

# 富满油田 F<sub>I</sub>17 走滑断裂带碳酸盐岩储层天然裂缝地质力学特征及开发意义

刘泽栋<sup>1</sup>, 吴孔友<sup>1\*</sup>, 汪必峰<sup>1</sup>, 徐珂<sup>2</sup>, 张辉<sup>2</sup>

1. 中国石油大学（华东）地球科学与技术学院, 山东 青岛, 266580

2. 中国石油塔里木油田公司 勘探开发研究院, 新疆 库尔勒, 841000

**摘要:** 塔里木盆地在超深层碳酸盐岩领域的地质力学研究已经取得了一系列成果, 可以有效的支撑超深层油气的勘探开发和工程实践, 为推进富满油田 F<sub>I</sub>17 断裂带的断裂破碎体油藏进一步开采, 本文结合岩石力学试验、单井地应力解释与三维地应力场模拟, 明确 F<sub>I</sub>17 断裂带断控储层的地质力学特征, 并在此基础上分析 F<sub>I</sub>17 断裂带相关天然裂缝的地质力学响应。研究表明: □储层的杨氏模量在 32-47GPa 之间、泊松比在 0.23-0.26 之间, 弹性参数在垂向上有非均质性差异、在平面上表现为断裂与围岩的差异, 在断裂带附近可见杨氏模量降低 (约 20%左右)、泊松比升高 (约 10%左右); □储层现今水平最小主应力在 110-170MPa 之间、水平最大主应力在 145-205MPa 之间, 水平最大主应力方位与断裂走向呈小角度斜交, 断裂带处相较围岩有明显应力降特征 (局部可达 15%以上); □大尺度天然裂缝面上的有效正应力在 30-105MPa 之间、剪应力在 5-35MPa 之间, 数值受到原位地应力与裂缝产状和地层孔隙压力的多重影响。□通过应力计算, 天然裂缝的有效剪正比主要在 0.1-0.55 之间、临界注入压力主要在 92-204MPa 之间、裂缝力学活动性指数 FGAI 主要在 0.2-0.8 之间, 均值 0.48, 高角度裂缝具有更好的活动性, 流体注入后首先激活; □地层压力达到裂缝闭合压力时将改变缝洞型储集体间的连通状态, 为避免裂缝闭合后应力敏感性损伤可采取循环注采。

**关键词** 塔里木盆地 富满油田 F<sub>I</sub>17 断裂 岩石力学参数 地应力 天然裂缝

DOI:

中图分类号: TE344

收稿日期: 2025-11-07

**基金项目:** 国家自然科学基金项目“碳酸盐岩区走滑断裂带内部结构及启闭差异性研究---以塔里木盆地为例” (编号: 42272155)、中石油塔里木油田公司科研项目“台盆区地质力学与测试研究” (编号: YF202413)。

**作者简介:** 刘泽栋 (1991-), 男, 博士研究生, 主要从事油气资源与地质工程相关研究。

E-mail: zedongliu2023@outlook.com, ORCID: 0009-0008-1696-0686。

# Geomechanical Characteristics and Development Significance of Natural Fractures in Carbonate Reservoirs of the F<sub>1</sub>17 Strike-Slip Fault Zone, Fuman Oilfield

LIU Zedong<sup>1</sup>, WU Kongyou<sup>1</sup>, WANG Bifeng<sup>1</sup>, XU Ke<sup>2</sup>, ZHANG Hui<sup>2</sup>

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China

2. Research institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China

**Abstract:** Geomechanical research in the ultra-deep carbonate rock domain of the Tarim Basin has achieved a series of results, effectively supporting the exploration, development, and engineering practices of ultra-deep oil and gas resources. To facilitate further exploitation of the fracture-fragmented reservoir in the F<sub>1</sub>17 fault zone of the Fuman Oilfield, this paper integrates rock mechanics tests, single-well in-situ stress interpretation, and three-dimensional in-situ stress field simulations to clarify the geomechanical characteristics of the fault-controlled reservoirs in the F<sub>1</sub>17 fault zone. Based on this, it analyzes the geomechanical responses of natural fractures associated with the F<sub>1</sub>17 fault zone. The study reveals the following: □ The reservoir's Young's modulus ranges from 32-47 GPa, and Poisson's ratio ranges from 0.23-0.26. Elastic parameters exhibit vertical heterogeneity and planar differences between faults and surrounding rocks. Near fault development areas, a decrease in Young's modulus (approximately 20%) and an increase in Poisson's ratio (approximately 10%) are observed; □ The current minimum horizontal principal stress of the reservoir ranges from 110-170 MPa, and the maximum horizontal principal stress ranges from 145-205 MPa. The orientation of the maximum horizontal principal stress intersects the fault strike at a small angle, with significant stress drops (exceeding 15% locally) observed in the fault zone compared to the surrounding rocks; □ The effective normal stress on large-scale natural fracture surfaces ranges from 30-105 MPa, and shear stress ranges from 5-35 MPa, influenced by in-situ stress, fracture orientation, and formation pore pressure; □ Through stress calculations, the ratio of shear stress to effective normal stress of natural fractures primarily ranges from 0.1-0.55, the critical injection pressure ranges from 92-204 MPa, and the fracture geomechanical activity index (FGAI) ranges from 0.2-0.8, with an average of 0.48. High-angle fractures exhibit higher activity and are activated first after fluid injection; □ When the formation pressure reaches the fracture closure pressure, the fractures will alter the connectivity state between fracture-cavity reservoir bodies. To avoid stress sensitivity damage after fracture closure, cyclic injection and production can be implemented..

**Keywords:** Tarim Basin; Fuman Oilfield; F<sub>1</sub>17 Fault Zone; Rock Mechanics Parameters; In-Situ Stress; Natural Fractures

## 0 引言

全球新增油气储量中大部分来源于深部地层，其中深部碳酸盐岩油气藏更是勘探开发的重要领域，从 20 世纪 90 年代开始，中国分别在塔里木和四川盆地中发现了多个深层（埋深>4500m）-超深层（埋深>6000m）的大型碳酸盐岩油气田（何治亮等，2021）。塔里木盆地目前奥陶系超深层断控缝洞型碳酸盐岩油气藏在生产中占主导地位，该类型随着成藏理论认识的深入，围绕着走滑断裂相继实现规模型突破，已明确了走滑断裂的“控储、控藏、控富”特征（黄福喜等，2024）。位于塔里木盆地北部坳陷带的富满油田是近年来盆内重大的油气勘探发现，区内发育有多条富油走滑断裂，已经发现探明油气储量  $6.25 \times 10^8 \text{t}$ ，落实油气资源超  $15 \times 10^8 \text{t}$ ，是中国建成的规模最大的超深层油田（陈石等，2025），富满油田主体属于断控缝洞型碳酸盐岩油气藏类型，这种油气藏主要沿着走滑断裂的走向成条带状分布，其成藏环境和内部流体流动都比较复杂（蔡振忠等，2024）。

伴随勘探与开发的不断实践，在富满油田南部发现了以 F<sub>17</sub> 断裂为代表的一种新型断控缝洞型油藏——断裂破碎体油藏（邓兴梁等，2024），打破了早期寻找断控岩溶的“断溶体”思路，明晰了断控岩溶与断控破碎体之间的储集差异。F<sub>17</sub> 断裂带发育的断控破碎体油藏主要以走滑断裂引发的机械破碎为主要特征，溶蚀作用相对较弱，储集空间类型主要有角砾间孔隙、断裂空腔以及构造裂缝。这种断裂破碎体具有很强的非均质性，即使处在同一条断裂上，不同部位的井产能差别也很大，在开采过程中普遍面临内部结构精细刻画难、流体流动情况不清、产能衰减快、储层连通状态不明、提高采收率策略少等问题，这也制约了富满油田的进一步勘探和效益开发。

针对断控缝洞型油气藏勘探与开发过程中面临的问题，塔里木油田经过不断探索，逐步形成了一套基于地质力学的解决方案，该方案以地质力学为核心，研究成果贯穿井位部署、钻井、完井提产等各个阶段，解决了复杂缝洞型碳酸盐岩储层的井点优选、轨迹优化、钻井参数设计和完井提产措施等问题（杨海军等，2018）。同时近年来已有多位学者通过不同角度阐述了地质力学在盆地内的应用，如在克拉 2 气田结合断裂力学活动性分析水侵特征（江同文等，2017）、在库车坳陷内证实天然裂缝的力学响应与产能的直接联系（张辉等，2019）、在富满油田通过地质力学建模指导注水开发方案（蔡振忠等，2024）等一系列成果。目前富满油田范围内以 F<sub>17</sub> 断裂带为首的早期开发断裂已经到了自喷的末期，需要开发方案的调整以及新勘探方向的再部署，因此在地质力学上急需理清晰断裂带内“力-断-缝”的耦合关系，所以本文以富满油田 F<sub>17</sub> 断裂带为研究靶区，综合运用岩心、测井及地震等多源资料建立走滑断裂带地质力学模型，模拟现今地应力分布，再结合断裂相关裂缝建模工作，分析在地应力作用下天然裂缝的力学响应，旨在为油气藏的进一步勘探开发提供参考。

## 1 研究背景

富满油田位于塔里木盆地北部坳陷中央的阿满过渡带，南北向位于塔北隆起与中央隆起之间，东西向倾没于满加尔凹陷和阿瓦提凹陷，F<sub>17</sub> 断裂带在盆内自南向北由塔中隆起延伸至阿满过渡带，全长超过 200km，在富满油田内部的平面延伸长度近 70km，是目前富满区块已落实的富油大型断裂带之一（图 1）。研究区内地层自上元古界到新生界均有发育，其中奥陶系的一间房组（O<sub>2y</sub>）和鹰山组（O<sub>1-2y</sub>）海相碳酸盐岩是目前勘探开发最主要的目的层，发育有断裂破碎体油藏，深度在 6500m~9000m 之间。

