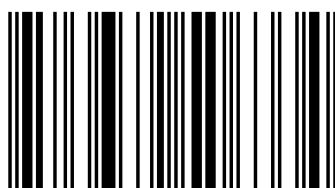


Les modèles de réservoirs en milieu poreux sont généralement représentés, par des systèmes d'équations aux dérivées partielles. Ces systèmes d'équations sont résolus par les méthodes numériques en fonction de certains paramètres et des conditions limites. Pour les simulations, les difficultés telles que, les dimensions du réservoir, la prise en compte de la miscibilité et de la compressibilité des fluides ainsi que de l'hétérogénéité des milieux sont rencontrées. Dans notre cas, nous nous intéressons à un modèle de réservoir contenant un écoulement non miscible et incompressible, dans un milieu homogène et ayant des applications en hydrogéologie et en industrie pétrolière. Les modèles obtenus ont été résolus par les méthodes analytique et de différence finie en fonction du type de modèle. Le premier est obtenu en considérant un modèle de tube capillaire et le second système en considérant un modèle de réseaux poreux. Lorsque toutes les frontières du réservoir sont imperméables, le fluide y est piégé et lorsque les frontières horizontales ou verticales sont à pressions imposées, le fluide se déplace dans un sens bien connu du réservoir.

Né le 07 Août 1989 à Douala, Serge Ghomsi Konga est titulaire d'un Master en Géophysique de l'université de Yaoundé 1 et d'un autre Master en Océanographie Physique des universités Paul Sabatier de Toulouse 3 et Abomey-Calavi. Il est actuellement Boursier de la Fondation MasterCard à AIMS Sénégal où il est spécialisé en Big Data et Machine Learning



978-3-639-50633-4



Serge Ghomsi Konga
Robert Nouayou

Modélisation d'un réservoir géophysique en milieu poreux

Une préoccupation majeure pour l'industrie hydrogéologique et pétrolière

Serge Ghomsi Konga
Robert Nouayou

Modélisation d'un réservoir géophysique en milieu poreux

**Serge Ghomsi Konga
Robert Nouayou**

Modélisation d'un réservoir géophysique en milieu poreux

**Une préoccupation majeure pour l'industrie
hydrogéologique et pétrolière**

Éditions universitaires européennes

Impressum / Mentions légales

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Information bibliographique publiée par la Deutsche Nationalbibliothek: La Deutsche Nationalbibliothek inscrit cette publication à la Deutsche Nationalbibliografie; des données bibliographiques détaillées sont disponibles sur internet à l'adresse <http://dnb.d-nb.de>.

Toutes marques et noms de produits mentionnés dans ce livre demeurent sous la protection des marques, des marques déposées et des brevets, et sont des marques ou des marques déposées de leurs détenteurs respectifs. L'utilisation des marques, noms de produits, noms communs, noms commerciaux, descriptions de produits, etc, même sans qu'ils soient mentionnés de façon particulière dans ce livre ne signifie en aucune façon que ces noms peuvent être utilisés sans restriction à l'égard de la législation pour la protection des marques et des marques déposées et pourraient donc être utilisés par quiconque.

Coverbild / Photo de couverture: www.ingimage.com

Verlag / Editeur:

Éditions universitaires européennes
ist ein Imprint der / est une marque déposée de
OmniScriptum GmbH & Co. KG
Bahnhofstraße 28, 66111 Saarbrücken, Deutschland / Allemagne
Email: info@editions-ue.com

Herstellung: siehe letzte Seite /

Impression: voir la dernière page

ISBN: 978-3-639-50633-4

Copyright / Droit d'auteur © 2016 OmniScriptum GmbH & Co. KG

Alle Rechte vorbehalten. / Tous droits réservés. Saarbrücken 2016

Modélisation d'un réservoir géophysique en milieu poreux

GHOMSI KONGA Serge

Dédicace

A mes Parents

Konga Bernard

et

Njuikom

Remerciements

Je rends tout d'abord grâce au Seigneur Dieu Tout-Puissant qui me soutient, m'accompagne et me donne la force chaque jour.

Mes remerciements s'adressent :

Au Pr. NOUAYOU Robert, responsable du Laboratoire de Géophysique, à qui je tiens à exprimer ma profonde gratitude, pour m'avoir proposé ce sujet de recherche et pour avoir accepté de me diriger dans la rédaction de ce mémoire.

Aux membres du Jury, qui ont accepté d'examiner ce travail.

Au Pr. KOFANE Timoléon Crépin, Chef du Département de Physique de la Faculté des Sciences de l'Université de Yaoundé I, pour ses enseignements.

Au Dr. VONDOU Debertini, enseignant au Département de Physique, pour son apport informatique.

A tous les enseignants du Département de Physique de la Faculté des Sciences de l'Université de Yaoundé I et de l'Université de Douala pour leurs enseignements durant mon parcours académique.

Au aînés du Laboratoire notamment POKAM Serges, pour sa frange collaboration.

A mes camarades de promotion DIPOMBE Benoît, KAMGA Raoul, MOMO Christian, NGUEDIA Williams, NKWINKWA Stella, TABEREM Eric, TAKOUCHÉ Narcisse, YANDJIMAIN Justine et YONDJEU ALI pour leur soutien moral et leurs critiques qui m'ont permis d'améliorer ce travail.

A mon grand-père GHOMSI Georges pour ses multiples conseils.

A mes frères FODJU Guy, GHOMSI Rigobert, GHOMSI Samuel, SEGUE Jean Paul, FOCHIE Ulrich et mes sœurs MAMGUE Nathalie épouse DEUMAGA, MAMGUE Diane épouse CHABOU et MOGOUNG Vanessa pour leur soutien moral et leurs conseils.

Aux familles BOUKAM, DEUMAGA, KAMDJO, NOUAYOU et SIGHOM pour leur soutien moral et affectif apporté à mon égard.

A mes oncles et tantes Dr. MKOUNGA Pierre, HOMSI Jean, NOUMSI Marie, DJUISSI Marie, et KUATE André pour leur soutien et leurs conseils.

A tous les membres du REJEL de Douala, de Yaoundé et de Bandjoun pour leurs encouragements.

A mes amis (es) NOUMBISSIE Giresse, MPAGANG Narcisse, FOKOUA Osée, NOUMSI Péguy, TOUNSI Carine, DJOUKWE Myriam, SIEWE Thierry, KEMTANG Hervé, BAMALA François, DJEUFACK Blanche, NLEND Christin, TAKOUKAM Serges, Mbieda Franck, Mbieda Duplex et KAMOGNE Jacky pour leurs encouragements.

Liste des Acronymes et Abréviations

β	Taille des canaux
θ	Teneur
μ	Viscosité dynamique (en Newton seconde par mètre carré)
ρ	Densité du fluide (Kilogramme par mètre cube)
τ	Tortuosité
ϕ	Porosité (en pourcentage)
Γ_N	Partie de la frontière sur laquelle la pression est connue
Γ_N	Partie de la frontière sur laquelle la vitesse est connue
Δ	Opérateur de Laplace
∇	Opérateur Nabla
Ω	Domaine carré du réservoir
a	Rayon du puits (m)
E et F	Facteur relatif à la lithologie et à la profondeur
c	Densité par unité de surface
dx	Taille des mailles suivant x
dy	Taille des mailles suivant y Odudu Platforms
i, j	Indice de discréttisation
g	Accélération de la pesanteur
H	Charge hydraulique (m)
k	Perméabilité (en Darcy, D)
K	Tenseur de conductivité hydraulique
L	Longueur de l'écoulement (m)
L_e	Longueur effective de l'écoulement (m)

\vec{n}	Vecteur unitaire normale
P	Pression du fluide (en Bars)
$P_{i;j}$	Pression suivant i et j
q	Densité de flux (m/s)
Q	Débit de l'écoulement (mètre cube par second)
r	Rayon du réservoir (m)
Re	Nombre de Reynold
A	Section du réservoir (en mètre carré)
S	Taux de saturation (%)
u	Vitesse de l'écoulement (m /s)
u_m	Vitesse moyenne de l'écoulement (m /s)
v	Vitesse de propagation de l'onde (m /s)
V_0	Volume totale
V_f	Volume du fluide
V_p	Volume des pores ou des vides
V_s	Volume réel des grains
FS	Faculté des Sciences
IMPES	IMplicit Pressure Explicit Saturation
LG	Laboratoire de Géophysique
MEB	Microscope Electronique à Balayage
VER	Volume Elémentaire Représentatif

Résumé

La modélisation des réservoirs en milieu poreux effectuée dans ce travail, a pour but d'apporter une contribution à l'amélioration et à l'optimisation de la récupération naturelle ou assistée des fluides en milieu poreux. Dans ce travail, nous avons présenté, une théorie sur les réservoirs et sur les milieux poreux ainsi que quelques modèles physiques de réservoirs. Les modèles de réservoirs en milieu poreux sont généralement représentés, par des systèmes d'équations aux dérivées partielles. Ces systèmes d'équations sont résolus par les méthodes numériques en fonction de certains paramètres et des conditions aux limites. Pour les simulations, les difficultés telles que, les dimensions du réservoir, la prise en compte de la miscibilité et de la compressibilité des fluides ainsi que de l'hétérogénéité des milieux sont rencontrées. Dans notre cas, nous nous intéressons à un modèle de réservoir contenant un écoulement non miscible et incompressible, dans un milieu homogène et ayant des applications en hydrogéologie et en industrie pétrolière. Cela conduit à un système d'équations donné par les lois de conservation de la masse et de Darcy, qui a été résolu par les méthodes analytique et des différences finies en fonction du type de modèle. Le premier système est obtenu en considérant un modèle de tube capillaire et est résolu analytiquement. Le second système est obtenu en considérant un modèle de réseaux poreux, il est résolu numériquement par la méthode des différences finies pour l'obtention de modèles. De ce travail, il ressort que lorsque toutes les frontières du réservoir sont imperméables, le fluide y est piégé et lorsque les frontières horizontales ou verticales sont à pressions imposées, le fluide se déplace dans un sens bien connu du réservoir.

Mots clés : modélisation, réservoir, milieu poreux, simulation, différences finies, tube capillaire.

Abstract

Modelling of reservoir in porous medium conducted in this work aims to contribute to the improvement and the optimization of natural recovery or assisted fluids in porous medium. In this work, we have presented, a theory on reservoir and porous medium also some physical models of reservoir. The models of reservoir in porous medium are generally represented by partial derivative equations systems. These systems of equations are solved by numerical methods according to some parameters and of boundary conditions. For simulations, the difficulties such as, dimensions of reservoir, the taking into account of the miscibility and the compressibility of fluids like thus the heterogeneity of the media are met. In our case, we are interested in a model of reservoir containing an immiscible and incompressible flow, in a homogeneous medium and having applications in hydrogeology and Oil industries. That led to a system of equations given by the conservation laws of mass and by the Darcy's laws which was solved by analytical method and the finite differences according to the type of model. The first system is obtained by considering a model of capillary tube and is solved analytically. The second system is obtained by considering a model of porous networks, it is solved numerically by the method of finites differences for obtaining models. From this work, it arises that, when all the borders of the reservoir are impermeable, the fluid is trapped there and when the horizontal or vertical borders are at imposed pressures, the fluid moves in a well-known direction in the réservoir.

Keywords : **modelling, reservoir, porous medium, simulation, finite differences, capillary tube.**

Table des figures

1.1	<i>Exemple de réservoir (cned, 2012[14]).</i>	3
1.2	<i>Schéma d'une roche réservoir (Berni et Ould, 2012 [4]).</i>	3
1.3	<i>Schéma représentant l'écoulement au travers d'un réservoir.</i>	8
1.4	<i>Schéma d'un aquifère modifié (Bear, 1972 [5].)</i>	11
1.5	<i>Schéma d'un réservoir d'hydrocarbure modifié (Bear, 1972 [5].)</i>	12
1.6	<i>Piège structural (Agelas et al, 2006 [1]).</i>	13
1.7	<i>Piège stratigraphique (Agelas et al, 2006).</i>	14
1.8	<i>Piège mixte (Agelas et al, 2006).</i>	14
1.9	<i>Réserves mondiales de pétrole d'après l'Union Pétrolière de Löwenstrasse, 2003.</i>	15
2.1	<i>Modélisation statique : Modèle géologique (Scheidt, 2006 [24])</i>	19
2.2	<i>Modélisation dynamique du réservoir (Scheidt, 2006 [24]).</i>	20
2.3	<i>Principe de calage d'historique d'un réservoir (Scheidt, 2006 [24]).</i>	21
2.4	<i>Modèle de capillaires parallèles (Nicolas, 2003 [22]).</i>	27
2.5	<i>Modèle de capillaire tortueux. La longueur effective L_e du capillaire est repliée sur une longueur L (Nicolas, 2003 [22]).</i>	29
2.6	<i>Modèle de capillaire à section variable (Nicolas, 2003 [22]).</i>	30
2.7	<i>Illustration d'un bras mort de l'écoulement (Nicolas, 2003 [22]).</i>	31
3.1	<i>Réservoir alimenté (Berni et Ould, 2012 [4]).</i>	33
3.2	<i>Réservoir alimenté (Berni et Ould, 2012 [4]).</i>	33
3.3	<i>Illustration du mouvement permanent dans un système radial circulaire (Berni et Ould, 2012 [4]).</i>	36
3.4	<i>Courbes d'évolution de la pression dans le réservoir.</i>	40
3.5	<i>Maillage régulier.</i>	40

3.6 <i>Lignes de courant pour le cas où toutes les frontières sont imperméables.</i>	42
3.7 <i>Champs de pression pour le cas où toutes les frontières sont imperméables.</i>	43
3.8 <i>Lignes de courant pour le cas où les frontières latérales sont imperméables.</i>	45
3.9 <i>Champs de pression pour le cas où les frontières latérales sont imperméables.</i>	46
3.10 <i>Lignes de courant pour le cas où les frontières au sommet et à la base sont imperméables.</i>	47
3.11 <i>Champs de pression pour le cas où les frontières au sommet et à la base sont imperméables.</i>	48

