

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

CHERMITI Fatima Zahra

BENACEUR Fatima Zahra

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des hydrocarbures

Thème

Etude de développement du champ de GELIB EL DJEMEL

Devant le jury :

HAMMOUDI	TAREK	UMBB	Encadreur
.....		UMBB	Président
.....		UMBB	Examineur
.....		UMBB	Examineur
.....		UMBB	Examinatrice

REMERCIEMENT

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

Tous nos remerciements à notre encadreur M^r: Morsli Hamza qui nous a guidées à réaliser ce travail, pour la confiance qui nous a témoigné, pour sa compétence et sa disponibilité. Et notre Promoteur Mr. Hammoudi Tarek pour avoir accepté de suivre cette étude.

Nous n'oublierons pas de remercier chef de département de technique et production

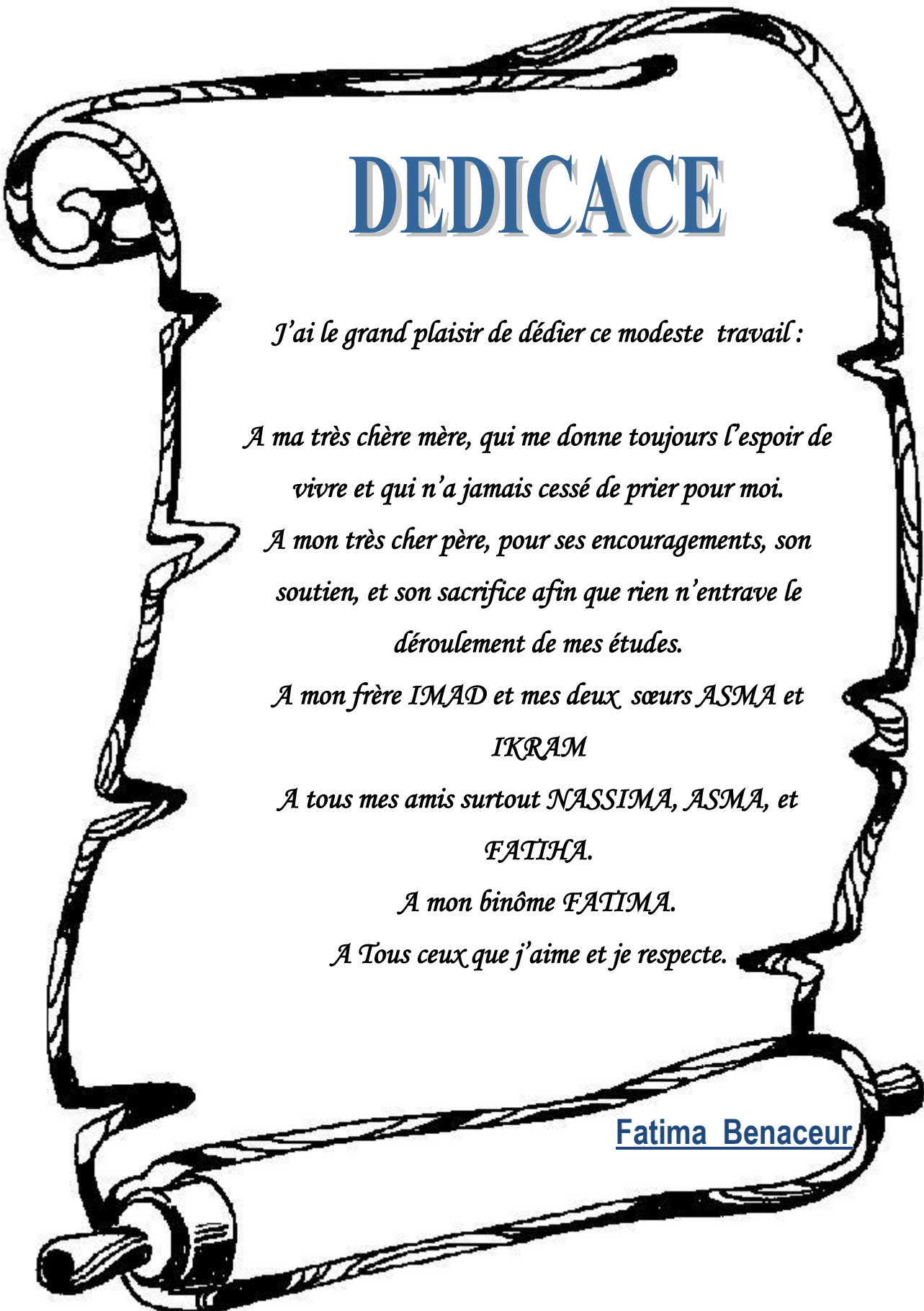
Mr. Bouaraftine pour son avis favorable d'accepter ce stage ainsi le chef de département de Hassi R'mel

Mr. Benkerad Mounir et tous ceux qui nous ont aidé au sein de la.

La Division Petroleum Engineering & Développement.

Nous adressons en outre nos remerciements à nos enseignants du département Gisements, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Benaceur Fatima & Chermiti Fatima



DEDICACE

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

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

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son
soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le
déroulement de mes études.*

*A mon frère IMAD et mes deux sœurs ASMA et
IKRAM*

*A tous mes amis surtout NASSIMA, ASMA, et
FATIHA.*

A mon binôme FATIMA.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Fatima Benaceur

Dédicace

Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers,

A mes chers parents,

Aucune dédicace ne serait exprimé mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction me s'accompagne pour toujours.

Que se modeste travail soit exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices .Puisse Allah vous accorder santé, bonheur et longue vie.

A mes frères et Ma sœur,

Tous mes souhaits de bonheur de santé et de succès.

A mon cher Salim,

Pour ton soutien, tes conseils et tes encouragements durant cette année. Je tous souhaite tout le bonheur que tu mérites.

A mes chères amies,

Merci pour les très bons moments qu'on avait partagé ensemble. Je vous aime toutes et je vous souhaite une vie pleine de joie de bonheur et de réussite.

A mon binôme Fatima,

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

CHERMITI FATIMA

SOMMAIRE

SOMMAIRE	i
LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX	vii
INTRODUCTION GENERALE	1

CHAPITRE I

Découverte et exploitation des gisements

I-Introduction	3
II- Exploration des hydrocarbures	3
II.1- Prospection.....	3
II.2- Géologie.....	5
II.3-Géophysique	6
II.4-Forage d'exploration.....	7
II.5- Délinéation.....	9
III-Production des hydrocarbures.....	11
III.1- Le développement du champ	11
Conclusion	18

CHAPITRE II

Présentation du champ de Glib El Djmel

I-Situation géographique.....	19
II-Cadre géologique.....	19
III-Cadre litho-Stratigraphique	20
IV-Cadre structurale	27
V-Cadre pétrolier	29
V.1-Roche mère.....	29

V.2-Roche Réservoir	29
V.3-Roche Couverture.....	30
V.4-Migration	30
V.5-Piège	30
VI-Historique du champ de Glib El Djmel	30
VI.1-Historique de découverte	30
VI.2-Historique de la production du champ de Glib El Djmel.....	31
VII. Pétrophysique	32
VII.1-Base de données puits et Diagraphies	32
VII.2-Données Carottes	32
VII.3-Interprétation Pétrophysiques de GED-1.....	33

CHAPITRE III

Plan de développement du Glib El Djmel

I-Introduction	34
II-PVT et SCAL	34
II.1-Données PVT	34
II.2- Courbes de perméabilités Relatives.....	37
III-Interprétation des résultats de l'analyse well test	40
III.1-Résultats DST du puits GED-1	40
III.2- Analyse comparative	42
IV- L'analyse nodale.....	43
IV.1-Définition des équipements du puits	44
IV.2-IPR courbe	46
IV.3-VLP courbe.....	46
IV.4-VLP/IPR matching	47
IV.5-Les sensibilités	47
V-Estimation des réserves.....	48
V.1-Principe des méthodes volumétriques	48
V.2-Méthode Bilan matière	49
V.3-Elaboration du bilan de matière.....	55

VI. Prévision de production du gisement de Glib El Djmel	67
Conclusion	79
<i>CONCLUSION</i>	80
<i>RECOMMANDATION</i>	81
<i>NOMENCLATURE</i>	82
<i>BIBLIOGRAPHIE</i>	84

Listes des figures

Figure I.1 : Système pétrolier	3
Figure I.2 : Principe sismique(A) Sismique 3D (B).....	7
Figure I.3 : Outils de forage	8
Figure I.4 : Carottes.....	9
Figure I.5 : Profils de diagraphies	10
Figure I.6 : Exemple de gisement d'huile saturée.....	13
Figure I.7 : Principe de récupération primaire	15
Figure I.8 : Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz	16
Figure I.9 : Comparaison des différents procédés de récupération de l'huile en place.....	17
Figure II.1 : Situation géographique de Hassi Boukhellala	19
Figure II.2 : Situation géologique de Hassi Boukhellala nord	20
Figure II.3 : Colonne stratigraphique à travers le bassin d'Oued Mya	24
Figure II.4 : Coupe structural à travers les unités de la plate-forme saharienne	27
Figure II.5 : Carte en isobathe au toit du niveau « B »	28
Figure II.6: Historique de production du puits GED-1	31
Figure II.7 : Interprétation pétrophysique du puits GED-1	33
Figure III.1 : Viscosité d'huile en fonction de la pression	35
Figure III.2 : Facteur Volumétrique de fond en fonction de la pression	36
Figure III.3 : Evolution du Rs en fonction de la pression du gisement.....	37
Figure III.4 : Courbe de Perméabilité relative huile-Eau	38
Figure III.5 Courbe de Perméabilité relative huile-Gaz	39

Figure III.6: Graphe représentatif de la pression du fond enregistré en fonction du temps.....	40
Figure III.7: Résultat de l'interprétation du DST du 01/01/2012.....	40
Figure III.8 : Représentation schématique du modèle double couche	41
Figure III.9 : Résultat de l'interprétation du Build Up du 07/06/2013	41
Figure III.10 : Résultat de l'interprétation du Build Up du 07/06/2013	42
Figure III.11 : Complétion du puits GED-1	45
Figure III.12 : Courbe IPR	46
Figure III.13 : Courbe VLP/IPR du GED-1	47
Figure III.14: Courbes VLP	48
Figure III.15: Schéma de principe du bilan matière	50
Figure III.16: Expansion d'huile	51
Figure III.17: Expansion de gaz libre.....	52
Figure III.18: Expansion de gaz dissout.....	52
Figure III.19 : Changement de volume d'eau.....	53
Figure III. 20 : Expansion de la roche	54
Figure III. 21 : Evolution de B_o en fonction de la pression	60
Figure III. 22 : Evolution du GOR en fonction de la pression	60
Figure III.23: Evolution de B_g en fonction de la pression	61
Figure III.24 : Pression simulée vs Pression Mesurée	63
Figure III.25 : Calage de la pression en présence d'aquifère	64
Figure III.26 : Mécanismes de drainage.....	65
Figure III.27 : Prévisions de la production selon le premier scénario.....	67
Figure III.28 : Prévisions de la production selon le deuxième scénario	68

Figure III.29 : Prévisions de la production selon le troisième scénario	69
Figure III.30 : Prévisions de la production selon le quatrième scénario	70
Figure III.31: Prévisions de la production selon le cinquième scénario	71
Figure III.32 : Prévisions de la production selon le sixième scénario.....	72
Figure III.33 : Prévisions de la production selon le septième scénario.....	73
Figure III.34 : Prévisions de la production selon le huitième scénario	74
Figure III.35 : Prévisions de la production selon le neuvième scénario	75
Figure III.36 : Déclin de pression du gisement selon le deuxième scénario proposé	76
Figure III.37 : Déclin de pression du gisement selon le cinquième scénario proposé	76
Figure III.38 : Déclin de pression du gisement selon le deuxième scénario proposé	77
Figure III.39 : profil de production du cas retenu	79

Liste Des tableaux

Tableau III.1 : Caractéristiques Physicochimique des fluides d’ODM, SMZ et GED	34
Tableau III.2 : Données utilisées dans l'interprétation des tests.....	42
Tableau III.3 : Récapitulatif des résultats d'interprétation DST et BildUp	43
Tableau III.4 : Variation de Bo en fonction de pression	58
Tableau III.5:Variation de Bg en fonction de pression	58
Tableau III.6 : Variation de Rs en fonction de pression.....	59
Tableau III.7 : Les perméabilités relatives	62
Tableau III.8 : Résultats des prévisions du premier scénario.....	67
Tableau III.9 : Résultats des prévisions du deuxième scénario.....	69
Tableau III.10 : Résultats des prévisions du troisième scénario	70
Tableau III.11: Résultats des prévisions du quatrième scénario	71
Tableau III.12: Résultats des prévisions du cinquième scénario.....	72
Tableau III.13 : Résultats des prévisions du sixième scénario.....	73
Tableau III.14: Résultats des prévisions du septième scénario	74
Tableau III.15: Résultats des prévisions du huitième scénario	75
Tableau III.16: Résultats des prévisions du neuvième scénario.....	76
Tableau III.17: Tableau du plan de développement de GED	79
Tableau III.18 : Prévision de production du gisement GED selon le deuxième scenario.....	80

Introduction

Les réserves pétrolières et gazières continuent à jouer un rôle primordial dans l'économie des pays exportateurs. La consommation d'énergie ne cesse d'augmenter, c'est pourquoi le développement et la gestion de telles ressources deviennent plus qu'indispensable.

L'étude d'un gisement a pour but, à partir de la découverte d'un réservoir productif, d'établir un projet de développement qui cherchera à optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée.

Le gisement de Glib El Djemel a été découvert par « la Division Exploration » en 2010, cette découverte a été confirmée par le forage d'exploration du puits GED-1 en 01-01-2012. L'étude de ce gisement a été transférée vers « La Division Petroleum Engineering & Développement » qui est amené à préconiser un plan de développement afin d'extraire le maximum possible de ce champs. Afin de bien cerner ce problème et qui consiste à choisir le scénario de production optimum qui va nous permettre de maximiser la production du champ au moindre coût, nous avons pris la période de 20 ans comme durée de vie du gisement.

C'est dans ce contexte, nous proposons ce travail qui entre dans le cadre de préparation d'un master en Production des hydrocarbures et qui s'articule autour des chapitres suivants :

- ❖ **Chapitre 1** : est dédié à définir et expliquer les étapes du processus d'exploration-production qui précèdent la phase de développement ainsi les données nécessaires pour réaliser un plan de développement.
- ❖ **Chapitre 2** : est consacré à une présentation géologique du champ de Glib El Djemel où la structure, la stratigraphie ainsi que l'étude des propriétés pétrophysique du réservoir vont être passé en revue.
- ❖ **Chapitre 3** : Ce chapitre est consacré pour :
 - L'étude PVT de fluide de réservoir où on détermine les propriétés des fluides produits tel que le facteur volumétrique de formation, la densité, la solubilité, la viscosité à partir d'une analogie avec un puits voisin.
 - l'analyse des essais de puits où on a utilisé les résultats d'interprétation des test DST et Build up tel que l'indice de productivité, la pression de gisement dans notre étude.
 - La détermination des tables VLP /IPR selon le concept de l'analyse nodale toute on utilisant le logiciel « Prosper ».

- L'estimation des réserves par les méthodes statique et dynamique « équation de bilan de matière ».
- L'analyse de la participation des régimes de drainage.
- une étude prévisionnelle a été réalisée par le logiciel « MBAL » sur une période de 20 ans.
- Choix du meilleur scénario de production qui vise à optimiser la récupération de l'huile de façon à atteindre des taux de récupération plus importants.

I. Introduction

La durée de vie de l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures est longue. De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs années. On distingue deux étapes principales dans la vie d'un champ pétrolier ou gazier l'exploration et la production pétrolière.

II. Exploration des Hydrocarbures

La première étape du processus d'exploration-production consiste, bien entendu, à rechercher les gisements d'hydrocarbures qui seront ensuite exploités si les conditions technico-économique le permettent.

II.1- Prospection

L'exploration constitue une phase particulière où règne un contexte de grande incertitude. En effet, elle a l'ambition de découvrir des accumulations des hydrocarbures situés à plusieurs

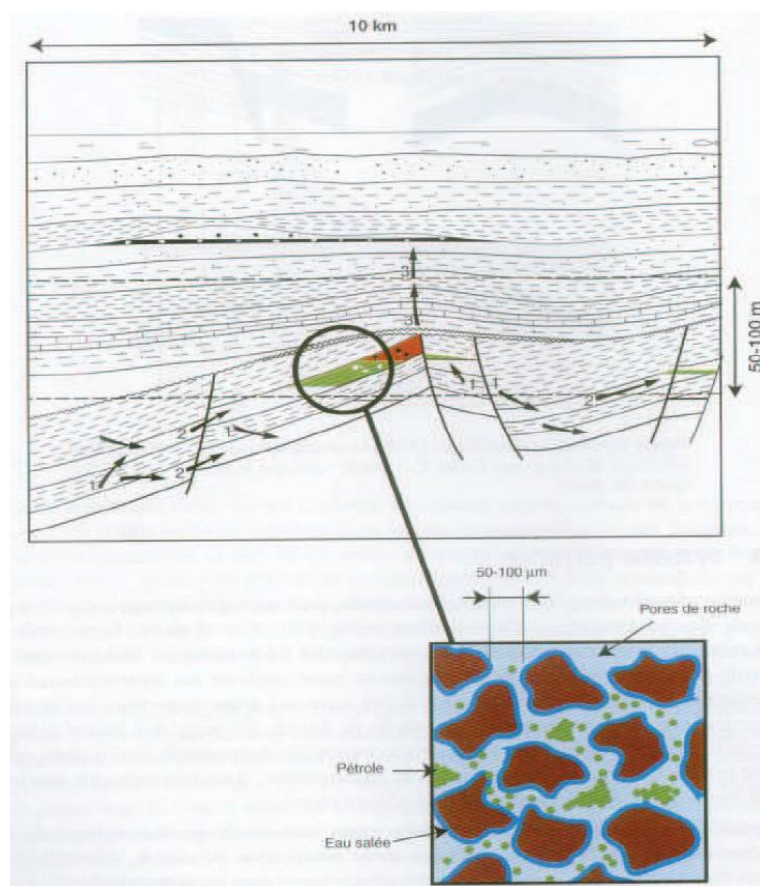


Figure I.1 : Système pétrolier.

milliers de mètres sous terre, donc parfaitement invisibles et intangibles. De surcroît, ces accumulations résultent elles-mêmes des conjonctions géologiques très précises et restrictives. Aussi, La mise en œuvre d'une campagne d'exploration nécessite-t-elle d'émettre un certain nombre d'hypothèses qui seront plus ou moins rapidement confirmées, ou devront être rejetées au vu d'indices souvent ténus. La chance y intervient toujours pour une part non négligeable, même si, depuis les débuts de l'exploration pétrolière il y a 150 ans, la prospection s'est rationalisée de façons spectaculaires. Autrefois, la méthode la plus efficace pour trouver du pétrole consistait à forer à proximité d'indices de surface. Aujourd'hui, en revanche, les gisements d'hydrocarbures sont de plus en plus difficiles à découvrir car situés à des profondeurs allant jusqu'à 5000 voire 6000 mètres, de plus en plus souvent en mer, si bien que des outils sophistiqués sont devenus indispensables à leur mise en évidence.

Pourtant, aujourd'hui encore, le forage reste la seule méthode exploratoire qui permette de conclure à la présence ou à l'absence d'hydrocarbures dans les couches atteintes. De surcroît, elle offre une mesure de la pression de gisement et permet de ramener au jour des échantillons de roche que l'on peut analyser. Toutefois, son coût est tel qu'il s'avère indispensable d'un point de vue économique de procéder à de nombreuses études géologiques, géochimiques et géophysiques préalables, avant de lancer une campagne de forage ciblée.

Dans un premier temps, les géologues ont pour tâche d'étudier la géologie de grandes zones afin d'y définir les endroits susceptibles de receler des accumulations d'hydrocarbures. Ils s'associent aux géophysiciens qui étudient les propriétés physiques du sous-sol, notamment grâce à la sismique réflexion. En mer, les reconnaissances de terrain n'étant pas praticables, on utilise, dès le départ, les méthodes sismiques.

A ce niveau de connaissance, la présence d'un gisement reste incertaine et l'on parle alors de prospect. Grâce aux données collectées, on peut juger de l'intérêt du prospect et prendre, éventuellement, la décision de forer un puits d'exploration. Que le forage soit positif ou non, il procure au géologue d'importantes informations sous forme de carottes, de déblais et d'enregistrement électriques au fond du puits. L'examen. La mise en corrélation et l'interprétation de ces renseignements permettent aux explorateurs de localiser précisément les structures du sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures en quantités économiquement intéressantes. Au fur et à mesure que des résultats sont atteints, de nouvelles

recherches plus précises sont mises en œuvre et les données s'enrichissent de manière itérative.

Si les résultats du forage d'exploration se révèlent positifs, il s'agit ensuite de délimiter le gisement découvert et d'en apprécier l'intérêt en forant des puits supplémentaires et en effectuant de nouvelles mesures.

II.2- Géologie

Les domaines d'études géologiques s'articulent essentiellement autour de quatre disciplines :

- La sédimentologie ou étude des roches sédimentaires ;
- La stratigraphie ou organisation temps/espace des roches sédimentaires ;
- La géologie structurale ou étude des déformations, fracturations ;
- La géochimie organique ou étude du potentiel des roches à produire des hydrocarbures.

Selon le degré de connaissance du bassin sédimentaire, les études prospectives sont plus au moins poussées. Dans une région vierge, la première étape consiste à réduire la taille du territoire de façon à définir une zone adaptée à des études plus précises de recherche pétrolière. Pour ce faire, lorsque la zone d'étude se situe à terre (onshore), on a recours à des images satellites, des photographies aériennes et à l'imagerie radar, afin de discerner les traits caractéristiques importants du bassin sédimentaire étudié. Ensuite, les explorateurs procèdent à des études géographiques de surface afin de vérifier que le triplet roche mère, roche-réservoir, couverture imperméable soit bien présent, Si c'est le cas, ils tenteront ensuite de déceler les pièges éventuels.

Dans un site relativement peu exploré, les explorateurs étudient en premier lieu la topographie et les structures ci affleurantes afin d'en déduire certaines caractéristiques des formations et des structures du sous-sol. Des traces d'hydrocarbures à la surface ou dans le sous-sol peuvent constituer de bonnes indications sur la proximité d'une accumulation. Les géologues pratiquent de petits forages qui leur permettent d'extraire des carottes dont l'étude chimique en laboratoire fournit des renseignements utiles sur la présence éventuelle de traces d'hydrocarbures. Dans une région mature, bien connue, on fait appel aux sources d'informations existantes provenant de bibliothèques et de bases de données de sociétés, d'agences publiques, etc. Les efforts sont concentrés pour affiner la connaissance de la

porosité et de la perméabilité des réservoirs potentiels. La plupart des grands pièges structuraux ayant déjà été trouvés, il reste souvent à découvrir les pièges stratigraphiques plus subtils.

Les géologues synthétisent les informations acquises sous forme de cartes du sous-sol à différentes échelles, du bassin entier au simple champ. Parmi celles-ci, les plus usuelles sont les suivantes :

- isopaques (cartes d'iso épaisseurs) ;
- isobathe (cartes d'iso profondeurs);
- lithofaciès (cartographie des natures des roches) ;

II.3- Géophysique

La connaissance des caractéristiques du terrain en surface n'est pas suffisante pour permettre d'extrapoler les propriétés du sous-sol. De plus, dans les zones immergées, rien n'est visible. C'est pourquoi on a recours aux méthodes géophysiques d'exploration. Celles-ci consistent à effectuer des mesures de grandeurs physiques fondamentales en profondeur : champ gravitationnel, champ magnétique, résistance électrique, et à en interpréter les résultats en termes géologiques.

Parmi Les méthodes les plus employées en géophysique : la sismique et la sismique réflexion, en particulier représente en revanche 90 % des opérations de géophysique.

- La sismique permet de réaliser une véritable échographie du sous-sol en y étudiant la propagation d'ondes et fournit aux explorateurs des informations sur les structures et la stratigraphie du sous-sol.
- La sismique réflexion consiste à envoyer dans le sous-sol des ondes élastiques qui se propagent à travers les masses rocheuses, se réfractent et se réfléchissent sur certaines discontinuités géologiques appelées miroirs. Telles des échos, les ondes réfléchies remontent ensuite à la surface où elles sont enregistrées par des capteurs qui convertissent les vibrations du sol en tensions électriques (fig I.2). Il existe deux types de géométrie d'acquisition : la sismique à deux dimensions (2D) et à trois dimensions (3D). La sismique traditionnelle 2D est employée pour l'exploration extensive et pour les zones à terre difficiles d'accès tandis que la sismique 3D est dédiée à la prospection plus fine et aux campagnes en mer.

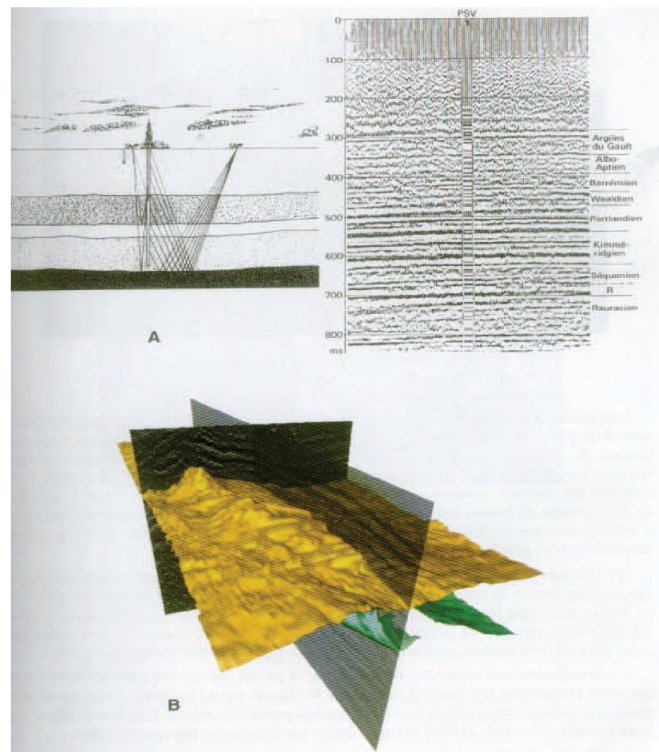


Figure I.2 : Principe sismique(A) Sismique 3D (B).

Une fois les données sismiques acquises et traitées, il s'agit de les transformer en informations exploitables sous forme de cartes isobathes ou isopaques et de coupes géologiques.

Les résultats de la sismique fournissent une bonne idée des informations structurales souterraines- l'inclinaison des couches, leurs continuité, les plissements –aptes à mettre en valeur d'éventuels pièges qui constituent des cibles de forage. Ils permettent également, dans certains cas, de localiser des réservoir de gaz ou d'identifier des contacts gaz-huile (Oil Water Contact : **OWC**) ou gaz-eau (Gaz Water Contact : **GWC**).

II.4- Le forage d'exploration

II.4.1- Objectifs du forage d'exploration

Le forage est l'étape ultime et L'arbitre suprême du processus d'exploration. En effet, la connaissance du sous-sol, acquise grâce aux études géologiques et géophysiques, permet d'évaluer globalement l'intérêt d'un prospect, mais ne donne pas la possibilité d'affirmer que le gisement pressenti existe bien. Seul l'accès direct au sous-sol, grâce au forage, en apporte la certitude. D'autre part, le forage fournit aux explorateurs diverses informations précieuses sur la lithologie et les fluides.

