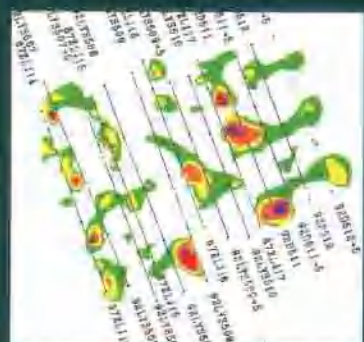
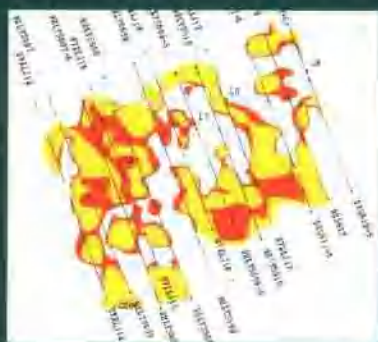
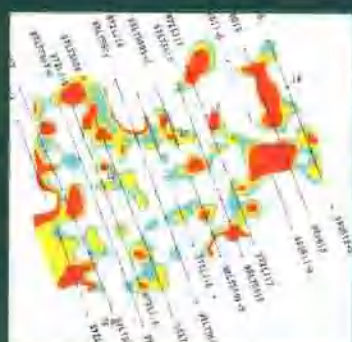
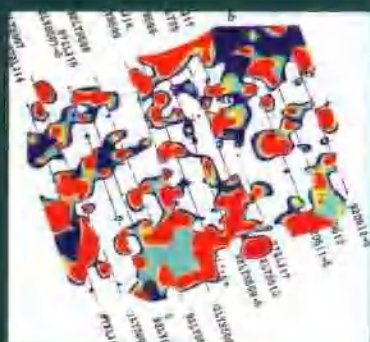


碳酸盐岩储层

地震横向预测

孙建库 朱仕军 沈昭国 编著



石油工业出版社

36.575
215

四川省重点学科建设项目（编号：SZD0414）资助

碳酸盐岩储层地震横向预测

孙建库 朱仕军 沈昭国 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

四川盆地碳酸盐岩储层广泛发育,储集体受构造、岩溶、裂缝控制,油藏规律性差,形态复杂,纵横向非均质性强,探井及评价井钻探成功率一直不高。本书在理论结合实践的基础上分析了不同储集类型碳酸盐岩储层的地质特点,形成了一套有效的预测思路、技术系列及生产流程;以全方位纵波地震资料分析为手段,探讨了裂缝分质的地震响应特征,利用叠前、叠后纵波资料进行方位地震属性分析研究,提取准确的、能刻画裂缝介质特征的地震信息,从而研究裂缝在空间上的分布规律。

本书可供从事油气勘探开发的科研、技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

碳酸盐岩储层地震横向预测/孙建库等编著.

北京:石油工业出版社,2005.5

ISBN 7-5021-5057-9

I. 碳…

II. 孙…

III. 碳酸盐岩-储集层-地震勘探

IV. P618.130.2

中国版本图书馆CIP数据核字(2005)第032757号

碳酸盐岩储层地震横向预测

Tansuan Yanyan Chuceng Dizhen Hengxiang Yuce

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址:www.petropub.cn

总 机:(010) 64262233 发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂印刷

2005年5月第1版 2005年5月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:5.75

字数:141千字 印数:1—800册

定价:20.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

目 录

第一章 绪论	(1)
第一节 地震波阻抗反演方法研究现状	(1)
第二节 地震裂缝预测方法研究现状	(2)
第二章 四川盆地碳酸盐岩不同储集类型储层地质特征	(4)
第一节 裂缝—孔隙型储层的地质特征	(4)
第二节 缝洞型储层的地质特征	(9)
第三章 不同储集类型碳酸盐岩储层地球物理响应特征	(12)
第一节 裂缝—孔隙型储层的地球物理响应特征	(12)
第二节 缝洞型储层的地球物理响应特征	(17)
第四章 碳酸盐岩储层横向预测方法研究	(23)
第一节 碳酸盐岩储层横向预测方法原理	(23)
第二节 裂缝—孔隙型储层横向预测方法应用分析	(39)
第五章 全方位 P 波属性检测地层裂缝方法研究	(59)
第一节 裂缝性油气藏地球物理模型	(59)
第二节 各向异性介质中弹性波传播特征	(66)
第三节 全方位 P 波属性检测地层裂缝	(67)
第四节 应用研究实例	(75)
参考文献	(81)

第一章 绪 论

碳酸盐岩储层的地震横向预测一直是地球物理勘探的一个难点,国内外地球物理界虽经多年攻关,但迄今未有较理想的解决方法。由于碳酸盐岩储层裂缝发育的非均质性,到目前为止还没有一套推广应用很好的针对碳酸盐岩非均质性储层进行地震储层横向预测的方法,尤其是在地震、测井联合反演方面,主要是沿用适合于较均质的碎屑岩储层地震储层横向预测技术。随着油气勘探的深入发展,迫切需要研究、寻找裂隙及裂缝型油气藏,从实际地震数据中提取更多的地震信息,以充分利用不同地震属性特征解决复杂地质问题。四川盆地碳酸盐岩储层广泛发育,主要储层类型有孔隙型、裂缝—孔隙型、缝洞型、裂缝型储层,储集体受构造、岩溶、裂缝控制,碳酸盐岩油藏规律性差,形态复杂,纵横向非均质性强,探井及评价井钻探成功率一直不高,使得四川盆地碳酸盐岩油气藏的勘探开发成为一项世界级难题。鉴于对油气资源需求的不断增长,迫切需要研究能解决碳酸盐岩储层横向预测的有效方法。

