

文章编号: 1006-6616 (2011) 04-0303-09

低渗透砂岩裂缝孔隙度、渗透率 与应力场理论模型研究

冯建伟¹, 戴俊生¹, 刘美利²

(1. 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院, 山东 青岛 266555;
2. 长城钻探工程有限公司测井公司, 北京 124010)

摘要: 低渗透砂岩储集层普遍发育裂缝, 裂缝不仅是重要的流体渗流通道, 而且在油井周围的发育程度直接影响着油井的生产能力。目前裂缝量化预测方面存在的焦点问题是: 缺乏一个有效而合理的力学模型, 裂缝渗透性的求取方法仍处于半量化, 不具通用性。以史深 100 块沙三中储集层为目标, 从应力场和裂缝主要参数的关系入手, 以裂缝开度为桥梁, 通过实验和理论推导的方法, 建立了构造应力场和裂缝孔隙度、渗透率之间的定量关系模型。在岩石力学参数测试结果和地质模型建立的基础上, 对目的层裂缝发育时期的古构造应力和现今地应力进行数值模拟, 将结果代入关系模型, 计算研究区裂缝孔隙度和渗透率的空间分布, 进而指导低渗透砂岩油藏的裂缝参数定量预测、产能规划及井网部署。

关键词: 低渗透砂岩; 裂缝孔隙度; 裂缝渗透率; 构造应力场; 定量关系模型

中图分类号: TE122.2⁺³

文献标识码: A

0 引言

一般将空气渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩储集层称为低渗透砂岩储集层, 这类储集层的典型特征是: 成熟度低、成岩作用强烈; 储集层物性差、非均质性强烈; 裂缝发育、低孔隙度、低渗透率。构造裂缝在低渗透砂岩储集层中占主导地位, 是重要的流体渗流通道, 裂缝在油井周围的发育程度直接影响着油井的生产能力, 因此裂缝孔隙度、渗透率量化描述一直是地质学家和油藏工程师追求的目标。研究发现, 现今裂缝渗流参数主要受裂缝残余开度的影响, 也就是说, 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。对于这方面的研究, 以 Raven 和 Gale、Durham 和 Bonner 为代表的研究者们对裂缝的力学开度做了修正, 并认为修正后的裂缝开度永远大于零, 因而渗透率也不能忽略。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^[1~3]。

收稿日期: 2011-06-16

基金项目: 国家重大科技专项“渤海湾盆地东营凹陷勘探成熟区精细评价示范工程”(编号: 2008ZX05051)

作者简介: 冯建伟 (1979-), 男, 汉族, 山东临朐人, 副教授, 主要从事构造地质学研究。E-mail: UPC_fengjw@yahoo.com.cn, dafengjianwei@163.com

随着对 HDR (Hot Dry Reservoir) 地热藏的深入研究, Barton 等^[4-5]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^[6]、Jing 等^[7]以及 Hicks 等^[8]发展了 Barton 的理论, 从而将现今应力场对裂缝参数的影响问题从一维扩展到三维。赵阳升等^[9]通过对长方体石灰岩样人工造缝的方法模拟天然粗糙单裂缝, 进行三维应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缝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。本文通过试验测试和理论推导的方法建立有效的力学模型, 获取应力场和裂缝开度的定量化关系, 进而以裂缝开度、密度为桥梁, 考虑现今应力场对裂缝的改造作用, 直接得到应力—应变和裂缝孔隙度、渗透率的定量化公式, 最终实现低渗透砂岩油藏各向异性裂缝体的全局性定量描述, 为油藏模拟等开发方案设计工具提供可直接应用的裂缝参数场。

1 研究区地质概况

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 100 断块及史 3 断块, 主要含油层系为古近系沙河街组中段, 含油面积 13.7 km², 地质储量 1365 × 10⁴ t。其中史深 100 断块含油面积 11.5 km², 地质储量 1082 × 10⁴ t。