Liste des tableaux

1.2.1 <i>Spectre de porosité (Iskandar, 1990 [19])</i>	5
1.2.2 <i>Qualités de réservoir en fonction de leur porosité (Chapellier, 2000 [11])</i> . .	7

Table des matières

Dédicace	ii
Remerciements	iii
Liste des Acronymes et Abréviations	v
Résumé	vii
Abstract	viii
Table des figures	x
LListe des tableaux	xi
Introduction	1
1 Théories des Réservoirs	2
1.1 Définition et origines des réservoirs	2
1.1.1 Définition	2
1.1.2 Origine de la roche réservoir	3
1.2 Paramètres caractérisant les réservoirs	4
1.2.1 Porosimétrie	4
1.2.2 Perméabilité	7
1.2.3 Géométrie	9
1.2.4 Saturation	9
1.2.5 Connectivité	10
1.2.6 Tortuosité	10
1.2.7 Types de réservoir	10

1.3	Caractérisation du domaine d'étude : Milieu poreux	11
1.3.1	Description	11
1.3.2	Milieux poreux naturels	11
1.3.3	Milieux poreux artificiels	12
1.3.4	Volume Elémentaire Représentatif (VER)	12
1.4	Structure de piégeage	13
2	Caractérisation et Modélisation Physique des réservoirs	16
2.1	Les phases de développement d'un réservoir	16
2.1.1	Première phase de développement : la délinéation	17
2.1.2	Mise en production du réservoir	17
2.1.3	Deuxième phase de développement : l'injection de fluide	17
2.2	Les différents types de réservoirs	18
2.2.1	Modélisation statique du réservoir : Modèle géologique	18
2.2.2	Modélisation dynamique : Modèle de l'écoulement	20
2.2.3	Prise en compte des données de production	21
2.2.4	Prévisions de production et schéma de développement	22
2.3	Méthode de modélisation géophysique	22
2.3.1	Principes du choix de la méthode	22
2.3.2	La sensibilité	23
2.3.3	La résolution	24
2.3.4	Mise en œuvre	25
2.4	Loi de Darcy	25
2.4.1	Limitation de la loi de Darcy	26
2.5	Modèle de perméabilité	26
2.5.1	Le réseau de capillaire parallèle	27
2.5.2	Modèle des carnaux tortueux	28
2.5.3	Modèle de canaux à section variable	30
2.5.4	Limites de ces modèles	31
3	Modélisation mathématique et numérique des réservoirs	32
3.1	Modèle de simulation	32

3.1.1	Modèle de tube cylindrique	32
3.1.2	Modèle de réseau de pores	33
3.2	Modèle Mathématique des réservoirs	34
3.2.1	Equation de continuité (loi de conservation de la masse)	34
3.2.2	Equation de Darcy	35
3.2.3	Conditions aux limites	36
3.2.4	Modèle obtenu	37
3.3	Modélisation numérique	37
3.3.1	Modèle de tube cylindrique	37
3.3.2	Modèle de réseau de pores	38
3.3.3	Méthodes numériques et simulation	39
4	Conclusion et Perspectives	49
	Bibliographie	51

Introduction

La modélisation des réservoirs en milieu poreux est un sujet de recherche complexe et très intéressant. Elle se rencontre dans divers domaines tels que : l'exploitation des gisements d'hydrocarbure (ingénierie pétrolière), le stockage des fluides dans les réservoirs souterrains, les sciences environnementales, l'hydrogéologie, la géothermie, le génie civil etc. Ces réservoirs sont généralement constitués d'écoulements monophasiques ou multiphasiques d'un ou plusieurs fluides. La compréhension des phénomènes de transport et d'écoulement de fluide en milieu poreux est indispensable pour la modélisation des réservoirs. Ces phénomènes sont régis par des lois physiques telles que la loi de Darcy et la loi de conservation de la masse, ceci sous certaines hypothèses ; dans notre cas, nous allons travailler avec un réservoir à deux phases, la première phase est un fluide (l'eau) qui se déplace dans un milieu poreux (deuxième phase). Comme hypothèse, nous aurons : l'incompressibilité du fluide et du milieu, l'isotropie et l'homogénéité du milieu. Le système obtenu, en tenant compte des conditions aux limites, sera résolu dans un premier temps par la méthode analytique et dans un second temps par la méthode de différences finies.

Le présent travail comporte trois chapitres :

- Le premier est consacré à la théorie des réservoirs et les milieux poreux. Il présente l'origine et les paramètres qui caractérisent les réservoirs ;
- Le second est consacré à la modélisation physique des réservoirs. Il évoque quelques modèles de réservoir ;
- Le troisième est consacré à la modélisation numérique des réservoirs. Il propose les résultats obtenus de quelques simulations de modèle de réservoirs.

Théories des Réservoirs

Introduction

L'étude des réservoirs géophysiques en milieu poreux qui sont généralement constitués de roches sédimentaires, est très importante dans l'industrie d'aquifère et pétrolifère. Il s'agit, de connaître la composition physique de la roche réservoir, de quantifier les ressources contenues dans ce réservoir et de déterminer son rendement, ceci en vue de savoir s'il est nécessaire de l'exploiter ou pas. Pour une meilleure étude, il est donc indispensable d'avoir les connaissances fondamentales sur la roche réservoir et sur son domaine d'étude qui est le milieu poreux.

1.1 Définition et origines des réservoirs

1.1.1 Définition

En géophysique, un réservoir désigne une roche souterraine possédant une bonne porosité (suffisamment de vides pour renfermer un ou plusieurs fluides) et une bonne perméabilité (connexion de ces vides pour une bonne circulation du fluide).

Les principales roches réservoirs (figure 1.1) sont essentiellement des sables plus ou moins compactés en grès. Ils sont formés de petits grains siliceux de type quartz ou feldspaths. En général, ces roches proviennent de la dégradation de granites continentaux. Les roches couvertures sont souvent des argiles. Les argiles représentent les trois quarts des roches sédimentaires présentes à la surface du globe. Ce sont des particules très organisées en feuillets. Elles présentent un comportement ductile lorsqu'elles sont hydratées et un comportement cassant lorsqu'elles sont sèches. Elles se présentent souvent en bancs superposés

parallèles : on parle de schiste (cned, 2012 [14]).

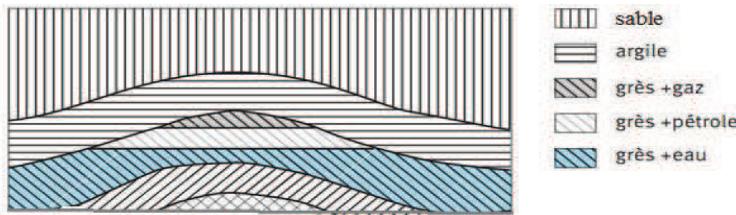


Fig. 1.1 – Exemple de réservoir (cned, 2012[14]).

Un réservoir géophysique comme l'indique la figure 1.2 est constitué de :

- La matrice qui est formée des minéraux ayant chacun des propriétés physiques propres : densité, résistivité, vitesse,...
- Des pores (vides) contenant un ou plusieurs fluides. Ces fluides peuvent être de l'eau douce, de l'eau salée, de l'hydrocarbure, du gaz, de l'air ou des polluants. Chacun de ces fluides possède des paramètres physiques qui lui sont propres.

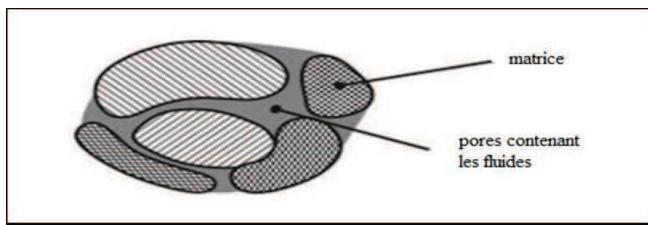


Fig. 1.2 – Schéma d'une roche réservoir (Berni et Ould, 2012 [4]).

1.1.2 Origine de la roche réservoir

Les réservoirs d'hydrocarbure ont été façonnés par le mouvement des continents sur des millions d'années. Ils proviennent de l'accumulation de la matière organique et du dépôt des sédiments. Les réservoirs actuels de la mer du nord par exemple, sont nés lorsque

le phénomène de déformation de l'écorce terrestre a formé une vallée près de l'équateur.

Avec le temps la vallée s'est déplacée de plusieurs milliers de kilomètres. Elle a été engloutie par les eaux et est ainsi devenue une mer peu profonde, puis un marais et enfin un désert pour redevenir une mer. Lorsque l'eau a envahi cette zone, elle a produit de la matière organique qui s'est finalement transformée en réservoir d'hydrocarbures.

Aujourd'hui, les continents sont toujours en mouvement, il y a donc toujours accumulation de la matière organique et qui pourrait au cours des prochains millions d'années se transformer en hydrocarbures.

1.2 Paramètres caractérisant les réservoirs

Un réservoir géophysique est caractérisé par sa porosité, sa perméabilité, sa géométrie, sa saturation, sa connectivité et sa tortuosité.

1.2.1 Porosimétrie

Porosité

D'une manière générale, la porosité d'une roche réservoir est définie comme étant sa capacité à l'état solide à se laisser pénétrer par un ou plusieurs fluides. Elle est encore appelée capacité d'absorption de la roche ; elle dépend de l'importance du pourcentage des vides que contient la roche(Bir, 2012 [7]).

La porosité ϕ correspond au rapport du volume des vides (pores) V_p sur la volume total V_0 . Elle s'exprime en pourcentage et s'exprime :

$$\phi = \frac{V_p}{V_0} \cdot 100 = \frac{nV_0 - V_s}{V_0} \cdot 100 \quad (1.2.1)$$

avec,

ϕ : la porosité de la roche [%] ;

V_0 : le volume total de la roche [m^3] ;

V_0 : le volume des vides [m^3] ;

V_0 : le volume réel des grains [m^3].

La porosité d'une roche varie entre 0% (solide plein) et 100% (solide complètement vide), et ne dépend pas de la forme des grains, mais plutôt de sa taille. Elle diminue avec la profondeur d'enfouissement et avec l'élévation de la température. En réalité une roche réservoir englobe les pores de différentes tailles. C'est pourquoi il est important de la classer en domaine de porosité ou encore « spectre de porosité » (tableau 1.2.1).

TABLE 1.2.1 – *Spectre de porosité (Iskandar, 1990 [19])*

Pitman	0,5 μm	
	Microporosité	Macroporosité
Choquette et Pray (1970) (lames minces)	1/8 du mm	
	Microporosité	Macroporosité
Cambourous et Marle (1965) (Porosimétrie)	0,01 μm	
	Microporosité	Macroporosité
Alonzo (1965) (porosimétrie au mercure)	0,1 μm	
	Microporosité	Macroporosité

Ainsi nous distinguons :

- La microporosité : elle correspond aux interstices de très faibles dimensions, laissées entre l'assemblage des éléments solides de la roche. Elle se présente sous la forme d'un réseau d'abeille constitué de plans joints de 0,1 à 0,5 μm d'épaisseur ;
- La macroporosité : elle correspond à des discontinuités dans la roche à l'échelle supérieure. Elle est étalée avec des rayons moyens très variables (Bousquie, 1979 [8]).

D'une façon générale, nous distinguons deux catégories de porosité, celle primaire et celle secondaire, qui dépend uniquement du moment où le pore s'est formé. La porosité primaire formée pendant le dépôt des sédiments est de type intergranulaire. Sous l'effet de la cimentation et de la compaction, elle diminue avec le temps. Elle inclut tous les espaces poreux présents immédiatement après le dépôt final. La porosité secondaire englobe la porosité vacuolaire, de fracture et d'altération. Elle désigne celle créée après le dépôt final.

Les différents types de porosité

Les différents types de porosité sont :

- La porosité effective (utile ou efficace) : elle correspond aux pores interconnectés entre eux et avec l'extérieur de l'échantillon (Iskandar, 1990 [19]). Elle est le rapport du volume des pores reliés entre eux sur le volume total de l'échantillon ;
- La porosité résiduelle (ou occluse) : elle correspond aux pores ou cavités entièrement fermés existant essentiellement dans les laves, les bétons mousseux et les pences (Iskandar, 1990). Elle est le rapport du volume des pores non reliés sur le volume total ;
- La porosité totale : elle englobe la porosité effective et la porosité résiduelle. Elle est souvent appelée porosité interstice dans les réservoirs carbonatés et porosité de fissure dans les réservoirs de fissures (De Marsily, 1981 [15]).

Classification de la porosité

De nombreux auteurs ont élaboré leur propre classification sans pour autant aboutir à une classification universelle. Il s'agit de Lucia (1995 [20]), Archie (1952 [2]) et Choquette et Pray (1970 [12]) qui est la plus utilisée ; ceci grâce à sa clarté, son aspect morphologique et ses multiples types de porosité. Elle est basée sur les critères génétiques et non pétrophysiques. Dans cette classification la porosité est divisée en deux classes à savoir la porosité « fabric sélective » et la porosité « non fabric sélective ».

1. La porosité est dite « fabric sélective » lorsqu'il existe une relation perceptible entre la porosité et les constituants solides primaires et secondaires de la roche ;
2. La porosité est dite « non fabric sélective » lorsqu'il n'existe pas de relation perceptible. Le concept de « fabric sélective » est utile pour la détermination de l'âge des pores en relation aux autres événements de l'évolution diagénétique de la roche.

Un bon réservoir doit donc posséder une bonne porosité de façon à contenir un grand volume de liquide. Le tableau 1.2.2 suivant nous présente les qualités des différentes roches réservoir en fonction de leur porosité efficace.

TABLE 1.2.2 – Qualités de réservoir en fonction de leur porosité (Chapellier, 2000 [11])

Type de réservoir	Porosité efficace (%)	Qualité du réservoir
Gravier gros	30	Très bon
Gravier moyen	25	Très bon
Gravier fin	20	bon
Gravier plus fin	15 à 20	bon
Alluvions	8 à 10	Médiocre
Sable gros	20	bon
Sable moyen	15	Passable
Sable fin	10	Médiocre
Sable très fin	5	Négligeable

1.2.2 Perméabilité

Définition

La perméabilité caractérise la capacité d'une roche réservoir à laisser circuler à travers elle un ou/et plusieurs fluides (eau, hydrocarbures, air ...), quand il y a différence de pression entre ses deux faces. Elle dépend tant des propriétés du milieu que celles des fluides mis en jeux (Iskandar, 1990 [19]).

