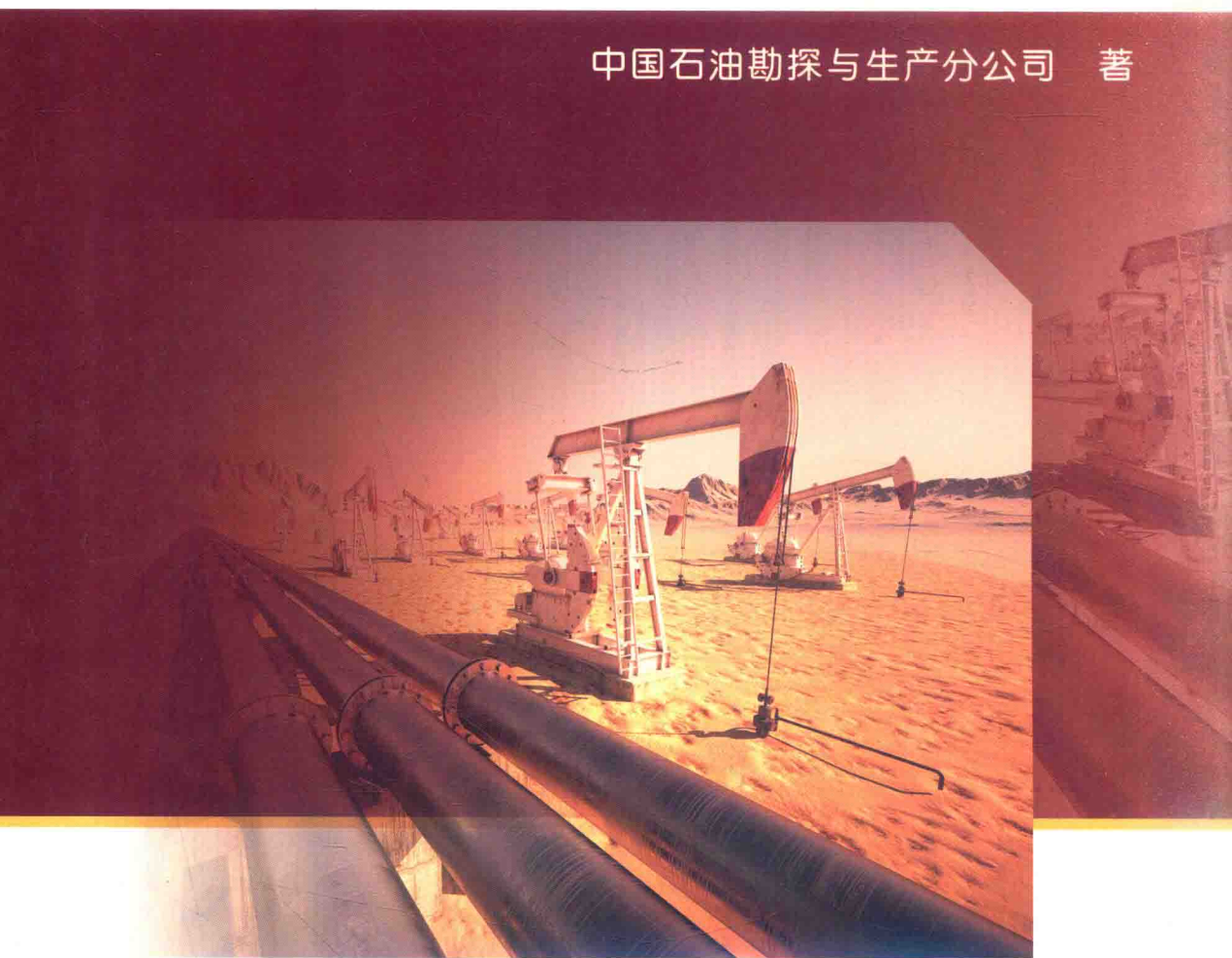


CHAOSHEN GAOWEN GAOYA HANLIUHUAQING YU FUZA YANXING
DISHENTOU CHUCENG SHIYOU PEITAO JISHU XINJINZHAN

超深高温高压含硫化氢与复杂岩性 低渗透储层试油配套技术新进展

中国石油勘探与生产分公司 著



石油工业出版社

超深高温高压含硫化氢与复杂岩性 低渗透储层试油配套技术新进展

中国石油勘探与生产分公司 著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书总结了中国石油超深高温高压含硫化氢与复杂岩性低渗透储层试油取得的最新研究成果及其应用情况,介绍了高温高压射孔器材、高密度试油钻井液体系、地层水和残酸中 H_2S 地面处理技术、碳酸盐岩深度酸压技术、耐高温的硝酸钠加重压裂液体系、超深(7000m)高压储层和高含泥含凝灰质储层加砂压裂、动态负压射孔—测试—压裂—水利泵排液三联作技术等特色试油配套技术。

