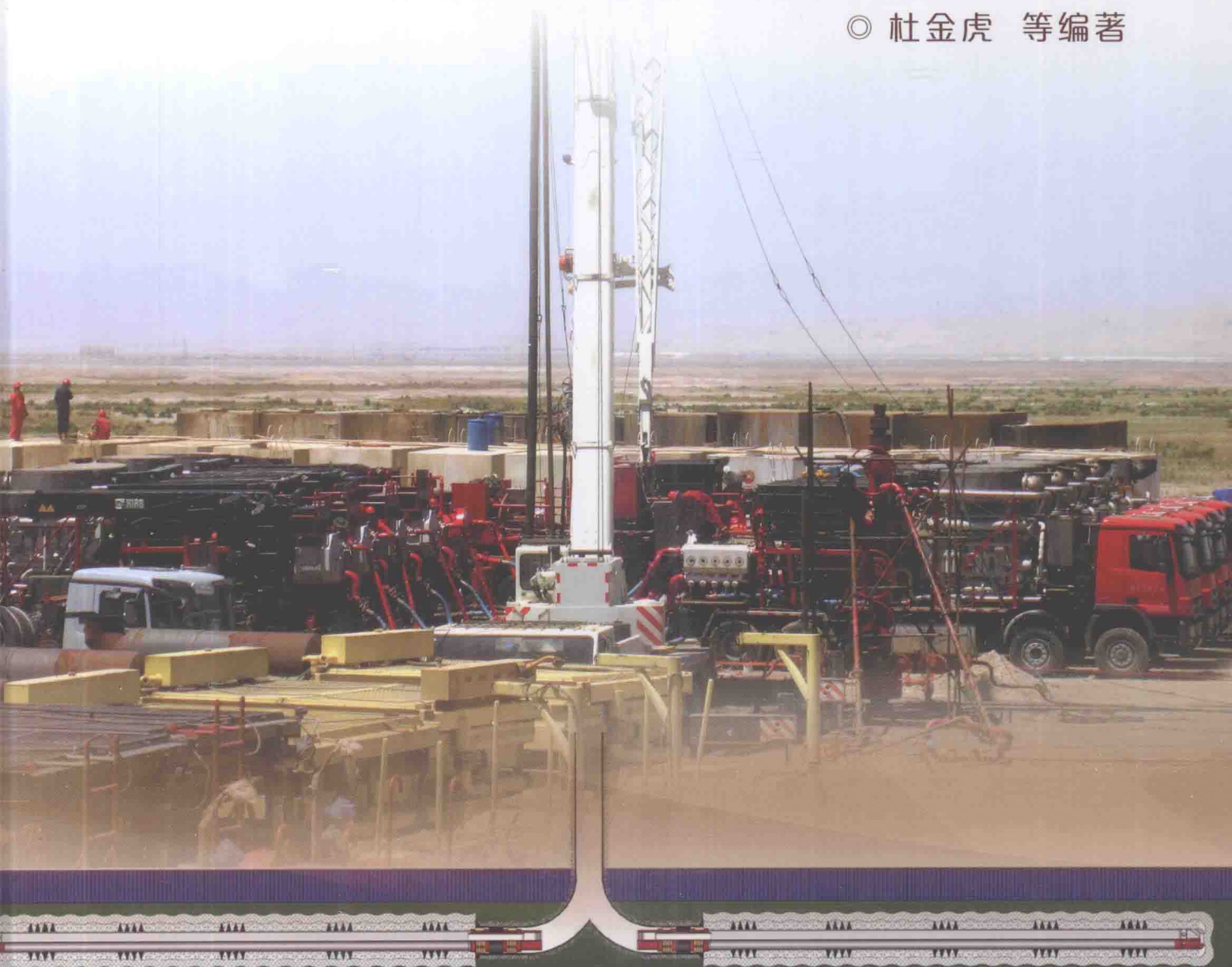


非常规油气资源现实的勘探开发领域

中国陆相致密油

ZHONGGUO LUXIANG ZHIMIYOU

◎ 杜金虎 等编著



石油工业出版社

非常规油气资源现实的勘探开发领域

中国陆相致密油

杜金虎 李建忠 郭彬程 冉启全
徐礼贵 刘国强 汪海阁 卢拥军 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书介绍了陆相致密油的概念和内涵,通过与北美海相致密油进行对比,总结了我国陆相致密油地质特征,论述了陆相致密油开发机理和技术方向,并对地震储层预测、油层测井评价、水平井钻井和体积压裂等四项关键技术及其新进展进行了总结,展望了中国致密油发展前景,供政府和石油企业参考借鉴。

本书可供从事非常规油气行业的科研人员、管理人员、投资者及相关院校的师生参考阅读。

图书在版编目(CIP)数据

我国陆相致密油/杜金虎等编著.

北京:石油工业出版社,2016.6

ISBN 978-7-5183-1261-0

I. 中…

II. 杜…

III. 陆相油气田-致密砂岩-砂岩油气藏-中国

IV. P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 127462 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523544 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2016 年 6 月第 1 版 2016 年 6 月第 1 次印刷

889 × 1194 毫米 开本:1/16 印张:13

字数:300 千字

定价:100.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

前言

2012年,笔者组织编写了《非常规油气资源现实的勘探开发领域——致密油气》一书。该书是国内第一部关于致密油气方面的科普性专著,受到科研人员的广泛欢迎,对推动我国致密油气勘探开发发挥了重要作用。

该书出版四年来,中国致密油勘探开发进入了新阶段:一是致密油地质理论认识持续深化,国家和石油企业设立重大科研项目进行攻关研究,发现中国致密油主要为陆相,其成藏背景、地质特征等与美国海相致密油差异甚大,关键技术不可简单复制;二是致密油开发理论不断完善,提出并初步形成了压采一体化的理论和主体技术思路;三是勘探开发关键技术持续突破,形成地震预测与监测、测井评价、水平井钻井和体积压裂等四项配套技术;四是致密油勘探开发效果显著,在鄂尔多斯盆地长7段探明了亿吨级的新安边油田,开发试验区已经建成百万吨年生产能力。

