



陆相致密油岩石物理 特征与测井评价方法

刘国强 李长喜 著



科学出版社

陆相致密油岩石物理特征 与测井评价方法

刘国强 李长喜 著

科学出版社

北京

内 容 简 介

本书以中国陆相致密油勘探开发典型层系为地质对象,以“铁柱子井”的岩石物理配套实验分析为基础,较为全面地论述了致密油的岩石物理特征、“七性”参数计算方法、“三品质”评价技术及油气“甜点”优选方法,方法与实例相结合,内容新颖实用,系统地呈现了所构建的致密油测井评价技术体系。

本书可供石油勘探开发专业技术人员使用,也可供相关院校及科研院所作为教材或辅助教材使用。

图书在版编目(CIP)数据

陆相致密油岩石物理特征与测井评价方法 / 刘国强, 李长喜著. —北京: 科学出版社, 2019. 10

ISBN 978-7-03-062383-6

I. ①陆… II. ①刘… ②李… III. ①陆相-致密砂岩-油气测井-研究 IV. ①P631.8

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2019) 第 208694 号

责任编辑: 焦 健 韩 鹏 陈姣姣 / 责任校对: 张小霞

责任印制: 肖 兴 / 封面设计: 北京图阅盛世

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街16号

邮政编码: 100717

<http://www.sciencep.com>

北京九天鸿程印刷有限责任公司 印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2019年10月第 一 版 开本: 787×1092 1/16

2019年10月第一次印刷 印张: 16 1/2

字数: 400 000

定价: 218.00 元

(如有印装质量问题, 我社负责调换)

前 言

致密油分布广泛，勘探开发潜力巨大，是一种极其重要的非常规油气资源。近十多年来，随着北美威利斯顿和二叠纪等盆地的致密油规模有效开发，致密油已接棒了受天然气价格低迷影响而停滞不前的页岩气革命，引领了一场新型的非常规油气资源革命，并一举改变了世界石油的供给格局。比对分析北美致密油开发的成功经验，从资源、技术和经济等多方面综合考虑，致密油应是我国最为现实的非常规石油资源，是最重要的石油增储上产领域。

我国致密油大多数为陆相沉积，相比于北美海相盆地致密油，储层的纵向非均质性强、层间差异明显，横向各向异性大、连续性差，表现为岩性复杂、物性差、孔隙结构复杂，且地应力环境复杂，导致测井响应特征十分复杂、评价难度大，难以简单沿用照搬北美所形成的评价方法。因此，需针对陆相致密油的地质特点与油藏特征，研究建立与之相适应的致密油测井评价技术体系，期以积极有力地支持中国致密油的高效勘探和有效开发。

本书以中国陆相致密油勘探开发典型层系为地质研究对象，以系统取心“铁柱子井”的配套实验分析为基础，系统地呈现了近几年来作者所构建的致密油测井评价技术体系，全书共分六章。第一章概述了中国陆相致密油形成的地质条件、基本地质特征、测井评价内容与进展。第二章较为全面地论述了致密油储层的岩性、物性、含油性、电性和岩石力学等岩石物理特征，明确了其内在地球物理本质，奠定了测井评价的物理基础。第三章系统地阐述了近几年来研发形成的较为成熟的“七性”（岩性、物性、电性、含油性、烃源岩特性、脆性和地应力各向异性）参数计算方法与解释模型，界定了具有致密油特色的测井评价基本内容、基本方法及其适用性，并进而在第四章分析了“七性”参数间所蕴含的内在相互关系，明晰了致密油的成藏特征及其主控因素。根据致密油的烃浓度持续充注成藏特征及需采用水平井大型压裂改造的开发方式，在“七性”评价基础上，第五章著述了源岩、储层和工程等“三品质”测井评价方法，以满足致密油“生烃、储集和动用”全过程所需测井技术需求。其后，第六章论述了基于“三品质”的源储配置关系评价方法，以此优选出致密油的甜点分布层段，并在多井综合对比分析基础上，优选出致密油“甜点”区，为勘探开发部署提供技术依据，为水平井设计和压裂改造提供技术支撑。

本书在刘国强教授统一组织下编写完成。全书结构安排与章节内容由刘国强拟定。各章节主要编写人：前言为刘国强；第一章为杜金虎、刘国强；第二章为刘国强、孙中春、吴剑锋；第三章为李长喜、刘国强、王振林、刘忠华；第四章为刘国强、孙中春、王长胜、吴剑锋、孙红；第五章为刘国强、李长喜、石玉江、王振林；第六章为刘国强、李长

