NANHAI GAOWEN GAOYA ZUANWANJINGYE JISHU

南海高温高压钻完井液技术

李 中／著

科学出版社

需要全本请访问 www.ertongbook.com

南海高温高压钻完井液技术

李　中　著

科学出版社
北　京

内 容 简 介

本书是对南海高温高压钻完井液技术的系统介绍和全面总结，共七章。书中较全面地阐述了南海高温高压钻完井液技术难点和技术要点，并尽力反映国内外高温高压钻完井液近期研究成果和最新技术进展。主要内容有：南海高温高压地质特征、高温高压钻完井液作用机理、南海高温高压钻完井液技术、南海高温高压钻完井储层保护技术、南海高温高压钻完井液防腐技术和南海高温高压钻完井液技术实践。

本书可供从事石油钻井的研究人员和现场工程技术人员阅读，也可作为石油院校相关专业师生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

南海高温高压钻完井液技术 / 李中著. —北京 :科学出版社, 2016.10
ISBN 978-7-03-047047-8

Ⅰ.①南… Ⅱ.①李… Ⅲ.①南海-海上油气田-海上钻进-钻井液-技术 ②南海-海上油气田-海上钻进-完井液-技术 Ⅳ.①TE254②TE257

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 320502 号

责任编辑：张 展 李 娟/ 责任校对：陈 靖
责任印制：余少力 / 封面设计：墨创文化

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

四川煤田地质制图印刷厂印刷
科学出版社发行 各地新华书店经销
*
2016 年 10 月第 一 版 开本：B5（720×1000）
2016 年 10 月第一次印刷 印张：18
字数：360 千字
定价：119.00 元
（如有印装质量问题，我社负责调换）

前　言

我国南海孕育着丰富的油气资源，受板块交汇的影响，盆地沉积类型和油气分布复杂，高温高压天然气资源占比大，与墨西哥湾、北海一起被称为世界三大高温高压地区，高温高压区域面积大于25000km^2，预计天然气总资源量超过5万亿方。从20世纪80年代起，SHELL、CHEVRON、BP、ARCO等国际知名公司便开始在南海进行高温高压领域的勘探，90年代中海油进入自营勘探阶段。从2010年开始，随着地质认识的深入和钻井技术的发展，先后发现了东方13-1气田、东方13-2气田等一批大中型有商业开发价值的高温高压气田，表明我国海上高温高压领域的勘探获得重大突破。2015年我们在南海建成了首个高温高压气田，从而实现了高温高压气田从勘探向开发生产的重大跨越。

南海高温高压区域具有独特的地质特征，普遍具有地层压力高、安全作业压力窗口窄、地温梯度高的特点，这些客观因素给高温高压钻完井液技术带来了巨大难题，具体难点如下：①高温高密度下加重材料和处理剂加量增多，钻井液固相含量高，造成钻井液流变性调控困难；②高温高密度下钻井液的抑制封堵难，钻井液的分散和抑制是一对矛盾，在不影响钻井液流变性和高温稳定性的前提下控制分散、加强抑制、强化封堵是一个难题；③高温高密度下钻井液泥饼质量和润滑性控制难，在砂岩段容易形成虚厚泥饼，造成阻卡，给钻井安全带来较高风险；④高温高密度下的储层保护难，当钻开储集层时，井内钻井液有效液柱压力与地层压差大，致使钻井液中的滤液和固相进入地层而损害油气层。因此，钻完井液技术是开发南海高温高压油气田的关键技术之一。

本书共7章，分别对南海高温高压地质特征、高温高压钻完井液作用机理、国内外高温高压钻完井液技术现状、南海高温高压钻完井液技术、高温高压钻完井过程中储层保护技术和南海高温高压钻完井液技术实践等方面进行阐述，内容涉及高温高压钻完井液技术的室内研究到现场应用等诸多环节。全书由李中统稿，第1章介绍南海高温高压气藏地质特征；第2章介绍高温和高压条件下，钻完井液及其外加剂的作用机理；第3章介绍高温高压钻完井液的国内外发展现状，重点阐述目前国外最新的抗高温水基和油基钻完井液体系；第4章介绍南海钻井液和完井液技术、高温高压条件下的固相控制技术和井漏的预防与处理等；第5章介绍高温高压钻完井储层保护技术；第6章介绍南海高温高压钻完井液防

腐技术；第 7 章介绍南海高温高压钻井液应用案例。

本书内容主要来源于中海石油(中国)有限公司湛江分公司近年来在高温高压钻完井液技术方面的研究成果及在现场的应用情况，同时也反映了高温高压钻完井液技术方面的研究进展，以期较全面地反映高温高压钻完井液技术的最新发展状态。

