

中国石油大学胜利学院



JOURNAL OF SHENGLI COLLEGE CHINA
UNIVERSITY OF PETROLEUM

2021年 第4期 第35卷 总第130期

学报

中国石油大学
胜利学院

(季刊)

2021 · 4

(第35卷第4期)

总第130期

主 编 刘衍聪
执 行 李 军
主 编

本期执行编辑
温丽萍

目 次

· 石油与化学工程 ·

- 基于分频瞬时相位体的低序级断层识别技术 朱剑兵(1)
- 济阳坳陷东辛油田低序级断层构造物理模拟实验
- 胡秋媛,董大伟,杨建磊,李 萧(8)
- 断块型低渗透油藏非均质地应力场建模与应用
- 以南堡油田 403X1 断块为例
- 张 扬,吴海涛,段 彬,贾 倩,王 森,何海燕(13)
- 九龙山气田珍珠冲组致密砾岩储层裂缝特征及意义
- 毕明威,陈世悦,张满郎,马华灵,钱爱华,谷江锐(20)
- 鄂尔多斯盆地北缘沉积过渡带储层单砂体构型模式
- 陈 笛(24)
- 利津洼陷利 886 块沙四上油页岩甜点评价 管倩倩(29)
- 孤东地区古—中生界潜山有利目标评价
- 耿 雪,刘建伟,石晓光,邢成奎(36)
- 回注水中乳化油对储层伤害的实验研究 崔东迪(41)
- 致密岩心高压渗吸采油规律及微观机制
- 王学武,肖朴夫,杨 彬,夏志增,刘 飞,印树明(46)

高效自适应纳米乳液调驱技术在东北油田的应用

王金铸, 龚雪峰, 刘发根, 张龙龙, 郭文庆, 王静静(50)

压裂废水预处理用絮凝剂体系的构筑与性能评价

刘 飞, 张程翔, 王学武, 代晓东, 周梦月, 刘清雪, 姚海雷,

王道旭, 蒋舜垚, 邓永全, 刘 超, 王 也, 李兴彦(58)

渤海 L 油田蒸汽吞吐降压增注技术研究

任树亮, 孙艳萍, 付云川, 周文超, 孙 君,

林 辉, 彭 华(64)

基于 SHPB 试验的煤层气井固井水泥动态力学特性

陈立超, 王生维, 张典坤(69)

DOW 化学火灾、爆炸指数评价法在成品油管输企业中的

应用 汪慧萍(77)

油田信息化建设中大数据技术的应用探索

杨宝山(81)

清风湖水质分析及现状评价

刘 叶, 张海涛, 刘文静, 傅玲子(84)

乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物的 Aspen Plus 分离模拟

刘焕荣, 韩东敏(89)

油田开发模拟实验室 封二

征稿简则 封三

中国石油大学胜利学院 学 报

1984 年创刊 季刊

2021 年第 4 期 总第 35 卷第 130 期

2021 年 12 月出版

主 管 山东省教育厅

主 办 中国石油大学胜利学院

编辑出版 中国石油大学胜利学院学报
编辑部

印 刷 东营天成彩印有限公司

发行范围 国内外公开发行人

地 址 山东省东营市济南路 1 号

邮政编码 257000

电 话 (0546)7396209,
(0546)7396218

E-mail slxb@sohu.com,
slxyxb@slcupc.edu.cn

国际标准连续出版物号

ISSN 1673-5935

国内统一连续出版物号

CN 37-1446/TE

MAIN CONTENTS

Low-order Fault Recognition Based on Frequency-division Phase Body ZHU Jianbing(1)

Physical Simulation Experiment of Low Sequence Fault Structure in Dongxin Oilfield, Jiyang Depression
..... HU Qiuyuan ,DONG Dawei ,YANG Jianlei ,LI Xiao(8)

Modeling and Application of Heterogeneous In-situ Stress Field in Fault Block Low Permeability Reservoir: Taking 403X1 Fault Block of Nanpu Sag as an Example
..... ZHANG Yang ,WU Haitao ,DUAN Bin ,JIA Qian ,WANG Miao ,HE Haiyan(13)

Characteristics and Significance of Fractures in Tight Conglomerate Reservoirs of Zhenzhuchong Formation in Jiulongshan Gas Field BI Mingwei ,CHEN Shiyue ,ZHANG Manlang ,MA Hualing ,QIAN Aihua ,GU Jiangrui(20)

Model of the Single Sand Body Architecture of Alluvial Fan-Braided River Reservoir in the Northern Margin of Ordos Basin CHEN Di(24)

Dessert Evaluation of Upper Es₄ Oil Shale in Li-886 Pieces of Lijin Sag GUAN Qianqian(29)

Evaluation of Favorable Targets in Submerged Mountains of Mesozoic in Gudong Area
..... GENG Xue ,LIU Jianwei ,SHI Xiaoguang ,XING Chengkui (36)

Experimental Study on Permeability Damage of Emulsified Oil during Water Injection CUI Dongdi(41)

Spontaneous Imbibition Oil Recovery and Micro Mechanism in Tight Cores Under High Pressure Condition
..... WANG Xuewu ,XIAO Pufu ,YANG Bin ,XIA Zhizeng ,LIU Fei ,YIN Shuming(46)

Application of High Efficiency Adaptive Nano Emulsion Profile Control and Oil displacement technology in Northeast Oilfield
..... WANG Jinzhu ,GONG Xuefeng ,LIU Fagen ,ZHANG Longlong , GUO Wenqing ,WANG Jingjing(50)

Technical Research of Steam Stimulation Injection Pressure Reduction System in Bohai L Oilfield
..... REN Shuliang ,SUN Yanping ,FU Yunchuan , ZHOU Wenchao ,SUN Jun ,LIN Hui ,PENG Hua(64)

Experimental Study on Dynamic Mechanical Properties of Oil-well Cement of Coalbed Methane Wells Based on SHPB Test CHEN Lichao ,WANG Shengwei , ZHANG Diankun(69)

Application of DOW Chemical Fire and Explosion Index Evaluation Method in Product Pipeline Transportation Enterprises WANG Huiping(77)

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.001

基于分频瞬时相位体的低序级断层识别技术

朱剑兵

(中国石化胜利油田分公司 物探研究院, 山东 东营 257022)

[摘要] 低序级断层的识别已成为制约油田勘探开发中的难点之一。通过小波变换分频方法将地震数据各频率段的相位信息分离,并采用联合时间-频率域混合倾角扫描和保边边缘检测方法进行微小相位变化的识别,从而实现对不同尺度低序级断层的识别。正演模型试验表明,通过分频瞬时相位边缘检测方法可以有效识别断距3~5 m的断层,并且频率越高,断层识别的精度越高,尺度越小。胜利油田某研究区的断层识别效果表明分频瞬时相位体边缘检测方法能够更好地识别低序级断层,断点和断面更加清晰。

[关键词] 瞬时相位;低序级断层;边缘检测;分频;倾角扫描

[中图分类号] P631 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0001-07

随着油田勘探开发难度的增加,低序级断层的识别已成为制约油田勘探的重要技术难题之一。低序级断层的展布特征对构造形态、油气运聚起着重要的控制作用,而在油田勘探开发阶段,识别低序级断层的分布对新增可采储量及产能建设等具有重要的意义^[1]。低序级断层在空间上具有纵向断距小、断点不清楚、平面延伸短的特点,具有较强的隐蔽性,在地震剖面上反射特征弱,肉眼难以识别^[2-3]。目前,针对低序级断层的识别主要方法有基于模型正演的断层解释^[4-5]、相干曲率蚂蚁体等属性分析法^[6-10]、图像处理辅助识别^[11]等。基于模型正演的断层解释主要通过设计不同类型的低序级断层地质模型,模拟得到对应的地震响应特征,能够在一定程度上定量描述低序级断层的识别影响因素,从而指导断层识别。马玉歌(2020)等考虑埋藏深度、速度结构、地震子波、信噪比等因素建立了5种低序级断层定量识别模板,能够定量描述由于以上因素引起的同向轴特征的变化。断层通常会在地震同相轴上表现出一定的变化,相位属性可以有效反映这些异常变化,从而能够有效识别断层。常用的地震相位分析方法有瞬时相位和谱分解相位分析,瞬时相位

是信号在某一时间对应各频率体相位成分的平均值,谱分解相位分析是将地震数据转换到频率域,然后利用分频体上相位的变化来识别小断层。笔者在分频瞬时相位体的基础上,采用基于高精度地层倾角扫描的边缘检测技术对低序级断层进行识别,提高断层识别的精度。

1 分频瞬时相位体数据的提取

地震响应信息能够有效地识别由于断层引起的地震同相轴的异常变化。当地震波传播过程中遇到各向异性介质时,相位在异常位置会发生变化,瞬时相位剖面中表现为明显的不连续性。地震数据频带范围较宽时,由于各频带的相位信息互相影响,导致其瞬时相位存在混叠,直接将其用于断层解释精度较低。利用小波变换方法将宽频地震数据进行时频分解,分解为多个频带较窄的地震数据,再对这些窄频带的地震数据进行相位分析,得到的相位信息能够更好地反映不同尺度地层结构的变化。图1所示为原始地震数据及其分频后地震数据的相位剖面对比,可以看出在分频后的相位剖面上能够得到更加清楚的断层识别,频率越高,断层识别的分辨率也越高。

[收稿日期] 2021-09-27

[作者简介] 朱剑兵(1977—),男,浙江金华人,中国石化胜利油田分公司物探研究院副研究员,博士,主要从事地震资料综合解释研究。

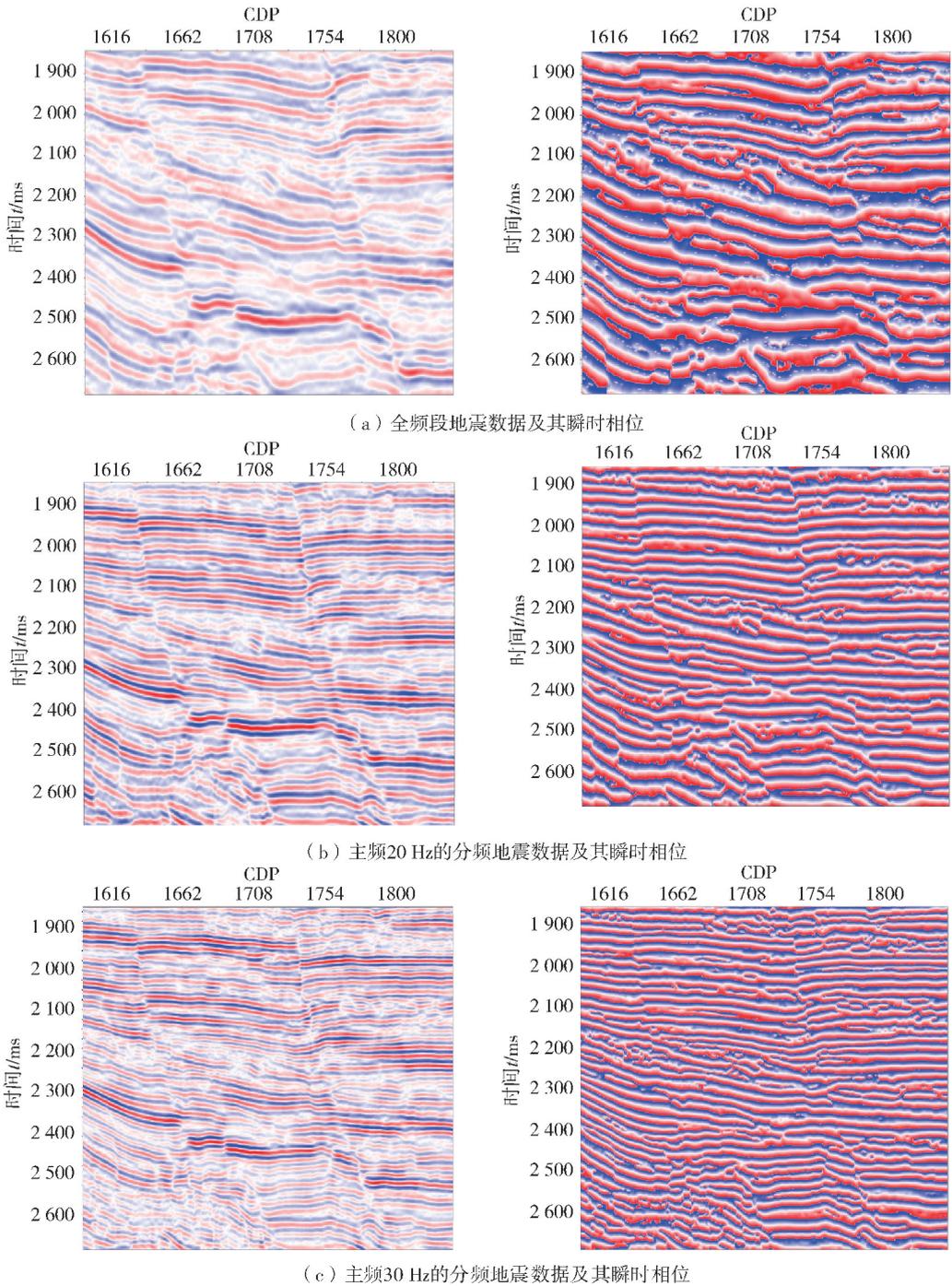


图 1 原始地震数据及其分频数据瞬时相位对比

分频方法采用小波分频方法,小波函数采用改进的 Morlet 小波

$$\psi(t) = \frac{|f|}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left(-\frac{f^2 t^2}{2\sigma^2} + j2\pi ft\right). \quad (1)$$

式中, f 为小波主频,Hz; t 为地震波传播时间,ms; σ ($\sigma > 0$) 为小波带宽因子。

通过原始地震得到对应的地震频带范围,选定相应的地震主频 f 及带宽因子 σ ,一般选取 $\sigma > 0.5$ 。

按照上述方法可分别计算得到不同频率的分频数据体及其对应的相位体。

2 基于分频瞬时相位体的边缘检测技术

为进一步突出分频瞬时相位体的相位微小变化,联合时间-频率域混合倾角扫描和保边边缘检测方法进行低序级断层的识别。首先,进行相位数据体的倾角扫描,当倾角较大时在时间域应用多道

相干算法估算地层倾角,当倾角较小时在频率域对其进行傅里叶变换来估计地层倾角,然后利用横纵向相邻道的倾角时差,同时得到地层倾角和方位角,最后在倾角体上进行保边缘检测计算,最终精确识别断层边界。

2.1 时间域多道相干算法地层倾角计算

多道相干算法,通过在水平面建立一定面积的矩形或者椭圆形分析区域(如图2所示), a 为椭圆的长轴方向, φ_a 为椭圆长轴的方位角, φ 为地震横测线方向的方位角。

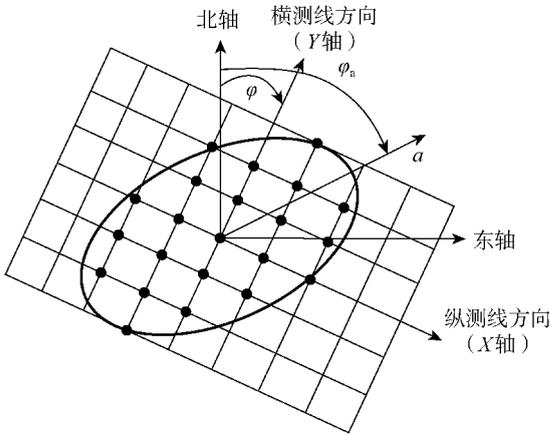


图2 多道相干算法原理

在以上区域中包含 J 道地震数据,对一个 t 时刻的地震平面波,上述时窗内平均的道能量和全部道能量比为相似系数 $\sigma(p, q, t)$,由公式(2)给出

$$\sigma(p, q, t) = \frac{\left[\frac{1}{J} \sum_{j=1}^J u(x_j, y_j, t - px_j - qy_j) \right]^2}{\frac{1}{J} \sum_{j=1}^J [u(x_j, y_j, t - px_j - qy_j)]^2} \quad (2)$$

式中, J 为对应区域内的地震道数; (x_j, y_j) 表示中心点的空间坐标; p 和 q 分别为 x 轴和 y 轴方向上的视倾角; $u(x_j, y_j, t)$ 表示中心点 (x_j, y_j) 处 t 时刻的地震数据。

2.2 频率域时延特性地层倾角计算

用时间域进行多道相干方法来计算倾角,计算

$$C(x, y, t) = \frac{1}{2K+1} \sum_{k=-K}^K \sqrt{\frac{\left(\sum_{i=-n}^n \sum_{j=-n}^n D_{i,j,k}(x, y, t) M_{i,j}^x \right)^2 + \left(\sum_{i=-n}^n \sum_{j=-n}^n D_{i,j,k}(x, y, t) M_{i,j}^y \right)^2}{\sum_{i=-n}^n \sum_{j=-n}^n D_{i,j,k}(x, y, t)^2 [(M_{i,j}^x)^2 + (M_{i,j}^y)^2]}} \quad (6)$$

式中, x, y 分别为水平方向和垂直方向; n 和 K 分别为分析窗口在空间和时间方向上的宽度参数;分析

效率高但精度低,特别是当地层倾角较小时无法得到准确的倾角值。地震记录中的时差延迟能够反映地层倾角的变化,可以将地震数据转换到频率域,利用傅里叶变换的时延特性来计算地层倾角。若地震数据中的某一道地震记录,记为 $x(t)$,与它相邻的地震记录的时差为 t_0 ,则相邻地震道对应的函数可表示为 $y(t) = x(t - t_0)$,对地震数据 $x(t)$ 进行傅里叶变换可得到频率域数据,再依据傅里叶变换的时延特性公式

$$Y(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t - t_0) e^{-i\omega t} dt = e^{-i\omega t_0} X(\omega) \quad (3)$$

式中, ω 为角频率。

求对应于不同角频率的时间延迟公式

$$t_\omega = -\frac{1}{i\omega} \ln \left[\frac{Y(\omega)}{X(\omega)} \right] \quad (4)$$

式中, $X(\omega)$ 、 $Y(\omega)$ 分别为上述相邻地震记录的频率域数据; ω 为角频率; i 为虚数单位。

不同频段对应不同的时间延迟值,将这些不同频段的时间延迟求取算术平均,并除以对应的空间采样间隔,就可以得到地层倾角估计(单位为 ms/m)。通常选取地震数据主频附近的频段进行计算,设其频段的起始值、终止值分别为 ω_{start} 和 ω_{end} ,其中包含 N 个角频率值,则这两道地震记录之间的时间延迟 t_0 可表示为

$$t_0 = \sum_{\omega=\omega_{\text{start}}}^{\omega_{\text{end}}} t_\omega / N \quad (5)$$

2.3 基于倾角扫描的保边缘检测技术

坎尼(Canny)算子保边缘检测方法,利用多方向的梯度计算来减少地层倾角的影响,能够有效提高断层边缘检测的精度。

坎尼算子保边缘检测值的求取采用以下方法:利用坎尼算子模板分别求取每个局部窗口的水平(x 方向)、垂直(y 方向)两个方向的坎尼梯度值,并对两个方向的梯度值进行平方求和,然后沿着法线方向对所有局部窗口求得的坎尼梯度结果相加,最后按能量公式对结果进行归一化处理,具体采用以下计算公式

窗口大小为 $(2n+1, 2n+1, 2K+1)$; D 代表 t 时刻对应分析窗口中所有采样点在地震体数据中的取值; $M_{i,j}^x$

和 M_{ij}^y 分别在水平和垂直两个方向上的坎尼算子;
 $C(x,y,t)$ 表示空间点 (x,y) 在 t 时刻的坎尼算子保边缘检测值;
 (i,j,k) 分别为分析窗口内任意点相对于窗口中心点的距离(用网格数表示)。

通过计算得到的坎尼算子保边缘检测值综合了水平和垂直两个方向的梯度变化信息,能够更好地反映断层在空间上的展布特征,提高断层的识别精度。

3 正演模型试验

设计不同断距的水平地层地质模型对方法的断

层识别效果进行验证,如图 3 所示,图中 $F_1、F_2、F_3、F_4、F_5、F_6$ 为设计的 6 个断层,其中断层 $F_1、F_2、F_3、F_4、F_5$ 的断距分别为 15、10、7、5、3 m,断层 F_6 其断距从浅往深依次为 2、4、6、8、10、12、14 m,地震子波主频为 30 Hz,图 4 为地震正演模拟剖面。从图 4 的椭圆框内可以看出,断层 $F_4、F_5$ (对应的断距为 5、3 m)以及断层 F_6 在断距为 2、4 m 时,断层两侧地震同相轴较为连续,在全频段地震剖面上不能可靠识别。

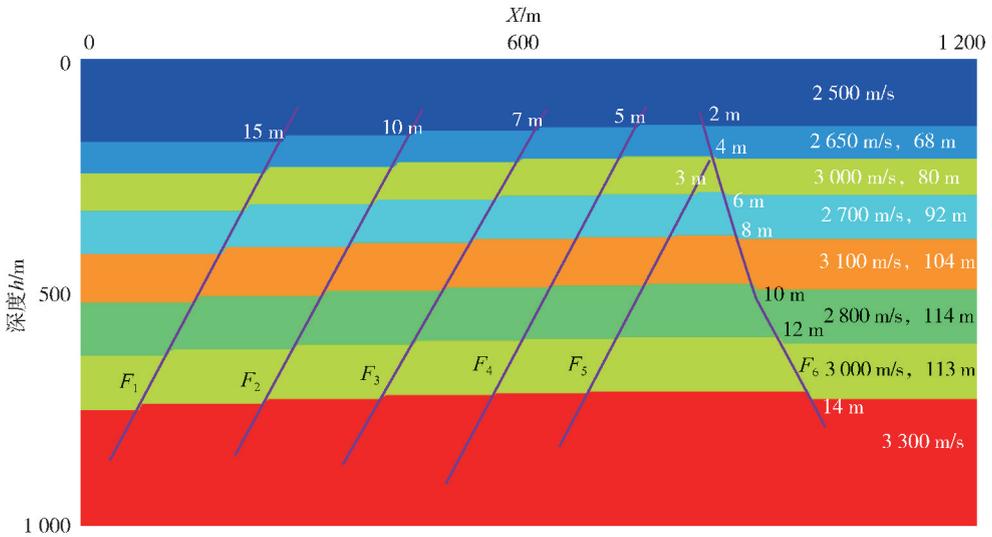


图 3 具有不同断距的水平地层地质模型

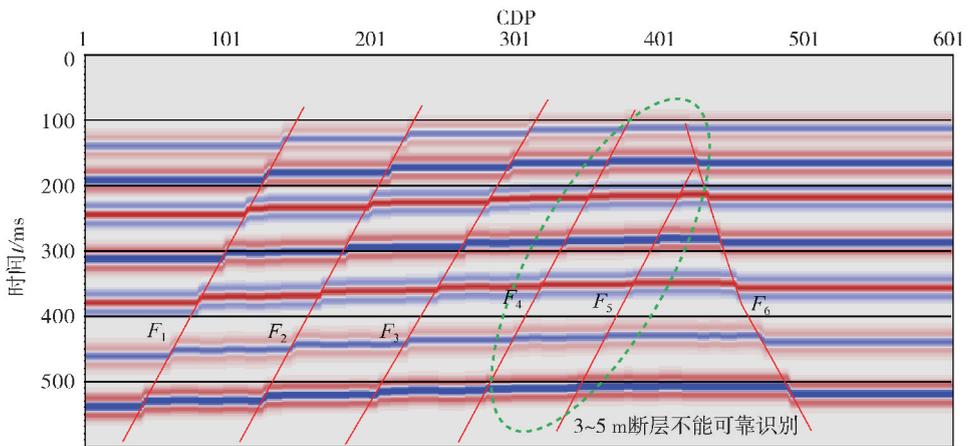


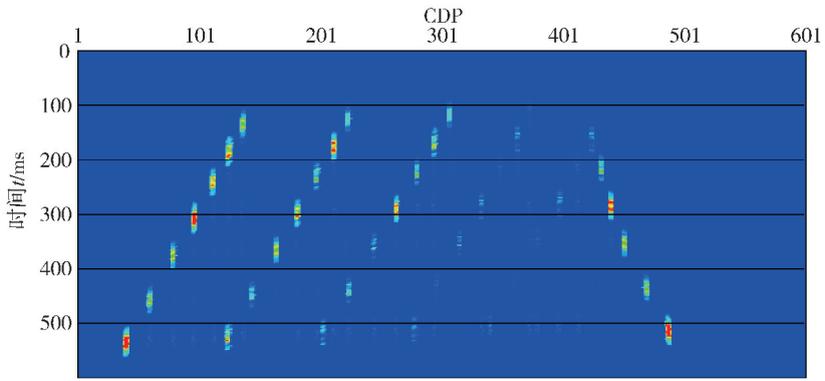
图 4 地震正演剖面

利用原始地震数据和瞬时相位进行边缘检测,结果对比如图 5 所示。可以看出基于瞬时相位的边缘检测结果对断层的刻画更精细,断点、断面的定位更准确,这说明瞬时相位识别小断层的能力应该高于原始地震数据。

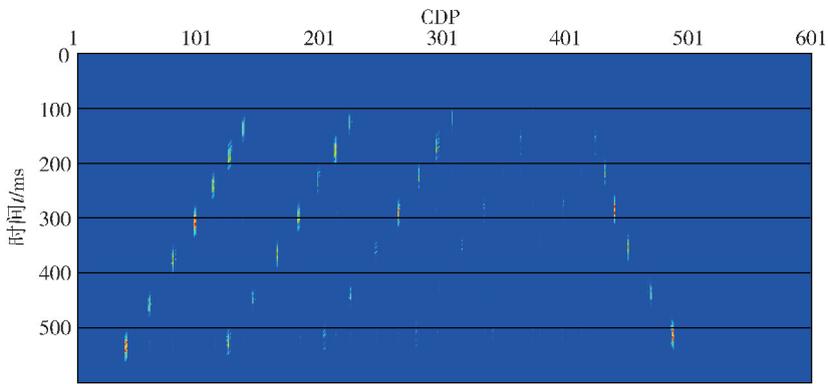
利用小波分频方法对地震数据进行分频处理,

得到 20、30、40、50 Hz 的分频剖面,在分频剖面的基础上进行相应的瞬时相位边缘检测。图 6 和图 7 分别是 20 Hz 和 50 Hz 分频剖面的边缘检测对比。

从图 6 和图 7 可以看出,基于分频瞬时相位的边缘检测方法可以识别原始地震数据中存在的不同尺度的断层,频率越高,断层识别的精度越高,尺度越小。

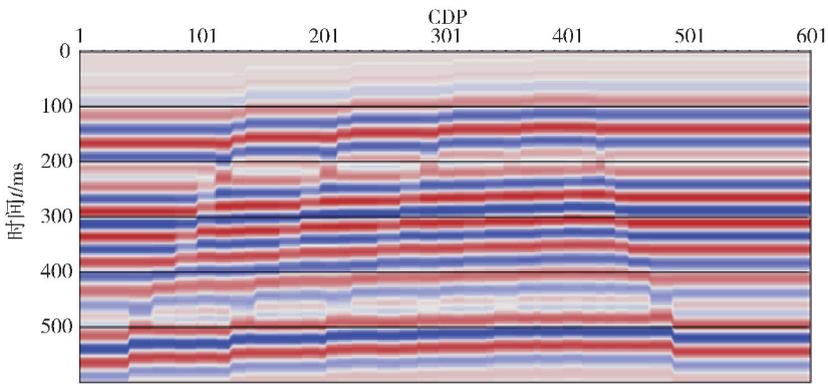


(a) 基于原始地震的边缘检测结果

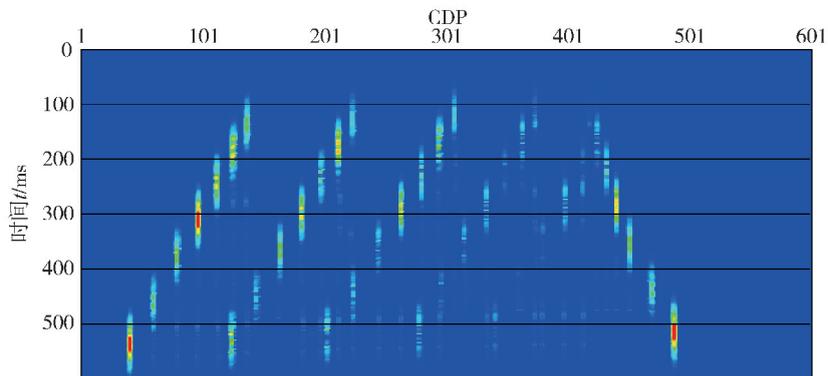


(b) 基于瞬时相位的边缘检测结果

图5 地震和瞬时相位剖面边缘检测效果对比

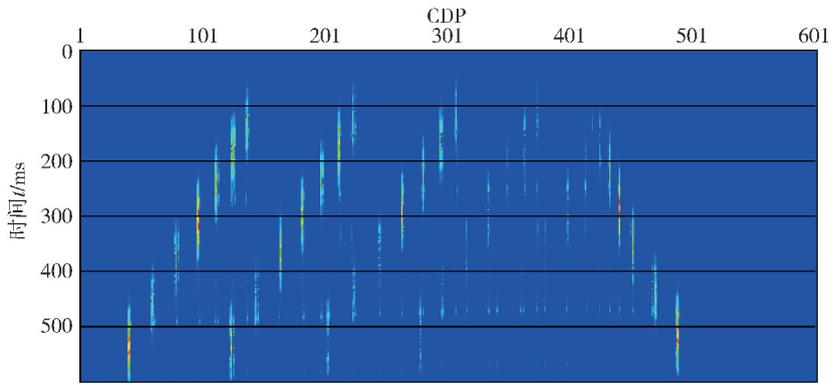


(a) 20 Hz分频剖面



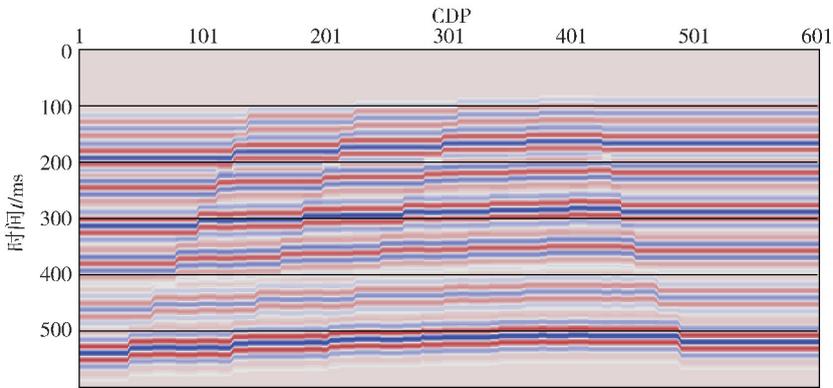
(b) 20 Hz分频剖面边缘检测结果

图6 20 Hz分频剖面及其瞬时相位的边缘检测结果

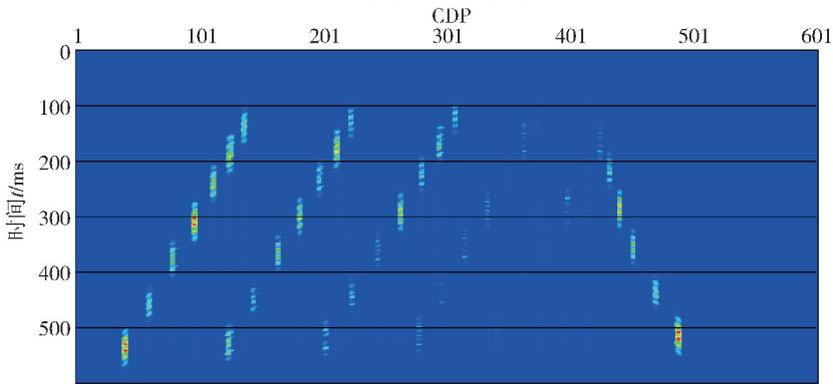


(c) 20 Hz分频瞬时相位边缘检测结果

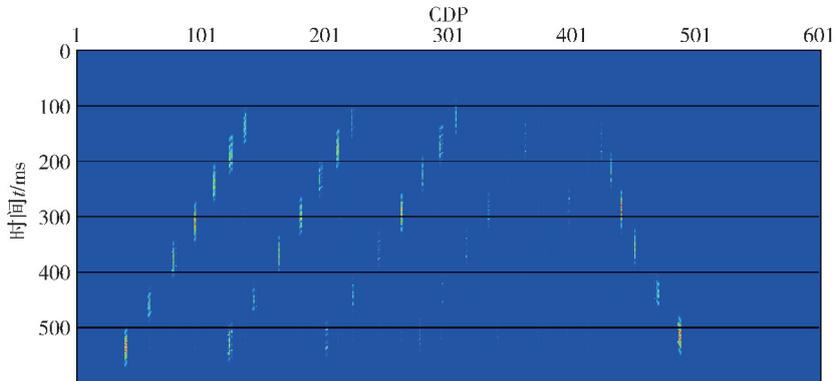
图 6 20 Hz 分频剖面及其瞬时相位的边缘检测结果



(a) 50 Hz分频剖面



(b) 50 Hz分频剖面边缘检测结果



(c) 50 Hz分频瞬时相位边缘检测结果

图 7 50 Hz 分频剖面及其瞬时相位的边缘检测结果

4 实际资料应用

将上述分频瞬时相位边缘检测方法应用于胜利油田某研究区的低序级断层识别中,该区以构造-岩性油气藏为主,断层对油气成藏起到关键作用,勘探面积大约 148 km²。通过小波变换方法将原始地震体进行分频处理,并进一步计算得到分频瞬时相

位数据体。分别对原始地震和分频瞬时相位体进行边缘检测,优选 30 Hz 分频瞬时相位边缘检测结果和原始地震边缘检测结果进行对比,图 8 所示为沿目的层原始地震和分频瞬时相位边缘检测体的切面对比,从图中可以看到,分频瞬时相位边缘检测结果在断层清晰度上要优于原始地震数据,并且有效减少了地震噪音的影响,小断层处断面位置更精确。

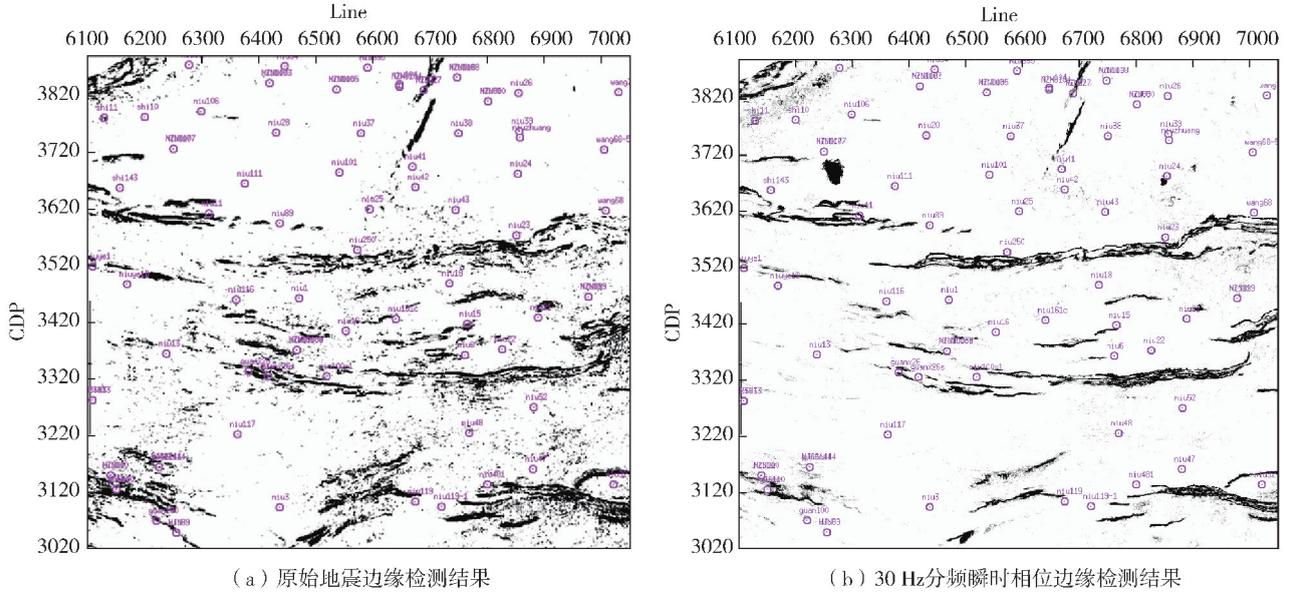


图 8 原始地震和分频瞬时相位边缘检测切片效果对比

5 结束语

利用分频瞬时相位体进行断层边缘检测可以识别不同尺度的断层,减少地震波形变化的影响,充分发挥瞬时相位表征地层横向接触关系的优势。通过模型和实际资料应用表明,分频瞬时相位体对断点的识别清楚,断面定位准确,可用于低序级断层的识别。本方法能发挥宽频地震资料的优势,通过分频处理可以得到更高频率的分频瞬时相位体,随着频率的增加,利用边缘检测技术断层识别的精度越高。

【参考文献】

- [1] 夏冰. 地震新技术在低级序断层识别中的应用[J]. 断块油气田, 2007, 14(2): 24-26.
- [2] 王彦君, 雍学善, 刘应如, 等. 小断层识别技术研究及应用[J]. 勘探地球物理进展, 2007, 30(2): 135-139.
- [3] 周赏, 王永莉, 韩天宝, 等. 小断层综合解释技术及其应用[J].

石油地球物理勘探, 2012, 47(S1): 50-54.

- [4] 王静, 张军华, 刘显太, 等. 低序级断层波动方程正演及特征分析[J]. 地球物理学进展, 2020, 35(3): 1048-1060.
- [5] 马玉歌, 苏朝光, 乐友喜. 影响低序级断层识别精度因素的地震正演定量研究[J]. 地球物理学进展, 2020, 35(2): 616-622.
- [6] 杨彬, 王优杰, 杨鹏飞, 等. 埕岛油田低级序断层综合识别及其在注水开发中的应用[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 12-18.
- [7] 李宏伟, 白雪莲, 崔京彬, 等. 蚂蚁属性优化断层识别技术[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(6): 174-179.
- [8] 刘松鸣, 武刚, 文晓涛, 等. 曲率方位加强技术在识别低序级断层中的应用[J]. 断块油气田, 2019, 26(1): 37-41.
- [9] 席桂梅, 何书耕, 闵也, 等. 用相干体属性开展断层识别[J]. 西北地质, 2019, 52(1): 244-249.
- [10] 凌东明, 姚仙洲, 田军, 等. 地震振幅差异属性在低序级断层定向识别中的应用; 以塔里木盆地轮南油田为例[J]. 断块油气田, 2019, 26(1): 33-36.
- [11] 甄宗玉, 郑江峰, 孙佳林, 等. 基于最大似然属性的断层识别方法及应用[J]. 地球物理学进展, 2020, 35(1): 374-378.

【责任编辑】 董大伟

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.002

济阳坳陷东辛油田低序级断层 构造物理模拟实验

胡秋媛,董大伟,杨建磊,李 萧

(山东石油化工学院 油气工程学院,山东 东营 257061)

[摘要] 济阳坳陷东辛油田低序级断层发育,对低序级断层的发育演化规律仍缺少突破性认识。对东辛油田的低序级断层特征进行系统分析,在此基础上通过构造物理模拟实验,对东辛油田低序级断层的发育演化及成因机制进行反演恢复。研究表明,东辛地区低序级断层组合样式多样,平面上呈现出平行式、雁列式、斜交式等多种构造样式,剖面上呈典型的“莲花瓣”式或“包心菜”式,将研究区背斜构造切割成错综复杂的断块区。构造物理模拟实验较好地恢复再现研究区低序级断层的发育演化,实验结果与实际地质情况拟合度较高。究其动力学机制,东辛油田低序级断层的发育演化主要受控于 $E_{1-2}k-E_3d$ 时期郑庐断裂带的伸展走滑作用和塑性物质的底辟拱升作用。

[关键词] 低序级断层;构造物理模拟实验;东辛油田;济阳坳陷

[中图分类号] TE122 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0008-05

济阳坳陷东辛油田是国内典型的复杂断块油气藏,多年来已积累了丰富的勘探方法与经验^[1-3]。为进一步提高勘探开发效率,需正确认识东辛油田低序级断层的组合关系及其动力学成因机制。基于低序级断层的复杂性和特殊性,目前常规的地球物理技术很难对其进行清晰识别。同时,在整个东辛油田,对低序级断层的研究多集中于断层级别划分与类型识别^[4-6],对成因机制、平面与剖面组合样式仍缺少突破性认识。此外,区内近EW向的主干大断裂与NE-SW向断裂交汇处,及东营穹隆构造NW向营8主干断裂处的断层发育规律均不清楚。笔者拟在东辛油田断层特征分析的基础上,通过构造物理模拟实验对东辛地区低序级断层发育规律获得突破性认识。

1 区域地质概况

东辛油田位于济阳坳陷东营凹陷中央隆起带的

中东部地区,为复杂的断裂背斜带^[7]。研究区整体表现为上升隆起的长轴背斜,自东向西可分为辛镇长轴背斜、断层交汇带和东营穹隆背斜。在背斜构造基础上,经过多期次、多方向、多级别的断层活动与切割,形成东辛地区断块形状各异、大小不均的复杂构造格局(图1)。

2 断层基本特征

东营凹陷中央隆起带断层大量发育,数量多达260条,但二级断层数量很少,仅有4条。研究区受东西向断层控制明显,营8断层和辛120断层基本控制了整个东辛地区的构造格局,也控制了低序级断层的发育位置。三级及以下级别的断层发育数量较多,进一步将东辛地区的长轴断层复杂化,断层交汇带兼具辛镇构造和东营构造的特点。断层带的断层走向以NE-SW向为主,而复杂程度比东营地区简单,比辛镇地区复杂^[8]。

[收稿日期] 2021-10-02

[作者简介] 胡秋媛(1984—),女,山东泰安人,山东石油化工学院油气工程学院副教授,硕士,主要从事构造地质学研究。

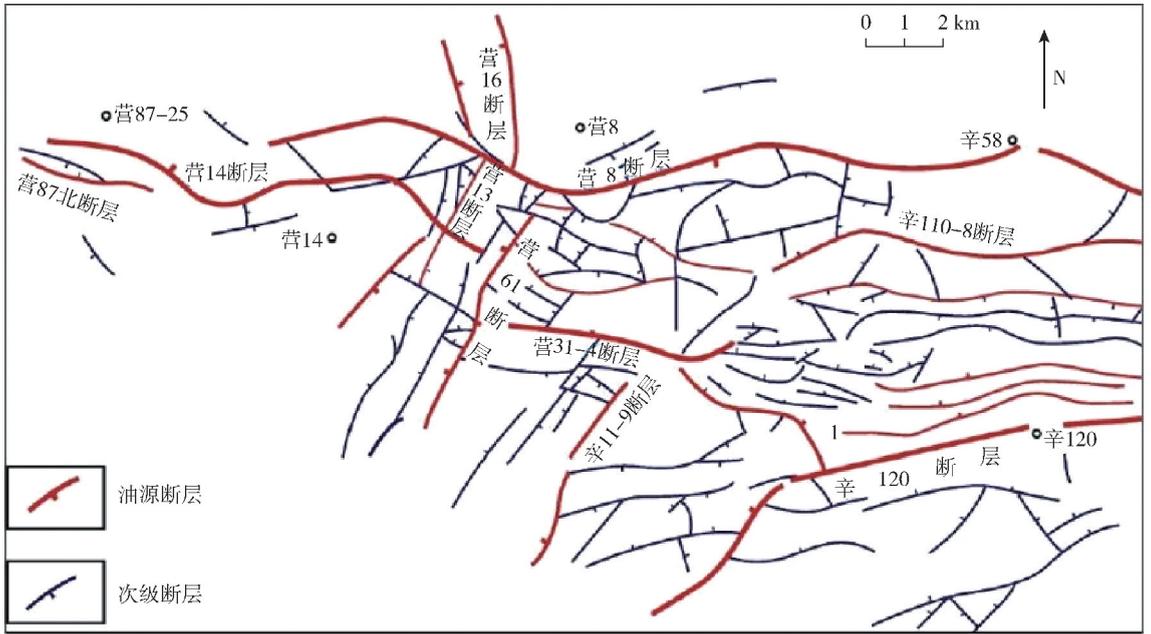


图1 东辛油田区域构造与断层展布

剖面上,研究区近 EW 向大断层在下降盘呈典型的“逆牵引”构造,并广泛发育“包心菜”式、反“Y”字型、地堑等伸展断裂组合样式。其中,辛镇长轴背斜和东营穹隆的断层剖面特征呈典型的“莲花瓣”式或“包心菜”式(图 2(a)),复杂断块的主断裂与派生低序级断层常构成多级反“Y”字型组合(图 2(b)),营 1 断块内呈典型的地堑构造

样式(图 2(c))。多样化的伸展断裂组合样式将背斜区切割成错综复杂的断块区。东辛地区营 8 主干断层落差高达几百米,断层倾角由深部向浅部逐渐增大,断层沿走向可延伸几千米。营 31 断层的断面上阶步发育,为三级断层的断点,二级断层活动时期较长,不同活动时期出现不同的交叉,进一步决定了研究区断层发育的生长性和继承性特征。

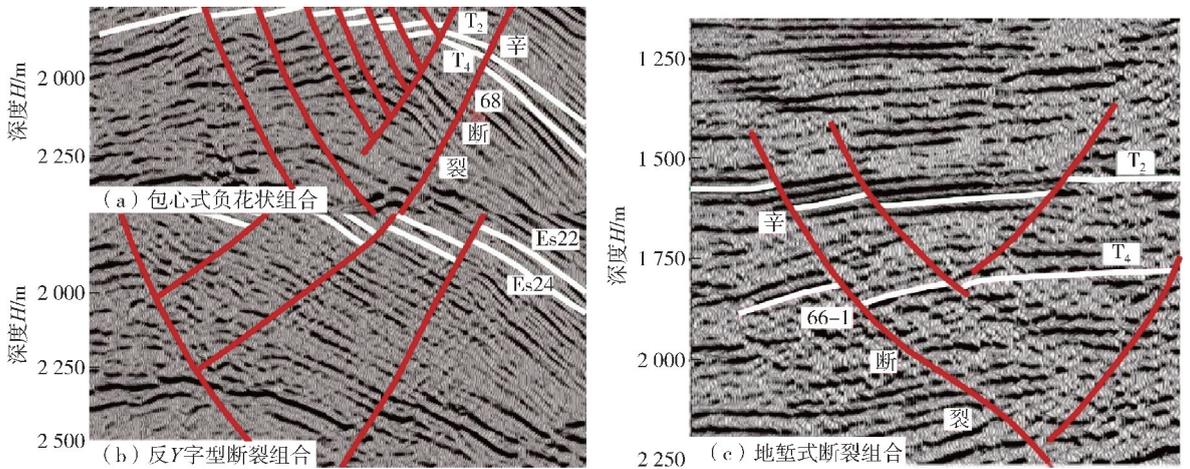


图2 东辛油田低序级断层剖面构造样式

研究区二级大断层切割较深,深度可达烃源岩层位,三级断层比二级断层活动稍晚,一般是从沙河街组开始活动,四级断层活动时期更晚,活动时期在沙二段和东营沉积时期^[9-10]。因为不同级别的断层活动时期不同,断层切割的层位也不尽相同,但同一级别断层的切割层位基本一致。

3 低序级断层成因机制分析

古近纪孔店组沉积晚期—沙四段沉积早期,东营凹陷中部沉积了大量盐岩、膏岩和软泥层等塑性岩层,辛镇地区北翼软泥层厚度甚至超过 1 km。前人研究认为,东辛地区的热力作用方向为 NNS-SSW

向,且呈现明显的周期性活动。在热力作用时期,埋藏较深的塑性软流层会在热力驱使作用下向岩石薄弱带流动,当热力作用较大时,会冲破薄弱带,向上刺穿岩层形成底辟构造^[11-12]。若拱起幅度较小,会以盐脊或盐枕的形态出现,形成隐刺穿背斜构造。例如,东辛地区的底辟构造为典型的低幅度隐刺穿背斜构造,其顶部拱张力最大,形成穹隆背斜,断层平面样式主要为放射状、环状。由于塑性软流层上拱能量较弱,无法刺穿地层,之后多数沿着上覆构造软弱带发生流动,构成了一个近 EW 向条带式背斜隆起构造,成为底辟伴生构造,尤以辛镇长轴背斜营 8 大断裂的下降盘与上升盘较为典型。营 8 断层本身是构成地堑式断层系插入塑性层的边界断层,活动时间长、期次多,为下部塑性岩层上拱的通道,在塑性岩侵入过程中,也可伴生形成局部小规模的拱张作用和底辟伴生构造,其主要位于大断层的上升盘一侧。由此推断,东辛地区复杂的拱张应力作用是东辛地区独特断裂构造特征的重要成因之一。

同时,研究发现,东辛地区整体处于济阳拗陷的构造环境中,其形成和演化主要受控于郯庐断裂带的应力场演化和深部热构造活动^[13]。综上所述,东辛地区整体上受郯庐断裂带伸展走滑作用、塑性物质底辟拱升作用的共同控制,多种应力作用的相互影响与叠加,共同塑造了研究区的复杂构造样式。

4 构造物理模拟实验分析

4.1 实验基本原理

构造物理模拟实验是利用相似性原理,对自然界地质构造的形成机理与演化过程进行恢复再现的一种有效方法^[14]。为进一步探讨东辛油田低序级断层的动力学形成机制,笔者选取辛镇构造和东营构造内四级以下的低序级断层作为实验对象,通过构造物理模拟实验反演再现研究区低序级断层的形成演化与分布模式,以期进一步明确低序级断层的组合关系及其动力学成因机制。以下笔者仅选取拟合程度最好的一组实验进行分析。

4.2 实验模型设计

4.2.1 实验仪器选择

本次构造物理模拟实验选用山东中石大石仪科技有限公司研制的帚状旋转构造模拟仪(图 3),并配备高清图像采集系统。



图 3 帚状旋转构造模拟仪

4.2.2 实验材料与模型设计

实验过程中,选取整个东辛地区作为研究对象,建立长 85 cm、宽 80 cm、高 15 cm 的实验模型(模型相似系数为 1.25×10^{-5}),用具有一定黏度的石英砂模拟研究区地层,并辅以塑料弹性薄膜作为岩层基底。

将帚状旋转构造模拟器清理干净,为减小实验的误差,同时把模拟器底部的螺丝装置去掉,用透明胶带将整个构造模拟仪底部铺满,以防止实验过程中泥浆渗漏,并在仪器中央留两个螺丝口注入黄油以实现底辟作用。将预先准备好的两支橡皮管的一端插入到仪器中央底部提前留好的螺丝孔内,两只螺丝孔位置要符合辛镇长轴构造和东营穹隆构造底辟作用中央拱起的位置。一号橡皮管连接区域模拟辛镇背斜,二号橡皮管连接区域模拟东营背斜。同时两支橡皮管的另一端从仪器的底部穿过,转到仪器的一侧用双面胶固定住(图 4)。

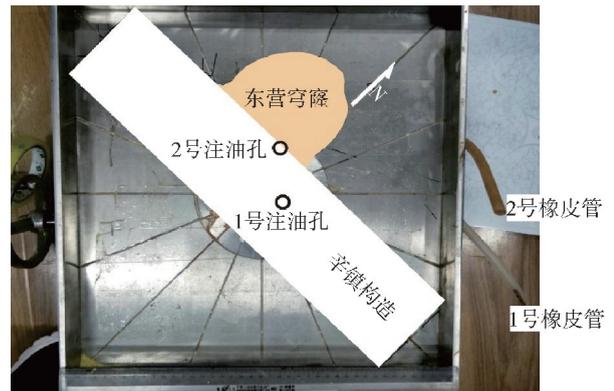


图 4 构造物理模拟实验模型设计

先用双面胶沿基底轮廓粘贴在基底线边缘,并将塑料弹性薄膜覆盖其上,但需要注意塑料弹性薄膜要留一定空间以方便注射黄油,以更好地实现底辟作用。覆盖双层塑料弹性薄膜是为了防止

黄油渗漏和撑破,将多余的薄膜边缘用剪刀裁去。基底预设完成后,按照 500:1(石英砂:水)的配比调配好石英砂,并均匀铺设在砂箱底部,石英砂厚 15 cm。

4.3 模拟实验过程

本次构造物理模拟实验的变形要素主要包括:模拟时期对应 $E_{1-2}k$ 以来至今;动力来源包括 $E_{1-2}k \sim E_2s_4$ 时期郟庐断裂带的走滑、 $E_2s_3 \sim Q$ 时期郟庐断裂带走滑叠加底劈作用及区内断层的逆牵引作用。模拟实验共进行 45 min。实验开始时,在模型两端同时旋动手柄以实现区域走滑。实验进行至 11 min 时,将黄油注入至一号橡皮管内,随着黄油注入,模型中辛镇地区地层慢慢隆起,并相继出现多条断层,断层随整个背斜隆起的轴向延伸。实验进行至 25 min 时,研究区主干断层已基本呈现,整体呈平行

式排列,断层走向与辛镇地区断层发育基本一致。实验进行至 30 min 时,再将黄油注入二号橡皮管内,以实现后期东营构造的圆形隆起。泥浆的注入后出现一个顶点拱起,后期以该顶点为中心,出现放射状裂缝,并逐渐演化成放射状断层。至此,一号和二号橡皮管同时注入黄油,辛镇构造和东营构造的断层继续延伸,最终在辛镇地区西侧出现断层交汇带。此外,利用黄油的反复注入,模拟地层中塑性物质的流动,辛镇地区的长轴背斜顶部出现下陷,使背斜顶部的断块趋于复杂化,整体形成两翼高中间低的地堑组合形态。黄油在弹性基底下流动,导致断层不断向 NW 方向继续延伸,与营 8 大断层处的构造特征吻合度较高。实验进行至 45 min 时,模拟实验结果与东辛地区的构造形态一致(图 5),实验至此结束。

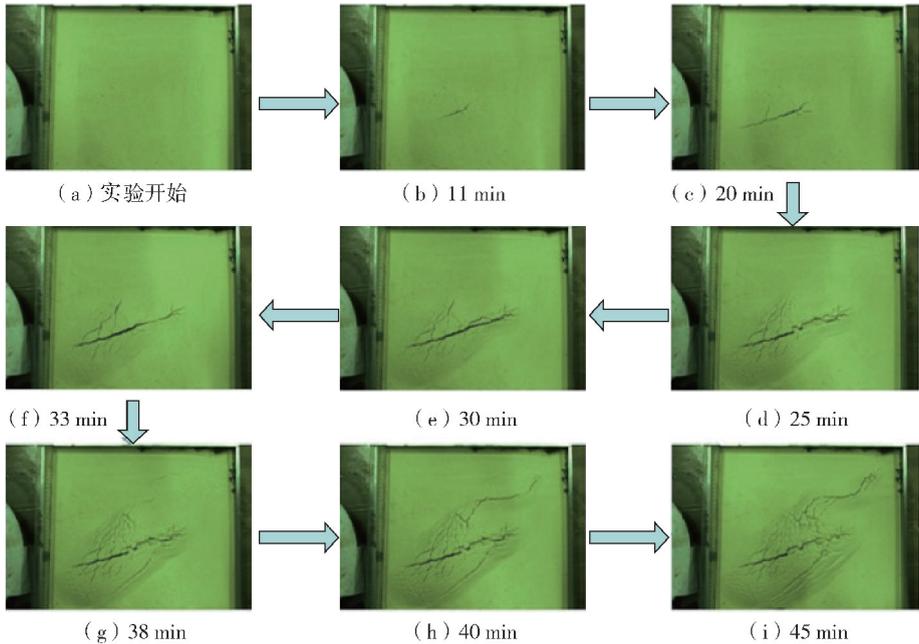


图 5 东辛油田低序级断层构造物理模拟实验结果

4.4 实验结果与分析

构造物理模拟实验较好地恢复再现了研究区低序级断层的发育演化,实验结果与实际地质情况拟合度较高。随着实验进行,模型南、北两侧依次出现辛 120 断层与营 8 断层,其间发育大量低序级断层。 $E_{1-2}k$ 时期,辛 120 断层与营 8 断层相继活动,整体上呈近 EW 方向延伸,断层平面形态及断层规模与实际地质情况相符。实验结果表明,区内低序级断层明显受控于辛 120 断层、营 8 断层两条断层,在区域走滑作用、拱升底劈的叠加作用下相继发育演化,平面上呈现出平行式、雁列式、斜交式等多种构造样