史深 100 块沙三中油藏不仅构造特征简单, 储集层沉积也相对简单, 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, 储集层发育稳定, 主要含油层系为古近系沙河街组沙三中 1、中 2 砂体。该地区储集层埋藏较深 (3100 ~ 3300 m), 具有微孔隙、微裂缝双重孔隙介质特征; 平均孔隙度 18.5%, 渗透率分布范围 1 × 10⁻³ ~ 40 × 10⁻³ μm², 平均值为 13.3 × 10⁻³ μm²。单砂体内部的物性变化受沉积微相控制, 核部砂体孔渗性最好, 中部次之, 边部砂体较薄, 孔渗性最差。束缚水饱和度为 30.45%, 残余油饱和度为 25.5%。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%, 其次为伊蒙混层粘土矿物, 含量为 23% ~ 45%。

2 应力应变和裂缝开度的关系

图 1 显示的是 σ_1 - σ_3 切面裂缝真实间距与视间距的关系, 图中 b 表示裂缝开度, d 表示裂缝间距 (单位: m), D_{if} 表示裂缝线密度 (单位: 条/m), 由于 $L_1 = L_3 = L$, 则显然有:

$$D_{if} = 1/(d + b) \quad (1)$$

因为 $d \gg b$, (1) 式可进一步化简为:

$$D_{if} = 1/d \quad (2)$$

当裂缝面与最大主压应力 σ_1 之间的夹角 $\theta > 0^\circ$ 时, 裂缝和主应力的方向如图 1 所示。

根据裂缝视间距 d_1 、视开度 b_1 、裂缝视线密度 D_{i1} (σ_1 方向上)、 D_{i3} (σ_3 方向上) 以及裂缝真实线密度 D_{if} 之间的几何关系得到:

$$D_{i1} b_1 = D_{if} \sin \theta \times b / \sin \theta = D_{if} b \quad (\sigma_1 \text{ 方向上}) \quad (3)$$

$$D_{i3} b_3 = D_{if} \cos \theta \times b / \cos \theta = D_{if} b \quad (\sigma_3 \text{ 方向上}) \quad (4)$$

可见 σ_1 、 σ_3 方向裂缝线密度和开度乘积保持不变。

当 $\theta = 0^\circ$ 时, σ_3 方向上裂缝线密度和开度与真实线密度和开度相等。

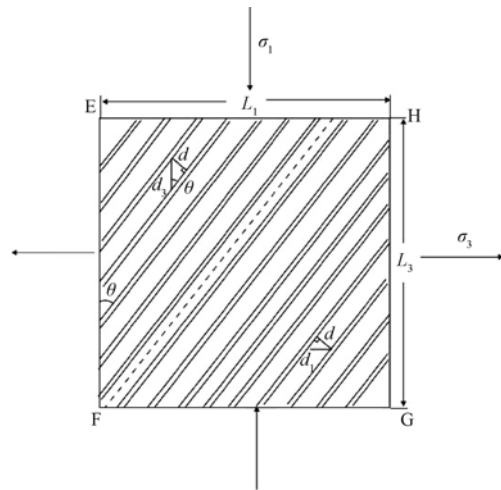


图1 σ_1 - σ_3 切面裂缝真实间距和视间距的关系

Fig. 1 Relationship between the real spacing and apparent spacing of the fractures in σ_1 - σ_3 shear plane

在主应变状态下，裂缝的开裂大小由张应变决定。对于强脆性砂岩材料，本文定义裂缝应变 ϵ_f (无量纲)。认为砂岩在应力场作用下，其张性应变达到某一值时开始萌生裂缝（这时岩石还没有完全破裂），之后发生的张性应变主要是由微裂纹的开裂引起。仿照应变和变形的关系建立如下公式：

$$D_{103} b_3 = \frac{\epsilon_f}{1 + \epsilon_f} \tag{5}$$

因为 $1 \gg \epsilon_f$ ，将 (5) 式化简可得到：

$$b = \frac{\epsilon_f}{D_{11}} \tag{6}$$

上式中， $\epsilon_f = |\epsilon| - |\epsilon_0|$ ， ϵ 为当前应力状态下的张性应变（无量纲）； ϵ_0 为岩石弹性变形的最大张应变（无量纲），它对应于裂缝开始萌生时的张性应变，与材料性质有关，可根据实验测定。