地震储层横向预测是油气勘探和油气田开发中不能回避的重要问题,特别是当储层横向变化大,而厚度又较薄时,其含油气性的变化在地震记录上反映很弱,用常规的方法进行储层横向预测十分困难。因此如何对较薄的储层提取准确的地震特征参数,如何选择相关性较小、分类意义显著的地震特征参数是当前储层预测技术要解决的主要问题。针对碳酸盐岩储层横向预测重点需要研究解决的问题主要集中在以下方面:①地震属性参数分析;②地震波阻抗反演;③储层裂缝检测。目前在这些研究领域已取得了长足的进步。

第一节 地震波阻抗反演方法研究现状

从地震记录中获取具有真实地质意义的地层参数,一直是石油地质学家和地球物理学家的研究目标,各种地震反演技术正是在这一实际需求的刺激之下兴起的。最初的波阻抗反演是反射地震记录与标准的零相位地震子波做反褶积处理,将地震反射记录反演成地下地层反射系数,并将此反射系数转换成波阻抗曲线,是一种直接反演方法。在当时的地震储层横向预测中取得了很大的成功。但由于这种反演方法是直接根据地震反射记录进行的,其分辨率很低,并且反演的结果在很大程度上与地震子波提取的精度有很大的关系。为了提高波阻抗反演的分辨率和准确性,很多地球物理工作者为此做了大量的研究工作。如:D. W. Oldenburg 和 Colin Walker 的最大熵(MED)及自回归(AR)方法;B. Ursin 和 O. Holberg 的最大似然反褶积(MLD)方法;Marc Lavielle 的贝叶斯估计反褶积(BED)方法;D. A. Cooke 和 W. A. Schneider 的广义线性反演(GLI)方法等,都取得了很好的效果。这方面有代表性的工业化软件是美国 Landmark 公司的 G-log。波阻抗是储集岩的一种主要物性参数,具有低的多解性和更高的储层横向预测精度,可以较准确地建立储层解释模型和储层含气性解释模型,获得较准确的储层厚度和波阻抗平面分布图,达到储层横向预测的目的。并且随着波阻抗技术在勘探开发领域中应用成功实例的增多,地震波阻抗反演由此

受到世界范围的广泛关注。从 20 世纪 80 年代中后期, 由于地震处理方法技术的不断改进和完善, 地震资料信噪比、分辨率得到了很大的改善, 各种新方法、新技术、新算法不断深入到这个领域。其中最有代表性的方法就是模型波阻抗反演方法。这种方法避开了地震数据带限问题, 可以将波阻抗反演的分辨率提高到储层级, 这是波阻抗反演划时代的里程碑。尽管如此, 反演结果的可信性在很大程度上取决于初始模型的选取, 致使存在多解性。为了克服以上问题, 相继出现了有井约束的宽带约束反演 (BCI) 技术和各种优化算法。这方面具有代表性的论文如: 周竹生的宽带约束反演; S. Gluck 的地层反演方法; D. Carron、E. P. Schlumberger 的井中和地面的井控地层反演; T. Brac 的利用地层模型解释先验信息进行反演; R. D. Martinez 的多参数约束反演方法。以上方法都从不同的角度和计算方法上提高了波阻抗反演的分辨率, 降低了多解性, 代表性的软件有 Seislog、Parm、Strata、CCFY、I-SIS、Jason 等, 并且正在世界各地油气田的勘探开发生产过程中发挥着重要作用。

尽管如此, 波阻抗反演方法仍然存在这样或那样的不足, 如算法复杂, 实现困难; 初始模型不准, 存在多解性; 地震子波提取误差, 影响计算精度; 抗干扰能力差, 难以收敛等等。因此仍需要不断改进, 提出新的、更好的方法。

第二节 地震裂缝预测方法研究现状

随着油气勘探技术的不断提高及勘探程度的加深, 石油和天然气的勘探与开发, 迫切需要研究、寻找裂缝裂隙型复杂介质油气藏。石油勘探的实践证明, 全世界裂缝性油气藏的储量及产量约占世界油气储量及产量的一半。在裂缝性油气藏中油气的运移、聚集与裂缝裂隙发育区域、方位及密度密切相关。据估计全球油气增储上产的重要领域之一便是裂缝性油气藏, 裂缝性油气藏遂成为重要勘探对象和油气工业界的重要研究目标。在这类油气藏中, 含油气裂缝分布控制着油气运移及产能, 因此确定裂缝发育的区域、方位和密度在裂缝性油气藏的勘探开发中具有重大意义。

裂缝性油气藏由于孔隙度低、非均质性强且裂缝分布复杂, 与孔隙性油气藏有本质的区别, 使得对裂缝性油气藏的研究成为当今世界石油界公认的难题。有效地描述裂缝裂隙型油气藏取决于准确地确定裂缝裂隙的方位和密度分布。

用地震方法来研究裂缝, 对地震波在地下复杂介质中传播规律的认识及研究提出了更高的要求。根据地震波的传播理论, 横波比纵波可更为有效地检测地层介质的各向异性。因此自 80 年代初横波分裂现象被发现以来, 利用横波分裂研究地层介质的各向异性进入了一个前所未有的繁荣时期, 并取得了一系列的研究成果。如在介质中的各向异性是由一组定向垂直的裂缝引起的, 那么, 当横波平行或垂直裂缝方向传播时具有不同的旅行速度, 并导致旅行时间的差别或横波在地震数据的水平分量的分裂, 这两个不同的横波能被垂直地分解为平行和垂直裂缝的分量 (Alford, 1986), 其垂直分量可以从横波地震资料中获取裂缝的方向。另外, 两个横波分量的分裂是检测裂缝密度和角度的直接参数。与横波相比, 尽管纵波在各向异性介质中平行或垂直裂缝方向传播时确实有不同的旅行速度, 但它是一个标量波类型, 不能向横波那样分解成分量, 因此, 纵波对地层介质各向异性的灵敏度不如横波。

