

LIEFENGXINGDISHENTOUSHAYAN

YOU CANG JIAN MO JI SHU ZHI MONI YAN JIU

裂缝性低渗透砂岩 油藏建模及数值模拟研究

孙业恒 著

天津科学技术出版社

裂缝性低渗透砂岩油藏建模及 数值模拟研究

孙业恒 著

天津科学技术出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

裂缝性低渗透砂岩油藏建模及数值模拟研究/孙业恒著. —天津: 天津科学技术出版社, 2010.12
ISBN 978-7-5308-6151-6

I. ① 裂... II. ① 孙... III. ① 低渗透油层—裂隙油气藏—砂岩油气田—研究 IV. ① P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2010) 第 240576 号

责任编辑: 王 彤

责任印制: 王 莹

天津科学技术出版社出版

出版人: 蔡 颢

天津市西康路 35 号 邮编 300051

电话 (022) 23332372 (编辑室) 23332393 (发行部)

网址: www.tjkjcs.com.cn

新华书店经销

东营石大博雅印务有限公司印刷

开本 787×1092 1/16 印张 10.25 字数 200 000

2010 年 12 月第 1 版第 1 次印刷

定价: 45.00 元

目 录

1	引 言	1
1.1	研究的意义	1
1.2	国内外研究现状	2
1.2.1	裂缝预测的研究现状	2
1.2.2	现今应力场与裂缝参数及裂缝渗流关系的研究现状	4
1.2.3	油藏数值模拟裂缝渗流系统描述的研究现状	5
2	史深 100 块地质特征与裂缝识别	7
2.1	研究区地质特征	7
2.1.1	构造特征	7
2.1.2	储层特征	8
2.1.3	油藏特征	9
2.2	研究区岩心裂缝识别	9
2.2.1	裂缝成因识别	9
2.2.2	裂缝定向	9
2.2.3	裂缝参数的测量和统计	10
2.3	测井资料裂缝识别	24
2.3.1	方法原理及参数提取	24
2.3.2	裂缝发育强弱识别方法的应用	25
2.4	研究区裂缝成因作用和类型分析	25
2.4.1	裂缝的成因作用	25
2.4.2	裂缝的分类	26
2.5	裂缝影响因素及形成时期分析	27
2.5.1	裂缝形成的影响因素	27
2.5.2	裂缝形成时期分析	27
3	储层裂缝发育规模及程度与地应力关系	29
3.1	岩石破裂准则的适应性选择	29
3.1.1	莫尔-库仑 (Mohr - Coulumb) 准则	29
3.1.2	格里菲斯 (Griffith) 准则	31
3.1.3	统一强度理论	33
3.1.4	史深 100 块砂岩储层破裂的适用准则	34

3.2 岩石力学参数的测试.....	34
3.2.1 岩石劈裂试验.....	35
3.2.2 岩石单轴压缩试验.....	35
3.2.3 岩石三轴压缩试验.....	35
3.2.4 岩石力学参数测试结果.....	35
3.2.5 区块中岩石的破裂形态及莫尔—库仑曲线的测试.....	35
3.3 岩石力学参数的影响因素.....	40
3.3.1 岩石的成分、结构和构造对力学参数的影响.....	40
3.3.2 围压对力学参数的影响.....	41
3.3.3 温度对力学参数的影响.....	43
3.4 砂岩裂缝开度、密度与应力场关系物理测试.....	44
3.4.1 应力—应变和裂缝开度、密度的实验测试方法.....	44
3.4.2 裂缝参数的统计方法.....	45
3.4.3 试验结果讨论.....	46
3.5 砂岩裂缝开度、密度与应力场关系理论模型.....	48
3.5.1 压应力状态下裂缝开度、密度与应力、应变的关系.....	50
3.5.2 有张应力出现的状态下裂缝开度、密度与应力、应变的关系.....	60
3.5.3 岩石裂缝体积密度、开度与应力—应变关系总结.....	61
3.5.4 裂缝参数局部坐标到整体坐标的换算.....	63
3.5.5 整体坐标系下裂缝的倾角和走向计算.....	64
3.6 史深 100 地区沙三中古地应力与裂缝参数关系的确定.....	64
4 储层裂缝物性参数与地应力关系.....	66
4.1 裂缝孔隙度、裂缝渗透率计算模型.....	66
4.1.1 裂缝孔隙度计算模型.....	66
4.1.2 裂缝渗透率计算模型.....	66
4.2 砂岩裂缝孔隙度、渗透率与古地应力场关系确定.....	69
4.3 现今地应力场对裂缝孔隙度、渗透率的影响.....	69
4.4 矿物充填影响的描述——充填系数法.....	71
5 油藏数值模拟与应力场模拟单元耦合方法研究.....	73
5.1 油藏模拟单元数据格式剖析.....	73
5.1.1 油藏模拟单元网格数据剖析.....	73
5.1.2 油藏模拟单元网格数据的提取与转换.....	75
5.2 构造应力场有限元模拟中网格单元数据格式剖析.....	77
5.2.1 有限元系统的基本构成.....	77