喜、周金昱。全书统一由刘国强修改、审校并最终定稿。参加编写或提供技术材料的人员还有韩成、赵杰、何绪全、丁娱娇、李潮流和汪爱云等。

在本书的撰写过程中得到了郑新权、何海清、李国欣和周灿灿等专家的悉心指导，科学出版社相关人员对出版样稿进行了详细审查和修改。在此，向给予我们大力支持及无私帮助的所有人员致以衷心的感谢！本书撰写历经三年余，四易其稿，但限于作者水平，书中难免存在不妥之处，恳请专家和学者批评指正。

目 录

前言

第一章 绪论	1
第一节 陆相致密油形成的主要地质条件	1
第二节 陆相致密油基本地质特征	3
第三节 致密油测井评价主要内容与资料基础	7
第四节 致密油测井评价主要技术进展	10
第二章 陆相致密油的岩石物理特征	11
第一节 岩性特征	11
第二节 物性特征	26
第三节 含油性特征	45
第四节 电性特征	60
第五节 岩石力学特征	84
第三章 致密油“七性”参数评价方法	111
第一节 烃源岩特性评价	111
第二节 岩性评价	120
第三节 物性评价	138
第四节 流体识别方法	147
第五节 饱和度计算方法	153
第六节 脆性评价	168
第七节 地应力各向异性评价	173
第四章 致密油“七性关系”分析	186
第一节 致密油“七性关系”特征	186
第二节 典型井的“七性关系”	204
第五章 致密油“三品质”测井评价	211
第一节 烃源岩品质评价	211
第二节 储层品质评价	217
第三节 工程品质评价	231
第六章 致密油“甜点”测井评价	240
第一节 源储配置关系分析	240
第二节 “甜点”测井评价方法	244
参考文献	255
常用测井参数中英文对照表	256

第一章 绪 论

致密油为在紧邻或夹于优质生油层系的致密碎屑岩、致密碳酸盐岩及致密混积岩储层中聚集且未经过大规模长距离运移而成的石油资源，其一般无自然产能，或自然产能低于经济下限，需通过大规模压裂才能形成工业产能（赵政璋等，2012）。致密储层的渗透率上限一般被界定为地面空气渗透率 1mD ^①（相当于地下伏压渗透率 0.1mD ）。陆相致密油则是指赋存于陆相沉积盆地中且与之相关的烃源岩与储层均为陆相地层的致密油，因此，其形成的地质条件和地质特征与海相致密油存在着诸多本质性差异。

中国尚未发现大规模海相致密油，目前勘探开发的主要为陆相致密油，分布广泛，在中国八大含油气盆地中均大量分布，主要分布区域有：①鄂尔多斯盆地延长组长7段；②松辽盆地泉头组扶余油层、青山口组高台子油层；③准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组；④渤海湾盆地束鹿凹陷沙三段、辽河西部凹陷沙四段、沧州凹陷孔二段；⑤柴达木盆地扎柴西地区古近系古新统（ E_1 ）和渐新统（ E_3^2 ）；⑥三塘湖盆地条湖组与芦苇沟组；⑦四川盆地川中地区侏罗系大安寨段。

据最近的第三轮资源评价，上述7个主要分布区域的陆相致密油资源潜力规模可观，地质资源量近150亿t，其中I级资源量达45亿t，勘探开发潜力大，是今后若干年中国原油增储上产的主力之一。

第一节 陆相致密油形成的主要地质条件

陆相湖盆多凸多凹、多沉积中心、多物源及多期构造活动的地质背景决定了陆相致密油藏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、断裂发育和油层特征复杂等基本特征，其形成的主要有利地质条件描述如下。

一、沉积背景

各种原型盆地中，相对稳定的凹陷-斜坡区十分有利于烃源岩、储层与盖层的大面积分布是致密油大面积连续分布的十分有利沉积背景，如鄂尔多斯盆地的三叠系延长组致密油发育于古生界克拉通基底之上，构造沉积背景稳定，形成于拗陷湖盆宽缓斜坡-凹陷沉积背景，地层倾角 $2^\circ \sim 5^\circ$ 。

凹陷-斜坡区广泛发育湖泊沉积体系，包括淡水和咸化两类陆相湖盆，按水体性质划

^① $1\text{mD}=0.986923 \times 10^{-9} \text{m}^2$ 。

分为敞流淡水湖盆和封闭咸化湖盆两种类型，两类湖盆均可为致密油的形成、赋存及富集提供有利的沉积背景，如表 1-1 所示。由表 1-1 可知，致密油的有利三角洲前缘、重力流、水下扇、灰坪和云坪是致密油有利沉积环境。

