



DOFIAC 2019
中国数字油田



第六届数字油田国际学术会议

6th Digital Oil Field International Academic Conference

论文集

PROCEEDINGS



长安大学数字油田研究所

DIGITAL OILFIELD INSTITUTE OF CHANG'AN UNIVERSITY

Editorial Board



编委名单

主编单位 ORGANIZERS

长安大学数字油田研究所 /
长安大学地球科学与环境学报 /
西安石油大学学报 (自然科学版) /
长安大学数据科学实验与研究中心 /

Digital Oilfield Institute of Chang'an University
Journal of Earth Science and Environment
Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)
Experiment and Research Center for Data Science (ERCDS)

顾问 沙爱民 付锁堂 朱杰君 石道涵 韩玲 / Consultant

SHA Aimin, FU Suotang, ZHU Jiejun, SHI Daohan, HAN Ling

主编 李荣西 石玉江 高志亮 马文军 张新宝 / Chief Editor

LI Rongxi, SHI Yujiang, GAO Zhiliang, MA Wenjun, ZHANG Xinbao

执行主编 刘云华 杨世海 付国民 / Executive Editor

LIU Yunhua, YANG Shihai, FU Guomin

设计 李媛 孙阳 高倩 / Layout

LI Yuan, SUN Yang, GAO Qian

工作人员 王健 张文博 马荣 王颖 朱荣彬 / Staff

WANG Jian, ZHANG Wenbo, MA Rong, WANG Ying, ZHU Rongbin

论文编辑委员会 EDITORIAL BOARD FOR PAPERS

主任委员 石玉江 高志亮 刘辰 / Committee Directors SHI Yujiang, GAO Zhiliang, LIU Zhan

副主任委员 杨世海 付国民 孙少波 / Deputy Directors YANG Shihai, FU Guomin, SUN Shaobo

委员 仲庭祥 徐沛川 / Member of Editorial Board ZHONG Tingxiang, XU Peichuan

论文评奖委员会 ADVISORY COMMITTEE FOR PRIZES

主席 付国民 / Chair FU Guomin

副主席 杨世海 / Co-Chair YANG Shihai

委员 支志英 孙旭东 夏如君 / Members ZHI Zhiying, SUN Xudong, XIA Rujun

秘书 孙阳 / Secretary SUN Yang

学术委员会与论文同行评审委员会

DOFIAC 2019 Academic Board and Peer Reviewers

主席 Chair :

李荣西 长安大学地球科学与资源学院，院长，教授，博导

李玉江 中国石油长庆油田数字化与信息管理部主任，教授级高工

亚采克·祖拉达 (Jacek M. Zurada) 波兰科学院院士；IEEE 协会终身会士；国际神经网络学会会员；美国路易斯维尔大学电子与计算机工程教授，博导

外籍副主席 Co-chair of foreign nationality :

赛义德·穆巴拉克 (Saeed Mubarak) SPE 数字化能源分会主席；沙特阿拉伯国家石油公司智能油田专家

罗贝洛·萨缪尔 (Robello Samuel) 哈利伯顿公司首席技术顾问兼技术研究员；钻井工程专家；SPE 杰出讲师

国内副主席 Co-chairs in China Zone :

肖波 中国石化集团公司信息系统管理部，处长

吴刚 中国海油集团信息化部建设处，副处长

王权 中国石油大庆油田生产运行与信息部，副主任，教授级高工

曾颖 中国石油天然气集团公司新疆油田分公司，企业首席技术专家

段鸿杰 中国石化胜利油田信息化管理中心，副主任，油田高级专家

杨世海 中国石油长庆油田数字化与信息管理部，副主任，教授级高工

陈坚 中国石油长庆油田数字化与信息管理部，副主任，教授级高工

张文坡 中国石油辽河油田信息管理部，处长

管尊友 中国石油大庆油田生产运行与信息部，副主任，教授级高工

刘展 中国石油大学（华东），教授，博导，地球物理专家

高志亮 长安大学数字油田研究所，所长，教授，数字油田专家

付国民 长安大学数字油田研究所，副所长，教授，油藏专家

委员（排名不分前后）Members:

Dr Julian Guy Pickering

Geologix Systems Integration Ltd, CEO

John Cumming

Energistics, 首席技术执行官

Ian Andrew McCoy

Aker Solutions, 一体化信息通讯技术、自动化工程师

Dr.Japan Trivedi

University of Alberta, 副教授

Sergio Sama Rubio

Halliburton, 业务开发经理

VidyaSagar Asalapuram

Infodat International Inc., Systems Engineer, Industry Advisory Board Member for University of Houston

Andriy Zolotavin	Kuwait Oil Company, 高级实时系统工程师
Marko Maucec	Saudi Aramco, 石油工程专家
Andreas T. F. Baken	DOFAS, 西班牙数字油田资产服务公司创始人
Emad Elsebakhi	Baker Hughes a GE Inc., 高级数据科学家
Zhengming Yang	Aera Energy LLC, 油藏评审专家
Ali Mohebbi	Shahid Bahonar University of Kerman, 教授
Harish Krishnamurthy	Northeastern University, 教授
Geurt Deinum	Shell China Ltd, 油藏工程师
David Cavanagh	Integrated Energy Ltd, 总经理
Atif Farid Mohammad	UNC Charlotte, 高级数据科学家, 机器学术专家
Ajith Abraham Padath	Machine Intelligence Research Labs (MIR Labs), 主任, 教授
夏如君	中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 科技与信息化部副经理兼信息化管理经理
支志英	中石油新疆油田数据公司, 副总工, 企业二级技术专家
张守昌	中石油辽河油田信息管理部, 副处长
任刚	中石油大庆油田有限责任公司采油九厂, 厂长
刘志忠	中石油大港油田信息中心, 高级工程师, 专家
耿玉广	中石油华北油田分公司, 油田公司二级技术专家, 教授级高工
寒宏恩	中国石油勘探开发研究院, 主任, 高级石油工程师
孙旭东	中石化石油工程技术研究院, 高级首席专家, 博士
唐爱武	中石油测井有限公司科技处, 主任
汪亮	中石油西南油气田分公司通信与信息技术中心, 副主任
彭英	中石化胜利油田物探研究院, 首席专家
梁党卫	中石化胜利油田物探研究院, 院首席专家
谢华锋	中国地质调查局油气资源调查中心, 教授级高工
鲁玉庆	中石化胜利油田信息化(档案)管理中心, 副主任, 首席专家
李美求	长江大学机械工程学院, 副院长, 教授
王振杰	中国石油大学(华东), 教授, 博导
党瑞荣	西安石油大学电子工程学院, 副院长, 教授, 博导
朱丽萍	中国石油大学(北京), 副教授
张乃禄	西安石油大学, 教授
文必龙	东北石油大学, 教授
张居库	辽河油田信息工程公司, 数字油田研发中心专家
姜刚	长安大学, 博士, 副教授
李洪奇	中国石油大学(北京), 教授, 博导
王云	南昌航空大学飞行器工程学院, 院长, 教授, 博士
孙少波	长安大学数字油田研究所, 副所长, 副教授, 博士
崔维庚	长安大学数字油田研究所, 总工, 研究员, 数据科学首席专家

DOFIAC 2019 Academic Board and Peer Reviewers

Chair:

LI Rongxi	<i>Dean, Doctoral supervisor, Professor, School of Earth Science and Resources, Chang'an University</i>
SHI Yujiang	<i>Professor-class senior engineer, Director of Digitalization and Informatization Technology Department at Changqing Oil Field, PetroChina</i>
Jacek M. Zurada	<i>Member of the Polish Academy of Sciences; IEEE Life Fellow; International Neural Networks Society Fellow; Doctoral supervisor, Professor of Electrical and Computer Engineering, University of Louisville.</i>

Co-chair of Foreign Nationality:

Saeed Mubarak	<i>Chairman of SPE Digital Energy Chapter; Intelligent oilfield expert at Saudi Aramco</i>
Robello Samuel	<i>Chief Technical Advisor and Technology Fellow at Halliburton; SPE distinguished lecturer; Drilling engineering expert</i>

Co-Chairs in China Zone:

XIAO Bo	<i>Director, information system management department, SINOPEC</i>
WU Gang	<i>Deputy director, Construction department, Information department, CNOOC</i>
WANG Quan	<i>Professor-class senior engineer, Deputy director of Daqing oilfield production operation and information department, PetroChina</i>
ZENG Ying	<i>Enterprises chief technical expert, Xinjiang oilfield company, Petrochina</i>
DUAN Hongjie	<i>Senior oilfield expert, Deputy director of Shengli oilfield information management center, SINOPEC</i>
YANG Shihai	<i>Professor-class senior engineer, Deputy director of Changqing oilfield digitization and information management department, PetroChina</i>
CHEN Jian	<i>Professor-class senior engineer, Deputy director of Changqing oilfield digitization and information management department, PetroChina</i>
ZHANG Wenpo	<i>Director, Information center, Liaohe Oilfield, PetroChina</i>
GUAN Zunyou	<i>Professor-class senior engineer, Deputy director of Daqing oilfield production operation and information department, PetroChina</i>
LIU Zhan	<i>Doctoral supervisor, Professor, School of Geoscience and Technoloy, China University of Petroleum (China East)</i>
GAO Zhiliang	<i>Digital oilfield expert, Professor, Head of Digital Oilfield Institute, Chang'an University</i>
FU Guomin	<i>Reservoir expert, Professor, Deputy director of Digital Oilfield Institute, Chang'an University</i>

Members:

Dr Julian Guy Pickering	<i>CEO, Geologix Systems Integration Ltd</i>
John Cumming	<i>CTO, Energistics</i>
Ian Andrew McCoy	<i>Automation engineer, integration information coommunication technology, Aker Solutions</i>
Dr.Japan Trivedi	<i>Associate professor, University of Alberta</i>
Sergio Sama Rubio	<i>Business development manager, Halliburton</i>
VidyaSagar Asalapuram	<i>Infodat International Inc., Systems Engineer, Industry Advisory Board Member for University of Houston</i>

Andriy Zolotavin	<i>Senior real time system engineer, Kuwait Oil Company</i>
Marko Maucec	<i>Petroleum Engineering specialist, Saudi Aramco</i>
Andreas T . F. Baken	<i>Co-funder, DOFAS</i>
Emad Elsebakh	<i>Senior data scientist, Baker Hughes a GE Inc.</i>
YANG Zhengming	<i>Reservoir reviewer, Aera Energy LLC</i>
Ali Mohebbi	<i>Professor, Shahid Bahonar University of Kerman</i>
Harish Krishnamurthy	<i>Professor, Northeastern University</i>
Geurt Deinum	<i>Reservoir engineer, Shell China Ltd</i>
David Cavanagh	<i>General manager, Integrated Energy Ltd</i>
Atif Farid Mohammad	<i>Machine learn expert, Senior data scientist, UNC Charlotte</i>
Ajith Abraham Padath	<i>Professor, Director, Machine Intelligence Research Labs (MIR Labs)</i>
XIA Rujun	<i>Deputy manager of science, technology and information department, manager of informatization management, Zhanjiang branch of CNOOC</i>
ZHI Zhiying	<i>Enterprises second level technology expert, Deputy chief engineer, Xinjiang Data Co., Ltd, PetroChina</i>
ZHANG Shouchang	<i>Deputy director, Information center, Liaohe Oilfield, PetroChina</i>
REN Gang	<i>Director of the ninth oil production plant of Daqing oilfield, PetroChina</i>
LIU Zhizhong	<i>Senior engineer, Expert, Internet of things technology department of information center, Dagang Oilfield, Petrochina</i>
GENG Yuguang	<i>Second level technology expert of Oil Field company, Professor-class senior engineer, Huabei Oilfield Company, PetroChina</i>
DOU Hongen	<i>Director, senior engineer, RIPED, CNPC</i>
SUN Xudong	<i>Doctor, Senior chief expert, Technology Institute of Petroleum Engineering, SINOPEC</i>
TANG Aiwu	<i>Director, Science and technology department of China Petroleum Logging Co., Ltd</i>
WANG Liang	<i>Deputy director, Communications and information technology center, Southwest Oil & Gas Field company, Petrochina</i>
PENG Ying	<i>Chief expert, Geophysical Research Institute, SINOPEC Shengli Oilfield Branch Company</i>
LIANG Dangwei	<i>Chief expert of Geophysical Research Institute, SINOPEC Shengli Oilfield Branch Company</i>
XIE Huafeng	<i>Professor-class senior engineer, Oil and Gas Survey, China Geological Survey</i>
LU Yuqing	<i>Chief expert, Deputy Director, Information management center, SINOPEC Shengli Oilfield Branch Company</i>
LI Meiqiu	<i>Deputy dean, Professor, school of mechanical engineering, Yangtze University</i>
WANG Zhenjie	<i>Doctoral supervisor, Professor, China University of Petroleum (China East)</i>
DANG Ruirong	<i>Deputy dean, Doctoral supervisor, Professor, School of Electronic Engineering, Xi'an Shiyou University</i>
ZHU Liping	<i>Associate professor, China University of Petroleum (Beijing)</i>
ZHANG Nailu	<i>Professor, Xi'an Shiyou University</i>
WEN Bilong	<i>Professor, Northeast Petroleum University</i>
ZHANG Juku	<i>Expert of digital oilfield research center, Liaohe Oilfield Informatization Engineering Company, Petrochina</i>
JIANG Gang	<i>Associate professor, Doctor, Chang'an University</i>
LI Hongqi	<i>Doctoral supervisor, Professor, China University of Petroleum (Beijing)</i>
WANG Yun	<i>Dean, Professor, Doctor, School of Aircraft Engineering, Nanchang Hangkong University</i>
SUN Shaobo	<i>Deputy-director, Associate professor, Doctor, Digital Oilfield Institute of Chang'an University</i>
CUI Weigeng	<i>Cheif data scientist, Chief engineer, Digital Oilfield Institute of Chang'an University</i>

前言

2019年，适逢中华人民共和国建国70周年，在十月一日我国刚刚举办了隆重的庆祝大典，激励着中华儿女更加发奋图强，不断向前。

2019年，数字油田国际学术会议适逢中国数字油田提出20年，于是，我们也要与全国石油人举行隆重的庆祝活动，以鼓舞全国石油人从数字油田走向智能并迈向智慧油气田。

2019年，是我们两年一届的数字油田国际会议的第六届大会，将邀请来自全球各大石油公司的数字、智能油田专家、科学家出席，和来自全国各大油田公司专家、学者进行数字、智能油气田建设技术交流，共同推进我国数字、智能、智慧油气田的建设与发展。

中国数字油田自1999年提出以来，吸引了石油企业和为油气田建设服务的油田数服公司与工作者，无数的人们默默无闻、不怕寂寞、坚持了20年，一步一步地推动着数字油田建设向前发展，直到今天他们也不放弃、不抛弃，坚持在追寻着自己的梦想，我们应该向他们学习，向他们致敬！

在两年一届的第六届数字油田国际学术会议召开之际，我们将继续沿着数字油田的梦之路阔步前进。我们的意志依然是“仰望星空，脚踏实地”没有变；我们会议的主题是十多年设计、规划一路推进延续着没有变；我们油田数字化的事业是既定的、具有工匠的精神没有变；我们会议的主旨是建成行业领域品牌会议的成色没有变，依然为所有数字、智能油田人和企业服务，唯一变的是油田企业数字、智能油田建设的成就在变，全国油田数字化、智能化建设的队伍在壮大，会议的规模在变大且专业化。

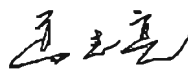
在本届大会中，我们专门组织了众多油田气田企业的数字油田专家们撰写了一部《中国数字油田20年回顾与展望》著作，已奉献给大家，这是国际会议对中国数字油田20年最大的一个献礼，通过总结与展望，就是让中国数字油田建设迈着坚定的步伐走向远方。

同时，本次会议继续组织全国范围内众多专家、教授、学者和工程技术人员撰写论文，会议共收到80余篇论文，经过专家、教授的评审，最终有70余篇入选。分别有大数据与人工智能技术在油气田的应用研究19篇；智慧油气田与智能操控方法技术研究17篇；5G技术与油气田物联网建设研究23篇；智慧地质与大数据油气藏研究14篇；外文论文5篇。代表们撰写的论文普遍水平比往年高很多，具有可读性，对油气田数字、智能以及智慧油气田建设作了深入的研究，很有价值。

本次会议的主题是：中国数字油田20年和智慧油气田建设与发展，一方面我们要对20年来数字油田建设给予全面、中肯的总结；另一方面我们要前瞻性地引导中国油气田走向未来。在会议期间除了有大批报告人做技术交流，还有大会优秀论文评奖与颁奖，以鼓励更多作者研讨数字、智能油田建设与发展战略。

数字油气田建设20年，为中国的智能油气田建设打下了良好的基础，也为智慧油气田建设指明了方向。但是，中国的数字油田建设仍在路上，这20年虽然取得了巨大的成就，可是，现在这个领域还没有专门的杂志刊登我们的论文；没有专门的学科领域评职称，定专家；没有大学专门地设置相关专业培养专业人才。所以，我们还须加倍努力，以更大的干劲推进这一伟大事业不断向前。

我们相信，数字油田在人类石油史上会成为最伟大的事业，我们更相信在这一伟大事业上一定会创造出更大的人间奇迹——“无人”、简单、美丽的智慧油气田一定会实现。



2019年10月

PREFACE

2019 is the 70th anniversary of the founding of the People's Republic of China, on the National Day, Our motherland just held a grand celebration ceremony to encourage Chinese to make a determined effort to do well, move forward.

2019 is the 20th Anniversary of China's Digital Oilfield Launch. We also hold a grand celebration ceremony to inspire people to move from digital oil fields to intelligent and wisdom oil gas fields.

China's Digital Oilfield is proposed since 1999, a large number oil enterprises and oil-service companies that services for oilfield construction have many like-minded people. They are obscure, does not afraid of loneliness, insist on for 20 years, have promoted the development of digital oil fields step by step. Until today they don't give up, we should learn from them, pay tribute to them!

This year is the sixth digital oil field international academic conference, in addition to celebrate 20 years of China's digital oil fields, we must hold academic conferences that have lasted for more than 10 years. This is basic nature and also a basic feature of building brand conferences.

The conference not only organized the experts of oil and gas field enterprises to write the monograph "Review and Prospect of China's Digital Oilfield in 20 Years", also asked many experts, professors, scholars and engineers to write papers. We received more than 80 papers, and finally, over 70 papers were approved through the review of experts and professors. Including 19 papers on the application of big data and artificial intelligence technology in oil and gas field, 17 papers on wisdom oil gas field and intelligent control techniques research, 23 papers on 5G technology and internet of things construction in oil and gas field, 14 papers on wisdom geology and oil gas reservoirs as well as 5 English ones.

The conference theme is the 20th anniversary of China's digital oilfield enables the construction and development of wisdom oil and gas fields. On the one hand, we should give a comprehensive and pertinent summary of the digital oilfield construction in the past 20 years; On the one hand, we should guide the future of China oil and gas fields in a forward-looking way. Therefore, the papers written by conference delegates around this core idea and theme, which are generally of high level and readability, which is of great reference value for the digitalization and intelligentization construction of oil and gas fields and top-layer design of wisdom oil gas fields.

20 years of Digital Oilfield Construction has built a good foundation for the construction of China's wisdom oilfield, and pointed out the path for the construction of wisdom oil gas fields. However, the construction of China's digital oil field is still on the way, great achievements have been made in the past 20 years, but till now none of special magazine to publish this area papers, none of relative organization confer the academic title and professional rank, not to identify the recognized experts in this field and even there is no universities to set up the specific majors to cultivate professional talents. Now consider these problems, we must redouble our efforts to advance this great career with more energy.

Let us believe that this is a milestone undertaking and looking forward to the great miracles will happen in the future.



2019.10

长安大学地球科学与环境学报简介



长安大学《地球科学与环境学报》是国家教育部主管、长安大学主办的地学综合性学术刊物，创刊于1979年。她前身为1979年创刊的《西安地质学院学报》，1998年更名为《西安工程学院学报》，2003年又变更为《长安大学学报（地球科学版）》，并于2004年变更为现名。该刊被美国《化学文摘》（CA）、《地质文献预评数据库》（GeoRef）、《石油文摘》（PA）、《剑桥科学文摘：自然科学》、《乌利希国际期刊指南》、《史蒂芬斯全文数据库》以及俄罗斯《文摘杂志》（AJ）、《中文核心期刊要目总览》、《中国科技论文与引文数据库》、《中国学术期刊综合评价数据库》、《中文科技期刊数据库（维普）》、《中国地质文摘》、《中国石油文摘》、《中国科技论文在线》、《台湾华艺数据库》等国内外十余家文摘或数据库固定收录，系中文核心期刊、中国科技核心期刊、RCCSE中国核心学术期刊。

自本届会议起，该刊将成为是数字油田国际学术会议优秀论文推荐的重要期刊。

自本届会议起，该刊将成为是数字油田国际学术会议优秀论文推荐的重要期刊。



西安石油大学学报（自然科学版）简介

《西安石油大学学报（自然科学版）》创刊于1986年，是由陕西省教育厅主管、西安石油大学主办的石油、天然气类综合性学术期刊。该刊为中文核心期刊、中国科技核心期刊、RCCSE中国核心学术期刊，美国《化学文摘》(CA)、美国《石油文摘》(PA)、荷兰 Scopus 数据库、《中国石油文摘》等二次文献源期刊，被中国核心期刊数据库、万方数字化期刊群、中文科技期刊数据库、中国学术期刊（光盘版）等全文收录。

该刊多年来十分支持数字油田、智能油田与大数据研究，是数字油田国际学术会议优秀论文推荐的首选期刊。



目 录

CONTENT

中文论文

大数据与人工智能在油气田的应用

- 机器学习中的钻井数据离群点标记方法研究 谭扬, 殷志明, 许亮斌, 李梦博, 李永华 001
- 基于随机森林算法的页岩气多段压裂井产能预测 纪磊, 李菊花, 肖佳林 008
- 基于大数据的储层有利区分析方法研究 梁党卫, 路慎强, 郭俊, 余学锋, 周广悦 013
- 基于大数据的页岩油气压裂工程参数优化方法 李彦尊, 白玉湖, 陈桂华, 徐兵祥, 陈岭, 董志强 018
- 基于卷积神经网络的油井生产实时智能监测 鲁玉庆, 刘骏, 王振, 陈静静, 赵兴国 023
- 基于灰色理论和Lasso算法的井底压力预测模型 周鑫, 谷建伟 027
- 深度学习算法在测井曲线识别地层岩性中的应用实践
..... 陈玉林, 李戈理, 杨智新, 肖飞, 何羽飞, 陆艳萍, 王茜瑜 031
- 基于XGBoost算法的剩余油分布预测 赵亮, 谷建伟 035
- 基于粒子群算法的油藏生产动态自动优化技术 张振涛, 李山, 陈东, 徐效平, 马骁 040
- 基于遗传算法的优化BP神经网络油田产量预测模型研究 任燕龙, 谷建伟 045
- 基于计算机视觉的指针式仪表智能示数读取研究 朱丽萍, 王冰, 张笛, 李承阳, 金学锋, 刘志刚 052
- 基于数据驱动的掺稀抽油机井系统效率预测研究 李冰, 彭振华, 冯钢, 丁雯, 杨若谷, 檀朝东 057
- 基于无因次分析与响应曲面的海上油藏CO₂驱潜力高效评估方法 李保振, 张健, 康晓东, 王旭东 063
- 大数据背景下的数据管理模式探讨 崔玉杰, 徐志伟, 王丽娟 069
- 大数据技术在油田经营管理领域的应用探索 范友贵, 崔维菊, 钟江 073
- 基于时间序列分析的商业软件许可使用预测方法研究 孙剑, 贾立辉, 杨澎涛, 范永合 078
- 一种基于电功图的抽油机工况识别深度学习模型 李向一, 朱丹丹, 朱丽萍, 张胜利, 刘志贤 083
- 强化深度学习在油藏工程中的应用 王展羽, 田青, 王艳秋, 韩修庭, 李津宸 088
- 油田数据防泄密解决方案及加密技术探讨 孙孝男 092

智慧油气田与智能操控

- 智慧采油将彻底改变油田的业态 王健 098

智能联合站的建设与思考	强晓, 郭元元, 朱荣彬	102
智能云平台建设及工业互联网赋能数字油田建设的思考	史纪强, 任恩茂, 宋建	106
油田中心站管控一体化技术研究	刁海胜, 王登莲, 孙明, 周维琴, 罗凌燕	111
智能井温度试井技术研究进展	隋微波, 张迪, 王梦雨	115
测井智能化解释发展及应用探讨	杨智新, 李戈理, 成志刚, 陈玉林, 肖飞, 王茜瑜, 彭怡眉, 陆艳萍	124
浅析一体化智能生产指挥体系	管尊友, 伊立群, 陈金秋, 扈君	128
勘探开发梦想云平台推进智慧油气田建设	马涛, 杜金虎, 杨剑锋, 张仲宏, 王铁成	132
超稠油蒸汽驱智能调控采油技术与试验	孙振彪, 韩树柏, 林军, 孟强, 张洪驰	138
智能生产优化辅助决策系统建设及应用	张小龙, 杨志兴, 王群超, 涂强, 游莉	143
高智能诊断系统在抽油机井上的应用	孟强	149
测井智能解释软件平台设计	李国军, 周军, 钟吉彬, 曹先军, 刘昱晟	155
面向油气勘探开发一体化研究的云平台的建设与应用	黄华晔, 王白羽, 谭晓年, 龙燕	161
基于物联网的智能泡排加注工艺技术研究及应用	顾岱鸿, 罗鑫, 赵敏, 成鹏机, 高康	165
海上井口平台无人化设计探索与实践——以某海上气田井口平台无人化改造为例	何骁勇, 徐正海, 陈绍凯	169
功图量油技术研究与应用	周娜, 孙辉, 王维强, 杜伟, 顾静, 尚岩	173
非插输管道泄漏在线监测技术应用及效果评价	雍硕, 李曙光, 毛志高, 庄号, 陈康林	177

5G技术与油气田物联网

5G通信技术在地球物理测井方面应用的设想	张羽, 褚庆军, 董圣飞, 魏静, 白鸽	182
浅析如何融合5G技术实现油田高效开发管理	王晨羽, 田青, 王艳秋, 刘荫琪, 景方阳, 汪云安	186
基于北斗系统的地震采集项目生产运行信息可视化系统研究	申龙斌, 周霞, 李彩文, 张静, 郑金军	190
浅析辽河数字油田建设基础架构	张文坡, 张守昌, 张居库	195
一体化系统建设助力中海油运营管理	陈建华, 夏如君, 李伟, 韩玉林, 王继鹏	199
浅析自动化技术在辽河油田数据中心的应用	张居库, 邹冰野	206
企业移动应用平台安全体系设计研究	崔秋月	209
协同管理平台在油田科研单位的建设与应用	段非, 娄兵	213
安全生产物联网在特一联合站的建设与应用	韩帅, 黄轶	217
北斗卫星数传技术在新疆油田的应用	黄玉华, 余昊宸	220
分布式视频存储转发技术研究	李峰, 孙明, 周维琴, 刁海胜, 王宏, 宁莹	224
物资采供储协同管理平台建设研究	李录兵, 周维琴, 霍璐, 罗凌燕, 陈延利	229
吉林油田工程技术服务数字化建设应用与评价	李忠华, 姜颖, 张旋, 马晓明, 雷丽华	233
NB-IoT技术在油气生产物联网建设上的应用与前景	刘红涛	238

胜利油田安全基线体系研究与探索	刘华静, 王玮	243
油田企业应用集成服务云平台架构设计技术研究	刘长治, 李玲, 隋国华, 赵玉国, 金伏东	248
新疆油田油气生产自动化技术创新及展望	马赞, 韩力, 张雅丽	254
一种无代码自助开发的办公信息系统的设计与应用	孙佳, 王磊	259
油气生产物联网系统构建研究与应用	孙茜, 余冬, 王冬冬, 何新宇, 康丙超, 谢晓玲	263
基于物联网系统的生产故障诊断处理机制应用研究	王媛媛	268
云计算技术在辽河油田生产经营中的研究与应用	戴海波, 高先睿, 高遵富, 魏雨泽	272
浅谈计算机网络信息安全	赵小琪	276
油田环境监测云数据库的构建	司训练, 尚慧	279

智慧地质与大数据油气藏研究

浅议国家“地质云”油气节点建设和主要技术实现	谢华锋, 尹成明, 梅岩辉, 邓良, 邢宇鑫, 李志伟	282
水驱砂岩油藏层间突进机理及对策研究	张文博, 朱圣举, 朱洁	288
数字地质模型在海上油田水平井钻井导向中的应用	肖大坤, 范廷恩, 范洪军, 田稟睿, 刘向南	293
大庆油田三维地质模型建设与发展	陈卫军	298
过钻杆方位阵列侧向测井技术理论研究	童茂松, 张加举	302
动态监测资料在Y井组油藏精细数值模拟的应用	李宁, 郑小敏, 温柔, 王中涛, 李栋, 刘怡辰	308
RC电热膜加热技术及其在辽河油田的应用	樊志强	313
动态图版软件的特点与应用效果分析	陈义祥, 罗菊兰, 姚海林, 苗秀英, 吴涛, 王圆	318
长庆油田生产测井解释评价库研发与应用	王中涛, 刘东明, 郑小敏, 李栋, 王志峰, 刘怡辰	324
海外项目油气生产管理信息平台建设与应用——以海外北布扎奇油田为例	王有慧, 鲍君刚	329
全虚拟化架构在勘探开发专业软件云平台中的应用	斯兴焱, 段念, 陈代军, 熊康祥	332
油田探井试油选层辅助支持技术研究及应用	李玲, 庞遵义, 刘长治, 隋国华	338
挖掘OFM软件功能, 提高油田动态分析水平	李竞, 皮建, 陈翰, 蒋百召, 郭胜	345
用大数据分析影响鄂尔多斯盆地三维地震采集效率主要因素	王正良, 肖国强, 胡育波, 陈莎, 伊鸿斌, 王涛和, 苏战	349

英文论文

Application of Seismic Data Imaging Technology for Carbonate Reservoir	LUO Lin	355
Review on the Data Statistics Application in the Prediction of Offshore Oil Production	ZHANG Lijun, Zhu Guojin, Wang Shuai	359

Application of Parameter Coupling in Developing Particle Impact Drilling Intelligent Decision System 363
LI lei, DENG Hu, WAN Fulei

Personalized Drill Bit Design and Application based on the AI Technology 369
WAN Fulei

Thermodynamically Predicting the Impact of Temperature on the Performance of Drilling Bits as a Function of Time... 374
Talal AL-Bazali

数字油田人物

数字油田专家访谈..... 石玉江 381

CONTENT

Application of Big Data and Artificial Intelligence in Oil and Gas Fields

Research on Outlier Marking Method of Drilling Data in Machine Learning	001
TAN Yang, YIN Zhiming, Xu Liangbin, LI Mengbo, Li Yonghua	
Productivity Forecast of Shale Gas Well Sections Based On Random Forest	008
JI Lei, LI Juhua, XIAO Jialin	
Reservoir Favorable Area Analysis Method Based on Large Data	013
LIANG Dangwei, LU Shenqiang, GUO Jun, YU Xuefeng, ZHOU Guangyue	
The Data Drive Method of Fracture Parameter Optimization in Shale Oil and Gas	018
LI Yanzun, BAI Yuhu, CHEN Guihua, XU Bingxiang, CHEN Ling, DONG Zhiqiang	
Real-time Intelligent Monitoring of Oil Well Production based on Convolutional Neural Network	023
LU Yuqing, LIU Jun, WANG Zhen, CHEN Jingjing, ZHAO Xingguo	
Predictive Model for Bottomhole Pressure Based on Gray Theory and Lasso Algorithm	027
ZHOU Xin, GU Jianwei	
The Application of Deep Learning Algorithm in Well Logging Curve Identification of Formation Lithology	031
CHEN Yulin, LI Geli, YANG Zhixin, XIAO Fei, He Yufei, LU Yanping, WANG Xiyu	
Prediction of Remaining Oil Distribution Based on XGBoost Algorithm	035
ZHAO Liang, GU Jianwei	
Dynamic Automatic Optimization Technology for Reservoir Production Based on Particle Swarm Optimization	040
ZHANG Zhentao, LI Shan, CHEN Dong, XU Xiaoping, MA Xiao	
Research on BP Neural Network Oilfield Production Forecasting Model Based on Genetic Algorithm	045
REN Yanlong, GU Jianwei	
Research on Intelligent Reading of Pointer Meters based on Computer Vision	052
ZHU Liping, WANG Bing, ZHANG Di, LI Chengyang, JIN Xuefeng, LIU Zhigang	
Prediction of Diluted Pumping Unit Well System Efficiency Based on Data Driving	057
LI Bing, PENG Zhenhua, FENG Gang, DING Wen, YANG Ruogu, TAN Chaodong	
Study on the Efficient Potential Evaluation Method for CO ₂ Flooding in China Offshore Oilfields	063
LI Baozhen, ZHANG Jian, KANG Xiaodong, WANG Xudong	
Discussion on Data Management Model in the Background of Big Data	069
CUI YuJie, XU Zhiwei, WANG Lijuan	
Research on Big Data Analysis Strategy for Operation and Management of "Wisdom Oilfield"	073
FAN Yougui, CUI Weiju, ZHONGs Jiang	
Prediction Method of Commercial Software License Usage based on Time Series Analysis	078
SUN Jian, JIA Lihui, YANG Pengtao, FAN Yonghe	
A Deep Learning Recognition Model on Working Condition of Pumping Unit in Oil Wells Based on Electrical Power Diagram	083
LI Xiangyi, ZHU Dandan, ZHU Liping, ZHANG Shengli, LIU Zhixian	
Application of Deep Reinforcement Learning in Reservoir Engineering	088
WANG Chenyu, TIAN Qing, WANG Yanqiu, HAN Xiuting, LI Fengchen	
Solution to Oilfield Data Leakage Prevention and Encryption Technology	092
SUN Xiaonan	

Wisdom Oil Gas Field and Intelligent Control Techniques Research

Wisdom Oil Production Revolutionizes the Industry Condition of Oilfield	098
WANG Jian	
The Construction and Thinking of Intelligent Oil Field United Station	102
QIANG Xiao, GUO Yuanyuan, ZHU Rongbin	
Thoughts on the Construction of Intelligent Cloud Platform and Digital Oilfield Based on Industrial Internet	106
SHI Jiqiang, REN Enmao, SONG Jian	
Research on Integrated Management and Control Technology of Oilfield Central Station	111
DIAO Haisheng, WANG Denglian, SUN Ming, ZHOU Weiqin, LUO Lingyan	
Research Progress of Intelligent Well Temperature Test Technology	115
SUI Weibo, ZHANG Di, WANG Mengyu	
Discussion on the Development and Application of Intelligent Logging Interpretation	124
YANG Zhixin, LI Geli, CHENG Zhigang, CHEN Yulin, XIAO Fei, WANG Xiyu, PENG Yimei, LU Yanping	
Analysis of Integrated Intelligent Production Command System	128
GUAN Zunyou, YI Liqun, CHEN Jinqiu, HU Jun	
E&P Cloud Platform to Promote Smart Oil & Gas Field Construction	132
MA Tao, DU Jinhui, YANG Jianfeng, ZHANG Zhonghong, WANG Tiecheng	
Research and Test on Intelligent Control and Production Technology of Super Heavy Oil Steam Flooding	138
SUN Zhenbiao, HAN Shubai, LIN Jun, MENG Qiang, ZHANG Hongchi	
Construction and Application of Intelligent Production Optimization Assistant Decision System	143
ZHANG Xiaolong, YANG Zhixing, WANG Qunchao, TU Qiang, YOU Li	
The Application of Intelligent Diagnosis System in Pumping Unit Well	149
MENG Qiang	
Software Platform Design of Intelligent Logging Interpretation	155
LI Guojun, ZHOU Jun, ZHONG Jibin, CAO Xianjun, LIU Yusheng	
The Construction and Application of Cloud Platform for Integrated Research of Oil Exploration and Development	161
HUANG Huaye, WANG Baiyu, TAN Xiaonian, LONG Yan	
Research and Application of the Intelligent Foam Draining Water Technology Based on IOT	165
GU Daihong, LUO Xin, ZHAO Min, CHENG Pengji, GAO Kang	
Research and Practice on unmanned designing of offshore wellhead platform-Taking the unmanned modifying of an offshore gas field wellhead platform as an example	169
HE Xiaoyong, XU Zhenghai, CHEN Shaokai	
Research and Application of Work Diagram Oil Measurement Technology	173
ZHOU Na, SUN Hui, WANG Weiqiang, DU Wei, GU Jing, SHANG Yan	
The Non-Insert Pipeline Leakage On-line Monitoring Technology Application and Affect Assessment	177
YONG Shuo, LI Shuguang, MAO Zhigao, ZHUANG Hao, CHEN Kanglin	

5G Technology and Internet of Things Construction in Oil and Gas Field

The Idea of 5G Communication Technology Applied in Geophysical Logging	182
ZHANG Yu, CHU Qingjun, DONG Shengfei, WEI Jing, BAI Ge	
How to Integrate 5G Technology to Achieve Efficient Development and Management of Oilfield	186
WANG Yuchen, TIAN Qing, WANG Yanqiu, LIU Yinqi, JING Fangyang, WANG Yunan	

Seismic Acquisition Project Operational Information Visualization Research Based on Beidou System····	190
SHEN Longbin, ZHOU Xia, LI Caiwen, ZHANG Jing, ZHENG Jinjun	
Brief Analysis on the Infrastructure of Liaohe Digital Oilfield Construction	195
ZHANG Wenpo, ZHANG Shouchang, ZHANG Juku	
CNOOC Operations Management Improvement based on Integrated System Construction	199
CHEN Jianhua, XIA Rujun, LI Wei, HAN Yulin, WANG Jipeng	
Application of Automation Technology In LiaoHe Oilfield Data Center	206
ZHANG Juku, ZOU Bingye	
Research on Security System Design of Enterprise Mobile Application Platform	209
CUI Qiuyue	
Construction and Application of Collaborative Management Platform in Oilfield Research	213
DUAN Fei, LOU Bing	
The Construction and Application of Safety Production for TeYi United Station Base on IOT	217
HAN Shuai, HUANG Yi	
The Construction and Application of Beidou Satellite Data Transmission Technology in Xinjiang Oilfield	220
HUANG Yuhua, YU Haochen	
Research on Distributed Video Storage and Forwarding Technology	224
LI Feng, SUN Ming, ZHOU Weiqin, DIAO Haisheng, WANG Hong, NING Ying	
Research on Collaborative Management Platform Construction of Material Collection, Supply and Storage	229
LI Lubing, ZHOU Weiqin, HUO Lu, LUO LingYan, CHEN YanLi	
Application and Evaluation of Digitalization Construction of Engineering Technology Service in Jilin Oilfield	233
LI Zhonghua, JIANG Ying, ZHANG Xuan, MA Xiaoming, LEI Lihua	
NB-IoT Technology in the Construction of Oil and Gas Production IoT Application and Prospects	238
LIU HongTao	
Research and Exploration on the Safety Baseline System of Shengli Oilfield	243
LIU Huajing, WANG Wei	
Architecture Design of Application Integration Service Cloud Platform for Oilfield Enterprises	248
LIU Changzhi, LI Ling, SUI Guohua, ZHAO Yuguo, JIN Fudong	
Innovation and Prospect of Oil and Gas Production Automation Technology in Xinjiang Oilfield	254
MA Yun, HAN Li, ZHANG Yali	
The Design and Application of Self-developed Office Information System without Code	259
SUN Jia, WANG Lei	
Research and Application of IoT System Construction for Oil and Gas Production	263
SUN Qian, YU Dong, WANG Dongdong, HE Xinyu, KANG Bingchao, XIE Xiaoling	
Research on Application of Production Fault Diagnosis Processing Mechanism Based on Internet of Things System	268
WANG Yuanyuan	
Research and Application of Cloud Computing Technology in Production and Management of Liaohe Oilfield	272
DAI Haibo, GAO Xianrui, GAO Zunfu, WEI Yuze	
Computer Network Information Security	276
ZHAO Xiaoqi	
Construction of Oilfield Environmental Monitoring Cloud Database	279
SI Xunlian, SHANG Hui	

Wisdom Geology and Oil Gas Reservoirs

Discussion on construction of National "Geological Cloud" Oil and Gas Node and Major Technological Realization	282
XIE Huafeng, YIN Chenming, MEI Yanhui, DENG Liang, XING Yuxin, LI Zhiwei	
Mechanism and Measures of Interlayer Breakthrough during Water-flooding Development of Sandstone Reservoir	288
ZHANG Wenbo, ZHU Shengju, ZHU Jie	
Application of Digital Geological Model on Offshore Oilfield Horizontal Well Drilling	293
XIAO Dakun, FAN Tingen, FAN Hongjun, TIAN Bingrui, LIU Xiangnan	
Construction and Development of Three-Dimensional Geological Model in Daqing Oilfield	298
CHEN Weijun	
Theoretical Investigation of Through-pipe Azimuth Array Laterolog Logging Tool	302
TONG Maosong, ZHANG Jiaju	
The Application of Production Logging Data in The Fine Numerical Simulation of Oil Reservoir in Y Well Group	308
LI Ning, ZHENG Xiaomin, WEN Rou, WANG Zhongtao, LI Dong, LIU Yichen	
RC Electrothermal Film Heating Technology and Its Application in Liaohe Oilfield	313
FAN Zhiqiang	
Characteristic and Application Effect Analysis of Dynamic Plate Software	318
CHEN Yixiang, LUO Julan, YAO Hailin, MIAO Xiuyin, WU Tao, WANG Yuan	
Development and Application of Production Logging Database for Changqing Oilfield	324
WANG Zhongtao, LIU Dongming, ZHENG Xiaomin, LI Dong, WANG Zhifeng, LIU Yichen	
Construction and Application of the Oil and Gas Production Management Information Platform for Overseas Projects: As the case of North Buzachi Oilfield Overseas	329
WANG Youhui, BAO Jungang	
Application of Full Virtualization Architecture in Exploration and Production Software Cloud Platform ..	332
SI Xingyan, DUAN Nian, CHEN Daijun, XIONG Kangxiang	
Research and Application for Selection of Test Oil Layer in Oilfield Exploratory Well	338
LI Ling, PANG Zunyi, LIU Changzhi, SUI Guohua	
Mining Oil Field Manager Software Functions to Improve the Level of Oilfield Dynamic Analysis	345
LI Jing, PI Jian, CHEN Han, JIANG Baizhao, GUO Sheng	
Big data Analysis of Main Factors on Affecting 3-D Seismic Acquisition Efficiency in Ordos Basin	349
WANG Zhengliang, XIAO Guoqiang, HU Yubo, CHEN Sha, YI Hongbin, WANG Taohe, SU Zhan	
Application of Seismic Data Imaging Technology for Carbonate Reservoir	355
LUO Lin	
Review on the Data Statistics Application in the Prediction of Offshore Oil Production	359
ZHANG Lijun, Zhu Guojin, Wang Shuai	
Application of Parameter Coupling in Developing Particle Impact Drilling Intelligent Decision System	363
LI lei, DENG Hu, WAN Fulei	
Personalized Drill Bit Design and Application based on the AI Technology	369
WAN Fulei	
Thermodynamically Predicting the Impact of Temperature on the Performance of Drilling Bits as a Function of Time ...	374
Talal AL-Bazali	

Digital Oilfield Expert

Digital Oilfield Expert Interview	381
SHI Yujiang	

机器学习中的钻井数据离群点标记方法研究

谭扬^{1*}, 殷志明², 许亮斌², 李梦博², 李永华¹

(1. 北京邮电大学信息与通信工程学院, 北京 100876; 2. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028)
tanyang@bupt.edu.cn; liyonghua@bupt.edu.cn

摘要: 钻速预测与优化一直是石油钻井行业的重要课题之一, 在使用机器学习的方式进行钻速预测的过程中, 数据集中离群点的存在会干扰钻速预测的准确性。本文基于钻井数据研究了常用的离群点检测算法的基本原理, 以去除离群点后的数据训练得到的钻速预测模型效果作为参考, 评估并分析了上述离群点检测算法应用于钻井数据中的效果, 提出了一种面向钻井数据应用的离群点检测算法。验证表明, 在检测到的离群点比例不变的情况下, 所提方法去除离群点后训练得到了更优的模型效果, 为钻井数据的实际应用奠定基础。
关键词: 机器学习; 钻速预测; 离群点

Research on Outlier Marking Method of Drilling Data in Machine Learning

TAN Yang^{1*}, YIN Zhiming², XU Liangbin², LI Mengbo², Li Yonghua¹

(1. School of Information and Communication Engineering, Beijing University of Posts and Telecommunications, Beijing 100876, China;
2. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China)

Abstract: The prediction and optimization of drilling rate has always been one of the important topics in the oil drilling industry. In the process of using the machine learning to predict the drilling rate, the existence of outliers in the data set will affect the accuracy of the drilling rate prediction. Based on the drilling data, the basic principle of the commonly used outlier detection algorithms is studied. After removing outliers using these algorithms, the data set is used to train the drilling rate prediction model, then these outlier detection algorithms are evaluated and analyzed with the trained model used as an evaluation criterion. Finally an outlier detection algorithm for drilling data applications is proposed. The verification shows that under the condition that the detected outliers ratio is constant, better model is trained after using the proposed method to remove the outliers, which lays a foundation for the practical application of drilling data.

Keywords: Machine learning; Penetration rate prediction; Outlier

0 引言

智慧油田是石油行业未来发展的趋势, 智能钻井是智慧油田建设过程中的重要一环。如何将机器学习、大数据等新兴领域的新技术新方法运用于石油钻井行业之中, 助力于智能钻井的实现, 是国内外石油行业研究的重点。其中, 钻速预测与优化是实现智能钻井过程中的核心问题之一, 使用机器学习的方式探寻钻井过程中各因素与钻速之间的关系进而实现对后续钻井过程中钻速

的准确预测, 同时为钻速优化提供可行的思路与方法, 是该问题的主要内容^[1]。

通常, 一个机器学习问题可以分为数据预处理、模型训练、模型评估与优化三个主要步骤。在机器学习领域中, 通常认为, 数据预处理决定着最终结果的上限, 而算法模型努力地接近这个上限^[2]。由此可见, 对于一个机器学习问题来说, 数据预处理在其中扮演着至关重要的角色。对于一般机器学习问题, 数据预处理过程可能分为很多步骤, 包括数据去重、不合理数据去除、数

基金项目: 国家重点研发计划资助(项目编号: 2017YFC0804500); 中海油创新基金课题“基于大数据的深水钻井作业实时监测优化及精准钻井软件支持系统”。

作者简介: 谭扬, 男, 北京邮电大学信息与通信工程学院研究生, 研究生期间从事人工智能方面的研究。

据缺失填充等多个方面。但是,在使用机器学习方法进行钻速预测的过程中,离群点会成为影响预测准确性的一个重要因素^[3]。如何保证去除的离群点的质量、降低离群点对钻速预测准确性的影响,是本文研究的重点。

本文以钻井过程中的真实数据为例,研究了原始数据中的离群点对于最终钻速预测结果的影响,对比了常用的离群点去除算法在钻速预测问题中的效果,最终提出了一种融合的离群点标记算法,经验证,提出的离群点标记算法标记的离群点数量适中,同时模型钻速预测的效果在原有基础上有所提升。

1 问题与需求

首先,使用获取到的数据训练模型,进行初步的钻速预测,通过预测结果的准确性,进一步观察离群点对模型训练的影响。

在获取到的每口井的完整钻井过程的原始数据中,包含有时间、泥浆密度、钻压、转盘转速、测量返回井深、钻头详情、地层底深等共 54 个特征参数,其中,除了时间之外,剩下的 53 个参数可以分为 36 个动态参数和 17 个静态参数,数据量共 50 万左右。然而,原始数据中存在着如下问题:

- 1) 各个特征参数的数据在时间上存在突变;
- 2) 由于记录原因,某些特征参数失效;

因此,需要首先对原始数据进行基本的清洗和预处理,主要包括数据选择、去除无效样本点和无效特征等。

经过上述简单处理,最终形成了由 25 个输入特征组成的 25 维输入数据和 1 维钻速输出数据,并只选取第二阶段井段数据作为样本,总数据量缩减为 15000 条。

然后,将清洗过后的数据按照一定的比例划分为训练集、验证集和测试集三部分。

使用上述训练集数据,对近年来较为流行的 LightGBM 模型进行训练,将模型中的 boosting 类型设置为梯度提升决策树 (GBDT, Gradient Boosting Decision Tree),使用均方根误差 (RMSE, Root Mean Squared Error) 作为训练结果的评价指标。

训练后得到的模型的 RMSE 指标以及模型在测试集上的效果如表 1 和图 1 所示。

表 1 去除离群样本点前模型的 RMSE 指标

	验证集 RMSE	测试集 RMSE
去除离群点之前	0.43627	4.26

由表 1 可知,在最佳迭代情况下,验证集的 RMSE

约为 0.43627,而在这种情况下,测试集的 RMSE 却高达 4.26,几乎差了一个数量级!这表明训练好的模型对于测试集几乎没有拟合能力。

以训练好的模型对测试集中样本点的预测钻进速度作为 x 轴,测试集中数据的实际钻进速度作为 y 轴,做出二者之间对应的散点图,如图 1 所示。

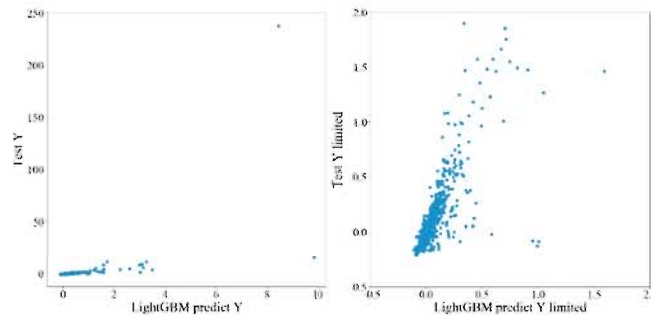


图 1 模型在测试集上的效果

在图 1 中,左图中包含了测试集的所有样本点,右图则是为了更好地展示模型效果而将左图中 $x \in [-0.5, 2]$ 、 $y \in [-0.5, 2]$ 的区域进行局部放大的效果。

理想情况下,测试集的预测钻速与实际钻速应该相差不多,即图中的每个点,横轴上的值和纵轴上的值应该相差不大,也就是说,所有的样本点应该围绕在直线 $y=x$ 附近。但是,从图 1 中可以看到,图中的有些点甚至存在着数量级上的差异,这些点导致左图中横纵两轴的基本刻度都不相同,放大后的样本点也并没有分布在直线 $y=x$ 附近。这说明当前模型仍处于欠拟合状态,可以说,当前训练好的模型对于测试集数据几乎没有拟合能力。

调整 LightGBM 模型中的参数重复多次进行模型训练和预测,比如调低学习率、使用更多叶节点等。然而训练结果表明,这些参数的调整并不会对模型的训练和预测产生实质性的影响,模型对数据的拟合效果仍然很差。

经过初步分析发现,数据中的离群点可能是造成模型欠拟合的一个重要原因。

离群点通常是指与其他样本点相距较远、显著偏离其他数据点的样本。在分布上,正常样本通常较为密集地分布于一小块区域,而离群点则通常远离正常样本分布,且分布较为稀疏。除此之外,离群点通常还具有数量较少、属性取值较为极端等特征^[4]。

离群点产生的原因可能有很多种,包括测量过程中的可变性、实验数据的错误等。离群点可能导致统计分析过程中出现很多问题。在大多数较大的采样数据中,都可能会有一些数据点与合理数据点相隔较远,产生这种情况的原因可能是偶然的系统误差,也可能是按照对

样本点的概率分布做出假设的理论本身在实际应用中的缺陷,或者只是单纯的有某些样本观察点远离其他观察点。因此,离群点可能表示数据异常、采样流程中存在错误或者某个理论在特定的场合并不适用。然而,在比较大的数据样本中,在大多数情况下,预计都会有少量的异常值(而不是由于任何的异常情况)。

以模型的输出,即钻进速度为例对对应的数据进行分析。将经过数据清洗之后的钻速数据单独提取出来,绘制其关于各个样本点的分布,如图2所示。

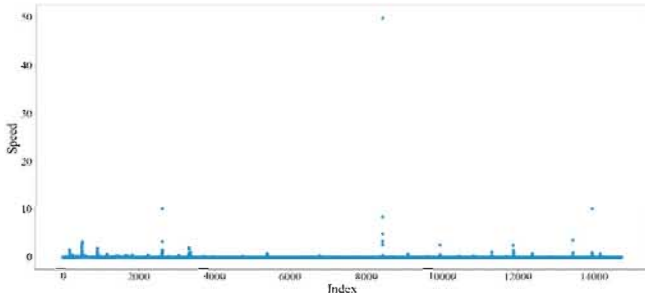


图2 钻进速度分布

同时,可以通过 pandas 库中 Dataframe 数据类型的 describe() 方法查看钻进速度数据的相关统计性描述,如表2所示。

结合图2和表2可以看出,大部分样本点的钻进速度值都在0附近,但是却有少量数据在10左右浮动,甚至还有样本点的钻进速度达到了50。钻进速度的最小值为0.012798,然而最大值却达到了50,这样的区间跨度,即便极端数据的数据量很小,在对数据进行分析时也会对数据产生不小的影响。另外,从图表中还可以看出,有25%的样本点的钻进速度小于等于0.026738,50%的点小于等于0.033356,75%的点小于等于0.047574,然而钻进速度的平均值却达到了0.05876,平均值比四分之三的样本点都要大,这说明钻进速度的平均值受到了数据集中极端数据的影响。

表2 钻进速度的统计性描述

属性	属性值
平均值	0.058760
标准差	0.450456
最小值	0.012798
25% (下四分位点)	0.026738
50% (中位数)	0.033356
75% (上四分位点)	0.047574
最大值	50

从上面的分析可以看出,钻进速度在10左右以及大于10的样本点已经偏离了大部分样本的分布,我们可以认为这些样本点是离群点。

由上面的分析可以看出,虽然离群点的数量少,但是会对原始数据的统计分布产生显著的影响,同样,这些离群点也会影响数据的训练过程,进而导致训练得到的模型效果不佳。

2 离群点标记算法对比

在一般机器学习问题中,常用的离群点标记算法主要分为以下三大类:

1) 基于统计方法的一元离群点检测方法。常见方法主要有 3σ 法和中位数绝对偏差 (MAD, Median Absolute Deviation) 法^[5]。该类方法只针对数据集中的某个特征,基于统计学方法对该特征进行分析,将该特征中的极端值对应的样本点标记为离群点。该类方法对特征数量较少的数据集中信息量较大的特征比较适用。

2) 常用的多元离群点检测算法。常见算法主要有 Elliptic Envelope 算法^[6]、Isolation Forest 算法^[7]和 Local Outlier Factor^[8]算法。上述三种方法从不同的角度、利用数据集中所有的属性信息对数据集中的数据进行拟合,进而对其中的极端数据进行标记,作为离群点。

3) 基于聚类的离群点检测算法。该方法主要通过样本点与聚类中心的距离来判断某个样本点是否为离群点。常用的距离判断标准为欧氏距离。其中,聚类个数和样本点与聚类中心的距离阈值通常需要人为指定^[9]。

在钻进过程中,钻进速度会受到众多因素的影响,即模型的输入维度较高,因此只通过某个特征因素来判断某个样本点是否为离群点会存在“以偏概全”的问题,相对来说,判断的准确性难以保证。理论上的缺陷使得该方法并不适用于钻速预测问题,因此后文只针对后两种方法在钻速预测问题中的应用进行探究。

2.1 多元离群点分析方法效果对比

将数据预处理之后的数据分别使用 Elliptic Envelope、Isolation Forest 和 Local Outlier Factor 方法进行离群点分析之后,分别去除离群点,然后使用去除离群点之后的数据训练 LightGBM 模型,观察模型的效果。在训练过程中,这三种情况均使用相同的归一化参数。另外,在使用这三种方法进行离群点分析时,需要指定离群点占原数据的比例,因为在实际情况中,离群点占比很小,因此在这里将该比例设定为2%。

训练后模型的 RMSE 指标以及测试集中预测值与真实值之间的对应如表3和图3-图8所示。

表3对比了使用三种离群点检测方法去除离群点之后,模型在验证集和测试集上的 RMSE 指标。从 RMSE

指标来看, Elliptic Envelope 效果最好, Local Outlier Factor 效果稍差, Isolation Forest 效果最差且与前两者相去甚远。

表 3 应用常见的多元离群点分析方法去除离群样本点后模型的 RMSE 指标

	验证集 RMSE	测试集 RMSE
Elliptic Envelope 算法	0.072453	0.08881
Isolation Forest 算法	0.420018	0.267508
Local Outlier Factor 算法	0.091692	0.101043

图 3、5 和 7 以钻进速度为例, 分别展示了三种离群点检测算法检测到的离群点在清洗之后的数据集中的分布。可以看到, Elliptic Envelope 和 Local Outlier Factor 算法均清晰地检测到了钻进速度过高的样本点, 包括钻进速度为 50 的样本点和钻进速度在 10 左右的样本点等, 不同之处在于, 除了钻速显著偏高的离群点之外, Elliptic Envelope 算法标记的大部分离群点集中分布在某一段区域 (Data Index 为 2000 左右的区域) 内, 而 Local Outlier Factor 算法标记的离群点则分布得较为分散, 在整个钻井过程中都有零散分布。而 Isolation Forest 算法几乎没有检测到任何钻速异常的样本点, 只是将钻进过程开始阶段的部分样本点标记为离群点。

图 4、6 和 8 则展示了使用去除离群点之后的数据训练的 LightGBM 模型的效果: 以钻进速度预测值作为 x 轴、钻进速度实际值作为 y 轴, 以散点图的方式绘制出了二者之间的对应关系。其中左边的图为全球样本分布, 包含了去除离群样本点后剩下的所有数据, 而右边的图则

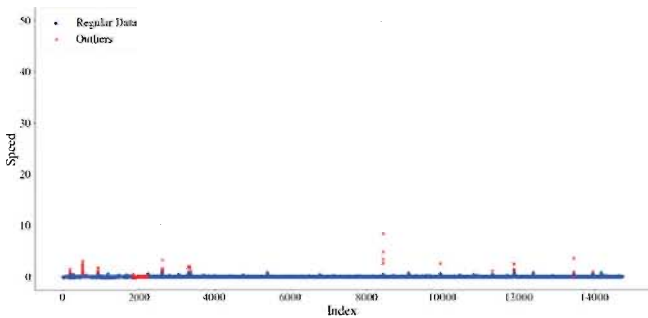


图 3 Elliptic Envelope 算法离群点分布情况

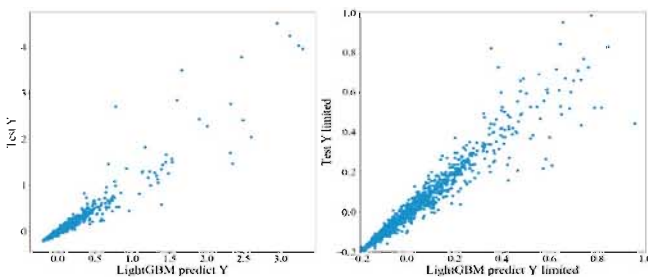


图 4 Elliptic Envelope 算法去除离群点之后的模型效果

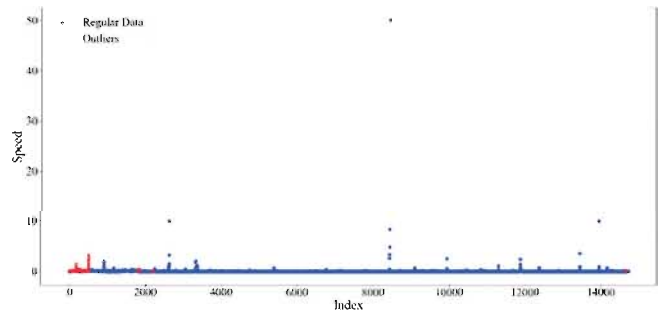


图 5 Isolation Forest 算法离群点分布情况

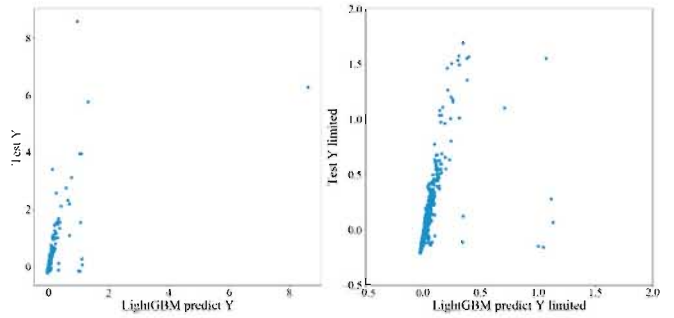


图 6 Isolation Forest 算法去除离群点之后的模型效果

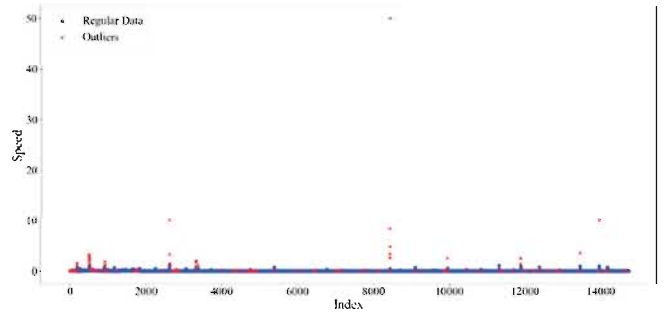


图 7 Local Outlier Factor 算法离群点分布情况

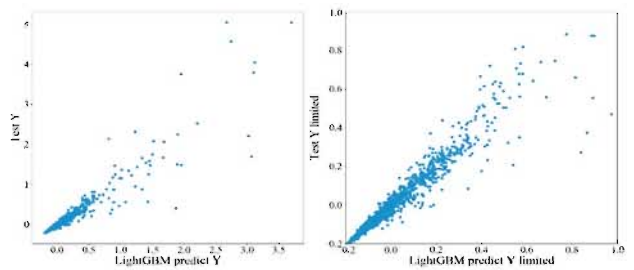


图 8 Local Outlier Factor 算法去除离群点之后的模型效果

是为了展示细节而将左边的图中纵横轴特定区间内的部分进行放大之后的效果。从图中可以看出, 使用 Elliptic Envelope 和 Local Outlier Factor 算法去除离群点之后训练得到的模型的拟合效果均比较理想, 大部分数据都集中在直线 $y=x$ 附近。相比之下, 使用 Isolation Forest 算法去除离群点之后训练得到的模型的拟合效果则比较差, 数

据集中分布的区域严重偏离了直线 $y=x$ 。从上述分析可以看出，图片展现出来的数据整体趋势走向与 RMSE 指标表示的结果相一致。

综合上面的分析，可以得出结论，针对该数据集，Elliptic Envelope 算法表现出了良好的离群点检测能力，Local Outlier Factor 算法效果稍差，但仍在可接受的范围内，而 Isolation Forest 算法的检测结果则不够理想，不适合在该数据集中使用。

2.2 基于聚类的离群点检测算法的实现与分析

根据之前的分析，基于聚类的离群点监测算法主要受聚类类别个数和类别内部正常观测样本点与离群样本点分界的阈值 δ 两个因素的影响。

通常，样本点与聚类中心之间的距离 d_{in} 达到距离中位数 d_m 的 2 倍左右才可以认为该样本点为离群样本点，即通常取阈值 $\delta = 2$ 左右。

在此，通过尝试，选取合适的聚类类别数和距离阈值，在离群点比例适中的情况下比较这两种聚类方式去除离群点之后模型的预测效果，以此分析聚类类别数对离群点检测算法的影响。

首先，将聚类数量设置为 3，将阈值 δ 设置为 2，将聚类数据进行离群点标记，同样以钻进速度为例呈现离群样本点分布，如图 9 所示；最后，使用去除离群点之后的数据训练 LightGBM 模型进行钻速预测，观察模型效果，如表 4、图 10 所示。

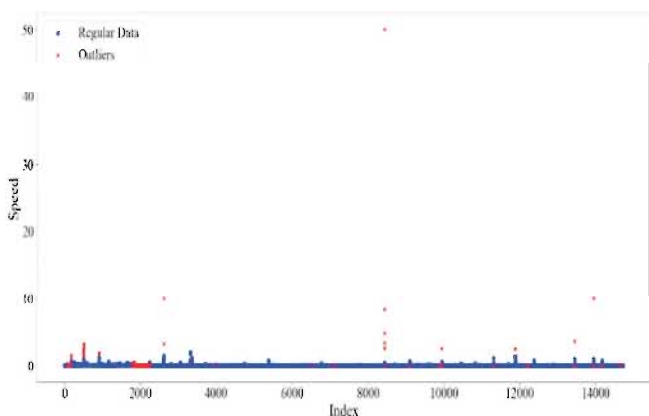


图 9 K-means 聚成 3 类后离群点分布情况

图 9 展示了经过聚类检测之后，以钻进速度为例，离群点随时间变化的分布情况。从图中可以看到，钻进速度为 50 的样本点和钻进速度在 10 左右的样本点都被标记为了离群点，比较符合我们的期望。依照这种方式去除的离群点的数量为 542，数量偏多。这可能是由于聚类数量较少，每个聚类内的样本点较多导致的。

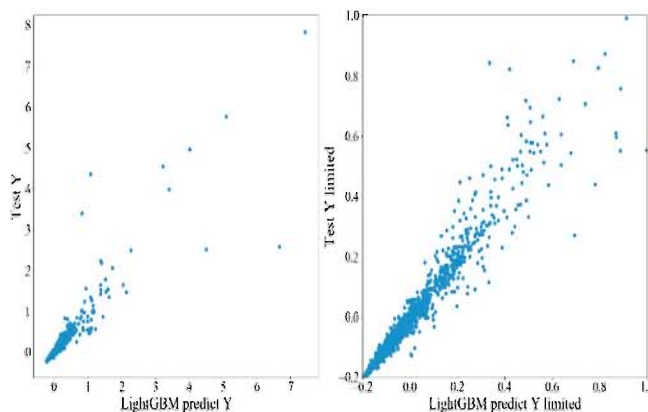


图 10 K-means 聚成 3 类去除离群点后模型效果

表 4 聚成 3 类去除离群点后模型的 RMSE 指标

	验证集 RMSE	测试集 RMSE
K-means 聚成 3 类后去除离群点	0.101157	0.13287

表 4 展示了在使用该方式去除离群点之后训练得到的 LightGBM 模型在验证集和测试集上的 RMSE 指标。与 2.1 中的三种多元离群点分析方法相比，从数据上看，比 Local Outlier Factor 和 Elliptic Envelope 算法均稍差一些。图 10 绘制出了模型在对测试集数据进行预测时，预测值与实际值之间的对应关系。同样，左图中包含了测试集所有的样本点，右图是将左图在横纵轴 $[-0.2, 1]$ 区间内进行放大得到的结果。可以看到，大部分数据还是集中在 $y=x$ 直线附近，而且数据收束较为集中，说明虽然模型在 RMSE 指标上表现稍差，但总体上仍具有良好的拟合能力。

通过以上对三聚类去除离群点以及之后模型拟合结果的分析，三聚类去除离群点的方式在离群点数据量的大小、模型拟合效果上都没有达到预期的效果。

考虑可能是聚类数量较少导致的对后续过程的影响，在对多种聚类数量进行尝试之后发现，将数据聚成 6 类、距离阈值设置为 1.8 时，标记的离群点数量适中且训练得到的钻速预测模型效果较好。此时，以钻进速度为例，离群样本在原数据中的分布如图 11 所示。

从图 11 中可以看到，钻进速度为 50 的样本点和钻进速度在 10 左右的样本点依然被标记为了离群点，仍然比较符合我们的期望。依照这种方式去除的离群点的数量为 344，约占总样本数的 2% 左右，比例适中。

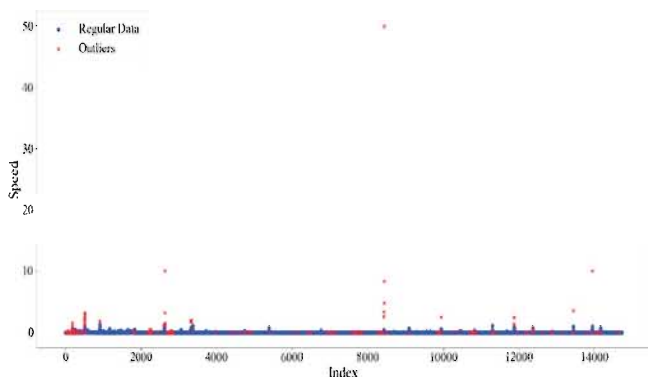


图 11 K-means 聚成 6 类后离群点分布情况

使用去除离群点之后的样本训练 LightGBM 模型进行钻速预测，模型效果如表 5 和图 12 所示。

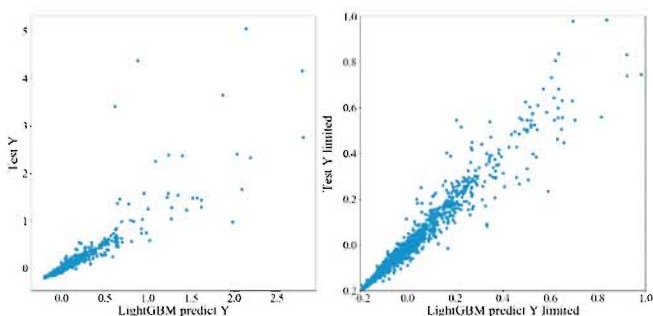


图 12 K-means 聚成 6 类去除离群点后模型效果

表 5 聚成 6 类去除离群点后模型的 RMSE 指标

	验证集 RMSE	测试集 RMSE
K-means 聚成 6 类后去除离群点	0.0928	0.122949

表 5 展示了将数据聚成 6 类去除离群点之后，训练得到的模型在验证集和测试集上的 RMSE 指标。可以看出，与聚成 3 类时相比，此时模型在 RMSE 指标上确实有所提升。与 2.1 中的三种多元离群点分析方法相比，略差于 Elliptic Envelope 和 Local Outlier Factor 算法。

图 12 绘制出了模型在对测试集数据进行预测时，预测值与实际值之间的对应关系。同样，左图中包含了测试集所有的样本点，右图是将左图在横纵轴 [-0.2, 1] 区间内进行放大得到的结果。可以看到，大部分数据还是集中在 $y=x$ 直线附近，而且数据收束较为集中，与 RMSE 指标所展现出来的模型拟合能力一致，表明模型具有良好的拟合能力。

3 离群点检测方法的选取与融合

在之前的内容中，对于多种不同类型的离群点处理

方法进行了比较分析，基于理论上的合理性以及实验结果的准确性，从中选取三种离群点检测方法：Elliptic Envelope 方法、Local Outlier Factor 方法和 6 聚类离群点检测方法进行融合。

采用“半数获胜”的投票表决的思想，将上述三种离群点检测方法进行融合，主要分为以下两个步骤：

- 1) 分别采用上述三种方法标记样本数据中的离群点；
- 2) 对于数据集中的每个样本，如果有两种或两种以上的方法将该样本标记为离群点，则判定该样本为离群点。

使用上述融合的离群点检测方法对数据集中的各个样本进行标记，将标记的离群点去除后，使用剩余部分数据训练 LightGBM 模型进行钻速预测。模型的效果如表 6、图 13- 图 14 所示。

表 6 融合方法去除离群点后模型的 RMSE 指标

	验证集 RMSE	测试集 RMSE
融合方法去除离群点	0.0797618	0.061705

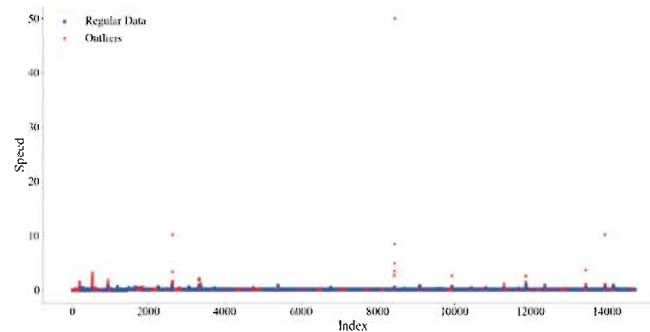


图 13 融合方法标记的离群点分布

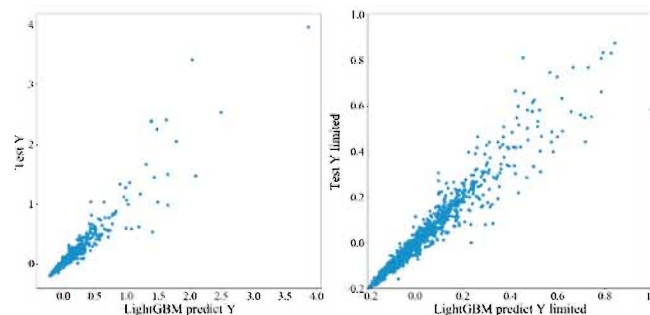


图 14 融合方法去除离群点后的模型效果

表 6 中展示了使用融合方法去除离群点之后，训练得到的模型在验证集和测试集上的 RMSE 指标。验证集和测试集的 RMSE 指标相差不大且数值较小，表明模型

具有良好的拟合效果。与单独使用上述三种方式相比,此时的 RMSE 指标的明显数值更小,这表明该情况下的模型效果要显著好于分别单独使用上述三种方法去除离群点后拟合的模型效果。

图 13 中以钻速为例,展示了使用融合方法标记的离群点样本在原数据集中的分布。使用融合方法标记的离群点数量为 326,约占数据集中总样本的 2% 左右,比例适中。

图 14 绘制出了模型在对测试集数据进行预测时,预测值与实际值之间的对应关系。同样,左图中包含了测试集所有的样本点,右图是将左图在横纵轴 $[-0.2, 1]$ 区间内进行放大得到的结果。从图像中样本点的分布可以看出,大部分样本点都分布在直线 $y=x$ 附近,且数据收束较小,表明模型对于测试集具有较好的预测效果,没有出现拟合或欠拟合现象,进一步验证了 RMSE 指标的可靠性。

根据对 Elliptic Envelope 方法、Local Outlier Factor 方法和 6 聚类离群点检测方法的理论分析以及对上述实验结果的分析,此处提出的融合的离群点标记算法具有如下优势:

- 综合了多方面对离群点的分析。Elliptic Envelope 方法、Local Outlier Factor 方法和 6 聚类离群点检测方法分别从不同的角度对离群点进行了分析与标记: Elliptic Envelope 方法从统计理论方面对离群点进行了估计, Local Outlier Factor 方法从数据分布的稀疏程度对离群点进行了分析, 6 聚类离群点检测方法则从聚类的角度对离群点进行了标记。因此,如果只是单独使用这三种方法中的某一种,则对离群点的检测可能会比较片面。通过投票表决的方式,综合了这三个方面的评估结果,在一定程度上避免了单个算法的局限性,使得最终的结果更符合实际。

- 从各个角度看,融合方法的表现均更好。通过上述融合方法标记的离群点数量适中,符合离群样本点在正常数据集中的占比,且使用该方法去除离群点后,与其他方法相比,训练得到的模型在测试集上具有更好的表现效果。

通过以上实验结果及相关分析可以看到,融合的离群点检测算法与其他离群点检测算法相比具有更大的优势。

4 结语

本文描述了在使用机器学习的方法进行钻速预测的过程中,如何减小原始数据中的离群点对模型训练的影响的问题。

首先,简单介绍了原始数据的处理以及如何使用机器学习的方式进行钻速预测。

然后,在上述基础上,使用原始数据直接对 LightGBM 模型进行训练,从而达到钻速 4 预测的目的,并通过该模型的预测效果分析原始数据中的离群点对模型训练过程的影响。

其次,通过对常用的三类离群点处理算法的研究,根据钻速预测问题中的具体情况,选取其中两类作为研究的重点。

针对两类方法中的 Elliptic Envelope 算法、Isolation Forest 算法、Local Outlier Factor 算法以及基于聚类的离群点标记算法,在实际应用中观察其在钻速预测问题中的效果。研究结果表明, Elliptic Envelope 算法、Local Outlier Factor 算法以及基于 6 聚类的特定参数下的离群点标记算法在该问题中具有良好的表现效果。

最后,使用“半数获胜”的投票表决思想对上述三种效果较好的方法进行了融合,最终获得了一种效果更好的离群点标记算法。

本文对使用机器学习的方式进行钻速预测的过程中离群点问题进行了研究,在常用的离群点标记算法的基础上,提出了一种融合的离群点检测算法,为智能化的钻速预测奠定应用基础。

参考文献

- [1] 檀朝东, 陈见成, 刘志海等. 大数据挖掘技术在石油工程的应用前景展望[J]. 中国石油和化工, 2015(01):49-51
- [2] 周志华. 机器学习[M]. 北京: 清华大学出版社, 2016
- [3] Ben-Gal I. Outlier detection[M]//Data mining and knowledge discovery handbook. Springer, Boston, MA, 2005: 131-146.
- [4] Aggarwal C C. Outlier analysis[C]//Data mining. Springer, Cham, 2015: 237-263.
- [5] Leys C, Ley C, Klein O, et al. Detecting outliers: Do not use standard deviation around the mean, use absolute deviation around the median[J]. Journal of Experimental Social Psychology, 2013, 49(4): 764-766.
- [6] Aganagic M, Okounkov A. Elliptic stable envelope[J]. arXiv preprint arXiv:1604.00423, 2016.
- [7] Liu F T, Ting K M, Zhou Z H. Isolation forest[C]//2008 Eighth IEEE International Conference on Data Mining. IEEE, 2008: 413-422.
- [8] Breunig M M, Kriegel H P, Ng R T, et al. LOF: identifying density-based local outliers[C]//ACM sigmod record. ACM, 2000, 29(2): 93-104.
- [9] Duan L, Xu L, Liu Y, et al. Cluster-based outlier detection[J]. Annals of Operations Research, 2009, 168(1): 151-168.

基于随机森林算法的页岩气多段压裂井产能预测

纪磊¹, 李菊花¹, 肖佳林²

(1. 长江大学 石油工程学院, 湖北 武汉 430100; 2. 中国石化江汉油田分公司工程技术研究院, 湖北 武汉 430035)
570256818@qq.com; lucyli7509@163.com

摘要: 针对页岩气藏多段压裂水平井产能预测精度不高的问题, 将储层物性参数和压裂完井参数相结合, 引入随机森林算法进行页岩气井压裂段产量的预测方法研究。以涪陵页岩气田一期建产区具有产气剖面的压裂井测井解释资料、压裂施工资料、钻井资料为数据集, 使用偏相关分析和特征递归消除法的二级策略进行参数降维, 明确了影响产能的主要因素及响应关系, 最后基于随机森林算法构建产能回归预测模型。研究表明: 测深、垂深、延伸压力、脆性指数、密度测井值和总液量是压裂段产量的主要影响因素, 且影响程度各异; 与其他两种机器学习算法比较, 基于随机森林算法构建的产能回归模型具有最优的预测能力, 模型回归系数 0.691, 测试集均方根误差为 0.306, 表现出更好的预测效果和泛化能力。该方法能够为后续工程、地质资料的数据挖掘和产能敏感性研究提供有效的参考价值。

关键词: 四川盆地; 页岩气; 产能预测; 随机森林; 非参数统计

中图分类号: TE373 **文献标识码:** A

Productivity Forecast of Shale Gas Well Sections Based On Random Forest

Ji Lei¹, Li Juhua¹, Xiao Jialin²

(1. Petroleum engineering College, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China;

2. Institute of Engineering and Technology, Jiangnan Oilfield Branch of Sinopec Group, Wuhan 430035, Hubei, China)

Abstract: Aiming at the problem that the productivity prediction of shale gas horizontal wells is not high, the Random Forest is introduced to predict the production of shale gas wells, with the reservoir physical parameters and fracturing completion parameters combined. Based on logging interpretation data, drilling data, fracturing data and sectional production data in the Sichuan Basin, Random Forest algorithm is used to build regression model, using the partial correlation analysis and recursive feature elimination to select the optimal key influencing factors. The study found that the measuring depth, vertical depth, extension pressure, brittleness index, logging density and total fracturing fluid were the key influencing factors for sectional production, and have different effects on sectional production. Compared with other algorithms, the Random Forest algorithm shows the best prediction result. The coefficient of determination (R²) is 0.691 and root mean square error of the test set is 0.306, which shows better effect and generalization ability. In addition, the fracturing sections that were predicted with large errors were analyzed. It has reference value for sensitivity research and subsequent data mining of engineering and geological data.

Keywords: Sichuan Basin; Shale gas; Productivity forecast; Random forest; Non-parametric statistics

0 引言

目前, 水平井多段压裂技术已经在页岩气田开发中

取得了良好的应用效果, 但是产能的准确预测仍然是研究的难点, 尤其是产量差异巨大的段产量鲜有研究。页岩气藏压裂后产能的预测方法主要有解析法与数值模拟

基金项目: “十三五”国家科技重大专项 (编号: 2016ZX05060)。

作者简介: 纪磊 (1994-), 男, 在读硕士研究生; 主要从事油气田开发工程研究。李菊花 (1975-), 女, 教授, 博士; 主要从事油气田开发工程研究。

法^[1]。解析法求解产能因考虑因素过于理想化而不能满足真实复杂页岩储层的需要。虽然数值模拟方法日趋完善,可以通过建立不断精细化的地质模型及描述复杂的动态模型来追求产能预测的精准,但对数据的要求较高,需要准确的油藏数据及压裂施工数据,而且计算复杂,工作量大。基于此,拟使用非参数统计的机器学习方法用于页岩气井分段压裂产能预测。

近年来,机器学习发展迅速,为众多交叉学科研究提供了可靠的技术支持^[2]。在石油化工行业中主要使用了决策树、贝叶斯网络^[3]、支持向量机^[4-5]等方法,通过利用诸多生产动态参数建立机器学习的产能预测模型^[6-7]。本文引入的随机森林算法是机器学习中的代表算法,其使用自助采样法从训练样本中随机抽取数据以构建决策树,训练后,将多个决策树的结果进行平均,来对未出现的训练样本进行预测。与传统解析法和数值模拟方法相比,随机森林算法直接从原始数据中挖掘自变量和因变量之间的潜在信息,最大程度地避免误差的扩大,通过决策树数量的增多,也可以有效的降低泛化误差避免过拟合现象发生。在多个研究中都表现出了良好的应用效果,并优于其他机器学习方法^[8-10]。

涪陵页岩气田是我国成功进行商业开采的页岩气田之一,与之相关的理论及应用文献较多,但未见将地质因素和压裂施工参数相结合的产能预测方法报道。本文拟从涪陵页岩气田一期建产区具有产气剖面的压裂井资料入手,基于随机森林算法建立的偏依赖图分析地质参数和压裂施工参数对压裂段产能的响应关系,并构建产能回归预测模型,为页岩气藏水平井多段压裂产能预测提供新思路。

1 基于随机森林算法的产能预测方法

1.1 算法介绍

随机森林算法是以决策树为基学习器,在决策树的训练过程中进一步引入随机属性选择而形成的。相比决策树,该算法泛化性更好,并能够得到各变量的相对重要度。对于随机森林算法的搭建主要分为3个步骤:

- (1) 从原始样本中随机选出 m 个样本,构成一个训练集。共进行 n 次选取,生成 n 个训练集;
- (2) 对于 n 个训练集,可以分别训练 n 个决策树模型;
- (3) 将生成的多个决策树模型组成随机森林,通过超参数自动搜索模块^[11] 优选模型参数。最终的预测输出,由平均法结合各决策树模型的结果得出。

随机森林算法原理如图1所示。

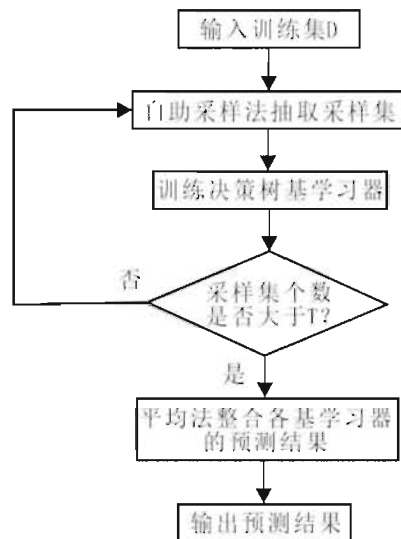


图1 随机森林算法原理流程图

1.2 数据集准备

数据集来自中国石化江汉油田分公司的涪陵页岩气工区数据库,由于数据残缺、杂乱、格式不统一,需要对原始数据进行必要的匀整、除噪处理。同时对于高维数据集考虑适度数据降维,以便删除冗余或不相关的特征量。

本次研究原始数据集由21口井285段的产气剖面相关测试资料,具体包括:压裂参数(簇数、段间距、酸量、滑溜水量、总液量、100目陶粒量、40/70低密度陶粒、总砂量、中砂最高砂比)、反映页岩六性的测井参数(中子测井值、密度测井值、电阻率测井值、声波测井值)以及钻井参数(测深、垂深)与各压裂段产量。针对数据集信息类别多样化的特点,需要进行必要的数据匀整、除噪、降维处理工作。具体步骤如下:

- 1) 删除数据库中有缺失值的井段和具有文字类描述的参数;
- 2) 采用二级策略进行参数降维。首先基于偏相关分析法对影响参数进行初选,分析所有影响参数之间的成对相关性,成对相关性高于规定阈值(0.90)的影响因素只选取其中一个。然后使用基于随机森林的特征递归消除方法^[12]对影响因素的重要度进行排序。该算法使用子函数训练模型,依次舍去重要度较低的2个影响参数,保留其余变量。经过重复此步骤,直到选出所要求的影响参数数量;
- 3) 数据匀整化处理。以数据库中产量参数为例,由于数值变化范围在(0, 15000)大跨度波动,考虑对产量值取对数使得数值跳跃性不强,有利于后续研究。

经过整理与除噪后，具有完备的地质、压裂施工参数以及段产量的 196 个数据被用于模型的开发与验证。

2 方法应用及讨论

2.1 页岩气压裂段产量影响因素偏依赖度分析

第一级降维采用偏相关分析选出成对相关性的 20 个影响因素，再采用特征递归消除法进行二级降维，得到影响因素的重要度排序如图 2 所示，排序最高的 6 个影响因素分别是：测深、垂深、脆性指数（由声波时差换算而来）、延伸压力、密度测井值和总液量。图中页岩物性参数（TOC、渗透率、孔隙度）均是由相应的测井数据换算而来。本次将地质因素与施工因素共同作为主要影响参数能够更好的进行预测研究^[13]。

随机森林算法采用偏依赖图^[14]表示影响参数与产能之间的依赖关系。图 3 展示了 6 个主要影响因素与产能的偏依赖关系曲线。图中纵坐标以数据集中的中值水平为“0”基准，高于基准表示趋于高产，反之趋于低产。

从图中可以看到，测深、垂深、脆性指数等影响因素对页岩气产量的影响波动比较大，延伸压力、密度测井值和总液量对页岩气井段产量的影响不明显。主要影响分析如下：

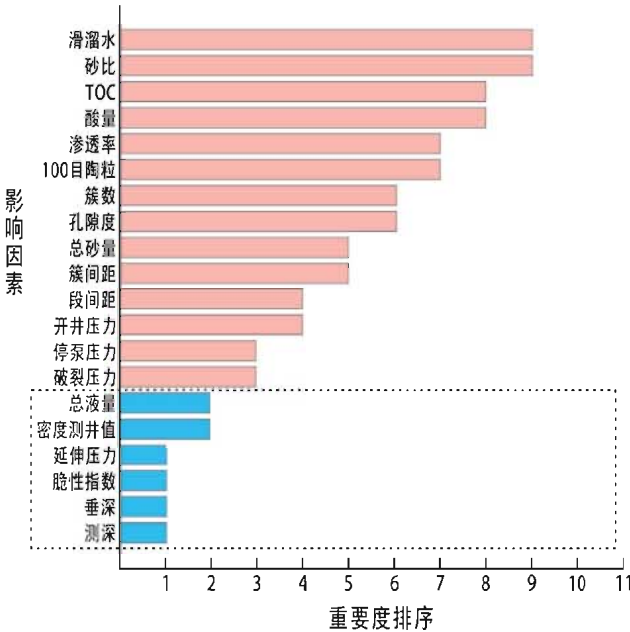


图 2 特征递归消除法计算的影响参数排序图

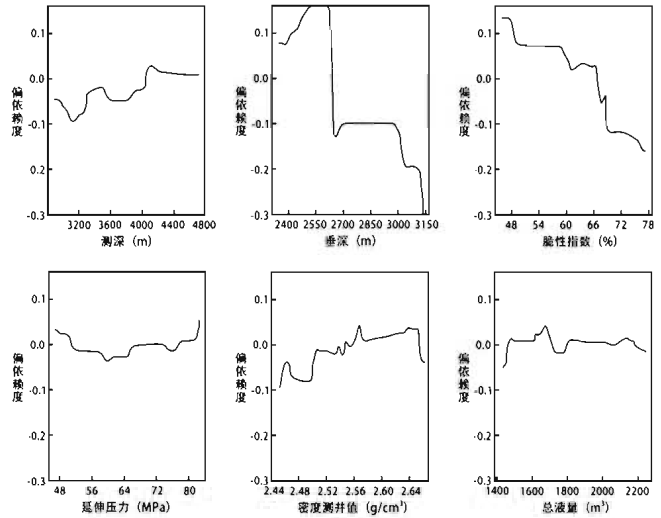


图 3 基于随机森林算法的主要影响参数与压裂段产量的偏依赖图

整体上看，测深与压裂段产量呈正相关，即：测深越大，相应压裂段产量越大。其中，在测深为 3200m 水平处偏依赖度出现最低值（-0.1），意味着此范围内压裂段产量趋于低产。

垂深对于压裂段产量较为敏感。以垂深 2600m 为分界线，小于 2600m 时，依赖度大于 0，压裂后趋于高产；大于 2600m 时，依赖度小于 0，趋向低产。依赖度曲线显示随着垂深增加偏依赖图呈下降趋势，表明垂深越大压裂段产能越趋于低产。究其原因在于垂深的增加使得压裂施工增产的难度增大。

脆性指数对压裂段产量的响应程度具有明显的差异，其中脆性指数为 45%–66% 时，趋向高产，大于 66% 时不利于高产，这与文献^[15]报道具有较高脆性指数的地层不一定具有优良的可压裂层段相吻合。因此脆性指数处于中间段（45%–66%）^[16]时，可视为储层具有良好的可压性。

延伸压力与压裂段产量呈先下降再上升的凹陷趋势。在凹陷区延伸压力小于 68MPa 时偏依赖度基本小于 0，意味着不利于高产；大于 68MPa 时，偏依赖度基本大于 0 且处于上升趋势，趋向高产。究其原因：较大的延伸压力可以造成良好的压开环境和流动通道^[17]。

密度测井值与压裂段产量呈稳定缓慢上升的响应关系。在密度测井值大于 2.55g/cm³ 时，偏依赖度由负为正，开始利于高产。而密度测井值越大，孔隙度越大^[18]，意味着压裂段产能越大。

总液量对压裂段产量的影响最小，只有部分总液量段内有轻微利于高产的效果。说明按压裂设计优选后的总液量可控参数已处于最优值，与其在重要因素排名中的情况相吻合。

2.2 页岩压裂段产能预测及模型对比分析

基于随机森林算法可以构建产能预测模型。为了进行方法预测效果的比较，同时开发了输入相同影响参数的支持向量机模型和内核岭回归模型作为基础对比模型。其中，支持向量机已广泛应用于油气田开发中，而且在产量预测、压裂效果评价方面取得了较好的效果^[19-20]。而对于小中型数据集，内核岭回归算法有着更快的预测速度。并使用确定系数（R2）和均方根误差（Root Mean Square Error）评估模型的质量。

表 1 测试集预测统计结果

模型	确定系数 R ²	训练集均方根误差 RMSE _{train}	测试集均方根误差 RMSE _{test}
支持向量机	0.927	0.092	0.345
内核岭回归	1.000	0.004	3.661
随机森林	0.691	0.189	0.306

各个模型所得到的训练集和测试集的评估指标如表 1 所示。支持向量机模型与内核岭回归模型虽然有良好的确定系数（R2）和训练集均方根误差，但是测试集均方根误差却较大；随机森林的确定系数（R2）和训练集均方根误差分别为 0.691 和 0.189，但却有最好的测试集均方根误差（0.306）。其原因应该是随机森林模型泛化性高，避免过拟合情况良好。因此，随机森林算法构建的产能预测模型给出了对测试集的最优预测结果。图 4 展示了测试集各压裂段的真实产量与随机森林模型计算的预测产量间有较好的拟合关系。

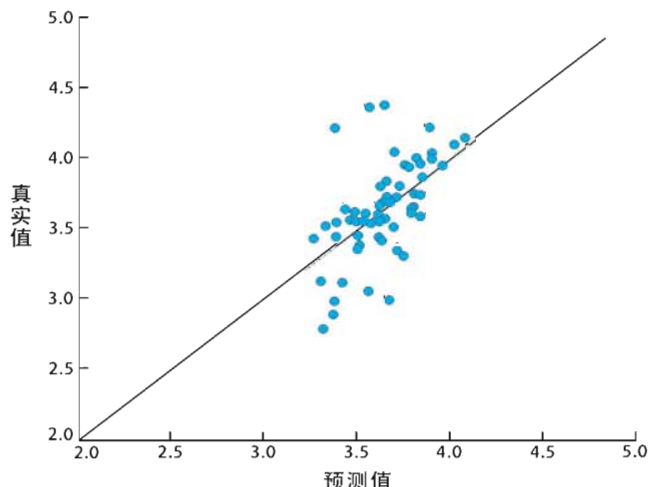


图 4 随机森林回归模型对测试集预测值与真实值的对比图

基于随机森林算法构建的回归模型预测结果总体上有着较好的质量，但仍然有少数样本预测效果不佳。表 2 列出了预测值与真实值相对误差大于 0.1 的 15 个数据样本，分析发现，它们均明显偏离整个数据样本平均值（5,859m³），其中 15 个样本中压裂段高产的平均产量为 17,156m³，低产的平均产量为 1858m³，均大幅度偏离压裂段产量的均值。从压裂施工和地质参数方面来看，一些误差较大的压裂段（序号为 1, 4, 5, 6, 7, 13, 14, 15）处于各自水平段的趾部，在训练集中趾部压裂段数量有限；序号为 2, 5, 15 对应的压裂段延伸压力值在训练集中是个例；序号为 3, 12, 14 对应的压裂段施工总液量在训练集中也没有类似数据。综合分析表明，提高随机森林方法预测精度，首要确保训练集数据足够多，影响因素覆盖面要足够全面。

表 2 预测误差较大的压裂段基本参数统计表

序号	井号	测深 /m	垂深 /m	延伸压力 /MPa	总液量 / m ³	脆性指数 /%	密度测井值 (g/cm ³)	产气量 /(m ³ /d)	位置
1	8-2	2702.50	2378.05	54.78	2164	68.9851	2.593	2702.5	趾部
2	59-1	4782.13	2928.40	43.04	2377	87.8435	2.763	4782.1	根部
3	48-2	3881.13	2638.36	70.15	1579	70.5138	2.603	3881.1	中部
4		3010.00	2650.16	59.31	1700	71.9403	2.631	3010.0	趾部
5	46-3	3913.88	2688.25	40.39	1878	56.7409	2.463	3913.9	趾部
6		3932.88	2689.47	64.63	1948	58.3087	2.453	3932.9	趾部
7		3630.13	2665.38	53.39	1944	60.4581	2.503	3630.1	中部
8	42-1	3138.61	2377.15	61.72	1708	65.1795	2.578	3138.6	趾部
9		3740.73	2396.27	58.09	1820	62.9425	2.527	3740.7	中部
10		3562.73	2394.05	61.42	1707	62.8224	2.547	3562.7	中部
11		3829.36	2397.88	56.14	1671	60.465	2.497	3829.4	中部
12	4	3693.00	2658.42	54.70	1536	68.0871	2.627	3693.0	根部
13	37-3	3855.38	3025.75	51.70	2101	63.7009	2.507	3855.4	趾部
14	22-1	3200.11	2511.59	63.21	1533	65.9476	2.579	11130.2	趾部
15	10-4	3066.26	2347.30	51.00	1853	66.2695	2.559	2184.4	趾部

3 结论

(1) 以涪陵页岩气田一期建产区具有产气剖面的压裂井测井解释资料、压裂施工资料、钻井资料为数据集,使用偏相关分析和特征递归消除法的二级策略进行参数降维,明确了影响产能的主要因素及响应关系。通过对偏依赖图分析:当测深大于4000m,垂深小于2600m,脆性指数处于中间段45%~66%水平,延伸压力大于68MPa,密度测井值大于2.55g/cm³时,压裂段产量趋于高产。

(2) 构建了基于随机森林算法的产能预测模型。与其他2种机器学习算法对比分析表明:随机森林模型表现出了最佳的预测效果。其测试集均方根误差为0.306,模型回归系数为0.691。

(3) 通过与实际压裂段有较大误差的预测值进行深度分析表明,机器学习算法是通过数据驱动的非概率模型,结果的准确性更多的依赖于数据集的质量。确保数据集的可靠性和一致性是提高机器学习方法精度的基本保障。

参考文献

- [1] Geological Science and Technology Information, 2015, 34(01): 131-139.
- [2] 周志华. 机器学习[M]. 北京: 清华大学出版社, 2016:12-13.
- [3] 王娟, 梁立星, 武璠, 等. 数据挖掘技术在数字化油气藏研究与决策中的应用[J]. 钻采工艺, 2018, 41(03): 107-109.
WANG Juan, LIANG Lixing, WU Fan, et al. Application of data mining technology in digital reservoir research and decision. Drilling & Production Technology, 2018, 41(03): 107-109.
- [4] 孟庆民, 刘恩新, 孙辉, 等. 浊积岩储层压裂效果数据挖掘研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(1): 92-95.
MENG Qingmin, LIU Enxin, SUN Hui, et al. Research on data mining of turbidite reservoir fracturing effect. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(1): 92-95.
- [5] 祝元宠, 咸玉席, 李清宇, 等. 基于大数据的页岩气产能预测[J]. 油气井测试, 2019, 28(1): 1-6.
ZHU Yuancong, XIAN Yuxi, LI Qingyu, et al. Shale gas productivity forecast based on big data[J]. Well Testing, 2019, 28(1): 1-6.
- [6] OGNJEN Grujic, CARLA Da Sliva, JEF Caers. Functional Approach to Data Mining, Forecasting, and Uncertainty Quantification in Unconventional Reservoirs[C]// Paper SPE-174849 was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 2-30 September, 2015.
[7] RANDY F, WILLIAM D, JORGE Aragon. Practical Data Mining: Analysis of Barnett Shale Production Results with Emphasis on Well Completion and Fracture Stimulation[C]// Paper SPE152531 was prepared for presentation at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, 6-8 February 2012.
- [8] 雷太龙. 基于机器学习方法的药物毒性的理论预测研究[M]. 浙江: 浙江大学, 2017.
LEI Tailong. Theoretical prediction of drug toxicity based on machine learning approaches [M]. Zhejiang: Zhejiang University, 2017.
- [9] 秦鹏程, 刘志雄, 万素琴, 等. 基于决策树和随机森林模型的湖北油菜产量限制因子分析[J]. 中国农业气象, 2016, 37(6): 691-699.
QIN Pengcheng, LIU Zhixiong, WAN Suqin, et al. Identification of Yield Limiting Factors for Oilseed Rape in Hubei Province Based on CART and Random Forest Model [J]. Chinese Journal of Agrometeorology, 2016, 37(6): 691-699.
- [10] 李晓蕾, 魏玲, 王忠强, 等. 基于改进随机森林的电力用户欠费风险分析预警[J]. 电测与仪表, 2019, 1-8.
LI Xiaolei, WEI Ling, WANG Zhongqiang, et al. Arrears risk analysis and early warning of electricity customers based on optimized random forest[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 1-8.
- [11] ISABELLE Guyon, JASON Weston, STEPHEN Barnhill, et al. Gene Selection for Cancer Classification using Support Vector Machines [J]. Machine Learning, 2002, 46(1-3): 389-422.
- [12] CORTEZ Paulo. Modern optimization with R [M]. Modern Optimization with R. Springer International Publishing, 2014.
- [13] 沈骋, 任岚, 赵金洲, 等. 页岩储集层综合评价因子及其应用——以四川盆地东南缘焦石坝地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 649-658.
SHEN Cheng, REN Lan, ZHAO Jinzhou, et al. A comprehensive evaluation index for shale reservoirs and its application: A case study of the Ordovician Wufeng Formation to Silurian Longmaxi Formation in southeastern margin of Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 649-658.
- [14] TREVOR Hastie, ROBERT Tibshirani, JEROME Friedman. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction [J]. Journal of the American Statistical Association, 2004, 99(466): 567-567.
- [15] 孙建孟, 韩志磊, 秦瑞宝, 等. 致密气储层可压裂性测井评价方法[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 74-80.
SUN Jianmeng, HAN Zhilei, QIN Ruibao, et al. Log evaluation method of fracturing performance in tight gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 74-80.
- [16] 赖锦, 王贵文, 范卓颖, 等. 非常规油气储层脆性指数测井评价方法研究进展[J]. 石油科学通报, 2016, 03(1): 330-341.
LAI Jin, WANG Guiwen, FAN Zhouying, et al. Research progress in brittleness index evaluation methods with logging data in unconventional oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, 03(1): 330-341.
- [17] 赵金洲, 李勇明, 王松, 等. 天然裂缝影响下的复杂压裂裂缝网络模拟[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 68-73.
- [18] 袁超, 马萌, 周灿灿, 等. 结合地层元素测井和密度测井提高孔隙度评价精度[J]. 测井技术, 2018, 42(2): 145-148.
- [19] 马文礼, 李治平, 孙玉平等. 基于机器学习的页岩气产能非确定性预测方法研究[J]. 特种油气藏, 2019, : 1-7.
- [20] 祝元宠, 咸玉席, 李清宇, 等. 基于大数据的页岩气产能预测[J]. 油气井测试, 2019, 28: 1-6.

基于大数据的储层有利区分析方法研究

梁党卫¹, 路慎强¹, 郭俊¹, 余学锋¹, 周广悦²

(1. 胜利油田物探研究院, 山东 东营 257022; 2. 中国石油大学(华东)计算机与通信工程学院, 山东 青岛 266000)
liangdangwei.slyt@sinopec.com

摘要: 油气储层发育有利区预测是油田勘探开发的核心任务之一, 传统的预测对少量地震属性进行手工交会图分析, 难以充分利用海量的地震信息。本文采用大数据技术中的机器学习算法对储层有利区进行预测分析, 基于机器学习的井震数据相关性方法优选关键地震属性集和属性数据融合, 基于机器学习的分类预测方法, 开展了机器学习、深度学习等多种分类算法的对比实验, 形成了一种新的储层预测方法, 在实际生产中得到初步应用, 效果良好。

关键词: 储层有利区分析; 地震属性; 相关性分析; 机器学习; 深度学习

Reservoir Favorable Area Analysis Method Based on Large Data

LIANG Dangwei¹, LU Shenqiang¹, GUO Jun¹, YU Xuefeng¹, ZHOU Guangyue²

(1. Geophysical Research Institute, Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Doying, 257022, China;
2. College of Computer and Communication Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: Prediction of favorable areas for oil and gas reservoir is one of the core tasks of oilfield exploration and development. Traditional prediction can hardly make full use of massive seismic information by manual intersection map analysis of a small number of seismic attributes. In this paper, the machine learning algorithm in large data technology is used to predict and analyze the favorable reservoir area. The correlation method of well-seismic data based on machine learning is used to optimize the key seismic attribute set and attribute data fusion. The classification and prediction method based on machine learning is used to carry out the comparison of machine learning, deep learning and other classification algorithms. A new reservoir prediction method has been formed by experiments, which has been applied in practical production and achieved good results.

Keywords: Reservoir Favorable Area Analysis; Seismic Attributes; Correlation analysis; Machine Learning; Deep Learning

0 引言

随着国家对石油的需求量越来越大和油田勘探技术的发展, 岩性地层的油气藏数量在不断增加, 无论是在东部高成熟探区还是中西部的低程度探区, 油气藏的比例仍在持续扩大^[1], 具有巨大的勘探潜力。而有利区预测是为井位部署及开发方案提供地质依据的过程, 其预测的准确性可以节省大量的人力、物力、财力, 因此有利区预测^[2]是勘探开发过程中非常关键的一步。

传统的预测过程一般基于断层、地貌等地质信息或者根据少量地震参数建模, 许多学者在该方面进行了深入的研究: 王元媛^[3]等通过分析地震属性、约束稀疏脉冲波阻抗反演和地质统计学反演技术, 认为通过地震属性分析能够较好地预测有利区; 党永杰^[4]通过建立H探区长8层储层物性模型, 采用多参数综合分析方法进行有利区预测; 吴梅莲^[5]等通过提取地震数据体中的振幅数据和速度、频率等相关参数, 构建灰色模型, 结合实际钻井资料进行有利区预测; 宋广增^[6]等通过分析断层

作者简介: 梁党卫(1967-), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为云计算和人工智能; 路慎强(1967-)男, 博士, 教授级高工, 研究方向为地震地质综合研究和信息管理; 郭俊(1980-), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为软件开发; 余学锋(1974-), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为数据管理和软件开发;

特性以及恢复古地貌方法，对郑南地区沙四上亚段进行有利区预测。以上文献中提到的方法忽略了可能对预测起关键作用的地震属性，且未考虑地震属性之间的隐含联系，利用特征选择方法对地震属性进行筛选。特征选择的目标^[7]：选出重要的地震属性，去除无关的、坏的地震属性，控制冗余的地震属性。

近些年来，随着计算机技术的进步，很多机器学习算法开始用于储层预测研究。Doyen 在 1998 年的 Geophysics 上提出了利用协克里金方法整合井震数据；随后，Journal 等人又做了进一步的研究，提出了配置克里金、Block 克里金等各种储层参数预测方法。朱剑兵、谭明友发表题为《基于支持向量机的储层参数预测方法初探》的文章，将支持向量机方法应用到了地震工区的储层厚度的预测中。2005 年，乐友喜、袁全社将神经网络和 SVM 进行比较，并应用 SVM 对胜利油田某区块的孔隙度和含油气性进行了预测^[9]。邓燕等通过采用粗糙

集-支持向量机方法，利用测井数据进行有利区预测^[9]；朱永才等采用普通支持向量回归机和叠加核函数法，利用地震属性预测储层参数进而预测有利区^[10]。机器学习关于特征提取以及分类预测的相关知识为地质人员在有利区预测上提供了多种选择，并考虑到多种地震属性之间的隐含关系，从而使预测结果更加准确，辅助地质人员快速圈定有利目标。

1 研究的区域选择及技术路线

研究区域是东营东部某洼陷南缘地带，目的层为沙三中，油层主要分布在 4、5 层，因此按照这两层为基准开时窗（20ms、30ms）进行有利区预测。

基于大数据的储层预测方法采用井筒数据与地震数据提取、数据融合、地震属性优选、预测模型建立、有利区预测的技术路线，如图 1 所示。

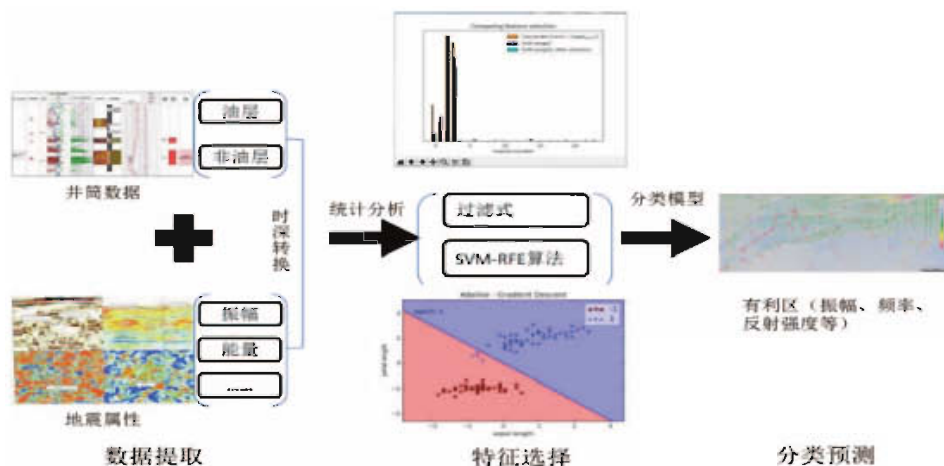


图 1 储层有利区分析的技术路线图

在提取出研究所需要的井筒数据和地震属性后，采用过滤式选择、SVM-RFE、LDA 等特征选择方法对井震数据进行相关性分析得到最优地震属性子集，将获得的最优地震属性子集作为神经网络、随机森林、SVM 等分类模型的输入，得到训练好的分类模型，对指定区块进行学习得到井筒数据与地震属性之间的映射关系，进而进行有利区预测及出油点分析。

由于构造地带目的层沙三中的油层主要分布在 4、5 层，所以取 4 层上下 20ms、5 层上 20ms 时窗范围内的地震属性，时窗范围如图 2 所示。

制定了有利区划分标准（见图 3）。与相关业务人员和现场生产人员密切结合、充分讨论，根据勘探生产实际要求，制定了储层有利区和非有利区的划分标准，主要指标是砂岩单层厚度和累计砂岩厚度。根据地震属性时窗对应的统计深度段范围内砂岩的累计厚度，计算

类别标签，分为好、中、差 3 类：砂岩累计厚度 4m 以下为非有利储层发育区，类别标签记作“0”；砂岩累计厚度 4-10m 为储层发育区，类别标签记作“1”；单个小层（连续砂岩）厚度 3m 以上记作“1”；砂岩累计厚度 10m 以上为优质储层发育区，类别标签记作“2”。

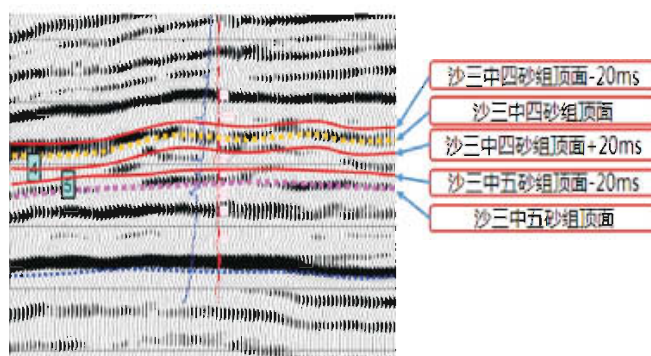


图 2 地震属性计算的时窗范围

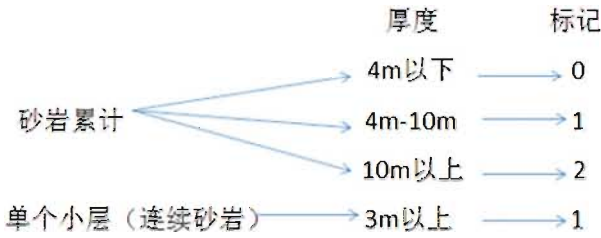


图3 有利区划分标准

2 地震属性集特征选择实验

本文共提取了储层研究中常用的 22 种振幅类、相位

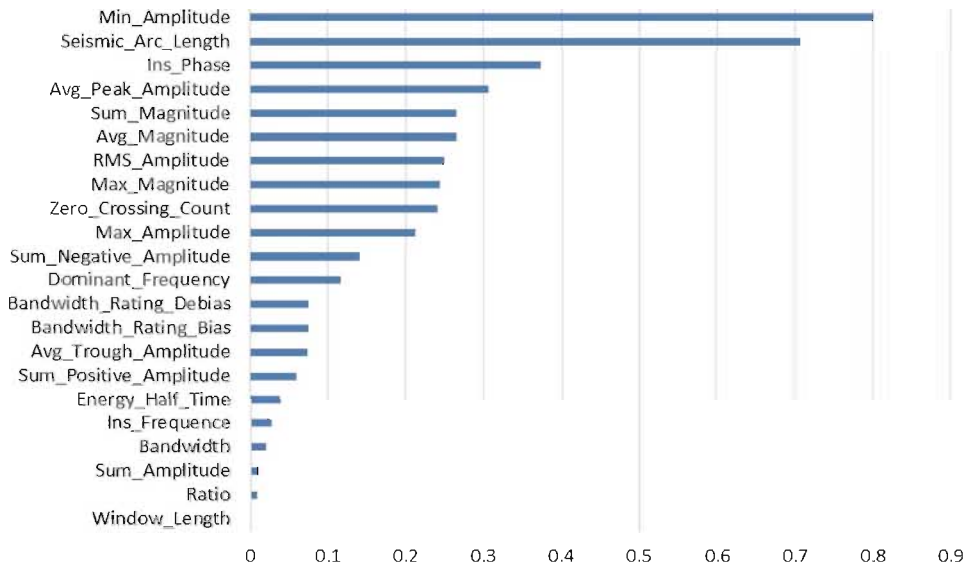


图4 f_classif 地震属性重要性排序图

对比多种特征选择算法选择出来的关键属性，通过实验发现 RMS_Amplitude、Min_Amplitude、Sum_Magnitude、Ins_Ph、Min_Amplitude、Sum_Amplitude、Avg_Magnitude、Seismic_Arc_Length、Zero_Crossing_Count 等 8 种属性被多次选择为关键属性，考虑将这 8 种地震属性进行融合。

采用 LDA 降维方法进行特征提取，实验结果如图 5 所示，在 4 种预测算法中结合特征选择方法进行实验对比，该实验证明首先采用多种算法选择出关键地震属性集，再通过 LDA 进行特征提取，有效地提高了分类的准确率。同时该方法选择出了常用的地震属性，这验证了该特征选择方法的有效性，可以应用到实验中。

3 储层有利区分类预测算法实验

本文对比了 KNN、逻辑回归、决策树、随机森林、GBDT、AdaBoost、SVM 以及 LDA 等 11 种机器学习算法

类、频率类、能量类等地震属性形成属性集，其中可能存在大量冗余以及无关的属性，使用特征提取算法^[11-13]对属性集进行约简，降低属性集的维度，避免负面影响属性对分类结果产生影响，使得预测结果更加准确。在本文的实验数据中，存在取值基本相同或者完全相同的属性，这些属性对有利区的分类结果产生消极作用。

本文将六种特征选择方法进行地震属性选择的对比实验，分别是 f_classif、SVM-RFE、Lasso 回归、随机稀疏模型、Ridge 回归、LDA。各方法都可得到地震属性重要性排序图，图 4 所示为 f_classif 方法选择的结果。

在储层预测上的准确率。

采用 StandardScaler 进行去均值以及方差归一化。将经过标准化处理的地震属性作为分类模型的输入，随机取 9 份作为训练集，1 份作为测试集，即十折交叉验证。计算多种带有默认参数分类算法的准确率、精确率、召回率以及 F_1 值进行模型评估，如表 1 所示，第一列是序号，序号 1 代表普通分类算法，序号 2 代表集成分类算法，在选择分类效果最优的模型时，我们主要参考 Accuracy 这一指标。

普通分类算法中的 KNN、逻辑回归以及 SVM 分类算法的准确率都达到了 50% 以上，集成分类算法中的 GBDT、Random Forest 以及 XGBoost 准确率较高，说明以上算法具有进一步研究的意义。

排除准确率比较差的几种算法，对其余的算法采用 GridSearchCV 进行自动调参，选择使分类器分类性能最优的参数如表 2 所示：

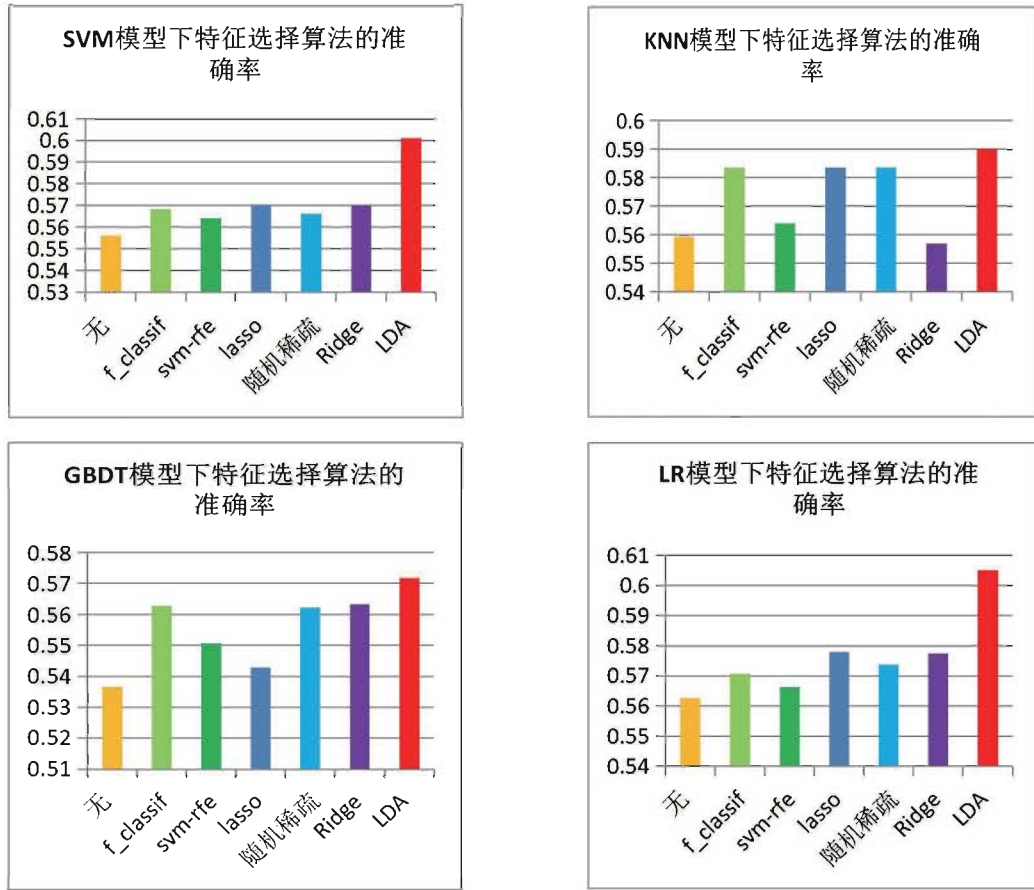


图 5 多种特征选择算法准确率的对比如表

表 1 机器学习算法的储层有利区预测结果比较

序号	算法	精确度	精度	召回率	F1	参数
1	KNN	0.526187	0.356919	0.496187	0.403307	Default
	LDA	0.540523	0.484401	0.540523	0.484239	Default
	LR	0.558202	0.461396	0.558202	0.470882	Default
	DT	0.427014	0.421377	0.427817	0.416516	Default
	SVM	0.563619	0.33063	0.563619	0.411307	Default
2	NB	0.235270	0.084099	0.235270	0.106986	Default
	AdaBoost	0.481738	0.432962	0.481262	0.433075	Default
	GBDT	0.517811	0.429614	0.477333	0.431564	Default
	RF	0.512762	0.413639	0.489833	0.434416	Default
	ET	0.468643	0.417278	0.485238	0.422193	Default
	XGBoost	0.522584	0.420524	0.482584	0.435796	Default

从表 2 中可以得出结论：经过最优参数选择后的 KNN、GBDT、SVM 以及 LR 的分类准确率最高。因此我们选择四种准确率较高的最优参数算法对数据样本进行重新训练，计算各个算法的准确率、精确率、召回率和 F₁ 值进行综合评估，图 5 是这四种算法的性能指标对比柱状图。实验结果表明：SVM 相比其他的算法，准确率、精确率、召回率和 F₁ 值都比较高，作为本项目最终采用

的分类算法。

4 储层有利区分类预测结果

以三个时窗叠合对比图 6 为例，上图是运用 LDA+SVM 预测有利区的结果图，下图是实际砂岩厚度图，根据观察，图中黑圈表示部分符合的区域，如牛 13 和牛页 1 附近区域不是有利区，而在砂岩厚度图中厚度

表 2 分类器最优参数表

分类器	最优参数	准确率
KNN	n_neighbors:15	0.559395
XGBOOST	max_depth: 5 min_child_weight: 1 reg_alpha: 100	0.536670
SVM	C: 0.5 kernel: poly	0.576192
GBDT	n_estimators: 10	0.566340
Random Forest	max_depth: 20 min_samples_split: 2 n_estimators: 61	0.507933
逻辑回归	max_iter: 1000 penalty: l1 tol: 0.0001	0.562800

分布在 (-2,2) 之间说明不是有利区, 再如牛 108、牛 50 和牛 26 三口井的连片区域, 对比砂岩厚度图分布在 (24-30) 之间说明是有利区。从对比结果中可以看出, 本项目的预测方法可以预测出有利区。该预测结果在提交地区地震综合解释人员之后, 得到初步认可, 有较高的参考价值。

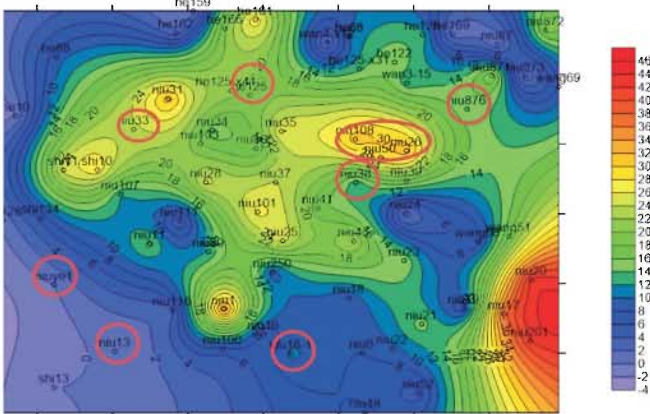
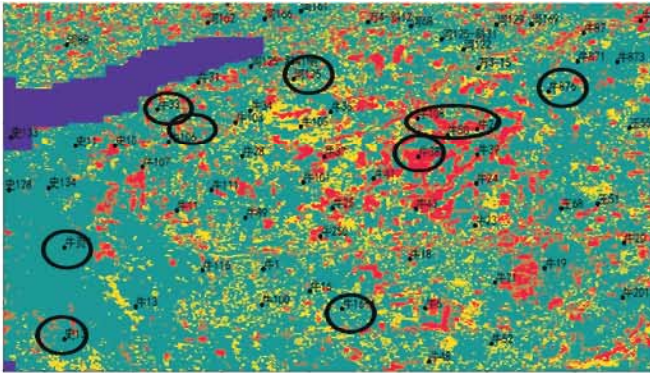


图 6 三个时窗储层预测叠合对比图

5 结论

常规的储层有利区预测方法基于少量有限的地震属性, 通过交会图对地震属性的相关性进行人工分析。针对上述问题, 研究了基于大数据的储层有利区预测方法,

对数十种地震属性通过 5 种算法进行属性优选, 针对地区地质资料特点对 10 多种机器学习算法进行算法优选, 研究出一种新的有利区预测方法, 在预测效率和预测精度上有明显改善, 形成以下认识:

1、形成了自动数据统计分析方法, 实现了井震数据的有效处理;

2、根据 f_classify、SVM-RFE、lasso 回归、随机稀疏矩阵、脊回归 5 种特征选择, 优选出 8 种重要地震属性, 再通过 LDA 方法对 8 种地震属性进行融合, 该方法比常规方法更为准确;

3、采用基于机器学习的分类预测方法圈定有利区, 与常规方法相比, 能够快速识别有利区, 且考虑了地震属性之间的隐含关系, 从而提高预测精度;

4、建立了一种新的基于大数据的储层发育有利区的预测方法, 具有很大的应用推广前景。

参考文献

- [1] 张运东, 薛红兵, 朱如凯, 高朝阳. 国内外隐蔽油气藏勘探现状 [J]. 中国石油勘探, 2005(03):64-68+71.
- [2] 毛丹凤. 储层地震预测技术及其应用 [D]. 长江大学, 2012.
- [3] 王元媛, 姜素华, 王忆非. 地震储层预测技术在 Z2 地区的应用研究 [J]. 中国海洋大学学报 (自然科学版), 2018, 48(04):104-110.
- [4] 党永杰. H 探区长 8 层储层物性分析及有利区预测 [J]. 石油化工应用, 2017, 36(12):92-97.
- [5] 吴梅莲, 谢舟, 王景仪, 张海祖, 赵海涛, 冯磊. 应用地震数据体结构特征法预测塔北隆起 LX1 区块气有利区 [J]. 新疆石油地质, 2015, 36(05):550-554.
- [6] 宋广增, 王华, 甘华军, 徐蒙, 刘睿, 王跃刚, 孙鸣, 任金锋. 东营凹陷郑南地区沙四上亚段坡折带对层序、沉积与油气成藏控制 [J]. 中南大学学报 (自然科学版), 2013, 44(08):3415-3424.
- [7] Chakraborty R, Pal N R. Feature Selection Using a Neural Framework With Controlled Redundancy [J]. IEEE Trans Neural Netw Learn Syst, 2015, 26(1):35-50.
- [8] 乐有喜, 袁全社. 支持向量机在储层参数预测中的应用 [J]. 石油物探, 2005(5):388-392.
- [9] 邓燕. 基于粗糙集—支持向量机的油气储层参数预测方法研究 [D]. 中国地质大学 (北京), 2013.
- [10] 朱永才, 尹成, 薛坤林, 赵龙. 基于多地震属性的储层预测新方法 [J]. 广东石油化工学院学报, 2014, 24(01):63-66+71.
- [11] 赵宇, 黄思明, 陈锐. 数据分类中的特征选择算法研究 [J]. 中国管理科学, 2013, 21(06):38-46.
- [12] 姚旭, 王晓丹, 张玉玺, 权文. 特征选择方法综述 [J]. 控制与决策, 2012, 27(02):161-166+192.
- [13] 计智伟, 胡珉, 尹建新. 特征选择算法综述 [J]. 电子设计工程, 2011, 19(09):46-51.

基于大数据的页岩油气压裂工程参数优化方法

李彦尊^{*}, 白玉湖, 陈桂华, 徐兵祥, 陈岭, 董志强

(中海油研究总院有限责任公司)

Liyz9@cnooc.com.cn

摘要: 页岩油气主要以压裂改造的方式进行开采, 其工程参数的优化对于提高单井产量具有重要意义。由于压裂涉及压裂级数、支撑剂量、级间距等多个工程参数, 且与产量影响关系尚不清晰, 优化过程中存在调整参数难以确定、优化效果难以预测等问题。针对上述问题, 本研究以美国 Eagle Ford 页岩某产区 300 余口生产井数据为基础, 利用数据挖掘、机器学习等手段, 建立了基于大数据的压裂工程参数优化方法: 首先通过主成分分析、多元回归等方法分析各参数之间的关系, 确定单井条件下各参数对产量的影响程度及优化空间, 建立和训练机器学习产量预测模型, 对优化后产量进行预测评价。结果表明, 影响页岩油气产量的工程参数主要可以分为压裂规模和压裂强度两类, 研究区内低产井普遍存在压裂规模较小的问题, 提高水平段长度、压裂级数等压裂规模参数比优化压裂簇数、级间距等压裂强度参数具有更好的增产效果。本研究探索了大数据方法在页岩油气开发中的实际应用, 有效提高页岩油气压裂工程参数的设计效率。

关键词: 页岩油气; 压裂设计; 参数优化; 数据挖掘; 机器学习

The Data Drive Method of Fracture Parameter Optimization in Shale Oil and Gas

LI Yanzun^{*}, BAI Yuhu, CHEN Guihua, XU Bingxiang, CHEN Ling, DONG Zhiqiang

(CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing, China)

Abstract: Shale oil and gas are mainly exploited by fracturing, and the optimization of engineering parameters is of great significance for improving production. For various engineering parameters of fracturing, such as fracturing stage, proppant volume, and stage spacing, and etc., the relationships between these parameters and production are hard to define. It is difficult to select the adjustment parameters and predict the optimization effect in the optimization process. To overcome these problems, a fracturing parameter optimization method is proposed, which using data mining and machine learning method based on the data of more than 300 wells in Eagle Ford shale. In this study, the relationship between parameters is analyzed to determine the impact on production and optimization range of parameters through factor analysis and multiple regression analysis. Then the machine learning prediction model is established and trained to evaluate the optimized production. The results show that there are two main categories affecting shale oil and gas production: fracturing extent and fracturing intensity. Most of the low-yield wells have low fracturing extent in the study area. Optimizing fracturing extent parameters such as lateral length or fracturing stage has more increased production than optimizing fracturing intensity parameters. This study explores the practical application of big data method in shale oil and gas development, and effectively improves the design efficiency of fracturing engineering parameters.

Keywords: Shale oil and gas; Fracturing design; Parameter optimization; Data mining; Machine learning

0 引言

页岩油气的大规模开发得益于压裂技术的发展, 随着水平井多级分段压裂及多簇射孔等压裂技术的成熟和广泛应用, 美国、中国等国家相继实现了页岩油气商业

开发^[1-2]。2017年美国页岩油产量约为23亿桶, 约占全美石油产量53%, 页岩气产量4746亿方, 约占全美天然气总产量的60%(EIA数据)。2018年我国页岩气年产量首超百亿方。

通过压裂改造, 致密页岩储层中可以形成复杂交错

作者简介: 李彦尊, 男, 中海油研究总院新能源研究中心工程师, 从事页岩油气渗流及产能评价研究工作。

的裂缝网络,沟通天然裂缝和微小孔隙,从而加大渗流面积和渗流能力,获得高产工业油气流^[3]。页岩油气的这种开发方式决定了压裂效果,这是影响产量的重要因素。压裂效果除了受储层物性、地应力等地质因素影响外,还受压裂级数、压裂液量、射孔簇数等压裂参数的影响^[4-6],影响因素众多,造成压裂后储层中裂缝大小与空间展布难以预测和表征。同时页岩油气渗流过程中存在扩散、吸附解吸、非达西流动等多种机理,涉及纳米级孔隙、微裂缝、水力裂缝等多尺度渗流介质,加大了渗流理论研究难度,因此目前压裂参数设计研究多集中在刻画裂缝的展布规律方面,压裂参数与产量之间的关系尚无法通过理论进行量化评价。鉴于理论研究的局限性,有必要借助大数据分析,通过产量预测优化压裂参数,为提高页岩油气压裂水平开拓新的思路和途径。

1 方法概述

随着油气开采过程中数据采集手段的进步,数据类型和数据量规模不断扩大,应用大数据分析方法来获取信息的方式越来越受到重视。在油气开发领域,大数据技术已经应用于储层评价、开发方案优化、产能预测等方面^[7-9]。

与常规方法关注数据之间的因果关系不同,大数据方法主要通过数据清洗、数据挖掘、分析解释等过程揭示复杂数据中的关联、聚类等信息。其中数据挖掘方法主要包括关联性分析、聚类分析、因子分析、回归分析等多种方法,能够实现数据的分类、评价、预测等。但由于分析结果不确定性较强、理论解释性弱,大数据分析在油气田开发中的应用仍处于探索阶段。为了避免不确定性对于分析结果的影响,研究中采用多种数据挖掘方法共同分析,通过结果对比的方式保证数据信息的可靠性。

本研究中涉及到的方法包括相关性分析、主成分分析、多元线性回归和人工神经网络等。其中相关性分析利用 Pearson 系数 R 来表征各参数之间的相关程度:

$$R = \frac{N \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \sqrt{N \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}} \quad (1)$$

式中 x, y 分别为不同参数值, N 为样本数。

主成分分析法是从研究变量内部相关的依赖关系出发,把一些具有错综复杂关系的变量归结为少数几个综合因子的一种多变量统计分析方法。它的基本思想是对变量进行分类,将相关性较高,即联系比较紧密的分在同一类中,而不同类变量之间的相关性则较低。其主成分 F 表达式为:

$$\begin{cases} F_1 = a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1m}x_m \\ F_2 = a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2m}x_m \\ \dots\dots\dots \\ F_n = a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + a_{nm}x_m \end{cases}$$

式中 a 为权重系数, x_i 代表不同变量。

多元线性回归可以建立多个自变量与因变量的关系方程,其自变量系数 a 多采用最小二乘法进行迭代计算,回归方程形式为:

$$y = a_0 + x_1 a_1 + x_2 a_2 + \dots + x_n a_n$$

同时本研究采用人工神经网络方法 (Artificial Neural Networks) 建立机器学习模型开展产量预测研究。该模型首先将数据 $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ 样本给输入层 A 赋值:

$$A_i = w_i x_i \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

式中 w 为权重。通过隐含层转换,输出量为:

$$y = \sum_{i=1}^n w_i x_i f(x_i) + b$$

式中权重 w 和系数 b 均通过数据训练所得。 $f(x)$ 为激活函数,普遍采用 Sigmoid 函数:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

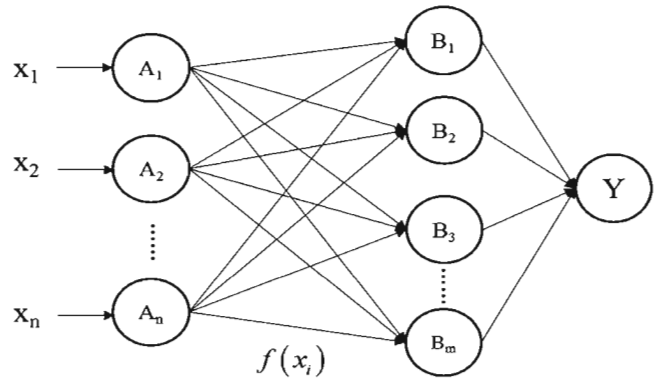


图 1 人工神经网络单层网络结构

人工神经网络模型结构及函数传递过程如图 1 所示。

页岩油气产量受储层厚度、TOC、渗透率、孔隙度等地质因素^[10]和压裂级数、压裂规模、水平段长度等工程因素综合影响。这些因素相互影响,关系非线性较强,常规分析方法难以量化评价单个因素与产能的影响关系^[11-12]。研究中将数据挖掘和机器学习手段结合,从产能影响因素分析入手,建立压裂参数与产量之间的预测关系,进而指导压裂参数优化。方法流程如图 2 所示。

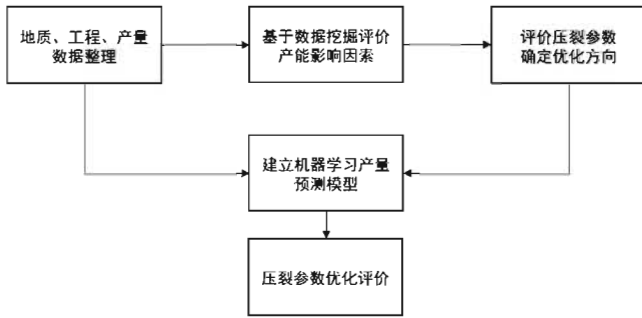


图 2 基于大数据的页岩油气压裂工程参数优化方法

2 研究区产能因素分析

研究区为美国鹰滩某页岩区块, 该区处于干气产区, 储层为钙质页岩, 有效厚度为 30–54 米, TOC 为 2%–3.5%, 平均为 3.1%, 孔隙度为 8%–13%, 基质渗透率为 200–1600 × 10⁻⁹ 达西。该区矿物组成以方解石为主, 脆性矿物 (长石、方解石、石英) 含量较高, 普遍 > 50%, 具有较好的压裂造缝条件。

研究区内共有生产井 300 余口, 每口井可以采集的数据包括水平段长度, 压裂级数, 垂深, 压裂段间距, 每簇间距, 每簇射孔, 每级簇数, 支撑剂量, 压裂液量, 井口压力, 渗透率, 孔隙度, TOC 等 13 个参数。这些参数涉及地质、油藏、工程等方面, 能够较全面的反映影响产能的各个因素。

首先分别采用关联性分析和主成分分析对参数进行分类, 表 1 为关联分析中各参数间 Pearson 系数矩阵。

表 1 相关系数矩阵

参数	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃
X ₁	1.00	0.76	-0.09	0.16	0.25	0.02	0.04	0.66	0.78	0.06	0.16	0.02	0.29
X ₂	0.76	1.00	-0.06	-0.11	-0.08	0.33	-0.21	0.86	0.91	0.07	0.00	-0.01	0.15
X ₃	-0.09	-0.06	1.00	-0.06	0.00	-0.01	-0.01	-0.12	-0.03	0.35	-0.45	-0.53	0.26
X ₄	0.16	-0.11	-0.06	1.00	0.69	0.33	-0.48	-0.31	-0.03	-0.28	-0.03	-0.13	0.20
X ₅	0.25	-0.08	0.00	0.69	1.00	0.40	-0.57	-0.31	-0.04	-0.16	-0.04	-0.13	0.18
X ₆	0.02	0.33	-0.01	0.33	0.40	1.00	-0.87	0.00	0.20	-0.11	-0.15	-0.10	-0.01
X ₇	0.04	-0.21	-0.01	-0.48	-0.57	-0.87	1.00	0.12	-0.11	0.14	0.14	0.12	0.01
X ₈	0.66	0.86	-0.12	-0.31	-0.31	0.00	0.12	1.00	0.91	0.07	0.06	0.06	0.12
X ₉	0.78	0.91	-0.03	-0.03	-0.04	0.20	-0.11	0.91	1.00	0.07	-0.01	-0.05	0.20
X ₁₀	0.06	0.07	0.35	-0.28	-0.16	-0.11	0.14	0.07	0.07	1.00	-0.35	-0.43	0.34
X ₁₁	0.16	0.00	-0.45	-0.03	-0.04	-0.15	0.14	0.06	-0.01	-0.35	1.00	0.94	-0.68
X ₁₂	0.02	-0.01	-0.53	-0.13	-0.13	-0.10	0.12	0.06	-0.05	-0.43	0.94	1.00	-0.81
X ₁₃	0.29	0.15	0.26	0.20	0.18	-0.01	0.01	0.12	0.20	0.34	-0.68	-0.81	1.00

注: X₁- 水平段长度, X₂- 压裂级数, X₃- 垂深, X₄- 压裂段间距, X₅- 每簇间距, X₆- 每簇射孔, X₇-

表 2 为主成分分析所得旋转后的因子载荷表。

表 2 旋转后的因子载荷矩阵

	组件		
	1	2	3
长度	.840	-.008	.113
压裂级数	.961	.015	.085
垂深	-.115	.633	-.052
压裂段间距	-.107	.001	.782
每簇间距	-.071	.041	.820
每簇射孔	.183	.010	.772
每级簇数	-.065	-.011	-.876
支撑剂量	.929	-.027	-.247
压裂液量	.967	.058	.048
井口压力	.080	.590	-.295
渗透率	.060	-.901	-.113
孔隙度	.015	-.965	-.141
TOC	.201	.805	.123

从上述数据分类结果可知, 这些参数可以分为相互独立的三类:

第一类泄流范围参数: 水平段长度、压裂级数、压裂液量, 支撑剂量。四个参数间相关系数均大于 0.65, 平均相关系数为 0.79, 表明这些参数间具有强相关性。该类参数反映了泄流范围的大小, 其中水平段长度反映了泄流范围轴向距离, 而压裂液量和支撑剂量的多少决定了裂缝延展的长度^[13], 压裂级数则反映了参与流动的压裂段的多少。

每级簇数, X₈- 支撑剂量, X₉- 压裂液量, X₁₀- 井口压力, X₁₁- 渗透率, X₁₂- 孔隙度, X₁₃-TOC。

表 3 压裂参数设计方案对比

压裂方案	水平段长度 (ft)	压裂级数	压裂段间距 (ft)	每簇间距 (ft)	每簇射孔	每级簇数	支撑剂量 (lb)	压裂液量 (bbl)
实际参数	5360	14	123	40	6	8	4218934	88831
方案一	7500	19	123	40	6	8	5945076	125176
方案二	5360	14	80	30	7	10	4218934	88831
方案三	7500	19	80	30	7	10	5945076	125176

第二类储层特征参数：垂深、井口压力、孔隙度、渗透率和 TOC，参数间平均相关系数为 0.58，属于中等程度相关。该类参数反映了储层致密程度、含油气性及储层能量等储层特征信息^[14]。

第三类：压裂段间距、每级簇数、每簇间距和每簇射孔数，平均相关系数为 0.38，属于弱相关。压裂段间距、每簇间距反映了裂缝间的沟通程度，每簇射孔数和每段簇数则决定了压裂裂缝的复杂程度。研究表明，在不同的射孔间距下，形成的裂缝形态和复杂程度也有所不同^[15]。这些参数反映了压裂体内裂缝的复杂程度，即储层的改造强度。

在上述分析的基础上，通过多元回归量化评价各类参数对于页岩油气井初始产量的影响程度，回归方程为：

$$q = -0.070x_1 + (-0.017)x_2 + (-0.047)x_3 + (-0.052)x_4 + 0.188x_5 + 0.030x_6 + (-0.090)x_7 + 0.881x_8 + (-0.517)x_9 + (-0.120)x_{10} + 1.563x_{11} + (-1.994)x_{12} + 0.079x_{13}$$

在研究中发现，各参数回归系数随着样本数量的变化而显著改变，然而将各类参数影响权重累加，不同样本数所得到的各类影响权重具有一致性。因此分析产能影响因素影响程度时，以泄流范围、储层特征和改造强度三类综合因素进行评价，其结果具有较高的确定性。各类参数影响程度见图 3。

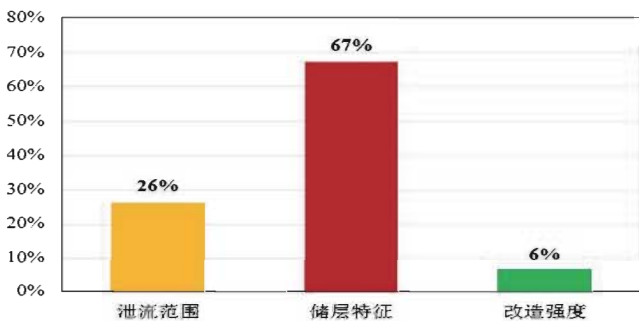


图 3 产能因素影响程度

从图中可以看出研究区内，泄流范围和改造强度对于产量的贡献较小，特别是改造强度。该区水平段平均长度为 5500ft，低于目前鹰滩页岩区 7000ft 的水平段平

均长度，相应的支撑剂量、压裂液量和压裂级数也低于平均水平；在改造强度参数中，研究区压裂段间距和每簇间距相对较大，不利于复杂裂缝网络的形成。通过分析研究区内各类参数对于产量的影响程度，表明该区压裂水平较差，在水平段长度、射孔簇数等方面存在优化空间。

3 压裂参数优化评价

为了评价机器学习模型的预测精度，以研究区内一口生产 5 年的生产井进行检验，同时开展不同

压裂参数下的产量预测研究。该井实际压裂设计参数及优化方案见表 3。方案一在实际参数基础上增大了水平段长度、压裂级数、压裂液量、支撑剂量等泄流范围参数；方案二优化了压裂段间距、每簇间距、每簇射孔、每级簇数等改造强度参数；方案三则同时优化了泄流范围参数和改造强度参数。

将上述参数输入机器学习模型，便可得到产量预测曲线。从日产量曲线图 4 中可以看出，在实际压裂参数条件下，利用模型预测结果，较好的拟合了实际生产数据，证明了该产量预测模型的可靠性。对比不同压裂方案下的日产量曲线，增大泄流范围和提高改造强度均能有效提高生产井产量。方案一中，通过增大水平段长度等参数，提高了生产井的泄流面积，后期产量相对较高且递减缓慢。而方案二则增大了压裂体内的裂缝数量和沟通程度，初期产量比方案一较高，但随之递减较快。

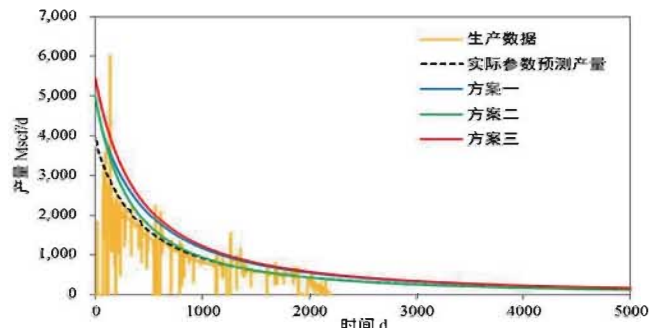


图 4 日产量曲线

从累产量曲线图 5 来看, 相对于实际压裂方案, 方案一、方案二、方案三条件下 25 年累产量分别增加了 15%、5%、30%。方案一能够有效提高单井控制储量, 增加后期产量水平, 对于累产量影响较大; 而提高压裂段内裂缝复杂程度仅影响初始产量水平, 且产量递减速度较快, 对于产量提高贡献相对较少; 方案三增产效果明显好于前两个方案, 因此在经济允许的情况下, 应该同时优化泄流范围和改造强度参数。

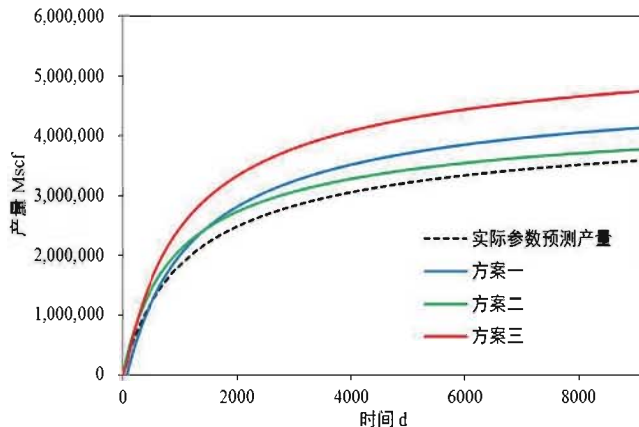


图 5 不同压裂方案 25 年累计产量预测曲线

4 结语

(1) 基于数据关联性, 页岩油气产能地质油藏工程影响因素可以分为泄流范围、储层特征和改造强度等相互独立的三类。其中水平段长度、压裂级数、压裂液量、支撑剂量等泄流范围参数表征了单井控制储量范围的大小; 垂深、井口压力、孔隙度、渗透率和 TOC 等参数反映了储层特征; 压裂段间距、每级簇数、每簇间距、每簇射孔数等改造强度参数反映了压裂段内裂缝形态和复杂程度。

(2) 通过回归方法评价了研究区各类参数对于产能的影响程度, 泄流范围参数主要影响生产后期产量水平, 优化后能大幅度提高单井累计产量; 改造强度参数主要影响初始产量水平和递减速度, 优化后提高产量幅度小于泄流范围参数; 而两类参数同时优化时, 其增产幅度远大于分别优化时的增产幅度。

(3) 实际应用表明, 通过数据挖掘、机器学习等大

数据方法, 能够建立水平段长度、压裂级数、每级簇数等压裂参数与产能之间的关系, 有效预测不同压裂参数条件下的产量情况。该方法克服了理论研究的局限性, 为压裂参数优化设计提供了新的思路和方法。

参考文献

- [1] 周庆凡, 杨国丰. 美国页岩油气勘探开发现状与发展前景 [J]. 国际石油经济, 2018, 26(09):47-54.
- [2] 徐东, 孙春芬, 梁成勋. 中国页岩气开发经济效益影响因素分析及政策建议 [J]. 国际石油经济, 2018, 26(2).
- [3] 刘德华, 肖佳林, 关富佳. 页岩气开发技术现状及研究方向 [J]. 石油天然气学报, 2011(1):119-123.
- [4] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议 [J]. 天然气工业, 2010, 30(10):30-32.
- [5] 马超群, 黄磊, 范虎等. 页岩气井压裂技术及其效果评价 [J]. 石油化工应用, 2011, 30(5):1-3.
- [6] Spain, D. R., Gil, I. R., Sebastian, H. M., Smith, P., Wampler, J., Cadwallader, S., & Graff, M. (2015, January 26). Geo-Engineered Completion Optimization: An Integrated, Multi-Disciplinary Approach to Improve Stimulation Efficiency in Unconventional Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/172921-MS
- [7] 郭长杰, 王浩翔, 刘晓, 等. 浅析机器学习技术在油气行业的应用场景 [J]. 信息系统工程, 2017(05):100-103.
- [8] 马林茂, 李德富, 郭海湘, 等. 基于遗传算法优化 BP 神经网络在原油产量预测中的应用: 以大庆油田 BED 试验区为例 [J]. 数学的实践与认识, 2015, 45(24):117-128.
- [9] 檀朝东, Bangert Patrick, 刘柏良, 等. 人工神经网络自学习方法在大港滩海油田的应用 [J]. 中国石油和化工, 2010(11):46-47.
- [10] 周登洪, 孙雷, 严文德, 等. 页岩气产能影响因素及动态分析 [J]. 油气藏评价与开发, 2012, 02(1):64-69.
- [11] 祝彦贺. 北美某盆地 Z 区块页岩油气产量的影响因素 [J]. 海洋地质前沿, 2013, 29(8):33-38, 52.
- [12] 钱旭瑞, 刘广忠, 唐佳, 等. 页岩气井产能影响因素分析 [J]. 特种油气藏, 2012, 19(3):81-83.
- [13] Shawn Maxwell. 非常规储层水力压裂微地震成像 [M]. 石油工业出版社, 2015.
- [14] Fathi E, Akkutlu I Y. Matrix Heterogeneity Effects on Gas Transport and Adsorption in Coalbed and Shale Gas Reservoirs [J]. Transport in Porous Media, 2009, 80(2):281-304.
- [15] 王志刚, 孙健. 涪陵页岩气田试验井组开发实践与认识 [M]. 中国石化出版社, 2014.

基于卷积神经网络的油井生产实时智能监测

鲁玉庆*, 刘骏, 王振, 陈静静, 赵兴国

(中国石油化工股份有限公司胜利油田 山东东营 257000)

LiuJun178.slyt@sinopec.com

摘要: 为了油井保持最优的生产状态, 需要实时监控泵的工作状态, 及时调整生产参数。本文在深入学习理论的基础上, 提出了利用卷积神经网络(CNN)方法通过示功图识别油井抽油机工况, 并对实际应用效果进行了深入分析。简单介绍了CNN的结构和原理以及基于CNN的示功图识别模型。采用卷积神经网络技术对油井实时工况数据进行深度学习, 建立了一套能够准确分析油井实时生产工况的智能监测系统。实验证明, 基于卷积神经网络的油井自适应生产能够使油井生产制度与泵工况动态匹配, 最终实现连续稳定生产, 达到提高能效、降低磨损的工程管理目标, 此外, 对于特低渗透油藏, 还能够起到稳定生产压差, 保护渗流通道目的, 最终提高油井产能, 是一项革命性的创新生产模式。

关键词: 示功图; 智能监控; 深度学习; 卷积神经网络; 动态调配

Real-time Intelligent Monitoring of Oil Well Production based on Convolutional Neural Network

LU Yuqing*, LIU Jun, WANG Zhen, CHEN Jingjing, ZHAO Xingguo

(Shengli Oil Field of Sinopec, Dongying, 257000, China)

Abstract: In order to maintain the optimal production state of oil wells, it is necessary to monitor the working state of pumps in real time and adjust production parameters in time. On the basis of in-depth study theory, this paper puts forward the method of convolutional neural network (CNN) to identify the working condition of oil well pumping unit through indicator diagram, and analyzes the practical application effect. Both the structure and principle of CNN were introduced briefly, as well as the indicator diagram recognition model based on CNN is established. The convolutional artificial neural network is used to deeply study the real-time working condition data of oil wells, and an intelligent monitoring system which can accurately analyze the real-time working condition of oil wells is established. Experiment's result show that the well based on convolution neural network adaptive production makes the oil well production system and dynamic match pump working condition, realize the continuous and stable production, to improve energy efficiency and reduce the wear of engineering management goal, in addition, for low permeability reservoirs, this method makes stable for production pressure difference, protects seepage channel, eventually improves the oil well productivity, this is a revolutionary innovation mode of production.

Keywords: Indicator diagram; Intelligent monitoring; Deep learning; Convolutional neural network; Dynamic allocation

0 引言

有杆泵采油目前仍是油田最主要的采油方式。随着弹性开发地层能量快速衰减, 油井产量递减较快, 部分油井间歇出油导致泵充满程度、周期性剧烈变化, 供液

状况常处于充足与严重不足频繁交替状态, 因此实时监控泵的工作状态, 及时调整参数, 使油井一直处于最优工况生产, 有效降低磨损、提高能效变得尤为重要。

随着油田信息化建设的不断完善, 可以在短时间内收集到大量的数据。安装在井内的传感器每10分钟就可

作者简介: 鲁玉庆, 胜利油田信息化管理中心副主任; 刘骏, 胜利油田信息化管理中心主管; 王振, 胜利油田鲁明公司信息化管理中心副主任; 陈静静, 胜利油田鲁明公司信息化管理中心; 赵兴国, 胜利油田鲁明公司青南管理区科员。

以收集到几万份数据。由于人的时间和精力有限，在传统模式下现场工程师很难对每口油井进行全时段生产动态监控与调配。传统的示功图识别方法，如决策树法^[1]、灰色关联分析法^[2]、模式识别法^[3]等，但这些方法也存在精度低的问题。本文基于 CNN 的识别模型，探索开展了一种自动化的生产动态监测与参数调控方法，在工况参数自动采集的基础上，采用卷积神经网络深度学习技术进行智能生产调配，使油井动态稳定与最优工况进行生产，有效提高系统能效。结果表明，CNN 方法能通过示功图识别工作状态，准确率达 95% 以上，效率高。

1 卷积神经网络简介

卷积神经网络 (CNN) 是一种前馈人工神经网络，其神经元之间的连接模式受到动物视觉皮层组织的启发^[4-5]。它是多层感知器 (MLP) 的变体。CNN 在图像和视频识别、推荐系统^[6]和自然语言处理^[7]方面有着广泛的应用。

CNN 在结构上包括几个特征提取阶段和一个分类器。在每个特征提取阶段，通过卷积运算获得更高层次的特征。每个特征提取阶段包括卷积层和子采样层。每层的输出是一系列的特征图。最后一个特征提取阶段得到的特征映射的输出作为分类器的输入。基于 CNN 的指示图识别过程如图 1 所示。

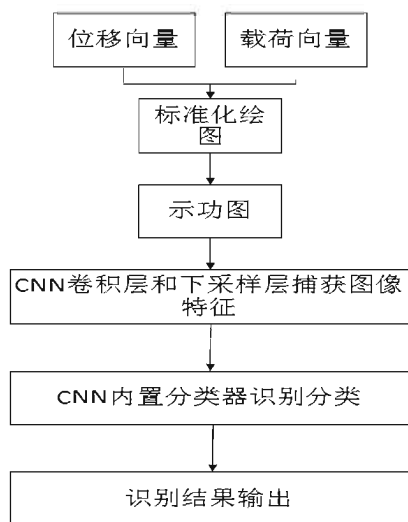


图 1 基于 CNN 的指示图识别过程

2 基于深度学习的油井生产工况智能诊断

采用卷积神经网络对油井实时工况数据进行深度学习，建立了一套能够准确分析油井实时生产工况的

智能监测系统和流程，如图 2 所示，该系统每半小时扫描一次油井实时数据，如果发现出现严重气体影响和严重供液不足，则推送报警。

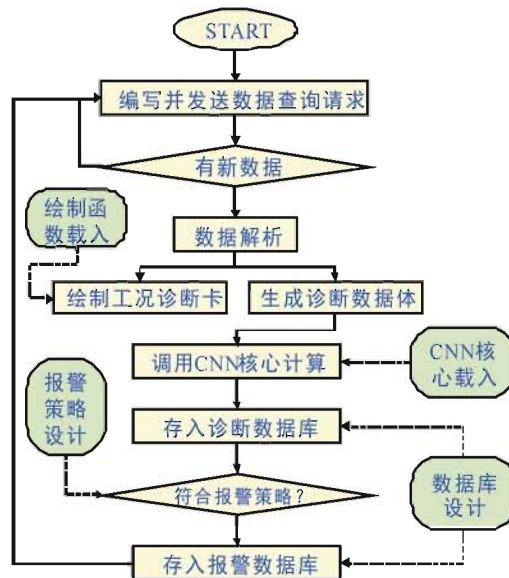


图 2 工况智能分析监测流程

如 QTQ103-X30 井在 2017 年 12 月 18 日 10 点 12 分，智能监测到突发严重供液不足，工作人员查看抽油机功图后确认报警准确，如图 3 所示该系统目前的诊断准确率达到 95%，为油井自适应生产奠定了基础。

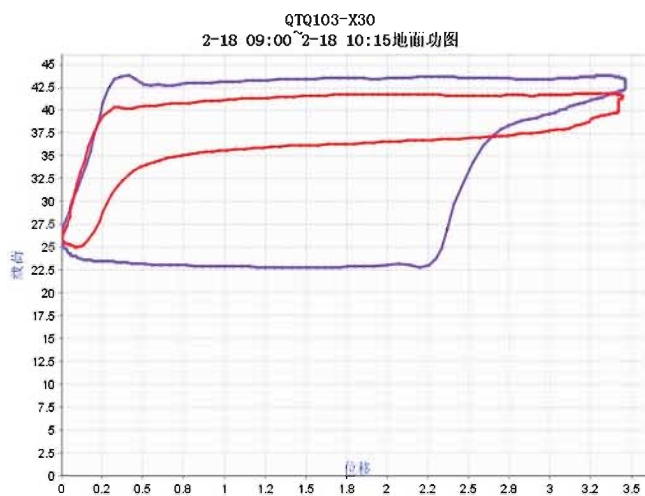


图 3 QTQ103-X30 井 10 点与 9 点的功图叠加对比

3 单井最优生产制度优化计算

选取胜利油田某区块 10 口供液能力变化较大的油井，以单井生产效益为目标，分析单井地层供液情况，综合考核产量、能耗、工况三者间的平衡，首先采用试凑法获得单井最适宜的生产工况，过程如下：

选择实验单井→调整生产参数→量油→计算能耗→满足则确定为最经济工况的示功图，不满足则继续调配寻优。

图 4 为计算优化后的 WHZ23-10-X11 井目标工况。

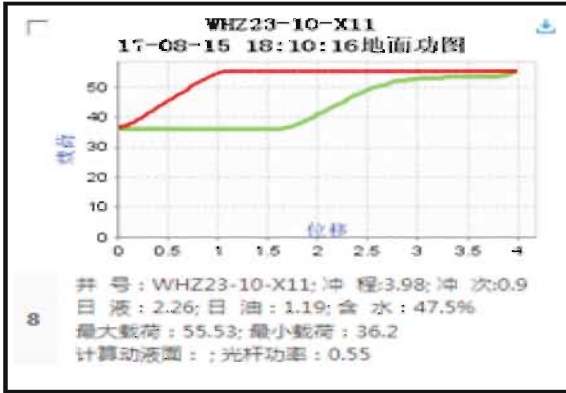


图 4 优化后 WHZ23-10-X11 井目标工况

最终试算出每口井的最佳工况和泵效，将其作为油井自适应生产模型的调配目标值，再进行自适应调配生产。

4 进行自动生产调配

为实现自动生产调配使油井生产动态最优，首先通过基于深度学习的油井实时工况自动诊断对井下供液动态进行智能评价，若判断为严重供液不足，则通过 SCADA 系统控制变频器自动降低油井生产冲次，若判断为供液能力十分充足，则提高油井生产冲次，使油井生产动态维持在最经济产量区间。

5 实施效果

5.1 桩 23-10-斜 11 井实验情况

试验前，该井采用 22Hz 频率稳定生产，供液能力不足，间出严重。连续每半小时如功图 5 所示；控制系统智能识别供液波动，低供液时采用 14Hz 低频低冲次生产，高供液时采用 22Hz 高冲次生产，最终油井整体生产趋于平稳，功图饱满程度相对一致、泵效相对稳定，效果明显，如示功图 6 所示。

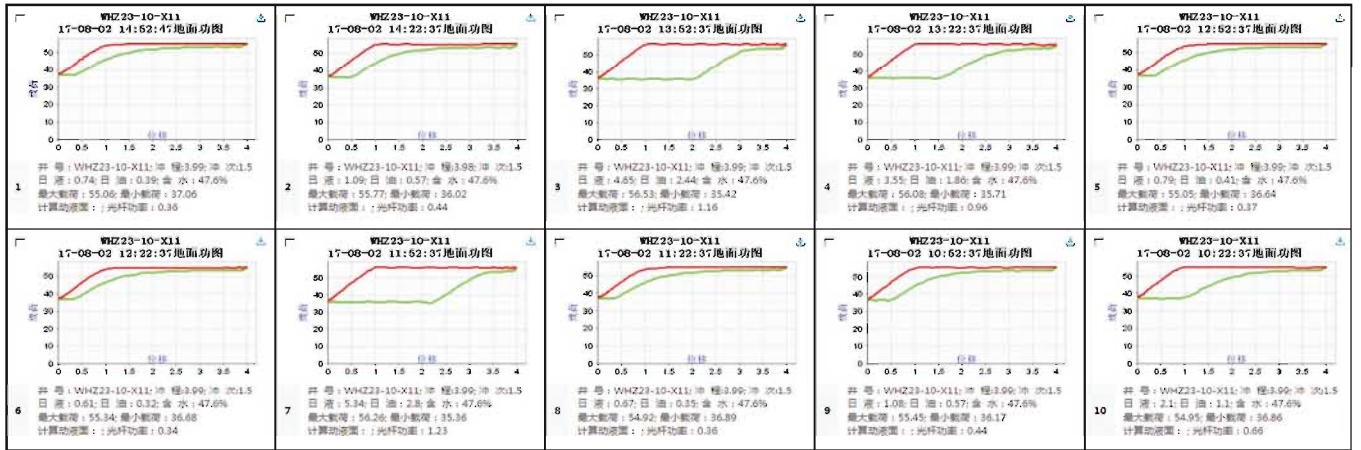


图 5 桩 23-10-斜 11 井调参前示功图

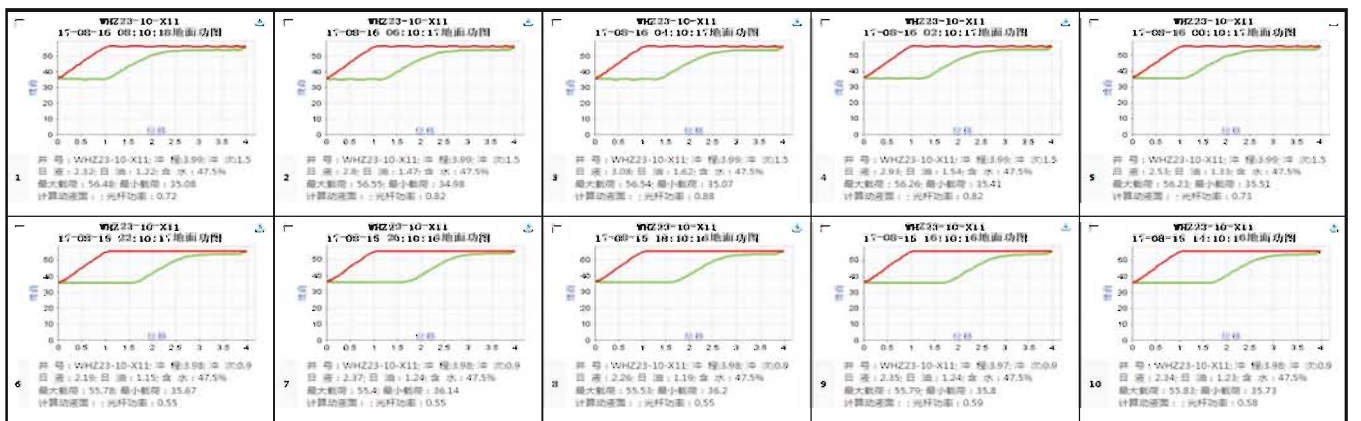


图 6 桩 23-10-斜 11 井调参后示功图

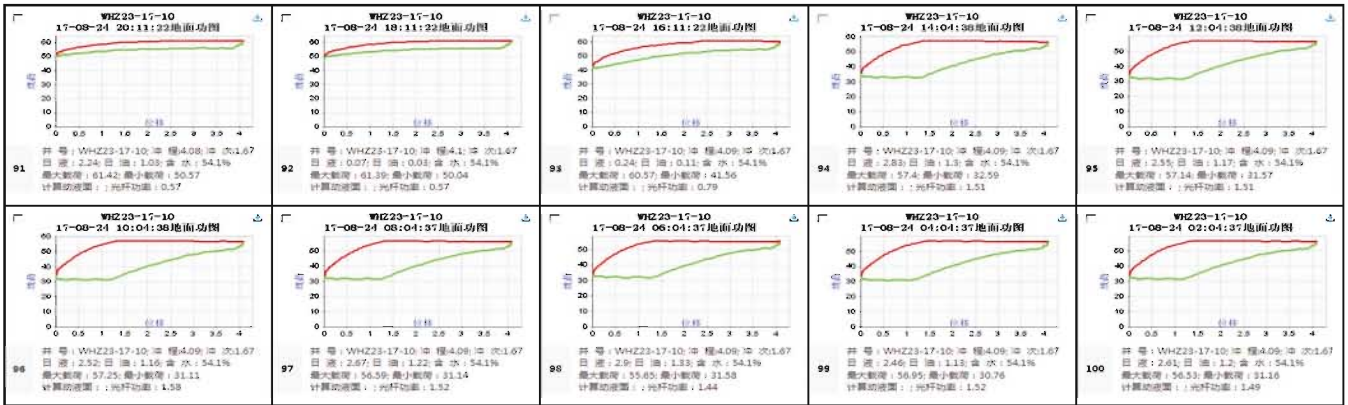


图 7 桩 23-17-10 井调参前示功图

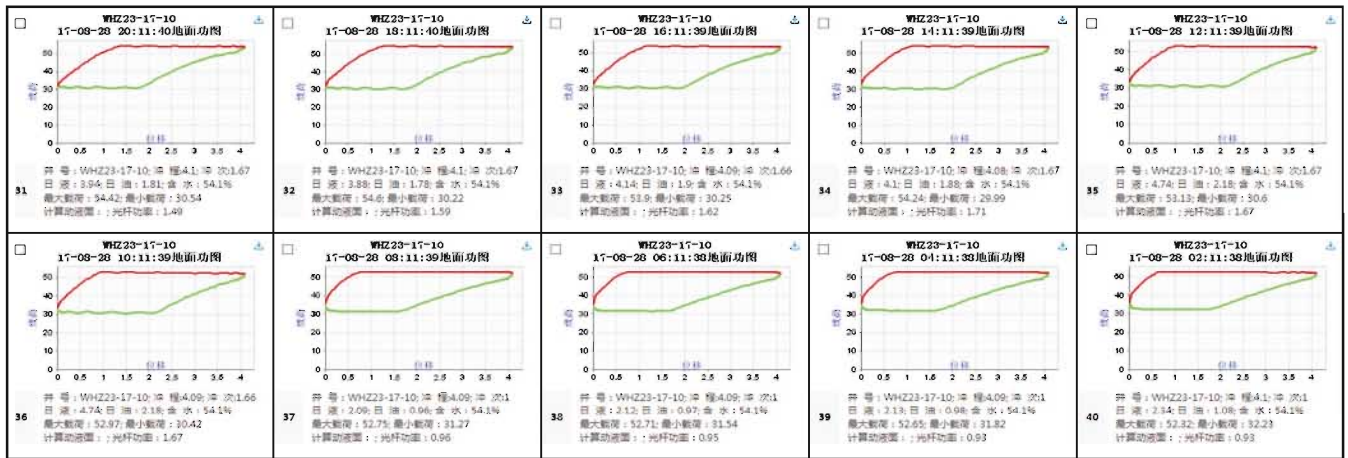


图 8 桩 23-17-10 井调参后后示功图

5.2 桩 23-17-10 井实验情况

试验前，该井采用 20Hz 频率连续生产，供液能力较差且受气体影响较大，连续半小时如示功如图 7 所示；
 验后，控制系统智能监测严重气体影响工况，在发生气锁后降低生产参数，采用 12Hz 生产，待动液面上升、供液能力恢复后，提高到 20Hz 生产，最终油井生产工况趋于平稳，沉没度升高并保持合理水平，气体影响明显减小，油井工况显著改善，取得了很好的试验效果，如示功图 8 所示。

6 总结

共计对 10 口井进行了智能调控试验。对比 10 口井试验前后生产数据：日产液量增加 3.72m³/d，日产油量增加 2.19m³/d，节电 139.45Kw·h/d，节约电费 116.3 元/天。实验证明，基于卷积神经网络的油井自适应生产能够使油井生产制度与泵工况动态匹配，实现连续稳定生产，达到提高能效、降低磨损的工程目标，此外，对于特低渗透油藏，还能够起到稳定生产压差，保护渗流通

道的目的，最终提高油井产能，这是一项革命性的创新生产模式。

参考文献

- [1] 官建村，《基于专家系统的抽油井故障诊断》，中国石油大学（华东）硕士学位论文，2006 年。
- [2] 徐国富，杨善良，《灰色理论在抽油机井故障诊断中的应用》，合肥工业大学学报（自然科学版），2013，36，（10），第 1265-1268 页。
- [3] Schirmer, P.Gay, J.C. 和 Toutain P., “在分析测功机卡中使用先进的模式识别和基于知识的系统”，《SPE 计算机应用》3，（6），第 21-24 页。
- [4] <http://deeplarning.net/tutorial/lenet.html>, 2017 年 4 月访问。
- [5] Matsugu, M., Mori, K., Mitari, Y. 和 Kaneda, Y., “使用卷积神经网络进行稳健面部检测的独立个体面部表情识别”，《神经网络》，2003 年，16，（5-6），第 555 页。
- [6] Aaron, V.D.O., Dieleman, S. 和 Schrauwen, B., 《神经信息处理系统进展》，2013，26，2643-2651。
- [7] Collobert, R. 和 Weston, J., 《自然语言处理的统一架构：多任务学习的深神经网络》，机器学习国际会议，美国纽约，2008 年 7 月，第 160-167 页。

基于灰色理论和 Lasso 算法的井底压力预测模型

周鑫, 谷建伟

(中国石油大学(华东))
1039778147@qq.com

摘要: 随着大数据在石油行业的不断发展, 越来越多基于数据的应用在石油行业中出现。预测井底压力不仅有利于实时了解地层信息, 更有利于保障地面作业的安全性。由于不同区域的地层结构不同以及各种因素的影响, 一般的井底压力预测方法不一定适用于所有情况。本文从机器学习的应用角度出发, 结合现场油井生产数据, 充分分析各物性参数特征, 通过建立不同特征间的灰色关联度矩阵, 得到与井底压力相关性强的特征, 再利用 Lasso 算法来得到各特征参数的系数项, 然后利用交叉验证选取最佳系数组合, 最终达到预测井底压力的目的。

关键词: 机器学习; 灰色理论; Lasso 算法; 井底压力

Predictive Model for Bottomhole Pressure Based on Gray Theory and Lasso Algorithm

ZHOU Xin, GU Jianwei

(China University of Petroleum)

Abstract: As the continuous development of big data in the oil industry, more and more data-based applications have emerged in the oil industry. Predicting bottom hole pressure not only helps to understand the formation information, but also helps to ensure the safety of ground operations. Due to the different stratigraphic structures in different regions and the influence of various factors, the general method of predicting bottom hole pressure is not always applied to all situations. In view of the application of machine learning, by combining with on-site oil well production data, the characteristics of various physical parameters were fully analyzed and the features correlated with the bottom hole pressure were obtained by establishing the gray correlation matrix between different features. Based on this result, Lasso algorithm is applied to obtain the coefficient terms of each characteristic parameter, and then, cross-validation is used to select the best coefficient combination to achieve the purpose of bottomhole pressure prediction.

Keywords: Machine learning; Gray theory; Lasso algorithm; Bottomhole pressure

0 引言

随着大数据、机器学习技术的不断深入和发展, 其在石油勘探和开发领域的应用也越来越多^[1]。

井底压力是油井生产时井底测得的压力。井底压力是生产井的一项关键指标^[2]。油井的井底压力是影响油田的生产能力和油田调整方案的重要参数之一, 也是进行油气井动态分析的基础, 直接控制井的生产能力^[3]。此外, 工程上往往利用井底压力数据、井筒参数、地层参数、施工参数等来判断井下情况, 并及时调整施工参数,

来保障地面作业安全^[4]。

井底压力预测是一项十分复杂的研究课题, 在实际应用中由于地层条件的复杂性, 现在并没有一个系统的方法能十分准确的计算出井底流压^[5]。目前采用的方法主要有邻井外推、区域压力分析和地震速度谱分析等^[5]。本文提出一种机器学习算法的应用, 结合现场井口数据, 建立灰色关联度矩阵, 通过 Lasso 算法建立预测模型进而预测井底压力的新方法。由于 Lasso 算法是一种降维—线性回归算法, 因此, 该方法得到的预测模型计算量少, 准确性高, 有利于处理高维、复杂的数据。

1 灰色关联度和 Lasso 算法

1.1 灰色关联度

客观世界在不断发展变化的同时,往往通过事物之间及因素之间相互制约、相互联系而构成一个整体,我们称之为系统。人们试图对各种系统所外露出一一些特征进行分析,从而弄清楚系统内部的运行机理。从信息的完备性与模型的构建上看,具有较充足的信息量、发展变化规律明显、定量描述较方便、结构与参数较具体的系统为白色系统;对另一类无法建立客观的物理原型、且作用原理亦不明确的系统,内部特性部分已知的系统称之为灰色系统,内部特性全部未知,则称之为黑色系统。作为实际问题,灰色系统在大千世界中是大量存在的,绝对的白色或黑色系统是很少的^[6]。

灰色系统理论提出了一种新的分析方法——关联度分析方法,即根据因素之间发展态势的相似或相异程度来衡量因素间关联的程度,它揭示了事物动态关联的特征与程度。

选取参考数列,如式(1)所示:

$$x_0 = \{x_0(k) | k = 1, 2, \dots, n\} \quad (1)$$

假设一共有 m 个对比数列,如式(2)所示:

$$x_i = \{x_i(k) | k = 1, 2, \dots, n\}, i = 1, 2, 3, \dots, m \quad (2)$$

则称

$$\xi_i(k) = \frac{\min_s \min_t |x_0(t) - x_s(t)| + \rho \max_s \max_t |x_0(t) - x_s(t)|}{|x_0(k) - x_i(k)| + \rho \max_s \max_t |x_0(t) - x_s(t)|} \quad (3)$$

为比较数列 X_i 对参考数列 X_0 在 k 时刻的关联系数,其中 $\rho \in [0, 1]$ 为分辨系数,且式中

$\min_s \min_t |x_0(t) - x_s(t)|$ 、 $\max_s \max_t |x_0(t) - x_s(t)|$ 、分别为两级最小差和两级最大差。

上式定义的 $\xi_i(k)$ 是某一时刻的关联系数,为了便于更加准确地比较,定义关联度为各个时刻关联系数的和的平均值,即:

$$r_i = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \xi_i(k) \quad (4)$$

利用关联度这个概念,可以对和井底压力有关的因素进行分析,找出与井底压力关联度强的因素。

1.2 Lasso 算法

Lasso 算法是一种求解绝对值约束条件下的线性回归

方法,该算法通过构造一个惩罚函数得到一个较为精炼的模型,使得它压缩一些回归系数,即强制系数绝对值之和小于某一固定值,同时设定一些回归系数等于零,保留了子集收缩的特点,是一种处理具有复共线性数据的有偏估计^[7]。

在监督学习中,如果预测的变量是连续的,则称其为回归。在回归分析中,如果只有一个自变量和一个因变量,且他们之间的关系是线性的,则称为一元线性回归;如果有多个自变量,且因变量和自变量是线性关系,则称为多元线性回归。

对于多元线性回归模型,选取样本 $X = \{X_1, X_2, \dots, X_p\}$ 并进行线性回归,使得回归函数尽可能地拟合样本值,其线性回归式如式(5)所示:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_p X_p + \epsilon \quad (5)$$

$\beta = \{\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p\}$ 为回归系数, ϵ 为整体样本误差。

为了更好地拟合样本,通常的做法是使样本的残差平方和最小,其损失函数如式(6)所示:

$$RSS = \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^p \beta_j x_{ij})^2 \quad (6)$$

令损失函数 RSS 最小。这便是最小二乘法的思想。但这个方法容易产生过拟合的问题,因此,便有人提出了 Lasso 算法。

LASSO 从最小二乘法原理出发,其核心思想是在最小化残差平方和的同时规则化参数项,利用范数将各项参数的绝对值之和控制在可接受的范围内^[8],即在最小二乘法的损失函数上增加一个惩罚项得到的,其损失函数如式(7)所示:

$$f = RSS + \alpha \sum_{j=1}^p |\beta_j| \quad (7)$$

α 为惩罚系数。

2 井底压力预测分析

本文选取油井庄 5-10-1 的数据进行分析,先对该油田数据进行处理,去除掉没用的信息,然后再通过编程实现算法,达到预测井底压力的目的。

2.1 关联度分析

在处理完数据之后,利用前面提到的关联度公式求解得到各元素之间的关联度,形成一个关联度矩阵,如表 1 所示:从上表可以看出,泵深和动液面深度与井底压力的关联度很小,即他们对井底压力的影响小,因此,在进行井底压力预测的过程中,可以去除这两个元素,达到降维的目的,有利于减少计算和预测准确。

表 1 各元素间灰色关联

	生产厚度	生产天数	泵深	油压	套压	月产油量	月产水量	泵效	含水率	沉没度	动液面深度	井底压力
生产厚度	1.00	0.98	0.33	0.99	0.99	0.99	0.96	0.99	0.90	0.93	0.34	1.00
生产天数	0.98	1.00	0.34	0.97	0.97	0.99	0.98	0.99	0.91	0.94	0.35	0.98
泵深	0.33	0.33	1.00	0.33	0.33	0.33	0.34	0.33	0.34	0.34	0.92	0.33
油压	0.99	0.97	0.33	1.00	1.00	0.98	0.95	0.98	0.89	0.92	0.34	1.00
套压	0.99	0.97	0.33	1.00	1.00	0.98	0.96	0.98	0.89	0.93	0.34	1.00
月产油量	0.99	0.99	0.34	0.98	0.98	1.00	0.97	0.99	0.91	0.94	0.35	0.99
月产水量	0.96	0.98	0.34	0.96	0.96	0.97	1.00	0.97	0.93	0.95	0.35	0.96
泵效	0.99	0.99	0.34	0.98	0.98	0.99	0.97	1.00	0.91	0.93	0.35	0.99
含水率	0.90	0.92	0.35	0.89	0.89	0.91	0.93	0.91	1.00	0.93	0.36	0.90
沉没度	0.93	0.94	0.34	0.92	0.93	0.94	0.95	0.93	0.92	1.00	0.35	0.93
动液面深度	0.34	0.35	0.92	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	1.00	0.34
井底压力	1.00	0.98	0.33	1.00	1.00	0.99	0.96	0.99	0.89	0.93	0.34	1.00

2.2 井底压力预测

从上面剩余的元素的相关度矩阵，我们可以发现，这些元素之间的关联度也很高，这就意味着在进行井底压力预测时，可能进行了一些没有必要的计算，因此，本文采用 Lasso 算法进行进一步的降维，以求更加简便和精确预测井底压力。

先对剩余元素数据进行归一化处理，其归一化公式为：

$$X = \frac{X_i - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (8)$$

利用 Lasso 算法，通过编程计算可以得到各元素系数随惩罚系数变化的曲线图，如图 1 所示。

经过交叉验证，发现虚线所对应的系数组合为最

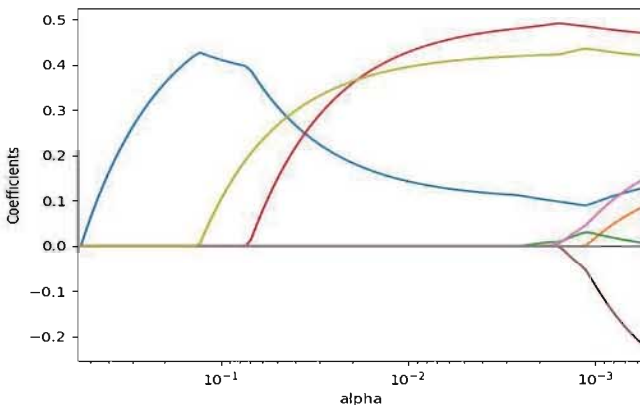


图 1 元素系数变化图

佳系数组合，为 $\beta = [0.158131, 0, 0, 0.399639, 0, 0, 0, 0, 0.381516]$ ，即预测模型如式 (9) 所示：

$$P_{wf} = 0.158131 \times h + 0.399639 \times P_{\text{套}} + 0.381516 \times \Delta h \quad (9)$$

h 为生产厚度， $P_{\text{套}}$ 为套压， Δh 为沉没度。

可以发现，井底压力预测只与生产厚度、套压和沉没度有关，且套压的影响程度最大，沉没度其次，生产厚度影响最小。

利用上述模型可以得到井底压力预测值，最后将井底压力预测值和实际值进行对比，如图 2 所示。

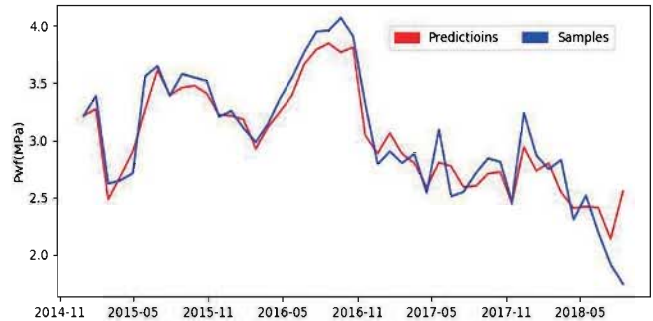


图 2 井底压力预测值和实际值对比图

从图 2 可以发现，预测曲线与实际曲线拟合良好，预测值与实际值的差别不大，预测结果比较接近真实情况，说明该预测方法可行。

3 结论

1) 相比于解析模型，该方法能大幅减少计算复杂度，同时还能保证一定的预测准确性，有利于现场利用井底压力数据指导储层改造作业，提升改造效果。

2) 通过 Lasso 算法得到的预测模型发现，影响井底压力预测的主要因素是生产厚度、套压和沉没度，而且根据比较它们的系数值大小可以发现套压的影响程度最大，沉没度其次，生产厚度影响最小。

3) 对比得到的预测压力值和实际压力值发现, 它们之间差异不大, 说明基于灰色关联度和 Lasso 算法得到的预测模型能够得到较为准确的预测结果。

参考文献

- [1] 栗朝军. 基于神经网络的欠平衡钻井井底压力预测方法研究 [D]. 黑龙江省: 大庆石油大学, 2006.
- [2] 周红, 关振良. 实用油藏工程. 湖北: 中国地质大学出版社, 2004.
- [3] 叶雨晨, 杨二龙, 齐梦, 等. 一种计算油井井底流压的新方法 [J]. 石油化工高等学校学报, 2017, 10, 30(5): 55-59.
- [4] 韩雄. 酸化期间基于 BP 神经网络法的井底压力计算 [J]. 天然气勘探与开发, 2018, 3, 41(1): 74-78.
- [5] 肖慈珣, 彭真明, 杨斌, 等. 预测井底以下地层压力的新方法 [J]. 石油学报, 2001, 22(1): 41-44.
- [6] 刘思峰. 灰色系统理论及其应用 [M]. 科学出版社: 北京, 2010.
- [7] 崔方晓, 李大成, 吴军, 等. 一种基于 Lasso 方法的污染气体自适应探测算法研究 [J]. 光学学报, 2019, 35(2): 22-36.
- [8] 郭越, 高昆, 朱钧, 等. 一种基于 LASSO 回归模型的彩色相机颜色校正方法 [J]. 影像科学与光学, 2017, 35(2): 153-161.

深度学习算法在测井曲线识别地层岩性中的应用实践

陈玉林, 李戈理, 杨智新, 肖飞, 何羽飞, 陆艳萍, 王茜瑜

(中国石油集团测井有限公司, 陕西西安, 710077)

chenyl123@cnpc.com.cn

摘要: 岩性是地下岩石的沉积、结构、构造和矿物组合的总体反映, 准确识别岩性对储层划分、油气层识别和油藏评价具有重要的意义。通常地层识别有野外露头、钻井取心、地震反演和测井解释等多种方法, 也有交会图版法、地层元素测井法等识别方法, 但这些方法均不能充分挖掘测井曲线中的岩性信息, 具有一定的局限性。深度学习是一种人工智能算法, 它可以从多维数据中抽象出复杂的特征, 因此, 运用深度学习可以充分挖掘多种测井曲线反映的岩性特征, 进而提高测井曲线识别岩性的准确率。本文构建了一个四层深度学习的神经网络, 运用 sigmoid 激活函数, Adagrad 梯度下降法、softmax 全连接和 L2 正则化方法进行参数优化, 采用自然伽马、自然电位、深中浅电阻率, 补偿中子、声波时差、密度、岩性密度九条曲线和钻井取心数据建立样本库, 通过大量迭代训练, 调整深度学习的网络参数, 达到了训练准确率 89.8%、测试准确率 85.3% 的理想效果。说明人工智能技术在测井资料解释中的应用前景广阔。

关键词: 深度学习; 人工智能; 测井解释; 岩性识别

The Application of Deep Learning Algorithm in Well Logging Curve Identification of Formation Lithology

CHEN Yulin, LI Geli, YANG Zhixin, XIAO Fei, HE Yufei, LU Yanping, WANG Xiyu

(China Petroleum Logging CO. LTD. Xi'an, Shaanxi 710077, China)

Abstract: lithology is an overall reflection of the sedimentation, structure, structure and mineral assemblage of underground rocks. Accurate identification of lithology is of great significance for reservoir division, oil and gas reservoir identification and reservoir evaluation. Multiple methods can be applied in formation identification, such as outcrop, drilling core, seismic inversion and logging interpretation, as well as crossplot method and formation element logging method, but all of these methods have limitations, which does not mine the lithology information of other logging curves adequately. logging interpretation are usually based on one or two the experience formula of the well logging curve, by calculating shale, coal, calcite and dolomite composition content of identifying lithology, there is also a rendezvous chart method, formation elements logging method recognition method, but these methods are not fully exploiting other lithologic information of well logging curve, has certain limitations. Deep learning is an artificial intelligence algorithm, which abstracts complex features from multidimensional data. Therefore, the application of deep learning can fully excavate lithology characteristics reflected by other logging curves, so as to improve the lithology identification accuracy of logging curves. A neural network with four layers deep learning is formed in this paper, which applied sigmoid activation function, adagrad gradient descent, softmax full connection and L2 regularization method for optimizing the parameters, and then used natural gamma ray, natural potential, resistivity integration of deep, medium and shallow, compensating neutron, acoustic time difference, density, nine curves of lithologic density and drilling coring data for establishing the sample's database. The network parameters of deep learning is adjusted by large iterative training, the expected effect both the training accuracy 89.8% and testing accuracy 85.3% were reached. The result shows that artificial intelligence technology has great application prospect in logging data interpretation.

Keywords: deep learning, artificial intelligence, logging interpretation, lithology identification

作者简介: 陈玉林 (1985-), 男, 陕西延安人, 硕士, 主要从事测井资料处理解释和评价工作。

0 引言

深度学习是 Hinton 等人 2006 年基于深度置信网络提出的算法,它是一种通过初始化神经网络参数,运用学习算法对参数进行优化,达到问题求解的方法^[1]。它通过构建神经元,模仿人类学习过程,对数据的特征进行提取和抽象,得到高阶特征,进而进行学习和识别事物。近年来深度学习在模式识别、图像处理、自然语言理解等领域都取得了惊人的效果,展现出其广阔的应用前景,目前也成为地球物理测井资料解释领域一个非常吸引人的技术^[8-10]。

在测井数据处理与解释中,岩性识别是一个非常重要的环节,在岩性油气藏中,岩性决定物性,物性决定含油性已经被广大研究人员广泛认可,因此,准确识别岩性是测井资料解释和油藏评价的重要工作。通常人们通过一种或两种测井曲线,通过经验公式解释岩性,也有用交会图版和地层元素测井等方法识别岩性,但这些方法均不能完全利用所有测井曲线包含的岩性特征。目前对于测井曲线自动识别岩性还有支持向量机、随机森林、BP 神经网络等方法^[2-7],但这些方法收敛速度比较慢,而且很容易进入梯度消失和梯度爆炸等,模型的泛化性不是很理想。

近年来随着测井仪器的不断更新换代,测井新技术也如雨后春笋般增长,测井数据量随之大幅增加,反映岩性的测井曲线也在迅速增多,测井综合解释对多种测井曲线应用提出了新的要求,传统的解释方法也不能与之适应,因此急需像深度学习这样的大数据处理和挖掘的算法提高测井解释准确率。本文基于 Tensorflow 框架,运用 python 语言编写了深度学习算法,通过迭代学习得到了一个通过测井曲线识别岩性的深度学习模型,取得了测试准确率 85% 的理想效果。

1 深度学习网络的构建

深度学习算法也是一种神经网络算法,主要包括输入层、隐藏层和输出层,每层神经元之间由权重、偏置和激活函数经过数学运算和下一层的神经元关联,隐藏层越多,学习的特征越多,识别或者分类的准确性越高。和以往的神经网络相比,它除了可以学习特征和任务之间的关联以外,还可以从简单的特征中抽象出更加复杂的高阶特征,从而解决非线性问题。

综合本文研究的对象,样本分布、数据结构、计算机算力等因素,本文设计了一个四层的深度学习网络,如图 1 所示,包括一个输入层、两个隐藏层和一个输出层。

其中激活函数采用 Sigmoid 激活函数,神经网络优化算法采用 Adagrad 梯度下降算法,隐藏层和输出层之间添加了 softmax 函数层,将输出结果转变成一个概率分布矩阵,从而提高深度学习的泛化性。

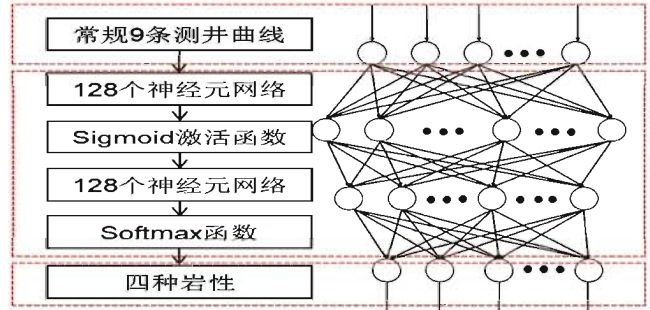


图 1 深度学习神经网络

1.1 激活函数的选择

深度学习过程中,为了提高神经网络的学习能力,加入一些非线性的激活函数,如图 2 所示,作用于神经网络,使得它能更好地解决比较复杂的非线性问题。常用的激活函数有 sigmoid 函数(公式 1)、Tanh 函数(公式 2)、Relu 函数(公式 3)等。本文通过对比三种激活函数的训练效果,发现用 Sigmoid 函数时,深度神经网络的损失函数收敛速度快,学习效果好。Relu 函数和 Tanh 函数容易出现梯度消失和梯度爆炸的问题。

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}} \quad (1)$$

$$f(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (2)$$

$$f(x) = \begin{cases} x & \text{if } x > 0 \\ 0 & \text{if } x \leq 0 \end{cases} \quad (3)$$

1.2 梯度下降算法

深度学习算法求取最优解的过程主要通过循环迭代过程中的梯度下降算法得到最小化的损失函数和模型参数值,从而求取最优解。常用的梯度下降算法有随机梯度下降法(SGD)、Momentum 梯度下降法和自适应梯度下降法(Adagrad)等,如图 3。本文通过反复训练和测试对比,选用了自适应梯度下降算法,该方法在本次训练中神经网络收敛速度快、效果较好。

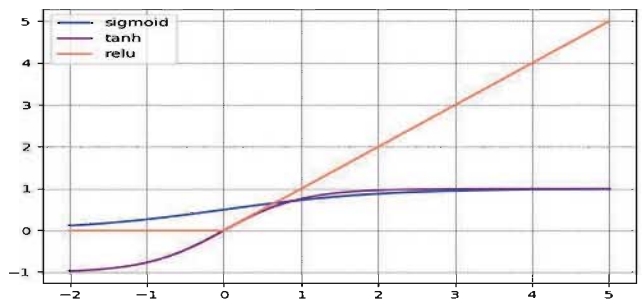


图 2 sigmoid、Tanh 和 Relu 激活函数

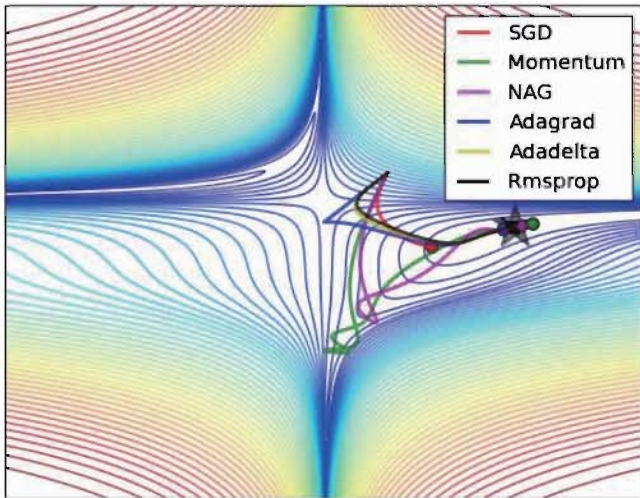


图3 SGD、Momentum 和 Adagrad 梯度下降法

1.3.softmax 层

为了增加模型的泛化能力，在深度学习网络的最后增加了一个 softmax 概率回归层。原始的神经网络输出被当成置信度产生了新的输出矩阵，新的输出满足概率分布，预测出每个类别的概率，最终通过寻找概率最大值，进行分类。

1.4 损失函数及正则化方法

损失函数也叫代价函数，是将随机事件或其有关随机变量的取值映射为非负实数以表示该随机事件的“风险”或“损失”的函数。通常作为学习准则与优化问题相联系，即通过最小化损失函数求解和评估模型。常用的损失函数有平方差损失函数和交叉熵损失函数，为了增加训练结果的泛化性，在深度学习过程中通常采用增加 L1 和 L2 项，也叫罚项，主要为了限制模型的参数，防止过拟合而增加在损失函数后面的一项。L1 是模型各个参数的绝对值之和，L2 是模型各个参数的平方和的开方值。本文深度学习框架中采用的是平方差损失函数加 L2 正则化。

2 建立样本库及深度学习训练

为了让人工智能学会识别地层岩性。首先从数据集的准备上，选取长庆油田合水地区 63 口取芯井作为数据集（建立样本库），选取自然伽马、声波时差、深中浅电阻率、补偿中子、密度测井、岩性密度和自然电位九条测井曲线作为特征变量。通过深度校正，对岩心进行归位。其次，对有扩径的井段数据进行剔除（数据清洗），为了减少机器学习的过拟合和欠拟合，对数据集中的四

种岩性样本进行均衡处理（样本优化），使得每种样本个数相等，从而增加智能体的鲁棒性。最终用采样间隔为 0.125m 的测井曲线作为样本，筛选出 7000 个样本，其中泥岩、砂质泥岩、泥质砂岩和砂岩样本个数相等，用 6000 个用作学习样本，剩下的 1000 个为测试样本。

3 深度学习网络模型的训练及测试

有了样本库，在 Tensorflow 框架下，用 Python 计算机编程语言编写了一个深度学习四层神经网络（如图 1），通过反复调整激活函数、梯度下降算法和神经元数量等参数，迭代计算 4 万次，训练深度学习网络，最终损失函数达到极小值 0.04（如图 4），训练准确率达到了 89.8%（如图 5），模型能够快速收敛，达到了预期的效果。

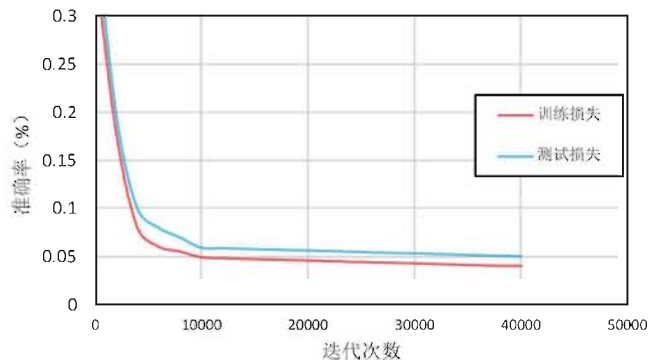


图4 深度学习网络训练过程中损失函数的变化图

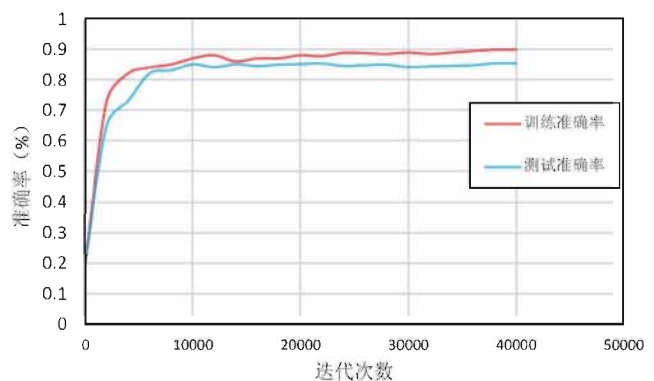


图5 深度学习网络训练过程中准确率的变化图

为了验证深度学习网络的泛化性，本文用 1000 个测试样本对构建的网络模型进行测试，测试准确率为 85.3%（如图 5）。取得了比较理想的结果。

4 训练过程的可视化及实际应用

通常认为神经网络训练过程较为复杂，像一个黑匣子一样，难以用语言和图像进行描述，近年来各个人工

智能学习框架都在试图将训练过程可视化，本文采用的是谷歌 Tensorboard 可视化工具，利用 t-SNE 高维数据降维的可视化方法，对深度学习网络进行优化和对学习过程进行可视化，见图 6。

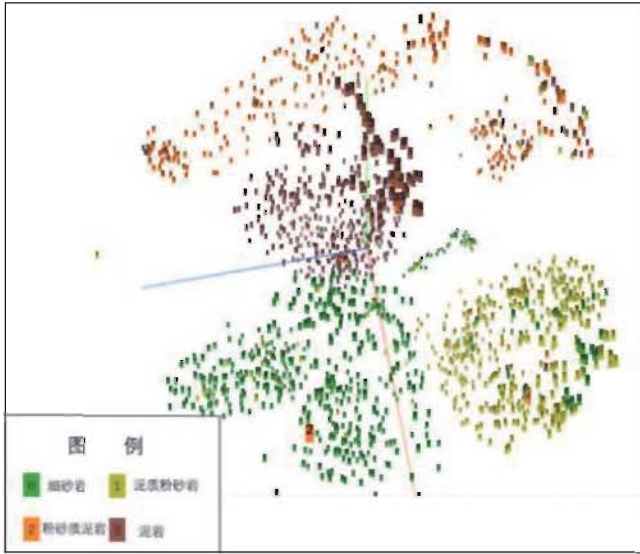


图 6 深度学习过程的 T-SNE 可视化过程截图

图 6 深度学习过程的 T-SNE 可视化过程截图

由图 6 可以看出通过深度学习神经网络大量迭代学习后，从总体上看该网络对四种岩性的区分效果非常好，只有小部分细砂岩和泥质砂岩不好区分，小部分的泥岩和砂质泥岩不好区分。但是对于深度学习这种算法达到这个结果还是非常理想的。也说明人工智能技术在测井资料解释方面具有非常好的应用前景。

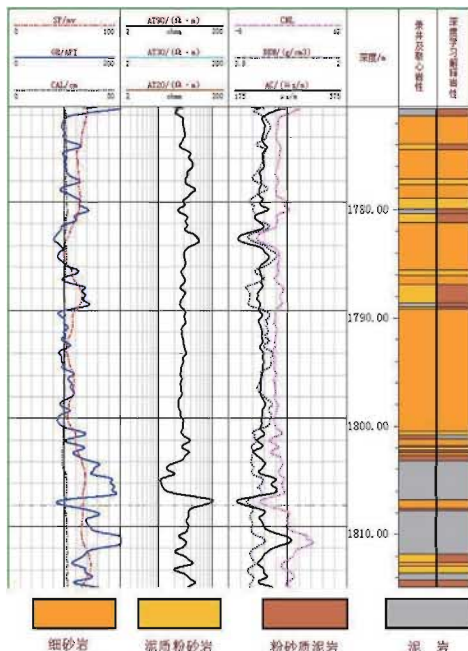


图 7 深度学习解释岩性和录井取心结果对比图

从上述模型训练和测试的结果看，深度学习算法在测井资料岩性解释方面的模型预测准确率较好，能够满足实际生产需求。因此找了一口具有录井和取心资料的并用深度学习算法建立的模型进行预测，如图 7 所示，通过对比深度学习算法解释和岩性及井取心的岩性，可以看出岩性整体预测的准确性较好，大部分岩性识别正确，只有少数泥岩段识别和实际有所差别，但基本可以满足生产需要。

5 结论与认识

(1) 深度学习算法可以挖掘出测井曲线包含的大量信息从而学会用测井资料解释地层岩性。本文在长庆合水地区运用常规 9 条曲线和钻井取心数据标定，建立深度学习和测试样本库，对细砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩和泥岩四种岩性进行预测。通过对样本库学习和测试，学习准确率达 89.8%，测试准确率达 85.3%，取得了很好的效果。说明人工智能深度学习技术在测井解释领域的应用前景广阔。

(2) 防止过拟合和欠拟合的方法有很多，本文在深度学习过程中采用了多种方法防止过拟合。首先，在样本库的准备过程中，四种岩性各占 25%，保证样本均匀分布。其次，损失函数中增加了 L2 正则化项，以增加深度学习网络的泛化能力。最后，通过数据可视化工具对深度学习过程进行可视化操作，让训练过程更加清晰明了，从而防止过拟合问题。

参考文献

- [1] Hinton G E, Salakhutdinov R R. Reducing the dimensionality of data with neural networks [J]. Science, 2006, 313(5786): 504-207
- [2] 基于主成分分析和学习量化的神经网络岩性识别方法 [J]. 胡红, 曾恒英, 梁海波, 罗静, 王剑波. 测井技术. 2015(05)
- [3] 交会图技术在火山岩岩性与裂缝识别中的应用 [J]. 范宜仁, 黄隆基, 代诗华. 测井技术. 1999(01)
- [4] 基于 SVM 测井数据的火山岩岩性识别——以辽河盆地东部坳陷为例 [J]. 牟丹, 王祝文, 黄玉龙, 许石, 周大鹏. 地球物理学报. 2015(05)
- [5] 利用 BP 神经网络法对致密砂岩气藏储集层复杂岩性的识别 [J]. 单敬福, 陈欣欣, 赵忠军, 葛雪, 张芸. 地球物理学进展. 2015(03)
- [6] 张翔, 肖小玲, 严良俊, 等. 基于模糊支持向量机方法的岩性识别 [J]. 石油天然气学报, 2009, 31(6): 115 ~ 118.
- [7] 基于马尔科夫随机场的岩性识别方法 [J]. 田玉昆, 周辉, 袁三一. 地球物理学报. 2013(04)
- [8] 高扬, 卫峥. 白话深度学习与 TensorFlow [M]. 机械工业出版社, 2017, 1-35
- 杨斌, 匡立春, 孙中春, 等. 一种用于测井油气层综合识别的支持向量机方法 [J]. 测井技术. 29(6): 511-514
- [10] 阿布, 胥嘉幸. 机器学习之路 [M]. 电子工业出版社, 2017, 7-16
- [11] 王超学, 潘正茂, 马春森, 等. 改进型加权 KNN 算法的不平衡数据集分类 [J]. 计算机工程, 2012, 38(20): 160-163

基于 XGBoost 算法的剩余油分布预测

赵亮, 谷建伟

(中国石油大学(华东))
243099884@qq.com; gjwLcp@upc.edu.cn

摘要: 近年来机器学习被成功应用于诸多领域,但在预测剩余油分布方面的应用极少,结合目前机器学习的发展思路,发挥其在数据处理上的优势,开展剩余油分布预测对于提升油田的开发潜力具有重要意义。本文基于 XGBoost 算法构建剩余油分布预测模型,以正韵律油藏的五点法井组机理模型为例,对油藏属性特征数据和生产动态数据处理,生成反映油藏流体流动特征与构造差异的归一化样本库。模型采用留出法对样本库中近 200 万条信息进行交叉验证,迭代 500 次模型 RMSE 值下降到 0.003,达到很好的收敛效果。通过比较模型预测结果与数值模拟数据计算模型的精确度,结果表明, XGBoost 模型预测油藏生产 10 年后剩余油饱和度,精确度为 99.78%,能够准确地预测储层剩余油分布,并筛选出储层非均质性是影响油藏剩余油分布的主要指标。

关键词: 机器学习; 剩余油分布; XGBoost 算法

Prediction of Remaining Oil Distribution Based on XGBoost Algorithm

ZHAO Liang, GU Jianwei

(China University of Petroleum(East China))

Abstract: In recent years, machine learning has been successfully applied in many fields, but it has rarely applied in predicting the distribution of remaining oil. Combining the current development ideas of machine learning, it has taken advantage of its data processing, and carried out prediction of remaining oil distribution to improve oilfield production. In this paper, based on the XGBoost algorithm, the residual oil distribution prediction model is constructed. Taking the five-point well mechanism model of the positive rhythm reservoir as an example, the reservoir property data and production dynamic data are processed to generate the normalized sample library which contains reservoir fluid flow characteristics and structural differences. The model uses the set-out method to cross-validate nearly 2 million pieces of information in the sample library. The RMSE value of the model is reduced to 0.003 after 500 iterations, achieving a good convergence effect. By comparing the model prediction results with the numerical simulation data to calculate the accuracy of the model, the results show that the XGBoost model predicts the remaining oil saturation after 10 years of reservoir production with an accuracy of 99.78%. It can accurately predict the remaining oil distribution of the reservoir and screen out the main indicators affecting the distribution of remaining oil is reservoir heterogeneity.

