

松辽盆地南部致密油 地球物理技术研究及应用

侯启军 赵志魁 王立武 李建忠 江涛等 著



科学出版社

松辽盆地南部致密油 地球物理技术研究及应用

侯启军 赵志魁 王立武 李建忠 江涛等 著

科学出版社

北京

内 容 简 介

本专著以烃源岩研究和致密油储层相关实验为前提,以松辽盆地南部扶余油层致密油为主线,阐述致密油的测井评价技术和地震技术;在测井上针对致密油储层“七性关系”评价,通过精选参数,建立测井解释方程和模型,利用有限的测井资料最大限度地寻找潜力层;在地震上采用地震预测的精细处理技术和地震综合解释技术,寻找“甜点”,预测产能;全面细致地总结松辽盆地南部致密油勘探开发技术。

本书适合高等院校和科研机构从事油气勘探开发的相关人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

松辽盆地南部致密油地球物理技术研究及应用 / 侯启军等著. —北京: 科学出版社, 2019. 11

ISBN 978-7-03-063220-3

I. ①松… II. ①侯… III. ①松辽盆地-致密砂岩-油气勘探-地球物理勘探-研究 IV. ①P618. 130. 8

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2019) 第 247397 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>

三河市春园印刷有限公司 印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2019年11月第 一 版 开本: 787×1092 1/16

2019年11月第一次印刷 印张: 14

字数: 330 000

定价: 198.00 元

(如有印装质量问题, 我社负责调换)

主要编写人员

侯启军 赵志魁 王立武 李建忠
江 涛 单玄龙 王树平 丛立芬
王立贤 唐振兴 黄 棱 苗 志
吴 名 余再超 叶宏杰 张红杰

前 言

近年来，致密气、致密油、页岩油等非常规油气资源在美国、加拿大、澳大利亚等国家成功得到了商业开发，目前已在全球能源结构中占据重要地位。与常规油气成藏不同，致密储层具有低孔低渗的特征，毛细管阻力较大，并且致密储层内油气的运移和分布不受浮力的影响。

松辽盆地南部扶余油层是吉林油田的主力油层之一，资源规模大，潜力大，总资源量达 $18.87 \times 10^8 \text{t}$ ，占吉林探区中浅层石油总资源量的 90% 以上，根据成因机理、储层物性、油控主要因素，扶余油层的油藏类型可分为构造油藏、断层岩性油藏和岩性油藏三类。过去勘探以构造、断层岩性油藏为主，埋深在 300 ~ 1750m，孔隙度大于 12%，渗透率大于 1mD ^①，勘探对象相对简单，物探技术针对以上勘探对象能够较好地满足部署需求。

扶余油层的储层特征为三角洲平原-三角洲前缘相沉积，砂体横向连通差，纵向叠置，平面上形成大面积连片的砂体。其致密油储层以砂泥岩薄互层为主，砂体纵横向交错叠置、横向连通性差、泥岩隔层薄、砂泥岩的波阻抗差异小，导致砂泥岩地震反射特征对应关系差、纵横向分辨砂泥岩困难。因此，物探工作紧密围绕致密油水平井油层钻遇率，开展针对性的精细构造解释及致密油储层有效刻画技术攻关。在测井上针对致密油储层“七性关系”评价，通过精选参数，建立测井解释方程和模型，利用有限的测井资料最大限度地寻找潜力层。在地震上采用地震预测的精细处理技术和地震综合解释技术，寻找甜点，预测产能，为扶余油田的增储做出贡献。

致密油成藏条件中较为重要的一个控制因素就是它的生油条件，即是否具有优质的烃源岩，为致密油成藏提供基础，可以说致密油烃源岩的生油条件决定了它的工业产量。例如，目前致密油产量最高的 Williston 盆地 Bakken 组的烃源岩为陆架相页岩，其 TOC 含量在 8% ~ 20%， R_o 值在 0.7% ~ 1.0%。

本专著以烃源岩研究和致密油储层相关实验为前提，以松辽盆地南部扶余油层致密油为主线，阐述致密油的测井评价技术和地震技术；全面细致地总结松辽盆地南部致密油勘探开发技术，不仅对扶余油层致密油规模储量有效开发利用有指导意义，也为类似地质条件致密油评价开发的科学决策提供更有价值的依据和参考。

^① $1 \text{D} = 0.986923 \times 10^{-12} \text{m}^2$ ，达西。

目 录

前言

第 1 章 国内外致密砂岩储层预测研究现状	1
1.1 国内外致密油藏研究现状	1
1.1.1 国外致密油藏研究现状	1
1.1.2 国内致密油藏研究现状	3
1.2 致密砂岩储层预测研究现状	5
1.2.1 致密砂岩储层预测技术发展现状	5
1.2.2 致密砂岩储层裂缝检测研究现状及发展趋势	8
第 2 章 烃源岩研究及评价标准的建立	11
2.1 烃源岩地化指标分析及评价标准建立	11
2.1.1 烃源岩分布特征及品质分析	11
2.1.2 烃源岩评价标准的建立	20
2.2 烃源岩测井地化及有机非均质性刻画	25
2.2.1 $\Delta \lg R$ 方法原理及模型改进	25
2.2.2 有机非均质性测井建模及验证	26
2.2.3 烃源岩有机非均质性评价及有机碳分布	29
2.3 烃源岩生排烃量评价及平面分布特征	31
2.3.1 烃源岩生烃热模拟实验及生烃特征	31
2.3.2 烃源岩生烃定量评价	33
2.3.3 烃源岩排烃定量评价	34
2.4 烃源岩超压演化特征及平面分布	37
2.4.1 基于声波时差评价超压	38
2.4.2 基于 BasinMod 软件恢复超压史	38
第 3 章 致密油储层成藏实验分析	43
3.1 致密油充注模拟实验及充注特征分析	43
3.1.1 致密储层突破压力实验	43
3.1.2 致密油充注实验	45
3.2 致密油成藏期及储层致密期研究	48
3.2.1 流体包裹体发育丰度及赋存特征	50
3.2.2 流体包裹体均一温度及致密油成藏期分析	54
3.2.3 储层致密期分析及与油气成藏期关系	60
第 4 章 松南扶余油层致密油概况	64
4.1 致密油地球物理技术研究经历	64