式,与东辛地区实际构造样式取得了较高的吻合度。由此,构造物理模拟实验结果进一步表明,东辛油田低序级断层的发育演化主要受控于 $E_{1-2}k \sim E_3d$ 时期郟庐断裂带的伸展走滑作用和塑性物质的底辟拱升作用。上述两种应力作用的相互叠加与影响,共同塑造了研究区的复杂构造样式。

5 结论

(1) 济阳拗陷东辛油田低序级断层发育,尤以辛镇构造和东营构造的断层交汇带最为发育,是近 EW 向、NE 向和 NW 向 3 组断层的交叉带。

(2) 东辛地区低序级断层组合样式多样, 平面上呈现出平行式、雁列式、斜交式等多种构造样式, 剖面上呈典型的“莲花瓣”式或“包心菜”式, 将研究区背斜构造切割成错综复杂的断块区。

(3) 构造物理模拟实验较好地恢复再现研究区低序级断层的发育演化, 实验结果与实际地质情况拟合度较高。东辛油田低序级断层的发育演化主要受控于 $E_{1-2}k \sim E_3d$ 时期郯庐断裂带的伸展走滑作用和塑性物质的底辟拱升作用。上述两种应力作用的相互叠加与影响, 共同塑造研究区的复杂构造样式。

[参考文献]

- [1] 侯甫, 杨少春, 路智勇, 等. 东辛油田永 3 断块低级序断层特征及其对注水开发的影响[J]. 断块油气田, 2015, 22(4): 488-491.
- [2] 孙晓玮, 姜在兴, 马琪, 等. 东营凹陷东辛地区沙河街组一段两类储层结构成因[J]. 地质科技情报, 2016, 35(4): 84-90.
- [3] 刘华, 蒋有录, 宋西云, 等. 东营凹陷东辛油田油源对比研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2005, 29(4): 1-4.
- [4] 胡秋媛, 车雄伟, 谢伟, 等. 东辛油田辛 23 断块区沙二段沉积微相与剩余油分布[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(26): 208-214.
- [5] 刘卫, 路智勇, 牛栓文. 东辛油田营 13 断块辫状河储层构型模式[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 33-37.
- [6] 刘玉萍, 尹宏伟, 张洁, 等. 褶皱—冲断体系双层滑脱构造变形物理模拟实验[J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 424-428.
- [7] 李萧, 劳海港, 胡秋媛, 等. 准噶尔盆地西北缘乌夏断裂带构造特征及物理模拟实验[J]. 石油实验地质, 2017, 39(4): 567-572.
- [8] 单家增. 构造物理模拟实验在实验地质学中的应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 30-33.
- [9] 张学娟, 荣鹏飞, 卢双舫, 等. 火山岩定容充注物理模拟实验研究: 以松辽盆地徐家围子断陷营城组火山岩为例[J]. 石油实验地质, 2018, 40(6): 864-870.
- [10] 董大伟, 赵利, 李婷婷, 等. 渤海湾盆地冀中坳陷典型斜坡带成因机制及油气成藏特征[J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 498-507.
- [11] 张欣, 温志峰, 王伟, 等. 东辛油田底辟伴生构造的形成机制与地球物理特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(5): 32-37.
- [12] 胡秋媛, 董大伟, 赵利, 等. 准噶尔盆地车排子凸起构造演化特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 556-564.
- [13] 刘见宝, 袁遁甲, 宋志敏, 等. 济阳拗陷新生代构造演化及其动力学背景分析[J]. 地质与资源, 2017, 26(4): 346-352.
- [14] 任建业, 张青林. 东营凹陷中央背斜隆起带形成机制分析[J]. 大地构造与成矿学, 2004, 28(3): 254-262.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.003

断块型低渗透油藏非均质地应力场建模与应用

——以南堡油田403X1断块为例

张 扬, 吴海涛, 段 彬, 贾 倩, 王 淼, 何海燕

(中国石油冀东油田 勘探开发研究院, 河北 唐山 063000)

[摘要] 低渗透油藏压裂开发中,压裂裂缝的延伸方向、缝高等受现今地应力控制,搞清现今地应力的展布规律即三向主应力方向及数值具有重要意义。南堡凹陷属于复杂断块、陆相小湖盆碎屑岩沉积的地质特点使油藏的岩石力学特性、应力场受到断层、岩性、区域应力场等多因素影响,地应力场描述异常困难。基于岩石力学室内实验,同时参考利用测井数据计算的岩石力学参数,开展地震多属性与力学参数相关性分析,多元回归确定权重,采用确定性和随机建模方法构建三维非均质岩石力学场,实现断陷小湖盆复杂断块油藏三维非均质岩石力学场的构建。在三维非均质力学参数场的基础上,发挥 Petrel 软件与 ANSYS 软件在建模和有限元数值模拟上的优势,建立复杂三维地质模型、精细刻画断层并体现储层岩石的非均质性,实现复杂断块三维非均质应力场预测。基于三维非均质地应力场模型,采用全三维有限元法模拟人工裂缝,建立压裂裂缝三维模型,实现复杂断块油藏压后人工裂缝的有效表征。建立基质与人工裂缝耦合的双重介质模型,开展油藏数值模拟研究,明确油藏剩余油分布规律,并针对不同类型剩余油制定不同的挖潜对策。结果表明:发挥 Petrel 软件与 ANSYS 软件的优势,精确刻画构造形态,包含断层展布及构造起伏,可实现强非均质砂岩储层的精细表征。

[关键词] 复杂断块;三维非均质;现今地应力场;南堡凹陷;剩余油分布

[中图分类号] TE122 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0013-07

近年来,随着勘探开发的深入,中国各大油气田动用的低渗透、特低渗透储量逐年增多,超过总动用储量的30%,而探明未动用储量中亦以低渗透、特低渗透油藏为主。受储层物性、埋藏深度等诸多因素影响,低渗透、特低渗透油藏往往处于低产低效开发状态,如何提升已动用油藏的开发效果,同时未动用低渗透、特低渗透油藏如何尽快实现有效开发,压裂开发技术起着至关重要的作用。深层低渗透率油藏是冀东油田近年来主要的增储及产建领域^[1]。该类油藏埋藏深度大,断裂体系复杂,且断陷小湖盆相变快,现今地应力场分布特征复杂且方向多变,三向应力数值差异大,压裂人工裂缝展布规律不明确,压裂开发井网、缝网优化难度大。针对断块型低渗透油藏开展考虑断层、储层岩性、物性非均质变化的三维地应力预测工作,可以为低渗透、特低渗透油藏压

裂开发方案研究提供依据,对于改善此类油藏开发效果具有现实意义^[2-3]。近年来,诸多学者在现今地应力场模拟与预测方面开展了大量研究,主要包括基于井点实测地应力资料约束的有限元二维地应力模拟和有限元三维地应力模拟^[4-11]。对于盆地级别的尺度模拟主要采用有限元二维地应力模拟方法,针对地应力方向和三向地应力数值开展定量、半定量的研究;有限元三维地应力模拟通过目的层构造图三维坐标,建立体现断层和构造起伏的三维地质模型,且一般将研究区的同一套地层视为均质地层,赋予相同的岩石力学参数^[12],忽略储层岩石力学性质的非均质变化,总体来看模拟精度偏低,难以满足低渗透油藏精细开发的需要。针对上述问题,笔者通过三维非均质岩石力学场的构建和复杂地质模型到有限元力学模型的转换,探索一套低渗透复

[收稿日期] 2021-11-05

[作者简介] 张 扬(1982—),女,辽宁铁岭人,中国石油冀东油田勘探开发研究院工程师,硕士,主要从事油气田开发、储气库方案研究。

杂断块油藏三维非均质应力场预测技术。

1 研究区概况

南堡 403X1 断块位于南堡 4 号构造与南堡 2 号构造转折带的断鼻构造,受近东西向南掉断层控制的宽缓断鼻构造,构造条件较为有利,各层继承性较好。圈闭面积约 7.0 km^2 ,地层倾向北,地层倾角 $3^\circ \sim 4^\circ$ 。南堡凹陷新生代历经三期构造运动^[13],形成中生界末期、沙河街末期、明化镇末期三期断裂,断层剖面组合以阶梯形、多级 Y 字形、负花状组合为主,发育断阶、坡折、断槽 3 种控制沉积的构造地貌,南堡 403X1 断块东二段处在一个顺向断层活动的断阶背景。

南堡 403X1 断块东二段油藏为一套辫状河三角洲前缘沉积,油层上部为厚层深湖一半深湖相泥岩盖层,油层内部为三角洲前缘砂泥岩间互地层。储层为三角洲前缘水下分流河道、河口坝微相,沉积物源为北部燕山褶皱带。纵向依据旋回特征划分为 3 个油组, I 油组以湖相泥岩为主, II 油组砂体较发育,油层主要发育在 III 油组,以反旋回沉积为主,反映出典型的三角洲前缘河口坝、水下分流河道沉积的特征。

2 三维非均质岩石力学场

岩石力学参数是地应力研究的基础。能够反映岩石力学变形和强度特性的关键参数主要包括弹性模量(单轴和三轴)、泊松比、岩石密度、抗压强度(单轴和三轴)、抗张强度、内摩擦角、内聚力等。储层岩石力学关键参数的测定方法常用的有 2 种:一种是基于岩心室内岩石力学实验获取,包括弹性模量(单轴和三轴)、泊松比、单轴和三轴抗压强度,室内实验获取的力学参数称为静态参数;第二种是利用测井、地震等地球物理数据开展岩石力学参数计算,通过这种方法获取的力学参数称为动态力学参数^[14-16]。在应用中过程,需要采用储层岩石的静态

力学参数。由于取心不连续、岩心实验测试过程繁琐,导致静态力学参数样品点少,直接用于有限元数值模拟缺乏充足的理论依据。利用测井、地震资料计算岩石力学参数在一定程度上弥补岩石力学实验的不足,连续性好,能够反映储层非均质变化。

为了满足断陷小湖盆碎屑岩沉积相变快、非均质强的特点,以岩石力学实验为基础,以测井计算的力学参数为约束,开展地震多属性与力学参数相关性分析,多元回归确定权重,采用确定性和随机建模方法构建三维非均质力学场。

首先对取自南堡 403X1 断块的 15 块岩心样品开展单轴和三轴压缩实验,获取弹性模量、泊松比等静态岩石力学参数。利用测井资料解释单井剖面上连续的岩石力学参数,计算方法^[17-18]。

$$E_d = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 \Delta t_s^2 - \Delta t_p^2}, \quad (1)$$

$$\mu_d = \frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{2(\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)}. \quad (2)$$

式中, E_d 为弹性模量, MPa; μ_d 为泊松比; ρ_b 为岩石密度, kg/m^3 ; Δt_p 和 Δt_s 分别为纵波时差和横波时差, $\mu\text{s/ft}$ 。

统计分析南堡 403X1 断块具有的阵列声波测井资料,获取纵波时差和横波时差数据,建立纵波时差和横波时差之间的关系,建立纵波、横波时差转换模型,用于计算南堡 403X1 断块没有阵列声波测井资料井点的岩石力学参数,

$$\Delta t_s = 2.259 \Delta t_p - 29.774. \quad (3)$$

静态、动态岩石力学参数在数值上存在一定差异。由于有限元法地应力数值模拟需要采用岩石的静态力学参数,需要将测井数据计算的动态力学参数转换为静态力学参数。将室内实验和测井计算结果进行拟合,建立二者之间的转换关系(图 1),进行动态—静态参数校正。

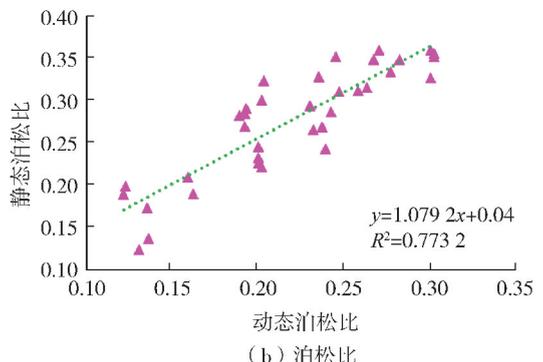
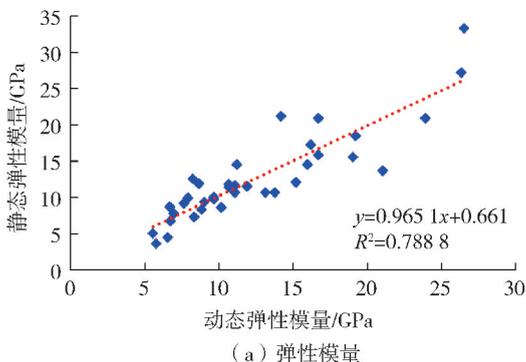


图 1 动—静态参数校正

最后结合南堡 403X1 断块地震数据体,采用序贯高斯模拟方法,得到南堡 403X1 断块东二段岩石力学参数的三维展布(图 2),南堡 403X1 断块岩石

力学参数的非均质性较强,弹性模量数值介于 25~35 GPa,总体分布规律与岩相相似。泊松比数值介于 0.21~0.26,密度分布较为均匀,约 2.6 g/cm³。

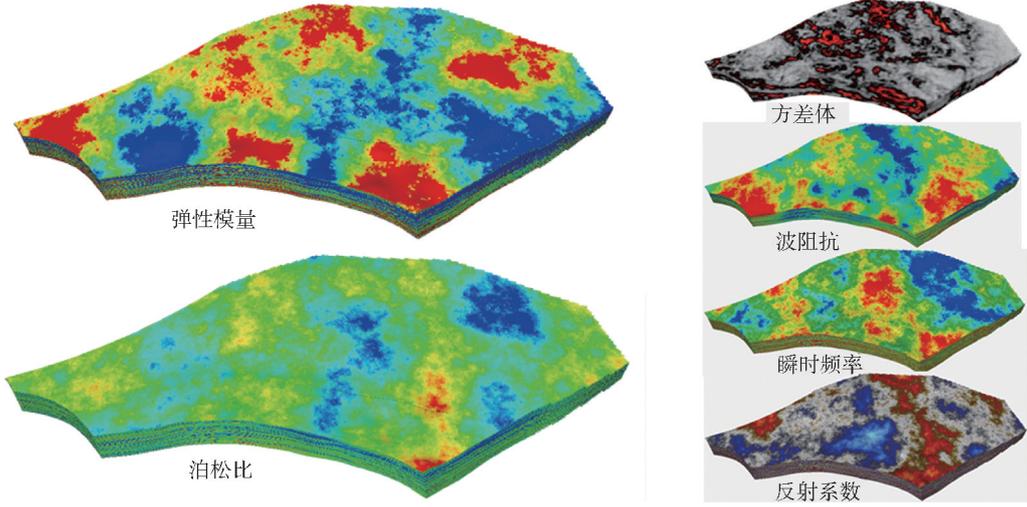


图 2 南堡 403X1 断块地震属性与三维非均质岩石力学场

3 复杂断块三维非均质应力场预测

3.1 建立复杂断块有限元模型

地应力场数值模拟一般采用有限单元法,是将单个完整的地质体离散化,形成有限个以节点相连的连续单元,并赋予对应的岩石力学参数;将研究区内的连续场函数转化成求解有限个离散点的场函数,基本变量包括位移、应力和应变。精细的地质模型是准确模拟结果的前提,目前常用的有限元应力分析软件 ANSYS,无法直接构建复杂断块地质模型。需要首先应用三维地质建模软件 Petrel 建立研究区精细的地质模型,导出研究区目的层位的构造起伏与断层节点三维坐标数据,应用 autoCAD 软件进行曲面和曲线数据的提取,开展目的层构造模型重构,再利用 ANSYS 软件二次开发件将模型转化为可以识别的格式(.iges),实现三维地质模型无缝转

换为有限元力学模型。利用 APDL 语言编程,赋予有限元模型三维非均质岩石力学参数。在此基础上,以单井现今地应力测试结果为约束,并结合研究区所处的大地构造背景,开展有限元法应力场数值模拟。

3.2 确定边界条件

应力场数值模拟的边界条件是根据研究区所处的大地构造条件确定的。南堡凹陷隶属于渤海湾盆地的黄骅拗陷,受太平洋板块俯冲和郯庐断裂带右旋走滑挤压的共同作用,南堡凹陷现今最大主应力方向为北东东向。同时收集整理冀东油田 79 口钻井的地应力监测资料,确定南堡凹陷区域最大主应力方向为 NEE80°-SWW280°。又受到东部郯庐断裂右旋走滑作用的影响,研究区还具有一定的右旋走滑特征(图 3)。

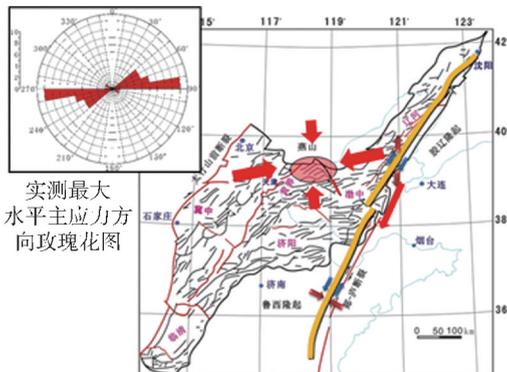


图 3 应力场数值模拟的边界条件

3.3 模拟结果分析

通过有限元地应力数值模拟,获取南堡 403X1 断块东二段油藏现今地应力场分布特征,包括三向主应力:水平最大主应力(σ_H)、水平最小主应力(σ_h)、垂向主应力(σ_v)的方向与数值,同时还可以获取水平应力差($\sigma_H - \sigma_h$)的三维空间分布特征。对比来看,模拟结果与实测结果差距较小(表 1、表 2),水平最大主应力方向的误差在 2%~18%,应力场数值模拟结果误差在 10%以内,可信度较高。

表 1 南堡 403X1 断块模拟水平最大主应力方向与实测对比

井号	实测/(°)	模拟/(°)	误差/%
NP43-X4988	75.0	73	2.67
NP43-X4813	57.5	62	7.83
NP43-X4805	103.0	85	17.48
NP43-X4822	75.0	72	4.00
NP43-4832	96.0	82	14.58
NP4-31	88.0	80	9.09

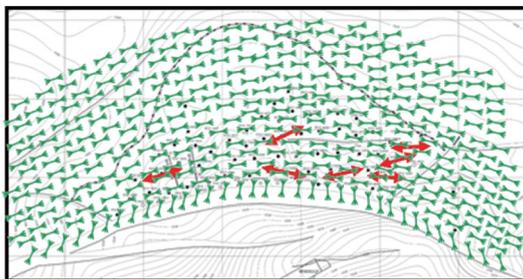
表 2 南堡 403X1 断块模拟三向主应力数值与实测对比

井号	主应力	实测/MPa	模拟/MPa	误差/%
NP43-X4805	最小	53	48	9.43
	最大	70	65	7.14
	垂向	84	82	2.38
	水平应力差	17	16	5.88
NP43-X4830	最小	53.9	49	9.09

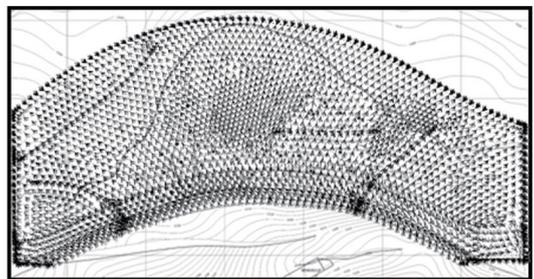
数值以云图的形式表现出来,方向以箭头的形式直观表现出来。从南堡 403X1 断块水平最大主应力预测结果可以看出,水平最大主应力方向由西向东呈规律性变化,即由西部的 NE 向,逐渐向中部转为 EW 向,向东部再转变为 SEE 向(图 4(a))。水平最大主应力方向在断层附近发生一定的偏转,其中南部的边界断层对应力方向影响最大,水平最大主应力基本向平行于边界断层走向偏转。与边界断层呈 45°角的断层及研究区西部三条 NE 走向的

断层,走向与区域水平最大主应力夹角约 45°,导致水平最大主应力方向一定程度的偏转。由水平最小主应力预测结果(图 4(b))可见,其与水平最大主应力方向呈垂直状态。

南堡 403X1 断块现今地应力分布数值模拟结果见图 5。从南堡 403X1 断块水平最大主应力数值模拟结果(图 5(a))可以看出,研究区水平最大主应力数值介于 53~70 MPa,受断层力学性质与围岩差异影响,断裂带附近的地应力值较低,约 27~50 MPa,与地层围岩相比,水平最大主应力值降低了 30%~50%。南堡 403X1 断块水平最大主应力数值分布趋势总体呈北低南高,南部的高值部位为鼻状的高处,低值区主要受边界断层的影响。由南堡 403X1 断块水平最小主应力数值模拟结果(图 5(b))可以看出,研究区水平最小主应力数值介于 36~60 MPa,同样受断层力学性质与围岩差异影响,断裂带附近的地应力值较低,约 10~32 MPa,较地层围岩应力值约降低了 50%。南堡 403X1 断块水平最小主应力数值分布趋势总体呈周围高中部低,低值主要受边界断层的影响。从南堡 403X1 断块垂向主应力数值模拟结果(图 5(c))中可以看出,研究区垂向主应力数值介于 70~90 MPa,断裂带附近垂向应力值约 40~60 MPa,垂向应力值降低了 40%~50%。南堡 403X1 断块垂向主应力数值分布趋势总体呈典型的西低东高,南高北低。低值主要受边界断层的影响。南堡 403X1 断块水平差应力数值模拟结果如图 5(d))所示,从中可以看出,研究区水平差应力值一般不超过 30 MPa,普遍在 5~20 MPa,南堡 403X1 断块水平差应力数值分布趋势总体呈边缘低、中部鼻处高,井区范围内水平应力差约 2~18 MPa,边缘水平应力差低于 12 MPa,局部位置小于 4 MPa,从应力状态的角度考虑,是开展压裂作业的优势区域。



(a) 最大水平主应力方向预测结果



(b) 最小水平主应力方向预测结果

图 4 南堡 403X1 断块最大水力主应力和最小水力主应力方向预测结果

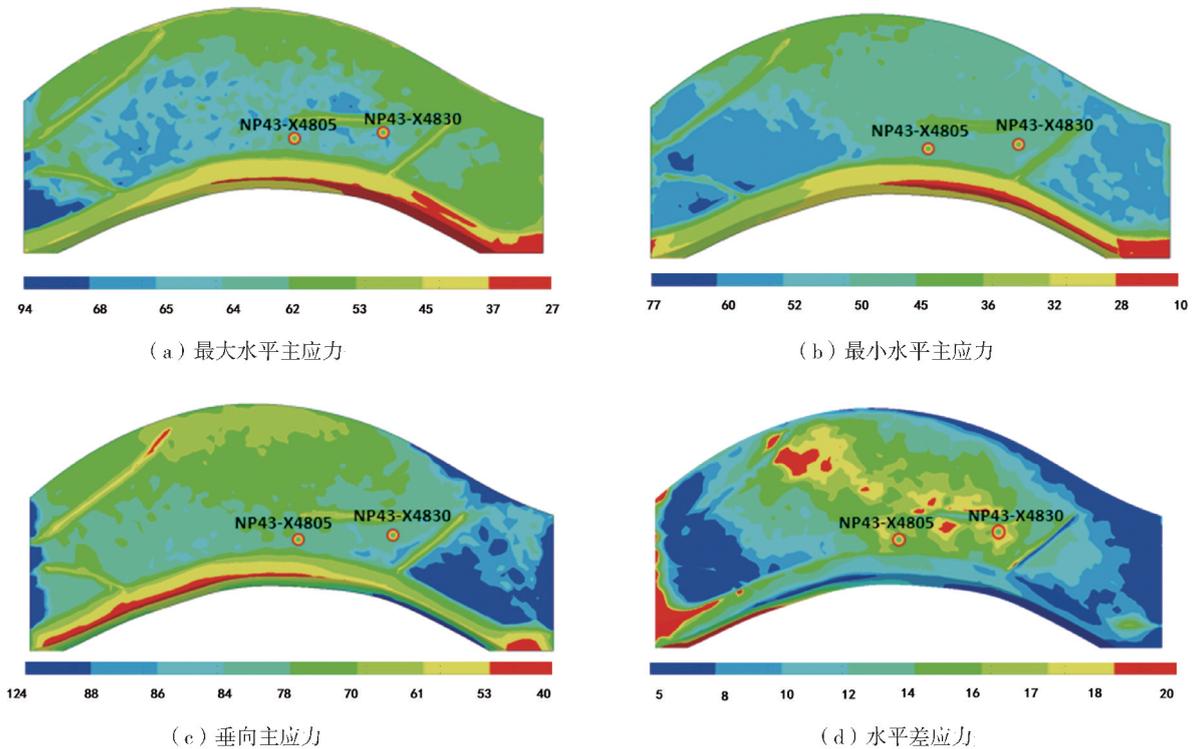


图5 南堡 403X1 断块现今地应力分布(单位:MPa)

4 应用

4.1 压裂裂缝建模

目前国内外用于压裂后评估的技术有很多,常用的包括地面及井下压力监测、温度测井、示踪剂支撑剂、压裂液化学示踪剂、生产测井、压力恢复、干扰试井、微地震监测等技术,能直接用于表征裂缝缝长、缝高的技术也只用微地震监测,但是微地震监测资料又特别少,很难用于直接指导人工裂缝建模^[19-20]。

研究采用全三维有限元法模拟人工裂缝。压裂模拟过程中,综合考虑储层岩石力学特性、地应力场,遵循破裂准则,按照压裂施工流程,精确预测

人工裂缝真实形态,并实时计算裂缝体积及导流能力。基于 DFN 技术研究,通过描述展布于三维空间中的各类裂缝网络,利用其错综复杂的交互作用来构建整体的裂缝模型,实现对裂缝系统从几何形态直到其渗流行为的逼真细致的有效描述。应用 Fracman 软件,采用全三维有限元法,模拟南堡 403X1 断块 30 余口井的人工裂缝(图 6),为压裂区块开展剩余油模拟提供依据。模拟结果显示压裂裂缝的张开度为 0.5~5 cm,主要分布在 1~3.5 cm,裂缝渗透率为 $0\sim 8\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,与监测结果基本一致,裂缝走向与最大主应力监测方向一致,表明模拟出的人工裂缝模型比较准确,可以满足压裂后建模的需求。

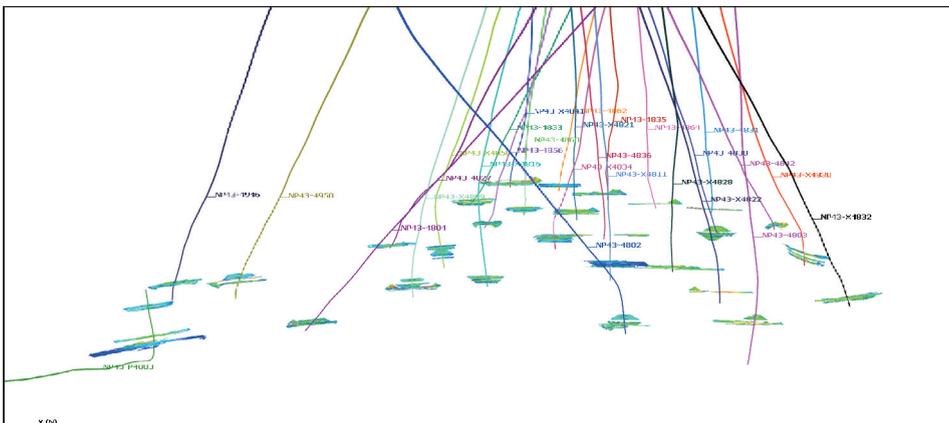
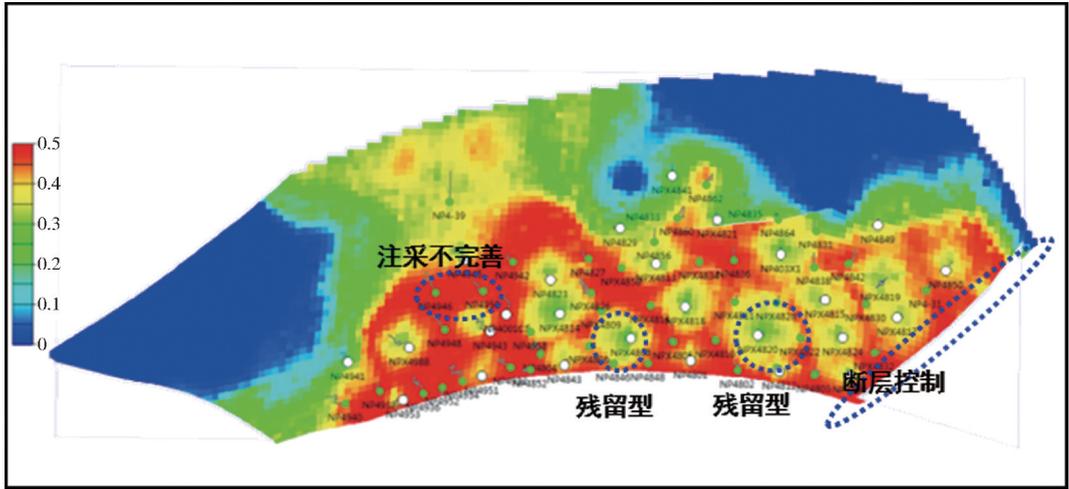


图6 南堡 403X1 断块人工裂缝三维模型

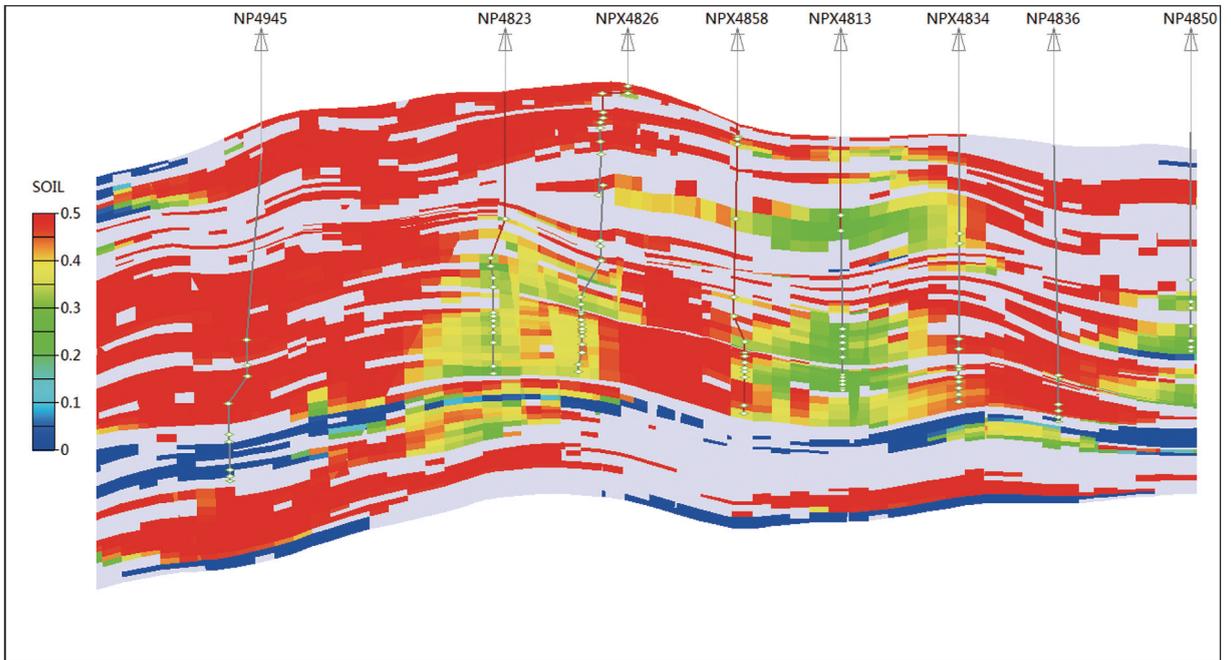
4.2 剩余油分布规律及挖潜对策

建立基质与人工裂缝耦合的双重介质模型,开展油藏数值模拟研究,明确南堡 403X1 断块东二段油藏剩余油分布规律,并探讨挖潜对策。数值模拟结果显示,南堡 403X1 断块东二段剩余油以井间滞留型为主(图 7(a)),平面上,剩余油主要富集于井间波及不到和注采不完善区域;纵向上,剩余油主要富集

于隔夹层及水驱未波及到的区域(图 7(b))。针对不同类型剩余油制定不同的挖潜对策,对于薄差互层剩余油,根据渗透率极差分类组合,压裂开发;针对隔夹层控制的剩余油,采取转向压裂以提高动用程度;对于井间剩余油,实施精细注采调控,实现均衡有效驱替。



(a) Ed2 III ②砂组剩余油含油饱和度



(b) 南堡403X1断块过NP43-4945~NP43-4850井剩余油饱和度

图7 南堡 403X1 断块东二段油藏剩余油数值模拟结果

5 结论

(1)南堡 403X1 断块现今水平最大主应力以 NE-NEE 为主,受断层展布及储层非均质性变化影

响,由断块西部的 NE 向,逐渐向中部转为 EW 向,向东部再转变为 SEE 向。

(2)南堡 403X1 断块水平差应力分布在 5~20 MPa,总体呈边缘低、中部高,断块边缘水平应力差

低于 12 MPa,局部位置小于 4 MPa,从应力状态的角度考虑,是开展压裂作业的优势区域。

(3) 基于非均质地应力场采用全三维有限元法模拟人工裂缝,精确预测人工裂缝形态,建立压裂裂缝三维模型,实现复杂断块油藏压后人工裂缝的有效表征。建立基质与人工裂缝耦合的双重介质模型,开展油藏数值模拟研究,明确南堡 403X1 断块东二段油藏剩余油分布规律,并针对不同类型剩余油制定不同的挖潜对策,为改善低渗透油藏开发效果提供指导。

[参考文献]

- [1] 万金彬,白松涛,郭笑锴,等.南堡凹陷深层低孔隙度低渗透率储层产能预测方法[J].测井技术,2015,39(3):373-378.
- [2] 操成杰.川西北地区构造应力场分析与应用[D].北京:中国地质科学院,2005.
- [3] HAGHI A H, KHARRAT R, ASEF M R, et al. Present-day stress of the central Persian Gulf: implications for drilling and well performance[J]. Tectonophysics, 2013, 608(6): 1429-1441.
- [4] ZANG A, STEPHANSSON O. Stress field of the earth's crust[M]. Berlin: Springer Netherlands, 2010.
- [5] 戴俊生.油区构造分析[M].东营:石油大学出版社,2002.
- [6] 谢润成,周文,陶莹,等.有限元分析方法在现今地应力场模拟中的应用[J].石油钻探技术,2008,36(2):60-63.
- [7] 田宜平,刘雄,李星,等.构造应力场三维数值模拟的有限单元法[J].中国地质大学学报,2011,36(2):375-380.
- [8] 杨小秋,施小斌,许鹤华.台湾海峡及其邻区现今构造应力场数值模拟[J].地球物理学报,2012,55(7):2307-2318.
- [9] 刘钦节,闫相祯,杨秀娟.优化反分析方法在地应力与裂缝研究中的应用[J].石油钻探技术,2009,37(2):26-31.
- [10] 于璇,侯贵廷,李勇,等.迪北气田三维探区下侏罗统阿合组裂缝定量预测[J].地学前缘,2016,23(1):240-252.
- [11] 戴俊生,刘敬寿,杨海盟,等.铜城断裂带阜二段储层应力场数值模拟及开发建议[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(1):1-9.
- [12] 朱传华,王伟锋,王青振,等.非均质储层三维构造应力场模拟方法[J].吉林大学学报(地球科学版),2016,46(5):1580-1588.
- [13] 张翠梅.渤海湾盆地南堡凹陷构造—沉积分析[D].武汉:中国地质大学,2010.
- [14] 曹正林,郑红军,苟迎春,等.三维岩石力学参数场随机模拟预测方法及应用[J].现代地质,2009,23(6):1126-1130.
- [15] 王珂,戴俊生,冯建伟,等.塔里木盆地克深前陆冲断带储层岩石力学参数研究[J].中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(5):25-33.
- [16] 陆诗阔,王迪,李玉坤,等.鄂尔多斯盆地大牛地气田致密砂岩储层三维岩石力学参数场研究[J].天然气地球科学,2015,26(10):1844-1850.
- [17] 马克 D·佐白科.储层地质力学[M].石林,陈朝伟,刘玉石,等,译.北京:石油工业出版社,2012.
- [18] 周文.油气藏现今地应力场评价方法及其应用[M].北京:地质出版社,2007.
- [19] 张广明,刘勇,刘建东,等.页岩储层体积压裂的地应力变化研究[J].力学学报,2015,47(6):965-972.
- [20] 董建华,刘鹏,王薇.地应力剖面在水力压裂施工中的应用[J].东北石油大学学报,2005,29(2):40-42.

[责任编辑] 谭爱兰

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.004

九龙山气田珍珠冲组致密砾岩储层 裂缝特征及意义

毕明威¹, 陈世悦², 张满郎³, 马华灵⁴, 钱爱华³, 谷江锐³

(1. 枣庄学院 城市与建筑工程学院, 山东 枣庄 277160; 2. 中国石油大学 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;
3. 中国石油勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 4. 中国石油西南油气田公司 川西北气矿, 四川 江油 621700)

[摘要] 九龙山气田下侏罗统珍珠冲组致密砾岩储层裂缝极为发育。根据野外露头及岩心测试分析结果, 将裂缝分为低角度缝、斜交缝和高角度缝3种类型, 其中低角度缝最为发育; 砾岩中石英岩砾石含量越高、砾石砾径越大、含裂缝砾石所占比例越高, 裂缝越发育。全直径样品孔隙度主要分布在2%~4.5%之间, 裂缝扩溶孔隙度在2%以上, 渗透率主要分布在 $(1\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间, 比小柱塞样品渗透率高出3~5个数量级; 裂缝发育程度与储层渗透率及单井日产气量呈正相关关系, 表明裂缝的发育程度对于改善储层储集性和渗透能力、控制气井产量具有重要意义。

[关键词] 致密砾岩储层; 裂缝; 下侏罗统珍珠冲组; 九龙山气田

[中图分类号] TE122 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0020-04

裂缝是致密油气藏的有效储集空间和渗流通道, 控制着油气的渗流与分布^[1-3]。九龙山气田位于四川盆地川北古中拗陷低缓构造区内梓潼-通江凹陷带中, 九龙山至中坝构造群的东部, 地面为一大型背斜构造, 区内以小规模的北北东向逆断层为主^[4-6]。自晚印支期以来, 九龙山地区受到多期构造运动的复合叠加和改造, 加上致密砂岩、砾岩储层脆性程度较大, 因而在构造应力场作用下发育大量不同期次构造裂缝^[7-8]。因此, 开展致密储层裂缝发育及分布特征研究, 对于提高珍珠冲组致密砾岩储层的勘探和开发水平, 改善开发效果具有重要的意义。

1 地质背景

九龙山气田下侏罗统珍珠冲组致密砾岩储层裂缝极为发育, 珍珠冲组气藏为一复杂的裂缝性砾岩高压气藏^[9], 埋深常大于3 000 m, 地层厚度130~210 m, 主要为扇三角洲前缘亚相沉积。九龙山气田珍珠冲组可以划分为3个中期旋回^[10], 其中珍珠冲组Ⅱ旋回为主要的产气层段, 本次工作主要针对Ⅱ

旋回储层进行研究。

九龙山珍珠冲组Ⅱ旋回地层岩性以砾岩为主, 其次为砂岩、含砾砂岩及含砂砾岩。砾岩砾石成分单一, 主要为石英岩砾石, 砾径最大大于85 mm、平均35~50 mm, 呈次棱角至次圆状磨圆, 砾间石英质致密胶结。岩心描述和铸体薄片观测显示, 珍珠冲组Ⅱ旋回孔隙类型主要为裂缝及砾内、砾间溶蚀孔隙, 原生孔隙保存程度低, 裂缝中水平裂缝的发育程度明显高于垂直裂缝。孔隙的这些特征, 导致了该层段孔隙度相对较低, 全直径岩心实测孔隙度集中分布在2%~4.5%; 全直径岩心水平渗透率明显高于垂直渗透率, 水平渗透率集中在 $(1\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间, 而垂直渗透率主峰仅在 $(0.01\sim 1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间, 相差两个数量级^[11]。

2 裂缝特征

2.1 裂缝类型与特征

根据裂缝成因的差异, 珍珠冲组Ⅱ旋回砾岩储层裂缝可以分为构造裂缝、成岩裂缝以及原岩裂缝

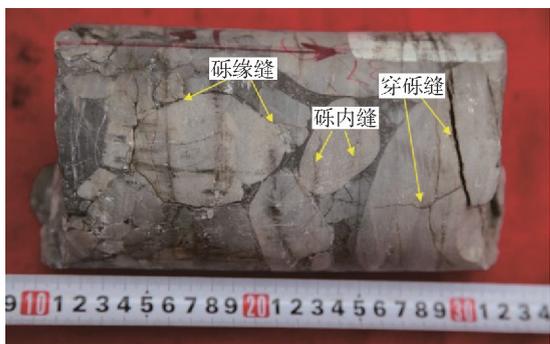
[收稿日期] 2021-11-07

[基金项目] 国家科技重大专项(2011ZX05013)

[作者简介] 毕明威(1986—), 男, 山东威海人, 枣庄学院城市与建筑工程学院讲师, 博士, 主要从事沉积学及岩相古地理研究。

3 种类型^[12],其中原岩裂缝为沉积物从母岩带来的裂缝。根据裂缝与砾石的关系,珠冲组裂缝可以分为砾内缝、砾缘缝(又称砾间缝)、穿砾缝 3 种类型^[13](图 1(a)),其中构造成因的穿砾缝延伸长、规模大,是该区主要的裂缝类型。为更直接地研究裂缝对储层的贡献,根据裂缝倾角的大小(裂缝与岩心中轴线的垂直面的夹角)将裂缝分为 3 类:低角度缝,倾角 $0^{\circ} \sim 15^{\circ}$,缝宽 $0.1 \sim 0.5 \text{ cm}$,呈未充填-半

充填状态,充填物以石英为主(图 1(b));斜交缝,倾角 $15^{\circ} \sim 75^{\circ}$,缝宽 $0.05 \sim 0.3 \text{ cm}$,多被石英或方解石半充填;高角度缝,倾角 $75^{\circ} \sim 90^{\circ}$,缝宽小于 0.1 cm ,呈半充填-充填状态(图 1(c))。通过对珍珠冲组 II 旋回 12 口取心井的岩心裂缝观察和统计,裂缝以低角度缝为主,集中分布在 $10 \sim 50 \text{ 条/m}$ 之间;高角度缝和斜交缝不太发育,二者均低于 20 条/m (图 1(d))。



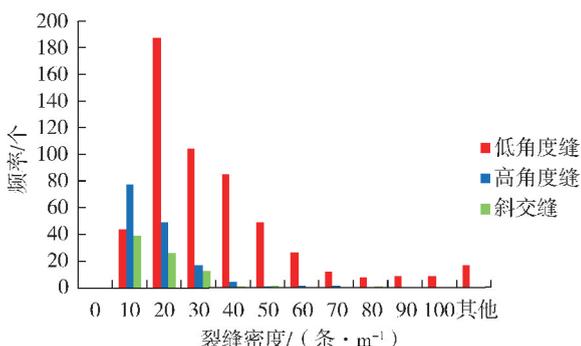
(a) 岩心裂缝类型, 3 291.9 m, 龙110井



(b) 低角度缝, 3 268.6 m, 龙105井



(c) 不同产状裂缝类型, 3 314.5 m, 龙113井



(d) 不同类型裂缝密度柱状图

图 1 九龙山气田珍珠冲组砾岩裂缝类型

2.2 裂缝发育的影响因素

根据岩心资料分析,九龙山气田珍珠冲组 II 旋回砾岩段裂缝的发育程度与砾石成分、砾径大小等密切相关。

砾岩中石英岩砾石含量越高、裂缝越发育。珍珠冲组 II 旋回砾岩储层砾石成分以石英岩砾石和燧石砾石为主,其中石英砾石含裂缝砾石比例约为 70%,而燧石砾石含裂缝砾石比例不足 10%(图 2(a))。



(a) 不同砾石类型裂缝发育特征, 龙118井, 4 040.3 m



(b) 不同砾径砾石裂缝发育特征, 龙112井, 3 539.4 m

图 2 九龙山气田珍珠冲组砾岩裂缝分布特征

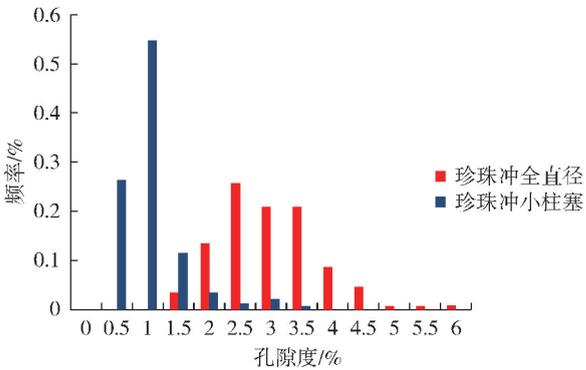
砾岩中砾石砾径越大裂缝越发育(图 2(b))。珍珠冲组 II 旋回砾岩储层砾石大小不均,分选较差,砾径最大大于 85 mm、平均 35~50 mm。随砾石砾径的增大,含裂缝砾石的比例呈显著上升的趋势,当砾径小于 10 mm 时,仅有极少数的砾石发育裂缝;而当砾石砾径大于 50 mm 时,90%以上砾石都发育裂缝。

此外,裂缝的发育程度还与砾石的含量及结构成熟度有关。随着砾石含量增加,砾石之间的接触变得越紧密,裂缝发育程度越高;砾岩砾石结构成熟

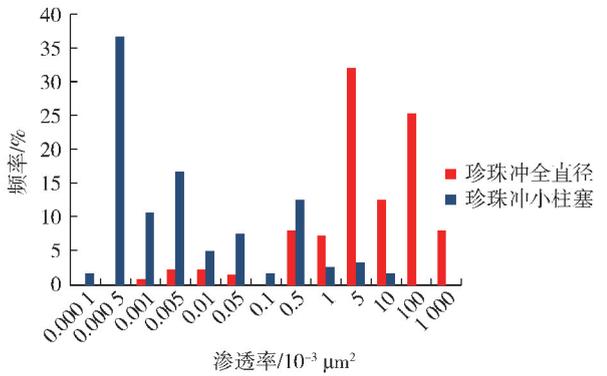
度越高,越有利于裂缝的发育。

3 裂缝对砾岩储层的改造

裂缝对改善珍珠冲组砾岩储层物性,增加孔喉连通性,提高渗流能力具有重要意义。通过对比分析全直径样品(裂缝都很发育)与小柱塞样品(多为无裂缝样品)两类分析化验物性数据的差异,来研究裂缝对于砾岩储层物性的影响。从图 3 中可以看出,全直径岩心的孔隙度和渗透率都明显高于小柱塞样品,尤其是渗透率,高出几个数量级。



(a) 全直径-小柱塞样品孔隙度分布柱状图

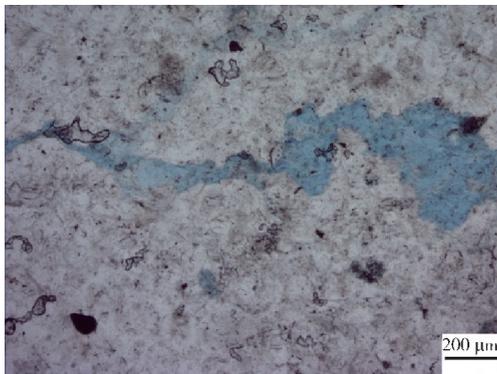


(b) 全直径-小柱塞样品渗透率分布柱状图

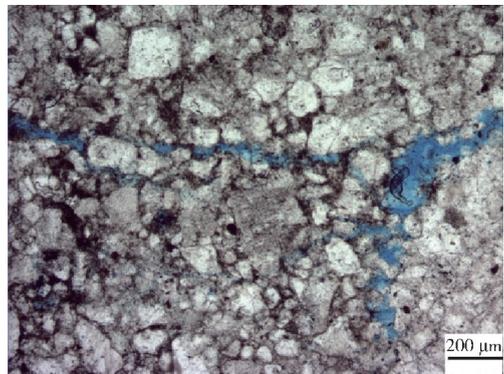
图 3 九龙山气田珍珠冲砾岩储层全直径-小柱塞样品物性分布

通过岩心铸体薄片观察,裂缝附近扩溶现象明

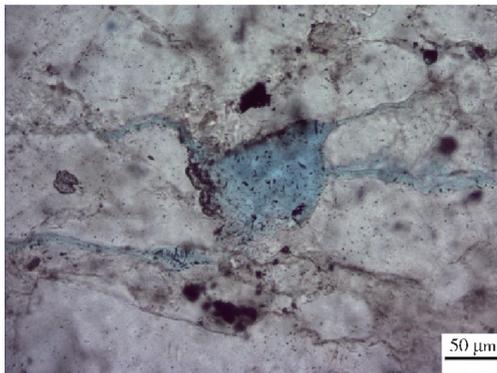
显,可以有效地提高储层孔隙度(图 4)。全直径样



(a) 3 108.2 m, 龙14井



(b) 3 323.06 m, 龙113井



(c) 3 356.92 m, 龙107井



(d) 3 108.2 m, 龙14井

图 4 九龙山气田珍珠冲组砾岩储层显微镜下裂缝特征

品分析孔隙度(表1)主峰值在2%~4.5%,小柱塞样品孔隙度主峰值在0.2%~1%。因为裂缝的扩溶

作用,导致有裂缝砾岩储层孔隙度明显高于无裂缝储层,裂缝扩溶孔隙度在2%以上。

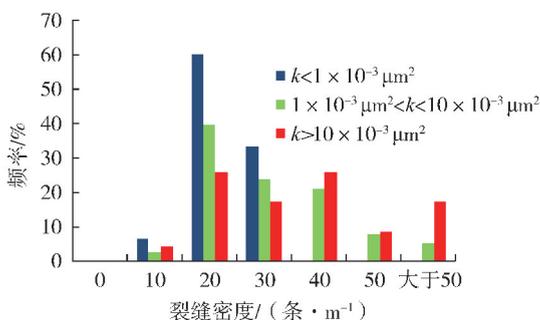
表1 九龙山气田珍珠冲组砾岩储层岩心物性分析对比表

样品	孔隙度/%		渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		物性关系
	范围	主峰	范围	主峰	
12 cm 全直径	1.06~6	2~4.5	0.000 6~517.98	1~100	差
2.5 cm 小柱塞	0.17~3.16	0.2~1	<0.007 32	<0.001	极差

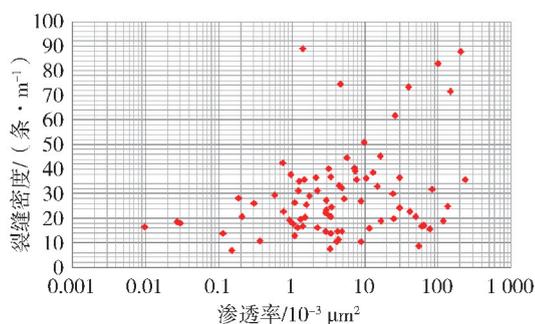
全直径样品渗透率主峰值($1 \sim 100$) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小柱塞样品渗透率多小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝对储层渗透率的增强作用明显,有裂缝储层渗透率比无裂缝储层渗透率平均高出3~5个数量级。

出,裂缝密度与砾岩储层渗透率呈正相关关系,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,裂缝密度相对较低,小于20条/m,占60%以上;渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,裂缝密度大于20条/m,占80%以上。可以看出,裂缝的发育程度对于改善储层渗流作用具有意义重大。

从裂缝密度与砾岩渗透率的关系图(图5)得



(a) 不同裂缝密度范围渗透率分布



(b) 裂缝密度与渗透率关系

图5 九龙山气田珍珠冲组砾岩储层裂缝密度特征

此外,根据气藏产能数据(图6)可以看出,裂缝的发育程度和单井日产气量之间具有很好的正相关关系,裂缝越发育,单井产能越高。

量越高、裂缝越发育;砾石砾径越大、含裂缝砾石所占比例越高,当砾石达到50 mm时,90%以上砾石都发育裂缝。

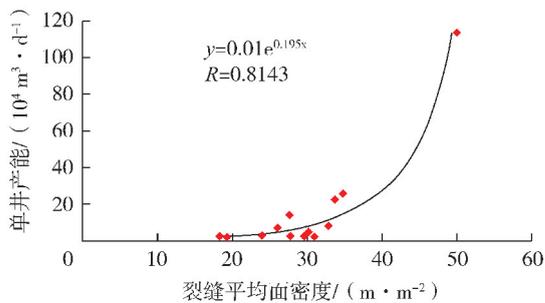


图6 单井裂缝发育程度与日产气量关系 (据李跃刚^[12]等,2012)

(3)裂缝的发育程度对于改善储层储集性和渗透能力具有重要意义。全直径样品分析孔隙度主峰值在2%~4.5%,小柱塞样品孔隙度主峰值0.2%~1%,裂缝扩溶孔隙度在2%以上;全直径样品渗透率主峰值($1 \sim 100$) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小柱塞样品渗透率多小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,有裂缝储层渗透率比无裂缝储层渗透率平均高出3~5个数量级;裂缝密度与砾岩储层渗透率呈正相关,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,裂缝密度相对较低,小于20条/m,占60%以上;渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,裂缝密度大于20条/m,占80%以上。

[参考文献]

[1] 曾联波.低渗透砂岩油气储层裂缝及其渗流特征[J].地质科学,2004,39(1):11-17.
 [2] ZENG L B,CAO C Y,QI J F,et al. The distribution rule and seepage effect of the fractures in the ultra-low permeability sandstone reservoir in east Gansu Province,Ordos Basin[J]. Science in China (Series D:Earth Sciences),2008,51(S2):44-52.