Keywords: Machine learning; Residual oil distribution; XGBoost algorithm

0 引言

众多的油田开发实践表明,原油采收率一般只有 30% 左右^[1],还有大量的剩余油残存于地下,故而研究剩余油分布,进行开发动态预测,对于油田增加可采储量和提高采收率具有重要意义。剩余油分布的研究历史

悠久,从 20 世纪 70 年代开始,国内外众多专家学者陆续发表了众多文献^[2],目前剩余油的主要研究方法有^[3]:地质方法、油藏数值模拟方法、室内试验技术、工艺技术。目前我国绝大多数油田应用油藏数值模拟方法描绘地层的剩余油分布及饱和度变化规律^[4],但模型计算复杂度会影响其运行耗时,且受限于油藏描述的精度和模型拟

作者简介:赵亮,中国石油大学(华东)硕士研究生;谷建伟,中国石油大学(华东)石油工程学院教授。

合效果，在油田实际应用中不能达到理想的动态预测效果。

传统的机器学习算法，如 BP 神经网络在剩余油分布预测中已有成功应用^[5-6]，随着大数据时代的到来，能够从海量数据中快速提取有效信息的机器学习算法在众多领域大放异彩，XGBoost 算法作为其中的佼佼者，在天文学、商业销售、信息安全等领域应用广泛^[7-9]，2015 年发表在 Kaggle 竞赛的博客的 29 个冠军解决方案中，有 17 个是使用 XGBoost 解决的，其中有 8 个是仅使用了 XGBoost 方法去训练模型，剩余的是用 XGBoost 和其他模型相结合使用的^[10]。相比于 BP 神经网络^[11]，XGBoost 算法能够对海量数据进行自适应复杂数学计算，其模型可解释性强，计算速度快，准确率高，在剩余油分布预测时，若能与油藏数值模拟方法相结合，将会大大提高模型计算效率，优化预测效果。

1 XGBoost 原理

XGBoost 算法^[10]是以决策树为基模型的集成学习算法，通过构建多个基分类器来提高预测的准确性，这些基分类器单个的预测能力并不会很强，但是会更多样，如 bagging 算法中每次构建基分类器是采用的是不同的样本，而随机森林是每次会使用不同的特征，构建多样化的决策树。XGBoost 和其他的算法都不太一样，因为其他算法每次都是去优化真实值的拟合，而 XGBoost 的每个基分类器是拟合残差。

任何机器学习的问题都可以从目标函数出发，XGBoost 算法的目标函数主要由每次拟合样本的误差和与正则项两部分组成（公式（1））。

$$obj = \sum_{i=1}^n l(y_i, y_i^*) + \sum_{k=1}^K \Omega(f_k) \quad (1)$$

其中 $\Omega(f_k) = \gamma T + \frac{1}{2} \lambda \|w\|^2$ ， y_i 为真实值， y_i^* 为预测值， f_k 为第 k 棵树模型， T 为第 k 棵树的叶子节点数， w 为第 k 棵树的叶子节点权重值， γ 为叶子节点惩罚正则项，能够抑制节点向下分裂， λ 为叶子权重惩罚正则项，在计算分割点增益时起到平滑的作用。

XGBoosting 算法采用 boosting 方法训练模型，最后的预测值是所有树模型输出结果之和，故而对于每棵树可以将目标函数改写为式（2）：

$$obj^{(t)} = L^{(t)} = \sum_{i=1}^n l(y_i, y_i^{*(t-1)} + f_t(x_i)) + \Omega(f_t) \quad (2)$$

$L^{(t)}$ 表示第 t 棵树的目标函数， $y_i^{*(t-1)}$ 是前 $t-1$ 棵树的输出值之和，构成前 $t-1$ 棵树的预测值， $f_t(x_i)$ 为第 t 棵树

的输出值， $y_i^{*(t-1)} + f_t(x_i)$ 即最新的预测值， $\Omega(f_t)$ 为第 t 棵树的正则项。将损失函数在 $l(y_i, y_i^{*(t-1)} + f_t(x_i))$ 处二阶泰勒展开：

$$L^{(t)} = \sum_{i=1}^n [l(y_i, y_i^{*(t-1)}) + g_i f_t(x_i) + \frac{1}{2} h_i f_t^2(x_i)] + \Omega(f_t) \quad (3)$$

其中， $g_i = \partial_{y_i^{*(t-1)}} l(y_i, y_i^{*(t-1)})$ 表示上一棵树损失函数的一阶导数， $h_i = \partial_{y_i^{*(t-1)}}^2 l(y_i, y_i^{*(t-1)})$ 表示上一棵树损失函数的二阶导数。对于式（4） $\sum_{i=1}^n l(y_i, y_i^{*(t-1)})$ 是上一轮建树的损失函数，在本轮建树过程中他是一个已知常量，可以省略，从而简化目标函数：

$$\tilde{L}^{(t)} = \sum_{i=1}^n [g_i f_t(x_i) + \frac{1}{2} h_i f_t^2(x_i)] + \Omega(f_t) \quad (4)$$

对于每一棵树，最终每个样本都会落入某个叶子节点中，而这个叶子节点的权重将作为其拟合的残差值，对于式（4），我们可以将每个样本求和转换为对叶子节点的结果求和。对于树上的 T 个叶子节点，落入叶子节点的样本集合表示为 $I_j = \{i | q(x_i) = j\}$ ，对于树结构 q ，落入其叶子节点 j 的样本集合为 I_j 。可将 $\sum_{i=1}^n g_i f_t(x_i)$ 转化为 $\sum_{j=1}^T (\sum_{i \in I_j} g_i) w_j$ ， $\sum_{i \in I_j} g_i$ 为落入叶子节点 j 的所有样本一阶导数之和。相应地， $\sum_{i=1}^n \frac{1}{2} h_i f_t^2(x_i)$ 也可以转换为 $\sum_{j=1}^T \frac{1}{2} (\sum_{i \in I_j} h_i) w_j^2$ 。综上可将式（4）转化为式（5）：

$$L^{(t)} = \sum_{i=1}^n [(\sum_{i \in I_j} g_i) w_j + \frac{1}{2} (\sum_{i \in I_j} h_i + \lambda) w_j^2] + \gamma T \quad (5)$$

在极值点处目标函数能够取得最小值，令式（5）对一阶导数为 0，求解权重（式（6））并代入式（5），可得目标函数（式（7））：

$$w_j^* = - \frac{\sum_{i \in I_j} g_i}{\sum_{i \in I_j} h_i + \lambda} \quad (6)$$

$$L^{(t)}(q) = - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^T \frac{(\sum_{i \in I_j} g_i)^2}{\sum_{i \in I_j} h_i + \lambda} + \gamma T \quad (7)$$

在进行分割点选择时，将需要分簇的样本划入左子树与右子树，如式（8）所示，用分裂前目标函数值减去分裂后两棵子树的目标函数值之和，即为分割点的增益，选择增益高的点作为分割点。

$$L_{split} = \frac{1}{2} \left[\frac{(\sum_{i \in L} g_i)^2}{\sum_{i \in L} h_i + \lambda} + \frac{(\sum_{i \in R} g_i)^2}{\sum_{i \in R} h_i + \lambda} - \frac{(\sum_{i \in I} g_i)^2}{\sum_{i \in I} h_i + \lambda} \right] - \gamma \quad (8)$$

2 基于 XGBoost 算法的预测模型

2.1 数据预处理

用 CMG 数值模拟软件搭建正韵律油藏的五点法井组机理模型 (图 1), 模型网格 $98 \times 96 \times 18$, 步长 $dx=dy=5$ 米, $dz=0.5$ 米, 模型 1 注 4 采, 按注采平衡生产 10 年, 收集油藏生产动态数据与属性特征数据如下表 1。

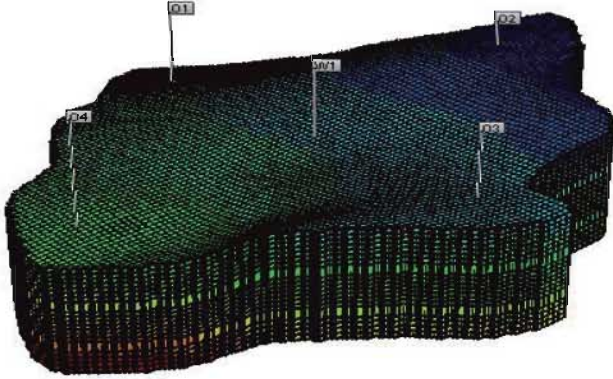


图 1 正韵律油藏五点法井组机理模型

表 1 原始特征变量数据表

生产动态		属性特征	
变量名	释义	变量名	释义
kro	油相相对渗透率	K	渗透率, md
krw	水相相对渗透率	ϕ	孔隙度
P	地层压力, kPa	h	储层厚度, m
pl	产液量, m ³ /d	H	网格顶部高度, m
po	产油量, m ³ /d		
Iw	注水量, m ³ /d		
fw	含水率		
so	含油饱和度		

2.1.1 数据集介绍

2.1.2 特征处理

地层中剩余油分布受油藏生产动态及属性特征共同影响, 在预测模型搭建过程中不能仅考虑单一变量, 结合油藏工程^[12]知识, 基于表 1 中的原始特征变量进行特征组合, 以每个网格作为一个样本生成样本库, 具体规则如下:

(1) 目标油藏纵向和平面非均质性明显, 导致层间液量分配不均, 这会影响层间的剩余油分布, 根据定液量生产时层间液量劈分方法^[13], 计算每个网格对应的相流动能力 (式 (9)), 并取每口井附近 20 米范围的网格相流动能力进行加权求解各相产量 (式 (10)), 再

通过各相层间流动能力劈分注采液量 (式 (11))。

$$fb_l = \frac{Kk_r h}{\mu_l} \tag{9}$$

$$\begin{cases} Q_o = Q_i \frac{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_o)_{k,i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_o + fb_w)_{k,i,j}} \\ Q_w = Q_i \frac{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_w)_{k,i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_o + fb_w)_{k,i,j}} \end{cases} \tag{10}$$

$$\begin{cases} Q_{ok} = Q_o \frac{\sum_{i=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_{ok})_{i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_o)_{k,i,j}} \\ Q_{wk} = Q_w \frac{\sum_{i=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_{wk})_{i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_w)_{k,i,j}} \\ Q_{wik} = Q_{wi} \frac{\sum_{i=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_{ok} + fb_{wk})_{i,j}}{\sum_{k=1}^N \sum_{l=l_m}^{l_n} \sum_{j=j_m}^{j_n} (fb_o + fb_w)_{k,i,j}} \end{cases} \tag{11}$$

其中, fb_l 为网格相流动能力, K 表示网格渗透率, k_r 表示网格相渗透率 h 表示网格厚度 μ_l 表示相粘度, Q_o 表示生产井产油量, Q_w 表示生产井产水量, Q_i 表示生产井产液量, K 表示地层分层 i 表示网格横坐标, j 表示网格纵坐标, Q_{ok} 表示生产井第 k 层产油量, Q_{wk} 表示生产井第 k 层产水量, Q_{wik} 表示注水井第 k 层注水量, fb_{ok} 表示第 k 层网格的油相流动能力, fb_{wk} 表示第 k 层网格的水相流动能力。

(2) 考虑瞬时注采液量具有时效性, 加入单层累积产油、产液量反映生产制度对地层剩余油分布的整体影响。

(3) 网格所在位置的剩余油分布受到区块中井的注采参数影响, 离井越近所受影响越大, 离井越远所受影响越小, 采用反距离加权处理 (式 (12)), 每个样本的注采量参数等于其附近井的注采量除以其到井的距离。

$$\begin{cases} Q_{ok-oi} = \frac{Q_{ok}}{L_{i,j,k-oi}} \\ Q_{wk-oi} = \frac{Q_{wk}}{L_{i,j,k-oi}} \\ Q_{wik-wi} = \frac{Q_{wik}}{L_{i,j,k-wi}} \end{cases} \tag{12}$$

其中 Q_{ok-oi} 表示第 i 口生产井在第 k 层产油量除以网格到井的距离, Q_{wk-oi} 表示第 i 口生产井在第 k 层产水量除以网格到井的距离, L 表示坐标 (i, j, k) 的网格到第 i 口井的距离, Q_{wk-oi} 表示第 i 口注水井在第 k 层注水量除以网格到井的距离。

(4) 网格高度。储层构造会影响剩余油的分布, 原油密度小于注入水, 受重力分异作用的影响, 在油藏开发中后期, 剩余油在构造高部位富集, 故而添加网格高度作为特征变量。

2.1.3 数据清洗

(1) 精细分层的纵向多层网格数据合并。数值模拟模型对储层的三个地质分层精细化网格(第一层, 第二层, 第三层), 为了提高计算效率, 将每一分层的多层纵向网格数据合并为一层网格构建样本库, 单层网格厚度表示其所在地质分层的厚度。

(2) 无效网格数据识别。剔除样本库中含油饱和度为 0 的无效网格数据。

(3) 按时间段划分网格数据排序。对于每个网格的生产动态变量, 要考虑时间维度的变化, 选择月为基准单位, 整个生产过程中, 以每个网格每月的生产动态数据与属性特征数据生成样本。

(4) 归一化。使用 \min_max 方法对数据标准化(式(13)), 对特征变量数据进行线性变换, 使数据落在 [0,1] 之间。

$$X_{norm} = \frac{(X - X_{min})}{(X_{max} - X_{min})} \quad (13)$$

2.2 实验结果分析

2.2.1 模型优化

对预处理后的样本库用 XGBoost 模型进行训练, 样本数据量近 200 万条, 若使用网格搜索、十折交叉验证等优化方法耗时较长, 在满足模型精度的条件下, 使用坐标下降法对 XGBoost 算法进行参数调优, 采用留出法划分训练集(总数据量的 75%)、验证集(总数据量的 25%)、测试集(样本库中 2028 年 6 月数据)进行交叉验证, 模型参数如表 2 所示。

表 2 XGBoost 预测模型参数

参数	值	参数	值
booster	gbtree	lambda	3
objective	binary:logistic	subsample	0.75
eval_metric	rmse	colsample_bytree	0.75
max_depth	6	min_child_weight	3
eta	0.01	seed	6
nthread	4	gamma	0.1
num_boost_round	1000		

模型以 $rmse$ 值(式(14))评价训练集上的拟合效果, 图 2 为训练集上的 $rmse$ 值随迭代次数的变化过程, 可知前 300 次迭代, $rmse$ 值迅速下降到 0.015, 在第 500 次迭代时, $rmse$ 值基本稳定在 0.003, 模型达到了很好的训练效果。

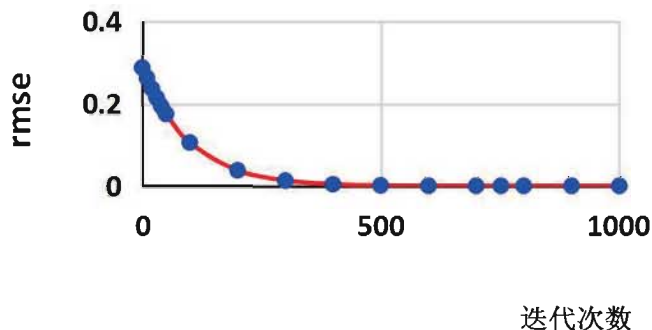


图 2 在训练集上模型迭代效果

$$rmse = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n |f_i - y_i|}{n}} \quad (14)$$

其中, f_i 表示拟合值, y_i 表示真实值。

2.2.2 剩余油分布预测

通过比较模型预测结果与数值模拟数据计算模型的精确度(式(15)),

$$AUC = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|S_{oi} - S_{oprei}|}{S_{oi}} \times 100\% \quad (15)$$

其中 n 表示预测样本数量, S_{oi} 表示第 i 个样本的含油饱和度数值模拟值, S_{oprei} 表示第 i 个样本的含油饱和度预测值。

利用训练好的模型预测油藏生产 10 年后各小层含油饱和度分布(图 3), 预测精度 99.78%。

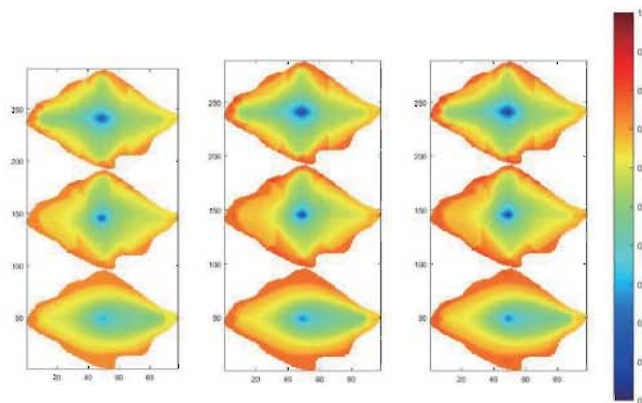


图 3 XGBoost 模型预测剩余油分布

(a) 迭代 200 次 (b) 迭代 500 次 (c) 原始

图 4 为 XGBoost 预测模型的特征重要度得分, 其中 K_o 表示油相相对渗透率, K_w 表示水相相对渗透率, f_w

表示水相流动能力, pb_o 表示油相流动能力, K 表示岩石渗透率, P 表示地层压力, L_{w_i} 表示网格到 w_i 井的距离, L_{o_i} 表示网格到 o_i 井的距离, pw_{o_i} 表示 o_i 井的日产水量, L_{o_i} 表示网格到 o_i 井的距离, cfw_{o_i} 表示 o_i 井的含水率, $csum_w$ 表示累积注水量, D_H 表示网格相对高度, pl_{o_i} 表示 o_i 井日产液量。

可知储层岩石渗透率、相对渗透率与相流动能力是影响剩余油分布的主控因素,对模型预测结果影响最大,地层压力、距井的远近、地层高度也对剩余油分布有影响。

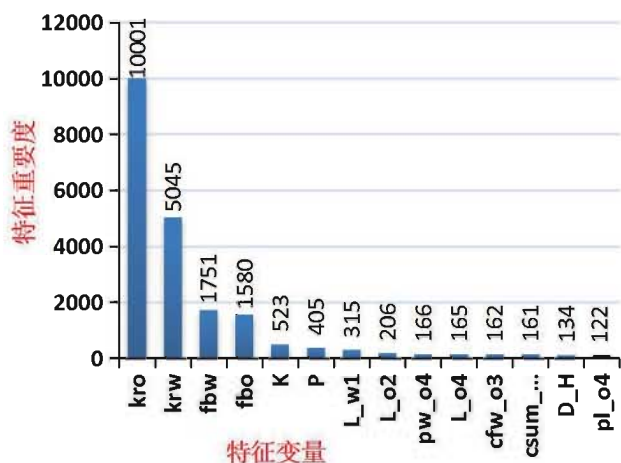


图 4 特征重要度评分

3 总结与展望

本文基于正韵律地层的五点法井组数值模拟模型,以其生产动态数据与地层物性参数作为数据源,利用 XGBoost 算法对地层剩余油分布进行预测。考虑三维油藏开发时的层间与平面矛盾,通过特征工程对原始样本数据进行特征筛选与重组,利用 min-max 方法构建归一化样本库,通过交叉验证提高了模型的泛化能力。

模型迭代 500 次 rmse 值降到 0.003, 达到很好的收敛效果,能快速处理百万级的数据信息,且利用训练好的模型预测油藏生产 10 年后含油饱和度分布,预测精度

99.78%, 满足油田对于大数据分析的需求。

预测模型基于数值模拟结果,可以进一步结合矿场实际,考虑生产井停产、提液,注水井增注等生产制度变化下的剩余油分布规律,在特征工程中考虑断层、边水等影响因素进行特征组合,提高模型的适应能力。

参考文献

- [1] 冉启佑. 剩余油研究现状与发展趋势 [J]. 油气地质与采收率, 2003,10(5):49-51.
- [2] 李洪玺, 刘全稳, 温长云, 张学才, 刘婕. 剩余油分布及其挖潜研究综述 [J]. 特种油气藏, 2006(03):8-11+105.
- [3] 付德奎, 冯振雨, 曲金明, 邓生辉, 王恩辉. 剩余油分布研究现状及展望 [J]. 断块油气田, 2007(02):39-41+91.
- [4] 韩大匡, 陈钦雷, 闫存章. 油藏数值模拟基础 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1991:293.
- [5] 高兴军, 于兴河, 李胜利, 王庆如, 梁卫. 利用神经网络技术预测剩余油分布 [J]. 石油学报, 2005(03):60-63.
- [6] 许宏龙. 基于 BP 神经网络技术的储层非均质性研究 [D]. 长江大学, 2016.
- [7] 叶倩怡, 饶泓, 姬名书. 基于 XGBoost 的商业销售预测 [J]. 南昌大学学报 (理科版), 2017,41(03):275-281.
- [8] 李超, 张文辉, 林基明. 基于 XGBoost 算法的恒星/星系分类研究 [J]. 天文学报, 2019(02):73-82.
- [9] 高洪波, 李磊, 周婉婷, 向祎尧. 基于 XGBoost 的硬件木马检测方法 [J]. 电子技术应用, 2019,45(04):55-59.
- [10] Chen T, Guestrin C. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System [C]. Acm Sigkdd International Conference on Knowledge Discovery & Data Mining. 2016.
- [11] 黄卿, 谢合亮. 机器学习方法在股指期货预测中的应用研究——基于 BP 神经网络、SVM 和 XGBoost 的比较分析 [J]. 数学的实践与认识, 2018,48(08):297-307.
- [12] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006:57-109.
- [13] 李淑霞, 谷建伟. 油藏数值模拟基础 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2012:193-196.

基于粒子群算法的油藏生产动态自动优化技术

张振涛*, 李山, 陈东, 徐效平, 马骁

(中石化胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 东营, 257500)
fireztt@163.com

摘要: 油藏生产制度动态调整策略核心为优化油水井生产制度, 可以改变水驱流线方向, 扩展注水波及范围, 是一种低成本高效率的提高采收率技术。但油藏生产动态调整影响因素多, 采用手动调整无论是从规模还是复杂性上都难以实现最优化调整。随着胜利油田信息化提升、数字化建设完成, 如何实现分析决策智能化成为未来智能油田建设关键所在。本文基于油藏数值模拟技术, 结合粒子群优化算法和油藏工程方法, 提出一种油藏生产动态自动优化技术。以油藏开发生产净现值最大化为目标函数, 通过数值模拟软件求解生产参数, 利用粒子群算法搜寻最优化生产动态, 实现油藏生产动态的自动优化。实例分析结果表明, 进行生产动态自动优化后的油藏, 累计采油量增多, 经济效益显著, 并且粒子数越多, 迭代次数越多, 优化效果越好。

关键词: 智能油田; 粒子群算法; 生产动态; 自动优化; 数学模型

Dynamic Automatic Optimization Technology for Reservoir Production Based on Particle Swarm Optimization

ZHANG Zhentao*, LI Shan, CHEN Dong, XU Xiaoping, MA Xiao

(Dongsheng Company, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257500, China)

Abstract: The core of the dynamic adjustment strategy of reservoir production system is to optimize the production system of oil and water Wells, which can change the direction of water drive streamline and extend the coverage of water injection. It is a low cost and high efficiency EOR technology. However, there are many factors affecting the dynamic adjustment of reservoir production. It is difficult to achieve optimal adjustment by manual adjustment, both in scale and complexity. With the improvement of informationization and digital construction of Shengli Oilfield, how to realize the intelligentization of analysis and decision-making becomes the key to the future construction of intelligent oilfield. Based on reservoir numerical simulation technology, combined with particle swarm optimization algorithm and reservoir engineering method, a dynamic automatic optimization technology for reservoir production is proposed in this paper. Taking the maximization of the net present value of reservoir development and production as the objective function, the production parameters are solved by numerical simulation software, and the particle swarm optimization algorithm is used to search for the optimal production dynamics to realize the automatic optimization of reservoir production dynamics. The analysis result from examples shows that the automatic optimization of reservoir production dynamics can be realized by this technology, the cumulative oil recovery is increased, the economic benefit is significant, as well as one rule is discovered that the better optimization effect is based on the more particles and more iterations.

Keywords: Intelligent oil field; particle swarm optimization; production performance; automatic optimization; mathematical model

0 引言

胜利油田“四化”建设自2014年启动, 以数字化、

可视化为基础, 以自动化和远程调控为支撑, 实现了生产全过程的立体化、实时化、全天候、精准化管理, 为实现油田开发效益最大化创造了条件^[1]。

作者简介: 张振涛(1991.11-), 男, 工程师, 研究生, 现从事油气田开发与信息化应用方面研究。

在信息化提升、数字化建设的基础上，如何发挥海量数据资源价值，如何发掘生产动态潜在规律，如何促进信息化深度应用，实现定性评估向定量分析的转变，将是未来智能油田建设关键所在^[2-3]。

针对以上问题，本文基于油藏数值模拟技术，集合数学优化理论和油藏工程方法，提出了一种高效智能油藏生产动态自动优化技术，以实现分析决策智能化。

1 油藏生产动态优化

目前胜利油田大部分区块已经进入高含水后期，储层“水流优势通道”发育，注采流线固定，水驱波及效果差，且部分油田井网不完善^[4]。当前注采条件下水驱控制程度低，无效水循环问题严重，水驱开发经济效益低。采用油藏生产制度动态调整策略，优化油水井生产制度，是一种低成本高效率的提高采收率技术^[5]。但在现场实际应用过程中，存在两个主要问题。

(1) 滞后性：油藏水驱开发过程中往往是出现含水率过高、产量显著下降等问题之后才去调整开发策略，存在“有病看病”的现象，没有做到“预防为主”，存在滞后性，导致成本升高，采收率下降。

(2) 不确定性：在开发动态调整过程中存在“有病乱投医”现象，依靠人工经验调整存在很大的随机性，并无法在从全局角度考虑油藏生产动态优化问题。

油藏生产动态优化问题的控制变量很多，主要包括：优化策略的多样性（层系重组、注采量优化），相关参数的多样性（地质参数、生产参数、经济参数等），对于大规模油田开发来说，井的数量巨大，对每口井分别进行分析和优化意味着相当大的计算量，再加上地质模型的不确定性，采用手动调整油藏生产动态方法面临的困难无论从规模还是复杂性上都是可想而知的，而且往往具有滞后性和不确定性，因此难以得到最佳的油藏生产工作制度。

油藏生产动态自动优化技术是基于智能油田概念而提出的一项新兴技术，该技术是通过调整油藏区块内油水井的注入和产出状态以实现生产效益的最大化，是一个典型的最优化问题^[6]，如图1所示。

从数学角度出发，最优化模型是指在一定的可行域内寻找使目标函数取最大（小）值的最优解，其数学表达式为： $\max(\min) f(x)$

$$s.t. \begin{cases} Ax \leq b \\ x \in S \end{cases} \quad (1)$$

其中， $f(x)$ 为目标函数， $s.t.$ 为约束条件，满足约束条件的解被称为可行解，使目标函数取极值的可行解称为

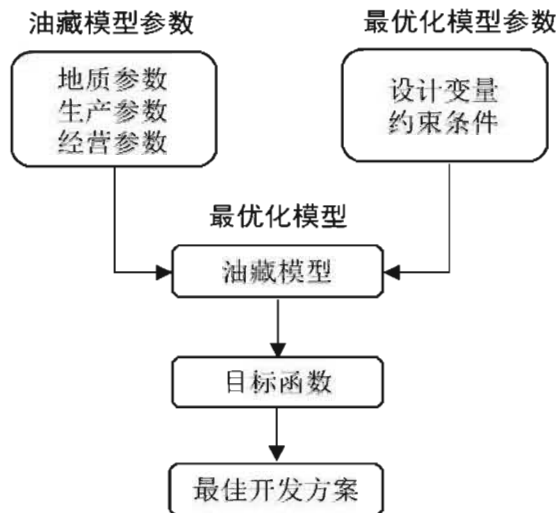


图1 生产动态优化示意图

最优解。解最优化模型的过程就是寻找最优解的过程^[7]。

对于生产动态优化问题而言，经济净现值、最终采收率、采出程度等均可作为最优化模型的目标函数。约束条件主要包括油藏边界约束及可行性约束（如水驱控制储量程度、采出程度、注采井数比、注采井距、采油速度、注水见效时间、井网密度、油藏总井数等），约束条件可以只满足其中的一部分，也可以在上述约束条件的基础上增加其它合理的约束条件^[8]。

2 方法原理

开展油藏生产动态优化需要建立相应的优化模型，并求解模型的最优值。本文在最优值的求解问题中选用粒子群优化算法，并通过编程实现自动优化，每个粒子代表一种可能的生产动态方案，所有粒子都有一个适应度值，而且在最优化过程中每个粒子在解的空间中记忆、追随当前的最优粒子。

2.1 粒子群算法

粒子群优化算法（PSO）^[9] 与其他进化类算法相似，具有进化和群体智能的特点，是一种以鸟群觅食这种社会行为为基础的寻优技术，算法模拟鸟群飞行觅食的行为，通过鸟群中个体之间的协作与竞争达到最终结果，示意图如图2所示。

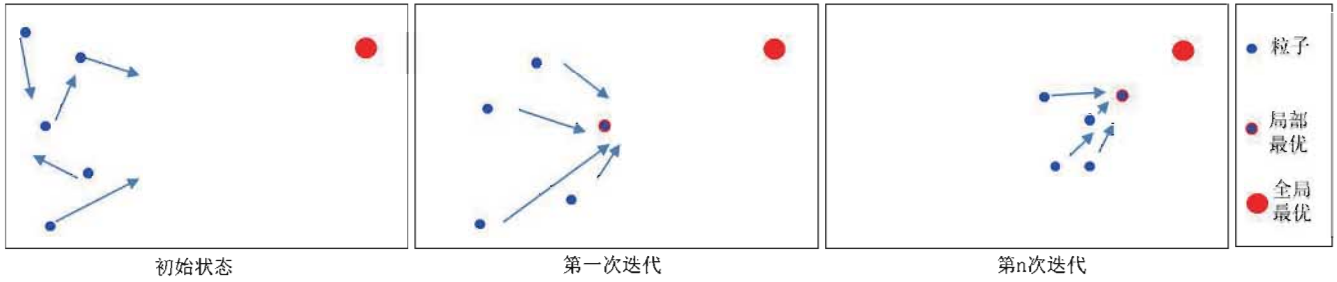


图 2 粒子群算法示意图

下面给出基本 PSO 算法的数学模型:

在给定的 D 维优化问题搜索空间中, 由 M 个粒子组成粒子群 $X = \{X_1, X_2, \dots, X_M\}$, 粒子个数表示优化方案数量, 粒子维度表示待优化变量。算法迭代过程中, 在第 t 代, 将第 i 个粒子的位置标记为:

$$x_i(t) = (x_{i1}(t), x_{i2}(t), \dots, x_{iD}(t)) \quad (2)$$

将 x_i 带入适应度函数 $f(x_i)$ 求适应度值
速度标记为:

$$v_i(t) = (v_{i1}(t), v_{i2}(t), \dots, v_{iD}(t)) \quad (3)$$

第 i 个粒子迄今为止搜索到的个体最优位置记为:

$$pbest_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{iD}) \quad (4)$$

整个粒子群迄今为止搜索到的全局最优位置记为:

$$gbest_i = (gbest_1, gbest_2, \dots, gbest_D) \quad (5)$$

粒子根据以下公式更新自己的位置和速度:

$$v_{ij}(t+1) = v_{ij}(t) + c_1 r_1 (pbest_{ij} - x_{ij}(t)) + c_2 r_2 (gbest_{ij} - x_{ij}(t))$$

$$x_{ij}(t+1) = x_{ij}(t) + v_{ij}(t+1) \quad (6)$$

其中 $i=1, 2, \dots, M; j=1, 2, \dots, D$; c_1 和 c_2 称为学习因子或加速系数, 一般设为 $c_1=c_2$, 其中 c_1 和 c_2 分别用于调节粒子飞向个体最优位置 $pbest_i$ 和全局最优位置 $gbest_i$ 的最大步长; r_1, r_2 为 $(0, 1)$ 之间满足均匀分布的随机数, 以增加搜索随机性。

可以看到粒子速度更新公式包含三部分:

(1) 第一部分为粒子的先前速度, 每个粒子代表一种方案, 粒子速度表示在当前方案下代表也就是油水井先前注采量;

(2) 第二部分为“认知”部分, 表示粒子本身的思考, 为粒子 i 当前位置与自己最好位置之间的距离, 可理解为当前方案中目前注采条件下 NPV 与最佳状态下 NPV 的距离;

(3) 第三部分为“社会”部分, 表示粒子间的信息共享与合作, 为粒子 i 当前位置与群体最好位置之间的距离, 可理解为距所有方案中目前最佳 NPV 的距离。

2.2 目标函数

随着油田进入高含水产油递减期, 成本日益增高,

按照胜利油田以油藏经营管理为核心的理念, 要以最少的投入获取最大的效益, 因此本文选用净现值 (NPV) 作为目标评价函数^[10], 具体计算公式如下:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{p_o Q_t^o - (p_w^p Q_t^{w,p} + p_w^i Q_t^{w,i})}{(1+r)^t} \quad (7)$$

其中: T 为总生产年限, 年; r 为折现率, %; p_o 为油价, 元 / m^3 ; Q_t^o 为在 t 年的累计产油量, m^3 ; $Q_t^{w,p}$ 为 t 年累计产水量, m^3 ; p_w^p 为产出水处理费用, 元 / m^3 ; p_w^i 为注水费用, 元 / m^3 ; $Q_t^{w,i}$ 为 t 年累计注水量, m^3 。

2.3 约束条件

为了保证优化的结果更加符合实际情况, 在算法的计算过程中需要加一些约束条件。本文提出的优化算法考虑了单井生产界限和总注入量约束, 其约束条件为:

$$\text{采出量: } L_j^p \leq q_j^p \leq U_j^p, \forall j=1, 2L, N_p \quad (8)$$

$$\text{注入量: } L_i^i \leq q_i^i \leq U_i^i, \forall i=1, 2L, N_i \quad (9)$$

$$\text{注采平衡: } \sum_{i=1}^{N_i} q_i^i = C \sum_{j=1}^{N_p} q_j^p \quad (10)$$

2.4 优化流程

优化流程示意图如图 3 所示。

(1) 种群初始化: 根据要优化的井数和优化坐标参数, 定义种群的大小和维数, 并随机产生初始迭代步状态下的粒子飞行速度和飞行位置。

(2) 评价适应度: 调用数值模拟软件进行完整运算及, 计算每种优化方案的适应度值 (NPV)。

(3) 个体极值更新: 基于每种优化方案的适应度值计算结果, 比较粒子当前适应度值和个体历史最佳位置, 更新每个粒子的历史最优适应度值;

(4) 全局极值更新: 基于每种优化方案的适应度值计算结果, 比较粒子与全局最佳位置适应值作比较, 如果当前值更高, 则用当前粒子位置更新全局最佳位置。

(5) 速度和位置更新: 根据公式 (2) 公式 (3), 计算每个粒子的速度和位置。

(6) 如果满足预先设定的迭代次数, 则计算停止,

否则转向步骤（2）。

以上优化方法的自动化实现主要结合 Matlab 和油藏数值模拟软件 Eclipse 进行混合编制。

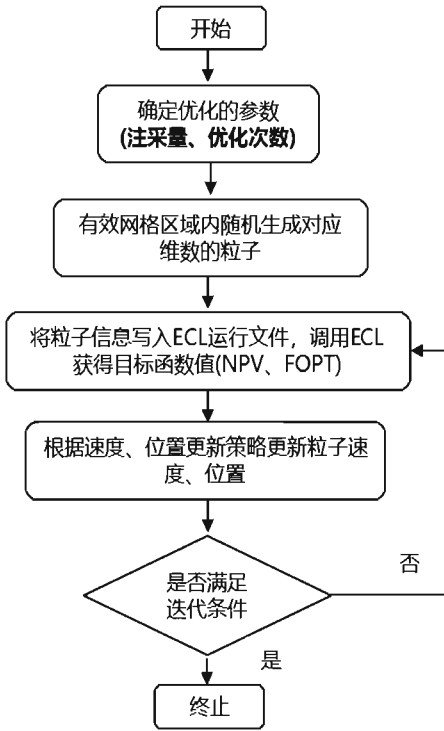


图 3 生产动态优化流程图

3 油藏优化实例

“Egg_Model”^[11]是目前国际比较通用的小型油藏模型（图 4），油藏参数如表 1 所示，国内外研究人员均用此模型测试新算法的应用效果。该模型 4 口生产井，8 口注水井，含有高渗条带，可以模拟油藏注水后期的窜流通道。

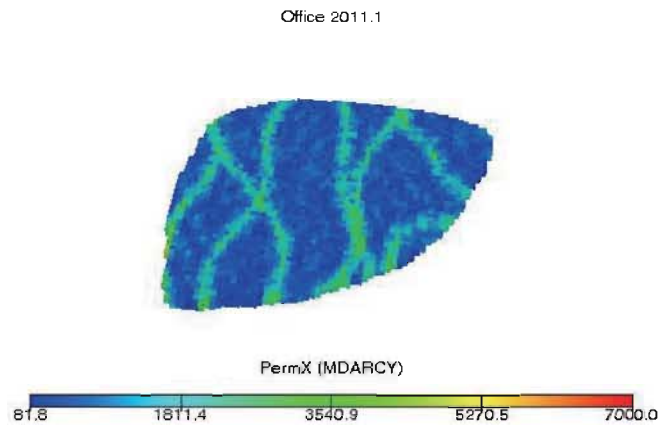


图 4 Egg_Model 油藏三维模型渗透率分布

表 1 Egg_Model 油藏参数

油藏参数	数值
原始地层压力	400Bar
顶面深度	4000m
平均孔隙度	0.2
原油粘度	3.47mPa·s
网格维数	60×60×7
网格尺寸	8×8×4m
有效网格数	18553
初始含油饱和度	0.9
原始油藏地质储量	854932.9m ³

为了验证油藏生产动态自动优化技术的可行性，当油藏生产 1200 天，含水率达到 65.2% 时，进行生产动态优化，每 100 天调整注采量，对比按原始生产动态开发和按优化生产动态开发 3 × 100 天（每 100 天优化一次）后生产状况，并对比设置 10 个粒子 10 次迭代和 20 个粒子 15 次迭代的优化结果。

对比结果如图 5、图 6 所示，采用生产动态自动优化油藏每 100 天自动优化一次，相较于按照原始生产动态开发的油藏，原油累计产量有明显增加，井间剩余油明显减少，增加了水驱控制程度，净现值明显增长，经济效益显著。

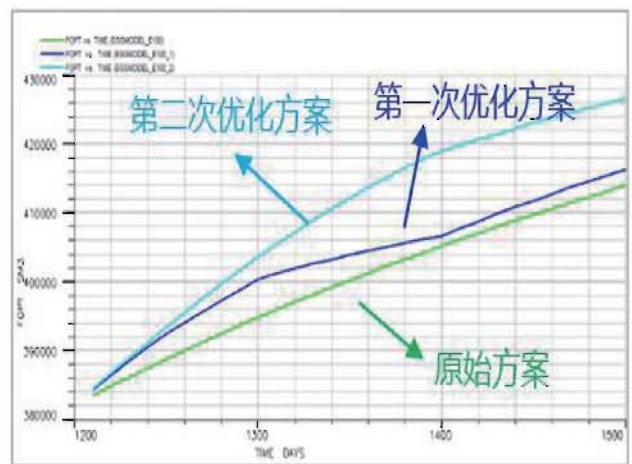


图 5 累计采油量对比

根据图 7 可以看出，采用 10 个粒子条件下，寻优能力较差，采用 20 个粒子条件下，每次迭代 NPV 都会变大，说明粒子数量少容易陷入局部最优，粒子数量越多，迭代次数越多，优化效果越好。

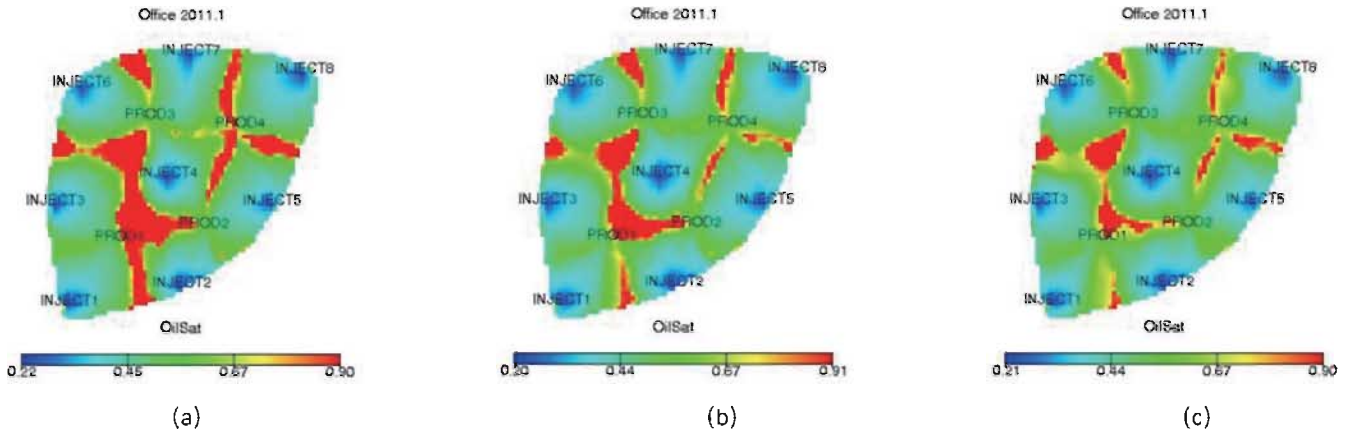


图6 (a) 原始生产动态生产 300 天剩余油分布; (b) 10 个粒子 10 次迭代优化 300 天后剩余油分布; (c) 20 个粒子 15 次迭代优化 300 天后剩余油分布

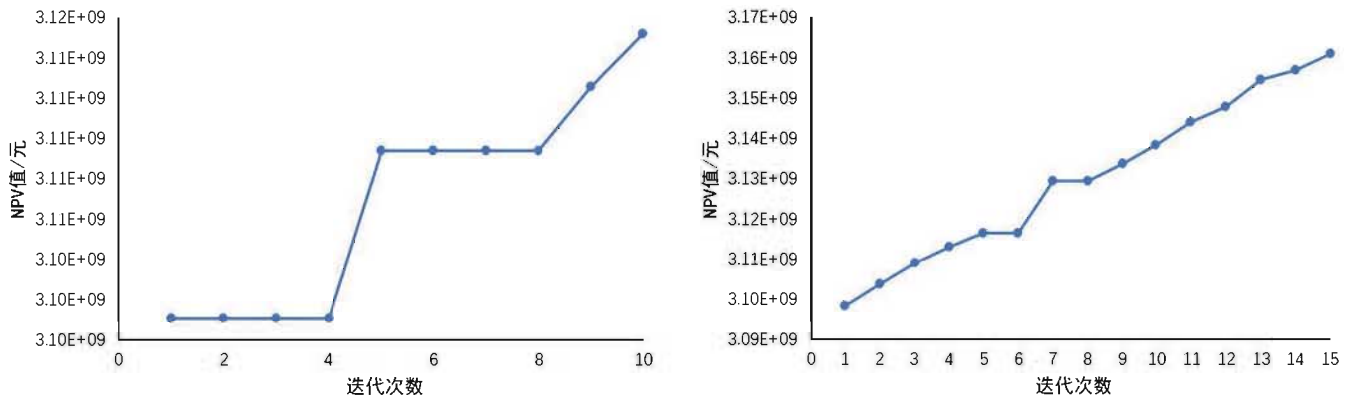


图7 (a) 10 个粒子 10 次迭代 NPV 变化; (b) 20 个粒子 15 次迭代 NPV 变化

4 结语

智能油田以数字化建设为基础,借助大数据算法、智能算法挖掘海量生产数据的潜在规律,用以指导生产,提高开发水平。本文结合粒子群优化算法和油气田开发理论,解决了生产动态调整影响因素多等问题,实现油藏生产动态自动优化。通过实例分析,证明该方法可以有效提高产量,且经济效益显著,为智能油田建设提供了理论和技术支撑。

参考文献

[1] 刘冲. 浅谈胜利油田四化建设与成果[J]. 石化技术, 2016, 23(09):266+274.
 [2] 韩书婷, 曹于勤, 王炳国, 杨蕾. 大数据在“智能油田”中的应用与研究[J]. 中国信息化, 2018(12):69-73.
 [3] 田源, 黄振. 智能化加速全球石油石化行业转型[J]. 中国石化, 2018(06):18-20.

[4] 杨勇, 王建, 王瑞, 袁士宝, 徐波. 胜利断块油藏分类探讨及提高采收率对策[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(04):61-65.
 [5] 韩大匡. 关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(05):583-591.
 [6] 张凯, 李阳, 姚军, 刘均荣, 闫霞. 油藏生产优化理论研究[J]. 石油学报, 2010, 31(01):78-83.
 [7] 姜瑞忠, 刘明明, 徐建春, 孙召勃, 邢永超. 遗传算法在苏里格气田井位优化中的应用[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(10):1603-1609.
 [8] 张凯. 油藏动态实时优化理论研究[D]. 中国石油大学, 2008.
 [9] Mortaza Aghbashlo, Meisam Tabatabaei, Mohammad Hossein Nadian, Vandad Davoodnia, Salman Soltanian. Prognostication of lignocellulosic biomass pyrolysis behavior using ANFIS model tuned by PSO algorithm[J]. Fuel, 2019, 253.
 [10] 丁帅伟, 姜汉桥, 周代余, 赵冀, 旷曦域, 白鹏. 基于改进粒子群算法的不规则井网自动优化[J]. 中国海上油气, 2016, 28(01):80-85.
 [11] Jansen J D, Fonseca R M, Kahrobaei S, et al. The egg model—a geological ensemble for reservoir simulation[J]. Geoscience Data Journal, 2014, 1(2): 192-195.

基于遗传算法的BP神经网络油田产量预测模型研究

任燕龙*, 谷建伟

(中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266000)
342690694@qq.com

摘要: 油田产量预测是油藏工程师的主要工作重点。本文将遗传算法与BP神经网络方法进行结合, 建立了油田产量预测模型。若只依靠BP神经网络方法进行预测, 当高维曲面上存在多个极小值时, 非常容易陷入局部最小值而遗传算法具有全局寻优的特性, 利用遗传算法对神经网络的阈值与权重自主学习并进行控制调整。通过初始种群的选择、交叉、变异, 构建出新的解, 在目前已有的所有解中选取表现较好的个体组成新的种群, 然后继续上面的过程, 最后筛选出全局最优解。利用建立的产量预测模型对胜利油区某油田的产量进行了训练和验证, 发现基于遗传算法优化的BP神经网络模型在油井产量预测的训练精度、预测精度都有了很大提高, 产量预测的平均误差为6.91%。通过本文建立的油田产量预测模型, 对于油田的开发调整具有重要的指导意义。

关键词: BP神经网络; 遗传算法; 全局寻优; 产量预测

Research on BP Neural Network Oilfield Production Forecasting Model Based on Genetic Algorithm

REN Yanlong*, GU Jianwei

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong)

Abstract: Oilfield production forecasting is the main focus of reservoir engineers. In this paper, the genetic algorithm and BP neural network method are combined to establish an oilfield production prediction model. If only BP neural network method is used for prediction, when there are multiple minimum values on the high-dimensional surface, it is easy to fall into the local optimal solution. The genetic algorithm has the characteristics of global optimization. The genetic algorithm is used to independently learn and adjust the threshold and weight of the neural network. Through the selection, crossover and mutation of the initial population, a new solution is constructed. Then, among the existing solutions, the individuals with better performance are selected to form a new population, and then the above process is continued, and finally the global optimal solution is selected. The established yield prediction model was used to train and verify the output of an oilfield in Shengli Oilfield. It was found that the BP neural network model based on genetic algorithm optimization has greatly improved the training accuracy and prediction accuracy of oil well production prediction. The average error is 6.91%. The oilfield production prediction model established in this paper has important guiding significance for the development and adjustment of oilfields.

Keywords: BP neural network; genetic algorithm; global optimization; production forecast

0 引言

油田产量预测是油田开发方案的重要内容, 在很大

程度上决定着油田的整体开发方案和开发效果。目前预测方法主要包括实验室方法、概算法、类比法、经验公式法、水驱曲线法、递减分析法、神经网络法、各种预

作者简介: 任燕龙, 男, 中国石油大学(华东)在读研究生, 从事油气田开发方面的研究。

测模型法和数值模拟法^[1]。油田产量受到多个因素影响,各个因素之间的内在关系是错综复杂的,很难用一个简单的数学公式去描述,因此人工神经网络方法逐渐被应用到了油田生产指标预测研究上。

传统 BP 神经网络^[2](Back Propagation, BP)的优势在于它无需找到各个物理量的内在规律,而把神经网络看作一个黑箱,把影响油井产量的各种因素自行组织起来,加以训练学习,建立起一个广义的、准确的动态预测模型^[3]。只需要将与预测物理量有影响关系的物理量作为输入,便会得到我们所需要预测的物理量的值。把一组样本的 I/O 问题转化为非线性优化问题。BP 神经网络,其数学本质是插值,或更一般的是数值逼近。

目前 BP 神经网络模型已广泛应用于油田开发中,如油田产量变化^[3-4]、油田注采的配注方案的预测^[5]、碳酸盐岩油藏洞穴充填程度^[6]、深水浮式平台选型^[7]等。为了进一步提高预测精度,赵倩、周晶晶等人对于训练数据通过主成分分析法进行数据降维^[8-9],找到和预测目标关联度较大的几个特征,对 BP 神经网络进行优化。但是,通过 BP 神经网络模型对油田开发指标预测具有预测不够精准的问题。主要是由于神经网络架构是固定的,初始权值与阈值的初始设定,限制了 BP 神经的训练以及预测结果,使其容易陷入局部最小值。

本文采用遗传算法进行优化,遗传算法(Genetic Algorithm, GA)起源于对生物系统所进行的计算机模拟研究^[10]。它是模仿自然界生物进化机制发展起来的随机全局搜索和优化方法,借鉴了达尔文的进化论和孟德尔的遗传学说。其本质是一种高效、并行、全局搜索的方法,能在搜索过程中自动获取和积累有关搜索空间的知识,并自适应地控制搜索过程以求得最佳解。Jeff Stoffregen 等人利用遗传算法对管网进行了优化^[11],Carpenter, C. 等人将遗传算法应用到产量决策优化方面^[12],Asaad Abdollahzadeh 等人利用进化算法改善了油藏历史拟合工作^[13],还可以用来优化灰色模型^[14-15]。因此利用遗传算法对 BP 神经网络模型进行优化,从而提高预测精度以及训练速度^[16-17]。利用优化后的模型以及初始模型对油田实际数据进行训练以及测试,对比模型优化前后的训练精度以及预测精度。

通过遗传算法优化的 BP 神经网络模型对油田产量进行预测,对于油田开发的整体部署有重要的指导意义。

1BP 神经网络产量预测模型

1.1 BP 神经网络原理

BP 神经网络是一种按误差逆传播算法训练的多层前馈网络,能够在不揭示内在规律的前提下得到输入向量与输出向量的映射关系,其输出结果采用前向传播,误差采用反向传播方式进行,通过梯度降法调整权值与阈值,使网络的误差平方和最小。将与结果有关的特征向量作为输入,输入层节点与隐藏层节点互相连接,输入层节点彼此之间互不连接,隐藏层节点彼此之间也互不连接,根据权重与阈值确定流向下一个节点的数值,然后每一个隐藏层节点汇总前一层所有节点的输入,最后全部传入输出层节点。根据输出值与实际值相比较,计算预测误差,若预测误差没有达到精度要求并且也没有达到最大迭代次数,则进行权值与阈值的调整,然后重复上述步骤,直至达到预测精度或者最大迭代次数。最后训练结束,保存训练所得网络。

1.2 输入层与输出层设计

Hornik K, Stinchcombe M 和 White H 利用泛函分析理论^[18],证明在很宽的条件下,三层神经网络能以任意精度逼近任意函数及其各阶导数,且对几种空间及导数距离的不同范数定义均有此结果^[19]。因此本文的 BP 神经网络架构由一个输入层、一个隐含层、一个输出层组成,如图 1 所示。

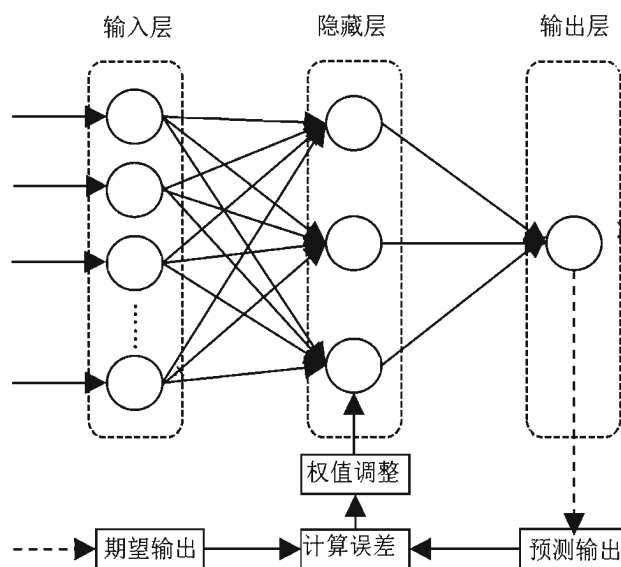


图 1 BP 神经网络架构图

油井产量通常与多个因素相关联,基于油田的现场实际,现选取油田油井数、水井数、日液水平、累积产液量、日注水平、累积注水量、动液面、累积注采比、瞬时注采比这 10 个特征维度作为输入层的输入变量,共 10 个节点,油田产量作为输出层,共一个节点。隐含层节点数 o 通常用经验公式根据来确定,如式(1)。

$$o = \sqrt{m+n} + a \quad (1)$$

其中: m 为输入层神经元数, n 为输出层神经元数, a 为 0-10 之间的常数。

1.3 激活函数与训练函数选择

由于本文着重考虑遗传算法对 BP 神经网络的优化效果, 因此采用默认的激活函数与训练函数。则输入层与隐含层为正切 S 型传递函数, 'tansig'; 输出层为线性传递函数, 'purelin'; 训练函数为 Levenberg-Marquardt BP 训练函数, 'trainlm', 是梯度下降法与高斯牛顿法的结合, 对中等规模的网络来说, 是速度最快的一种训练算法, 但是占用内存较大。

同时设置 BP 网络的学习率为 0.1, 最大迭代步数为 100, 训练目标最小误差为 1×10^{-3} 。

2 GA-BP 神经网络产量预测模型

网络权值与阈值的初始化决定了网络的训练从误差平面的哪一点开始, 因此通过遗传算法优化 BP 神经网络的初始权值与阈值对于 BP 神经网络的训练结果至关重要。

2.1 遗传算法原理

遗传算法是自适应启发式全局搜索算法, 通过

模拟自然界生物的进化机制, 采用选择, 交叉, 变异操作, 在问题空间搜索最优解, 进行全局寻优。个体遗传算子的操作都是在随机扰动情况下进行的。因此, 群体中个体向最优解迁移的规则是随机的。而且, 遗传操作进行的是高效有向的搜索而不是一般随机搜索方法所进行的无向搜索。遗传操作的效果和上述三个遗传算子所取得操作概率、编码方法、群体大小、初始群体以及适应度函数的设定密切相关。遗传算法中, 交叉算子因其全局搜索能力而作为主要算子, 变异算子因其局部搜索能力而作为辅助算子。

2.2 遗传算法参数初始化

首先确定实际问题的参数集, 对参数集进行编码, 确定染色体的长度与编码值范围。染色体长度 cl 为前面建立的 BP 神经网络权值与阈值的总个数, 由式(2)决定, 为 61, 而编码范围取为 -5 至 5 之间。

$$cl = m \times o + o + n \times o + n \quad (2)$$

设置种群的个数为 500, 种群进化代数为 100, 即达

到最大迭代次数时停止进化迭代, 保留目前的种群, 即优化后的 BP 神经网络的初始权值与阈值。

2.3 计算种群适应度

初始化种群之后, 根据每一个个体的染色体编码值, 即神经网络的初始阈值与权值, 用样本数据来测试在此阈值与权值条件下的 BP 神经网络模型, 然后计算出期望输出与预测输出差的平方和, 以此平方和大小来评定每个个体的适应度。误差平方和越小, 个体染色体的适应度越高, 因此用平方和的倒数作为个体的适应度。

$$f = 1 / \sum_{i=1}^h (y_i - t_i)^2 \quad (3)$$

其中: h 为测试样本月份的总个数, y_i 为对于第 i 月的预测产量, t_i 为对于第 i 月的实际产量。

2.4 计算种群进化迭代

(1) 选择

选择的目的是把优化的个体直接遗传到下一代或通过配对交叉产生新的个体再遗传给下一代。选择操作是建立在群体中个体的适应度评估基础上的, 通过轮盘赌选择法, 各个个体的选择概率和其适应度值成比例。

群体大小为 500, 其中个体 j 的适应度为 f , 则个体 i 被选择的概率为

$$P_j = f_j / \sum_{j=1}^{500} f_j \quad (4)$$

计算出群体中各个个体的选择概率之后, 为了选择交配个体, 需要进行多轮选择。每一轮产生一个 [0,1] 之间的均匀随机数, 将该随机数作为指针来确定被选个体。

(2) 交叉

根据交叉率将种群中的两个个体随机地交换某些基因, 能够产生新的基因组合, 期望将有益基因组合在一起。在每次循环中, 随机选择两条染色体, 而且交叉位置也是随机的。

交叉结束之后还要检验所得新染色体的可行性, 即检验染色体里的基因编码是否在正常范围内。取交叉率为 0.5。

(3) 变异

利用变异算子的这种局部搜索能力可以加速向最优解收敛。此种情况的变异概率应取较小值, 否则接近最优解的染色体编码会因变异而破坏, 取变异率为 0.05。具体流程如图 2 所示。

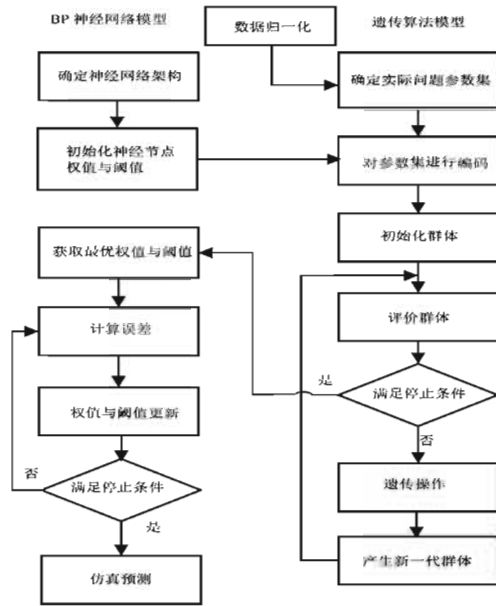


图 2 遗传算法优化 BP 神经网络流程图

3 实例测试

3.1 数据选取

本次实例油田选取胜利油区的 S 油田，该油田从 1974 年投入开发，截止到目前开发周期已达 45 年。由于该油田开发过程中层系、井网相对稳定，中间数据记录比较完整，因此选为本次的研究对象。总共录取了该油田 1974 年 1 月至 2019 年 4 月，共 539 个月的月度生产数据，包括油井开井数、水井开井数、日产液水平、累积产液量、日注水平、累积注水量、平均动液面、累积注采比、月度瞬时注采比、日产油水平共 11 个参数。部分原始数据见表 1。

表 1 部分原始数据 (2018 年 1 月 -10 月)

油井数 / 口	水井数 / 口	油水井数比	日液水平 / t	累积产液 / 10 ⁴ t	日注水平 / m ³	累积注水 / 10 ⁴ m ³	动液面 / m	累积注采比	瞬时注采比	日产油量 / m ³
21	22	0.95	1948	5350	3488	4188	565	0.78	1.79	38.5
22	21	1.05	1844	5355	3885	4200	552	0.78	2.11	35.1
22	19	1.16	1813	5361	3577	4211	531	0.79	1.97	35.4
23	20	1.15	1936	5367	3880	4223	516	0.79	2.00	39.1
22	21	1.05	1961	5373	4050	4235	525	0.79	2.07	38.8
23	21	1.10	1806	5378	4184	4248	465	0.79	2.32	39.4
21	21	1.00	1601	5383	4227	4261	481	0.79	2.64	43.2
20	20	1.00	1660	5388	4012	4273	501	0.79	2.42	41.4
20	20	1.00	1651	5393	3891	4285	483	0.79	2.36	40.8
22	19	1.16	1805	5399	3851	4296	452	0.80	2.13	41.8

前 10 个油田生产指标作为输入特征，日产油水平作为所要预测的输出目标。将所收集的数据处理成训练集、测试集。随机选取数据总量的 80% 作为训练集，共 432 个月的生产数据，剩下的 20% 作为训练集，共 107 个月的生产数据。

3.2 数据处理

首先对于原始数据进行归一化处理，使得样本的输入信号均值接近于 0 以及与其均方差相比很小。利用 matlab 里的 mapminmax 函数将数据归一化到 -1 到 1 之间。算法如下。

$$x' = -1 + 2 \times \frac{x - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (5)$$

其中：x 为油田生产指标数据，x' 为归一化后的生产指标数据，X_{min}, X_{max} 为其所在指标下的最小值与最大值。

3.3 训练产量预测模型

数据归一化之后，利用随机抽取的 432 个月的生产数据进行训练，在训练过程中程序会将训练集再划分为三部分，学习集，验证集，练习集。设置训练目标最小误差为 1 × 10⁻³，训练得到 BP 神经网络油田产量预测模型以及 GA-BP 神经网络预测模型。图 3、图 4 为 BP 神经网络模型与 GA-BP 神经网络油田产量预测模型的训练情况，图 5 为遗传算法种群适应度的变化情况，如图所示。

由图 3 所示，神经网络经过迭代 17 次停止，以验证集方差最小值为评价标准，在第 11 次迭代时训练精度最

高。验证集方差为 1.08×10^{-2} ，学习集方差为 4.60×10^{-3} ，练习集方差为 6.10×10^{-3} 。可以看出，BP 神经网络产量预测模型的训练结果良好。

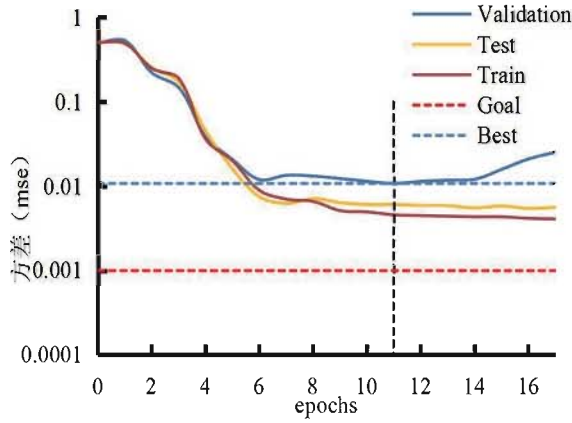


图 3 BP 神经网络训练误差图

由图 4 所示，神经网络经过迭代 26 次停止，在第 20 次迭代时训练精度最高。验证集方差为 5.81×10^{-3} ，学习集方差为 4.43×10^{-3} ，练习集方差为 5.18×10^{-3} 。与 BP 神经网络模型相对比，经过遗传算法优化的 BP 神经网络的训练方差明显降低，GA-BP 神经网络产量预测模型的训练结果更好。

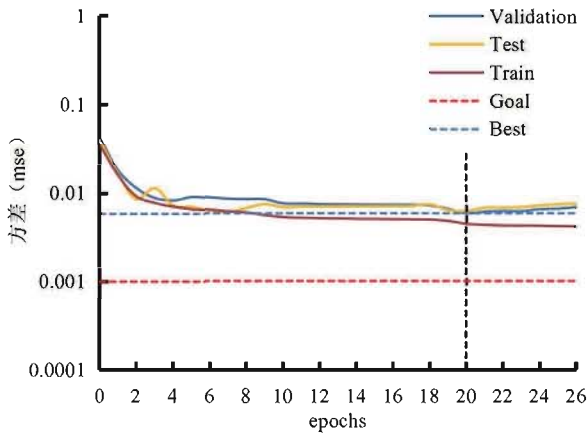


图 4 GA-BP 神经网络训练误差图

由图 5 所示，通过遗传算法对 BP 神经网络进行优化，种群的平均适应度与最佳适应度逐渐提高。可以看出，如果提高迭代代数，可以提高种群的适应度，在种群迭代到 80 次之后，种群适应度区域稳定，此时种群适应度的提高十分缓慢，种群适应度的倒数，即训练残差平方和降低十分小，因此不再迭代。

3.4 模型预测结果

利用剩余 107 个月的生产数据进行测试，通过 BP 神经网络模型与 GA-BP 神经网络模型进行产油量预测，

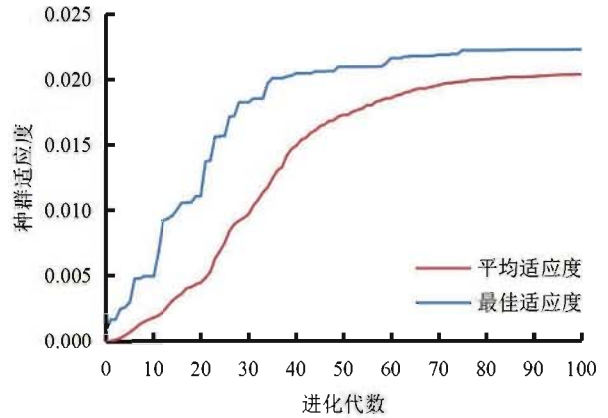


图 5 种群适应度变化图

随机选取 20 个月，预测情况以及预测误差如表 2 所示。

由表 2 所示，BP 神经网络产量预测模型的相对误差明显高于 GA-BP 神经网络产量预测模型。BP 神经网络产量预测模型的平均相对误差为 8.74%，GA-BP 神经网络产量预测模型的平均相对误差为 6.91%，优化之后平均相对误差降低 20.94%。

BP 模型和 GA-BP 模型的预测情况如图 6，图 7 所示。图 8 是两种产量预测模型的绝对误差对比情况。

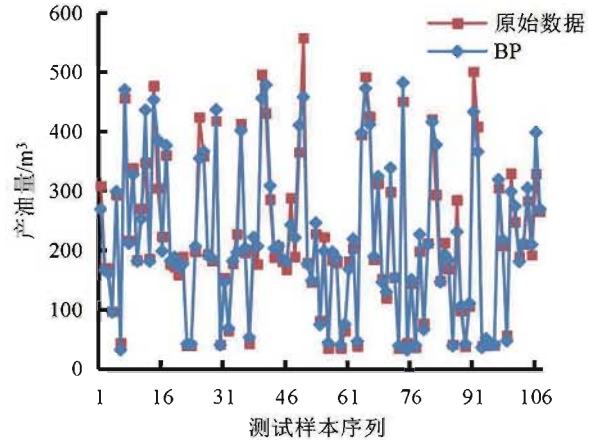


图 6 BP 神经网络预测情况

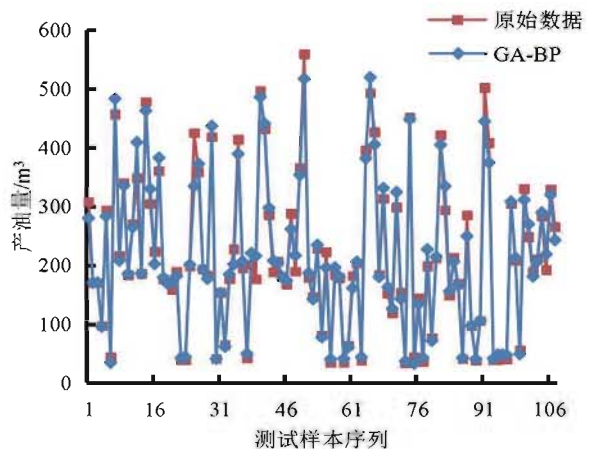


图 7 GA-BP 神经网络预测情况

表 2 部分预测数据对比 (随机选取)

原始数据	BP 预测值	GA-BP 预测值	BP 预测相对误差 /%	GA-BP 预测相对误差 /%	原始数据	BP 预测值	GA-BP 预测值	BP 预测相对误差 /%	GA-BP 预测相对误差 /%
307.70	268.65	279.86	-39.05	-27.84	270.20	253.22	264.41	-16.98	-5.79
170.30	166.65	170.32	-3.65	0.02	347.90	436.21	408.57	88.31	60.67
170.20	161.43	170.87	-8.77	0.67	186.00	181.72	185.92	-4.28	-0.08
97.40	96.00	96.08	-1.40	-1.32	476.80	453.59	462.04	-23.21	-14.76
293.40	299.24	283.24	5.84	-10.16	304.50	385.74	329.40	81.24	24.90
44.80	32.55	35.01	-12.25	-9.79	223.30	198.85	202.29	-24.45	-21.01
456.00	470.39	482.23	14.39	26.23	360.20	376.64	382.14	16.44	21.94
216.20	211.81	207.89	-4.39	-8.31	176.70	182.38	179.26	5.68	2.56
339.20	327.87	335.07	-11.33	-4.13	172.60	188.87	168.58	16.27	-4.02
183.70	181.85	185.06	-1.85	1.36	159.00	172.26	172.61	13.26	13.61

由图 6 和图 7 所示,两种产量预测模型的预测情况良好,但是,GA-BP 神经网络预测结果相比 BP 神经网络更加精准。由图 8 所示,GA-BP 神经网络的预测误差明显低于 BP 神经网络。由表 3 可以看出与遗传算法优化之后的具体变化情况。

表 3 拟合精度对比表

	平均误差 /%	残差平方和 / $\times 10^4$	拟合优度 R^2	弗雷德距离
BP	8.74	7.8483	0.9783	280.15
GA-BP	6.91	3.9244	0.9892	198.10

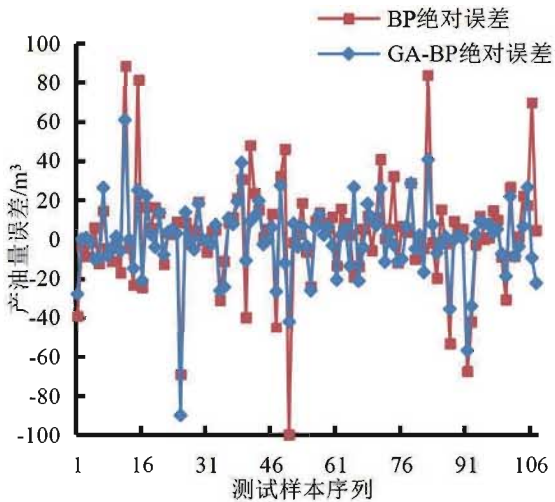


图 8 预测误差对比情况

由表 3 所示,经过遗传算法优化之后,产量预测模型的预测精度得到了较大提高。平均误差降低了 20.94%,残差平方和降低了 49.99%,拟合优度 R^2 提高了 1.11%,弗雷德距离^[20]降低了 29.29%。说明 GA-BP 神经网络产量预测模型具有较强的优势。

同时,也验证了我们所选取的油田油井数、水井数、日液水平、累积产液量、日注水平、累积注水量、动液面、累积注采比、瞬时注采比十个油田生产指标与油田产油量有密切的联系,或者说有一定的函数关系。在本文中,这一关系蕴含于 BP 神经网络产量预测模型的权值与阈值中。

4 结论

本文提出了基于遗传算法优化的 BP 神经网络的油田产油量预测模型,包括 BP 神经网络与遗传算法的基本原理,以及优化过程的具体实现流程。由于 BP 神经网络的初始权值与阈值是随机的,并且神经架构是固定的,采用梯度下降法进行权值与阈值调整,导致神经网络的预测容易陷入局部最小值,往往得不到全局最小值,采用遗传算法进行全局搜索,通关交叉算子与变异算子可以有效地避免 BP 神经网络陷入局部最小值。

通过遗传算法优化的 BP 神经网络与 BP 神经网络相比较而言,神经网络的训练精度得到了较大提高,学习集方差降低 3.70%,验证集方差降低 46.20%,练习集方差降低 15.08%。因此,通过遗传算法优化 BP 神经网络是切实可行的优化方法。

实例测试表明,通过遗传算法对 BP 神经网络模型进行优化之后所得的产油量预测模型,可以较准确地预测生产指标的变化情况,与 BP 神经网络模型相比,预测精度有了较大提高。GA-BP 神经网络模型对产油量进行预测,平均误差为 6.91%,这一预测精度满足油田的实际需要,对于油田的开发调整具有重要的指导意义。

参考文献

- [1] 姚军, 谷建伟, 吕爱民. 油藏工程原理与方法 [M]. 中国石油大学出版社, 2016: 260-265.
- [2] David E. Rumelhart, Geoffrey E. Hinton, Ronald J. Williams. Learning representations by back-propagating errors[J]. Nature, 1986, 323:533-536.
- [3] 韩荣, 祁大晟, 吴赞美等. BP 神经网络在预测石南 31 油田产量变化中的应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2010, 36(10): 170-172.
- [4] 周彩兰, 刘敏. BP 神经网络在石油产量预测中的应用 [J]. 武汉理工大学学报, 2009(3): 125-129.
- [5] 刘颖华, 李海明, 刘兵. 基于 BP 神经网络的油田注水采油配注方案预测 [J]. 价值工程, 2016, 35(12): 78-80.
- [6] 于聪灵, 蔡忠贤, 杨海军等. 基于 BP 神经网络预测轮古油田奥陶系碳酸盐岩油藏洞穴充填程度 [J]. 新疆石油地质, 2018, 39(05): 614-621.
- [7] Wang, Y., Duan, M., Wang, D., Liu, J. 等. A Model For Deepwater Floating Platforms Selection Based On BP Artificial Neural Networks [J]. International Society of Offshore and Polar Engineers. 2011, 141-147.
- [8] 赵倩. 基于主成分分析的 BP 神经网络岩性识别在 YD 油田中的应用 [A]. 西安石油大学、陕西省石油学会. 2018 油气田勘探与开发国际会议 (IFEDC 2018) 论文集 [C]. 西安石油大学、陕西省石油学会: 西安华线网络信息服务有限公司, 2018:6.
- [9] 周晶晶, 贺勇, 诸克军. 基于主成分 BP 神经网络的油田产量预测研究 [J]. 统计与决策, 2008(13):35-37.
- [10] 李昕. MATLAB 数学建模 [M]. 清华大学出版社, 2017: 212-225.
- [11] Stoffregen, J., Botros, K. K., Sennhauser, D. J. 等. Pipeline Network Optimization – Application of Genetic Algorithm Methodologies [J]. Pipeline Simulation Interest Group. 2005, 5(02), 1-24.
- [12] Carpenter, C. Production-Optimization Strategy Using a Hybrid Genetic Algorithm [J]. Society of Petroleum Engineers. 2016, 54-55.
- [13] Abdollahzadeh, A., Christie, M., Come, D. 等. An Adaptive Evolutionary Algorithm for History-Matching [J]. Society of Petroleum Engineers. 2013, 1-13.
- [14] 文华. 基于遗传算法的灰色马氏链模型预测油田产量 [J]. 特种油气藏, 2009, 16(06): 58-60+98.
- [15] 陈民锋, 郎兆新. 基于自适应遗传算法的油田产量灰色预测模型 [J]. 系统工程学报, 2003, (06): 541-546.
- [16] 李强, 张学华. 基于遗传算法的 BP 神经网络模型在预测海洋沉积物烧失量中的应用 [J]. 冶金分析, 2019, 39(04): 25-30.
- [17] 谢梦蝶, 秦江涛. 遗传算法优化 BP 神经网络预测股指研究 [J]. 软件导刊, 2019, 18(04): 41-45.
- [18] Hornik K, Stinchcombe M, White H. Universal Approximation of an Unknown Mapping and its Derivatives Using in Mutip- layer Feed forward Networks [J]. Networks, 1990, (3): 55-560.
- [19] 何成刚, 张燕平, 张站. 机器学习中知识动态获取在函数逼近中的探究 [J]. 微计算机信息, 2010, 26 (27) : 134-136.
- [20] 黄世泽, 陈威, 张帆, 董德存. 基于弗雷歇距离的道岔故障诊断方法 [J]. 同济大学学报 (自然科学版), 2018, 46(12):1690-1695.

基于计算机视觉的指针式仪表智能示数读取研究

朱丽萍^{1,2*}, 王冰^{1,2}, 张笛^{1,2}, 李承阳^{1,2}, 金学锋³, 刘志刚⁴

(1. 中国石油大学(北京)信息科学与工程学院 北京 102249 中国;

2. 中国石油大学(北京)北京市石油数据挖掘重点实验室 北京 102249 中国;

3. 中国石油华北油田分公司工程技术研究院 任丘市 062550 中国;

4. 河北华北石油铸成工程有限公司任丘市 062550 中国)

wangbingliny@163.com; zhuliping@cup.edu.cn; 970459144@qq.com; lcymlhly@163.com;

cyy_jinx@petrochina.com.cn; zcliuzhigang@163.com;

摘要: 在石油化工企业现场巡检中, 指针式仪表的示数校准大多采用人工读数的方法, 而目前的计算机图像处理方法获取仪表读数也存在诸多问题。据此, 本文提出基于深度学习和图像处理的指针式仪表读数方法。智能示数读取方法可分为以下三个步骤: 基于深度学习 YOLO_v3 目标检测算法和霍夫圆检测算法的仪表盘定位、基于连通域分析算法和区域轮廓像素点法的指针定位、基于重标刻度表盘和角度法的示数读取。在四川省川中油井现场环境中测试, 本文提出的方法对各种条件下的指针式仪表的示数读取有较大的性能提升。

关键词: 指针式仪表; 目标检测; 连通域分析; 霍夫变换; 角度法

Research on Intelligent Reading of Pointer Meters based on Computer Vision

ZHU Liping^{1,2*}, WANG Bing^{1,2}, ZHANG Di^{1,2}, LI Chengyang^{1,2}, JIN Xuefeng³, LIU Zhigang⁴

(1. College of Information Science and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, China;

2. Key Lab of Petroleum Data Mining, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, China;

3. Engineering Technology Research Institute PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, China;

4. Hebei Huabei Petroleum Casting Engineering Co., Ltd., Renqiu, China)

Abstract: In the on-site inspection of petrochemical enterprises, the indicator calibration of pointer meters mostly adopts the manual reading method. Besides, the current computer image processing method also has many problems in reading meters. Therefore, this paper proposes a pointer-meter reading method based on deep learning and image processing. The proposed intelligent reading method in this paper can be divided into the following three steps: the dashboard detection based on the deep learning YOLO_v3 target detection algorithm and the Hough circle detection algorithm, the pointer detection based on the connected domain analysis algorithm and the region contour pixel method, meter reading based on the re-scaled dial and angle method. Tested in practical complex scenarios, the proposed method has better performance improvement for reading pointer meters.

Keywords: Pointer instrument; Target detection; Deep learning; Connected domain analysis; Hough transform; Angle method

0 引言

石油化工现场巡检中的指针式仪表智能识别读数大多采取人工读数的方法。基于图像处理的方法也存在诸多问题: (1) 因图像存在大量背景干扰因素, 采用霍夫变换圆检测算法定位仪表盘误差较大; (2) 采用霍夫

变换直线检测算法定位指针需要人工设置大量参数, 且设置的参数不具有通用性等。随着人工智能的发展, 将深度学习应用到仪表识别领域将成为一个热门的研究方向。

针对以上问题, 本文设计的智能仪表读数系统可分为以下三个步骤: 仪表盘定位、指针定位、示数读取。

作者简介: 朱丽萍, 女, 中国石油大学(北京)信息科学与工程学院副教授, 长期从事油田大数据与人工智能研究。

首先,本文采取基于深度学习 YOLO_v3 目标检测算法定位表盘矩形区域,然后对该区域采用霍夫变换检测圆算法,通过减少背景干扰因素使表盘圆检测更加精准;其次,采取连通域分析算法和连通域筛选算法—区域轮廓像素点法来对指针区域进行精准分割,然后对提取到的指针区域使用最远距离法确定指针的中心线;最后,重标表盘刻度以获得表盘的初始刻度线位置,再通过计算指针中心线与初始刻度线之间的距离占表盘总量程的比例(角度法)得到仪表示数。

综上所述,本文有两个贡献:(1)将人工智能中的目标检测技术引入到仪表检测中,使之后的仪表盘定位更加精准;(2)创造性地将连通域提取分析方法应用于指针区域分割,并且重标刻度适应大多数场景。

1 相关工作

国外较早地开始了有关指针式仪表智能识别的研究,并有了一定的成果^[1]。

2000年,F.Correa和A.Cruz团队运用剪影法,将两幅图片捕获的两张指针位置不同的仪表灰度图相减获得指针的旋转中心,并通过图像矫正技术将仪表图像弧形刻度进行几何变化得到垂直的刻度和指针,最后采用直线检测的方法定位指针中心线并进一步利用角度得到度数。2005年,Robert Sablatnig和C.Hansen研究了水表,百分表等具有均匀刻度的圆形指针仪表的自动识别方法。通过机器视觉算法得到指针位置,再利用指针角度与零刻度线的线性关系求解出表盘的示数。除此之外,Jaffery等人针对指针的位置不同、回转中心互异等情形,提出了利用检测值的差异性与确定每个检测值的ROI,缩小图像的范畴简化处理;Belan P.A等依据表盘背景与指针灰度值差异化显著的特性,采用径向积分法,提前设定积分上限,并标定指针位置;Calor Behaine等人利用模型匹配法将前期训练得到的ASM模型匹配到待测仪表,提出了用ASM自动标定表盘回转中心和指针位置的方法。

现在国外的指针式仪表盘检测识别系统已经成熟,无论是在对表盘的检测上还是对指针定位识别上,都融合了多种算法,速度较快且有较高的准确率,在工业上的应用已经取得了较好的使用效果。而国内在指针式仪表识别方面的进展相比于国外稍慢一些,但也取得了一定的研究成果。

1996年,郭子海^[2]等首次提出了采用Hough变换直线检测方法定位表盘的指针位置并采用角度法计算表盘示数。2001年,赵艳琴^[3]等在定位指针的回转中心时采

用剪影法。2003年,岳国义^[4]等对指针进行定位时采用了距离法,即计算指针中轴线与其距离最近的刻度线之间的距离。2005年,戴亚文^[5]等定位指针时采用了模板匹配定位指针的方法,再结合霍夫变换圆检测算法和角度法求出示数。2006年,周威^[6]等对机械式仪表识别技术进行了系统性的研究,考虑了表盘类型、光照因素、图像的采集等实际限制因素的影响,并设计了针对机械式仪表的自动识别程序。2009年,邹俊贵^[7]等总结了主要的实现方法、步骤及算法,撰写了常用的机械式仪表识别技术综述。此外,孙凤杰^[8]等提出了同心圆环搜索法来寻找指针的回转中心的焦点,以此确定指针相对零刻度线基准线的角度,获得指针的夹角;王永会^[9]等提出的圆弧快速检测算法获取表盘圆弧有效量程等等。

虽然目前国内已经取得了一定的研究成果,但还是不能广泛的应用在工业领域中,主要是因为现在的方法针对某一类表盘时具有很好的效果,但表盘的种类众多,图像背景复杂,对识别有很大的干扰,这样会使识别速度下降,所以目前的成果并不足以做出具有普遍适用性、抗干扰能力强,速度快、准度高的检测识别系统。因此,本文提出基于深度学习和图像处理的指针式仪表读数方法。

2 方法介绍

2.1 仪表盘定位

本文采用了基于深度学习的目标检测算法—YOLO来对表盘进行定位。基于深度学习的YOLO目标检测算法可以快速精准地定位表盘的位置区域,使用图像处理技术将表盘位置区域分割出来,然后对表盘区域进行图像处理,滤去了整张图片中的大量背景干扰信息,使后面的预处理更加便捷。本文基于YOLO_v3和霍夫圆检测的仪表盘定位算法的具体步骤如下:

算法1 基于YOLO_v3和霍夫圆检测的仪表盘定位算法

- 步骤1 制作仪表盘的数据集
 - 步骤2 使用darknet神经网络框架训练一个基于YOLO_v3神经网络的仪表盘检测模型
 - 步骤3 使用步骤2中的仪表盘检测模型将表盘区域截取出来,过滤掉表盘所在的图像背景
 - 步骤4 使用霍夫变换检测圆算法计算出所检测表盘的圆心和半径,从而得到表盘区域
-

目前较为通用的检测模型包括SSD^[10],Faster-RCNN^[11]和YOLO等,其中YOLO的最新版本YOLO_

v3^[12] 在小目标检测效果最好, 所以本文选用 YOLO_v3 作为仪表盘的检测模型。本文标注了 2000 张仪表盘图像, 并且采用光照变换, 仿射变换, 尺度放缩, 水平竖直翻转等方法对数据进行了增强。仪表检测的结果如图 1 所示。



图 1 基于 YOLO_v3 的仪表盘定位

指针式仪表的表盘大都相近于圆形, 所以霍夫变换检测圆算法可以用于检测表盘^[13]。虽然霍夫变换检测圆的原理比较简单, 但在实际操作过程中, 需要逐个检测图像中的所有像素点, 且所采集的图像往往大部分会有背景信息, 并不是恰好为仪表表盘, 会有相当多的干扰信息。因此, 基于深度学习的目标检测算法的应用可以很好地解决这个问题, 它可以将表盘区域从整幅仪表图像中分割出来, 不但滤去了大量的干扰信息, 降低了计算量, 而且可以直接对表盘区域进行霍夫变换圆检测, 获得较为准确的圆的信息, 提高读数识别精度。此时霍夫变换检测圆的效果如图 2 所示。



图 2 基于仪表盘切割图的霍夫圆检测

霍夫变换检测圆算法可以得到所检测表盘的圆心和半径, 这是指针式仪表盘检测识别中的两个重要信息, 在后续处理中扮演着非常重要的角色。

2.2 指针定位

二值图像中像素点值相同且相邻的区域称为连通区域, 简称连通域。通过观察表盘的特征, 可以发现指针为一个连通域, 所以采取连通域分析的方法, 找出指针的连通域, 便可对指针进行定位。

二值化将图像中的像素点分成值为 0 和 255 的两种不同的像素点, 而连通域分析是针对值为 255 的像素点^[7], 即图像中的白色部分进行分析, 将相互连通的像素点连

成一个区域, 获取这些区域的信息, 如轮廓、不变矩等, 再根据这些信息对所有的连通域进行筛选, 挑选出目标连通域。

本文中对分割后的表盘进行连通域分析。首先对表盘进行图像预处理。由于指针的颜色是黑色的, 将表盘图像从 RGB 转换到 HSV 后, 进行将亮度 (V) 限制在 0 到 46 等操作, 过滤掉除黑色外的所有颜色, 然后再转回 RGB, 这样在连通域分析后不但连通域的数量会减少, 而且标记出指针连通域的可能性会极大提高。连通域标记的效果如图 3 所示。



图 3 图像预处理的连通域分析对比 (左无预处理, 右有)

从图 3 可以观察到经过 HSV 颜色空间变换后的图像连通域明显少了很多。针对从众多连通域中筛选出包含指针的连通域, 本文提出了区域轮廓像素点法来挑选指针区域。

经过连通域分析的图像会返回一定信息, 其中包括了连通域的个数, 组成每个连通域的像素点, 这种方法便是通过判断每个连通域的像素点数 (或每个连通域的轮廓面积) 来挑选出包含指针的连通域。由于合适的范围只能利用穷举法确定, 且表盘因角度不同有较大差异, 因此这种算法的局限性比较高, 准确率较低, 不适用于所有表盘。本文提出的区域轮廓像素点数法是基于轮廓像素点数法的优化, 即根据表盘的圆心和半径的一定比例再在圆心处画一个矩形, 如图 4 所示, 然后计算每个轮廓的众多像素点是否落在这个矩形内, 落在矩形内像素点最多的轮廓是包含指针的轮廓。



图 4 区域标记图

指针指向的点通常为指针的顶点，也是离表盘圆心最远的点。最远距离法便是利用这一特点，画出指针线。最远距离法首先得到表盘的圆心(a, b)，再从连通域得到指针轮廓的像素点，根据 $|AB| = \sqrt{(x-a)^2 + (y-b)^2}$ 依次计算每个像素点距离圆心的距离，找到距离最大的像素点(x, y)与圆心(a, b)相连，即为指针线，如图5所示。



图5 指针直线提取示意图

2.3 示数读取

在已经获取仪表表盘和指针信息的基础上，采用刻度重标方法和角度法计算出仪表示数。角度法，就是通过计算指针中心线与初始刻度线（一般为0刻度线）之间的夹角与总角度之间的比例再乘以表盘量程来得出当前示数^[14]。角度法计算公式如下：

$$\text{value} = \frac{c-d}{a-d} \times (\text{max} - \text{min}) \quad (1)$$

其中，value为当前的示数，a为仪表盘最大刻度线所在的位置，d为初始刻度线所在的位置，c为指针中心线所在的位置，max、min分别为仪表盘最大刻度值和最小刻度值。

角度法所需要的表盘圆信息和指针端点信息可分别从2.2小节中得到，指针的量程和起始刻度线的位置，本文采用刻度重标，人为确定的方法，如图6所示。



图6 仪表盘的刻度重标图

如图6所示，可观察到重新标注的刻度，找到初始刻度线和终止刻度线所在的位置和量程，初始刻度在45处，终止刻度线在315处，量程为0到45，然后四个参数输入计算最后的示数，计算结果为9.648816。

3 系统实现

本文提出的指针式仪表智能读数系统如图7所示，系统实现了选择图片、表盘定位、表盘分割、示数读取和保存图片五个功能。选择图片是打开目标仪表图像，并将图像路径显示出来；目标检测是使用YOLO_v3目标检测对仪表表盘进行定位；表盘分割是根据检测信息将表盘区域从原图像中分割出来；示数读取是对分割出来的表盘图像进行处理，最后使用角度法计算示数并将结果显示在界面上。本文除了电脑PC端，也实现了基于Tensorflow Lite的Android端指针式仪表智能读数系统。



图7 指针式仪表智能读数系统

本文在不同类型的仪表上进行了测试，均得到较好结果，如图8所示。

仪表系统读数	人为读数	误差
10.037	10.000	0.368%
10.041	10.000	0.408%
9.977	10.000	0.230%
9.687	10.000	3.23%
9.876	10.000	1.25%
9.660	10.000	3.51%
9.667	10.000	3.44%
9.648	10.000	3.64%
9.772	10.000	2.33%
9.675	10.000	3.35%

图8 仪表智能读数系统的测试样本比较

4 结语

本文针对储油罐仪表盘设计了示数智能读取系统，整个工作流程可以总结为以下三步：(1)通过基于深度学

习的目标检测算法—YOLO_v3 快速定位表盘矩形区域并分割出来,然后运用传统的霍夫变化圆检测算法检测表盘矩形区域,得出表盘圆信息,二者相结合具有极强的抗干扰性与极高的准确性。(2)在分割后的表盘区域进行颜色空间变换、灰度化、二值化等预处理操作,然后对其进行连通域分析,再用指针轮廓像素点数法和改进的区域轮廓像素点数法对连通域分析后的所有轮廓进行筛选,找出指针轮廓,最后用最远距离法画出指针中心线。(3)采用刻度重标的方法获取初始刻度线和终止刻度线的位置,采取角度法计算出最终示数。

本文所提出的算法可以解决大部分仪表盘的表盘定位和指针定位两大问题,具有极强的抗干扰能力且准确度较高,具有普遍适用性。

参考文献

- [1] 刘葵. 基于深度学习的指针式仪表示数识别[D]. 华中科技大学,2017.
- [2] 郭子海,郭健,谭志强. 用图象识别概念判读指针式仪表读数的研究[J]. 仪器仪表学报,1996(3):327-329.
- [3] 杨耀权,赵艳琴,何晓燕,等. 基于计算机视觉技术的指针式仪表自动检定方法[J]. 仪器仪表学报,2001,22(z2):233-234.
- [4] 岳国义,李宝树,赵书涛. 智能型指针式仪表识别系统的研究[J]. 仪器仪表学报,2003,24(s2):430-431.
- [5] 戴亚文. 数字图像处理技术在水表读数识别系统中的应用研究[D]. 武汉理工大学,2003.
- [6] 周威. 基于计算机视觉的指针式仪表识别系统研究[D]. 浙江大学,2006.
- [7] 邹俊贵,陈以. 常用指针式仪表识别技术研究综述[J]. 仪器仪表与分析监测,2009(1):1-3.
- [8] 孙凤杰,郭凤顺,范杰清,等. 基于图像处理技术的表盘指针角度识别研究[J]. 中国电机工程学报,2005,25(16):73-78.
- [9] 宋晓宇,王永会. 工程图自动矢量化算法的设计与实现[J]. 中国图象图形学报,2000,5(1):66-69.
- [10] Liu W, Anguelov D, Erhan D, et al. SSD: Single Shot MultiBox Detector[C]// European Conference on Computer Vision. 2016.
- [11] Ren S, He K, Girshick R, et al. Faster R-CNN: towards real-time object detection with region proposal networks[J]. 2015.
- [12] Redmon J, Farhadi A. YOLOv3: An Incremental Improvement[J]. 2018.
- [13] 于向阳. 机器视觉在仪表监控识别系统中的应用[D]. 山东大学,2015.
- [14] 揭英达. 变电站智能视频监控系统设计[D]. 暨南大学,2016.

基于数据驱动的掺稀抽油机井系统效率预测研究

李冰¹, 彭振华², 冯钢¹, 丁雯², 杨若谷³, 檀朝东^{1*}

(1. 中国石油大学(北京), 北京昌平, 102249; 2. 中石化西北油田公司工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐, 830011;
3. 北京雅丹石油技术开发有限公司, 北京昌平, 102200)
tantcd@126.com

摘要: 抽油机井系统效率预测对油田节能降耗具有很重要的意义, 而现阶段针对掺稀抽油机井系统效率预测的研究较少。本文针对掺稀抽油机井系统效率受多种因素制约、强非线性、耦合性以及预测过程中很难利用传统的机理分析得到精准的数学模型等特点, 基于掺稀抽油机井生产过程中积累的大量数据, 以掺稀抽油机井系统效率为目标函数, 利用主成分分析法对量化后的关联矩阵进行降维处理, 提取出关键指标, 选取最大 Lyapunov 指数法和 C-C 法对各时序参数进行混沌性判别和参数确定, 最后运用混沌时序分析法对系统效率进行预测。通过混沌时序分析法预测结果与实测数据和 ARIMA 模型预测结果的对比, 证实该方法可用于掺稀抽油机井系统效率的准确预测。

关键词: 系统效率预测; 掺稀抽油机井; 混沌性分析; 时间序列; 数据驱动

Prediction of Diluted Pumping Unit Well System Efficiency Based on Data Driving

LI Bing¹, PENG Zhenhua³, FENG Gang¹, DING Wen³, YANG Ruogu², TAN Chaodong^{1*}

(1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing Changping, 102249;
2. Engineering Research Institute of Northwest Oilfield Company of Sinopec, Urumqi, Xinjiang;
3. Beijing Yadan Petroleum Technology Development Co., Ltd., Beijing Changping, 102200)

Abstract: The system efficiency prediction of pumping unit well is of great significance to energy saving and consumption reduction of oil field production, but there are few researches on the system efficiency prediction of diluted pumping unit wells at present. In this paper, according to the characteristics of the system efficiency of diluted pumping unit wells, which are restricted by many factors, strong nonlinear and coupling, as well as the difficulty in using traditional mechanism analysis to obtain accurate mathematical models in the prediction process, this paper based on a large number of data accumulated in the production process of diluted pumping unit wells, taking the system efficiency of diluted pumping unit wells as the objective function, analysis the main variables that affect the system efficiency by association rule algorithm, reduced the dimension of quantified association matrix by principal component analysis method and key factors are extracted. Finally, a large amount of data accumulated in production are pretreated by time series analysis method, and chaotic analysis and prediction of each time series parameter are carried out by selecting the largest Lyapunov index method and C-C method. The comparison of results with measured data and ARIMA model prediction results, it is proves that chaotic time series analysis method can be used to accurately predict the system efficiency of diluted pumping unit wells.

Keywords: System efficiency prediction of pumping unit well; Diluted pumping unit well; Chaotic analysis; Time series; Data driving

0 引言

世界上稠油资源极为丰富, 约占全球石油资源总量的 70%^[1]。目前, 稠油降粘方法主要分为物理降粘和化

学降粘两大类, 物理降粘主要有掺稀降粘、加热降粘、气体混溶降粘等方法。其中掺稀降粘采油是通过油管或油套环空向油井底部注入稀油, 使稀油和地层产出的稠油充分混合, 从而降低稠油的粘度和稠油液柱压力及稠

作者简介: 李冰(1994-), 女, 中国石油大学(北京)硕士研究生在读, 研究方向油气田开发、大数据挖掘。
574371096@qq.com

油流动中的阻力的一项工艺技术，在塔河油田等多个地区都有广泛应用^[2]，而现阶段针对掺稀抽油机井系统效率的研究较少。精准的预测抽油井系统效率可以提前采取预防措施，及时控制抽油机的生产系统效率在合理的范围内，达到节能减耗目的。针对这些情况，研究掺稀抽油机井系统效率的预测具有重要意义。

掺稀抽油机井系统效率受生产和掺稀两个系统共同作用。主要受产量、油套压、泵效、冲程、冲次、掺稀量、稀稠比、掺入稀油粘度多种因素制约，且具有强非线性、耦合性，在预测过程中很难利用传统的机理分析得到精准的数学模型。

近年来，通过国内外学者基于混沌时间序列建模预测方法进行了详细的研究。迄今为止，专家学者们应用单变量的混沌时间序列预测方法构建的预测模型^[3-6]，可以很好地反映混沌系统的动态特性，但达不到较高的预测精度。而应用多变量的混沌时间序列预测方法预测的研究还不多见。基于这些特点，本文以系统效率为对象，通过关联规则算法分析影响系统效率的主要变量^[7]，之后利用主成分分析法对量化后的关联矩阵进行降维处理，提取出关键指标。最后根据影响系统效率的主要因素，利用多变量混沌时序模型，对掺稀抽油机井系统效率进行预测。

1 掺稀抽油机井系统效率计算方法

$$\eta_{\text{系统}} = \frac{P_{\text{有}} + P_{\text{cx2}}}{P_{\lambda} + P_{\text{cx1}}} \quad (1)$$

式中： $P_{\text{有}}$ 为有功功率，kW； P_{λ} 为电机输入功率，kW； P_{cx1} 为掺稀泵输入功率，kW； P_{cx2} 为掺稀泵有效功率，kW。

1.1 有功和输入功率计算

电机输入功率 P_{λ} 可以通过 (2) 计算或者指针式三相电能表实测两种方式获得：

$$P_{\lambda} = \frac{3600n_p KK_1}{N_p t_p} \quad (2)$$

系统有功功率：

$$P_{\text{有}} = \frac{Q \cdot He \cdot \rho_l \cdot g}{86400} \quad (3)$$

式中： n_p 为有功电能表所转的圈数，r； K 、 K_1 分别为电流、电压互感器变化常数； N_p 为有功电能表耗电为 1kW·h 时所转的圈数，r/(kW·h)； t_p 为有功电能表转 n_p 圈所用时间； Q 为油井混合液量，m³/d； He 为有效扬程，m； ρ_l 为井口出液密度，g/cm³。

1.2 掺稀泵对系统效率的影响

掺稀泵输入功率为：

$$P_{\text{cx1}} = \sqrt{3} I_{\text{cx}} U_{\text{cx}} \cos \varphi_{\text{cx}} \quad (4)$$

式中： I_{cx} 为掺稀泵电机电流，A； U_{cx} 为掺稀泵电机电压，V； $\cos \varphi$ 为掺稀泵电机功率因数。

掺稀泵有效功率为将稀油掺入井筒需克服掺稀管线摩阻、高程等做的功，即：

$$P_{\text{cx2}} = (P_{\text{cxout}} - P_{\text{cxin}}) Q_{\text{cx}} / 3.6 \quad (5)$$

式中： P_{cxout} 、 P_{cxin} 分别为掺稀泵出口压力、入口压力，MPa； Q_{cx} 为掺稀泵排量，m³/h。

由上述可知，掺稀抽油机井系统效率主要受生产和掺稀两个系统的多种因素共同作用。产量、油套压、泵效、冲程、冲次、掺稀量、稀稠比、掺入稀油粘度分别从不同程度上影响了掺稀抽油机井系统效率，多个因素叠加在一起共同影响掺稀抽油机井的系统效率。

2 抽油机井系统混沌时序预测模型建立

混沌现象普遍存在于自然现象和社会系统中，它是介于确定系统和随机运动间的一种不规则运动，混沌的复杂行为是由确定的非线性动力学系统生成的。尽管混沌是一种不太规则的现象，但存在于确定的非线性系统并且在短时间内是可预测的，因此在许多实际系统中得到广泛运用^[8]。

2.1 相空间重构

相空间重构是混沌时序预测的基础，一个确定的混沌系统最后终将落入到特定轨迹中，这一轨迹即为混沌吸引子。相空间重构的意义在于寻找到暗藏在这些混沌吸引子中的变化规律，因此需要提升空间维度对这一轨迹（混沌吸引子）进行复现，进一步发掘和分析包含在时序数列中的特征信息。混沌系统中任一个微小分量的演化都是由与它互相作用的别的分量确定的，这些相互关联分量所有的信息全部隐藏在每一个分量的发展演化过程中，因此我们可以从任一个分量中的某段时序数列中寻找系统原有的变化规律，而这种规律就是体现在高维相空间下的某一种轨迹^[9]。

在抽油机井生产动态系统中，设其中最核心的观测系统效率的时间序列为 $\{x_n\}$ ， $n=1, 2, \dots, N$ ，其中 N 为序列总长度。以延迟时间 τ 和嵌入维数 m 进行相空间重构得：

$$\begin{bmatrix} x(1) & x(2) \dots & x(M) \\ x(1+\tau) & x(2+\tau) \dots & x(M+\tau) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ x[1+(m-1)\tau] & x[1+(m-1)\tau] \dots & x[M+(m-1)\tau] \end{bmatrix} \quad (6)$$

相空间中的相点可以表示为:

$$\begin{aligned} X(n) &= [x(n), x(n+1), \dots, x(n+m-1)] \\ n &= 1, 2, \dots, M \\ M &= N - (m-1) \end{aligned} \quad (7)$$

如果参数延迟时间和嵌入维数选择恰当, 则 $X(n)$ 可描述原系统。由 $x(n)$ 构造得到 $X(n)$ 称为相空间重构。

2.2 时间序列混沌特性识别

Lyapunov 指数定量地描述了两个极为靠近的初值轨迹随着时间推移按指数方向分离的现象^[10]。

在一维动力系统中 $x_{n+1} = F(x_n)$ 中初始化后的两点, 经过迭代后的轨迹是聚拢还是分离取决于此时的导数值: 导数值大于 1, 迭代后两点分离; 导数值小于 1, 迭代后两点聚拢。为了能够从整体上了解邻近的两个点的状态是聚拢还是分离, 需要对时间或者迭代次数求平均值。因此设每次迭代后平均造成的分离指数为 λ , 距离为 ε 的两点经过 n 次运算后的距离为:

$$\varepsilon e^{n\lambda} = |F^n(x_0 + \varepsilon) - F^n(x_0)| \quad (8)$$

上式中的 λ 与系统所赋的初始值没有任何关系, 我们称之为该动力系统的 Lyapunov 指数, 能够定量地表示该动力系统在多次迭代过程中, 平均每次迭代所导致轨迹分离的指数。当 $\lambda < 0$ 时, 系统具有稳定的不动点; 当 $\lambda = 0$ 时, 对应着分叉点或系统的周期解; 当 $\lambda > 0$ 时, 系统具有混沌特性。

2.3 相空间重构参数的确定

1999 年, H.S.Kim 等人提出了用 C-C 法确定时间延迟和嵌入维数, 该方法利用关联积分同时计算出最优延迟时间和嵌入窗宽 w ^[11]。

将原始系统效率时间序列 $\{x_n\}$, $n=1, 2, \dots, N$ 分成 t 个不相交的时间子序列, 长度 $l=[N/t]$ ($[\cdot]$ 表示取整):

$$\begin{aligned} &\{x(1), x(t+1), x(2t+1), \dots\} \\ &\{x(2), x(t+2), x(2t+2), \dots\} \\ &\quad \vdots \\ &\{x(l), x(t+l), x(2l+t), \dots\} \end{aligned} \quad (9)$$

分别计算每个子序列的统计量 $S(m, N, r, t)$:

$$S(m, N, r, t) = \frac{1}{t} \sum_{i=1}^t \{C_i(m, N/t, r, t) - [C_i(1, N/t, r, t)]^m\} \quad (10)$$

式中 C_i 是第 i 个子序列的关联积分, 表征相空间中任意两点间距离小于邻域半径的概率, 定义如下:

$$C(m, N, r, t) = \frac{2}{M(M-1)} \sum_{1 \leq i < j \leq M} \theta(r - \|X_i - X_j\|_\infty) \quad (11)$$

r 为邻域半径, $M=N-(m-1)t$ 为相空间中相点数目 N 是时间序列总长度, $\theta(\cdot)$ 为 Heaviside 单位函数 (定义为, $\theta(x)=0$, if $x < 0$; $\theta(x)=1$, if $x \geq 0$)。

当 $N \rightarrow \infty$ 时, 记:

$$S(m, r, t) = \frac{1}{t} \sum_{i=1}^t \{C_i(m, r, t) - [C_i(1, r, t)]^m\} \quad (12)$$

如果时间序列是独立同分布, 则 $N \rightarrow \infty$ 时 $S(m, r, t)$ 恒为 0。 $S(m, r, t)$ 反映了时间序列的自相关特性, 当其第一次过零点, 或对所有半径 r 相互差别最小时, 表示重构相空间中的点几乎是均匀分布, 重构吸引子轨道在相空间完全展开。

定义: $\Delta S(m, t) = \max\{S(m, r_i, t)\} - \min\{S(m, r_j, t)\}$ (13)

$\Delta S(m, t)$ 度量 $S(m, r, t)$ 的第一个零点或 $\Delta S(m, t)$ 的第一个极小点。

取 $N=3000$, $m=2, 3, 4, 5$, $r=k\sigma/2$, $k=1, 2, 3, 4$, σ 是时间序列的均方差。得到方程如下:

$$\begin{aligned} \bar{S}(t) &= \frac{1}{16} \sum_{m=2}^5 \sum_{j=1}^4 S(m, r, t) \\ \Delta \bar{S}(t) &= \frac{1}{4} \sum_{m=2}^5 \Delta S(m, t) \\ S_{cor}(t) &= \Delta \bar{S}(t) + |\bar{S}(t)| \end{aligned} \quad (14)$$

现有的 C-C 算法认为 $\bar{S}(t)$ 的第一个零点或 $\bar{S}(t)$ 的第一个极小点就是最优延迟时间 τ , $S_{cor}(t)$ 的全局最小点就是嵌入窗宽 τ_w 。由 $\tau_w=(m-1)*\tau$ 即可得到嵌入维数 m 的值^[12]。

2.4 主成分分析

本文引入一种基于主成分分析的关键指标提取模型, 该方法的物理意义在于将所有基础指标投影到以综合评价为轴的坐标系中, 根据各基础指标在综合评价中权重的大小依次排列, 并将权重作为关键指标选取依据。主要步骤如下:

1) 通过对样本数据清洗、剔除、规约等预处理后, 基于此构造一个 $m \times n$ 阶的数据矩阵 $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)^T$, 其中 m 表示基础指标个数, n 表示 m 个基础指标对应的样本。

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{11} & \dots & x_{11} \\ x_{11} & x_{11} & \dots & x_{11} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ x_{11} & x_{11} & \dots & x_{11} \end{bmatrix} \quad (15)$$

2) 对该样本矩阵进行标准化变换并求样本相关系数矩阵。对相关矩阵 R 进行奇异值分解, 得到 R 的特征值和特征向量。顺序排列可表示为 $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \lambda_n \geq 0$, $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ 为特征值对应的特征向量。其特征值如下:

3) 确定主成分的个数及计算公式。特征值 λ_1 的累

计贡献率为 C_{Ri} , 表示为 $\sum_{k=1}^i \lambda_k$

$$C_{Ri} = \frac{\sum_{k=1}^i \lambda_k}{\sum_{k=1}^p \lambda_k} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (16)$$

当 $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_s$ 的累计贡献率大于 85% 时, 则有 s 个主成分足以表达初始基础指标的信息, 记为, 计算式为 $F=(F_1, F_2, \dots, F_s)^T$:

$$F = AX = (\sqrt{\lambda_1}a_1, \sqrt{\lambda_2}a_2, \dots, \sqrt{\lambda_s}a_s)^T \cdot (X_1, X_2, \dots, X_s)^T \quad (17)$$

式中 $A=(\sqrt{\lambda_1}a_1, \sqrt{\lambda_2}a_2, \dots, \sqrt{\lambda_s}a_s)^T$, 表示因子载荷矩阵。

4) 主成分综合得分

$$\begin{aligned} \bar{F} &= \omega F = \omega AX \\ &= (\sqrt{\lambda_1}, \sqrt{\lambda_2}, \dots, \sqrt{\lambda_s})^T (\sqrt{\lambda_1}a_1, \sqrt{\lambda_2}a_2, \dots, \sqrt{\lambda_s}a_s)^T \cdot (X_1, X_2, \dots, X_n)^T \\ &= (\lambda_1 a_1, \lambda_2 a_2, \dots, \lambda_s a_s)^T \cdot (X_1, X_2, \dots, X_n)^T \end{aligned} \quad (18)$$

计算出主成分的综合得分 \bar{F} 并得到各基础指标的权重 \bar{Q} , 以利用权重对各基础指标进行排名和评价。

式中, $\omega=(\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_s)$ 为主成分的权重。则基础指标对综合得分的权重 \bar{Q} 的表达式为:

$$\bar{Q}=(q_1, q_2, \dots, q_n)=(\lambda_1 a_1, \lambda_2 a_2, \dots, \lambda_s a_s)^T \quad (19)$$

式中, $\bar{Q}=(q_1, q_2, \dots, q_n)$ 表示基础指标对综合得分的权重。

5) 将基础指标的权重向量 \bar{Q} 归一化至 [0,1]。

3 实例计算

应用上面建立的混沌时序预测模型对某口掺稀抽油

机井的系统效率进行预测。采集并筛选如下图共 2000 条数据样本, 系统效率的时间序列变化特征如图 1 所示, 某掺稀抽油机井部分实时数据如表 1 所示。

主成分分析结果如图 2 所示。按照权重由大到小排序, 同时考虑混沌时序预测的准确性, 将权重大于 0.75 的基础指标选为关键指标。提取沉没度、掺稀量、稀稠比 3 个变量为系统效率影响主要因素。

运用 C-C 算法分别确定相空间参数嵌入维度和延迟时间, 根据上述理论建立模型, 编写程序, 求取延迟时间和嵌入窗宽。

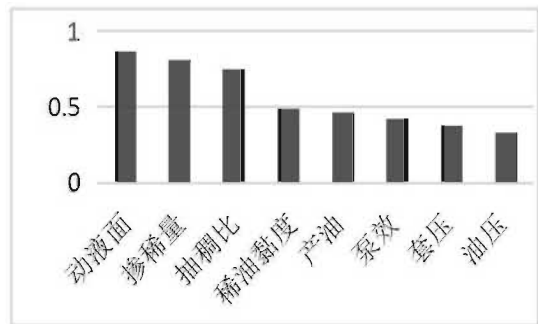


图 2 影响因素权重

表 1 某掺稀抽油机井部分实时数据

生产情况						掺稀情况			系统效率 (%)
含水 (%)	产油 (t/d)	泵效 (%)	动液面 (m)	油压 (MPa)	套压 (MPa)	掺稀量 (t/d)	稀稠比	稀油粘度 (mPa·s)	
40.34	12.76	59.87	1458	0.82	3.33	4.4	0.6	29	20.36
42.21	11.45	63.10	1542	1.05	3.87	4.4	1.0	45	21.21
50.21	8.6	65.21	1212	0.97	3.26	5.3	1.1	39	20.97
34.98	8.43	56.65	1056	1.35	4.42	6.7	1.9	22	22.35
48.45	7.12	48.91	1193	1.84	3.52	7.3	2.7	17	23.52
61.87	12.32	68.32	1687	0.92	3.65	8.2	1.5	13	23.08
52.34	10.39	55.83	1532	1.32	4.21	5.2	2.4	14	22.05
.....									
41.43	10.5	70.12	1378	1.23	4.16	4.8	1.3	21	24.18

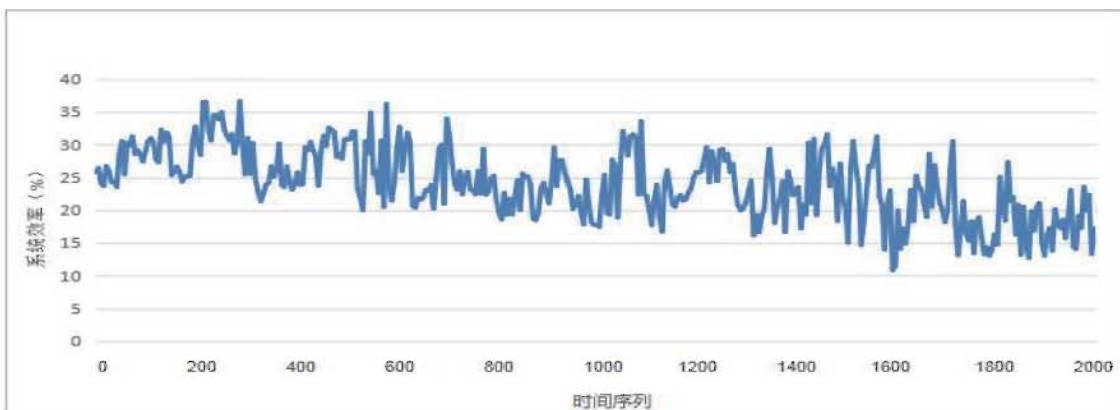


图 1 掺稀抽油机井系统效率基础数据

根据 C-C 算法确定重构参数的原理时间 t 与各个统计量的关系曲线如图 3 所示, ΔS_{mean} 的第一个极小值点即为注水单耗的最优延迟时间 $\tau=8, m=4$ 。由此可依次得出抽油机的沉没度、掺稀量、稀稠比 3 个参数的延迟时间以及嵌入维度。3 个变量的重构空间参数分别为 $l=7, m_1=9, \tau_2=9, m_2=31, \tau_3=6, m_3=12$ 则预测系统效率时输入样本为 56 维。通过计算进行重构后的相空间为 54×2000 的矩阵, 现预测接下来的 60 个数据点的值。

根据上述原理在 Matlab 中编程实现小数据量法求取最大 Lyapunov 指数为 0.004, 说明该组掺稀抽油机井系统效率时间序列满足混沌特性。

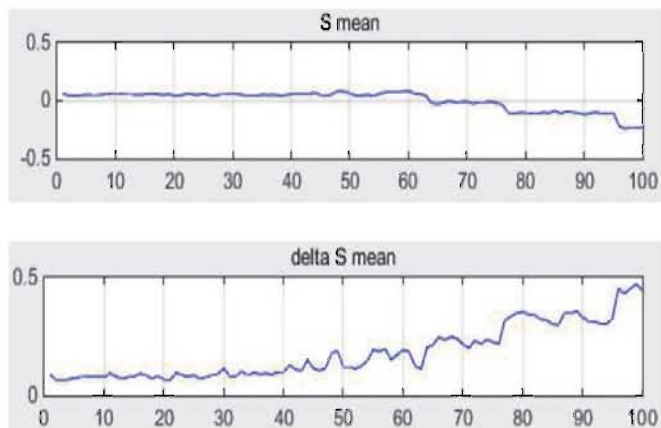


图 3 掺稀抽油机井系统效率延迟时间和嵌入窗宽

根据提出的多变量混沌时间序列的预测模型, 只要输入相应的预测数据, 即可获得所要的结果, 该系统效率的时间序列的预测结果如图 4 所示, 部分预测结果见表 2。

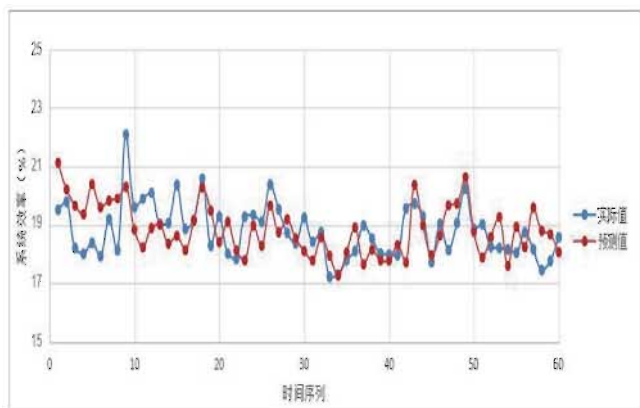


图 4 多因素混沌时间序列预测结果对比

图 4 为多变量混沌时间序列预测结果。可以看出, 多变量预测曲线很好地吻合了实际值曲线的变化趋势, 两条曲线吻合度较好。为了评估多变量混沌时间序列预

表 2 多变量混沌时间序列部分预测结果

时间序列	预测值	时间序列	预测值	时间序列	预测值
1	20.90	11	19.30	21	18.72
2	18.94	12	19.42	22	18.79
3	19.07	13	19.47	23	17.98
4	19.43	14	18.72	24	19.72
5	20.01	15	19.79	25	18.46
6	17.85	16	20.09	26	20.13
7	19.37	17	18.14	27	18.89
8	18.89	18	19.47	28	18.78
9	20.53	19	20.56	29	17.33
10	18.19	20	18.58	30	17.78

测结果, 本文将 ARIMA 时间序列预测方法^[9]结果与多变量混沌时序预测结果进行对比, ARIMA 时序预测结果如图 5 所示。

可以看出, ARIMA 方法的预测结果 (如表 3 所示) 可以较好的吻合系统效率真实变化趋势, 但是个别点的结果存在较大误差, 相比于多变量混沌时间序列预测结果不够准确。

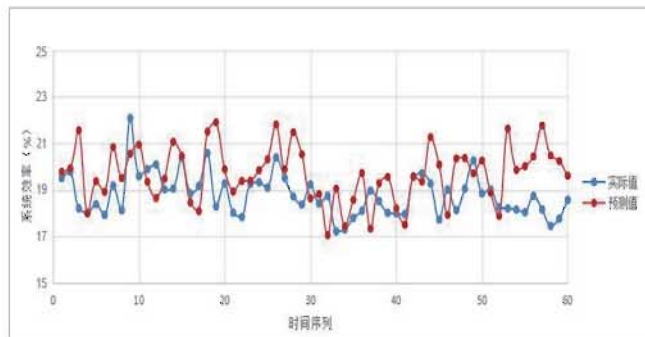


图 5 ARIMA 模型预测结果

为了更客观地评价多变量和单变量混沌时间序列预测模型的优劣, 本文采用性能指标均方误差对模型进行

表 3 ARIMA 时间序列部分预测结果

时间序列	预测值	时间序列	预测值	时间序列	预测值
1	23.71	11	19.11	21	20.78
2	21.42	12	21.06	22	18.58
3	20.61	13	21.87	23	19.28
4	21.31	14	21.02	24	20.28
5	19.64	15	21.40	25	20.34
6	19.81	16	19.99	26	18.34
7	21.37	17	18.82	27	20.30
8	19.13	18	20.34	28	19.09
9	22.97	19	19.21	29	17.88
10	19.33	20	18.75	30	20.98

评价^[7]。经计算, ARIMA 时间序列预测结果与实测值的均方差为 1.125, 多变量混沌时间序列的均方误差为 0.092 (如表 4 所示), 结果证明多变量混沌时间序列预测方法是正确可行的。

4 结论

表 4 多变量混沌预测与 ARIMA 时序预测均方误差

	多变量	ARIMA
均方误差	0.092	1.125

(1) 本文通过分析掺稀抽油机井的时间序列特征, 建立了多变量混沌时间序列系统效率预测模型。

(2) 利用关联规则获取影响系统效率关键因素, 确定了主要因素变量, 通过时序混沌预测模型, 可以实现依据历史数据对未来的系统效率进行预测。

(3) 本文利用实际数据对比 ARIMA 时间序列预测结果与多变量混沌时间序列预测结果, 证明了多变量混沌时间序列预测方法是正确可行的。

(4) 建立的混沌时序预测模型能够很好地避免非线性因素对模型的干扰, 能够为企业及时采取系统效率提升措施提供依据。

参考文献

- [1] 柏森, 丁雯, 张建军, 王波, 张建国. 掺稀抽油机井工况分析技术研究与应用 [J]. 特种油气藏, 2013, 20(04): 141-143.
- [2] 姜建华, 唐照星, 吾买尔江·艾力, 刘洪光. 掺稀抽油机井系统效率计算新方法 with 提高对策探讨 [J]. 中外能源, 2017, 22(02): 41-46.
- [3] 修妍. 基于混沌相空间重构参数优化的动态神经网络预测模型研究 [J]. 科技创新与应用, 2017(23): 13-14+16.
- [4] 高丽洁, 檀朝东, 程心平, 郑春峰, 李欣伦, 刘萍. 基于混沌时序方法的油田产量预测研究 [J]. 数码设计, 2016, 5(02): 47-51.
- [5] 刘超, 吴爱祥, 尹升华, 柯锦福, 陈勋. 类砂岩型矿石浸出液质量浓度混沌时序重构与浸矿周期预测 [J]. 工程科学学报, 2016, 38(02): 167-174.
- [6] 王扬, 陈艳艳. 五种去模糊方法在混沌时序预测中的比较研究 [J]. 计算机仿真, 2013, 30(05): 133-137.
- [7] 檀朝东, 项勇, 赵昕铭, 王辉萍, 高丽洁. 基于大数据的油气集输系统生产能耗时序预测模型 [J]. 石油学报, 2016, 37(S2): 158-164.
- [8] 穆文瑜, 李茹, 阴志洲, 王齐, 张宝燕. 煤矿多传感器混沌时序数据融合预测 [J]. 计算机应用, 2012, 32(06): 1769-1773.
- [9] Tiffany Reyes, Bo-Wen Shen. A recurrence analysis of chaotic and non-chaotic solutions within a generalized nine-dimensional Lorenz model [J]. Chaos, Solitons and Fractals: the interdisciplinary journal of Nonlinear Science, and Nonequilibrium and Complex Phenomena, 2019, 125.
- [10] 孙克辉, 谈国强, 盛利元, 张泰山. Lyapunov 指数计算算法的设计与实现 [J]. 计算机工程与应用, 2004(35): 12-14.
- [11] H.S.Kim, R.Eykholt, J.D.Salas. Nonlinear dynamics, delay times, and embedding windows [J]. Physica D: Nonlinear Phenomena, 1999, 127(1).
- [12] 吕金虎. 混沌时间序列分析及其应用 [M]. 武汉大学出版社, 2002.
- [13] 李欣伦, 檀朝东, 等. 应用时序分析 ARIMA 模型预测抽油井生产系统效率 [J]. 数码设计, 2017, 02: 41-43.

基于无因次分析与响应曲面的海上油藏 CO₂ 驱潜力高效评估方法

李保振^{1,2*}, 张健^{1,2}, 康晓东^{1,2}, 王旭东^{1,2}

(1. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 100028; 2. 中海油研究总院, 北京 100028)

摘要: 针对我国海上高含 CO₂ 天然气资源丰富与低渗储量逐年增加的情况, 对海上低渗油藏 CO₂ 驱提高采收率与埋存潜力进行研究。考虑 CO₂ 驱受地质、油藏、工程等多因素影响, 设计复杂繁琐的问题, 将无因次分析与响应面方法引入 CO₂ 驱设计之中, 一方面, 采用无因次群组方法将影响因素进行分类归并, 减少设计因素数量; 另一方面, 借助响应面方法综合考虑各因素设计了少量但具有代表性的方案, 通过对比分析确定各参数对指标的影响趋势、主次顺序及显著程度, 并生成了简洁的预测模型与直观的响应面, 可对目标油田 CO₂ 驱潜力快速评估。该方法只用原参数设计体系 50% 的模拟工作量就能获得可靠的 CO₂ 驱潜力预测模型, 提高了筛选工作效率, 科学、省时、高效的实现设计目标。

关键词: 海上低渗油; CO₂ 驱; 筛选; 无因次群; 试验设计

Study on the Efficient Potential Evaluation Method for CO₂ Flooding in China Offshore Oilfields

LI Baozhen^{1,2*}, ZHANG Jian^{1, 2}, KANG Xiaodong^{1,2}, WANG Xudong^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing China, 100027;
2. CNOOC Research Institute, Beijing China, 100027;
3. China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249.)

Abstract: For the increasing high CO₂ content natural gas resources and low permeability reserves in China offshore oilfields, the potential of CO₂ EOR and storage in china offshore low permeability oilfields was studied. Considering that CO₂ flooding is very complicated for many various factors including geology, reservoir and engineering ones. The analysis and response surface method were introduced into above CO₂ flooding design. On one hand, the dimensionless group method could help to classify and merge different parameters and factors to reducing the number of design factors. On the other hand, a small number of typical schemes were designed with response surface method to comprehensively consider various factors' influence. Through comparative analysis, the significance degree and influence law of each parameter were determined, and a simple prediction model and the intuitive response surface were generated, which could help to quickly evaluate the CO₂ flooding potential in the target oilfields. Compared with the original parameter groups the dimensionless groups could achieve prediction model with acceptable accuracy by save 50% simulation time with high efficiency.

Keywords: Offshore tight reservoir; CO₂; Dimensionless Scaling Groups; Experimental Design.

0 引言

近年我国海上低渗油藏储量比例逐年增加, 如渤中、涠州油田群等, 该类油藏物性差, 注水开发不理想; 同时, 莺歌海盆地、秦皇岛油田群等勘探中钻遇较大储量规模的高含 CO₂ 气藏, 目前还难以动用。因此, 开展海上油田 CO₂ 驱研究对于我国海上低渗油田提高采收率、天然

气资源高效利用及温室气体减排工作具有重要现实意义^[1-5]。CO₂ 驱效果受地质、油藏、工艺等多方面因素影响, 特别在采收率与埋存同时优化的情况下, 设计工作更加复杂。Shook.M 于 1992 年采用检查分析法从研究参数中抽提出 5 组无因次群, 可对水驱油过程可靠分析; Wood.D.J 等于 2006 年将上述群组完善成适合 CO₂ 驱的 10 个无因次参数准则群^[6-8]。海上 CO₂ 驱受平台空间、气源稳

作者简介: 李保振 (1979-), 男, 高级工程师, 2010 年博士毕业于中国石油大学 (北京), 主要从事油气田开发、提高采收率方面工作。

定性、注采井距大等特殊因素影响，

设计更加繁琐复杂。本研究针对海上低渗油藏特点对 CO₂ 驱无因次参数体系进行调整，并引入储层韵律系数与 CO₂ 溶解系数群，增加了其适用性；同时，借助试验设计综合考虑各方面因素设计了少量典型性方案，通过统计分析生成 CO₂ 驱预测模型，该模型简明、可靠，提高了筛选工作效率。

1CO₂ 驱因素无因次群组分析

无因次分析法在相似流动模拟实验中应用广泛，其通过将研究中的参数进行归并、组合，减少研究过程中影响变量个数，简化设计工作量，提高研究工作效率^[9-11]。

1.1 已有无因次群组

Wood.D.J 2006 年将 Shook.M 于 1996 年建立的描述水驱油过程的 5 个无因次群进行改进，完善成适合油藏 CO₂ 驱的 10 个无因次群，包括：形状因子、倾角因子、气油流量比、浮力参数项、注采压力等（表 1 前 8 个因素及水油流量比与水驱油饱和度），并基于该体系建立了 CO₂ 驱采收率预测函数，提高了研究效率^[6]。本研究针对海上低渗油藏开发特点对上述体系进行调整与完善。首先针对低渗油藏致密，注水难度大问题，考虑连续注 CO₂ 而删去了水油流量比和水驱残余油饱和度群组，同时将地层水中 CO₂ 溶解作用与储层物性韵律非均质系数群组引入该体系，改善了其适用性与可靠性。

表 1 基于无因次准则群的 CO₂ 驱方案中的因素及水平

	因素	低水平	高水平	
1	形状因子	$R_L = \frac{L}{H} \sqrt{\frac{K_x}{K_z}}$	0.022	0.070
2	倾角因子	$N_\alpha = \frac{L}{H} \tan \alpha$	0.008	0.176
3	气油流量比	$M_o^g = \frac{k_{rg}^o \mu_o}{k_{ro}^o \mu_g}$	4.13	10.56
4	浮力项	$N_g^o = \frac{H \Delta \rho g \cos \alpha}{\Delta P}$	0.02	0.07
5	注入压力	$P_{ID} = P_i / P_{MM}$	1.04	0.93
6	生产压力	$P_{PD} = P_p / P_{MM}$	0.16	0.31

7	初始含油饱和度	S_{oi}	0.6	0.8
8	气驱残余油饱和度	S_{org}	0.1	0.2
9	CO ₂ 溶解度系数	$R_{sw} = \frac{P_i \cdot C_c}{P_{MM} \cdot C_{c0}}$	0.01	0.1
10	储层韵律性因子	$U-D = \frac{K_i}{K_{i-1}}$	0.9	1.1

注：表中 P_o=0.805g/cm³，P_g=0.6 g/cm³，

μ_o=3.3mPa·s，μ_g=0.05 mPa·s。

式中：H—油藏厚度，m；L—油藏长度，m；K_x—平面渗透率，md；K_z—垂向渗透率，md；g—重力加速度，m/s²；μ_o—原油粘度，mPa.s；μ_g—气体粘度，mPa.s；k_{ro}^o—油相相渗，小数；k_{rw}^w—水相相渗，小数；k_{rg}^o—气相相渗，小数，λ_o^o—油相端点流量，无因次；α—倾角，弧度；Δρ_{og}—油气密度差，kg/m³；S_{org}—气驱残余油饱和度，小数；P_i—注入井井底流压，MPa；P_p—生产井井底流压，MPa；P_{MM}—原油混相压力，MPa；ΔP—注采压力差，MPa

1.2 新增的无因次群组

1.2.1 储层物性韵律系数群组

注气过程中，因油气密度差和粘度差较大，储层非均质性与分层作用对其垂向波及效率影响显著。较轻的注入气容易聚集到油藏顶部，从而降低垂向驱扫效率和整体采收率^[9-12]。研究基于海上 WZ 与 CW 油田群地质、油藏特征，抽提出典型的多层非均质 CO₂ 驱油藏模型，以研究储层物性韵律特征对驱替效果的影响。模型是一个二维、倾斜、直角坐标油藏，初始条件下包含原油与束缚水。其 X、Y、Z 网格数为 50、1、20 个；步长为 20、100、15 米（图 1）。油藏高部位注气井连续注气（井底流压不高于 26MPa），油藏低部位生产井连续生产（井底流压不低于 5Mpa），采用合采合注生产方式。

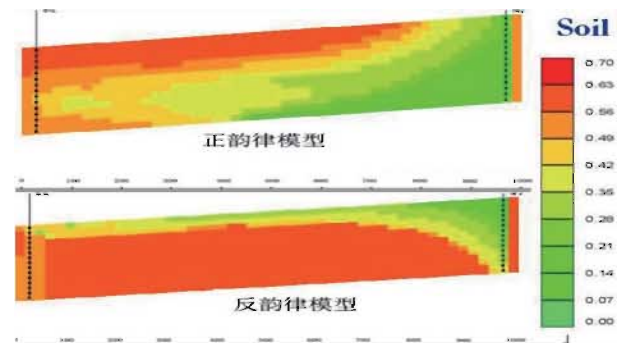


图 1 典型二维 CO₂ 驱油藏模型

为分析储层韵律性对于 CO₂ 驱效果影响,对模型物性进行了针对性设置。其中正韵律模型渗透率范围 1-10mD,自上而下逐层提高 10%,而反韵律模型渗透率自上而下减少 10%。利用上述油藏模型模拟预测对比了正、反韵律模型 CO₂ 驱 20 年后的采出情况,采收率指标分别为:正韵律 48%,反韵律 16.3% (图 2)。

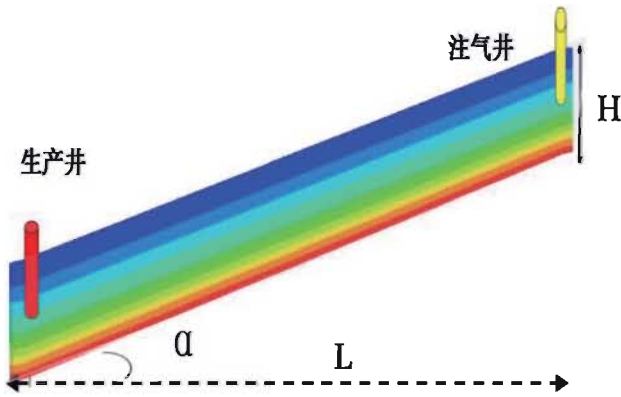


图 2 正、反韵律注气效果对比图

可以看出正韵律储层中 CO₂ 驱垂向驱替效率明显优于反韵律模型。因此,储层物性韵律性系数对于 CO₂ 驱开发效果有明显影响,本研究将其引入 CO₂ 驱无因次群,采用 U-D 表示,具体定义为:

$$U-D = \frac{K_i}{K_{i-1}} \quad (1)$$

式中: K_i—第 i 层储层渗透率, md;

K_{i-1}—第 i-1 层渗透率, md。

1.2.2 地层水中 CO₂ 溶解系数群组

CO₂ 驱过程中其主要以盖层圈闭捕集、水动力捕集、束缚气捕集、溶解作用、矿物化作用这几种形式埋存到地下。其在地层水中溶解作用是一个非常重要的存储机制,对埋存量指标有显著影响 (图 3) [7-9]。Yih-Bor Chang 等在 1998 年通过实验发现: CO₂ 在水中的溶解度随着压力的升高而增加;随着温度和盐度的增加而减小。

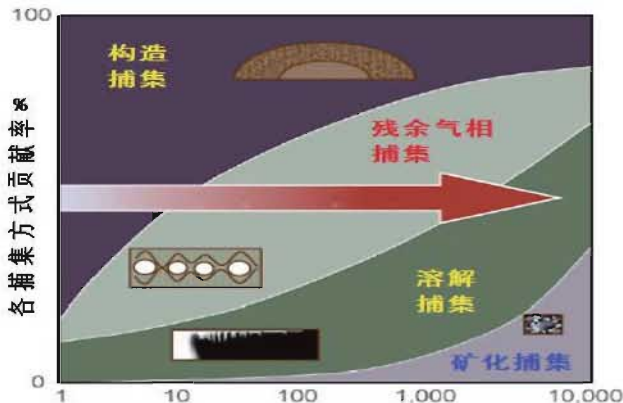


图 3 各形式埋存量随时间变化图 (Benson2007)

基于以上分析,引入了地层水中 CO₂ 溶解系数的无因次参数群组 R_{sw}。考虑该参数在油藏条件下受地层水、盐度的影响,建立的 CO₂ 溶解系数无因次群组如下:

$$R_{sw} = \frac{P_i \cdot C_c}{P_{MM} \cdot C_{c0}} \quad (2)$$

式中: C_c: 油藏地层水盐度下 CO₂ 溶解度, mol%;
C_{c0}: 纯水中 CO₂ 溶解度, mol%。

2 CO₂ 驱潜力评估模型建立评价

2.1 无因次群体系下的因素及水平

基于从 WZ/CW 油田群油藏特点抽提出的典型低渗油藏模型 (图 1),考虑储层致密,设计方案为连续 CO₂ 驱 [5]。该过程主要为油气两相渗流,因此本无因次群体系没有考虑水油流量比、水驱残余油项,但引入上节所述水中 CO₂ 溶解参数群 R_{sw} 与储层韵律系数群 U-D,共 10 个参数群 (表 1),参数取值范围取决于目标油田群特征)。方案考核指标为采收率 (O-R) 与埋存量 (CO₂-S),后者为埋存量与原油储量之比,单位为 m³/m³。

2.2 典型 CO₂ 驱方案的设计

CO₂ 驱提高采收率与埋存设计属于多因素、多水平、多目标研究工作,难度高,工作量大。研究将 2 水平析因设计引入 CO₂ 驱设计中。首先将表 1 群组中各因素取不同水平进行科学组合,然后将组合中无因次参数换算成具体单项指标赋给油藏进行模拟,最后通过对方案结果的统计分析,拟合出指标与各因素间的预测模型 [10-12]。考虑表 1 中 CO₂ 驱 10 个无因次参数群,利用实验设计法得到 32 组典型的 CO₂ 方案设计与指标 (见表 2),限于篇幅给出了前 15 个方案的参数与指标明细)。

2.3 方案结果的统计分析

2.3.1 关于原油采收率

表 3 给出了本设计各方案采收率指标的方差分析表。从方差分析结果可以检查模型中每一项的显著性,如果 P 值小于预先设定的 α 水平 (如 1%),则说明该项是显著的 [3]。表 3 中本设计显著性 P<0.0001,说明设计可靠性比较好。同时,由采收率 Half-Normal 图 4 (因素影响越显著,偏离直线距离越大 [3]) 可以看出:无因次参数体系中各因素对采收率指标影响显著性程度排序为:储层韵律性因子群 U-D、原始含油饱和度 S_{oi}、气流流动比 M_{go} 等。其中储层韵律性因子 (J) 显著性最高,设

表 2 无因次群组体系下的典型 CO₂ 驱设计方案

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	指标 1	指标 2
	RL	Na	M_o^g	N_g^o	PID	PPD	Soi	Sorg	RSW	U-D	O-R	CO ₂ -S
	比例	比例	比例	比例	比例	比例	小数	小数	比例	比例	%	m ³ /m ³
1	0.0703	0.008	4.1	0.07	0.93	0.31	0.8	0.2	0.1	11	34	178
2	0.7071	0.035	4.1	0.02	0.93	0.16	0.6	0.1	0	11	46	250
3	0.0703	0.039	4.1	0.06	0.93	0.16	0.6	0.1	0.1	119	40	213
4	0.7071	0.176	4.1	0.02	0.93	0.31	0.8	0.2	0	119	29	150
5	0.0703	0.008	10.6	0.06	0.93	0.16	0.6	0.2	0	119	36	190
6	0.7071	0.035	10.6	0.03	0.93	0.31	0.8	0.1	0.1	119	23	119
7	0.0703	0.039	10.6	0.07	0.93	0.31	0.8	0.1	0	11	29	160
8	0.7071	0.176	10.6	0.02	0.93	0.16	0.6	0.2	0.1	11	50	271
9	0.0703	0.008	4.1	0.06	0.93	0.16	0.8	0.1	0	119	32	170
10	1.0607	0.035	4.1	0.03	0.93	0.31	0.6	0.2	0.1	119	32	162
11	0.0703	0.039	4.1	0.07	0.93	0.31	0.6	0.2	0	11	43	230
12	0.7071	0.176	4.1	0.02	0.93	0.16	0.8	0.1	0.1	11	40	209
13	0.0703	0.008	10.6	0.07	0.93	0.31	0.6	0.1	0.1	11	36	190
14	0.7071	0.035	10.6	0.02	0.93	0.16	0.8	0.2	0	11	43	231
15	0.0703	0.039	10.6	0.06	0.93	0.16	0.8	0.2	0.1	119	28	151

计中加以考虑很有必要。

表 3 采收率指标方差统计表

变差来源	方差和	平均方差	F 值	P 值
模型	1702	131	25	< 0.0001
A:RL	17	17	3	0.0856
B:Na	8	8	2	0.2214
C: M_o^g	138	138	26	< 0.0001
D: N_g^o	16	16	3	0.0961
E:PID	14	14	3	0.1154
F:PPD	13	13	2	0.1338
G:Soi	177	177	34	< 0.0001
I:Sorg	54	54	10	0.005
J:U-D	756	756	143	< 0.0001
AJ	461	461	87	< 0.0001
BI	9	9	2	0.2086
BD	34	34	7	0.0199
残差	95	5		
综合	1797			

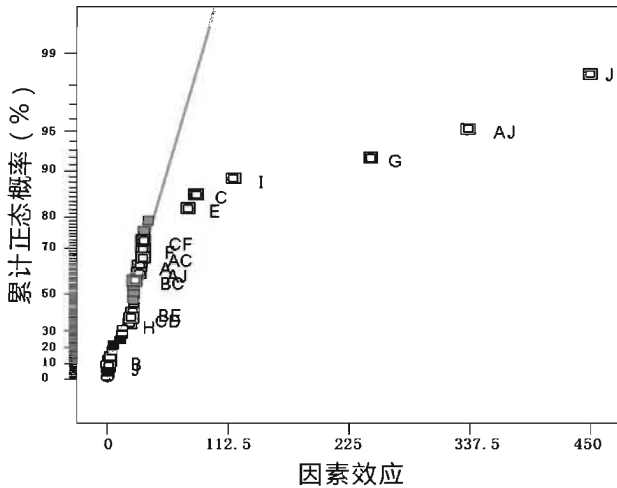


图 4 采收率指标 Half-Normal

2.3.2 关于 CO₂ 埋存量

图 5 给出了由埋存量指标的 Half-Normal 图, 可知: 所涉及的参数中对于低渗油藏 CO₂ 驱过程中埋存量影响的重要性程度依次为: 韵律渗透率系数 U-D、储层形状因子 RL 与储层韵律系数 U-D 的交互作用项、初始含油饱和度 Soi、CO₂ 溶解系数等。其中储层韵律性因子显著性最高, CO₂ 溶解系数 (I) 也有较显著的影响, 有必要在设计中加以考虑。

2.4 采收率与埋存量预测模型建立

本节基于 10 组无因次群组与试验设计方法得到 32 个典型方案 CO₂ 驱的设计参数明细与指标, 同时其结果的方差分析表也表明该设计体系可靠性较好。最后基于该设计体系建立低渗油藏 CO₂ 驱采收率和埋存量指标与各无因次群之间的简单关系式和预测模型 (式 3、式 4)。

通过该简洁的的评价模型能够快速对低渗油藏 CO₂ 驱过程中的变量进行筛选和分析, 确定不同因素的影响机理及其交互作用, 确定不同油藏条件、不同设计情况下 CO₂ 方案的提高采收率与埋存潜力, 提高方案优化研究工作效率。

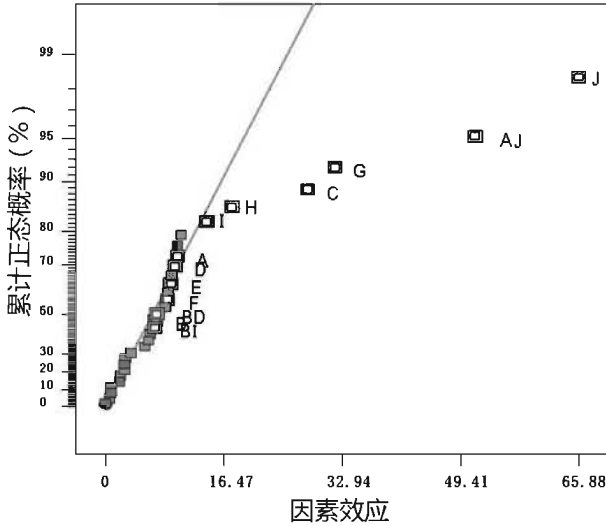


图 5. 埋存量指标 Half-Normal 图

3 模型可靠性验证

为了检验无因次方法所得 CO₂ 驱评价模型的可靠性, 本节利用前面相同的试验设计方法也设计了 13 个原始参数体系下典型 CO₂ 驱方案。由于参数较多, 原参数体系下共需要 64 套方案。通过对其结果的统计分析, 建立了该体系下的采收率和埋存量指标与各因素之间关系式见式 5-6。

$$\begin{aligned}
 O-R = & -39.2 \\
 & +0.9 \times L + 0.4 \times H \\
 & -78.6 \times K_z / K_x + 53.6 \times K_{ro}^o \\
 & +0.01 \times P_p + 44.2 \times R_{sw} \\
 & +28.9 \times U-D - 1.4 \times L \times K_{ro}^o \\
 & -0.4 \times H \times (U-D) \\
 & +77.1 \times K_z / K_x \times (U-D) \\
 & -0.03 \times P_p \times R_{sw}
 \end{aligned} \tag{5}$$

$$\begin{aligned}
 CO_2-S = & -874.3 - 11.4 \times L \\
 & +15.2 \times H - 141.4 \times K_x \\
 & -1900 \times K_z / K_x + 537.2 \times K_{ro}^o \\
 & +0.17 \times P_i - 0.1 \times P_p \\
 & +504.8 \times R_{sw} + 1190.6 \times (U-D) \\
 & +7.4 \times L \times K_x - 16.1 \times H \times (U-D) \\
 & +1806.4 \times K_z / K_x \times (U-D)
 \end{aligned} \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
 O-R = & +16.6 \\
 & -110.4 \times R_L - 48.9 \times N_a \\
 & +0.02 \times M_o^g + 294 \times N_g^o \\
 & +20.2 \times P_{ID} - 15.6 \times P_{PD} \\
 & -24.9 \times S_{oi} + 13.8 \times S_{org} \\
 & +0.4 \times U-D \\
 & +126.1 \times R_L \times U-D \\
 & +1098.9 \times N_a \times N_g^o \\
 & +174.3 \times N_a \times S_{org} \\
 & -14.9 \times M_o^g \times N_g^o
 \end{aligned} \tag{3}$$

$$\begin{aligned}
 CO_2-S = & +206.8 - 712.4 \times R_L \\
 & -636.6 \times N_a - 10.4 \times M_o^g \\
 & -376.4 \times N_g^o + 90.9 \times P_{ID} \\
 & +48.3 \times P_{PD} - 152.1 \times S_{oi} \\
 & +151 \times S_{org} - 48 \times R_{sw} \\
 & +15.9 \times U-D \\
 & +11.7 \times R \times M_o^g \\
 & +126.7 \times R_L \times R_{sw} \\
 & +667.1 \times R_L \times U-D \\
 & +9.98 \times N_a \times M_o^g \\
 & +496.4 \times N_a \times P_{ID} \\
 & +123.8 \times M_o^g \times N_g^o \\
 & -13.5 \times M_o^g \times P_{PD}
 \end{aligned} \tag{4}$$

利用以上无因次群组与原始参数 2 个体系下得到的评价模型 (3-6) 对 30 个油藏 CO₂ 驱方案采收率与埋存量指标进行了预测; 同时, 利用数值模拟方法对这些方案进行模拟验证, 结果见图 7。其中左图中横坐标为油藏数值模拟所得采收率值, 纵坐标为本研究 2 个预测模型预测采收率值, 右图为 CO₂ 埋存量相应指标。如果模型预测值在图中 45° 线附近则说明预测结果与实际计算结果接近, 模型较可靠。

由图 7 左右 2 图可以看出: 基于两套参数体系方法所建立的关于 CO₂ 驱采收率与埋存量指标的预测模型能够对研究范围内不同因素及水平组合下的方案进行预测, 且预测的趋势基本一致。其中无因次群组方法得到的预测模型的预测准确性更高, 误差在 10% 以内; 而由原始参数体系拟合出的预测模型相对误差稍大, 最大达 20%。主要是因为原参数体系变量较多, 需要增加方案个数以丰富数据信息。但两种体系对于 CO₂ 驱开发设计的采收率和埋存量的趋势都能较好的预测, 从而验证了

采用无因次设计方法协助进行 CO₂ 驱设计分析的可靠性。

3 结论

(1) 将无因次准则群法引入低渗油藏 CO₂ 驱评价研究, 并增加了水中 CO₂ 溶解系数与储层韵律系数群, 使得该体系更能体现油藏 CO₂ 驱动态特征, 增加了其适应性;

(2) 利用试验设计方法设计无因次群体系下 10 个因素 32 个典型 CO₂ 驱方案, 由方差分析方法等验证了该设计的可靠性; 生成了 CO₂ 驱采收率与埋存的预测模型, 可对目标油田 CO₂ 驱潜力快速评估;

(3) 本设计方法相比原参数体系下设计工作, 可以节省 50% 以上模拟工作量, 快速实现研究目标, 缩短了研究工作周期, 提高了研究工作效率。

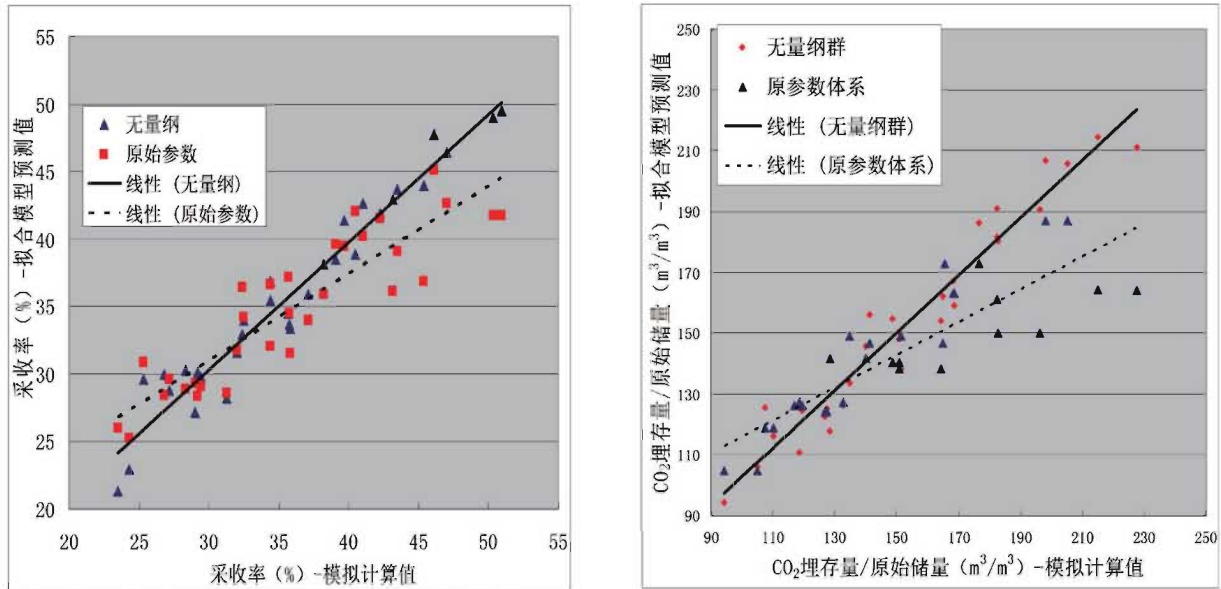


图 7 两种模型对于采收率 (左) 与埋存量 (右) 指标的预测可靠性对比图

参考文献

[1] X. Xiang, W. Zhou, J. Zhang, et al. The Potential of CO₂-EOR in China Offshore Oilfield[C] SPE115060, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 20-22 October 2008.

[2] 雷霄, 邓传忠, 米洪刚, 等. 涪洲 12-1 油田注伴生气近混相驱替机理实验及模拟研究 [J]. 石油钻采工艺. 2007, 29 (6):32-34.

[3] 李保振, 张贤松, 康晓东, 等. 基于响应面法的海上油藏注气参数设计方法 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2015, (2):101-106.

[4] Z. Liang, R. Bo, H. Haidong, et al. CO₂-EOR and storage in Jilin oilfield China: Monitoring program and preliminary results [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2015, 125:1-12

[5] 李保振, 李相方, Kamy Sepehrnoori 等. 低渗油藏 CO₂ 驱中注采方式优化设计 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2010, 32(2):101-107.

[6] D. J. Wood, L.W. Lake, Johns, V. Nunez. A Screening Model for CO₂ Flooding and Storage in Gulf Coast Reservoirs Based on Dimensionless Groups. SPE 100021, 2006.4.

[7] XN Long, D Tran, BF Kohse, et al. Simulation of CO₂ Storage in Saline Aquifers. SPE125848, 2009.10.

[8] S. M. Benson. Confidence building in CCS: the role of industrial analogues. In Workshop on Confidence Building in the Long-term Effectiveness of Carbon Dioxide Capture and Geological Storage, IEA Greenhouse Gas R&D Programme and Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) of the Government of Japan, Tokyo, Japan, 2007.

[9] L. NGHIEM, V. SHRIVASTAVA, B. KOHSE, Simulation of Trapping Processes for CO₂ Storage in Saline Aquifers, Petroleum Society, PAPER 2009-156.

[10] 雷怀彦, 龚承林, 官宝聪. 注 CO₂ 混相驱油藏筛选新方法. 中国石油大学学报, 2008, 32(1):72-76.

[11] 毛在砂, 杨超. 量纲分析中如何选取无因次准数中的特征参量 [J]. 化工高等教育, 2012, 3: 69-72.

[12] 杨超, 李彦兰, 韩洁等. 顶部注气油藏定量评价筛选方法 [J]. 石油学报, 2013, 34(5):938-946.

大数据背景下的数据管理模式探讨

崔玉杰*, 徐志伟, 王丽娟

(中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司信息中心, 吉林 松原 138000)
cuiyj-jl@petrochina.com.cn; 413178137@qq.com

摘要: 企业信息化建设多年, 形成了大量的数据库, 但是封存在库中的数据, 并不利于网络发现和价值实现, 在大数据分析已经成为国家战略的同时, 早期的数据建设方式已经成为整合分析的掣肘。本文结合数据管理进行了三个方面的总结分析, 为后期建设方式提供有价值的思路: 数据孤岛及产生原因、影响数据质量的原因分析、数据开放模式探讨。总结出打通数据孤岛, 提高数据质量, 开放数据接口是大数据分析的基本前提。通过优化管理流程, 调整管理模式, 搭建开放数据平台, 订立统一标准, 实现数据的改革开放。
关键词: 大数据; API; APIstore

Discussion on Data Management Model in the Background of Big Data

CUI Yujie*, XU Zhiwei, WANG Lijuan

(PetroChina Co Ltd Jilin Oil Field Branch Information Center, the songyuan City of jilin Province, 138000)

Abstract: Enterprise informationization construction for many years has formed a large number of databases, but the data stored in the database is not conducive to network discovery and value realization. At the same time, large data analysis has become a national strategy, and the early way of data construction has become a constraint of integration analysis. In this paper, three aspects of data management are summarized and analyzed to provide valuable ideas for later construction methods: data island and its causes, analysis of the causes affecting data quality, and discussion of data open mode. It is concluded that the basic premise of big data analysis is to break through data islands, improve data quality and open data interface. By optimizing the management process, adjusting the management mode, building an open data platform, setting up unified standards, the reform and opening up of data can be realized.

Keywords: Big data; API; API store

0 引言

石油石化企业大规模的数据建设已经进行了数个年头, 企业信息化建设多年, 按照各个专业形成了大量的专业数据库, 但是封存在库中的数据, 并不利于网络发现、数据挖掘和价值实现。在大数据分析已经成为国家战略的同时, 早期的数据建设方式已经成为整合分析的掣肘。基于大数据的概念, 从三个方面进行讨论: 数据的现状及产生原因, 组织机构和数据的关系, 数据开放模式探讨。

大数据 (Big data), 指无法在一定时间范围内用常规软件工具进行捕捉、管理和处理的数据集合, 是需要新处理模式才能具有更强的决策力、洞察力和流程优化能力的海量、高增长率和多样化的信息资产。

从本质上讲, 大数据是指按照一定的组织结构连接起来的数据。它的特色在于对海量数据进行分布式数据挖掘, 实现大数据分析的基本前提是互联网和数据开放。让数据能被捕捉, 通过整合连接, 人工分析结合机器分析, 从而挖掘出有价值的东西。

作者简介: 崔玉杰, 男, 中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司信息中心, 长期从事数字吉林油田建设。

1 数据孤岛及产生原因

企业信息化建设突飞猛进,企业管理职能精细划分,信息系统围绕不同的管理阶段和管理职能展开,产生了各种业务系统,所有数据被封存在各系统中,信息的共享、反馈难,使企业无法适应当今快速多变、全球化竞争的市场环境,企业的生存和发展将面临极大的挑战,由于建设方式和建设观念没有实质性的改变,孤岛还在陆续的建设过程中。在大数据分析的背景下,这些孤立的数据面临着整合分析和利用。大数据必须建立在相对完善的数据基础上,那么,如何快速、低成本地打通“数据孤岛”?就需要了解孤岛是怎么产生的。

技术迭代是信息孤岛产生的原因之一。随着互联网的普及,越来越多的CS系统被陆续淘汰,用户需要通过网络迅速的找到自己需要的数据,BS的系统开发逐步普及。而随着云计算,大数据分析的发展,系统的边界变得越来越不清晰,不能被网络用户找到的系统数据,会逐渐被边缘化,沦为数据孤岛,从而反推着技术迭代。

机构职能范围变更是孤岛产生的另一个原因。一个业务系统往往是围绕着当时的业务范围和职能开展的,但是企业的组织机构和业务范围是随着时间变化的,从而需求也产生了变更,用户的要求也会改变,原系统不能快速适应迎接新的变化,或者当时开发的时候就没有足够考虑系统能否升级来适应新的用户需求。重新开发就成了唯一选择,原系统会被淘汰或者沦为孤岛。

系统的建设方式是孤岛产生的原因。信息系统建设在国企里是计划经济的一部分,有投资计划才有系统的建设,而投资计划受单位领导更替,组织机构变更或者调整,系统开发单位的技术支持能力等多方面的影响。而系统建设是以用户需求为中心,最大限度的满足用户的需要,这往往需要多年的升级迭代,这就需要投资计划能够同步实施,直到满足用户需求为止。直到目前,用户的需求还不是投资计划下达的决定性条件,在系统还没有达到用户需求的情况下往往就终止了投资计划的事还是屡见不鲜,而得不到用户满意的系统,会逐渐被边缘化,徒增维护的工作量,最后沦为信息孤岛。

无法保证数据完整性的数据中心是另一种类型的数据孤岛。数据中心并不是所有业务系统的简单求和,包括旧有的管理流程的梳理、不规范的数据格式的统一、不同介质的数据的挽救和重现等等,在这个整合的过程中,数据中心只是单一的职能机构,在面临不同业务部门的数据建设过程中,数据问题的背后往往是更多业务管理的问题。而这个是数据中心并不具备的,数据的完整性难以保证,从而让中心的数据库的用户信任度降低,

从而沦为另一种意义的孤岛。

2 影响数据质量的原因分析

亚里士多德的第一性原理的思想方式是用物理学的角度看待世界,就是说一层层拨开事物表象,看到里面最基本的本质。

数据管理流程冗长是数据质量不高的原因之一。很多企业的信息化建设是通过增设信息建设单位来完成信息化的使命。数据统一到中心主库管理,在这个过程中,企业信息化标准规范的流程无法通过这样一个单一的部门实现下达,数据规范化约束管理没有实施单位,数据的完整性也由于种种原因无法得到保证,业务数据在脱离了管理部门后质量也无法保证。为了解决这种协调管理问题,就需要更高一级建立一个节点,例如:企业信息管理委员会等。建立临时机构来协调这个流程,致使流程层级增多,效率降低,数据质量难以保证。管理企业的数据建设不是简单一个部门或者几个部门的事,来自于一个企业的顶层设计,顶层规划,顶层实施。

数据建设管理脱离数据源点单位是数据质量不高的另一个原因。数据的源点单位就是数据建设的基本主体。用谁的数据谁来建设。在源点单位部署采集系统,建设和管理的主体应该是对该系统产生的数据有完整约束、快速管理考核的组织机构,而这个组织机构恰恰就是这个源点单位的基层管理部门。离开了本组织机构管理的数据无法生存,数据质量无法得到保证。

数据的多组织机构管理是保证数据完整性的方式。数据会以很多种方式存在,可以是字符、数据、图片、文档、音频、影像、大数据体等等方式,存储的介质多如牛毛,这些数据星罗棋布的分布在各个数据管理单位和部门,在信息化的过程中,单纯通过数据中心(信息中心)是不能保证数据的完整性的检索。前面提到的数据源点单位和数据的基本关系,数据在脱离组织机构无法保证数据的质量和生命。而数据的完整性又如何得到实现那?各组织机构开放数据接口可以成为一种有意义的尝试,数据中心(信息中心)根据元数据信息整合接口数据,实时数据同步,从而保证了数据的唯一性和完整性。档案馆、数据源点单位、数据中心(信息中心)的多点数据管理将是数据完整性管理的呈现方式。

3 数据的开放模式探讨

近些年“大数据”概念的兴盛,“开放数据”(open data)随之受到政府和企业的重视并纷纷纳入议事日程。

有三种开放方式，完全公开、机器可抓取，授权公开。无论哪种开放的方式，组织机构的数据应该可实现 WEB 连接；数据可以基于 HTTP 协议进行传输；制约数据连接的是管理方式和对数据资产的认识，数据作为资产在网络上实现价值传递，让数据能够更多的被检索到，也是标准规范的传递。

数据是组织机构的资产，让数据体现价值。对于有形资产我们容易管理起来，数据和成果这种无形资产的管理对于一个企业来说是一个全新的领域。由于无法衡量对应的价值和保密等因素，这些数据和成果长期保留在系统里、数据库里、档案馆里或者研究人员的电脑里。更多的成果在内部评奖之后就束之高阁了。而在 BAT 这样的企业中，通过收购数据和用户资产，来实现快速整合和扩张已经成为趋势。搭建开放的共享平台，在大数据，大共享的时代，打破数据封闭状态，让数据跨部门、夸区域流转起来，为各个系统提供服务，避免了重复建设，重复投资，重复分析。数据的价值实现也能反哺系统投资，从而优化服务质量，提高系统的生命周期。

开放各组织机构数据接口是数据唯一性、标准化管理的前提。接口技术结合互联网让系统的触角可以延伸到更远的地方，WEBSERVICE、WEBAPI 的技术应用，让企业生产生活的基本信息有了统一的发布接口，同时把数据的标准和规范下达到第三方系统。举例来说，日常工作过程中，很多系统经常需要大量采集个人的基本信息，而人事部门应该有完整的信息，由于系统接口封闭，第三方系统需要这些信息的时候，只能重复采集，或者连接底层数据库，有可能造成数据的不一致，形成多版本数据，数据的价值和标准规范也无法得到体现和传播。腾讯的 qq 和微信用户认证就是一个很好的例子，第三方的程序不需要采集过多的用户信息，就可以确认人员身份，而腾讯只是开放了一个 API 接口。

通过以上的分析，打通数据孤岛，提高数据质量，开放数据接口是大数据分析的基本前提。我们尝试着梳理出一张数据的流程图，如图 1。

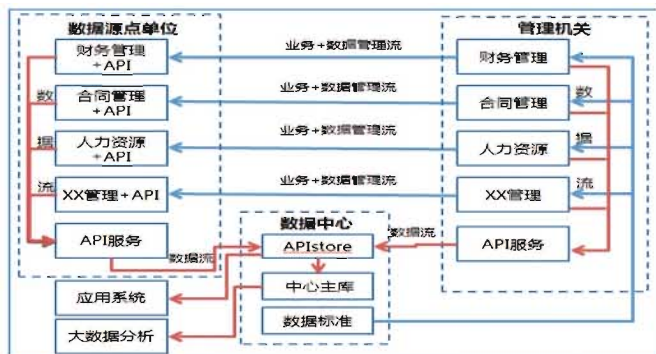


图 1 数据流程图

数据源点单位分布式部署数据库和 API，还需要让这些数据和接口让用户检索到，那么，就需要有一个统一的发布平台，APIstore 就是这样的平台，承载了大量专业应用系统的 API 集散中心，提供免费或者付费服务，是一个连接开发者、服务商的一站式分发和检索平台。也是实现数据资产价值转化的平台。通过一个统一平台发布各组织机构、各专业完整的数据接口，便于其他待建系统的开发人员检索，为应用系统提供数据，也可以给不同地区公司提供检索平台，避免重复开发。从而实现数据资产的转移和重用，让数据资产产生价值，在传播数据的同时，也传播了标准和规范。数据中心通过该平台整合数据，引用到中心主库，为大数据分析提供服务，保证数据的源头唯一性，数据完整性的统一。

百度的开发者中心（APIstore），各个公司通过该平台发布接口，形成海量接口汇集的平台，数据分析和应用需求可以通过简单的整合这些接口，从而快速实现价值，如图 2、图 3。



图 2 API store 的首页



图 3 API 列表页面

4 结语

大数据时代，海量数据是企业重要资产，囊括了企业业务几乎所有的数据需求，未来更将是企业最具价值的资产，利用数据提高竞争力，从预测购买行为，到驱动创新项目以增强客户服务或提高生产力，实现精细化管理。所以，对企业而言，具备大数据分析能力至关重要。

吉林油田作为三低油田，开发进入了中后期，大数

据分析已经提上了日程，没有可靠的数据、没有开放的数据，是无法进行大数据分析的，通过梳理数据管理流程，结合百度等公司的成功案例，抛砖引玉，搭建具有自主知识产权的数据开放平台，从而为大数据分析铺平道路。

当然，大数据的建设不是一蹴而就的，数据从封闭到开放观念的转变不是一朝一夕的事，开放数据建设规划也应该有条不紊的展开，在国家层面，行业领域，逐步消除壁垒，形成数据有价值的流转，数据从支流汇成数据湖泊，乃至数据的海洋。

参考文献

- [1] 崔玉杰. 云技术与信息系统建设的革命, 数字油田国际会议, 青岛 2017.10.
- [2] 大数据的本质, (百度百科), 2019
- [3] 崔玉杰. 企业信息化与数据资产管理, 2018.

大数据技术在油田经营管理领域的应用探索

范友贵*, 崔维菊, 钟江

(吉林油田公司信息中心, 吉林松原 138000)
Cuiwj-yl@petrochina.com.cn; 45958818@qq.com

摘要: 油田行业经历了几十年的生产发展历程, 其经营管理数据存在数据量大、来源多、结构复杂、应用的信息系统多而杂等特点, 为了从中挖掘出有用的信息资源, 使其成为节能降耗、提质增效的有力抓手。本文提出将大数据技术应用于油田经营管理中, 采取“合理定位, 统一部署, 灵活应用, 数据贯通”的设计思路建立数据平台, 集成企业全景数据, 实现数据集成、规范和标准化的存储管理, 实现数据集成、规范和标准化的存储管理, 以及单点登录、多渠道访问和界面的统一。应用结果显示该技术在油田中的应用满足油田总部、专业领域及所属企业对业务整体和分维度分析需求, 协助油田行业进行生产经营决策分析, 对提高油田企业的核心竞争力和整体效益有重要的作用。

关键词: 大数据; 信息技术; 经营管理; 数据挖掘; 数据展示

Research on Big Data Analysis Strategy for Operation and Management of "Wisdom Oilfield"

FAN Yougui*, CUI Weiju, ZHONG Jiang

(Information Center, PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan, 138000, Jilin Province, China)

Abstract: The oilfield industry has experienced decades of production and development, and its operation and management data are characterized by large amount of data, multiple sources, complex structure, and miscellaneous applied information systems. In this paper put forward the big data technology used in the oil field management, take "reasonable positioning, unified deployment, flexible application, data," the design idea of establishing data platform, integrated enterprise panoramic data, implementing data integration, the specification and standardization of storage management, data integration, the specification and standardization of storage management, as well as single sign-on, multi-channel access and interface of unity. The application results show that the application of this technology in the oilfield can meet the demand of the oilfield headquarters, professional fields and affiliated enterprises for the overall and sub-dimensional analysis of business, assist the oilfield industry to make production and operation decision analysis, and play an important role in improving the core competitiveness and overall benefits of oilfield enterprises.

Keywords: Big data; Information technology; Operation and management; Data mining; The data show

0 引言

近年来, 随着科学技术的不断发展, 大数据已经深入到人们的工作和生活中, 运用大数据技术实现对现代石油行业信息化管理, 成为现代石油行业信息化管理发展的重点^[3], 一些先进的企业已经把大数据分析引入到生产经营决策中来。随着“数字油田”、“智慧油田”

的建设和部署, 油田行业的信息化水平得到了很大的提高, 油田数字化建设为大数据分析提供了基本条件, 目前各应用系统已经产生了海量的经营管理类数据, 面对类型繁杂多样, 动态、实时、量大的油田数据资源, 如何从中挖掘出有用的信息资源, 使其成为节能降耗、提质增效的有力抓手, 这成为摆在我们面前的重要课题。

作者简介: 范友贵, 男, 中国石油吉林油田分公司信息中心 ERP 运维室负责人, 长期从事油田经营管理信息化工作。

1 大数据技术简介

大数据 (big data, mega data)^[2], 或称巨量资料, 指的是需要新处理模式才能具有更强的决策力、洞察力和流程优化能力的海量、高增长率和多样化的信息资产。在维克托·迈尔-舍恩伯格及肯尼斯·库克耶编写的《大数据时代》中大数据指不用随机分析法(抽样调查)这样的捷径, 而采用所有数据进行分析处理。大数据有 4 个特点, 分别为: Volume(大量)、Variety(多样)、

Velocity(高速)、Value(价值), 一般我们称之为 4V。大数据是需要新的处理模式才能具有更强的决策力、洞察发现力和流程优化能力的海量、高增长率和多样化的信息资产。大数据就是“未来的新石油”。大数据技术(如图 1 所示)的体系庞大且复杂, 基础技术包含数据的采集、数据预处理、分布式存储、NoSQL 数据库、数据仓库、机器学习、并行计算、可视化等各种技术范畴和不同的技术层面。

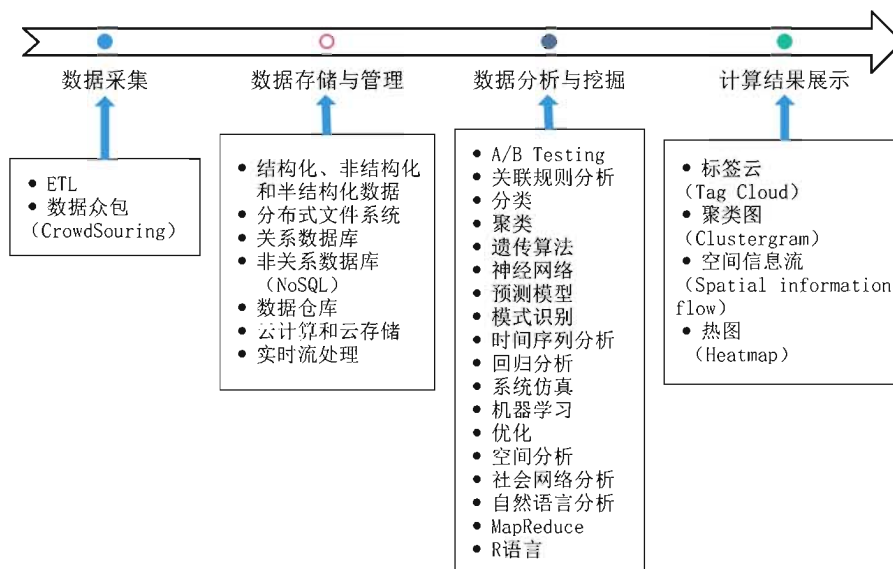


图 1 大数据应用技术

2 油田经营管理数据特点

油田行业经历了几十年的生产发展历程, 在人力资源、企业计划、财务管理、安全管理、物采管理、新闻发布等方面累积了海量的经营管理数据, 这些数据随着油田发展时间的推移继续呈指数级增长, 因油田行业的特殊性, 其数据也呈现出行业的差异性, 主要如下:

(1) 数据量大

油田行业涵盖的经营管理数据广泛, 从专业来说包含勘探生产、炼化生产、储运销售、天然气与管道、工程技术、工程建设、装备制造、科研以及海外勘探开发等, 从部门分工来说包含计划、财务、物资、HSE、人力资源、企业文化建设、党建等方面的数据, 目前已经累积了海量的经营管理数据, 并且随着移动互联网和智能终端的广泛普及, 数据生成的颗粒度和维度不断细化, 经营管理数据的体量也在不断扩展。

(2) 数据来源多

油田企业无论从资产规模还是从涉及的产业环节而言, 体量大、链条长, 既有来自企业内部的海量的经营管理数据, 也有来自行业间的相关数据, 如何打破数据壁垒, 实现高效集成, 是大数据技术在经营管理中充分应用的关键。

(3) 数据结构复杂

经营管理数据涉及的数据结构复杂, 既有来自于信息系统的标准结构化数据, 也有来自日常业务过程中的电子表格、报告、成果文档等半结构化数据, 还有来自于企业内外部、互联网等非结构化数据。

(4) 应用的信息系统多而杂

目前油田经营管理领域应用的信息系统既包含了 ERP 这种大型的、综合的来自国外的软件平台, 也包含一些自建的信息系统, 譬如合同管理系统、招标系统、

物采系统等公司统建系统，还包括一些地区公司自建系统，这些系统数据结构复杂，来源多样，利用大数据技术对这些海量数据进行分析，发现数据隐藏资源，提高数据利用率，真正做到用数据找油，提高油田经营管理效率，辅助决策，实现开源节流，提质增效。

3 油田经营管理中的数据管理及应用现状

油田行业的经营管理系统众多，数据量大，应用人数多，在应用层面已经达到了先进的水平，但是对数据的管理还很落后，主要表现在如下几点：

一是数据基础设施建设薄弱，数据处理落后。目前油田在经营管理数据方面缺乏大型数据库建设以及从事数据采集和分析的专业技术人才，各油田基本上以数据的收集、分类、加工、整理为主要形式，重采集轻分析，满足于信息的简单罗列和描述性概说，缺乏深层次的信息处理和分析。此外，数据采集及挖掘所需硬件配置也有待进一步加强。面对经营管理数据的体量庞大、结构复杂、来源多的特点，传统的数据存储能力和计算能力已经难以面对。

二是数据管理缺乏统一设计和展示平台，未形成有效的数据管理体系。大数据应用仍然以油田的科研和信息部门自主研究开发为主，油田总部统一设计、规划较少，对各种来源不同的数据尚未实现自动化和常态化获取，经营分析和决策需要的各类数据之间共享、衔接不足。

三是数据利用度低，数据交流整合需进一步加强。首先是各专业系统间缺乏有效的沟通交流，油田经营管理信息难以有效收集和整理；其次是拥有数据的企业对专业数据保密性强，人为的制约数据供给和供给时间，比如，经济统计数据、行业数据这类具有较高经济价值的的数据，企业为了自身的经济利益，企业常常会将这部分数据封锁起来，这给大数据分析和发展设置了鸿沟。

4 油田经营管理大数据分析架构设计

油田经营管理大数据架构设计（如图 2 所示）应本着“合理定位，统一部署，灵活应用，数据贯通”的设计宗旨，以总部统建及油田自建的经营管理系统为核心，以支持油田各机关处室和二级单位不同业务的数据分析和应用为目标，统一进行系统的实施及部署。

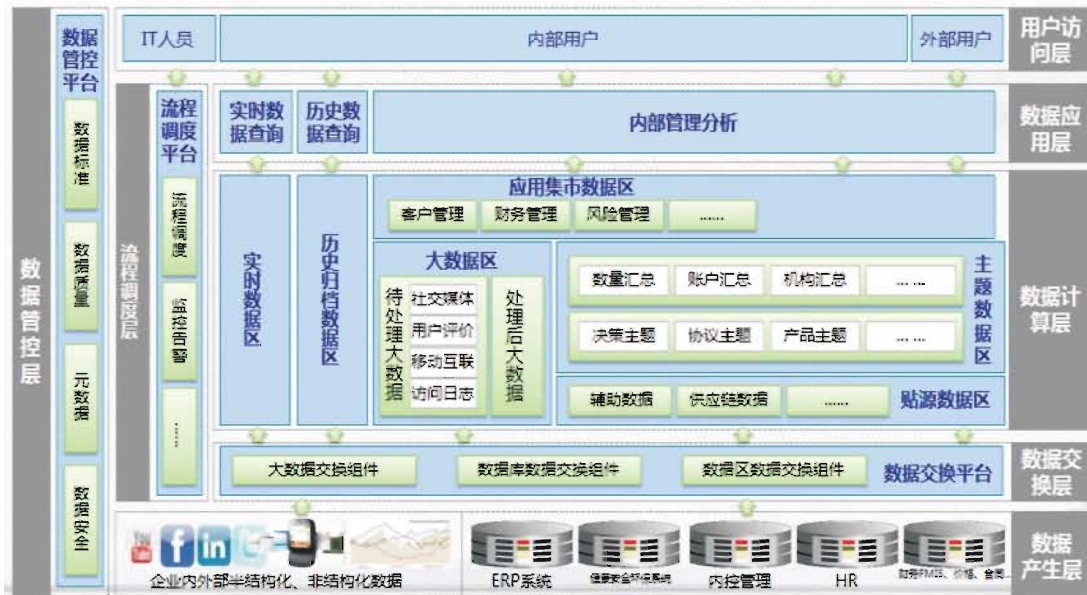


图 2 大数据应用平台架构图

建立企业大数据体系包括大数据基础平台^[3]、大数据分析报表与可视化、产品与运营分析、精细化运营平台、大数据产品、战略分析与决策等。

油田大数据分析平台要整合的源系统，包括：ERP系统、办公管理系统、内控系统、HR系统、供应链、财务审计以及社交媒体、移动客户端等油田经营管理各业务系统。在数据采集，按照规则从数据源直接采集，

避免重复采集数据。对于现有系统已采集的数据，发掘沉默数据的剩余价值。对于现有系统未采集的数据，增加采集点并发掘数据价值。

采集后的数据存储，遵照各域属地化存储原则存储。结构化数据根据算法自动生成图表参数等成果，非结构化数据通过特征抽取，成果存入底层 HDFS，由 Hadoop Mahout 等对成果进行分类产生分类数据集。数据集按照

规则进行数据统一清洗,清洗后根据不同专业应用需求,进行数据分发和权限控制。对于数据缺失不能满足应用需求的,要么修改数据清洗规则,要么重新采集数据。从各域共享数据和标签组合中,探索大数据对内对外的应用场景和未知价值。通过提供统一的数据分析服务。搭建统一的展示平台,整合分析资源,提供统一的算法模型库,为业务人员提供业务场景分析,提供模型算法服务,满足油田企业各级单位对数据应用的个性化需求。数据分析应用层可以提供和支持多种数据分析及挖掘工具(SPASS、R、SAS等)的使用,满足针对不同业务场

景进行建模和分析的要求。借助成熟的数据分析、展现工具(OBIEE、BO等)及自主开发的报表软件、展现门户等实现报表、业务查询及预测、指标监控及预警、关联分析、现场视频监控等前端应用。

大数据应用技术路线分为数据源、数据总线、数据基础平台、数据分析、数据展示应用五个层次。按照数据集中、应用分散的原则设计,即集成企业全景数据,实现数据集成、规范和标准化的存储管理,数据应用按需灵活部署,实现单点登录,多渠道访问,界面统一,见图3。

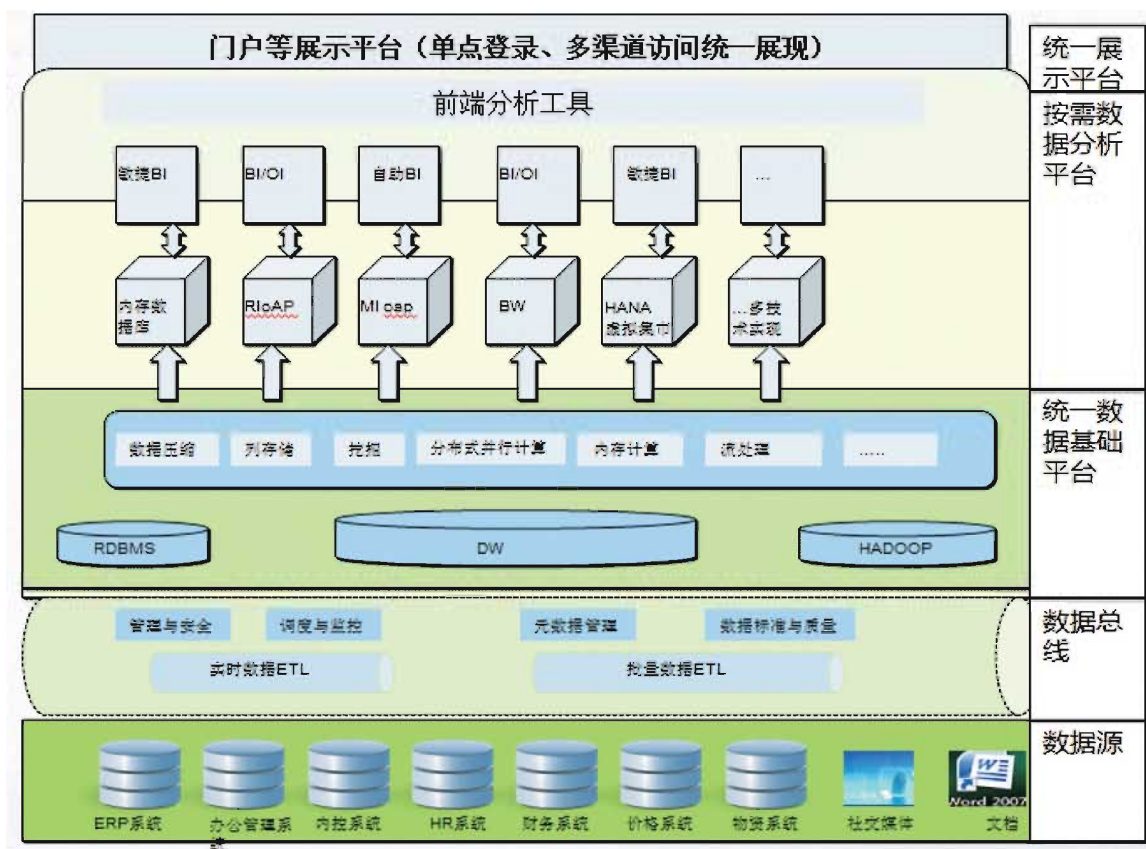


图3 大数据应用技术路线图

结合油田行业的战略目标,可以设计战略、风险、财务与资产、人力资源、投资、社会责任、科技创新、供应链管理、设备运行和销售市场等分析主题和应用场景,以满足油田总部、专业领域及所属企业对业务整体和分维度分析需求,以实现业务运行的实时监控,可分析、查看、追溯每笔业务操作行为,有效规避业务风险,提高决策的准确率。

5 油田经营管理大数据分析应用的保障措施

为了加快大数据在经营管理领域的应用步伐,真正

实现“用数据决策,用数据找油”的目标,我们需要根据以上架构设计对现有物理和技术环境进行改进和完善,以保障大数据技术的深入应用。

首先,要加强和完善大数据基础设施建设及服务功能,扩大大数据专业人才及技术引进力度。广泛应用物联网、云计算、数据实时分析产品、分布式数据处理系统等新一代信息技术,促进信息化与工业化的深度融合。此外还要加强经营管理数据库的建设,从而提高数据的通用性和存储效率,并借助于数据库管理系统,以它为中介,与各种应用程序或应用系统接口,使之能为大数据分析所用。

其次,要加快搭建统一平台,统筹大数据研发应用。加快油田各部门业务统计信息的生成、挖掘和流通速度,提高业务信息数据的质量。从组织保障、数据采集、数据共享、数据应用等方面入手,建立部门联络、分级管理、信息保密、授权使用、考核激励等一系列机制,加强平台建设及日常管理。开展大数据应用示范,提高应急处置能力和安全防范能力,提升服务能力和运作效率。

最后,要加速数据的挖掘及运用^[4],提高大数据在油田行业决策中的作用。有效挖掘、存储、处理、分析大数据,并创新性地利用大数据辅助决策,变“经验决策”为“科学决策”,提高管理效能。

6 大数据分析应用对油田经营管理的战略意义

目前大数据技术在一些油田已经得到了深入应用,一些大数据分析平台也已建立,大数据技术在油田经营管理领域的应用,改变了油田企业的内部运作模式,使业务人员能够利用企业的核心数据资产,推动 IT 能力由功能提供向数据服务转移,利用好大数据,可以为油田企业带来显著且明确的收益,对于油田的经营管理来说,主要表现在如下几点:

(1) 实现数据共享

通过大数据应用平台实现经营管理数据集中,可以使油田各单位在保证数据隐私和安全的前提下使用数据,充分发挥数据作为企业重要资产的业务价值。

(2) 提升经营管理相关信息系统运行效率

通过大数据分析,可以为管理分析、挖掘预测类等系统提供一致的数据基础,改变现有系统数据来源多、数据处理复杂的现状,实现应用系统建设模式的转变,提升相关 IT 系统的建设和运行效率。

(3) 加强业务协作

大数据技术的应用,可以实现分散在比如办公管理

系统、合同系统、ERP 系统、财务 FMIS、人力资源等各个业务系统中的数据集中和整合,有效促进业务的集成和协作。

(4) 改善数据质量

从中长期看,大数据技术能够对油田行业分散在各个经营管理系统中的数据进行整合、清洗,这有助于企业整体数据质量的改善,从而提高数据的实用性。

(5) 促进业务创新

管理人员可以基于明细、可信的数据,对经营数据进行多维度分析和数据挖掘^[5],为油田相关业务创新(业务范围创新、产品创新等)创造有利条件;为油田管理决策和战略发展提供重要参考。

7 结语

未来是大数据的时代,得数据者得天下,大数据对提高企业数字化运营管理水平,推动企业转型升级意义重大。运用大数据技术,实现对油田生产经营管理数据的统一采集、处理、存储、分析、应用和共享,对油田行业的未来发展有着重大意义,大数据是持续不断产生的过程,大数据应用也是持续不断深入的过程,应不断地深化大数据应用,挖掘数据价值,助力企业抢占大数据时代先机,提升核心竞争力。

参考文献

- [1] 李金诺. 浅谈石油行业大数据的发展趋势 [J]. 价值工程, 2013 (29)
- [2] 维克托·迈尔-舍尔维恩, 肯尼斯·库克耶. 大数据时代 [M]. 杭州: 浙江人民出版社, 2013
- [3] 应对“大数据”的卓越基础平台 [J]. IBM 整合新能力助力新民生高峰论坛, 2013
- [4] 刘国民, 孟祥菊, 李亚等. 数据挖掘技术在油田上的应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2009, (16)
- [5] 尚福华, 王燕, 赵静茹, 周代明, 王岩. 基于数据仓库的数据挖掘技术在油田中的应用研究 [期刊论文]. 长江大学学报 (自然科学版) 2005 (10)

基于时间序列分析的商业软件许可使用预测方法研究

孙剑*, 贾立辉, 杨澎涛, 范永合

(中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司物探研究院 山东东营 257000)
sunjian019.slyt@sinopec.com

摘要: 通过精确预测许可使用变化, 企业可以提前调配稀缺的商业软件许可, 同时掌握商务谈判的主动权。为此, 本文采用时间序列建模预测技术, 深入研究了经典的 ARMA 模型与最新的 RNN 模型在原理方法、缺失值处理、参数调优等方面的特点。在胜利油田的地质解释主力软件 Geoframe 许可使用预测实践中发现: (1) 因为参数 PACF 的计算复杂度随观测点数成指数级增长, 所以 ARMA 更适合做小样本建模 (<1K 观测点)。(2) 经过超参调优, RNN 训练 loss 从 4.7% 降为 2.2%, 每小时许可使用数的预测均误差为 6.31。(3) 因为节假日效益显著, 建议采用滚动训练-预测的策略。本文认为: RNN 网络对平稳的时间序列具有更强的拟合能力, 在数字油田建设上应用前景广阔。

关键词: 时间序列预测; ARMA; 循环神经网络; 长短期记忆网络

Prediction Method of Commercial Software License Usage based on Time Series Analysis

SUN Jian, JIA Lihui, YANG Pengtao, FAN Yonghe

(Geophysical Exploration Research Institute of Shengli Oilfield of Sinopec, Dongying, China)

Abstract: By accurately predicting licensing changes, enterprises can dynamically adjust commercial software licenses in advance and grasp the initiative in business negotiation. For this reason, this paper takes Geoframe, the main force of geological interpretation software in Shengli Oilfield, as the research object. After collecting 3-year usage data (over 22K observation points), both the features of classical ARMA model and latest RNN model were researched and compared on data preprocessing, modeling and parameter adjustment. The experiment finds: (1) As the computational complexity of PACF increases exponentially with the number of observation points, ARMA is more suitable for small sample modeling (< 1K observation points). (2) After tuning super-parameters of RNN, the loss decreases from 4.7% to 2.2% in training, and the mean error of prediction is 6.31 for license number per hour. (3) Given the significance of holiday effect, it is reasonable to adopt the loop strategy of training-prediction. Finally, RNN network has strong matching ability for stable time series, it is significant for the development of digital oilfield.

Keywords: Time Series Prediction; ARMA; RNN; LSTM

0 介绍

商业软件许可是企业用户使用该商业软件功能模块的电子授权凭证。因为其昂贵而又稀缺, 目前国内外很多公司开发了软件许可的监控管理软件。2009年, 物探研究院研发了专业软硬件共享系统^[1,2], 基于 Flexnet^[3]实现了 Geoframe、Petrel、Landmark、Eclipse、Direct、Peoffice、CGG 等商业软件许可的“集中共享、浮动管理”, 赋能勘探、开发、油藏等多个环节, 极大的提升了胜利

油田生产、科研效率, 降低了软硬件应用成本。10年来, 专业软硬件共享系统积累了超过 1300 万条许可使用数据。

2015年, 胜利油田“十三五”信息化建设规划提出: 面对低油价新常态的严峻形势, 油田信息化要打造资源共享、集成服务的“互联网+”信息生态环境, 实现信息技术与油田勘探开发、生产运行、经营管理、矿区服务等业务的深度融合, 利用智能化分析手段支持创新驱动发展, 为油田深化改革、转型发展、提质增效提供信

作者简介: 孙剑, 男, 高级工程师, 研究生, 研究兴趣: 机器学习、智能运维, 山东东营北一路 210 号。

息化支撑^[4]。通过研究许可使用定量预测技术,既可以结合专业软硬件共享系统已有的调度策略,实现软件许可、硬件资源的按需动态预调配,强化精细管理质量。又可以为未来软件采购、商务谈判提供数据支撑。

虽然针对海量许可使用数据的智能分析和预测方法的研究和应用尚处于空白,但是如果把许可使用历史数据看作是时间序列,那么时间序列分析和预测技术在自然科学、社会生活等领域有很多可借鉴的方法。文^[5]提出了一种提高风速预测的新方法,即先用 ARMA 预测风速特征,再输入神经网络研究预测风速。根据 1992-2014 年海南省社保基金收支和累计结余,文^[6]用 ARMA 预测 2015-2025 年,结果发现:未来 10 年海南省的社保基金偿付风险加重。文^[7]对空气污染物时序数据设计了 3 种缺失值处理算法,在此基础上搭建含有全连接层与 LSTM 层的深度循环神经网络用于时空预报。试验证明该模型优于传统的全连接神经网络。

本文以胜利油田地质解释主力软件 Geoframe 的 gf_iesx_seis3dv 模块许可(用于三维剖面显示)为研究对象,将软件许可每小时的使用量变化看作是时间序列。从定性和定量两个方面,对比研究了传统统计学 ARMA 模型和最新深度学习 RNN 模型的有效性和准确性。试验证明:对平稳时间序列,ARMA 只适合于小样本场景,主要瓶颈在 PACF 计算性能开销和模型复杂度。而 RNN 对大量样本具有更强的拟合能力,但需要特别注意节假日对预测的影响。

1 方法论

时间序列是指将同一统计指标的数值按其发生的时间先后顺序排列而成的数列。其形式化定义如式(1),其中 x_t 表示 t 时刻全油田同时使用该许可的总数。 N 表示观测值的总数。

$$X = \{x_t, x_{t+1}, \dots, x_{t+N-1}\}, N \geq 1 \quad (1)$$

时间序列分析的本质就是确定函数 f , 使其能够根据已有的历史数据对未来进行预测。其形式化定义如式(2), w_t 表示时窗, 根据时窗内 M 个已知观测值, 计算未来 1 小时的许可使用数, 记为 y_{t+1} 。

$$w_t = \{x_t, x_{t-1}, \dots, x_{t-M+1}\}, M \geq 1$$

$$y_{t+1} = f(w_t) \quad (2)$$

1.1 ARMA 模型

ARMA(AutoRegressive Moving Average)^[8] 是研究平稳随机过程的经典统计学模型。其形式化定义如式(3), 其中 ξ_t 表示白噪声。

$$y_{t+1} = \sum_{i=1}^p \varphi_i x_{t-i} + \sum_{j=1}^q \theta_j \xi_{t-j} \quad (3)$$

显然, ARMA(p, q) 是一个线性模型, 求解流程^[9]如图 1, 其中的关键两步:

- (1) 通过 ADF 检验 (Augmented Dickey-Fuller, 扩展迪基-福勒检验) 判定时间序列平稳性。
- (2) 计算 ACF (Auto Correlation Function, 自相关函数) 和 PACF (Partial Auto Correlation Function, 偏相关函数), 根据拖尾截断情况, 分别确定超参 p 和 q 。

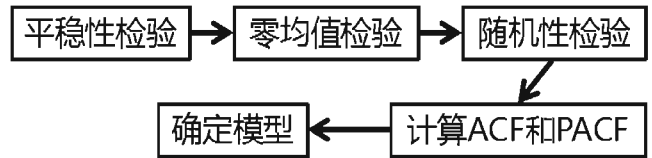


图 1 ARMA 建模流程

1.2 RNN 模型

RNN (Recurrent Neural Network)^[10] 是处理序列类型数据的深度神经网络模型。

网络结构图 2 可以看做是式(2)的 RNN 实现, 重点是每一个 Cell 单元包含一个相同结构、共享权重的深度神经网络。

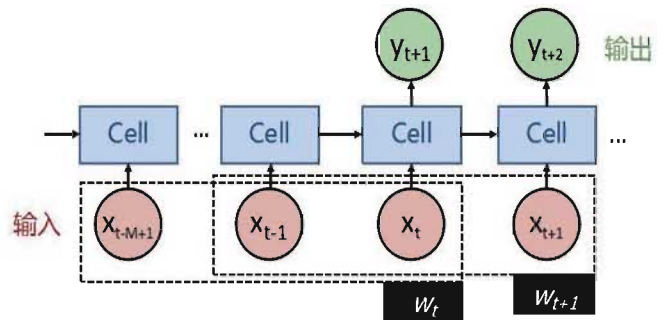


图 2 LSTM 结构示意图

常见的 Cell 类型有三种, 分别是普通 RNN^[10], LSTM^[11] 和 GRU^[12]。图 3 中每一个黄色方框代表深度神经网络, 其中的 σ (sigmoid) 和 \tanh 代表不同激活函数, σ 值域在 $[0, 1]$, 而 \tanh 在 $[-1, 1]$ 。

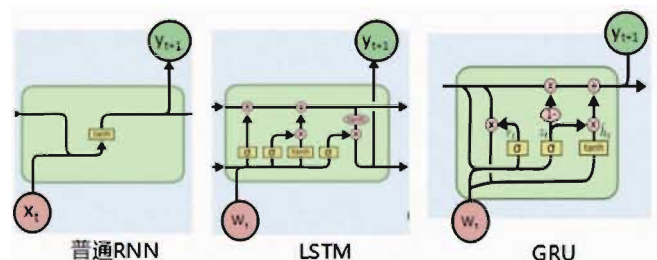


图 3 LSTM 结构示意图

图 4 说明 RNN 是一种非线性模型，文^[11]提出了 LSTM，通过精心设计的“门”结构，动态学习去除或者增加信息到神经网络的能力。试验证明了 LSTM 比普通 RNN 具有明显优势，因此成为主流选择。文^[12]证明 GRU 作为 LSTM 的简化，依然能够达到相当的效果。关于 RNN 模型及其变种的形式化定义以及反向传播算法推倒等理论内容，请参考文献^[10-12]。

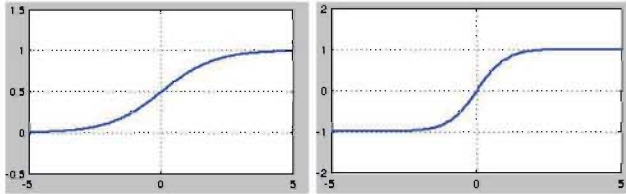


图 4 左图为 σ 函数，右图为 tanh 函数

2 试验设计与分析

本文研究的是从 2015 年 3 月 30 日 0 时至 2018 年 5 月 6 日 23 时，每小时 gf_iesx_seis3dv 模块的使用量，共计 22,152 个观测值。

其中 2015 年 3 月 30 日 0 时至 2018 年 4 月 18 日 23 时的序列作为模型训练和参数估计，占样本数据的 99%。试验使用相同的训练样本和评价指标，从不同模型、不同超参对应的函数集 $\{f_1, f_2, \dots, f_n\}$ 中，优选 f^* 模型进行预测，试验流程见图 5。

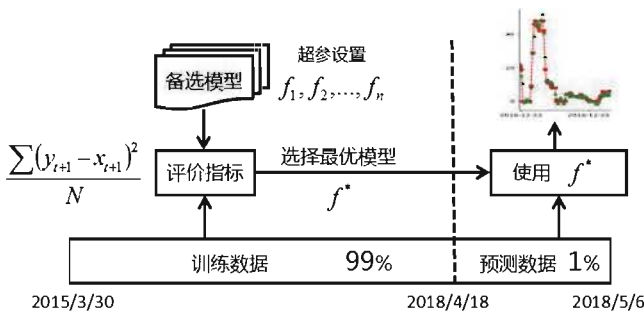


图 5 试验流程框架

实验软硬件环境如表 1。

表 1 开发环境列表

系统配置	Windows 7 64 位; 内存 16GB; Intel Core i7-5930K 六核
GPU	NVIDIA GTX 1070
编程语言	Python 3.6.3
ARMA 库	statsmodels 0.9.0
RNN 库	tensorflow_gpu-1.5.1

2.1 缺失值处理

为了对数据分布有更直观的认识，图 6 展示了 2016 年 5 月到 7 月的观测值变化折线图。首先，历史数据在 1 周内有明显的“5 高 2 低”规律。其次，就是存在大量缺失值，约 6000 个观测点。简单的线性或者非线性插值都不能获得理想效果，因此必须根据“5 高 2 低”规律，人工填值。

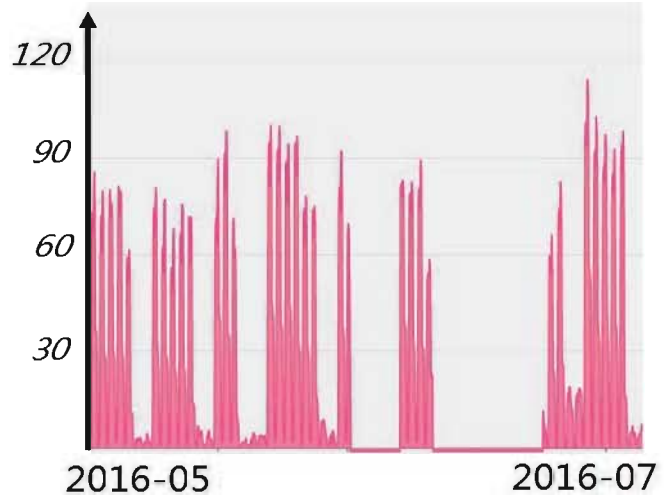


图 6 许可使用变化折线图

特别是 ARMA 模型，要求观测点的时间必须连续，否则统计学模型失效。对比来说，RNN 模型要求更宽松，只需要保证每一周的数据变化规律统一即可。甚至因为缺失周二 - 周四的数据，可以删除该周其他 4 天的观察记录。

2.2 ARMA 模型估计

如图 1 所示流程，依次执行：

(1) 验证序列平稳性。假设序列不平稳，根据 ADF 检验结果（如表 2）分析：因为 $-1.195e+01 < -3.431e+00$ ，即在 99% 的置信区间上显著认为序列平稳，而且 $4.269e-22$ 趋于 0，故拒绝原假设。

表 2 ADF 检验结果

Test Statistic	-1.195e+01
P-value	4.269e-22
Critical Value (1%)	-3.431e+00
Critical Value (5%)	-2.862e+00
Critical Value (10%)	-2.567e+00

(2) 验证零均值。经过统计，所有数据的均值为 $\mu=53.23$ ，方差为 $\sigma=39.93$ ，满足式(4)，所以验证通过。

$$|\mu| < 2\sigma \quad (4)$$

(3) 验证随机性。Ljung-Box 检验结果 p 值全为 0，故判定序列为非白噪声。

(4) ACF 计算结果如图 7，截尾阶数在 7000 附近。阶数 7000 之后，截尾全部落入置信区间。

PACF 直到 12000 阶时，截尾仍未收敛到置信区间。而且计算时间复杂度随阶数成指数级增长，试验中在计算 12009 阶时甚至出现计算崩溃，因此无法获得更大阶数的 PACF 值，详见图 8。

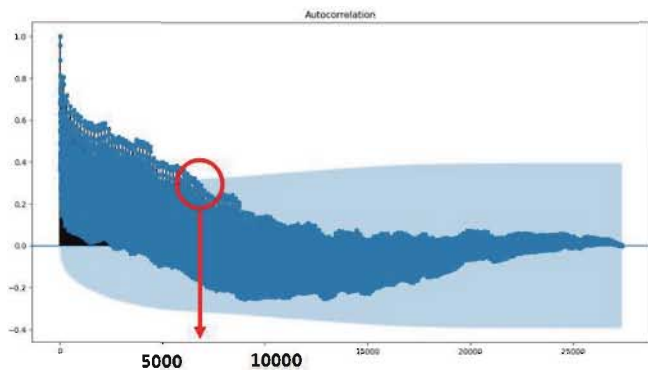


图 7 ACF 与阶数对应关系

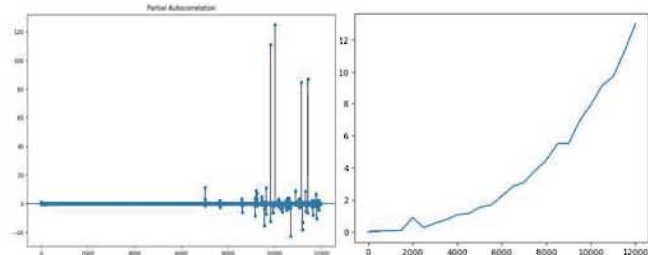


图 8 左图为 PACF 与阶数对应关系，右图为计算时间与阶数关系

(5) 即便是 $ARMA(p,q)$ 退化成 $AR(p=7000)$ ，该线性模型也需要 7000 个参数估计，也就是说为了预测未来 1 小时的值需要参考之前 7000 小时(约 291 天)的观测值。这样的模型不仅复杂，而且存在过拟合的陷阱。

2.3 RNN 模型估计

训练深度神经网络模型的关键是选择超参组合，使评价指标最优。本文从时窗大小、模型结构、优化器等多方面对比了 4 组超参组合对训练效果的影响，如表 3。所有的模型都经过 5000 次迭代训练，评价指标都能稳定收敛。 f_1 可以看做是对比基础，其他函数是在此基础上的逐步优化。

表 3 RNN 超参调优对比表

	f_1	f_2	f_3	f_4
优化器	自适应优化 AdamOptimizer		动量优化 MomentumOptimizer	
Cell 类型	LSTM		GRU+Dropout	
Cell 层数	1		2	
神经元	128	128	256	128
时窗	7*24	15*24	7*24	15*24
评价指标	0.047	0.034	OOM	0.022

本文发现：

(1) f_2 说明增加观测点确实能提高预测准确率，这符合认知直觉。

(2) f_3 对比 f_4 说明神经网络建模“深度”优于“宽度”。 f_3 增加单层 Cell 中神经元的神经元数，导致 TensorFlow 训练时内存溢出 (Out Of Memory 错误，缩写 OOM)。同样是 256 个神经元， f_4 改为堆叠两个 128 神经网络，并使用 GRU 简化 Cell 内部处理，配合 Dropout 正则化避免网络过拟合，训练效果确实更好。

综上分析，选择模型 f_4 作为最优 f^* 。然后用该模型预测未来一段时间的许可使用量变化。图 9 预测了未来 96 小时(2018 年 4 月 19 日 0 时到 2018 年 4 月 22 日 23 时)的结果，与真实观察值的平均误差为 6.31。

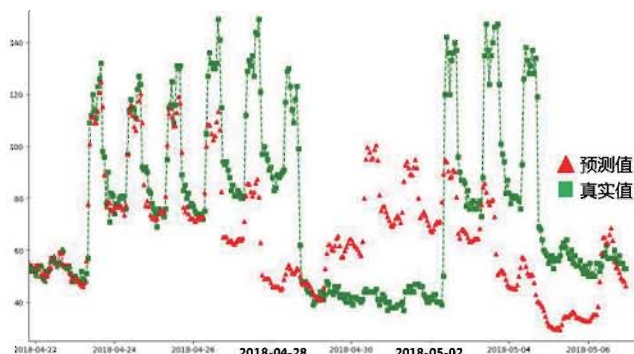


图 9 未来 4 天预测结果与真实值对比

而图 10 预测了后续 15 天的结果，发现前 4 天预测效果很好，但是后面 11 天的预测值与真实值出现较大偏离，平均误差放大到 25.28。究其原因是受到“五一假期”的影响，具体来说：2018 年 4 月 28 日(周六)调整为工作日，4 月 29 日到 5 月 1 日(周日到周二)放假，打乱了 1 周内“5 高 2 低”的模式。而 RNN 模型没有区分工作日和节假日，因此预测值和真实值失配概率加大。

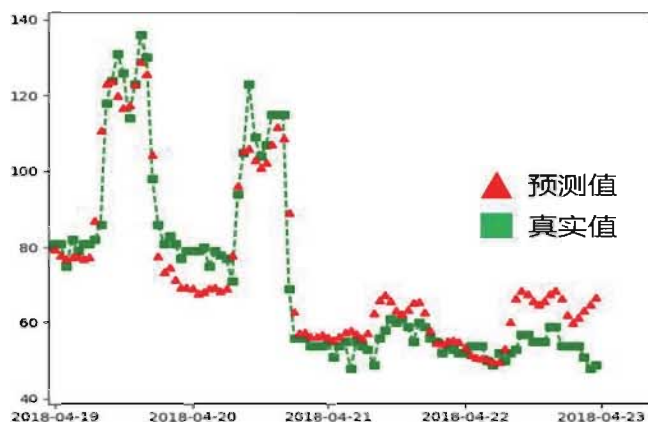


图 10 未来 15 天预测结果与真实值对比

3 结论

本文对 ARMA 和 RNN 建模进行了深入试验，特别在超参调优、影响因素分析方面具有代表性。鉴于节假日效益显著，建议区分工作日和节假日，分别建模分析。此外，推荐采用“滚动训练-预测”的策略，也就是说，缩短单次预测的时间段长度，将预测值与真实值的差异，以神经网络反向传播的方式更新模型参数，持续优化预测效果。

总的来说，受制于 PACF 的计算瓶颈，ARMA 模型只适合小样本的时间序列分析。而 RNN 模型对一维、平稳时间序列具有更强的拟合能力。可以预见到，基于深

度学习的大数据分析技术在更高维度、多种数据类型的场景下都具备传统统计学方法不可比拟的优势，在数字油田建设上具有广阔的应用前景。

参考文献

- [1] 王文蔚. 石油软件资源共享平台设计与实现 [D], 电子科技大学, 2011.
- [2] 董涛, 邱小果, 杨澎涛. 油田企业级软件共享系统的远程交互组件研究及实现 [J], 电脑知识与技术, 2014
- [3] Flexnet 官网, <https://www.flexerasoftware.com>
- [4] 胜利油田胜利油田十三五信息化发展规划, 2015.
- [5] 杨秀媛, 肖洋, 陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究, 中国电机工程学报, 2005.
- [6] 叶成徽. 基于 ARMA 模型的海南社保基金偿付能力风险的分析与预测, 内蒙古财经大学学报, 2017
- [7] 范峻翔 等, 基于 RNN 的空气污染时空预报模型研究, 测绘科学, 2017
- [8] Whittle, P. Hypothesis Testing in Time Series Analysis. 1951.
- [9] AR(I)MA 时间序列建模过程——步骤和 python 代码, <https://www.jianshu.com/p/cced6617b423>
- [10] Williams, Hinton, Geoffrey, "Learning representations by back-propagating errors". Nature. 1986.
- [11] Hochreiter, S., Schmidhuber, J. Long Short-Term Memory. Neural Computation, 1997
- [12] Chung, J., Gulcehre, C., Cho, K., and Bengio, Y. Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modeling, 2014.