Loi de Darcy coefficient de perméabilité

Les premières expériences connues sur la perméabilité ont été réalisées par Henry Darcy en 1856 sur les fontaines publiques de la ville de Dijon en France. Un filtre poreux homogène est placé dans un tube de section s , en introduisant un fluide incompressible de viscosité μ et en mesurant le débit Q ainsi que la pression du fluide par deux manomètres latéraux placés à la base et au sommet du tube (figure 1.3).

DARCY a constaté qu'il y a une relation entre les pressions P_2 et P_1 indiquées par les manomètres, (à la base et au sommet du tube respectivement) les caractéristiques géométriques du tube (section s et hauteur z) et le débit qui s'écrit :

$$Q = A \frac{k}{\mu} \frac{P_2 - P_1}{z} \quad (1.2.2)$$

où k est la perméabilité intrinsèque ou la perméabilité d'un milieu qui s'exprime en Darcy ou en milli darcy.

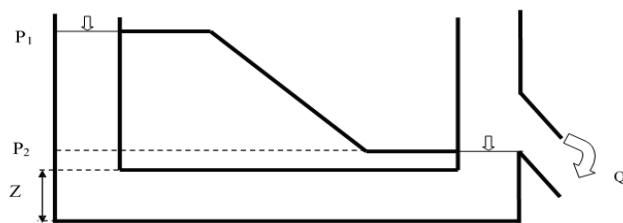


Fig. 1.3 – Schéma représentant l'écoulement au travers d'un réservoir.

Le Darcy est la perméabilité d'un milieu poreux qui, sous la différence de pression de une atmosphère (760 mm Hg - 101325 Pascals) par centimètre laisse s'écouler à travers une section de $1cm^2$, un débit de $1cm^3s^{-1}$ pour un fluide de viscosité dynamique de 1 centipoise (1 Poise = $1g.cm^{-1}s^{-1} = 10Pa^{-1}s$).

On distingue trois catégories de perméabilité :

1. La perméabilité absolue ou intrinsèque : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, tel que la perméabilité à l'air ou celle à l'eau.
2. La perméabilité effective : elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par un fluide en présence d'autres fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles (1) et (2) dans les mêmes régions d'un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu est soumis à une perte de charge ou une différence de pression.
3. La perméabilité relative : elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la

perméabilité intrinsèque. Cette perméabilité varie entre 0 et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.

Un bon réservoir doit donc posséder une bonne perméabilité pour permettre un bon écoulement du fluide en vue d'une exploitation optimale.

1.2.3 Géométrie

Les réservoirs ont une géométrie complexe. Ils sont souvent définis comme un espace fini limité à la base par une formation géologique (substratum) et latéralement par les conditions aux limites géologiques (failles, fissures) et hydrodynamiques (potentiels et flux). De façon générale et en grande partie, la géométrie d'un réservoir dépend de la manière dont les sédiments ont été mis en place.

De ce fait, la structure d'un réservoir peut être :

- **Continue** si les espaces (vides) sont connectés entre eux dans le sens de l'écoulement des fluides ;
- **Homogène** lorsque ses propriétés restent inchangées pendant l'écoulement ;
- **Isotrope** lorsque ses caractéristiques restent inchangées dans ses dimensions.

1.2.4 Saturation

L'écoulement des fluides ou leur répartition dans un réservoir se situe dans la partie de l'espace non occupé par la phase solide de ce réservoir. Si la porosité quantifie la partition de cet espace (volume des vides/volume total), on désigne alors sous le nom de « saturation en fluide » le volume occupé par le fluide sur le volume total des fluides.

$$\phi = \frac{V_f}{V_p} \cdot 100 \quad (1.2.3)$$

avec, V_f : volume occupé par le fluide,

V_p : volume des vides,

S : saturation.

1.2.5 Connectivité

Elle caractérise le nombre de voisins pour un pore, la présence de bras mort (pores bouchés) ou encore la topologie du volume des pores.

1.2.6 Tortuosité

Le désordre géométrique est un caractère essentiel des réservoirs. Cela empêche toute trajectoire en ligne droite incluse dans le volume des pores, d'où le terme tortuosité qui représente le caractère non rectiligne des trajectoires (Nicolas, 2003 [22]). Cette notion sera précisée au paragraphe II.5.2 lors de la modélisation.

1.2.7 Types de réservoir

1. Les réservoirs non consolidés : ce sont des milieux poreux et continus. Du point de vue géologique, ils sont très diversifiés car ils sont constitués de sédiments d'origines diverses (Vouillamoz, 2003 [27]). Leur porosité et leur perméabilité peuvent être importantes et dépendent essentiellement de la granulométrie des sédiments.
2. Les réservoirs carbonatés : ils sont d'une grande hétérogénéité, qui provient du caractère soluble de la roche dans un fluide riche en gaz carbonique. Lorsque le fluide pénètre le massif calcaire à la faveur des fissures ou des fractures, elle dissout activement le réservoir pour former des figures caractéristiques qui peuvent atteindre des volumes importants : c'est le phénomène de karstification (Vouillamoz, 2003 [27]).
3. Les socles : ils sont constitués de réservoirs d'altérite qui correspondent aux arènes sablo-argileuses.

1.3 Caractérisation du domaine d'étude : Milieu poreux

1.3.1 Description

Un sol est un milieu constitué d'une partie solide et d'une partie fluide. La modélisation grandement utilisée pour représenter ce type de milieu est celle des milieux poreux (Nicolas, 2003 [22]). Dans ce type de modèle la matrice solide est appelée squelette et assure la cohésion du milieu. Les espaces délimités par cette matrice se nomment pores et permettent au milieu d'être traversé par un fluide liquide ou gazeux (Sochala, 2008 [23]).

1.3.2 Milieux poreux naturels

Dans la nature, les sols et les roches sont certainement les milieux poreux les plus exploités. L'étude géologique des sous-sols permet de classifier les différentes couches géologiques selon la perméabilité à un écoulement de fluide. Les couches d'argile constituent en général les parois imperméables de réservoirs naturels d'eau ou d'hydrocarbures. On nomme aquifère un réservoir qui non seulement contient de l'eau mais qui peut aussi être le lieu d'écoulement, par gravité ou par pompage. Une schématisation d'un aquifère est proposée sur la figure 1.4. Les roches réservoirs peuvent également contenir des hydrocarbures comme le montre la figure 1.5.

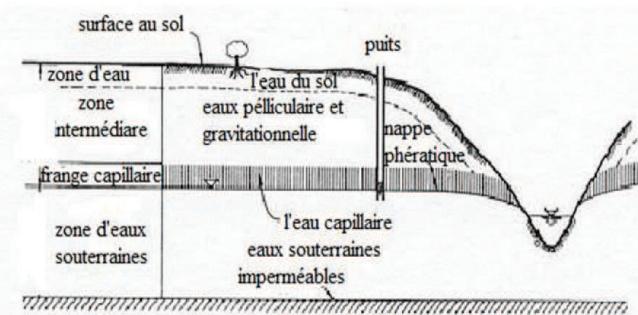


Fig. 1.4 – Schéma d'un aquifère modifié (Bear, 1972 [5].)

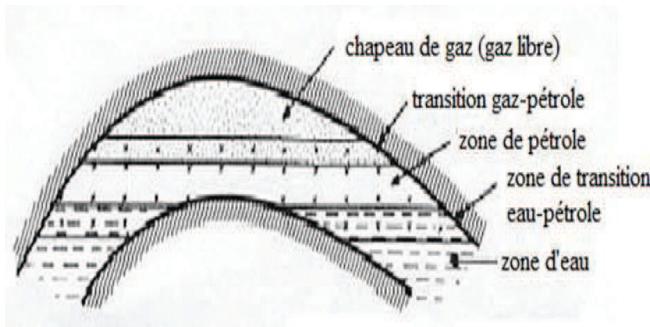


Fig. 1.5 – Schéma d'un réservoir d'hydrocarbure modifié (Bear, 1972 [5].)

1.3.3 Milieux poreux artificiels

Lors de la fabrication des bétons et des ciments, une certaine porosité est nécessaire pour permettre un séchage lent et progressif et l'obtention d'un matériau robuste. Parfois la porosité « fine » est complétée par un réseau de fracture qui fragilise le béton. Le contrôle de la porosité et de la structure poreuse joue un grand rôle dans l'industrie du papier. Selon les méthodes de fabrication on peut obtenir un papier filtre très absorbant ou au contraire un papier très « serré » et transparent (le papier calque). Une méthode de réalisation de matériaux poreux de formes diverses est le filtrage.

1.3.4 Volume Élémentaire Représentatif (VER)

Un volume élémentaire représentatif est un volume pour lequel les propriétés caractéristiques moyennes (comme la porosité, la perméabilité dans le cas d'un milieu poreux) peuvent être déduites.

En réalité un milieu poreux est constitué de graines solides et vides pour lesquelles il n'est possible d'attribuer des notions comme la porosité et la perméabilité qu'à partir d'une échelle supérieure de plusieurs ordres de grandeur à l'échelle des pores. Le choix du VER doit donc répondre aux critères suivants (de Marsily 1994 [15]) :

- Le VER doit contenir un grand nombre de pores afin d'avoir une moyenne globale significative ;

- Le VER doit être suffisamment petit pour que les variations des propriétés d'un domaine au domaine voisin puissent être approchées par des fonctions continues pour pouvoir introduire l'analyse infinitésimale, sans introduire d'erreur décelable par les instruments de mesure à l'échelle macroscopique.

D'après les critères ci-dessus, un VER dépend non seulement de la structure du milieu poreux, mais aussi des phénomènes physiques étudiés. Un VER doit être assez grand pour représenter la structure du milieu poreux, mais aussi petit pour que les variations des propriétés, parfois non-linéaires (teneur en eau), soient continues. Une telle définition appliquée à l'hydrogéologie, est sûrement subjective car l'hétérogénéité existe à toutes les échelles d'un milieu poreux naturel, et plusieurs hypothèses de modélisation existent pour chaque problème.

1.4 Structure de piégeage

Les pièges à pétrole se sont formés au cours de l'orogénèse où ces couches d'accumulation se sont plissées, soulevées, déchirées et disloquées. On distingue :

- Les pièges structuraux (figure 1.6) qui peuvent être l'anticlinal où le plissement de la roche a formée une voûte, ou encore les failles produites par cassure de l'écorce.
- Les pièges stratigraphiques (figure 1.7) qui sont dus aux variations de faciès.
- Les pièges mixtes (figure 1.8) qui sont généralement associés aux dômes de sel.

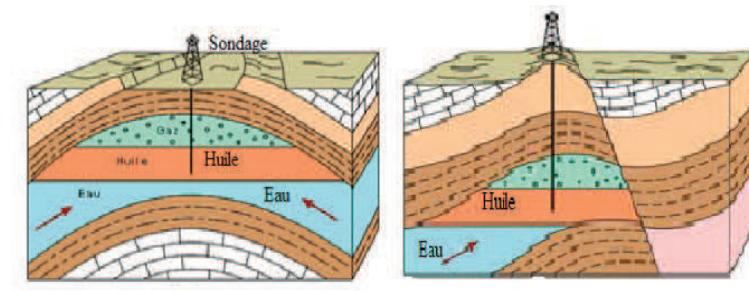


Fig. 1.6 – Piège structural (Agelas et al., 2006 [1]).

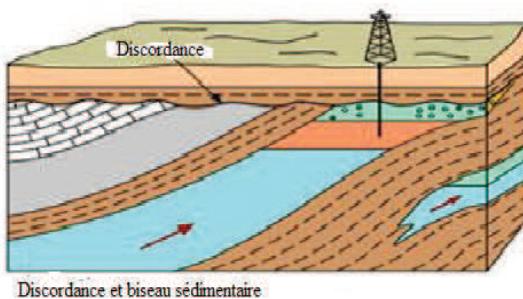


Fig. 1.7 – Piège stratigraphique (Agelas et al, 2006).

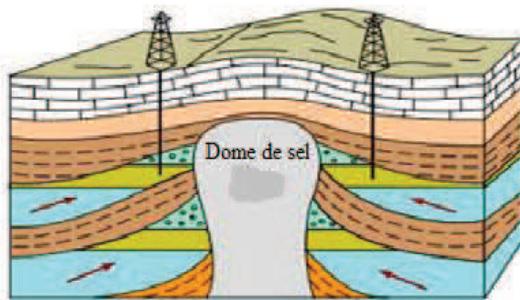


Fig. 1.8 – Piège mixte (Agelas et al, 2006).

Dans le golfe de Mexique, on trouve de nombreux dômes de sel. La cristallisation du sel s'est produite lors de la période où le niveau marin était bas et où le golfe était presque asséché. Le sel est une roche légère et ductile, il a tendance à soulever les niveaux stratigraphiques sous-jacents. Les conditions géologiques les plus favorables à la formation du pétrole se sont présentées dans l'actuel Moyen-Orient, voilà plusieurs millions d'années. Deux tiers des réserves connues se trouvent dans la péninsule d'Arabie. L'Arabie Saoudite détient à elle seule 36 milliards de tonnes de pétrole, soit près d'un quart des réserves mondiales. D'autres gisements pétrolifères importants se trouvent en Irak, dans les Emirats Arabes Unis, au Koweït et en Iran. L'Amérique du Sud (Venezuela et Mexique) recèle aussi d'énormes quantités de pétrole, de même que la région de la mer

Caspienne et l'Afrique du Nord (notamment la Libye et le Nigeria). De nombreux champs pétrolifères plus petits se trouvent répartis dans le monde. Les réserves européennes se situent essentiellement en mer du Nord. La figure 1.9 ci-dessous nous présente les réserves mondiales de pétrole.

