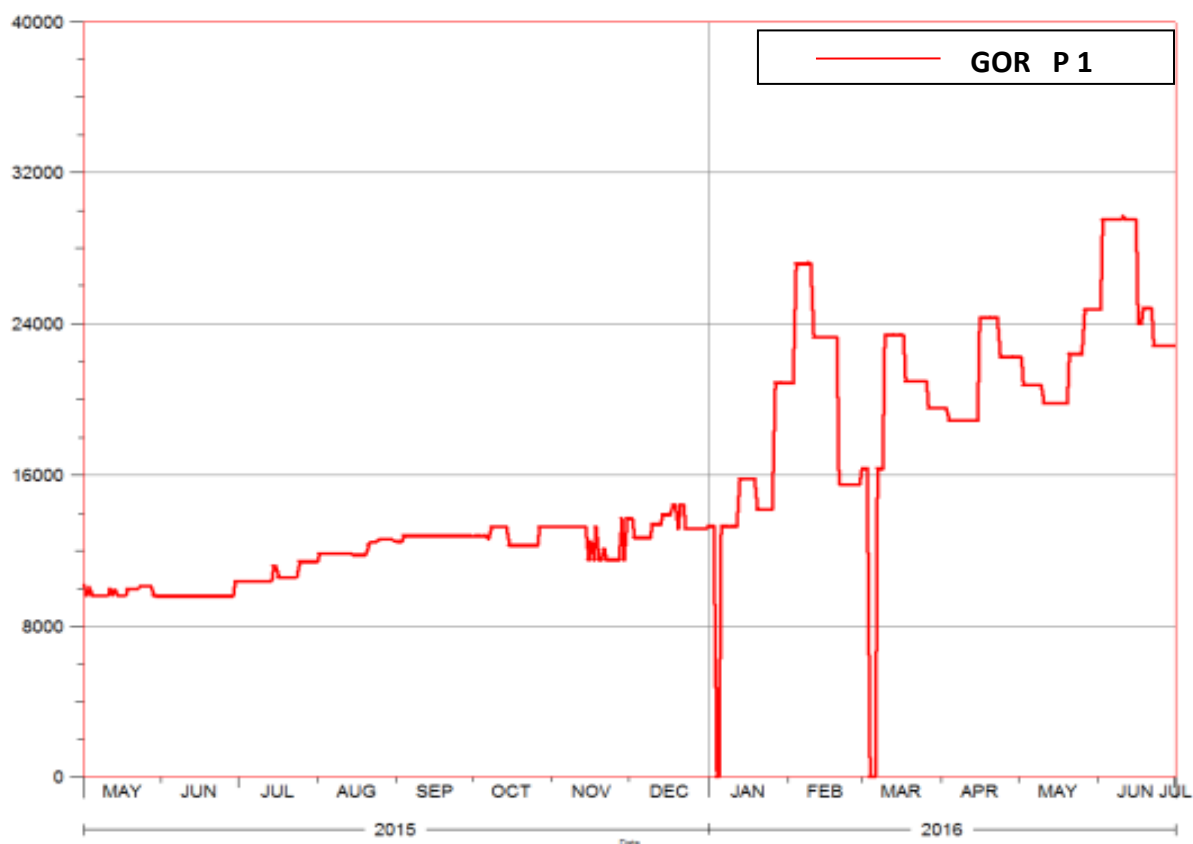
Chapitre VI : Cas d'étude

Tableau VI.13 : les paramètres de production après l'émergence de problème

puits	le Volume de gaz sec allouer (mmscf)	GOR (scf/bbl)	Le Volume de gaz a condensat allouer (stb)
-------	--	------------------	--

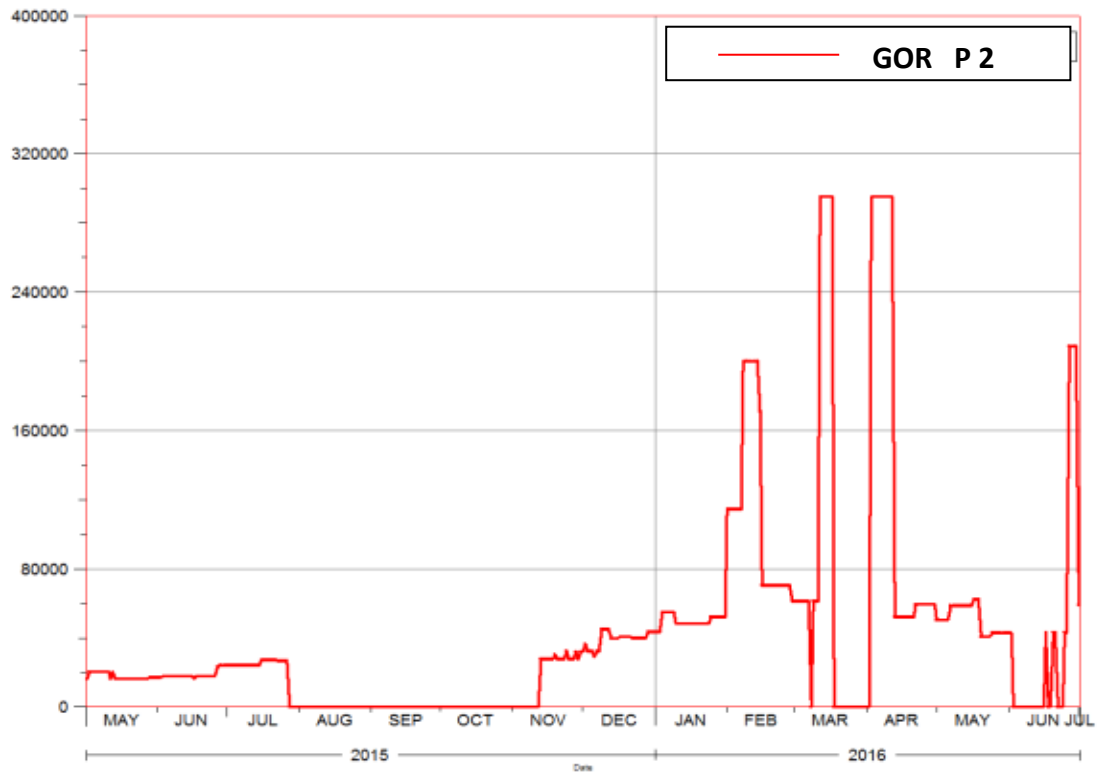
Totals	175,66		10715,21
P_1	62,15	30308	2050,56
P_2	61,34	12237	5012,5
P_3	45	14874	3025,23
P_4	7,17	11441	626,92