3 低渗透砂岩裂缝孔隙度、渗透率与应力场关系理论模型

3.1 裂缝孔隙度计算模型

裂缝孔隙度定义为裂缝总体积 V_f 与岩石总体积 V_r 之比，对于多组裂缝，其孔隙度计算模型可表示为^[10]：

$$\phi_{fr} = \sum_i^m b_i D_{vfi} \tag{7}$$

式中 m ——裂缝的组数； b_i ——第 i 组裂缝的开裂度， m ； D_{vfi} ——第 i 组裂缝的体积密度， m^2/m^3 ； ϕ_{fr} ——裂缝总孔隙度，小数。

3.2 裂缝渗透率计算模型

流体在单一裂隙中的流动可以看成平行板间的流动，关键参数是裂隙开度、裂隙线密度或裂缝间距。事实上，流体在裂隙中的流动主要局限在二维裂隙平面，而垂直于裂隙平面的

渗透是微不足道的,因此可建立裂缝主平面空间,如图2所示。在该坐标系下,裂缝面长轴方向与 σ_2 主轴一致,称为 f_2 主轴或裂缝面长轴矢量;裂缝面短轴方向与 σ_1 夹角为 θ ,与 σ_3 夹角为 $90^\circ - \theta$,称为 f_1 主轴或裂缝面短轴矢量;垂直于裂缝面的主轴称为 f_3 主轴,也即裂缝面法线矢量。

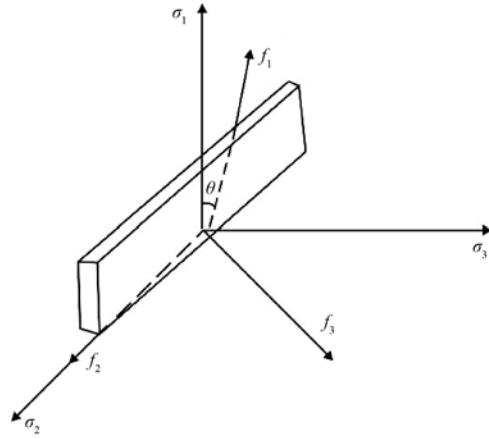


图2 裂缝主平面和应力主平面示意图

Fig. 2 A sketch map showing the main fracture plane and main stress plane

对于任意分布的三维裂隙介质区域,渗透张量可以写成:

$$k_{ij} = \sum_{l=1}^N \frac{b_l^3 D_{lf}}{12} (\delta_{ij} - n_i^l n_j^l) \quad (8)$$

式中 l ——裂隙维数或组数; D_l ——垂直于裂隙平面的线密度,条/m; n ——垂直于裂隙平面的单位矢量, n_i 、 n_j 代表其在坐标主轴的投影。

对于每一组平行裂隙,裂隙维数为1,根据克罗内克(Kronecker)换算符号 δ_{ij} 的定义^[11]:

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{当 } i = j \\ 0 & \text{当 } i \neq j \end{cases} \quad (i, j = 1, 2, 3) \quad (9)$$

公式(8)可以简化为:

$$k_{ij} = \frac{b^3 D_{lf}}{12} (\delta_{ij} - n_i n_j) \quad (10)$$

将(10)式写成显式形式,可得主应力坐标系下渗透张量:

$$k_{\sigma_{ij}} = \frac{b^3 D_{lf}}{12} \begin{bmatrix} \cos^2 \theta & 0 & -\sin \theta \cos \theta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \theta \cos \theta & 0 & \sin^2 \theta \end{bmatrix} \quad (11)$$

一般情况下,空间节点的主应力值通过有限元数值模拟获得,主应力方向与整体笛卡尔坐标系的坐标轴方向不一致,因此上式不能直接应用。设3个应力主轴 σ_1 、 σ_2 、 σ_3 与整体坐标系主轴 X 、 Y 、 Z 的夹角分别为:

σ_1 与 X 、 Y 、 Z 轴的夹角: α_{11} 、 α_{12} 、 α_{13}

σ_2 与 X 、 Y 、 Z 轴的夹角: α_{21} 、 α_{22} 、 α_{23}

σ_3 与 X 、 Y 、 Z 轴的夹角: α_{31} 、 α_{32} 、 α_{33}

依据坐标变换原理^[11], 可得整体坐标系中3个坐标轴方向的渗透率为:

$$\begin{bmatrix} k_{IX} \\ k_{IY} \\ k_{IZ} \end{bmatrix} = \frac{b^3 D_{If}}{12} \begin{bmatrix} 1 - n_{\Pi}^2 \\ 1 - n_{\Omega}^2 \\ 1 - n_{\Theta}^2 \end{bmatrix} = \frac{b^3 D_{If}}{12} \begin{bmatrix} 1 - (\cos\alpha_{11}\sin\theta + \cos\alpha_{31}\cos\theta)^2 \\ 1 - (\cos\alpha_{12}\sin\theta + \cos\alpha_{32}\cos\theta)^2 \\ 1 - (\cos\alpha_{13}\sin\theta + \cos\alpha_{33}\cos\theta)^2 \end{bmatrix} \quad (12)$$