Un forage d'exploration dure quelques mois (de 2 à 6), mais les durées sont difficiles à prévoir du fait des incertitudes géologiques à ce degré de connaissance. En effet, il subsiste des doutes importants sur les profondeurs, la dureté des roches et les pressions interstitielles de formation, que seul le forage viendra justement balayer. En moyenne, un forage sur cinq, voire seulement un sur sept ou dix dans des zones mal connues, débouche sur la découverte d'un gisement économiquement exploitable.

II.4.2-Principe du forage

Le forage a pour objectif de créer une liaison entre la surface et la formation cible, en perforant les couches géologiques sur des profondeurs pouvant atteindre une dizaine de milliers de mètres. La technique la plus communément répandue consiste à attaquer la roche à l'aide d'un outil de forage, ou trépan, en rotation (fig I.3). Trois facteurs interviennent alors : le poids exercé par l'outil sur la roche, la rotation de l'outil et l'évacuation des déblais par la circulation d'un fluide (boue de forage).

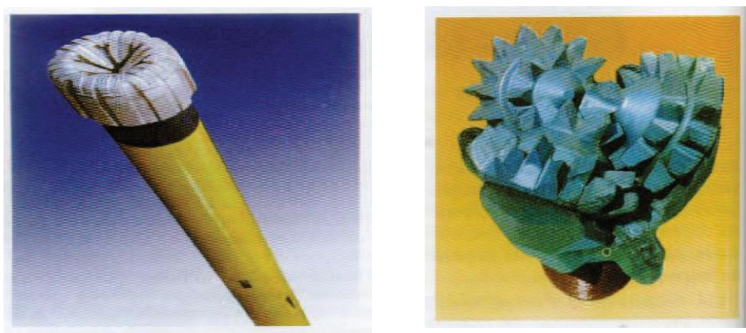


Figure I.3 : Outils de forage.

II.4.3-Diagraphies et géologie d'opérations

Au cours du forage, les explorateurs effectuent des enregistrements de paramètres physiques liés aux roches ou aux fluides traversés, appelés diagraphies, qu'ils représentent graphiquement en fonction de la profondeur ou du temps.

Les diagraphies instantanées (mud-loggings) sont des mesures diverses, fournies par le biais du circuit de boue. Il s'agit de la vitesse d'avancement, des caractéristiques de la boue de forage et de l'examen des déblais et des carottes. L'étude des déblais (cuttings), ramenés à la

surface à mesure que le puits s'approfondit, et surtout des carottes (cores), obtenues en remplaçant l'outil de forage par un outil creux spécial appelé carottier, procure des informations sur les principales caractéristiques des formations rencontrées (fig I.4). Ces éléments portent sur la lithologie, les fossiles présents dans chaque couche (donc leur datation), la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides.

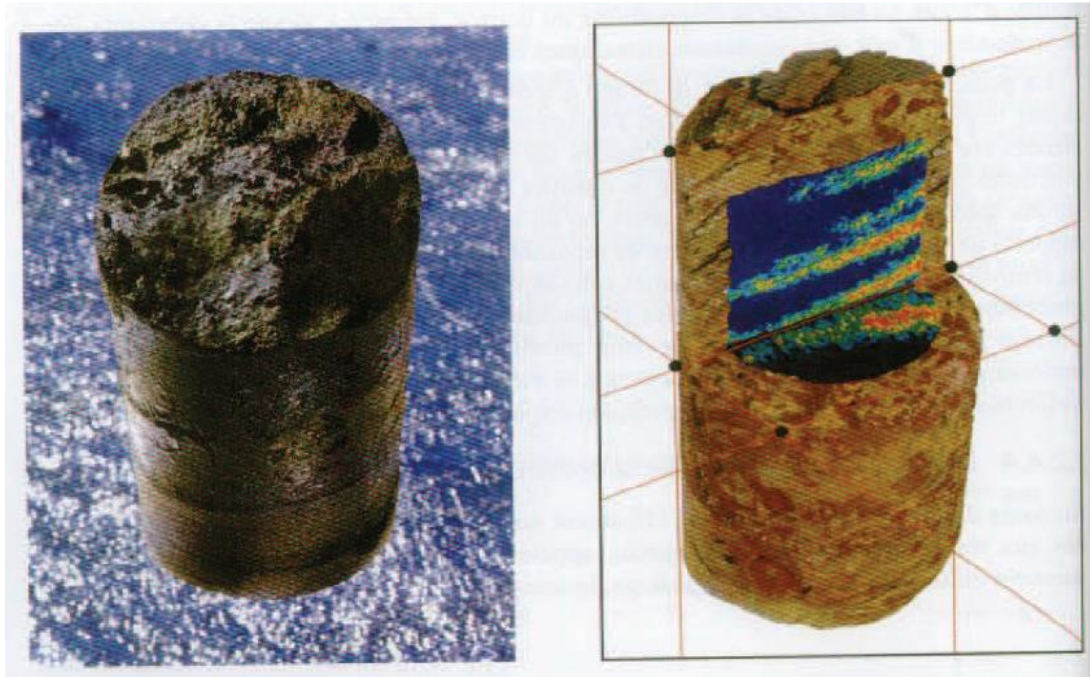


Figure I.4 : Carottes.

Les diagraphies différées (wire line logging), communément appelées logs électriques, sont enregistrées lors des interruptions de forage au moyen de sondes descendues dans le trou au bout d'un câble électrique. À l'inverse, les diagraphies effectuées pendant le forage (logging while drilling) sont des enregistrements réalisés grâce à des capteurs inclus dans la garniture de forage (fig I.5).

II.5- Délinéation

Si les puits d'exploration donnent lieu à une découverte, il est nécessaire de prospecter plus avant afin de délimiter le gisement et d'évaluer son potentiel. Cette étape de délinéation ou d'appréciation nécessite essentiellement l'implémentation itérative des tâches suivantes :

- La « recartographie » (correction des cartes précédemment tracées en repositionnant les niveaux et en les délimitant plus justement) des niveaux réservoirs, à partir de la sismique et des informations apportées par les puits d'exploration ;
- La modélisation du réservoir.

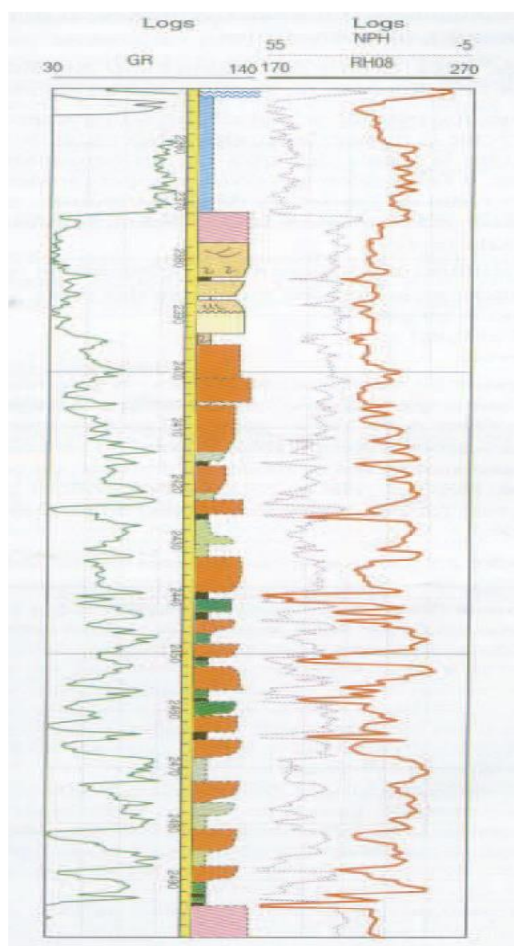


Figure I.5 : Profils de diagraphies.

- Le forage de puits additionnels, à quelques centaines ou milliers de mètres plus loin, afin d'obtenir des données supplémentaires.

À l'issue de ces forages, et sur la base des informations disponibles, il faudra alors envisager le développement et l'exploitation du gisement ou en décider l'abandon.

La délinéation constitue une période A haut risque économique. D'un côté, il faut poursuivre une prospection précise et mener des études ciblées afin de disposer de suffisamment d'informations pour prendre la bonne décision, ce qui consomme du temps et exige des investissements. De l'autre, il faut également savoir stopper rapidement cette étape, soit pour décider de tout abandonner afin de limiter les dépenses inutiles, soit, dans le cas

contraire, pour développer le gisement et commencer la production le plus rapidement possible afin de préserver la rentabilité du projet.

Une fois le gisement délimité, on dispose de renseignements sur :

- l'épaisseur de la couche et sa porosité au niveau des puits ;
- la saturation en huile et en gaz;
- la composition de l'effluent;
- la pression de réservoir.

Il convient alors de se poser les questions essentielles : le gisement est-il commercial? Faut-il le développer? Si oui, selon quel schéma? L'élaboration de réponses à ces interrogations constitue l'ensemble des métiers des « 3 » : géologie, géophysique et ingénierie de gisement. En effet, la quantité d'hydrocarbures récupérables dépend du processus de récupération choisi, c'est-à-dire, du rythme de production, des méthodes de drainage, du nombre et de l'emplacement des puits, etc. Tout cela est, bien sûr, relié au contexte économique général (prix, fiscalité, etc.) et à celui propre à l'entreprise (disponibilités financières) et donc sujet à des évolutions.

C'est pourquoi, des équipes multidisciplinaires limnées autour du projet, constituées de géologues, géophysiciens, architectes pétroliers, foreurs, producteurs et ingénieurs de gisement étudient les résultats issus de la prospection, des puits de délinéation et d'autres sources. Leurs travaux prennent également en compte les hypothèses préconisées par les économistes et les financiers. Ces équipes vont bâtir une image détaillée de l'étendue du réservoir, de ses diverses caractéristiques et de ses accumulations en place. Ceci permettra de considérer différents scénarios de développement du réservoir et de les tester sur des modèles de simulation afin d'appréhender leur valeur économique.

III. Production des hydrocarbures

III.1- Le développement du champ

L'issue de la phase de délinéation, si les caractéristiques du gisement découvert paraissent suffisantes pour en envisager l'exploitation, s'enclenche alors la phase de développement, qui consiste à forer les futurs puits producteurs et à installer tous les matériels connexes permettant la production.

III.1.1-Gestion des gisements

III.1.1.1-caractéristiques du gisement

Pour dimensionner les installations de production, il est nécessaire de disposer d'informations relatives :

- ❖ à la composition de l'effluent ;
- ❖ au débit et au volume de production prévu pour les puits ;
- ❖ au nombre de points de forage requis pour exploiter au mieux le réservoir ;

Ces informations proviennent des données géologiques, de la caractérisation des roches-réservoirs, des études de fluides ainsi que des essais de puits.

Les données géologiques, cartes et diagraphies, permettent d'établir une image du gisement, de son architecture interne et de la répartition des fluides en place.

Les études de pétrophysique, issues des diagraphies et des mesure sur carottes, fournissent des indications sur la capacité de stockage des roches-réservoirs, c'est-à-dire leur porosité, ainsi que sur la possibilité de circulation des fluides à l'intérieur de ces roches, ce que l'on appelle la perméabilité. En donnant des indications sur les saturations en hydrocarbures, calculés comme les pourcentages d'hydrocarbures présents dans les pores des roches par rapport aux volumes de fluides totaux, elles permettent également de jauger les quantités d'hydrocarbures en place.

Les études de fluides, appelées PVT (pression, volume, température), visent à caractériser la nature des effluents par leurs propriétés physiques et thermodynamiques afin de déterminer le mode d'exploitation adapté.

Enfin, les essais de puits consistent en des mesures de pression dans le puits au niveau du réservoir, avant et pendant la production. Ils fournissent des renseignements sur la nature des fluides, l'aire drainée par le puits et la perméabilité de la formation. Ils donnent aussi des indications sur la qualité de la zone productrice, sur le degré de modification des caractéristiques de la zone proche du puits due au forage-complétion, appelée skin, ainsi que sur la productivité des puits. Les exploitants en déduisent le débit de production optimum de pétrole ou de gaz.

Dans un gisement de pétrole, le gaz naturel peut être associé à l'huile sous forme de gaz en solution et/ou de gaz libre. On parle du gisement d'huile sous-saturée lorsque les hydrocarbures en place sont initialement liquides monophasiques : le gaz naturel en solution dans l'huile se libère en surface lorsque le pétrole est produit. En revanche, si le gisement renferme originellement une phase liquide et une phase gazeuse, l'huile est alors dite saturée et le gaz libre non dissous dans le pétrole s'installe dans une carotte de gaz ou gas cap (fig I.6).

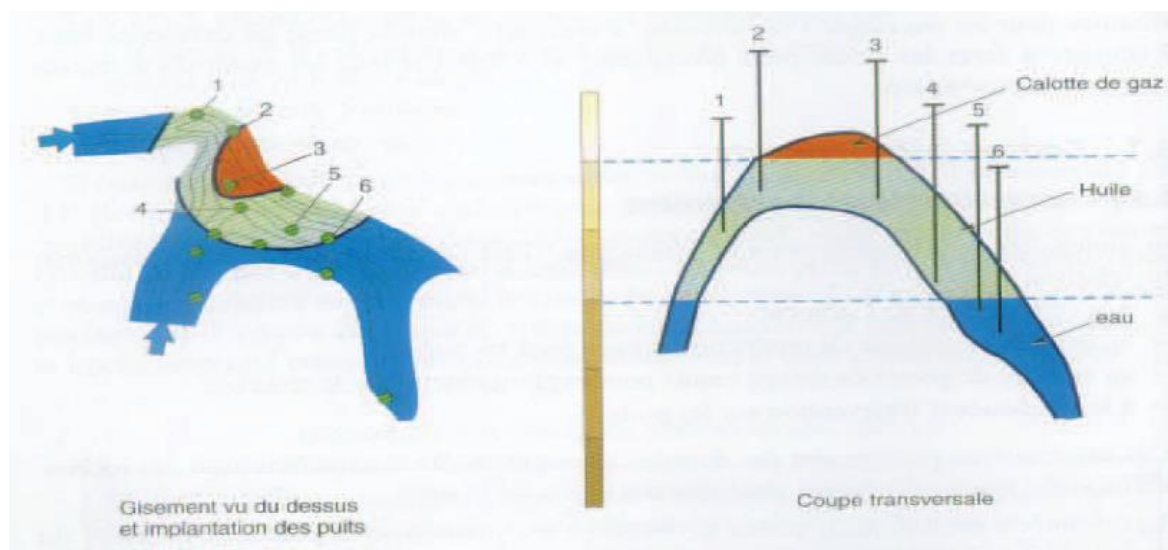


Figure I.6 : Exemple de gisement d'huile saturée (source : TotalFinaElf).

Dans le cas d'un gisement de gaz monophasiques, les gaz humides donneront en surface des condensas et les gaz secs, constitués essentiellement de fractions légères comme le méthane et l'éthane, ne produiront que du gaz. Les gisements de gaz à condensation rétrograde feront apparaître un dépôt de liquides dans le réservoir au cours de l'exploitation, avec une forte teneur en liquides en surface.

Dans le gisement, les hydrocarbures sont en outre associés à de l'eau. En effet, la plupart des réservoirs sont constitués de sédiments qui ont été déposés dans la mer ou à proximité. Une partie de l'eau a été déplacée lorsque le pétrole a migré, mais il en reste toujours sous forme d'eau interstitielle adsorbée en film par la roche autour des pores. De plus, on trouve souvent de l'eau sous l'huile ou le gaz dans les réservoirs, formant un aquifère.

Géologues et géophysiciens de gisement commencent par évaluer le volume de roche imprégnée d'hydrocarbures, le pourcentage de ce volume effectivement occupé par les hydrocarbures et la répartition des hydrocarbures pour en estimer le tonnage. Ensuite, à

l'ingénieur de gisement de donner une estimation des réserves récupérables. En effet, les forces capillaires à l'intérieur du réservoir rendent impossible la récupération de tous les hydrocarbures présents au fond. On estime qu'il est possible de récupérer ainsi 75 à 90, en moyenne, des accumulations de gaz pour seulement 30 à 40% du pétrole.

III.1.1.2- Mécanismes de récupération

En fonction des caractéristiques du gisement et des effluents, l'ingénieur de réservoir étudie les niveaux de production possibles, les durées de production, le nombre et le type des puits pour déterminer un plan de développement en collaboration avec l'architecte pétrolier.

Les informations nécessaires à la définition des sous-systèmes fonctionnels ne sont pas toujours connues au début du développement du champ avec suffisamment de précisions pour lever toutes les options ; en outre, elles vont varier au cours des années.

A. Récupération primaire

Après complétion des puits, les hydrocarbures peuvent être produits en surface. Ils quittent le réservoir et circulent dans les puits sous l'effet du différentiel entre la pression de gisement et la pression de fond de puits (fig I.7). Au fur et à mesure de la production, la pression du gisement chute, réduisant d'autant la capacité éruptive des hydrocarbures et de l'huile en particulier.

Pour les gisements de gaz, le mécanisme de drainage naturel le plus efficace est l'expansion monophasique qui permet de récupérer en surface environ 80 % des quantités en place.

Pour l'huile, la récupération primaire conduit à de moins bons résultats et peut même s'avérer très limitée en l'absence de source d'énergie efficace comme l'expansion d'un dôme de gaz, l'activité d'un aquifère, ou encore, l'expansion de gaz dissous, lorsque le gisement possède un gras cap, à mesure que le pétrole est produit et donc que la pression dans la zone à huile décroît, la calotte de gaz se dilate et expulse l'huile vers les puits producteurs. Le système détient beaucoup d'énergie si bien que le gisement peut produire de cette manière durant une longue période, selon la taille de la calotte de gaz. D'autre part, lorsque la pression baisse suffisamment dans le gisement, du gaz initialement dissous se libère dans la masse d'huile et l'entraîne dans le puits. Lorsqu'il y a un aquifère suffisamment important sous le

gisement d'huile, la pression de gisement est maintenue aussi longtemps que l'eau vient remplacer l'huile dans les pores pendant la production. Les puits produisent ainsi d'eux-mêmes jusqu'à que la production d'eau devienne excessive. La récupération primaire moyenne s'échelonne finalement entre 25 et 30%.

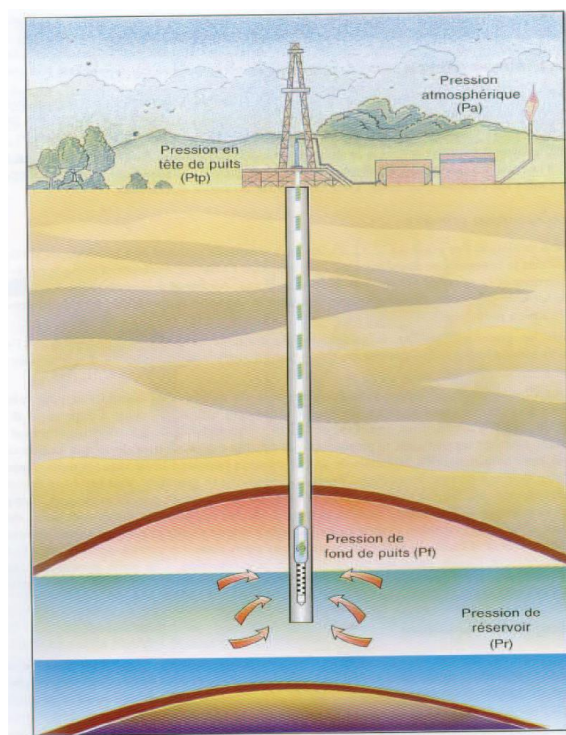


Figure I.7 : Principe de récupération primaire.

B. Récupération améliorée

Dans la majorité des cas, les mécanismes de récupération primaire ne permettent pas d'extraire des volumes économiquement suffisants de pétrole. C'est pourquoi, il est souvent intéressant de mettre en œuvre des méthodes de récupération assistée, au bout d'un temps d'exploitation variable.

On distingue traditionnellement la récupération secondaire de la récupération tertiaire ou améliorée, en ce sens que la récupération secondaire correspond à un maintien de la pression de gisement, tandis que la récupération améliorée regroupe les méthodes avancées qui améliorent le déplacement de l'huile.

La récupération secondaire comprend l'injection d'eau et l'injection de gaz. L'injection d'eau est la plus largement utilisée. Elle consiste à forer des puits injecteurs ou convertir des puits producteurs en injecteurs et à y introduire de l'eau sous pression. D'une part, l'eau

contribue à maintenir la pression de gisement en remplaçant l'huile déjà produite dans les pores de la roche-réservoir, et d'autre part, elle balaye la Formation productrice, ce qui déplace l'huile vers les puits producteurs. L'injection de gaz non miscible repose sur le même principe, le fluide injecté dans le réservoir étant, dans ce cas, du gaz naturel, de l'azote ou des gaz de combustion (flue gas) sous pression. Cette technique présente l'intérêt d'utiliser le gaz naturel associé produit avec le pétrole, lorsqu'il n'y a pas de marché sur place, dans les zones désertiques, lointaines ou en offshore, et que l'on n'a pas le droit de le brûler. L'injection de gaz nécessite de forer moins de puits que l'injection d'eau, mais elle requiert des équipements de compression lourds (fig I.8).

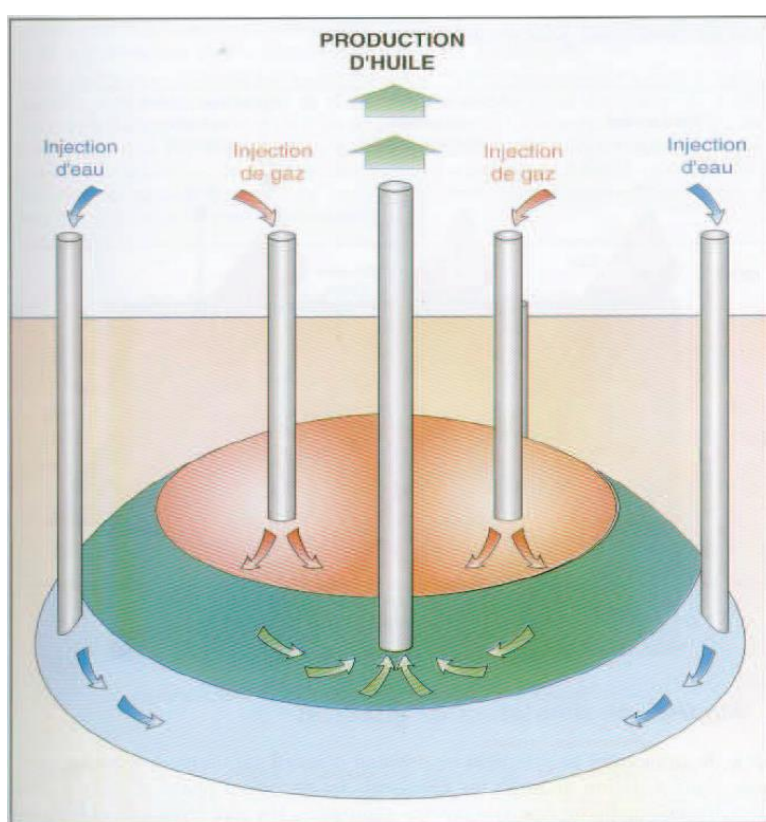


Figure I.8 : Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz.

L'injection d'eau ou de gaz non miscible dans un gisement d'huile conduit à des taux de récupération importants (de 40 à 60 %) mais limités, en raison du balayage incomplet de l'espace du réservoir (piégeage macroscopique) et du piégeage par capillarité d'huile résiduelle dans les zones balayées (piégeage microscopique).

Les procédés de récupération tertiaire dits EOR, comme les méthodes chimiques ou thermiques, visent à améliorer le balayage spatial et à réduire les forces capillaires par

obtention de la miscibilité des fluides ou en améliorant la mobilité. Elles peuvent apporter une récupération additionnelle de 5 à 10 % de l'huile en place (fig I.9).

Le comportement des fluides pendant la phase de production est soigneusement observée et analysé afin d'améliorer de manière séquentielle l'exploitation du champ.

Enfin, après une période de production souvent de l'ordre de 15 à 30 ans, on arrive généralement aux limites de la récupération économique des hydrocarbures.

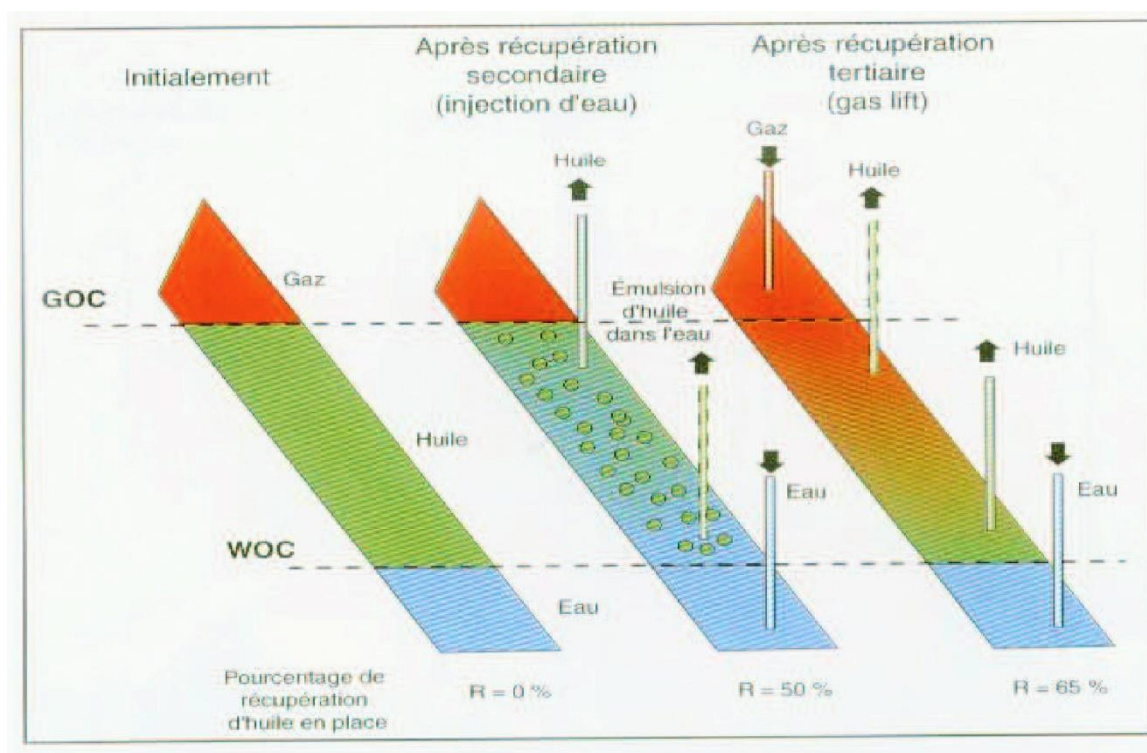


Figure I.9: Comparaison des différents procédés de récupération de l'huile en place.

III.1.2- Modèles de simulation de gisement

Un modèle de simulation de gisement repose tout d'abord sur un modèle géologique, c'est-à-dire une représentation statique du gisement. La première phase d'analyse consiste à synthétiser les informations fournies par les géologues, les géophysiciens et les ingénieurs de réservoir à partir des puits d'appréciation. Il convient de conserver un regard critique sur ces données en raison des lourdes incertitudes qui pèsent sur les hypothèses dans la phase de reconnaissance. Ensuite, la phase de modélisation proprement dite revient à interpréter les données pour construire un système dont le comportement restitue celui du gisement réel.