本书适合从事试油(含储层改造)的技术人员、管理人员及院校专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

超深高温高压含硫化氢与复杂岩性低渗透储层试油配套技术新进展 / 中国石油勘探与生产分公司著. —北京:石油工业出版社, 2017.4

ISBN 978-7-5183-1632-8

I. ①超… II. ①中… III. ①低渗透油层—试油 IV. ①TE27

中国版本图书馆CIP数据核字(2016)第275631号

超深高温高压含硫化氢与复杂岩性低渗透储层试油配套技术新进展
中国石油勘探与生产分公司 著

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华西里2区1号 100011)

网 址: www.petropub.com

编辑部: (010) 64523736

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

2017年4月第1版 2017年4月第1次印刷

787×1092毫米 开本: 1/16 印张: 29

字数: 740千字

定价: 240.00元

(如发现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

《超深高温高压含硫化氢与复杂岩性低渗透储层 试油配套技术新进展》编写组

主 编：吴 奇

副 主 编：张绍礼 丁云宏 张福祥 许显志 邓传光 许江文
于振东 邱金平 才 博

成 员：段国彬 张明友 贺秋云 凌立苏 王新河 杨向同
毛新军 卢拥军 毕国强 王永辉 杨 东 王发现
彭建新 张玉广 窦益华 周 朗 范学君 陈超峰
潘 登 卫鹏飞 南志学 邱必兰 温杰文 张 娟
戴 强 袁 峰 胡广文 袁学芳 刘洪涛 刘会锋
秦世勇 张永平 秦 伟 米红学 李 阳 潘 宁
李雪彬 车明光 贾海正 毕全福 高跃宾 封 猛
王 宇 刘 炜 张有才 寇 根 王 林 周文高
张 燕 乔 雨 徐伟红 张晓文 韩 雄 邹 波
郇国庆 魏少波 黄秋伟 高印军 于书新 牛新年
何春明 杨立峰 董尚富 吴浩兵 林轶斌 王秀臣
李立涛 张海龙 王贤君 王素兵 代晓东 李 楠
王 鹏 王元培 汪志臣 李 震 孙 新 吴 军
卢德唐 黄建平 李 轶 杜宗和 刘 欣 刘 宇



前 言

近年来,随着油气勘探向超深高温高压储层和复杂岩性低渗透储层领域的不断扩展,勘探目标越来越复杂,使得试油难度不断加大,试油工作面临严峻挑战。

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司(简称中国石油勘探与生产分公司)按照“立足重大领域,依托重点项目,攻克关键问题,形成配套技术”的原则,在2009—2011年油气勘探重点工程技术攻关成果的基础上,继续组织“超深高温高压含硫化氢及复杂岩性低渗透储层试油(含储层改造)配套技术研究”技术攻关,依托塔里木库车前陆冲断带、川中高石梯—磨溪、松辽盆地北部、海拉尔及外围盆地、准噶尔油气重点勘探项目兼顾风险探井开展试油技术攻关研究。采取塔里木油田、西南油气田、大庆油田、新疆油田和中国石油勘探开发研究院廊坊分院联合攻关的组织方式,进一步发挥中国石油整体优势,针对超深高温高压储层、复杂岩性低渗透储层试油中存在的瓶颈问题进行了持续攻关。三年来重点对制约油气勘探发现、资料录取、安全作业的试油及储层改造瓶颈技术进行攻关研究,取得了一系列丰硕成果和认识,并在理论研究和室内实验的基础上进行了广泛的现场试验和推广应用,最终形成了超深高温高压含硫化氢储层及复杂岩性低渗透储层试油(含储层改造)配套技术,为开创塔里木库车前陆冲断带、川中高石梯—磨溪、松辽盆地北部、海拉尔及外围盆地、准噶尔油气勘探新局面提供了试油(含储层改造)技术支撑,圆满完成了重点勘探项目试油生产任务,应用地质效果良好,实现了“一年初见成效,三年基本配套”的攻关总目标。