另外，黄熠、李炎军、王昌军、吴江等也参与了部分章节相关资料的整理工作，在此一并表示感谢。

由于作者水平有限，难免存在不当之处，敬请读者批评指正！

编　者

2015 年 12 月

需要全本请访问 www.ertongbook.com

目　录

第 1 章　南海高温高压地质特征及勘探概况 …… 1
1.1　南海高温高压地质特征 …… 1
1.1.1　储层特征 …… 1
1.1.2　圈闭特征 …… 5
1.1.3　气水系统特征 …… 5
1.1.4　天然气特征及来源 …… 6
1.2　南海高温高压勘探概况 …… 7
1.2.1　自营勘探阶段(1957～1979 年) …… 7
1.2.2　自营与对外合作并举阶段(1979 年至今) …… 7
第 2 章　高温高压钻完井液作用机理 …… 10
2.1　高温对水基钻井液影响机理 …… 10
2.1.1　高温对钻井液中黏土粒子的影响 …… 10
2.1.2　高温对钻井液中处理剂的影响 …… 13
2.1.3　高温对黏土和处理剂的综合影响 …… 15
2.1.4　高温对水基钻井液性能的影响 …… 16
2.2　高温对油基钻井液影响机理 …… 23
2.2.1　高温对有机土的影响 …… 23
2.2.2　高温对乳化剂的影响 …… 26
2.2.3　高温对油基钻井液降滤失剂的影响 …… 27
2.3　高温高压对钻井液影响机理 …… 29
2.3.1　高温高压对钻井液密度影响机理 …… 29
2.3.2　高温高压对钻井液流变性影响机理 …… 30
2.3.3　高温高压对钻井液循环当量密度影响机理 …… 31
2.4　高温高压对完井液影响机理 …… 31
2.4.1　高温高压对水基完井液影响机理 …… 32
2.4.2　高温高压对油基完井液的影响机理 …… 34
第 3 章　国内外高温高压钻完井液技术现状 …… 35
3.1　高温高压水基钻井液技术 …… 35

3.1.1 高温高压水基钻井液处理剂 …… 35
3.1.2 抗高温水基钻井液体系 …… 50
3.2 高温高压油基钻井液技术 …… 60
3.2.1 高温高压油基钻井液处理剂 …… 61
3.2.2 高温高压油基钻井液体系 …… 64
3.3 高温高压完井液技术 …… 68
3.3.1 完井液分类 …… 68
3.3.2 无机清洁盐水完井液 …… 69
3.3.3 有机清洁盐水完井液 …… 73
第 4 章 南海高温高压钻完井液技术及应用 …… 87
4.1 南海高温高压井难点分析 …… 87
4.1.1 典型井井身结构设计 …… 87
4.1.2 高温高压钻井液技术难点分析 …… 89
4.1.3 钻井液设计规范及性能参数 …… 95
4.2 高温高压钻井液技术 …… 98
4.2.1 南海已钻井钻井液技术 …… 98
4.2.2 其他钻井液体系 …… 126
4.3 高温高压完井液技术 …… 131
4.3.1 有机盐完井液体系 …… 131
4.3.2 清洁盐水完井液体系 …… 135
4.3.3 油基完井液体系 …… 135
4.4 高温高压条件下固相控制技术 …… 135
4.4.1 钻井液中固相物质的分类 …… 136
4.4.2 常用的固控方法 …… 137
4.4.3 非加重钻井液的固相控制 …… 138
4.4.4 加重钻井液的固相控制 …… 139
4.5 井漏的预防与控制 …… 140
4.5.1 井漏的原因 …… 140
4.5.2 井漏的预防 …… 140
4.5.3 井漏的处理 …… 142
第 5 章 高温高压钻完井过程中储层保护技术 …… 147
5.1 国内外高温高压钻完井储层保护技术现状 …… 147
5.1.1 储层伤害室内研究评价方法 …… 148
5.1.2 储层伤害机理 …… 149
5.1.3 储层保护的钻井液技术 …… 153
5.1.4 钻井过程中的储层损害因素 …… 155