Le processus d'utilisation des modèles de simulation numérique repose sur une amélioration continue à mesure que le gisement est exploité et donc mieux connu. Enrichi grâce à l'historique de production, le modèle permet d'étudier de façon plus fiable l'impact du forage de nouveaux puits, de drains horizontaux, de méthodes de récupération assistée, etc. Cela contribue significativement à des prises de décisions d'investissement pertinentes à toutes les étapes de la vie du gisement.

Conclusion

A l'issue de la phase exploration du gisement de GED, les caractéristiques du réservoir paraissent suffisantes pour envisager l'élaboration d'un plan de développement.

La phase de développement de gisement de GED, consiste à forer des futurs puits producteurs et à installer tous les matériels permettant la production.

I. Situation géographique

Le périmètre de Glib El Djemel, est situé au Nord du Sahara Algérien dans la wilaya de Ghardaïa à environ 600 km au sud d'Alger (Figure II.1). Les wilayas les plus proches sont, Laghouat au nord à 110km et Ghardaïa à 130km. Cette région est située à 28Km au Sud-Est du gisement de gaz à condensât d'Aït Kheir et à 35km au Sud-Ouest de HassiBoukhellala Nord.



Figure II.1 : Situation géographique de HassiBoukhellala & Schéma synoptique.

II. Cadre géologique

Le gisement de Glib El Djemel fait partie du bassin d'Oued Mya est situé au nord de la plateforme saharienne à environ 600km au sud d'Alger (fig II.2). Il fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias qui constituent le principal objectif pétrolier où plusieurs découvertes d'huile ont été faites principalement dans ces grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien

- Nord haut structural Djemaa-Touggourt,
- L'Ouest par le dôme d'Allal et la dorsale d'Idjerane-M'zab
- Sud par le bassin de Mouydir
- L'Est le haut structural d'Amguid-Messaoud.

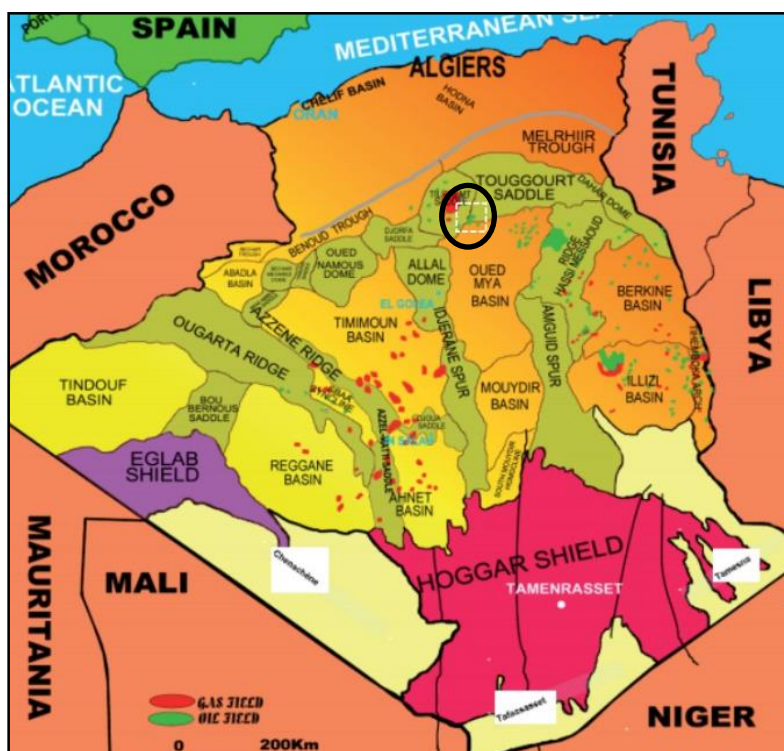


Figure II.2 : Situation géologique de HassiBoukhellala nord.

La couverture sédimentaire repose sur le socle cristallin de la plateforme saharienne. Une série majeure de sédiments est à distinguer, essentiellement constitué par les dépôts du Mésozoïque qui repose en discordance sur la série Paléozoïque, cette dernière est érodé presque jusqu'au cambro/ordovicien. La carte géologique établie permet alors d'apprécier les affleurements des dépôts Mésozoïque sur la zone d'étude. Les principaux réservoirs producteurs d'huile sont les réservoirs du Trias argileux gréseux, constitués de haut en bas par (Niveau« A & B ») (Figure II.3).

Cénozoïque

Moi-Pliocène (Ep 40m): Constitué de sable fin à moyen, mal classé à ciment calcaire. Traces de calcaire blanchâtre, gréseux, microcristallin.

Mésozoïque***Crétacé***

Sénonien carbonaté (Ep 190m): Calcaire blanchâtre à beige-clair, micro à cristallin, légèrement dolomitique, dur, avec passées de marne verdâtre et de dolomie gris-beige. Présence d'inclusions de silex.

Sénonien anhydritique (Ep 48m): Anhydrite gris-blanchâtre à translucide, pulvérulente à cristalline avec passées d'argile brun-rouge, dolomitique, pâteuse et de marne jaune, pâteuse. Présence de gypse.

Turonien (Ep 85m): Calcaire dolomitique gris-clair, cryptocristallin à microcristallin, souvent argileux.

Cénomanién (Ep 175m): Alternance d'anhydrite blanche à grisâtre, pulvérulente à cristalline, de marne gris-verdâtre, pâteuse et d'argile grise, légèrement plastique, et dolomitique, avec fines passées de dolomie gris à gris-beige, microcristallin. Présence de gypse. Et d'Argile versicolore à prédominance gris-verte à brun-rouge, marneuse, légèrement plastique, localement anhydritique, avec passées de dolomie gris-beige et rares passées de grès gris-clair, fin et friable.

Albien (Ep 485m) : Grès gris-blanc à brun-rouge, fin à moyen, sub-arrondi, friable, à ciment argilo-carbonaté avec passées et intercalations d'argile versicolore, sableuse, légèrement dolomitique. Rares passées de dolomie. Grès gris-clair à brun-rouge, fin à moyen, friable à ciment argilo-carbonaté, parfois jaune à translucide, fin à très grossier, sub-arrondi à arrondi, friable avec passées d'argile versicolore, sableuse et silteuse, plastique, légèrement dolomitique. Traces de dolomie.

Aptien (Ep 30m) : Dolomie gris et gris-beige, compact, microcristalline, dure et argile rouge-brique à gris-verte, silteuse, feuilletée, indurée.

Barrémien (Ep 290m) : Grès jaunâtre, rosâtre à translucide, fin à grossier, arrondi à sub-anguleux, friable avec rares passées d'argile versicolore, sableuse, légèrement dolomitique et de dolomie gris-beige et de grès brun-rouge, fin à moyen.

Néocomien (Ep 175m) : Argile gris-verdâtre à brun-rouge, feuilletée, indurée, silteuse à silto-gréseuse, parfois carbonaté, avec passées de dolomie gris-blanchâtre, argileuse, parfois cryptocristalline, gréseuse et de grès blanc-beige, très fin, à ciment argilo- dolomitique. Grès gris-blanc à rougeâtre, très fin à fin, parfois moyen à grossier, sub-anguleux à sub-arrondi, à ciment dolomitique à argilo-dolomitique, friable passant parfois à siltstone avec passées d'argile gris-vert et brun-rouge, tendre à indurée et silteuse et de dolomie gris-beige, microcristalline, dur, parfois gréseuse et argileuse. Présence de lignite.

Jurassique

Malm(Ep 270m) : Grès gris-blanc à blanc, très fin à moyen, sub-arrondi, friable à moyennement dur, à ciment argilo-dolomitique à argileux. Passées d'argile gris-verte et brun-rouge à brun-foncé, tendre à indurée, silteuse, dolomitique, de dolomie à dolomie-calcaire gris à gris-clair, cryptocristalline, gréseuse, localement argileuse, dure et de marne gris-clair, dolomitique. Présence de pyrite et lignite.

Dogger Argileux (Ep 123m) : Argile brun-rouge à gris-vert, tendre à indurée, dolomitique, avec passées de marne pâteuse à indurée, de dolomie gris-beige, micro à cryptocristalline, dure, de calcaire gris-blanc, dolomitique et argileux et de grès gris-blanc à beige, très fin à fin, à ciment argileux, légèrement carbonaté. Présence de lignite et de pyrite.

Dogger Lagunaire (Ep 65m) : Dolomie calcaire blanchâtre et gris-clair, argileux et dolomitique, tendre et d'argile gris-verte et brun-rouge, tendre à indurée, parfois dolomitique avec passées de marne grise, tendre, de dolomie beige à gris-clair, dure, parfois argileux et d'anhydrite blanche pulvérulente.

Lias Marneux (Ep 15m): Marne grise tendre à pâteuse. Passées de dolomie calcaire blanche, argileuse et argile gris-vert, indurée, dolomitique.

Lias Carbonaté (Ep 65m): Calcaire gris-clair, microcristallin, dolomitique, dur, compact, parfois argileux et oolitique au sommet. Passées de dolomie beige dure et fines passée d'argile gris-vert, indurée, dolomitique et d'anhydrite blanche à la base.

Lias Anhydritique (Ep 200m): Anhydrite blanche, pulvérulente, parfois grise à translucide, cristalline, avec passées de dolomie beige à grise, microcristalline, dure, parfois argileuse et d'argile grise à gris-foncé, tendre à indurée.

Lias Salifère (Ep 40m): Argile brun-rouge, tendre à pâteuse, légèrement dolomitique. Sel blanc, translucide et massif.

Lias Horizon B (Ep 25m): Argile grise et brun-rouge, tendre à pâteuse, carbonatée, avec passées de calcaire dolomitique gris-clair à beige, tendre, argileux et de dolomie gris-clair, argileuse.

Lias Salifère S1+S2 (Ep 160m): Alternance d'anhydrite blanche, pulvérulente, d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse et de dolomie beige et de marne grise, tendre, dolomitique. Sel massif avec passées d'anhydrite pulvérulente et d'argile et grise à gris-verdâtre, pâteuse à indurée.

Lias S3 (Ep 300m): Sel blanc à rosâtre, translucide massif intercalé de fines passées d'argile versicolore, indurée à tendre, parfois plastique. Passée de dolomie tendre à argileuse (niveau D1).

Lias Argileux Supérieur (Ep 75m): Argile brun-rouge, tendre à plastique, parfois gris-verdâtre, indurée, salifère, avec passées de sel rosâtre translucide. Marne et dolomie microcristalline vers la base (niveau D2).

	AGE	ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN		Calcaire à silex
		TURONIEN		Dolomie
		CENOMANIEN		Argile dolomie anhydrite
		ALBIEN		Grès fin
		APTIEN		Dolomie et marnes
		BARREMIEN		Grès carbonaté
		NEOCOMIEN		Grès, dolomie argille
	JURASSIQUE	MALM		Grès Carbonate argile
		DOGGER		Argile, carbonate
		LIAS MARNEUX		Marnes
		LIAS CARBONATE		Calcaire
		LIAS ANHYDRITIQUE		Anhydrite
		LIAS SALIFERE		Sel, argile
		HORIZON B		Dolomie
		S1+S2		Sel, anhydrite, argile
	TRIAS	S3		Sel massif
		ARGILEUX SUP.		Argile dolomitique
		S4		sel massif
		ARGILEUX INF.		Argile
		GRES A		Argile silteuse
		ARGILES AB		Grès argileux
		GRES B		Argile
		ARGILES C		Grès argileux et microconglomératiques
		GRES C		Argile silteuse
		SERIE INFERIEURE		Grès argileux
PROZOIQUE	DEVICEN	GRES D'OUED SARET		Grès argileux

Figure II.3: Colonne stratigraphique à travers le bassin d'Oued Mya.

Trias

Trias Salifère S4 (Ep 60m): Sel rosâtre, translucide, massif avec fines passées d'argile brun-rouge, plastique, parfois gris-vert, indurée.

Trias Argileux inférieur (Ep 15m): Argile brun-rouge, parfois gris-vert, tendre et localement salifère, devenant indurée et micacée vers la base.

Trias Niveau « A »(Ep 45m): Ces grés constituent l'ultime phase du dépôt détritique au Trias, d'extension beaucoup plus vaste que le niveau « B » et la série inférieure. La répartition des grés du niveau « A » permet de distinguer deux zones de développement des grés chenalisés (finning up).

- Une zone englobant ONR-1, DFA, HBK-1 Orientée NE-SW (même type de séquence)
- Une seconde zone vers OCT-1 et OMY-1 (un autre type de séquence).

Toutefois le long d'un axe orienté (NE-SW) comportant les puits OTO-1, ODM-1 et HBK-1, les grés du niveau « A » sont affectés par une cimentation secondaire (Salifère) correspondant à un subenvironnement de plaine d'inondation.

La variation du contexte paléogéographique des puits ODM-1 et ODM-2 continue donc à se manifester, ne serait-ce que dans le mode de distribution du ciment salifère. Cette légère variation doit obéir à une tectonique qui aurait commencé à influencer la distribution des facies depuis le dépôt des argiles succédant le niveau « B »

Cette tectonique matérialisée par une faille qui aurait probablement, une orientation NE-SW et serait plus proche d'ODM-1. Le rejet de celle-ci a probablement joué sur la distribution de facies entre ODM-1 et ODM-2. Cependant la dégradation des propriétés pétrophysiques sont dues à l'absence de perméabilités.

Trias Niveau « B »(Ep 55m): Se présente comme un agencement de chenaux fluviaux présentant à la base une granulométrie grossière (Galets de grés et d'argile), ces séquences sont raides métriques à pluri-métriques et sont souvent troquées, mais typiquement gréseuses.

Régionalement, ces dépôts obéissent aux schémas classiques d'évolution d'un système fluvial en tresse, les apports se faisaient probablement du SW.

Le niveau « B » semble identique à ODM-1, ODM-2, AT-2 et ONR-1. HBKN-1 et HBKN-2 auraient les mêmes conditions de dépôts des grés, ces derniers présentent aussi les mêmes propriétés pétrophysiques.

Ce n'est qu'à partir du dépôt des argiles sus-jacentes que les conditions paléogéographiques commencent à changer, En effet, à HBKN-1 ; des bancs de grès disposés en séquences cycliques de chenaux d'ordre métrique présentent de bonnes propriétés pétrophysiques et son même productifs d'huile .Ces derniers disparaissent vers ODM-2 par changement latéral de facies. Cependant les argiles succédant le niveau « B » à ODM-2 sont glauconieuses (Influence marine).

Trias Niveau « C »(Ep 15m) : Argile brun-rouge tendre à plastique et silteuse avec passées de grès brun-rouge à gris-clair, très fin, argilo- dolomitique. Grés passées d'argile brun-rouge, tendre et silteuse.

Dans le bassin d'Oued Mya, le Trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritique azoïque comprenant les unités (A, B, C) qui ont été déposées en climat semi-aride à aride sur une large surface dans un environnement continental fluviatile, passant progressivement vers le NE à une sédimentation Fulvio-deltaïque recouvert par les dépôts évaporitiques du Trias salifère S4 et qui repose en discordance angulaire sur des formations d'âge variable du Cambrien au Dévonien inférieur.

Les corrélations diagraphiques montrent une superposition de plusieurs séquences correspondant à des dépôts de chenaux Bassins de la province orientale. Les séquences sont séparées par des bancs d'argile, brun-rouge ou gris-vert, de plaine d'inondation avec présence de paléosols. L'épaisseur totale des unités augmente vers le nord.

Trias Série inférieure(Ep 25m) : Elle correspond au terme de base du trias discordant sur un paléozoïque fortement érodé. Elle se présente comme une série de comblement marquée par un facies à chenalisation rapide se traduisant par une superposition de séquence finning up d'ordre métrique .La série inférieure est essentiellement argileuse à ODM-1, mais plus développé et gréseuse à ODM-2.

Ceci montre que déjà le contexte paléogéographique était différent, même si les deux puits ne sont pas trop éloignés. Seul le puits OSB-1 montre que la série inférieure est à facies argileux.

Paléozoïque

Ordovicien : Argile grise à gris-foncé, tendre à indurée, silteuse, micacée, pyriteuse avec des grains de quartz fin à grossier, sub-anguleux, micacé. Traces de fossiles.

IV. Cadre structurale

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne, son évolution est influencée par la présence de boucliers parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1 800 et 2 000 MA, et de boucliers plus jeunes comme le bouclier Touareg résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA.

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales. Ces accidents sub-méridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SO et NO-SE sont au moins d'âge panafricain tardif.

Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne. Le schéma structural actuel du bassin de Oued Mya est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont les plus importantes sont la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine. Ces phases tectoniques ont modelé la plateforme saharienne, à savoir :

- La distension cambro-ordovicienne
- La compression tectonique
- La compression calédonienne (tectono-sédimentaires du Dévonien)
- Les mouvements hercyniens
- Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

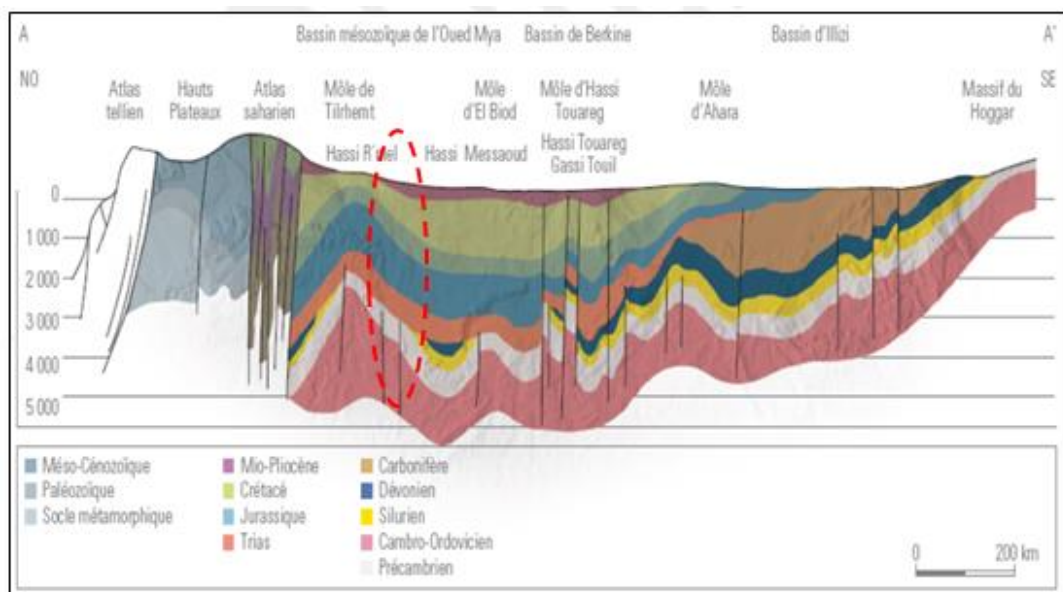


Figure II.4 : Coupe structural à travers les unités de la plate-forme saharienne.

Les principaux éléments structuraux sur le permis sont de direction N-S et NE-SO..La région est caractérisée par des failles normales et des anticlinaux asymétriques de faibles amplitudes. La Discordance Hercynienne érode généralement jusqu'au l'Ordovicien et par endroits jusqu'au Cambrien.

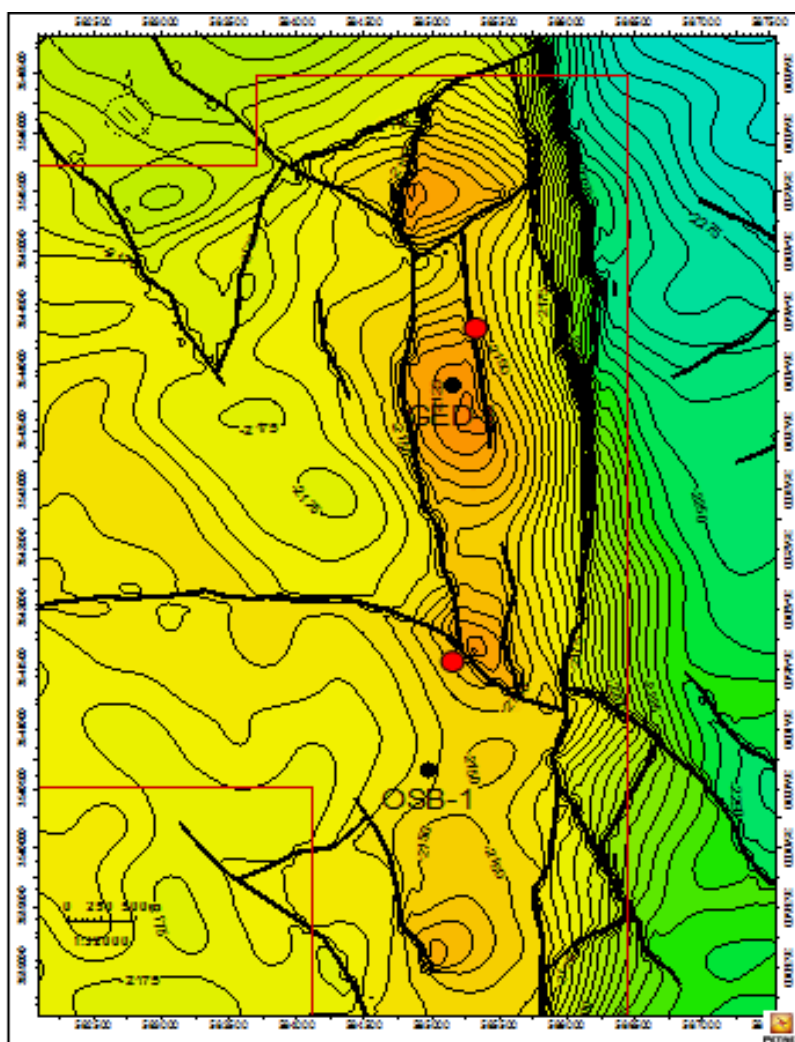


Figure II.5 : Carte en isobathe au toit du niveau « B ».

La structure de Glib El Djmel est situé sur le flanc Nord du bassin Oued Mya se présente comme une culmination de direction N-S, d'une superficie de 9.4km² et d'une amplitude de 25 à 45m. Elle est localisée dans le même trend structural que d'Ait Kheir, elle se présente comme un anticlinal allongé formé de deux culminations séparées par des failles E-O. La région est caractérisée par des failles normales E-O à N-S et des anticlinaux asymétriques de faibles amplitudes.

Cette structure fait partie de la catégorie des pièges structuraux et mixtes. La tectonique synchrone avec la phase de génération des hydrocarbures à laquelle s'ajoute la distribution des grès d'un système fluvatile ayant de bonnes propriétés petrophysiques exige une modélisation du réservoir par une étude sédimentologique et structurale pour mieux voir la distribution des grès poreux et la distribution des fluides par rapport aux rejets de failles préexistantes.

V. Cadre pétrolier

Les principaux réservoirs pétroliers dans la région sont : les grès du Trias A et B, et les grès quartzitiques de la formation "Quartzites de Hamra", dont leurs profondeurs varient respectivement entre 2600m à 3000m et 3100m à 4000m. Les risques associés aux réservoirs triasiques consistent en leurs variations de faciès et d'épaisseur dues à leur mode de dépôt aussi la présence du ciment salifère; notamment pour le réservoir du niveau « A », et en ce qui concerne les quartzites de Hamra, c'est un réservoir à faibles caractéristiques. La couverture de ces réservoirs est assurée par les évaporites du salifère S4 et du Lias pour le Trias, et les argiles d'Azzel pour les Quartzites de Hamra.

V.1-Roche mère

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Ces argiles présentent de très bons paramètres géochimiques avec des teneurs en carbone organique total initial d'une valeur moyenne de 11 %. Cette excellente roche mère est en phase à huile à l'est du périmètre et en phase à gaz humide et condensât au sud. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies. Malgré l'érosion de ces argiles dans cette partie du bassin d'Oued Mya, elles auraient alimenté nos réservoirs à partir de zones lointaines.

La migration des hydrocarbures a dû se produire sur de longues distances. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.

Des analyses géochimiques ont été effectuées sur quelques puits du bassin d'Oued Mya (Document Sonatrach/Explo. 1996), (Document Sonatrach CRD, 1981).

V.2-Roche Réservoir

Les principaux réservoirs dans le bassin d'Oued Mya sont constitués par les grès fluviatiles du Trias qui incluent l'unité série inférieure (centre du bassin et sud de HassiR'mel), - l'unité « A » - l'unité « B ». Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra (Ordovicien) considérés comme objectif secondaire depuis la récente découverte d'huile dans les structures avoisinantes.

V.3-Roche Couverture

La couverture régionale des réservoirs triasiques est constituée par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

V.4-Migration

La génération et l'expulsion s'est faite depuis le Crétacé supérieur (études de Boote et.al, 1998, citées dans l'étude sismique de Western Geco en 2001). L'alimentation des réservoirs s'est faite par les failles préexistantes pendant l'orogénèse autrichienne et/ou par migration latérale le long des drains constitués par les niveaux perméables.

V.5-Piège

Le piégeage dans le bassin est de type structural, mixte ou purement stratigraphique. L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs.

VI. Historique du champ de Glib El Djmel**VI.1-Historique de découverte**

Le champ GED a été découvert à partir de la cartographie sismique du Trias « SalifèreS4» du programme sismique3DOSB2010,couvrant les parties SE et SW des deux blocs 422a et 420a respectivement, du périmètre de recherche Ghardaïa. Ce programme a été acquis et traité par l'ENAGEO pour le compte de la Division Exploration et avait pour but de confirmer les structures positives mises en évidence par l'interprétation sismique des programmes 2D.

VI.2-Historique de la production du champ de Glib El Djmel

Le champ de Glib El Djmel est une découverte récente dont un seul puits a été foré du 17 Octobre 2011 au 01 Janvier 2012 est le GED-1 pour atteindre une cote final de 2640 m.

1) Puits GED-1

L'analyse de l'évolution des paramètres de production du puits GED-1 indique :

- Production mensuelle moyenne 5300m³/Mois.
- Débit moyen 5.5 m³/h
- Le puits ne présente pas de problème d'exploitation (temps de fermeture très faible)
- Absence du water cut
- Salinité de l'eau émulsionnée dans l'huile est très faible (23gl).