表 1-1 中国陆相湖盆类型的致密油主要沉积背景

湖盆类型	湖平面变化	沉积体系	典型领域
敞流淡水湖盆	湖侵期	辫状河三角洲前缘	鄂尔多斯盆地延长组长 8 ₁ 段、长 7 ₂ 段、长 7 ₁ 段，松辽盆地扶余油层
	最大洪泛期	三角洲前缘、重力流	鄂尔多斯盆地延长组长 7 ₃ 段、松辽盆地青山口组、渤海湾盆地沧东孔二段
	湖退期	三角洲前缘、重力流	鄂尔多斯盆地延长组长 6 ₃ 段
封闭咸化湖盆	强烈蒸发湖退期	三角洲前缘、水下扇、灰坪、云坪	准噶尔盆地芦苇沟组、束鹿沙三段、辽河西部沙四段、四川盆地侏罗系大安寨段、三塘湖盆地条湖组与芦苇沟组，柴达木盆地柴西 E ₃

二、烃源岩条件

我国陆相烃源岩主要发育在中生代、新生代，断陷、拗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，在形成丰富的常规油的同时，也为致密油的形成奠定了资源基础，如松辽盆地青山口组，泥岩分布面积约 $6.2 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，生烃强度达 $400 \times 10^4 \sim 1200 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。广泛发育的优质烃源岩是形成规模致密油的有利烃源岩条件。

三、储层条件

中国陆相湖盆的凹陷与斜坡地区构造相对稳定且宽缓，水动力较弱，不仅烃源岩广泛发育，而且有利于形成大面积分布但物性条件较差的砂岩、碳酸盐岩和混积岩三类储层，是不同类型致密油规模形成的有利条件，这是形成致密油的关键（杜金虎，2016）。如准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组混积岩致密储层有利面积为 900 km^2 ，单层厚度为 0.5 ~ 2m、累计厚度为 20 ~ 60m，平均孔隙度为 8.75%，平均渗透率为 0.05mD；四川盆地川中地区侏罗系大安寨段的介壳灰岩致密储层，分布面积为 $3.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，单层厚度为 0.3 ~ 1.2m、累计厚度为 10 ~ 60m，孔隙度为 1% ~ 3%，渗透率小于 0.1mD。

四、源储配置条件

优质烃源岩与致密储层相互叠置发育、紧密接触，在较大源储过剩压差（一般为 10 ~ 15MPa）驱动作用下，原油持续向邻近致密储层充注，这种有利的源储配置关系是致密油成藏的重要条件（杜金虎等，2014）。优质烃源岩与优质储层（物性好、脆性高、厚度大）相配置，控制着致密油的“甜点”分布。

第二节 陆相致密油基本地质特征

上述陆相致密油的形成条件决定着中国陆相致密油具其特有的地质特征，这包括烃源岩、储层、源储组合和油藏四方面的特征，具体描述如下。

一、烃源岩特征

尽管陆相烃源岩主要发育在湖盆扩张期的凹陷-斜坡地区、以半深湖-深湖环境为主，岩性主要为暗色泥岩与页岩，但不同类型的陆相沉积盆地沉积史和热演化史的不同，导致烃源岩类型、有机地化指标差别较大，如表 1-2 所示。

表 1-2 中国陆相致密油烃源岩特征对比表

烃源岩类型	沉积环境	有机质类型	TOC /%	S_1+S_2 / (mg/g)	R^o /%	典型区块
高丰度页岩	半深湖-深湖	I-II ₁ 型	5~20	12~75	0.5~2.0	鄂尔多斯盆地长7段、准噶尔盆地芦苇沟组
中-高丰度泥(灰)岩	半深湖-深湖	I-II ₁ 型	2~8	3~21	0.5~2.0	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
低丰度泥(页)岩	早咸化湖泊	II ₂ -III型	0.5~1.5	2~5	0.6~1.8	四川盆地大安寨段、柴达木盆地干柴沟组

表 1-2 指出，中国陆相致密油烃源岩的基本特征如下：

- (1) 类型多，I 型、II₁ 型、II₂ 型和 III 型均分布发育， R^o 分布范围为 0.5% ~ 2.0%。
- (2) 有机质丰度较高但变化较大，TOC 分布范围为 0.5% ~ 20%、 S_1+S_2 分布范围为 2 ~ 75mg/g。

二、储层特征

受盆地类型、构造特征、物源供给、沉积环境与成岩演化等因素影响，中国陆相致密油储层类型多样。陆相致密油储层可划分为致密砂岩储层、致密碳酸盐岩储层和致密混积岩储层三大类，它们的物性及分布规模存在较大差异，如表 1-3 所示。

表 1-3 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
致密砂岩	鄂尔多斯盆地	延长组长7段	粉细砂岩	4~10	<0.3	25000
	松辽盆地	扶余油层	粉砂岩、泥质粉砂岩	5~12	<1	23000
		青山口组	粉砂岩	4~12	0.02~1	15000

续表

类型	盆地/地区	层位	岩性	孔隙度 /%	渗透率 /mD	分布面积 /km ²
致密砂岩	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
	柴达木盆地扎哈泉地区	古近系 E ₃ 段	粉细砂岩	3~8	0.1~1	1100
致密碳酸盐岩	四川盆地	侏罗系大安寨段	介壳灰岩	1~3	<0.1	38000
	渤海湾辽河西部凹陷	沙河街组沙四段	泥晶云岩	4~12	<1	300
致密混积岩	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
	渤海湾盆地东鹿凹陷	沙河街组沙三下段	泥灰岩	0.5~2.5	0.04~4	270
	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