5.1.5 国内外高温高压储层保护的钻完井液技术 …… 164
5.1.6 高温高压储层保护的钻完井工艺技术 …… 173
5.2 南海高温高压储层钻完井保护技术 …… 176
5.2.1 南海高温高压储层保护的技术要求与难点 …… 177
5.2.2 南海高温高密度钻井液储层保护技术 …… 177
5.2.3 南海高温高密度完井液储层保护技术 …… 178
5.2.4 南海高温高压钻完井液储层保护技术工艺 …… 181
5.3 南海高温高压储层损害原因及对策分析 …… 189
5.3.1 敏感性储层伤害原因分析及现场措施 …… 189
5.3.2 固相侵入伤害原因分析及现场措施 …… 193
5.3.3 黏土膨胀与分散运移引起的储层伤害原因分析及现场措施 …… 198
5.3.4 微细孔喉渗流特征与残液滞留原因分析及现场措施 …… 200
第 6 章 南海高温高压钻完井液防腐技术 …… 203
6.1 国内外钻完井过程中的腐蚀及防腐现状 …… 203
6.1.1 国内外 CO_2 腐蚀与防护现状 …… 203
6.1.2 国内外 CO_2/H_2S 共存腐蚀现状 …… 212
6.2 高温高压下耐 CO_2 腐蚀的封隔液配方优选及其应用 …… 218
6.2.1 高温高压 CO_2 腐蚀试验方法 …… 218
6.2.2 油管、套管钢材材质合金元素分析 …… 220
6.2.3 ODP 阶段推荐封隔液腐蚀实验评估 …… 222
6.2.4 高温高压抗 CO_2 腐蚀封隔液配方优化 …… 226
6.2.5 复合盐封隔液腐蚀性影响研究 …… 235
6.2.6 高温高压下封隔液 U-bend 试验研究 …… 240
6.3 高温高压下钻完井液中 H_2S/CO_2 防腐技术 …… 241
6.3.1 缓蚀剂在碱性盐水溶液中的热稳定性能 …… 241
6.3.2 缓蚀剂 JCI-H_2S 对钻井液性能影响 …… 242
6.3.3 缓蚀剂对 G105 钻具钢在钻井液中的缓蚀性能评价 …… 242
6.3.4 缓蚀剂对磨损后的 G105 钻具钢在钻井液中的缓蚀性能评价 … 245
6.3.5 缓蚀剂抑制氢脆效果的评价 …… 247
6.3.6 应力条件下缓蚀剂抗脆性断裂评价 …… 248
6.3.7 缓蚀剂对应力腐蚀的抑制评价 …… 249
6.3.8 完井液中缓蚀剂对钻具及套管钢的缓蚀评价 …… 250
6.3.9 橡胶耐腐蚀性评价 …… 252
6.4 耐 CO_2 腐蚀的封隔液在东方 1-1 气田现场应用 …… 253
6.4.1 封隔液工程施工设计 …… 253
6.4.2 封隔液现场应用情况 …… 255

6.4.3 封隔液现场配制操作规范及要求 …… 259
第 7 章 南海高温高压钻井液技术实践 …… 260
7.1 在直井 DF13-2-6 井中的实践 …… 260
7.1.1 井身结构及钻井液体系 …… 260
7.1.2 PDF-THERM 体系在高温高压井段使用情况 …… 260
7.2 在定向井 F1 井中的实践 …… 266
7.2.1 定向井井身结构 …… 266
7.2.2 高密度井段钻井液体系使用情况 …… 266
7.3 在水平井 F7H 井中的实践 …… 270
7.3.1 F7H 井井身结构 …… 270
7.3.2 高密度井段钻井液体系使用情况 …… 270
参考文献 …… 273

第 1 章　南海高温高压地质特征及勘探概况

南海油气资源丰富，但普遍存在高温高压，因此被称为全球海上三大高温高压盆地之一。南海高温高压天然气勘探可追溯到 20 世纪 80 年代中期，到现在已有三十多年的勘探和开发历程，先后经历了：自营勘探阶段(1957～1979 年)、自营与对外合作并举阶段(1979 年至今)两个阶段，其中 1979～1984 年以对外合作为主，1985 年至今以自营为主。

南海高温高压领域具有温度高、压力高、地层压力窗口窄、地层高压机理成因复杂的地质特征，本章将重点介绍莺歌海盆地东方 13 区高温高压气田的地质特征。

1.1　南海高温高压地质特征

南海高温高压天然气资源丰富，分布区域广阔，本章重点围绕南海高温高压勘探开发的主战场—莺歌海盆地进行介绍。南海莺歌海盆地处于南海西北部印支地块和华南板块交界部位，其形成主要受欧亚板块超级大陆系统陆-陆碰撞动力学演化过程的控制。

莺歌海盆地整体处于高地热值背景。莺歌海盆地热流值平均 77.8±7.2mW/m^2，最高值达 95mW/m^2。地温梯度平均 4.04℃/100m，最高达 5.56℃/100m。除了底辟作用引起的热流体涌向浅层外，南海扩张引起海盆区周边陆壳及过渡壳相继裂解并减薄，莫霍面、居里面变浅也是重要因素。莺歌海盆地东方 13 区高温高压气田是一个在东方 1-1 底辟构造背景下形成的多个砂体纵向重叠、横向连片构造背景下的岩性气藏。主要气层埋深于 2500～3000m，气藏具典型的高温超压特征，现将东方 13 区气田地质特征总结如下。