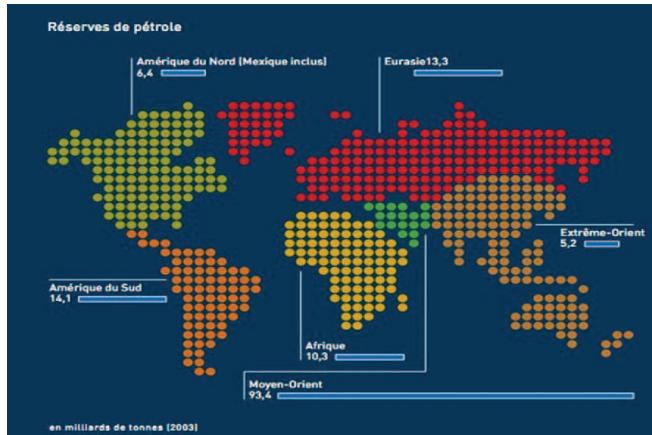


Fig. 1.9 – Réserves mondiales de pétrole d'après l'Union Pétrolière de Löwenstrasse, 2003.

Caractérisation et Modélisation Physique des réservoirs

L'étude d'un gisement a pour but, à partir de la découverte d'un champ pétrolier ou d'aquifère d'établir un schéma de développement et un scénario de production cherchant à optimiser la récupération des fluides. Dans un souci d'accroissement continual de réserves d'huile, de gaz et d'eau, l'ingénieur doit améliorer constamment la connaissance du gisement. Les techniques de développement et de production d'un réservoir doivent donc évoluer afin d'autoriser la récupération des fluides non conventionnels pour un gisement difficile à caractériser. Les modèles de réservoirs et d'écoulement sont construits en utilisant les données des réservoirs : données de diagraphie, mesures des carottes, données sismiques, données de production et les interprétations des experts, afin de rendre l'exploitation du gisement optimale sous contrainte économique (Heidari, 2011 [18]). Par conséquent pour étudier le comportement d'un gisement de fluide de manière précise, une démarche scientifique, adaptée et rigoureuse est requise.

2.1 Les phases de développement d'un réservoir

Pour l'optimisation de l'exploitation d'un gisement, que ce soit en terme de coût ou de production, plusieurs phases de développement sont indispensables ; elles fournissent des données diverses et variées sur le réservoir. Chaque phase a pour but de mieux comprendre et donc réduire les incertitudes propres à la phase, afin de mieux rentabiliser l'investissement et de réduire les risques associées à la mauvaise connaissance du gisement (Scheidt, 2006 [24]).

2.1.1 Première phase de développement : la délinéation

Cette phase est réalisée dès la découverte du gisement, elle a pour objectif d'acquérir le plus de données possible sur le réservoir. Pour ce faire, les prélèvements sur carotte en divers endroits sont effectués. Les diagraphies et les études géophysiques sont réalisées. Les diagraphies donnant les éléments tels que la lithologie ou la saturation en fonction de la profondeur (Scheidt, 2006 [24]). L'interprétation des données géophysiques permet d'obtenir une image structurale des couches géologiques du réservoir. L'ensemble des données associées à l'expertise des géologues va permettre :

- Une estimation du volume global de fluide dans le réservoir. Elle est importante dans le calcul de rentabilité économique du gisement ;
- Une estimation des réserves potentiellement récupérables ;
- La création d'un modèle statique de réservoir qui nous renseigne sur les propriétés physiques, les réseaux de fracture et l'emplacement du réservoir dans le gisement.

2.1.2 Mise en production du réservoir

Généralement, pendant ou après la phase de délinéation, une première mise en production du réservoir est effectuée ; elle est réalisée en ouvrant simplement quelques puits. Cette première phase de récupération primaire (due à la pression interne du réservoir) dite de déplétion est de très courte durée et ne permet de drainer qu'une partie du fluide initialement en phase. Si la pression interne du réservoir n'est pas correcte, on peut envisager d'injecter de l'eau ou du gaz dans le réservoir pour assurer le maintien de la pression. Le fluide est ainsi balayé vers le puits producteur. Pendant cette phase on essaie de comprendre les différents mécanismes de déplacement des fluides dans les réservoirs afin de réduire l'incertitude dans l'élaboration d'un modèle de l'écoulement dynamique du fluide (Scheidt, 2006 [24]).

2.1.3 Deuxième phase de développement : l'injection de fluide

Cette phase intervient quand on injecte de l'eau ou du gaz dans le réservoir afin de maintenir la pression du champ. La production du fluide dans le réservoir est une fonction directe des gradients de pression. Pendant cette phase, on s'intéresse à :

- La détection des hétérogénéités (failles, fissures, etc...) du réservoir et aux connexions entre les puits ;
- La géologie du terrain et aux propriétés de l'écoulement pour améliorer les modèles statiques et dynamiques du réservoir ;
- La ré-estimation du volume du fluide en place.

Cette phase va permettre une meilleure réflexion sur les scénarios de production et sur l'emplacement de nouveaux puits et donc une meilleure exploitation du gisement.

Ainsi, les phases de développement successives permettent de déterminer des phénomènes régissant le réservoir et de construire un modèle géologique statique et un modèle dynamique du réservoir, dont la discréttisation donne un modèle numérique d'écoulement contraint par l'ensemble des informations disponibles.

2.2 Les différents types de réservoirs

2.2.1 Modélisation statique du réservoir : Modèle géologique

Pour décrire la structure d'un réservoir pétrolier, les géologues s'appuient sur les informations fournies par les diagraphies, les carottes, les modèles dépositionnels, sédimentologiques et stratigraphiques existants, et les affleurements analogiques. Ces données sont dites « statiques » car elles ne varient pas dans le temps. Les géologues en déduisent des caractéristiques spatiales des propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité) généralement décrites par des statistiques d'ordre 2. Ceci permet d'utiliser des algorithmes géostatistiques pour générer des réalisations équiprobables des propriétés pétrophysiques qui peuplent un maillage couvrant le réservoir considéré : c'est le modèle géologique (Heidari, 2011 [18]).

La construction de ce modèle comme le montre la figure 2.1 est réalisée en trois étapes :

- Construction d'un modèle structural. Elle provient principalement de la sismique associée aux mesures des puits. Elle permet d'obtenir une image des différentes couches sédimentaires du réservoir, d'estimer l'emplacement des réservoirs dans le gisement, de caractériser les fracturations (failles) et enfin les contacts entre les fluides ;
- Construction d'un modèle stratigraphique. Elle est une discrétisation du modèle structural sur un maillage cartésien fin ;
- Construction d'un modèle de faciès. Ce modèle détermine la géométrie et la proportion de chaque faciès et leur attribue les propriétés pétrophysiques. Il est obtenu à partir de la sismique, des mesures aux puits et des propriétés des carottes.

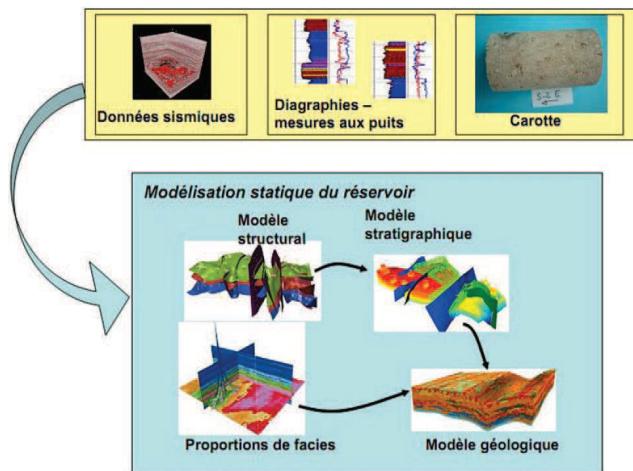


Fig. 2.1 – Modélisation statique : Modèle géologique (Scheidt, 2006 [24])

La construction d'un tel modèle revient donc à déterminer la structure géologique du sous-sol, les limites du réservoir, le type de sédimentation (éolien, fluvial) et le type de piège (faille).

2.2.2 Modélisation dynamique : Modèle de l'écoulement

Après que le réservoir ait été mis en production par simple déplétion, une étude des propriétés des fluides et du type d'écoulement des fluides est nécessaire. Dans un gisement, entre autre phénomène, il peut y avoir un écoulement simultané d'une ou plusieurs phases fluides. L'écoulement est décrit par la variation spatiale et temporelle des pressions et saturation de ces trois phases sous l'effet de l'injection ou de la production d'un ou plusieurs fluides. La modélisation de l'écoulement est fondée sur la prise en compte des différentes lois physiques : loi de conservation de la masse, loi de Darcy, les équations d'état des fluides, ainsi que les conditions d'équilibre thermodynamique.

Un facteur important pour la modélisation de l'écoulement est la taille du maillage. Il est préférable de travailler sur une grille de simulation aussi fine que possible afin de capturer les hétérogénéités du réservoir. Ce modèle dynamique est ensuite discréteisé pour construire un modèle numérique d'écoulement qui va ensuite servir à optimiser l'exploitation du gisement (Scheidt, 2006). Le principe de l'introduction de la dynamique des fluides dans le modèle de réservoir est présenté dans la figure 2.2 ci-dessous.

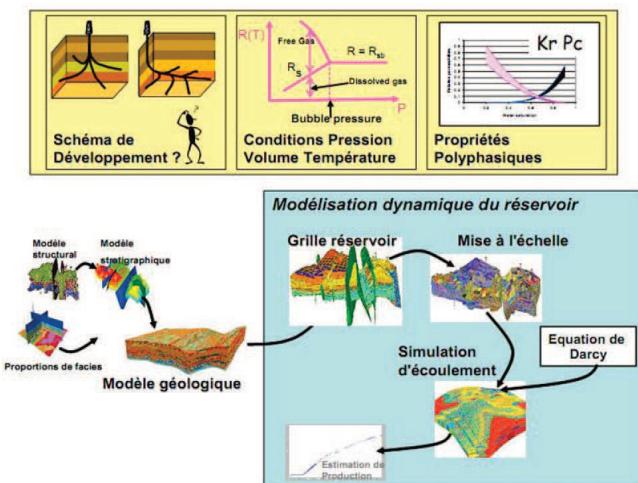


Fig. 2.2 – Modélisation dynamique du réservoir (Scheidt, 2006 [24]).

2.2.3 Prise en compte des données de production

L'intégration des données de production dans le modèle d'écoulement est désignée sous le terme de « calage d'historique ». Il a pour but de calibrer le modèle numérique de l'écoulement afin qu'il restitue au mieux le comportement et les données du gisement et qu'il reproduise l'historique de production de gisement. Le principe de calage d'historique est présenté sur la figure 2.3 ci-dessous.

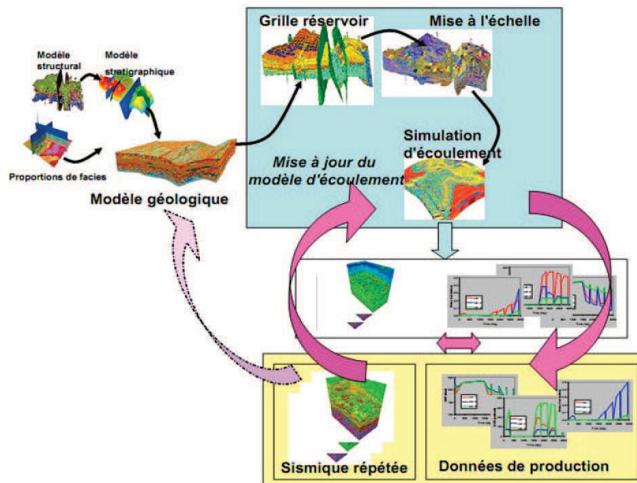


Fig. 2.3 – Principe de calage d'historique d'un réservoir (Scheidt, 2006 [24]).

Le modèle d'écoulement obtenu est d'un grand nombre de paramètres d'entrée : perméabilité, porosité, saturation, emplacement des puits, scénario envisagé pour produire, etc.

Les réponses en production sont évaluées sur des milliers de mailles, de ce fait une simulation d'écoulement peut durer de quelques heures à quelques jours en temps de calcul en fonction de la taille du réservoir et de la complexité du modèle d'écoulement résultant.

2.2.4 Prévisions de production et schéma de développement

Lors de la mise en exploitation du réservoir, il est indispensable de déterminer un schéma de développement optimisant la récupération à la surface des hydrocarbures présents dans le réservoir, tout en respectant certains critères économiques. Le plan de développement doit par exemple, déterminer le nombre de puits à mettre en place, la configuration de ces puits (emplacement dans le gisement, longueur, etc.) etc. L'élaboration du schéma de développement requiert une bonne compréhension des phénomènes à l'œuvre dans le gisement. Toutes les caractéristiques du gisement ainsi que les conditions d'exploitation étant intégrées dans le modèle d'écoulement, il va permettre de prédire le plus précisément possible les phases de production du réservoir (Scheidt, 2006 [24]). Il est possible d'étudier l'impact sur la production d'une modification du scénario de production et ainsi de déterminer un schéma de développement plus performant ou d'améliorer le schéma de développement en cours.

2.3 Méthode de modélisation géophysique

2.3.1 Principes du choix de la méthode

Un réservoir peut être modélisé à l'aide de plusieurs méthodes géophysiques appropriées, ceci en fonction des paramètres géophysiques mesurés qui eux-mêmes sont fonction des paramètres opérationnels. Le choix de la méthode à utiliser dépend donc en premier lieu de la nature du réservoir, ensuite de la précision recherchée et de l'objectif des travaux. Nous pouvons avoir :

- La prospection magnétique qui permet de mettre par exemple en évidence, les fractures du socle injectées de roches magnétiques comme le dolérite ou les roches basiques (Burgeap, 1984 [10]).
- La gravimétrie, qui permet de mesurer les cavités qui sont susceptibles de provoquer les anomalies de densité des vides et des zones décompactées (Beauch et Derain 1999). En prospection pétrolière, elle permet de dégager les anomalies d'origine profonde de celle d'origine plus superficielle. Une expérience de suivi par gravimétrie sur le grand champ pétrolier marin Troll a été conduite par StatoilHydro (Eiken et

al, 2008 [17]). La gravimétrie 4D a permis de détecter des changements de niveau entre eau et gaz de quelques mètres à des profondeurs de l'ordre du kilomètre.