(下转第68页)

4 结论

(1)九龙山气田珍珠冲组砾岩储层裂缝十分发育,根据其倾角的大小可以分为低角度缝、斜交缝和高角度缝3种类型,其中以低角度缝为主,主要集中在10~50条/m。

(2)裂缝的发育程度与砾石成分、砾径大小密切相关。裂缝主要发育在石英砾石中,石英砾石含

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.005

鄂尔多斯盆地北缘沉积过渡带储层单砂体构型模式

陈 笛

(中石化华北油气分公司 勘探开发研究院,河南 郑州 450000)

[摘 要] 鄂尔多斯盆地北缘二叠系下石盒子组盒一段受古地貌控制约束发育冲积扇—辫状河沉积相。为满足气藏精细开发的需要,通过对现代相似沉积的观测,明确心滩砂体“坝尾卸载”的沉积过程,开展针对该致密储层的单砂体构型研究。结果表明:盆地北缘冲积扇辫状河储层单期心滩坝宽度为150~350 m,砂体厚度为4~7 m,宽厚比为50~75;单期辫流水道宽度为30~60 m,砂体厚度为5~8 m,宽厚比为40~65,在此基础上建立3种单砂体叠置模式,有效提高储层表征地精度。

[关键词] 鄂尔多斯盆地;冲积扇—辫状河;单砂体;构型

[中图分类号] TE121 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0024-05

单砂体构型技术是近年来精细表征碎屑岩油气藏储层内部结构的重要手段,在油气藏开发的中后期以及剩余油分布规律预测中精细解剖储层单砂体内部结构是极其重要和有效的一种方法。河流相沉积储层中,精细描述河道内部不同沉积微相控制下单砂体的结构,可以为精细开发调整、预测剩余油气的分布、井间砂体的连通性研究、提高油气采收率等提供重要的地质依据。目前单砂体构型的研究越来越多,前人形成了一套较为完善的单砂体分析识别方法。金振奎等^[1]根据山西柳林、陕西延安和延长以及新疆阜康等地二叠系、三叠系、侏罗系野外露头,对辫状河砂体构型和定量参数及其控制因素进行研究,认为辫状河砂体构型主要受相带和构造运动控制。葛小波^[2]等通过实验分析得出,微孔分布频率越高,退汞效率越高,孔隙结构越简单,均质性越好,裂隙和大孔均决定储层的渗流能力。何宇航等^[3]通过6个轮次实验识别并分析了辫状河道、心滩、废弃河道、堤岸沉积、越岸沉积5种主要微相类型及其分布特征。朱丹妮等^[4]通过对油水井单砂体进行细分和对比,建立岩体力学模型和三维应力场分布模型。但鄂尔多斯盆地北缘研究区辫状河沉

积河道受物源影响以及古地貌控制频繁迁移摆动、砂体叠置关系复杂,井网密度较小,为单砂体构型的研究带来困难,笔者针对单砂体构型面临的问题,建立盆地北缘辫状河单砂体规模数据,形成单砂体构型模式,有效提高单砂体的描述精度,有力支撑研究区持续高效开发。

1 区域地质概况

研究区位于鄂尔多斯盆地北缘杭锦旗地区的独贵加汗区带,下石盒子组沉积期毗邻公卡汗古隆起,盒1段受古地貌控制发育冲积扇—辫状河沉积,受冲刷作用影响河道宽,水体深,砂厚在20~40 m,到盒2+3段地层填平补齐,古地貌坡度减缓,发育窄河道辫状河,辫流带规模小,砂厚在10~20 m之间。该区下石盒子组储层平均渗透率为 $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度为9.0%,物性控制储层含气性,是典型的岩性气藏^[5-7]。

2 单砂体几何形态定量研究

鄂尔多斯盆地北缘有利甜点区的主要受控因素为沉积相,辫状河的沉积影响储层的分布,受河道频

[收稿日期] 2021-08-24

[基金项目] 国家科技重大专项(2016ZX05048)

[作者简介] 陈 笛(1988—),男,河北涿州人,中石化华北油气分公司勘探开发研究院助理研究员,博士,主要从事致密气藏开发地质研究。

繁摆动迁移的影响,储层横向上相变较快、纵向上呈现多期砂体复合发育,垂向叠置关系复杂的特点,在对沉积单元演化模式研究的基础上,基于野外露头和现代相似河流沉积,得到单砂体定量几何形态参数,同时结合锦 58 井区实钻井数据解剖验证,修正单砂体规模数据,为构型模式的建立提供支撑。

2.1 心滩坝沉积演化模式

心滩坝是辫状河中的重要沉积单元,是研究区油气富集的主要储层^[8-10]。利用 GoogleEarth 软件对不同时期现代相似的辫状河的观测,明确心滩坝“坝尾卸载”的发育过程以及复合心滩的演化模式。

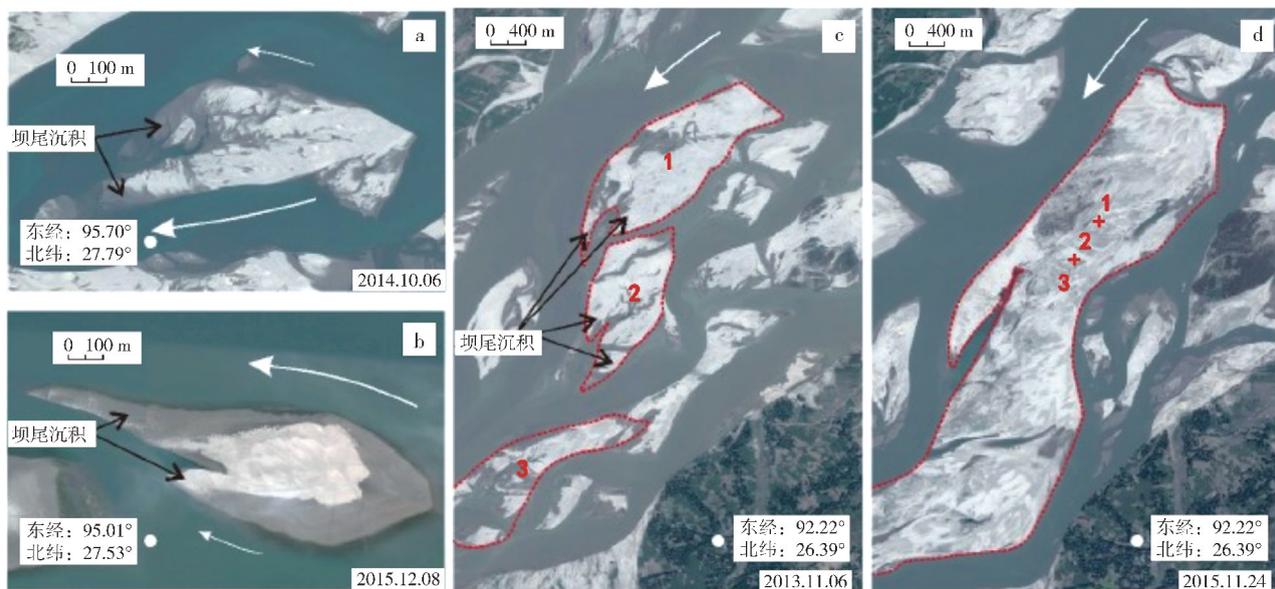


图1 雅鲁藏布江“坝尾沉积”及复合心滩坝形成过程

心滩坝的形成与演化过程可大致分为三个阶段,首先受水动力冲刷侵蚀作用沉积物向河流下游方向搬运,然后心滩坝中部受其两侧辫流水道的反复侵蚀与沉积相互作用发生侧向迁移、变宽或变窄,最后沉积物在心滩尾部受重力作用发生卸载而形成“坝尾沉积”,“坝尾沉积”向下游方向堆积延长并逐渐充填心滩坝间的辫流水道,整体规模不断增大,最终形成复合心滩。心滩坝两侧辫流水道水动力强度的差异决定心滩坝的规模及迁移方向,平面上复合心滩主要呈现出不规则梭形。

2.2 野外露头及现在相似沉积解剖

通过对辫状河沉积的保德县煤场剖面、柳林县柳家庄煤矿剖面进行实地考察(图2、3),剖面地层

接触关系清楚,地层出露较为齐全,辫流水道砂体的形态表现为顶凹底凸状,水道砂体由3期辫流水道单元在垂向上加积形成,在单期水道增生单元底部可以观察到非常明显的冲刷面,下部辫流水道增生体规模相对上部较小,发育粗粒河床滞留砾岩相与中粗砂岩相,砂岩可见小型槽状交错层理,反映河流发育早期水动力条件与物源供给相对较弱。上部辫流水道增生单元规模较大,呈现顶平底凸形态,发育粗粒河床滞留砾岩相与大型交错层理中粗砂岩相,反映河流发育后期水动力条件及物源供给逐渐变强。心滩坝砂体由串沟砂体和若干期心滩增生单元在垂向上加积构成,内部夹有泥质夹层,一般形成于平水期单期心滩增生单元顶部。单期心滩单元底



图2 柳林县柳家庄煤矿剖面

部发育滞留中粗粒砾岩相,滞留沉积之上发育中粗砂岩相,可见块状层里发育。心滩砂体具有顶凸底平的外部几何形态,为河流水动力强、物源供给充足条件下粗粒碎屑沉积物快速堆积形成;心滩单元顶部可见顶平底凸的小型砂体,为平水期规模较小的水流在心滩顶部冲出的串沟,发育中粗砂岩相,可见槽状交错层理。通过观察统计,心滩坝砂体宽度为 20~150 m,厚度为 2~5 m,辫流水道砂体宽度为 30~180 m,厚度为 4~8 m(表 1),计算得到单期心滩宽厚比为 6.4~72.6,单期辫流水道砂体宽厚比为 21~79 m。

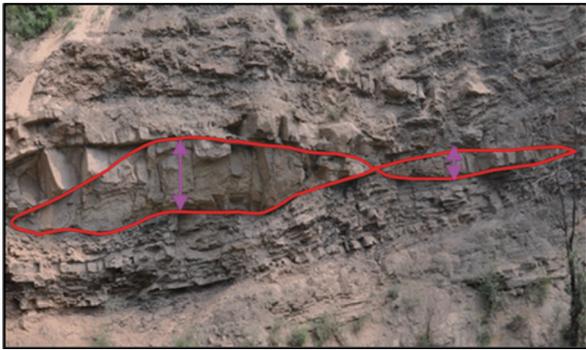


图 3 保德县煤场剖面

表 1 野外露头部分砂体数据统计

砂体编号	沉积单元	宽度/m	厚度/m	宽厚比
1	心滩坝	86.2	3.6	23.9
2	心滩坝	82.4	3.9	21.1
4	心滩坝	98.3	2.8	35.1
5	心滩坝	104.3	1.6	65.2
6	心滩坝	149.9	2.6	57.7
7	辫流水道	145.2	2.0	72.6
8	辫流水道	20.0	3.1	6.4
9	辫流水道	33.9	3.9	21.1

利用 GoogleEarth 拍摄的高清卫星图片对孟加拉贾木那河、新西兰拉凯河以及尼日尔河等现代相似辫状河沉积地区心滩坝长度、宽度进行测量统计(图 4),单期心滩坝砂体长度为 170~530 m,宽度范围 130~310 m;单期辫流水道砂体长度为 350~1 200 m,宽度范围 200~350 m。计算得到心滩坝砂体长宽比为 2.5~3.3,辫流水道砂体长宽比为 2.3~3.6(表 2)。

2.3 实钻井数据解剖

在现有井网密度下,结合已钻井数据进行剖析,在心滩坝演化模式的基础上,利用自然伽马测井曲

线确定心滩坝、辫流水道钻遇位置。因心滩坝的“坝尾沉积”,增生体迎水面由于水动力冲刷强烈,沉积砂体的粒度粗,后一期的砂体超覆于之前的砂体之上不断堆叠,因此心滩坝的坝头曲线常见为箱型,坝尾不断卸载的沉积粒度逐渐变细,测井曲线常见为漏斗状。河流背水面的水动力弱,常发育泥质落淤层,根据实钻井钻取岩心中落淤层的发育情况可以大致判断出所打井钻遇单砂体的位置(图 5)。以此为依据,确定研究区内实钻水平井水平段钻遇单砂体位置,采用野外露头和现代相似河流沉积得到的单砂体几何形态参数为指导,确定研究区内单期心滩坝宽度为 150~350 m,砂体厚度为 4~7 m,宽厚比为 50~75;单期辫流水道宽度为 30~60 m,砂体厚度为 5~8 m,宽厚比为 40~65。

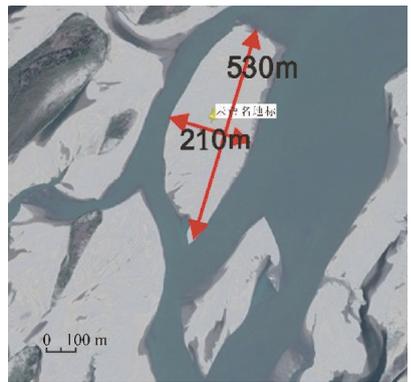


图 4 孟加拉贾木纳河心滩规模测量图

表 2 贾木纳河部分位置的单砂体数据

序号	心滩宽度/m	心滩长度/m	长宽比	序号	辫流水道宽度/m	辫流水道长度/m	长宽比
1	130	350	2.7	1	210	870	4.1
2	300	820	2.7	2	200	480	2.4
3	200	630	3.2	3	170	580	3.4
4	300	750	2.5	4	270	760	2.8
5	270	840	3.1	5	190	620	3.3
6	150	500	3.3	6	130	460	3.5
7	80	270	3.4	7	280	690	2.5
8	60	170	2.8	8	140	440	3.1
9	160	380	2.4	9	120	420	3.5
10	180	660	3.7	10	110	400	3.6
11	250	800	3.2	11	310	830	2.7
12	160	430	2.7	12	270	740	2.7
13	350	1 000	2.9	13	240	590	2.5

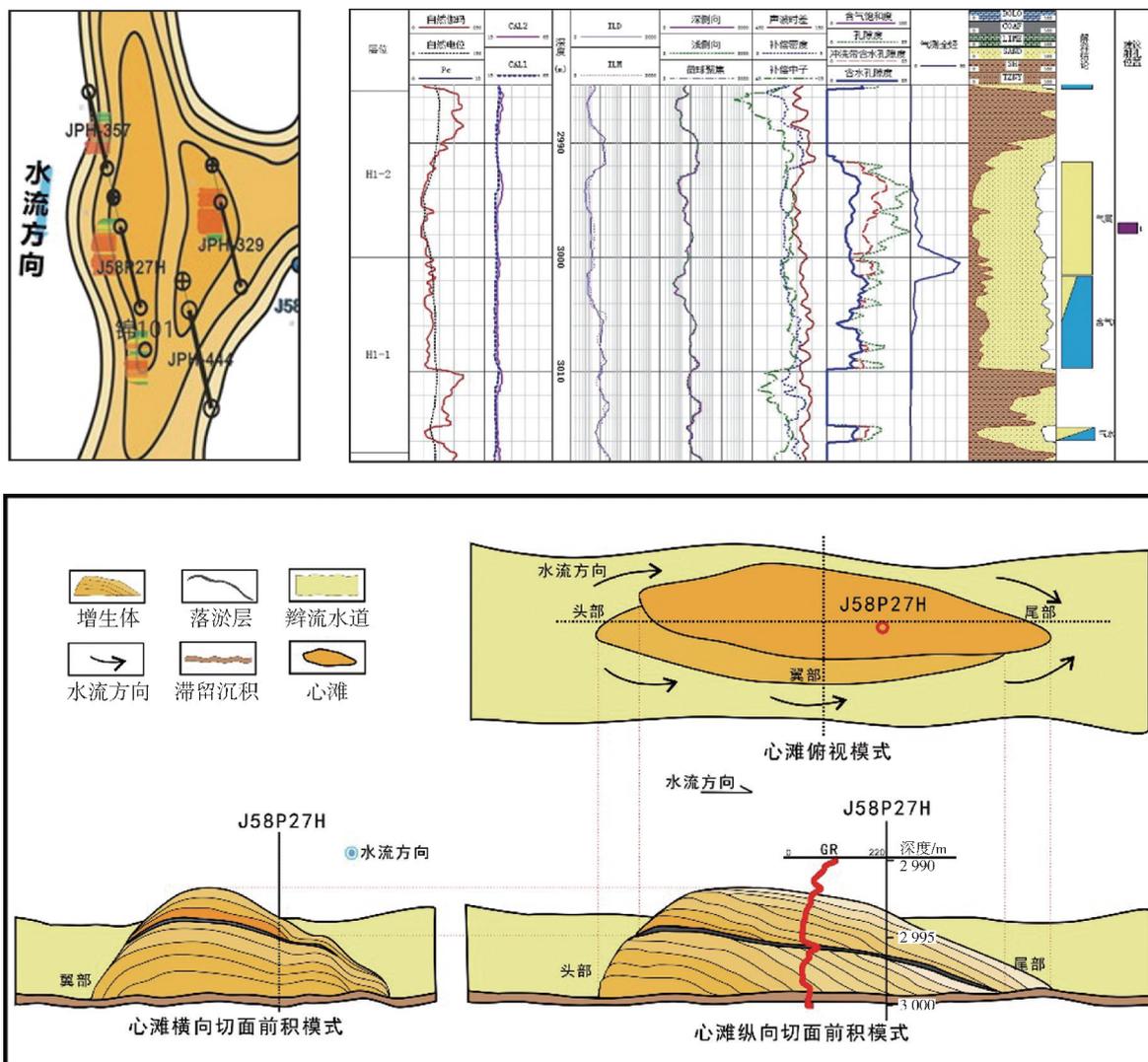


图5 心滩砂体内部结构解剖

3 单砂体叠置模式研究

砂体叠置关系是物源沉积时期受水动力变化的垂向反映。鄂尔多斯盆地北缘受古地貌坡度限制,沉积类型复杂多变。研究区主要发育冲积扇—辫状河过度型沉积,河道受水动力条件及物源供给双重控制摆动迁移频繁,导致储层砂体叠置关系复杂,且不同的砂体叠置模式直接影响到储层的垂向非均质性,决定油气的渗流通道的建立以及储层改造方式^[11-12]。通过对测井曲线、野外露头观察以及钻井取心分析化验,杭锦旗地区下石盒子组储层砂体垂向上具有接触式、切叠式和孤立式3种不同的叠置模式。

3.1 接触式

两期单砂体垂向上总体呈叠置关系,后期形成的单砂体没有对前期单砂体发生明显的冲刷、侵蚀

等作用,两期单砂体相接触,夹层厚度较小一般约为1 m,表现为细粒沉积。测井曲线整体表现为两个连续的钟型或箱型,曲线回返幅度较小。

3.2 切叠式

两期单砂体垂向上接触,砂体厚度向连接方向逐渐变薄,受冲刷作用影响后期发育的单砂体之前的单砂体具有一定程度的侵蚀。隔层不发育,两期砂体连接处具有单期河道侧翼的沉积特征。测井曲线连接处整体表现为两个连续的齿化钟型或齿化箱型。

3.3 孤立式

两期单砂体垂向上不接触,垂向上存在明显的非渗透性的泥岩隔层或物性隔层,导致上下两期砂体不连通。测井曲线整体表现为两个有一定距离的钟型或箱型,曲线回返幅度大,界面处曲线相对波动大于100%。

接触式和切叠式接触关系中,两期砂体中间的隔夹层较薄,阻流带较小,垂向非均质性较弱,在储层改造时水力裂缝较容易穿过两期砂体,可以根据砂体的横向展布规模采用合适的方式进行改造。而孤立式的两期砂体中间泥质隔夹层较厚,非均质性强,自然条件下难以建立有效渗流通道,需要通过大排量大规模的储层改造实现穿层压裂从而提高剩余油气的动用效果。

4 应用效果

运用上述构型研究成果,在物探属性刻画河道边界的基础上对河道内的心滩坝进行解剖,评价出可动用储量为 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在东胜气田 HJQ 井区下石盒子组盒 2 段 9 号河道中精细刻画出 11 期心滩砂体并预测出每期砂体的规模大小,针对还未动用的 5 期心滩坝砂体 2021 年部署了 5 口水平井气层钻遇率达到 72.6%,较之前提高近十个百分点。其中一口水平井 JPH-9 井设计水平段长为 800 m,该井设计水平段横穿两个复合心滩,钻遇效果完全复合设计要求。实钻井测显示段长为 757 m,最高全烃为 97.9%,平均全烃为 74.8%,采用密切割多簇分段压裂后测试获得重大突破:无阻流量高达 $105 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,成为鄂尔多斯盆地北缘地区首口超过百万方无阻流量的气井,对盆缘致密砂岩气藏的高效开发具有重要的指导意义。

5 结论

(1)通过构型研究明确鄂尔多斯盆地北缘沉积过渡带辫状河心滩坝侧向加积、坝尾卸载的演化模式,同时通过野外露头观察和岩心描述成果明确复合心滩的内部结构为多期心滩增生体与串沟砂体相互叠加的复合体,期间落淤层发育,表现为泥质细粒沉积物。

(2)综合野外露头剖面、现代相似辫状河高清卫星图片对比以及实钻井测井曲线综合分析,对单砂体的几何形态参数进行定量表征,建立辫状河单砂体地质知识库:心滩坝宽度为 150~350 m,砂体厚

度为 4~7 m,宽厚比为 50~75;单期辫流水道宽度为 30~60 m,砂体厚度为 5~8 m,宽厚比为 40~65。

(3)根据测井曲线形态以及岩心观察描述成果总结出单砂体垂向叠置关系主要有三类:切叠式、接触式和孤立式。根据不同的砂体叠置关系采用针对性地储层改造方式可以提高储量动用效果。利用研究成果有效提高研究区致密砂岩气藏的描述精度,应用效果较好,对国内同类致密气藏的高效开发具有指导作用。

[参考文献]

- [1] 金振奎,杨有星,尚建林,等. 辫状河砂体构型及定量参数研究:以阜康、柳林和延安地区辫状河露头为例[J]. 天然气地球科学,2014,25(3):311-317.
- [2] 葛小波,李吉君,卢双舫,等. 基于分形理论的致密砂岩储层微观孔隙结构表征:以冀中坳陷致密砂岩储层为例[J]. 岩性油气藏,2017,29(5):106-112.
- [3] 何宇航,宋保全,张春生. 大庆长垣辫状河砂体物理模拟实验研究与认识[J]. 地学前缘,2012,19(2):41-48.
- [4] 朱丹妮,潘熹,党永潮,等. 安塞致密砂岩油藏单砂体刻画与压裂改造[J]. 北京大学学报(自然科学版),2016,52(3):457-464.
- [5] 任晓旭,侯加根,刘钰铭,等. 砂质辫状河不同级次构型表征及其界面控制下的岩性分布模式:以山西大同盆地侏罗系辫状河露头为例[J]. 石油科学通报,2018,3(3):245-261.
- [6] 陈彬滔,于兴河,王天奇,等. 砂质辫状河岩相与构型特征:以山西大同盆地中侏罗统云冈组露头为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(1):111-117.
- [7] 李阳. 我国油藏地质开发研究进展[J]. 石油学报,2007,28(3):75-79.
- [8] 刘新菊,高月刚,张洪军,等. 安塞特低渗叠加砂岩单砂体剩余油分布机理与挖潜[J]. 复杂油气藏,2015,8(4):70-74.
- [9] 马世忠,吕桂友,闫百泉. 河道单砂体“建筑结构控三维非均质模式”研究[J]. 地学前缘,2008,15(1):57-64.
- [10] 尹旭,彭仕宓,李海燕. 基于流动单元的辫状河储层沉积微相研究:以王官屯油田官 142 断块侏罗系储层为例[J]. 地质科技情报,2007,26(3):51-55.
- [11] 张庆国,鲍志东,宋新民,等. 扶余油田扶余油层储集层单砂体划分及成因分析[J]. 石油勘探与开发,2008,35(2):157-163.
- [12] 舒志华,张立有,刘刚. 复合砂体中单一河道的识别方法[J]. 大庆石油地质与开发,2006,25(4):18-21.

[责任编辑] 董大伟

利津洼陷利886块沙四上油页岩甜点评价

管倩倩

(中石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257000)

[摘要] 目前页岩油已成为国内寻找非常规油气的重要领域,准确识别页岩油甜点,明确区域特征,确定测井评价关键参数,是页岩油勘探开发的重点。从油页岩甜点富集因素入手,提出了阿尔奇公式计算含油饱和度和 $\Delta\log R$ 法解释有机碳含量判断油页岩的含油性,依据拟合的统计模型评价油页岩可动性,建立油页岩含油性和可动性模型及利津洼陷油页岩甜点评价标准。用此方法对胜利油田利津洼陷利886块沙四上亚段油页岩甜点进行定性-半定量评价,取得了较好的应用成果。

[关键词] 页岩油;“四性”评价;含油性;可动性;甜点评价

[中图分类号] TE122

[文献标识码] A

[文章编号] 1673-5935(2021)04-0029-07

随着中国经济快速发展,油气需求量逐年攀升,在保障常规油气量的同时寻找非常规油气资源成为必然。目前美国已实现页岩油成功开发,2018年产油量达到 3.3×10^8 t,占美国年产油量的59%。页岩油已成为世界常规油气的接替领域和长期稳定发展的战略阵地^[1]。基于页岩油岩性复杂、储存方式多样、特低孔渗、非均质性强等特征,一般利用“四性”关系研究(储集性、含油性、可压性和可动性),优选储层厚度大、渗流能力强、有机质含量高、脆性矿物含量高、可压性强的页岩油“甜点”,分析影响页岩油储集质量和控制因素^[2]。但目前很多老区除钻、录、测资料外,很少在油页岩层段取心,缺乏岩心分析化验资料。因此“四性”关系研究缺乏数据支撑,需要一套利用现有的测、录井资料,快速地对研究区块油页岩进行甜点评价,提质提速,降本增效,实现产量和效益的最优化。笔者针对胜利油田利津洼陷利886块沙四上油页岩层段开展甜点评价研究,在缺少取心资料前提下,通过测井资料明确沙四上油页岩层段的有利岩相及测井响应特征,结合录井分析化验资料,明晰油页岩的有机质类型和成熟度,确定有

利层段;利用测井数据,评价油页岩段的可动性和可压性,实现对纵向油页岩甜点段的定性判别,对缺乏研究资料支撑的油页岩储层的甜点评价技术具有指导意义。

1 区域地质概况

利886块地理位置位于东营市利津县,构造位置位于滨县凸起东北部陡坡带,沉积环境为滨浅湖到半深湖相,地层自上而下发育第四系平原组、新近系的明化镇组、馆陶组、古近系东营组、沙河街组,其中沙四上纯上亚段发育一套暗色泥岩,油页岩段埋深为2 600~2 960 m,地层厚度为50~350 m,为一套咸化环境的细粒沉积物。古近系沙河街组三段和沙四上亚段是胜利油田主要烃源岩发育层段,特别是沙四上亚段,依据资源评价胜利油田已发现油藏约70%来自于沙四上烃源岩。

研究目的层为沙四上纯上页岩油层段,主要发育油页岩夹薄层砂岩及灰岩条带,整体电性高。沙四上纯下发育砂泥岩薄互层,砂地比明显增高,电性与纯上底部有明显“跳水”特征。根据测井和录井特征,确定并划分出利886块的目的层。研究区前

[收稿日期] 2021-12-11

[作者简介] 管倩倩(1994—),女,江苏扬州人,中石化胜利油田分公司勘探开发研究院油藏评价室责任师,硕士,主要从事测井数据处理与解释研究。

期勘探开发目标为古近系沙四上纯下亚段滩坝砂常规油藏,完钻井均钻过沙四上纯上亚段,但无取心和针对性录井。针对利 886 块沙四上油页岩层段,岩相复杂,孔隙结构多样,原油赋存流动形式不清等问题,并缺少岩心、数据资料支撑,亟需找到一套适用于此情况对油页岩进行甜点评价的方法,以满足老区油页岩层段的再开发。

2 利 886 块油页岩甜点富集因素分析

2.1 页岩油有利岩相

与北美海相页岩油不同,济阳拗陷沙四上纯上层段页岩油为陆相断陷湖盆半深湖—深湖沉积,存

在岩相分布不稳定、平面变化快及储层非均质性强等特征,利 886 块油页岩层段为沙四上纯上,烃源岩较为发育^[3]。依据前人关于济阳拗陷油页岩的岩相划分,基于“三端元”划分方法细分岩相,即基于“岩石组份—沉积构造—有机质”岩相划分方案,共划分出 12 种岩相类型(图 1),其中以富有机质纹层状泥质灰—灰质泥互层、富有机质纹层状灰质泥岩、富有机质层状灰质泥岩、层状泥岩、块状泥岩、灰质夹层和砂质夹层等 6 种岩相最为常见,依据区域研究成果确定有利岩相类型为富有机质纹层状泥质灰—灰质泥岩。研究区有利岩相层理结构纹层发育,提高了油气储集能力。

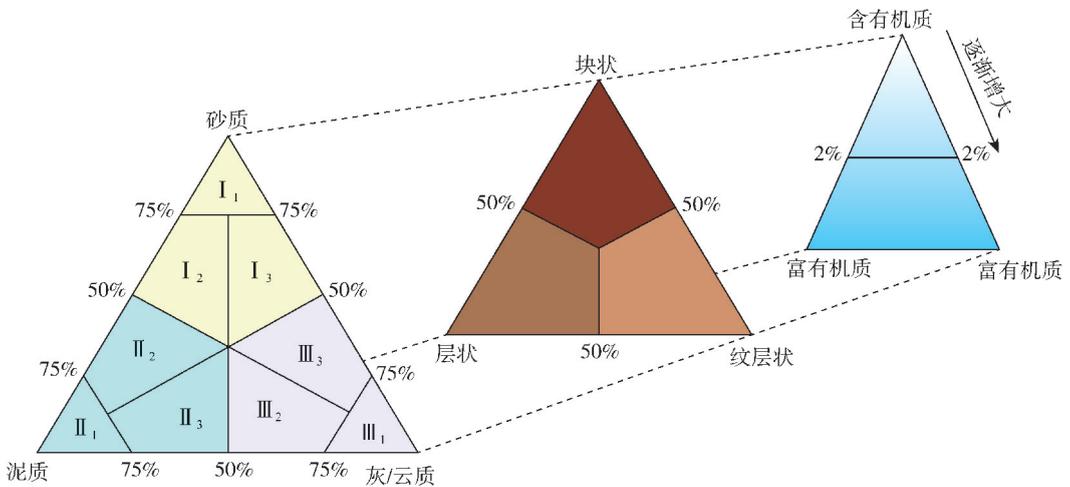


图 1 “岩石组份—沉积构造—有机质”岩相划分方法^[7]

通过测井资料,分析不同岩相测井响应特征,选取 GR、DEN、RT、AC、CNL 五条曲线作为利 886 块页岩油储层敏感曲线。

根据测井数据分析可知,纹层状泥质灰—灰质泥互层的测井响应特征为电阻率高 $3 \sim 40 \Omega \cdot m$,自然伽马约在 55 API,三孔隙度重合性较好;层状灰质泥岩的测井响应特征为电阻率 $3 \sim 5 \Omega \cdot m$,自然伽马大于 55 API,三孔隙度方向一致往右;层状泥质灰岩的测井响应特征为电阻率大于 $5 \Omega \cdot m$,自然伽马约小于 55 API,三孔隙度方向一致往右;块状泥岩的测井响应特征为高自然伽马大于 70 API,自然伽马—声波交会无填充;块状灰岩的测井响应特征为电阻率大于 $40 \Omega \cdot m$,自然伽马约小于 45 API,三孔隙度方向一致往右。

砂质夹层的测井响应特征为自然伽马中等或低值($50 \sim 70$ API),三孔隙度曲线呈现“靠拢”特征,储层电阻率变大时,三孔隙度变化不明显;灰质、云质夹层的测井响应特征为自然伽马低值(小于 50 API),

三孔隙度曲线变小(向右),电阻率与三孔隙度同向。

2.2 有机质类型和成熟度

烃源岩的热成熟度是进行页岩油综合地质评价的基础,对油页岩成岩、含油性和可压性都有影响。有效烃源岩可通过有机质类型、热演化程度、成熟度等综合分析,依据不同油页岩有机质类型、成熟度可判断烃源岩的品质^[4]。而油页岩有机质类型可依靠生烃潜力(P_g)、氢指数(HI)、降解潜率(D)和热解峰温(T_{max})等参数划分。在现场可利用钻井岩屑分析快速获得这些数据^[5]。

根据利 886 块 A 井钻井样品的生烃潜量 P_g 和实测有机质含量 TOC 数据,样品数据普遍分布在好烃源岩附近(图 2)。

依据有机质类型划分标准,成熟度指标 T_{max} 均大于 437,氢指数 HI 大于 700,降解潜率 D 大于 70,可判定有机质类型为 I 型。东营凹陷沙四上烃源岩生烃门限为 2 600 m,利 886 块油页岩井都处于生油

高峰期,通过实测数据显示,利 886 块烃源岩有机质类型有产出页岩油的物质基础。类型为 I 型,以成熟的好—极好烃源岩为主(表 1),具

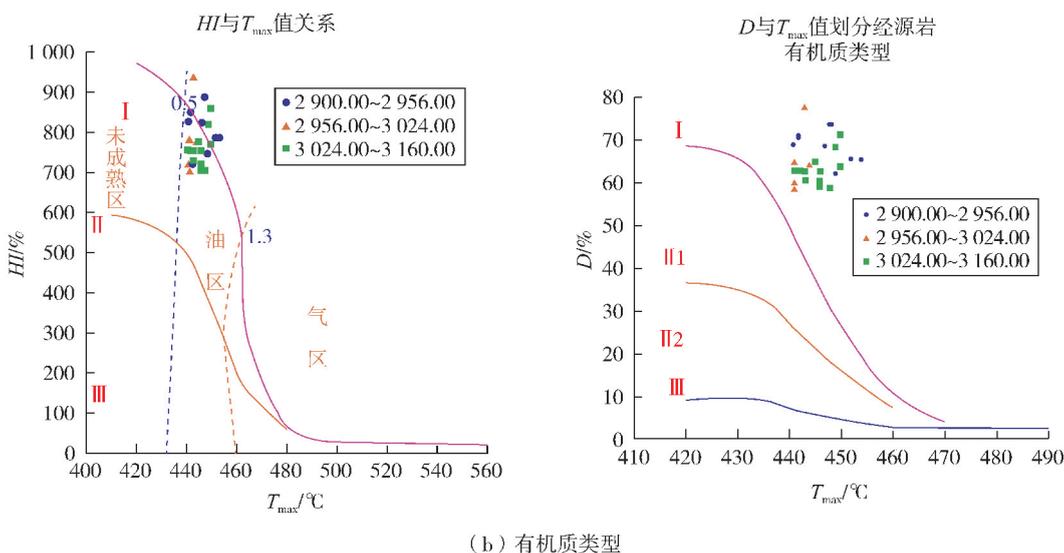
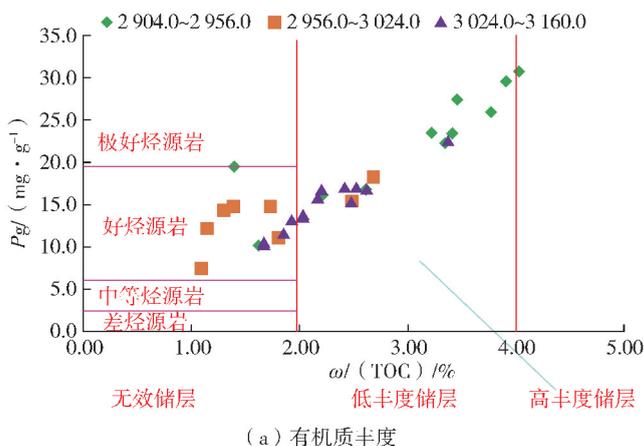


图 2 利津洼陷利 886 块烃源岩成熟度评价

表 1 利 886 块烃源岩成熟度

序号	井段	厚度/m	$T_{max}/^{\circ}\text{C}$	HI/%	D/%	成熟度	有机质类型
1	2 900.0~2 956.0	56.0	441~454	446	844	成熟	I
2	2 956.0~3 024.0	68.0	441~446	443	844	成熟	I
3	3 024.0~3 160.0	136.0	441~450	445	756	成熟	I

2.3 页岩油含油性

利津洼陷的沙四纯上亚段的油页岩作为烃源岩的发育段,其内部油气的富集能力必然成为研究页岩油的关键问题^[6]。针对页岩油非常规储层,与页岩油含油性相关的参数求解是十分重要的。

2.3.1 含油饱和度计算

含油饱和度作为评价页岩油含油性的重要参数,可利用阿尔奇公式,其值通过 100% 减去含水饱和度和求得。阿尔奇公式一般适用于含水的砂泥岩或

纯砂岩地层,将此公式应用在低渗的油页岩中缺乏一定的理论依据。基于实验分析化验资料,在页岩油中应用阿尔奇公式,探讨其适用性。

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b \cdot R_w}{R_t \cdot \varphi^m}} \quad (1)$$

式中, S_w 为含水饱和度; a 、 b 、 m 、 n 为岩电参数; R_w 为地层水电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$; φ 为孔隙度,%。

通过利津洼陷利 886 块的岩电实验分析数据可知, $a=0.847\ 3$, $b=1.025\ 9$, $m=1.317\ 3$, $n=1.338\ 2$,

与默认值 a, b, m, n 的 1、1、2、2 相差很大,说明油页岩的孔隙、渗透率、裂缝、岩石的润湿性等都与砂泥岩相差很大。

块油页岩井中,如图 3 所示,预测含油饱和度与实测值基本匹配,此方法可以满足页岩油储层的含油饱和度计算。

将阿尔奇公式计算的含油饱和度应用在利 886

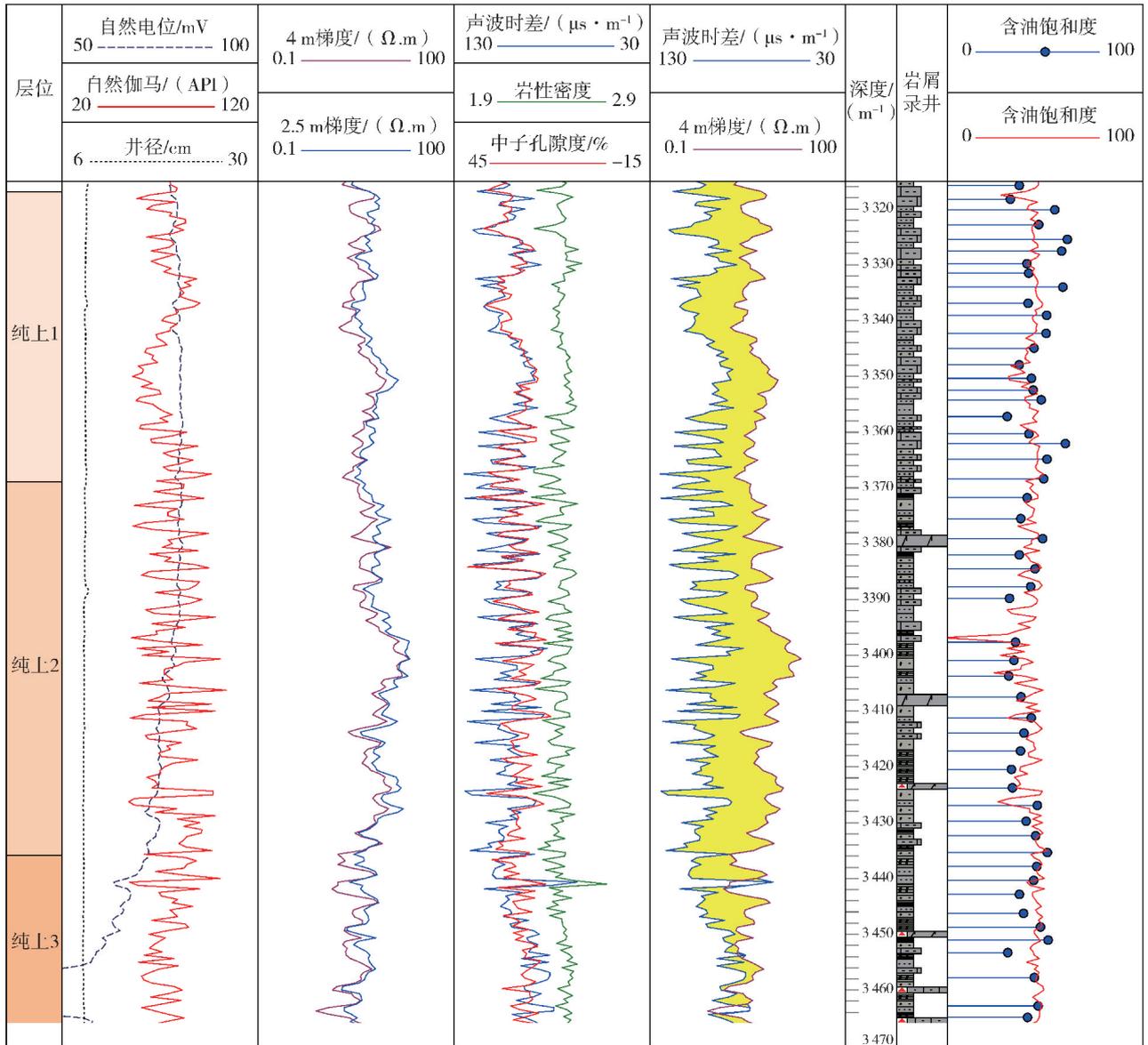


图 3 阿尔奇公式计算利 886 块饱和度模型

2.3.2 有机质含量计算

有机质是页岩油形成的先天物质,有机质的富集程度决定页岩油含油性的能力,总有机质含量(TOC)是评价烃源岩有机质丰度和生烃潜力的指标,因此准确求取有机质含量(TOC)对评价油页岩的含油性十分重要^[7]。

沉积岩石中的有机碳是生成油气的物质基础,其含量是评价烃源岩的重要参数,有机碳含量在地质剖面上的变化是随着有机质丰度、沉积环境的演

变而变化的,利用其值的变化,可以比较出烃源岩的有利生油层段。

目前常用的计算有机碳含量的方法有 $\Delta \log R$ 法、密度法、自然伽马指示法、元素测井指示法、多元回归法等。笔者采用应用最广泛的 $\Delta \log R$ 法求取有机质含量。

$$\Delta \log R = \log(R/R_{\text{基线}}) + K(\Delta t - \Delta t_{\text{基线}}) \quad (2)$$

$$w(\text{Toc}) = \Delta \log R \times 10^{(2.279 - 0.168 \Delta \log R)} \quad (3)$$

式中, R 为实测电阻率值, $\Omega \cdot m$, Δt 为声波时差值,

$\mu\text{s}/\text{ft}$; $R_{\text{基线}}$ 为非生油的黏土岩中基线对应基线值的电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$; $\Delta t_{\text{基线}}$ 为声波时差, $\mu\text{s}/\text{ft}$; LOM 是成熟度参数。

以研究区块利 886 块的 5 口井 L886-X1、L886-X4、L886-X5、L886-X15、L886-X18 为例, 分析对比

表 2 利津洼陷利 886 块油页岩井的有机碳含量 (TOC) 对比

层位	L886-X1		L886-X4		L886-X5		L886-X15		L886-X18	
	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测
纯上 1	2.99	2.86	2.12	3.78	1.85	2.13	3.68	3.82	2.53	2.14
纯上 2	1.69	1.78	1.26	1.88	2.28	1.67	2.10	2.02	3.36	3.53
纯上 3	2.22	2.19	2.11	2.83	2.79	2.81	2.62	2.91	2.96	2.82

2.4 页岩油可动性

通常, 页岩油中的游离油和吸附油可动、可采, 而有机质互溶的溶解态页岩油难以开采, 目前技术情况下, 游离油含量是页岩油的最大可动量, 是泥页岩孔隙和裂缝中以游离状态存在的烃, 主要是指可动的油和气, 且游离烃 S_1 的大小直接影响到储层的产能^[8]。页岩油的可动性, 主要受有机质吸附控制, 当游离烃指数 $OSI (S_1 \times 100 / \text{TOC}) > 100 \text{ mg/g}$ 时, 发生超越效应, 成为潜在可动油, 有较好的产油

地化录井的实测数据与 $\Delta \log R$ 测井方法解释的有机质含量 (TOC) 预测数据。通过实例处理结果发现, $\Delta \log R$ 法预测 TOC 应用在利津洼陷利 886 块油页岩井中, 其精度可以满足需求, 与实测结果差异不大 (表 2)。

潜力。笔者通过荧光录井、实测 S_1 数据分析, 探索利津洼陷利 886 块页岩油的可动性。

将实验测得的游离油量和有机碳含量数据投点到坐标中, 发现 S_1 与 TOC 呈正相关关系, 建立利津洼陷利 886 块游离烃 S_1 与有机碳含量 TOC 的关系模型。

$$S_1 = 2.9785 \ln(w(\text{TOC})) + 1.2013. \quad (4)$$

同样, 以研究区块利 886 块的 5 口井为例, 分析对比数据, 拟合出的统计模型与实测值对比, 精度满足需求 (表 3)。

表 3 利津洼陷利 886 块油页岩井的游离烃 (S_1) 对比

层位	L886-X1		L886-X4		L886-X5		L886-X15		L886-X18	
	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测	地化录井	测井预测
纯上 1	1.54	2.91	/	1.93	2.21	3.28	/	4.23	0.56	2.76
纯上 2	1.18	1.87	1.202	2.17	1.66	2.75	1.36	2.28	1.11	2.2
纯上 3	1.70	3.01	0.89	2.9	/	2.98	/	4.12	1.36	2.11

3 利 886 块油页岩甜点快速评价

陆相油页岩岩相细, 不同岩石组分、沉积构造差异大, 明确不同岩相测井响应特征基础上, 需要建立相关参数测井解释模型, 由于缺乏相关取心资料及测、录井资料的限制, 无法依据“四性”流程对页岩油井进行甜点评价, 因此笔者利用油页岩的含油性和可动性定性对利 886 块油页岩甜点快速评价。

分析证明, 利津洼陷利 886 块沙四上纯上亚段油页岩具有较好的含油性, 从录井、测井分析其沙四上纯上亚段, 有利岩相为富有机质纹层状灰质泥—泥质灰互层, 烃源岩有机质类型为 I 型, 以成熟的好—极好烃源岩为主, 有机质含量 $w(\text{TOC})$ 分布在 1.1%~5.2%, 平均为 2.8%, 游离烃 S_1 分

布在 1.2%~2.5%, 平均为 1.52%。依据有机质含量和游离烃含量评价, 沙四上纯上亚段的烃源岩属于优质烃源岩。但测井、录井受资料限制, 其结果有一定局限性, 但可在页岩油甜点评价中缺乏岩心等条件下, 依据页岩油的含油性和可动性进行定性—半定量判识。

结合前述建立的页岩油的有机质含量和游离烃含量模型, 以有机质含量和游离烃含量为主要参数, 有机质含量越高, 含油性越好, 游离烃含量越高, 可动性越高。基于此原理, 建立定性—半定量建立利津洼陷油页岩甜点评价标准 (表 4)。

表 4 油页岩甜点快速评价标准

类型	有机质含量/%	游离烃含量/%
一类层	>4	>4
二类层	2~4	2~4

4 实例分析及处理

利津洼陷利 886 块开发采用井工厂模式,一个平台 6~7 口井,未设计取心任务。开发方要求利用钻、测、录数据快速评价,及时提供评价成果,保障钻井和后续投产的快速衔接,减少钻井、作业等待时

间,提高开发效率。

以利津洼陷利 886 块 L886-X1 为例,按照表 4 建立的定量划分标准,在纵向上将甜点定为 2 个标准(一类层、二类层)(图 4)。其甜点段集中在层位纯上 3(一类层和二类层集中发育),其中一类层用蓝色表示,二类层用红色表示。

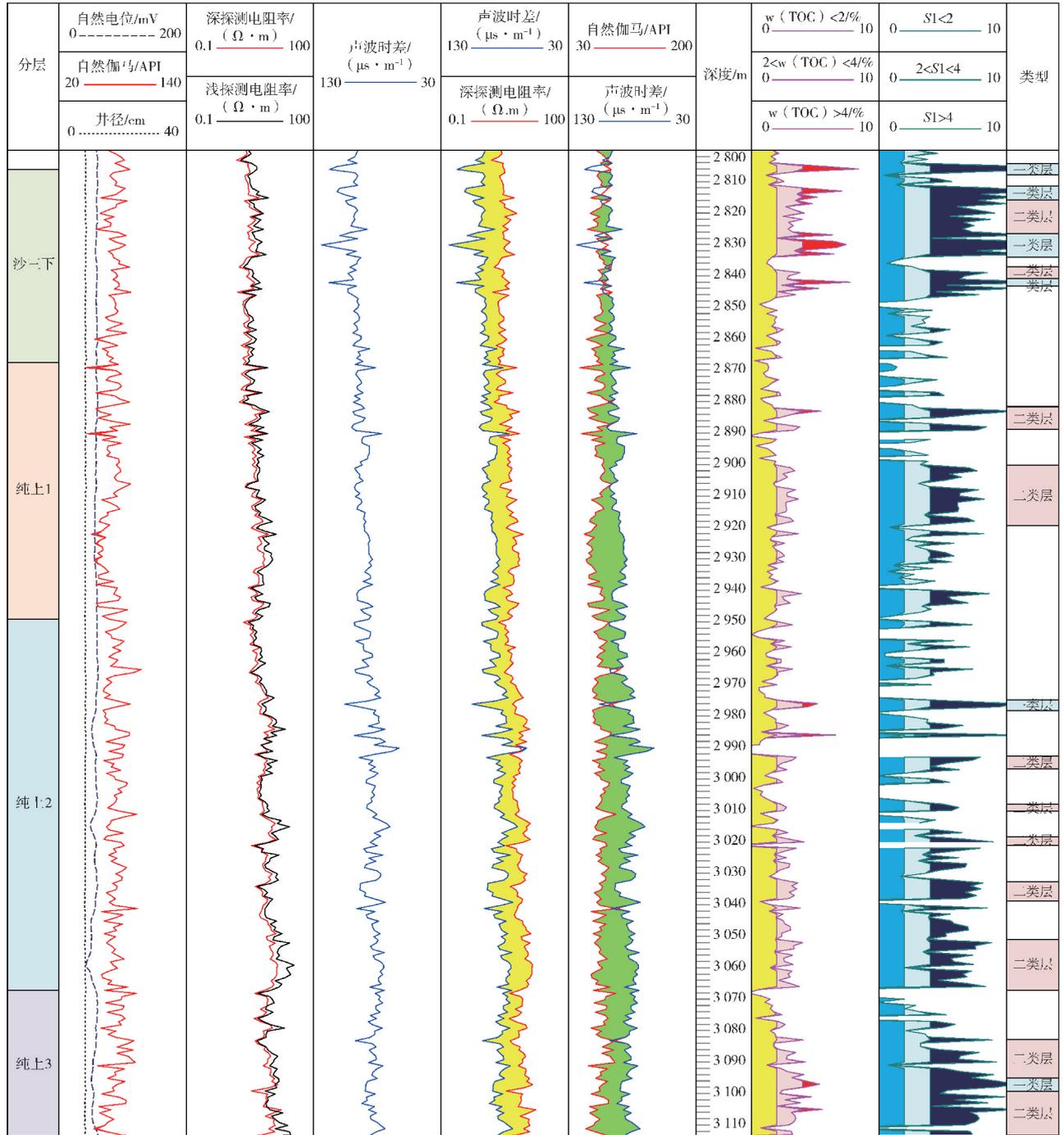


图 4 利 886 块 L886-X1 油页岩层段甜点分类

目前该井已顺利完钻,并在沙四纯上 3 获得较好的效果。实钻情况为纯上亚段发现荧光级显

31.00 m/19 层,油迹级显示 3.00 m/3 层;试油资料显示,累油 1 549 t,累水 2 206 t,峰值日油 18.8 t,有

力的辅证笔者提出的定性—半定量建立利津洼陷油页岩甜点评价思路。

5 结 论

(1) 基于“三端元”划分方法细分岩相, 即“岩石组份—沉积构造—有机质”的岩相划分方案, 共划分出 12 种岩相类型。其中有利岩相类型为富有机质纹层状泥质灰—灰质泥岩。研究区块沙四上烃源岩生烃门限为 2 600, 处于生油高峰期, 有机质类型为 I 型, 以成熟的好—极好烃源岩为主, 具有产出页岩油的物质基础。

(2) 通过井实例的处理和分析, 依据阿尔奇公式计算含油饱和度和 $\Delta \log R$ 法解释有机碳含量判断油页岩的含油性, 依据拟合的统计模型评价油页岩的可动性, 将该方法应用在研究区中, 效果较好。

(3) 结合建立的页岩油的有机质含量和游离烃含量模型, 以有机质含量和游离烃含量为主要参数, 有机质含量越高, 含油性越好, 游离烃含量越高, 可动性越高。基于此原理, 建立油页岩含油性和可动性模型及利津洼陷油页岩甜点评价标准, 即定性—

半定量建立利津洼陷油页岩甜点评价标准。

[参考文献]

- [1] 曹书坡, 黄光辉, 罗辉, 等. 江苏油田泥页岩测录井评价方法应用研究[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(1): 414-422.
- [2] 朱德顺. 渤海湾盆地东营凹陷和沾化凹陷页岩油富集规律[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(3): 535-544.
- [3] SCHMOKER J W. Determination of organic content of Appalachian Devonian shales from formation-density logs[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(9): 1504-1537.
- [4] SCHMOKER J W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs[J]. AAPG Bulletin, 1981, 65(7): 1285-1298.
- [5] 张瀛涵, 李卓, 刘冬冬, 等. 松辽盆地长岭断陷沙河子组页岩岩相特征及其对孔隙结构的控制[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 430-437.
- [6] LIU X W, GUO Z Q. Anisotropy rock physics model for the longmaxi shale gas reservoir, Sichuan Basin, China[J]. Applied Geophysics, 2017, 14(1): 21-30.
- [7] 王永诗, 金强, 朱光有, 等. 济阳拗陷沙河街组有效烃源岩特征与评价[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 53-55.
- [8] 王健, 石万忠, 舒志国, 等. 富有机质页岩 TOC 含量的地球物理定量化预测[J]. 石油地球物理勘探, 2016, 51(3): 596-604.

