

天然气文集

NATURAL GAS

2016 年 3—4 合辑

中国石油勘探开发研究院廊坊分院 主编



石油工业出版社

天然气文集

2016 年 3—4 合辑

中国石油勘探开发研究院廊坊分院 主编



石油工业出版社

图书在版编目(CIP)数据

天然气文集. 2016年3—4合辑 / 中国石油勘探开发研究院廊坊分院主编.
北京: 石油工业出版社, 2016.12
ISBN 978-7-5183-1717-2

- I. 天…
- II. 中…
- III. 采气—文集
- IV. TE37—53

中国版本图书馆CIP数据核字(2016)第312485号

出版发行: 石油工业出版社
(北京安定门外安华里2区1号 100011)
网 址: www.petropub.com
编辑部: (010) 64523589
图书营销中心: (010) 64523633
经 销: 全国新华书店
印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2016年12月第1版 2016年12月第1次印刷
889毫米×1194毫米 开本: 1/16 印张: 11.5
字数: 325千字

定价: 80.00元
(如发现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)
版权所有, 翻印必究

《天然气文集》编委会

名誉主任委员：王 涛

主任委员：邱中建

副主任委员：贾承造 胡文瑞

常务委员：（以姓氏笔画为序）

史兴全 史训知 沈平平 苏义脑 罗英俊

胡见义 郭尚平 韩大匡 翟光明 戴金星

委员：（以姓氏笔画为序）

卢林生 李文阳 李景明 李道品 李鹭光

刘希俭 刘振武 刘玉章 刘 磊 苏士峰

何盛宝 单文文 陈永武 赵文智 赵政璋

高瑞祺 袁士义 黄维和 雷 群 甄 鹏

理事：杨 华 马新华 付锁堂 陈新发 陈建军

李 剑 陆家亮 曾庆才 卢拥军 刘先贵

郑得文 崔明月 孙粉锦 王红岩 黄伟和

主 编：邹才能

副 主 编：魏国齐 丁云宏 宁 宁 欧阳永林 李熙喆

天然气地质与勘探

致密砂岩天然气运聚可视化定量模拟新技术及应用	谢增业, 李 剑, 吴 飞, 等 1
柴北缘深层天然气有利成藏条件及成藏模式	田继先, 曾 旭, 郭泽清, 等 10
He 与 N ₂ 联合判识煤成气和油型气的方法及应用	王晓波, 李 剑, 李志生, 等 17
柴北缘盆内晚期构造带成藏模拟实验研究	曾 旭, 田继先, 王 波, 等 23
木里坳陷油气成藏条件与成藏模式	郝爱胜, 田宝忠, 杨银平, 等 30
大庆油田萨北开发区外扩区域五、六条带储层预测	梁秀丽 36
致密砂岩储层微观结构与成岩作用研究现状	胡鑫蒙, 赵迪斐, 郭英海, 等 41
鄂尔多斯盆地集义地区山西组砂岩储层微观孔隙结构特征及其与物性的关系	尹锦涛, 白建林 48
不同岩性储层油水两相渗流特征对比研究	张 涛 54
三维地震资料叠前融合处理技术	程元方, 李素闪, 段 毅, 等 60

天然气开发与开采

绒囊流体活塞气井修井技术	张耀刚, 魏攀峰, 杨青松, 等 67
低成本战略下扶余油田措施挖潜技术	刘永胜, 张 烨, 苗川霞, 等 72
苏 6 井区气藏采收率影响因素数值模拟研究	姜艳东, 周兆华, 陈军斌, 等 76
鲁迈拉油田堵水技术及应用	聂小康 81
致密气藏气井产能方程研究	刘海龙, 宛 克 85
涩北二号气田井间干扰分析研究	连运晓, 孙一文, 王 娟, 等 92
高速通道压裂技术及现场应用	黄 浩, 李春明, 李 枏 98
小集一段六拨低渗透油藏开发实践与认识	冯金义, 翟广红, 张志攀 102
冀东油田中短半径侧钻水平井完井技术	李 晴 107

新能源与可再生资源

鄂尔多斯盆地中部页岩气成藏条件分析	葛云锦, 许显辉	110
常德地区牛蹄塘组页岩气成藏分析	梁峰, 武瑾, 马超, 等	117
四川盆地威远地区下志留统龙马溪组页岩储层特征	张全林, 熊亮, 史洪亮, 等	124
页岩气项目经济评价及参数选取	刘斌, 易维容	132
美国页岩气革命突破的启示与思考	毛潇潇, 赵迪斐	136
页岩气评价方法简述	张翔, 郭志辉	140
湖北及邻区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件及有利区优选	武瑾, 吝文, 徐思煌, 等	144
煤层气井固井技术相关探讨	宛天浩	152
致密储层采出程度影响因素分析	许洋, 杨胜来, 韩伟, 等	155
LNG 工厂天然气水合物防治与处理	邓向军	161
英文摘要		165

NATURAL GAS GEOLOGY AND EXPLORATION

Novel Technology and Its Application of the Visualization Quantitative Simulation Experiment for Tight Sandstone Gas Migration and Accumulation

Xie Zengye, Li Jian, Wu Fei, *et al.* 1

Research on Accumulation Conditions and Patterns of Deep Natural Gas Reservoirs in the Northern Margin of Qaidam Basin

Tian Jixian, Zeng Xu, Guo Zeqing, *et al.* 10

Comprehensive Identification Method of Coal-derived Gas and Oil-type Gas Combining Nitrogen and Helium Indexes and Its Application

Wang Xiaobo, Li Jian, Li Zhisheng, *et al.* 17

Oil Accumulation Mechanism of Experimental Research on Late Tectonic Belt in the North Margin of Qaidam Basin

Zeng Xu, Tian Jixian, Wang Bo, *et al.* 23

Hydrocarbon Accumulation Conditions and Accumulation Model in Muli Depression

Hao Aisheng, Tian Baozhong, Yang Yinping, *et al.* 30

Evaluation to the Potential of the Transitional Zone in Sabei Development Area in Daqing Oilfield

Liang Xiuli 36

Research Status of Microstructure and Diagenesis for Tight Sandstone Reservoir

Hu Xinmeng, Zhao Difei, Guo Yinghai, *et al.* 41

Porous Structural Characteristics of Xishan Formation Sandstone Reservoir in Jiyi Area of Ordos Basin and Its Relations with Physical Properties