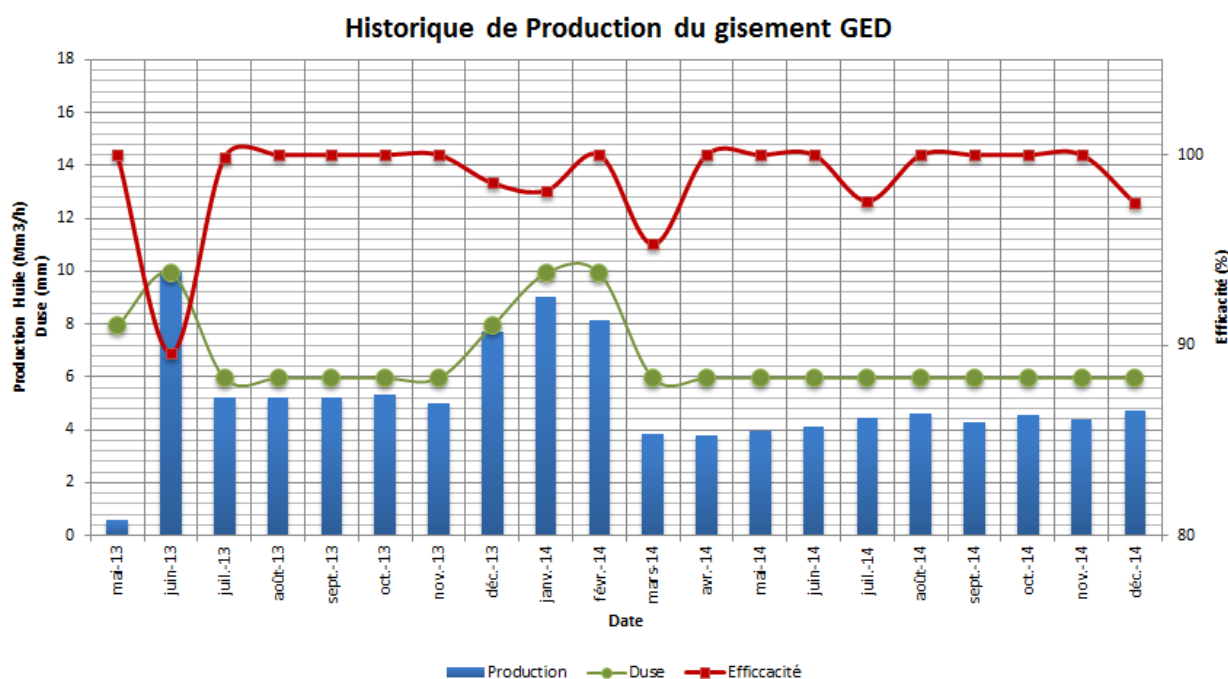


Figure III.1 : Historique de production du puits GED-1

2) Caractéristique du réservoir

- Intervalle perforé et testé : 2552 – 2572 m
- Epaisseur utile : 20 m
- La saturation initiale moyenne en eau : 34%
- Température de réservoir : 89 °C

- **Pression de réservoir** : 362 kg/cm² g
- **Porosité moyenne** : 7.12 %
- **Perméabilité moyenne** : 136.26 md
- **Degré API**: 45.37 °API
- **GOR**: 261 Sm³ /Sm³

VII.Pétrophysique

La pétrophysique c'est l'étude des propriétés de la roche et l'interaction des fluides avec cette roche, la détermination des paramètres pétrophysiques, est la première étape avant toute études applicable dans le domaine de l'exploitation des réservoirs, elle nous donne une information plus détaillée sur l'image réelle du réservoir, la capacité d'écoulement, la capacité de stockage et les types des fluides.

Deux méthodes de caractérisation peuvent être utilisées :

- 1- à partir de l'interprétation des diagraphies.
- 2- à partir des résultats des carottages.

L'objectif fixé est l'étude des propriétés pétrophysiques du réservoir Trias de Glib El Djmel

VII.1-Base de données puits et Diagraphies

Un contrôle préliminaire de qualité a été fait durant la phase de chargement. Il a consisté à vérifier le contenu des fichiers et en particulier la localisation des courbes sur la section du puits. Un contrôle plus détaillé a été réalisé pour les puits de la zone d'étude. Dans ce secteur, un log composite a été généré avec visualisation des courbes brutes et interprétées si existantes, et des porosité-perméabilité carottes avec pour objectif une revue préliminaire de l'ensemble des données disponibles afin d'orienter l'interprétation quantitative et de vérifier la cohérence des courbes.

En général, le trou est bien calibré ce qui conduit à une bonne qualité des enregistrements, les diagraphies de Radioactivité de densité de neutron de l'acoustique ainsi que les résistivités qui sont de bonne qualité.

VII.2-Données Carottes

Des carottes ont été prélevées et mesurées dans les réservoirs du Trias de GED. Ces mesures ont été utilisées afin de calibrer la lithologie et les résultats des calculs de porosité.

VII.3-Interprétation Pétrophysiques de GED-1

- **Partie supérieure** (Trias A 2527-2543m) : D'après diagraphies, ce niveau est compact et a un ciment salifère.
 - **Niveau B** 2543-2572m : Les diagraphies montrent des saturations à hydrocarbures. Sa porosité moyenne 10% et sa saturation en eau moyenne est de 10%.
 - **Niveau C** 2572-2612m : Ce réservoir est essentiellement argileux et compact avec un banc de grès entre 2587 à 2591m à hydrocarbures. Sa porosité moyenne 20% est de et sa saturation en eau moyenne est de 15%. Le contact probable HC/Eau est localisé à la cote 2589.5m.
- ❖ Le contact du puits GED-1 est déterminé à -2167m

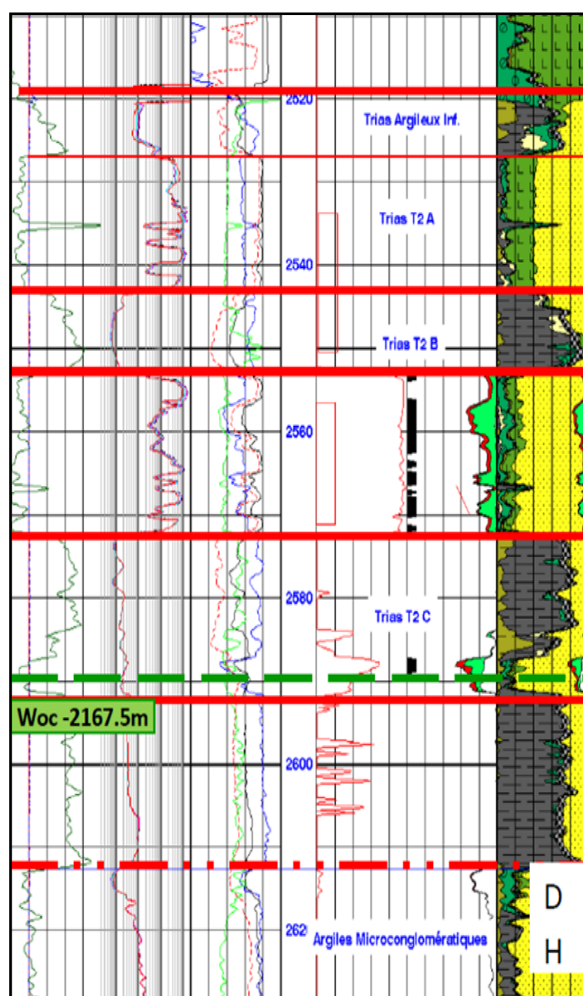


Figure II.6: Interprétation pétrophysique du puits GED-1.

I. Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment en fonction directe des quantités d'huile /ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir la porosité, la perméabilité et la saturation en eau qui sont évalués d'après les diagraphies, la sismique, l'analyse de carottes, et les différentes tests de puits.

Lorsque le développement de gisement commence, chaque nouveau puits foré apportera sa récolte des nouvelles informations qui viendra s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation des quantités en place. Ainsi, en réalité ces évaluations se font de façon plus ou moins contenue tout au long de la vie du gisement (sou forme de correction) et l'estimation des accumulations ne sera vraiment précisée qu'à la fin de phase de développement du champ

II.PVT & SCAL

Vu l'indisponibilité des résultats de test laboratoire de l'huile du gisement de GED, les résultats des tests laboratoire de l'huile du gisement d'Oued Merabia sont utilisés pour le calcul des réserves, le bilan matière et l'analyse well test.

Actuellement, la pression du gisement de GED a dépassé la pression de bulle de Sidi Mezghiche et aucun changement de GOR n'a été observé. Donc l'ODM-1 est plus représentatif.

<i>DST</i>	<i>ODM-1</i>	<i>SMZ</i>	<i>GED-1</i>
<i>Densité huile à 60°F</i>	0.800	0.8245	0.798
<i>Densité du Gaz</i>	0.76 à 20°C	0.707 à 26 °C	0.758 à 15°C
<i>GOR (Sm³/Sm³)</i>	230	271	261
<i>Pression de bulle kg/cm²</i>	281	339	-

Tableau III.1 : Caractéristiques Physicochimique des fluides d'ODM, SMZ et GED.

II.1-Données PVT

Les résultats des tests laboratoire effectués sur l'huile du gisement de sont présentés ci-dessous :

II.1.1- Viscosité

Cette caractéristique du fluide est importante pour l'écoulement des huiles dans la couche, comme le montre la loi de Darcy elle est définie comme étant la résistance interne du fluide à s'écouler, elle est spécifique pour chaque fluide, et la présence de gaz dissous fait diminuer la viscosité du brut et facilite son écoulement dans le milieu poreux.

L'évolution de la viscosité en fonction de la Pression pour des différentes températures est montrée dans le graphe suivant :

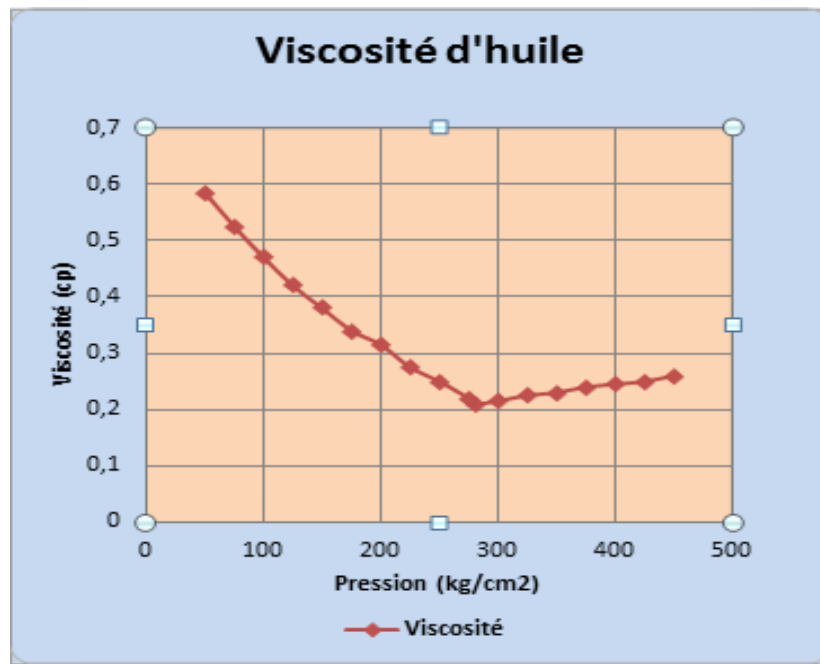


Figure III.1: Viscosité d'huile en fonction de la pression.

Dans cette courbe, on remarque que la viscosité diminue avec la diminution de la pression du réservoir jusqu'à la valeur de 0.21 Cp qui correspond à la valeur de la pression de bulle 281(Kg/cm² g). La diminution de la valeur de la viscosité est interprétée par le mouvement de gaz dans l'huile, plus la pression diminue (supérieure à la pression de bulle) avec augmentation de température plus les bulles de gaz sont en mouvement et donc le fluide est moins visqueux. Puis pour des pressions inférieures à celle de bulle elle augmente avec la diminution de la pression et de la température, cette augmentation est interprétée par la libération des bulles de gaz. Plus l'huile est dégazée, il devient plus en plus visqueux.

II.1.2-Facteur Volumique de Formation

Le facteur volumétrique d'huile est exprimé par le rapport entre le volume d'huile sous les conditions de réservoir sur le volume d'huile sous les conditions de surface

$$Bo = \frac{\text{Volume d'huile sous les conditions de réservoir } (P,T)}{\text{Volume d'huile sous les conditions de surface } (P,T)}$$

Les données PVT de l'huile du puits ODM-1 nous a fourni les courbes de Bo en fonction de la pression comme indique le graphe suivant :

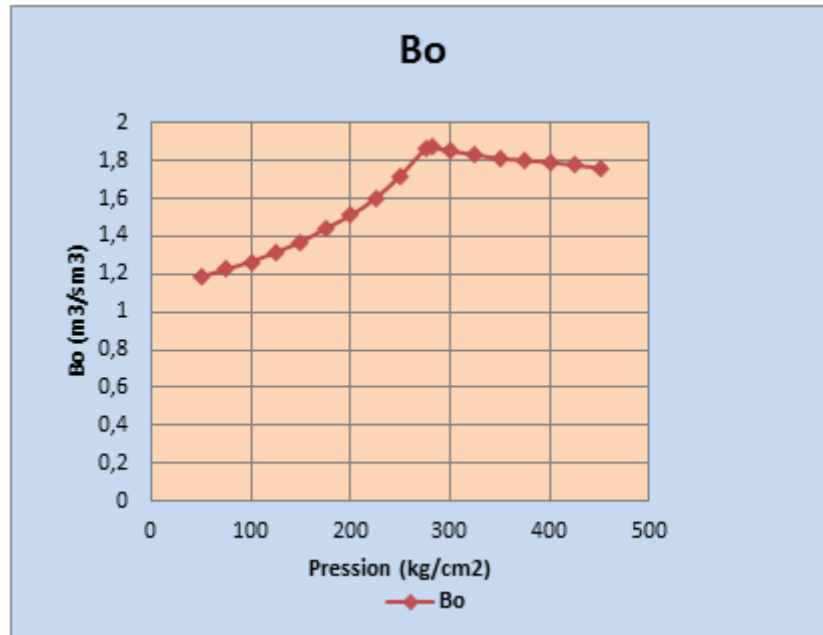


Figure III.2: Evolution du Bo en fonction de la pression du gisement.

Une diminution de la pression du gisement provoque un mouvement du gaz, sans se libérer, qui se traduit par l'augmentation du facteur volumique de fond jusqu'à la valeur de la pression de bulle 281(Kg/cm² g), inférieure de cette valeur il y'aura une diminution de la valeur de Bo qui s'est provoquée par la libération du gaz dissous.

II.1.3- La solubilité

La solubilité par définition c'est le nombre des standards foots cubes de gaz dissous dans un baril d'huile brut à une certaine condition de température et de pression.

Elle est en fonction de plusieurs paramètres tel que : la température, la pression, la densité d'huile, mais dans les conditions de réservoir où la température est constante, la variation de la solubilité est en fonction seulement de la pression.

L'évolution de GOR de solubilité en fonction de la Pression pour différentes températures est montrée sur le graphe suivant :

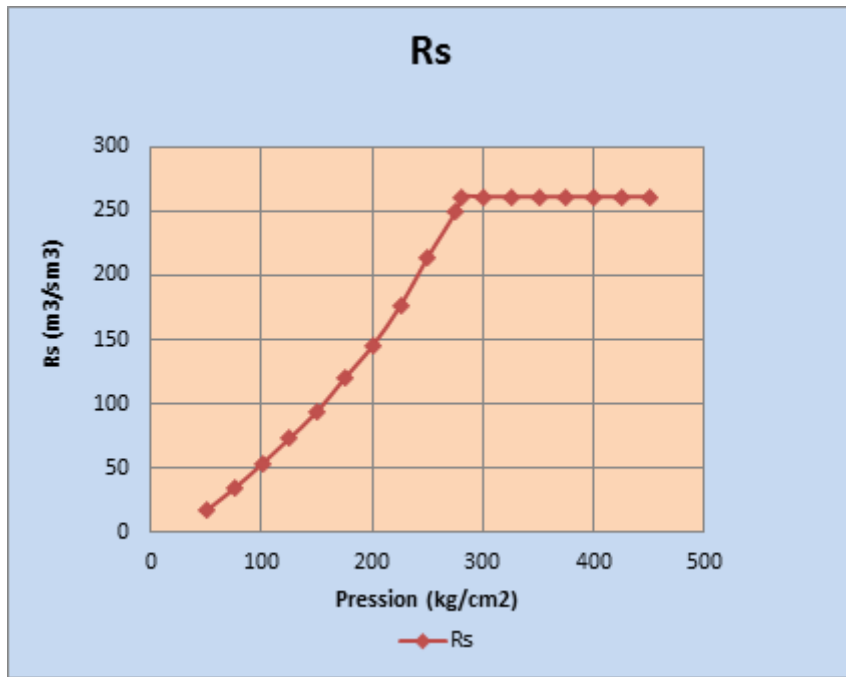


Figure III.3 : Evolution du Rs en fonction de la pression du gisement.

D'après cette courbe, la solubilité est constante vis-à-vis la diminution de la pression jusqu'à la valeur de 281 (Kg/cm² g) qui est la pression de bulle à la température du réservoir 89°C, inférieure à cette valeur de pression la solubilité diminue graduellement, à cause de la libération du gaz.

II.2-Courbes de perméabilités Relatives

Les réservoirs, sont généralement saturés de deux fluides ou plus tel que le gaz, l'huile et de l'eau. Pour généraliser la loi de darcy il est nécessaire d'introduire le concept de la perméabilité relative pour décrire l'écoulement simultané des phases existantes.

La perméabilité relative d'un fluide dans une roche c'est le rapport entre la perméabilité effective de ce fluide sur la perméabilité absolue de la roche :

$$K_{ri} = \frac{K_i}{K}$$

Tell que : $K_{ri} < 1$ et la somme $K_{ro} + K_{rg} + K_{rw} = 1$ (eau, huile, gaz)

k_{ri}: La perméabilité relative du fluide i.

k_i: La perméabilité effective du fluide i.

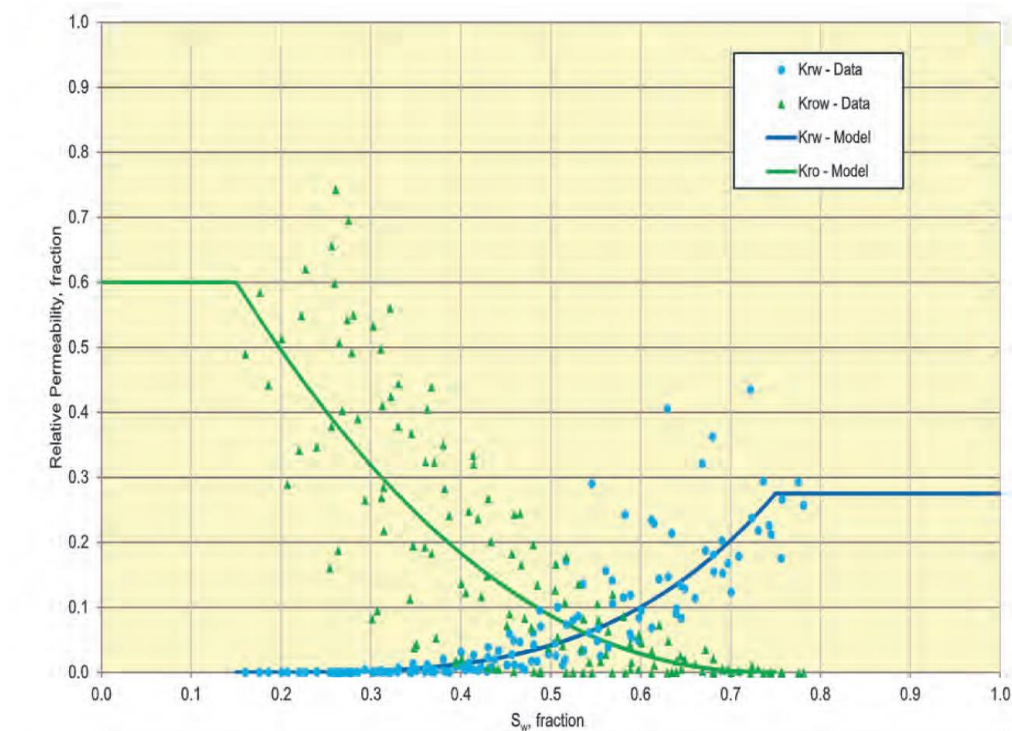
k: la perméabilité absolue de la roche.

La valeur de la perméabilité relative de l'un des fluides de réservoir est en fonction de sa saturation dans la roche, et puisque la saturation est variable donc la perméabilité relative est variable aussi et elles peuvent représentées dans une courbe qui les lie.

Dans cette partie de notre étude on a utilisé la relation de corey pour l'estimation des valeurs de perméabilités relatives des deux couples suivant (eau-huile), et (gaz-huile).

Par manque de données de tests SCAL de la roche du niveau « B » du gisement de GED, les résultats de test effectués sur la roche niveau « B » de l'anneau d'huile de Hassi R'mel sont utilisés pour l'history matching et les prévisions production

II.2.1- Couple huile-eau



Figure

III.4 : Courbe de Perméabilité relative huile-Eau

D'après ces deux courbes on tire les valeurs de saturations suivantes :

- ♦ la saturation de l'eau irréductible

$S_{wi}=34\%$

- ♦ la saturation de l'eau maximale

$$S_{wM}=68\%$$

- ♦ la saturation d'huile résiduelle

$$S_{or}=1-0.68=0.32$$

$$S_{or}=0.23$$

II.2.2- Couple huile-gaz

Les courbes de perméabilité relatives du couple gaz-huile sont représentées sur la figure ci-dessous.

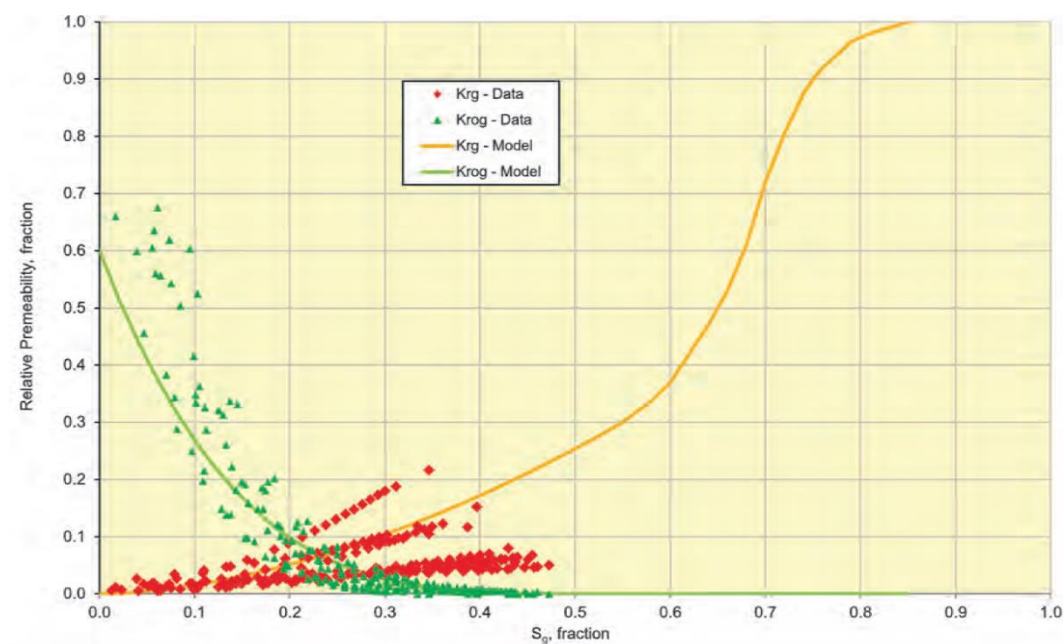


Figure III.5 : Courbe de Perméabilité relative huile-Gaz

- ♦ La saturation en gaz minimale pour laquelle on aura l'écoulement est appelée saturation critique en gaz et elle est donnée par

$$S_{gc}=11\%$$

- ♦ la perméabilité relative de gaz croît jusqu'à la saturation maximale en gaz :

$$S_{g\ MAX}=37\%$$

- ♦ à la saturation maximale en gaz on aura :

$$S_{Or} + S_{wi}=63\%$$

III. Interprétation des Résultats de l'Analyse well test

III.1-Résultats DST du puits GED-1

DST n°1 du puits GED-1, réalisé au droit du réservoir Trias T1B, sur l'intervalle perforé 2552 – 2572 m. La Hauteur utile du réservoir est de 20m avec une garde à eau de 15.45m. Le Dernier casing est de 7" et un Liner de 4" ½, et le train DST est ancré à une côte de 2314. La cote de mesure est 2306m. Le diamètre du tubing du DST est le 3 " 1/2.

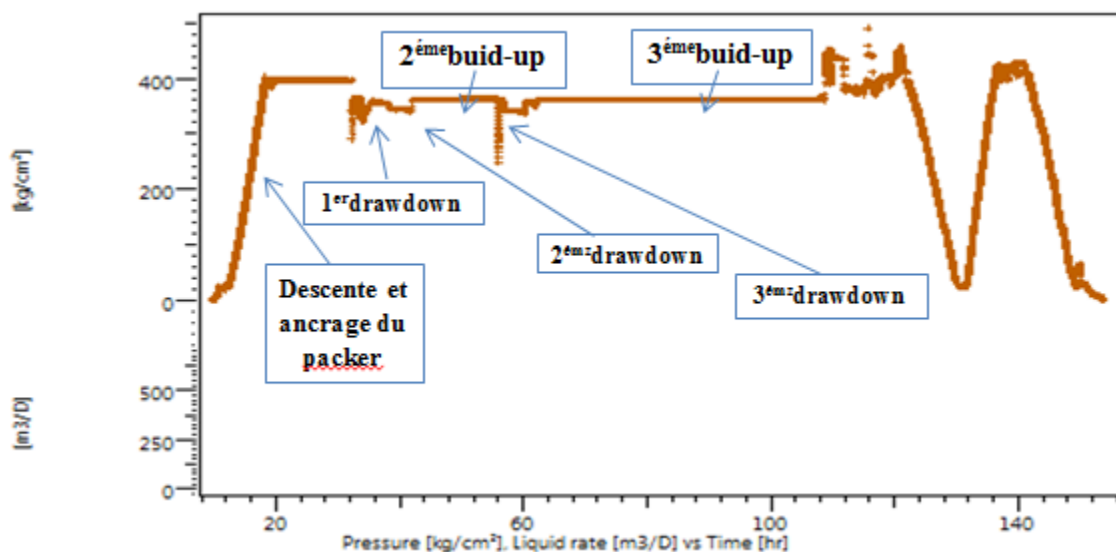


Figure III.6 : Graphe représentatif de la pression du fond enregistré en fonction du temps.

Les résultats de surface sont présentés dessous :

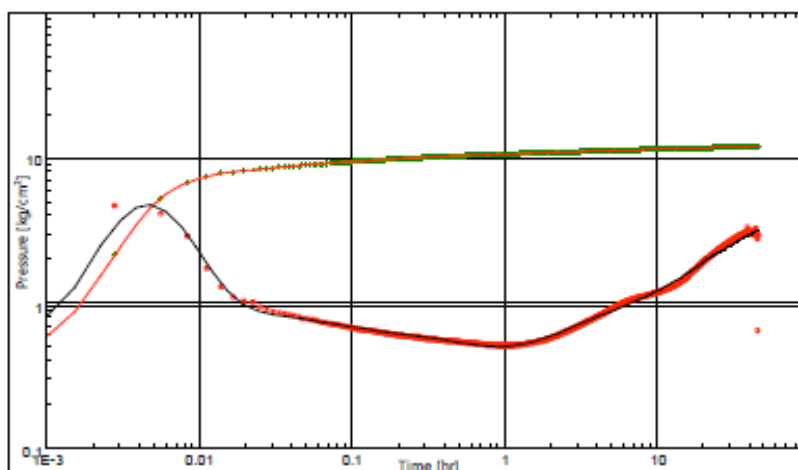


Figure III.7 : Résultat de l'interprétation du DST du 01/01/2012.