[责任编辑] 董大伟

2 构造及沉积储层研究

孤东地区古生界、中生界经历了较为强烈的构造运动。在多期运动的作用下,地层受到了较为强烈的抬升剥蚀,孤东地区中、古生界的上部地层已经不是原来的沉积面貌。特别是中、古生界的上部地层,保存不完整,甚至都被剥蚀掉。因此,形成了古生界与上覆中生界角度不整合,研究区内可见中生界且与下古生界典型的负向结构构造特征。中生界地层分布和厚度变化受到沉积和剥蚀的影响,发生厚度剧变,因此地震反射特征有较明显的反射结构特征和大倾角产状特征。

2.1 构造特征与断裂系统

通过对孤东构造发育规律进行研究认为,该区古生界地层断裂体系主要是NW向上发育2条印支期逆断层、燕山期负反转断层以及1条喜山期走滑拉张调节断层,EW向为喜山期拉张断裂体系,而NE向为喜山期走滑断裂体系。中生界地层断裂体系主要是NW向发育1条负反转断层转化为走滑断层和1条喜山期走滑拉张调节断层,EW向发育大量喜山期拉张断裂体系,而NE向上,喜山期走滑断裂体系对潜山再次切割。因此,在古生界末期,受挤压逆断、古生界地层抬升剥蚀影响,形成2条控制古生界地层结构的逆断层;中生界早期,受拉张作用的

影响,孤东5南断层下降幅度最大,发生断层由逆向正转换,成为中生界主要的控山控盆断层;喜山期,孤东5南断层停止活动,受喜山运动断拗作用的影响,孤东南断层出现,形成了新的控盆断层,持续活动至今。

由此可见,中生界断裂系统发育,断层众多,平面组合复杂,给构造描述带来极大困难。综合应用多种地球物理技术,针对中生界顶面进行构造描述,力求最大限度的提高中生界构造描述精度,准确描述构造圈闭^[3]。通过 T_R 层拉平相干体切片和等时相干切片等技术确定主要断层发育及平面组合特征,断层平面组合特征更加合理,识别了更多的次级断层、小断层,描述级别达到垂直断距小于10 m的断层;同时,利用三维地震进行断面闭合解释提高断层描述精度,使断裂发育继承性更加明显,接触关系更为合理。

从构造描述结果上看,研究区断裂系统发育,断层众多,以正断层为主,对研究区影响最大的是孤东断层,在其周围的派生断层相交或相互切割,部分与主断层相交,在平面上构成叠瓦状或网状。整体表现为NW向、EW向、NE向3组方向的断裂系统,3组断裂系统相互切割,形成南北两排山的构造格局,孤古1高位潜山、孤东18台阶潜山和孤南洼陷依次排开,其中孤东古1潜山东西向多条断裂切割,形成多条潜山断阶带(图2)。

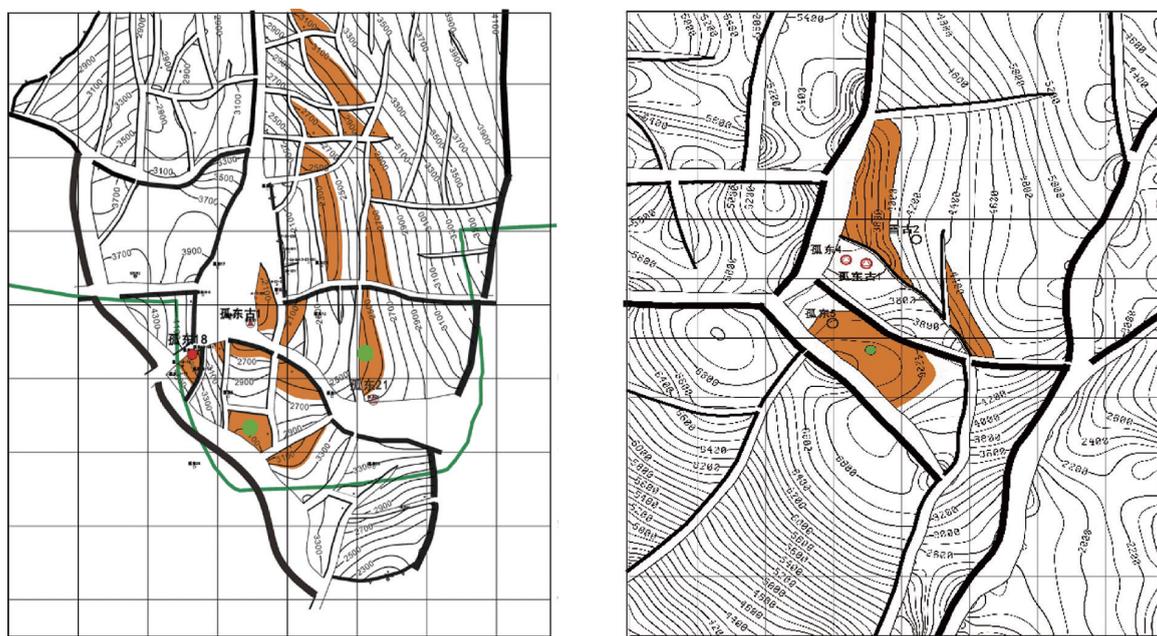


图2 孤东地区蒙阴组顶面(左)及下古生界顶面(右)构造

2.2 地层及沉积特征

孤东地区下古生界属于稳定地台型的海相沉

积,其中寒武系由浅色砂页岩、灰岩、白云岩、自而状灰岩、竹叶状砾屑灰岩和角砾状灰岩等岩类组成。

奥陶纪的古地理面貌与寒武纪后期基本相同,随着海侵的进一步扩大,水体逐渐加深,沉积物以浅海碳酸盐岩为主,并含有大量的白云岩。中奥陶系沉积以后,全区随华北地台整体上升为陆,遭受剥蚀,其顶部所造成的古风化壳为以后潜山油藏的形成创造了有利条件。上古生界沉积时期经历了由海陆交互到陆相沉积环境的过渡,二叠纪末,本区整体抬升,遭受剥蚀,由于孤东潜山抬升强烈,整个上古生界剥蚀殆尽。

孤东地区中生界地层非常发育,由侏罗系和下白垩统组成,缺失上白垩统王氏组。自下而上有下侏罗统(J_1)坊子组、中侏罗统(J_2)三台组、上侏罗统(J_3)蒙阴组、下白垩统(K_1)西洼组,缺失三叠系,下伏古生代(Pz)地层。中生代早期侏罗世时期,由于沉积环境气候湿润,使得地层沉积环境较古生界晚期相对稳定,沉积地层主要为砂泥岩,可见明显的河流沼泽相含煤层系,并且超覆在上古生界不整合面上。中生界侏罗系分布范围最广泛的是坊子组,且坊子组整体沉积稳定,呈角度不整合特征覆盖于下古生界地层之上,坊子组岩性主要为砾岩、含砾砂岩、砂岩、细砂岩与泥岩及泥质砂岩互层为特征,灰色为主。同时,地层中夹大量的煤和碳质页岩,局部见有安山岩和玄武岩,为潮湿气候下的含煤陆相沉积。该区中侏罗统三台组分布也比较广泛,全区均有分布,最大残余厚度 1 100 m,与下伏坊子组为不整合接触。岩性主要是砂岩和砂质泥岩、泥质砂岩、泥岩及砾岩、含砾砂岩,紫红色、灰色间互沉积。夹有少量的紫色安山岩、灰色玄武岩和凝灰岩、煌斑岩等,为一套干旱气候条件下的河湖相陆相沉积。上侏罗统蒙阴组岩性以砂泥岩为主,粒度较粗,下部杂色含砾砂岩与灰色泥岩互层,上部灰色、灰绿色泥岩与砂岩、砂砾岩互层,以杂色或紫红色为主,为冲积扇体系下形成的沉积。

中生代中、晚期,随着沉积气候逐渐由湿润环境转变为干燥,且受强烈的燕山块断运动的影响,地层出露,受还原环境影响,沉积一套以紫红色砂岩为主的河湖相碎屑岩。中生界末期,孤东地区整体抬升,晚白垩统王氏组沉积未形成。总体上,中生界发育以陆相碎屑岩储层为主。中生界白垩系下统的西洼组地层厚度大且在研究区内分布广泛,与下伏蒙阴组接触关系为假整合,白垩系地层主要为火山岩及火山碎屑岩沉积,岩性主要有灰色玄武岩与杂色砾岩、紫色安山岩、砂岩-泥岩互层。孤东潜山的顶部西洼组被

剥蚀缺失,由此可见西洼组分布只限于洼陷及潜山斜坡地带。全区缺失上白垩统王氏组沉积。

从整体地层结构上看,孤东潜山主体向西南抬升,由北向南依次出露西洼组和蒙阴组;孤南洼陷块也向 SW 抬升,由北向南依次出露西洼组和蒙阴组;孤东西北部向 NW 抬升,由 E 向 W 依次出露西洼组和蒙阴组(图 3)。孤东潜山与北部长堤、桩西、埕岛潜山同处于黄河口凹陷与沾化凹陷之间的潜山带上,具有相似的成藏条件,长堤、桩西、埕岛潜山中生界均已成藏,孤东潜山中、古生界也应具有一定的勘探潜力。

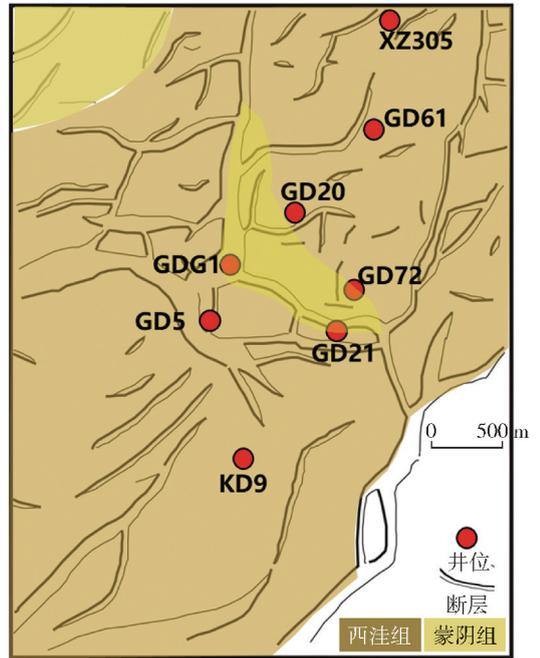


图 3 孤东地区剥前第三系中生界地层展布

2.3 储层特征

孤东地区中生界储层主要是碎屑岩储层,也分布火成岩储层。储层岩性主要以砂岩和火山碎屑岩以及火山碎屑岩为主,整体分布广泛,纵向厚度最超过 800 m,且层数多,砂岩含量较高。但是由于沉积环境不稳定、沉积时间长,压实作用强烈,中生界岩性、岩相及其复杂,储集性能变化大,具有明显的不均一性。中生界储集类型分为三类:孔隙型、孔隙-缝洞型和裂缝型。从已钻井资料来看,中生界的岩性主要为泥岩、砂岩以及凝灰质砂岩的薄互层,部分地区分布有少量安山岩。凝灰质砂岩、凝灰岩和安山岩分布于断层附近。根据录井资料,对中生界油层归属进行分析,通过分析,得到各组段的井壁显示、油性 & 产能对比:西洼组岩性复杂,以安山岩、凝灰岩为

主,钻井数多,显示差,见产能相对少;蒙阴组岩性以砂岩为主,井壁显示好,产能也好,油性也好;三台组岩性也以砂岩为主,井壁显示好,钻井数少,潜力大。从已钻井资料表明,距离中生界顶面 20~120 m,储层孔隙度在 8.4%~13.8%之间。储层物性纵向分布均匀,蒙阴组与三台组储层物性较好。

3 成藏条件分析及储层预测

3.1 成藏条件分析

孤东油田具有孤南和黄河口双向油源供应的优越条件,喜山期 NE 向走滑断层对油气具有较好的沟通作用,桩东凹陷和孤南洼陷沙三段与沙一段生油岩提供较好的油源供给。分析已钻井发现,与油源直接对接的潜山西翼二台阶成藏性更好。同时,来自洼陷的油气通过断层向上输导进入中生界,可以沿不整合面向内幕输导,向上可继续通过新生界

储层向潜山输导,所以距油源较远的潜山主体内也发现了油气^[4]。

分析成藏圈闭的储盖组合认为,中生界的地层埋深比较深,形成时间距今也比较长,固结程度比较高,岩性较为致密,原生孔隙度和渗透率比较低,尤其是火山岩分布的地区,原生孔隙没有连通性。虽然中生界砂岩分布较为广泛,但是有效储层并不发育。通过分析孤东地区钻遇到中生界地层 13 口井的储层条件,认为西洼组(孤东 18)、蒙阴组(孤东 20)、三台组(孤东 3)、坊子组(孤东古 1)均见显示,可见该区火成岩、碎屑岩均可作为储层。由此可见,孤东潜山构造带西侧大断层的长期剧烈活动能使储集性能得到改善,同时给油气运移创造有利条件。且从孤东 181、孤东斜 552、孤东 5 等井的钻探情况来看,二台阶山上中生界上覆 100~500 m 厚的泥岩段,盖层条件有利,储盖配置合理(图 4)。

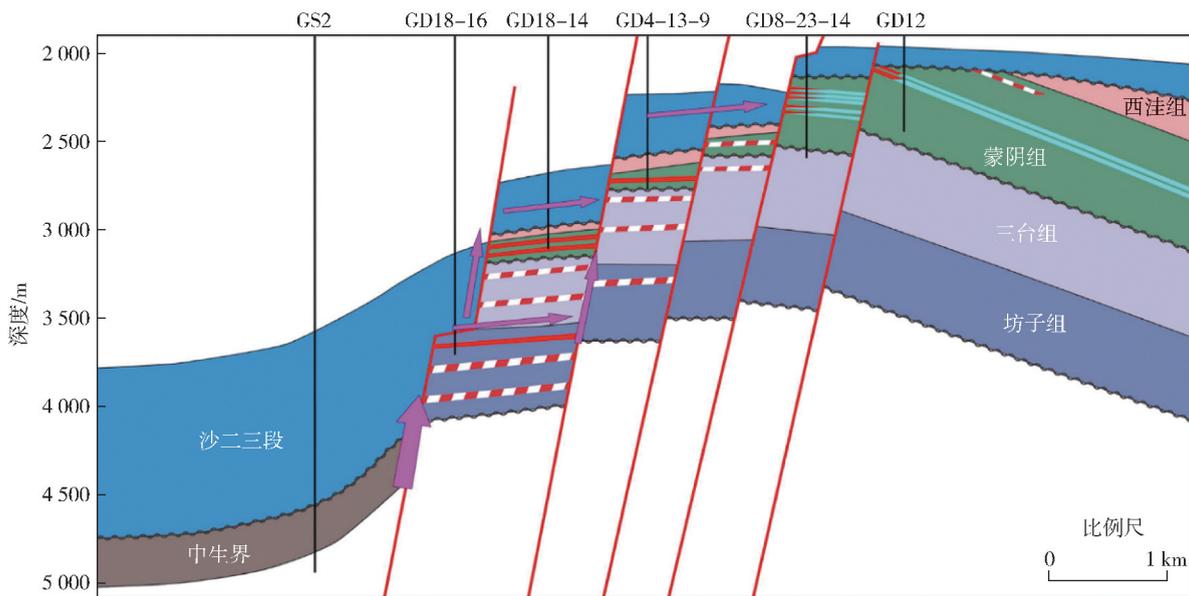


图 4 孤东中生界潜山油藏剖面示意图

从主要控藏条件分析,在油气运移期,断层活动性与油气的运移通道具有较强的相关性。孤东西部中生界主要形成断块构造油藏(孤东 18、孤东 18-16),断层附近裂缝发育,对储层有积极改造作用,且靠近孤南洼陷的断层能有效沟通油源。对于断块油藏,优选构造圈闭落实,储层预测有利且储盖配置关系合理的区域进行部署。

3.2 油气圈闭类型

(1)断块圈闭类型。孤东断裂带与孤东南部断阶带均是边界或较大断层发育区,均为断层纵向运移成藏区带,但孤东断裂带活动强度大,应力特点为

张性。该特点决定了其形成断裂破碎带和多层系复杂断块圈闭组合^[5-6]。主干断裂沟通油源,含油层系全,油藏丰度高,横向变化大,油气在断层—不整合组合中既可以沿不整合面横向运移,也可以沿断层垂向运移,不整合面和断层都是油气的快速运移通道,二者的有效配置为油气向潜山内的运移提供了良好的运移条件,形成复杂断块—断层油藏组合。

(2)风化壳圈闭类型。研究区中生界经历过严重的抬升,使得中生界潜山顶面经历过较长时间的风化剥蚀。同时,由于中生界陆相碎屑岩相当发育,长期的风化能够形成优质的碎屑岩储层,且上覆第三系

地层泥岩隔层发育。由于孤东断层活动时间较长,该断层及其周围的派生断层相交或相互切割,在断层有效沟通油气源条件下,在中生界潜山高部位容易形成较为有利的源-储-盖配置,形成风化壳油气藏圈闭。

3.3 有利目标评价

在精确落实孤东地区中生界顶面构造图的基础上,结合储层、圈闭类型综合分析,认为孤东地区中、古生界仍然具有强大的勘探潜力。共描述孤东地区中生界有利圈闭面积、古生界有利圈闭面积两层超过 20 km²。综合考虑油气源条件优选,优选中古生界潜山南部断块山为有利圈闭。

有利圈闭及目标,圈闭位于孤东 5 潜山二台阶构造带,南部紧邻孤南洼陷,圈闭距离油源近,中生界为断块构造,古生界为断鼻状构造,中生界和古生界的成藏概率大,如图 5。该条带潜山低部位钻探的孤东 18 以及北部孤东古 1 井均在目的层钻遇了油气显示,证实了孤东潜山二台阶断层具有沟通油源的能力,体潜山较高部位是古-中生界最有利勘探区带。有利圈闭及目标,圈闭位于孤东 21 井北部,探索古-中生界潜山断块油藏的含油气性,评价中生界有利圈闭面积近 3 km²,中生界储层与断层下降盘沙三段地层直接对接,油源条件有利。同时古生界同样为一断块圈闭类型,有利圈闭面积约 2 km²。

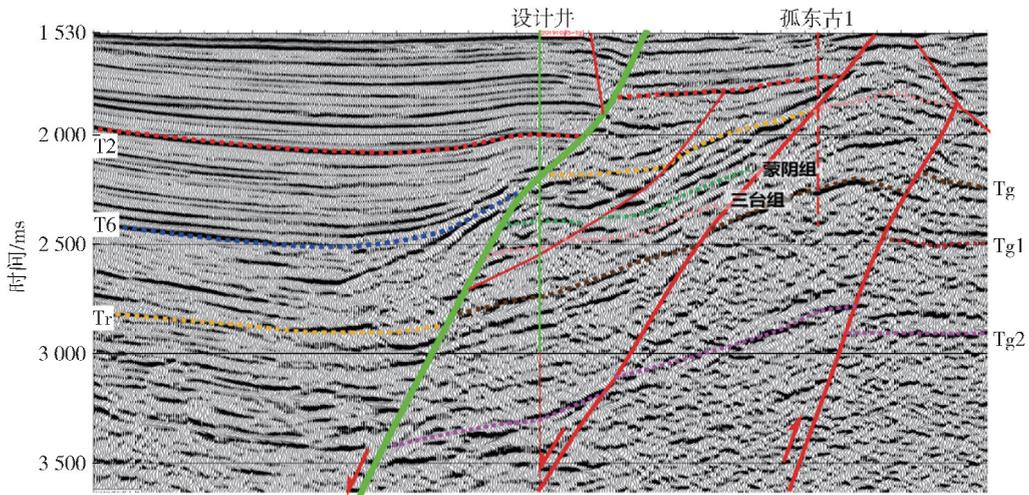


图 5 有利圈闭目标南北向地震剖面

4 结论

(1) 孤东地区中、古生界断裂系统发育,受构造运动影响表现为“三断两山”的构造格局,通过精细落实构造认为该区 NW 向断裂、EW 向断裂、NE 向断裂相互切割,形成了南北两排山的构造格局。孤东主体高位潜山、孤东 18 台阶潜山和孤南洼陷依次排开。

(2) 由于孤东古 1-孤东 20 井区剥蚀出露本溪组地层,上覆第三系地层泥岩隔层发育的中生界潜山高部位容易形成地层油气藏。孤东断裂带与孤东南部断阶带均是边界或较大断层发育区,断层沟通油源是断块圈闭形成的有利区带。

(3) 在构造落实的基础上,优选断裂发育,油气

输导有利的二台阶潜山带、主体潜山较高部位,中生界、古生界兼探,有望实现孤东潜山勘探突破于进展。

[参考文献]

- [1] 余朝华,黄超,祁成祥,等. 济阳拗陷东部垦东—孤东潜山带走滑断层特征与成因分析[J]. 石油物探,2013,3(52):301-306.
- [2] 郭丽丽. 孤东中生界潜山油气运聚条件研究[D]. 东营:中国石油大学(华东),2010:6-9.
- [3] 刘传虎,王军. 济阳拗陷古潜山油气藏体系及勘探技术[J]. 特种油气藏,2002,9(2):1-5.
- [4] 杜学斌,解习农,任建业,等. 济阳拗陷中生界古潜山油藏输导体系及成藏模式[J]. 地质科技情报,2005,24(2):22-26.
- [5] 李丕龙,张善文,王永诗,等. 多样性潜山成因、成藏与勘探:以济阳拗陷为例[M]. 北京:石油工业出版社,2003.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.008

回注水中乳化油对储层伤害的实验研究

崔东迪

(中石化股份有限公司胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257000)

[摘要] 回注水中的乳化油进入渗透率不同的储层时会对储层造成吸附和液锁等不同程度的伤害。以某油田S区块中高渗油藏为例,基于采出液中乳化油含量分析结果,通过岩心流动实验,研究3种含油量的乳化油溶液侵入不同渗透率级别的人造岩心时对其造成的损伤,并分析注入速度对其结果的影响。结果表明:注入速度的影响较小;随着岩心渗透率增大,乳化油溶液对储层的伤害程度减小;对于同一级别渗透率的岩心,乳化油含量越高对储层的伤害程度越严重。最终根据线性拟合得出适用于该区块中,不同渗透率储层的乳化油含量的回注界限。

[关键词] 回注水;乳化油;含油量;渗透率损失值;界限

[中图分类号] TE341 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0041-05

目前中国大多数油田已进入高含水开发期,采出液的含水已经较高,超过90%。综合含水高,油田废水产量日益增大,为保障油田的长期稳产,大部分油田采用采出液回注等多方位治理措施。二次采油回注时因地层流体、地层非均质性的差异,长期水驱后储层的孔、渗增大,储层对水质的界限应该适量放宽^[1-2]。回注水中存在的乳化油含量是影响水质的主要指标,也是导致储层损伤的主要因素之一^[3]。在采出液回注过程中,因为原油或回注水(污水)中存在表面活性剂,当回注水注入地层后与原油剪切摩擦,部分原油因乳化变成乳化油滴,会对储层造成液锁和吸附的伤害^[4-6]。在流动过程中由于存在贾敏效应,会导致储层堵塞,降低注水开发效果。国外有学者前期认为,乳化油溶液对储层伤害的程度和固体颗粒对其伤害程度是大致相同的。但后期的实践可以表明,两者的伤害机制仍存在差异,其中乳化油滴形态是可变的^[4],因此当流动压力变大时,侵入储层程度更深。Todd主要研究海上油田开发,当污水二次回注后,对于较高渗透率的储层,注入水中无论多大粒径范围的油

珠,对储层也不会造成严重的伤害^[7]。杨海波提出,在孔隙内,注入水中的乳化油滴产生贾敏效应,在其加合的作用下,会影响注入效果和有效孔径,降低储层渗透率,当回注水中乳化油溶液的含油量越高,导致油珠在储层流动中造成的堵塞现象越严重^[8]。根据某油田S区块储层物性特点及采出液水质状况,研究分析井口采出液中乳化油的特性,通过开展大量室内实验研究,设计不同含量的乳化油溶液的岩心流动实验,并研究注入速度对实验结果的影响,多方面综合研究对储层伤害程度的影响,提出适合S区块不同渗透率储层的含油污水推荐控制界限。

1 岩心流动实验

1.1 实验条件

1.1.1 实验材料及参数

研究区块为中高渗油藏。各小层孔、渗数据如表1所示,渗透率为 $(544 \sim 1\ 830) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为32.7%~35.6%。按照《SYT5329-2012 碎屑岩油藏注水水质推荐指标分析方法》,该区块平

[收稿日期] 2021-11-19

[作者简介] 崔东迪(1993—),女,山东东营人,中石化股份有限公司胜利油田分公司勘探开发研究院助理工程师,主要从事油气藏开发技术研究。

均渗透率超过 $600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 应执行 C4 级标准 ($c_o \leq 30.0 \text{ mg/L}$)。

表 1 S 区块 Ng3¹-4⁴ 各小层储层物性统计

层位	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
Ng3 ¹	33.9	815.0
Ng3 ²	34.6	1 257.0
Ng3 ³	35.6	1 632.0
Ng3 ⁴	35.1	1 830.0
Ng3 ⁵	34.8	1 240.0
Ng4 ¹	32.7	544.0
Ng4 ²	34.0	982.0
Ng4 ³	33.2	932.0
Ng4 ⁴	34.0	1 041.0
平均	34.2	1 141.0

根据该区块渗透率分布范围, 实验选用级别为 $(500, 1\ 000, 1\ 500, 2\ 000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的室内人工胶结岩心。模拟地层水是根据 S 区块地层水水离子按比例进行配制, 矿化度为 $6\ 869 \text{ mg/L}$, 实验温度 $70\text{ }^\circ\text{C}$ 下密度为 0.983 g/cm^3 , 黏度为 $0.416 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。实验所用的模拟油, 根据该区块地下流体油水流量比, 用现场油样进行脱气脱水处理后所得的地面脱气原油与煤油按一定比例进行配置, 并使得所配置的模拟油与地下原油黏度一致, 测得在实验温度下, 剪切速率对原油黏度影响不明显, 因此所配置的模拟油稳定性较好, 可用来后续实验。

1.1.2 实验设备及流程

实验设备主要有 722 型可见分光光度计、高温高压油藏驱替模拟装置、1 000 mL 中间容器、岩心夹持器、ISCO 泵、手摇泵等。乳化油溶液对储层伤害的实验流程图, 如图 1 所示。

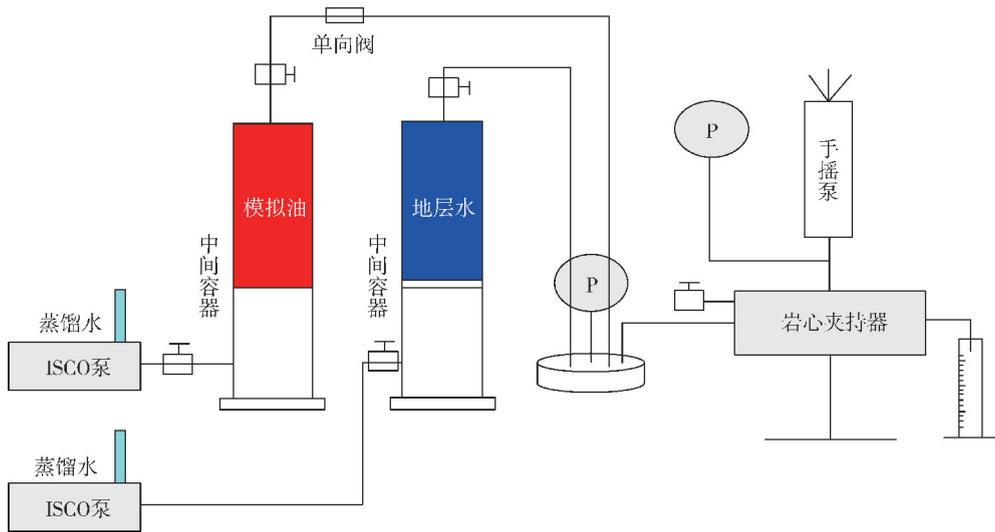


图 1 岩心流动实验流程

1.1.3 实验流速确定

根据平面径向流产量公式, 简化地层中任意一点的渗流速度计算公式为

$$v = \frac{Q}{2\pi h} \frac{1}{r} \quad (1)$$

式中, Q 为产量, cm^3/s ; h 为油层厚度, cm ; r 为油管半径, cm 。

靠近井壁处, 渗流速度最大。根据 S 区块不同层位生产数据可知, 产液量 $Q = 180 \text{ m}^3/\text{d}$, 油管内径 $d = 0.0762 \text{ m}$, 油层厚度 $h = 45 \sim 60.8 \text{ m}$ 。代入式 (1), 得井壁处流速 $v = 12.3733 \sim 16.7177 \text{ m/d}$, 约为 $0.8593 \sim 1.1609 \text{ cm/min}$ 。对应到岩心内流速为 $q = v\pi r^2 = 4.22 \sim 5.70 \text{ mL/min}$ 。

1.2 实验步骤

在采出液中含油量测试结果基础上, 开展室内乳化油溶液对储层伤害评价实验。

(1) 干燥好的人造岩心用真空泵抽成真空, 后加压饱和和模拟地层水, 计算液测孔隙度。

(2) 用手摇泵将装有饱和后岩心的岩心夹持器, 围压升至 1.5 MPa 。

(3) 用 ISCO 泵以恒定流速开始地层水驱, 记录上游压力及出口端出液量至不变, 计算得到岩心的初始液测渗透率 k_{i1} 。

(4) 打开控制模拟油中间容器的开关, 分别以相应流速同时向岩心内注入模拟油和地层水, 至记录上游压力及出口端出液量至稳定, 计算得到注入

相应采出液后,岩心的渗透率 k_{pv} 。

(5)根据记录的数据,计算得到岩心的最终渗透率损失值

$$\alpha = 1 - \frac{k_{pv}}{k_i} \quad (2)$$

式中, α 为渗透率损失值,即岩心损伤率,%; k_i 为注入模拟地层水后,岩心的初始液测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_{pv} 为注入采出液后的岩心渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

目前石油行业以 α 为 30% 时,视为储层被堵塞的临界值,若 α 的值大于 30%,说明该堵塞程度对储层会造成伤害,且不可忽略;若岩心渗透率损失值 α 小于 30%,则可视为地层没有受到伤害,或者伤害程度比较小,可以忽略不计^[9]。依据石油行业标准《SY/T5358-2010 储层敏感性流动实验评价方法》,将注入采出液后得到的岩心渗透率,与初始模拟地层水驱后得到的岩心渗透率相比,变化率为 20% 时所对应的点为此次实验设计乳化油含量界限的低限,高限的设计则可兼顾储层保护配伍性,适量放宽水质要求,控制在 30% 内。

2 实验结果分析

2.1 采出液中含油量

由于采出液中的油状物能够被汽油等有机溶剂

溶解,且溶解液的颜色越深,代表含油量越高,因此通过对 S 区块所取 2 个样品的采出液进行萃取,使用分光光度计测试吸光度,并与标准油溶液进行对比。得出现场 2 个采出液样品中,其含油量分别为 20.87 和 16.15 mg/L,测试对比如图 2 所示。

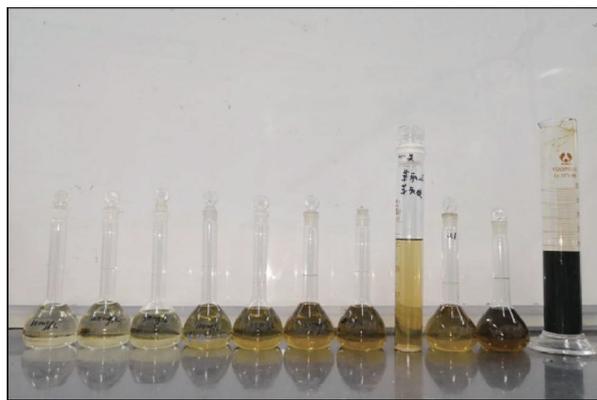


图 2 采出液萃取后样品与标准油溶液对比

2.2 不同注入速度对储层伤害程度分析

参考 S 油田主力层的渗透率级别,以渗透率为 $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心为例,针对不同含油量 (50、100 mg/L),研究注入速度 (0.5、2.5、5 mL/min) 对乳化油溶液造成岩心伤害程度的影响,结果见表 2。

表 2 不同注入速度对乳化油溶液造成岩心伤害实验结果

岩心编号	含油量 $c_o /$ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	流速/($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	气测渗透率 $k_g /$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	初始液测渗透率 $k_i / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入采出液后渗透率 $k_{pv} / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率损失 $\alpha / \%$
S-1-1	50	0.50	1 863.44	502.62	488.92	2.73
S-1-2	50	2.50	2 092.92	565.45	550.35	2.67
S-1-3	50	5.00	2 105.19	630.82	615.25	2.47
S-2-1	100	0.50	2 092.92	560.75	527.76	5.88
S-2-2	100	2.50	1 979.87	588.56	556.29	5.69
S-2-3	100	5.00	2 078.03	560.10	529.99	5.38

根据表 2 可知,相同条件下,当乳化油含量越高,渗透率损失值越大;当渗透率相同时,向岩心中注入同一含量的乳化油溶液,通过改变流速,低流速 0.5 mL/min 时,渗透率损失值稍高。流速从 0.5 mL/min 增加至 5 mL/min 时,含量分别为 50 和 100 mg/L 的乳化油溶液,对储层渗透率的伤害率分别增加了 9.5% 和 8.5%,说明注入速度对乳化油造成的储层伤害影响不大,因此以恒定流速 5 mL/min 进行乳化油溶液对储层的伤害实验。

2.3 回注水中乳化油含量对储层伤害

根据《SY/T 5329-2012》水质标准,结合油田现场相关数据确定,设计不同渗透率级别下的乳化油溶液侵入储层的伤害实验。在 3 种不同含油量 (50、100、200) mg/L 条件下,进行渗透率分别为 $(500, 1\,000, 1\,500, 2\,000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的平行实验。

图 3 是当注入最少含油量 50 mg/L 的乳化油溶液时, $547.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心在各阶段时液测渗透率随注入量的变化曲线,其中曲线 I 区为模拟地层水驱替岩心阶段,得到的 k_i 是液测初始渗透率;

II 区为含有乳化油的溶液驱替岩心阶段,得到的 k_{pv} 是注入采出液后的岩心渗透率。可以看出,随着累积注入体积倍数的增加,上游压力逐渐升高后趋于稳定,液测渗透率先降低后逐渐趋于稳定,由此说明乳化油溶液对岩心的伤害程度,随着注入量的增加而增大,并最终达到一个稳定值。

不同渗透率人造岩心注入不同含量乳化油溶液时,各阶段岩心渗透率及渗透率损失值汇总结果如表 3 所示。

根据表 3 可以看出,当向气测渗透率约为 $550.99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心中注入乳化油溶液 ($c_o = 200 \text{ mg/L}$) 时,渗透率损失值最大为 18.0%, 小于石油行业认定的渗透率界限 ($\alpha = 30\%$), 因此可以认为所测乳

化油溶液对于该区块储层几乎不堵塞。

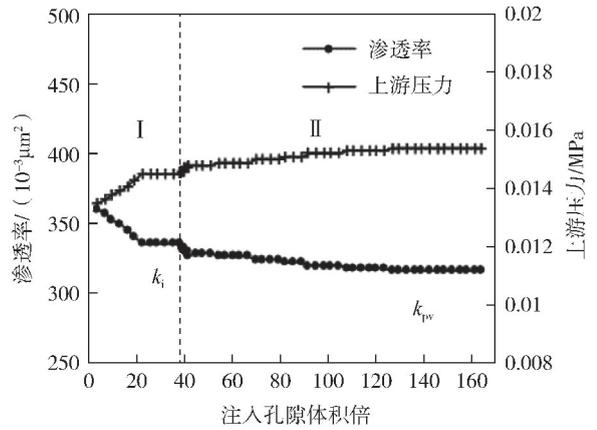


图 3 乳化油溶液对 $k_g = 547.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心的伤害曲线

表 3 乳化油溶液对岩心伤害实验结果

岩心编号	含量 $c_o /$ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	气测渗透率 $k_g /$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	初始液测渗透率 $k_i / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入采出液后渗透率 $k_{pv} / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率损失值 $\alpha / \%$
A-1	50	547.75	335.08	315.49	5.80
B-1		997.27	436.47	418.43	4.10
C-1		1 558.92	553.65	529.04	3.40
D-1		2 105.19	630.82	615.25	2.50
A-2	100	542.71	322.97	287.95	10.80
B-2		1 006.41	410.08	379.01	7.60
C-2		1 436.25	545.25	510.08	6.50
D-2		2 078.03	560.10	529.99	5.40
A-3	200	550.99	341.69	280.07	18.00
B-3		1 028.76	441.19	363.90	17.50
C-3		1 439.04	510.05	435.86	14.50
D-3		2 135.38	515.41	454.50	11.80

图 4 为不同渗透率人造岩心注入含量不同的乳化油溶液时,注入采出液后渗透率与初始液测渗透率相比、渗透率损失。

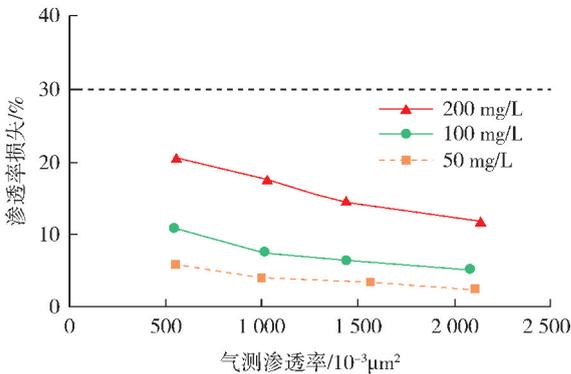


图 4 乳化油溶液对不同渗透率岩心伤害结果

化油溶液进入岩心内部,依附在孔壁、喉道内部,产生附加流动阻力,岩心渗透率降低。与初始阶段岩心渗透率 k_i 相比,注入乳化油后岩心渗透率减小,渗透率损失稍有增加。由此可知,控制变量条件下,乳化油溶液的含油量越高,岩心的渗透率越小,最终渗透率损失会相应越大。

2.4 不同渗透率储层乳化油回注界限确定

图 5 为不同含量乳化油对渗透率为 $(500 \sim 2\ 000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 储层的伤害实验结果。岩心渗透率损失值随乳化油含量的增加而增大。不同渗透率级别的岩心,乳化油含量与渗透率损失值满足线性关系,通过对线性曲线拟合,得到相关拟合系数为 0.979 2 ~ 0.999 9,相关性较高。通过拟合公式,得到渗透率损失为低限 20% 时,适合该渗透率级别储层的乳化油含量推荐回注界限(表 5)。

结合岩心流动实验可以得出,注入采出液后,乳

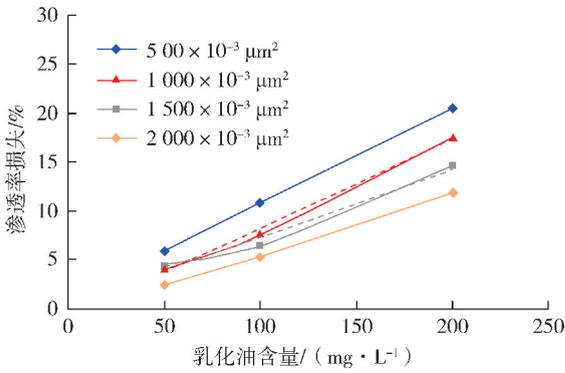


图5 不同含量乳化油溶液对不同渗透率级别储层造成的伤害

表5 不同渗透率储层渗透率损失值与乳化油含量相关关系

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率损失值 拟合公式	相关系数	$\alpha = 20\%$ 时 乳化油含量界限/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)
500	$\alpha = 0.0979\alpha_0 + 0.99$	0.9999	194.18
1000	$\alpha = 0.0907\rho_0 - 0.84$	0.9932	229.77
1500	$\alpha = 0.0693\rho_0 + 0.39$	0.9792	282.97
2000	$\alpha = 0.0626\rho_0 - 0.75$	0.9994	331.47

3 结 论

(1) S油田采出液中乳化油含量平均为 18.51 mg/L;在相同实验条件下,注入流速对乳化油溶液造成储层的伤害影响并不大。

(2) 同一渗透率的储层,储层的受伤害程度与乳化油的含量呈线性增加关系。同一实验条件下,

储层的渗透率越大,最终被侵入的伤害程度越小。

(3) 根据实验结果总结,利用线性曲线拟合,对于回注水中乳化油溶液,某油田 S 区块(500、1000、1500、2000) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率级别储层,推荐注入界限含油量分别为 194.18、229.77、282.97、331.47 mg/L,在一定程度上放宽该区块的水质界限。

[参考文献]

- [1] 董长友,龚胜利,黄素华,等. 渤中 25-1/S 油田注入水堵塞机理[J]. 石化技术,2019,26(11):163,151.
- [2] 李惠明. 低渗透油田注水开发注水水质问题研究[J]. 中国石油和化工标准与质量,2017,37(12):128-129.
- [3] 王永清,李海涛,祝渝培,等. 注入水中乳化油滴对储层伤害的实验研究[J]. 西南石油学报,2003,25(1):43-46.
- [4] 王东. 注入水悬浮物与含油量控制指标的研究[D]. 西安:西安石油大学,2012.
- [5] 苑光宇,罗焕. 原油乳化性能影响因素室内试验研究[J]. 精细石油化工进展,2018,19(6):4-6,10.
- [6] 南源,马双政,陈小娟,等. 南海 M 油田 J 层注水适应性试验研究[J]. 科学技术创新,2020,25(7):19-20.
- [7] ZHANG N S, SOMERVILLE J M, TODD A C, et al. An experimental injection of the formation damage caused by produced oil by water injection[R]. SPE 26702, 1993.
- [8] 杨海波. 水质对油田注水开发效果的影响探析[J]. 化学工程与装备,2017,42(12):95-96.
- [9] 罗莉涛,廖广志,张玉,等. 注水中悬浮颗粒堵塞储层的影响因素分析[J]. 科技导报,2014,32(36):69-74.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.009

致密岩心高压渗吸采油规律及微观机制

王学武¹,肖朴夫²,杨彬³,夏志增¹,刘飞¹,印树明¹

(1. 山东石油化工学院 油气工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 提高采收率研究所, 北京 100083;
3. 中海油田服务有限责任公司 油田技术事业部, 河北 廊坊 065201)

[摘要] 致密油藏孔喉细小、微裂缝发育,毛管力作用产生的渗吸采油效果显著。针对油藏条件下渗吸效果的评价,设计一套可进行高温高压渗吸实验的流程,并进行不同流体介质的渗吸采油实验,结合核磁共振技术,评价致密砂岩岩心渗吸采油过程中不同尺度空间原油动用情况。研究表明:不同流体介质进行渗吸采油,活性水的渗吸采收率最高,其次是清水,地层水渗吸采收率最低;渗透率较高的岩心,渗吸平衡时间较短,渗吸采收率较高。将核磁共振孔隙空间分为三个级别:纳米孔隙($<0.1\ \mu\text{m}$)、亚微米孔隙($0.1\sim 1\ \mu\text{m}$)和微米孔隙($>1\ \mu\text{m}$),不同渗吸介质对不同级别孔隙中的原油都有动用,但动用的程度不同。整体而言,随着孔隙尺度的降低,渗吸采出程度减小。渗透率较高的岩心,活性水对微米级孔隙中的原油渗吸作用显著;渗透率较低的岩心,活性水能有效提高纳米级孔隙中的原油动用程度。

[关键词] 致密岩心;渗吸采油;核磁共振;微观机理

[中图分类号] TE311 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0046-04

中国致密油藏资源量丰富,是重要的接替能源。但由于致密油藏孔喉微细、渗流阻力大,必须依靠大规模体积改造才能建立初期产能^[1]。生产实践表明,部分储层体积改造后,返排率低的井其初期产能反而较高^[2-3]。大量的压裂液滞留地下,一方面会造成含水饱和度增加,产生水锁效应,增加渗流阻力;另一方面,滞留的压裂液具有一定的渗吸采油效果,能够置换储层中的原油,提高储层动用程度,因此合理的压裂返排工艺对于发挥渗吸作用,提高初期产能十分重要。同时,致密油藏由于孔喉细小、微裂缝发育等特点,在周期注水或者注水吞吐的开发过程中渗吸作用也十分显著,因此充分发挥渗吸作用对致密油藏的有效开发具有重要意义。渗吸是湿相流体依靠毛管力自发进入岩石并将非湿相替换出来的过程。20世纪初,Washburn便提出了毛细管的自吸理论^[4],近年来,随着低渗透油气藏、页岩油气藏等非常规资源的大规模

开发,渗吸在开发过程中的作用越来越受到重视。李爱芬等^[5]进行了裂缝性油藏低渗透岩心的自发渗吸实验,王珊珊等^[6]研究了表面活性剂对低渗透油藏自发渗吸影响,张艳丽等^[7]研究了不同参数对低渗透砂岩岩心渗吸采油效果的影响,王云龙等^[8]利用数字岩心方法研究了渗透岩心动态渗吸规律,李侠清等^[9]研究了不同参数对低渗透岩心渗吸采油的影响及其因素权重,李耀华等^[10]研究了凝灰质页岩油层矿物特征及对自发渗吸的影响,董大鹏等^[11]利用核磁共振技术研究了低渗透岩心渗吸采油过程中不同尺度空间原油动用情况,王香增等^[12]利用核磁共振技术将致密油藏自发渗吸和驱替作用对采收率的贡献及动用机理进行了研究,黄兴等^[13]研究了致密岩心动态渗吸过程中的3个阶段及每个阶段不同尺度孔隙空间的动用情况,刘博峰等^[14]利用核磁共振技术研究了压裂液的渗吸特征及对原油的微观动用规律。目

[收稿日期] 2021-09-26

[基金项目] 国家科技重大专项项目(2017ZX03013-001);中国石油大学胜利学院引进高层次人才科研启动基金项目(KQ2019-006)

[作者简介] 王学武(1981—),男,山东博兴人,山东石油化工学院油气工程学院副教授,博士,主要从事低渗-致密油藏渗流机理及有效开发技术研究。

前的研究通常是在常压下进行渗吸,笔者设计一套可进行高温高压渗吸实验的流程,并进行不同流体介质的渗吸采油实验,结合核磁共振技术,评价致密砂岩岩心渗吸采油过程中不同尺度空间原油动用情况。

1 实验

1.1 实验设备与材料

核磁共振测试采用苏州纽迈生产的 MicroMR12-

表1 岩心基础物性参数

分组	岩心号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗吸介质
第一组	1-1	5.438	2.504	15.18	1.489	清水
	1-2	5.204	2.506	15.82	1.523	地层水
	1-3	5.037	2.510	14.64	1.463	活性水
第二组	2-1	5.288	2.512	13.32	0.603	清水
	2-2	5.354	2.508	14.22	0.597	地层水
	2-3	5.564	2.512	12.12	0.551	活性水

1.2 实验方法与流程

渗吸采收率的计算公式为

$$\eta = \frac{V_o}{V_p} \quad (1)$$

式中, η 为渗吸采收率,%; V_o 为渗吸出油的体积, cm^3 ; V_p 为岩心的孔隙体积, cm^3 。

实验流程如图1所示,将不同流体介质分别装入不同的中间容器中,为了保证恒温,将实验流程放置于恒温箱内,并采用恒压泵和回压阀控制,以保证模拟地层高压环境。当渗吸过程充分完成后,将恒温箱内的液体引出,采用气液分离装置将原油和不同渗吸介质(清水、地层水、活性水)分离并分别计量。实验步骤:将测试基础物性参数的岩心饱和模拟地层水,然后用 Mn^{2+} 质量分数为 10 000 mg/L 的 MnCl_2 水溶液中进行驱替,以屏蔽水的核磁信号;将岩心饱和模拟油,并测试该状态下油的核磁共振 T_2 谱图;将饱和模拟油的岩心放入渗吸测试流程,分别利用不同渗吸流体介质进行渗吸实验,记录不同时

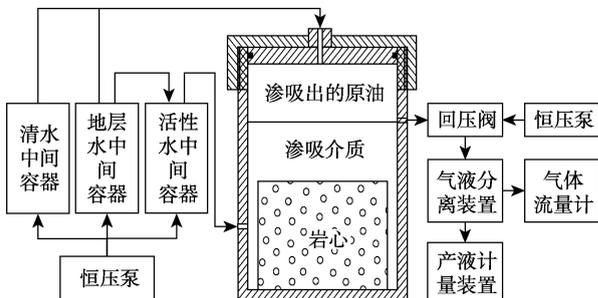


图1 高温高压渗吸装置流程

025V 核磁共振分析仪。实验用油为模拟油(现场原油与煤油按 1:1 复配,地层温度 78 °C 时,黏度为 2.46 mPa·s)。实验用水为注入清水(地表水过滤)、模拟地层水(矿化度为 4 800 mg/L)和活性水(质量分数为 0.08% 阴离子型表面活性剂)。实验用致密砂岩岩心样品取自大庆扶杨油层,为两组不同渗透率的平行样,共 6 块,其基本物性参数如表 1 所示。

间渗吸采油量;渗吸实验完成后,取出岩心,测试该状态下的核磁共振 T_2 谱图。

2 实验结果及分析

2.1 不同介质渗吸采油规律

图 2 为两组致密砂岩岩心利用不同流体介质进行渗吸实验的测试结果,从图 2 中可以看出,渗吸初期采油速度较高,随着渗吸时间的延长,渗吸采油速度逐渐降低并且采出程度逐渐趋于平稳。分析认为,渗吸初期主要发生在岩心表层,在毛管力的作用下,油水置换效率较高,而后期岩心表层形成油滴,贾敏效应开始出现,致使岩心内部的原油采出难度增加。从渗吸平衡时间来看,活性水在 30~40 h 基本达到渗吸平衡,而清水和地层水则在 40~60 h 才基本达到渗吸平衡,由于活性水能够显著降低界面张力,使流体渗流阻力降低,渗吸速度提高。从不同渗透率级别岩心的测试结果对比来看,第一组岩心渗透率较高,渗吸达到平衡的时间快于第二组岩心。

第一组岩心活性水渗吸采收率为 23.71%,清水为 14.69%,地层水为 12.30%;第二组岩心活性水渗吸采收率为 18.38%,清水为 10.67%,地层水为 8.62%,可见,不同流体介质进行渗吸采油,活性水的渗吸采收率最高,其次是清水,地层水渗吸采收率最低。分析认为,活性水使得原油与岩心孔隙壁面之间的黏附功降低,使原油更容易剥离,同时,低界面张力使贾敏效应降低,原油流动阻力降低,从而更

容易从岩心内部采出。从不同渗透率级别岩心的测试结果对比来看,第一组岩心渗透率较高,渗吸采收

率高于第二组岩心。

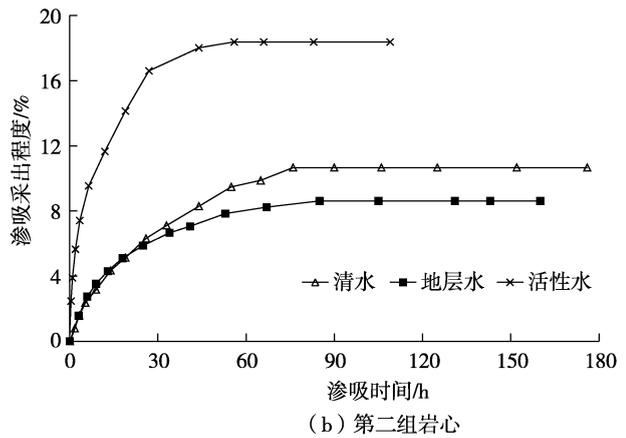
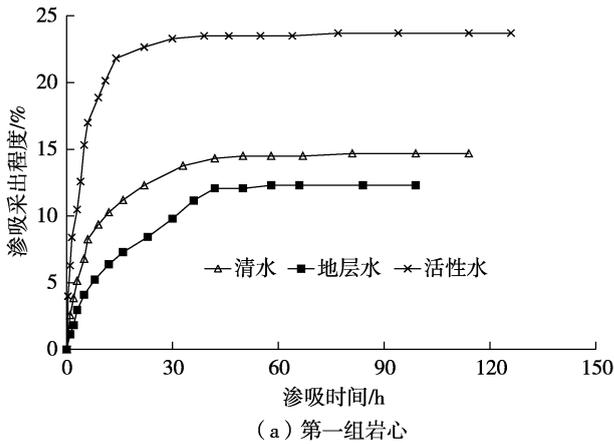


图 2 不同介质流体渗吸采油规律

2.2 不同介质渗吸采油微观机制

图 3 为第一组岩心不同流体介质渗吸前后核磁共振 T_2 谱分布,由于实验过程中 $MnCl_2$ 水溶液屏蔽了水的信号,因此核磁共振 T_2 谱为油的信号,两条曲线中间部分即为渗吸采出的油在不同孔隙中的分

布。核磁共振 T_2 谱明显呈现双峰形态且右峰较高,说明原油在不同级别的孔隙中均有分布,且较大孔隙空间为主要的原油赋存空间。渗吸采油结束后,核磁共振 T_2 谱双峰均出现一定幅度的降低,说明不同级别孔隙空间的原油都能得到一定程度的动用。

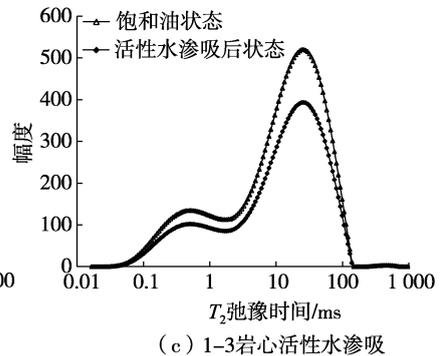
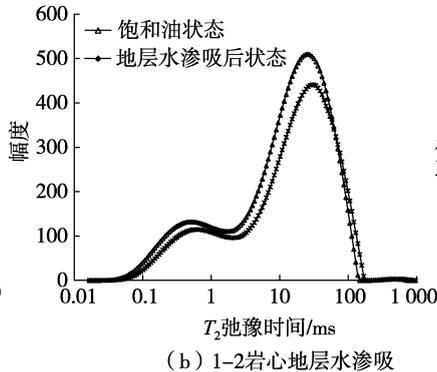
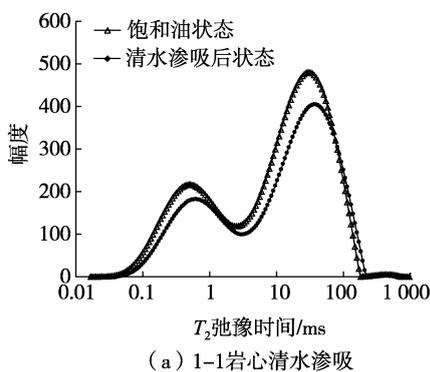


图 3 第一组岩心不同流体介质渗吸前后核磁共振 T_2 谱分布

为进一步研究渗吸过程中原油的微观机制,根据文献[15]中的方法,将岩心的核磁共振 T_2 分布转化为孔喉半径分布,公式为

$$r = \left(\frac{T_2}{C} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (1)$$

式中, r 为孔喉半径, μm ; T_2 为流体弛豫时间, ms ; n 、 C 分别为幂率、转化系数,实验中取值分别为 0.84 和 19.64。

将转化后不同尺度孔隙空间分为 3 个级别:纳米孔隙 ($< 0.1 \mu\text{m}$)、亚微米孔隙 ($0.1 \sim 1 \mu\text{m}$) 和微米孔隙 ($> 1 \mu\text{m}$),然后分别对不同尺度空间的原油动用情况进行分析,结果如图 4 所示。第一组岩心实验数据可以看出,清水、地层水和活性水渗吸对不

同级别孔隙中的原油都有动用,但动用的程度不同,在微米孔隙中活性水的渗吸作用最为显著,渗吸采收率达 14.60%,对岩心中原油的动用起主要贡献,在亚微米和纳米级孔隙空间,渗吸对原油的动用逐渐减弱。清水在纳米级孔隙空间中的渗吸作用大于地层水,分析认为,清水在纳米级的孔隙空间与储层黏土发生一定的水化作用,使黏土矿物膨胀,致使该孔隙空间的原油能够更多地被采出。第二组岩心实验数据可以看出,该组岩心渗透率更低,渗吸仍然对不同级别孔隙中的原油都有动用,与渗透率较高的岩心不同,该组岩心对纳米级孔隙空间中的原油动用程度更大,尤其是活性水,对纳米级孔隙空间的原油渗吸采收率达 8.18%。

分析认为,该组岩心渗透率低,纳米级孔隙空间含油量较多,活性水可以降低纳米级孔隙内原油与

孔隙壁面的黏附功,降低界面张力,使这部分油更易流动。

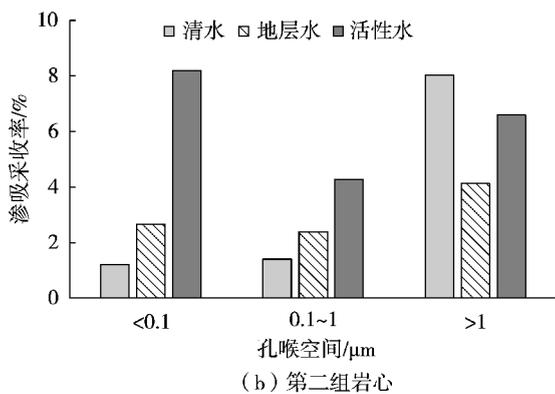
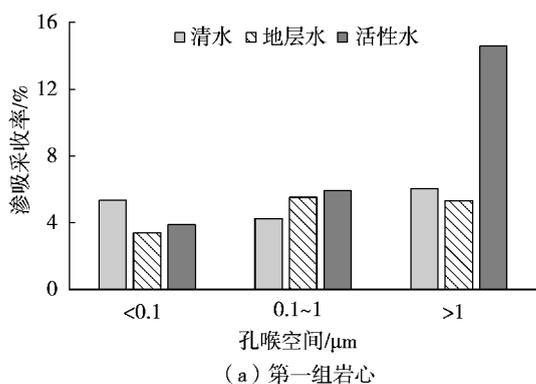


图4 不同介质流体渗吸对不同孔喉空间原油动用情况

3 结论

(1)设计一套可进行高温高压渗吸实验的流程,可以评价油藏温度和压力条件下致密储层的渗吸采油规律。

(2)不同流体介质进行渗吸采油,活性水的渗吸采收率最高,其次是清水,地层水渗吸采收率最低;渗透率较高的岩心,渗吸平衡时间较短,渗吸采收率较高。

(3)将核磁共振孔隙空间分为3个级别:纳米孔隙($<0.1 \mu\text{m}$)、亚微米孔隙($0.1 \sim 1 \mu\text{m}$)和微米孔隙($>1 \mu\text{m}$),不同渗吸介质对不同级别孔隙中的原油都有动用,但动用的程度不同,整体而言,随着孔喉尺度的降低,渗吸采出程度减小,渗透率较高的岩心,活性水对微米级孔隙中的原油渗吸作用显著,渗透率较低的岩心,活性水能有效提高纳米级孔隙中的原油动用程度。

[参考文献]

- [1] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,3(2):173-187.
- [2] 王明磊,张遂安,关辉,等.致密油储层特点与压裂液伤害的关系:以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例[J].石油与天然气地质,2015,36(5):848-854.
- [3] 于欣,张猛,贺连啟,等.清洁压裂液返排液对致密油藏自发渗吸驱油效果的影响[J].大庆石油地质与开发,2019,38(1):162-168.

