

文章编号: 0253-2697(2025)11-2115-13 DOI:10. 7623/syxb202511009

# 致密砂岩储层复杂缝网系统三维地质建模方法

——以姬塬油田 L 井区三叠系延长组 8 段 1 亚段为例

吕文雅<sup>1,2</sup> 刘艳祥<sup>3</sup> 曾联波<sup>1,2</sup> 安小平<sup>4</sup> 张昊文<sup>1,2</sup> 张皎生<sup>4</sup> 李超<sup>4</sup> 陈欢<sup>5</sup> 李德生<sup>4</sup>

(1. 油气资源与工程全国重点实验室, 中国石油大学(北京) 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院 北京 102249;  
3. 大庆油田有限责任公司成都勘探开发研究院 四川成都 610051; 4. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院 陕西西安 710018;  
5. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司 广东湛江 524057)

**摘要:**在致密砂岩储层开发后期,由天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统控制了注水开发油藏的渗流特征及开发效果,建立复杂缝网系统的三维地质模型,揭示复杂缝网系统的展布特征对致密油藏提高采收率具有重要意义。以鄂尔多斯盆地姬塬油田 L 井区延长组 8 段(长 8 段)1 亚段 1 小层致密砂岩储层为例,基于岩心、岩石薄片、测井、微地震监测和生产动态等资料,在开展天然裂缝分布规律、水力压裂缝发育特征和注水诱导裂缝展布特征研究的基础上,提出了一种适用于姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层致密砂岩储层天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统地质建模方法,建立了 L 井区的复杂缝网系统三维地质模型,且油藏数值模拟结果表明该模型具有较强的可靠性。研究结果表明:①姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层的天然裂缝以 NEE—SWW 向和近 EW 向高角度裂缝为主,裂缝在东南部最发育,在西南部、东北部局部和中部局部地区的发育程度较差;②注水诱导裂缝以近 NE—SW 向和 NW—SE 向为主,部分为近 EW 向,主要分布于 L 井区中部偏东部、东北部、西北部、南部和东南部;③水力压裂缝的走向主要为 48°~71°,平均缝长为 204.5 m,平均缝宽为 38.5 m,平均缝高为 14.7 m;④综合考虑天然裂缝、水力压裂缝与注水诱导裂缝之间的相互作用,将 3 种裂缝按成因、形成时间等要素进行耦合,建立动态的复杂缝网系统模型,是致密砂岩储层天然裂缝、水力压裂缝与注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统建模亟待攻关的方向。

**关键词:**天然裂缝;水力压裂缝;注水诱导裂缝;复杂缝网系统;致密砂岩;姬塬油田

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

## Three-dimensional geological modeling method for complex fracture network system in tight sandstone reservoirs: a case study of the first submember of Member 8 of Triassic Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield

Lü Wenya<sup>1,2</sup> Liu Yanxiang<sup>3</sup> Zeng Lianbo<sup>1,2</sup> An Xiaoping<sup>4</sup> Zhang Haowen<sup>1,2</sup>  
ZHANG Jiaosheng<sup>4</sup> LI Chao<sup>4</sup> CHEN Huan<sup>5</sup> LI Desheng<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Chengdu Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Limited Company, Sichuan Chengdu 610051, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China; 5. Zhanjiang Branch, CNOOC China Limited, Guangdong Zhanjiang 524057, China)

**Abstract:** In the later stage of tight sandstone reservoir development, a complex fracture network system, comprising natural fractures, hydraulic fractures, and waterflooding-induced fractures, governs the seepage characteristics and performance of waterflooding development of reservoirs. Constructing a three-dimensional geological model of the complex fracture network system to elucidate its distribution characteristics is crucial for enhancing oil recovery in tight and low-permeability reservoirs. This paper is a case study of the tight sandstone reservoir from the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Jiyuan oilfield, Ordos Basin. Based on the data from cores, thin sections, well logs, microseismic monitoring, and production dynamics, combined with the analyses of the distribution of natural fractures, the development characteristics of hydraulic fractures, and the distribution of waterflooding-induced fractures, this paper proposes a geological modeling method for the complex fracture network system coupling natural fractures, hydraulic fractures, and waterflooding-induced fractures in tight sandstone reservoirs of the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in the Wellblock L of Jiyuan oilfield. A three-dimensional geological model of the complex fracture network system has been established for the study area, and res-

加一个国家自然科学基金项目, 编号为: U24B6002, 并将其作为第一标注, 谢谢!

ult results demonstrate the model's high reliability. The study results show as follows. (1) In tight sandstone reservoirs, natural fractures are predominant, trending NEE-SWW and nearly EW, with the most developed fractures in the southeast, and less developed

**基金项目:**国家自然科学基金项目(No. 42002135)、中国石油天然气集团有限公司与中国石油大学(北京)战略合作科技专项项目(ZLZX2020-02)和辽宁省矿产资源绿色开发重点实验室开放重点基金项目(LNTU/GDMR-2303)资助。

**第一作者:**吕文雅,女,1990年10月生,2017年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)副教授、博士生导师,主要从事多尺度裂缝形成、分布及预测技术、油气储层地质力学及非常规油气开发地质方面研究。Email: wylwenwen@163.com

**通信作者:**曾联波,男,1967年11月生,2007年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师,主要从事多尺度裂缝形成、分布及预测技术、复杂油气储层成储理论与方法及油气储层地质力学方面研究。Email: lbzeng@cup.edu.cn

fractures in the southwest, parts of the northeast, and some areas in the central region. (2)Waterflooding-induced fractures primarily trend nearly NE-SW and NW-SE, partially trending nearly EW. These fractures are mainly distributed in the central to eastern, northeastern, northwestern, southern, and southeastern parts of the study area. (3)The hydraulic fractures primarily trend between 48° and 71°, with an average fracture length of 204. 5 m, an average fracture width of 38. 5 m and an average fracture height of 14. 7 m. (4)Considering the interactions among natural fractures, hydraulic fractures, and waterflooding-induced fractures, to establish a dynamic complex fracture network system model by coupling these three types of fractures based on their origins, formation time, and other factors is a crucial way for achieving breakthroughs in the modeling of fracture coupling systems in tight sandstone reservoirs.

**Key words:** natural fracture; hydraulic fracture; waterflooding induced fracture; complex fracture network system; tight sandstone; Jiyuan oilfield

**引用:**吕文雅,刘艳祥,曾联波,安小平,张昊文,张皎生,李超,陈欢,李德生. 致密砂岩储层复杂缝网系统三维地质建模方法——以姬塬油田 L 井区三叠系延长组 8 段 1 亚段为例[J]. 石油学报,2025,46(11):2115-2127.

**Cite :**LÜ Wenya, LIU Yanxiang, ZENG Lianbo, AN Xiaoping, ZHANG Haowen, ZHANG Jiaosheng, LI Chao, CHEN Huan, LI Desheng. Three-dimensional geological modeling method for complex fracture network system in tight sandstone reservoirs: a case study of the first submember of Member 8 of Triassic Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica,2025,46(11):2115-2127.