Yin Jingtao, Bai Jianlin 48

Comparative Study of Water-oil Two-phase Flow Characteristics in Different Lithologic Reservoir

Zhang Tao 54

The Technique of Integrated Prestack In 3D Seismic Data Processing

Cheng Yuanfang, Li Sushan, Duan Yi, *et al.* 60

NATURAL GAS DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Fuzzy-ball Fluid Piston Workover Technology

Zhang Yaogang, Wei Panfeng, Yang Qingsong, *et al.* 67

Fuyu Oilfield Adopts Potential-tapping Technology under Cost-effective Strategy

Liu Yongsheng, Zhang Ye, Miao Chuanxia, *et al.* 72

Research on Numerical Simulation of Influential Factors Related to Recovery Rate of Gas Reservoir in Su-6 Well Zone

Jiang Yandong, Zhou Zhaohua, Chen Junbin, *et al.* 76

Research and Application of Water Shut off Technology in Rumaila Oilfield

Nie Xiaokang 81

Research on Productivity Equation for Tight Gas Reservoirs

Liu Hailong, Wan Ke 85

Well Interference Analysis in Sebei-2 Gas Field

Lian Yunxiao, Sun Yiwen, Wang Juan, *et al.* 92

High-speed Channel Fracturing Technology and Its Field Application

Huang Hao, Li Chunming, Li Zong 98

Development Practice and Understanding of Low Permeability Reservoir in Xiaoji—Duanliubo Oilfield

Feng Jinyi, Zhai Guanghong, Zhang Zhipan 102

Short Radius Horizontal Well Completion Technology of Jidong Oilfield

Li Qing 107

NEW FORMS OF ENERGY AND RENEWABLE ENERGY

Analysis of Shale Gas Accumulation Conditions in Central Part of Ordos Basin

Ge Yunjin, Xu Xianhui 110

Study on the Influence Factor of Shale Gas Content of Niutitang Shale in Changde Area

Liang Feng, Wu Jin, Ma Chao, *et al.* 117

Shale Gas Reservoir Characteristics of Longmaxi Formation of Lower Silurian in Weiyuan, Sichuan Basin

Zhang Quanlin, Xiong Liang, Shi Hongliang, *et al.* 124

Selection of Parameters for Economic Appraisal on Shale Gas Project

Liu Bin, Yi Weirong 132

Experiences to Be Borrowed from Breakthrough in US Shale Gas Revolution

Mao Xiaoxiao, Zhao Difei 136

Abrief Description about the Method of Shale Gas's Evaluation

Zhang Xiang, Guo Zhihui 140

Shale Gas Reservoir Forming Condition and Optimization of Favorable Area in Wufeng and Longmaxi Formations of Hubei and Adjacent area

Wu Jin, Lin Wen, Xu Sihuang, *et al.* 144

Discussion on Cementing Technology for Coaled Methane Wells

Wan Tianhao 152

Analysis of Influencing Factors on the Degree of Recovery of Dense Oil

Xu Yang, Yang Shenglai, Han Wei, *et al.* 155

LNG Plant Gas Hydrate Prevention and Treatment

Deng Xiangjun 161

Abstract

165

致密砂岩天然气运聚可视化定量模拟新技术及应用

谢增业^{1, 2}, 李 剑^{1, 2}, 吴 飞³, 董才源^{1, 2}, 国建英^{1, 2},
张 璐^{1, 2}, 赵 洁⁴

- (1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007;
2. 中国石油天然气集团公司天然气成藏与开发重点实验室, 河北廊坊 065007;
3. 苏州纽迈分析仪器股份有限公司, 江苏苏州 215163;
4. 中国科学院大学渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007)

摘 要:大面积致密砂岩含气饱和度普遍较低、气水分布关系复杂, 其内在控制因素及定量表征方法仍需深入研究。研发了天然气运聚可视化在线定量模拟新技术, 实现了地层条件下天然气在岩样中运聚的动态可视化, 且可定量表征不同压力下各孔径储集空间对流体饱和度的贡献。研究表明, 四川盆地须家河组气藏储层孔隙半径为 $0.01 \sim 20 \mu\text{m}$, 孔隙半径为 $0.01 \sim 0.1 \mu\text{m}$ 和大于 $10 \mu\text{m}$ 的孔隙所占比例均很小, 对含气饱和度的贡献不大; 当充注压差为 $1 \sim 10 \text{MPa}$ 和小于 1MPa 时, 对含气饱和度贡献大的分别是孔径为 $1 \sim 10 \mu\text{m}$ 和 $0.1 \sim 1 \mu\text{m}$ 的孔隙; 充注压差大于 10MPa 时, 各孔隙的含气饱和度变化均不大。在 30MPa 的充注压力下, 储层最终含气饱和度在 66% 左右, 与须家河组气藏实际含气饱和度值(主峰 $50\% \sim 65\%$)一致。天然气充注压力和储层孔隙半径大小是控制储层含气饱和度的关键因素。新技术可为不同类型天然气成藏机制、气水分布规律等研究提供重要技术支持, 应用前景广阔。

关键词:致密砂岩; 天然气; 可视化; 模拟实验; 核磁共振; 须家河组; 四川盆地

致密砂岩气在中国天然气储量中具有举足轻重的地位^[1]。随着天然气勘探的不断深入和资源劣质化的加剧, 致密砂岩气在整个天然气资源中的比例将逐渐增大。截至 2015 年底, 中国探明天然气地质储量达 $11.2 \times 10^{12} \text{m}^3$, 其中致密砂岩气地质储量为 $4.6 \times 10^{12} \text{m}^3$, 约占天然气总探明地质储量的 41% 。致密砂岩气藏低孔、低渗—特低渗的特征使流体流动性变差, 导致气藏中气水分布关系复杂^[2-8], 勘探开发难度增大。如四川盆地大川中地区已发现的安岳、合川、广安、充西、荷包场等一批大中型须家河组致密砂岩气田探明天然气地质

储量超过 $6000 \times 10^8 \text{m}^3$, 但气藏含水普遍, 储层孔隙度主要为 $6\% \sim 13\%$, 渗透率主要为 $0.05 \sim 1 \text{mD}$, 含气饱和度为 $40\% \sim 80\%$ (主体区间为 $50\% \sim 65\%$)。可见, 须家河组气藏含水饱和度高是气水分布关系复杂的主要原因, 但控制含气(或含水)饱和度的关键因素及如何定量表征含气饱和度与控制因素的关系等尚无明确答案。针对这些问题, 笔者以近年迅速发展起来且应用广泛的核磁共振技术为核心, 将其与一维物理模拟实验有机结合, 研发了高温高压天然气运聚可视化在线定量模拟实验新技术, 可实现天然气在致密砂岩中运聚过程的可视化, 并定