本书是在总结近期理论研究、技术攻关和生产实践的新成果、新进展基础上,集成和提升而成的。全书共分六章。第一章为陆相致密油地质特征与资源潜力,通过与北美海相致密油对比,明确了陆相致密油的概念和内涵;阐述了中国陆相致密油四项形成条件和四方面地质特征;建立了致密油资源评价方法和评价流程,评价了中国陆相致密油资源潜力,分析了重点盆地致密油有利勘探方向。第二章为陆相致密油开发特征与开发技术,分析总结了北美海相致密油开发特征,明确了陆相致密油开发面临的六大挑战以及与海相致密油开发的主要区别;重点探讨如何开展致密油整体评价以及优选开发区块,如何优化井位部署,系统阐述了以压采一体化为核心的开发理论和主体开发技术,提出未来提高致密油采收率的四项技术发展方向。第三章为陆相致密油地震关键技术,重点介绍了“甜点”地震预测、地震地质实时导向和压裂微地震检测三项关键技术。第四章为陆相致密油测井评价技术,围绕陆相致密油层强非均质性和各向异性特点,重点介绍致密油“七性”关系评价、“三品质”评价和“甜点”优选技术。第五章为陆相致密油水平井钻井关键技术,重点介绍了国内外钻完井设计、优化钻井和工厂化钻完井作业等先进技术。第六章为陆相致密油水平井体积压裂技术,阐述了致密油体积压裂的核心理念和做法,重点介绍了陆相致密油储层改造的设计优化、主体分压技术、压裂液技术以及体积改造配套技术,提出了未来三项技术攻关方向。

本书保持了2012年版《致密油气》专著的编写风格,采取提出关键问题、回答或讨论的方式,力求深入浅出、图文并茂,注重融理论认识于典型案例、变专业技术为科普易懂。编写内容上进一步突出了聚焦中国陆相致密油的地质特征,围绕陆相致密油勘探开发关键理论技术问题进行深入探讨,力求进一步推动我国陆相致密油勘探开发工作。本书可供大专院校相关专业师生参考,对油气行业管理人员及非专业人员了解致密油也有重要参考价值。

本书是在杜金虎教授的组织 and 指导下,确定总体框架与提纲,分工编写完成。主要编写人员分工如下:前言由杜金虎编写;第一章“陆相致密油地质特征与资源潜力”由杜金虎、李建忠、郭彬程、杨涛、黄福喜等编写;第二章“陆相致密油开发特征与开发技术”由冉启全、杜金虎、闫林、童敏等编写;第三章“陆相致密油地震关键技术”由徐礼贵、王霞、党虎强、刘博等编写;第四章“陆相致密油测井评价技术”由刘国强、孙中春、石玉江等编写;第五章“陆相致密油水平井钻井关键技术”由汪海阁、邹灵战、纪国栋等编写;第六章“陆相致密油水平井体积压裂技术”由卢拥军、翁定为、刘哲、彭翼等编写;结束语由杜金虎编写。全书统一由杜金虎修改、审校并最终定稿。

在本书编写过程中,闫伟鹏、吕维宁、陈福利、孙圆辉、王志平、陈晓明、汪少勇等参与了部分内容的编写工作。本书的编写得到了中国石油勘探与生产分公司、中国石油勘探开发研究院、中国石油钻井研究院、中国石油东方地球物理勘探公司以及相关油(气)田等单位领导和专家的大力支持与帮助。刘玉章教授、宋新民教授、顾家裕教授、刘合教授、周灿灿教授、甘利灯教授等专家对书稿提出了宝贵的修改意见,在此一并谢忱。书中不妥之处在所难免,恳请各位专家和学者批评指正。

目 录

第一章 陆相致密油地质特征与资源潜力	(1)
第一节 致密油概念与内涵	(1)
第二节 致密油基本地质特征	(3)
第三节 致密油潜力评价与勘探方向	(19)
第二章 陆相致密油开发特征与开发技术	(34)
第一节 致密油开发特征	(34)
第二节 致密油有效开发技术	(44)
第三章 陆相致密油地震关键技术	(72)
第一节 致密油“甜点”地震预测技术	(72)
第二节 致密油水平井地震地质实时导向技术	(87)
第三节 致密油储层压裂微地震监测技术	(95)
第四章 陆相致密油测井评价技术	(106)
第一节 致密油“七性关系”评价	(106)
第二节 “三品质”评价与甜点优选	(126)
第五章 陆相致密油水平井钻井关键技术	(143)
第一节 致密油水平井钻完井设计	(143)
第二节 致密油水平井优快钻井技术	(149)
第三节 致密油水平井工厂化钻完井作业	(158)
第六章 陆相致密油水平井体积压裂技术	(164)
第一节 国外致密油储层改造工艺技术	(164)
第二节 致密油体积压裂核心理念	(171)
第三节 陆相致密油储层改造关键技术	(175)
第四节 陆相致密油储层改造技术攻关方向	(187)
结束语	(196)
参考文献	(197)

第一章 陆相致密油地质特征与资源潜力

近年来,北美致密油勘探开发取得重大突破,中国陆相致密油勘探和开发试验也取得重要进展,其资源潜力和发展前景受到广泛关注。致密油属于非常规油气资源,具有不同于常规油气的概念、内涵及地质特征,其赋存条件和富集规律受关键因素控制。受特殊大地构造背景和沉积盆地演化控制,我国主要发育陆相致密油,与北美海相致密油具有不同的地质特征和分布规律。本章在辨析海相和陆相致密油概念和内涵基础上,结合目前国内外致密油最新研究进展和勘探开发成果,阐述了我国陆相致密油基本地质特征和关键控制因素,评价了资源潜力,提出了重点盆地致密油勘探的主要方向。

第一节 致密油概念与内涵

致密油的名称顾名思义缘于储层致密,物性条件较差。广义上,可以赋存致密油资源的岩石类型范畴很广,不仅有胶结程度高的粉砂岩、细砂岩,还有碳酸盐岩、泥页岩等。目前我国致密油勘探开发尚处于探索起步阶段,对“什么是致密油”等基本问题以及与之相关的基础地质理论,仍在形成统一共识的过程中。在国内外最新研究认识及勘探实践基础上,本节重点探讨“什么是致密油”以及“什么是陆相致密油”。