❖ D'après la surveillance de production nous avons les diagrammes de GOR

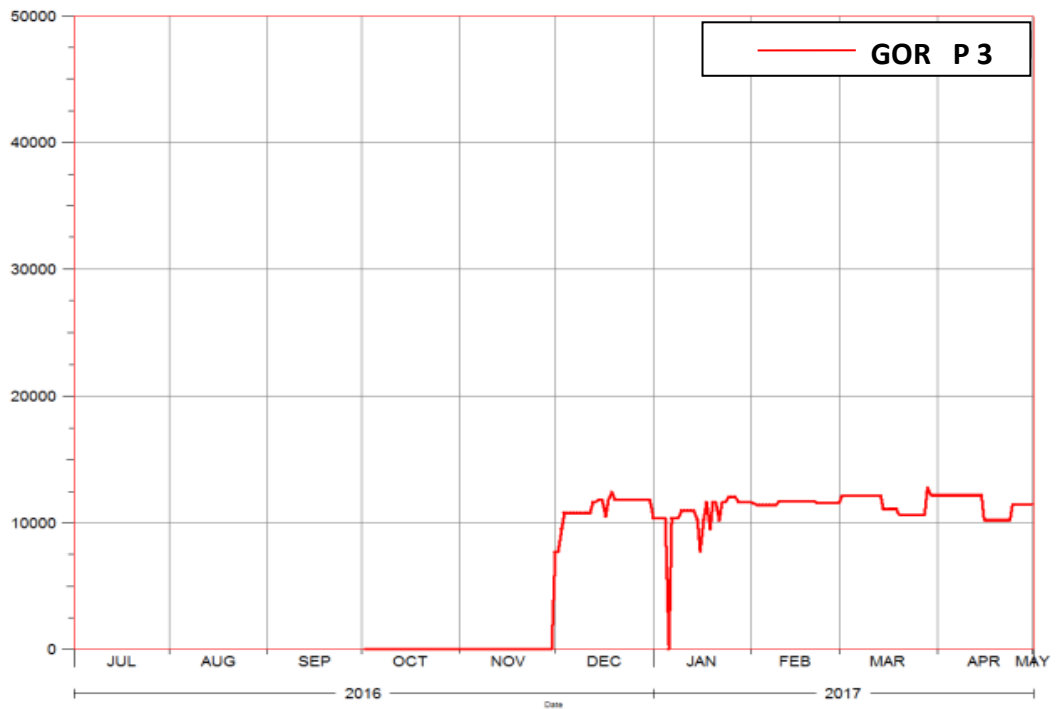


suivant :

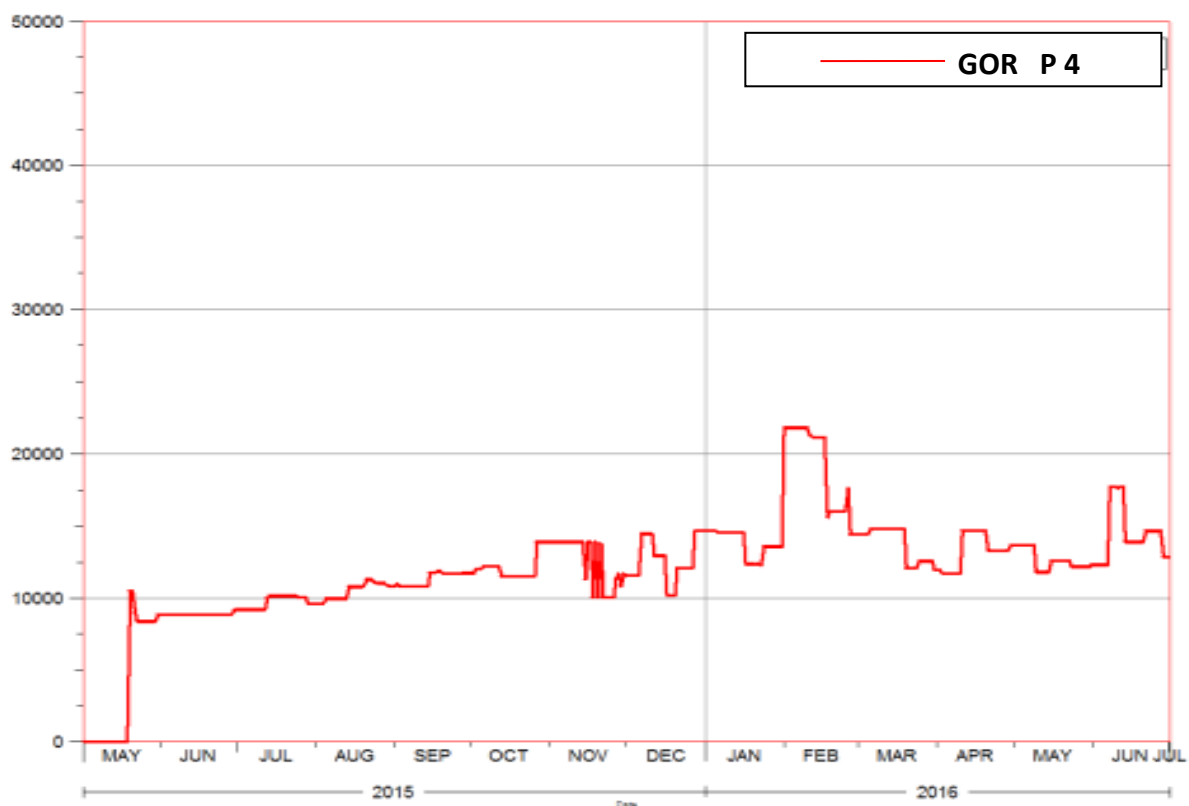
(FIGURE VI.8) L'augmentation de GOR de P 1 à partir de Mai 2015