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05007-002)和中国石油天然气股份有限公司科技项目(2016B-0602)联合资助。

第一作者简介:谢增业(1965年生), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事油气地球化学和油气成藏综合研究工作。邮箱: zyxie006@126.com。

量表征流体饱和度与天然气充注动力、岩石孔隙半径的关系,为致密砂岩天然气成藏机制、开发渗流机理及气水分布规律等研究提供新的技术手段。

1 方法与条件

1.1 技术方法

研究天然气运聚的物理模拟实验技术包括一维、二维和三维模拟技术^[9]。

一维运聚模拟主要是确定天然气注入真实岩心(主要为砂岩)所需的临界条件(主要是压力),确定天然气运移的渗流特征,判断天然气运移的渗流流态(达西流/非达西流)^[10-11],研究砂岩储层天然气的成藏动力。不足之处是饱和度测定过程较为繁琐,每次驱替后需将岩心样品取出后用天平进行称量,这既有来自天平的系统误差,又有样品取出后暴露在空气中水分自然挥发带来的不利影响。天然气充注动力压力梯度的测定一般采用逐步增压法或衰减法,这两种方法均有不足之处。在逐步增压中,每个压力点只恒压一定时间,如果出口端没有气体流出,就认为天然气没有发生充注,需要增加到下一个压力点再进行恒压,直到出口端产出均速气流为止。实际上,天然气充注动力是天然气进入样品时所需的压力,由于样品有一定长度,气体注入流速又很慢,因此在一个恒定时间段内,气体很可能无法到达出口端,而按照实验规程,此时的充注压力已升到下一个压力点,所以,逐步增压法测定的天然气充注动力往往偏大。而衰减法测定的是含气饱和度较高情况下的充注压力,比天然气进入完全饱和水的岩心所需的压力要低。此外,一维运聚模拟不能实现模拟过程的可视化。

二维、三维天然气成藏物理模拟技术虽然能实现可视化模拟,但不足之处是实验只能在室温条件的填砂模型上进行,不能反映真实岩心的实际情况,且二维模拟最大充注压力仅为1MPa,三维模拟最大工作压力低于5MPa,难以再现地层条件下天然气的运聚特征。

低场核磁共振技术是近年来迅速发展起来的

一种快速、无损分析技术,主要是测量岩石孔隙中含氢流体的弛豫特征。样品放入磁场后,通过发射一定频率的射频脉冲,使氢质子发生共振,氢质子吸收射频脉冲能量。当射频脉冲结束后,氢质子会将所吸收的射频能量释放出来,通过专用的线圈就可以检测到氢质子释放能量的过程,这就是核磁共振信号^[12]。由于油、气、水中均含有氢核,其能量释放速度不同,会产生不同的核磁共振信号,因此,核磁共振技术不仅可以检测岩石样品的孔径分布、孔隙度、渗透率和可动流体百分数等重要物性参数,还可以识别岩石中的油、气、水。利用核磁共振来研究岩石孔隙结构、流体(主要是油和水)饱和度等技术较为成熟,相关研究成果也较多^[13-21],但在较高实验压力条件下,实现天然气在致密砂岩储层中的运聚可视化模拟及定量表征天然气充注压力、储层孔隙半径、流体饱和度之间关系的研究尚未见报道。

为了实现这些目标,本文研发的天然气运聚可视化在线定量模拟实验新装置最高温度达170℃,最大工作压力为70MPa。实验中通过在线检测不同充注条件下岩石样品的横向弛豫时间 T_2 分布谱,可以得到不同弛豫时间下的流体饱和度,建立弛豫时间与岩石孔径之间的关系。因此,该技术可以在线无损耗确定天然气运聚模拟过程与天然气充注压力、储层非均质性(如孔喉大小)等的定量关系,实时可视化监测天然气充注、运聚过程,测定实际地层条件下天然气在不同储层中的渗流能力,合理解释致密砂岩气藏复杂的气水分布现象。

1.2 样品与条件

实验样品采自四川盆地安岳气田岳8井须二段2251.89~2252.09m的砂岩,样品孔隙度为11.5%,渗透率为0.437mD,岩石密度为2.35g/cm³。充注用气体为高纯甲烷气。

实验在中国石油勘探开发研究院廊坊分院的天然气成藏与开发重点实验室的设备“天然气成藏与开发可视化动态模拟系统(Macro-MR12-150H-HTHP-I)”上完成。设备主要包括油

气充注系统（高温高压岩心夹持器、供气源等）、流体检测系统（大口径低场核磁共振仪）和数据采集、成像处理系统等，由苏州纽迈分析仪器股份有限公司生产。该设备共振频率为 12MHz；磁体均匀区为直径 150mm 的球体；探头线圈均匀区为直径 70mm、长 60mm 的圆柱体；磁体温度为 25~35℃；核磁共振专用岩心夹持器耐温 170℃，耐压 70MPa，岩心直径为 25mm，岩心长度为 60mm。核磁共振弛豫测量采样参数：等待时间为 3500ms、回波间隔为 0.2ms、回波个数为 5000、累加次数为 64 次。核磁共振成像测量采样参数：等待时间为 250ms、可视范围为 80mm×80mm；累加次数为 16 次。利用该设备可以得到岩样饱和水及不同充注压力下流体的 T_2 谱。岩样饱和水状态

下的 T_2 分布与压汞孔喉分布结合可得到 T_2 弛豫时间与喉道半径的对应关系，对比不同充注状态下水相核磁信息的变化即可得到可动水及残余水在孔隙中的分布，并进一步确定甲烷取代可动水的含量。具体实验步骤如下：

- (1) 将岩心放入真空饱和装置中抽真空，然后在 30MPa 条件下饱和水 8~12h。
- (2) 将饱和水的岩心样品装进岩心夹持器中，连接好两端气路。按同样的充注压力，以固定回压和固定充注压差两种方式进行模拟实验（表 1）。充注压力指的是进入岩心夹持器（即岩样）之前的压力，回压是经过岩样之后的出口端压力，充注压力与回压的差值即为充注压差。实验中还需在岩心夹持器外围施加高于充注压力 5MPa 左右的围压。