一种基于电功图的抽油机工况识别深度学习模型

李向一^{1*}, 朱丹丹¹, 朱丽萍¹, 张胜利², 刘志贤³

(1. 中国石油大学(北京)石油数据挖掘北京市重点实验室 计算机科学与技术系 北京 102249;
2. 中国石油华北油田分公司工程技术研究院 河北沧州 062552;
3. 河北华北石油路桥工程有限公司 河北沧州 062552)
lixiangyi1029@hotmail.com

摘要: 采油生产的实时工况诊断主要采用示功图分析方法, 然而示功图测量所需的载荷传感器易故障, 且需定期标定, 其安装及后期维护成本高。相较之下, 抽油机电参数据的获取更容易且更稳定, 功率损耗的变化也反应了油井泵的工况变化, 因此, 本文提出一种基于电功图的 ResNets 模型, 实现对抽油机工况信息的深度挖掘。模型采用残差网络的深层网络结构实现对电功图的高维特征提取, 并采用 Residual block 和 bottleneck 技术提升模型学习速度, 减少了模型参数量, 解决了高维空间存在的梯度爆炸问题。以华北油田实测电参数据作为样本, 通过连接与平滑处理绘制电功图将其转成像素点矩阵。实验结果表明, 本文提出的工况识别模型具有准确性高、运算速度快和泛化能力强等优点, 可支持多井在线同时运算。

关键词: 工况识别; 电功图; 深度学习; 残差网络

A Deep Learning Recognition Model on Working Condition of Pumping Unit in Oil Wells Based on Electrical Power Diagram

LI Xiangyi^{1*}, ZHU Dandan¹, ZHU Liping¹, ZHANG Shengli², LIU Zhixian²

(1. Beijing Key Lab of Petroleum Data Mining, Dept. of Computer Science and Technology, China University of Petroleum-Beijing Beijing, 102249, China; 2. PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei, 062552, China;
3. Hebei Huabei Petroleum Road and Bridge Engineering Co., LTD)

Abstract: In the field of working condition identification of pumping units, the working condition category is determined mainly by analyzing the indicator diagram. But the measuring process of dynamometer diagram is cumbersome, the required load sensor is easy to break down, and the cost of installation and later maintenance is too high. In this paper, a fault diagnosis model based on ResNets high-dimensional feature extraction is proposed. The model no longer uses dynamometer, but uses dynamometer to identify working conditions. The high dimension feature vectors are extracted by the deep network structure of residual network, and the load change information is fully analyzed to improve the accuracy of condition identification. Residual block and bottleneck technology are used to optimize the model, which improves the training speed, reduces the parameters and solves the problem of gradient explosion in high dimensions. At the same time, the experiment is made based on the actual measurement samples of electrical parameters in North China Oilfield. The dataset is selected from electrical parameters of hundreds of wells and up to 140,000 records, which greatly improves the generalization of the model. The experimental results show that the recognition model of full stroke working conditions of electric power diagram based on ResNets has the advantages of high accuracy, fast operation speed and wide application range.

Keywords: Condition recognition; Electric power diagram; Deep learning; ResNets

0 引言

游梁式抽油机是油田生产中最常用的抽油机类型之

一, 但是由于工作环境恶劣, 情况复杂, 系统设备易于损坏。因此, 及时掌握抽油机井实时工况对提高生产效率和经济效益具有重要意义。

作者简介: 李向一, 北京人, 1994年10月, 本科毕业于北京邮电大学, 研究生就读于中国石油大学(北京)。

目前,抽油机的故障诊断技术主要是通过示功图分析来进行工况识别的,但是示功图的测量比较繁琐,需要采集各油井的悬点位移、载荷等信号。示功图的绘制需要确定位移和载荷之间的关系,同时需要对图像拐点通过科学算法进行识别。其次信号的采集会使用载荷传感器,但是此种传感器长期处于交变载荷的拉伸过程中,容易引起弹性系数发生变化甚至失效。位移、载荷传感器需要安装在机架和光杆上,并通过较长距离的引线与主控仪表相连,容易出现故障,致使可靠性下降,维护工作量增大,成本增高^[1]。

近几年随着神经网络的发展,出现了使用人工神经网络分析电功率曲线特征对抽油机进行工况识别的方法,此种方法存在两个问题,一是电功图的特征是人为确定的,确定过程存在主观性的限制。除此之外,由于神经网络结构的局限性,无法加深网络结构,从而使提取的特征向量维度较低,忽略了很多重要特征,导致准确率较低。

针对上述问题本文提出了基于 ResNets 的电功图工况识别模型。通过基于深度学习的图像识别技术对电功图进行分类,标签设定为不同种工况代码对应此种工况的电功图。模型具有以下优势:

(1) 模型只需要根据电功图便可以识别工况,无需示功图的参与;

(2) 模型提取了一个单周期完整的电功图特征。其特征的确定不再是通过人为选取关键特征值的方式,排除了人为主观因素的影响;

(3) 基于大数据训练模型使得模型的泛化性高,提高了模型对于不同井的适用范围;

(4) 通过使用残差和 bottleneck 机制解决了高维度深层所引起的梯度爆炸,收敛速度慢和参数计算量过大的问题。在提取高维度特征向量的同时保证了模型的准确率以及计算速度。

1 相关工作

国内工况识别的早期方法是通过技术专家分析示功图得到结果。高延超提出根据光杆悬点载荷与地面位移之间的关系,形成封闭的几何图形,最终绘制成示功图。载荷变化是抽油机生产过程的直观反映,所以油田开发技术人员必须掌握分析方法,通过对示功图的分析后,能够判断抽油机井是否处于正常的工作状态^[2]。之后随着数据分析以及模型建立的发展,基于科学计算的工况识别方法出现。任涛等人提出了基于标准误差算法的油井工况识别方法^[3],并建立了标准误差匹配算法的数学

模型。通过使用大量数据对模型进行测试后,基于标准误差匹配算法模型具有较高的可靠性,特别是对微小差别的示功图具有极高的识别精度。近些年机器学习发展迅速,开始将人工神经网络应用到工况识别方面。周自阳等人利用人工神经网络方法对抽油机井示功图进行分类识别^[4],首先对油田的实测数据进行数据处理,然后利用 MATLAB 搭建人工神经网络并进行数学处理。经过实验测试模型,此神经网络模型对工况识别的正确率高并且识别效果稳定。

随着数据挖掘思想的兴起,开始有人关注电参数数据,利用电参数数据和示功图综合进行工况识别。赵海涛等人综合了油井的功图、压力、井身结构、温度、电参数等多元数据进行理论分析研究^[5],通过分析对比抽油机的不同工况,得出了油井多元数据相互之间以及与油井工况之间的主要关系,从而为更加准确的判断油井工况、提高了油井的生产效率。

由于示功图直接测量存在维护成本高等问题,逐渐出现了基于电功图进行工况识别的方法。大庆石油地质与开发提出了建立基于电功图的皮带式抽油机井工况诊断新模型^[6]。该模型是一种根据能量守恒原理和皮带式抽油机悬点运动规律,建立的抽油机井地面示功图计算电功图的数学模型。该模型通过提取和分析电功图的特征,从而进行抽油机的工况识别。

最近几年基于神经网络的图像识别技术发展迅速,基于电功图的神经网络模型应运而生。陈培毅统计分析不同工况的泵功图特征,并建立了泵功图特征参数的计算模型^[6]。以 Elman 神经网络为基础构建模型,模型通过分析不同工况的电功图特征进行油井的工况诊断。

虽然目前国内在工况识别方面取得了一定的研究成果,但是依然很难脱离示功图。即便提出了独立通过电功图方法但是无法广泛应用到工业生产中。主要因为电功图所含细微信息极多,人工神经网络所考虑的特征有限,导致准确率和可靠性不高。网络结构的限制使数据量受限,无法使用大量数据来提高模型的泛化性,同时模型的计算速度有待提高。综上所述,至今提出的工况识别方法无法满足高准确率,适用范围广,计算速度快等需求。

2 ResNets 电功图全冲程工况识别模型

本文采用卷积网络中的 ResNets 结构作为工况识别模型的网络结构。它包括特征提取和结果分类两个过程。残差神经网络的输入数据是通过灰度化处理的高维像素矩阵,输出为 7×1 的分类结果列向量。从图像输入到特

征提取的整个过程如图 1 所示。

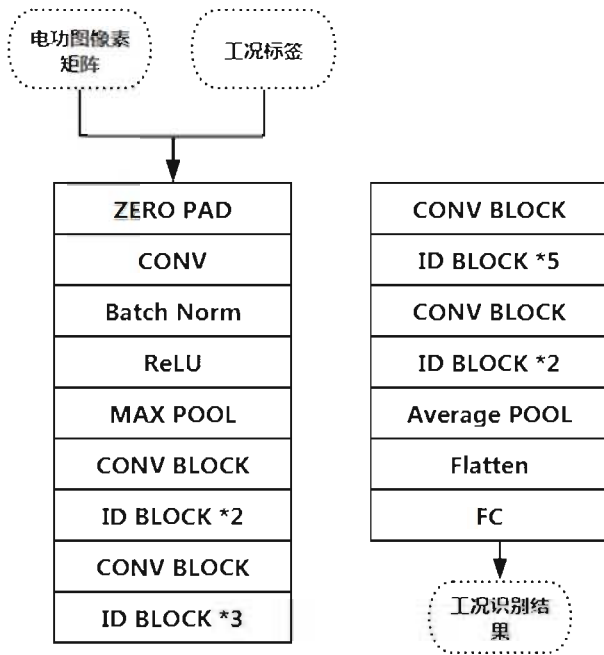


图 1 特征提取流程

为了提取全冲程电功图的高维特征向量，本文采用了具有更深层次网络结构的卷积神经网络。然而，以往的卷积神经网络模型随着特征向量维数和网络层数的增加，在训练过程中会出现梯度扩散 / 爆炸问题。残差网络采用残差机制来解决这一问题。原理的核心公式为：

$$y = F(x) + x \quad (1)$$

其中，为残差函数。

网络使用了两种映射，一种是 identity mapping，指的是图 2 中的，另一种是 residual mapping，指的是 $F(x)$ 。如果网络已经到达最优，继续加深网络，residual mapping 将被设置为 0，只剩下 identity mapping，这样理论上网络一直处于最优状态，网络的性能也就不会随着深度增加而降低了。从而保证了模型的准确率。

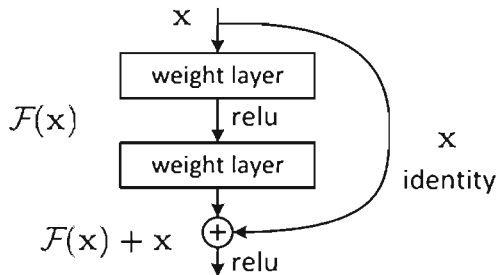


图 2 残差模块

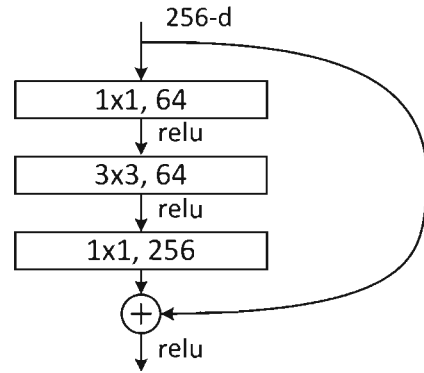


图 3 Bottleneck 模块

虽然保证了模型的准确率，但是由于网络结构十分复杂，使得参数量剧增，训练速度缓慢，计算成本较高，为了减少参数量和减轻计算负担，模型使用了 bottleneck design。原理如图 3 所示，通过的卷积核将输入的 256 维向量降维到 64 维，最终又将其恢复为 256 维，中间计算的参数量被压缩。将 bottleneck 融入此种模型中，提高了模型在训练收敛和结果计算的速度。

残差网络现在主要存在 34/50/101/152 这四种网络结构，模型选取 ResNets50 网络结构。因为 34 层的结构虽然训练速度快，但是准确率较低。剩下的 101 和 152 与 ResNets50 的准确率相近，但是在训练上耗时较长，收敛速度较慢。

不同的网络结构在不同的组之间有不同数量的残差模块。在这个 ResNets50 中，4 组中分别有 3、4、6 和 3 个残余块。如表 1 所示。

表 1 ResNets 网络结构参数设置

网络层	网络参数
Conv1	7 × 7, 64, stride 2
Conv2	max pool, stride 2
	[1 × 1, 64] × 3
	[3 × 3, 64] × 3
Conv3	[1 × 1, 256]
	[3 × 3, 128] × 4
	[1 × 1, 256]
Conv4	[1 × 1, 256]
	[3 × 3, 256] × 6
	[1 × 1, 1024]
Conv5	[1 × 1, 512]
	[3 × 3, 512] × 3
	[1 × 1, 2048]
	Average pool, 1000-dfc, softmax

电功图作为输入数据，每张电功图对应的工况代码作为数据标签。将数据输入残差网络最终得到工况分类结果。由此得到了基于 ResNets 的电功图全冲程工况识别模型。模型结构如图 4 所示。

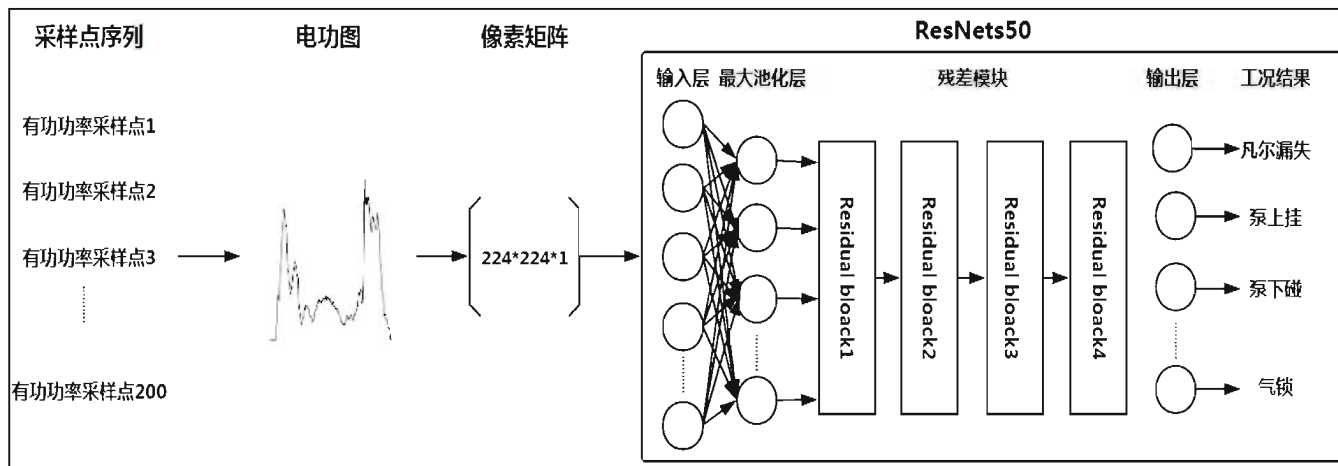


图 4 ResNets 的电功图全冲程工况识别模型

表 2 数据集

工况类别	训练集	测试集	标签
泵下碰	16663	1701	0
泵工作基本正常	38553	3890	1
气锁或严重液击	12663	1266	2
气体影响	19953	2011	3
供液不足	19301	1930	4
凡尔漏失	18158	1847	5
供液不足游动凡尔漏失	17579	1770	6
数据量	142871	14415	

HDF5 技术存储大型矩阵，对数据进行分层存储，数据结构设计为树状，从而减少了索引时间，最大限度的提高了数据读写速度。

3.2 实验设置

本实验所用的硬件平台是 GPU Tesla K80，实验环境是 Python 3.6。采用 Python 和 Tensorflow 框架构建网络结构并实现算法。实验以华北油田实测电参数作为样本。每条数据包包含 200 个有功功率采样点，通过连接与平滑处理绘制电功图，之后将电功图进行灰度化转成像素点矩阵。其中训练数据共计 142871 张电功图，测试集为 14415 张电功图，训练集与数据集的比例大约为 10:1，模型识别工况共计 7 种，如表 2 所示。

由于每种工况现实发生的频率不同，对应数据集中的每种工况数据量不同，为了保证实验结果的可靠性，实验结果取 5 次随机选取数据进行训练的准确率平均值。

3 实验与分析

3.1 数据处理

取单周期内的 200 个有功功率采样点，通过相邻点的连线和平滑处理绘制成电功图，并且以 0-10 限制地面位移，0-150 限制地面载荷进行数据清洗将异常数据剔除。

为了提高数据的读取速度，制作数据集时将每张电功图转换为像素点矩阵，每种工况的电功图是一个的三维矩阵，最终将所有图片转化成的像素矩阵。最后使用

$$Accuracy = \frac{TP+TN}{TP+FP+TN+FN} \quad (2)$$

其中 TP, FP, NP, TN 分别为真正例、假正例、假反例和真反例。各工况的准确率取平均值作为模型预测的最终准确率。

3.3 实验结果及分析

如表 3 所示，实验了选择四种不同深度的残差网络模型进行比较，分别为：ResNets50, ResNets101, ResNets152 以及 ResNets200。

表 3 ResNet 模型实验结果

工况类别	训练集	测试集	标签
泵下碰	16663	1701	0
泵工作基本正常	38553	3890	1
气锁或严重液击	12663	1266	2
气体影响	19953	2011	3
供液不足	19301	1930	4
凡尔漏失	18158	1847	5
供液不足游动凡尔漏失	17579	1770	6
数据量	142871	14415	

实验结果显示,在当前数据量下,ResNets50在工况识别准确性及训练时间上性能最优。相比于ResNets101、152、200三种模型结构,在相同数据量下ResNets50具有最高平均准确率(82.7%)。随着网络层数的增加,残差网络模型的精度提升不明显,但训练时间大幅度增加。而在工程实际应用中,随着可用数据和故障类型的增加,可以选用具有更深网络结构的残差网络作为工况识别模型,如ResNets152或ResNets200。

4 结语

本文提出了一种基于深度学习模型的工况识别方法。该方法仅采用电功图进行工况分析,通过自动提取超高维度特征向量,避免了特征人为设定带来的影响。该方法具有实施难度低、故障诊断准确性高、分析速度快、泛化能力强等优点,具有一定的工程应用价值。

参考文献

- [1] 李心明. 利用电功图实时分析抽油机井生产工况技术研究 [D]. 2011.
- [2] 高延超. 抽油机井示功图识别与油井工况分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014(4):75-75.
- [3] 任涛, 孙文. 基于标准误差算法的油井工况识别技术研究 [J]. 科学技术与工程, 2017(08):224-229.
- [4] 周自阳, 姜凤廷, 孟祥芹, et al. 利用神经网络方法诊断抽油机井工况 [J]. 中国石油和化工, 2009(8):50-52.
- [5] 赵海涛, 史明义, 檀朝东, et al. 抽油机井综合利用多元数据进行工况诊断的研究 [J]. 中国石油和化工, 2009(3):48-50. 基于电功图的皮带式抽油机井工况诊断新模型 [J]. 大庆石油地质与开发, 2017(5).
- [6] 陈培毅. 基于抽油机实测电功率的悬点示功图仿真与工况诊断. 燕山大学, 2013.

强化深度学习在油藏工程中的应用

王晨羽*, 田青, 王艳秋, 韩修庭, 李泮宸

(大庆正方科技股份有限公司, 黑龙江省大庆市, 163712)

wangcy@dqzfkj.com, tianq@dqzfkj.com

摘要: 深度强化网络(DQN)是近年来新兴的一门融合了深度学习与强化学习的新技术, 利用深度学习较好的特征提取能力和Q学习以克服不适应性, 能够实现自定义、学习目标、自动检索、完成学习任务的设想。已在工业领域有诸多应用案例。本文从吸水剖面的数据拟合开始, 针对常规物理控制方程所蕴含的对称性, 利用对运动常数的偏移概率形成reward规则、区块内所有测井曲线的数据进行快速逼近物理真实。结合生产数据, 共同构成一个大型神经网络, 将地上地下进行综合考量, 最终形成一套新一代人工智能为基础的智能注采优化系统, 并将系统的输出和专家经验结合, 给出石油勘探开发的知识图谱。智能注采优化系统自动寻找最优注水、压裂等策略, 对复杂度高、含水大的地下环境具有开发优选作用。

关键词: 深度学习; 强化学习; DQN; 吸水剖面; 动态数据

Application of Deep Reinforcement Learning in Reservoir Engineering

WANG Chenyu*, TIAN Qing, WANG Yanqiu, HAN Xiuting, LI Fengchen

(Daqing Direction Software Technology Co., Ltd, Daqing, 163712, China)

Abstract: Deep Q-learning Network (DQN) is a new technology that combines deep learning and reinforcement learning in recent years. With a combination of deep learning's feature extraction and adaptation ability of Q-learning, DQN can automatically define, retrieve, and complete learning tasks. There have been many application cases in the industrial field. Starting from the data fitting of the water absorption profile, the symmetry of the conventional physical governing equation is used to form the reward rule and the data of all logging curves in the block to quickly approximate the physical reality. Combined with the production data, they together form a large-scale neural network, which takes into consideration the above-ground and underground, and finally forms a new generation of artificial intelligence-based intelligent injection-production optimization system. We generate the knowledge graph of petroleum exploration and development based the combination of the system output and expert experience. The intelligent injection-production optimization system automatically finds the optimal water injection, fracturing and other strategies, which has a development optimization effect on the underground environment with high complexity and large water content.

Keywords: Deep Learning; Reinforcement Learning; DQN; Water absorption profile; Dynamic data

0 引言

近年来随着以深度学习和强化学习为代表的人工智能技术兴起, 在各行各业都产生了一定的技术变革, 在应用领域, 思维由逻辑推理逐渐转变为大数据分析的方法, 自国务院人工智能研究中心提出新一代人工智能概

念后, 将专业业务逻辑和大数据后验概率方法融合, 成为了提升大数据方法符合度、提高实际生产效能的优选方案。在油藏工程领域中, 存在着非均质性、测井曲线样本少、地震解释不精确等难题, 尤以当下国内常规老油田开发方面最为突出, 迫切需要利用新一代人工智能的方式, 高效利用海量动态数据进行数据挖掘, 从生产

作者简介: 王晨羽, 男, 大庆正方软件科技股份有限公司, 人工智能构架师、首席技术官。

到地下的一整套完善技术路线。

对于地下情况的非均质性、和难以观测的难题，并做好标签成为了主要难点之一，用传统的监督和半监督学习方法，都难以解决这些情况。这就需要引入强化学习思想，从环境和奖惩机制来改善不同粘度油流质点的行为，最终达成符合生产动态的环境要素，实现关于生产动态和静态参数的高效综合判断。在海量动态数据的支撑下，我们建立了 Deep Q-Learning 学习网络，将动态目标问题转换为目标网络 (Target Net)，将沉积相、连通关系、地层参数作为初始估值网络 (Default Eval-Net)，这两部分包含了适应不同数据体的深度神经网络。解决了吸水剖面预测和优势物理控制方程寻解的优化。

1MIX-RFDQN 模型及其与油藏工程的结合实现

众所周知，DQN 模型的特点为自主行为判断、路径检索和优秀的感知能力，不同原油粘度的油流质点，在地层中处在不同的位置，能够产生不同的状态 (State)，通过对这些状态的变化，找到区域注水压力场分层措施等行为 (Action)，达成以产量预期为目标的需求。

基于这一思路，为了提供有效的目标网络和估值网络，在利用已有人工解释方面，把油藏工程的基本渗流模型结合沉积相带图 C、渗透率等值图 K、厚度等值图 H、饱和度等值图 S 为基础约束环境，结合动态数据 D 为基本环境，建立了学习环境数据集 {C,K,H,S,D}。在非人为解释方面我们采用测井曲线、地震数据进行特征提取，增加一部分未知因素组成的待定数据，其标签和训练数据将会由深度神经网络给出，这样会使得目标网络不会局限于人为经验导向，会从大数据体中抽离出符合基本物理规律的新特征。针对不同的数据样式，会给出不同的深度模型。在电参转功图解释时，采用 DFSMN 时序分析，然后交给一个单行滑窗结构的目标检测网络提取出待定信息，在地震数据上，采用高精度的 3DRPN 网络和 Proposal 层推荐做数据体上的目标候选区，而在测井曲线上，SEQ-SEQ，提取可能有用的序列特征，将这些数据提交给估值网络，从生产数据中建立的策略，会不断拟合历史数据中不同拟合措施，定义估值网络中的价值判断，最终出现不同的 Q 网络，再从不同 Q 网络中筛选出那些能够有效增产的网络。图 1 表达了基本流程。在图 1 中 memoryD 采用了 natyre 模型的记忆模块，能够将行为链中的行为进行记忆整理，达到连续检索的目的。

在一些细节技术的处理上，会采用人工假设引导

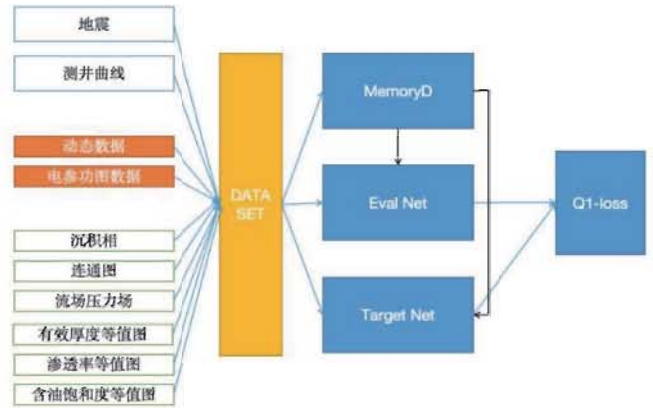


图 1 基本流程

来的知识进行约束，老规定策略搜索的维度，例如在压裂措施中，假定微地震数据在裂缝尖端出现衍射信号，采用裂缝时序路径检索策略会对估值网络造成良好的正向影响。MIX-RFDQN 模型定义为如下图结构的 NatureDQN 形式。

2MIX-RFDQN 模型的具体结构

2.1 数据准备：吸水模型

我们搭建基于 natyre 模型的 DQN，需要在 Dataset 阶段给予一些优先预测。预测的一般规律，都要基于吸水剖面的预测结果来加以分析。利用深度全连接残差神经网络对井网内油井产液、产油预测，得到井网内产油及产液分布情况：

设 $X = \{X_1, X_2, \dots, X_N\}$ 为网内 N 口油井数据，其中所用数据包括：单井地质信息、单井井史信息、该井在井网中所处的位置信息。

所要预测的目标函数：

$$L_t(\theta) = \min \left\{ \frac{1}{2M} \sum_{i=1}^M (y_{it} - \hat{y}_{it})^2 + \lambda E(XAX^T) \right\}$$

$$= \min \left\{ \frac{1}{2M} \sum_{i=1}^M (y_{it} - \hat{y}_{it})^2 + \lambda [\mu^T A \mu + \text{tr}(A \text{cov}(X))] \right\}$$

其中， $\mu = E(X)$

$A = (\theta + \theta^T) / 2$ 为对称化的参数矩阵。

$\hat{y}_i = \theta^T X_i$ 为不经过劈分的产能预测值。

以此将得到井网内各油井产能分布数据：

$$Y = \{Y_1, Y_2, \dots, Y_N\}$$

和预测分布数据：

$$\hat{Y} = \{\hat{Y}_1, \hat{Y}_2, \dots, \hat{Y}_N\}$$

残差网络公式如下：

$$Y = F(X, \{\omega_i, w_i\}) + X$$

Y 为输出向量, $F(X, \{w_i\})$ 为待学习的残差映射。我们采用以双全连接层为单位, 给出捷径路线的残差映射公式为:

$$F(X, \{\omega_{i+2}, w_{i+2}\}) = \omega_{i+2} \sigma(w_{i+2} + X)$$

其中 $\sigma()$ 为 ReLU 函数。第 a 个预测值与残差网络第 i 层第 j 个神经元的第 k 个参数 w_{ijk} 的关系为:

$$y_a = SVR \left(\sum_{j=1}^{19} \sum_{k=1}^m \omega_{i+2,j,k} \sigma(w_{i+2,j,k} X_{i+2,j,k}) + w_{i+1,j,k} X_{i+1,j,k} + w_{i,j,k} X_{i,j,k} \right)$$

其中 SVR 为采用 rbf 核函数的支撑向量机回归模型, 即最后一层将采用 SVM 方法回归预测。基于 Lagrange 乘子法的 SVM 方法已经应用于压裂大数据的沙比反推方案中, 具体参考《压裂大数据优化理论研究: SVM》, 这样, 井网内的油井产量就有了宏观动态分布图。以此为基石, 进行注水劈分方法优化。

2.2 基于以上产能分析给出注水带有损失项概率化的连续性方程

设井网平面内, 第 i 口水井向 N 口油井注水概率为: $P_1 + P_2 + \dots + P_N = 1$, 由切比雪夫不等式, 第 j 口油井注水量为 Q_j 概率为:

$$P\{x_j\} = 1 - \frac{Q_j P_j (1 - P_j)}{(x_j - Q_j P_j)^2} \quad (1)$$

由第 i 口注水井的连续性方程:

$$\partial Q_i = \partial \sum_{j=1}^N x_j - \partial Q_- = 0$$

其中, $\partial = \bar{\nu} + \gamma \frac{\partial}{\partial t}$, Q_- 为损失项, 带入(1)式得到概率化的连续性方程:

$$\partial \sum_{j=1}^N \frac{Q_j P_j (1 - P_j)}{(x_j - Q_j P_j)^2} + \partial P\{Q_- \} = 0$$

2.3 结合传统注采模型得到单井注水量

考虑利用传统注采响应模型:

$$q_j(t) = \sum_{k=1}^m \lambda_{gik}(t) - \tau_j \frac{dq_j(t)}{dt} - \tau_j J_j \frac{dp_{wfj}(t)}{dt}$$

基于第一步得到的产能分布情况给出第 i 口注水井向第 j 口油井的注水概率:

$$\left(P\{q_{ij}(t)\} + \tau \frac{dP\{q_{ij}(t)\}}{dt} + \tau J \frac{dP\{p_{wf}(t)\}}{dt} \right) / \lambda = P_{ij}(t)$$

等式左端存在 τ 、 J 和 λ 超参数, 需要通过传统模型给定, 关于 q 和压力 p 的变量, 由第一步得出的产能分布和压力数据给定。将结果带入(1)中, 得到分井注水量 x 。反向更新步骤二的计算参数 P 。

2.4 按层劈分策略

为排除层与层之间的干扰情况, 建设层间距离 L 、地质数据 D 、井史信息 H 、井位信息 S 和单井整体注水量信息 x 关于干扰情况 W 的新函数:

$$W = F(L, D, H, S, x)$$

将利用深度网络算法, 得到其基于初等函数运算的近似公式。从而定量化给出注水分层干扰衡量系数 W 。

排除干扰因子后, 作为新数据特征放入学习模型中。利用已有数据特征 $\{D, H, S, x, W\}$ 对产液剖面进行学习, 反向更新 W , 让 W 的函数学习逐渐逼近真实情况, 最终对吸水剖面进行预测。

由此得到初始化的吸水情况进行真实逼近, 为下面的部分打下基础。

估值网络和目标网络。在估值网络中, 我们采用根据不同接数据, 摘选适合的模型进行初步预测, 按静态程度, 将输入时间划分为以年为单位的长时输入, 和以天为单位的短时输入。将上一步中处理好的吸水剖面数据结合进来, 给出完善的行为学习模型, 具体结构如图 2 所示:

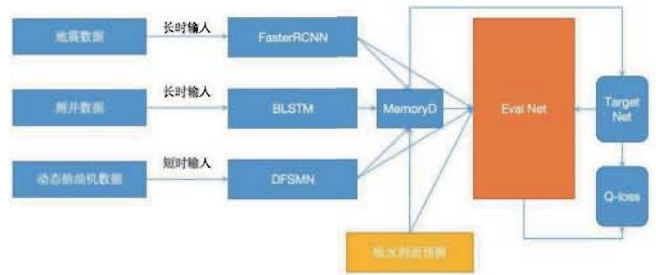


图 2 估值网络结构图

Q-loss

我们在训练神经网络参数时用到的损失函数 (Loss function), 即估值网络输出与目标网络输出的差的绝对值, 即:

$$J = L_1(q_{eval} - q_{target})$$

而反向传播训练的网络是只有估值网络。目标网络只做正向传播得到:

$$q_{target} = R + \lambda \max(Q(s, a))$$

其中 $Q(s, a)$ 是若干个经过 target-net 正向传播的结果, 这种方法不但适用于自动找出获取最佳产量的措施, 而

且还可以让地层的吸水程度进行合理解释，并对吸水剖面进行有效的测算和拟合。

3 在吸水剖面应用中的实例

我们已经将模型应用于油田生产，这种方法所反推

导出的吸水预测率拟合准确度达到 92% 以上。以下图 3、图 4 为同一区内，18 口水井的真实值和预测值对比。该油田区块为高孔渗砂岩储层，已进入特高含水阶段。

其损失函数的递减规律也因为参考因素丰富，收敛速度相对有了极大提升。图 5 为损失函数的递减规律：

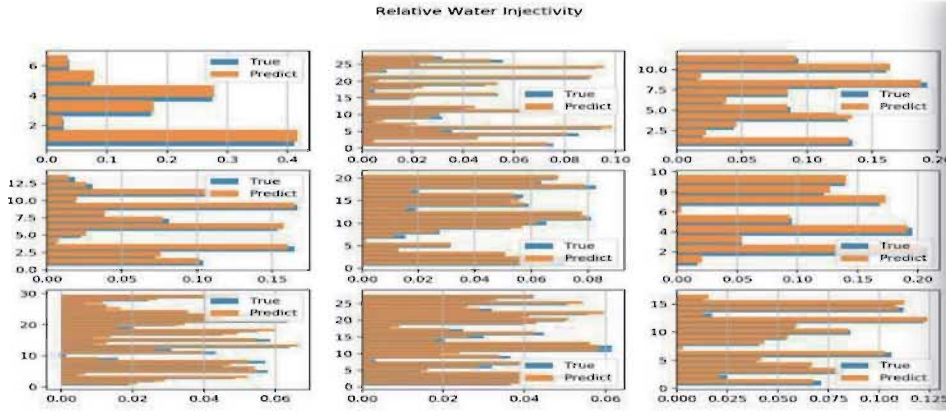


图 3 吸水剖面预测示例 1

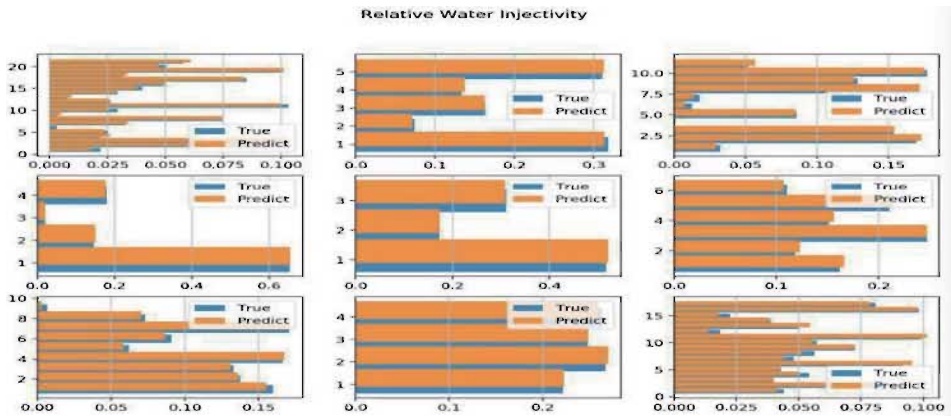


图 4 吸水剖面预测示例 2

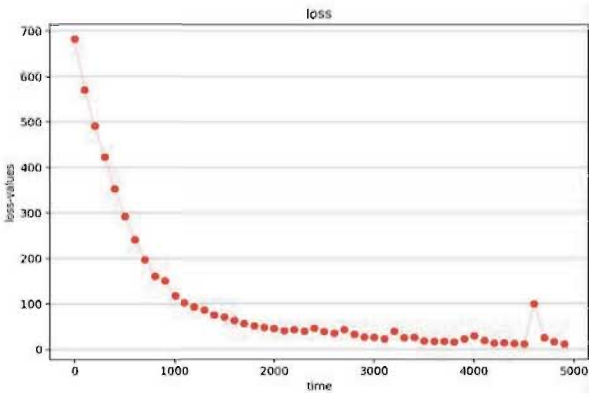


图 5 损失函数递减规律

这一模型还有诸多改进空间，目前这一区块产量正在进行实时跟踪，注水策略如按模型规范结论，将有显著提升。目前模型所考虑的因素已经涵盖动静态数据，适当调整损失函数，将不同地质条件的区块物性做出相

应合理约束，会使得效果加强。

新一代人工智能，是未来油田开发的技术新利器，因为它不但结合了理论分析，也结合了后验概率总结。其中深度强化学习，无疑是未来辅助决策系统中重要的技术，随着地下情况复杂度越来越高、含水越来越大，人类专家的分析难度和准确度在逐步降低，动态分析也已逐渐失效，自动寻找最优注水、压裂等策略，也无疑是在愈加复杂的地层环境下的一种优选技术。

参考文献

- [1] 《深度强化学习实践(影印版)》，MaximLapan 著。
- [2] 《新一代人工智能油水井增效管理 5G 平台系统》，2019，7，中国油气开采新技术交流会议 王晨羽、田青、韩修庭。
- [3] 《浅析人工智能在油气行业中的应用》，2017，2，现代信息技术，王小龙。

油田数据防泄密解决方案及加密技术探讨

孙孝男

(大庆油田有限责任公司第三采油厂信息中心, 黑龙江 大庆 163000)
xnsun@petrochina.com.cn; 267185177@qq.com

摘要: 目前大部分企业面对典型的数据安全威胁, 通常使用外围防御措施, 例如网络设置防火墙和入侵检测防护设备, 只针对外部威胁提供基本防护, 可是对于经过授权的内部员工, 它们无法防止内部员工带来的数据泄密。本文针对不同的隐患都制定了不同的解决方案, 构建了高强度的加密体系, 在每个文件解密时, 必须三个密钥同时验证才能完成, 并以此为基础建立安全系统, 系统采用文件过滤驱动加密技术, 驱动层加密工作在 Windows 内核, 加解密动作都是在文件打开的时候动态解密, 文件保存的时候自动加密, 不产生临时文件, 防止作者故意或由于疏忽而造成泄密或对文件恶意破坏。对应用层加密, 通常都采用文件重定向技术实现, 在每次打开密文的时候, 要先把密文的整个文件解密到硬盘上的某个地方, 然后使用重定向技术定向到这个没有加密的文件上。安全管理系统提供了自定义受控程序的功能, 系统管理员只需将该应用程序的可执行程序添加到系统即可, 如果该应用程序有多个可执行程序, 则把所有的可执行程序全部添加。系统能有效防止数据泄露, 提高企业对于数据安全的保障。

关键词: 信息安全; 防泄密; 驱动层加密机制; 秘钥管理; 终端安全

Solution to Oilfield Data Leakage Prevention and Encryption Technology

SUN Xiaonan

(Information Center of the Third Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co., Ltd, Daqing Heilongjiang 163000)

Abstract: At present, most enterprises are facing typical data security threats. They usually use peripheral defensive measures, such as firewalls and intrusion detection protection devices, to provide basic protection against external threats. However, for authorized internal employees, they can not prevent data leakage brought by internal employees. In view of different hidden dangers, different solutions have been formulated, and a high-strength encryption system has been constructed. When each file is decrypted, three keys must be verified at the same time to complete. Based on this, a security system has been established. The system adopts file filter-driven encryption technology, and the driver layer encryption works in the Windows kernel. The decryption action is dynamic decryption when the file is opened. The document is automatically encrypted when it is saved. It does not produce temporary files, so as to prevent the author from deliberately or negligently leaking or maliciously destroying the file. For application layer encryption, file redirection technology is usually used. When opening ciphertext, the whole file of ciphertext should be decrypted to some place on the hard disk first, and then redirection technology is used to orient to this unencrypted file. The security management system provides the function of customizing the controlled program. The system administrator only needs to add the executable program of the application to the system. If the application has more than one executable program, all the executable programs will be added. The system can effectively prevent data leakage and improve the security of data for enterprises.

Keywords: Information security; Anti-leakage; Driver layer encryption mechanism; Key management; Terminal security

0 油田数据信息现状

工具随意将企业内部重要数据外发;

(1) 内部员工可以利用 QQ、MSN、Email 等网络传输

(2) 存储着企业重要数据的 U 盘、光盘、笔记本等设备, 不慎丢失造成数据泄密;

作者简介: 孙孝男, 男, 大庆油田有限责任公司第三采油厂信息中心, 长期从事软件开发工作。电话: 4630309。

(3) 企业内财务报表没有有效的泄密管理措施，内部员工离职可以轻易带走；

(4) 内部员工离职带走企业的重要资料，并格式化他们的电脑；

(5) 企业的重要运营方案未能在有效的时间内做到绝对泄密保护；

(6) 内部员工可以不经企业相关领导审批，将内部重要文件外发给外界；

(7) 外发给关系单位的文档就像“放飞的风筝”一样，再也无法控制，不能防止外发文档的二次扩散；

(8) 内部员工出差时对承载着企业重要数据的笔记本无法进行泄密保护；

(9) 企业外的计算机可以随意接入企业内网，造成数据泄密无法有效追踪其源头；

(10) 企业管理层使用移动办公设备（如：ipad），再带来快捷、方便的办公方式外，也给企业数据安全提出了更高的要求；

(11) 内部员工随意打印企业重要文件，无任何技术管理手段，给数据安全带来重大的安全隐患。

1 防泄密建设目标

保持企业现有的工作模式和员工操作习惯不变，不改变任何文件格式、不封闭网络、不改变网络结构、不封闭计算机各种丰富的外设端口、不改变复杂的应用服务器集群环境，实现对企业内部数据强制透明加解密设置，让员工感觉不到数据加密带来的任何不便，保证办公效率，实现数据泄密管理，形成“对外受阻，对内无碍”的管理效果：

在不改变员工任何操作习惯、不改变任何硬件环境和网络环境、不降低办公效率，员工感觉不到数据被加密的存在，实现了企业数据泄密管理；

员工通过 QQ、email、U 盘等各种方式，将企业内部重要文件发送出去，数据均是加密；

存储着企业重要数据的 U 盘、光盘不慎丢失后，没有在企业的环境下打开均是加密；

员工出差办公不慎笔记本丢失，无企业授予的合法口令，无法阅读笔记本内任何数据；

未经审批员工以任何方式，试图将企业重要资料泄密到企业外部，都是加密的；

外发给客户的重要文档，可以根据企业的要求任意设定该文档的操作权限。例如：给谁看，什么地方看、可以看几次、是否可以打印、截屏等权限控制；

企业内部资料，总是能保障企业内部拥有相关权限

的人阅读，其他人员无权访问该方案；

在保障移动办公带来的方便快捷的办公效率的同时，防止内部重要数据可能的泄密；

监控打印内容、杜绝打印泄密，做到事前监控、事后追踪；

全程监督、跟踪、记录所有员工的全部操作，实时回溯泄密全过程。

2 数据泄密途径及解决方案

2.1 防止数据离开办公环境泄密

通过动态加解密技术，实现对企业内部所有电脑数据强制透明加密，员工无任何感觉，有效防止企业内部员工通过任意方式将数据泄密。即员工在创建、编辑文档时，一旦发出写硬盘的操作，文档会被自动加密存放在硬盘上，若发出读硬盘的操作，文档将被自动解密以明文的形式打开，防止作者故意或由于疏忽而造成泄密或对文件恶意破坏，如图 1。



图 1 公司内外环境隔离

解决方案：

现有的工作模式和员工操作习惯不变，不改变任何文件格式、不封闭网络、不改变网络结构、不封闭计算机各种丰富的外设端口、不改变复杂的应用服务器集群环境，做到企业内部员工文档交互依旧自由流通，无任何影响。企业内部形成类似一个“用户无感知的加密网”，员工未经授权，不管任何方式，数据离开了企业的环境，无法正常查看；只有经过企业审批后，用户才可以在授予的权限范围内，访问该文件。

2.2 防止部门之间数据泄密

考虑到企业各部门之间数据安全要求不同，对部门之间的数据安全也可以设置不同的权限，保证不同部门之间的数据交互也需要有相应的权限来进行管理。为了确保对企业各部门之间的数据交互进行管理，提出部门

之间数据加密解决方案，如图 2。



图 2 部门之间数据加密解决方案

解决方案：

为了避免各部门将数据泄密到其他部门，可以对部门进行权限控制，做到自己的数据，只能在本部门员工之间交互；本部门的数据不管以任何方式传到企业的其他部门数据均无法打开。但因业务需要，确实需要和其他部门之间进行数据交互，可通过部门负责人解密后交互，同时对解密的操作记录进行详细记录审计；没有经过审批通过，不管以任何方式将部门内部的数据带离，不管是其他部门，还是企业外，数据均是加密的，无法正常访问。

2.3 防止机密文件在内部二次扩散

由于企业内部机密文件（比如：科研数据等，时效性、机密性要求高）访问，通常会因实际业务需要涉及到不同部门的相关人员，或者相关领导查阅。此类机密文件应用特点：

- 机密文件访问人员是跨部门，根据实际业务来设定的；
- 机密文件访问的时效性是需要严格把控住的；
- 机密文件访问权限也需要详细控制，避免泄密，如图 3。

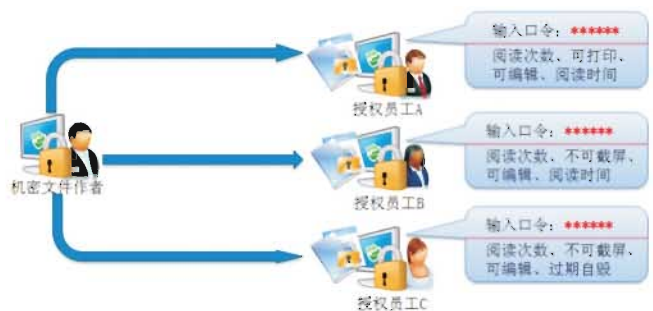


图 3 加密文件访问权限设置

解决方案：

作者在企业内部创建了机密文件（如：工资表、产品设计方案等）后，根据实际业务的需要，对需要访问的不同员工设定不同的访问权限；被授权的员工获得该机密文件后，打开时必须输入作者赋予的正确口令，才能访问该机密文件；被授权的员工经过合法的身份认证后，也只能在赋予的权限范围内访问该机密文件；机密文件的访问权限的控制包括：阅读次数、次数打印、是

否可截屏、是否可编辑、阅读时间、禁止删除、过期自毁等。

2.4 防止外发文件在外二次扩散

当今与外界进行频繁的信息沟通已成为企业必要的一种业务模式，这些交互的信息可能会涉及企业的核心信息，而这些信息一旦流出企业就将面临着失控的风险。为了解决对外业务交互的后顾之忧，我们提供信息对外发布管理思路，如图 4。

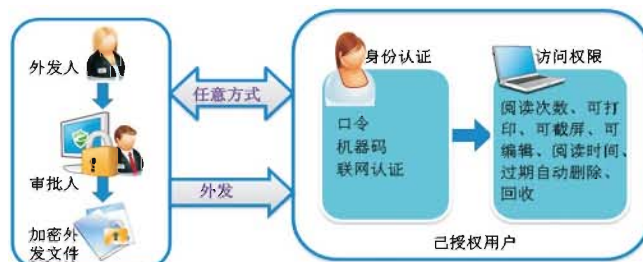


图 4 外发文件管理

解决方案：

当需要给客户或者合作伙伴外发文件时，首先向上级领导进行外发申请，而后才能有权将该文件打包成一个受控文件，外发给客户或合作伙伴；被授权的客户或合作伙伴获得该受控外发文件后，打开时需先进行合法的身份认证，而后才能在授予的权限范围内访问；身份认证的方式包括：口令认证、机器码认证、联网认证；访问权限包括：阅读次数、可打印、可截屏、可编辑、阅读期限、过期自毁、回收等；被授权的客户或者伙伴在访问该文件时，无需在自己的电脑上安装任何插件，即可访问。

2.5 防止员工在外办公导致数据泄密

对于在外办公工作人员文档数据的加密办法，如图 5。



图 5 外出人员文件管理办法

解决方案：

短期外出：方便员工晚上回家或者周末在家也能正常加解密文件，不需要额外的操作。长期外出：在规定

的期限内，携带笔记本在外也可以正常工作，超过期限，将无法打开加密文档。

永久外出：对在分企业或办事处用户，可使用永久离线，保证总部与分部之间的资料都是加密的，可以互相访问，又可以控制分部的资料，防止外泄。

2.6 避免员工在外办公不慎笔记本丢失泄密

在计算机广泛使用的今天，笔记本电脑的丢失会给我们带来很大的麻烦，除了经济损失外，电脑中存储的涉密资料及个人隐私的泄密会成为另一个潜在的威胁，有可能给我们带来无可挽回的损失。数据的加密保证了笔记本电脑丢失的情况下，电脑中存储的资料仍然不被泄密，如图 6。只有输入合法的口令，才可以查看笔记本上的数据。



图 6 数据加密设备丢失防止数据泄密

2.7 防止员工离职时带走技术资料泄密

对于离职前工作人员所有文档的防泄密办法，如图 7。

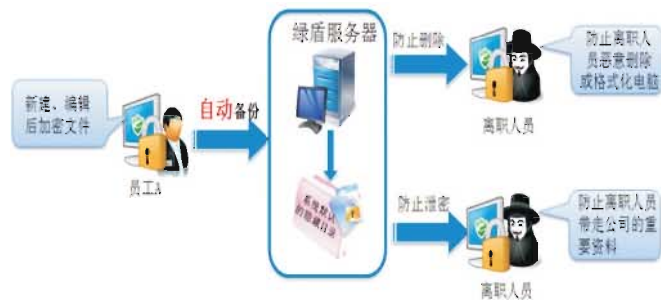


图 7 预离职人员电脑管理办法

解决方案：

员工在新建、编辑重要文件（如：CAD 文件、设计图纸等）时，服务器自动对重要文件备份到服务器指定隐藏目录下保存，避免员工离职时有意删除或格式化电脑，给企业带来损失；

通过对企业电脑上的数据透明加密，带走了资料都是加密的，有效地避免了员工离职时，想带走几年下来大量重要的资料。

2.8 对内部重要文件转化成纸质化泄密

对于企业内部重要文件转化成纸质文档后的管理办法，如图 8。



图 8 重要纸质文档管理办法

管理思路：

对员工是否可打印、可在哪台打印、打印任何类型文档，做到事前控制；对打印的内容进行记录，并提供详细打印日志报表，便于审计；提供水印功能起到防伪的作用。

2.9 避开复杂服务器集群，保障服务器数据安全

大型企业的所有数据最终都要储存至服务器，为保障服务器数据的安全，制定了服务器集群数据管理办法，如图 9。



图 9 复杂服务器集群数据安全

管理思路：

企业内部加密数据上传到企业制定的白名单服务器时，数据会被自动解密成明文后保存在服务器上；员工将服务器上明文数据下载到企业内部终端时，数据被自动加密，避免数据泄密；员工在企业外在线访问企业服务器上的数据时，可正常访问；当员工在企业外下载服务器上的明文数据时，下载被自动禁止，避免明文数据下载后泄密。

2.10 对终端硬件和网络办公环境，规范管理

对终端硬件使用规范管理：U 盘、刻录机、打印机等使用规范化管理；对终端软件使用规范管理：规定企业不同的部门电脑统一安装哪些软件，之外的所有软件都是禁止安装；对员工网络行为规范管理：对员工的上网行为规范化管理；对员工终端软硬件环境、上网行为规范管理后，让员工潜移默化地养成良好的工作习惯，提高保密意识和办公效率，降低数据泄密风险，如图 10。



图 10 软硬件规范管理

2.11 为 IT 中心提供详细统计报表

泄密事件的发生，不再受人工审计的困扰。我们全程监督、跟踪、记录所有员工的全部操作，实时回溯泄密全过程，提供详细审计报表，如图 11。



图 11 审计报表的管理

日志截图如图 12 所示：

终端计算机	操作员	操作时间	加/解密	文件总数	成功个数	失败个数
陈静	陈静	2012-04-13 15:17:30	解密	5	2	0
陈静	陈静	2012-04-13 10:59:37	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-13 10:31:41	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-13 15:42:32	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-13 11:09:06	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-13 11:09:15	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-12 15:04:14	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-12 15:50:50	解密	2	2	0
陈静	陈静	2012-04-12 17:14:30	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-12 17:15:10	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-12 17:28:32	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-12 11:29:06	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 09:38:47	解密	2	2	0
陈静	陈静	2012-04-11 15:35:32	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 12:35:07	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 14:40:31	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 14:40:19	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 14:45:32	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 10:12:30	解密	3	2	0
陈静	陈静	2012-04-11 15:24:40	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 17:59:50	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-11 17:52:51	解密	3	1	0
陈静	陈静	2012-04-10 12:02:45	解密	3	3	0
陈静	陈静	2012-04-10 12:02:46	解密	148	9	2
陈静	陈静	2012-04-10 12:03:11	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-10 09:20:05	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-10 09:19:19	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-10 14:02:39	解密	2	2	0
陈静	陈静	2012-04-10 14:51:45	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-10 15:08:28	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-10 15:07:13	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 08:29:30	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 21:08:10	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 21:08:14	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 10:31:32	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 13:07:06	解密	5	2	0
陈静	陈静	2012-04-09 15:10:35	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 08:40:13	解密	1	1	0
陈静	陈静	2012-04-09 08:40:19	解密	3	0	0

图 12 报表日志

驱动层加密：驱动层透明加密技术工作在 windows 的内核层，他工作于 windows API 函数的下层。当 API 函数对指定类型文件进行读操作时，系统自动将文件解密；当进入写操作时，自动将明文进行加密。由于工作在受 windows 保护的内核层，运行速度更快，加解密操作更稳定，但开发难度大。

系统采用文件过滤驱动加密技术，驱动层加密工作在 Windows 内核，加解密动作都是在文件打开的时候动态解密，文件保存的时候自动加密，不产生临时文件，安全性更好，效率更高，如图 13。



图 13 文件过滤驱动加密技术

3 防泄密关键技术探讨

采用高强度的加密体系。三重密钥体系组成：提供全球唯一的主密钥、可以随时修改的企业密钥、每个文件不同的文件密钥。在每个文件解密时，必须三个密钥同时验证才能完成。采用银行的加密算法，是采用 256 位密钥来管理的，其安全性位于国内前列。

3.1 加密技术

3.2 自主研发性能优越的数据库

自主研发的数据库，存取速度快，兼容性好，安全稳定。同时降低企业投资成本。

3.3 可自定义的受控程序

安全系统提供了大部份图档编辑应用程序。为了满足企业的正常应用，安全管理系统提供了自定义受控程序的功能，系统管理员只需将该应用程序的可执行程序

添加到系统中就可以了,如果该应用程序有多个可执行程序,则把所有的可执行程序全部添加,操作非常的灵活简单,并且用户不必担心后续应用程序升级而导致加密不能使用的问题。

4 系统架构及部署应用

4.1 系统组成

数据防泄密系统由硬件和软件组成。软件包括:服务端程序、控制台程序和终端程序。硬件上由服务端使用的软件狗,以及控制台和终端使用的 USBKey 组成,如图 14。



图 14 安全系统架构部署

4.2 服务端程序

服务端程序需要运行在服务器上。用于管理密钥及各种策略;存储终端的文件审批记录、文件解密记录等;处理来自于客户端的各项验证,避免客户端可以随意安装和使用。服务端程序支持扩容,实现海量数据存储。

主要作用包括如下:

管理加密密钥,进行软件注册,终端操作员身份验证,存储系统配置信息,海量存储系统运营数据,提供控制台接入。

控制台程序

控制台程序运行在管理员电脑上,是系统的管理配置界面。控制台通过网络与系统管理中心联接,对系统管理中心进行在线配置和管理。只有持有管理员密钥的用户才能登录控制台。

主要功能包括:

配置终端策略,查看历史记录,查询统计信息,终端程序。

客户端程序安装在需要文件加密或监控管理的终端电脑上。服务端对终端电脑的监控管理和对文档的加解密功能都是通过客户端实现的,终端电脑即使脱离了服

务端也仍受到设置好的控制规则限制。此外,还可在终端电脑上修改用户的登录密码、申请解密文件、申请离线、批量解密等功能,并支持对以上行为进行详细审计。

主要功能如下:

操作员登录验证,自动加解密文件,执行终端策略。

4.3 服务器分布式部署

部署方式:公司总部与分公司部署一套防泄密系统。

管理效果:统一管理公司总部与分公司的所有人员,管理人员登录管理控制台能看到公司总部与分公司所有的终端用户。终端用户的权限管理,包括解密审批、外发审批和离线审批等各种审批流程都能在同一控制台进行设置。同时,分公司的人员也可以交由公司总部的审批人员进行审批。

4.4 服务器单独式部署

部署方式:公司总部与分公司各自部署一套防泄密系统(各自的加密文件对方都能正常打开)。

管理效果:公司总部与分公司各自管理自己的绿盾,管理人员登录管理控制台只能看到各自的终端用户。终端用户的权限管理,包括解密审批、外发审批和离线审批等各种审批流程都只能设置自己公司相应的终端用户。

5 结论

本文从油田企业信息数据安全面临的问题,详细叙述了数据防泄密实现的目标、解决方案和关键技术探讨以及系统架构部署。安全系统有效防止数据泄露,提高企业对于数据安全的保障。

参考文献

- [1] 陈永府,宋鹏.云环境下的数据防泄密存储技术.计算机应用软件.2016.10.
- [2] 谭成良.电子政务系统终端安全和数据防泄密技术初步探讨.电脑编程技巧与维护.2016.05.
- [3] 孟小峰,慈祥.大数据管理:概念、技术与挑战[J].计算机研究与发展,2013.1.
- [4] 郭三强,郭燕锦.大数据环境下的数据安全研究[J].计算机软件及计算机应用,2013.02
- [5] 王黎.计算机数据安全管理系统的研究与实现西北工业大学学位论文,2007
- [6] Greg Hglund.windows 内核的安全防护.北京:清华大学出版社,2007
- [7] 孙守阁,设备驱动程序技术内幕.北京:清华大学出版社,2000
- [8] 段钢,加密与解密第 2 版.北京:电子工业出版社,2000

智慧采油将彻底改变油田的业态

王 健

(长安大学数字油田研究所, 陕西西安 710054)
wj271271@163.com

摘要: 油田智慧化发展包含三个阶段: 数字油田、智能油田和智慧油田。其中, 数字油田是基础, 智能油田是过渡, 智慧油田是最高境界, 也是油田可持续发展的必然趋势。智慧采油建设作为智慧油田建设中的关键环节, 是实施智慧油田建设的先期建设工程, 其意义十分重大。本文介绍了智慧采油的基本概念, 智慧采油建设的方法与内容, 以及建设完成后可实现的预期效果。智慧采油将开辟一个油田数字化、智能化的全新模式, 加速推动传统油田业态向着“无人、简单、智慧”的油田智能生产运行新业态迈进。

关键词: 智慧采油; 油田物联网; 油田数联网; 油田智联网

Wisdom Oil Production Revolutionizes the Industry Condition of Oilfield

WANG Jian

Wisdom Oil Production; Oilfield Internet of Things; Oilfield Internet of Data; Oilfield Internet of Wisdom

Abstract: The digitalization and intelligentization of oilfield has three development stages—digital oilfield, intelligent oilfield and wisdom oilfield. The relationship between the three is like this: Digital oilfield is the foundation; intelligent oilfield is the transition; wisdom oilfield is the highest realm and the inevitable trend for sustainable development of oilfield. As a key link in the construction of wisdom oilfield, the construction of wisdom oil production is an early construction project to implement the construction of wisdom oilfield, which is of great significance. This paper introduces the basic concept of wisdom oil production, the method and content of wisdom oil production construction, and the expectations after completion of construction. Wisdom oil production will open up a new mode of digitalization and intelligentization of oilfield, and promote the traditional oilfield industry to move rapidly towards a new mode of intelligent production and operation characterized by “unmanned, simple and wisdom”.

Keywords: Information security; Anti-leakage; Driver layer encryption mechanism; Key management; Terminal security

0 引言

从1999年大庆油田首次提出数字油田的概念^[1]至今, 国内油田数字化建设已经走过了整整二十个年头。这二十年, 是无比辉煌的二十年, 是坚持建设的二十年, 是探索发展的二十年, 是走向成熟的二十年。经过不断的信息化建设和技术革新, 数字油田体系已经日趋完善, 当前国内各大油田企业正在积极实施数字化转型发展, 朝着建设智能油气田的方向大步迈进。

根据油田智慧化发展的技术规律^[2], 数字油田、智能油田最终将朝着智慧油田的方向发展(图1), 智慧

油田是油田智慧化发展的最高境界, 也是油田可持续发展的必然趋势^[3]。数字油田建设需完成全面数据化, 实现把油田“装进电脑里”, 大幅提升油田生产管理工作效率, 给智能化、智慧化发展奠定坚实的基础; 智能油田建设需完成数据赋能工作, 实现油田生产运行各环节的“小型化、精准智能”, 大幅提高油田企业运营效益; 智慧油田建设需利用“全数据、全信息、全智慧”对油田全业务流程进行统筹化、精细化、最优化、智慧化管控, 实现把油田“装进智慧大脑里”, 促进智能生产新业态和智能经济形态的形成, 建成“无人、美丽”油田。

智慧油田建设是一项庞大的系统工程, 涵盖了油气

作者简介: 王健, 男, 长安大学数字油田研究所智慧油气田研究部主任, 主要从事智能与智慧油气田建设方案研究。

开发生产的各个领域,如智慧勘探、智慧油藏、智慧钻井、智慧采油、智慧管网、智慧地面工程等等。其中,智慧采油领域作为连接地下油藏和地面生产的关键环节,直接影响着油田企业最为关心的油气产量和采收率等因素。并且,国内各大油田企业在油气生产过程地面环节的数字化建设已较为成熟,一些油田甚至已经实现了场站的整装数字化建设^[4],这就给智慧采油建设提供了良好的基础条件与保障。

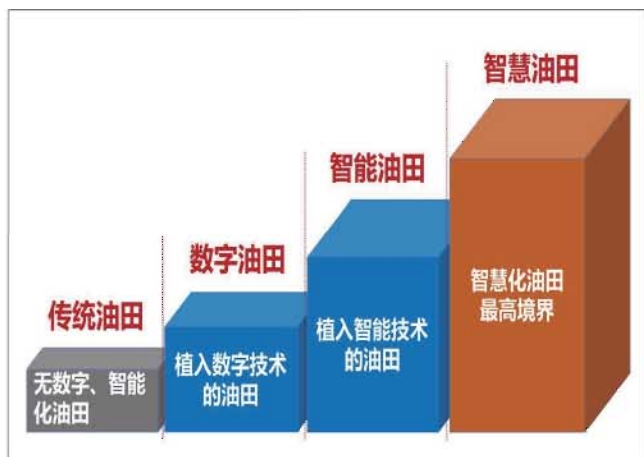


图1 公司内外环境隔离

1 智慧采油

1.1 智慧采油基本概念

智慧采油,是在油田数字、智能化建设的基础上完成采油过程的智慧决策与管控,采用“智慧大脑”使数据聪明,让数据工作的一种油气生产运行管理方式。

智慧采油建设以油田开发生产大数据为核心,融合油田物联网、大数据、云计算、移动互联和人工智能等技术充分挖掘数据价值,给数据赋能,利用全数据、全信息服务于油田开发与生产过程,形成油田开发生产一体化精准智能分析和油田生产过程的智能管理模式,达到“数据标准化、业务协同化、功能集成化、信息共享化、管控智能化”的目标,最终实现采油过程的智慧化,即“简单、无人、美丽”。

1.2 智慧采油将解决的问题

智慧采油的实现,将解决以下三个重点问题:

(1) 创建一套油田智能化建设模式。结合国内其他油田智能化建设经验,以数据建设为核心,以井地关联为基础,深入实现地上地下立体透明化、单井储层联动智能化、数据业务流程云端化和开发生产智慧一体化。

(2) 创建一种油田新型生产运行模式。通过探索开发生产一体化模式,改变传统的油田生产运行方式,彻底解放劳动力,促使基层管理高效化、生产运行智能化,最终实现井场生产运行“无人化”。

(3) 创建一种油田先进生产管理模式。智慧采油建设将成为国内首个智慧油田建设的典范,采油智慧化过程新方法、新技术将解决油田生产运行中高成本、低效率、高耗能、低效益问题,形成一种安全、质量、绿色的“美丽”油田。

2 智慧采油建设方法与内容

智慧采油建设是一项系统建设工程,应秉承“统一规划、统一标准、统一建设、建用结合、数据共享”的指导思想,遵循系统性、先进性、实用性、规范性和可持续性原则进行建设。

2.1 总体设计

智慧采油建设工程可细分为技术总成、地质研究、经济评价、油藏及地面三维可视化、油田物联网、油田数联网、油田智联网、油田业务网、智慧采油平台、智能设备和建设标准等十二个建设子项。

2.2 建设内容

根据总体设计,智慧采油建设可细分为十二个建设子项三十余个细项,由于篇幅原因,本文将选取其中的关键内容进行阐述。

(1) 数据建设

油田智能化建设过程实际上就是数据建设的过程,数据是核心,是纲,一切建设都应围绕数据开展^[5]。因此,数据的汇集和治理工作是开展智慧采油建设的前提条件和基础保障。

数据经治理后存入数据池,经云化后为智慧分析提供快速、可靠的云计算服务。

(2) 油田物联网

油田物理网建设是油田数字化建设中的基础建设^[6],应围绕“采、传、存、管、用”五个方面进行系统建设,缺一不可(图2)。在此基础上,实现全面感知、可视监控、智能分析和远程控制四大功能,通过“智能驾驶舱^[7]”对油井实施“一井一策”个性化管理。

目前国内各大油田企业已不同程度地完成了相应的场站物联网建设,对于现有建设内容,也应从“采、传、存、管、用”五个方面进行评价,拾遗补缺做好完整性建设。

(3) 地质研究

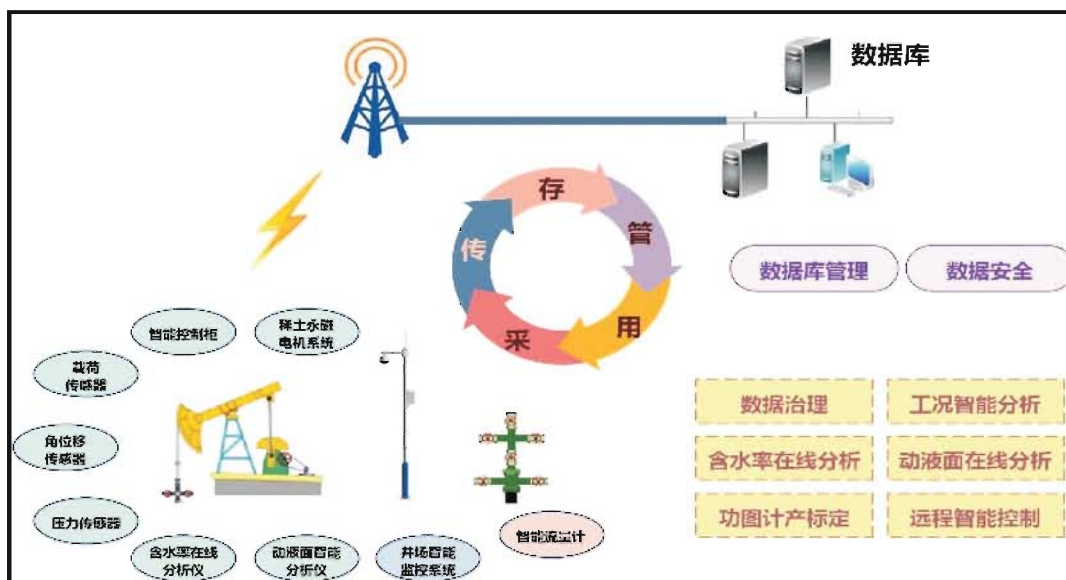


图 2 油田物联网建设模式图

智慧采油建设所需的地质研究与传统油藏地质研究方法不同，其内容是在现有地质研究成果的基础上，开展小层划分、储量估算、流动单元划分、注采井网评价、剩余油分布预测和地层压力预测等工作。

目的是要准确地划分出油井与储层的对应关系，为油藏潜力动态管理和预测分析提供基础，为单井储层智能联动提供条件。

(4) 油藏及地面三维可视化

在地质研究的基础上，开展油藏和井筒的三维可视化，并与地面地形地貌、建筑设施和管线设备的三维可视化共同构成地上地下三维可视化展示，形成立体透明油田（图 3）。

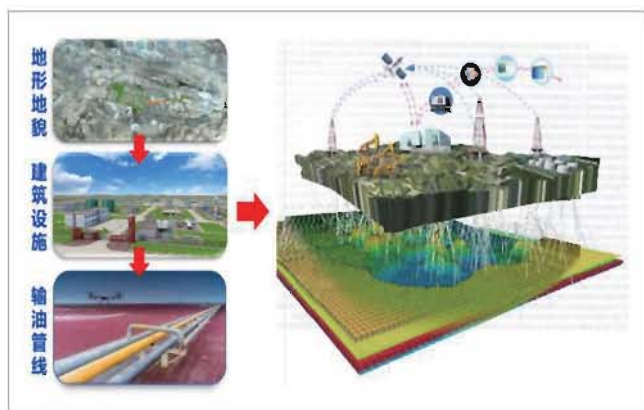


图 3 立体透明油田

(5) 油田数联网

数联网，即数据数联网，是指数据通道建设所完成的一种网络化的结构。油田数联网建设就是要把油田开发生产中涉及的各类数据通过各种关联机制(例如业务流)

相互连接起来，实现数据交叉、融合，并利用大数据分析 and 人工智能判识，给数据赋能（图 4），让数据聪明，用数据工作，实现“秒级价值”。

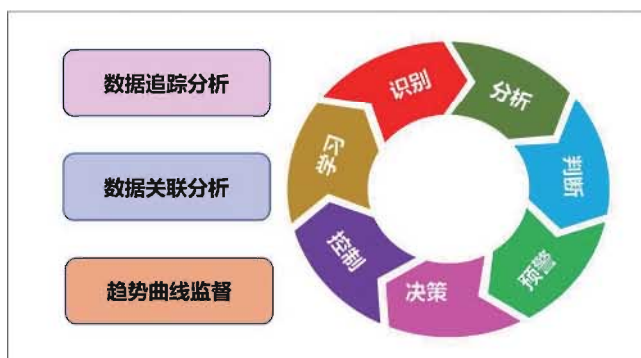


图 4 数据赋能

(6) 油田物联网

油田物联网建设包括专家人才库、知识库、经验库和QHSE库等建设，“智慧大脑”在进行智慧分析时，需要从这些库中实时调取数据，来支持智能分析和判识，给出决策。

(7) 智慧采油平台

“智慧大脑”需要在平台上运行，这个平台与当前IT思维模型下开发的操作系统不同，而是基于DT思维模式的新型数据模型开发的，实际上是一个“智慧大脑”的汇聚平台。

智慧采油平台的开发应充分考虑采油生产各环节之间的联系与逻辑关系，实现采油生产过程的数据控制、业务流程控制和标准控制的无缝融合，并对采油生产过程中的重点环节与关键因素进行有效控制，重点实现数据采集与控制、大数据分析预警、智能设备管理、智能

风险管理、智能生产调度指挥和智能会商等功能。

(8) 建设标准

为了规范建设过程,确保建设质量,需要制定相关的标准对建设内容、方法和过程进行要求与约束。目前,长安大学数字油田研究所正在组织人员编制国内首套智慧采油建设相关标准,希望能够为国内油田企业智慧油田建设提供参考和依据。

3 预期效果

智慧采油,是实施智慧油田建设的先期建设工程,其意义十分重大。它的实现,能够加速推动油田业态的转变,彻底改变油田企业现行的生产运行与管理方式,实现开发生产一体化智能管控、单井生产自动调控与注水分析智能调节、设备健康状态自动监控与智能预警以及油田风险监测与智能应急保障的油田智能生产运行新业态。

油田业态的转变,将大幅减轻油田职工的高体力劳动量,大幅降低油田生产运行成本和事故危害,提升油田生产运行管理效率和经营效益,为建设“无人、绿色、质量、安全、智慧”油田奠定坚实的基础。

4 案例分析

我们正在某油田实施一项工程——智慧采油示范建设,这是一个刚刚立项建设的工程,目前还不便公布更多的细节,也不便展示不成熟的产品。

但是,我们严格地按照智慧采油的基本思想与理念设计,目标是要将该项目打造成国内一流的智慧采油示范工程,实现采油智慧化,即把采油过程装在“智慧大脑”里,让数据聪明,用数据工作。

5 结语

智慧采油建设按照国内数字油田、智能油田、智慧油田“三部曲”的建设节奏,已经远远超越现实。也就是说,在当前数字油田还没有健全,智能油田正在初步建设的现状下,开启智慧采油的建设,已经是超越时代的做法,且这一建设理念和方式在国内尚属首次提出,这对所有人来说都是一项巨大的考验和挑战。

“智慧采油”的历史和现实意义非同小可,它完全开辟了一个油田数字化、智能化的全新模式,创新了一种油田新业态,是构建“低成本、零事故、高质量、高效率、高效益”的“美丽油田”的重要保障。

我们相信,智慧采油将会在新一轮的智能油田建设浪潮中发挥示范作用,掀起一场颠覆性的油田革命。

参考文献

- [1] 高志亮等. 数字油田在中国—理论、实践与发展 [M], 北京: 科学出版社, 2011.
- [2] Wenbo Zhang, Zhiliang Gao, Qian Gao, et al. Digital Oil and Gas Field in China and its Development[C], 2018 3rd International Conference on Information Technology and Industrial Automation (ICITIA 2018).
- [3] 李斌, 刘伟, 毕永斌等. 智慧油田建设与发展[J]. 石油科技论坛, 2018.
- [4] 高志亮, 石玉江, 王娟等. 数字油田在中国及其发展 [J]. 石油科技论坛, 2015.
- [5] 高志亮等. 数字油田在中国—油田数据学 [M], 北京: 科学出版社, 2017.
- [6] 高志亮等. 数字油田在中国—油田物联网技术与进展 [M], 北京: 科学出版社, 2013.
- [7] 朱荣彬, 赵小波, 肖红卫等. 智能油田及其建设模式研究与探索 [J]. 内蒙古石油化工, 2018.

智能联合站的建设与思考

强晓^{1*}, 郭元元², 朱荣彬²

(1. 延长油田吴起采油厂信息中心, 陕西 延安 717600; 2. 西安贵隆数字化工程科技有限责任公司, 陕西 西安 710054)
373328131@qq.com

摘要: 油田联合站是油田生产的重要场地之一, 集原油脱水、原油稳定、污水处理、原油存储及运输功能于一体, 因此, 油田联合站的安全管理及安全操控工作十分重要, 本文采用智能视频监控、人工智能技术、大数据分析、系统集成优化等技术, 对联合站的智能化建设进行思考与探索, 通过完善站内监控设备, 中控室升级改造, 建设“无人”门岗, 并通过集联优化技术对站内软硬件集联优化, 提高联合站内安全生产管理水平, 达到安全生产, 减员增效的目的。

关键词: 油田联合站; 人脸识别技术; 智能监控; 系统集成

The Construction and Thinking of Intelligent Oil Field United Station

QIANG Xiao^{1*}, GUO Yuanyuan², ZHU Rongbin²

(1. The information Center of Wuqi Extraction Factory, Shaanxi Yanchang Petroleum(Group) Co., Ltd, Yan'an 717600, China;
2. Xi'an Guilong Digital Engineering Technology Co., Ltd, Xi'an, 710054, China)

Abstract: The Oil Field United Station is one of the important sites for oilfield production. It integrates the functions of crude oil dehydration, crude oil stabilization, sewage treatment, crude oil storage and transportation. Therefore, it is very important for the safety management and safety control of the oilfield joint station. In this paper, intelligent video surveillance, artificial intelligence technology, big data analysis, system integration optimization and other technologies are used to think about and explore the intelligent construction of the joint station. By improving the monitoring equipment inside the station, the central control room is upgraded and reconstructed, and the “unmanned” gate is built. And through the integration optimization technology to optimize the integration of software and hardware in the station, the level of safety production management in the joint station is improved, as well as achieving the purpose of safe production, reduction of staff and efficiency.

Keywords: Oil Field United Station; Face recognition technology; System integration

0 引言

油气集中处理联合作业站简称为联合站, 从本质上讲属于一种转油站, 是油田重要的生产单元, 它将原油的集输、存储、分离等过程有机结合在一起, 承担着作业区内原油的油气分离、脱水、稳定、轻烃回收、污水处理及外输等任务^[1], 在油田业务流程中发挥着承上启下的作用。由于联合站存在着大量的油气管道以及压力容器, 使得联合站在生产运行过程中呈现出高温、高压、易燃易爆等特点, 存在很大的危险性, 加之日常管理中

受到人为及环境因素的影响, 使其危险系数进一步增加^[2]。因此, 对油田管理而言, 如何实现联合站可靠安全的生产、及时排除各种隐患, 一直是联合站管理与油田生产过程中研究的重要课题。

随着数字油田建设的深入, 数字化技术也在不断深入联合站各项业务环节, 实现了联合站生产数据的采集、传输、存储、分析与共享, 在有效提升联合站自动化监管水平的同时, 也为如何实现联合站的可靠安全生产、及时排除隐患提供了新途径。本文主要从智能人脸识别、大数据、深度应用 AI 算法的研究等最新技术在联合站中

作者简介: 强晓, 男, 延长油田吴起采油厂信息中心主任, 长期从事油田信息化与油田智能化方面研究。

控室、门岗管理的融合使用,讨论智能联合站的建设模式与思考。

1 数字化联合站建设问题与需求

数字化联合站是随着“数字油田”的提出和发展而来,它既是数字油田建设的重要组成部分,又拥有数字油田建设其他部分所不具有的先天优势与困难^[9]。“数字化联合站”是以全面构建数字化流程、数字化运行和数字化管理为目标的数字油田建设,它具有自动化程度高、基础条件好的数字化建设先天优势,同时也因涉及因素多、要求标准高、专业性质强而导致数字化建设突破难,造成建设分散、建设层次低、数字化配套建设思路与模式不成熟等问题。下面我们以 A 联合站为例予以说明。

A 联合站建设于 2008 年,主要承担各采油队三叠系油层含水油的接收,每天接收含水油约 3000 吨,净化油 1200 吨,平均每日外输 2800 吨,日处理产出水 1500 吨。建站之初就提出了数字化联合站的建设目标,然而通过十年的数字化建设,目前 A 联合站在数字化建设中仍存在各种突出的问题,具体如下:

(1) 没有具体明确且统一的数字化联合站建设指标与规划,建设模式主要是以具体需求和专业分类为基础的、自下而上的底层数字化建设模式。

(2) 数字化运维管理专业能力弱,未建立起有效专业的配套运维管理体系。

(3) 系统分散、数据孤岛多,数据效能差、与业务环节融合低、应用不深入的问题较为突出。

(4) 建设投资以重点生产环节与重点安全隐患监管为主,其他环节与领域重视程度低。

经分析调研,A 联合站数字化建设存在的问题是具有一定共性和广泛性的问题,更是数字化联合站走向智能联合站建设存在的重要问题。

2 设计方案

参照 Q/SYCQ3357-2009《联合站数字化管理建设要求》、GB/T 50823-2013《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》等标准,对 A 联合站进行一次全面的智能化升级改造^[4]。首先,对联合站数字化改造进行整体设计,使联合站系统功能切实满足生产运行需要并符合国家标准规范。

(1) 通过对站内监控线路布局规划与建设,完善站内监控设备,使监控设备的清晰度和覆盖范围满足生产要求,对门岗监控线路进行设计、接入中控室管理平台。

(2) 采用目前先进技术,对门岗进行智能化改造,通过人脸识别、智能监控技术,对外来人员进行安全管理,与生产指挥中心联动。

(3) 通过对软硬件集联优化,对国内外知名厂家产品进行集成,最优化组合,科学设计、规范施工,对联合站生产指挥控制中心进行改造。

3 整体解决方案

3.1 完善数据采集系统

(1) 站内监控设备规划与升级

对联合站内部分老化监控设备进行调整和升级,对新增监控设备线路进行合理规划,全站共建设 55 路数字高清视频监控,覆盖全站所有区域,并依据风险等级在生产指挥中心设置不同的滚动播放频次。

(2) 站内危险气体监测数据采集

在联合站部署 48 个可燃气体监测仪,分布全站各个生产环节,部分场所安装 25 个有毒、有害气体监测设备,全程在线监测、自动报警。通过管线泄漏在线监测系统,全程监控管线运行状态。

3.2 生产指挥中心改造

原生产指挥中心硬件系统和软件系统过于老旧,站内很多系统的数据不能通过大屏进行展示,因此,对原生产指挥中心进行升级改造。

(1) 生产指挥中心硬件设备的改造

对生产指挥中心的基础设施设备进行调整更新,新建 LCD 拼接大屏,并对供电系统升级,建设 15Kw 的 UPS 供电系统一套,确保生产指挥中心以及重要系统(站内监控、智能门禁等)在临时停电时仍可正常运行工作,并对操作台、操作电脑、音响、中控室互动监控等进行集联优化建设,实现远程监控的实时查看,以及中控室区域的远程语音对讲,提供远程监控实时查看与查询、实时语音对讲的硬件基础与软件部署,如图 1。

(2) 软件系统升级

对站内原监控的视频管理与存储平台进行升级改造,将原来传统简易且多系统分散的监控系统,融合升级为最新的流媒体综合管理平台和专业存储管理系统,并定制开发与其他各系统的接口,便于系统的汇聚接入。系统升级后,可有效满足油田、采油厂、联合站三级单位的监控管理需求,可实时通过手机客户端进行视频数据查看与查询,并可通过软件客户端与生产指挥中心实时语音通话。

(3) 数据的应用与分析

完成对DCS、地面优化、管线监测、油改气、消防系统、网络系统、供电系统等设备的集中以及各个系统的无缝流畅接入大屏展示，将所有设备设施运行参数接入中控室，并建设人工智能管控平台和数字化管理平台^[5]。

建设人工智能管控平台，55路数字高清视频监控覆盖全站所有区域，依据风险等级设置不同的滚动播放频次，25个有毒气体、48个可燃气体监测仪分布全站各个生产环节，全程监控，保障生产安全。

数字化管理平台对接入各系统的数据设置上下限值，系统自动报警提示，根据生产动态数据合理指挥调度安排生产并及时发现问题，指挥现场应急处置，以便于集中管理与管控。



图1 生产指挥中心硬件效果图

3.3 智能门禁管控

采用人脸识别、智能安检、劳保识别报警、人员安全识别技术，结合联合站人员准入管控的实际需求，实现人员签到、签退信息化管理、站内人员劳保着装报警管理以及站内人员安全状态管理，践行人员安全双重预防机制。实现对进出A联合站人员进行管控布防。

对A联合站“无人”门岗进入流程设计如下(图2):

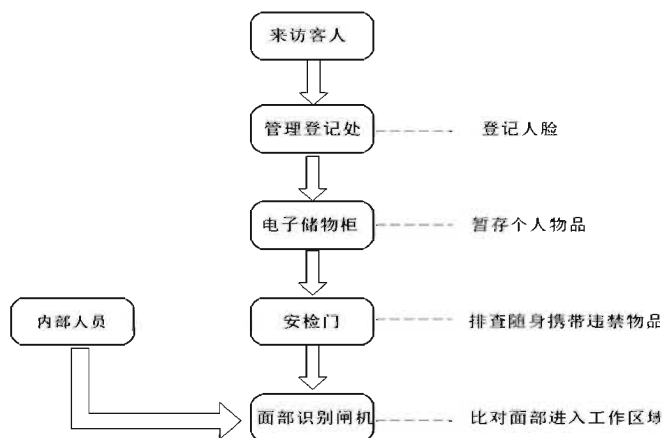


图2 智能联合站来访人员登记流程图

根据设计流程，具体的建设内容包括：一体化智能访客登记、智能存储柜、金属探测通道、安全宣讲大屏、人脸识别门禁、人脸识别专用摄像机、区域监控摄像机等，基本完成适应A联合站生产区人员进出流程的智能化改造，极大的提升了A联合站人员管控的能力和水平，如图3。

在此基础上，对门禁管控进一步扩展如图4，一是完成了人员进入联合站生活区前的人脸识别，可以完成陌生人的自动告警；二是对整个智能门禁过程的区域全面实时监控。三是通过闸机，人脸识别、门禁等硬隔离设备，人员进出可详细统计。系统可以实时显示当前时段的区域滞留人数与名单。

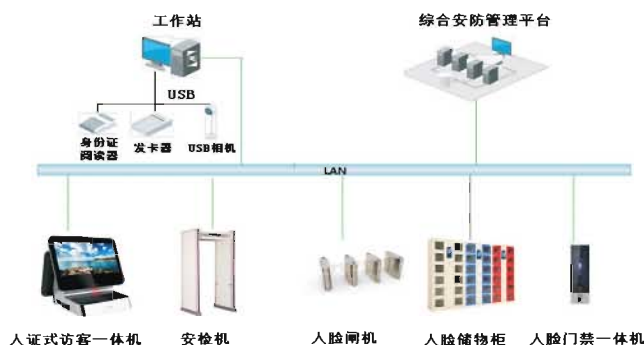


图3 智能门禁管控建设硬件系统结构图



图4 人脸识别系统结构图

3.4 集联优化

智能联合站的建设是一个浩大的系统工程，因此，需要集众厂家之长，同时结合联合站自身问题和需求，对工程进行精细设计，对硬件、软件反复调校，才能达到预期的效果。

联合站综合管理平台集成DCS、地面优化、管线监测、油改气、消防系统、网络系统、供电系统等软件系统，对各类软件系统进行集联优化，将各个系统接入生产指挥大屏，实现各类数据之间深度融合^[6]。

4 应用效果

(1) 风险防控能力大幅提升

通过完善站内监控和检测数据的采集,对联合站内生产状况实时掌控,生产指挥中心综合管理平台对各类系统数据进行接入,包括55路数字高清视频监控,25个有毒气体、48个可燃气体监测仪,对所有生产数据设置上下限值,系统自动报警提示,根据生产动态数据及时发现,指挥现场应急处置,全方位监控生产运行,保障生产安全。

(2) 转变联合站运行模式,提高生产效率

岗位由原来的生产辅助岗、调运卸油岗、净化外输岗、消防保卫岗转变为:生产运行岗、生产指挥中心岗、消防保卫岗等三个岗位,站内人员从122人减至74人,减员48人,用工总量减少38%,岗位转变后职责更明确。由驻岗变巡岗,部分岗位实现无人值守,实行四级巡检,运行更合理。

如果将生产指挥中心进一步集联优化,集合所有生产运行实时数据,依据运行参数指挥生产,运行更高效,将会实现“无人”联合站建设的目标。

(3) 安全管理与降低成本

通过智能门岗引入人脸识别算法等技术、危险物识别,陌生人预警,劳保穿戴检测。对于外来人员和内部员工的管理更加规范,通过与指挥中心联动,操作更加合理,更加完全。

参考文献

- [1] 潘霖. 油田联合站的风险分析[J]. 化学工程与装备, 2018(12):105-106.
- [2] 王志刚, 岳海鹏, 高毅. 油田联合站动火作业的风险分析与安全措施[J]. 中国石油石化, 2017(10).
- [3] 高志亮, 梁宝娟. 数字油田在中国——油田物联网技术与发展[M]. 北京: 科学出版社, 2013.
- [4] 杨丹阳, 张鑫. 学一联合站数字化站控系统改造的设计与实现[J]. 云南化工, 2018,45(09):198-199.
- [5] 朱海东. 欢三联合站的数字化建设[J]. 油气田地面工程, 2013, 32(09):103-104.
- [6] 李柔骁. 分布式平台下多数据集联优化方法研究[D]. 华中科技大学, 2016.

智能云平台建设及工业互联网赋能数字油田建设的思考

史纪强^{*}, 任恩茂, 宋建

(中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司物探研究院, 山东东营 257022)
shijiqiang.slyt@sinopec.com; renenmao.slyt@sinopec.com

摘要:近年来, 工业互联网建设已成为国家战略, 5G即将商用, 人工智能和区块链技术发展迅猛, 胜利油田智能云平台建设稳步推进, 并将以此为基础构建工业互联网平台, 支撑数字油田建设。以云平台为基础, 叠加大数据、边缘计算、人工智能、物联网、VR/AR等技术, 按照一切即服务(XaaS)的云时代思维模式, 融合各种新技术和服务, 按照工业互联网架构建设智能云平台, 构建边云协同的海量数据采集和分析应用的服务体系, 实现云资源的集中管理和维护, 建立硬件、软件、数据、安全一体化的信息服务模式。推进工业物联网建设, 增强云服务开放能力, 支撑合作伙伴实现工业技术和经验知识模型化, 形成资源富集、多方参与、合作共赢的生态, 赋能数字油田建设, 服务油田发展。

关键词:工业互联网; 数字油田; 智能云; XaaS

Thoughts on the Construction of Intelligent Cloud Platform and Digital Oilfield Based on Industrial Internet

SHI Jiqiang^{*}, REN Enmao, SONG Jian

(Geophysical Research Institute of Shengli Oilfield Branch, Sinopec, Dongying, China)

Abstract: In recent years, industrial Internet construction has become a national strategy, 5G is about to be commercialized, artificial intelligence and blockchain technology are developing rapidly, and the construction of the intelligent cloud platform of Shengli Oilfield is steadily advanced. Based on this, an industrial Internet platform will be built to support the construction of digital oilfields. Based on the cloud platform, overlaying big data, edge computing, artificial intelligence, Internet of Things, VR/AR and other technologies, in accordance with the cloud-based thinking model of all-as-a-service (XaaS), integrating various new technologies and services, according to the industrial Internet architecture. Build an intelligent cloud platform, build a service system for massive data collection and analysis applications, and realize centralized management and maintenance of cloud resources, and establish an integrated information service model of hardware, software, data and security. Promote the construction of industrial Internet of Things, enhance the openness of cloud services, support partners to achieve industrial technology and experience knowledge modeling, form an ecosystem of resource enrichment, multi-participation, cooperation and win-win, empower digital oilfield construction, and serve oilfield development.

Keywords: Industrial Internet; digital oilfield; XaaS

0 引言

经过几年的建设, 胜利油田勘探开发集成服务云平台陆续完善并增加服务功能, 云平台能力逐步增强, 为油田的勘探开发、生产经营等系统提供了强有力的技术

支持, 助力数字油田的建设。目前, 云平台与石化智云融合, 提供更多的服务, 落实中国石化提出的“一切系统皆上云, 一切开发上平台”, 加强项目建设的标准化、规范化管理, 从源头上杜绝重复建设和新的信息孤岛产生。加快向“平台+数据+应用”的云架构建设模式转型,

作者简介: 史纪强(1973-), 男, 山东莒南, 系统分析师, 主要从事软件工程, 企业应用, 云计算, 移动应用研发工作。

推动生产方式、管理模式、商业模式的创新。

“十三五”以来，中国石化持续推进石化智云平台建设，提供集中管控、实时计算、智能分析、物联网接入等技术服务，实现业务能力的沉淀共享，规范应用开发运维，支持新建系统云上部署和在建项目开发过程中云上管理。油田云平台与石化智云的融合，推进了油田工业互联网平台建设的进程。

1 工业互联网

2014 年世界经济论坛 (WEF) 与工业互联网联盟 (IIC) 和埃森哲合作，做了一个工业互联网研究项目，给出了他们对工业互联网的理解与定义：“工业互联网：IoT 工业应用的简称，也称为工业物联网或 IIoT”。目前认为，工业互联网是通过新一代信息技术在工业的融合集成应用，构建起人、机、物全面互联的新型网络基础设施，实现制造资源泛在连接、弹性互补和高效配置。工业互联网平台是工业互联网的中枢，基于云计算的开放式、可扩展的工业操作系统，向下接入海量设备、自身承载工业知识与微服务，向上支撑工业 App 开发部署。主要发达国家依托各自比较优势，行业巨头企业陆续推出自己的平台产品，意在抢占工业大数据入口的主导权。我们国家基于行业经验，也在努力构建平台服务能力，融入全球平台发展热潮，并取得了较好的发展成效。

2018 年 4 月 27 日工信部印发《工业互联网 APP 培育工程实施方案 (2018-2020 年)》，2018 年 5 月 31 日工信部印发《工业互联网发展行动计划 (2018-2020 年)》，工业互联网已经成为国家战略。普遍的观点认为互联网即将进入下半场，各行各业迎来更大规模的产业升级。在接下来的 10 年，整个社会将从消费互联网迈向产业互联网。腾讯公司为应对工业互联网的变革，进行了机构改革，成立了云与智慧产业事业群和平台与内容事业群，积极从 to C 基因向 to B 转换，To B or NOT To B，不再是一个问题。

2 工业互联网平台

工业互联网建设离不开平台建设，国内各行业纷纷进军工业互联网领域。据《互联网周刊》2018 年中国工业互联网平台活力榜 (如图 1) 可以看出，这些活跃的公司有传统的制造企业，有老牌的信息技术企业，也有新兴的互联网公司，足见工业互联网在国内的发展势头之迅猛。

先进制造企业航天科工、海尔、富士康将依托自身



图 1 2018 中国工业互联网平台活力榜

数字化转型经验优势，推出 INDICS 平台、COSMOPlat 平台和 Beacon 平台；装备和自动化企业三一重工、徐工凭借工业设备与经验积累，推出根云平台、Xrea 平台；信息技术企业华为、浪潮将已有平台向制造领域延伸，推出 FusionPlant 平台、M81 平台；互联网企业阿里巴巴重在打造云端一体化服务能力，推出 supET 平台。

在能源领域，石化盈科推出了 ProMACE 平台，采用云计算、大数据、物联网、人工智能等技术，提供数据集成、实时计算、智能分析、物联网 (IoT) 接入、可视化等核心能力，支撑流程工业智能化转型升级。

3 工业互联网标识

对于工业互联网而言，标识解析体系是核心资源和重要基础设施，是支撑工业万物互联互通的神经枢纽，也为企业每个产品、零部件、机器设备等赋予唯一的“身份证”。

互联网中最主要的标识体系是域名的体系，工业互联网作为互联网下半场的重要组成部分，其标识解析体系是在域名的体系基础上进行拓展和延伸。标识解析体系类似互联网领域的域名解析系统，是全球工业互联网安全运行的核心基础设施之一。面对即将入网的数百亿计的各类工业场景的新终端、新设备，每个设备都需要一张专有“身份证”来标记在工业互联网当中的位置、身份等信息，标识解析体系就可以解决这类问题。标识解析体系是促进实体经济与数字经济融合发展的黏合剂，每一个物理世界的实体，都会在数字世界中有对应的标识和可通过解析查询到的数字描述。

2018年，工业互联网标识解析体系5大国家顶级节点均启动建设，一批二级节点也开始了与国家顶级节点的对接工作。工业互联网国家顶级节点是我国工业互联网标识解析体系的关键，起到承上启下的作用，既是对外与国际互联的唯一关口，也是对内统筹的核心枢纽，向下链接所有二级节点。各级节点的相继建成，为我国工业互联网的发展提供了核心支撑。

4 工业互联网架构

工业互联网平台的建设，离不开工业互联网平台架构，不同企业基于自身的需求和行业特点，采用的架构也多种多样，但是都是建立在云平台架构的基础之上。如航天科工的INDICS平台在IaaS层自建数据中心，在DaaS层提供丰富的大数据存储和分析产品与服务，在PaaS层提供工业服务引擎、面向软件定义制造的流程引擎、大数据分析引擎、仿真引擎和人工智能引擎等工业PaaS服务，以及面向开发者的公共服务组件库和200多

种API接口，支持各类工业应用快速开发与迭代。

和利时的HiaCloud平台由工业现场层、工业PaaS平台层和工业SaaS智能应用层构成。工业现场层提供边缘计算服务，实现企业现场各类数据的汇集与本地应用。工业PaaS平台层自下而上包括云基础环境子层、数据服务子层和应用服务子层，建立工业对象模型的虚拟运行空间，并提供API接口和一系列快捷开发工具。

东方国信基于软硬件相结合的端到端工业大数据解决方案，推出BIOP工业互联网平台。平台主要包含数据采集层、PaaS层、SaaS层三个部分。数据采集层包含BIOP-EG智能网关接入设备和BIOP的接入接口软件，支持各类数据的接入。工业PaaS层集成了工业微服务、大数据分析、应用开发等功能。工业SaaS层面向工业各环节场景向平台内的租户提供工业领域通、专用以及基于大数据分析的云化、智能化工业应用及解决方案服务。

如富士康的FiiBEACON平台（如图2），总体架构包括了边缘层，IaaS云网层，Paas平台层，SaaS应用层。

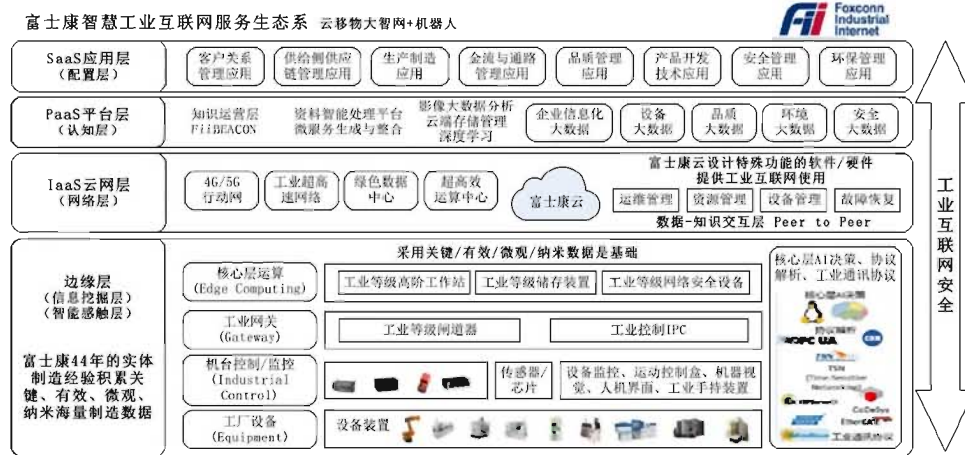


图2 FiiBEACON 平台架构

边缘层涉及了边缘计算以及网络通讯技术，IaaS层需要基于虚拟化、分布式存储、并行计算等云计算技术。Paas层提供以一站式平台开发服务，封装各种微服务以及人工智能算法，Saas层能够满足不同行业、不同场景的工作Saas和工业APP，形成工业互联网平台的最终价值。

华为云提供的工业互联网平台架构，更加清晰明确的在各层体现相应的技术。华为工业互联网架构图如图3所示。

如图3所示，由架构图可以看出，华为的工业互联网架构：以云为基础，叠加物联网、边缘计算、大数据、人工智能等技术，构建边云协同的海量数据采集和分析应用的服务体系；支撑合作伙伴实现工业技术和经验知识模型化，形成资源富集、多方参与、合作共赢的生态。

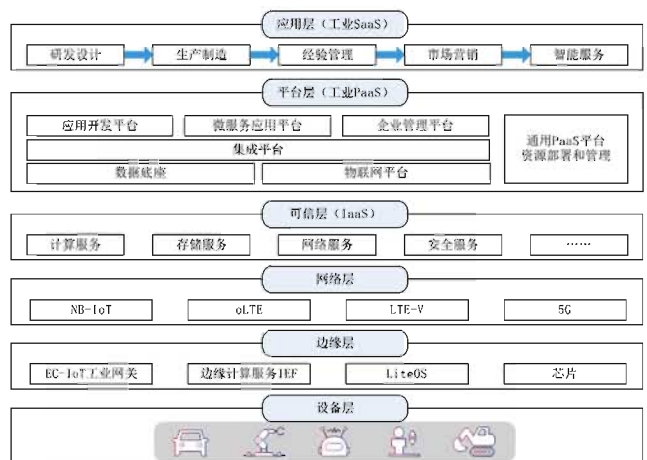


图3 华为工业互联网平台架构

5 胜利智能云平台建设及应用

石化智云以大数据、云计算、边缘计算、5G、IPv6、物联网、人工智能、VR/AR 等先进技术平台为支撑，以流媒体、图像、音视频、结构化数据等大数据平台为驱动，建设经营管理云、智能制造云和销售服务云。强化精益管理，发展智能制造，构建智慧化综合服务生态，

目前提供的公共服务已经有 30 余个。

胜利油田勘探开发集成服务云平台（简称 iSASP）融合中国石化的石化智云，形成优势互补，构建胜利智能云平台，为胜利油田工业互联网的建设奠定了基础，也为数字油田的建设提供了重要的支撑。目前勘探开发智能集成服务云平台的架构如图 4 所示。

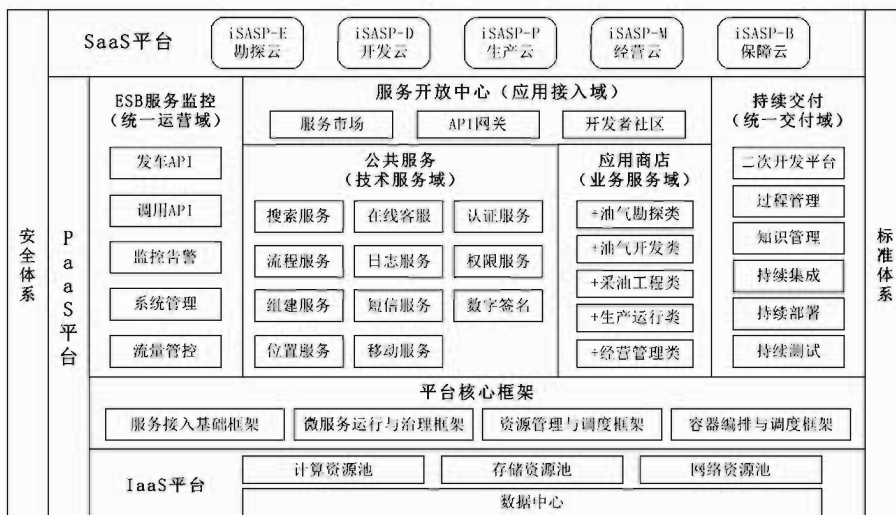


图 4 勘探开发集成服务云平台架构

目前 iSASP 已经形成了集中管理、安全可控的公共服务支撑技术；组件共享、按岗定制的专业应用集成技术和标准固化、平台兼容的敏捷软件开发技术。提供了用户服务、流程服务、权限服务、组件服务、日志服务、短信服务等十几个公用服务。

基于组件共享技术，建成基于石油行业工业 APP 应用商店，为企业转型高质量发展奠定了基础。工业 APP 实现了业务组件、技术组件等软件资源的统一管理和授权共享。工业 APP 的建设，实现了应用系统业务功能从“一次开发、一次应用”模式到“组件开发、模块组装”模式的转变，避免了重复建设，支持业务功能复用，信息资源共享，提高了软件资产的利用率。目前已注册勘探开发、生产运行、经营管理等专业 1283 个业务组件；平面、剖面、曲线等专业图形及油藏工程、测井处理等专业算法 78 个技术组件。

建成了个性化门户定制服务，实现按岗定制，应用集成，提高用户体验。传统的信息应用系统“千人一面”，无法实现面向岗位的、灵活的功能定制。云平台通过业务应用定制技术，打破勘探开发、生产运行、经营管理等核心业务边界，支持岗位定制，形成了“千人千面”的业务应用新模式。目前已实现了包括总部、油田和基层等 130 套应用的单点登录，完成了 26 类核心业务、

275 支流程的统一待办，为 953 个业务岗位定制了个人专属工作桌面，打破应用系统之间的壁垒，解决了用户反复切换系统、应用效率低等问题。

实现了复用工业 APP 中的业务组件，鼓励各项目组贡献云中组件，推进功能和数据共享。使用云平台中已有的公共服务，不允许重复建设。传统的信息系统采用“竖井式”开发模式，每个系统都需进行用户、权限、日志等基础服务功能建设，这些功能重复建设，系统之间难以互通。胜利油田集成服务云平台将这些公共基础服务抽取出来，建设了用户、权限、流程、日志、短信、视频、GIS、门户、总线等 9 大类公共服务，解决了跨应用的消息通讯和数据交换的难题，新建系统直接调用这些服务，降低系统开发工作量 20%~30%，老系统经过基础服务改造，即可打通系统之间的壁垒，实现各系统间的互联互通。制定应用上云方案，支持老系统集成改造、新系统开发管理，全面推进“一切系统皆上云，一切开发上平台”。

6 胜利油田工业互联网建设思考

工业互联网平台建设，离不开云平台作为基础。有胜利油田勘探开发集成服务云平台作为基础，并融合石化智云提供的更多公共服务能力，目前已经能够为油田

内部的勘探开发,生产经营等提供了强有力的支持,并作为胜利油田生产指挥系统和油田一体化管理平台的基础,为数字油田的建设赋能。并且融合石化智云,服务范围进一步扩展,可以提供区域化服务,并为中国石化的其他单位提供各项服务能力。

工业互联网的建设,并不仅限于油田内部或者中石化内部。重要的是构建一个良好的工业互联网生态,增强云服务的开放能力,不仅仅为企业内部,上下游服务,还要将供应商,合作伙伴以及客户等纳入统一的生态圈,形成合作共赢的一体系统。

(1) 建设开放能力平台。能力开放是通过公开其应用程序编程接口(API)或函数(function)来使外部的程序可以增加该软件系统的功能或使用该软件系统的资源,而不需要更改该软件系统的源代码。在互联网时代,把网站的服务封装成一系列计算机易识别的数据接口开放出去,供第三方开发者使用,这种行为就叫做Open API,提供开放API的平台本身就被称为开放平台。工业互联网建设,必须构建能力开发平台,使各种服务能有效的提供给各方使用。

(2) 服务化(XaaS)思维。在云环境下,一切都可以以服务的方式提供,无论硬件,软件,网络还是算法等,也就是说一切即服务(XaaS)。除了传统的SaaS, PaaS, IaaS, 还有数据即服务,如通用汽车,埃森哲提供了自助分析数据即服务;AI即服务,如百度的AI大脑;以及视频即服务、汽车即服务、区块链即服务等。工业互联网的建设要充分利用公共的服务,借助互联网公司的技术力量,专注自己的业务领域,解决实际需求,并将成果沉淀服务,又以一切及服务的形式集成到工业互联网,供各方使用。就是要采用服务化思维,一方面,借助云环境提供的服务,实现自己的业务需求;另一方面,把自己的功能以服务的形式提供出来,也即软件开发的目标不再是开发一个系统,编写一个组件,实现一个功能,而是提供一种服务。

(3) 跨界思维。也就是要实现融合创新,基础平台的建设无论多么完善,功能多么强大,技术多么先进,最终的目的还是服务企业的发展,而融合跨界的思维是创新的源泉。区块链的发明,是建立在互联网之上。其所使用的技术,像P2P动态组网、分布式存储、分布式密钥、基于密码学的共享账本、共识机制(拜占庭将军问题)、智能合约等技术,只有中本聪,出人意料地提出了一个系统性的、可供实践的解决方案。如果他能提前十年提出这篇论文,那么比特币就可以提前十年发明出来。所以,单个技术点,并非是区块链的魅力所在,运用这些技术的全新思想,才是区块链的本质和核心。

工业互联网的建设不仅仅是功能的复用、数据的共享、技术的革新、平台的融合,还需要思维的演化。5G的普及,万物互联,借助区块链实现的价值互联网,工业互联网等,带来社会的变革,让工作、生活、学习更加便利,让企业更具有竞争力。但是,重要的不是业务中运用了哪些信息技术,实现了政府信息化、企业信息化和个人信息化,而是要用信息技术重塑自身业务,成为信息化政府、信息化企业和信息化个人。油田构建工业互联网平台,建设数字油田,其目标应该用数字化手段重塑自身业务,突破油田信息化的模式限制,建成信息化油田,也就是数字油田。当一个企业不再执着于信息化,信息化像空气一样融合在企业环境的时候,也就真正实现了信息化。

7 结语

工业互联网成为国家战略,数字油田的建设,依托云平台的成熟积累,而云平台的发展必然要突破私有云的限制,提供更大的开放能力,构建工业互联网体系。按照一切即服务(XaaS)的云时代思维模式,融合各种新技术和服务,按照工业互联网架构建设智能云平台,构建边云协同的海量数据采集和分析应用的服务体系;实现云资源的集中管理和维护,建立硬件、软件、数据、安全一体化的信息服务模式。工业物联网增强云服务开放能力,赋能数字油田建设,服务油田发展,才能强力支撑合作伙伴实现工业技术和经验知识模型化,形成资源富集、多方参与、合作共赢的生态。

参考文献

- [1] 赵敏. 工业互联网平台的六个支撑要素—解读《工业互联网平台白皮书》[J]. 中国机械工程, 2018, 29(8): 1000-1007.
- [2] 工业互联网产业联盟, 工业互联网平台白皮书(2017), <http://www.aii-alliance.org/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=23&id=186>
- [3] 工业互联网产业联盟, 工业互联网平台白皮书(2019 讨论稿), http://www.aii-alliance.org/index.php?m=content&c=index&a=document_download&ftype=3&fid=514&fno=0
- [4] 中国信息通信研究院, 2018 年工业互联网案例汇编—优秀应用案例, <http://www.aii-alliance.org/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=23&id=493>
- [5] 贾雪琴, 罗松, 胡云. 工业互联网标识及其应用研究[J]. 信息通信技术与政策, 2019, (4): 1-5.
- [6] 张懿. 工业互联网核心基础设施在沪上线[J]. 中国设备工程, 2019, (1): 7.
- [7] 梁党卫, 李虎, 丁胜奇. 油田企业应用权限集中管控体系建设[J]. 软件导刊, 2018, 17(11): 187-189, 193. DOI:10.11907/rjdk.182283.
- [8] 段鸿杰, 杨耀忠, 牟菁, 等. 油田生产业务流程服务生态圈建设与应用[J]. 油气田地面工程, 2018, 37(11): 1-5. DOI:10.3969/j.issn.1006-6896.2018.11.001.

油田中心站管控一体化技术研究

刁海胜*, 王登莲, 孙明, 周维琴, 罗凌燕

(长庆油田分公司第三采油厂, 宁夏 银川 750000)

dhsrud_cq_cq@petrochina.com.cn

摘要: 随着长庆油田无人值守站建设规模的不断扩大, 中心站逐渐成为油田最基本的控制和管理中枢, 它不仅包含了油田底层生产过程控制、设备运行状态监控等大量现场信息, 而且覆盖了油田基本生产单元管理的全过程, 因此通过对现有的过程控制系统和信息系统进行信息集成和功能集成, 开展管控一体化技术研究, 实现降低安全生产风险、降低员工劳动强度、优化产量监控手段等目的, 这有助于改善和加强油田管理水平。

关键词: 管控一体化; 联锁控制; 安全分级管控; 产量监控; 数据库

Research on Integrated Management and Control Technology of Oilfield Central Station

DIAO Haisheng*, WANG Denglian, SUN Ming, ZHOU Weiqin, LUO Lingyan

(Third Oil Production Plant of Changqing Oilfield, Yinchuan, China 750000)

Abstract: With the continuous expansion of the construction scale of the unmanned station in Changqing Oilfield, the central station has gradually become the most basic control and management center of the oilfield. It not only contains a large number of field information such as production process control of the bottom layer of the oilfield, equipment operation status monitoring, but also covers the whole process of the basic production unit management of the oilfield. The information integration and function integration of the existing process control system and information system are carried out, as well as the research of integrated management and control technology, so as to reduce the risk of safety production, reduce the labor intensity of employees, optimize the means of production monitoring, and improve and strengthen the level of oilfield management.

Keywords: Integration of management and control; Interlocking control; Safety hierarchical control; Production monitoring; Database

0 油田控制系统和信息系统建设现状

随着技术的更新和现场生产的需要, 各类控制系统和测控设备逐渐出现在油田生产现场, 长庆油田于2009年开始进行大规模的数字化建设, 井场建成了以RTU(远程终端单元)为核心、站点建成了以PLC(可编程逻辑控制器)为核心的油田控制系统, 站控系统也由最初的单机版本升级为服务器/客户端架构的SCADA系统。油田数字化系统的重心主要是前端数据采集和单一固定设备的控制, 并没有充分考虑设备之间或者流程参数之间的互操作或者联锁保护问题和各种设备的集成问题, 对

上层的信息系统所提供的接口也并不友好, 因此各个设备之间、各个控制系统之间不能够互相通信并形成一套完整的控制体系, 同时也造成了系统操作的复杂化和多样化, 增加了油田的管理负担。

集团、公司统推系统共计28套, 厂内自建系统共27套, 油田信息系统建设的目的更多是针对管理层的业务管理需求, 根据油田的管理现状, 通过利用信息化的手段让业务流程正确运行、各个环节的工作准确执行、各类公文报表正确流转, 最终达到管理信息化、办公无纸化, 提高企业效率的目的, 但是信息系统的建设很少考虑对底层控制系统的信息采集和控制指导, 一方面信

作者简介: 刁海胜, 男, 现为长庆油田采油三厂数字化与科技信息中心技术及运维管理室副主任。

息系统中的数据往往与现场存在一定的偏差，另一方面信息系统作出的决策很难有效的在现场得到执行，其外在表现就是信息系统类型繁杂，部分系统功能重复，统推系统主要以厂为数据源，对作业区和中心站层面的支撑不够，大量的数据无法直接使用，自建系统开发语言种类多，数据标准不统一，数据无法共享，系统整合难度大，造成员工重复录入，工作量大。

实现现场第一手信息能够顺利的传达到技术和管理者手中，同时信息系统中的各项决策能够正确快速的得到落实，就需要在油田现有的控制系统和信息系统的建设条件下，开展控制系统技术完善和信息系统的功能研究，同时利用现有的数据，对控制系统和信息系统进行数据交互操作，达到油田中心站管控一体化的目标。

1 油田管控一体化系统的建立

管控一体化系统采用计算机、网络、数据库、自动控制 and 接口通信等诸多先进技术，以生产过程控制系统为基础，通过对企业生产管理、过程控制等信息的处理、分析、优化、整合、存储、发布，建立覆盖企业生产管理与基础自动化的综合系统。将企业生产全过程的实时数据和生产管理信息有机集成并优化，实现企业信息共享和有效利用，实现企业生产经营过程的整体优化^[1]。

(1) 油田管控一体化的研究基础

PLC(可编程逻辑控制器)和RTU(远程终端单元)是油田数据采集和控制的基本单元。覆盖了油田95%以上的井组，完成了井组、站点的数据采集和基本控制。在无人值守站建设过程中，根据现场设备的自动化硬件基础以及运行控制要求，实现了以缓冲罐液位为控制目标的分段控制+高启低停控制策略、以外输排量为控制目标的PID控制+高启低停控制策略以及以注水分为目标的PID控制。针对油田离散的数据监控单元，通过专用网络实现了数据的高速传输，在网络建设过程中根据无人值守建设需要，对单链路、树形结构的网络进行全面升级，在充分利用油田现有光缆、杆路资源及网络设备的基础上，构建作业区内部网络环路，将汇聚网络的传输线路全部升级为1000Mbps，以满足视频数据、生产数据、远程控制高速、稳定运行的需求。

SCADA(数据采集与监视控制系统)，是油田实时数据采集、控制和存储的核心系统，实现了现场井站生产运行的统一集中管理，90%以上的生产运行数据实现了在线监控以及实时存储，每个作业区10万点的实时数据库容量能够满足日常监控管理需求。利用SCADA系统

分散管理、集中控制的优势，在它与新工艺、新技术相结之后，针对精细注水控制、数字化增压撬远程控制方式优化等方面拓展应用效果明显。SCADA系统在实时数据监控方面具有直观、高效、实时的特点，适用于对数据实时性要求较高的需求，例如参数实时监控、管线数据对比、设备的控制等，但其缺点也较为明显，不适合大量关系型数据存储、分析和计算。

油田目前针对不同类型的管理流程建设了大量的信息化系统，其中包括针对井管理的油、水井工况分析系统，针对生产以及站点运行管理的生产指挥系统、针对基础数据管理的A2、A5等系统，解决了油田生产过程中大量的数据管理问题，有效的精简了日常管理流程，为离散的油田生产单元提供了有效的管理手段，但同时这些信息化系统都配套有专用数据库，随着应用需求的不断增加，系统或系统功能之间出现重复，但彼此信息却无法实现共享，各个信息系统的数据库逐渐成为信息孤岛。

(2) 油田中心站管控一体化系统的搭建

相对油田这种离散型企业而言，流程型企业的管、控信息化管理方式很难集成化推广，同一管控信息系统很难在不同行业中应用推广，因此油田管控一体化应当结合自身的管理方式、硬件基础和信息化系统来进行综合研究。

油田中心站管控一体化系统(见图1)建设思路是在控制层以现有的控制系统硬件为基础，同时不断完善现场控制过程中的连锁保护、预警报警等功能，在信息管理层以在用的信息系统为基础，优选功能完整、设计合理的系统进行功能补充完善，数据传输层采用现有的麦秸数据库，作为连接SCADA系统工业库与各类信息系统数据库之间的桥梁，人机交互界面利用SCADA系统客户端功能，实现中心站对各类系统的统一管理。

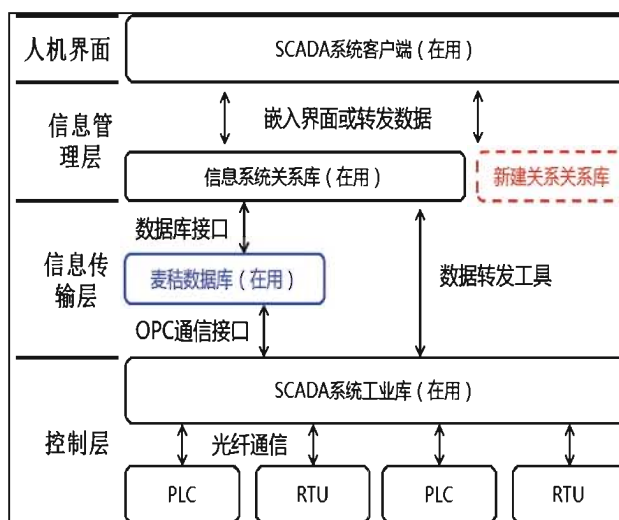


图1 油田中心站管控一体化系统构架

在数字化应用过程中，油井工况诊断与功图计产应用是最典型的工控系统与信息系统相结合的实例，SCADA 系统将前端实时采集的大量过程数据以约定的格式发送至用于工况诊断以及功图计产应用的专业数据库中，将大量的数据分析、判断工作交给专业的数据分析系统完成，一方面减轻了 SCADA 系统在功图转发过程中的系统压力，提升了 SCADA 系统在数据实时采集方面的稳定性，另一方面有效的发挥了信息系统的数据处理能力。

2 油田管控一体化配套技术研究

建立管控一体化管理架构值守实现了工控数据与信息化系统数据通道的联通，但是在“管”与“控”的过程中还有很多技术需要完善，需要针对中心站的工作内容和流程开发配套相应的技术和功能，建立可靠的控制响应机制、有效的产量监控手段和科学的安全管理体系。

(1) 控制系统配套技术研究

无人值守站目前具备了一键关停的功能，但是在运行过程中，设备与设备间、参数与设备间仍然存在密切的关联，需要中心站员工不断的去关注各参数的变化情况，一旦监控不到位容易出现运行异常。通过应用 PLC 连锁控制，实现异常状态的自动保护功能。连锁控制是电器设施中的一种联动控制方式，站点某一参数达到规定值或某一设备启、停时，联动或对另一设备的控制。根据中心站的实际运行情况，设定液位与泵的启停、电动阀的开启连锁，设定流量与电动阀的开启、关闭连锁。

中心站员工每 2 小时需要对全部油井工况进行人工核查，主要手段是通过分析示功图来判断油井工况。最大载荷和最小载荷是最能够直接反应油井工况变化的参数之一，通过在 SCADA 系统中对油井最大、最小载荷应用变化率报警功能，限定最大、最小载荷的变化范围，实现工况异常提示。

变化率报警是指模拟量的值在一段时间内产生的变化速度超过了指定的数值而产生的报警，即变量变化太快时产生的报警。系统运行过程中，每当变量发生一次变化，系统都会自动计算变量变化的速度，以确定是否产生报警^[7]。

变化率报警的类型以时间为单位分为三种： $\%/s$ 、 $\%/min$ 、 $\%/h$ 。变化率报警的计算公式如下：

$$\frac{((\text{变量的当前值} - \text{变量上一次变化的值}) \times 100) / ((\text{变量本次变化的时间} - \text{变量上一次变化的时间})) \times (\text{变量的最大值} - \text{变量的最小值}) \times (\text{报警类型单位对}$$

应的值)。

针对外输压力、流量应用偏差报警功能如图 2 所示，偏差报警是指模拟量的值相对目标值上下波动超过指定的变化范围时产生的报警，应用偏差报警的其主要依据是通过管线异常后上下游的压力差、流量差会比正常运行状态下发生的变化大得多，从而产生报警。同时管线异常时外输压力、流量变化具有一定的逻辑相关性，压力下降的同时流量上升，因此将压力、流量数据综合判断，新建外输管线异常变量，同时设定两个报警参数，一旦满足压力低报警和流量高报警则进行更高级别的报警。

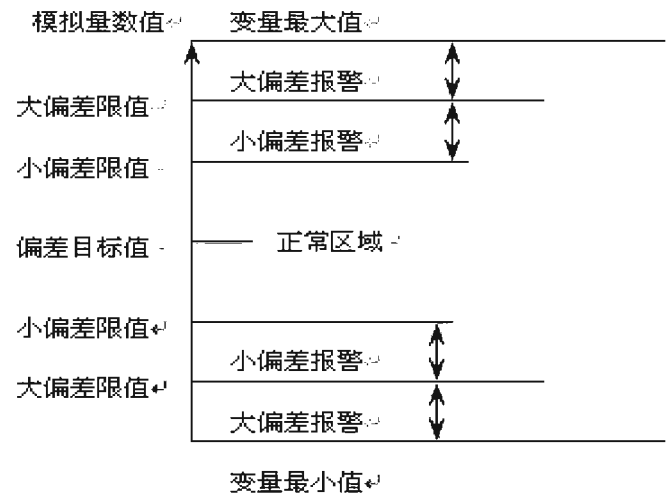


图 2 偏差报警原理图

(2) 信息系统配套技术研究

利用现有的专项系统数据库，将中心站下辖站点的储罐、管线、泵等设备设施的建设维护、改造信息全部纳入系统进行全生命周期管理，同时结合安全部门的风险点管控体系，对现场设备的运行状况、安全风险进行评估分级、制定典型控制措施，形成隐患排查、隐患诊断和隐患治理的一体化管理模式。

作业区 SCADA 系统由于其自身的特性，报表功能仅限于站点报表自动生成，无法高效的承担中心站报表监控和作业区产量统计分析的需求。依托 SCADA 工业库数据，利用麦秸数据库以及 A11 报表系统，建设一套符合作业区产量分析、运行管理的报表系统，实现“作业区”—“中心站”—“站点”之间报表自动生成、信息共享。系统集单井生产、站内运行、外输交油、采供注水管理、拉油点产量监控等数据采集、分析、存储、处理、审核、发布、共享为一体，彻底解决站点手动录入、区块产量分析、采供注统筹管理等人工操作、管理的问题。

综合利用流量、含水监控仪表和作业区 SCADA 系统，在井口实现液量计量、含水分析，在站内实现液位测试、

外输计量等功能,同时结合产量分析报表和油井示功图诊断结果,建立有效的产量监控和预警模型,快速定位产量波动井、站,查明导致产量异常波动的原因,便于及时采取相应措施,切实有效的解决数字化条件下的产量监控和计量问题,提高计量的准确性和产量监控效率。

3 结语

随着信息化的不断推进,油田信息化系统也面临着“信息孤岛、数据成灾”的状况。突破传统控制系统和管理系统的层次概念,通过管控一体化的思想来统一数据管理、统一通信、统一平台,有机地整合、优化各种独立、分离的设备与系统,发挥每个系统的最大功能,彻底解决油田信息化过程中存在的“管理系统”与“控制系统”的脱节问题。

参考文献

- [1] 樊跃江. SCADA 智能报警设计与实现《自动化仪表》. 2013 .34 (6) :48-50
- [2] 张伟健. 基于模式识别的 SCADA 系统智能报警研究. 中国燃气运营与安全研讨会 2015.
- [3] 李桂成. 新一代油气管网 SCADA 系统设计方案及标准化研究 [J]. 石油化工自动化, 2008 (5)
- [4] 孙东. 抽油机电参数远程智能故障诊断技术研究 [J]. 自动化仪表, 2012,33(5) :22-23
- [5] 发 [D]. 合肥: 合肥工业大学, 2009
- [6] 张福军. 油田抽油机参数无线数据采集与监控系统的设计 [D]. 哈尔滨: 东北林业大学, 2010.
- [7] 樊跃江, 赵丽萍, 郭宝灵等. 关于改进 SCADA 报警系统的几点探讨 [J]. 新疆石油天然气, 2011,7(2):83-84.
- [8] 王华忠. 监控与数据采集系统及其应用 [M]. 北京: 电子工业出版社, 2010:25-27.

智能井温度试井技术研究进展

隋微波*, 张迪, 王梦雨

(中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京, 102249)

suiweibo@cup.edu.cn; suiweibo2003@yahoo.com

摘要: 传统的压力试井技术在油藏实时监测中存在获取数据速度慢、温度数据浪费严重的情况, 且在多层油藏压力试井方法中, 无法对各单层进行准确解释。本文从试井的硬件基础出发, 研究传感器的发展历程、工作原理、测试精度及优缺点, 并对近三十年来温度实时监测在油田现场的各种典型应用及理论背景进行总结对比, 研究温度监测理论模型的理论基础, 进而重点研究瞬态温度试井理论模型的发展现状。发现温度试井技术在装配分布式井下温度、声波传感器的智能井中是最新的试井解释技术, 其中瞬态温度试井通过研究井下温度变化的瞬态数据, 建立非等温渗流—传热耦合模型, 提出相应的瞬态温度数据分析解释方法, 获取产层流动特征参数及井的完善情况, 对后续开发或增产方案的设计、调整或评估提供帮助, 例如根据瞬态温度数据分析近井地带伤害半径等。在未来利用智能井生产监测大数据条件下, 瞬态温度试井必将与传统的瞬态压力试井一起作为油藏监测分析的重要手段, 为油田开发提供更快速准确的数据支持。

关键词: 油气田开发; 温度传感器; 温度试井; 理论模型; 发展趋势

Research Progress of Intelligent Well Temperature Test Technology

SUI Weibo*, ZHANG Di, WANG Mengyu

(1. College of petroleum engineering, China university of petroleum, Beijing, 102249)

Abstract: The traditional pressure well test technology has the problems of slow data acquisition and serious waste of temperature data in real-time reservoir monitoring. Moreover, in the pressure well test method of multi-layer reservoir, the accurate interpretation of each single layer cannot be achieved. Starting from the hardware basis of well test, this paper studies the development, working principle, test accuracy, advantages and disadvantages of sensors, summarizes and compares various typical applications as well as theoretical backgrounds of real-time temperature monitoring in oil field in the past 30 years, studies the theoretical basis for temperature monitoring theory model, and then focuses on studying the development of transient temperature well test model. It is found temperature well test technology is the latest well test interpretation technology in intelligent wells equipped with distributed downhole temperature and acoustic sensors. Transient temperature well test establishes a coupling model of non-isothermal penetration and heat transfer by studying the transient data of downhole temperature changes, and proposes corresponding transient temperature data analysis and interpretation methods to obtain the flow characteristic parameters of production zones and the improvement of wells, and provides assist in the design, adjustment or evaluation of subsequent development or stimulation programs. For example, people can analyze near-wellbore damage radius based on transient temperature data. In the future, under the condition of large data with intelligent well production monitoring, transient temperature well test will be an important means of reservoir monitoring and analysis together with traditional transient pressure well test, providing more rapid and accurate data support for oilfield development.

Keywords: Oil and gas field development; Temperature sensor; Temperature test; Theoretical model; The development trend

作者简介: 隋微波, 女, 中国石油大学(北京)石油工程学院副教授, 博士学位, 邮箱: suiweibo@cup.edu.cn, 主要致力于渗流力学、数字岩心、智能完井方法、油藏实时监测等方面的研究。

0 引言

在油气田开发过程中, 试井技术是获得储层及流体物性参数的重要方法之一, 压力试井是比较常用的方法, 其相关理论也比较完善。但在压力试井的资料解释过程中, 往往将温度视为常数, 不考虑其变化对试井解释的影响, 导致温度数据浪费严重; 此外, 在多层油藏压力试井方法中, 只能综合或近似地解释各单层的物性及生产特征等, 无法对各单层进行准确解释。所以建立温度试井理论, 充分利用井筒温度监测数据解释地层和流体物性, 并获得某些热力学参数具有重要的意义。而早期温度测井只能在生产测井过程中下入仪器获得井温信息, 耗时长且影响生产, 对于水平井、多分支井等复杂结构井的测试, 操作更加困难。井下温度传感器能够实时地、连续地测量井下温度和压力, 其发展为实时温度监测及温度试井理论的发展和应用奠定了坚实的基础。近年来, 温度试井快速发展, 在装配分布式井下温度、声波传感器的智能井中是最新的试井解释技术, 其中瞬态温度试井技术利用瞬态温度数据帮助油藏管理者形成实时油藏管理决策, 对后续开发或增产方案的设计、调整或评估提供帮助^[1]。在温度试井技术研究领域, 国外起步较早, 目前已经初步形成了一些理论方法, 中国只处于起步阶段, 本文主要从智能井实时温度监测这一技术所涉及的传感器出发, 研究智能井温度试井技术主要的现场应用现状及理论模型研究进展情况, 并对未来发展方向提出展望。

1 井下温度传感器发展与特点

早期的油气井井下的温度测定是通过生产测井仪器上安装的热电偶温度计进行的。温度数据一般用于生产井和注入井产液剖面和水泥环固井质量的辅助定性分析, 不足以单独作为定量解释的依据。

为了实现对井下温度长时间的实时监测, 20世纪60年代起, 人们开始尝试在井下安装永久式井下压力计与温度计 (Permanent downhole gauge, PDG)。但是由于传感器长期工作的失败率太高, 测量准确性受井况影响太大, 这项技术的进一步广泛应用受到了阻碍^[2]。从20世纪80年代开始, 永久式电子井下传感器的传感元件由应变温度计变成了石英温度计, 精确性和稳定性有了很大提高, 同时安装技术也有了明显进步。

考虑到当时的井下电子式温度计的耐温条件很难超过140℃且一般只能测量井筒内单点温度, 1987年, 研究人员首次提出将光纤作为温度传感元件对井下温度进

行测量, 依据这一理论研制生产的分布式光纤温度传感器 (DTS) 于1993年首次在Shell挪威Brunei油田的海上生产平台进行安装应用^[3]。

90年代中期, Baker Hughes油田服务公司基于井下监测技术的功能和发展设想提出了“智能完井”(Intelligent completion)的概念。井下温度、压力传感器在海上生产井和陆上高产井获得了大量应用, 对油气产量提升发挥了明显作用。2001年在南英格兰一口陆上大斜度井中安装的DTS系统和压力传感器首次实现了井下数据的实时传输^[4]。2004年开始, 加拿大海上生产井开始大规模在套管上安装永久式井下传感器系统。2005年开始, DTS系统的温度测量分辨率大幅度提升, 耐温范围测试结果达到-80℃~600℃。2010年, 首台固定式高精度光纤高温高压传感器获得成功^[5], 可在220℃的油井温度下和100MPa的压力条件下长期作业, 解决了常规电子传感器和光纤压力传感器受井下高温高压干扰而无法正常工作的难题。2014年, 康静^[6]对单支光纤探针和阵列光纤探针的结构进行了优化设计研究, 研制出了能精确测量油气水三相流含气率的阵列光纤探针传感器。2017年, 哈里伯顿能源服务公司研发FiberWatch光纤传感监测系统^[7], 其中的FiberLog™电缆技术采用光电电缆, 在缆铠内部埋置的多光纤电缆中有一根电导线, 通过该电导线为井下牵引器供电, 将单芯电缆传感器传送到大斜度/水平井中。电缆中的光纤通过与DTS和DAS等传感技术相结合实现对井眼的动态监测。

目前石油工业中用于永久式井下温度测量的仪器主要有电子和光纤两大类, 其各自的技术特点如下。

1.1 永久式井下电子压力/温度计

永久式井下电子压力/温度计 (PDG) 采用电缆将压力和温度测试信号传到地面接收装置来实现对井底的压力和温度的实时监控, 整体测试系统一般由筒体、压力温度计、程序控制面板、通信电缆和电缆等结构组成。井下设备部分由主外筒、下盖 (引压头)、上盖 (电缆绝缘头)、内部安装板等组成, 其结构设计^[8]如图1所示。

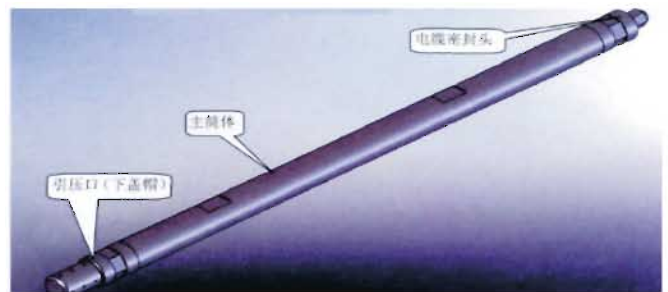


图1 PDG结构设计

Figure 1 PDG structure design

目前应用的大多为永久式石英或硅晶作为传感元件的井下电子压力/温度计,可以同时测量所在井筒深度的压力和温度,既可以单个安装也可以在不同深度多个同时安装,其温度测量分辨率可以达到 0.01°C 。由于异常点、噪声等因素会影响监测数据的准确性,所以PDG数据处理非常关键^[9],斯坦福大学的Athichanagorn等人提出了七个步骤:消除异常点,降噪,瞬态识别,数据精简,流量历史重建,行为滤波和移动窗口分析^[10],成为该领域的代表性处理方法。

目前,以WellDynamics、Schlumberger、Halliburton等油田服务公司为代表开发的SmartWell、InForce和InCharge等智能完井系统都应用了PDG来实现对压力和温度实时监测的功能。

1.2 分布式光纤温度传感器

分布式光纤温度传感器(Distributed Temperature Sensor, DTS)将光纤作为温度感应和数据传递组件。其工作原理如图2所示,通过激光发射器以 10 ns 频次发射激光,激光在光纤内的传导过程中发生拉曼散射,拉曼反向散射光包含斯托克斯峰和反斯托克斯峰两个组分,其中反斯托克斯峰的强度与温度的相关性很强,而斯托克斯峰的强度则与温度的相关性较弱。通过计算反斯托克斯峰与斯托克斯峰信号的强度比,可以获得精确的温度监测值^[11]。

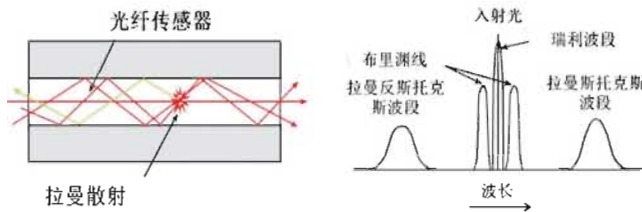


图2 分布式光纤温度传感器工作原理示意图

Fig.2 Working principle of distributed fiber optic temperature sensor

与传统的温度传感器相比,DTS具有以下特点:①不需要进行额外作业,不影响生产;②可以在任意时刻同时测得井筒内连续的或多点的温度;③无电子元件,不受电磁辐射的干扰;④耐高温,化学反应呈惰性,性质稳定;⑤抗破坏能力强,不易损坏^[12]。其安装位置和安装时间较为灵活,与PDG相比其最大的优点在于可以实现分布式监测,温度数据取样间距一般为 1 m ,总的光纤监测距离可达 12 km ,进行实时温度监测的最小时间间隔为 2 s ,最大可达数小时,温度监测分辨率通常为 0.1°C ,最高耐受温度可达 300°C 。

在1993年Shell在Brunei海上油田第一次安装DTS

设备之后,DTS开始应用在石油工业中,目前在陆上高产井与海上油田应用最为广泛。

2010年左右^[13],随着DTS的发展,光纤这一载体逐步实现了在进行温度监测的同时进行分布式声波传感(Distributed acoustic sensor, DAS),其工作原理如图3所示,当光脉冲发射到光纤中,声场与沿光纤连续长度产生的背散射光相互作用,背散射光信号将依赖于声场的扰动。通过测量激光脉冲发射到接收信号之间的时间,即可测量井筒表面的声学扰动。

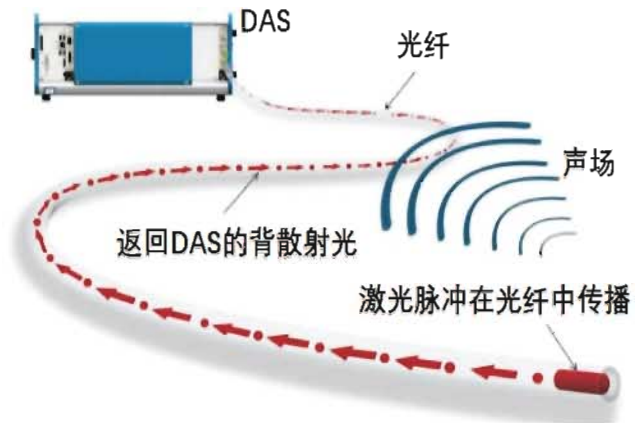


图3 DAS工作原理

Figure 3 Working principle of DAS

DAS的优点在于其能够克服DTS获得合理信噪比时间长的问题,可以在光纤的每个点以高达 100 kHz 的速率同时进行测量,空间分辨率约 1 m ,总测量距离可达数十公里,为整个井筒的声学监测提供可能^[14]。

这一新兴的技术,在油气行业上游有着广阔的发展前景。近年来在近井眼水力压裂增产监测、流体剖面解释、井身完整性监测、气举优化等方面均得到了广泛的应用^[15]。

2 温度监测的主要应用

温度监测得到的温度数据在很大程度上丰富了现有的试井解释技术,在油井生产动态监测、储层物性评价以及压裂施工设计等方面得到了广泛的应用。

Ouyang等人^[16]提出了适用于直井、斜井、多分支井的温度预测模型,其中正模型可以预测温度剖面,反模型通过解释监测得到的温度剖面获得井下流动剖面。利用雪佛龙公司开发的计算机程序包TIPP,实现上述井筒多相流动-热模型,既可以用于井筒温度预测,也可以用于生产和注入剖面分析,获得直井、水平井生产剖面见图4。

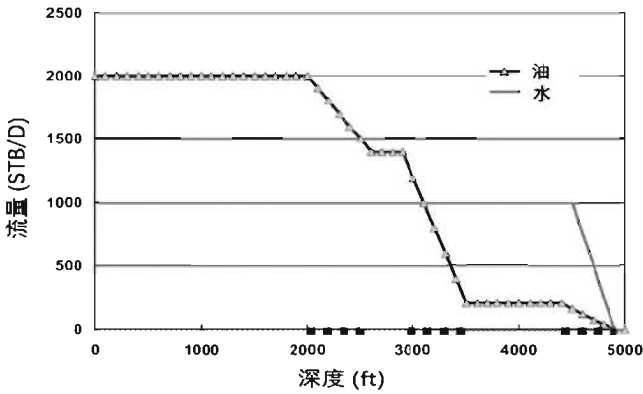


图 4a 直井生产剖面

Fig. 4a Production profile for the vertical well

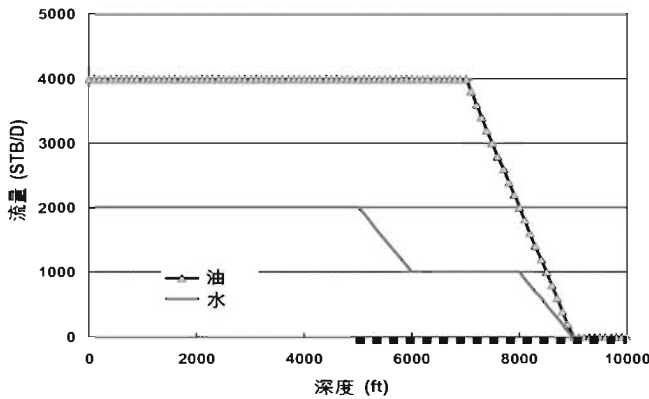


图 4b 水平井生产剖面

Fig. 4b Production profile for the horizontal well

应用 DTS 得到的温度数据还可以监测气举。X.Wang 等人^[17] 基于稳态能量平衡方程，提出了适用于陆上和海上油气井的气举作业生产管柱的完整建模方法。将模型集成到新开发的 DTS 解释软件中，应用其进行气举阀芯就位后注气点监测。由于焦耳汤普森效应，气体入口点温度会显著降低，根据该现象判断注气点位置，见图 5，在气体入口点，温度降低约 1 °F。

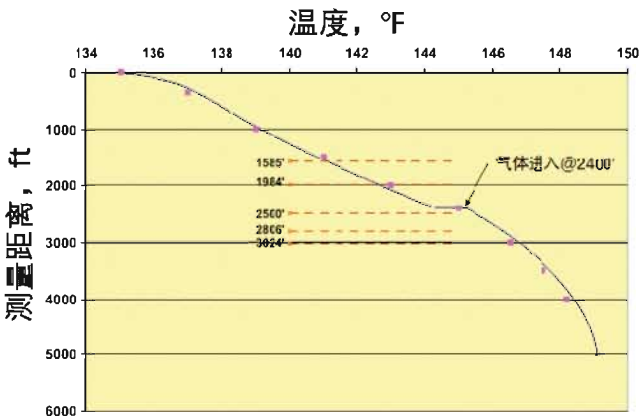


图 5 气举注气点监测

Fig. 5 Gas lift injection point monitoring

Johnson 等人^[18] 利用 DTS 监测井筒温度剖面，判断蒸汽驱过程中的蒸汽前缘突破。如图 6 所示，温度从深度 800 英尺到 870 英尺处急剧上升，显示了蒸汽突破的位置。每两分钟拍摄一次的剖面资料显示，井筒内热量迅速上升，到 980 ft 深度处缓慢下降，描述了蒸汽突破后井筒温度的快速变化。数据显示，随时间推移，暖锋向井筒上方迅速移动，图中所示的陡坡表明该突破具有较高的流速。可以看出，应用 DTS 技术能够迅速、经济、有效地确定突破位置。

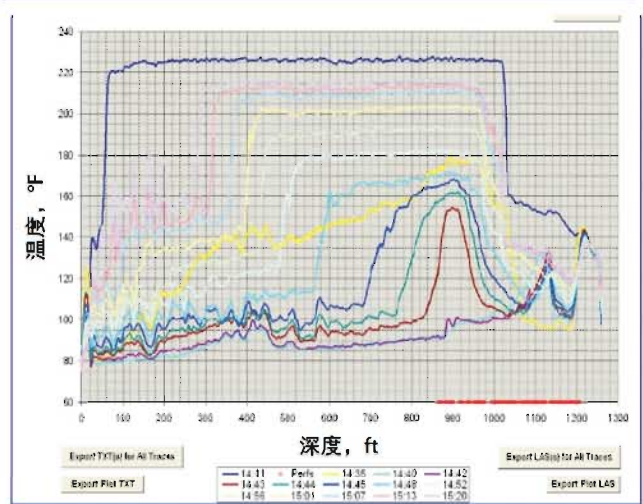


图 6 蒸汽突破井筒温度剖面

Fig. 6 Wellbore temperature profile of steam breakthrough

Yoshioka^[19] 建立了多相流的水平井井筒瞬态温度预测模型，预测水平井在有不同气 / 水流量流入时的井筒温度分布。研究发现，水或气进入产油层时，将导致温度下降，见图 7。所以根据监测的井筒温度曲线可诊断水锥现象、预防水 / 气窜流等问题。北海油井的实际温度测井资料，验证了该温度预测模型的有效性。

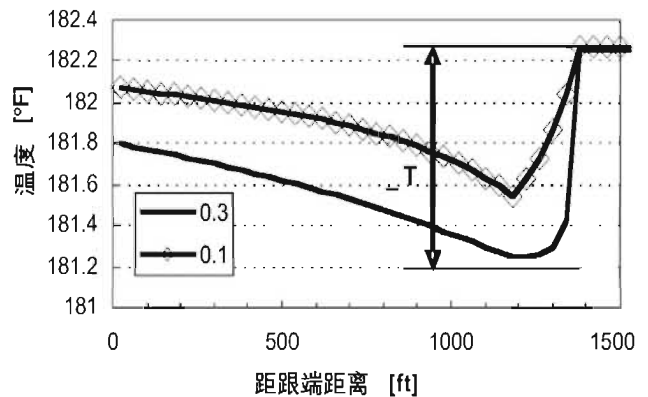


图 7a 不同含水率下的温度分布

Fig. 7a Temperature profiles for different water cuts

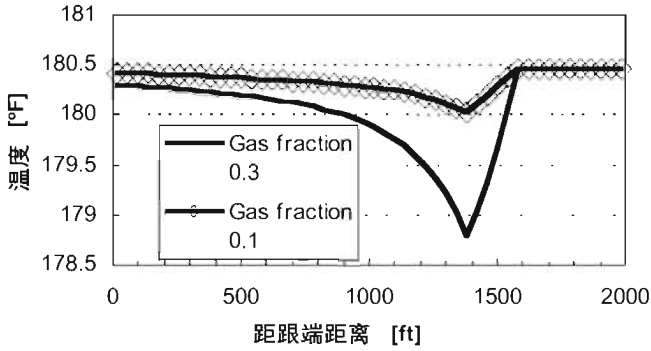


图 7b 不同气体比例下的温度分布

Fig. 7b Temperature profiles for different gas fractions

在酸化增产过程中，通过确定注入酸液的分布位置来对增产措施进行评价及优化极为重要。Tan^[20]建立了描述多层碳酸盐岩地层酸注入及反排过程的流动及热交换耦合模型，模拟该过程中地层温度的变化。当酸液注入地层，酸岩反应释放热量，导致地层温度升高出现峰值，在酸液注入速率及注入量不同时，温度分布曲线的峰值及其出现位置不同，见图 8，故根据监测的地层温度曲线可确定酸液注入体积以及分布情况，从而对注入速率及注入时间进行优化，使增产措施效果达到最佳。

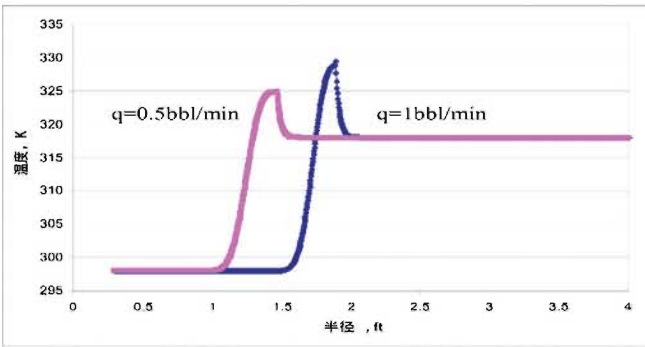


图 8a 不同酸液注入速率下 10min 后地层温度分布

Fig. 8a Temperature distribution in the formation for different injection rates after injecting for 10 min

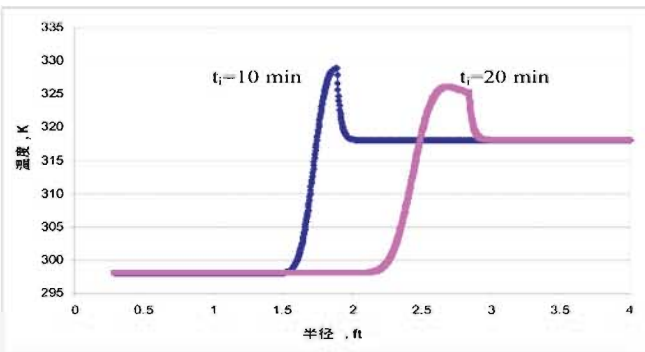


图 8b 酸液注入速率 1bbl/min 下不同注入时间地层温度分布

Fig. 8b Temperature distribution in the formation for different injection time when $q=1$ bbl/min

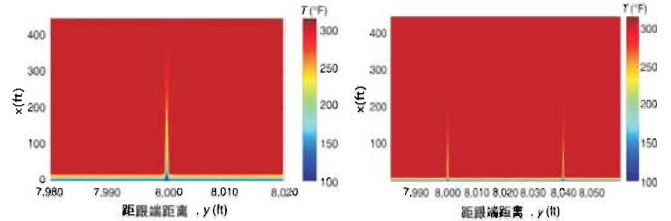


图 9 相同注入体积下单一裂缝 (左) 和两条相同裂缝 (右) 下注入结束时的温度分布图

Fig. 9 Temperature map of a single fracture (left) and two identical fractures (right) at the end of injection for the same total injection volume

水平井多级压裂过程中，裂缝位置处相对于周围地层会出现温度冷却现象，见图 9。根据地层温度分布图可确定裂缝位置、裂缝条数及裂缝尺寸，从而合理分配某一射孔段的裂缝分布^[21]。

在储层物性研究中，结合温度数据将提高参数反演的精度。Duru 等人^[22]将温度监测数据应用到自动历史拟合过程中，与生产数据耦合应用确定油藏的渗透率和孔隙度场分布。与只应用生产数据反演相比，孔隙度场的相关系数精度提高 83%，见图 10、图 11。将温度监测数据用热模拟器进行模拟来研究储层的各向异性也取得了较准确的效果。

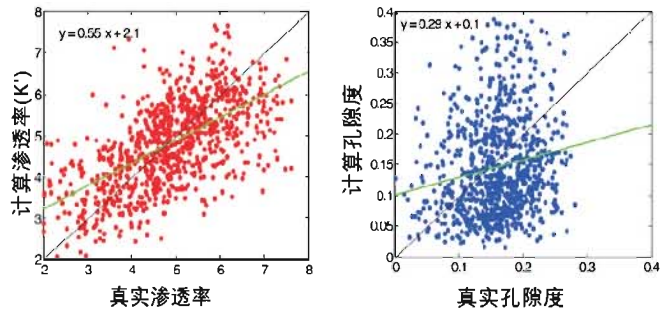


图 10 只匹配生产数据估算 k (左)、孔隙度场 (右) 图

Fig. 10 K (left) and porosity field (right) were estimated by matching production data only

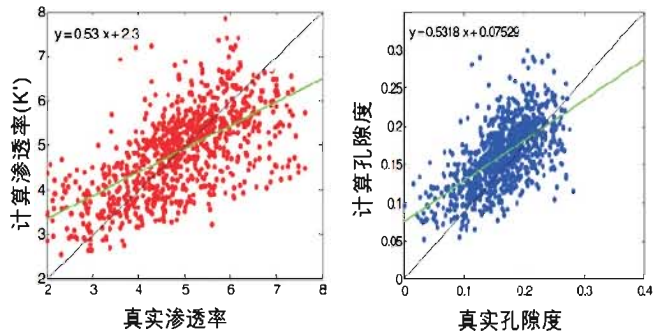


图 11 匹配温度测量和生产数据，估算 k (左) 和孔隙度 (右) 图

Fig. 11 K (left) and porosity field (right) were estimated by matching temperature measurements and production data

3 温度试井理论模型研究现状

从上世纪 50 年代开始, 学者们提出了很多温度模型, 试图解释监测到的大量稳态的、非稳态的以及实时的温度数据。温度试井研究领域, 国外起步比较早, 主要包括德州农工大学、赫瑞瓦特大学、雪佛龙、哈里伯顿以及道达尔等; 国内高校如中国石油大学(北京)、中国石油大学(华东)以及中国地质大学等在该领域也取得了一定的研究成果。

3.1 温度监测理论模型研究现状

Ramey^[23] (1962 年) 最早基于总能量方程和机械能守恒方程, 建立了针对单相不可压缩液体或单相理想气体的稳态井筒传热模型, 提出预测井筒温度的经典解析方法。模型假设井筒热传导为稳态, 地层中径向热传导为非稳态, 地层和井筒流体的物理参数和热学参数不随温度改变, 考虑井筒中热阻问题, 但忽略了摩擦和气体膨胀等微小热效应。Ramey 的模型和方法为温度试井理论模型奠定了基础, 很多学者在后期的研究中基于此做出了改进和创新。Satter^[24] 建立了注蒸汽过程中的温度计算模型, 并考虑了该过程中流体相态的变化。Chappelear 等人^[25] 针对注入流体为热水的情况建立了数值模型, 但未考虑油水两相不稳定情况, 数值结果不稳定。目前的研究中均假设储层参数、流体注入参数等为常量, 在接下来的几年中, 有学者提出这些参数对井筒温度有较大的影响, 并分别研究了地层热力学参数、井眼尺寸、流体注入速度、注入深度以及注入时间等对井筒和地层温度分布的影响情况 (Smith 等^[26], Witterholt 等^[27])。

1973 年, 焦耳汤姆森效应被首次提出^[28], 学者们开始将其考虑到温度模型中。Saga^[29] 等人在 Ramey 的基础上, 建立井筒多相流下的温度模型, 预测两相流井筒的温度剖面, 并计算了流体焦耳汤姆森系数。Yoshioka^[30] 在多相流模型下, 考虑了多相流间的热传导, 推导了油藏流动和热传导的控制方程, 得到一维温度解析解。Maubeuge 等人^[31] 也考虑到焦耳汤姆森效应导致流入井筒的流体温度与地层温度不同, 提出了考虑多孔介质中由于压力和摩擦产生热效应的模型, 该模型可用于多层油藏的温度预测。

永久式温度监测技术可以实现对随时间变化的温度数据的实时监测, 这推进了学者们非稳态温度模型的研究。Kabir 等人^[32] 基于质量守恒、能量守恒和动量守恒方程建立了适用于高温高压条件下的气藏模型。其中正模型用于在给定油藏和完井参数情况下, 计算温度和压力随时间的变化, 反模型根据测量的井口压力和温度

数据得到井底压力。在进一步研究中, Kabir 又提出了油套环空中热对流的重要性, 建立了考虑井筒和地层间热传导及热对流的两相流温度预测模型。永久式井下温度监测技术还促进了对温度定量解释的研究, 如通过温度剖面得到井下流入剖面、确定见水、见气位置范围等 (Yoshioka 等^[33], Li^[34] 等)。

在众多温度模型中, 主要包括解析模型及数值模型。解析模型方便求解, 其中某些参数被定为常数; 数值模型更精确, 但求解过程相对复杂, 所以有学者对同一模型的两种结果进行了比较 (Gao 等^[35])。Izgec 等人^[36] 还提出了一种半解析方法来代替 Kabir 等人提出的有限差分法求解传热模型。

为了能够实现利用瞬态温度数据对酸化压裂等增产措施中酸液注入速率、裂缝级数、缝长等参数的优化设计, 学者们对该过程中的温度理论模型也做了大量的研究。Yoshida 等人^[37] 考虑粘性耗散、热传导、热对流以及流体膨胀引起的温度变化, 建立了页岩气藏中具有多级水力压裂裂缝的水平井井筒/油藏耦合数值模型, 来研究该情况下水平井的温度分布。Ribeiro^[38] 和 Cui 等人^[39] 认为与数值模型相比, 在合理的假设条件下解析或半解析模型更适用于实时的现场应用, 故建立了可应用于单相气藏或单相油藏的二维裂缝/井筒/油藏耦合半解析模型, 并通过温度监测数据的分析对比确定裂缝起裂点、裂缝条数及裂缝几何尺寸等参数。但通过进一步的研究, Cui 和张爽等人^[40] 认为半解析模型不足以描述复杂的裂缝系统, 而数值模拟型计算量大且不适用于反演。所以提出用采用快速前进法 (FMM) 求解模型, 并成功解释了复杂裂缝系统的温度分布, 其速度比半解析模型快几个数量级。

瞬态温度试井理论模型研究现状

在 2005 年左右, 随着瞬态温度实时监测技术的发展及利用, 学者们对瞬态温度分析 (Transient Temperature Analysis, TTA) 的研究迎来高潮。TTA 是与压力数据分析 (Transient Pressure Analysis, PTA) 相似的试井方法, 但 TTA 是基于瞬态温度数据反推孔隙度、渗透率、焦耳汤姆森系数等地层参数。已经有众多学者针对该方面做了大量的研究, 完善了瞬态温度试井理论。

Duru^[41] 建立了一维径向的井筒/油藏耦合瞬态温度模型, 并给出模型的数值解及半解析解。模型针对单相流或两相流情况, 考虑 J-T 效应、粘性耗散、地层参数、流体物性、流量及压力的改变等因素。通过对孔隙度、渗透率、J-T 系数等进行敏感性分析, 提供了一种确定油藏孔隙度及饱和度分布的方法; 后来又针对变流量生产的情况做了进一步的研究。

同年, Sui^[42] 等人应用温度导数曲线解释方法研究了温度分布对储层伤害半径的敏感性。之后 Sui 等人^[43] 又针对直井单相流建立了多层油藏合采的井筒 / 油藏耦合数值模型, 模型考虑了由于流体及岩石的压缩性引起的温度变化粘性热, 应用该模型模拟井筒及油藏温度分布, 并通过渗透率、表皮系数等参数的敏感性分析证明了通过瞬态温度 / 压力监测数据确定单层渗透率、表皮系数等参数的可行性, 并经过进一步的研究, 首次运用油藏井筒耦合模型求出了表皮系数。

Akindolu 等人^[44] 在假设中心有一口直井的圆柱形储层系统中, 建立了适用于气井的流体径向流动模型。通过求解温度数值解, 绘制温度变化半对数曲线, 出现线性段, 故提出根据该段斜率确定地层流动系数、渗透率、伤害半径等参数的方法。图 12 所示为理想的温度半对数曲线, 实际监测的瞬态温度趋势如图 13 所示, 瞬态温度信号显示了初始预热期, 在此期间, 随着热产液到达位于产层上方的传感器, 传感器温度升高。这种热身效应在一段时间后消失, 之后温度信号表现出与理想曲线中观察到的相同的特征, 即半对数图上的线性段, 可取该段分析获得地层参数。瞬态温度信号传输相对较慢, 这使得 TTA 具有识别近井地层渗透率变化的独特能力, 这种信息不能从瞬态压力分析中得到。

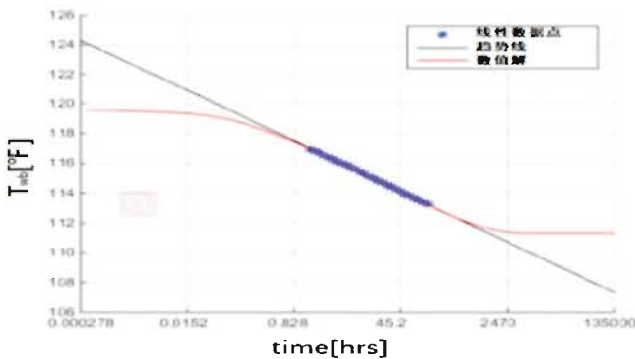


图 12 理想的温度半对数曲线
Fig. 12 Ideal semilog temperature curve

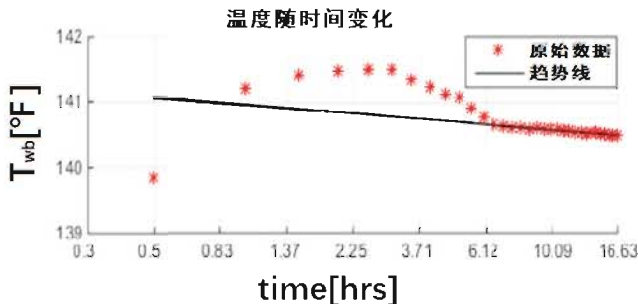


图 13 监测的瞬态温度半对数曲线
Fig. 13 Semilog curve of monitoring transient temperature

Onur^[45] 提出利用温度半对数曲线和压力半对数曲线结合的方法分析解释常流量温度降落及恢复试井中井底瞬态温度数据。温度降落及恢复半对数曲线的早期及晚期阶段, 曲线均出现直线段且斜率 m 已知。先对瞬态压力半对数曲线分析得到及, 然后可通过斜率 m 确定饱和和多孔介质中的有效绝热流体膨胀系数及 J-T 系数。

由于现有的瞬态温度分析 (TTA) 解析解一般假定流体的性质是恒定的, 特别是在强温度信号的情况下, 这种方法是无效的。Mao 等人^[46] 提出一种解释 TTA 流体性质变化的方法, 确定了影响温度信号的四个主要流体性质: 流体密度、比热容、焦耳 - 汤普森系数和粘度, 并对这四种流体性质进行了迭代修正, 将流体性质的修正结果作为解析解的输入, 考虑了焦耳 - 汤普森效应在半对数图上的拟线性特征。通过采用流体性质修正方法, 分别对不同产量和不同储层流体组成下的非损伤和损伤储层的瞬态温度信号的下降、恢复进行了建模。将建模解析结果与数值模拟结果进行了比较, 验证该方法的有效性, 见图 14。

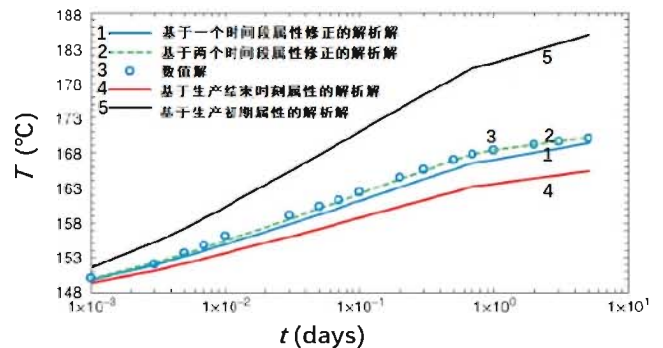


图 14 采用流体性质修正法的砂体温度剖面解析与数值结果对比
Fig. 14 Comparison of Analytical and Numerical Results of Sand Temperature Profile Using Fluid Property Correction Method

2019 年, Galvao 等人^[47] 提出了一种新的瞬态井筒 / 储层耦合热解析模型, 该模型由储层 / 套管 / 油管系统组成。该解析模型考虑了均质无限大作用油藏系统中微可压缩单相流体的流动, 并为沿井筒任意位置的压降和恢复测试提供了瞬态温度数据。该模型同时考虑了焦耳 - 汤普森 (J-T)、绝热流体膨胀、传导和对流效应。将井筒流体质量密度建模为温度的函数, 利用拉普拉斯变换求解瞬态热流微分方程, 得到了井筒瞬态温度梯度的解析解。解析模型的结果与商用热模拟系统、Onur 和 Cinar (2017a) 提供的砂体温度解的结果进行了比较。证明该模型提供了包括早、晚期生产和关井期更精确的沿井筒瞬变温度流剖面。此外, 还推广了一种基于瞬态温度数据的 J-T 系数估计方法。

4 温度试井发展趋势

随着智能井在油田开发中的兴起,对温度试井技术及理论的研究也将越来越多。其发展趋势主要包括:

4.1 提高监测仪器性能

常规资源开采已趋向成熟,非常规资源的开采已经成为热点。因此,监测环境更加复杂,传感器的性能将面临挑战,需要研发具有更高精度、更长寿命以及更能耐受恶劣环境的高性能传感器。

4.2 完善理论模型及解释方法

目前温度试井理论模型约束条件多,具有较强的局限性。为了更准确灵活地应用于实际,需要建立适用于更加复杂储层条件及油气开发方式的理论模型。温度试井也将与压力试井更紧密结合,充分利用监测数据,获取更多的静态及动态参数。

4.3 机器学习处理温度试井大数据

Total 与 Google 以及 Shell 与 Microsoft 的合作已经开启智能油田时代。现场监测的温度数据往往数量庞大而复杂,人工分析耗时耗力且精度有限。未来需要利用机器学习方法分析这些庞大数据,甚至可以同时处理压力监测数据以及声波监测数据,更智能、更准确的分析油田开发及生产动态,做出合理决策。

参考文献

- [1] 刘均荣,姚军,张凯. 智能井技术现状与展望 [J]. 油气地质与采收率, 2007, 06: 107-110+118.
LIU J R, YAO J, ZHANG K. Status and prospect of intelligent well technology [J]. Petroleum geology and recovery, 2007, 06: 107-110+118..
- [2] http://www.hansenergy.biz/activecompletions/The_Long_and_Winding_Road_Towards_The_Intelligent_Completion/The_Early_Days.html
- [3] Kragas T K, Pruett E, Williams B. Installation of In-Well Fiber-Optic Monitoring Systems [C]// SPE Conference Paper. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2002: SPE-77710-MS. Doi:10.2118/77710-MS.
- [4] http://www.hansenergy.biz/activecompletions/The_Long_and_Winding_Road_Towards_The_Intelligent_Completion/2001...html.
- [5] 石艺. 国内首次研制成功可在高温高压油井下使用的光纤压力传感器 [J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(02): 70.
SHI Y. The first optical fiber pressure sensor successfully developed in China that can be used in high temperature and high pressure oil Wells [J]. Oil drilling technology, 2010, 32(02): 70.
- [6] 康静. 油井井下阵列光纤探针传感器结构优化技术研究 [D]. 燕山: 燕山大学, 2014.
KANG J. Research on structure optimization technology of array optical fiber probe sensor in oil well downhole [D]. Yanshan: Yanshan University, 2014.
- [7] 杨兴琴. 一种全新的水力压裂诊断方法: 光纤传感监测技术 [J]. 测井技术, 2017, 41(4): 494.
YANG X Q. A new hydraulic fracturing diagnosis method: optical fiber sensing monitoring technology [J]. Logging technology, 2017, 41(4): 494.
- [8] 张冰. 智能井井下数据采集与处理分析技术研究 [D]. 西南石油大学, 2011.
ZHANG B. Research on downhole data acquisition and processing and analysis technology of intelligent Wells [D]. Southwest petroleum university, 2011.
- [9] Unneland T, Manin Y, Kuchuk F. Permanent Gauge Pressure and Rate Measurements for Reservoir Description and Well Monitoring: Field Cases [J]. Spe Reservoir Evaluation & Engineering, 1998, 1(3): 224-230.
- [10] Suwat Athichanagorn. Development of an interpretation methodology for long-term pressure data from permanent downhole gauges /
- [11] 薛野. 分布式光纤温度传感器关键技术研究 [D]. 武汉: 武汉邮电科学研究院, 2012.
XUE Y. Research on key technology of distributed fiber optic temperature sensor [D]. Wuhan: Wuhan institute of posts and telecommunications, 2012.
- [12] 隋微波, 张士诚. 井下实时温度监测现场应用及理论模型研究新进展 [J]. 测井技术, 2011, 35(06): 502-507.
SUI W B, ZHANG S C. Field application and theoretical model research of downhole real-time temperature monitoring [J]. Logging technology, 2011, 35(06): 502-507.
- [13] Hull J W, Gosselin L, Borzel K. Well-Integrity Monitoring and Analysis Using Distributed Fiber-Optic Acoustic Sensors [C]// IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. Louisiana: Society of Petroleum Engineers. 2013. Doi:10.2118/128304-MS.
- [14] Cannon R T, Aminzadeh F. Distributed Acoustic Sensing: State of the Art [C]// SPE Digital Energy Conference. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2103. Doi:10.2118/163688-MS.
- [15] Xiao J, Farhadiroushan M, Clarke A, et al. Inflow Monitoring in Intelligent Wells using Distributed Acoustic Sensor [C]// SPE Conference Paper. Manama: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-167447-MS. Doi:10.2118/167447-MS.
- [16] Ouyang L B, Dave B. Flow Profiling by Distributed Temperature Sensor (DTS) System - Expectation and Reality [J]. Spe Production & Operations, 2006, 21(2):269-281.
- [17] Wang X, Lee J, Vachon G. Distributed Temperature Sensor (DTS) System Modeling and Application [C]// SPE Conference Paper. Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-120805-MS. Doi:10.2118/120805-MS.
- [18] Johnson D, Sierra J, Dan G, et al. DTS Transient Analysis: A New Tool To Assess Well-Flow Dynamics [C]// SPE Conference Paper. San Antonio: Spe Technical Conference and Exhibition. 2006. Doi:https://Doi.

- org/10.2118/103093-MS.
- [19] Yoshioka K, Zhu D, Hill A D, et al. Prediction of Temperature Changes Caused by Water or Gas Entry into a Horizontal Well [J]. *Spe Production & Operations*, 2007, 22(4): 425-433.
- [20] Tan X, Zhu D, Hill A D. Determining Acid Distribution Using Distributed Temperature Measurements [C]// SPE Conference Paper. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 2009. Doi:10.2118/124743-MS.
- [21] Li X, Zhu D. Temperature Behavior During Multistage Fracture Treatments in Horizontal Wells [J]. *Spe Production & Operations*, 2018, 33(3): SPE-181876-PA. Doi:10.2118/181876-PA.
- [22] Obinna O Duru, Roland N Horne. Joint Inversion of Temperature and Pressure Measurements for Estimation of Permeability and Porosity Fields [C]//SPE Paper. Florence, Italy: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010: 19-22. Doi: 10.2118/134290-MS.
- [23] Ramey H J J. Wellbore Heat Transmission [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, 14(4): 427-435.
- [24] Satter A, Jr A. Heat Losses During Flow of Steam Down a Wellbore [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1965, 17(7): 845-851.
- [25] Chappellear J E, Volek C W. Injection of a hot liquid into a porous medium [J]. *SPE of AIME Symp on Reservoir Performance Numerical, United States*, 1969, 9(1): 100-114.
- [26] Steffensen R, Smith R. The Importance of Joule-Thomson Heating (or Cooling) in Temperature Log Interpretation [C]//SPE Paper. Las Vegas, Nevada: Society of Petroleum Engineers, 1973: SPE-4636-MS. Doi: https://Doi.org/10.2118/4636-MS.
- [27] Witterholt E J, Tixier M R. TEMPERATURE LOGGING IN INJECTION WELLS [J]. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of Aime*, 1972, SPE-4022-MS. Doi:https://Doi.org/10.2118/4022-MS.
- [28] Steffensen R J, Smith R C. The Importance of Joule-Thomson Heating (or Cooling) in Temperature Log Interpretation [C]//SPE Paper. Las Vegas, Nevada: Society of Petroleum Engineers. Doi: https://Doi.org/10.2118/4636-MS.
- [29] Sagar R, Doty D R, Schmidt Z. Predicting Temperature Profiles in a Flowing Well [J]. *Spe Production Engineering*, 1991, 6(4): 441-448.
- [30] Yoshioka K, Zhu D, Hill A D, et al. A Comprehensive Model of Temperature Behavior in a Horizontal Well [C]//SPE Paper. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2005: SPE-95656-MS. Doi: https://Doi.org/10.2118/95656-MS.
- [31] Maubeuge F, Didek M P, Beardsell M B, et al. Temperature Model For Flow In Porous Media And Wellbore [J]. *Spwla Annual Logging Symposium*, 1994, SPWLA-1994-N.
- [32] Kabir C S, Hasan A R, Jordan D L, et al. A Wellbore/Reservoir Simulator for Testing Gas Wells in High-Temperature Reservoirs [J]. *Spe Formation Evaluation*, 1996, 11(2):128-134.
- [33] Yoshioka K, Zhu D, Hill A D. A New Inversion Method To Interpret Flow Profiles From Distributed Temperature and Pressure Measurements in Horizontal Wells [J]. *Spe Production & Operations*, 2009, 24(4):510-521.
- [34] Li Z, Zhu D. Predicting Flow Profile of Horizontal Well by Downhole Pressure and Distributed-Temperature Data for Waterdrive Reservoir [J]. *Spe Production & Operations*, 2010, 25(3):296-304.
- [35] Gao G, Jalali Y. Prediction of Temperature Propagation Along a Horizontal Well During Injection Period [J]. *Spe Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(1):131-140.
- [36] Izgec B. Transient fluid and heat flow modeling in coupled wellbore/reservoir systems [J]. *Spe Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 10(3):294-301.
- [37] Yoshida N, Zhu D, Hill A D. Temperature-Prediction Model for a Horizontal Well With Multiple Fractures in a Shale Reservoir [J]. *Spe Production & Operations*, 2013, 29(4):261-273.
- [38] Ribeiro P M, Horne R N. Pressure and Temperature Transient Analysis: Hydraulic Fractured Well Application [C]// Spe Technical Conference and Exhibition. Louisiana, USA: Society of Petroleum Engineers, 2013, SPE-166222-MS. Doi:https://Doi.org/10.2118/166222-MS.
- [39] Cui J, Zhu D. Diagnosis of Multiple Fracture Stimulation in Horizontal Wells by Downhole Temperature Measurements [C]//IPTC Conference Paper. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference. 2014: IPTC-17700-MS. Doi:https://Doi.org/10.2523/IPTC-17700-MS.
- [40] Zhang S, Zhu D. Inversion of Downhole Temperature Measurements in Multistage Fracture Stimulation in Horizontal Wells[C]// Spe Technical Conference and Exhibition. 2017.
- [41] Duru O O, Horne R N. Modeling Reservoir Temperature Transients and Matching to Permanent Downhole Gauge Data for Reservoir Parameter Estimation [J]. 2008. Doi:https://Doi.org/10.2118/115791-MS.
- [42] Sui W, Zhu D, Hill A D, et al. Model for Transient Temperature and Pressure Behavior in Commingled Vertical Wells (Russian) [C]// SPE Conference Paper. Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2008:261-275. Doi: https://Doi.org/10.2118/115200-MS.
- [43] 隋微波, 张士诚. 多层合采油藏分层测试新方法可行性分析 [J]. *油气地质与采收率*, 2010, 17(05): 90-94+117.
- SUI W B, ZHANG S C. Feasibility analysis of a new method for stratification test of multilayer reservoir [J]. *Petroleum geology and recovery*, 2010, 17(05): 90-94+117.
- [44] Dada A O, Muradov K M, Davies D R.. Novel Solutions and Interpretation Methods for Transient, Sandface Temperature in Vertical, Dry Gas Producing Wells [C]// SPE Conference Paper. Aberdeen: Society of Petroleum Engineers. 2016, SPE-181057-MS. Doi:10.2118/181057-MS.
- [45] Onur M, Ulker G, Kocak S, et al. Interpretation and Analysis of Transient-Sandface- and Wellbore-Temperature Data [J]. *SPE Journal*. 2017, SPE-181710-PA. Doi:10.2118/181710-PA.
- [46] Mao Y, Zeidouni M. Accounting for Fluid-Property Variations in Temperature-Transient Analysis [J]. *Society of Petroleum Engineers*. 2018, 23(03). Doi:10.2118/187465-PA.
- [47] Galvao M S C, Carvalho M S, Barreto A B. A Coupled Transient Wellbore/Reservoir-Temperature Analytical Model [J]. *Society of Petroleum Engineers*. 2019, Doi:10.2118/195592-PA.

测井智能化解释发展及应用探讨

杨智新, 李戈理, 成志刚, 陈玉林, 肖飞, 王茜瑜, 彭怡眉, 陆艳萍

(中国石油集团测井有限公司测井应用研究院, 陕西 西安 710077)

Yangzx_cpl@cnpc.com.cn

摘要: 随着油田勘探开发的持续深入, 多学科协同研究深度和广度不断加强, 针对测井海量数据的处理和综合解释方法难以满足油田效益勘探、快节奏以及测井降本增效的发展需求。文中在分析传统测井资料处理解释技术与大数据、人工智能技术特点的基础上, 梳理了测井资料处理解释大数据分析面临的挑战与技术难点, 提出了借助大数据、人工智能等信息科学技术, 以测井数据库为底层数据支撑平台, 通过梳理建立智能化测井解释流程, 打造测井解释智能提示、油气层智能洞察、试油选层智能决策的测井新思路, 在现有的解释方法和技术上, 综合应用多学科井筒数据信息和智能化技术, 实现测井解释算法的智能化, 增强数据驱动分析的可靠性, 提高测井解释精度与勘探开发效益。

关键词: 测井解释; 人工智能; 数据驱动; 大数据

Discussion on the Development and Application of Intelligent Logging Interpretation

YANG Zhixin, LI Geli, CHENG Zhigang, CHEN Yulin, XIAO Fei, WANG Xiyu, PENG Yimei, LU Yanping

(Research Institute of Logging Application, China petroleum Logging CO., LTD., Xi'an, Shanxi, Province, 710077, China)

Abstract: With the continuous deepening exploration and development in the oilfields, the depth and breadth of multidisciplinary collaborative research is strengthened ceaselessly. The traditional logging data processing and comprehensive interpretation methods for massive logging data are difficult to meet the needs for the efficient and fast development of oil exploring and well logging. Based on the application of big data and artificial intelligence technology, take logging database as the underlying data support platform, to build intelligent logging interpretation workflow as well as form the new logging idea which included the interpretation intelligent warning, intelligent insight for oil and gas layer, intelligent decision-making for test oil selection layer, integrated the application for multidisciplinary wellbore data information and intelligent technology on the current interpretation methods and techniques, the intelligentization of logging interpretation algorithm is realized, the reliability of data-driven analysis can be enhanced, both the accuracy of logging interpretation and efficiency of exploration development are improved.

Keywords: Logging interpretation; Artificial intelligence; Data driven; Big data

0 引言

随着油田勘探开发的持续深入, 通过测井、地质等不同专业积累的各类数据规模越来越大, 测井快捷应用海量井筒数据信息进行储层综合解释评价日趋困难。测井综合解释是油田勘探开发过程中识别和评价油气层的重要手段, 其核心就是将测井信息与岩石物理、地质、

油藏信息之间建立符合地区规律的对应关系, 通过测井采集的曲线数据信息, 结合不同学科、不同尺度的数据, 融合分析与深度研究, 从点到面将储层所隐藏的信息定性、定量的进行表征^[2]。但是, 由于测井综合解释评价所处理分析的数据量不断增加, 以及多学科协同研究深度和广度不断加强, 现有的解释技术和手段, 难以满足油田效益勘探、快节奏以及测井降本增效的发展需求。

作者简介: 杨智新, 男, 高级工程师, 从事测井解释及测井解释方法研究工作。

人工智能是研究、开发用于模拟、延伸和扩展人的思维的技术,是智能的理论、方法、技术及应用系统的一门新的技术科学,主要是用计算机来模拟人的某些思维过程和智能行为^[11]。从人工智能概念提出到目前技术的蓬勃发展及应用,主要源于三个重要趋势的聚焦:计算能力的大幅提高、数据海或数据湖蕴藏的海量数据、以及智能算法的快速发展,因此,计算能力、大数据和算法就是人工智能技术发展的三个重要基础。从人工智能技术的特点上来看,测井综合解释评价发展与应用人工智能技术具有明显优势,通过多学科数据进行有效信息智能筛选与提示,专家经验与智能算法的融合应用,动静态资料相结合辅助决策等智能化技术攻关,打造测井解释智能提示、油气层智能洞察、试油选层智能决策的测井新思路,充分挖掘多学科大数据价值,有效发挥专家经验,增强数据驱动分析的可靠性,实现储层的精细评价,提高测井解释精度、效率以及勘探开发效益。

1 测井综合解释数据应用现状分析

(1) 测井综合解释数据应用现状分析

大数据是人工智能技术重要基础,测井及相关数据的单一存储是没有价值的,对海量数据的存储管理、处理及分析应用技术的共同发展,才能体现海量数据存在的价值。目前对测井综合解释所用的数据智能化管理及应用还处于起步阶段,突出大数据生态管理的数据库系统,强调数据综合应用的人工智能技术,在数据输入、数据分析以及成果反馈等环节还未形成有效的智能应用环境^[10],尤其是在油田勘探开发地质对象日趋复杂的情况下,急需梳理建立智能化测井解释流程,研发测井智能解释技术,打造测井智能解释环境。

(2) 测井海量数据管理情况

数据是开展和应用人工智能技术的重要基础,近年来,测井采集和处理积累的所承载井筒信息的数据规模越来越大,为了存储海量数据,建立测井数据库系统,把分散的数据集中统一管理,目前已实现了数据分类存储、快速检索、便捷应用等功能。如图1所示。

要开展测井解释智能化技术应用,目前的数据库系统还需解决框架封闭、兼容性以及数据接口等难题,尤其是针对测井数据库系统中不同应用场景的问题,如实时数据库、测井资料库、解释评价库,不同用户之间数据流转环节前后端的信息融合,以及数据应用的场景化定制。

(3) 测井解释评价数据应用现状

测井解释是综合利用测井、地质、录井等不同专业数据识别有效储层,精准评价储层流体性质,并提交试油气层位建议,是油气勘探开发过程中非常重要的环节。

测井解释工作从最初的手工解释发展到利用计算机对测井资料进行处理,数据综合应用程度、解释时效和精度都得到了很大提高。传统的测井解释工作,是一个解析建模的过程,强调解释模型的可理解性以及因果关系,其方法就是利用岩石物理实验,建立区域测井解释模型,根据解释模型以及地区经验,把测井采集得到的曲线信息,定性或者定量的还原成地质参数,如岩性、泥质含量、孔隙度、渗透率和含油饱和度等^[1]。目前测井资料处理解释流程基本上分为两大部分,一是测井资料的处理,主要目的是准确求取储层参数;二是测井资料解释,主要目的是精准识别油气水层。

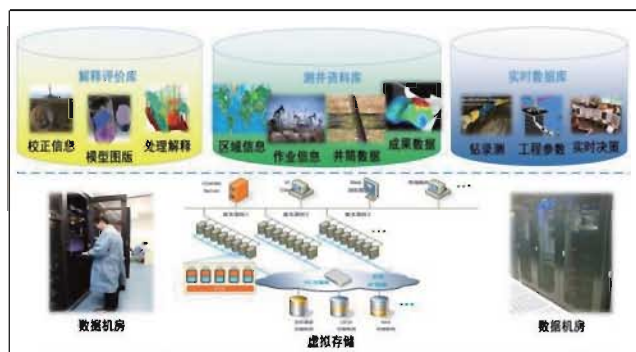


图1 测井数据库数据存储及应用示意图

2 测井智能解释系统设计与实现

功能、智能、智力、智慧是发展人工智能所经历的四个重要阶段,目前人工智能技术在医疗诊断、自动驾驶、预测天气及影音推荐等行业应用较为广泛,但总体上人工智能还是处于功能和智能阶段^[5]。目前,测井领域利用人工智能技术进行资料采集和解释还处于起步阶段,在测井解释环节,我们利用现有的软件平台终端,将已有的专家解释经验进行智能化,同时梳理建立智能化测井解释流程,打造集测井解释智能提示、油气层智能洞察、试油选层智能决策于一体的测井解释评价系统,如图2所示。

测井智能解释系统以岩石物理、地质、油藏等多个学科数据为基础,通过智能化综合信息提示,智能提示该井的邻井及层位信息。针对所提取出区域的取芯显示、试油气等有利层段,利用智能技术自动提取储层特征参数,将提取的储层参数信息按地质分层自动录入原始油

气层识别样本库^[9]，通过机器学习/深度学习技术，实现油气层的智能洞察。同时，利用储层参数与试油产量或动态开发样本库，可对储层进行产能预测^[4]，进而实现试油选层的智能决策。

利用人工智能技术，通过创新测井解释流程，开发智能解释模块，帮助普通解释人员实现专家的解评水平^[7]。测井解释评价系统功能实现方法如下：

(1) 多学科有利信息智能提示

测井智能解释系统以测井、地质等多学科数据为基础，对地质、录井、试油等表格化数据，通过关键字搜索、信息统计等功能，智能提取地质、录井、试油等资料中的有效信息，对气测、取芯、试油等有利层段，快速、智能、直观的在软件平台展示，并实现图表与数据之间的联动，提高数据准备及应用的效率及效果。

(2) 储层特征值智能提取

储层特征值选取目前以人工经验读值为主，测井解释软件也可自动生成包含储层最大、最小以及平均值等多种储层特征参数。人工经验读值结果能较为准确的代表储层特征，但时效性较低，且对解释经验要求较高，解释软件自动生成的数值储层特征的代表性不强，在进行区域解释标准研究、储层特征对比还是利用专家经验的人工读值数据进行分析。因此，发展智能化测井综合解释，就需要利用智能方法识别储层特征，为快速建立区域解释图版、充实流体性质识别样本库奠定基础。

本次人工读取了5口井，196层储层特征参数，利用这196组数据，进行智能算法测试，测试结果显示，智能提取储层特征值与人工取值吻合度较高，几秒钟就可完成储层特征提取。图中横虚线为人工取值的数值深度点，文本框内实线的深度点为利用智能算法提取的储层特征点，如图3所示。

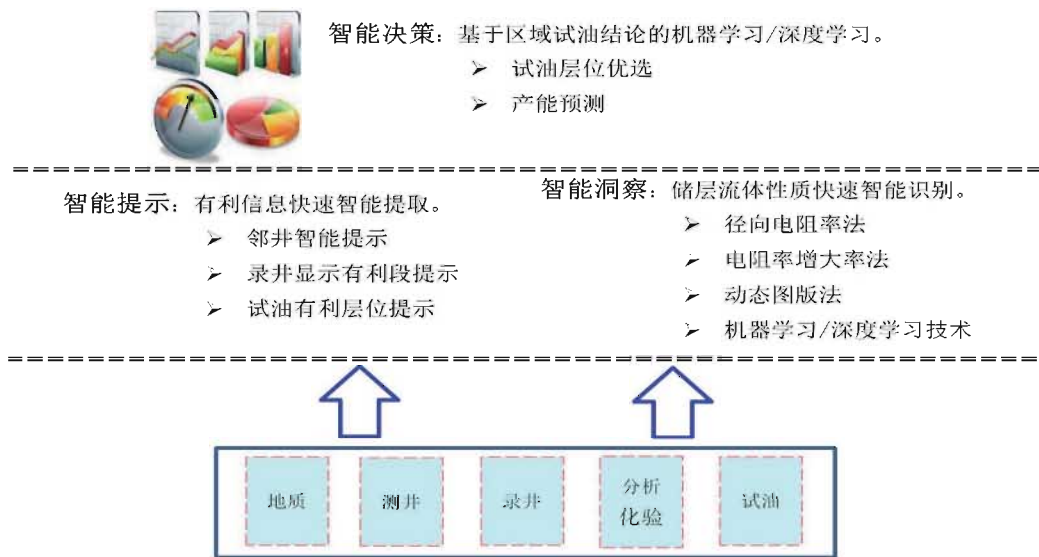


图2 测井智能解释系统流程

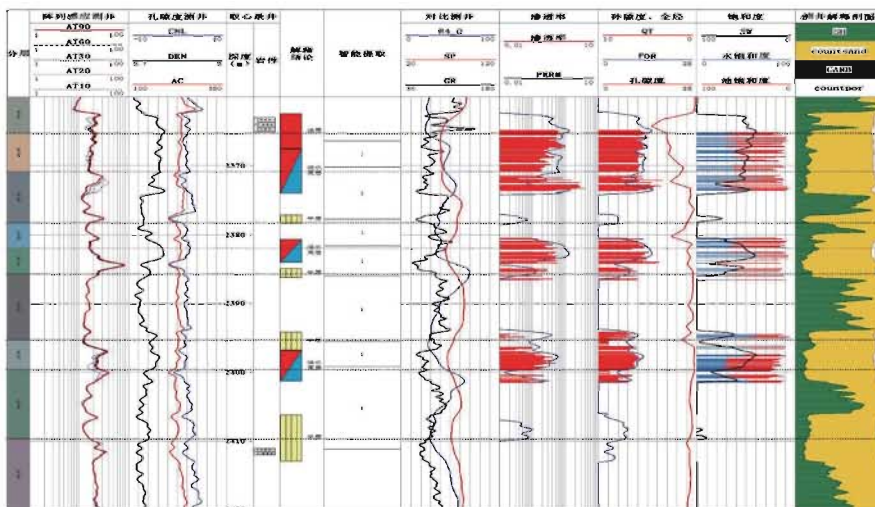


图3 储层特征值智能提取成果图

(3) 储层流体性质智能洞察

在储层流体性质智能洞察模块,一是将现有的径向电阻率、图版法等解释方法进行软件端的自动化、智能化,二是研究机器学习/深度学习的智能算法,利用建立的样本库,智能实现储层流体性质的快速识别^[6]。

利用机器学习技术,首先利用储层参数智能提取形成的样本库,自动建立不同流体性质的储层数据标签,如油层—1,差油层—2,油水同层—3,含水层—4,水层—5,应用智能算法自动计算不同参数之间的权重,建立识别模型^[8],通过迭代计算,提高模型识别精度,快速、准确识别储层流体性质。

(4) 试油选层智能决策

将区域已试油层位的储层参数 GR、RT、AC、DEN、CNL、QT、So、K、 Φ 数值以及试油产量作为样本,建立试油产量预测模型,依据预测结果提交试油建议层位,如表 1。

表 1 机器学习样本库

序号	GR	RD	RS	AC	DEN	结论	产量
1	57	113	90	230	2.46	1 油层	0.4
2	65	109	100	223	2.48	1 油层	0.7
3	48	100	110	224	2.43	1 油层	2.6
4	52	88	92	226	2.47	1 油层	1.5
.....							
80	45	79	74	230	2.43	1 油层	2.1

3 结论

(1) 测井综合解释评价过程中大多数数据项之间存在

已知的物理关系,影响因素复杂,难以确切描述,通过建立人工智能测井解释系统,借助自动化、智能化信息加工技术,充分利用好测井数据库系统,挖掘井筒数据的价值,提高多学科资料利用效率及深度,减轻劳动工作量,提升工作效率。

(2) 目前应用深度神经网络进行流体性质智能识别,迭代计算 4 万次,准确率达到了 97.8%,但人工智能领域的机器学习/深度学习算法较多,还需继续加强测井解释算法研究,持续将获取的经验与研究成果,与智能算法的研究相结合,优化、完善、提高智能算法的适应性^[3],将其高效应用到测井综合解释工作当中,实现测井解释评价流程及技术的创新发展。

参考文献

- [1] 李继安.人工智能神经网络在岩性识别、孔隙度和渗透率预测中的应用.西北地质,2010.
- [2] 晓燕等.测井资料智能解释方法研究.西部探矿工程,2005.
- [3] 冯天瑾等.回答对人工智能的质疑.中国海洋大学学报,2015.
- [4] 赵睿等.模糊逻辑和神经网络及其在含油饱和度预测中的应用,测井技术,2007.
- [5] 方宇宁.编译.科学家谈人工智能.世界科学,2015.
- [6] 夏克文等.一种基于计算智能的油气层识别方法.计算机工程与应用,2005.
- [7] 尹朝庆,尹皓.人工智能与专家系统[M].北京:中国水利水电出版社,2002.
- [8] 尚福华.基于知识库的解释模型智能优选测井数据处理方法.石油学报,2015.贾花萍.智能算法在数学建模比赛中的应用.计算机系统应用,2016.马晓燕等.智能解释方法在江苏油田的初步研究与应用.石油仪器,2005.
- [9] 玛格丽特·A·博登.刘希瑞等译,人工智能哲学.上海译文出版社,2006.

浅析一体化智能生产指挥体系

管尊友^{1*}, 伊立群¹, 陈金秋², 扈君³

(1. 大庆油田有限责任公司; 2. 大庆油田有限责任公司第六采油厂;
3. 大庆油田有限责任公司信息技术公司黑龙江 大庆 163000)

guanzy@petrochina.com.cn

摘要: 构建一体化的智能生产指挥体系, 能够促进油田生产调度指挥业务全面集中、统一监视和智能化管理, 以更加精细和动态的方式管理整个生产和服务流程, 是实现智慧油田的基础。本文立足油田实际, 系统分析了一体化的智能生产指挥体系的架构、技术思路和内容, 并设计了一体化智能生产指挥体系, 提出智慧油田信息大脑的构建模式。

关键词: 一体化; 生产; 指挥; 体系; 智慧油田

Analysis of Integrated Intelligent Production Command System

GUAN Zunyou^{1*}, YI Liqun¹, CHEN Jinqu², HU Jun³

(1. Daqing Oilfield Company Limited; 2. The Sixth Oil Production Plant of Daqing Oilfield Company Limited;
3. Information Technology Company of Daqing Oilfield Company Limited)

Abstract: Constructing an integrated intelligent production command system, promoting the comprehensive concentration, unified monitoring and intelligent management of oilfield production scheduling command business, and managing the entire production and service process in a more refined and dynamic way are the basis for realizing sapiential oilfield. Based on the actual situation of oilfield, this paper analyzes that the construction of integrated intelligent production command system is the only way for each oilfield to develop into sapiential oilfield, and proposes the construction mode of integrated intelligent production command system.