- Les méthodes électrique et électromagnétique, qui sont les plus employées en hydrologie et en exploration minière, le principal paramètre opérationnel (la résistivité ou son inverse, la conductivité) est non seulement influencé par la nature des roches mais aussi par la quantité et la qualité du fluide. Ces méthodes permettent ainsi d'obtenir des informations sur les structures géologiques et parfois sur les paramètres hydrauliques des réservoirs.
- La polarisation spontanée, qui est utilisée avec succès, pour mettre en évidence l'épaisseur de la zone non saturée. En zone de socle, les mesures semblent confirmées ces résultats, mais les forts contrastes de résistivités des terrains de couverture perturbent les signaux mesurés et les rendent difficiles (Compaoré, 1997 [13]).
- La sismique réfraction, qui permet dans les conditions favorables de localiser les réservoirs d'aquifère et d'en estimer la porosité et la géométrie à partir de la relation $1/v = C + D * \phi$ où v est vitesse de propagation, ϕ la porosité du milieu, C et D les facteurs relatifs à la lithologie et la profondeur ;
- La sismique réflexion, qui est largement employée pour la prospection industrielle ; elle est responsable de la découverte de nombreux gisements de pétrole. Elle est utilisée pour déterminer les structures géologiques profondes du sous-sol. Elle se fait via les paramètres de vitesse et d'impédance acoustique.
- La sismique de puits, qui est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais peut être également utilisée en phase d'exploitation et en sismique répétitive pour l'étude du gisement au cours du temps.

2.3.2 La sensibilité

La sensibilité est la faculté pour un paramètre de sentir ou d'éprouver les impressions physiques. Elle montre l'effet de la variation du paramètre géophysique mesuré : plus la sensibilité est importante, plus l'influence du sous-sol est forte sur la mesure (Vouillamoz, 2003 [27]). La sensibilité des différentes méthodes géophysiques varie dans l'espace et en fonction des dispositifs employés : elle est généralement maximale à proximité des

dispositifs de mesure, et diminue latéralement et en profondeur.

Une analyse de sensibilité du modèle peut éventuellement compléter l'étape de calage d'historique (Sorooshian et Gupta, 1995 [25]) : faire varier, successivement ou simultanément, les paramètres autour de leurs valeurs optimales (mesurées ou calées) permet de préciser le « domaine d'indifférence » de chaque paramètre, à l'intérieur duquel la qualité des simulations n'est pas significativement altérée. Ceci permet de détecter les paramètres auxquels le modèle est peu sensible, tout au moins dans les conditions retenues, et de simplifier le cas échéant sa structure pour les éliminer. De telles analyses ont montré que 3 ou 4 paramètres suffisent en fait pour caler correctement des modèles conceptuels globaux (Sorooshian, 1991 [26]).

2.3.3 La résolution

La résolution d'une méthode est le degré de finesse avec lequel le sous-sol est décrit ; elle exprime la capacité d'une méthode à mettre en évidence une cible et à la caractériser. Elle est fonction de la sensibilité du dispositif et également limitée par la sensibilité de l'équipement utilisé et par les conditions de mesure (rapport signal/bruit). Il n'est donc pas possible de proposer une résolution standard pour chaque méthode, mais plutôt une gamme de profondeur d'investigation (Vouillamoz, 2003 [27]).

La profondeur d'investigation varie avec les différentes méthodes. On peut citer :

- La sismique réfraction, qui est une méthode peu pénétrante (quelques 1000 à 1500 mètres) ;
- Les mesures magnétique et gravimétrique, qui peuvent être influencées par des causes très profondes, mais qui se superposent à des causes plus superficielles et il est souvent difficile de les démêler ;
- Les méthodes électriques, qui ont une profondeur d'investigation qui peut atteindre plusieurs milliers de mètres, mais l'interprétation est délicate ;
- Les méthodes tellurique et magnétotellurique ont un double avantage d'avoir une profondeur d'investigation qui englobera toute la série sédimentaire ainsi que le socle ;

- La sismique réflexion, qui peut donner des renseignements assez précis jusqu'à de grandes profondeurs à condition que les ondes puissent traverser aisément les premiers terrains et se réfléchir correctement sur les horizons profonds.

2.3.4 Mise en œuvre

Les méthodes géophysiques sont mises en œuvre sur le terrain par un déploiement d'équipements. Chaque équipement peut être déployé suivant plusieurs configurations en fonction de l'objet recherché et possède ses propres modalités d'utilisation.

Les méthodes géophysiques de surfaces sont un peu plus faciles à mettre en œuvre que les méthodes géophysiques de profondeur ou de puits. La modélisation des réservoirs en milieux poreux peut se faire à l'aide des méthodes des éléments finis, la méthode des volumes finis, la méthode des différences finies, etc. Toutes ces méthodes sont basées sur les différentes lois physiques telles que la loi de conservation de la masse et loi de Darcy, en tenant compte des données réelles du réservoir obtenues à partir des méthodes d'exploration géophysique.

2.4 Loi de Darcy

La loi de comportement à l'échelle macroscopique des écoulements en milieux poreux est la loi de Darcy (1856). Cette loi initialement obtenue sur des expériences 1D dans des colonnes formées de sable, homogènes et isotrope, est généralisée aux écoulements saturés et non saturés (Buckingham, 1907 [9]) en milieux hétérogènes et anisotropes. Elle exprime la densité de flux q (m/s) à travers le milieu poreux, comme étant proportionnelle au gradient de charge hydraulique H (m). Cette densité q est aussi appelée vitesse de filtration. Elle est reliée à la vitesse réelle u des écoulements par $q = \theta u$, où θ est la teneur en eau effective du milieu poreux. La loi de Darcy généralisée non saturée s'écrit :

$$q = -K(z, x)\nabla H \quad (2.4.1)$$

où

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{bmatrix}$$

K est le tenseur de conductivité hydraulique ;
 $H = z + g_B \cdot x$ est la charge hydraulique (m) ;
 θ est la teneur en eau volumique effective.

Les équations de Darcy peuvent être obtenues à partir des équations de Navier-Stokes qui tiennent compte plusieurs prises de moyennes et approximations.

En effet, les détails de l'écoulement microscopique dans chaque pore sont gommés par la loi de Darcy, qui ne prend en compte que la vitesse moyenne de l'écoulement. Même si à petite échelle les effets visqueux sont dominants, l'écoulement moyen à l'échelle de l'échantillon a les caractéristiques d'un écoulement potentiel.

2.4.1 Limitation de la loi de Darcy

Pour que la loi de Darcy soit valide, l'écoulement doit être laminaire ; c'est le cas généralement dans les milieux poreux. La vérification de cette condition se fait à l'aide du nombre de Reynolds, Re . En mécanique des fluides, Re mesure l'importance des forces d'inertie par rapport aux forces de viscosité. Il est donné par :

$$Re = \frac{uL\rho}{\mu} \quad (2.4.2)$$

avec, u la vitesse du fluide ; L la longueur représentative de l'écoulement ; μ la viscosité dynamique ; ρ la densité du fluide ;

Pour les écoulements en milieux poreux, q est considéré comme la densité de flux, et L est égale au diamètre effectif des grains d_{10} (la taille du filtre au travers duquel 10% en masse des grains passe).

2.5 Modèle de perméabilité

Les modèles de perméabilité cherchent à établir une expression pour le paramètre k en fonction de la géométrie du réseau de pores. Une modélisation classique consiste à considérer le milieu poreux comme un assemblage de canaux connectés les uns aux autres.

La « brique élémentaire » est constituée de l'écoulement d'un fluide au travers d'un canal

cylindrique de rayon r soumis à un gradient de pression dp/dx

C'est l'écoulement de Poiseuille cylindrique, avec un profil de vitesse :

$$u(r) = \frac{r^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \quad (2.5.1)$$

une vitesse moyenne,

$$u_m = \frac{r^2}{8\mu} \frac{dP}{dx} \quad (2.5.2)$$

et un débit volumique,

$$Q = \frac{\pi r^4}{8\mu} \frac{dP}{dx} \quad (2.5.3)$$

2.5.1 Le réseau de capillaire parallèle

Dans ce modèle, le milieu poreux est constitué d'un assemblage de canaux cylindriques (figure 2.4) parallèles entre eux. Si c est la densité de canaux par unité de surface et r le rayon du canal, on peut écrire que la porosité est :

$$\phi = c\pi r^2 \quad (2.5.4)$$

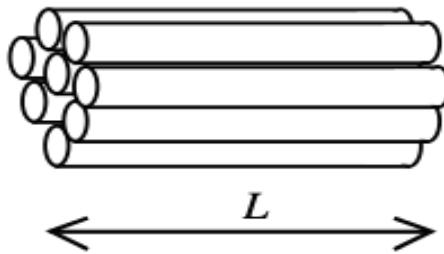


Fig. 2.4 – Modèle de capillaires parallèles (Nicolas, 2003 [22]).

La vitesse moyenne (de filtre) au travers de ce réseau de canaux est :

$$\begin{aligned} u_f &= cQ \\ &= \frac{c\pi r^4}{8\mu} \frac{dP}{dx} \\ &= \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \end{aligned}$$

Et par identification, on trouve

$$k = \frac{r^2 \phi}{8} \quad (2.5.5)$$

Ce premier modèle décrit la perméabilité comme une fonction linéaire de la porosité et une fonction quadratique de la taille des canaux, donc de la taille caractéristique des pores.

Ce modèle est n'est pas satisfaisant car il n'autorise qu'un écoulement unidimensionnel.

2.5.2 Modèle des canaux tortueux

Ce modèle permet de corriger l'approximation de canaux rectilignes faite jusque là. On peut en effet considérer que dans un échantillon de longueur L , un canal qui traverse l'échantillon de part et d'autre à une longueur effective $L_e > L$ du fait d'une certaine tortuosité comme le montre la figure 2.5. La tortuosité est définie comme étant le rapport entre ces deux longueurs :

$$\tau = \frac{L_e}{L} \quad (2.5.6)$$

Ayant ce nouveau paramètre, on peut modéliser le milieu poreux comme étant un assemblage de ce genre de canaux tortueux. Reprenant la même démarche que pour les capillaires parallèles, on écrit la porosité sous la forme :

$$\phi = c\pi r^2 \tau \quad (2.5.7)$$

et le débit dans chaque pore est (d'après la loi de Poiseuille)

$$Q = \frac{\pi r^2}{8\mu\tau} \quad (2.5.8)$$

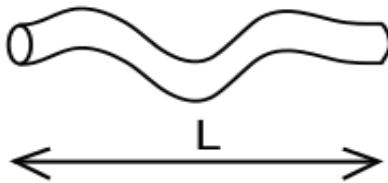


Fig. 2.5 – Modèle de capillaire tortueux. La longueur effective L_e du capillaire est repliée sur une longueur L (Nicolas, 2003 [22]).

La vitesse de filtre est donc (en tenant compte d'une porosité active)

$$\begin{aligned} u_f &= cQ \\ &= \frac{\phi a^2}{24\mu\tau^2} \frac{\Delta P}{L} \end{aligned} \quad (2.5.9)$$

et la perméabilité associée à ce modèle est :

$$K_{tort} = \frac{\phi r^2}{24\mu\tau^2} \quad (2.5.10)$$

On peut remarquer que la perméabilité d'un réseau de canaux tortueux est toujours inférieure à celle d'un réseau de canaux rectilignes, car $\tau > 1$ par définition. On peut aisément critiquer le fait que les canaux décrivant la porosité sont tous de la même taille. Il est évident que ce n'est pas le cas pour les matériaux poreux réels. Si on a accès à la distribution de taille des canaux $\beta(a)$, il est facile de calculer la perméabilité avec

$$k = \frac{\phi}{24\mu\tau^2} \int a^2 \beta(a) da. \quad (2.5.11)$$

Enfin, et c'est peut être la principale limite, la taille des pores n'est pas une quantité facilement mesurable. La surface spécifique est une quantité plus aisée à mesurer, et il est nécessaire d'établir un modèle incluant ce paramètre. Le modèle de Carman-Kozeny est de ceux-là.

2.5.3 Modèle de canaux à section variable

Dans ce modèle, le milieu poreux est constitué d'un assemblage de cellules élémentaires identiques contenant chacune deux canaux coaxiaux contigus de deux diamètres différents. On note par r le rayon du gros canal, et αr le rayon du petit (avec $\alpha < 1$). Les deux canaux ont une longueur égale $L/2$ comme le montre la figure 2.6. Le volume du pore est $V_p = \pi r^2 L(1 + \alpha^2)/2$ et la porosité est :

$$\phi = \frac{V_p}{L^3} = \frac{\pi r^2 L(1 + \alpha^2)}{2L^2} \quad (2.5.12)$$

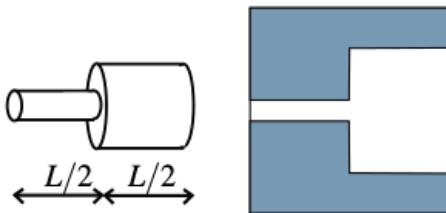


Fig. 2.6 – Modèle de capillaire à section variable (Nicolas, 2003 [22]).

Dans chaque pore le débit est le même, on peut donc séparer le gradient de pression en deux parties $\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2$ et le débit s'écrit :

$$Q = \frac{\pi \alpha^4 r^4}{8\mu} \frac{\Delta P_1}{L/2} = \frac{\pi \alpha^4}{8\mu} \frac{\Delta P_2}{L/2} \quad (2.5.13)$$

Le gradient de pression globale sera donc :

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{4QL\mu}{\pi r^4} \left(\frac{1 + \alpha^4}{\alpha^4} \right) \\ \iff Q &= \frac{\pi \alpha^4 r^4}{4\mu} \frac{\Delta P}{L} \end{aligned} \quad (2.5.14)$$

En substituant $\pi r^2 = \frac{2L\phi}{1 + \alpha^2}$ de l'équation 2.5.13, dans l'équation 2.5.14, on obtient :

$$Q = \frac{L\phi\alpha^4 r^2}{2\mu(1 + \alpha^4)(1 + \alpha^2)} \Delta P \quad (2.5.15)$$

Par identification avec la loi de darcy, on obtient une perméabilité

$$k = \frac{\alpha^4 r^2}{2(1 + \alpha^4)(1 + \alpha^2)} \phi \quad (2.5.16)$$

- Pour $\alpha = 1$, $k = r^2\phi/8$ qui est la perméabilité pour un modèle de capillaire parallèle.
- Lorsque $\alpha \rightarrow 0$, la perméabilité tend vers 0 qui correspond à celui d'un modèle à canaux obstrués, la perméabilité tend vers 0 qui correspond à celui d'un modèle à canaux obstrués.
- La situation $\alpha \lll 1$, correspond à des pores de grande taille connectés par des passages étroits, qui représentent les milieux poreux formés d'assemblages de grains, naturels (grès) ou artificiels (frittés).