致密砂岩储层物性差、天然裂缝广泛发育且通常需要水力压裂后注水开发<sup>[1-2]</sup>。受长期注水开发影响,致密储层通常易发育注水诱导裂缝。注水诱导裂缝是由天然裂缝、水力压裂缝扩展延伸或地层破裂形成的高渗透性开启大裂缝或水流通道,其在纵向上不受单层控制,在平面上可延伸几个甚至数十个井距,远远大于单条天然裂缝的规模<sup>[2-4]</sup>。天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝 3 种裂缝在形成时间及规模上具有较大差异。天然裂缝形成于古构造历史时期,具有透入性分布特征,常呈组系出现<sup>[5]</sup>;水力压裂缝为储层注水开发前由水力压裂产生,其主裂缝方向主要受储层现今的水平最大主应力方向控制,其缝网形态受现今地应力、天然裂缝和岩石力学性质等因素影响<sup>[6]</sup>;注水诱导裂缝形成于注水开发过程中,其成因类型主要有天然裂缝开启扩展延伸型、水力压裂缝开启扩展延伸型和地层破裂型 3 种<sup>[2-4]</sup>。注水诱导裂缝的形成时间跨度大(可能为数月至数年之久),受注水压力、现今地应力和天然裂缝等多因素控制,其走向多与形成时期储层的水平最大主应力方向有关<sup>[7]</sup>。注水诱导裂缝的形成改变了天然裂缝与水力压裂缝耦合缝网系统的展布特征,加剧了致密油藏渗流场的非均质性,控制着该类油藏剩余油的分布规律<sup>[8-10]</sup>。目前,致密低渗储层注水诱导裂缝的研究主要集中于成因机理、动态响应特征、平面分布特征 3 个方面,尚未开展天然裂缝与水力压裂缝耦合的复杂缝网系统分布规律研究。因此,厘清致密储层在注水开发过程中天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统的分布规律,可为致密油藏的水淹水驱治理提供地质依据,对致密储层剩余油挖潜和提高采收率具有重要意义。

目前较为成熟的储层裂缝建模方法是离散裂缝网络建模法,该方法较好地考虑了储层的非均质性<sup>[11]</sup>。与基于等效介质思想的连续介质建模方法相比,离散裂缝网络建模法直接用具有位置、方向、长度、宽度和

开度等参数信息的裂缝片来组成裂缝网络,极大地体现了裂缝的多尺度特征及非均质性,从而实现裂缝系统几何形态及其渗流行为的精细描述<sup>[12-13]</sup>。现有的离散裂缝网络建模法多针对天然裂缝,利用地震、地表露头、岩心和测井等资料来确定天然裂缝的参数特征及其分布规律,并通过确定性建模和随机建模相结合的方法建立天然裂缝的三维地质模型<sup>[14-18]</sup>。前人多利用数值模拟方法探讨岩性、层厚、天然裂缝等对水力压裂缝的扩展、延伸机理的影响,以及水力压裂缝对储层渗流特征的影响<sup>[19-20]</sup>。尽管水力压裂缝对储层渗流特征的改造作用明显,但以往的研究极少考虑对水力压裂缝进行建模。随着致密储层勘探开发不断深入,基于地质—工程一体化的储层精细建模技术开始考虑对水力压裂缝进行建模,但仅有少数学者通过微地震监测资料构建水力压裂缝的发育强度模型,以基于离散裂缝网络建模的随机建模方法建立水力压裂缝模型<sup>[21-22]</sup>。目前,天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统三维地质建模尚处于探索阶段,研究较少,仍面临着以下关键难点:①天然裂缝参数的表征及建模依赖于静态地质数据(岩心、测井、地震等),而对于水力压裂缝与注水诱导裂缝,尤其是后者,其动态演化数据(微地震、生产动态曲线、吸水剖面等)存在时空尺度的差异,现有的建模算法难以建立动态的三维复杂缝网系统地质模型;②天然裂缝受古构造应力控制呈规则分布,水力压裂缝与研究区现今的最大主应力方位及地应力大小具有较大关系,且由于工程因素会呈现主缝和分支缝的层级结构等,而注水诱导裂缝则受储层开发过程中现今地应力-流体-岩石相互作用影响并产生动态扩展,三者 在注水过程中的相互作用机理尚未建立统一的数学模型。实现复杂缝网系统的精准建模,可明确储层天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝在空间与时间上的配置关系,量化储层在不同注水开发阶段的剩余油分布特征,为致密储层中剩余

油的挖潜提供指导。此外,基于地质—工程一体化的复杂缝网系统建模,结合储层现今地应力场和渗流场分析,可预警因注水诱导裂缝形成、扩展延伸而导致的水淹、水窜风险,为致密储层的高效开发提供地质依据。

姬塬油田 L 井区三叠系延长组 8 段(长 8 段)油藏自 2007 年开始开发建设,于 2009 年开始采用菱形反九点井网进行超前注水开发,主要注水开发层位为长 8 段 1 亚段 1 小层。以 2012 年和 2016 年为界,可以将 L 井区的开发阶段划分为初期、中期和后期 3 个阶段。随着油藏的长期注水开发进入中—后期,油藏现今的地应力大小和方位发生变化,注水压力过高,在天然裂缝、水力压裂缝、注水诱导裂缝组成的复杂缝网系统以及储层非均质性的影响下,储层在平面上呈现多方向裂缝性见水,亟需开展储层复杂缝网系统分布规律研究,为该地区注采方案的调整提供地质依据。

笔者以姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层的致密砂岩储层为例,针对复杂缝网系统分布规律不清、缝网系统动态变化等问题,以天然裂缝、水力压裂缝、注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统为研究对象,提出了一种致密砂岩储层复杂缝网系统地质建模方法。首先,基于岩心、岩石薄片、测井等资料获取天然裂缝参

数,以基于裂缝发育程度约束的离散裂缝网络建模法建立天然裂缝的离散网络模型;其次,结合微地震监测、压裂资料、声波测井、吸水剖面、试井以及生产资料等,分析水力压裂缝以及注水诱导裂缝的形态特征及分布位置,利用确定性建模方法,在天然裂缝模型的基础上建立耦合水力压裂缝以及注水诱导裂缝的复杂缝网系统地质模型;第三,以油藏数值模拟的历史拟合结果对建模结果进行质控,降低复杂缝网系统地质模型的不确定性;最后,讨论论文所提出建模方法存在的不足,以及致密储层中天然裂缝、水力压裂缝、注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统建模研究待解决的问题和发展趋势,这对于研究类似致密储层复杂缝网系统的分布规律具有一定借鉴意义。

### 1 区域地质概况

姬塬油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西部[图 1(a)],其主力开发层位长 8 段自上而下可划分为长 8 段 1 亚段和长 8 段 2 亚段,每个亚段又细分 2 个小层,其中,长 8 段 1 亚段自上而下可划分为长 8 段 1 亚段 1 小层和长 8 段 1 亚段 2 小层,储层厚度约为 40 m。姬塬油田 L 井区长 8 段储层主要受 NW—SE 向辫状河三角洲沉