4.2	扶余油层致密油特征	66
4.2.1	石油地质特征	67
4.2.2	地震资料情况	68
第5章	致密油测井评价技术	72
5.1	测井技术研究难点与技术路线	72
5.1.1	研究难点	72
5.1.2	技术路线	72
5.2	致密油“七性”关系评价	73
5.2.1	测井资料标准化	74
5.2.2	储层岩石学特征分析	74
5.2.3	电性特征	78
5.2.4	物性特征	80
5.2.5	含油性评价	93
5.2.6	烃源岩特征评价	100
5.2.7	岩石力学参数评价	101
5.3	储层分类研究	108
5.3.1	物性下限	109
5.3.2	储层分类	110
第6章	测井技术在乾安地区的应用	116
6.1	直井“七性”解释评价	117
6.1.1	直井处理解释流程	117
6.1.2	老井复查	118
6.1.3	试油层建议	121
6.1.4	建立产能图版	124
6.1.5	直井新井“七性”解释评价	131
6.1.6	区域“甜点”有效分析	132
6.2	水平井解释评价	135
6.2.1	水平井处理解释流程	135
6.2.2	建立解释图版、标准	135
6.2.3	脆性与常规“四性关系”	139
6.2.4	水平井处理解释评价方法	140
6.3	水平井优化选层	143
6.3.1	存在的问题	143
6.3.2	原因分析	143
6.3.3	工程参数与测井参数分析	145
6.3.4	优化原则	147
6.3.5	实例分析	147
6.4	水平井产能预测技术	150

6.4.1	不同产能层特征分析	150
6.4.2	有效厚度指数评价法	153
6.4.3	建立产能解释图版	153
6.4.4	新井产能预测	153
6.5	建议	157
第7章	致密油“甜点”地震处理与解释技术	158
7.1	扶余油层致密油地震预测研究	158
7.1.1	扶余油层致密油地震地质特点	158
7.1.2	致密油地震综合预测难点	158
7.1.3	致密油地震预测研究思路及研究内容	161
7.2	致密油地震预测的精细处理技术	162
7.2.1	存在的问题	162
7.2.2	针对储层预测的保幅拓频处理技术	163
7.2.3	基于水平井的精细构造成像技术	165
7.2.4	面向储层预测的 AVO 特征保持处理技术	167
7.2.5	VSP 井震联合处理技术	169
7.2.6	近地表 Q 补偿处理及黏弹性叠前时间偏移	171
7.2.7	相位处理技术	172
7.2.8	处理效果分析	173
7.3	扶余油层致密油地震综合解释技术	174
7.3.1	基于水平井的精细构造解释技术	174
7.3.2	基于水平井的精细储层预测技术	175
7.3.3	地震叠前反演裂缝及应力预测	186
第8章	致密油地震技术的应用	196
8.1	致密砂岩储层预测与水平井导向技术	196
8.1.1	精细井震标定技术	197
8.1.2	模型正演分析技术	199
8.1.3	地震属性分析技术	199
8.1.4	波形聚类分析技术	202
8.1.5	地质统计学反演技术	203
8.1.6	地震随钻导向技术	205
8.2	取得的主要技术成果及应用效果	207
8.2.1	取得的主要技术成果	207
8.2.2	技术应用效果	208
参考文献		210

第 1 章 国内外致密砂岩储层预测研究现状

1.1 国内外致密油藏研究现状

致密油是指夹在或紧邻优质生油层系的致密碎屑岩或者碳酸盐岩储层中，未经过大规模长距离运移而形成的石油聚集（赵政璋等，2012），一般无自然产能，需通过大规模压裂才能形成工业产能（赵政璋等，2012；Cander，2012；邹才能等，2013b）。近年来，美国石油勘探大力推广水平井体积压裂技术，致密油勘探取得重大突破，继 2000 年巴肯（Bakken）致密油、2008 年鹰滩（Eagle Ford）致密油取得突破后，2012 年蒙特利（Monterey）致密油又获重大突破，产量快速上升，美国能源信息署（U. S. Energy Information Administration, EIA）2017 年预测：2017 ~ 2040 年致密油将成为美国原油增长的主力军，年产量有望突破 3×10^8 t。