表 1 模拟实验压力条件参数表

实验	充注压力 (MPa)	回压 (MPa)	充注压差 (MPa)
实验 1	0.5、0.7、0.9、1.1、1.3、1.6、1.9、2.2、2.6、3、3.6、5.6、8.6、10.7、12.5、16.0、20.5、24.7、30.0	0.5	初始、0.2、0.4、0.6、0.8、1.1、1.4、1.7、2.1、2.5、3.1、5.1、8.1、10.2、12.0、15.5、20.0、24.2、29.5
实验 2	0.5、0.9、1.1、1.3、1.85、2.15、2.5、3.0、3.5、5.5、7.5、9.5、12.5、15.5、20.5	初始、0.4、0.6、0.8、1.0、1.35、1.65、2.0、2.5、3.0、5.0、7.0、9.0、12.0、15.0、20.0	0.5

注：充注压力是指岩心夹持器进口端压力；充注压差为充注压力与回压的差值；回压是指岩心夹持器出口端压力。

2 实验结果及应用

2.1 运聚过程可视化

低场核磁共振设备原本用于食品、生物医药领域，样品直接放入核磁共振的磁体腔内进行测试。为了研究流体在岩心中的流动状态，苏州纽迈分析仪器股份有限公司与上海大学联合开发了首套低场核磁共振岩心流动成像系统，并实现了流体运移过程的可视化^[22]，但其局限于常温常压下水驱油的实验。为了进行地层条件下天然气运聚状态的模拟，中国石油勘探开发研究院廊坊分院与苏州纽迈分析仪器股份有限公司联合研发了首套高温高压天然气可视化动态模拟系统，并应用该设备开展

了致密砂岩气运聚可视化成像初步研究。实验结果表明，在回压恒定为 0.5MPa 和充注压差恒定为 0.5MPa 条件下，随着充注压差的增大，甲烷驱替砂岩中孔隙水的动态变化如图 1 所示。图 1a—f 展示了回压为 0.5MPa、不同充注压差下孔隙水赋存状态及含量变化的核磁共振成像效果图。初始状态的图像为实验前岩石完全饱和水的状态，颜色越深反映含水量越大；随着甲烷充注压差的增大，岩石中的游离水逐渐被排出，颜色变浅；最终残留在岩石中的为不能被驱替的束缚水。图 1g—l 展示了充注压差为 0.5MPa、不同回压下的实验效果图，随着回压的增大，图像颜色有所变化，但变化不明显，反映残留在岩石中的水含量仍然较高，这主要是由于实验充注压差较小所致。

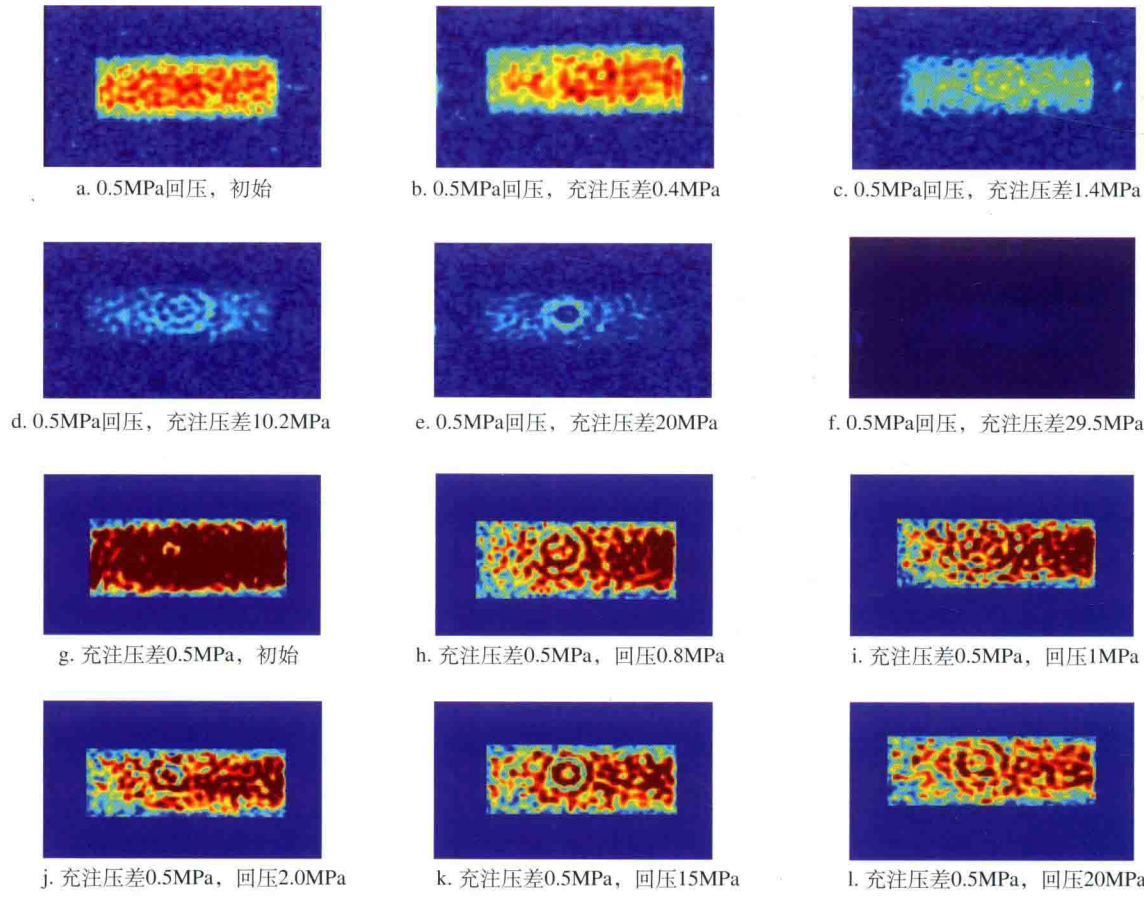


图1 不同充注压差、不同回压下甲烷驱替饱和水砂岩的核磁共振成像图

2.2 流体饱和度定量表征

岩石中游离水、束缚水及甲烷含量的变化可在图2中进行定量表征。图2a为不同充注压差下甲烷驱替水的原始横向弛豫时间 T_2 谱图，纵坐标为核磁共振信号强度，强度越大，表示岩石中含氢流体的含量越高；横坐标为弛豫时间，坐标值越大，反映岩石孔隙半径越大。初始（0MPa）曲线包络线反映岩石中游离水、束缚水总的核磁共振强度，信号强度越大，反映含水量越高；当充注压差增大到某一定值时，0MPa 与该压力的曲线包络线之间的差值即为排出的游离水量；最大充注压力（29.5MPa）的曲线包络线即为岩石的束缚水含量。由图2可见，随着充注压差的增大，岩石中被驱替出的游离水量逐渐增大，而且大孔隙中的游离水量变化较小孔隙更明显。