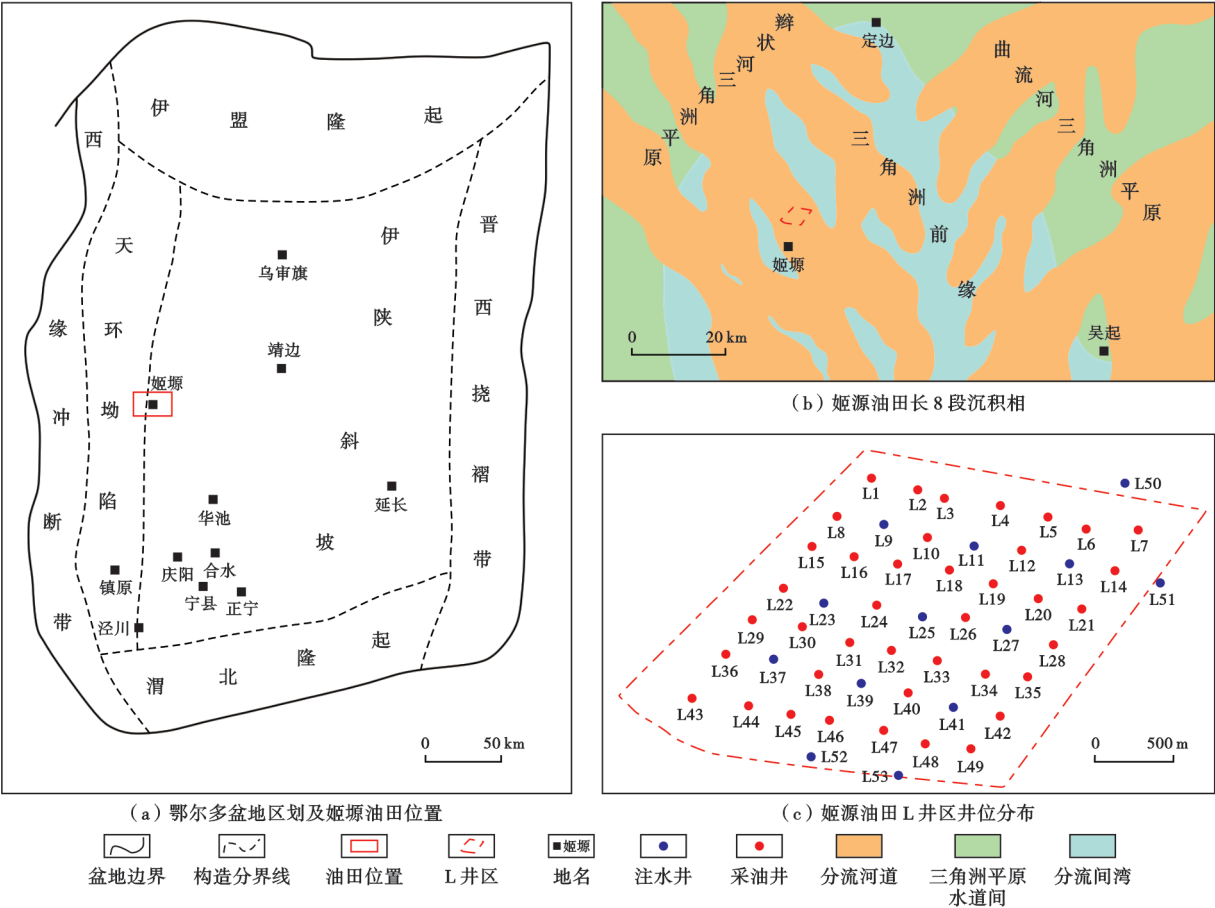


图 1 姬塬油田 L 井区构造位置、沉积相及井位分布(据文献[23]修改)

Fig. 1 Tectonic location, sedimentary facies and well location in Wellblock L of Jiyuan oilfield



积影响<sup>[23]</sup>[图 1(b)],在长 8 段 1 亚段沉积期,水动力逐渐增强,沉积了厚度大、连片分布的辫状河三角洲前缘亚相水下分流河道砂体,砂体呈 NW—SE 向展布<sup>[23]</sup>,是研究区的主力开发层位。L 井区长 8 段 1 亚段油藏的平均埋深约为 2 650 m,储层平均孔隙度为 3%~10%,渗透率为 0.01~1.00 mD<sup>[24]</sup>。L 井区地层平缓,断层、褶皱等构造不发育,油藏为典型的致密砂岩岩性油藏,目前共有油井 40 口,主要注水井 9 口[图 1(c)],其中,油井进行了水力压裂,压裂层位以长 8 段 1 亚段 1 小层为主,注水井未进行压裂。根据微地震监测结果,L 井区长 8 段 1 亚段的最大主应力方向为 48°~71°<sup>[25]</sup>。

2 裂缝类型及发育特征

2.1 天然裂缝

2.1.1 天然裂缝的参数特征

通过岩心和成像测井裂缝识别,姬塬油田 L 井区

长 8 段 1 小层的天然裂缝以构造剪切裂缝为主(图 2),主要发育 NEE—SWW 向、NE—SW 向、近 EW 向和 NW—SE 向 4 组裂缝,其中,以近 NEE—SWW 向和近 EW 向裂缝为主,绝大多数天然裂缝为高角度缝,倾角在 80°以上的裂缝占比超过 80%,此外还发育少量层理缝。岩心和成像测井数据统计表明,L 井区构造裂缝的高度普遍小于 2 m[图 3(a)];常规测井解释的裂缝发育段的高度普遍小于 3 m[图 3(b)],高度小于 3 m 的天然裂缝占比达 97%。从地表露头、岩心、成像测井等资料中难以获取天然裂缝在平面上的真实延伸长度。前人的研究表明,鄂尔多斯盆地三叠系延长组 6 段—8 段储层的天然裂缝长度与高度和间距之间存在一定的比例关系<sup>[26]</sup>。通过该比例关系,结合已统计的天然裂缝高度,笔者对天然裂缝的平面延伸长度进行了计算。结果表明,L 井区天然裂缝的平面延伸长度主体小于 30 m[图 3(c)]。