5.2.2 ANSYS 中的文件系统.....	78
5.2.3 ANSYS 中的坐标系统.....	78
5.2.4 ANSYS 中的节点定义.....	79
5.2.5 ANSYS 中的元素定义.....	80
5.3 有限元模拟单元与油藏模拟单元之间的耦合方法研究.....	81
5.3.1 顶点对应法.....	81
5.3.2 形心对应法.....	83
5.3.4 顶点对应法与形心对应法的对比.....	88
6 史深 100 块构造应力场模拟及储层裂缝物性参数计算.....	90
6.1 史深 100 块古应力场有限元数值模拟.....	91
6.1.1 地质模型.....	91
6.1.2 力学参数.....	92
6.1.3 约束条件.....	92
6.1.4 边界力作用方式.....	93
6.1.5 模拟结果.....	94
6.2 史深 100 块现今应力场有限元数值模拟.....	96
6.2.1 力学参数.....	96
6.2.2 施力方式和边界条件.....	96
6.2.3 现今应力场模拟结果.....	97
6.3 裂缝参数计算和显示软件介绍.....	99
6.3.1 主要算法分析如下.....	99
6.3.2 裂缝参数计算模块介绍.....	100
6.4 史深 100 块沙三中古、今裂缝参数空间分布.....	103
6.4.1 古、今应力场下裂缝开度的空间分布特征.....	103
6.4.2 古、今应力场下裂缝密度的空间分布特征.....	105
6.4.3 古、今应力场下裂缝孔隙度和渗透率的分布特征.....	106
7 史深 100 块油藏数值模拟及开发调整方案.....	109
7.1 油藏模拟模型建立.....	109
7.1.1 低渗透砂岩裂缝性油藏模型定义.....	109
7.1.2 双重介质模拟模型形状因子 σ 的定义.....	109
7.1.3 网格模型及构造模型建立.....	110
7.1.4 储层模型及流体模型建立.....	111
7.1.5 油藏模型建立.....	112
7.1.6 开发动态模型的建立.....	113

7.2 开发历史拟合与剩余油分布研究.....	113
7.2.1 油田压力及含水拟合.....	114
7.2.2 单井压力及含水拟合.....	114
7.2.3 开发状况与剩余油分析.....	115
7.3 方案优化对比及开发指标预测.....	117
7.3.1 试验区的选区.....	118
7.3.2 注采方式优选.....	118
7.3.3 调整方案优化.....	118
7.3.4 开发指标预测.....	120
参考文献.....	122
附 录.....	127

1 引言

本章讨论了低渗透砂岩裂缝油藏在油田勘探开发中的重要性，分析了该类型油藏在油藏描述和油田开发及油藏数值模拟研究上的技术难点。阐述了研究的目的意义。详细分析了低渗透砂岩裂缝油藏天然裂缝描述研究的状况、发展趋势。

1.1 研究的意义

低渗透油藏定义是一个相对概念，是以油藏储层平均渗透率大小为分类原则划分的一种油藏类型。目前世界各国的划分标准和界限因不同国家、不同时期的资源状况和技术经济条件不同而不同。我国石油界一般将油藏储层平均渗透率小于或等于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩油藏定义为低渗透砂岩油藏^[1]。由于低渗透砂岩油藏埋藏一般比较深，成岩作用强，受古地应力作用，储层往往发育微裂缝。近年来，随着我国石油事业快速发展，勘探技术不断进步，已登记探区的勘探程度逐步提高，发现中、高渗整装大油田的概率越来越小，新增探明储量中以低渗透、稠油、特殊岩性等低品位油藏类型的比例逐年提高。例如，我国胜利油田截至2007年底，探明低渗透油藏储量达7.31亿t，占全油区的15.4%；2006年及2007年，探明储量分别为4331万t、6811万t，占当年探明储量的44.7%和64.6%^[2]。胜利油田低渗透砂岩油藏在油藏地质、油气储层方面主要有以下几个方面的特征：①储层沉积类型多，既有三角洲或扇三角洲及三角洲前缘滑塌浊流沉积，又有滨浅湖相或湖相滩坝沙沉积；②油藏埋藏深，一般油藏埋深在2000m以下，约54%的低渗透砂岩油藏埋深大于3000m；③储层天然裂缝发育，一般发育细裂缝和微裂缝；④储层物性差、孔喉细小，孔隙以中孔和小孔为主，吼道以管状和片状的细喉道为主。低渗透砂岩油藏在油田开发上有以下几个方面的不利因素：①自然产能低，一般需要进行储层压裂改造；②天然能量不足，地层压力下降快，且储层压敏效应强，根据统计，低渗透油藏一般每采出1%地质储量地层压力下降值为3~10MPa，部分高压异常油藏每采出1%地质储量地层压力下降在10MPa以上^[2]；③地层能量补充困难，特低渗透砂岩油藏开发注水难度大，注水压力高，对水质要求苛刻，通常注不进，也采不出；④产量递减率大，几乎无稳产期，油田见水后无因次采液、采油指数随含水上升大幅度下降。