1.1.1　储层特征

1. 储层沉积相特征

东方 13 区海底扇主要发育中扇和外扇两种亚相。中扇分布面积广、厚度大，

又分为主水道、分支水道、天然堤及漫溢沉积微相；外扇以远源低流态浊流沉积为主，水道体系不发育。结合地震资料、岩心相、测井相与粒度等资料综合分析，东方 13 区黄流组一段海底扇沉积微相主要有主水道、分支水道、天然堤及漫溢沉积等。与优质储层相关的沉积微相主要为主水道和分支水道。主水道在地震剖面上表现为低频连续强振幅反射，见“U”型和“V”型下切特征，通常由厚层中-细砂岩、细砂质粉砂岩组成，为较强水动力下的沉积。岩心相常见鲍马序列的 AB、BC 段组合，底部可见冲刷面，中下部以块状层理和递变层理为主，上部发育平行层理。伽马曲线表现为厚层高幅箱形，顶底突变接触。纵向上表现为多套砂体相互叠置，横向上砂体分布稳定且较为连续。

2. 储层岩石学特征

东方 13 区黄流组一段储层以细砂岩、(含泥)细砂质粉砂岩、含细砂泥质粉砂岩、粉砂岩为主，少量泥质粉砂岩。薄片分析结果表明，东方 13-1 海底扇水道砂，长石、岩屑含量较高，绝对含量分别为 2.8%～6.9%、6.9%～10.5%，平均为 4.4%、8.5%，仍以岩屑石英砂岩为主，成分成熟度指数 3.5～5.19，为中等-高成分成熟度，泥质含量微量～4.4%，平均为 1.6%，结构成熟度较高。东方 13-2 海底扇水道砂，长石、岩屑含量更高，绝对含量分别为 6.9%～7.6%、9.5%～14.4%，平均为 7.3%、11.3%，成分成熟度偏低，成分成熟度指数为 2.3～3.5，属中等成分成熟度，泥质含量略高于东方 13-1，为 2.9%～4.1%，平均 3.3%，但仍属高结构成熟度；同是源于西部昆嵩隆起区物源体系的海底扇水道砂，但东方 13-1 成分成熟度高于东方 13-2，相比之下反映出东方 13-2 更靠近物源。

3. 孔隙类型及结构特征

铸体薄片观察，原生粒间孔和各种溶蚀孔构成东方 13 区储层主要孔隙类型。统计表明，原生孔隙为 65%，次生孔隙为 35%。次生孔隙类型以长石粒内溶孔、铸模孔、粒间溶孔、岩屑溶孔为主，溶解强烈处可见伸长状或超大孔。据镜下观察，东方 13 区内铸模孔多为长石溶蚀形成的长石铸模孔。东方 13-2 孔隙类中原生孔占绝对优势，占总孔 72.2%～82%，次生溶蚀孔只占 18.0%～27.8%，次生溶蚀孔不如东方 13-1 发育。东方 13-1 孔隙类中原生孔占总孔的 49%～77.3%，次生溶蚀孔占总孔的 22.7%～51%。

东方 13-1、13-2 主要流通孔喉半径相对较粗，砂岩压汞曲线呈粗歪度，排驱压力低，曲线平台段明显。从孔隙结构参数表中看出，同是西物源的水道砂，但东方 13-2 孔隙结构仍明显优于东方 13-1，孔喉半径大，均值在 0.05～3.49μm(平均 1.54μm)，排驱压力分布为 0.08～6MPa，平均 0.48MPa。水道砂总体上为细喉、均匀-较均匀型孔隙结构，表现中孔、中-高渗特征，属非常好-较好储层

需要全本请访问 www.ertongbook.com

类型。东方 13-1 平均渗透率 $6.46\times10^{-3}\mu m^2$，孔喉半径均值在 0.05～1.49μm(平均 0.79μm)，孔喉配位数为 1～4，排驱压力分布为 0.16～14.48MPa(平均 0.87MPa)。总体上为微细喉、均匀型孔隙结构，表现中孔、中-低渗特征，属好-中等储层类型。