经过2012年至2014年的持续攻关,形成了适应超深高温高压储层、复杂岩性低渗透储层试油配套技术。在超深高温高压储层试油方面:形成了川中灯影组和龙王庙组储层试油前综合评价技术和产能快速评价技术;研制了175MPa/210℃/170h(2011年指标为180℃/96h)的89型和121型两种系列超高温超高压射孔器材,并在川渝、塔里木等地区进行了26井次现场应用,最大作业井深7308m(双探1井),最高作业井温180℃(荷深1井),发射率100%,一次成功率100%;形成高石梯—磨溪主体构造非均质碳酸盐岩储层改造技术;完善了地面流程集中控制技术,自主研制了105MPa远程控制防冲蚀动力油嘴系统、105MPa旋流除砂器、井筒排出液自动实时除硫系统和15MPa油气水测试三相分离器,实现了高压高速流体的远程精细化控压调节、连续自动除砂排砂、井筒排出液在密闭环境下除硫、消泡与中和残酸、油气水连续自动记录功能,提高了试油测试作业效率及安全保障能力;研制了180℃/70MPa耐高温可取式液压完井封隔器和机械完井封隔器,配套了密封脱节器、插入式

球阀、锚定密封、CMQ-22 滑套等关键工具，形成试油封堵和试油完井投产两种一体化管柱；建立了大北—克深地区裂缝参数表征的产能预测方法；完善和研发了 3 套中高密度耐高温试油工作液体系，UTM-1 水基试油钻井液体系，耐温 200℃、密度 2.0g/cm³；超微重晶石试油钻井液体系，耐温 180℃、密度 2.10g/cm³；油基试油钻井液体系，耐温 200℃、密度 2.35g/cm³（2011 年指标为耐温 180℃、密度 2.0g/cm³）；改进完善了耐高温加重压裂液（密度 1.32g/cm³、耐温 177℃）及其回收再利用技术；基本形成了库车山前超深裂缝性低孔砂岩储层体积加砂压裂技术。在复杂岩性低渗透储层试油方面：形成了大庆长垣扶余及高台子油层水平井中长期产能预测技术中期预测 12 口井，符合率 83.3%（误差 ±20%），长期预测 10 口井，为开发方案经济评价提供了依据，达到 1 年以上 6 井次预测符合率 83.3%（误差 ±20%）；形成了玛湖凹陷低渗透储层综合量化评价及产能预测技术，现场应用 32 井次，试油结论符合率 81.8%、产能预测符合率 81.8%（±25%），为试油选层和改造决策提供了重要依据；形成了低渗透储层试油的分簇射孔、分层压裂、钻塞、地面流程及设备配套技术；形成了稠油井筒隔热蒸汽吞吐试油技术；探索了水平井一趟管柱分段测试工艺；形成了准噶尔盆地井筒评价和管柱力学校核分析技术；研制配套了高挥发油试油试采地面密闭流程。

三年来，在塔里木库车前陆冲断带、川中高石梯—磨溪构造超深高温高压含硫化氢储层 167 口井 218 层，松辽盆地北部、海拉尔及外围盆地、准噶尔复杂岩性低渗透储层 351 口井 434 层应用，同时三年持续攻关的实践证明，由中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司针对重点勘探领域和目标中存在的试油瓶颈问题设立油气勘探重点工程技术攻关项目，以重点油气勘探项目为依托，发挥中国石油的整体优势，组织油田和研究院联合攻关，解决试油生产实际问题，是行之有效的攻关模式，确保了塔里木库车、川中高石梯—磨溪、松辽盆地北部、海拉尔及外围盆地、准噶尔油气勘探试油任务的安全顺利完成，为这些重点油气勘探项目三年的油气储量任务完成做出了重要贡献。

本书由中国石油勘探与生产分公司组织编写，并就本书的框架结构、编写内容进行了充分细致的讨论，先后赴塔里木油田、四川油田、大庆油田和新疆油田，认真讨论编写了各章节的内容。

本书共分为十三章，是 2012—2014 年超深高温高压储层、复杂岩性低渗透储层试油主要攻关成果的提炼。该书从基础理论到实用技术、从工艺流程到工具装备以及操作程序和应用方法均进行了详细的阐述，并附有大量应用实例，有利于试油技术人员借鉴和参考应用。其中前言由张绍礼编写，第一章由张绍礼、邱金平、才博等编写，第二章由张绍礼、邱金平、段国彬、王发现、许显志、于振东、毛新军、王新河、陈超峰、刘洪涛、戴强、周朗等编写，第三章由张绍礼、邓传光、刘飞、贺秋云、陈建波、陈华彬、唐凯等编写，第四章由张明友、韩雄、潘宁、潘登、林轶斌、刘强等编写，第五章由周朗、周文高、张燕、刘欣、李军龙、王素兵等编写，第六章由王林、戴强、张娟、邹波、尹晓煜、吴怡编写，第七章由张福祥、张绍礼、杨向同、邱金平、彭建新、袁学芳、刘洪涛、王宇、车明光、巴旦、蔡明金编写，第八章由张福祥、张绍礼、杨向同、邱金平、卢拥军、彭建新、刘洪涛、乔雨、何毅、吴军编写，第九章由张绍礼、杨向同、邱金平、王永辉、刘举、刘会锋、刘珏瑜、车明光、韩旭编写，第十章由杨向同、丁云宏、窦益华、耿海龙、赵荣怀编写，第十一