Keywords: integrated; production; command; system

1 国内外油田智能生产指挥体系建设现状

通过全程感知、深度互联, 以更加精细和动态的方式管理整个生产和服务流程的重要性在国内外很多油田中形成了共识。目前, 国外很多油田都开展了生产指挥体系的建设, 但是侧重的核心业务单元各有不同, 均未形成一体化的全领域覆盖的油田智能生产指挥体系。例如沙特阿美在勘探领域建立了实时钻井运营中心, 实现了实时钻井优化; Chevron 在开发领域建立了实时油藏管理中心, 为开发方案决策提供有力支持; Shell 在经营管理领域建立了 KPI 监控及管理驾驶舱, 有效提升了经营管控及辅助决策能力。

目前, 中国石油、中国石化均建立了油气物联网系统, 强化了油气生产过程中的感知、预警及协作。但是, 国内部分老油田在智能生产指挥体系的建设上仍较为落后, 数据集成共享、智能应用及音视频交互融合能力均有所欠缺, 存在生产与应急指挥方式落伍及生产指挥集中统一程度不够等缺点。

2 一体化智能生产指挥体系建设必要性

(1) 油田资源调配最优化的必然要求

目前, 很多油田信息化基础较好, 但是均是分系统、

作者简介: 管尊友, 男, 大庆油田有限责任公司信息中心副主任。

分专业进行建设，缺乏跨系统、跨专业的一体化智能生产指挥体系，造成信息化共享机制不足，内部资源调配不合理等现象。有限的内部资源，只有实现调配最优化，才能实现效益最大化。所以说建设一体化智能生产指挥体系，打造智慧油田信息大脑，跨系统、跨专业的实现一体化智能指挥，是油田资源调配最优化的必然要求。

(2) 油田精细化、专业化管理的必要手段

随着油田信息化程度的显著提升，将生产指挥和应急管理、勘探、开发、储运销售、物资管理等相关业务领域深度融合，通过一体化的智能生产指挥体系，实现对油田生产全流程的监测、控制、分析及优化，是以更精细、动态及专业的方式管理整个生产和服务流程的迫

切需求。换言之，将油田各业务领域深度融合，建设一体化智能生产指挥体系是油田精细化、专业化管理的必要手段。

(3) 油田智能化 – 智慧化发展的必经之路

一体化智能生产指挥体系是远程指挥可视化、现场监控实时化、库站作业智能化、数据采集自动化、信息展示动态化、系统应用集成化的核心大脑；一体化智能生产指挥体系是建立覆盖油田各业务环节自动处理系统的智慧驱动；一体化智能生产指挥体系完成信息化与油气工业的深度融合的重要体现。所以说，一体化智能生产指挥体系是油田智能化 – 智慧化发展的必经之路。



图 1 一体化生产指挥体系总体蓝图

3 一体化智能生产指挥体系构建设想

(1) 总体构建设想及目标

以生产经营、风险预警、应急指挥、万物共享、绿色发展为指导，构建一套集成统一的油田生产指挥中心软硬件平台，实现生产动态、产能运行、生产管理、生产保障、运行监控、报警预警、调度运行、应急管理、万物共享等 9 大应用，物理上按照油田公司和作业区两级调度指挥可视化智能化中心建设，功能上满足公司级生产指挥、分公司级生产协调、区域级生产操控三级管理层次的应用需求，实现公司级的宏观监控、生产指挥、智慧分析、科学决策，分公司级的综合分析、生产协调，区域级的实时监测、生产操控、动态分析、精细管理，通过“技术优化”和“管理创新”两大核心双驱动，以物联网、大数据、云计算、移动互联、智能认知为技术支撑，通过全程感知、深度互联，实现对油田生产的监测、

控制、分析、优化，以更加精细和动态的方式管理整个生产和服务流程，打造一体化管理、一体化运行、一体化调控的油田生产指挥体系，推动油田由数字油田向智能油田迈进，并最终走向智慧油田（如图 1）。

(2) 管理层级

随着数字化进程的推进，充分利用现代化信息技术手段，在横向上打破部门壁垒，在纵向上再造运行流程，逐步形成公司级、分公司级、区域级的三级生产指挥体系。

公司级一体化生产指挥中心负责宏观监控、指挥运行，作为整个一体化智能生产指挥体系的“中枢神经”，宏观上负责全公司的资源调配、数据共享、系统集成、科学决策，突破部门界限，变分散的生产管理为集中的可视化一体化智能化生产指挥。通过现代化信息技术手段，打造油田一体化指挥平台，将来自全油田的各类信息流进行智能化梳理，自动分级处理和推送各类信息流，

指挥中心进行处理,借助于交互协同,把决策的各类信息流快速的推送给决策层。同时,油田决策层的指令通过生产指挥中心既可以采用“集群式”信息方式推送给全部或多个生产管理单元,又可以采用“点对点”的信息推送方式推送给具体的某个生产管理单元。

分公司级生产调度负责其所辖范围内的油田生产的组织协调,作为一体化智能生产指挥体系中间层级,具备承上启下的作用,按照公司的总体部署进行其所辖范围的资源调配、生产组织等,通过基于桌面的智能化信息手段,向区域级准确、及时的下达生产指令,向公司级真实反馈生产信息,为正确的生产决策提供依据。

需要注意的是,就目前的国内油田现状来讲,这一层级并不仅仅是公司级指令的简单传达者和下一层级的相关信息的过滤上报者,还应是所辖范围内的辅助决策层。一体化智能生产指挥体系建设初期,分公司级是不可或缺的,否则造成大量的信息流(资金流、物资流、计划流、指令流等)直接汇入到油田决策层,当前的流程和组织难以应对,无法有效整合相关数据与合理配置企业资源。但是随着数字化智能化程度和水平的逐步深入,油田一体化指挥平台对全油田各类信息流的智能化梳理、预判及决策的能力也将逐步加强,作为中间层级的分公司级将逐步集中监视和统一指挥上移和生产调度与运行操控下移,更好的发挥集中统一的效率和效果。不同规模的油田,取消这一层级所需的信息化水平是不同的,主要应考虑依托生产指挥中心直面管理单元的油田决策层可接受信息流的最大推送量。规模越大的油田彻底取消分公司级所需的信息化水平越高,对于规模较小的油田,目前的信息化手段如能有效应用,已具备取消分公司级的客观条件。

区域级管理单元将从事具体的生产管理、技术分析、安全监管、排障保修、应急处理等,区域级管理单元的形成应该按照“工艺相近、区域相邻”的原则,打破分公司级限制,将原有的基层管理单元进行“集散有度”的整合、流转、撤并,切实的在纵向上压缩管理层级,实现区域级的区域集中和现场管理。区域级管理单元的建立应通过优化管理模式、工艺流程及处理规模,实现油气处理区域的监管控集中;通过信息化手段,实现对生产动态、运行参数、故障规律等关键因素的精准分析、预判,构建区域级的统一监管控单元,将传统的经验模式转变为精细化、专业化、动态化的管理模式,将分散多级的运行管理模式转变为集中统一的监管控单元;通过新型生产组织模式,依托数字化监管控手段,构建区域级调度室,对区域范围内的生产环节实施全面且具体的监管控,撤销其他岗位的值守型岗位人员,使员工向

一专多能型人才转变,总体精简人员,提升效率。

(3) 功能架构

随着信息化与油气工业的高度融合,国内油田的一体化智能生产指挥体系将建立覆盖油田各业务环节的自动处理系统、模型分析系统和专家决策系统。信息化升级与管理变革相互促进,可实现油田生产流程的再造,从而提升数据模拟与分析能力、过程自动处理能力、专家知识运用能力、系统自我优化能力,真正做到业务、流程、信息与人的智慧融合,实现智慧油田。在走向智慧油田的整个进程中,油田一体化生产指挥平台将始终成为一体化智能生产指挥体系的核心环节,一体化指挥平台也应随着信息化升级与管理变革,逐渐完善、提升。建设初期,可构建生产动态、产能运行、生产管理、生产保障、运行监控、报警预警、调度运行、应急管理、万物共享等9大应用。

1) 生产动态

开发实现全面反映油田公司勘探、生产的动态信息的展示和应用。重点展示了日、月、年产量情况、注水状况、指标水平、施工作业进度、间站库生产运行状态、原油销售、天然气生产、勘探情况、生产保障等动态信息,为管理人员及时了解油田全面状况提供全面技术支持。

2) 产能运行

全面跟踪油田重点区块产能建设运行工作,跟踪统计产能区块进展情况,支持解决钻井、射孔、压裂、基建施工中各类问题。包括钻井运行、方案设计、基建施工、射孔动态、压裂动态、投产动态等相关调度指挥业务的数据和资料采集、处理、发布和综合分析的信息化。

3) 生产管理

油田生产及其保障所涉及各类生产动静态数据综合分析应用。包括动态、历年连续生产数据、指标水平、变化对比分析,全面反映勘探生产、开发生产、天然气生产、作业施工等多方面信息和应用集成。

4) 生产保障

实现电力、水务、路政、保卫、通信信息、消防等生产保障业务的信息化管理,包括动态信息展示、业务办理、工单流转、信息发布等。可集成中油电能生产管理系统,实现电力运行监控和综合分析以及电网调度、发电机组、供热计量、环保烟气、电力营销数据的展示。

5) 运行监控

对井间站生产、作业现场、保障场所进行实时视屏监控及实时数据采集,包括油井生产监控、采气生产监控、站库生产监控、作业现场监控、储运销售监控、危险源监控、重点场所监控功能展示。

6) 报警预警

提供井、间、站、库安全平稳生产的参数预警报警,提供油水井、天然气井生产产量等指标运行预警信息,支持勘探生产安全平稳有序运行。可集成油田已建的油气生产物联网系统,实现油气参数报警和工况预警、视频监控等功能;油气开发指标管理系统,实现开发生产产量等指标运行报警预警;密闭放射源全过程安防监控管理平台,支持重大危险源的预警报警。

7) 调度运行

通过值班管理、车辆管理、运行管理等功能,实现日常调度运行管理功能;受理油田单位的各类日常事件、应急事件、突发事件上报,各类民用投诉、市政警务电话、相关领导业务电话及通知下发等信息化,同时,实现事件持续跟进,事件信息上传下达、协调处置,以及事件信息登记、上报、落实、反馈、存档,形成闭环。

8) 应急管理

实现突发事件的接警、预警、预报,应急信息指令的上传下达,应急资源的统一调配,应急专家队伍的快速集结,应急抢险现场画面实时传送。

9) 万物共享

对接集成油田勘探、开发、生产运行、生产保障等

各类油田已建系统平台,提供数据集成、文档查询、地理信息服务、物联网设备监控、车辆卫星定位以及部分交互协同工具的全局共享服务。

4 结语

综上所述,构建一体化的智能生产指挥体系,促进油田生产调度指挥业务全面集中、统一监视和智能化管理,以更加精细和动态的方式管理整个生产和服务流程,是实现智慧油田的基础,是油田发展的必由之路。本文提出的一体化智能生产指挥体系的构建模式,紧密结合油田实际,对构建一体化的智能生产指挥体系具有重要的参考性。

参考文献

- [1] 侯锦丽.智慧油田的现状与发展研究,信息系统工程,2019.03.
- [2] 刘洪涛.智慧油田系统的结构及功能,电子技术与软件工程,2019.03.
- [3] 张明春,樊培强.生产指挥平台数字化建设与应急体系结合探讨,内蒙古石油化工,2018.12.

勘探开发梦想云平台推进智慧油气田建设

马涛^{1*}, 杜金虎², 杨剑锋¹, 张仲宏², 王铁成¹

(1. 北京中油瑞飞信息技术有限责任公司, 北京 100043; 2. 中国石油勘探与生产分公司, 北京 100000)
matao@cnpcc.com.cn

摘要: 勘探开发梦想云平台涵盖统一数据湖、统一技术平台和面向业务的通用应用, 遵循企业 IT 治理理念, 按照上游业务信息化建设蓝图规划, 搭建规范统一的数据库、统一技术与管理平台、可扩展的通用应用功能。该平台应用数据湖技术, 实现上游全业务链数据的逻辑统一、互联互通, 支持跨地域、跨专业、跨机构的数据共享。应用 PaaS 云架构, 为上游业务应用开发提供统一的标准规范和技术框架, 改变传统“烟囱式”信息系统建设模式, 实现对业务应用需求的敏捷响应, 为上游业务用户提供统一的应用入口。应用实践证明, 该平台可以有效支撑油气田公司数字油田、智能油田与智慧油田建设, 提升生产优化、精益管理与科学决策水平, 增强企业整体运营效率、创新能力和企业核心竞争力, 全面开启“智能+”共享新时代。

关键词: 勘探开发; 智慧油气田; 数据湖; 云平台; E&P Dream Cloud

E&P Cloud Platform to Promote Smart Oil & Gas Field Construction

MA Tao^{1*}, DU Jinhui², YANG Jianfeng¹, ZHANG Zhonghong², WANG Tiecheng¹

Richfit Information Technology Co., Ltd. of BGP Inc.; 2. Exploration and Production Branch of PetroChina, Beijing, China)

Abstract: E&P Dream Cloud Platform covers unified data lake, unified technology platform and business-oriented general applications. Following the enterprise IT governance principle, adhere to the upstream business information construction blueprint of PetroChina, standardized and unified database, unified technology and management platform, scalable general applications were built. Data Lake technology was applied to realize the logical unification and interconnection of data in upstream business chain, and to support cross-regional, cross-discipline and cross-institutional data sharing. PaaS cloud architecture is applied to provide a unified standard specification and technical framework for upstream business application development, change the traditional "chimney" information system construction mode, achieve agile response to business application requirements, and provide a unified application entry for business end users. The application practice proves that the E&P Dream Cloud Platform provides effectively support the construction of digital, intelligent and smart oil & gas fields of oil and gas companies, promote the level of production optimization, lean management and scientific decision-making, enhance the overall operation efficiency, innovation ability and core competitiveness of enterprises, and comprehensively open a new era of "intelligence + sharing".

Keywords: exploration and production; smart oil & gas field; data lake; cloud platform; E&P Dream Cloud

0 引言

近年来, 以物联网、云计算、大数据、AI 为核心的信息技术发展突飞猛进, 对社会发展产生了深刻的影响,

以信息技术驱动的第四次产业革命正在到来, 石油上游领域正面临着技术更新换代和创新发展的重大机遇和挑战。斯伦贝谢、哈里伯顿等国际知名油服企业顺应技术发展趋势, 应用最新技术建立了基础设施云、统一的开

作者简介: 马涛, 男, 北京中油瑞飞信息技术有限责任公司高级顾问, 长期从事数字油田、智慧油田和 IT 创新研究工作。

发平台、共享开放的应用环境，按照平台化发展路线积极整合升级现有产品。

中国石油作为国际能源公司，基于数据资产保护、生产运营与管理提升的需求，于2001年启动了中国石油信息技术总体规划，经过“十一五”“十二五”十多年的建设，上游板块相继建成了勘探与生产技术数据管理系统、油气水井生产数据管理系统、勘探与生产调度指挥系统和勘探与生产ERP系统、油气生产物联网系统、采油与地面工程运行管理系统以及ERP应用集成系统，

实现了系统从分散到集中、从集中到集成两次阶段性跨越，推动了企业从传统管理向数字化、信息化管理的转变，实现了油气田企业的基础性、数字化建设，带动了生产组织、经营管理、商业模式、分析决策方式等方面的创新发展，成为公司提质增效的重要支撑。

2016年，中国石油提出了“共享中国石油”的发展理念，中国石油上游板块在充分研究分析了国内外石油公司及油服公司成功经验，总结上游业务信息化建设成果的基础上，结合最新的信息技术发

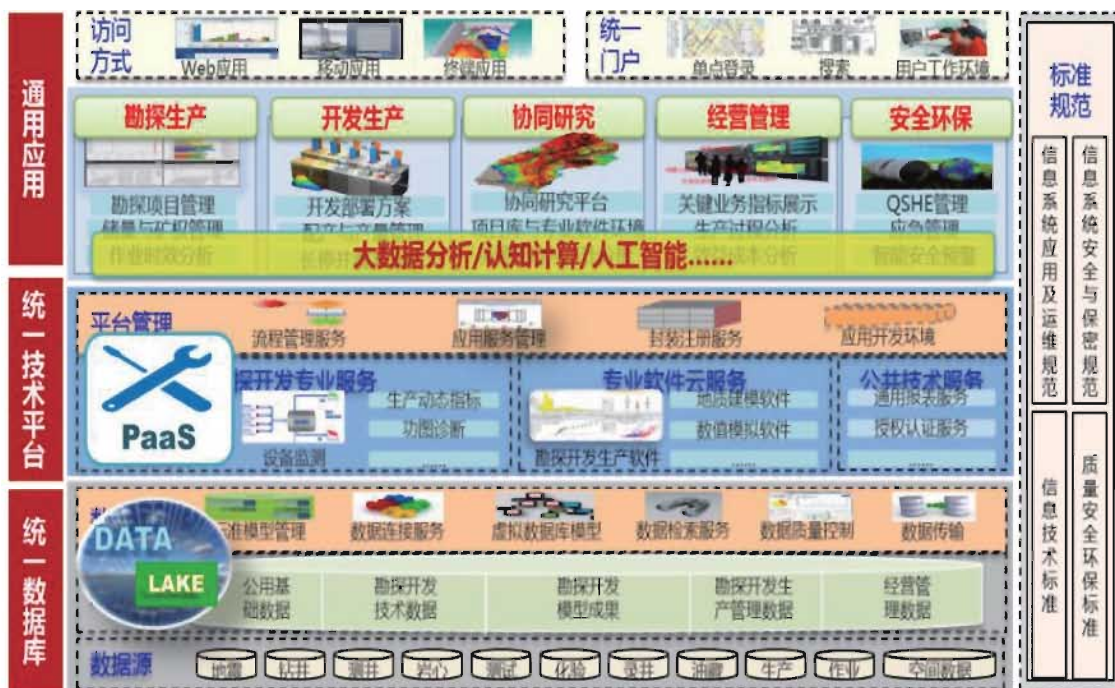


图1 中国石油上游业务信息化建设蓝图

展，规划了“十三五”上游业务信息化发展蓝图（见图1），提出了“两统一、一通用”建设方案^[1-2]，建设上游业务信息智能共享平台，即勘探开发梦想云平台（E&P Cloud），实现对物探、钻井、录井、测井、完井、油气测试、样品实验、地质油藏、采油与地面工程等作业过程的全生命周期管理，对地下油气藏、井筒资产和地面井、站、库、管线、生产设备设施等生产单元的全面动态感知、生产优化与预测预警，最终实现油气田企业勘探业务、开发生产、协同研究、经营管理、安全环保、科学决策的智能化、协同化、一体化智慧运营，全面消除信息孤岛，实现上游业务的数据互联、信息共享、技术互通、组件互用、业务协同，支撑上游业务“数字化、可视化、自动化、智能化”转型发展。

基于“十一五”、“十二五”信息化建设成果，借鉴行业发展趋势和最佳实践，“十三五”中国石油上游

板块以“两统一、一通用”为指导，实施了勘探开发梦想云平台建设，取得预期成果，开启了油气田企业资源弹性共享、开发快速迭代、需求敏捷响应的全面云化和智能、智慧发展新时代。

1 梦想云平台建设方案

遵循企业IT治理理念，按照上游业务信息化建设蓝图规划，搭建规范统一的数据库、统一技术与管理平台、可扩展的通用应用功能（即“两统一、一通用”），为油气田“增储上产、节能降耗、降本增效、安全环保”提供技术和系统支撑，具体包括“三层一体系”。

1) 统一数据库层，包括数据源、数据主库、数据管理等基础模块。

2) 统一技术平台层，包括：技术平台及管理、勘探开发专业服务、专业软件云服务、公共技术服务等服务

组件，全局可用的大数据分析、认知计算和人工智能算法组件。

3) 通用应用层，包括：勘探业务管理、开发生产管理、协同研究、经营管理、安全环保等业务协同工作场景，用户通过多种访问方式或统一门户中单点登录的用户工作环境使用系统提供的可用资源。

4) “一体系”是指系统安全与标准管控体系。按“两统一、一通用”方案，依托企业已建云计算中心提供的基础设施云（IaaS），搭建勘探开发一体化数据库及服务（DaaS）、统一技术平台（PaaS）和通用业务应用（SaaS），形成上游业务统一的勘探开发云平台及统一的数据生态环境，为业务应用提供一体化云应用服务，见图 2。



图 2 勘探开发梦想云架构 (IaaS+PaaS/DaaS+SaaS)

统一数据库，针对当前分散建库、数据孤岛的现状，基于上游统一的勘探开发数据交换标准 EPDMX，应用数据湖技术，实现上游全业务链数据（动态 / 静态、结构

化 / 非结构化、文档 / 图片、音 / 视频等）的逻辑统一、互联互通，支持跨地域、跨专业、跨机构的数据共享^[3]，见图 3a、图 3b。

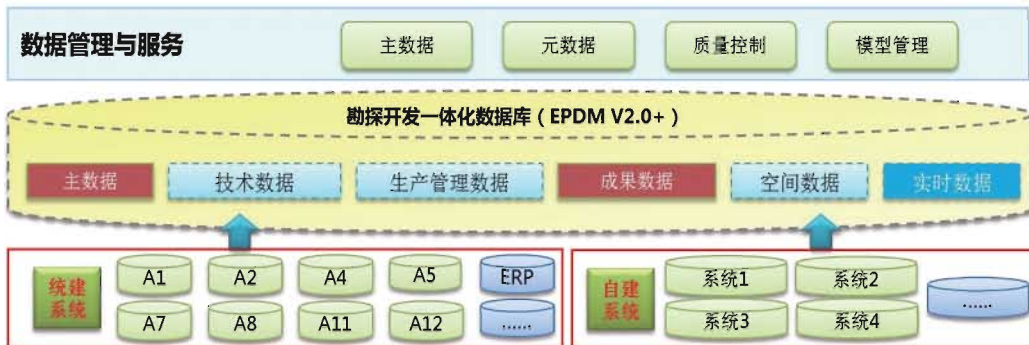


图 3a 勘探开发梦想云统一数据库逻辑架构

注：1) 图中 A1、A2 等为中国石油统建项目编号；2) EPDM 为中国石油发布的勘探开发数据模型标准

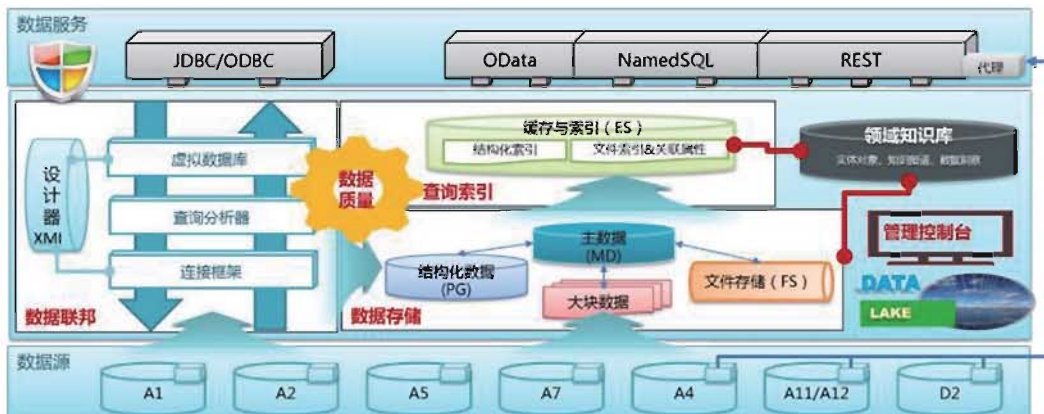


图 3b 勘探开发梦想云统一数据库技术架构

统一技术平台，应用 PaaS 云架构，为上游业务应用 信息系统建设模式，实现对业务应用需求的敏捷响应，开发提供统一的标准规范和技术框架，改变传统“烟囱式” 为上游业务用户提供统一的应用入口^[4]，见图 4。



图 4 E&P.Cloud 统一技术平台技术架构

“一通用”是以“两统一”为基础，支撑勘探生产、开发生产、协同研究、经营管理、安全环保与决策等领域的通用应用环境或业务场景快速搭建，以应用商店方式为用户提供服务；协同研究以项目协同工作室和协同

决策环境为载体，支持构建全面基于“互联网+工作室”模式的协同工作环境，有效推进了上游业务持续创新发展，见图 5。



图 5 勘探开发梦想云通用应用环境

按照企业 IT 治理体系方法，在组织管理、制度保障、技术标准与流程管理、技术实现四个方面，以业务需求为主导，实现业务与数据管理的统一；落实管理制度，规范业务流程，提高标准化程度；统一开发规范，构建开放、共享的新生态。

2 建设成果与应用效果

基于广义数字油田定义所开展的上游业务统一数据库建设，实现了对上游动静态数据的有效集成。借鉴数据湖理念，统一数据库层 (DaaS) 整合了虚拟数据库、PostgreSQL、ElasticSearch、Hadoop 等技术，搭建了上游业务开放数据生态，支撑多源数据接入、整合、治理和安全、高效、高质量的“一站式”数据服务，并为大数据分析、认知计算等智能化应用提供基础服务。

数据湖包括四大工作环境，分别是：开放的数据集

成环境、统一数据治理环境、大数据分析环境、统一数据应用环境，见图 6。



图 6 统一数据库平台数据服务界面

基于 PaaS 云框架，研发了统一技术平台，以容器 Docker 加资源编排与调度 Kubernetes 为基础，整合微服务 Microservice、中间件 Middleware、开发流水线 DevOps、服务目录 Service Catalog、应用商店 App store 等核心部件，支持系统开发、集成、运行、

服务统一管理，支撑上游业务应用向“平台化”敏捷建设模式转型。

云平台为业务用户及系统建设者提供一体化环境，

支撑五大工作平台。分别是：应用开发工作平台、应用集成平台、专业软件共享平台、智能化 AI 创新平台、业务协同工作平台。

基于“两统一”，以项目为主线，构建协同研究工作环境，提供按研究业务流程定制的数据推送、成果管理与可视化、在线成图与统计分析、专业软件云化管理与集成应用等功能，支持跨地域、跨组织、跨专业的协同研究与决策应用，见图 7。

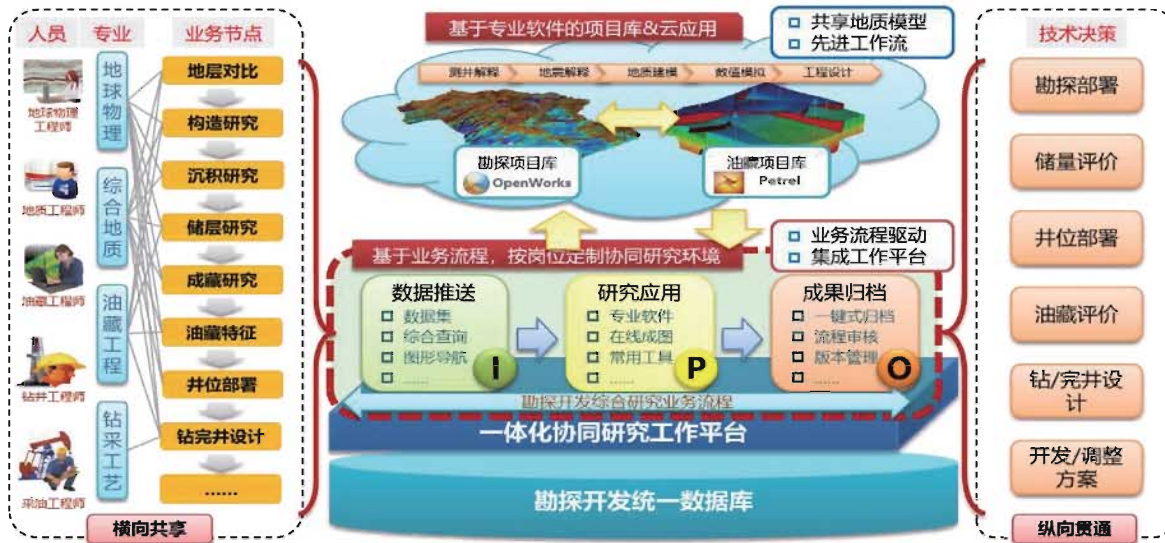


图 7 勘探开发梦想云支持协同研究工作环境

截止到 2018 年底，统一数据湖集成管理了中国石油 16 家油气田企业、7000 多个工区的地震成果数据、40 多万口井的钻井、录井、测井、试油、分析化验、地质与油藏、油气生产数据（结构化、非结构化、报告、文

档等），共计 1.6PB 的数据资产。

在中国东部某油田，以其油气预探评价研究与井位优选项目为示范，依托协同研究应用环境，数据准备由 90 多天缩短到 1-2 天，数据准备效率提升 60-100 倍，

项目研究工作效率提升 20% 以上；应用专业软件云环境，节约硬件成本 50% 以上，降低软件采购成本 60% 以上。

在中国中东部某油田，在协同研究环境中，实现了规划部署、地质、井位、储量、测井等 6 个研究环境，支撑了研究过程及井位审查业务由线下向线上的转变，研究决策效率普遍提高 7.5 倍以上。使用快速定制的测井解释图版等个性化功能，30 口井测井解释工作效率提升 23 倍，油气层识别准确率大大提升。

3 愿景展望

基于梦想云平台，助力中国石油上游业务全面数字化、智能化转型和智能油田、智慧油田建设，主要体现在以下几个方面：

1) “两统一、一通用”总体架构，突出以业务流为核心的应用建设，改变以往按管理架构、组织边界建设信息系统的格局，强调流程打通与工作协同，为生产、研究、管理、决策类业务用户提供服务。

2) 统一数据湖面向全业务链数据整合与共享，提供全局化的数据治理与管控机制提升数据质量，提供领域知识图谱、数据洞察等手段，进一步挖掘、发挥数据资产潜在价值，构建开放、便捷、安全的良性企业数据生态。

3) 云平台将支撑开放运营新生态，支持集团公司统建、油田自建应用共享，支持国际优秀 IT 技术提供商与石油专业服务商开放合作，构建“众创众筹”的上游业务创新生态。

4) 将物联网、大数据、边缘计算、认知计算、区块链、人工智能等技术与勘探开发业务深度融合，支持面向生产前端，即单井及生产设备设施（井、间、站、库、管线、HSE）的智能预警、自主操控、生产优化；支持面向业务中端，即油气藏及区块（作业区、采油气厂、油田生产管理等单位）的远程监控、智能预测、智能注采、智能优化管理；支持面向业务后端，即油气田（勘探、评价、开发、采油气工程研究各领域）的智能研究与方案设计，向“油气智能发现-石油智脑（OilBrain）”目

标迈进；支持面向辅助决策，即油气田企业（经营管理、科学决策业务）的智慧运营与决策分析。

4 结论

中国石油上游业务信息化经过近二十年的持续建设，建成了国内外领先的大型油气数据资源库，有效地保护了勘探开发投资，成为油气田企业的核心资产，为油气田企业数字化、智能化奠定了良好基础。勘探开发梦想云平台承载了数字化油气田建设的成果，融合了物联网、云计算、大数据、移动应用等技术，正在推进油气田企业由数字化加速转入智能化发展、智慧化运营与决策新阶段。

按照中国石油上游板块总体发展规划，未来十年将建成开放、可持续发展的上游业务信息系统生态环境，实现各业务系统的数字化、网络化以及资源共享化，通过勘探开发梦想云平台，完整支撑上游业务运行、持续优化创新和数字油田、智能油田、智慧油田建设。

以平台化快速支撑业务的协同化与一体化，实现勘探、评价、开发、生产全业务链数字化转型，推进生产优化、精益管理与科学决策，提升企业运营效率 and 创新能力，增强企业核心竞争力，全面开启“智能+”共享新时代。

参考文献

- [1] 杜金虎、张仲宏，中国石油上游业务信息化建设蓝图报告，《第四届信息化创新克拉玛依国际学术论坛》，2016年9月·克拉玛依
- [2] 杜金虎等，中国石油上游信息共享平台建设方案及应用展望，《信息技术与标准化》，2017.8
- [3] Ma Tao, Wang Tiecheng, etc., New generation E&P data management platform and its cloud shared application environment, BGP Technical Seminar 2018, Beijing
- [4] 李阳明等，智慧油田平台化建设方案及实践，《第三届全国石油石化信息化发展论坛暨新技术、新产品展示会论文集》下册，p1051-1057，2017年5月，中国西安。

超稠油蒸汽驱智能调控采油技术与试验

孙振彪*, 韩树柏, 林军, 孟强, 张洪驰

(中国石油辽河油田分公司特种油开发公司, 辽宁 盘锦 124000)

wwwsun10@sina.com; 460640393@qq.com

摘要: 针对在油田超稠油蒸汽驱开发过程中, 生产井受效强弱不同, 井下油层供液能力不同, 使抽油泵供排关系不平衡, 导致排液不及时, 影响蒸汽驱替效率, 或导致抽油泵无功抽空, 泵体损耗及电能浪费等问题, 运用智能调控采油技术手段, 根据油井自动在线实时监测到的动液面位置参数, 灵活地、实时地自动控制调节抽油机电机频率转速, 改变抽油杆上下往复冲次, 使抽油泵实现对生产井液量的供排平衡。当动液面高度超过设定值时, 抽油机电机增频率提冲次, 加速泵体排液速度; 当动液面高度低于设定值时, 抽油机电机减频率降冲次, 减缓泵体排液速度。从而大大提高抽油机系统工作效率, 达到稳定泵效, 提高产量, 降低损耗, 节能增效的目的。在超稠油开发领域全面推广, 对延缓公司产量下降具有重要的深远意义。

关键词: 超稠油; 智能调控采油; 动液面; 调频; 抽油泵; 供排平衡; 节能增效

Research and Test on Intelligent Control and Production Technology of Super Heavy Oil Steam Flooding

SUN Zhenbiao*, HAN Shubai, LIN Jun, MENG Qiang, ZHANG Hongchi

(PetroChina Liaohe Oilfield Company, Special Oil Development Company, Liaoning Panjin 124010, China)

Abstract: In the process of steam flooding development of super heavy oil in oilfield, because of the effect of production wells is different, and the fluid supply capacity of downhole reservoirs is different, which causes the unbalanced relationship between pump supply and drainage, leads to delayed drainage, affects the efficiency of steam flooding, or leads the ineffective working of oil-well pump, as well as the pump body wastage and electric energy waste. The intelligent control technology on oil-production is used to real time monitor the fluid level position parameters automatically on line and control the frequency and speed of pumping unit motor flexibly. To change the up and down stroke times of sucker rod for making the pumping unit achieving the balance of supply and discharge of production well fluid. The pumping unit motor increases the frequency and stroke for accelerating the pumping body discharge speed once the dynamic liquid level height is higher than the setting value, otherwise, reduce the frequency and stroke. Thus, the working efficiency of the pumping unit system is greatly improved, and the purposes were achieved, such as stabilizing the pump efficiency, increasing the output, reducing the loss, saving energy and increasing efficiency. The comprehensive promotion in the field of super heavy oil development is of far-reaching significance for delaying the production decline in company.

Keywords: Super Heavy Oil; Intelligent Oil Recovery; Dynamic Liquid Level; Frequency Modulation; Pump; Supply and Drainage Balance; Energy Conservation and Efficiency Increase

0 引言

辽河油田杜 229 断块为中厚层边底水互层状超稠油

油藏, 构造上位于辽河盆地西部凹陷西斜坡中段, 油藏共规划蒸汽驱井组 20 个, 动用层位为兴 III₃、IV、V 组, 含油面积 0.76km², 油藏埋深 900 ~ 1020m, 有效厚

作者简介: 孙振彪 (1982—), 男, 高级工程师, 大学本科, 学士学位, 2005 年毕业于西南石油大学石油工程专业, 现从事油田开发研究工作。

度 23m, 地质储量 $342 \times 10^4 \text{t}$, 蒸汽驱开发于 2007 年进入现场, 先后经历了先导试验、扩大试验和规模实施阶段, 目前共有总井数 141 口, 其中注汽井 20 口, 生产井 121 口, 年采油量保持在 $10 \times 10^4 \text{t}$ 以上的水平。由于油井在转驱前蒸汽吞吐开发期间, 各单井吞吐投产时间参差不齐, 吞吐轮次高低不同、周期长短不一, 加热半径远近有别, 采出程度差异较大, 再加上受储层非均质性等因素影响, 使井组内注汽井与各生产井之间热连通性不同, 受效程度不同, 造成各生产井供液能力不同。按照汽驱开发要求, 为了维持采注比在 1.2 以上, 使汽驱开发顺利进行, 必须平衡抽油泵供排关系, 保证合理的采液量。以往采用人工操作方式, 根据手动测试的油井动液面参数, 调控抽油机频率转速来提升抽油杆上下往复冲次, 维持抽油泵的供排平衡, 其监控操作难免及时性差, 甚至因为油套环空内的介质组成复杂, 使动液面参数测试误差大而误导调控^[1-4]。或者造成排液过快, 抽油泵无功抽取, 干摩擦耗泵体, 浪费电能; 或者造成排液过慢, 液量积压, 影响蒸汽正常驱替推进。另外, 因汽驱规模扩大, 井数多且位置分散, 技术人员不足, 人工采集动液面数据工作量大, 周期较长, 难以满足及时调控需要。为了满足蒸汽驱规模不断扩大的需要, 减少人员工作量, 提高调控及时性, 开展智能调控采油技术研究, 使油井供液能力与抽油泵排液速度保持合理的供排平衡关系, 以到达增产降耗目的, 在汽驱开发中具有很高的应用价值。

1 智能调控采油系统基本工作原理

抽油机智能调控采油技术是集自动化技术、通信技术和计算机信号处理技术相结合^[5-8]。主要是通过在线自动实时监测并录取油井油管与套管之间的环形空间内的动液面参数作为调控依据。预先设置固定合理的动液面参数后, 通过实时监测动液面高度动态变化, 对抽油机变频电动机进行自动变频控制调频, 进而调节抽油杆带动抽油泵内活塞的上下往复冲次数。当监测到动液面超过设定值时, 油层供液能力强, 系统自动提频, 上调冲次, 加速排液; 当监测到动液面低于设定值时, 油层供液能力弱, 系统自动降频, 下调冲次, 放缓排液。使抽油泵始终在理想的供液能力范围内高效排液工作。

2 智能调控采油主要工作系统

2.1 智能监测系统

2.1.1 动液面智能监测

智能调控采油的关键参数是动液面, 动液面是油井生产稳定时, 油管与套管之间的环形空间内的液面, 油井通过动液面计算抽油泵沉没度和井底流压, 依据动液面变化制定油井工作制度^[9-10]。动液面反应油井地层供液能力的强弱, 地层供液能力是决定油井产量和持续性的关键性因素。其准确程度直接决定了智能调控采油技术能否成功应用。动液面智能监测是以音标法为基础, 采用亚声波作为回波信号, 频率小于 20Hz 的亚声波在油套环形空间内传播距离远, 能量消失的慢, 测出率和自动识别率高。采用两种方式发声: 在高套压下回收套管气发声, 在低套压下使用打气泵将套管气打入井中产生亚声波声源, 实现连续自动测试动液面。通过现场试验, 确定了不同套压下对应的声速值, 并测出了气液过渡带的普遍厚度, 从而为不具备使用回音标的油井动液面测试提供了准确的测试方法, 对稠油热采井尤为适用。

2.1.2 示功图智能监测

由于热采稠油井油套环形空间内工况复杂, 动液面测试技术一旦出现故障, 将直接影响调控, 为预防因液面测不出或测不准造成调控失效, 系统集成示功图智能监测分析功能, 可通过示功图测试仪按照固定频率定期进行测取功图, 并可在调控失效时, 立刻绘制示功图, 同时提示报警。系统提示转为人工控制, 方便技术人员维修, 使地质人员及时对井下供液状况做出辅助评价, 保障抽油机安全稳定生产。示功图测试仪主要由位移传感器、载荷传感器、单片机处理器、小无线单元等部件组成。通过位移传感器和载荷传感器, 按照预先设定好的固定间隔时间, 定期定时测试抽油机光杆位移与悬点载荷, 同时将数据输送给单片机处理器完成数据处理及信号转换, 再通过小无线单元把数据输传给智能控制柜采集数据终端^[11-13]。

2.1.3 优化管控箱

在优化管控箱主要由 RTU、控制模块、变频器、电参模块及通讯模块。当 RTU 接收到动液面的测试数据或示功图测试仪的数据后, 进行分析计算处理变换并储存, 可以绘制出光杆的移动示功图。电参模块按设定时间定期测试电动机电参数据, 并传给 RTU 储存。RTU 可将数据和功图显示出来供技术人员查看。RTU 定期会将数据转换成信号传递给通讯模块, 通过 GPRS 信号传输给中心控制系统的 GPRS 路由器。通讯模块接收到中心控制系统的管控命令后, 传递给 RTU 将数据转换输传给控制模块, 由其根据命令灵活调动变频器, 进而控制抽油机上电动机自动改变抽油杆上下往复冲次, 带动抽油泵内活塞运动速度与泵腔内进液速度相互匹配, 达到最大泵效^[14-15]。

2.2 中心监督管控系统

中心监督管控系统的核心是 GPRS 路由器数值处理中心, 它包括动态数值交换机制、自动分析控制软件、动液面算数软件、功图计算软件、数据库和网页显示软件。首先动态数值交换机制获得 GPRS 路由器传递的 GPRS 信号后, 将信号转换为数值信号储存至数据库内, 动液面算数软件和功图计算软件从数据库内提取需要的各种数据并分析计算, 将结果储存到数据库中, 工人通过网页显示软件与数据库进行对接沟通, 从数据库中获得数据, 并发布自动管控命令, 自动管控软件依据得到的多种参数和动液面设计值做数据筛选, 将命令传递给动态数值交换机制, 动态数值交换机制将数值信号转换成 GPRS 通讯信号输送给 GPRS 路由器, 将信号传递给优化管控箱内通讯模块^[16-17]。

2.3 自动保护管控系统

自动保护管控系统由断路器、交流接触器、热继电器、中间继电器等组成。变频运行过程中出现故障自动切换工频运行, 保护自身变频器; 当外接电网出现大电压、大电流时, 主开关跳闸, 切断整个供电线路, 保护整个设备; 当电源电压下降或瞬时停电时, 直流母线电压会下降, 变频器通过降低输出频率, 使电机转速降低, 负载的惯性能量回馈到直流一侧, 维持直流电压高于欠压动作值, 避免因欠压而停机; 当电机带有大惯性负载并快速停车时, 或在运行过程中由于负载突变等原因引起短时再生制动时, 变频器的直流母线电压会上升, 通过调整输出频率和自动延长减速时间、降低制动转矩, 以控制直流母线电压的稳定^[18-20]。

2.4 自动报警管控系统

为了防止出现特殊异常状况, 增加了自动报警功能, 随时监测油井状态变化。对于达到运算出错、基本参数输入有误, 以及实际泵效位于参数过大区域、位于参数较小区域、位于待落实区域、位于断脱漏失区域内等等; 或者井口温度、压力、动液面、冲次、套压以及电机电流最大实际载荷超过规定范围; 或者串口设备通信、变频器、电度表读取等参数出现故障; 或者出现抽油杆断杆、管漏和卡泵等特殊情况出现时, 自动报警。同时调整油井相关参数, 减小损失。不同情况有不同的报警等级, 根据等级, 对采油系统设备进行自动控制保护。

3 现场试验应用

3.1 试验井组情况简介

杜 32-52-K36 井组隶属于杜 229 断块蒸汽驱开发先导试验区 7 个井组之一, 位于区块中部, 开发层位兴 IV ~ V 组, 井组含油面积 0.03km², 油层平均厚度 28.4m, 地质储量 21.1 × 10⁴ t。井组于 2009 年 12 月份由蒸汽吞吐开发转为蒸汽驱开发, 转驱后井组累计注汽 24.4 × 10⁴ t, 累计产液 28.3 × 10⁴ t, 累计产油 4.4 × 10⁴ t, 油气比 0.18, 采注比 1.16, 阶段采出程度 54.3%。井组为反九点正方形井网, 共有 9 口井, 1 口中心注汽井, 周围 8 口生产井, 试验前 8 口生产井, 平均日产液 28.1t, 日产油 4.2t, 含水 85.2%, 井底流压 2.45MPa。根据生产效果将 8 口生产井分为两类, 正常受效井 5 口, 受效弱井 3 口。因油井分布较为分散, 井与井之间距离较远, 人工定期监测并操控能力有限, 时常管控的及时性差, 部分井供液能力与抽油泵排量时常不匹配, 不能及时发现, 泵效低, 造成泵体磨损, 增加作业成本, 浪费电能, 因此, 对 8 口生产井全部安装智能调控采油设备, 提高系统运行效率。

3.2 应用效果分析

实施智能调控采油技术, 可实时监测油井生产动态, 依据动液面变化, 能自动智能变频调速, 改变抽油杆冲次, 实现抽油泵供排平衡, 提高泵效。下面举 2 口典型井智能调控采油效果跟踪情况为例。

3.2.1 杜 32-51-37 井应用情况

该井属井组中汽驱受效较好井, 油层中深 998m, 泵深 960m, 泵径 ϕ 57mm, 光杆冲程 3m, 安装智能调控系统后, 测试动液面比较稳定, 冲次、产液量和泵效变化显著。

在安装智能调控系统后, 设定自动控制动液面高度为 600m, 对比阶段生产 20d 后发现, 实施后在线监测的动液面数据与实施前对比, 误差不大, 基本比较吻合, 曲线显示比较平稳, 动液面数据基本维持在 500 ~ 550m 之间, 说明该井供液情况比较稳定, 注采井间连通性较好, 蒸汽驱替持续比较平稳有效。实施后, 自动监测动液面较高, 泵沉没度在 400m 以上, 供液能力充足, 系统自动控制电机调频提速, 抽油杆冲次从实施前的每分钟 5 次提高到 6 次, 抽油泵排量增加, 日产液量增加 (见图 1、图 2), 由实施前平均 23.4t/d 提高到 31.0t/d, 日产液提高了 7.6t; 泵效由实施前的平均 28.4%, 提高到实施后的 31.3%, 提高了 2.9%, 日耗电量从 243kw · h 降到 196kw · h。

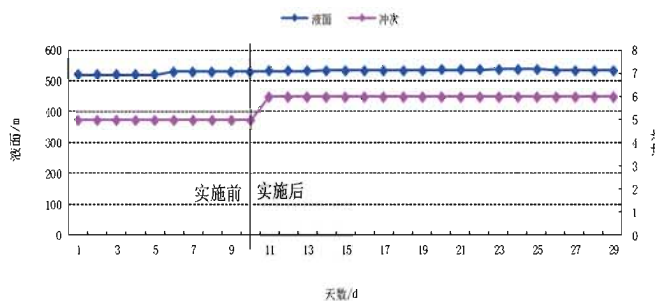


图1 杜 32-51-37 井实施智能调控采油前后液面、冲次变化对比

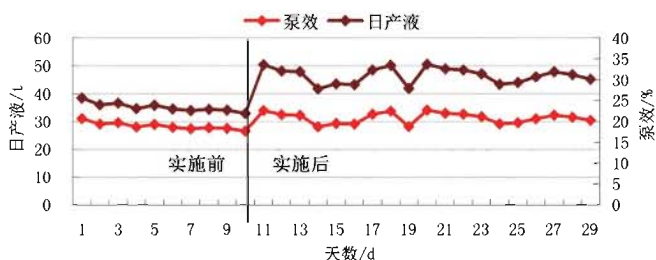


图2 杜 32-51-37 井实施智能调控采油前后日产液、泵效变化对比

3.2.2 杜 32-54-36 井应用情况

该井属井组中汽驱受效较弱井，油层中深 1022m，泵深 980m，泵径 ϕ 57mm，光杆冲程 3m，安装智能调控系统后，生产中测试动液面比较稳定，冲次、产液量和泵效变化明显。

通过安装智能调控系统后，设定自动控制动液面高度为 700m，实施后在线监测的动液面数据与实施前对比，误差不大，基本比较吻合，曲线显示比较平稳，动液面数据基本在 800m 左右波动，说明该井供液情况虽然比较稳定，但动液面较低，抽油泵淹没度在 200m 以下，供液能力不够充足，注采井间连通程度较差，蒸汽驱替受效较弱。系统自动控制电机调频减速，冲次从实施前的 5 次降低到 4 次，缓慢抽吸油液，留出充足的时间让油液入泵，提高泵效，日产液量虽然变化不大，维持在 15t 左右，但泵效由实施前的平均 27.9%，提高到实施后的 34.8%，提高了 6.9%，（见图 3、图 4）；日耗电量从 212kw·h 降到 173kw·h。通过井组整体实施智能调控采油技术试验前后对比，阶段生产 220d，井组整体增油 1100t，油气比 0.24，采注比达到 1.32，平均单井检泵次数减少 1 次，检泵周期平均延长 32d，同时有效降低了因泵体损耗而检泵、检杆等作业费用，节约了电能，避免了抽油机系统及电能的有效损耗和浪费，可见，智能调控采油技术系统，完全可以替代人工手动操作管控

调节采油，不但能提高系统效率，节能降耗，增加经济效益，而且油井供液量充足时，产液量也会显著增加，完全适应蒸汽驱现场实际生产需求，保证蒸汽驱开发平稳顺利进行。

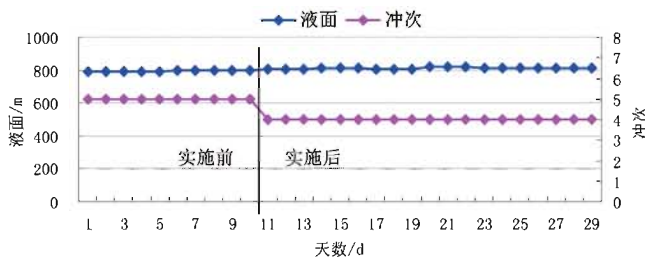


图3 杜 32-54-36 井实施智能调控采油前后液面、冲次变化对比

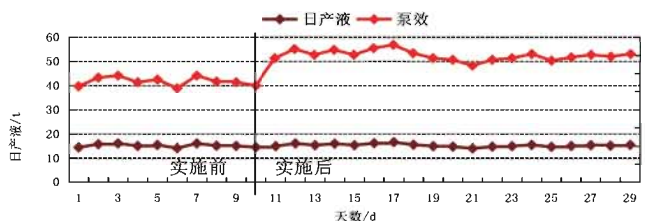


图4 杜 32-54-36 井实施智能调控采油前后泵效、日产液变化对比

4 结语

(1) 提高产量。智能调控采油系统能够通过多种传感器，同步在线实时监测油井动液面高度及悬点载荷等参数动态变化，并测算油井供液能力，自动调整抽油机平稳运行，维持抽油泵供排平衡，有效提高泵效及产量。

(2) 降耗节能。智能调控采油系统的在线监测相当于为机采系统安装了眼睛，从而锁定了油井供液能力与泵排能力的平衡点，使每一冲程的泵效最大化，避免泵体抽空干磨损耗泵体及机采系统，同时节省能耗。

(3) 安全生产。智能调控采油系统的示功图绘制监测功能，能够实时监测出杆断、管漏、卡泵等井况故障情况，一旦机采系统出现生产异常，自动报警，同时对故障进行诊断，并启动自动保护措施，保证生产安全。

(4) 优化管理。智能调控采油系统可以自动在线实时监控抽油机等机采系统的工作动态，实现数字化高效管理，及时发现油井故障，使生产更安全，决策更准确，有效节省大量人力资源，提高工作效率和吨贡献力量。

参考文献

- [1] 李瑗辉. 难测井动液面测试方法研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012(05): 51.

- Li Aihui. Research on Dynamic Fluid Level Testing Method for Difficult Logging[J]. Standards and Quality of Petroleum and Chemical Industry in China, 2012(05): 51.
- [2] 赵宏奇. 动液面录取辅助方法的研究与应用 [J]. 现代商贸工业, 2012(05): 191.
Zhao Hongqi. Research and Application of Auxiliary Method for Dynamic and Fluid Level Acquisition[J]. Modern commercial industry, 2012(05): 191.
- [3] 王化平. 提高深井动液面测试成功率方法探讨 [J]. 内蒙古石油化工, 2013 (09): 74-75.
Wang Huaping. Discussion on the Method of Improving the Success Rate of Dynamic Fluid Level Testing in Deep Wells[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013 (09): 74-75.
- [4] 孙东, 崔晓霖, 齐光峰, 等. 基于动液面连续监测的油井间开优化方法 [J]. 石油石化节能, 2012(08): 1-2.
Sun Dong, Cui Xiaolin, Qi Guangfeng, et al. OPTIMIZATION METHOD OF INTERWELL OPENING BASED ON CONTINUOUS MONITORING OF DYNAMIC AND LIQUID LEVELS[J]. Energy saving in petroleum and petrochemical industry, 2012(08): 1-2.
- [5] 王国栋. 动液面测试干扰因素分析 [J]. 山东工业技术, 2013(10): 76.
Wang Guodong. Analysis of interference factors in hydrodynamic level test[J]. Shandong Industrial Technology, 2013(10): 76.
- [6] 孙秀英, 黄国忠, 李艾红, 等. 油井动液面的求解方程推导及与应用, 河南石油 [J], 2004(S1): 54-55.
Sun Xiuying, Huang Guozhong, Li Aihong, et al. Derivation and Application of the Solution Equation of Dynamic Fluid Level in Oil Wells, Henan Petroleum[J], 2004(S1): 54-55.
- [7] 魏佳超, 田新民, 能学春. 新型动液面测试设备的试验与应用 [J]. 设备管理与维修, 2011(S1): 84-86.
Wei Jiachao, Tian Xinmin, can learn spring. Test and Application of New Kinetic Liquid Level Testing Equipment[J]. Equipment Management and Maintenance, 2011(S1): 84-86.
- [8] 郑晓旭. 油井动液面录取辅助方法研究与应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2013(07): 129-130.
Zheng Xiaoxu. Research and Application of Auxiliary Method for Dynamic Fluid Level Acquisition in Oil Wells[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013(07): 129-130.
- [9] 李伟强. 基于 STM32 的智能采油控制系统 [J]. 信息记录材料, 2018(01): 218-219.
Li Weiqiang. Intelligent Oil Production Control System Based on STM32[J]. Information Recording Materials, 2018(01): 218-219.
- [10] 陈志军. 基于动液面的智能采油控制系统 [J]. 科技资讯, 2001(12): 58.
Chen Zhijun. Intelligent Oil Production Control System Based on Dynamic Fluid Level[J]. Technology Information, 2001(12): 58.
- [11] 杨志, 蔡龙浩, 胡茜茜, 等. 井下泵功图获取动液面深度的计算方法 [J]. 石油地质与工程, 2013(03): 139-141.
Yang Zhi, Cai Longhao, Hu Xixi, et al. Calculation Method of Dynamic Liquid Level Depth Obtained by Downhole Pump Dynamometer Diagram[J]. Petroleum geology and Engineering, 2013(03): 139-141.
- [12] 何建中. 抽油机在线监测及自动控制技术研究与应用 [J]. 石油机械, 2012(02): 51-53.
He Jianzhong. Research and application of on-line monitoring and automatic control technology for pumping units[J]. Petroleum Machinery, 2012(02): 51-53
- [13] 张海浪, 李苹, 谢启安, 等. 功图计算动液面的方法初步研究和应用 [J]. 青海石油, 2007(02): 31-35.
Zhang Hailang, Li Ping, Xie Qian, et al. Preliminary Study and Application of Dynamics Chart Method for Calculating Moving Liquid Level[J]. Qinghai petroleum, 2007(02): 31-35.
- [14] 柴满州. 抽油机井遥测技术 [J]. 石油钻采工艺, 2002 (01): 50-53.
Cai Man Zhou. Telemetry technology for pumping wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002 (01): 50-53.
- [15] 邵正祥. 智能式中频电加热采油技术的应用 [J]. 科技展望, 2017(17): 117.
Shao Zhengxiang. Application of Intelligent Medium Frequency Heating Oil Production Technology[J]. Technology Outlook, 2017(17): 117.
- [16] 乔森. 间歇采油的智能控制系统 [J]. 油气田地面工程, 2009(04): 49-50.
Johnson. Intelligent Control System for Intermittent Oil Recovery[J]. Oil and gas field surface engineering, 2009(04): 49-50.
- [17] 徐光, 凌云峰, 曹宝良, 等. 新型智能间歇式采油原理分析及应用 [J]. 机电设备, 2006(05): 6-10.
Xu Guang, Ling Yunfeng, Cao Baoliang, et al. Principle Analysis and Application of New Intelligent Intermittent Oil Recovery[J]. electromechanical equipment, 2006(05): 6-10.
- [18] 高长乐, 董宏宇, 龚晓明, 等. 调径变矩节能抽油机平衡方案研究 [J]. 石油机械, 2002(11): 40-43.
Gao Changle, Dong Hongyu and Gong Xiaoming, et al. Research on Balance Scheme of Energy-saving Pumping Unit with Diameter Adjustment and Torque Conversion[J]. Petroleum Machinery, 2002(11): 40-43.
- [19] 李敏, 崔爱玉, 宁刚, 等. 抽油机节能技术的探讨 [J]. 油气田地面工程, 2002(04): 116-117.
Li Min, Cui Aiyu, Ning Gang, et al. Discussion on Energy Saving Technology of Pumping Unit[J]. Oil and gas field surface engineering, 2002(04): 116-117.
- [20] 刘三威, 王海, 张连明, 等. 文留油田抽油机井系统效率影响因素研究 [J]. 断块油气田, 2002(04): 66-68.
Liu Sanwei, Wang Hai, Zhang Lianming, et al. Study on Influencing Factors of Pumping Well System Efficiency in Wenliu Oilfield[J]. Fault Block Oil and Gas Field, 2002(04): 66-68.

智能生产优化辅助决策系统建设及应用

张小龙^{*}, 杨志兴, 王群超, 涂强, 游莉

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200000)
zhangxl30@cnooc.com.cn

摘要: 智能油气田是在数字油气田基础上, 借助智能井更多的感知和控制能力、业务模式和专家系统, 实现监测感知、优化预测、辅助决策及自动操控等功能, 借助计算机系统智能地管理油气田, 从而推动油气田企业提高产量和采收率, 降低成本, 实现科学决策、卓越运营与安全生产, 最终达到可持续的业务成长。生产优化辅助决策系统是智能气田的“大脑”, 是智能气田建设的核心。根据东海气田的开发特点、技术基础及开发管理经验, 结合最新的实时数据采集及处理技术, 研究确定东海气田生产优化决策解决方案, 设计了生产优化辅助决策系统。该系统可链接开发系统库, 通过生产曲线统计对比分析等功能, 对气井生产状况进行监控。根据气井生产监测数据, 结合井筒流动模型, 以及井筒携液能力、冲蚀能力、水合物形成、井筒积液计算模型, 通过自动对比分析, 准确的判定气井井筒流态。同时, 综合考虑气体在气藏、井筒、地面的流动以及用户用气需求提出了数模辅助优化配产法及多因素约束自动配产法实现智能辅助优化配产。Eclipse为模拟器, 以集合卡尔曼滤波方法为技术基础, 自主研发了数值模拟自动辅助历史拟合软件。实际应用中通过数模模型辅助历史拟合、方案生成与优化及智能生产优化 workflows, 实现气田生产优化闭环运算, 提高工作效率, 从而形成了智能 workflow 技术及生产优化协同决策。通过该系统能及时掌握气田开发生产特征, 及时发现生产问题并处理问题, 及时提供油气田优化决策方案, 与智能井组成“感知、生产分析决策、操控”闭环运行, 较大地提升气田生产管理水平, 可在具有类似条件的油气田推广应用, 将产生可观的经济和社会效益。

关键词: 智能气田; 动态监测; 生产优化; 数模辅助历史拟合; 智能 workflow

Construction and Application of Intelligent Production Optimization Assistant Decision System

ZHANG Xiaolong^{*}, YANG Zhixing, WANG Qunchao, TU Qiang, YOU Li

(Shanghai Branch of CNOOC Ltd., Shanghai, China)

Abstract: Intelligent oil and gas fields are based on digital oil and gas fields, with the help of more sensing and control capabilities, business modes and expert systems of intelligent wells, the functions of monitoring and sensing, optimizing prediction, assisting decision-making and automatic control are realized, and the oil and gas fields are intelligently managed with the help of computer systems so as to promote oil and gas field enterprises to improve production and recovery ratio, reduce costs, realize scientific decision-making, excellent operation and safe production, and finally achieve sustainable business growth. Production optimization assistant decision system is the "brain" of intelligent gas field and the core of intelligent gas field construction. According to the development characteristics, technical basis and development management experience of Donghai gas field, combined with the latest real-time data acquisition and processing technology, the production optimization decision-making solution of Donghai gas field is studied and determined, and the production optimization auxiliary decision-making system is designed. The system can link with the development system library to monitor the production status of gas wells through statistical comparison and analysis

作者简介: 张小龙, 男, 硕士, 工程师, 主要从事油气田开发方面的研究工作, 联系电话 021-22830635。

of production curves. According to the production monitoring data of gas wells, combined with the wellbore flow model, as well as the wellbore fluid carrying capacity, erosion capacity, hydrate formation, wellbore effusion calculation model, through automatic comparative analysis, the wellbore flow state of gas wells can be accurately determined. At the same time, considering the gas flow in the gas reservoir, wellbore and surface and the gas demand of users, a digital-analog assisted optimization production allocation method and a multi-factor constrained automatic production allocation method are proposed to realize intelligent assisted optimization production allocation. Based on Eclipse as simulator and ensemble Kalman filtering method as technical foundation, the software of numerical simulation auto-aided history fitting has been independently developed. In practical application, through the aid of historical fitting, scheme generation and optimization, and intelligent production optimization workflow, closed-loop operation of gas field production optimization is realized, and work efficiency is improved, thus forming intelligent workflow technology and collaborative decision of production optimization. Through the system, the characteristics of gas field development and production can be grasped in time, production problems can be found and solved in time, oil and gas field optimization decision-making schemes can be provided in time, and "perception, production analysis decision-making and control" closed-loop operation can be formed with intelligent wells, thus greatly improving the production management level of the gas field, being applicable to oil and gas fields with similar conditions, and generating considerable economic and social benefits.

Keywords: Intelligent gas field; dynamic monitoring; production optimization; mathematical model assisted history; fitting intelligent workflow

0 引言

气田智能化研究总体目标是通过目标气田实施智能化,提高气田开发管理水平,便于气田的开发调整部署,从而实现油藏管理的精细化。将生产数据监测、动态配产、油藏模型修正等工作在软件平台上集成,实施生产动态优化;通过远程指挥海上平台现场作业,提高决策效率;通过多专业协同工作,缩短停产时间、提高生产能力和整体效率,降低生产、作业成本,最终实现产量、采收率和整体效益的最大化。

中海油上海分公司于2013年5月提出“智能气田建设方案设计”项目,经过四年多的不懈努力,最终建成了智能生产优化辅助决策系统,并于2017年正式取得了两项国家计算机软件著作权。该系统以实现海上气田高效智能开采为出发点,以实现生产实时监测分析、生产动态跟踪和生产优化决策、智能工作流程等为重点,利用油藏专业知识及特有算法、应用大数据、云计算技术改造传统海上油气田生产优化方式,针对东海特有地质油藏情况,结合数据实时传输和处理手段和专家经验进行设计开发,可全面结合智能感知、智能操控和生产优化功能,构建完整的智能生产业务管理链,显著提高油气田生产优化的效率和实际收益。该系统可实现的主要功能及应用具体如下。

1 智能实时生产监控

生产实时监测预警,对气井监测数据进行可视化实时显示,同时,通过专家知识自动诊断生产问题、发出预警信息,智能辅助生产分析和快速控制调整。主要功

能包括:实现多维度自动生产预测,利用实时采集数据,最大程度挖掘数据价值,及时发现生产问题。全方位实时生产监控可视化展示实时数据,实时掌握生产动态;自动触发工作流程处理生产问题。全方位实现24小时后台监控服务、 workflow 服务、报警服务以及客户端实时监控。主要应用包括如下:

(1) 实时数据显示与监测

获取智能井实时监测参数,并实时进行展示,包括监测曲线、面向井筒、面向井位图、DTS 三维展示、压力三维展示等。从多个维度更加直观、形象的展示井筒参数随时间的变化规律和异常情况,有助于用户进一步分析发现生产中可能存在的问题并进行进一步分析。针对日生产数据,该功能将服务器自动预警的结果按照查询规则展示、汇总,辅助用户分析气井的生产状况。日生产数据基于井位图动态展示,可直观快捷的查看当前开发单元所有生产井的生产状况,快速定位监测异常井。通过生产曲线、统计对比分析、分级对比等功能,对气井生产状况进行监控,发现生产异常(见图1)。

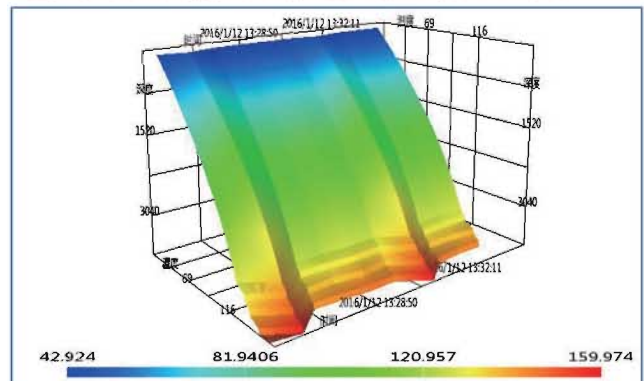


图1 温度剖面监测图

(2) 自动流态诊断

根据气井生产监测数据, 结合井筒流动模型, 以及井筒携液能力、冲蚀能力、水合物形成、井筒积液计算模型, 通过自动对比分析, 准确的判定气井井筒流态。

1) 水合物形成预警

① 基于计算获取井筒压力、温度剖面。

② 水合物形成预警判定准则: 根据井筒压力剖面, 计算井筒水合物形成温度剖面, 若实测温度低于水合物形成温度, 则可能形成水合物。

③ 水合物形成预警处理: 及时警示展示, 智能启动 workflow, 报警记录历史存档。

④ 水合物形成温度计算模型。

2) 井筒积液形成预警。

① 基于 DTS 测试获取井筒温度剖面。

② 基于计算获取井筒压力、持液率、就地流量、携液能力流量剖面等。

③ 井筒积液形成预警判定准则。

④ 进行井筒积液形成预警处理: 及时警示展示, 智能启动 workflow, 报警记录历史存档。

2 智能辅助优化配产

综合考虑气体在气藏、井筒、地面的流动以及用户用气需求的气井合理配产是开发气田的关键。需建立考虑气藏生产能力, 井筒通过能力, 以及地面处理能力, 时间对生产的影响, 同时满足稳产期要求, 用户用气需求, 收益最大化等条件, 实现气井最佳生产制度的数学模型, 并应用多学科协同分析的方法对模型求解。

智能辅助优化配产的技术思路是通过使用数值模拟法及非线性规划优化法, 实现气田生产优化配产。综合考虑层间均衡开采, 生产压差差异、无阻流量差异、采气速度限制等因素, 在满足供气指标的情况下, 将气田的产量要求最优化的分配到单井, 使得满足产量要求同时, 实现采收率大、稳产期及无水采气期长的目标。本文提出了两种技术方法实现智能辅助优化配产: 数模辅助优化配产法及多因素约束自动配产法, 对指导气田高效开发具有重要意义。

(1) 数模辅助优化配产法

针对数值模拟历史拟合工作复杂、耗时且精度低的问题, 本文提出了采用卡尔曼滤波方法实现对数值模拟辅助历史拟合新技术。集合卡尔曼滤波方法是一种顺序的自动历史拟合方法, 即每当有新的数据获得后, 新的

数据便被用来进一步更新模型参数和模型状态变量, 该技术利用最优化方法与油藏模拟器相结合自动修正可调参数, 有效减少油气藏历史拟合的时间, 具有计算效率高的特点。辅助历史拟合实现流程图见图 2。

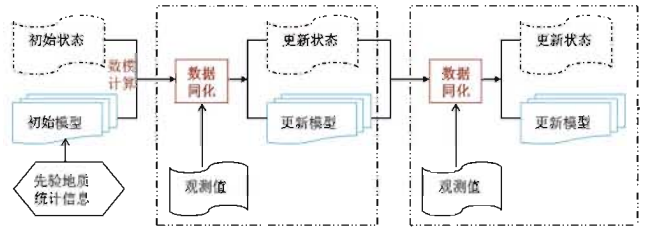


图 2 辅助历史拟合实现流程图

根据气藏单井产量, 辅助历史拟合修正气藏渗透率场为例, 说明集合卡尔曼滤波算法实现过程。

1) 根据对数渗透率场的概率分布特征产生一组渗透率, $(\ln k)_j, j=1, \dots, N_e$ 。此时时间步为 $t=0$ 时刻。

2) 分别利用每个渗透率数组作为模型参数, 运行数值模拟到 $t=1$ 时刻 (第一个观测数据点), 构建该时刻的状态向量 $y_{t,j}^p, j=1, \dots, N_e$ 。状态向量应为模型参数、地层压力、饱和度、产量的函数。对于该问题模型状态变量 μ 为压力 p 、含气饱和度 s_g 及产量 q_t , 则

$$y_{t,j}^p = [\{\ln k(x_i)\}_{i=1}^N, \{p(x_i)\}_{i=1}^N, \{s_g(x_i)\}_{i=1}^N, \{q_i\}_{i=1}^M]_{t=1} \quad (1)$$

3) 利用统计公式计算状态向量的协方差 $C_{Y_t^p, D_t}$ 与观察向量的协方差 C_{D_t, D_t}

$$C_{Y_t^p, D_t} \approx \frac{1}{N_e - 1} \sum_{j=1}^{N_e} \{[y_{t,j}^p - \langle y_t^p \rangle][d_{t,j}^p - \langle d_t^p \rangle]^T\} \quad (2)$$

$$C_{D_t, D_t} \approx \frac{1}{N_e - 1} \sum_{j=1}^{N_e} \{[d_{t,j}^p - \langle d_t^p \rangle][d_{t,j}^p - \langle d_t^p \rangle]^T\} \quad (3)$$

其中 $d_{t,j}^p$ 为观测向量。

4) 同化第一个数据点的更新, 获取更新后的参数 $(\ln k)_j$ 与状态变量 $(p)_j$ 和 $(s_g)_j$

$$y_{1,j}^a = y_{1,j}^p + C_{Y_t^p, D_t} (C_{D_t} + C_{D_t, D_t})^{-1} (d_{obs,1,j} - H_1 y_{1,j}^p) \quad (4)$$

其中 H 为 Hessian 矩阵。

5) 利用更新后的参数与状态, 从 $t=1$ 时刻到 $t=2$ 时刻 (第二个观测数据点), 进行第二步更新过程。

6) 重复上面的步骤, 直到最后一个观测数据时刻。

7) 输出拟合模型结果、观察参数拟合结果及模型更新。

利用集合卡尔曼滤波法与油藏模拟器 Eclipse 相结合, 自主开发数值模拟自动辅助历史软件, 通过算法控制、修改拟合参数及拟合开发指标等, 实现自动修正可调参数, 在节省大量时间和人工的同时提高拟合的准确度。数值模拟辅助历史拟合程序逻辑图见图 3。

为了减少自动拟合过程中的多解性问题, 在软件开

发中进行了专门的研究和设计。主要包括：

1) 在修改更新参数方面增加了各个参数的上下限制，可结合拟合人员的经验及地质油藏认识提前确定参数的大致范围，减少模型自动拟合的盲目性和多解性。

2) 在结果输出方面，软件默认会自动优选出拟合效果最好的作为最终结果，如果对默认结果不满意，亦可选择输出其他认为最合适的拟合结果，同时结合拟合后的模型分布场（如渗透率，饱和度等）规律，查看结果是否与实现地质油藏认识保持一致，如果对拟合结果不满意则可重复进行拟合计算，直到结果满意为止（图 8）。

3) 在实际应用过程中，通过计算机自动拟合与人工检查的人机交互模式，不断进行拟合结果优化，减少拟合结果的多解性，以获得最优结果。

以某气田为例，采用数模模拟辅助历史拟合技术，

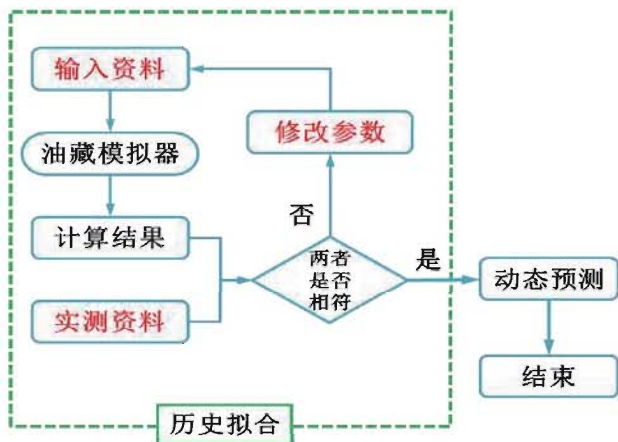


图 3 数值模拟辅助历史拟合程序逻辑图

以检验该技术方法的适用性及科学性。该气田数模模型网格大小 $110 \times 183 \times 49=986370$ ，生产井 5 口，生产时间 2.5 年。该模型在建模后进行了人工初步拟合，人工拟合主要修改参数包括渗透率、水体大小、相渗曲线等，拟合时间 2-3 周，拟合效果不佳，不能满足油藏数模研究及生产预测的需要。

采用辅助历史拟合新技术，通过算法控制及修改拟合参数，实现气田及单井指标辅助历史拟合。修改拟合参数主要包括渗透率、传导率及水体等。气田模型实现个数 30 个，并行 10 个，运行时间 1.5 天。拟合结果表明单井生产指标拟合效果较人工拟合有所改善，初步可以满足油藏数模研究，各井拟合曲线见图 4。实例应用表明采用该技术模型拟合效果有所改善，节省了大量人工拟合时间，提高了拟合精度、研究深度及工作效率，为高效进行气田生产动态跟踪、剩余油气分布研究及开发指标预测提供技术保障。

在模型拟合的基础上，设定优化目标及约束条件，

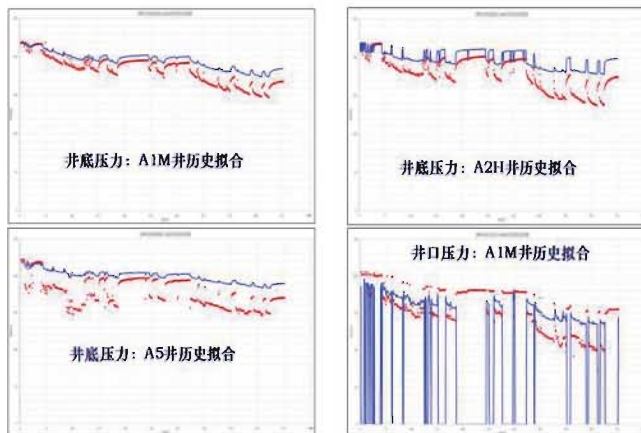


图 4 某气田单井辅助历史拟合曲线

自动调用 Eclipse 软件对方案进行预测，筛选出最优方案（图 5），实现多方案自动运算，自动进行方案对比及优选，提高工作效果。

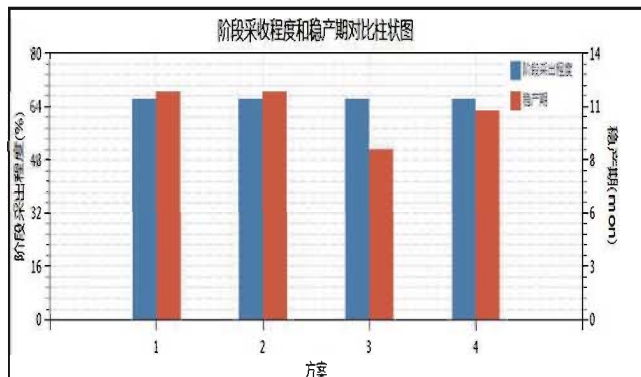


图 5 不同方案预测结果对比图

(2) 多因素约束自动配产法

综合考虑当前产量及无阻流量差异、采气速度限制等因素，进行气田目标产量配产（图 6），该方法可借助计算机实现了人工配产方法考虑的因素，自动程度高，提高了工作效率。实例应用表明优化方案与人工配产结果基本吻合（表 1）。

表 1 配产结果对比表

井名	当前日产气 (万方)	无阻流量 (万方/天)	1/5无阻流 量(万方/ 天)	1/3无阻流 量(万方/ 天)	人工配产	生产优化系统配产方案			
	20161016				135万方/天	方案1	方案2	方案3	方案4
X1	59	373	74.6	124	55	55	55	55	55
X2	35	203	40.6	68	55	45	55	50	52
X3	7	20.5	4.1	7	5	9	6	7	7
X4	20	66	13.1	22	20	26	19	22	21
合计	121	662.5	132.4	221	135	135	135	135	135

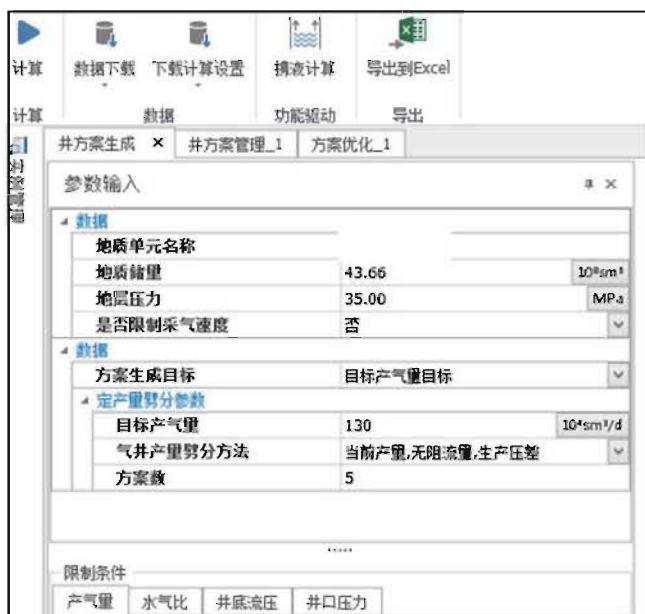


图6 多因素约束自动配产流程图

3 智能 workflow

根据业务需要，定制协同分析工作流程，通过节点驱动实现任务驱动、成果驱动、数据驱动，并通过审核节点把控任务执行进度与质量，从而最终提高工作效率与质量。通过智能 workflow 把各传统工作模块连在一起，实现系统闭环运行，转变工作模式，提高工作效率（见图7-图8）。

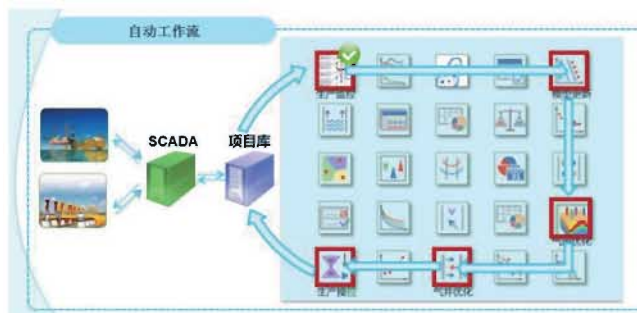


图7 智能 workflow 逻辑图

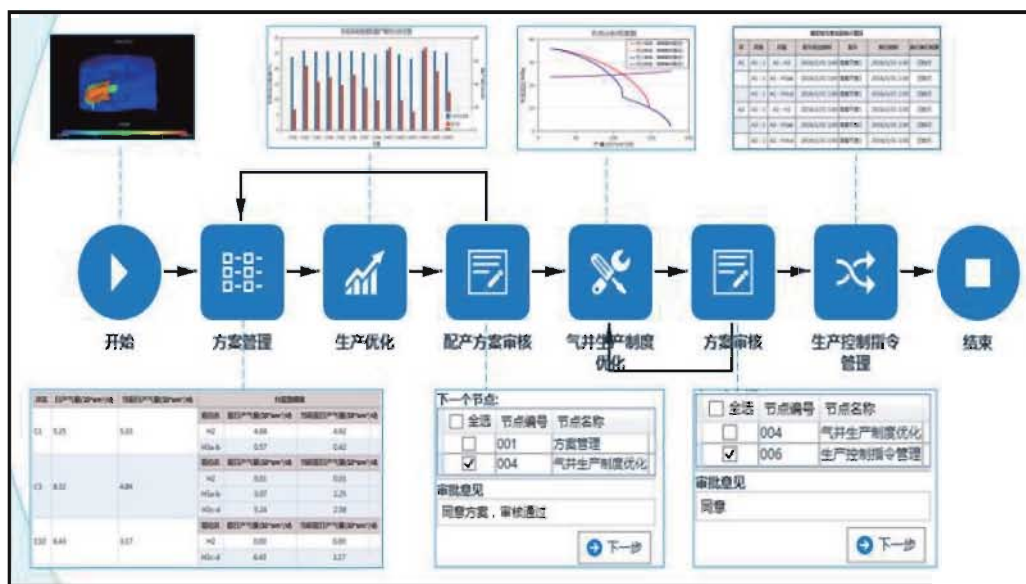


图8 智能 workflow 示意图

通过灵活定制 workflow 模板，实现业务、分析手段、协同办公等内容的高效衔接，规范化业务分析及协同分析流程。目前建立的工作流程模板主要有自动井筒流态监测流程、自动预警问题分析、自动历史拟合、气田优化设计（自动、人工干预）等7个流程模板。从而实现实时监测、实时数据处理、模型更新、生产分析、生产优化、智能操控，自动闭环运行，持续优化气田生产，提高气田开发效果及经济效益。

4 结语

通过智能生产优化辅助决策系统的建设与应用，形成了多项技术应用成果并应用与生产实践，为油气田生产动态管理和地质油藏研究提供可靠的技术支撑，将产生可观的经济和社会效益。

(1) 实现了生产动态的自动监测预警。

智能辅助生产监测预警通过链接开发系统库，数据量全覆盖，实现对生产井重点生产指标进行异常预警，有助于工程师快速发现问题，关注重点变化井，研究下一步措施建议。对于智能井可实时后台高频数据监测，支

持多维度、交互查看参数历史信息,保证数据查看的时效性、支持模型修正,提供对生产状况实时、持续监测,以实现生产动态的自动监测预警。

(2) 建立了气田智能优化配产的方法,提高效率及精度。

智能优化配产通过借助计算机,考虑人工配产影响因素及限制条件,综合东海地质条件、各类限制因素和产量目标要求,建立气田群生产优化模型,就目标产量分配和其它优化目标下的合理配产两类问题,使用最优化方法求解,通过采用对因素约束自动配产法和数值模拟辅助优化配产法快速实现气田短期及中长期智能优化配产,同时优化海上气田群的整体生产方案,实现气田群快速优化配产,以提高工作效率和配产精度。

(3) 开发了智能辅助数模历史拟合技术,初步解决数模历史拟合难题。

为了提高数值模拟拟合精度及工作效率,通过对计算机辅助历史拟合技术方法进行研究,以 Eclipse 为模拟器,以集合卡尔曼滤波方法为技术基础,自主研发了数值模拟自动辅助历史拟合软件,节省了大量人工拟合时间,提高了拟合精度及工作效率,初步解决数模历史拟合难题。

(4) 形成了智能 workflow 技术,实现生产优化协同决策。

通过灵活定制 workflow 模板,实现业务、分析手段、协同办公等内容的高效衔接,规范化业务分析及协同分析流程。实际应用中通过数模模型辅助历史拟合、方案生成与优化及智能生产优化 workflow,实现气田生产优化闭环运算,提高了工作效率,从而形成了智能 workflow 技术,实现了生产优化协同决策。

智能油气田建设是一个庞大的系统工程,需要学习吸收世界先进经验和技能,以数字油田建设成果为基础,

从油气勘探、生产管理的关键环节入手,分阶段、按步骤稳步推进。在智能油气田建设阶段,需要注意继承数字油田阶段的成果,需要注意业务、信息、专业技术的深入融合,业务规划和业务发展的需要成为智能化的根本动力。

参考文献

- [1] 李晓平. 浅谈判别气井井底积液的几种方法 [J]. 钻采工艺, 1992, 15(2): 41-46.
- [2] 汪政明, 王晓磊, 张赞新, 等. 预测盆 5 凝析气藏临界携液量方法及应用 [J]. 新疆石油天然气, 2014, 10(3): 77-85.
- [3] 周瑞立, 周舰, 罗懿, 等. 低渗产水气藏携液模型研究与应用 [J]. 岩性油气藏, 2013, 25(4): 123-128.
- [4] Ruili Zhou, Jian Zhou, Yi Luo, etc. Research and application of liquid-carrying model for low permeability and water production gas reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(4): 123-128.
- [5] Liu Gang. A new calculation method for critical liquid carrying flow rate of gas well [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 339-340, 343.
- [6] 赵界, 李颖川, 刘通, 等. 大牛地地区致密气田气井积液判别方法 [J]. 岩性油气藏, 2013, 25(1): 122-125. Jie Zhao, Yinchuan
- [7] Li, Tong Liu, etc. A new method to judge liquid loading of gas wells in tight gas field of Daniudi area [J]. 2013, 25(1): 122-125.
- [8] 宋玉龙, 杨雅惠, 曾川, 等. 临界携液流量与流速沿井筒分布规律研究 [J]. 断块油气田, 2015, 22(1): 90-93, 97.
- [9] 刘刚. 气井携液临界流量计算新方法 [J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 339-340, 343.
- [10] 贾爱林. 精细油藏描述与地质建模技术 [M]. 石油工业出版社, 2010.
- [11] 张烈辉. 油气藏数值模拟基本原理 [M]. 石油工业出版社, 2005. 韩大匡, 陈钦雷, 闫存章. 油藏数值模拟基础 [M]. 石油工业出版社, 1993.
- [12] 林承焰, 李江南, 董春梅, 等. 油藏仿真模型与剩余油预测 [M]. 石油工业出版社, 2009.

高智能诊断系统在抽油机井上的应用

孟强

(中石油辽河油田分公司, 辽宁 盘锦 124010)
3682244@qq.com

摘要: 随着人工智能技术的不断进步, 示功图采集技术不断成熟, 出现了一体化无线示功仪。该智能设备通过建立不同井况的杆柱系统波动方程计算得到泵功图数学模型, 建立了超稠油诊断方法, 并通过地面功图、泵功图进行分析、处理, 自动生成油井诊断分析结果。实施后, 油井自动诊断准确率将达到 88% 以上。利用抽油机井高智能诊断技术可以及时准确地掌握采油系统的工作状况, 对提高采油效率、降低采油运行成本及提高油井产量具有非常重要的指导意义及推广应用价值。

关键词: 机械采油; 波动方程; 地面功图; 泵功图; 智能诊断

The Application of Intelligent Diagnosis System in Pumping Unit Well

MENG Qiang

(PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin 124010)

Abstract: With the continuous progress of artificial intelligence technology, the maturation of indicator diagram collection technology, the integrated wireless indicator instruments is manufactured. This intelligent device established the Mathematical model of pump indicator diagram which is obtained by building the rod string system wave equation for different well conditions, as well as creating the diagnosis method of super heavy oil, and then the analysis results of well diagnosis will be generated automatically by the analyzing and processing the ground indicator diagrams and pump indicator diagrams. After implementation, oil well automatic diagnosis accuracy rate will reach above 88%. By means of well pumping unit high intelligent diagnosis technology, the working conditions of production system can be grasped timely and accurately, to improve the production efficiency, reduce production cost and improve oil production, which has very important guidance significance and application value.

Keywords: Mechanical oil recovery; Wave equation; The ground indicator diagrams; Pump indicator diagrams; Intelligent diagnosis

0 引言

随着油田开发工作的进展, 机械采油成为油田主要的采油方式^[1]。采油作业区每天要测试百余口井, 测试数据需要人工录入进行诊断分析, 工作量大、效率低, 且分析诊断存在一定的片面性, 许多油井根据地面功图进行泵况诊断与实际油井工况有较大差别, 由于超稠油开采特殊的工作环境, 常常导致油井故障的发生, 使得产量和效益下降。如何准确地对抽油机井生产工况进行

诊断和对抽汲参数优化控制^[2], 对油井稳定生产和节能具有重大意义。

1 高精度无线功图传感器及主机的研制

近几年来, 随着人工智能技术的不断进步, 对于游梁式抽油机采油系统诊断优化控制方法的研究, 正向人工智能方向发展^[3], 一体化无线示功图传感器, 将加速度传感器和载荷传感器集成在一起, 安装于悬绳器的平

作者简介: 孟强 (1970-), 男, 高级工程师, 1992年毕业于大庆石油学院油藏工程专业, 目前在辽河油田特种油开发公司地质研究所从事油藏开发工作。

衡铁上，同时采用无线的方式传输数据^[4]。通过这种方式可以实现示功图的自动采集和传输，借鉴人的经验和思维方式对示功图进行分析，利用计算机取代人的工作，有效解决了人工录入诊断分析工作量大、效率低问题，从而提高生产效率。

(1) 高精度无线功图传感器主要包括高精度、高可靠性应变片的选型、传感器内电路系统及传感器结构。具有位移、负荷一体化，负荷立柱式结构，抗冲击、漂移小。同时，负荷传感器采用军工技术粘贴工艺，是普通传感器精度五倍。且负荷受力均匀，稳定性高，设有专用保险装置，可进行不停抽测试（图1）。



图1 TD01G 二合一传感器

(2) 高精度测试主机主要包括放大、滤波、高速高精度数据采集、存储、控制、无线驱动、屏幕显示、通讯及上传数据等技术，使主机具有功图、液面测试、数据回放、查询、数据上传等功能，为油井诊断分析实现

可靠、准确数据资料（图2）。



图2 TD01D 电脑测井仪

高精度功图传感器、主机的CPU将选用ARM高速处理器，模数转换采集（A/D）选用14位高分辨率数据采集系统，精度是目前一般测试仪器选用12位A/D采集的四倍，以保证功图、液面测试的准确性。通过对电脑测井仪和传感器改进，误差较为明显的降低。误差由0.91%降至0.48%，提高了诊断准确率。

2 建立超稠油诊断方法

智能诊断系统所需数据来源于采油日报、测试通讯数据、静态数据库文件。通过对辖区内近五百口油井进行调查分析，建立杆柱系统波动方程数学模型及求解算法，并结合标准功图及油井的实际生产情况进行综合分析，不断修正完善^[5]，形成了超稠油示功图的诊断方法：相面法、几何特征分析法、模板匹配法（表1）。

表1 超稠油示功图诊断方法一览

诊断方法	功图分类	筛选条件	诊断结果
相面法	“扁平”类	在“扁平”功图类中，泵效 < 50% 且 (最大负荷 / 最小理论负荷) < 1	抽油杆断脱
相面法	“扁平”类	在“扁平”功图类中，泵效 ≥ 100% 或者 (泵效 ≥ 50% 且 (最大负荷 / 最小理论负荷) > 1)	连抽带喷
几何特征法	“刀柄”类	在“刀柄”功图类中，泵效 ≥ 35% 且 沉没度 ≥ 150m	气影响
几何特征法	“刀柄”类	在“刀柄”功图类中，泵效 ≤ 35% 且 沉没度 ≤ 150m	供液不足
相面法 几何特征法	“平行四边形”类	在“平行四边形”功图类中，泵效 > 35% 且 (最大负荷 / 最小理论负荷) > 1	正常
相面法 几何特征法	“平行四边形”类	在“平行四边形”功图类中，泵效 ≤ 35% 且 (最大负荷 / 最小理论负荷) > 1	管漏
相面法 几何特征法	“椭圆”类	在“椭圆”功图类中，泵效 ≥ 35%	稠油影响
相面法 几何特征法	“椭圆”类	在“椭圆”功图类中，泵效 ≤ 35% 且 日产液量 ≤ 10t	双漏

(1) 相面法: 以波动方程得出的泵功图为依据, 抽取泵功图中的 144 点的载荷和位移的具体数值, 从而计算出图形的相对面积以及图形的大概形状。

(2) 几何特征法: 以波动方程得出的泵功图为依据, 抽取泵功图中的 144 点的载荷和位移的具体数值, 在数值中做循环化计算, 计算出功图局部的相关图形特征。

(3) 模板匹配法: 程序内部设定有标准功图图形, 用诊断井的泵功图与这些标准图形进行比对, 进而得出诊断结果。

通过以上方法系统能够自动识别出 14 种泵况^[6]: 正常、连抽带喷、抽油杆断脱、气影响、供液不足、固定凡尔漏、游动凡尔漏、双凡尔漏、油管漏、上刮、下碰、稠油影响、砂影响、卡泵。同时, 该诊断系统可以进行批量诊断, 操作简单快捷, 诊断速度达到 110 口/分钟。诊断结束后, 通过上传功能可将诊断结果上传至 web 服务器并实现网络共享^[7]。

3 现场应用效果

3.1 超稠油正常井功图特征

(1) 塔式抽油机井功图特征: 实测载荷和理论载荷相差不大, 功图近似平行四边形 (图 3)。



图 3 塔式抽油机井诊断界面

(2) 游梁抽油机井功图特征: 实测载荷和理论载荷相差不大, 但功图增载和卸载初期 (转向) 有短的直线段, 近似平行四边形 (图 4)。

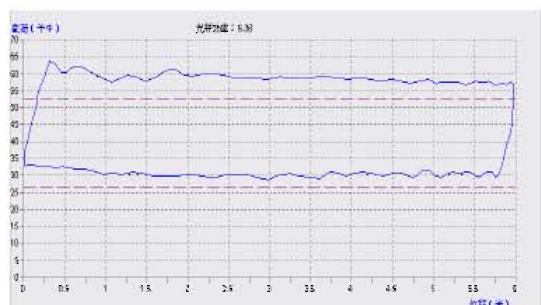


图 4 游梁抽油机井诊断界面

3.2 超稠油不正常井功图特征

(1) 稠油影响功图特征: 由于温度降低、黏度升高, 液体摩擦阻力增大, 载荷随之增大, 示功图变的“肥胖”(图 5-图 6)。

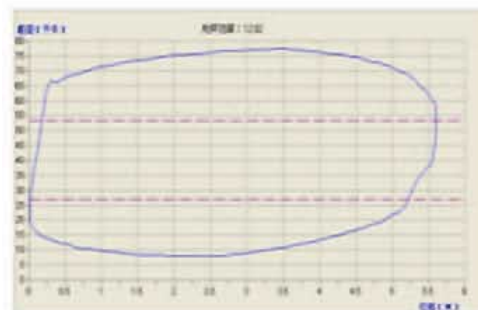


图 5 稠油影响典型井图例

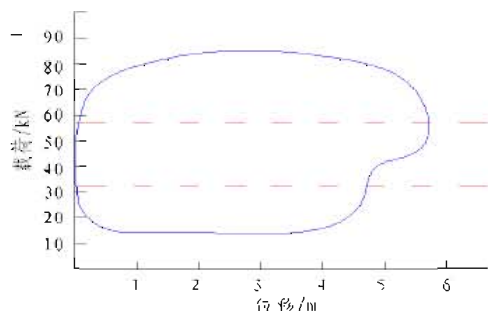


图 6 稠油影响标准井图例

(2) 供液不足影响功图特征: 当环套空间液面较低时, 液柱压力低, 液体入泵慢, 造成充不满现象, 活塞撞击液面延迟, 示功图出现“刀柄”形状 (图 7-图 8)。

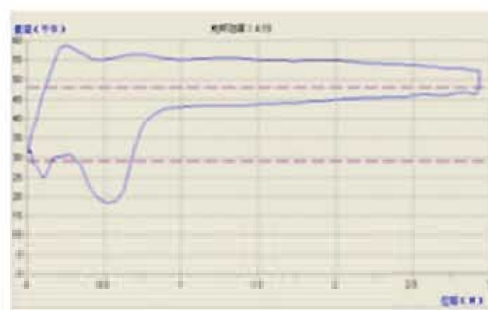


图 7 供液不足典型井图例

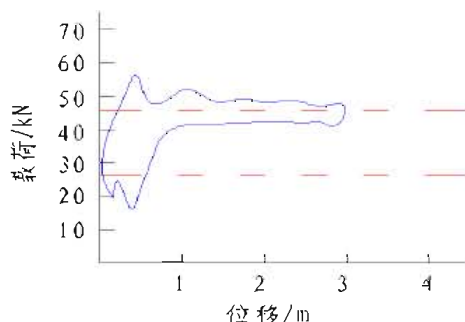


图 8 供液不足标准井图例

(3) 气影响影响功图特征：活塞上行时，在泵筒中产生负压使固定凡尔打开，油中含气较多时，气体容易析出，活塞下行时将气体压缩，卸载变缓，载荷线形状类似指数曲线(图 9- 图 10)。

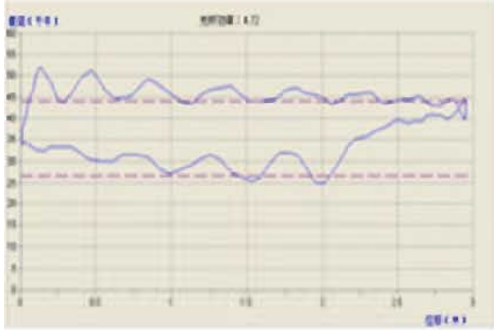


图 9 气影响典型井图例

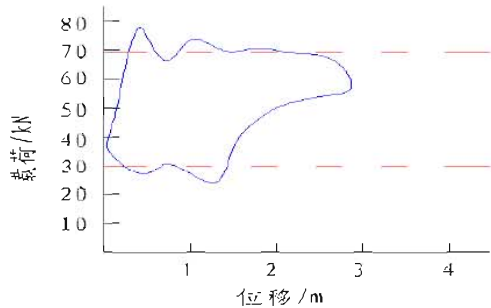


图 10 气影响标准井图例

(4) 游动凡尔漏影响功图特征：功图特征：增载比正常功图缓慢，增载为斜直线，卸载为直线(图 11- 图 12)。

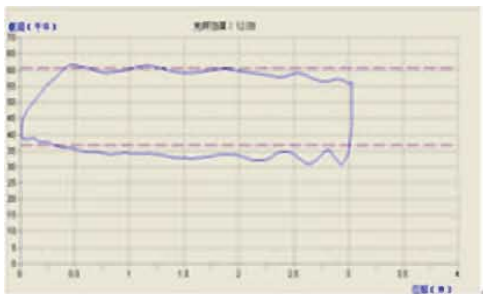


图 11 游动凡尔漏典型井图例

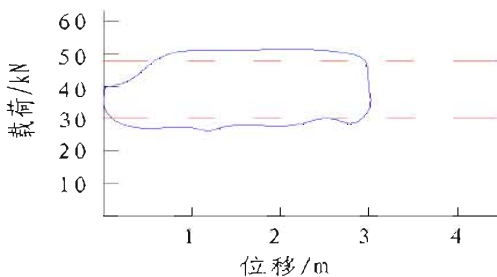


图 12 游动凡尔漏标准井图例

(5) 固定凡尔漏影响功图特征：卸载比正常功图缓慢，增载为直线，卸载为斜直线(图 13- 图 14)。

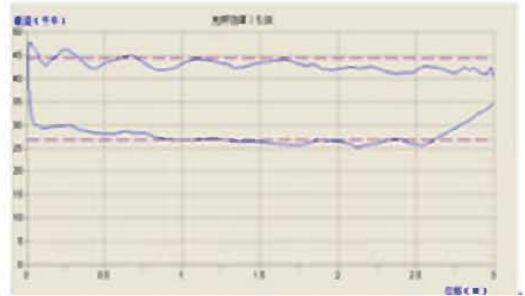


图 13 固定凡尔漏典型井图例

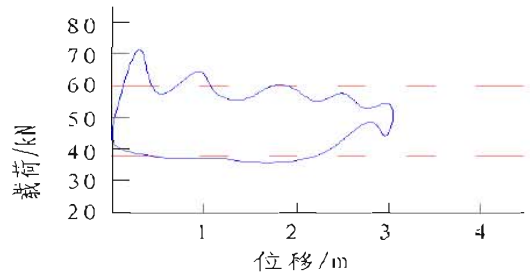


图 14 固定凡尔漏标准井图例

(6) 双凡尔漏影响功图特征：为固定凡尔漏和游动凡尔漏示功图的叠加(图 15- 图 16)。

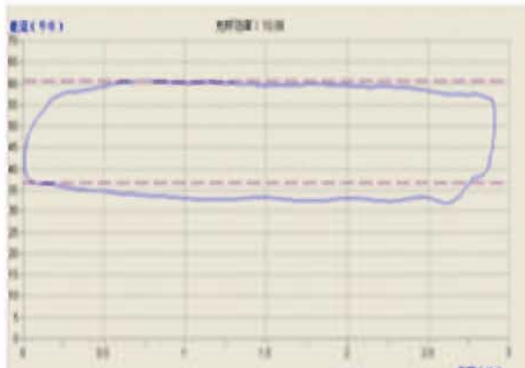


图 15 双凡尔漏典型井图例

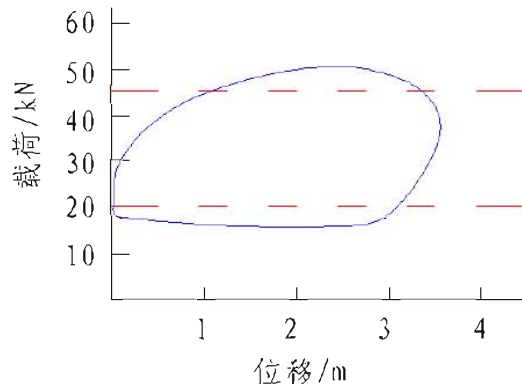


图 16 双凡尔漏标准井图例

(7) 连抽带喷影响功图特征: 实际载荷和理论载荷相差不多, 功图呈扁平状, 产液量高(图 17- 图 18)。

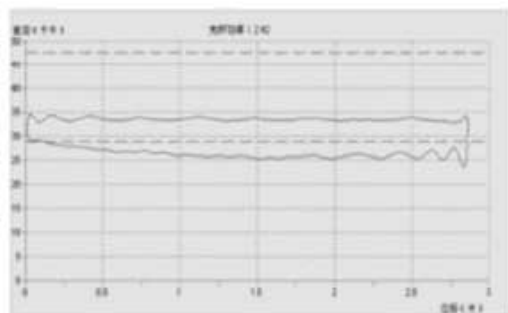


图 17 连抽带喷典型井图例

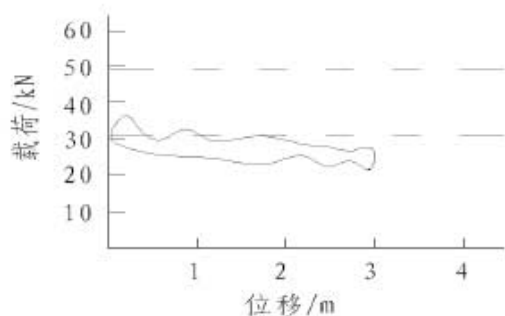


图 18 连抽带喷标准井图例

(8) 抽油杆断脱影响功图特征: 光杆只承受断点以上抽油杆的重量, 反映在示功图上载荷很小, 面积非常窄, 实际载荷和理论载荷相差较大, 此时油井不出液(图 19- 图 20)。

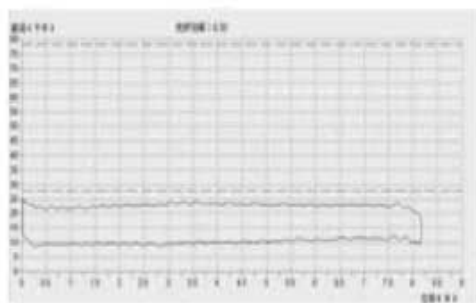


图 19 抽油杆断脱典型井图例

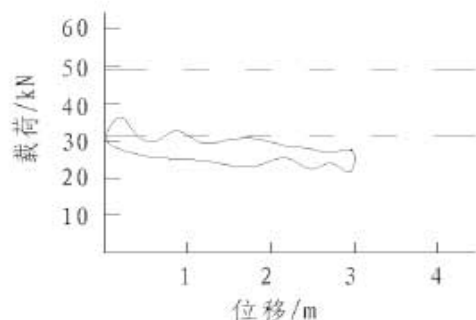


图 20 抽油杆断脱标准井图例

(9) 出砂影响影响功图特征: 油井出砂, 上下行程会出现震动载荷, 示功图呈不规则锯齿状(图 21- 图 22)。

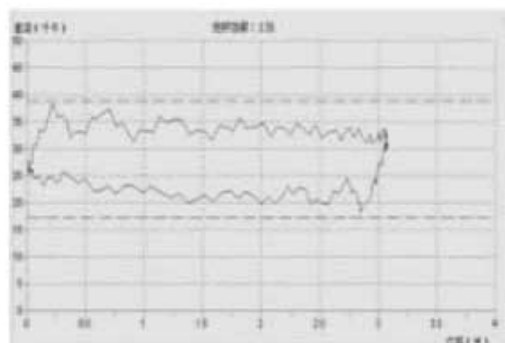


图 21 出砂影响典型井图例

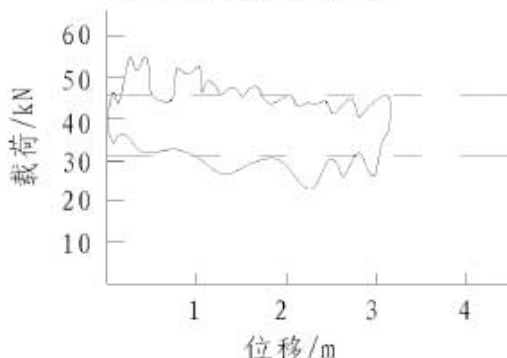


图 22 出砂影响标准井图例

截止到目前, 在采油工区完成了 10820 井次的诊断, 诊断井况包括以下 10 种^[8]: 正常、游动凡尔漏、固定凡尔漏、双凡尔漏、砂影响、气影响、供液不足、稠油影响、连抽带喷、抽油杆断脱。(现场未测出油管漏、上刮、下碰、卡泵功图) 诊断准确率达到 88.1%。该技术可避免人为因素影响, 减少了诊断故障率, 提高了工作效率^[9]。

4 结论

(1) 采用功图测试仪 (0-150KN) 误差由 0.91% 降至 0.48%, 提高了诊断准确率。

(2) 针对不同井况进行地面功图和泵功图分析, 能够对单井及多井进行自动诊断, 现场实现了 10 种泵况的自动诊断分析。

(3) 诊断速度达到每分钟 110 口以上, 符合率达 88% 以上, 并通过先进网络技术, 实现网络共享, 提高了工作效率。

参考文献

- [1] 王鸿勋,张琪.采油工艺原理[M].北京:石油工业出版社,1985:1-89.
- [2] 宫建村.基于专家系统的抽油井故障诊断系统[D].中国石油大学,2007.
- [3] 朱斌.油井示功图管理系统的建立与应用[J].石油工业计算机应用,2011,70(2):45-47.
- [4] 王科科.远程监测抽油机井工况智能诊断技术[D].中国石油大学,2009.
- [5] 韩国庆,吴晓东,张庆生,毛凤英.示功图识别技术在有杆泵工况诊断中的应用[J].石油钻采工艺,2003,25(5):71-73.
- [6] 王晓菡.用于工况诊断的示功图特征提取方法研究[D].中国石油大学,2011.
- [7] 吴飞鹏,陈德春,蒲春生,孟红霞.抽油机井示功图量化分析与应用[J].广西大学学报,2008,32(2):173-175.
- [8] 陈刚,张松,张洪驰.超稠油标准示功图识别与分析[J].特种油气藏,2002,9(6):60-65.
- [9] 袁震.抽油井在线自动诊断技术的研究与实现[D].中国石油大学,2011.

测井智能解释软件平台设计

李国军^{1*}, 周军¹, 钟吉彬², 曹先军¹, 刘昱晟¹

(1. 中国石油集团测井有限公司, 陕西 西安 710077, 2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710003)
ligj_cpl@cnpc.com.cn

摘要: 根据测井处理解释智能化发展的需求, 从一体化框架设计、测井智能标准和智能学习算法库建立等多个方面进行阐述。基于国际流行的 Tensorflow 深度机器学习框架及标准, 提出了适用于石油测井专业的多类型样本数据存储、机器学习模型存储及调用等标准, 提出了测井大数据治理、智能模型学习、智能模型应用一体化的平台设计, 并基于平台进行储层智能分类、超分辨率处理等模块的实现, 验证了平台的正确性。测井智能解释软件平台的建立对处理解释效率、效果的提升, 对推动测井处理解释进入智能化时代意义重大。

关键词: 智能解释; 机器学习; 测井解释

Software Platform Design of Intelligent Logging Interpretation

LI Guojun^{1*}, ZHOU Jun¹, ZHONG JiBin², CAO Xianjun¹, LIU Yusheng¹

(1. China Petroleum Logging Co., Ltd, Xi'an 710077, China;
2. Exploration and Development Institute of Changqing Oil Field of Petrochina, Xi'an 710003, China)

Abstract: According to the requirement of intelligent development of logging processing and interpretation, this paper expounds the design of integrated framework, the establishment of intelligent standards of logging and intelligent learning algorithm library. Based on the international popular Tensorflow deep machine learning framework and standards, this paper puts forward the standards of multi-type sample data storage, machine learning model storage and invocation for petroleum logging specialty, and puts forward the platform design of the integration of large data management, intelligent model learning and intelligent model application, and carries out intelligent reservoir classification and super-resolution processing module based on the platform. The implementation verifies the correctness of the platform. The establishment of intelligent logging interpretation software platform is of great significance to improve the efficiency and effect of processing and interpretation, and to promote logging processing and interpretation into the era of intelligence.

Keywords: Intelligent interpretation, machine learning, logging interpretation

0 引言

随着新一代人工智能时代的到来, 国内外的机器学习、数据挖掘、大数据技术爆炸式发展, 正推动着各行各业变革式发展^[1, 2]。以智能化为代表的油气技术革命在世界范围内已经拉开了序幕, 斯伦贝谢、哈里伯顿、

壳牌、道达尔等石油巨头公司纷纷和谷歌、微软、惠普等 IT 公司合作, 进行数值化智能技术的研究, 用大数据、人工智能等技术对传统油田技术进行升级改造, 已经在智能钻井、地震智能解释、测井智能解释等方面取得进展。同时油气勘探开发对象日趋复杂, 针对非常规复杂油气层, 采用传统的测井评价方法和工作模式, 难以满足油

作者简介: 李国军, 男, 中国石油集团测井有限公司技术中心软件所副所长, 长期从事测井处理解释方法与软件技术研究。

气田高效建产和老井再评价挖潜的需求。通过研发新一代智能化测井解释评价技术,对于促进测井评价技术升级换代,加快油气田勘探、开发、老区稳产增效,具有重大的现实意义,测井处理解释智能化为大势所趋。

人工智能的发展离不开三要素,分别是大数据、算力和算法,人工智能最近几年呈现出爆发趋势,也主要和这三大要素的发展息息相关。

在测井行业,中国石油集团测井有限公司自2012年开始开启了测井大数据战略,建立了测井数据库系统,并在各分公司建立测井数据收集系统,历史数据和最新的测井原始数据与成果数据不断入库,2017年达到20万井次,超过20T数据,2018年随着测井行业的成功重组,测井数据进一步聚集,当年新增数据量达到5T,随着测井数据库的建设,数据将以更快的速度聚集,已经成为中石油最大的测井数据库系统。这些数据以标准的格式,横向上按区块,纵向上按层位进行了有序的管理,这为我们建立测井智能解释软件系统提供了极好的数据条件。除了测井的原始及成果数据外,中油测井在2019年开启了岩石物理数据库、水分析资料数据库及试油数据的标签数据的建设,这为有监督学习提供了有利支持。在人工智能第一要素—大数据方面中油测井已经完成测井大数据的建设^[3, 4]。

在智能算法方面,美国Google公司的Tensorflow、FaceBook公司的PyTorch(Caffe2)和亚马逊公司的MXNet等平台都提供对各种算法的方便支持,使得机器学习算法的开发、运行等变得便捷。这些平台提供了对高性能GPU计算平台的支持,为一些大型模型智能算法的实现提供了可能^[5]。

此外,在2018年中国石油集团测井有限公司研发成功以配套电缆随钻等多种测井装备、提升复杂储层油气识别评价能力、支撑测井服务业务延伸、适应软硬件使用环境发展为目标的公司新一代测井处理解释软件平台LEAD 4.0。所有模块已在现场应用,软件已通过国家软件评测中心检测,取得了国际CNAS认证证书。LEAD 4.0包括底层平台、成像测井应用系统包、生产测井应用系统包、随钻水平井应用系统包、测井综合应用系统包。该系统和测井数据库系统紧密集成。这为测井智能学习平台的研发提供很好的平台。

本文基于LEAD平台,从数据预加工、智能算法、应用等方面探讨了测井智能解释软件平台的总体架构、数据预处理系统、机器学习算法集成、学习模型应用等关键技术。基于国际流行的Tensorflow深度机器学习框架及标准,提出了适用于石油测井专业的多类型样本数据存储、机器学习模型存储及调用等标准及实现方案,

能够满足测井处理解释中典型的储层分类、超分辨率处理、横向预测等各类处理分析功能的智能化需求,满足复杂储层高效评价的需要。

1 问题与需求

在非常规复杂油气层中,测井响应和储层特征之间非线性关系强。传统的岩石物理解释模型适应性差,测井与储层的映射关系不强,不能满足快速勘探开发的需求。需要利用人工智能技术,充分挖掘测井大数据背后隐藏的价值信息,建立新的适应性更强、精度更高的解释模型和方法,提升测井评价复杂油气层的能力。

面对油田勘探开发节奏快,解释评价工作强度大。传统的处理解释评价流程复杂,解释质量高度依赖解释人员的地区经验。需要采用先进的大数据处理技术,提高测井资料处理、解释的一致性和稳定性,建立新型的测井评价工作模式。大幅提高解释效率和质量,进一步解放测井评价生产力。

开展老井再认识,老区再评价,投资少,回报高,对油田稳产增效意义重大。但老区挖潜面临井数众多、测井系列复杂,需要处理的钻、录、测、试数据繁多,隐蔽油气层被淹没在众多的“大数据”中。随着算力、算法的提高,深入开展大数据挖掘,利用机器学习知识图谱,去伪存真。形成一套自动、智能的测井资料处理解释软件,加快老井复查的速度,快速提升油田开发效益。

随着新一代人工智能技术的到来,为这些问题解决提供了可能。测井专业有必要利用人工智能技术,充分挖掘测井大数据背后隐藏的价值信息,建立新的适应性更强、精度更高的解释模型和方法,提升测井处理与解释的工作效率和测井评价非常规复杂油气层的能力。

2 解决问题的思路

对于这些问题解决,本文提出了如下思路(见图1)。

建立测井智能解释软件平台,首先是要充分借鉴现有的国际通行的人工智能相关标准建立测井智能标准,作为后续平台及应用模块研发的指导,确保系统的开放性与可扩展性;然后,基于现有的测井、岩心、试油、水分析等多种数据源的基础之上,研发数据治理工具,支持数据的治理,主要包括数据抽取、整理、清洗等功能,形成有原始样本(一般为通过测井得到的地层原始的响应曲线数据)和标签数据(一般为岩心、试油、水分析等测试化验与实际的产油气水生产数据)构成的清洁样本数据库系统,为机器学习提供稳定可靠的数据源。

3 测井智能解释软件平台的设计

3.1 一体化软件框架设计

在油气的勘探与生产领域中，一体化通常是指将不同的学科结合起来的一种方式，在横向建立各学科一体化应用，打破不同学科之间的界限，在纵向上同一学科内建立不同流程节点的一体化^[6]。在测井人工智能应用领域而言，一体化是指测井大数据治理、智能模型学习、智能模型应用等环节的有机结合，数据无障碍高效流动，成果高效应用。

分层架构模式是大型软件系统设计的经典模式，分层模式将解决方案的功能组件分隔到不同的层中。每一层中的组件保持内聚性，并且大致在同一抽象级别。每一层都与它下面的各层保持松散耦合。通过分层使系统以更松散的方式耦合，从而系统逻辑变得清晰，容易理解和维护^[7]。

基于以上原则提出测井智能解释软件平台一体化架构设计，见图2。整体系统分为数据层、功能层和应用层三层。

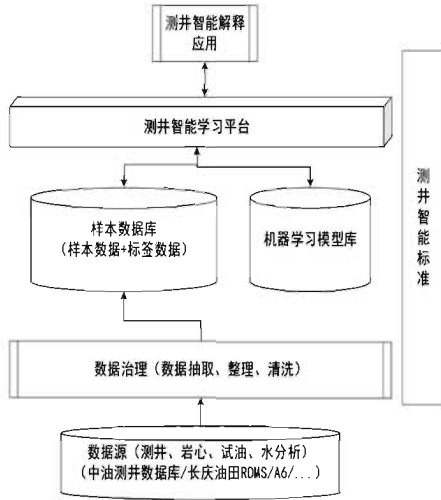


图1 测井智能解释软件平台设计思路

其次，在清洁样本数据库上，建立测井智能学习平台，支持测井智能解释应用。同时对于智能学习生成的智能化应用模型，横向按区块，纵向按层位，建立一套机器学习模型数据库，支持后续机器学习模型的管理和在处理解释过程的程序化调用。

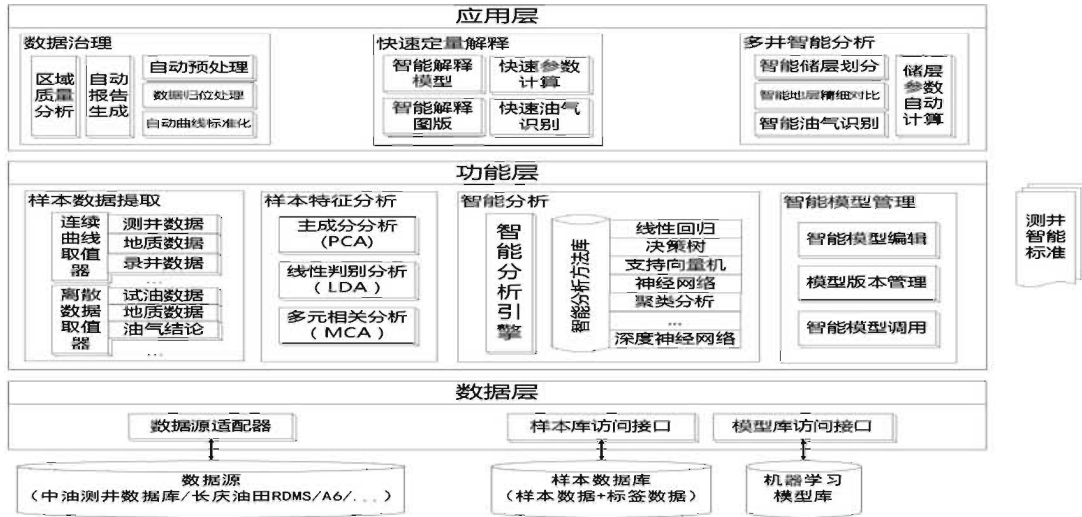


图2 测井智能解释软件平台框架设计

数据层主要由数据源适配器、样本数据库访问接口、模型库访问接口构成。其中数据源适配器主要解决测井多源数据的访问，能够提升系统的数据可扩展性，为机器学习提供大数据；样本数据库和模型库访问接口实现对应样本数据、标签数据、模型数据的访问能力。

功能层实现系统平台级功能，主要包括样本数据提取、样本特征分析、智能分析、智能模型管理等子系统。

样本数据提取包括连续曲线取值器、离散数据取值器，实现测井数据、岩心数据、试油数据、地质数据综

合样本特征值提取、多井批处理功能，并依据测井样本数据规范，建立样本大数据实体。

样本特征分析主要包括主成分分析、线性判别分析、多元相关分析，主要功能是消除测井样本数据噪音和冗余，进行样本数据的投影处理，提取样本甜点特征。

智能分析引擎，基于开源的 Tensorflow 智能分析技术^[8]，建立满足测井需求的智能机器学习引擎。

智能模型管理。建立智能模型库，并研发配套的智能模型管理工具，支持智能模型的增删改查及版本管理、

智能模型的调用。

应用层为用户提供完整的系统功能，主要包括数据治理、快速定量解释、多井智能分析等功能，见图3。其中数据治理是进行智能学习的关键一步，主要进行预

处理、数据归位处理，将测井数据、岩心数据、试油数据进行对齐。数据治理决定了后期样本数据质量，影响了智能分析模型的精度。

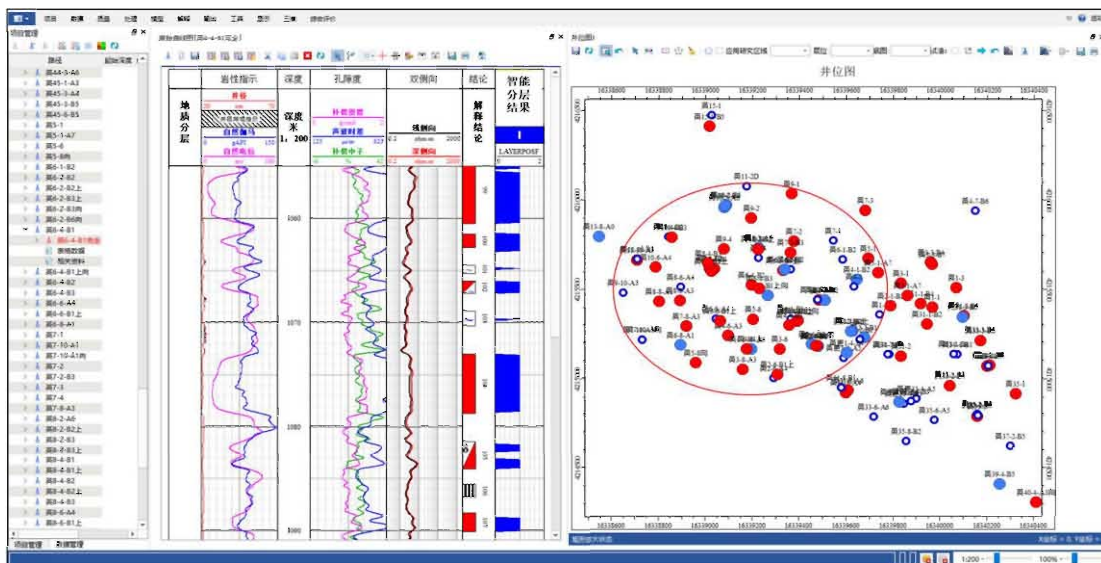


图3 测井智能解释软件平台 - 储层划分软件界面

3.2 测井智能标准

平台设计标准先行，为了保证平台的可扩展性、通用性，首先要基于国际先进的通用标准建立石油测井的智能化标准，主要包括测井样本数据标准、智能模型标准等。

1) 测井样本数据标准

在世界范围内，Google的Tensorflow智能框架已经成为人工智能领域的事实工业标准。Google的基于Protocol Buffer二进制序列化协议的TFRecord统一数据标准^[8]，因为效率高、支持数据容量大、支持类型多、能够同时支持样本数据与标签数据的一体化存储而广为应用，并且使用此标准建立的样本大数据能够和多个开源智能学习平台进行数据交换。

一个标准的TFRecord采用如下方式进行定义^[8]

```
Message Example{Features features = 1;};
```

```
Message Features{Map<string, Feature> feature = 1;}
```

```
Message Feature{
```

```
One of kind{
```

```
BytesList byte_list = 1;
```

```
FloatList float_list = 2;
```

```
Int64List int64_list = 3;
```

```
}
```

```
}
```

其中BytesList、FloatList、Int64List分别是字节类型、浮点类型、长整数类型的列表，此种结构的存储能力基本涵盖了测井机器学习常见的多种智能应用的数据类型，比较典型测井图像类应用使用BytesList类型，测井曲线预测类应用使用FloatList类型，测井油气识别、储层划分等类型的表达使用Int64List类型。

例如，对于储层划分问题，按照单点判别的思路，样本数据按照如下方式组织，此处假设储层对声波ac、密度den、伽马gr、自然电位sp比较敏感，其中S为一个样本点，主要由样本数据和标签数据构成。

样本数据（data）表达如下：

$$S["data"] = \{ac, den, gr, sp\}$$

标签数据（label）表达如下：

$$S["label"] = \{0,1\}$$

对于分类问题，分类结果一般以向量方式进行表达，此处{0,1}表示为非储层，{1,0}标识为储层段。总的样本为 $T = \{S_1, S_2, \dots\}$ 。

2) 智能模型存储与调用标准

依据处理解释业务特点，智能模型在机器学习模型库中横向按“工区”，纵向按层位进行存储，便于存储不同级别的智能模型，见图4。

单个模型对象中分考虑Tensorflow-PB模型存储格式标准^[8]，按照测井应用需求，建立iLEAD-Model存储格式。该标准由两部分构成，分别是模型信息和模型实体。

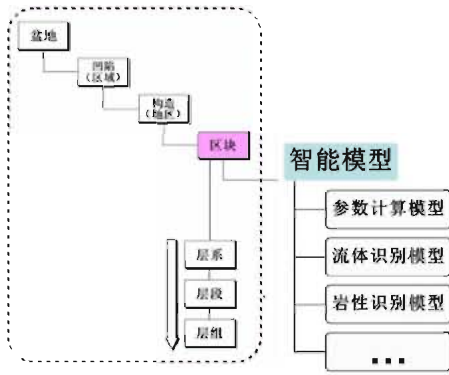


图4 智能模型存储标准
模型信息部分按如下逻辑结构组织：

模型名称	样本输入信息	结果信息	版本信息
------	--------	------	------

一个典型的模型信息描述如下：

```
<Model name=" model-1" >
<input name=" x-input" >
  <item name=" GR" type=" curve" >
  <item name=" btn" type=" image" lx=32 ly=32/>
</input/>
<output name=" y-output" dim=2/>
<verinfo ver=" 1.0" note=" 储层划分模型" />
</Model>
```

其中 Input 节点描述了智能模型输入的数据元素，数据元素 Item 的 name 为曲线名，type 为 curve 表示为常规曲线，为 image 表示为阵列曲线，lx 和 ly 分别描述了它的阵列大小。

Output 节点描述了模型输出结果向量的维度。

VerInfo 节点描述了模型的版本信息。

模型实体部分，考虑的存储和调用的效率问题，直接采用 Tensorflow 的二进制的 PB 模型存储标准。

3.3 智能学习算法库

测井智能解释软件平台建立智能学习算法库，提供对多种智能算法的支持。见图 5，适用于测井应用的智能学习算法总体分为监督学习、无监督学习、强化学习、迁移学习等几种。而且在测井的应用中，监督学习和无监督学习有着较好的应用场景。监督学习主要解决测井的分类和回归预测问题。分类问题包括：储层划分、岩性识别、油气识别、储层分类等；回归预测问题主要包括：曲线重构、储层参数预测、油气预测、产能预测、超分辨率处理等。无监督学习的聚类分析主要用于岩性识别等分类任务。

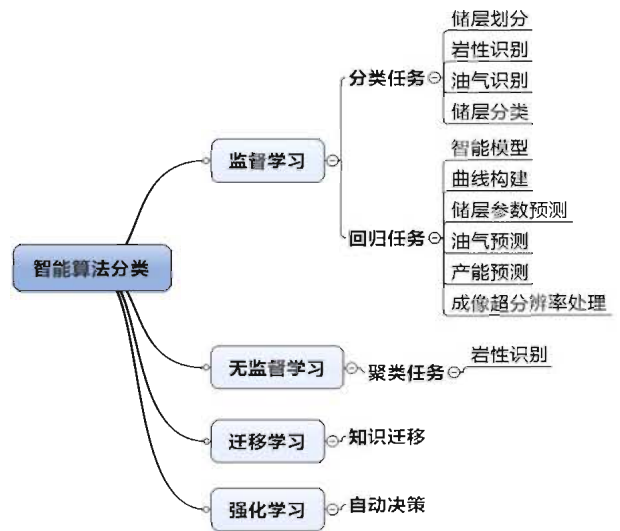


图5 测井智能算法分类

智能算法库中主要算法包括传统的统计学习算法和深度学习算法，其中传统的统计学习算法主要包括：线性回归、逻辑回归、决策树模型、支持向量机、贝叶斯分类、神经网络、聚类算法等；深度学习算法主要包括：全连接神经网络、卷积神经网络、循环神经网络、生成对抗网络等。见图 6。

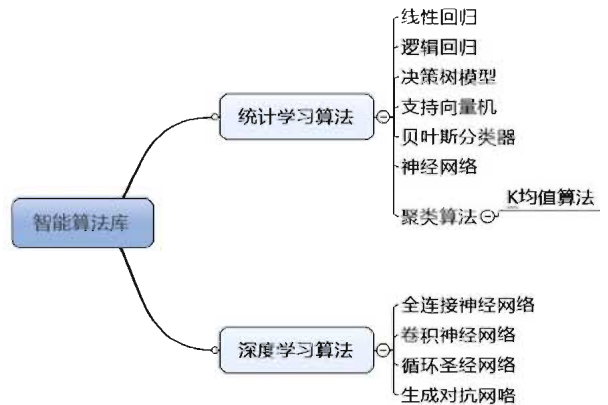


图6 智能算法库

4 原型开发及测试应用

基于 LEAD 平台，按照测井智能解释软件平台一体化设计，研发了软件原型系统，并在智能层位划分、超分辨率处理等方面进行了测试应用。

4.1 智能层位划分

储层划分是进行处理解释过程中关键的一步，常规做法一般是进行手工划分，也有一些使用自动算法来实现自动储层划分的做法，但效果与精度同人工划分的结果存在比较大的差距。

采用本文形成的平台,使用全连接人工神经网络,用同一个区块的测井数据,以常规9条曲线作为输入样本,以解释人员已经划分的层位为标签,进行学习,然后使用学习得到模型对新井进行层位划分。软件界面见图3。其中右边井位图上显示的红色点为参与学习的样本井,蓝色点为进行储层自动识别的井。经过16井次的验证,与人工识别的结果进行对比,准确率达90%。

对于混基岩等岩性复杂、层位多(往往一口井层位数量大于200个),储层划分难度大的井,用人工划分需要1-2个小时,而是用本文的智能储层划分算法只需要3秒钟,工作效率大幅提升。

4.2 基于智能算法的电成像超分辨率处理

电成像的图像增强处理一直以来都是改善资料质量,为解释人员提供更清晰的地层地质特征的重要手段,经过多年的发展已经进入瓶颈期。采用新人工智能技术解决这一问题成为必然选择。

2018年被麻省理工学院评选为世界十大突破技术之一的对抗神经网络技术为这一问题的解决提供了新的思路。基于本文的测井智能机器学习平台,实现了对抗神经网络ESRGAN产分辨率处理算法,取得了一定的效果,见图7。

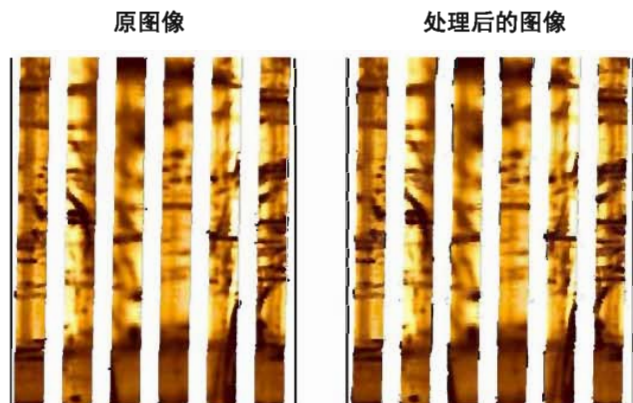


图7 电成像ESRGAN超分辨率处理的效果图

5 结束语

本文描述了测井智能解释软件平台设计,研究了基于国际先进机器学习框架Tensorflow的测井智能应用标准、测井智能引擎、智能应用等测井智能处理解释的关键技术,并进行了平台原型开发及智能储层划分、超分辨率处理等应用,验证了设计可行性,为后期智能处理解释应用平台的研发提供了思路。对于实现测井处理解释的智能化升级,提高工作效率与处理精度,提升复杂非均质、非线性油气层的测井评价能力,促进解释符合率的提升意义重大。

参考文献

- [1]程显毅,胡海涛,曲平等.大数据时代的人工智能范式[J].江苏大学学报(自然科学版),2017,38(4):455-460.
- [2]钟义信.人工智能:概念·方法·机遇[J].科学通报,2017(22):2473-2479.
- [3]李国军等,测井岩石物理数据分析建模一体化系统的设计,2018年中国石油和化工科技创新与智能发展大会学术论文集
- [4]周军等,测井数据库系统的研发与应用,2016年中国石油石化企业信息论文集
- [5][美]Ian Goodfellow(伊恩·古德费洛)等,深度学习,人民邮电出版社,2017.7.
- [6]鲁卡.考森蒂诺,油藏评价一体化研究.李阳,等译.北京:石油工业出版社,2003:1-2
- [7]刘寅虎,系统分析之路,北京:电子工业出版社,2005:324-329
- [8]郑泽宇,顾思宇,Tensorflow实战Google深度学习框架,电子工业出版社.

面向油气勘探开发一体化研究的云平台的建设与应用

黄华晔*, 王白羽, 谭晓年, 龙燕

(中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院)
hhy2009@petrochina.com.cn; 153871029@qq.com

摘要: 随着勘探开发难度增加, 为进一步提升油气勘探开发力度, 需要通过跨学科、多层次、不同地点、不同专业的协同研究和成果共享, 提高勘探开发方案的科学性和经济效益。新疆油田以云计算技术为有效手段, 建设了面向油气勘探开发一体化研究的云平台, 创新形成了三项关键技术: (1) 面向应用软件和盆地构造研究的 DaaS 技术; (2) 面向勘探开发业务的 SaaS 技术; (3) 专业软件许可智能云管理技术。实现了异地协同研究和成果共享, 提高了科研效率和成果质量, 提升了软硬件资源利用率, 为油田重大发现和重大项目提供了有力支撑。

关键词: 勘探开发一体化; 云平台; 异地协同研究; DaaS; SaaS; 智能云许可

The Construction and Application of Cloud Platform for Integrated Research of Oil Exploration and Development

HUANG Huaye*, WANG Baiyu, TAN Xiaonian, LONG Yan

(Exploration and Development Institute of Xinjiang Oil Field of Petrochina, Karamay, China)

Abstract: With oil exploration and development became more and more difficult, in order to promote intensity of oil exploration and development, Both the scientific and economic benefits of exploration and development programs can be improved by collaborative researching and achievement sharing from R&D personnel of interdisciplinary, Multi-level, different locations and different majors. Xinjiang Oilfield takes cloud computing technology as an effective measure to build a cloud platform for integrated exploration and development research, and three key techniques has been innovated: (1) DaaS technique for application software and basin structure research; (2) SaaS technique for exploration and development operation; (3) technique for professional software licensing intelligent cloud management. This cloud platform realizes the collaborative research in different places and achievement sharing, and improves the efficiency and quality of research, and enhances the utilization rate of software and hardware resources, as well as providing a strong support for important discoveries of oilfield and major projects.

Keywords: Integration of exploration and development; cloud platform; collaborative research in different places; DaaS; SaaS; Intelligent licensing on cloud

0 引言

近年来, 随着国民经济快速发展和能源消费结构转型提速, 我国油气对外依存度不断攀升。国家能源安全保障问题引起党中央的高度重视, 习近平总书记对石油

发展作出重要批示, 指出要大力提升国内油气勘探开发力度, 努力保障能源安全。

新疆油田积极响应习近平总书记的批示精神, 加快研究部署, 提升油气勘探开发力度, 集中力量增储上产, 确保将保障能源安全落到实处。

作者简介: 黄华晔, 男, 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院计算信息中心副主任, 长期从事油田信息技术应用研究。

但是在准噶尔盆地勘探开发难度增加、资源劣质化不断加剧、地上地下难题不断出现的当下，进一步提升油气勘探开发力度十分困难，其核心就在提升勘探开发研究的效率和成果质量。为此，需要依托数据、软硬件资源、网络构建统一的研究云平台，实现物探、地质、油藏工程等多学科、多层次、不同地点、不同专业的协同研究和成果共享，促进经验推广和理论创新，提高方案的科学性，降低风险和投入，实现油田企业增储上产的核心目标。

新疆油田公司将云计算技术与油气勘探开发研究实际需求相结合，建设并应用了一整套面向油气勘探开发一体化研究的云平台，提高了科研效率和成果质量，提升了软硬件资源利用率，取得了良好的应用效果，为准噶尔盆地玛湖等地区重大发现提供有力支撑。

本文对面向油气勘探开发一体化研究的云平台的建设和应用过程进行总结，以期为今后油田信息系统建设提供有益经验。

1 油气勘探开发研究问题与需求

根据勘探开发研究现状可以梳理出云平台建设需要面对的三大难题：

一是如何实现勘探开发数据的跨地域、跨平台服务及共享。新疆油田历时 60 多年的勘探开发，累积了海量的数据，这些数据年代不同，基准面不同，格式不同，来源也各不相同。科研人员开展研究时，需要多渠道手工收集整理数据，占用大量时间和精力，同时研究成果保存在个人手中，查看和共享困难，无法实现研究成果

的再利用。

二是如何提供勘探开发协同研究所需专业软件的跨地域、跨平台服务。勘探与开发研究使用的专业软件种类众多、数量较大，运行所需环境各不相同，要实现协同工作，必须将软硬件资源集中到统一平台提供服务。

三是如何利用智能化手段提高专业应用软件许可的利用效率。勘探开发专业应用软件许可价格昂贵，用户数多，应用频次有差异，需要优化许可的分配方式，达到降本增效的目的。需要实现许可跨地域的有效管控及共享，满足用户许可应用多样化需求，杜绝许可浪费。

2 面向油气勘探开发一体化研究的云平台的设计

解决以上三个难题，实际上就是要实现数据的协同、软件的协同，从而支撑人员的协同总体思路及技术方案。为了解决上述三个难题，需要利用云计算技术构建统一的科研平台，实现盆地级数据治理、一体化数据服务，形成异地协同研究工作模式，全面提高勘探开发科研人员的工作效率和成果质量。

2.1 总体架构设计

面向油气勘探开发一体化研究的云平台在传统云平台三层技术架构的基础上进行改进，提出并构建了企业级数据应用、治理、交换、管理服务，为油气勘探开发数据、成果的获取和共享提供便利，总体架构设计包含四层（如图 1 所示）：IaaS 层、PaaS 层、SaaS 层、DaaS 层。



图 1 总体架构图

1) IaaS 层

集成成熟技术实现资源统一管理, 为上层应用提供资源服务。

2) PaaS 层

利用微服务架构, 实现用户、权限、资源等基础服务, 自主研发解决传统许可管理、负载均衡应用瓶颈。

3) SaaS 层

自主研发与成熟技术相结合, 实现跨平台、多专业应用软件云化发布; 实现工作界面的远程共享; 实现按策略的许可调度。为勘探开发提供协同工作应用平台。

4) DaaS 层

实现专业数据的自动分发服务, 解决用户获取数据困难。

2.2 物理架构设计

面向油气勘探开发一体化研究的云平台计划为整个新疆油田公司提供服务, 用户单位分布在准噶尔盆地各地 (特别是吐哈油田公司也使用该平台), 需要利用云技术向跨地域用户提供资源服务。为满足应用系统的高效、安全需求, 云平台采用集中式部署方案, 便于系统的统一维护和管理。部署方案见图 2 所示。

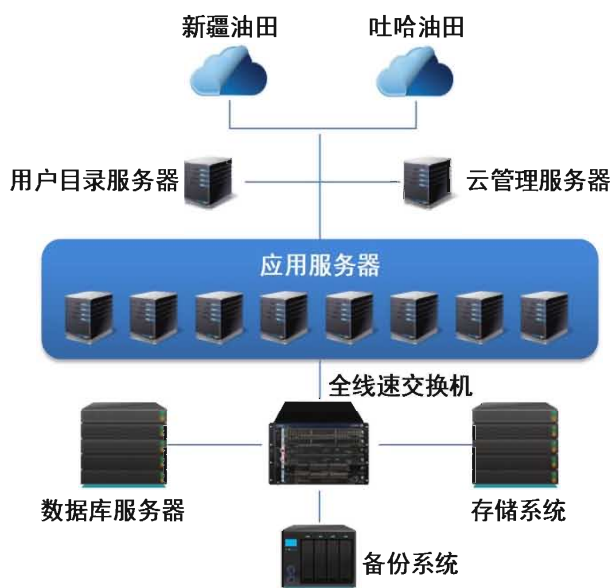


图 2 物理架构设计示意

3 面向油气勘探开发一体化研究的云平台的关键技术

3.1 面向应用软件和盆地构造研究的 DaaS 技术

面向应用软件和盆地构造研究的 DaaS 技术通过对准

噶尔盆地各类井筒、地震、成果数据进行整合、质控和清洗, 实现了面向勘探开发研究的统一数据服务和跨平台成果共享, 用户无需关心数据来源、数据格式与专业软件的兼容性问题, 从而实现数据协同。

该技术包含两个关键技术:

1) 盆地级地震地质综合数据治理技术

自主研发地震数据整理加载技术, 建立了基于整个准噶尔盆地的“三统一”的地震地质项目数据库, 实现了全盆地数据基准面的统一、平台的统一、解释方案的统一。确保所有科研人员的数据来源是准确的、一致的、无需额外调整的。

通过该技术的应用, 大幅提高数据整理效率, 研究工区建立所需时间减少 90% 以上。

2) 勘探开发协同工作数据服务技术

自主研发勘探开发协同工作数据服务技术, 构建了油田基础数据库到专业软件间的数据桥, 能够快速适应基础数据模型与专业软件数据模型变化与升级, 并同步完成数据校验及质检工作, 实现基础数据的自动加载。解决了专业软件所需的数据格式各不相同、产生的成果数据格式各不相同所造成的数据管理混乱、共享困难等问题, 从而实现勘探开发数据综合管理的专业化、规范化, 使各类研究数据和成果数据能够得到集中管理 (存储) 和共享。

3.2 面向勘探开发业务的 SaaS 技术

通过面向勘探开发业务 SaaS 技术的研究, 建立面向勘探开发专业软件的 SaaS 云平台, 为科研人员提供跨平台专业软件应用服务, 支撑从勘探到开发的所有研究环节, 同时支持克拉玛依、乌鲁木齐、北京等跨地域应用。其中重点实现了以下五项关键性功能。

1) 实现专业软件跨平台服务

为满足研究人员同时使用多种专业软件开展研究, 互相印证, 获得启发的需求, 需要实现专业软件跨平台服务, 为此需要实现软件层面和用户层面的跨平台服务。

(1) 集成应用业界多种远程三维可视化技术, 取长补短, 使用户能够同时使用不同操作系统的专业软件, 从而实现软件层面的跨平台服务;

(2) 每种专业软件都有自己的用户管理和数据授权体系, 多年来形成的使用习惯和庞大的数据量使得改变极其困难。为此建立了基于映射的角色访问控制模型, 实现了所有专业软件不同用户授权管理体系的融合, 而无需改变用户使用习惯, 从而实现用户层面的跨平台服务。

2) 实现科研人员的异地协同研究

自主研发会话管理与共享技术,实现不同地域之间基于三维图像的多用户、实时、交互式的工作界面共享,从而实现科研人员的异地协同研究。

3) 创新形成了专业软件集群负载均衡算法

常规负载均衡算法针对虚拟机,不适用以物理机为主要部署方式的专业软件集群,实际应用效果较差。为此创新形成了专业软件集群负载均衡算法,增加了多种指标作为衡量标准,并采用给予动态权值的加权算法,使资源分配更为合理,集群负载分布更为均匀。

4) 实现用户及软硬件资源的跨地域服务

通过集成应用多域用户统一管理技术,实现了位于不同地域的多个 AD 域、NIS 域的统一管理和信息同步,同时通过微服务架构的应用,使得不同地域的软硬件设备能够在统一的平台下进行部署和管理,保证科研人员在任意地点都能够共享使用云平台下所有域的资源。

5) 集成应用网络虚拟化技术

随着勘探开发研究数据量急剧增加,对数据加载速度提出了更高的要求,通过集成应用多种网络虚拟化技术,构建基于二层横向数据交互的高速虚拟化网络,整体数据加载速度提升 5 ~ 10 倍。

3.3 业软件许可智能云管理技术

实现对许可主动介入式精细化管理,实现了勘探开发专业软件许可高效分配和跨地域的共享使用,提高了许可的利用效率。重点实现了以下三个关键性功能:

1) 实现专业软件许可的主动介入式管理

专业软件许可原有管理模式是先到先得,无序抢占,效率低下,为此自主研发专业软件许可智能云管理技术,实现专业软件许可的主动介入式管理,实现许可的高效合理分配和跨地域共享使用。

2) 实现许可的智能化自动管理

能够按组织机构建立多级许可资源池,各级许可资源池的优先级和池内许可资源的数量能够动态调整,在实现许可最大限度的共享使用的同时,保证当前承担重点紧急任务的项目组、专家能够随时获得许可开展工作。此外,还能结合各地区时差和忙闲程度的不同进行合理分配,提高许可的利用率。

3) 实现基于云应用模式的用户行为监测

自主研发基于云应用模式的用户行为监测技术,能够对云平台用户的行为进行监测分析,识别用户状态,及时回收闲置的许可,杜绝浪费现象;同时能够对许可的使用情况进行全方位的统计分析,为采购决策提供数据基础。

4 结语

面向油气勘探开发一体化研究的云平台投入使用后,提高了软硬件资源的利用效率,降低了软硬件的投资成本,缩短项目建立周期,提高了工作效率和成果质量,完成了油田上的勘探部署、开发方案制定,为准噶尔盆地玛湖、金龙等地区重大发现、超稠油 SAGD、二次开发等重大项目提供有力支撑。

该平台目前已在新疆油田公司、吐哈油田公司、中国石油大学(北京)克拉玛依校区等地推广使用,取得良好应用效果,已被中国石油数据中心(克拉玛依)采纳为面向专业软件应用的技术解决方案,同时集团公司也以该平台为基础构建中国石油科学计算云,未来将具备向西北地区乃至整个中石油提供统一服务的能力,拥有广阔的应用前景。

参考文献

- [1] 于会松,孟照旭,黄华晔,李洪奇.基于映射的角色访问控制模型的设计与实现[J].计算机仿真,2016,33(04).
- [2] 孙兵.基于网络虚拟化的虚拟连接技术浅析及应用[J].计算机科学,2015,42(10).
- [3] Jeffrey Dean, Sanjay Ghemawat. MapReduce: Simplified Data Processing on Large Clusters[C]. San Francisco: USENIX OSDI' 04, 2004.
- [4] Fay Chang, Jeffrey Dean, Sanjay Ghemawat, etc. Bigtable: A Distributed Storage System for Structured Data[C]. Seattle: USENIX OSDI' 06, 2006.
- [5] Mike Burrows. The Chubby Lock Service for Loosely-Coupled Distributed System[C]. Seattle: USENIX OSDI' 06, 2006.
- [6] rgey Brin, Lawrence Page. The Anatomy of Large-Scale Hypertextual Web Search Engine[J]. Computer Networks,1998(30): 107 ~ 117.

基于物联网的智能泡排加注工艺技术研究及应用

顾岱鸿^{1*}, 罗鑫², 赵敏³, 成鹏机³, 高康³

(1. 中国石油大学; 2. 四川长宁天然气开发有限责任公司; 3. 北京众博达石油科技有限公司)
gudaihong@cup.edu.cn; 280478584@qq.com

摘要: 西南油气田页岩气井在生产中后期, 气井产水量增加, 产气量下降, 导致井筒积液无法有效排出, 使气井不能稳定生产。采用传统泡沫排水采气工艺排出井筒积液, 需要人员到井口操作, 增加了作业风险, 同时, 加注量、加注周期只能依据历史经验, 设定为定点、定量加注, 人工干预较多, 未达到最优加注。针对此现象, 本文提出了一种基于物联网的智能控制加注系统, 该系统基于物联网对泡排加注重要生产参数——油压、套压、产气量、含水量等进行实时采集、传输至远程云服务器, 并对泡排参数进行反复迭代计算, 获得最佳排采工艺参数。该系统具备设备运行状态监控、故障报警及诊断分析等功能。系统的部署能够满足西南油气田页岩气井智能泡排加注工艺要求, 其科学、动态地调整加注量及加注周期, 节省了药剂, 且增产、稳产效果显著, 使得系统运行效果和加注制度更能适应现场工况, 提高了页岩气气井综合采收率。
关键词: 加注算法; 智能控制; 加注装置; 物联网技术

Research and Application of the Intelligent Foam Draining Water Technology Based on IOT

GU Daihong^{1*}, LUO Xin², ZHAO Min³, CHENG Pengji³, GAO Kang³

(1. China University of Petroleum; 2. Sichuan Changning Gas Development Co., Ltd., Chengdu, Sichuan, China;
3. Poly-doctor Petroleum Technology Co., Ltd. Beijing)

Abstract: In the middle and late stages of production of shale gas wells in Southwest Oil and Gas Field, the water production of gas wells increases and the gas production decreases, which leads to the ineffective discharge of wellbore fluid accumulation and the unstable production of gas wells. Using traditional foam drainage and gas recovery technology to discharge wellbore fluid, it is necessary for personnel to operate at wellhead, which increase operational risk. At the same time, the amount of filling and filling cycle were fixed and quantified according to historical experience, and manual intervention is more, so the optimal filling is not achieved. In view of this phenomenon, an intelligent control filling system is proposed. The optimum production parameters is implemented by collecting and transmitting the major products' parameters of foam drainage and injection to remote cloud server, as well as iteratively calculating the parameters, such as oil pressure, casing pressure, gas production and water content. The system has the functions of monitoring equipment running status, fault alarm and diagnosis analysis. The requirements of intelligent bubble drainage and injection technology for shale gas wells in Southwest Oil and Gas Field can be met by the deployment of the system. Both injection volume and injection period were adjusted scientifically and dynamically, which saves reagents, and has remarkable effect of increasing and stabilizing production enable make the operation effect and injection system more suitable for field conditions as well as improves the comprehensive recovery factor of shale gas wells.

Keywords: Injection Algorithm; Intelligent Control; Injection Device; IOT Technology

0 引言

随着西南油气田页岩气藏不断开发, 气井井筒积液

问题越来越突出^[1]。气井产量下降导致携液能力不足, 无法有效排出井筒内的积液, 使气井不能稳定生产, 影响产能发挥。目前主要采用泡沫排水采气工艺排出井筒

作者简介: 顾岱鸿, 男, 中国石油大学(北京), 长期从事油气藏工程理论研究和教学工作。

积液提升气井产量，其中，单井泡排剂的加入或者开关井作业都需要人员到井口操作，增加了作业风险；同时，加注量、加注周期只能依据历史经验，设定为定点、定量加注，人工干预较多，未达到最优加注。针对井口作业工作量大，存在点多、面广、管理难度大、性价比低等问题，本文提出了一种基于物联网的智能控制加注系统，针对传统泡排加注工艺系统进行了工艺优化和改进，根据单井工作参数——油压、套压、产气量、含水量等，实时计算出最佳的排采工艺，自动调整加注周期和加注量实现了动态调整、智能控制加注，做到了科学合理加注，节省药剂，提高了页岩气井综合采收率。经过现场实验，验证设计环节和实际效果一致。

1 泡排工艺措施现状

目前，在西南油气田页岩气开发中，使用传统泡沫排水采气工艺能够排出井筒积液，该工艺采用定点、定量加注泡排，并未参考生产环节中重要的参数——油压、套压、产气量、含水量实时变化等因素，存在人工干预较多，智能化程度低，浪费药剂，加注效果不理想等情况；同时，针对工艺流程的自身工作状态，未提供自我诊断，故障预测分析能力，装置维护成本较高；且未处于一个最佳的增产、稳产、增效的状态，带来了气井管理难度增大的问题。

2 基于物联网的智能泡排加注工艺技术

本文提出基于物联网^[1]的智能泡排加注系统，实时采集生产环节的重要参数，增加云端泡排加注算法服务，对加注工艺依赖参数进行分析和反复迭代计算，直至获得最佳加注周期和加注量。

系统由智能控制器负责完成现场加注装置的自动调参和加注控制。基于物联网的智能泡排加注工艺闭环控制流程如图1所示。



图1 基于物联网的智能泡排加注工艺流程

基于物联网的智能泡排控制系统主要实现：

1) 智能泡排加注装置传感器对各项参数如油压、套压、含水量、产气量等实时采集，将采集数据通过有线或无线网络传输至智能控制器；

2) 智能控制器实现数据初步解析、上传及与云服务器端数据交互，获得单井的加注制度优化结果，指导智能泡排加注装置实现加注浓度比、加药量、加药周期的实时调整。

3) 本文提出的智能泡排控制系统，在云服务器端部署泡排加注控制软件，完成对管辖范围内注泡排井的加注算法服务及实时数据监控管理。

4) 用户通过浏览器输入指定网址或者移动智能端，随时随地查看井的实时泡排加注量、加注周期、产气量、产水量，历史数据、设备故障报警及诊断分析等，远程了解所辖范围内井的生产、增产状况，辅助生产决策。

云服务器端^[2]增加泡排加注算法，该算法是泡排加注控制软件的一部分，通过标准数据接口从气田统建软件获得每口井的特性参数，实现对实时采集的加注算法相关参数，如油压、套压、加注量、泡排加注量、加注周期、产气量等，进行反复迭代计算，直到误差小于指定的值，计算结果通过数据信道实时传递至现场智能加注控制器，完成加注参数的调整控制。

3 基于物联网的智能泡排加注工艺技术原理

3.1 基于物联网的智能控制

基于物联网的智能泡排加注控制系统是通过传感、射频、通讯、先进计算等技术组合，对现场智能泡排加注装置进行全面感知，实现生产数据、设备状态信息在本地智能控制器、云服务器生产指挥中心及生产控制中心的集中管理和控制，并可通过移动智能端进行访问。系统架构如图2所示。

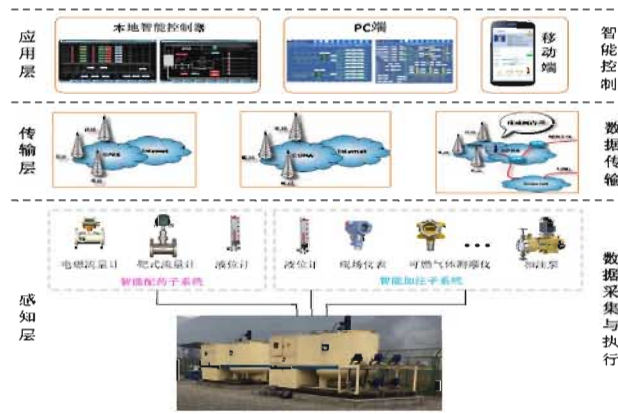


图2 基于物联网的智能控制架构图

基于物联网的智能泡排加注控制系统由三层构成：

- 1) 感知层：数据采集与执行，包括生产数据和设备运行数据的采集。
- 2) 传输层：数据传输子系统。
- 3) 应用层：智能控制系统。

如图 2 所示，智能泡排加注装置对智能配药、加注两部分生产数据和设备运行数据进行实时感知；同时，其内部集成的智能控制器可实现——注泡排生产和增产全过程本地监控、自我诊断、报警预警、自动调参与远程云服务器进行数据交互等，使得井口智能泡排加注装置不仅仅融入注泡排生产单元小的闭环控制，同时，也是气田生产大闭环的一个节点。

本系统基于云服务，提供泡排加注制度实时分析优化，提高了气田生产决策的及时性和准确性，达到节约气田生产建设投资与运行成本的目的。

3.2 智能泡排加注方法

智能泡排加注方法主要依托云服务端大数据，对采集到的单井数据——油压、套压、含水量、产气量、水样矿化度、起泡剂携液率、温度等参数，通过算法服务计算得出浓度配比、加药量、加药周期等加药工艺参数，并实时采集、反复迭代计算，获得最佳的加注参数，调整加注参数直至井平稳生产。

1) 加药浓度

为了避免泡排剂浪费，避免给气井、地面集输以及气水分离带来危害，泡排剂注入气井的浓度应小于临界胶束浓度。对于正在生产的气井，开始试验时，建议按其临界胶束浓度的 70% 加入，后期再根据产水情况酌情增减。对于停产气井，一开始加入过量的泡排剂，以达到气井正常带水且不影响地面气水分离。

对于起泡剂初始配比，药剂：水 = 1:10

2) 加药量

根据油压、套压、井深数据和油管直径，可计算出所需的加药量，公式如下：

$$I_f = Q_1 * \xi_f * B$$

其中： I_f 为药剂用量，单位 KG； Q_1 为井底积液量，单位 KG； ξ_f 为加药浓度，单位 %； B 为泡排强度，单位 %。

3) 加药周期

对于连续产水的气井，必须快速、及时的将积液从井筒内排除，一般泡排有效期短的气井采用定周期泡排方式。这些泡排有效期短的气井不适合按照定周期泡排加注，因为它们的出液速度快，使得气井的油压生产曲线呈现锯齿型，导致气井的生产不稳定。如果在加泡排剂后，根据气井的泡排周期，使用迭代算法，可以减少

这种锯齿效应，便可以将油套压差稳定在一个幅度范围内，可以提高气井产量，同时也节省了药剂投入。

4) 迭代加注

迭代法是一种常用的算法设计方案，该方法主要实现不断用新值取代变量旧值，或者是用旧值递推变量新值的过程。本方法使用加药周期迭代变量，产气量作为条件变量，以每天为迭代周期，不断调整周期达到提高产气量，同时减少药剂使用量。

具体控制过程如图 3 所示。

```

if(套压-油压>1MPa)
{
    if(迭代产量/开始迭代产量>95%)
    {
        for(i=0;i<50;i++)
        {
            if(产气量N+1>产气量N)
                加药周期=加药周期+i;
            else
                加药周期=加药周期-i;
            delay(1天);
        }
    }
    else 返回固定加药模式
}
else 返回固定加药模式
    
```

图 3 迭代运算伪代码

5) 加注方法

井场目前使用的智能式加注装置，如图 4 所示。采用连续泡排技术，从套管环空加入起泡剂，同时从生产油管注入消泡剂。起泡剂以每小时为基数，进行动态调整，消泡剂为 24 小时连续加注模式^[9]。

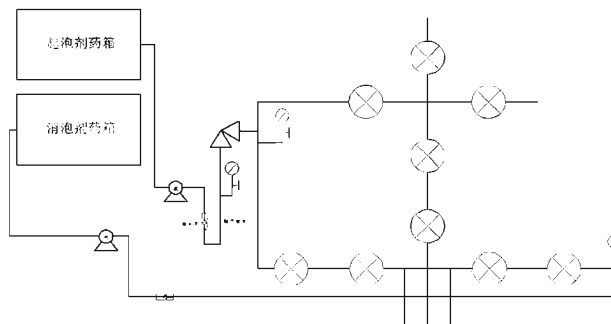


图 4 现场加注流程图

4 应用效果

基于以上认识，形成了适用于西南油气田页岩气井的泡排工艺流程，对于某积液气井，在实施泡排作业时，上传该井的现场生产数据，根据云计算比对计算得出改进的初始泡排工艺、浓度配比、加药量、加药周期，开始加注，等待套压和油压差小于 1MPa 时，开始进入精细化迭代加注时段，这时调整加药周期，减少加药频 1 次，

观察是否满足套压和油压差小于 1MPa 和产气量不少于开始迭代的 95%，不满足则退出，满足则迭代频次 +1，直到迭代次数用完，最终输出调整后的加注工艺，如图 5、图 6、图 7 所示。

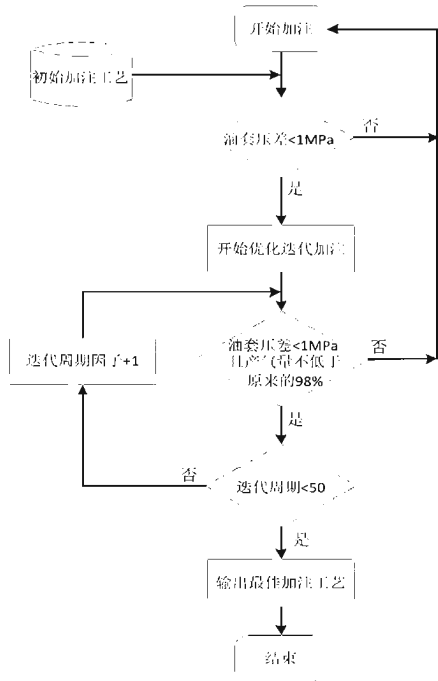


图 5 迭代流程图

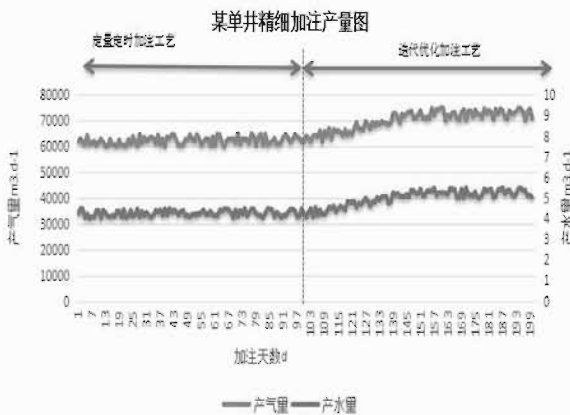


图 6 产气量和产水量对比图

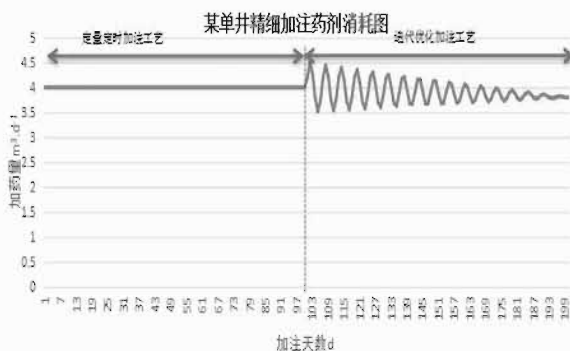


图 7 定量定时加注和迭代加注工艺对比

2018 年，使用某型号起泡剂在西南油气田页岩气某平台进行泡排施工作业，对 1 口井数据观察，取得增产 52.55 万 M3 的增产效果，同时节省药剂 425Kg。通过物联网控制，设备都做到实时准确加注，报表自动发送，设备实现了无人化管理，在整个加药周期实现了零故障率，大大节省了维护成本，也为稳产、高产做了设备上的保证。

5 结语

1) 基于物联网的智能泡排加注工艺技术，能够提高气井产量，延长气井稳产时间，为气田气井稳定生产起到了重要的作用，且该工艺经济效益显著。

2) 基于物联网的智能泡排加注工艺技术智能化程度高，实现了远程控制系统与泡排剂加注工艺的有效结合，提高了泡排制度的作业精度。相对于人工加注泡排剂工艺，大大降低了工人的劳动强度。

3) 基于物联网的智能泡排加注工艺技术在云服务端具有海量数据综合分析，多元实时信息融合，以及专业仿真数学模型支持下实现智能、精确、可靠的气井生产、增产、稳产趋势预测与故障预警，为提升气井管理水平提供数据和技术支撑。

4) 提高气井开井时率和气井稳产能力，技术先进、可控性好、成本低、不影响气井正常生产的优势，具有良好的推广应用前景。

参考文献

- [1] 高琰. 互联网思维与油气田物联网建设方案分析 [J]. 信息系统工程, 2017(08):29.
- [2] 李森. 基于云平台的物联网远程控制技术研究 [D]. 北京邮电大学, 2017.
- [3] 蒋泽银, 李伟, 罗鑫等, 长宁页岩气井泡沫排水起泡剂优选及现场应用 — 《石油与天然气化工》— 2018 年

海上井口平台无人化设计探索与实践

——以某海上气田井口平台无人化改造为例

何骁勇^{1*}, 徐正海¹, 陈绍凯²

(1. 中海油研究总院有限责任公司; 2. 中国海洋石油集团有限公司信息化部)
hexy2@cnooc.com.cn

摘要: 本文介绍了海上无人平台的定义与功能, 通过分析研究海上无人平台的现状与发展趋势, 对比国内外海上无人平台差异, 给出了海上无人平台设计目标、筛选原则与设计思路。通过对试点井口平台进行无人化方案设计探索和实践, 总结了一套适用于海上井口平台无人化改造方案设计的思路与内容, 为今后的海上井口平台无人化方案设计工作积累了经验, 为进一步扩大海上井口平台无人化范围奠定了坚实的基础。
关键词: 海上井口平台; 无人化; 数字化

Research and Practice on unmanned designing of offshore wellhead platform- Taking the unmanned modifying of an offshore gas field wellhead platform as an example

HE Xiaoyong^{1*}, XU Zhenghai¹, CHEN Shaokai²

(1. CNOOC Research Institute Ltd; 2. CNOOC Ltd. Information Technology Department)

Abstract: This paper introduces the definition and function of the offshore unmanned platform. By analyzing the current situation and development trend of the offshore unmanned platform, and comparing the differences between the domestic and international offshore unmanned platforms, the design goals, screening principles and design ideas of the offshore unmanned platform are given. Through the exploration and practice of unmanned design of the pilot wellhead platform, the paper summarizes a set of ideas and contents suitable for the design of the unmanned reconstruction scheme of the offshore wellhead platform, and has accumulated experience for the future design of the unmanned design of the offshore wellhead platform. To lay a solid foundation for further expanding the unmanned range of offshore wellhead platforms.

Keywords: offshore wellhead platform; Unmanned; digitalization

0 引言

我国海洋油气储量丰富, 增长潜力巨大, 大力开发海洋油气资源有利于缓解国内能源短缺状况, 满足经济和社会发展需要, 进一步完善国家能源战略和经济结构调整都具有重要意义。通过开展海上无人油气生产平台

(后简称无人平台)、数字与智能油气田建设, 可以提高油气田采收率、实现油藏精细化管理; 提高平台的安全可靠性和智能化水平, 实现海上油气田开发生产全生命周期降本增效, 降低海上油气田开发门槛。

奇点临近, 未来已来。网络化、数字化、智能化是时代大潮。随着传统提质增效与降本增效空间的不断压

作者简介: 何骁勇, 男, 中海油研究总院工程研究设计院仪控工程师, 长期从事海上油气田开发仪控系统研究与设计工作。

缩,我们必须另辟蹊径寻找新的降本增效手段。积极推进海上平台自动化和数字化升级和转型,开展海上井口平台无人化改造不但可以降低海上油气田开发、生产和操作运营全生命周期成本、另外,通过提高平台自动化和数字化水平,还可以革命性的改变现有操作方式,大幅减少现场操作人员工作量,保证人员安全、减少环境污染,改善海上平台一线生产操作人员工作环境。

1 定义与功能

1.1 无人平台定义

海上“无人驻守平台”系指无人居住的平台。在日常生产条件下,平台上无人进行生产操作;特殊条件下,如检修期间、应急故障处理期间、经批准的访问、以及定期巡检时,允许登平台的人数应尽可能少;一般情况下登台人员不得在平台上过夜^[1]。对于无人化改造后的平台,如遇紧急情况或其它不可抗力因素导致当天无法撤离平台时,可在平台临时过夜。

1.2 无人平台功能

海上无人平台主要是通过采用自动化技术、视频监控技术、通信技术和智能控制技术,搭建海上油气田无人驻守平台远程智能监控系统,实现海上油气田无人驻守平台的远程智能监控与操作运维,提高海上油气田生产和管理效率,降低海上油气田开发投资和全生命周期操作成本,减少生产操作人员在现场的暴露频率,有效降低事故对人员的伤害,方便现场生产操作。无人平台主要实现如下两个功能:

智能监测 全面感知:通过在现场设置智能仪表、增加检测点,实现生产过程、生产设施、环境安全、能源数据的全面感知,为后期智能油气田建设打好基础。

自动控制 远程操作:通过先进自动化和通信技术实现生产过程自动控制、精准控制、优化控制和远程操作,

实现无人。

另外,海上无人平台是智能油气田建设的基础,无人平台的全面感知、远程操作两项功能作为智能油气田的底层架构,要为今后的海上智能油气田功能实现(智能预测、优化决策)打好基础。海上无人平台功能架构图如图1所示。

2 现状与发展趋势

2.1 无人平台现状

海上无人平台几乎分布于世界上所有油气活跃海域,目前在全球范围内统计的约7000个海上固定平台中,有超过23%(约1600多座)的是无人驻守平台。国外,海上无人平台通常采用钢结构型式,挪威北海海域也有少数混凝土重力式结构平台^[2]。海上无人平台大部分为简易井口平台为主,平台井数相对较少,上部设施比较简单,无人平台的正常生产操作一般通过周边有人平台或陆地控制中心远程遥控实现。目前国外无人平台自动化和数字化程度普遍较高,总体布置较优、登平台方式先进、设备选型和可靠性要求高,平台上所有工艺参数、设备状态、视频图像都可实现远程监控,大部分现场工作都可实现远程操作,部分平台还在陆地建有模拟仿真系统,用于人员培训和操作演练^[3]。

国内从1993年开始建造第一座无人平台^[4],随后又有多座无人平台建造与投产,近些年,中海油利用无人平台开发了许多边际油田,在无人平台方面积累了一定的简易无人平台的开发设计经验以及生产操作经验^[5]。中石化胜利油田埕岛东区油田建有多座无人卫星平台。但国内无人平台没有像国外在整个区块形成网络,控制系统及各项技术也不够先进。目前,中国海油在生产海上无人平台数量占比约为10.4%。国内,海上无人平台也大多为简易井口平台,平台上设备设施较少,处理流程简单。无人平台大都通过周边中心平台远程遥控实现^[6]。无人平台多为井口平台,平台上长期无人驻守,采用周边依托的平台进行远程控制+定期巡检的模式。另外,在台风期间或军事演习期间,一些有人平台也会短时间内采用远程遥控的方式生产,正常情况下平台上有人驻守,仅在台风或军队演习期间切换到远程控制模式,实现陆地控制中心或海上控制中心对海上平台设施进行远程控制。

对比国内外海上无人平台,发现主要在无人平台数量、平台自动化与数字化水平、设备可靠性、远程遥控水平、决策点位置和登平台方式等几方面的差异。通过



图1 海上无人平台功能架构图

对标差距,找到未来的改进方向主要以下几方面:①工艺流程和总体布置优化;②提高平台自动化水平和远程监控水平;③提高设备可靠性加强设备状态监测与故障诊断;④研究新的登平台方式;⑤探索平台生产大数据应用。

2.2 无人平台发展趋势

近年来,随着自动化和通信技术的发展,为了进一步降低生产运营成本,提高平台自动化水平和生产管理效率。国内外知名的自动化、咨询与工程公司都在积极与全球各大油公司合作,开展海上无人平台的方案研究与设计工作,在原有简易无人平台设计理念的基础上,开展新型无人平台的方案研究与概念设计工作。海上无人平台的应用范围已经由简易井口平台逐渐扩展到常规井口平台、中心平台、甚至 FPSO 和半潜式生产平台。

随着科技的发展,海上无人平台的自动化、数字化和智能水平将不断提高,无人平台规模和适用范围在不断扩大,平台设计越来越先进,无人平台上大部分生产数据、设备运行状态和视频监控信息都可以传输到远端的控制中心进行集中监控和操作,并且平台的控制操作与决策点逐步从海上往陆地控制中心转移。未来,无人机、机器人、无人艇、预测性维护、数字双胞胎^[7]、大数据、云计算、人工智能等新技术也会应用在无人平台的设计与操作运维中。

未来海上油气田开发生产模式总的趋势是不断扩大无人平台范围,从简易井口平台推广到常规井口平台,由易到难,以点带面,逐步实现井口平台无人化,中心平台/FPSO/半潜生产平台少人化。未来海上油气田开发模式将发生转变,采用少人中心平台/FPSO/陆地终端+无人井口平台、水下井口的开发模式^[8]。

3 设计目标与思路

3.1 设计目标

海上无人平台的总体设计目标是要安全可靠和降本增效。海上无人平台的设计目标是要大幅提升海上平台自动化与数字化水平,实现远程集中监控与操作、多专业协同作业和远程辅助支持。通过技术创新和设计理念的转变,改变现有海上油气田生产操作方式,减少海上生产操作人员和现场操作工作量。设计目标主要包括以下几方面:

- ① 最简化工艺和设备;
- ② 最少化压力等级分界;

- ③ 最简化放空和排放系统;
- ④ 最小化泄露可能性;
- ⑤ 最少化人员参与;
- ⑥ 最大化可靠性;
- ⑦ 最少化维护和返修;
- ⑧ 最少化检验;
- ⑨ 最小化库存;
- ⑩ 最小化直升机飞行与船舶航行。

3.2 筛选原则

海上油气田开发方案研究比选阶段,在选择采用无人平台方案过程中要结合海上油气田的油藏特点,油品物性、平台规模和功能、平台井数、工艺流程、设施的生产年限、自动化和信息化水平、环境条件、周边依托条件、物流情况、操作维护工作量、通信方式、物理位置等实际情况,进行综合分析,确保设计方案的合规和可实施性。海上油气田开发生产采用无人平台时应遵循以下的筛选原则:

油藏特点:油藏复杂性低,开发方式简单;

平台功能:生产流程简单、动设备少(主要指旋转类机械设备)、自动化程度高、与远程操作站光纤通信;

位置水深:周边有依托的中心平台或离岸较近,非本区域物流和供电枢纽平台,水深 120 米以内;

操作维护:钻修井作业频率低,日常操作维护工作量小^[9]。

3.3 设计思路

在海上井口平台无人化设计过程中,对于不同规模和特点的海上生产设施,要理清脉络,分清类别,对于已建平台无人化改造和新建平台的无人化设计要区别对待。无人平台的主要目的是降本,智能油田主要目的是增效。对于已建井口平台无人化改造,应尽量减少改造工作量和改造费用,主要考虑通过改造降低操作成本。新建平台设计时要考虑未来数字化和智能化的需求,在考虑远程操作的同时,降低投资和操作费,并兼顾数字油田和智能油田需求,满足无人化、数字化、智能化总体规划,为智能油田打好基础。

4 海上井口平台无人化改造案例

4.1 平台概况

根据 3.2 节的筛选原则,经过对某海上气田群生产平台进行分析与筛选,确定了目标井口平台作为无人化

改造试点。

该井口平台位于中国南海海域，平台区域水深约 67m。该海上平台为 4 腿导管架钢结构固定平台，设有二层甲板和直升机甲板，2006 年投产，平台共设有 10 个井槽，现有开发井 9 口，距离周边的中心平台 5.4Km，平台上生产电力和通信通过来自中心平台的海底复合电缆提供来。

平台上设有独立的控制系统，正常情况下由本地操作与控制，台风模式下，可在陆地终端进行简单远程遥控。如果要实现无人化，目前现场生产数据监测还不全面、部分阀门与设备不具备远程操作功能、无完整的智能仪表管理软件、视频监控覆盖不全、通信带宽与可靠性需要提高、防钓鱼与防非法侵入措施不完善。

4.2 无人化改造思路

按照 3.3 节的设计思路，对于老平台无人化改造，应尽量减少改造工作量和改造费用，通过无人化改造后降低平台操作费，提高气田的经济效益。

基于平台自动化与远程遥控现状，以实现平台无人值守和巡检周期 1 个月为目标，提出适合的改造措施和方法以满足平台无人值守的生产和操作要求，最终实现井口平台无人化和具备远程遥控复产功能。

4.3 无人化改造方案

本项目改造内容涉及平台工艺公用系统、水消防安全系统、机械设备、电气设备、仪控系统、视频监控与通信系统。具体的改造方案为

- ◎ 增加现场检测点与远程遥控功能；
- ◎ 现场泵、阀门等设备增加远程启动功能；
- ◎ 新增远程遥控复产功能；
- ◎ 增加 HART 管理软件与硬件；
- ◎ 增加视频监控摄像头；
- ◎ 增加 1 套数字微波作为通信备用路由；
- ◎ 改进现有防钓鱼和防非法登临措施；
- ◎ 远程控制中心位于周边的中心平台；
- ◎ 增加现场监测点。

通过以上无人化改造方案的实施，实现了平台无人值守、巡检周期 1 个月，可在周边中心平台和陆地终端远程遥控的目标。无人化改造后的平台远程遥控控制系统框图如图 2 所示。并且通过本次无人化升级改造，也为未来整个气田群数字化和智能化打下了基础。该平台实现无人化后，每年可节省 300 多万元操作费。另外，降低了海上平台操作费后，可以延长气田群经济年限，增加天然气累产和经济效益。

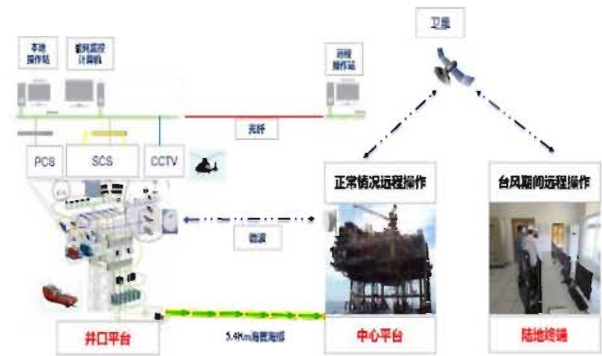


图 2 平台远程遥控控制系统框图

5 结语

海上井口平台的无人化和中心平台的少人化是未来发展的趋势。大力推进海上井口平台无人化是油田企业提高核心竞争力和加快自身发展的必然要求。

本文介绍了海上无人平台的定义与功能，通过分析研究海上无人平台的现状与发展趋势，对比国内外海上无人平台差异，给出了海上无人平台设计目标、筛选原则与设计思路。通过对试点井口平台进行无人化方案设计探索和实践，总结了一套适用于海上井口平台无人化改造方案设计的思路与内容，为今后的海上井口平台无人化方案设计工作积累了经验，为进一步扩大海上井口平台无人化范围奠定了坚实的基础。

参考文献

- [1] 王春升,张理,王红红等.海上无人驻守井口平台设计规定:Q/HS 3024-2012[S].北京:中国海洋石油总公司,2013.
- [2] Rambøll. UNMANNED WELLHEAD PLATFORMS - UWHP SUMMARY REPORT: ROGC-Z-RA-000027 [R]. Norway: Oljedirektoratet Norway, 2016.
- [3] 唐广荣,陈绍凯,徐海波,何骁勇等.赴挪威和英国开展海上油气田无人化和智能化调研总结报告[Z].北京:中海石油有限公司,2018.
- [4] 李良.海上无人操作式平台的设计[J].中国海上油气(工程),1993,(2):57-59.
- [5] 王春升.海上无人平台的应用分析与设计建议[J].中国造船,2009,50 Special.
- [6] 徐洪才,高万萍.渤中34-4WP无人平台遥控系统分析[J].中国海上油气(工程),2000,3(5).
- [7] Kongsberg. Digital Twin in oil and Gas installations [Z]. Norway: Kongsberg, 2018.
- [8] Aker Solutions. Unmanned Platform Facilities [Z]. Norway: Aker Solutions, 2018.
- [9] ABB. Unmanned Installations for offshore oil and gas installations: OPP_18_2616526_AJ1 [R]. Norway: ABB, 2018.

功图量油技术研究与应用

周娜*, 孙辉, 王维强, 杜伟, 顾静, 尚岩

(中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东 东营 257000)
zhouna215.slyt@sinopec.com

摘要: 本文针对常用功图量油模型存在的问题, 结合油田实际, 开展了稀油及稠油正常工况功图量油模型的研究及应用工作, 采用有效冲程法建立了功图量油系统, 进而开发了功图计产系统, 功图诊断的计产技术和大数据技术的进一步应用使得量油模型的适用性、准确性得以提高, 误差得以减少。通过本系统的使用, 有效的降低了人工劳动强度, 缩短了异常井发现时间, 提高了油井开井率, 为智能生产优化提供了数据支撑。
关键词: 功图量油模型; 有效冲程法; 数据服务

Research and Application of Work Diagram Oil Measurement Technology

ZHOU Na*, SUN Hui, WANG Weiqiang, DU Wei, GU Jing, SHANG Yan

(Petroleum Engineering Research Institute, Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, 257000, China)

Abstract: Aiming at the problems existing in the commonly used work diagram oil measurement model and combining with the practical situation of the oil field, this paper carried out the research and application of work diagram oil measurement model of thin oil and thickened oil under normal working conditions. The effective stroke method were applied for establishing the work diagram oil measurement system and developing the work diagram output measurement system, especially the functions of work diagram diagnosis for production and big data technology, the applicability and accuracy of the oil measurement model are improved and the errors are reduced. Through the use of this system, the manual labor intensity is effectively reduced, the abnormal well discovery time is shortened, the well opening rate is improved, and which provides the data support for intelligent production optimization.
Keywords: Work diagram oil measurement model; Effective stroke method; Data services

0 引言

功图量油技术是一个不断发展的过程, 主要经历了以下五种方法: 拉线法、面积法、液量迭代法、有效冲程法和综合诊断法。目前拉线法、面积法等已经被生产实际淘汰, 有效冲程法已在各大油田逐渐得到大规模应用^[1-3]。该方法借助计算机计算各级抽油杆柱截面处和泵的载荷及位移, 得到反映真实工况的示功图, 并求出柱塞的有效冲程^[4]。

随着胜利油田对采油管理区进行的“四化”改造,

各类数据获取及时、丰富, 功图计产技术得以获得推广应用。但是现有的功图计产软件为外部引进, 且主要针对稀油正常工况, 稠油工况误差较大; 软件计算参数主要从本地库调用, 当数据发生改变时, 软件的实时性、准确性得不到保障; 另外, 计产软件需要在各采油厂进行单独安装部署, 系统升级不便, 难以满足实际应用中系统与数据松耦合、服务化需求。

本文结合油田实际, 针对油田现有功图计产软件存在的问题, 基于有效冲程法, 开展了稀油及稠油正常工况下功图计产模型的研究及应用。

作者简介: 周娜(1983-), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为数据库开发; 孙辉(1970-)男, 博士, 高工, 研究方向为采油工程信息管理; 王维强(1972-), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为数据管理。

1 计产模型研究

针对稀油及稠油正常工况开展分工况计产算法的研究，可为智能生产运行应用提供更为准确的数据支撑。

1.1 稀油计产模型研究

以应用成熟的功图量油软件为基础，分析其原理及实现方式，结合应用中的问题，进一步优化，实现了功能提升，研发替代。主要步骤包括：

(1) 计算算法分析：针对有效冲程计算方法开展分析，研究自动计产与手动计算相关逻辑；

(2) 有效冲程计算：寻找进液点、功图点对初始化、液量计算等；

(3) 环境搭建测试：服务器上搭建一套测试环境，进行功能初步测试与验证。主要流程如图 1 所示：



图 1 计算流程图

利用生产数据，通过计算分析发现，总体上误差较小，如图 2 所示。建立的模型可以满足应用要求，能够实现引进软件的代替。

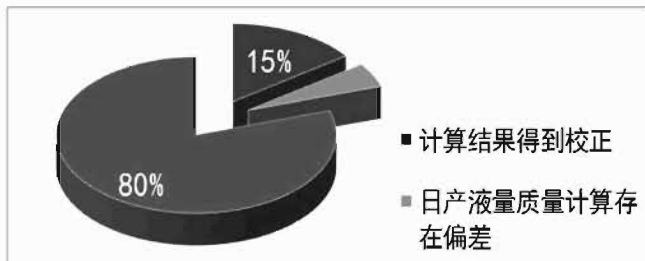


图 2 结果对比分析图

1.2 稠油计产模型研究

利用有效冲程法来计算油井产液量的关键是在已知的油井地面功图中确定阀开闭点进而求有效冲程^[5]。该方法具体包括以下步骤：确定载荷基准值，从示功图的点中对选取阀开启点，逆向读取示功图点对，求取平滑

度集合，选取阀闭合点，计算有效冲程和油井产量。见图 3。



图 3 稠油功图计产原理图

针对新春采油厂春风排 601-20 区块开展了不同类型功图有效冲程选取方法探索，确立了功图计量选取有效冲程的标准图版，开展了井口计量标定与人工计量误差的对比分析。经实际应用，结果表明稠油模型的准确度达 76.1% 以上。图 4 为该区块实际计算效果分析。

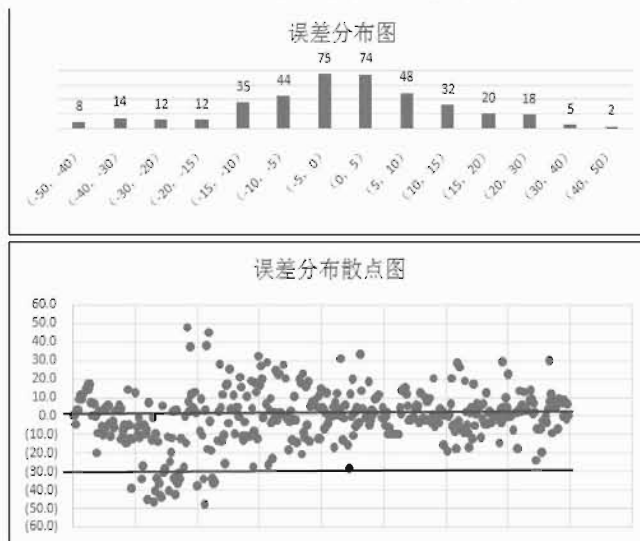


图 4 计算效果分析图

2 系统设计及开发

2.1 系统整体架构

系统架构为面向服务及服务的组合调用，如图 5 所示。

数据层基于生产指挥系统，建立在生产指挥系统所提供的接口之上；业务组件层建立了一些独立的组件比如算法、访问各种数据库的组件、读写通用组件等等；服务层将一个或多个组件包装成服务，



图5 功图量油系统架构

并定义了各服务的访问接口；业务层基于服务层建立，便于业务扩展与修改；表现层是功图计量和网站，通过调用下层服务和组件来构成。

系统计产过程的配置是由配置服务来读取和修改的，算产的启动也是通过算产服务提供的接口来控制的；管理用户的权限采用 AD 服务认证。

2.2 数据访问方式研究

既有系统采用的数据访问方式是每套系统需要安装一个独立的数据库，这些库定时从实时库、源头库中更新记录，系统直接访问数据库获取数据进行计算。在本系统的研发过程中，考虑到系统部署灵活性和底层数据安全性，采用了服务封装的方式，通过服务接口进行数据访问。通过开发服务接口，实现了与生产指挥系统的数据实时传输。系统设计了数据层，实现计产系统与底层数据库及后台文件的解耦，将数据的读写封装成相对独立的服务，调用这些服务就可以进行数据访问。

这种数据访问方式具有可重用、松耦合、服务接口定义明确等特点，服务是独立的、自包含的请求，在实现时它不需要获取从一个请求到另一个请求的信息或状态。服务不依赖于其他服务的上下文和状态，当产生依赖时，它们可以定义成通用业务。流程、函数和数据模型；系统基于公开的 W3C 及其他公认标准，采用第一代 Web 服务定义的 SOAP、WSDL 和 UDDI 以及第二代 Web 服务定义的 WS-* 来实现。

2.3 功图计产系统开发

考虑到油田需要计产的油井数量较多，地域分散，且对数据保密性要求较高，系统开发采用了服务封装方

式，具有数据访问便捷，数据安全可控，部署灵活等特点，较好的实现了系统建设的目的。系统的功能主要通过功图计产服务、配置服务及数据库查询服务的调用进行了实现，利用 WCF 完成各个服务的封装，未来扩展的服务可以采用各种语言，只需提供明确的接口即可；查询网站基于 silverlight 制作，通过调用各种底层服务来获取信息。

(1) 功图计产服务

功图计产服务作为 windows services 在后台运行，同时也提供接口供外界调用，例如运算的起停，配置文件的更改。服务的行为都是由配置服务提供的，读入数据通过调用生产指挥系统提供的服务，访问数据库都是通过数据库访问服务来完成。可以通过修改配置文件来更改计产服务的行为，每个计产服务可以配置一个或多个管理区的功图计产活动；功图计产服务可以配置多个管理区的功图计产运算，对每个管理区定时启动计算线程，计算线程包括读入参数、运算、回写结果、将结果写入本地、线程结束。

(2) 配置服务

功图计产的行为都是由配置文件来决定的，而配置文件就是有配置服务来维护的。配置文件的更改只有通过 AD 认证的管理员来完成。

(3) 数据库查询服务

本系统中使用专门的数据库查询服务来完成跟数据库的交互，不直接访问数据库。查询网站通过调用数据库查询服务、配置服务、功图算产服务来完成所有的功能。

2.4 部署方式优选

胜利油田目前单井功图采集每天 48 幅，需要进行算

产的油井数量多,综合计算量大。原有的计产系统为独立部署,每套系统需要单独配置一个 oracle,通过读取数据库中的记录来计产,不能实现动态配置,且对数据库依赖性极强。

通过采用分布式部署,可以灵活配置算产服务,实现同时计算一个或多个管理区的功图数据,满足多个管理区、大数据量的计算需求。目前系统通过数据库接口服务实现对底层数据的访问,同时也有有效的保护了底层数据的安全,且系统部署可以实现动态配置,在不同的管理区灵活的配置相关的系统服务。整个部署方式如图6所示:

系统运行后,会安装计产服务,自动将本服务注册为 windows service。如果要卸载,只需要按卸载计产服务按钮。通过将计产服务注册为 windows service,遇到系统重启,服务会自动启动。

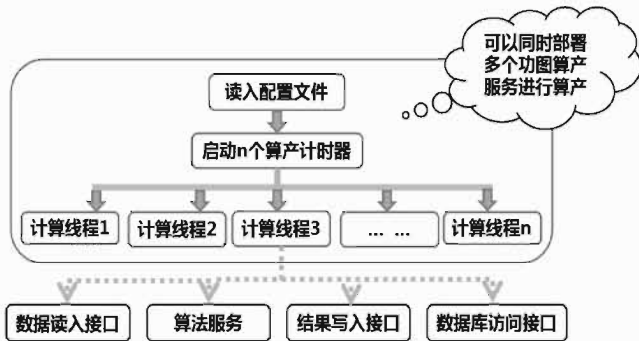


图6 部署方式

3 系统应用情况

该系统目前已在胜利油田 80 余个管理区共计 20000 余口井进行了推广应用,在油田各采油厂、油公司共 26 台服务器上进行了部署,实现了单井日产液量的连续、实时、自动计量,满足了油田生产现场应用的需求,如图7为某采油厂的系统运行界面。该系统的开发部署,全面替代了引进软件,系统运行无故障率达 99.1%。

该系统泵径、冲程、冲次等基础数据均为源头采集,数据准确性高,有效的降低了产量计量误差,为开展产量对比分析及单井潜力分析提供了基础。通过对系统实际运行的测试、跟踪,稀油计算准确度 87.2%,稠油计算准确度达 76.1%。实时监控预警;通过开展基于功图诊断的计产技术研究应用,进一步提高计产精度;在计产大数据的基础上逐步实现基于实时数据的有杆泵生产参数优化。

4 结论与建议

本项目针对目前常用功图计产软件模型单一、缺乏

自主可控、未能充分利用数据资源等问题,结合胜利油田实际,开展稀油和稠油正常工况功图计量计算模型研究。

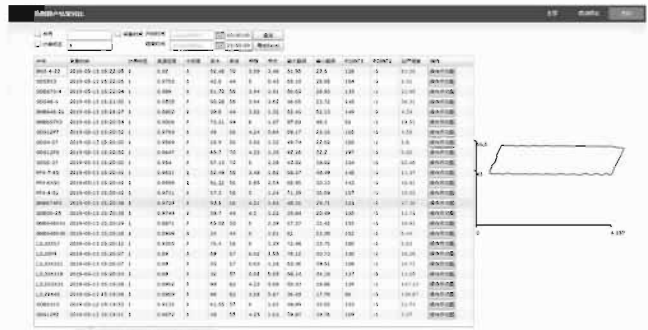


图7 某采油厂功图量油系统

通过功图计产系统在油田的推广使用,有效的降低了人工劳动强度,缩短了异常井发现时间,提高了油井开井率,为精细化管理提供数据支持。

在系统部署推广过程中我们也注意到,计产系统的故障发现与诊断对于系统的正常运行有重要的意义,计产精度也有提升空间。下一步我们将开展计产故障报警与诊断分析,实现对海量计产数据的实时监控预警;通过开展基于功图诊断的计产技术研究应用,进一步提高计产精度;在计产大数据的基础上逐步实现基于实时数据的有杆泵生产参数优化。

通过功图计产系统在油田的推广使用,有效的降低了人工劳动强度,缩短了异常井发现时间,提高了油井开井率,为精细化管理提供数据支持。

在系统部署推广过程中我们也注意到,计产系统的故障发现与诊断对于系统的正常运行有重要的意义,计产精度也有提升空间。下一步我们将开展计产故障报警与诊断分析,实现对海量计产数据的实时监控预警;通过开展基于功图诊断的计产技术研究应用,进一步提高计产精度;在计产大数据的基础上逐步实现基于实时数据的有杆泵生产参数优化。

参考文献

- [1] 杨瑞,王永全. 功图法计量技术在长庆油田的应用[J]. 油气地面工程,2010,(2):55-57.
- [2] 铁成军,燕云等,长庆八厂功图计量系统校正方法研究与应用[J]. 石油工程技术,2011,3: 57-59.
- [3] 王伟,杨若谷等,大庆油田提高功图量油精度的研究[J]. 石油工程技术,2011,9: 56-58.
- [4] 杨伟,功图法在油井产量计量重点应用研究[J]. 中国工程机械学报,2011,4(3): 4-8
- [5] 和雷,功图量油在敖南油田的适应性分析[J]. 内蒙古石油化工,2011,11:45-46

非插输管道泄漏在线监测技术应用及效果评价

雍硕*, 李曙光, 毛志高, 庄号, 陈康林

(中国石油长庆油田分公司第三采油厂, 宁夏 银川市 750006)
ys3_cq@petrochina.com.cn

摘要: 输油管道泄漏监测是对原油输送过程的实时监测, 一旦管道发生泄漏, 监测系统可以迅速报警、定位, 这样以来突发事件就可以得到及时处理, 同时也能降低事故损失。目前常用的输油管道泄漏监测技术主要有负压波法、流量平衡法、压力梯度法和人工智能法。通过对比几种在用的管道监测软件, 本文提出可以利用现有办法采集到的管道数据建立 3D 建模泄漏在线监测系统。在验证过程中, 3D 建模采用稀疏波、模拟仿真等技术, 比负压波法、流量平衡法、压力梯度法响应时间短、定位准确、但投资较大, 在自主研发的系统上可借鉴应用。如何降低成本、提高精度是未来需要进一步探究的问题。

关键词: 非插输; 管道泄漏; 泄漏监测; 效果评价

The Non-Insert Pipeline Leakage On-line Monitoring Technology Application and Affect Assessment

YONG Shuo*, LI Shuguang, MAO Zhigao, ZHUANG Hao, CHENG Kanglin

(Petrochina Changqing Oil Field Company Production Plant No.3, Yin Chuan, China)

Abstract: Crude oil transmission pipelines leakage monitoring is real-time monitoring of the process, once the pipeline leakage, quickly alarm and positioning can be done by monitoring system, so that incident can be handled in time, as well as reducing accident loss. At present, these techniques is used to monitor the oil pipe leak, such as negative pressure wave method, the flow balance method, pressure gradient method and artificial intelligence method. By the comparison of applied several pipeline monitoring software, the pipeline data which is acquisited by existing measures method is used to establish 3D leakage online monitoring system, in the process of verification, compared to the negative pressure wave method, flow balance method, pressure gradient method, 3 D modeling applied sparse wave and simulation technology with the features of short response time, accurate positioning, large amount of investment, which can be referenced in research and development of independent system. How to reduce cost and improve the precision is the research indication for future.

Keywords: Non-insert transport; pipeline leak; leak detection; effect evaluation

0 引言

原油输送管道如果发生泄漏, 将会导致原油损失、环境污染等一系列不良后果, 巡线、停产、抢险、补漏, 需动用大量人力、物力, 花费大量时间, 其投资非常巨大。如果对输油管线运行情况进行实时监测, 迅速准确地判断出泄漏位置, 就能使突发事件得到及时处理, 使损失

降到最低限度。

1 常用管道泄漏监测技术简介

1.1 负压波法

负压波法是利用管线两端监测到的泄漏现象所产生

作者简介: 雍硕, 男, 中国石油长庆油田分公司第三采油厂, 从事油田开发、数字化管理工作。

的负压波及其时间差、流量特征等进行泄漏监测和定位的方法。

当管道发生泄漏时，管内输送的流体在内外压差的作用下，在泄漏处立即会产生因流体物质损失而引起局部流体密度减小进而引起管道内出现瞬时压力降低，这个瞬时的压力下降作用在连续流体介质上，作为低压波源通过管道和流体介质向泄漏点的上下游以声速传播。当以泄漏前的压力作为参考标准时，泄漏时产生的压降波就称为负压波。其传播速度在管道和输送流体中并不相同。设置在泄漏点两端的压力变送器采集到负压波信号，并根据两端采集压力波的时间差就可以确定泄漏程度和泄漏位置。如图 1，负压波监测原理示意图。

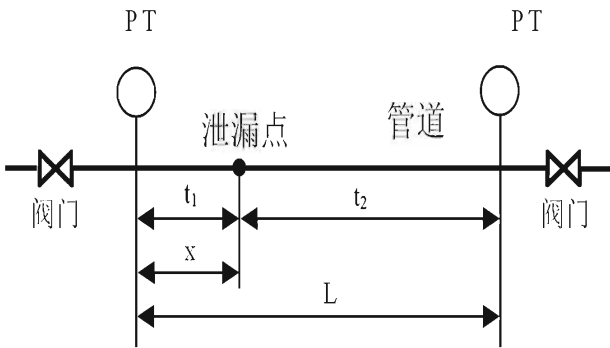


图 1 负压波监测原理示意图

由图 1 可容易推导出泄漏点位置公式 (1)：

$$X = [L(v - u_0) + (v^2 - u_0^2) \Delta t] / 2v \quad (1)$$

式中：x—泄漏点距上游压变的位置，m；

v—原油中负压波的传播速度，m/s；

u₀—管道中原油流动速度，m/s；

Δt—负压波信号到达上下游变送器的时间差，s；

L—管道长度。

注意事项：负压波传播速度并非常数，与管壁弹性、摩擦系数、液体体积系数有关，需排除管道首末站启停泵、阀门调节等操作引起的负压波。

1.2 流量平衡法

流量平衡法又叫输差法。当管道泄漏时，管道的输入、输出端必然出现流量差造成物质的不平衡，根据物质的不平衡来判断是否发生泄漏。在测出正常工况下，管道出口与入口的瞬时流量差值，利用大数据分析差值规律，实际监测的首末站流量差大于流量阈值时则判断管道是否发生了泄漏。如图 2，大数据分析流量阈值示意图，阈值公式如式 (2)。

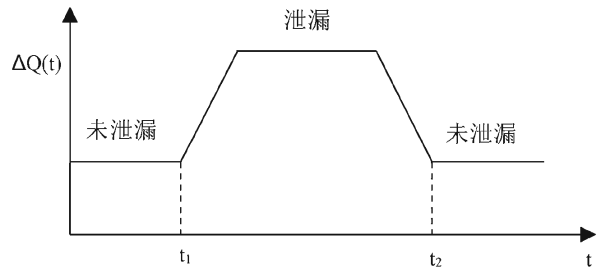


图 2 大数据分析流量阈值示意图

$$\Delta Q(t) = Q_i(t) - Q_o(t)$$

$$\varepsilon = \max | \Delta Q(t) | \quad (2)$$

式中：Q_i(t)—首站流量；

Q_o(t)—末站流量；

ΔQ(t)—流量差；

ε—阈值。

1.3 压力梯度法

在正常输送工况下，站间管道的压力坡降呈斜直线，当泄漏发生时，漏点前流量变大，斜率变大，漏点后流量变小，斜率变小，从而使压力坡降图变化呈折线状，由此可实现泄漏点的定位，但为了能找到更能反映实际情况的非线性压力梯度分布，需建立反映管道沿程热力水力变化的热力水力模型，可以作为辅助方法，如图 3 所示。

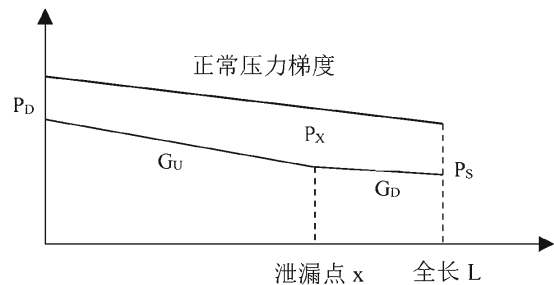


图 3 压力梯度法示意图

管道沿线压力满足： $P_x = P_D - G_x$

则泄漏点 X 公式：

$$X = (P_D - P_S - G_D L) / (G_U - G_D) \quad (3)$$

式中：P_x—首站 X 米处压力；

G—压力梯度；

P_D—首站压力；

P_S—末站压力；

G_U—泄漏点上游压力梯度；

G_D—泄漏点下游压力梯度。

1.4 人工智能法

SVM(Support Vector Machine) 指的是支持向量机。通常用来进行模式识别、分类以及回归分析。

神经网络具有模拟任何连续非线性函数的能力和从样本学习的能力。现场利用泄漏信号特征指标构造神经网络输入矩阵,建立对管道运行状况进行分类的神经网络模型以检测泄漏故障。

统计上,输入和输出的质量流满足一定的平衡关系。在输入和输出的流量与压力均值之间有一定的偏差。通过计算标准偏差,对偏差的显著性进行检验,来判断是否发生故障。

2 管道泄漏监测技术应用

2.1 管道外部环境

泄漏监测管道分布在陕北的黄土高原上,站点、管道密集分布在“五河四库”环境敏感区。(王瑶水库杏子河流域、猪头山水库芦河流域、周河、洛河、宁塞川河、水路畔水库、王庄水库)。

随着油田开发进入中高含水期,管线的腐蚀破损所带来的安全、环保问题日益严峻。仅2016年,就发生原油泄漏事件24起、泄漏面积4314.5m³、泄漏油量45.37m³,处置费用高达430万元,造成了较大的社会影响及经济损失。为了及时掌握运行管道是否发生泄漏,引进并应用管道在线监测技术接入现有SCADA系统以保障环境敏感区管道安全平稳运行。



图5 现场采集仪表

通过在管道特定位置(距离首站5.2公里的放油池)放油,管线全长6.5公里,校核验证负压波法、流量平衡法、压力梯度算法和人工智能模式识别算法以及正常生产工况的判断。

(1) 调节工况实验

分别在首、末站进行启停外输泵、调节外输泵频率等操作,管道泄漏监测系统均能及时、准确判断相应工况。

2.2 实验情况

在监测管道的首末两端搭建用于数据采集、处理的软件系统平台和硬件设备,使用首末站PLC(即:Programmable Logic Controller,可编程控制器)采集监测管道两端压力变送器、温度变送器、流量计、外输泵变频器数据,将采集到的压力、温度、流量、外输泵频率、启停状态等参数传输至管道泄漏监测系统专用RTU(即:Remote Terminal Unit,远程测控单元),由RTU存储成系统所需标准格式传输至监测系统,采样频率10Hz,如图4、图5、图6、图7所示。

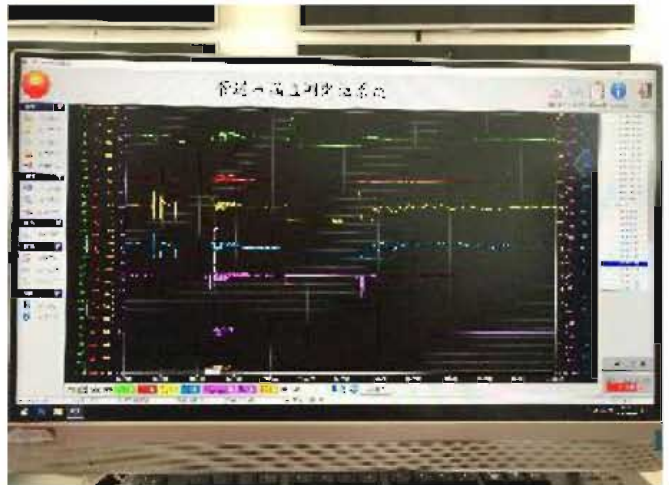


图4 监测软件系统



图6 数据采集系统(PLC)



图7 数据采集系统(RTU)

(2) 放油实验

实验情况:共进行5次放油实验,放油时,阀门开度分别为50%、30%、100%、100%、100%,放油时长分别为5分、8分、4分、14分、15分。最终通过负压波法、流量平衡法、压力梯度算法识别出泄漏,人工智能法需进行深度学习更多的泄漏特征以降低误报率和漏报率。具体实验情况见表1。

表 1 放油实验数据表

测试日期	放油试验	放油时长 (min)	放油口开度	放油时间		放油速度 (L/min)	上游流量 (m³/h)	下游流量 (m³/h)	流量差 (m³/h)	上游压力 (MPa)	下游压力 (MPa)	报警响应时间 (S)	定位距离 (km)
				开始	结束								
2018.9.13	第一次	5	50%	开始	16:55:00	6	9.572	7.521	-2.051	1.285	0.663	310	5.1
				结束	17:00:00		9.571	7.568	-2.003	1.256	0.661		
2018.9.13	第二次	8	30%	开始	17:05:00	3.6	9.522	7.521	-2.001	1.287	0.655	677	—
				结束	17:13:00		9.524	7.554	-1.97	1.262	0.631		
2018.9.13	第三次	4	100%	开始	17:33:00	12	9.522	6.521	-3.001	1.234	0.618	240	5.115
				结束	17:37:00		9.524	6.554	-2.97	1.182	0.633		
2018.9.14	第四次	14	100%	开始	16:20:00	12	10.342	8.175	-2.167	1.458	0.644	878	5.119
				结束	16:34:00		10.343	8.177	-2.166	1.421	0.642		
2018.9.14	第五次	15	100%	开始	16:40:00	12	10.332	7.882	-2.45	1.483	0.642	910	5.029
				结束	16:55:00		10.335	7.885	-2.45	1.461	0.645		

2.3 现场应用情况

由于管道泄漏存在偶然性和长期性，在进行单条管线放油实验后，又引进了3种不同品牌和现有SCADA系统管道泄漏监测软件在不同区域管道进行泄漏监测应用，效果也在持续监控过程中。

(1) 科力达监测系统

2009年、2015年、2016年分别安装了3套科力达KLDHY系列管线泄漏报警定位系统，采用“负压力波法”和“输量平衡法”相结合的互补型管线泄漏监测原理，并对2016年安装的系统进行了5放油验证，系统平均泄漏响应时间2.4分钟，无泄漏位置数据，具体情况见表2。

表 2 科力达系统验证情况表

试验时间	试验地点	压力	排量 (m³/h)	泄漏排量 (m³/h)	放油时间	报警时间	响应时间 (min)	定位距离 (km)
2019.12.21	站点 A	0.68	29	5	11:08	11:11	3	无
2019.12.21	站点 A	0.86	34	3.2	11:26	11:27	1	无
2019.12.21	站点 A	0.86	34	2.3	11:26	11:32	6	无
2019.12.21	站点 B	0.3	22	3.8	14:48	14:49	1	无
2019.12.21	站点 B	0.3	22	1.6	14:53	14:54	1	无

(2) 3D 建模管道泄漏监测系统

为有效降低误报率、漏报率、缩短响应时间以及有效定位，引进管道在线泄漏监测3D建模报警定位系统。

基本原理：采用了3D稀疏波、声波法、模拟仿真技术和流量平衡多种技术相结合的管道泄漏在线监测技术，以管线运行参数为学习调整数据样本，结合管道的管径、壁厚、空间走向等数据建立管线泄漏预测模型，并随着系统运行样本更新数据及其计算预测结果与实际管线运行状态的不断比对，不断的调整完善预测模型；通过监测分析压力、输差、次声波频率等数据，实现泄露报警定位。基本算法见图8。

现场试验情况：

为了验证3D建模泄漏在线监测系统的准确性，自制了泄漏工艺流程，并开展了现场试验。系统泄漏平均响应时间2分钟，定位精度±100m。具体情况见表3。

(3) 自主开发系统

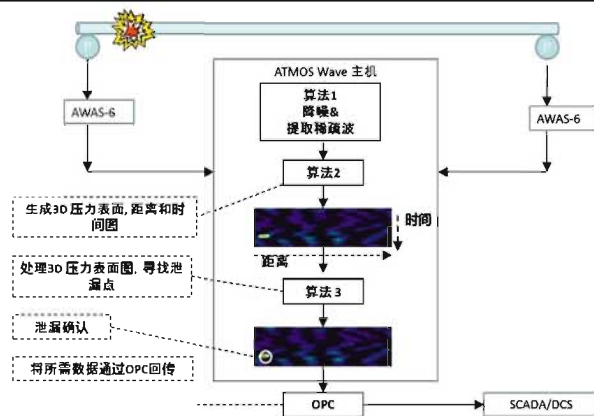


图 8 3D 建模算法示意图

根据负压波法、流量平衡法、压力梯度法、人工智能法基本原理，基于SCADA系统平台数据，在确保经济性、准确性的前提下，仪表采样精度0.1%，采样频率10Hz，建立了管道在线泄漏监控系统，进行试验。

进行试验的管线于2019年4月9日4时47分15秒

表 3 3D 建模技术现场验证情况表

试验时间	试验地点	排量 (m ³ /h)	泄漏排量 (m ³ /h)	放油时间	报警时间	响应时间 (min)	定位距离 (km)
2019.12.21	站点 B	66	2	10:27	10:31	4	6
2019.12.21	站点 B	66	1	11:08	11:10	2	6
2019.12.21	站点 B	76	1.5	15:17	15:19	2	12.99
2019.12.21	站点 C	76	1.2	15:55	15:56	1	12.99
2019.12.21	站点 C	76	0.98	16:11	16:12	1	12.99

发生了泄漏,系统在 4 时 50 分 22 秒由流量平衡法予以报警提示,响应时间 3 分 07 秒。负压波、压力梯度、人工智能法均未进行报警提示,需要进一步完善。

3 泄漏监测系统效果评价

表 4 在用泄漏监测技术效果评价表

序号	监测技术	响应时间	误报率	定位	可靠性	稳定性	技术优势	技术缺陷	投资预算 (万元)
1	负压波法	2.4 分钟	较多	一般	较高	较高	响应较快,定位较准	误报率较高	20
2	流量平衡法	2.4 分钟	较多	一般	较高	较高	响应较快	误报率较高、需要设置准确阈值	20
3	压力梯度法	2.4 分钟	较多	一般	较高	较高	响应较快,定位较准	误报率较高	20
4	人工智能法	无响应	——	——	——	——	可整合其他方法,同时进行监测	需要更多泄漏特征库进行学习	——
5	3D 建模	2 分钟	<3 次 / 月	高	高	高	响应较快、定位准确、漏报率低	投资高,段塞流管段需分段监测	58

(2) 长距离输送:随着输送距离的增加,负压波的衰减和流量参数误差都会大幅增加误报率、漏报率和泄漏定位难度。上下游仪表一般不应超过 10 公里。

(3) 充满程度较低、高差起伏管道:造成无法有效载波,需优选管线和在断流高点补充仪表。

4 结论

(1) 为提高管线泄漏报警和定位精度,现场压力、温度、流量仪表选用高精度、高稳定性变送器。

(2) 为提高泄漏报警及时性、准确性和定位,选用的泄漏监测软件最好提供多种方法进行泄漏分析判断。如:监测软件整合负压波法、大数据分析法、压力梯度法、人工智能法。

(3) 监测软件中对启停泵、调节频率、输油温度变化等正常生产造成的报警应有当班员工确认报警类型功能,以降低误报率。

(4) 按照每个站点的不同工况设置相应参数,分析泄漏的不同特征。如:使用离心泵输油的管线泄漏特征为首末站压力降低、首站流量上升、末站流量下降;使

3.1 效果评价

通过对石油行业的各类管道泄漏在线监测技术的应用情况对比,声波法、光纤法、电缆法投资高,不适用已建管道,且精度与下列监测技术类似,只对比常用方法。

人工智能方法是管道泄漏监测系统用的一次探索,需要进一步深入研究。在验证过程中,3D 建模采用稀疏波、模拟仿真等技术使负压波法、流量平衡法、压力梯度法响应时间短、定位准确、但投资较大,在自主研发的系统上可借鉴应用。具体效果如表 4。

3.2 存在问题

(1) 插输管道:为有效降低误报率、漏报率和泄漏定位,应在插输点设置相应仪表或选取非插输管道进行监测。

用螺杆泵、柱塞泵等体积式外输泵输油的管线特征为首末站压力降低、首站流量不变、末站流量下降等。

(5) 应用流量平衡法进行分析判断时,需建立管线的热力水力模型和设置合理阈值以提高适用性。

(6) 优先选择流态稳定、无断流管道。

总之,负压波法、流量平衡法、压力梯度法是常用的管道泄漏监测方法,由于长庆油田沟壑纵横、地形复杂,输油管道高低起伏,管道内流体容易断流,造成泄漏误报率、漏报率较高、定位困难,监测软件的建模方式、现场参数设置关系到泄漏监测的适用性,需要进一步现场应用研究。

参考文献

- [1] 郭文辉,曾宪云.工业安全与环保,中钢集团武汉安全环保研究院有限公司,2007 年第 33 卷第 2 期.
- [2] 周诗崇,吴志敏,吴明.石油工程建设,中国石油集团海洋工程有限公司和中国石油工程建设公司主办,2003 年 6 月第 29 卷第 3 期.
- [3] 卫磊.靖惠管线泄漏检测系统的分析和优化[D].西安石油大学,2011.