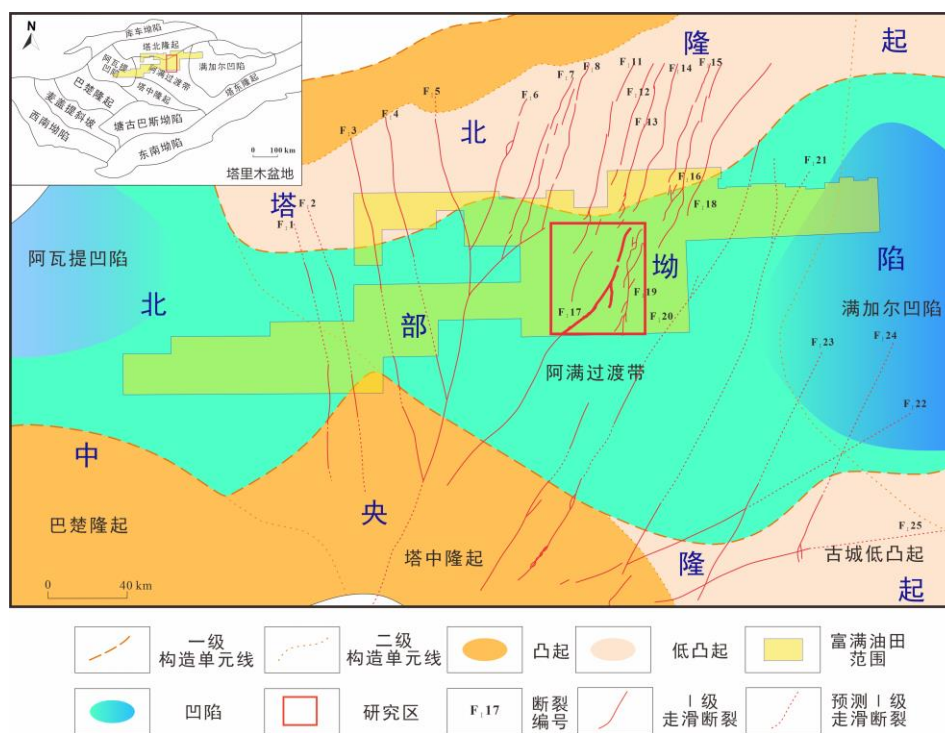


图 1 富满油田 F17 断裂带位置图

Fig.1 Location of F17 Fault Zone in Fuman Oilfield

F17 断裂带经历了多期的构造演化，断裂规模大、活动时间长，其演化过程大致可划分为 5 个阶段：加里东早期、加里东中期 I 幕、加里东中期 III 幕、加里东晚期-海西早期、海西中-晚期（刘强等，2023）。多期活动导致断裂带总体呈现出“平面分段、纵向分层”的构造特征（图 2），目的层段奥陶系碳酸盐岩层在平面出现挤压、拉张和平移交替的分段特征，剖面出现负花状—复合花状—正花状—直立线性的复杂变化。长期的构造活动使得高角度的主干断裂在垂向上直插寒武系基底，向下沟通下寒武统玉尔吐斯组（□<sub>1y</sub>）烃源岩，再配合上奥陶统厚层的桑塔木组（O<sub>3s</sub>）泥岩盖层，整体构成具有原地生烃、垂向运聚的复式走滑断控油气成藏体系（宋兴国等，2023）。

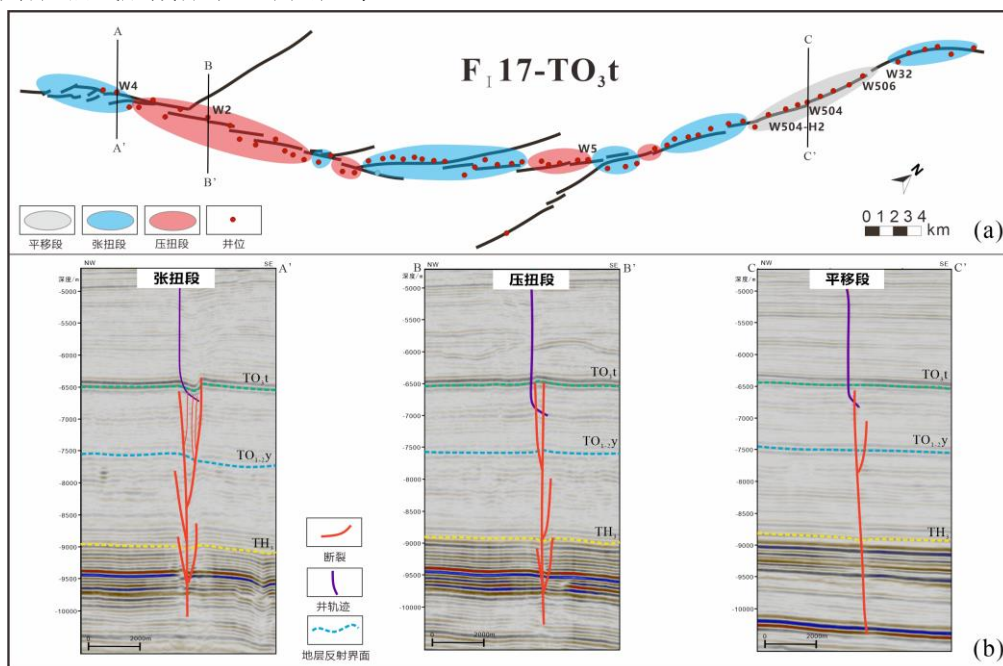


图 2 F17 断裂带平面分段 (a) 与典型剖面特征(b)图

Fig.2 Planar Segmentation (a) and Typical Profile Characteristics (b) of F17 Fault Zone

自 2020 年 F17 断裂带上的满深 1 井在埋深 7535m 的奥陶系一间房组获重大突破后（杨海军等，

2020），沿着 F<sub>17</sub> 断裂带在走向上相继部井，日产油气当量早已突破千吨，前人也已经对 F<sub>17</sub> 断裂带的几何学、运动学特征以及储集空间、成藏运聚条件等方面进行了大量的系统性研究（王清华等，2023；邓兴梁等，2024），为增储上产打下了基础。除此之外，地质力学体系更是在超深层断控缝洞型碳酸盐岩油气藏的勘探与开发中起到了关键的作用，超深层储层具有“大埋深、强压实、高应力”的特征，基于地质力学的分析方法能够高度契合该类型油气藏的勘探与开发，解决超深层断控碳酸盐岩油气藏的地质与工程难点。

2 F<sub>17</sub> 断裂带碳酸盐岩储层地质力学特征

“储层地质力学”最早由 Zoback 于 2007 年在著作中详细说明（Zoback，2007），其为一门研究油气藏及上覆地层应力状态、孔隙压力、岩石变形和破坏规律及对油气藏勘探开发影响的学科。在 F<sub>17</sub> 断裂带的储层地质力学研究中，主要研究范围是奥陶系碳酸盐岩储层的岩石力学性质、地应力场、断层与裂缝参数以及各属性间的交互关系，这些地质力学属性的耦合也是超深层储层产能的重要控制因素（张辉等，2019；Li et al，2025）。

2.1 岩石力学性质

2.1.1 一维岩石力学参数

富满油田 F<sub>17</sub> 断裂带奥陶系鹰山组上段——一间房组主体为潮下带沉积，岩性以细粒的暗色泥晶灰岩为主。对取心井的目的层灰岩岩心进行取样，用室内力学试验的方式获取单点的岩石力学特征，但是超深层碳酸盐岩的取心率较低、成本高，F<sub>17</sub> 断裂带的剩余岩心数量有限，不能大规模进行试验，想获得纵向连续的岩石力学特征，还需结合测井数据的解释，以室内试验的单点数据为约束建立井筒尺度的一维岩石力学模型，在地质力学研究中通常用低维度数据约束更高维度的模型。

由室内试验测得的岩石力学参数称为“静态参数”，经测井声学数据运算得到的则为“动态参数”，一般情况下两者的数值并不一致，静态参数更贴合实际、符合工程应用，但动态参数更易获取且分布连续，所以需要建立二者之间的转换关系，进行动态—静态参数校正。本文采取的室内力学试验主要为三轴压缩试验，考虑到样品来自超深层，所以三轴压缩试验采取了高温高压的方案，为达到与地下原位接近的环境，试验方案的围压最高选择 140MPa，温度最高选择 150℃。其中部分样品来自与研究区临近的 F<sub>16</sub> 断裂带的取心井（F302-H6、F304），两者的地质特征接近，测试结果可见（表 1）。样品中编号 1、2、3 的与编号 4、5、6 的三轴压缩试验方案不同，前者为常规测试方案既在固定温压下持续增大轴压，其应力-应变曲线特征如图 3；后者采取的变温变压方案既在不同温度与围压下，适当给予轴压（4MPa 左右），再通过位移接收器收集岩样的微弱变形。根据实际工程经验，前者数据更能吻合原位环境，故一间房组岩石的杨氏模型在 36.4GPa、38.9GPa 等近似范围内，泊松比在 0.27 左右；鹰山组岩石的杨氏模型在 44.1GPa、46.9GPa 等近似范围内，泊松比在 0.25-0.28 左右。两组地层岩石的弹性模量数据差异可能来自于岩石组分的差异，取 W2 井（7782.5m）一间房组和 W8 井（8161.7m）鹰山组样品各一块进行全岩元素分析，可知鹰山组灰岩中白云石含量较高（47%），为白云质灰岩，而一间房组样品的矿物组分基本为方解石为主（97.6%）。

表 1 部分样品室内力学试验结果

Table 1 Results of indoor mechanical tests on some samples

样品 编号	井号	深度 (m)	层位	温度 (℃)	围压 (MPa)	杨氏模量 (GPa)	泊松比 (无因次)	差应力 (MPa)
1	W32	7409	O <sub>2y</sub>	150	140	36.4	0.27	395.2
2	W504-H2	8229	O <sub>1-2y</sub>	150	140	44.1	0.25	476.4
3	F302-H6	7730	O <sub>1-2y</sub>	150	140	46.9	0.28	407.4
4	W20	7385	O <sub>2y</sub>	150	80	38.9	0.19	-
5	F304	7983	O <sub>1-2y</sub>	150	40	41	0.21	-
6	F304	8039	O <sub>1-2y</sub>	室温	130	32	0.21	-

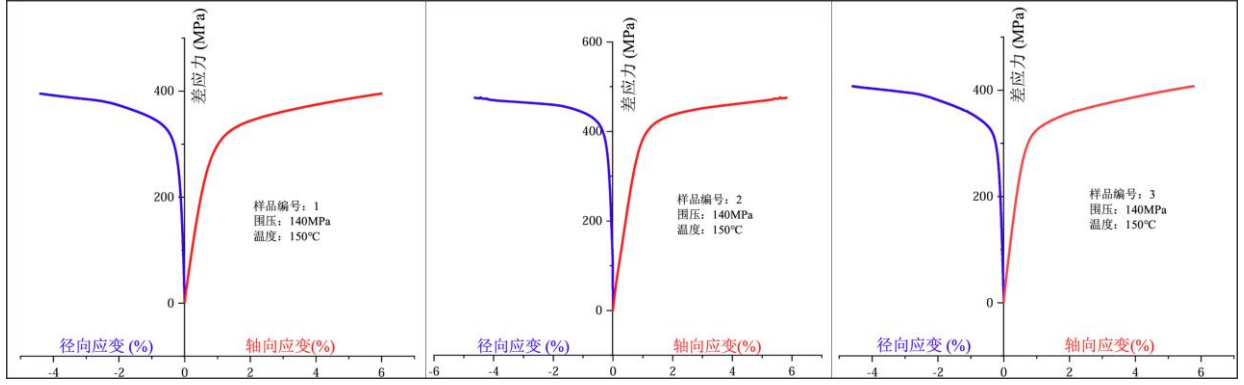


图3 高温高压三轴压缩试验应力-应变曲线

Fig.3 Stress-Strain Curve of High-Temperature and High-Pressure Triaxial Compression Test

根据纵波、横波速度与岩石力学参数之间的理论关系，基于测井资料得到的纵波速度、横波速度和岩石密度，可以计算一维连续的动态岩石力学参数（尹帅等，2025）：

$$\mu_d = \frac{0.5(v_p/v_s)^2 - 1}{(v_p/v_s)^2 - 1} = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)} = \frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{2(\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)} \quad (1)$$

$$E_d = 10^6 \frac{\rho v_s^2 [3(v_p/v_s)^2 - 4]}{(v_p/v_s)^2 - 1} = 10^6 \frac{\rho v_s^2 (3v_p^2 - 4v_s^2)}{v_p^2 - v_s^2} = 10^6 \frac{\rho (3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2)}{\Delta t_s^2 (\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)} \quad (2)$$