低渗透砂岩油藏由于具有上述地质特征和开发不利因素，在目前的开发技术条件下原油最终采收率比较低。胜利油田低渗透砂岩油藏平均采收率为18.2%，仅为全油田平均采收率的三分之二。同时，由于低渗透砂岩油藏埋藏深，储层厚度相对较薄且发育天然细微裂

缝, 储层预测技术、裂缝描述技术和数值模拟应用技术目前还不能适应生产的需要, 亟待进行技术攻关和提升。本项研究的目的是, 实现低渗透砂岩油藏裂缝参数的全局性定量描述, 且体现矢量性裂缝参数的方向性差异, 为油藏数值模拟提供可直接应用的裂缝参数场; 实现低渗透砂岩油藏储层基质与裂缝双重介质油藏数值模拟, 提高开发研究技术水平。本书在裂缝识别的基础上, 通过研究裂缝参数与孔隙度和渗透率的关系以及裂缝参数与构造应力的关系, 建立了构造应力、应变与裂缝密度、裂缝方向渗透率和裂缝孔隙度的定量关系。同时, 建立了保证油藏模拟单元与构造应力场模拟单元一致性的耦合方法, 使基于构造应力场模拟的各个单元的裂缝密度、裂缝方向渗透率和裂缝孔隙度等裂缝描述成果, 能直接应用于油藏数值模拟研究, 服务于油田开发方案设计与调整。

1.2 国内外研究现状

低渗透砂岩油藏是一种重要的油藏类型, 其储层发育的天然裂缝是低渗透砂岩油藏中流体重要的储集空间和渗流通道。现今地应力的大小和裂缝发育程度以及两者的分布方向决定着开发井网部署和油水井压裂设计。油水井周围天然裂缝的发育程度又直接影响低渗透砂岩油藏油井的生产能力和水井的注入能力。同时, 随着油藏数值模拟技术的发展, 低渗透砂岩油藏数值模拟描述方法也得到了快速发展。到目前为止, 人们提出了许多天然裂缝系统的描述方法, 从野外露头调查到室内岩心分析, 从各种测井解释到三维地震资料的应用, 从分形插值方法到应力场数值模拟研究, 从动态资料的间接分析到各种现场监测的直接测量, 每种技术都在裂缝定量描述方法的产生与发展过程中发挥了各自相应的作用。

1.2.1 裂缝预测的研究现状

裂缝预测主要涉及三个方面的内容: 地下裂缝识别、裂缝的空间分布预测和裂缝参数的定量表征^[1]。和其他裂缝相比, 构造裂缝在各种储集层中通常占主要地位。其发育规律、形态和空间分布特征以及渗流规律主要受控于构造应力场和储层岩石物理性质, 因此国内外学者多采用构造应力场的方法预测构造裂缝^[4-13], 然后依据用该方法得到的裂缝参数进行包含裂缝储集层渗流规律的研究。

由于天然裂缝(包括构造裂缝在内)的存在, 进行储集层渗流规律研究时, 经典单介质孔隙弹性理论出现了致命的弊端: 流体在孔隙体和裂隙体中的渗流具有截然不同的特征。于是Barenblatt等人^[14]在1960年以唯象学为基础提出了孔隙裂隙双重介质模型。Warren和Root^[15](1963)将该模型作了适当简化, 因而激发了油藏工程师对具有天然裂隙油层模拟的极大兴趣^[16-21]。

孔隙裂隙双重介质模型需要对裂缝参数进行定量表征, 从而能为油藏数值模拟输出裂缝渗透率、裂缝孔隙度和裂缝密度的三维空间分布。但是由于裂缝储层本身的复杂性, 目前国内外尚缺乏一个能全面解决裂缝定量预测的方法。自20世纪60年代在美国西部白垩系储层和中东油气产层中发现天然裂缝后, 在四十多年的发展过程中, 国内外学者曾尝试过

多种解决途径,概括起来主要有:从构造特征入手,进行天然地下储层裂缝研究^[22-26],并探讨构造主曲率与裂缝发育的关系^[27,28];建立裂缝岩体的力学模型,应用构造应力场分析技术,依据岩石破裂准则和应变能密度进行裂缝方位和裂缝定量化表征^[4-13];根据一个区块的现有岩芯裂缝实测数据,应用多元统计方法建立裂缝参数(主要是裂缝密度)空间分布规律的预测^[5,7];应用地球物理资料进行裂缝识别和预测技术^[29,30];用分形分维方法定量预测储层裂缝空间分布^[31,32];利用岩石声发射实验研究裂缝形成期次和裂缝形成时的主应力大小、方位^[33-35]。