核磁共振 T_2 谱曲线不仅可以定性分析含氢流

体的变化，而且可以定量表征岩石的孔隙结构、流体饱和度（图2b）等，具有相当丰富的数字信息。由孔隙介质核磁共振弛豫理论可知，孔隙流体的横向弛豫机制包括自由弛豫、表面弛豫、扩散弛豫，公式为：

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} \tag{1}$$

式中 T_2 ——孔隙流体的横向弛豫时间；
 T_{2B} ——横向自由弛豫时间；
 T_{2S} ——横向表面弛豫时间；
 T_{2D} ——横向扩散弛豫时间。

自由弛豫也称体弛豫，是流体本身的核磁共振弛豫性质，它由流体的物理性质（黏度、化学成分等）决定，同时还受温度、压力等环境因素的影响。

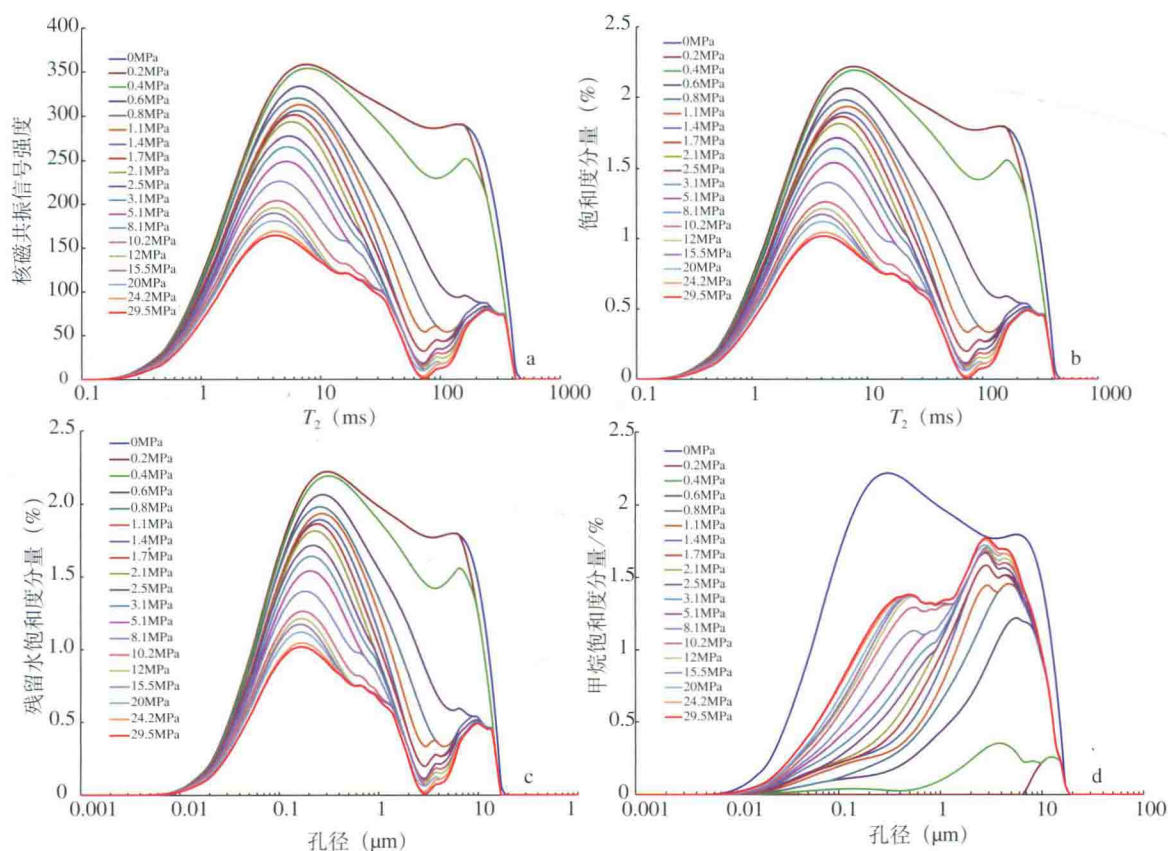


图2 不同充注压差下甲烷驱替饱和水砂岩时水及甲烷含量变化图

- a. 横向弛豫时间与核磁共振信号强度关系；b. 横向弛豫时间与含水饱和度分量关系；
c. 岩石孔径与残留水饱和度分量关系；
d. 岩石孔径与甲烷饱和度分量关系

注：图中不同颜色线条代表不同压差的实验结果；图d中的 0MPa 线的甲烷饱和度分量应该均为零，为便于对比，实际上其代表的是初始时的含水饱和度分量值。

表面弛豫是孔隙中流体分子与固体颗粒表面不断碰撞造成能量衰减的过程，其表达式如下：

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (2)$$

式中 ρ_2 ——岩石横向表面弛豫强度；

S/V ——岩石比表面积。

存在固定磁场梯度时，分子扩散引起的增强横向弛豫速率称为扩散弛豫，其表达式如下：

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{(\gamma G T_E)^2 D}{12} \quad (3)$$

式中 D ——流体的扩散系数；

γ ——氢核的旋磁比；

G ——磁场梯度；

T_E ——自旋回波 (CPMG) 脉冲序列的回波间隔。

由于 T_{2B} 的数量级是秒， T_{2S} 的数量级是毫秒，并且主磁场是均匀场 ($G=0$)， T_E 使用最小回波间隔，因此 T_{2D} 和 T_{2B} 可以忽略，如下式：

$$\frac{1}{T_2} \approx \frac{1}{T_{2S}} = \rho_2 \frac{S}{V}$$

假设岩心的孔隙形状是半径为 r 的圆柱，满足下式：

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} = \rho_2 \frac{2}{r}$$

因此，可以建立 T_2 与孔隙半径 (孔径) r 的对应关系，许多学者对此进行过研究^[12-15]。

图 2c 为岩石孔径与不同孔径对应的残留水饱和度分量（即甲烷驱替过程中，孔隙残留水中某个弛豫时间或某个孔径对应的孔隙体积占总孔隙体积的百分比）关系图，该岩石孔径分布在 $0.01 \sim 20 \mu\text{m}$ 之间，主要为 $0.01 \sim 3 \mu\text{m}$ 。孔径大于 $1 \mu\text{m}$ 时，随充注压差增大，岩石中被驱替的游离水变化明显，最终残留水少；孔径小于 $1 \mu\text{m}$ 时，虽然也有随充注压差增大残留水含量降低的趋势，但变化幅度相对较低。由于实验所用气体为甲烷，孔隙中游离水被驱替后，其原有空间被甲烷取代。因此，可以建立岩石孔径与不同孔径对应的甲烷饱和度（即甲烷驱替过程中，甲烷占据的某个弛豫时间或某个孔径对应的孔隙体积占总孔隙体积的百分比）的关系，随充注压差增大，甲烷饱和度增加（图 2d）。