式中： $v_s$ 为横波速度，m/ $\mu$ s； $\Delta t_s$ 为横波时差， $\mu$ s/m； $v_p$ 为纵波速度，m/ $\mu$ s； $\Delta t_p$ 为纵波时差， $\mu$ s/m； $\rho$ 为岩石密度，g/cm<sup>3</sup>； $\mu_d$ 为动态泊松比，无量纲； $E_d$ 为动态弹性模量，GPa。

在 F<sub>17</sub> 断裂带常规的测井数据采集集中，大部分仅包含纵波数据，无横波以及密度数据，只在少数预探井中采用过全波列测井或偶极横波测井，所以在无横波数据的井上还需利用纵波进行线性拟合。对于纵波速度与密度的关系，在岩石物理领域，早期 Gardner 曾提出一个经验公式（Gardner et al, 1974），认为地层速度与密度之间存在指数型正相关关系，但在后续超深层碳酸盐岩的研究中发现并不适用（王向荣等，2020）。对于超深层碳酸盐岩的波速-密度关系，前人研究可以利用一元线性拟合的方式（许平等，2010），本文以柱塞样密度测量结合测井的声波时差数据拟合两者的线性关系（图4）：

$$\rho = 3.026 - 0.0071 * \Delta t_p \quad (3)$$

式中： $\rho$ 为岩石密度，g/cm<sup>3</sup>； $\Delta t_p$ 为纵波时差， $\mu$ s/ft。

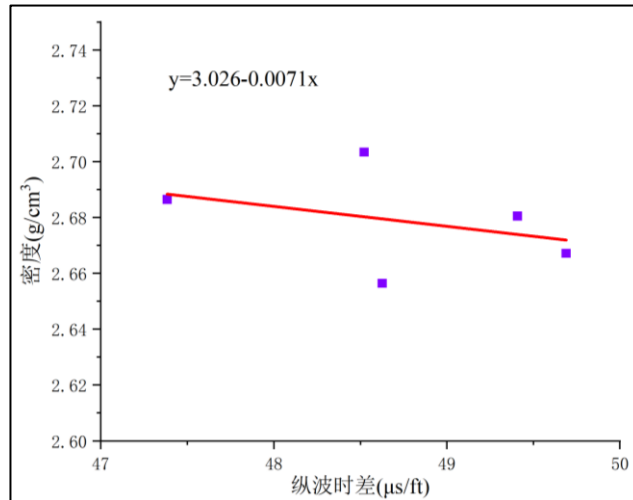


图4 纵波时差与密度关系图

Fig. 4 Chart of the Relationship between P-Wave interval Transit Time and Density

根据室内岩石力学试验结果可将测井数据计算得到的动态参数转换为静态参数，转换公式如下：



$$\mu_s=0.3608\mu_d+0.1454 \quad (4)$$

$$E_s=0.6146E_d-4.6505 \quad (5)$$

式中： $E_s$  为静态弹性模量（GPa）； $E_d$  为动态弹性模量（GPa）； $\mu_s$  为静态泊松比； $\mu_d$  为动态泊松比。

基于以上公式可以求解一维岩石弹性力学参数，除此之外，结合前人对碳酸盐岩的力学特性研究（鲁功达等，2013），也可以通过经验公式求解岩石的强度参数，如单轴抗压强度的计算公式：

$$\sigma_p=0.5(3.215x+0.5y)^{0.692}\sqrt{\rho V_p} \quad (6)$$

式中： $\sigma_p$  为碳酸盐岩试样单轴抗压强度，MPa； $x$  与  $y$  分别为岩石中钙质和粘土的质量分数，%； $\rho$  为岩石密度， $\text{g/cm}^3$ ； $v_p$  为纵波速度， $\text{km/s}$ 。

通过测井解释前后对 F<sub>1</sub>17 断裂带的二十余口井都进行了单井一维岩石力学参数解释，本文以区内的 W5 井为例（图 5），W5 井一维岩石力学剖面可见奥陶系碳酸盐岩中一间房组的泊松比均值为 0.25，杨氏模量均值为 40.3GPa，单轴抗压强度均值为 106MPa；鹰山组的泊松比均值为 0.253，杨氏模量均值为 42.2GPa，单轴抗压强度均值为 107MPa。一间房组与鹰山组的岩石力学性质总体接近，但随着深度增加上覆压力升高以及鹰山组地层岩石内白云石矿物组分的含量升高，使得鹰山组地层的杨氏模量与强度均有小幅度增加，整体表现更为脆性，同时鹰山组作为早期地层受到更多的走滑断裂改造，多层段发育构造裂缝，致使地层内岩石力学参数有一定的分层波动特征。总体上看两套地层都表现出高杨氏模量、低泊松比的脆性特征，W5 井测井曲线在鹰山组局部呈现声波时差低值、有波动现象，并伴有杨氏模量的降低，经成像测井资料的验证这些位置均发育有构造裂缝。

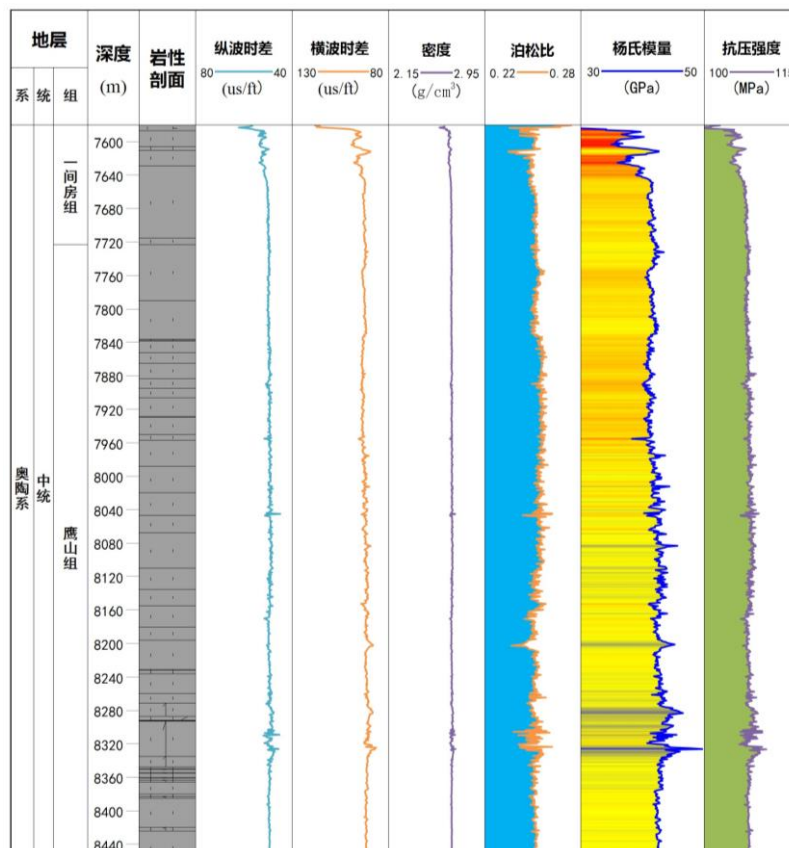


图 5 一维岩石力学参数图-以 W5 井为例

Fig. 5 1D Rock Mechanics Parameter Diagram: A Case Study of Well W5

### 2.1.2 三维非均质岩石力学参数

针对岩石力学参数的三维分布特征，前人常通过一维测井解释结果作为源数据结合高斯随机模拟进行插值得到（张冠杰等，2025），但该方法在 F<sub>1</sub>17 断裂带的三维岩石力学参数建模中并不适用，F<sub>1</sub>17 断裂带发育的是断控缝洞型油气藏，井位选择上均是沿着断裂带两侧部井，测井的一维数据在平面上呈条

带状分布使得随机模拟时远离断裂处的参数会出现较大误差，本文采取的是井-震结合的方式进行三维非均质岩石力学参数分布特征研究，以一维测井数据为“硬数据”，地震反演的波阻抗属性作为“软数据”对岩石力学参数的三维空间分布进行约束。波阻抗属性与岩石力学参数之间具有很强的相关性，近年来在三维非均质岩石力学场研究中起到很重要的作用（徐珂等，2024），有学者通过大量的统计数据研究波阻抗与岩石力学参数之间的线性关联性（Zhang et al，2020），验证了波阻抗与杨氏模量、泊松比等力学参数的相关关系。从 F<sub>17</sub> 断裂带一间房组-鹰山组的三维岩石力学参数分布可见（图 6）：杨氏模量的大小在 32-47GPa 之间，平均为 40.6GPa；泊松比的大小在 0.23-0.26 之间，平均为 0.24；垂向上随着深度增大可见弹性参数的分布呈现差异，具有分层性，浅部一间房组平面非均质性更强，随着深度增加围岩弹性模量差异减小；平面上受断裂带的影响，围岩与断裂的弹性参数差异明显，在断裂发育的附近可见杨氏模量降低（约 20%左右）、泊松比升高（约 10%左右），沿断裂走向可以看出断裂的南部弹性参数较围岩变化明显，北部差异减小，原因主要是断裂带南部断层发育的强度更大，地层相较北部更为破碎。

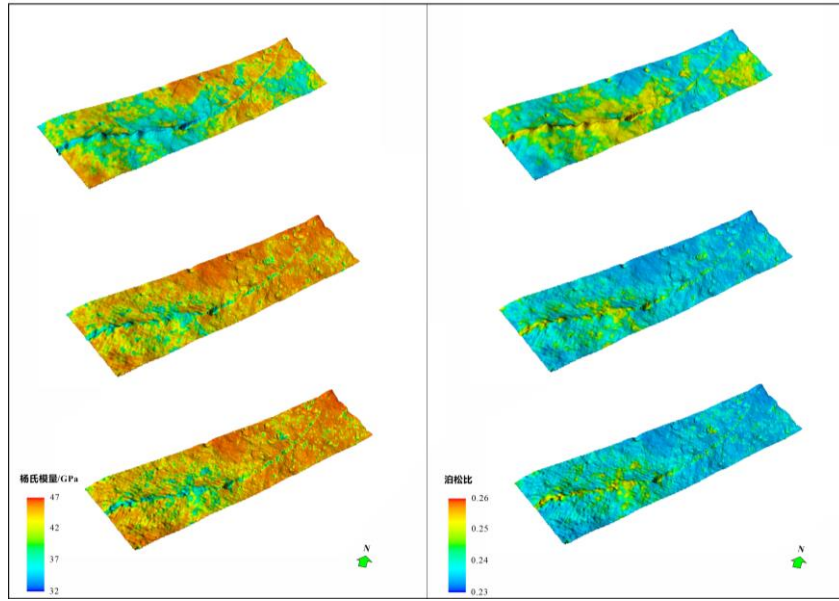


图 6 F<sub>17</sub> 断裂带一间房组-鹰山组岩石力学参数三维分布特征图

Fig.6 3D Distribution Characteristics Map of Rock Mechanical Parameters of Yijianfang formation - Yingshan formation in F<sub>17</sub> Fault Zone