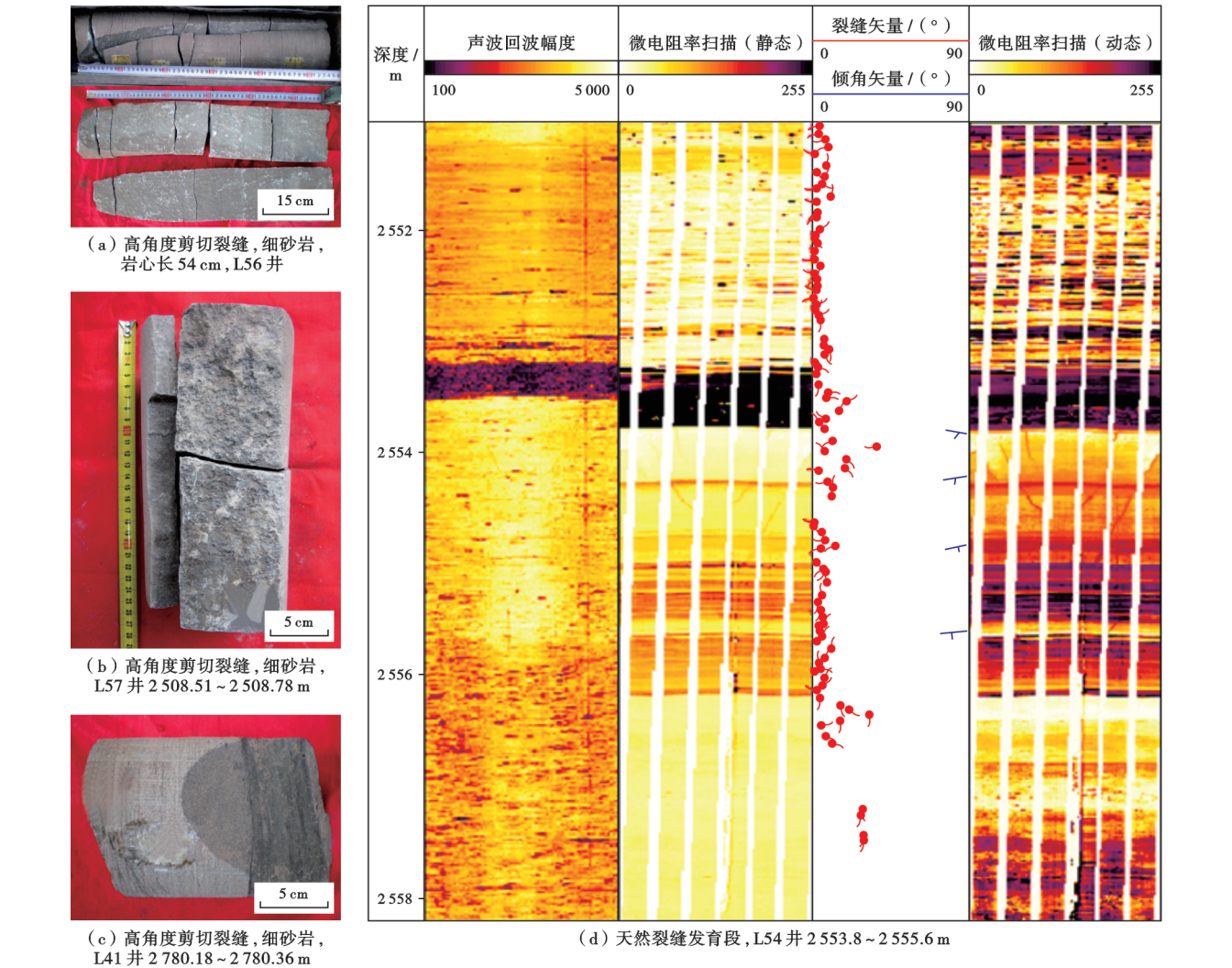


图 2 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层岩心和成像测井中的天然裂缝

Fig. 2 Natural fractures from cores and imaging logs of the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield



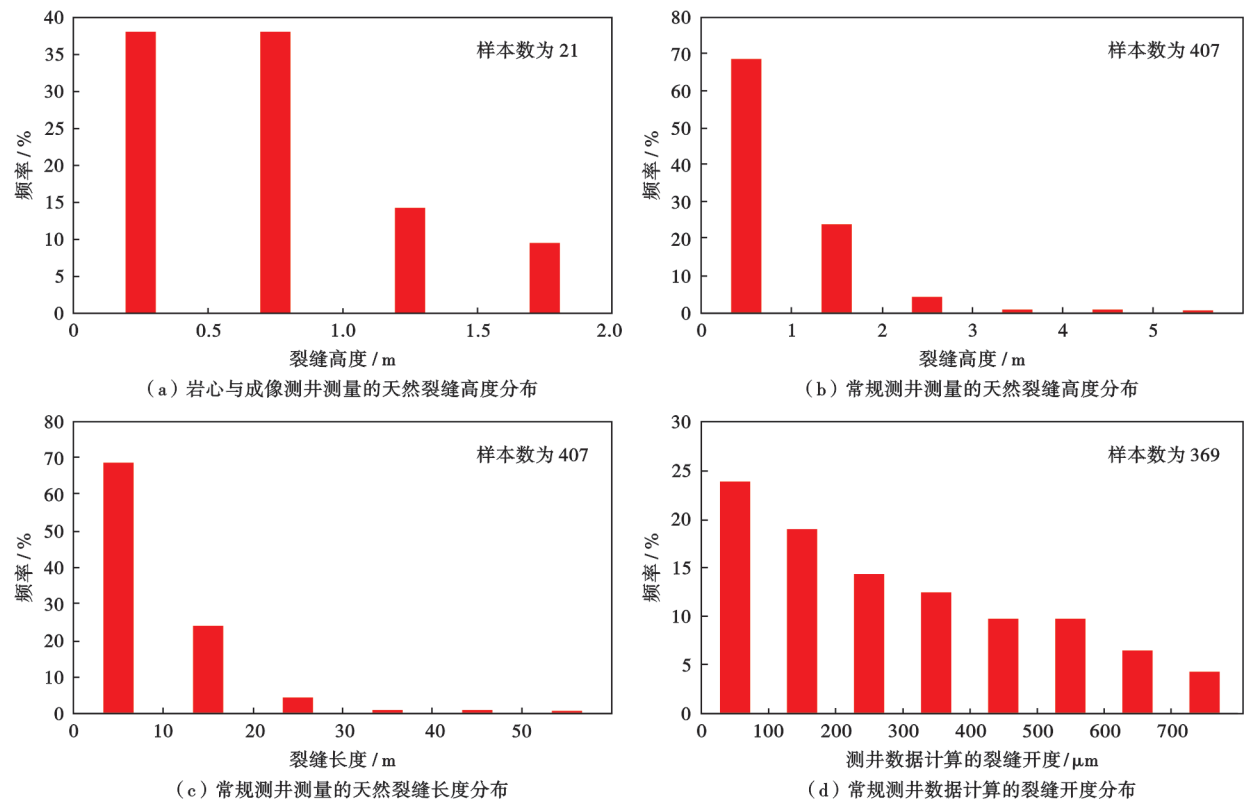


图 3 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段储层天然裂缝的发育特征

Fig. 3 Development characteristics of natural fractures in the first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield

天然裂缝的开度影响储层的孔隙度和渗透率<sup>[5]</sup>。岩心及岩石薄片统计发现,姬塬油田 L 井区的天然裂缝大多未被充填,仅少数被方解石或有机质充填,天然裂缝的有效性较好。利用岩石薄片可准确测量微观天然裂缝开度,但无法显示宏观天然裂缝的开度特征,因此,笔者利用常规测井资料,结合岩心和成像测井资料,选择天然裂缝发育段,利用罗贞耀<sup>[27]</sup>的模型对天然裂缝的开度进行计算。结果表明,姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段的储层裂缝开度主要在 0~800  $\mu\text{m}$ ,大多数小于 400  $\mu\text{m}$ [图 3(d)]。

2.1.2 天然裂缝的纵向和平面分布规律

笔者根据已有的岩心和成像测井资料标定常规测井数据,通过分析常规测井中天然裂缝的响应特征,优选对天然裂缝敏感的曲线,利用裂缝指示参数(FIP)方法<sup>[28-30]</sup>,通过常规测井曲线对没有岩心和成像测井资料的井进行裂缝识别,分析天然裂缝在纵向上的分布规律。结果表明,与基于岩心和成像测井资料获得的裂缝识别结果对比,FIP 方法的天然裂缝识别率达 90% 以上。纵向上,长 8 段 1 亚段 1 小层中天然裂缝最发育。