一、致密油概念与内涵是什么

众所周知,目前国内外关于致密油的定义或描述众多,存在一定差异,尚未形成统一的界定规范及普遍认同的概念。但是,致密油具有储层致密、渗透性极差、近源成藏、单井产量低以及需要特殊的开采技术等特征,在国内外油气界已经形成了共识。

国内外关于致密油定义的分歧主要表现在两方面:一是储层岩性范畴不统一。国外一般认为致密油储层岩性包括砂岩、页岩和碳酸盐岩等。因此,致密油(Tight Oil)与页岩油(Shale Oil)通常混用。国内主流观点认为致密油储层岩性主要为致密砂岩、碳酸盐岩和混积岩,不包括页岩,所以致密油概念有别于页岩油。二是渗透率上限不统一。国外普遍强调致密油储层覆压渗透率小于0.1mD。国内目前尚未形成统一界定标准,中国国家能源局发布的“致密油地质评价方法”行业标准(SY/T 6943—2013),将致密油定义为覆压基质渗透率不大于0.2mD(空气渗透率2mD)。在勘探实践中,中国石油、中国石化等石油企业强调致密油储层的覆压基质渗透率不大于0.1mD。

严格意义上讲,致密油与页岩油在定义内涵、储层特征、聚集规律、分布特征、源储关系、评价与开采技术等方面有显著差异(表1-1)。深刻理解致密油和页岩油的实际内涵,有助于指

导勘探开发生产实践、学术研讨和国际交流。目前,对于致密油概念的使用,国外偏向广义,国内偏向狭义。

表 1-1 致密油与页岩油地质特征和评价开采技术对比表

主要参数特征		致密油	页岩油
定义内涵		与致密气对应,强调来自页岩之外的储层中的石油资源	与页岩气对应,强调来自页岩和泥页岩中的石油资源
储层	岩性	类型多,砂岩、碳酸盐岩、混积岩	简单,泥页岩
	厚度	变化大,5~200m	5~60m
	储集空间	基质孔、溶蚀孔为主	基质微纳米孔和微裂缝
	孔隙度	变化大,2%~15%	更致密,<3%
	渗透率	0.0001~1.0mD	<0.1mD
聚集分布	运聚	一次运移或短距离二次运移,非达西渗流和扩散	未经运移,生烃增压和滞流聚集石油
	分布	斜坡—凹陷区	斜坡和凹陷中心泥页岩区
源储关系		紧密接触,发育源上、源下和源内三种源储关系	源储一体,泥页岩既是烃源岩又是储层
评价与开采技术		技术相对成熟,基本形成地震储层预测、测井甜点评价、水平井钻井、压裂改造和工厂化技术	探索试验阶段,获得单井工业油流突破

根据近年来致密油勘探开发实践,笔者认为,致密油不同于页岩油,即致密油储层不包括页岩;致密油储层覆压基质渗透率不大于0.1mD,相当于过去界定的超低渗透范围,更能反映实际地质情况。

二、什么是陆相致密油

陆相致密油是指赋存于陆相沉积盆地中的致密油,其烃源岩、储层均为陆相地层,从而有别于海相地层中形成的致密油。受陆相湖盆沉积环境和构造特点控制,陆相致密油具有沉积相带分布窄、岩性岩相变化大、油层厚度相对较大但分布范围对相对较小、油层流体性质较复杂等特点。受大地构造背景和沉积盆地演化控制,我国主要发育陆相致密油,其地质特征将在下节详细阐述。需要指出的是,由于陆相致密油在地质条件、油层特征和原油性质等方面的特殊性,决定了对陆相致密油的技术要求更高,实现效益勘探开发的难度更大。

北美地区发现的致密油主要为海相致密油,如威利斯顿盆地密西西比系巴肯组和墨西哥湾盆地白垩系鹰滩组致密油等分布面积和资源规模都远大于陆相致密油。根据中国油气地质条件分析认为,中国不具备形成大规模海相致密油的条件,主要有三方面原因:一是中国海相沉积地层的地质时代老,主要形成于前寒武纪至早一中三叠世,烃源岩形成时代老、埋深大,热演化程度处于高一过成熟阶段,镜质组反射率(R_o)达2.0%以上,烃源岩主体处于生气阶段,不利于形成致密油;二是部分处于生油演化阶段的海相地层埋深普遍较大,如塔里木盆地台盆区一般大于4500m,难以经济开发;三是中国海相沉积盆地经历了多期构造运动,构造活动强度大,普遍经历了加里东、印支、燕山和喜马拉雅等四大构造旋回的叠加和

改造,不利于海相致密油的保存。总之,中国难以形成北美型的大规模海相致密油,资源潜力整体较差。

第二节 致密油基本地质特征

中国致密油多形成于陆相沉积环境,缺乏像北美地区那样大面积稳定的地台型沉积与克拉通增生式的构造背景。因此,陆相湖盆多凸多凹、多沉积中心、多物源、多期构造活动的地质背景,决定了陆相致密油既具备规模形成与分布的地质条件,同时也表现为烃源岩类型多、储层复杂、源储组合类型多、分布规模差异大、断裂发育、油层特征复杂等基本特征。与海相致密油相比,陆相致密油存在明显的复杂性与特殊性。

一、陆相致密油形成需要哪些条件

在非常规油气资源现实的勘探开发领域方面的著作——《致密油气》(赵政璋,杜金虎等,2012)一书中,笔者将致密油气的形成条件概括为四大要素:稳定—宽缓的构造背景、大面积分布的优质烃源岩、大面积分布的非均质致密储层、源储紧密接触与短距离运移聚集。该书认为致密油气整体呈连续或准连续状分布特征,具体表现为大面积连续分布、局部富集形成“甜点”。

深入研究发现,陆相致密油与海相致密油成藏条件与分布特征既有相似性,也存在区别。随着中国陆相致密油勘探成果更趋丰富以及研究认识不断深入,进一步明确了陆相致密油的形成条件和富集规律,即宽缓的凹槽—斜坡区、优质高效的烃源岩、大面积分布的致密储层、有效的源储配置等四大地质要素控制致密油的形成规模;主生烃凹槽区高丰度、高生烃潜力和高排烃效率的优质烃源岩控制致密油空间分布;物性好、裂缝发育、脆性强的“甜点区”控制致密油的富集高产。