我国致密油勘探开发起步较晚，但初步的勘探实践与研究证明，我国致密油具有良好的发展势头，近些年我国致密油的勘探发展迅猛（童晓光，2007；赵政璋等，2012；贾承造等，2012a；吕燕等，2012；邹才能等，2013a；郭秋麟等，2013；杜金虎等，2014；张君峰等，2015；李登华等，2017），致密油将会是我国未来石油勘探最为主要的接替领域（赵政璋等，2012）。随着地质认识的不断深化、工程技术的不断进步和管理模式的不断创新，致密油将会持续快速发展，必将对我国石油工业产生非常深远的影响，为保障国家油气能源安全做出新的重要贡献，满足国家日益增长的油气能源需求。

1.1.1 国外致密油藏研究现状

1. 国外致密油分布概况

近年来，致密油勘探开发极为活跃，作为一种重要的能源供给形式，世界大部分国家和地区均已发现了致密油资源。据统计，全球致密油资源总储量为 9230×10^8 t，技术可采储量为 467.4×10^8 t，平均采收率为 4.96%。其中，2/3 以上的致密油资源集中于俄罗斯、美国、中国、利比亚、阿根廷、澳大利亚 6 个国家（张君峰等，2015）。

全球致密油勘探开发最成功的地区为北美，特别是美国和加拿大两个国家致密油产量的大幅提升已经逆转了该地区石油产量下降的趋势。1951 年，美国第一个致密油层——威利斯頓（Williston）盆地上泥盆统一下石炭统的 Bakken 组顶部页岩裂缝性油藏，获得商业开发（Sonnenberg et al., 2016），但因致密油产量低、效益差，开发进展缓慢。直至 2000 年，美国威利斯頓盆地 Bakken 致密油开发取得重大突破，日产油 7000t，被美国媒体称为“黑金”。

21 世纪以来，借助页岩气成熟技术和成功经验，美国先后实现 Bakken、Eagle Ford 和

Wolfcamp 致密油规模开发, 2016 年美国地质调查局 (U. S. Geological Survey, USGS) 评价 Permian 盆地的 Midland 次盆 Wolfcamp 致密油待发现可采资源量近 $25 \times 10^8 \text{t}$, 引起世界关注。目前美国已发现 Williston、Western Gulf、Permian 和 Denver 等 20 余个致密油盆地, 其中已经生产的地层主要分布于美国中陆 (Mid-continent) 和落基山 (Rocky Mountain) 地区, 范围从阿尔伯塔盆地 (Alberta Basin) 中部一直延伸到得克萨斯州南部, 同时, 西南地区及加利福尼亚 (California) 南部的 Monterey 地层也已经开始生产致密油。已被证实的致密油预测区遍及落基山地区、墨西哥湾 (Mexico Gulf Coast) 地区、西南地区和美国东北部地区; 致密油主要赋存于泥盆纪—新近纪的地层中, 已开发 Bakken、Eagle Ford、Spraberry、Bonespring、Wolfcamp 和 Niobrara 等 30 个致密油地层, 其中, 最著名的致密油地层为威利斯頓盆地的 Bakken 地层、得克萨斯州的 Eagle Ford 地层、阿尔伯塔盆地的 Cardium 地层及加利福尼亚圣华金盆地 (San Joaquin Basin) 的 Monterey 地层, 这些致密油地层均具有区域性、大面积分布的特点。时代上主要富集在古生代, 层系上以二叠系、泥盆系和白垩系最为丰富。

在北美致密油资源构成中, 美国致密油产量占北美致密油总产量的 91%, 而加拿大仅占 9%。致密油规模开发对美国能源格局产生了重大影响, 2006 年, 威利斯頓盆地 Elm Coulee 油田 Bakken 地层致密油日产量突破了 $0.68 \times 10^8 \text{t}$ (贾承造等, 2012b), 极大提高了致密油勘探开发的信心, 吸引了大量投资。美国原油产量自 1985 年之后不断下降, 2009 年在致密油的带动下首次上升, 2009 年致密油产量为 $0.29 \times 10^8 \text{t}$, 约占美国石油总产量的 14%; 2011 年美国定向井油产量首次超过了气产量, 水平井数量超过了直井数量, 致密油日产量超过了 $6.2 \times 10^4 \text{t}$ (张威等, 2013); 受致密油产量不断上涨的推动, 2013 年第四季度, 美国原油 (日产量 $43.8 \times 10^4 \text{t}$) 生产占世界总产量 (日产量 $106.7 \times 10^4 \text{t}$) 的 10% 以上; 仅 2014 年 1~4 月, 美国致密油日产量就高达 $11.4 \times 10^4 \text{t}$, 是 2013 年的 1.17 倍; 2016 年产量为 $2.13 \times 10^8 \text{t}$, 约占美国石油总产量的 47%, 美国能源信息署 2017 年预测: 2017~2040 年致密油将成为美国原油增长的主力军, 年产量有望突破 $3 \times 10^8 \text{t}$ (李登华等, 2017)。

2. 国外致密油成藏条件

本专著以美国致密油为代表来描述国外致密油成藏条件。美国致密油主体形成于海相沉积环境, 其成藏条件主要受生油条件、储集条件和保存条件三个因素控制。

1) 生油条件

美国已实现商业开发的致密油烃源岩主体为海相页岩, 分布面积一般大于 $1 \times 10^4 \text{km}^2$, 有效厚度一般为 10~50m, 有机质类型为 I-II 型, TOC 含量一般大于 3%, R_o 值主体为 0.7%~1.2% (邹才能等, 2013c; Hackley and Cardott, 2016; 王红军等, 2016; 马剑等, 2016)。例如, 目前致密油产量最高的威利斯頓盆地 Bakken 组的烃源岩为陆架相页岩, 美国境内分布面积约为 $6 \times 10^4 \text{km}^2$, 有效厚度为 2~15m, 有机质类型为 II 型, TOC 含量在 8%~20%, R_o 值在 0.7%~1.0%。