- [4] WASHBURN E W. The dynamics of capillary flow[J]. Physical Review A,1921,17(3):273-283.
- [5] 李爱芬,凡田友,赵琳.裂缝性油藏低渗透岩心自发渗吸实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(5):67-69.
- [6] 王姗姗,冯奇,康晓东,等.表面活性剂对低渗透油藏自发渗吸影响研究[J].当代化工,2020,49(10):2175-2180.
- [7] 张艳丽,刘涛,孙文昕,等.低渗透砂岩油藏渗吸采油影响因素研究[J].石油化工应用,2021,40(4):18-21.
- [8] 王云龙,胡涛竣,刘淑霞,等.低渗透油藏动态渗吸机理实验研究及数字岩心模拟[J].科学技术与工程,2021,21(5):1789-1794.
- [9] 李侠清,张星,卢占国,等.低渗透油藏渗吸采油主控因素[J].油气地质与采收率,2021,28(5):137-142.
- [10] 李耀华,宋岩,徐兴友,等.鄂尔多斯盆地延长组7段凝灰质页岩油层的润湿性及自发渗吸特征[J].石油学报,2020,41(10):1229-1237.
- [11] 董大鹏,李斌会,苑盛旺,等.基于核磁共振测试的低渗亲水岩心静态渗吸特征[J].大庆石油地质与开发,2021,40(2):60-65.
- [12] 王香增,赵习森,党海龙,等.基于核磁共振的致密油藏自发渗吸及驱替特征研究[J].地球物理学进展,2020,35(5):1870-1877.
- [13] 黄兴,窦亮彬,左雄娣,等.致密油藏裂缝动态渗吸排驱规律[J].石油学报,2021,42(7):924-935.
- [14] 刘博峰,张庆九,陈鑫,等.致密油储层压裂液渗吸特征及水锁损害评价[J].断块油气田,2021,28(3):318-322.
- [15] 王学武,杨正明,李海波,等.核磁共振研究低渗透储层孔隙结构方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2010,32(2):69-72.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.010

高效自适应纳米乳液调驱技术在东北油田的应用

王金铸, 龚雪峰, 刘发根, 张龙龙, 郭文庆, 王静静

(中国石油大学(华东)科学技术研究院, 山东 东营 257061)

[摘要] 油田开发过程中高含水一直制约着油田高效开发, 无效注水、高含水采出液水处理成本的增加大幅度提升吨油成本。由于油田高含水, 为降低油田开发成本实施大面积关停, 引进膨胀纳米乳液调驱新技术实施降水增油, 基于分散架桥二次聚并机理, 强化注水、调剖调驱, 结合调驱技术室内实验及矿场实验, 对实施技术进行优化, 实现有效封堵水窜大孔道, 并取得较好的降水增油效果, 实现油田的成功复产和高效开发。

[关键词] 膨胀; 纳米乳液; 调驱; 东北油田

[中图分类号] TE358 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0050-08

中石化东北油气分公司油田以低渗透及断块油藏居多, 一方面, 注水难度较大, 渗透率低, 注水压力高, 以七棵树油田为例, 平均注水压力在高于 15 MPa, 平均渗透率低于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下, 且波及体积小。另一方面, 低渗透天然裂缝存在, 压裂投产人工裂缝, 是造成开发上短期高产而后期注水水窜的主导因素之一^[1], 以腰英台油田为例, 80%以上油井压裂投产, 注水存在两个极端, 一是注水不受效, 一是注水见效快, 水窜也快。面对油田低效开发, 以七棵树油田为例展开油藏动态开发研究, 有针对性地研究并引进新工艺技术, 有效解决了现场难题。

1 油田开发矛盾

1.1 东北油田概况

七棵树油田构造上位于梨树断陷中央构造带车家窝堡断块圈闭, 西邻十屋油田, 东南与秦家屯油田相邻。SW8-SW10井区地处吉林省公主岭市境内, 距离长春市 70 km 左右。2009~2020年, SW8-SW10井区经历了试采、产建、稳产进入产量递减阶段, 合计动用含油面积 7.92 km², 动用储量 245.36 × 10⁴ t, 共建产能 6.92 × 10⁴ t。

(1) 构造特征。研究区整体为一北东高、南

西低的单斜构造, 受小宽走滑断层、火烧高断层、秦家屯断层等三条断层的夹持形成“一隆一凹”的复杂断块(图1)。

(2) 储层物性特征。从岩心分析, 孔隙度分布范围为 8.1%~15.9%, 峰值区间为 9%~13%, 平均 10.92%。渗透率分布范围为 $(0.05 \sim 33.76) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 峰值区间为 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $6.97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于低孔特低渗透储层。

(3) 储层微观结构。从岩心分析原生孔隙粒内溶孔为主, 粒间孔被自生石英及一些微碎屑充填, 孔隙连通性较差。颗粒排列杂乱, 见石英加大现象。

(4) 孔喉分布特征。通过对毛管压力曲线分析发现, 调整区岩石总体排驱压力高, 喉道分布集中性差, 细喉道和小孔隙所占频率高, 孔隙分选性差, 似孔喉比高。

(5) 储层非均质性。研究区储层具有层间非均质性强、平面非均质性强的特征。从层间看, 2、3、4、5号小层渗透率极差为 8.5, 突进系数为 2.3(>2), 变异系数为 0.78(>0.7), 储层为非均匀型储层, 层间非均质性强。从单井看, 非均质性方面存在差异, 但普遍存在极差大、变异系数大的情况。从平面看,

[收稿日期] 2021-11-05

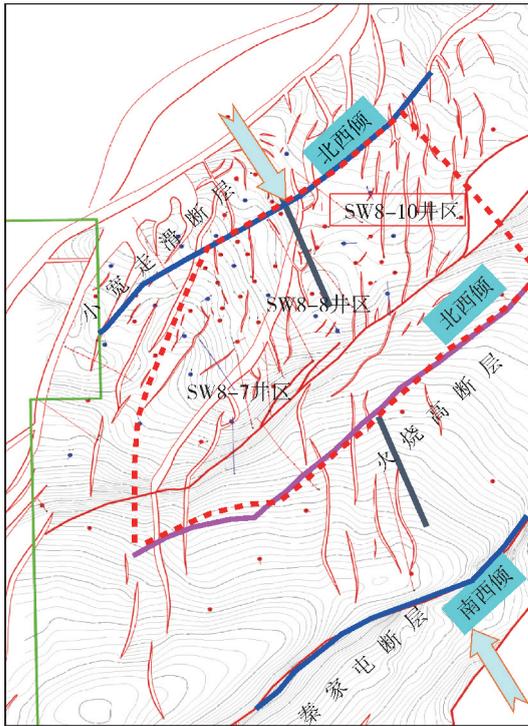
[基金项目] 中国石化 2021 年先导项目(2021-XD3689-DB215)

[作者简介] 王金铸(1969—), 男, 山东菏泽人, 中国石油大学(华东)科学技术研究院教授, 硕士生导师, 主要从事油田增产技术与推广研究。

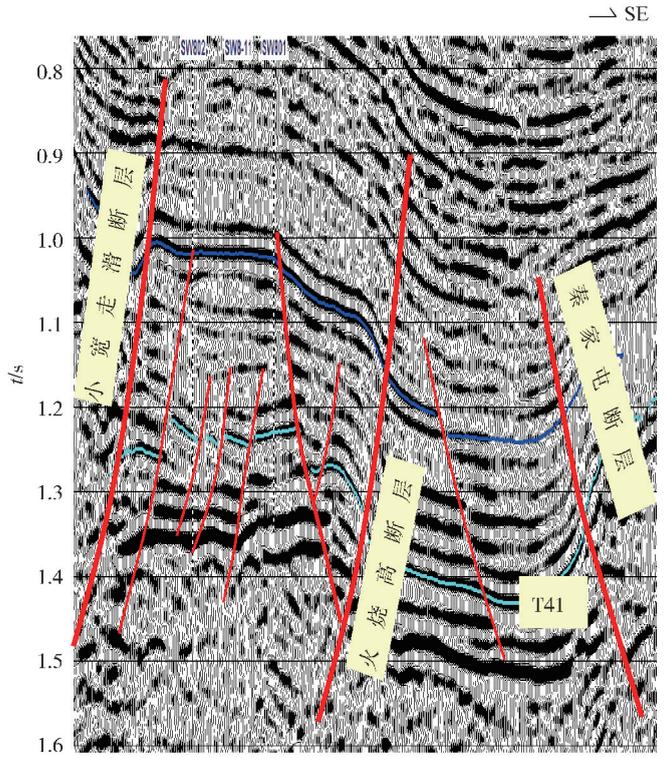
选取 SW8 井单井为例分析渗透率级差为 7.97~116.18;变异系数为 0.66~1.07。从整个油区小层内渗透分析,与砂体厚度变化规律相对应,在砂体核部物性较好,向外缘物性逐步变差。

小层未见天然裂缝,目的层天然裂缝不发育,但油井一般没有自然产能,均需压裂投产,存在大量人工裂缝,裂缝方向为北东向 $30.1^{\circ} \sim 58.1^{\circ}$,裂缝高度为 16.2~50.2 m,裂缝产状为垂直,总缝长为 170.3~293.4 m。

(6)地应力及裂缝。研究区 12 口取心井 1-5 号



(a) 七棵树油田2号小层顶面构造



(b) 地震剖面

图1 研究区构造

1.2 开发难题

目前油田主要存在以下两方面问题:

(1)地层能量保持水平低,高产井压力降低,产量降低,部分高产井综合含水增幅较快。从整个油区的压力系数变化看,地层能力逐渐下降;从日产量变化看,同样呈现下降趋势(图 2、3)。这同时显现出地层能量下降和注水效率低的问题。

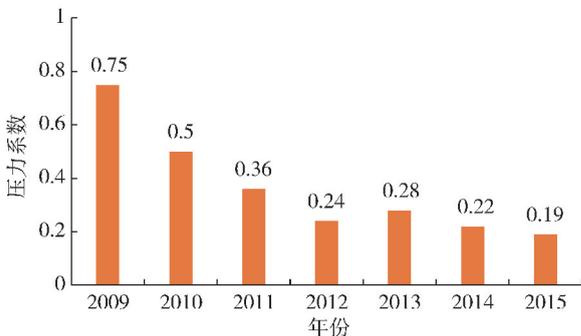


图2 油区压力系数变化

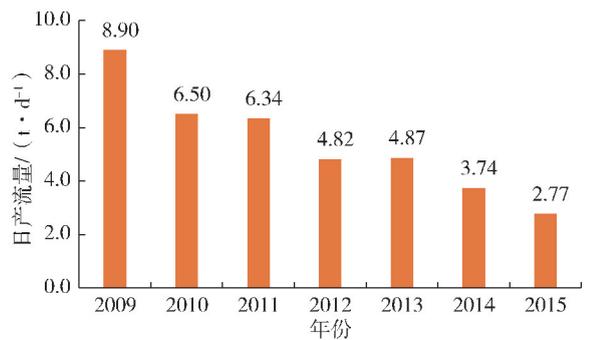


图3 日产流量变化

(2)非均质性与裂缝双重影响,加剧区块水淹水窜。2、3号小层虽然层间非均质性强(渗透率极差 8.5,突进系数 $2.3 > 2$,变异系数 $0.78 > 0.7$),且从分注前水井吸水剖面来看,存在一定的层间矛盾(图 4、5)。

SW8 井区中心井组见水后方向性水淹比较严重产量剧减,井网适应性变差。整体注水见效率高,但受压力保持水平低的影响,增液增油能力低,有效

期短,受人工裂缝及非均质性影响,方向性水淹严重,SW8井区中部油藏水淹,南北两端不受效(图6)。

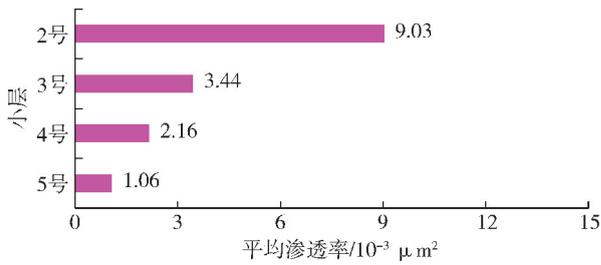


图4 七棵树油田渗透率分布

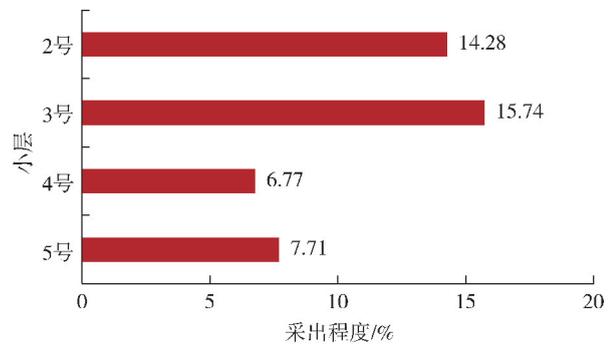


图5 七棵树油田各小层采出程度

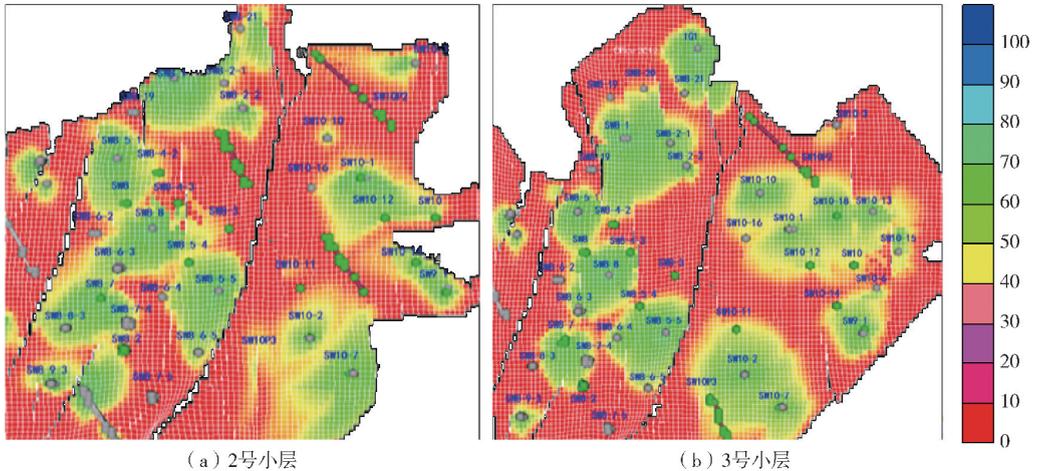


图6 小层底部水淹图

1.3 工艺技术配套

(1)强化注水。从七棵树油田恢复注水情况来看,恢复水井18口,其中14口常压注入井,4口为常压难注入井。实际注水量与配注之间存在差异,不利于油田保压开采,强化注水是其保证油田持续开发的有效手段。

(2)调驱治理水淹水窜。强化注水是实现油田维持能量的一种有效途径,能够在一定程度上保证油井的供液能力,但是大部分油井呈现高产井压力降低,液量降低,产量大福递减;部分高产井对应水井注入水单层突进,综合含水升高。调剖调驱是解决此类现象的最有效办法。

2 技术与参数优化

2.1 技术的适应性研究

2.1.1 新型膨胀纳米乳液制备

新型膨胀纳米乳液是利用预先成胶胶体通过机械研磨机理作用形成的分散型微粒体系。该乳液的强度、粒径大小可根据现场应用的需求调整,大大改善了以往颗粒型调堵剂的单一局限性。调剖粒径的范围分布宽(可达 $\text{nm} \sim \text{mm}$ 等级),基本可满足现场

需求,地层适应能力强;对储层条件适应性强,可选择性的堵调和具有较好的环保特性。同时,体系也具有(10~30倍)高膨胀性能,耐温可达到 130°C ,耐盐可达到 $20 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 。

由图7可知,预制的胶体经过研磨制备等形成的乳液颗粒均为具有规则形状的球状颗粒,粒径在 $1\ 700 \sim 2\ 200 \text{ nm}$ 。在预制胶体掺水混合研磨过程中,掺水比例越小,新型膨胀纳米乳液在水中的分散性越好,配制的溶液流动时,颗粒之间的阻力摩擦系数就越小,以水为载体等携带颗粒通过研磨体系的磨圆度就越高。通过调整剪切研磨作用力的大小等,来观测乳液体系的变化和影响力,发现研磨作用力对乳液微观形貌等影响不大。

2.1.2 新型膨胀纳米乳液性质

新型膨胀纳米乳液作为一种新型的颗粒型调控剂,该体系的粒径分布广,可根据现场需求调整且调整范围广,适应性强^[2]。体系黏稠度不高,具有较好的耐剪切特性。另外,体系本身无毒无害,具有较好的环保特点。为开展相关适应性研究,选取了一定粒径的乳液体系(初始粒径 $2.1 \mu\text{m}$),对其在中高温中盐油藏条件下的性质进行了研究。实验中采

用的油田 5.0×10^4 mg/L 矿化度模拟水, 3 000 mg/L

的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 含量, 90 °C 条件下密度 1.05 g/mL。

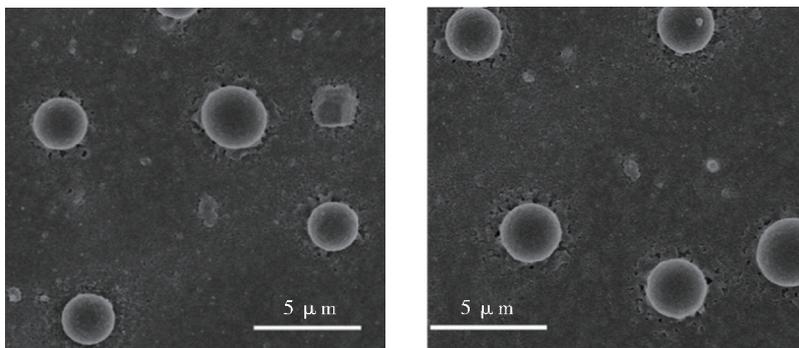


图7 新型膨胀纳米乳液的微观形貌

2.1.2.1 微观形貌

在中高温中高盐条件下采用扫描电镜研究新型膨胀纳米乳液的微观形貌变化。图8给出了新型膨胀纳米乳液高温老化前后的微观形貌。扫描电镜照片可以看到,新型膨胀纳米乳液颗粒老化前主要是分散型的单个颗粒均匀分布,粒径为 1.8~2.2 μm。

2.1.2.2 黏度特征

用高矿化度模拟水配制新型膨胀纳米乳液,研究其黏浓、黏温、抗剪切及热稳定性能。

(1) 黏浓关系。当新型膨胀纳米乳液浓度增加时,体系黏度随之增大。增加颗粒含量时,颗粒堆积紧密,间距减小,颗粒移动的程度不大,增大了颗粒间的相互作用力,由此引起的流动阻力变大,使体系黏度陡然增大。分析认为,聚合物无规则线团的缠绕可增加聚合物黏度,由于其线团的强度不高,其增黏能力也比较弱。因此,相同浓度聚合物溶液的黏度比新型膨胀纳米乳液颗粒体系的黏度要低。

(2) 抗剪切性能。聚合物驱的聚合物或冻胶成胶液的聚合物受地面研磨设备及通过地下孔喉等剪切作用影响,体系黏度可降低超过 50%。由于聚合物的抗剪切性能差,剪切后聚合物性能降低,通过改变流速调整注入的能力较低。对于冻胶体系,则成冻强度较弱甚至难以成冻,降低了调控能力。通过与聚合物对比,考察了新型膨胀纳米乳液的抗剪切性能。室温下,采用研磨剪切系统在 1 000 rpm 剪切速率下分别剪切 5、10、15、20、30 min,在 30 °C 下测定相应黏度,二者浓度均为 0.2%,随着剪切时间的增加,聚合物黏度从高黏度剧变为低黏度,而新型膨胀纳米乳液体系由于其本身的低黏度且黏度改变不大。

(3) 热稳定性能。采用高矿化度的模拟水配制浓度为 0.1% 的聚合物和 0.1% 的新型膨胀纳米乳液,考察两种体系黏度在 90 °C 的稳定性能(图8)。可知,随着老化时间的增加,两种体系黏度均下降。老化 10 d 后,聚合物的黏度下降率高于 95%,新型膨胀纳米乳液的黏度由 2.8 mPa·s 下降至 1.85 mPa·s,黏度下降率仅为 40%。高温老化造成聚合物发生热氧化降解,引起聚合物侧基发生水解反应,使酰胺基转变为羧基,聚合物主链断裂,降低了聚合物分子

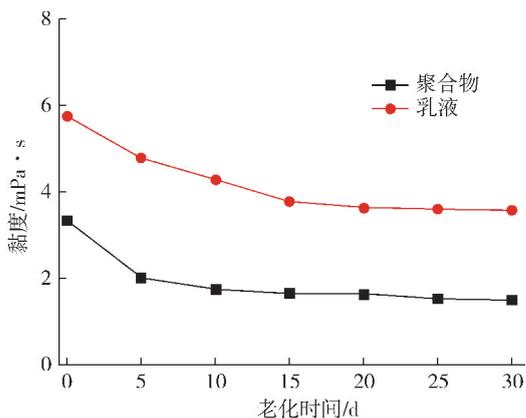


图8 新型膨胀纳米乳液和聚合物的热稳定性能

高温高盐的环境,电解质的存在加剧了、加速了颗粒的聚集。带负电新型膨胀纳米乳液颗粒表面,同时在高矿化度的模拟水中含有高浓度的离子(Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}),将有较多的反离子挤入吸附层从而减少甚至完全中和了新型膨胀纳米乳液颗粒表面所带的电荷,使颗粒之间的相互斥力减少,进而导致颗粒聚集。

中高温中高盐的环境中,新型膨胀纳米乳液颗粒没有发生降解、脱水现象,说明了体系具备较高的耐高温耐盐特性。这种特性也有利于乳液颗粒在地层高渗透部位形成有效的封堵和调控。单个颗粒通过膨胀通过孔隙喉道较小时,表现出对细小孔道的微观调控作用;当多个颗粒之间相互聚结形成较大的聚集体通过较大孔隙喉道时,也从另一方面展现了多个堆积颗粒同样具备较好的微观调控作用。

量。此外,模拟水中的高浓度钙镁离子与聚合物易形成络合物生成絮凝现象。因此,聚合物老化后黏度大幅度降低。从新型膨胀纳米乳液的形成机理可知,本体冻胶是由聚合物酰胺基和交联剂的羟甲基脱水缩合形成的致密网络结构,本体冻胶具有较好的黏度稳定性。而机械剪切作用仅仅将本体冻胶破碎,没有化学反应,形成的新型膨胀纳米乳液溶液仍具有较高的热稳定性。当新型膨胀纳米乳液在高温条件下产生聚集,聚并较大的颗粒,颗粒之间的相互作用力减小,导致黏度降低。但降低幅度不大,表明体系热稳定性较好。

(4)膨胀能力。以高矿化度模拟水配制新型膨胀纳米乳液,在 90 °C 恒温箱中老化不同时间,考察老化时间对新型膨胀纳米乳液膨胀性能的影响。由于在静置状态下,新型膨胀纳米乳液会老化聚集,采用激光粒度分析仪测定其粒径变化。图 9 给出了新型膨胀纳米乳液老化前后的粒径变化。新型膨胀纳米乳液颗粒持续观察 20 d 后,平均粒径由初始的

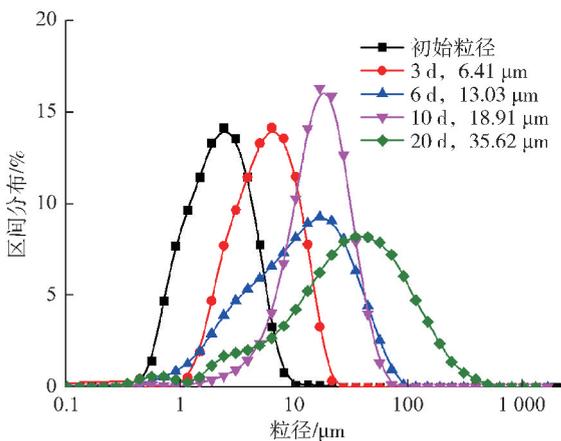


图 9 新型膨胀纳米乳液老化前后粒径分布

2.13 μm 上升至 35.62 μm。在高温作用下,新型膨胀纳米乳液粒径的增大,不仅涉及到自身颗粒的增大,而且主要多个颗粒之间相互聚并,形成较大颗粒,颗粒粒径明显增大。此外,对于高矿化度配液水配制,颗粒聚集堆积能力仍然不变,体系具备着较强的耐温耐盐性能。

(5)封堵能力。采用单管实验模型研究了新型膨胀纳米乳液的封堵性能。实验中注入 1 PV 浓度为 0.06% 的新型膨胀纳米乳液(粒径为 2.1 μm),结果见表 1。

表 1 新型膨胀纳米乳液对不同渗透率岩心的封堵性能

编号	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	稳定压力/MPa		封堵率/ %
		调剖前	调剖后	
1	0.28	0.023 6	0.353 0	93.31
2	0.52	0.013 1	0.164 0	92.04
3	0.96	0.007 1	0.049 6	85.74
4	2.26	0.003 0	0.016 5	81.79
5	3.09	0.002 2	0.009 4	76.62

由表 1 可知,考察新型膨胀纳米乳液对不同渗透率的岩心封堵能力,渗透率越高,封堵能力越低。新型膨胀纳米乳液的封堵调控机理是主要通过架桥实现的,当颗粒半径小于孔喉半径时,新型膨胀纳米乳液通过堆积,并抱团形成大颗粒,对岩心封堵,这样岩心的封堵能力适中,而不是像针对高渗透油藏的强封堵率,而本体系后续水驱压力达到一定值后,使得聚集体结构破坏,造成封堵率较低。

2.2 技术参数优化

结合该调驱技术的室内试验以及前期矿场试验情况,比对油藏特点,对实施技术进行优化,选取了该技术前期在长庆油田、新疆油田、胜利油田的现场试验情况,进一步比对差异,优化该技术在东北油田的技术参数(表 2)。

表 2 纳米乳液矿场先期试验对比

实施区块	平均渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔喉半径/ μm	油藏深度/ m	地层温度/ °C	平均孔隙度/%	原油黏度/ (mpa · s)	水矿化度/ (mg · L ⁻¹)	堵剂体系	储层裂缝	裂缝处理 段塞	实施后投入 产出比	截止目前 有效期/d
长庆油田 西 27-14、 西 27-16 井组	2.72	1~3	2 865	118	10.50	6.5	25 000	驱油剂+新型 膨胀纳米乳液+ 保护段塞	天然缝+ 人工缝	有	1 : 7.8	500
新疆陆梁采油厂 夏盐 11 井区	36.4	5~6	2 653	107	16.03	1.5	56 000	驱油剂+新型 膨胀纳米乳液+ 保护段塞	天然缝	有	1 : 5.6	698
胜利油田 河 74 区块	0.5~45	1~6	2 200	90	8.8~ 20	0.82	1 000	驱油剂+新型膨 胀纳米乳液+ 保护段塞	无	无	1 : 13.2	550
东北油田 SW8-8 井组	0.05~ 33.76	3~5	2 000	80	8.1~ 15.9	1.78	2 907	驱油剂+新型膨 胀纳米乳液+ 保护段塞	天然缝+ 人工缝	待设计	待验证	待验证

2.2.1 体系段塞优化

(1)主体系段塞浓度优化。为了保证体系能够实现较好的调剖效果,又能保证后期的注水驱油能力,通过对主体系进行了封堵能力验证,模拟水窜后形成大孔道,高渗条带渗透率可到 $28\sim 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,进行封堵,体系按照 5%~10%进行验证,模拟低温 85 ℃,

观察 10 d 的封堵能力,基本都在 80%左右,这也说明了,体系能够较好封堵,但同时又有一定的后期渗流能力。因此,设计过程可考虑 5%~10%的浓度。

(2)裂缝调整段塞优化。从本体系在其他油田试验情况来看,参照有无裂缝油藏进行对比并优化设计(表 3)。

表 3 设计优化对比

区域	有裂缝情况	裂缝类型	裂缝调整段塞数量	裂缝调整段塞体积占比/%	封堵裂缝起压效果/MPa
长庆油田	天然缝+人工缝	大裂缝	3	35	5
新疆油田	天然缝	微裂缝	2	20	2
胜利油田	无	无	0	0	0
东北油田	天然缝+人工缝	微裂缝为主	2	15	2

经过对比,七棵树油田考虑微裂缝,基本按照裂缝处理段塞 2 个,起压能力 2 MPa 来设计,既可以保证封堵裂缝,又能不对主体段塞造成影响。

的投放半径来考核体积用量,通过油藏模拟,及室内物理模拟实验验证,来优化调驱体积用量^[3]。实验室做了 3 组物理模拟对比实验,分别为注采井间距 1/5,1/3,1/2 来验证驱替效果和经济效益(图 10)。

2.2.2 驱替体积的优化

在设计驱替体积时,考虑驱替半径,及主体堵剂

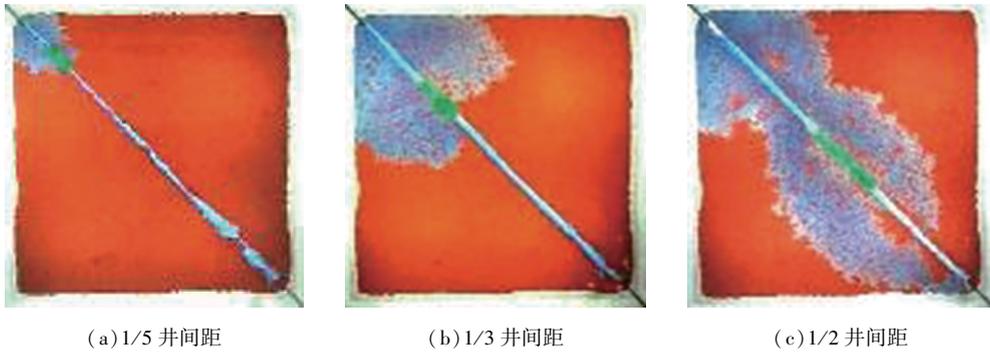


图 10 井间距模拟

通过实验来看(表 4),调驱半径为 1/5 井间距的调剖体积最小,但是突破实际较快 1 d;调驱半径 1/2 井间距的调剖体积较大,但是突破实际较长 10 d;调驱半径 1/3 井间距的调剖体积居中,突破实际也较长。从现场实施的效果和经济性来考虑,从 1/5 井间距增加到 1/2 井间距的调剖体积增幅较大,突破时间增幅相对于从 1/5 井间距增加到 1/3 井间距增幅略低,而且相对于体积和突破时间相应增幅,从 1/3 井间距到 1/2 井间距的增幅也不大。因此,优选 1/3 注采井间距为最优实际调驱半径。

表 4 驱替实验数据

驱替半径(井间距)	波及体积(总体积占比)/%	堵剂用量(冲刷体积)/PV	突破时间/d
1/5	10%	1	1
1/3	25	3	7
1/2	30	7	10

3 矿场应用

3.1 SW8-8 井组应用情况

七棵树油田共有 13 个注水井组水淹,平面上水窜严重,无效注水比率高,优选了 SW8 井区中部地层连通性最好,动态响应最灵敏的 SW8-8 井组开展试验。

SW8-8 井组位于油藏中部,储量 21.39 万吨,采出程度 17.8%,主要发育水下分流河道微相,物性及储层连通性好,注采井网较完善。5 月份开展调驱试验,目前油井开井 5 口,日产液 45.2 t,日产油 5.8 t,含水率 87%,累增油 303 t。

目前见效的主要为水井 8-8 井对应的强势受效方向油井,油井单向受效的 8-6-4 井效果较好,多向受效的 SW8、8-6-3、8-5-4 受其余水井注水影

响,含水波动较大(图 11-13)。

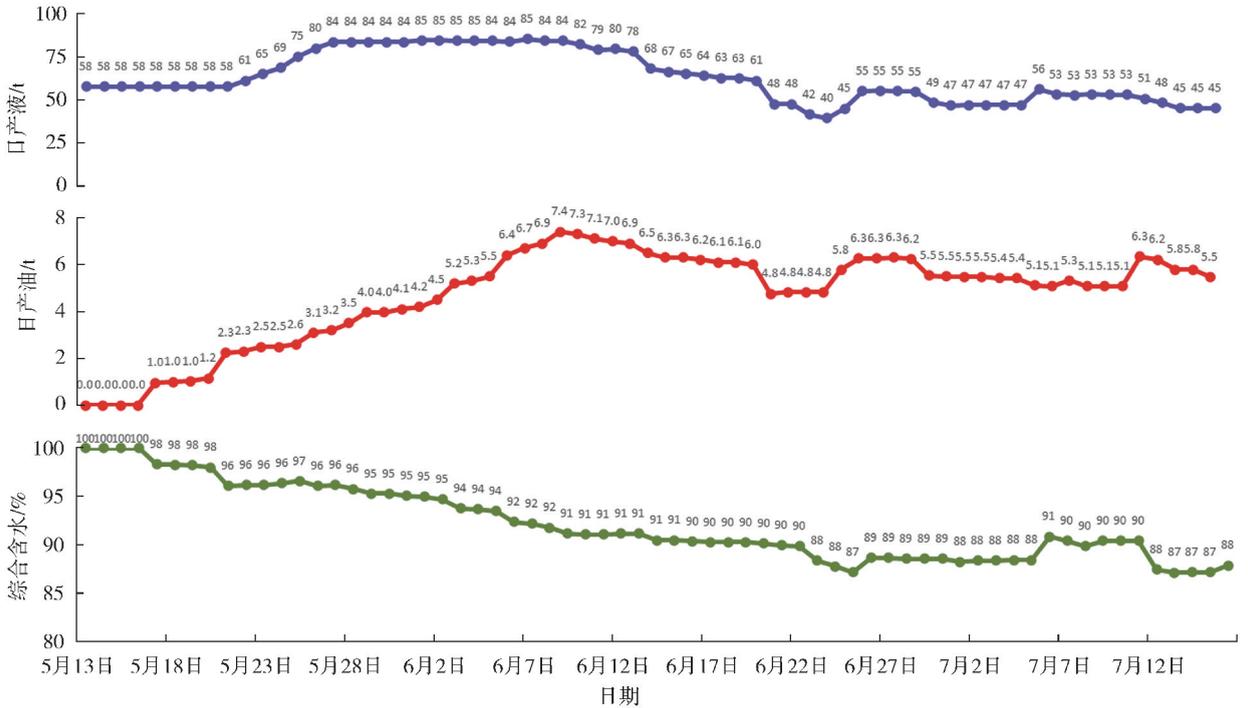


图 11 SW8-8 井组生产曲线

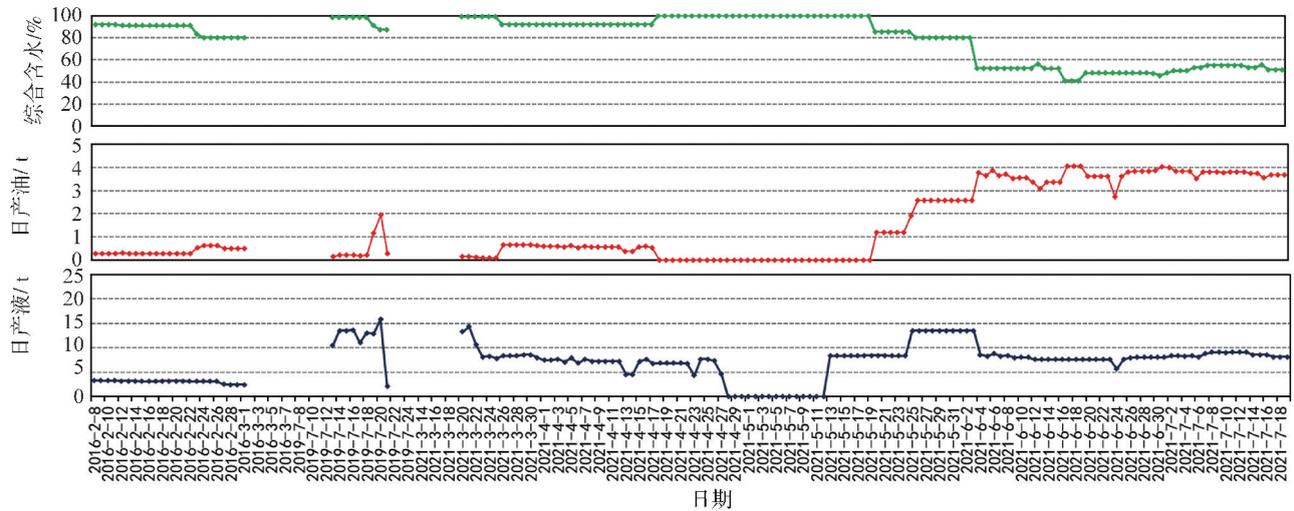


图 12 SW8-6-4 井生产曲线

3.2 SW8-5-5 井组应用情况

SW8-5-5 井组为一注五采注采井组,注水井段:1 875.4~1 881.5 m、1 887.0~1 889.6 m,2011 年 6 月开注 2、3 号小层,累计注水量 $3.14 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。井组井网控制程度高,注采对应率高,各砂层组整体横向连通性较好,静态对应率高。

2021 年 6 月开始冻胶胶束乳液复合调驱,初期效果见效不明显,注入压力无明显提升,结合井组动静态资料分析原因:靠近断层裂缝发育,再加上高渗

相带影响,验证了前期对井组存在地下缝网:沿东 NW-SE 方向缝网相对发育。

基于存在地下缝网的认识,注入过程及时调整段塞,把中粗粒径冻胶胶束乳液调整为强冻胶段塞,注入量由原来的 100 m^3 提升到 300 m^3 ,以封堵裂缝和高渗相带。

2021 年 7 月开始注入强冻胶段塞,在注入过程中压力提升 3.5 MPa ,取得了明显效果,有效封堵了裂缝和高渗相带,井组初见效,含水开始下降,油量

上涨。强冻胶段塞注入完成后,继续按照原设计注冻胶胶束乳液,对次级裂缝和次级通道进行调驱,目

前井组降水增油效果明显。整体调驱与设计基本吻合,对应油井持续见效中。

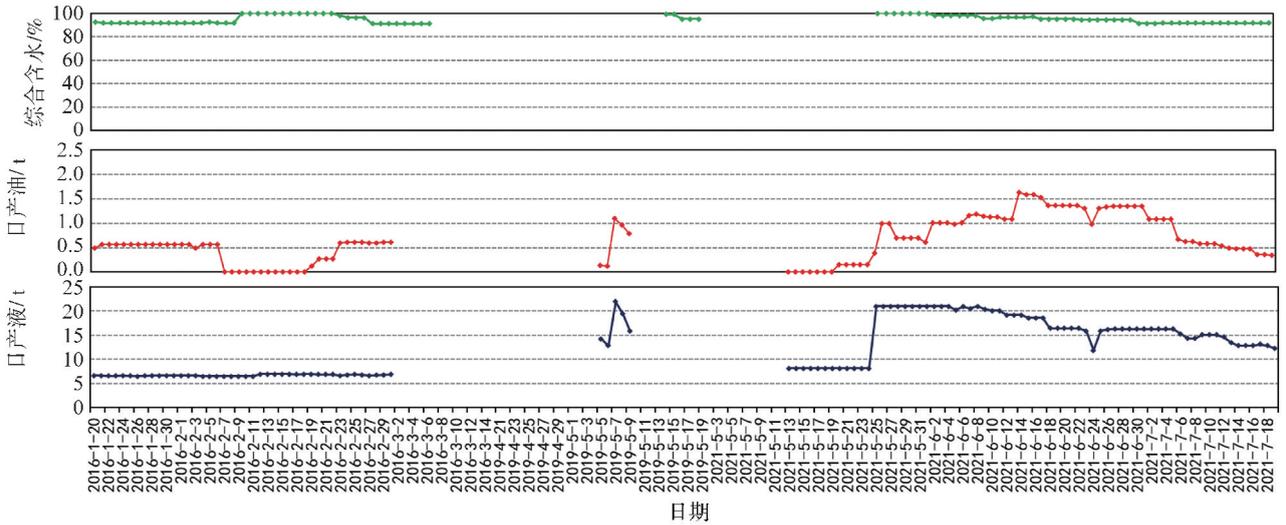


图 13 SW8 井生产曲线

4 结 论

(1)该自适应纳米乳液在东北油气分公司尤其是在七棵油田取得较好的应用效果,截至目前两个井组均实现明显的降水增油和复产任务,已实施的井组基本在两个月内完成投入的收入,并达到较好的经济效益。

(2)单一井组实施调驱技术,基本是单点收效,收效范围不大,而对于区块较为封闭,周边干扰较小的区块,建议实施区块整体调剖调驱,达到这个面状收效。

(3)整体调驱是实现面积受效的最经济有效的方式。井区整体调驱一般分井组分步实施,而不是

整体井区同时实施的方案,调驱时若有注水井组互相干扰严重,只有整体调驱完转水驱后,效果才会极大的显现出来。整个井区平面高渗条带和层内高渗通道都被封堵调整,这样整个井区会呈现降水增油的调驱效果。

[参考文献]

- [1] 杜庆龙. 长期注水开发砂岩油田储层渗透率变化规律及微观机理[J]. 石油学报, 2016, 37(9): 1159-1164.
- [2] 蒲万芬,熊英,杨洋,等. 延缓膨胀微尺度分散胶及其性能评价[J]. 石油学报, 2016, 37(增2): 93-98.
- [3] 姚传进,李蕾,雷光伦,等. 孔喉尺度弹性微球的深部调驱性能[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(4): 114-120.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.011

压裂废水预处理用絮凝剂体系的构筑与性能评价

刘 飞,张程翔,王学武,代晓东,周梦月,刘清雪,姚海雷,王道旭,
蒋舜垚,邓永全,刘 超,王 也,李兴彦

(山东石油化工学院 油气工程学院,山东 东营 257061)

[摘要] 随着压裂成为油田开发中普遍应用的增产措施,压裂废水处理问题得到越来越广泛重视。通过对对比压裂废水经不同絮凝剂体系处理前后的透光率变化,研究不同絮凝剂对压裂废水的处理效果。实验结果表明:复合絮凝剂3(絮凝剂SPS-2:絮凝剂SPS-3=1:1)处理效果最优,其最佳使用加量为0.6 g/100 mL,最佳处理温度为50℃,最佳处理时间为30 min。从絮凝剂作用时间、絮凝处理效果、絮凝剂处理后压裂废水对页岩气储层伤害情况三个维度进行分析,明确复合絮凝剂3处理压裂废水效果优于油田现场用絮凝剂JX-1、絮凝剂CY-1,有利于压裂废水再利用。

[关键词] 压裂废水;絮凝剂;储层伤害;再利用

[中图分类号] TE39 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0058-06

压裂基于高排量和高压在目标储层造缝,同时使用高黏压裂液把支撑剂携带到目标储层^[1],在压裂液返排后,形成导流能力高的裂缝,改善油气层渗流能力,其作为油气藏增产措施近60年得到越来越广泛的应用^[2-3]。该方法在新井试油、老区油井挖潜和单井增产中占有不可替代的位置,是目前应用比较普遍的增产技术之一^[4]。随着压裂增产技术在油田开发中的普遍应用,压裂废水的处理问题也越来越得到广泛的重视^[5]。在压裂过程中由于压裂施工的要求,注入井内的压裂液应具有摩阻低、稳定性好、有效悬浮和输送支撑剂、与地层液体配伍性好的特点。为满足这些性能要求,压裂液体系往往含有增稠剂、高温稳定剂等多种添加剂^[6-7]。在压裂施工结束后,压裂液破胶返排至地面,其中含有原油、溶解性有机物^[8]、固体悬浮物^[9]等,是一种处理难度大的多相分散体系^[10],存放时间久后会产生恶臭造成污染^[11]。尤其是干旱地区,压裂废水的再

利用效率成为影响油气开发可行性的关键因素^[12]。压裂废水处理用絮凝剂是去除油田污水系统中悬浮颗粒和油污的一类化学剂^[13-14],近年来,在原油“三采”过程中,由于多种化学药剂同时存在,压裂废水成分日趋复杂,传统的絮凝剂往往无法获得满意的处理效果,对压裂废水处理用絮凝剂提出了更高要求。基于此,笔者构筑压裂废水预处理用絮凝剂体系,并与油田现场使用压裂废水预处理用絮凝剂效果进行对比,明确自主研发的压裂废水预处理用絮凝剂体系的最佳使用条件,为压裂废水的合理处理提供一定的理论和技术支持,为油田企业实现“节约发展、清洁发展、安全发展、可持续发展”提供一定的思路和理论依据。

1 实验部分

1.1 实验药品

絮凝剂SPS-1(聚丙烯酰胺,相对分子质量为

[收稿日期] 2021-09-27

[基金项目] 东营市科学发展基金项目(DJ2020024);山东省自然科学基金资助项目(ZR2021QE006);山东省高等学校青创科技支持计划(2019KJA024);中国石油大学胜利学院引进高层次人才科研启动基金资助项目(KQ2019-007);中国石油大学胜利学院大学生创新创业训练计划项目(2021009)

[作者简介] 刘 飞(1989—),男,山东博兴人,山东石油化工学院油气工程学院副教授,博士,主要从事储层改造新材料开发及应用技术、油田开发物理模拟等研究。

1 200 万),工业级,山东宝莫生物化工股份有限公司;絮凝剂 SPS-2(丙烯酰胺-丙烯酸共聚物),实验室自制;絮凝剂 SPS-3(聚合氯化铝),工业级,巩义市恒泰滤材有限公司;絮凝剂 JX-1,工业级,中石油长庆油田分公司;絮凝剂 CY-1,工业级,中石化胜利油田分公司;盐酸、氢氧化钠,分析纯,国药集团化学试剂有限公司;去离子水,实验室自制。

1.2 实验仪器

HH-S4 数显恒温水浴锅,金坛市医疗仪器厂;S212 恒速搅拌机,上海申顺生物科技有限公司;雷磁 PHS-3F 实验室 pH 计,上海精密科学仪器有限公司;721 型分光光度计,山东高密彩虹分析仪器有限公司;FA1004 电子天平,上海方瑞仪器有限公司;页岩岩心渗透率变化测定实验仪器,江苏拓创科研仪器有限公司(仪器构型实验室自主设计,具体构型见图 1);碱式滴定管;烧瓶;烧杯等。

1.3 实验方法

1.3.1 压裂废水絮凝处理实验方法

用量筒量取 100 mL 压裂废水(取自中石油长庆油田分公司,初始 pH 值为 5.18,未经处理的压裂废水透光率为 64),放置于 150 mL 烧杯内,在 PHS-2F pH 计的测量下调节废水 pH 值,达到预定 pH 值为止;用 S212 恒速搅拌机以 120 r/min 的转速快速搅拌废水 5 min;在废水中加入絮凝剂(称取一定量絮凝剂,用 500 mL 容量瓶定容溶解,配制成一定浓度的絮凝剂溶液),继续以 120 r/min 的转速搅拌 2 min,降低转速,以 40 r/min 的转速

慢速搅拌废水 10 min;模拟现场水温,在 HH-S4 数显恒温水浴锅中保持一定温度水浴静置一定时间,观察絮凝过程;取出烧杯,在烧杯中刻度为 75 mL 处用胶头滴管吸取废水,用 721 型分光光度计测量其透光率。

1.3.2 压裂废水作用后页岩储层渗透率变化规律分析实验方法

1.3.2.1 测试实验所用岩心的气测渗透率

具体实验方法参考中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T 5336-1996 岩心常规分析方法。

1.3.2.2 具体实验流程

基于实验仪器(图 1),设计具体实验流程。

(1)实验准备阶段,在中间容器 1 中加入不同处理方法处理后的压裂废水,中间容器 2 中加入模拟地层矿化度的盐水,气瓶中气体为甲烷。

(2)打开阀门 2、阀门 4 和阀门 7,开驱替泵 1,用盐水在 0.5 倍临界流量下的流量驱替,在岩心注入速度与产出速度一致后开始计时,记录岩心夹持器入口端压力,测定岩心渗透率。

(3)关闭所有阀门,打开阀门 1、阀门 3,开驱替泵 1,中间容器出口端达到预定压力,打开阀门 7,用压裂废水在 0.5 倍临界流量下的流量驱替,测定岩心注入压力的变化。

(4)6 h 后,关驱替泵 1,关闭所有阀门,打开阀门 8 和阀门 6,开气瓶,保持压力恒定,达到稳定气体流量后,测定处理后压裂废水损害岩心后岩心的气测渗透率。

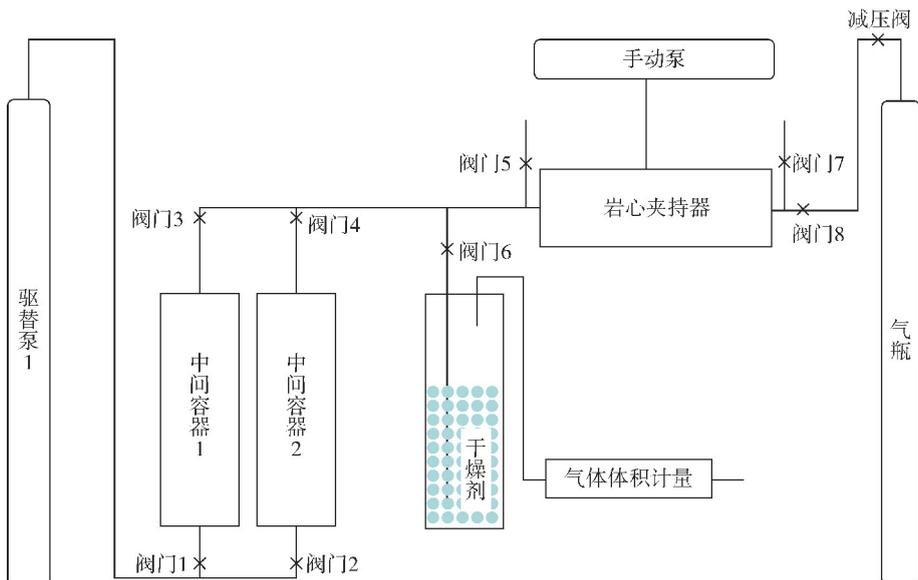


图 1 测试仪器示意图

2 实验结果与讨论

2.1 絮凝效果影响因素

絮凝作用是复杂的物理和化学过程,因此影响絮凝作用的因素也是复杂和多方面的,主要包括絮凝剂类型、絮凝剂用量、温度、絮凝时间等。笔者设计实验探讨各因素对压裂废水中絮凝剂絮凝作用的影响,并与油田现场用絮凝剂处理压裂废水效果进行对比,明确所构筑絮凝剂体系在油田现场应用的可行性。

2.1.1 絮凝剂类型

选取现阶段主要的絮凝剂(聚丙烯酰胺、丙烯酰胺-丙烯酸共聚物、聚合氯化铝)做单组分和复配体系压裂废水絮凝处理实验(图 2)。

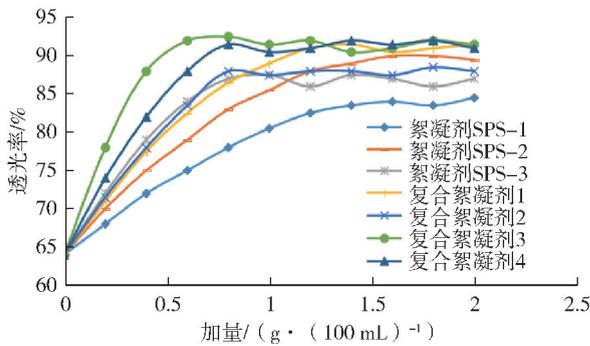


图 2 压裂废水处理后透光率随絮凝剂加量的变化曲线

针对单组分絮凝剂,通过实验明确絮凝剂 SPS-1 在加量为 1.4 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 83.5%,当絮凝剂 SPS-1 加量大于 1.4 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂 SPS-1 加量增加无明显升高;絮凝剂 SPS-2 在加量为 1.4 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 89%,当絮凝剂 SPS-2 加量大于 1.4 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂 SPS-2 加量增加无明显升高;絮凝剂 SPS-3 在加量为 0.8 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 87%,当絮凝剂 SPS-3 加量大于 0.8 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂 SPS-3 加量增加无明显升高。

针对复配絮凝剂体系,复合絮凝剂 1(絮凝剂 SPS-1:絮凝剂 SPS-2=1:1)在加量为 1.2 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 91%,加量大于 1.2 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂加量增加无明显升高;复合絮凝剂 2(絮凝剂 SPS-1:絮凝剂 SPS-3=1:1)在加量为 0.8 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 88%,加量大于 0.8 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂加量增加

无明显升高;复合絮凝剂 3(絮凝剂 SPS-2:絮凝剂 SPS-3=1:1)在加量为 0.6 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 92%,加量大于 0.6 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂加量增加无明显升高;复合絮凝剂 4(絮凝剂 SPS-1:絮凝剂 SPS-2:絮凝剂 SPS-3=1:1:1)在加量为 0.8 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率 91.5%,加量大于 0.8 g/(100 mL) 时,处理后压裂废水透光率随絮凝剂加量增加无明显升高。

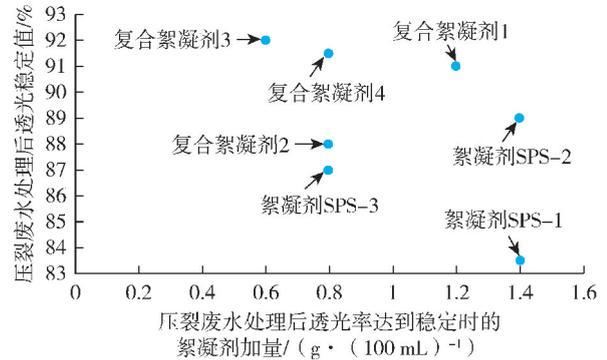


图 3 不同类型絮凝剂分析对比

通过对比(图 3),发现复合絮凝剂 3(絮凝剂 SPS-2:絮凝剂 SPS-3=1:1)性能最佳,因此针对其性能进一步评价。

2.1.2 废水温度

温度升高,分子间扩散速度增大,有利于混凝反应进行。取 100 mL 压裂废水,在废水中加入 0.6 g 复合絮凝剂 3,继续以 120 r/min 的转速搅拌 2 min,降低转速,以 40 r/min 的转速搅拌废水 10 min,保持不同的温度水浴静置 30 min,结果见图 4。