1. 凹槽—斜坡区是形成致密油的有利背景

陆相盆地多凸多凹的构造格局,决定了陆相致密油烃源岩和储层分异性强,分布面积变化大。总体看,生油凹陷或洼槽区的大小决定致密油资源规模,而斜坡区的坡度陡缓决定了分布面积和范围。从构造稳定性来看,凹陷—斜坡区是陆相盆地内部相对稳定地区,坳陷盆地(如鄂尔多斯盆地上三叠统和准噶尔盆地二叠系)和裂陷盆地(如渤海湾盆地古近系)均是如此,目前勘探证实凹陷—斜坡区发育优质烃源岩和致密储层,是致密油资源的主要分布区。以鄂尔多斯盆地为例,三叠系延长组湖盆发育于古生界克拉通基底之上,具有稳定的构造沉积背景,地层构造变形程度微弱,地层倾角 $2^{\circ} \sim 5^{\circ}$,最大 5.5° ,利于烃源岩、区域盖层和重力流砂体及深水席状砂体大面积叠置发育,烃源岩分布面积达 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$,长7段砂体分布面积达 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,为规模致密油资源的形成提供了良好背景。

2. 生烃凹槽优质高效的烃源岩是形成致密油的资源基础

陆相沉积盆地主力生烃凹槽控制优质烃源岩的分布,是形成规模致密油资源的物质基础。

我国陆相烃源岩主要发育在中、新生代,在断陷、坳陷和前陆盆地等均有分布,生油凹陷数量多,烃源岩分布广泛,而烃源岩的品质决定致密油资源富集程度。有机质丰度高、热演化适度、有机质类型好的优质烃源岩往往受主力生烃洼槽控制,分布规模大,在形成常规油气资源的同时,也为致密油的形成提供了资源基础。如鄂尔多斯盆地长7段,泥页岩分布面积约 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$,平均厚度16m,最厚达124m,以I和II₁型干酪根为主,有机碳含量一般为2%~20%, R_o 一般为0.7%~1.5%,生烃强度达 $(400 \sim 800) \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 、平均 $495 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。松辽盆地青山口组同样为大型坳陷湖盆条件下形成的优质烃源岩,页岩、泥岩分布面积约 $6.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,生烃强度达 $(400 \sim 1200) \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。断陷盆地以及山前盆地烃源岩规模明显较小,决定了致密油资源规模较为有限,例如酒泉盆地白垩系烃源岩厚度较大,达400~500m,以I和II₁型干酪根为主,有机碳含量一般为1%~2.5%, R_o 一般为0.5%~1.0%,致密油资源潜力有限。

3. 凹槽—斜坡区分布的致密储层为致密油提供了储集空间

受沉积物源、水动力条件和古构造背景等因素影响,陆相盆地主要发育致密砂岩、碳酸盐岩和混积岩三类致密储层,其分布规模和储集性能控制了致密油的整体分布与富集。富集高产的致密油“甜点区”通常表现出储层物性较好、裂缝发育、脆性强等特征。鄂尔多斯盆地长7段致密砂岩储层分布面积约 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,主要为砂质碎屑流与前三三角洲沉积砂体,单层厚度10~15m,累计厚度10~60m,孔隙度5%~12%,平均7.2%,渗透率一般小于0.3mD,西233“甜点区”孔隙度10.1%,渗透率大于0.2mD,10口水平井试油日产量均超 100 m^3 。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为混积岩致密储层,有利面积 900 km^2 ,单层厚度1~27m,累计厚度20~60m,平均孔隙度8.75%,平均渗透率0.05mD,吉172-H井“甜点区”储层厚度38m、平均孔隙度10%、脆性指数大于11,初期最高日产油近 70 m^3 。

4. 有效源储配置控制致密油运聚成藏

致密油以短距离运移为主,近源聚集成藏。大面积分布的优质烃源岩与致密储层紧密接触是致密油近源成藏的重要条件,按照源储配置关系可分为源内、源上和源下三种源储组合类型。垂向上,致密油储层往往位于烃源层上下或夹持其中,如果断裂过于发育,会导致油气向上运移形成次生油气藏;平面上,致密油分布明显受生烃中心控制,远离生烃中心难以形成规模致密油聚集。近源成藏动力主要来自生烃增压带来的源储压差,生烃时源储压差一般为10~15MPa,使得生成的原油向致密储层短距离运移、连续充注而成藏。根据研究结果,鄂尔多斯盆地长7段源储压差一般为5~15MPa,最高达18~26MPa,为致密油充注成藏提供了动力。

二、陆相致密油有哪些地质特征

中国陆相沉积盆地广泛发育湖泊沉积体系,包括淡水和咸化两类湖盆环境。在晚古生代—新生代,由于大地构造、古气候、古环境的变化,盆地逐渐由海相—海陆过渡相演化为陆相湖泊沉积,尤其是中—新生代以来,湖泊沉积成为中国陆相盆地的主要沉积类型。受盆地类

型、古气候、古地貌及物源供给等因素影响,可按水体性质划分为敞流淡水湖盆和封闭咸化湖盆两种类型,两类湖盆均具备致密油生成、赋存及富集的地质条件(表1-2)。

表1-2 中国陆相湖盆类型及其主要特征对比表

湖盆类型	湖平面变化	源储配置	沉积体系	储层岩性	成藏组合	实例
敞流淡水湖盆	湖侵期	源下	辫状河 三角洲前缘	砂岩	源储紧邻	鄂尔多斯盆地延长组长8段1砂组、松辽盆地扶余油层
	最大洪泛期	源内	三角洲前缘、 重力流	砂岩、泥灰岩、 白云岩	源储共生	鄂尔多斯盆地延长组长7段、松辽盆地青山口组、渤海湾盆地沧东孔二段
	湖退期	源上	三角洲前缘、 重力流	砂岩	源储紧邻	鄂尔多斯盆地延长组长6段3砂组
封闭咸化湖盆	强烈蒸发 湖退期	源内	三角洲前缘、 水下扇、 灰坪、云坪	白云质砂岩、 砂质白云岩、 泥晶灰岩、 沉凝灰岩	源储一体 源储共生	准噶尔盆地芦草沟组,渤海湾盆地歧口凹陷沙一段、束鹿凹陷沙三段、辽河西部凹陷沙四段,四川盆地侏罗系大安寨段,三塘湖盆地条湖组、芦草沟组,柴达木盆地柴西E ₃ ² 、柴西南N ₁