## 2.2 现今地应力特征

### 2.2.1 一维现今地应力剖面

前人基于测井数据的井筒一维水平地应力计算提出了诸多模型，如单轴应变模型、黄氏模型、莫尔-库仑模型、组合弹簧模型等，经过勘探开发实践验证，组合弹簧模型的应用效果在塔里木油田较好（Xu et al，2022）。组合弹簧模型是假设岩石为均质、各向同性的线弹性体，并假定在沉积及后期地质构造运动过程中，地层和地层之间无相对位移，地层两水平方向的应变为常数，最后经广义胡克定律推导出来，模型综合考虑了地层岩石力学特性、孔隙压力及构造作用对地应力的影响（侯连浪等，2021）。本文用密度积分方法来估算垂向应力（上覆地层压力），再结合组合弹簧模型计算三向应力数值，公式如下：

$$\sigma_v = \int_0^{H_0} \rho_0(h)gdh + \int_{H_0}^H \rho(h)gdh \quad (7)$$

$$\sigma_h = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha p_p) + \frac{E\zeta_h}{1-\mu^2} + \frac{\mu E\zeta_H}{1-\mu^2} + \alpha p_p \quad (8)$$

$$\sigma_H = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha p_p) + \frac{E\zeta_H}{1-\mu^2} + \frac{\mu E\zeta_h}{1-\mu^2} + \alpha p_p \quad (9)$$

式中： $\sigma_v$ 为垂向应力，MPa； $H_0$ 为测井起始点深度，m； $\rho_0(h)$ 为未测井段深度为 $h$ 点的密度，g/cm<sup>3</sup>；



$\rho(h)$ 为深度为  $h$  点的测井密度,  $\text{g/cm}^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m/s}^2$ 。  $\sigma_H$  为水平方向最大主应力,  $\text{MPa}$ ;  $\sigma_h$  为水平方向最小主应力,  $\text{MPa}$ ;  $\mu$  为泊松比, 无量纲;  $E$  为杨氏模量,  $\text{GPa}$ ;  $\xi_H$ 、 $\xi_h$  分别为沿最大主应力方向与最小主应力方向构造应变系数, 无量纲;  $\alpha$  为 Biot 系数, 无量纲;  $P_p$  为地层孔隙压力,  $\text{MPa}$ 。

组合弹簧模型中 Biot 系数、地层孔隙压力、构造应变系数是计算一维应力数据的关键中间参数。Biot 系数是描述孔隙压力对有效应力作用程度的参数, 定义为静态孔隙空间变形量与岩石总体积变化量的比值, 其物理意义是流体流动状态变化对岩石变形的影响, 通常取值在 0-1 之间, 岩石孔隙度越低、越坚硬致密取值越接近 0, 其值可以通过理论公式 (10) 得到 (尹帅等, 2016; 艾克拜尔·沙迪克等, 2025)。孔隙压力测井计算的方法有等效深度法、Bowers 法、有效应力法和 Eaton 法等 (赖锦等, 2023), 其中 Eaton 法的使用最为广泛, 但由于碳酸盐岩地层中泥岩的欠发育, 限制了更为适用砂泥岩的 Eaton 法, 本文采取 Bowers 法 (刘军等, 2024), 算法如公式 (11) 所示。构造应变系数一般难以直接确定, 需要结合水压致裂或者声发射等试验得到的水平应力大小来反求, 并结合 Biot 系数等中间参数的不断调整来最终确定。

$$\alpha=1-\frac{\rho}{\rho_m} \cdot \frac{3/\Delta t_p^2-4/\Delta t_s^2}{3/\Delta t_{pm}^2-4/\Delta t_{sm}^2} \tag{10}$$

$$p_p=\sigma_v-\left(\frac{V_p-1500}{A}\right)^{\frac{1}{B}} \tag{11}$$

式中:  $\rho$  和  $\rho_m$  为岩石密度及岩石骨架密度,  $\text{g/cm}^3$ ;  $\Delta t_s$  和  $\Delta t_p$  为横波及纵波时差,  $\mu\text{s/ft}$ ;  $\Delta t_{sm}$  和  $\Delta t_{pm}$  为岩石骨架横波及纵波时差,  $\mu\text{s/ft}$ ; 岩石骨架参数一般为固定值, 文中  $\Delta t_{pm}$  值为  $43.86\mu\text{s/ft}$ ;  $\Delta t_{sm}$  值为  $81.89\mu\text{s/ft}$ ;  $\rho_m$  值为  $2.74\text{g/cm}^3$ 。  $P_p$  为地层孔隙压力,  $\text{MPa}$ ;  $\sigma_v$  为垂向应力,  $\text{MPa}$ ;  $V_p$  为纵波速度,  $\text{m/s}$ ;  $A$ 、 $B$  为地区经验参数, 文中分别取值 4.45 和 1.53, 无量纲。

根据公式 7-11 计算可得单井一维应力剖面 (图 7), 其中水平最小主应力  $S_{h_{\min}}$  在 118-155 $\text{MPa}$ , 水平最大主应力  $S_{H_{\max}}$  在 143-190 $\text{MPa}$ , 垂向主应力  $S_v$  在 182-195 $\text{MPa}$ , 表现为正断层型应力机制 ( $S_v>S_{H_{\max}}>S_{h_{\min}}$ , Ia 类), 结合成像测井的天然裂缝识别, 可见在裂缝的集中发育带有不同程度的地应力下降现象。

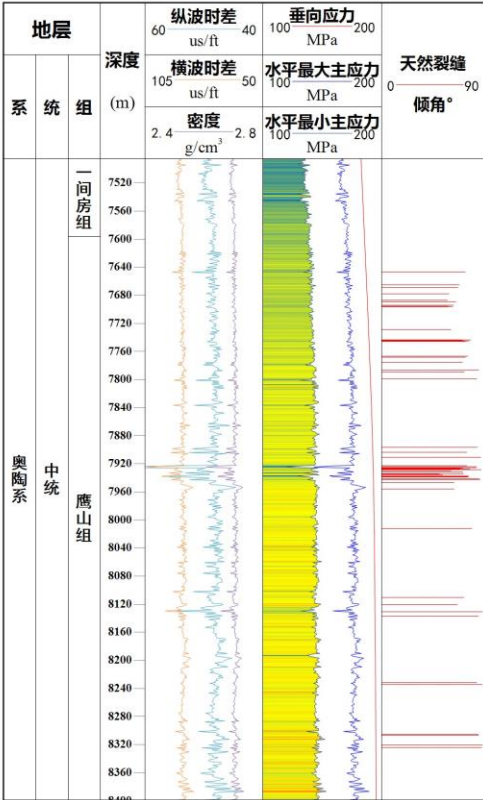


图 7 单井地应力剖面图-以 W2 井为例

Fig.7 Single-Well in-Situ Stress Profile - A Case Study of Well W2

井周水平主应力的方向也可以通过成像测井资料获得（图 8a），通过识别井壁崩落、钻井诱导缝可以指示主应力方向（印兴耀等，2018），其原理可以从井眼受力状态的分析入手，在最小主应力的方向上，切向正应力最大，此时易产生应力崩塌而形成椭圆井眼，这种现象被称为“井壁崩落”，椭圆井眼长轴指示最小水平主应力方向；在最大水平主应力方向上，切向正应力最小，当钻井液压力较大时，在该方向上的井眼表面会产生拉应力，易产生钻井诱导缝，其走向指示最大水平主应力方向；此外由于构造应力的释放还有可能产生一种走向与最大水平主应力方向一致的诱导缝（应力释放裂缝）。F<sub>17</sub> 断裂带上多口电成像测井的图像中可以直观显示井壁崩落、钻井诱导缝的现象：如 W4 井 7625-7660m、W5 井 7920-7955m 能观察到明显的井壁崩落既电成像上相间的暗色条带（图 8b），其优势方位为 NW-SE，标志着该方向为现今最小水平主应力方向；W504 井在 7788-7791m 之间存在诱导缝（图 8c），其走向为 NNE-SSW，与 W5 井诱导缝在走向上有一定差异，结合 F<sub>17</sub> 断裂带上钻井实践，其差异主要受断裂的影响，导致局部偏转，总体现今水平最大主应力方向与断裂走向变化趋于一致，基本与断裂主体有小角度斜交，在远离主干断裂的 W507 井应力走向与区域应力方向更为接近，表现为 NE-SW。

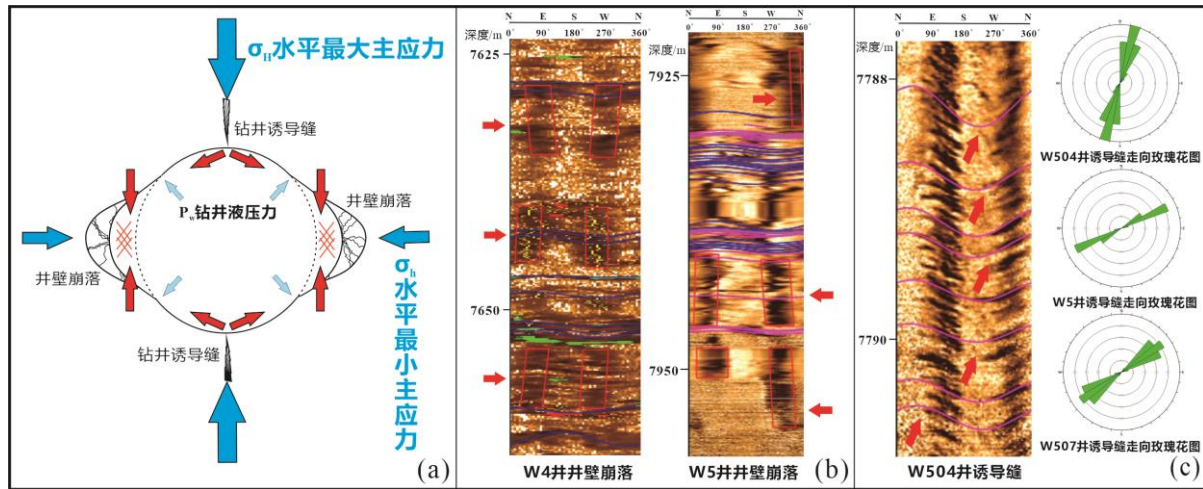


图 8 成像测井识别井周水平主应力方向标志图

Fig8 Logging Image for Identifying the Direction of Horizontal Principal Stress Around Boreholes

### 2.2.2 现今地应力空间分布

结合三维岩石力学模型利用有限元法对 F<sub>17</sub> 断裂带的现今主应力空间分布进行模拟，结果显示：水平最小主应力在 110-170MPa 之间、水平最大主应力在 145-205MPa 之间；纵向上，主应力随深度增加均有所增大，一间房组到鹰山组平均主应力增加近 10MPa；横向上，受 F<sub>17</sub> 断裂带的扰动，沿断层延伸方向应力呈现不连续，水平主应力值存在大小差异；从空间上看在断裂带处主应力在低值区，有明显的应力降现象，其中 F<sub>17</sub> 断裂带的南段由于活动强度大，地层破碎严重，应力下降更为明显，局部应力下降可达 15%以上。