2) 储集条件

致密油储层包括碳酸盐岩、砂岩、混积岩及页岩等岩石类型, 其中混积岩是指同一岩层内陆源碎屑与碳酸盐两种组分相互混杂的产物 (沙庆安, 2001)。根据美国勘探开发实

践,商业性开发的致密油储层主要为碳酸盐岩,其次为砂岩、混积岩和页岩,储层孔隙一般大于6%,有效厚度一般大于5m。如威利斯顿盆地 Bakken 组致密油储层是以云质粉砂岩为主的混积岩,孔隙度为5%~13%,有效厚度为5~25m。

美国碳酸盐岩致密油最富集,可采资源量为 $59.45 \times 10^8 \text{t}$,占比42.4%;其次为砂岩,可采资源量为 $33.97 \times 10^8 \text{t}$,占比24.3%;再次为混积岩,可采资源量为 $32.47 \times 10^8 \text{t}$,占比23.2%;泥页岩最少,可采资源量为 $14.11 \times 10^8 \text{t}$,占比10.1%。美国致密油储层绝大多数为海相,可采资源量为 $135.62 \times 10^8 \text{t}$,占比96.9%;陆相可采资源量仅为 $4.38 \times 10^8 \text{t}$,占比3.1% (李登华等,2017)。

3) 保存条件

致密油产层虽然属于低孔超低渗型储层,但是对保存条件要求依然较高。北美地台相对稳定,经历的构造运动次数少、强度低,构造相对简单,保存条件较好。地层压力是对保存条件的直接反映。美国致密油主力产层普遍存在异常高压,如威利斯顿盆地 Bakken 组压力系数为1.12~1.56,Western Gulf 盆地 Eagle Ford 组压力系数为1.10~1.80,Permian 盆地 Wolfcamp 组压力系数为1.10~1.20。

1.1.2 国内致密油藏研究现状

1. 国内致密油分布概况

我国致密油勘探起步较晚,但发展迅猛。早在1907年,我国就在鄂尔多斯盆地上三叠统延长组发现了低渗透油藏,但直到2010年前后,受美国致密油规模开采的启发,才开始重视致密油的勘探开发。近些年来,在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地和松辽盆地等六大盆地均取得了重要进展。目前已在鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段落实致密油甜点区面积 1400km^2 ,形成了中国首个超亿吨级储量规模区;准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组发现了超亿吨级储量规模的昌吉油田;松辽盆地白垩系扶余油层、高台子油层形成亿吨级的控制+预测储量区。此外,在渤海湾盆地发现冀中拗陷束鹿凹陷、辽河拗陷雷家地区和黄骅拗陷南皮斜坡3个致密油勘探有利区,三塘湖盆地二叠系条湖组和渤海湾盆地古近系沙河街组等领域,获得重大勘探发现 (杜金虎等,2014,2016)。

2015年,国土资源部完成了我国9个重点盆地的致密油资源评价,测算致密油地质资源量为 $146.60 \times 10^8 \text{t}$,技术可采资源量为 $14.54 \times 10^8 \text{t}$ 。

目前中国已经发现的致密油资源较为丰富。其中,鄂尔多斯盆地致密油资源最丰富,可采资源量为 $4.93 \times 10^8 \text{t}$,占比33.9%;其次为松辽盆地,可采资源量为 $2.72 \times 10^8 \text{t}$,占比18.7%;再次为渤海湾盆地,可采资源量为 $2.16 \times 10^8 \text{t}$,占比14.9% [图1.1(a)]。列前三位的盆地累计致密油可采资源量为 $9.81 \times 10^8 \text{t}$,占比67.5%,是我国致密油开发的主战场。我国致密油盆地划分为三大类:克拉通盆地、裂谷盆地和前陆盆地,其中克拉通盆地资源最丰富,可采资源量为 $6.87 \times 10^8 \text{t}$,占比47.2%;其次为裂谷盆地,可采资源量为 $5.61 \times 10^8 \text{t}$,占比38.6%;前陆盆地资源最少,可采资源量为 $2.06 \times 10^8 \text{t}$,占比14.2%。中国致密油主要富集在中生界,可采资源量为 $9.68 \times 10^8 \text{t}$,占比66.6%;其次为新生界,可采资源量为 $2.85 \times 10^8 \text{t}$,占比19.6%;古生界最少,可采资源量为 $2.01 \times 10^8 \text{t}$,占比

13.8%。就单个层系而言,三叠系致密油资源最富集,可采资源量为 4.93×10^8 t,占比33.9%;其次为白垩系,可采资源量为 3.46×10^8 t,占比23.8%;再次为古近系,可采资源量为 2.23×10^8 t,占比15.3% [图 1.1 (b)]。列前三位的层系累计致密油可采资源量为 10.62×10^8 t,占比73%,是我国致密油的主力产层。