4. 储层物性特征

东方 13 区黄流组一段储层为中-低孔、高-特低渗类型，孔渗关系总体上呈正相关，随着孔隙度的增大，渗透率也相应增大。由于陆源碎屑搬运距离、沉积微相、砂岩粒级的差异，本区储层存在较强的非均质性。东方 13-2 主要储层岩心孔隙度为 6.37%～21.50%，平均 17.30%，渗透率为 0.05×10^{-3}～$345\times10^{-3}\mu m^2$，平均 $49.31\times10^{-3}\mu m^2$，渗透率主峰在 $20\times10^{-3}\mu m^2$ 之上，为中孔、高-中渗特征，属非常好-较好储层类型；东方 13-1 岩心孔隙度为 10.92%～21.86%，平均 18.33%，渗透率为 0.2×10^{-3}～$23.27\times10^{-3}\mu m^2$，平均 $4.84\times10^{-3}\mu m^2$，渗透率主峰为 2.56～5.12、10.24×10^{-3}～$20.48\times10^{-3}\mu m^2$，为中孔、中-低渗特征，属好-中等储层类型。反映东方 13-2 水道砂孔隙度虽然不如东方 13-1，但由于粒度、孔喉半径相对较粗，东方 13-2 渗透性优于东方 13-1。

5. 储层控制因素

沉积微相控制储层的砂体沉积类型和厚度、粒级以及碎屑成分等，从而影响储层的孔隙度和渗透率。

1)砂体沉积类型控制储层质量

东方 13 区海底扇水道砂单层厚度大多在 10m 以上，最大单层厚度可达 91.2m，沉积微相控制着储层物性特征，海底扇水道砂物性良好，岩心孔隙度平均为 18.05%，渗透率为 $22.55\times10^{-3}\mu m^2$，其中东方 13－2 水道砂物性最好，孔隙度为 6.37%～21.5%，平均 17.2%，渗透率分布为 0.05×10^{-3}～$345\times10^{-3}\mu m^2$，平均 $45.73\times10^{-3}\mu m^2$，为中孔、高-中渗特征，属非常好-较好储层类型，东方 13-1 水道砂孔渗平均值分别 18.69%、$5.1\times10^{-3}\mu m^2$，为中孔、中-低渗特征，属好-中等储层类型；水道间、海底扇天然堤砂体物性最差，平均孔隙度分别为 11.61%、11.88%，渗透率分别为 0.2×10^{-3}、$0.08\times10^{-3}\mu m^2$，为低孔、特低渗差储层或非储层。

2)砂岩粒级对储层质量有明显的控制作用

东方 13 区不同粒级砂岩物性统计表明，粒级越粗，物性越好，孔渗相关性也越高。细砂岩物性最好，平均岩心孔隙度、渗透率分别为 17.7%、$21.59\times10^{-3}\mu m^2$；极细砂岩次之，平均孔隙度、渗透率分别为 17.8%、$3.6\times10^{-3}\mu m^2$；粉砂岩最差，平均孔隙度为 15.5%，渗透率仅为 $1.76\times10^{-3}\mu m^2$。

渗透率与孔喉半径、粒度中值呈正相关，孔喉半径、粒度中值越大，渗透率

越高。东方 13-2 砂岩喉道以细喉为主，其孔喉半径均值为 0.05～3.49μm，平均 1.54μm，大于东方 13-1(0.05～1.49μm，平均 0.79μm)；东方 13-2 的砂岩粒度中值为 95～200μm，平均 140μm，以细砂岩为主；东方 13-1 粒度中值分布为 40～200μm，平均 95μm，以极细砂岩为主。东方 13-2 孔喉半径大、粒度中值大是其渗透率优于东方 13-1 的原因之一。中深层储层在成岩过程中粒级对孔隙演化也有影响。首先是粗粒级砂岩抗压性高，孔隙随埋深增大，衰减速度慢于细粒级砂岩；其次是细粒级的砂岩喉道小，原始渗透率相对较差，成岩过程中流体排出不畅，各种离子如 Ca^{2+}、Mg^{2+}、Fe^{2+}、Si^{4+} 等相对聚集，易形成碳酸盐或石英胶结物以及自生黏土，缩小孔喉半径，降低储层物性；而粒级偏粗的砂岩孔喉粗，渗透性好，成岩流体流动性好，且可把溶解的物质带走，致使胶结作用不易进行，从而保存较高的孔渗性。粒级对中深层储层质量的控制作用在测试中得以证实。