表 1-3 指出, 中国陆相致密油的储层特征主要如下:

(1) 岩性类型多样、整体复杂。整体上, 岩性可分为砂岩和碳酸盐岩类两种, 其中砂岩和纯碳酸盐岩 (如四川盆地大安寨段的介壳灰岩) 岩性简单、成分较单一, 但混积岩的岩性复杂, 砂质、云质、泥质和钙质共存, 且渤海湾盆地的沙河街组常沉积方沸石。

(2) 物性差、孔隙度低、渗透率低。孔隙度分布主值为 7%~10%、空气渗透率为 0.3~1mD。

(3) 分布规模相差大但整体相对较小, 分布面积与盆地规模有关。

三、源储组合特征

源储配置是致密油的品质及其分布的主要因素之一。根据致密油源储沉积成因、源储配置方式及近源运聚成藏特征, 以储层为参照位置, 致密油的源储组合有近源和源内两大类型, 其中源内致密油又可分为源储共生型 (烃源岩和储层相互共存) 和源储一体型 (烃源岩是储层、储层是烃源岩), 近源致密油又可分为源上型 (储层位于烃源岩之上) 和源下型 (储层位于烃源岩之下)。具体的配置关系如图 1-1 所示。

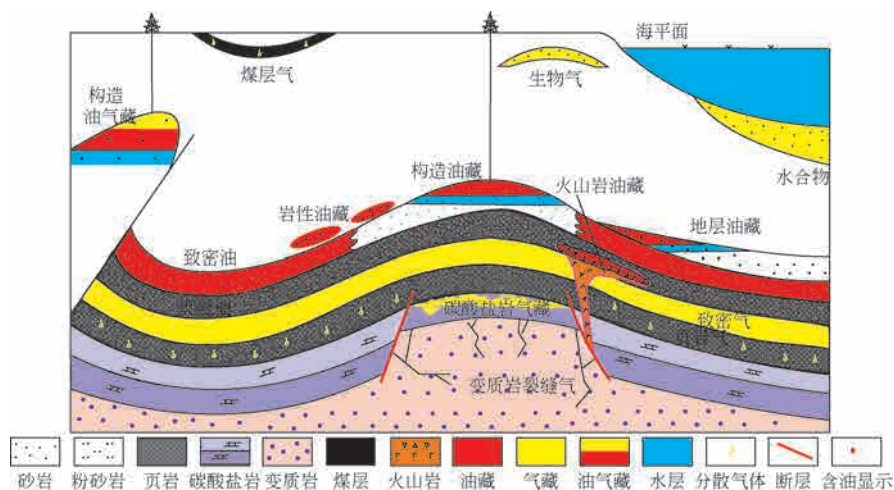


图 1-1 致密油源储配置关系模式

顾名思义，所谓源上型的源储配置关系即为储层分布于烃源岩之上，如鄂尔多斯盆地延长组长 7_2 和长 7_3 致密油；源下型的源储配置关系即为储层分布于烃源岩之下，如松辽盆地扶余致密油；源内源储共生型为源储相互叠置，如松辽盆地的高台子油层；源内源储一体型配置关系则为烃源岩与储层为一体，储层即为烃源岩、烃源岩即为储层，两者并没有清晰界线，如准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组和渤海湾盆地束鹿凹陷沙三段泥灰岩致密油。

由于沉积模式与源储组合的不同，不同类型的致密油具有较大差异性，如图 1-2 和表 1-4 所示，源储组合特征如下：

- (1) 源内致密油主要发育于封闭咸化湖盆，而敞流淡水湖盆可发育各种类型致密油。
- (2) 近源型致密油岩性较简单，以粉细砂岩为主。
- (3) 由于源内致密油源储一体、紧密接触，源储过剩压差大，烃类充注动力强，储层含油饱和度高，十分有利于原油富集。