(FIGURE VI.9) L'augmentation de GOR de P 2 à partir de Mai 2015

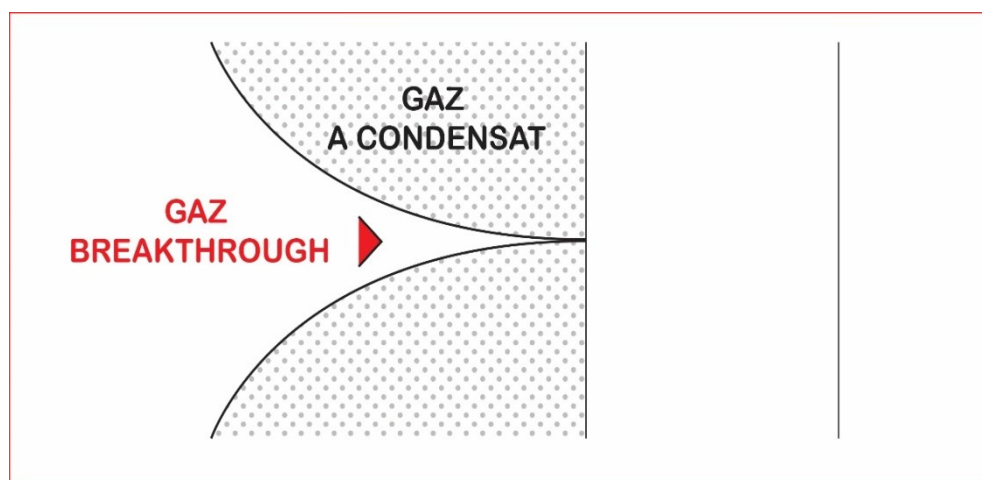


(FIGURE VI.10) L'état de GOR de P 3 à partir de novembre 2016



(FIGURE VI.11) L'augmentation de GOR de P 4 à partir de Mai 2015

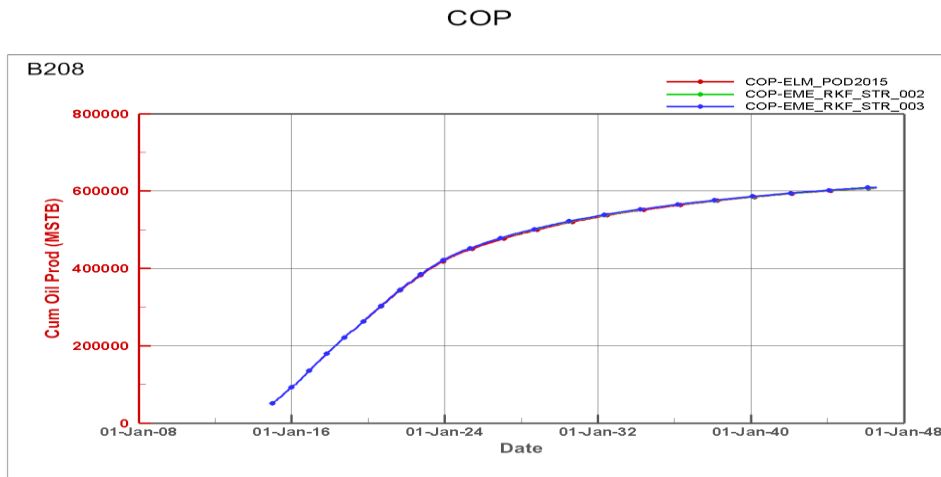
D'après l'augmentation de GOR qui traduit l'augmentation de volume de gaz sec et la diminution de volume de gaz à condensat produits vers le CPF, nous avons remarqué qu'il y a un problème dans les puits de champ, ce problème probablement est la percée de gaz (le gaz breakthrough).



(FIGURE VI.12) schéma représente le phénomène de percée de gaz

Chapitre VI : Cas d'étude

Ces changements nous provoquent pour faire une investigation afin de déterminer les causes de problème pour pouvoir le résoudre et pour obtenir les résultats courus à partir des programmes de simulation, ou normalement le GOR n'augmente pas jusqu'à 2024 comme il est précisé dans le diagramme suivant :



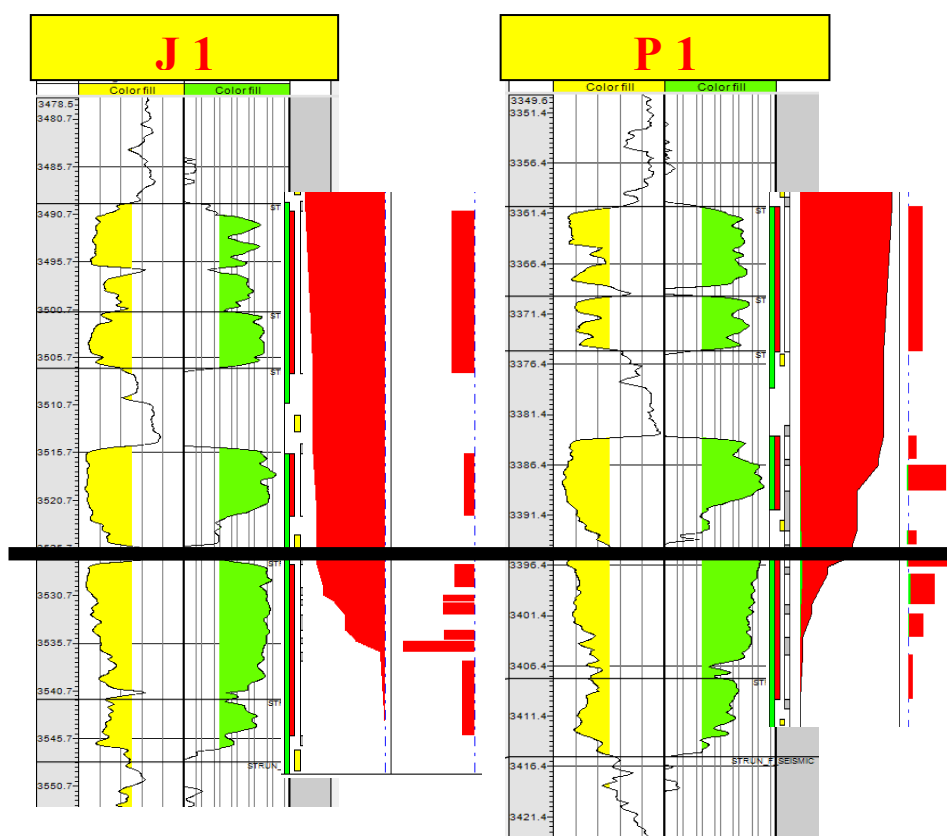
(FIGURE VI.13) Courbe de production de gaz a condensat jusqu'à 2048