2.5.4 Limites de ces modèles

Un poreux réel comprend en général des canaux obturés, zones sans écoulement (figure 2.7) qui ne peuvent participer à la perméabilité bien qu'elles contribuent à la porosité. De plus, la condition d'homogénéité requise n'est pas toujours réalisée en pratique. En effet, des poreux naturels comme les roches sont parfois constitués de différentes échelles de réseau de pores. A l'échelle microscopique peut venir se superposer un réseau de fracture par lequel un écoulement préférentiel va s'établir.



Fig. 2.7 – Illustration d'un bras mort de l'écoulement (Nicolas, 2003 [22]).

Modélisation mathématique et numérique des réservoirs

La modélisation numérique des réservoirs en milieu poreux, est la partie la plus importante dans la modélisation. Elle permet de visualiser le comportement du réservoir qui contient des écoulements de fluides monophasiques ou polyphasiques. Elle est réalisée en une ou plusieurs dimensions. Cette modélisation se fait en utilisant les modèles mathématiques, obtenus des lois qui régissent l'écoulement des fluides. Les méthodes numériques vont permettre de résoudre les équations obtenues de ces modèles mathématiques. Elle est utilisée en hydrogéologie, en environnement et en industrie pétrolière.

3.1 Modèle de simulation

La modélisation numérique des réservoirs géophysiques peut se faire par plusieurs approches. Dans notre travail nous évoquerons deux approches :

La première approche consiste à représenter le réservoir sous forme de tube cylindrique et la deuxième consiste à représenter le réservoir sous forme de réseau de pores.

3.1.1 Modèle de tube cylindrique

Dans ce cas de modèle, le réservoir est cylindrique et ses limites sont parfaitement alimentées par un aquifère, c'est-à-dire que la pression de gisement est maintenue, au niveau des limites du réservoir proprement dit, constante dans le temps par l'aquifère indépendamment du volume qui a été produit par le ou les puits. C'est le cas par exemple, d'un réservoir qui communiquerait avec la surface (Figure 3.1), sous réserve d'une très

bonne perméabilité entre le réservoir et la surface.

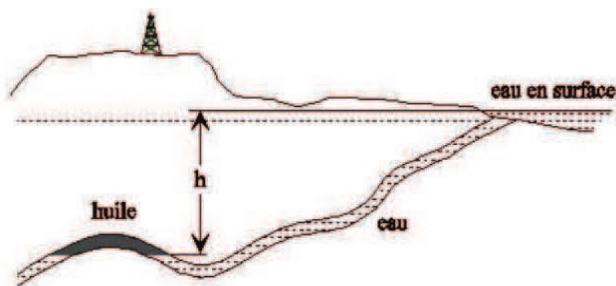


Fig. 3.1 – Réservoir alimenté (Berni et Ould, 2012 [4]).

3.1.2 Modèle de réseau de pores

Ici, on représente l'espace poral comme un assemblage de pores en réseaux. Ces réseaux sont formés de maillage régulier de l'espace à deux ou à trois dimensions. Mais généralement, le maillage est représenté sur un domaine carré ou rectangulaire (figure 3.2). Les limites du réservoir peuvent être parfaitement imperméables : on parle de pièges d'hydrocarbure. Elles peuvent aussi être partiellement imperméables ; elles se rencontrent en mer lors du contact entre une eau douce et une eau salée.

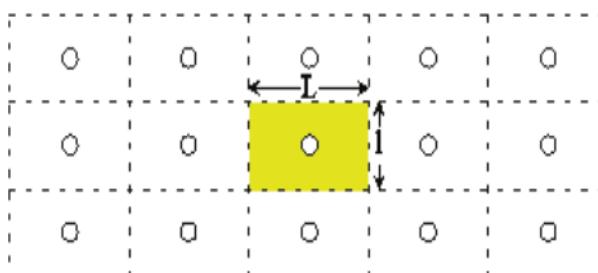


Fig. 3.2 – Réservoir alimenté (Berni et Ould, 2012 [4]).

3.2 Modèle Mathématique des réservoirs

Le modèle mathématique des réservoirs est un ensemble d'Equations aux Dérivées Partielles (EDP) et de conditions aux limites et de conditions initiales dont les inconnues du modèle sont solutions. Les rapports mathématiques qui sont conçus pour décrire le comportement des écoulements de fluide dans les réservoirs dépendent des caractéristiques du réservoir telles que :

- Le type de fluide dans le réservoir ;
- Le régime d'écoulement ;
- La géométrie du réservoir ;
- Le nombre de fluide débordant dans le réservoir.

3.2.1 Equation de continuité (loi de conservation de la masse)

L'équation de continuité traduit le principe de la conservation de la masse ; on l'obtient en écrivant que la variation de la masse du fluide contenu dans un volume élémentaire du milieu poreux est égale à la différence de la quantité de fluide entrée et sortie pendant le même temps.

Modèle de tube cylindrique

Dans ce modèle, nous avons un régime permanent, et le terme source est nul. Sur un domaine cylindrique, l'équation de conservation de la masse est :

$$\operatorname{div}(\vec{u}) = 0 \quad (3.2.1)$$

où \vec{u} est la vitesse du fluide.

Modèle de réseaux de pores

Dans ce modèle, nous avons également un régime permanent et sur un domaine carré l'équation de conservation de la masse est :

$$\operatorname{div}(\vec{u}) = Q \quad (3.2.2)$$

où Q est la fonction puits/source liée à la masse de fluide injecté ou récupéré.

3.2.2 Equation de Darcy

La loi de darcy est utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Elle traduit le fait que le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

- Au gradient de pression exercée sur l'échantillon ;
- A la mobilité du fluide.

L'expression vectorielle de l'équation de Darcy est :

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \overrightarrow{\text{grad}}(P + \rho g z) \quad (3.2.3)$$

avec, \vec{u} u la vitesse du fluide (vecteur flux volumique) ; P la pression ; ρ la masse volumique du fluide ; μ la viscosité dynamique du fluide ; g l'accélération de la pesanteur ; z la hauteur du réservoir ; k un coefficient homogène pouvant avoir un caractère tensoriel, dépendant uniquement du milieu poreux et appelé perméabilité.

1. Pour un modèle de tube cylindrique, en combinant les équations 3.2.1 et 3.2.3, et en tenant compte que le milieu est homogène et isotrope on obtient l'équation suivante :

$$\text{div}\left(-\frac{k}{\mu}(\overrightarrow{\text{grad}}(P) + \rho g \cdot \overrightarrow{\text{grad}}(z))\right) \approx -\frac{k}{\mu} \text{div}(\overrightarrow{\text{grad}}(P)) = 0 \quad (3.2.4)$$

En prenant $z = 0$, étant donné que nous travaillons en coordonnées polaires, on a :

$$\Delta P = 0 \quad (3.2.5)$$

2. Pour un modèle de réseaux de pores, en combinant les équations 3.2.1 et 3.2.3, et en tenant compte de l'homogénéité et de l'isotropie du milieu, on obtient l'équation suivante :

$$\text{div}\left(-\frac{k}{\mu}(\overrightarrow{\text{grad}}(P) + \rho g \cdot \overrightarrow{\text{grad}}(z))\right) = Q \quad (3.2.6)$$

En prenant $z = 0$, étant donné que notre réservoir est carré (2D), on obtient :

$$\Delta P = -\frac{Q\mu}{k} \quad (3.2.7)$$

3.2.3 Conditions aux limites

Modèle de tube cylindrique

Soit un cylindre dont la surface latérale de rayon R (figure 3.3) est maintenue à la pression P_G : condition de type de Dirichlet, tandis que dans le trou central de rayon a le fluide est extrait avec un débit Q .

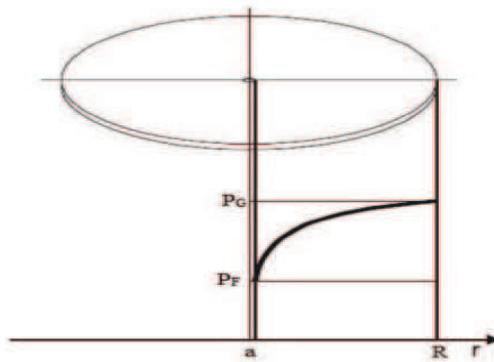


Fig. 3.3 – Illustration du mouvement permanent dans un système radial circulaire (Berni et Ould, 2012 [4]).

L'écoulement dans ce cas est radial et circulaire, et on obtient la condition de Newman suivante :

$$\frac{Ak}{\mu} \overrightarrow{\text{grad}}P \cdot \vec{n}|_{r=a} = -Q \quad (3.2.8)$$

où A est la section du cylindre et \vec{n} le vecteur normal radial.

Modèle de réseaux de pores

- La pression P est imposée sur Γ_D (partie de la frontière sur laquelle on connaît la pression), $P = P_D$.
- La composante normale de la vitesse est donnée sur la frontière Γ_N , on a :

$$\overrightarrow{\text{grad}}P \cdot \vec{n} = 0 \quad (3.2.9)$$

3.2.4 Modèle obtenu

— Pour le premier modèle, on a le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \Delta P = 0, \quad \text{pour } r \in]0; R] \\ P = P_G, \quad \text{pour } r = R, \\ \frac{kA}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} = -Q, \quad \text{pour } r = a. \end{cases} \quad (3.2.10)$$

Ce système sera résolu en coordonnées polaires et analytiquement et puis, nous allons représenter numériquement les variations de la pression en fonction du rayon.

— Pour le second modèle, on a le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{\mu Q}{k} \\ P = P_D, \quad \text{sur } \Gamma_D, \\ \frac{\partial P}{\partial n} = 0 \quad \text{sur } \Gamma_N. \end{cases} \quad (3.2.11)$$

Ce système sera résolu en coordonnées cartésiennes, ceci à l'aide de la méthode des différences finies.

3.3 Modélisation numérique

3.3.1 Modèle de tube cylindrique

Nous allons résoudre l'équation 3.2.10 en coordonnées polaires. Le laplacien s'écrit :

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{d^2P}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dP}{dr} \\ &= \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dP}{dr} \right) = 0 \end{aligned}$$

En intégrant, on obtient facilement :

$$P(r) = \gamma \log(r) + \lambda \quad (3.3.1)$$

En utilisant les conditions aux limites on trouve,

$$\gamma = -\frac{\mu Q}{2\pi h k} \quad \text{et} \quad \lambda = P_G + \frac{\mu Q}{2\pi h k} \log(R)$$

d'où,

$$P(r) = P_G + \frac{\mu Q}{2\pi h k} \log\left(\frac{R}{r}\right) \quad (3.3.2)$$

La pression varie logarithmiquement avec la distance radiale. La pression au puits est obtenue à $r = a$,

$$\begin{aligned} P_F - P_G &= \frac{\mu Q}{2\pi h k} \log\left(\frac{R}{a}\right) \\ \Rightarrow Q &= \frac{2\pi h k}{\mu Q} \log\left(\frac{a}{R}\right)(P_F - P_G) \end{aligned} \quad (3.3.3)$$

Dans un écoulement radial circulaire, le débit est proportionnel à la différence de pression imposée aux extrémités du domaine.

3.3.2 Modèle de réseau de pores

Dans ce cas, le réservoir est sous la forme carrée (D), de côté ($L = 1m$), constitué d'une matrice solide (indéformable) et d'un fluide (l'eau). Les faces latérales seront imperméables, tandis que les faces de base seront dans un premier temps imperméables puis à pression constante. L'eau est injectée dans un puits injecteur avec un débit de $q = 2m^3 s^{-1}$ et elle est récupérée de l'autre côté du puits producteur.

De l'équation 3.2.11, on a :

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} &= -\frac{\mu Q}{k} \\ \frac{\partial P}{\partial n} = 0 &\Leftrightarrow \left(\frac{\partial P}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \vec{j} \right) \cdot \vec{i} = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial P}{\partial x} = 0 \end{aligned}$$

De la même façon, on a :

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \vec{j} \right) \cdot \vec{j} = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial P}{\partial y} = 0$$

D'où le système suivant :

$$\begin{cases} \Delta P = \frac{\mu Q}{k} \\ P = P_D, \text{ sur } \Gamma_D, \\ \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial y} = 0 \text{ sur } \Gamma_N. \end{cases} \quad (3.3.4)$$

3.3.3 Méthodes numériques et simulation

Modèle de tube cylindrique

Dans ce modèle, nous allons tracer les variations de la pression obtenues dans l'équation 3.2.11, en fonction du rayon du réservoir. Comme paramètre, nous avons,

- $R = 100m$: le rayon de la surface latérale du réservoir ;
- $a = 10m$: le rayon du trou central du puits ;
- $h = 200m$: la hauteur du puits ;
- $\mu = 0,1 N.s.m^{-2}$: la viscosité du fluide contenu dans le réservoir ;
- $P_G = 6 bars$: la pression à la surface latérale du réservoir ($r=R$) ;
- $Q = 0,02 m^3 s^{-1}$ qui est le débit de l'écoulement ;
- $K = 10^{-5}$ et 10^{-4} darcy qui est la perméabilité du milieu.

La figure 3.4 est obtenue à partir d'un code numérique. Cette figure présente des courbes, qui montrent le comportement de la pression d'un fluide (huile) dans un réservoir pendant l'écoulement. Sur cette figure, nous pouvons constater que la pression chute essentiellement aux abords du puits, ceci est due à la différence des rayons (rayon au puits et rayon de drainage).