尽管横波数据提供了裂缝检测的直接手段, 但要想把记录横波分裂转移到勘探工作去还非常困难。各向异性地层的多样性以及横波分裂本身的复杂性, 使人们难以从地震野外资料

中对其准确地进行识别。因此，国内外学者纷纷开展了利用纵波数据进行地层介质各向异性的研究。利用纵波资料检测介质的各向异性，从 20 世纪 60 年代以来就为 Vander、Bamford 和 Crampin、Schoenberg 等研究，并在近几年得到了迅速发展和应用。目前，国外在利用纵波资料检测定向裂缝方面取得了成功的经验，利用纵波方位 AVO、地震属性随方位角的变化规律来检测介质的各向异性在近几年得到了迅速的发展。Schoenberg、D. Cray 等利用地震波方位 AVO 检测裂缝的分布，取得了良好的效果。近期的研究（Mallick and Frazer, 1991; Mallick et al., 1996; Craft et al., 1997）结果表明，应用纵波属性（反射振幅或群速度）随方位与偏移距的变化函数关系能可靠的检测裂缝发育区域、方位和密度（Mallick et al., 1998; Craft et al., 1997）。分析不同裂缝各向异性介质中地震波方位 AVO 变化特征、地震波方位属性特征与裂缝分布的关系及其影响因素，对于利用纵波资料预测裂缝的分布具有重要意义。

第二章 四川盆地碳酸盐岩不同储集类型 储层地质特征

四川盆地已发现的工业油气层自震旦系至侏罗系共有 21 层, 储集岩有碳酸盐岩和砂岩两大类, 少数为火成岩, 以碳酸盐岩储层为主, 共有 17 层。碳酸盐岩储层的天然气储量和产量均占总储量和产量的 90% 左右。目前主要气田有川西南威远震旦系气田、川东石炭系气田、川南、川西南下二叠统气田及四川大部分地区中、下三叠统气田等。

四川盆地内已发现的碳酸盐岩储层多属低孔隙度、低渗透率的储集类型, 且非均质性强, 这是四川碳酸盐岩储层的突出特征 (图 2-1)。四川碳酸盐岩储层的储渗空间, 除孔隙及喉道外, 还有裂缝和洞穴, 裂缝孔隙度一般只有 0.2%, 虽然裂缝孔隙度并不高, 但却对致密储层渗透性的改善起着十分重要的作用。按碳酸盐岩不同的空隙组合, 可划分为四种储集类型: 孔隙型、裂缝—孔隙型、缝洞型、裂缝型。

四川盆地碳酸盐岩储层广泛发育, 有侏罗系大安寨组介壳灰岩 (厚约 10~20m)。三叠系嘉陵江组—雷口坡组储层, 其中嘉二³段气层厚约 8~12m, 为孔洞白云岩。飞仙关组鲕滩储层, 飞三段气层厚约 10~110m, 飞一段气层厚约 10~15m, 为鲕粒溶孔白云岩, 少数为溶孔石灰岩。长兴组生物礁储层, 长兴组气层厚约 70m, 岩性为礁型溶孔白云岩。二叠系阳新统缝洞型储层的阳三段厚约 180m, 阳二段厚约 100m, 大多为生物灰岩。石炭系黄龙组储层厚约 13~22m, 以孔洞白云岩为主。震旦系灯影组裂缝—孔隙型储层, 震旦系气层厚约 30~186m, 为白云岩、藻白云岩。奥陶系风化壳储层, 厚约 60m, 为石灰岩。在川南志留系中也发现有薄互层碳酸盐岩储层等。

四川盆地碳酸盐岩储层的总体特征如下:

- (1) 储层岩性以白云岩为主, 石灰岩次之;
- (2) 储层的基质孔隙度和渗透率总体较低;
- (3) 存在不规则溶洞和一定规模的裂缝;
- (4) 储渗空间类型多样, 空隙结构比较复杂, 储集类型多。

本次主要研究石炭系、嘉二³段、阳新统这两大类具有代表性的储层, 着重定位于两个区块三个目标层。以沙坪场气田裂缝—孔隙型石炭系储层、灵音寺构造裂缝—孔隙型嘉二³段储层、麻柳场构造裂缝孔隙型嘉陵江组储层和灵音寺构造缝洞型阳新统储层为研究目标。下面分别介绍这两大类储层的地质特征。

第一节 裂缝—孔隙型储层的地质特征

一、石炭系储层的地质特征

川东地区石炭系目前是四川盆地储量和产量最多的主力产气层, 石炭系为透镜状储层, 底界超覆在加里东期志留系剥蚀面不同层位之上, 顶界受海西期云南运动影响, 遭到不同程度的剥蚀, 目前钻井揭示出残存厚度 0~80m, 在印支期—燕山期的古隆起附近, 存在有由