❖ *L'investigation :*

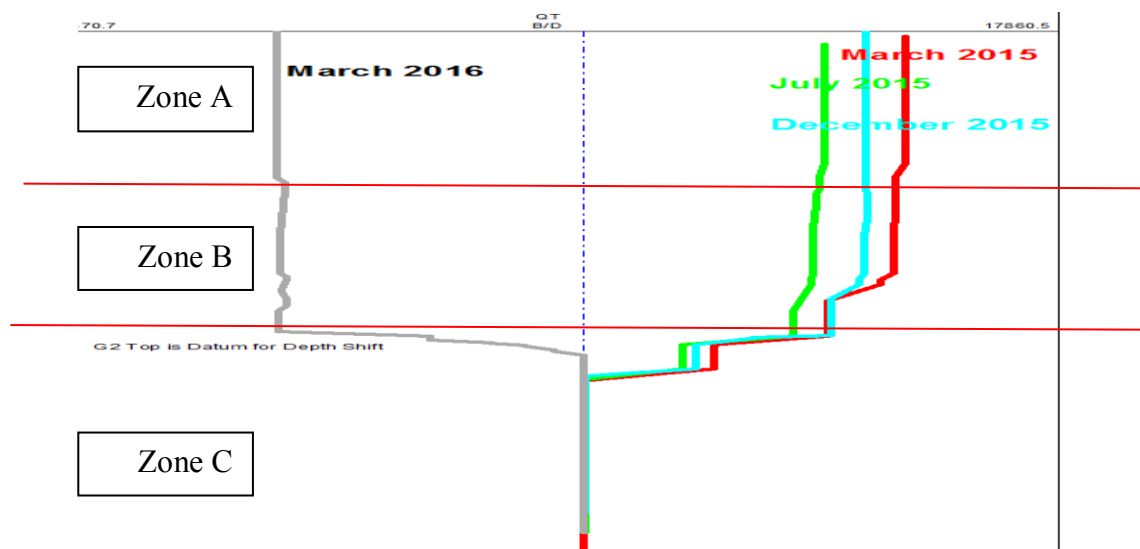
D'après les essais des puits périodiques et contrairement aux résultats des programmes de simulation on a trouvé que :

- le puits producteurs P 1 a des augmentations de GOR jusqu'à **34000**
 - le puits producteurs P 2 a des fortes augmentations de GOR jusqu'à **300000**.
 - le puits producteurs P 4 a des augmentations de GOR jusqu'à **30000**.
 - le puits producteurs P 3 n'a pas des augmentations de GOR car il est neuf au service (entrée au service en décembre 2016).
- ❖ C'est pour ça on est obligé de refaire un PLT pour chaque zone de production et d'injection dans les puits P1 P2 P4 J1 J2 J3.
- ❖ Nous utilisons la méthode de comparaison entre les puits producteurs et les puits Injecteurs (P1 J1 * P2 J2* P4 J3).
- ❖ Le puits producteur P3 ne demande pas le PLT puisque le GOR presque est stable.

A / La résultat de PLT entre J 1 et P 1 :



(FIGURE VI.14) La comparaison entre le PLT de J 1 et le PLT de P 1 d'une seule fois



(FIGURE VI.15) La comparaison entre le PLT de J 1 et le PLT de P 1 dans trois mois

Chapitre VI : Cas d'étude

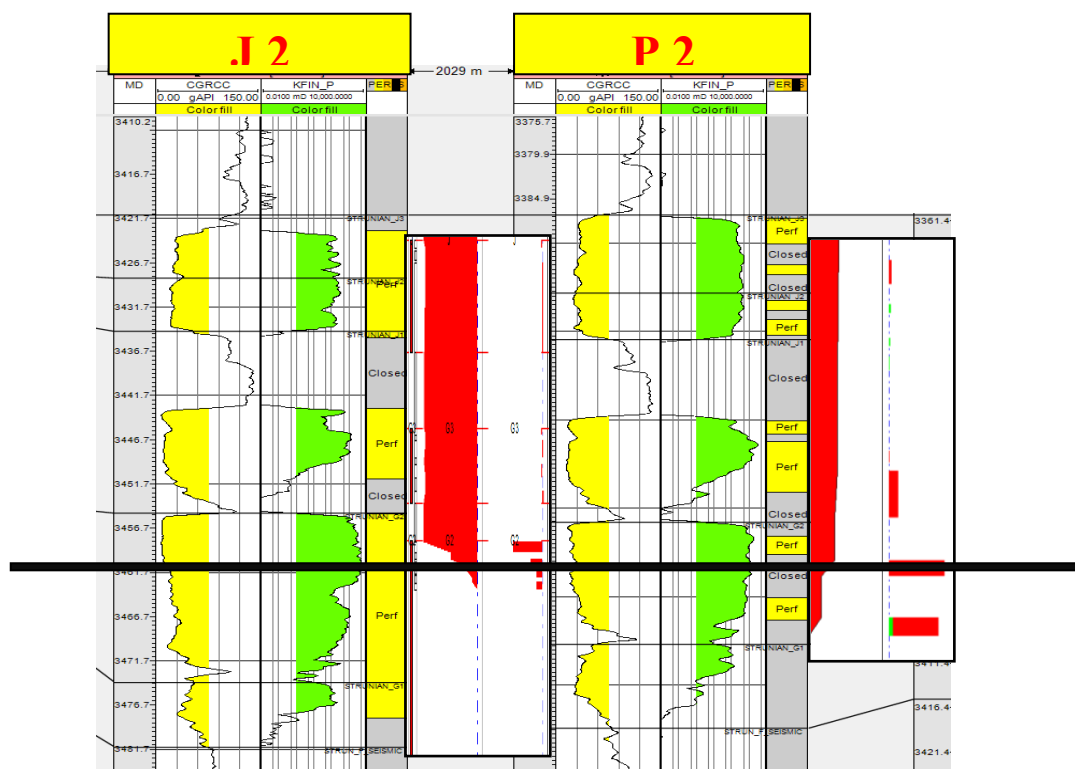
Nous appliquent le PLT sur le puits producteur P 1 chaque quatre mois, Nous appliquent le PLT sur le puits injecteur J 1 au mois de mars 2016 et nous avons les chemins suivants :