同理, 若有多组裂缝, 则第*i*组裂缝在3个坐标轴方向的渗透率为:

$$\begin{bmatrix} k_{IXi} \\ k_{IYi} \\ k_{IZi} \end{bmatrix} = \frac{b_i^3 D_{Ifi}}{12} \begin{bmatrix} 1 - n_{\Pi i}^2 \\ 1 - n_{\Omega i}^2 \\ 1 - n_{\Theta i}^2 \end{bmatrix} = \frac{b_i^3 D_{Ifi}}{12} \begin{bmatrix} 1 - (\cos\alpha_{11i}\sin\theta_i + \cos\alpha_{31i}\cos\theta_i)^2 \\ 1 - (\cos\alpha_{12i}\sin\theta_i + \cos\alpha_{32i}\cos\theta_i)^2 \\ 1 - (\cos\alpha_{13i}\sin\theta_i + \cos\alpha_{33i}\cos\theta_i)^2 \end{bmatrix} \quad (13)$$

总的裂缝渗透率利用以下公式计算:

$$\begin{bmatrix} k_{IXT} \\ k_{IYT} \\ k_{IZT} \end{bmatrix} = \sum_i^m \begin{bmatrix} k_{IXi} \\ k_{IYi} \\ k_{IZi} \end{bmatrix} = \sum_i^m \frac{b_i^3 D_{Ifi}}{12} \begin{bmatrix} 1 - n_{\Pi i}^2 \\ 1 - n_{\Omega i}^2 \\ 1 - n_{\Theta i}^2 \end{bmatrix} \quad (14)$$

式中 m ——裂缝组数; $n_{\Pi i}$ 、 $n_{\Omega i}$ 、 $n_{\Theta i}$ ——第*i*组裂缝面单位法向量的3个分量。

以上推导出的应力场和裂缝参数(包括开度、密度、孔隙度、渗透率)的定量化公式适用于古应力场, 下面探讨现今应力场如何对裂缝参数进行改造。

4 现今应力场与裂缝参数的关系

现今应力场虽然不形成新裂缝, 但它会对地下已形成的裂缝系统产生影响。在现今应力场作用下, 早期形成的裂缝大多闭合, 开度大大降低, 其渗流性能随之下降。同时由于现今应力场不产生新的裂缝系统, 所以早期裂缝系统的密度不变, 裂缝总方向不变。

Willis-Richards等^[6]、Jing等^[7]在HDR(Hot Dry Reservoir)地热藏模拟中同时考虑了正应力和剪应力对裂缝开度的影响, 提出裂缝开度计算模型:

$$b_m = \frac{b_0}{1 + 9\sigma_n'/\sigma_{nref}} + \Delta b_s + b_{res} \quad (15)$$

上式中等号右边第一项反映法向正应力对裂缝开度的影响, 其中 σ_n' 为有效正应力(单位: Pa), σ_{nref} 代表使裂缝开度降低90%的有效正应力(单位: Pa); 第二项表示由剪切位移引起的开度增量^[12], m ; 第三项代表裂缝表面承受最大正应力时的裂缝开度(单位: m), 相当于“残余”开度。

由于 σ_n' 为有效正应力, 等于裂缝面上正应力 σ_n 与裂缝中流体压力 p 之差, 即: $\sigma_n' = \sigma_n - p$, 且在法向量为 n 的任意斜截面上, 沿 n 方向的正应力可用下式计算: $\sigma_n = n \cdot \sigma \cdot n$, σ 为应力张量, 可表示为:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (16)$$