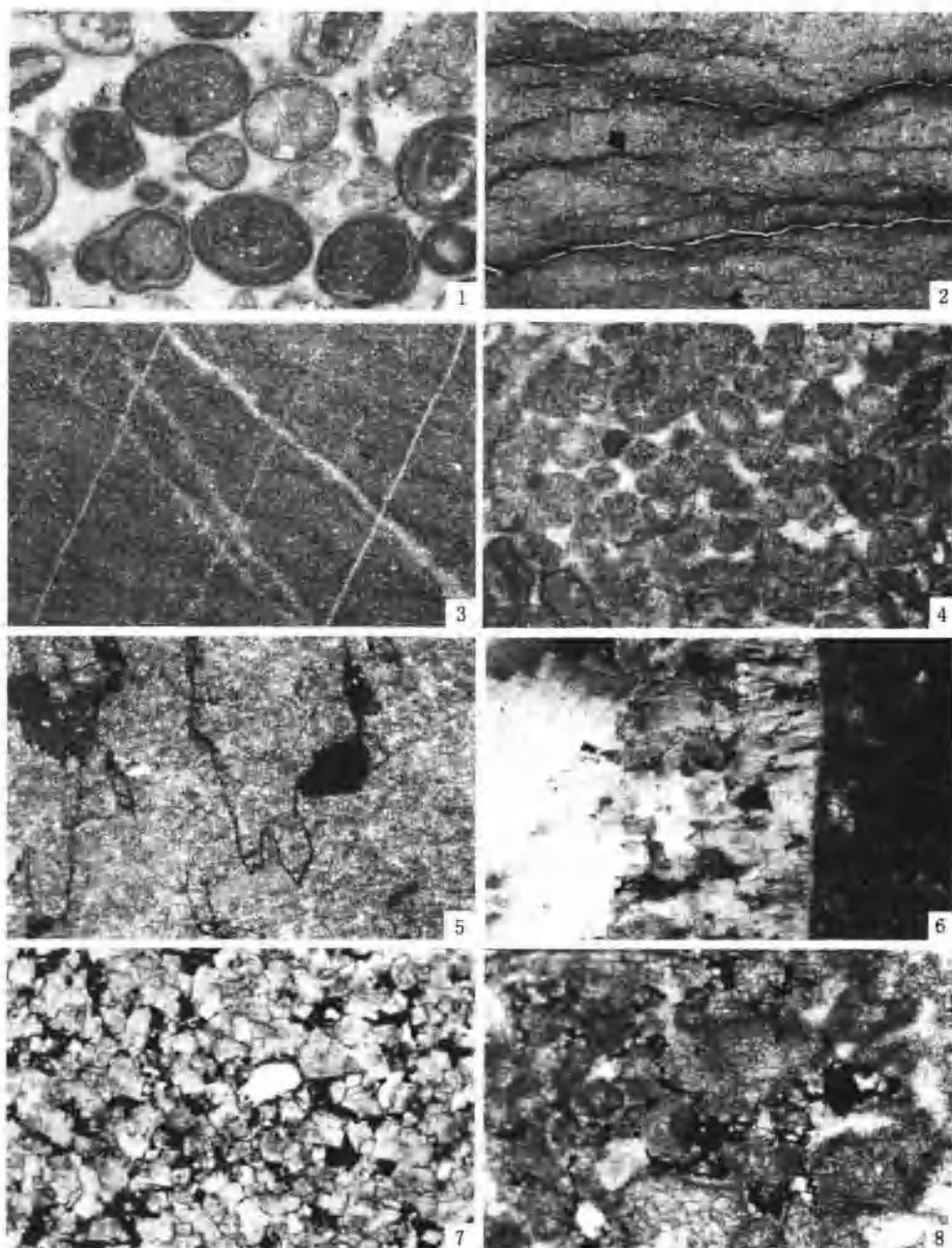


图 2-1 四川盆地碳酸盐岩储层岩石薄片特征

1—亮晶鲕粒灰岩；2—含泥纹泥晶灰岩中的未充填微裂缝；3—泥晶灰岩中的网格状微裂缝被亮晶方解石全充填；4—膏质亮晶砂屑白云岩；5—细粉晶白云岩中的缝合线及伴生的小溶洞，被亮晶方解石和沥青全充填；6—泥晶灰岩中的裂缝被三期方解石充填；7—细粉晶白云岩，含较多的晶间孔，晶间溶孔和小溶洞，被沥青半充填；8—亮晶砂屑白云岩，含少量粒间溶孔，被沥青半充填

石炭系上倾缺失而形成的印支期—喜马拉雅期地层圈闭和地层—构造圈闭，其中，地层圈闭是天然气勘探的新领域。

石炭系黄龙组 (C_2hl) 的浅滩，不但白云岩化强烈，构造裂缝发育，而且大气淡水溶蚀

作用也强烈,因而成为四川盆地内最重要的碳酸盐岩储层。川东石炭系普遍白云岩化,天然气储渗空间主要为孔洞及裂缝,具有孔隙为主要储集空间,裂缝为主要渗储通道的储渗特点。储层厚度、物性横向变化大,具较强的非均质性,为边水气藏。

1. 石炭系储层岩性特征及厚度变化情况

川东及川中东部为上石炭统黄龙组分布区,未见其上的船山组。石炭系自上而下的岩性特征及岩石类型简述于表 2-1。

表 2-1 川东地区石炭系地层及岩石类型简表

地 层			岩 性	古生物	岩相	体系域	钻厚 (m)
统	组	段					
上 石 炭 统	黄 龙 组 (C ₂ hl)	上段 (C ₂ hl ³)	为石灰岩夹白云岩,石灰岩有亮晶粒屑灰岩、泥晶灰岩、同生干裂角砾灰岩及表生岩溶角砾灰岩。白云岩有粒屑、粉晶、干裂角砾等结构,白云岩孔隙称为“上孔层”,横向变化大,为次要储渗层	丰富、门类多,有孔虫、腹足、笔珊瑚、三叶虫等	正常盐度海湾相夹咸化潟湖亚相	高位体系域	1.5~49.5,一般为 10~20
		中段 (C ₂ hl ²)	纵向上具多旋回性,由多个向上变浅序列组成,每个序列自下而上为粒屑云岩 泥粉晶云岩 同生干裂角砾云岩或表生岩溶塌陷角砾云岩。其孔洞发育,称“下孔层”,为主力储产层段。基质产能系数占黄龙组的 96%	以有孔虫、蓝绿藻为主,次为红藻、介形虫、棘皮、笔等	咸化潟湖相	海侵体系域	5~49.6,一般为 10~28
		下段 (C ₂ hl ¹)	中、上部脱膏化、脱云化次生灰岩夹粉晶粒屑云岩,下部为粉晶云岩、藻云岩、次生灰岩,局部为石膏。本段孔隙少,为最次要储层	稀少,蓝绿藻及海百合	膏湖相	低位体系域	1.1~24.5,一般为 3~8
下石炭统	和州组 (C ₁ h)		顶部为砂质云岩,上至下部为云质石英砂岩夹砂质云岩。与下伏志留系为轻微角度不整合				0~24.5