陆相沉积环境对致密油的形成有两方面的影响。一方面,大型陆相湖盆有机质丰富,有利于优质烃源岩的形成。如鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组沉积期,受印支运动的影响,形成了面积大、水域广的大型内陆淡水湖盆,在延长组长7段沉积时期湖盆达到鼎盛,形成了以油页岩、页岩和暗色泥岩为主的优质生油层。另一方面,陆相湖盆物源供应来源广,既有来自物源区(剥蚀区)的碎屑供给,也有生物或化学沉积,还可能受火山作用影响,发育火山碎屑岩,从而可以形成岩性复杂多样的致密储层。总体看,中国陆相盆地既有敞流湖盆环境中形成的砂岩、碳酸盐岩,又有封闭、咸化湖盆条件下形成的砂岩、碳酸盐岩、沉凝灰岩等。因此,中国陆相致密油具有其独特的地质特征,主要表现为,一是烃源岩类型多,有机质丰度平均较高,但变化较大;二是致密储层岩性复杂、物性差,厚度和分布规模变化较大;三是致密油源储组合多样,其中源内致密油最为富集;四是原油饱和度、油层压力变化相对较大。

1. 烃源岩类型变化大,总体资源规模较小

中国陆相致密油以湖相沉积环境为特色,陆相湖盆中发育的优质烃源岩是形成规模致密油的物质基础。优质烃源岩主要发育在湖盆扩张期的凹陷—斜坡地区,沉积环境以深湖—半深湖为主,岩性主要为暗色泥岩、页岩以及泥页岩,为各类储层聚油成藏奠定了烃类基础(表1-3)。中国陆相沉积盆地发育不同类型的优质湖相烃源岩。根据有机质丰度与岩石类型可将陆相烃源岩划分为高丰度纹层状藻类页岩、中—高丰度泥岩和泥灰岩及低丰度泥页岩三种类型。不同类型烃源岩沉积环境不同,有机地球化学指标差别较大,决定了中国陆相致密油多样性和特殊性(表1-4)。

表 1-3 中国典型致密烃源岩特征对比表

盆地	鄂尔多斯	准噶尔	四川	渤海湾	松辽	柴达木	酒泉	三塘湖	吐哈
层位	三叠系 延长组	二叠系	侏罗系	古近系 沙河街组	白垩系	古近系、 新近系	白垩系	二叠系	侏罗系
有利面积 (10^4 km^2)	10	3~5	3	5~10	5~6	1~3	0.3~1	0.5~1	0.7~1
烃 源 岩	岩性	湖相泥页岩	湖相泥页岩	湖相泥岩	湖相泥岩	湖相泥岩	湖相泥岩	湖相泥岩	湖相泥岩
	干酪根类型	I—II ₁	I—II	I—II	I 为主	I—II	II	I—II	I—II
	厚度(m)	10~124	10~35	80~150	30~300	80~450	100~1200	400~500	50~700
	TOC(%)	2~20	1.2~8.9	0.2~3.8	1.5~3.5	0.73~8.68	0.4~1.2	1.0~2.5	0.1~6
	R_o (%)	0.7~1.5	0.6~1.6	0.5~1.6	0.5~2.0	0.5~2.0	0.5~0.9	0.5~0.8	0.6~1.3

表 1-4 中国陆相致密油不同类型烃源岩地球化学参数对比表

类型	TOC(%)	$S_1 + S_2$ (mg/g)	R_o (%)	有机质丰度	典型实例
页岩	5~20	12~75	0.5~2.0	高	鄂尔多斯盆地长 7 段、准噶尔盆地芦草沟组
泥岩、泥灰岩	2~8	3~21	0.5~2.0	中—高	松辽盆地青山口组、渤海湾盆地沙河街组、 三塘湖盆地二叠系
泥(页)岩	0.5~1.5	2~5	0.6~1.8	低	四川盆地侏罗系大安寨段、 柴达木盆地干柴沟组

1) 页岩类烃源岩

页岩类烃源岩最大的特点是具有高有机质丰度。该类烃源岩主要形成于半深湖—深湖沉积环境,湖盆为欠补偿状态,具有良好的自身生产力和有机质保存条件。富有机质沉积物一般形成于最大湖泛期,主要母质为由淡水—半咸水藻类和高等植物经类脂化作用形成的腐泥型干酪根,烃源岩中发育藻纹层。该类有机母质成熟门限浅、生烃效率高,为致密油形成提供了丰富物质来源。该类烃源岩中的有机质类型多为 I—II₁ 型,分布面积广,累计厚度相对较大,有机碳含量高、生烃潜量大,热演化程度处于成熟—高成熟阶段。以鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩为例,岩石薄片、岩样的光学显微镜、扫描电子显微镜观察和 X 射线衍射分析显示,具有纹层状有机质、富莓状黄铁矿、富胶磷矿发育等显著特征,常见晶屑、凝灰质纹层,陆源碎屑和黏土矿物的相对含量较低(图 1-1),富有机质页岩累计厚度一般为 10~60m,有机碳含量 2%~20%,生烃潜量平均为 63.9mg/g,有机质丰度是普通泥岩的 5~8 倍,平均生烃强度高达 $495 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,具有很强的生烃能力,这是鄂尔多斯盆地长 7 段致密油富集的基础条件之一。

2) 泥(灰)岩类烃源岩

泥(灰)岩类烃源岩通常与高丰度页岩具有相似的形成环境,有机质含量属于中—高丰度。该类烃源岩的有机质类型也多为 I—II₁ 型,分布面积较广,累计厚度相对较大,有机碳