章由杨东、王发现、许显志、胡广文、陈超峰、邱必兰、封猛、寇根、徐伟红、高印军、于书新、马华丽等编写，第十二章由于振东、王新河、窦益华、代晓东、范学君、卫鹏飞、米红学、毕全福编写，第十三章由许江文、王发现、毛新军、袁峰、李阳、才博、李雪彬、贾海正、高跃宾、李立涛、高印军、王秀臣等编写。全书由张绍礼、邱金平、才博统稿。

在项目攻关和本书的编写过程中，得到了中国石油天然气集团公司赵政璋副总经理的指导与大力支持、徐春春和王玉华等油田领导和中国石油勘探开发研究院廊坊分院的鼎力相助，中国石油勘探与生产分公司采油采气工艺处做了大量的具体组织、技术指导和编写工作，石油工业出版社对出版样稿进行了详细的校对和图表的清绘，对本书补益很大。谨向他们表示衷心的感谢。还有大量科研人员为项目攻关和书稿素材做了大量的基础工作，值此书出版之际，一并感谢。

限于作者水平有限，本书难以全面反映 2012—2014 年三年攻关的全部成果，难免有差错与不足，敬请读者提出宝贵意见。



目 录

第一章 概述.....	1
第一节 超深高温高压含硫化氢储层试油配套技术	2
第二节 复杂岩性低渗透储层试油配套技术.....	4
第二章 超深高温高压及复杂岩性低渗透储层试油技术现状及难点	7
第一节 超深高温高压含硫碳酸盐岩储层试油技术现状及难点	8
第二节 超深高温高压裂缝性砂岩储层试油技术现状及难点	10
第三节 复杂岩性低渗透储层试油配套技术现状及难点	13
第三章 超深高温高压含硫非均质碳酸盐岩储层测试技术	17
第一节 试油—完井投产一体化技术.....	18
第二节 地层测试数据地面直读技术.....	22
第三节 超深高温高压 (210℃ /170h) 射孔技术	31
第四节 大规模酸化测试联作技术.....	44
第四章 超深高温高压含硫气井地面计量配套技术.....	49
第一节 105MPa 远程控制防硫防冲蚀可调油嘴系统.....	50
第二节 105MPa 旋流除砂器.....	53
第三节 含硫井排出液自动实时除硫技术及现场应用	56
第五章 超深高温高压含硫非均质碳酸盐岩储层深度改造技术	61
第一节 深穿透、分层、转向酸压改造技术.....	62
第二节 现场应用	77
第六章 超深高温高压含硫储层试油安全生产技术及其分析系统	83
第一节 试油安全生产技术.....	84
第二节 试油安全生产技术分析系统.....	90

第三节 现场应用	94
第七章 超深高温高压裂缝性储层裂缝表征及产能预测技术	107
第一节 超深高温高压裂缝性储层裂缝表征技术	108
第二节 裂缝三维模型建立与产能预测技术	119
第八章 超深高温高压气井试油—完井一体化技术	131
第一节 中高密度耐高温试油钻井液	132
第二节 超深高温高压气井测试技术与应用	139
第三节 超深高温高压气井资料录取技术	155
第九章 超深高温高压裂缝性砂岩储层改造技术	167
第一节 超深高温高压井储层改造评估技术	168
第二节 超深高温高压储层压裂液体系	189
第三节 超深高温高压裂缝性储层暂堵转向技术	194
第四节 NaNO_3 加重压裂液重复利用技术	205
第五节 超深高温高压裂缝性砂岩储层改造技术现场应用	212
第十章 超深高温高压气井井筒评价及管柱力学评价技术	219
第一节 超深高温高压气井井筒安全评估技术	221
第二节 超深高温高压气井管柱安全评估技术	225
第三节 超深高温高压气井油套管柱入井质量控制技术	247
第四节 超深高温高压气井试油及储层改造技术规范	258
第十一章 复杂岩性低渗透储层产能预测技术	259
第一节 玛湖凹陷三叠系储层评价及产能预测	260
第二节 昌吉油田致密油储层评价及产能预测	270
第三节 扶余及高台子油藏水平井压后中长期产能预测及评价技术	274
第十二章 复杂岩性低渗透储层试油工艺技术	283
第一节 准噶尔盆地低渗透储层试油保护技术	284
第二节 测试资料解释与评价技术	288
第三节 联作配套工艺技术	300
第四节 致密油试油井地面排采流程	309
第五节 稠油试油工艺技术	314