5G 通信技术在地球物理测井方面应用的设想

张羽*, 褚庆军, 董圣飞, 魏静, 白鸽

(中国石油测井公司大庆分公司)
314280688@qq.com

摘要: 为提升测井现场施工作业标准化、科学化水平, 加快测井资料和生产作业信息周转速度, 实现测井人力资源高效共享, 展开了5G通信技术在各个行业的发展与应用进展研究, 分析了测井工程技术对5G通信技术的需求和应用前景。通过以上方法结合地球物理测井行业在远程测井方面的创新经验, 最终设计了5G通信技术在远程交互测井领域应用的方案, 提出了关于测井行业实现5G通信技术应用的建议。本文结合高速数据实时传输实现统一测井平台, 满足个性化、多样化的测井、生产和油田需求, 丰富了技术思路。
关键词: 5G; 网络测井; 远程交互; 数据采集应用中心; 一体化

The Idea of 5G Communication Technology Applied in Geophysical Logging

ZHANG Yu*, CHU Qingjun, DONG Shengfei, WEI Jing, BAI Ge

(Daqing Branch, Logging Company Limited, CNPC, Daqing Heilongjiang, China)

Abstract: In order to improve the standardization and scientific level of logging site construction operations, speed up the logging data and production operation information turnover, and meet logging engineering technical requirements such as efficient logging human resources sharing, the development and application of 5G communication technology in various industries was carried out. By Analyzing the demand and application prospect of logging engineering technology for 5G communication technology. And also combining with the innovative experience of the geophysical logging industry in remote logging, 5G communication technology in the field of remote interactive logging was finally designed, and the suggestions on the application of 5G communication technology in the logging industry were put forward. In this paper, a unified logging platform is established for real-time transmission of high-speed data, which satisfies the technical idea of individualized and diversified logging production from oilfield requirements.
Keywords: 5G; network logging; remote interaction; data acquisition&application center; integration

0 引言

在技术进步和服务升级的不断推动下, 移动通信技术几乎每10年就会取得一次巨大进步。在2012年世界无线电通信大会(WRC-12)上, 随着国际电信联盟无线电通信组(ITU-R)通过了IMT-Advanced 4G地面移动通信规范, 第五代移动通信技术(5G)已经成为通信

学者和行业内最热门的话题。众多国家、组织和学者都积极投身于第五代通信技术的发展和研究工作, 第五代通信技术的发展和應用必将为我国带来新的发展机遇^[1-2]。

与前几代移动通信不同, 5G不仅要服务于电信行业本身, 还要服务于构建信息社会。正如IMT-2020(5G)推进组所述“Information in hand, everything in touch”,

作者简介: 张羽, 男, 1985年生, 工程师, 主要从事石油地球物理测井仪器研发工作。

5G 将为移动互联网和物联网服务, 5G 能够让人们随时掌握各类信息, 并与一切智能设备紧密相连^[3-4]。5G 通信技术应用场景如图 1 所示。

如图 1 所示, 5G 通信技术是万物互联和连接场景的通信技术。在未来, 5G 技术将渗透到家庭、工作、休闲和交通等所有日常生活中。5G 技术将通过光纤宽带提供海量数据, 并且以人们难以察觉的数据延迟时间极大地提升用户体验。5G 技术将能够连接全球成百上千亿的各类电子设备, 并在各种场景中提供一致的、高度同步的感官体验。5G 技术还将能够根据服务特点和用户要求提供智能数据优化, 并将能源和成本效率大幅提高^[5-7]。



从技术应用角度看, 5G 通信技术具有大数据、低延迟、海量设备连接和高质量场景体验等特点, 这些特点确保 5G 技术能够满足未来更广泛的数据和连接业务需要, 有效提升用户体验。数据和连接是信息社会的时代特征。一个由数据、连接传递信息和思想的全新信息石油工业时代也即将随之到来^[8-9]。

在地球物理测井发展的初期, 由于硬件的制约, 测井数据无法实现实时远程传输。近些年快速发展的 5G 通讯技术为网络化测井的实现提供了技术基础。其中, 国外测井系统以斯伦贝谢的 MAXS500、哈里伯顿的 LOG-Q 等为代表, 普遍发展了网络化技术, 大大提升了系统性能。而国产测井装备也开始逐步应用网络化技术, 部分具备了网络化、模块化和平台化的特点。5G 通信技术可以实时把测井数据及其他信息从施工现场传送到控制中心, 操作工程师团队可以在数据中心同时对多个现场进行资料质量控制、数据处理和安全管理。解释工程

师可以对数据的优劣进行判断, 并能够根据实际情况对现场施工进行指导。随着通信技术、电子信息技术的发展和复杂井况测井难度增加, 远程交互测井技术的可行性和必要性进一步提高^[10-11]。

1 测井生产对 5G 通信技术的需求

以往测井生产环节中主要存在两方面问题可以进行优化升级: 一是技术人员调配问题。在现有一线作业队中, 每个小队需要配备 1-2 名工程师来完成数据采集工作, 一定程度上拉高了的人力资源成本; 二是测井资料周转问题。由于技术和安全原因, 现在资料周转单纯依靠车载、局域网等方式送图, 测井资料流转效率低, 给测井资料解释、评价和高效应用测井资料造成了很多不便。

移动通信技术的发展和服务的升级推动了移动通信技术发展, 这一发展必将丰富测井信息服务的内涵, 加快测井信息服务向智慧移动信息服务迈进的步伐, 而 5G 技术的出现则更为智慧测井信息服务提供了发展机遇。尽管目前智慧测井信息服务还存有人才、资金等诸多方面的瓶颈。但 5G 技术的应用已曙光初现, 以万物互联、万物感知、万物智能为目标的第五代通信技术必将推动远程交互测井技术的发展。

远程交互测井技术中, 远程是以本地为参照物来说的。在测井施工现场, 施工方利用具备全功能的最小化的测井硬件设备, 进行地面仪器的功能各种功能的控制, 完成对井下地层信息的采集, 把测井地面仪器采集到的原始数据通过移动互联网远程传送到测井资料采集控制中心, 由控制中心进行数据计算, 质量控制和关键命令的发送。用于现场施工的测井采集设备和绞车进行集成和升级, 实现在测井资料控制中心能够实现与测井施工现场实现场景交互控制。在施工现场, 工程师可以接受控制中心的专家指导进行施工。随着技术的发展, 经过培训, 绞车工程师就能完成测井资料采集的工作。

2 远程交互测井技术的实现

远程交互测井采集系统相对于传统测井采集系统主要增加了现场和控制中心的数据发送(接收)服务。远程交互测井采集系统原理如图 2。



图 2 测井数据采集系统原理对比图

现场和控制中心的数据发送（接收）服务是连接软件系统和现场硬件系统的桥梁。通过5G通信技术实现测井数据可靠的发送和接收，包括数据传输的异步性的处理，及数据的加（解）密工作。

为实现远程交互测井技术，首先需要设计与之配套的测井地面采集系统。该系统需要具有灵活、快捷的仪器扩展配接特点，在软件、硬件设计方面需要采用分立实现的模块化技术。其结构如图3所示。

测井采集过程包括选定工程仪器，记录测井数据，控制仪器工作状态等。在传统的测井流程中，这些操作都是在施工现场完成。如图3所示，在远程交互测井中，选定工程仪器等涉及硬件操作的过程在施工现场完成，其他包括记录测井数据，控制仪器工作状态等，在测井数据采集应用中心（简称采集中心）实现。

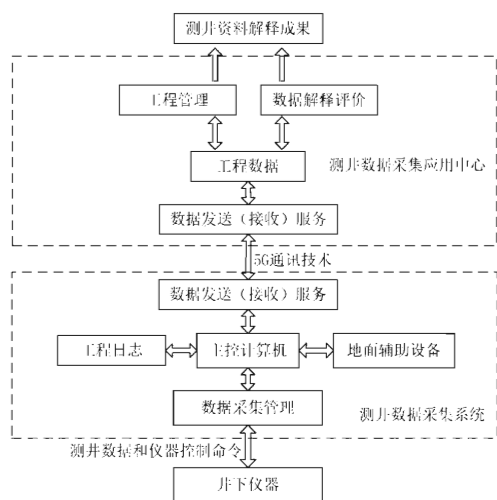


图3 远程交互测井系统结构示意图

数据采集管理负责实现数据交换机的功能。测井软件系统以测井主控计算机为中心，完成测井资料采集，测井工程数据记录和深度校正等功能。在采集中心，启动测井采集软件，对应的数据采集管理程序加载数据发送（接收）服务，负责接收现场的数据采集管理发送的数据，并把命令发送给现场的数据采集管理。采集中心的采集软件系统和现场的硬件系统的无缝对接，完成测井数据的采集和仪器控制。

数据发送（接收）服务是成对使用的，有服务器端和客户端两个模块。现场通过相应的设备连入互联网，获得IP地址，启动数据采集管理，加载服务器版本，启动后，等待客户端的连入。采集中心的数据采集管理加载客户端模块，连接现场的服务器。连通后形成一个数据链路，进行双向的数据传输。此外，采集系统仍然保留传统功能，保证现场可以控制本地的采集软件来完成

数据采集。现场的同一个数据采集管理完成本地数据的传输和远程的数据传输，可以进行同时测井，可以选择接受本地或远程的硬件命令。增加的数据发送（接收）服务，不直接利用标准的网络连接发送和接收数据，可以有效避免数据流传输时序不确定的存在。在发送数据时进行了二次打包，加入了数据的时间、序号和校验等信息，可进行压缩和加密处理，在接收端进行反向处理，恢复数据，并按加入的时序，尽可能的恢复现场的实际状况。

3 应用前景

测井数据量大、专业性强、数据操作过程复杂，是数字化油气藏重要的数据之一。通过应用远程交互测井技术能够解决以往单纯依靠车载送图，磁带拷贝数据流转速度慢等问题，为快速应用测井数据提供硬件条件。提升测井资料周转的时效性、完整性和规范性。远程交互测井技术将推动测井生产行程测井资料的自动采集传输、快速处理分析与综合应用的一体化工作模式，优化生产流程，增加测井生产效率。

实现并应用远程交互测井技术，将对目前地球物理测井资料采集和解释等一系列生产流程产生巨大的影响。具有丰富经验的高级测井技术专家将集中于控制中心，可与测井施工现场进行交互式交流并进行设备操作和控制，测井施工现场只需一般性的技术人员按照控制中心的指令，配合指挥中心技术专家完成现场的资料采集工作。这一理念在业界已经得到了很多专家和部门的注意并开展了相应的研究，有一些已经取得了一些进展。随着我国通信技术的发展，劳动力成本的增加，测井市场的拓展以及套管井和其他电缆测井领域业务（如深层煤及煤层气、环境测量等）的开发，将迫使测井行业对开展远程交互测井技术研究并产业化应用有更加紧迫的需要。

全国各油田都相继开展了勘探开发服务型共享数据中心的构建研究工作。如果测井施工现场应用远程交互测井技术可有效为测井数据一体化工作平台提供数据服务，“测井数据实时传输系统，测井数据库和测井研究工作环境三位一体”的概念将得以实现。

4 结语

通过硬件系统和软件系统分离，利用第五代通信技术接入移动互联网进行测井数据的交换，必将推动远程交互测井工艺的实现，必将拓宽石油地球物理测井行业

全产业工作思路,改变测井生产模式,拓展电缆测井的应用领域。对高级技术人员进行有效集中和生产力再分配,可更有效地促进企业技术方面的创新,提高行业的工作效率和行业利润。

参考文献

- [1] CHEN Shanzhi,KANG Shaoli.A tutorial on 5G and the progress in China [J]. Frontiers of Information Technology & Electronic Engineering, 2018.
- [2] 张平,陶运锋,张治.5G 若干关键技术评述[J].通信学报,2016.
- [3] 陈山枝.发展 5G 的分析与建议[J].电信科学,2016.
- [4] YUAN Yifei,ZHU Longming.Application Scenarios and Enabling Technologies of 5G [J].China Communication, 2014.
- [5] 储节旺,汪敏.5G 环境下移动信息服务创新初探[J].情报理论与实践,2018.
- [6] 付金华,石玉江,王娟,等.长庆油田勘探开发服务型共享数据中心构建研究[J].中国石油勘探,2017
- [7] 杜金虎,杨涛,李欣.中国石油天然气股份有限公司“十二五”油气勘探发现与“十三五”展望[J].中国石油勘探,2016
- [8] 高志亮,高倩.数字油田在中国——油田数据工程与科学[M].北京:科学出版社,2015.
- [9] 丁学英.企业数据中心建设探讨[J].电力信息与通信技术,2007
- [10] 李剑峰,肖波,段鸿杰.中国石化油田企业数据中心总体框架设计[J].大庆石油学院学报,2012
- [11] 胡文瑞.地质工程一体化是实现复杂油气藏效益勘探开发的必由之路[J].中国石油勘探,2017.
- [12] 白庆杰,陈文,陈仕学,等.测井系统智能化发展展望[C].中国石油学会第二十届测井年会论文集,2018

浅析如何融合 5G 技术实现油田高效开发管理

王晨羽^{*}, 田青, 王艳秋, 刘荫琪, 景方阳, 汪云安

(大庆正方科技股份有限公司, 黑龙江省大庆市 163712)
wangcy@dqzfkj.com, tianq@dqzfkj.com

摘要: 本文针对国内外低效油田开采难度越来越大, 效益越来越差, 工人越来越少等问题, 探讨新一代人工智能在高效开发管理上与 5G 技术融合问题, 借助 5G 技术高传输速度, 搭建无线多媒体传感器网络, 实现适应于模式识别的海量音画数据的采集工作; 利用 5G 大带宽、低时延的特性, 实现在线云平台的移动化, 在移动终端上就可以实时完成大数据量分析研究工作, 使地上地下有效形成一体化联动, 油、水井、井组区块总体方案联动综合设计, 5G 技术利用油藏开发大数据人工智能辅助决策系统优化日常管理、措施和总体方案, 提高管理水平, 为油田开发融合大数据人工智能用好 5G 提档升级打好基础。

关键词: 5G 传输; 无线多媒体传感器网络; 模式识别; 高效管理

How to Integrate 5G Technology to Achieve Efficient Development and Management of Oilfield

WANG Chenyu^{*}, TIAN Qing, WANG Yanqiu, LIU Yinqi, JING Fangyang, WANG Yunan

(Daqing Direction Software Technology, HeilongjiangDaqing, 163712)

Abstract: In order to solve the problem of more and more difficult to exploit inefficient oil fields at home and abroad, less and less benefits, and fewer and fewer workers, this paper discusses the integration of the new generation of artificial intelligence with 5G technology in efficient development and management. The acquisition of large amount of picture data adapted to pattern recognition is realized. Using the characteristics of 5G large bandwidth and low time delay to realize the mobility of online cloud platforms, the research of large data analysis can be completed in real time on mobile terminals, so that the integration of the ground and the underground can be effectively formed. The overall scheme of oil, well and well block is designed in an integrated manner, and 5G technology is used to develop large data artificial intelligence auxiliary decision-making system for reservoir development to optimize daily management, measures and overall plans, so as to improve the level of management. It will lay a good foundation for oil field development and integration of large data artificial intelligence with 5G file upgrade.

Keywords: 5G transmission; Wireless multimedia sensor network; Pattern recognition; Efficient management

1 问题提出及概念

国内外低效油田开采难度越来越大, 管理难度大, 且目前还没找到解决该问题的有效途径。亟需分享和融合人工智能、大数据和 5G 快速发展成果解决油田低效开发管理的难题。

在模式识别方向, 以深度神经网络和深度强化神经

网络为代表的新一代人工智能技术已臻于成熟, 但在石油勘探及开发中, 由数据自身的特殊性, 特别是数据结构及内容离实现大规模新一代人工智能落地仍有较大差距。所以导致模式识别技术发展步伐相对缓慢, 近年来我国在油田开发综合数据建设方面, 虽然数据体量增长很快, 但因缺乏数据标注和多存在数据噪声, 这导致数据利用率不高, 真正能够帮助油田指导生产的数据体量

作者简介: 王晨羽, 男, 大庆正方软件科技股份有限公司, 人工智能构架师、首席技术官。

有限；实际借助大数据人工智能分析方法做出的决策和方案并不多见。

随着高传输速度 5G 技术的到来，升级无线传感器网络（WSN）到无线多媒体传感器网络（WMSN）是各行业的重要趋势。采集信息的多样化、完备化，会大大提升模式识别效率，辅助人工智能技术指导油田高效和优化实践，重点解决地面油井智能采集设备的提档升级、井场无供电水井数据采集设备研制、井筒内传感设备的增加和优化等。

随着采集信息的不断增加，建立完整的数据标注系统以及处理非结构化、半结构化数据的底层算法库，将大幅提高数据利用率，可准确定位，指导生产实践。最终形成数据工程、采油工程、油藏工程、地面工程、生产管理、技术管理、信息工程为主体的高效管理平台，如图 1。

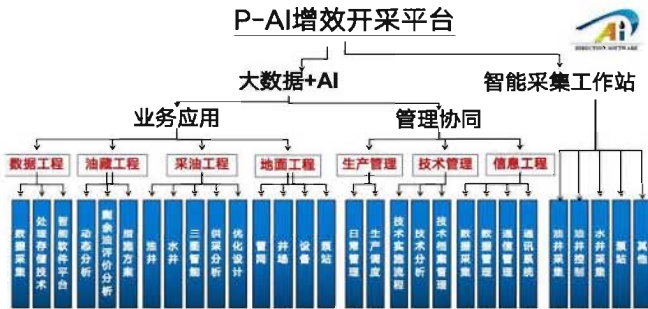


图 1 新一代人工智能油水井高效管理平台

图 1 展示了 PAI 增效开采平台的 29 项必要功能，共同支持地上地下联动策略的形成和优化，为新一代人工智能落地油田工程构建基础。

2 新一代人工智能油水井高效管理平台技术框架

新一代人工智能在油田应用，立足于地面实时采集的大数据驱动模式识别和地下小样本分析与物理控制方程为主的辅助分析。图 2 体现出地上地下协调发展的宏观技术路线。



图 2 技术路线图

随着 5G 技术的到来，传输速度得以飞跃，这让音画数据实时上传及快速识别成为增效管理平台的基础功能。

平台技术框架，包括数据采集、监控及诊断、动态联动智能分析、方案优化设计和系统管理五大部分。

2.1 数据采集

数据采集端融合了 ARM+STM32 架构上位机边缘计算技术，可以直接将矩阵运算写入，达到快速处理，将智能拓展到边缘区域。

2.2 监控及诊断架构

在数据采集的基础上进行实时监控与实时诊断相结合的方式，将计算边缘进一步扩展到最前端。

2.3 动态联动智能分析预测仿真辅助决策控制

以 3 图联动 - 油井控制图（抽油机、电潜泵和螺杆泵等）、水井控制图、油藏分层注水效率控制图联动；8 图（智慧地图、分层管柱图、压力流场等）10 线（水驱特征曲线、含水饱和度曲线、吸水指数等）协同分析，预测仿真辅助决策控制。

2.4 方案优化设计

在大量数据大系统数值优化模型的支撑下，形成以专业知识为中心的知识网络，机器会根据对知识的强化学习，得到与专家经验媲美的最优化决策能力。

2.5 系统管理

在大系统宏观调整的数据驱动要求下，将油藏工程、地质勘探、地面工程等问题转化为大系统控制中的一个环节，这样整体高效注采到局部高效注采，都能够在最短时间内得到最优结论。

2.6 平台架构

在云平台架构中，所有的功能将会以微服务的方式呈现如图 3。云平台采用世界上最先进的 SpringCloud 云技术 + Docker 容器技术，构建一个面对线上线高并发、高吞吐的解决方案；方案采用 MQ 高质量消息总线，提供高质量数据传输；采用世界上最成熟的 RBAC 权限认证方案；基于 Actuator 服务质量监控，保证系统的稳定和强壮。

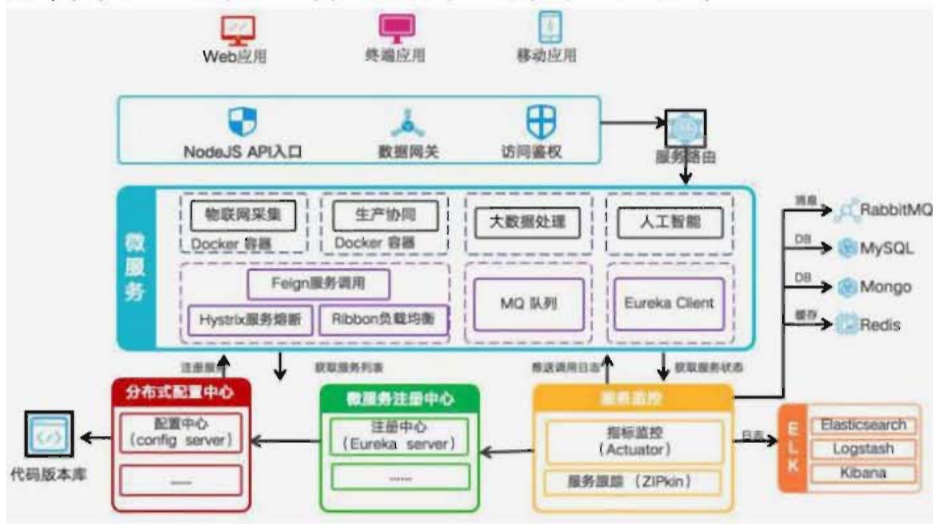


图 3 平台架构图

3 主要技术及理论方法

3.1 地上深度神经网络为主的大数据多媒体数据学习机制

由于地上引入了多媒体无线传感器网络，使得 RCNN 和 FAST-SLOW 等网络得以快速应用，能够在音画数据中实现多模式识别。实现油水井动态诊断、分析。

3.2 示功图动态生成技术

对于传统示功图，大数据量条件下电参和抽油机参数导出的深度双向 LSTM+DENSENE+ XGBoostT 功图快速自动生成技术，可以解决功图在线生成问题。对抽油机实时监控、工况报警、预警起到支撑作用，对实测功图的拟合程度已经能够做到 98%，超过油田要求堪用结果 12%，如图 4。

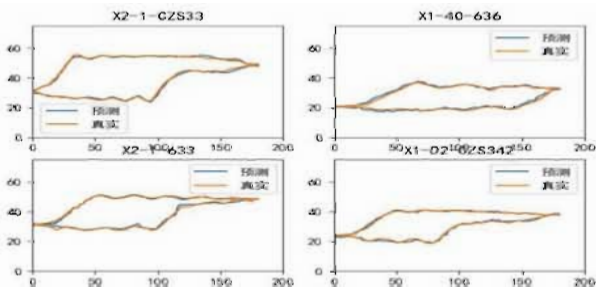


图 4 电参生成功图

3.3 功图诊断和定量计算技术

目前已经能够基于功图自动生成技术，实现 23 类基本工况实时诊断、报警预警，以及通过多模型评价精确计算产液量、流压、断脱位置等 10 项参数。模型结构采用样本生成技术与多模型互相校验机制相结合的方法，

正确率达到 90.16%，其中多模型校验机制大幅减少误报率，让误报工况问题降低到 1.1% 以下。

3.4 功图诊断和定量计算技术

水表滚动数字识别，是利用边缘计算技术如图 5，将最前端水表读数识别出来上传至服务器。解决了高流量消耗的图像传输问题和高功耗的图像处理。并提取出大量训练样本，如图 6。水井采集设备，只需少量供电，即可维持运转。目前识别准确度高于 95%，如图 7 所示。



图 5 电子表边界提取技术



图 6 训练样本集


```

2019-05-27 17:31:42, step = 651184 , Accuracy: 97.00%
2019-05-27 17:31:42, step = 652184 , Accuracy: 97.00%
2019-05-27 17:31:42, step = 653184 , Accuracy: 95.00%
2019-05-27 17:31:43, step = 654184 , Accuracy: 97.00%
2019-05-27 17:31:43, step = 655184 , Accuracy: 99.00%
2019-05-27 17:31:43, 开始测试:
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 97.20%
Test Accuracy: 97.40%
Test Accuracy: 96.80%
Test Accuracy: 96.60%
Test Accuracy: 95.00%
Test Accuracy: 95.80%
Test Accuracy: 94.40%
Test Accuracy: 95.80%
Test Accuracy: 95.20%
Test Accuracy: 96.60%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 95.60%
Test Accuracy: 96.80%
Test Accuracy: 97.20%
Test Accuracy: 97.60%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 95.80%
Test Accuracy: 94.80%
Test Accuracy: 95.20%
Test Accuracy: 97.80%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 96.20%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 96.00%
Test Accuracy: 95.80%
Test Accuracy: 96.40%
Test Accuracy: 97.60%
Test Accuracy: 96.20%
Test Accuracy: 95.80%
    
```

3.5 压力表识别系统

图 7 测试样本集训练结果

压力表表盘识别技术，是基于 RESNET-19 的表盘识别方法，如图 8。

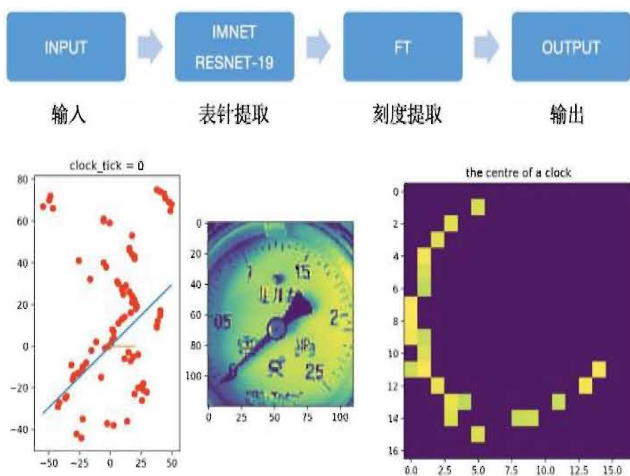


图 8 压力表表盘

4 应用效果

目前已在国内某油田应用，基本满足了无人值守的数据精度要求。对水表识别正确率、功图预测准确度均达到了上线要求。提升人均管理井数 910% 以上，完成独立诊断 50 井，共计 144000 井次诊断，准确率高于 95%。

5 结论

达成新一代人工智能落地石油勘探、开发领域，应将原油的无线传感器网络，替换成无线多媒体传感器网络，依托 5G 技术的高传输速度，为应用级别的模式识别技术打下基础。

新一代人工智能的引入应该从地上和地下两个层面来看，地上依旧以数据驱动为核心，加入强化学习能力。不断提升模式识别准确度。地下问题，应将数据驱动和人工经验及数理方法结合来看，形成多模型反复验证的分析机制，将地下问题的不确定性降到数据信息所能控制的最低范围。

边缘计算技术引入至关重要，边缘计算可以将新一代人工智能技术真正意义上落实到每一口井，形成高效率、低功耗、低成本分布式计算，为油田知识体系建设及升级奠定基础。

基于以上几点，新型的油田软件标准，应该融合传统软件、专业软件、自动化软件，形成在人工智能技术引领下的新软件模式。

参考文献

- [1] 《指针式仪表自动读数识别技术的研究现状与发展》，2018-06，计算机科学，韩绍超；徐遵义；尹中川；王俊雪
- [2] 《机械式仪表自动读数识别的研究》，2018-05，长江大学，李祖胜
- [3] 《水表读数自动识别技术研究》，2016-06，北京理工大学，孙经纬
- [4] 《Feedforward Sequential Memory Networks: A New Structure to Learn Long-term Dependency》Shiliang Zhang, Cong Liu, Hui Jiang, Si Wei, Lirong Dai, Yu Hu
- [5] 《Deep-FSMN for Large Vocabulary Continuous Speech Recognition》Shiliang Zhang, Ming Lei, Zhijie Yan, Lirong Dai
- [6] 《人工智能注采调配及其在孤东油田开发中的应用》，1995-03，石油工业计算机应用，鲍慎毅；高朝晖
- [7] 《油田注水采油系统的建模、优化与控制》，2010-11，天津大学，谢超
- [8] 《基于流线聚类人工智能方法的水驱油藏流场识别》，2018-01，石油勘探与开发，贾虎；邓力军

基于北斗系统的地震采集项目生产运行信息可视化系统研究

申龙斌*, 周霞, 李彩文, 张静, 郑金军

(中石化石油工程地球物理有限公司)
shenlb.osgc@sinopec.com

摘要: 中国北斗卫星导航与定位系统经过三代建设, 服务范围覆盖了“一带一路”沿线国家与地区, 其独有的短报文通讯功能解决了偏远地区的位置监控及关键信息发送需求。中石化地球物理公司的主营业务是国内、国际地震勘探采集, 虽然在地震采集项目的管理方面使用了多种的信息系统和先进的管理手段, 但生产运行分析数据尤其是偏远地区的数据传输报送仍以手工抄送和汇总为主, 缺乏有效的数据传输和可视化分析手段。利用 GPS 和北斗卫星导航定位、北斗短报文通讯技术, 并将整个地震采集项目纳入数据中心管理, 结合 GIS 可视化等技术, 将地震项目施工信息、人员和车辆等信息投放在 GIS 底图上, 并提供多种交互分析工具, 使管理决策层能够实时和可视化地了解施工进度, 提升了决策管理水平。

关键词: 北斗卫星导航与定位系统; 地震采集项目; 地理信息系统; 可视化

Seismic Acquisition Project Operational Information Visualization Research Based on Beidou System

SHEN Longbin*, ZHOU Xia, LI Caiwen, ZHANG Jing, ZHENG Jinjun

(Sinopec Geophysical Corporation)

Abstract: After three generations of construction, Chinese Beidou satellite navigation and positioning system covers the countries and regions along the “One Belt and One Road”. Its unique short-text communication function solves the location monitoring and key information transmission requirements in remote areas. The main business of Sinopec Geophysical Corporation is domestic and international seismic exploration. Although a variety of information systems and advanced management methods are used in the management of seismic acquisition projects, the analysis data for the production and operation data is still by hand, lack of effective visual analysis. By incorporating the entire seismic acquisition project into the geophysical data center, combined with GIS visualization technology, GPS and Beidou satellite navigation and positioning technologies, the seismic project construction information, personnel and vehicles and other information will be placed on the GIS base map, and provide a variety of interactive analysis. The tools enable the decision-makers to understand the project progress in real time and visually, which improve the level of decision management.

Keywords: Beidou Navigation Satellite System; Seismic Acquisition Project; Geographic Information System; Visualization

0 引言

中国北斗卫星导航与定位系统经过三代建设, 服务范围覆盖了中国境内以及“一带一路”沿线国家与地区, 其独有的短报文通讯功能在偏远无手机信号的地区为解决位置监控及关键信息发送的需求发挥了重要作用。

上个世纪九十年代以来, 国际和国内各大石油公司纷纷加快信息化建设的步伐, 在“数字地球”潮流引导下, 提出了“数字物探”的建设理念, 根据本身的管理模式和经营特点, 纷纷提出对数字化的理解并付诸行动^[1]。在地震勘探生产方面实现了野外数据采集、数据管理、模拟分析、经济分析、施工方案设计、现场运行监督整

作者简介: 申龙斌, 男, 中石化石油工程地球物理有限公司信息化专家, 长期从事勘探信息化工作。

个地震勘探生产过程的闭环式一体化管理,通过施工进度数据和地震数据的实时感知、生产过程的实时监控、生产分析的模拟优化、生产运行的智能决策对勘探生产的各个环节进行及时把握,实现从现场到管理部门级再向企业级应用的转变,从而支持跨专业、跨部门的业务协同。

中石化地球物理公司的主营业务是国内、国际地震勘探采集,每年产值数十亿元,现有9家分公司及业务中心,地震队国内38支,国外14支。近年,地球物理公司加大了信息化工作推进力度,各类信息系统、质控系统的研发和应用,有效地提高了施工效率,保障了施工质量。

但是,地震采集项目在生产运行管理中无法做到实时或者及时,尤其是偏远地区的数据传输仍是邮件抄送,管理决策层不能及时和可视化了解施工进度,有待通过信息化手段提升管理水平。

另外,地球物理公司的所有采集项目并没有建立统一的数据库,不利于后期进行生产经营的统计分析,建立统一的数据库是开展经营分析的重要基础,通过生产运行系统的建设,也可以促进生产经营历史数据的完善,促进地球物理公司数据库的建设。

为此地球物理公司开展了生产运行信息可视化的技术攻关,建立公司数据分级分类共享机制,推动信息化服务业务、服务现场、服务管理的水平。

1 问题与需求

地球物理公司施工的地震采集项目大多地处偏远,每天的生产日报需通过邮件、钉钉等多种手段分级上报汇总,内容和格式都不统一,不利于开始统计分析,管理决策层也不能及时掌握施工进度。

为此,地球物理公司的施工人员和车辆在偏远地区配备GPS终端和北斗终端作为定位导航和非常规数据通讯条件下的补充方案,并通过GIS可视化平台,将地震项目的施工情况,人员和车辆的动态等信息,以集成可视化的方式呈现给管理者和决策者,便于生产的统一协调指挥,并指供多种统计分析工具,开展后续的生产经营分析。

涉及的需求主要包括位置信息的集成应用、地震项目的GIS呈现、生产动态的采集与管理等几个方面。

1.1 北斗数据集成和综合应用

1) 车辆信息读取和展示

与地球物理公司正在运行的车辆监控平台的数据进

行集成,读取消息队列^[2]中的车辆实时信息,在GIS平台上实时显示公司所有车辆(包括GPS和北斗终端)的位置和速度等信息。

对特殊业务车辆支持定制化样式区分,如用红色标出危爆品运输车辆。

通过车速值进行车辆运行状态的区分,用加粗文字和颜色标记正在行驶的车辆。

2) 车辆详细信息查询

对车辆的空间属性数据以简洁直观的卡片形式展示。点击车辆,可查询该车的车牌号、所属单位、位置和速度等信息,如图1。



图1 车辆信息集成

3) 车辆轨迹回放

对单独车辆的历史数据进行存储,不同维度交互查询,形成有迹可循的管理方式。

结合地图中的点选,可以设置时间段,查询投放车辆的历史轨迹。

1.2 地震采集项目的GIS可视化

将地球物理公司所有正在施工的地震采集项目以图标的方式投放在GIS平台,用户不需要安装任何软件或插件,直接使用支持HTML5的桌面浏览器即可使用所有功能,如图2。



图2 地球物理公司生产运行系统的主界面原型

1) 地震采集项目统计表

在首页的右上角按单位显示所有项目的汇总统计信息，直观掌握整个公司的生产进度。

2) 生产日报查询

地震工区生产运行动态统计								
生产单位	项目	类型	采集情况 (炮)		工区天气	异常情况	备注	施工队号
			当日采集	完成进度				
胜利	2019年编制完北南高台新炮区二炮	二炮	300	13.82%	小雪转多云		通过分公司开工验收	SGC2101
	惠民区编制完中炮区二炮	二炮	300	15.5%	阴		调整、检测井	
华北	2018年编制完北南高台新炮区二炮	二炮	310	10.98%	晴	无	会编完108时	SGC2102
	道格沙尔采石区新炮区二炮	二炮	90	16.69%	阴	无	通过分公司开工验收	
华东	2019年编制完北南高台新炮区二炮	二炮	113	5.10%	阴			
	高邮采石区新炮区二炮	二炮	365	35.32%	晴			SGC2114
南方	2018年编制完北南高台新炮区二炮	二炮	128	22.51%	小雨			SGC2123
	2018-2019年编制完北南高台新炮区二炮	二炮	365	30.70%	阴			SGC2118
西南中心	林源二炮	二炮	210	11.32%	阴			SGC2131
	碧流区域二炮	二炮	97	19.22%	晴	无	通过分公司开工验收	SGC2137
北京	西藏新井 Sukkur 区二炮	二炮	98	4.92%	阴		开始钻井	SIN0362
	沙特602A-2D	二炮	46	17.51%	阴转晴			SIN0351
北京	2018年编制完北南高台新炮区二炮	二炮	26	9.89%	大风			SIN0312
	湖南工区编制完二炮 (川北西辽西)	二炮	34	18.82%	阴			SGC2139

图3 项目生产日报查询

默认查询当天的生产日报，及时了解项目进度、天气、施工简况等，协调指挥安排生产。也可以选择历史上的某天，查询以前的生产日报，如图3。

3) 项目的生产进度曲线图

以折线图的方式呈现项目的设计炮数和实际炮数等重要的生产进度指标，如图4。



图4 项目生产进度曲线

4) 项目卡片

当地图放大到一定层级后，显示项目的施工边界，包括满覆盖边界、炮点边界和检波点边界。

在GIS地图上可单击查询地震项目的基础信息卡片，包括施工队号、工作量、开始时间、项目经理、联系方式等。

5) 在高清遥感地图上显示炮点和检波点数据

在项目开工前，提前在GIS服务器上缓存施工范围内的高清遥感影像数据。当地图放大到一定层级后，显示所有炮点和检波点，用醒目的颜色标出施工进度。

1.3 地震采集动态信息管理技术研究

建立业务数据库，根据实际业务需求创建数据表，

作为项目系统的部分数据源。将项目数据、日报数据、SPS文件、地震队信息等存储零散、格式不一、管理难的现状彻底改变，形成标准化、统一化的存储与管理规范，为后续的生产经营分析提供可靠的数据基础。

(1) 地震项目基础信息维护

一个地震采集项目需要记录如下信息：项目名称、施工年度、施工队号、施工类型、二维设计炮数、二维测线条数、三维设计束线数、三维设计炮数、三维满次面积、计划施工周期、录入人、审核人、录入时间等。

另外，还要包括项目的“空间坐标”数据项，用于GIS中的投放定位，系统支持北京54六度分带、WGS84度、WGS84度分秒三种格式的坐标数值。

(2) 日报数据的录入、历史日报数据的导入

主要包括项目名称、填报日期、当日生产炮数、生产状况、累计完成炮数等。

(3) SPS数据导入功能

通过SPS数据导入，更新工区的炮点和检波点数据，同时更新炮点边界和检波点边界信息。

(4) 地震队信息维护

点击地震队名称，链接到相应小队的简介，包括所属分公司、住址、旧队号、新队号，负责人，联系方式等。

(5) GIS工具箱

支持KML、CSV、TXT三种文件格式的数据批量导入，此功能可以实现地震队用户导入并管理个人的数据。导入的文件自动存储于平台的“个人工作室”组件中，用户可以进行重命名和删除管理。

支持多种图形标绘和编辑：点/线/多边形等，并提供丰富的样式属性库，供用户搭配选择，可用于路线、位置、范围等业务功能的辅助标绘。

提供距离/面积/方位角测量工具；支持坐标位置拾取、地理编码查询；还可获取用户当前位置定位。

坐标转换工具，支持北京54和WGS84坐标任意转换，可智能识别源坐标系类型，同时可支持单点或批量点的转换，一键复制转化结果，全国范围自动转换，转换结果精确度高。

模糊搜索，系统基于GIS平台，可以进行行政区划、业务元素等多类型数据的组合搜索，如：输入“东营”，不仅可以检索到行政区划，还可以检索到包括东营关键字的项目数据。

(6) 系统管理和权限管理

系统具有强大的、全面的配置后台，可进行系统数据源、微件权限以及用户和角色等系统参数的配置。

通过角色和用户与前后台的功能交互，设定系统的安全规则和安全策略，实现管理系统功能和资源授权。

2 技术方案

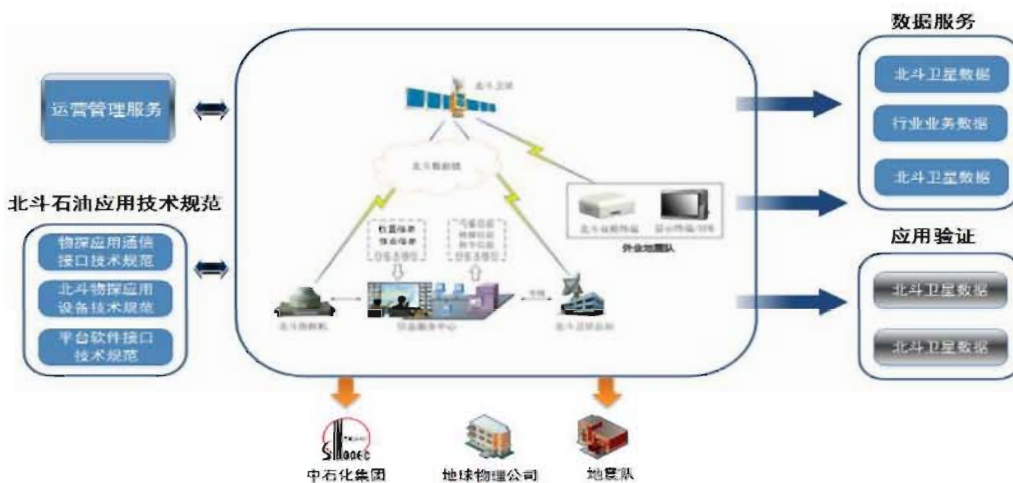
系统开发的技术关键在于北斗数据的集成、GIS 平台的选取，空间数据的统一发布、快速检索和定位，大规模散点数据的可视化渲染及交互，以及实时数据的定时同步及大数据高效展示技术等。为了便于扩展业务对象，采用 ArcGIS 作为地图和影像服务，用 node.js 搭建应用服务器，实现基于微组件架构的 GIS 应用框架，前端用 HTML5 和 Javascript 开发，最后服务器部署在地球物理公司的中石化内网，各分公司和地震队直接用中石化用户身份登录后即可正常访问系统。

(1) 北斗定位导航及短报文信息解析技术

中国北斗卫星系统经过三代建设，服务范围覆盖了中国境内以及“一带一路”沿线国家与地区。预计到

2020 年，北斗服务将覆盖全球^[3]。相比于 GPS 定位系统，北斗导航系统独有的窄带宽、短报文功能，可以有效解决设备、人员的定位和管控等需求，在救灾、海洋、环境、野外作业等领域有重要应用场景，另外中石化在偏远井场、钻井平台、管线、油品运输等方面也有定位导航的业务需求，北斗技术在中石化以及各行各业都会有大量的应用场景。

中石化正在筹建北斗石油石化运营服务中心，主要具备下属所有北斗终端信息接入、监控管理、位置服务、授时服务和通信服务五方面的功能，同时建设石油北斗入网用户的数据交换共享平台，为中石化北斗短报文资源分配、应用数据集成、物探作业服务与信息共享提供技术保障支撑，服务于安全监管、业务运行和通信保障，如图 5。



油田各种车辆通过 GNSS 卫星监控管理系统，可以有效的加强对车辆的监控、调度和管理，充分利用卫星定位导航，GSM(GRPS) 无线通信，GIS 地理信息系统等多种技术，为油田车辆管理提供快捷的通信平台，方便的管理模式，智能化的车辆调度方式，使各职能部门实现对油田车辆统一、高效、规范的管理，使行业管理和调度水平与国际接轨，最终实现各类车辆调度管理现代化、智能化，形成更便捷、更安全、更完善的监管服务网络。

车辆监控调度服务系统当前主要可以实现以下主要功能：车辆定时位置监控及状态数据；车辆实时轨迹跟踪、历史轨迹回放；报警管理：（行驶路线、超速、车辆违章、司机违规行为、车厢违规、图像警情、电子围栏车辆违停、紧急情况、防破坏、电瓶欠压、求助等）；授权监听功能；远程控制功能；调度功能（语音\文字）等。

针对不同类型和功能的车辆，如运输炸药雷管等特殊车辆，运输油气车辆，公务车辆、班车等，不同的监

控和调度需要，制定不同的监控管理方案。比如针对运输炸药雷管的特种车辆，安全控制要求更高，需要更高精度的实时监控，需要划定车辆行驶路线、时间、甚至车道，可以利用区域内的 CORS 系统，为车载定位终端提供高精度定位，在施工区块外划定行驶路线，监控行驶速度、时长、油量等情况。

中石化地球物理公司已经在新疆等野外施工地区的车队配备了 300 多台北斗车载终端及北斗盒子，达到了监控车辆和人员安全的主要需求。公司自建了车辆 HSE 管理平台，以 ActiveMQ 消息队列的方式将车辆的实时信息推送到生产运行系统。

(2) 基于微组件架构的 GIS 应用框架

搭建一套通用型的 GIS 框架，内置常见 GIS 应用系统中基础性功能，实现主体以模块配置组装、局部用微组件开发的方式快速进行 GIS 类应用的搭建和应用，为空间数据的可视化展示和挖掘分析搭建一套统一的基础性工作平台，满足快速定制开发 GIS 应用的需求。

采用基于微组件架构的 GIS 应用框架，降低 GIS 应用集成的复杂性，提高 GIS 应用系统的易用性、模块化、可伸缩性，为实现动态加载、灵活配置、扩展方便、部署简单和高度重用的 GIS 应用提供方法和思路。

GIS 基础框架中包括如下功能：底图的展现、平移、缩放、测量、绘制、归北、图层列表、搜索等基础功能；采用 HTML5 技术，零插件，用浏览器直接打开即用；实现全端支持，包括 PC 端、移动端、微信端；支持二维和三维 GIS 的一体化；自带后台管理功能，包括：用户角色管理、应用系统配置、数据服务管理、空间服务管理、微组件管理等。

(3) 采用 OGC 标准实现勘探业务对象的动态投放

针对地震工区、车辆、炮点、地质图件等不同勘探业务对象，按数据源、展现外观及交互方式等组织成不同的业务对象图层，研究采用 OGC (Open Geospatial Consortium, 即开放地理空间信息联盟)^[4] 的系列标准集，实现以空间服务的形式对外发布共享。

解决多图层叠加的相互遮挡问题，系统中的底图、地质图、点线面业务对象、自定义绘制对象等等，各种图层相互之间如何避免遮挡，又都能交互操作。

对于大量数据的可视化渲染方面，采用自适应分层级渲染技术，比如车辆信息的可视化，在不同层级视野展示的样式定制化 (图 6)。在低分辨率时，用红点和黄色表示；高分辨率时，用车辆图标表示；车辆的标签显示与否、和样式均支持独立控制；系统还支持多种自定义可视化效果，如车辆元素的聚集效果、及在密集区域时标签显示的自动优化等。



图 6 车辆信息的分层级渲染效果

3 实施效果

系统部署在一台 DELL 7610 服务器上，操作系统采用 Windows Server 2012，接入到中石化的统一身份认证和单点登录系统，入口选择地球物理公司网站首页生产运营模块 (图 7)，公司用户通过中石化的统一身份认证后，即可正常使用本系统。



图 7 集成于地球物理公司的门户网站

地球物理公司总部、各分公司和基层地震队登录后，可看到权限范围内的地震采集项目和车辆信息，并可查询各项的生产动态，如图 8。

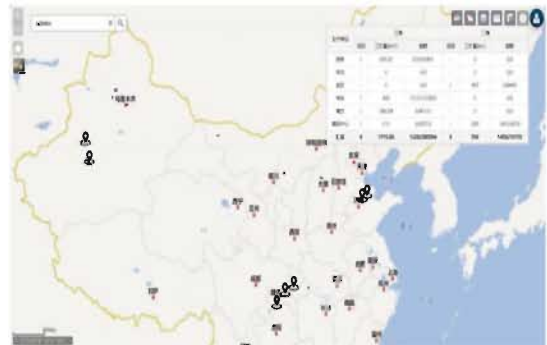


图 8 系统实施后的效果

4 结论

地球物理公司通过开展北斗定位导航与短报文通讯等技术研究，结合正在建设的信息化地震队 2.0 软件系统，可实现地震项目的现场实时采集和质量监控，与本系统集成为一体后，可以形成综合协同工作平台，使领导、管理人员和部门在同一数据环境下工作，使各类成果、数据等得到充分共享，带动整体管理能力提升。现场各类施工信息的及时传输，提高问题分析的准确性和及时性，提升地球物理公司生产运行精细化管理程度。

参考文献

- [1] 向加磊. 基于数字地球平台的三维虚拟数字城市建设 [J]. 电脑知识与技术, 2009, 5(36):10313-10315.
- [2] 消息队列 MQ 的原理及实现方法, 2018-03-28, <https://blog.csdn.net/reinnovation/article/details/79722762>
- [3] 杨元喜. 北斗卫星导航系统的进展、贡献与挑战 [J]. 测绘学报, 2010, 39(1):1-6.
- [4] 李新通, 何建邦. GIS 互操作与 OGC 规范 [J]. 地理信息世界, 2003, 1(5):23-28.

浅析辽河数字油田建设基础架构

张文坡*, 张守昌, 张居库

(中国石油辽河油田信息管理部)
zhangjuku@petrochina.com.cn

摘要: 在辽河数字油田建设中, 基础架构是最基本的支撑体系, 是数字油田建设的最底层部分。进入“十三五”, 随着辽河油田信息化的发展, 物联网技术的应用, 数字化油田建设已经全面展开, 如何夯实辽河数字化油田的基础建设, 需要对辽河油田数字化建设的基础架构进行分析。本文从辽河油田的实际出发, 对近年来的油田数字化基础建设, 尤其是数据中心建设、基础应用、数据容灾备份等进行分析梳理, 为全面支撑辽河数字化油田建设的顺利进行提供基础保障。

关键词: 数据中心; 数字油田; 基础架构

Brief Analysis on the Infrastructure of Liaohe Digital Oilfield Construction

Zhang Wenpo*, Zhang Shouchang, Zhang Juku

(Information Management Department of Liaohe Oilfield of PetroChina)

Abstract: In the construction of Liaohe digital oilfield, infrastructure is the most basic supporting system and the lowest part of the construction of digital oilfield. In the 13th Five-Year Plan, with the development of Liaohe oilfield informatization, the application of Internet of Things technology, the construction of digital oilfield has been fully launched. How to consolidate the infrastructure of Liaohe digital oilfield needs to analyze the infrastructure of Liaohe oilfield digital construction. Starting from the reality of Liaohe oilfield, this paper analyses and sorts out the digital infrastructure construction of oilfield in recent years, especially the construction of data center, basic application, data disaster recovery and backup, so as to provide the basic guarantee for the smooth construction of Liaohe Digital Oilfield in an all-round way.

Keywords: Data center; digital oilfield; infrastructure

0 引言

辽河基础架构建设是油田数字化的重点, 它为数字油田建设和管理以及应用集成的策略提供支撑。它整合所有数据应用, 运用科学的模型和分析方法, 为辽河油田的勘探、开发、储运销售等各个领域的科学研究和生产经营提供准确、快捷和全面的信息支持。

1 数据中心建设

数据中心作为辽河数字油田的运行中心和灾备中心,

承担着数字油田核心业务的运营、信息资源服务以及数据的存储与备份等任务, 是实现油田业务运作的连续性和高效性的重要保障。要保障数据中心绿色高效运行, 实现数据中心的节能与环保, 需要最大限度地减少浪费和降低无效投入, 降低 PUE 值, 在数据中心设计建设初期, 就要从机房综合布线、机柜布置、空调通风、设备环境监控, 以及 IT 设备和技术等方面进行考虑。

(1) 综合布线结构

数据中心在连接网络设备的时候, 易采用结构化布线方式, 而不宜采用点到点的连接方法。结构化布线一定要有层次, 要有一个主配线区, 有一个水平线配线区,

作者简介: 张文坡, 教授级高工、博士, 现任中石油辽河油田公司信息管理部主任, 从事物探技术管理与信息技术管理, 获得过许多重大科研成果, 08 年入选辽宁省“百人层次”人才工程。

还要有一个设备的配线区,做一些交叉连接。做到强弱电完全分离,防止电磁串扰,同时不占用架空地板空间,增大了静压风库压力,减少对空调冷风气流的干扰。

(2) 空调布置

在空调的布置上,空调要尽可能摆放在在机房的一端,送风距离根据空调的最大送风量来设计;空调应设计为N+1冗余模式;机柜摆放要设计冷热通道,如果条件允许尽可能将冷热通风道封闭;对于预留环境应采取措施,预留的环境需尽可能进行隔离,以减少不必要的空调制冷量。

(3) 气候环境

数据中心要充分利用当地的气候环境实现节能。例如在我国北方地区,数据中心可根据冬天较冷的气候条件有选择地购置空调,尽量利用室外冷空气进行机房制冷,可大大节省机房的能源消耗。

(4) 空调送风方式

空调的送风方式可分为上送风和下送风两种方式。下送风方式是将低温空气直接从架空地板下送到机房或机架内,吸收设备的热量后,从机房顶部回风。在这种方式下,冷、热风流动方向与空气特性相一致,冷、热风可以自然分离,容易得到好的制冷效果。而上送风方式是冷空气往下沉,热空气往上升,容易发生冷、热空气掺混,影响制冷效果。

另外,地板下的空间比风管断面的面积要大许多,地板下的空间容易形成静压箱,使得下送风方式送风均匀,整个机房区域的温差小。综上所述,从空调的送风方式来看,下送风方式比上送风方式的制冷效果要好。因此,对于发热量大的机房来说,空调的下送风方式更节能。

2 基础网络

辽河油田干网连接各个二级园区网接入,主干网由核心交换机、主干链路和二级园区网中心交换机组成。核心交换网络,由10G链路连接,外接二级园区网和机关园区网,使用1228芯公里的光纤链路。

机关园区网涵盖了机关处室、直属部门、直属公司和矿区服务六十七家单位,辐射油田公司机关大楼、信息楼、老局机关楼、机关车队楼、工会大厦、物管楼、工行楼、文化处楼、档案馆楼、销售公司楼、房产交易中心楼、人才交流中心楼、老干部离退休办楼、新能源开发公司楼、安全处楼,政法委楼。网络设备包括交换机70余台,信息点位约为三千余个。

互联网出口统一由总部安全域项目组统一管理,出

口由电信和联通双500M出口组成,辽河油田在互联网出口前加装F5控制设备,以控制通过区域中心出口访问外网的用户数量,另还有100M出口作为特殊需求应用使用。

3 基础应用系统

辽河基础应用系统主要包括信息检索系统、视频会议系统、办公系统、科技成果共享系统、钻井工程信息管理系统以及辅助基础应用系统。

辽河油田在集团公司视频会议系统的基础上,开展了公司内部的视频会议系统建设工作。视频会议系统在公司机关设立两个主会场,在二十五个二级单位分别设立分会场。

科技成果共享平台,将辽河油田近五年的科技成果、发明专利的数据进行整理和录入,并实时更新专家库和政策法规数据,打造具有信息发布、资源查阅、信息共享、成果转化等多功能、动态化的综合性平台,为各级管理、科研人员提供安全、快捷、高效的数据服务,切实提高科技研发能力和成果转化效率。

信息检索系统是网上信息查询的基本工具。现有的基于全文检索的各类信息检索系统,主要包括企业网信息检索系统、网站内资源导航系统、信息远程提交系统和企业网论坛系统等。

钻井工程信息管理系统,依据最新的石油行业标准,通过对钻井工程管理数据的研究,发掘钻井施工技术、施工管理、成本管理、风险管理等有效信息,开发出钻井工程信息管理平台,实现了单井相关数据的综合查询和井史资料的高效管理,提高了钻井管理水平和经济效益。

办公综合信息管理系统,为推进“互联网+办公”信息平台建设,根据日常办公流程设计了个性化操作页面、功能性业务模块,实现了自助式流程搭建、信息化办公管理、共享式资料检索。目前,该系统已在辽河油田降本增效管理、机关“一卡通”管理、网络管理、信息管理、办公室综合管理、成本管理等9大类办公领域得到了实践应用。

4 容灾备份系统

容灾备份能力是信息系统健壮性的重要指标之一。辽河油田存储的各类数据是具有极高价值的企业资产,是公司发展的战略性资源。在实现数据集中管理的同时,数据的安全性管理也越发显得重要。为了绝对保证这些

数据的安全存储，建立了完备的容灾备份系统。

辽河油田下属五十多个二级单位，每个单位与油田公司数据中心都采用光纤网络连接。目前整个公司的主要网络管理系统已经集中在数据中心，初步具备快速数据备份的基本条件。

容灾备份系统充分利用数据中心现有的大容量存储设备。通过发挥数据中心对油田信息管理平台的集中管理职能，集中各系统、各单位的主要业务数据，在数据中心等少数场点分别建立涵盖油田全部重要数据的容灾备份系统，保证油田生产经营数据的安全。

同时，各级单位还针对本单位内部的重要数据进行备份。建立基本的容灾备份系统需要在两个方面进行工作：一是建立关键业务数据的自动备份系统。设立备份服务器，连接自动磁带库，配合专用的自动备份管理软件，实现数据的网络自动备份管理。磁带备份虽然不能对数据进行实时保护，但它可以最大程度地减少由于主机和磁盘阵列的关键部件损坏以及人为因素等对数据造成的损害；二是建立异地容灾备份场点。在距离公司数据中心较远的二级单位设立容灾备份系统，减少自然灾害损毁关键业务数据的可能性。

辽河油田在勘探评价、开发与生产、经营管理、矿区服务四个主要业务领域的应用系统建设方面卓有成效。

勘探与生产技术数据管理系统（A1），主要包括地质基础信息、测井、录井、试油、大块地震等多套数据管理系统。经历了平台建设、主数据库建设、数据建设深化应用和系统提升完善四个主要阶段，基本建成了勘探开发一体化数据管理与共享平台，搭建了勘探开发协同研究与应用平台，形成了较为完整的数据管理与服务体系，实现了勘探开发数据资产安全管理。目前，A1系统为13家采油单位、研究院等提供数据应用服务，为勘探开发综合研究与生产管理提供了有效支持。

油气水井生产数据管理系统（A2），全面支撑油田勘探开发、科学研究、经营管理三大方面应用，实现了数据管理正常化、应用覆盖全面化、运维管理规范化。在数据存储方面，实现了油气生产数据集中、统一管理。在勘探开发方面，为研究院、钻采院及采油单位的科研项目提供油气生产数据，可更加准确的勘探部署、方案制定和油藏分析。在经营管理方面，为A5、A8、ERP、财务成本管理、单井及区块效益评价、SEC储量评估等20多套应用系统，直接提供全面、及时、准确的生产动态信息，为领导决策提供油气生产数据支持。

5 生产、经营、管理综合信息系统扩展

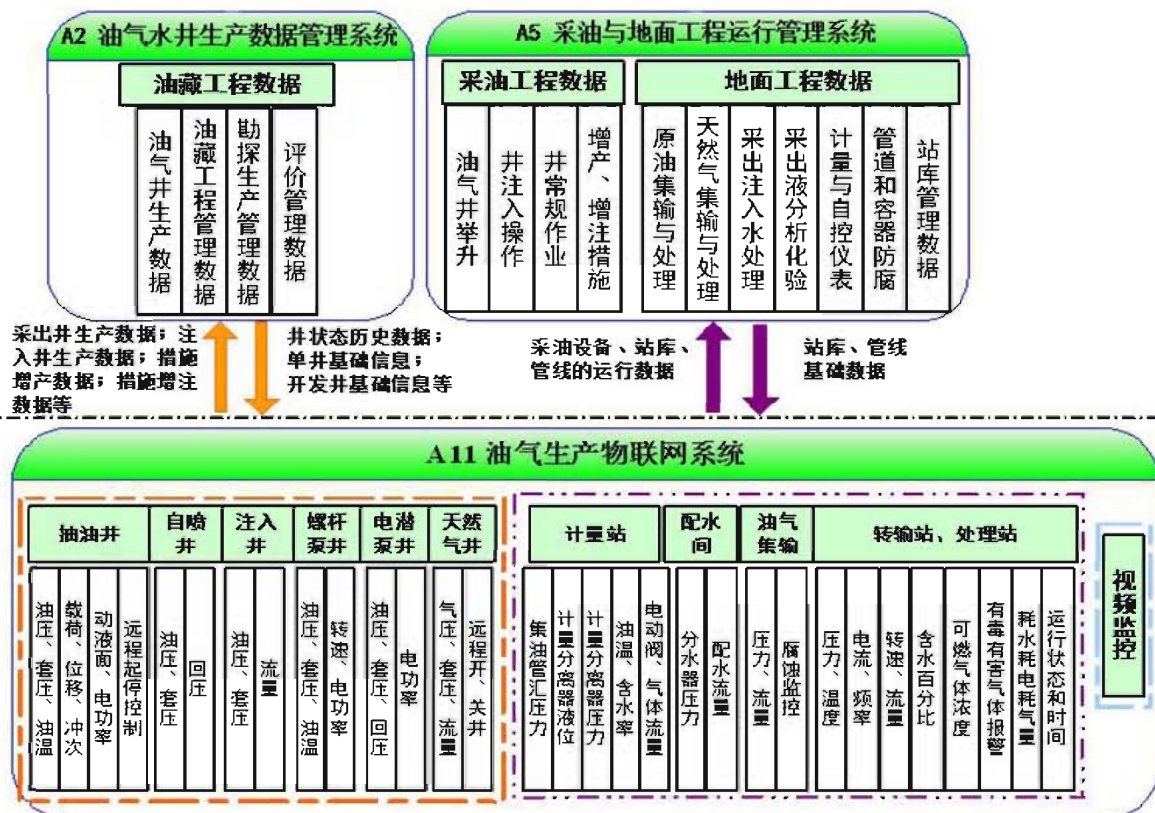


图1 物联网拓朴图

采油与地面工程运行管理系统(A5),包括采油与地面工程两大模块,具有数据采集、传输、处理、存储、发布、分析与应用功能,为中国石油总部、各油气田、各采油采气厂三个层面的采油与地面工程提供生产运行管理和决策支持。通过建立规范、统一、高效、安全的工程信息管理平台,实现各类指标生产变化趋势分析,为油田采油与地面工程系统管理提供数据及信息支持。目前,A5系统已在曙采7个采油作业区、2个热注作业区、1个集输大队全面应用。

勘探与生产调度指挥系统(A8),由应用展示系统和交互工作环境两部分组成。其中,应用展示系统以生产运行业务为核心,覆盖了勘探开发、钻井动态、采油工艺、油气集输、销售动态等方面。交互工作环境是建立集团公司与地区油田及时互联互通,提高工作协调和会商效率,提升应急指挥和处理能力的远程会商平台,节约了开会差旅和办公费用。A8系统促进了以业务流程为导向的跨部门协同工作和信息共享,实现了对关键决策环节及业务操作流程精确的数据描述和量化分析,为油田生产管理决策提供了重要依据。

油气生产物联网系统(A11),利用物联网技术,建立一套覆盖油气井、计量间、配水间、采油站、注汽站、集输站、处理厂等规范、统一的生产数据管理系统。该系统建成后,将实现生产数据自动采集、远程监控、生产预警等功能,并支持油气生产过程管理,提高油气田生产决策的实时性和准确性,促进生产管理水平的提升,有效降低运行成本和安全风险,见图1。

勘探与生产ERP系统,是集财务、采购、销售、生产、库存等业务功能于一体的企业信息管理平台。目前,已在辽河油田机关处室、直属部门、直属公司、二级单位和矿区服务单位广泛应用,系统注册用户达到3034个。通过ERP系统的本地化实施,为油田生产经营活动提供了高效的管理平台,满足了油田各级管理层对数据信息实时监控与查询的应用需求。公司大力推进系统应用集成,ERP 2.0系统自上线以来,设备、物资、项目、资产、财务等各条主线运行平稳,取得了初步应用效果。

6 结束语

辽河数字油田基础架构已经建设完成,已经具备了相对完整、坚实的支撑体系,数据中心也初具规模并在进一步完善当中。然而,所有这些也仅仅是实现数字油田的基石,真正意义的“数字油田”还有很长的路要走。

参考文献

- [1] 王权.大庆油田有限责任公司数字油田模式与发展战略研究[D].天津大学,2003.
- [2] 何生厚,韦中亚.“数字油田”的理论与实践[J].地理学与国土研究,2002(2).
- [3] 商利华,陈莉.油田数据中心建设探讨[J].科技资讯,2007(15).
- [4] 滕铁军.数字辽河油田初探[J].数字化工,2004(9).
- [5] 林小村.数据中心建设与运行管理[M].科学出版社,2010.

一体化系统建设助力中海油运营管理

陈建华*, 夏如君, 李伟, 韩玉林, 王继鹏

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)
chenjh20@cnooc.com.cn

摘要: “高风险、高投入、高科技”是海洋石油工业的显著特点, 作为公司管理层, 实时、全面掌握勘探、开发、生产及安全的动态, 以实现精细化管理和科学高效决策是至关重要的。虽然目前公司的各项主营业务都进行了信息化建设, 但相关系统的集成度不高, 系统间难以有效交互, 数据无法透明共享, 严重影响系统价值的发挥和工作时效的提升。基于 SOA 技术、WEB 服务、企业应用集成等技术, 采用成熟体系 RCenter 资源融合平台, 搭建了跨业务综合集成应用平台——勘探开发及生产一体化运营管理系统。该平台集成了 23 套在用的勘探、开发、生产及安全系统, 为公司各级管理层提供了“一站式”、实时、详实的勘探、开发、生产及安全信息, 显著提高了公司运营管理效率。

关键词: 一体化; 信息孤岛; 运营管理; 勘探开发; 集成应用

CNOOC Operations Management Improvement based on Integrated System Construction

CHEN Jianhua*, XIA Rujun, LI Wei, HAN Yulin, WANG Jipeng

(CNOOC China Limited, Zhanjiang Branch, Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

Abstract: “High-risk, high investment, high-technology” is a distinctive feature of the offshore oil industry. As the company's management, it is vital to grasp the dynamics of exploration, development, production and safety in real time and to implement the management elaborately and decision-making with scientifically and effectively. At present, many information constructions have been carried out in main business. However, the integration degree of related systems is not high, it is difficult to effectively interact between systems, and data cannot be transparently shared, which seriously affects development of system value and the improvement of working time. Based on SOA technology, WEB services, enterprise application integration and other technologies, adopt the mature system RCenter resource fusion platform, Exploration and Development and Production Integrated Operation Management System which is a cross-business integrated application platform has been established. The platform has integrated 23 systems of exploration, development, production and security in use, provided comprehensive and customizable information for company's management, and significantly improved the efficiency of company operations management.

Keywords: Integration; Information islands; Operation management; Exploration and development; Integrated application

0 引言

中海油湛江分公司的主要业务是海上油气田勘探、开发及生产, 海上生产环境相对复杂, “高投入、高风险、高科技”是海洋石油工业的显著特点, 随着勘探、开发及生产业务的不断深入, 对资源结构调整、产量结

构优化和生产高效协调的要求越来越高。作为公司管理层, 通过勘探开发信息的综合集成来实时、全面掌握勘探、开发、生产及安全的动态, 以实现精细化管理和科学高效决策显得尤为重要。目前湛江分公司各业务部门从勘探、开发、生产、经营等方面都进行了信息化建设, 并取得了良好的应用效果, 日常工作已离不开信息系统

作者简介: 陈建华, 男, 湖北人, 2012年毕业于中国石油大学(北京), 获硕士学位, 中海石油(中国)有限公司湛江分公司工程师, 主要从事油气田开发、数据管理及应用方面工作。

的支持。但信息系统集成度不高,部分系统间不能有效交互,造成信息孤岛、知识经验共享率低等一系列问题。因此搭建以油气勘探、开发、生产为主线的跨业务系统集成应用平台迫在眉睫。由于湛江分公司目前已建立的业务系统多,系统都是自成体系,在数据通信和共享上存在一定的差异和困难,面临着数据整合及各类异构平台的技术集成等问题。

本次湛江分公司建设的“勘探开发及生产一体化运营管理系统”(以下简称“一体化运营管理平台”),基于 SOA 技术、WEB 服务、企业应用集成等技术,采用成熟体系 RCenter 资源融合平台,通过中间库的方式与各系统库授权进行数据集中存储和提取,将湛江分公司常用的 23 套应用系统、视频监控及船舶信息等资源进行了有效的整合和集中,并利用图示化信息和页面集成方式进行综合展示。一体化运营管理平台的应用,消除了公司信息系统的信息孤岛,为公司各级管理层提供了“一站式”、实时、详实的勘探、开发、生产及安全信息,更加有效的为油田勘探、开发、生产建设、决策分析提供支持与服务,提高了勘探、开发、生产及安全管理工作的运营效率。

1 系统集成解决方案

1.1 采用的关键技术

1) SOA 技术

SOA (Service-Oriented Architecture) 是一个面向服务的组件模型^[1],它将应用程序的不同功能单元(称为服务)通过定义良好的接口和契约联系起来。接口是采用中立的方式进行定义的,它独立于实现服务的硬件平台、操作系统和编程语言。它能够使构建在各种系统中的服务以一种统一和通用的方式进行交互。SOA 是一种粗粒度、松耦合服务架构,它可以根据需求通过网络对松散耦合的粗粒度应用组件进行分布式部署、组合和使用。服务层是 SOA 的基础,服务之间通过简单、精确定义接口进行通讯,不涉及底层编程接口和通讯模型,可以直接被应用系统调用,从而有效控制系统中与软件代理交互的人为依赖性。在集成应用系统中,SOA 包括三个角色:服务提供者、服务请求者、服务注册中心。服务提供者首先将提供服务的各种信息如接口、协议等发布到服务注册中心中,当用户通过网络提出应用请求时,服务请求者向服务注册中心数据库查找所需服务,查找到所需服务后,通过 WSDL (Web 服务描述语言)对服务进行绑定,向服务提供者发送 SOAP 消息请求执行、

调用服务,实现交互。

2) Web 服务

Web 服务就是一个能够通过 Web 进行调用的 API,将现有的程序、数据通过打包封装成统一的程序模块供用户进行调用和查看。Web 服务可以将数据接口和执行过程进行分离,用户可以在任何平台的应用系统上对该服务进行调用,而不必去了解内部的具体执行过程,增强了用户使用的便捷性。Web 服务具有很好的复用性,能够被其他业务系统调用,即使业务逻辑发生变化时,只要 Web 接口服务不变,客户程序都不用更改。因此,Web 服务是一种独立开放的协议标准,能够实现服务的硬件资源、操作系统和编程语言的高度融合。Web 服务是基于 XML 和 HTTPS 的一种服务,其通信协议主要基于 SOAP (简单对象访问协议),服务的描述通过 WSDL (Web 服务描述语言),通过 UDDI (统一描述、发现和集成协议)来发现和获得服务的元数据^[2]。

3) 企业应用集成

企业应用集成是将不同技术和方案的各种企业应用系统集成起来的技术。作为一种新的企业信息资源解决方案,企业应用集成将企业内的数据库、信息管理系统、ERP 等不同架构的信息资源进行集成,在各个系统之间建立数据交流通信的中介系统,方便各个信息资源的访问和调用。用户通过浏览器或应用程序客户端进行单点登录和统一身份认证后^[3],便可以方便快捷地访问各个应用系统和资源,解决了异构系统之间的数据共享难题,提高企业信息资源的应用和管理能力。

1.2 系统功能与架构设计

结合需求调研,将一体化运营管理平台设计为总况、勘探决策、开发生产、安全应急、钻完井管理、综合应用、系统管理等七大模块及数据接口服务,系统功能结构如图 1 所示。

该系统在现有业务系统数据分析的基础上进行集成应用和综合展示,不涉及数据采集工作,具备可扩展、通用、实用等特点。设计思想为:

1) 软件系统的开放设计

采用红有软件的 RCenter 平台开发,实现软件重用、扩展、集成化的数据管理和开放的应用体系,提高应用系统开发和维护的效率,避免低效和重复开发。

2) 一体化设计

充分综合利用已建在用的各业务板块信息系统,进行页面及数据的有机结合,通过对系统各业务的互相补充,互相印证,最后融合为一体,实现一体化运营管理的目的。



图 1 系统功能结构

3) 数据图形化应用设计

勘探开发生产数据进行图形化应用设计，同时加入GIS应用设计，使系统更贴近油田实际展示方式，达到用户操作灵活、便捷、关注度高的目的。

系统的数据来源于湛江分公司已建系统数据库数据，从勘探类、开发生产类、钻完井类、安全应急类及综合应用类系统中提取数据，数据流程见图 2 所示。

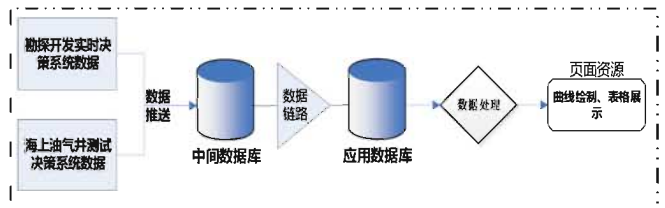


图 3 勘探动态处理流程图

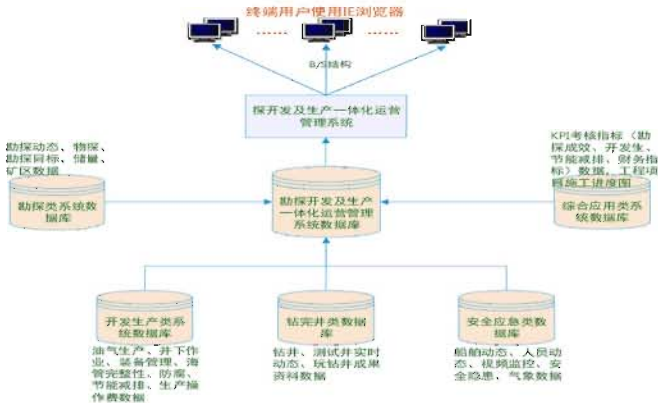


图 2 数据流程图

平台与湛江分公司已建系统的数据交互主要通过底层数据库链路实现，通过中间库的方式与各系统库授权进行数据集中存储和提取，并通过应用库的数据调用实现本系统展示应用^[4]。以勘探动态为例，从勘探开发实时决策系统和海上油气井测试决策系统中提取数据，建立相关视图后推送到中间数据库，应用数据库通过数据链路中间数据库获取数据后进行数据处理后，展示发布应用（见图 3）。

平台采用典型的多层分布式体系结构，遵循 SOA 架构体系，支持 restful 接口规范，采用统一的基于 J2EE 的软件平台和全程建模、基于组件分层开发的技术路线，并支持大颗粒构件的复用，技术架构如图 4 所示。



图 4 系统技术架构图

平台服务层基于模块化技术构建，为业务服务提供开放和集成标准，实现各类服务的统一访问。平台为业务服务提供安全管理、数据访问、日志、流程等基础服务，提供统一的权限、用户、日志管理和数据访问接口。平台 WEB 层采用组件化管理方式，前端展示基于 JQueryEasyUI 和 SpringMVC 技术构建 WEB 展示端框架，统一对平台风格、组件、模板进行规范，达到最大程序的资源共享，避免重复开发。平台遵循构件化、模块化、标准化、可扩展、可复用的技术架构，以满足平台应用未来的系统集成和业务集成。平台提供基本的通用组件，如数据管理、任务管理、数据展示、报表等基础组件。

基于组件,可快速进行定制,达到快速开发系统的目的。

2 系统关键集成应用

2.1 WEB 页面集成应用

为避免重复开发带来的时间和人力的浪费,通过页面集成技术^[5-6],将已有的勘探开发实时决策系统、勘探目标管理与评价系统等实时曲线、仪表盘、统计分析界面嵌入到一体化运营管理平台中。在实现页面集成之前,需要实现与已有应用系统间的单点登陆,减少用户再次输入用户名、密码,提升用户体验。实现单点登陆的方法很多,在本系统开发中采用用户映射表方式,在本系统创建用户时,先初始化该用户对应的已有应用系统的用户名以及密码密文,形成两个系统用户映射关系,以后该用户在已有应用系统修改用户名和密码时,将会通过服务方式通知本系统更新。另外,在已有应用系统数据库中设计维护一张集成页面编码表,页面集成时,本系统通过 POST 方式将登陆信息提交给已有应用系统验证,验证通过后,根据传递过去的编码信息跳转到相应的集成页面(见图 5 所示)。



图 5 勘探开发实时决策系统钻井仪表盘页面集成

2.2 视频监控系统集成应用

湛江分公司已在各作业公司油气田平台及终端单独建设了以海康威视设备为主的视频监控系统,初步覆盖了油田生产现场,为基地控制中心实现视频集成应用管理奠定了基础。

本次视频监控系统的集成方案设计充分考虑了系统的合理性、实用性、可靠性和稳定性的原则^[7-8]。系统建设以实用性为基本原则,系统功能满足实时生产监控和重大危险源、生产事件倒查回放的基本要求,硬件和软件平台界面友好、易学易用、使用方便、图像清晰;同时采用统一的系统标准和通信协议,使整个系统中各个子系统间能互联互通,充分发挥整个系统的功能。为确保在现有的生产网络带宽下稳定运行,对现有的带宽码流做了一定的限制,保障生产网络正常使用的同时,满足视频监控的需要。同时配备流媒体服务器,平台向前端取流通过流媒体取一次码流,然后通过流媒体向存储、大屏、客户端进行码流转码,避免平台向前端多次取流,保障网络稳定。系统的稳定性主要表现在以下 4 个方面:

- (1) 排查现场网络传输设备,将传输设备全部升级为千兆设备。
- (2) 目前现场大部分设备分辨率为 1080P,在传输过程中每一路的带宽为 4M 码流,采用降低码流即将 1080P 更改为 720P 或 D1,降低网络传输来缓解带宽压力。
- (3) 排查设备是否具有 H.265 编码,如果没有则更改为 H.265。
- (4) 启用 0 通道进行传输,减少带宽占用。

为了满足视频监控集成需要,在中心服务机房设置统一管理各单位视频监控系统视频设备,最大限度满足油田现场各视频系统的集成,图 6 为湛江分公司视频监控系统集成架构图。

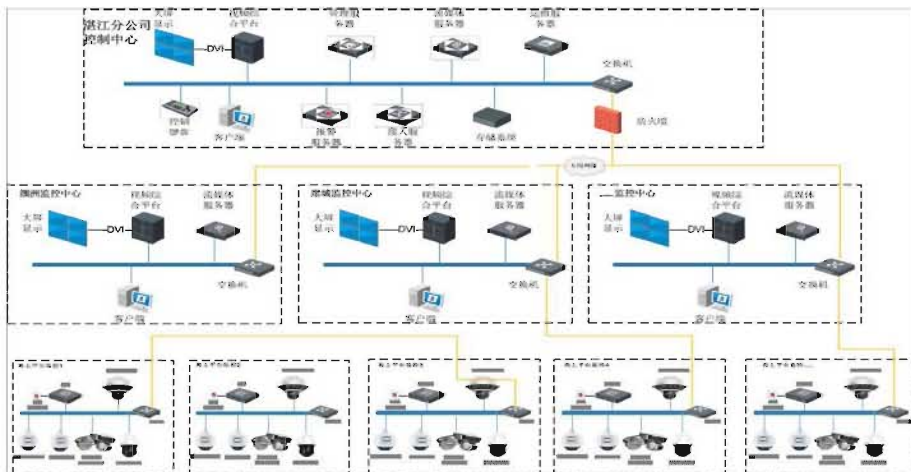


图 6 视频监控系统集成架构图

湛江分公司已部署海康威视 8700 平台进行各单位视频监控系统的集成,进行集中管理。其中视频监控管理平台 8700 平台^[9],用来管理储存于 IP 存储系统中的视频数据,包括协助监控媒体终端建立与存储资源的连接、制定每个视频设备的存储计划、检索回放视频数据、备份视频数据、存储资源状态监控等功能。运维管理平台用来进行摄像机在线巡查、图像质量检查工作,流媒体服务器用来提供实时视音频媒体流的转发、分发功能;CVR 存储用来对各视频点进行录像集中存储备份。

通过该第三方工具,目前共集成湛江分公司各油田现场 100 多个摄像头信息(图 7 所示),满足了公司基地生产调度指挥中心对下属各个油田现场安全生产的实时查看、监督以及突发事件的处理的需求。



图 7 一体化运营管理平台视频监控集成展示

2.3 船舶动态集成应用

一体化运营管理平台中船舶动态查询的开发是通过船讯网(<http://www.shipxy.com/>)作为船舶监控数据来源,由船讯网提供基于 Http 请求的船舶位置/航向等实时数据,通过其调用的接口,引入海油内网,并与中海油统建 SGIS 电子海图进行无缝融合。

1) 船讯网实时数据获取

使用 Visual Studio 开发工具 C# 开发语言编写 Windows 应用服务与程序,定时通过 HttpWebRequest 的 HttpPost 方式从船讯网 API 接口中获取船舶轨迹数据、船舶实时数据、船舶档案数据,将接口返回的 JSON 数据成功解析后按规定格式保存至数据库中并记录数据同步日志。

(1) 基于 Http 请求的原始数据提供,是船讯网面向软件开发企业获取船舶位置的一个调用接口^[10]。该接口可以通过船名、呼号、IMO 编号、MMSI 等信息获取船讯网的船舶动态数据(见图 8 所示)。

(2) 通过外网提供的 HTTP WEBAPI 接口开发了船舶数据手动拉取工具与自动拉取服务。



自动拉取服务见图 9 所示,该自动服务设置为自启动后,每 15 分钟拉取一次船舶实时数据,每 1 小时拉取一次船舶轨迹数据。

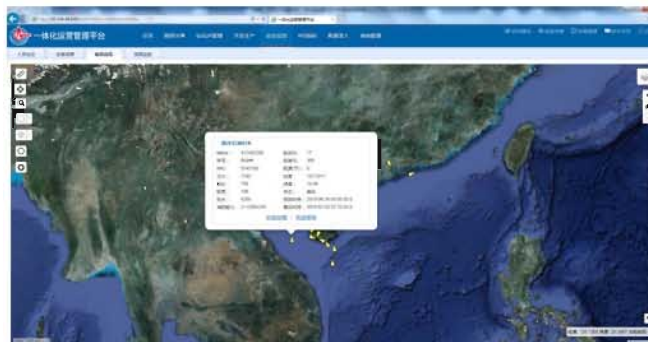


图 9 船讯网数据拉取服务

2) 基于 SGIS 电子海图展示应用

轻量级 GIS 是基于 JS 及海油空间数据库打造的一个同时适用于移动设备端的简单 GIS 平台,该平台将瓦片数据底图与 GIS 基本功能有机结合,完成数据可视化,具有轻量级、高性能、兼容性好、友好性好等优点。在功能方面,该平台具有丰富的接口,可以实现基本的 GIS 功能及应用,例如:地图服务、数据加载、图层控制、挂接服务等。同时,该平台具有简单的功能可拓展性,为二次开发提供了便利的条件,可以根据用户的实际需求来进行进一步的开发。

一体化运营管理平台目前已接入 48 艘船舶信息,并将 48 艘船的实时数据通过中海油 SGIS 电子海图进行展示应用^[11]。通过获取数据库中存储的船舶数据(如:船舶名称、呼号、坐标、航速、吃水深度等),将船舶的实时位置、历史轨迹、基础数据通过图层方式展示到中海油 GIS 海航图中,单击任意一条船可以动态显示船舶的航行状态、经纬度以及船舶的基础信息(见图 10 所示),为公司管理层指挥决策、应急响应提供支持。



图 10 SGIS 电子海图船舶的信息显示

3 系统建设情况与应用效果

建设的一体化运营管理平台是以湛江分公司勘探、开发、生产、安全应急业务为主体的综合展示应用系统，主要用户为分公司各级管理层。系统集成勘探、开发、生产及安全等 23 套常用系统，包括勘探开发一体化数据服务平台（A2）、开发生产信息系统、勘探开发实时决策系统、中海油勘探运行管理系统、海管完整性管理平台、海洋石油特力气象网等。系统主要分为总况、勘探决策、钻完井管理、开发生产、安全应急和 KPI 指标 6 个展示页面。系统界面见图 11 所示。



图 11 系统界面展示

系统具有以下三项主要特点：

(1) 安全性：系统采用中间库与前端已建系统数据库进行授权推送数据，应用库提取中间库数据进行统计分析，避免应用库与各专业系统库之间直连，保障数据安全应用。

(2) 易用性：系统不涉及数据采集，以集成综合展

示应用为目标，因此系统操作简便，通过鼠标一至两步的操作，即可找到用户所需业务信息，同时保持系统查询界面风格统一，用户会操作一个模块信息内容，其它模块即可掌握操作，便于用户操作。

(3) 灵活性：系统可根据用户的需求变化对系统内容进行个性化定制，满足用户不同层次的需求，最大层面实现系统的灵活配置和使用，同时也兼顾后期对系统内容的扩充要求，使系统具备易扩展，易维护的特点，保证系统的正常运行。

系统在以下三个方面取得了较好的应用效果：

(1) 一体化运营管理平台的建设，为公司各级管理层提供了“一站式”、实时、详实的勘探、开发、生产及安全信息，更加有效地为油田勘探、开发、生产建设、决策分析提供支持与服务，显著提高了勘探、开发、生产及安全工作的运营效率。系统支持大屏展示应用，可应用于湛江分公司“虚拟现实决策中心”，成为不可或缺的决策平台和多学科、多专业协同工作平台，真正为科研生产决策提供服务。目前已应用于探井和开发井实施，通过各领域研究成果的集成展示，不仅能协助决策者进行井位部署，还为随钻地质分析提供了一体化的技术手段，提高了地质油藏决策的精度和效率。如 WCX-X-X 井实施过程中，决策者通过大屏实时查看该井钻井、测井、录井等数据，不断调整井斜数据，使该井沿着设计轨迹钻进，最终保证该井砂体钻遇率 77.8%，达到设计目的及油藏要求（见图 12 所示）。

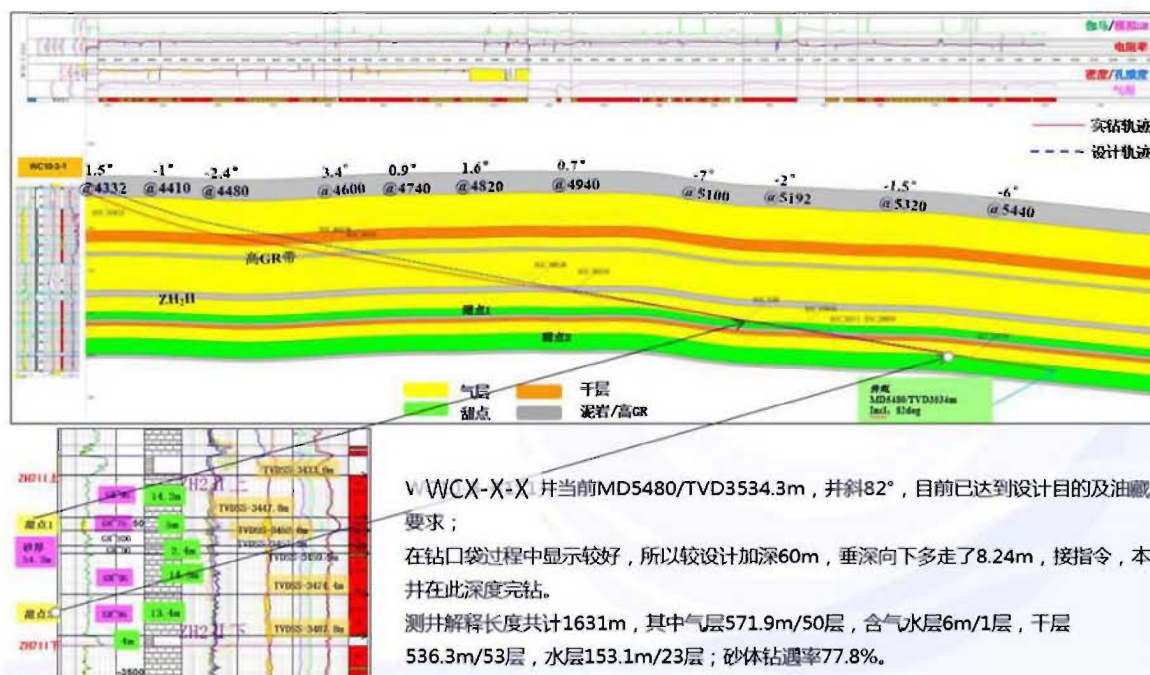


图 12 一体化平台应用于 WCX-X-X 井钻井决策

(2) 一体化运营管理平台实现了对油气田生产的实时监控、勘探海域内船舶的动态监控、生产作业海域内的气象实时监控、海上生产作业平台上人员的动态监控,形成了共享协同的应急指挥环境。

(3) 同时系统的应用解决了以往决策时匆忙从各业务系统收集数据的困境,提高了工作效率,也有效促进了各业务系统的应用,保障了各业务系统数据采集的准确性和及时性。

4 总结

基于 SOA 技术、WEB 服务、企业应用集成等技术,采用成熟体系 RCenter 资源融合平台,将湛江分公司常用 23 套应用系统和视频监控及船舶信息等资源进行了有效的整合和集中,消除了公司信息系统的信息孤岛,为公司的信息应用提供了一个集中、统一的应用平台,实现了信息数据的共享和重复利用,同时促进了各业务系统的应用。一体化运营管理平台为公司各级管理层提供了“一站式”、实时、详实的勘探、开发、生产及安全信息,更加有效地为油田勘探、开发、生产建设、决策分析提供支持与服务,显著提高了勘探、开发、生产及安全管理工作的运营效率。

参考文献

- [1] 宋钰. 基于 SOA 架构的企业信息系统集成的研究与应用 [J]. 电子技术与软件工程, 2019(03):256.
Song Yu. Research and Application of Enterprise Information System Integration Based on SOA Architecture[J]. Electronic Technology & Software Engineering, 2019(03):256.
- [2] 王卫华, 王长杰. 基于 SOA 技术的企业信息系统集成研究 [J]. 河南科学, 2013,31(7):996-999.
Wang Weihua, Wang Changjie. Research on Enterprise Information System Integration Based on SOA Technology[J]. Henan Science, 2013,31(7):996-999.
- [3] 王英杰. 基于 SOA 的信息系统集成应用研究 [J]. 信息与电脑, 2015 (23):149-150.
Wang Yingjie. Research on Information System Integration Application Based on SOA[J]. China Computer & Communication, 2015 (23):149-150.
- [4] 邵萍萍. 计算机软件数据接口的设计与实现 [J]. 信息通信, 2018 (12):197-198.
Shao Pingping. Design and Implementation of Computer Software Data Interface[J]. INFORMATION & COMMUNICATIONS, 2018 (12):197-198.
- [5] 王子光, 王子明. WEB 信息系统集成若干关键技术的研究与实现 [J]. 河南科技, 2015 (01):45-46.
Wang Ziguang, Wang Ziming. Research and Implementation of Some Key Technologies Integrated in WEB Information System [J]. Journal of Henan Science and Technology, 2015 (01):45-46.
- [6] 叶晓彤, 王飞. 基于页面集成的统一身份认证 SSO 系统的实现 [J]. 四川理工学院学报(自然科学版), 2009,22 (5):51-54.
Ye Xiaotong, Wang Fei. Implementation of Unified Identity Authentication SSO System Based on Page Integration[J]. Journal of Sichuan University of Science & Engineering(Natural Science Edition), 2009,22 (5):51-54.
- [7] 段鸿杰, 计洪图, 郭海静, 梁琦, 罗阳. 深化视频集成应用管理助力油田可持续高质量发展 [J]. 信息技术与信息化, 2019(04):46-49.
Duan Hongjie, Ji Hongtu, Guo Haijing, Liang Qi, Luo Yang. Deepen Video Integration Application Management to Help Sustainable and High Quality Development of Oil Fields[J]. Information Technology and Informatization, 2019(04):46-49.
- [8] 计洪图. 胜利油田视频集成应用平台构建与实施 [J]. 科技资讯, 2018,16(36):1-7.
Ji Hongtu. Construction and Implementation of Video Integration Application Platform in Shengli Oilfield[J]. Science & Technology Information, 2018,16(36):1-7.
- [9] 刘乔. 基于 Web 的网络视频评审管理集成平台的设计与实现 [D]. 西北大学, 2015.
Liu Qiao. The Design and Implementation of Integrated Platform for Network Video Review and Management Based on Web[D]. Northwest University, 2015.
- [10] 倪天颖. 船舶导航集成系统的分析与研究 [J]. 船舶物资与市场, 2019(03):40-41.
Ni Tianying. Analysis and Research of Ship Navigation Integrated System[J]. Marine Equipment/Materials & Marketing, 2019(03):40-41.
- [11] 周章海, 张世良, 李德成. 船舶自动识别系统与海图显示及信息系统组合应用 [J]. 中国新技术新产品, 2010(08):15.
Zhou Zhanghai, Zhan Shiliang, Li Decheng. Ship Automatic Identification System Combined with Chart Display and Information System[J]. New Technology & New Products of China, 2010(08):15.

浅析自动化技术在辽河油田数据中心的应用

张居库*, 邹冰野

(辽河油田信息工程分公司)
zhangjuku@petrochina.com.cn

摘要: 数据中心是油田企业信息化发展的基础, 数据中心安全稳定运行是企业信息化建设的基本保障, 如何保证油田企业各种数据在传输、交换、储存、备份等过程的及时性、安全性, 为油田企业信息化的健康发展, 发挥应有的作用, 自动化技术在辽河油田数据中心的应用, 起到关键性作用。

关键词: 油田企业; 数据中心; 自动化

Application of Automation Technology In LiaoHe Oilfield Data Center

ZHANG Juku*, ZOU Bingye

(CNOOC China Limited, Zhanjiang Branch, Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

Abstract: Data center is the basis of oilfield enterprise information development. Safe and stable operation of data center is the basic guarantee of enterprise information construction. How to ensure the timeliness and security of various data in the process of transmission, exchange, storage and backup of oilfield enterprises, and play its due role in the healthy development of oilfield enterprise informationization. The application of automation technology in LiaoHe oilfield center data plays a key role.

Keywords: oilfield enterprise; data center; automation;

0 引言

自动化技术在油田数据中心的应用, 主要是利用计算机技术、网络技术实现数据中心设备自动化运行的状态, 保障数据中心的安全稳定运行, 助力油田企业信息化发展。但是, 大多数油田企业数据中心自动化项目在早期建设完成的主要功能是对数据中心内动力设备和环境的监视和控制, 并遵循多监少控的原则, 避免出现意外事故, 这一阶段主要还是为了实现数据中新无人或少人坚守的目的。但在实际运行的运行的过程中, 这种单一化的功能已远远无法满足数据中心运行维护的求, 同时还是出现了巡检不及时、忽略设备故障告警、未能实现预警等一些弊端, 为了解决这些弊端, 企业客观的实现了油田数据中心自动化, 如各种数据中心内服务器的管理、动力设备的管理、资源系统的管理、图像监控、

智能门禁监控等, 从而达到动力和场地环境因素稳定, 以此保证数据在交换、传输、储存、备份等方面的安全性, 避免受到不良因素的影响。另外, 油田企业数据中心在运行的时候, 一定要明确其相关内容, 并且根据企业的实际情况, 采取合理的运行模式, 以此保证油田企业数据中心的有效性, 为企业在各个方面的提升, 给予最大程度上的支持。

1 设备一体化监控

辽河油田数据中心机房是按照国家标准 A 级标准建设, 建设面面积约为 1500m², 目前场地内约为 860 台套设备。辽河油田数据中心在运行的过程中, 逐渐实行了场地、设备一体化监控模式, 其中重要包括有: 自动监控、自动检测配置、服务器自动提示维护更新等。

作者简介: 张居库, 男, 中国石油辽河油田分公司信息工程分公司, 长期从事数据中心机房运维与管理工作。
邹冰野, 男, 中国石油辽河油田分公司信息工程分公司, 长期从事数据中心机房运维与管理工作。

实现对动力设备、服务器、传输交换设备的工作环境整体监控、交叉比对,如温湿度、漏水、消防等环境参量监测,实现数据实时监测、告警阈值设定、告警预测、告警时结合应急预案采取相应处理策略,确保工作环境处于健康状态,为设备可靠运行提供有力保障;对动力设备运行状态监测和预测、在线智能故障诊断等功能;对门禁管理、蓄电池性能管理、入侵防盗报警管理、视频监控等功能,确保机房的安全防范,实现远程无人值守管理,节约人力资源。同时通过大量数据的采集,研判和挖掘,对设备的运行状态趋势判断、维护质量的评定,从而实现对数量庞大的设备进行有效的资源管理等。

1.1 自动监控

辽河油田数据中心在这几年的发展的过程中,运行系统已经逐渐趋向于完善,但是在长期运行的时候,还是存在着一定的而问题,设备的故障率随着使用年限的增加而增长。因此,我们为了避免任何问题的产生,针对数据中心中的各项设备逐渐实行自动监控模式,对一些重要的组件进行实时监控,例如:动力环境系统、火灾报警系统、路由器、交换机、防火墙等方面,以及业务运行情况等,一旦发生任何的异常,自动监控系统可以及时的发现预警,以便运维人员及时解决。通过自动监控系统,可以降低运行故障,并且可以提前发现一些故障隐患,采取相应的预防措施,以此保证数据中心各种设备运行的稳定性和安全性。

1.2 自动检测配置

由于设备的数量、类型等方面相对较多,自动监控对象也相对较多,所以在配置方面的变更量也相对较大,这样很容易导致数据中心运行出现故障。然而,数据中心实行设备一体化监控,可以针对环境参数、服务器配置参数的变化,将自动化检测分析的结果呈现给运维人员,从而对相应的设备进行配置和维护,以此保证数据中心内设备安全稳定运行。

1.3 自动提示维护更新

监控系统可以根据数据中心设备的运行状态,自动化提醒相关的工作人员进行设备的维护和更新,并且针对一些紧急事项,自动监控系统可以采集相应的数据和信息,有助于工作人员进行调整。

在数据中心运行的过程中,一旦发生突发状况,自动监控系统可以第一时间启动报警设备,然后将有效的信息传递给运维技术人员进行解决。另外,自动监控系统会根据维护更新情况进行自动化记录,这样有助于后

期的参数调整。

在各自的数据中心运行一段时间以后,随着季节的变更,设备增多等多方面因素,监控设备原始的参数配置是无法满足数据中心运行需求的,若是不调整就会产生一定的偏差。面对这样的情况下,自动提示维护更新就根据数据中心的运行状态,自动提醒系统的维护和更新,工作人员根据提醒进行调整设置参数,以此保证油田企业数据中心运行的先进性及稳定性。

2 供配电系统自动监控

供配电系统自动监控是油田企业数据中心运行的重点,辽河油田数据中心采用2N双总线模式,主要是对供配电的稳定性和安全性提供了保障,避免数据中心运行出现电力故障,尽最大的可能保障数据中心的稳定。

供配电电源作为电源自动监控的重点,自动监控主要包括有:电压、电流、功率等方面,从各个方面分析其运行状态,判断其中是否存在故障隐患。同时,需要根据油田企业数据中心的运行状态,对电参数分别进行监控,分析电参数是否出现异常,满足电参数达到相关标准。而且还需支持设备能耗计算的功能。电源设备如开关电源、UPS等本身具备输出电能参数的采集功能,动环系统定期进行采集存储这些数据,并计算成电量,实现对主设备耗电的管理。通过资源模块的功能,可以计算汇总出每个主设备耗电量,并且通过系统分析给出想对象的策略,从而降低数据中心的能耗。

在电源自动监控的过程中,需要对蓄电池组参数进行综合性的考虑,调节电源设备工作参数;控制蓄电池深度放电,采集蓄电池的容量。通过对蓄电池的总电压、充放电电流、单体温度、单体电压、蓄电池内阻的测量、分析,识别落后单体,并采集蓄电池组的剩余容量,实现蓄电池组的有效监测。同时,在蓄电池组处于充、放电的状态下,一定要监控电压和温度是否处于标准的状态下,若是电压、温度出现异常的话,报警设备就会启动,相关工作人员会根据异常进行解决,这样才能保证蓄电池组运行的稳定性和安全性。

3 自动巡检管理

为了保证辽河油田数据中心运行的稳定性和安全性,加强自动巡检管理的力度是非常必要的。

3.1 日常巡检管理

在数据中心运行的时候,需要根据运行状态,以及

各项设备的运行参数等,制定相应日常巡检管理制度,除每天人工定时巡检外,电子设备7*24小时的监控也是有力的保障,这样才能自最大程度上保证油田企业数据中心运行的稳定性。同时,在制定日常巡检管理的过程中,需要根据日常巡检工作量,总结设备维护过程中的故障处理经验,形成系统的告警处理经验库,将各项任务落实到相应的工作人员身上,这样可以很好的保证日常巡检管理的有效性。

3.2 监控管理

监控管理作为自动巡检管理的一项重要内容,因此在自动巡检管理的过程中,需要对监控管理进行综合考虑。

监控管理的过程中,主要是利用计算机技术和网络技术有效的连接在一起,在数据中心现场形成一个无死角的监控管理系统,并且需要做到24小时监控管理模式,这样才能及时发现问题和解决问题,提升日常巡检管理的效果,保数据中心运行的稳定性和安全性。

针对助力油田企业数据中心现场一些重要的设备,以及经常出现故障隐患的设备,需要设置重点监控管理对象,并且加强的日常巡检的次数,这样可以在第一时间发现隐患,和解决隐患,降低运行故障的产生。另外,在监控管理的时候,需要针对一些故障发生隐患,采取相应的预防措施,其目的就是降低运行故障的产生。

需要与告警系统连接在一起,这样一旦发生异常,报警系统就会立即启动,工作人员可以根据告警系统进行逐一排查,这样才能有效的解决运行故障。

4 结语

本文从不同角度,对辽河油田数据中心自动化监控应用进行了分析和阐述,并且根据以上的综合论述,得出了以下几个结论。

1、油田企业数据中心在运行的时候,主要是还是依靠自动化技术,其目的就是提升油田企业数据中心的运行效果,降低运行故障的产生,满足各项业务的需求。

2、油田企业数据中心通过利用自动化技术,不仅可以简化日常工作量和工作任务,而且运维团队能够专注于速度、效率和降低成本,数据中心管理人员可以根据实时建议采取行动,而不是浪费时间在人工试验和错误流程上,以实现数据中心的自动运行,保障了各项数据的准确性,这样对助力油田企业的发展,以及获取最大的经济效益,都给予了一定的支持。

参考文献

- [1] 段鸿杰. 油田企业数据中心建设思考 [J]. 数字石油和化工, 2017(6): 7-10.
- [2] 李剑峰, 肖波, 段鸿杰. 中国石化油田企业数据中心总体框架设计 [J]. 东北石油大学学报, 2016, 36(1): 73-77.
- [3] 郭威, 陈秀千. 数据中心自动化运维管理及平台的建设 [J]. 电子技术与软件工程, 2017(16): 132-133.
- [4] 马幸飞. 数据中心自动化运维管理及平台的建设研究 [J]. 科技创新与应用, 2017(36): 109-110.
- [5] 张居库. 数据中心助力数字油田建设 [J]. 中国管理信息化, 2016(12): 40-41.

企业移动应用平台安全体系设计研究

崔秋月

(大庆油田第三采油厂信息中心)
dq_cqy@petrochina.com.cn

摘要: 随着移动互联网技术在企业的应用, 办公自动化由 PC 端转向移动端, 在传统业务模式方式改变的同时, 数据安全也面临巨大挑战。本文对 Android 内在安全机制进行了分析, 基于 Android 系统构建移动应用平台安全体系, 体系让外部网络可以通过 DMZ 区域访问部分企业内部网络的资源, 保障了企业信息安全。所部署的反向代理服务器, 可以实现内网安全、负载均衡, 以及减少服务器压力。使用的 HTTPS 协议可认证用户和服务器, 确保数据发送到正确的客户机和服务器。该体系使得手机移动应用平台在提高企业办公效率的同时能够有效保护企业内部的数据安全。

关键词: Android 系统; 系统安全; DMZ 隔离区; SSL 证书; 反向代理

Research on Security System Design of Enterprise Mobile Application Platform

CUI Qiuyue

(Information Center of the Third Oil Production Plant of Daqing Oilfield)

Abstract: With the application of mobile Internet technology in enterprises, office automation is changing from PC to mobile. With the change of traditional business mode, data security is also facing tremendous challenges. In this paper, the intrinsic security mechanism of Android is analyzed, and the security system of mobile application platform is constructed based on Android system. The system enables external network to access part of enterprise internal network resources through DMZ area, and ensures enterprise information security. The deployed reverse proxy server can achieve intranet security, load balancing, and reduce server pressure. The used HTTPS protocol can authenticate users and servers to ensure that data is sent to the correct client and server. This system enables mobile phone application platform to improve the efficiency of enterprise office while effectively protecting the data security within the enterprise.

Keywords: Android System; System Security; DMZ Isolation Zone; SSL Certificate; Reverse Proxy

0 引言

目前, 以手机、平板移动智能设备为载体的移动应用程序已成为当前人们生活和工作中不可或缺的关键要素。随着企业级市场的日趋成熟, 越来越多的企业根据自身的需求开始让员工通过移动设备进行办公以及访问公司内部资源。但与此同时移动互联网和移动设备时刻面临来自于内外部因素的攻击, 导致安全漏洞和隐患频发, 使企业信息安全风险逐渐扩大。移动互联网安全问

题的出现, 可能会导致企业信息泄露, 使用必要的安全保障举措才能够对企业数据安全提供保障。

Android 系统是目前移动应用市场上使用最广泛的操作系统, 它将安全设计贯穿系统架构的各个层面, 覆盖系统内核、虚拟机、应用程序框架层以及应用层各个环节, 力求在开放的同时, 也恰当保护用户的数据、应用程序和设备的安全。但是在现实中, Android 应用仍然会遇到各种各样的安全性问题, 包括病毒、关键信息泄露、数据被劫持、各种漏洞等等。因此安全性是移动应用平

作者简介: 崔秋月, 女, 大庆油田第三采油厂信息中心软件开发工程师, 长期从事油田软件开发工作。

台设计和实现时首要解决的问题, 本文通过构建基于多层防护的手机移动应用平台安全防护体系, 进而有效保护企业内部的数据安全。

1 Android 系统安全机制

Android 采用分层的系统架构, 由下往上分别是 Linux 内核层、硬件抽象层、系统运行时库层、应用程序框架层和应用程序层。Android 以 Linux 操作系统内核为基础, 实现硬件设备驱动、进程和内存管理、网络协议栈、电源管理等核心系统功能。安全性是任何一个系统都必须考虑的问题, Android 安全模型主要提供以下几种安全机制。

1.1 代码安全机制

Android 应用的安装文件是 Apk 格式。Apk 是由 Android SDK 编译的工程打包生成的安装程序文件。由于 Java 语言的特殊性, 即使是编译成 Apk 的应用程序也存在被反编译的风险, 通过解压就可以看到其中的文件。因此, Android 提供了代码安全机制, 通过代码混淆工具 ProGuard 可以在代码层面上对 Android 应用程序进行保护, 它可以混淆关键代码和替换命名, 同时也可以压缩代码、优化编译后的 Java 字节码, 使得破坏者无法轻松查看代码, 保证源代码的安全。

1.2 应用接入权限控制

Android 应用在使用受限资源的时候, 需要在 Android Manifest 文件中根据应用程序的需要, 显式声明权限、名称、权限组与保护级别。只有这样才能通过权限机制的检查并完成对系统服务的调用。不同的级别要求应用程序行使此权限时的认证方式不同: Normal 级, 申请即可用; Dangerous 级, 需在安装时由用户确认才可用; Signature 与 Signature Or System, 则必须是系统用户才可用。

1.3 应用签名机制

开发者必须对每一个 Android 应用的 Apk 文件进行数字签名, 以此来标识应用程序作者和应用程序之间的信任关系。在安装应用程序 Apk 时, 系统安装程序首先检查 Apk 是否被签名, 有签名才能安装。拥有相同数字签名的应用, 在升级时被认为是同一应用。而且 Android 系统不会安装没有签名的应用。开发者有可以把安装包命名为相同的名字, 通过不同的签名便可以把他们区分开来, 这样也保证了签名不同的包不被替换, 达到防止

恶意软件替换安装应用的目的。

1.4 访问权限控制

Android 系统是基于 Linux 内核开发的, 因此同样继承了 Linux 的安全特性, 在 Linux 权限模型下, 每个文件属于一个用户和一个组, 由 UID 与 GID 标识其所有权。针对于文件的具体访问权限定义为可读 (r)、可写 (w) 与可执行 (x), 并由三组读、写、执行组成的权限三元组来描述相关权限。第一组定义文件所有者 (用户) 的权限, 第二组定义同组用户 (GID 相同但 UID 不同的用户) 的权限, 第三组定义其他用户的权限 (GID 与 UID 都不同的用户)。

1.5 沙箱隔离机制

Android 应用在安装时被赋予独特的用户标识 (UID), 并永久保持, 在虚拟机中运行于独立的 Linux 进程空间, 通过区分 UID 可以让应用之间互相隔离, UID 不同的应用程序之间不能互相访问, 在实现安全机制的基础上, 使应用程序能够互不影响, 即便一个应用崩溃, 也不会导致其他应用异常。

2 安全体系设计与实现

尽管 Android 安全机制覆盖了系统架构的各个层面, 但其自身还存在一些缺陷, 无法完全保证用户数据、应用程序和设备的安全, 因此为了构建多重全方位的安全机制, 确保 Android 移动应用平台整体安全访问和数据安全, 本文从以下三方面构建 Android 系统架构安全。

2.1 部署 DMZ 隔离区

建立 DMZ 隔离区, 即在企业内部网络和外部网络之间建立一个小网络区域, 外部网络可以通过这个 DMZ 区域访问部分企业内部网络的资源, 从而保障了企业信息安全。根据安全等级保护三级要求, 系统部署分为三层: 展示层、应用层和数据层, 展示层部署在 DMZ 区 (外网环境), 如图 1。

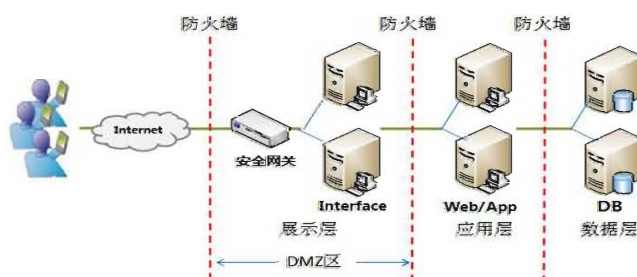


图 1 DMZ 部署图

客户端安全接入后通过安全端口映射访问展示层接口，展示层负责调用应用层接口，应用层负责访问数据库的数据库。其中展示层只实现访问跳转作用，不做任何业务处理。

展示层虚拟机跳转程序部署：

(1) 展示层虚拟机申请：首先申请展示层虚拟机，该虚拟机的目的是接收所有客户端访问，然后将该访问请求转发给后台应用层，从而起到反向代理作用，隐藏应用层真实的地址。这里假设：用户申请了展示层虚拟机地址和端口为：61.158.56.34:7001。

(2) 安全端口申请及映射：若用户向移动项目组申请的安全端口是 8080，则经过安全端口映射后，61.158.56.34:7001 地址被映射为 10.64.64.30:8080，将该地址替换掉客户端移动应用程序中的访问地址及端口。当移动应用的访问请求经安全接入时，安全网关会将 10.64.64.30:8080 转换为 61.158.56.34:7001，并将该请求发给 61.158.56.34:7001，该请求经过 61.158.56.34:7001 上部署的逻辑跳转程序转发给后台应用服务器。

2.2 反向代理安全

反向代理是代理服务器的一种，它部署在服务器端，根据客户端的请求从其关系的一组或多组后端服务器（如 Web 服务器）上获取资源，然后再将这些资源返回给客户端，客户端只会得知反向代理的 IP 地址，而不知道在代理服务器后面的服务器簇的存在。通过部署反向代理服务器，可以实现内网安全、负载均衡，并减少服务器压力。

Nginx 服务器的配置信息主要集中在 nginx.conf 这个配置文件中，并且所有的可配置选项大致分为以下几个部分：

- ① main 模块，用于进行 nginx 全局信息的配置。
- ② events 模块，用于 nginx 工作模式的配置。
- ③ http 模块，用于进行 http 协议信息的一些配置。
- ④ server 模块，用于进行服务器访问信息的配置。
- ⑤ location 模块，用于进行访问路由的配置。
- ⑥ upstream 模块，用于进行负载均衡的配置。

2.3 传输安全

传统 HTTP 协议采用的是明文协议，无法进行服务器端真实身份校验，也不能为传输数据提供加密保护，使得数据时刻处在被窃听、篡改和冒充的风险中。HTTPS 传输协议在 HTTP 的基础上加入了 SSL 协议，SSL 依靠证书来验证服务器的身份，并为浏览器和服务器之间的通信进行加密，确保数据传输到正确的服务器端，并防止中间人窃取传输数据。使用 HTTPS 协议可认

证用户和服务器，确保数据发送到正确的客户机和服务器，它是现行架构下最安全的解决方案。

SSL 证书的安装步骤如下：

(1) 把下载下来的 SSL 证书解压，可以看到有 Apache、IIS、Nginx 几个文件夹，里面就是各个服务器要安装的安全证书了，选择 Nginx 服务器的安全证书，在服务器中的 /etc/nginx/ 目录下，新增 cert 文件夹，将证书放到下面。

(2) 配置 SSL 证书。在 /etc/nginx/sites-enabled/ 下，增加 xxxz.com 文件，具体内容如下：

```
server {
    listen 443;
    server_name xxxz.com;
    ssl on;
    root /var/www/xxxz.com;
    index index.html index.htm;
    ssl_certificate cert/214292799730473.pem;
    // 证书名
    ssl_certificate_key
cert/214292799730473.key;// 证书名
    ssl_session_timeout 5m;
    ssl_ciphers
ECDHE-RSA-AES128-GCM-SHA256:ECD
HE:ECDH:AES:HIGH:!NULL:!aNULL:!MD5:!ADH:!RC4;
    ssl_protocols TLSv1 TLSv1.1 TLSv1.2;
    ssl_prefer_server_ciphers on;
    location / {
        index index.html index.htm;
    }
}
server {
    listen 80;
    server_name xxxz.com;
    rewrite ~(.*)$ https://$host$1 permanent; // 把
http 的域名请求转成 https
}
```

(3) 检查配置结果。检查 Nginx 配置文件，输入 `Y nginx-t`，如果出现 `successful` 则表示可用。配置正确后，重新加载配置文件使配置生效，输入 `Y nginx -s reload` 使配置生效。至此，Nginx 的 https 访问就完成了，并且通过 `rewrite` 方式把所有 http 请求也转成了 https 请求，更加安全。

在企业移动应用平台中引入以上三种安全机制可以有效地降低系统安全风险，保护企业应用系统的安全稳

定。

3 结语

为适应企业的发展需求,移动智能办公也悄然到来。它所引发的颠覆性变革揭开了移动互联网产业发展的序幕,开启了一个新的技术产业周期,移动安全技术是保障企业移动网络安全、数据信息安全的关键。本文首先分析了移动应用当前面临的安全问题,然后对 Android 内在安全机制进行了分析,在此基础上提出了构建基于多层防护的手机移动应用平台安全防护体系,该体系使得手机移动应用平台在提高企业办公效率的同时能够有效保护企业内部的数据安全。

参考文献

- [1] 王慧英,基于 Android 的移动办公系统的设计与实现 [D]. 南开大学,2016.
- [2] 沙博,编著.基于 Android 手机平台的应用研究 [D]. 长春:吉林大学,2012.
- [3] 巫志文,Android 软件数据保护方案的设计与实现 [D]. 北京邮电大学,2015.
- [4] 李彬,基于 Android 沙箱的软件行为分析系统的设计与实现 [D]. 北京邮电大学,2013.

协同管理平台在油田科研单位的建设与应用

段非*, 娄兵

(新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)
duanfei@petrochina.com.cn

摘要: 多年来, 信息化建设为企业各项业务的管理提供了极大的便利, 但随着应用系统的不断增加, 人们反而抱怨操作方式不一致、数据不能共享、一天要登很多套系统等等诸多问题。造成这些问题的根本原因是目前各业务部门都在使用各自独立的系统, 造成部门和部门之间缺乏联系手段、业务与业务之间信息不能共享, 这种方式已经满足不了业务管理的时效性、综合性、高度共享性要求。新疆油田公司勘探开发研究院经过一年多的建设及实际应用, 将协同管理平台建设成为所在企业的全方位管理平台, 全面覆盖了各项管理业务及各基层单位日常事务, 并整合已有系统, 使得用户登录一个平台就可办理多项业务。该平台的应用不仅提高了企业业务管理效率, 同时促进了企业的组织融合、流程融合、信息融合、资源融合、文化融合, 为数字研究院的建立打造了坚实的基础。

关键词: 计算机应用; 信息管理; 企业管理; 协同管理平台

Construction and Application of Collaborative Management Platform in Oilfield Research

DUAN Fei*, LOU Bing

(Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company 834000)

Abstract: For many years the construction of information has provided great convenience for enterprise management. With the increasing of application systems some problems, such as inconsistent operation mode, unshared data, login multiple systems a day, must be solved. The fundamental reason of these problems is that each business department used its own independent system, which leads to the lack of means of contact between departments and unshared information between businesses. This mode does not meet the requirements of time effectiveness, comprehensiveness and high sharing of business management. After more than a year of construction and practical application, our institute is built a comprehensive collaborative management platform which covered all management businesses and daily affairs of basic units, integrated the existing system let users to login one platform to handle a number of businesses. The application of the platform not only improves the efficiency of enterprise business management, but also promotes the organization integration, process integration, information integration, resources integration, and culture integration of enterprise. This work built a solid foundation for the establishment of digital research institute.

Keywords: Computer application; Information management; Enterprise management; Collaborative management platform

0 引言

在企业信息化建设初级阶段, 企业关注点是建设行政管理和办公事务过程的电子化、自动化系统 (Transaction Information System) 以及相关业务应用系统,

利用信息技术记录、跟踪、支持政务和业务管理过程, 降低成本, 提供效率^[1]。随着信息技术的发展, 企业对管理信息化的水平和要求不断提高。

在当今企业管理中, 企业面临着人力资源管理、精细管理、成本控制等越来越多的管理挑战, 比如如何满

足业务发展需要、提高管理水平，如何规范管理流程、提高工作效率，如何提供全方位管理支持和决策能力等等，有效解决上述问题是当前乃至今后很长一段时间信息化建设的重点和方向。

通过总结，我们不难发现目前大多数企业在应用信息技术进行企业管理过程中或多或少都会存在一下一些问题：

(1) 传统 OA 系统无法满足企业全面管理及核心业务流程管理的需求，仅仅是办公自动化、侧重公文、行政事务为主的无纸化办公系统。

(2) “信息孤岛”、“应用孤岛”和“资源孤岛”为管理提成更多的难题。例如出差管理系统、请销假系统等系统的大量应用。

(3) 业务与业务之间、部门与部门之间缺乏协作、共享。

(4) 缺乏统一、全面、准确的管理决策依据与手段。

基于这样的背景和需求，业务协同越来越被重视，在一个统一的网络平台、系统运行平台、应用基础平台和信息组织规范的框架之下，整合已有系统、拓展新的应用、“一体化”的面向企业全方位管理的信息应用平台是一个不错的选择。在一体化信息平台中实现信息集成、业务协同的基础上，对大量业务数据进行有效分析成为可能，为领导决策支持、部门业务管理提供全面的管理支撑和经营决策能力。

1 协同管理平台介绍

通过前面的分析，现代企业的需求很明确，建立一套着重关注企业内部管理制度的规范执行、内外部信息动向的自动获取和推送、知识经验分享利用、高效率的沟通渠道、行政类事务的集中处理等需求的应用管理平台。该平台可以管理各业务审批工作流程和在工作中产生的数据信息，达到对业务的全面管理和对管理中产生的数据信息充分挖掘利用的目的，解决“信息孤岛”、“应用孤岛”和“资源孤岛”三大问题，实现信息的协同、业务的协同和资源的协同。

如何保证快速、准确的实施并应用，建立起适合企业自身需要的信息管理一体化平台，下面介绍一种信息产品，也许不适合所有的企业需要，但是其发展及应用范围决定了它适合很多企业。

协同管理平台（CMP，全称 Cooperation Management Platform），很多知名的 OA 厂商如金和软件、贵阳思普、起步软件、神州数码等企业的高端 OA 产品均称之为协同管理平台，如金和号称带有精确管理思想的 C6 协同管

理平台、思普号称可随需应变的协同管理平台（MyCMP）等等。

目前市场上的协同管理平台大都以 Web 为架构，遵循 SOA（面向服务的体系结构）产品设计理念，采用 java 语言开发，协同管理平台在应用中，最重要的就是需要做到可 DIY、个性化，满足不同企业及不同阶段的需求。灵活性和扩展性是系统可 DIY 特性最重要的表现。

2 建立企业自己的协同管理平台

首先明确目标，协同管理平台的建设，以人力资源、组织机构、业务体系为支撑，结合工作流引擎、信息处理、数据仓库等技术，开展科研生产、管理工作，对产生的业务数据、流程数据进一步分析，为管理决策提供数据支持。图 1 是协同管理平台总体框架图，进一步体现了面向企业全方位管理的需求。

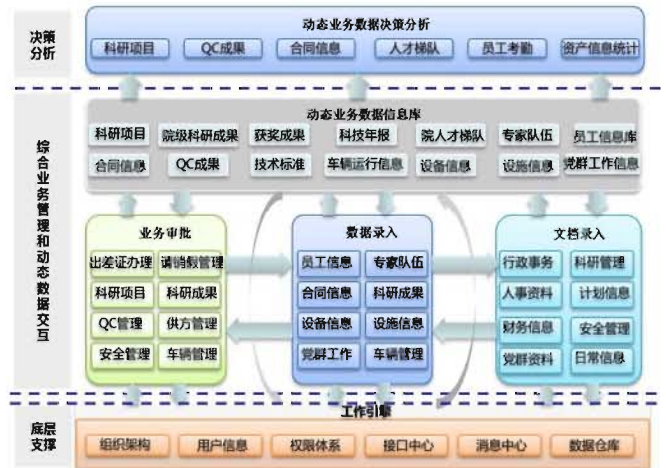


图 1 协同管理平台总体框架图

2.1 需求调研

接下来按照软件工程的节奏，应该是需求调研，作者想强调的是，作为一个面向企业管理的信息系统，需求调研往往比系统开发来的更重要。具体调研过程就不在本文中讨论了，说明一点调研的业务内容、功能需求、数据需求一定要和用户反复沟通、确认，这样做能够最大限度避免（减少）后期的反复建设。表 1 是调研的业务需求内容简表。

功能需求方面，此类管理平台功能比较近似，主要包括人力资源管理、文档管理、多媒体资料管理、用户统一认证、角色权限管理、信息发布、流程管理、报表管理、统计分析等功能，还有一些个性化的需求，如网络硬盘、消息提醒、个人日常管理等等。

表 1 协同管理平台业务需求调研表

序号	科室名称	业务名称		业务描述
		大类	子类	
1	人事科	党组织建设	党组织建设	负责党组织建设、党员、干部管理工作
2		人事管理	人才队伍建设	专业技术职务评聘和专家、人才队伍建设工作
3			劳动组织	劳动组织、定员定额、机构编制管理工作
4			薪酬保险	员工薪酬、保险和激励管理工作
5			请销假	探亲假及报销
6			年度考核	业绩考核、领导干部年度考核工作
7			技能鉴定	技师评聘、技能鉴定、技能竞赛管理工作
8			员工培训	派外学习、培训费报销
9			劳动合同管理	劳动合同管理、参与劳动争议调解工作

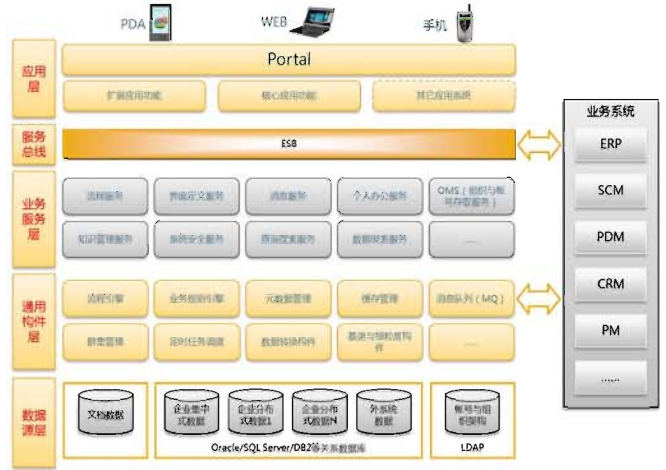


图 2 协同管理平台技术架构图



图 3 协同管理平台功能架构图

2.2 平台设计

需求梳理完毕后，平台的各项设计至关重要，协同管理平台应用典型的多层分布式体系结构，整个系统从纵向上分为：业务流客户访问层、应用服务层、数据服务层三层。客户访问层主要通过 IE 浏览器来访问业务系统，应用服务层主要由业务流引擎服务及触发器、视图等服务提供，数据服务层主要是 ORACLE 数据库及大量的外部文件所提供的数据服务，平台技术框架设计如图 2 所示，功能框架设计如图 3 所示。

2.3 平台建设

结合油田科研单位的需求，对协同管理平台的操作界面及其风格样式做了整体设计，制定了协同管理平台表现演示和运行模式的标准，并按照该标准统一规范了协同管理平台的使用操作，和功能菜单架构的布局及其命名方式，如图 4 所示。

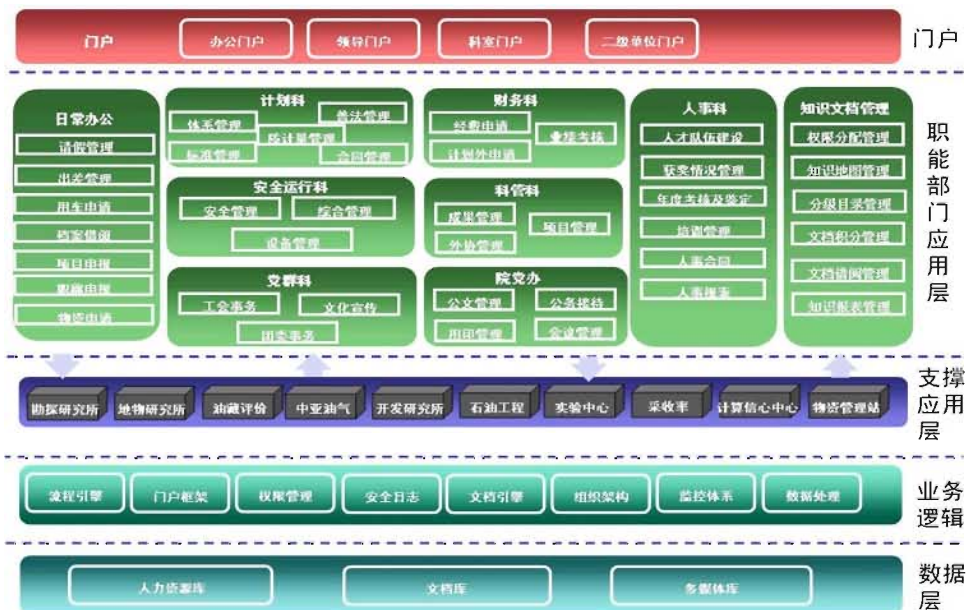


图 4 协同管理平台界面设计

在平台具体建设过程中,我们一直遵循着设计之初制定的两个实施方案《协同管理平台项目实施计划书》和《机关科室业务平台实施方案》,该方案一直指导着开发人员按照正确的路线实施,这也映照了前面所说的需求调研的重要性。总体建设过程中,我们共搭建完成了企业各机关科室的业务流程 73 个,数据录入 80 个,数据库 20 个,文档目录 141 个,业务表单 176 张,内部统计报表 143 张,决策分析数据报表 23 张,功能组织菜单 152 个。

2.4 推广应用

在系统试运行后,推广应用近一年的时间,按照专业、部门、机构的不同,分门别类的进行各种培训 30 余次,有企业职工全体参与的大型培训,也有只针对一个人的业务培训。有效的保障了每个人都清楚其在协同管理平台的角色和权利。

2.5 协同的特点

协同管理平台自建设运行以来已经 3 年多了。从表面上来看,企业的业务被分为各个业务环节并归属于某个部门或某个人负责,事实上这些业务环节之间有着千丝万缕的关系,更为重要的是他们都必须为企业的共同目标而运作。举一个最简单的例子,每个企业都有员工考勤,在以往这只能由各部门自己统计后进行汇总,而在协同管理平台中却可以自己生成考勤报表,各单位的出差管理、请销假管理以及人事部门组织的培训等等,这些都在平台中进行着有效的管理,它们的数据忠实的记录了每个人的运行轨迹,我们将这些数据进行汇总就是一个人的考勤,当然前提是这些业务运行正常。

3 结语

协同管理平台建立后产生的经济效益可能不那么明显,比如节省的纸张。但给企业带来的管理效率的提高、管理成本的节约更为重要,主要体现以下几个方面:

(1) 促使组织机构扁平化,降低管理成本,提高工作人员的能动性。

在单位发展的过程中,部门和员工的增加是必然的。多元化发展,要求增设机构,补充人才,增加管理层面,增大管理幅度。经济与环境的发展与变化却要求组织走向扁平化,以提高应变能力。要解决好这两者之间的矛盾,引入信息化系统,加快单位信息化进程,是唯一的

解决途径。实行协同管理平台后,单位成功的实现了组织机构的扁平化,其优势主要体现在:由于管理层次减少,管理人员必然会相应地减少,不仅可以大大降低人工费用,同时还有利于实现工作的内容丰富化;管理跨度的加大,能够积极提高员工的潜能,为发挥员工的创造性极为有利;减少中间层次,缩短了上下层的距离,既可以提高信息传递的速度,又可提高领导决策的效率,还可以促进上下级之间的沟通;更重要的是层次的减少,人员精干后,增大了工作职位的挑战性,迫使各部门员工自我训练,促使人才快速成长。

(2) 沟通渠道的改善促进了工作效率的提高。

沟通是一方将信息传达给另一方,沟通对于现代事业单位的管理已经显得非常重要,可以说,沟通是事业单位的命脉。管理者必须通过沟通来领导和影响下属,单位内的信息必须经过沟通才能流畅,单位也必须经过沟通才能实现组织目标,这就要求在各级领导之间,领导与一般工作人员之间,员工与员工之间,都要建立有效的沟通渠道。实施协同管理平台是减少沟通障碍,提高沟通效率的有效途径,系统的建成,为各级员工提供了一个高效的沟通渠道,其电子化传递方式大大降低了信息噪音,提高了沟通效率,具体表现在:通过平台中温馨提示、流程提醒等功能,每个员工可以方便地给领导说出自己的意见和建议,领导之间、领导与员工、各级员工之间都可以通过平台快捷地传递信息。

参考文献

- [1] 宫晓梅,曹建平.面向企业或政府的业务协同平台设计与实现[J].科技信息,2013年11期.
- [2] 郑瑞新,商明,林茂,董玉敏,王艳红.中小规模研究性企业知识管理体系建设探索[J].计算机系统应用,2013,22(12):30-34.
- [3] 张鹏飞,杜栋.基于协同管理平台的 CRM 与 ERP 整合研究[J].电子商务,2012(03):59-61.
- [4] 陈颢.基于协同管理平台构建企业知识管理系统[J].软件工程师,2010(06):40-42.
- [5] 熊励,孙友霞.协同知识管理研究进展[J].科技进步与对策,2010,27(04):156-160.
- [6] 石菲.选思路还是选功能——协同管理软件选型指南[J].中国计算机用户,2009(05):66-70.
- [7] 陆静平,李尚平.利用 BPEL 实现协同管理平台的业务流程集成[J].微计算机信息,2008(27):4-5+3.
- [8] 杜栋.协同、协同管理与协同管理系统[J].现代管理科学,2008(02):92-94

安全生产物联网在特一联合站的建设与应用

韩帅^{1*}, 黄轶²

(1. 辽河油田特种油开发公司; 2. 辽河油田信息工程公司)
sherwinhan@163.com

摘要: 特一联合站在生产信息管理过程中缺乏及时、有效的监控, 无法为安全生产提供实时动态数据, 同时低效的人工巡检方式极易忽略安全隐患的存在。针对联合站生产信息监控现状, 开展了安全生产物联网的设计与建设, 利用 LORA 网络以及无线传感装置, 实现对泵压、罐温、可燃气体浓度等生产信息的实时采集和监控。针对日常生产管理问题, 设计移动端安全生产公众平台, 实现了安全生产物联网对联合站的动态化监控和智能化管理。

关键词: 联合站; 物联网; 无线传感; 监控系统; 数字化

The Construction and Application of Safety Production for TeYi United Station Base on IOT

HAN Shuai^{1*}, HUANG Yi²

(1. Liaohe Oilfield Heavy Oil Company; 2. Liaohe Oilfield Information Engineering Company)

Abstract: TeYi united station lacks timely and effective monitoring in the process of production information management, and can not provide real-time dynamic data for safe production. Meanwhile, inefficient manual inspection method is easy to ignore the existence of hidden safety hazards. In view of the present situation of production information monitoring in United station, the design and construction of the safety production base on IOT are carried out. The real-time acquisition and monitoring of production information such as pump pressure, tank temperature and combustible gas concentration are realized by using LORA network and wireless sensor devices. Aiming at the daily production management problems, the mobile phone safety production public platform base on IOT is designed to realize the dynamic monitoring and intelligent management of the TeYi united station.

Keywords: United Station; IOT; Wireless Sensor; Monitoring System; Digitization

0 引言

特一联合站(以下简称特一联)于2007年建成投产, 现已发展成为辽河油田最大的稠油集中处理站, 日均处理液量24000方, 拥有万方级钢质储罐18座、机泵21台、各类仪表315台次。随着油田科技水平不断进步, 一线生产信息化程度也在逐步加强, 多种自动化数据检测设备已在联合站推广使用, 很大程度上减轻了操作工的劳动强度^[1]。但是, 由于设备系统相对独立, 信息集成程度较低, 如脱水管理、油水管输、储罐盘库、日常巡检等基础工作仍需大量人工完成^[2], 信息汇总很难保证

时间上的统一性, 数据记录效率低、生产管理进度慢等问题普遍存在, 在安全上也有人工巡检不到位、隐患排查不彻底情况发生。

建设安全生产物联网的目的是实现“两提两降”, 即: 提高生产效率, 降低生产风险; 提高监控力度, 降低监控成本。通过安全生产物联网建设, 联合站可以形成一套以安全生产风险点为主要检测对象的智能系统^[3], 将生产环节中的关键信息实时传输到数据服务平台进行统一展示与分析, 为联合站提供更加直观、高效的管理手段。

1 安全生产物联网体系架构

作者简介: 韩帅, 工程师, 硕士研究生, 2012年毕业于东北石油大学石油工程学院, 现任职于辽河油田特种油开发公司, 研究方向为油气生产物联网应用技术。

安全生产物联网的功能实践可分为三个步骤：第一步，在特一联生产现场安装数据采集、监控设备，自动对生产数据和图像信号进行实时采集；第二步，通过无线网络将采集到的生产数据和图像信息不间断地传送到数据处理中心；第三步，对接收到的生产数据进行集中处理、综合分析和异常报警。

安全生产物联网总体构架如图 1 所示，划分为四层：第一层为传感层、第二层为通信层、第三层为数据层、第四层为应用层。其中：传感层是生产信息接入网关之前的传感网络，主要由各种感知设备组成，包括有温度及压力变送器、流量及液位传感器、可燃气体及有毒有害气体浓度探测器等，传感层的作用是对生产状态进行全面感知，并将信息数据通过传感节点上传至网关接入点；通信层与数据层作为设备信息的承载体，可以在有线互联网、无线 WIFI、无线移动通讯网络基础上建立，它的作用是自动识别传感网络，将传感层收集到的信息以通用数据包形式上传网络进行共享；应用层根据底层共享数据，形成与现有系统需求相适应的动态更新数据库^[4]，向生产管理者提供统一的信息资源支撑，实现安全生产物联网对人员、设备、环境、流程的智能化监控与管理。



图 1 安全生产物联网体系架构

2 安全生产物联网功能建设

2.1 架设物联通信基站

特一联占地面积广，传感设备彼此相距较远，有明显建筑物遮挡。针对特殊的应用场景，项目选用低功耗广域物联网基站构成通信层，采用 LoRaWAN 作为统一

的物联通信方案，缩减网络层级，增强信号强度，实现对生产区域的良好覆盖^[5]。物联网基站架设高度距离地面 20m，网络测试范围规定为周围 5 公里半径覆盖区域，测试终端与基站采取 PING-PONG 通信机制，无线发射功率设定为 +17dBi（天线增益 2.5dBi），基站发射功率为 +24dBi（天线增益 6dBi），现场实测结果表明，在各测试点处基站与终端之间均能实现正常收发通信，且平均丢包率小于 10%，满足了物联基站架设需求。

2.2 安装数据远传模块

特一联传感设备分布在各个生产罐区及泵房，重点巡检设备包括有压电传感器 70 台、温度传感器 84 台、液位传感器 18 台、电磁流量传感器 11 台、转子流量传感器 5 台、可燃气体浓度传感器 127 台。

为充分发挥传统设备功能，减少项目投资，项目选用传感器远传模块对传感信号进行数字化预处理和无线传输。远传模块采取标准化安装，只需通电便可自动搜索基站进行连接，无需 RTU（远程终端单元），无需对在用传感设备进行手动配置，最大限度降低了数据接入成本。以压电传感器为例，远传模块安装方式如图 2 所示。



图 2 压力传感器与远传装置示意图

2.3 开发数据处理系统

数据处理系统是项目核心所在，针对特一联安全生产需求繁杂，传感数据具有多态性、海量性且报警条件不统一的特点，项目选用了某科技公司自主研发的基于边缘计算、算法库的智能设备接入管理系统 iDEM（全称 Intelligent Device Engagement Management），支持各类设备数据接入，拥有丰富的数据处理引擎，其中安全报警规则引擎便是 iDEM 的一个重要组成部分。iDEM 依靠物联网、移动互联及云计算架构技术对在线传感设备实行全面监控，针对不同安全生产风险点预警级别，原始传感信号经集中、过滤、归并等处理步骤后生成准确的预警信息，按需发送给智能通讯设备提醒人员进行处理。

此外，iDEM 支持基站从云端算法库下载相应算法，为现场业务需求服务，在节点、基站、云引擎之间保持三种数据流向，当面临复杂处理时，节点数据可由基站直接上传云引擎，并由云引擎反馈处理结果，确保了数

据处理的高效性与安全性。iDEM 数据流向如图 3 所示。



图 3 iDEM 数据流向

2.4 设计安全公众平台

为满足员工对安全生产物联信息的需求，项目以为智能手机终端提供即时通讯服务的 WeChat 应用程序为入口，利用其原生能力，设计安全公众平台 v1.0，集成已建数据处理系统，使用户通过智能手机能够完成数据查看、参数查询、安全巡检工作，最为重要的是，系统可同时将异常数据及危险点坐标发送至手持设备，提醒相关人员前往查看，预警提醒等实用功能。在后续安全公众平台 v2.0 设计中，高清摄像头、红外闯入监控、烟雾探测等联网设备将被扩展至平台展示，满足安全管理的高标准与高要求。手机端界面及公众平台入口如图 4 所示。



图 4 手机端界面与公众平台入口

3 现场实际应用及效果

目前，安全生产物联网已在特一联建成并投入实际运行，新技术为安全生产管理模式带来多项革新与升级。

(1) 在人工巡检基础上，安全生产物联网将巡检周期由 2 小时加密至 5 分钟，物联基站信号覆盖各个储药间、高温泵房及沉降罐区，针对高温、高压、有毒气体易聚集的高危区域，系统能够替代人工进行全天候不间断值守，有效减轻了员工劳动强度并且提高了工作安全系数^[6]。

(2) 依靠强大的物联数据处理能力，将以往完全依靠人工录入数据改为传感数据自动识别、采集和储存，管理者能够随时查询历史生产数据，为生产决策和业绩评价提供直观便捷的参考依据，工作效率提升的同时减

少巡检用工 4 ~ 5 人，缓解了基层用工紧张问题，与人工录数相比，流量、压力、温度等重点参数精确度提高至十分位，计量准确率达到 100%。

(3) 系统支持安全预警处理规则自定义，使报警策略完全符合生产实际形势及各种临时性指标要求。支持预警信息绑定位置信息，满足对风险点坐标可视化的需求。此外，安全公众平台在特一联得到大力推广使用，预警信息送达率较以往人工通知提高 10% 以上，更进一步保证了预警信息的时效性。

(4) 利用远程模块充分发挥传统设备功能，实现稠油处理过程的一体化监控，对比常规 RTU 模式节省项目投资百万元以上。通过分析物联信息，进一步优化系统，高能耗设备运行状态保持在最优工况，有效减少设备停运维护时间。系统应用后，特一联吨液处理成本由 6.43 元降低至 6.28 元，平均泵效提高 4.5%，累计节电 173.5 万 kW·h，节能降耗效果显著。

4 结语

安全生产物联网于 2018 年 10 月投入现场使用，先后完成对通信协议调优与信号增益补偿工作，目前物联基站信号实测覆盖半径已超 7 公里，在复杂干扰区域仍保持了良好的信号传输能力；现场累计完成 293 块传统仪表的物联功能升级改造工作，新增远传模块适配率达到 100%；数据管理平台引入了先进的机器学习和神经网络功能，通过自主学习实现对数据异常判定准确率的优化。特一联安全生产物联网建设是一项典型示范工程，完全符合中石油《油气生产物联网自动化采集控制设备规范》要求，为辽河油田在稠油开发领域实现信息化与工业化融合起到了科学引领作用，未来会有更加广阔的应用发展前景。

参考文献

- [1] 颜瑾, 张乃禄, 刘雨, 等. 基于智能 RTU 的油气井场监控系统 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2017.4.
- [2] 王君, 吴斌, 张新. 油气生产物联网在稠油油田中的应用 [J]. 信息系统工程, 2015.2.
- [3] 于杰, 王保平, 郭家全. 中国石油数字化油田迈入物联网与云计算时代 [J]. 中国管理信息化, 2014.2.
- [4] 张乃禄, 李永进, 张玉祥, 等. 基于物联网的加油站综合信息监控系统 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2013.6.
- [5] 武佳贺, 周浩, 宫俊峰, 等. 物联网在石油行业中的应用及展望 [J]. 中国信息界, 2011.7.
- [6] 王利君. 智能油田建设中的关键技术研究与应用 [J]. 中国管理信息化, 2017.7.

北斗卫星数传技术在新疆油田的应用

黄玉华^{1*}, 余昊宸²

(1. 中国石油集团测井有限公司新疆分公司; 2. 克拉玛依油城数据有限公司)
Huangyh2006@cnpc.com.cn; 516205292@qq.com

摘要: 目前新疆油田的传统无线数据传输技术由于其技术条件的先天不足, 或者实现成本过高, 没有经济效益, 造成部分特定的生产现场还无法实现无线传输。特别是偏远井区、计量站、运输管线并未实现数据的自动采集与传输。本文以北斗通信技术为依托, 研究制定北斗通讯协议技术标准, 通过北斗通信和RTU数据采集技术的应用, 构建北斗通信数据采集传输系统, 并以此为基础开发北斗数据采集传输一体化集成终端, 实现偏远井区、管线、水利数据采集, 对油气生产现场及其他领域的实时数据无地域限制采集。通过该系统使用户能够及时对生产现场状况进行监控, 了解生产现场的状况, 实施收集现场信息, 并对现场的故障等意外情况做出及时响应。这为智能化油田建设在感知、传输层面提供一种解决方案, 为进一步提高生产管理水平, 降低现场管理成本提供有效手段。

关键词: 北斗通信; RTU; 管理系统; 数据采集; 数据传输

The Construction and Application of Beidou Satellite Data Transmission Technology in Xinjiang Oilfield

HUANG Yuhua^{1*}, YU Haochen²

(1. Xinjiang Branch of China Petroleum Group Logging Co., Ltd.; 2. Karamay Oil City Data Co., Ltd.)

Abstract: At present, the traditional wireless data transmission technology of Xinjiang oilfield is unable to realize wireless transmission in some specific production sites due to the inherent deficiency of its technical conditions or the expensive implementation cost. In particular, both automatic data collection and transmission were not realized in remote well areas, metering stations and transportation pipelines. Based on Beidou communication technology, through studying and formulating the Beidou communication protocol standard, Beidou communication data acquisition and commission system is established by applying communication technology and RTU data acquisition technology, and then integrated terminal is developed. Now Real-time data acquisition is no longer bound by geographically for oil and gas production site and other areas, such as remote wellblock, pipeline and water conservancy. The system enables users to monitor the status of the production site in a timely manner, to know the status of production site, to implement the information collection, and make timely response for the site failure and other unexpected emergencies. This provides a solution for intelligent oilfield construction at the level of perception and transmission, and an effective means for further improving production management level and reducing field management cost.

Keywords: Data beidou communication; RTU; management system; data acquisition; data transmission

0 背景

目前新疆油田采集数据的远距离无线传输多采用无线电台、无线网桥、GPRS等方式, 虽然解决了大部分

油气生产现场的数据传输问题, 但是对于偏远井区、计量站、运输管线, 这些传统的传输方式由于其技术条件的先天不足, 或者实现成本过高, 特定的生产现场还无法实现无线传输。

作者简介: 黄玉华, 女, 中国石油集团测井有限公司新疆分公司, 工程师, 从事软件开发与系统维护。

鉴于“北斗”通信技术可以弥补传统天线传输数据的不足,对于特定生产现场,应用“北斗”通信技术构建北斗通信数据采集传输系统,该系统主要对现场设备状态进行监控及数据参数的采集,将采集到的相关的数据进行存储记录,将其传送至监控中心。工作人员通过数据反映的情况了解站场的实际运行状态,经过对一段时间内站场运行记录数据的分析,可以全面而准确地判断站场的运行状况,采取相应措施对站场进行调节,有效降低运营成本^[1]。并且其有不受地域限制、系统建设快捷、通讯费用低等优势,是满足油气生产信息化建设的必要补充手段。

1 北斗系统

北斗卫星导航定位系统具备通信功能、区域性有源定位功能,可以为中国和东南亚地区提供全天候、全天时的导航、通信、授时服务。^[2]应用北斗卫星导航系统的短报文通信进行气象数据传输可实现全区域无盲点覆盖,提供数据通信服务。北斗短报文通信一次最多可传输120个汉字,服务频度最高可达1秒/次。北斗定位采用无源定位的工作方式,系统容量无源定位用户数没有限制,短报文通信约3000次/秒。通信系统主要指标如下:定位精度: $<10\text{m}$;一次成功定位成功率: $\geq 95\%$;平均通信延时: $<2\text{s}$ 。

2 系统实施方案

针对目前新疆油田生产现场地理位置偏远、站点部署跨度较大、数据传输速率不高、站点稀疏的状况以及油气田的生产需求,应“北斗”通信+RTU数据采集技术构建北斗通信数据采集传输系统,研制基于北斗数据采集传输一体化集成终端,实现数据无地域限制采集与传输,并开发基于北斗通信的数据管理平台,实现对油井、注水井、气井、计量站等生产数据的传输和远程监控,大幅降低生产管理成本。北斗短报文通信一次最多可传输120个汉字每分钟,按照现场的数据情况计算后可同时并发多组数据量,完全可以满足边远井、油气管线、水利管线、渠道、压力、温度、阴极电位、液位、流量等数据的传输,节约管线巡检成本。站场进行调节,有效降低运营成本^[1]。并且其有不受地域限制、系统建设快捷、通讯费用低等优势,是满足油气生产信息化建设的必要补充手段。

(1) 系统总体架构

完整的通信系统的搭建需要由采集终端、地面站、卫星、中心站组成,终端将采集的数据通过卫星发送到地面站,地面站将该数据通过卫星转发到数据接收中心站,接收终端采用通过地面链路接入油田生产数据组态监控系统的方式来搭建架构,根据对油田生产数据的业务管理要求,开发基于北斗通信的数据管理平台,实现对现场生产采集数据的远程监控及管理,如图1。

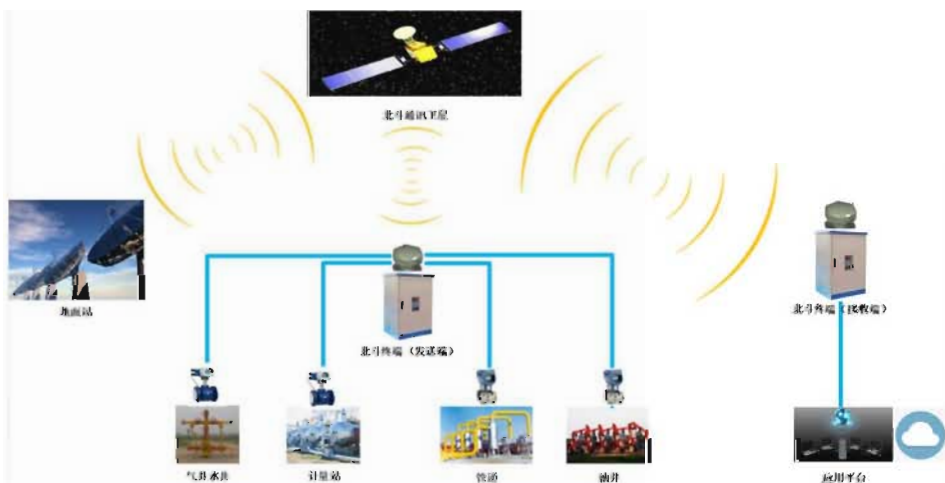


图1 系统框架拓扑图

根据油田生产现场的特点,利用一体化集成终端将现场油气水井、计量站及管线数据通过北斗卫星短报文加密的方式发送至地面站,地面站将数据解析通过卫星再发送到中心接收端,北斗接收终端通过地面链路接入

油田生产监控管理的系统,这种传输系统的搭建对基础设施依赖小,部署灵活。

(2) 北斗一体化终端

北斗一体化集成终端是采用天线、通讯、采集、控

制为一体化设计，集成了北斗天线、射频收发模块、数据采集模块、数据处理单元，此一体化采集传输终端集多功能为一体，具备高集成度、功耗低、体型小、部署便捷，可随时搬移的特点，如图 2。



图 2 北斗一体化集成终端效果图

终端可通过一定的电路采集到现场设备的工作状态如：抽油机的启停、阀门的开闭等，实现采集 4-20MA 电流信号，0-5V 电压信号；针对目前常用的仪表温度、压力等仪表均输出标准的 4-20MA 或 0-5V 信号，通过 AD 转化电路，将这一信号转换为数字量，以便控制器后续数据的处理及保存，如图 3。终端具备 RS485 接口，作为一种总写接口，其最大可挂接 32 台智能仪表设备，对于标准 MODBUS 协议的仪表可以实现数据的无障碍通讯。对于数据处理，可将采集到的 AD 数据进行平滑处理以消除采集时的干扰。

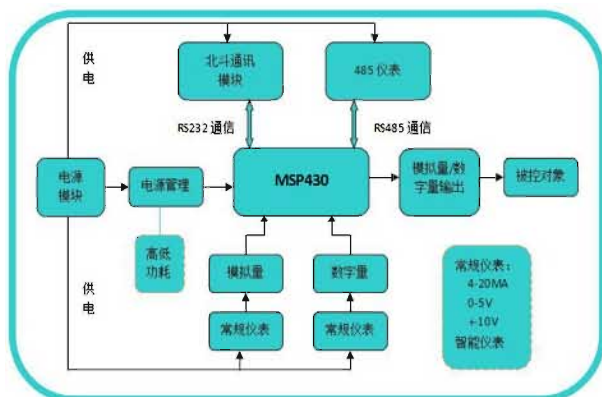


图 3 北斗一体化集成终端内部结构图

北斗一体化集成终端与传统 2G/3G/4G 数据传输或电台、网桥等低频无线传输相比，卫星传输频率通常在 14GHz 左右，数据传输干扰小，相对安全。在接口程序设计时，通过程序加密算法对数据进行加密发送和解析，

保证数据传输安全。终端通过 TCP/IP 协议直接接入油田工控网，通过组态软件进行数据监控，不介入其他任何网络。部署方便快捷，施工成本小，终端体积小、重量轻，可随时搬迁。对现场设备故障实现远程监控，及时发现及时处理，无需人员巡检设备，避免重大事故发生。

(3) 北斗一体化集成终端接口程序设计

终端与 RTU 数据采集设备用国家标准的 RS485 通讯接口，数据采集程序设计可分为采集常规仪表数据和智能仪表数据，作为一种总写接口，其最大可挂接 32 台智能仪表设备，包括常规仪表 A/D 值的读取、智能仪表的读写程序的设计、串口中断逻辑及数据的发送和解析设计，对于标准 MODBUS 协议的仪表可以实现数据的无障碍通讯，如图 4。

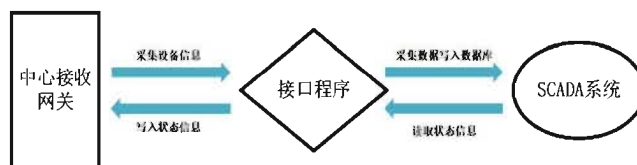


图 4 北斗终端接口程序图

终端与北斗采用 RS232 通讯接口，在设计程序时主要是对串口的配置，串口中断逻辑及数据的发送和解析设计。

(4) 北斗一体化终端远程监控

北斗一体化终端远程监控分为两种，一是前端 RTU 采集的数据通过北斗通信发送到接收端直接接入油田组态监控系统，为各生产用户单位提供方便直观的远程监控功能；二是组态软件将接收的数据转发至本地建立的数据库，为各个管理用户提供远程的数据监控、分析及收集。

北斗一体化发送终端采集数据存放在 MSP430 寄存器中，通过卫星转发到接收终端，接口采用国际通用 MODBUS TCP 协议标准，可直接接入油田监控系统如力控、IFIX 等组态软件，对现场生产采集数据（温度、电压、压力）进行非常直观的远程监控^[2]。同时组态监控软件将数据转发至本地建立的数据库，北斗数据管理平台通过此数据库实时调取。

基于北斗通信的数据管理平台采用 B/S 结构，将数据存储至数据中心的数据库服务器，结合 WEB 服务器构成数据管理平台，如图 5。

用户可通过 WEB 很直观的查看北斗运行参数数据（信号强度、通讯成功率），还可根据用户自定义条件查询历史参数、趋势、报警数据及地理信息，实现及时预警，避免重大事故发生；强大的数据中心数据库提供即需即取的服务。

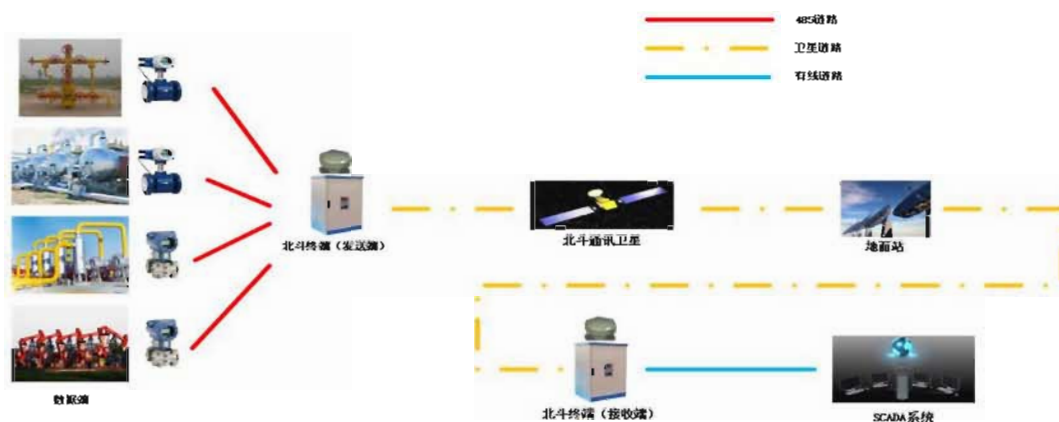


图 5 北斗数据监控流程图

3 应用与展望

北斗一体化采集传输终端于 2015 年分别在新疆克拉美丽气田及风城水源井区等多个测试点投入使用，经过测试点的数据验证，该系统很好地完成了偏远地区的数据采集与交互，实现“集中监测、无人值守、故障巡检”的管理模式，优化巡检方式，节约生产成本，保障油田生产安全平稳运行。预计在整个新疆油田系统的需求量会更大。随着系统的推广，在其他领域像林业、水利及“一带一路”上也有非常大的应用范围和前景。林业方面，它不仅解决其高频或超短波通信中通信有效距离受限的问题，还可以为防火队员提供高精度的位置信息，实现定位导航^[3]。

水利方面可以构建覆盖全球地域的实时气象水文数据传输网络，建立气象水文数据卫星传输系统，并开发

气象水文数据综合应用系统，形成数据的终端采集到卫星传输、存储、分发，再到数据的处理、综合应用等一套完整的气象水文数据业务模式。

北斗系统为“一带一路”建设提供支撑，“一带一路”要实现互联互通，北斗系统可在信息联网、精确位置、指挥监控等方面发挥自己的优势。

参考文献

- [1] 何晔，《基于卫星通讯的油气测控系统的研究》. 电子科技大学，2013.
- [2] 何晔，《浅谈北斗导航系统的发展和应用》. 中国信息化，2012, (16)
- [3] 周云、符思涛《北斗卫星导航系统在自然灾害防治中的应用》. 武汉大学

分布式视频存储转发技术研究

李峰^{*}, 孙明, 周维琴, 刁海胜, 王宏, 宁莹

(长庆油田分公司第三采油厂, 宁夏 银川 750006)

lf2_cq@petrochina.com.cn

摘要: 针对目前采油厂视频监控系统现状, 分析目前视频监控运行模式所存在的问题, 提出了“基于分布式存储转发”为基础的视频监控框架模式。该模式针对目前采油厂系统应用需求及传输网络拓扑特点, 以中心站为主要业务对象, 在每个由一个调控中心和若干个中心站搭建而成的作业区, 利用数字化网络资源、NVR、IPVS, 应用与模拟、数字摄像机等前端配合的分路编解码技术。由于控制平台多级转发, 视频数据多地存储, 可以达到提高系统安全性、改善视频图像质量、减轻传输网络压力的效果。

关键词: 视频监控; 分布式控制构架; NVR; 视频转发服务器

Research on Distributed Video Storage and Forwarding Technology

LI Feng^{*}, SUN Ming, ZHOU Weiqin, DIAO Haisheng, WANG Hong, NING Ying

(Digital and Science and Technology Information Center, Third Oil Production Plant,
Petrochina Changqing Oilfield Company, Yinchuan of Ningxia Province, 750006, China)

Abstract: In view of the current situation of video surveillance system in No. 3 Oil Production Plant, this paper analyses the problems existing in the current operation mode of video surveillance, and a video surveillance framework model is proposed based on distributed storage and forwarding. According to the application requirement and transmission network topology characteristics of the third oil production plant, the model takes the central station as the main business object, and in each operation area constructed by one control center and several central stations, using digital network resources, NVR, IPVS, the application of shunt coding and decoding technology with front-end cooperation such as analog, digital camera and so on. Each operation area is constructed by a control center and several central stations. Because of multi-level forwarding of control platform and multi-storage of video data, the system security, video image quality and transmission network pressure can be improved.

Keywords: video surveillance; distributed control architecture; NVR; video forwarding server

0 前言

采油厂数字化自2009年开始建设, 经过近十年的建设, 已建成了覆盖全厂井站的数字化系统, 其中视频监控系统已建设完成2045套, 日常上线2000余套, 由最初的模拟视频监控, 逐渐向低照度高清数字视频监控系统进行替代更换, 原有单一的视频存储转发监控模式已适应不了高清视频监控系统高带宽传输、大容量存储的

应用需求。

1 视频监控系统现状及存在问题

视频监控系统是采油厂数字化无人值守对井站进行远程实时监控的基础, 是安全防范系统的重要组成部分。管理人员可通过视频监控终端获得井场有效数据图像, 为管理人员提供井站内设备运行状态, 人员闯入报警等

作者简介: 李峰, 1975年5月出生, 1998年毕业于西北大学计算数学及其应用软件专业, 现为第三采油厂技术干部。

功能。随着无人值守站建设的推进,生产单位对视频监控的图像质量要求也越来越高。以前的模拟视频监控,由于其成像效果差,对灯光的要求高,已不能够适应目前无人值守井站视频监控的质量要求,低照度高清数字视频监控系统以其对灯光要求低,清晰度高,夜间成像效果好等优势越来越受到生产单位的喜爱,正逐渐取代模拟视频监控成为油田监控的主要前端设备。

目前采油厂的视频监控存储的方式主要有两种,一种是使用电脑安装视频监控平台客户端软件,通过视频监控平台客户端软件接收前端摄像机采集到的视频图像数据流,在视频监控电脑上完成前端视频图像的解码显示和存储管理;另一种是视频转发服务器接收前端摄像机采集到的视频图像数据流,由转发服务器再将前端摄像机采集到的视频图像数据流转发至安装有视频监控客户端的监控主机,在视频监控电脑上完成前端视频图像的解码显示和存储管理。但这两种模式已越来越不能适应目前采油厂视频监控存储的发展形势,主要存在以下两个方面的问题:

(1) 随着监控系统越来越复杂,传输的数据量越来越大,因此视频图像数据从摄像头采集后的后续处理数据量也越来越大。根据油田公司井站视频监控管理规范,要求各级视频监控系统每路视频存储时间不少于15天,以及地方安全环保部门对重点区域的视频存储要求,重点生产区域视频本地存储时间每路不少于90天,同时要求能够在油田生产网内实现井站视频的远程调取。

根据摄像机传输图像分辨率及图像质量的不同,采用CIF格式的普清摄像机每路每天需占用存储空间2.68G-5.4G,采用D1格式的高清摄像机每路每天需占用存储空间16.2G-21.6G,按照每个中心站监控10路高清视频,20路普清视频计算,每天需占用存储空间215.6-324G,目前现有的视频存储模式主要是依靠视频监控电脑自带的硬盘进行存储,硬盘容量一般为2000G,因此现有视频存储模式已无法满足油田公司及地方安全环保等部门的相关管理规定和要求。

(2) 监控模式不合理。中心站、保安中队需要实时监控存储井站视频,作业区调控中心、厂级生产管理部门也常常需要对井站视频进行监控及存储。采油厂的网络结构为树形结构,井场的网络带宽为100M,通过视频监控平台客户端软件接收前端摄像机采集到的视频图像数据流,当视频监控客户端连接前端摄像机数量过多时,就会造成带宽占用的成倍增加,前端摄像机供流不足,操作反应迟滞,从而影响监控效果。通过转发服务器进行视频转发,不仅要求转发服务器具有高性能的视频数据处理转发能力,而且也要求转发服务器到前端摄像机、

转发服务器到视频监控电脑之间的通信链路具有更高的传输带宽,转发服务器故障、网络中断故障等突发事件极易造成视频监控系统全面瘫痪。

综上所述,视频监控应用需求的不断增加以及高清网络摄像机的不断普及与带宽、存储容量有限之间的矛盾成为制约我厂视频监控技术发展的瓶颈问题,也是亟待解决的问题。

2 采油厂视频监控的特点

采油厂管辖区域横跨宁陕两省,涉及银川、盐池、定边、吴起、靖边、志丹6县市,地域管理范围大,井站、井场数量繁多,监控点部分集中但又较为分散,呈现分布式的结构,对监控的辅助功能要求较多。

3 常见几种视频监控联网方式与实际需求分析

采油厂前端摄像头普遍为模拟摄像头+视频服务器或者是网络低照度高清摄像头,两者都具备数字监控和网络传输的共同特点:视频流封装成IP数据包在网络上传输。近年来,随着数字图像技术的不断发展,视频监控系统也随着技术的发展在发生着变化,客户端、转发服务器两种存储、显示模式早已不能适应视频监控存储的使用需求,目前市场上主流的视频监控存储包含DVR方式、NVR方式、IPVS三种方式。

(1) DVR方式,全称为Digital Video Recorder(硬盘录像机),即数字视频录像机,实际使用中通常被称为硬盘录像机、DVR。它是一套具有对图像/语音和动态帧等进行长时间录像、录音、远程监视和控制功能的计算机图像计算存储处理的系统,DVR集合了录像机、云台镜头控制、画面分割器、网络传输、报警控制等几种功能于一身,用一台设备就能取代模拟监控视频系统等一大堆设备的功能。

(2) NVR方式,全称为Network Video Recorder(网络硬盘录像机)。NVR最主要的功能是通过网络接收网络摄像机设备传输的数字视频码流进行存储、管理,实现网络化设备带来的分布式架构优势。通过NVR,可以同时观看、浏览、回放、管理、存储多个网络终端摄像机。摆脱了电脑硬件的限制及不用安装客户端软件的繁琐。当所有摄像机网络化以后,就会有一个集中管理核心出现。

每个VNR是独立的一个监控系统,不易形成集中监控,根据网络现状以及技术先进性及兼容性(NVR所有设备与更先进的IPVS监控系统兼容)来判断,分布式的

网络硬盘录像机的 IP 监控联网方案能充分利用现有的网络资源,符合采油厂视频监控建网的实际需求。

(3) IPVS: (IP Video Surveillance) IP 视频监控, IP 协议是通过计算机网络和因特网进行通信时最常用的一种协议。IPVS 是完全网络化的 IP 视频监控系统,全网无需 DVR、NVR 硬件设备,建网方式更灵活,支持视频数据的集中存储与管理,所有具备网络连接的地方都具有实时监控和录像等功能,但由于采油生产网络覆盖范围较广,往往容易因为光缆、设备、停电等原因导致网络传输异常,所以集中存储、集中管理方式在采油厂网络中缺乏稳定运行的保障,同时由于集中存储转发,会导致数据流量主要集中在骨干网络,对视频监控系统所在网络的传输带宽及数据存储空间要求较高,同时整个系统的运行取决于核心控制服务器的稳定性,从而增加网络结构的复杂性和成本的重新投入。

4 分布式视频监控系统架构

4.1 系统应用背景

近年来,随着无人值守站建设在采油厂的推广,作业区无人值守站点数量逐渐增多,无人值守中心站的运行管理模式的推广应用,按照管理区域中心站,对无人值守站点进行远程监控及管理,使得无人值守视频监控系统的建设与应用有了需求,结合无人值守站建设的具体情况,介绍一种以厂-作业区-中心站管理为背景,在视频流传输稳定、存储可靠和减轻传输带宽压力等方面有突出优势的分布式监控系统架构。

4.2 分布式视频监控系统架构

本架构改变了目前采油厂的视频管理架构,使用基于分布式存储、集中管理的思路来作为视频监控的存储解决方案,达到数据分流,系统功能共享的目的。

按照采油厂视频管理运行情况,本架构将主要分为三级:

(1) 厂级调控中心:厂级监控中心通常只有一个,对全厂视频转发服务器和 NVR 存储设备进行统一管理,为用户分配不同的管理维护权限,主要对全厂重点站点、井场进行全方位的监控管理和录像,同时将全厂重点站点的音、视频数据保存在厂级的存储设备上。

(2) 作业区调控中心:在全厂 13 个作业区分别设置一个作业区调控中心,管理和配置作业区内部所有网络摄像机和 NVR 网络硬盘录像机,对本作业区重点站点、重点井场进行全方位的监控管理和录像,根据需求将本

作业区重点井站的音视频数据保存在作业区调控中心的存储设备上,同时可以根据实际管理需求随时从中心站的监控中心设备上调取非重点井站视频影像资料并进行存储。

(3) 中心站监控中心:中心站的监控中心可以有多个,依据作业区无人值守中心站设立,主要负责中心站所管辖的无人值守井场和无人值守站点的视频监控,管理区域的所有视频数据保存在中心站的存储设备上。

中心站监控中心主要由 NVR 组成,NVR 通过采油厂生产网络直接接收本中心站所管辖全部井场和站点的 IPC(网络摄像机)、普清视频服务器设备传输的数字视频码流,并在 NVR 上进行存储、管理,中心站通过视频监控电脑连接 NVR,可以同时观看、浏览、回放、管理、存储多个网络摄像机的视频码流。

作业区调控中心主要由视频数字矩阵、视频转发服务器、存储设备等组成。作业区重点站点、重点井场视频由作业区视频转发服务器从中心站 NVR 上进行采集,视频转发服务器在转发的同时将作业区重点井站数据在调控中心的存储设备上二次存储;作业区调控中心或作业区其他相关管理部门直接从作业区转发服务器上获取作业区级重点井站视频监控数据,对于非重点井站视频数据可以按照需要随时通过作业区视频转发服务器从中心站 NVR 上调取,作业区调控中心通过管理平台可以管理和维护多台中心站 NVR 设备。

厂级调控中心和作业区调控中心的设备构成基本一致,全厂重点井站视频数据由厂级视频转发服务器从各作业区的视频转发服务器上获取,全厂重点井站的视频数据同时在厂级调控中心的存储设备上存储;厂级调控中心或厂级管理部门从厂级调控中心转发服务器上获取重点井站视频监控数据,对于非重点井站视频数据按照需要从作业区调控中心的转发服务器上上调取,如作业区调控中心转发服务器不包含厂级重点井站视频数据,厂级调控中心可以直接从中心站 NVR 上进行井站视频数据的调取,厂级带调控中心通过后台软件可以同时管理和维护作业区调控中心的视频转发服务器和存储设备。

面向采油厂的三级视频存储转发管理模式,可以实现网络化带来的分布式架构优势,每个中心站、作业区调控中心既是采油厂大型集中监控的一个组成部分,又是相互独立的控制作业区、中心站管辖井站的前端视频监控,这就是分布式存储的概念。

分布式视频存储转发架构能够高效实现远程监控,利用原有采油厂网络,可多人同时监控,多路图像集中管理、报警信息统一过滤,集合了广播、对讲、报警、

远程控制等多项功能，具有分布式架构易安装、易扩展的优势。

4.3 系统的优缺点分析

中心站监控中心负责各自管理范围内的视频处理、信号转发、数据存储等功能的实现，作业区调控中心控制服务器负责本作业区整个系统的用户管理、资源配置、视频转发以及本部用户的接入验证、权限分配。该分布式控制框架系统具有以下优势：

(1) 实现了系统控制平台负荷处理的分担，减少了对中心服务器性能及网络高性能高带宽的需求，有利于实现清晰、流畅的画面显示；同时，因采用各自独立的存储服务器，存储空间相对提高，增加了视频存储录像时间。

(2) 分布式系统框架使得各子系统自成体系，相互独立运行，避免了一旦厂、作业区调控中心服务器故障，造成全系统停运情况的发生，提高了系统的安全性。

(3) 因视频监控业务主要的服务对象为中心站值班人员，各中心站所辖的无人值守站视频监控设备均在相同的传输接入子网中，因此，采用分布式框架系统后，系统主要的业务流量均发生在“中心站-无人值守站-井场”的传输接入层子网中。只有当厂、作业区或其他中心站用户跨区域调用视频数据时，才会在骨干网中产生流量，因此不会对骨干网络传输带宽造成加压力。

5 主要效果

5.1 网络流量压力大幅下降

在传统视频监控系统中，每一个客户端因为各种原因均直接从前面视频源取得视频码流，经过监控发现，少的有3路，多的高达8路，以此为基础，传统视频监控系统每摄像机平均有5路连接、标清平均512Kbps、高清平均1Mbps，作业区高清标清之比为1:2。以300路为例，总流量 $100 \times 1M \times 5 + 200 \times 0.5M \times 5 = 1000Mbps$ 流量。

采用分布式视频存储转发技术以后，到前端设备严格维持1路码流连接，客户端从最近的转发设备取得码流，相关于作业区内部通讯，不会对作业区以上主干网络产生压力。因此，总流量相当于原来的五分之一，即200M。经过现场实际测试，应用效果与预计基本一致。

5.2 客户端监控 PC CPU 占用率、内存使用率以及硬盘空间占用率大幅下降

传统视频监控系统，每一个客户端 PC，监控过程中

虽然只能实时观看有限的1/4/9/16屏，但是因为录像在客户端上进行，因此，一般都维持在60-80路流量进入PC客户端。由于PC客户端配置较低，在大流量同时需要进行硬盘写入的情况下，经常频繁的产生卡顿、死机等现象，严重影响应用。

采用分布式视频存储转发技术后，每一个客户端 PC，监控过程中只取需要实时观看的1/4/9/16屏流量，无硬盘存储写入要求，负载大幅减轻。

5.3 分布式存储后，减轻视频录像数据管理的工作量

传统视频监控系统，录像数据一直存储在视频监控 PC 客户端上，因硬盘配置不同，管理规则不同，管理内容相对较混乱。采用分布式集中存储转发技术以后，视频存储在作业区和中心端 NVR 上，监控 PC 客户端仅显示监控画面，不需要对视频进行录像及管理，而是由控制服务器进行管理，统一了管理规则。

5.4 分布式存储提升了视频数据的安全性

传统视频监控系统，录像数据一直存储在视频监控 PC 客户端上，在事故发生时，经常找不到监控视频录像，经常是人为原因进行了删除，进而把原因归罪到系统上。采用基于分布式存储转发技术以后，一方面，视频存储是系统自动进行，无法进行人为删除操作；另一方面，视频相互差分备份、补录，只要视频源及网络有效，杜绝了人为进行破坏的可能性，大幅提升了视频数据的安全性。

5.5 集中告警管理

传统的监控模式，告警数据产生后，每个直连到前端摄像机的视频监控 PC 客户端，都会接收到告警数据，无法进行集中管理，如果要处理，必然产生很多无效且重复的工作，如果不处理，视频告警就丧失了告警存在的意义。

采用分布式视频存储转发技术后，对告警信息进行集中管理，当一个客户端对告警进行处理后，自动同步到其它客户端，并可以进行后期跟踪管理，从而有效利用告警管理功能。

5.6 高清告警处理仅对感兴趣的目标进行告警

传统视频监控的处理模式，是对移动目标进行处理，进而过滤重复运动的抽油机。分布式视频监控高清告警处理模式，是对所有目标进行识别，对感兴趣的目标，如对井场闯入人员进行识别告警，从而大幅减轻告警数量。

6 认识与结论

在采油厂目前的视频监控系统中，由于存储转发方案的局限导致视频监控系统的可靠性和性能下降，成为困扰着我们的难题，而基于分布式视频存储转发技术无疑是解决问题的一个方向，当视频存储转发设备的性能不断提高、价格不断降低的时候，采用分布式存储转发这种方式就更是必然的选择，可以深信，基于分布式视频存储转发技术会逐渐成为我厂网络视频监控中存储转发技术的主流。

参考文献

- [1] 刘松文. 基于流媒体的大学校园网络数字化视频监控系统研究 [J]. 科技创新导报,
- [2] 李中奇. 基于 DVR/DVS 的分布式视频安全监控系统的设计与实现 [J]. 工矿自动化
- [3] 刘洋. 基于以太网的分布式视频设备环境监控系统设计 [J]. 数字技术与应用
- [4] 卢选明. 分布式智能监控系统视频多画面显示的设计与实现 [J]. 电信技术
- [5] 胡豆豆. 高清视频监控分布式存储解决方案研究 [J]. 电信技术
- [6] 巩永旺. 一种分布式数字视频监控系统设计 [J]. 盐城工学院学报
- [7] 王素娟. 分布式视频监控系统 [J]. 中国多媒体通信
- [8] 赖林光. 分布式智能视频监控系统的研究与实现 [J]. 华北电力大学

物资采供储协同管理平台建设研究

李录兵^{1*}, 周维琴¹, 霍璐¹, 罗凌燕¹, 陈延利²

(1. 长庆油田分公司第三采油厂数字化与科技信息中心, 2. 长庆油田分公司第三采油厂五里湾一区)
llb_cq@petrochina.com.cn; 56021856@qq.com

摘要: 本文针对现代物流理念, 计划将物流中心建成连接生产现场, 连接制造企业, 连接物流配送的平台和枢纽, 通过对物资采供储协同管理平台建设的研究, 深化其他系统数据共享功能, 加强现代仓储技术应用。利用当今先进的射频技术、数据通讯技术、条形码技术、扫描技术实现现代化仓储管理的出、入、盘、用等环节的全方位监控, 可实现仓储物资的可视化、流程化、标准化管理。

关键词: 条形码; 物资管理; 人像跟踪; 全生命周期

Research on Collaborative Management Platform Construction of Material Collection, Supply and Storage

LI Lubing^{1*}, ZHOU Weiqin¹, HUO Lu¹, LUO Lingyan¹, CHEN Yanli²

(1. Digitalization and Science and Technology Information Center of the Third Oil Production Plant, Petrochina Changqing Oilfield Company; 2. No.1 Oil Production Zone, Wuliwan, No.3 Oil Production Plant, Petrochina Changqing Oilfield Company)

Abstract: In view of the modern logistics concept, the logistics center will be built to connect production sites, manufacturing enterprises, logistics distribution platforms and hubs. To carry out research on the construction of collaborative material acquisition, supply and storage management platform, deepen the data sharing function in other systems, and strengthen the application of modern warehousing technology. Utilizing the advanced radio frequency technology, data communication technology, bar code technology and scanning technology, all-round monitoring of the modern warehousing management links are realized throughout the outgoing, inputting, checking and using of goods. This platform promotes the visualization, processize and standardization of warehousing materials management.

Keywords: Bar code; material management; Figure tracking; Life cycle

0 物资管理现状

长庆油田第三采油厂现有 13 个作业区、5 家辅助生产单位。多年来, 一直沿用厂、作业区、生产单元层级物资管理体系。2017 年底, 全厂共设厂级库 3 个、三级库 17 个, 共有物资管理人员 147 名。低油价的新常态倒逼石油企业节约成本, 增加效益。随着生产规模的不断扩大, 传统物资采供模式与现代化的管理需求矛盾日益突出, 全厂物资管理存在“三多、一长、两个未实现”

等问题。

问题一: 三级库房多, 管理人员多, 积压物资多。全厂有三级库房 17 个, 仓储管理人员 147 人, 应急物资重复储备、闲置物资得不到高效应用。从而导致的成本管控难度大。

问题二: 供应链条长。一个物资的采购供应, 要通过供应商、厂级库、作业区三级库、井区站点等环节, 才能到达生产现场, 人为环节多, 导致物资供应效率难以提升。

作者简介: 李录兵, 1977 年 6 月出生, 2002 年毕业于西安石油学院, 计算机及应用专业, 现为长庆油田分公司第三采油厂数字化与科技信息中心技术干部。

问题三：传统的物资管理数据无法共享，各个库房各自为政，独立运行，物资的盘库、调拨周期长，并且各个库房均存在僵尸、失控、失联物资，难以及时发现。导致物资周转率低、区域消耗无法统计。

反映在具体工作中，表现出库存指标逐年升高、积压物资日益增多、成本控制难度加大、供应效率日益降低、生产经营矛盾突出等问题。针对这些问题，就要通过新技术的应用，顶层设计、功能优化和应用范围，提高物资仓储的智能化管理，结合“工厂到现场”、物资采供、仓储周转和减少积压等环节，升级改造传统仓储管理，提高区域中心库的调控能力，在保障产建、油维需求前提下，通用的物资设备达到共享，减少物资积压，提高利用效率，来适应油田物资管理方式变化，从而推行物资采供全流程精准管理，实现运营水平高质量。

1 物资采供储协同管理平台架构设计

ERP 系统已经贯穿于采油三厂物资系统物资管理的各个环节，从计划的上报、到合同的生成，从物资的入库、到物资的发放，都形成一个整体的流程。要实现物资采供全流程管理，就要立足现有资源，优化整体布局，与物资采购管理系统、ERP 系统、MDM 平台及合同管理系统，系统涵盖了整个物资供应链，从需求计划、供应商货源管理、采购执行的全过程管理。

(1) 建设内容

采油三厂物资采供储协同管理平台将涵盖采油三厂各级库房对物料的计划、订单、库存的管理以及供应商信息共享等业务，如图 1。



图 1 平台涵盖内容

(2) 架构蓝图

采油三厂物资采供储协同管理平台要在安全、可靠的前提下与 ERP 系统、物资编码系统、供应商管理系统等进行集成，如图 2，形成了手持在线、手持离线、PC 在线及大屏展示，通过基础设施建设的支撑，实现仓储管理的智能化及可视化，从而达到物资采购、供应、管理数据流的充分共享。

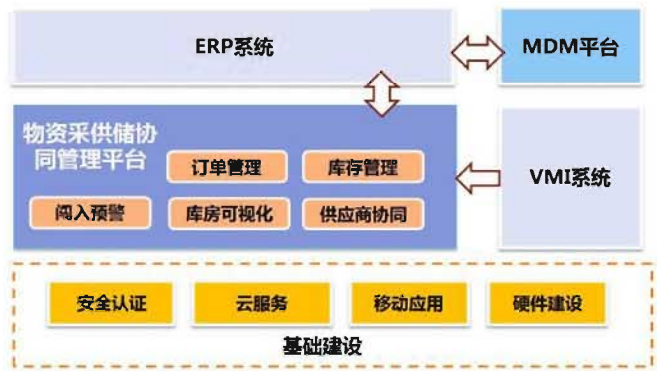


图 2 平台与其他系统关系图

(3) 技术架构

从技术层面考虑，将整个系统的架构，如图 3 分为用户终端、数据应用、数据传输和数据采集三个部分，通过使用表单录入、导入和抽取等多种方式将物资相关信息通过处理进入本平台数据库中，供本平台中业务使用并形成数据共享。



图 3 技术架构图

2 物资采供储协同管理平台建设要求

2.1 系统安全要求

为确保应用集成系统的安全，需要从物理、系统、数据、应用和管理等各个层面入手，制定合理的安全策略。

(1) 物理安全

保证物理环境的安全，主要包括以下几个方面：

服务器应安置在专用的机房，具有良好的电磁兼容工作环境，包括防磁、防尘、防水、防火、防静电、防雷保护，抑制和防止电磁泄漏；

机房环境应达到国家相关标准；

关键设备应有冗余后备系统；

具有足够容量的 UPS 后备电源；电源要有良好的接地；

(2) 系统安全

网络防火墙、入侵检测、病毒防范、用户识别等信息安全软硬件系统,并设专人进行日常监督管理与更新。

利用防火墙在网络入口点检查网络通讯,根据客户设定的安全规则,在保护内部网络安全的前提下,提供内外网络通讯。

通过对主客体进行正确的标识和标注,执行自主访问控制和强制访问控制混合的访问控制机制,保证授权访问的可控性。

(3) 数据安全

数据库应设置预定的备份策略进行本地备份;严格按照用户级别来授权用户对数据和资料的访问;关键数据的修改记录应记录详细的操作日志,以备追查;

数据的传输与关键敏感数据的存放需进行一定的加密处理;

制订数据库系统备份和恢复方案时,必须将重点放在防范用户失误和介质失效而造成的数据损失。

2.2 预期目标要求

以条码技术和 RFID 技术为核心,定制开发符合业务特色的物资采供储协同管理平台,着力达到以下目标:

(1) 实现仓储物资的精细化管理,业务流程标准化,业务各环节数据采集条码化、自动化、可追溯。

(2) 实现物资采供储协同管理平台与 ERP 系统的集成与业务扩展,满足实时库存共享。

(3) 实现仓储可视化。

(4) 通过供应商库存数据实时共享,实现采购需求和订单生产协同。

(5) 利用人脸识别技术,实现库房闯入预警。

2.3 系统部署要求

系统部署于云机房中方便统一管理,数据库与应用系统分开部署。手持终端可通过办公内网或移动互联网使用本系统移动端功能。供应商通过互联网访问到本系统中供应商协同功能,如图 4。

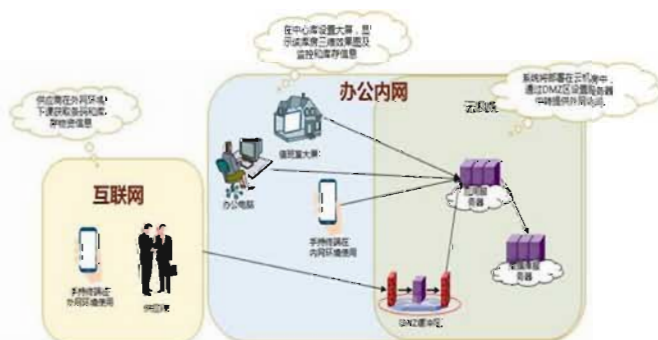


图 4 系统部署访问示意图

3 物资采供储协同管理平台建设内容

物资采供储协同管理平台通过硬件建设和软件建设来实现物资采供储管理过程精细化管理。硬件打基础,软件来管理,为现代物流的快捷化、精准化,智能化分析的要求进行支撑。整个系统应该分电脑端和移动端两部分,从而全部实现物资采供储管理过程的所有环节。

3.1 硬件实现功能

由于东坪中心库将彻底消灭东线作业区料库,存储日常应用大部分物资,为确保物资安全,通过高清摄像机的加装,达到全部视频无死角全覆盖,实现中心库远程视频监控,同时进行人脸识别摄像机的加装,支持同时检测 32 个目标,目标切换时间小于 1 秒。当亮度不足时,用 40W 小功率灯照明技术,主要应用了自动控制,进行变焦控制,最终实现灯光跟着视频走的目标。通过联动视频的工作过程,形成一个跟踪轨迹,从而分析出目标在区域内的运动轨迹,并标注出目标重点活动区域。

(1) 当有人或者其他目标进入仓库时,前端具备分析感知能力的全景摄像机通过视频分析检测到人员,并定位人员所在位置,发出通知信息给细节摄像机,细节摄像机对目标进行跟踪、放大、并同时检测图像中是否包含人脸。如果有人脸,则抓拍送到服务器进行识别。

(2) 人脸识别服务器收到人脸信息之后,识别人脸信息,然后在服务器中的人脸数据库进行识别对比。

(3) 如果对比发现匹配了工作人员库,记录相应操作信息;如果不能识别或匹配了黑名单库,则分发告警信息给当前已连接到前端设备进行语音传送告警、并给已注册该点位的客户端发送非法闯入告警信息,以声音输出方式提示站点值班人员。

(4) 闯入告警过程:当有人、车、动物等闯入时,系统判断是人,还是车,还是动物,如果是动物不产生报警,如果是车,直接报警,如果是人,进行人脸识别,判断是白名单还是其他类别,如果是白名单不产生报警,如果是其他类别,比如黑名单,发出告警。

3.2 电脑客户端实现功能

电脑客户端根据功能区分可分为六大功能模块,分别为:预警管理、订单管理、库存管理、统计分析、供应商协同以及系统管理。

(1) 预警管理。预警管理提供两方面的预警功能,分别为:库存预警、闯入预警、账龄预警。

(2) 订单管理。订单管理包含 ERP 订单和自购订单两方面。

(3) 库存管理。库存管理为本平台重点功能, 包含: 入库管理、出库管理、移库管理、退库管理、库存信息管理。

(4) 统计分析。统计分析则针对库房管理现场实际单据进行系统实现, 同时提供满足上级部门管理要求的统计单据。包含订单、出库、入库、库存等多方面信息统计。

库存信息统计方面涉及值班室显示器内容, 如图 5, 功能包含: 中心库区平面图(带摄像头热点)、库房平面图(带摄像头热点)、货架信息展示、视频监控画面展示、监控区域库存展示。

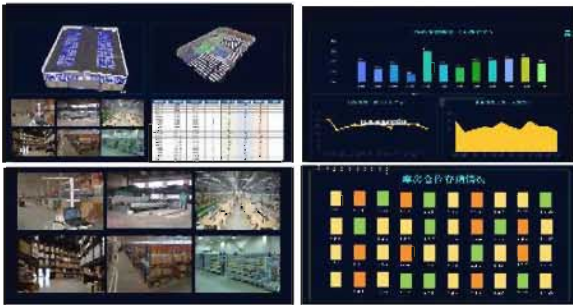


图 5 平台集中展示示意图

3.3 移动客户端

移动客户端分两部分建设内容, 一部分主要为具有审批权限的人员提供审批、查询操作, 另一部分为库管人员使用的出、入管理功能。

(1) 具有审批权限的用户在移动端主要进行用料申请的审批、移库申请的审批、退库申请的审批等, 同时还提供库存信息的查询。

(2) 具有库管权限的用户在移动端主要可进行扫码验收、扫码入库、扫码出库、扫码盘库、扫码查询等与二维码相关的物料管理功能。

4 结论

通过物资采供储协同平台的建设研究, 在油田点多、线长、面广的生产条件下, 以条码技术和 RFID 技术为支撑, 应用现代物流管理理念, 减少物资流通环节, 建立区域物流中心, 实现物资在线调拨、远程盘库、库房可视、人脸识别、车辆判定功能, 如图 6, 建立现代化、智能化、信息化的仓储物流体系, 推动仓储扁平化管理, 实现共享服务, 提升管理水平, 提高物资保障效率和供应效益, 可以基本解决目前物资管理存在的几个问题。并且将会有可能取得以下新的成效。



图 6 系统整体实现效果示意图

(1) 实时、客观的在线显示库存状态, 可以实时、动态进行成本管控。

全厂每次盘库, 物资管理部门为了做到来源清、去向明, 核实库存, 确保 ERP 系统物资模块、财务账、统计报表数据, “帐、卡、物”, “三对口”。需要耗费大量的人力物力, 时间紧, 工作量大, 通过该系统, 所有设备从计划、合同、入库、领料、安装、运行、报废是一个闭环管理, 系统实时跟踪设备运行状态, 系统可以实时、客观的显示库状态。

(2) 站点安防等级再次提升。

人像识别摄像机的加装, 通过摄像机标定(自动/手动)精准定位与跟踪, 监控范围会形成一个 3D 的立体空间, 此空间内的所有目标都有精准的坐标, 通过坐标计算实现闯入人员或物体的精准定位与跟踪。

(3) 区域消耗精准统计, 物资全生命周期管控, 倒逼现场管理提升。

通过中心站物资消耗的统计和数据分析对比, 可以查找管理方面存在的短板, 倒逼现场管理提升; 通过对比相同工艺条件下设备、设施配件消耗的统计及数据分析, 可以查找工艺与生产现状的不匹配问题, 倒逼工艺管理的提升; 通过对同一区域、相同设备设施、不同厂家产品统计及数据分析对比, 可以查找产品存在的质量问题、倒逼产品质量跟踪的提升。

(4) 提高物资共享程度, 缩短供货周期, 提高物资供货效率。

针对油田生产日常用料, 大件物资, 实现了供应商库存实时查询, 供应商针对性的均衡生产, 需求方精准下单, 通过数据共享, 实现供需双方物资共享, 将传统物资供应周期 50 天缩短为目前的 5 天, 大大提升了物资供货效率。

参考文献

- [1] 彭佳厚. RFID 关键技术及其在现代物流中的应用研究 [D]. 东华大学, 2012.
- [2] 微信公众号云协同智能制造. 条码技术在物流行业应用现状及问题, 2018.
- [3] 田源. 仓储管理 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2005.
- [4] 杨兰芹; 信息化在物流仓储管理中的应用 [N]; 现代物流报, 2010 年

吉林油田工程技术服务数字化建设应用与评价

李忠华^{1*}, 姜颖², 张旋¹, 马晓明¹, 雷丽华¹

(1. 吉林油田工程技术服务公司研究所; 2. 吉林油田对外油气开发公司)

jllzh@petrochina.com.cn

摘要: 随着原油价格持续低迷, 工程技术服务减亏、控亏难度增大, 吉林油田为稳产、增产必须确保工程技术服务低成本、高效率, 为此, 本文引入数字化、网络信息理念, 通过运用计算机技术与多媒体技术, 所有工程技术服务信息以数字化的形式存储、传递, 构建数字化工程技术服务平台。平台通过统计、计算设备能力及施工路途长度, 合理分配设备施工内容, 降低燃料消耗, 同时提高使用效率, 将剩余的部分作业设备, 在保证目前生产服务的情况下, 将其送至青海等外部市场使用, 盘活了低效能资产, 工具、器材使用状态、地点都被实时显示, 避免处于闲置状态, 可以随时依据状态进行调拨, 极大提高利用率, 充分满足了生产需要, 无需再增加采购数量, 有效降低了采购成本。一旦经典案例及所有工艺操作规程全部上传平台后, 现场用手机即可查询疑难井解决方案和操作步骤, 极大提高各个队伍解决问题的能力和服务效率。与2017年相比, 2018年多施工879口井, 减少废水排放9200吨, 减少纸张使用150000张, 节省成品油50000升, 累计新增创效8771万元, 盘活低效能资产560万元, 减少工具、设备投资1000余万元。数字化工程技术服务的建设, 提升服务水平和效率的同时有效地减少运行成本、简化工作流程, 提高施工作业效率, 还将在带压作业、气井作业、大修作业、特种作业及井控检测等多个领域发挥效能, 不仅创造了巨大的经济效益, 还带来了社会影响和环保效益。

关键词: 工程技术; 数字化; 节约成本; 服务效率; 低效能资产利用率; 节能减排

Application and Evaluation of Digitalization Construction of Engineering Technology Service in Jilin Oilfield

LI Zhonghua^{1*}, JIANG Ying², ZHANG Xuan¹, MA Xiaoming¹, LEI Lihua¹

(1. Research Institute of Jilin Oilfield Engineering Technology Service Company; 2. Jilin Oilfield Foreign Oil and Gas Development Company; 3. Labor Management Section of Jilin Oilfield Engineering Technology Service Company)

Abstract: With crude oil prices continued to low, the loss-mitigation and control's difficulty in the engineering technology service is raised up, low cost and high efficiency operation of Jilin oilfield engineering technical services is the effective measure for ensuring the stable production of Jilin oilfield, therefore, digital network information concept is introduced in this paper, through applying the computer technology and multimedia technology, all of engineering service information is stored and passed in digitalization format, the digital engineering technology service platform is established. By statistics and compute of the equipment capacity for construction journey and long distance, the model reasonable distributes the equipment construction content, increases efficiency, reduces fuel consumption, at the same time, improves the efficiency belongs to the reasonable allocation of equipment, and if there is still remains the parts of the operating equipment, the rest of the equipment is sent to Qinghai and other external market after ensuring the current production services, which makes the inefficient word length to regenerates. After digitalization construction, both the the usage state of tools and equipment with location were displayed in real-time, it is avoid the idle, on the basis of state at any time transfers, which greatly improves the resource utilization and fully meets the requirements of production, no

作者简介: 李忠华, 男, 1979年1月出生, 2012年毕业于东北石油大学, 硕士学位, 现工作于吉林油田工程技术服务公司, 高级工程师, 从事工程技术研究工作。

need to increase the purchase quantity, and effectively reduce the purchasing cost. Once classic case and all the process operation procedure were uploaded the platform, solution and operation steps of difficulty well's query can be found at site by the mobile phone, it greatly improve the working efficiency of each team in problem solving skills and services. The implemented well's quantity of 2018 is more 879 wells than 2017, 9200 tons of waste-water were reduced, 150,000 pieces of paper were reduced, 50,000 liters of refined oil were saved, RMB 87.71 million yuan was achieved for benefits, RMB 5.6 million yuan of inefficient energy assets were revitalized, and more than RMB 10 million yuan of investment in tools and equipment were cutted down. The digitalization construction of the engineering technology service reduces the running cost effectively, simplify working process, improves the efficiency of construction work, and also play the rules in various areas, such as operation under pressure, operation for gas well, overhaul, special assignments, well control inspection, and etc. Not only significant economic benefit but also society influence and environment efficiency are produced.