L'interprétation des diagrammes de PLT passé nous indique que l'allocation de l'injection et la production dans les zones de production de P 1 et d'injection de J 1 est comme suit :

Tableau VI.14 : le pourcentage de production et d'injection de chaque zone à partir de puits J 1 et P1

puits	Zone A	Zone B	Zone C
J-1	10%	5%	85%
P-2	9%	29%	57%

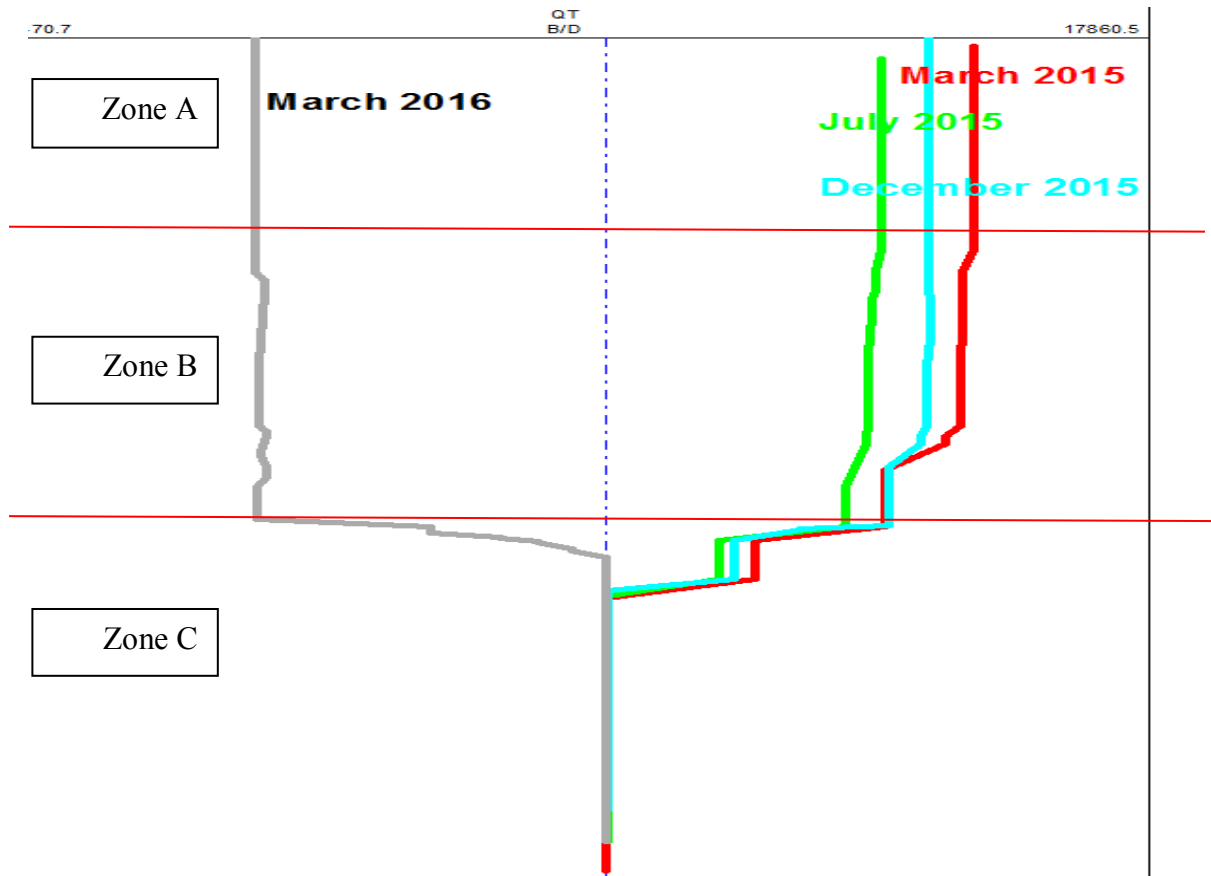
B/ Le résultat de PLT entre J 2 et P 2 :



(FIGURE VI.16) La comparaison entre le PLT de J 2 et le PLT de P 2 d'une seule fois

Chapitre VI : Cas d'étude

Nous appliquent le PLT sur le puits producteur P 2 chaque quatre mois, Nous appliquent le PLT sur le puits injecteur J 2 au mois de mars 2016 et nous avons les chemins suivants :



(FIGURE VI.17) La comparaison entre le PLT de J 2 et le PLT de P 2 dans trois mois