由于致密性储集层中以构造裂缝为主,所以采用地质力学原理和方法,通过构造应力场数值模拟来定量表征裂缝是裂缝预测的必然趋势。构造裂缝定量表征要解决的问题主要有:(1)裂缝的生成问题,即在什么样的应力作用下才能产生裂缝;(2)裂缝的方向和位置问题,即如何来确定构造裂缝的方向和位置;(3)裂缝量化的参数,即如何确定裂缝的开度、密度等反映裂缝生成数量及大小的参数。

裂缝定量表征的这三个问题在井筒附近解决得较好一些(岩芯描述,测井解释),而井间裂缝的预测则相对难度较大。因此,各种裂缝模型均以所有能够获得的井筒附近裂缝定量参数为背景,对井间裂缝预测进行约束。

裂缝是岩石破裂的结果,其生成问题很久以来就是一个难题,国内外学者根据实际观察和试验测试的情况,提出了众多基于岩石强度假说的破裂准则,概括起来有五大系列:单剪强度准则、双剪强度准则、三剪强度准则、应变能密度准则和最大张应力强度准则。这其中尤以描述岩石宏观破裂的莫尔-库仑(Mohr-Coulumb)广义单剪准则和从微观机理出发的格里菲斯(Griffith)广义最大张应力准则使用得最广泛。后人对格里菲斯准则修正而提出了考虑中间主应力的三维格里菲斯准则^[36],不过修正的格里菲斯理论在压应力时才有实际意义,很接近于莫尔-库仑理论,且只有当压缩拉伸强度比近于8或12时,理论与实验结果吻合较好。

岩石破裂准则不仅解释了岩石受力破裂产生裂缝的机理,而且能对裂缝的方位作出判断,可以解决裂缝定量表征的前两个问题。对于裂缝定量表征的第三个问题,国内外学者结合岩石破裂准则、能量法以及多元统计法对裂缝开度和密度进行量化,取得了许多可喜的成果和借鉴经验^[4-13,22-42]。Price^[39]最早将岩石中裂缝数量与最初储存于岩石中的应变能联系起来,他指出,具有相对高值应变能的岩石要比相同厚度、具有低值应变能的岩石具有更多的裂缝。国内文世鹏等^[5]、丁中一等^[7]、谭成轩等^[10]、宋惠珍^[9]、陈艳华等^[13]阐述了用有限元方法进行古应力数值模拟,使用莫尔-库仑破裂准则和格里菲斯破裂准则对应力计算结果进行判别,依据岩石破裂率和应变能密度对裂缝发育程度进行预测。不过他们给出的计算模型和计算方法还不足以将裂缝参数定量化,特别是使用岩石破裂率的方法最多也只能做到裂缝预测的半定量化。虽然丁中一等^[7]、宋惠珍^[9]使用拟合的方法探讨了应变能密

度和裂缝密度的定量化关系，但是由于缺乏理论依据，作拟合需要大量岩芯统计数据，其方法还有待进一步研究。

由此可见，学者们普遍意识到构造应力场数值模拟的方法是实现油藏构造裂缝定量化描述的最有效途径，并作了许多探索。前人所做工作多集中于岩芯裂缝的描述，由于没有建立合理的力学模型，因而对油藏范围内裂缝的预测只能做到定性到半定量。此外，在应用有限元方法对构造应力场模拟时没有考虑与油藏模拟网格单元的一致性，因而裂缝定量描述结果也不能直接用于油藏模拟等油田开发方案设计中。

1.2.2 现今应力场与裂缝参数及裂缝渗流关系的研究现状

虽然现今应力场不会导致新的构造裂缝，但它对存在的古裂缝会有改造和演化变迁的作用^[5]。在现今应力状态下，裂缝壁面上承受的压应力和剪应力改变着裂缝的开度，进而改变裂缝渗流能力。

Raven和Gale^[43]将裂缝力学开度表示为：

$$b_m = b_0 - \Delta b \quad (1-1)$$

式中： Δb 为裂缝面上当前正应力作用下裂缝位移（即裂缝闭合量）； b_0 为裂缝面上受最大正应力时的裂缝位移（相当于初始裂缝开度）； b_m 为当前裂缝开度。当裂缝面上施加极高的正应力时，裂缝趋于闭合， b_m 接近于零^[44,45]。但是，除了裂缝两壁面凹凸匹配较好的情况，承受极高正应力的裂缝仍具有不可忽略的渗透能力^[44]。为了反映这一特性，许多学者^[47]将裂缝的力学开度修正为：

$$b_m = b_0 - \Delta b + b_{res} \quad (1-2)$$

其中修正项 b_{res} 代表裂缝表面承受最大正应力时的裂缝开度，即高应力下的“残余开度”，这样经过修正后的裂缝开度始终大于零，因而其渗透率也不能忽略。

目前裂缝闭合量 Δb 多根据试验和经验进行计算，孙广忠和林文祝^[48]采用指数函数表征裂缝法向闭合特性，而Goodman^[49]、Bandis等^[50]使用双曲函数。