Keywords: Engineering technology; digitalization; cost saving; service efficiency; inefficient asset; utilization, energy saving emission reduction

0 引言

吉林油田处于开发的中晚期, 工程技术服务水平的不断进步是油田稳健发展、降低开采成本的前提, 为有效节约成本, 更高效的发挥技术指导作用, 需要引入数字化工程技术服务理念, 依托工程技术服务数字化平台的应用, 实现低成本、高效率的工程技术服务。目前工程技术数字化服务领域处于空白阶段, 无法解决工具数字化调拨使用、无线现场技术支持、低效能工具设备盘活、培训教材下载等多个问题, 该理念的引入将有效提高作业效率, 提高工具、设备利用率, 降低采购、运行成本。

1 工程技术服务数字化建设的必要性

吉林油田随着原油价格持续低迷, 工程技术服务减亏、控亏难度有所增大, 同时电子文件、电子图片、电子施工设计大量涌现, 内容及形式丰富多样。工具设备利用率较低, 各个流程冗长低效, 有机结合数字化建设理念, 实现数字化工程技术服务, 是解决目前高成本、低效率问题的有效手段。通过探索和运用数字化环境下新的工程技术服务方式, 以此来保证整个工程技术服务工作战略性转型任务顺利完成。从而解决工程技术发展制约, 推进吉林油田工程技术服务不断前进, 保证吉林油田稳产、增产。

2 吉林油田工程技术服务现状

2.1 井下作业工具使用效率低

大修、带压、井控、气井等专用工具领取、发放及审批手续繁琐, 过程管理难度较大, 经常发生工具借出没有及时归还(贪图自己使用方便扣押在自己队伍内),

工具领取困难(需要管理部门开票并多人签字, 然后再到工具库进行领取, 签字人员出差、管理人员有事外出会直接影响工具的发放), 以及使用工具单位中途转借其他队伍等等不良现象, 这导致工具始终处于短缺状态, 使用效率偏低。

2.2 生产设备运行与现场作业匹配度不高, 设备资源优势没有充分发挥

井号选取与设备施工能力不能完全匹配, 对不同队伍作业能力、搬迁便利性分析整理不足, 导致装备资源优势没有得到充分发挥。

2.3 设计审批流程长、距离作业现场远

施工设计无法及时送往生产一线, 同时, 施工设计签字人员较多, 等签、待签现象普遍, 前线距离远, 从几十公里到几百公里不等, 经常发生搬迁不到位等的现象发生。

2.4 与作业相关的培训开展不及时

各类证件均有重新验证周期, 证件到期后, 组织培训取证难度大, 人员较多统计困难, 经常因培训取证影响生产。

2.5 技术共享难度大, 无法跨距离、跨作业类别共享新技术、新的解决方案

由于是作业类队伍, 导致人员更换频繁, 跨行业调动人员时有发生, 进入一个全新的作业领域, 熟悉全新的作业内容和技术存在一定困难。

队伍之间对技术兼容性和进一步拓展存在技术壁垒, 不同队伍掌握不同技术, 缺乏技术支持, 缺少典型案例分析和共享, 无法进行全面技术兼容共享以及进一步的拓展。

2.6 结算粗泛，准确度、效率均较低

井次计算及施工结算工作，一直处于划分粗泛、手工记录、计算器核准的原始模式，计算过程中，浪费大量纸张，且容易发生工序井次计算误差、计算重复、计算疏漏等多种错误，效率也较为低下，各个队伍间没有统一计算方式。

正是这些客观问题导致作业成本居高不下，效率较低，同时耗费大量的人力物力来维持吉林油田工程技术服务运转。

3 构建数字化工程技术服务平台

构建数字化工程技术服务平台，提升服务效率，实现技术共享，解决存在问题，全面提升工程技术服务水平。

通过运用计算机技术与多媒体技术，引入数字化、网络化理念，所有工程服务信息都能以数字化的形式存储、传递，构建以数字化平台为载体的工程技术服务，信息的记录、传递功能得到了极大强化，而且工程技术服务数字化构建改变了传统工程技术服务方式，现实的距离变成了网络传输。把分散于不同载体、不同地理位置的信息资源以数字化的形式存贮、传递，以网络化的方式互相连接，从而实现了信息的及时利用，实现了资源共享。

各种不同功能的数字化的建立，形成了以网络为媒介的高效工程技术服务，解决了工程技术高成本、低效率的发展制约，推动吉林油田工程技术服务不断前进。

3.1 工具管理平台数字化建设，图片、文字、实物为一体，提升使用效率，降低运行能耗

(1) 建立数字化工具平台，实现高效、低能耗的工具使用。

工程技术服务当中，最直接使用的对象就是各种井下工具，对接工具库，能够对现有库存进行精准查找，有效避免开票制的领取方式在操作过程中多跑冤枉路的情况发生，能够精准找到相应尺寸、库存数量以及借出工具追踪记录，并配有实物图片及工具使用说明。

(2) 建立能够自动生成的电子台账，实时体现工具状态。

工具领取后自动生成全公司各支队伍领取台账，能够清晰体现每一个工具是库存还是在用状态，并体现目前在哪支队伍哪个班组内使用，例：大修一队借用工具***，那么第一步先在平台内进行检索，如果有，就用手机终端选取队别和班组（手机号直接对应，可免填写）、

工具类别及数量，然后提交。

(3) 实现无纸化操作，少跑冤枉路，低碳环保服务。

不再开具票据，而是在平台内进行审批，设计二级审批程序，管理人员在手机上即可完成审批，审批完成后，自动形成电子审批表单（pdf格式）。

(4) 设置追踪功能，监督每一步审批环节。

最终形成表单在手机终端、流程管理人员手机上均可查看，且在审批完成前就可查看审批到哪一步（必要时，可以根据审批记录方便电话催办，审批人员联系方式会呈现在审批流程中），审批完成后各个审批时间节点均可查询。

(5) 工具领取方式发生变革。

作业队人员可直接凭借手机内电子审批单去工具库领取各类工具。有效防止工具私自外借、管理疏漏等现象发生。

(6) 设置工具借用程序。

如果工具库内没有目标工具，想要从其他队伍借用，进行借用流程审批，审批后台账自动更新，彻底杜绝工具管理失控，确保全程有跟踪，有记录，有审批。返回工具库内时，也建立返回流程，设计管理员终端，随时进行工具购进、调拨等状况维护。

3.2 生产设备运行平台数字化建设，有效减少冤枉路，提高设备能力与待修井匹配度

(1) 通过数字化统计，评价分析设备能力，有效发挥装备资源。

对每台设备吨位、工作量以及作业区域进行统计并建立电子台账，分析设备作业能力，并有针对性安排生产任务，包括生产任务的难易及占井周期预测，做到选取最合适的队伍去施工最适合该队伍的井号。

(2) 作业区域评价分析，构建区域网络图，调动最近距离装备，节省搬迁费用。

吉林油田工程技术服务施工区域广阔，在信息平台内绘制电子作业区域网络图，其中包含路径远近，对装备资源技术体系进行设计、组合、布局，分析判断出不同区域不同井况，选取最适合设备上修作业。对深井、疑难井进行区域划分，明确分布位置及施工难度，借助网络图，快速分析出调用最近距离且具备施工能力的设备，减少占井周期，缩短搬迁距离，减少油材料消耗和设备维修费用支出。

3.3 培训统计平台数字化建设，及时跟踪、提醒到期培训人员，消除无证上岗

以井控持证为例：井控证台账输入至平台内，台账

包括员工队别,数量,员工岗位类别、培训时间、到期年限等多项内容,能够进行自动更新,每月到期数量自动显示,对到期人员自动标红,并有应持证人数和实际持证人数对比,自动生成持证率,并控证到期前一个月,系统内自动发送提示信息至该队管理人员及研究所对应的管理人员手机终端内;

3.4 施工设计平台数字化建设,避免发生作业等设计现象,减少路途油料消耗

把所有审批后的施工设计以数字、图、表方式上传至平台内,方便查阅使用,审批页拍照上传,同时沟通协调各采油厂监管部门,终端手机内的图片审批页,可以作为现场作业的施工批准依据。施工完成后,完井报告上传归档,也可作为今后井史资料进行查询。

3.5 培训平台数字化建设,实现线上远距离多工种培训

(1)吉林油田工程技术作业人员流动性较大,作业范围广,生产繁忙,很少有时间去做系统的、专业的培训,我们将作业按类别划分,按步骤划分,把每一类作业的每一步,全部编写成ppt模式上传至平台内(并预留研究所相关人员电话方便随时进行沟通)。

(2)总结分析典型施工案例,做成ppt上传至平台内,在现场作业时可以通过手机实时查找典型井作业方法及操作程序,能够开展作业培训的同时,对现场作业有积极的指导意义。

3.6 技术共享平台建立,全面实现数字化覆盖

(1) 特色技术整合

工程技术经多年发展,已经由单一施工方式进化为多种特色作业结合的施工方式,按照作业类别(大修、带压、气井、特种作业等)进行作业技术划分、总结,绘制技术分支图,并对各项技术详细分析讲解,全部放置信息平台内,保证所有队伍对各个板块技术做到一目了然。

(2) 不同板块技术的兼容

井下作业实施过程,是一项复杂综合性技术,在复杂井施工中,常常需要不同作业种类进行协同作业,比如需要连续油管 and 带压作业结合,大修和带压作业结合,不同作业种类间具体作业技术了解不够,信息平台的建立,能够达到作业时简单高效,找到对应技术并加以实施,尤其是一些协同作业,信息平台技术共享发挥了至关重要的作用。

3.7 工程结算平台的建立

工程服务结算效率一直较低,准确性较差,建立网

络结算平台,将囊括大修作业、气井作业、特种作业、带压作业、检测作业等所有技术服务主营产品,均采用平台计算、结算模式。

- (1) 确定核算井次的各种工序;
- (2) 确定核算井次基准依据;
- (3) 建立工程技术服务结算数字化平台。

公司任何队伍,都可以在核算数字化平台内,对施工井进行井次核算,只需填入施工类别,井号,施工工序,井深等基础数据,自动生成井次和结算,同时,自动生成工程技术服务施工记录。

4 应用效果

吉林油田工程技术服务数字化建设,在2018年有力的保证了工程技术服务取得良好经济效益和社会效益,为吉林油田的稳产、增产做出了突出贡献,形成依托于网络的全新数字化工程技术服务,为工程技术服务的可持续发展,奠定了坚实基础。

(1) 工程技术服务水平取得突破。

全新、高效的数字化工程技术服务,改变传统的人车跑模式,充分利用网络实时性和便捷性,有机结合生产各个环节,简化流程,实现了精准、高效、高水平的技术服务。

(2) 提升装备、工具使用效率,盘活大量低效资产,有效减少装备投资。

数字化工程技术服务平台的运行,自动生成各类在用器材的使用台账,监督设备、器材的动向,统计分析使用效率,杜绝了基层队伍占用却不使用的现象,合理抽调出大量处于在用状态、事实却闲置的物资,预计2019年装备投资缩减20%以上。

(3) 共享特色技术,及时找到疑难井处理对策。

作业队上修疑难井前,能够找到多种形式(图片、表格以及文字解析)的经典治理案例,确保运用特色技术开展针对性的施工,缩短了占井周期的同时,降低了成本,提升了作业质量。

(4) 工程技术服务结算实现高效、低碳运行。

工程技术服务公司结算效率一直较低,在2017年建立结算数字化平台,取得良好的效果,节约了大量纸张,真正实现了资料全准率100%,实现了高效低碳的工程技术服务结算。

(5) 提高效率盘活资产,外部市场装备、技术储备充足。

通过数字化统计剥离部分低效能工具,运用于外部市场,提供了一个高效有序的后勤保障,同时,盘活三

部低效运转的带压及大修设备，抽调至外围市场，2018年1月至9月份，先后与6个外部油田开展了带压、大修技术交流、技术输出服务和业务合作，共进行带压作业6口井，大修3口井，气密封检测2口井（包含油管和套管）对外创收881万元。

5 结论及认识

工程技术服务数字化建设，取得了良好效果，避免了器材、工具管理难度大、利用率低等问题，提高工程技术服务效率，提升工具、装备使用效率，降低采购成本，彻底改变了原有车拉人跑的原始方式，技术经济效益突出。

（1）生产经营指标提升

数据统计分析表明，工程技术服务数字化建设，2018年比2017年多施工879口井，减少废水排放9200吨，减少纸张使用150000张，节省成品油50000升，累计新增创效8771万元，盘活低效能资产560万元，减少工具、设备投资1000余万元，创造了巨大的经济效益、社会效益和环保效益。

（2）大幅缩减工具购置投资

仅2018年工具利用率提升，就减少采购500余万元，同时，信息平台建立后，杜绝了私自转借工具、逾期不及时归还的现象，提升了工具管理水平。

（3）吉林油田数字化建设下一步设想

吉林油田工程技术服务数字化建设，充分发挥数字化、网络化理念，结合传统工程技术服务，实现了数字化技术服务架构，在未来的1至2年，将会把整个吉林油田人员考勤、服务车辆即时跟踪、采油数据采集以及外围市场生产运行等多项内容全部纳入到数字化建设当中，实现吉林油田全面数字化建设。

参考文献

- [1] 杨贵兴,王松麒带压作业技术研究与应用[J]石油机械 2011年1期
- [2] 廖勇,牟炜.中国石油设备管理信息化建设与应用 中国设备工程 1671-0711(2015)10-0052-03
- [3] 王刚.石油装备企业中的库存管理 企业技术开发 1006-8937(2011)08-0091-01
- [4] 罗云,樊运晓,马晓春.风险分析与安全评价[M].北京:化学工业出版社,2004(3):189
- [5] 李漾,周昌玉,张伯君.石油化工行业可接受风险水平研究[J].安全与环境学报.2007(12):116-119

NB-IoT 技术在油气生产物联网建设上的应用与前景

刘红涛

(玉门油田分公司信息中心, 甘肃 酒泉 735000)
ymliuht@petrochina.com.cn

摘要: 随着 3GPP 在 R13 制定了窄带物联网的标准, 各行业都在思考如何把窄带物联网与行业应用有效结合起来, 窄带物联网技术方案让城市物联网正在从概念迈向现实。本文从 DCS 与油水井数采系统维护工程师的角度出发, 简要阐述了窄带物联网在关键技术上的实现以及在远程抄表系统和路灯监控系统中的应用情况; 描述了物联网技术在玉门油田生产管理中的应用实践; 通过与 TD-LTE 在能力与技术上的差异比较, 例如在油田上部署条件、覆盖效果、低功耗使用、低成本效益的对比得出窄带物联网技术带来了低成本、低功耗、广覆盖、架构优、支持海量连接等优点, 相对于 TD-LTE 更加符合油气生产物联网系统建设上的需求, 未来应用前景会更加广阔。

关键词: NB-IoT; TD-LTE; 无线通信; 数据传输子系统; 物联网

NB-IoT Technology in the Construction of Oil and Gas Production IoT Application and Prospects

LIU Hongtao

(Yumen Oilfield Branch Information Center, Jiuquan Gan su 735000)

Abstract: As 3GPP has developed a NB-IoT(Narrow band internet of thing) standard in R13, various industries are thinking about how to effectively integrate NB-IoT with industry applications. The NB-IoT technology solution is making the urban Internet of Things move from concept to reality. From the perspective of DCS and maintenance engineer on digital production system of oil and water well, both implementation of NB-IoT in key technologies with the applications of remote meter reading system and street lamp monitoring system were described briefly as well as application practice of Internet of things technology in production management of Yumen oilfield. It describes the Internet of Things technology in Yumen application practice in oilfield production management, through the comparison of the capabilities and technologies of NB-IoT with TD-LTE, and especially deploying conditions, coverage effects, low-power in the oilfield, the advantages of low-cost, low-power, wide coverage, excellent architecture, and support for massive connections brought by NB-IoT technology are more in line with the requirements of construction of oil and gas production IoT systems than TD-LTE.

Keywords: NB-IoT; TD-LTE; Wireless Communication; Data Transmission Subsystem; Internet of Thing

0 引言

随着中国石油为了加快推进油气生产信息化建设, 全面提升企业整体管理水平, 于“十二五”信息技术总体规划中率先开展了物联网的应用研究, 致力于建设油

气生产物联网系统(A11)与智慧油田, 此时 NB-IoT 技术带来的低成本、低功耗、广覆盖、架构优、与现有网络共存、支持海量连接等优点, 相对于 TD-LTE 更加符合油气生产物联网系统在建设上的需求, 这个需求即助力油田实现生产方式的转变、优化操作流程、减少人工

作者简介: 刘红涛, 男, 1991年9月出生, 2014年6月毕业于西安石油大学, 学士学位, 现工作于玉门油田分公司信息中心, 助理工程师, 主要从事 DCS、油水井数采系统维护工作。

巡井、达到精细化管理、用机器人代替人工、用逻辑控制代替人工,实现基于物联网的精益生产并对油田生产决策进行辅助和指导,最终达到增储增效、提高采收率 and 经济效益的目的,所以 NB-IOT 技术在油田未来的应用前景会无限广阔。

1 窄带物联网

1.1 关于 NB-IoT 技术

物联网的无线通信技术主要可分为短距离通信技术与 LPWAN (低功耗广域网,即广域网通信技术)。距离通信技术如 ZigBee、WiFi、蓝牙等,LPWAN 又可分为两类,一类是工作于未授权频谱的 LoRa、SigFox 等技术;另一类是工作于授权频谱下,3GPP 支持的 2/3/4G 蜂窝通信技术,比如 EC-GSM、LTECat-m、NB-IoT 等。物联网发展到今天,各行业所部署的系统和分布式终端的环境各有不同,对感知层各种传感器信息的采集、网络层信息的可靠传递和路由控制,应用层数据的智能运算和处理的要求差异很大。例如工业视频监控系统的终端摄像机无需移动性、大数据量上行、需较宽频段;车载追踪管理系统的终端移动性强、需执行频繁切换、小数据量;智能抄表系统的终端无需移动性、小数据量、对时延敏感度高, NB-IoT 正是为了应对此种类型而生。针对现阶段的此种物联网需求,3GPP 在 R13 制定了 NB-IoT 标准,终端支持上也有了与 NB-IoT 对应的终端等级 cat-NB1。

1.2 设计目标

NB-IoT 的设计具备如下特点:一是将提供改进的区域覆盖,在同样的频段下,NB-IoT 比现有的 GPRS 网络增益 20dB+,相当于提升了 100 倍覆盖区域的能力;二是 NB-IoT 一个扇区能够支持 5 万个连接,支持低时延敏感度、超低的设备成本、低设备。功耗和优化的网络架构;三是 NB-IoT 终端模块的待机时间可长达 10 年;四是 NB-IoT 的单个接连模块不超过 5 美元。

1.3 关键技术的实现

(1) 对增强覆盖的实现

通常我们所说的覆盖其实是最大耦合损耗 MCL,在 NB-IoT 里,即从基站天线端口到终端天线端口在空气路径中传播的能量损耗。信道窄带化提升上行功率谱密度可实现单位频谱上的信号增强,即上下行控制信息与业务信息在更窄的 LTE 带宽中发送,相同发射功率下的 PSD 增益更大,LTE 和 NB-IoT 的上行功率谱密度分别

是 200mW/180kHz 与 200mW/15kHz,功率谱密度相差 12 倍 (10.8dB),通过增加功率谱密度,降低了网络接收端的信号解调要求,提升了上行无线信号在空气中的穿透能力^[9]。此外,通过重传机制也可增强覆盖,重传是多个子帧传送一个传输块,在 NB-IoT 的下行无线信道上,网络系统通过重复向终端发送控制指令,再由终端对重复接受的数据进行合并,来提高数据通信的质量。NB-IoT 的上行信道也支持重传,重传次数每翻一倍,速率就会减半,但同时带来 3dB 的增益。通过上行、下行信道的优化设计,NB-IoT 的 MCL 为 164dB。

(2) 对低功耗的实现

终端通信模块发完数据就进入休眠状态可实现低功耗运行。NB-IoT 有两种模式,即 PSM (节能模式)和 eDRX (扩展周期不连续接收),使得通信模块只在约定的一段很短的时间段内监听网络对其的寻呼,其它时间则处于关闭状态。

(3) 对低成本的实现

NB-IoT 采用单天线和 FDD 半双工模式,终端不能够同时处理发送和接受数据信号,相对全双工方式的终端,减少了元器件的配置,降低 RF 成本。此外,NB-IoT 舍弃了 LTE 物理层的上行共享信道 PUCCH、物理混合自动重传请求或指示信道 PHICH 等;180kHz 窄带系统的低采样率,使得 Flash/RAM 仅需 28kB 即可满足需求。

(4) 对大连接的实现

通过定义两种功能模式 (CP 模式、UP 模式)优化核心网,UP 模式即用户面功能优化,它引入无线资源控制 RRC 的“挂起/恢复 (Suspend/Resume) 流程”,减少了终端重复进行网络接入的信令开销,当终端和网络之间没有数据流量时,网络将终端置为挂起状态 (Suspend),但在终端和网络中仍旧保留原有的连接配置数据,当终端重新发起业务时,原配置数据可以立即恢复通信连接 (Resume),以此减去了重新进行 RRC 重配、安全验证等流程,降低了无线空口上的信令交互量。CP 模式即控制面功能优化,通过在网络附属存储 NAS 层信令传递数据,终端不必在无线空口上和网络上建立业务承载,就可以将业务数据直接传递到网络中。两种模式均能减少空口信令开销,提升频谱效率和系统信道容量。

1.4 部署方式

NB-IoT 分为三种部署方式:独立部署 (Stand alone)、保护带部署 (Guard band) 和带内部署 (In-band)^[2]。独立部署是指利用独立的新频带或空闲频段进行部署,运营商所提的“GSM 频段重耕”也属于此类模式,GSM 的信道带宽为 200KHz,这刚好为 NB-IoT 180KHz

带宽辟出空间,且两边还有 10KHz 的保护间隔。保护带部署是指利用 LTE 边缘保护频带中未使用的 180KHz 带宽的资源块。带内部署是指利用 LTE 载波中间的某一段频段。

1.5 NB-IoT 在行业中的应用

(1) 在远程抄表系统的应用

随着社会的发展,人工抄表衍生出诸如效率低、人工成本高、记录数据易出错、维护管理困难等弊端。基于 ZigBee 无线通信技术与 GPRS 网络技术的 2G 抄表,在智能电表管理使用的整个生命使用周期中,通过 RFID 给每块表一个唯一身份,实现使用过程中的全程跟踪^[4]。NB-IoT 远程抄表相对于 2G 抄表具有以下优势:NB-IoT 广覆盖及接入能力,为远程抄表系统提供比 GPRS 更高效的网络支持;统一的底层数据协议,省去了大量解析对接工作,使多种设备海量接入成为可能;NB-IoT 无线连接,网络配置简单,省去 RS485 布线及产生的时间成本;仪表直传平台,省去网关、采集器等网络层设备。

(2) 在路灯监控系统中的应用

传统的道路照明控制采用组控方式,即通过路灯配电箱内电路的通断来统一控制若干数量路灯的开关,不具备单灯控制功能,后台无法采集个体灯杆的状态信息,无法监管单灯是否出现故障,难以实现精细化管理^[5]。基于 NB-IoT 无线通信技术的智慧路灯系统满足了城市路灯部署范围广、杆体数量多、数据可靠性要求高等需求,不仅能对单灯进行远程开关控制,而且能通过采集路灯运行数据信息进行智能分析,可实现远程故障分析定位,带来了更低的能源消耗、更低的维护成本^[6]。智慧路灯数量众多、位置恰好、有专属供电、易于扩展,是 NB-IoT 应用的绝佳载体。

2 NB-IoT 在油气生产物联网建设上的应用前景探讨

2.1 物联网技术在玉门油田生产管理中的应用实践

随着物联网技术的发展,为实现生产方式的转变,优化操作流程,减少人工巡井,达到精细化管理,玉门油田紧跟其它油田的步伐,近几年大面积、高效率的在各采油厂推广油田信息化的建设。目的是用机器人代替人工,用逻辑控制代替人工,实现基于物联网的精益生产。

(1) 数据采集与控制子系统的建设

老君庙采油厂早在 2009 年起就开始数字油田的建设,至今经历了对三代数据采集系统的应用。第一代数

据采集系统主要针对的是 500 余口油井,单井井口采集设备配置有压力变送器 2 块(油压、套压)、示功仪 1 块、RTU 1 个。一代 RTU 因其外部仅有一排指示灯俗称简化板,各指示灯闪烁的方式代表供电、数据采集、与服务器端通信上线和故障等。RTU 通过 2.4GHz 短距离无线传输技术与井口设备通信,并进行量程转换与寄存器地址分配,采集井口的压力与示功图,所有井口设备的通信参数在 RTU 上线后都在工程师站软件上设置,最终进入 RTU 内部。

第二代数据采集系统主要针对当时新投产的油井,单井井口采集设备除过 2 块压力变送器与 1 块示功仪,于配电柜内安装有三相电参数采集模块,用于准确测量三相四线交流电中的三相电压和三相电流。二代 RTU 的主板与芯片相较于之前的一代 RTU,集成化程度更高,除过体积变小外,RTU 上有液晶显示面板与操作按键,井口设备的通信参数可直接在 RTU 上通过 2.4GHz 无线技术进行设置。此外,第一代与第二代的 RTU 都有拖井功能,即一个 RTU 最多可同时保证 5 口单井上的设备及其采集通信。

第三代数据采集系统的设备符合油气生产物联网建设规范,主要针对当前新投产油井的设备安装、对一二代系统老化设备的更换和注水井上的设备安装。A11 RTU 较第二代来说可视效果更好,采集通信方式有 RS485、RS232、ZigBee,在油井上使用时,其内置有一块 2.4GHz 芯片与 ZigBee 芯片,通过前者来设置示功仪、压力变送器、三相电参数采集模块与 RTU 通信时的参数,通过后者将各传感器采集到的数据传至 RTU 进行处理。A11 数据采集系统在注水井井口的采集设备配置有压力变送器 3 块(油压、套压、干压)、流量计 1 台、智能控制阀 1 台、RTU 1 个。各传感器采用 DC24V 供电,压力变送器采用两线制 4-20mA,流量计采用 RS485,二者信号输出至智能控制阀上显示,RTU 通过 RS485 方式连接智能控制阀,处理各传感器所采集的数据。

(2) 数据传输子系统的建设

老君庙采油厂数据传输子系统的建设经历过两个阶段,第一阶段基于通用分组无线服务技术(GPRS)构建,GPRS 是一种基于 GSM 系统的无线分组交换技术,通常被描述成 2.5G,属于向第三代移动通讯演变的过渡技术,它通过利用 GSM 网络中未使用的 TDMA 信道,提供中速的数据传递,其速率为 56-115Kbps。

第二阶段即 LTE 系统的引入推广,TD-LTE 是 OFDM 技术,该技术抗干扰能力强、支持不同带宽,适合于数据流的高速传输。LTE 系统整体架构由终端(UE)、基站(eNodeB)、核心网(EPC)、智能

综合网管平台 (eOMC) 组成。其中终端 UE 有以太网接口和串口两种, 无论是基于以太网协议或是 RS232 方式进行传输, 只需对固件进行程序刷新。LTE230 系统采用电力独有的 230MHz 频段频谱 (即: 223.025 ~ 235.000MHz), 该频段主要用于数据传输业务, LTE230 的容量大, 覆盖广, 高带宽, 高速率等优点, 更好的符合了 A11 所要求的数据稳定性、安全性和可靠性。信息中心于老君庙东、西山各自自主建有一座 LTE230 基站, 用于老君庙采油厂油水井的数据传输。

由于老君庙采油厂部分井仍在使用的第一代简化版, RTU 将采集到的数据通过移动运营商 2G 信号传至兰州数据中心, RTU 的拖井程序有其目标 IP 与端口号, 数据处理后通过办公网再回传至老君庙数采服务器上。第二代 RTU 除过和第一代相同的传输方式外, 也可通过串口方式连接终端 UE, 而第三代 RTU 普遍采用以太网口连接终端 UE, 在 RTU 内设置好终端 IP、目标 IP 和端口号后, 通过 LTE230 网络进行数据传输。

2.2 NB-IoT 与 LTE 对比

NB-IoT 系统是基于 LTE 原理、架构进行设计的,

NB-IoT 的帧结构、下行 OFDMA、上行 SC-FDMA、信道编码等大部分沿用 LTE 技术, 为满足 NB-IoT 的特殊要求, NB-IoT 在 LTE 协议上进行大量精简优化, 同时也采用了一些新的技术。NB-IoT 与 LTE 能力差异对比 (见表 1), 与 LTE 对比而言, NB-IoT 的覆盖能力与承载容量显著增强, 终端成本却明显下降。NB-IoT 与 LTE 技术差异比较 (见表 2), 与 LTE 相比, NB-IoT 为窄带通信系统, NB-IoT 信道带宽仅占用 180kHz 窄带^[1]。

2.3 NB-IoT 在老君庙采油厂传输子系统建设上的应用前景探讨

玉门油田老君庙采油厂数字化建设较早, 符合油气生产物联网 A11 建设标准的数采设备投用后, 仅对新投产油井安装和对少部分老井的设备进行更换, 已建成 A11 设备的井也仅占数字化总井数的四分之一, 当前老君庙采油厂 SCADA 系统尚未建设, 后续计划对建设较早的数字化设备更换以及对 SCADA 的建设时, NB-IoT 的应用正好符合了新技术时期的要求。

(1) 在油田上 NB-IoT 的部署条件

在老君庙采油厂已建设 LTE230 系统的前提下, NB-

表 1 NB-IoT 与 LTE 能力差异对比

指标	覆盖	容量	速率 (上 / 下行)	功耗	成本	时延	移动性
NB-IoT	MCL=164dB	>5 万 / cell	64kbps/28kbps	10 年	<5 美元	约 10S	静止 / 慢速, 不支持切换
LTE	MCL=142.7dB	1200/cell	50Mbps/100Mbps	/	30 美元	<100ms	<500km/h, 支持切换

表 2 NB-IoT 与 LTE 技术差异比较

	下行	上行		下行 / 上行
多址方式	OFDMA	SC-FDMA		OFDMA/SC-FDMA
	多载波	多载波 (3、6、12)	单载波	多载波
子载波间隔	15KHz	15KHz	3.75KHz 15KHz	15KHz
子载波数	12	12	48 12	1200 (20MHz)
调制	TALL biting convolution	TURBO CODING		TBC、TURBO CODING
编码率	1/3	1/3		1/3 2/3
调制	QPSK	BPSK	QPSK	64QAM
双工方式	FDD、HD			FDD
信道带宽	180KHz			1.4、3、5、10、15、20MHz
功率节省机制	PSM, ext. I-DRX, ext. C-DRX			I-DRX, C-DRX
MIMO	不支持 / 终端单天线			支持 / 终端多天线

IoT 的部署更加容易。LTE 带内部署下, NB-IoT 可以利用 LTE 内的一个 RB 带宽资源进行部署, LTE 保护带部署下, NB-IoT 可以利用 LTE 信道上、下保护带频率资源进行 NB-IoT 部署, 比如 LTE 的 20MHz 带宽的实际

传输带宽为 18MHz, 上下边带各有 1MHz 保护带宽可以部署 NB-IoT, 两种部署方式均通过升级可共享 LTE 的 RRU 及 BBU 资源。

(2) 在油田上 NB-IoT 的覆盖效果

从上述内容及对比可得,通过信道窄带化提升发射功率谱密度以及重复编码累积能量提升解码成功率,使得NB-IoT在极端覆盖条件下的MCL达到164dB。同时,NB-IoT还采用了独有的GAP机制,不同于LTE,NB-IoT的1个TB块的发送可能分成几个不连续块进行发送,不连续块之间间隔一个GAP时间段,在GAP时间段内仅容许其它终端发送数据,保证了公平性及资源利用率,解决了重复编码带来的资源不充分利用问题。老君庙采油厂地处山区,LTE230终端部署时,少数井场上由于遮挡等极端情况,终端接收到的基站信号很弱,NB-IoT的覆盖效果在此种场景下明显优于LTE230。

(3) 在油田上NB-IoT的低功耗使用

老君庙采油厂使用的LTE230终端,是提供的DC24V电源,同时在LTE230网管系统里eNB和UE一直处于连接状态,但是根据采油厂的要求,井场上RTU对井口数据的采集设置是一个小时采集一次。即使根据需求设置LTE可从连接状态到空闲状态,此时eNB和UE中也会释放上下文,在重新发送数据时,需要重新建立上下文。NB-IoT通过引入用户面数据传输优化功能后,无需使用业务请求程序即可重新建立接入层上下文。NB-IoT对LTE休眠机制的扩展和对信令的简化,在能源消耗层面上更占优。

(4) 在油田上NB-IoT的低成本效益

从上述关键技术方面对比,NB-IoT采用窄带化技术、简化天线模式、采用单载波技术、简化系统功能与信道等,使得终端成本上NB-IoT远低于LTE,到2020年单个终

端的目标是2-3美元,所以NB-IoT的低成本设计更加符合当下低成本物联网的需求。

3 结束语

目前油田为油气生产物联网在建的LTE230数据传输子系统,虽然能为数据采集与监控子系统和生产管理子系统提供安全可靠的网络传输系统,但随着具有低成本、低功耗、广覆盖、架构优、支持海量连接等优点的NB-IoT的冲击,NB-IoT技术在油气生产物联网是有广阔的应用前景的,必将油田信息化的发展和油田现代化管理水平提升到新的高度。

参考文献

- [1] 张新武.NB-IoT窄带物联网与LTE差异性分析[J].纪念光纤通信50周年高峰论坛.2016.
- [2] 戴博、袁戈菲、余媛芳.窄带物联网(NB-IoT)标准与关键技术[M].第1版.人民邮电出版社:2016.
- [3] 黄宇红、杨光、肖善鹏、曹蕾、李新.NB-IoT物联网技术解析与案例详解[M].第1版.机械工业出版社.
- [4] 郭宝、张阳、顾安、刘毅.万物互联NB-IoT关键技术与应用实践[M].第1-1版.机械工业出版社.
- [5] 江林华.5G物联网及NB-IoT技术详解[M].第1版.电子工业出版社:2018.
- [6] 史治国、潘骏、陈积明.NB-IoT实战指南[M].第1版.科学出版社:2018.

胜利油田安全基线体系研究与探索

刘华静*, 王玮

(中国石化胜利油田分公司物探研究院)

liuhuajing.slyt@sinopec.com; 582278179@qq.com; wangwei021.slyt@sinopec.com

摘要: 胜利油田的信息应用系统和网络设备在部署上线之前, 往往更多的重视功能性测试, 而忽略了系统安全, 存在较多安全隐患, 容易遭受黑客攻击。针对这一需求, 本文对国内外信息安全标准和安全基线模型进行深入细致的总结分析, 并结合胜利油田信息应用系统自身特性, 研究了如何建立一套涵盖主机系统、网络和安全设备以及数据库系统的安全配置标准的方法, 并依此建立了相应的安全基线, 为运维人员进行安全核查提供了依据。研究了自动化核查系统的架构设计, 为建立高效自动化核查系统提供了思路。

关键词: 信息安全; 安全基线; 配置核查

Research and Exploration on the Safety Baseline System of Shengli Oilfield

LIUHuajing*, WANG Wei

(Geophysical Research Institute of Shengli Oil Field of Sinopec, Dongying, China)

Abstract: Before the deployment of the information application system and network equipment of Shengli Oilfield, more emphasis is placed on functional testing, while system security is neglected, there are many security risks, and it is vulnerable to hacker attacks. In response to this demand, this paper conducts in-depth and meticulous analysis of information security standards and security baseline models at home and abroad, and fully combines the characteristics of Shengli Oilfield Information Application System to establish a set of host systems, networks and security devices and database systems. The system's security configuration standard method, and accordingly established a corresponding security baseline, provides a basis for the operation and maintenance personnel to conduct security verification., and proposes the architecture design of the automatic verification system, which provides ideas for establishing an efficient automated verification system.

Keywords: information security; security baseline; configuration verification

0 引言

信息安全的思想最早可以追溯到上个世纪六十年代的美国军方文件保密制度。随后八十年代美国又分别推出了《可信计算机系统安全评估标准》(TCSEC)和《联邦信息和信息系统安全类别划分标准》(FIPS 199)等一系列标准。九十年代初期信息安全立法为美国的一项国家法律, 并成为美国国家信息及信息系统分类安全防

护的一项重要措施。1991年欧共体发布了信息技术安全评估标准(ITSEC), 同年六月, 欧共体又会同国际标准化组织OSI共同起草了一份通用安全评价准则(CC), 并于1999年正式被列为国际标准系列。

在国际信息安全等保护不断发展的同时, 随着网络和信息化建设的发展, 我国的信息安全工作也越来越受重视。1994年, 我国首次颁布《中华人民共和国计算机信息系统安全保护条例》, 1999年推出《计算机信息系

作者简介: 刘华静, 女, 就职于中国石化胜利油田分公司物探研究院, 长期从事信息安全与软件测试工作。

统安全保护等级划分准则》，2007年颁布《信息安全等级保护管理办法》，2010年公安部发布《关于推动信息安全等级保护评测体系建设和开展等级评测工作的通知》，2017年6月1日起《网络安全法》开始施行。在安全基线建设方面，通讯运营企业和银行等先后通过部署安全基线，针对自身业务系统建立安全基线标准，通过采用统一的安全配置标准来规范技术人员在各类系统上的日常操作，让运维人员有检查潜在风险的标杆。

胜利油田信息系统众多，设备、主机等多采购自第三方，在部署之前往往只执行了功能测试，安全水平不一，容易遭受黑客攻击，存在很多安全隐患。为了保证整体安全水平，防止系统设备因为安全配置不到位而带来安全风险，有必要对系统设备的安全性进行检查和加固。

本文结合油田的安全管理的实际需求，以建设制定各系统的安全基线为目标，探索了安全基线研究内容和编制体系，提出了制订相应的技术管理规范，加强安全管理，以安全基线为依据，实现产品准入、入网测试、工程验收、系统运维配置、自我评估、安全加固有据可依，同时也满足内控管理要求的依据。

1 问题与需求

胜利油田目前在册应用系统共500余套，分布在基础应用、经营管理、勘探开发、生产运行、社会化服务等领域，支撑了勘探开发的决策优化、生产运行的精准管控、经营管理的创新变革，为油田提质增效起到重要作用。拥有服务器近700台，高性能计算服务器2000余台，终端6万余台，网络安全设备若干。整个网络对内连接了生产装置、办公网络，对外满足移动用户网络办公的需求，服务于分公司、管理局、工程公司、油服等单位。

在实际工作总结中，发现胜利油田主要存在以下几方面的问题亟待解决：

(1) 系统安全配置不足。应用系统在开发过程中更多注重实用功能，对系统本身的安全策略配置较为粗略。上线前后缺乏必要的定期自动化安全检查，不能及时、全面、有效发现潜在的安全问题。

(2) 信息安全标准规范体系不够完善。尤其缺乏统一的信息安全策略和信息安全加固标准，导致信息化建设缺乏统一的操作规范；并且在实施过程中，缺乏必要的监督管理，致使标准未能得到有效实施。

(3) 信息安全人员配置不足、安全意识有待加强。目前没有专职信息安全人员，无法对所有设备一一进行核查，同时缺乏相应的辅助安全设备，导致各类软硬件设备在部署过程中安全策略配置不到位。

2 安全基线研究与建立

2.1 安全基线研究内容

(1) 安全基线概念

基线本身由基准点组成，而基准点标识了最根本的需求或要求，在实际应用中体现为一种比较的行为，最终目标是通过与基准的比较，明确差距，为决策提供量化的数据支持。安全基线是基线在目标系统安全属性的一种体现，是一个信息系统的最低安全保证，即该信息系统最基本需要满足的安全要求。信息系统安全往往需要在安全付出成本与所能够承受的安全风险之间进行平衡。而安全基线正是这个平衡的合理的分界线。不满足系统最基本的安全需求，也就无法承受由此带来的安全风险，而非基本安全需求的满足同样会带来超额安全成本的付出，所以构造安全基线已经成为系统安全工程的首要步骤，同时也是进行安全评估、解决信息系统安全性问题的先决条件。

(2) 安全基线分类

安全基线分为基础安全基线和业务安全基线。其中基础安全基线是在了解现状和基本需求的情况下，定义业务系统的基础安全配置要求，其配置内容和具体产品相关。而业务安全基线则要辨析不同业务系统的安全需求，在已形成的基础安全基线上进行增加，同时协调不同安全设备上的策略，以期形成符合业务特点的安全方案。

(3) 安全基线对象

安全基线的对象是网络及安全设备、操作系统、中间件、数据库和应用服务。

2.2 安全基线研究流程

(1) 安全基线开发原则

安全基线开发原则应坚持四个方面。

①有限授权原则：限定系统中每个主体所必须的最小特权；确保可能的事故、错误、网络部件的篡改等原因造成的损失最小。

②访问控制原则：对主体访问客体的权限或能力的限制；限制进入逻辑区域（网络访问控制）和限制使用（读写控制）。

③日志审计原则：日志内容要求完备；保留必须的审计跟踪记录。

④分离制约原则：普通用户与系统管理人员分离；系统管理人员与软件开发人员分离；系统访问权限分级管理。

(2) 安全基线开发步骤

安全基线开发的步骤应坚持以下五步。

①资产识别：选定信息系统，收集目标系统中的所有设备类型和配置，确定实施范围。

②配置分析：对收集到的所有配置情况进行综合分析，参考国家和行业的规定，分析信息安全与相关政策和法规的差距，以及部分差距在实际情况中的可接受程度。

③规范设计：根据分析结果，结合国内外先进经验、标准，设计定义针对用户基础设施安全规范。

④验证测试：根据设计输出，在目标系统内进行测试，验证每一条安全规范的适用性，并根据测试结果对设计成果进行优化。

⑤规范输出：依据测试验证数据，按照设备类型分类输出用户的基础设施安全配置规范。

3 安全基线体系探索

胜利油田安全基线技术规范包括基本要求和通用要求两个级别。

基本安全配置规范是所有设备都需遵守的规范；增强安全配置规范是高安全等级设备（等保三级及以上）需加强遵守的规范。

对于胜利油田互联网区和重要业务系统部署的相关设备除了满足基本通用要求外，还需满足增强要求。

3.1 安全基线技术规范——通用要求

基本的 IT 基础设施系统层基线，这类系统包括主流厂商操作系统、网络设备、数据库，中间件等，它们多为非定制标准化产品，原厂商技术支持较好，资料完整，因此这类安全基线的内容主要关注帐号管理、口令配置、认证授权、日志配置和设备管理。

①账号管理：

操作系统和数据库系统管理用户身份标识应具有不易被冒用的特点，并避免共享账号。多余账号应及时锁定，并锁定无关账号远程登录等。

②口令配置：

操作系统、数据库和重要信息系统的登录口令复杂度和生存期要求等。

③认证授权：

应根据管理用户的角色分配权限，实现管理用户的权限分离，仅授予管理用户所需的最小权限，对缺省用户和关键目录权限控制必须严格。

④日志配置：

对操作系统、网络设备、数据库等要做好登录日志记录和系统事件记录；

日志记录的内容至少应包括事件的日期、时间、发起者信息、类型、描述和结果等；

应提供对日志记录数据进行统计、查询、分析及生成日志报表的功能。

⑤设备管理：

应具有登录失败处理功能，可采取结束会话、限制非法登录次数和当网络登录连接超时自动退出等措施。

操作系统、数据库和网络设备应定期检查版本型号，及时进行补丁修补和版本升级工作。

3.2 安全基线配置核查

(1) 安全基线配置核查对象

安全基线规范对胜利油田当前使用的各类操作系统、网络设备、数据库、中间件的配置核查明确了基本的要求。适用于胜利油田的各类操作系统、网络设备、数据库、中间件，可以作为日常运维工作的重要参考与检查依据。

目前胜利油田信息系统中部署了数量众多的 IT 设备和系统，主要包括网络设备、主机、数据库、中间件和应用系统等，如表 1。此次安全基线制定的适用范围，包括胜利油田各二级单位的信息系统常见的 IT 系统和设备，具体包括：

表 1 系统和设备类型

1、主机： ■ Windows ■ Linux	2、网络设备： ■ H3C
3、数据库： ■ Oracle ■ MSSQL Server	4、安全设备： ■ 360 天擎 ■ 绿盟
5、桌面： ■ Windows	5、中间件： ■ IIS

(2) 安全基线配置核查方式

安全基线包含多种检查手段。针对 Windows 和 Linux 主机主要包括执行命令、端口检查、文件内容检查、注册表检查、XML 配置文件检查等；对交换、路由设备主要通过执行命令检查。

3.3 安全基线配置核查方法

安全基线检查的方法分为手工和自动化工具两种。手工检查的对象为不具备主流厂商设计标准的产品，比如国内部分网络安全设备，并只能通过人工登录到目标系统来获取相关的配置策略。自动化工具的检查范围则

可以基本全面涵盖胜利油田业务系统所包含的主机、网络设备、数据库、中间件等，安全配置核查工具通过 Telnet/SSH/RDP 等方式模拟登录到目标设备进而获取系统有关安全配置和状态的信息。

4 安全基线自动核查系统结构设计

系统在设计上由后台维护和前台运行两套平行子系统构成，两套子系统互为支撑，共享数据，协同完成对知识库的维护和对目标系统的检测。

4.1 系统整体架构

系统由两条平行子系统组成，整体架构示意如下图 1 所示：

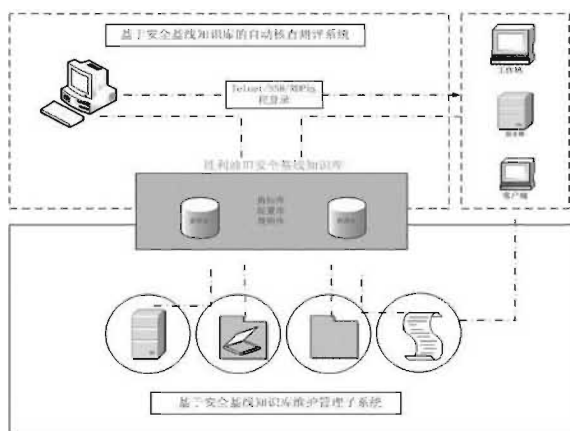


图 1 系统整体架构示意图

安全基线知识库维护管理子系统：主要架构设计为 B/S 结构，是安全配置知识库的维护和管理后台。其主要作用和功能在于对安全知识库进行管理，对符合指标要求的，涵盖各类操作系统、数据库系统和应用平台的安全配置模版的管理，以及对结果数据和判定规则知识库的管理。其主要维护的是后台，由指标数据库，配置知识库，规则库和检查列表等组成的安全基线配置知识库，对前台子系统提供后台数据维护支撑。

基于安全基线知识库的核查脚本自动化执行与测评子系统：是基于胜利油田安全配置管理指标，能够完成主要的配置核查和合规性判定工作。通过读取安全基线知识库的检查列表和规则，加载并执行对应级别和类型的检查脚本，完成对目标的配置核查，对于不符合指标要求的检测项和相关配置，将根据知识库给出整改建议。

4.2 系统逻辑框架设计

系统可设计为数据访问层、业务逻辑层和用户交互

层组成的三层架构模式，如下图 2 所示：

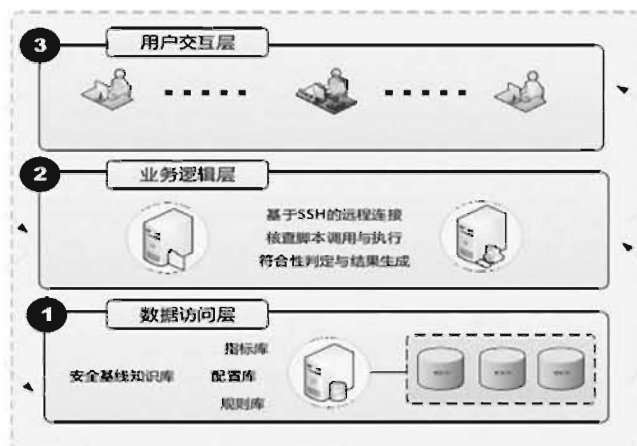


图 2 系统三层逻辑架构图

系统最底层架构为安全基线知识库、符合性判定规则库、Checklist 核查列表集合及其衍生出的安全配置核查脚本。

(1) 数据访问层主要对数据操作接口进行封装，接收上层业务逻辑层的命令或者数据，负责与底层的安全基线核查知识库和规则库进行存取操作，再将数据返回给上层逻辑，同时也负责对物理脚本的维护与管控。

(2) 业务逻辑层位于系统架构的中间层，该层起到承上启下的作用，将上层用户交互层传递下来的命令或者数据直接封送给数据访问层，并将数据访问层传回的数据通过进一步封装返回传递给上层逻辑。

(3) 用户交互层主要负责界面呈现，与用户的逻辑交互，包括接收用户输入的数据和命令，并将其传递给下层逻辑，同时将下层返回的数据和结果展示到界面，供用户只管浏览与操作。

三层结构之间，通过良好的接口相互调用和操作，这样分层的好处在于，各层分工明确，职责清楚，各层之间通过封装好的数据和命令进行交互，减小了层与层之间的依赖性，增强了每层各自的独立性和可扩展性，将数据、逻辑、界面分离开确保了架构的灵活性与稳定性。Telnet/SSH/RDP 等方式模拟登录到目标设备进而获取系统有关的安全配置和状态信息。

5 应用效果

在研究了安全基线体系和合理制定安全基线的方法的基础上，制定了符合胜利油田实际情况的安全基线，以此进行安全配置核查，能够及时发现存在的安全问题，降低安全风险，有效提升了油田信息安全水平。

(1) 制定了相应的安全基线，让运维人员有了检查

配置的默认标准;

(2) 为信息系统入网设置严格准入条件, 大大降低由设备配置问题带来的安全风险;

(3) 统一全网安全配置运维, 方便安全管理;

(4) 明确基础设施配置细则, 提高防范利用安全漏洞进行恶意行为的能力。

6 结语

本次研究针对胜利油田业务现状, 以安全合规为基本出发点, 探索理清了安全配置管理涵盖的相关内容, 形成了如何合理建立安全基线的体系方法, 并据此制定了适合胜利油田的安全基线, 为运维人员进行安全核查提供了依据。提出了安全基线自动化核查系统的结构设计, 为标准化的技术安全操作以及安全基线核查的高效

自动化应用提供了可行的方案。

参考文献

- [1] 王玉萍; 段永红; 洪崧. 安全基线在银行业的应用与实践. 2011-08-15
- [2] GB/T 22239-2008 信息安全技术 信息系统安全等级保护基本要求 [S]. 全国信息安全标准化技术委员会, 2008.9.
- [3] TCSEC DoD. Trusted computer system evaluation criteria[J]. DoD 5200.28-STD, 1985, 83.
- [4] Federal Information Processing Standards Publications (FIPS PUBS) [EB/OL]. National Institute of Standards and Technology, [2012-05-13]. <http://www.nist.gov/itl/fips.cfm>.
- [5] European Communities-Commission. ITSEC: Information Technology Security Evaluation Criteria (Provisional Harmonised Criteria, Version 1.2, 28 June 1991)[J]. 199

油田企业应用集成服务云平台架构设计技术研究

刘长治*, 李玲, 隋国华, 赵玉国, 金伏东

(中国石化胜利油田分公司物探研究院)
liuzhangzhi613.slyt@sinopec.com

摘要: 为了解决应用系统紧耦合、信息孤岛等问题, 促进集成整合, 胜利油田开展了油田企业应用集成服务云平台的建设工作, 采用云计算技术, 基于 PAAS 平台设计思路, 进行了油田企业应用集成服务云平台框架设计, 通过技术服务中心为应用提供用户、权限、流程、日志等公共服务, 通过工业 APP (应用商店) 为应用提供专业组件的共享应用, 通过统一应用门户为应用提供按岗定制的集成应用界面, 通过统一开发环境为应用提供快速敏捷的二次开发平台, 通过持续交付中心为油田信息化建设提供全生命周期管理。油田企业应用集成服务云平台的建设, 构建了“平台+应用”信息化应用新模式, 实现了“一切系统皆上云、一切开发上平台”, 形成了油田统一的信息公共服务生态云环境, 建立了按岗定制、应用集成、业务协同的应用模式, 促进两化深度融合, 助推智能油田建设, 形成与油田企业战略发展相匹配的信息化能力。

关键词: 油田企业; 集成服务; 云平台; 按岗定制

Architecture Design of Application Integration Service Cloud Platform for Oilfield Enterprises

LIU Changzhi*, LI Ling, SUI Guohua, ZHAO Yuguo, JIN Fudong

(Geophysics Research Institute of Shengli Oilfield Branch Co. of Sinopec, Dongying Shandong, China)

Abstract: In order to solve the problems of tight coupling of application systems and information islands, and also promote integration and conformity, Shengli Oilfield has carried out the construction of application integration service cloud platform for Oilfield Enterprises which based on cloud computing technology and PAAS platform design idea, the architecture of cloud platform is designed out. Technology service center is setting for supplies the publication services of application such as users, rights, processes, logs, and etc, industrial APP (application store) is setting for provide professional component sharing applications, the unified application portal is setting for provide integrated application interface as the customized position, the unified development environment is created for provide a rapid and agile secondary development platform applications, the continuous delivery center is designed for provide full life cycle management for oilfield information construction. The application integrated service cloud platform for oilfield enterprises has been constructed with a new information mode of "platform + application", the scene "all systems are on cloud and all developments are on platform" is becoming reality, a unified information public service ecological cloud environment for oilfield is formed with an application mode of customization according to post, application integration and business collaboration, which promotes the deep integration of two modernizations as well as the construction of intelligent oilfield. To form the informationization capability that matches the strategic development of oilfield enterprises.

Keywords: Oilfield Enterprises; Integrated Services; Cloud Platform; Customize by Post

0 引言

随着国际经济和能源市场形势的变化, 中国石化油

田企业面临的压力也在不断凸显, 老油田成本快速上升、盈利能力断崖式下降、市场应变能力整体偏弱, 创新变革、转型发展、应对低油价成为新常态。

作者简介: 刘长治, 男, 中国石化胜利油田物探研究院数字油田支持专家, 长期从事油田勘探信息数据管理及应用软件开发工作, 一直参与胜利油田集成服务云平台的建设工作。

面对油田企业人多油少、资源接替矛盾突出等困难，将先进的理念、管理模式与信息技术结合，迫切需要以创新发展的思路构建最优的组织架构、管理流程和工作模式，促进管理模式的创新、生产模式的转变、生产效率的提升、劳动条件和强度的改善。按照“集中集成，创新提升，共享服务，协同智能”的信息化工作方针，以提高发展质量和效益为中心，促进两化深度融合，打造世界一流信息化能力，加快油气生产前端信息化应用力度、变革传统生产组织模式、创新油公司体制改革服务模式，推动企业创新增效是中国石化油田板块持续发展的必然选择。

本文以胜利油田开展的油田企业应用集成服务云平台的建设为载体，分析构建云平台的关键技术体系，构建油田企业信息化应用建设新模式，助推智能油田建设。

1 问题与需求

经过多年的信息化建设，“两化”融合不断深入，一系列的应用系统在企业生产经营中发挥越来越重要的作用，然而传统模式下的信息化建设遗留下了资源分散、重复建设、运维困难、安全性低、用户体验差等诸多症结，以“集成、共享、优化、提升”为方向的应用集成整合随之成为了企业面临的重要任务，信息化建设开始迈入了“从离散到集成、从局部到整体、从简单向深入”的建设阶段。

通过构筑开放式信息云服务环境，降低应用集成的壁垒和难度，促进集成类应用建设，从而减少信息孤岛，促进业务协作。构建统一的数据总线、业务总线技术平台，构建统一流程集成、业务集成、门户集成的工具、组件，建立技术规范和接口规范，打造信息云服务集成能力。

通过构建统一的油气田软件开发环境，降低应用开发投资，促进应用管理的统一。通过梳理和分析上游板块应用软件的特征，建立统一的应用软件开发的规范体系、组件开发规范、应用集成规范。研究当前软件开发领域主流的开发环境、WEB 应用容器、服务器、主要技术框架及其发展趋势，确定统一的软件开发平台和运行平台。梳理上游企业应用中通用的内容进行研发和部署应用，如 AD 域认证、应用授权和身份认证、应用运行管理、业务流程监控、移动应用管理，使上游信息化应用更聚焦于与业务的贴近和对业务的创新。

通过建设油田板块“服务集市”，实现油田信息应用的集约化管理，从而实现最小化投资和最大化的应用。服务集市内的“业务服务”是满足特定应用需求的服务组件，由“集市”对其进行统一管理，通过服务注册、

管理、发布、应用的标准化管理，为“用户”提供统一服务。建立服务集市的优选机制，通过技术序列、技术和服务能力、应用数量等诸多因素，建立技术优选办法，通过服务集市内的运行监控和用户体验、用户行为分析，建立应用和许可的增减机制，从而搭建起服务化的机制。并持续优化运营，实现授权应用、运行监控，提升应用服务效果。

本文的研究将重点针对油田板块信息化面临的挑战和问题，打破传统信息化建设和应用模式，研究建立支撑油田企业信息化建设及应用的云平台，打造信息化“工厂化装配”、业务应用“个性化定制”的云服务能力，实现系统公共组件服务化、业务服务共享化应用模式，打造油田企业新的“厚平台、薄应用”信息化生态环境。

2 公共服务支撑技术研究

随着信息化建设的不断推进，应用系统间的业务协作联动、信息交换以及基于数据中心的数据服务与共享等需求驱动着大量点对点服务接口的产生，随着系统规模扩大，接口服务提供者与调用者都在不断增加，接口之间呈网状几何倍数增长，业务支撑系统内的接口服务调用问题逐渐暴露出来，如图 1。这种接口服务网状网连接方式造成了如下问题：

- (1) 系统间接口调用呈网状网连接，接口服务缺少统一的管理维护功能，系统接口服务质量无法得到有效管理。
- (2) 接口服务标准化与复用程度不足，造成大量低效、冗余的补丁式开发，而急用先行又导致系统功能的重复建设。



图 1 胜利油田信息应用系统现状

- (3) 接口服务及其业务组件实现重用度低，接口服务缺乏可继承性，开发效率较低。存在大量接口改造配

合工作和相应开发费用。

(4) 缺乏标准与规范, 无法有效实现 IT 资产复用, 阻碍业务创新。

针对上述问题, 通过研究服务管控技术, 规划建设胜利油田的企业服务管控中心^[1], 对服务进行集中统一的管理, 将系统与系统进行解耦, 便于我们对服务的监控、管理和有目的的优化整合, 将企业离散的服务转化为企业的信息资源从而得以再利用。为此, 攻关了以下技术:

(1) 研究形成了服务组合与编排技术

针对勘探开发领域中大量业务服务标准不统一、难以复用的现状, 研究基于油田业务的服务编排技术^[2], 实现勘探开发业务服务的共享复用和资产增值。

针对油田多个领域、多套系统的接口服务进行了梳理分析; 对 Webservice 格式服务和 RESTful API(JSON) over HTTP 协议服务进行验证分析; 研究原子服务的编排技术, 基于油田实际业务需求, 通过顺序、循环、条件、自定义编程等多种编排方式, 重用原有的原子服务, 实现油田业务服务的快速开发, 如图 2。

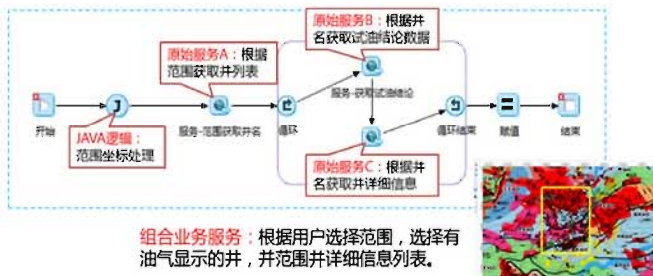


图 2 服务编排流程和效果

(2) 安全高并发的服务接入与管理技术。

针对勘探开发领域中大量业务服务分散部署、缺乏管控的现状, 研究服务接入与计量技术^[4], 实现勘探开发业务服务的统一管理和监控。

研究高性能负载代理技术和 SEDA 阶段事件驱动技术^[1], 实现高并发、大吞吐情况下的高效、稳定的服务管理。

研究高性能负载代理技术, 首先, 通过负载代理技术可以将大量的并发访问或数据流量分担到多台节点设备上分别处理, 减少用户等待响应的的时间; 其次, 单个重负载的运算分担到多台节点设备上做并行处理, 每个节点设备处理结束后, 将结果汇总, 返回给用户, 系统处理能力得到大幅度提高。负载代理可以通过硬件和软件方式来解决, 本次主要研究软件解决方案。

通过实现不同负载策略, 如图 3, 达到最优负载均衡能力, 包括采用: 轮循均衡、权重轮循均衡、随机均衡、权重随机均衡、响应速度均衡、最少连接数均衡、

处理能力均衡等不同策略, 通过可配置的访问控制列表的规则和策略, 控制哪些服务请求可以被接收、哪些服务请求应该被拒绝、服务请求应该由哪个系统进行响应、服务是否有权限访问等, 从而可以对服务接入的情况进行访问流量控制, 增强系统响应能力和负载均衡策略。

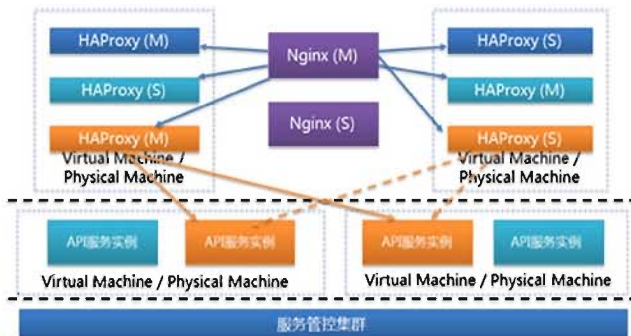


图 3 高性能负载架构

研究 SEDA 阶段事件驱动技术, 基于多线程 / 进程并发服务的模型, 当线程数目增加到一定值后, 系统性能会下降, 这就限制了系统支持高并发请求的能力。这种缺陷是多线程 / 进程本身的架构造成的。应用阶段事件驱动方式的服务架构, 将应用程序被构造为阶段网络, 阶段之间靠事件队列联系, 应用程序只负责每个阶段的服务逻辑和阶段间的连接逻辑, 而由各阶段自身负责资源管理和负载适应功能。使用这种分解使系统达到高并发性、高效率性、对负载变化的良好适应性以及良好的系统伸缩性。

阶段事件驱动技术, 有两点需要重点研究。其一是如何合理地进行资源的初始化分配。如果未能进行合理地线程以及队列资源分配, 导致出现资源需求较大的阶段被分配了数量不足的线程数, 或者资源需求较小的阶段被分配了数量过多的线程数, 则会造成系统吞吐量的下滑, 甚至会导致系统性能在高并发下远低于多线程模型系统。其二是如何合理地对系统进行阶段划分, 不合理的阶段划分将导致系统性能的下滑。

阶段事件驱动技术可以把一个请求处理过程分成几个阶段, 每个阶段可由不同的微服务进行处理, 不同资源消耗的阶段使用不同数量的线程来处理, 微服务之间采用异步通讯的模式, 进而提高系统的吞吐能力、稳定性、以及系统的水平扩展能力。

(3) 应用服务计量监控技术

服务管控中心提供了丰富的服务管控功能, 包括: 服务部署管控、统计综合查询、接口运行统计、接口运行诊断、接口运行检索等功能。通过统计监控模块, 可以查询当前正式系统中运行的接口服务的部署情况和部署历史轨迹信息, 可以查找某个服务的部署变更历史的

轨迹信息，能够及时了解接口服务的运行状况和运行趋势，实现对接口运行的有效管理。

服务运行状态日志数据分析，如图 4，对使用的各类服务运行日志信息进行异步地采集、合并、分析、处理，从而实现对服务的高性能监控，通过此项技术可以处理监控每天上亿次的服务访问。

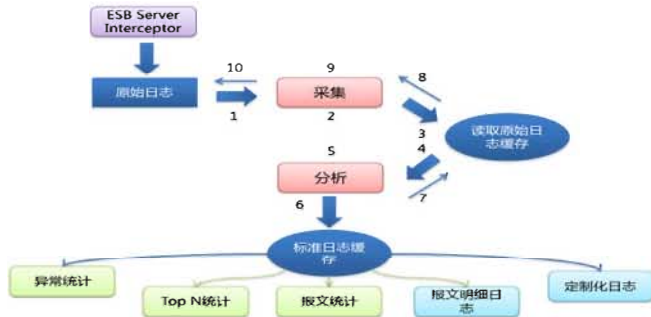


图 4 服务运行日志采集分析架构

对服务计量监控相关技术^[6]进行了研发以及实现。目前已经实现服务计量精确统计，能够查看某个应用系统、某个服务操作的运行情况，能够进行异常信息汇总、查看、分析。统计综合分析，可以通过页面展现的方式清楚地看到统计信息，包括调用次数总计、成功次数、异常次数。可以通过饼图显示出不同系统间的调用情况，点击饼图中的不同扇形块可以通过列表展示出某个系统的服务具体调用情况。通过展示列表，可以看到调用系统名称、服务操作编码、被调用服务操作名称、成功调用的平均时长（ms），调用总数、成功调用个数、发生

异常个数，并且能够查看最慢记录信息。可以将这些交易信息导出 Excel，以方便查看。服务提供者可以从操作、接口、系统等不同方面对系统调用情况进行查询。实现运行日志统计分析，能够通过不同维度来查看服务运行情况。

3 按岗定制的专业应用集成技术研究

油田现存信息系统的问题是：应用系统多面向单一业务，缺少统一规划；应用系统独立，资源分散，共享复用难；组织用户没有统一管理，跨系统的业务协同难；应用系统架构封闭，消息通信^[2]、信息交换难；每套系统独立运维，工作量大，维护成本高。

为解决以上问题，有必要在勘探开发集成服务云平台基础上，进行工业 APP 应用商店建设，实现油田信息应用的集约化管理，建设应用商店，具有以下意义：实现油田勘探开发等主体业务的应用组件的共享，减少重复开发，节约时间和投资；通过应用商店，实现组件的共享，易于组件版本的一致性，便于维护；提供组件的全生命周期的管理，使油田的各类应用组件进行标准化和规范化管理；通过应用商店内的运行监控和用户体验、用户行为分析，建立应用和许可的增减机制，从而搭建起服务化的机制。建设应用商店，如图 5，填补国内石油行业专业服务集市空白，实现勘探开发业务功能全生命周期管理，为油田勘探开发业务组件提供注册、搜索、申请、授权、管理、监控等能力，使油田的各类应用组件进行标准化和规范化管理。



图 5 胜利油田应用商店技术架构图

应用商店目前已经注册并管理了 1358 个组件，包括勘探、开发、采油工程等 3 大类业务领域的 1287 个业务组件，78 个技术组件、61 个公共服务。填补国内石油行业专业服务集市空白，实现勘探开发业务功能全生命周期管理，大幅度提高专业功能的可复用程度，解决信息系统老在 1.0 徘徊的难题。

门户作为统一入口，不能千篇一律的展现同样的内

容，要根据每个用户业务领域，职责范围、工作习惯等提供个性化的内容界面。云平台的各种服务和组件，组合成不同的门户应用，如图 6，实现信息拆分和聚合，实现多种主题设置。通过 H5 等展示技术，实现不同信息、不同形式的聚合和展示，提供或者自定义模板，风格，布局等，快速构建个性化的信息聚合平台。

整合油田各类信息资源、应用系统信息，以个性化

定制的方式，为部门、个人建立灵活个人的工作门户，实现个性化定制，单点登录，及时推送相关信息，方便所有应用系统的应用。实现个性化门户应用，提供灵活的部署和管理工具，形成高度可伸缩的门户体系。从不

同的用户视角出发，为领导、业务人员、开发者和研究人员提供不同的服务。改变以系统为中心的传统模式，以用户为中心，为用户提供个性化的定制服务，全面提高云平台服务能力和敏捷开发能力。



图6 胜利油田统一应用门户界面

4 统一开发环境和持续交付技术研究

统一开发环境，基于勘探开发集成服务云平台，固化云平台的各类基础服务和可复用组件，完善可复用组件的管理与应用，优化提升统一开发环境；通过试点应用的全面验证，对统一开发环境提出完善建议，指导在全油田的推广应用；最终打造胜利特色的统一开发环境，转变专业应用的开发模式。

(1) 基础服务集成应用

分析云平台中用户、流程、权限、日志等7大类基础服务，封装成统一开发环境中的业务构件，固化到统一开发环境中，实现基础服务的集成应用；共封装40个服务接口和2个方法，封装后将形成46个业务构件。

(2) 统一认证集成应用

在统一开发平台中制作“胜利专有项目”，固化统一认证所需各种配置文件和类库。

(3) 技术组件集成应用

技术组件在工业APP中统一管理，在统一开发环境

中复用；研发的新技术组件再沉淀到工业APP中。

目前，油田的研发单位众多，各研发单位在项目管理的方式和水平等方面差异很大。油田大多数研发单位依然采用传统的瀑布式软件开发方法，在传统方法中，以软件架构为核心，将软件生命周期划分为制定计划、需求分析、软件设计、程序编写、软件测试和运行维护等六个基本活动。并规定他们自上而下，相互衔接的顺序，如同瀑布的流水一般，各个阶段需要通过文档相互流通。

随着油田信息化的发展，对项目研发的质量和进度要求越来越高，传统的瀑布式软件交付过程难以响应客户需求变化、难以保证开发灵活性的缺点越来越凸显，已经无法满足业务快速、稳定交付的要求。因此，有必要建设胜利油田的持续交付中心^[5]，如图7，对项目研发的过程实现敏捷式管理，打通设计、研发、测试、运维之间的壁垒，通过小步快跑、持续测试、持续部署，真正实现油田专业应用的敏捷开发。持续交付中心，将对软件开发全过程进行管理，包括管控门户、知识管理、过程管理、代码仓库、持续部署、持续测试等模块。



图7 胜利油田持续交付中心

5 结语

本文通过研究油田企业应用集成服务云平台关键技术,打造信息化新生态:甲方主导、敏捷开发、岗位定制。

(1) 快捷开发,快速交付,降低系统建设成本

以往由软件服务商自行选择开发平台,没有统一的架构和技术标准。现在云平台制定了8个相关技术标准,建设统一的软件开发环境,固化公共服务和技术组件,通过持续交付中心实现了开发运维的一体化管理,提升快速交付能力和应用建设质量,实现了甲方主导,预期节约应用建设成本约30%。

(2) 按岗定制,应用集成,提高用户体验

传统的信息应用系统“千人一面”,无法实现面向岗位的、灵活的功能定制。云平台通过业务应用定制技术,打破勘探开发、生产运行、经营管理等核心业务边界,支持岗位定制,形成了“千人千面”的业务应用新模式。

目前已实现了包括总部、油田和基层等130套应用的单点登录,完成了26类核心业务、275支流程的统一待办,为953个业务岗位定制了个人专属工作桌面,打破应用系统之间的壁垒,解决了用户反复切换系统、应用效率低等问题。

首次建成基于工业互联网的石油行业APP,为企业转型高质量发展奠定了基础:功能共享、持续发展、智能提升。

工业APP实现了业务组件、技术组件等软件资源的统一管理和授权共享。工业APP的建设,实现了应用系统业务功能从“一次开发、一次应用”模式到“组件开发、模块组装”模式的转变,避免了重复建设,支持业务功能复用,信息资源共享,提高了软件资产的利用率。

目前已注册勘探开发、生产运行、经营管理等专业1358个业务组件;平面、剖面、曲线等专业图形及油藏工程、测井处理等专业算法78个技术组件。

为企业转型高质量发展奠定了基础:功能共享、持续发展、智能提升。

为“一切系统皆上云、一切开发上平台”提供了系统解决方案:老系统集成改造、新系统开发管理。

复用工业APP中的业务组件,鼓励各项目组贡献云中组件,推进功能和数据共享。使用云平台中已有的公共服务,不允许重复建设。

传统的信息系统采用“竖井式”开发模式,每个系统都需进行用户、权限、日志等基础服务功能建设,这些功能重复建设,系统之间难以互通。胜利油田集成服务云平台将这些公共基础服务抽取出来,建设了用户、权限、流程、日志、短信、视频、GIS、门户、总线等9大类公共服务,解决了跨应用的消息通讯和数据交换的难题,新建系统直接调用这些服务,降低系统开发工作量20%~30%,老系统经过基础服务改造,即可打通系统之间的壁垒,实现各系统间的互联互通。

制定应用上云方案,支持老系统集成改造、新系统开发管理,全面推进“一切系统皆上云,一切开发上平台”。

参考文献

- [1] 乔惠莉.基于企业服务总线的面向服务架构平台的设计与实现[D].华中科技大学.2013.
- [2] 鹿明.张钢.朱新其.基于消息处理的信息系统间通讯设计.计算机工程与应用.2005.
- [3] 梁爱虎.SOA思想,技术与系统集成应用详解[M].电子工业出版社.2007.
- [4] 翟周伟.云计算体系架构中的智能SOA平台.机械工业出版社.2016.
- [5] James Bond.企业云:传统IT向云迁移的实践指南.电子工业出版社.2016.
- [6] 李强.面向服务体系架构下网络服务的性能管理技术研究[D].国防科学技术大学.2013.

新疆油田油气生产自动化技术创新及展望

马赞^{1*}, 韩力², 张雅丽³

(1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院; 2. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院;
3. 中国石油新疆油田分公司数据公司)

xjmy@petrochina.com.cn; hanli688@petrochina.com.cn; yalizhang2-c@petrochina.com.cn

摘要: 油田生产自动化、数字化是对油田生产动态参数进行实时采集和精准调控, 进而科学开发油田, 大幅度提高生产效率的技术方法。本文通过对新疆油田多年来数字化、智能化建设的总结和分析, 阐述了其在物联网技术、功图量液技术和低功耗广域网络技术方面的几个创新, 构建了非常规整装百万吨油田自动化新模式, 并在F油田、K油田的智能化试点进行推进。结果证明新疆油田的自动化新模式达到增产不增人、少人多产的目标, 实现了新疆油田建设现代化“油公司”的计划, 推动油田体制机制创新和管理模式变革, 闯出一条新技术之路。

关键词: 现代化“油公司”; 自动化、数字化; 智能化; 管理模式

Innovation and Prospect of Oil and Gas Production Automation Technology in Xinjiang Oilfield

MA Yun^{1*}, HAN Li², ZHANG Yali³

(1. Engineering Technology Institute of Xinjiang Oil Field of Petrochina, Karamay, China;

2. Experimental Testing Institute of Xinjiang Oil Field of Petrochina, Karamay, China;

3. Data Company of Xinjiang Oil Field of Petrochina, Karamay, China;)

Abstract: The automation and digitization in oilfield production is technical method that make real-time acquisition and precisely regulate the dynamic parameters of oilfield production, so as to develop the oilfield scientifically and improve the production efficiency greatly. Through summarizing and analyzing the digital and intelligent construction of Xinjiang Oilfield for many years, few innovations is expounded, such as Internet technology, Surface Liquid Yield Measurement using Dynamometer Card (SLYMUDC) technology and Low Power Consumption Wide Area Network Technology. The new automation pattern of unconventional assembly and megaton oilfield is formed, and make the promotion in intelligent pilot area of F oilfield and K oilfield. The result shows that the new automatic pattern of Xinjiang oilfield reaches the goal of increasing production without increasing personnel as well as increasing productivity with fewer personnel, which accomplishes the constructing planning of modernized "oil company" in xinjiang oilfield, propels the reform in oilfield system innovation and management mechanism pattern, and then breaks a new technological path.

Keywords: Modernized oil company; automation; digitization; intelligence; management pattern

0 引言

新疆油田是一个已开发建设60年的老油田, 勘探开发领域遍布整个准噶尔盆地(如图1所示), 油藏类型复杂、地面设施点多面广, 气候环境恶劣。上世纪90年

代以来新疆油田相继建设了彩南、北三台、石西、陆梁、呼图壁、盆五、玛河等油气田的生产自动化系统。

新疆油田自动化研究、试验、应用历经三个阶段。历经技术引进(国外全套技术装备)、吸收和再创新, 形成了具有自主知识产权的集数据采集、组网传输、系

作者简介: 马赞, 男, 高级工程师, 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 研究领域: 油田数字化、智能化。

统组态、综合应用为一体的完整技术链(全部国产化)。第一阶段(技术引进)。1994年,新疆油田引进国外自动化技术,率先建成百万吨整装自动化沙漠油田——彩南油田,实现了油气水井和站场的生产自动化管理。第二阶段(自主研发)。通过自主研发出集数据采集、组网传输、集成处理、生产调控为一体的自动化技术系列。2002年,建成陆梁油田百万吨级自动化油田,实现了生产动态数据的实时采集、实时诊断、实时预警和实时远程调控,人均劳动生产率接近1万吨,达到了国内领先水平和国际先进水平。第三阶段(技术集成提升)。研发形成适用于不同油田需求的全新建设模式和技术系列。采集模块低耗高效,传输组网更加灵活可靠(由数传电台到4G+无线网桥,并探索形成了低成本组网模式),SCADA、DCS组态系统扩展应用能力大幅度提升。海量生产数据与油田生产建模结合,充分挖掘了不同类型油气藏生产潜力,生产效率提高30%以上。

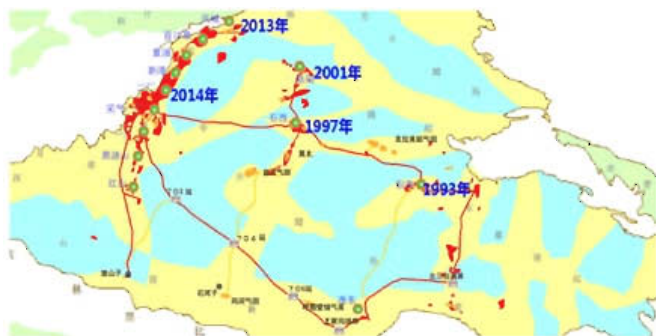


图1 新疆油田勘探开发示意图

数字化油田(如图2所示)借助自动化覆盖全油区,实现生产管理由初期的人工巡检和经验分析,转变为自动采集+自动预警+智能分析。为了充分发挥数字油田集中监控优势,现场中控室回迁至市区,现场人员集中

到市区办公,实现真正意义上的异地远程监控^[1]。



图2 新疆油田数字化建设示意图

1 技术创新

进入“十二五”以来,随着油田稳产上产和现代化“油公司”建设的实际需要,油田自动化技术创新和集成发展,探索形成了全新的建设模式和技术系列。采集仪表和装置稳定性大幅度提高并自带传输功能;自动化组网模式也由数传电台到4G+无线网桥,并探索形成了低成本组网模式;SCADA、DCS组态系统扩展应用能力大幅度提升;海量生产数据与油田生产建模结合,充分挖掘了不同类型油气藏生产潜力,使大幅度提质提效成为可能;油气水在线自动计量及功图量油技术突破,使大幅度减少或全面取消人工计量取样成为现实。油气生产自动化创造了油气生产管理的新水平。实现生产管理由初期的人工巡检和经验分析,转变为生产数据自动采集+自动预警+远程监控(异地)+智能分析+动态干预(生产调控),油气生产智能化水平逐步提高。

(1) 采用物联网技术,实现减员增效

按照油田公司“数字强企”战略,推进数字化生产、智能化管理,依据油气生产物联网系统(如图3所示)建设规范和标准,应用低成本物联网技术,实现M油田全面感知、自动操控、预测趋势、优化决策,形成全新的生产组织和管理模式^[2]。



图3 油气生产物联网架构图

主要由井场/橇装RTU、站场控制系统、SCADA系统、视频安防及工业电视监控系统、管道泄漏监测系统、电网监测系统等组成。各区块生产管理全部采用“现场班

组+监控中心”的扁平化两级模式;油区实现“无人值守、故障巡检,集中监控”自动化水平;集输站场(转油站/混输站/处理站)实现“少人值守,自动运行,集中监控”

自动化水平。

如：2018年部署XX井，配置19人（其中巡检、维护14人，管理技术5人），实现物联网技术后，巡检、维护人员不再增加，地质资料人员预留1人，因此，可节省人工成本费用X百万元/年；此外，通过物联网技术，实时监测，及时发现、处理异常油井，减少产量损失，提高安全生产；每天提前发现异常井X口，全年可减少损失原油X千吨，减少产量损失X千万元/年；可提前判断蜡卡趋势，掌握结蜡规律、制定合理清蜡周期；减少盲目修井次数及材料消耗，节约清蜡及修井费用X百万元/年。

(2) 采用功图量液技术，简化自动计量流程^[3]

ZD采油厂以现场油井示功图工况诊断为基础，采用人脸识别算法进行功图一次诊断（如图4所示）、采用油田专家经验算法进行二次诊断（如图5所示）、采用斜率和曲率进行三次辅助诊断（如图6所示），以确保功图诊断的准确率，通过功图诊断结果，调用正常工况和非正常工况量液算法，量液算法以有效冲程法为基础，经过很多油田的实验和优化，针对不同油藏已建立14套有效冲程算法、8套不同工况的单独量液算法，确保对正常工况和非正常工况量液的准确性，通过单井标定的井口产液量，分析单井出液特征和工况，形成单井特性算法或区块特性算法，最终消除量液误差，采用该技术确保量液准确率在85%以上。

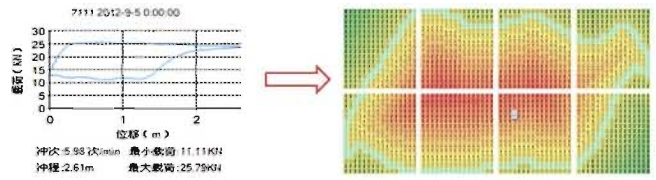


图4 采用人脸识别算法进行第一次诊断

抽油井杆断脱问题诊断		
功图特征诊断	专家经验诊断方法	诊断结果
	①产量=0 ②(最大载荷-最小载荷) < (理论最大载荷-理论最小载荷) * 0.4 ③实测最大载荷 < 杆重+浮力	杆断脱

图5 采用油田专家经验算法进行第二次诊断

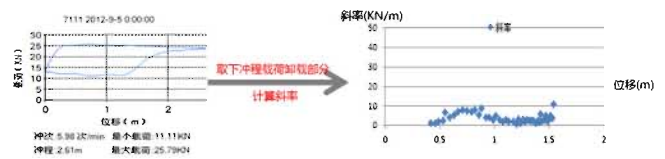


图6 采用斜率和曲率进行第三次辅助诊断

ZD采油厂针对正常工况和非正常工况采用不同算法，针对单井特性建立单井修正算法，量液准确性较高。在量液计算过程中进行迭代次数控制、过阻尼控制、欠阻尼控制、泵功图质量控制、输入参数控制等，消除漏失、工作制度等影响。

ZD采油厂通过功图诊断量液技术的应用（如图7所示），量液准确率达到85%，诊断符合率在90%以上^[3]。

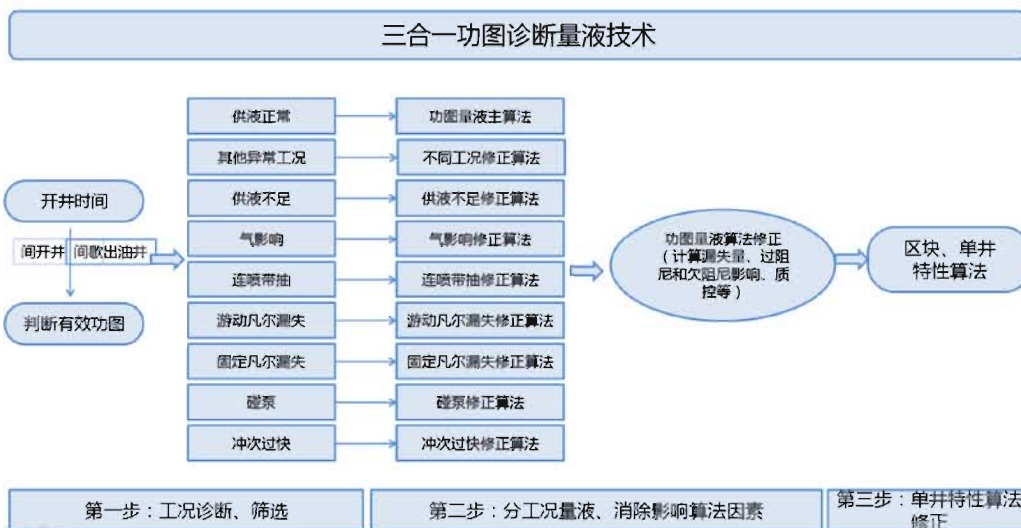


图7 ZD采油厂功图诊断量液技术原理

(3) 采用低功耗广域网络技术，降低传输成本

自主研发基于低功耗传输芯片模组仪表，满足油气生产物联网（A11）采集标准，实现更低功耗的仪表数据传输，通过改进低功耗结构，部分仪表增加太阳电池，

压缩功图数据，确保低功耗、窄带数据传输稳定。

低功耗广域网络是面向物联网中远距离和低功耗的通信需求，如：LORA、NB-IOT。低功耗广域网络具有传输距离远、节点功耗低、网络结构简单、运行维护成

本低等特点。

新型低成本物联网数据传输架构（如图 8 所示），

无线仪表直接与网关进行连接，经网关汇聚于前端网管服务器，并上传至集中监控平台。

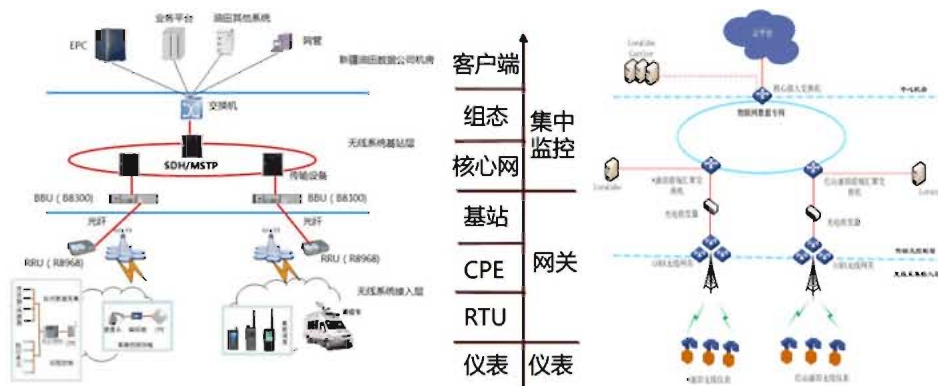


图 8 传统物联网架构与低成本物联网架构

低成本物联网技术遵照 A11 建设三层架构标准，创新提出无 RTU、无 CPE，实现了施工简单、维护简易、降低成本。其中，单井仪表及施工造价从过去的 3.5 万元降低到 1.2 万元左右，降幅 60%，同时降低了后期运维成本和难度；大幅度延长现场无线仪表的电池寿命，结合太阳能技术，使无线仪表的电池寿命从原来的 3 年延长到 7.5 年^[4]。

(4) 采用云组态平台，优化监控管理方式

基于 B/S 架构，采用 WEB 发布，可跨平台、跨终端、免安装，同时查询、展示、复杂分析，相应时间更短。动态创建部署（如图 9 所示），无需授权，一次性建设投入，成本低、易维护。

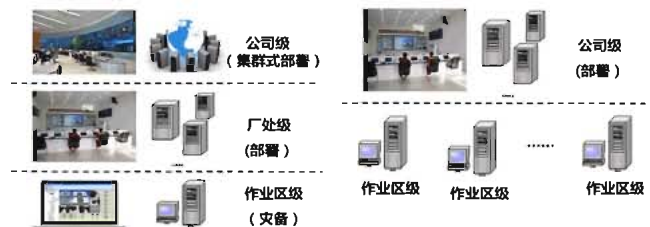


图 9 生产监控系统传统组态部署与云平台部署

“采油厂集中部署 + 作业区备份”的方式降低平台的部署费用、维护费用，提高了系统的维护效率、生产效率 and 系统经济效益。

2 取得成效

通过对新疆油田油气生产自动化的前期建设及在 F 油田、K 油田的智能化试点推进，F 油田缩减一线操作人员用工需求上千名，年节约用工成本上亿元，实现“百万吨稠油千人管理”目标；K 油田三采作业区实现降低用

工需求 65%，人均劳动生产率从 3.5 万吨提升到 11.5 万吨^[5]。

(1) 提高油田精细管理水平，实现提质增效

改变传统巡检模式，解决手工录取工作量大、误差大、周期长，异常井发现滞后、简单重复劳动量大等问题。同时，通过实时监测、异常报警等功能及时发现生产异常情况，避免因异常发现较晚而造成对设备的损坏及产量损失；通过功图分析、工况分析等功能（如表 1 所示），制定合理工作制度、油井调开计划、清蜡计划等，能够节省修井、电耗、清蜡费用，实现提质增效。

表 1 效率对比表

效率项	效率对比
缩短井口资料录取周期	24 小时 → < 1 小时
缩短功图测试、工况分析周期	72 小时 → < 1 小时
缩短油井计量周期	72 小时 → < 1 小时
平均提前发现抽油机生产异常	48 小时 → < 1 小时

(2) 优化劳动组织结构，节约用工成本

建立起涵盖各采油厂、作业区所有关键生产环节的生产监控管理系统，探索构建“厂级调控中心至一线巡检班组”全新两层劳动组织结构，通过优化岗位配置，可以形成“集中监测、无人值守、按需巡检”的模式，将老油区节省人员调整到新开发油区，做到增产，增效，不增人，实现油田高效管理。

(3) 保障油田安全运行，增强环境保护力度

实现对油田全生产过程的集中监控，实时预警、节点分析和辅助决策功能。有效减少和预防跑油、刺漏等事件发生，提高油田安全防预水平；对员工操作和油区

施工的全过程监控,提高油田作业监督水平,提高油田环境保护水平。

3 技术展望

新疆油田自动化建设和发展伴随着彩南、石西、陆梁等百万吨级现代化油田的勘探开发成长起来的。油田自动化的建设和规模应用,极大的促进了油田开发管理理念的提升及生产模式的更新换代。

进入“十三五”以来,特别是2019年,新疆油田已经成为中国石油建设世界一流示范企业、保障国家能源安全、实现国内原油1亿吨硬稳定的主力、原油增储上产最现实和最重要的战场。建设主营业务突出、管理精干高效、瘦身健体的现代化“油公司”,实现规模上产、少井高产、少人多产,这些都给油田自动化、数字化、智能化发展和技术水平的提高,带来难得的历史机遇。

(1) 监控云平台研究

结合大数据、智能分析、VR和边缘计算技术,补充完善现场功能需求,统筹考虑油气生产、安全环保、维稳防恐、电力监测,形成一体化物联网监控云平台。通过多种技术研究,丰富低成本物联网技术体系,完善平台功能应用,为持续降低物联网建设造价提供技术支撑和产品设备。

(2) 数据深度分析生产建模

采集实时数据是对油田科学管理的基础,是油田生产规律的客观真实反映,结合油田地质认识,建立油田生产模型,利用大数据、云计算、云存储等技术将生产数据进行动态分析,准确找出不同开发阶段油田开发规律及油井生产规律,分析预测生产变化趋势,对油田生产进行科学合理的调控,发挥油藏生产潜力,获得最佳开发效益,对油田实现科学有效开发与调控,从而实现油气资源的高效利用。

(3) 绿色油田物联网

数据传输与存储管理中能耗较大,主要来自于数据的接收、发送、搜寻以及待时空耗,如节点协议竞争、空闲侦听、接收无关数据等;通过优化设计低功耗的通信模块,减少干扰,采用本地计算和数据融合,实现绿色感知的传感层技术;通过路由平衡网络能耗,减少通

信流量的高能效路由协议,实现高能效的数据汇聚和处理;通过云计算的虚拟化,实现油田物联网的云计算,减少网络接入的能耗^[5]。

(4) 促进油田管理升级换代

油气生产物联网系统建设发展是提高油田生产管理手段,实现管理创新的手段。及时发现生产异常,摸清油气井生产规律,制定科学合理的生产措施,优化油田开发方案,实现少人多井、少人高产的高效管理;实时监测、自动计量、过程监控、智能预警等系统功能应用,可减少员工在高温、高压、有毒有害环境下的现场操作时间,降低安全生产风险,减少设备损坏,保障安全生产;对油气生产、处理和输送过程进行实时监测,实现防盗防泄漏,防止环境污染^[6]。

4 结束语

新时期,新疆油田自动化、数字化、智能化将抓住玛湖和吉木萨尔地区规模上产的机遇,下大力气整合提升现有技术,针对油田生产特点,因地制宜,量身定制,依托4G网络及低成本组网技术,优化组网方式,打造非常规整装油田的自动化建设样板,形成非常规建设自动化新模式。实现油田重点整装区块全面感知、自动操控、预测趋势、优化决策,进一步探索全新的生产组织和管理模式,达到油田增产不增人、少人多产的目标,为新疆油田建设充满生机与活力的现代化“油公司”,推动油田体制机制创新和管理模式变革,闯出一条新技术之路。

参考文献

- [1] 高志亮,梁宝娟等.数字油田在中国-油田物联网技术与进展[M].北京:科学出版社,2013.
- [2] 马赞,韩力等.新疆油田物联网建设现状及技术发展趋势[C].2016油气勘探与开发国际会议,2016.
- [3] 新疆油田.ZD采油厂功图量液技术与汇报.2018.
- [4] 新疆油田.HS油田油气生产物联网建设方案,2017.
- [5] 马赞,韩力等.新疆油田智能油田建设现状及发展趋势[C].第五届全国数字油田高峰论坛暨国际学术会议,2017.
- [6] 新疆油田.新疆油田信息化建设“十三五发展规划”,2016

一种无代码自助开发的办公信息系统的设计与应用

孙佳^{*}, 王磊²

(中国石化辽河油田分公司信息管理部; 2. 中国石化辽河油田分公司特种油开发公司)
sunjia8@petrochina.com.cn; wl_311@163.com

摘要: 针对油田企业具有的传统组织结构、复杂的管理流程、繁多的管理节点等特点, 在 EXCEL 服务器的基础上开发一种无代码自助开发办公信息系统, 利用管理单元最小化思想, 将一个管理流程拆成业务发起、数据填报、审批管理、数据查询等基础管理单元, 在 C/S 架构内, 采用 Java web start 技术, 建设对象化、模块化、标准化的管理单元, 根据用户需求像搭积木一样直接调用管理单元, 实现流程快速搭建与调整。该系统利用 C/S 架构的数据管理能力实现数据表单式填报, 利用 B/S 架构的数据查询能力实现灵活展示, 后台数据库支持 Oracle、SQLSERVER 以及 MYSQL 多种数据库。以“公章”管理为例进行了检测, 采用办公平台建立公章管理模板之后, 各部门提报了公章使用申请, 在网络上能实时查询进度, 公司各级领导能够使用手机实时审批, 即使是复杂的四级审批也在一个小时内就搭建完成了。该系统不需要过于专业的程序编码能力, 能够适应油田企业复杂的业务审批链条, 开发周期短、成本低、易操作、灵活性强, 能满足油田企业管理流程多、变化快的管理需求。

关键词: 办公信息系统; 公章管理; EXCEL 服务器

The Design and Application of Self-developed Office Information System without Code

SUN Jia^{1*}, WANG Lei²

(1. Information management department of Liaohe Oil Field of CNPC; 2. Special oil development company of Liaohe Oil Field of CNPC)

Abstract: For the traditional organizational structure, complex management process, and numerous management nodes of oilfield enterprises, the management unit is used to minimize the idea, and a management process is broken into basic management units such as business initiation, data filing, approval management, and data query. Use EXCEL to create a management form template, and use various management units to combine with each other to build an office management process. The system adopts JAVA language to build an object-oriented, modular and standardized management unit. It can directly call the management unit like a building block according to user needs, and can adjust at any time, quickly complete the management approval process and a large number of data collection and display processes. This system USES C/S architecture to realize data form filling, and B/S architecture to realize flexible display. It supports Oracle, SQLSERVER and MYSQL databases. Taking "official seal" management as an example, after the adoption of the office platform, each department submitted an application for the use of official seal, and the progress can be checked in real time on the Internet. Leaders at all levels of the company can use mobile phones for real-time approval, and even the complex four-level approval is completed within one hour. This system does not need too professional program coding ability, can adapt to the complex business approval chain of oilfield enterprises, development cycle is short, low cost, easy to operate, strong flexibility, can meet the management requirements of oilfield enterprises management process, rapid change.

Keywords: Office information system; Official seal management; EXCEL server

0 引言

在油田企业资金紧张的大环境下, 是否真的需要一

个庞大的系统? 是否真的有资金支持建立一个庞大的系统? 一个需要改变企业管理流程的系统是否真的能够帮助油田企业改革? 这些都是油田企业在信息化建设中所

作者简介: 孙佳, 女, 辽河油田信息管理部任项目管理副科长, 从事信息管理、流程建设工作。

面临的亟待解决的问题。

本文探讨了一种已经在某油田企业成功应用的系统架构，它在 EXCEL 服务器的基础上进行了大范围的调整与重新设计，形成了一套适合于油田企业复杂管理环境使用的信息系统，并得到良好应用。

1 油田企业办公流程特点与信息系统需求

一般情况，油田企业的管理组织形式是职能型组织结构，即按照职能部门来组织分工，把承担相同职能的管理业务人员组合在一起，设置相应的管理部门职务，各管理机构和人员实行专业化分工，各自履行职务，分工明确。其优点是专业的人员都在同一部门，便于知识交流和业务提高，专业人员可以从本部门获得晋升的途径，人员流动相对稳定。其弊端是职能部门往往只关注自己的业务，遇到大型复合型项目，通常需要多职能部门合作完成，各部门更为注重自己负责的领域，整个项目的目标则被忽略了。

油田企业的组织结构中从基层到高层管理者，中间管理层级多，用工总量大，导致油田企业的办公流程具有管理节点多、审批环节多、责任分散等特点。意味着一个流程往往需要多个部门、多人审批，效率始终无法提高。同时，由于油田企业的管理模式具有历史传承性，很多流程已经固化甚至僵化下来，想大幅度改变管理流程变得及其困难，只能顺应企业管理的一贯性，逐步进行细微的优化调整。

对于油田企业这种复杂办公管理模式和难以大幅度进行流程调整的特性，如果建立庞大的、全流程的信息系统，公司所有的业务流程将必然受到影响，这种影响和油田企业的发展惯性之间的冲突，很可能导致系统建设的失败。

2 系统体系结构

经过反复的分析，为了建立一套适合油田企业运行的信息系统，在 EXCEL 服务器的基础上，将任务的发起、一个或多个节点的数据流动、业务审批、任务的完成与查询，这些办公管理过程进行全面分解，将管理节点模块化，将细小工作过程依据工作细节分解成“管理原子”，包括通知、检查、调研、汇总、处理、上报等日常工作，包括组织会议、人物分配、过程监督、落实汇报等协调推进工作，包括日报、周报、月报、季报、年报等各类业务报表^[1]，这些管理节点全部利用 JAVA 打造“管理原子”代码库，构成系统的基础模块，就像一块一块

的积木。

使用者能够自己利用“管理原子”搭积木的方式实现表单式业务流程搭建、填空式数据流转、以及“傻瓜式”挖掘展示；可以自己搭建和修改程序，可以把各项工作内容、审批过程、数据、报表等按照一定的逻辑关系留存下来，把所有的工作全面记录，全面留痕。细小的日常工作，全部都在网上办理，所有数据都能追溯源头；不改变办公习惯，不改变业务流程，每个人都能把自己的日常工作想法克隆到网上，不存在流程再造。这种系统体系结构解决了传统开发有延迟、花费大、适用性不强的问题。

目前，大部分油田企业虽然有自己的信息技术队伍，但是缺乏强大的技术力量储备，这种体系结构一经搭建，后续的工作非常简单，符合油田企业实际的技术水平与业务需求，既不需要过于专业的程序编码能力，也能够适应油田企业复杂的业务审批链条。

系统架构的设计理念是先进、实用、开放和包容，自助开发的最基本的功能需求是实现数据的表单式填报，审批环节手机操作，以及灵活的应用查询与展示。利用 C/S 架构的大数据管理挖掘能力实现数据表单式填报，利用 B/S 架构的大用户方便查询能力实现灵活展示，后台数据库支持 Oracle、SQLSERVER 以及 MYSQL 多种数据库。在 C/S 架构内，采用 Java web start 技术，自主开发“管理原子”功能模块，实现数据表单式填报、数据填空式提取与回写、以及傻瓜式数据库命令操作^[2]。

在此架构下，开展企业内部各类管理业务数据设计、流程审批、历史数据查询、报表生成、统计分析以及图形应用等日常工作。将信息化的技术应用延伸到最基础的日常管理，由业务人员快速、便捷地将传统的手工管理过程，自助开发流程搬到平台内实现信息化管理。大大提高工作效率，将简单重复繁杂的手工工作方便地电子化，利用服务器的计算分析能力，减少误差，将业务人员从繁琐的事务中解放出来专做管理，并将管理思路不断固化到程序中，让软件开发像 OFFICE 一样由业务人员自己做主；将编程人员从业务盲区中解放出来专注功能开发，并将功能模块不断完善到平台内，让平台扩展随意灵活，不再局限于一个人或一个团队的固有思维。

3 应用实例

目前，该系统已经在某油田企业得到广泛应用。在该企业的信息化管理过程中，规划、计划、考核、内控、质量、设备、资源、信息系统管理、网络管理等专项业务，公章、请示、材料、费用、文件、督办、会议、车辆、

报表等管理业务，均得到了良好的应用效果。在该企业，系统年处理单据三万余张，支持管理报表几十类，挖掘数据几百项，提供绩效考核类数据上百项。办公效率提高 10 倍以上，流程平均开发周期从 2 周缩短到 3 天，软件开发投资减少了 70%，用户满意度提高了 50%。

根据该企业的应用情况，以公章管理为例，说明该系统的实际应用效果。

对于任何企业和组织而言，公章都是庄重而严格的，每一次公章的使用都代表一个公司的决定。所以公章的使用必须谨慎，通常是贯彻公司领导的想法，以公司领导的意见为准。同理而言，还有公司领导的法人名章、党委印章等等。

公章管理流程中首要的要求是准确性，必须保证盖章的内容确实是公司决定；次要的是及时性，减少公司领导、盖章发起人和公章管理专员三方的时间浪费。

3.1 业务流程

一般公司的公章管理简单流程，只需要 3 步流程即可完成，该流程仅涉及 3 个用户角色，即，由需要盖章的业务人员进行盖章申请，经由公司领导审批，由办公室公章管理专员执行盖章业务。

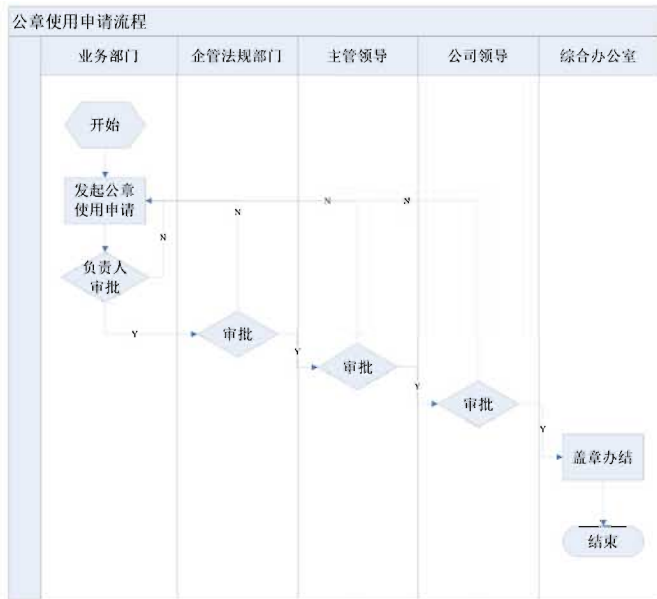


图 1 公章申请流程图

而该油田企业的管理审批环节复杂，公章管理涉及 6 步流程，6 个用户角色，即，由需要盖章的业务人员进行盖章流程发起申请，并上传需要盖章的文件电子版，该业务部门负责人进行一级审批，确认需要盖章内容真实有效；公司企管法规部门进行二级审批，确认盖章内容符合公司要求；公司业务主管副职领导进行三级审批，

同意盖章申请，若是不涉及资金支出的盖章申请，可以直接联系办公室公章管理专员执行盖章业务，公章管理专员核对盖章文件和网络上传文件的一致性后，执行盖章业务；若是涉及资金支出的盖章申请，需要经由公司领导审批，办公室公章管理专员核对后执行盖章业务，如图 1。

3.2 业务表单

在不改变该油田企业原有公章管理流程的基础上，为了提高这一复杂的管理流程的审批效率，设计了审批使用表单，并将其制作进入系统中，如表 1。

表 1 公司公章使用审批表

编号		申请单位	
申请人		申请时间	
联系方式		用章数量	
用章事由			
申请单位领导		审批时间	
企管法规部门		审批时间	
主管领导		审批时间	
主要领导		审批时间	
综合办公室		审批时间	

在系统中完成一系列审批流程之后，可以通过网页查询审批进度和下一步审批人。

3.3 效果分析

公章管理流程利用率较高，主要用户为公司全体人员，用于公司公章、领导名章的使用申请，可以推广至各油田企业单位办公室、综合科的盖章业务，只要稍微增减“管理原子”，就能适应不同的业务管理流程。

传统的公章管理，必须公司领导签字之后，允许用章，但是公司领导往往比较繁忙，经常不在办公室，找领导签字尤为困难。而且有些部门在外地办公，回机关路上花费较多，想一次把事情都办完，却往往需要跑好几次才能成功，重复浪费公车资源。公章管理专员需要用一次公章登记一次，无法保证盖章的记录完整和准确，想统计年度、月度工作量的时候，需要一张张的登记记录查阅后手工加总，无法进行有效数据统计。

采用办公平台建立公章管理模板之后，各部门提报了公章使用申请，在网络上能实时查询进度，公司各级领导能够使用手机实时审批，即使是最复杂的四级审批也不出一个小时就完成了，需要使用公章的部门，查询

到审批通过的进度以后，再联系办公室盖章。整个流程基层人员减少了反复跑机关找不到人签字的痛苦，和路上浪费的人力物力，而领导办公室门外不再排队签字，对于简单的业务只需要低头看手机的时候，顺便轻轻一点，就解决了大部分业务。同时，由于上传的需要盖章的文件作为附件备查，随时可以调阅核对准确性，工作管理专员只需要直接查看系统中盖章记录，数据自动统计，无需更多统计工作。顺利解决公章管理的准确性和及时性问题的。

4 结论

本文描述了一种无代码自助开发办公信息系统，基于 EXCEL 服务进行深度开发，将 C/S 架构与 B/S 架构相

结合，将管理环节拆分，建立标准化模块，再根据需要组合，形成管理审批流程。通过这种“打散-组合”的方式，将开发过程简化无代码，变得像搭积木一样简单。

针对油田公司管理链条长、流程变化多的现状，应用这一系统，提高了管理审批效率，节约了大量业务软件定制开发的时间与经费，同时提高了油田的信息化程度。

参考文献

- [1] 麦斯博软件技术有限公司. 技术力量. 电子工业出版社, 2016, 323-325.
- [2] 王玲, 孙佳, 张文坡. 综合管理业务流程信息化. 辽海出版社, 2018, 16-17.

油气生产物联网系统构建研究与应用

孙茜*, 余冬, 王冬冬, 何新宇, 康丙超, 谢晓玲

(华北石油通信有限公司, 河北 沧州 062552)

摘要: 随着集团公司“共享中国石油”理念的提出, 华北油田的智慧油田建设已经进入数字化阶段, 正向着智慧化迈进, 已建物联网系统渐渐无法保证数据存储、分析、控制的实时性、准确性和可靠性。本文融合5G、NB-IoT、LoRa等新型通信技术, 利用人工智能、云计算、边缘计算对数据深度挖掘分析进行了对策研究, 建立趋势预测、工况分析、智能控制等数学模型, 开发智能终端设备, 以期构建油气生产物联网新系统, 为地质研究、注水开发、生产动态分析提供基础数据, 为油气田开发和优化决策提供直观、动态的综合信息, 提升精细化管理水平, 实现稳定产量、节能降耗的目标。

关键词: 数字化; 5G; 边缘计算; 数学模型

Research and Application of IoT System Construction for Oil and Gas Production

SUN Qian*, YU Dong, WANG Dongdong, HE Xinyu, Kang Bingchao, Xie Xiaoling

(Huabei Oilfield Communication Company, Cangzhou Hebei 062552, China)

Abstract: With the concept of "sharing petrochina" proposed by CNPC, the smart oilfield construction of Huabei Oilfield has entered into the digital stage and is moving towards the smart stage. The established IoT systems are gradually unable to guarantee the real-time, accuracy and reliability of data storage, as well as analysis and control. This paper based on integrateion of 5G, NB-IoT, LoRa and other new communication technologies, applied artificial intelligence, cloud computing, edge computing to carry out countermeasure research on deeply data mining analysis, mathematical models were established such as trend prediction, condition analysis, intelligent control, and develops intelligent terminal equipment, so as to build a new system of oil and gas production IoT which provides basic data for geological research, water injection development and production dynamic analysis, provides intuitive and dynamic comprehensive information for oil and gas field development and optimization decision, improves refined management level, and achieves the goal of stable output, energy saving and consumption reduction.

Keywords: digitalization; 5G; Edge calculation; Mathematical model

0 引言

党的十九大报告提出, 推动互联网、大数据、人工智能和实体经济深度融合, 建设数字中国、智慧社会。集团公司提出了“共享中国石油”的建设目标, 要求积极应用物联网技术, 大力推进油田低成本开发工作, 逐步实现经营决策分析智能化、生产组织扁平化和运行实时优化, 大幅度提高劳动生产率。

华北油田在2011年国际高新技术成果交易会上首次提出建设“智慧油田”的战略构想, 以提质增效为中心, 以资源可持续发展、安全环保和管理提升为前提, 着力通过信息化手段达到科学决策、业务协同和生产优化运行。我公司自09年开始涉足物联网领域, 近十年里, 研发成果覆盖了智慧油田、智慧民生等多个行业, 先后在山西搭建了目前国内规模最大的煤层气田数字接入平台, 对煤层气田生产过程进行监控、调度和管理; 在长庆油

作者简介: 孙茜, 女, 华北石油通信有限公司二级技术专家, 从事油气生产物联网系统研发。

田建设了新一代天然气生产自动化测控系统，结合 RTU/PLC 组网、太阳能供电、数据中心软件和无线传感器，在业内首次实现了批量天然气井开关技术，居国内领先水平，并利用该技术实施了中油煤层气大宁区块先导试验点的自动化控制系统建设；在局内各大采油厂相继搭建了油气生产数字化监控平台，实现自下而上的数据采集以及自上而下的控制与管理；除此之外，搭建智慧燃气生产数据管理平台，并开发配套的燃气入户安检系统和综合巡检系统两款移动 APP，为住户用气安全和城市燃气管网监管提供了保障；在矿区建设了水电数据远程集抄系统，自动采集、监测油区居民生活用水用电数据，实现水电费的在线缴纳，方便油区居民生活。

本文基于多年物联网系统开发和工程建设经验，融合 5G、NB-IoT、LoRa 等通信技术，利用人工智能、云计算、边缘计算等物联网新技术，开展大数据深度挖掘分析研究工作，建立起趋势预测、工况分析、智能控制等业务

模型，研发集成通信模组和数据分析算法的智能终端设备，完成基于大数据分析的物联网平台研建，实现对油气生产的智能化管控，大幅提升生产自动化水平和企业管理水平，并在环境监测、智慧民生、工业设备监测等不同行业、不同领域深入推广应用，最终在同一架构体系下，建成适用于不同行业的工业物联网平台。

1 架构设计

油气生产物联网系统在数据流程上从感知层、传输层以及应用层为油田提供全过程的信息化管控新方式，为地质研究、注水开发、生产动态分析提供基础数据，为油气田开发和优化决策提供直观、动态的综合信息，提升精细化管理水平，实现稳定产量、节能降耗的目标。系统架构如图 1。



图 1 系统架构图

2 功能设计与实现

(1) 数据采集与监控系统

远程集控终端——自主研发设计，负责对前端数据实施监测、分析及远程控制功能，是监测现场的管理和控制中枢。

研发集成分析算法智能芯片以及 5G 通信模组的第三代产品，采用芯片背板拔插的方式实现扩展功能，将趋势预测、智能排采、智能调参、智能间开、智能调节平衡等功能、算法进行高智慧化集成，解决功能模块无法扩展的问题，实现本地闭环式智能管控，节能降耗。

远程集控终端采用模块化设计，通过 IO 模块、无线

模块连接前端传感设备实现数据采集，通过 CPU 模块内置算法实现数据的分析处理和设备控制，内置通信模块，将数据上传至生产网，实现上位机的数据应用，内置存储模块，当通信中断时，可对数据进行本地存储，实现数据的断点续传，彻底解决通信中断数据丢失的问题，保障生产数据的完整性与连续性。远程集控终端内部架构如图 2。

(2) 数据传输子系统

华北油田现有的网络架构如图，常用的几种无线传输方式包括 GPRS、McWill、无线网桥和 TD-LTE，针对不同区域环境，可制定专业的组网方案，应用一种或多种有线、无线数据传输技术相结合，灵活组网，保证数

据传输完整性、稳定性。

基本上现在的网络能够满足单井数据采集、低码率视频监控等业务的需求，但随着智慧油田建设的深入，目前的网络传输能力尤其在低时延和高可靠性方面，无法满足对现场设备精准远程控制等特定业务的需要。

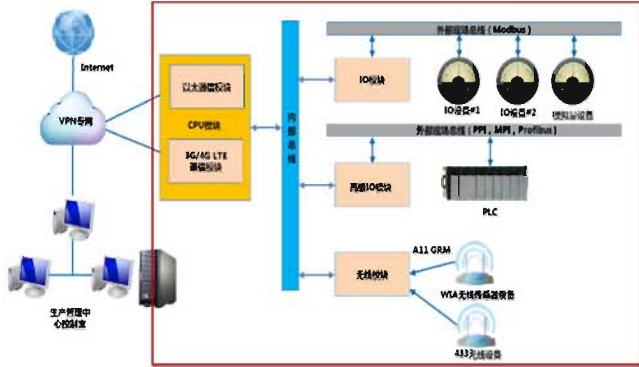


图2 内部架构图

因此与中国移动携手搭建实验环境研发测试集成NB-IoT、LoRa、5G等多种通信模组的集控终端设备，致力于推进5G在石油行业的深度融合，目前集成NB、5G模组的终端设备已经在现场进行了实地测试，为大数据分析、智能控制的实现创造条件。华北油田油气生产物联网网络组成示意图如图3。

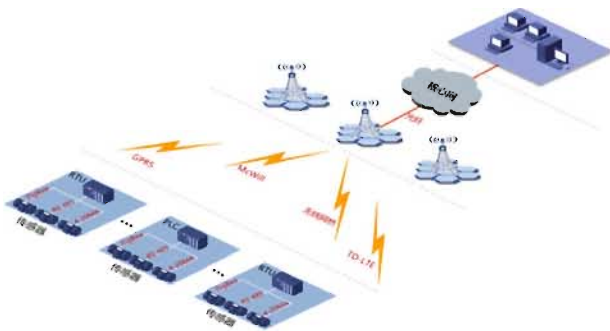


图3 华北网络示意图

(3) 生产管理子系统

系统功能采用模块化开发方式，融合大数据分析技术，支持与各平台的平滑对接，实现自下而上的数据采集，自上而下的控制与管理，且提供趋势预测、工况诊断、智能分析、参数优化等辅助决策功能。

平台功能：

①数据智能采集

采用C#语言，使用C# winform技术，实时并发的进行数据采集，实现秒级采集数据，支持远程调参控制、支持不同的通信协议、数据解析协议，实现系统实时运行状态统计、现场数据（油压、套压、电参数、温度、流量、动液面等）的实时监测，支持地图本地化，在地

图中精确显示每个井位点位以及管道的基础信息和实时生产信息。数据采集软件界面图如图4。



图4 数据采集界面

②趋势预测

应用地面示功图，计算阻尼系数，求解波动方程，消除地面功图的影响因素，得出井下泵功图，寻找特征点，根据不同工况应用不同分析方法计算单井产量，结合井环实际计量产量，实现环状流程多井的产量劈分工作，进而生成产量曲线走向图，辅助优化决策。界面如图5-a、5-b。

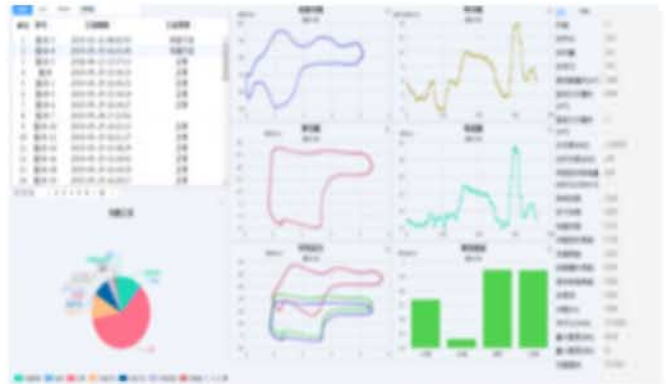


图5-a 油井工况分析界面

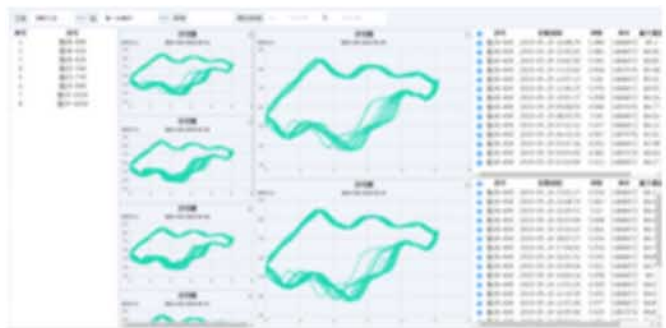


图5-b 油井功图对比分析界面

涉及到的模型算法包括PVT物性模型、泵效模型、多相管流模型等，计算系统效率、泵效、平衡度、杆柱应力参数等。

几何特征主要表现在 8 个点：最大载荷点、最小载荷点、最大位移点、最小位移点、游动凡尔打开点、游动凡尔关闭点、固定凡尔打开点、固定凡尔关闭点；2 条线：理论上载荷线、理论下载荷线；3 个面积：功图封闭面积，功图与载荷轴、理论上下载荷线围成的 2 个封闭面积。

③智能变速控制

依据地面示功图的充满程度,柔性控制变频器频率,合理匹配地层供液能力,实现对油井液面的精细管控,其中,频率调节的速度应可控,可根据现场情况设置频率调节间隔。变速运行实现功率的平稳输出,大幅降低功率峰值及波动幅度,它是在冲次不变的前提下,当载荷大的时候减速,同时释放惯性能量,载荷小的时候提速,积蓄惯性能量,使光杆扭矩与平衡扭矩匹配的更合理,能有效降低扭矩峰值及波动幅度,实现常说的“减速削峰,加速填谷”。

在实际应用中,结合单井的基础数据和实时生产数据,计算充满系数。当功图充满系数较大时,通常沉没度较高,增大频率,可实现提液增油;当功图充满系数较小时,通常沉没度较低,减小频率,实现节能降耗;当功图充满系数低于抽空界限时,发送停抽指令,直到达到设定的时间周期后发送启抽指令。如图 6 所示。

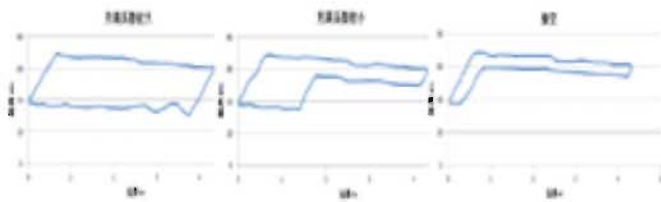


图 6 功图充满系数图

④智能间开控制

针对供液不足的井,通过因子分析和回归分析的方法,找到间抽井开关时间的影响因素,比如液面上升速度、动液面、沉没度等,并建立相应的预测分析模型,归一化处理模型的曲线,制定科学的间开制度,确定启停抽时间,实现节能降耗,降低开采成本。在结合单井的基础数据和实时生产数据的基础上,还需综合当前油价、电价等客观因素,通过算法确定生产主频,当产量低于经济产量或抽空时,及时停抽,待液面恢复到经济产量之上并可持续生产,再启抽生产。

⑤毫秒级联锁保护

结合单井基础数据,对采集到的地面示功图和电参进行计算,诊断出单井工况类型,并将诊断结果反馈给 RTU,RTU 经过算法判断,实现单井的预警或控制(如紧急情况停抽等),可达到本地、毫秒级联锁保护。如图 7 所示。

图 7 所示。

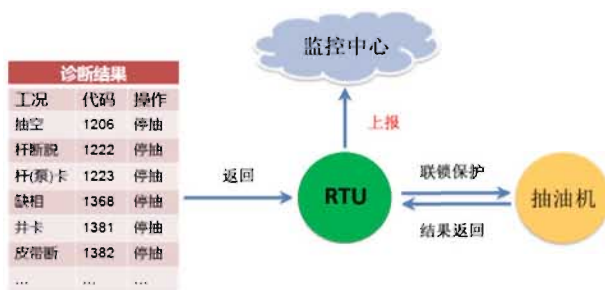


图 7 单井联锁保护流程图

⑥智能平衡调节

根据采集的地面示功图和有功功率,通过均方根法、最大值法和平均功率法进行平衡分析计算,直接控制抽油机平衡块位置或者尾平衡,定量分析,从而实现抽油机平衡的自动调节、智能控制。

⑦智能排采控制

根据煤层气井井底流压变化规律和排采规律,地面人工预先设定井底流压下降速度值,控制系统根据井下压力计采集的井底流压变化情况,控制器自动计算控制变频器频率,调节抽油机冲次,使流压按照设定值自动均匀下降,达到智能排采的目的。

⑧智能追注

根据地质配注信息算出未来固定时间长度的目标流量从而设定瞬时流量,为保障平稳科学配注,需设置限值区间。例:地质配注为 2 方/小时,当前流量数值为 100,根据地质配注数据一小时后的流量数值应该是 102,那么瞬时流量自动设为 2,如果一小时后为 101,再下一个小时应该为 104,那么目标值由 101 变为 104,需要调节 3,而 3 是 2 的 1.5 倍,超出 20% 范围,需要重新调整为 2.4 即可。

⑨报表

根据实际需求,可在页面自定义报表格式,自动生成报表,对于非自动化采集参数可手动录入,并支持 EXCEL 导出。

⑩报警

包括系统状态报警(通信状态、单井状态)、超限报警、工况分析报警,自定义设置报警步幅及处置时间间隔,有效排除干扰数据,不再生成重复报警,支持报警信息查询、报警处理措施录入、报警日志查询导出功能。

3 创新方向

随着 5G、大数据分析、边缘计算等物联网相关技术

的飞速发展,物联网系统整体架构中的部分功能正逐渐向着边缘化和前端仪表智慧化方向发展,对于石油石化行业,将智能算法嵌入到前端设备,打造智慧油田的智慧井场变得十分必要,因此,本文在开发适用于行业应用的智能终端设备及服务平台的基础上,创新研究以下两个方面:

① 平台端大数据分析算法的研究。通过对多源数据进行清洗、转换、分类、整合,建立起包括智能变速模型、智能间开模型、智能追注模型、工况诊断分析模型以及预警报警模型等在内的能够取代人工操作的各种功能模块,对监控的系统状态、设备状态能够做出及时分析和智能控制。

② 硬件端数据分析智能芯片的研究。将算法集成至现场仪表控制端,基于边缘计算技术,实现石油行业本地闭环式智能控制,使物联网系统运算能力得到大幅提高。在通信中断、现场设备脱离上位机平台管控的情况下,在本地也可主动完成数据采集、数据存储、数据分析处理、智能控制等功能,保障生产的全过程全时段稳定运行。

4 系统应用

经过持续不断地技术探索与创新,油气生产物联网系统包括了单井、管线、站场在内的注采输修全过程生产数据动态实时监测、数据统计分析、流程智能优化及预警报警功能,涵盖 1174 口单井的数据采集和智能控制,当前油井产量计算准确度可达到 98% 以上,在节电方面,经过了华北油田节能监测中心的认证,保证单井产量的前提下,可实现平均综合节电 14.08%,功率因数由 0.2 提高至 0.7 左右,抽油机平衡度达到 0.85 以上。作为华北油田完全自主知识产权的产品,解决了传统监控系统必须依赖于国内外组态软件的痛点问题,降低智慧油田系统建设成本,更具稳定性和灵活性,目前在华北油田采油一厂、三厂、五厂、二连油田、山西煤层气、长庆油田、新疆油田、冀东油田等多家单位推广应用。在垂直行业,目前基于油气生产物联网系统框架,与当地政府合作,正在开发环境监测系统和智慧燃气监控系统,为国家生态环境保护及居民用气安全提供可靠保障,为政府相关监管部门工作的开展创造有利条件。

5 社会效益

① 减少事故发生,保障生产安全

工业物联网系统承担着相关行业的安全生产监测与控制,在出现异常情况时,能够迅速报警、智能控制,使操作人员能够及时采取措施,避免重大危害的发生。行业上下游一体化实时管控能力得到加强,系统运行更加平稳,事故处置效率大幅提高,安全环保事件大幅减少。

② 提高劳动生产率,减轻员工劳动强度

远程监控使生产管理由传统的“劳动密集、驻点值守、每日巡检”生产运行体制,转变为“无人值守、远程监控、按需巡检”的物联网管理新模式,减少现场人员劳动强度;基于大数据分析模型的工况自动诊断、智能闭环控制、报表自动生成等功能,提高人员工作效率。

③ 融合新型通信技术,推进信息与工业的深度融合

5G 通信技术给石油行业信息化建设带来了前所未有的发展机遇,今后将更容易开展新技术和新应用研究,整体提升石油行业乃至整个工业的信息系统水平,提高系统集成度,深化系统应用,满足新油田的扩展产能需求,全面支撑集团公司各业务发展,使我国石油行业信息化水平继续保持国内领先,达到国际同类企业先进水平。

参考文献

- [1] 于振山、孙茜、张跃. 大数据、物联网技术在智慧油田建设中的应用[J]. 中国管理信息化, 2016年9月.
- [2] 孙茜、王冬冬、余冬. 智慧油田系统平台整合方案的研究与应用[J]. 信息系统工程, 2018年11月.
- [3] 贾伟. 物联网技术在设备管理中的应用[J]. 中小企业管理与科技(下旬刊), 2016(10):150-151.
- [4] 王冠棋、王逸伦、孙瑞. 智慧油田建设中大数据、物联网技术的应用实施[J]. 建筑工程技术与设计, 2017(7).
- [5] 汪刚. 物联网技术在油气田生产中的应用研究[J]. 化工管理, 2018(14).
- [6] 王爱民、刘伯乐、王国芬等. 华北油田在物联网领域的探索和实践[J]. 中国信息界, 2011年8月.
- [7] 李庆、钟宝荣. 面向服务架构(SOA)研究[J]. 信息系统工程, 2011(11):141-141.
- [8] 孙启虎. 煤层气井系统智能排采功能的设计与实现[J]. 信息系统工程, 2017年11月.

基于物联网系统的生产故障诊断处理机制应用研究

王媛媛

(大庆油田有限责任公司第三采油厂信息中心软件室)
wangyuanyuan@petrochina.com.cn

摘要: 随着传感器技术、数据库技术的高速发展,油田信息化技术也在不断地提高。从油田老区采油厂物联网建设发展状况来看,物联网系统已在各矿进行试点建设,目前只是基于底层的实时数据采集,然而当油水井出现异常情况时,由于井个体存在差异性,井数众多,工作量巨大等原因,管理人员往往无法及时、准确的找出异常源,严重影响生产效益。本文从油田生产指标及其影响因素入手,通过与专业路人员的不断探讨,定制油田生产故障报警诊断方法和处理机制,构建一套基于物联网实时数据的,系统化、集成化生产故障诊断处理系统,对单井生产中存在的问题和偏差进行提前报警,缩短发现问题以及解决问题的时间,以确保油井平稳高效的生产。

关键词: 物联网; 实时数据; 报警

Research on Application of Production Fault Diagnosis Processing Mechanism Based on Internet of Things System

WANG Yuanyuan

(Information Center Software Room of the Third Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co., Ltd.)

Abstract: With the rapid development of sensor technology and database technology, oilfield information technology is constantly improving. From the development status of the Internet of Things in the old oil field production plants, the Internet of Things system has been piloted in various mines. At present, only real-time data acquisition is only based on the bottom layer. However, when abnormal situations occur in oil and water wells, due to the differences of individual wells, large number of wells, huge workload and other reasons, managers often fail to identify abnormal sources timely and accurately, which seriously affects production efficiency. Starting from the production index and its influencing factors of oilfield, through continuous discussion with professional road personnel, in this paper, both the fault alarm diagnosis method and processing mechanism of oilfield production are customized, a systematic and integrated fault diagnosis processing system is established based on real-time data of the Internet of Things, which gives the alarm in advance for the existing problems and deviations in single well production, as well as shorting the time of finding problems. This result provides a guarantee for the stability and efficiency of oil well production.

Keywords: Internet of Things; Real-time data; Alarm

0 引言

目前,物联网系统已经全面应用,采集了包括油井、水井、站库的实时数据。随着矿区数字化管理工作的深入开展,对故障诊断的准确性以及故障维修任务分派的及时性、智能性要求越来越高。而目前已有的处理流程

只是对单一生产任务的维修分派,维修项涵盖不全,信息化节点不连贯,有的还停留在传统电话来传达,并未实现从故障诊断到维修任务下达、执行的全流程管理;相关的生产数据还需要从多个系统中进行提取、串联分析,整个过程复杂,费时,已经不能满足目前的管理模式要求,无法最大程度发挥生产指挥的作用。

作者简介:王媛媛,女,大庆油田有限责任公司第三采油厂信息中心软件室,长期从事软件开发及维护工作。

因此，需要利用信息化手段构建一套基于物联网实时数据的，系统化、集成化生产故障诊断处理系统，对单井生产中存在的问题和偏差进行提前报警，及时的做出各项应对措施，缩短发现问题、解决问题的时间，确保油井的平稳高效的生产，对实现油田生产智能化和信息化具有重大意义。同时，一套合理的生产故障诊断处理机制也能够为油田开发及运维提供辅助决策，保障油田生产平稳高效，提高生产效益。

1 生产故障诊断处理机制的构建

生产故障诊断处理机制构建必须包含以下几个原则：一是工作任务节点要涵盖全面，保证其全面性、系统性；二是任务分派流程走向要符合实际工作流程，保证其科学性。

通过不断的与相关业务人员沟通，梳理掌握实际工作中的业务流程，将故障从诊断发现，至安排现场落实、故障上报维修、维修安排、维修结束等业务节点全部利用信息化手段串联起来，构建生产故障诊断处理机制，搭建工区数字化监控指挥平台系统。

1.1 软件开发模式设计

应用模式采用浏览器、WEB 服务器、数据库系统构成的三层体系结构。用户通过 IE 浏览器以 WEB 形式进行操作。WEB 服务器采用 VS2010 环境，数据库系统采用 Oracle12C。

1.2 系统总体架构

(1) 数据自动分析模块：采用基于后台定时器运行模式，按照 A11 对常用数据巡检数据标准，建立了同周期的定时处理运行模块，此模块结合多种数据源进行综合多态、多点业务分析，形成初步的故障数据，同时再结合故障选值要求进行二次异常处理，形成故障清单。

(2) 客户端展示与处理模块：采用三层结构是基于模块化程序设计的思想，其优点在于不必为了业务逻辑上的微小变化而迁至整个程序的修改，只需要修改商业逻辑层中的一个函数或一个过程，增强了代码的可重用性，便于不同层次的开发人员之间的合作，只要遵循一定的接口标准就可以进行并行开发，最后只需要将各个部分拼接到一起，即构成最终的应用程序。

2 功能算法设计

构建了生产故障诊断处理机制后，我们需要设计其

功能算法，对异常数据分类报警，并与现有的运维应用系统进行无缝链接。

(1) 通过对物联网实时数据数据的分析，建立数据驱动总线，如图 1。结合单井数据、站间数据、测试等多数据源，对数据进行抽取、清洗、分析、整理形成多类型、多模版的数据基准值清单，依据基值清单和判别标准，建立基于简单规则的故障诊断判别，形成判别清单，在通过数据清洗，产生故障诊断清单，实现故障问题实时展示。

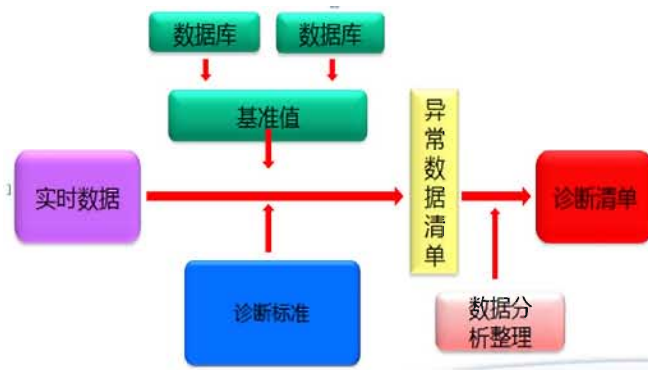


图 1 数据驱动总线

(2) 借助微软 Silverlight，以 png 拼图技术手段，实现空间底图展示效果，结合诊断清单与空间数据建立关系映射，如图 2。实现故障并在空间地图上的定位及声光展示。

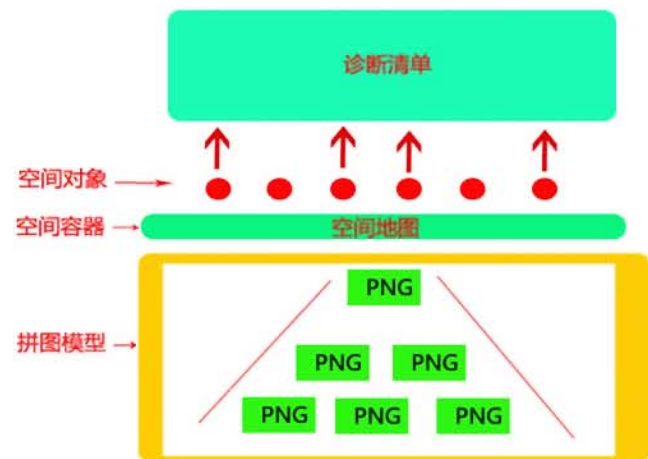


图 2 诊断清单与空间数据映射关系

(3) 根据实时发现的故障问题，建立故障处理的应用，同时利用底层通信接口，实现平台内部申报电气焊维修、电力维修、机采井维修、皮带维修、仪表维修等任务的处理，并对故障的维修信息进行实时跟踪，掌握任务状态。

3 实际开发中的应用

利用上述功能算法，并根据现有的故障运维业务流程及管理模式，将业务进行了分析与重构，搭建了基于实时数据的生产故障诊断处理应用平台，规范故障处理业务流程，实现故障运维业务闭环管理。其实现的主要功能包括：

(1) 生产故障诊断

依据井别，故障类别等故障诊断标准，输出故障清单，如图3。实现按照时间分类显示，包括：2天内、3至7天、8至15天及15天以上未处理故障；依据任务处理节点状态进行分类显示，状态包括：未处理、已安排、已接单、需报修、已上报、已完成等，如图4。



图3 每天报出故障总数



图4 故障任务处理节点状态

(2) 故障诊断可视化

结合问题诊断故障类别，利用GIS进行实时空间位置展示与定位，实现油井故障、水井故障、仪表故障、数据异常、结蜡报警等故障问题的可视化，并给予报警提示，如图5。同时可依据不同的故障类型实现相应数据关联显示，结合小修作业信息实现对作业车位置，作业流程信息及作业进度图进行跟踪展示，如图6。

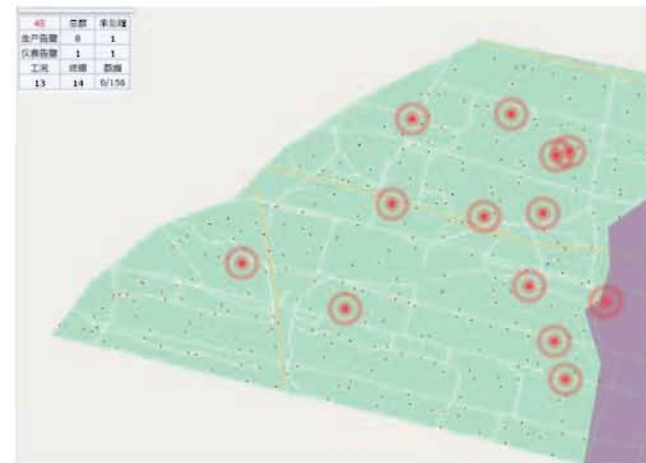


图5 故障井在地图上的可视化展示



图6 作业车在地图上的定位及进度跟踪

(3) 故障处理及跟踪

根据实时发现的故障问题，建立基于实时数据的故障诊断处理应用机制，实现从故障诊断、任务指派、故障处理以及处理过程跟踪的业务全流程闭环管理，业务流程如图7。

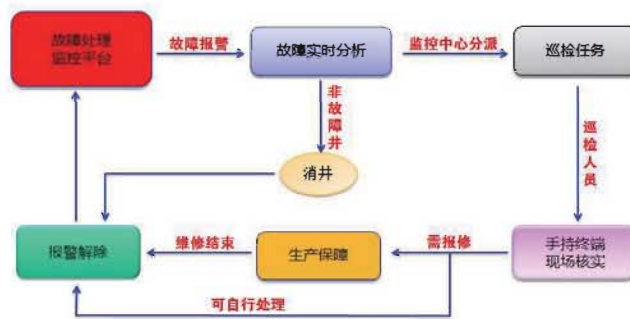


图7 故障运维业务闭环管理流程

巡检人员利用移动终端，现场填写巡检数据并回传给工区监控中心。

平台中直接填写维修申请单，进入《生产保障》维修流程，维修验收完毕后，平台中该井号状态自动消除。

4 结束语

搭建好的生产故障诊断处理应用平台，已在工区推广运行，系统将物联网生产数据、故障分析诊断，现场巡检，设备维修管理数据及业务系统进行了整合和集成，对油、水井各类设备数据信息进行融合与交互分析，及时反映各类故障动态变化，对诊断出的故障能够及时的给予报警追踪，开发的移动终端现场巡检功能，缩短了故障核实反馈时间。投入应用后，每天都可为工区缩短故障申请、安排、巡检落实、维修申报时间约4个小时，

至少减少 50 天 / 人的工作量, 改变了以往生产管理模式, 使生产故障运维管理向数字化管理方式迈出了坚实一步, 填补了厂区基于实时数据的故障诊断处理数字化管理的空白。实现了物联网生产数据从实时报警、诊断到任务现场处理及生产维修流程跟踪的闭环管理, 给相关人员在生产管理上带来了很大的便捷, 提高事故预防, 故障处理响应速度, 提升采油矿生产故障诊断处理的智能化管理水平。

参考文献

- [1] 王瑞军, 陈汶滨. 油田单井预警指标的研究与实现 [J]. 数码设计, 2017,6(2):38-40.
- [2] 范秋芳. 中国石油安全预警及对策研究对策 [D]. 中国科学技术大学, 2007.
- [3] 杨敏英. IEA 各国的石油安全应急对策体系 [J]. 中国能源, 2002, (3):15-17.
- [4] 吴文盛. 我国石油资源安全评价与预警研究 [J]. 当代经济管理, 2002, 24(5):13-18.
- [5] 凌释, 张斌, 杜志教. 中国石油安全危机预警研究 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2005, 27(1):308-310.

云计算技术在辽河油田生产经营中的研究与应用

戴海波*, 高先睿, 高遵富, 魏雨泽

(辽河油田信息管理部, 盘锦 124010)

weiyuze@petrochina.com.cn; 1125274891@qq.com

摘要: 目前, 中国云计算技术应用有了长足的发展, 云计算服务方式已经在社会管理、社会生产、社会生活中得到了初步的应用。云计算的运用规模和实践深度不断的扩展, 国际上许多知名企业都建立了自己安全高性能强的云计算平台, 并成功实施各种应用系统。为提高油田信息业务系统运行的稳定程度, 方便建设和管理, 辽河油田在充分研究云计算技术的基础上, 实现了云计算技术在生产经营中的应用。本文从X86云平台、AIX云平台和云存储平台三个方面, 介绍了辽河油田在云计算研究中取得的进展和成果。云平台的实施为企业提供快捷、稳定的系统环境, 对行业内云计算技术实施推广具有指导和建设性意义。

关键词: 云计算; 云计算平台; 云存储;

Research and Application of Cloud Computing Technology in Production and Management of Liaohe Oilfield

DAI Haibo*, GAO Xianrui, GAO Zunfu, WEI Yuze

(PetroChina Liaohe Oil-Gas Field Company, Panjin, 124010, China)

Abstract: At present, the application of cloud computing technology in China has made great progress. The service mode of cloud computing has been initially applied in social management, social production and social life. The scale of application and the depth of practice of cloud computing continue to expand. Many well-known enterprises in the world have established their own secure and high-performance cloud computing platforms, and implemented various application systems successfully. In order to improve the stability of oilfield information business system operation and facilitate construction and management, Liaohe Oilfield has realized the application of cloud computing technology in production and operation on the basis of fully researching cloud computing technology. This paper introduces the progress and achievements of Liaohe Oilfield in cloud computing research from three aspects: X86 cloud platform, AIX cloud platform and cloud storage platform. The implementation of the cloud platform provides a fast and stable system environment for enterprises, and has guiding and constructive significance for the implementation of cloud computing technology in the industry.

Keywords: Cloud computing; Cloud computing platform; Cloud storage

0 引言

辽河油田区域中心是辽宁省内集团公司所属 14 个地区公司与总部之间的网络汇接中心和重要系统服务器存储管理中心。一方面担负地区公司信息业务的开展与正常运转, 另一方面负责全油区信息化各业务系统的运行维护。辽河油田中心机房服务器共有几百台, 满足了大量、

复杂的业务需求。但是, 服务器设备基本是按应用系统的要求配置, 设备更新一事一议, 缺少总体规划和统一部署; 同时由于资金紧张, 许多设备一直未更新, 这样由于系统超期服役所带来的安全和技术隐患时时存在, 设备都迫切需要更新完善。随着企业生产经营管理模式不断转变, 业务种类的不断丰富、业务处理需求的不断提高, 现有设备架构问题逐渐突显出来: 存储系统相互

作者简介: 戴海波, 男, 1992年毕业于华中科技大学自动控制专业, 学士, 工作于辽河油田信息管理部, 高级工程师, 总工程师, 主要研究方向云计算、虚拟化、系统架构。

独立、应用不均衡、资源不能互通和有效利用。与此同时，现有的模式也给维护管理、故障排查、性能优化、数据迁移、容灾备份带来极大的不便，致使更大规模的数据存储和数据保护工作难以顺利开展。

辽河油田公司从产品的先进性、稳定性和安全性方面进行统筹考虑，采用业界成熟先进的 VMware vSphere、IBM Power VM 和 SVC 存储虚拟化技术，搭建云计算平台，实现服务器的集中和系统的整合，提高信息系统的可用性、可靠性，以及硬件资源的利用率，提升了系统的效率和安全性，为油田的关键业务系统的稳定运行提供了可靠后台支持，降低企业成本。

1 研究云计算技术的必要性

辽河计算服务器系统资源更新不足，设备超龄服役，新的需求对基础架构要求高，需要新的技术架构完成系统整合、各种应用系统的计算资源迁移。存储资源后台种类繁多，没有统一的整合和集中分配管理，无法发挥存储系统的利用效率。

1) 服务器硬件资源的利用率。通常情况下，服务器硬件的采购往往会超过应用系统对服务器硬件的需求水平，同时，单一应用系统又很难充分地利用服务器硬件系统资源，从而造成服务器硬件资源的浪费。

2) 应用系统的安全冗余度。当硬件系统开展故障维护、系统升级或者扩容时，常常需要进行停机操作，从而造成应用系统的中断，影响业务应用系统的正常使用及业务工作的开展。

3) 服务器的传统部署模式。在传统方式下，服务器的上线部署周期长、架构复杂并相互独立，不能实现服务器资源在不同企业应用之间的分配。

4) 机房的物理条件。随着企业信息化建设的发展，机房的物理条件将会面临巨大挑战，电源容量、制冷、布线等诸多环境设施要求不能满足实际需要的压力会越来越大。

基于以上原因，进行相关云计算技术研究，建立辽河私有云平台并且与辽河的各种应用相结合，具有重大的实际意义。

2 研究目标和主要内容

2.1 研究目标

针对业界的云计算相关技术进行研究分析，结合辽河各个应用具体特点，购进新的计算及存储资源，并且

充分利旧，搭建云计算平台，实现计算及存储资源集中管理及动态分配，为油田各种应用系统提供稳定安全的后台支撑。

2.2 主要内容

按照辽河油田“十二五”信息规划及辽河油田数字化建设规划的安排，逐步建立辽河油田云计算中心，X86 架构、IBM 小机、存储管理进行分析整合，搭建私有云平台，集中迁移门户、关键数据库系统，提高各种应用系统的运行效率。

3 研究成果和实施方案

在对业界计算和存储虚拟化技术研究的基础上，重点结合辽河油田的现状，在充分调研和分析先进技术之后，建立了以 VMware vSphere 为核心的刀片服务器 X86 云计算池，PowerVM 为核心的 AIX 云计算池，SVC 为架构核心的辽河虚拟存储资源池，并进行系统迁移设计及在线迁移整合，保证了关键应用系统的安全不间断运行，实现了科技成果到实际应用的转换。

3.1 X86 云平台技术成果应用

3.1.1 技术特点

X86 云平台基于 vSphere 搭建，其中 ESXi 是一款可以独立安装和运行在裸机上的系统。在 ESXi 安装好以后，可以通过 vSphere Client 远程连接控制，在 ESXi 服务器上创建多个 VM（虚拟机），在为这些虚拟机安装好 Linux/Windows Server 系统使之成为能提供各种网络应用服务的虚拟服务器，ESXi 也是从内核级支持硬件虚拟化，运行于其中的虚拟服务器在性能与稳定性上不亚于普通的硬件服务器，而且更易于管理维护。

3.1.2 配置方案

辽河油田 X86 系统平台采用的硬件配置是一种高密度的刀片服务器，专为实现数据中心的便利性而打造。在标准高度的机架式机箱内可插装多个卡式的服务器单元，实现高可用和高密度。每一块“刀片”实际上就是一块系统主板，它们可以通过“板载”硬盘启动自己的操作系统，如 Windows、Linux 等，类似于一个个独立的服务器，在这种模式下，每一块母板运行自己的系统，服务于指定的不同用户群，相互之间没有关联，不过，管理员可以使用系统软件将这些母板集成为一个服务器集群。

在硬件方面，云平台采用 64 台服务器，服务器上安装配置 VMware 公司提供的 VMware ESXi 虚拟化软件，

每 8 台服务器为一组搭建为一个高性能服务器群集，这样就形成 8 个高性能服务器群集。同时，为了实现数据的集中存储和备份，充分利用 VMware 中虚拟机可动态在线地从一台物理服务器迁移到另一台物理服务器上的特性，区域数据中心还配置了虚拟存储设备，与冗余的光纤交换机一起组成了标准的 SAN 集中存储架构。通过共享的 SAN 存储架构，可以最大化地发挥虚拟架构的优势，实时迁移正用的虚拟机，实现动态的资源管理和基于虚拟机快照技术的集中整合备份等。

辽河油田搭建了 X86 云计算平台，系统架构见图 1，系统机构基于 VMware vShpere 虚拟化架构，具有高度集成、可扩展、高性能的 X86 云计算平台，实现了服务器物理架构完全冗余、安全、稳定，能按需动态调整资源需求，提高利用率和实现自动化，大幅降低 IT 成本同时兼具灵活性和可控性，并使管理工作简单易行，极大提高了工作效率。

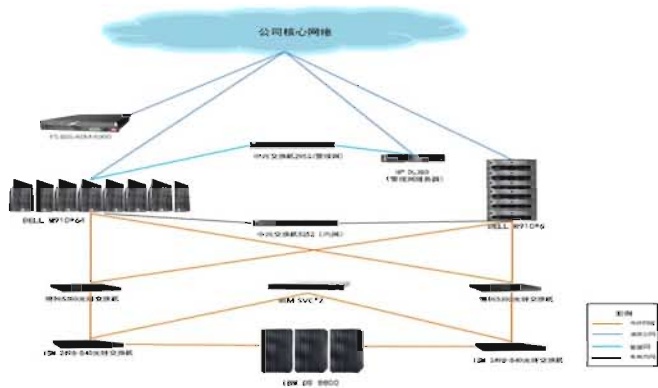


图 1 辽河油田 X86 云计算平台系统图

辽河油田按照集团公司要求实施门户升级迁移工作，X86 云计算平台为门户系统的顺利实施提供了坚实的平台基础，为门户升级工作部署了门户测试环境和正式环境，即节省了时间，又节省了服务器资源，其次双冗余架构能更安全、更快速响应用户请求。同时 X86 云计算平台为门户系统提供数据库所需的 Winows 2008 Cluster 和 SQL Server 2012 数据库群集，做到系统出现故障乃至崩溃时数据库能自动迁移到别的服务器，保障业务的稳定、连续运转。

3.2 AIX 云平台技术成果应用

3.2.1 技术特点

AIX 云平台基于 IBM PowerVM 搭建，PowerVM 是技术、功能和服务的组合物，能够在基于 IBM POWER 处理器的系统上提供业界领先的虚拟化性能。PowerVM 包含 IBM Power Systems 固件提供的基本组件，如逻辑分

区技术。PowerVM 允许任何一个 LPAR，接入服务器上可用的最大数量的内存和 CPU 内核。此外，PowerVM Editions 还包含一些选项，以便提高资源利用率并且降低成本。

3.2.2 配置方案

辽河油田信息管理部通过使用 IBM 小型机，利用其强大的硬件资源将 AIX 系统将零散的数据库整合到单独的分区中，通过 Oracle RAC 实现高可用和负载均衡，达到整合优化的目的；同时通过 PowerVM 虚拟化技术，满足资源的动态调整需求。除了现有计划中的资源划分，随时可以根据业务需求，划分新的分区部署更多的应用，并且不需要中断现有应用。

3.3 SVC 虚拟化整合技术成果应用

3.3.1 技术特点

SVC (SAN Volume Controller) 是 IBM 虚拟引擎，采用带内虚拟化技术，是模块化的结构，可以有多个 Cluster 节点组成，每个节点有大的 CACHE 辽河油田搭建了 X86 云计算平台，系统架构见图 1，系统机构基于 VMware vShpere 虚拟化架构，具有高度集成、可扩展、高性能的 X86 云计算平台，实现了服务器物理架构完全冗余、安全、稳定，能按需动态调整资源需求，提高利用率和实现自动化，大幅降低 IT 成本同时兼具灵活性和可控性，并使管理工作简单易行，极大提高了工作效率。

3.3.2 配置方案

辽河油田存储虚拟化采用 SVC 作为核心控制器，虚拟整合存储接入到一个 SAN 环境中，存储阵列的空间被 SVC 集中管理和分配，并且可以通过 TPC 管理，提供云计算的存储基础架构。项目首先整合存储系统，通过分区存储提高存储配置中的 SAS 盘和 SSD 固态硬盘的性能，存储系统通过光纤交换机接入 SAN 网络，配置两节点的 SVC，将存储通过 SVC 进行虚拟化，统一管理，供前端应用服务器管理和使用，架构体系如图 2。

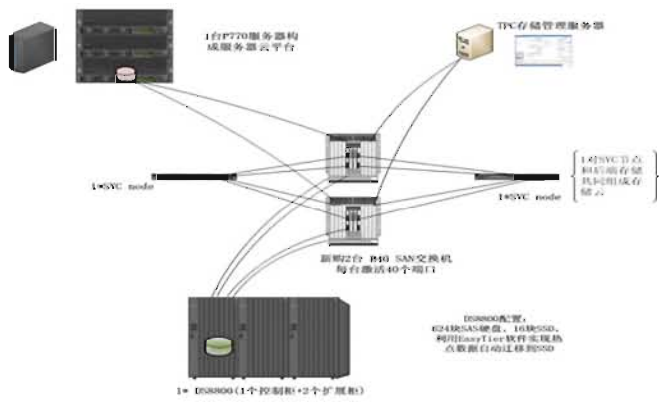


图 2 辽河油田存储虚拟化项目架构体系图

架构核心采用两个节点 SVC 组成一个 Cluster，同时包括初始化安装配置以及对生产数据的虚拟化整合与数据迁移交换机，将光纤交换机做逻辑配置，并实现主机对存储的访问都通过 SVC 进行虚拟化管理，整合存储阵列，满足 SVC 存储虚拟化的要求。

4 应用效果

4.1 系统和数据安全得到保障

从安全方面来讲，服务器虚拟化的实施可以整合油田公司的系统和数据，淘汰掉大量的老旧设备，从而使因设备老化造成数据丢失或被盗的风险基本上得以消除；同时，通过构建强大的集中存储架构并利用虚拟快照技术也大大地增加了企业的容灾备份和恢复能力。

4.2 降低能源消耗与成本

通过虚拟技术对服务器系统进行优化整合之后，企业大大减少了设备的投入；同时借助 VMware 的动态系统管理功能，在系统应用空闲时可以较大程度地减少服务器的使用数量，因而可以大幅降低数据中心的能源消耗及二氧化碳的排放量，达到节能减排的目的。

4.3 提高资源利用率

虚拟化平台实现了服务器设备、存储设备、网络设备等多方面的资源集中整合，整合比达到 1:4，在降低

设备闲置率的同时，较大地提高了设备的利用率。

4.4 缩短新系统的部署时间

在实际工作中，各单位和部门常常需要根据业务发展的需要，开发和部署各类应用系统来管理实际业务。过去新系统的部署一般都要经过软件开发与调试、服务器设备采购与调试、系统安装等相关流程，周期较长，影响业务的发展。而云平台的实施则可以解决这一问题，它能按需求表单快速地响应用户的需求，为企业提供快捷、稳定的系统环境。

5 结束语

中国石油区域中心机房有 20 多家，机房服务器类型、管理方式类似，利用辽河油田云计算平台的成功经验，可以复制到其他油田，对行业内云计算技术实施推广具有指导和建设性意义。同时通过平台的高度集成一体化的管理提高管理服务效率。并且通过统一的管理平台进行系统的系统划分、整合、交付应用，从而降低了设备的管理难度，为以后的机房科学化运维提供了保证。

参考文献

- [1] 李曼曼. 云计算发展现状及趋势研究. 无线互联科技, 2018.05
- [2] 曹志刚. 云计算中虚拟化技术的应用, 2018.07

浅谈计算机网络信息安全

赵小琪

(中国石油辽河油田钻采工艺研究院, 辽宁 盘锦 124000)
terror87212@petrochina.com.cn

摘要: 大数据时代下, 网络已经演变成国家竞争的主战场, 网络信息安全随时会受到外界威胁。本文针对石油企业在信息化建设中所面临的计算机安全、网络信息安全等安全问题, 提出了预防人为因素、正确安装桌面防护等解决办法。此解决方案的提出对石油企业预防威胁提供了有力保障。

关键词: 计算机网络; 信息安全; 安全策略; 解决方案

Computer Network Information Security

ZHAO Xiaoqi

(Drilling and Production Technology Research Institute of Liaohe Oilfield)

Abstract: In the era of big data, the network has evolved into the main battlefield of national competition, and network information security will be threatened by the outside world at any time. Aiming at the computer security, network information security and other security problems faced by petroleum enterprises in information construction, Some solutions were proposed in this paper, such as preventing human factors and installing desktop protection correctly. These solutions provides a strong guarantee for oil enterprises to prevent threats.

Keywords: Computer Network; Information Security; Security Strategy; solutions

0 引言

随着计算机网络技术的飞速发展, 当前社会已逐步进入信息时代, 计算机已融入人们的日常生活, 成为人们生活和工作中必不可少的工具, 计算机网络是当今社会发展的重要保障。计算机网络不仅给生活和工作带来便利快捷, 也产生了相关网络安全问题。

1 影响计算机网络安全的主要因素

1.1 网络的开放性

众所周知, 网络信息系统具有强大的开放性, 能够吸收各个方面的数据信息, 但也是由于网络信息系统的

开放性, 导致互联网的门槛较低, 这就造成网络系统自身具有一定的脆弱性, 从而为网络信息安全带来隐患, 除此之外, 如果互联网信息在运行过程中所采用的协议模式安全性较低, 也会导致计算机系统在运行过程中存在漏洞, 进而使得网络信息系统的不安全性增加。由于在开放的计算机网络中, 用户在网可以轻易查找到一个企业、单位以及个人的敏感性信息, 这直接导致其处于不安全的环境中。为杜绝该类安全问题的产生, 各种针对性的安全机制、策略和工具被研究和应用, 但仍需做诸多改进。

1.2 网络操作系统的漏洞

在传统安全防御技术中, 系统的后门因其隐蔽性而被人们所忽视, 作为网络协议和网络服务实现的载体,

作者简介: 赵小琪, 女, 2009年毕业于沈阳理工大学电子信息工程专业, 工作于辽河油田公司钻采工艺研究院, 工程师。

网络操作系统负有不可推卸的责任，操作系统不仅需要提供网络通信所需要的各种协议，还需要实现网络服务的程序。由于操作系统实现网络协议的程序十分复杂，需要大量的程序语言才能实现，且在实现程序运行的过程中存在缺陷和漏洞在所难免。由于防火墙对这类入侵的拦截力度不足，导致这类入侵行为可以堂而皇之经过防火墙而很难被察觉。

1.3 网络资源的共享性

计算机可以实现信息资源在网络上共享，这是计算机网络应用的主要目的，但资源共享所带来的网络风险也是不可忽视的问题。资源共享随着人们对计算机依赖程度的加深逐渐扩展，但目前的技术难以对外部服务请求实现完全隔离，攻击者利用服务请求的机会很容易获取网络敏感信息。

1.4 恶意攻击

通俗地讲，恶意攻击就是网络黑客攻击和网络病毒，这两类问题是目前公认的网络安全公敌。随着计算机文化在社会各个阶层的渗透，使得这类攻击变得越来越容易，也越来越多，损失也是越来越严重，人们的关注度也越来越高。尽管防火墙的拦截在一定程度上缓解了网络攻击的可能性，但对那些隐蔽内部网络结构中的威胁，防火墙还是显得有点局限，特别是对访问内部网络时伴随的威胁，防火墙往往是无能为力的。

2 企业内部信息安全策略及解决方案

2.1 石油企业预防人为因素的方案

企业信息安全的防范不单纯是一个技术问题，而是一个综合性的问题，其中最重要的因素就是人的因素。在人的因素中，有些是无意的：如信息管理员、操作员安全配置不当造成的安全漏洞；企业内部终端用户安全意识不强，用户口令选择不慎，或是将自己的帐号随意转借他人或与别人共享等；也有些是黑客的恶意攻击，如以各种方式破坏信息的有效性和完整性；或在不影响网络正常工作的情况下，进行截获、窃取、破译以获得重要机密信息等。这些攻击均可对信息安全造成极大的危害。对于这类人为因素，必须首先建立石油信息安全领导小组，设立安全领导小组办公室，由企业负责人直接担任组长，并逐级确立信息安全责任人，并且对信息中心的管理员、操作员，进行必要的、定期的信息安全教育，明确岗位职责、权限，签订岗前责任状，以提高

全员信息安全防范意识。同时制定信息安全制度，并采取相应的措施以防止信息安全漏洞。

2.2 安装《桌面安全管理系统 (2.0)》与防火墙开发

桌面安全管理系统 (2.0) 的安装和使用，进一步推进信息系统安全建设，提高钻采院计算机威胁防护和数据保护能力，是杜绝企业计算机病毒入侵的最有效办法，从根本上提升了计算机网络的安全性能。及时关注桌面安全管理系统 (2.0) 的升级，更新病毒数据库，并做好计算机网络定时数据备份工作，从而来对于具体的数据进行有效的保存。防火墙作为一道屏障存在于内部和外部网络之间，对于网络安全管理具有至关重要的作用。加强对过滤的使用，并且按照代理规则来执行，控制好内外网之间的相互访问。

2.3 不下载来历不明的软件及程序

在计算机的日常使用过程中，及时更新系统补丁，是防止病毒入侵的基本要求，如果一旦感染病毒，应当立即下载专门软件进行查杀。另外，不要随便从非官方网站上下载软件，在有些网站下载的软件很可能就是病毒的载体程序，一旦运行就可能造成计算机资料丢失。

2.4 防范电子邮件攻击

在日常生活中，我们会经常接收到来历不明的邮件，对该类邮件应该谨慎处理，尽量不要直接打开，以免遭受病毒邮件的侵害。目前，病毒依附邮件进行传播已经越来越多，如果我们稍有不慎就会中其圈套，遭受恶意邮件的攻击。电子邮件攻击的方式主要有两种，并表现不同的形式：一是电子邮件轰炸，也称为电子邮件“滚雪球”，主要是通过非法 IP 向攻击邮箱短时间内发生海量垃圾邮件，直接导致邮箱容量超载而瘫痪；二是电子邮件欺骗，攻击者伪装成系统管理员的身份，以邮件的方式要求提示用户更改口令等信息，进而将附件中加载的病毒或木马程序入侵到用户计算机。对该类攻击的防御比较简单，目前一些专门的邮箱病毒过滤软件拦截效果比较明显。

2.5 信息存储安全

网络的发展，加上多媒体应用，使得数据呈几何级数激增。传统的以服务器为中心的存储网络架构面对源源不断的数据流已显得力不从心，严重的会导致数据崩溃。为了存储安全，以服务器为中心的数据存储模式必须向以数据为中心的数据存储模式转化。为了解决这个实际问题，可以采用网络存储技术，网络存储技术是一

种特殊的专用数据存储服务器,内嵌系统软件,可提供跨平台文件共享功能,完全以数据为中心,将存储设备与服务器彻底分离,集中管理数据,从而有效释放带宽,大大提高了网络整体性能,也可有效降低成本,保护企业的投入,将数据崩溃降低到最低限度。

2.6 护网行动

2018年辽河油田公司按公安部“护网-2018”网络攻防演习指挥部通知,为加强网络安全管理,落实网络安全措施,降低安全风险,在行动中发挥出网络安全防护、应急处置和指挥调度能力,决定在7月16日~7月27日正式开始网络模拟攻击演习。届时,将对中石油内部所有终端计算机、服务器、网络设备等进行模拟攻击,要求各单位员工做好个人计算机、服务器等设备的防护工作。

(1)安装集团公司统一的桌面安全终端管理客户端,按照安全基线进行安全配置。

(2)安装已发布的系统安全补丁。

(3)禁止采用无线WiFi、运营商4G网卡、电话拨号或民用互联网方式、手机热点等其他方式接入油田办公网,禁止私建代理服务器或使用非法代理服务器。

(4)杜绝所有账号的弱口令、空口令情况,在6月30日前所有计算机终端至少更改一次口令,更改后的口令必须符合安全基线中对于口令强度的要求。

(5)启用操作系统防火墙,默认阻止任何人站访问请求。

(6)禁止使用远程协助类工具,禁止从互联网通过远程访问到内网终端。包括但不限于Windows远程桌面

功能、QQ远程协助工具、TeamViewer、VNC等。

3 总结

安全只是相对的,没有绝对的安全,在处理石油企业内部特殊部门的时候还要采取特殊的措施,必要时在网络规划时候可考虑为其设立单独子网,在信息传输上可以采用较为传统的加密移动硬盘传递,将网络安全隐患减少到最低程度。企业信息安全的重点在于防范,应该在企业信息化建设之初、危害发生之前对信息安全作出规划,建立全面的信息安全防范体系。从信息安全的角度来说,当然是防范得越严密越好,但任何事情都具有正反两个方面,过度追求安全,不仅投资成本太高,而且影响系统运行效率,也影响使用的方便性。所以应根据石油企业内部的实际情况,对信息系统面临的威胁及可能承担的风险进行定性与定量相结合的分析,然后确定信息系统的安全策略和解决方案,使企业既能保证信息的安全,又能获得高效的运行效率。

参考文献

- [1] 杨德义,周莹莹.基于网络信息安全技术管理的计算机应用探析[J].科学技术创新,2018(34):92-93.
- [2] 顾红波.浅谈计算机网络安全防御策略.林业资源管理,2004(5):78-80.
- [3] 杨常建,王进周,米荣芳.计算机安全面临常见问题及防御对策探讨.计算机与网络,2012(13):66-68.
- [4] 姚汝洪.计算机网络安全及其防御对策探究[J].信息与电脑(理论版),2010(11):12.

油田环境监测云数据库的构建

司训练*, 尚慧

(西安石油大学经济管理学院, 陕西 西安 710000)

摘要: 油田生产企业是环境污染物排放的主要来源, 在新的环保政策形式下, 一方面要处理好环境污染问题, 做好油田环境监测工作, 另一方面要保证正常生产及产量。通过对油田企业环境管理现状的分析, 本文提出并构建了油田环境监测云数据库, 该数据库实时采集数据、管理数据, 恢复数据效率高, 且统一调度整体数据的监控, 这增强了安全机制, 可以满足油田企业日常油田环境数据监测的需求。

关键词: 油田环境; 云数据库; 构建方案

Construction of Oilfield Environmental Monitoring Cloud Database

SI Xunlian*, SHANG Hui

(School of economics and management, Xi'an petroleum university, Xi'an shanxi 710000)

Abstract: Oilfield production companies are the main sources of environmental pollutants. Under the new environmental protection policy, on the one hand, they should deal with environmental pollution problems, do a good job in environmental monitoring of oilfield, on the other hand, they have to guarantee normal production and output. Through analyzing the current situation of oil field enterprise environmental management, the environmental monitoring cloud database is proposed and established in this paper, which functions included real-time data acquisition, data management, data recovery with high efficiency, whole data monitoring is dispatched uniformly, which enhances the security mechanism and meet the demand of environmental data monitoring in daily of oil field enterprise.

Keywords: Oilfield environment; Cloud database; Build plan

0 引言

石油资源作为工业的血液, 是未来能源结构调整的关键支撑, 在我国国民经济的发展中发挥着举足轻重的作用。经济高速发展的需要促使石油需求量也在不断地增加, 油田开采企业生产任务艰巨而繁重, 尤其是在环保成为当今时代的一大关注点下, 油田生产如何做好环境的检测与保护已然成为了重中之重的工作。油田开发是一个巨大、复杂、多层次的系统工程, 多个环节都存在环境污染物的排放问题。随着国家对在线监测油田环境数据要求的日益严格, 而油田环保管理部门不能全面及时掌握污染源并对数据进行及时的管理, 油田企业需要一种全新的数据管理方式提高管理效率, 满足环保要求。在计算机网络飞速发展的时代背景下, 云数据库作

为数据库发展的新趋势, 可以将分散在各个数据中心的数据库资源有效地组织利用起来, 构成海量数据存储中心。构建油田环境监测云数据库能帮助油田企业规范企业自身进行环保监管, 确保污染物达标排放和总量核查核算, 满足环境信息公开的要求。本文主要结合油田生产过程中环境监测面临的常见问题, 构建了油田环境监测云数据库, 旨在为油田环境的管理提供建议。

1 云数据库的优势

1.1 动态扩展

在理论上而言, 云数据库是可以将数据库进行无限扩展的, 但是在无限扩展过程中, 必须避免对其他数据

作者简介: 司训练(1963-), 男, 陕西咸阳人, 西安石油大学经济管理学院教授, 博士, 研究方向: 油田环境管理、油污处理; 尚慧(1996-), 女, 甘肃定西人, 西安石油大学经济管理学院硕士研究生, 研究方向: 油田环境管理。

库的影响。这种技术也能够满足用户更多的动态需求、提高用户满意度,一般要求动态扩展的方法和步骤要相对简单一些。这种动态可扩展也是云数据库的优势之所在。云数据库自身的服务管理是实现云数据库动态扩展的关键技术,服务管理能使云数据库动态地管理其存储位置,主要包括申请及回收等。

1.2 分布式储存

云数据库一般采用分布式存储方式存放数据,这种存储方式最显著的特点就是多个节点和数据库相连接。现有的切分方式能很好地解决在多个节点中新增加节点时,整个云数据库中的数据迁移量达到最小。与此同时,任何一个节点失效或者删除也不会影响到其他节点的正常工作。一致性 hash 规则这一关键技术就是常用来实现云数据库这一功能,解决分布式系统上数据分布的问题^[1]。通过这一技术,当某个节点被删除时,节点中的对象会按顺时针或者逆时针迁徙至下一个节点中,仅仅是对象的映射位置发生了变化,其他的地方没有做任何改动;当添加新的节点时,会通过对应的 hash 算法得到一个新的 Key 值并映射到环中,随之对应的一个对象位置迁移,其他的位置均保持不变。一致性 hash 算法在保持了单调性的同时,避免了大量数据的迁移,在很大程度上减少了服务器的压力。此外,在一定时间段之后,云数据库可将数据自动复制到其他数据库中,容错能力也会显著提高。

1.3 资源共享

云数据库是一种基于云技术的存储服务,通常情况下,云数据库服务进行的模式是资源共享。资源的共享可以使用户花费更少的租金而获得优质的服务。且即使有些用户租用之后不再续租服务,其他用户也可以回收利用这些资源。站在这个角度来说,云数据库的复用率较高,能在很大程度上降低用户的存储成本。

1.4 数据储存的并行处理

建立云数据库的一个基本前提是,拥有海量的信息需要处理。此时,如果云数据库采用传统的串行数据处理方式,那么需要花费大量的时间、处理信息的效率必然是极低的,也无法满足用户的需求。因此,云数据库一般都采用并行数据处理方式,并行处理方式能在短时间内对海量数据进行获取和处理,高效率的满足多租户的需求。这种并行数据处理技术一般有分散存储和数据存储的分表处理两种^[2]。顾名思义,前者是将不同的数据存储于不同的数据库当中,方便在数据提取时并行获

取数据、提高效率。而后者是将云数据库中的数据划分为更小单位的一种技术,从而为数据并行处理提供可能性。

2 油田环境监测数据管理现状

油田环境保护监测核心数据主要来源于废水监测数据和废气监测数据方面。废水数据主要包括采油废水(经处理后进行回注,不向外排放,因此也没有安装自动在线监测设备)、炼油废水和生活废水监测获得的数据。废气相关的数据主要包括加热炉和锅炉废气监测数据(由于生产工厂多、覆盖面过大,并且燃烧的天然气作为清洁能源,故一般不安装在线监测设备),日常生活供暖产生的锅炉废气记录、还有在炼油过程中产生的一些工艺废气监测数据。目前,油田对这些排放口的监测及数据获得方法主要有四种:第一,油田对各单位的监测。油田设有的环境监测总站根据环保部门指定的监测计划完成取样监测、生成监测报告,监测报告及数据后交由油田环境部门进行评估。第二,各单位内部自行监测。目前,诸如石油化工总厂、生活污水处理厂等主要的废水、废气排放单位一般都安装有自己的环境监测站点,动态的获取各单位的环境日常监测数据。第三,地方环保部门对各单元的监测。地方环境保护主管部门会按照国家监督性监测的有关规定要求,定期对油田各二级单位的所有污染物排放口进行取样监测,出具监测报告,作为对企业监督管理的重要数据依据。如有必要,将监测所得的数据逐层上传后进行统一管理。

基于以上现状可知,我国油田环境监测数据的获得相对分散,没有一个统一的数据获取和管理的平台,也无法对获得的数据进行分析和预测等操作,因此,构建一个可以对数据进行集中管理的云数据库是有必要的。

3 云数据库的构建

云数据库建立在互联网上的数据库中心,能够同时对油田企业中的多个用户提供数据库服务,但各个用户之间相互独立、不影响彼此的操作。本文构建云数据库的系统整体框图如图 1 所示。

构建的油田环境云数据库提供统一的数据库连接协议,使企业中的用户能够通过不同的编程语言、不同的工具连接使用云数据库。

为用户提供数据库服务是油田环境监测云数据库的核心,其主要功能有以下几个:

(1) 用户识别:云数据库在服务时,一般都是企业

的多个用户并行使用,为了保证各个用户进行数据操作时的安全性,本次构建的框架引进了用户识别认证监测系统,以便记录用户登录以及关闭时的各项信息。

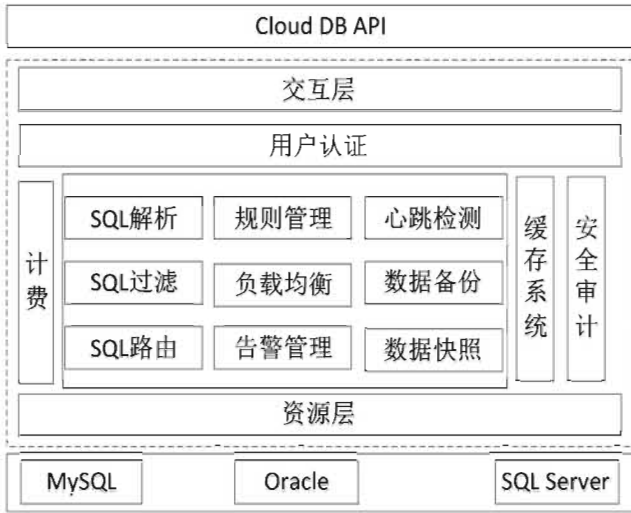


图1 云数据库的系统整体框图

(2) 安全审计:安全审计可对用户使用云数据库的关键行为进行检查并记录,防止有异常操作和方便后续问题追查分析,全程监控用户的操作,保证用户的操作不会影响其他用户以及数据库整体的安全,也可监测来源于网络的各类数据库对云数据库的攻击行为。

(3) 读写分离:为了确保数据库产品的稳定性,本次构建的云数据库拥有双机设备功能。也就是,第一台数据库服务器,是对外提供增删改业务的生产服务器;第二台数据库服务器,主要进行读的操作。

(3) 支持多租户模式:油田云数据库的主要功能就是为多个用户服务,多用户可以同时接入云数据进行相应的数据管理。各个用户只具有访问自己权限范围内的数据库,用户之间相互隔离、数据操作之间互不影响,各个租户的数据库无法彼此访问。

(4) 数据分布:本次构建的云数据库将各个用户的数据分布在数据库集群中的不同节点上,这样不仅使得数据的输入输出操作也能在不同节点上进行,有利于提高效率,而且,也有利于系统的扩容。为了保证在添加节点的时候,避免数据库中的大规模的迁徙,故数据的分布采用一致性 hash 算法。

(5) 数据高可用:为了确保某一个数据节点宕机出现故障时,仍然可在其他数据节点读取出来,不影响整体的工作,本次构建的云数据库中的数据都保存在三个以上的副本中,且每一个副本都实时同步。对于多个副本,还可以采用负载均衡的算法,在进行数据输入输出操作时将其分散到负载相对较低的数据节点^[3]。

(6) 缓存交互:云数据库主要针对的是海量数据,数据查询、传输、存储过程中必然会存在延迟问题,运用大数据的负载特性,将内存作为存储的介质,可以使用 Memcached 或者 Redis 缓存系统^[4],将数据暂时存入内存,此方法可以大大提高系统的输入输出能力。

(7) 数据快照:该功能可快照用户的数据,供用户快速下载保存数据,用户也可以将数据恢复到快照中去,即快速上传。

(8) 心跳检测:实时检测数据库与虚拟节点的网络状况,一旦网络不通,立马切换到备份节点上去工作。

(9) 计费:对部分使用者在身份检查通过并开始使用后计费,提供收费的业务。

数据库集群至少由两台以上的数据库服务器组成,用户数据即保存在集群中。数据库集群向客户端提供的服务与单机系统向客户端提供的服务,应当保证二进制兼容。数据库服务器中的数据之间要实现彼此间备份,以防止在其中一个受到严重损害时,整个云数据库依然可以正常工作。此外,云数据库还需保证当各个服务器的容量空间无法满足需求时,能够及时地、动态地增加数据节点并发送至云数据库中心。

4 总结

环保新形势下,油田环境已经成为了油田企业不得不关注的问题。在大数据与云计算等技术飞速发展的今天,现有的油田环境监测管理方式已无法满足需求。本文在分析油田环境监测与数据管理现状的基础上,构建了油田环境云数据库的整体框架,框架中包含的功能相对齐全,能满足油田企业日常油田环境数据监测的需求,希望能为相关企业提供思路。

参考文献

[1] 裴文斌,马军,石辉,方伟.一种云数据库的设计与实现[J].微型机与应用,2014,33(16):6-9.
 [2] 詹庄影.谈谈云数据库的关键技术及发展趋势[J].数字技术与应用,2017(07):219+221.
 [3] 张青凤,张凤琴,王磊.多数据中心的数据同步模型研究与设计[J].微型机与应用,2013,32(12):60-62.
 [4] 曾超宇,李金香.Redis在高速缓存系统中的应用[J].微型机与应用,2013,32(12):11-13.

浅议国家“地质云”油气节点建设和主要技术实现

谢华锋^{1,2,3}, 尹成明^{1,2,3*}, 梅岩辉^{1,2,3}, 邓良⁴, 邢宇鑫^{1,2,3}, 李志伟^{1,2,3}

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心; 2. 中国地质调查局非常规油气地质重点实验室;
3. 中国地质调查局非常规油气工程技术中心; 4. 西安天邦测绘科技有限公司)
raobian@126.com

摘要: “地质云”在2017年11月正式上线,是我国首个国家地质大数据共享服务平台,油气资源调查中心是“地质云”的油气节点,负责国家油气调查信息化建设。油气节点在“地质云”总体架构下,采用了微服务架构下的数据服务聚合,在云端对钻井油气数据进行了实时地采集汇聚和共享高性能计算等资源。基于NoSQL的分布式海量文档数据管理技术,对海量空间和非空间数据进行一体化管理。开展了国家油气地质调查数据库建设,数据交换接口标准化,实现了中国地质调查局局属单位之间的互联互通。在推广应用,效果良好。

关键词: 地质云; 油气; 数据库; 共享; 服务

Discussion on construction of National "Geological Cloud" Oil and Gas Node and Major Technological Realization

XIE Huafeng^{1,2,3}, YIN Chengming^{1,2,3*}, MEI Yanhui^{1,2,3}, DENG Liang⁴, XING Yuxin^{1,2,3}, LI Zhiwei^{1,2,3}

(1. Oil and Gas Survey, China Geological Survey; 2. Oil and Gas Survey, Key Laboratory of Unconventional Petroleum Geology; 3. Oil and Gas Survey, Unconventional oil and Gas Engineering Technology Center; 4. Xi'an Tianbang Surveying and Mapping Technology Co., Ltd)

Abstract: The GeoCloud had been on-line in November 2017, is the first national geological data sharing service platform. Oil & Gas Survey is the Oil & Gas node of GeoCloud, who is responsible for the national oil and gas survey information construction. The Oil & Gas node adopt data service aggregation based on micro-service architecture under the overall framework of GeoCloud. Drilling oil and gas data are collected and aggregated in real time and shared high-performance computing resources in the GeoCloud. On the base of NoSQL distributed massive document data management technology, integrates the massive spatial and non-spatial data. The construction of National Oil & Gas Survey Database and standardization of data exchange interface have been carried out, and the interconnection among subordinate units of China Geological Survey have been realized. Good results have been achieved in popularization and application.

Keywords: GeoCloud; Oil & Gas; Database; Share; Service

0 引言

大数据、人工智能与云计算是当前新一轮产业变革的核心驱动力,三者紧密依存、相互促进,将深刻改变人类生产生活方式和思维模式,实现社会生产力的整体提升。目前,全球在地质大数据、人工智能和云计算等研究领域存在三个特点:一是发达国家均认识到大数据

的核心价值,数据开发程度较高,智能化目标明确。二是发展各具特点,均涉及大数据、智能化和云计算,程度不一。三是尚无国家明确将三者协同推荐作为国家战略。中国地质调查局提出了大数据、智能化和云计算“三位一体”发展战略,具有超前的战略眼光,对推动地质调查智能化工作模式具有重要意义。“地质云”油气节点按照“三位一体”总体策略,负责国家油气调查信息

基金项目:中国地质调查局项目(121201021000150021)资助

作者简介:谢华锋,男,生于1978年12月,汉族,博士,教授级高工。从事油气地质编图和油气信息化研究。

尹成明*,男,生于1973年12月,汉族,博士,教授级高工。从事油气地质综合研究和规划部署工作。

化建设。以建成“公益性油气资源服务中心”为目标，紧密围绕油气调查核心业务及各类地质信息服务需求，建成以“地质云”为核心的信息技术体系和人才队伍体系，创新带动国家智能化油气调查和业务管理工作模式转变，全力支撑“三深一土”科技创新战略及油气调查科技攻坚战实施，助力实现世界一流的新型地质调查局建设目标。引领全国油气调查云计算、大数据技术应用，进一步形成规模化、社会化的信息服务体系^[1-2]。

2018年“地质云”总体运行良好，注册用户数量超过1.7万，内外网访问量共计440.6万次，其中内网（地质调查业务网）访问量46.2万次，外网（互联网）访问量394.4万次（其中，手机APP访问81万次）。日均访问量约1.2万次。其中，“地质云”油气节点的油气数据下载量在“地质云”29个节点中排名第一。

1 公益性油气地质信息服务平台

公益性油气地质信息服务平台是“地质云”油气节点对外服务的“窗口”。针对国内现有油气信息平台仅提供内部服务，该平台率先通过云环境访问大数据中心提供社会化服务，实现了集约利用计算环境下的高效数据管理与信息服务，极大提高了数据服务效率。下面主要介绍该平台微服务、快速切图和三维建模三项技术实现。

1.1 微服务架构下的数据服务聚合技术

“地质云”平台是大型复杂软件应用系统，具有典型的分布式部署的特点。微服务作为一种崭新的分布式应用解决方案，在netfix, google得到了广泛应用。微服务架构技术可降低系统复杂度、独立部署、独立扩展、跨语言编程。微服务就是把一个大型的单个应用程序和服务拆分为数个甚至数十个的支持微服务，它可扩展单个组件而不是整个的应用程序堆栈，从而满足服务等级协议。其本质是用一些功能比较明确、业务比较精练的服务去解决更大、更实际的问题。其优点是分布存储、各自维护、服务共享、实时访问、无需同步。油气节点的数据量较大，部分数据离散在各大区中心，主要有结构化、非结构化和空间数据三种类型数据^[3]。如果每类数据按照“地质云”API封装成服务，服务数量较多。同时有服务离散的问题，例如与油气钻井相关的数据可以形成多个服务，但是这些服务都是钻井相关的服务，因此为了能够提供综合性更强的地质数据服务，油气节点采用微服务架构，将关系性较强的服务，通过关联等关系，聚合封装成一个API供地质云调用。

此外，以油气调查业务工作为主线，初步实现横跨多个过程复杂的流程整合，提供清楚可见的业务流程，建立数据模型，并在该平台中信息化。聚合服务是根据业务流程处理的需要，以一定的顺序调用依赖的多个微服务，对依赖的微服务返回的数据进行组合、加工和转换，最后以一定的形式返回给使用方，聚合服务架构如下，见图1。

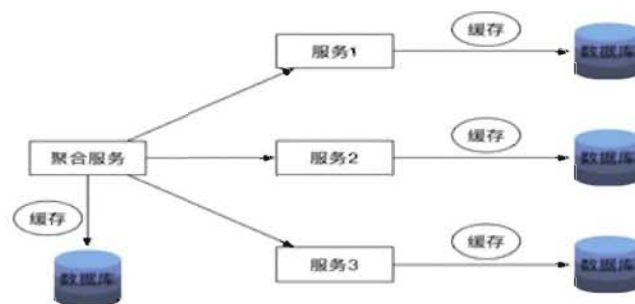


图1 聚合服务架构

在油气服务聚合过程中，采用了API Gateway的方式。API Gateway是油气节点的一个服务器，也可以说是进入系统的唯一入口。在聚合过程中，油气节点采用了API Gateway的架构模式。API Gateway负责请求转发、合成和协议转换。所有来自客户端的请求都要先经过API Gateway，然后路由这些请求到对应的微服务。API Gateway将经常通过调用多个微服务来处理一个请求以及聚合多个服务的结果。它可以在web协议与内部使用的非Web友好型协议间进行转换，如HTTP协议、WebSocket协议^[4]。

1.2 一键式快速切图及发布技术

在快速发布高清地质图件服务时，该平台已形成了一整套的高清地质图片切片、管理发布浏览方案，即从高清图件的导入、存储到高清图件切片再到基础信息的录入最后到浏览器端图件的快速浏览，整个过程全部实现了自动化、切片速度非常快，能够达到快速上线。在对目前同类程序或算法进行研究后，主要从以下几个方面进行改进。

(1) 大多数图片处理程序采用多线程处理同一张图片，而本文为多线程中每个线程都分别分配图片的副本，该种方式可充分地利用处理器缓存技术；(2) 并行处理计算瓦片大小位置；(3) 大多数图片处理程序为了保证图片分割过程中非重叠像素区域能够重复利用，采取强制线程不断同步的方法，该方法大大增加了内存消耗，本文允许矩形重叠，但利用一些规则将其控制在最小范

围内；(4)减少锁操作，只在文件读写过程中进行锁操作；(5)按需读取图片，即切片过程中不加载整个图片，而将图片划分为多个矩形模块，并将即将处理的少量矩形像素缓存在内存中，减少内存消耗^[5-6]。

在采用多线程、多副本和重叠像素复用切图等技术后，栅格数据金字塔构建速率是当前主流处理程序的6-10倍。主要对比如下，见表1。

1.3 大型含油气盆地三维建模技术

采用三维技术制作的图件、模型，所蕴含的信息远远超过二维场景所承载的信息，真实逼真地反映油气地质的沉积环境、油气运移等。随着5G时代的到来，将为二维场景向三维服务场景的转变提供前所未有的平台，将给信息化建设带来质的飞跃。目前，大型含油气盆地三维建模还处于探索阶段，油气节点对柴达木盆地开展了三维可视化工作。以钻井、剖面、断层、地震、等深线等为主要建模数据，搭建了三维地质库，完成了大型盆地（柴达木）三维建模的成功案例，首次将中国地质调查局城市三维地质产品，推广应用到面积约8万平方公里、深度约1万米的大型含油气盆地三维地质建模，拓展了国产软件应用领域。提升了盆地勘探成果表达形式，为盆地级建模领域提供了示范作用。

一是基于等深度图绘制剖面。根据柴达木盆地地质情况，在深度图的基础上添加测线，所加测线力求能控制住断层和地形起伏。先由等深度图插值生成grid模型的DEM。然后把测线按一定距离离散化成点，从DEM上提取深度值到这些点。接着把这些点的属性表导入GIS软件，以原X坐标为平面地图的X，以深度为平面地图的Y，连成线，就形成了剖面线。然后根据地质学知识刻画断层，调整剖面，形成闭合的线。最后进行线转面，就可以形成地层剖面。

二是复杂地质体交互建模。为充分控制柴达木盆地的整体架构以及满足地层格架模型的精度要求，采用交叉剖面的方法建模。利用建模区域内多条交叉剖面将空间分割成多个单元格，用户建模的最小单元就是一个单元格，所做工作就是利用单个单元格内一系列闭合轮廓线建立起曲面片，进而确定该单元格内所有地质体的空间几何形态，形成一个单元格地质块，最后将每个单元格的地质块进行合并形成完整的地质体模型。图2为柴达木盆地建模所需的162条剖面导入三维系统后形成的三维栅状图，其形成的单元格格数为439个，即需要建立439个单元格模型。建立好单元格后，通过“三维交互建模”方法利用单个单元格内一系列闭合轮廓线建立起曲面片。对无法自然封闭的地方，可以通过手动添加

辅助线的方式进行封闭，再建立曲面^[7]。

表1 切图技术对比表

测试说明	名称	消耗时间 (s)	内存消耗 (MB)
对大小为1.1G、分辨率为1024*768的TIF图片构建金字塔	OpenImageIO (操作简单但功能强大)	300	578
	FreeImage (免费的、开源的、跨平台)	400	185
	DeepZoom (微软开发的图像处理)	500	682
	本平台切图技术	50	43

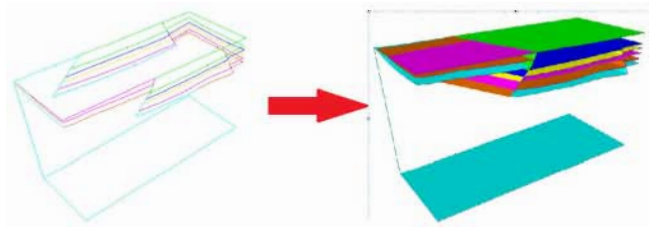


图2 交互式构建地质面

三是基于散点数据的三维地质建模。这种建模技术更适用于等深图数据的建模，这种建模方式自动化程度相比“复杂地质体交互建模”的自动化程度高很多，建模速度更快，模型光滑度也更好。但相较于“复杂地质体交互建模”技术，这种技术对数据源的要求较高，必须有高密度的地层散点和断层散点数据。以这一设计目标为目的，设计了建模流程，主要包含生成断面、生成地层面、生成地层体三个主要步骤。

2 国家油气调查数据库

目前，国家油气调查数据库主要包含国内和全球两部分内容。国内包括盆地400余个、油气田900余个、1.6万口井等数据和各类文件。全球主要包括世界主要盆地1000余个、油气田2.7万余个、井46万余口等基本信息。

2.1 油气数据标准化

油气数据资源分散在“地质云”涉及的六大区域中心和各专业节点中，数据交换接口标准化对油气节点与主节点和其它节点的数据转换、数据共享及之间的通讯至关重要。油气节点从成立之初就开始建立油气资源数据库建设标准。后经多次校验、审核，修编完成了“全国油气资源地质调查数据库建设规范”。油气节点依据该规范将已建数据库迁移到新的数据库模型下，同时新的数据库一定严格按照该标准进行最终的建模和设计。油气资源数据库的实体数据代码，一部分参照相关标准

直接采用该类标准的已有代码,一部分采用层次码的方法设定编码规则,形成代码。实现油气资源地质调查数据(区块、钻井、工作部署、工作量、野外地质调查、物化探、项目数据、文档管理)标准设计,结构设计,建立各数据之间的关联关系,空间拓扑关系,构建关系类、子类、属性阈值等核心 Geodatabase 数据模型,构建数据标准和数据库。

2.2 空间数据一体化管理技术

油气节点管理和共享服务涉及的基础空间数据具如下特点,一是多数据种类,系统管理空间数据种类较多,具体包括基础地形图矢量数据、遥感影像数据、地名数据、规划数据等。二是多尺度,系空间数据具有多比例尺尺度(如 1:500、1:2000 等)和多时间尺度的特点。三是海量数据,油气节点的空间数据具有海量特点,数据总量可达 20TB 级。四是属性数据丰富,矢量数据、地名数据和规划数据等包含有丰富的属性信息。如何对大量的空间数据进行高效、合理的存储和调度油气节点对外提供高效服务的技术重点之一。主要如下:

(1) 数据库存储。采用大型工业标准数据库 ORACLE 存储系统所有的空间数据,将不同尺度、不同类型的矢量数据、数字高程模型数据、遥感影像数据、城市规划数据和三维空间数据等实行一体化存储、管理和调度。

(2) 金字塔技术。油气节点中存储了大量以盆地为单元的遥感影像数据,这些数据的自然组织形式是一个像素矩阵 $N \times M$,通常按行或列顺序存储,这是一种低效的存储方式。金字塔是一种多分辨率层次(multi-resolution hierarchy)模型(连续分辨率模型),系统在构建金字塔时总是采用倍率方法构建,从而形成多个分辨率层次。从金字塔的底层到顶层,分辨率越来越低,但表示的范围不变。把影像进行纵横两方面的预处理,即重采样为多种分辨率,然后切割为若干小块影像(或称为“瓦片”),以瓦片为单位进行存储入库,并建立瓦片索引,提高海量遥感影像数据的存储性能。这种方式为金字塔结构的组织方式^[9]。这种数据组织方式对提高系统的性能很有帮助,比如多磁盘数据分布、并行数据服务等。

(3) 数据压缩技术。为了能将数据进行高效压缩,系统采用 JPEG2000 技术进行数据压缩。JPEG2000 是 ISO/ITU-T 制定的静止图像压缩标准,该标准采用开放式结构,使用分块技术以对每个小块进行处理,同时具有良好的低比特率压缩性能比,可进行有损和无损压缩(参数控制)。离散小波变换算法中,图像可以转

换成一系列可更加有效存储像素模块的子带,因此, JPEG2000 格式的图像压缩比可在现在的 JPEG 基础上再提高 10%~30%,而且压缩后的图像显得更加细腻平滑^[9]。采用这种技术处理海量空间数据,影像的压缩比例约 1/25, DEM 数据压缩比例约 1/5。

(4) 建立有效的空间混合索引机制,对不同种类和用途的数据提供不同的空间索引技术,如海量数据动态空间索引技术和智能化空间检索技术。

2.3 基于 NoSQL 的分布式海量文档数据管理技术

油气节点管理着大量的油气地质资料,很大一部分是以文档方式进行存储的。每天都要大量的用户对文档申请、下载和借阅,油气节点采用 NoSQL 技术对文档数据进行管理。NoSQL 技术就是为了解决大数据处理的时高并发、高交互的苛刻性能需求以及数据类型的多样化需求而诞生的。主要采用基于 NoSQL 技术理念的新型数据库系统如下技术特点。一是大数据量,高性能。NoSQL 数据库都具有非常高的读写性能,尤其在大数据量下,同样表现优秀。这得益于它的无关系性,数据库的结构简单。一般 MySQL 使用 Query Cache,每次表的更新 Cache 就失效,是一种大粒度的 Cache,在针对 web2.0 的交互频繁的应用,Cache 性能不高。而 NoSQL 的 Cache 是记录级的,是一种细粒度的 Cache,所以 NoSQL 在这个层面上来说性能提升了很多。二是灵活的数据模型。NoSQL 无需事先为要存储的数据建立字段,随时可以存储自定义的数据格式。而在关系数据库里,增删字段是一件非常麻烦的事情。如果是非常大数据量的表,增加字段简直就是一个噩梦。这点在大数据量的 web2.0 时代尤其明显。三是高可用。NoSQL 在不太影响性能的情况,就可以方便的实现高可用的架构^[10]。比如 Cassandra, HBase 模型,通过复制模型也能实现高可用。

为了对复杂的关系型查询提供更好的技术支持,国家油气调查数据库选用了 NoSQL 数据库系统中比较典型的 MongoDB 文档型数据库系统。MongoDB 文档型数据库系统具备的高性能、高扩展性等优势的同时,在一定程度上对复杂关系查询有相对于普通 NoSQL 数据库系统更好的支持,相当于其兼具了传统的 SQL 关系型数据库系统的一些优点。对于油气中心的文档数据存储而言,具备最佳的适用性。油气节点基于 MongoDB 数据存储技术设计并开发了海量油气地质文档管理系统,利用 MongoDB 数据存储系统的优势解决了系统中海量文档的高性能存储问题,又利用 MongoDB 数据存储系统对于关系查询给予相对较好的支持,解决了碎片化文档的关系查询问题^[11]。使得系统具有功能实用性的同时又具有性

能的可用性。

3 应用服务和成果转换

3.1 “地质云 2.0” 井场调度指挥平台

为提升基于云端的油气调查数据实时汇聚水平及动态更新能力,推进了智能化地质调查工作新模式,助力能源资源调查重大突破。通过融合“互联网+大数据+人工智能”前沿技术,使用信息化手段将能源资源调查业务主流程有序串联,建设了集数据采集、传输、处理、分析为一体的“地质云 2.0”井场调度指挥平台。通过该平台的知识推送,实施调整压裂方案,有力支撑了鄂西地区页岩气重大发现。通过该平台预警系统,迅速有效解决现场工程事故,打造了安全生产服务典范。目前已在国家地质调查局推广示范应用。主要如下:

(1)首次在油气调查业务中实现了主流程信息化,延伸了技术应用的广度和深度。以油气调查业务工作为主线,实现横跨多个过程复杂的流程整合,提供清楚的、可见的业务流程,建立数据模型,并在系统平台中实现信息化。能够根据业务环境的变化,推进人与人之间、人与系统之间以及系统与系统之间的整合及调整,快速处理业务规则或流程变动以适应瞬息万变的外部环境,深化延伸了技术应用的范畴^[12]。从而提高业务及相关管理人员参与、使用和共享数据资源的积极性。

(2)率先建立了快速响应和全面感知的智能化工作网络。从地上建设入手,延伸关联到地下,通过钻井关联地层单元与技术系统。基于业务和工作流模型,建立面向决策、管理、操作的地面地下一体化集成环境,建立了协同的快速响应工作网络。利用传感设备和网络实现对钻井各业务环节的全面感知。在实时感知的基础上,进一步提供钻井现场与指挥室之间、人与仪器之间相互协同,远程操作。利用自动化技术、优化技术,通过对采集到的数据进行计算分析,将操作指令反馈到现场,对油气井与管网设备进行自动化控制。在三维场景中直观展示钻井生产动态信息,实现智能化工程异常预警。实行全方位、无死角视频与参数监控,配合智能安全预警功能,全面降低工程事故风险与损失。

(3)创新性拓展了数据获取能力和数据分析深度,并转化为知识服务。利用可视化的信息协作环境、专家的经验、专业领域知识、成功项目研究成果,进行综合分析,提出决策建议。通过数据挖掘、模型分析,对钻井趋势进行模拟和预测。通过建立各种标准化的评价指标体系和评价技术,对钻井生产运行的状况、油气藏地

质条件、决策结果进行评价和分析,提出优化方案,使油气调查业务和管理工作不断优化和完善。打破传统工作模式很难集合的专业力量和专家经验,避免了决策的滞后和片面性^[13]。

3.2 在线快速成图

针对油气调查项目多年来在编图过程中存在的标准、数据格式和风格不统一的问题,油气节点组织编制了专题图编图说明,统一了图件风格和图例图示,建设了规范的图形库和图例库。摸索了一套可行的图形资源整合和编图工作程序,整合了不同格式的空间图形数据,从图形库选择或导入绘制图层,关联图例库,快速成图。该编图模式在油气调查项目推广应用,提高了编图效率和国际化程度,增强并丰富了空间数据的服务能力,实现资源共享与增值,较好的适应了油气调查项目快节奏的特点,支持了油气调查、选区研究与评价。利用快速成图技术,油气节点高效编制了《“一带一路”石油天然气勘探开发图集》、《全国石油天然气勘探开发形势图》、《中国及分省区油气勘探开发图集》及系列油气基础图件。编图成果受到国家主要领导人批示和院士专家的高度肯定。

(1)矢量数据规范化。油气调查项目图件采用多种制图软件编制,且来自不同技术支撑单位。因此,格式多种多样,坐标和投影系统不同,为了保证图件中的GIS图件属性的一致性,并与对应的成果数据和文件衔接好。油气节点编制了专题图件制图说明,在该说明的指导下,分析待整合空间数据的内容、数据格式、数据质量等具体情况,确定整理内容、和方法。要注意数据完整性和一致性。根据不同整合类型对应的数据组织方式,进行整合处理,具体内容包括:1)对数据格式进行转换,形成统一格式的数据;2)采用重定义或转换方式,统一数学基础;3)对同一类型业务数据库的要素图层进行规范化处理;4)对同一类型业务数据中属性表达进行规范化处理;5)进行空间数据接边/镶嵌/拼接处理^[14]。见图3。

(2)图形库建设。按照GIS图层管理的模式,对规范化处理的图形数据建立图形库。根据油气地质编图表征的内容,划分和确定图件图示内容的分层管理方案。建立了全国、区域性及盆地三个层次的图形数据库,对其空间数据进行有机整合,使其相互协调一致,增强并丰富了空间数据的服务能力。整合后不同种类图形数据之间可互相叠加、关联分析,以及综合利用,实现图形数据有效共享与增值。

(3)高效共享的编图管理模式。将图形库的图形文

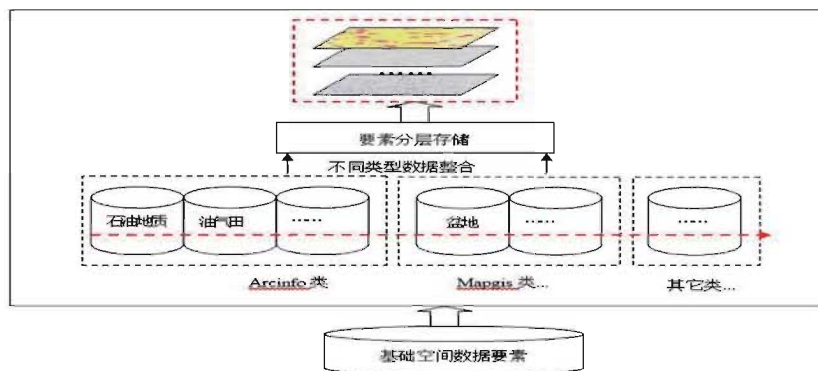


图3 图形数据整理组织方式

件通过服务发布，进行数据共享。通过图形的分层管理，在线叠加组合，关联图例库，快速成图，循环利用并提供在线编图服务解决方案，初步创建了编图服务生态环境。有效的提升了图形管理和应用的效率，满足了油气调查项目的快节奏和多学科的编图需求。

4 结语

“地质云”油气节点信息化工作在中国地质调查局网信办直接指导下，按照“三位一体”的总体要求，着力加快了公益性油气地质信息服务中心建设。工作成效显著，突出表现在五个方面：

一是首次建立了基于云架构的“国家油气调查数据库”，在地调系统内油气数据资源最丰富全面。全球数据涵盖全球 200 多个国家及地区，国内数据涵盖 34 个省、自治区和 400 余个盆地。

二是研发运维了开放式“公益性油气调查信息服务平台”，率先在地调系统内通过云环境访问大数据中心提供社会化服务（2015 年 3 月）。国土资源报（头版头条）等四十多家主流媒体进行了报道。基于平台和数据，在短短三天，为“一带一路”高层峰会，编制了全球 32 幅油气图和综述报告；为编制国土资源部首批公开招标区块资料包提供区块、油气等数据等。

三是建立生产调度监控指挥平台，首次实现了油气资源调查重点工程业务主流程信息化，有力支撑了鄂西地区页岩气重大发现，对智能化地质调查具有重要的示范推广意义。

四是地质云高性能计算综合平台初见成效，基于云端实现异地远程共享软硬件资源。初步在局系统内推广应用，基本解决了长期在异地工作的员工存在“机器少、软件少、存储少”的问题。

五是搭建了超大型油气盆地三维地质模型，首次将城市三维地质产品，推广应用到大型含油气盆地，拓展

了国产软件应用领域，为盆地级建模提供了示范作用。并发布到地质云中提供服务。

参考文献

- [1] 张素芳, 翟俊海, 王聪, 等. 大数据与大数据机器学习 [J]. 河北大学学报 (自然科学版), 2018, 38(3):299-308.
- [2] 吴冲龙, 刘刚, 张夏林, 等. 地质科学大数据及其利用的若干问题探讨. 科学通报 [J]. 2016, 61(16):1797-1807.
- [3] 张宸, 王惠森. 基于微服务架构的图书馆机构知识库设计研究. 图书馆学研究 [J]. 2017(8): 59-63.
- [4] 郑明钊, 张建强. 基于微服务的大平台系统架构演进探讨 [J]. 软件, 2017, 38(12): 165-169.
- [5] 饶庆云, 丁晶晶, 苏乐乐, 等. 基于云计算的分布式切图服务设计与实现 [J]. 测绘与空间地理信息, 2013, (z1):29-35.
- [6] 魏磊, 张建新. 基于 ArcGIS Engine 无冗余地图瓦片裁切方法的研究 [J]. 测绘与空间地理信息, 2016, 39(5):146-148.
- [7] 李青元, 董前林, 贾会玲, 等. 三维地质建模技术及其在煤田构造中的应用 [J]. 中国煤炭地质, 2014(8):39-44.
- [8] 周文辉, 郭甲腾, 栗云峰, 等. 基于 Coons 曲面与约束三角网的区域地质调查三维建模方法 [J]. 地球信息科学学报, 2016, 18(6): 734-741.
- [9] 张云舟, 张陌, 王晋年, 等. T DFA: 一种生成空间影像金字塔的方法. 中国图象图形学报, 2016, 21(7):959-966.
- [10] 张正炳, 杨顺辽, 徐锋涛, 等. 针对地震勘探数据压缩的 JPEG 2000 算法改进 [J]. 长江大学学报 (自科版), 2017, 14(21):1-6.
- [11] 吴海波, 薛琴, 向大为, 等. 云平台下的 NoSQL 分布式大数据存储技术与应用 [J]. 现代电子技术, 2016, 39(9):44-47.
- [12] 曾海峰, 王淑营, 董钦钰. 传统 RDBMS 向非关系型 MongoDB 数据模型转换与数据迁移方法研究 [J]. 计算机应用研究, 2017, 34(11): 3339-3344.
- [13] 李宁, 徐路, 郝博, 等. 一种面向业务流程模型的仿真验证方法 [J]. 软件工程, 2017, 20(3):1-5.
- [14] 韦青松. 面向协同创新的科技图书馆知识服务策略研究 [J]. 图书馆情报导刊, 2018, 3(3):58-62.
- [15] 国土资源部信息中心, 2008. 国土资源数据库整合技术要求.