进一步可得:

$$\sigma_n = (nf_1 \quad nf_2 \quad nf_3) \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix} \begin{pmatrix} nf_1 \\ nf_2 \\ nf_3 \end{pmatrix} \quad (17)$$

从而现今地应力场下裂缝孔隙度和裂缝渗透率的计算公式可修改为：

$$\phi_f = b_m D_{vf} \tag{18}$$

$$\begin{bmatrix} k_{fx} \\ k_{fy} \\ k_{fz} \end{bmatrix} = \frac{b_m^3 D_{lf}}{12} \begin{bmatrix} 1 - n_{fi}^2 \\ 1 - n_{fi}^2 \\ 1 - n_{fi}^2 \end{bmatrix} = \frac{b_m^3 D_{lf}}{12} \begin{bmatrix} 1 - (\cos\alpha_{11}\sin\theta + \cos\alpha_{31}\cos\theta)^2 \\ 1 - (\cos\alpha_{12}\sin\theta + \cos\alpha_{32}\cos\theta)^2 \\ 1 - (\cos\alpha_{13}\sin\theta + \cos\alpha_{33}\cos\theta)^2 \end{bmatrix} \tag{19}$$

式中 b_m ——现今地应力条件下的裂缝开度； θ ——岩石的破裂角。

5 史深 100 块沙三中储集层裂缝预测

根据以上建立的应力场与裂缝渗流参数定量模型，在岩石力学参数测试的基础上，对史深 100 块沙三中储集层进行了构造应力场数值模拟，在建立地质模型的基础上，用有限元法对史深 100 地区沙三中裂缝发育时期的古构造应力和现今地应力进行数值模拟（见图 3），并将应力—应变计算结果代入古、今地应力场与裂缝参数的定量化公式^[13]，计算该区块古、今地应力场下裂缝开度分布（见图 4）及裂缝孔隙度和渗透率的空间分布（见图 5）。

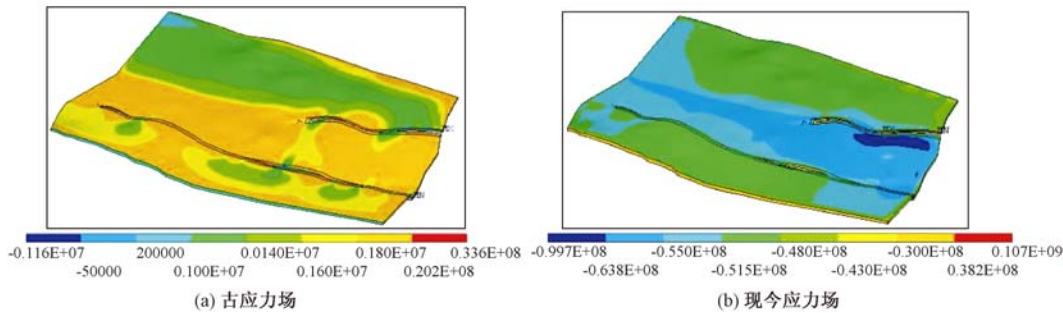


图 3 史深 100 块古应力场和现今应力场最大主应力 (σ_1) 空间分布

Fig. 3 Spatial distribution of maximum principal stress (σ_1) in palaeostress field and present stress field in Block Shishen 100

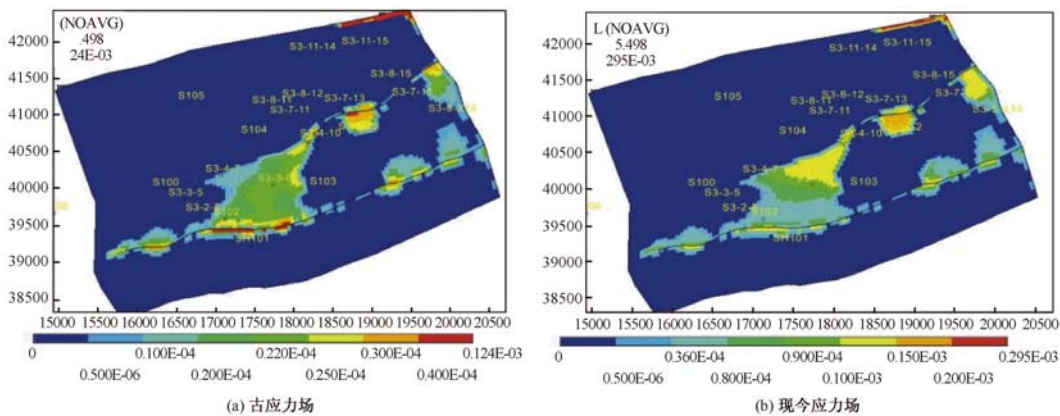


图 4 史深 100 块沙三中 3 古应力场与现今应力场下裂缝开度分布

Fig. 4 Fracture opening distribution under palaeostress field and present stress field in Block Shishen 100