2. 储层特征

在沉积微相、成岩作用及物性分析基础上,前人总结出川东石炭系碳酸盐岩储层特征如下。

1) 孔隙结构及储集岩的划分

按基质储渗能力的大小及聚集烃类的有效性,将川东地区石炭系碳酸盐岩的孔隙结构和储集岩划分为四类(表 2-2)。

2) 裂缝特征

川东地区石炭系储层中的裂缝大致可以分为五个时期:成岩缝、风化缝、东吴期构造充填缝、印支—燕山期构造充填缝、喜马拉雅期构造张开缝。喜马拉雅期张开缝的组系方向与

四川盆地的主要构造方向及断裂方向相吻合，说明喜马拉雅期裂缝受现今构造所控制。喜马拉雅期张开缝对油气渗滤起着重要的作用。

表 2-2 川东地区石炭系碳酸盐岩孔隙结构及储集岩分类表

储集岩 级别	孔隙结构 类型	中值喉宽 r_{50} (μm)	基质克氏气 体渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)				评 价	孔隙 类型
				溶孔	粒间 溶孔	砾间 孔洞	晶间孔		
I 类	粗孔 大喉型	>1.0	>10	>20	>11	>13		好的孔隙型储 集岩	粒间溶孔及砾 间孔洞
II 类	粗孔中喉 型或细孔 中喉型	$1.0\sim 0.2$	$10\sim 0.25$	$20\sim 8$	$11\sim 5$	$13\sim 5$		较好的裂缝— 孔隙型储集 岩，易采	溶孔、粒间溶 孔、砾间孔洞
III 类	粗孔小喉 型或细孔 小喉型	$0.2\sim 0.03$	$0.25\sim 0.0044$	$8\sim 2.8$	$5\sim 2$	$5\sim 2$	$15\sim 4.2$	中等的裂缝 孔隙型储集 岩，难采	晶间孔、溶 孔、砾间孔洞
IV 类	微隙微 喉型	<0.03	<0.0044	<2.8	<2	<2	<4.2	差，若有缝洞 可产工业气流	微晶间隙、晶 间孔及溶孔

3) 川东石炭系黄龙组储渗性能的纵向变化

表征储集能力的孔隙度、有效厚度、储能系数等在纵向上是以中段 C_2h1^2 最好。其下段 C_2h1^1 较差是因有石膏及去云化使其中所夹白云岩孔隙变差所致。上段 C_2h1^3 差是因“上孔层”绝大部分被剥蚀，残留的石灰岩孔隙不发育，而在局部地区 C_2h1^3 段保存较好的构造。其“上孔层”白云岩亦为较好储层，如龙门、沙坪场等。

二、嘉二³亚段储层的地质特征

1. 三叠系嘉陵江组的岩性、沉积相特征

早三叠世嘉陵江期，四川盆地具有相对稳定的大地构造特征，海底地形总的较平坦，但略有起伏且从西向东为极缓倾斜的缓坡，缓坡西侧露出水面而被称为“康滇古陆”，其余地区为极浅水陆表海。在四川盆地周边有一系列岛链、海隆等地貌高地。当时四川盆地的古纬度位于北纬 $10^{\circ}\sim 20^{\circ}$ 之间，据氧、碳同位素计算的古气温为 36.9°C （9 次平均，吴应林，1994），故为热带气候，嘉陵江晚期气候逐渐干旱。由于地壳的升降，冰川的形成和消融而引起海平面的升降与变化。因受上述古构造、古地貌、古气候、海平面变化的控制，四川盆地嘉陵江组自下而上的岩性特征为石灰岩—白云岩—蒸发岩的三层式结构，这种三层式结构在全川除“康滇古陆”边缘的潮坪外均在横向上稳定分布。川西南地区的灵音寺嘉陵江组的嘉一至嘉二段、嘉三至嘉四段及嘉五段为三套三层式结构。因距“康滇古陆”近，碳酸盐岩中的陆源泥质含量较多，致使储层不如泸州古隆起发育。三套三层式结构反映了有三次海平面上升（海进）及三次海平面下降（海退）的海平面变化旋回。

沉积相系指沉积环境及环境的物质表现。三层式结构是正常陆表海相→咸化陆表→海相→蒸发陆表海相在纵向上三次重复的反映。

正常陆表海相：当海平面上升，四川与外海连通，海水盐度正常，约 32g/L ，沉积一套石灰岩、瓣鳃、腹足、双壳类、介形虫、有孔虫等古特提斯域动物群较为丰富。在地貌高处

可形成浅滩粒屑灰岩,若浅滩暴露被溶蚀,形成粒内溶孔可作储层。地貌低处形成泥—粉晶灰岩,具有一定生烃能力。

咸化陆表海:当海平面下降一定程度,周围的海隆间断露出水面,四川处于半隔绝状态,海水咸化盐度达 35~230g/L,形成一套白云岩,白云岩若具孔隙,则成为比石灰岩好的储层。

蒸发陆表海:当海平面下降致使四川与外海完全隔绝时,蒸发使海水盐度高达 230~340g/L,沉积一套石膏夹白云岩,石膏可作为盖层。

2. 嘉二³亚段储层岩性特征

据该区 10 口井的岩屑、岩化、薄片鉴定资料表明,灵音寺嘉二³亚段储层的岩石类型有溶孔鲕粒云岩、晶间孔泥—粉晶云岩、粒内溶孔粒屑灰岩。溶孔的面孔率一般为 0.1%~1.0%,孔径 0.01~0.5mm。溶孔及晶间孔是主要的储集空间,而溶解缝及构造张开缝是主要的渗流通道。