第六节	高挥发油试油方法及配套工艺技术.....	320
第七节	水平井试油配套技术.....	324
第八节	复杂岩性低渗透储层试油安全生产系统.....	336
第十三章	复杂岩性低渗透储层改造技术.....	359
第一节	低渗透稠油储层压裂改造技术.....	360
第二节	高挥发油储层改造技术.....	368
第三节	低渗透储层直井缝网压裂技术.....	377
第四节	水平井穿层压裂技术.....	384
第五节	体积压裂工艺技术.....	397
第六节	压裂实时监控与压后评估技术.....	429

| 第一章 | 概述



油气勘探重点工程技术攻关项目“超深高温高压含硫化氢及复杂岩性低渗透储层试油(含储层改造)配套技术研究”,依托塔里木库车前陆冲断带、川中高石梯—磨溪、松辽盆地北部、海拉尔及外围盆地、准噶尔油气重点勘探项目兼顾风险探井开展攻关研究,项目攻关周期为3年。项目分别由中国石油塔里木油田公司、西南油气田公司、大庆油田有限责任公司、新疆油田公司、中国石油勘探开发研究院廊坊分院等承担,针对目标探区试油中存在的问题开展了攻关,取得丰硕的成果。

第一节 超深高温高压含硫化氢储层试油配套技术

超深高温高压含硫化氢储层试油存在的主要技术难点:埋藏深(4500~8000m)、地层压力高(压力65~135MPa)、温度高(140~180℃)、地层破裂压力高(140~175MPa)、储层物性较差(孔隙度2.1%~9%,渗透率0.01~1mD)、非均质性强、储层类型复杂、天然裂缝不同程度发育、储层改造措施针对性不强,含 H_2S 和 CO_2 ,安全试油难度大,对试油装备和井下工具性能要求高。

通过3年的技术攻关,超深高温高压含硫化氢储层试油配套技术取得了以下主要成果和进展:

(1)形成了川中灯影组和龙王庙组储层试油前综合评价技术和产能快速评价技术。2012—2014年在川中高石梯—磨溪构造,对龙王庙组储层试前评价29口井29层,测试29层,符合25层,符合率86.2%;对灯影组储层试前评价24口井43层,试油43层,符合39层,符合率90.7%。形成了川中灯影组和龙王庙组储层产能快速评价技术,龙王庙组储层产能快速评价与试井实算值的平均误差为7.5%;灯影组储层产能快速评价与试井实算值的平均误差为6.86%。

(2)研制了175MPa/210℃/170h的89型和121型两种系列超高温超高压射孔器材,并在川渝、塔里木等地区进行了26井次现场应用,最大作业井深7308m(双探1井),最高作业井温180℃(荷深1井),发射率100%,一次成功率100%。

(3)形成高石梯—磨溪主体构造非均质碳酸盐岩储层改造技术。研究配套了龙王庙组和灯影组非均质储层深穿透酸压、分层酸压、转向酸压和大斜度井、水平井储层改造技术。在龙王庙组和灯影组探井完成85层储层改造作业,施工成功率100%,56层获气,获气率65.8%,累计获得井口测试产量 $3432.8 \times 10^4 m^3/d$;在开发井完成11口井改造作业,累计获得井口测试产量 $1750.3 \times 10^4 m^3/d$ 。

(4)完善了地面流程集中控制技术。自主研制了105MPa远程控制防冲蚀动力油嘴系统、105MPa旋流除砂器、井筒排出液自动实时除硫系统和15MPa油气水测试三相分离器,配套了由丹尼尔流量计、巴顿记录仪和液体涡轮流量计组成的油气水连续自动计量系统,形成了完善的地面流程集中控制技术,实现了高压高速流体的远程精细化控压调节、连续自动除砂

排砂、井筒排出液在密闭环境下除硫、消泡与中和残酸、油气水连续自动记录功能,提高了试油测试作业效率及安全保障能力。

(5) 高温高压试油完井一体化技术取得初步进展。研制了 180℃/70MPa 耐高温可取式液压完井封隔器和机械完井封隔器,配套了密封脱节器、插入式球阀、锚定密封、CMQ-22 滑套等关键工具,形成试油封堵和试油完井投产两种一体化管柱,现场试验 5 口井,平均单层转层周期节约 6.5 天,为加速勘探开发提供了技术支持。