姬塬油田 L 井区的构造裂缝主要形成于燕山期和喜马拉雅期<sup>[5]</sup>,构造裂缝由古构造应力作用造成。

笔者结合岩心、成像测井和常规测井资料得到裂缝的发育情况,通过储层地质力学方法<sup>[28,31-32]</sup>,明确岩石破裂指数的分布,结合单井 FIP 的识别结果(FIP 值介于 0~1),统计 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝的发育强度(即单位宽度内 FIP 的面积与单位测井曲线道面积之比)。随后,统计井点上岩石的破裂指数,并将其与常规测井资料统计的天然裂缝发育强度建立相关关系,确定长 8 段 1 亚段 1 小层的天然裂缝发育强度,从而预测天然裂缝的平面分布规律。结果表明,L 井区内长 8 段 1 亚段 1 小层在东南部的天然裂缝最发育,西南部、东北部局部和中部局部地区的天然裂缝相对发育较差(图 4)。

2.2 人工压裂缝

微地震监测是描述地下储层水力压裂缝形态及其参数特征的有效手段<sup>[33]</sup>。根据 5 口井的微地震监测数据(图 5),L 井区水力压裂缝的走向主要为 48°~71°。

生产实践表明,利用水力压裂施工参数可对储层的水力压裂缝参数特征进行评价<sup>[34-35]</sup>。姬塬油田 L 井区的压裂井缺乏微地震监测资料,而具有微地震监测资料的井则压裂施工参数往往不齐全,如平均砂比、前置液量、施工排量等数据较少且分布不均,无法反映全区水力压裂缝特征。目前,对于 L 井区的压裂井,仅

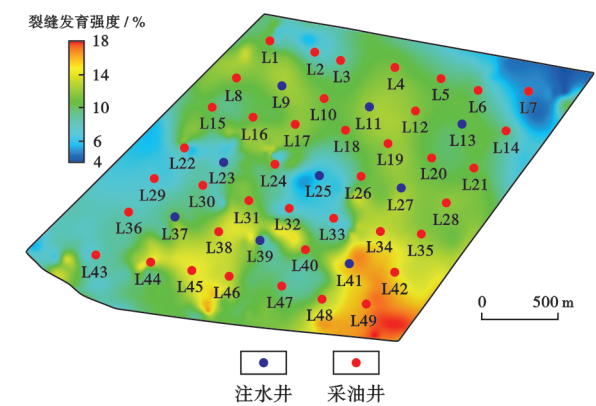


图 4 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝平面分布规律

Fig. 4 Planar distribution of natural fractures in the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield

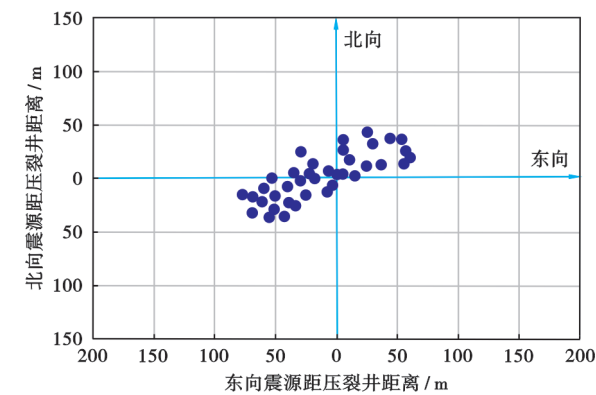


图 5 姬塬油田 L50 井长 8 段 1 亚段微地震解释的裂缝特征

Fig. 5 Fracture characteristics based on microseismic interpretation of the first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Well L50 of Jiyuan oilfield

总入地液量数据较为齐全,且与水力压裂缝的相关参数具有较好的正相关关系,可以较为准确地计算水力压裂缝带的缝长( $L_f$ )、缝宽( $L_d$ )、缝高( $L_h$ )等参数:

$$L_f = 0.7495x + 95.437 \tag{1}$$

$$L_h = 0.1059x - 0.692 \tag{2}$$

$$L_d = 0.441x - 25.695 \tag{3}$$

根据拟合经验公式计算各井的水力压裂缝相关参数,结果表明:L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层水力压裂缝带的缝长为 168.4~265.4 m,平均为 204.5 m;缝宽为 17.2~74.3 m,平均为 38.5 m;缝高为 9.6~23.3 m,平均为 14.7 m(表 1)。

2.3 注水诱导裂缝

前人研究表明,当储层注水诱导裂缝形成后,会导致采油井的含水率陡增或呈阶梯状上升,注水井的吸水剖面呈不均匀尖峰状吸水特征,吸水层厚度小且吸

表 1 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层水力压裂缝参数

Table 1 Hydraulic fracture parameters of the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield

井号	射孔井段/ m	入地液体 总量/ $\text{m}^3$	缝长/m	缝宽/m	缝高/m
L1	2 636~2 641	129.5	192.5	31.4	13.0
L2	2 639~2 645	136.0	197.4	34.3	13.7
L3	2 646~2 652	150.2	208.0	40.5	15.2
L4	2 611~2 617	97.3	168.4	17.2	9.6
L5	2 618~2 624	112.8	180.0	24.1	11.3
L6	2 651~2 656	150.4	208.2	40.6	15.2
L7	2 820~2 828	132.5	194.8	32.7	13.3
L8	2 649~2 656	179.4	229.9	53.4	18.3
L10	2 641~2 646	184.8	233.9	55.8	18.9
L12	2 582~2 587	226.8	265.4	74.3	23.3
L14	2 565~2 572	165.7	219.6	47.4	16.9
L15	2 696~2 703	190.7	238.4	58.4	19.5
L16	2 658~2 665	174.3	226.1	51.2	17.8
L17	2 650~2 656	126.9	190.6	30.3	12.8
L18	2 624~2 631	200.7	245.9	62.8	20.6
L19	2 570~2 576	111.5	179.0	23.5	11.1
L20	2 545~2 551	130.0	192.9	31.6	13.1
L21	2 556~2 561	150.6	208.3	40.7	15.3
L22	2 570~2 575	135.5	197.0	34.1	13.7
L24	2 560~2 567	141.2	201.3	36.6	14.3
L26	2 593~2 598	180.6	230.8	54.0	18.4
L28	2 550~2 555	128.2	191.5	30.8	12.9
L29	2 603~2 607	131.5	194.0	32.3	13.2
L30	2 600~2 607	166.4	220.2	47.7	16.9
L31	2 547~2 553	159.6	215.1	44.7	16.2
L32	2 533~2 539	159.6	215.1	44.7	16.2
L33	2 551~2 557	100.4	170.7	18.6	9.9
L34	2 536~2 541	129.1	192.2	31.2	13.0
L35	2 538~2 544	128.5	191.8	31.0	12.9
L36	2 607~2 613	144.8	204.0	38.2	14.6
L38	2 572~2 578	155.8	212.2	43.0	15.8
L40	2 536~2 543	128.2	191.5	30.8	12.9
L42	2 528~2 533	147.6	206.1	39.4	14.9
L43	2 583~2 588	155.6	212.1	42.9	15.8
L44	2 549~2 555	156.2	212.5	43.2	15.9
L45	2 566~2 572	117.5	183.5	26.1	11.8
L46	2 596~2 601	112.7	179.9	24.0	11.2
L47	2 526~2 531	113.2	180.3	24.2	11.3
L48	2 477~2 482	149.1	207.2	40.1	15.1
L49	2 579~2 584	112.5	179.8	23.9	11.2