嘉二³亚段储层岩性的横向变化大,致使其几何形态为透镜状。

3. 嘉二³亚段储层的物性特征及储集类型

由表 2-3 可见,灵 2、灵 7 井 73 个样品分析的物性参数如下:灵 2 井的孔隙度为 0.87%~16.58%,平均为 4.33%,其最大基质渗透率为 $3.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小者小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;灵 7 井孔隙度为 0.53%~11.88%,平均为 2.62%,最大基质渗透率为 $0.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表 2-3 灵音寺潜伏构造嘉四¹—嘉二³亚段储层物性统计表

井号	层位	井段 (m)	孔隙度 (%)				饱和度 (%)				渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)					
			样品数	最小	最大	平均	样品数	最小	最大	平均	总样品数	最大	<0.1		>0.1	
													样品数	所占比例 (%)	样品数	所占比例 (%)
灵 1 井	嘉四 ¹	1545.13~1571.5	38	0.35	13	2.48	38	10.86	95.2	65.6	74	3.669				
	嘉三 ³	1571.5~1596.73	37	0.16	8.7	1.40	37	31.49	100	71.6	69	0.299				
	嘉二 ³	1596.73~1614.9	23	0.32	1.8	0.76	23	33.96	83.5	60.6	38	0.0013				
灵 2 井	嘉四 ¹	1694.07~1720.84	41	0.45	9.5	2.14	41	13.8	100	74.5	50	0.414				
	嘉三 ³	1721.9~1737.43	15	0.34	3.6	1.2	15	36.1	89.7	62.2	20	0.011				
	嘉二 ³	1837.74~1860.9	26	0.87	16.58	4.33	26	22.6	100	54.5	37	3.26	26	70	11	30
灵 7 井	嘉二 ³	1954.08~1977.65	47	0.53	11.88	2.62	39	31.9	81.8	61.5	17	0.59	11	65	6	35

据灵 5 井测井解释，嘉二³亚段有三层孔隙层，总厚 10.5m，其测井孔隙度分别为 15%、9%、8%，因裂缝不发育，钻井过程中无气显示。

综合实验室分析的样品物性参数及测井解释孔隙度来看，嘉二³亚段储层的孔隙度及基质渗透率均不太高。与表 2-2 中的储集类型对比，灵音寺嘉二³亚段的储集类型只能属裂缝—孔隙型，即孔隙是主要储集空间，裂缝是主要渗流通道。没有张开裂缝就不能产出工业气流。灵 5 井三层孔隙层的测井孔隙度达 8%~15%，因无裂缝而钻井无显示则是佐证。

第二节 缝洞型储层的地质特征

四川盆地二叠系阳新统为厚层浅海相灰岩，厚度一般为 300~400m，局部白云岩化，质较纯，多年来一直是四川盆地天然气的主力产层之一。阳新统灰岩基质致密，储集空间主要为裂缝及溶蚀孔洞，储层的非均质性极强，为典型的自生自储灰岩缝洞型储层。但宋家场、杨家山、观音场的阳新统存在裂缝—孔隙型储层。

四川盆地下二叠统（阳新统）储层的地层层序和岩石类型归纳于表 2-4。

表 2-4 四川盆地阳新统地层及沉积旋回

层 位			段厚 (m)	岩 性	沉 积 旋 回		沉 积 相	
统	组	段						
阳 新 统	茅 口 组	P ₁ m ⁴ 0~140m	0~60	深灰色中—厚层泥晶绿藻灰岩，夹不规则泥质条带，下部夹燧石结核	海退	第 二 旋 回	滩间 洼地相	
			0~45	深灰色中—厚层泥—粉晶绿藻有孔虫灰岩，质较纯，结构较粗，局部白云化较强				
			0~35	黑灰色中—厚层泥—粉晶牛屑绿藻灰岩，间夹泥质条带				
		P ₁ m ³	0~50	灰—褐灰色块状粉—亮晶红藻有孔虫灰岩，深灰色泥晶生屑（绿藻）灰岩，广安及川东等局部构造白云化较强	海侵中期		浅滩相	
		P ₁ m ^{2a}	10~50	深灰—褐灰色中—厚层红藻有孔虫灰岩或浅灰色泥晶绿藻灰岩	海侵早期		滩间 洼地相	
		P ₁ m ^{2b}	35~50	深灰—灰色厚块状泥—粉晶绿藻（生屑）灰岩，层间夹燧石条带				
		P ₁ m ^{2c}	30~40	深灰—灰色中—厚层泥晶绿藻灰岩，泥—粉晶生屑灰岩夹泥质、燧石条带				

续表

层 位			段厚 (m)	岩 性	沉 积 旋 回		沉 积 相
统	组	段					
阳 新 统	茅 口 组	P ₁ m ¹ 45~70m	20~30	黑灰—深灰色中—厚层泥晶生屑灰岩夹泥质灰岩及燧石条带, 组成“眼球状”构造	海退	第 一 旋 回	滩间洼地 及风暴岩
			5~10	深灰色中—厚层泥—粉晶绿藻灰岩			
			20~30	黑灰色中—薄层泥晶生屑灰岩, 含生屑泥晶泥质灰岩, 夹生屑泥灰岩及燧石条带, 具“眼球状”构造			
	栖霞组	P ₁ q ²	20~30	浅灰—灰白色中—块状粉—亮晶有孔虫红藻灰岩, 夹生屑灰岩, 龙女寺、江油川西一带夹细—中晶白云岩	海侵 中期		浅滩相及 滩间洼地
		P ₁ q ¹ a	15~50	浅—深灰色厚块状亮晶有孔虫红藻灰岩, 泥晶盆屑(绿藻)灰岩			
		P ₁ q ¹ b	20~50	深灰黑灰色中—厚层泥晶生屑(绿藻)灰岩, 夹泥晶和燧石条带			
	梁山组	P ₁ l	0~20	黑灰色灰岩夹粉砂岩, 生屑泥晶灰岩条带, 底为杂色铝土质泥岩	海侵 早期		残积相、 沼泽相