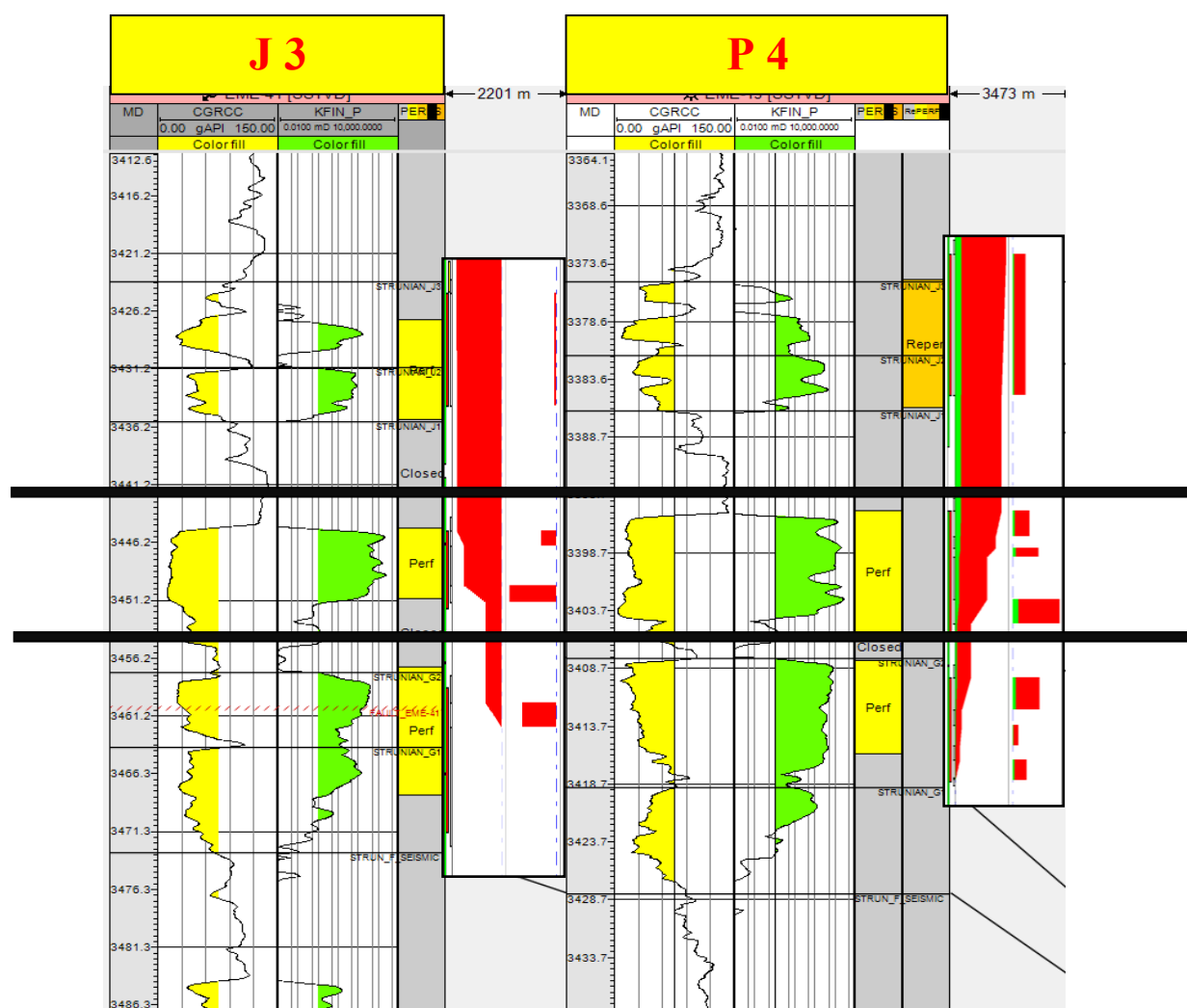
L'interprétation des diagrammes de PLT passé nous indique que l'allocation de l'injection et la production dans les zones de production de P 2 et d'injection de J 2 est comme suit :

Chapitre VI : Cas d'étude

Tableau VI.15 : le pourcentage de production et d'injection de chaque zone a partir de puits J 2 et P2

Puits	Zone A	Zone B	Zone C
P-2	1%	21%	76%
J-2	3%	3%	94%

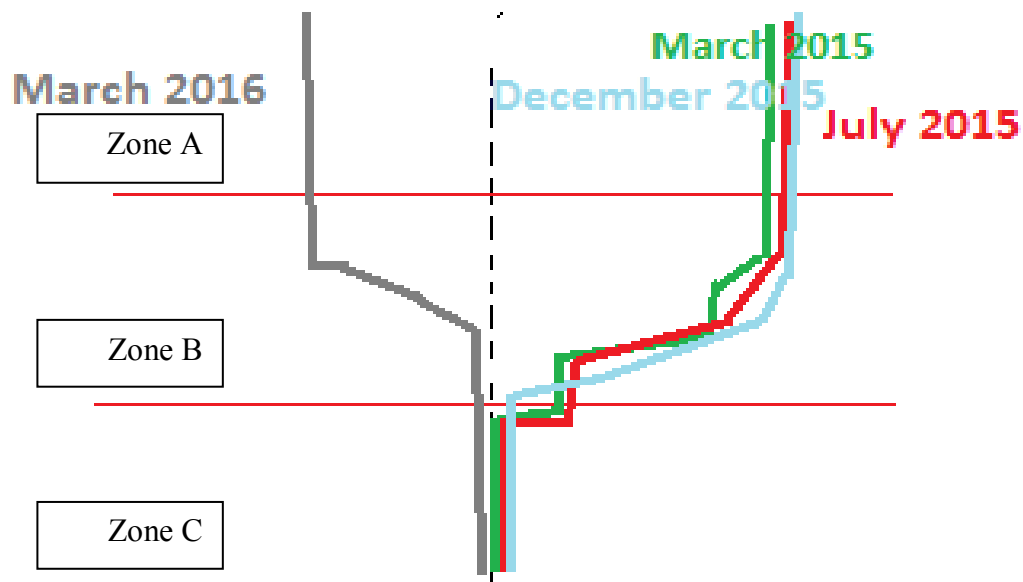
C/ Le résultat de PLT entre J 3 et P 4 :



(FIGURE VI.18) La comparaison entre le PLT de J 3 et le PLT de P 4 d'une seule fois

Chapitre VI : Cas d'étude

Nous appliquent le PLT sur le puits producteur P 4 chaque quatre mois, Nous appliquent le PLT sur le puits injecteur J 3 au mois de mars 2016 et nous avons les chemins suivants :



(FIGURE VI.19) La comparaison entre le PLT de J 3 et le PLT de P 4 dans trois mois

L'interprétation des diagrammes de PLT passé nous indique que l'allocation de l'injection et la production dans les zones de production de P 4 et d'injection de J 3 est comme suit :

Tableau VI.16 : le pourcentage de production et d'injection de chaque zone à partir de puits J 3 et P 4

Puits	Zone A	Zone B	Zone C
P-4	9%	60%	31%
J-3	2%	63%	35%

❖ *Résultat de l'investigation :*

A partir des trois tableaux de comparaison entre les puits producteurs et les puits injecteurs, nous remarquons que :

Chapitre VI : Cas d'étude

La zone qu'est la cause d'augmentation de GOR dans les puits P1 et P2 est : **la zone**

C La zone qu'est la cause d'augmentation de GOR dans le puits P 4 est : **la zone B**

VI.1.4 Résolution :

Pour déminer le GOR et arrêter le gas Breakthrough dans les puits P 1 et P2 il faut isoler la zone C dans les puits injecteurs J 1 et J 2.