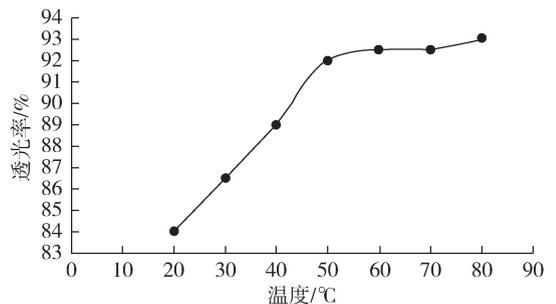


图 4 压裂废水处理后透光率随静置温度的变化曲线

由图 4 可以看出,总体趋势为透光率随温度的升高而升高,在 50℃ 左右透光率达到较高值,即此时已有较好的絮凝效果,综合考虑成本和压裂废水处理效果,选择 50℃ 为压裂废水絮凝最佳处理温度。在温度低于 50℃ 时,絮凝剂水解不完全,不利于絮凝体的形成,且水解程度随温度的升高而升高,

故压裂废水处理效果随温度的升高而变好,在温度达到 50 ℃ 后,絮凝剂的水解已达较高水平,且水解程度随温度的升高已无明显变化,故压裂废水处理效果在温度超过 50 ℃ 时基本保持稳定。

2.1.3 沉降时间

沉降性能的优劣反映了凝聚粒子的絮凝完全程度,通过测定不同沉降时间下处理水的净化程度来判断使用絮凝剂后絮凝完全程度,其结果见图 5。随着沉降时间的延长,净化效果增加,但 30 min 后,随着时间的增长,由于絮凝沉降过程已经基本完成,所以透光率基本没有变化。为了在尽量短的时间达到尽量好的絮凝沉降效果,故取沉降时间为 30 min。该体系沉降时间不长,就可以达到很好的处理效果。综合考虑絮凝剂体系组分特性,与阳离子聚丙烯酰胺型絮凝剂处理污水作用机制相似^[15],因为絮凝剂分子链上阳离子取代度高,因而能充分发挥电中和能力强这一优势,使胶体离子易于脱稳。

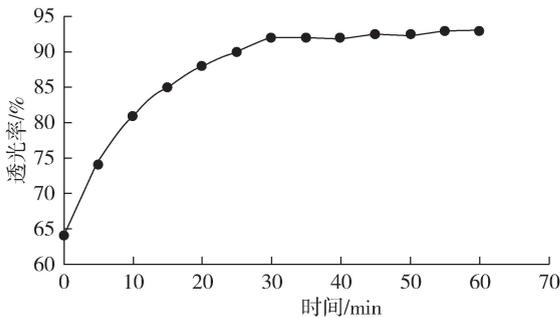


图 5 压裂废水处理后透光率随絮凝沉降时间的变化曲线

在实验过程中观察发现,随着时间的延长,沉降物厚度越来越小,刚开始基本在整个有水的空间中形成絮状物,絮状物随沉降时间延长越来越压缩。5~25 min 在 75 mL 处取样时,上层清液厚度太小,取样位置还处于絮状物之间,故 5~25 min 测试结果为透光率较低;30~60 min 过程中沉降物厚度有差别,但取样位置 75 mL 处已均处于上清液位置,故测试结果为透光率基本没有差别,60 min 时絮状物压缩厚度最小。

2.2 构建絮凝剂体系与现场絮凝剂体系处理压裂废水效果

选取中石油长庆油田分公司用压裂废水处理絮凝剂 JX-1 和中石化胜利油田分公司用压裂废水处理絮凝剂 CY-1,分别在其最佳使用加量(絮凝剂 JX-1 最佳使用加量为 0.8 g/(100 mL),絮凝剂 CY-1 最佳使用加量为 0.6 g/(100 mL)下,与自主构建的复合絮凝剂 3(最佳使用加量为 0.6 g/(100 mL))对比

不同静置时间后处理压裂废水的效果(图 6)。

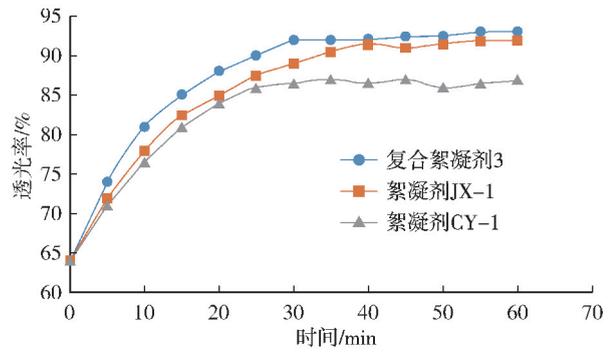


图 6 构建絮凝剂体系与现场用絮凝剂体系压裂废水处理效果对比

从图 6 可知,现场用絮凝剂 JX-1 与复合絮凝剂 3 相比,透光率达到稳定时絮凝剂 JX-1 作用时间明显多于复合絮凝剂 3,即从絮凝剂作用时间的角度,复合絮凝剂 3 优于现场用絮凝剂 JX-1。现场用絮凝剂 CY-1 与复合絮凝剂 3 相比,使用复合絮凝剂 3 处理后的压裂废水透光率明显高于现场用絮凝剂 CY-1,即从压裂废水絮凝效果来看,复合絮凝剂 3 优于现场用絮凝剂 CY-1。综合考虑絮凝剂作用时间、絮凝处理效果两个维度,明确复合絮凝剂 3 处理压裂废水效果优于油田现场用絮凝剂 JX-1、絮凝剂 CY-1。

2.3 构建絮凝剂体系与现场絮凝剂体系处理后压裂废水对岩心渗透率伤害规律

现阶段,增强压裂废水利用效率的主要方式就是压裂废水的处理再利用,故笔者针对使用不同絮凝剂处理后的压裂废水再利用过程中对岩心渗透率伤害规律设计实验进行针对性研究。

基于实验室自主设计的页岩岩心渗透率变化测定实验仪器(图 1),在中间容器 1 中加入不同处理方法处理后的压裂废水(分别为用复合絮凝剂 3、絮凝剂 JX-1、絮凝剂 CY-1 处理后的压裂废水),按照前述“压裂废水作用后页岩储层渗透率变化规律分析实验方法”中实验流程进行操作,记录 6 h 内岩心注入压力的变化(图 7)。

从图 7 可知,复合絮凝剂 3 处理后压裂废水注入岩心过程中,岩心入口端压力上升幅度最小,因为复合絮凝剂 3 处理后压裂废水内固相含量最少(图 6),故在处理后的压裂废水注入过程中,固相物质在岩心端面的沉积速度最慢,且复合絮凝剂 3 处理后的压裂废水中固相物质粒径更小、粒径分布更单一,对岩心优势孔道封堵能力较差,所以复合絮凝剂 3 处理后压裂废水注入岩心过程中岩心入口端压力

上升幅度最小,复合絮凝剂 3 处理后压裂废水在驱替过程中对岩心伤害幅度最小。

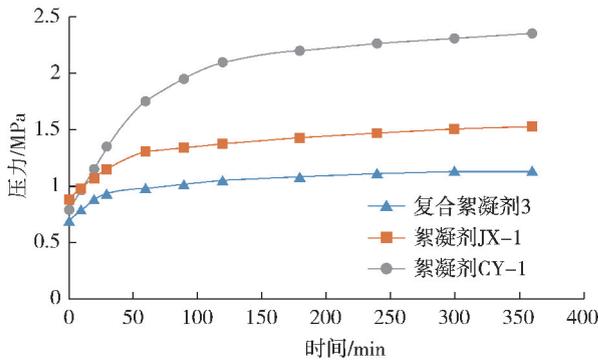


图 7 不同絮凝剂处理后的压裂废水注入岩心驱替压力变化过程

在每组实验后,均按照“1.3.2.2(4)”中实验流程进行操作测定不同絮凝剂处理压裂废水伤害后岩心的气测渗透率,与按照“1.3.2.1”中测定的岩心初始气测渗透率对比,明确不同絮凝剂(复合絮凝剂 3、絮凝剂 JX-1、絮凝剂 CY-1)处理后的压裂废水伤害后岩心的气体通过能力(图 8)。

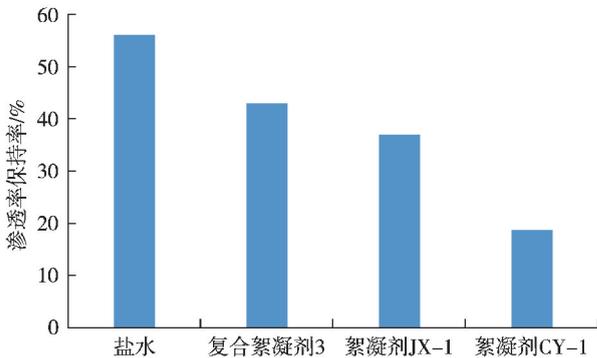


图 8 不同絮凝剂处理后的压裂废水驱替岩心后对岩心气测渗透率影响

从图 8 可以看出,不同液体驱替后,均会对岩心产生伤害,降低岩心气测渗透率。盐水驱替(与复合絮凝剂 3 处理后压裂废水伤害相同实验流程)后,对岩心气测渗透率的伤害主要来自水锁^[16-17]和岩心内部固体颗粒脱落、运移^[18-19]。复合絮凝剂 3、絮凝剂 JX-1、絮凝剂 CY-1 液体体系由于含有残留的固相颗粒^[20]、聚合物^[21-22]等杂质,故其对岩心伤害比盐水严重,不同絮凝剂处理后液体体系对岩心伤害严重程度(复合絮凝剂 3<絮凝剂 JX-1<絮凝剂 CY-1)与不同絮凝剂处理后液体体系杂质含量数据相符合(复合絮凝剂 3<絮凝剂 JX-1<絮凝剂 CY-1),即液体体系中杂质含量越少,其在驱替过程中对岩心伤害程度越低。

3 结 论

(1)通过研究对比不同絮凝剂体系对压裂废水的处理效果,表明复合絮凝剂 3(絮凝剂 SPS-2:絮凝剂 SPS-3=1:1)处理压裂废水效果最优。针对其性能进一步评价,确定最佳使用加量为 0.6 g/(100 mL),最佳压裂废水絮凝沉降处理温度为 50 ℃,最佳压裂废水絮凝沉降处理时间为 30 min。

(2)对比复合絮凝剂 3、现场用絮凝剂 JX-1、现场用絮凝剂 CY-1,从絮凝剂作用时间的角度,复合絮凝剂 3 优于现场用絮凝剂 JX-1;从压裂废水絮凝效果的角度,复合絮凝剂 3 优于现场用絮凝剂 CY-1。即复合絮凝剂 3 优于现场用絮凝剂 JX-1 和现场用絮凝剂 CY-1。

(3)分析不同絮凝剂处理后的压裂废水注入岩心驱替压力变化过程、对岩心气测渗透率影响,明确不同絮凝剂处理后液体体系对岩心伤害严重程度为复合絮凝剂 3<絮凝剂 JX-1<絮凝剂 CY-1。

[参考文献]

- [1] 于志龙,陈滢,刘敏,等.页岩气废水处理技术研究进展[J].化工进展,2020,39(11):4589-4599.
- [2] BUTKOVSKIY A, FABER A H, WANG Y, et al. Removal of organic compounds from shale gasflowback water [J]. Water Research, 2018, 138:47-55.
- [3] GREGORY K B, VIDIC R D, DZOMBAK D A. Watermanagementchallenges associated with the production of shale gas by hydraulicfracturing [J]. Elements, 2011, 7(3):181-186.
- [4] KERR R A. Natural gas from shale bursts onto thescene [J]. Science, 2010, 328(5986):1624-1626.
- [5] 陈俊琛,沙月华,王东晖,等.美国页岩气返排废水处理技术探讨及启示[J].水处理技术,2018,44(12):20-25.
- [6] RAHM D. Regulating the hydraulic fracturing in shale gasplays; the case of Texas [J]. Energy Policy, 2011, 39(5):2974-2981.
- [7] SUN Y Q, WANG Y Q, TSANG D C W, et al. A critical review of risks, characteristics, and treatment strategies for potentially toxic elements in wastewater from shale gas extraction [J]. Environment International, 2019, 125:452-469.
- [8] ELSNER M, HOELZER K. Quantitative survey and structural classification of hydraulic fracturing chemicals reported in unconventional gasproduction [J]. Environmental Science & Technology, 2016, 50(7):3290-3314.
- [9] 王芳.基于压裂废水处理的絮凝剂合成及联合工艺研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2017.
- [10] 王彦.基于压裂废水的新型絮凝剂的合成及性能研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2016.
- [11] VIDIC R D, BRANTLEY S L, VANDENBOSSCHE J M, et al. Impact of shale gas development on regional water quality [J]. Sci-

- ence,2013,340:6134.
- [12] 刘付臣,袁波,杨振周,等.北美干旱地区页岩气压裂返排水处理技术[J].化工管理,2020,5(1):70-73.
- [13] 蒋继辉,冀忠伦,任小荣,等.聚合硅酸铝铁絮凝剂处理油井压裂废水[J].化工环保,2013,33(4):363-366.
- [14] 祝威,李明轩,韩霞,等.一基于压裂废水处理的三元两性聚合物絮凝剂的合成及性能[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(2):151-157.
- [15] 李香.絮凝增强型阳离子聚丙烯酰胺的制备及相关应用研究[D].重庆:重庆大学,2017.
- [16] 柯从玉,魏颖琳,张群正,等.低渗透气藏水锁伤害及解水锁技术研究进展[J].应用化工,2021,50(6):1613-1617.
- [17] WANG J,ZHOU F J,ZHANG L,et al. Study on reason analysis and removal solution on water locking damage in tight sandstone reservoirs[J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2020,41(12):1849-1858.
- [18] 欧阳传湘,李乐.纳米颗粒防止储层颗粒运移室内评价及机理分析[J].科学技术与工程,2016,16(1):72-76.
- [19] 吕秀芝.曲9-21块沙三段储层注入水与储层配伍性研究[J].油田化学,2012,29(2):176-180.
- [20] 南源.南海M油田注水可行性试验研究[D].荆州:长江大学,2020.
- [21] 黄斌,黄立凯,傅程,等.抗盐聚合物驱污水回注对油层的伤害研究[J].石油化工高等学校学报,2021,34(4):33-38.
- [22] 赵攀.回注污水中聚合物浓度效应及其对储层伤害研究[D].北京:北京化工大学,2020.

[责任编辑] 谭爱兰

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.012

渤海L油田蒸汽吞吐降压增注技术研究

任树亮^{1,2}, 孙艳萍^{1,2}, 付云川^{1,2}, 周文超^{1,2}, 孙君^{1,2}, 林辉^{1,2}, 彭华^{1,2}

(1. 中海油能源发展股份有限公司 工程技术分公司, 天津 300450; 2. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 天津 300450)

[摘要] 渤海L油田注入蒸汽过程中, 注入压力增高、注汽速度低于方案设计要求, 造成较大的热量损失。为降低蒸汽注入压力、提高蒸汽热采效果, 针对蒸汽吞吐初期注汽压力高的问题, 运用高温高压物理模拟方法进行降压增注体系优选, 并对体系的降黏率、井筒伴注性能、降压增注性能进行研究。实验结果表明: 优选的水溶性降压增注体系耐温300℃, 降黏率达96%以上; 井筒伴注时, 降压幅度达57.89%, 前置注入时, 注入量为0.15 PV, 可以降低注汽压力达58.06%, 采收率可提高15%以上; 对渤海L油田进行降压增注体系注入工艺设计, 建议在蒸汽吞吐前5轮次采用降黏增注措施, 设计处理半径为0.3~0.4 m, 注入量为40 m³, 可降低蒸汽注入压力大于1 MPa。

[关键词] 稠油; 降压增注; 井筒伴注; 注入工艺; 耐温; 降黏率; 采收率

[中图分类号] TE357 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0064-05

中国稠油资源丰富^[1-3], 稠油、特稠油密度大、黏度高、流动性差, 开采和输送难度很大^[4-5]。海上油田以稠油为主^[6-7], 目前热采技术是稠油开采的主导技术之一^[8-9], 目前已在埕北、旅大油田开展蒸汽吞吐热采试验。渤海L油田A井在注入蒸汽过程中, 由于原油黏度大, 地层压力高^[10], 并且未进行预处理, 导致注入压力增高, 影响注入性能, 注汽速度达不到设计参数, 热量损失大, 造成井底蒸汽注入干度低, 影响油田蒸汽吞吐开发效果。因此有必要通过室内实验分析注汽能力的主要影响因素, 研究适合海上油田条件的增注技术, 以增强蒸汽注入能力, 从而改善蒸汽吞吐效果。

1 实验

1.1 实验仪器

实验采用HAAKE MRAS III流变仪用于降黏剂降黏率测定, 高温高压反应釜用于高温老化实验, 高温烘箱、电热恒温水浴锅、一维填砂模拟装置、ISCO泵、油水分离器、填砂管和中间活塞容器用于高温高

压动态性能实验。

1.2 实验用品

渤海L油田脱水原油、水溶性降黏剂JN-1、JN-2、JN-3、JN-4、JN-5。

1.3 实验方法

1.3.1 测定黏度及降黏率

取50 mL样品溶液, 在50℃下恒温30 min, 用HAAKE MRAS III流变仪测定原油黏度 η_1 (50℃); 根据中国石化集团胜利石油管理局企业标准《Q/SH1020稠油降黏剂通用技术条件》, 当降黏剂为水溶性时, 将降黏剂按其说明书配制成1%浓度的水溶液, 然后与原油按3:7的比例配制, 充分混合, 50℃恒温, 用HAAKE MRAS III流变仪测定混合物黏度 η_2 (50℃), 计算降黏率; 当降黏剂为油性时, 将降黏剂与原油按1:9的比例配制, 充分混合, 50℃恒温, 用旋转黏度计测定混合物黏度 η_2 (50℃)。

降黏率计算公式如下

$$M = (\eta_1 - \eta_2) / \eta_1 \times 100\% \quad (1)$$

[收稿日期] 2021-01-06

[基金项目] 中海油能源发展股份有限公司重大科技专项(HFZXKT-GJ2021-01-04)

[作者简介] 任树亮(1983-), 男, 山东东营人, 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司工程师, 主要从事提高采收率及热采化学增效研究。

式中, M 为降黏率, $\% ; \eta_1$ 为脱水脱气原油在实验温度下的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s} ; \eta_2$ 为加入降黏剂溶液后的脱水脱气原油在实验温度下的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s} .$

1.3.2 测定耐温性能

配制1%水溶性降黏剂溶液;将溶液放置到高温高压反应釜中在 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 下老化24 h;按降黏剂与稠油比例3:7配制溶液,测量老化前后降黏率。

1.3.3 测定水溶性降黏剂井筒伴注性能

按照设计浓度配制降黏剂溶液。用直径3 mm长5 m的钢管线制作盘管。用两台ISCO泵分别注油样和降黏剂样品,按照7:3的比例同时注入,记录压力变化,实验流程见图1。

1.3.4 测定降黏剂降压增注性能

填制模拟岩心,配制模拟地层水。岩心抽真空、饱和水,将准备的油样以恒定的速度(0.1 mL/min)

注入岩心,建立束缚水饱和度,直到压差稳定、产出液不含水为止。驱替记录压差及产油、产水量,驱替至含水98%以上,实验流程见图2。注入降黏剂,放置12 h后驱替,记录压差及产油、产水量变化。

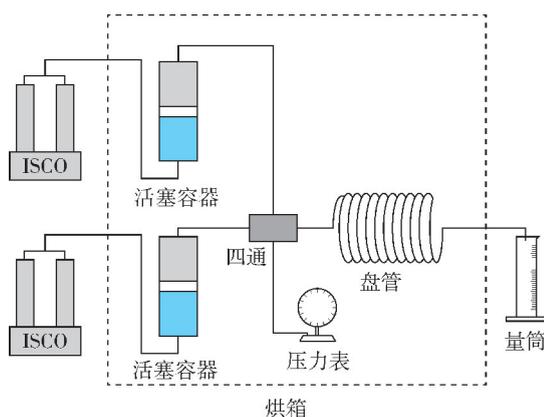


图1 井筒伴注降黏剂管流实验流程

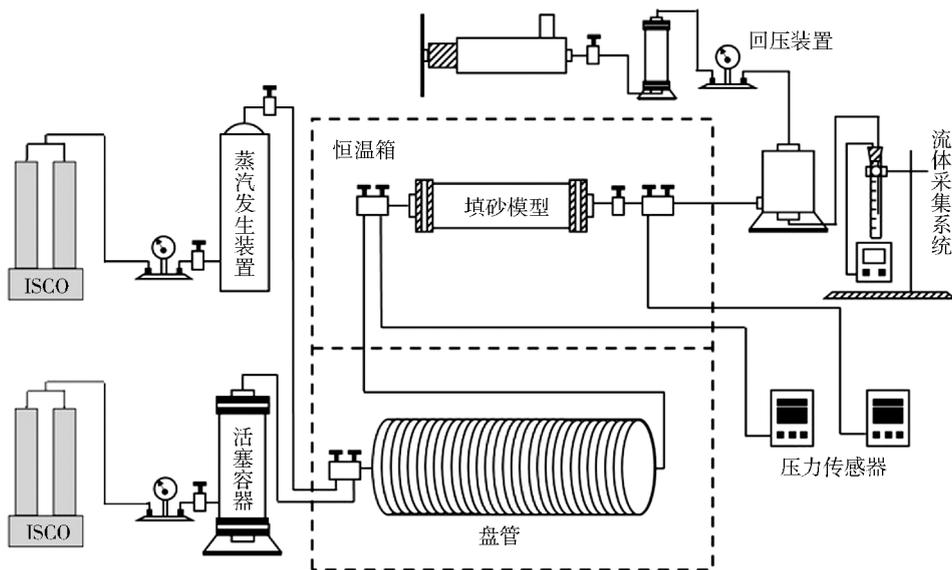


图2 降黏剂降压增注实验流程

2 实验结果及讨论

2.1 降压增注体系优选

2.1.1 降黏剂优选

目标油藏原油 $50\text{ }^\circ\text{C}$ 时黏度为 $2\ 653\text{ mPa} \cdot \text{s}$,优

选5种水溶性降黏剂样品JN-1、JN-2、JN-3、JN-4、JN-5,进行降黏效果分析,结果如表1所示。

表1 水溶性降黏剂降黏性能

序号	样品名称	浓度/ $\%$	配比(降黏剂:原油)	实验温度/ $^\circ\text{C}$	老化前黏度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	降黏率/ $\%$	老化后黏度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	降黏率/ $\%$	备注
1	JN-1	1	3:7	50	21.22	99.2	80.2	96.98	
2	JN-2	1	3:7	50	—	—	—	—	快速分层
3	JN-3	1	3:7	50	—	—	—	—	快速分层
4	JN-4	1	3:7	50	5 856	—	—	—	乳化反转
5	JN-5	1	3:7	50	45.07	98.3	560.5	78.87	

从实验过程和测定结果看, JN-2、JN-3 在 50 °C 混合搅拌过程中 (300~400 r/min), 混合物黏度较低, 流动性很好。但是搅拌一旦停止, 这两种体系马上出现油水分层现象, 并且原油部分流动性很差, 比该温度下纯原油还难于流动, 因此无法进行混合溶液黏度测量。JN-4 在该条件下发生了乳化发转现象, 加入后黏度 5 856 mPa·s, 黏度不降反升, 不适合用作该油田稠油降黏剂。JN-1、JN-5 降黏剂在一定条件下与原油混合, 形成水包油型乳状液。乳化降黏法就是在一定温度下将含一定浓度的表面活性剂水溶液与稠油混合, 使高黏稠油以粗油滴形式分散于活性水中, 形成低黏度的水包油型乳状液。这种乳状液能使稠油流变得到根本的改善, 大大降低原油的流动阻力。JN-1、JN-5 降黏剂在 50 °C 时有很高的稠油降黏率, 分别为 99.2% 和 98.3%。但经过 300 °C 高温老化, JN-1 降黏率为 96.98%, 降黏率下降幅度较小, 而 JN-5 降黏率幅度下降较大, 因此优选降黏剂 JN-1 进行后续实验。

表 3 伴注降黏剂管流实验结果

样品名称	浓度	伴注比例	原油流量/ (mL·min ⁻¹)	药剂流量/ (mL·min ⁻¹)	温度/°C	注入压力/MPa	降压幅度/%
稠油	—	—	0.3	—	50	3.8	—
JN-1	1%	7:3	0.21	0.09	50	1.6	57.89

从表中可以看出, 50 °C 时 JN-1 管流实验中加入 JN-1 降黏剂后压力由 3.8 MPa 降低至 1.6 MPa, 降压幅度达 57.89%。这是由于在该条件下管流实验中形成了水包油乳状液, 降低了混合体系黏度, 达到降低注入压力效果。

2.2.2 降压增注性能

填制模拟岩心, 参数见表 4。配制模拟地层水 (氯离子含量为 7 356~7 799 mg/L, 总矿化度为 11 912~12 636 mg/L, 属于 CaCl₂ 水型)。岩心抽真空、饱和水、饱和油。一组实验注入蒸汽, 另一组先注入蒸汽, 驱替至含水 98% 以上, 然后注入 0.15 PV 的降黏剂 JN-1, 记录压差及产油、产水变化, 注入前后采收率及注入压力曲线如表 4、图 3 所示。

表 4 注入 0.15 PV 前置降黏剂驱油效果对比

渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙度/ %	药剂注入 量/mL	含油饱 和度/%	采收率/ %	提高幅 度/%
3 200	34.80	0	84	51.20	—
3 368	35.21	3.98	85	68.55	17.35

2.1.2 降黏剂浓度优选

将优选的水溶性降黏剂 JN-1 配制成不同浓度, 按照油剂比 7:3 的比例进行充分混合, 测量黏度, 计算降黏率, 结果如表 2 所示。

表 2 不同浓度降黏剂的降黏率

浓度/%	黏度/(mPa·s)	降黏率/%
0.30	218.23	91.8
0.50	92.56	96.5
1.00	21.22	99.2
1.50	15.22	99.4

从表中可以看出, 随着降黏剂浓度的增加, 混合样品黏度减小, 降黏率增加。当降黏剂浓度为 1% 的时候, 降黏率超过 99%。继续增降黏剂浓度, 降黏率提升不大。因此优选降黏剂浓度为 1%。

2.2 降压增注体系动态性能评价

2.2.1 井筒伴注性能

降黏剂为 JN-1, 实验参数及方法见 1.3.3, 实验结果如表 3 所示。

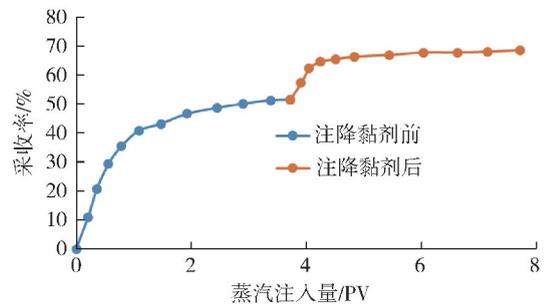


图 3 前置降黏剂 0.15 PV 时采收率曲线

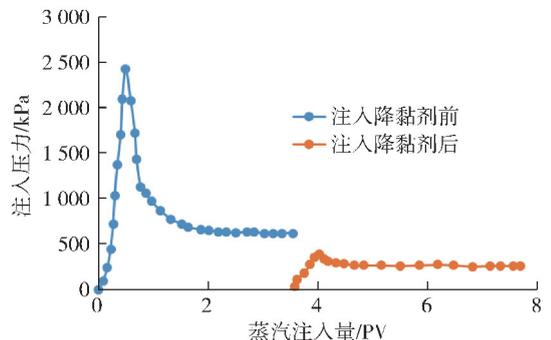


图 4 前置降黏剂 0.15 PV 时注入压力曲线

从实验结果看, 采用先注入蒸汽后注降黏剂, 再

注入蒸汽的方式,对比前后注入压力,得出注 JN-1 降黏剂后注汽压力有明显下降。注入降黏剂前,采收率为 51.20%,压力稳定后为 0.62 MPa。注入降黏剂后,采收率为 68.55%,压力稳定后为 0.26 MPa。因此其中降黏剂注入量为 0.15 PV 可以降低注汽压力达 58.06%,采收率提高可达 15% 以上。

3 注入工艺设计

3.1 注入时机设计

现场蒸汽吞吐作业过程中,在蒸汽吞吐前期由于地层能量充足,地层吸汽能力较弱,导致注汽时注汽压力较高,影响注汽速度和注汽效果。地层能量对注汽压力的影响见图 5。

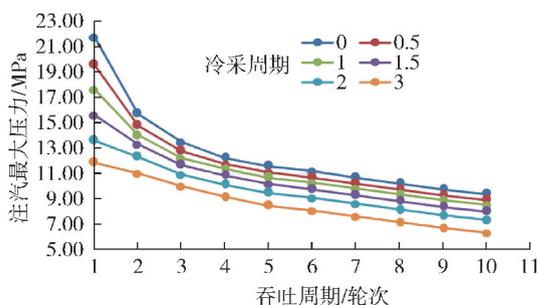


图 5 地层能量对注汽压力的影响

根据图 5 可以看出,采用先冷采再热采的方式,受地层能量的影响,蒸汽吞吐注汽最大压力随着冷

采周期的增加而减小,随蒸汽吞吐周期的增加而减小。蒸汽吞吐前 5 周期注入压力高,增注体系可有效缓解前期注汽压力高的问题,所以一般在蒸汽吞吐前 5 轮次采用降黏增注措施,可根据现场注汽情况减少或增加注汽轮次。

3.2 注入量设计

降黏剂注入量可由式(2)计算

$$V = \pi LR^2 \varphi \quad (2)$$

式中, V 为降黏剂注入量, m^3 ; L 为水平井段长度, m ; R 为处理封堵半径, m ; φ 为孔隙度, 小数。

根据式(2),以渤海 L 油田 A 井为例,储层岩心分析覆压孔隙度在 24.8%~38.8%,平均为 35%,水平井处理半径取值 0.3~0.4 m,水平段长度为 400 m,计算出注入量为 30~50 m^3 。

4 现场试验

渤海 L 油田 A 井为水平井,井深为 2 163 m,位于明化镇 III 油组 1 小层 1-1308 砂体,砂体厚度平面分布不均,最厚为 18.2 m,最薄为 2.9 m,砂体平均厚度为 10.1 m。A 井为砾石充填裸眼筛管完井,目前采用蒸汽吞吐开采。

在进行第二轮蒸汽吞吐前应用了降压增注体系,注入量 40 m^3 ,通过油管正挤方式注入,注入效果见表 5。

表 5 A 井第一和第二轮次注汽数据对比

轮次	注汽初始速度/($t \cdot h^{-1}$)	注汽初始压力/MPa	压力降低幅度/%	日均注汽速度/($t \cdot d^{-1}$)	注汽速度增加幅度/%	累计注汽量/ t	注汽速度增加幅度/%	平均吸汽指数/ $t \cdot (d^{-1} \cdot MPa^{-1})$	吸汽指数增加幅度/%
A 井第一轮	9.51	14.87	—	152	—	3 000	—	9.83	—
A 井第二轮	10.04	13.8	7.2	181	19.08	4 205	75.89	12.22	24.31

初始注汽速度基本一致的情况下,A 井第二轮初始注汽压力比第一轮降低 1.07 MPa,降幅 9.4%;A 井第二轮注汽总量大,但第二轮注汽初始压力比第一轮降低 7.2%,同时注汽速度提高 19.08%;A 井第二轮平均吸汽指数比第一轮提高 24.31%,说明在使用增注体系时可达到低压增注效果。

5 结论

(1)通过对目标油田开展降黏率测试实验,优选水溶性降黏剂 JN-1,该体系耐温 300 $^{\circ}C$,老化前降黏率达 99%,老化后降黏率达 96%。

(2)采用井筒伴注方式,JN-1 管流实验中能有

效降低注入压力,降压幅度达 57.89%。

(3)采用前置注入降黏剂+后续注入蒸汽的方式开展实验,JN-1 体系降压幅度达 58% 以上,采收率提高幅度为 17.35%。

(4)针对目标油田进行蒸汽吞吐增注工艺设计,在蒸汽吞吐前 5 轮次采用降黏增注措施,可根据现场注汽情况减少或增加注汽轮次,目标油田设计注入量为 30~50 m^3 。

(5)根据现场试验效果,渤海 L 油田 A 井第二轮初始注汽压力比第一轮降低 1.07 MPa,平均吸汽指数比第一轮提高 24.31%,达到降压增注效果。

[参考文献]

- [1] 周守为. 海上稠油高效开发新模式研究及应用[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(5): 1-4.
- [2] 陈伟. 陆上 A 稠油油藏蒸汽吞吐开发效果评价及海上稠油油田热采面临的挑战[J]. 中国海上油气, 2011, 23(6): 384-386.
- [3] 赵洪岩. 辽河中深层稠油蒸汽驱技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 110-114.
- [4] 郭太现, 苏彦春. 渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J]. 中国海上油气, 2013, 25(4): 26-30.
- [5] 郑伟, 袁忠超, 田冀, 等. 渤海稠油不同吞吐方式效果对比及优选[J]. 特种油气藏, 2014, 21(3): 79-82.
- [6] 王磊, 袁忠超, 郑伟, 等. 渤海油田稠油多元热流体热采有效期确定[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2016, 18(6): 17-20.
- [7] 李浩哲, 梁琳琳, 潘少杰, 等. 储层参数对蒸汽辅助重力泄油技术开发效果的影响[J]. 非常规油气, 2007, 4(1): 85-87.
- [8] 束青林, 王宏, 孙建芳. 孤岛油田稠油油藏高轮次吞吐后提高采收率技术研究与实践[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 61-64.
- [9] 贺永利, 徐仲其. 小洼油田注 38 断块试验区蒸汽驱参数优化[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(3): 77-79.
- [10] 李平科, 张侠, 岳清山, 等. 蒸汽驱中主要工艺参数对开发效果的影响[J]. 特种油气藏, 1996, 3(2): 13-17.
- [11] 郭彤楼. 川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型气藏成藏差异性[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(3): 311-317, 326.
- [12] 朱华银, 蒋德生, 安来志, 等. 川西地区九龙山构造砾岩储层敏感性实验分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 40-43.
- [13] 郭正吾, 邓康玲, 韩永辉, 等. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996.
- [14] 翟光明. 中国石油地质志[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- [15] 白斌, 邹才能, 朱如凯, 等. 四川盆地九龙山构造须二段致密砂岩储层裂缝特征、形成时期与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 526-535.
- [16] 曾联波. 雷家油田下第三系低渗透储层裂缝特征[J]. 石油与天然气地质, 1999, 22(2): 167-169.
- [17] 张娜, 孟万斌, 刘家铎, 等. 四川梓潼下侏罗统珍珠冲组储层特征分析[J]. 云南地质, 2009, 28(3): 338-344.
- [18] 杨帆. 九龙山地区珍珠冲组砾岩储层改造技术研究[D]. 荆州: 长江大学, 2012.
- [19] 张满郎, 孔凡志, 谷江锐, 等. 九龙山气田珍珠冲组砂砾岩储层评价及有利区优选[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(3): 1-13.
- [20] 李跃纲, 巩磊, 曾联波, 等. 四川盆地九龙山构造致密砾岩储层裂缝特征及其贡献[J]. 天然气工业, 2012, 32(1): 22-26.
- [21] 巩磊, 曾联波, 张本健, 等. 九龙山构造致密砾岩储层裂缝发育的控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(6): 6-12.

[责任编辑] 温丽萍

[责任编辑] 温丽萍

(上接第 23 页)

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.013

基于 SHPB 实验的煤层气固井水泥动态力学特性

陈立超^{1,2}, 王生维^{1,3}, 张典坤¹

(1. 煤与煤层气共采国家重点实验室, 山西 晋城 048204; 2. 内蒙古工业大学 矿业学院, 内蒙古 呼和浩特 010051;
3. 中国地质大学(武汉) 资源学院, 湖北 武汉 430074)

[摘要] 为模拟射孔对固井水泥冲击破坏作用, 利用分离式霍普金森压杆(SHPB)装置对煤层气常规、纤维固井水泥实样实施高速冲击加载。结果显示: 常规固井水泥动态应力-应变曲线卸载阶段斜率较陡, 反映材料为脆性断裂; 而纤维固井水泥应力-应变曲线卸载阶段斜率平缓, 表现出塑性材料破坏形式; 常规固井水泥在动态压缩强度、峰值应变上高于纤维固井水泥, 对冲击气压条件反应敏感, 指示常规固井水泥脆性强; 纤维固井水泥动态弹性模量与能量耗散效率方面优于常规固井水泥, 与内部纤维自调节能力有关; 高速冲击下常规固井水泥实样以劈裂型张性破坏为主, 实样破碎严重、破碎块度细且易形成辐射型破坏; 纤维固井水泥在低冲击气压下以剪切破坏为主, 高冲击气压下以压碎式破坏为主; 冲击中纤维固井水泥由于纤维拉拽、纤维-水泥界面解离等效应提升了材料的吸能效率和抗冲击性能, 对于保障深部煤层气井固井水泥完整性, 提升煤层气藏排水降压效率具有实际意义。

[关键词] 煤层气井; 纤维固井水泥; 射孔冲击; 动态力学响应; SHPB 实验; 抗冲击性能

[中图分类号] TE25 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0069-08

煤层气排水降压对井筒环空封隔能力要求很高, 晋城矿区煤矿井下解剖发现因射孔冲击, 煤层气井固井水泥破损, 严重制约气井排水降压效率与压降漏斗传播范围^[1-2]。因此摸清射孔冲击下煤层气井固井水泥动态力学响应及材料冲击破坏形式对保障固井水泥完整性与实现固井水泥材料抗冲击性能提升具有重要意义。长期以来, 围绕固井水泥力学性能表征与水泥完整性评价等问题, 诸多学者采取下列研究思路开展了大量研究, 包括: (1) 数学建模或数值模拟+室内实验结合方法。闫炎等^[3]利用 LS-DYNA 有限元软件计算分析固井水泥射孔力学响应特征; 张景富等^[4]通过建立套管-水泥-地层固结体有限元力学模型, 分析蠕变、弹性、刚性地层等对水泥界面应力的影响。郑少军等^[5]以水泥水化数值模型为基础, 建立了固井水泥浆水化模型。郭辛

阳等^[6]利用数值模拟和室内实验相结合的方法研究了蠕变地应力、井下压力和温度变化等因素对封固系统应力状态及界面胶结强度的影响; 郑友志等^[7]采用数值模拟和室内评价手段对国内外典型弹性、柔性、韧性和纯水泥体系在不同加载速率、不同围压及不同温度下的力学性能进行了对比研究。(2) 室内静态力学实验方法。其中在细观尺度上, 王磊等^[8]开展了常温单轴压缩实验、三轴压缩和循环加卸载实验, 探究油井水泥在高温下的强度、变形、破坏模式等特征。陈立超等^[9]利用半圆三点弯曲加载实验研究了常规固井水泥和纤维固井水泥断裂力学性质; 逢铭玉等^[10]设计一种柱状水泥射孔靶实件, 实验研究水泥材质、水泥厚度、固井缺陷、装药量、射孔弹型号等参数对水泥结构破坏的影响。由于固井水泥中孔隙缺陷对力学性能的影响不可避免, 近年来在固井

[收稿日期] 2021-11-25

[基金项目] 国家科技重大专项(2016ZX05067001-007); 内蒙古科技计划项目(2020GG0317); 山西省煤层气联合研究基金(2016012007)

[作者简介] 陈立超(1985—), 男, 内蒙古赤峰人, 内蒙古工业大学矿业学院副教授, 博士, 主要从事煤层气井完井材料性能表征与设计研究。

水泥微观力学性能表征方面国内外学者开展了相关研究工作, Ulm 等^[11]利用划痕实验对固井水泥断裂韧度特征进行研究; 刘鉴增等^[12]采用纳米压痕技术对固井水泥石的微观力学性能进行研究。此外陈立超等^[13]利用常规压痕法对沁水盆地南部煤层气井固井水泥石原样开展了断裂力学实验, 认为当前固井水泥脆性过大是制约气井固井效果的关键。矿场尺度研究上, 项先忠等^[14]针对油气响应型固井自愈合水泥浆技术进行了研究。此外在 CO₂ 地质封存固井水泥完整性问题上, Li 等^[15]考虑水泥诱导应力影响和注入 CO₂ 引起的地层压力变化, 提出了评价 CO₂ 注入条件下固井水泥完整性的计算方法。Dong 等^[16]通过井筒流动模型对 CO₂ 地质封存固井水泥完整性进行评估。而且近年来由于热采、超深油气井等工况需求, 针对特种固井水泥^[17-21]方面的研究成果较多, 推动了固井水泥材料力学表征方法和理论的进步。从上述研究发现, 目前油气井固井水泥石静态力学实验、固井水泥失效机理数值模拟分析、固井水泥增韧改性方面研究较多, 然而在模拟射孔高速冲击对固井水泥损伤效应尤其是开展常规固井水泥和纤维韧性固井水泥冲击动力学特征、冲击破坏形式比较研究方面工作较少。笔者利用 $\Phi 50$ mm 分离式霍普金森压杆 (SHPB) 装置, 对煤层气常规固井水泥和纤维固井水泥实样实施 0.4~1.0 MPa 冲击气压下的高速加载, 获取两类固井水泥材料的动态力学特征和破坏失效形式, 以期为煤层气井固井水泥材料改性及抗冲击性能优化提供实验参考。

1 材料与实验

1.1 固井水泥冲击实样制备

本次实验材料常规固井水泥 (pure cement, PC) 按水灰比 0.46 配制, 共用牌号 42.5 硅酸盐水泥、粉煤灰各 1 kg, 减水剂比例 0.75; 纤维固井水泥 (fiber cement, FC) 在常规固井水泥材料配比基础上, 水泥浆体中掺加比例为 1% 的聚乙烯醇 (polyvinyl alcohol, PVA) 纤维 (上海化工建材公司生产)。水泥浆配制后先将水泥浆体在模具中浇筑成块体, 后室温养护。待水泥龄期 28 d 后拆模, 按国际岩石力学学会要求^[22]利用取心钻机钻取口径 50 mm 的柱状样品, 后切割成长度 50 mm 的短柱状实样若干, 精细打磨保障实样端面不平行度和不垂直度均小于 0.02 mm。固井水泥冲击实样如图 1 所示。

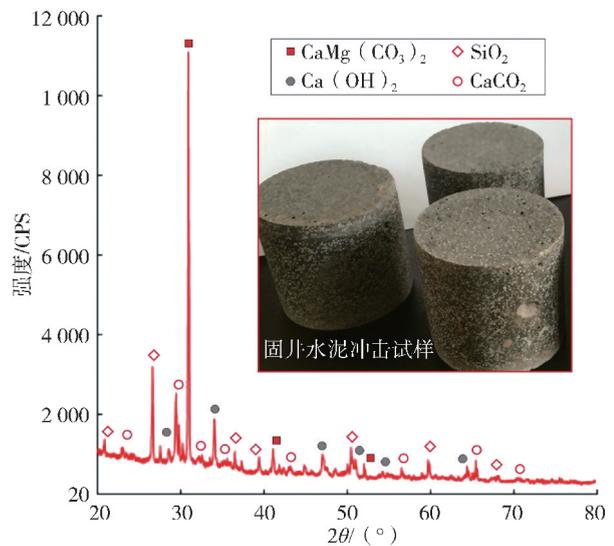


图 1 固井水泥冲击试样与材料成分特征

XRD 分析结果 (图 1) 表明, 本次实验水泥水化反应完全后各矿物组分比例为 SiO₂ 占 18%, Ca(OH)₂ 占 7%, CaCO₃ 占 11%, CaMg(CO₃)₂ 占 64%, 符合典型硅酸盐水泥的矿相特征。

1.2 SHPB 实验

本次冲击实验是在中南大学 50 mm 杆径分离式霍普金森压杆 (split Hopkinson pressure bar, SHPB) 装置完成的, 该实验系统由压杆冲击加载装置和高速摄影仪组成。该冲击加载装置由入射杆、透射杆及异形冲头组成, 通过冲头冲击作用产生半正弦波, 后期通过超动态应变仪和入射杆、透射杆上的应变片实时采集信号^[22-23]。图 2(a) 为超动态应变记录仪采集到的实样 P6 的入射波、反射波及透射波电信号, 通过信号转换处理, 得到冲击压缩下该实样的应力平衡图 (图 2(b))。经过几次反射后, 从图 2(b) 中可以看出, 透射波和入射波与反射波的叠加波基本重合, 特别是峰前曲线, 表明实样在加载过程中达到应力平衡条件, 满足冲击加载需求。根据入射杆和透射杆上应变片采集的应力脉冲信号, 基于 SHPB 实验的一维应力波假定和应力均匀性假定, 可以求得实样的应力、应变和应变率^[23]。

本次实验共对常规固井水泥实样 7 个 (P1~P7)、纤维固井水泥实样 7 个 (X1~X7) 开展 0.4~1.0 MPa 七级冲击气压加载作用, 获取了常规、纤维固井水泥材料动态应力-应变曲线、动态力学参数 (包括动态压缩强度、峰值应变) 及冲击能量 (入射能 E_I 、透射能 E_T 、反射能 E_R 、吸收能 E_D 及比率) 等特征信息。

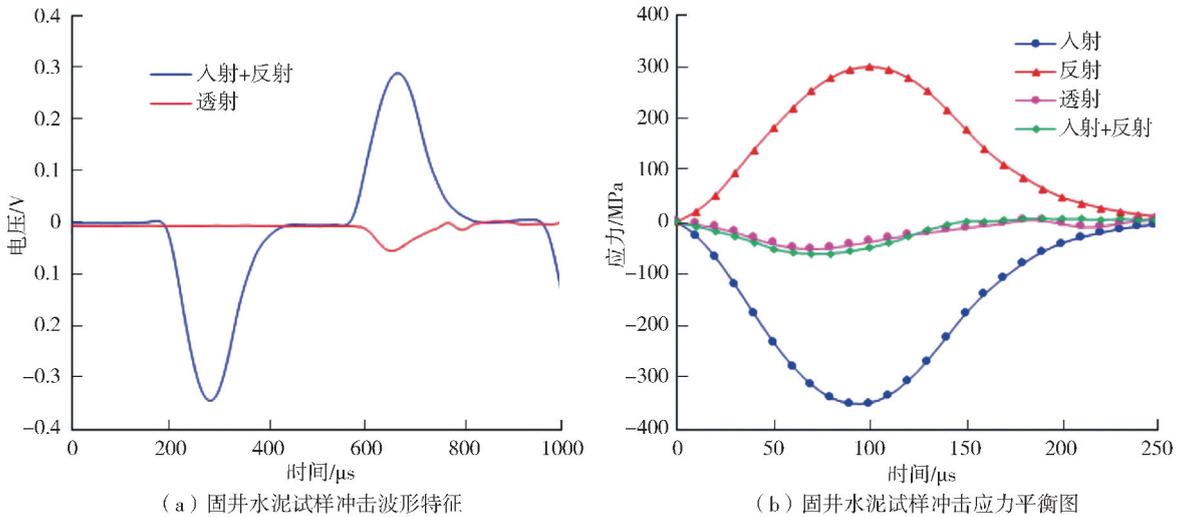


图 2 SHPB 实验装置电信号及应力平衡图(实样 P6)

2 结果分析

2.1 加载条件对固井水泥动态应力-应变关系的影响

煤层气井常规固井水泥、纤维固井水泥实样 SHPB 动态应力-应变关系随冲击气压变化规律如图 3 所示。从图 3(a)中看出,常规固井水泥实样的动态破坏应力在 30~50 MPa,但不同实样间值变化较大;而纤维固井水泥实样动态破坏应力为 35~40 MPa,不同实样间数据相对平均(图 3(b))。冲击气压相同条件下常规固井水泥动态压缩强度更高,而纤维

固井水泥动态抗压强度在不同冲击气压下表现更稳定。同时图 3 显示,随着冲击气压增大,常规、纤维固井水泥实样应力-应变曲线均整体右移。表明冲击气压增大会加剧固井水泥材料的形变。有必要提及的是,相同冲击气压下纤维固井水泥应变值更高,反映本次实验所配制的纤维固井水泥材料其在高速载荷作用下变形能力更强,能够对外部冲击载荷起到较好的缓冲效果,而且对外部能量耗散程度也更为平均。

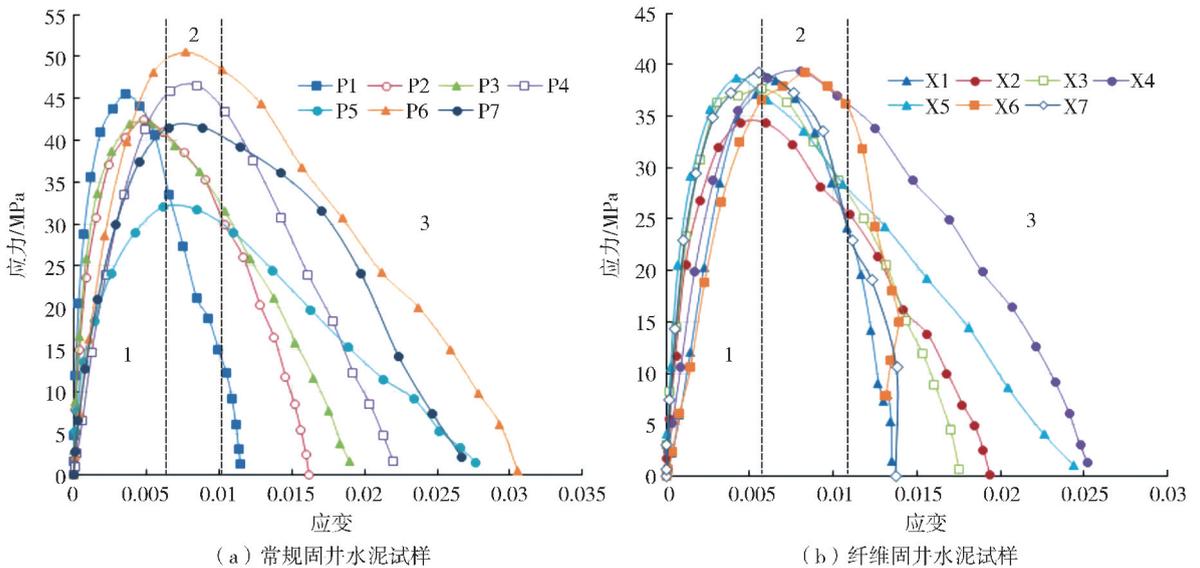


图 3 煤层气井常规、纤维固井水泥实样动态应力-应变关系

常规、纤维固井水泥冲击下动态应力-应变曲线形态类似,大体可分为 3 个阶段:压实阶段。由于实样内部存在大量孔隙缺陷,冲击加载初期实样结构会重新排布同时体积压缩,该阶段应力-应变曲

线上呈微微向上弯曲趋势。随着冲击气压增大曲线斜率减小。固井水泥实样内缺陷不断地被压缩,裂纹得以闭合,实样完成密实化。弹性变形阶段。该阶段应力-应变曲线近似于一段直线,曲线

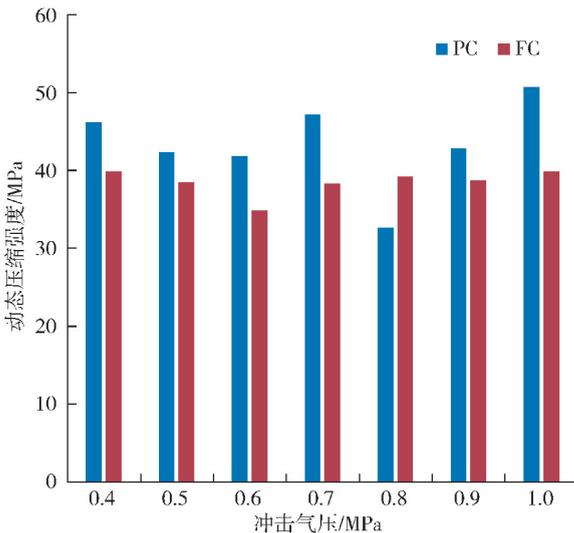
斜率基本保持不变,该斜率通常可作为实样材料弹性模量。从图 3 可看出,冲击加载条件不同,不同常规固井水泥实样的弹性模量变化较大,而不同纤维固井水泥实样间的弹性模量则对加载条件的变化不甚敏感。卸载阶段。该阶段固井水泥实样强度不足以抵抗外部冲击载荷作用而发生破坏,应力-应变曲线上显示应力从峰值点迅速降低,整体而言,该阶段常规固井水泥实样应力-应变曲线的斜率相较纤维固井水泥实样大,指示本次研究常规固井水泥材料脆性更强烈,不利于深部煤层气固井。

2.2 加载条件对固井水泥动态力学参数的影响

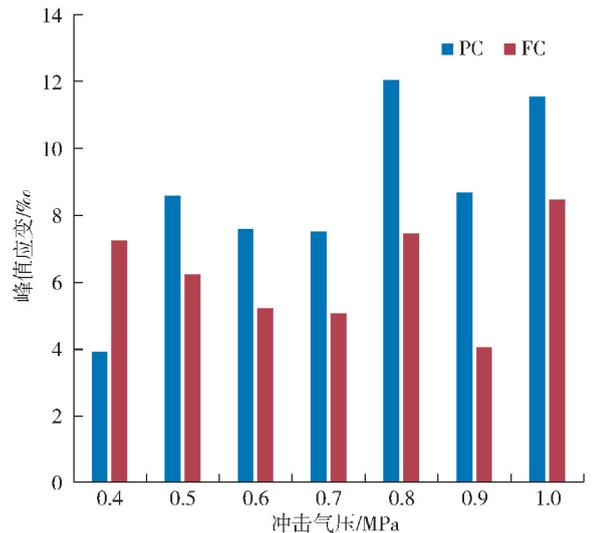
2.2.1 冲击气压对固井水泥动态压缩强度的影响

煤层气井常规、纤维固井水泥动态抗压强度随冲击气压变化规律如图 4(a) 所示。由图 4(a) 可

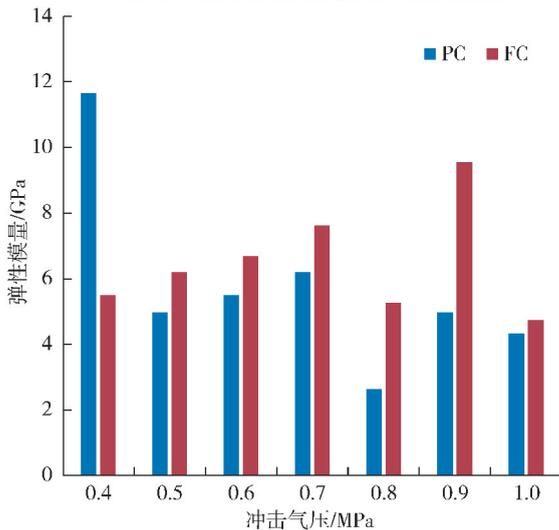
知,总体上常规固井水泥实样随冲击气压的增大而呈先降低后升高变化趋势,冲击气压为 0.8 MPa 时常规固井水泥动态压缩强度最低,值得煤层气井射孔参数设计关注。可依据以下效应解释上述规律:一方面,根据弹体对材料的侵彻效应,低速冲击时材料内部组织结构相对完备抵御外部冲击侵入的能力较强,而当高速冲击条件下,弹体往往可以在材料内部组织尚未准备情况下破防。另一方面,由于材料力学性能往往具有加载率效应^[24],当外部冲击载荷加载率增大常规固井水泥强度势必升高,说明射孔时需适当降低射孔弹冲击压力,避免冲击压力过高激发的固井水泥强度的反弹。相对而言,随冲击气压增大,各纤维固井水泥实样的动态抗压强度值较低且较为平均,表明本次实验纤维固井水泥在冲击作用下具有一定自调节能力。