截至2017年,除鄂尔多斯盆地等少数盆地外,中国致密油开发基本处于停滞状态,2016年致密油产量与2015年基本持平,均为 100×10^4 t左右,其中鄂尔多斯盆地长7段为 62×10^4 t,松辽盆地扶余油层为 20×10^4 t,三塘湖盆地条湖组为 8×10^4 t,四川盆地中下侏罗统为 5×10^4 t,准噶尔盆地芦苇沟组为 3×10^4 t,渤海湾盆地沙河街组为 1×10^4 t,江汉盆地潜江凹陷古近系为 0.5×10^4 t。

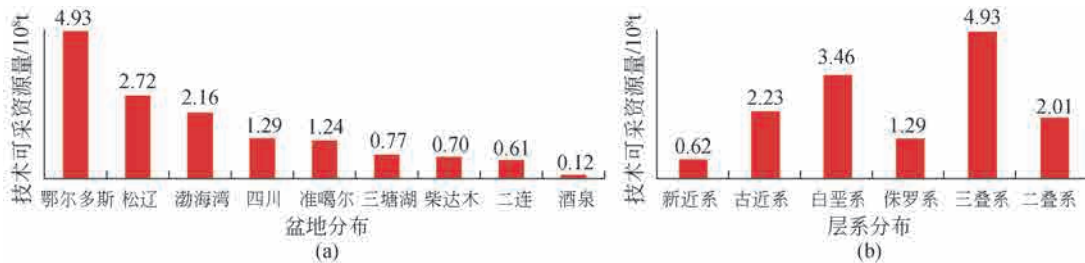


图 1.1 中国致密油技术可采资源盆地与层系分布 (李登华等, 2017)

2. 国内致密油成藏条件

我国致密油藏主体基本上形成于陆相沉积环境,与美国致密油成藏条件相比,两者成藏条件既有相似之处,又存在明显差异。

1) 生油条件

我国已发现的致密油生油岩均为湖相泥页岩,分布面积变化较大,为 $0.1 \times 10^4 \sim 10 \times 10^4$ km²;有效厚度一般大于30m,最大超过1000m;有机质类型主体为I-II型,部分为III型;非均质性强,TOC含量变化较大,在0.4%~19.9%;热成熟度适中, R_o 值主体分布在0.7%~1.2%。鄂尔多斯盆地长7段泥页岩生油条件最好,其中黑色页岩分布面积为 4.3×10^4 km²,厚度为10~40m,有机质类型为I-II₁型,TOC含量平均为13.8%, R_o 值在0.7%~1.2%;柴达木盆地古近系一新近系烃源岩生油条件较差,分布面积为 1.2×10^4 km²,厚度为100~1000m,有机质类型为I-II₁型,TOC含量在0.4%~1.2%, R_o 值在0.6%~1.3% (付锁堂等, 2013)。值得一提的是,虽然柴达木盆地和四川盆地致密油烃源岩的生油条件较差,但获得了工业性产量。

2) 储集条件

我国致密油储层岩性多样,包括砂岩、碳酸盐岩、混积岩和沉凝灰岩等;非均质性强,孔隙度变化大,在1%~25%;有效厚度变化大,在5~200m,单层横向连续性差,纵向叠置分布。如鄂尔多斯盆地长7段致密油储层为粉细砂岩,孔隙度为4%~12%,有效厚度为10~80m;三塘湖盆地条湖组致密油储层为沉凝灰岩,孔隙度为5%~25%,有效厚度为5~40m (马剑等, 2016);四川盆地大安寨段致密油储层为介壳灰岩,孔隙度主体为1%~2%,有效厚度为5~20m。整体而言,除去三塘湖盆地条湖组沉凝灰岩的特例

外,砂岩储层的物性最好,其次是混积岩,再次为碳酸盐岩,最差的泥页岩储层目前我国尚未形成规模产量。需要指出的是,虽然四川盆地大安寨段致密油储集条件偏差,但是四川盆地80%以上的原油产量来自该层段,截至2016年年底,已累计产油超过 $400 \times 10^4 \text{t}$ 。裂缝发育程度是四川盆地大安寨段油井初期高产的主控因素,基质孔洞的补给能力是累计高产的关键(杨跃明等,2016)。

我国致密油主要富集于4类致密油储层:碳酸盐岩、砂岩、混积岩和沉凝灰岩。砂岩致密油最富集,可采资源量为 $9.57 \times 10^8 \text{t}$,占比65.8%;其次为混积岩,可采资源量为 $2.94 \times 10^8 \text{t}$,占比20.2%;再次为碳酸盐岩,可采资源量为 $1.95 \times 10^8 \text{t}$,占比13.4%;沉凝灰岩最少,可采资源量为 $0.08 \times 10^8 \text{t}$,占比0.6%。我国已发现的致密油储层均为陆相。

3) 保存条件

我国致密油地层压力变化较大,异常高压与低压并存。如四川盆地中下侏罗统压力系数为1.23~1.72,准噶尔盆地芦苇沟组压力系数为1.10~1.30,鄂尔多斯盆地长7段压力系数为0.65~0.85。值得一提的是,少数盆地储层低压依然能形成规模致密油资源,主要是因为烃源岩质量高、烃源充足,供烃速率大于散失速率。如鄂尔多斯盆地长7段,烃源岩可分为黑色页岩和暗色泥岩两种,其中黑色页岩是最主要的生油岩,TOC平均值高达18.5%,分布面积为 $3.25 \times 10^4 \text{km}^2$,平均生烃强度为 $234.4 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$,生烃量为 $1012.2 \times 10^8 \text{t}$,为长7段致密油的规模聚集提供了充沛的油源(杨华等,2017)。