阳新统碳酸盐岩的基质致密, 平均孔隙度为 0.91%, 渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 喉道宽度一般小于 $0.062 \mu\text{m}$, 为非储集岩, 说明原生孔隙基本消失。但阳新统却成为重要工业气层, 主要是有发育的次生空隙及良好的生气能力, 当喜马拉雅期张开裂缝连通同生期孔隙层及东吴期洞穴时, 致密岩中的油气便沿裂缝运移, 聚集在孔隙层或洞穴中形成气藏。

阳新统缝洞型储层的主要地质特征是以缝、洞组合为储集空间, 缝作为通道, 气藏内部极不规则。储层的非均质性极强。

阳新统储层是一个典型的碳酸盐岩缝洞型储层, 其主要特征如下:

(1) 储层结构的复杂性与储渗空间分布的非均质性强是阳新统缝洞型储层的基本特征。

在局部是孔隙层的地区, 同一气层可能被裂缝完全沟通形成统一的裂缝—孔隙系统。但大部分地区为东吴期洞穴与裂缝构成鸡窝状储渗体, 在横向上被分割成互不连通, 具有不同压力、不同气水界面、不同连通规模以及不同储量与产能的多个缝洞系统。其非均质性最典型的特征是在干井附近可出现高产气井。

(2) 大缝洞系统一般位于构造轴部或偏离轴线的一侧发育, 这是因为东吴期洞穴的发育部位与喜马拉雅期背斜部位存在差异所致。

(3) 背斜构造顶部可以是缝洞发育带, 也可以在构造肩部、翼部、构造转折处或断层上盘有缝洞发育带。

(4) 大断层附近由于圈闭受破坏严重, 不利于油气保存, 而离断层数百米之外, 可有缝洞而形成气藏。

通过以上对石炭系、嘉二³亚段、阳新统两大类储集层的地质特征的分析、总结，进一步归纳了四川盆地不同储集类型碳酸盐岩储层的地质特征（表 2-5）。

表 2-5 四川盆地不同储集类型碳酸盐岩储层地质特征表

储集类型	储集空间	渗流通道	物 性 特 征	分 布 层 位	地 质 特 征
孔隙型	孔隙	大喉道	$\phi > 15\%$, 基质 $K > 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $r_{50} > 1\mu\text{m}$	在 C、T _{1j} 、T _{2l} 、P _{2ch} 局部出现, 厚 0.1~2m	孔隙度高, 渗透率大, 喉道宽, 无需裂缝, 仅靠孔、喉便能产出工业气流。四川的孔隙型储层很少, 在各层位中呈薄夹层, 于局部地区存在, 是次要的储层
裂缝 孔隙型	孔隙	裂缝为主, 中、小喉道 为次	ϕ 为 $15\% \sim 2.5\%$, 基质 K 为 10×10^{-3} $\sim 0.0044 \times 10^{-3}$ μm^2 , r_{50} 为 $1 \sim 0.03\mu\text{m}$	在 Z、C、P _{2ch} 、T _{1f} 、 T _{1j} 、T _{2l} 大量存在, 在 P ₁ 局部存在	孔隙度中等, 渗透率小, 喉道窄, 要有张开裂缝才能产出工业气流, 是四川盆地主要的储集类型。孔隙层夹于致密层中, 由裂缝网络连通。孔隙层为大、小透镜状, 大者在气藏内呈似层状
缝洞型	洞穴	裂缝	基质 $\phi < 2.5\%$, 基 质 $K < 0.0044 \times 10^{-3}$ μm^2 , $r_{50} < 0.03\mu\text{m}$	主要分布于 P ₁ 、J _{1dn} 中也存在	岩石基质致密为非储层, 但存在次生溶洞、溶道、暗河并被张开裂缝连通时, 可形成鸡窝状相互孤立的储渗体, 形成同层内多个不连通的气藏。阳新统为这种储集类型
裂缝型	裂缝	裂缝	基质 $\phi < 2.5\%$, 基 质 $K < 0.0044 \times 10^{-3}$ μm^2 , $r_{50} < 0.03\mu\text{m}$	在 Z、C、P ₁ 、P _{2ch} 、 T _{1f} 、T _{1j} 、T _{2l} 的致密 岩中局部出现	岩石基质致密为非储层, 在其中仅存在张开裂缝网络。裂缝型储层在四川未形成中型工业气藏, 它夹于裂缝—孔隙型储层中, 共同构成工业气藏

第三章 不同储集类型碳酸盐岩 储层地球物理响应特征

前面较为详细地阐述了裂缝-孔隙型(石炭系及嘉二³亚段)、缝洞型(阳新统)两大类典型储层的地质特征,这两大类储集类型在四川盆地普遍存在。下面分别研究这两大类储层的地球物理响应特征,这是开展储层横向预测、储层裂缝识别的支柱和基础。

第一节 裂缝—孔隙型储层的地球物理响应特征

一、石炭系储层的地球物理响应特征

1. 石炭系的测井响应特征

1) 沙坪场背斜构造石炭系测井曲线的一般特征

沙坪场背斜构造已知井的测井资料特征比较明显,主要表现为:不同构造部位天然气储层测井响应不同,同一探井中的曲线特征随岩性和深度变化。

沙坪场构造不同构造部位黄龙组岩性的差异造成了不同井中测井曲线特征的不同,以中段为例,双侧向曲线向顶、底增大的变化趋势在构造北部的天东14井就不存在(图3-1),而在构造中部的天东26井、南部的月东1-1井上述变化趋势最突出(图3-2)。天东14井的黄龙组中段测井曲线幅度变化明显表现出“互层”特征。另一特点是同一井中测井曲线随深度和岩性变化,中段则尤为明显(图3-1)。