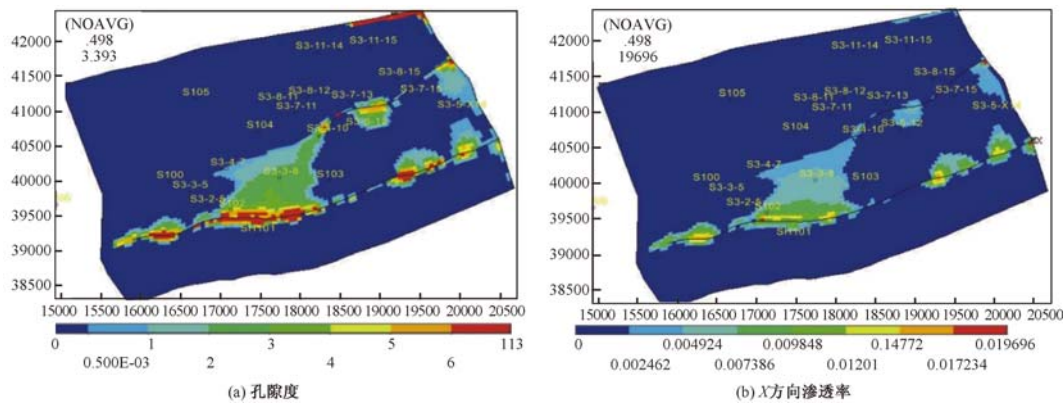


图5 史深100块沙三中3现今应力场下裂缝孔隙度分布及X方向裂缝渗透率分布

Fig. 5 Distributions of fracture porosity and permeability in X-direction under present stress field in Block Shishen 100

从古应力场模拟结果看, X、Y、Z 方向的正应力分别与 3 个方向的主应力大小接近, 剪应力相对较小。垂向主应力为最大主压应力, 受构造形态控制, 有明显的分带性, 东北部较小, 西北部较大, 为平均 4 MPa 左右的压应力 (见图 3a)。水平主应力主体上表现为张应力, 局部也会出现压应力。两条断层带内以及两条断层的连接处张应力最大, 可达 3 MPa 以上。与应力相一致, 最大主张应变出现在两条断层带内部以及连接处, 张应变最大可达 0.005, 平均 0.0006, 表现出强烈的拉张特性。

现今应力场模拟结果则表明, 垂向主应力为中间主应力, 局部也会成为最大主应力。水平最大主应力近东西向, 总体上接近南东东, 为平均 70 ~ 130 MPa 的压应力; 水平最小主应力近南北向, 两侧较小, 50 MPa 左右, 中间较大, 平均 60 MPa (见图 3b)。垂向主应力随深度略有变化, 平均 75 MPa 以上。整体上表现为压缩特征, 主应变多为压性应变, 局部还出现张性应变, 平均应变 0.001 ~ 0.003。

应力场数值模拟计算得到史深 100 块裂缝参数的空间分布场有如下特点: 古应力场下裂缝开度远远大于现今应力场下裂缝开度, 裂缝最大开度为 295 μm , 平均开度在 85 μm ; 现今应力场下, 裂缝最大开度约是古开度的 1/3, 为 124 μm , 而平均开度在 22 μm 左右, 仅是古开度的 1/4 (见图 4)。

古、今裂缝孔隙度都很小, 不超过 1%, 且古孔隙度约比现今孔隙度大一个数量级, 古裂缝孔隙度最大 0.124%, 现今裂缝孔隙度最大 0.0196% (见图 5a), 裂缝基本上不提供储集空间; 古环境下, 裂缝具有很强的渗透性能, 主要在 X 和 Y 方向进行渗透, 从模拟的结果看, 两方向渗透性能接近, 最大渗透率大于 $800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 一般都在 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上 (见图 5b)。而 Z 方向渗透性能较弱, 多数都在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。