La figure 3.4 suivante a été tracée avec deux valeurs du coefficient de perméabilité, et celle-ci nous montre l'influence que peut avoir ce coefficient sur les écoulements en milieux poreux. Ici, nous constatons que plus le milieu est perméable, plus la pression est élevée, donc le fluide circule plus facilement.

Modèle de réseau de pores

L'équation 3.3.4 est résolue numériquement par la méthode des différences finies. Nous allons prendre un maillage régulier et carré où la taille des mailles est $dx = 0,01m$ et $dy = 0,01m$ (figure 3.5)

1. Discrétisation des équations par la méthode des différences finies :

Un point du domaine Ω est défini par les coordonnées suivantes :

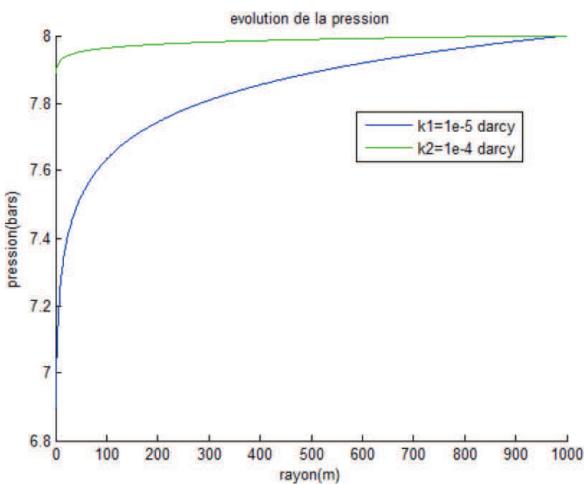


Fig. 3.4 – Courbes d'évolution de la pression dans le réservoir.

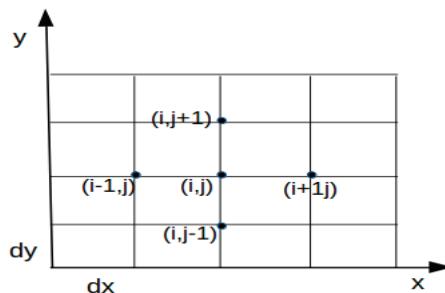


Fig. 3.5 – Maillage régulier.

$$\begin{cases} x_i = x_0 + idx, & i = 1, \dots, 199 \\ y_j = y_0 + jdy, & j = 1, \dots, 199 \end{cases} \quad (3.3.5)$$

Où, i et j sont les indices de discrétisation spatiaux respectivement suivant x et suivant y . dx et dy sont les pas de discrétisation.

Sous forme discrétisée, on a :

$$\Delta P = \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = -\frac{\mu Q}{k}$$

$$\begin{cases} P(x, y) = P(x_i, y_i) = P_{i,j} \\ Q(x, y) = Q(x_i, y_i) = Q_{i,j} \end{cases} \quad (3.3.6)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \approx \frac{P_{i+1,j} - 2P_{i,j} + P_{i-1,j}}{dx^2} \\ \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \approx \frac{P_{i,j+1} - 2P_{i,j} + P_{i,j-1}}{dy^2} \end{cases} \quad (3.3.7)$$

En combinant ces précédentes équations, on obtient l'équation suivante :

$$P_{i,j} = \frac{P_{i+1,j} + P_{i-1,j} + P_{i,j+1} + P_{i,j-1}}{4} + \frac{Q_{i,j}\mu(dx)^2}{k} \quad (3.3.8)$$

avec $dx = dy$, $i = j = 2, 3, \dots, 199$

2. Discrétisation des conditions aux limites

(a) Cas où toutes les frontières du réservoir sont imperméables

Pour le cas où le réservoir est imperméable, on a :

$$P = P_D, \quad \text{sur } \Gamma_D; \quad \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial y} = 0 \quad \text{sur } \Gamma_N.$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} = 0 \Leftrightarrow \frac{P_{i+1,j} - P_{i,j}}{dx} = 0 \Leftrightarrow P_{i+1,j} = P_{i,j} \quad \text{sur } \Gamma_N$$

$$\frac{\partial P}{\partial y} = 0 \Leftrightarrow \frac{P_{i,j+1} - P_{i,j}}{dx} = 0 \Leftrightarrow P_{i,j+1} = P_{i,j} \quad \text{sur } \Gamma_N$$

$$P_{i,j} = P_D \quad \text{sur } \Gamma_D$$

D'où le système suivant :

$$\begin{cases} P_{i,j} = \frac{P_{i+1,j} + P_{i-1,j} + P_{i,j+1} + P_{i,j-1}}{4} + \frac{Q_{i,j}\mu(dx)^2}{k} \\ P_{i+1,j} = P_{i,j} \quad \text{sur } \Gamma_N \\ P_{i,j+1} = P_{i,j} \quad \text{sur } \Gamma_N \\ P_{i,j} = P_D \quad \text{sur } \Gamma_D \end{cases} \quad (3.3.9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{i,j} = \frac{P_{i+1,j} + P_{i-1,j} + P_{i,j+1} + P_{i,j-1}}{4} + \frac{Q_{i,j}\mu(dx)^2}{k} \\ P_{1,j} = P_{2,j} ; \quad P_{199,j} = P_{200,j} \\ P_{i,1} = P_{i,2} ; \quad P_{i,199} = P_{i,200} \\ P_{1,j} = P_{200,j} = P_D ; \quad P_{i,1} = P_{i,200} = P_D \end{array} \right. \quad (3.3.10)$$

avec, $i = j = 2, 3, \dots, 199$

Données du réservoir :

Au puits 1, un fluide est injecté avec une pression initiale $P_D = 5$ bars, avec un débit initial $Q = 1m^3s^{-1}$, de viscosité $\mu = 0,1N.s.m^{-2}$ dans un réservoir (matériau) de perméabilité $k = 10^{-4}$, et est récupéré au puits 2.

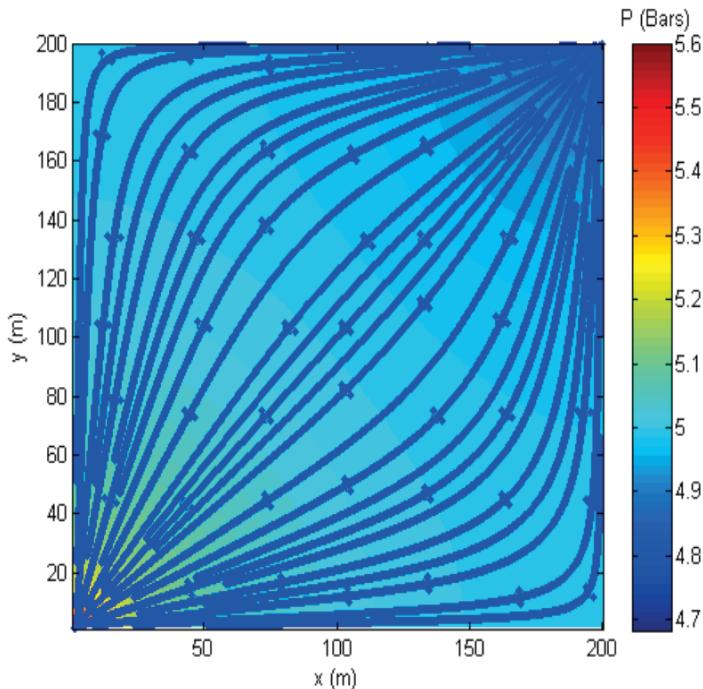


Fig. 3.6 – Lignes de courant pour le cas où toutes les frontières sont imperméables.

La figure 3.6 nous donne les lignes de courant de l'écoulement, elle nous montre le sens (du bas vers le haut) et la direction (oblique) de déplacement de l'écoulement du fluide dans le réservoir. Sur cette figure, nous remarquons effectivement que le fluide se déplace du puits injecteur (origine) où la pression est maximale, vers le puits producteur avec une pression minimale.

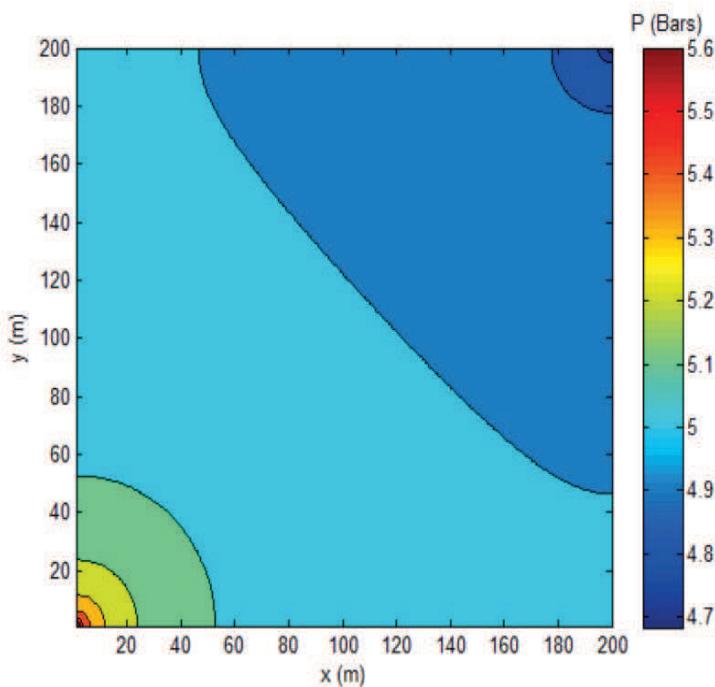


Fig. 3.7 – Champs de pression pour le cas où toutes les frontières sont imperméables.

La figure 3.7 nous donne la répartition du champ de pression dans le réservoir, elle nous montre les iso valeurs de pression du fluide pendant l'écoulement dans le réservoir. Sur cette figure, nous constatons qu'à l'extrémité gauche de la base du réservoir la pression est maximale ; elle correspond bien au puits injecteur. Nous constatons aussi qu'à l'extrémité droite du sommet du réservoir, la pression est minimale : c'est le puits producteur.

Ces deux figures expliquent bien le fonctionnement d'un réservoir ; pendant l'écoulement du fluide la pression diminue dans le réservoir jusqu'à la récupération du dit fluide.

- (b) Cas où les frontières latérales sont imperméables

Dans ce cas de réservoir, les frontières latérales sont imperméables et les frontières au sommet et à la base, sont à pressions imposées.

$$\frac{\partial P}{\partial y} = 0 \Leftrightarrow P_{i,j+1} = P_{i,j} \text{ sur } \Gamma_N$$

$$P_{i,j} = P_D \text{ sur } \Gamma_D$$

D'où le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{i,j} = \frac{P_{i+1,j} + P_{i-1,j} + P_{i,j+1} + P_{i,j-1}}{4} + \frac{Q_{i,j}\mu(dx)^2}{k} \\ P_{i,1} = P_{i,2} ; \quad P_{i,199} = P_{i,200} \\ P_{1,j} = P_b ; \quad P_{200,j} = P_s \\ P_{i,1} = P_{i,200} = P_D \end{array} \right. \quad (3.3.11)$$

avec, $i = j = 2, 3, \dots, 199$

Où P_b et P_s sont respectivement la pression imposée à la base et la pression imposée au sommet du réservoir.

Données du réservoir :

$$P_b = 4bars; P_s = 4bars; P_D = 5bars; Q = 1m^3s^{-1}; \mu = 0,1N.s.m^{-2}; k = 10^{-4}.$$

La figure 3.8 suivante, nous donne les lignes de courant de l'écoulement, elle nous montre le sens (du haut vers le bas) et la direction (verticale) de déplacement de l'écoulement du fluide dans le réservoir. Sur cette figure, nous remarquons effectivement que le fluide se déplace du sommet où la pression est maximale, vers la base du réservoir avec une pression minimale.

La figure 3.9 suivante nous donne la répartition du champ de pression dans le réservoir, elle nous montre les iso valeurs de pressions du fluide pendant l'écoulement dans le réservoir. Sur cette figure, nous constatons qu'au sommet

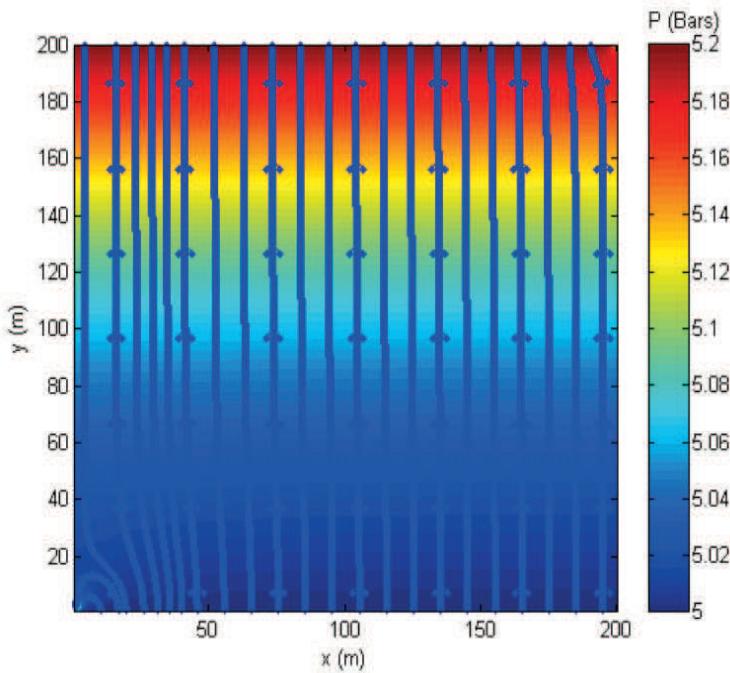


Fig. 3.8 – Lignes de courant pour le cas où les frontières latérales sont imperméables.

du réservoir la pression est maximale et à la base du réservoir, la pression est minimale.