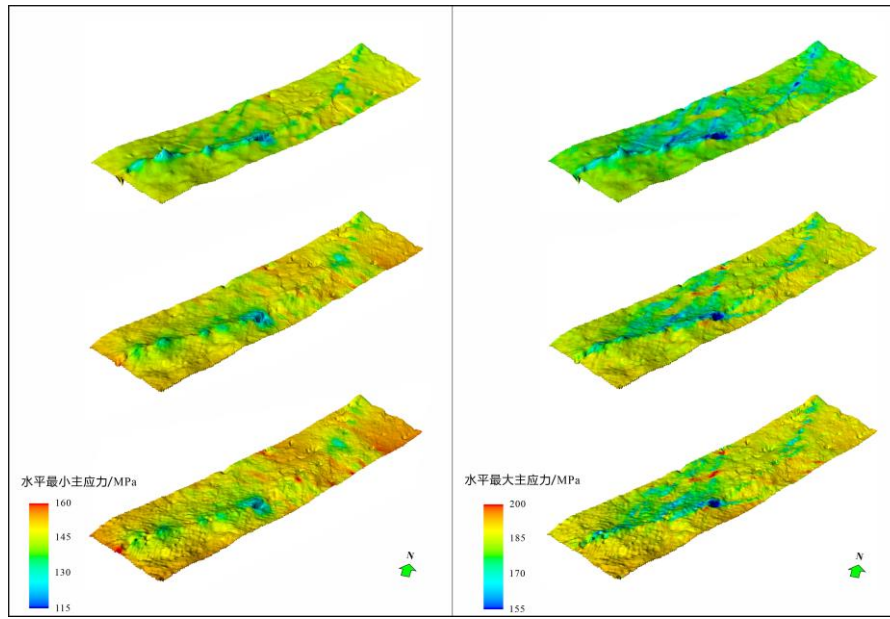


图 9 F<sub>17</sub> 断裂带地应力场模拟结果

Fig. 9 Simulation results of the in situ stress field in F<sub>17</sub> Fault Zone

### 3 F<sub>17</sub> 断裂带天然裂缝应力状态与开发意义

富满油田一间房-鹰山组超深层碳酸盐岩储层的基质十分致密，岩心取样测得孔隙度小于 2%、渗透率小于 1mD，极低的孔渗性能使得围岩基本不具备油气储集能力。走滑断裂的发育及其伴生的天然裂缝系统在富满油田的油运聚成藏中起到关键作用，不仅能提供有利的储集空间，更是重要的渗流通道。但深层的天然裂缝在强应力环境下存在应力敏感性，在钻井、完井、生产及注水等过程中，有效应力变化会引起裂缝闭合或张开，进而改变储集层的渗流系统和油气流通通道，在富满油田断裂破碎体油藏中地应力控制下天然裂缝的力学行为是产能的影响因素之一，能够起到控制储集体连通性的作用，天然裂缝的地质力学响应研究能为储层改造和高效开发提供有效指导。

#### 3.1 天然裂缝受力分析

现今地应力场作用在天然裂缝面上的应力可以分为垂直裂缝面的正应力  $\sigma_n$  与平行裂缝面的剪应力  $\tau$ （图 10a），两者与地层孔隙压力之间的耦合可以影响着天然裂缝的开启、闭合与滑动行为从而控制裂缝的渗流特征。正应力  $\sigma_n$  与剪应力  $\tau$  可以通过应力叠加原理以三个主应力的分量求得，计算公式如下：

$$\sigma_n = \sigma_v \cos^2 \theta_v + \sigma_H \cos^2 \theta_H + \sigma_h \cos^2 \theta_h \quad (12)$$

$$\tau^2 = \sigma_v^2 \cos^2 \theta_v + \sigma_H^2 \cos^2 \theta_H + \sigma_h^2 \cos^2 \theta_h - \sigma_n^2 \quad (13)$$

上式以及后式中符号含义与图 10 中一致。在实际计算过程中  $\theta_v$ 、 $\theta_H$ 、 $\theta_h$  三个主应力与外法线的夹角很难获取，所以用裂缝倾角  $\theta$  和裂缝走向与水平最大主应力的锐夹角  $\beta$  进行替换，角度之间的关系可以用以下公式表示（王珂等，2012）：

$$\sin \theta \sin \beta = \cos \theta_H \quad (14)$$

$$\sin^2 \theta_H = \cos^2 \theta + \cos^2 \theta_h \quad (15)$$

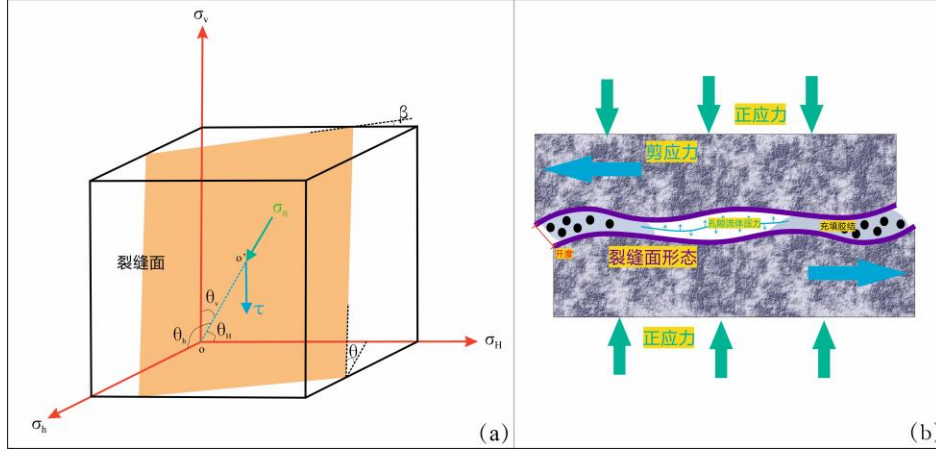
通过转换后，裂缝面的正应力与剪应力的计算公式变为：

$$\sigma_n = \sigma_v \cos^2 \theta + \sigma_H \sin^2 \theta \sin^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \theta \cos^2 \beta \quad (16)$$

$$\tau = \sqrt{\sigma_v^2 \cos^2 \theta + \sigma_H^2 \sin^2 \theta \sin^2 \beta + \sigma_h^2 \sin^2 \theta \cos^2 \beta - \sigma_n^2} \quad (17)$$

裂缝的应力敏感性是内因与外因协同作用的结果，内因是原始地层中岩石与裂缝的性质，如岩石组分、晶粒结构、含水饱和度、裂缝的形态（产状、粗糙度、开度、长度等）、裂缝密度以及充填程度等；外因主要是有效应力、储层温度、启动压力等环境因素（冯建伟等，2019）。对于超深层碳酸盐岩储层的天然裂缝本身的性质如形态、充填程度以及外界有效应力的变化是其应力敏感性最重要的产生机理

（图 10b），其中由于开采导致地层孔隙压力下降、有效应力上升，从而引发裂缝闭合是碳酸盐岩裂缝型储层应力敏感性损害的决定性因素，闭合裂缝通过注水、注气与压裂等开发和改造手段可以改变其应力状态从而再次激活，裂缝闭合与张开的动态变化使得储层连通性产生动态响应。



注： $\sigma\sigma'$ 为裂缝面外法线； $\theta_v$ 、 $\theta_H$ 、 $\theta_h$ 分别为垂向主应力 $\sigma_v$ 、水平最大主应力 $\sigma_H$ 、水平最小主应力 $\sigma_h$ 与裂缝面外法线的夹角； $\theta$ 为裂缝倾角； $\beta$ 为裂缝走向与水平最大主应力 $\sigma_H$ 的锐夹角； $\sigma_n$ 为正应力； $\tau$ 为剪应力。

图 10 天然裂缝应力状态与应力敏感性机理简图

Fig.10 Schematic Diagram of Stress State and Stress Sensitivity Mechanism of Natural Fractures

结合蚂蚁体与似然体等地震属性处理提取 F<sub>17</sub> 断裂带大尺度的天然裂缝，再通过三维地应力的模拟结果，利用以上公式（16）与（17）计算大尺度天然裂缝面上的正应力 $\sigma_n$ 与剪应力 $\tau$ （图 11），其中正应力结果再减去地层孔隙压力的影响，显示为更利于后续裂缝启闭分析的有效正应力（正应力与孔隙压力之差），从结果可以看出，裂缝面上的有效正应力在 30-105MPa 之间、剪应力在 5-35MPa 之间，数值受到原位地应力与裂缝产状和地层孔隙压力的多重影响。

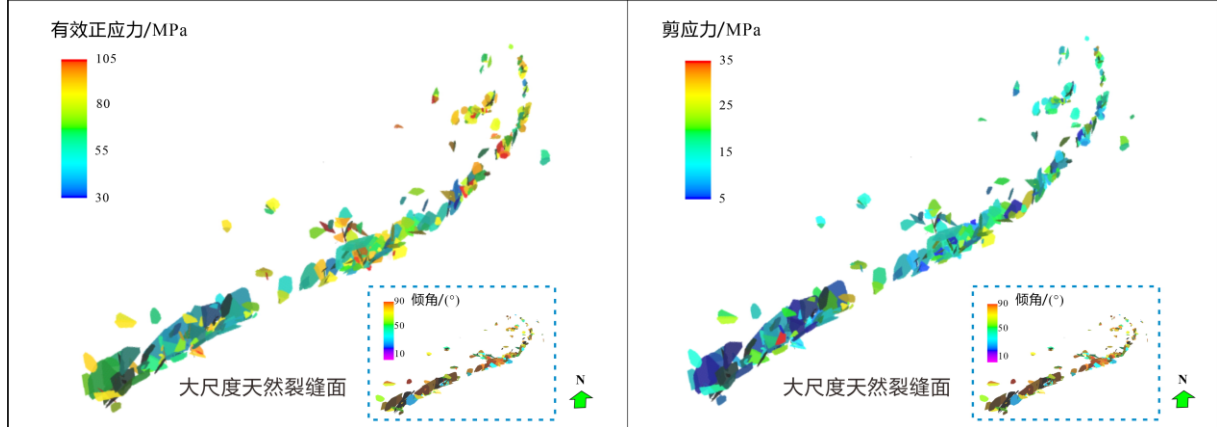


图 11 F<sub>17</sub> 断裂带大尺度天然裂缝面有效正应力与剪应力分布图

Fig.11 Distribution map of effective normal stress and shear stress on large - scale natural fracture surfaces in the F<sub>17</sub> fault zone

### 3.2 天然裂缝力学活动性

天然裂缝的渗流能力会随着应力状态的变化而发生变化，对于深层碳酸盐岩储层中的天然裂缝，高地应力下大部分的裂缝并不具备规模导流能力；但随着开发过程中地层孔隙压力的改变，会使一部分裂缝发生剪切滑动被激活，脱离稳定状态的自然裂缝渗流能力会大幅提升。这种裂缝的地质力学活动特征主要取决于作用在天然裂缝面上的正应力和剪应力的关系（Cai et al , 2025），由裂缝面上剪应力 $\tau$ 与有效正应力 $\sigma_{ne}$ 的比值所构成的有效剪正比  $T$ ，它可以表征裂缝的滑动趋势，也称滑动趋势系数或裂缝的力学活动性参数，可以作为判别裂缝渗流能力的标志之一，表达式如下：

$$T = \frac{\tau}{\sigma_{ne}} \quad (18)$$

式中： $\tau$ 为剪应力，MPa； $\sigma_{ne}$ 为有效正应力，MPa。



Barton 和 Zoback 曾提出裂缝的临界应力原理，认为达到临界应力状态的裂缝将具有较高的渗透性，而达到临界应力需要看有效剪正比是否到摩擦系数（Barton et al , 1995），Byerlee 的摩擦实验认为岩石的摩擦系数在 0.6 与 1 之间（Byerlee et al , 1978），既裂缝有效剪正比大于 0.6 时认为其是具有较大渗透性的优势裂缝，同时裂缝的力学活动性参数也表征了天然裂缝被激活的难度，活动性越低时，裂缝越为稳定，表现为较低的渗流能力，想要使其发生剪切滑动所需要流体的注入压力则更大，此时也可以用临界注入压力作为天然裂缝活动性的反向表征参数，其代表了裂缝激活时所需的地层压力，可以更为直观的给注水、压裂等开采方式提供指导，表达式如下（Xu et al , 2023）：

$$P_{in} = \sigma_{ne} - \frac{\tau}{\mu} \quad (19)$$

式中： $P_{in}$  为临界注入压力，MPa； $\tau$  为剪应力，MPa； $\sigma_{ne}$  为有效正应力，MPa； $\mu$  为摩擦系数，无量纲。