1.2 致密砂岩储层预测研究现状

近年来随着勘探目标的复杂化、储层预测精度要求的精细化,地震预测技术得到了迅猛发展,以地质、地震、测井等为基础的多信息综合储层预测技术是致密砂岩储层预测的发展方向。这些技术主要包括:三维地震勘探、多波多分量地震勘探、AVO技术、地球物理反演技术、三维相干体技术、地震属性技术等(马昭军等,2010;单蕊等,2011;程冰洁等,2012;Yang et al., 2013;黄金等,2014)。地球物理测井方面除常规测井系列外,近年发展起来了如阵列感应测井、偶极横波测井、微电阻率扫描成像测井、超声波扫描成像测井、核磁共振测井等新技术(李健等,2002;Mullen et al., 2005;杨双定,2005;谭海芳,2007;张永军等,2012;景成等,2014;刘行军等,2015)。

1.2.1 致密砂岩储层预测技术发展现状

目前,致密砂岩勘探已经从早期的重视构造和厚大砂岩预测发展到了岩性圈闭、薄储层预测之中。预测手段也由早期的单一手段发展到目前的多学科联合运用阶段。随着致密砂岩油气藏勘探的发展,国内外在该方面的研究均得到了巨大提高。

1. 地球物理测井识别预测方法

1) 常规测井技术

目前,识别致密砂岩储层的常规测井系列主要包括岩性测井系列(自然电位、自然伽马、自然伽马能谱)、孔隙度测井系列(补偿声波、补偿密度、补偿中子)、电阻率测井

系列（双感应/八侧向、双侧向/微球聚焦）及工程测井（井径、井斜/方位测井）（赵军龙等，2017）。

2) 测井新技术

随着测井理论和技术的进步，测井仪器也经历了模拟—数字—数控—成像的发展过程。近年来，一系列测井新技术在致密砂岩储层评价方面发挥了重要的作用，目前国内外常用的先进方法有阵列感应测井，提供地层真电阻率和冲洗带电阻率，划分渗透层、确定储层侵入特征及流体性质；偶极横波测井，确定地层孔隙度、估算地层渗透率、判别储层含气性、评价地层的各向异性；微电阻率扫描成像测井，裂缝识别与定量计算、次生孔隙度计算、构造及沉积学解释、地应力方向确定；超声波扫描成像测井，评价井壁地质特征、井眼状况、固井质量及套管损伤情况等地质工程问题；核磁共振测井，定量计算有效孔隙度、自由流体孔隙度、束缚水孔隙度、孔径分布及渗透率；化学元素俘获谱测井（ECS），可求取地层元素含量、岩石矿物成分，能满足评价地层岩性、计算黏土矿物含量、区别沉积体系、划分沉积相带和沉积环境、推断成岩演化等需要（赵政璋等，2012）。

2. 地球物理地震识别预测方法

1) 有机质富集区地震预测

有机质含量作为致密油资源评价、有利区块优选中的一个重要指标，在致密油预测中发挥着关键的作用。通常情况下，主要用有机质丰度及有机质成熟度来表征有机质含量，它们的变化会影响岩石弹性性质。为研究这类变化，需要把有机物质（如干酪根）包含在岩石物理各向异性建模因子中来研究烃源岩的地震响应，最后反演得到所需的弹性参数，将这些优选的弹性参数转化为有机质丰度及成熟度，从而实现有机质富集区的预测（Wang et al. , 1949, 2013; 潘仁芳和徐乾承, 2011）。

2) 致密砂岩储层含油气性检测

致密砂岩储层的含油气性决定致密油开发是否具有商业价值，是致密油资源评价、有利区块优选的关键指标（林建东等，2012）。综合国内外方法和实践经验，致密砂岩储层的含油气性预测方法主要有以下几种（石玉梅等，2003；刘振武等，2008；王锡文，2012）：①亮点技术，地层含有天然气后，波速、波阻抗都会明显降低，若气藏与围岩波阻抗差变大，则会产生亮点，反之，则会产生暗点。②AVO技术，AVO反演是利用不同偏移距的纵波振幅信息反演纵横波速度比或泊松比，然后根据反演的地层纵横波速度比值，或泊松比，或其他AVO指标预测地层是否含有油气。③P波Proni吸收滤波技术，采用非线性的变换方法，可以有效地分离高频信号，使处理结果大大增加地震资料的纵向及横向分辨率。特别是吸收滤波增加了衰减分量，其结果可有效地显示出高频能量衰减异常带，区分具有不同吸收特性的介质。④P波衰减与速度发散（AVD）技术，利用地面地震叠前资料计算地震波的吸收特性及速度的发散度，最终利用吸收特性及速度发散曲线在储层上的异常来预测油气藏。AVD可有效地识别孔隙和裂隙比较发育的储层及含油气层系。⑤P波动态能谱（DR）技术，利用二维或三维地震资料计算主频衰减异常、速度异常、振幅异常、压力异常等经过校正后合成的动态流体参数DR。DR高异常值表示主频衰减率高、速度异常值大等，是储层存在富含油气可能性大的一种表现。⑥P波多尺度频率与吸收技术，在不同的尺度下，多尺度频率属性（MSF）提取技术能有效凸显地震信号的时间-