(6) 建立了大北—克深地区裂缝参数表征的产能预测方法。通过 ϕH (ϕ 为孔隙度, H 为储层厚度)、裂缝参数、岩石力学参数等因素与产能的相关性分析,完善自然产能与裂缝参数的关系,修正了裂缝产能系数公式,建立了裂缝参数表征的产能预测方法,完成了 15 口新井产能预测,符合率 ($\pm 15\%$ 误差) 达到 86.7%。

(7) 优化形成了超深井测试管柱,提高了测试成功率。针对常规两阀一封测试管柱存在的缺陷,通过研发 E 型阀、液压循环阀、E 型常闭阀 3 种测试工具,将原有两阀一封测试管柱逐步优化为五阀一封测试管柱,形成了适合库车山前超深井的测试管柱,现场应用 44 层,测试成功率由 2012 年的 88.89% 提高到 2014 年的 95.45%。

(8) 改进完善了 3 套中高密度耐高温试油工作液体系。UTM-1 水基试油钻井液体系,耐温 200℃、密度 2.0g/cm³; 超微重晶石试油钻井液体系,耐温 180℃、密度 2.10g/cm³; 油基试油钻井液体系,耐温 200℃、密度 2.35g/cm³; 3 套试油钻井液体系的形成,降低了漏失和复杂,缩短了钻井液调整时间,2012—2014 年先后在克深 3、克深 102、克深 501、克深 2-2-8、迪北 102 等 55 口井推广应用,在井筒中最长静置时间 9 天,未发生井下复杂。

(9) 研发了耐高温加重压裂液 (密度 1.32g/cm³、耐温 177℃) 及其回收再利用技术。针对 KCl 加重压裂液密度、耐温 (最高密度 1.17g/cm³、耐温 160℃) 都不能满足超深井改造要求的问题,研发了密度更高、耐温性能更好的 NaNO₃ 加重压裂液 (密度 1.32g/cm³、耐温 177℃),现场应用 14 井次;另外,针对改造后压裂液直接返排污染环境、加重剂利用率低、增加成本的问题,开展了加重压裂液回收再利用技术研究,实现返排液能够再次用于配制加重滑溜水,在 3 口井 (克深 805 井、克深 807 井、克深 2-1-12 井) 上开展先导性试验,返排液回收率 95% 以上,回收处理后各项指标基本达标,配制滑溜水成功应用于克深 2-1-16 井压裂施工。

(10) 基本形成了库车山前超深裂缝性低孔砂岩储层体积加砂压裂技术。针对库车超深、巨厚、裂缝较发育储层改造难度大、常规改造后单井产量低 ($20 \times 10^4 \sim 30 \times 10^4 \text{ m}^3$) 的问题。通过 NaNO₃ 加重压裂液研发、4 $\frac{1}{2}$ in 大通径管柱配置、140MPa 高压机组及地面流程配套,实现了 7000m 超深井加砂压裂施工;在此基础上,通过基础理论研究、室内评价实验和现场试验,形成一套“纵向转层、层内转向”的体积加砂压裂配套技术,现场试验 14 口井,平均单井无阻流量由改造前的 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高至 $288 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,增产倍比 7.1;实际单井平均产量改造前为 $7.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,改造后为 $57.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,增产倍比 8.0。

(11) 完善形成了库车山前暂堵体积酸压技术。针对库车山前储层厚度大、裂缝发育,以往缝网酸压改造后单井产量低 ($30 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右) 的问题,通过开展酸蚀裂缝导流能力实验,研发不同粒径的暂堵转向材料,配套暂堵转向剂加入装备,优化暂堵转向剂加量,形成了一套暂堵体积酸压工艺技术,并开展了 21 井次的现场试验与应用,平均无阻流量由改造前的 $68 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高到改造后的 $279 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,增产倍比 4.1;实际单井平均产量改造前为 $16.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,改造后为 $60.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,增产倍比 3.6。

第二节 复杂岩性低渗透储层试油配套技术

复杂岩性低渗透储层试油存在的主要技术难点：储层厚度大、孔渗条件差（孔隙度下限 5%、渗透率下限 0.01mD）、油水关系复杂、储层流体性质复杂，底水活跃，局部高导缝发育，纵向无应力遮挡。稠油、高挥发油试油难度大，大规模储层改造难度大、成本高。

通过 3 年的技术攻关，复杂岩性低渗透储层试油配套技术取得了以下主要成果和进展：

(1) 形成了大庆长垣扶余及高台子油层水平井中长期产能预测技术。利用动静态综合资料，应用渗流理论和数值试井产能预测方法，对中长期产能进行预测。跟踪投产井压力、产量资料，验证中长期产能预测的准确性。中期预测 12 口井，符合率 83.3%（误差 $\pm 20\%$ ）；长期预测 10 口井，为开发方案经济评价提供依据，达到 1 年以上 6 井次预测符合率 83.3%（误差 $\pm 20\%$ ）。