前人结合上述两种参数曾提出了一个新的适合于高应力、高孔隙压力、复杂构造背景下的裂缝力学活动性指数 FGAI，值域范围为 0-1，值越大反映断裂潜在活动性越强。表达式如下（江同文等，2017）：

$$FGAI = W_1 \frac{\mu - \mu_{min}}{\mu_{max} - \mu_{min}} + W_2 \frac{P_{inmax} - P_{in}}{P_{inmax} - P_{inmin}} \quad (19)$$

式中：下标中“max”和“min”代表统计范围内参数的最大值和最小值； $W_1$  和  $W_2$  代表权重系数，加和为 1。

富满油田 F<sub>1</sub>17 断裂带的大尺度天然裂缝在原位应力条件下，未达到临界应力状态（图 12），有效剪正比主要在 0.1-0.55 之间，但油田生产实践表示这些裂缝依旧具有一定的渗流能力，且能力的强弱与有效剪正比存在正相关；临界注入压力  $P_{in}$  主要在 92-204MPa 之间，此时裂缝的渗透性大幅上升；综合计算裂缝地质力学活动性指数 FGAI 主要在 0.2-0.8 之间，均值 0.48，其中高角度天然裂缝普遍具有较高的活动性（>0.4），在流体注入后会先发生剪切滑动成为高渗通道，可增强储集体之间的连通，具有高活动性的裂缝带在开发过程中往往与产能呈正相关。同时部分低角度裂缝在工程要求的限制下无法激活，成为储集体连通的阻碍。

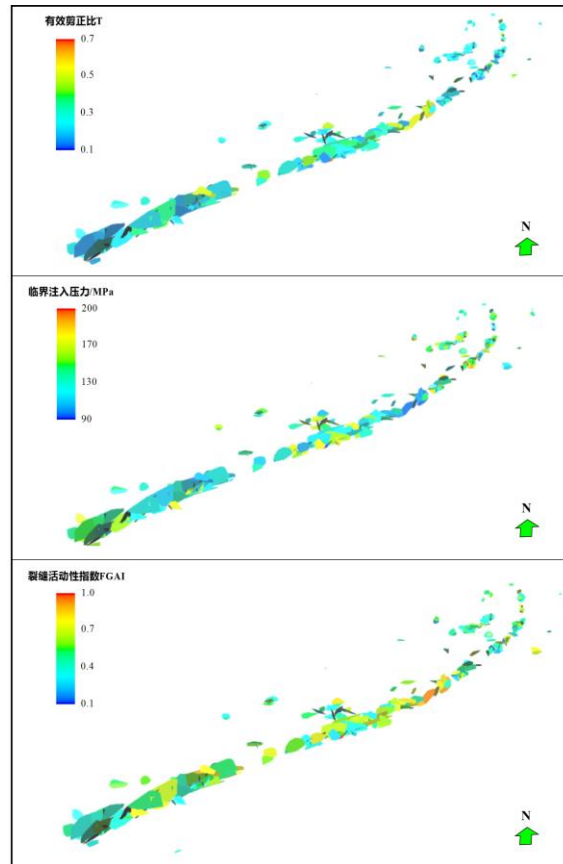


图 12 F<sub>1</sub>17 断裂带大尺度天然裂缝活动性分布图

Fig.12 Distribution map of fracture activity on large - scale natural fracture in the F<sub>1</sub>17 fault zone

3.3 天然裂缝地质力学响应的开发意义

富满油田断裂破碎体油藏的开采初期以弹性驱为主，衰竭式开采过程中地层压力下降致裂缝闭合，产量递减加快；衰竭式开采后期采取注水/注气的方式二次开发，补充地层能量，提升采收率。针对断裂破碎体油藏储集体的特征，富满油田在二次开发中采用差异化技术，如注水替油、注水保压、高压注水、单元注水等，并采取注水转注气提升开发效率（韩剑发等，2024；严华荣等，2025），同时为减少储集体非均质、高离散的影响，提出了“浅部注气、深部注水”立体注采井网模式。在这类二次开发方案的设计中，储集体的连通性是制约驱油受效的关键因素，而裂缝作为重要的储集空间及渗流通道，因其应力敏感性，开采与二次开发过程中应力状态改变使裂缝通道的启闭状态会发生变化，从而导致储集体之间的连通情况发生动态变化。

富满油田的储集体类型可以根据不同储集空间划分为三类，分别是断裂空腔型、角砾间孔隙型和构造裂缝型（江同文等，2024），在 F<sub>1</sub>17 断裂带的不同力学分段中储集体的发育特征不同（图 13）。其中发育在张扭段的断裂空腔型储集空间大，断裂空腔、角砾间孔隙及大量裂缝集中于张扭段断裂带的核部，储集体具有很强的连通性，该类型产量稳定、注水替油效果好，开采过程中裂缝闭合对产量和储集体间连通性的影响相对较小，在 F<sub>1</sub>17 断裂带中 W4 井所处的张扭段连通单元表现出此类特征，整体油压下降稳定，从开发初期的 50.9MPa 到自喷 1156 天后下降到 22.4MPa，平均日产油 120t/d，地层能量保持时间长（图 14a）；而构造裂缝型储集体则受裂缝闭合影响较大，表现为产量衰减快、注水替油效果差的特点，W506 井所处为 F<sub>1</sub>17 断裂带的平移段，且断层活动较弱，储集体以断裂核部发育的构造裂缝为主，当裂缝接近闭合时，产量曲线的变化会出现明显拐点，初次注水替油后裂缝见效，油井产量出现短暂回升，但后续注水未见效，油压从开发初期的 40.61MPa 仅 212 天后就下降为 0MPa，平均日产油 33t/d（图 14c）；角砾间孔隙型的储集效果介于另两种类型之间，基本特征与空腔型类似，但是受储集空间限制，储集体连通性及注水替油效果不及空腔型，压扭段的 W2 井发育该类型，在转注水井之前，其自喷 481 天，油压由 34.1MPa 下降至 19.4MPa，平均日产油 50t/d（图 14b），断裂及裂缝在这类储集体之间充当通道，其启闭状态将直接影响连通性与产能，所以定量评价裂缝闭合压力对断裂破碎体油藏的储集体连通性研究具有重要意义。

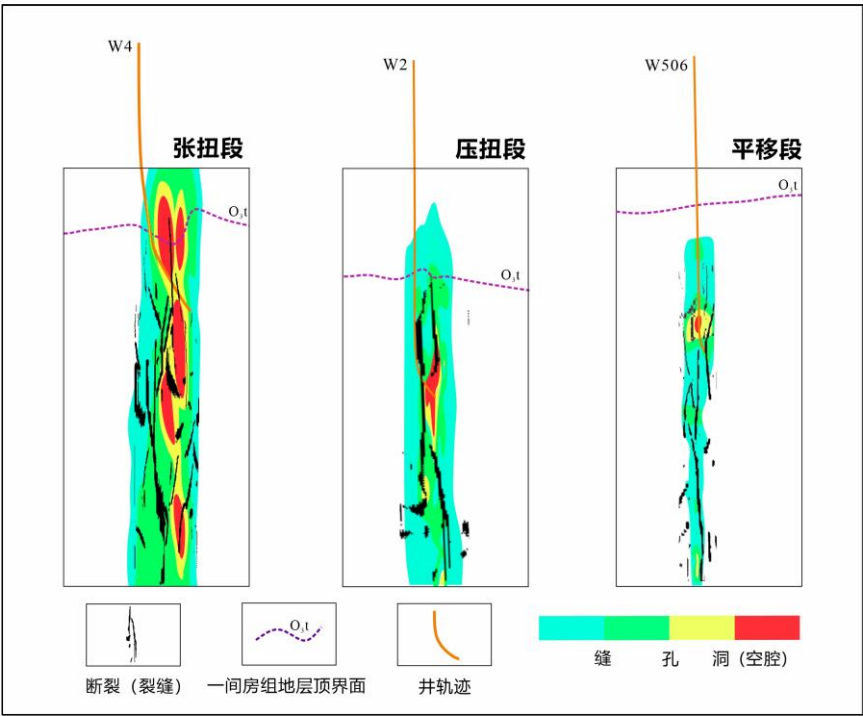


图 13 不同力学分段的储集体发育模型图

Fig.13 Development model diagram of reservoir bodies in different mechanical sub-segments



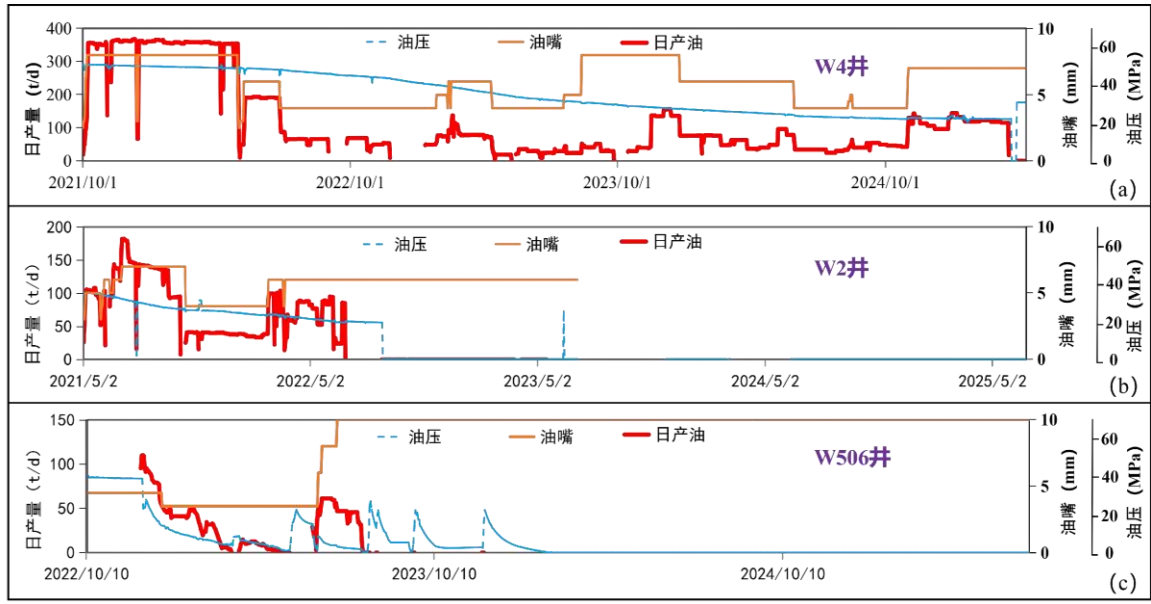


图 14 W4 井 (a)、W2 井 (b) 与 W506 井 (c) 产能变化曲线

Fig.14 Productivity Variation Curves: Well W4 (a), W2 (b), W506 (c)