为研究不同充注压差下，岩石中不同孔径对含气饱和度的贡献，建立了充注压差与含气饱和度的关系（图 3）。由图 3 可见，对于孔径小于 $0.01 \mu\text{m}$ 的孔隙，随压差增大，其含气饱和度基本不变，表明这部分孔隙几乎没有贡献。孔径大于 $10 \mu\text{m}$ 和孔径为 $0.01 \sim 0.1 \mu\text{m}$ 的孔隙所占比例均很小，对含气饱和度的贡献也不大。对含气饱和度贡献最大的当属孔径为 $1 \sim 10 \mu\text{m}$ 和 $0.1 \sim 1 \mu\text{m}$ 的孔隙，当充注压差小于 1MPa 时，主要是孔径为 $1 \sim 10 \mu\text{m}$ 的孔

隙起主要作用；当充注压差大于 1MPa 时，孔径为 $1 \sim 10 \mu\text{m}$ 的孔隙含气饱和度变化不大，起主要作用的是孔径为 $0.1 \sim 1 \mu\text{m}$ 的孔隙，充注压差大于 10MPa 时，这部分孔隙才基本充满，充注压差增大后，这些孔隙的含气饱和度变化也不大。从样品累计含气饱和度分析，压差小于 1MPa 时，含气饱和度小于 40% ；充注压差小于 10MPa 时，含气饱和度小于 60% ；充注压差达到 29.5MPa 时，含气饱和度为 66% ；即使实验压力再增大，最终的含气饱和度增量也非常有限。表明该样品的含气饱和度最终只有 70% 左右。这一结果很好地解释了四川盆地大川中地区须家河组气藏气水分布复杂的现象。

充注压差恒定为 0.5MPa ，随着充注压力和回压的增大，只有孔径为 $1 \sim 10 \mu\text{m}$ 的孔隙中水被驱替出去的现象较为明显，孔径小于 $1 \mu\text{m}$ 的孔隙则无明显变化（图 4），导致其最终含气饱和度小于 40% 。这一结果表明，在充注动力不足时，天然气难以进入致密砂岩储层中，从而形成储层含水饱和度高、含气饱和度低的现象。

四川盆地大川中地区须家河组已发现的安岳、合川、广安、充西、荷包场等大中型气田中，储层含气饱和度分布在 $40\% \sim 80\%$ 之间，主要区间为 $50\% \sim 65\%$ ，不同气田、不同层段的含气饱和度略有差异（图 5）。层系上，须家河组六段（简称