国内外学者还通过实验测试的方法，主要考虑单裂隙岩体法向应力对裂缝开度的影响，建立了反映法向应力与裂缝渗透率耦合的经验公式^[51-57]。随着对HDR（Hot Dry Reservoir）油藏的深入研究，Barton等^[58,59]除考虑裂缝面正应力的影响外，还考虑了剪应力效应。Willis_Richards等^[93]、Jing等^[94]以及Hicks等^[95]发展了Barton的理论，从而将现今应力场对裂缝参数的影响这一问题从一维扩展到三维。赵阳升等^[96]通过对长方体石灰岩样进行人工造缝的方法来模拟天然粗糙单裂隙，进行三维压力作用下渗流规律的研究，经过推导得到一个三维应力作用下粗糙单裂隙渗流特性与应力耦合公式，不过试验中对受力方向做了限制，因而不具有通用性。

尽管当前的天然裂缝描述方法多种多样，但绝大多数方法仍停留在定性或局部定量的

水平上。此处的局部定量是指：根据岩心观察、井下电视测量和测井解释等结果，只能给出裂缝在某些井点处的定量参数值，而很难给出整个油藏空间网络中各个网格节点处的裂缝定量参数值。此处的定性是指：利用三维地震资料和应力场数值模拟等研究成果，只能给出裂缝的一个分布区域和大致的发育程度与走向，因而跟定量描述相比尚有一段差距。

另外，利用各已知井点处的裂缝定量参数值进行分形插值后，可以得到整个油藏空间中各个网格节点处的裂缝定量参数值，但这种方法却很难体现一些矢量参数的方向性。所谓矢量参数是指与方向有关的参数，比如裂缝的渗透率和密度；即使在同一个空间点上，不同方向上的裂缝渗透率和裂缝密度也是各不相同的。应当说明的是，在没有其他行之有效的方法之前，这不失为一种值得尝试的途径。

综上所述，目前的天然裂缝描述方法很难达到完全定量描述的标准，从而还不能很好地满足低渗透油藏开发过程中的一些实际应用要求。

1.2.3 油藏数值模拟裂缝渗流系统描述的研究现状

油藏数值模拟作为油田开发科学决策和油藏工程研究的重要技术，在低渗透油田驱油机理、开发方案、调整方案、剩余油分布等研究中发挥了重要作用^[11]。最初的理想化模型假设裂缝是流动的主要通道，而基岩则作为流体的源和汇^[12]。自三十多年前至今，从石油文献中引入这种理想化的模型已提出了一些改进和修正。

当某种裂缝性油藏基岩的连续性是一个重要因素时，引入双孔隙度双渗透率模型。双孔双渗方法假设裂缝性孔隙介质可以由被称作基岩和裂缝的两种连续介质来表示。孙业恒时付更等^[13]针对低渗透砂岩油藏储集层双孔双渗的特点，在前人研究成果的基础上，提出了裂缝系统模型中形状因子、裂缝渗透率、裂缝孔隙度的计算及基质系统储集层模型的建立方法。在东营凹陷大芦湖油田樊12井区低渗透砂岩油藏数值模拟研究中，用该方法建立了储集层模型^[14-15]，用其计算的综合含水率与开发时间关系曲线接近油藏实际开发动态数据，减少了历史拟合的工作量。姜瑞忠、侯建锋、赵明^[16]等在低渗透砂岩油藏中的天然或人工裂缝分析研究的基础上，描述了不同类型裂缝的特点，进而提出相应类型的数值模拟技术，其中包括低渗透砂岩油藏开启缝中应用双孔介质模拟技术、低渗透砂岩油藏闭合缝/人工缝中应用平面渗透率级差及过井人工裂缝反映天然裂缝的方向性非均质模拟技术。

刘建军、刘先贵、胡雅初、张盛宗^[17]等研究认为，低渗透裂缝性砂岩油藏由于其裂缝分布的不均匀、不连续的特点，其自身不能形成其渗流网络，双重介质渗流理论不再适用。打破将裂缝性油藏处理成双重介质的传统做法，建立适合低渗透裂缝性砂岩储层的等效连续介质渗流模型。其中等效介质的渗透张量的确定通过流量相等的原则，毛管力和相对渗透率曲线通过渗吸平衡时的毛管力相等原则来确定。通过实例计算表明，所建立的等效连续介质模型是合理的。