频率分布,有利于分析烃类储层对高频成分特殊的响应特征;利用含水储层和含气储层的多尺度频率与吸收属性差异能够实现气水性质的识别。⑦纵横波剖面直接对比法,地层含气时,来自同一含气地层的纵横波反射,在纵波剖面上可能出现亮点、暗点或平点,而在横波剖面上不会出现这些异常现象。⑧纵横波速度比值法,多波勘探可以克服 AVO 反演的多解性;当存在气藏时,纵横波的速度比值(V_p/V_s)出现低异常。⑨吸收系数法,主要根据纵波在通过含气地层的衰减大于它在通过含油地层或含水地层的衰减。横波衰减与孔隙中流体类型无关,含气地层中纵波的衰减比横波大,含油或含水地层中纵波衰减可能比横波低或近似。

3) 致密砂岩储层孔隙度地震预测方法

孔隙度作为储层预测的评价指标之一,控制着油气的富集程度及最终产量。由于致密油储层具有低孔隙度的特点,因此需要优选出对孔隙度敏感的参数,建立它们与孔隙度之间的关系,才能有效地进行致密油孔隙度地震预测。目前国内外学者从地震属性、弹性性质以及 AVO 响应三方面进行孔隙度预测分析。

(1) 地震属性分析

所谓地震属性是指由叠前或叠后地震资料经某种数学方法变换而得的表示地震波几何形态、运动学、动力学或统计学特征的测量值,是地下储层岩性、物性和含油气性等地质性质的数学表示方法(杨占龙等,2007)。根据地震属性的物理和地质意义可以将其分为几何属性和物理属性(Taner et al., 1994),几何属性包括倾角、方位角、曲率、方差、边缘检测等,主要与地质构造的几何形态有关,可用于断裂及裂缝分析预测;物理属性与地震波运动学和动力学特征密切相关,包括振幅、波形、衰减、相关、频率、相位、能量等类型。根据储层特征不同,地震属性可分为亮点和暗点、不整合圈闭和断块隆起、油气方位异常、薄互层、地层不连续性、石灰岩储层和碎屑岩、构造不连续性、岩性尖灭有关的属性。随着数学、计算机科学的快速发展,目前应用较广的地震属性已达 200 余种,其中超过四分之一与地质结合较为紧密。

诸如 P 波阻抗、P 波振幅等地震属性的空间变化会受到众多岩性的联合影响,它们之间存在着内在联系。其中声波阻抗对孔隙度具有较高的敏感性。再结合横波阻抗,可以有效地在充填有饱和流体孔隙的岩石物理模型中进行孔隙度预测(王延光,2002; Jiang and Spikes, 2011, 2012, 2013)。当然,除了波阻抗之外,有必要研究其他地震属性与孔隙度的敏感性,所以地震岩石物理技术与反演技术也是必不可少的。

(2) 弹性性质

致密砂岩储层复杂的微观结构对弹性性质有着显著的影响。诸如纵波速度 V_p 、拉梅系数 λ 和 μ 、杨氏模量 E 及泊松比 ν 等,它们与孔隙度之间存在着一定的联系。尤其是杨氏模量 E 与泊松比 ν 受矿物组分的影响变化比较明显,即随着脆性矿物的增加,岩石更具脆性,且 E 和 ν 的数值增大,它们对孔隙度的敏感性也随之升高。考虑到致密油储层具有脆性的特点,使用 E 和 ν 预测致密油储层孔隙度是可行的。主要方法是通过岩石物理分析技术,构造多个岩石物理交汇图版,如“ V_p/V_s-I_p ”、“ $E-\nu$ ”、“ $\mu\rho-\lambda\rho$ ”等,优选出对孔隙度敏感的参数,建立其与孔隙度之间的定量关系。最后通过地震反演技术得到孔隙度分布。

(3) AVO 响应

AVO 截距 (P) 及 AVO 梯度 (G) 交汇图显示出其对孔隙度的可预测性, 可以通过地震 AVO 响应来预测孔隙度。

1.2.2 致密砂岩储层裂缝检测研究现状及发展趋势

致密砂岩储层预测中对裂缝的研究也十分重视。研究方法主要包括: 地质构造、岩心分析、地层构造曲率分析技术、地震预测及测井精细描述相结合的综合研究。

1. 地质构造

基于地质成因的裂缝预测是从基础地质资料入手, 弄清研究区的构造发育史, 确定裂缝的主要形成期及各时期的构造运动情况, 研究裂缝在各主要构造发育期的发育状况 (张虹, 2008)。一般早期裂缝主要与断层相关联, 受压扭应力作用和侧向挤压作用影响, 一般发育共轭剪切裂缝 (压性缝、扭性缝)、张性横裂缝、张性纵裂缝等。而后期的褶皱作用除产生新的无充填裂缝外, 还对前期裂缝进行改造, 如前期已胶结缝的重新开启, 扩大裂缝规模。在构造及裂缝系统的精细解释的基础上, 通过地质分析, 建立符合地质要求的模型, 根据构造约束条件, 通过有限元方法得到某个时期的构造应力场。根据岩石的脆性破裂理论, 利用数模结果, 就可以实现岩石在应力场作用下的裂缝发育情况的预测 (丁文龙等, 2015b)。

2. 岩心分析

通过岩心分析可对裂缝进行直观的描述, 同时可鉴定裂缝参数 (如裂缝的张开度、长度、面积) 并对裂缝的渗透率、孔隙度进行测定 (丁文龙等, 2015b, 2015c)。