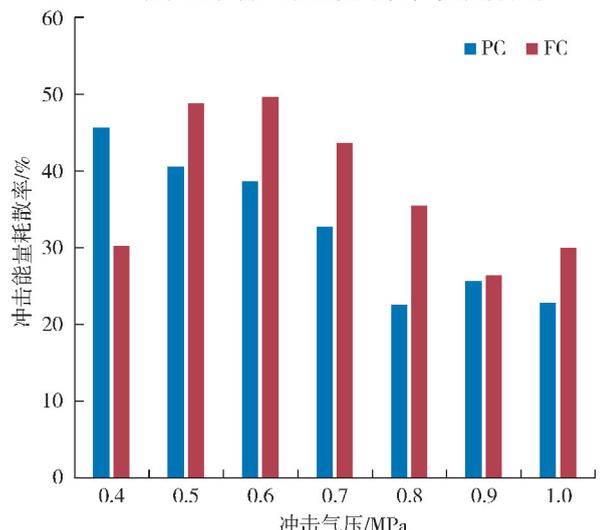
(a) 试样动态压缩强度随冲击气压变化规律



(b) 试样峰值应变随冲击气压变化规律



(c) 试样弹性模量随冲击气压变化规律



(d) 试样冲击能量耗散率随冲击气压变化规律

图 4 加载条件对煤层气井固井水泥动态力学特征的影响

2.2.2 冲击气压对固井水泥峰值应变的影响

煤层气井常规、纤维固井水泥实样峰值应变与冲击气压关系如图 4(b) 所示,由图 4(b) 可知,当冲击气压低于 0.4 MPa 时,常规固井水泥实样峰值应变小于纤维固井水泥,说明在低冲击气压下常规固井水泥强度高刚度大能够抵御外部冲击载荷作用因而不变形。当实验冲击气压大于 0.5 MPa 后,常规固井水泥峰值应变普遍大于纤维固井水泥,一方面说明常规固井水泥对外部冲击作用反应更为敏感,而纤维固井水泥材料由于增韧效应因而在较低冲击气压下材料力学反馈较慢,出现钝化现象。有趣的是,在冲击气压较高时纤维固井水泥内部的聚乙烯醇纤维的形变调节能力能够得到激活,纤维发挥了维持实样完整性、延缓实样大变形的功能。

2.2.3 冲击气压对固井水泥动态弹性模量的影响

煤层气井常规、纤维固井水泥动态弹性模量能够反映材料的刚度或外载下的变形难易程度,如图 4(c) 所示,总体而言,本次实验发现常规固井水泥动态弹性模量低于纤维固井水泥,尤其是在较高冲击气压下。笔者认为导致这一结果的原因包括:材料内部密实效应。常规固井水泥内部发育大量孔缺陷,这部分缺陷在高速冲击下会削弱材料的刚度,导致常规固井水泥动态弹性模量较低。而纤维固井水泥内纤维能够填补一部分缺陷空间,因而提升了材料的刚度;纤维的增韧效应。高速冲击下固井水泥中的纤维通过界面解离、纤维拉拔效应提升了材料的韧性和抗裂性能,同时提升了材料的模量。

2.2.4 冲击气压对固井水泥能量耗散率的影响

材料能量耗散率是指材料高速冲击过程实样吸收能量与压杆装置入射能的比值,可以反映材料的抗冲击能力和能量缓冲效率,通常与材料的峰值强度、弹性模量等有关。如图 4(d) 所示,本次实验发现总体上纤维固井水泥材料对外部冲击能量的耗散效率普遍高于常规固井水泥,且随着冲击气压增大水泥材料对外部冲击能量的吸收效率降低。这表明当煤层气井射孔压力过高时,固井水泥对外部冲击能量的消纳能力减弱,因此在煤层气井射孔中应考虑相对较低的射孔压力。

2.3 加载条件对固井水泥断裂特征及破坏形式影响

不同冲击气压下煤层气井常规、纤维固井水泥实样破坏特征如图 5 所示,由图可知,随着冲击气压的增大(0.4→1.0 MPa),常规固井水泥实样破碎程

度随之加剧,从初期二维的长条块体破碎形成到后期的三维等轴状碎块(粒),固井水泥实样在高速冲击下的破坏形式趋于碎粒化,实样材料破坏表面能增大,从实样的破碎形态特征分析认为常规固井水泥在高速冲击作用下以张性劈裂形式为主,实样的断裂面多与轴向加载方向平行,形成大量的贯穿式断裂裂缝,导致常规固井水泥实样的破坏较为严重。而且由于常规固井水泥材料的强烈脆性^[25],实样在高速冲击下会产生辐射裂缝形成进一步的深度破坏,这对于深部煤层气井固井非常不利。与此对应的是,对于纤维固井水泥而言,当外部冲击气压较低时($p < 0.7$ MPa),纤维固井水泥实样由于纤维的拉拽作用实样很难完全断开,仅形成少量剪切裂缝但裂缝的张开度较大。随着冲击气压的增大,纤维固井水泥实样基质完全冲压破碎形成粒度小于 0.1 mm 粉末。整体而言,随着冲击气压的增大,固井水泥实样破碎程度加剧,固井水泥断裂形式由劈裂张性断裂转变为冲压式破碎,而且在相同加载条件下纤维固井水泥的抗冲击能力和能量吸收效率强于常规固井水泥。

2.4 加载条件对固井水泥能量耗散特征的影响

材料吸能效率及对外部载荷的缓冲能力对于冲击防护具有关键意义。在射孔环节固井水泥对射孔弹冲击载荷的缓冲效率决定固井水泥后期的破坏程度以及气井井筒的完整性和封隔效果。通常,外部冲击载荷的总能量即入射能(E_1),其中一部分能量被实样吸收称之为吸收能或称之为耗散能 E_D ,另有一部分能量由于材料的弹性作用反弹成为反射能(E_R),此外还有一部分能量穿透实样称之为透射能(E_T),上述能量的数学关系^[24-25]为

$$E_1 = E_R + E_T + E_D \quad (1)$$

为表征材料对外部冲击能量的吸收效率,通常将吸收能与总入射能二者间的比值定义为能量耗散效率 η 。

如图 6(a) 所示,随着冲击气压的增大,常规固井水泥实样的入射能、反射能、及吸收能随之增加,而透射能变化不明显。有必要提及的是,随着入射能增大反射能增幅最明显,而吸收能在能量比例中较低,表明常规固井水泥由于弹性模量高、缺乏自调节形变能力,对外部冲击载荷的吸收和抗冲击能力较弱。图 6(b) 表明,随着冲击气压增大,纤维固井水泥实样的入射能、反射能、吸收能先增高后降低,而且关键的是在相同加载条件下纤维固井水泥其能

量吸收率整体上优于常规固井水泥,反映纤维固井水泥由于内部纤维自调节能力,具有较好的能量吸

收消纳和抗冲击能力,因而适宜作为深部煤层气井固井材料。

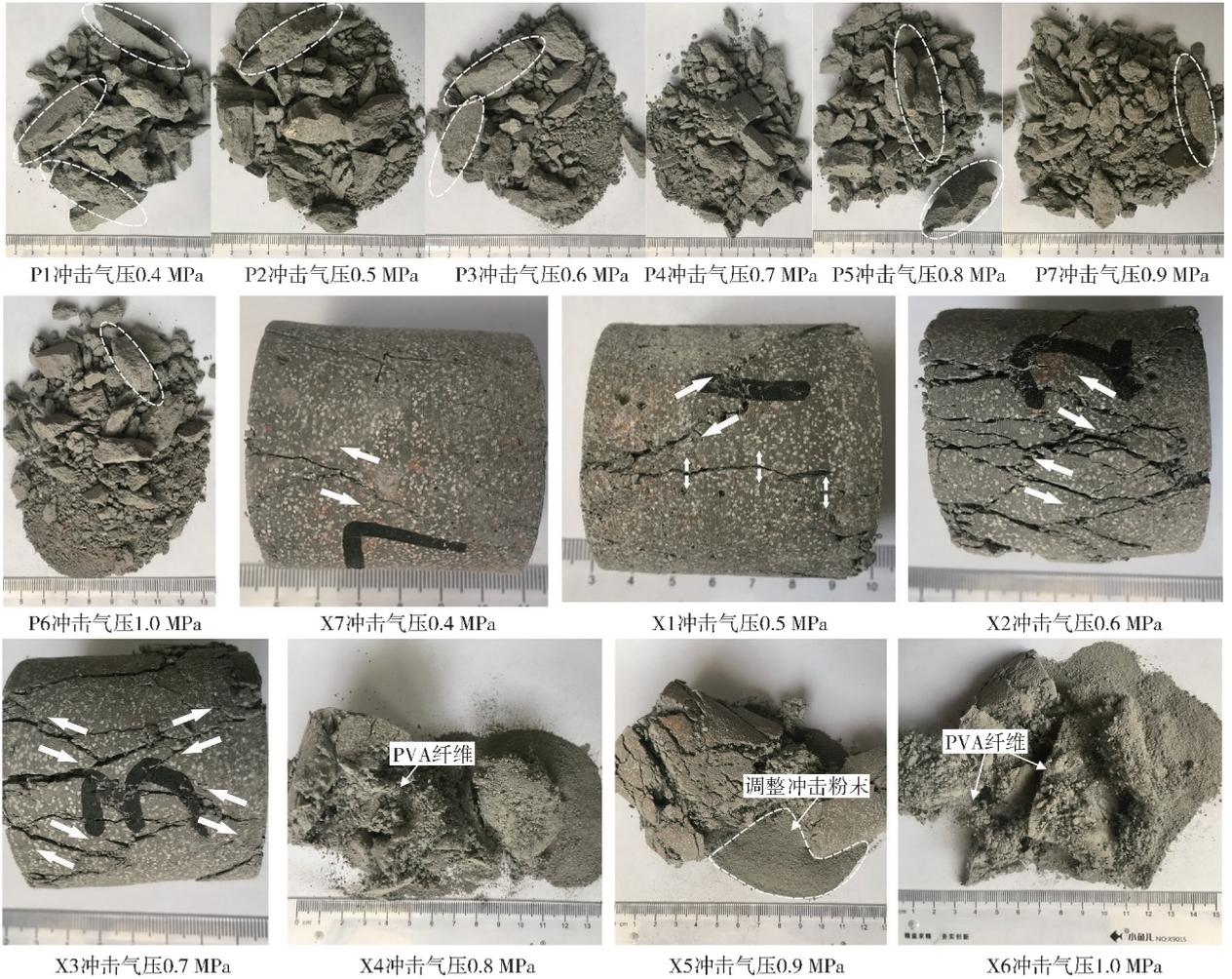


图 5 加载条件对固井水泥实样冲击断裂特征与破坏形式的影响

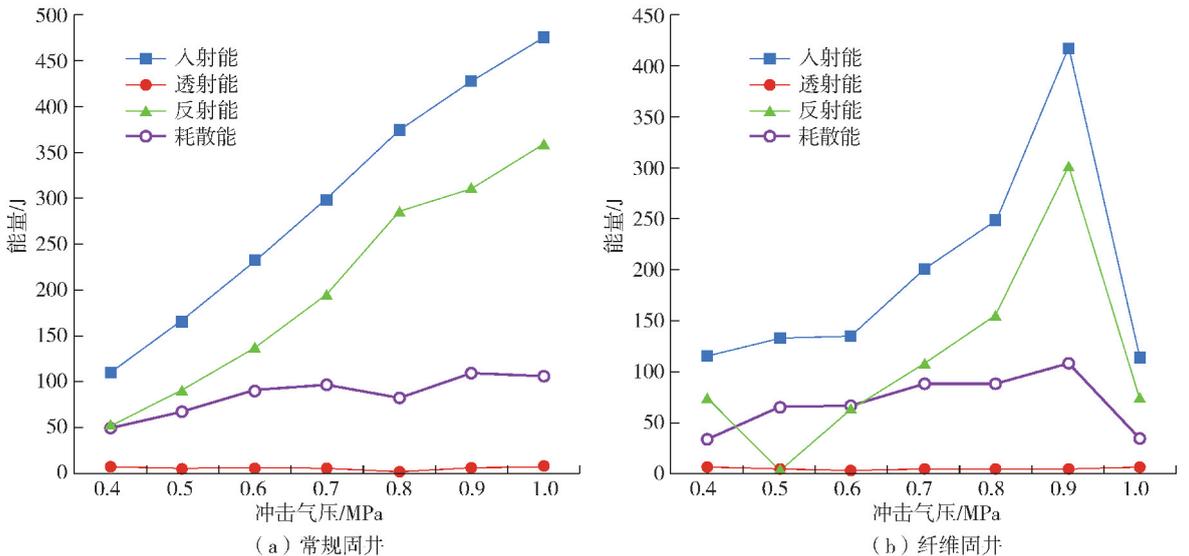


图 6 加载条件对固井水泥冲击能量分配特征的影响

3 常规、纤维固井水泥射孔冲击失效模式

结合煤层气井常规、纤维固井水泥材料在高速冲击作用下的力学行为特征,构建两类固井水泥材料在射孔下冲击破坏失效模式(图7)。图7(a)显示当深部煤层气井固井采用常规固井水泥,后期射孔冲击下固井水泥主要为劈裂破坏为主,易形成集中式

张性断裂裂缝后期作为流体通道;而深部气井采取纤维固井水泥时,由于纤维固井水泥增韧效应,煤层气井射孔过程中固井水泥主要以韧性剪切型破坏为主,形成大量弥散式小裂纹(图7(b)),能够较好地分散外部冲击荷载,避免大型冲击窜槽的形成,保障深部煤层气井筒完整性和封隔能力。

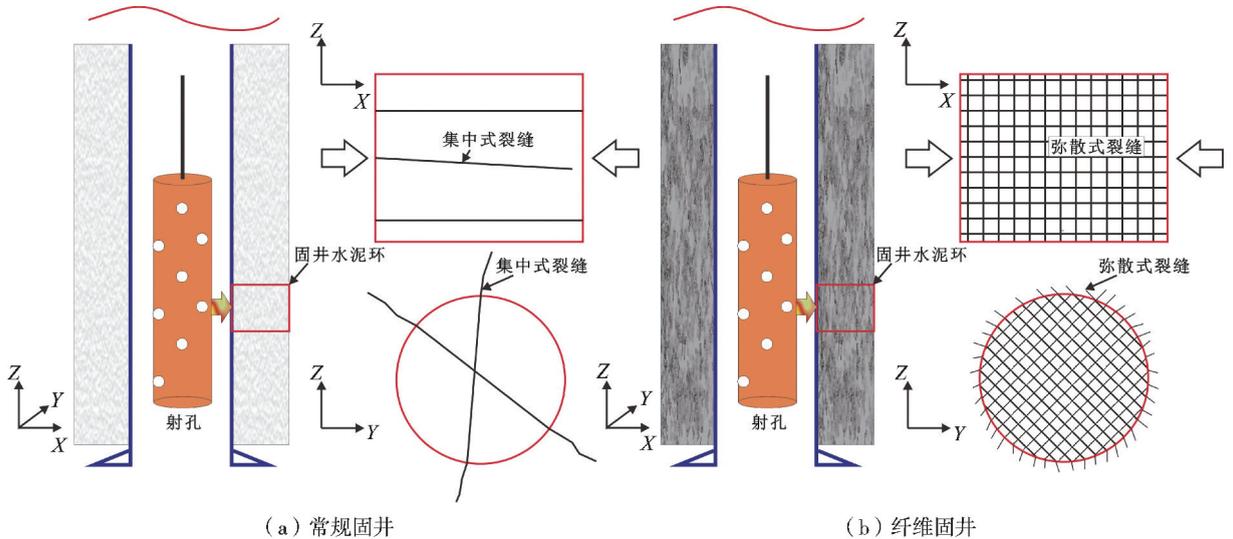


图7 煤层气常规、纤维固井水泥射孔冲击失效模式比较

4 结论

(1)常规、纤维固井水泥在高速冲击下动态应力-应变曲线显示煤层气井常规固井水泥卸载阶段曲线斜率较陡,指示目前常规固井水泥材料脆性强;而纤维固井水泥实样卸载阶段应力-应变曲线斜率较缓,实样破坏不彻底出现类似塑性材料蠕变破坏特征。

(2)常规固井水泥在动态压缩强度、峰值应变上高于纤维固井水泥,对加载条件变化更敏感,说明常规固井水泥具有脆性;纤维固井水泥动态弹性模量、能量耗散效率方面高于常规固井水泥,与其内部纤维的自调节能力有关。

(3)高速冲击下常规固井水泥中以劈裂式张性破坏为主,且易形成辐射型破坏;纤维固井水泥较低冲击气压下以剪切破坏为主,在较高冲击气压下以压碎式破坏形式为主。

(4)本次实验研究配制的聚乙烯醇纤维固井水泥在高速冲击中的能量吸收及抗冲击能力明显优于常规固井水泥,适宜作为深部煤层气井固井材料。

[参考文献]

- [1] 陈立超,王生维,张典坤,等. 固井水泥浆侵入对煤储层压裂裂缝延展的影响[J]. 天然气工业,2019,39(8):74-81.
- [2] 张典坤,陈立超,王生维. 压痕法评价煤层气井固井水泥石断裂力学性质[J]. 天然气工业,2020,40(3):115-122.
- [3] 闫炎,管志川,赵效锋,等. 固井水泥射孔力学响应规律及损伤特征[J]. 东北石油大学学报,2019,43(3):101-108,11.
- [4] 张景富,公海峰,靳建州,等. 地层类型对水泥环的力学作用及影响[J]. 东北石油大学学报,2020,44(4):30-39,7.
- [5] 郑少军,刘天乐,高鹏,等. 固井水泥石孔隙结构演变及力学强度发展规律[J]. 材料导报,2021,35(12):96-102.
- [6] 郭辛阳,步玉环,李娟,等. 井下复杂条件下固井水泥环的失效方式及其预防措施[J]. 天然气工业,2013,33(11):86-91.
- [7] 郑友志,徐冰青,蒲军宏,等. 固井水泥体系在不同条件下的力学行为规律[J]. 天然气工业,2017,37(1):119-123.
- [8] 王磊,曾义金,张青庆,等. 高温环境下油井水泥石力学性能试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(6):88-95.
- [9] 陈立超,王生维,张典坤. SCB 试验测试固井水泥断裂力学性能[J]. 天然气工业,2021,41(9):105-113.
- [10] 逢铭玉,许高,唐英才,等. 井下环境固井水泥环射孔冲击破坏实验研究[J]. 测井技术,2019,43(4):348-354.
- [11] ULM F J, JAMES S. The scratch test for strength and fracture toughness determination of oil well cements cured at high temperature and pressure[J]. Cement and Concrete Research,2011,41

- (9):942-946.
- [12] 刘鉴增,刘硕琼,刘慧婷. 纳米压痕研究碳纳米管固井水泥石微观力学性能[J]. 硅酸盐通报,2019,38(4):1263-1268.
- [13] 陈立超,王生维,张典坤. 煤层气近井煤缝壁面滤饼的结构与硬度特征及工程意义[J]. 天然气工业,2020,40(6):100-106.
- [14] 项先忠,孟青山,符军放,等. 固井水泥环自愈合技术研究及应用;以东方 1-1 气田尾管回接固井为例[J]. 非常规油气,2017,4(06):92-99.
- [15] LI B, LI H, GUO B Y, et al. Effect of cement sheath induced stress on well integrity assessment in carbon sequestration fields [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017(46): 132-142.
- [16] DONG X L, DUAN Z Y, GAO D L. Assessment on the cement integrity of CO₂ injection wells through a wellbore flow model and stress analysis[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019(74):103097.
- [17] WU Y X, PATEL H, SALEHI S, et al. Experimental and finite element modelling evaluation of cement integrity under diametric compression[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020(188):106844.
- [18] KARAKOSTA E, LACKADITI L, ELHARDALO S, et al. Pore structure evolution and strength development of G-type elastic oil well cement. A combined¹H NMR and ultrasonic study[J]. Cement and Concrete Research, 2015(72):90-97.
- [19] HU M M, GUO J T, FAN J J, et al. Dispersion of triethanolamine-functionalized graphene oxide(TEA-GO) in pore solution and its influence on hydration, mechanical behavior of cement composite [J]. Construction and Building Materials, 2019(216):128-136.
- [20] CHOO LAEI M, RASHIDI A M, ARDJMAND M, et al. The effect of nanosilica on the physical properties of oil well cement [J]. Materials Science and Engineering: A, 2012(538):288-294.
- [21] 窦倩,王涛,张书勤,等. 碳纳米管固井水泥复合材料抗腐蚀及力学性能研究[J]. 硅酸盐通报,2019,38(11):3703-3711.
- [22] 宫风强,王进,李夕兵. 岩石压缩特性的率效应与动态增强因子统一模型[J]. 岩石力学与工程学报,2018,37(7):1586-1595.
- [23] 李地元,韩震宇,孙小磊,等. 含预制裂隙大理岩 SHPB 动态力学破坏特性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报,2017,36(12):2872-2883.
- [24] 陈立超,王生维,张典坤. 深部油气井固井水泥冲击破坏中的应变率效应[J]. 地下空间与工程学报,2021,17(S1):133-140,179.
- [25] 陈立超,王生维,张典坤. 基于 SHPB 实验的煤层气井固井水泥冲击能量耗散特征研究[J]. 材料导报,2021,35(S1):232-237.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.014

DOW 化学火灾、爆炸指数评价法在成品油管输企业中的应用

汪慧萍

(国家石油天然气管网集团有限公司华中分公司,湖北武汉430021)

[摘要] 采用“道化学火灾、爆炸指数评价法”,客观地对其成品油管输站场安全风险进行评价。在评价过程中,根据某站场储罐区的实际情况选取了适当的倍险系数,完整演绎评价程序及计算步骤,对储罐区可能发生火灾、爆炸的危险程度进行预测,为输油站场的安全评价定量分析提供可靠的依据。

[关键词] 输油站场储罐区;DOW评价法;风险评估;定量分析

[中图分类号] TE832 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0077-04

成品油管输企业存在潜在的危险源,若操作人员存在不合规行为、装置处于不安全状态、企业日常管理有缺失都有可能引发安全事故。安全事故往往潜伏在日常生产中,背后的成因也很复杂,事故的后果一般较为严重,常见的如发生火灾、爆炸,可能造成人员伤亡、生产运行受阻等后果^[1]。基于上述观点,以某成品油输油站场富汽罐、富柴罐为例,利用道化学公司火灾爆炸指数法(DOW指数法)对此输油站储罐区进行安全风险评估。

1 道化学火灾、爆炸危险指数评价法

1.1 DOW 化学火灾、爆炸指数评价法

道化学公司火灾爆炸指数法(DOW指数法)是美国道化学公司提出的,于1993年推出了第七版^[2]。本方法可以评价危险化学品生产、贮存单位的工艺流程,综合考虑化学品多种性质,合理利用图表,简洁明了,易于安全管理人员进行分析。

1.2 DOW 火灾、爆炸指数评价法流程图

DOW指数法的评价流程一般为:选取要研究的工艺单元,确定物质系数后,计算得到一般工艺危险系数和特殊工艺危险系数,二者相乘即为所选取工艺单元的危险系数。由工艺单元危险系数与危化品的物质系数计算可确定火灾、爆炸指数。由单元工

艺危险系数和物质系数共同决定危害系数,划分危险区域半径后,根据实际生产中的风险防控措施确定安全措施补偿系数。根据市场价格及储油罐价值计算实际MPPD,利用公式确定最大可能工作日损失MPDO。具体评价流程图见图1。

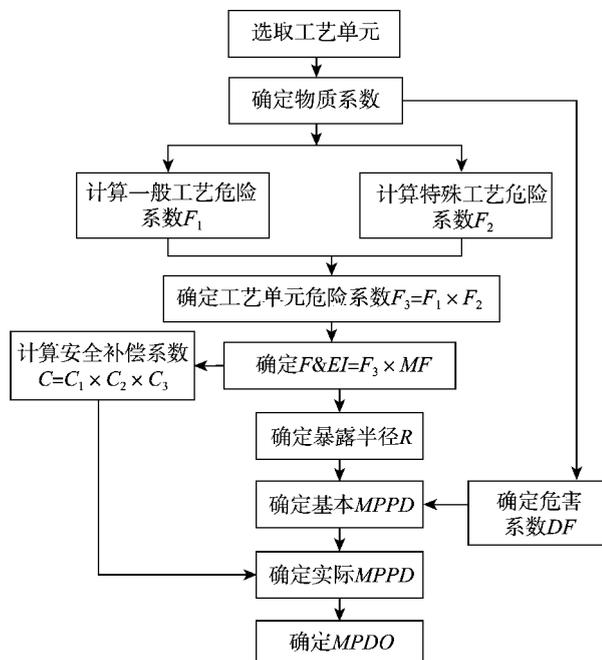


图1 DOW 化学火灾、爆炸指数评价程序

[收稿日期] 2021-03-23

[作者简介] 汪慧萍(1998—),女,安徽怀宁人,国家石油天然气管网集团有限公司华中分公司助理工程师,主要从事安全管理工作研究。

2 DOW 指数法应用某输油站场举例

2.1 输油站概况

某成品油输油站场储罐区有 2 座富汽罐, 2 座富柴罐, 有关数据见表 1。

表 1 某站场富汽罐、富柴罐物质储存数据

单元号	储罐数量	储存物质	总容量/ m ³	工作温 度/°C	工作压 力/kPa	装满度/ %
1	2	汽油	2 500	20	101	85
2	2	柴油	2 500	20	101	85

2.2 评价过程

成品油管输系统输油站场火灾、爆炸危险分析, 是综合考虑输油站场输送油品化学特性带来的能量、已有的安全防范措施, 对输油站场潜在的火灾、爆炸风险进行评估。

2.2.1 确定物质系数

单元 1 为富汽罐, 储罐内存在的物质为汽油和柴油, 选定的代表物为汽油, 其物质系数 MF 为 16。同理, 单元 2 选定的代表物为柴油, 其物质系数 MF 为 10。

2.2.2 确定一般工艺危险系数 F_1

一般工艺危险系数由基本系数与放热化学反应、吸热反应、物料处理与输送、排放等危险系数相加得到^[3]。但以上项目不一定都要采用, 因为此工艺单元不涉及放热反应与吸热反应, 故在输油站场实际运行中只考虑基本危险系数、物料处理与输送、密闭式工艺单元及排放和泄漏控制。

(1) 基本危险系数。给定值为 1.00。

(2) 物料处理与输送。危险系数为 0.25 ~ 1.05。汽油 $N_F = 3$, 以罐装储存, 则危险系数为 0.85; 对于柴油来说, 危险系数选定为 0.25。

(3) 密闭式工艺单元。本单元属于储油罐, 相对封闭, 危险系数选定 0.3。

(4) 排放和泄漏控制。储罐已较长时间没有进行维检修, 存在油品泄漏风险, 危险系数选定 0.4。

(5) 一般工艺危险系数 F_1 。由基本危险系数与上述其他危险系数相加得到。

富汽罐 $F_1 = 1.00 + 0.85 + 0.3 + 0.4 = 2.55$ 。

富柴罐 $F_1 = 1.00 + 0.25 + 0.3 + 0.4 = 1.95$ 。

2.2.3 确定特殊工艺危险系数 F_2

特殊工艺危险系数由基本系数与接近易燃范围的操作、腐蚀与磨损等 13 项危险系数相加得到, 但以上项目不一定都要采用, 需根据站场实际情况进

行选择。

(1) 基本危险系数。给定值为 1.00。

(2) 毒性物质。毒性物质的危险系数为 $0.2N_H$, N_H 是美国消防协会定义的物质毒性系数^[4]。汽油的 $N_H = 1$, 故该项危险系数为 0.20; 柴油的 $N_H = 0$, 故该项危险系数为 0。

(3) 接近易燃范围的操作。汽油、柴油易燃且无惰性气体保护, 故单元 1、单元 1 该项危险系数均为 0.50。

(4) 易燃及不稳定物质质量/kg, 物质燃烧热 $H_c/J \cdot kg^{-1}$ (贮存中的液体及气体)。富汽罐总容积为 2 500 m³, 汽油密度取 0.746 g/mL, 则汽油总质量为 1 865 000 kg。已知 1 kg 汽油的能量为 46 000 kJ, 1 btu = 1.055 kJ, 则 1 kg 汽油的能量为 43 602 btu, 富柴罐汽油的总能量为 8.1318×10^{10} btu。同理可得柴油的总能量为 6.4905×10^{11} btu。对照工艺总能量与危险系数关系曲线, 得出单元 1、单元 1 本项的危险系数分别为 2.30 和 3.00。

(5) 腐蚀与磨损。本项危险系数范围为 0.10 ~ 0.75, 依据实际腐蚀速率, 本项应选取危险系数为 0.10。

(6) 泄漏—连接头和填料处。本项危险系数范围为 0.10 ~ 1.50。设备密封处可能产生一定量的泄漏, 故本单元的危险系数为 0.10。

(7) 特殊工艺危险系数 F_2 。由基本危险系数、毒性物质危险系数、接近易燃范围的操作危险系数、易燃及不稳定物质危险系数、腐蚀与磨损、泄漏危险系数相加得到。

富汽罐 $F_2 = 1.00 + 0.20 + 0.50 + 2.30 + 0.10 + 0.10 = 4.2$ 。

富柴罐 $F_2 = 1.00 + 0 + 0.50 + 3.00 + 0.10 + 0.10 = 4.7$ 。

2.2.4 确定工艺单元危险系数 F_3

工艺单元危险系数由一般危险系数与特殊工艺危险系数相乘得到, 即 $F_3 = F_1 \cdot F_2$,

富汽罐 $F_3 = 2.55 \times 4.2 = 10.71$ 。

富柴罐 $F_3 = 1.95 \times 4.7 = 9.17$ 。

2.2.5 确定火灾、爆炸指数 $F&EI$

火灾、爆炸指数由工艺单元危险系数与物质系数相乘得到, 即 $F&EI = F_3 \cdot MF$ 。

富汽罐 $F&EI = 10.71 \times 16 = 171.36$ 。

富柴罐 $F&EI = 9.17 \times 10 = 91.7$ 。

通过对此站场富汽罐、富柴罐进行火灾、爆炸危险指数 $F&EI$ 的计算、分析, 富汽罐的危险等级为

“非常大”,富柴罐的危险等级为“较轻”。

表 2 F&EI 及危险等级

F&EI	危险等级
1~60	最轻
60~96	较轻
96~127	中等
127~158	很大
>158	非常大

2.2.6 确定危害系数 DF

危害系数是指本单元物料遭到泄露或发生反应释放出的能量所带来的影响,由单元工艺危险系数和物质系数共同决定^[5]。富汽罐 $F_3 = 10.71$, $MF = 16$, 则 DF 为 0.8; 富柴罐 $F_3 = 9.17$, $MF = 10$, 则 DF 为 0.28。即:如果本单元发生事故,会破坏对应区域内 80%、28% 的部分。

2.2.7 确定危险区域半径

指数评价法将火灾、爆炸产生的影响范围看作一个圆柱体,这个圆柱的底面圆半径和圆柱体的高是影响半径 R 。影响半径决定危险区域的大小,根据公式可得

富汽罐 $R = 0.256 \times F&EI = 0.256 \times 171.36 = 43.87 \text{ m}$ 。

富柴罐 $R = 0.256 \times F&EI = 0.256 \times 91.7 = 23.48 \text{ m}$ 。

2.2.8 确定安全措施补偿系数 C

安全措施补偿系数为 C_1 (工艺控制安全补偿系数)、 C_2 (物质隔离安全补偿系数)、 C_3 (防火设施安全补偿系数)的乘积。以上项目,按照站场实际运行情况进行评价,安全措施补偿系数是否完善对火灾、爆炸造成的损失有一定影响。一般来说,完善安全措施,可以减少损失。

(1) 工艺控制安全补偿系数 C_1 。

应急电源。站场有 UPS 电源间,单元取值 0.98。

计算机控制。站场站控有计算机系统控制,单元取 0.96。

操作指南或操作规程。站场集中编制了操作规程,各工艺行为严格按照操作规程执行,单元取值 0.95。

其他工艺危险分析。站场在施工、检维修操作时进行 JSA 过程危险分析,单元取值 0.98。

工艺控制安全补偿系数为 0.88。

(2) 物质隔离安全补偿系数 C_2 。

远距离控制阀门。各单元均有已远控阀门,单元取值 0.97。

备用卸料装置/排空装置。站场设置了泄压装置,单元取值为 0.95。

联锁装置。站场设置了联锁装置,单元取值为 0.96。

物质隔离安全补偿系数为 0.88。

(3) 防火措施安全补偿系数 C_3 。

泄漏检测装置。站场安装了可燃气体检测器,可向站控室报警,单元取值为 0.94。

消防水供应。依托油库,单元取值为 0.95。

喷洒系统。输油站配备消防栓,单元取值 0.95。

泡沫装置。项目依托油库,配备有泡沫产生器,单元取值为 0.97。

手提式灭火器。站配有手提式灭火器,单元取值为 0.97。

电缆保护。站场的电缆采用桥架、直埋方式敷设,单元取值为 0.98。

防火措施安全补偿系数为 0.78。

(4) 安全措施补偿系数 C 。

富汽罐、富柴罐的安全措施补偿系数为 $C = C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 = 0.60$ 。

补偿后的火灾、爆炸指数

富汽罐 $F&EI \cdot C = 171.36 \times 0.60 = 102.82$ 。

富柴罐 $F&EI \cdot C = 91.7 \times 0.60 = 55.02$ 。

以富汽罐为例,装置投入生产使用,隐藏的风险是不可避免的,但只要投入相应的安全措施就可以有效降低储罐的危险等级,由原来的“非常大”危险降级为“中等”危险,达到可接受的范围。

2.2.9 确定基本 MPPD

按照目前市场价格,查阅此站场资产表得出研究单元的两座储油罐的财产价值均为 493 321.03 美元,按 85% 的装满度计算,得出富汽罐、富柴罐的油品价值分别为 213 311.37 美元、182 230.72 美元。富汽罐总价值为 706 632.4 美元,富柴罐总价值为 675 551.75 美元。由基本 $MPPD = \text{财产价值} \times DF$,得出富汽罐、富柴罐的基本 $MPPD$ 分别为 0.339 184 百万美元、0.051 025 百万美元。

2.2.10 确定实际 MPPD

由实际 $MPPD = \text{基本 } MPPD \times C$ 得到富汽罐、富柴罐的实际 $MPPD$ 分别为 0.317 985 百万美元、0.030 615 百万美元。

2.2.11 确定最大可能工作日损失 MPDO

DOW 化学指数评价法中用最大可能工作日损

失 $MPDO$ 表示因事故发生导致停工停产的天数^[6]。

计算公式(取实际 $MPPD$, $MPPD$ 单位为百万美元):

$$\text{上限 } 70\% \text{ 斜线公式 } \lg MPDO = 1.550\ 233 + 0.598\ 416 \times \lg MPPD. \quad (1)$$

$$\text{正常值的斜线公式 } \lg MPDO = 1.325\ 132 + 0.592\ 471 \times \lg MPPD. \quad (2)$$

$$\text{下限 } 70\% \text{ 斜线公式 } \lg MPDO = 1.045\ 515 + 0.610\ 426 \times \lg MPPD. \quad (3)$$

经计算,得到富汽罐的最大可能工作日损失 $MPDO$ 为 6~18 d,富柴罐的最大可能工作日损失 $MPDO$ 为 1~4 d。

3 结 论

(1) 该输油站场的储罐区物质存量较大且属于易燃易爆类化学品,一旦发生事故,造成的影响范围较大,损失也较大。采取相应的安全措施后,火灾、爆炸指数显著降低。以富汽罐为例,其火灾、爆炸指

数由 171.36 降到 102.82,危险等级由“非常大”降为“中等”,说明在成品油管输企业中,安全措施的投入是十分重要的,能有效控制事故影响。

(2) 成品油管输企业应做好日常员工安全培训,做好巡检等基础管理工作,提升应急管理水。

[参考文献]

- [1] 邹明,陈祖云,吴悠. 液化石油气储罐蒸气云爆炸研究[J]. 中国高新科技,2017,1(2):5-7.
- [2] 国家安全生产监督管理总局编. 安全评价[M]. 北京:煤炭工业出版社,2005.
- [3] 田殊驰. 道化学火灾爆炸指数法在化工企业中的应用[J]. 辽宁化工,2017,46(8):825-827.
- [4] 李俊勤. 苯加氢精制过程危险源辨识与评价技术研究[D]. 郑州:河南理工大学,2012.
- [5] 刘颖,顾益民,宣美菊. 火灾爆炸危险指数法在油库风险评价中的应用[J]. 环境科学与管理,2008(6):165-168.
- [6] 雷孝平,王成锋. 散化码头火灾爆炸危险评价法的研究[J]. 大连海事大学学报,2000(1):42-46.

[责任编辑] 温丽萍

油田信息化建设中大数据技术的应用探索

杨宝山

(中石化胜利油田分公司 海洋采油厂,山东 东营 257200)

[摘要] 随着信息化建设程度越来越高,大数据技术在油田信息化建设中发挥着重要作用。对大数据技术在油气勘探、油气开采、油气输送、维护应用场景相关技术进行分析,分析结果表明:大数据技术能够实现多种数据采集、存储,提高数据读取效率,同时能够对生产影响因素进行综合分析;大数据技术是油田企业众多应用场景中的重要技术手段,能够对生产过程关键数据进行分析;在智能化油井以及智能化联合站中的典型应用提升了油田信息化建设水平。

[关键词] 信息化建设;大数据技术;收益最大化;技术应用

[中图分类号] TP393 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0081-03

大数据技术利用科学设计的系统,对各类数据进行分析、处理和预测,从而为管理者提供更加可靠的数据信息,具有管理数据量大、数据类型多、对数据进行深层次挖掘分析的特点。

油田企业大数据技术的应用,势必会改变其现有的工作模式,提高企业的管理效率,帮助企业突破一些发展瓶颈,使企业管理更加科学化、合理化,提高企业经济效益。在国内,已经有专家对油田信息化建设中大数据技术的应用进行研究。陈超^[1]认为信息油田已经成为一个越来越热门的话题,利用大数据技术有效分析各种信息,能够保证企业利益最大化。基于大数据技术的具体应用推动油田企业建设水平,促进企业有效发展。赵文红^[2]认为在大数据技术背景下,油田现代化建设也要适应社会经济发展要求,必须应用大数据技术。对大数据技术的具体应用进行深入研究和分析,并给出科学合理的建议。通过对大数据技术的应用,油田企业可以对企业包含的数值数据、文本数据、图片数据以及音视频数据进行综合管理和应用,从而充分挖掘数据的潜在用途,提高数据管理效率,达到提产增效的目的。下面从应用价值、应用前景、应用探索等方面进行探讨。

1 大数据技术在油田企业的应用价值

1.1 实现多种数据存储,提高读取效率

油田企业需要对大量的数据进行管理。在2014年实施信息化建设之前,主要是以人工统计和纸质资料保存为主。随着油田企业信息化建设的深入,特别是大数据技术的应用,改变原有的工作模式,提高企业管理效率。在勘探过程中要对勘探数据进行记录,并将记录资料进行保存。在开采过程中需要对开采数据进行管理,管理的精度和准确度也有很高的要求,涉及的工艺包含钻井、采油等。油气产品在储运过程中也会涉及到数据管理,如油气的数量,储运过程中的温度、气压、油压等数量值,以及安全管理数据。在油田企业的运行过程中还会涉及到注水、注料、环境污染控制等方面,这些都需要对有关数据进行管理。大数据技术的应用,提高对数据采集效率的要求,对数据可以进行自动采集,减少人为记录中产生错误的概率。同时建立数据库后,方便管理人员从数据库中对数据进行查阅,提高数据的读取效率。

1.2 设置安全警示,保障安全生产

大数据技术的应用增大生产过程中的安全系

[收稿日期] 2021-09-07

[作者简介] 杨宝山(1971—),男,山东临邑人,中石化胜利油田分公司海洋采油厂高级工程师,硕士,主要从事设备信息管理研究。

数,通过对以往数据的分析,对存在安全隐患的区域或者操作点进行安全警示,提示操作人员进行安全操作或者进行操作规避,避免安全事故的发生。大数据技术能够对一些安全因素临界点进行设置,当数据即将达到临界点时,系统会进行安全提示,发出安全警报,提醒操作人员进行危险因素排除或者通过系统进行自我排除,系统不能自动排除的情况下,再提醒进行人工排除。对安全事故发生以后,大数据技术能够给出参考处理方案,供事故处理人员进行参考。大数据技术在油田信息化安全生产中给出更好的安全保障。

1.3 全过程分析,增加经济效益

油田企业进行信息化建设以后,诸多数据都可进行采集,大数据技术通过对采集的数据进行综合分析,得出勘探点以及油井的具体信息,从而对生产活动开展给出指导意见,剔除方案中无用的信息,优化相应方案^[3]。在油气输送存储过程中,通过对沿途建筑物、管道信息进行分析,优化输送线路,对出现问题较多的区域进行重点巡视,对重点点位进行重点监控。通过对图像、视频等信息的分析,达到无人值守,节约劳动成本,减少不必要的损失,从而提高经济效益。通过对大数据的分析,对市场进行全面分析和预测,达到提高经济效益的目的。

2 大数据技术在油田企业的应用保障措施

大数据技术具有很大的应用前景,油田企业进行信息化建设为大数据技术的应用提供有利条件,但在具体实施中要采取合适的方案和策略,提高认识,建立相应的保障制度^[4]。首先,在管理人员认知方面,对管理人员进行政策宣讲及技术推广,使其认识到原有管理方法的弊端和大数据技术应用的可行性和先进性,从而保证大数据技术能够进行正确实施,确保生产目标的实现。其次,在平台建设方面,重视平台建设,建立相应的数据管理平台,制定数据规范,收集油田企业的综合信息,加快油田企业之间的信息交流,提高沟通效率,提高方案的有效性和可实施性,从而保证生产实施。最后,在油田企业内部管理方面,制定方针政策,保证各个部门之间的数据共享,保证油田企业内部数据的统一性,从而实现油田企业之间有效数据的共享。

3 大数据技术在油田企业的应用场景分析

大数据技术的应用为各个行业的发展提供契机,开拓原有的工作领域,形成一些新的应用点,有效提升传统的工作模式,实现企业管理制度和工作模式的改变,让管理者从工作方式单一、流程繁琐的工作中解放出来,提高工作效率。同时提高企业决策的准确性,保证企业在正确的方向上快速发展。

3.1 提高油田企业经营效率方面的场景分析

油田企业的效率表现在诸多方面,如生产效率、管理效率、销售效率等。在生产效率方面,通过大数据技术的应用,从诸多的生产场景中分析出适合和推进本生产项目的场景,保证本项目的生产效率。在管理效率方面,重点表现在安全管理方面,通过大数据技术的应用,对管理过程中危险点进行信息提示,提高安全管控,给出危险避免方案和事故解决方案。在销售效率方面,对以往的价格和销售数据进行分析,得出适合的销售方案,为下次销售的实施提供参考。

3.2 加强油田企业运营管理方面的场景分析

大数据技术可以应用到油田企业运营管理的各个方面,包含油气勘探、油气开采、油气输送和维护。油气勘探方面,油田勘探单位通过对历史以及获取的最新数据分析,对勘探点的地质构成进行分析,确保没有地震等地质灾害。油气开采方面,油气开采涉及到油井的准确位置和油井的正常开采。通过大数据分析,对油井钻头的方向和方位、油井的深度勘测、油压的反馈信息等进行管理,保证油井安全生产。油气输送方面,设计油气输送管道,对管道进行安全巡检,对管道输送过程进行全程管理。维护方面,通过对井场、管道、集输站等关键部位的检测,获取相关的数据,与以往的数据进行对比分析,对将要发生异常的部位进行预警,同时能够对以往的管理措施进行纠正,保证安全生产。

4 大数据技术在油田企业的典型应用

大数据技术与油田企业生产实际相结合,改进企业生成流程,提高生产效率,加快油田企业信息化建设,形成诸多应用案例。

4.1 智能化油井

智能化油井的应用越来越多,大数据技术在智能化油井中的应用包括:(1)通过对油井周边的环境以

及运行环境进行分析,实现对油井的自动启动,当油井参数出现异常时,实现油井关停,实现远程操作,无人值守;(2)油井采油的进行是离不开电的,数据技术可以对油井的三相电压和三相电流进行采集和分析,保证油井用电,同时能够对现场停电、电压缺相等故障进行提示,提供解决方案,提示启动备用发电机等;(3)对油井的其他参数进行采集。首先是对油压的采集和分析,当油压偏大时,需要采取措施减小压力,以免出现井喷现象。当油压过小时,需要采取措施增大油压,以保证油井的出油率。其次要对油井的套压数据进行采集和分析,以免套压过大造成管套断裂,造成事故。同时也可以对油井的回压、温度、钻头深度等数据进行采集和分析,从而保证油井的正常生产。

4.2 智能化联合站

联合站主要是对油气的油、气、水等进行集中处理,实现联合作业生产,在其运行方式上,主要采用数据集中采集和控制,业务系统独立的模式来运行。由于联合站的特殊性,同时会涉及到易燃、易爆、腐蚀性强和有毒物质的管理,生产器具也会涉及到高压、高温、高噪声等,大数据技术在联合站的智能化管理中起到重要的作用。首先,联合站实现数据集中管控,联合站对数据的管理是重要职能,对于数据的采集方面包含压力、流量、电量、液位等关键数据。通过对数据的采集和分析,可以对瞬时流量和累积流量进行自动统计,替代人工统计,同时对电量进行统计和分析,提出节源增效方案。再者,联合站是对安全要求很高的管理单位,需要对联合站的安全数据进行采集和分析,给出安全数据的预警以及安全处理方案,其中涉及到压力、温度、湿度、噪声、污染度等。通过对数据的采集和自动分析,给出联合站无人值守方案,减少巡检人员

的工作量,为管理人员提供更加及时、更加准确的数据。

5 结束语

大数据技术的应用,促进油田企业内部信息共享,消除企业内部信息孤岛,保证企业对外信息全面、准确。油田企业生产涉及到勘探、开采、输送、销售等诸多方面。如果某一方面出现信息不畅,则会影响到油田的下一个领域,无法实现油田收益的最大化。同时各个企业通过信息交流,可以找出企业自身的优势和劣势,对自己的劣势进行改进,保证企业在油田的主体地位,也能增加企业的收益。在信息共享时,也要注意信息的安全性,对一些个人隐私以及敏感的数据进行加密,分设权限,保证信息不外漏。实现油田信息共享,加速企业之间的沟通,保证油田信息沟通畅通,促进油田信息化建设,保证新技术的应用。大数据技术在油田信息化中占据重要的位置,为油田企业管理、生产等方面提供帮助,有效的制定了油田企业管理流程,改善油田员工的思维方式,更充分地调动员工的工作积极性。大数据技术的应用提高了企业整体运营能力,保证油田企业的长效发展。

[参考文献]

- [1] 陈超. 浅谈大数据技术在油田信息化建设中的应用[J]. 信息系统工程, 2021(4):130-132.
- [2] 赵文红. 浅谈大数据技术在油田信息化建设中的应用[J]. 中国管理信息化, 2020, 23(18):82-83.
- [3] 杨剑. 大数据分析技术在油田生产中的应用分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(15):41-42.
- [4] 汪旭东. 刍议大数据技术在智慧油田建设中的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(16):249-250.