沙坪场地区测井曲线的上述变化特点,是由岩性在纵、横方向的变化和孔隙、裂缝发育程度等多方面因素造成的。这些变化特点造成了油气预测的困难。因为它干扰了乃至掩盖了储层储集物性变化、含天然气造成的地震反射波特征的变化。

2) 沙坪场背斜构造天然气储层的测井资料特征

尽管沙坪场背斜黄龙组具有埋藏深度大、储层岩性和物性横向变化大、石灰岩层本身速度高等特点,然而,天然气的大量聚集对储层测井响应影响极大。对测井资料进行分析研究后认为:沙坪场构造区黄龙组白云岩、石灰岩层聚集了天然气后,其声波速度下降了300~400m/s,岩层密度下降了0.05g/cm³左右(表3-1)。

2. 石炭系储层的地震响应特征

1) 石炭系模型正演分析

川东大部分地区石炭系拥有得天独厚的地质、物理基础—顶、底面皆为强反射系数。

由前述的地质、物理基础,设计了石炭系厚度由0逐渐变化到100m的楔状体,层速度采用6500m/s,上覆梁山组厚15m,层速度为4800m/s。下伏志留系为泥岩,层速度为5000m/s,在石炭系缺失段还设计了志留系顶部为粉砂岩或泥质粉砂岩,层速度采用5800m/s的正演模型(图3-3a),用35Hz雷克子波作正演,结果见图3-3b和图3-3c。为更清晰观察石炭系不同厚度和反射波形间关系,在0~76m间选择不同厚度作了正演(图3-4)。

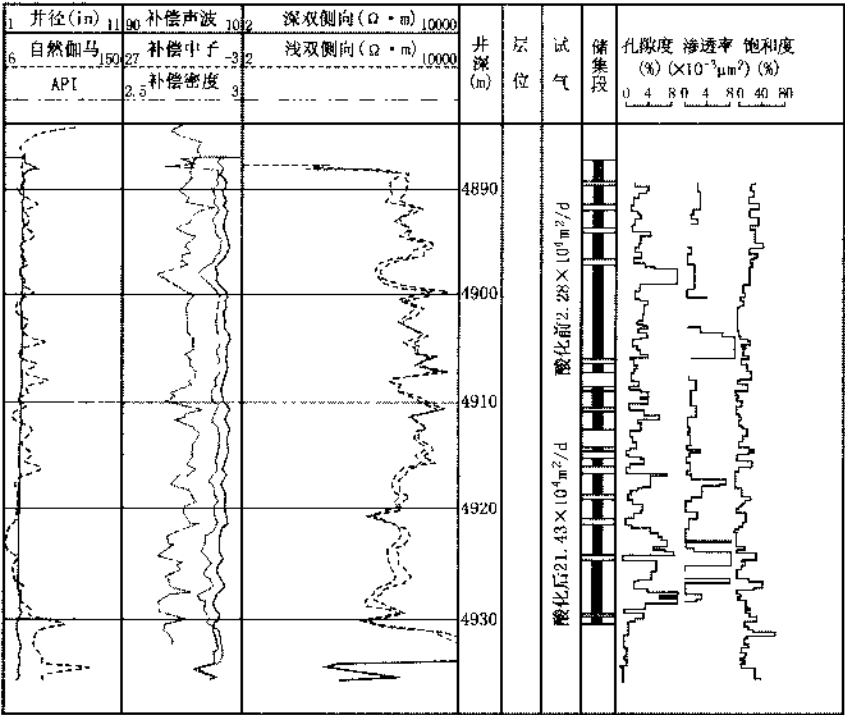


图 3-1 天东 14 井测井曲线图
(据四川石油管理局资料重编)

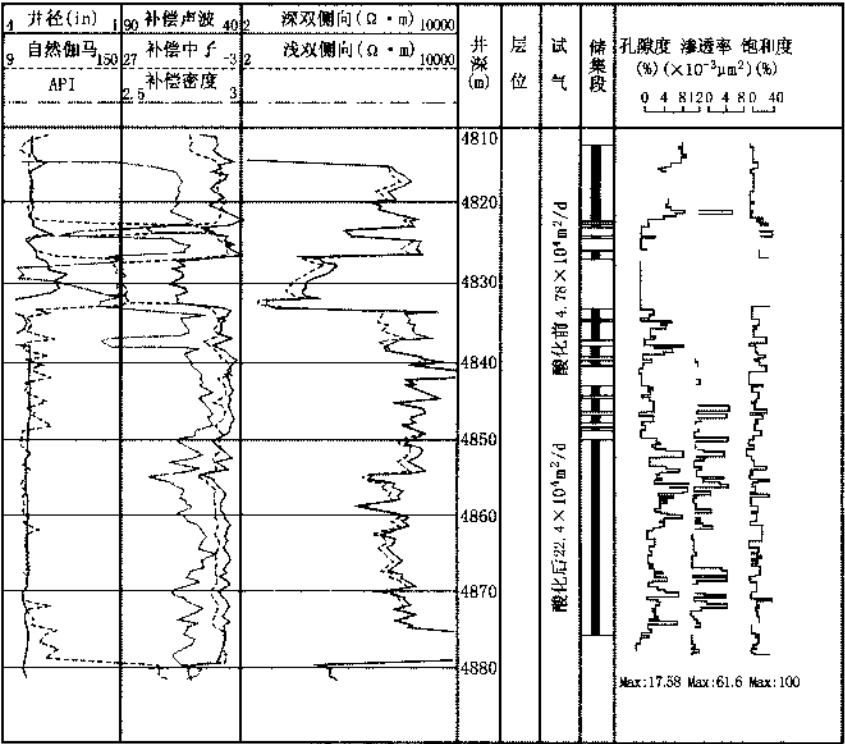


图 3-2 天东 26 井测井曲线图