本文评价裂缝闭合压力是通过 Zienkiewicz–Pande (Z-P) 破坏准则进行定量计算，计算公式如下 (Tian et al , 2024) :

$$P_f = \sigma_n - \frac{\sqrt{N^2 - 4MK} - N}{2M} \quad (20)$$

$$M = \frac{4}{3} \frac{\sin^2 \phi_0}{(3 - \sin \phi_0)^2} \left( \frac{1 + \mu}{1 - \mu} \right)^2 + \left( \frac{2\mu - 1}{1 - \mu} \right) \left( \frac{36 - 34 \sin \phi_0 \sin^2 3\theta_\sigma - 4 \sin^2 \phi_0 \sin^2 3\theta_\sigma}{96 + 12 \cos^2 \phi_0} \right) \quad (21)$$

$$N = \frac{8c \sin \phi_0 \cos \phi_0}{(3 - \sin \phi_0)^2} \quad (22)$$

$$K = \frac{12c^2 \cos^2 \phi_0 (1 - 576 \tan \phi_0)}{576 \tan \phi_0 (3 - \sin \phi_0)^2} \quad (23)$$

式中:  $P_f$  为裂缝闭合压力, MPa;  $\sigma_n$  为正应力, MPa;  $\phi_0$  为内摩擦角, °;  $\mu$  为泊松比, 无量纲;  $c$  为内聚力, MPa;  $\theta_\sigma$  为应力洛德角, °。

以 F117 断裂带的 W2 井为例, 压扭段发育断层的核带结构, 其中核部的角砾间孔隙与裂缝为主要储集空间, 垂向上发育多个不连续的弱连通储集体, 储集体间由裂缝与断裂面贯穿 (图 13)。根据前文地应力计算结果, 将储层段三向主应力平均值 191MPa、174MPa 和 143MPa 用于裂缝闭合压力计算, 其中内聚力取值 65MPa、内摩擦角取值 38.58°、应力洛德角取值 54°、泊松比取值 0.25, 计算裂缝闭合压力在 32.6MPa, 即随着开采地层能量下降至 32.6MPa 时, 受有效正应力增加的影响, 作为连通通道的断裂与裂缝都将产生一系列的闭合, 储集体连通状态改变, 由弱连通变为不连通, 此时深部储集体的储量无法继续动用, 油气的产量会大幅度下降甚至停喷。W2 井在成像测井识别的井周尺度天然裂缝基础上结合单井应力结果 (图 7) 计算出井周天然裂缝的闭合压力, 从共计 71 条裂缝的计算上看, 当地层压力下降到 34MPa 左右时, 90% 的裂缝 (64 条) 都达到了裂缝闭合压力, 基本吻合了上述判断。F117 断裂带上的多数井尚处在地层能量足够的自喷阶段, 明确已停喷的 W32 井, 停喷时的地层压力为 31.18MPa, 其储集体的分布与连通状态与 W2 井类似, 表明地层压力接近裂缝闭合压力时产生储集体连通断开后停喷, 对于停喷后的井可采取注水补能的方式进行二次开发, 在补能后地层压力上升, 裂缝重新开启, 可以继续动用深部储集体的剩余储量, 但根据裂缝应力敏感性试验的结果看 (图 15), 裂缝闭合会产生不可逆的应力敏感性损伤, 重新张开后渗透率恢复不足 40%, 所以开采中应适度保持地层压力防止裂缝闭合, 进行循

环注采，但值得注意的是由于断裂破碎体油藏中大量的裂缝非常容易发生水窜，所以定量评价合理的地层压力范围是有重要意义的，配合临界注入压力的评价可以避免高压注水激活裂缝通道发生大规模水窜。

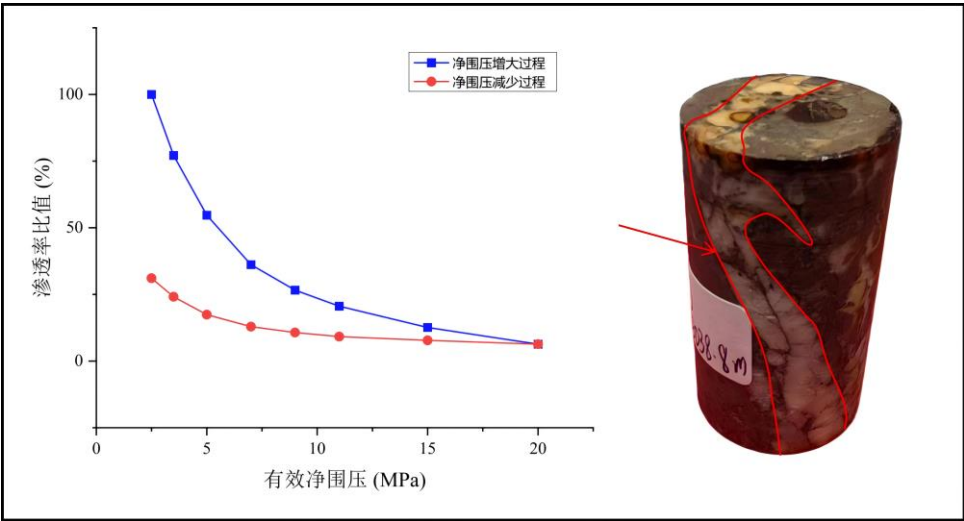


图 15 裂缝应力敏感性试验曲线  
Fig.15 Fracture stress sensitivity test curve

#### 4 结论与认识

- (1) 富满油田 F<sub>1</sub>17 断裂带碳酸盐岩储层的岩石力学参数综合岩石力学试验、测井解释与三维岩石力学参数建模可知杨氏模量在 32-47GPa 之间、泊松比在 0.23-0.26 之间；空间分布在垂向上表现为随深度变化的非均质性差异、在平面上表现为围岩与断裂的弹性参数差异，在断裂带附近可见杨氏模量降低（约 20%左右）、泊松比升高（约 10%左右）。
- (2) 经一维地应力解释与三维地应力模拟的结果可知富满油田 F<sub>1</sub>17 断裂带储层现今水平最小主应力在 110-170MPa 之间、水平最大主应力在 145-205MPa 之间；水平最大主应力方位与断裂走向呈小角度斜交；断裂带处相较围岩有明显应力降特征，局部可达 15%以上。
- (3) 天然裂缝作为重要的储集空间与渗流通道，其力学行为是影响产能的重要因素。经应力叠加计算后得到 F<sub>1</sub>17 断裂带相关大尺度裂缝面上的有效正应力在 30-105MPa 之间、剪应力在 5-35MPa 之间，数值受到原位地应力与裂缝产状和地层孔隙压力的多重影响。
- (4) 通过有效剪正比、临界注入压力、裂缝力学活动性指数定量评价裂缝的潜在活动性，其中有效剪正比在 0.1-0.55 之间、临界注入压力在 92-204MPa 之间、裂缝力学活动性指数 FGAI 在 0.2-0.8 之间，均值 0.48，可见高角度裂缝一般具有更好的活动性，流体注入后首先激活；衰竭式开采时地层压力达到裂缝闭合压力后作为通道的裂缝将改变缝洞型储集体间的连通状态，造成减产、停喷，为避免裂缝闭合后的应力敏感性损伤，开发中要保持适度压力、循环注采。

## References

- Akbar S., Zhang C.F., Qi G.W., et al, 2025. Research on Precise Modeling of in-Situ Stress and Distribution Characteristics of Different Fault Zones in Shunbei Area. *Well Logging Technology*, 49(4):593-605(in Chinese with English abstract).
- Barton C.A, Zoback M D, Moos D, 1995. Fluid Flow Along Potentially Active Faults in Crystalline Rock. *Geology*, 23(8):683-6. doi: 10.1130/0091-7613(1995)0232.3
- Byerlee J., Mjachkin V., Summers R., Voevoda O., 1978. Structures Developed in Fault Gouge during Stable Sliding and Stick-Slip. *Tectonophysics*, 44(1-4):161-71. doi: 10.1016/0040-1951(78)90068-9
- Chen S., Liang X.X., Zhang Y.T., et al, 2025. Development Characteristics of Paleozoic Strike-Slip Fault and its Controlling on Traps in Fuman Oilfield, Tarim Basin. *Petroleum Science Bulletin*, 10(01):1-15(in Chinese with English abstract).
- Cai Z.Z., Li B., Luo X., et al, 2024. Ordovician Differential Deformation Mechanism of Northern Section of F<sub>17</sub> Strike-Slip Fault, Tarim Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 45(04):401-408(in Chinese with English abstract).
- Cai, Z.Z., Liu, J.S., Zhang, H., et al, 2025. Quantitative Prediction of in situ Stress in Ultradeep Fracture-Cave Reservoirs and Its Applications. *Journal of Earth Science*, 1-15. <https://doi.org/10.1007/s12583-024-0001-8>
- Deng X.L., Chang S.Y., Liu Z.L., et al, 2024. Concept, Geological Model and Seismic Characterization of Ultra-Deep Fault-Fracture Bodies. *Oil Geophysical Prospecting*, 59(05):1099-1110(in Chinese with English abstract).
- Feng J.W., Sun Z.X., Wang Y.D., et al, 2019. Study on Stress Sensitivity of Ordovician Fractures in Hetianhe Gas Field, Tarim Basin. *Geological Journal of China Universities*, 25(02):276-286(in Chinese with English abstract).
- Gardner G.H., Gardner L.W., Gregory A., 1974. Formation Velocity and Density—the Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. *Geophysics*, 39(6):770-80. doi:10.1190/1.1440465
- He Y.L., Ma Y.S., Zhu D.Y., et al, 2021. Theoretical and Technological Progress and Research Direction of Deep and Ultra-Deep Carbonate Reservoirs. *Oil & Gas Geology*, 42(03):533-546(in Chinese with English abstract).
- Hou L.L., Liu X.J., Liang L.X., et al, 2021. Investigation of Rock Mechanics and in-Situ Stress Characteristics of Bashijiqike formation. *Science Technology and Engineering*, 21(10):3894-3903(in Chinese with English abstract).
- Huang F.X., Wang S.Y., Li M.P., et al, 2024. Progress and Implications of Deep and Ultra-Deep Oil and Gas Exploration in Petrochina. *Natural Gas industry*, 44(01):86-96(in Chinese with English abstract).
- Han J.F., Sun C., Zhu G.Y., et al, 2024. Spatial Structure Characterization Technology and Engineering Practice of Ultra-Deep Fault-Controlled Carbonate Reservoir. *Strategic Study of Cae*, 26(02):255-268(in Chinese with English abstract).
- Jiang T.W., Zhang H., Wang H.Y., et al, 2017. Effects of Faults Geomechanical Activity on Water invasion in Kela 2 Gasfield, Tarim Basin. *Natural Gas Geoscience*, 28(11):1735-1744(in Chinese with English abstract).
- Jiang T.W., Deng X.L., Cao P., et al, 2024. Storage Space Types and Water-Flooding Efficiency for Fault-Controlled Fractured Oil Reservoirs in Fuman Oilfield, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 45(2):542-552(in Chinese with English abstract).
- Liu Q., Zhang Y.T., Chen S., et al, 2023. Development and Evolution Characteristics of Strike-Slip Faults in Tarim Basin and its Geological Significance: A Case Study of F<sub>17</sub> Fault in Fuman Oilfield. *Geoscience*, 37(05): 1123-1135(in Chinese with English abstract).
- Li B., Wu Z., Wang G., et al, 2025. Influence of Present-Day in Situ Stress on Deep and Ultradeep Carbonate Reservoir Distribution: A Case Study From the Upper Member of the Yingshan formation in the S Area of the Tahe Oilfield, Tarim Basin, Northwestern China. *Acs Omega*, 10(16):16506-16. doi: 10.1021/acsomega.4c11157.
- Lu G.D., Yan E.C., Wang H.L., et al, 2013. Prediction on Uniaxial Compressive Strength of Carbonate Based on Geological Nature of Rock. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 43(06):1915-1921+1935(in Chinese with English abstract).
- Lai J., Bai T.Y., Xiao L., et al, 2023. Well-Logging Evaluation of In-Situ Stress Fields and its Geological and Engineering Significances. *Oil & Gas Geology*, 44(4):1033-1043(in Chinese with English abstract).