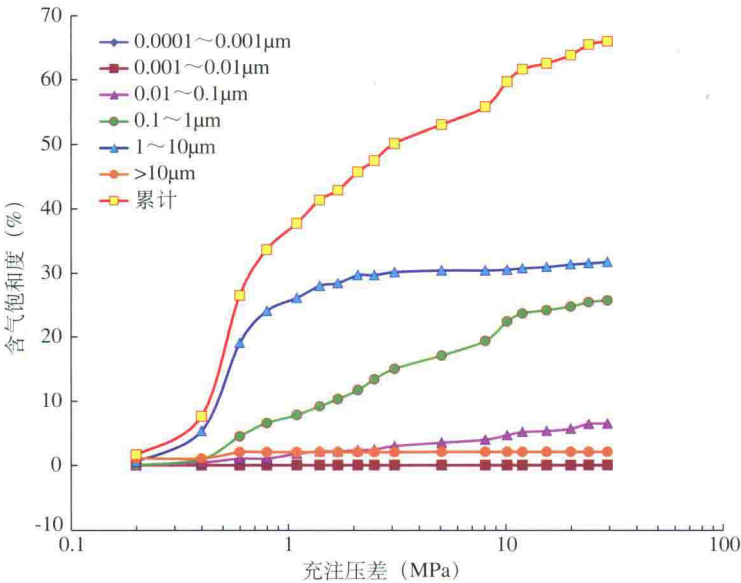


图 3 致密砂岩含气饱和度随充注压差及孔径的变化图

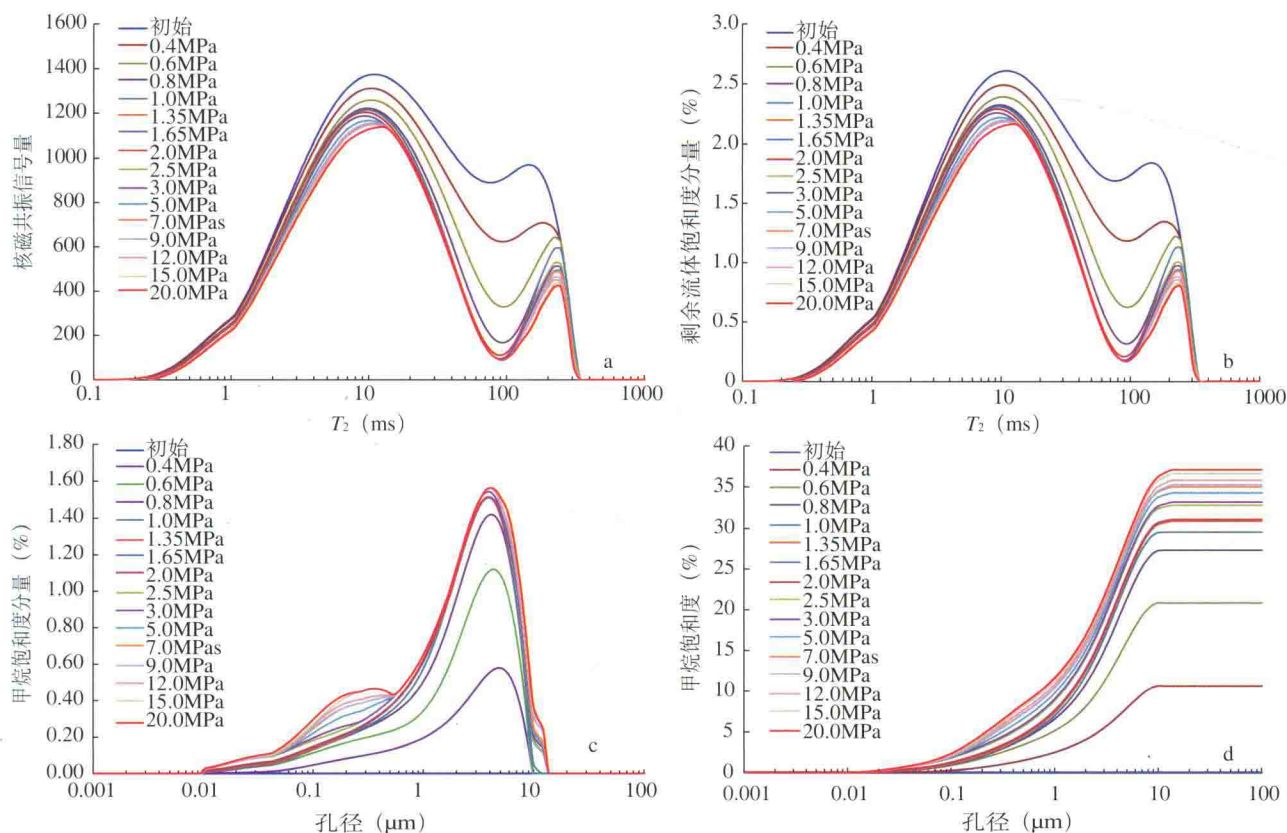


图4 恒定压差下甲烷驱替饱和和水砂岩中的水及甲烷含量变化图

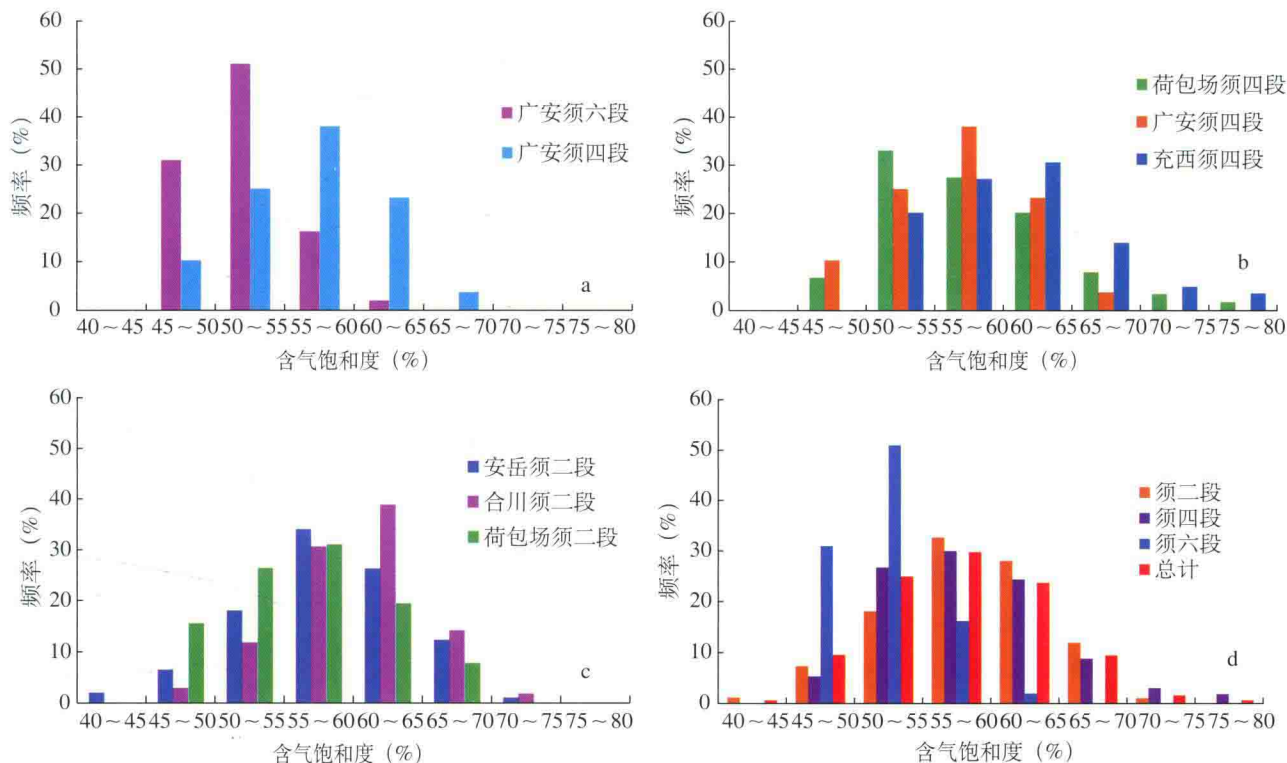


图5 四川盆地主要气田须家河组气藏含气饱和度频率分布直方图

须六段，下同）气藏含气饱和度最低，含气饱和度低于 60% 的占 98%；须二段和须四段气藏含气饱和度大体相当，主体分布区间均为 50%~65%。区域上，须四段气藏含气饱和度是充西（均值 60.9%）大于广安（均值 56.9%）大于荷包场（均值 57.9%）；须二段气藏含气饱和度是合川（均值 60.2%）大于安岳（均值 58.3%）大于荷包场（均值 56.3%）。这些气藏含气饱和度相对较低，也就意味着含水饱和度相对较高，从而出现气水分布复杂的现象，而其内在本质受储层孔隙大小及气源供给压力等因素耦合的控制。

统计结果表明，四川盆地大川中地区主要气田须家河组气藏储层孔隙度平均为 8.2%~11.0%，渗透率平均为 0.176~3.174mD，最大孔喉连通半径为 0.684~4.42μm，中值喉道半径为 0.093~0.483μm(表 2)。另外，大川中地区须家河