[责任编辑] 温丽萍

doi:10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.016

清风湖水质分析及现状评价

刘叶,张海涛,刘文静,傅玲子

(山东石油化工学院 化学工程学院,山东 东营 257061)

[摘要] 通过对清风湖水体物理和化学水质指标进行检测并评定污染等级,对污染物来源及污染原因进行初步分析,研究结果表明:清风湖物理性水质指标(pH值、浊度、盐度)均符合地表水质量标准的相关要求,水体污染主要是化学性污染,尤其以化学需氧量和总磷对水体污染较为显著;污染物含量较高的位点靠近广利河的进水口区,主要污染源来自城市生活污水、工业废水及农田灌溉回水的排放;水质属于国家标准的IV类功能水体,能满足一般工业用水区及人体非直接接触娱乐用水区的需求,清风湖水质总体良好。

[关键词] 清风湖;水质指标;水质分析;现状评价

[中图分类号] X524 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0084-05

随着社会的不断发展、人均生活水平的不断提高和产业的多元化,生活垃圾和工业垃圾日益增多,工业污水的排放以及河道垃圾不能及时清理,湖底淤泥的不断累积和生活污水的排放等因素,致使水体污染程度急剧增加^[1]。近年来中国制定了一系列防治措施,党的十九大也明确提出,加快制定水污染防治措施,实施分区域、分季节、分流域的环境综合治理。由此可见,对于水污染的治理是利国利民的大事。清风湖作为东营市最大的人工湖,是居民休闲娱乐的主要场所,其水质情况也被居民所关注。由于清风湖的水源不一,水污染的治理较为麻烦。因此,笔者拟通过借鉴国内其他城市对水污染及治理的研究方法,对现阶段的水体从水质指标检测、水质现状评价、污染源污染原因等方面进行分析研究,得出清风湖水体污染的变化特征和污染评价等级,为保护清风湖水质提供依据,同时也为其他河流的水质分析监测与污染治理工作提供一些参考借鉴。

37°42'N 和 118°67'~118°69'E 之间有代表性的 6 个取样点(图 1),包括进水口①、②、③和中心水域④、⑤、⑥。采样点大致覆盖清风湖各个主要位置,能够较为全面反映清风湖的水质状况。



图1 清风湖采样点位置

1 材料与方法

1.1 实验材料

样品采自清风湖水域。采样点选择位于 37°40'~

用采样瓶采集水样,加入固定剂(pH ≤ 2 硫酸酸化),快速拧紧瓶盖,避光冷藏至实验室检测分析。

[收稿日期] 2021-08-22

[作者简介] 刘叶(1988—),女,山东东营人,山东石油化工学院化学工程学院讲师,硕士,主要从事环境化学、环境监测研究。

1.2 分析方法

水质指标分析方法和所用仪器型号见表1。

表1 水质指标分析方法和仪器型号

水质类别	水质指标	分析方法	仪器型号
物理性 水质指标	pH	酸度计法 ^[2]	pHSJ-4F
	浊度	浊度计法 ^[3]	WZS-186
	盐度	电导法 ^[4]	DDSJ-308F
化学性 水质指标	溶解氧(DO)	碘量法 ^[5]	—
	氨氮	纳氏试剂分光光度法 ^[6]	752N
	总磷	钼酸铵分光光度法 ^[7]	752N
	化学需氧量(COD)	重铬酸钾法 ^[8]	6B-9

2 结果与讨论

2.1 水质指标检测

2.1.1 物理性指标

(1)pH值。对采集的不同水样进行分析检测,得到pH值变化,如图2所示。根据国家水质标准分类,清风湖属于城市景观娱乐用水区,属于IV类水质。《地表水环境质量标准(GB3838—2002)》规定pH值为6~9,清风湖水的pH值为8.09~8.24,未发现明显的pH超标,水质状态良好。

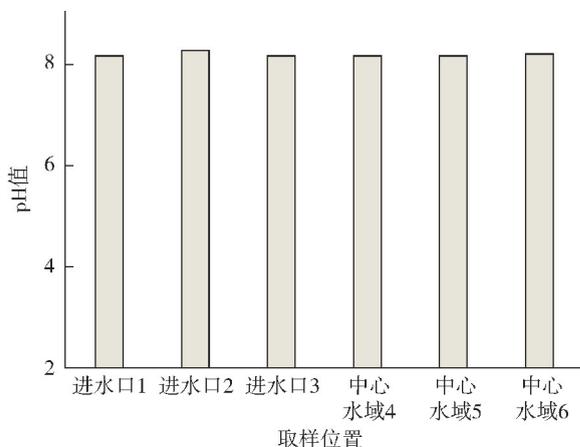


图2 不同水样的pH值

(2)浊度。对水样进行检测,得到浊度变化,如图3所示。清风湖水体的浊度值为16.14~21.80 NTU,中国现行的《地表水质量环境标准中》未明确规定浊度这一指标。进水口①处的浊度明显偏高,可能是由于此进水口靠近广利河,随着水流不断向东流动,到达该处时水流较为缓慢,水中的杂质,如一些微小的有机物、无机物、浮游生物等悬浮物和胶体物在此淤积,造成浊度明显高于其他位置^[9]。

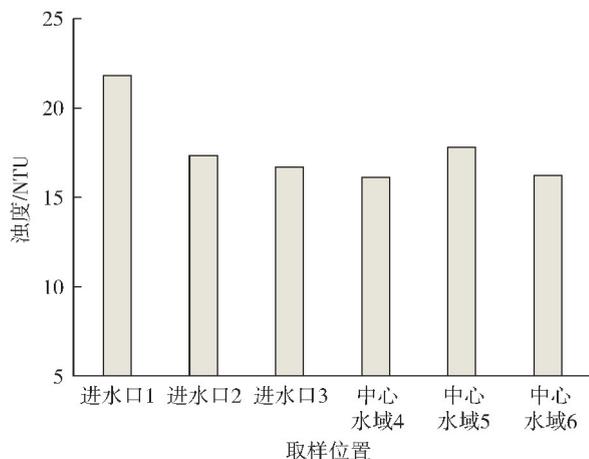


图3 不同水样浊度变化

(3)盐度。对不同采样点的水样进行检测,得到盐度变化,如图4所示。清风湖水体盐度为0.08%~0.1%,符合中国对于淡水湖盐度 $\leq 0.1\%$ 的要求。

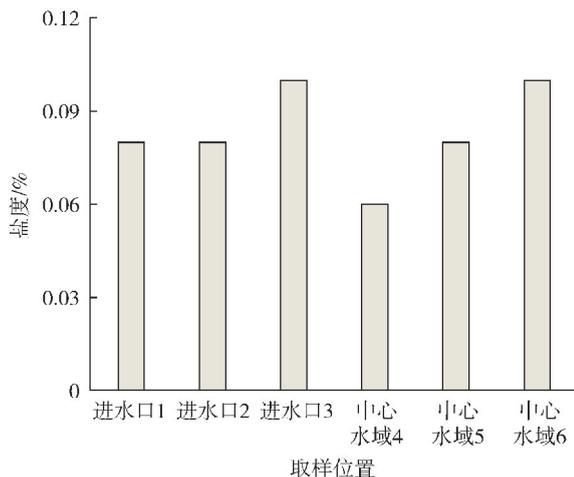


图4 不同水样盐度变化

2.1.2 化学性指标

(1)溶解氧。对不同水样进行分析测定,得到溶解氧含量变化,如图5所示。清风湖水水质溶解氧含量为3.58~5.62 mg/L。《地表水环境质量标准(GB 3838—2002)》规定,III类水质溶解氧含量为5~6 mg/L,IV类水质溶解氧含量为3~5 mg/L。由此可知,6个水样中,进水口①、②、③处属于IV类水质标准,中心水域④、⑤、⑥处属于III类水质标准,且6个采样区溶解氧含量变化趋势较大,表明清风湖水体自净能力一般,但符合地表水IV类标准,满足一般性娱乐用水区需求。

分析检测的6个水样中有3处水样溶解氧含量较低,分析其原因可能是进水口②处位于清风湖北面进水口,此进水口的上游居民区较多,并且靠近东

营市政府、金水小区、府前小区等排污口较多,河流中有机污染物较多,其有机污染物分解时耗氧速度大于复氧速度,而导致此处溶解氧含量偏低。进水口①、③靠近广利河,广利河作为东营市主要防洪河道,沿途居民生活污水、工业废水、农田回水流入其中,使有机污染不断增加,导致溶解氧含量偏低。

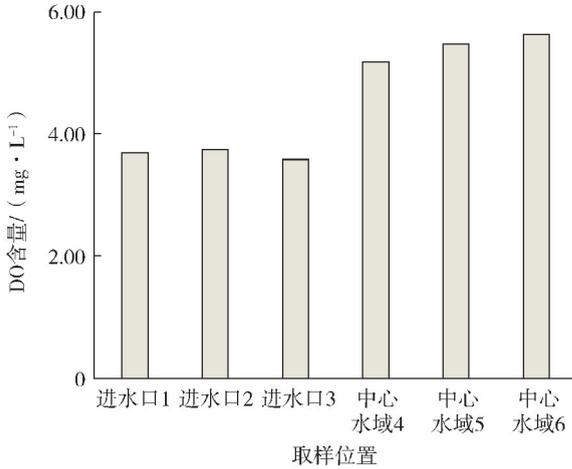


图 5 不同水样溶解氧含量变化

(2)氨氮。水样氨氮含量变化如图 6 所示。清风湖水体的氨氮含量为 0.27~0.86 mg/L。《地表水环境质量标准(GB 3838-2002)》规定 II 类水质氨氮含量为 0.15~0.5 mg/L, III 类水质氨氮含量为 0.5~1.0 mg/L。由此可知,清风湖水体的氨氮含量属于 II、III 类水质。

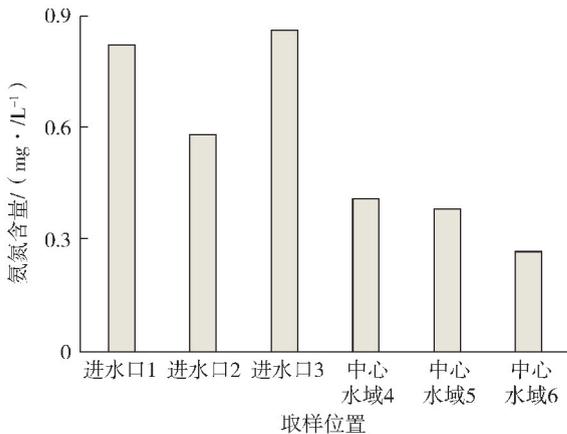


图 6 不同水样氨氮含量变化

进水口①、②、③处氨氮含量偏高主要原因是点源污染,来自城镇排放的生活废水和广利河沿途工厂及农田排放的污水,里面含有大量含氮污染物,其在水中微生物作用下不断分解成为氨氮。而中心水域④、⑤、⑥处水植生物较多,在春季生长期,水中的无机氮被大量消耗,有机氮来供其生长,降低了该水

域的氨氮浓度。此外,水体中的溶解氧含量过高也导致氨氮浓度低于实际值^[10]。采样后,样本中的溶解氧含量逐渐降低,形成厌氧环境,导致反硝化细菌大量生长,在此环境中,一部分硝态氮和亚硝态氮转化为氨态氮,导致水体中硝态氮和亚硝态氮浓度降低^[11]。

(3)总磷。水样中总磷含量变化如图 7 所示。清风湖水体的总磷浓度为 0.0632~0.0849 mg/L。《地表水环境质量标准(GB 3838-2002)》规定 IV 类水质(湖、库)总磷含量为 0.05~0.10 mg/L。由此可知,清风湖水体的总磷含量属于 IV 类水质。符合地表水 IV 类标准,即一般性娱乐用水区需求。

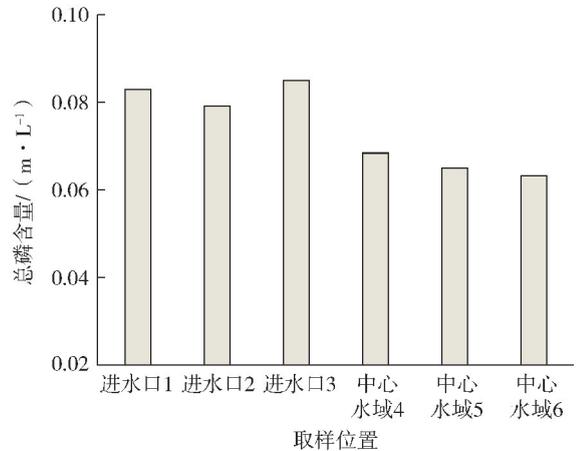


图 7 不同水样总磷含量变化

造成总磷浓度整体偏高的原因是由于湖底大量的淤泥堆积,长时间得不到清理。进水口①、②、③处总磷浓度较高的原因是河流沿途的污水处理厂排放的污水除磷不达标,个别城镇居民使用含磷洗衣粉过多,使用后直接排入下水道,从而影响人工湖的水质。

(4)化学需氧量。化学需氧量含量变化如图 8 所示,清风湖水水质化学需氧量为 21.54~29.61 mg/L。《地表水环境质量标准(GB 3838-2002)》规定 IV 类水质化学需氧量为 20~30 mg/L, III 类水质化学需氧量为 15~20 mg/L。由此可知,清风湖水体的化学需氧量属于 IV 类水质,表明水体受还原性物质污染严重。

进水口②处的污染多为东营市居民将生活垃圾倒入河中所致,并且沿河两岸附近有农业区,农民过度使用的化肥、农药等,随着雨水的冲刷不断流入河中,河水流入清风湖,使水体的污染程度不断增加,达到 IV 类标准。化学需氧量浓度较高,必然导致溶解氧浓度的降低,这两项指标都能反映出水体受有机污染程度的大小,COD 值越大,DO 值越小,受有机污染越严重,反之亦然。进水口①、③处 COD 含量高主要

是受广利河污染因素的影响。一方面,广利河污染主要来源于沿途一些化工、酿造高耗能、高污染企业,由于设备陈旧、管理水平低、生产技术落后、污水处理设施不完善等产生的废水。另一方面,广利河沿岸个别居民缺乏相应的环保意识,存在垃圾乱扔、污水直排等现象,更加剧了广利河水系水质恶化。

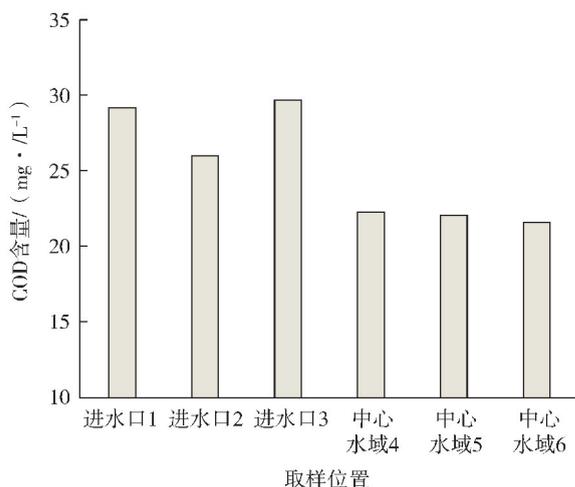


图8 不同水样化学需氧量含量变化

2.2 水质现状评价

采用单因子指数和内梅罗污染指数进行水质现状评价^[13],并依据《地表水环境质量标准(GB 3838-2002)》进行水环境质量分类。

2.2.1 单项水质参数评价

(1)标准型指数单元。

$$I_i = \frac{\rho_i}{S_i} \quad (1)$$

式中, I_i 为单因子指数; ρ_i 为某一评价指标的实测值; S_i 为某一评价指标最高允许标准值。

(2)溶解氧标准型指数单元。

$$I_{DO_j} = \frac{|\rho_{DO_f} - \rho_{DO_j}|}{\rho_{DO_f} - \rho_{DO_s}}, \quad (2)$$

$$I_{DO_j} = 10 - 9 \frac{\rho_{DO_j}}{\rho_{DO_s}}$$

式中, I_{DO_j} 为水样j溶解氧浓度标准型指数单元; ρ_{DO_j} 为水样j溶解氧的实测值; ρ_{DO_s} 为溶解氧指标最高允许标准值; ρ_{DO_f} 为饱和溶解氧浓度。

(3)pH标准型指数。

$$I_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{Sd}} pH, \quad (3)$$

$$I_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{Su} - 7.0} pH.$$

式中, $I_{pH,j}$ 为水样j的pH标准指数单元; pH_j 为水样j的pH实测值; pH_{Sd} 为地表水环境标准规定的pH值下限; pH_{Su} 为地表水环境标准规定的pH值上限。

将选取的水质参数检测结果代入式(1)、式(2)、式(3)中,具体数据如表2所示。清风湖整体水质属Ⅳ类水体。在选取的6个监测点中,进水口①、②、③处污染较为严重,污染指数最高的监测指标是化学需氧量,其次是溶解氧和总磷。原因是靠近广利河,受其污染的影响较大。对清风湖不同水域进行分析可知,有机污染是造成水质污染的主要原因,政府应不断完善河流两侧收集管网,做到雨污分流^[12]。

表2 采用单因子指数评价结果及标准限值

取样位置	DO	COD	氨氮	总磷	pH
进水口①	0.894	0.971	0.820	0.827	0.545
进水口②	0.883	0.868	0.780	0.791	0.620
进水口③	0.908	0.987	0.860	0.849	0.550
中心水域④	0.654	0.743	0.410	0.682	0.560
中心水域⑤	0.606	0.730	0.380	0.647	0.560
中心水域⑥	0.584	0.718	0.270	0.632	0.570
标准限值	Ⅳ类	Ⅳ类	Ⅲ类	Ⅳ类	—

2.2.2 内梅罗污染指数法

依据水质评价指标的实测浓度与标准值,计算得到内梅罗污染指数,并与规定的水质标准等级比较,得到每一断面的评价等级^[13]。将检测数据带入式(4)、式(5),具体数据如表3所示。

$$F_i = \frac{C_i}{S_{ij}} \quad (4)$$

式中, C_i 为i类评价指标的实测浓度; S_{ij} 为i类评价指标最高允许标准浓度。

$$P = \sqrt{\frac{(F_{最大}^2 + F_{平均}^2)}{2}} \quad (5)$$

式中, P 为内梅罗污染指数; $F_{最大}$ 为F的最大值; $F_{平均}$ 为F的平均值。

表3 采用内梅罗污染指数评价结果

取样位置	指数P	水质等级	水质类别
进水口①	1.094	轻度污染	Ⅳ类
进水口②	1.096	轻度污染	Ⅳ类
进水口③	1.082	轻度污染	Ⅳ类
中心水域④	0.906	清洁	Ⅲ类
中心水域⑤	0.939	清洁	Ⅲ类
中心水域⑥	0.948	清洁	Ⅲ类

表 3 表明,进水口①、②、③处的 P 值为 1.082~1.096,均大于 1,根据内梅罗水质指数污染等级和水质类别划分标准,水体属轻度污染,水质类别为 IV 类水体;中心水域④、⑤、⑥处的 P 值为 0.906~0.948,均小于 1,水体较为清洁,水质类别为 III 类水体。总之,单因子指数评价法和内梅罗污染指数评价法对清风湖水质的评价以 III、IV 类水体为主,说明清风湖整体水质良好,只有两个入水口处的水质污染程度较大。

2.3 水系污染物来源及污染原因分析

2.3.1 清风湖污染物主要来源

水体污染物主要来源见表 4。

表 4 清风湖水体主要污染源

外源污染		内源污染
上游地区	周边村镇	
①工业污染	①农业污染	生态旅游污染
②生活污染	②乡村企业污染	湖内系统污染
	③生活污染	

2.3.2 清风湖主要污染物

清风湖处于广利河下游,水体主要来源于广利河,而广利河的上游工业区、生活区(赵家村、王营村、秦家村等)和农业区(哨头、王营、尚庄等)较多。受此影响,清风湖的主要污染物包括工业废水、生活污水、农业回水、水产养殖废水等,污染类型较为复杂。

(1)工业废水。东营市属于重工业区,油田开采、石油化工和化工原料制造行业居多,生产过程中产生大量废水。由于水污染处理设备投入较大,部分企业废水处理率不达标就排入河流、湖泊,造成水质污染。

经调查,东营市近些年的化学需氧量控制在 2.945 9 万 t。而石油化工、纺织造纸业、油田开采、化工企业等是化学需氧量的排放大户,其排放总量占全市工业企业排放总量的 85%以上^[14]。因此,东营市的河流、湖泊主要是结构性污染。

(2)生活污水。生活污水中含有大量的有机污染物,由于有机物污染物不稳定,在分解过程中容易消耗水体中大量的溶解氧,在缺氧环境中污染物就会不断分解,其结果就是使水质变差并伴有恶臭。据报道,中国生活污水排放量从 2001 年的 328 亿 m^3 增加到 2011 年的 403.7 亿 m^3 ,增长十分迅速,但是所配套的污水处理设施 90% 以上没有污水净化的功能,污水直接排放^[14]。清风湖靠近居民区,生活

污水是使水体化学需氧量浓度偏高的因素之一。

(3)农村乡镇非点源污染。在降水或灌溉过程中,通过农田地表径流、农田排水和地下渗漏,大量污染物质进入水体,造成水环境污染^[15]。近年来东营市各种企业兴起,产业多元化所产生的废水种类也越来越多,污染物种类持续上升。

3 结束语

对清风湖水样进行检测,明确水质污染状况和变化特征,并运用单因子污染指数法和内梅罗指数法对水质进行现状评价。清风湖水体污染物变化趋势较小,总体水质良好,能满足一般工业用水区及人体非直接接触娱乐用水区的需要,符合国家标准的 IV 类水质要求。

[参考文献]

- [1] 叶建春. 实施太湖流域综合治理与管理 改善流域水环境[J]. 水利水电技术, 2008, 39(1): 20-24.
- [2] 国家环境保护局. 水质 PH 的测定玻璃电极法: GB/T 6920-1986[S]. 北京: 中国标准出版社, 1986.
- [3] 国家环境保护局. 水质浊度的测定浊度计法: HJ 1075-2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
- [4] 李伟, 刘俊朋. 电导法测定水的全盐量[J]. 广州化工, 2002, 30(4): 83-84.
- [5] 国家环境保护局. 水质溶解氧的测定碘量法: GB/T 7489-87[S]. 北京: 中国标准出版社, 1987.
- [6] 国家环境保护局. 水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法: HJ 535-2009[S]. 北京: 中国标准出版社, 2009.
- [7] 国家环境保护局. 水质总磷的测定钼酸铵分光光度法: GB/T 11893-89[S]. 北京: 中国标准出版社, 1989.
- [8] 国家环境保护局. 水质化学需氧量的测定重铬酸盐法: HJ 828-2017[S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.
- [9] 赵树旗. 城市不同区域雨洪径流工程的水质模拟及试验研究[D]. 北京: 北京工业大学, 2010.
- [10] 张羽. CANON 工艺处理城市生活污水启动方式研究[D]. 郑州: 河南师范大学, 2017.
- [11] 袁博, 单彩霞. 水样的存放时间对氨氮的测定的影响[J]. 治淮, 2013(12): 60-61.
- [12] 罗芳, 伍国荣, 王冲, 等. 内梅罗污染指数法和单因子评价法在水质评价中的应用[J]. 环境与可持续发展, 2016(5): 87-89.
- [13] 杨磊磊, 卢文喜, 黄鹤, 等. 改进内梅罗污染指数法和模糊综合法在水质评价中的应用[J]. 水电能源科学, 2012(6): 47-50.
- [14] 张瑞青, 张克峰, 李福林. 东营市广利河水系污染防治对策分析[J]. 中国农村水利水电, 2011(5): 4.
- [15] 柳毓梅. 农业非点源污染研究[D]. 大连: 辽宁师范大学, 2007.

[责任编辑] 谭爱兰

doi: 10.3969/j.issn.1673-5935.2021.04.017

乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物的 Aspen Plus 分离模拟

刘焕荣, 韩东敏

(山东石油化工学院 化学工程学院, 山东 东营 257061)

[摘要] 以乙二醇为萃取剂,使用 Aspen Plus 化工模拟软件中的 RadFrac 模块,对乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物萃取精馏过程进行模拟,研究不同操作参数(理论板数、进料位置、回流比等)对整个精馏过程的影响,对各个工艺参数进行分析优化。研究结果表明:T1 理论塔板数为 20,进料位置为第 16 块塔板,回流比为 3;T2 理论塔板数为 42,进料位置为第 30 块塔板,回流比为 4,萃取剂进料量为 6 000 kg/h,进料位置为第 24 块塔板;T3 理论塔板数为 50,进料位置为第 42 块塔板,回流比为 0.8,萃取剂进料量为 2 000 kg/h,进料位置为第 11 块塔板;T4 理论塔板数为 8,进料位置为第 5 块塔板,回流比为 2。分离得到的乙酸乙酯质量分数 $\geq 98\%$,异丙醇质量分数 $\geq 99\%$,处理后的水中异丙醇含量小于 50×10^{-6} ,乙酸乙酯的质量分数小于 50×10^{-6} ,符合设计规定。

[关键词] 萃取精馏;乙酸乙酯;异丙醇;乙二醇;模拟

[中图分类号] O643 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-5935(2021)04-0089-05

抗生素药物氨苄西林钠的生产过程就会产生大量含乙酸乙酯和异丙醇的废水,如果处理不当,不仅会增加生产成本,还会带来环境污染。乙酸乙酯可用作工业溶剂、提取剂等,是一种具有广泛用途的精细化工产品,异丙醇可用于生产医药、化妆品等,也是一种重要的有机溶剂和化工原料。但是在处理过程中,异丙醇、乙酸乙酯和水之间存在 4 个共沸物,其中三元共沸物的沸点为 75 °C。目前关于乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物体系的分离报道很少,仅有一些关于二元共沸物的介绍^[1-3]。精馏是分离液相混合物的常用方法,但在共沸物分离时,由于其沸腾所产生的气体部分的成分比例与液体部分完全相同,因此普通精馏无法实现高纯度共沸物的分离,只能采取特殊精馏。目前较为成熟的特殊精馏工艺有共沸精馏和萃取精馏,但与共沸精馏相比,萃取精馏操作过程简单,能耗低,常被作为共沸物分离的最佳选择。笔者采用萃取精馏,以乙二醇为萃取剂,结合 Aspen Plus 化工模拟软件中的 RadFrac 模块,采用 UNIFAC 物性分析方法对乙酸乙酯-异丙醇-水三元

共沸体系进行工艺设计与模拟分析,最后使用灵敏度分析对塔板数、回流比、进料位置等工艺参数进行优化,得到合适的操作参数。

1 工艺流程设计

1.1 模拟基础数据

以某制药企业生产的含水为 90%,异丙醇 8%,乙酸乙酯为 2%的废水为原料,设计合理的萃取精馏分离工艺,回收废水中的异丙醇、乙酸乙酯。设计要求:(1)处理后水中的异丙醇、乙酸乙酯含量均不大于 50×10^{-6} ;(2)回收的异丙醇质量分数 $\geq 99\%$,乙酸乙酯质量分数 $\geq 98\%$ 。

1.2 选择萃取剂

由于乙酸乙酯-异丙醇-水三元物性形成共沸物,采用萃取精馏的方法改变待分离组分的相对挥发度从而进行有效分离。萃取精馏中,萃取剂的选择与共沸物分离的难易、能耗的高低密切相关。由文献可知,乙酸乙酯-异丙醇、乙酸乙酯-水、异丙醇-水共沸物的分离中采用的萃取剂多是二甲基亚砜,

[收稿日期] 2020-07-06

[作者简介] 刘焕荣(1985—),女,山东济宁人,山东石油化工学院化学工程学院副教授,硕士,主要从事材料与工程模拟研究。

三甘醇等,综合考虑萃取剂的选择性、经济性、安全性、环境友好性等因素^[1,4],采用乙二醇作为分离乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物的萃取剂。

1.3 选择性方法

物性方法和物性参数的选择是决定 Aspen Plus 软件模拟结果准确性的关键步骤。本文所涉及的物质乙酸乙酯、异丙醇、水均为极性非理想物性,因此物性方法采用 UNIFAC 模型,可以得到满意的结果。

1.4 确定工艺流程

由于原料中废水较多,所以 T1 先除水浓缩,T1 精馏塔塔顶得到高浓度的乙酸乙酯和异丙醇混合

物,塔釜得到大量的纯水。T1 塔顶馏出液送入 T2, T2 精馏塔中,加入萃取剂乙二醇,采用萃取精馏的方法打破二元共沸物的共沸,从而在塔顶得到符合要求的乙酸乙酯(乙酸乙酯质量分数 $\geq 98\%$),塔釜得到异丙醇、乙二醇和少量水的混合物。为提高异丙醇的浓度,在 T3 精馏塔再次加入少量萃取剂乙二醇,塔顶得到符合要求的异丙醇(异丙醇质量分数 $\geq 99\%$),塔釜为乙二醇和少量水。为了回收溶剂,塔釜的萃取剂乙二醇和水经 T4 回收塔从塔釜回收乙二醇,循环回 T2 和 T3,塔顶产物水和 T1 分离的水混合后达标排放。具体工艺流程如图 1 所示。

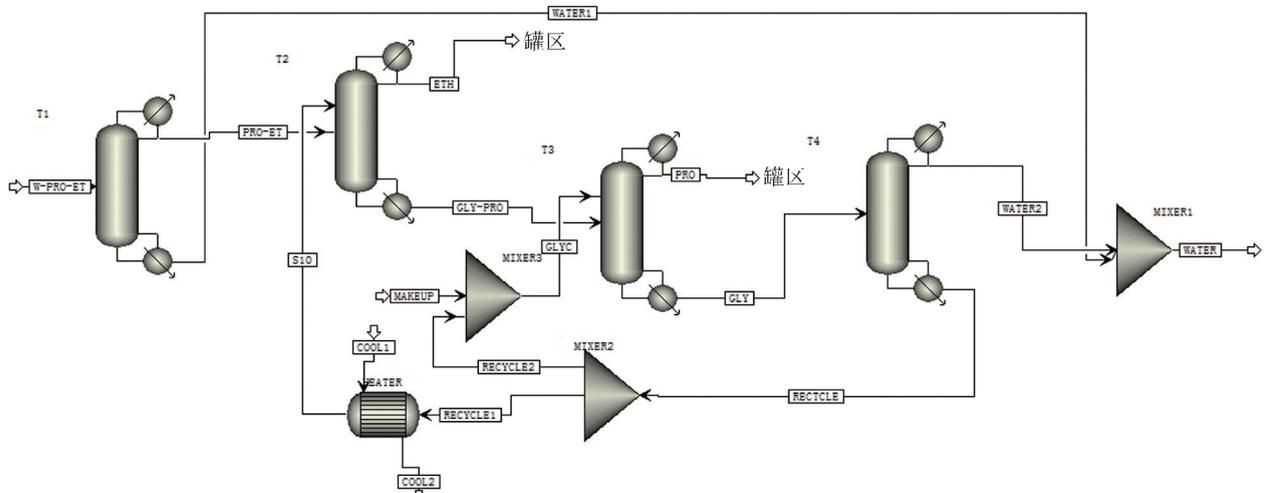


图 1 工艺流程

2 模拟结果与讨论

以含有 8% 的异丙醇、2% 的乙酸乙酯的废水为研究对象,设计合理的萃取精馏分离工艺,考察精馏塔的理论塔板数、回流比、进料位置、萃取剂的进料位置等主要工艺参数对产品乙酸乙酯、异丙醇分离效果的影响。以下主要以精馏塔 T2 和 T3 的操作条件对产品浓度的影响为例进行讨论。

2.1 T2 工艺参数优化

2.1.1 理论板数的优化

在精馏过程中,增加理论板数可以延长塔内气液接触时间,提高分离效果,但当理论板数增加至一定值时,对分离效果的影响减弱。图 2 表示了 T2 的理论板数对塔顶产品乙酸乙酯的纯度和处理后水中乙酸乙酯、异丙醇含量的影响。由图 2 可知,乙酸乙酯的浓度随着理论板数的增加而逐渐增加;当理论板数为 42 时,乙酸乙酯质量分数为 98.1%,处理后水中乙酸乙酯、异丙醇含量均小于 50×10^{-6} ,符合要求,因此选择理论板数为 42 块。

2.1.2 进料位置的优化

如图 3 所示,当原料进料位置从 15 到 35 块板变化时,塔顶乙酸乙酯的纯度逐渐降低,原因可能是进料位置太低,提馏段太短,乙酸乙酯与水 and 异丙醇的分离不充分。因此综合考虑能耗和产品分离要求,选择原料进料板为第 30 块。

2.1.3 回流比的优化

如图 4 所示,塔顶乙酸乙酯的纯度随着回流比的增加而逐渐增加,原因是回流比增大,必要求塔釜产生的蒸气量相应增加,提高分离效果,但是太大的回流比会带入太多冷流体,增加塔釜再沸器负荷。综合考虑,选择 T2 的回流比为 4。

2.1.4 萃取剂进料位置的优化

由图 5 可知,萃取剂进料位置在第 6 到 24 块之间,塔顶产品乙酸乙酯的浓度变化不大,萃取效果较好;进料位置超过 24 块之后,萃取剂对乙酸乙酯的分离效果逐渐变差,原因是萃取剂和原料接触时间太短,无法将乙酸乙酯从乙酸乙酯-异丙醇体系中分离出来。综合考虑,选择萃取剂的进料位置为第 24 块塔板。

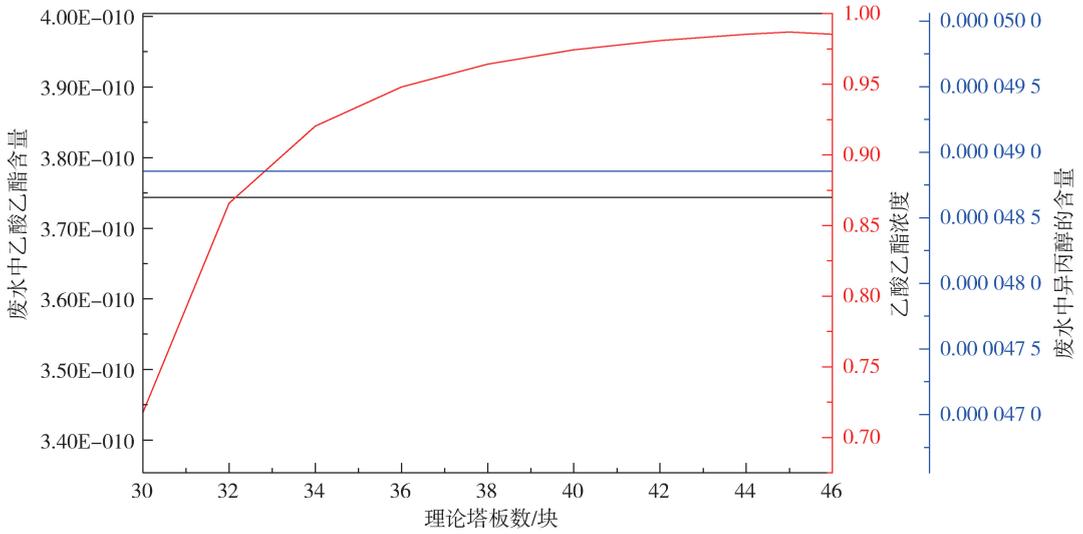


图 2 T2 的理论板数对分离效果的影响

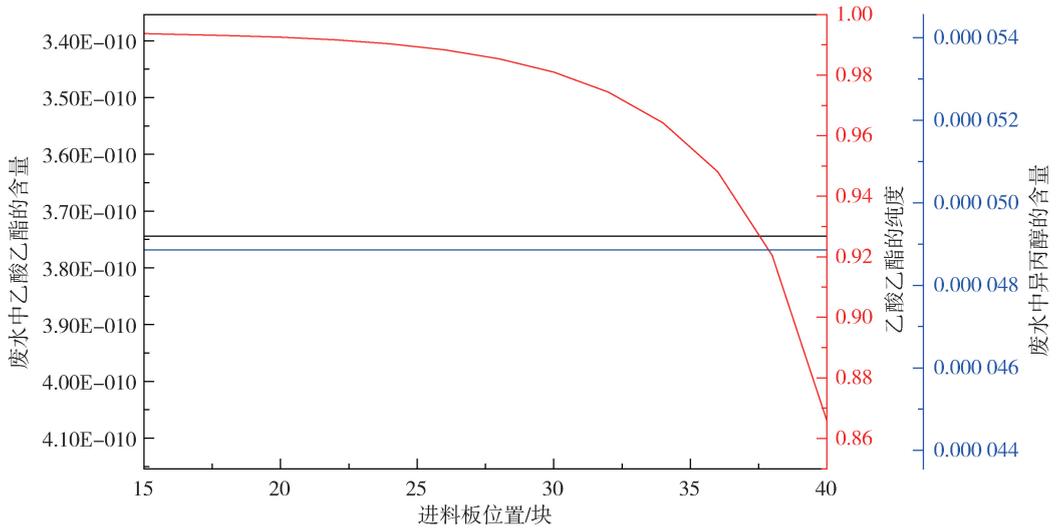


图 3 T2 的进料位置对分离效果的影响

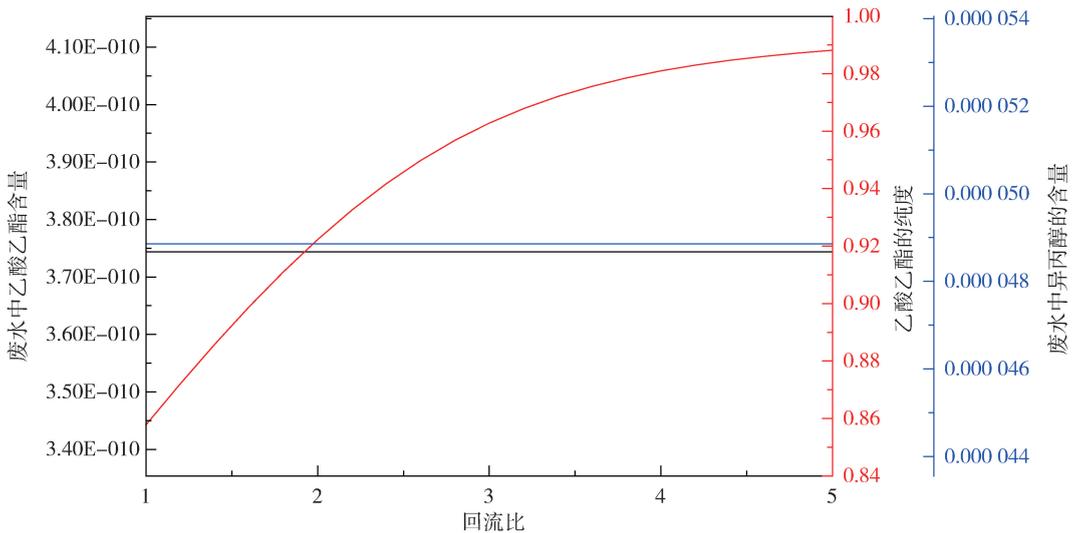


图 4 T2 的回流比对分离效果的影响

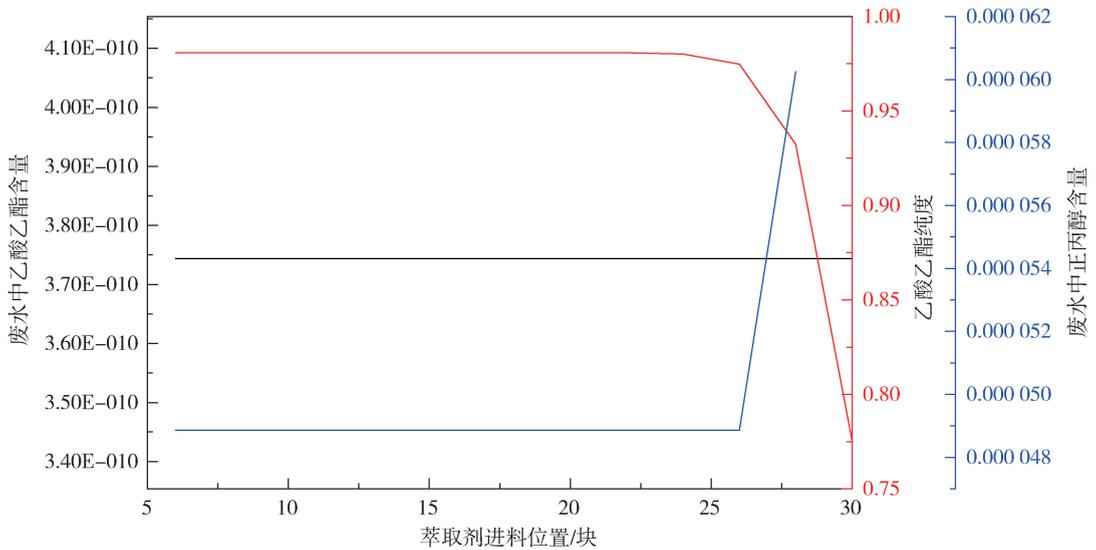


图 5 T2 的萃取剂进料位置对分离效果的影响

2.2 T3 工艺参数优化

2.2.1 理论板数的优化

固定回流比为 2.2, 进料位置为第 45 块塔板,

萃取剂进料量为 2 000 kg/h, 萃取剂进料位置为第 15 塔板, 考察理论板数对塔顶产品纯度的影响, 模拟结果如图 6 所示。

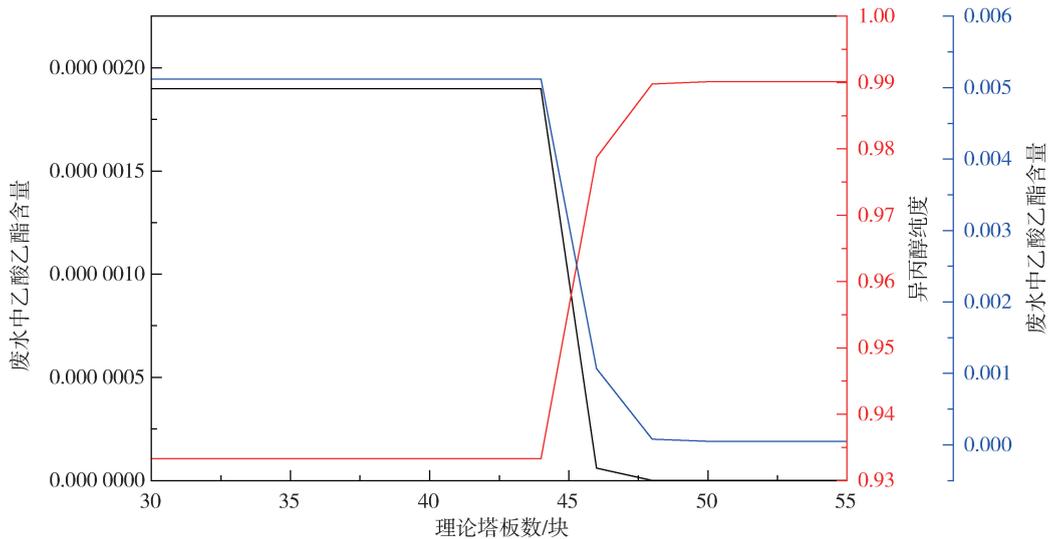


图 6 理论板数对分离效果的影响

由图 6 可知, 随着理论板数的增加, 塔顶异丙醇的纯度越来越高, 处理后水中的异丙醇和乙酸乙酯的含量越来越少。当塔板数为 50 块时, 塔顶异丙醇的含量为 99%, 处理后水中乙酸乙酯含量接近 0, 异丙醇含量为 49×10^{-6} , 符合设计要求。若继续增大理论板数, 产品的纯度基本不变, 且增加经济成本, 所以选择该塔板数为 50。

2.2.2 进料位置的优化

固定回流比为 2.2, 理论板数为 50, 萃取剂进料量为 2 000 kg/h, 萃取剂进料位置为第 15 塔板, 考察进料位置对塔顶产品纯度的影响, 模拟结果如图 7 所示。

由图 7 可知, 随着进料位置的降低, 塔顶产品异丙醇的纯度先升高后降低; 水中异丙醇、乙酸乙酯含量先降低后升高; 乙酸乙酯的含量先基本不变再升高。当进料位置为第 42 块塔板时, 异丙醇质量分数为 99%, 水中乙酸乙酯的纯度几乎为 0, 异丙醇的质量分数为 49.7×10^{-6} , 符合设计要求, 选择进料位置为第 42 块塔板。

2.2.3 回流比的优化

固定理论板数为 50, 进料位置为第 42 块塔板, 萃取剂进料量为 2 000 kg/h, 萃取剂进料板为第 15 块, 考察回流比的变化对产品纯度的影响, 模拟结果

如图 8 所示。

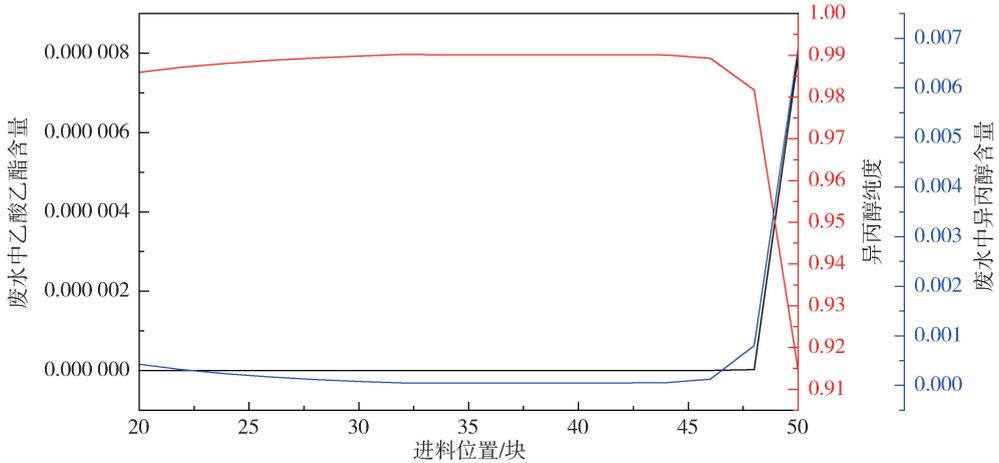


图 7 进料位置对产品纯度的影响

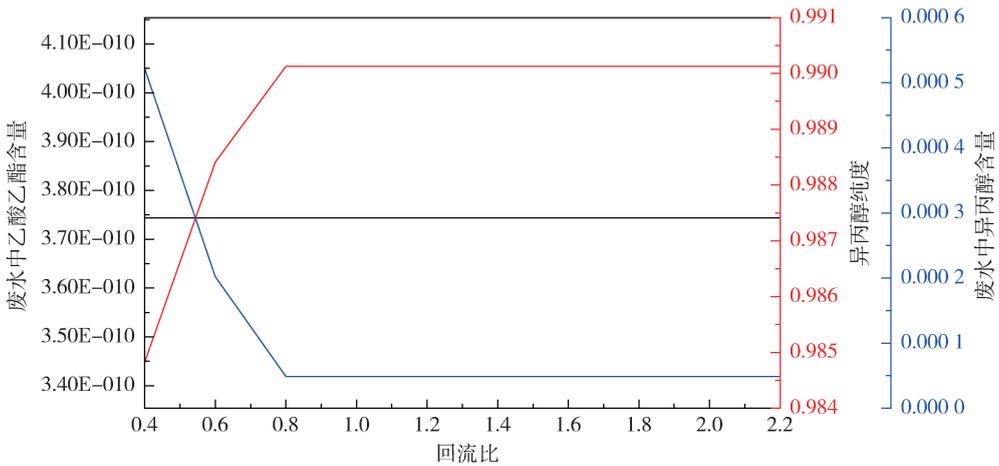


图 8 回流比对产品纯度的影响

由图 8 可知,随着回流比的增加,塔顶产品异丙醇的质量分数逐渐升高,水中乙酸乙酯的纯度基本不变,异丙醇的纯度逐渐降低。当回流比为 0.8 时,塔顶产品异丙醇质量分数达到 99%,水中乙酸乙酯和异丙醇含量均小于 50×10^{-6} , 达到设计要求。若继续增大回流比,不仅会延长精馏时间,而且会进入

大量冷流体,增加再沸器热负荷,增加能耗,因此回流比选择为 0.8。

2.2.4 萃取剂进料位置的优化

固定理论板数为 50,进料位置为第 42 块塔板,回流比为 0.8,萃取剂进料量为 2 000kg/h,考察萃取剂进料位置对产品纯度的影响,模拟结果如图 9 所示。

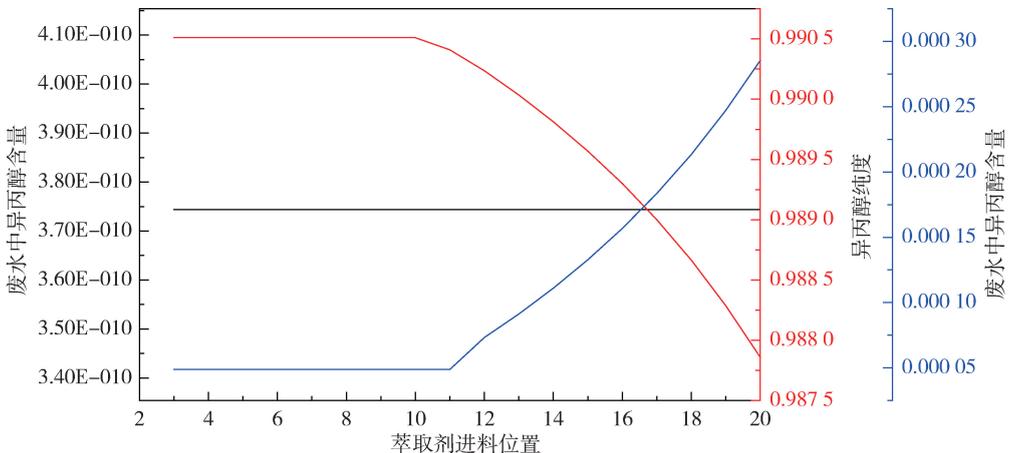


图 9 萃取剂进料位置对产品纯度的影响

由图 9 可知,随着萃取剂进料位置的下降,塔顶产品异丙醇的纯度先保持不变再下降,水中乙酸乙酯的纯度基本不变,异丙醇的纯度先不变后升高。当进料位置为第 11 块塔板时,塔顶产品异丙醇的质量分数为 99%、水中乙酸乙酯和异丙醇含量小于 50×10^{-6} ,均能达到纯度要求。故选用萃取剂进料位置为第 11 块塔板。

(5) 萃取剂进料量的优化

固定理论板数为 50,进料位置为第 42 块塔板,

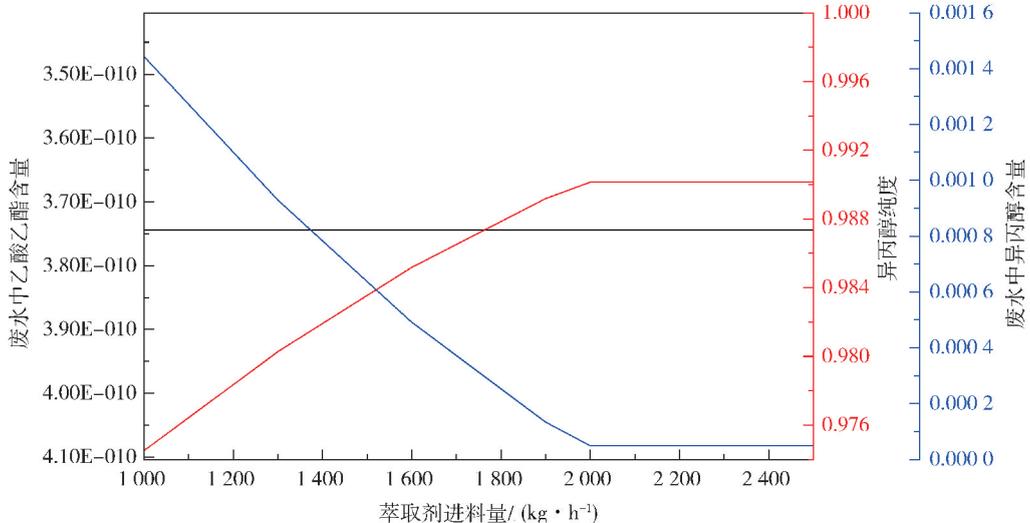


图 10 萃取剂进料量对产品纯度的影响

回流比为 0.8,萃取剂进料位置为第 11 块塔板,考察萃取剂进料量对产品纯度的影响,模拟结果如图 10 所示。

由图 10 可知,随着萃取剂进料量的增加,塔顶产品异丙醇的纯度逐渐升高,水中乙酸乙酯的纯度基本不变,异丙醇的纯度先降低后稳定。当进料量为第 2 000 kg/h 时,塔顶产品异丙醇质量分数为 99%、水中乙酸乙酯和异丙醇含量小于 50×10^{-6} ,均能达到纯度要求。故选用萃取剂进料量为 2 000 kg/h。

2.3 工艺参数确定

采用相同的方法,对 T1 和 T4 进行模拟优化,获

表 2 各塔优化结果

塔名	操作压力/0.1 MPa	理论板数/块	进料位置/块	回流比	萃取剂进料位置/块	萃取剂进料流量/(kg · h ⁻¹)
T ₁	1.0	20	16	3	—	—
T ₂	1.0	42	30	4	24	6 000
T ₃	1.0	50	42	0.8	11	2 000
T ₄	1.0	8	5	2	—	—

得乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物分离流程优化后的工艺参数,具体结果如表 2 所示。

3 结 论

以乙酸乙酯-异丙醇-水三元体系为研究对象,利用 Aspen Plus 软件,采用萃取精馏工艺进行模拟及工艺参数优化。以萃取精馏塔 T2 和 T3 为例详细阐述了各参数的优化过程,具体优化结果:T2 理论板数为 42 块,进料位置为第 30 块塔板,回流比为 4,萃取剂进料位置为第 24 块;T3 理论板数为 50,进料位置为第 42 塔板,回流比为 0.8,萃取剂进料位置为 11,此时塔顶产品异丙醇质量分数可达 99%,处理后水中的乙酸乙酯和异丙醇含量均小于 50×10^{-6} 。

因此,该工艺流程较好达到预期实验效果。

[参考文献]

- [1] 马春蕾,唐建可. 萃取精馏分离制药废液中乙酸乙酯-异丙醇的模拟与优化[J]. 山东化工,2015,44(10):141-143.
- [2] 索潇萌,戴昕,虞昊,等. 隔壁塔萃取精馏塔分离乙酸乙酯-异丙醇[J]. 石油学报,2016,32(1):111-118.
- [3] 朱登磊,任根宽,谭超. 隔壁塔萃取精馏制取无水异丙醇的模拟研究[J]. 化工生产与技术,2009,16(6):9-12.
- [4] 刘永威,吕帮怀,黄禹,等. 连续萃取精馏分离异丙醇/水共沸体系的流程模拟[J]. 广东化工,2016,(11):125-128.

[责任编辑] 温丽萍

《中国石油大学胜利学院学报》

2021 年第 35 卷总目次

【石油与化学工程】

辽东东地区胜顺油田馆陶组储层特征及预测	郭玉新(1.1)
下古生界潜山储层发育特征与控藏作用研究	
——以东营凹陷平南潜山为例	刘海宁(1.6)
米市盆地构造物理模拟研究	徐宏远,孙 玮,郭虹兵,邵红君,田小彬(1.11)
渤南洼陷沙三下亚段页岩油综合评价	单程程(1.16)
孤西潜山带中生界碎屑岩储层发育机制	赵 杨,闫 森,陆颖龙(1.22)
济阳坳陷石油控制储量可升级性评价与部署	韩 丽(1.26)
3D 打印技术在储层岩石性质测试中的应用	陈硕思(1.30)
垦东地区河道砂体分频属性预测技术	刘建伟(1.34)
微地震监测数据综合解释技术	
——以胜利油田水力压裂地面微地震监测数据为例	陈 红(1.40)
元素录井技术在页岩气井地质导向中的应用	
——以长宁区块 L209H25-1 井为例	于翔涛(1.45)
稠油热采侧钻井完井新技术及应用	田 辉(1.51)
基于整形正则化的非稳态反褶积方法研究	徐 凯,姜大建,陈世军,刘俊州(2.1)
基于方位各向异性地震响应差异性的有利储层预测	刘海宁(2.6)
孤东油区古近系地层超覆油藏潜力评价	刘世斌,张月楼,王宏亮(2.12)
大王庄油田大 31-1 块沙二段沉积相研究	范晶晶,刘 晓,盖玉叶,白 素,汪 磊(2.15)

水平井多段压裂裂缝同步扩展应力干扰分析	张建国,程远方,张卫防(2.20)
海滨地区水文环境变化及衍生灾害研究现状分析	王秀英(2.24)
焦化粗汽油冷却器管线的应力分析	李佳琳(2.29)
浪涌保护器在石化装置中的选择和应用	曾 睿(2.34)
准噶尔盆地西缘侏罗系沉积特征研究	陈 林(3.1)
黄岛地区 NW 向断裂构造应力场数值模拟	赵 燕,王学武,孙 肖,周 贇,殷梓原(3.7)
复杂构造油藏精细断层建模方法与应用	沈贵红,仲学哲,赵慧慧,黄 卫,张 禄(3.12)
鄂尔多斯盆地山西组海陆过渡相泥页岩孔隙结构特征	李 箫,孙寅森(3.17)
利津北带利 988 井区沙四段有效储层预测方法	杨兆刚,刘 健,甘玉涛,付世强,孟承旭(3.22)
东营凹陷胜坨油田储层古流体演化及其成岩响应	蒋 越(3.27)
同位素 Sm—Nd 测年方法研究	张永全,刘丽敏,乔英伟(3.36)
沉积微相精细刻画在注水开发中的应用	
——以淮北凹陷昌斜 69 断块 E ₁₋₂ k ₂₂ 3 为例	梁绘媛(3.41)
致密砂岩气藏气水两相渗流的核磁共振在线实验研究	任广磊(3.46)
胜利油田 X 区块沙三段储层压裂裂缝参数优化	汤志斌,马 莅,郭建春,黄枫岚,卢 聪(3.50)
马岭油田长 8 ₁ 储层流动单元及产能控因分析	魏真真,朱善瑜,赵益忠,郭 奇(3.55)
恩平油田化学固砂与抑砂辅助防砂试验评价及参数优化	王力智,董长银,胡泽根,黄有艺,李 强,陈 琛,王肇峰(3.62)
基于 C 值法的油砂生产井出砂风险预测研究	潘 豪,邱 浩,黄 辉,闫新江,侯泽宁,陈 欢(3.68)
壳聚糖基高吸水性树脂的研究进展	张春晓,葛玮健(3.73)
不同焙烧温度对 Ni/Al ₂ O ₃ 催化剂选择加氢脱硫醇的影响	程光南,魏麟骄,肖 勇(3.78)
基于分频瞬时相位体的低序级断层识别技术	朱剑兵(4.1)
济阳坳陷东辛油田低序级断层构造物理模拟实验	胡秋媛,董大伟,杨建磊,李 箫(4.8)
断块型低渗透油藏非均质地应力场建模与应用	
——以南堡油田 403X1 断块为例	张 扬,吴海涛,段 彬,贾 倩,王 森,何海燕(4.13)
九龙山气田珍珠冲组致密砾岩储层裂缝特征及意义	毕明威,陈世悦,张满郎,马华灵,钱爱华,谷江锐(4.20)

鄂尔多斯盆地北缘沉积过渡带储层单砂体构型模式	陈 笛(4.24)
利津洼陷利 886 块沙四上油页岩甜点评价	管倩倩(4.29)
孤东地区古—中生界潜山有利目标评价	耿 雪, 刘建伟, 石晓光, 邢成奎(4.36)
回注水中乳化油对储层伤害的实验研究	崔东迪(4.41)
致密岩心高压渗吸采油规律及微观机制	王学武, 肖朴夫, 杨 彬, 夏志增, 刘 飞, 印树明(4.46)
高效自适应纳米乳液调驱技术在东北油田的应用	王金铸, 龚雪峰, 刘发根, 张龙龙, 郭文庆, 王静静(4.50)
压裂废水预处理用絮凝剂体系的构筑与性能评价 刘 飞, 张程翔, 王学武, 代晓东, 周梦月, 刘清雪, 姚海雷, 王道旭, 蒋舜垚, 邓永全, 刘 超, 王 也, 李兴彦(4.58)
渤海 L 油田蒸汽吞吐降压增注技术研究	任树亮, 孙艳萍, 付云川, 周文超, 孙 君, 林 辉, 彭 华(4.64)
基于 SHPB 试验的煤层气井固井水泥动态力学特性	陈立超, 王生维, 张典坤(4.69)
DOW 化学火灾、爆炸指数评价法在成品油管输企业中的应用	汪慧萍(4.77)
油田信息化建设中大数据技术的应用探索	杨宝山(4.81)
清风湖水水质分析及现状评价	刘 叶, 张海涛, 刘文静, 傅玲子(4.84)
乙酸乙酯-异丙醇-水三元共沸物的 Aspen Plus 分离模拟	刘焕荣, 韩东敏(4.89)

【机械控制与信息工程】

油气集输泵润滑油自动加注回收装置的研制	陈海霞, 韩 磊, 王国栋, 孟德超, 尹晓丽, 李振涛, 时徐浩(3.81)
深水海洋平台自动化铁钻工研制	任红伟(3.85)
基于 CLOWG 算子的 TLP 平台顶张紧式立管系统 FMEA 研究	刘香芝, 王 康, 畅元江, 刘秀全(3.89)

【教育教学研究】

“人力资源管理”在线翻转课堂教学实践与疫后教学改革策略	朱 泳(1.55)
基于 OBE 理念的应用型高校学生创新创业能力多元化培养路径探究	孔治国(1.61)
普通高校公共音乐课程的美育现状及实施路径	张 萌(1.65)

地方高校艺术类大学生积极心理品质的现状及教育对策	张双双(1.69)
面向工程教育认证的机械设计制造及其自动化专业实验教学课程体系研究	刘 晓,周扬理,尹晓丽,刘晓军(1.74)
“后疫情”背景下高校疫情防控应急管理创新研究	朱 畅,朱凤丽(2.38)
基于 FOS 的石油法语教学探索	
——以中国石油大学(2.华东)为例	冯鸿燕,孙承荣(2.42)
基于 OBE 理念的“房屋建筑学”课程教学改革	彭亚捷,李佳明(2.46)
大数据时代下地方高校教师信息素养评价与提升策略	高 倩(2.50)
地方高校黄河文化课程开发策略	刘 娟,刘 鑫(2.54)
互动语言学视角下理工高校《大学语文》课堂对话教学探究	王 旭,宋新慧(2.57)

【经济社会与文化研究】

目的论视域下《老残游记》中诗歌翻译研究	马宗玲(1.79)
人身拘束型民事自助行为于我国《民法典》的证成与构成	李居正,侯立荣,刘晓萌,邵 琦,陈 琪(1.83)
顾恺之“以形写神”说新探	王 赫(1.90)
列宁新闻出版思想的当代审视	仲晨星(2.60)
儒家常道视域下的“无讼”思想及实践	杨永涛(2.64)
熊十力对王船山哲学思想的继承与创发	朱君鸿(2.68)
基于社会表征理论的社会化政务提升政府公信力的内在机制研究	王家明,杜雪怡,张云菲(2.72)
东营市加快发展政府引导基金产业问题研究	温丽萍(2.80)
“十四五”时期东营市城市生态建设研究	张小云(2.84)
漳州木板年画在文化创意产品中的传承与创新	郭玉洁,魏 峰(2.87)
乡村振兴战略背景下农村新型社区建设路径	庞兰霞(2.90)