在现今应力场作用下, 裂缝开度大大减小, 且没有新裂缝产生, 因而裂缝的渗透性能也随之大大减弱, 裂缝渗透率多数小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

将裂缝开度模拟结果与显微镜下薄片实测开度相比较, 相对误差小于 10% (见表 1), 裂缝预测结果与油田开发实践非常吻合, 预测裂缝发育段油井产量明显大于裂缝不发育段, 且与裂缝参数有很好的相关性, 充分说明该方法的有效性。

表 1 裂缝计算开度、线密度和实测开度、线密度对比

Table 1 Comparison of calculated opening and linear density with measured opening and linear density

样品号	径向应变/ 10^{-4}	初始应变/ 10^{-4}	线密度			开度		
			实测/ (条·m ⁻¹)	计算/ (条·m ⁻¹)	相对误差/ %	实测/ mm	计算/ mm	相对误差/ %
S101-DC1	-4.80	-11.40	0.00	0.00	0.00	0.000 0	0.000 0	0.00
S101-DC2	-3.81	-11.40	0.00	0.00	0.00	0.000 0	0.000 0	0.00
S101-DC3	-17.04	-11.40	22.50	22.89	1.75	0.024 0	0.024 6	2.65
S101-DC4	-6.84	-11.40	0.00	0.00	0.00	0.000 0	0.000 0	0.00
S10-DB1	-12.43	-11.40	13.40	13.73	2.45	0.008 0	0.007 5	6.22
S101-DB2	-8.79	-11.40	0.00	0.00	0.00	0.000 0	0.000 0	0.00
S101-DB3	-24.59	-11.40	43.00	44.04	2.42	0.028 0	0.030 0	6.97
S103-DA1	-8.07	-11.40	0.00	0.00	0.00	0.000 0	0.000 0	0.00
S103-DA2	-4.36	-11.40	0.00	0.00	0.00	0.000 0	0.000 0	0.00
S103-DA3	-11.98	-11.40	40.35	43.96	8.94	0.002 0	0.002 1	6.92

6 结论

(1) 脆性砂岩在应力场作用下, 其张性应变达到某一值时开始萌生裂缝 (这时岩石还没有完全破裂), 之后发生的张性应变主要是由微裂纹的开裂引起, 仿照应变和变形的关系可建立裂缝开度公式。裂缝开度模拟结果与显微镜下薄片实测开度比较, 相对误差小于 10%, 充分说明该方法的有效性。

(2) 裂缝孔隙度定义为裂缝总体积 V_f 与岩石总体积 V_r 之比。对于单组裂缝, 裂缝孔隙度与裂缝体积密度、开度的关系为: $\phi_f = bD_{vf}$; 对于多组裂缝, 三者关系为: $\phi_f = \sum_i^m b_i D_{vfi}$ 。从应力场和裂缝主要参数的关系入手, 以裂缝开度为桥梁, 通过实验和理论推导的方法, 建立了构造应力场和裂缝孔隙度、渗透率之间的定量关系模型。

(3) 现今应力场虽然不形成新裂缝, 但它会对地下已形成的裂缝系统产生影响。在现今应力场作用下, 早期形成的裂缝大多闭合, 开度大大降低, 其渗流性能随之下降。同时由于现今应力场不产生新的裂缝系统, 所以早期裂缝系统的密度不变, 裂缝总方向不变。

参 考 文 献

- [1] Snow D T. Rock fracture spacings, openings and porosities [J]. Journal of the Soil Mechanics & Foundations Division, 1968, 94 (SM1): 73~91.
- [2] Kranzz R L, Frankel A D, Engelder T, et al. The permeability of whole and jointed Barre Granite [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1979, 16 (4): 225~234.
- [3] Power W L, Durham W B. Topography of natural and artificial fractures in granitic rocks: Implications for studies of rock friction and fluid migration [J]. International Journal of Rock Mechanic and Mining Sciences, 1997, 34 (6): 979~989.
- [4] Barton N, Choubey V. The shear strength of rock and rock joints in theory and practice [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 1977, 10 (1-2): 1~54.
- [5] Barton N, Bandis S, Bakhtar K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1985, 22 (3): 121~140.
- [6] Willis-Richards J, Watanabe K, Takahashi H. Progress toward a stochastic rock mechanics model of engineered geothermal systems [J]. Journal of Geophysical Research, 1996, 101 (B8): 17481~17496.
- [7] Jing Z, Willis-Richards J, Watanabe K, et al. A new 3-D stochastic model for HDR geothermal reservoir in fractured crystalline rock [C]//Proceedings of the 4th International HDR Forum. Strasbourg, 1998.