总之，中国陆相致密油的源储组合类型多样，但源内致密油最富集。

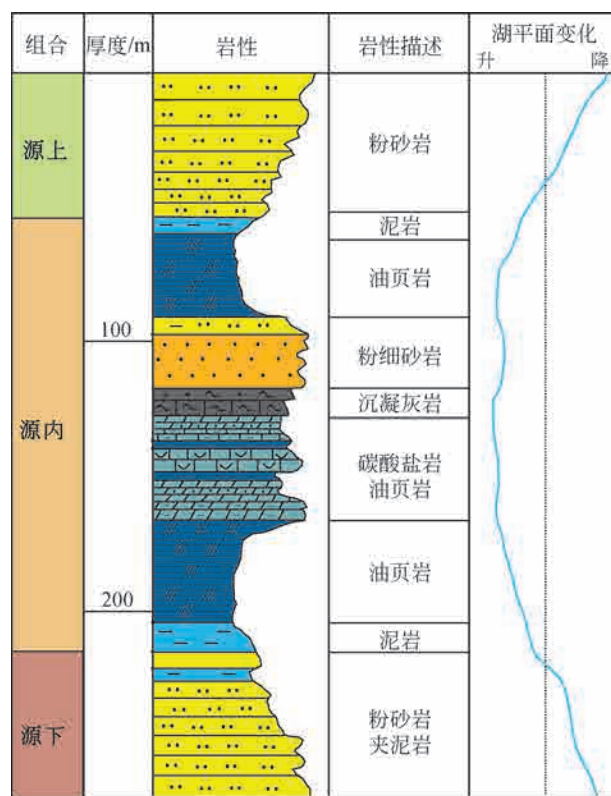


图 1-2 中国陆相致密油组合类型模式图

表 1-4 中国陆相致密油的主要源储组合

湖盆类型	源储配置	成藏组合	典型领域
敞流淡水湖盆	源下	源储紧邻	鄂尔多斯盆地长 8 ₁ 段、长 7 ₂ 、长 7 ₁
	源内	源储共生	鄂尔多斯盆地延长组长 7 ₃ 段, 松辽盆地青山口组, 渤海湾盆地沧东孔二段
	源上	源储紧邻	鄂尔多斯盆地延长组长 6 ₃ 段, 松辽盆地扶余油层
封闭咸化湖盆	源内	源储一体 源储共生	准噶尔盆地芦苇沟组, 渤海湾盆地歧口沙一段、束鹿沙三段、辽河西部沙四段、四川盆地侏罗系大安寨段, 三塘湖盆地条湖组与芦苇沟组, 柴达木盆地柴西 E ₃ 、柴西南 N ₁

四、油藏特征

受构造稳定性、烃源岩热演化程度和保存条件等诸多因素的综合影响, 通常致密油原油性质普遍较好, 含油饱和度较高, 油藏常表现为超压, 如表 1-5 所示。

表 1-5 中国致密油藏特征对比表

盆地	地层	含油饱和度/%	原油密度/(g/cm ³)	压力系数
鄂尔多斯	延长组	65 ~ 85	0.80 ~ 0.86	0.75 ~ 0.85
准噶尔	芦苇沟组	70 ~ 95	0.87 ~ 0.92	1.1 ~ 1.8
四川	大安寨段	52 ~ 65	0.76 ~ 0.87	1.23 ~ 1.72
松辽	青山口组	40 ~ 50	0.78 ~ 0.87	1.20 ~ 1.58
渤海湾	沙河街组	60 ~ 70	0.78 ~ 0.92	0.9 ~ 1.8
柴达木	古近系	50 ~ 65	0.87	1.3 ~ 1.4
三塘湖	侏罗系	66 ~ 92	0.75 ~ 0.85	0.7 ~ 0.9

(1) 在邻近烃源岩生烃持续充注作用下, 原油突破储层的排替压力而成藏, 含油饱和度不断加大, 因此致密油的含油饱和度较高, 但不同类型致密油的分布值较宽、高中低值均有发育, 普遍大于 50%, 最高达 95%。

(2) 原油近源成藏、原油运聚距离短, 且具有良好的烃源岩母质类型和保存条件, 烃源岩一般为轻质油、密度较低, 原油密度一般为 0.7 ~ 0.9g/cm³, 黏度为 0.3 ~ 3mPa·s, 与北美致密油的原油密度 (0.81 ~ 0.87g/cm³) 相当。

(3) 致密油储层普遍具有压力异常特征。致密油成藏过程中, 由邻近烃源岩将生烃作用的增压传导至致密油储层中。且在油气盖层保存条件较好、构造作用相对较弱的条件下, 致密储层中的石油难以散失, 储集空间内的压力难以释放, 从而形成异常高压。中国致密油虽然存在压力异常, 但没有北美致密油明显。与北美比较, 中国陆相沉积盆地构造活动较强, 致密油藏压力系数变化较大, 但对于不同类型致密油, 其压力系数差异较大, 分布范围为 0.7 ~ 1.8。

第三节 致密油测井评价主要内容与资料基础

如本章第二节所述,中国陆相致密油烃源岩类型多样,岩性变化大,孔渗低孔隙结构复杂,层内非均质性强,井间差异较大,这就决定着中国陆相致密油的岩石物理特征和测井响应规律与北美海相致密油存在着本质的区别,不能简单地引用北美致密油的测井评价思路与方法。另外,致密油与烃源岩密切相关。由于储层品质差,整体上为劣质性资源,须采用水平井和大型压裂改造才可获得有效动用,这就决定着致密油评价内容不能简单地沿用常规油业已形成的方法与技术来界定。