(2) 形成了玛湖凹陷低渗透储层综合量化评价及产能预测技术。根据储层特点，从地质背景到岩心孔渗，从录测井到试井测试，综合考虑多种因素，开展储层综合量化评价，在储层分类的基础上，分析评价了措施改造对产能的主控因素，建立了产能预测模型。现场应用 32 井次，试油结论符合率 81.8%、产能预测符合率 81.8%（ $\pm 25\%$ ），评价思路和方法推广应用到东道海子及中拐凸起，为试油选层和改造决策提供了重要依据。

(3) 形成了低渗透储层试油的分簇射孔、分层、钻塞、地面流程及设备配套技术。针对低渗透储层砂泥岩互层、物性极差，常规储层改造手段难获工业油流，形成了水平井分段分簇射孔 + 桥塞联作技术，裸眼封隔器分段压裂技术，直井射孔桥塞分层、分簇射孔技术，油管及连续油管钻磨桥塞技术，配套了独立井、平台井标准化压裂施工井口及地面流程。水平井分段分簇射孔 + 桥塞联作技术在大庆油田现场应用 56 口井、封堵 472 段、射孔 1084 簇，工艺一次成功率 97.8%；裸眼封隔器分段压裂技术在新疆油田现场应用 4 口井。直井射孔桥塞分层、分簇射孔技术在吉木萨尔凹陷应用 7 口井，6 口井获工业油流，获油率 85.7%，是常规改造产量的 3 ~ 4 倍，在玛湖等地区应用 11 井次，成功率 100%，获油率 45.5%。油管钻磨桥塞技术在大庆油田应用 19 口井共 152 个桥塞，单个桥塞平均钻磨时间 93min；新疆油田研制了连续油管控压钻塞捕屑器，采用双路设计具有反射式和旋流式除砂功能，解决了控压钻塞的难题，应用 7 井次，工艺成功率 100%。配套的独立井、平台井标准化压裂施工井口及地面流程在大庆油田应用 59 井次，单井最高液量 24572m³、加砂 1896m³、排量 16m³/min，施工一次成功率 100%，实现分簇射孔、分层、钻塞、地面流程、连续混配（单台最大排量 10m³/min）国产化。

(4) 完善低渗透储层试井解释方法，提高测试资料解释水平。建立了考虑启动压力梯度变化的低渗透储层非达西渗流模型及全压力历史拟合方法，可有效解释地层压力、渗透率等参数，现场应用 13 井次，解释出参率由 2011 年的 60.5% 提高到 2014 年的 75%，为低渗透储

层试井解释提供了技术支持。

(5) 形成了稠油井筒隔热蒸汽吞吐试油技术。通过开展注汽参数优化、井筒隔热技术、井下工艺管柱设计、油嘴尺寸及求产方式优化等研究,形成稠油井筒隔热蒸汽吞吐试油技术。在大庆西部斜坡现场应用 6 口井,其中江 77 井日产油 51.84t,注汽干度 65% ~ 73%,油汽比达到 1.008,累计产油 1225t,是该区稠油产量最高的一口井。

(6) 形成了玛湖凹陷砂砾岩储层改造配套技术。玛湖凹陷油层厚度大,无应力遮挡,泥岩夹层发育,压力系数差别大 (1.1 ~ 1.7),高压区施工泵压高、规模受限。玛北采用管柱分层、玛西采用套管桥塞分层技术,均采用二次加砂技术改善支撑剂有效铺置;同时采用变黏压裂液、变排量工艺控缝高。水平井改造利用纤维暂堵层内转向技术和段塞人工隔层控缝高技术。玛湖凹陷直井改造共应用 44 井次,施工成功率达到 100%,获油气率由 2012 年的 57.1% 提高到 2014 年的 67.7%,二次加砂是一次加砂产量的 4 倍,套管压裂是油管压裂产量的 3 倍。水平井改造 3 井次,施工成功率达到 100%,水平井产量达到直井的 4 倍。玛湖凹陷 3 年共提交预测石油地质储量 1.93×10^8 t,控制石油地质储量 1.93×10^8 t。

(7) 形成了水平井多段体积改造及工厂化施工技术。借鉴了国外页岩气体积改造的理念。大庆长垣扶余、高台子低渗透储层天然裂缝发育、岩性脆。通过采用水平井分段多簇射孔、裂缝转向和低黏度滑溜水、大排量、大规模、低砂比施工工艺,在主裂缝侧向形成次生裂缝,次生裂缝继续分支,形成二级和多级次生裂缝,最终使主裂缝和多级次生裂缝相互交织,形成立体网络,现场应用 14 口井,产量平均是周围直井的 14.4 倍。