水量大,压力试井的双对数导数曲线呈开口状并呈现“1/2”斜率上升,若油井与注水井间存在注水诱导裂缝,油井试井解释的地层压力较未发育注水诱导裂缝井高,甚至远高于原始地层压力<sup>[25,36]</sup>。笔者在前期综合利用测井、生产数据、压力试井和吸水剖面等资料研究注水诱导裂缝的成因机理、动态响应和展布特征的基础上,揭示了姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段致密砂岩储层注水诱导裂缝的分布特征:长 8 段 1 亚段储层

的长期注水导致 NEE—SWW 向和 NE—SW 向天然裂缝优先开启和扩展延伸,形成注水诱导裂缝,其走向与 L 井区的水平最大主应力方向一致;其次为 NW—SE 向高角度构造裂缝,注水诱导裂缝主要分布于长 8 段 1 亚段 1 小层<sup>[25]</sup>(图 6)。

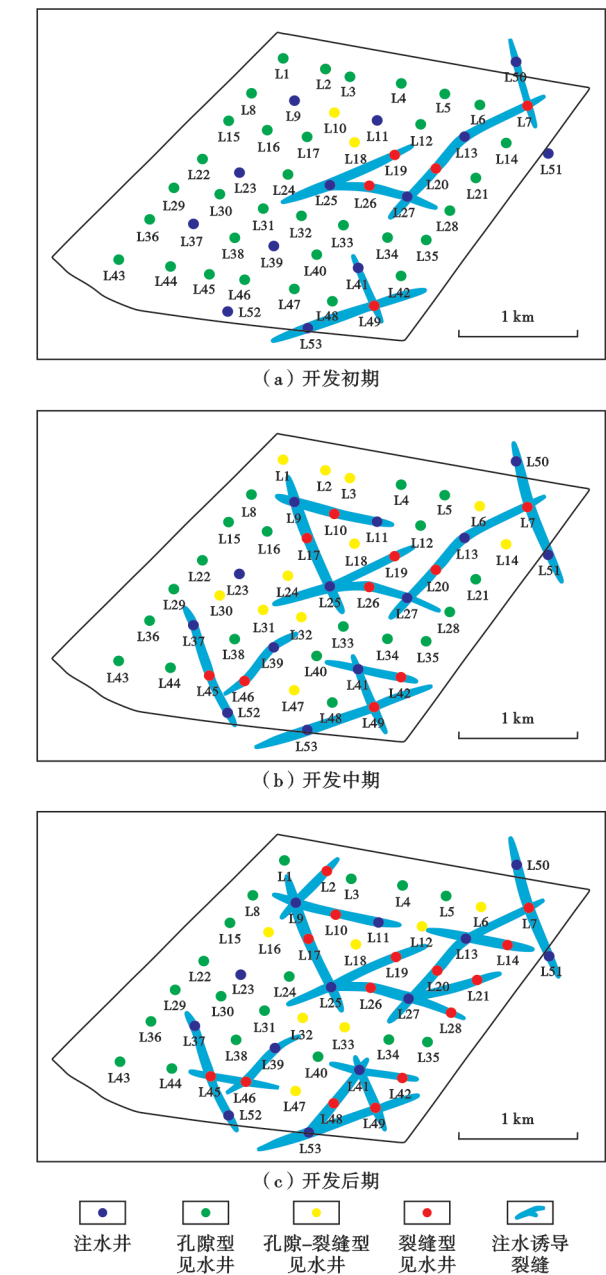


图 6 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层不同阶段注水诱导裂缝分布特征(据文献[25]修改)

Fig. 6 Waterflooding induced fracture distribution of the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield at different development stages

开发初期,注水诱导裂缝主要发育于姬塬油田 L 井区中部偏东部、东北部以及东南部天然裂缝发育部位[图 6(a)]。受注水开发影响,中一后期天然裂缝的

开启压力降低,L 井区注水诱导裂缝进一步发育。开发中期,L 井区南部以及中部偏北部地区进一步形成新的注水诱导裂缝,原先存在的注水诱导裂缝扩展延伸,并造成 L 井区油井整体含水率上升[图 6(b)]。开发后期,受注水开发不断深入影响,注水井周围不同方向的天然裂缝开启,形成小规模注水诱导裂缝,在中期注水诱导裂缝形成的基础上进一步加剧了采油井呈裂缝型见水[图 6(c)]。最终形成了注水诱导裂缝的走向以 NE—SW 向和 NW—SE 向为主,部分为近 EW 向。

3 复杂缝网系统三维地质建模

针对不同成因类型的裂缝,笔者分别对天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝进行了建模。在综合岩心、常规测井、薄片和成像测井等资料获取天然裂缝参数信息的基础上,首先以储层地质力学方法得到的天然裂缝平面分布的预测结果作为天然裂缝空间分布的趋势体,利用常规测井解释获得的天然裂缝纵向分布规律,建立符合研究区的天然裂缝发育程度的约束体;然后,以约束体作为天然裂缝空间约束信息,分不同组系,用随机建模方法建立天然裂缝的离散网络模型,这样可解决因缺乏天然裂缝空间分布信息、岩心及成像测井资料少而导致的模型准确性低的问题;之后,在天然裂缝三维地质模型的基础上,根据天然裂缝对水力压裂缝的影响机理,运用确定性建模方法建立研究区水力压裂缝与天然裂缝的耦合模型;在此基础上,结合注水诱导裂缝形成机理,分析不同走向裂缝的开启特征,利用确定性建模方法建立天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统三维地质模型。

3.1 建模方法

3.1.1 天然裂缝

笔者通过离散裂缝网络建模法建立天然裂缝模型。首先,利用储层地质力学法<sup>[28,31-32]</sup>获取井间天然裂缝分布趋势(图 4),结合典型井的常规测井 FIP 资料对天然裂缝的解释成果,建立 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝发育程度的约束体(图 7)。利用未参与建模井的常规测井资料对天然裂缝的识别结果进行验证,所建的长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝发育程度约束体与常规测井资料对天然裂缝识别结果的对应性较好,表明基于现有资料开展的长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝发育程度约束体建模的可靠性较强。建模过程中利用平面裂缝的发育强度进行约束,可以较好地避免由于单井数据过少、井距过大导致的井间天然裂缝发育程度预测精度较低的问题。