最近，关于双孔隙模型的研究多着重于如何更精确地表示基岩—裂缝间的流体交换。

特别是重力和毛管力的影响、基质岩块中毛管力连续与否以及再渗吸现象的表示方法都得到广泛重视。殷代印、蒲辉、吴应湘^[118]根据低渗透裂缝油藏渗吸法采油渗流机理,建立了双孔双渗渗吸法采油数学模型,并给出了数值解法和流动系数的取值方法。通过实例验证,该方法计算的含水率指标与矿场实际值符合程度较高。同时,裂缝性低渗透油藏流固耦合渗流分析也趋于热门并取得了许多研究成果,刘建、裴桂红^[119]研究了在低渗透油田的开发过程中,油藏流体渗流和储层岩土之间存在的耦合作用,其成果给出了低渗透裂缝性储层孔渗参数的等效方法,然后将渗流力学和岩土力学相结合,给出了低渗透裂缝性储层流固耦合渗流的数学模型,该模型不仅可以反映基质孔渗参数在开发中的变化,而且更能反映裂缝开度变化所引起的渗透率变化,而这对于低渗透裂缝性油田而言十分重要。最后对一实际井网进行了流固耦合油藏数值模拟,给出了开发过程中孔渗参数的变化及其耦合效应对油田开发的影响。

2 史深 100 块地质特征与裂缝识别

本章对研究区构造、储层及油藏特征进行了简要的介绍,应用岩心和测井资料进行了裂缝识别研究,详细分析了裂缝成因。进行了裂缝定向研究,并对裂缝参数进行了精确的测量和统计。分析了研究区裂缝成因作用、分类、影响因素和形成时期。

2.1 研究区地质特征

史南油田史深 100 块沙三中油藏位于东营凹陷中央隆起带西端,史南鼻状构造与郝家鼻状构造之间,包括史深 103 断块及史 3 断块,主要含油层系第三系沙河街组中段,含油面积 13.7km^2 ,地质储量 $1400\times 10^4\text{t}$ 。其中史深 103 断块含油面积 11.5km^2 ,地质储量为 $1146\times 10^4\text{t}$ 。史 3 块地质储量为 $254\times 10^4\text{t}$ 。

2.1.1 构造特征

史深 100 地区构造相对较为简单,在 T_2 、 T_4 以及沙三中各层构造图上均为向西南倾没,东北抬起的大型鼻状构造。该构造是受中央隆起带上隆作用影响,形成的中带西端倾没于利津洼陷的正向构造。从沙三段油层顶部构造图可以看出,鼻状构造的西翼地层西南倾,倾角约 8° ;东翼地层南倾地层较陡,倾角约 20° ,东北部地层,倾角约 10° 。鼻状构造的东翼被四条 NEE 走向的断层切割,断层落差均向西变小至尖灭,由北向南分别为河 91 深部断层(三级)落差 $10\sim 100\text{m}$,河 10 断层(三级),梁 11 断层(二级)断距 $20\sim 150\text{m}$ 及史 3 断层(三级)(图 2-1)。

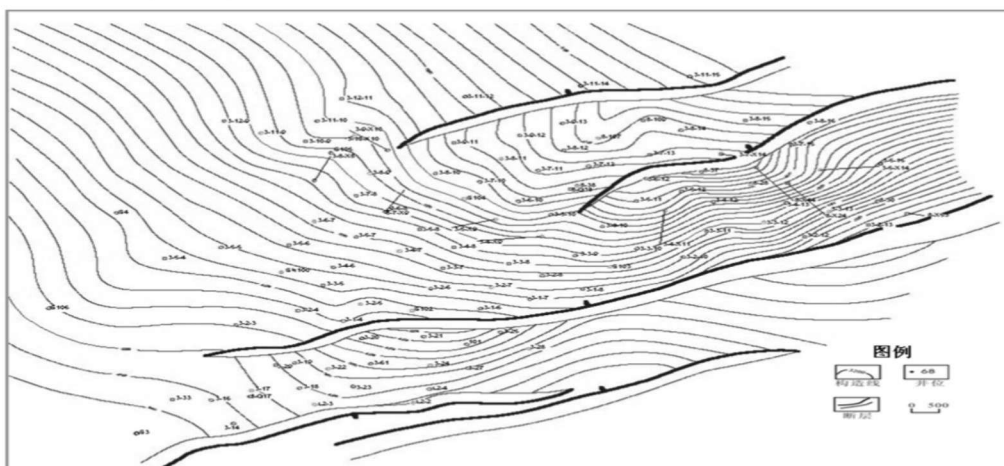


图 2-1 史深 100 块沙三中构造井位图

2.1.2 储层特征

史深 100 块沙三中油藏储层相对简单。储层沉积为一套三角洲前缘亚相滑塌浊积砂体，具有明显的前积特征，呈叠瓦状分布（图 2-2）。储层发育稳定，主要含油层系为下第三系沙河街组沙三中 1、中 2 砂体。按照“旋回对比、分级控制”的方法又将其划分沙三中 1¹、1²、1³、1⁴、1⁵，中 2¹、2² 七个小层（图 2-3）。