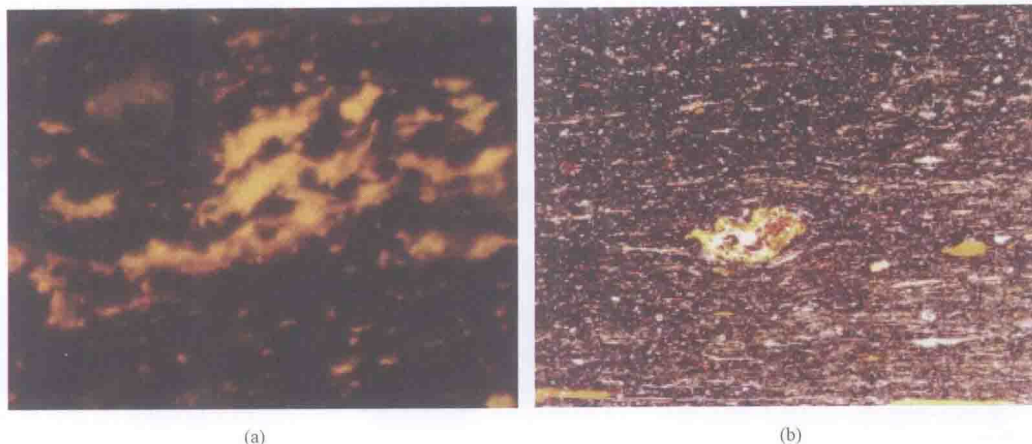


图 1-1 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩岩石薄片照片(据长庆油田,2013)

(a) 耿 252 井,2557.51m,黑色页岩;(b) 里 147 井,2448.8m,黑色页岩

含量高,一般多为 2%~8%;有机质成熟度处于成熟—高成熟阶段,多为 0.5%~2.0%;生烃潜量大,一般介于 3.0~21.0mg/g 之间。如松辽盆地北部青山口组广泛发育的中—高丰度烃源岩,该类烃源岩形成于受湖侵影响的深水—较深水湖相还原环境下。其中青一段对应沉积期湖盆急剧扩张,形成了大面积的深湖相暗色泥岩,有机碳含量普遍大于 2%,平均 2.2%,有机质类型以 I—II₁ 型为主, R_o 一般介于 0.6%~1.5% 之间,中央凹陷区优质烃源岩累计厚度可达 200m,是松辽盆地最重要的烃源岩(张顺,2011)。

3) 泥(页)岩类烃源岩

泥(页)岩类烃源岩多形成于干旱气候条件下的咸化湖泊环境,有机母质类型为咸水—半咸水环境下的浮游生物形成的 II₂—III 型干酪根,具有有机质丰度较低、生烃潜力中等、生烃转化率高等特点,为致密油的形成提供了一定的物质基础。此类烃源岩有机碳含量一般为 0.5%~1.5%;有机质成熟度处于低熟—中高成熟阶段, R_o 一般为 0.6%~1.8%;生烃潜量中等—较差,一般为 2.0~5.0mg/g。如柴达木盆地西南部扎哈泉地区古近系—新近系泥页岩,形成于微碱性半咸水—咸水交替湖相环境,地层中普遍含碳酸盐岩。该区烃源岩有机质类型为 II—III 型,有机碳含量相对较低,一般为 0.4%~1.2%;有机质成熟度处于低成熟—成熟阶段,为 0.5%~0.8%;生烃潜量低,平均为 2.38mg/g;但其生烃转化率高,一般超过 50%。扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩热模拟实验结果表明,该套烃源岩 R_o 一般为 0.6%~0.9%,处于生烃高峰阶段,为致密油的形成提供了必要条件。

2. 储层岩性复杂、物性差、分布规模相对较小

中国陆相致密油储层类型较多,总体呈现岩性复杂、物性差等特点。与海相致密储层相比,陆相致密储层分布规模相对较小。按照岩性、沉积环境等因素,可将致密储层分为致密砂岩、碳酸盐岩和混积岩三大类,不同类型致密储层的物性及其分布规模有较大差异(表 1-5)。一般情况下,大型拗陷盆地以致密砂岩储层为主,局部发育致密碳酸盐岩储层,分布面积和规

模较大,例如鄂尔多斯盆地长7段致密砂岩面积约 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,松辽盆地扶余油层致密砂岩面积约 $2.3 \times 10^4 \text{ km}^2$,四川盆地大安寨段介壳灰岩分布面积达 $3.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。断陷盆地、小型坳陷盆地致密储层类型更多,既有致密砂岩、致密碳酸盐岩,也有致密混积岩,分布面积和规模相对较小,例如渤海湾盆地沧东凹陷孔店组孔二段粉细砂岩与白云岩致密储层有利面积 1500 km^2 ,束鹿凹陷沙三段下亚段泥灰岩有利面积仅 270 km^2 (表1-5)。

表1-5 中国陆相致密油储层特征对比表

类型	盆地/地区	层位	岩性	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	分布面积 (km^2)
砂岩	鄂尔多斯盆地	延长组长7段	粉细砂岩	5~12	0.01~1.35	25000
	松辽盆地	扶余油层	粉砂岩、泥质粉砂岩	5~12	0.01~1.7	23000
		青山口组	粉砂岩	4~12	0.02~1	15000
	渤海湾盆地沧东凹陷	孔店组孔二段	粉细砂岩、白云岩	6~13	0.06~1	1500
	柴达木盆地柴西南地区	新近系上干柴沟组	粉细砂岩	3~8	0.1~1	1100
碳酸盐岩	四川盆地	侏罗系大安寨段	介壳灰岩	1~3	<0.1	38000
	渤海湾盆地束鹿凹陷	沙三段下亚段	泥灰岩	0.5~2.5	0.04~4	270
	柴达木盆地西部	古近系下干柴沟组	藻灰岩、泥晶灰(云)岩	3~7	0.1~10	1200
	渤海湾盆地辽河西部凹陷	沙河街组沙四段	泥晶云岩	4~12	<1	300
混积岩	准噶尔盆地吉木萨尔凹陷	二叠系芦草沟组	砂屑云岩、云质粉细砂岩	6~16	<0.1	900
	三塘湖盆地马朗凹陷	二叠系条湖组	沉凝灰岩	5~25	0.05~1	600
	渤海湾盆地歧口凹陷	沙河街组沙一段	(砂质)白云岩	2~16	<1	1200