- (c) Cas où les frontières horizontales sont imperméables

Dans ce cas de réservoir, les frontières verticales (sommet et base) sont imperméables et les frontières latérales sont à pressions imposées.

$$\frac{\partial P}{\partial x} = 0 \quad \Leftrightarrow \quad P_{i+1,j} = P_{i,j} \quad \text{sur} \quad \Gamma_N$$

$$P_{i,j} = P_D \quad \text{sur} \quad \Gamma_D$$

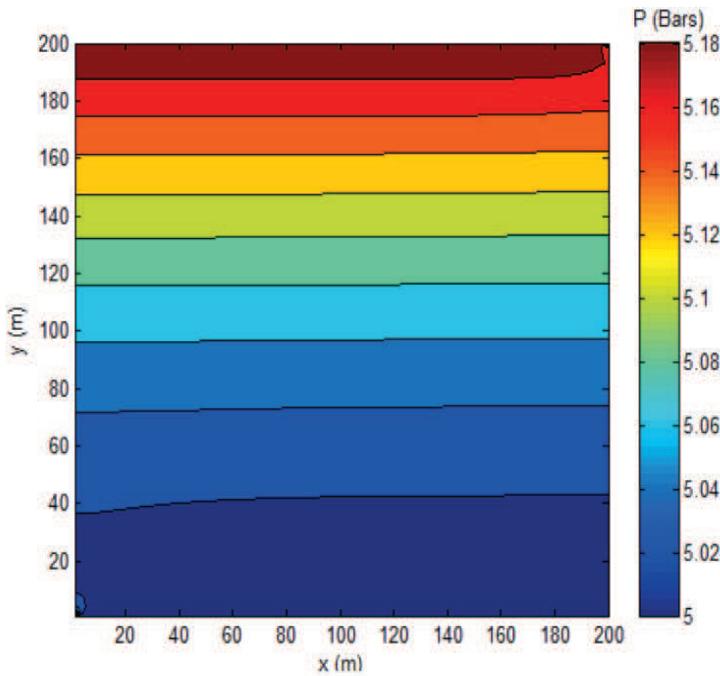


Fig. 3.9 – Champs de pression pour le cas où les frontières latérales sont imperméables.

D'où le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{i,j} = \frac{P_{i+1,j} + P_{i-1,j} + P_{i,j+1} + P_{i,j-1}}{4} + \frac{Q_{i,j}\mu(dx)^2}{k} \\ P_{i,1} = P_g \quad ; \quad P_{i,200} = P_d \\ P_{1,j} = P_{2,j} \quad ; \quad P_{199,j} = P_{200,j} \\ P_{1,j} = P_{200,j} = P_D \end{array} \right. \quad (3.3.12)$$

avec, $i = j = 2, 3, \dots, 199$

Où P_g et P_d sont respectivement la pression imposée sur la frontière latérale gauche et la pression imposée sur la frontière latérale droite du réservoir.

Données du réservoir :

$$P_g = 5.3 \text{ bars}; P_d = 5 \text{ bars}; P_D = 5 \text{ bars}; Q = 1 \text{ m}^3 \text{s}^{-1}; \mu = 0,1 \text{ N.s.m}^{-2}; k = 10^{-4}.$$

La figure 3.10 suivante, nous donne les lignes de courant de l'écoulement, elle nous montre le sens (de la gauche vers la droite) et la direction (horizontale) de déplacement de l'écoulement du fluide dans le réservoir. Sur cette figure, nous remarquons effectivement que le fluide se déplace du coté latérale gauche où la pression est maximale, vers le coté latérale droit du réservoir avec une pression minimale.

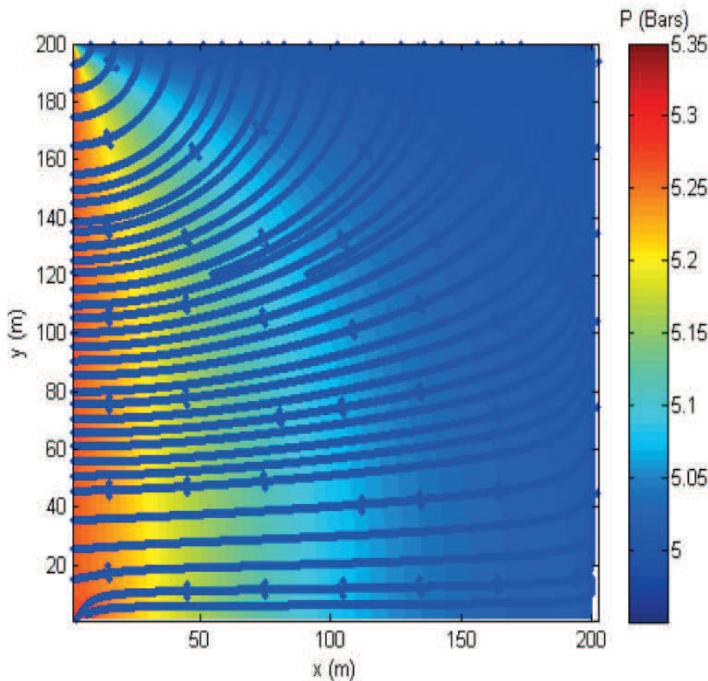


Fig. 3.10 – Lignes de courant pour le cas où les frontières au sommet et à la base sont imperméables.

La figure 3.11 ci-dessus nous donne la répartition du champ de pression dans le réservoir, elle nous montre les iso valeurs de pressions du fluide pendant l'écoulement dans le réservoir. Sur cette figure, nous constatons que sur le coté latéral gauche du réservoir, la pression est maximale et sur le coté latéral droit du réservoir, la pression est minimale.

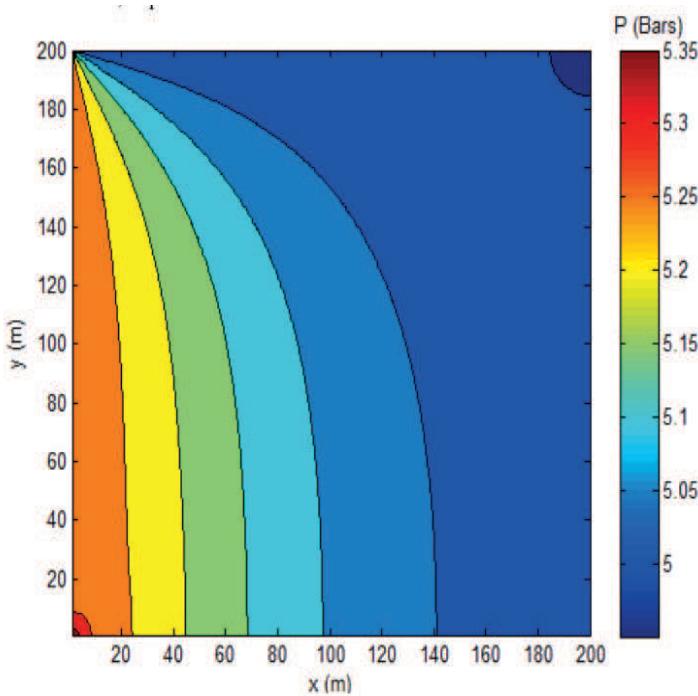


Fig. 3.11 – Champs de pression pour le cas où les frontières au sommet et à la base sont imperméables.

Conclusion et Perspectives

D'une manière générale, la modélisation d'un système physique donné est très importante. Elle permet de comprendre le fonctionnement et de prédire l'évolution future du système donné, ceci en fonction de certains paramètres.

L'objectif de ce travail était de construire un modèle de réservoir géophysique en milieu poreux. Pour le faire, nous avons tout d'abord caractérisé les réservoirs et les milieux poreux, ensuite nous avons énuméré quelques modèles physiques de réservoir et enfin nous avons construit des modèles de réservoirs. Dans un premier temps, nous avons réalisé un modèle unidimensionnel à l'aide de la méthode analytique, et dans un second temps nous avons réalisé trois modèles bidimensionnels à l'aide de la méthode des différences finies. Tous ces modèles ont été construits à partir d'un code numérique.

Il ressort de cette étude que la modélisation des réservoirs contribue à l'amélioration des performances qualitative et quantitative pendant l'exploitation d'un gisement de fluide. Mais, il est encore plus utile et indispensable, lorsque nous prenons les données (sismique et diagraphie) réels du réservoir afin de construire un modèle de réservoir fiable.

Afin donc de contribuer à l'amélioration des conditions d'exploitation des fluides en milieu poreux, nous pourrions à l'avenir :

- Constituer une base de données de réservoir, par les méthodes sismique et diagraphique, ce qui va permettre une bonne gestion des paramètres et d'avoir un modèle précis ;
- Construire des modèles de réservoirs tridimensionnels, qui vont décrire de manière plausible le fonctionnement d'un réservoir, ceci à l'aide des méthodes de volume

- finis, éléments finis et IMPES ;
- Développer un logiciel de simulation obtenu à partir des langages de programmation C et C++, sous les environnements Windows et Linux.

Bibliographie

- [1] Agelas, L., Faille, I. et Masson, R., (2006). Schémas numériques en simulation de bassin et de réservoir dans l'industrie pétrolière. Institut Français du Pétrole (IFP), VF06, Porquerolles, 65 pages.
- [2] Archie, G. E., (1952). Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical consideration. Bull. American Ass. Pet. Geol. (AAPG), vol. 36, n°2, pp.278-298.
- [3] Aubouin, J., Brousse, R. et Lehman, J. P., (1975). Précis de géologie. Tome 1 : Pétrologie. Ed. DUNOD, Paris, 695 pages.
- [4] Berni, N. et Ould, E. Y., (2012). Etude numérique d'un écoulement dans un milieu poreux. Mémoire de Master professionnel. Université Kasdi Merbah, Ouargla, 38p.
- [5] Bear, J., (1972). Dynamic of fluids in porous media, Elsevier, p764.
- [6] Beauche, A. et Deroin, J. P., (1999). Détection des cavités souterraines par méthodes géophysiques en région Haute-Normandie : guide de synthèse, R 40626., BRGM, Orléans, pp. 18.
- [7] Bir, S., (2012). Ecoulement au travers les milieux poreux. Approche stochastique. Mémoire de Magistère, Université Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou, 216p.
- [8] Bousquie, P., (1979). Texture et porosité des roches calcaires. Thèse de Doctorat, Université Pierre et Marie Curie, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 203 pages.
- [9] Buckingham, E., (1907). Studies on the movement of soil moisture. Govt. Print. Off., Washington. United States ; Bureau of Soils, p61.
- [10] Burgeap, (1984). Utilisation des méthodes géophysiques pour la recherche d'eau dans les aquifères discontinus, in Série hydrologique, édité par CIEH, Ouagadougou, 164 pages.

- [11] Chapellier, D., (2000). Prospection électrique de surface. Cours online de géophysique, Université de Lausane, 102 pages.
- [12] Choquette, P. W. and Pray, L. C., (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonate. Bull. American Ass. Pet. Geol. (AAPG), vol. 54, n°2, Pp207-250.
- [13] Compaoré, G., (1997). Evaluation de la fonction capacitive des altérites. Site expérimental de Sanon (Burkina Faso) : socle granito gneissique sous climat de type soudano-sahélien. Thèse de Doctorat, Université d'Avignon et des Pays de Vaucluse, Avignon, 178 pages.
- [14] C.N.E.D., (2012). Tectonique des plaques et recherche des hydrocarbures, note de cours de la séquence n° 5, *Académie en ligne*, 21 pages.
- [15] De Marsily, G., (1994). Quelques réflexions sur l'utilisation des modèles en hydrologie. Revue des sciences de l'eau, vol. 7, n°3, p. 219-234.
- [16] Duchaufour, P., (1960). Précis de pédologie. Livre, Ed. Masson & Cie, Paris, 438 pages.
- [17] Eiken, O., Stenvold, T., Zumberge, M., Alnes, H. and Sasagawa, G., 2008. Gravimetric monitoring of gas production from the Troll field, Geophysics, loi : 10.1190/1.2978166, 73 (6) :149-154.
- [18] Heidari, L., (2011). Calage d'historiques de réservoirs pétroliers par le filtre de Kalman d'ensemble et des méthodes de paramétrisation. Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieure des mines de Paris, 224 pages.
- [19] Iskandar, A., (1990). Caractérisation de l'espace poreux de roches sédimentaires par l'étude d'équilibres capillaires. Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées (ENPC), 240 pages.
- [20] Lucia, F. J., (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. Bull. American Ass. Pet. Geol. (AAPG), vol. 79, n°9, pp.1275-1300.
- [21] Locke, M.H. and Barket, R.D., (1995). Least-squares deconvolution of apparent resistivity pseudosection., *Geophysics*, 60(6) :1682-1690.

- [22] Nicolas, M., (2003). Ecoulement dans les milieux poreux. Note de Cours, DEA Mécanique Energétique, Ecole Doctorale, Physique et Modélisation, Université de Provence, Marseille, 30 pages.
- [23] Sochala, P., (2008). Méthodes numériques pour les écoulements souterrains et couplage avec le ruissellement. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale des Ponts et Chausées, 118 pages.
- [24] Scheidt, C., (2006). Analyse statistique d'expériences simulées : Modélisation adaptative de réponses non-régulières par krigage et plans d'expériences, application à la quantification des incertitudes en ingénierie des réservoirs pétroliers. Thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur Strasbourg I, 246 pages.
- [25] Sorooshian, S. and Gupta, V.K., (1995). Model calibration. In « Computer Models of Watershed Hydrology », V.P. Singh [Ed.], Water Resource Publications, Colorado, pp23-68.
- [26] Sorooshian, S., (1991). Parameter estimation, model identification, and model validation : conceptual-type models's, in D. S. Bowles and P.E. O'Connell (Eds), Recent Advances in the Modelling of Hydrological Systems, Kluwer, pp. 443-467.
- [27] Vouillamoz, J. M., (2003). La caractérisation des aquifères par une méthode non invasive : les sondages par résonance magnétique protonique. Thèse de Doctorat, Université de Paris XI, 315 pages.



yes I want morebooks!

Oui, je veux morebooks!

Buy your books fast and straightforward online - at one of the world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.get-morebooks.com

Achetez vos livres en ligne, vite et bien, sur l'une des librairies en ligne les plus performantes au monde!

En protégeant nos ressources et notre environnement grâce à l'impression à la demande.

La librairie en ligne pour acheter plus vite
www.morebooks.fr

OmniScriptum Marketing DEU GmbH
Heinrich-Böcking-Str. 6-8
D - 66121 Saarbrücken
Telefax: +49 681 93 81 567-9

info@omniscriptum.com
www.omniscriptum.com