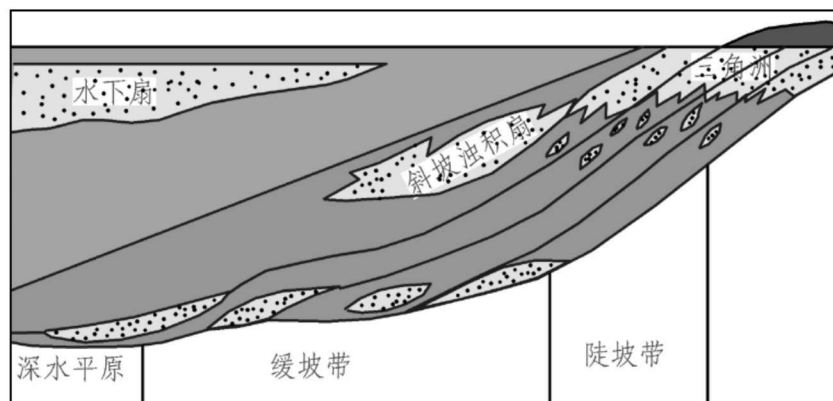


图 2-2 史南地区沙三段沉积模式

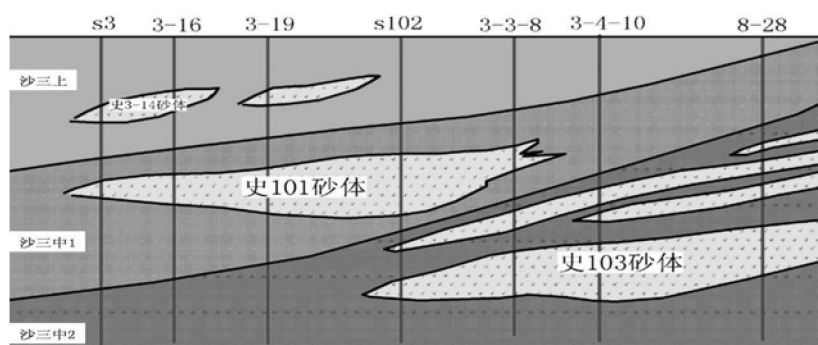


图 2-3 史深 100 块主力砂体分布图

史深 100 块沙三中油藏储层埋藏较深(3100~3400m)，储层具有微孔隙、微裂缝双重孔隙介质特征，平均孔隙度为 18.5%，渗透率分布范围为 $(1 \sim 40) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $13.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。单砂体内部的物性变化受沉积微相控制，核部砂体物性最好，中部次之，边部砂体较薄，物性最差。岩性一般为石英质粉细砂岩，石英含量为 31%~46%，长石含量为 31%~39%，胶结物含量以泥质为主，一般为 8%左右，高岭石含量为 26%~53%，其次为伊蒙混层黏土矿物，含量为 23%~45%。研究区储层非均质严重，内部夹层包括灰、泥质及物性夹层三种类型，且白云夹层中广泛发育有裂缝，裂缝内含油。储层非均质性主要表现为渗透率分布的非均质性，由于夹层的复杂分布，造成平面上和垂向上连通性较差，因此夹层是影响渗透率的主要因素之一。束缚水饱和度为 30.45%，残余油饱和度为 25.5%。

2.1.3 油藏特征

史深 100 块沙三中油藏油水关系复杂, 每个油砂体为单一的封闭单元, 具有独立的油水系统, 水体较小, 一般只占总砂体面积的 $1/3 \sim 1/5$, 主力油层生产 6~8 年未见边、底水, 说明边水极不活跃。研究区沙三中 1、中 2 油藏原始地层压力分别为 45.75MPa、49.19MPa, 折算压力系数为 1.38~1.51, 为高压油藏, 地饱压差一般为 4.9~12.18MPa。史深 100 地区最大水平主应力方向, 北部地区为 NE70°, 西部为 NE120°, 东部断层近 200m 范围内, 主应力垂直断层。

综上所述, 史深 100 块沙三中油藏为埋藏深、高压低渗透、边水不活跃的岩性油藏。

2.2 研究区岩心裂缝识别

岩心裂缝识别是常用的储层裂缝观测识别方法, 具有明显的优缺点。岩心观测是最直观、最可靠的裂缝识别方法。通过岩心观测, 可以测量出裂缝的几何形态、充填特征, 初步得出裂缝的力学性质, 同时对裂缝的形成、期次也可以有一个基本的认识。岩心裂缝识别最大的缺点一是取心过程中难以保持地下的本来特征, 因而不能完全代表地下裂缝发育情况。二是岩心仅仅是储层平面上纵向上的一个点的信息, 其规模与整个地层相比, 反映的裂缝信息较少。三是在取心过程中, 由于机械和人工因素, 会产生一些人工裂缝, 在裂缝的观测中应该注意剔除人工缝。

岩心裂缝识别分裂缝成因识别、裂缝定向、裂缝参数的测量和统计三个步骤进行:

2.2.1 裂缝成因识别

裂缝成因识别首先要区分天然裂缝和人工裂缝, 剔除人工裂缝。天然裂缝具有以下特征:

(1) 含有与泥浆无关的胶状物或矿物; (2) 裂缝位于岩心内 (裂缝终止于岩心内, 并与岩心边缘相交); (3) 具有一个或多个平行组系; (4) 具有擦痕面和阶步; (5) 在岩心内有一致的方位或方向, 并与 Nelson 分布规律一致。