一、致密油测井评价的主要内容

中国陆相致密油测井评价既不能沿用常规油藏以“四性关系”为主的测井评价方法与技术,也不能照搬移植北美致密油评价方法与技术,基于中国陆相致密油地质特征及其勘探开发的技术需求,致密油测井评价应承担以下三个方面的主要任务。

一是评价致密油储层特征及其分布,为致密油储量评估提供孔隙度、有效厚度和饱和度等关键参数。

二是评价烃源岩特征,并与储层特征相结合,筛选出各井的致密油甜点分布层段,并通过多井对比分析优选出甜点分布,支持开发建产选区。

三是为钻井和压裂改造提供技术支持,如有利层段优选、井眼轨迹方位设计和压裂参数优化等,促进致密油资源的有效经济动用。

为了完成上述三方面的任务,显然,应采用适用于致密油的非常规思路,开展针对性的岩石物理研究,建立适用的测井评价新方法与新技术。

因此,致密油测井评价可分为三个阶段,具体内容如下:

(1) 既包括常规油气的岩性、物性、含油性和电性“四性关系”评价,又要考虑致密油成藏与烃源岩的关系,以及致密油的资源动用方式,增加烃源岩特性、脆性和地应力各向异性,由此构成“七性关系”评价,这是致密油评价的核心,同时也是致密油评价的基础内容。通过对目标区块的岩心分析、测井和录井等资料较齐全井即“铁柱子”井的测井精细评价,明确“七性”典型特征及其相互的基本关系,指导“七性关系”评价。

(2) 基于“七性关系”评价,开展烃源岩品质、储层品质和工程品质的“三品质”评价,明确目的层段的“三品质”特征及其分布。

(3) 综合考虑源储品质及其配置关系,筛选出致密油的有利层段,通过多井对比和井震结合分析,优选致密油的富集域,即“油气甜点”。

上述三个阶段的评价不断递进、不断深化,由此构成致密油测井评价的完整技术体系(图 1-3)。

二、致密油测井评价的资料基础

上述致密油评价内容,决定了致密油测井评价的资料基础,这包括针对性的岩石物理配套实验和测井采集两个方面的资料。

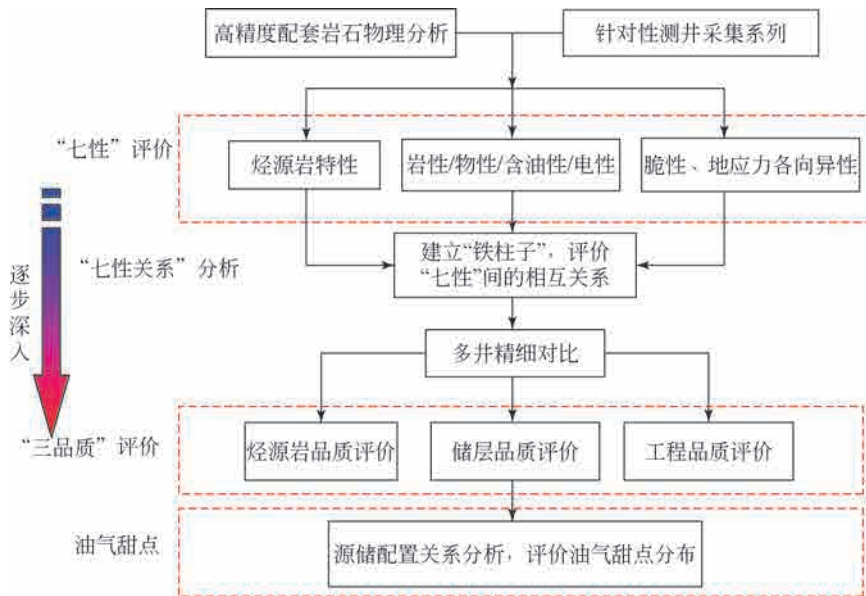


图 1-3 致密油测井评价的思路与主要内容

1. 岩石物理实验资料

致密油岩石物理研究涉及烃源岩、储层和岩石力学三个方面的岩心实验室测量及其数据分析，其所特有的特点决定了其岩石物理实验内容及其特殊性，具体描述如下。

(1) 岩样制备。致密油储层的非均质性和各向异性往往较强，不能等深度地取样，而是基于岩心描述和测井储层分类结果选取有代表性的岩心。实验前，洗油要彻底，否则，对孔渗和岩电等测量影响大，但是，致密油储层低孔低渗且含油性好，洗油困难，应多次长时间反复清洗。