Le model sélectionné est le changing well bore storage, double perméabilité « double couche », barrières de perméabilité en U. Le schématique du modèle est comme suit :

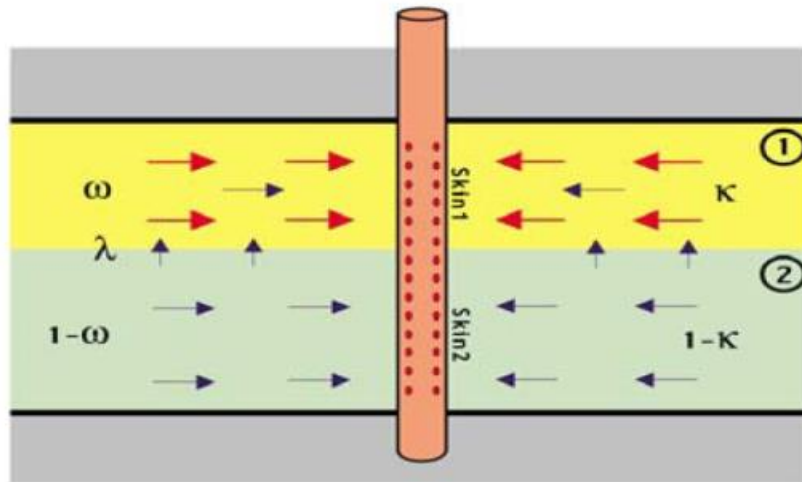


Figure III.8 : Représentation schématique du modèle double couche.

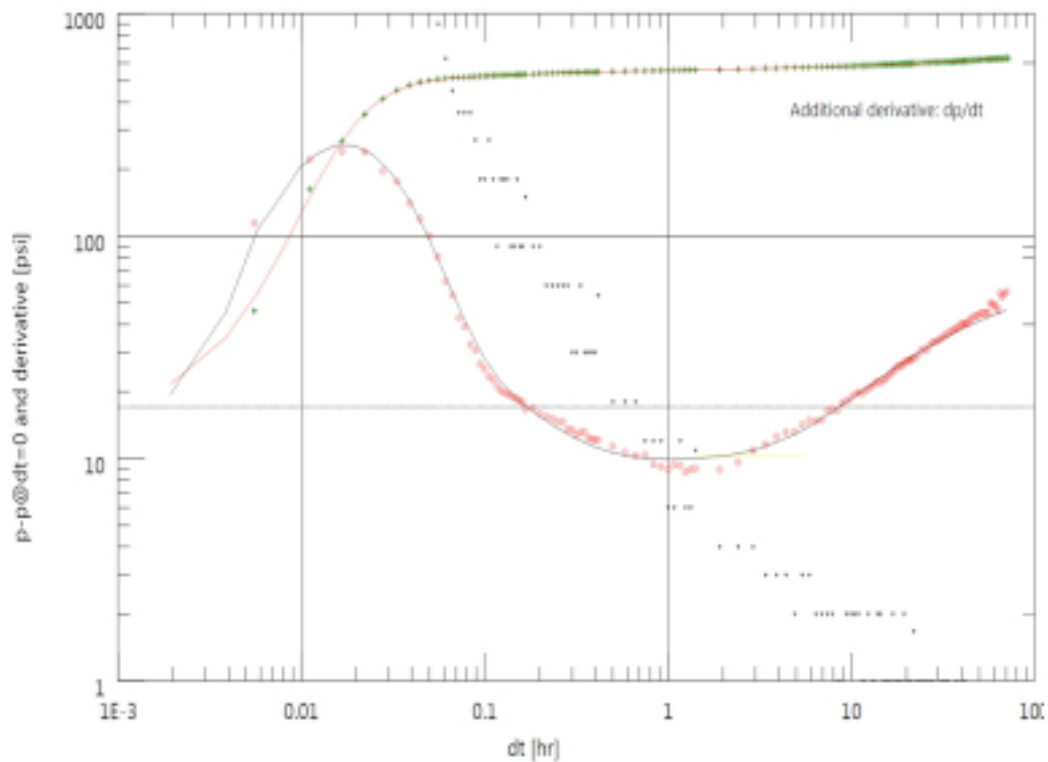


Figure III.9 : Résultat de l'interprétation du Build Up du 07/06/2013.

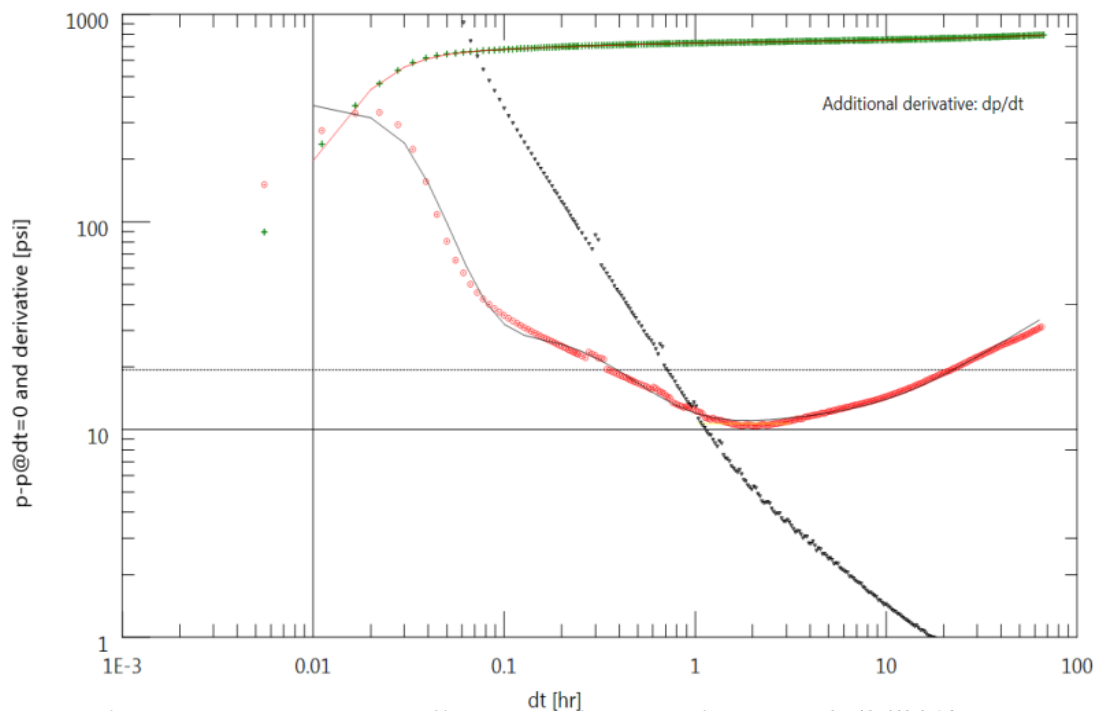


Figure III.10 : Résultat de l'interprétation du Build Up du 07/06/2013.

III.2-Analyse comparative

Vue la non disponibilité de données PVT et roche du gisement de GED, les tests de puits sont interprétés en utilisant les données PVT d'un puits voisin. Les données PVT du puits ODM-1 ont été choisies après une comparaison des caractéristiques de l'huile disponible.

Volume Factor B	1.776 B/STB
Viscosité	0.26 cp
Total Compr. Ct	23.6E-6
Pb kg/cm2	281
G.O.R Sm3/Sm3	230

Tableau III.2 : Données utilisées dans l'interprétation des tests.

Les résultats d'interprétation de ces tests sont présentés sous forme de courbes et récapitulés dans le tableau comme suite :

Date	01.01.12	07.06.13	04.03.14
Test	DST	Bild up 1	Bild up 2
Débit Stb/Day	4214.70	2336.80	754.717
Temps d'ouverture	7.00	120.90	3948.60
Temps de fermeture	45.97	72.67	66.96
Pi (Psi)	5161	5116.81	5103.51
Pwf (Psi)	4427	4431	4046
IP [STB/D]/psia	5.742098	3.407357	0.720846
K.h (md .ft)	11400	3630	3420
K average md	174	60.4	55.1

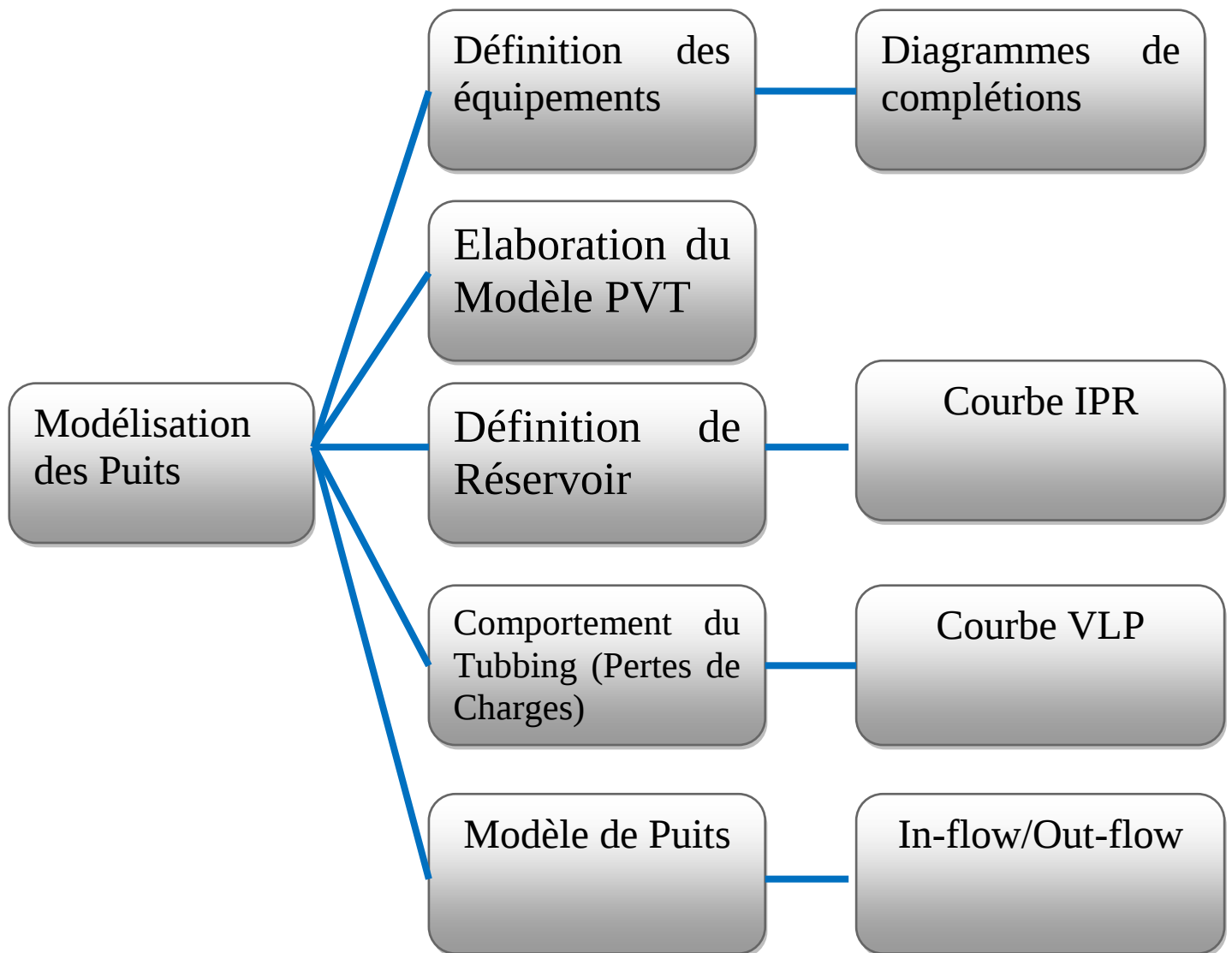
Tableau III.3 : Récapitulatif des résultats d'interprétation DST et Bild Up.

IV.l'analyse nodale

L'Analyse nodale est une technique utilisée pour évaluer le fonctionnement d'un système de production complet (du réservoir jusqu'au séparateur). C'est une technique qui peut être employée pour analyser des problèmes de production, pour améliorer et optimiser la performance du puits.

Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond du puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Dans cette partie de travail nous allons modéliser le puits GED -1, afin de faire ressortir les courbes IPR et VLP on utilisant le software Prosper

Processus de Modélisation de Puits**IV.1- Définition des équipements de puits**

Il faut avoir une description géométrique détaillée de toutes les installations se trouvant entre le fond et la tête du puits.

La figure ci-dessous résume les données nécessaires pour décrire une complétion.

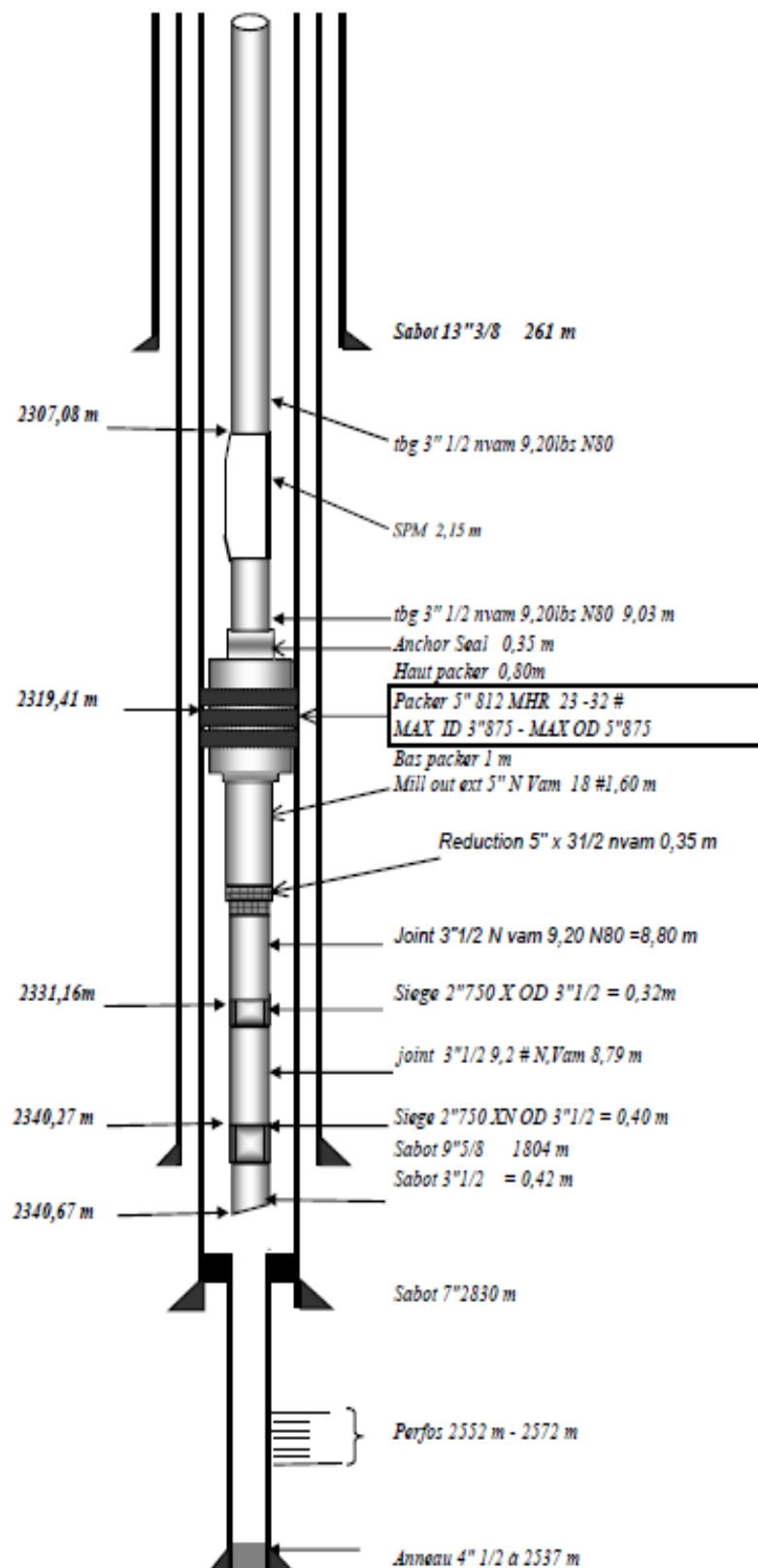


Figure III.11 : Complétion du puits GED-1

IV.2-Inflow Performances Relationship: IPR Courbe

Afin d'établir le modèle du IPR (In-flow Performance Relationship), il est nécessaire d'introduire les paramètres du réservoir (PI :Productivity Index) au niveau du software . A la fin on peut déterminer le AOF (Absolute Open Flow). Ces paramètres déterminent le potentiel de production du puits.

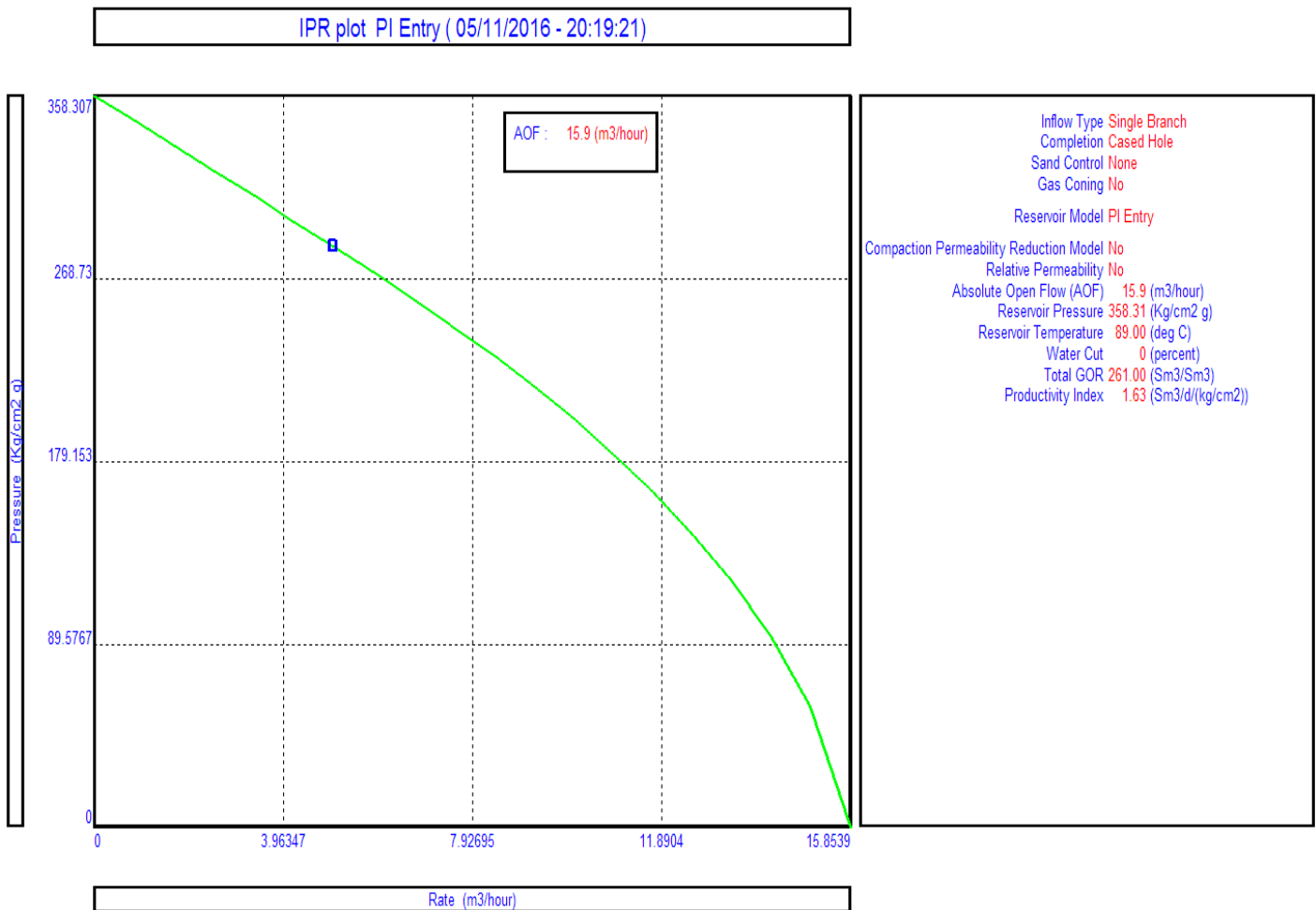


Figure III.12 : Courbe IPR

IV.3- Vertical Lift Performance: VLP Courbe

La courbe de tubing (VLP) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

IV.4- VLP/IPR matching

Le point de fonctionnement d'un puits correspond à l'intersection entre les courbes VLP (Vertical Lift Performance) et IPR. Ce point est caractérisé par le débit d'écoulement et la pression de fond dynamique. Il change à chaque fois que l'un des paramètres, du réservoir ou de la configuration du puits, change.

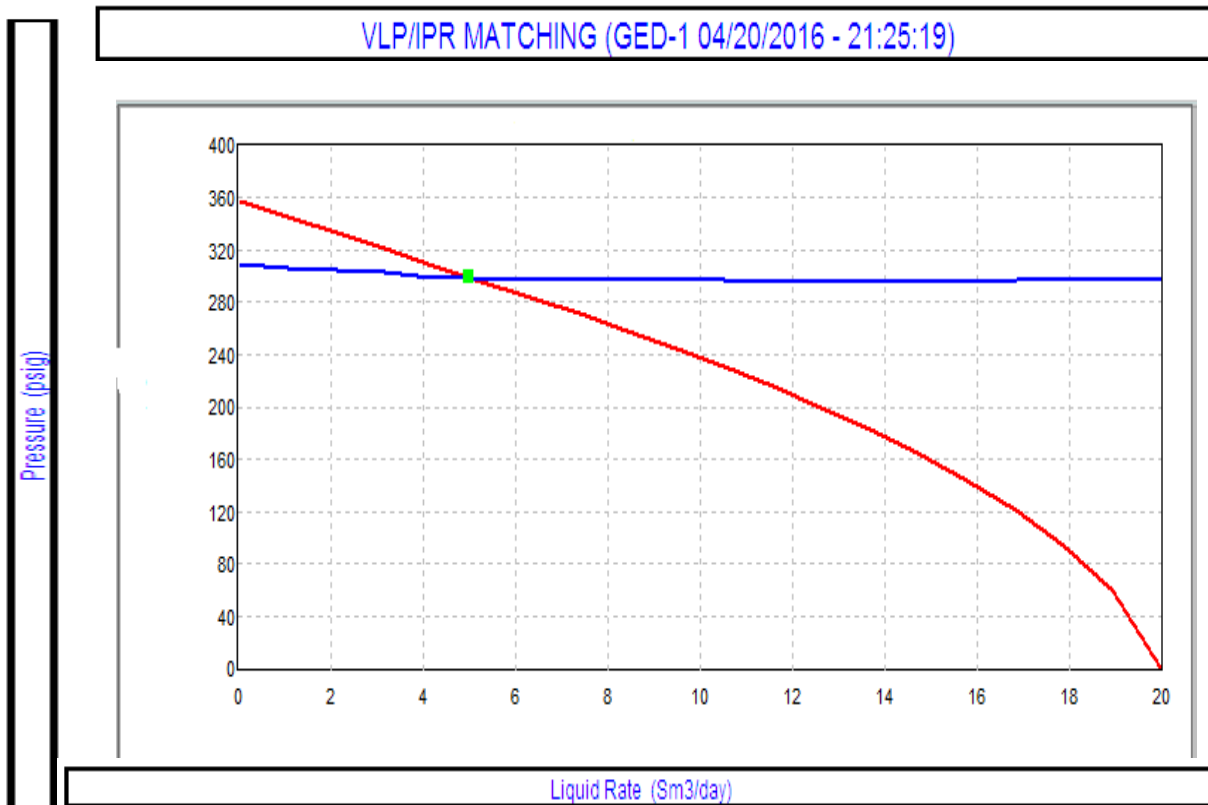


Figure III.13 : Courbe VLP/IPR du GED-1

IV.5- Les sensibilités

Afin d'analyser l'effet de certains paramètres sur le potentiel d'un puits, il est recommandé de faire une analyse de sensibilité. On doit varier plusieurs paramètres un par un et on observe le changement dans les courbes **VLP**.

Les paramètres les plus souvent analysés sont ceux qui varient dans le temps, le GOR, le water cut, La pression en tête.

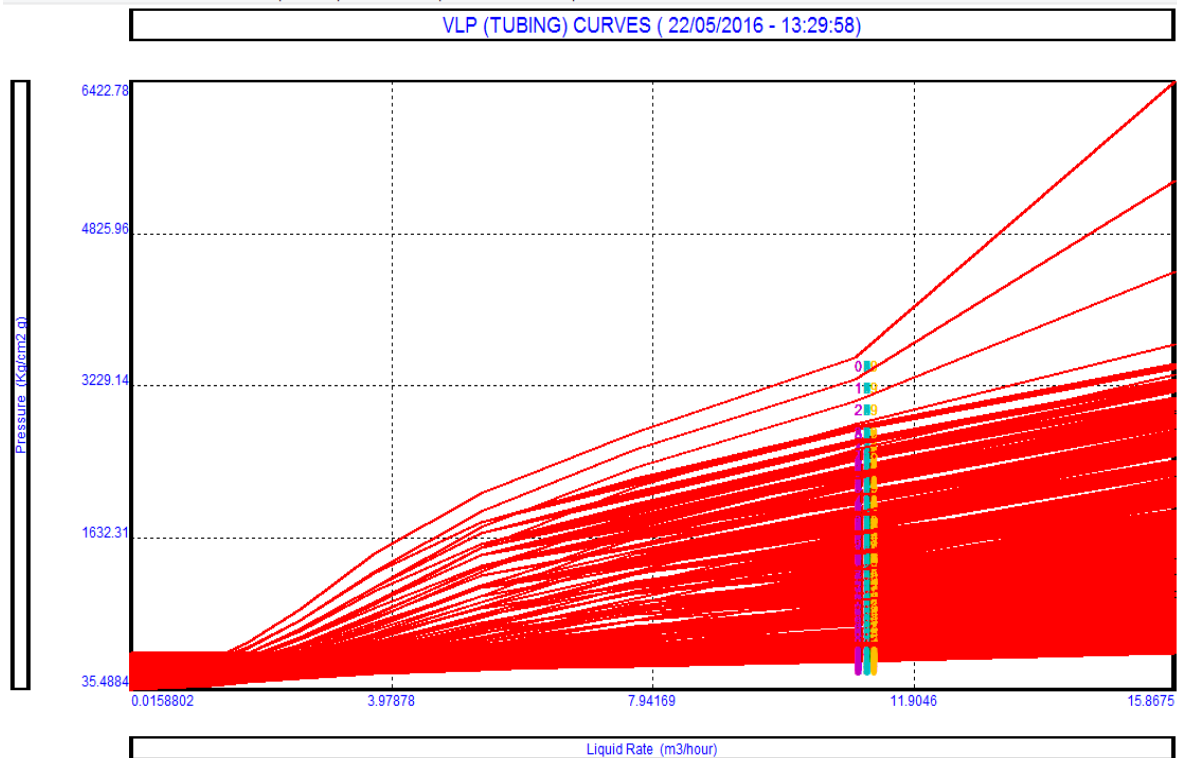


Figure III.14 : Courbes VLP.

V. Estimation des réserves

Il existe deux groupes de méthodes pour évaluer les réserves (quantités) en place :

- Les méthodes volumétriques
- Les méthodes dynamiques basées sur l'équation du bilan matière (Matériel Balance Eq).