3)砂岩碎屑组分对储层质量有明显的控制作用

黄流组一段储层物性明显受碎屑组分所控制，石英含量越低、长石岩屑含量越高，面孔率越高。显示源于西物源东方 13-1、东方 13-2 水道砂岩的长石、岩屑含量相对较高，东方 13-1 三端元含量平均值分别为 6.1%、11.5%，视面孔率平均值高达 17.3%；东方 13-2 三端元含量平均值分别为 9.5%、14.8%，视面孔率平均值高达 15.2%。孔隙类型统计也表明，长石、岩屑溶蚀孔隙是东方 13-1、13-2 气田主要次生孔隙类型。这是岩石在深埋过程中，石英组分稳定，不易被酸性流体溶蚀，而长石、岩屑等不稳定组分，容易发生溶解，出现长石粒内溶孔、岩屑粒内溶孔、铸模孔。当前长石、岩屑含量虽然不能代表沉积时期的含量，但可以肯定现今稳定组分石英含量少，沉积时不稳定的长石、岩屑组分含量就相对较高，长石、岩屑遭受溶蚀，可使储层孔隙相对发育，这也是西物源海底扇水道具备较高储层物性的原因之一。

4)高温热流体和强超压是黄流组一段砂岩保留较好储层物性的重要成岩因素

强超压环境可有效保护孔隙，增加溶解作用的时间和强度，增加砂岩储层孔隙度。强超压保护大量原生孔隙：Jon Gluyas 的研究表明，地层在异常压力梯度下，孔隙流体压力高于静水压力，超压支撑了部分埋藏负载，并由此减少了压实作用的影响，异常高孔隙可以被保存下来。他的理论推导表明，1MPa 的超压可以减小 80m 的有效埋深。

莺歌海盆地中央底辟带内普遍发育了异常高压。底辟带东方区大约在 2500m 开始出现强超压，按浅层的压实曲线外推，其孔隙度将减少至 10%以下，但实际资料显示该层段的孔隙度高于正常压实值，岩心孔隙度高达 20%。受超压保护，孔隙演化减缓，保留大量原生孔隙，以致黄流组一段储层在现今埋深(2600～3500m)条件下仍保留以原生孔隙为主孔隙类型，其中东方 13-2 水道砂最高可保留 82%原生孔隙。

高温热流体活动增强溶蚀作用，扩大了储层孔隙空间。东方区是底辟活动较为强烈的地区之一，该区黄流组砂岩储层中流体包裹体均一，温度普遍为 120～170℃，最高可达到 200℃之上，由均一温度计算的平均古地温梯度为 6.04℃/100m，明显高于现今地温梯度(4.42℃/100m)，天然气中普遍含有 CO_2气体，部分钻井 CO_2含量可达 89%，这表明东方区在地质时期曾有过大规模的富含 CO_2热流体活动。受高温热流体的影响，提前释放的黏土矿物层间水、有机酸酸性水以及富含 CO_2的高温热流体一同进入储层后，溶蚀砂岩中铝硅酸盐矿物、碳酸盐胶结物以及生物壳体，储层普遍出现长石溶孔、铸模孔、岩屑溶孔、胶结物溶孔以及生物溶孔等次生孔隙。在富含 CO_2的储层，溶解作用更为强烈，东方 13-1 黄流一段气层普遍含 CO_2，如 DF13-1-6 井区天然气 CO_2含量高达 73.4%，其溶蚀孔可达 11.1%，低含量 CO_2的井区溶蚀孔仅为 6.1%～9.4%。东方 13-2 气层天然气组分 CO_2含量低，为 1.5%～4.9%，溶蚀作用不发育，溶蚀孔为 2.4%～5.9%，平均 3.8%。前人研究认为富含 CO_2热流体可使砂岩产生 4%～5%的溶蚀孔，证实了高温热流体活动引起的溶蚀作用对黄流组一段次生孔隙发育带有重大贡献，而在没有超压和流体活动的莺东斜坡带，溶蚀作用相对较弱，次生孔隙也不太发育。

1.1.2　圈闭特征

东方 13 区气田的圈闭为西物源大型海底扇水道砂岩性圈闭群。黄流组一段低位体系域(LST)三个准层序组发育时期，主要接受东侧海南物源和西侧越南物源的供给。西部越南物源的低位三角洲在构造坡折带控制下继续向东搬运、沉积，从而在东方区形成多期叠置、纵横广布的海底扇砂体，其周围被浅海相泥岩所包裹，因而容易形成远端超覆上倾尖灭侧封岩性圈闭，这一类型的圈闭在东方 13-2 区和东方 13-1 区最为明显。东方 13-2 位于东方 13-1 构造西南方向，为西物源大型海底扇砂体在低位时期的不同阶段，时间空间上不断迁移而形成的不同朵叶体，在东方 13-2 区，这套砂体向东部超覆于浅海相泥岩之上，由于东方 1-1 底辟构造抬升隆起较晚(进入上新世以后)，所以在现今剖面形态上表现为似上超状超覆于构造的西翼，其他方向的超覆边界也十分清楚，从而形成远端超覆上倾尖灭侧封的岩性圈闭。