Liu J., Huang C., Zhou L., et al, 2024. Estimation of the Rock Mechanics and in-Situ Stress Parameters of Carbonate Reservoirs Using Array Sonic Logging: A Case Study of Shunbei No.4 Block. *Journal of Geomechanics*, 30(3):394–407(in Chinese with English abstract).

Song X.G., Chen S., Xie Z., et al, 2023. Strike-Slip Faults and Hydrocarbon Accumulation in the Eastern Part of Fuman Oilfield, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 44(2):335-349(in Chinese with English abstract).

Tian Y., Chen Q., Wu J., et al, 2024. Determination of the Fracture Closure Pressure in Fractural-Cavity Carbonate Reservoirs using a Failure Criterion Based on Asperity Behavior. *Frontiers in Earth Science*, 12:1518370. doi:10.3389/feart.2024.1518370

Wang Q.H., 2023. Differential Deformation and Evolution Characteristics of the No.17 Strike-Slip Fault Zone in the Tarim Basin. *Geoscience*, 37(05):1136-1145(in Chinese with English abstract).

Wang X.G., Li C.L., Deng J.X., et al, 2020. Seismic Petrophysical Properties of Yingshan — Formation Tight Carbonate Rock in Tarim Basin. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 39(05):117-126(in Chinese with English abstract).

Wang K., Dai J.S., 2012. A Quantitative Relationship Between the Crustal Stress and Fault Sealing Ability. *Acta Petrolei Sinica*, 33(01):74-81(in Chinese with English abstract).

Xu K., Yang H.J., Zhang H., et al, 2022. Fracture Effectiveness Evaluation in Ultra-Deep Reservoirs Based on Geomechanical Method, Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215:110604. doi: 10.1016/j.petrol.2022.110604

Xu K., Liu J.S., Zhang H., et al, 2024. Geological and Engineering Applications of Full-Stratum Geomechanical Modeling in Complex Structural Areas. *Earth Science Frontiers*, 31(5):195-208(in Chinese with English abstract).

Xu P., He Z.H., Wen X.T., et al, 2010. Research on the Relationship Between Density and P-Wave Velocity in Carbonate Rock formations. *Journal of Oil and Gas Technology*, 32(06):391-394+541(in Chinese with English abstract).

Xu K., Cai Z., Zhang H., et al, 2023. Geomechanical Modeling of Ultradeep Fault-Controlled Carbonate Reservoirs and its Application, a Case of the Fuman Oilfield in Tarim Basin. *Energy Science & Engineering*, 11(10):3332-43. doi: 10.1002/ese3.1552

Yang H.J., Zhang H., Yin G.Q., et al, 2018. Geomechanics-Based Geology Engineering Integration Boosting High-Efficiency Exploration of Fractured-Vuggy Carbonate Reservoirs- a Case Study on West Yueman Block, Northern Tarim Basin. *China Petroleum Exploration*, 23(02): 27-36(in Chinese with English abstract).

Yang H.J., Deng X.L., Zhang Y.T., et al, 2020. Great Discovery and its Significance of Exploration for Ordovician Ultra-Deep Fault-Controlled Carbonate Reservoirs of Well Manshen 1 in Tarim Basin. *China Petroleum Exploration*, 25(03):13-23(in Chinese with English abstract).

Yin S., Zhang Z.Y., Wang R.Y., et al, 2025. Research Progress, Challenges, and Prospects of Reservoir Geomechanics in Deep and Ultra-Deep Oil and Gas in China. *Natural Gas industry*, 45(4):33-47(in Chinese with English abstract).

Yin S., Ding W.L., Wang R.Y., et al, 2016. A New Prediction Method of Biot Coefficient for Marine-land Transition Phase Tight Sandstone Reservoir Based on the Self-Adapt Method. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 55(6):861-868(in Chinese with English abstract).

Yin X.Y., Ma N., Ma Z.Q., et al, 2018. Review of in-Situ Stress Prediction Technology. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 57(4):488-504(in Chinese with English abstract).

Yan H.R., Pan Z.C., Zhang B., et al, 2025. Visualization Experimental study on the Gas injection for Oil Recovery in Fractured-Vuggy Carbonate Reservoirs After Water Flooding. *Petroleum Science Bulletin*, 10(03):565-574(in Chinese with English abstract).

Zoback M.D., 2007. Reservoir Geomechanics. *Cambridge University Press*.

Zhang H., Yin G.Q., Wang H.Y., 2018. Effects of Natural Fractures Geomechanical Response on Gas Well Productivity in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Natural Gas Geoscience*, 30(3):379-388(in Chinese with English abstract).

Zhang G.J., Cheng Q., Zhang L., et al, 2025. Calculation of 3D Reservoir Rock Mechanical Parameters of Metamorphic Rock Reservoirs in the Bozhong 19-6 Gas Field of the Bohai Bay Basin and their Significance. *Journal of Earth Science*, 50(2):551-568(in Chinese with English abstract).

Zhang Z.X., Hou D.f., Aladejare A., 2020. Empirical Equations Between Characteristic Impedance and Mechanical Properties of Rocks. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 12(5):975-83. doi: 10.1016/j.jrmge.2020.05.006

#### 附中文参考文献

艾克拜尔·沙迪克, 张春福, 齐戈为, 等, 2025. 顺北地区地应力精细建模及不同断裂带分布特征研究. *测井技术*, 49(04):593-605.

蔡振忠, 张辉, 徐珂, 等, 2024. 超深层断控碳酸盐岩油藏地质力学建模及其在开发中的应用. *石油实验地质*, 46(04):868-879.

陈石, 梁鑫鑫, 张银涛, 等, 2025. 塔里木盆地富满油田古生界走滑断裂发育特征及控圈模式. *石油科学通报*, 10(01):1-15.

邓兴梁, 常少英, 刘志良, 等, 2024. 超深层“断裂破碎体”概念和地质模式及其地震表征方法. *石油地球物理勘探*, 59(05):1099-1110.

冯建伟, 孙致学, 王焰东, 等, 2019. 塔里木盆地和田河气田奥陶系裂缝应力敏感性研究. *高校地质学报*, 25(02):276-286.

何治亮, 马永生, 朱东亚, 等, 2021. 深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向. *石油与天然气地质*, 42(03):533-546.

黄福喜, 汪少勇, 李明鹏, 等, 2024. 中国石油深层、超深层油气勘探进展与启示. *天然气工业*, 44(01):86-96.

侯连浪, 刘向君, 梁利喜, 等, 2021. 巴什基奇克组地层岩石力学及地应力特征. *科学技术与工程*, 21(10):3894-3903.

韩剑发, 孙冲, 朱光有, 等, 2024. 超深断控碳酸盐岩油藏空间结构表征技术与工程实践. *中国工程科学*, 26(02):255-268.

江同文, 张辉, 王海应, 等, 2017. 塔里木盆地克拉 2 气田断裂地质力学活动性对水侵的影响. *天然气地球科学*, 28(11):1735-1744.

江同文, 邓兴梁, 曹鹏, 等, 2024. 塔里木盆地富满断控破碎体油藏储集类型特征与注水替油效果. *石油与天然气地质*, 45(02):542-552.

刘强, 张银涛, 陈石, 等, 2023. 塔里木盆地走滑断裂发育演化特征精细解析及其地质意义: 以富满油田 F<sub>17</sub> 断裂为例. *现代地质*, 37(05): 1123-1135.

鲁功达, 晏鄂川, 王环玲, 等, 2013. 基于岩石地质本质性的碳酸盐岩单轴抗压强度预测. *吉林大学学报(地球科学版)*, 43(06):1915-1921+1935.

刘军, 黄超, 周磊, 等, 2024. 基于阵列声波测井估算碳酸盐岩储层岩石力学和地应力参数——以顺北 4 号带为例. *地质力学学报*, 30(03):394-407.

赖锦, 白天宇, 肖露, 等, 2023. 地应力测井评价方法及其地质与工程意义. *石油与天然气地质*, 44(04):1033-1043.

宋兴国, 陈石, 谢舟, 等, 2023. 塔里木盆地富满油田东部走滑断裂发育特征与油气成藏. *石油与天然气地质*, 44(02):335-349.

王清华, 2023. 塔里木盆地 17 号走滑断裂带北段差异变形与演化特征. *现代地质*, 37(05):1136-1145.

王向荣, 李潮流, 邓继新, 等, 2020. 塔里木盆地鹰山组致密碳酸盐岩地震岩石物理特征. *大庆石油地质与开发*, 39(05):117-126.

王珂, 戴俊生, 2012. 地应力与断层封闭性之间的定量关系. *石油学报*, 33(01):74-81.

许平, 贺振华, 文晓涛, 等, 2010. 碳酸盐岩地层密度与纵波速度关系研究. *石油天然气学报*, 32(06):391-394+541.

徐珂, 刘敬寿, 张辉, 等, 2024. 复杂构造区全层系地质力学建模及其地质与工程应用. *地学前缘*, 31(05):195-208.

尹帅, 丁文龙, 王濡岳, 等, 2016. 海陆过渡相致密砂岩储层 Biot 系数自适应预测方法研究. 石油物探, 55(06):861-868.

尹帅, 张子阳, 王濡岳, 等, 2025. 中国深层/超深层油气勘探储层地质力学研究进展、挑战及展望. 天然气工业, 45(04):33-47.

印兴耀, 马妮, 马正乾, 等, 2018. 地应力预测技术的研究现状与进展. 石油物探, 57(04):488-504.

杨海军, 张辉, 尹国庆, 等, 2018. 基于地质力学的地质工程一体化助推缝洞型碳酸盐岩高效勘探——以塔里木盆地塔北隆起南缘跃满西区块为例. 中国石油勘探, 23(02): 27-36.

杨海军, 邓兴梁, 张银涛, 等, 2020. 塔里木盆地满深 1 井奥陶系超深断控碳酸盐岩油气藏勘探重大发现及意义. 中国石油勘探, 25(03):13-23.

严华荣, 潘昭才, 张宝, 等, 2025. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后注氮气驱油特征实验研究. 石油科学通报, 10(03):565-574.

张辉, 尹国庆, 王海应, 2019. 塔里木盆地库车坳陷天然裂缝地质力学响应对气井产能的影响. 天然气地球科学, 30(03):379-388.

张冠杰, 程奇, 张雷, 等, 2025. 渤海湾盆地渤中 19-6 气田变质岩潜山储层三维岩石力学参数求取及意义. 地球科学, 50(02):551-568.