- [8] Hicks T W, Pine R J, Willis Richards J, et al. A hydro-thermo-mechanical numerical model for HDR geothermal reservoir evaluation [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1996, 33 (5): 499 ~ 511.
- [9] 赵阳升, 杨栋, 郑少河, 等. 三维应力作用下岩石裂缝水渗流物性规律的实验研究 [J]. *中国科学: E 辑*, 1999, 29 (1): 82 ~ 86.
ZHAO Yang-sheng, YANG Dong, ZHENG Shao-he, et al. Experimental study on the physical properties of fluid seepage in rift under the 3-D stress field [J]. *Science in China: Series E*, 1999, 29 (1): 82 ~ 86.
- [10] 宋惠珍, 贾承造, 欧阳健, 等. 裂缝性储集层研究理论与方法——塔里木盆地碳酸盐岩储集层裂缝预测 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 12 ~ 40, 255 ~ 265.
SONG Hui-zhen, JIA Cheng-zao, OUYANG Jian, et al. Theory and method of fracture-type reservoir research: Fracture prediction in carbonate rock reservoir in Tarim Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 12 ~ 40, 255 ~ 265.
- [11] 罗家洪. 矩阵分析引论 [M]. 广州: 华南理工大学出版社, 2002: 6 ~ 8.
LUO Jia-hong. Matrix analysis [M]. Guangzhou: South China University of Technology Press, 2002: 6 ~ 8.
- [12] 周新桂, 操成杰, 袁嘉音. 储层构造裂缝定量预测与油气渗流规律研究现状和进展 [J]. *地球科学进展*, 2003, 18 (3): 398 ~ 404.
ZHOU Xin-gui, CAO Cheng-jie, YUAN Jia-yin. The research actuality and major progresses on the quantitative forecast of reservoir fractures and hydrocarbon migration law [J]. *Advance in Earth Sciences*, 2003, 18 (3): 398 ~ 404.
- [13] 孙焕泉, 王加滢. 地下构造裂缝分布规律及其预测 [J]. *大庆石油学报*, 2000, 24 (3): 82 ~ 84.
SUN Huan-quan, WANG Jia-ying. Distribution law of underground structural fissures and their forecasting [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2000, 24 (3): 82 ~ 84.

THEORETICAL MODEL ABOUT FRACTURE POROSITY, PERMEABILITY AND STRESS FIELD IN THE LOW-PERMEABILITY SANDSTONE

FENG Jian-wei¹, DAI Jun-sheng¹, LIU Mei-li²

(1. Faculty of Geo-Resource and Information, China University of Petroleum, Qingdao 266555, China;

2. The Great Wall Drilling Engineering Co., LTD, Beijing 124010, China)

Abstract: Aiming at low-permeability sandstone, based on the principles of geological mechanics, using relationship between fracture parameters and stress field as a bridge, on the premise of reasonable preference of fracture criteria, through methods of tests and theoretical derivation, this paper establishes mechanical model between stress-strain and fracture parameters (porosity and permeability) to develop a set of quantitative methods. Results show that combining energy method with fracture criteria is effective approach to confirm the relationship between stress field and fracture parameters, after inner stress state reaching or exceeding failure conditions the fracture aperture, density will increase with strain energy density. At the same time, it is found that fractures in rock commonly formed under palaeostress field and their aperture and density were much larger than the present. Consequently, we can understand that current stress field goes against producing fractures and fracture aperture can be figured out through positive stress and shear stress acting on fracture face. Finally, Great success has been achieved in middle reservoirs of the third Shahejie Formation of Block Shishen100 in Shinan Oilfield by applying the program.

Key words: low-permeability sandstone; fracture porosity; fracture permeability; structural stress field; mechanical model