水驱砂岩油藏层间突进机理及对策研究

张文博^{1*}, 朱圣举^{2,3}, 朱洁⁴

(1. 长安大学地球科学与资源学院, 西安 710054; 2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安 710018; 3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 西安 710018; 4. 中国石油长庆油田分公司第六采气厂, 西安 710018) 103491489@qq.com

摘要: 针对两层在不同的注采压力系统下、单向渗流至今尚没有层间突进模型的问题, 依据水驱油藏基本渗流理论, 应用数学变换, 推导出了单向渗流层间突进公式。利用鄂尔多斯盆地某实际砂岩油藏进行计算, 相对误差为 6.67%–6.96%。研究表明, 上下两层水驱前缘位移之比与其相应的注采压差之比成线性关系, 其斜率就是上下两层相应的储渗参数之比。斜率越大, 则在共用一个注采压力系统的条件下, 层间突进的程度越大。解决层间突进的有效方法, 就是调整分层压差。最佳分层压差就是满足斜率与分层压差之比值的乘积等于 1 时的压差, 只有在这种条件下, 上下两层在不同的位移处渗流速率均相等, 也才不会发生层间突进现象。该方法在水驱砂岩油藏纵向非均质性评价以及分层压差优化设计等方面均具有推广价值。

关键词: 渗流; 纵向非均质性; 水驱前缘; 层间突进; 模型; 注采压差; 砂岩油藏

Mechanism and Measures of Interlayer Breakthrough during Water-flooding Development of Sandstone Reservoir

ZHANG Wenbo^{1*}, ZHU Shengju^{2,3}, ZHU Jie⁴

(1. School of Earth Science and Resources, Chang'an University, Xi'an 710054, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China;

3. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an 710018, China;

4. The Sixth Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China)

Abstract: Aiming to the problem that there is no model about interlayer breakthrough for linear flow state in different injection-production pressure systems of two layers up to now, based on the water flooding theory of oil reservoir, the formula for describing the interlayer breakthrough about linear flow state was deduced by using flow line integral method. The interlayer breakthrough time in a block of the Ordos basin is calculated by the method. The result is close to the real time, with a relative error of only 6.67%–6.96%. It is indicated that the ratio about the displacements of waterflooding frontal edge in two layers is in linear relationship with the ratio about the corresponding injection-production pressure differences. The slope of the line is the ratio of the corresponding flow field parameters of the two layers. The larger the slope is, the more serious the interlayer breakthrough is in a same injection-production pressure system. The effective way to solve interlayer breakthrough is to adjust the injection-production pressure difference in different layers. The best stratified differential pressure is the one that the product of the slope and ratio of stratified injection-production differential pressure is equal to 1. Only under this condition can the interlayer breakthrough not occur. And the seepage velocities of the upper and lower layers are equal at different displacements in the condition. This method is worth popularizing in evaluation of profile heterogeneity and optimization of stratified injection-production differential pressure in waterflooding sandstone reservoirs.

Keywords: Percolation; profile heterogeneity; waterflooding frontal edge; interlayer breakthrough; model; injection-production pressure difference; sandstone reservoir

基金项目: 国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程”(编号: 2016ZX05050)

作者简介: 张文博, 男, 长安大学地球科学与资源学院在读博士, 长安大学数字油田研究所标准研究部主任。多年从事石油地质、数字油田、智慧油田方向研究。

0 引言

研究水驱油藏的水驱规律及其调整策略,是油藏工程师的主要工作。贾金伟等在描述水驱前缘运动规律方面进行了研究^[1-3],范江等对平面水驱波及系数进行了研究^[4-5],朱圣举等对平面非均质性的调整对策进行了研究^[6]。

然而前述的一些研究工作仅仅是针对单层的,而油藏往往都是多层的。由于沉积条件的不同,多层油藏各层的物性,如渗透率、孔隙度、润湿性等都存在一定的差异,这种层间差异在注水开发时会引起层间突进现象。如何抑制层间突进、实现各层尽量均匀驱油,在能否提高油藏水驱采收率方面起决定性作用。因此,油藏工程师们围绕这一课题进行了许多探索。陈永生从实践的角度进行了经验性的探索^[7-9],沈瑞等对纵向水驱波及系数进行了研究^[10],卜亚辉等对纵向非均质性评价方法进行了研究^[11],张顺康等对多层油藏水驱开发理论模型进行了研究^[12],于春生等从室内实验的角度对纵向非均质性进行了研究^[13-15]。然而,这些研究无法有效地定量描述层间突进规律。丘勇松等虽然对层间突进规律进行了探索^[16-17],但是,用的是活塞式水驱油理论,并未考虑水驱前缘问题,且其假定条件为两层共用一个注采压力系统,这显然不利于调整层间矛盾。

本次研究基于水驱油藏基本渗流理论,应用渗流基本公式及数学变换,建立了单向渗流条件下的层间突进渗流模型,为制定层间矛盾的调整对策提供了理论依据和方法。

1 层间突进渗流模型的建立

单向渗流示意图见图1。

在截面处(l)的流量为^[18]

$$q = \frac{CK}{\mu_w} (p_c - p_w) \int_l \frac{dl}{A(l)} \quad (1)$$

式(1)中, q -截面处(l)流量, m^3/d ; C -0.0864, 无因次; K -储集层渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; μ_w -注入水的地下黏度, $mPa \cdot s$; p_c -注入端地层压力, MPa ; p_w -采出端的地层压力, MPa ; l -流线长度, m ; $A(l)$ -流线长度 l 处的流管截面积, m^2 。

在截面处(L)的渗流单元关系式为^[18]

$$\int_0^l A(l) dl = \int_0^l \frac{q f_w'(S_{wf})}{\phi} dt \quad (2)$$

式(2)中, ϕ -储集层孔隙度, 无因次; $f_w'(S_{wf})$ -水驱前缘含水饱和度 S_{wf} 对应的含水率对含水饱和度的偏

导数, 无因次; t -水驱前缘移动的时间, d 。

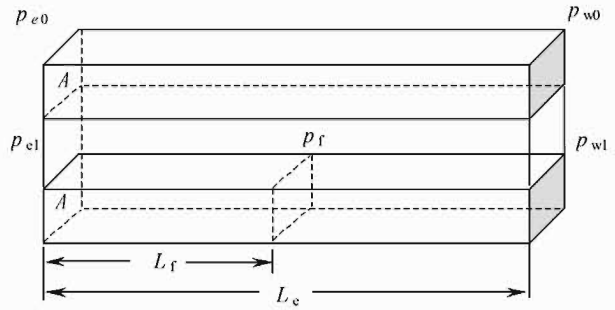


图1 单向渗流示意图

单向稳定渗流时, 积分式(1)得

$$q = \frac{CKA(p_c - p_w)}{\mu_w L_c} \quad (3)$$

式(3)中, A -单向渗流横截面积, m^2 ; L_c -注采井距, m 。

将式(3)代入式(2), 并取积分上下限

$$\int_0^{L_f} A dl = \int_0^t \frac{CKA(p_c - p_w) f_w'(S_{wf})}{\phi \mu_w L_c} dt \quad (4)$$

式(4)中, L_f -水驱前缘所处位置, m 。

积分式(4), 得

$$L_f = \frac{CK(p_c - p_w) f_w'(S_{wf}) t}{\phi \mu_w L_c} \quad (5)$$

式(5)即为小层单向渗流的水驱前缘位置(L_f)随时间(t)变化的函数关系。式(5)两边同时对时间 t 求导数, 得

$$v_{L_f} = \frac{CK(p_c - p_w) f_w'(S_{wf})}{\phi \mu_w L_c} \quad (6)$$

式(6)中, v_{L_f} -水驱前缘移动到 L_f 处的移动速率, m/d 。

设有“0”号和“1”号两个小层, 见图1, 以下标0和1分别表示上下两个小层的参数, 假设 $K_0 > K_1$, 两层互不连通, 注入水同时从左边开始驱油。假设两层均处于稳定渗流状态, 分层产液量及注采压差保持稳定。

要使两个小层的水驱前缘同时到达采出端, 必须满足以下条件: 在同一时刻 t , 两个小层的水驱前缘位置 L_f 必须相等(即 $L_{f0} = L_{f1}$); 在同一前缘位置 L_f , 两个小层的水驱前缘移动速率 v_{L_f} 必须相等(即 $v_{L_f0} = v_{L_f1}$)。

则满足以上条件的关系式为

$$\frac{\Delta p_1 \cdot K_1 \phi_0 \mu_{w0} f_{w1}'(S_{wf})}{\Delta p_0 \cdot K_0 \phi_1 \mu_{w1} f_{w0}'(S_{wf})} = 1 \quad (7)$$

式(7)中, Δp_1 、 Δp_0 -“1”号小层及“0”号小层的注采压差($\Delta p_1 = p_{e1} - p_{w1}$, $\Delta p_0 = p_{e0} - p_{w0}$), MPa 。

$$m = \frac{K_1 \phi_0 \mu_{w0} f_{w1}'(S_{wf})}{K_0 \phi_1 \mu_{w1} f_{w0}'(S_{wf})} \quad (8)$$

式(8)中, m -“1”号小层与“0”号小层储渗参数之

比, 无因次。

将式 (8) 代入式 (7), 得

$$\frac{\Delta p_1}{\Delta p_0} \cdot m = 1 \quad (9)$$

式 (9) 即为注采压差优化模型, 即根据层间储渗参数之比来优化分层注采压差, 满足分层注采压差之比与分层储渗参数之比的乘积等于 1 时的分层注采压差即为最佳注采压差。

2 实例分析与讨论

鄂尔多斯盆地某砂岩油藏, 生产层位为延安组, 细分为“0”号和“1”号两小层, 某两口注采井之间符合单向稳定渗流的条件。各小层参数如下: $L_e=300\text{m}$, $K_0=105 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $K_1=52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $\phi_0=0.16$, $\phi_1=0.152$, $fw_0 \cdot (Swf)=1.65$, $fw_1 \cdot (Swf)=1.54$, $\mu_w1=\mu_w0=0.5\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。 $fw_0 \cdot (Swf)$ 、 $fw_1 \cdot (Swf)$ 可通过室内水驱油实验数据间接求得^[19]。

根据以上参数, 由式 (8) 计算得 $m=0.48655$ 。

再由式 (5), 在同一时间 t , 可推导出如下公式

$$\frac{L_{f1}}{L_{f0}} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p_0} \cdot m \quad (10)$$

式 (10) 即表示: “0”号和“1”号两小层同时开始注水驱油后, 在同一时刻, 两小层的水驱前缘位置与注采压差之间的函数关系。

为了进一步说明 m 对纵向非均质性的影响程度, 分别计算 $m=1.0$ 及 $m=1.5$ 时的 L_{f1}/L_{f0} 与 $\Delta p_1/\Delta p_0$ 之关系曲线, 并与 $m=0.48655$ 时的曲线绘制在同一坐标系中, 见图 2。

关于储渗参数之比值 (m) 对非均质性的影响程度, 可以分两种情况来讨论:

第一种情况, 当 $m=1.0$, 即 $|m-1|=0$ 时, 则“1”号层与“0”号层的储渗参数相等, 在 $\Delta p_1/\Delta p_0=1.0$ 的情况下, 两层的水驱前缘同时到达采出端, 不出现层间突进。

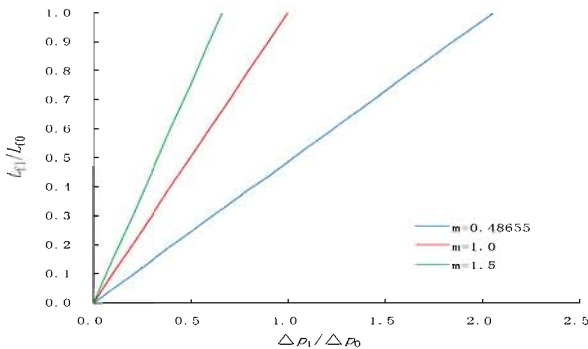


图 2 L_{f1}/L_{f0} 与 $\Delta p_1/\Delta p_0$ 关系曲线

Fig.2 Relationship between L_{f1}/L_{f0} and $\Delta p_1/\Delta p_0$

第二种情况, 当 $m \neq 1.0$, 即 $|m-1| \neq 0$ 时, 则随着 $|m-1|$ 值增大, 在同一 $\Delta p_1/\Delta p_0$ 下 L_{f1}/L_{f0} 与 $m=1$ 时的差距增大, 即储渗纵向非均质程度越严重。

已知“0”号层的注采压差 (Δp_0) 为 8MPa, 则由式 (6) 可以计算出“0”号层 v_{if} 为 4.99m/d; “1”号层在注采压差 (Δp_1) 分别为 $2.05\Delta p_0$ 、 $1.00\Delta p_0$ 、 $0.50\Delta p_0$ 、 $3.00\Delta p_0$ 、 $4.00\Delta p_0$ 时的 v_{if} 分别为 10.23 m/d、4.99 m/d、2.49 m/d、14.97 m/d、19.96 m/d。

这可以分三种情况来讨论:

第一种情况, 当 $\Delta p_1/\Delta p_0=2.05$, 即 $m \cdot (\Delta p_1/\Delta p_0)=1.0$ 时, 则“1”号层与“0”号层的水驱前缘移动速率处处相等, 两小层水驱前缘同时到达采出端, 也就是说, 在这种情况下不发生层间突进。

第二种情况, 当 $\Delta p_1/\Delta p_0 < 2.05$, 即 $m \cdot (\Delta p_1/\Delta p_0) < 1.0$ 时, 则“0”号层的水驱前缘移动速率处处大于“1”号层, “0”号层的水驱前缘先到达采出端, “0”号层发生层间突进。

第三种情况, 当 $\Delta p_1/\Delta p_0 > 2.05$, 即 $m \cdot (\Delta p_1/\Delta p_0) > 1.0$ 时, 则“1”号层的水驱前缘移动速率处处大于“0”号层, “1”号层的水驱前缘先到达采出端, “1”号层发生层间突进。

而现场的实际情况是上下两层的注采压差均为 8MPa, 也就是 $\Delta p_1/\Delta p_0=1$, 当“0”号层在采出端已经见到注入水后, “1”号层的水驱前缘才到达注采井距的一半 ($L_{f1}=146\text{m}$), 发生了严重的层间突进现象。“0”号层水驱前缘从注入端到达采出端的实际时间为 56 天, 而用公式 (5) 计算的见水时间为 60.1 天, 相对误差仅为 6.67%; “1”号层水驱前缘从注入端到达采出端的实际时间为 115 天, 而用公式 (5) 计算的见水时间为 123.6 天, 相对误差仅为 6.96%。

只有在 $\Delta p_1/\Delta p_0=2.05$ (即 $m \cdot (\Delta p_1/\Delta p_0)=1.0$) 的条件下, “1”号层与“0”号层才在不同的井距处渗流速率均相等, 也才不会发生层间突进现象, 注采压差才达到了最优化。图 3 即为注采压差优化曲线, 即根据不同的 m 值, 制定不同的 $\Delta p_1/\Delta p_0$ 值。

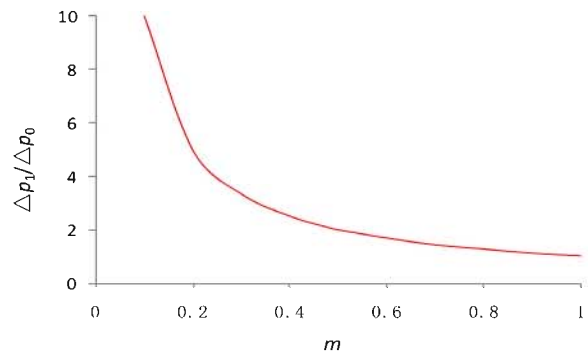


图 3 $\Delta p_1/\Delta p_0$ 与 m 关系曲线

Fig.3 Relationship between $\Delta p_1/\Delta p_0$ and m

3 结论

(1) 基于水驱油藏基本渗流理论, 应用渗流基本公式及数学变换, 建立了两层非均质油层层间突进渗流模型, 经实践检验, 该模型是合理可行的。

(2) 在上下两层共用一个注采压力系统时, m 值愈大, 则发生层间突进的程度愈严重。

(3) 控制层间突进的有效方法是调整分层注采压差, 最佳分层注采压差是满足关系式 $m \cdot (\Delta p_1 / \Delta p_0) = 1$ 的压差, 只有在这种条件下, 上下两层在不同的位移处渗流速率均相等, 也才不会发生层间突进现象。

参考文献

- [1] 贾金伟, 张伟, 贾嵩, 等. 砂岩油藏注水井水驱前缘计算方法研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2013; 15(1): 104-108
JIA Jinwei, ZHANG Wei, JIA Song, et al. Study on the calculation methods of water flooding edge for a water - injection well in a sandstone reservoir[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition), 2013; 15(1): 104-108
- [2] 赵芳, 沈瑞, 李兆国, 等. 非均质油藏水驱前缘理论计算方法研究[J]. 特种油气藏, 2014; 21(6): 101-104
ZHAO Fang, SHEN Rui, LI Zhaoguo, et al. A new theoretical method for calculating waterflood front in heterogeneous oil reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2014; 21(6): 101-104
- [3] 朱圣举, 朱洁, 张皎生, 等. 低渗透油藏反九点井网水驱前缘研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2015; 17(2): 59-61
ZHU Shengju, ZHU Jie, ZHANG Jiaosheng, et al. Research on water flooding front for inverted 9-spot areal well pattern of low permeability reservoir[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition), 2015; 17(2): 59-61.
- [4] 范江, 张子香, A. B. 扎拉杜新. 非均质油层波及系数计算模型[J]. 石油学报, 1993, 14(1): 92-98.
FAN Jiang, ZHANG Zixiang, ZALADUXIN. A. B. A model for the calculation of the sweep efficiency in a heterogeneous oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14(1): 92-98.
- [5] 朱圣举, 朱洁, 安小平, 等. 低渗透油藏菱形反九点井网面积波及波及系数研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2013, 15(2): 80-84.
ZHU Shengju, ZHU Jie, AN Xiaoping, et al. Research on areal sweep efficiency for rhombus invert 9 - spot areal well pattern of low - permeability reservoir [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition), 2013, 15(2): 80-84.
- [6] 朱圣举, 安小平, 张皎生. 依据见水速度优化注采压差研究——以鄂尔多斯盆地某砂岩油藏为例[J]. 石油地质与工程, 2016, 30(3): 108-110.
ZHU Shengju, AN Xiaoping, ZHANG Jiaosheng. Study on optimized injection-production pressure difference based on breakthrough velocity[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016, 30(3): 108-110.
- [7] 陈永生. 试谈注水井的层间干扰[J]. 石油勘探与开发, 1982, 9(1): 39-47.
CHEN Yongsheng. A discussion of the interlayers interference in a water injection well[J]. Petroleum Exploration and Development, 1982, 9(1): 39-47.
- [8] 陈永生. 合理注水压力讨论[J]. 石油勘探与开发, 1986, 13(2): 43-50.
CHEN Yongsheng. A discussion on the reasonable injection pressure[J]. Petroleum Exploration and Development, 1986, 13(2): 43-50.
- [9] 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 48-60.
CHEN Yongsheng. Countermeasures for heterogeneity of continental oil field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993; 48-60.
- [10] 沈瑞, 高树生, 胡志明, 等. 低渗透油藏水驱波及系数计算方法及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(2): 60-65.
SHEN Rui, GAO Shusheng, HU Zhiming, et al. Calculating method and its application of water-flooding swept coefficient for low-permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(2): 60-65.
- [11] 卜亚辉, 于春先, 夏晔. 储层纵向非均质性评价方法研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(28): 153-157.
BU Yahui, YU Chunxian, XIA Ye. Reservoir Vertical Heterogeneity Evaluation Method[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(28): 153-157.
- [12] 张顺康, 刘炳官, 钟思瑛, 等. 多层油藏水驱开发理论模型[J]. 新疆石油地质, 2009, 30(6): 734-737.
ZHANG Shunkang, LIU Bingguan, ZHONG Siying, et al. Theoretical model for waterflooding development of multi-zone reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(6): 734-737.
- [13] 于春生, 李闽, 乔国安, 等. 纵向非均质油藏水驱油实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(1): 84-86.
YU Chunsheng, LI Min, QIAO Guoan, et al. Vertically heterogeneous reservoir waterflooding oil test [J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2009, 31(1): 84-86.
- [14] 石立华, 高志军, 薛颖, 等. 纵向非均质油藏水驱油实验研究新方法[J]. 油气地球物理, 2012, 10(2): 17-19.
SHI Lihua, GAO Zhijun, XUE Ying, et al. A new method on the vertical heterogeneous reservoir water flooding oil test [J]. Journal of Petroleum Geophysics, 2012, 10(2): 17-19.
- [15] 沈瑞, 赵芳, 高树生, 等. 低渗透纵向非均质油层水驱波及规律实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(4): 91-93.
SHEN Rui, ZHAO Fang, GAO Shusheng, et al. Experimental study on rule of waterflooding sweep in low permeability vertical heterogeneous formations [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013,

- 20(4): 91-93.
- [16] 丘勇松, 杨正明, 李捷, 等. 低渗透油层注水开发的层间突进研究[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2003; 18(1): 27-29
QIU Yongsong, YANG Zhengming, LI Jie, et al. Study on interlayer fingering during water-f loading development of low-permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition), 2003; 18(1): 27-29
- [17] 徐庆岩, 杨正明, 何英, 等. 特低渗透多层油藏水驱前缘研究[J]. 油气地质与采收率, 2013; 20(2): 74-76
XU Qingyan, YANG Zhengming, HE Ying, et al. Study on water-oil frontal edge for ultra-low permeability multilayer reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013; 20(2): 74-76
- [18] 朱圣举, 张文博, 朱洁. 水驱前缘移动与地层压力波及之比较研究[J]. 科学技术与工程, 2017; 17(27): 202-206
ZHU Shengju, ZHANG Wenbo, ZHU Jie. The comparative study of water flooding front movement and formation pressure spread[J]. Science Technology and Engineering, 2017; 17(27): 202-206.
- [19] 葛家理, 宁正福, 刘月田, 等. 现代油藏渗流力学原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 121-135.
GE Jiali, NING Zhengfu, LIU Yuetian, et al. The modern mechanics of fluids flow in oil reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 121-135.

数字地质模型在海上油田水平井钻井导向中的应用

肖大坤*, 范廷恩, 范洪军, 田稟睿, 刘向南

(中海油研究总院, 北京 100028)
xiaodk3@cnooc.com.cn

摘要: 中深层低渗油藏开发常受制于地震分辨率, 优质储层的构造深度预测误差较大, 导致水平井轨迹设计(着陆段和水平段)存在较大不确定性。为有效地控制水平井钻进轨迹、提高优质储层的钻遇率, 本文探讨了一种基于数字地质模型的可用于水平井全井段的、普适性更强的随钻优化方法。该方法以地质统计学为原理, 通过构建先导实验模型并实时输入随钻测井曲线, 不断更新先导模型来实现对未钻段储层质量的提前预测, 并根据预测结果进行井轨迹的优化调整。以渤海湾A油田为例, 通过随钻建模发现, 目标砂体的深度比预测浅5m, 通过降低井斜角, 钻头提前钻入储层, 节省了约60m无效水平段长度。技术应用成果表明, 充分发挥数字地质模型的预测功能可有效提高水平井实施质量。

关键词: 随钻测井; 地质建模; 渤海油田; 优质储层

Application of Digital Geological Model on Offshore Oilfield Horizontal Well Drilling

XIAO Dakun*, FAN Tingen, FAN Hongjun, TIAN Bingrui, LIU Xiangnan

(CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China)

Abstract: Constrained by seismic data resolution, in middle-deep low-permeability oil reservoir, the structure depth of relatively fine part can not be predicted precisely, which lead to uncertainty of horizontal well trajectory (including landing section and horizontal section). In order to control horizontal well drilling efficiently and improve fine reservoir drilling rate, a new method based on digital geological model is discussed in the paper, which can be applied to full horizontal well section with better universality. Applying geological statistics as theoretical basis, this method can be implemented like this, the first step is to build pilot model, and then pilot model can be updated in a real-time way by importing LWD (logging while drilling) data into database continually. By analyzing updated model, undrilled reservoir part can be predicted and drilling engineer will adjust drilling trajectory. Taking Oilfield A of Bohai Bay as case study, in updated model while drilling, the depth of high quality sandstone is predicted 5 meters shallower. By decreasing drilling angle, bit is drilled into the target in advance and about 60meters invalid horizontal length is saved. Application effect of this method proves that, fully developing the prediction function of digital geological model can efficiently improve horizontal well drilling quality.

Keywords: LWD; geologic modeling; high quality sandstone; Bohai Bay

0 引言

水平井开发是低渗油藏高效开发的重要方式之一^[1]。然而, 由于低渗透油藏内部的非均质性存在, 储层内部往往发育一定的相对高渗储层^[2], 即优质储层。因此,

针对低渗油藏来说, 水平井钻井质量不仅取决于整体的储层钻遇率, 更重要的是取决于对优质储层的钻遇效果。

对于如何有效地控制水平井钻进轨迹、提高优质储层的钻遇率, 主要在于开展钻进储层的构造深度预测, 明确产状变化并设计完善的水平井轨迹。然而, 对于中

作者简介: 肖大坤, 男, 1988年生, 硕士, 油田开发工程师, 主要从事油气田勘探开发地质研究与生产管理工作。地址: 北京市朝阳区太阳宫南街6号院(邮编:100028)。

深层埋深的低渗油藏来说,受制于地震资料分辨率,对于优质储层的构造深度预测误差往往较大(一般超过5m),也导致井轨迹设计存在较大的不确定性,一般难以完全按照设定轨迹钻进。针对这样的情况,根据钻头钻进过程中不断揭示的地质标志,实时地开展随钻导向与现场调整是应对开发风险、降低不确定性、提高储层钻遇效果的有效手段。

目前,常用的随钻地质导向技术主要为电阻率探边技术^[3-4],具体的分析仪器及硬件工具有贝克休斯公司AziTrakTM、斯伦贝谢PeriScope、哈里伯顿的ADRTM等,该技术对于含油气薄层应用效果十分明显。然而,由于造价及工时费昂贵,这些技术方法往往仅应用于水平井水平段而非着陆段,而且对于大多数相对厚层的含油气砂体(10m左右),往往并不采用这些较为先进的技术工具,因此,通过整合行业常用的地质分析软硬件工具,研发相对低成本、普适性较强、操作便捷的随钻地质导向方法显得尤为重要。本文结合渤海典型低渗油藏,基于LWD测井资料,提出了应用于水平井全井段(着陆段及水平段)的随钻地质建模方法,可有效提高水平井钻井效率和低渗油藏内优质储层的钻遇率。

1 随钻地质建模方法概述

与随钻分析相似,随钻地质建模方法具有广义和狭义两方面的含义和理解方式。对此,前人在该领域提出了三种不同阶段的随钻建模方法^[5-7]。

第一种是基于“整体规划、分期实施”的油田开发地质建模方法,主要应用于油气田开发前期阶段。

油田发现后到投入全面开发前的这一阶段可称为油田开发前期,该时期的主要任务是进行可行性评价和制定总体开发方案。在油田开发前期,主要是建立初步的油藏地质模型,在描述构造、油水关系及储层特征的基础上,为储量计算和开发可行性研究提供一个油藏整体地质模型,这一阶段的油藏地质模型只能是概念模型,且是以砂层组为重点的储层地质模型。地质模型随钻更新及预测主要基于批次开发井的实施结果。

第二种是基于LWD的水平井随钻分析及模型更新方法,主要用于油气田开发方案实施阶段。

结合随钻测井资料进行地质模型动态跟踪使得先期建立的地质模型随着钻井过程不断更新,能够及时发现地层构造及产状的变化,从而对原有设计井眼轨迹加以修正,有效地调整钻井前进轨迹,发挥地质导向作用,直至以最佳方式穿过油层,这对提高水平段有效率和钻井总体效益等都具有重要指导意义。

第三种是基于动静态相结合的地质模型更新方法,主要用于油田开发中后期。

油田开发中后期的地质模型动态跟踪方法需要充分利用生产动态资料,对地质模型不断完善,为剩余油挖潜提供依据。油藏地质模型动态跟踪的过程就是对油田地质、开发现状不断认识和总结的过程,可同时给出反演结果和先验知识的后验分布,即不同开发时间的储层参数模型,从而实现油藏地质模型动态跟踪。

由于第一种、第三种随钻地质建模方法主要是通过基础资料的不断丰富来实现,模型的更新并非实时状态,对于新井井位部署具有一定的预测指示作用,但是由于对储层非均质性及不确定性的表征有限,对于新水平井轨迹的优化实施作用意义不大。因此,本文主要针对第二种随钻地质建模方法进行改进和应用探讨。

2 技术流程

基于LWD的水平井随钻地质建模方法^[8-9],具体包括资料整理、建立先导模型、随钻模型更新及钻后对比总结等几个技术环节。

基础数据。主要包括随钻测井曲线(GR、RT、DEN、CNL)、深度域地震反演数据体(作为约束数据体,用于储层空间展布预测)、钻前静态地质模型(作为参考模型,辅助质控随钻模型质量)。

先导模型建立,是整个技术流程的核心。需要建立三类分别反映岩性(GR模型)、含油气性(RT模型)和物性(DEN、CNL模型)的随钻先导模型,其中,岩性和含油气性先导模型为必建模型,物性先导模型需要根据是否存在气层选建(如无气层可不建)。先导模型建立方法不同于常规地质建模,主要有三个方面的区别,一是较细的网格,为了提高表征精度,先导模型作为随钻模型的基础,其网格大小与钻杆长度密切相关,必须能够表征钻杆长度范围内的储层非均质性;二是无相模型,由于沉积相或岩相分布尺度较大,且为确定性认识,一旦参与建模则不利于应对钻进过程中的不确定性,因此一般直接采用地震约束GR模拟反映泥质含量的属性体;三是不进行储量拟合,这是由随钻模型的作用决定的,即该类模型主要用于水平井随钻调整,因此模型重在表征储层非均质性的精度,甚至建模范围常常仅限于水平井周围的空间区域,而非所有含油气的范围。

随钻分析。该环节以先导模型为基础,设定模拟路径和模拟参数保持不变,通过“一柱一更新”不断完善随钻模型,即每钻进一根钻杆,在生产前线接下一柱钻杆的间歇,将实时测井曲线数据输入模型,完成模型更新,

并根据模拟结果实时分析风险、制定调整决策。井轨迹调整主要通过调整井斜角来实现，如果储层加深则降低井斜角、加快钻进使尽早进层，如果储层变浅则增大井斜角、迟缓进层、避免钻穿储层。

钻后对比总结。完钻后，将实际钻遇的储层信息与钻前预测的储层情况进行对比，一方面统计钻遇率等参数评价实钻效果，另一方面检查随钻模型更新的精度和预测效果，提出可能的改进方案。

3 应用实例

A 油田位于渤海南部，东一段油藏类型为辫状河三角洲相、中孔低渗断块油藏，孔隙度约 17%、渗透率 35mD。东一段储层层内非均质性强，由于差异化成岩作用影响，低渗砂体内发育一定的中孔中渗优质储层，主要分布于砂体中下部，但具体位置难以准确判断，提高水平井对优质储层的钻遇率，对于水平井单井达产至关重要。

本次基于斯伦贝谢 Petrel 地质建模软件的 Real-time Data Link 模块，针对渤海 A 油田古近系东营组主力层系东营组东一段低渗含油砂体开展了面向水平井优化实施的随钻地质建模。

(1) 着陆段应用

A 油田先导模型包括格架模型及属性模型两部分。

格架模型，主要用于水平井着陆段，采用标志层对比判断着陆深度误差、进而调整着陆轨迹。先导模型格架以标志层为界面建立构造面，由于东一段属于河流-三角洲相沉积体系，隔夹层易于出现在砂体顶部，因此，只建立砂底界面。

以 F34 井为例，根据相邻井 F40 井揭示（图 1），

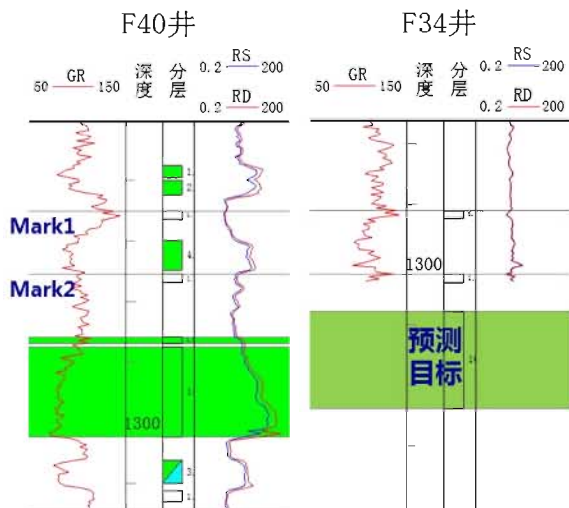


图 1 相邻井标志层（左）及实钻柱状图（右）

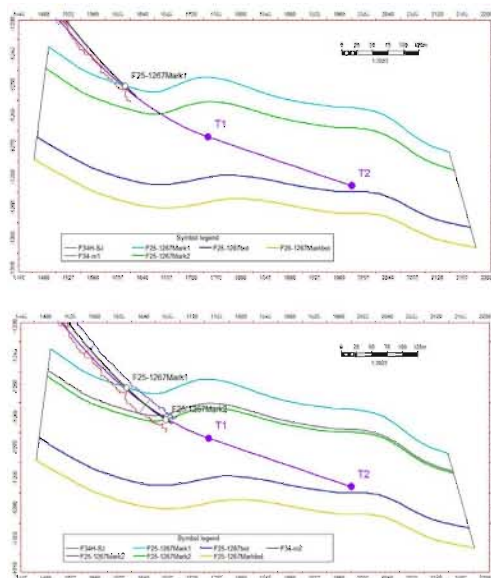


图 2 F34 井先导格架模型与随钻更新模型

目的层砂体上部旋回末端发育两个细粒标志层，Mark1 和 Mark2，针对这两个标志层及砂体底界面建立层面格架模型。水平井分别在 MD=2347m 和 2404m 钻遇这两个标志层，随钻更新模型显示（图 2），靶点目标实际深度与预测深度将加深约 4m，因此，当钻遇 Mark2 的时候发出降斜指令，由 86° 降至 83° 稳斜钻进以减少水平段损失。

实钻证实，目的层砂体比预测深度浅约 3m（图 3）。

(2) 水平段应用

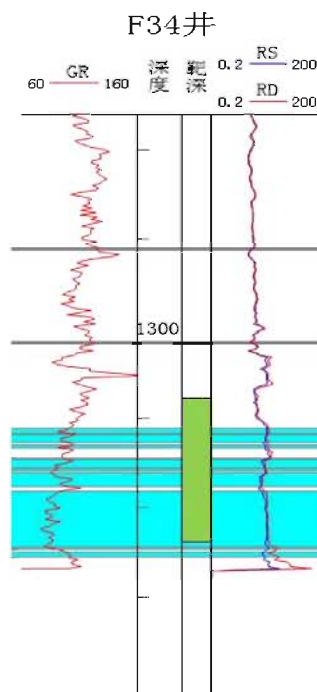
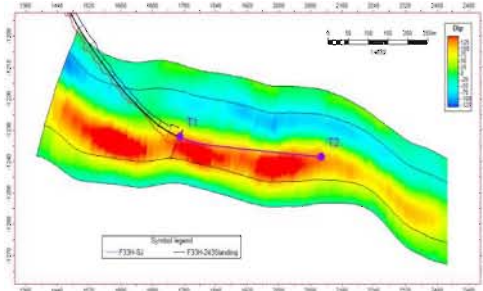


图 3 F34 井完钻单井柱状图

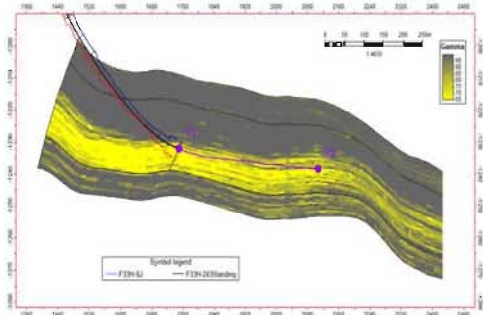
属性模型主要用于水平段轨迹优化调整。

以 F33H 井为例（图 4），基于地质认识，利用地震反演数据体约束、序贯高斯随机模拟建立 GR 模型^[10]。利用钻前地质模型（孔、渗）建立视饱和度模型并约束随机模拟建立 RT 模型，以 GR 体、RT 体为主要先导模型进行随钻分析。

先导模型显示在设计水平井轨迹位于 MD=2540m 左

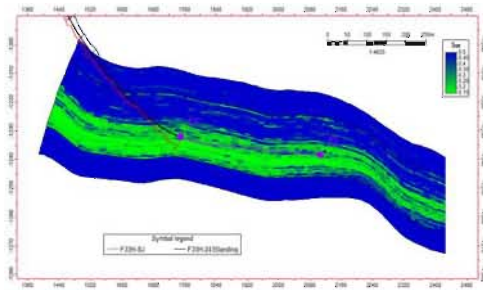


地震反演数据体

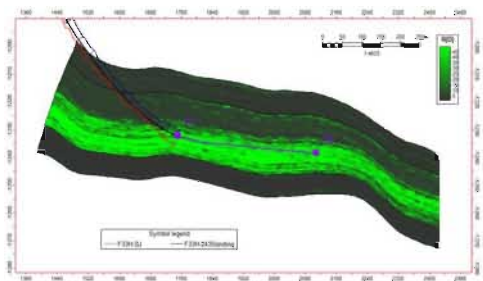


GR 属性体

图 4 F33H 井先导模型剖面 -1



视 Sw 属性体



RT 属性体

图 4 F33H 井先导模型剖面 -2（续图）

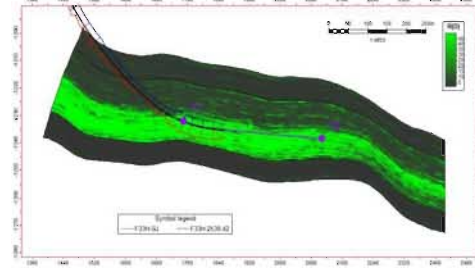
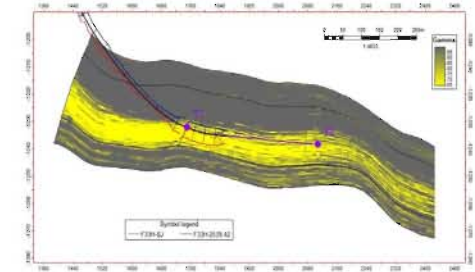


图 5 F33H 井钻至 MD=2539.42m 的随钻模型更新剖面

右的位置将钻遇砂体顶部的砂泥薄互层，会出现 GR 升高、RT 降低的测井响应特征，后续如果按照设定轨迹钻进而不加以调整，则储层钻遇率将为 80% 左右，但钻遇大部分储层可能为无效储层，优质储层比率可能仅有 50%。因此，该深度附近为重要的随钻决策点。

首先，按照设定轨迹予以钻进，当完成 12 根钻杆钻进（120m）的时候，在 MD=2539.42m 的位置，GR 升高、RT 降低（如图 5），更新后的随钻模型显示钻头已接触到砂体顶部“头皮”附近的砂泥薄互层，优质储层位于钻头以下约 3m 的位置。

因此，根据优质储层的位置，降低井斜角由 88° 至 86°，稳斜钻进约 60m 后，GR 降低、RT 升高（图 6），显示重新钻遇了优质储层，最后恢复 88° 井斜角稳斜完成水平段。

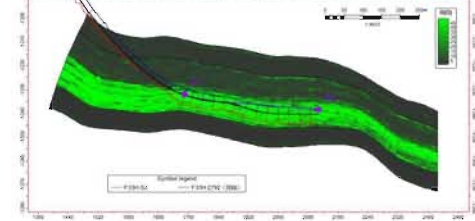
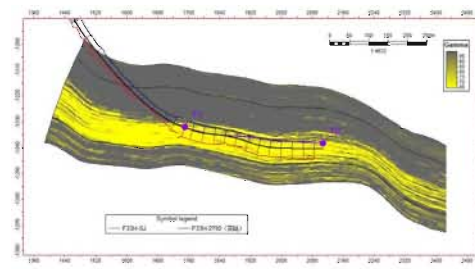


图 6 F33H 井完钻后随钻模型更新剖面

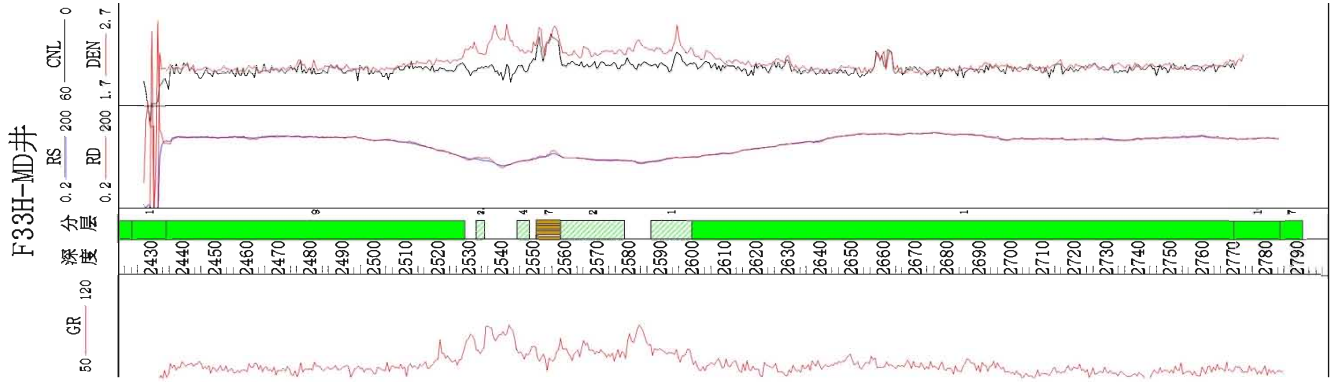


图7 F33H井完钻水平段储层钻遇柱状图

最终，F33H井水平段实际钻遇长度356m（图7），油层285.7m，差油层39.6m，致密层7.7m，储层钻遇率超过85%，满足油藏设计要求。

4 结论

（1）本次探讨的随钻地质建模方法是一种面向水平井随钻实施、相对低成本、适用条件更宽的地质导向方法。

（2）水平井随钻地质建模方法包括基础数据整理、先导模型建立、模型随钻更新与分析调整、钻后对比评价共4个技术环节，其中，先导模型建立的质量是整个技术流程中最关键的一环。

（3）实例证实，该方法能够同时完成水平井着陆段和水平段的随钻分析和优化调整，有利于提高低渗油藏水平井实施质量。

参考文献

[1] 卢涛, 张吉, 李跃刚, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏水平井开发技术及展望[J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 38-43.

[2] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 57-61.

[3] 吴意明, 郝以岭, 熊书权. 边界探测技术在水平井随钻地质导向中的应用[J]. 海洋石油, 2013, 33(2): 89-93.

[4] 吴健, 胡向阳, 李红东, 等. 随钻测井探边技术在水平井地质导向中的应用[J]. 钻采工艺, 2014, 37(3): 26-30.

[5] 张伟, 林承焰, 周明晖, 等. 地质模型动态更新方法在关家堡油田中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 220-225.

[6] 张岚, 赵春明, 霍春亮, 等. 随钻地质建模一体化综合研究及应用[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 21-24.

[7] 张伟. 油藏地质模型及其动态实时跟踪方法研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.

[8] 刘建华, 赵春明, 霍春亮, 等. 地质条件约束地质建模在LD27-2油田东营组随钻地质建模中的应用[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(9): 28-31.

[9] 李红英, 马奎前, 杨威, 等. 随钻地质建模在X油田水平井设计与实施中的应用[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(9): 28-32.

[10] 张淑品, 于兴河. 同位协同随机建模方法在储层预测中的应用[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(3): 378-381.

大庆油田三维地质模型建设与发展

陈卫军

(中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院)
chenweijun@petrochina.com.cn

摘要: 大庆油田三维地质模型建设的目的: 建立勘探开发一体化、三维可视化、可适时修改的三维地质模型, 使地质家对地下成果和认识一目了然, 对勘探规划部署到开发方案评价一目了然, 研究视野可以宏观到全盆地, 也可以微观到开发精细地质, 实现最佳发现和最大开发油气资源。现阶段建立三维地层格架模型: 把大庆探区所有的地震及相关井筒数据, 按标准加载到一个系统中(比如 Geoeast) 建立项目库, 通过闭合差校正、格架统层解释、盆地速度场、盆地构造图等关键技术, 建立盆地5 大层(T1、T2、T3、T4、T5) 的等T0 地层格架及速度场, 实现统一的信息平台、统一的应用平台、地震数据体与地质模型的统一、盆地格架与油藏模型的统一。下一步建设数字盆地: 建立数据、信息、知识共享的数字盆地数据库, 应用先进的数据管理体系和可视化工作平台, 为整体勘探、精细开发提供信息高效共享和应用的技术保障, 为研究和决策提供有效平台, 完成盆地评价、区带评价、圈闭评价和油藏评价, “四个评价” 过程的一体化、可视化、精确化工作流程, 进而大幅度提高工作效率和研究水平。

关键词: 三维地质模型; 地层格架; 速度场; 数字盆地

Construction and Development of Three-Dimensional Geological Model in Daqing Oilfield

CHEN Weijun

(Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company)

Abstract: The purpose of the 3D geological model construction of Daqing Oilfield is to establish a three-dimensional geological model integrating exploration and development, three-dimensional visualization and timely modification. Based on the model, not only the existed subsurface research achievements and understandings, but also the evaluations of exploration planning deployment and development plans will be obtained. In order to achieve the best discovery and maximum development of oil and gas resources, the 3D geological model can be used to develop both the micro geology study and the macro study for basin exploration. During this stage, a three-dimensional stratigraphic framework model is established. According to the standard, all seismic and related wellbore data in the Daqing exploration area are uploaded to a system (such as Geoeast) for establishing a project database. With such key technologies as closure correction, unified stratigraphic framework interpretation, basin velocity fields and basin tectonic maps, 5 layers of T0 stratigraphic frameworks and velocity fields of the basin (T1, T2, T3, T4, and T5) are established. The 3D geological model can be recognized as a unified information and application platform, which also can unify the seismic data and geology model, similarly, the basin stratigraphic framework and reservoir model. The next step is to build a digital basin database which integrates the data, information with knowledge sharing as one. With the application of the advanced data management systems and visual work platforms, the database provides technical support for overall exploration and fine development with efficient information sharing and technique application. It also provides a research and decision-making platform, which helps geologists complete the process of the four evaluations' (basin evaluation, zone evaluation, trap evaluation and reservoir evaluation) integration, visualization and precise work-flow, furthermore, greatly improves the work efficiency and research level

Keywords: 3D geological model; stratigraphic framework; velocity field; digital basin database

作者简介: 陈卫军, 男, 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院高级工程师, 长期从事石油勘探研究。

0 引言

大庆油田勘探开发信息化取得了很大成果,建成了专业数据库、各种主库、各种应用库和三维地质模型,现阶段三维地质模型建设的目的:建立勘探开发一体化、三维可视化、可适时修改的三维地质模型,使地质家对地下成果和认识一目了然,对勘探规划部署到开发方案评价一目了然,研究视野可以宏观到全盆地,也可以微观到开发精细地质,从而最佳发现和最大开发油气资源。

1 三维地质模型

1.1 三维地层格架建立

现阶段建立了三维地层格架模型:把大庆探区所有的地震及相关井筒数据,按标准加载到一个系统中(比如 Geocast)建立项目库,通过闭合差校正、格架统层解释、盆地速度场、盆地构造图等关键技术,建立盆地 5 大类(T1、T2、T3、T4、T5)的等 T0 地层格架及速度场,实现统一的信息平台、统一的应用平台、地震数据体与地质模型的统一、盆地格架与油藏模型的统一。

1.1.1 闭合差校正

闭合差校正的技术思路:闭合差校正所用资料级别的准则:三维资料优于二维资料,高分辨率资料优于普通资料,开发地震优于常规地震,被三维资料覆盖的二维资料将不再应用于拼接。确定标准层,以 T1、T2 为主要标准层,定义骨架工区,以三维大连片工区为骨架工区,调查和统计闭合差,按统计的整体闭合差做时移校正、相位调整、能量均衡调整等处理工作,与调整的二维工区实现全盆地拼接。

1.1.2 格架解释

由于解释方案不同、解释者认识不同等问题,各工区地震层位对不上,不能建立统一的盆地格架。根据岩性组合、电性特征、沉积旋回特点、地震波组特征等地震地质特征,分析分层标志、界线特征,研究各层对应关系及横纵向变化规律,对盆地 T1—T5 各地层进行划分对比,建立区域地层格架,进行统层解释,三维连片解释精度达到 8*8(面元 25*25m),二维连片精度达到 1*2Km,实现全探区所有地震工区解释。通过统层对比,结束了多年分块对比,地震层位不统一的局面,保证了对比结果的等时性和可靠性,使每个工区的解释层位、断层与全区地层格架达到统一。

1.1.3 建立盆地速度场

由于松辽盆地面积大,老资料多,速度谱资料不全

等问题,建立全盆地的速度场非常困难。首先对三维工区速度谱进行预处理,编辑速度异常点,建立初始速度模型,然后对二维工区建立一个伪三维地震速度模型,应用探井声波测井资料制作合成记录,进而得到各井点的时深关系和平均速度(在制作合成记录的时候加入 VSP 速度的校正可以使合成地震记录与井旁道匹配关系更加一致,从而提高了由合成记录标定得到的时深关系的精度,对制作高精度的速度场起到了很好的制约作用)。应用各井点的时深关系和平均速度对速度谱进行校正,建立全盆地的速度场。

1.1.4 盆地构造图

经过闭合差校正、叠后处理、地质统层、格架解释、建立盆地速度场等,实现三个统一:统一连片解释,统一进行断点组合,统一成图,建立 5 大类(T1、T2、T3、T4、T5)的等 T0 格架及速度场,制作 5 大类等 T0 图,应用速度场经过变速成图,制作 5 大类构造图,使大庆探区各盆地地层格架达到统一。

1.2 三维地层格架应用

1.2.1 三维地层格架模型

三维地层格架的建立使盆地的点—线—面—体各种模型可以实时形成,利用三维可视化技术将地层格架控制下的地质体的构造、断层、储层、物性等各种地质属性与地震数据体有机结合,实现空间立体刻画,为地质工作者建立起三维可视的、可实时修改的全盆地数字地质模型,初步实现勘探开发一体化,三维可视化,可实时修改,并且能共享的三维地质模型。

(1) “点”模型:探井模型。

将大庆探区勘探领域所有的井筒数据,按标准加载到应用系统中建立项目库,对测井曲线进行拼接,剔除异常值,制作地震合成记录,与井旁地震道对比研究,建立所有探井的地震地质模型,为地震层位标定、岩性解释、油气预测等工作提供可靠依据。

(2) “线”模型:连井油藏剖面、连井地震剖面。

可任意抽取探区内任意探井对比剖面,可任意选取地震地质大剖面进行研究,全盆地所有探井在统一的模型中,可任意抽取探区内任意探井对比剖面,制作连井对比图、油藏剖面图,使地质综合研究更加深入。经过闭合差校正,地质统层,所有地震数据体和解释成果在逻辑上成为一个体,可任意选取地震地质大剖面进行研究。如图 1, S 盆地 W 线地震大剖面,如图 2, S 盆地 W 线层序对比大剖面图,两图是对应的地震地质解释成果,展示了盆地的构造和层序特征。

(3) “面”模型:在三维地层格架控制下,可以制

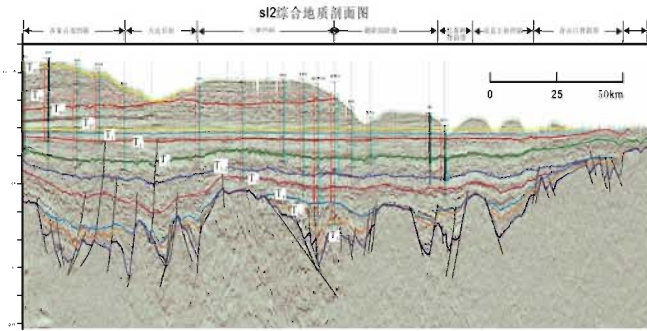


图 1 S 盆地 W 线地震大剖面

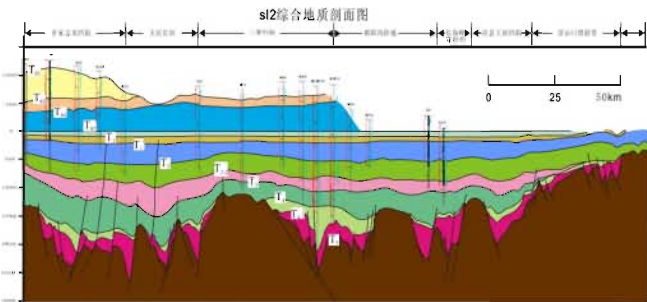


图 2 S 盆地 W 线层序对比图

作任意层位的地震地质模型。

(4)“体”模型:可任意连片建立区带三维地质模型。

1.2.2 提高勘探工作效率和研究水平

三维地层构架建立,使研究视野可以宏观到全盆地,为盆地研究提供格架大剖面,各层序特征非常清楚,为研究的深入奠定了基础。研究视野可以微观到开发地质,应用于地震解释、地质研究,井位部署、储量研究快速支持部署等,极大提高生产效率和研究水平。

2 数字盆地构想

按照中石油规划,随着三维地质模型建设的发展,下一步要建立数字盆地。在勘探开发数据统一管理的基础上,通过研究人员的协同工作和生产过程的协同管理,对盆地的地质信息和研究成果进行数字化描述,利用三维可视化、知识管理等技术手段进行展示和分析,为勘探开发研究和决策提供应用平台。

2.1 数字盆地系统建设

在软硬件、数据集中管理环境下,建立高度集成的数字盆地数据库、综合展示系统、决策支持系统以及配套的协同研究系统和协同生产系统(如图3,数字盆地系统整体构架图),提高勘探开发研究和决策的工作效率和水平,客观认识和评价地下油气资源,最佳发现和最大开发油气资源。



图 3 数字盆地系统整体构架图

2.1.1 数字盆地数据库

遵循数字盆地数据库建设标准规范,综合考虑数字盆地所涵盖的内容,数字盆地数据库主要包括地震解释数据库、井筒数据库、图形库、三维地质模型数据库以及勘探开发知识成果库等。

2.1.2 协同研究系统

以功能完善、覆盖面广的主流地学平台作为协同研究系统工作平台,例如 GeoEast 系统;专项研究特色软件作为主流地学平台的功能补充;主流地学平台、特色软件数据与成果共享;软件配置满足综合研究、专项研究需求。

2.1.3 协同生产系统

协同生产系统采用计算机网络技术,以“工作流”为引擎、以“标准规范”为容器、以“信息门户”为窗口,使油田内部员工方便快捷地共享信息,高效地协同工作;改变过去复杂、低效的手工办公方式,实现迅速、全方位的信息采集、信息处理。

2.1.4 综合展示系统

利用各种服务接口与数字盆地数据库、工作库以及 A1、A2 等系统进行数据访问,最终以二维图形、三维立体图、体透视图、报告、报表以及统计信息等方式展示给用户,用户可以通过地理信息系统导航到地质目标,并对地质对象进行全方位展示,如图 4 所示。



图 4 综合展示系统框架

2.1.5 决策支持系统

具有快速的成果数据历史综合显示功能；具有文字、多媒体、图、表同时显示功能；决策内容可以按决策领导级别的个性化定制并具有领导批示功能；具有主要工程现场实时跟踪监控显示功能；不同级别的会议决策单位具有不同的硬件环境。

2.2 数字盆地应用

石油勘探开发价过程包括：盆地评价、区带评价、圈闭评价和油藏评价，在每一个评价过程中，应用数字盆地建立构造、断裂、沉积、储层、油藏、储量等模型，为规划设计、井位部署、开发方案、地震-地质研究等提供科学的、直观的、三维可视的依据。

2.2.1 盆地评价

盆地评价阶段是指从区域石油地质调查开始，优选含油气远景盆地进行评价，直到落实盆地有利生油凹陷，预测有利含油气区带的全过程。应用多种资料，分析盆地地层、构造、沉积、生储盖层等各种地质特征，建立现今盆地的地质模型，动态模拟各种地质过程及烃类的演化和相互关系，并在此基础上估算盆地油气资源量及其三维空间分布，预测有利含油气区带，如图 5 所示。

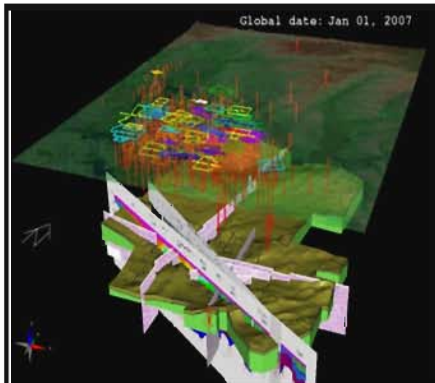


图 5 多学科综合盆地评价模型

2.2.2 区带评价

区带评价阶段是指从盆地评价中预测出的有利含油气区带进行勘探开始，直到优选出区带内有利圈闭(带)、完成圈闭预探部署的全过程。建立区带地质模型，模拟油气成藏过程，计算区带油气资源量及其三维空间分布，预测有利圈闭(带)。

2.2.3 圈闭评价

圈闭评价阶段是指从区带评价预测出有利含油气圈闭(带)进行圈闭准备开始，直到圈闭钻探获得工业油气流的全过程。它以现代油气成藏理论为指导，充分利用地震、井筒和分析化验等资料，进行圈闭识别(或复查)、描述与评价，优选有利圈闭部署预探井及评价井，

计算油气控制(或预测)储量，实施圈闭钻探后效果分析和反馈评价。

2.2.4 油藏评价

油气藏评价是从圈闭预探获工业油气流开始，直到探明整个油气田的全过程。它以现代油气藏地质理论为指导，综合应用地震、井筒、试油、试采、分析化验和试验区开发动态等资料，对油气藏的构造、储层岩性、物性、微观特征，以及油气水分布等三维空间形态进行精细描述，查明油气藏类型、驱动类型、产能，完成油气探明(或控制)储量计算，论证油气藏开发的可行性，进行油气田开发方案设计。

3 综述

目前勘探开发建立了很多数据库，存在于不同的平台和系统，不能共享应用；各类研究采用不同的软件平台，成果也不能在一个平台应用显示；缺乏功能完整、普及性强的多学科综合研究的成果展示平台，难于支持勘探、评价、开发各阶段、各种研究尺度成果的相互支持和综合应用，难于支持地震、测井、地质、油藏工程各专业成果的相互验证和综合应用；更缺乏支持勘探部署、油藏评价、开发方案审核、现场实时跟踪的可视化汇报系统等问题。急需建立统一的信息平台、统一的应用平台、勘探与开发统一的地质模型。

数字盆地系统：建立数字盆地数据库，实现基础数据、研究成果、知识的统一，并关联管理和在线共享应用；采用企业版模式，建立勘探开发统一的地质综合研究平台，并实现特色方法软件与平台的应用集成；建立桌面和会议室两种模式的决策支持系统，提高决策效率，降低决策风险；建立软硬件管理与支持系统，实现配套软硬件系统的统一部署、集中管理、共享应用，为整体勘探、精细开发提供信息高效共享和应用的技术保障。

三维地质模型(数字盆地)使地质家对地下情况了如指掌，对勘探规划部署到开发方案评价胸有成竹，模型完成了“四个评价”工作流程的一体化、可视化、精确化，深化对地下油气藏的认识，可最佳发现油气藏，实现油气资源的最大化开发。

参考文献

- [1] 李国会《大庆油田油气勘探“四个评价”规范研究》，大庆油田有限责任公司勘探开发研究院，2007年12月
- [2] 陈卫军《大庆探区 Openworks 项目库及三维地层格架建立》，大庆油田有限责任公司勘探开发研究院，2007年12月
- [3] 王权等《A6 系统可行性研究报告》，大庆油田有限责任公司，2013年12月

过钻杆方位阵列侧向测井技术理论研究

童茂松*, 张加举

(中国石油集团测井有限公司大庆分公司)
tongms@163.com; zhangjj005@cnpc.com.cn

摘要: 针对水平井、大斜度井储层评价、井眼轨迹分析难题,设计了一种外径为57mm的方位阵列侧向测井仪,能够挂接在MeXpressTM过钻杆测井系统上,实现过钻杆存储测井。电极系主要由一个主电极、七对监督电极、五对屏蔽/回路电极和一个参考电极组成,其中主电极由8个方位电极组成。通过聚焦测量得到四种探测深度、八方位的视电阻率曲线,同时还提供四种探测深度下的主测量视电阻率,测井曲线共计36条。采用三维有限元数值模拟技术对仪器的探测特性进行分析,采用遗传算法优化的神经网络技术对储层参数进行反演。数值模拟表明:四条主测量视电阻率的探测深度分别为0.41m、0.65m、0.89m、2.24m,纵向分辨率达到0.31m,仪器探边能够达到1m。在极端条件下各电极等效阻抗和屏流比在合理范围之内,井眼校正图版与常规阵列侧向仪器的趋势基本一致。反演结果表明,利用4条主测量曲线和32条方位电阻率曲线,可以得到侵入带半径、侵入带电阻率、水平储层电阻率、水平段层厚、井眼轨迹,为油藏评价和数字化油田建设提供可靠的依据。

关键词: 过钻杆测井; 方位阵列侧向测井; 数值模拟; 反演; 水平井井眼轨迹

Theoretical Investigation of Through-pipe Azimuth Array Laterolog Logging Tool

TONG Maosong*, ZHANG Jiayu

(CNPC Logging Company Limited, Daqing Branch, Daqing, Heilongjiang, China)

Abstract: According to the requirement of formation evaluation and well trajectory analysis of horizontal and high-angle wells, an array laterolog electrode system with an outer diameter of 57mm was designed. This logging tool can be integrated in MeXpressTM through-pipe logging system. The electrode system consists of a main electrode, seven pair of monitoring electrodes, five pair of focusing electrodes, and a voltage reference electrode. The main electrode consists of eight small azimuth electrodes. Using four kinds of focusing modes, 32 azimuth apparent resistivity curves and four main apparent resistivity curves can be obtained. A 3D finite element numerical simulation technology was used to investigate the tool response. A genetic algorithm optimized neural network was used to inverse the formation parameters.

The theoretical simulation results show that depths of investigation of the main resistivity curves are 0.41m, 0.65m, 0.89m and 2.24m. The vertical resolution is 0.31m. The distance between the measuring point and the formation edge can be detected when the distance less than 1m. Under extreme conditions, the equivalent impedance of each electrode and ratio of focusing and main are within a reasonable range. The borehole correction charts are similar to those of conventional array laterolog tools. The inversion results show that the invade depth, invade zone resistivity, formation resistivity, layer thickness, and trajectory of horizontal well can be determined based on the 36 logging curves. These obtained results provide reliable basis for reservoir evaluation and digital oilfield construction.

Keywords: Through-pipe logging; Azimuth array laterolog; Numeric simulation; Inversion; Horizontal well trajectory

作者简介: 童茂松, 男, 中国石油集团测井有限公司大庆分公司研究所副所长, 高级工程师, 长期从事测井方法研究与测井仪器研发。

0 引言

水平井钻探是提高单井产量的重要手段,由于水平井中地层的径向非对称性、流体侵入不对称性等诸多因素都导致测井响应复杂,储层参数解释过程中需要利用不同方位的信息,尤其是方位电阻率、井眼轨迹参数,对测井曲线进行校正^[1-3]。方位阵列侧向能够提供不同探测深度的方位电阻率曲线以及主测量电阻率曲线,经过反演能够得到侵入特性和储层地层电阻率,还能够提供井眼与边界的距离^[4-6],解决了常规测井资料无方位特性的缺陷,从而提高解释精度。

水平井的井深大、水平段长、位垂比大、井眼情况恶劣,常规的测井工艺难以将仪器输送到测量段,甚至无法完成测井,而随钻测井资料相对较少,不能完全满足要求。中国石油测井有限公司研制的 MeXpressTM 过钻杆测井系统为复杂井况下的测井施工提供了有力手段,井下仪器外径为 57mm,能够实现“钻头到哪里就能测到哪里”的目标^[7-10],在大庆、吉林、长庆、新疆等油田应用 150 余井次,取得了良好的效果。因此设计过钻杆方位阵列侧向测井仪器非常必要。

本文通过数值模拟得到外径为 57mm 的过钻杆方位阵列侧向电极系,研究了探测深度、井眼影响、主电极等效阻抗与屏流比,分析了仪器探边能力,利用遗传算法优化的神经网络技术对储层参数以及边界距离进行了反演。



图 1 过钻杆方位阵列侧向测井仪电极系

1 仪器工作原理

过钻杆方位阵列侧向测井仪器电极系如图 1 所示,其外径为 57mm,由一个主电极 (A_z)、七对监督电极 (M_0-M_0' , M_1-M_1' , M_2-M_2' , M_3-M_3' , M_4-M_4' , M_5-M_5' , M_6-M_6')、五对屏蔽/回路电极 (A_1-A_1' , A_2-A_2' , A_3-A_3' , A_4-A_4' , A_5-A_5') 和一个参考电极 N (图中未画出) 组成,其中主电极 A_z 由 8 个方位电极 ($A_{z0}-A_{z7}$) 组成,沿周向均匀分布于仪器上,方位电极与绝缘条交叉排列。成对电极关于 A_z 中心对称。

采用四种工作模式 (RAL1-RAL4),其频率分别为 35Hz、140Hz、280Hz、560Hz,四种模式同时工作,提供四种探测深度八方位的 32 条方位视电阻率曲线以及四种探测深度下的 4 条主测量视电阻率曲线。

RAL1 模式: 主电极 A_z 发射主电流, A_1 (A_1') 发射屏蔽电流,所有电流返回到 A_2 (A_2') ~ A_5 (A_5'), 聚焦条件: M_0 (M_0') 与 M_1 (M_1') 等电位,测量得到主测量视电阻率曲线 R_{a1} 和 8 条方位电阻率曲线 ($R_{az10}-R_{az17}$)。由于返回电极距 A_0 很近,主电流进入地层很浅的地方就散开了,探测深度最浅。

RAL2 模式: 主电极 A_z 发射主电流, A_1 (A_1')、 A_2 (A_2') 发射屏蔽电流,所有电流返回到 A_3 (A_3')、 A_4 (A_4')、 A_5 (A_5'), 聚焦条件: M_0 (M_0') 与 M_1 (M_1') 等电位; M_2 (M_2') 与 M_3 (M_3') 等电位,测量得到主测量视电阻率曲线 R_{a2} 和 8 条方位电阻率曲线 ($R_{az20}-R_{az27}$)。由于屏蔽电极长度增加,探测深度较 RAL1 增加。

RAL3 模式: 主电极 A_z 发射主电流, A_1 (A_1')、 A_2 (A_2')、 A_3 (A_3') 发射屏蔽电流,所有电流返回到 A_4 (A_4')、 A_5 (A_5'), 聚焦条件: M_0 (M_0') 与 M_1 (M_1') 等电位; M_2 (M_2') 与 M_3 (M_3') 等电位; M_4 (M_4') 与 M_5 (M_5') 等电位,测量得到主测量视电阻率曲线 R_{a3} 和 8 条方位电阻率曲线 ($R_{az30}-R_{az37}$)。由于屏蔽电极进一步加长,探测深度进一步增加。

RAL4 模式: 主电极 A_z 发射主电流, A_1 (A_1')~ A_4 (A_4') 发射屏蔽电流,所有电流返回到 A_5 (A_5'), 聚焦条件: M_0 (M_0') 与 M_1 (M_1') 等电位; M_2 (M_2') 与 M_3 (M_3') 等电位; M_4 (M_4') 与 M_5 (M_5') 等电位; A_3 (A_3') 和 M_6 (M_6') 等电位,测量得到主测量视电阻率曲线 R_{a4} 和 8 条方位电阻率曲线 ($R_{az40}-R_{az47}$)。由于屏蔽电极最长,探测深度最深。

32 条方位侧向视电阻率计算公式如下:

$$Ra_i = K_i \frac{U_i}{\sum_7 I_i} \quad (1)$$

式中:

i ——测量模式序号, $i=1, 2, 3, 4$ 。

j ——方位电极序号, $j=0, 1, \dots, 7$ 。

R_{azj} ——模式 i 第 j 方位的方位视电阻率。

K_j ——模式 i 第 j 方位的方位侧向电极常数。

U_j ——模式 i 第 j 方位电极的电位。

I_{ij} ——第 i 个测量模式第 j 个方位电极 Az_j 输出的主电流。

4 条主测量视电阻率计算公式如下:

$$Rq_i = K_i \frac{U_i}{\sum_{j=0}^7 I_{ij}} \quad (2)$$

式中:

U_i ——第 i 个探测深度下的主测量电位, 为八个方位电极电位的算术平均值。

K_i ——第 i 个探测深度下的主测量电极常数。

2 数值模拟与分析

采用三维有限元数值模拟方法, 以四探测深度 (最深需超过 2m)、八方位电阻率测量、方位响应明显为目标, 对电极系进行优化设计, 并尽量降低井眼影响, 得到优化后的电极系尺寸。在数值模拟过程中, 设置八个方位电极 ($Az0-Az7$) 等电位。

(1) 探测深度

探测深度可以用径向伪几何因子 gf 表达, 定义径向伪几何因子等于 0.5 所对应的侵入半径为探测深度。

通过数值模拟得到了过钻杆方位阵列测井仪器电极系结构 (尺寸), 其径向几何因子曲线如图 2 所示, 图中横坐标是侵入带半径, 纵坐标是伪几何因子, 其计算条件为: 无限厚地层, 地层电阻率 $Rt=10\Omega.m$, 侵入带电阻率 $Rxo=1\Omega.m$, 井径 $Bhd=8in$, 钻井液电阻率 $Rm=0.1\Omega.m$ 。由图 2 可见, 4 条主测量视电阻率曲线的探测深度分别达到 0.41m、0.65m、0.89m、2.24m。

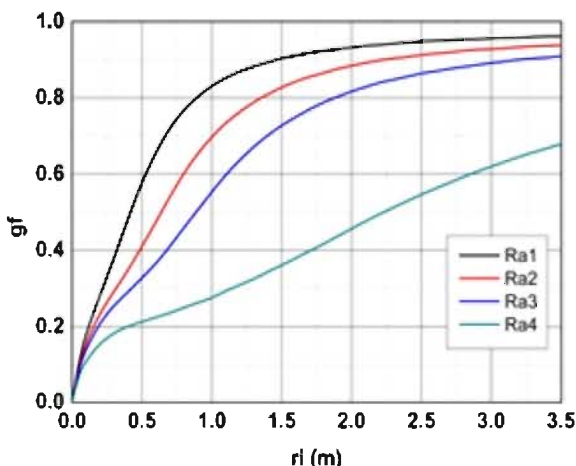


图 2 伪几何因子曲线

(2) 纵向分辨率

为了分析仪器的纵向分辨率, 计算了 4 条主测量视电阻率曲线的层厚校正图版, 其计算条件为: 采用三层地层 (介质) 模型; 上下为围岩, 其电阻率 $Rs=1\Omega.m$; 中间为目的层, 无侵, $Rt=10\Omega.m$; $Bhd=8in$, $Rm=0.1\Omega.m$ 。

图 3 所示为层厚校正图版, 横轴为储层厚度, 纵轴为真实值与测量值的比值。定义 $Rt/Ra=2$, 即测量值达到真值的 50% 时的层厚为仪器的纵向分辨率。从图中可以看出, 仪器的纵向分辨率达到了 0.31m, 说明该仪器高分辨率测井仪器, 对于资料应用是非常有利的。

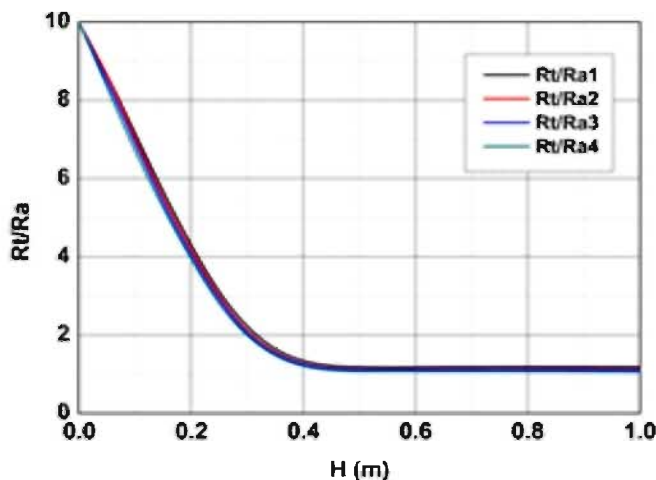


图 3 层厚校正图版

(3) 井眼校正图版

侧向测井主要用于水基钻井液钻井情况下地层电阻率的测量, 钻井液电阻率对测量值影响较大, 因此需要提供井眼校正图版。

计算条件为: 无侵无限厚地层; $Rm=0.1\Omega.m$, 改变地层电阻率 Rt 和井径 Bhd 。

按经典双侧向井眼校正图版制作方法, 得到过钻杆方位阵列侧向的 4 条主电阻率测量值的井眼校正图版, 如图 4-7 所示, 图中横坐标是视电阻率与钻井液电阻率的比值, 纵坐标是校正系数。从图 4-7 可以看出: 所设计的仪器具有较好的井眼适应能力; 4 条电阻率曲线的校正关系较为简单; 探测越浅, 受井眼影响越大。

(4) 主电极等效阻抗与屏流比

分析仪器主电极 (Az) 的等效阻抗以及屏流比 (屏蔽电流与主电流之比) 有助于仪器电路设计。计算条件为: 无侵无限厚地层; $Rm=0.1\Omega.m$; 改变 Rt 和井径 Bhd 。

表 1 所示为过钻杆方位阵列侧向四种工作模式下和不同条件下的主电极等效阻抗以及屏流比。从表中可以看出: 井眼越大, 等效阻抗越小, 屏流比越大; 对比度越大, 等效阻抗越大, 屏流比越大; 大井眼高对比度下, 仪器的等效阻抗和屏流比仍控制在合理范围之内。

表 1 不同条件下的主电极等效阻抗与屏流比

井径 (m)	Rm:Rt (无量纲)	主电极等效阻抗 (Ω)				屏流比 (无量纲)			
		RAL1	RAL 2	RAL 3	RAL 4	RAL 1	RAL 2	RAL 3	RAL 4
0.2	1:10	3.0	3.5	3.9	5.0	4.12	6.22	7.11	19.35
	1:1000	264.0	295.2	321.6	397.6	109.6	124.0	51.1	56.7
	1:100000	26320.8	29446.4	32041.6	39432.8	10733.7	12035.1	4659.3	4340.3
0.3	1:10	2.8	3.3	3.6	4.6	4.6	6.8	7.5	19.38
	1:1000	242.4	275.2	302.4	382.4	165.4	190.0	99.5	109.1
	1:100000	23410.4	27480.8	30181.6	39432.8	15763.3	18608.3	9456.6	9462.5

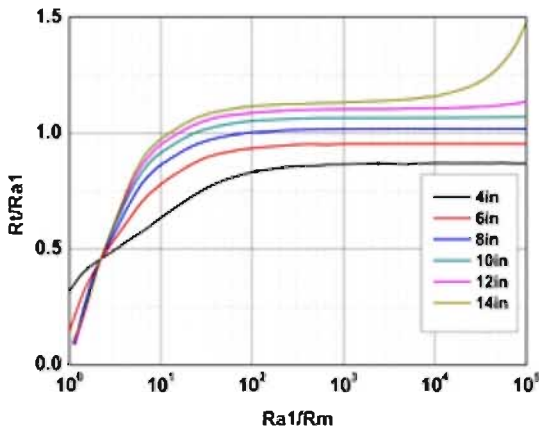


图 6 RAL3 模式电阻率井眼校正图版

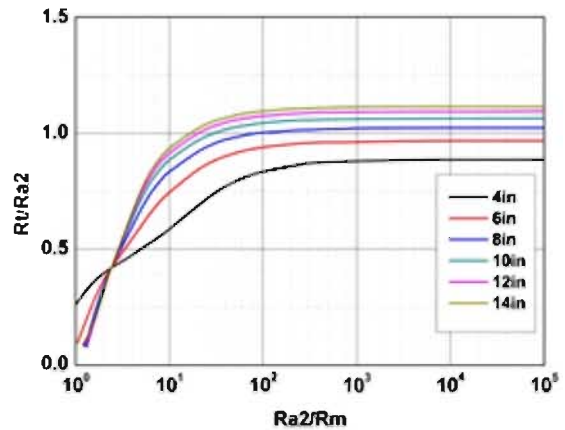


图 7 RAL4 模式电阻率井眼校正图版

(5) 探边能力分析

探边能力是过钻杆方位阵列侧向测井仪的重要功能之一,是确定井眼轨迹的依据。采用边界探测距离 (DTB) 表征探边能力,其定义是同一测量模式测量的上下两个方位电阻率相差 10% 时的地层界面距离^[11]。

DTB 计算模型如图 8 所示,采用两层地层模型,井眼和仪器位于水平储层内,且仪器的 Az4 方位电极正对围岩。储层无侵,其电阻率为 Rt;围岩电阻率 $R_s=1 \Omega \cdot m$;井径 $B_{hd}=8in$;钻井液电阻率 $R_m=0.1 \Omega \cdot m$ 。

计算了三种电阻率对比度 (R_t/R_s) 条件下的探边距离 DTB,结果如图 9 所示。

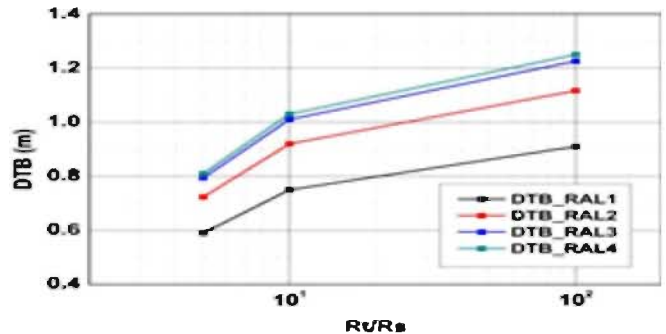


图 8 探边能力计算模型

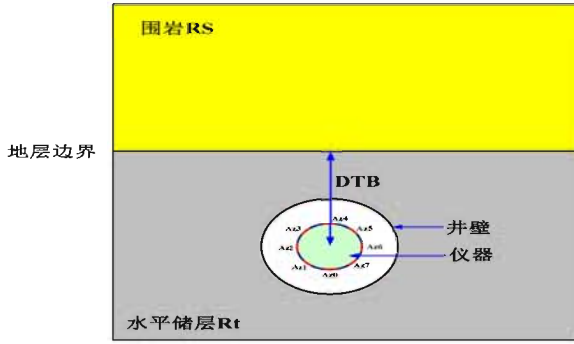


图9 不同对比度条件下的探边距离

由图可见：

- 1) 不同模式的方位电阻率测量值均对地层边界有响应，这对于后续的边界距离反演是非常重要的。
- 2) 在同一对比度情况下，随着不同探测的增加，DTB增大，探边能力增强。
- 3) 对于同一测量模式，地层电阻率对比度越大，探边能力越强，当对比度达到10时，RAL3和RAL4的DTB均能达到1m。

3 参数反演

(1) 反演方法

采用基于误差反向传播算法的三层人工神经网络技术（输入层、隐层和输出层）对储层参数进行反演，其隐层神经元数目、学习速率以及动量项等三个参数由遗传算法自动优化设计。

模型输入参数为：4条主测量视电阻率（Ra1、Ra2、Ra3、Ra4）和四种探测深度下的32条方位视电阻率（Razij, $i=1, 2, 3, 4; j=0, 1, \dots, 7$ ），井径以及钻井液电阻率（Rm），共计38个参数，其中井径和钻井液电阻率分别由其他测井仪器测量得到，在本次反演中分别固定为0.2m和0.1Ω.m。

模型输出参数为：侵入带半径、侵入带电阻率、水平储层真电阻率、储层边界。

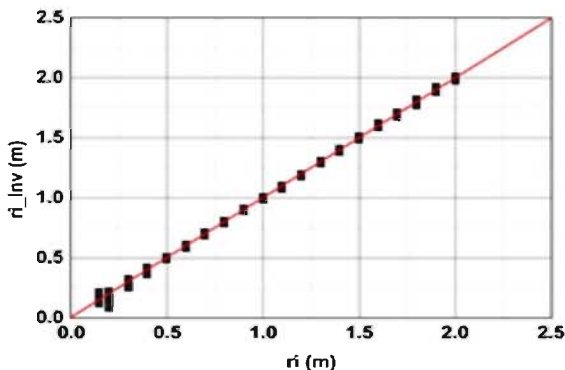


图10 侵入带半径反演结果

(2) 储层参数反演结果

图10所示为侵入带半径的反演结果，图中横坐标是样本目标 r_i ，纵坐标是网络输出 r_i 。从图中可以看出：从趋势上看目标 r_i 和网络输出 r_i 之间有良好的相关性，但是当 $r_i < 0.3m$ 时，网络输出 r_i 和目标 r_i 之间有着比较大的误差。

如图11所示为侵入带电阻率 R_i 的反演结果，图中横坐标是样本目标 R_i ，纵坐标是网络输出 R_i 。由图可见，目标 R_i 和网络输出 R_i 之间有很好的相关性。

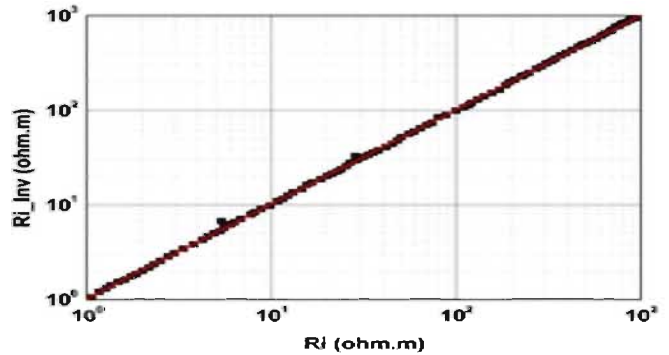


图11 侵入带电阻率反演结果

地层电阻率反演结果如图12所示，图中横坐标是样本目标 R_t ，纵坐标是网络输出 R_t 。从图中可以看出：全部数据目标 R_t 与网络输出 R_t 之间符合很好；即使在网络输出 r_i ， R_i 存在误差情况下，网络输出 R_t 也能正确的给出目标 R_t ，原因在于 r_i ， R_i 两者之间误差相互补偿，对 R_t 影响小。

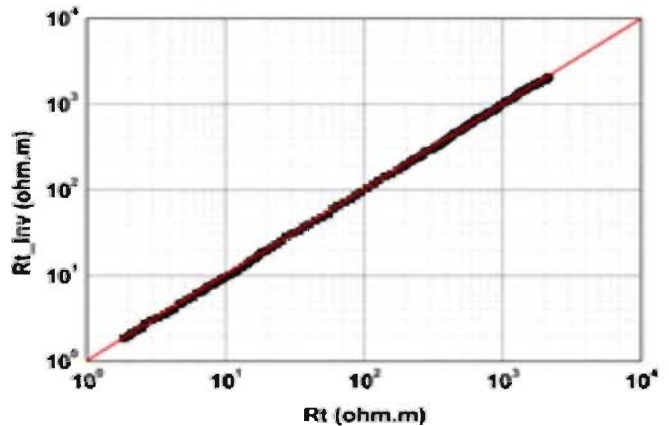


图12 地层电阻率反演结果

(3) 边界距离反演结果

在探边能力考察中，只是采用上下两条方位电阻率曲线的差异，实际上36条电阻率曲线（含4条主测量视电阻率和32条方位视电阻率）均能反映储层边界的储层边界距离，因此基于多参数输入的储层边界距离反演能够显著提高精度，而且根据上下边界距离反演，可以得到水平段层厚，从而可以得到井眼轨迹。

如图 13 所示为储层边界距离反演结果，图中横坐标是样本目标 DTB，纵坐标是网络输出 DTB。由图可见，反演的精度较高，全部数据目标值与网络输出值吻合很好，但是随着仪器远离边界，即 DTB 增加，反演误差也略有增加，这是因为受到探测深度的限制，仪器越远离边界，方位电阻率对边界的敏感度降低，因此误差相对也就加大了。

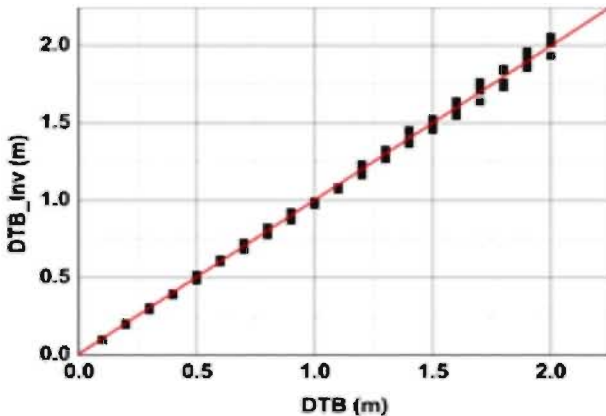


图 13 边界距离反演结果

4 结论

(1) 过钻杆方位阵列侧向测井可以得到 4 条主测量视电阻率、32 条方位电阻率测井曲线。

(2) 仪器具有较好的井眼适应能力，主电极等效阻抗以及屏流比能够控制在合理范围内，其探测深度为 0.41m、0.65m、0.89m、2.24m，纵向分辨率达到 0.31m。

(3) 不同模式的方位视电阻率均对地层边界有响应，

探边距离随探测深度和地层电阻率对比度的增加而增加，能够检测 1m 以上的边界距离。

(4) 采用遗传算法优化的神经网络反演技术，可以得到侵入带半径、侵入带电阻率、水平储层真电阻率、储层边界。

参考文献

- [1] 徐波,汪忠浩,伍东.基于常规电测井资料的各向异性储层水平井测井解释.测井技术,2018.
- [2] 刘行军,张炳军,闫海鹏,等.随钻测斜与电缆连斜测井水平井井眼轨迹误差研究.测井技术,2017
- [3] 孙建孟,张鹏云,冯春珍,等.LS油田水平井地层评价方法研究.测井技术,2016.
- [4] 高建申,孙建孟,于其蛟,等.新型贴井壁式阵列方位侧向测井数值模拟与响应特性.地球物理学报,2016.
- [5] 李粟.三维电阻率阵列成像测井方法基础研究[D].中国石油大学(华东),2015.
- [6] 尹成芳,柯式镇,许巍,等.三维侧向测井电极系设计及其响应模拟(英文).Applied Geophysics,2014.
- [7] 童茂松,曹宇欣,史金安,等.多模式过钻杆测井系统设计与现场应用.中国石油学会第二十届测井年会论文集,2019年.
- [8] 童茂松,曹宇欣,孙旭光,等.过钻杆四臂井径测井仪器中BLDC控制与驱动模块设计[J].测井技术,2018,42(05):571-576.
- [9] 童茂松,曹宇欣,史金安,等.基于LVDT传感器的过钻杆四臂井径测井仪器研制.石油管材与仪器,2018.
- [10] 曹宇欣,童茂松,张敏,等.过钻杆测井系统研制.石油仪器,2014.
- [11] 李安宗,李启明,朱军,等.方位侧向电阻率成像随钻测井仪探测特性数值模拟分析.测井技术.2014.

动态监测资料在 Y 井组油藏精细数值模拟的应用

李宁*, 郑小敏, 温柔, 王中涛, 李栋, 刘怡辰

(中国石油集团测井有限公司生产测井中心)
lin010scj@cnpc.com.cn

摘要: 针对低渗透裂缝性油藏纵向及平面渗透率变化大, 非均质性强的特点, 常规的油藏数值模拟方法无法准确刻画开发过程中的油水分布关系。本文利用动态开发资料与动态监测资料, 初步确定裂缝发育带及裂缝走向, 结合数值模拟技术与局部网格加密技术, 在拟合油藏生产过程中验证裂缝发育情况。利用新方法进行模拟后, 历史拟合准确率得到显著提高, 与生产动态特征一致, 模拟结果能够准确反映井间的裂缝发育情况, 得到的油水分布关系与测试结果相符, 提高了模拟结果的准确性和实际应用效果。

关键词: 生产测井; 动态开发; 油藏数值模拟; 历史拟合。

The Application of Production Logging Data in The Fine Numerical Simulation of Oil Reservoir in Y Well Group

LI Ning*, ZHENG Xiaomin, WEN Rou, WANG Zhongtao, LI Dong, LIU Yichen

(Production Logging Center, China Petroleum Logging CO.LTD., Xian, ShanXi 710200, China)

Abstract: In the light of the characteristics of large variation in vertical and plane permeability of low permeability fractured reservoirs, the oil-water distribution relationship in the development process can be not depicted accurately by the conventional reservoir numerical simulation method. The dynamic development data and production logging data are used for preliminarily determine the fracture development zone and fracture trend, after combining with the numerical simulation technology and the local grid encryption technology, the characteristics of fracture development is proved by matching of reservoir production performance. Using the simulation of the new method, the accuracy of historical matching was increased by 15%, which was consistent with the production dynamic characteristics. The fracture development in the well is reflected accurately in the simulation results, and the distribution relation of oil and water is consistent with the test results.

Keywords: production logging; dynamic development; numerical reservoir simulation; history matching

0 引言

我国大部分低渗透油藏均具有较强的非均质性, 受单井产量及相关因素限制, 低渗透油藏一般采用多层合采井网进行开发, 储层纵向和平面非均质性明显, 造成注水井的注水剖面和生产井的产液剖面不均匀^[1-3]。随着开发进行, 层间矛盾、层内矛盾越来越突出, 势必造成物性好的储层注水前缘突进, 综合含水上升, 产油量下降^[4-5]。仅靠开发初期静态地质资料无法判断开发后期油

田的注水和产液状况, 必须进行生产测井测试, 主要采集参数有井筒压力和油、气、水产量, 据此分析各油层的性质。生产测井测试资料主要包括: 注入剖面、产出剖面、剩余油测井、井地电位、井间示踪剂、微地震监测、套损检测及各种压力测试等^[6-8]。

油藏数值模拟方法^[9-10]是应用计算机研究油气田开发过程中油、气、水以及注入剂渗流规律的数值计算方法, 它能解决油气藏开发过程中极为复杂的渗流及工程问题, 是评价和优化油气藏开发方案的有力工具。对于非均质

作者简介: 李宁, 男, 1987 生, 硕士, 现在中国石油集团测井有限公司生产测井中心工作, 长期从事油气田开发动态分析、生产测井资料采集解释等方面工作。

性较强的注水开发低渗透油藏，受压裂改造及网格尺度限制，模拟准确率较低^[11-15]。

本文从分析动态开发资料、动态监测资料入手，将其与油藏数值模拟方法进行结合，提出了一套适应低渗透裂缝性水淹地层的精细油藏数值模拟方法。

1 区块概况

长庆油田 BY5 区 C4+5₂ 油藏为典型的低渗透裂缝性注水开发油藏，目前处于高含水开发前期，该区裂缝、高渗带发育，油井见效后易引起含水上升，前期已开展了吸水剖面测井、剩余油饱和度测井、产液剖面、井地电位水驱前缘监测、示踪剂监测等。该区水驱方向具有多向性，主要水驱方向为近东西向，但受前期地质认识及地质建模精度限制影响，常规油藏数值模拟结果对于裂缝、高渗带模拟效果不理想，制约了平面和剖面水驱规律认识，对于后期精细注采调控难以提供有效建议。

2 动态开发资料分析

本文以 BY5 区的 Y49-32 井组为例进行动态分析。Y49-32 井组是以 Y49-32 为中心注水井的菱形反九点井组。

图 1 为 2010 年 6 月与 2015 年 6 月两个时间节点井组的开采现状对比图。在 5 年的开发过程中，Y49-33、Y49-31、Y48-33 的含水率上升明显，含水率分别从 79.3%、74.9%、13.0%，上升为 98.5%、95.8%、57.5%，上升率分别为 19.2%、20.9%、44.5%。Y49-33、Y49-31 由中含水阶段变为特高含水阶段，Y48-33 由低含水阶段变为中含水阶段。结合本区域的地质特征推断，Y49-32 与 Y49-31 和 Y49-32 与 Y49-33 间可能存在裂缝（图中浅红色箭头）导致油井快速水淹，Y49-32 至 Y48-33 间可能存在高渗带通道（图中深蓝色箭头）。

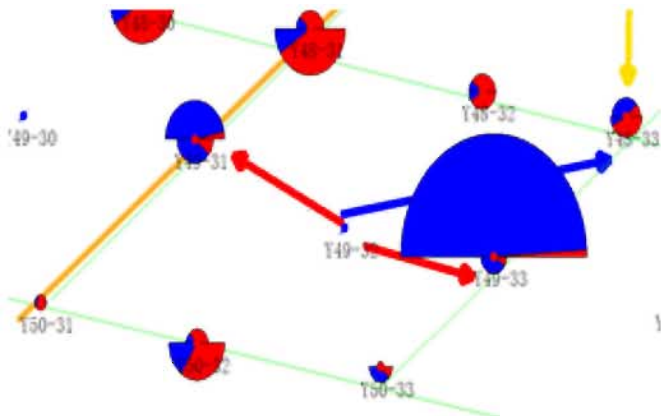
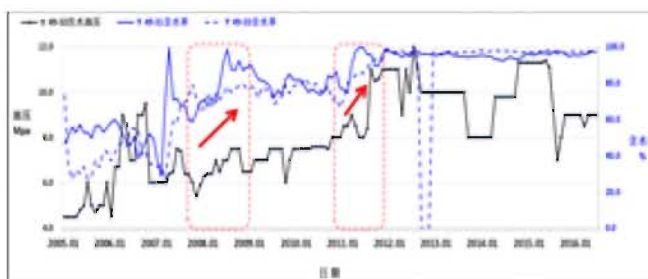


图 1 Y49-32 生产现状图

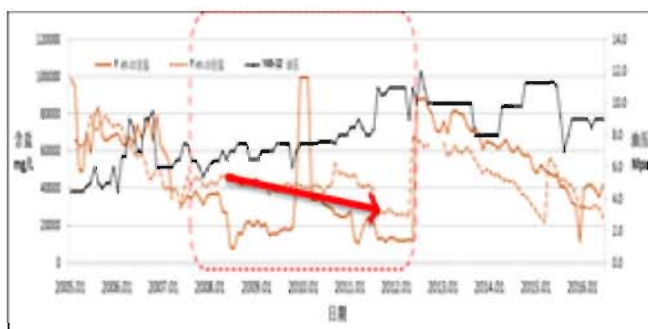
2.1 注水井压力与生产井含水率、含盐量关系

为进一步说明注水井 Y49-32 与生产井 Y49-31 和 Y49-33 的注采对应关系，下面对注水井的油管压力与周围采油井的含水率、含盐量进行分析。

从图 2 可以看出，Y49-32 井与分别在 2007 年 11 月至 2008 年 8 月和 2011 年 05 月至 2011 年 08 月注水油压上升 2.1Mpa 和 3Mpa，对应 Y49-31 含水率上升 25.1%、19.9% 和 Y49-33 含水率上升 15.7%、29.3%（如图 2a），与此同时两采油井的含盐量均有明显的下降（如图 2b），含盐量下降一般由于注入水矿化度低引起，据此推断为注水压力的上升开启了微裂缝，注入水沿微裂缝快速突进，导致油井含水率上升、含盐量下降。



(a) 注水井油压与油井含水率关系

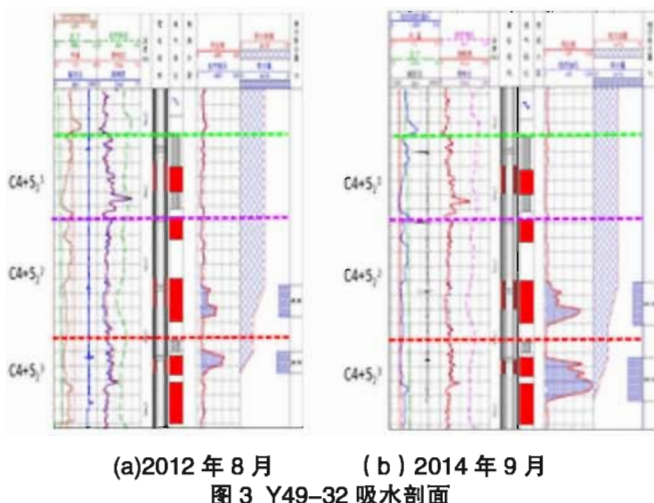


(b) 注水井油压与油井含盐关系

图 2 Y49-32 井油压与 Y49-31 和 Y49-33 井含水、含盐关系图

3 动态监测资料分析

吸水剖面资料是生产测井类最为基础、应用最广泛的动态监测资料，注水井吸水剖面测井资料是油田开发动态监测的基础。图 3 为 Y49-32 的吸水剖面测井解释成果图。它通过不同的参数组合，可以直接确定吸水层位及各层位的相对吸水量、绝对吸水量、吸水厚度、注入强度，还可以间接判断堵漏效果、水驱状况等。



从 Y49-32 井 2012 年、2014 年两年的吸水剖面可以看出, 该井 C4+5₂¹ 层射孔段不吸水, 主要吸水层位在 C4+5₂² 和 C4+5₂³。对于 C4+5₂³ 层, 2012 年相对吸水量为 54.70%, 2014 年上升为 59.44%, 吸水包络面积明显增大, 该层注水突进现象明显, 该认识与动态开发资料分析结果一致。通过动态开发资料与动态监测资料的综合解释, Y49-32 与 Y49-31 和 Y49-32 与 Y49-33 在 C4+5₂³ 层存在微裂缝, 导致了注水井沿微裂缝快速突进, 油井含水率快速上升, 含盐量下降。

4 非均质油藏精细数值模拟

油藏精细数值模拟方法是定量描述非均质地层中流体流动规律的唯一方法, 可以模拟油藏开发过程, 获取各开发阶段剩余油分布图, 及预测各井开发动态, 用以指导油藏开发方案调整。油藏精细数值模拟方法是应用计算机研究油气田开发过程中油、气、水以及注入剂渗流规律的数值计算方法, 主要包括数值模拟模型的建立、生产动态历史拟合和开发指标预测三个方面。历史拟合依赖于数值模拟研究人员对目标油藏的地质认识、对动态现象的工程判断、自身掌握的油藏经验等综合因素, 重要的是要把握拟合指标与调整参数之间的相互关系。它是数值模拟过程中极为重要和耗时的过程。如果在模拟之前可以获取较多的油藏地质信息, 可以大幅度减少模拟时间并提高拟合的准确度。

4.1 非均质油藏精细数值模拟流程

本文主要针对低渗透裂缝发育注水油藏进行精细数值模拟研究, 主要流程如图 4 所示。常规油藏数值模拟方法受网格尺度限制, 无法准确模拟出裂缝发育情况及注水沿裂缝推进速度。本文针对区块的地质条件, 结合

生产测井与动态分析成果, 初步预测储层裂缝发育状态, 利用局部网格加密技术, 通过修改加密网格属性实现裂缝发育特征刻画, 结合数值模拟过程中单井动态拟合验证与修正相关裂缝参数, 实现注入水沿裂缝突进现象的有效模拟, 更准确地获取了油藏局部剩余油分布及单井水淹特征, 为后期相关增产措施实施提供了依据。

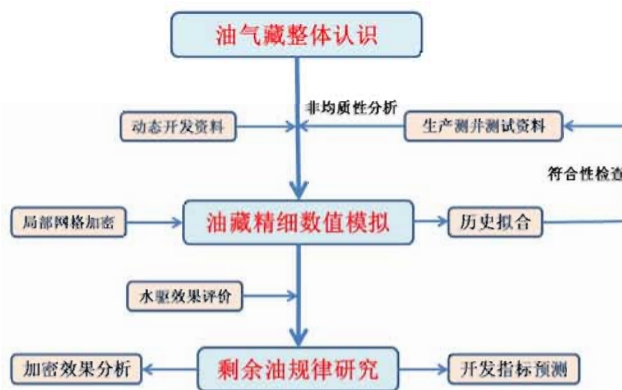


图 4 非均质油藏精细数值模拟流程

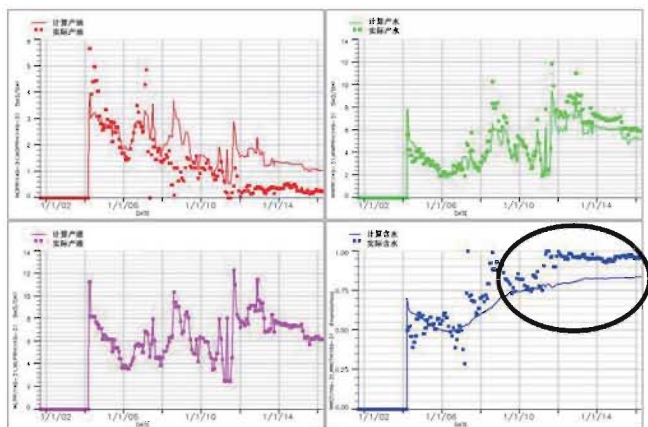
4.2 历史拟合

油藏历史拟合的目的是提高和验证油藏数值模拟参数的准确性, 也是验证所建地质模型的过程, 验证上面建立的地质模型能不能重现油田的生产过程。单井的历史拟合指标主要包括: 产油量、产水量、产液量、含水率, 瞬时生产气油比、单井累积产油量、单井累积产水量以及井底流压等随时间的变化等。本文挑选了 Y49-31 井的产油量、产水量、产液量、含水率 4 个指标, 用于比较常规油藏数值模拟的拟合结果和新方法的拟合结果。

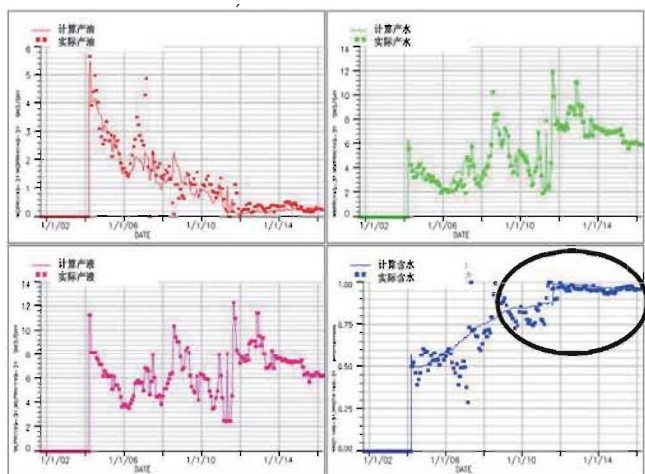
Y49-31 井 2004 年 4 月至 2016 年 4 月平均日产液 6.58m³, 日产油 1.06t, 日产水 5.34m³, 含水率 79.1%, 但是该井在 2011 年 3 月份日产油量由 0.87t 下降为 0.20t, 与此同时含水率由 74.1% 上升为 95.0%, 表现为明显的暴性水淹特征。

通过常规方法进行的历史拟合精度约为 70%, 对于生产后期暴行水淹现象拟合误差较大 (如图 5a)。结合前期的开发动态资料、动态监测资料综合分析, 认为是两井间 C4+5₂³ 层存在裂缝, 导致该井水淹, 拟合结果与这一认识不符, 需要重新拟合。在重新拟合的过程中运用局部网格加密技术, 在注水井与油井间加密网格单元, 以更好的描述注水前缘, 避免了粗网格因为精度不够而忽略的驱替过程。通过新方法拟合结果精度约为 85% (如图 5b), 较传统方法明显提高, 更加符合油井的生产规律。

4.3 剩余油分布规律



(a) 常规方法历史拟合结果



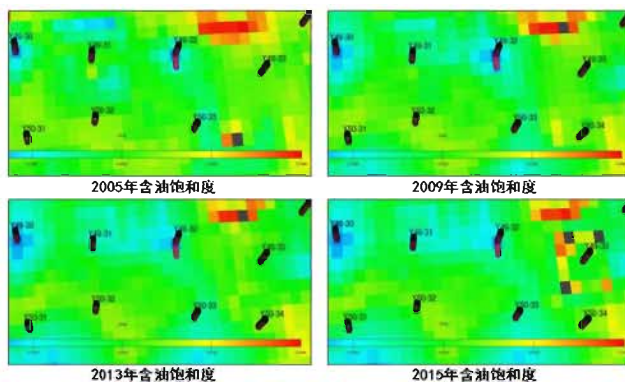
(b) 新方法历史拟合结果

图 5 Y49-31 井产油量、产水量、产液量、含水率历史拟合结果

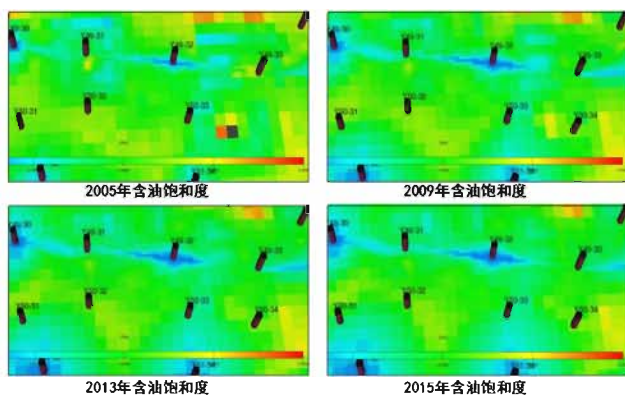
含油饱和度可以用来定量描述剩余油的分布情况，可以很好地反映油藏的注入水波及状况和驱替状况。图 6a 为 Y49-32 井组 2005 年至 2015 年 C4+5₂³ 层常规方法的油藏数值模拟结果。四个时间节点含油饱和度显示，Y49-32 中心注水井的注水效果不理想，注入水基本沿井周均匀向外扩散，与开发动态资料和动态监测资料所反映的该区块非均质性地质信息差距较大。

图 6b 为 Y49-32 井组 2005 年至 2015 年和 C4+5₂³ 层采用新方法的油藏数值模拟结果。C4+5₂³ 层线性注水现象明显，而在模拟过程中 C4+5₂² 层属于均匀注水驱替过程。在 C4+5₂² 层油井 Y49-31 和 Y49-33 并未达到水淹级别，而在 C4+5₂³ 层油井 Y49-31 和 Y49-33 已经达到高含水级别。所对应的单井历史拟合曲线（图 5b）与实际油井生产数据一致，与动态开发资料和动态监测资料所认识的裂缝信息一致，综合分析模拟结果合理、可信。

4.4 综合解释及建议



(a) 常规方法模拟结果 (C4+523 层)



(b) 新方法模拟结果 (C4+523 层)

图 6 油藏数值模拟含油饱和度结果

Y49-31 和 Y49-33 含水上升明显，两油井与注水井间可能存在裂缝导致油井快速水淹。通过注水井油管压力与采油井含水率、含盐量关系分析，Y49-31 和 Y49-33 含水上升是 Y49-32 注水引起，注入水导致油井水淹，注采对应关系良好。从 Y49-32 的吸水剖面来看，主要吸水层位在 C4+5₂² 和 C4+5₂³ 层，而 C4+5₂³ 层注水突进现象明显。油藏数值模拟结果表明，C4+5₂³ 层线性注水现象明显，非均质性强。综合分析，Y49-31 和 Y49-33 并在 C4+5₂³ 层处裂缝发育与 Y49-32 相连通。

针对上述综合解释结果，建议对水井 Y49-32 进行调剖作业或实行温和注水策略，对油井 Y49-31 和 Y49-33 的 C4+5₂³ 层进行堵水作业，以提高水的波及系数，今后应加强油水井动态监测，防止油井含水率再次快速上升。

5 结论

通过本文的研究可以得出以下几点认识：

- (1) 基于开发动态资料及动态监测资料，可明确的识别出纵向及平面上注水不均衡问题，初步预测地下裂

缝的发育。

(2) Y井组因为注水压力大,造成Y49-32与Y49-31井间、Y49-32与Y49-33井间在C4+523层微裂缝开启,导致采油井含水率快速上升、含盐量下降,注水井纵向吸水不均匀现象。

(3) 将动态监测资料的解释成果用于修正和指导模拟过程,使模拟结果与现场测井测试结果更加一致,综合解释更加准确、合理。

参考文献

- [1] 郑小敏,刘东明,李震.基于测井资料的Y油田B9断块剩余油分布规律分析[J].测井技术.2017,41(1):92-97
- [2] 李宁,郑小敏,刘东明等.井震结合综合评价低渗透裂缝油藏水驱效果[J].测井技术.2017,41(6):718-722
- [3] 唐海,李兴训,黄炳光等.综合评价油田水驱开发效果改善程度的新方法[J].西南石油学院学报,2001,23(6):38-40
- [4] 张国辉,任晓娟,张宁生.微裂缝对低渗储层水驱油渗流规律的影响[J].西安石油大学学报(自然科学版).2007,22(5):44-47
- [5] 张继风.水驱油田开发效果评价方法综述及发展趋势[J].岩性油气藏,2012,24(3):118-121
- [6] 张芳,王新海.低渗透油藏水驱开发效果综合评价方法[J].重庆科技学院学报(自然科学版,2012,14(5):34-36
- [7] 潘晓梅,陈国强.油气藏动态分析[M].石油工业出版社,2012
- [8] 潘晓梅,刘秀云,廉庆存.油藏工程[M].石油工业出版社,2015
- [9] 刘鹏程.油藏数值模拟基础[M].石油工业出版社,2014
- [10] 周贤文,汤达帧,张春书.精细油藏数值模拟研究现状及发展趋势[J].特种油气藏,2008,15(4):1-6
- [11] 丁增勇,李微,刘建华等.局部网格加密数模技术研究剩余油分布[J].油气地质与采收率,2001,8(2):43-46
- [12] 程启贵.特低渗透砂岩油藏精细描述及数值模拟研究应用[D].西南石油大学,2006
- [13] 吴忠宝,胡文瑞,宋新民等.天然裂缝发育的低渗透油藏数值模拟[J].石油学报,2009,30(5):727-730
- [14] 苏云河,杜志敏,陈小凡等.高含水油藏动态局部网格加密技术[J].石油学报,2010,31(1):83-86
- [15] 马栋.裂缝发育

RC 电热膜加热技术及其在辽河油田的应用

樊志强

(辽河油田钻采工艺研究院信息所, 辽宁 盘锦 124000)
fanzq@petrochina.com.cn

摘要: 井下加热是稠油、高凝油及凝析油开采过程中增加原油产量及提高采收率的有效方法。电能是最清洁的能源之一, 利用电能转换为热能可保证油井正常生产并降低成本, 但是电发热材料的材质、制备工艺、转换方式等会直接影响到电热转换效率。针对几种传统的电热转换方式均受到某种条件的制约或功能性不足的问题, 本文分析了 RC 电热膜发热原理及特点, 提出将 RC 电热膜加热技术与现代自动控制仪器及控制技术相结合后应用在油田中, 通过在辽河油田现场进行了多方面实际应用后, 证实该技术根据被加热介质加热需求不同, 可灵活调整表面形状及工艺设计, 具有使用寿命长、电热转化效率高、控温精度高、节能效果显著等特点, 是一种理想的、安全可靠的电热转换加热技术。进入“十三五”, 随着油田从规模开发走向降本增效阶段, 绿色节能环保日益成为油田生产工作的主要任务。RC 电热膜加热技术是一种新型高效的电热转换技术。根据被加热介质加热需求不同, 灵活调整表面形状及工艺设计, 具有使用寿命长、电热转化效率高、控温精度高的特点, 是一种理想的、安全可靠的电热转换加热技术。

关键词: RC 电热膜; 电阻; 电容; 发热层; 井口; 储油罐

RC Electrothermal Film Heating Technology and Its Application in Liaohe Oilfield

FAN Zhiqiang

(Institute of Drilling and Production Technology of Liaohe Oilfield, Panjin 124000, Liaoning, China)

Abstract: Downhole heating is an effective method to increase crude oil production and enhance oil recovery during the exploitation of heavy, high condensate and condensate. Electricity is one of the cleanest sources of energy, and converting it to heat can keep oil wells operating and costs down, however, the electric heating conversion efficiency will directly affected by the material, preparation technology and conversion mode of electric heating materials. For several kinds of traditional way of electrothermal conversion are restricted by certain conditions or insufficient functional problems, by analyzing the RC heating principle and characteristics of electrothermal films heating, the combination of the RC electrothermal film heating technology and modern automatic control instrument with control technology is proposed in this paper, after it is applied in liaohe oilfield for various practical, surface shape and process design were flexibly adjustment according to the heating medium heating requirements, this result shows that this technique has characteristics of a long service life, high heating efficiency, high precision temperature control and significant energy saving effect, it is an ideal, safe and reliable electric heating technology.

Keywords: RC electrothermal film; resistance; capacitance; heating layer; wellhead; storage tank

0 引言

节能减排, 降低能耗, 是社会发

展、调整经济结构, 实现国民经济可持续发展的重要突破口。电能是最清洁的能源之一, 利用电能转换为热能一直在我国工业、交通、运输、建筑、农业和农村等领域得到广泛应用, 而电发

作者简介: 樊志强, 男, 1989年毕业于西北大学石油地质专业, 学士, 在辽宁省盘锦市辽河油田钻采工艺研究院信息档案所工作, 高级工程师, 从事数字油田规划设计与数据库管理工作。

热材料的材质、制备工艺、转换方式等直接影响到电热转换效率。

1 几种传统电热转换方式介绍

(1) 电热管 / 棒电阻式发热

采用耐高温镍铬合金丝或石墨管(棒)制成的电发热体,电流通过电阻发热体后发热,实现电能转换热能。该发热方式具有升温速度快、加热温度高、安装方便等特点,在加热领域得到广泛应用。但是,该方式存在发热丝易氧化,使用寿命短(8000小时以下),发热体发热的同时发光,电热管传热路径热阻大,电热转换效率低(60—70%),热惯性大,丝状发热体与周围环境温差大,控温精度低,加热体表面易结焦结垢等不足。

(2) 低温辐射电热膜电阻式加热

它是将面状发热体利用有机绝缘材料封装,通电后发热体发热,其发热方式仍为电阻式发热。该种方式与电热管电阻发热最大的不同为面状发热,具有升温速度快,温度均匀,电热转化效率高达90%左右,使用寿命长等特点。采用该类发热方式的产品受柔性绝缘材料限制,使用温度不能超过材料的耐受温度,大多只能在120℃以下使用。同时,该类发热材料存在功率衰减等不足。

(3) PTC 加热

PTC加热方式采用半导体陶瓷材料作发热元件,利用半导体空穴原理实现电热转换。该类产品加热方式具有易于实现恒温,调温,自动控温等特点,被广泛应用于空调辅助加热,汽车暖风,智能通道,机柜恒温加热等。但该加热方式存在加热温度低,应用领域窄等不足。

(4) 电磁感应式加热

该类加热是利用整流滤波电路将50HZ交流电变成直流电,再转换成频率20—30KHZ的高频高电压,高速变化的电流通过线圈会产生高速变化的磁场,当磁场内的磁力线通过被加热金属等物体时,物体高速发热,将电能转换为热能。该方式具有加热迅速,温度控制准确,维护简单等优点。一般热处理、淬火等类型设备采用此电热转换方式。该加热方式存在使用寿命短、热效率低(30%左右)、发热体最大直径仅能达到1m量级等不足,应用范围相对较小。

2 RC 电热膜发热原理及特点

2.1 研发背景

上世纪八十年代中后期,美国率先提出和开始研究阻-容混合式电热膜加热器。当时资料表明,该种电热转换方式技术先进,热效率高,可取代传统电阻丝加热。但是,该技术存在当时无法克服的技术问题:长时间使用后加热功率衰减,绝缘层、电热膜与金属基材膨胀系数差异大,易开裂脱落,因此最终并没有形成产品推向市场。

受到阻-容混合式电热转换技术的先进性及潜在巨大应用市场的吸引,对该种电热膜加热技术进行研发。在研发过程中,主要突破以下难点:①研发了一种耐高温、高导热的涂层材料及其制备方法,该涂层材料具有介于金属材料、高绝缘陶瓷类材料之间的膨胀系数,且与两种材料相容性好,通过该涂层材料过渡,可以解决高绝缘涂层直接涂覆于金属材料表面而在长期加热/冷却交替过程中的开裂及脱落问题;②研发了耐高温发热层材料,将传统面发热体温度由100℃量级提高到400℃量级;③研发了耐高温绝缘层材料,高温下绝缘电阻高且稳定,同时具有很高的辐射系数,辐射系数可达0.92,确保了阻-容混合发热方式的成立,同时可将发出的热量以红外线形式辐射出去。目前RC电热膜材料和工艺技术已经获得多项国家发明专利及实用新型专利。

2.2 RC 电热膜系统结构及发热原理

RC电热膜发热系统,发热基材直接制备在金属、陶瓷及玻璃等需要加热的载体表面,突破了发热体、绝缘体与金属等载体热膨胀系数不匹配,耐热冲击、热疲劳性能低等关键性技术难题。一般由作为载体的管状或板状金属(陶瓷)层、过渡层、发热层、绝缘层等组成,如图1所示,采用多种无机复合材料的导电介质,与多种无机复合绝缘材料分层涂覆于被加热物体表面,经高

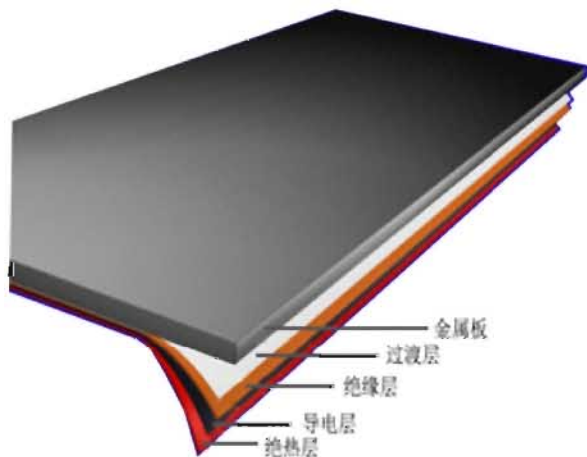


图1 RC 电热膜面状结构示意图

温烧结且密封,形成具有高效加热特性的电热膜加热系统。多层材料构成的电热膜厚度小于0.7mm,热阻小,传热快,材料与载体粘接性强,不受材料及介质压力的影响,适用性强,具有使用寿命长、电热转化效率高、控温精度高的特点,同时根据被加热介质加热需求及工艺不同,可灵活调整表面功率密度及工艺设计,可以满足不同的现场需求。

对于向一侧加热的板状加热结构,在金属载体内侧依次为过渡层、绝缘层、发热层,在发热层外面涂覆绝热绝缘层。对于管状向内传热的电热膜系统,导电层为电阻发热层,通过绝缘层、过渡层粘接于金属管或板材表面,导电层表面再涂覆低导热绝缘层及纳米高效绝热层(见图2)。



图2 RC电热膜管状结构示意图

电热膜通电后,导电层作为电阻发热使膜温度迅速升高,同时,由电热膜—绝缘层—金属载体三者之间构成的电容结构辅助发热,提高功率因数及发热效率,因而属于电阻与电容共同发挥作用的混合式发热机理。电热膜系统所产生的热能直接向金属载体方向快速传导或以红外线的形势向外辐射,热量使被加热物体温度迅速升高。

2.3 RC 电热膜系统主要特点

(1) 电热转化效率高。发热元件构成是由电热膜—绝缘层—金属载体三者之间构成为电容结构。因此,在元件中就构成了阻—容性负载,能有效提高供电网络的功率因数。同时又抑制电网中的高次谐波,设备经过国家权威部门检测及用户体验,电热转化效率达98%以上。而目前国内应用最广泛的电热管加热,因受材料及制造工艺的影响,电热转化效率只能达到70%左右,转换效率的大幅度提高,可产生非常巨大的社会效益和经济效益。

(2) 使用寿命长。由于在金属与绝缘层之间采用新

型过渡层材料,它很好地解决了金属材料与绝缘层、导电发热层之间膨胀系数差异大、在发热元件反复升温、降温过程中易开裂脱落等关键问题。经过优化设计及高温烧结的发热层、过渡层、绝缘层,各层间热物理性能匹配,自身及各层之间在常温及高温下化学性质及力学性能稳定,设备通过油田长时间现场应用,最长运行时间已经达到50000小时以上,目前设备还在平稳运行。

(3) 表面功率密度可调范围大,可控性好。电热膜发热材料加工过程中为液态浆料,以涂覆及印刷工艺完成加工工艺。根据不同的被加热介质,所需温度及不同加热方式,配制出不同含量的发热材料,将表面功率密度在0.01w/cm²—10w/cm²范围内可调可控。同时,发热层发出的热量,通过很薄的高导热、高辐射绝缘层直接向载体传导或向外辐射,使被加热物体温度升高,即保证了加热效果,又达到介质物性不变的目的,其灵活性和先进性是其他加热方式无法比拟的。

(4) 面状发热,升温快,温度均匀。将发热材料印刷在金属基材表面,基材整体发热,被加热介质整体受热,使温度快速升高、面积大,加热温度均匀,介质吸收传导温度更均匀,使被加热介质不结焦结垢,达到最佳的加热效果。

(5) 热惯性小,控温精度高。发热材料印刷在金属基材表面,绝缘材料厚度仅为几百微米,自身导热系数高,热阻小,无蓄热,相当于金属基材直接发热,发热体与被加热物体温差极小,设定控制温度热惯性很小,电停瞬间温度停升,使控温精度达到很高值,这一特点已经在制造精密设备上加热应用证明,能有效提高产品质量及减少废品率。

(6) 发热体形状适应性好、基材种类适应范围广。发热体可以在管状体、平面或曲面体表面加热应用,基材可在碳钢、合金钢、不锈钢及铝合金、玻璃、陶瓷、云母板及玻璃钢复合材料表面加热应用。

(7) 系统发热温度高,电加热设备热损耗低。作为面发热体,发热温度可以达到400℃以上,在电热转换效率提高10%以上的基础上,使用温度高,突破了传统面发热体低于120℃的限制。同时,发热体外的高效隔热材料可以选用纳米高效隔热材料,与传统陶瓷纤维隔热毡相比,导热系数可以降低一个数量级,室温热导率可以达到0.02W/m.k。

3 RC 电热膜技术及其在辽河油田的应用

利用拥有自主知识产权及专利技术的RC电热膜发热系统技术,结合现代自动控制仪器及控制技术,在辽

河油田现场进行了多方面实际应用,目前已经在高升、曙光等八家采油厂井口原油加热、高架罐原油加热、室内采暖加热等方面进行了不同形式的应用,现场应用表明系统设备运行平稳可靠,节能效果明显。在使用过程中,用户采用电表计量等对比,充分表现出加热设备热效率高、连续使用无故障、使用寿命长等特点。设备在使用过程中给用户带来了显著的节能效果,同时也证明,该核心技术具有适用范围广、应用领域广的特点,可以为企业带来很好的经济效益和社会效益。

3.1 RC 电热膜井口原油加热器

油田井口原油电加热方式与工业及建筑采暖、电锅炉加热方式有很大的区别,工业及建筑采暖、电锅炉加热介质是采用强制性泵循环加热,所发出的热量均匀平稳并被介质带走,传统电热管加热设备,使用寿命一般只在 5000 小时以下。油田井口加热与传统电锅炉加热的最大区别是:油井液体以脉冲形式从井下油管中排出,排出的液体具有不确定性,如,油、气、水混和比不同,排量、压力不稳定,液体粘度不同、间歇排液等。RC 电加热技术产品,使用获专利的特殊材料,面状均匀、精准发热,可以较好适应井口加热特殊性,与传统电加热相比技术上的优势明显。

RC 电热膜井口加热器目前已经在辽河油田安装了近 200 多台,在安装的所有设备中,跟踪较早的设备是在高升采油厂 2006 年安装的 5 台电热膜加热器,至今各项技术指标稳定,运行时间已超过 50000 小时,目前设备还在平稳运行,得到了用户的充分肯定与好评。

3.2 RC 电热膜高架罐加热

RC 高架罐热管加热方式为油电分离加热方式,热管有蒸发段和散热段,蒸发段涂有发热材料在罐体外部,散热段在储罐内,使加热体与原油分离。在生产车间加工加热元件使得热管成为生产设备的一部分,将 RC 电热膜涂敷于蒸发段的热管上,与冷凝段热管一并安装在储罐上,通过加热管的蒸发段,管芯内的工作液体受热蒸发,并带走热量,蒸汽通过循环通道流向罐内的冷凝段,凝结成液体,同时散出热能,在毛细重力的作用下,液体回到蒸发段,完成一个闭合循环,从而将大量的热能从加热段传到散热段,达到原油加热的目的(见图 3)。



图 3 储油罐热管加热示意图

传统储罐原油加热方式为电热棒加热,缺点是加热面积小,温差大,热量损失大,电热棒易结焦,寿命短,同时电热棒在罐内与油气直接接触,存在安全隐患。RC 电热膜热管加热技术,自动化程度高,发热面积大,升温快,温度均匀,热管散热段在罐内与主体长相等,与传统电加热相比具有罐内原油整体受热均匀、发热体与介质温差极小、不结焦、不影响原油的物性,具有油电分离、安全防爆、安全节能高效、温度控制精准的优势,目前已在锦州采油厂两个 50m³ 的高架储油罐上安装应用。

3.3 RC 电热膜加热器室内采暖应用

利用 RC 电热膜加热水循环供室内取暖,通过安装温控阀,控制所需要的温度,全程控制,可分时段加热,电热转化效率达 98% 以上。2006 年特油公司车队办公室安装的两台电热膜加热器,如图 4 所示,至今还在平稳运行,加热元件无故障,各项指标稳定,使用寿命已经达 50000 小时以上。

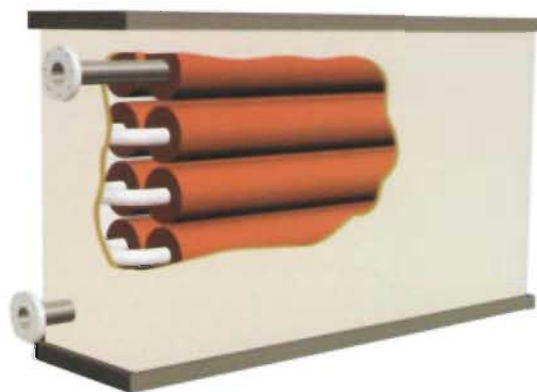


图 4 RC 电热膜加热器示意图

4 RC 电热膜加热技术在石油行业的应用前景

RC 电热膜加热技术,通过以上几种典型方式的应用,

充分证明该技术成熟可靠,材料稳定,在石油行业具有广阔的市场应用前景。

(1) 井下原油井筒举升加热

井下加热是稠油、高凝油及凝析油开采过程中,增加原油产量及提高采收率的有效方法。目前现场常用的两种井下加热方式:一种是油套管电磁加热,第二种是空芯抽油杆热电缆集肤效应加热,两种加热方式在加热设备运行过程中发现,装置耗能大(日耗电 17KW/吨),使用寿命短(1.5 年),存在着易结焦,易爆管,耗能高及寿命短等不足,因此市场上对工艺简单,既能保证油井正常生产,又能降低生产成本的电加热装置有迫切需求。

RC 电热膜加热系统,经过长期的应用,技术成熟,可生产出向管内、管外传导热工艺,可将发热材料涂敷于油管表面制成加热器,单台加热器可根据产量(功率可调 1—8KW),在井下分段安装阶梯加热,将提升温度控制在最佳临界点,热量损耗小,与传统相比节约电能可达到 40—50%,使用寿命长,地面应用显示可达 50000 小时以上,该技术可以有效提高油井原油采收率、降低采油成本、设备维护成本及更换成本。

(2) 原油输送管道加热

目前原油输送加热方式常见有两种方式:天然气加热和电加热。而天然气加热占整个管道加热的 95% 以上,随着天然气在一次能源消费中所占比重的逐年增加,价格也不断上涨,以辽河油田为例,生产用气每立方 2.60 元,日产液量 4—6 吨的单井升温 45℃,耗气 100 立方米,日用气费用约 260 元,还需要人工管理。

采用 RC 加热设备,自动化程度高,安全可靠、使用寿命长,温度设定后根据产液量自动调整功率,日产液量 4—6 吨的单井升温 45℃,耗电 195 度(1、峰时段用电:每千瓦时 =1.025 元;2、平时段用电:每千瓦时 =0.725 元;3、谷时段用电:每千瓦时 =0.425 元),日平均用电费用低于 140 元,无需人工看管,节能效果优势非常明显。

(3) 储罐原油加热

RC 电热膜储罐加热技术,发热材料印刷在储罐外热管表面,热量可向内传导。它突出的特点是油电分离、安全可靠,发热面积大、温度均匀、不易结焦,这是给

储罐原油介质加热非常理想的加热技术及工艺,在连续运行的环境中,既能完成加热效果,同时又能保证长时间稳定运行。

(4) 井下储层电加热,水平井电加热及海水面深(2500m 以下)的海洋冰状混合物加热技术,目前国内外还是空白。

(5) 其他

电导热油炉、电热水炉(电加热器)、蒸汽炉的热效率如下:

目前市场所应用的电导热油炉热效率为 60% 左右,电热水炉、蒸汽炉热效率为 70% 左右,加热管表面易结焦结垢、寿命短、温差大、控温精度低。

RC 电热膜技术生产的导热油炉热效率达 98% 以上,不结焦、寿命长、温差小、控温度精度极高(在 $\pm 1^\circ\text{C}$ 以下),加热面积大、升温迅速,使用寿命 50000 小时以上,产品体积小、自动化程度高。

5 结语

(1) 具有专利技术的导电材料和涂层结构的 RC 电热膜加热技术,与传统电阻加热相比具有热效率高、散热均匀、使用寿命长、温度控制精准等特点。

(2) RC 电热膜加热技术长期的现场应用跟踪表明该技术成熟可靠、使用范围广,可以有效的帮助企业节约能源,降低生产成本。

(3) 该技术在石油行业应用范围广阔,可以在油田井口原油加热、高架罐原油加热、原油输送加热等方面进一步得到应用,在井下原油井筒举升加热、水平井电加热等领域也具有应用前景。

参考文献

- [1] 韩光泽,过增元.导热能力损耗的机理及其数学表述[J].中国电机工程学报.2007(17)
- [2] 赵晓刚,周毅,赵健宇.输油管线集肤效应电伴热的优化[J].化学工程.2013(09)
- [3] 陈国长.采油技术手册[C].北京:石油工业出版社,1997
- [4] 张锐,稠油热采技术[M].北京:石油工业出版社,1999

动态图版软件的特点与应用效果分析

陈义祥*, 罗菊兰, 姚海林, 苗秀英, 吴涛, 王圆

(中国石油集团测井有限公司长庆分公司, 陕西 西安 710201)
chenyixiangcq@cnpc.com.cn; 13519163303@126.com

摘要: 测井解释结论的准确率一直是解释人员追求的重要指标。目前鄂尔多斯盆地主要为陆相河道沉积, 储层横向性质变化快, 测井解释难度大。测井解释工作者不断摸索、总结, 积累了大量的解释图版和区块经验, 这些图版和经验目前还是以 Excel 文件或图片等零散文件形式保存, 在模型更新和应用上均存在不便。同时, 目前图版制作过程采用手工方式进行, 效率低, 尚不能很好的满足快速解释的需要。本软件基于测井数据库构建了精细测井解释辅助系统, 形成了解释动态图版制作软件, 实现了单井地理位置显示、邻井测井数据查询、地质数据查看和批量录入、测井解释图版数字化管理、特征值拾取、交会图绘制和实时更新, 可依据地质评价的需求圈定具有相同规律的数据区域, 并实现了井位图和测井数据、解释图版的三者联动。大大的便利了测井解释区域图版的建立和更新, 实现测井与地质的结合, 提高了解释效率与准确率。

关键词: 动态图版; 井位坐标; 区域; 层系; 邻井对比

Characteristic and Application Effect Analysis of Dynamic Plate Software

CHEN Yixiang*, LUO Julan, YAO Hailin, MIAO Xiuying, WU Tao, WANG Yuan

(Changqing Branch of China Petroleum Logging Co., Ltd, Xi'an, 710201 China)

Abstract: The accuracy of log interpretation conclusion has always been an important index pursued by interpreters. At present, the Ordos Basin is mainly composed of continental channel deposits. The lateral properties of reservoirs change rapidly, which makes logging interpretation difficult. Logging interpreters continue to explore and summarize, and accumulate a large number of explanatory plates and block experience. These plates and experiences are still stored in the form of Excel files or pictures, which are inconvenient in model updating and application. At the same time, the current plate-making process is carried out by hand, which is inefficient and can not meet the needs of rapid interpretation. This software builds a fine logging interpretation assistant system based on logging database, and forms a dynamic interpretation chart making software. It realizes single well geographic location display, adjacent well logging data query, geological data viewing and batch input, log interpretation chart digital management, feature value picking, intersection chart drawing and real-time updating. According to the needs of geological evaluation, data areas with the same regularity can be delineated, and the linkage of well bitmap, logging data and interpretation chart can be realized. It greatly facilitates the establishment and updating of log interpretation area chart, realizes the combination of logging and geology, and improves the interpretation efficiency and accuracy.

Keywords: Dynamic plate; well location coordinates; region; series of strata; adjacent well contrast

0 引言

测井数据处理与综合解释^[1]是油气藏评价的一个

重要环节。而测井解释图版的建立, 在解释工作中起着举足轻重的作用。鄂尔多斯盆地储层具有低孔、低渗、低丰度的特征, 储层纵向、横向物理性质变化快^[2-5],

作者简介: 陈义祥, 男, 中国石油集团测井有限公司长庆分公司解释中心, 从事油田测井资料处理解释评价, 联系电话 13519163303

大的区域特征不够明显,需要分区、分层系进行精细评价。目前,常规的测井解释图版制作过程基本是采用手工读值的方式进行特征值选取,而且没有合适的软件能够实现测井解释图版上生成不同类型区域分界线的方程(WIS、TXT、GDS等),以及已有测井数据的迁移、新增数据的及时更新。地质、试油、分析化验等Excel格式的数据可以批量导入和单条录入,录入的Excel数据不受格式限制,以自动生成。分区域、分层系建立解释图版时拆分难度大,导致图版制作效率低,更新过程复杂,不能适应区域评价的需要,尤其不能满足鄂尔多斯盆地快速解释的需求。此外,解释图版数据更新繁琐,不能反映最新的生产动态。基于以上原因研究开发的测井解释动态图版软件,能够使工区平面井位图、解释图版和测井数据三者联动,可根据需要快捷方便地进行解释图版的分区、分层系建立,并随时跟踪井位部署及试油(气)结果等信息,在最快的时间内完善和更新解释图版,指导解释工作,提高解释效率和解释精度^[6]。

1 软件设计思路

动态图版是以井号为核心进行索引,根据井位坐标绘制平面井位图、查询相关邻井数据、区域信息、解释图版等信息,进行单井解释、多井分析和区域评价。同时,根据解释评价及试油(气)的结果,实时更新完善解释图版,使解释图版与生产进度紧密结合,并具有相互联动功能(见图1)。

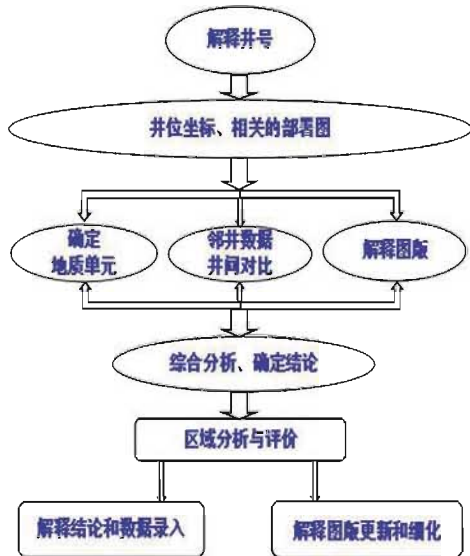


图1 动态图版软件的设计思路

2 技术特点

2.1 数据录入及查询方便快捷

动态图版软件以测井信息为核心进行数据录入。在测井信息录入时,可以通过整理的工区井信息批量导入,也可以从已经建立的数据库中进行数据直接导入调用。录入信息支持多种测井数据格式井号为关键字通过设置字段匹配,试油数据将自动和井数据关联并可调用,实现各类数据的灵活录入。同时,对于岩芯照片及成像测井图片等特殊数据可以单条记录添加,也可以从准备好数据的Excel表中复制,数据项包括取心筒次、照片类型、照片顶深、照片底深、照片存放路径及备注信息。这些录入的数据,均可通过井号或区域来查询、浏览和调用(见图2、图3)。



图2 EXCEL格式常规数据的录入

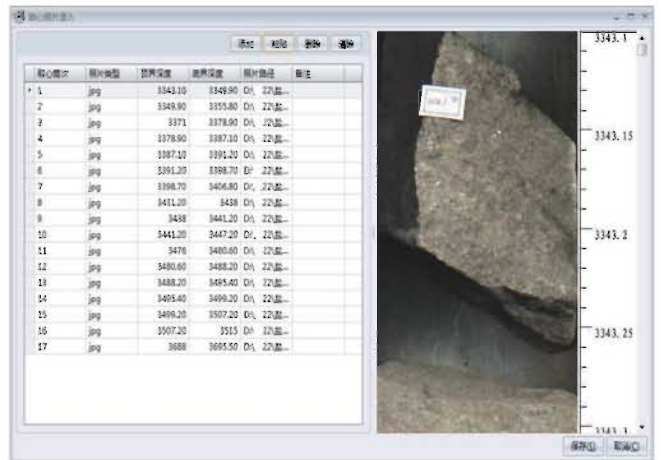


图3 岩芯照片的录入

2.2 特征值拾取

在测井特征值的拾取过程中,能够一次通过鼠标提取代表储层特征的所有曲线数值,并支持曲线数值间的相互计算生成复合参数,为建立解释图版、确定解释下限值提供基础信息;对于多层系井区,可通过移动鼠标依次提取各小层的曲线特征值。利用提取的特征值或复合参数,可生成油气储层评价的各类解释图版,并且能够实现拾取的特征值数据、井位图与解释图版三者联动,实时分析图版信息来确认特征值拾取是否得当或建立图

版的区域划分是否合理。(见图4)。

2.3 分区、分层系制作解释图版

当一个大的区域规律不够明显,无法对解释工作提供有效帮助的时候,我们可以结合地质特征对选定井区,分小区进行研究,建立适合解释工作需要的解释图版。也可以在同一界面下制作解释图版,并将不符合的数据点进行特殊显示,简单直观地发现问题并相互对比,可随时跟踪解释结论的准确性(见图5、图6)。

2.4 井位导航

动态图版软件能够利用测井资料提供的井基础信息,绘制平面井位图,实现数据导航功能^[7],解决了测井解释过程中测井解释人员收集的井位图存在缺陷和滞后的现象。在图版制作中,也可随时参照井位分布,及时发现区域规律(见图7)。

2.5 多井对比

多井对比主要用于相邻井砂体展布对比、曲线数值变化情况分析 and 解释结果对比分析。动态图版软件在井位图层上,可选择多井,显示多井剖面,可以按深度对齐、

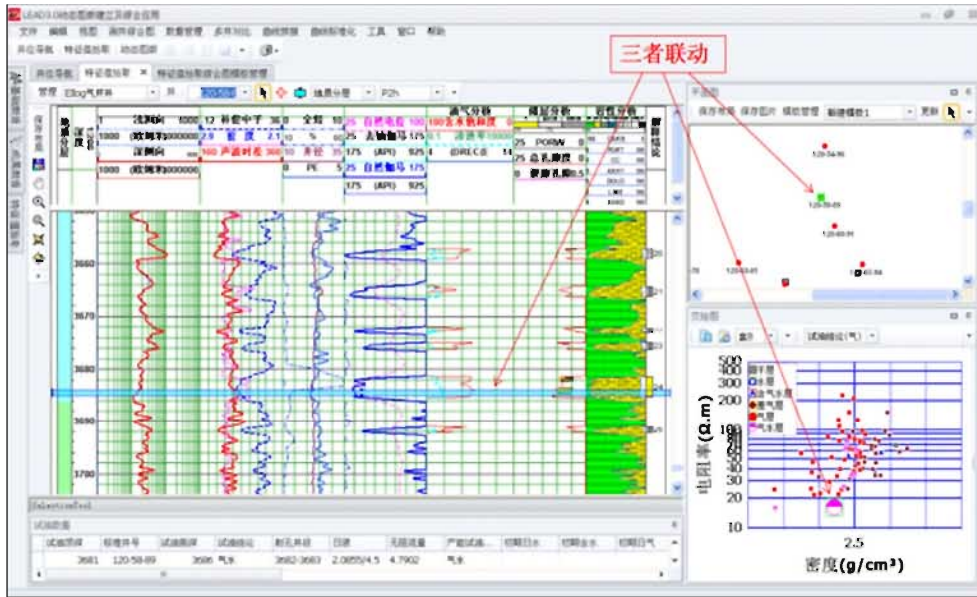


图4 特征值拾取、井位坐标及解释图版三者联动

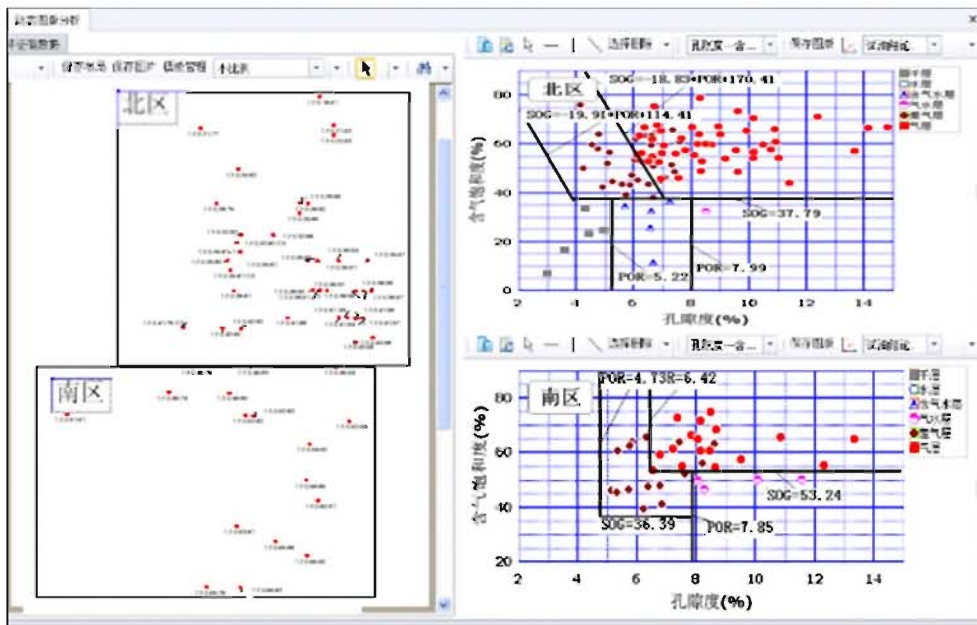


图5 S120井区南、北分区解释图版

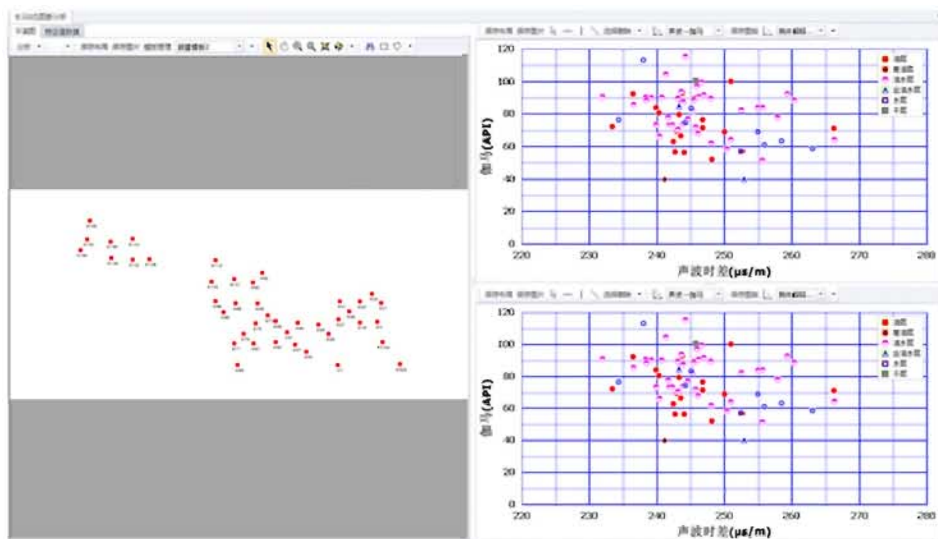


图6 动态图版解释结论与试油结论对比分析界面

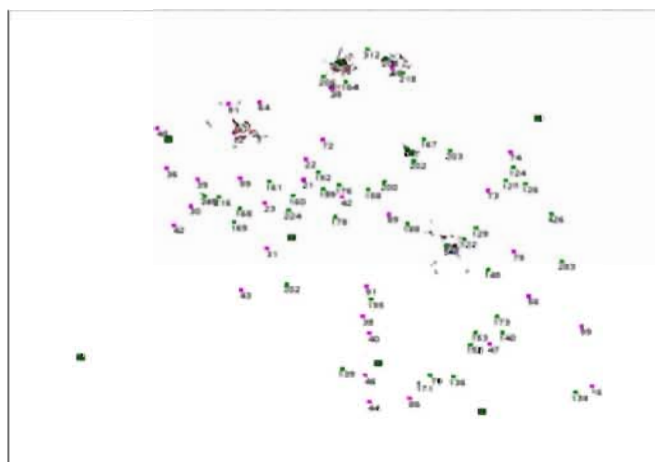


图7 根据井位坐标绘制的井位导航图

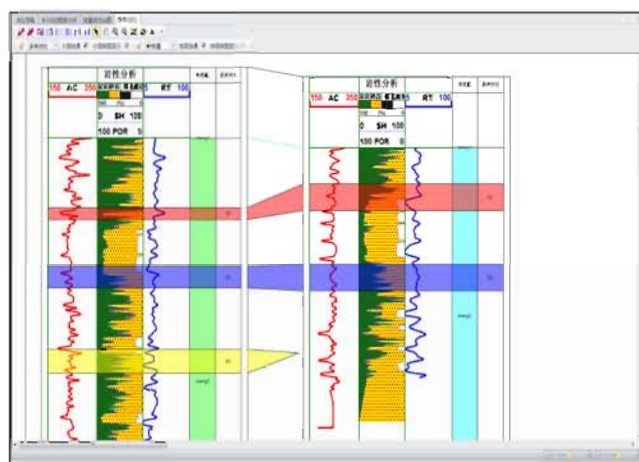


图8 多井对比连井剖面显示

按层位对齐，井间距按实际距离或按等间距显示，设置地层界面后可自动连线，直观的进行多井对比分析^[8]（见图8）。

3 应用效果分析

选取某气田 S120 井区为研究对象，运用动态图版进行分析。S120 井区共收集到 69 口井的测井及试气数据。

长庆油田预探井和开发井分布在不同坐标带，需要转换，动态图版在数据录入后，根据一定的规则，可以针对不同坐标带进行转换，保证了井位导航位置准确。

自动生成的井位导航图，可以按需制作各类导航图模板。根据井区的大小，可设置匹配的绘图比例；根据井别的不同，用不同颜色、形状和大小的点绘制不同井别的井位；按取值和未取值的井用空心 and 实心来显示井位等。导航图可以根据实际生产的需要绘制各类模板，

其他区块使用时，调用模板即可。

试油（气）数据多为 EXCEL 文件，读取的 EXCEL 文件里列和行不受格式限制，只需要以井号为关键字通过设置字段匹配，试油（气）数据将自动和井数据关联并可调用。测井数据为 GDS 格式数据，能够实现批量导入。也可以在数据库建立的基础上，从数据库直接调用。

在数据准备完成后，即可建立标准层，进行特征值的拾取和动态图版分析。当整个区域数据相对散乱，缺乏规律性的时候，可以划分更小的区域进行分析。在确认该区域有规律可循的时候，可以保存该分区的解释图版。针对 S120 井区，通过动态图版软件，可分为北区和南区进行分别分析，规律性更加明显，因此，我们分区建立解释图版。在解释图版上，针对解释结论或者试油（气）结论的分界线，用划线工具进行划线，即可生成公式。

对于制作好的图版，以图片的格式保存于工区下，方便以后随时调用。当该区域该层系有新增加的数据时，只需要将新的数据录入进来，即可在以前做好的图版中显示新增数据点。分析新增数据点在图版上的位置，即可知道解释结论。下面以 S120 井区为例，展示几张用动态图版软件所建立的解释图版（见图 9- 图 14）。

此外应用动态图版分析了 H82 井区、W420 井区、S392 井区等数据，制作了这些井区的解释图版（见图 15- 图 18）。

以上井区的解释图版，经过分析验证，都能准确的反应区域规律，直观的指导测井资料解释结论的确定，有效地提高了测井资料解释速度及解释准确率。

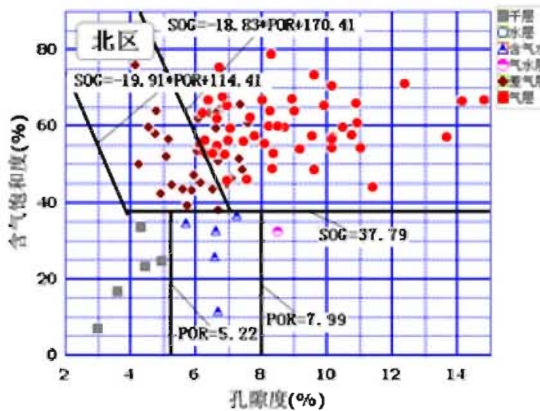


图 9 S120 北区孔隙度 - 含饱和度交会图

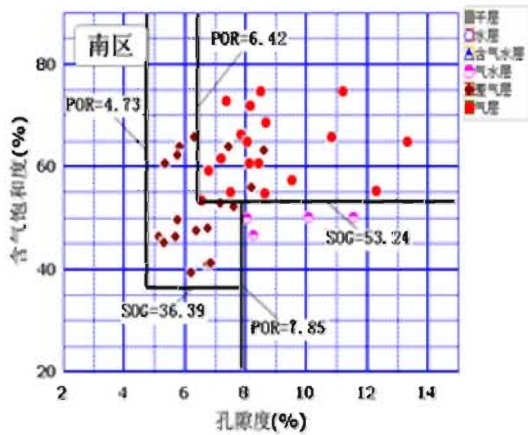


图 10 S120 南区孔隙度 - 含饱和度交会图

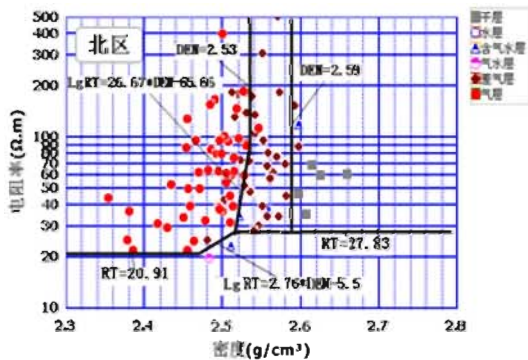


图 11 S120 北区密度 - 电阻率交会图

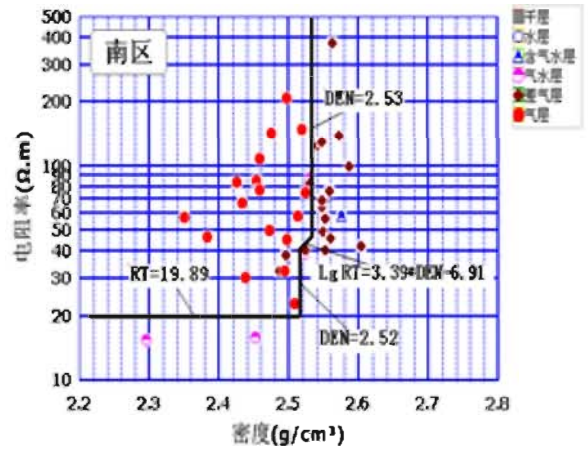


图 12 S120 南区密度 - 电阻率交会图

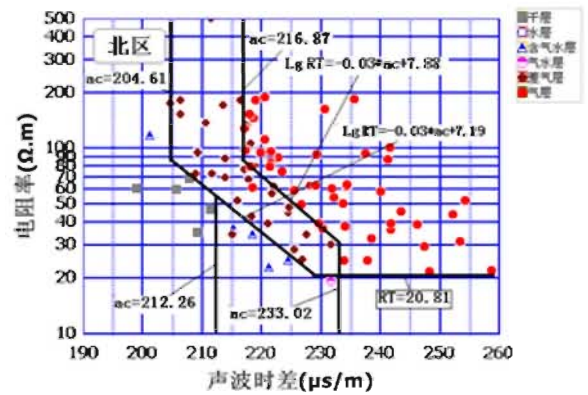


图 13 S120 北区声波时差 - 电阻率交会图

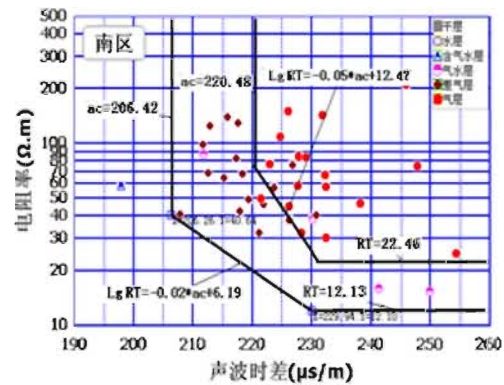


图 14 S120 南区声波时差 - 电阻率交会图

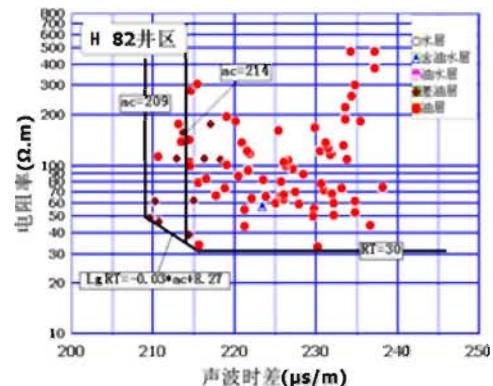


图 15 H82 井区解释图版

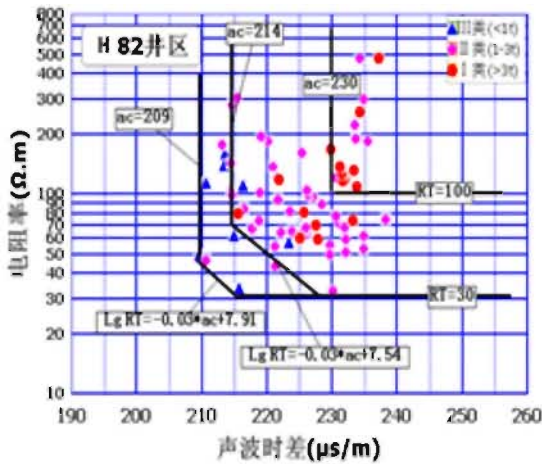


图 16 H82 井区产能预测图版

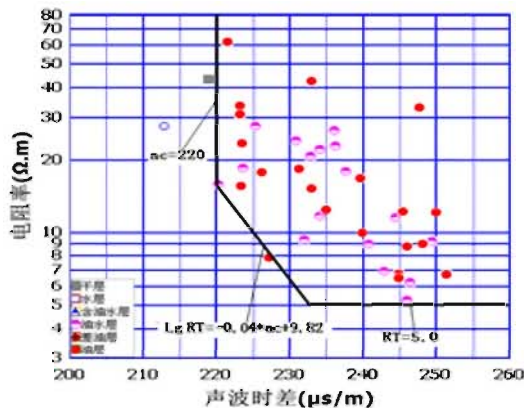


图 17 W420 井区某层位解释图版

4 结语

动态图版软件以测井资料为核心，包含相关单井资料的录入、调用、查询和显示，能够根据井位坐标绘制平面井位图，进行井位导航。在特征值拾取时，能按照算术平均值计算储层曲线特征值，并支持手工修改，满足了测井解释图版建立的要求。

该软件实现了动态图版与平面底图联动交互操作，可分区、分层系的根据曲线特征值、解释结论、试油（气）

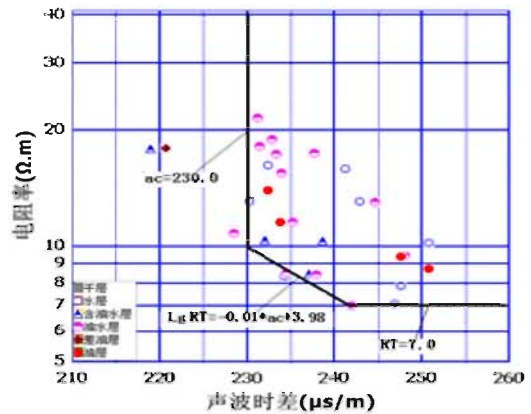


图 18 S392 井区某层位解释图版

结论等信息建立区域动态解释图版，实现了动态图版的实时更新。

该软件在单井解释、多井对比及区域分析方面都能发挥显著作用，大大降低了解释人员的工作强度，有效提高了工作效率和解释准确率。

参考文献

- [1] 雍世和, 张超谟等. 测井数据处理与综合解释 [D], 东营: 中国石油大学出版社, 2002
- [2] 冯婷婷, 陈晓亮等. 鄂尔多斯盆地低渗气藏井型优选研究 [J], 天然气开发技术, 2014
- [3] 樊婷婷, 鄂尔多斯盆地上三叠系延长组储层成岩作用研究 [J], 西北大学, 2008
- [4] 周翔, 鄂尔多斯盆地代家坪地区延长组低孔渗砂岩油藏成藏机理研究 [J], 中国地质大学, 2016
- [5] 赵靖舟, 付金华等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式 [J], 石油学报, 2012
- [6] 罗菊兰, 林忠霞. LEAD3.0 测井解释软件的深化应用验收报告, 2014
- [7] 张益政, 王秀坤. 油田勘探和产管理及井位导航系统设计与实现. 大边理工大学. 2005
- [8] 崔猛, 翟应虎, 程荣超, 多井信息综合对比分析方法及应用 [J], 中国石油大学学报

长庆油田生产测井解释评价库研发与应用

王中涛*, 刘东明, 郑小敏, 李栋, 王志峰, 刘怡辰

(中国石油集团测井有限公司生产测井中心, 陕西 西安 710200)

wangztsccj@cnpc.com.cn

摘要: 针对生产测井数据信息丰富、格式多样、项目众多的基本特点, 基于 SpringMVC 架构, 后台采用大型关系型数据库 Oracle, 前端展示页面采用 EasyUI、ECharts、HTML5 技术, 通过 MyBatis 和 ICE 实现数据的访问, 利用 Java 平台研发了生产测井解释评价库并完成部署应用。该数据库 web 端具备数据查询、统计、分析等管理功能, 客户端实现与多种数据库融合, 实现数据共享, 简化入库操作, 提高入库效率, 全面提升生产测井数据的管理应用能力, 为加快“数字化、智能化”油田建设提供有力支撑。

关键词: 生产测井; 解释评价库; 软件设计; 研发; 应用

Development and Application of Production Logging Database for Changqing Oilfield

WANG Zhongtao*, LIU Dongming, ZHENG Xiaomin, LI Dong, WANG Zhifeng, LIU Yichen

(Production Logging Center, China Petroleum Logging CO.LTD., Xi'an, Shanxi 710200, China)

Abstract: For the basic characteristics of rich information, diverse formats, and numerous projects for production logging data, based on the Spring MVC architecture, the background uses a large relational database Oracle, the front-end display page uses EasyUI, ECharts, and HTML5 technologies to access data through MyBatis and ICE, the Java platform is used to develop a production logging interpretation evaluation database and complete deployment applications. The database has management functions such as data query, statistics and analysis, and integrates with existing Changqing Oilfield Company dynamic monitoring database, logging company logging database and traditional EXCEL database to realize data sharing, simplify storage operation and improve storage efficiency, comprehensively improve the management and application capabilities of production logging data.

Keywords: Production logging; database; software design; development; application

0 引言

随着物联网、大数据、云计算等新一代信息技术蓬勃发展, 油田公司充分利用先进的信息化技术, 积极融入“互联网+”发展趋势, 着力提升油田“可视化、数字化、自动化、智能化”信息化技术水平。与此同时, 随着油田勘探程度的不断提高, 生产测井数据的管理逐渐变成油田企业管理的一项重要工作。几十年来油田积累了大量的生产测井数据, 但并没有一个妥善的管理办法。

生产测井数据与常规测井数据资料存在较大差异,

要更多考虑时间等动态因素及井组等区域因素, 且生产测井解释应建立在油藏整体研究的基础上, 特别是油藏区域评价需要以生产测井数据库为依托, 因此急需开发一套与生产测井解释评价配套的数据库系统, 提升生产测井数据的管理应用能力。生产测井单井时间推移、注采剖面区域评价、井间示踪、剩余油评价等应用模块对于油藏区域整体研究的作用越来越突出, 急需建立一套基于生产测井解释评价库的生产解释应用系统, 来满足区域评价的生产需要。

为了适应“数字化”背景下的油田建设与发展, 同

作者简介: 王中涛, 男, 中国石油集团测井有限公司生产测井中心, 长期从事生产测井与油藏区域评价。

时也为了满足生产测井专业快速发展的需要,有效提升生产测井数据管理及应用水平,通过统一数据规范,建立符合生产测井专业自身特点的生产测井解释数据库是生产测井数据应用的发展趋势。开发符合生产测井业务特点和标准的数据库系统,提供数据资源共享与协同研究平台,实现区域背景下的测井综合评价与油气产能预测,更好地服务油田勘探开发。通过全面提升生产测井数据的管理应用能力,为加快数字油田建设提供有力支撑^[1-3]。

1 问题与需求

1.1 生产测井数据管理面临的问题

油田公司动态监测数据库(简称动态监测数据库)中既存储了工作量,又存储了数据体,但解释中心上传数据时,首先需要创建井,先将井相关信息填入一个固定的 Excel 模板中,然后使用甲方提供的软件解析该 Excel 文件并在油田数据库中创建井。创建井时需要选择采油厂,且不同采油厂的 Excel 模板格式不一样。

测井公司资料库(简称测井资料库)系统主要包括测井数据管理、数据查询、数据统计三大功能模块。以区域、井和井次作为主要操作对象,实现相关井文件上传、下载、查看、编辑,曲线数据查看、成果预览、图形绘制、查询统计、数据库管理等。资料库中存储的数据是较为粗粒度的文件资料,主要作为数据仓库使用,在实际研究过程中无法直接使用这些数据。

解释中心利用 office 系统中的 Excel 电子表格来进行数据管理,并提供数据查询、导出功能。但仅仅具备工作量查询与统计(未能形成统计报表)功能,并没有存储实际的数据,实际使用时,在 Excel 数据库中根据组合条件进行查询,如果能查到结果,则到磁盘阵列上去查找相应的文件,使用极为不便,且费时费力,不便数据存储与快速查阅。解释人员在提交成果时,需要向多个数据库提交数据,且不能自动提取信息,工作量较大。

在用的多个数据库中存储的数据均为简单的文件资料,使用时需将资料下载至磁盘,进行相关预处理后才能用于实际生产应用。

1.2 生产测井解释评价库现实需求

1) web 端需求

(1) 查询功能:根据不同的组合条件,查询相应的井次信息,且可导出为 Excel 文件,同时在查询结果中关联对应井次,可直接定位至相应的数据文件,方便用

户使用。

(2) 统计功能:根据不同的组合条件,统计相应的工作量信息,且可导出为 Excel 文件,同时自动生成统计图并保存为本地文件。

2) 客户端需求

(1) 数据入库:入库工具能够自动提取 GDS 或 Inf 文件中的井信息及成果表,在解释库中创建井、井次后写入相关数据,同时录入统计信息及改变井在资料库中存储路径,能在后台将新录入的数据自动推送至公司资料库。

(2) 历史数据迁移:

①目前哲勤 Excel 数据库中已经存储了 2 万多口井、近 5 万井次的统计数据,需要开发工具将这部分历史数据导入解释评价库;

②仅存储统计数据的解释库无法在实际生产中发挥作用,需要有实际数据的支撑,公司资料库经过多年的不断完善,已存储了 6 万多口井、11 万多井次的数据库,可开发工具,根据井名和测井日期从资料库中自动提取数据文件只解释评价库;

③考虑数据量较大,在迁移数据文件时不解析 GDS 或 CIF 文件,后期开发工具,将其部署在解释库服务器上,自动解析 GDS 或 CIF 文件。

2 生产测井解释评价库设计

建立测井解释数据库,目的就是把各个油田多年来在测井解释方面所有的知识和经验进行系统整理和标准化集成,建立用数据库支持解释流程各环节的一体化处理解释软件系统,进一步提升测井解决复杂油气层识别问题的能力。整个数据库系统包括三个基础资料归档库即数字岩心数据库 CoreDB、解释知识数据库 InterDB、测井资料数据库 LogDB,对这三个基础资料库进行管理的是信息集成管理库 InfoDB 以及配套的管理工具和接口。这些基础性的数据库能够为测井解释流程的各个环节提供相应的支持。这一工作是通过一个与处理解释软件紧密结合的油气评价项目数据库 ProjectDB 来实现的。基于数据库的应用还包括网络信息查询和知识共享管理,数据库将与 ERP 信息管理系统和数字油田建设联网。

2.1 框架设计

生产测井解释评价库系统主要包括井筒数据、测井图库、测井知识、解释图版、解释模型、查询统计、系统管理、项目管理及我的工作台九大功能模块,是为支持处理解释全过程提供数据服务,数据库中的数据来源

于底层数据仓库：测井资料库和岩石物理库，支持本地 Sqlite 和远程 Oracle 两种数据库存储方式。数据库中的数据存储更加精细，所有的曲线及离散表格数据全部分解存储到数据库中，有利于数据的后期处理及分析应用，见图 1。

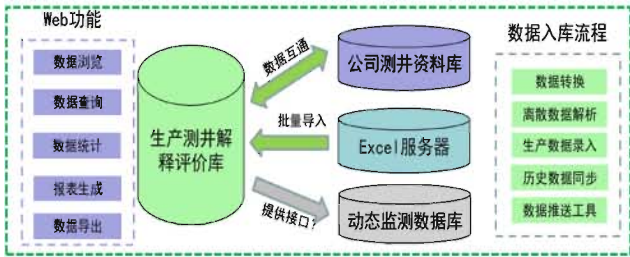


图 1 设计架构图

2.2 架构设计

整个数据库系统采用了 SpringMVC 架构，后台采用了主流的大型关系型数据库 Oracle，前端展示页面采用了 EasyUI、Echarts、HTML5 技术，通过 MyBatis 和 ICE 实现数据的访问，整体架构如图 2 所示。

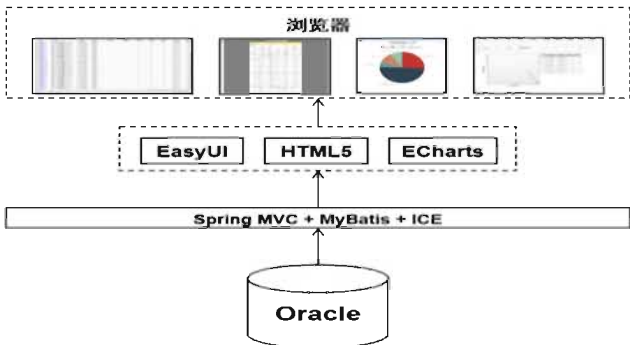


图 2 系统架构

Oracle 数据库系统是目前最流行的客户 / 服务器 (Client/Server, C/S) 或浏览器 / 服务器 (Browser/Server, B/S) 体系结构的数据库之一，也是目前世界上使用最为广泛的数据库管理系统，作为一个通用的数据库系统，它具有完整的数据管理功能；作为一个关系数据库，它是一个完备关系的产品；作为分布式数据库它实现了分布式处理功能。

Spring 框架提供了构建 Web 应用程序的全功能 MVC 模块。使用 Spring 可插入的 MVC 架构，从而在使用 Spring 进行 Web 开发时，可以选择使用 Spring 的 SpringMVC 框架或集成其他 MVC 开发框架。通过策略接口，Spring 框架是高度可配置的，而且包含多种视图技术。Spring MVC 分离了控制器、模型对象、过滤器以及处理程序对象的角色，这种分离让它们更容易进行定制，如图 3 所示。

MyBatis 是一款优秀的持久层框架，它支持定制化 SQL、存储过程以及高级映射。MyBatis 避免了几乎所有的 JDBC 代码和手动设置参数以及获取结果集。MyBatis 可以使用简单的 XML 或注解来配置和映射原生信息，将接口和 Java 的 POJOs (Plain Old Java Objects, 普通的 Java 对象) 映射成数据库中的记录。

ICE 是一个面向对象的中间件，使开发者能够以最小的代价构建分布式应用程序。它采用 C/S 模式结构，支持同步调用方式和异步调用方式，异步派发调用方式。支持跨语言的对象调用，多种语言之间采用共同的 Slice (Specification Language for Ice) 进行沟通，支持 ICE 到 C、JAVA、C#、VB、Python、Ruby、PHP 等多种语言的映射。

EasyUI 是一种基于 jQuery 的用户界面插件集合，为创建现代化、互动的 JavaScript 应用程序，提供必要的功能。

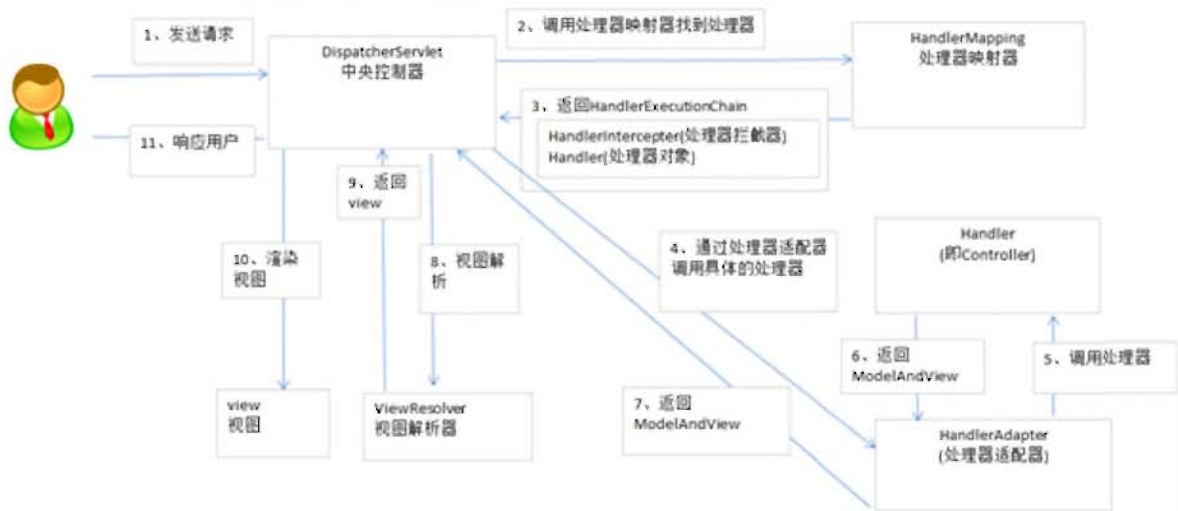


图 3 SpringMVC 流程图

ECharts 是一个纯 JavaScript 的图表库，可以流畅的运行在 PC 和移动设备上，兼容当前绝大部分浏览器（IE8/9/10/11，Chrome，Firefox，Safari 等），底层依赖轻量级的 Canvas 类库 ZRender，提供直观，生动，可交互，可高度个性化定制的数据可视化图表。

2.3 模型设计

每一次测井形成一个井次，同时也产生一次工作量，

因此可以为每类测井项目设计相应的工作量统计表格，并将该表格关联至相应井次，能够有效连接工作量统计与数据文件。

对 Excel 服务器和油田动态监测数据库的结构进行分析后，重新设计统计表格，完成 12 类工作量统计表结构模型设计，见表 1，包括偏心调配、同心调配、注入剖面、产出剖面、工程测井、吸水指数、剩余油、静压测试、试井、井间示踪、测前设计、射孔设计等。

表 1 工作量统计表结构模型设计

序号	项目类型	主表	子表
1	同心调配	LEAD_PRO_CONCENTRIC	LEAD_PRO_CONCENTRIC_SUB
2	偏心调配	LEAD_PRO_BIAS	LEAD_PRO_BIAS_SUB
3	注入剖面	LEAD_PRO_INJECTION	LEAD_PRO_INJECTION_SUB
4	产出剖面	LEAD_PRO_OUTPUT	LEAD_PRO_OUTPUT_SUB
5	剩余油	LEAD_PRO_SATURATION	/
6	井间示踪	LEAD_PRO_TRACK	LEAD_PRO_TRACK_SUB
7	静压测试	LEAD_PRO_STATIC_PRESSURE	/
8	试井	LEAD_PRO_TESTWELL	/
9	工程测井	LEAD_PRO_ENGINEER	/
10	吸水指数	LEAD_PRO_INJECTIVITY_INDEX	/
11	测前设计	LEAD_PRO_LOG_DESIGN	/
12	射孔设计	LEAD_PRO_PERFORATION_DESIGN	/

3 解释评价库核心功能

3.1 工作量查询统计

用户可通过网页直接访问后台数据库的数据，Web 端接收用户请求，将访问的数据返回值之前，通过 EasyUI、ECharts、HTML5 等技术进行展示。

(1) 工作量查询。根据查询需求，实现了所有测试项目在 Web 端的查询功能，用户可自由组合不同的查询条件，按照井次列出查询结果，并能够直接链接相应井次，查询统计信息和具体的数据。井次下的数据文件，可直接以邮件方式推送至甲方相关人员，所有操作均在 Web 端实现，能够在线增加、编辑、删除、查询该类数据。

(2) 工作量统计。根据实际需求，分别实现了测井项目统计、曲线质量统计、年度工作统计。测井项目统计能够根据用户指定的测井时间，分别按照甲方单位、测井小队、解释员、审核员、校对员统计不同测量项目的工作量，统计结果可直接导出为 Excel 文件；曲线质量统计能够根据用户指定的测井时间，分别按照甲方单位、测井小队、测试方法统计不同测量项目的曲线质量，

统计结果可直接导出为 Excel 文件，点击具体的统计条目，可在线实时生成统计柱状图或饼状图，并能够将统计图保存为本地图片；年度工作统计能够按照甲方单位、测井小队、解释员、校对员、审核员、测试方法以年份统计指定测量项目的工作量，统计结果可直接导出为 Excel 文件，点击具体的统计条目，可在线实时生成统计柱状图或饼状图，并能够将统计图保存为本地图片，如图 4 所示。

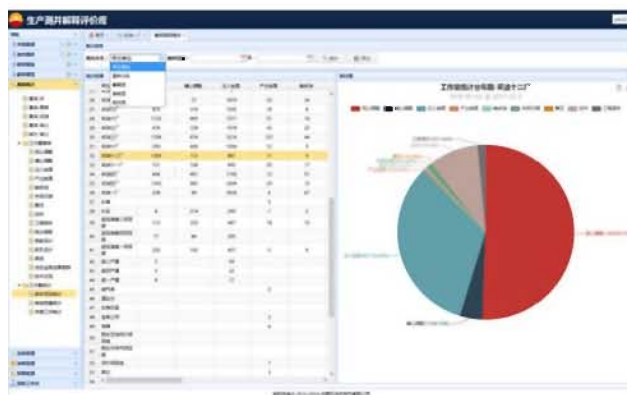


图 4 工作量在线查询与统

3.2 资料入库工具

(1) 入库工具：根据配置文件，能够自动解析 GDS 或 CIF 中的井（次）信息、表格数据，构建生产测井工作量统计数据，并上传至解释评价库，大幅提高效率，入库流程如图 5 所示。

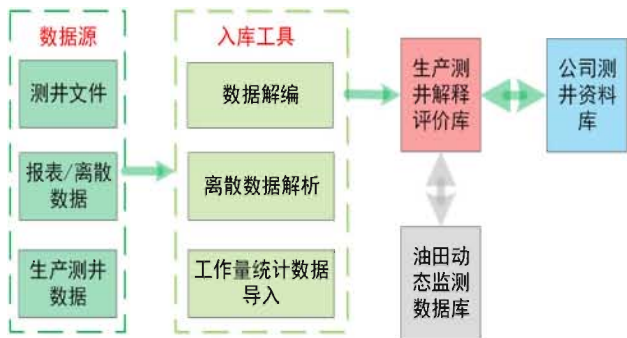


图 5 入库流程 a

(2) 自动推送工具：通过服务器后台程序，将上传到解释评价库的生产测井数据，自动推送至公司测井资料库，减少一次入库工作量。邮箱推送功能：每一口井解释完后，都需要给甲方负责发送电子版解释成果（报告、成果图、txt 数据等），在数据库上开发邮箱推送模块。

(3) 历史数据批量同步工具：根据井名和测井日期匹配，将公司测井资料库中的数据体文件同步至生产测井解释评价库。目前已完成 25657 个井次、91452 个文件的同步。

(4) 离散数据导入工具：将生产月报表等离散数据，导入到相应的工区下，为多井分析提供数据源。

3.3 多井项目管理

建立基于数据库的项目闭环管理流程，提高多井数据管理时效，如图 6 所示。

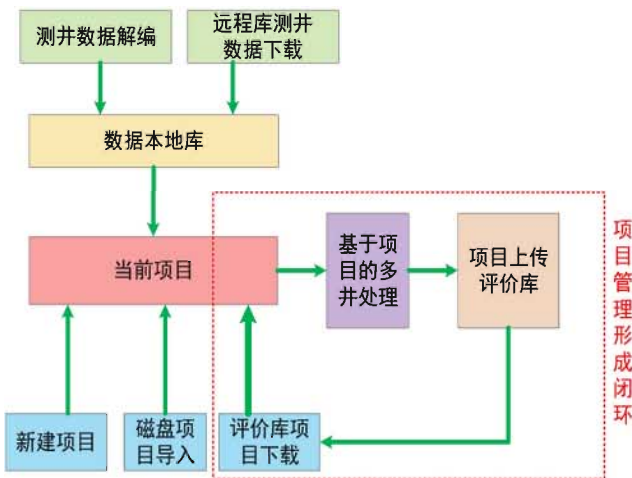


图 6 项目管理流程

支持不同组合条件下 15 类工作量的在线查询，查询结果可导出为 Excel 报表数据，并能够链接井数据。

测井项目统计，按照甲方单位、测井小队、解释员、校对员和审核员统计指定测井日期的工作量，并生成统计图。

原有的“Excel 服务器 + 磁盘文件”的方式相比，生产测井解释评价库能够同时存储工作量统计信息和数据文件，支持数据的快速查询、下载与应用，同时可自动推送数据至公司测井资料库，有效减轻解释人员工作量。

目前，已录入 20270 口井、49694 个井次，其中从资料库中匹配同步了 25657 个井次的 91452 个文件。

4 结束语

针对生产测井数据的特点，利用数据库技术和网络技术建设生产测井解释数据库系统，提高数据资源整合和共享能力，实现网络实时协同工作。

随着油田数字化以及计算机技术的不断发展，为各种管理系统的发展提供了广阔空间，测井数据管理系统在油田测井数据管理领域的便利性和实用性必将得到充分的发挥。生产测井解释评价库为生产测井数据的存储、管理和使用带来极大的方便，也必将加快油田的信息化建设。

参考文献

- [1] 齐宝权. 测井解释数据管理系统研发与应用 [J]. 测井技术, 2004, 28 (5): 402-405
- [2] 王奕. 测井数据管理系统 [D]. 吉林大学, 2005
- [3] 刘拥军, 杨永发, 朱春红. 长庆油田测井信息数据库的系统设计 [J]. 测井技术, 2005, 29 (3): 233-235

海外项目油气生产管理信息平台建设与应用

——以海外北布扎奇油田为例

王有慧*, 鲍君刚

(中国石油辽河油田分公司勘探开发研究院)

wangyh9@petrochina.com.cn; baojg@petrochina.com.cn

摘要: 在国家“走出去”的能源战略下, 中石油海外油气资源投资经过25年艰苦创业和快速发展, 已在全球32个国家管理运营88个油气项目, 而海外油气开发项目评价、经营生产、高效开发都依赖于油气生产管理大数据平台建设, 通过数据源点采集, 建立集信息采集、传输、存储、处理、分析、发布、共享和管理于一体的地质静态、开发动态数据管理平台, 成功实现对油气藏地质基础研究一体化、油水井开发动态综合分析自动化, 该平台将成为保障海外油气项目高效运营的大数据信息技术。

关键词: 海外油气生产; 数据管理; 信息平台建设

Construction and Application of the Oil and Gas Production Management Information Platform for Overseas Projects: As the case of North Buzachi Oilfield Overseas

WANG Youhui*, BAO Jungang

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Liaohe Oilfield Company)

Abstract: Under China's "go global" energy strategy and through 25 years of hard working and rapid expansion, CNPC's overseas oil and gas resources investments has extended to 88 oil and gas projects managed and operated in 32 countries across the globe. All of the evaluation, operation and production, efficient development of the overseas oil and gas development projects rely on the construction of big data platform for oil and gas production management. The data management platform with geological static and development dynamic functions has been built, which integration of information acquisition, transmission, storage, processing, analysis, release, sharing and management. After it applied in oilfields, the integration of basic research on oil and gas reservoir geology is obtained as well we the automatic comprehensive analysis of oil and water well development, which provides the guarantee for high efficiency operation to overseas oil and gas projects.

Keywords: overseas oil and gas production; data management; information platform construction

0 引言

在1999年大庆油田明确提出数字油田概念的同时, 许多的国际油公司、能源服务公司和国内各油田, 也都纷纷投入到数字油田的研究和实践中。北布扎奇油田是哈萨克斯坦国家境内的亿吨级大油田, 为中石油海外中

亚油气资源投资主力生产区块之一, 2010年辽河油田进入本油田的技术支持市场, 历经9年的时间, 根据本油田油气生产管理和高效开发需求, 将油藏地质和开发各主流软件资源进行有效整合, 建立集地质基础、地震解释、储层反演和油水井综合分析、开发效果评价、静态数据库为一体的信息管理平台, 此项工作规范了油田生产

作者简介: 王有慧, 男, 中国石油辽河油田分公司勘探开发研究院, 长期从事海外油气田油藏开发研究。

静动态数据源的采集、传输、存储,极大提高了后期数据处理、分析及生产管理的应用效率,解决了项目评价、运营、生产及开发过程中井数多人员少,工作负荷大的问题,全力推进海外项目油气生产管理智能化和数字化建设^[1]。

1 研究背景

该项目前期几乎有70%~80%的时间都花在查找、收集和整理数据上。辽河油田技术支持的北布扎奇项目先后经历多次合作股东易主,油田现场钻井、测井施工队伍语言和技术系列多样,数据源标准不规范、资料丢失、静动态资料杂乱无章等诸多问题存在,油田基础研究长期处于低效状态,严重制约着本油田技术支持工作的有效开展。

本课题研究之初油田生产数据存在以下问题:

(1) 基础数据量巨大

油田原始基础数据资料包达300G,数据量巨大造成分类查找、文件归档、标准统一、数据查询等工作难度增大,加之海外项目人员短缺、语言不通又极大影响着项目整体评价、油气开发生产、企业高效运营。

(2) 数据更新难度大

数据源中钻井、测井、测试、生产、工艺等日报每天形成海量文件,需要及时与现场工作人员联系定时更新数据,人工地每天更新进行合并,计算难度大,尤其是海外资源投资项目基础数据更新慢,严重影响项目油气生产管理的时效性和可靠性。

(3) 数据源多样

多家测井公司提供测井资料,测井系列、曲线格式和解释标准不统一,数据批量处理难度大。加上油水井生产日报、月报随着油田开发,井数增加、射孔层位变更、制表人员更换、合作股东易主,数据采集内容格式不断变化,后期信息平台建设数据前处理工作量加大。

2 技术思路

以单井为基础,对各种数据源格式进行统一,应用成熟软件打造信息平台基础框架,应用SQL数据服务,将现场数据源采集的各种钻井、测井资料、油水井日报、月报、监测资料等将其转换成标准化格式自动导入现有网络数据库框架中,数据库集中管理大大提高查询与计算分析速度。结合北布扎奇油田地质和开发数据采集资料特点,采用油藏地质专业软件和VBA网络数据库编程技术,实现地质基础研究和开发动态分析数据信息成果

管理、更新、应用一体化,将有效指导油田开发生产。

3 信息平台建设与应用

3.1 地质数据库建立与应用

将现场钻井、测井解释基础数据源进行误差校正、格式统一、标准化处理、数据加载,建立详实准确的Discovery、多井分析、SMI软件的地质基础、地震解释、储层反演静态数据平台,集成管理、联合应用实现地质基础研究一体化,Discovery软件侧重于油藏地质基础和地震解释研究,多井软件灵活绘制各种油藏剖面 and 油层连通图,方便井位设计和跟踪分析调整研究,SMI软件进行波阻抗储层反演,有效预测砂体分布,充分利用不同软件平台技术特点,提高研究精度,高标准满足油田勘探开发需求,为地质开发重大决策提供技术保障。

应用地质数据信息平台,完成180Km²的三维地震资料采集数据源的三维地震精细解释研究,重新组合断层、认识构造、预测储层。在油藏地质特征基础研究应用中,采取井震结合的方法,实现油藏地质图件的综合调用,选定油井可进行解释表、测井曲线、井斜、等一些单井参数查询,也能够直接查看地质阶段研究成果,包括油层图、构造图、砂体图、隔层图、储层物性图、剖面图、地震剖面图等。

3.2 动态数据库建立与应用

开发动态数据库建设以PEOffice软件为基础平台,结合油田开发生产和技术支持需要,引进PROANA油田生产数据分析、WELLMAP基于井位的平面图生成、Prod Forecast油藏开采指标预测等几大功能模块,实现井位图绘制、开发生产现状分析、油水井动态跟踪、注采压力系统分析、控制储量计算、产量预测、水驱开发指标评价等开发研究工作,针对现场数据庞大,油藏生产规律不易掌握的特征,研发生产数据动态分析功能,包括生产动态数据的查询、统计、对比和基于井位图的生产数据宏观显示功能。生产数据动态分析功能根据用户研究需求,设置研究指标,通过相应的运算,达到用户进行生产动态管理和研究的目的。

在PEOffice软件数据框架的基础上,与微软公司的EXCEL相结合充分利用VBA编程功能,实现重复的任务自动化、能够简化各种常用操作,自定义的EXCEL使其成为软件开发平台,能连接到多种数据库,程序本身就是报表,针对动态数据进行复杂的操作和分析^[2],最重要的一点是采用通用EXCEL程序界面科研人员更熟

悉。其数据信息平台有以下几点应用:

(1) 不同格式数据源可自动汇总和加载

由于生产报表数据更新频繁,手动采集、传输、加载速度慢、效率低,自主编制程序可自动汇总和更新服务器端数据库。同时支持早期数据 ACCESS 格式,目前日报都是单独的 Excel 文件统一进行汇总,文件格式和数据单位可自动转换后进入标准库中。

(2) 井数据管理方便快捷

针对常用油水井日月报生产数据绘制动态曲线,显示生产历程及产量变化,提供油水井射孔历史,便于产量劈分、动态分析对比,并自动生成动态数据汇总表,对于异常数据可自行更改修正。

(3) 井组数据分析高效,实用性强

结合实际油藏开发动态分析,为认清水驱平面波及范围,水流优势方向及周边油井受效情况,往往对油水井生产动态曲线进行联动响应分析,目前本数据平台已经实现注水井与油井之间的多对多、一对多和多对一注采曲线对比,剖析油井排液、含水变化,水流优势通道形成原因,制定油水井综合调控和治理方案。

(4) 区域扫描现状分析

针对一个中心井扫描一定半径范围内所有油水井生产动态,实现油水井单井累积产量、现状日产、射孔层位等数据分析,便于区域开发分析、井位部署等工作开展。

(5) 措施井论证筛选

以油田现场生产日报 DPR 数据为基础,自动生成月度生产数据,程序自动对比最近两个月油井生产情况,找出影响油井产量因素,进行分类汇总。为此又编制了单井月度状况分析对比程序,该程序基于公司生产管理需求,具有相当高的实际应用价值,目前已在油水井月度生产分析中推广应用,为措施论证筛选提供可靠依据^[3]。

3.3 数据自动更新技术

鉴于网络安全考虑,国内油田上网进行限制,须采用代理上网功能,而且安装防火墙限制网络流量,对油田生产动态数据传输和信息平台数据更新带来相当大的难度。

针对石油系统网络特点采用以下技术对策:

(1) 油田现场内部将每天更新的生产动态日报,放到指定目录中,应用 DateEngine 功能进行服务器数据库日报数据更新,更新后数据库现场科研人员可以在客户端直接调用。

(2) 油田现场内部建立一个远程对外开放加密的 FTP 服务器,将最新数据库自动备份打包压缩成若干个

文件并发送到公共邮箱中。

(3) 国内技术支持人员编制 Email2 程序,程序自动调用网络代理访问远程公共邮箱,提取最新数据文件到本地客户机上,用 CAT 程序将若干包合成一个指定的数据库文件。

(4) 在国内建立 SQL Server 数据服务器和 FTP 服务应用,由本地的客户机 FTP 命令传递到 SQL Server 数据服务器里,触发 SQL Server 服务器自动更新数据库^[4]。

(5) 灵活调用微软本身计划任务配置功能,设定批处理 ALLGET 程序每周周一自动执行整个程序过程。

(6) 安全性也是程序传输过程设计的重点。

实际网络传输也可以逆向传输,将一些科研成果及国内更新的动静态数据更新后自动传递给国外现场,还可以通过 ALLPUT 程序实现计划任务配置批处理。

4 结论

(1) 强大的数据库管理功能实现地质综合研究、地质图件编辑、地质成果与开发动态分析无缝衔接、满足地质和开发基础研究一体化。

(2) 动态生产数据实现国内、国外远程网络的自动适时更新。结合国内国外网络传输的特点创造性应用 Email 及操作系统功能调动自主编曲制一系列的应用程序,既保证数据的安全、又能自动定时传输油田最新生产动态和研究成果,前后方同步更新数据协调一致,提高整体科研工作效率。

(3) 针对实际日常重复程度高的问题,自主研发了千口油水井日月报生产数据查询功能,即输入井号直接显示注采动态曲线。同时对常用图表格式进行标准化、统一化,提高项目前线与后方、科研与管理协同作战效率。

(4) 充分应用 Discovery、Peoffice、Office 与自编应用软件联合应用集成管理,实现海外项目油气生产管理实时跟踪和精准调控。

参考文献

- [1] 张继华. PEOffice 软件在油田数据库开发中的应用[J]. 胜利油田职工大学学报, 2008, 22(5): 74-75
- [2] 王冬梅, 曲京, 史浩等. 中国石油数字油田建设探索与实践 A1A2 从设计走向现实[J]. 信息技术与信息化, 2010, (6): 14-18
- [3] 赵婵. 探讨油气生产管理系统在油田生产中的应用[J]. 化工管理, 2014, (5): 40
- [4] 潘林森, 姚渝春. SQL Server 数据库系统中的数据完整性控制方法[J]. 重庆师范大学学报, 2004, (2): 35-38

全虚拟化架构在勘探开发专业软件云平台中的应用

斯兴焱^{*}, 段念, 陈代军, 熊康祥

(中国石油化工股份有限公司西南油气分公司 信息化管理中心, 四川成都 610041)
sixingyan.xnyq@sinopec.com

摘要: 随着虚拟化云计算技术的发展及勘探开发的日益深入, 生产单位对勘探开发专业软硬件在三维可视化、高性能计算、成果共享、协同工作及提高软硬件资源利用率等方面提出了更高的要求。针对传统模式下, 软硬件资产部署模式分散、使用效率低、共享程度差、主管部门难以掌握硬件资源利用率和各软件模块的使用情况等问题, 西南油气分公司提出了软硬件资源集中共享模式, 依托服务器、内存、GPU全虚拟化架构及统一身份认证、全局许可监管、远程三维可视化接入等技术, 建成了集硬件、软件、数据一体化管理的分公司勘探开发专业软件云平台, 满足了分公司地震解释、地质建模、数值模拟等研究业务需求, 为推动多学科协同研究提供了坚强技术保障。

关键词: 虚拟化; VGPU; VSAN; 云平台; 勘探开发

Application of Full Virtualization Architecture in Exploration and Production Software Cloud Platform

SI Xingyan^{*}, DUAN Nian, CHEN Daijun, XIONG Kangxiang

(Information Management Center, Southwest Branch Co., SINOPEC, Chengdu, Sichuan, China)

Abstract: With the development of virtualization cloud computing technology and the deepening of exploration and production, the production units put forward higher requirements for exploration and production software on 3D visualization, high-performance calculation, sharing of achievements, cooperative work and improving the utilization rate of software and hardware resources. In the traditional mode, the software and hardware deployment has many problems such as scattered deployment, low efficiency usage, poor sharing, difficult for authorities to grasp the utilization of software and hardware resources and the usage of software modules. Southwest Oil and Gas Company of SINOPEC has put forward a centralized sharing mode of software and hardware resources, which relies on server, memory, GPU fully virtualized architecture and unified identity authentication, global license supervision, remote 3D visual access and other technologies. The software cloud platform has been built for exploration and production, which is integrations of hardware, software and data. This platform meets the demands of seismic interpretation, geological modeling, numerical simulation and other research tasks as well as providing a powerful technical support for multi-disciplinary collaborative research.