在建立天然裂缝发育程度约束体后,分组系建立天然裂缝三维离散裂缝网络模型。统计不同组系裂缝



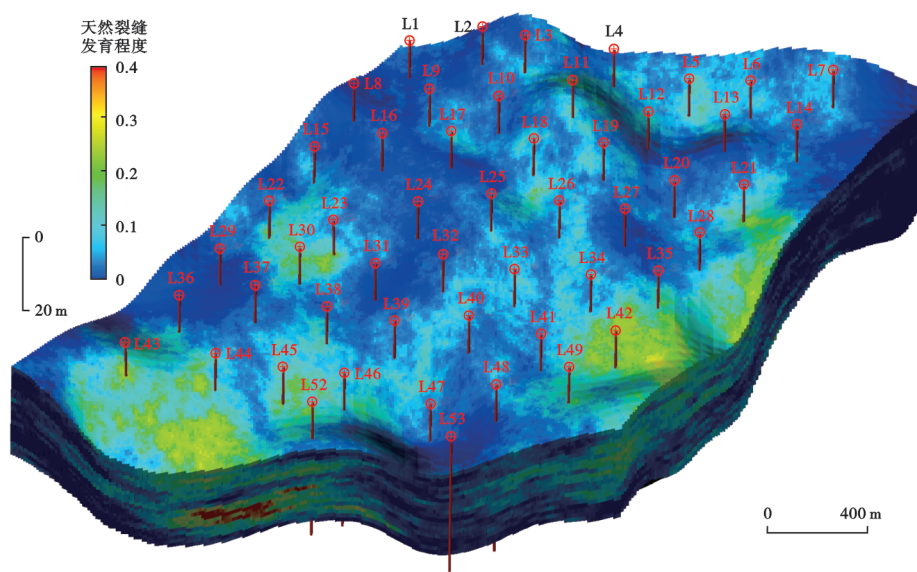


图 7 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝发育程度约束体

Fig. 7 Constraint body of natural fractures within the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield

的占比,分 NEE—SWW 向、NW—SE 向、近 EW 向和 NE—SW 向 4 组裂缝进行建模,其占比分别为 50.0%、8.3%、29.2%和 12.5%。建模时用各组系裂缝占比对裂缝发育程度约束体加权,以实现对不同组系裂缝的发育数量进行控制。模型中的天然裂缝参数(如倾角、高度、长度和开度等)以基于岩心观察和成像测井的统计数据(表 2)进行控制。L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层不同走向裂缝的倾角平均为 85°,开度平均为 193  $\mu\text{m}$ ,长度平均为 10.6 m。建模过程中同时结合试井等油藏工程方法,对所建模型的天然裂缝参数不断进行优化调整。

表 2 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层天然裂缝建模参数

Table 2 Modeling parameters of natural fractures within the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield

裂缝走向	不同走向裂缝占比/%	不同走向裂缝平均倾角/(°)	裂缝长度/m
NEE—SWW	50.0	85	2.9~57.4/10.6
NW—SE	8.3	85	
EW	29.2	85	
NE—SW	12.5	85	

注:“/”后为平均值。

3.1.2 水力压裂缝

水力压裂缝是致密低渗油藏在注水开发阶段为了增加油井产量,由水力压裂产生的裂缝,其中,主水力压裂缝的开度大。水力压裂缝对储层渗流能力的改造明显,但在过往研究中极少考虑对水力压裂缝进行建模。L 井区为常规密井网水力压裂开发区块,水力压裂微地震监测数据极少,仅局部典型井有微地震监测资料,无法仅依据微地震资料建立有效的水力压裂缝

模型。因此,笔者在明确研究区水力压裂层段、水力压裂缝方位及参数特征的基础上,利用确定性建模方法建立水力压裂缝-天然裂缝的耦合缝网模型。

3.1.3 注水诱导裂缝

注水诱导裂缝是储层在长期注水开发过程中形成的裂缝,受油藏工程因素(如水力压裂、注采时间、注采比、注采强度等)以及多种地质因素(如天然裂缝、现今地应力等)影响<sup>[37]</sup>。受限于注水诱导裂缝的成因机理、形成时间和规模,该类裂缝无法通过地震、测井等常规方法准确获取裂缝的空间分布位置及渗流参数特征,仅能在分析其形成机理基础上,通过已有的大量生产动态资料来分析。笔者在前期通过大量生产动态资料明确了姬塬油田 L 井区在不同开发阶段注水诱导裂缝的分布特征<sup>[25]</sup>。根据注水诱导裂缝的分布特征,在不同开发阶段水力压裂缝与天然裂缝耦合的三维缝网地质模型基础上,考虑天然裂缝的优先开启方位,采用确定性建模方法可建立天然裂缝-人工裂缝-注水诱导裂缝耦合地质模型。

3.2 三维地质模型

复杂缝网系统三维建模包括:首先,通过天然裂缝发育程度约束的离散裂缝网络建模方法建立研究区天然裂缝三维地质模型;在此基础上,以确定性建模方法建立天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的缝网系统三维地质模型。

天然裂缝的建模结果表明,L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层的天然裂缝主要发育于研究区东南部、南部、西北部以及东北部局部。L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层的水力压裂缝走向以近 NEE—SWW 向为主(图 8—图 10)。

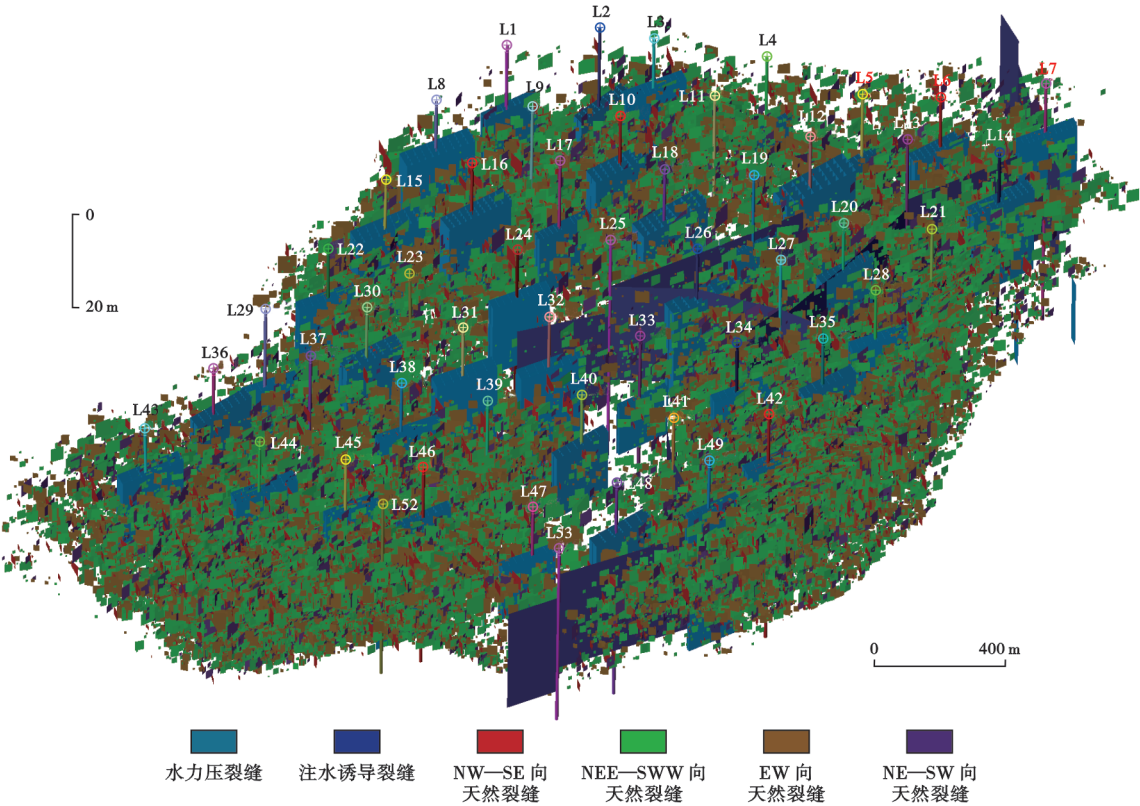


图 8 长 8 段 1 亚段 1 小层开发初期天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统模型

Fig. 8 Complex fracture network system model coupling natural fractures,hydraulic fractures and waterflooding induced fractures in the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation at the early development stage