1) 致密砂岩

致密砂岩主要形成于陆相敞流湖盆湖平面上升期滨浅湖—半深湖背景下发育的河流—浅水辫状河三角洲、扇三角洲沉积体系,以及陆相敞流湖盆最大湖泛期半深湖—深湖重力流、三角洲前缘等为主的沉积体系中,该类储层是目前国内发现致密油的主要类型。致密砂岩储层岩性复杂、物性差、孔隙类型多样性明显、非均质性强。鄂尔多斯、松辽、渤海湾、柴达木等盆地致密砂岩储层岩性以岩屑砂岩、长石岩屑砂岩为主,其次是长石砂岩,组成岩石的沉积碎屑粒度细、分选与磨圆度差。孔隙类型以粒间(微)孔、粒间及粒内溶孔、微裂缝为主,主要为次生孔隙,原生孔隙比较少见(图1-2),其主要原因是由于压实作用对原生孔隙的保存有不利影响,又由于储层与烃源岩的紧密接触,烃类的流体在生成和短距离运移的过程中,有机酸等物质作用于致密储层,促使次生孔隙相对发育。致密储层物性表现为低孔低渗—特低孔特低渗,孔隙度一般为3%~13%,渗透率通常小于1mD(赵政璋等,2012;张哨楠,2010)。

鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩储层主要发育于湖盆中部水体较深的深湖—半深湖环境。长6—长7段以典型的深水重力流致密砂岩储层为主,物性受成岩相控制。岩性以长石砂岩



图 1-2 中国陆相致密砂岩储层岩石薄片

(a) 齐平 1 井, 2044.14m, 发育粒间溶孔, 松辽盆地; (b) 宁 66 井, 1517.41m, 发育长石溶孔、少量粒间孔, 鄂尔多斯盆地

和长石岩屑砂岩为主, 长石与岩屑含量高, 石英含量低。储层物性较差, 孔隙度一般为 5% ~ 14%, 平均 8.7%; 渗透率一般小于 1mD, 平均 0.2mD。孔隙类型包括原生粒间孔、长石粒间及粒内溶蚀孔, 对储层物性一定程度上起到了改善效果, 而致密储层中发育的构造缝有效提高了储层的渗流能力。

2) 致密碳酸盐岩

致密碳酸盐岩是目前发现的另一种主要的致密油储层类型。该类储层通常形成于陆相湖盆最大湖泛期的深湖—半深湖重力流、前三角洲等沉积环境, 岩性则受物源供应与湖盆性质影响。物源相对充足时主要形成富砂质储层, 物源缺乏时易于形成碳酸盐岩储层。在封闭、咸化湖盆环境下, 储层白云石化较为普遍。该类致密储层广泛发育于晚古生代、中—新生代陆相沉积盆地斜坡—凹陷区, 主要层系有二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系。如渤海湾盆地歧口凹陷沙一段、束鹿凹陷沙三段、辽河西部凹陷沙四段、柴达木盆地西部下干柴沟组以及四川盆地侏罗系大安寨段。

致密碳酸盐岩储层岩性亦表现出复杂多样的特点, 包括藻屑或介屑灰岩、粉砂质或砂质白云岩、白云质砂岩和白云岩等。该类储层物性差, 属于特低孔—特低渗型储层, 孔隙度一般 0.5% ~ 7%, 渗透率一般 0.04 ~ 10mD。以四川盆地侏罗系大安寨段为例, 该段发育一套部分被铁白云石化的介壳灰岩类致密储层, 形成于早侏罗世中期内陆淡水湖泊发育期, 主要分布在大安寨段大一亚段下部和大三亚段上部。储层岩性主要有白云石化的介壳灰岩、泥灰岩、藻灰岩以及泥晶云(灰)岩, 介壳灰岩储层厚度在 0.3 ~ 1.2m 之间, 平均单层厚度小于 1m, 累计厚度 8 ~ 28m。储层整体致密, 孔隙度一般小于 2%, 平均孔隙度 0.97%, 渗透率一般小于 0.1mD, 平均渗透率 0.07mD。通过岩心观察发现, 大安寨段介壳灰岩普遍发育构造微裂缝和高角度缝, 局部缝密度可达 20 余条/m, 有效提高了储层的渗流能力。勘探实践表明, 构造缝起到促进初期高产的作用, 而微裂缝沟通基质孔, 对中后期的低产稳产也起到一定作用。由此可见, 构造缝和微裂缝是影响大安寨段致密储层储集性能的主控因素。致密储层分布受盆地性质与相带展布控制, 通常咸化湖泊环境下形成的白云岩及白云石化致密储层最为有利, 储层夹持在半深湖—深湖相暗色泥页岩中, 埋深适中, 一般小于 3500m, 分布范围相对较广, 在凹陷

和斜坡区均有分布,单层厚度一般 $0.3 \sim 20\text{m}$ 。储集空间主要为溶蚀孔洞、溶蚀微孔、微裂缝及构造裂缝,原生孔较少(图 1-3)。

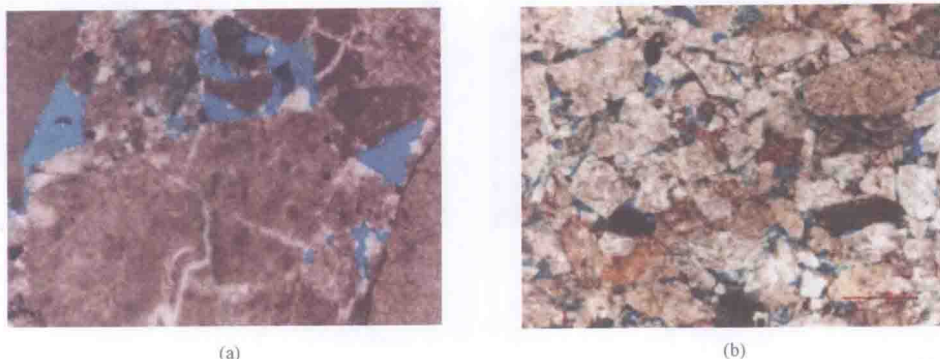


图 1-3 中国陆相致密碳酸盐岩储层岩石薄片

(a) 晋 98X 井, 4007.80m, 发育砾(粒)间溶孔, 渤海湾盆地; (b) 扎 2 井, 3297.53m, 发育残余粒间孔, 柴达木盆地

3) 混积岩

混积岩是一类特殊的致密储层,指陆源碎屑与碳酸盐岩等组分经混合沉积作用而形成的致密储层类型,广义上还包括由陆源碎屑与碳酸盐岩等组分在空间上构成交替互层或夹层的混合型致密储层。混合沉积作用也可以理解为陆源碎屑岩与碳酸盐岩沉积之间的过渡沉积(冯进来,2011)。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组、三塘湖盆地芦草沟组与条湖组、渤海湾盆地歧口凹陷沙河街组一段以及辽河西部凹陷沙河街组四段等均发育有混积岩。