V.1-Principes des méthodes volumétriques

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux :

- incertitude sur la forme exacte du gisement,
- peu de forage d'exploration,
- et faible échantillonnage pour bien évaluer les données pétrophysiques (K et ϕ etSo).
- La difficulté réside donc, dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'HC en place, plutôt que dans le volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

Pour l'huile :

$$OOIP = A * h_{ut} * \phi * (1 - s_{wi}) * \frac{1}{B_{oi}}$$

Ces quantités s'expriment souvent en Millions de Stockage mètres cubes.

- La hauteur utile ne prend pas en compte les hauteurs dues aux argiles, au silts, et celles imprégnées d'eau, soit :

$$h_{\text{utile}} = h_{\text{totale}} - h_{\text{argile}} - h_{\text{eau}}$$

➤ Paramètres utilisés dans le calcul

A: Surface (11,4 Km²)

H: hauteur utile (20 m)

Phi : porosité (7.12 %)

Sw : saturation moyenne en eau (10%)

Bo : facteur volumétrique (1,82632m³/Sm³)

On trouve :

$$\text{OOIP} = 7.99 \text{ MSm}^3$$

V.2-Méthode de bilan matière

L'équation de bilan matière est considérée comme un outil de base pour les ingénieurs réservoir pour l'interprétation et la prédiction de performance des réservoirs.

L'équation de Bilan Matière est appliquée afin de :

- Estimer le volume initial huile /gaz en place.
- Prédire la future performance du réservoir.
- Prédire récupération maximale de brut sous divers types de récupération (primaire et secondaire).

L'équation est structurée de façon à sauvegarder l'inventaire de toute matière entrante, sortante et accumulée dans le gisement .Son concept a été présenté par Schilthis, l'équation peut être écrite sur une base volumétrique :

$$\text{Le volume initial} = \text{le volume restant} + \text{volume extrait}$$

Traisons les pores du réservoir comme un récipient idéal, des expressions d'un bilan volumétrique peuvent être extraites pour calculer le changement volumétrique qui se produit durant la durée de vie du réservoir.

L'équation MBE peut être écrite en forme généralisée comme suit :

Le volume de pores occupé par l'huile initiale en place à P_i +

Le volume de pores occupé par le gaz de gaz cap à P_i +

Le volume de pores occupé par l'huile restante à P +

Le volume de pores occupé par le gaz de gaz cap à P +

Le volume de pores occupé par le gaz dissouts à P +

Le volume de pores occupé par l'afflux d'eau à P +

Le volume de pores occupé par le gaz injecté à P +

Le volume de pores occupé par l'eau injecté à P +

Changement de volume de pores dû à l'expansion de la roche et l'expansion de l'eau initial.

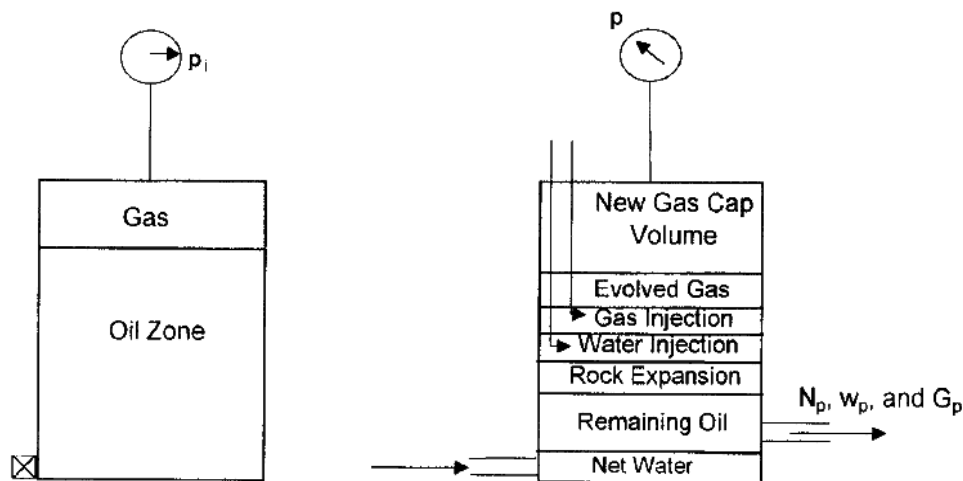


Figure III.15 : Schéma de principe du bilan matière.

Plusieurs calculs de bilan matière exigent le calcul de volume total des pores (P.V)

exprimé en fonction du volume initial de l'huile et du volume de gaz cap.

L'expression de P.V peut être calculée comme suit :

On définit d'abord le rapport de gaz cap 'm' comme suit :

$$m = \frac{\text{le volume initial du gaz cap}}{\text{le volume initial de l'huile en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Le volume initial du gaz cap = $GB_{gi} = mNB_{oi}$

Le volume total du système hydrocarbure s'écrit comme suit :

Le volume initial de l'huile + le volume initial du gaz cap = $(P.V) (1-S_{wi})$

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (P.V) (1-S_{wi})$$

$$P.V = \frac{NB_{oi} (1+m)}{(1-S_{wi})}$$

a) Volume des pores occupé par le pétrole initialement en place :

Volume occupé par le pétrole initial en place = $N B_{oi}$

b) Volume des pores occupé par le gaz dans le gaz cap :

Volume de gaz cap = $m N B_{oi}$

c) Volume des pores occupé par l'huile restant :

Volume d'huile restant = $(N - N_p) B_o$

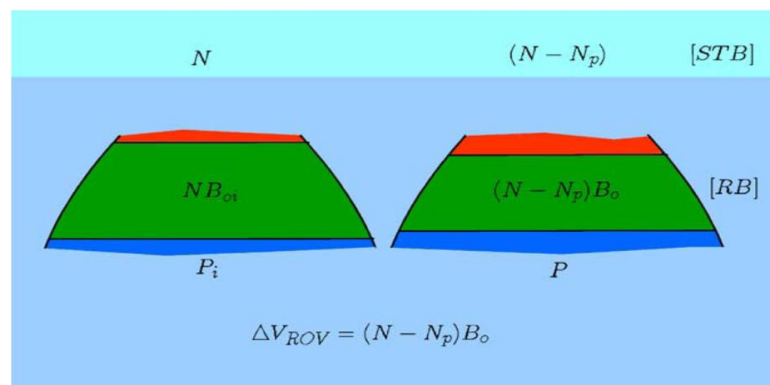


Figure III.16 : Expansion d'huile.

d) Volume des pores occupé par le gaz de gaz cap à P :

Comme la pression du réservoir tombe à une pression p , le gaz cap se dilate et occupe un volume plus important. En supposant qu'aucun gaz n'est produit au cours de la baisse de pression, le nouveau volume de gaz cap peut être déterminé comme suit :

$$\text{Volume de gaz cap à } P = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g$$

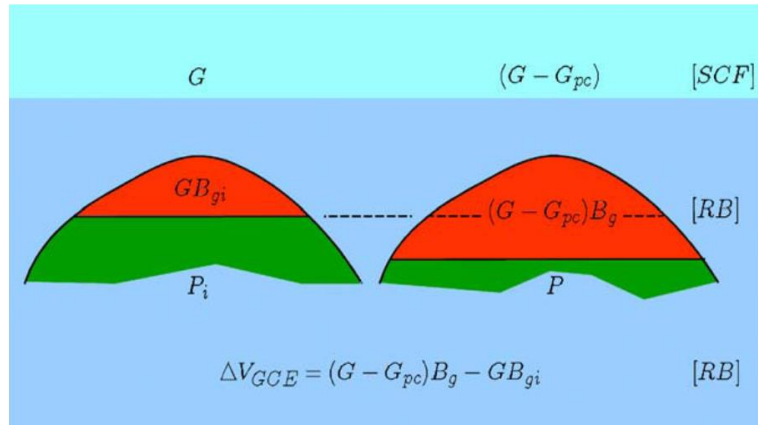


Figure III.17 : Expansion du gaz libre.

e) Volume des pores occupé par le gaz dissout:

Ce terme volumétrique peut être déterminé en appliquant le bilan matière suivant sur le gaz dissous :

[Volume of the evolved solution gas] = [Volume of gas initially in solution] - [Volume of gas produced] - [Volume of gas remaining in solution]

Or

[Volume of the evolved solution gas] = [NR_{Si} - N_pR_p - (N - N_p)R_s] B_g

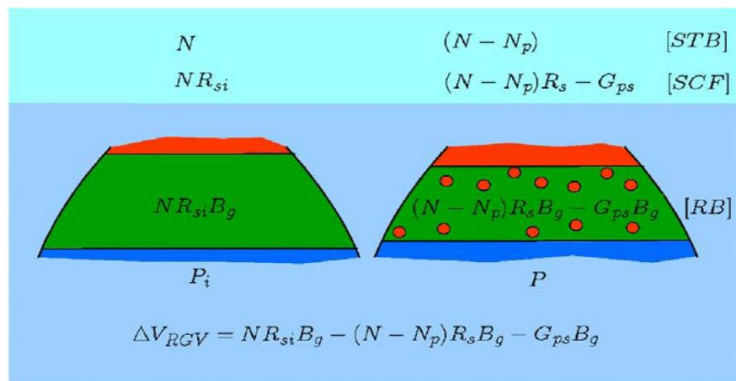


Figure III.18 : Expansion de gaz dissout

f) Volume des pores occupé par les entrées de l'eau :

Net water influx = W_e - W_pB_w

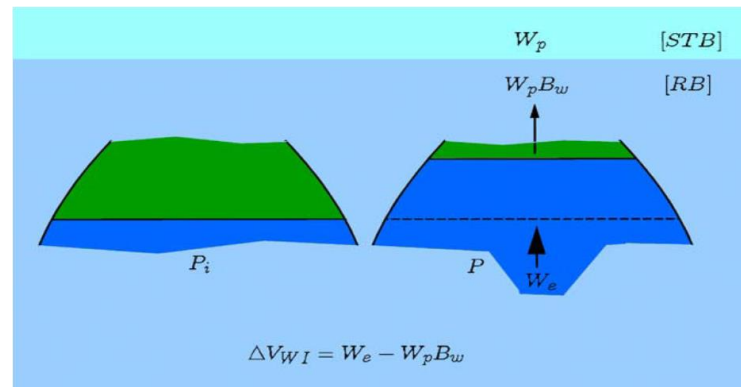


Figure III.19 : Changement de volume d'eau.

g) Changement du volume de pores dû à l'expansion de la roche et l'expansion de l'eau initiale :

La réduction du volume de pores d'hydrocarbure dû à l'expansion de l'eau initiale et de la roche réservoir ne peut être négligée pour un réservoir d'huile sous-saturée. Les compressibilités de l'eau et de la roche sont généralement du même ordre de grandeur que la compressibilité de l'huile. Généralement, l'effet de ces deux éléments peut être négligé pour un réservoir de gaz-cap ou lorsque la pression du réservoir tombe en dessous de la pression de point de bulle.

Le coefficient de compressibilité c est donnée par la relation suivante :

$$c = -\frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial p}$$

Donc:

$$\Delta V = V \cdot c \cdot \Delta p$$

Le changement du volume de pores dû à l'expansion de l'eau est donné par l'expression suivante:

$$\text{Connate water expansion} = [(\text{Volume de pore}) S_{wi}] C_w \cdot \Delta p$$

En remplaçant le volume de pores (PV) donc l'expansion de l'eau est :

$$\text{Expansion of connate water} = \frac{N B_{oi} (1+m)}{1-s_{wi}} s_{wi} \cdot C_w \cdot \Delta p$$

La réduction du volume de pores dû à l'expansion de la roche réservoir est donnée par:

$$(\text{Changement dans le volume de pore})_{\text{expansion roche}} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-s_{wi}} \cdot c_f \cdot \Delta p$$

En combinant les deux équations précédentes, le changement total du volume de pores dû à l'expansion de l'eau et de la roche réservoir est exprimé comme suit :

$$\text{Total changes in the pore volume} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{s_{wic_w} + c_f}{1-s_{wi}} \right) \Delta p$$

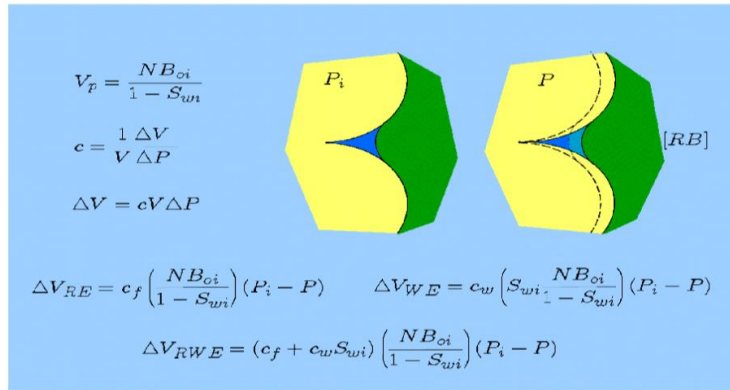


Figure III. 20 : Expansion de la roche.

h) Le volume de pores occupé par le gaz et de l'eau injectée à P :

En supposant que les volumes de gaz et de l'eau injectée sont utilisés pour le maintien de la pression, le volume total des pores occupé par les deux fluides injectés est donné par :

$$\text{Total volume} = G_{inj} B_{ginj} + W_{inj} \cdot B_w$$

En réarrangeant les termes de l'équation on obtient l'expression finale de réserve en place:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_B] - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} \cdot B_w}{(B_o - B_{oi}) + R_{si} - R_s + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1+m) \left(\frac{s_{wic_w} + c_f}{1-s_{wi}} \right) \Delta p}$$

V.3-Elaboration du Bilan Matière

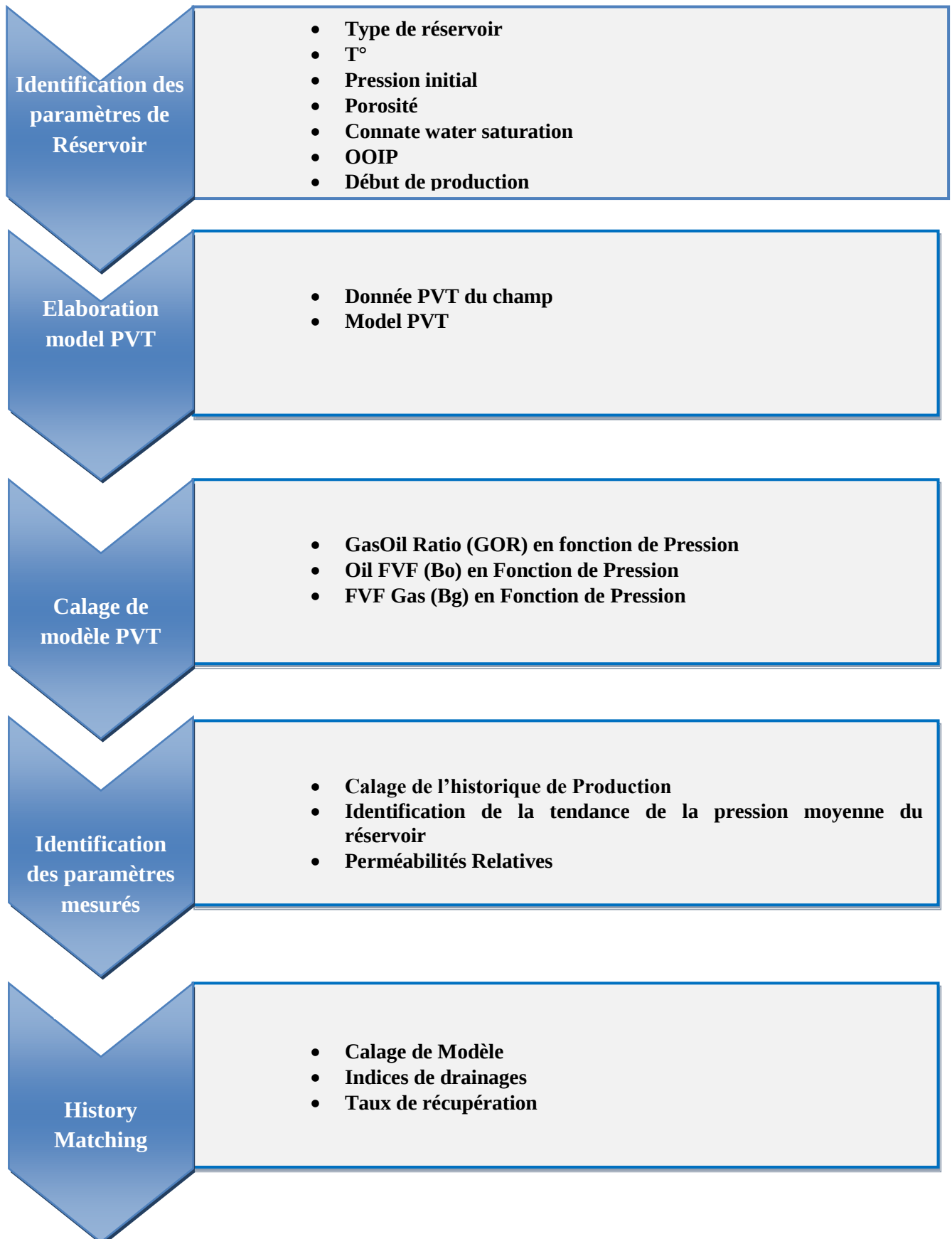
Dans notre cas « gisement avec aquifère d'eau, sans gaz cap et sans injection d'eau ou de gaz » l'équation de bilan de matière devient :

$$N [(Bo - Boi) + (Rsi - Rs).Bg + Boi. \Delta P. (Cw.Swc + Cf) / (1 - Swc)] = Np[(Bo + (Rp - Rs) Bg) - (We - WpBw) / Np]$$

Le bilan matière a été utilisé afin de modéliser le comportement de notre réservoir 'GED' en terme de pression, et ceci en réponse à la production et les influx.

L'objectif de cette étude est :

- L'estimation des réserves en place.
- L'analyse des mécanismes de drainage.
- Calage de l'historique.

V.3.1-Etape d'élaboration du Bilan Matière

V.3.1.1-Identification des paramètres du modèle

C'est la première étape dans un bilan matière, cela consiste à définir les différents paramètres du modèle utilisé pour le bilan de matière. Dans notre cas, les paramètres à définir sont les suivants:

- **Reservoir Fluid** : Oil ;
- **Tank Model**: Single tank ;
- **PVT Model**: Simple PVT ;
- **Production History** : By well ;
- **Compositional Model** : None .

Tout comme pour les paramètres du réservoir 'GED' sont les suivants :

- **Tank type** : Oil ;
- **Temperature** : 89 °C ;
- **Initial pressure** : 362 kg/cm² ;
- **Porosity** : 7.12 % ;
- **Connat water saturation** : 5.32 % ;
- **Initial gas cap** : 0 ;
- **Original oil in place** : 6.09 MSm³;
- **Start of production**: 05/01/2013 .

V.3.1.2-Elaboration du Modèle PVT

Le modèle PVT utilisé pour la modélisation du comportement du fluide est un modèle Black Oil. La modélisation est principalement faite par analogie avec les résultats PVT du puits ODM

Le but de cette étape c'est la mesure de la variation des paramètres (**Rs**, **Bo** et **Bg**) en fonction de la pression pour une température donnée qui est la température du réservoir (**89 °C**). En présence d'un nombre important de points de mesure, il serait possible d'utiliser directement des tables de PVT, mais si les points de mesures sont insuffisants, il serait alors préférable de faire une corrélation afin de reproduire ces mesures. Cela présente l'avantage d'avoir une variation continue au lieu de n'avoir que des points discrets. L'évolution de nos trois paramètres PVT est représentée en tableaux ci-dessous :

Bo (m3/Sm3)	Pression (Kg/cm2 g)
1,76	450
1,775	425
1,79	400
1,8	375
1,81	350
1,83	325
1,85	300
1,87	281
1,86	275
1,72	250
1,6	225
1,51	200
1,44	175
1,37	150
1,315	125
1,265	100
1,225	75
1,185	50

Tableau III.4 : Bo Vs Pression

Bg (m3/Sm3)	Pression (Kg/cm2 g)
0,00320301	450
0,00328401	426,471
0,00337619	402,941
0,00348212	379,412
0,00360521	355,882
0,00375002	332,353
0,00392279	308,824
0,0041322	285,294
0,00439059	261,765
0,00471596	238,235
0,00513523	214,706
0,00568983	191,176
0,00644548	167,647
0,00751027	144,118
0,00907211	120,588
0,0114892	97,0588
0,0155566	73,5294
0,0235198	50

Tableau III.5 : Bg Vs Pression

Rs (Sm3/Sm3)	Pression (Kg/cm2 g)
249,47	450
249,47	425
249,47	400
249,47	375
249,47	350
249,47	325
249,47	300
249,47	281
249	275
214	250
176	225
145	200
120	175
94	150
73	125
53	100
34	75
17	50

Tableau III.6:Rs Vs Pression

V.3.1.3-Calage du modèle PVT

Pour le gisement GED, la corrélation ‘Lasater’ a été choisie pour le **Rset** le **Bo**.

Pour la viscosité de l’huile la corrélation la plus adéquate était celle de **Petrosky et al.**

Les résultats de ces corrélations sont illustrés dans les figures ci-dessous :

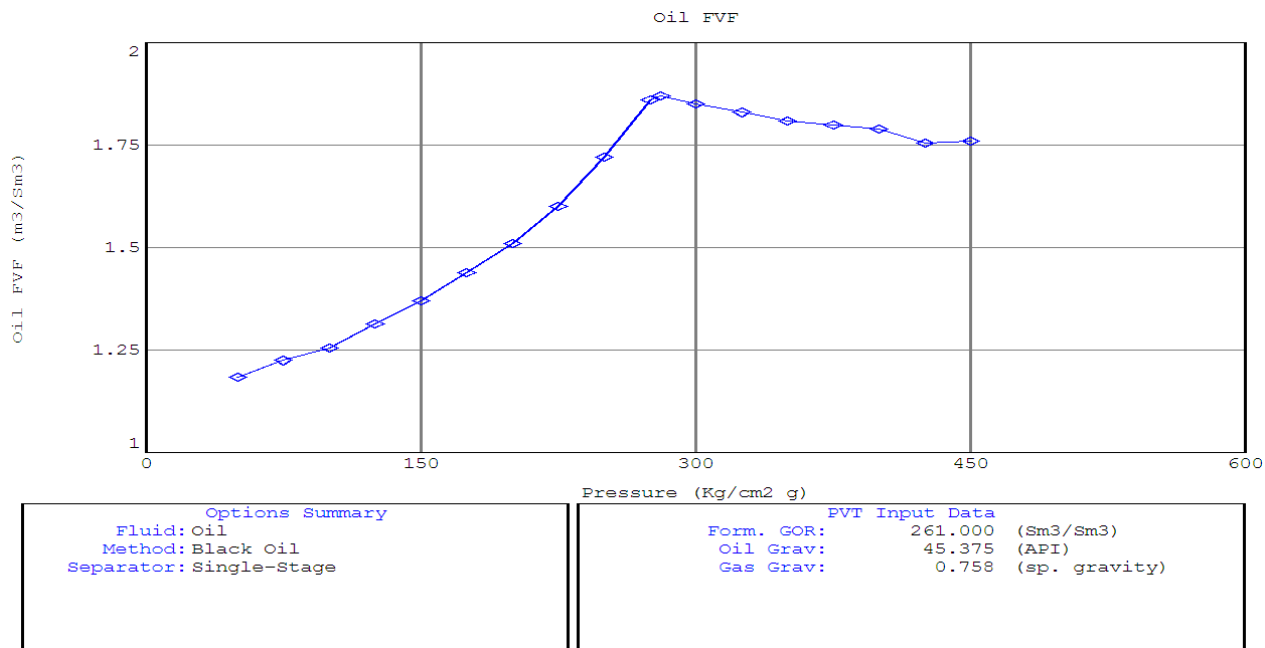


Figure III.21 : Evolution de Bo en fonction de la pression.

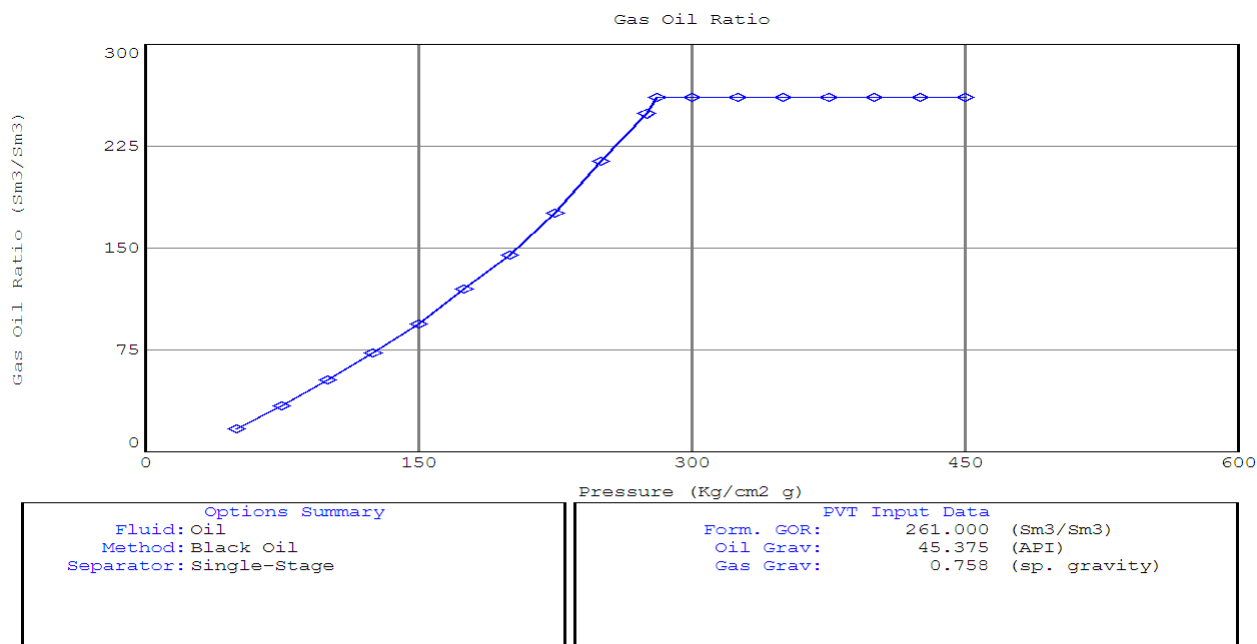


Figure III.22 : Evolution du GOR en fonction de la pression.