1.1.3　气水系统特征

东方 13-1 和东方 13-2 气田均为由岩性控制的层状边水气藏，虽然形成的成藏动力学过程相似，但在气水系统上存在明显的差异。

东方 13-1 气藏由黄流组一段Ⅰ气组和Ⅱ气组的多个不同的独立成藏单元组

成，由于砂体的分块性，所以气藏具有不同的气水界面，各气藏天然气组分也不尽相同。东方 13-1 已钻井揭示气水界面为－2840～－2954m 深度，其中低部位的 14 井Ⅰ气组气水界面在－2954m，DF13-1-4 井Ⅱ气组气水界面－2881.3m，DF13-1-6 井该气组气水界面－2844.7m，这三口井的气水界面随着构造部位的变高而逐渐增高。分析原因在于东方 13-1 区砂体大多被后期泥质水道切割，把整个砂体分成若干不连续单元，因此形成同一气组，多个气水系统分布的格局。

东方 13-2 气田从平面和纵向上分为Ⅰ气组和Ⅱ气组两套主力含气层系和 H1Ⅰa、H1Ⅰb、H1Ⅱb、H1Ⅱc 等多个气水系统。其中 H1Ⅰb 气藏(4 井区)、H1Ⅱa、H1Ⅱc 气藏(1 井区)为独立的系统，H1Ⅰa、H1Ⅱb 为整装大气藏，3 井和 6 井在 H1Ⅱb 气藏较低部位已钻遇气水界面，深度相近，H1Ⅰa 气藏目前各井均未钻遇气水界面，推测与 H1Ⅱb 气水界面相近。由于东方 13-2 更接近物源，储层更发育，砂多泥少，砂体整装连片，故而形成整装成藏分布的局面。根据测压数据分析，东方 13-2 气田 1 井与 2 井的Ⅰ气组、Ⅱb 气组以及 3 井的Ⅱb 气组均位于同一压力梯度线上，它们的压力系数相当，压力的差异来源于各井钻探深度的不同，说明了它们可能为一个含气系统。

1.1.4　天然气特征及来源

从平面分布特征来看，含量大于 50％的高含 CO_2 的天然气主要分布于靠近东方 1-1 底辟体附近，而远离底辟的东方 13-2 区 CO_2 含量很低，仅为 2％～4％。在底辟核部，断层发育且泥底辟活动强烈，CO_2 分布更为复杂。勘探实践表明，底辟发育演化是控制东方 13 区中深层 CO_2 分布的主导因素。由于泥底辟构造的发育过程中伴随着断裂或大量微裂隙的生成，为天然气及其他流体运聚成藏提供了重要的运移通道，是深部气源及其流体向浅层垂向运聚的快速途径。另外，由于 CO_2 在水中的溶解度远大于烃类气体，尽管高温高压仓内的温压条件有利于 CO_2 和烃类的生成，但更多 CO_2 将溶于水中。当高压仓开启时压力的骤然降低会使 CO_2 从水中逸出。因此泥底辟活动有利于 CO_2 大量出溶，并形成垂向运移。由此看来，距离中央泥底辟带的远近将直接影响到 CO_2 富集程度。

东方 13-1、13-2 强超压气藏的形成揭示了莺歌海盆地中央底辟构造及围区中深层超压领域天然气成藏的新模式，东方 13 区强超压大气田具有“流体超压驱动、底辟裂缝输导、重力流扇体储集、高压泥岩封盖、天然气幕式脱溶成藏”这一独具特色的天然气成藏模式。这一模式的建立对于指导莺歌海盆地东方区中深层勘探和推进乐东区中深层勘探都具有十分重要的理论和借鉴意义。

1.2　南海高温高压勘探概况

一百多年前，在我国海南岛西南海岸的莺歌海村附近浅海区便发现了大量的油气苗。自 20 世纪以来，我国在莺歌海盆地投入了大量的勘探工作。在莺歌海盆地的油气勘探大致可分为两个大的阶段，即自营勘探阶段、自营与对外合作并举阶段。

1.2.1　自营勘探阶段(1957～1979 年)

20 世纪 50 年代末 60 年代初，原石油工业部利用渔船对海南岛西部和西南部沿岸浅海水域进行油气苗调查，发现油气苗 39 处，落实 15 处，并作了浅海地震，钻浅井 8 口，捞获原油 150kg。后来由于国际形势的影响，我国莺歌海盆地海上油气勘探工作被迫停止。1974～1979 年，从国外引进数字地震船和钻井平台，采集了 11116.2km 地震，9839.2km 航磁作业，钻探了莺 1 井、莺 2 井、莺 6 井。莺 1 井与莺 2 井钻获油气层，首次证实在盆地拗陷内存在油气资源。