形成了吉木萨尔致密油水平井 4 项特色技术:通过引入“储层改造最优化的思路:根据区域最小水平主应力方向确定水平段方位,依据最佳裂缝延展及铺砂效果,确定钻井穿行轨迹,形成了井眼轨迹与压裂方案融合设计技术;通过岩石力学参数、储层含油性、水平井眼条件进行分段优化,确定封位,形成了水平井裸眼封隔器分级优选技术;采用变黏复合压裂液体系,结合大排量施工,既满足造复杂缝,又能在纵向上改造整个“甜点体”、在横向上造出长缝的目的,形成了变黏复合压裂液技术;采用电法、地面微地震监测方法对人工裂缝进行分析和评估,形成了水平井压裂评估和裂缝监测方法。现场应用 4 口井,其中吉 172_H 井 15 级压裂总用压裂液 16030m³、陶粒 1798m³,创当时多项纪录:国内单井最大加砂量,新疆油田最大压裂级数、最大入井液量,首次应用连续混配变黏体系技术。压后初期日产油 69.3t (油压 3.4MPa),目前自喷日产油 8t,截至 2014 年 11 月 20 日,631 天累计产油 11916t。

一个平台部署多口水平井,流水线方式、批量化作业,缩短作业时间、提高设备利用效率,回收利用工作液、减小环境污染,降低作业成本。工厂化压裂施工 5 个井组 15 口井 149 段,307 簇,累计施工 49 天,日压裂 3.1 段,平均单井降低成本 18.5%。11 口井投产,初期单井平均日产油 23.0t,产量是邻直井的 7.4 倍。

(8) 探索了水平井一趟管柱分段测试工艺。目前还不能针对水平井进行分段多次测试,无法直接求得单段油水产量、地层压力等相关参数,研发了水平井一趟管柱分段多次测试工艺,设计相关管柱及工具,可多次坐封,对水平井任意单段求取地层参数。采用双级自平衡液压坐封封隔器实现分层、三通单流阀实现打压坐封和排液求产,通过上提或下放管柱实现多次坐封分段测试。在肇平 7 井现场试验,求得了全井及单簇产能,验证了该技术可实现水平井一趟管柱分段测试。

(9) 开展了徐家围子沙河子组致密砂岩气储层压裂技术研究。沙河子组储层孔隙度主要

为 4% ~ 8%，渗透率基本都小于 0.5mD，储层致密并且连通性差，通过前期 16 口直井压裂效果分析，产量均不理想，最高气产量 $5.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 。结合国外体积压裂改造思路，采用体积压裂技术：大排量滑溜水造微缝、线性胶携砂对微缝进行支撑，凝胶液造主缝的方式，实现了体积改造。现场应用 3 口井（宋深 9H 井、宋深 12H 井、徐探 1 井）均达到工业气流。

（10）形成了准噶尔盆地井筒评价和管柱力学核分析技术。通过 2012—2014 年的攻关，研发了新疆油田井下套管磨损分析软件、建立射孔段套管强度分析方法及分层分段多封隔器管柱三轴应力数值模型，形成了一套准噶尔盆地试油压裂井筒、试油管柱设计与完整性评价方法。套管压裂评价 12 井次，油管安全性评价 45 井次，未发生套管变形及井下安全事故。

（11）研制配套了高挥发油试油试采地面密闭流程。针对高挥发油气藏油质轻、油气同产、相态不稳定、易挥发，地面分离、计量难度大，还存在易着火等安全隐患，为此设计了密闭缓冲计量罐，形成了全密闭的地面流程，确保高挥发油井安全施工；采用三相分离器、油嘴管汇、数据采集间等配套设施，实现了油、气、水快速分离及准确计量；配套采气井口、除砂器、ESD 紧急关闭系统，确保了井口及地面安全。现场应用 7 口井，工艺成功率 100%。

（12）初步形成中拐凸起火山岩裂缝性底水油藏控缝高技术。油藏受断裂控制，底水活跃，油水界面不清；高导裂缝发育，纵向无应力遮挡，易沟通底水。采用人工隔层、前置液弱交联、变排量等控缝高技术，实现缝高的有效控制。2013 年采用常规改造工艺，试油 6 井层均为油水同层，经 2014 年采用控缝高改造工艺后，试油 2 井层均为高产油层，控缝高效果显著。

| 第二章 | 超深高温高压及复杂岩性低 渗透储层试油技术现状及难点