Il y a plusieurs méthodes d'isolation comme :

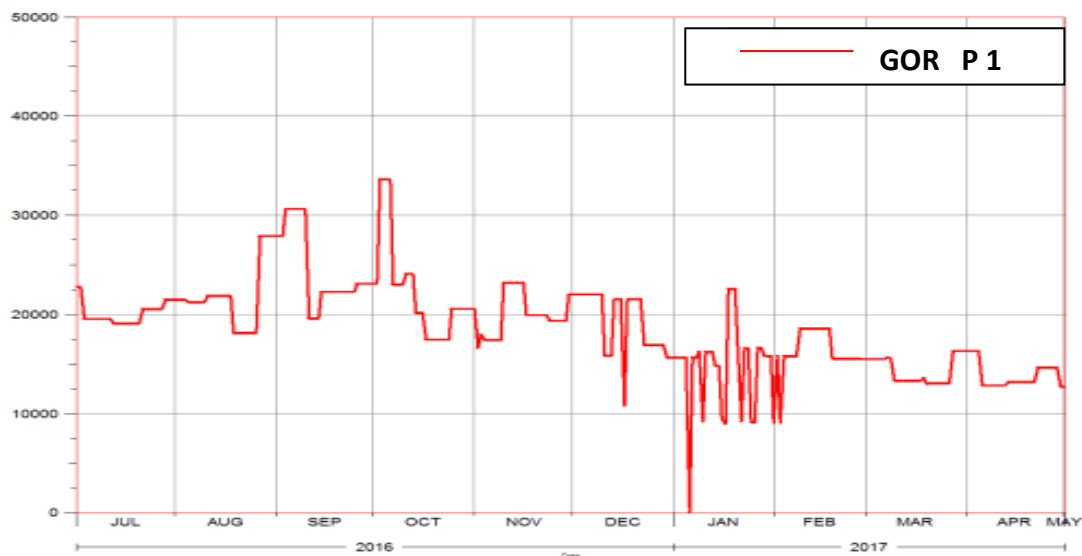
- les bouchons (plug)
- la cimentation
- les produits chimiques
- l'écrasement de casing (casing patch)

Dans notre cas on a choisi l'isolation par les bouchons (Plug) qui sont le moyen le plus facile et qui s'applique toujours sur les zones inférieures.

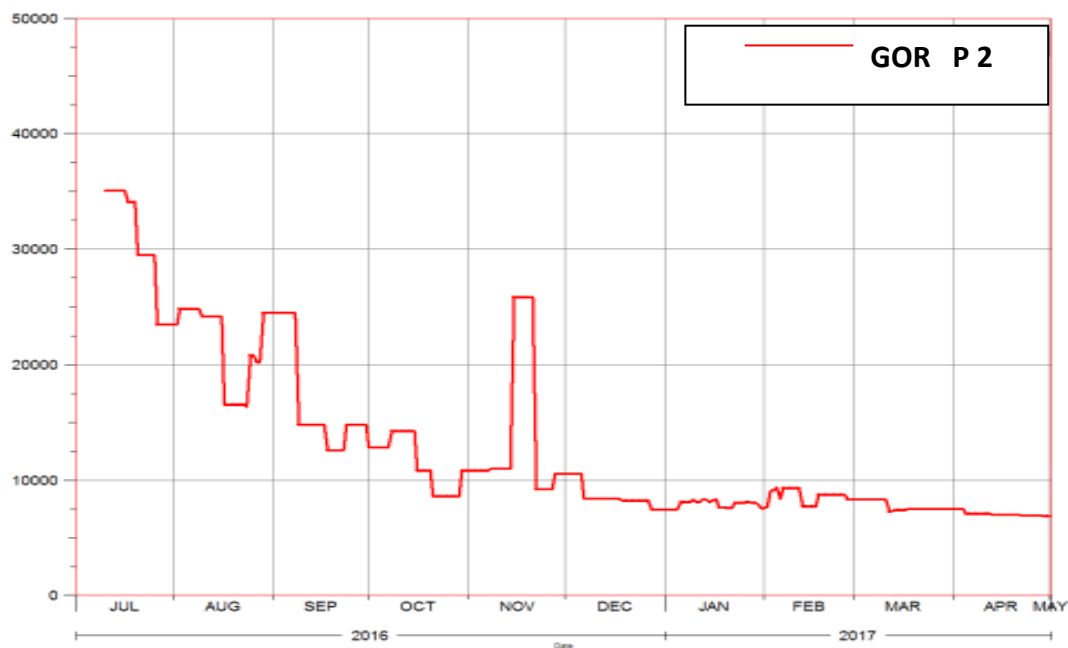
- ✚ Pour l'augmentation de GOR dans le puits P 4 groupement BERKINE sont arrêtée de le résoudre pour l'instant.

Après l'isolation de **la zone C** dans les puits J 1 et J 2 il faut redémarrer les puits producteurs et injecteurs et refaire la surveillance par la même méthode pour confirmer la résolution de problème.