3. 地层构造曲率分析技术

致密砂岩储层主要发育构造裂缝, 因此可以采用地层构造曲率法对裂缝进行预测。Murray (1968) 最早引入构造面曲率的概念, 并进行裂缝预测; 曾锦光等 (1982) 根据薄板小扰度弯曲理论, 假设地层为连续均质且各向同性介质, 推导出了背斜地层的主曲率计算方法; 李志勇等 (2003) 推导出适用于裂缝性储层的构造曲率计算方法。随着构造应力的增加, 地层发生弯曲变形, 在中性面外侧派生张性裂缝, 而在中性面内侧派生挤压性裂缝, 距离中性面越远, 派生应力越大 (周文等, 2007)。地层构造曲率越大, 应力越集中, 破裂程度也相应增大。因而在张裂缝相对发育区钻井, 则可能会获得相对较高的单井油气产能 (刘人和等, 1998)。

4. 地震预测

随着地震裂缝预测技术的不断探索, 已形成基于地震属性的裂缝预测技术和基于地质成因的地震裂缝预测技术, 如 MVE 裂缝预测 (张筠, 2003)。^①地震属性裂缝预测技术-地震相干体预测技术, 三维地震数据体记录了纵横向地层连续地震波响应, 对于相邻的道集之间, 地震波组形态存在相似性。但断层及裂缝等非连续地质体的出现, 会使地震波形态产生一定程度的变化。对于相干体技术 (杨凤丽等, 1999) 来说, 通过对不同道集间的地震数据体进行相关运算, 划分出不同部位岩层的相干强度, 对于强烈相干的部位, 往往

代表有断层或裂缝的分布。②地震属性裂缝预测技术-倾角非连续性裂缝预测、倾角检测(苏朝光等, 2002)则主要通过地震数据体进行处理, 获得地层的局部倾角数据及任意点的振幅方差, 断层或裂缝的存在会使该振幅方差增大, 从而实现裂缝发育区的检测。这些方法往往只能对较大尺度裂缝进行检测, 当储层中主要发育微裂缝时, 预测效果较差。③纵波各向异性分析技术, 该技术立足于断层构造解释, 首先对地层岩性和流体属性进行精细地震反演。利用叠前纵波地震数据, 使用叠前 NMO 道集数据, 通过叠加和偏移, 得到含方位角的地震数据体, 根据数据体的相对波阻抗、振幅、频率及衰减等属性的拟合获得地层裂缝密度和方向的预测 (Baytok and Pranter, 2013)。该方法要求叠前地震数据应为保幅数据, 且地震数据体通过宽方位方法采集 (纵横比 >0.5)。当地震数据体采集方位角范围较窄时, 可以采用叠前远近偏移属性地震正演及方位地震属性差异正演 (田立新等, 2010) 的方法, 寻找裂缝在地震资料中的地球物理响应, 通过叠前参数反演、地震属性差异分析及方位各向异性分析对裂缝进行检测, 最终完成致密砂岩储层的裂缝三维分布预测。④地质成因的裂缝预测技术, 基于地质成因的裂缝预测技术与地震属性预测裂缝方法相比, 其优越性在于能够基于古构造形态、断裂和地史应变量大小预测不同构造运动时期产生的裂缝、裂缝连通单元及开启闭合的状态, 而利用地震属性预测裂缝是在地震剖面上看同相轴及断层附近的杂乱反射来分析裂缝的发育情况, 并且无法预测不同构造运动时期所产生的裂缝 (颜学梅, 2012)。

5. 测井精细描述

1) 成像测井裂缝识别技术

声、电成像测井信息丰富, 图像显示直观, 可以清晰地看到裂缝发育的条数和裂缝的倾角, 是裂缝识别的重要手段。利用成像测井分析软件, 可以对成像测井数据进行处理, 提取裂缝特征信息进行裂缝识别和评价。电成像测井清晰地反映了井壁的电阻率变化, 但不能反映低阻裂缝的张开、闭合状态; 声成像测井通过传播时间和回波幅度全井眼成像, 可以反映井壁的微小变化和介质的声阻抗变化, 声、电成像测井组合分析可以获得裂缝有效性的认识 (雍世和和张超谟, 1996; 丁文龙等, 2009; 赵永刚等, 2013; 丁文龙等, 2015c)。

2) 常规测井裂缝识别技术

利用测井资料识别裂缝是应用最为广泛也是最为重要的方法, 常规测井方法包括电阻率测井、声波测井、补偿中子测井、密度测井及地层倾角测井等。裂缝的存在往往会影响到测井参数的响应, 如地层声波时差增大、测井密度值降低等, 从而建立储层裂缝与常规测井之间的响应模式, 或根据经验公式对裂缝参数如类型、产状、起始位置、方向、密度、开度及充填程度等参数进行描述和统计。常规测井裂缝识别技术能较好地反映裂缝特征的常规测井主要是声波测井和电阻率测井。

(1) 声波全波列测井识别裂缝

全波列测井可比较准确地判别出裂缝的发育层段。当声波穿过裂缝时, 由于裂缝的存在会引起传播时间的变化; 由于能量的转换, 声波幅度会减小。对于不同类型的波和不同的裂缝倾角, 时差和能量的变化程度不同, 低角度缝主要引起纵波时差增大, 高角度缝主要引起横波时差增大; 低角度缝对横波幅度衰减较大, 对纵波影响较小; 而高角度缝则能