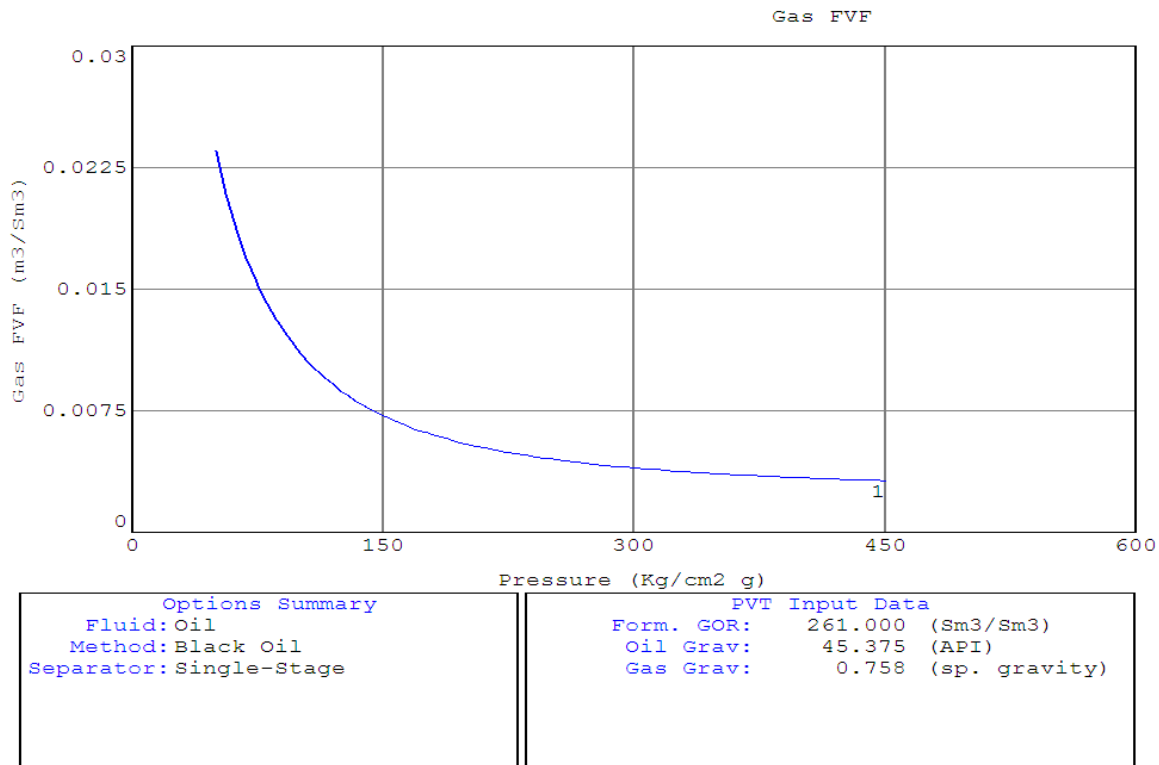


Figure III.23 : Evolution de Bg en fonction de la pression.

VI.3.1.4-Identification des Paramètres mesurés

VI.3.1.4.1-Historique de production et Pression

La production mensuelle cumulée en huile et en gaz pour le puits ‘GED-1’ est introduite à partir de l’historique de production de (05-01-2013) jusqu’à (12-01-2014).

VI.3.1.4.2-Pression moyenne pour le réservoir

La technique la plus recommandée par les auteurs, afin de palier à ce problème, consiste à calculer une valeur moyenne pondérée au cumule de production des puits dont les valeurs de pressions pour la période considérée sont connues.

Cette technique se résume par l'équation suivante :

$$P = \frac{\sum (P_i * N_{pi})}{\sum N_{pi}}$$

L’inconvénient de cette technique est qu’elle nécessite une haute fréquence de mesure de pression .l’utilisation de cette technique pour notre cas GED-1 avec trois mesures de pression augmente le risque d’erreurs donc nous avons opté pour une approche qui consiste à faire une

superposition **entre la pression simulée** par le modèle et **le nuage de points des pressions mesurées**.

VI.3.1.4.3-Perméabilités Relatives

Les perméabilités relatives sont introduites en utilisant le modèle de Corey. Les données sont représentées dans le tableau et la figure ci-dessous :

	<i>Saturation résiduelle</i>	<i>End Point</i>
<i>K_{rw}</i>	0.1	0.28
<i>K_{row}</i>	0.32	0.6
<i>K_{rog}</i>	0.07	0.6
<i>K_{rg}</i>	0.07	1

Tableau III.7 : Données de la perméabilité relative

VI.3.1.5-Processus history matching

Le principe de ce processus réside dans la relation inverse, entre une réponse connue et les paramètres conduisant à cette même réponse.

Pour cette étude, les soutirages sont des paramètres connus ajoutés à la réponse qui correspond à la pression du réservoir. Les paramètres (OOIP, présence d'aquifère, présence d'influx), conduisant à cette réponse, sont déterminés à travers le processus de calage.

Plusieurs RUN ont été effectué afin d'étudier plusieurs model que pourrait présenter le réservoir GED :

Résultats Du Processus

1. Premier Run : Modèle d'un Réservoir sans Aquifère

Dans ce Run nous avons supposé que notre réservoir est un système fermé (pas d'influx ni de out-flux).

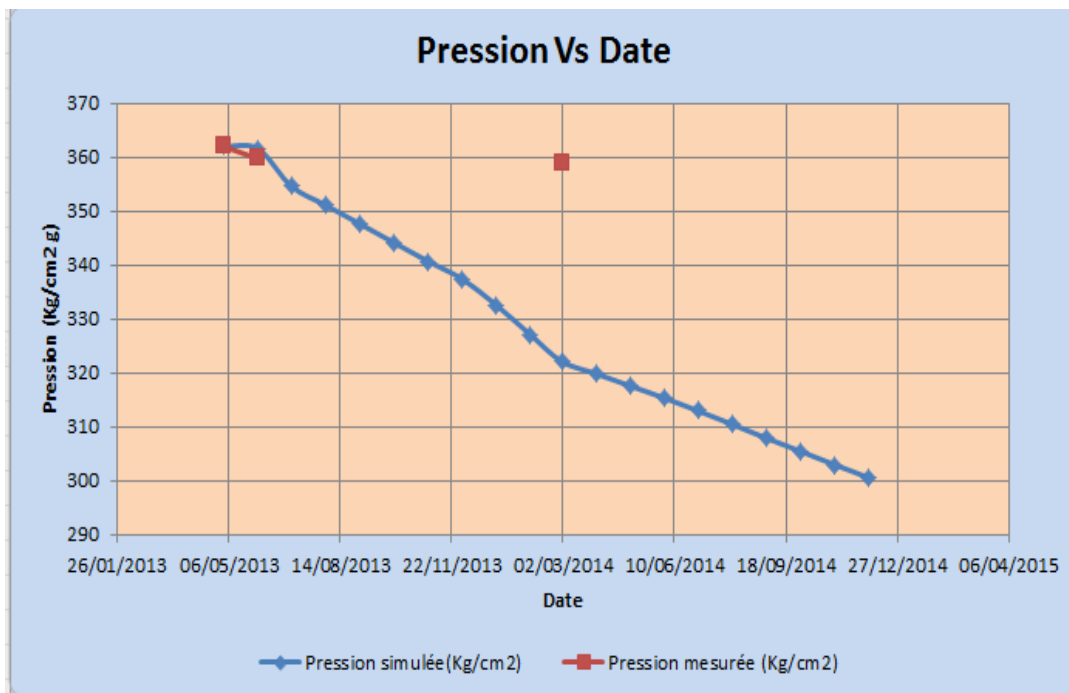


Figure III.24 : Pression simulée vs Pression Mesurée

Nous remarquons dans ce Run que le calage de la pression n'est pas acceptable avec une chute de pression à partir de 2013 ce qui nous amène à considérer l'hypothèse de présence d'une autre source d'énergie dans notre champ.

La source d'énergie possible est :

- Un maintien dû à l'activité de l'aquifère.

2 .Deuxième Run : Modèle prise en charge des influx d'eau de gisement

Le software utilisé présente "11" modèles d'aquifère différents, chaque model a été testé séparément à fin de pouvoir choisir le modèle qui donne le meilleur résultat de calage ; ces modèles sont:

- ❖ Small pot;
- ❖ Schilthuis Steady State;
- ❖ Hurst Steady State;
- ❖ Hurst-van Everdingen-Odeh;
- ❖ Hurst-van Everdingen-Dake;
- ❖ Vogt-Wang;

- ❖ Fetkovitch Semi Steady State;
- ❖ Fetkovitch Steady State;
- ❖ Carter-tracy.
- ❖ Hurst-van Everdingen Modified;
- ❖ Le dernier model " Hurst-van EverdingenModified " est celui qui cale le mieux.

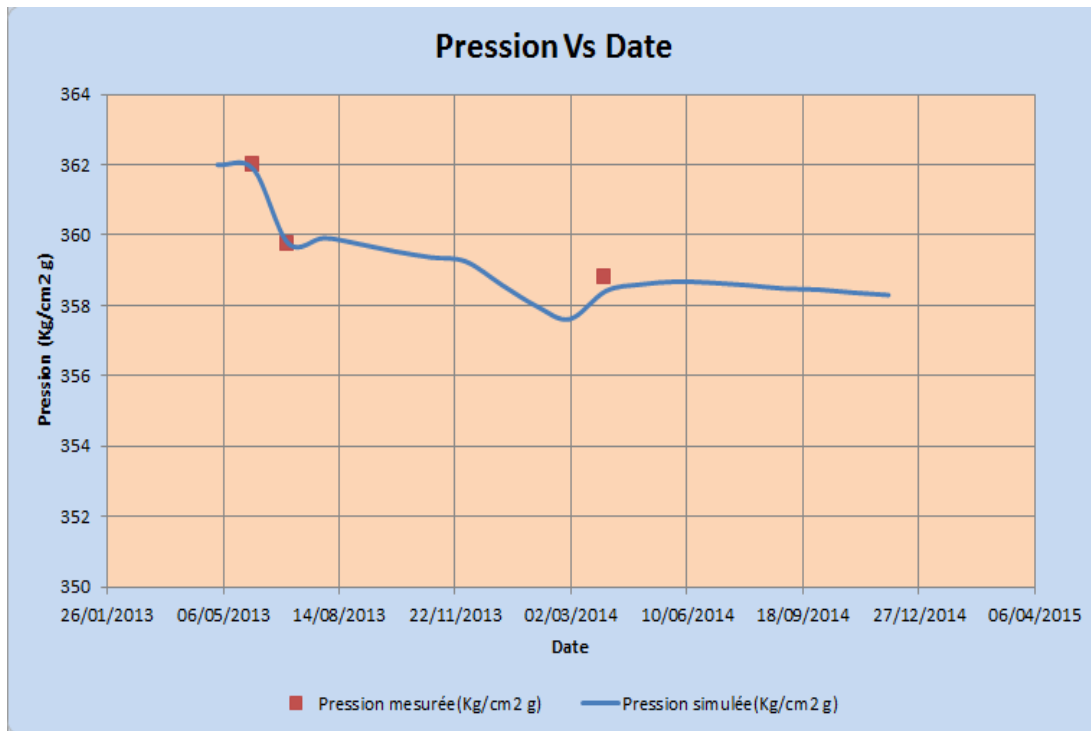


Figure III.25 : Calage de la pression en présence d'aquifère.

Nous remarquons que le calage dans la période de déplétion naturelle est acceptable, ce qui confirme notre supposition que le maintien de pression dû à l'activité de l'aquifère ainsi il nous confirme les réserves estimés sont de l'ordre de 6 MSm³.

Mécanisme de drainage

La figure ci-dessous montre les mécanismes de drainage présents dans le champ

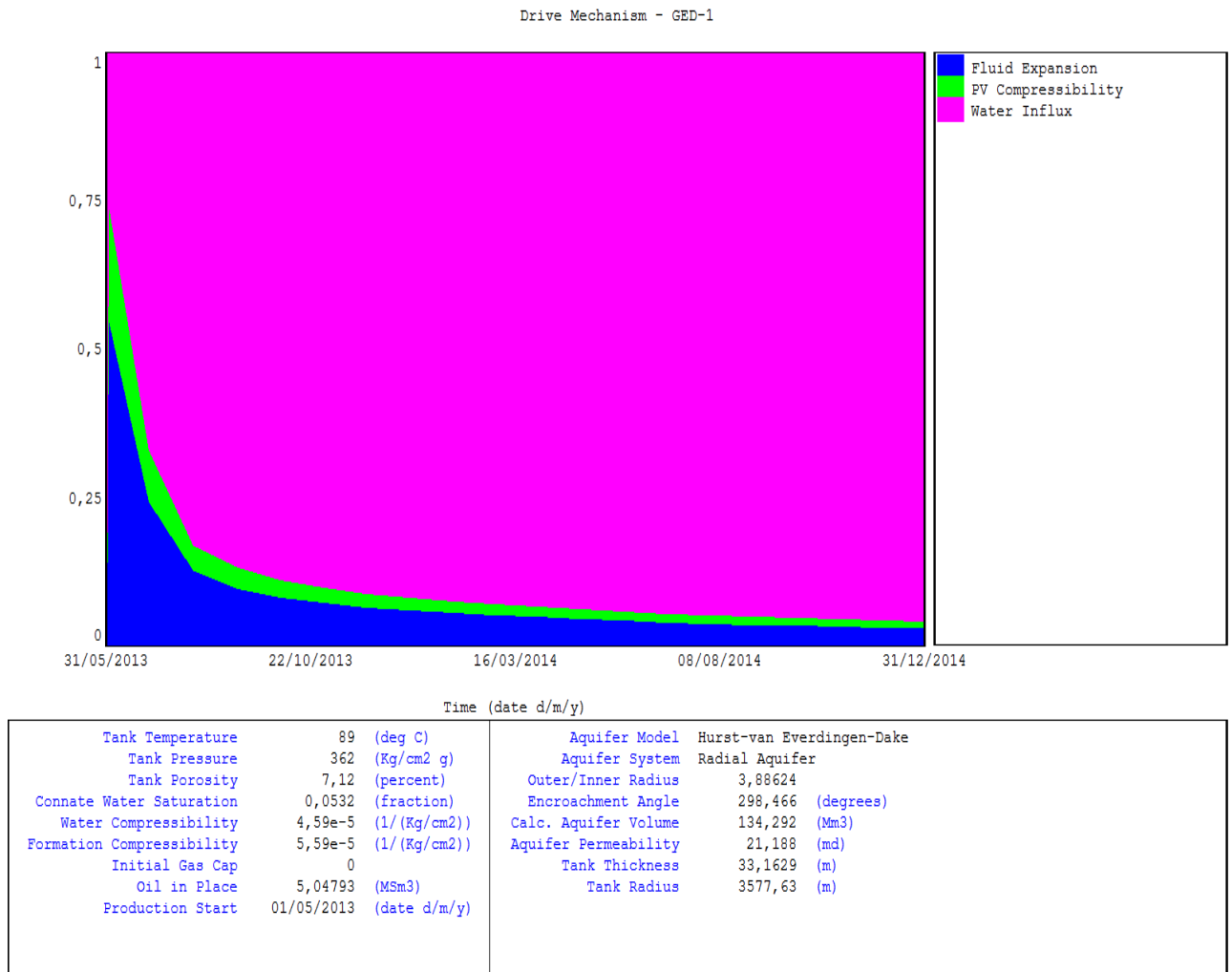


Figure III.26 : Les mécanismes de drainage

Dans le champ GED, trois mécanismes de drainage semblent interagir dans le réservoir. On assiste en premier lieu à l'effet de compressibilité de la roche combiné à l'expansion du fluide et l'aquifère avec des taux de participation de **25%, 50% et 25%** respectivement.

Les deux mécanismes « compressibilité de la roche et l'expansion du fluide » commencent à s'atténuer juste après le début du soutirage, laissant la place à l'aquifère qui donne l'apport nécessaire d'énergie.

L'expansion des fluides continue d'agir, mais son effet diminue légèrement, à ce jour l'aquifère participe principalement à l'énergie de système

VI. Prévisions de production du gisement de GED

Dans cette partie nous allons discuter les différents scénarios qui sont intéressants à simuler. Nous rappelons que l'objectif étant de prévoir la production du champ GED sous différentes conditions d'exploitation et de donner des alternatives pour son optimisation.

- Scenario 1: Situation Actuelle (MER 4%)
- Scenario 2 : Situation Actuelle + 1 producteur (MER 6%)
- Scenario 3 : Situation Actuelle + 3 producteurs (MER 11%)
- Scenario 4: Situation Actuelle + 1 injecteur (MER 4%)
- Scenario 5: Scenario 2 + 1 injecteur (MER 6%)
- Scenario 6 : Scenario 2 + 2 injecteurs (MER 6%)
- Scenario 7: Scenario 3 + 1 injecteurs (MER 11%)
- Scenario 8: Scenario 3 + 2 injecteurs (MER 11%)
- Scenario 9 : Scenario 3 + 3 injecteurs (MER 11%)

Scénario 1 : Situation Actuelle (MER 4%)

Dans le cas où le gisement continu à produire avec un seul puits qui est le GED-1, la prévision commence directement à partir du dernier point de l'historique et le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Avril 2024. En 2035, le puits atteindra un coefficient de récupération de 19.2064 % après 20 ans d'exploitation (à partir de 2015) et ne fonctionnera plus après Février 2061 où il atteindra un coefficient de récupération final est de 30.963%.

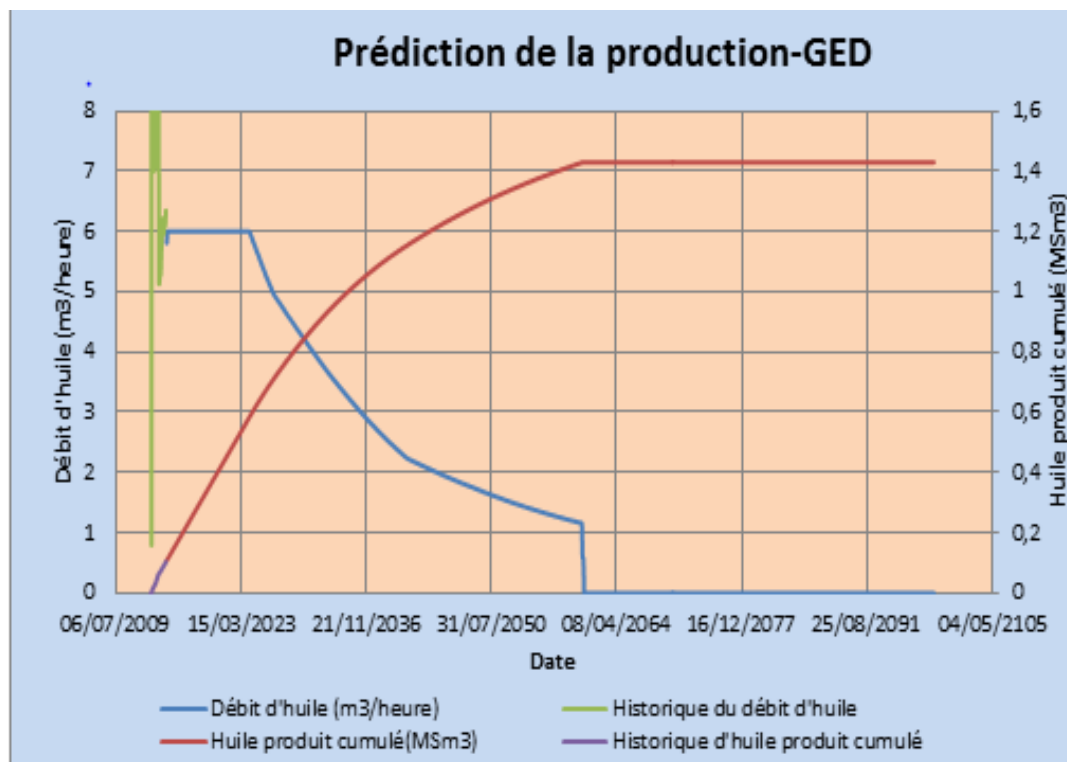


Figure III.27 : Prédiction de la production selon le premier scénario

MER	4%
Taux de récupération	19.2064%
Taux de récupération final	30.963%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1169669.76
Production max (m ³ /an)	52560
Débit max (m ³ /j)	144
Débit par puits (m3/j)	144
Durée (années)	20
Nombre de puits	1

Tableau III.8 : Résultats des prévisions du premier scénario.

❖ Remarque :

Les réserves récupérables sont calculées par la relation suivante :

Réserves récupérables = les réserves en place * le Taux de récupération

Réserves récupérables = OIIP * FR

Scénario 2 : Situation Actuelle + 1 producteur (MER 6%)

Dans le cas où un deuxième puits producteur sera foré, le gisement a une production de 7.117m³/h en Décembre 2014 et atteint 12 m³/h en 2020, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2021 et en 2035 il atteindra un coefficient de récupération de 27.8431% après 20 ans d'exploitation (à partir de 2015).

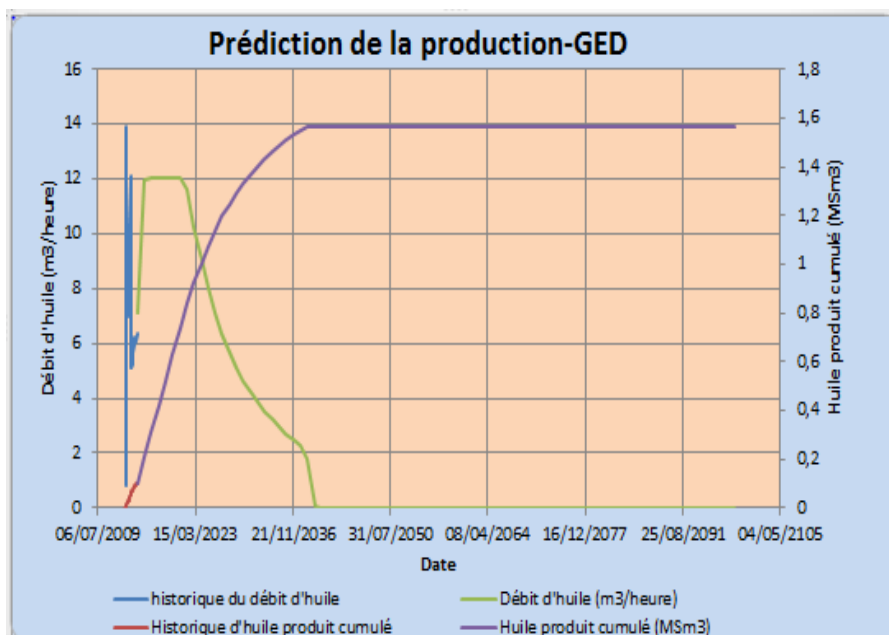


Figure III.28 : Prédiction de la production selon le deuxième scénario

MER	6%
Taux de récupération	27.8431%
Taux de récupération final	30.9635%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1695644.79
Production max (m ³ /an)	105120
Débit max (m ³ /j)	288
Débit par puits (m ³ /j)	144
Durée (années)	20
Nombre de puits producteurs	2

Tableau III.9 : Résultats des prévisions du deuxième scénario.

Scénario 3 : Situation Actuelle + 3 producteurs (MER 11%)

Dans le cas où deux puits producteur seront forés en plus, le gisement commence à produire en Décembre 2014 et le débit est de 7.117m³/h et atteint 24 m³/h en 2017, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2018 et le puits ne fonctionnera plus en décembre 2028 où il aura atteint un coefficient de récupération final est de 30.6808% après 13 ans d'exploitation (à partir de 2015).

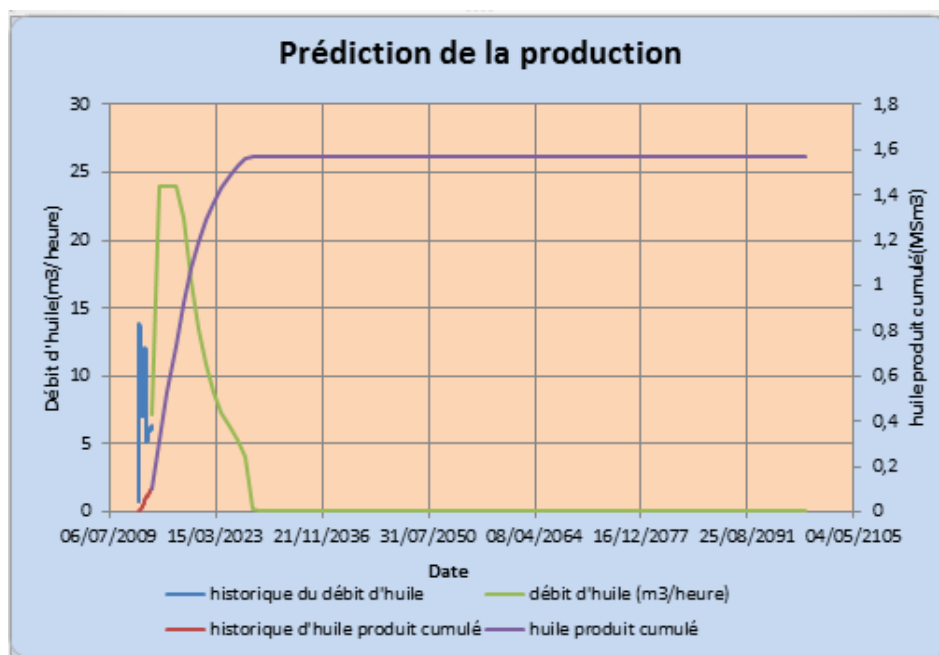


Figure III.29 : Prédiction de la production selon le troisième scénario

MER	11%
Taux de récupération final	30.6808%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1868460.72
Production max (m ³ /an)	210240
Débit max (m ³ /j)	576
Débit par puits (m ³ /j)	144
Durée (années)	13
Nombre de puits	4

Tableau III.10 : Résultats des prévisions du troisième scénario.

Scenario 4: Situation Actuelle + 1 injecteur (MER 4%)

Dans le cas où un puits injecteur d'eau sera foré en présence d'un puits producteur GED-1, ce dernier commence à produire en décembre 2014 et le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2027. En 2035, il atteindra un coefficient de récupération de 19.21% après 20 ans d'exploitation (à partir de 2015).

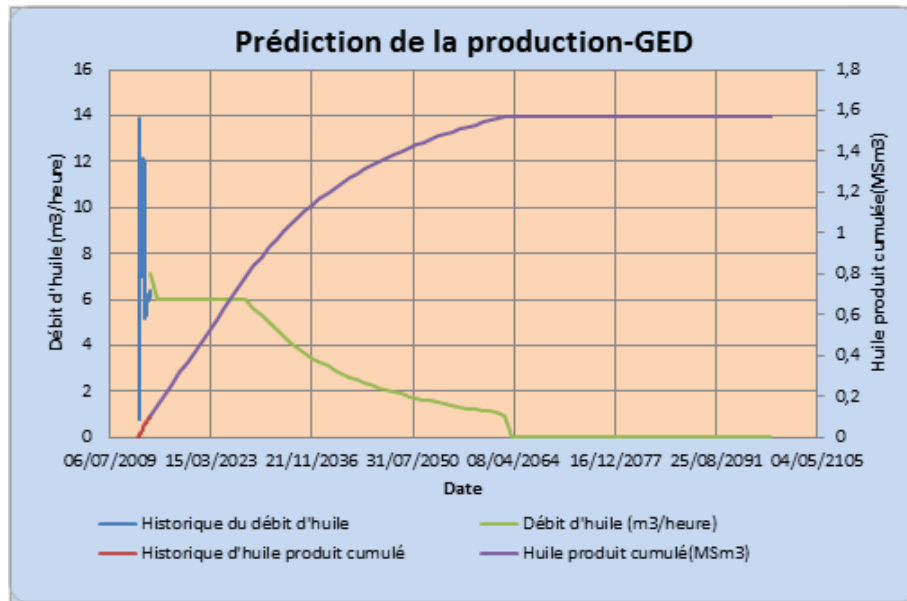


Figure III.30 : Prédiction de la production selon le quatrième scénario.