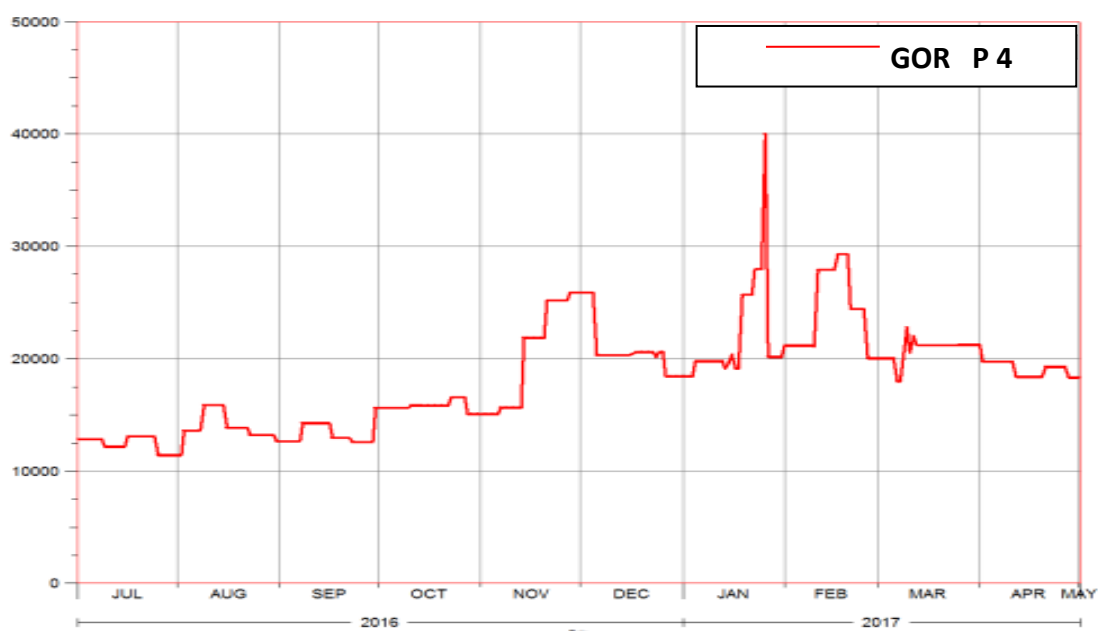
Les résultats de surveillance sont représentés dans les diagrammes suivants :



(FIGURE VI.20) diminution de GOR de P 1 après la déposition de bochette



(FIGURE VI.21) diminution de GOR de P 2 après la déposition de bochette



(FIGURE VI.22) diminution de GOR de P 4 après la déposition de bochette

Remarque d'après l'isolation de la zone c :

Nous avons remarqué que :

- Le GOR dans le puits P 1 est devenu inférieure à **16000** en mai 2017.
- Le GOR dans le puits P 2 est devenu inférieure à **9000** en mai 2017.
- Le GOR dans le puits P 4 presque reste le même, **20000** en mai 2017.

Chapitre VI : Cas d'étude

Tableau représenter la diminution de GOR après l'application de la méthode d'allocation :

Tableau VI.17 : La comparaison entre le GOR de P 1, P 2 et P 4 avant et après l'application de la méthode d'allocation

puits	GOR avant l'application de la méthode d'allocation (mois d'avril 2016)	GOR après l'application de la méthode d'allocation (mois de mai 2017)
P 1	34000	16000
P 2	300000	9000
P 4	30000	20000

VI.2 Recommandation :

1. Le GOR dans le puits P 4 est resté élevé même après l'isolation de la zone C par la position des bouchants dans les puits injecteurs J 1 et J 2, donc nous proposons comme une solution : l'isolation de la zone B dans le puits injecteur J 3 par la position d'un (casing patch) parce que cette méthode permet d'isoler la zone B intermédiaire et asservir la production de deux autres zones inférieure et supérieure (zone A et zone B).
2. Il faut refaire un PLT pour les puits producteurs P 1 et P 2 pendant les trois mois suivants pour confirmer que le problème de GOR dans la zone C est réglé et pour prendre une idée sur l'état de la zone A et la zone B après la méthode d'allocation.

VI.3 Conclusion :

Dans le domaine pétrolier la résolution immédiate des problèmes permet d'augmenter la durée de vie des puits et gagner plus de bénéfices, notre méthode * l'allocation de la production par zone * est nous permet de réaliser le problème d'augmentation de GOR pendant quelque mois, donc prolonger le temps de production et récupérer le maximum de réserve en place.

Conclusion générale:

L'allocation de production par zone qui appliqué par le groupement BERKIN sur le champ de EL MERK au sud-est algérienne, nous permettons de faire la diagnostique de problème de percée de gaz dans les puits qui produisent le gaz a condensat et realize ce problème rapidement pour conservé la production des condensats et pour obtenir les butes courigé par l'administration de groupement (récupéré le maximum des reserves en place jusqu'a l'année 2048).

La méthode de l'allocation qui basé sur la surveillance des puits théorique par le programme de PROSPER et la surveillance des puits sur chantier par les essais des puits et les analyses de PLT périodique, permet d'entouré les problèmes d'injection et de production à partir plusieurs zones (multi couches), pour améliorée la production des condensats et gagnée plus des bénéfices surtout dans les dernières années où les prix de pétroles ont diminués.

Donc il faut exploiter les autres champs pétrolières par la mème méthode pour amélioré les rendements des reservoirs parallèle avec la diminution des couts.

Bibliographie

1. Production Allocation (Review of Current Practices and Methodologies)
2. Le document de GEOLOGIE DE L'ALGERIE
3. https://en.wikipedia.org/wiki/Drill_stem_test
4. <https://www.landmark.solutions/Production-Allocation>
5. Techniques d'exploitation pétrolière : Le GisementAuteur : **R. Cossé** – **1988**
6. Propriétés des fluides de gisementsAuteur:**J.F. Gravier** – **1986**
7. Mémoire:memoire optimisation de système de production de champ de GTL,Présenté par: DIB Elhassan, BENLOUCIF Brahim, université: Boumerdes.
8. http://petrowiki.org/Production_logging
9. Cased Hole and Production Log EvaluationAuteur :**James J. Smolen**– **1996**
10. Interpretation of Array Production Logging Measurements Auteur: **Lulu Liao**– **2014**
11. Document de groupement berkin : allocation philosophy
12. Document de groupement berkin : production surveillance and optimisation in a multi zone système