人工裂缝具有区别于天然裂缝的特征: (1) 形状很不规则或呈贝壳状; (2) 长距离内平行于某一划痕或定向沟; (3) 裂缝面平行于岩心轴或与层面一致; (4) 呈环形, 或在岩心边缘走向或倾角发生变化, 推测是过载压力消失后的卸载裂缝; (5) 螺旋形, 这是岩心筒扭动形成的。

天然裂缝要进一步区分构造裂缝和非构造裂缝, 对于构造裂缝还要对其成因进行分析, 定性的判别裂缝力学性质。构造裂缝识别的主要标志有: (1) 成组出现, 构成裂缝系; (2) 裂缝有部分或全部充填现象; (3) 裂缝面上有擦痕、阶步; (4) 裂缝面上有铁质薄膜和炭质析出; (5) 裂缝向层内具延伸性。

2.2.2 裂缝定向

裂缝定向是裂缝定量研究的一个重要方面, 同时也是确定裂缝形成时期古地应力场的有效方法。裂缝定向建立在岩心定向的基础上, 岩心定向有直接定向方法和间接定向方法。

利用定向取心技术可以对岩心直接定向，在钻探过程中岩心不断根之前，用几个画有标志线的钩爪在岩心上刻上方向标记，即可确定岩心的原始方位。这种定向取心方法确定岩心方向精度高，结果可靠，但技术含量高，难度大，其成本也大。定向取心井为数甚少，对于大量库存和正在采集的非定向取心岩心，只能采取间接手段定向。目前，主要采取四种方法来对非定向岩心定向：（1）利用地层倾角测井定向；（2）利用油层精细构造图和沉积微相资料定向；（3）利用古地磁资料定向；（4）根据工区实际情况，结合前两种方法定向。

利用地层倾角测井定向、油层精细构造图和沉积微相资料定向原理基本相同。储层中存在许多微层面，如沉积岩中的层理构造以及片麻岩中的片麻理产状及岩脉产状等，将岩心上的这些微层面与储集层微层面相互对应，即可做到岩心归位。储集层微层面的产状分布在地层倾角矢量图上有细致的反映，在岩心观察中，这些微层面的倾向可以在岩心上确定下来。因此，将岩心上的层面倾向与相应井段地层倾角测井所反映的层面倾向对应，即可将岩心进行归位定向。在构造比较完整，地层产状比较稳定的沉积岩区，岩层层面倾向（产状）与油层精细构造图上所反映的构造（产状）是一致的，将岩心上的层面倾向与构造产状对应，也可以进行岩心归位。

在一般情况下，井斜角度很小，且盆地中沉积层面倾角较小，这时便可在归位好的岩心上对裂缝定向，测量裂缝延伸方向及产状。如图 2-4 所示，面 NESW 为岩心上的微层面，其微层面倾向为 NOS（即 $O'S'$ 方向），若岩心上裂缝走向相对于微层面倾向的夹角为 α ，该井段地层倾角测井所反映的该层面倾向为 β ，则裂缝延伸方向（走向）为： $\theta = \alpha + \beta$ ，裂缝倾向为 $\varphi = \alpha \pm 90^\circ$ ，裂缝倾角可在岩心上实测。

2.2.3 裂缝参数的测量和统计

裂缝成因识别和裂缝定向后，就可对有关裂缝参数定量统计。岩心裂缝参数诸如裂缝倾向、倾角、裂缝密度（包括线密度、面密度和体密度）、裂缝开度、裂缝间距、裂缝延伸长度、裂缝充填情况以及裂缝力学性质等。

通过对史深 100 块，史深 100 井、史 100 井、史 101 井、史 102 井、史 103 井、史 105 井、史 106 井和史 108 井等八口井沙三中岩心裂缝的观测、识别和统计，取得了如下几个方面的认识。

（1）裂缝的产状

用岩心归位、裂缝定向方法，测量出史深 100 块岩心裂缝的产状，并绘制裂缝走向玫瑰花图（图 2-5），裂缝倾角频率图（图 2-6），裂缝发育方向有如下特征。

岩心统计的宏观裂缝走向，在断层面附近史 102、103 井主要发育一组 NEE-SWW 和 NNW-SSE 走向共轭剪裂缝（图 2-5），其中尤以 NEE-SWW 的一支更为发育，且与邻近的断层面有一较小的夹角（ $<10^\circ$ ）；离断层面

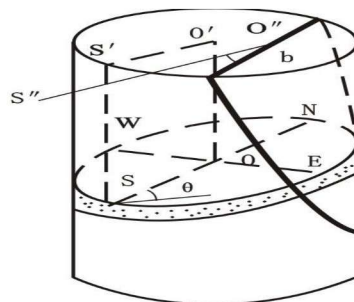


图 2-4 用微层面定向裂缝示意图