MER	4%
Taux de récupération	19.21%
Taux de récupération final	31.0739%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1169889
Production max (m ³ /an)	52560
Débit max (m ³ /j)	144
Débit par puits (m3/j)	144
Durée (années)	20
Nombre de puits producteurs	1
Nombre de puits injecteurs	1

Tableau III.11 : Résultats des prévisions du quatrième scénario.

Scenario 5: Sc 2 + 2 injecteurs (MER 6%)

Dans le cas où deux puits injecteurs d'eau seront forés en présence de deux puits producteurs, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2020 et le gisement atteindra un coefficient de récupération de 27.865% en 2035 après 20 ans d'exploitation (à partir de 2015).

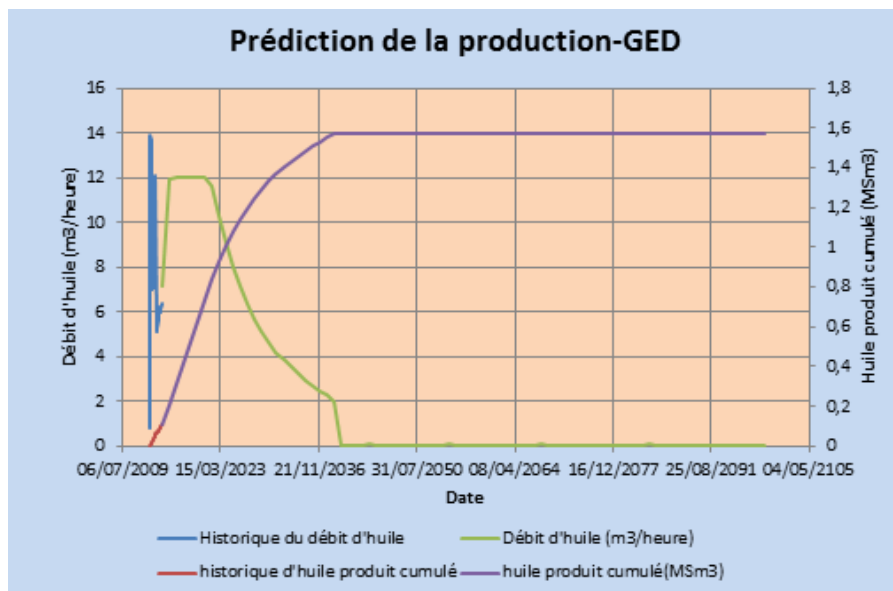


Figure III.31 : Prédiction de la production selon le cinquième scénario.

MER	6%
Taux de récupération	27.865%
Taux de récupération final	31.1466%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1696978.5
Production max (m ³ /an)	105120
Débit max (m ³ /j)	288
Débit par puits (m3/j)	144
Durée (années)	20
Nombre de puits producteurs	2
Nombre de puits injecteurs	2

Tableau III.12 : Résultats des prévisions du cinquième scénario.

Scenario 6: Sc 2 + 1 injecteurs (MER 6%)

Dans le cas où un seul puits injecteur d'eau sera foré en présence de deux puits producteurs, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2020 et le gisement atteindra un coefficient de récupération de 27.8549% en 2035 après 20 ans d'exploitation (à partir de 2015).

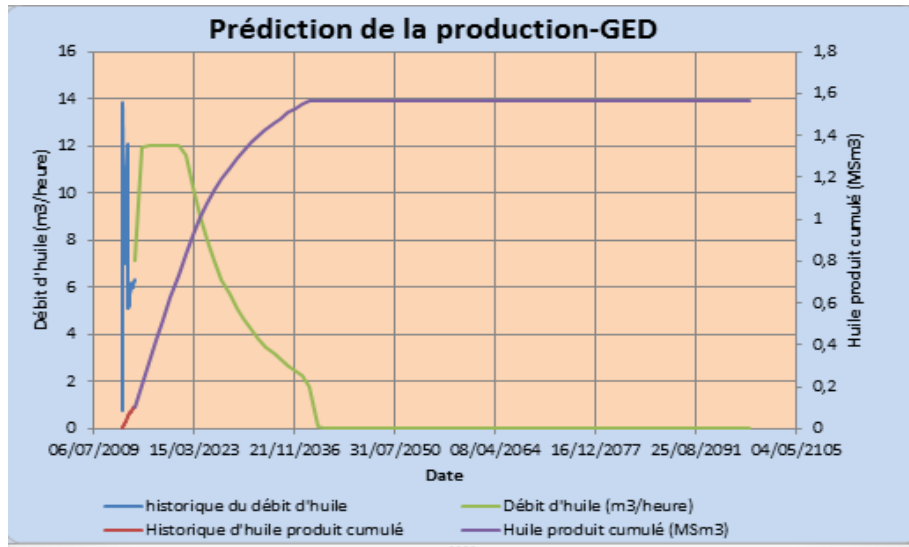


Figure III.32 : Prédiction de la production selon le sixième scénario

MER	6%
Taux de récupération	27.8549%
Taux de récupération final	31.0877%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1696363.41
Production max (m ³ /an)	105120
Débit max (m ³ /j)	288
Débit par puits (m3/j)	144
Durée (années)	20
Nombre de puits producteurs	2
Nombre de puits injecteurs	1

Tableau III.13 : Résultats des prévisions du sixième scénario.

Scenario 7 : Sc 3 + 1 injecteurs (MER 11%)

Dans le cas où un seul puits injecteur d'eau sera foré en présence de quatre puits producteurs, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2017 et le gisement atteindra un coefficient de récupération final de 31.0003% en 2029 après 14 ans d'exploitation (à partir de 2015).

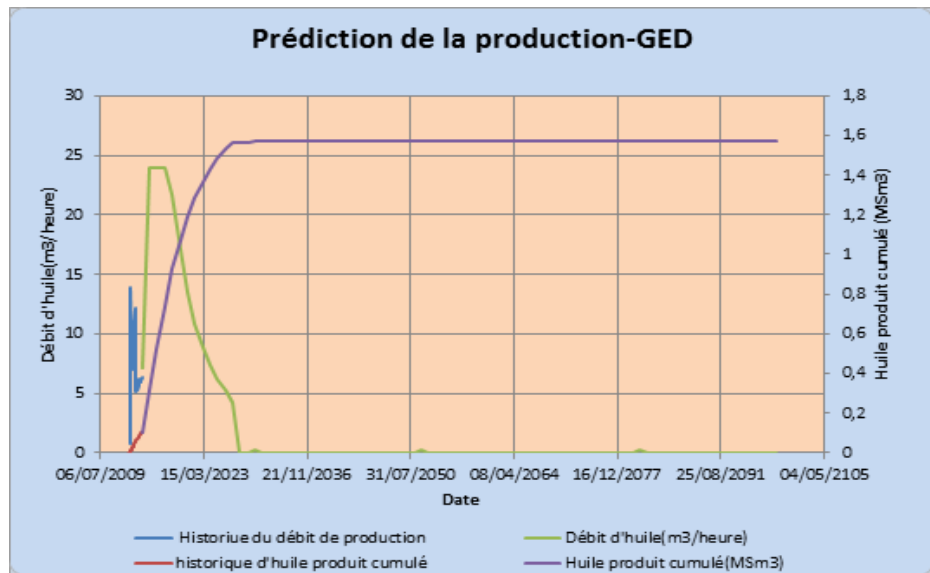


Figure III.33 : Prédiction de la production selon le septième scénario.

MER	11%
Taux de récupération final	31.0003%
Volume en place (Sm^3)	6 090 000
Récupérable (Sm^3)	1887918.27
Production max (m^3/an)	210240
Débit max (m^3/j)	210240
Débit par puits (m^3/j)	144
Durée (années)	14
Nombre de puits producteurs	4
Nombre de puits injecteurs	1

Tableau III.14 : Résultats des prévisions du septième scénario.

Scenario 8: Sc 3 + 2 injecteurs (MER 11%)

Dans le cas où deux puits injecteurs d'eau seront forés avec quatre puits producteurs, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2017 et le gisement atteindra un coefficient de récupération final de 30.969% en 2029 après 14 ans d'exploitation (à partir de 2015).

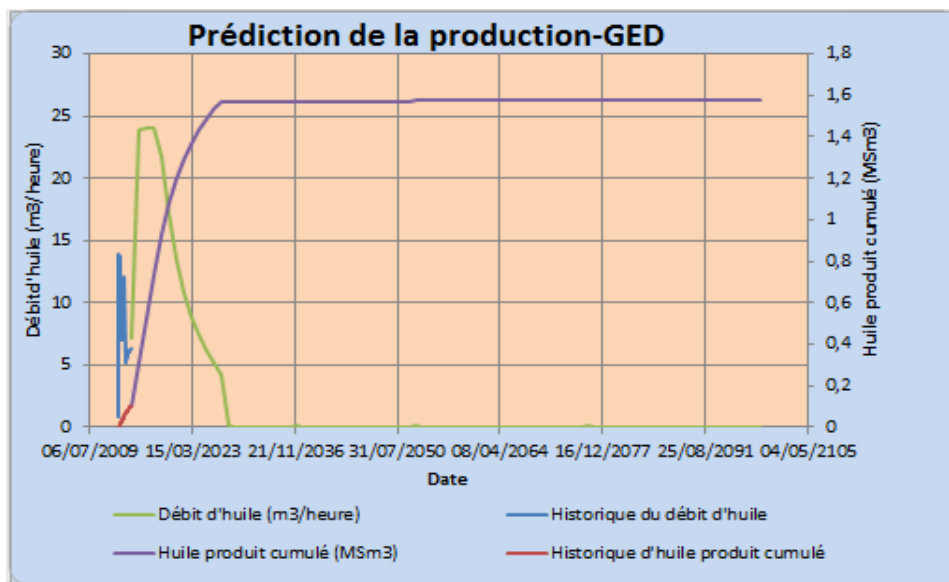


Figure III.34 : Prédiction de la production selon le huitième scénario.

MER	11%
Taux de récupération final	30.969%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1886012.1
Production max (m ³ /an)	210240
Débit max (m ³ /j)	576
Débit par puits (m ³ /j)	144
Durée (années)	14
Nombre de puits producteurs	4
Nombre de puits injecteurs	2

Tableau III.15 : Résultats des prévisions du huitième scénario.

Scenario 9 : Sc 3 + 3 injecteurs (MER 11%)

Dans le cas où trois puits injecteurs d'eau seront forés en présence de quatre puits producteurs, le déclin du débit par rapport au plateau commencera en Décembre 2017 et le gisement atteindra un coefficient de récupération final de 30.7097% en 2028 après 13 ans d'exploitation (à partir de 2015).

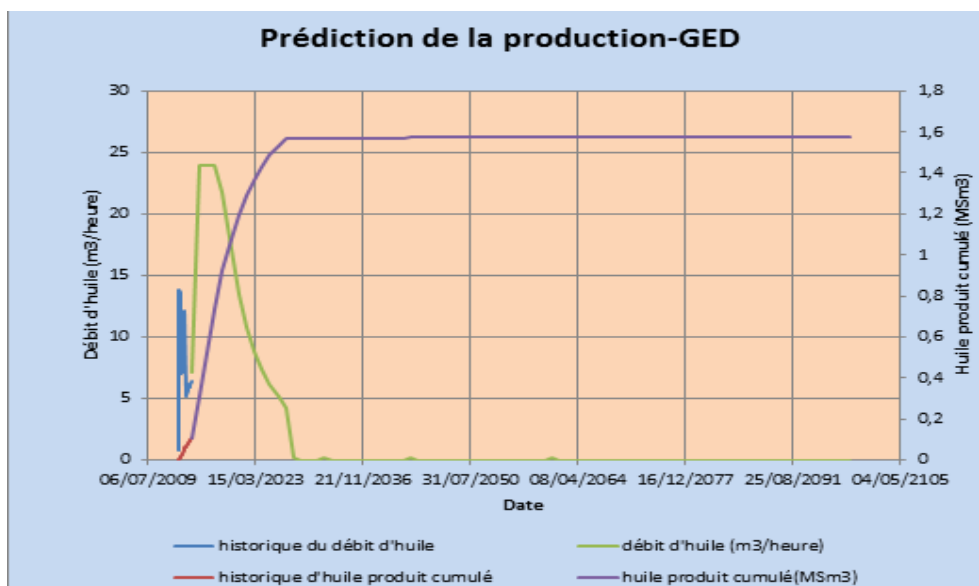


Figure III.35 : Prédiction de la production selon le neuvième scénario.

MER	11%
Taux de récupération final	30.7097%
Volume en place (Sm ³)	6 090 000
Récupérable (Sm ³)	1870220.73
Production max (m ³ /an)	210240
Débit max (m ³ /j)	576
Débit par puits (m3/j)	144
Durée (années)	13
Nombre de puits producteurs	4
Nombre de puits injecteurs	3

Tableau III.16 : Résultats des prévisions du neuvième scénario.

Comparaison

A partir de la comparaison entre les scénarios proposés on remarque que les taux de récupérations du deuxième scénario qui consiste d'ajouté un puits producteur, du cinquième scénario ou on a proposé de foré un puits producteur et un puits injecteur ainsi du sixième scénario qui consiste d'ajouté un puits producteur est deux puits injecteur sont les plus élevés et ils sont presque égaux de l'ordre de 27%.Ce qui nous amène à faire une comparaison entre le déclin de pression des 3 scénarios.

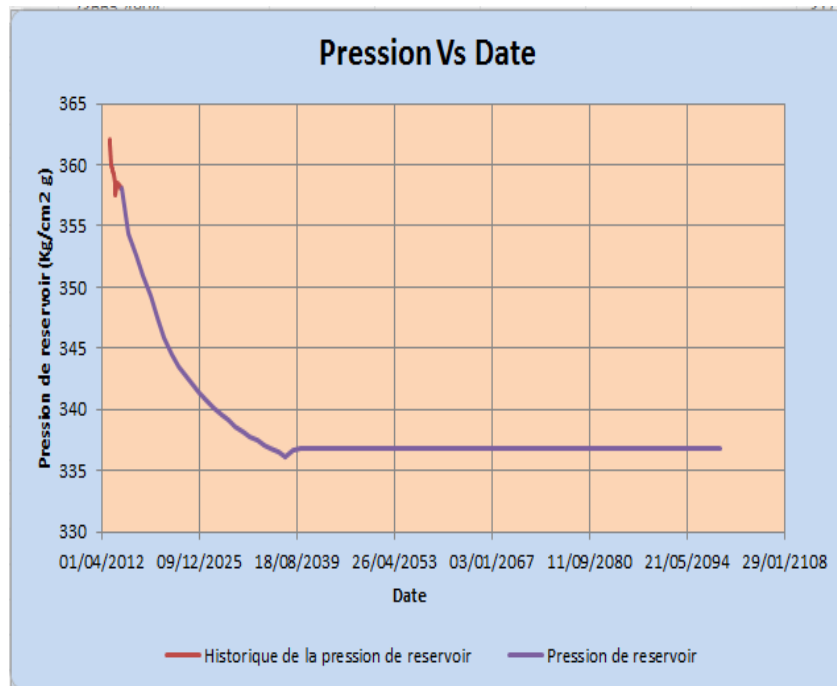


Figure III.36: Déclin de pression du gisement selon le deuxième scénario proposé.

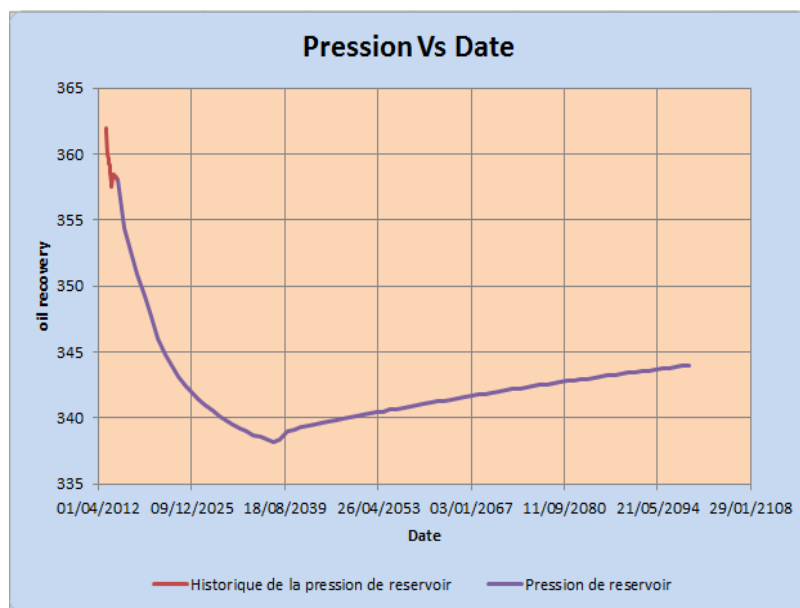


Figure III.37: Déclin de pression du gisement selon le cinquième scénario proposé.

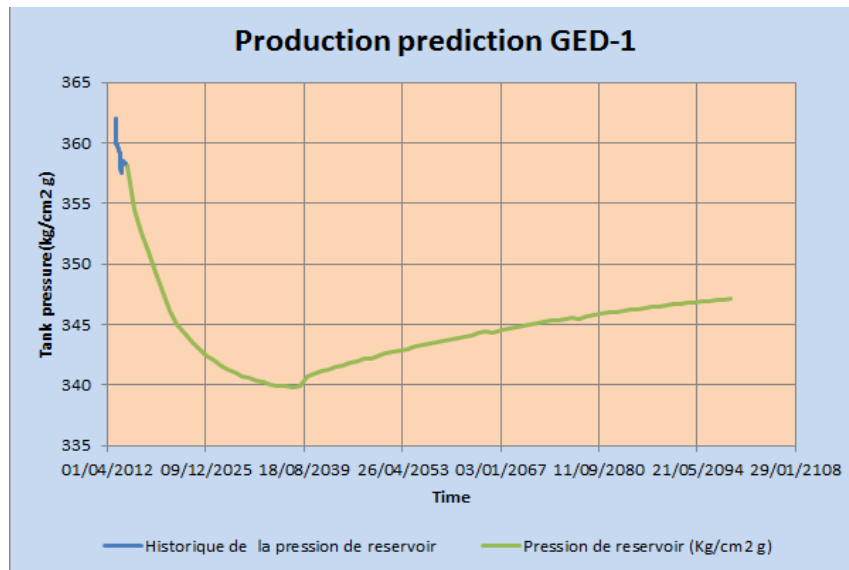


Figure III.38: Déclin de pression du gisement selon le sixième scénario proposé.

- ❖ On remarque que Le maintien de la pression de gisement est assuré par l'injection d'eau dans le cinquième et le sixième scénario.

Scenario choisi pour le développement du gisement de GED

Selon la comparaison du maintien de pression entre les 3 scénarios et pour des raisons économiques Le Plan de développement choisi pour la structure de GED correspond au deuxième scénario ou un deuxième puits producteur sera foré et entrera en service en Décembre 2016.

MER	6%
Taux de récupération	27.8431%
Taux de récupération final	30.9635%
Volume en place (Sm^3)	6 090 000
Récupérable (Sm^3)	1695644.79
Production max (m^3/an)	105120
Débit max (m^3/j)	288
Débit par puits (m^3/j)	144
Durée (années)	20
Nombre de puits producteurs	2

Tableau III.17 : résultats des prévisions du scénario choisi.

Année	Production annuelle (m3)	Production cumulée (m3)	Facteur de récupération d'huile (pourcentage)
2016	105120	314275	5,16051
2017	105120	419395	6,88662
2018	105120	524515	8,61273
2019	105120	629635	10,3388
2020	105120	735043	12,0697
2021	101494,236	840163	13,7958
2022	89784,744	944766	15,5134
2023	79463,1864	1041240	17,0975
2024	70271,3184	1128560	18,5314
2025	62346,5844	1207280	19,824
2026	55652,1048	1278420	20,9922
2027	49853,4228	1342820	22,0496
2028	44844,4548	1401540	23,0138
2029	40560,2016	1454930	23,8905
2030	36847,1004	1503730	24,6919
2031	33601,3452	1548480	25,4266
2032	30749,8776	1589780	26,1047
2033	28162,2612	1627800	26,729
2034	25774,2852	1662990	27,3069
2035	23665,4904	1695650	27,8431

Tableau III.18 : Préviation de production de GED selon le scénario choisi.

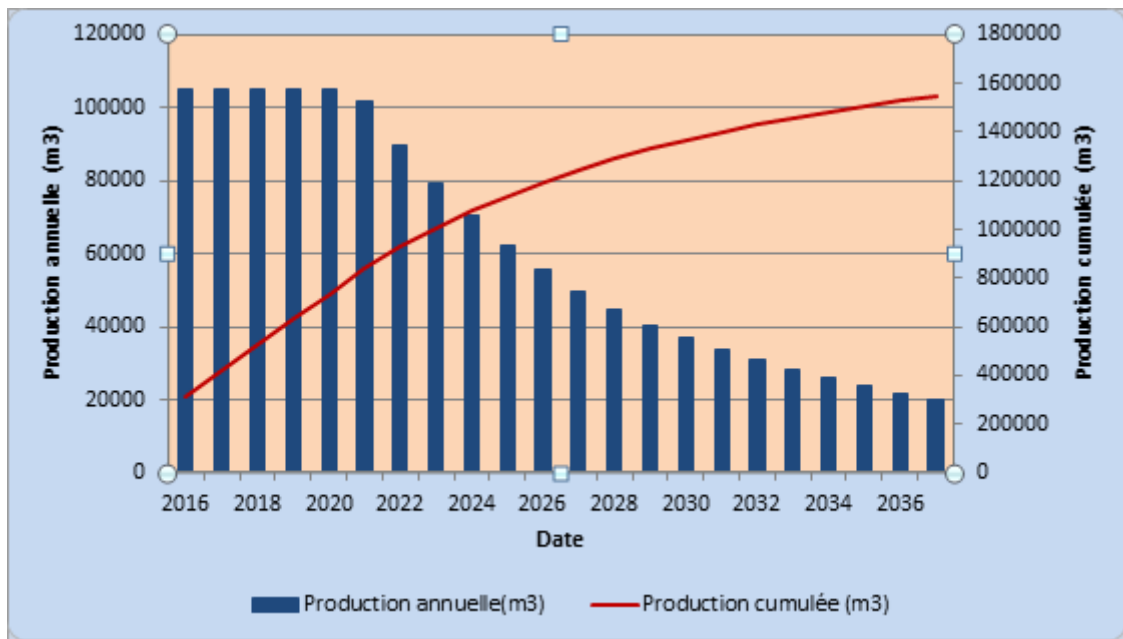


Figure III.39 : Profil de production du cas retenu.

Conclusion

Le gisement de GED présente des indices de bonnes performances en matière de drainage des hydrocarbures. Donc pour optimiser la production du réservoir l'implantation d'un nouveau puits producteur est nécessaire à fin d'augmenter le coefficient de récupération. Une étude technico économique est indispensable pour le choix de la stratégie de gestion du réservoir et de la production du champ.

CONCLUSION

Le réservoir de Glib El Djmel contient des volumes considérables d'hydrocarbures en place ces volumes ont été confirmés par les différentes techniques de calcul disponibles, effectivement le modèle statique prédit des valeurs de l'ordre 7 MSm³ et le bilan matière à 6.09 MSm³, mutuellement et suit à ses valeurs pétrophysiques moyennes perméabilité moyenne (136.26 md) et porosité moyenne (7.12%), le taux de récupération ne peut dépasser les % sur 20 ans d'exploitation suivant le schéma de récupération adopté actuellement.

Dans un objectif d'augmenter le coefficient de récupération et d'améliorer la rentabilité de champs, nous avons pris plusieurs scénarios d'amélioration et d'aménagement du schéma d'exploitation qui consiste en :

- Implantation des nouveaux puits producteurs.
- Implantation des nouveaux puits injecteurs.

.

Chaque scénario a fait l'objet d'une étude numérique et d'interprétation des résultats.

Ce qui résulte de ce travail est qu'on a proposé un plan de développement qui consiste à l'adaptation du scénario choisi sur le champ de Glib El Djmel.

Ce Plan de développement ne sera validé qu'avec une étude économique.

RECOMMANDATION

- Nous recommandons un test PVT et SCAL pour le gisement GED
- Des mesures de pression sont nécessaires afin de confirmer le comportement de la pression.
- Dans le but de déterminer le comportement final du système et d'établir des prévisions, la modélisation intégrée du système réservoir-Puits est nécessaire.
- Un contrôle sur les données de production calculées en comparant avec les points de fonctionnement des puits.
- Une étude économique est nécessaire pour valider notre plan de développement
- La mise en œuvre de l'implantation d'un nouveau puits producteur.
- Construction du modèle statique et dynamique pour optimiser la production

NOMENCLATURE

S_{wi} : La saturation initiale en eau.

K : La perméabilité, md.

P_i : La pression initial du réservoir, (Kg/cm² g).

P : La pression moyenne du réservoir, (Kg/cm² g).

ΔP : La variation de pression = $P_i - P$, (Kg/cm² g).

P_b : La pression de point de bulle, (Kg/cm² g).

IP : Indice de productivité, (STB/D)/psi.

OOIP: Original oil in place, Sm³

N : Le volume initial en place d'huile, Sm³.

N_p : Le volume cumulé d'huile produit, Sm³.

G_p : Le volume cumulé de gaz produit, Sm³.

W_p : Le volume cumulé d'eau produit, STB.

R_p : Le GOR cumulé, Sm³/Sm³.

GOR : Le GOR instantané, Sm³/Sm³.

R_{si} : La solubilité initiale du gaz, Sm³/Sm³.

R_s : La solubilité du gaz, Sm³/Sm³.

B_{oi} : Le facteur de volume de formation initial de l'huile, m³/Sm³.

B_o : Le facteur de volume de formation de l'huile, m³/Sm³.

B_{gi} : Le facteur de volume de formation initial de gaz, m³/Sm³.

B_g : Le facteur de volume de formation de gaz, m³/Sm³.

W_{inj} : Le volume cumulé de l'eau injectée, STB.

G_{inj} : Le volume cumulé du gaz injecté, Scf.

m : Le rapport entre le volume de gaz cap et le volume initial de l'huile, bbl/bbl.

G : Volume initial du gaz cap, Scf.

C_w : La compressibilité de l'eau, $[1/(\text{Kg}/\text{cm}^2)]$.

C_f : La compressibilité de la roche (la formation), $[1/(\text{Kg}/\text{cm}^2)]$.

BIBLIHOGRAPHIE

1. **Nadine Bret-Rouzaut et Jean –Pierre Favennec**, *Recherche et production du pétrole et du gaz: réserves, coûts, contrats*, 2^{eme} édition
2. **ETUDE DE GISEMENT**, présenté par Dr. Sadouk.IAP
3. **SONATRACH, MBAL Manuel**, version 10.5.
4. **SONATRACH, PROSPER Manuel**, version 11.5.
5. **Etude des performances d'une zone à injection d'eau dans le champ de Hassi-Messaoud (Zone 25).**
6. **TAREK AHMED ET PAUL.D.MCKINNEY** *Advanced Reservoir Engineering*, 2005.
7. **TAREK AHMED**, *Reservoir Engineering Handbook*, 2006.
8. **Etude des performances d'une zone à injection d'eau dans le champ de Hassi-Messaoud (Zone 17).**
9. **MEMOIRE FIN ETUDE** *Étude de la performance de l'injection d'eau dans la Zone 12 Champs du Hassi Messaoud* Présenté Par : FELIOUNE Mouad & KOUIDRI Ibrahim. Mai 2014.