组烃源岩的生气强度一般小于 $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，充注动力相对较低。马德文等^[23]研究了川中地区须家河组气藏异常压力演化史，认为在烃源岩生烃阶段，储层压力也相应增加，烃类充注是异常压力形成的主要因素之一，储层中剩余压差可达 5~25MPa，不同区域有所差异，八角场地区最大。从具有相似地质背景及生气强度值的鄂尔多斯盆地苏里格气田上古生界主成藏期流体过剩压力为 13~22MPa^[24]推测，四川盆地须家河组烃源岩在主成藏期产生的流体过剩压力最大也不过 30MPa 左右。因此，须家河组致密砂岩储层低孔、低渗、低孔喉半径及相对低的充注压力决定了须家河组气藏含气饱和度以小于 70% 为主，模拟实验结果比较客观地反映了须家河组气藏含气饱和度较低、气水分布复杂的内在原因。

表 2 四川盆地须家河组主要气田储层物性参数表

气田名称	层位	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	孔喉大小 (μm)	
				最大孔喉连通半径	中值孔喉半径
安岳	须二段	7.1~12.9/8.6	0.001~8.99/0.48	0.501~1.147/0.684	0.033~0.175/0.093
合川	须二段	6.4~14.6/8.2	0.022~1.656/0.191	0.400~3.250	0.045~0.340
广安	须六段	6.1~13.7/8.3	0.025~1.589/0.176	0.404~9.940	0.035~0.420
	须四段	6.3~12.8/9.1	0.095~1.362/0.327	0.250~40.150/2.050	0.030~2.223/0.174
充西	须四段	6.2~14.4/8.8	0.287~2.673/0.607	0.810~6.193/4.420	0.169~1.00/0.483
荷包场	须四段	7.2~16.5/9.4	0.142~26.9/2.357	0.629~39.240/4.167	0.038~0.348/0.168
	须二段	8.3~16.0/11.0	0.114~21.07/3.174	0.252~25.287/3.794	0.015~0.577/0.230

注：表中数字含义（如 7.1~12.9/8.6）为最小值~最大值 / 平均值。

3 结论与展望

(1) 低场核磁共振与一维成藏模拟有机结合的新技术实现了天然气在致密砂岩中运聚的可视化动态模拟，并可定量表征流体饱和度与充注动力、岩石孔径大小的关系。

(2) 天然气充注压力与储层孔径大小是控制含气饱和度的关键因素，两者耦合决定了储层的含气饱和度。低孔径、相对较低的生气强度是

决定须家河组致密砂岩含气饱和度低（主体为 50%~65%）、气水分布复杂的主要原因。

(3) 文中涉及的新技术目前只开展室温和 30MPa 条件下的实验，高温高压的模拟测试工作正在调试中。届时可进行致密砂岩、碳酸盐岩、火山岩、页岩、煤等各类岩石孔隙度、孔径分布、渗透率、含油饱和度等常规参数分析，实现高温高压条件下气水赋存状态及运聚的可视化在线检测，以及

岩石中油、水（束缚水、自由水）的可视化识别及定量分析等，具有广阔的应用前景。

参考文献

- [1] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257–264.
- [2] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307–319.
- [3] 赵靖舟, 李军, 曹青, 等. 论致密大油气田成藏模式 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 573–583.
- [4] 罗超, 贾爱林, 何东博, 等. 四川盆地广安气田须四段、须六段致密砂岩气藏气水分布对比 [J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 359–370.
- [5] 郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 广安气田上三叠统须家河组致密砂岩储层气水分布特征 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2010, 34(3): 1–7.
- [6] 陈涛涛, 贾爱林, 何东博, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布形成机理 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 218–223.
- [7] 黄小琼, 张连进, 郑伟, 等. 安岳地区上三叠统须二上亚段致密砂岩气藏气井产能控制因素 [J]. 天然气工业, 2012, 32(3): 65–69.
- [8] 李梅, 赖强, 黄科, 等. 低孔低渗碎屑岩储层流体性质测井识别技术——以四川盆地安岳气田须家河组气藏为例 [J]. 天然气工业, 2013, 33(6): 34–38.
- [9] 魏国齐, 李剑, 杨威, 等. 中国陆上天然气地质与勘探 [M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- [10] 李明诚, 李剑. “动力圈闭”——低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用 [J]. 石油学报, 2010, 31(5): 718–721.
- [11] 李剑, 魏国齐, 谢增业, 等. 中国致密砂岩大气田成藏机理与主控因素——以鄂尔多斯盆地和四川盆地为例 [J]. 石油学报, 2013, 34(增刊1): 14–28.
- [12] 周科平, 李杰林, 许玉娟, 等. 基于核磁共振技术的岩石孔隙结构特征测定 [J]. 中南大学学报 (自然科学版), 2012, 43(12): 4796–4800.
- [13] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振 T_2 谱换算孔隙半径分布方法研究 [J]. 波谱学杂志, 2008, 25(2): 273–280.
- [14] 李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2015, 39(6): 92–98.
- [15] 白松涛, 程道解, 万金彬, 等. 砂岩岩石核磁共振 T_2 谱定量表征 [J]. 石油学报, 2016, 37(3): 382–391, 414.
- [16] 周尚文, 郭和坤, 薛华庆, 等. 基于核磁共振技术的储层含油饱和度参数综合测试方法 [J]. 科学技术与工程, 2014, 14(21): 224–229.
- [17] 王振华, 陈刚, 李书恒, 等. 核磁共振岩心实验分析在低孔渗储层评价中的应用 [J]. 石油实验地质, 2014, 36(6): 773–779.
- [18] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素 [J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 9–16.
- [19] Richard F Sigal, Elijah Odusina. Laboratory NMR measurements on methane saturated Barnett Shale samples [J]. Petrophysics, 2011, 52(1): 32–49.
- [20] Carsten Horch, Stefan Schlayer, Frank Stallmach. High-pressure low-field ^1H NMR relaxometry in nanoporous materials [J]. Journal of Magnetic Resonance, 2014, 240: 24–33.
- [21] Yanbin Yao, Dameng Liu, Songbin Xie. Quantitative characterization of methane adsorption on coal using a low-field NMR relaxation method [J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 131: 32–40.
- [22] 程毅翀. 基于低场核磁共振成像技术的岩心内流体分布可视化研究 [D]. 上海: 上海大学, 2013.
- [23] 马德文, 邱楠生, 谢增业, 等. 川中地区上三叠统须家河组气田异常高压演化研究 [J]. 沉积学报, 2011, 29(5): 953–961.
- [24] 陈占军, 任战利, 万单夫, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田上古生界气藏充注动力计算方法 [J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 38–44.