混积岩分布规模相对较小,但储层物性要好于致密碳酸盐岩,储集性能受岩性与溶蚀作用双重控制。分布面积一般为 $300 \sim 900\text{km}^2$,单层厚度一般为 $1 \sim 50\text{m}$ 。岩性主要包括云质粉砂岩、砂屑云岩、石灰岩、白云岩、沉凝灰岩、砂质云岩和泥晶云岩等,一般属于特低孔—超低渗型储层,孔隙度一般为 $2\% \sim 25\%$,渗透率一般小于 1mD 。储集空间以裂缝—溶孔为主,微米级与纳米级孔喉发育,其中微米级孔喉占 $49\% \sim 58\%$,纳米级孔喉占 $42\% \sim 51\%$ 。

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩分布面积约 900km^2 ,单层厚度一般 $1 \sim 27\text{m}$,岩性主要为云屑砂岩、砂屑云岩、微晶云岩、云质粉砂岩和泥质粉砂岩,孔隙度一般 $6\% \sim 16\%$,渗透率一般小于 0.1mD 。不同岩性的储层物性存在差异,其中云质粉细砂岩储层物性较好,平均孔隙度 10.4% ,平均渗透率 0.06mD ;云屑粉细砂岩储层物性最好,平均孔隙度 11.9% ,平均渗透率 0.076mD ;砂屑云岩与泥晶、微晶云岩储层物性较差,平均孔隙度 9.5% 左右,平均渗透率分别为 0.05mD 和 0.32mD 。另外,芦草沟组滩坝云质岩受成岩溶蚀作用影响,储集空间类型包括剩余粒间孔、微孔、溶孔、溶缝及晶间孔(图 1-4),以溶蚀孔洞、溶缝为主。成岩溶蚀改造作用改善了储层的渗流能力,其中储层上“甜点”最大渗透率为 36.3mD ,下“甜点”最大渗透率达 52.6mD ,进汞饱和度为 $90\% \sim 99\%$,退汞饱和度为 $10\% \sim 20\%$,退汞效率较好,表明其孔喉比相对较小,孔隙和喉道的均一化程度相对较高,其中微米级孔喉占 49% ,纳米级孔喉占 51% 。

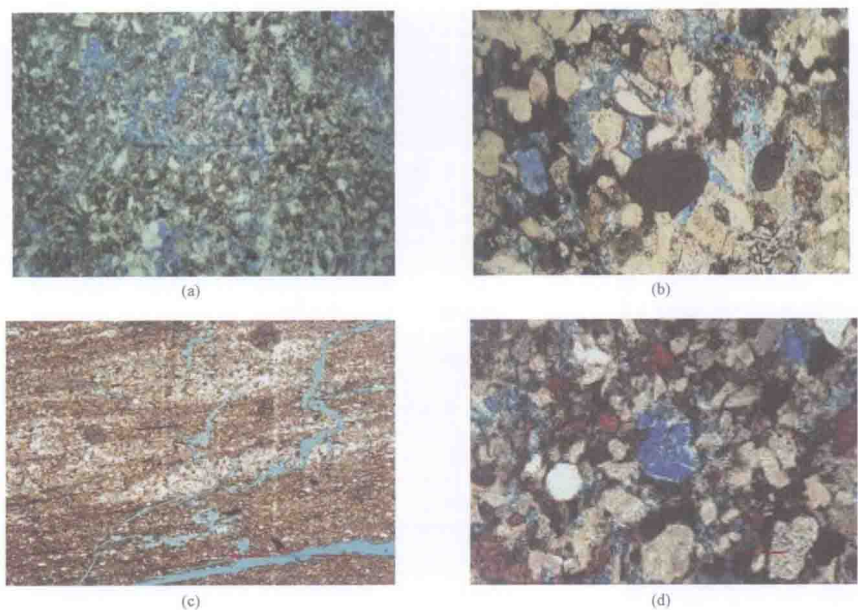


图 1-4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组致密混积岩储层岩石薄片照片
(a) 吉 174 井, 3283.74m, 溶蚀孔发育; (b) 吉 174 井, 3143.30m, 剩余粒间孔发育;
(c) 吉 174 井, 3294.86m, 发育溶蚀缝; (d) 吉 174 井, 3114.86m, 发育剩余粒间孔及颗粒溶孔

3. 源储组合多样, 富集程度差异较大

前已述及, 致密油具有近源成藏特点, 从烃源岩与储层组合方式看, 主要有源上、源下、源内三种类型。不同类型的致密油地质特征有较大差异 (图 1-5、表 1-6), 其中源内致密油充注强度大、含油饱和度高, 更为富集。

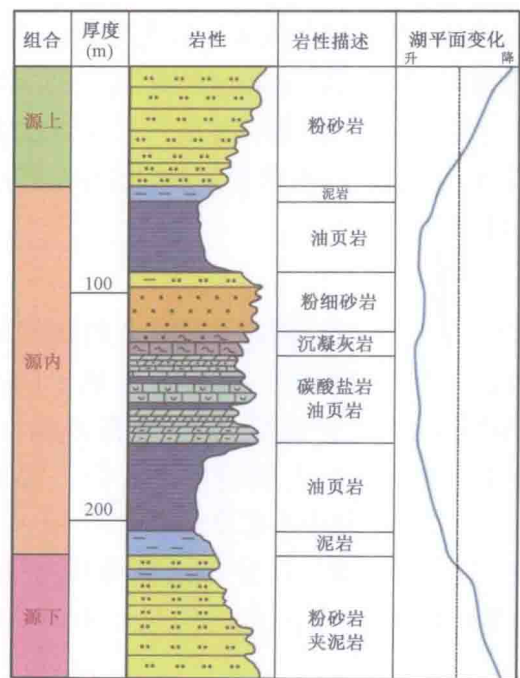


图 1-5 中国陆相致密油组合类型模式