Keywords: Virtualization; VGPU; VSAN; Cloud platform; Exploration and Production

0 引言

勘探开发专业软硬件是支撑油田企业勘探开发工作正常开展的核心技术手段, 传统模式下, 专业软硬件由各油田下属二级单位分散建设和管理, 随着勘探开发软

硬件建设不断深入, 传统的分散发展、独立建设模式弊端逐渐显现。为适应当前石油经济形势, 国内外许多大公司对专业软件集中部署进行了大量持续的研究和投入。哈里伯顿公司提出油气田全生命周期资产解决方案, 公有云方面推出勘探开发软件即服务的 DecisionSpace[®]

作者简介: 斯兴焱(1983-)男, 硕士研究生, 主要研究方向: 虚拟化、云计算。

365 产品^[1],私有部署方面推出面向勘探开发的企业云 LandMark Earth 一体机。斯伦贝谢公司推出高性能计算基础架构解决方案^[2],主要使用 LiveQuest 技术实现从任意类型的桌面计算机以协同工作的方式访问跨平台的专业软件。哈里伯顿和斯伦贝谢公司的解决方案对自身的产 品支持性较好,但对第三方应用发布技术的集成却无能为力,如 VMWare Horizon View、Nice DCV、VNC 等技术。且由于是完整的解决方案,无法进行二次开发,导致用户数据自助管理、统一身份认证、许可证管理、Linux(Windows AD)后台系统用户管理、负载均衡优化等功能都无法集成,严重限制了平台的横向和纵向扩展能力。

国内油田企业在软硬件集中部署方面也做了大量的工作^[3-5]。硬件方面,摒弃传统的一人一机的工作站模式,集中建设高性能图形工作站集群,以提高计算能力和三维显示效果。软件方面,针对 Linux 平台软件,采用斯伦贝谢公司的 LiveQuest 和思杰公司 Citrix+Virtual GL 技术用来发布三维可视化模块,针对 Windows 平台软件,主要使用 Windows RDP 服务的方式来发布 Windows 软件。从实际效果来看,能够支撑日常生产,但也存在一定的问题。一是由于没有采用虚拟化技术,导致承载 Windows 应用的服务器和 Linux 应用的服务器无法灵活调配,难以高效的满足用户需求的变化;二是 LiveQuest

应用虚拟化技术对不同软件支持效果还有待验证;三是针对 Windows 软件的发布都没有太多成熟大规模应用的成功范例,使用普通 RDP 登录 Windows 服务器使用专业软件的方式不论是显示效果还是画面帧率都比较差。因此,油田企业都在积极探索新的服务器承载架构及应用发布技术。

本文针对专业软硬件分散管理模式资金投入大、软硬件利用率低、共享程度差、运维保障困难等问题,开展了勘探开发专业软硬件集中共享管理模式研究,依托虚拟化、统一身份认证、全局许可监管、远程三维可视化接入等技术,建成了分公司勘探开发专业软件云平台,以实现“集中资源、统一运维、全局共享、协同工作”的建设目标,推动多学科协同研究。

1 全虚拟化架构技术研究

1.1 整体架构设计

勘探开发专业软件云平台采用虚拟化、统一身份认证、远程三维显示等技术实现了专业软硬件的集中部署、共享使用。系统功能架构如图 1 所示,在逻辑上可分为六层,分别为:

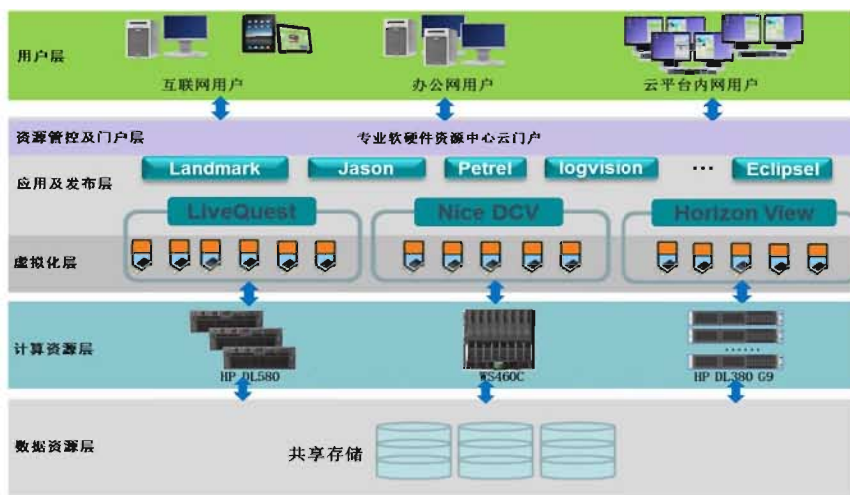


图 1 专业软件云平台功能架构图

(1) 数据资源层。采用高性能共享存储设备存放勘探开发综合研究数据,不仅能提高数据访问的效率和存储的安全性,更重要的是数据集中存放、统一管理,使得不同用户和不同软件数据能共享。

(2) 计算资源层。是提供计算资源(CPU、内存、GPU、磁盘等)的物理服务器。

(3) 虚拟化层。采用 VMWare 服务器虚拟化技术将

物理服务器虚拟化,将物理资源抽象成逻辑资源,使得计算资源不再受限于物理上的界限,让 CPU、内存、磁盘、I/O 等硬件变成可以动态管理的“资源池”,简化系统管理,实现服务器整合,提高硬件的利用率。

(4) 应用发布层。在 VMWare 服务器虚拟化的基础上,通过 VMWare Horizon 桌面虚拟化技术和 LiveQuest 远程三维接入等技术,可将安装了专业软件的虚拟桌面

进行发布供用户使用，用户可在任何地点使用普通 PC 接入装好了专业软件的 windows/Linux 机器。

(5) 资源管控及门户层。通过专业软件云平台对服务器计算资源进行管控，对用户申请、使用专业软件进行授权和管理，是使用服务器资源和专业软件的入口。

(6) 用户层。在上述架构的基础上，不论用户接入的是云平台内部网络、中石化内网还是外部互联网，均可通过访问专业软件云平台，调用计算资源和使用专业软件进行工作。

1.2 服务器虚拟化

传统模式下直接在服务器上安装 Windows 或 Linux 操作系统，“一软件一机”现象突出，资源负载忙闲不均，资源调整耗时繁琐，极大影响了专业

软硬件资源的充分利用。通过使用服务器虚拟化技术，将物理资源抽象成逻辑资源，使得计算资源不再受限于物理上的界限，让 CPU、内存、磁盘等硬件变成可以动态管理的“资源池”，从而简化系统管理，实现服务器整合，提高硬件的利用率。

本文采用 VMware vSphere 服务器虚拟化技术^[6]，架构如图 2 所示。在虚拟化层，在服务器集群上安装虚拟化组件（ESXI），将服务器虚拟化，将物理资源抽象成逻辑资源，在此基础上，可根据需求部署虚拟机；在管理层，使用统一的 vCenter 管理平台对服务器集群主机进行集中化管理，实现访问控制、性能监控、新建、删除和更改虚拟机配置等功能；在接口层，提供了丰富的接口，来对服务器进行管理。

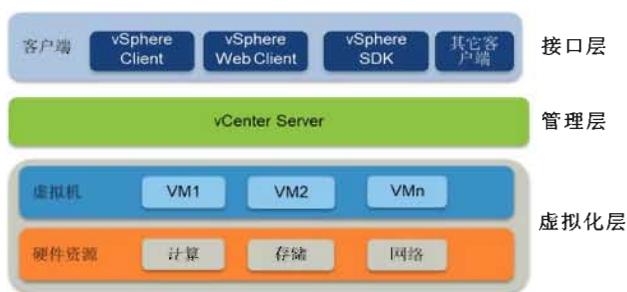


图 2 VMWare vSphere 架构图

通过采用 VMWare vsphere 云计算架构，使得专业软件云平台能方便的实现纵向扩展、横向扩充、高度可用及恢复能力强的按需基础架构。服务器虚拟化技术极大提高了硬件资源的利用率，也极大提升了管理员的管理效率，实现了硬件资源的灵活调配和软件环境的快速部署。

1.3 桌面虚拟化

传统模式下，研究人员在集中应用机房或使用专用设备调用专业软件进行工作，给研究人员造成了较大的限制。桌面虚拟化技术为研究人员摆脱机房和专用设备限制提供了可能。桌面虚拟化是一种以服务器虚拟化为基础的技术，服务器存放每个用户完整的桌面环境，用户无需通过固定的终端设备访问桌面资源，可以通过任何设备，在任何地点，任何时间通过网络访问属于我们个人的桌面系统。

目前，业界流行的桌面虚拟化软件有 VMware、Citrix、微软等。本文采用 VMware 的 Horizon 解决方案。Vmware Horizon 在图像压缩率、帧率、保真度、稳定性及延迟等方面都具有优秀的表现，对三维显示支持性较好。从 Horizon7.1 开始，Horizon 桌面虚拟化技术不仅支持 Windows 桌面发布，也支持 Linux 桌面发布，且均支持虚拟桌面三维显示。

Horizon 通过为专业软件建立桌面池的方式提供给终端用户使用，可以根据不同的应用场景和需求建立不同的桌面池。桌面池根据占用模式的不同，可分为专用桌面池和浮动桌面池。在专业软件云平台中，使用浮动桌面池，Horizon 会根据现有资源负载均衡的原则将用户分配到空闲的桌面中，不仅平衡了硬件的使用率，而且避免了“一人一机”现象，提高了硬件资源的利用率，保证了软件资源有限情况下最大程度的支撑更多用户共享使用。Horizon 的管理界面如图 3 所示，在管理界面中可对桌面池进行管理，查看桌面池主机列表、用户在线情况等信息。

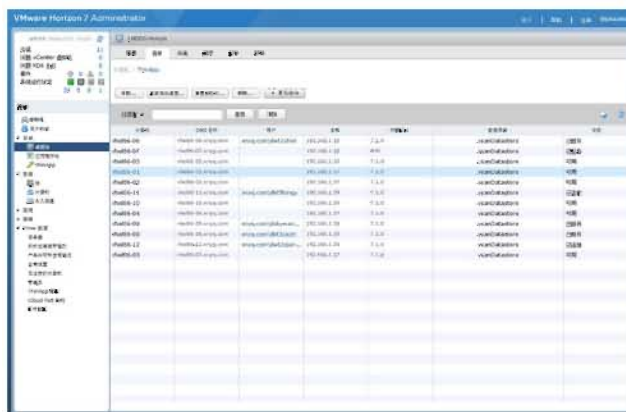


图 3 Horizon 桌面池管理界面

1.4 GPU 虚拟化

GPU 加速器于 2007 年由 NVIDIA 公司率先推出，是一种高性能计算硬件单元，广泛应用于三维显示、天气预报、高性能计算等领域^[7]。石油行业中许多专业软件需要使用 GPU 进行三维显示和高性能计算。

传统模式在物理主机上安装一块或多块 GPU 供用户

使用, 利用率低下。在虚拟化环境中使用 GPU 有两种方式, 一种是 GPU 直通技术, 另一种是 vGPU 技术。GPU 直通技术使用硬件穿透的方式, 将 GPU 穿透给单独虚拟机使用, 这种独占设备的方法使得虚拟机能够直接访问硬件资源, 可接近或达到原生系统性能, 但由于显卡直通实际上是由客户操作系统使用原生驱动和硬件, 缺少必要的中间层来跟踪和维护 GPU 状态, 它不支持虚拟机的高可用和 vMotion 等高级特性。

vGPU 技术, 是将物理 GPU 进行分割, 虚拟化为多块 vGPU, 以便于对 GPU 进行管理和提高 GPU 使用效率^[8]。vGPU 原理如图 4 所示, vGPU 管理程序将一块物理 GPU 分割为多块 vGPU, 并给每个 vGPU 单元分配固定的计算单元和三维显示输出单元, 在逻辑上具备和物理 GPU 同样的能力。通过在虚拟机客户端上使用相同的 vGPU 驱动程序, 使虚拟机客户端能像使用物理 GPU 的方式使用 vGPU。

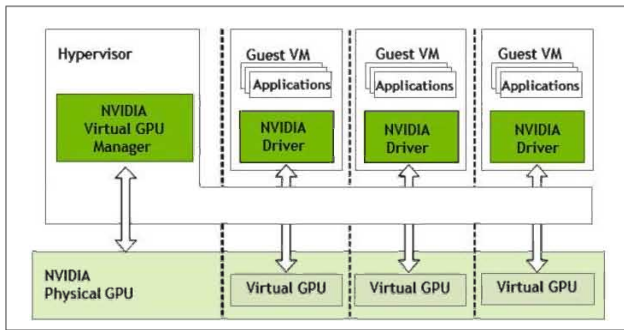


图 4 NVIDIA vGPU 架构图

表 1 专业软件云平台历年采购的 GPU 卡性能对比

比较项目	Quadro 6000	Grid K2	M60	Tesla V100
应用时间	2013	2015	2016	2019
总显存	6GB	8GB	16GB	32GB
Windows 平台 vGPU	不支持	支持	支持	支持
Linux 平台 vGPU	不支持	不支持	支持	支持
CUDA 核心数	448	3072	4096	5120
最大支持 vGPU 数	0	16	16	32

1.5 存储虚拟化

传统的数据中心使用专业的存储设备 (NAS 存储或 SAN 存储), 通常在存储阵列柜上配备大量的磁盘, 因而具有较大的容量, 较高的读写速度和 IOPS。为了获得更高的性能, 还可以采用全闪存存储, 虽然可提升磁盘的 IOPS, 但存储必须通过以太网或光网与服务器进行数据和指令的通信, 其接口速度受限于网络速度 (8Gbps/16Gbps), 此时接口又成了新的瓶颈^[9]。

专业软件云平台从 2013 年开始引入 GPU 开展高性能的三维显示和高性能计算, 2013 年在 HP DL580 服务器上配备了 QUADRO 6000 加速卡, 2015 年在 HP WS460C 服务器上配备了 Grid K2 加速卡, 2016 年在 HP DL380 服务器上配备了 Tesla M60 加速卡, 在 2019 年的专业软件云平台硬件能力提升项目中, 采用当前最新的 Tesla V100 加速卡。

在 GPU 虚拟化方面: QUADRO 6000 不支持 GPU 虚拟化, 只能以显卡直通的方式供单台虚拟机使用; Grid K2 只支持 Window 平台下的 GPU 虚拟化, 不支持 Linux 平台下的 GPU 虚拟化; M60 卡同时支持 Windows 平台和 Linux 平台下的 GPU 虚拟化, 但对 CUDA 高性能计算的支持性不是很好, 仅当 vGPU 配置为 M60-8Q 时才支持 CUDA 计算; 2016 年以来推出的 Tesla P40、Tesla P100、Tesla V100 等系列加速卡, 在 GPU 虚拟化和 CUDA 高性能计算方面都有大幅提升, 同时支持 Windows 和 Linux 平台的 GPU 虚拟化, vGPU 在任何配置的条件都支持 CUDA 高性能计算。

专业软件云平台历年引进的 GPU 性能对比如表 1 所示。从表中可见, 随着技术的发展, GPU 跨平台支持越来越全面, 虚拟化支持越来越好, CUDA 高性能计算能力越来越强。专业软件云平台在三维显示和高性能计算等方面的能力得到了大幅的提升。

为了降低成本、提供更强的横向和纵向扩展能力、简化管理, VMware、微软、亚马逊等云计算厂商推出了软件定义数据中心的超融合基础架构^[10], 将计算、存储和网络连接功能整合到一个系统中。本文采用 VMware vSAN 技术^[11], 架构如图 5 所示, vSAN 使用软件定义的方法为虚拟机创建共享存储, 将主机本地物理存储资源进行虚拟化, 并将这些资源转化为存储池, 每一个 vSAN 集群中的主机都能贡献本地容量设备, 从而聚合到 vSAN

集群中所有主机都能共享的单个数据存储中。

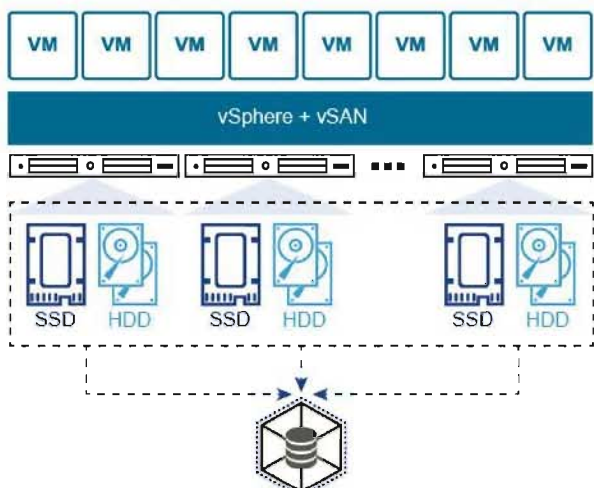


图 5 VSN 存储架构图

vSAN 完全支持并与 vSphere 的核心特性深度集成在一起，支持 vSphere 的高可用 (HA)、分布式资源调度 (DRS) 及 vMotion 等核心特性。vSAN 集群具备横向和纵向的扩展存储的能力，并且服务器本地磁盘越多，服务器数量越多，其总体性能 (IOPS) 越强。

专业软件云平台使用 vSAN 存储技术用于存放专业软件云平台运行所需的数据。通过 vSAN 技术，既降低了云平台的总体建设成本，又分流了网络流量，提升云平台的整体运行效率。

2 专业软件云平台

本文依托虚拟化、统一身份认证、全局许可监管、远程三维可视化接入等技术，建成了集硬件、软件、数据一体化管理的分公司勘探开发专业软件云平台 (简称云平台)，实现了统一访问的云端入口，远程高效访问。研究人员可使用 AD 帐号 (或石化统一账号) 登录云平台进行软件申请、工区数据传输以及调用计算资源和专业软件进行研究工作。

科研人员使用 AD 帐号登录后进入云平台，在资源应用中，双击需要启动的软件图标，即可方便快捷进入桌面环境启动相应专业软件。如图 6 所示。



图 6 云平台资源应用页面

云平台不仅是科研人员访问专业软件云平台的入口，也是管理人员管理云平台软硬件资源的重要工具。包括资源区管理、许可管理、作业管理、主机状态、审批授权、统计分析等近 30 个功能模块。在软件发布模块中，管理员可对新注册的软件进行发布，供科研人员申请使用，如图 7 所示。

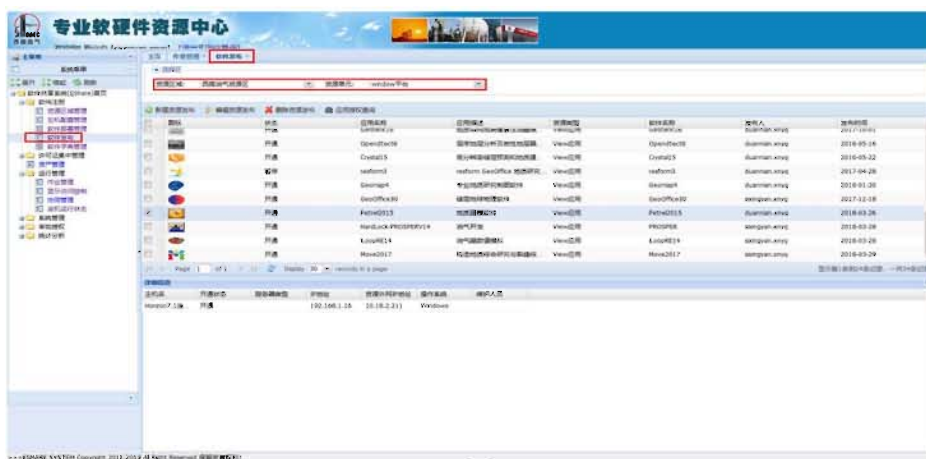


图 7 云平台软件发布功能

软硬件的集中部署为全面监控软件及许可使用情况奠定了基础，依托跨平台通讯及许可管控技术，实现了软件管理、许可证管理、运行监控、服务器管理及统计分析等功能，大大提升了资源管控水平。如图 8 所示。

3 应用成效

勘探开发专业软件云平台建成以来实现了资源成果由个人独占到全局共享转变、工作场所由固定机房向网络化转变，资源利用率明显提升，软硬件投入节省显著，



图 8 软件应用情况监控

远程共享应用模式已成为主流。

截止 2019 年 5 月，云平台授权注册用户 727 个，支撑了 95% 以上的生产科研工作。2018 年支撑完成三维满覆盖处理面积 4610.28km²、完成三维资料解释面积 15188.98km²，支撑井位部署 400 余口，较好的满足了公司地震解释、地质建模、数值模拟等研究业务需求，为推动多学科协同研究提供了坚强技术保障。分公司内研究人员能够在全国各地通过远程调用方式流畅使用云平台软硬件资源，实现数据共享、研究成果共享，提高了协同工作的效率；研究人员摆脱了专用工作站、机房的限制，日常工作、阶段汇报随时随地开展，变革了将地震数据、井位、层位、断层等数据在工作站和汇报用电脑间手动传输的旧有模式。

经过几年的不断推广和提升，专业软硬件集中部署、共享使用、异地协同工作模式深入人心，生产单位主动要求将应用较好的软件部署到云平台上，专业软件云平台成为科研生产人员日常工作必备工具，表现出良好的推广应用前景，如图 9、图 10 所示。

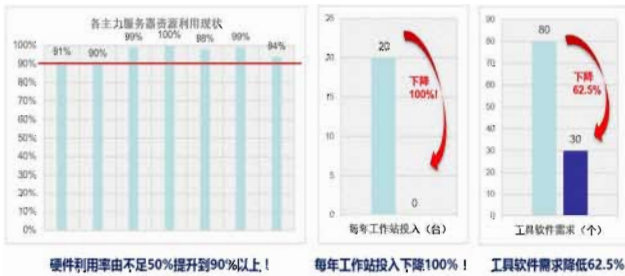


图 9 云平台推广应用效果

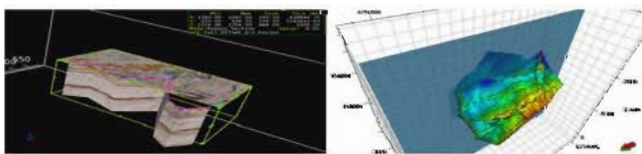


图 10 Landmark GeoProbe 及 Petrel 远程三维可视化

4 结语

本文针对传统模式下，勘探开发专业软硬件分散建设和管理模式的缺点，开展了集中共享模式的研究。研究了服务器虚拟化、桌面虚拟化、GPU 虚拟化及存储虚拟化的全虚拟化架构，建成了集硬件、软件、数据一体化管理的分公司勘探开发专业软件云平台，实现了专业软件高性能三维可视化云端接入和随处访问，有效提升了软硬件的利用率和协同研究水平。

参考文献

- [1] Halliburton DecisionSpace 365[EB/OL]. <https://www.landmark.solutions/DecisionSpace-365>
- [2] Schlumberger IT 基础设施服务 [EB/OL]. <http://www.slb-sis.com.cn/products-services/it.aspx>
- [3] 杨澎涛, 宋健等. 浅谈石油行业专业软件资源网络共享技术 [J]. 信息技术与信息化, 2008.
- [4] 董涛, 邱小果等. 油田企业级软件共享系统的远程交互组件研究及实现 [J]. 电脑知识与技术, 2014
- [5] 李家金, 曹瑜等. LiveQuest 应用虚拟化技术在塔里木油田勘探开发协同研究中实践 [C]. 油气田监测与管理联合大会论文集, 2013.
- [6] VMware vSphere Product Introduction[EB/OL]. <https://www.vmware.com/cn/products/vsphere.html>
- [7] 余时强, 张为华. GPU 虚拟化相关技术研究综述 [J], 2017.
- [8] Virtual GPU Software Documentation[EB/OL]. <https://docs.nvidia.com/grid/latest/grid-vgpu-user-guide/index.html>
- [9] 王春海. 深入学习 VMware vSphere 6[M]. 北京: 人民邮电出版社, 2016.
- [10] 陈熹. 软件定义数据中心技术与实践 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2015.
- [11] VMware vSAN Documentation[EB/OL]. <https://docs.vmware.com/en/VMware-vSAN/index.htm>

油田探井试油选层辅助支持技术研究及应用

李玲^{*}, 庞遵义, 刘长治, 隋国华

(中国石化胜利油田物探研究院, 山东 东营 257022)
liling366.slyt@sinopec.com; 349471490@qq.com

摘要: 近几年试油成功率在 60% 左右, 试油目的层准确判断越来越难。为解决人工判断的局限性, 改变传统研究思维方式, 采用机器学习算法, 应用大数据分析进行试油选层的智能判断。本文基于目前油田探井试油讨论业务流程, 构建了适合探井试油选层的大数据存储和计算基础环境。优选了机器学习算法, 进行了待试油井层油气性质预测。通过相似井层多参数对比分析, 邻井信息关联推送技术, 实现了待试油井试油层推荐, 为探井试油选层提供了智能化辅助支持手段, 降低试油风险。

关键词: 试油选层; 机器学习; 相似井集; 多层对比

Research and Application for Selection of Test Oil Layer in Oilfield Exploratory Well

LI Ling^{*}, PANG Zunyi, LIU Changzhi, SUI Guohua

(Geophysical Exploration Research Institute of Shengli Oilfield of Sinopec)

Abstract: In recent years, the success rate of test oil is about 60%, and it is more and more difficult to accurately judge the target layer of oil test. In order to overcome the limitations of manual judgment, the traditional research thinking mode should be change with the application of machine learning algorithm and big data analysis for testing the intelligent selection of oil selection layer. Based on the current business process of oilfield exploration well test discussion, build a big data storage and calculate basic environment to adapt the exploration well test oil selection layer. The oil and gas properties of the oil well can be predicted by optimizing the machine learning algorithm. Through similar multi-parameter comparison analysis and adjacent well information correlation push technology, selections of test oil layer are realized, which provides intelligent auxiliary support means for the well testing oil layer selection and reduces the oil test risk.

Keywords: Test oil selection; Machine learning; Similar well collection; Multi-layer contrast

0 引言

探井试油是勘探生产重要环节, 试油方案设计是探井试油首要工作, 目前试油方案设计流程是多个单位从多渠道搜集资料, 通过研究讨论井及邻井的钻录测试及生产情况分析试油井的含油气情况, 从而预测地层参数, 提出试油层位及增产措施建议, 通过会议由管理中心领导进行人工决策, 最终确定待试油井的试油层位及深度。这种方法导致各单位资料收集时间长, 浪费人力

物力, 会议决策使用专家经验难以共享, 决策效果受限。近几年由于地质复杂性和隐蔽性, 试油成功率基本控制在 60% 左右。随着数据挖掘、机器学习和人工智能等相关技术越来越成熟, 大数据分析改变传统数据分析模式。本文基于大数据分析技术, 以试油层位优选为目标, 以东营南坡为示范区, 实现了试油选层相关多源异构数据在 Hadoop 中的存储及计算, 通过机器学习算法实现了试油目的层油气水性质预测、产能及参数估算, 研发了软件系统为试油选层决策进行个性化信息定制推送, 实现

作者简介: 李玲, 女, 中国石化胜利油田物探研究院专家, 长期从事勘探数据库建设及应用开发信息化支持工作。

了试油选层智能辅助支持。

1 勘探大数据存储及计算技术

(1) 数据存储及计算框架

根据探井试油大数据存储及计算的软硬件系统要求,以开源软件 Hadoop 及其相关组件为基础,通过四层架构搭建了大数据基础环境,通过 Cloudera Manager 一体化平台进行服务安装和监控管理,建立了 Hadoop 存储策略。

存储层:文件系统 Hdfs,是 Hadoop 应用程序中主要的分布式储存系统,用于海量日志类大文件的在线存储。

资源及数据管理层:Yarn, Yarn 是 Hadoop 2.0 通用资源管理平台,可为上层应用提供统一的资源管理和调度。

计算层:包括 MapReduce、Impala、Spark 计算引擎。Spark 是专为大规模数据处理而设计的快速通用的计算引擎,是大数据分析的核心。

接口层:Hive 是 Hadoop 的数据仓库系统,将结构化的数据文件映射为一张数据库表并提供完整的 SQL 查询功能,实现探井生产相关的数据及样本参数在 Hadoop 中的分析。

Sqoop 用于在 Hadoop 与 Oracle 关系型数据库间进行数据互联互通。利用 Sqoop 将关系型数据库中东营南坡的探井试油相关的数据、用户访问日志导入到 Hadoop 中,借助于系统定时任务来调度 Sqoop,可以实现将关系型数据库中的增量数据导入到 Hadoop 中。

通过 Hadoop shell 命令将非结构化的文件上传到 Hadoop 集群中。Hadoop 集群中加载非结构化数据流程图见图 1。



图 1 非结构化数据加载流程

将结构化数据和非结构化数据存储于 Hadoop 之后,即搭建了 Hadoop 存储及计算平台。

(2) 数据预处理

针对井数据各种不规范问题,进行了多种数据预处理,实现了大数据挖掘预测样本库数据集。

➢ 数据规范化处理

应用直方图绘制、数据批量补充等自动分析手段进行了声波公英制检查及转换、地层名称和代码、试油结论名称等数据质量控制及规范化处理。

➢ 多属性数据融合

电阻率数据融合:针对不同井测量的 10 多种电阻率曲线,包括深感应电阻率(RILD)、高分辨率深感应电阻率(HDRS)、高分辨率深感应电阻率(HRID)、深侧向电阻率(LLD)、地层真电阻率(RT)等,进行了数据分析、整合,实现了不同井段、测量类型的电阻率曲线拼接融合,解决了各井所测电阻率曲线不一致问题。

岩性孔渗参数数据融合:实现了钻录井、测井、试油三个业务数据深度段对应,解决了深度段不一致问题。

➢ 数据归一化方法

不同的评价指标具有不同的量纲,数值间的差别可能很大,为了消除指标之间的量纲和取值范围差异的影响,将数据按比例进行缩放,使之落入一个特定的区域[0,1]。针对不同的数据类型主要采用了 2 种方法。

结构化数据采用了离差标准化公式:

$$x^* = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}$$

名义型数据采用了虚拟变量转化法,转变为数字型。以岩性为例,YSMC 含有的不同值的数量为虚拟向量的长度,根据每条数据的取值将向量对应的分量取为 1,其余的分量为 0,为保证距离最大值为 1,分量取为 1 或 0 再乘 $\frac{\sqrt{2}}{2}$ 。

(3) 内存计算

本系统用 Spark SQL 读取关系型数据库中的探井试油相关数据,通过 Spark 的 MLlib 机器学习程序库进行数据挖掘与机器学习,Spark SQL 操作结构化数据,Spark Streaming 对实时数据进行流式计算,最后通过 Http restful 接口的形式进行对外发布数据服务。

2 试油相似井层推荐及产能估算

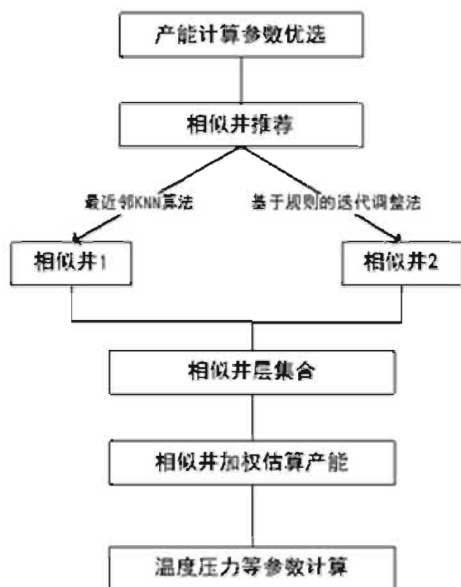


图2 产能估算流程

目前胜利油田在探井试油前，试油方案设计人员对待试油层产能只能通过自己的研究分析后得出定性结论，如该层试油后可能是低产、中产还是高产，其分析方法也是邻井综合对比法。本系统首先通过机器学习算法确定了相似井层集合，通过相似井层加权计算，实现了待试油层的产能估算，实现流程见图2。

相关性分析确定了6个主因素：岩性、地层、深度、孔隙度、渗透率、有效厚度。

(1) 相似井层计算

提出了双加权优化 KNN 算法、给予规则的人工迭代调整法，实现了更多更准的相似井推荐。

①常规 KNN 算法

从训练集中找到和新数据最接近的 k 条记录，然后根据他们的主要分类来决定新数据的类别。

KNN 算法步骤：

➢ 优化欧式加权距离算法，计算待预测层与训练集中的每个对象的距离。

欧式距离公式：

$$dist(X, Y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}$$

➢ 找邻居，圈定距离最近的 k 个训练对象，作为测试对象的近邻，近邻 K 值采用交叉检验来确定。

➢ 投票选举，根据这 k 个近邻归属的主要类别，近邻中哪个类别的点最多，投票决定对测试对象分类。投票选举没有考虑近邻距离的远近，我们采用了双加权投票法，使预测结果更符合实际情况。

②双加权优化 KNN 算法

➢ 加权欧式距离

$$G(ysmc) = \frac{Gain(D, ysmc)}{IV(ysmc)} = \frac{Ent(D) - \sum_{D^s} \frac{D^s}{D} Ent(D^s)}{-\sum_{D^s} \frac{D^s}{D} \log_2(\frac{D^s}{D})}$$

信息增益反映属性与分类相关性程度，计算不同地质参数对于实际试油层油气水产能的信息增益率，采用信息增益率（各属性信息增益与该属性熵之比）作为欧式距离计算权重。

各属性信息增益率：

$$W = (0.12, 0.54, 0.33, 0.32, 0.32, 0.24)$$

形成加权欧式距离公式：

$$dist(x, y) = \sqrt{(w_1 \cdot x_1 - w_1 \cdot y_1)^2 + (w_2 \cdot x_2 - w_2 \cdot y_2)^2 + \dots + (w_n \cdot x_n - w_n \cdot y_n)^2}$$

➢ 加权投票选举

井层相似度倒数作为投票权重，计算最近邻中某产能级别得分：

Score(K) = $\sum_{i=1}^n 1/dist(i)$; k=0...m-1, m- 分类数, n- 某类产能级别样本数；

计算最大得分者为所属分类：

$$F = \text{Max}(\text{score}(0), \dots, \text{score}(m-1));$$

计算结果：

以 2018 年试油井官斜 23 为例，在实际试油讨论中讨论单位使用的对比井主要有 10 口井：官 110，官 113，官 119，官 14，官 125，官 126，官 127，王古 9，纯 19，王斜 675。通过 KNN 计算后，除官 126，王斜 675 无测井解释，官 125 无试油数据外，其他 7 口井都可推荐出来，该方法为用户推荐出之前没有找到的很多井，提供了更多井参考。

③多参数模糊快速搜索法

按照多个地质参数条件，采用 ElasticSearch 分布式快速搜索技术在试油井数据库中进行属性相似性搜索，快速锁定相似层，主要包括数据抽取、内存计算、ES 导入、ES 查询四个实现过程。

数据抽取：采用 Spark Core 通过 JDBC 从关系型数据库中读取数据的方式创建 DataFrame，其中涉及到的井位坐标要由大地坐标转换为经纬度坐标。

Spark 计算：将 DataFrame 注册成数据表，并缓存于内存中，避免了每次计算都需要再去读取数据库的损耗并提高了计算的效率。采用 Spark SQL 以写 sql 语句的形式，对读入的数据表进行离线计算，整合每一口井的相关参数信息，将计算结果保存到 Hive 中。

ES 导入：根据导入的数据结构在 Elasticsearch 中创建对应的索引库，指定索引库中每个字段的类型、设置改字段是否索引、是否分词等字段属性，将 Hive 中的数据导入到 Elasticsearch 中。

ES 查询：通过提供的接口调用 Elastic Search API 进

行数据查询。通过 Http 的方式进行数据服务，方便系统的集成与应用。

可以进行单条件、多条件搜索、模糊匹配，快速进行相似井层搜索，用户可以调整选择范围，进行自定义范围模糊搜索。见图 3。



图 3 基于大数据搜索的人工迭代调整

(2) 产能估算

按照选择出的相似井层，形成了相似度加权的定量计算公式，解决了传统方式产能无法定量估算问题。

$$Q = \sum_{i=1}^n \frac{q_i * S}{h_i} / N * H$$

- qi: 相似井每层日产量;
- hi: 相似井每层有效厚度 (射开层);
- N: 总相似井层数;
- H: 本井厚度;
- S: 权重系数 —— 相似度。

以王古 9 为例，王古 9 常规求产后日产油是 3.360 吨，日产水 0.00 吨，属于低产油层，采用的增产措施是压裂。经相似井计算产能后日产油 1.25 吨，日产水 2.06 方，属于低产油层，建议采用压裂和泵抽，与实际生产相符，具体预测结果如图 4 所示。

3 试油目的层油气水性质预测

选择东营南坡地区试油井，通过皮尔逊相关性分析选取岩性、深度、地层、孔隙度、渗透率、有效厚度、电阻率 7 个特征进行预测样本数据构建，然后分别优选了随机森林和 BP 神经网络两种算法进行了建模预测。

1、试油层温度压力预测	
地层温度:	89.54 (单位: °C)
地层压力:	15.93 (单位: MPa)
2、产能及流体性质预测	
岩性:	粉砂岩
地层:	E54
孔隙度:	15.32-18.142 (单位: %)
渗透率:	18.38-44.448 (单位: 10 ⁻³ μm ²)
电阻率:	0-44.448 (单位: Ω·cm)
井壁取芯:	油斑
测井解释:	油水同层
油气性质:	MSYC
产能级别:	低产
日产油:	1.25 (单位: t)
日产气:	0.00 (单位: 10 ⁴ m ³)
日产水:	2.06 (单位: m ³)
3、工艺情况推荐	
压裂后, 泵抽	

图 4 产能情况预测结果

(1) 随机森林建模预测

随机森林是一个包含多个决策树的分类器，可通过递归方式构造多颗决策树，其输出的类别是由所有树投票选举结果而定，算法实现流程如图 5 所示。算法流程：

用 N 来表示训练用例 (样本) 的个数，m 表示特征数目。

从 N 个训练样本中以有放回抽样的方式，取样 N 次，形成一个训练集 (即 bootstrap 抽样)，并用未抽到的用例 (样本) 作预测，评估其误差。

对于每一个节点，随机选择 m 个特征形成特征子集，决策树上每个节点的决定都是基于这些特征确定的，根据这 m 个特征，形成随机决策树。

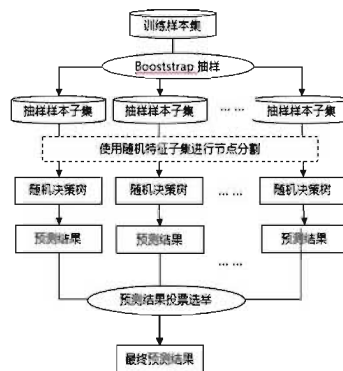


图 5 随机森林算法流程

每个决策树进行预测得到预测结果。

针对每颗树的决策结果，通过投票选举最终确定随机森林最后预测结果。

通过随机森林算法进行建模预测，调节参数优化后，得出在树的数量为 20，最大深度为 50，其他默认时，效果最优，总共 278 口井 21294 条数据，80% 用来训练，20% 用来预测，训练后随机森林准确率 80.02%。

(2) BP神经网络算法建模预测

BP神经网络是一种按照误差逆向传播算法训练的多层前馈神经网络，通过不断调节网络权重值，使得网络的最终输出与期望输出尽可能接近，神经网络模型主要参数包括输入节点、隐藏层、输出节点、迭代次数、学习率、网络误差。应用BP神经网络，通过随机调节神经网络超参数，确定了网络结构为两层隐藏层，训练周期为2000，学习率为0.01，其他默认时，效果最优，针对278口井21294条数据，训练后神经网络准确率79.74%。随后通过遗传算法对神经网络进行了优化。

(3) 遗传算法优化BP神经网络

通过遗传算法对神经网络模型的初始权重和偏置进行优化，解决了神经网络超参数选择耗时长，不稳定的问题，使训练神经网络可以更好逼近全局最小值，最终能提升探井试油层油气属性判断成功率。

遗传算法初始化参数：

种群规模 10，迭代次数 50 次。

适应度公式： $\sum_0^n \frac{2 * P_i * R_i}{P_i + R_i} / n$ ，其中 n 为试油结论类型个数。

基因选择算法：轮盘赌法。

基因编码方式：实数编码。

基因交叉：单点、多点随机交叉，交叉概率 0.6。

基因变异：变异概率 0.05。

遗传算法优化流程如图 6 所示：

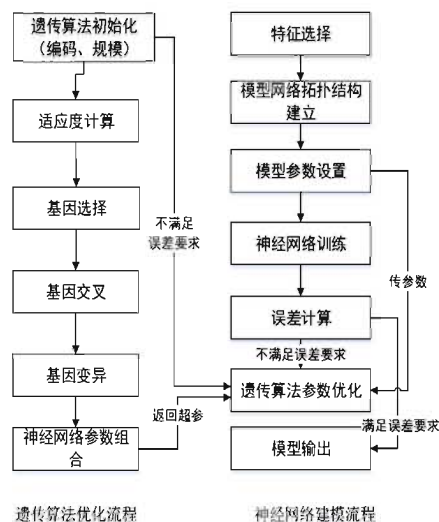


图 6 遗传算法优化神经网络流程

accuracy:81.04%							
	true 油层	true 油水同层	true 含油水层	true 水层	true 干层	true 低产油层	class 准确率
pred. 油层:	204	22	6	1	47	2	75.27%
pred. 油水同层:	5	27	4	1	0	0	72.97%
pred. 含油水层:	3	7	79	19	7	0	68.69%
pred. 水层:	1	7	81	364	35	2	74.28%
pred. 干层:	29	2	32	53	953	0	88.90%
pred. 低产油层:	0	0	0	0	0	3	100%
class. 召回率	84.29%	41.53%	39.11%	83.10%	91.46%	42.85%	

图 7 预测交叉验证

经过遗传算法优化后，BP神经网络对东营南坡全地区预测准确率提升到81.04%。神经网络预测交叉验证如图7所示。

图中左上角为整体预测准确率，最后一行为各油气水性质预测类别召回率，最后一列为各类别准确率。

4 探井试油方案辅助支持系统应用

设计了包含数据源层、数据存储及计算层、模型层、功能应用层4层软件架构，研发实现了探井试油方案辅助支持系统，主要包括探井成果文档全文检索、单井信

息推荐、多井对比分析、相似井推荐、油气水预测、试油目的层推荐等31个功能模块，全部功能组件化研发。

(1) 实现海量数据快速智能推荐

展示了相似井井位部署及信息、钻录井信息、测井信息、试油信息、开发生产五大类20多个详细信息。按照试油成果报告的格式，实现了试油成果报表式展示，如图8所示。

(2) 数据综合分析

对于推荐出来的相似井，通过图表分析，展示了压力和温度、试油产能、常规地球物理性质、测试参数成果、流体性质、油气分析主要指标对比分析。按照不同

级别的地区,实现了不同地区试油井统计、措施井统计,如图9所示。

(3) 试油选层方案智能化生成

研发了相似井智能推荐、油气水预测、产能定量估算、

试油目的层智能推荐等功能模块,快速、准确地实现相似井推荐、产能估算、油气性质预测、试油目的层智能推荐,实现试油选层方案智能化生成,如图10所示。

官斜23井 常规产能层位建议

井号	层号	顶界	底界	有效厚度	地层名称	岩石名称	孔隙度	渗透率	电阻率	日产油	含油气性质
官斜23	41.2	3135.30	3139.80	4.50	孔店组	粉砂岩	18.2660	40.7520	3.7480	1.533	油层
官斜23	27.1	2646.60	2647.90	1.30	沙四上纯下亚段	粉砂岩	13.4860	10.9630	3.7680	1.281	油层
官斜23	27.2	2647.90	2648.60	0.70	沙四上纯下亚段	泥质粉砂岩	15.2220	17.9190	2.6690	0.866	油层
官斜23	27.3	2648.60	2649.60	1	沙四上纯下亚段	粉砂岩	15.4950	19.2280	3.2640	0.289	油层
官斜23	28.2	2666.80	2668.30	1.50	沙四下	粉砂岩	20.3580	67.7650	2.5420	0.231	油层
官斜23	31.1	2682	2684.20	2.20	沙四下	粉砂岩	17.6080	34.8240	3.0710	0.964	油水同层
官斜23	47	3227	3237	10	孔店组	粉砂岩	14.8840	20.14	3.3250	1.237	含油水层
官斜23	41.1	3133.20	3135.30	2.10	孔店组	泥质粉砂岩	12.4370	8.2490	3.0730	0.309	含油水层
官斜23	53	3713.20	3724.30	11.10	孔店组	粉砂岩	6.1060	0.6620	2.5790	7.165	水层
官斜23	51	3618.80	3628.40	9.60	孔店组	粉砂岩	10.2910	4.5760	2.2740	2.121	水层
官斜23	49	3327.30	3334	6.70	孔店组	粉砂岩	11.4150	6.0810	2.6880	2.001	水层

图8 试油测试成果表



图9 多井常规地球物理数据对比

第1层: 地层测试基本ID=1278的测试成果								
井号	官斜23		测试日期		官斜23			
测试类型	完井	工具类型	MFE	座封类型	套管	座封井径(mm)	121.4	
测试井段	3228-3235	测试队	测试2队	配合单位	试油17队			
测试方式	联作							
1.测试产量								
求产方式	求产条件	平均流压(MPa)	日产量					综合含水(%)
			总液量(t)	实测油(t)	折算油(t)	实测水(m3)	折算水(m3)	
一流选点	(9.83-10.28)MPa/142min	10.06	2.11		0		2.11	
2.压力,温度								
地层压力			关井未稳定最大压力			地层温度		
选值方法	压力(MPa)	压力系数	选值方法	压力(MPa)	地温梯度℃/100m	温度℃		
拟合	33.04	1.09			3146.58	129		
3.评价及建议								
<p>1、概况 官斜23井位于济阳坳陷东营凹陷陈官庄-王家岗断裂阶状构造带北部官14鼻状构造带。北与含油气丰富的牛庄-六户洼陷带接壤,南为八面河缓坡构造带,东邻广利断裂鼻状构造带。本区有东部和南部双物源区,经多期的沉积作用,使该区沉积了厚度较大的新生界地层,并发育了沙二段河流相、沙三上三角洲前缘相、沙三中浊积砂体和沙四段水下扇砂体及碳酸盐岩和孔店组河流相砂岩等有利储层。目前孔店组已发现油气主要集中在东部的王家岗鼻状构造带,2017初在陈官庄王66鼻状构造带钻探王古9井,主力油层段在孔一中,发育来自广饶凸起的近源冲积扇沉积。该井区以西的纯化附近,还发育来自利津的漫滩三角洲长轴展布沉积物,揭示该区孔店组仍具有巨大勘探潜力。本井主要钻探目的探索陈官庄地区官斜23井区孔店组合油气情况,实际钻探在沙四上、沙四下、孔店组见到油气显示。测试目的了解测试层产能、液性、压力、温度及地层参数。</p> <p>2、工艺评价 该井于2018年4月27日至5月4日下MFE等测试工具进行动态负压射孔测试泵抽三联作,现场进行了二开一关操作,二开后未进行排液,入井的测压机械压力计震停,电子压力计开关曲线完整,取得了合格的压力资料,测试期间管柱及封隔器密封不漏,测试工艺成功。测试曲线及卡片扫描图见附图一、二、三。</p> <p>3、解释结果</p>								

图 10 常规产能层位推荐

5 结论

本系统通过智能化手段不仅为试油管理人员快速提供各种需要的信息资料,而且能够使决策人员在数据对比分析的基础上获得更准确的相似井、油气水性质预测结果,实现了产能的定量估算、常规试油的试油层智能推荐,解决了以往探井试油决策中人为决策的不足,为探井试油决策人员提供了可靠的决策手段,提高了试油成功率。此系统作为大数据技术在勘探信息支持方面的初步尝试,其技术成果为后续进行更深层次的大数据分析应用奠定基础。但由于时间和技术水平所限,系统下一步要继续进行神经网络训练,优化数据训练收敛速度慢等问题,同时随着样本数据更科学收集和预处理,试油层推荐准确率将会继续提升,在试油方案决策中会发挥更大的作用。

参考文献

- [1] 基于智能推荐的电子商城购物系统设计、计算机时代,2015(6)、曾姣艳,付加星,孟佳娜,沈杭春,武星宇。
- [2] 基于 Hadoop 的分布式智能推荐系统、科技信息,2014,1、李绛绛。
- [3] 试油产能预测及主要参数分析、工业技术,2017,12、白文剑,时增林等。
- [4] 环江油田长 6 储层特征与测井产能评价、测井技术,2012.12、胡海涛,吴晓明,龙慧,宁定华等
- [5] 试油层产液性质的多参数综合判别方法研究、大庆石油地质与开发,2007,02、郇国庆,康永尚,李元斌,张福祥等。
- [6] 测井资料归一化和标准化在番禺油田的实践和应用、数学的实践与认识、2015,5、陶彬,李林,孟庆友等。

挖掘 OFM 软件功能, 提高油田动态分析水平

李竞*, 皮建, 陈翰, 蒋百召, 郭胜

(中海油研究总院有限责任公司开发研究院, 北京 100028)
lijing52@cnooc.com.cn

摘要: 现代油田数字化建设的基础是海量的单井动态数据。依托可靠的软件功能, 可以充分利用计算机的能力, 使工程师正确输出分析需要的数据, 高效的完成重复性的统计工作, 反之则可能花费大量精力在数据输出和重复统计上, 占用了统计结果的分析和对策制定的时间。为了确保动态数据统计的质量, 提高效率, 拓展 OFM 软件应用, M 油田项目组不断深入挖掘、掌握该软件功能, 用其系统函数定义计算变量和字段, 用于报表数据输出和相关的图形绘制, 并掌握了其 Arps 产量递减模块, 实现将动态数据日度转换为月度, 井的灵活筛选和组合, 以及短期产量预测评价等, 修正了月报通报、动态分析中数据输出的统计错误, 提高了工作效率和短期产量预测的精度。

关键词: Oil Field Manager 工区; 计算变量; 短期产量预测

Mining Oil Field Manager Software Functions to Improve the Level of Oilfield Dynamic Analysis

LI Jing*, PI Jian, CHEN Han, JIANG Baizhao, GUO Sheng

(CNOOC Research Institute Co., Development Research Department, Beijing, 100028)

Abstract: Large amounts of dynamic data are the foundations of modern oil oilfield digital construction. Depending on reliable software functions, the computer ability can be fully utilized to enable engineers to correctly export the data needed for analysis and efficiently complete repetitive statistical task, in the contrary, it may take a lot of energy on data export and repetitive statistical work, leaving small amount of time for statistical results analysis and countermeasures making. In order to ensure the quality of dynamic data statistics, improve efficiency, the application of OFM software is extended by the project team of M Oilfield, as well as continuously deepened and masters the software functions, which define calculate variables and fields using its system functions for data table exporting and figure makings. The project team has mastered OFM Arps decline analysis module, achieves changing daily dynamic data into monthly ones, filtering and grouping wells flexibly, and short-term production forecast and evaluation, which has corrected statistical errors in monthly report bulletin and data export for dynamic analysis, improves working efficiency and accuracy of short-term production forecast.

Keywords: Oil Field Manager Workspace; Calculate Variable; Short-term Production Forecast

0 引言

单井动态数据库是现代油田数字化建设的基础, 数据的准确性不仅直接影响油藏跟踪人员的动态分析判断, 也意味着对该历史数据进行拟合是否有意义, 进而间接影响到产量预测的水平和精度。规模较大、井数较多的

大型、在生产油田的动态数据是海量的, 且在不断增加, 需要保证数据调用统计过程的稳定性和准确性。挪威大陆架石油公司 (Norwegian Continental Shelf) 从数据平台 (License2Share (L2S) 自动下载不同作业公司提供的不同格式 (Microsoft Access、XML、Microsoft Excel 以及文本格式) 的日度、月度产量数据, 集成后统一在一

作者简介: 李竞, 男, 2013年中国地质大学(北京)油气田开发工程专业硕士研究生毕业, 现主要从事油田开发方面的研究工作。

个数据平台进行质量控制, 提供给科研人员使用 [1]。在中国海油国内成熟运营的油田中, 有专人进行动态数据的录入和运维, 科研人员可通过网页版的信息系统, 以及单机版的数据平台软件, 实时查看最新的单井生产曲线, 而对于笔者从事的海外 M 油田项目, 目前使用的是 Microsoft Access 数据库, 每月进行例行质控和更新动态数据。油藏人员使用斯伦贝谢 OFM 软件工区调用数据库, 查看最新的生产曲线, 进行单井、井组和油田月度产量、工作量统计汇总, 涉及到的计算变量、计算字段、图件、报表等在 OFM 中通过编程实现。由于起初对 OFM 软件的功能掌握不够全面, 项目组出现过数据调用质量不过关, 重复调用单井数据而导致效率低下的情况, 通过软件培训和工作过程中的交流提高, 目前项目组已实现了共享唯一的动态数据库, 共享包含各类程序变量在内的 OFM 工区文件。

本文从实例出发向同行展示 M 项目组目前实现的一些标准化、数字化和程序化的功能流程和技术细节, 以期达到抛砖引玉, 共享和提高的目的。

1 整体工作流程

M 油田是中国海油海外资产, 平面包括 3 个油田, 纵向包括 4 个油藏, 总井数达 180 口以上 (见图 1),

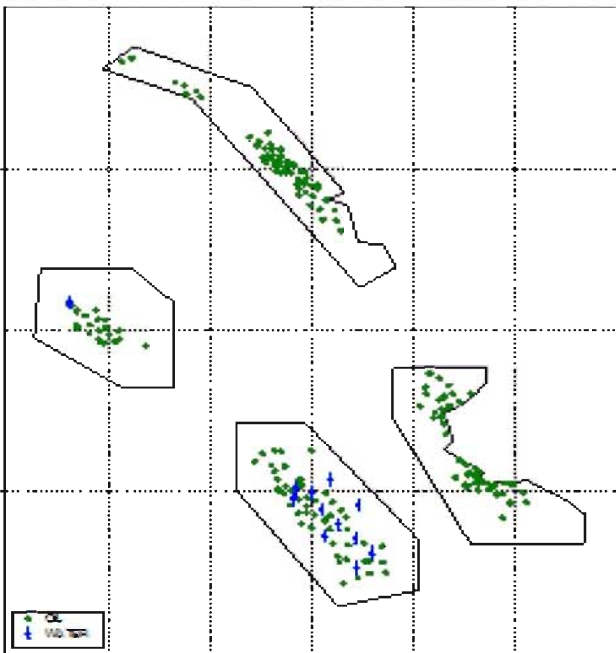


图 1 M 油田矿权边界图
(Figure 1 Mining Boundary of M Oil Field)

2019 年 4 月在产、在注井 150 余口, 其中自喷采油井 40 余口, 潜油电泵井 90 余口, 注水井 10 余口, 油田于 1976 年投入开发, 期间因战争原因停产数十年, 20 世纪

90 年代逐步恢复生产。目前现场单井产量的劈分计算由国际雇员完成, 每月 5 日左右与 M 石油公司开会最终确认, 单井的井口不定期计量产量数据每日进行更新, 注水井相关数据定时更新, 这三类数据都为 Microsoft Excel 格式, 由现场人员存放在共享服务器中, 项目组人员可实时下载更新 Access 数据库, 需要注意新增的投产、投注井的井位靶点坐标、生产层位、隶属的脱气站, 自喷井的核实、计量日产油、液量, 含水率、油嘴直径、井口压力、回压、气油比等, 对电泵井主要录入泵吸入口压力、温度, 对注水井主要是录入注水量和井口压力, 录入过程中需要注意对数据进行质控, 完成后用 OFM 软件检查数据的合理性。

在确认数据可靠后, 可用 OFM 软件快速统计月报通报所需的基础数据, 可灵活按单井、脱气站隶属的多井、油藏、油田级别灵活组合动态数据, 如月均日产油能力的加和, 井口油压的平均, 含水率的计算以及年度累产油量、总累产油量的累加等; 通过生产曲线模板可绘制动态分析所需的单井、井组、上述任意级别灵活组合的生产曲线 (包括日产油、日产液、含水率、单井泵吸入口压力、井口油压、泵频、油嘴直径、气油比, 多井包括开井数等), 任意组合的产量构成图, 生产现状泡泡图 (用单井液量控制泡泡半径, 用含水率给出不同井的油水颜色比例); 通过 OFM 自带的 Arps 递减分析模块, 可以实现单井、任意多井组合的产量递减回归与预测, 此外, 还可生成 Eclipse 油藏数值模拟器历史拟合前处理所需要的 VOL 数据文件, 从而为生成前处理 Schedule 文件提供历史数据, 或直接将 OFM 工区文件导入 Petrel RE, 为生成开发策略文件提供基础数据。工作流程示意 (见图 2)。

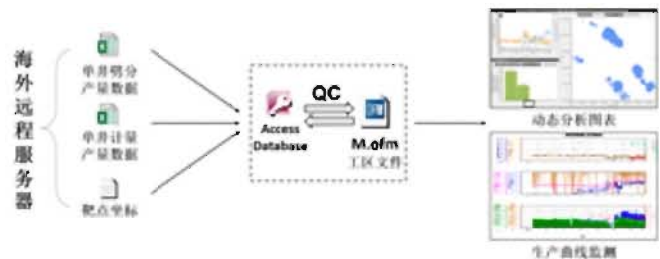


图 2 M 油田动态数据库更新示意图
(Figure 2 Schematic Diagram of Updating Dynamic Data of M Oil Field)

2 月报通报与动态分析图表与数据输出

月报通报是项目组多年来的例行工作, 由于要进行单井统计, 起初存在统计数据易出错, 部分成员采用单井复制粘贴, 效率较低, 且未能明确出错的原因。

通过软件培训和工作中的总结, 逐渐掌握了 OFM

的计算变量、计算字段等功能，现已查明计算变量、字段多层嵌套供同一个报表调用，容易出现统计错误，为避免设置过多的彼此嵌套的计算变量和字段，首先将每月的原始日度动态数据表转化为月度动态数据并更新 Access 数据库，生成月度动态数据表，在此表基础上设置月报通报表中所需的计算变量和字段，包括月均日产油能力、月均日产液能力、月均日产油水平、月均日产液水平、月度开井时率、年度累产油量、总累产油量、月均含水率等（附录），避免了在同一个报表中使用多重嵌套的计算变量和字段，且由于源数据表统一为月度动态数据表，多井数据导出再未出现统计错误，使用时，可以一键生成月报表（图 3），提高了效率。

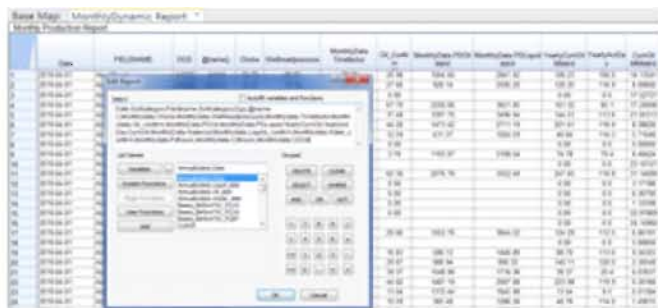


图 3 OFM 一键生成的产量月报
(Figure 3 One Click OFM Monthly Production Report)

综合生产曲线是单井、井组动态跟踪的必要图件，通过调用 OFM 相关变量，实现了单井的生产曲线绘制，参数包括泵吸入口压力、井口油压、泵频、油嘴直径、含水率、日产油、液量，气油比等，且通过软件的筛选、组合功能，可灵活快速组合井组、油藏级别的多井数据。新井、老井产量构成图是分析老井自然、综合递减，新井新建产能的重要图件，同样利用软件筛选、组合、平面框选井组、按投产日期筛选井的功能，可轻松实现，图 4 为某年新投产井产量堆积图。

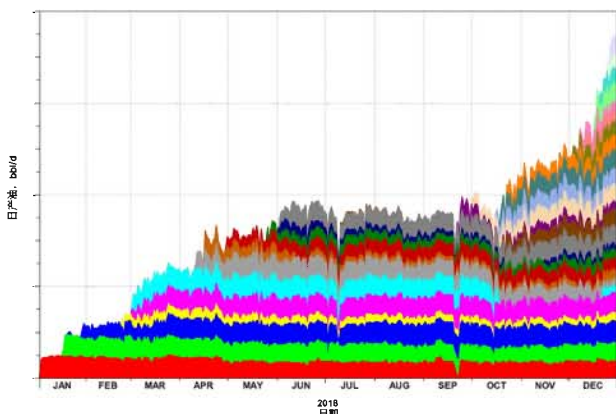


图 4 油田新投产油井产量叠加图
(Figure 4 Daily Oil Superposition of New Wells)

通过生产现状泡泡图（见图 5），可以直观了解油

井液量、含水的变化情况，每口井的油、水比例源自设置的月均日产油、月均日产水水平，而泡泡直径由月均日产液水平控制，方便井间液量、含水的对比。

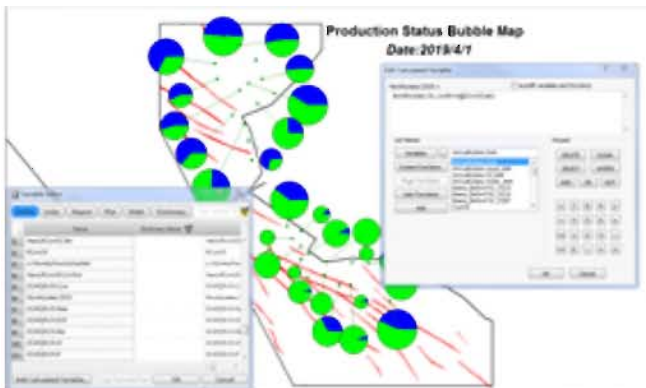


图 5 F 油田生产现状泡泡图
(Figure 5 Production Status Bubble Map of F Field)

3 产量递减短期预测

动态数据库更新的主要目的是及时跟踪单井产量变化情况，发现潜在的生产问题，制定单井、井组级别的措施，制定宏观的油田开发政策。通过 OFM 的递减分析模块，可以对单井进行 Arps 产量递减回归，求出递减率、可采储量并进行预测。同一个案例下的单井回归、预测结果变量可以保存在同一计算变量中，由此可及时进行下个月的短期产量预测。

图 6 为 M 油田 13 口自喷井，基于截至 2019 年 1 月的递减回归分析，完成的 2019 年 3 月月均日产油能力预测结果与 2 月实际的月均日产油能力的对比。其中每口井的历史数据均用指数函数回归。在每月新增数据更新后，可首先对上月的预测进行评价，然后调整递减回归的相关参数，从而达到不断提高短期产量预测的精度。需要指出的是，每口井基于最新数据，完成回归并保存，下个月数据更新后，该表即可一键生成，有效提高了工作效率，同时将更多的时间用于分析和措施制定。

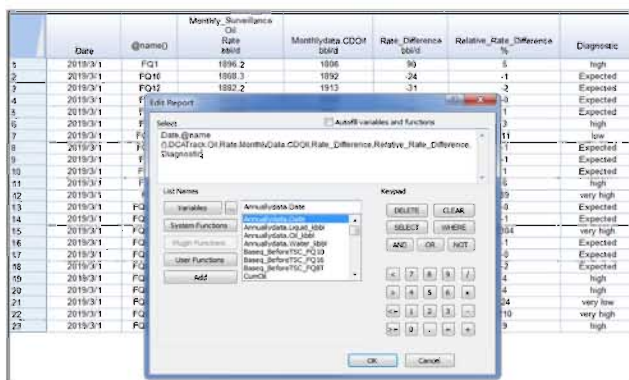


图 6 M 油田自喷井短期产量预测与实际产量对比表
(Figure 6 Comparison of Short-term Forecasted and Actual Production for Natural Flow well in M Oilfield)

4 结语

本文通过介绍中海油中东 M 油田项目组使用 OFM 软件调用 Access 动态数据库进行例行月报统计、动态分析图表制作, 以及产量递减分析的实例, 分享了项目组原始动态数据录入库体的基本流程, 以及通过逐步挖掘完善的 OFM 工区, 在保证数据统计正确性的前提下, 不断提高工作效率, 节省时间用于分析工作, 在标准化和程序化的数字油田方向指引下, 在推动在生产油田动态数据库建设上起到了良好的促进作用。

参考文献

- [1] Juan Carlos Correa Castro. Non-Operator Partners: Improve Analysis Time to Make More Accurate Decisions. SPE-191333-MS
- [2] Diaz, G., Mena, E., Mota, M., Yanez, J., Castrejon, R., ect. Integrated Production Operation Solution applied in Brown Oil Fields-AIATG Asset PERMX. SPE-157180
- [3] 王顺才, 凌雨. 油田复杂数据统计与查询 Oracle 技术实战典例. 第五届数字油田国际学术会议论文集. 长安大学数字油田研究所. 2017: 51-53
WANG SH C., LING Y. Advanced practical example for oilfield complex data statistics and query based on Oracle database. Proceedings of The 5th Digital Oil Field International Academic Conference. Digital Oilfield Institute of Chang' An University. 2017: 51-53.
- [4] 罗文磊, 李栋, 杨京涛等. 油田大数据分析方法的研究与实践. 第五届数字油田国际学术会议论文集. 长安大学数字油田研究所. 2017: 30-35
LUO W L., LI D., YANG J T., etc. Research and application of big data analysis method in oilfield. Proceedings of The 5th Digital Oil Field International Academic Conference. Digital Oilfield Institute of Chang' An University. 2017: 30-35.
- [5] 孙仁杰, 赵志刚. 油田数据汇交任务管理系统的设计与实现. 第五届数字油田国际学术会议论文集. 长安大学数字油田研究所. 2017: 58-61
SUN R J., ZHAO ZH G. Design and Implementation of data concurrent task management system of oilfield. Proceedings of The 5th Digital Oil Field International Academic Conference. Digital Oilfield Institute of Chang' An University. 2017: 58-61.

附录

单井月度产量汇总表的相关计算变量主要基于月度产量输入表 Monthlydata, 进行了 OFM 计算变量和字段的编制。

1. 日度输入变量 (存在 Access 数据库中供 OFM 调用)
 - 1.1 井号、地下靶点坐标、隶属脱气站、开发层位、井别等: 统一存放在主表 HeaderID 和静态分类表 SortCatrgory 里;
 - 1.2 油井日度劈分动态数据: 统一存放在 DailyProd_All 表格中, 包括日期, 井号, 日产油、液量, 生产小时, 油嘴直径, 井口油压, 井口回压, 电泵频率等;
 - 1.3 油井日度计量动态数据: 统一存放在 DailyProd_Test 表格中, 包括日期, 井号, 计量日产油, 日产液, 日产水, 电泵频率, 电泵吸入口压力, 井口油压等;
 - 1.4 注水井日度注水动态数据: 统一存放在 DailyInject_Test 表格中, 包括水嘴直井, 注水量, 井口压力等。
2. 月度输入变量 (通过 OFM 计算变量报表计算后导出至 Access 数据库更新)

油井月度劈分动态数据: 统一存在 MonthlyData 表格中, 包括月生产小时、天数, 月日历天数, 月产液、油、水, 月平均井口油压和油嘴直径等。
3. 计算变量
 - 3.1 投产日期: $cv.Date_of_First_Oil=$
 $@CFirst(date,Dailyprod_all.Dailyliquild_res > 0 | Dailyprod_all.Dailyoil_res > 0)$
 - 3.2 月均日产油能力: $Monthlydata.PDOil= Monthlydata.Oil_confirm / Monthlydata.PDHours * 24$
 - 3.3 月均日产油水平: $Monthlydata.CDOil= Monthlydata.Oil_confirm/@Dom(Date)$
 - 3.4 月均日产液能力: $Monthlydata.PDLiquid= Monthlydata.Liquid_confirm / Monthlydata.PDHours * 24$
 - 3.5 月均日产液水平: $Monthlydata.CDLiquid= Monthlydata.Liquid_confirm/@Dom(Date)$
 - 3.6 当年累产油量: $YearlyCumOil= @ClrTSum(Monthlydata.Oil_confirm,@Change(@Year(Date)))$
 - 3.7 当年累计生产天数: $YearlyActDay= @ClrTSum(Monthlydata.Activeday,@Change(@Year(Date)))$
 - 3.8 累产油量_1: $CumOil= @Tsum(Monthlydata.Oil_confirm)$
 - 3.9 累产油量_2: $RCumOil= @Rsum(Monthlydata.Oil_confirm)$
 - 3.10 月均含水率: $MonthlyData.Watercut= Monthlydata.Water_confirm/Monthlydata.Liquild_confirm*100$
 - 3.11 $Rate_Difference=DCATrack.Oil.Rate - MonthlyData.CDOil$
 - 3.12 $Relative_Rate_Difference= (DCATrack.Oil.Rate - MonthlyData.CDOil)/ MonthlyData.CDOil$
 - 3.13 $Diagnostic=@IfStr(Relative_Rate_Difference <= -0.15 , "very low" , @IfStr(Relative_Rate_Difference <= -0.02 , "low",@IfStr(Relative_Rate_Difference <0.02 , "Expected",@IfStr(Relative_Rate_Difference <0.15 , "high", "very high"))))$
 $<0.02 , "Expected",@IfStr(Relative_Rate_Difference <0.15 , "high", "very high"))))$
4. 计算字段
 - 4.1 生产时率: $Monthlydata.Timefactor=Monthlydata.PDHours / CDHours * 100$
 - 4.2 生产天数: $Monthlydata.ActiveDay=Monthlydata.PDHours / 24$

用大数据分析影响鄂尔多斯盆地三维地震采集效率主要因素

王正良^{*}, 肖国强, 胡育波, 陈莎, 伊鸿斌, 王涛和, 苏战

(东方地球物理公司长庆物探处, 陕西 西安 710021)
wangzhengliang@cnpc.com.cn; 280265641@qq.com

摘要: 三维地震勘探已经是鄂尔多斯盆地主要地震勘探模式。为了探索盆地三维地震勘探高效采集方法, 本文基于大数据技术分别运用线性拟合, 多元回归等统计方法, 对近三年三维地震资料采集大数据进行详细分析, 得出影响盆地三维地震采集的主要因素, 包括施工队伍三维地震勘探组织水平低, 雨雪天气、开工收工, 设备配置不足、老化, 施工日期等。因此, 要在低成本背景下提高盆地内三维地震勘探效率, 就要提升地震队生产组织水平, 避开雨雪天气, 激发、接收设备配置使其充足、良好, 以达到不受施工日期、开工、收工影响, 大数据统计方法的应用为鄂尔多斯油气勘探开发加快发展提供有力技术支撑。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 大数据; 统计方法; 施工队伍; 天气; 设备配置

Big data Analysis of Main Factors on Affecting 3-D Seismic Acquisition Efficiency in Ordos Basin

WANG Zhengliang^{*}, XIAO Guoqiang, HU Yubo, CHEN Sha, YI Hongbin, WANG Taohe, SU Zhan

(BGP Changqing Division, CNPC)
Wangzhengliang@cnpc.com.cn; 280265641@qq.com

Abstract: Three-dimensional seismic exploration has been the main seismic exploration model in Ordos Basin. In order to explore the efficient acquisition method of three-dimensional seismic exploration in basin, this paper makes a detailed analysis of three-dimensional seismic data acquisition in recent three years by using statistical methods of big data analysis, consist of linear fitting and multiple regression, and draws the main factors affecting three-dimensional seismic acquisition in the basin, such as the construction team's three-dimensional seismic exploration organization level is low, rain and snow weather, start and finish work, equipment configuration is insufficient, aging and construction date. Therefore, in order to improve the efficiency of three-dimensional seismic collection in the basin under the background of low cost, it is necessary to raise the level of production organization of the seismic teams, avoid rain and snow, stimulate and receive the adequate equipment and allocation for good working conditions, so as not to be affected by the construction date, commence date and completion date. The application of big data analysis statistical methods provides strong technical support for the rapid development of Ordos oil and gas exploration and development.

Keywords: Ordos basin; Big data; Statistical method; Construction team; Weather; Equipment configuration

0 引言

2018年, 我国石油、天然气对外依存度分别为69.8%、45.3%, 供需平衡日益趋紧, 长庆油田为了国家能源安全开始二次加快发展, 地震勘探重点由二维勘探

转入三维勘探, 二维工作量显著下降, 2017年比2016年降低17.4%, 2018年比2017年降低23.9%, 三维工作量急剧增加, 2018年三维工作量是上年的6倍, 采集目标由勘探向开发转移, 给低成本地震采集技术提出了更高、更新的要求, 为了探索影响鄂尔多斯盆地三维地震

作者简介: 王正良, 男, 中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司长庆物探处, 长期从事地震资料采集工作。

采集效率主要因素，本人通过统计分析^[1-2]方法对近3年三维地震采集大数据进行分析，期望从中找到主要影响因素、让大数据创造效益^[3]，为提高效率提供参考。

长庆探区三维地震采集设计采用顶层整体设计，分期实施，采集接收线数沙漠区16-44，黄土山地24-36，覆盖次数沙漠区190-610次，黄土山地190-410次，接收总道数沙漠区3480-9850，黄土山地5370-8280，配置总道数沙漠区14500-23900，黄土山地12000-25000。单个项目炮次在4.4-5.5万炮，主体数据在8-11TB，单炮记录长度在4-6s，总之，三维勘探在快速发展，沙漠区采集参数增长约3倍，配置1.65倍，黄土山地1.5-2.1倍，配置2.1倍，数据为大数据，成本大幅提高，提高效率具有很大经济内涵，研究影响采集效率主要因素可为生产实际服务。

1 用线性拟合分析影响盆地北部沙漠区3期三维地震采集效率主要因素

首先，以鄂尔多斯盆地西部天环凹陷盐池县境内，地表相对平坦的沙草地A工区为例，001地震队施工，对I、II、III期三维地震采集大数据进行线性拟合^[4-5]分析如下：

图1、图2、图3以日期为横轴，以每日实际生产炮次为纵轴，红色直线是线性拟合曲线，蓝色曲线为多项式6次拟合曲线，I期为春节前及春节时期的寒冷时节，II期为3、4月春季，风沙大、雨水少，III期为寒冷的冬季，通过线性回归直线图形看，最大的特点是I期斜率最大为102.77，随着施工日期的增加，效率逐步提高，一个月内，单日炮次从500增加到3200，II期斜率次之20.81，随着施工日期的增加，效率缓慢提高，一个月内，炮次从1500增加到1800，III期斜率最小0.6844，随着施工日期的增加，效率变化不大，一个半月内，炮次从1600增加到1700。

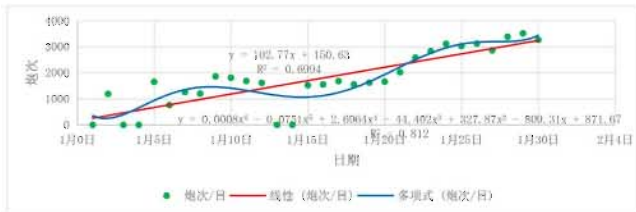


图1 2016年沙漠A区I期三维地震资料采集效率

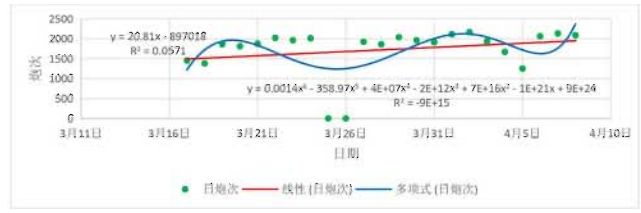


图2 2018年沙漠A区II期三维地震资料采集效率

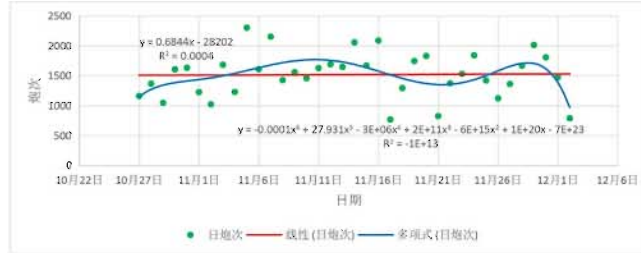


图3 2018年沙漠A区III期三维地震资料采集效率

从相关参数R²看，I期回归为强相关，II期为弱相关，III期为不相关，结合施工实际，I期为该区规模化三维首个项目，基本分3个阶段，第一阶段865炮次/日，第二阶段1600炮次/日，第三阶段3180炮次/日，施工队伍对如此规模三维地震采集缺少经验，前期边学边干，逐步掌握科学施工方法，时间上近22天。

II期为该区规模化三维第二个项目，施工队对如此规模的三维地震采集已经积累一定经验，2天后进入正常施工1675炮次/日，5天后进入稳定的施工期1726炮次/日，后期2100炮次/日，不及I期后期的3180炮次/日，其中主要原因是震源台次配置不足，制约了效率的进一步提升，该期较快的原因是使用了震源源驱动施工，提高了激发施工效率。

III期的散点图总体相对集中，但是较分散的点距离集中区分散度相对I期和II期大，1.5天进入正常的施工期，是三个工期最快的，说明队伍综合素质成熟，但是该期的回归直线水平位约在1500炮次/日，和II期约2000炮次/日相差500炮次/日，结合工区分析工区特点，I期、II期地形相对平坦，III期工区中部是黄土山地，山路崎岖、较少，影响震源正常施工，影响效率。三期中只要天气下雨、下雪都会造成施工采集无法进行，日炮次为零。

综上所述，发现：

(1) 首期三维分为三个台阶型阶段，说明三维地震采集大规模施工，要求队伍具备一定的施工组织水平和模式，这种能力的掌握要在实践中得来，学习、培训可以加快这种能力的获取，也证明该区的施工高效率3200炮次/日是可以实现的。

(2) II期施工证明资源配置不仅要注重采集仪器的

配置比例,也要重视激发仪器的配置比例。

(3) III期施工证明施工队伍在地形复杂地区施工会受到地形的极大影响,资源配置、施工方法都要考虑地形的影响,要采取办法减弱地形对施工效率的影响。

(4) 天气、开工和收工对施工效率的影响。天气对施工的影响是显而易见的,一般早上下雨会影响一天,下午下雨会影响 1/4-1/2 天,这种影响不但在时间上存在,也会影响设备性能,造成设备接触不良,需要时间进行查线和连线以恢复良好通电。

开工收工也会有影响,如果首次进行规模三维地震采集,则需要更长的时间才能进入正常的施工效率,开工影响时间长,开工需要相关人员、设备的磨合,观念、技能等的提升,收工影响不大于 1 天,主要是当天剩的炮次不多,但是时间上还是 1 天。

2 用线性拟合、多元回归分析影响盆地南部黄土山地三维地震采集效率主要因素

2018 年长庆探区 002 地震队在鄂尔多斯盆地南部黄土山地区的西部进行了地震资料采集施工,该队首次大规模三维地震采集施工,通过日效率统计发现,下雨对施工效率影响较大,其次,队伍综合施工水平也制约着效率的提升。

图 4 是本例的日效图,下雨无法放炮,且制约次日效率。

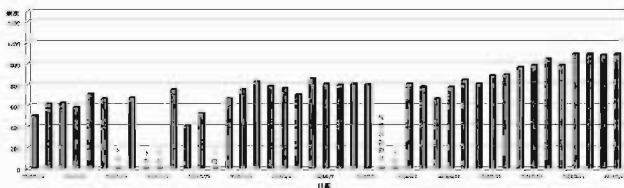


图 4 2018 年西部黄土山地 B 区三维地震日效图

图 5 是对日效分别做线性拟合、多项式拟合, R2 系数均说明拟合有效。红色线性拟合曲线说明整个效率从开始到结束逐步提高,蓝色的线性拟合曲线说明下雨对整体日效影响明显,不但影响当日的,后续也有影响。

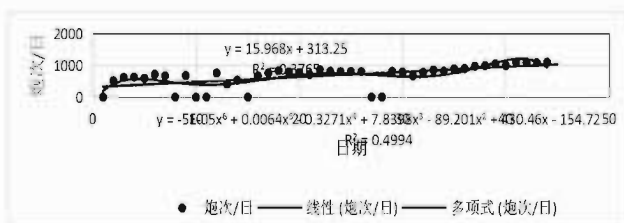


图 5 2018 年西部黄土山地 B 区三维地震资料采集效率

通过以上分析,将数据进行整理分类,做回归统计分析^[6-7](表 1、表 2,表 3-1,表 3-2)。以当日炮次为因变量 Y,自变量日期为 X1,施工首尾日为 X2,下雨为 X3,分析结果,t 检验,P 检验显示 X2 系数显著性差,X1, X3 系数可用。

表 1 2018 年西部黄土山地 B 区三维地震资料采集日效与影响因素回归统计

Multiple R	0.971239
R Square	0.943306
Adjusted R Square	0.940471
标准误差	78.45062
观测值	43

表 2 2018 年西部黄土山地 B 区三维地震资料采集日效与影响因素方差分析

	df	SS	MS	F	Significance F
回归分析	2	4096090	2048044.923	332.7719233	1.17685E-25
残差	40	246180	6154.500363		
总计	42	4342270			

表 3-1 2018 年西部黄土山地 B 区三维地震资料采集日效与影响因素回归参数

	Coefficients	标准误差	t Stat	P-value
Intercept	-356.333	45.05341	-7.909118065	1.05025E-09
X3 (下雨)	675.3436	35.90658	18.80835156	1.80715E-21
X4 (施工水平)	706.886	61.59093	11.47711282	3.14242E-14

表 3-2 2018 年西部黄土山地 B 区三维地震资料采集日效与影响因素回归参数

	Lower 95%	Upper 95%	下限 95.0%	上限 95.0%
Intercept	-447.3891051	-265.276	-447.389	-265.276
X3 (下雨)	602.7736757	747.9135	602.7737	747.9135
X4 (施工水平)	582.406115	831.3659	582.4061	831.3659

为了显示队伍水平的提升,根据日效将队伍水平设定为 X4,做回归统计分析,分析结果,t 检验,P 检验显示 X1 系数显著性差,最后以自变量 X3、X4 和因变量 Y 做变量间回归分析,分析如下,回归统计(表 1)结果显示复相关系数 R,又称相关系数, R=0.971239,说明自变量 X 与 Y 之间关系为高度正相关;复测定系数 R2,上述复相关系数 R 的平方,用来说明自变量解释因变量 Y 变差的程度,以测定因变量 Y 的拟合效果,此复测定系数为 R2=0.943306,表明用自变量可解释因变量变差的 94.33%。方差分析(表 2)结果是通过 F 检验

来判定回归模型的回归效果，此处 Significance F (F 显著性统计量) 的 P 值为 1.17685E-25，小于显著性水平 0.05，所以说该回归方程回归效果显著，方程中至少有一个回归系数显著不为 0。回归参数 (表 3-1, 表 3-2) Coefficients (系数) 为常数项及 X3, X4 两个自变量系数，确定回归方程，P-value 三项值均小于 0.05 显著性，说明各个变量之间互不影响，最终确定回归方程为 $Y = -356.33 + 675.34X_3 + 706.87X_4$ ，其中日炮次 Y，下雨为 X3，队伍水平为 X4。

2019 年 002 地震队在鄂尔多斯盆地南部黄土山地区东部进行了地震资料采集施工，这是该队伍第 3 次大规模三维地震采集施工，通过日效率统计发现，日效率水平基本在一个水平，施工日期、施工首尾日、下雨天气对施工效率有一定影响。

上图 6 是本例的日效率图，高炮和低炮次是波浪状交替，6月25日、6月27日下午下雨对当日日效率有一定影响。

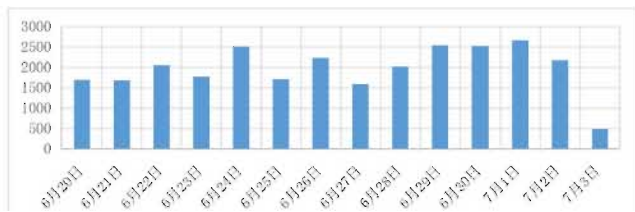


图 6 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维地震资料采集日效率

图 7 是对日效率分别做线性拟合、多项式拟合，R2 系数说明红色的线性拟合结果为不相关，这反而说明施工基本不受施工日期的影响，说明队伍施工水平前后基本在一个水平，结合平均 2000 炮次/日的效率，施工达到一定高水平。R2 系数说明蓝色的曲线拟合结果为强相关，曲线一定程度说明施工日期、开工、收工、下雨对整体日效率有影响。以当日炮次为因变量 Y，自变量日期为 X1，天气为 X2，开工收工为 X3，进行回归变量关系分析，回归统计 (表 4) 结果显示复相关系数 R，又称相关系数， $R=0.93291$ ，说明自变量 X 与 Y 之间关系为高度正相关；复测定系数 R2，上述复相关系数 R 的平方，用来说明自变量解释因变量 Y 变差的程度，以测定因变量 Y 的拟合效果。此复测定系数为 0.870321，表明用自变量可解释因变量变差的 87.03%。方差分析 (表 5) 通过 F 检验来判定回归模型的回归效果，此处 Significance F (F 显著性统计量) 的 P 值为 9.38E-05，小于显著性水平 0.05，所以说该回归方程回归效果显著，方程中至少有一个回归系数显著不为 0。回归参数 (表 6-1, 表 6-2) Coefficients (系数) 为常数项及 X1, X2, X3 三个自变量系数，确定回归方程，P-value 四项值均小于 0.05 显著性，说明各个变量之间互不影响，最终确定回归方程为：

$$Y = -10577.5 + 37.0X_1 + 3638.24X_2 + 2631.6X_3$$

其中日炮次 Y，日期为 X1，天气为 X2，开工收工为 X3。

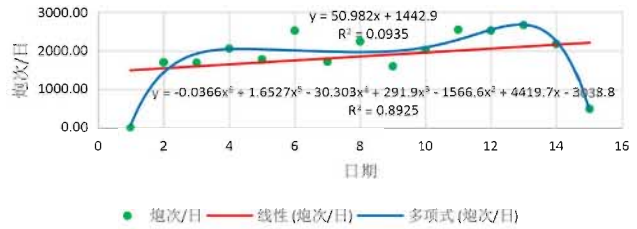


图 7 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维地震资料采集效率分析

表 4 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维地震资料采集日效率与影响因素回归统计

Multiple R	0.93291
R Square	0.870321
Adjusted R Square	0.831417
标准误差	231.0449
观测值	14

表 5 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维地震资料采集日效率与影响因素方差分析

	df	SS	MS	F	Significance F
回归分析	3	3582637	1194212	22.37117505	9.38E-05
残差	10	533817.5	53381.75		
总计	13	4116455			

表 6-1 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维地震资料采集日效率与影响因素回归参数

	Lower 95%	Upper 95%	下限 95.0%	上限 95.0%
Intercept	-17630.9	-3524.08	-17630.9	-3524.08
X1 (施工日期)	1.176205	72.85786	1.176205	72.85786
X2 (天气)	1200.787	6075.69	1200.787	6075.69
X3 (开工收工)	1889.03	3374.182	1889.03	3374.182

表 6-2 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维地震资料采集日效率与影响因素回归参数

	Coefficients	标准误差	t Stat	P-value
Intercept	-10577.5	3165.598	-3.34138	0.00747309
X1 (施工日期)	37.01703	16.08554	2.301261	0.044159466
X2 (天气)	3638.239	1093.94	3.325811	0.007671885
X3 (开工收工)	2631.606	333.2719	7.896276	1.31984E-05

3 用炮间时间间隔分析盆地南部黄土山地三维地震激发频率对效率影响

炮间时间间隔是放炮周期 T ，倒数是放炮频率， T 越小，效率越快，最高炮次对应的主周期 T 越小，周期宽度越宽，说明绝大多数放炮频率越高。

图 8 为 2018 年西部黄土山地 B 区三维炮间时间间隔分析，炮数峰值大量集中于主周期 24–25s 炮间时间间隔，周期宽度在 19–27s，反映炮数生产的集中时间间隔较大，对应效率一般的情况。

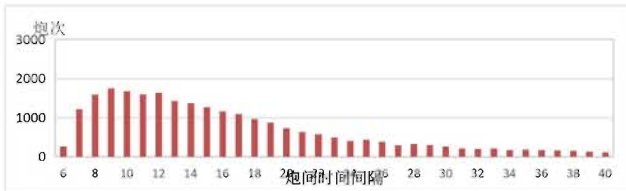


图 8 2018 年西部黄土山地 B 区三维炮间时间间隔分析

图 9 为 2019 年中西部黄土山地 D 区三维炮间时间间隔分析，炮数峰值大量集中于主周期 11–15s 炮间时间间隔，周期宽度在 11–23s，反映炮数生产的集中时间间隔比 B 区提高较大，对应效率较高的情况。

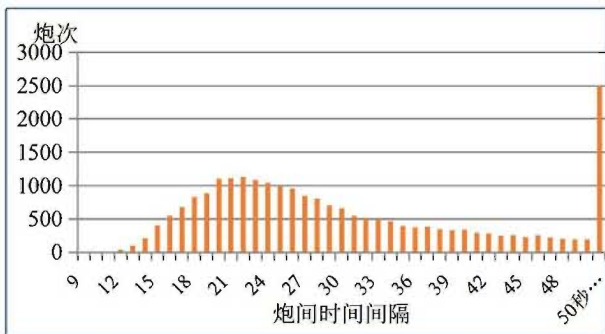


图 9 2019 年盆地黄土山地中部 D 区三维项目井炮间时间间隔

图 10 为 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维炮间时间间隔分析，炮数大量集中于主周期 8–12s 炮间时间间隔，周期宽度在 7–17s，因为该工区比上面两个工区采集记录少 2s，把 2s 加上后，时间分别为 10–14s，9–19s，反映炮数生产的集中时间间隔比 D 区又提高一些，主体炮数效率提高相对较大，对应目前高水平，达到黄

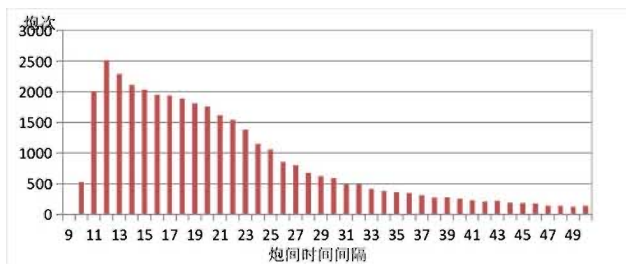


图 10 2019 年盆地东部黄土山地 C 区三维项目炮间时间间隔分析

土山地 2000 炮次 / 日。

这是同一个施工队伍在南部黄土山地施工的三个项目，主周期依次缩短，周期宽度增宽，说明效率越来越高，和实际生产吻合良好，提高放炮频率，缩短炮间时间间隔，是需要考虑的主要因素之一。

4 其它影响三维地震资料采集效率的因素

除了以上因素，采集设备数量配置低、老化和版本不统一，大面积的工农问题和重大节日对员工数量的大量分流和人员离开数量大都严重影响采集效率，良好的设计、精细踏勘，设计对策，优质施工质量，也是提高采集效率的保证^[8-11]。

5 结语

本文通过对鄂尔多斯盆近年三维地震勘探采集大数据的统计分析，得出影响三维地震采集效率主要因素。影响施工效率主要因素包括以下几个方面：

(1) 勘探队伍对大规模三维地震采集缺少经验，施工水平低。可以通过培训、施工中学习，队伍融合后提高施工水平。

(2) 雨雪、大风等恶劣天气。可以通过研究气象资料和长时间天气预报，进行避开。

(3) 开工、收工对采集效率有一定影响。如果队伍处于高效组织状态，可以大幅降低其影响。

(4) 设备配置数量不足，设备老化，系统能力有限等。需要资源配置向规模化三维倾斜，提前进行设备升级、换代。

(5) 工农关系大面积恶化、重大节日人员大量流失，地形复杂限制机械设备机动性等。

(6) 规模化三维首先是人、设备、管理的立体升级。需要从人员、组织、设备、后勤供应方面转变思路，加强培训、提前谋划，引进新技术、新设备，采用多种激发、接收、有线 + 无线仪器组合，工序优质高效，各工序主体分明，衔接紧密交叉，施工组织形式越简单、良性运转频率越高，越能更快提高盆地三维地震采集施工效率。

由于鄂尔多斯盆地内相关研究较少，本文通过统计方法对盆地三维地震勘探从生产大数据进行了一些基本分析研究，得出一点粗浅认识，由于规模化三维地震勘探效率影响因素较多，还需要进一步研究，对影响因素的背景、时机、后果、时序、解决办法等的分析，可以为提高效率提供更确切的方法和思路。

参考文献

- [1] 贾俊平. 统计学(第三版)[M]. 清华大学出版社有限公司, 2006.
- [2] 陈磊. 应用统计学(第1版)[M]. 中国纺织出版社, 2018.03.
- [3] 高志亮, 高倩等. 数字油田在中国—数据科学与数据工程[M]. 北京: 科学出版社, 2015.10.
- [4] 颜清, 彭小平. 工程实验数据的非线性拟合方法[J]. 计算机与应用化学, 2015, 32(3): 365-368.
- [5] 徐含青. 利用 EXCEL 进行线性拟合的应用[J]. 上海计量测试, 第2期. 2013(3): 55-56.
- [6] 陆玉玲, 谢钱娇, 朱家明等. 基于多元回归对粮食产量的研究[J]. 黑龙江工业学院学报, 2017, 17(6): 90-93.
- [7] 陈小根, 武立岐. 基于多元回归方法的岩石物理性质预测模型研究[J]. 现代矿业, 2018(8): 64-68.
- [8] 同培胜, 张小平. 地震勘探三维井炮项目采集效率边际探讨及应用[J]. 科学时代, 2014(8)
- [9] 郭建敏, 李鹏. 复杂山地煤矿采区三维地震勘探采集方法研究[J]. 工程地球物理学报, 2017, 14(3): 326-332.
- [10] 解春玉, 张钻, 周继勇等. 采用 IX1 仪器实现复杂城区三维地震采集[J]. 物探装备, 2018, 28(5): 324-327.
- [11] 顾玉良, 兰洪黎. 如何提高深海拖缆三维地震勘探施工效率[J]. 内江科技, 2010(6): 1

Application of Seismic Data Imaging Technology for Carbonate Reservoir

LUO Lin

*International department of liaohe petroleum exploration bureau, Panjin 124000, China
luol2@petrochina.com.cn*

Abstract: Carbonate reservoir has been discovered for the first time in the western Lujiapu oilfield area, which has the characteristics of wide range, thin interbed and fast lateral change. It is difficult to identify the thin layer reservoir because of the low resolution in the conventional identification of carbonate by post-stack impedance inversion. On this basis, geostatistical inversion and seismic multi-attribute technique are used for the first time to successfully improve the accuracy of seismic data imaging to identify thin layer carbonate reservoirs. The overlapping area of the three methods is the final dessert area. This method is suitable for the 3D seismic work area in the middle and late stage of exploration and development. The more drilling data, the more accurate the final inversion result will be.

Keywords: Carbonate reservoirs; Post-stack impedance inversion; Geostatistical inversion; Seismic attribute

1 INTRODUCTION

Luxi depression is located in kailu county, tongliao city, Inner Mongolia. It is a secondary negative tectonic unit in the kailu basin and a peripheral hydrocarbon-rich depression. A stable carbonate reservoir is developed in the lacustrine transgressive system tract of the jiufotang formation in the northern slope area. It is distributed in the shore shallow lake and half deep lake of the wide and gentle basin, and the carbonate rocks and the source rocks are superposed to each other, adjacent to the depression area, Which is forming the type of self-generating and self-storing reservoirs. The rock types are mainly granular dolomite, argillaceous dolomite, etc. The types of reservoir space are mainly intergranular pores, dissolution pores, etc., with fractures developed. Carbonate rocks are widely distributed in the whole region, but the physical conditions change rapidly, with strong heterogeneity and thin thickness. It is the key to establish a comprehensive reservoir prediction method and find the sweet spot.

Based on the principle and characteristics of current geophysical exploration methods, the optimal selection is suitable for geological characteristics in this work area. Constrained sparse pulse impedance inversion method (CSSI) is a widely useful inversion method at present, which is based on the constrained sparse pulse deconvolution algorithm. It is assumed that the reflection coefficient sequence distribution of the strata is sparse. In the inversion process, the wave

impedance data is obtained by looking for a reflection coefficient pulse number that minimizes the target function. At this time, the synthetic seismogram can match the actual seismogram best^[1-2]. A fast trend and the constrained pulse inversion algorithm is applied in constrained sparse pulse inversion. Wave impedance inversion is the most effective method for quantitative interpretation of seismic data in seismic exploration. As a link between seismic data, logging and geological information, wave impedance parameters are indispensable for reservoir evaluation^[3-4].

Geostatistical inversion firstly uses deterministic inversion method to obtain wave impedance volume to understand the general distribution of reservoir. Combining the comprehensive sedimentary characteristics of the working area, the characteristics of the principal variation in all directions can be quantitatively determined according to the wave impedance inversion results, and the variation function can be calculated^[5-7]. Natural gamma geostatistics inversion combines seismic random inversion with geostatistics simulation technology, and finally obtains the prediction result of high-resolution data volume integrated by well logging, earthquake and geology. Seismic attribute technology is a seismic exploration technology that finally predicts and evaluates the reservoir by extracting all kinds of seismic attributes within a certain time window range in the target interval, and then conducting plane analysis, visual display and cognitive verification on them^[8-11]. There are many kinds of seismic attributes, including RMS

Fund project: Major science and technology project of China national petroleum corporation, "study on key technologies for maintaining stable production of 10 million tons of crude oil in liaohe oilfield (2012e-3002)".

Authors: Luo Lin (Oct. 11, 1985), male, Yingkou city, Liaoning province, bachelor's degree, engineer, is mainly engaged in oil and gas exploration and research. Email address: luol2@petrochina.com.cn.

amplitude, average amplitude, total energy and so on. With the method of trial and error, the instantaneous frequency and effective bandwidth are selected to carve the actual geological deposit according to the actual geological condition of the working area and the geologists' previous experience.

2 RESERVOIR PREDICTION METHOD SELECTION AND TECHNICAL PROCESS

Carbonate reservoir was firstly discovered in the peripheral area of Liaohe river. It is particularly important to select specific prediction ideas for specific reservoirs. Firstly, according to the logging and seismic response characteristics of carbonate reservoir, conventional sparse pulse post-stack impedance inversion is carried out to predict the transverse and vertical distribution range of carbonate reservoir. Then the top and bottom of the whole carbonate rock is tracked as the time window range of geostatistical inversion and seismic attribute extraction, and further carry out on this basis geostatistical inversion. Finally, combined with the seismic attribute, the fine prediction of sedimentary reservoir distribution are analyzed and summarized with the comprehensive control of various geological factors such as structure and paleogeomorphology.

The analysis of reservoir lithology sensitivity before conventional sparse pulse impedance inversion shows that carbonate reservoir has logging response characteristics of the low time difference and high velocity, which are significantly different from the surrounding rocks above and below. This is closely related to the tight and hard lithology of the reservoir.

According to the sparse pulse impedance inversion results, the preliminary geological understanding and distribution range of carbonate rocks are formed both vertically and horizontally. It is better reflect the sedimentary characteristics of the reservoir and has a high coincidence with the verification well, but its vertical resolution is poor. In order to improve the accuracy of reservoir prediction and more accurately reflect the subtle changes inside the reservoir, geostatistical inversion with stronger vertical resolution is carried out to identify the distribution of thin carbonate reservoirs on the basis of the sparse pulse impedance inversion results. The two methods interact with each other.

Based on the logging data and the wave impedance inversion results, the upper and lower bottom boundary of carbonate reservoir is obtained. Through the analysis of the intersection of wave impedance data and gamma ray data in this region, the gamma ray curve can be clearly distinguished the distribution boundary between carbonate rocks and mudstones. However, the wave impedance curve can be not distinguished the boundary between carbonate rock and mudstone in the internal of carbonate reservoir. With low gamma characteristics of the carbonate rocks, it is necessary to use the gamma curve to carry out geostatistical inversion for obtaining the gamma data

volume. By analysis, the reservoir which threshold valued is lower than 90API(unit of natural gamma logging) is determined to be the effective reservoir distribution in carbonate rocks (figure 1).

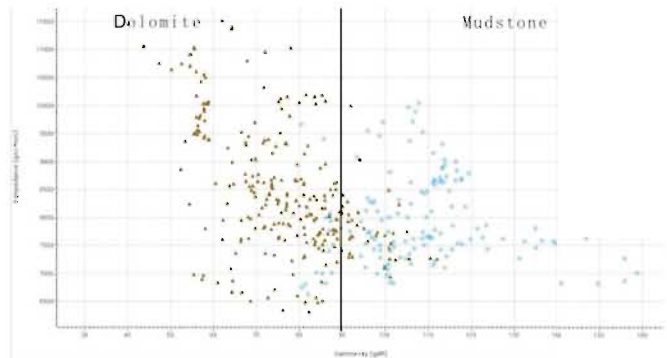


Fig. 1 Analytical diagram of the intersection of wave impedance and natural gamma

The correlation between gamma and wave impedance should be analyzed before geostatistical gamma inversion. When the correlation between these two in the target layer is relatively high, it is reliable that results is obtained by gamma inversion. The analysis technology of seismic attribute can be used to extract a variety of useful information hidden in the seismic data, which provides a practical analysis method for solving reservoir description of complex geological bodies^[12-15]. The seismic data in the western region of lujiapu are broad-azimuth seismic data, which contain more abundant seismic information and have higher signal-to-noise, which are more helpful for fault identification, reservoir prediction and application of seismic attribute and other technologies.

3 THE ANALYSIS OF PREDICTION EFFECT

3.1 The analysis of profile effect

Geostatistical inversion produces multiple gamma data bodies with equal probability. According to the actual drilling results and geological data analysis, the optimal selection conforms to the law of geological understanding, which better reflects the calculation results of effective reservoir distribution and predicts the distribution range of major favorable areas. In order to further verify the accuracy of geostatistical inversion, the method of removing known wells before inversion is adopted to test its accuracy. The predicted results are consistent with each other and vary slightly in some places, which proves that the inversion effect is basically reliable.

The comparison of cross section between the two methods shows that the distribution of carbonate reservoirs predicted by the two methods is different. In the section of wave impedance, the carbonate reservoir is of high impedance value, which is

clearly distinguished from the surrounding rocks above and below, with good continuity and wide distribution. However, the vertical resolution is relatively low compared with the statistical inversion, and mudstone and carbonate are mixed together, which makes it impossible to track the effective reservoir more accurately. Statistical inversion in major well areas can basically reflect the local distribution of effective reservoirs and distinguish carbonate rocks from mudstones. The inner pinchout point is also more accurate. The reservoir thickness is gradually thinning on both sides of the trap, which can make the favorable area more refined, more accurate, more consistent with the actual geological situation, and the prediction effect is better than the wave impedance inversion (figure 2, figure 3).

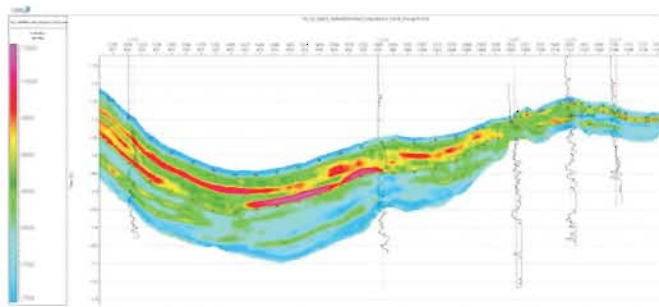


Fig. 2 The section of wave impedance inversion

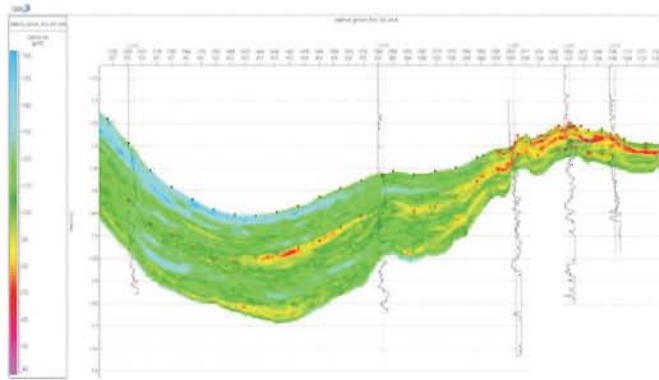


Fig. 3 The section of geostatistical inversion

3.2 The analysis of comprehensive plane

The effective reservoir distribution is determined by combining two inversion methods, seismic attribute characterization, actual paleogeomorphologic recovery and structural characteristics, so as to distinguish the sand-gravel boundary of steep slope zone from the distribution range of carbonate reservoir sedimentary microfacies.

By extracting the root-mean-square distribution plane map of wave impedance, it can be seen that the carbonatite reservoir has the characteristics of pinching-out in the north and south direction, and the distribution range of the reservoir plane is delineated by faults in the east and west direction. After determining the distribution range of carbonate reservoir

by wave impedance, geostatistics was extracted to show the natural gamma ray plane distribution. On the south side and the north side, the distribution area of low gamma is dominated by granular dolomite, which is an effective reservoir distribution area. The high-gamma region is dominated by dolomitic mudstone, which is an unfavorable reservoir distribution area (figure 4, figure 5).

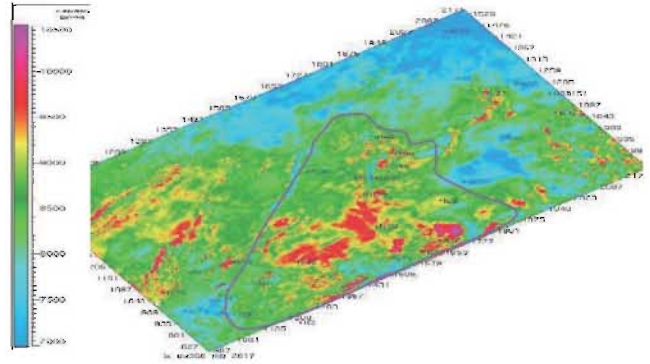


Fig. 4 The plane graph of wave impedance inversion

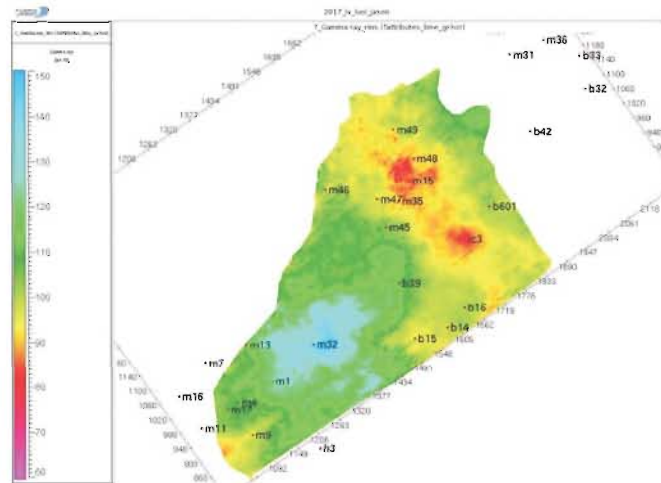


Fig.5 The plane graph of geostatistical inversion

At the same time, according to the results of wave impedance inversion, the roof and bottom of carbonate reservoir are traced as the window range of seismic attributes extraction, and the seismic characteristics are used to reflect the changes of sedimentary microfacies in carbonate reservoir. In order to reflect the distribution of favorable reservoir types and sedimentary facies belts, the change of seismic wave peaks, troughs and waveforms in the carbonate rocks in the target member was studied. The instantaneous frequency reflects the change of seismic wave frequency in reservoir. The effective bandwidth reflects the quantization of the coherent body. The similarity of the small value region is strong, indicating the homogeneous layer. It is the heterogeneous layer that the large value area indicates the difference in similarity. It can be used to identify homogeneous and heterogeneous layers, as well as predicting the distribution of effective reservoirs.

The instantaneous frequency clearly identified the sedimentary boundary of the gravel body in the steep slope belt on the east side, and the effective bandwidth showed a good matching relationship with the sedimentary microfacies on the north and south sides. The main distribution range of dolomitic mudstone is on the south side and the sedimentary range of granular dolomite is on the north side. Their sedimentary boundaries are very obvious, which lays a foundation for the study of sedimentary microfacies.

Combining the above geophysical exploration techniques, the several results of reservoir prediction are overlapped to get the final desert area, such wave impedance inversion, geostatistical inversion and two kinds of seismic attribution. Finally, it is determined that the northern part of the work area is the best distribution area for favorable reservoirs, mainly the shallow lake slope area, dominated by granular dolomite, and also the main production area (figure 6).

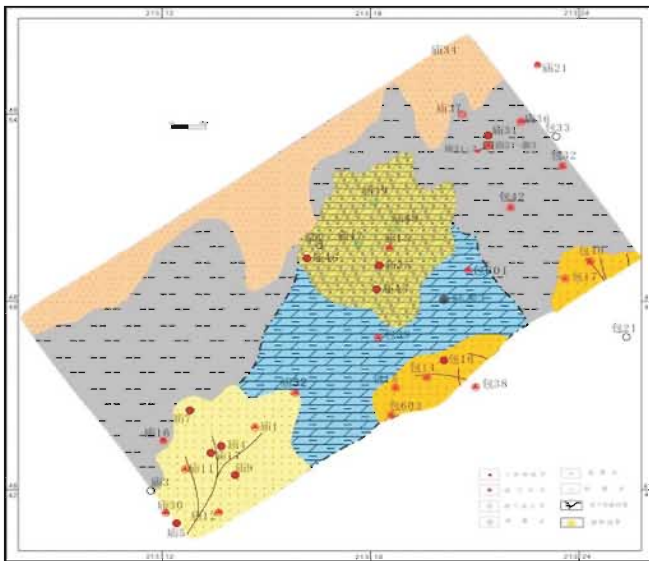


Fig. 6 Sedimentary facies of the lower Jiufutang formation on the northern slope of Lu Xi

4 CONCLUSIONS

The sparse pulse impedance inversion results are in good agreement with the verification wells, however its resolution is low, which makes it difficult to trace fine reservoirs, and it is impossible to distinguish the distribution range of internal effective reservoirs.

Geostatistical inversion improves the accuracy of reservoir prediction with high vertical and horizontal resolution. This method is suitable for the 3D seismic work area in the middle and late stage of exploration and development. The more drilling data we have, the more accurate the final inversion result will be. However, this method is complex in calculation, which requires a large amount of work and takes a long time. When the quality of seismic data allows, the most sensitive

and optimal attribute body is selected from the results of multiple seismic attribute extraction. Repeated experiments were conducted to characterize the distribution range of geological bodies.

REFERENCES

- [1] Yang jinzheng, tang xiaobiao, li qing. A brief analysis of sparse pulse inversion and model inversion [J]. Inner Mongolia petrochemical industry, 2009, (7) : 44-46.
- [2] Liu wen. Seismic technology for oil and gas field development in linchang [M]. Beijing: petroleum industry press, 1992.
- [3] Yang wencai. Theory and method of geophysical inversion [M]. Beijing: geological press, 1997.
- [4] Xing zhengyan, liu lei, wang yonggang, et al. Property analysis of cross-well seismic data and conversion of reservoir parameters [J]. Petroleum geophysical exploration.2004,39 (2) : 127-132
- [5] Sun simin, mi pang. Geostatistical inversion method and its application in thin sand reservoir prediction [J]. Journal of xi 'an petroleum university: journal of natural science, 2007,22 (1):41-44.
- [6] Li Fangming. Stochastic seismic inversion method for geostatistical inversion -- a case study of P oilfield in the su M basin [J]. Petroleum exploration and development, 2007,34 (4):451-455.
- [7] Dian-yuan Chen. Application of stochastic seismic inversion technology in stochastic geological modeling of wc13-1 oilfield [J]. China offshore oil & gas, 2004,16 (4):250-253.
- [8] Sun jiazhen, li lanbin. [M]. Wuhan: China university of geosciences press, 2002:148-151.
- [9] Han liqun. Design and application of artificial neural network theory [M]. Beijing: chemical industry press,2002:51-56.
- [10] Wang yong-gang, xie dong, le you-xi, et al. Application of seismic attribute analysis technique in reservoir prediction [J]. Journal of petroleum university: natural science edition,2003,27(3):30-32.
- [11] Wang kaiyan, xu qingyan, zhang guifang, et al. Review of seismic attribute analysis techniques [J]. Progress in geophysics, 2013,28(2): 815-821.
- [12] Lu wenkai, et al. Well logging data extrapolation using BP neural network [J]. Petroleum geophysical exploration,1996,31(5):712-715.
- [13] Dul m, et al. Implementation of fast learning algorithm for multi-layer feed-forward neural network [J]. Acta electronica sinica, 1992,20(10):61-68.
- [14] Wang baocai, liu jun, wang peng, et al. Seismic prediction of reservoir in yijianfang formation of ordovician in shunnan area [J]. Chinese journal of engineering geophysics,2016,13(3):356-360.
- [15] Wang baicai, liu jun, ma lingwei, et al. Application of pre-stack density inversion technique in carbonate reservoir prediction in shunnan area [J]. Chinese journal of engineering geophysics,2016,13(4):508-512.

Review on the Data Statistics Application in the Prediction of Offshore Oil Production

ZHANG Lijun

CNOOC Research Institute Co.,Ltd. Beijing, China
zhanglj8@cnooc.com.cn

ZHU Guojin

CNOOC Research Institute Co.,Ltd. Beijing, China
zhugj@cnooc.com.cn

WANG Shuai

CNOOC Research Institute Co.,Ltd. Beijing, China
wangshuai19@cnooc.com.cn

Abstract: Productivity evaluation is a basic and key topic in the offshore oilfield development program. It is the basis of production profile prediction and development plan designing. Productivity evaluation directly affects the production scale of oilfield, and it provides basic data for drilling and completion, engineering design, development investment and economic evaluation. So it is one of the most important research contents in offshore oilfield. However, due to many factors, such as platform, space, climate, economy and so on, it is unable to achieve production or injection test in offshore oilfield, and the well test time is short. So, how to achieve accurate prediction of production capacity, and avoid major investment mistakes, it is great significance to the development of offshore oil fields. In this paper, based on the key problems of production evaluation in offshore oilfield, four charts are established with mathematical statistics method, which consist of the capacity comprehensive correction coefficient charts, production index per-meter quality control charts of Bo Hai Oilfield, the effective permeability of quality control charts and initial production pressure difference value charts. In the early stage of Bo Hai Oilfield ODP, applying the charts, well production was quickly and accurately determined, then the production practice has confirmed the reliability of these methods.

Keywords: capacity, oilfield development program, correction factor, data statistics.

1 INTRODUCTION

Prediction of initial productivity of offshore oil wells is the most basic and key topic in the early stage of reservoir research. At present, it is mainly based on well test method^[1-2], analogy method and reservoir simulation method. According to the characteristics of offshore oil well productivity evaluation^[3-4], the following problems are faced in the initial productivity evaluation method:

- How to accurately predict the production capacity with test but short test time?
- How to accurately predict the production capacity of the new block without testing?
- How to realize the precise value of each parameter in productivity evaluation?
- For the initial productivity evaluation of offshore oil wells, the productivity formula is shown in Formula (1).

$$q = J_o \times \Delta P \times C = \frac{0.54287K_{DST}h\Delta P}{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \cdot C \quad (1)$$

Comparing with the classical Darcy percolation formula, the comprehensive correction coefficient C is mainly introduced. This value mainly considers the interlayer interference caused by the unstable productivity of short-term testing in offshore oil wells and multi-layer production.

Based on a large number of initial productivity data of oil wells in developed offshore oilfields, the key parameters plates of production capacity are established, such as permeability, differential pressure, production index and comprehensive correction coefficient. These plates and methods lay the foundation for accurate evaluation of initial productivity of offshore oil wells.

2 COMPREHENSIVE CORRECTION

Authors: Lijun Zhang, born in March, 1983, male, master degree, work at CNOOC Research Institute Co.,Ltd. Beijing, China, research area: development solution of oil and gas field.

COEFFICIENT OF PRODUCTIVITY

2.1 Questions

In the evaluation stage of offshore oilfields, the testing time is short and the later development is mostly multi-layer combined production. Instability test productivity and interlayer interference have a greater impact on stable productivity. In the past, the test time and correction coefficient of interlayer interference are usually selected according to experience. For example, the value of interlayer interference is usually 0.9 for two layers, 0.8 for three layers and 0.6 for multi-layers, which were of great uncertainty.

2.2 Building plates

The statistics relationship between production index of ODP evaluation wells and production wells after production in Bo Hai offshore oilfield are compared. The ratio is defined as the comprehensive correction coefficient of productivity, which is the combination of the correction coefficient of test time and the correction coefficient of interlayer interference.

In this paper, a large number of ODP stage test data and initial productivity data after putting into production are collected and analyzed, and comprehensive correction coefficient charts of productivity in different layers of Bo Hai Oilfield are established, as shown in Fig 1. The slope of each point in the charts are the comprehensive correction coefficient of productivity.

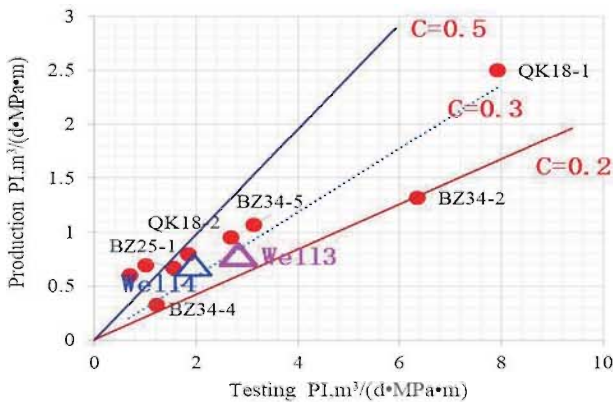


Figure 1. Comprehensive Correction Coefficient Plate of Productivity of Shahejie Formation in Bo Hai Sea.

The establishment of the chart determines the basis for quantifying the comprehensive correction coefficient of productivity, which is an important parameter in the initial productivity evaluation of offshore oil wells. The reliability of the chart is also verified and applied in the newly implemented oilfields.

2.3 Application

The testing horizons of the 3 and 4 wells in the early ODP stage

are Shahejie Formation, and the production index of well test is 1.8 and 2.6 m³/(d · MPa · m) respectively. The test production index should be brought into the comprehensive correction coefficient chart of productivity, and the value should be about 0.3. After putting into production, the correction coefficient is verified to be 0.33, which is basically the same as that of the chart prediction^[5-6].

3 PRODUCTIVITY INDEX PER-METER

In the stage of exploration and evaluation of offshore oilfields, sometimes there is no testing data for new blocks, oilfields with multiple wells, or formation with faults. The initial productivity evaluation of oil wells without testing is mainly based on analogy or formula method.

Based on the statistics and analysis of a large number of offshore test data, the productivity evaluation charts of fluidity and oil productivity index in different horizons in Bo Hai Bay are established, as shown in Figs. 2 and 3. On the one hand, it can be used as a basis for value selection and capacity determination when there is no test; on the other hand, it can be used as a quality control chart to control the test results when there is test.

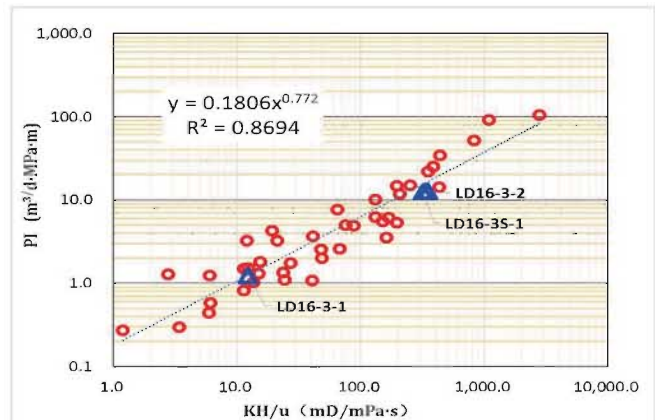


Figure 2. Diagram of relationship between fluidity and oil productivity index of Dongying Formation.

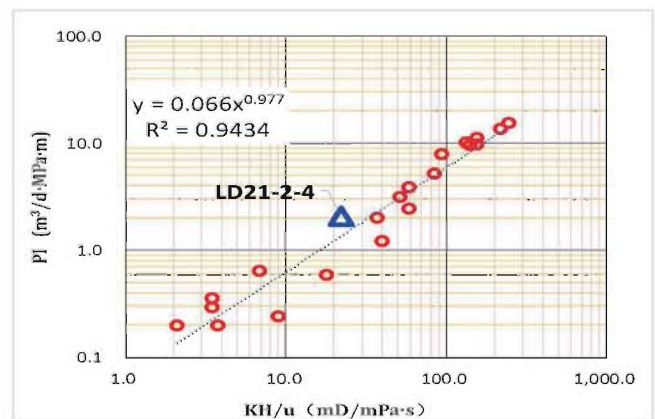


Figure 3. Diagram of relationship between fluidity and oil productivity index of Guan Tao Formation.

Taking the test and evaluation of an oilfield in Bo Hai bay as an example, two wells in the oilfield have been tested three times in Dong Ying Formation. The fluidity and oil productivity index of the tested wells are put into the charts, which basically tend to regression straight line, indicating that the test results are reliable.

In addition, this chart can be used in productivity evaluation of MDT, Mini-DST, etc^[7-8]. Through obtaining fluidity by MDT, it has great significance for quantifying oil field productivity and saving testing costs.

4 EFFECTIVE PERMEABILITY PROBABILITY DISTRIBUTION

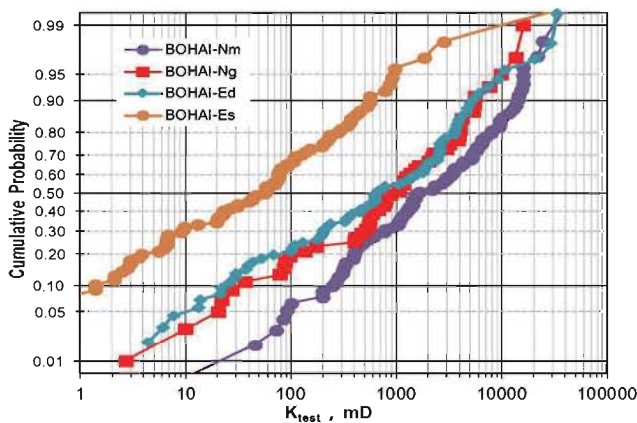


Figure 4. Permeability Probability Distribution Charts of Well Testing in Different Areas of the Sea.

Through a large number of data statistics, the probability distribution charts of effective permeability for well testing in different layers of Bo Hai Oilfield are established, as shown in Fig. 4.

The establishment of this chart is providing a quantitative basis for the determination of productivity by probability method in the productivity evaluation of new blocks, and also providing quality control for the determination of well test permeability. According to the probability of 40–60%, the effective permeability of Minghuazhen formation is 1000–3000mD, Guan Tao formation and Dong Ying formation are slightly worse than Minghuazhen formation, and Shahejie formation is 50–90mD.

At the same time, the probability charts of the ratio of well testing to well logging permeability in different areas of the sea are counted, as shown in Fig. 5. According to the 40–60% probability, the ratio of well testing to permeability testing is about 1:3. The ratio of 50% probability is 4 in marine sandstone reservoirs of South China Sea. The establishment of this chart is providing reference for effective permeability evaluation of non-test wells in exploration evaluation stage.

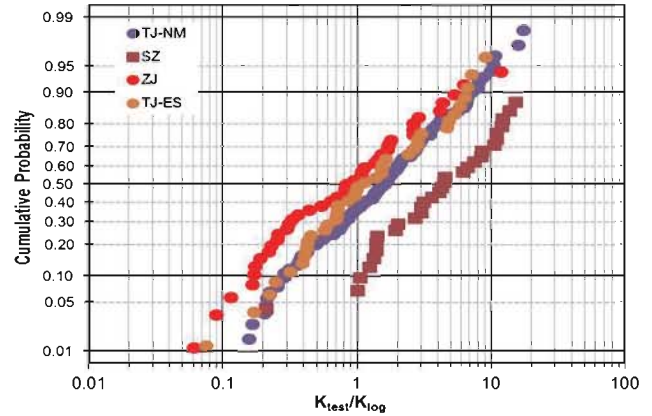


Figure 5. Probabilistic Distribution Chart of Permeability Ratio between Well Testing and Well Logging in Different Areas of the Sea.

5 INITIAL PRODUCTION PRESSURE DIFFERENCE

Through a large number of data statistics, the determination chart of initial production pressure difference for different types of reservoirs and wells in Bo Hai Oilfield is established, as shown in Figs. 6 and 7. The charts provide guidance and quality control for quick decision-making of production pressure difference in productivity evaluation.

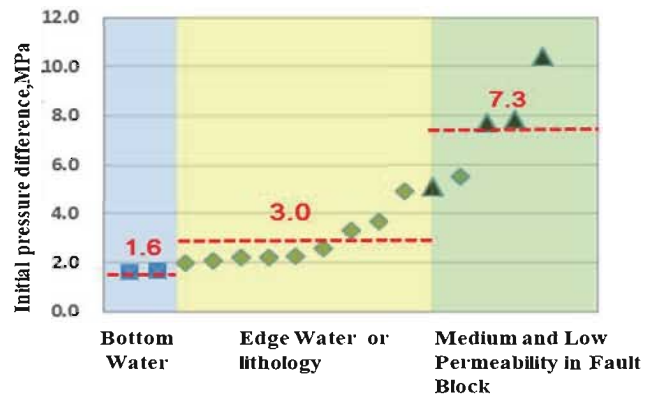


Figure 6. Average production pressure difference layout of directional wells in different types of oilfields.

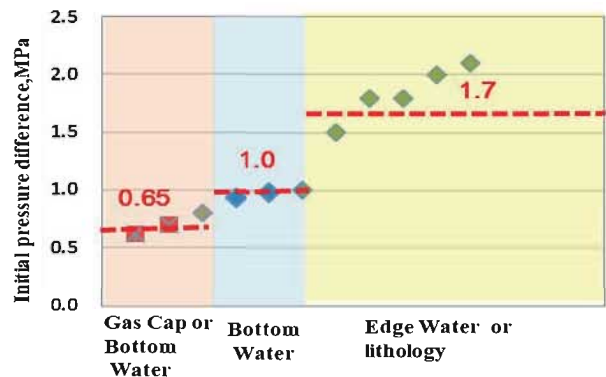


Figure 7. Average production pressure difference layout of horizontal wells in different types of oilfields.

For directional wells, the initial production pressure difference of bottom water reservoir is less than 2.0 MPa; the initial production pressure difference of edge water and lithological structural reservoir is between 2.0MPa and 6.0MPa; the initial production pressure difference of middle–low permeability reservoir in fault block is 6.0–10.0MPa.

For horizontal wells, the initial production pressure difference of gas cap and bottom water reservoir is less than 1.0MPa; the initial production pressure difference of bottom water reservoir is about 1.0MPa; and the initial production pressure difference of edge water reservoir is between 1.0MPa and 2.0MPa.

6 CONCLUSION

Accurate prediction of initial productivity in oil wells is of great significance to the early research of offshore oilfields. However, due to the short test time and unstable capacity, many parameters of capacity evaluation are uncertain. Based on a large number of mathematical and physical classification and statistics, the series charts of the parameters of productivity evaluation are established in this paper, the results of this paper lay a solid foundation for determining the initial productivity of offshore oil wells.

SYMBOLS AND UNITS

q —Oil well production, m³/d;
 J_o —Oil productivity index, m³/(d · MPa · m);
 ΔP —initial production pressure difference, MPa;
 C — Comprehensive Correction Coefficient of Productivity;
 K_{DST} —Effective permeability, mD;

h —effective thickness, m;
 μ_o —Viscosity of formation crude oil, mPa · s;
 B_o —Volume coefficient of crude oil;
 S —contaminated epidermis coefficient.

REFERENCE

- [1] Xinwei Liao and Pingping Shen. Modern Well Test Analysis [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002, 107-115.
- [2] Yan Zhang. By Using Unsteady Productivity Evaluation Method to Check Rationality of Well Testing Interpreting Parameter. Well Testing, 2007, 16(1):20-22.
- [3] Bo Li, Xianbo Luo, Ying Liu, Yingtao Sun and Xuejun Wang. A new method to predict reasonable deliverability of individual wells in offshore heavy oilfields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(4): 243-245.
- [4] Xianbo Luo, Chunming Zhao and Ying Liu. Study on deliverability evaluation of offshore heavy oil field at initial stage of production [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(5):630-633.
- [5] Xuechun Lin, Lizhi Liu and Yun Wang. Test Data in the Poster 5 Block Production and Application in Reservoir Evaluation [J]. Well Testing, 2012, 21(3):17-19.
- [6] Chuanliang Li. Reservoir Engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005, 239-252.
- [7] Shufang Chen. A New Method for Determining Productivity Equation by Unstable Well Test [J]. Natural Gas Industry, 1994, 14(4):55-57.
- [8] Bijun Xu, Wei Mao and Chunrui Wang. Research on the Method to Determine the Stable Productivity of Oil Well by Using the Flow Section Data of Formation Test [J]. Well Testing, 2003, 12(2).

Application of Parameter Coupling in Developing Particle Impact Drilling Intelligent Decision System

LI Lei, DENG Hu, WAN Fulei

CCDC Drilling & Production Technology Research Institute, Guanghan, Sichuan, 618300, China

lilei_cnpc@cnpc.com.cn

Abstract: Accurate identification of operating condition is the basis of building an intelligent decision system, and however operating conditions are described by monitoring parameters. At present, some monitoring parameters can be obtained in drilling wellsite, such as standpipe pressure, pump pressure, bit weight and so on. But it was not enough to build the unique corresponding relation between the operating condition and the monitoring parameters. When abnormalities have been found, manual confirmation was required to find the fault causes. So the intelligent operation of the system could not be realized in drilling wellsite. Take the particle impact drilling system as an example, the article describes how to solve problems based on parameters coupling, and intelligent decision control system is proposed. First, through in-depth analysis of the parameter states which involved in various operating conditions, some key monitoring parameters were reasonably added to improve the monitoring system. Secondly, according to the coupling relationship between the parameters, we obtained the unique corresponding relationship between the operating condition and the monitoring parameters. Finally, the particle impact drilling intelligent decision system is built based on the research above. In the field application, the system can realized the automatic operation and emergency response in the whole process of particle impact drilling technology, and initially meet the requirement of intelligent control.

Keywords: Intelligent decision system, operating condition, monitoring parameters, parameters coupling, particle impact drilling

1 INTRODUCTION

The particle impact drilling technology (PID) is a new frontier drilling technology in petroleum exploration industry that uses steel ball particles with diameter of 1–3mm to conduct high-speed and high-frequency impact on rocks, and breaks rocks quickly with the help of instantaneous force, so as to achieve efficient drilling in hard and difficult strata. In the particle impact drilling system, the steel ball particles kinetic energy mainly comes from drilling fluid, and it can be realized with the carrying capacity of drilling fluid, the movement, rock breaking, recovery and other functions of steel ball particles^[1-4]. Considering the rock breaking efficiency and steel ball particle deposition, the pumping pressure should be over 35MPa in drilling wellsite. So there are a lot of high pressure zones in the particle impact drilling site, which would be a big safety hazard for field workers. Moreover, the wear of steel ball particles on the pipeline will be further intensified under high pump pressure. Once puncture occurring, the steel particles in the mixture fluid may cause serious safety accidents. Therefore, it is very important to provide the PID intelligent

decision-making system to realize the automatic operation and emergency of the whole working process^[5-8].

The PID intelligent decision-making system need to realize reliable automatic control the whole system under any conditions. Its control commands are depend on the current time system operating conditions^[9-10]. If operating condition is identified wrong, the intelligent system will give false commands that would make PID system working abnormal or destroying. All kinds of the system operating conditions depend on the current time state of the monitoring parameters. If the monitoring parameter numbers are set too small, the system cannot build the unique corresponding relation between the operating condition and the monitoring parameters. So it is very hard to identify the current time operating condition, which will lay a hidden danger in the intelligent decision-making system. If the monitoring parameter numbers are set too large, it will cause the system excessive redundancy. Therefore, choosing the appropriate combination of monitoring parameters is the basis of building an intelligent decision system. In this paper, the monitoring parameters coupling effect is utilized to optimize the combination of monitoring parameters, and build

Authors: Li lei, born in January 1989, male, from Kaizhou Chongqing, graduated from Chongqing university in 2014, majoring in Control science and engineering, master degree, now working in DPRI of CCDC CNPC, engineer, mainly engaged in drilling automation.

a complete monitoring system, so the PID intelligent decision system identifies any working condition in real time and gives the corresponding control strategy^[11-12].

2 SENSOR LAYOUT OF PID SYSTEM

The PID system mainly includes the particle injection part and the particle recovery part. The schematic diagram of the injection part is shown in figure 1. Its core function is to achieve the quantitative injection of steel ball particle sand drilling fluid mixture under high pressure^[13].

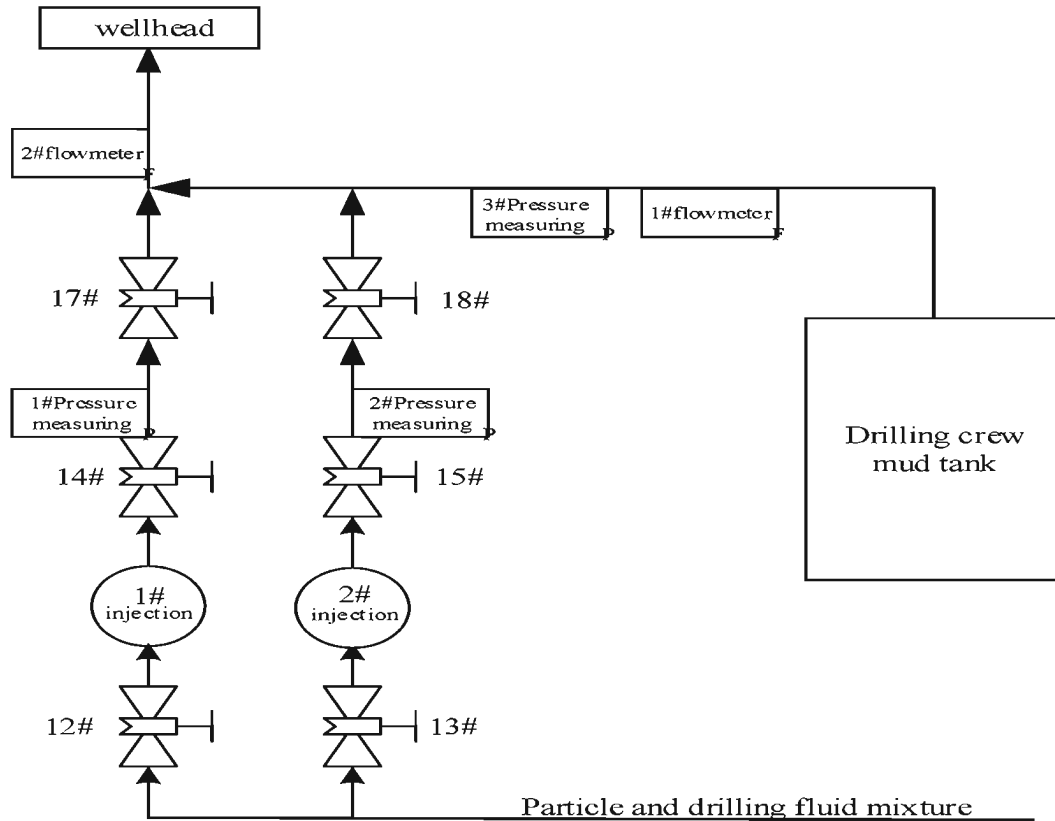


Fig.1 Injection partial schematic diagram

As shown in figure 1, there are two sets of pressure and flow measurement parameters in the injection section to monitor the working pressure and flow of system. Pressure measuring point 1 measures the pressure in this pipeline high pressure when the 1# injector is working; Pressure measuring point 2 measures the pressure in this pipeline high pressure when the 2# injector is working; Pressure measuring point 3 measures the pressure of the connection pipeline between the mud pump and bit, and can be compared with pressure measuring points 1 and 2. The flow meter 1 measures the flow rate at the mud pump outlet of the well team. The flow meter 2 measures the total flow into the wellhead, and the difference between flow meter 2 and flow meter 1 is the output flow of the injector. The schematic diagram of the recovery part is shown in figure 2, which mainly realizes particle recovery, storage and quantitative transport.

As shown in Fig.2, there are three sets of measurement parameters set in the recovery part, such as, liquid level, flow rate and particle weight. The sensors setting in Fig.1 and Fig.2

realizes the full monitoring of particle drilling system core process parameters. With the cooperation of all equipment, the starting-stopping and speed adjustment of equipments can be realized through electrical signals, in other words the system realizes semi-automatic operation. However, there is a big gap between fully automatic and intelligent operation. If it is mainly short of monitoring parameters of each device, the status of the system can be not accurately judged as well as establishing intelligent decision-making's basis. For example, if the pressure sensor detects abnormal pressure, it judges the abnormal part of high pressure only, but what kind of abnormal can be not determined, so the intelligently processing is not realized. Therefore, more monitoring sensors is required to install. PID system mainly uses the valve, slurry pump, injection pump, rotary tanks and so on, which can be divided into three types, such as, valves, positive displacement pump, and plunger pump. So adding some states, such as the motor speed, driving mechanism, that can realize effective monitoring of particle drilling system, detailed in Tab.1.

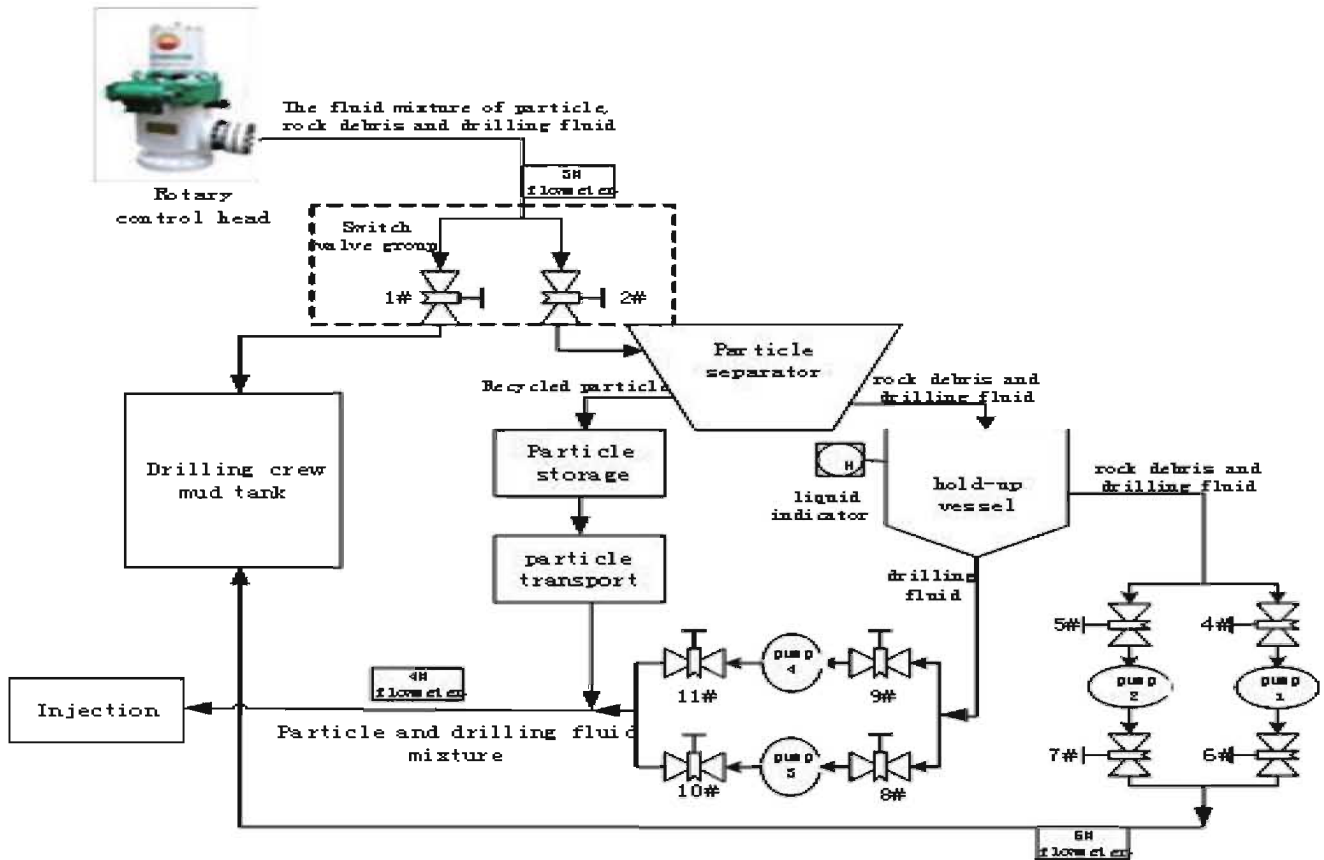


Fig.2 recovery part of the schematic diagram

Tab.1 Monitoring parameter distribution of particle impact drilling system

Num.	classification	monitoring parameter	Signal form
1	Valve	Current detection	digital signal
		Open in place	digital signal
		Locked in place	digital signal
		the real-time opening	4~20ma AIAO
2	Volume pump	Current detection	digital signal
		motor speed	4~20ma AIAO
		Actuator motion speed	4~20ma AIAO
		Real time motor power	digital signal
3	ram pump	Current detection	digital signal
		motor speed	4~20ma AIAO
		Number of plunger reversals	digital signal
		Real time motor power	digital signal

That can be used to monitor system parameters, such as particle throughput, particle mixing concentration and real-time liquid level of the hold-up vessel. The liquid indicator measures the drilling fluid level of the hold-up vessel, and provides the basis for pump 3 and pumps 4 working parameters. The flow meter 3 measures the wellhead back flow. The flow meter 4 measures the output flow of pump 1 and pump 2, and the flow meter 5 measures the output flow of pump 3 and pump 4. The weighing sensor measures the real-time volume of particles in the particle storage device and in the particle transport device.

3 THE STATE RECOGNITION SCHEME BASED ON PARAMETER COUPLING

Parameter coupling refers to an internal relationship between two or more parameters. The change of one parameter is bound to cause the change of another parameter. Through different combinations of multiple parameters [14-15], the different state of the equipment can be represented. For example, there is a relationship between the outlet flow of slurry pump and motor speed. If the motor speed remains unchanged while the outlet flow decreases, it means that the suction efficiency of slurry pump decreases or the level of drilling fluid in hold-up vessel

is too low. Through identifying the coupling effect of monitoring parameters in system, the corresponding table of parameter states and operating conditions is established, that realize the accurate identification of each operating condition, as shown in Tab.2.

classified in a more detailed way. Through the coupling effect of various parameter relations, the intelligent system identifies the abnormal causes automatically. Thus, the disposing flowchart of equipment abnormal state is presented in PID system, as shown in Fig.3.

According to table 2, the original operating conditions are

Tab.2 Corresponding table of monitoring parameters and operating conditions

Num.	Equipment phenomenon	Original operating condition	Parameter status	Exact operating condition	Measure
1	Valve abnormal	valve failure	Abnormal power detection signal	power failure	off device
			After issuing the open instruction, the real-time open degree abnormal	Opening fault	off device
			After issuing the open instruction, the real-time open degree is 100%, but no On position signal	Feedback point fault	no deal
			After issuing the close instruction, the real-time open degree abnormal	closing fault	no deal
			After issuing the close instruction, the real-time open degree is 0%, but no off position signal	Feedback point fault	no deal
			On in place and off in place signal exists at the same time, or the real time degree is inconsistent with the switch instruction	Feedback point fault	off device
2	Traffic mutation	Abnormal pump operation	Change in outlet flow and output power, other parameters not change	Fluid performance variation	no deal
			motor speed abnormal	Pump abnormal	off device
			outlet flow reduced other parameters not change	pipe plugged	off device
			outlet flow increased, other parameters not change	Pump efficiency change	no deal
			The front and rear ends of the valve in either closed position	Abnormal system operation	off device
3	pressure jump	Pipeline blockage/leak	Increase of outlet flow and pressure	Improved suction efficiency	no deal
			reduced of outlet flow and pressure	Loss of suction efficiency	no deal
			pressure increasing and abnormal, but outlet flow not change	Pipeline jam	off device
			Pressure reducing and abnormal ,but outlet flow not change	Pipeline leak	off device
			Pressure change and normal ,but outlet flow not change	Fluid performance variation	no deal

Tab.3 Independent program module of particle drilling

Num.	process	process description capture
1	1# slurry pump open	Open 4# valve, open 1# slurry pump, open 5# valve, PID level control
2	1# slurry pump off	Close valve # 5 and slurry pump # 1
3	2# slurry pump open	Open 6# valve, open 2# slurry pump, open 7# valve, PID level control
4	2# slurry pump off	Close # 7 valve and # 2 slurry pump
5	3# slurry pump open	Open 3# valve, open 9# valve, open 3# slurry pump, open 11# valve, PID flow control
6	3# slurry pump off	Close valves 11#, 12#/13# and close slurry pump 3#
7	4# slurry pump open	Open 3# valve, open 8# valve, open 4# slurry pump, open 10# valve, PID flow control

8	4# slurry pump off	Close valve # 10, # 12 / # 13 and slurry pump # 4
9	Start particle discharge	The particle storage device is reversed, and 5HZ is used to run the star unloader. After the material level is set at the low position, the unloader, elevator and screw conveyor are turned forward by adjusting the frequency of the material output
10	Stop particle discharge	The screw conveyor reverses, the particle storage device turns forward, and when the minimum material level is set, stop the unloader, elevator and screw conveyor
11	Start 1# injection	Open 13#, 14#, 17#, 19# valves, 13# valve in place to power 1# injection pump, all valves open in place, and to set the material level, 1# injection pump began to fill
12	Stop 1# injection	Close # 1 injection pump and # 17 / # 19 valve
13	Start # 2 injection	Open valves 12#, 15#, 18#, 20#. When the valve is open, power up the # 2 injection pump after the # 12 valve is open in place. All valves are open in place
14	Stop 2# injection	Close # 2 injection pump and # 18 / # 20 valve
15	Start the well crew cycle	Open # 1 valve, close # 2 valve when it is in place, close magnetic separator when it is in place
16	Start the particle drilling cycle	Open # 2 valve, open magnetic separator, close # 1 valve after opening in place

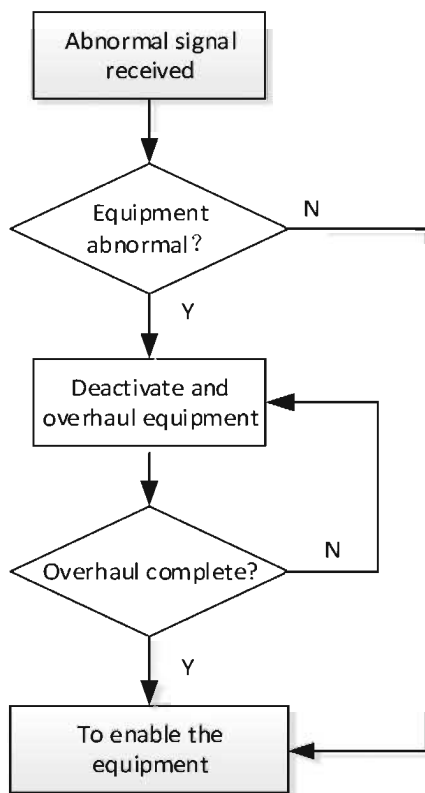


Fig.3. The disposing flowchart of equipment abnormal

4 CONSTRUCTION OF INTELLIGENT DECISION-MAKING SYSTEM

The intelligent decision-making system is developed based on the results of parameter coupling identification of abnormal

operating conditions and the emergency disposal process. The system adopts modular package design, and the particle impact drilling process is divided into 16 independent program blocks, as shown in Tab.3. Through the combined invocation of program blocks, the emergency disposal requirements of different abnormal operating conditions are met, so as to realize the intelligent operation of PID system.

The intelligent decision-making system includes an emergency expert analysis module. When multiple exceptions occur at the same time, it can also automatically generate the optimal solution according to the disposal process of each exception, and then combine the calling program blocks to realize the intelligent disposal in any working condition, as shown in figure 4.

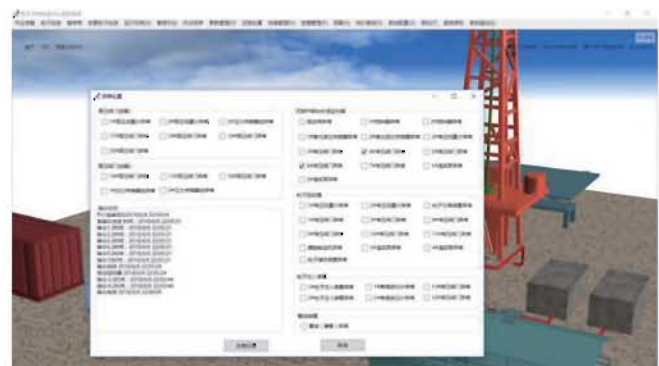


Fig.4 intelligent disposal schematic diagram

As shown in the figure, abnormal conditions can be identified automatically or manually selected, that dual means are adopted to improve the real-time and accuracy of abnormal conditions identification.

5 EXPERIMENT AND SUMMARY

The PID intelligent system has been carried out by experimental tests in well of Zuan-shi 1. In the working state, the judgment and recognition ability of the intelligent system for abnormal operating conditions is verified by randomly changing the state of each parameter in table 2, and while the emergency response measures of the system meet the design requirements are recorded. The test results of dozens of abnormal conditions show that the intelligent decision-making system can identifies various abnormal conditions accurately, and automatically give the best disposal measures, which meet the requirements of intelligent operation.

By virtue of parameter coupling, this article improves the monitoring sensor layout of particle impact drilling system, and makes the clarity about the corresponding relationship between each combination parameter state and abnormal operating conditions. It provides a basis for the accurate discrimination of abnormal operating conditions, and guides the establishment of intelligent decision-making system. So it provides reference for the development of similar systems.

REFERENCES

- [1] Yan Tie, Du Jieyu, Li Wei, et al. Synthesizing Comment on Efficient Rock Fragmentation Method in Frontier Drilling Technology[J]. OIL FIELD EQUIPMENT, 2012,41(1):50-55.
- [2] TIBBITTS G A, GALLOWAY G G. Particle drilling alters standard rock-cutting approach [J]. World Oil, 2008, 229(6):37-44.
- [3] Wu Kaisong, Gu Jianfei, Kuang Yuchun, et al. Comment on particle impact drilling technology[J]. JOURNAL OF SOUTHWEST PETROLEUM UNIVERSITY (SCIENCE & TECHNOLOGY EDITION), 2008,30(2):142-146.
- [4] Wu Kaisong, Rong Ming, Li Delong, et al. Simulation study of impacting breaking rock by double particle[J]. Rock and Soil Mechanics,2009,30(1):50-55.
- [5] Xu Yiji, Zhao Hongxiang, Sun Weiliang, et al. Current situation and prospect of particle impact drilling technology[J]. drilling & production technology,2010,33(5):35-38.
- [6] Ren Fushen, Ma Ruoxu, Cheng Xiaoze, et al. Research Progress and Key Problems of particle Impact Drilling Technology[J]. OIL FIELD EQUIPMENT, 2014,43(7):20-25.
- [7] Zhao Jian, Han Liexiang, Xu Yiji, et al. A theoretical study and field test of the particle impact drilling technology[J]. Natural Gas Industry, 2014,34(8):102-107.
- [8] Chen Ping, Liu Yang, Ma Tianshou. Status and Prospect of Multi-Well Pad Drilling Technology in Shale Gas[J]. PETROLEUM DRILLING TECHNOLOGY, 2014,42(3):1-7.
- [9] Liang Changxin, Jia Tinggang, Chen Xiaoqi. The Status Quo and the Developing Trend of Industrial Automation [J]. JOURNAL OF SHANGHAI DIANJI UNIVERSITY,2008,11(3):235-238.
- [10] Liu Bing. Factory Intelligentized and Automatic Control Industry Countermeasures [J]. CHINA INSTRUMENTATION, 2014:19-22.
- [11] Yuan Danchan, Fu Zhimin, Mao Zhanli Optimization model of crowd evacuation path under multi-parameter coupling [J]. Fire Science and Technology, Vol2, 2017.
- [12] Li Qian Research on the Key Technology of the Multi-parameter Coupling Measuring Device of Dynamic Disasters in Coal Mine [D]. Jilin University, May 2015.
- [13] Yao Jianlin, Li Lei, Li Weicheng. Automatic monitoring system design for particle impact drilling wellsite [C], 2017 IPPTC.
- [14] Jiang Shaofei, Li Jiquan, Qiu Shuijin. Orthogonal optimization of gas-assisted molding process for complex automotive parts under the effect of parameter coupling [J]. JOURNAL OF BASIC SCIENCE AND ENGINEERING, 2011, 19(6):925-936
- [15] Huang Ruike Coupling analysis of intelligent logistics and Shared logistics[J]. A think-tank BBS, 2018,49: 192-193

Personalized Drill Bit Design and Application based on the AI Technology

WAN Fulei^{1,2}

1. National Energy High Sulfur Mining R&D Institute, Guanghan, China

2. CCDC Drilling and Production Engineering Technology Research Institute, Guanghan, China

wanfl@cnpcc.com.cn

Abstract: As the main tool for rock breaking, the bit with features of personalized and high efficiency is more and more popular in different strata, different well sections and different working conditions. By using AI technology and big data technology, both the optimization and manufacturing efficiency of bit are improved due to the intelligent individualized bit design and application technology which includes three core elements: personalized drill design, real-time drilling monitoring and risk identification, and post-drill evaluation. This technology has been applied in more than 10 wells in the Sichuan region, which produced the remarkable results. The bits' manufacturing efficiency was increased by 800%, the footage and ROP were improved. However, the number of bits consumed in a single well has been greatly reduced. Next, the best optimization should be implemented in these respects, such as intelligent individualized bit design and application technology, big data analysis model, intelligent manufacturing and the image recognition technology, and then the application range can be extended to more regions.

Keywords: personalized bit, artificial intelligence, design, manufacturing.

1 GENERAL INSTRUCTIONS

As the main tool for rock breaking, the bit with features of personalized and high efficiency is more and more popular in different strata, different well sections and different working conditions. It plays an important role in improving drilling speed and reducing the overall cost of drilling. Traditional bit design and manufacturing still rely on low-efficiency, high-cost labor, which seriously restricts the development of highly efficient personalized bits. By using artificial intelligence technology and big data analysis, personalized bit performance and design manufacturing efficiency can be improved. It changes the dilemma of traditional methods.

2 CHALLENGE OF BIT

Domestic oil and gas exploration and development is continuing to extend deeper, complex hard-to-drill formations with high hardness, poor drillability, strong abrasiveness, and high heterogeneity. The bit has low drilling speed, short service life and less footage, which seriously affects the exploration and development process and economic benefits. Generally, the difficult formations' footage accounts for only 20% of the total drilling footage, but its cost accounts for 80% of the total cost. At the same time, the difficult-to-drill

formations are ever-changing, and the bits must cope with different formations, different well sections, different working conditions, and maintain efficient drilling. How to develop a high-efficiency, long-life personalized bit that meets deep difficult-to-drill formations to improve drilling efficiency in deep difficult-drilling formations and reduce drilling costs is a hot issue in the industry. The design and manufacture of bits involves many aspects such as rock mechanics, hydraulics, materials, and machining. Traditionally, the design and manufacture of personalized bits still relies on labor, which use simple statistical analysis of data, numerical simulations, rock breaking experiments, human experience. That is still the main method at present. Drilling process and post-drill evaluation still rely on experience, especially after bit evaluation varies from person to person. This method is low in efficiency, high in cost, and long in optimization and improvement process, which seriously restricts the development of highly efficient bits. The foreign bit technology has developed rapidly. With the representatives of Smith, Baker Hughes and Reid, the series of drills with strong wear resistance and aggressiveness have been formed. Through the development of new wear-resistant and temperature-resistant cutting teeth and manufacturing processes, the performance of the bit is continuously improved. Although the performance of the imported bit is superior, the

Authors: Wan, Fulei born in April 1985, male, from Zoucheng Shandong, graduated from China University of Petroleum, now working in CCDC Drilling and Production Engineering Technology Research Institute, mainly engaged in optimal drilling, drilling new technology and other aspects of the work.

bit consumption is huge and the drilling cost is high. In recent years, technologies such as materials, structural design, and manufacturing have been continuously improved, and the drilling efficiency of complex and difficult–drilling formations has been greatly improved, especially in the difficult–drilling formations such as the Zhenzhuchong, Xujiahe and Permian in the Sichuan Basin, and the speed of the bit has been continuously improved. The core technology of internationally renowned oil service enterprises imposes technological monopoly on China, and even some products are banned from China. It is a technical bottleneck restricting the development of deep oil and gas resources in China. It is necessary to carry out relevant research independently.

3 PERSONALIZED BIT ARTIFICIAL INTELLIGENCE DESIGN AND APPLICATION

Artificial Intelligence (AI) is a new technical science that studies and develops theories, methods, techniques, and applications for simulating, extending, and extending human intelligence. Since its birth, artificial intelligence theory and technology have become more and more mature, and the application fields have been expanding. It can simulate people's consciousness and thinking information process. Computers constantly acquire knowledge and learn independently from the experience of solving a class of problems. When it comes to similar problems, it uses empirical knowledge to solve problems and accumulate new experiences, just like people, and it is faster and more accurate than people. The main ideas of using artificial intelligence technology to design and manufacture personalized bits are: Combine big data analysis, quickly and intelligently acquire the characteristics of difficult–to–drill formation rocks, automatically infer and explain the logging curve, and push the bit structure and parameter optimization suggestions to quickly establish The 3D digital bit optimization model was simulated and verified.

After verification, the drill can be processed by two high–precision and rapid manufacturing techniques, such as 3D printing and 5–axis machining. It can change the shortcomings of low efficiency and high cost of traditional methods, and change the long–term dilemma of the optimization process. It can effectively improve the performance of the personalized bit and the design & manufacturing efficiency.

The artificial intelligence personalized drill technology includes three technologies: artificial intelligence design, real–time drilling monitoring and risk identification, and post–drill evaluation.

3.1 Artificial intelligence design and manufacturing technology

The intelligent bit design technology mainly uses the drill database mining technology to obtain comprehensive and

complete recording and logging data. By analyzing the target formation mechanical parameters, the drillability extreme value and the bit optimal index, the outstanding performance of the diamond bit is fitted, which provides a basis for the design and optimization of the personalized bit.

First, the engineering data platform was established, which covers drilling, logging, logging and other related data. It can realize geological and engineering data collection and storage, and lay a foundation for engineering big data application mining.

Second, computational models are established, such as drillability, abrasiveness, formation hardness, and compressive strength. By extracting the parameters such as caliper, neutron, density, and acoustic wave of the integrated platform logging curve, the calculation model can automatically derive the rock mechanics factors that affect the bit design. For example, drillability, abrasiveness, hardness and compressive strength.

Third, establish an inversion model of rock mechanics characteristics and bit design parameters. Drill design and digital simulation system software is developed. It integrates bit parameter optimization, fast 3D model design, kinematics/hydraulics/wear simulation analysis, and also considers the well structure. It finally obtains the geometric parameters of the diamond bit, including the number of blades, the size of the cutting teeth, the density of the teeth, the shape of the crown section, the length of the gauge, the caster angle, and the corresponding IADC number, which can form a personalized bit design model quickly.

Fourth, the numerical simulation is carried out by using the digital simulation and dynamics and hydraulic simulation modules of the bit. The bottom–hole flow field and dynamics simulation system are used to verify and optimize the personalized bit design parameters, optimize the design model and complete the design.

Fifth, the high–precision and rapid manufacturing technology of 3D printing and 5–axis machining is utilized to complete the manufacture of molds and bits.

The use of 3D printing technology enables the creation of molds with arbitrarily complex curved shapes. The 3D printing technology is introduced into the bit mold manufacturing, combined with the existing soft mold forming process, the bit base mold is processed for the bit manufacturing, the traditional mold processing technology is improved, and the efficient development of the carcass bit with complicated structure is realized.

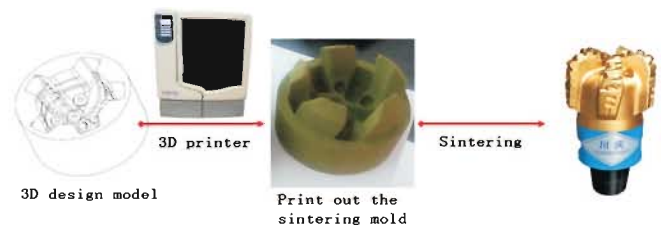


Figure 1. 3D printing rapid prototyping tire bit process.

The traditional carcass bit has the disadvantages of long manufacturing process, high cost, and relatively low safety of the carcass, which makes the application demand of the steel bit continuously improve. At the same time, the design of the bit has gradually evolved from a flat 2D design to a stereoscopic 3D digital design, which also laid the foundation for the combination of CNC machining technology and bit machining. According to the three-dimensional design model, the top surface of the bit and the blade are finished by the 5-axis CNC machining center for the roughing bit blank with water holes, and the fine contour details of the bit are processed to improve the smoothness, and then the cutting teeth are processed. And finally, the body of the bit is completed.

3.2 Real-time monitoring and risk identification technology

The geological and engineering environment is ever-changing in drilling, especially in deep difficult-to-drill formations. The properties of rocks are greatly affected by bottom-hole pressure and temperature conditions (especially pressure). Mud column pressure, containment pressure and pore pressure will affect the strength, ductility and abrasiveness of the rock. As the depth of the well increases, the pressure at the bottom of the well rises, the rock becomes denser, the strength increases, the plasticity increases, the abrasiveness increases, and the variation range is restricted by many factors. The discipline is very complicated, the cutting teeth are prone to thermal wear. It is difficult to break rock. In some strata, there are serious inhomogeneities such as soft and hard interbeds, inclusions of gravel and even pyrite. This can cause fatal impact breakage or even breakage for the bit and lead to tripping. There are many failure modes of personalized PDC bit composites. Normal wear, chipping wear (diamond layer impact collapse), thermal wear, strength failure (impact fracture), etc. There is a significant difference in the failure of the cutting teeth in different areas of the bit (the heart is generally normal wear and the outside is easily broken), the ability of composite sheets with different material properties to resist failure is different.

Therefore, monitoring bit status and predicting risk in an ever-changing downhole environment is critical to ensuring that the bit is at its limit and avoiding premature failure.

① Application of Downhole Real-time Monitoring system(DRM)

The core of the Downhole Real-time Monitoring system(DRM) is to use the downhole data acquisition device to collect the downhole parameters and transmit it to the ground in real time and efficiently. LWD and downhole dynamic recorder can be used to transmit downhole drilling engineering parameters (while drilling tool torque, drilling while drilling, drilling while drilling pressure, etc.). The downhole dynamic recorder from National Oil Company is directly connected above the bit for

real-time monitoring of bit vibration, load, torque, pressure, temperature, speed and other parameters. Halliburton, Baker Hughes and other companies have also developed real-time downhole parameter detection devices.

② Mechanical specific energy drilling optimization and risk identification system

Mechanical specific energy (MSE) is proposed as a concept for describing the performance of bits, and it provides a tool for evaluating drilling performance in real time.

$$MSE=WOB(1/Ab+2.91N/(Db*ROP)) \quad (1)$$

where MSE=mechanical specific energy, WOB=drilling pressure; A=bit area; ROP=mechanical drilling rate; Db=drill diameter.

The above formula is Fan Honghai's MSE model. The MSE drilling optimization & risk identification system is established by combining the Fan's MSE model with the DRM, which can monitors and evaluates bit wear and drilling efficiency in real time. The system considers the influence of bit wear on mechanical specific energy and drilling speed, quantitatively calculates the wear amount of the bit, and combines the mechanical specific energy theory with the drilling speed equation by using the rock lateral compressive strength to inversely calculate the bit wear.

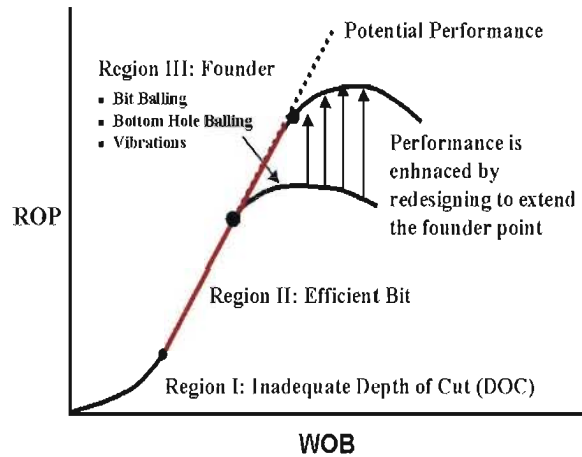


Figure 2. Relationship between drilling pressure, mechanical drilling speed and mechanical specific energy.

Figure 2 reflects the relationship between weight-on-bit, mechanical drilling speed and mechanical specific energy. In the first zone, the drilling pressure is low, the bit depth of the bit is not enough, the rock energy is lost, the energy utilization rate is low, and the mechanical drilling speed is low; the drilling speed increases with the increase of the drilling pressure. In the second zone, as the drilling pressure and the depth of penetration increase, the drilling efficiency gradually increases. The mechanical drilling speed and the drilling pressure increase linearly. In this process, the drilling pressure can be increased to obtain a higher mechanical drilling speed, and the rock breaking energy is fully applied. When a certain

unstable point is reached, the drilling speed has a nonlinear relationship with the drilling pressure, and the corresponding drilling pressure is the optimal drilling pressure. In this linear region, when the weight-on-bit is in the linear region, the maximum energy can be transmitted under specific design conditions. At Zone 3, the unstable point is already close to the maximum drilling rate that the current drilling system may have. The higher the drilling pressure, the vibration of the drilling tool is easily caused, the rock breaking energy cannot be effectively transmitted, and the drilling efficiency is lowered. Mainly reflected as: bit mud pack, bottom mud pack, drill vibration, whirl and stick slip, abnormal wear and damage of the bit.

Therefore, the system can optimize the drilling parameters, so that the construction parameters are at the intersection of Zone 2 and Zone 3, which can avoid the risk of abnormal wear and damage of the bit, improve the working efficiency of the bit, and prolong the working time and footage of the bit.

The drilling parameter optimization and risk identification system was tested in well X (3743–3987m) in Sichuan. The average mechanical drilling rate was 3.36m/h, which was 127.97% higher than the adjacent well (1.43m/h), and is higher than the highest speed of this area (3.16 m/h). In well Y, the MSE value increased sharply when drilling to the depth of 1605 meters, the mechanical drilling speed decreased significantly, the torque meter showed large fluctuations and frequent values, while other parameters did not change significantly, and the lithology of the drilled section did not change. It was judged that the bit had been passivated, and it was proved that the bit had worn out after tripping.

MSE drilling optimization and risk identification system can identify formation lithology changes in real time, optimize drilling parameters, eliminate downhole bottleneck factors, improve bit work efficiency, avoid abnormal wear and damage of bits, and change the traditional static “post-optimization” mode to realize intelligent use of bits.

3.3 Post-drill evaluation technology

Post-drill evaluation is important for the improvement and optimization of personalized bits, and is the key to further improvement of personalized bits. However, the artificial experience rough analysis is the main method of bit evaluation at present. The manual test is subjective, and it will have different judgments on the bit wear defects due to different evaluation criteria and different experience, and the detection efficiency is low.

In order to overcome the above shortcomings, an intelligent bit evaluation method and device were developed, which automatically detected and evaluated the wear of the bit by using the 3D laser scanning detection technology. The 3D laser scanning technology uses laser ranging to obtain information such as three-dimensional coordinates, reflectivity and texture

of the surface of the object to be measured. It can quickly reconstruct the 3D model of the target to be measured and various map data such as lines, faces and bodies. The 3D laser scanning system can acquire a large number of data points of the target object intensively. Therefore, compared with the traditional single point measurement, the 3D laser scanning technology is also called a revolutionary technological breakthrough from single point measurement to surface measurement.

The 3D laser scanning system collects the 3D model of the worn bit data, obtains the key feature values of the bit wear, analyzes and identifies the wear characteristics and parameter information of the carcass, the blade, the cutting teeth, compares the wear feature library, outputs the bit wear detection and evaluation results, and bit optimization and improvement recommendations.

4 APPLICATION

The intelligent personalized drill technology has been applied in the Sichuan–Yunnan region and achieved remarkable results. Using artificial intelligence to design and manufacture technology, the design and manufacturing time of the bit has been reduced from the original 30d to 4–5d, the time has been saved by more than 83%, the manufacturing efficiency has been improved by more than 8 times, and the manufacturing cost has been saved by more than 50%. Combined with MSE drilling optimization and risk identification system, the bit has been applied more than 10 wells. Compared with ordinary bits, the footage and the drilling speed are better, and the number of bits consumed by a single well is less.

For example, in the Block A of Sichuan, it is found by using the data platform analysis that the bit needs to improve the impact resistance, the grinding property and the stability in the Xujiahe Formation, it is necessary to improve the stability to avoid stick-slip vibration, cutting efficiency and life in the Changxing–Longtan Formation, it is necessary to improve the stability of the bit, the torsional impact resistance, and the abrasion resistance of the gauge position in the Maokou–Qixia Formation.

The 12 ¼” CHM6164 and 8 ½” CHM5163 PDC bits were manufactured by using intelligent individualized bit technology, which are only 50% of the price of similar imported products. The bits were field tested in 3 wells combined with MSE drilling optimization and risk identification system. The single-drilled PDC bit increased by 103% compared with the adjacent well, and the average drilling speed increased by 65%.

5 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

By using AI technology and big data technology, the intelligent personalized bit technology formed by this research can assist

the intelligent design and manufacture of personalized bits and efficient application. The Real-time monitoring and risk identification technology can avoid the risk of abnormal wear and damage of the bit, and it can improve the working efficiency of the bit. The Post-drill evaluation technology is helpful for the improvement and optimization of personalized bits. The application in Sichuan has achieved remarkable results.

But there are still many shortcomings. For example:

- ① related big data analysis and inversion algorithms and models are still immature;
- ② The numerical simulation of the design platform is insufficient, and the rapid and intelligent 3D model numerical analysis cannot be realized.
- ③ Although 3D printing realizes the molding of the bit, it still needs to be transformed into two steps by the rubber mold and the ceramic mold, and the 3D intelligent printing of various materials is not realized yet;
- ④ The transmission efficiency and accuracy of the real-time transmission tool for downhole parameters are limited, and rely on imports, which cannot meet the needs of real-time monitoring while drilling;
- ⑤ Post-drill evaluation technology is still not perfect, and the interconnection with the intelligent bit optimization design has not been realized, and the cost of 3D laser scanning technology is high.

Next, we will carry out research on big data analysis model,

manufacturing technology and image recognition technology, and use deep learning and other algorithms to improve data analysis and mining level, and use image recognition technology to develop Low-cost bit evaluation, and promote applications in more regions.

REFERENCE

- [1] Ma Jun. The application of deep learning in computer vision analysis. *Electronic Technology and Software Engineering*, 2019 (07): 145.
- [2] Xiong Xiaoqian. Application analysis of artificial intelligence in industrial automation control system. *Shandong Industrial Technology*, 2019 (11): 146.
- [3] Chen Yeyou. The application of artificial intelligence in computer network technology in the era of big data. *Electronic Technology and Software Engineering*, 2019 (06): 22. 他
- [4] Yang Bozhong, Wang Yao, Ye Xiaoke. Complex ultra-deep well drilling technology in western Sichuan. *Drilling and production process*, 2018, 41 (04): 27-30.
- [5] Xu Jun, Cheng Hongwei, Fu Guangjun, Liu Dengbing. Personalized design and application of PDC bit for complex lithologic formation. *Petrochemical technology*, 2019, 26 (01): 244.
- [6] Xia Shuang. Individualized research on the drill bit of Xujiahe Formation in western Sichuan. Southwest Petroleum University, 2017.
- [7] Pan Jun, Wang Minsheng, Guang Xinjun. New progress and development of PDC bit. *Petroleum Machinery*, 2016, 44 (11): 5-13.

Thermodynamically Predicting the Impact of Temperature on the Performance of Drilling Bits as a Function of Time

Talal AL-Bazali

College of Engineering & Petroleum, Kuwait University, Kuwait
albazali@hotmail.com

Abstract: Air drilling has recently received increasing acceptance by the oil and gas industry due to its unique advantages. The main advantages of air drilling include higher rate of penetration, less formation damage, lower risk of loss of circulation. However, these advantages cannot be fully realized if thermal effects in air drilling are not well understood and minimized. Due to its high frictional coefficient, low heat conductivity, and high compressibility, air can impact the temperature distribution of bit and thus affect its bit performances. Based on energy and mass balances, a transient thermal model that predicts bit temperature is presented along with numerical solutions in this paper. In addition, several important parameters that influence bit temperature distribution are analyzed. Simulation results show that the bit temperature increases with increasing weight on bit and rotary speed but it decreases as the standpipe pressure and flow rate increase. These results can be used to optimize drilling operations and flow parameters for an improved bit performance as shown in this paper.

Keywords: air drilling, bit temperature, rate of penetration, frictional coefficient, weight on bit, rotary speed, thermal conductivity of air.

1 GENERAL INSTRUCTIONS

Since its introduction in the early 1950' s, air or gas drilling has been widely used due to its advantages, such as higher rate of penetration (ROP), minimum formation damage, lower risk of loss of circulation and early detection of hydrocarbons (9,24). Among these advantages, higher ROP is the most attractive one. Wilson (1981) pointed out that air drilling can increase rate of penetration by a factor of four when compared with mud drilling.

Rock penetration is achieved by the action of the bit. It is agreed upon that bit performance is greatly influenced by its temperature. Glowka et al. (1986) found that bit performance deteriorated under high temperature condition. This problem becomes serious in air drilling because of the unique properties of air.

Compared with normal mud drilling, more heat is generated. In addition, due to its low conductivity, heat dissipation during air drilling is much less than that of normal mud drilling. Therefore, the bit temperature increases quickly if improper drilling operation and flow parameters are applied.

Weight on bit (WOB) and rotary speed n increase the rate of penetration during drilling (6). However, more frictional energy is generated as the weight on bit and rotary speed

increase, especially in air drilling, because the frictional coefficient between bit and formation surfaces is much higher for air than mud. Moreover, the heat conductivity of air is much lower than that for water and therefore the thermal energy can be not dissipate easily, which causes the bit temperature to increase significantly if improper flow and drilling operation parameters are employed. The increase in bit temperature can lead to premature bit deterioration which could ultimately lead to its failure. Glowka, et al. (1986) found that PDC (polycrystalline Diamond Compact) cutter wear rates increase one to two orders of magnitude when cutter wear flat temperatures exceed a critical value of about 350 °C (662°F). Ortega, et al. (1984) set 750°C (1382°F) as the maximum safe operating temperature for PDC/WC cutters.

In addition to weight on bit and rotary speed, flow rate and standpipe pressure affect the bit temperature. The hydraulic effect on air the hydraulic effects in air drilling is researched(16, 10, 1). However, the consideration in determining the flow rate is only based on hole cleaning (Cooper, 1977). Cummings, (1987) pointed out that gas volume requirements are determined for adequate hole cleaning, carry capacity to surface, and drill string cooling as functions of drilling depth, annular cross sectional area, penetration rate, and gas gravity. Relatively speaking little is known

Authors: Talal AL-Bazali, male, was born on September 3, 1972, obtained Doctor degree of Philosophy from University Texas, Austin, 2005, now is an associate professor Kuwait University, mainly engaged in drilling investigation.

about thermal effects of flow rate and standpipe pressure in air drilling even though it significantly influences the bit performance.

2 TRANSIENT BIT TEMPERATURE MODEL

2.1 Assumptions

As indicated in Figure 1, the bit, as well as the air within it, is taken as the control volume (CV). Before developing the bit thermodynamics model, we shall make the following assumptions as follows:

- The temperature is uniform across the bit.
- The air temperature is the same as the bit.
- The heat capacity of the bit is constant.
- Air between bit and wellbore surfaces is adiabatic.
- The change in pressure due to change in elevation is negligible.
- The frictional loss across the bit is ignored.

2.2 Thermodynamic Model

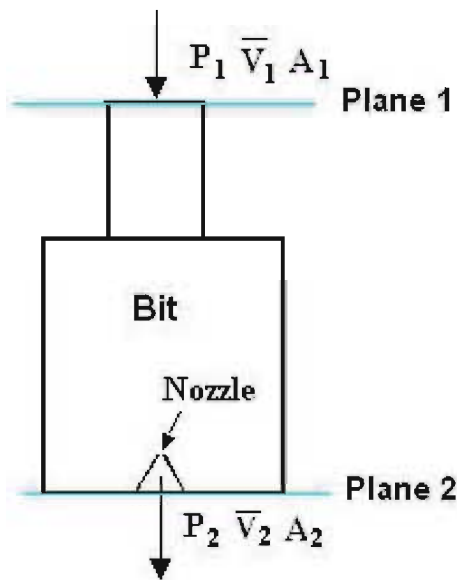


Figure 1 - Drilling bit system

As shown in Figure 1, the air enters the control volume at plane 1 with cross section and leaves at plane 2 with cross section. The pressure and average velocity are and at the entry plane, and at the exit plane respectively.

The energy balance can be expressed in words as:
(Energy into CV) – (Energy from CV) = (Accumulation of energy in CV)

After considering kinetic energy, works, potential energy, heat, and internal energy, we obtained the thermodynamic model to predict the bit temperature as a function of time.

The energy terms including kinetic energy, works, potential energy, heat, and internal energy should be included in energy balance equation, which will be discussed term by term as follows:

Kinetic energy. Kinetic energy into the CV at Plane 1 (see Figure 1) can be calculated as

$$\frac{1}{2} \rho_{a1} A_1 \bar{V}_1^3 dt \quad (1)$$

and kinetic energy out

$$\frac{1}{2} \rho_{a2} A_2 \bar{V}_2^3 dt \quad (2)$$

Works. Works done to the CV by the surroundings at

$$P_1 \bar{V}_1 A_1 dt \quad (3)$$

Plane 1 is given by

, and works done to the surroundings at Plane 2

$$P_2 \bar{V}_2 A_2 dt \quad (4)$$

Based on assumption, air flows from Plane 1 to 2 is an isothermal process, so we have

$$P_1 \bar{V}_1 A_1 dt = P_2 \bar{V}_2 A_2 dt \quad (5)$$

Therefore the works term in energy balance equation can be ignored.

Thermal energy. Thermal energy into the bit is given by

$$E_{bh} dt \quad (6)$$

Internal energy. Internal energy generation by conduction can be calculated as

$$\left(m_b \hat{C}_{pb} + \bar{\rho}_{ab} \hat{C}_{pa} V_{ab} \right) \cdot dT \quad (7)$$

According to the assumption, the potential energy along the bit is ignored. So the energy balance equation can be expressed as
Based on mass balance,

$$\left[\frac{1}{2} \left(\rho_{a1} A_1 \bar{V}_1^3 - \frac{1}{2} \rho_{a2} A_2 \bar{V}_2^3 \right) + E_{bh} \right] dt = \left(m_b \hat{C}_{ps} + \rho_{ab} V_{ab} \hat{C}_{pa} \right) \cdot dT \quad (8)$$

$$\rho_{a1} A_1 \bar{V}_1 = \rho_{a2} A_2 \bar{V}_2 = w = \text{const} \tan t \quad (9)$$

The Equation (A-8) can be modified as

$$\left[w \left(\bar{V}_1^2 - \bar{V}_2^2 \right) + 2E_{bh} \right] dt = 2 \left(m_b \hat{C}_{ps} + \rho_{ab} \hat{C}_{pa} V_{ab} \right) dT \quad (10)$$

The determination of the parameters appeared in the above equation is discussed as follows:

Mass flow rate. If the volume flow rate is expressed as standard cubic feet per minute (SCFM), the mass flow rate can be calculated as

$$w = 0.1729 \frac{MQ_s}{zR} \quad (11)$$

Gas density. The gas behavior can be described using the real gas equation defined as

$$PV = z \frac{m}{M} RT \quad (12)$$

Therefore the gas density can be expressed as a function of pressure and temperature

Hydrostatic pressure in gas columns. The pressure change in a micro-element of a gas section can be expressed as

$$\rho_a = \frac{PM}{zRT} \quad (13)$$

$$dP = \rho_a g dD \quad (14)$$

Substituting Equation (A-13) into (A-14) and integrating produce an equation for calculating hydrostatic pressure in air volumes given by

Average velocities at the inlet and outlet of the bit. Substituting Equations (A-13) and (A-15) into (A-9) yields

$$P = P_s e^{\frac{MDg}{zRT}} \quad (15)$$

$$\bar{V}_1 = \frac{wzRT_b}{MP_s e^{\frac{MDg}{zRT_b}} A_1} \quad (16)$$

$$\bar{V}_2 = \frac{wzRT_b}{MP_s e^{\frac{MDg}{zRT_b}} A_2} \quad (17)$$

Average velocities at the inlet and outlet of the bit. Substituting Equations (A-13) and (A-15) into (A-9) yields

Here the length of the bit is ignored because it is small compared with the length of the drill string.

Heat capacity of air. Assume turbulent flow and ideal gas behavior, and use the following expression for the heat capacity of air^[5].

$$C_{p_n} = 512.11 + 0.14T - (2 \times 10^{-5}) T^2 \quad (18)$$

Thermal energy absorbed by the bit. During drilling operation, frictional energy is generated by the bit when it rotates with speed n under certain value of weigh on bit (WOB), as indicated in Figure A-1. In order to determine the frictional energy generated by the bit, we assumed that the bit surface is flat.

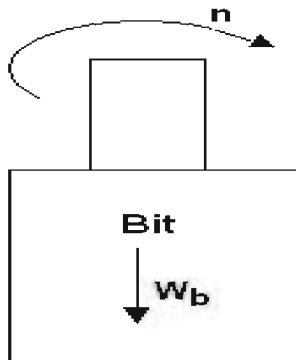


Figure A-1 – Frictional energy generated by the bit

The rate of frictional energy generated by the bit can be derived as

$$E_b = \int_0^{r_b} 2\pi r n \cdot f \cdot \frac{W_b}{\pi r_b^2} \cdot 2\pi r \cdot dr = \frac{4\pi \cdot r_b W_b \cdot n \cdot f}{3} \quad (19)$$

Note that f in Equation (A-19) is the coefficient of friction between bit and formation surfaces. It was pointed by Ortega, et al. (1984) and Glowka, et al. (1986) that there is big difference of frictional coefficients between air and mud drilling. It is much higher for air drilling than that for water drilling, which is assumed to be 0.3 for air and 0.1 for water drilling respectively in our discussion.

Much of the above frictional energy is consumed in breaking formation and some of it is converted into heat (thermal energy) absorbed by the bit. An equation to calculate the rate of thermal energy absorbed by the bit can be expressed as

$$E_{bh} = \alpha \cdot E_b = \frac{4\pi \cdot r_b W_b \cdot n \cdot f \cdot \alpha}{3} \quad (20)$$

Note that in Equation (A-20) is the fraction of frictional energy conducted into the bit. It is influenced by the thermal properties of the bit and formation [12][12et al. 1985). Ortega, et al. (1984) introduced a method to determine this parameter. It lies in the range of 0.1 to 0.8, which is assumed to be 0.2 in our discussion.

Substituting all the above relationships into Equation (A-10) and doing some arrangements:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{wT^2 c_1^2 \cdot e^{-2c_2/T} + 2E_{bh}}{2 \left(m_b \hat{C}_{pb} + \frac{e^{c_2/T} \hat{C}_{pa}}{c_1 T} \right)} \quad (21)$$

where,

In the above equation, w is mass flow rate, T bit temperature, z gas deviation factor, R gas law constant, M air molecular weight, P_s standpipe pressure, D true vertical depth, g standard acceleration of gravity, E_{bh} thermal energy absorbed by the bit, m_b mass of the bit, \hat{C}_{pb} heat capacity of the bit, and \hat{C}_{pa} the heat capacity of air.

$$c_2 = \frac{MDg}{zR} \quad (22)$$

$$c_1 = \frac{wzR}{MP_s} \quad (23)$$

3 RESULTS AND APPLICATIONS

After the transient thermal model to predict bit temperature has been developed, it can be used to analyze the effects of

drilling operation and flow parameters on bit temperature. The data used in the analysis are shown in Table 1.

Table 1 – Data used in analysis.

Bit radius (in)	4.25
Weight on bit (lbf)	30000
Rotary speed (rpm)	50
Coefficient of friction for air	0.3
Coefficient of friction for water	0.1
Heat transfer factor	0.2
Inlet area, A_1 (in ²)	62
Nozzle area, A_2 (in ²)	0.38
Heat capacity of bit(J/kg.K)	230
Bit weight(Kg)	30
Standpipe pressure (psi)	1000
Surface temperature (°F)	80
Surface flow rate (ft ³ /m)	2000
Well Depth (ft)	10000
Molecular weight of Air	29
Gas deviation factor	1
Formation Temperature, T_f (°F)	140
Initial Temperature (°F)	100
Air Volume inside the Bit (cm ³)	4000
Gas Constant (J/Kg-mol·k)	8314.51
Standard acceleration of gravity	9.8065

3.1 Effects of Flow Parameters

3.1.1 Air flow rate

Generally the flow rate is determined according to adequate hole cleaning in air drilling [9-10][1-3]. In fact, in addition to hole cleaning, the flow rate also affects the bit thermal response. Convective cooling plays a key role in defining bit thermal response and hence bit temperature. By assuming weight on bit and rotary speed to be 30,000 lbf and 50 rpm respectively, the effects of flow rate on bit temperature are illustrated in Figure 2. Three aspects can be observed from this figure. Firstly, the bit temperature increases with time and levels off after certain period of time for each flow rate. This is because the thermal energy absorbed by the bit is larger than that carried away by the air. So the bit temperature increases at the beginning. This increase in bit temperature causes the flow velocity to increase at the outlet of the bit, as indicated in Equations (A-17), so more energy is taken away from the bit by forced convection. When the rate of thermal energy absorbed by the bit is equal to that carried away from the bit by air flow, the bit temperature levels off. Secondly, it can be seen that the lower the flow rate, the longer it takes to reach equilibrium. And finally, the

higher the flow rate, the lower the equilibrium temperature. Therefore, increasing the air flow rate is also beneficial to bit cooling as well as hole cleaning, Ortega et al. (1984) stated that it is possible to increase the convection cooling by increase the local velocity at bit nozzles through modifications of the hydraulic design.

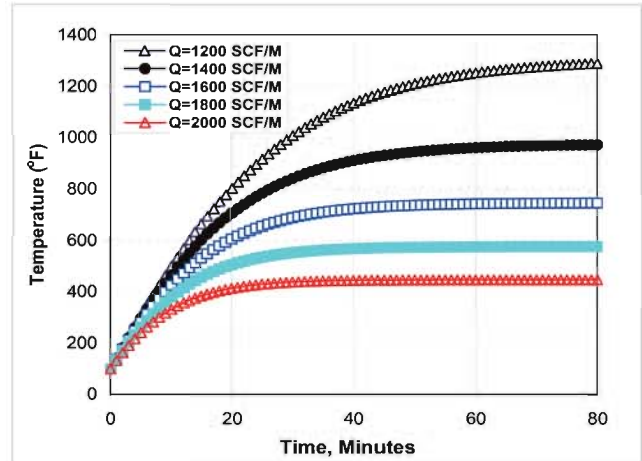


Figure 2 - Influence of flow rate on bottom hole bit temperature.

3.1.2 Standpipe pressure

In air drilling, high bottom hole velocity is necessary for hole cleaning which causes high frictional pressure loss in drill pipe and annulus. So high standpipe pressure is required for air drilling [16]. For example, in drilling three nitrogen horizontal wells in the San Juan Basin of New Mexico, the required standpipe pressure is in the range of 500–1500 psi [3]. The effects of standpipe pressure on bit temperature are shown in Figure 3.

It is seen that the bit temperature increases with increasing the standpipe pressure. This result is counter intuitive considering the unique property of the compressible flow. It can be explained by using Equations (A-16) and (A-17) that the average velocity is inversely proportional to standpipe pressure. So the higher the

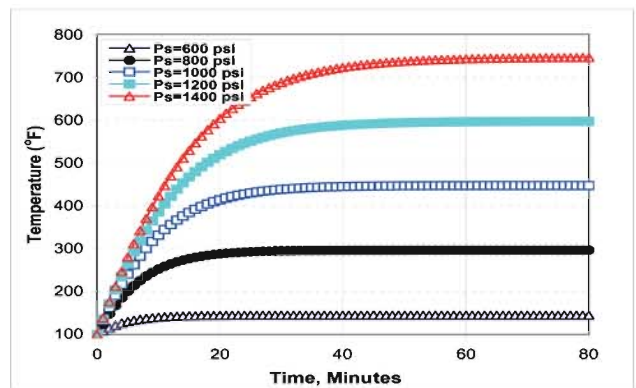


Figure 3 - Influence of surface pressure on bit temperature

standpipe pressure, the lower the average air velocity and lower that amount of heat that is carried away by forced convection. This is the reason why the bit temperature increases with the increasing the standpipe pressure. From the above analysis, we see that both the flow rate and the standpipe pressure affect the bit temperature. Therefore, it is necessary to consider the combined effects of flow rate and standpipe pressure on the bit temperature and performance when drilling operation parameters are determined.

3.1.3 Determination of flow rate and standpipe pressure

Assuming that the weight on bit and rotary speed is 30,000lbf and 50 rpm respectively, the combined effect of flow rate and standpipe pressure is shown in Figure 4. This figure can be used to determine the proper flow parameters. For example, if the bit works at temperature below 1000°F, flow rate should be higher than 1400SCFM when the standpipe pressure equals 1000 psi.

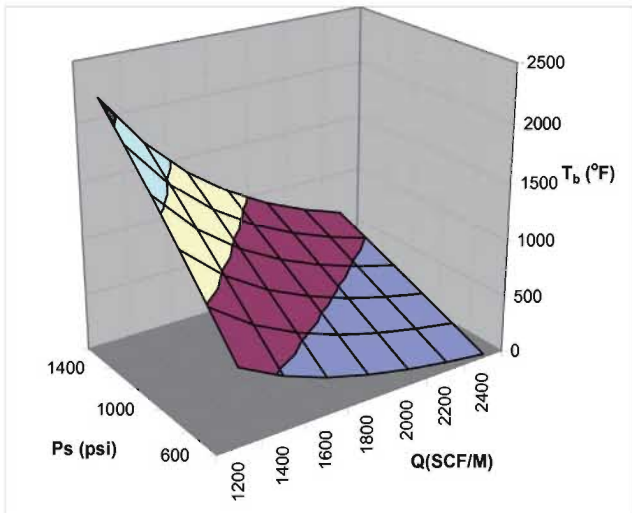


Figure 4 - Determination of flow rate and surface pressure.

3.1.4 Drilling Media

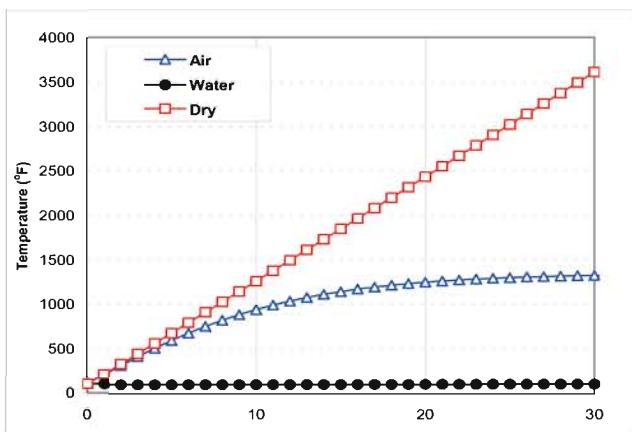


Figure 5 - Influence of different medium on bit temperature.

As mentioned previously, the differences between water and air drilling are frictional coefficient, compressibility, and heat capacity. The changes of temperature with time for air and water drilling are compared in Figure 5. It is seen that the temperature increases much faster for air than that for water drilling, so thermal effects should be stressed in air drilling to avoid bit failure. In addition, bit temperature nearly keeps constant in water drilling due to its incompressible property. There is no change for the velocities at the inlet and outlet of the bit. The rate of thermal energy absorbed by the bit nearly equals that taken away from the bit under the simulation condition, so the bit temperature keeps unchanged. Finally it is important to see, in this figure, that the bit temperature increases significantly in drilling without circulation. This is because the bit cannot be cooled by forced convection. Therefore, it is important to start drilling after air has reached to the bit. Cooper (1977) stated that “It is absolutely necessary to have air circulating around the bit before drilling is started. This prevents dry drilling and prolongs bit life”

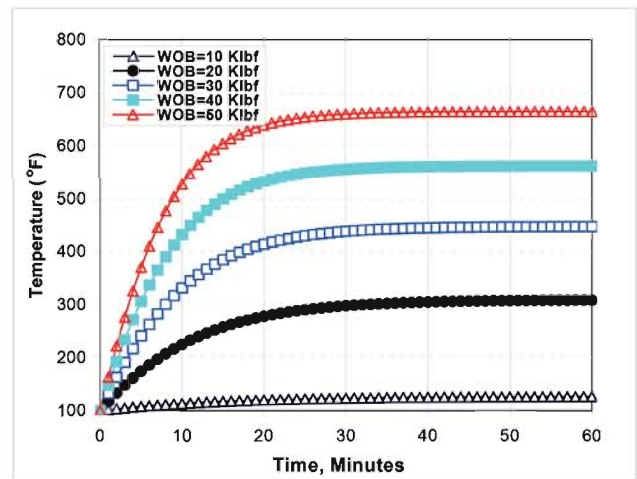


Figure 6 - Effects of weight on bit on bit temperature

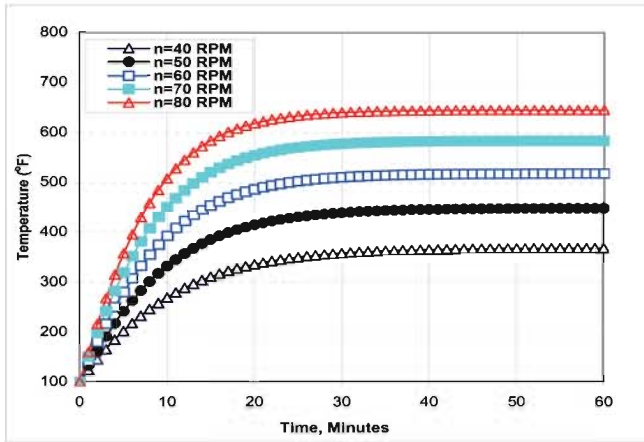
3.2 Effects of Drilling Operation Parameters

3.2.1 Weight on bit

The effect of weight on bit on bit temperature is shown in Figure 6. It is seen that bit temperature increases with time at the beginning, and sometime later equilibrium is reached. The equilibrium temperature increases as the weight on bit increases.

3.2.2 Rotary speed

Figure 7 shows the effects of rotary speed on bit temperature. Similar to the effects of weight on bit, the equilibrium temperature increases as the rotary speed increases. Based on the results from the above analysis, the optimal combination of weight on bit and rotary speed can be determined.



Weight Figure 7 - Influence of rotary speed on bit temperature.

3.2.3 Determination of weight on bit and rotary speed

Weight on bit and rotary speed are two key parameters that should be determined during drilling operation. Normally they are designed based on the types of the bit used and the formation drilled. The combined effects of weight on bit and rotary speed are illustrated in Figure 8. This figure can be used to determine the drilling operation parameters under certain flow conditions. For example, if we assume that a bit working temperature of 600°F, the weight on bit cannot exceed 54,000 lbf when the rotary speed is equal to 50 rpm.

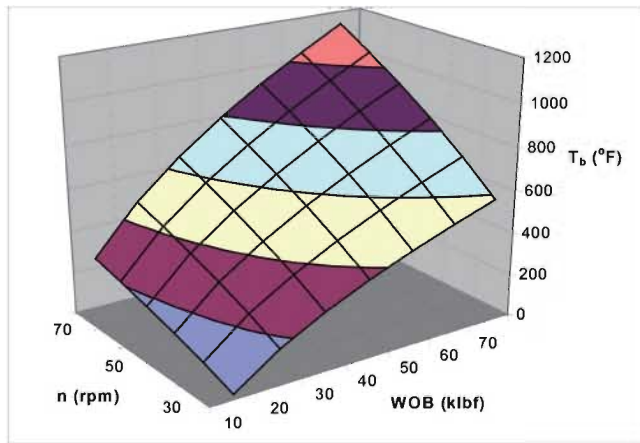


Figure 8 - Determination of weight on bit and rotary speed.

4 CONCLUSION

- (1)Based on mass and energy balances, a transient thermal model to predict bit temperature is developed.
- (2)Bit temperature increases with increasing weight on bit and rotary speed. And it decreases as standpipe pressure and flow rate increase.
- (3)The results can aid in drilling operation and flow parameters optimization.
- (4)Bit temperature increases much faster in air drilling than

that in water drilling.

(5)Dry drilling must be avoided in air drilling.

Nomenclatures*

- A_1 Inlet area of the bit [=] L²
 - A_2 Nozzles area of the bit [=] L²
 - \hat{C}_{pa} Heat capacity of the air within the bit [=] L²/t²-K
 - \hat{C}_{pb} Heat capacity of the bit [=] L²/t²-K
 - D True vertical depth of well [=] L
 - E_b Frictional energy generated by the bit [=] mL²/t²
 - E_{bh} Rate of frictional heat energy generated by bit [=] mL²/t³
 - f Frictional coefficient between bit and rock, dimensionless
 - g Standard acceleration of gravity, 9.8065
 - K_f Formation thermal conductivity [=]
 - m Mass of air [=] m
 - m_b Mass of the bit [=] m
 - M Air molecular weight,
 - n Rotary speed, rpm
 - P_1 Absolute pressure at the inlet of the bit [=] m/L-t²
 - P_2 Absolute pressure at the outlet of the bit [=] m/L-t²
 - P_s Standpipe pressure [=] m/L-t²
 - Q_s Air volume flow rate at surface, SCFM;
 - r_b Bit radius [=] L
 - R Gas law constant, ;
 - t Time [=] t
 - T_b Bit temperature [=] T
 - V Air volume [=] L³
 - \bar{V}_1 Average velocity at the inlet of the bit [=] L/t
 - \bar{V}_2 Average velocity at the outlet of the bit [=] L/t
 - V_{ab} Volume of air within the bit [=] L³
 - w Mass flow rate [=] m/t
 - W_b Weight on bit [=] mL/t²
 - z Gas deviation factor, dimensionless
 - α Fraction of frictional energy transferred to heat.
 - ρ_a Air density [=] m/L³
 - ρ_{a1} Air density at the inlet of the bit [=] m/L³
 - ρ_{a2} Air density at the outlet of the bit [=] m/L³
 - $\bar{\rho}_{ab}$ Average density of air within the bit, [=] m/L³
- * [=] means has units of, L is a length unit, m mass, t time, and T temperature

REFERENCE

- [1] Adewumi, M.A., Tian, S. "Hydrodynamic Modeling of Wellbore Hydraulics in Air Drilling", SPE 19333 presented at the SPE Eastern Regional Meeting held in Morgantown, West Virginia, October 24-27, 1989.
- [2] Adewumi, M.A., Tian, S. "Analysis of Air Drilling Hydraulics", SPE 21277 presented at the SPE Eastern Regional Meeting held in Columbus, Ohio, October 31-November 2, 1990.

- [3] Allan, P.D.: "Nitrogen Drilling System for Gas Drilling Applications", SPE 28320 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, LA, U.S.A. 25-28 September, 1994.
- [4] Atkinson, B. K.: "The temperature and strain rate –dependent mechanical behavior of a polycrystalline galena ore", *Econ. Geol.* 71, 513, 1976.
- [5] Bird, R.B., Stewart, W.E. and Lightfoot, E.N.: "Transport Phenomena", Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., 2002.
- [6] Bourgoyne, A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E. and Young, F.S.: "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series, Vol.2, 1991.
- [7] Closmann P. J. and Bradley W. B. " The Effect of Temperature on Tensile and Compressive Strength and Young's Modulus of Oil Shale" SPE paper 6734 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, held in Denver, Oct. 9-12, 1977.
- [8] Cobbett, J.S.: "Application of an Air-Drilling Package in Oman", SPE 9600 presented at the Middle East Oil Technical conference of the Society of Petroleum Engineers held in Manama, Bahrain, March 9-12, 1981.
- [9] Cooper, L.W., Hook, R.A. and Rayne, B.R.: "Air Drilling Techniques", presented at the 1977 Deep Drilling and Production Symposium of the Society of Petroleum Engineering of AIME, held in Amarillo, Texas, April 17-19, 1977.
- [10] Cummings, S.G.: " Natural Gas Drilling Methods and Practice: San Juan Basin, New Mexico", SPE/IADC 16167 presented at the 1987 SPE/IADC Drilling Conference held in New Orleans LA March 15-18 1987.
- [11] Flournoy, C.M.: " The Optimization of the red Oak infill Drilling Program in the Arkoma Basin", SPE 18054, presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, TX, October 2-5, 1988.
- [12] Glowka, D.A. and Stone, C.M.: "Thermal Response of Polycrystalline Diamond Compact Cutters under Simulated Downhole Conditions", SPEJ April 1985.
- [13] Glowka, D.A. and Stone, C.M.: "Effects of Thermal and Mechanical Loading on PDC Bit Life", SPE Drilling Engineering, June 1986.
- [14] Graves, S.L., Niederhofer, J.D. and Beavers, W.M.: "A Combination Air and Fluid Drilling Technique for Zones of Lost Circulation in the Black Warrior Basin", SPE Drilling Engineering February, 1986. (SPE 12837)
- [15] Huff, C.D. and Merritt, J.W. "Coal Seam – Well Completion in Northeastern Oklahoma", SPE80938 presented at the SPE Production and Operation Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., 22-25 March 2003.
- [16] Mitchel, R.F.: " Simulation of Air and Mist Drilling for Geothermal Wells", JPT November 1983.
- [17] Mokhalalati, T. and Neidhardt, D. "Aerated Mud Drilling Experience in Abu Dhabi" SPE 36301, presented at the 7th ADIPEC, Abu Dhabi, 13-16 October 1996.
- [18] Nakagawa, E.Y., Santos, H., Cunha, J.C. and Shayegi, S.: "Planning of Deepwater Drilling Operations with Aerated Fluids", SPE 54283, presented at the 1999 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 20-22 April 1999.
- [19] Negrao, A.F. and Duarte, N.A.: " Planning an Effective Aerated Drilling Operation in Hard Formation Based on Cost Analysis", SPE 52832 presented at SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Holland, 9-11 March 1999.
- [20] Negrao, A.F., Lage, A.C.V.M and Cunha, J.C.: "An Overview of Air/ Gas/Foam Drilling in Brazil", SPE Drilling and Completion 14(2), June 1999.
- [21] Ortega, A. and Glowka, D.A.: "Frictional Heating and Convective Cooling of Polycrystalline Diamond Drag Tools During Rock Cutting", SPEJ, April 1984.
- [22] Pratt, C.A.: "Modifications To and Experience With Air-Percussion Drilling", SPE Drilling Engineering, December 1989.
- [23] Singh, M.M. and Goodwin, R.J.: "Mechanism of Drilling Wells with Air as the Drilling Fluid", SPE1052 presented at the Texas U.-SPE Second Conference on Drilling and Rock Mechanics, on Jan. 20-21, 1965, in Austin, Texas.
- [24] Wilson, G.E.: " General Overview of Air Drilling and Deviation Control", *Journal of Petroleum Technology*, December, 1981.
- [25] Zijsling, D.H.: "Analysis of Temperature Distribution and Performance of Polycrystalline Diamond Compact Bits under Field Drilling Conditions", SPE 13260 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, September 16-19, 1984

编者按

数字油田国际学术会议，每届论文集都有1篇访谈文章，通过对我国数字油田学界、业界著名专家深入访谈，聚焦数字油田建设发展、创新与探索这一主题，为推进我国数字油田、智能油田高质量发展提供参考。今年适逢中国数字油田提出20年，又是油田企业数字化转型升级的重要历史时刻，干的怎么样，有哪些收获与启示，未来有什么期待？DOFIAC组委会邀请专访了长庆油田数字化与信息管理部主任石玉江教授。在此，全文刊登，以飨读者。



石玉江 长庆油田数字化与信息管理部主任

访谈实录：

DOFIAC：长庆油田在全国范围内率先将数字油田理念落地与完成建设，并进入智能化油田建设阶段，主要取得了哪些成果与启示？

石玉江：2008年以来，长庆油田面对5000万吨上产稳产超大规模生产建设工作量和区域高度分散、点多、线长、面广对企业运行管控带来的现实挑战，把现代信息技术与传统油气生产深度融合，率先提出并实施“企业数字化转型”战略。通过十余年的数字化建设与应用，生产管理、运行指挥、地质研究等核心业务全面实现数字化运行，主要取得五方面的成效：一是助推生产管理

方式的变革。建成国内大规模的油气生产物联网系统，数据自动采集、远程开关井、电子巡井、远程调配注水、工况诊断与功图计产、异常自动报警等数字化管理技术系列，彻底改变了过去“人海战术、人工操作”生产管理模式。二是助推企业发展方式的转变。创新研发、应用和推广系列一体化集成装置、稳流配水装置等新技术装备，强力支撑地面建设优化简化，大幅降低了建设投资；站场“无人值守、集中监控、定时巡护”，替代了大量现场值守，提高了用工效率，劳动组织架构更加扁平高效，企业发展由“粗放型”向“集约型”转变。三是安全环保风险控制和应急处置能力增强。实现环境敏感区域和关键生产设施的多级实时监视、远程关停截断、统一应急调度。四是助推科研决策方式的转变。面向综合地质研究，创新研发RDMS开放式大科研平台，实现油田所有科研生产单位、中石油工程技术服务单位基于同一地质模型开展工作，大幅提高科研工作效率和方案部署符合率。五是改善了员工生产生活条件。一线员工应用数字化系统完成大量现场工作，告别“晴天一身土、雨天一身泥”的工作状态，数字化成为长庆“最大的民生工程”。

认识与体会：一是坚持解放思想、实事求是，勇于挑战传统观念和惯性思维，在实践中不断创新，是开展数字化变革的思想前提。二是决策层认识到位、高度重视、“一把手”推动是实施数字化建设的首要条件。三是必须坚持业务主导，业务流与数据流相统一。要围绕主营业务，与生产流程相结合、与优化管理相结合、与提质增效相结合，脱离了业务应用，数字化就成为无源之水、无本之木。四是必须注重实效。要坚持目标导向、问题导向，把用户价值作为评价数字化成效的唯一标准，突出基层需求、基础工作、过程管控，这是数字化可持续发展的前提。五是必须坚持“一盘棋”思想，全局规划、统筹安排，避免各自为政；六是必须坚持低成本。数字化管理本就是为提高效益而生，只有合理的控制成本才能可持续。数字化成本体现在设计、采购、建设、维护等各环节。要坚持全要素、全过程、全生命周期综合成本控制的理念。

DOFIAC：关于我国智能化油田、智慧油气田未来建设的走向是什么，我国智慧油气田未来高端研究应做什么，趋势如何？

石玉江：建设智慧油气田本质上是一场管理的变革，一是要进一步应用新型传感器、智能终端、工业数据链、4G/5G、APN、IPV6等技术完善全域数据源头采集，实现生产全面感知、全流程监控，将过去逐级转达的生产信息反馈方式转变为源头采集、集中共享、智能诊断的方式，提高信息反馈效率和数据、信息的准确性、完整性，避免信息失真或缺损；二是要建立统一数据湖、统一云平台，将目前闭环运行的诸多自控系统、智能装备、独立应用系统等按业务相关性有机耦合起来，实现数据互通、业务协同、高效运行。突出生产经营一体化、地面地下一体化、甲乙双方一体化、前后方一体化，人财物资源区域共享、整合运营，提高运营效率；三是要提高大数据挖掘应用能力。结合具体业务场景，深入研究“场景、样本、算法”三个关键问题，应用机器学习、神经网络、图像识别等智能化技术将海量数据深度治理、集成整合、综合应用，尤其在智能油藏动态建模与跟踪模拟、非常规油气压裂裂缝模拟和生产优化等方面加大研发力度，支撑大力提升国内油气勘探开发力度。

DOFIAC：本届会议恰逢中国数字油田20周年，您对数字油田20年和本届会议有什么寄托和寄语。

石玉江：我们祝愿，所有与会人员都能通过此次学术大会，共同回顾数字油田20年走过的艰辛历程，共享数字油田发展的丰硕成果，增进交流，切磋学艺，碰撞出思想的火花，凝炼启迪未来的智慧！智能化油气田的建设是一项复杂的系统工程，希望通过此次学术大会，进一步凝聚共识，使开放、共享、共创、共赢的理念深入人心，将油公司的需求、院校和软件公司的专业研发能力、IT企业的领先技术有机结合，加快构建智能油气田建设生态圈，形成智能油气田建设的强大合力。长庆油田高度重视数字化、智能化油田建设，把智能化作为高质量推进“二次加快发展”的重要支撑，提出“率先建成集团上游行业领先的智能化油气田”的目标，制定了智能化油田建设“326”工程规划。欢迎业界朋友来长庆油田交流数字化、智能化建设经验，我们愿与大家一道，携手并进，共谋发展。预祝学术大会圆满成功！

DOFIAC：感谢石主任百忙中接受我们的专访，祝愿长庆油田数字化、智能化建设在您的带领下一定会取得更好的成就。

编后语

长庆油田在中国数字油田建设中做出了非常重要的贡献。在当年，当人们一直处于数字油田概念的讨论之中，并呈现出“天花板”效应时，是长庆油田率先利用“三端五系统三个辅助”将数字油田扎扎实实落地。当人们在数字油气藏建设中，由于高昂的油气藏传感器、困难的地下深部数据传输和现有数据大量缺少，无法深度进行数字油气藏建设止步于此时，又是长庆油田，在石玉江教授带领下，研发了大型工业级的RDMS系统，实行图形导航，数据治理、数据油气藏研究，打破了困境。2019年5月30日，长庆油田召开大型智能油田建设推进会，会上又拿出了顶层设计和精美蓝图，我们相信长庆油田在中国智能油田建设中将会大展宏图，做出更大的贡献。

专家简介：石玉江，男，汉族，1971年生，现任长庆油田数字化与信息管理部主任，教授级高级工程师。1996年石油大学（华东）应用地球物理专业硕士毕业并参加工作，2011年获西北大学矿产普查与勘探专业博士学位。长期致力于鄂尔多斯盆地低渗透致密油气等复杂油气储层测井解释理论、方法与新技术的研究和推广应用工作。2010年起历时8年成功组织研发了“长庆油田大型一体化油气藏研究与决策支持系统（RDMS）”。承担或组织完成国家、中石油集团公司级科研项目10余项，获国家科技进步二等奖一项，省部级科技成果奖10余项，发表论文40余篇，获授权发明专利7件，计算机软件著作权11件，合作出版专著2部。