(2) 孔隙度测量。致密油储层孔隙度低，为保证测量精度，孔隙度实验室测量时，应注意做到：①采用气驱方式测量有效孔隙度，以便能够测取微小孔隙的孔隙度。测量时，应用高精度的实验仪器，如采用精度为 0.01% 而非用于常规储层 0.1% 的压力传感器。②核磁共振法测量孔隙度时，仪器的回波间隔应不大于 0.3ms，并加大扫描次数和提高接收增益。③对于源储共生型致密油，可采用岩心碾碎的 GRI 方法测量，以测取发育于干酪根中的连通性差的有机质孔隙度。

(3) 储层孔隙结构。复杂的孔隙结构是致密油储层的基本特征之一，也是描述储层品质的关键参数。分析致密储层孔隙结构较为有效的岩石物理实验方法有高精度核磁共振测量和恒速压汞实验分析等方法。

(4) 岩电参数。由于致密油储层的连通性差，可驱动性差，常规驱替方式难以获取高驱替饱和度，求得的岩电参数真实性差，为此，可采用气驱半渗透隔板法且要求半渗透隔板的突破压力较大（如 7MPa），或者采用离心法并要求离心机具有恒温能力和较大的离心力（如最大离心力为 7MPa）。

(5) 脆性指数。脆性指数测量有动态与静态两种方法。动态法通过测量岩石的纵横波速度等弹性参数进行计算，这与测井声波法的原理相同，如实验室测量时未模拟岩心地下

应力环境,当以实验室动态法确定的脆性指数刻度测井声波法计算值时,要考虑到应力对弹性参数的影响。脆性指数静态法基于应力-应变曲线确定出的杨氏模量和泊松比进行计算。实验时,要对比分析动静态法脆性指数的异同性。对于薄互层状或黏土含量较多的储层,脆性可能存在较强的各向异性。

(6) 地应力。致密油储层地应力各向异性一般较强,应通过三轴(水平、垂直和 45°)岩心测量的纵横波与斯通滤波速度,确定出描述应力-应变关系的刚性矩阵中的各个系数,以各向异性模型计算出最小主应力。实验时,要考虑到两点,一是应力各向异性与黏土含量及其分布形态有关;二是井下取心和地面钻取岩样过程是应力环境改变的过程,这与原地层的井周应力场可能大不相同。

2. 测井资料基础

为了满足“七性关系”评价的资料需求,致密油关键井应测量以下测井项目:

(1) 高精度常规测井,包括自然伽马能谱、密度、声波、中子和电阻率等。采用的测井仪器测量精度应能够满足孔隙度计算精度要求(相对误差小于8%),即要求密度测井仪器精度应小于或等于 $0.02\text{g}/\text{cm}^3$,声波测井仪器精度应小于或等于 $5\mu\text{s}/\text{ft}$ ^①。

(2) 高精度核磁共振测井。考虑到致密油储层的储集空间小,以微小孔喉为主,因此,核磁共振测井时,应做好针对性的测前设计,优选出采集参数与测量模式:①核磁共振测井的回波间隔要足够小($\leq 0.3\text{ms}$),以能够充分测取这些微小孔喉的 T_2 谱,并加大等待时间($>6\text{s}$);②测量资料的信噪比要较高(>20),以保证其孔渗饱计算的精度较高,因此,测井作业时,电缆运动速度要低($\leq 80\text{m}/\text{h}$),叠加次数尽可能大,并应对原始资料进行降噪处理。

即使采用了上述的优化参数,核磁共振采集资料的信噪比可能也较低,这就需要开展提高信噪比的处理,以保证孔隙度和渗透率的计算精度。

(3) 元素俘获或元素全谱测井。对于混积岩等复杂岩性储层,常规测井精细计算其组分的能力较低,须采集元素俘获测井,甚至元素全谱(同时测井俘获谱和非弹散射谱)测井。元素全谱测井还可计算出总有机碳含量,这对烃源岩评价十分有益。

(4) 声波扫描或阵列(偶极)声波测井。阵列声波测井用以计算岩石力学参数、判断地应力方位和计算地应力大小。如目的区块地应力各向异性强,须采用三维声波扫描测井确定水平和垂直的体积模量和泊松比等岩石力学参数,为采用各向异性地应力模型奠定资料基础。

(5) 电成像测井。电成像测井的纵向分辨率高,不仅可评价裂缝产状与大小、薄互层结构特征与沉积特征(层理、韵律和古水流等),而且可据井眼崩落和诱导缝等判断地应力方位。此外,对于碳酸盐岩类储层,利用电成像测井的孔隙度谱,也可评价储层有效性和实现储层分类。

(6) 多相流产液剖面测井。为了评价分段压裂效果,可测量多相流产液剖面测井,评价各压裂段的产液情况,完善压裂设计和测井压裂层段优选。

^① $1\text{ft}=0.3048\text{m}$ 。

第四节 致密油测井评价主要技术进展

2011年以来,针对陆相致密油地质特点和测井评价内容,中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司组织长庆、新疆、吐哈、西南、大庆、吉林等油气田和勘探开发研究院系统开展了测井评价技术攻关,取得了重大进展,形成了特色的以“七性关系”评价与“三品质”评价为核心的致密油测井评价技术体系,在各探区致密油的勘探开发中发挥了重要作用。取得的主要进展可概括为以下几个方面。