1.2.2　自营与对外合作并举阶段(1979 年至今)

1979 年以后，莺歌海盆地的勘探进入自营与对外合作并举阶段。根据中外双方的投入工作量，将该阶段划分为两个次一级勘探阶段：对外合作为主阶段(1979～1984 年)、自营为主阶段(1985 年至今)。

1. 对外合作为主阶段(1979～1984 年)

1982 年 9 月，中国海洋石油总公司与美国阿科中国有限公司(ARCO CHINA INC)、美国圣太菲矿业(亚洲)有限公司［SANTA FE MINERALS (ASIA). INC］在北京签定中国南海莺歌海盆地部分海域合作进行石油和天然气勘探开发和生产的合同(含莺歌海盆地与琼东南盆地)。

然而，以阿莫科为首的 27 家外国石油公司通过资源评价，对莺歌海盆地的勘探前景持悲观态度，认为该盆地存在缺乏烃源、储层等诸多问题，并未钻井。

位于紧邻琼东南盆地的狭小区域内以阿科公司为作业者的合作井 LD30-1-1A、LT35-1-1 井均未发现油气层。至此，莺歌海盆地的油气勘探陷入困境，在第一、二轮石油招标时，外国石油公司无一竞投。

2. 自营为主阶段(1985 年至今)

在对外合作过程中，南海西部石油公司的地质家们并未停止对莺歌海盆地的研究。1984 年 4 月，胡代圣等完成“莺歌海盆地石油地质基本特征”的研究，1987 年张启明等发表论文“一个独特的含油气盆地——莺歌海盆地”，指出莺歌海盆地是一个新生代走滑拉张盆地，有巨厚的第四系和新近系沉积，沉积速率快，地温梯度高，底辟活动为油气运移提供通道，具有很好的含油气远景。随后，地质家们陆续发表多篇论文论证莺歌海盆地的勘探前景。

1988 年年底，南海西部石油公司研究院成立莺歌海组，收集整理前人有关莺歌海盆地及其围区的研究成果，开展大规模的自营勘探研究。

1989 年 10 月开始至 1996 年，南海西部石油公司对莺歌海盆地的莺东斜坡、中央拗陷开展大规模的二维地震采集，包括常规地震采集和高分辨率地震采集。相继发现了东方 1-1、乐东 15-1 等一批底辟背斜构造及岭头 34-1、岭头 9-1 等地层岩性圈闭。

1991 年年底，在中央拗陷底辟构造带的东方 1-1 底辟背斜构造上首钻 DF1-1-1 井。由于当时对地层高压估计不足，该井钻入黄流组顶部遇高压，发生钻井事故，经两次侧钻，对高压造成的复杂井况无法处理，在黄流组顶部提前完钻。该井在黄流组顶部及莺歌海组二段发现气层。

1)浅层勘探

随着浅层各个底辟背斜的相继钻探，先后在中央拗陷探明了数个大中型浅层气田。其中，东方 1-1 浅层气田天然气探明地质储量超过千亿立方米，为南海北部大陆架首个超千亿方气田。同时，发现了乐东 8-1、乐东 20-1、乐东 21-1 等相同成藏类型的浅层底辟背斜含气构造，获得了可观的天然气地质储量。

在重点勘探底辟带浅层的同时，在莺东斜坡带先后钻探了岭头 34-1、海口 30-3、岭头 1-1、海口 29-1、岭头 26-2 等圈闭，突破了莺东斜坡带的出气关。但由于成藏条件复杂，或因储层物性，或因气层高含 CO_2，均未有商业性发现。

与此同时，在地震资料采集、地质研究方面也开展了小规模的对外合作。1990 年与 BP 公司签订 50/20 区块联合研究协议，BP 公司于 1991 年采集了 801.6km 常规二维地震。经过两年的研究，BP 公司认为勘探风险大而放弃合作。1995 年，雪佛龙公司在 50/20 区块采集了 1028.4km 二维地震，其合作亦无果而终。1995 年 4 月，美国阿科中国有限公司与中国海洋石油总公司在湛江签订莺歌海 62/01 区块联合研究协议。该协议于 2001 年终止，协议期间采集了 132km 多波地震，未实施钻探。

在业已发现的浅层底辟背斜构造全部钻探后，底辟带浅层的勘探潜力已然有限，莺歌海盆地的勘探向何处去？一批有远见、有胆识的地质家重新将目光聚焦到了高温高压底辟带的中深层。

需要全本请访问 www.ertongbook.com