(1) 明确了我国陆相致密油储层的地质特点和岩石物理特征,为致密油测井评价奠定了基础。致密油储层普遍具有储层致密且非均质性强、资源丰度低、大面积含油且局部富集的地质特征,我国陆相致密油储层岩性复杂、物性差、次生孔隙发育,含油性受孔隙结构和充注程度双重控制,含油饱和度变化大;储层电性特征受孔隙结构和含油饱和度控制作用明显,且不同充注条件下,岩电关系差异大。此外,陆相沉积的强非均质对储层电性和岩石力学特性具有较大的影响。在测井评价中须系统分析研究区致密油储层岩石物理特征,明确影响测井评价的主控因素,建立针对性的测井评价方法。

(2) 建立了适用的高精度测井采集系列组合与配套的高精度岩石物理实验测量项目组合。针对陆相致密油储层孔渗差、测井信噪比低、岩石物理特征复杂等问题和测井评价需求,系统研究了测井采集系列特点及其适应性,优化采集参数和采集系列组合,提出了针对致密油勘探开发不同阶段的先进适用的高精度测井采集系列,特别是针对不同类型致密油岩石物理特征优化核磁共振采集参数,在探井和重点评价井中规模应用核磁共振测井和阵列声波测井,为储层品质和工程品质测井精细评价提供基础。致密油岩石物理实验分析与常规储层岩石物理实验有较大差异,强调配套性和精确性,须从烃源岩、储层、岩石力学性质等多方面开展岩石物理实验分析。

(3) 建立了致密油“七性”参数测井计算方法与“七性关系”测井分析方法。针对致密油储层基本地质特征和岩石物理特征,提出了在测井评价中首先要建立系统取心的“铁柱子”井,并开展烃源岩特性、岩性、物性、含油性、电性、脆性和地应力各向异性的全方位“七性”特征评价,以岩石物理实验为基础,应用“岩心刻度测井”方法建立了相应的岩石物理参数测井解释模型,大大提高了对致密油储层岩石物理特征的认识与表征精度。根据致密油的源储配置关系,建立了具有致密油特色的针对性的源储组合油层测井综合识别方法。“七性关系”评价揭示了致密油岩石物理特征的内在关联性,是致密测井综合评价的基础。

(4) 在“七性关系”研究的基础上,建立了烃源岩品质、储层品质和工程品质的“三品质”测井综合评价方法。提出了相应的测井表征参数,如砂体结构、孔隙结构、储隔层应力差等,可有效地对“三品质”进行定量评价,以此为基础,通过对“三品质”分类和源储配置关系评价,综合优选致密油“甜点”区,为勘探开发优化部署提供依据并为水平井设计和压裂施工提供技术支撑。

(5) 应用前述技术方法对近源致密油、源内致密油进行实例解剖,阐明了测井评价技术方法在致密油勘探开发中的重要意义,为其他相似案例提供了借鉴方法。

第二章 陆相致密油的岩石物理特征

本章以中国典型陆相致密油为讨论对象，从岩性、物性与孔隙结构、含油性、电性以及岩石力学特性等方面阐述其岩石物理特征与测井响应特征，为“七性”参数计算与“七性关系”研究提供依据。

第一节 岩性特征

受沉积环境、沉积作用和成岩作用等诸多因素影响，中国陆相致密油的岩性复杂，表现为矿物组分多样且纵向与横向变化大。岩性的复杂性，直接影响孔隙度、渗透率和饱和度的计算精度，影响储层品质和工程品质评价的可靠性，是致密油“七性关系”评价中的基础内容。

由第一章第二节可知，致密油的岩性可分为砂岩、碳酸盐岩和混积岩三类，下面就此分别论述它们的岩性特征及其测井响应特征。

一、砂岩致密油储层岩性特征

陆相致密油的砂岩储集层普遍发育，主要分布于鄂尔多斯盆地延长组长7段、松辽盆地扶余油层与高台子油层、柴达木盆地扎哈泉古近系 E_3^2 段和渤海湾盆地沧东凹陷孔二段等，由于沉积和成岩演化的作用，具有特有的岩性特征。

(一) 成分成熟度

成分成熟度低是陆相砂岩致密油最显著的岩性特征之一，这主要体现在以下两个方面：

(1) 长石和岩屑含量普遍较高，多为长石砂岩、岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑砂岩，石英砂岩少见。图 2-1 为扶余致密油岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩薄片图，扶余致



图 2-1 岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩薄片图 (松辽盆地扶余致密油)