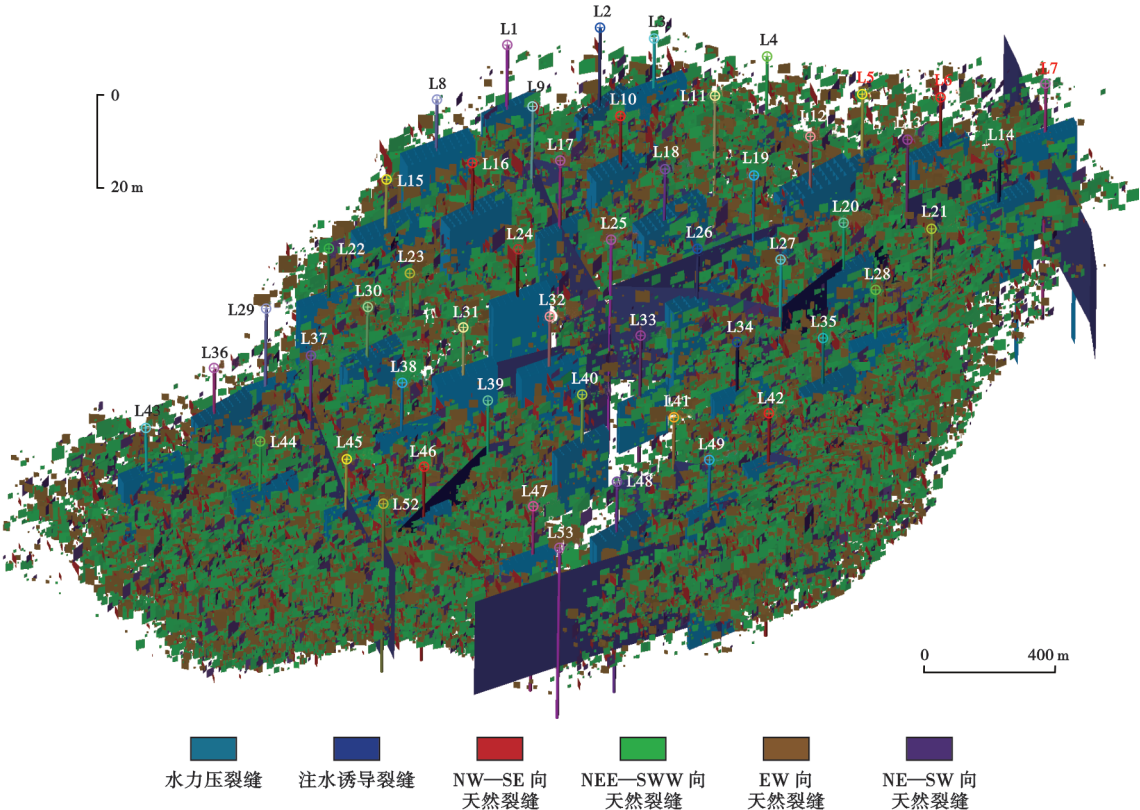


图 9 长 8 段 1 亚段 1 小层开发中期天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统模型

Fig. 9 Complex fracture network system model coupling natural fractures,hydraulic fractures and waterflooding induced fractures in the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation at the middle development stage



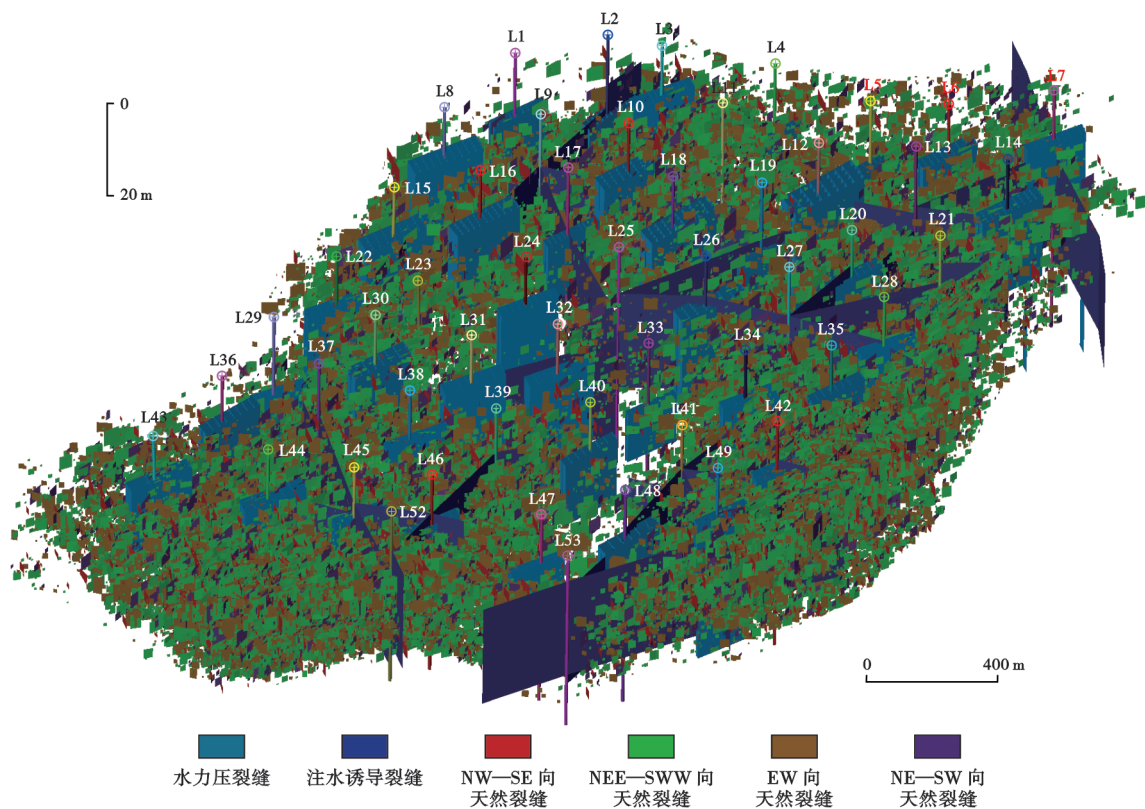


图 10 长 8 段 1 亚段 1 小层开发后期天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统模型

Fig. 10 Complex fracture network system model coupling natural fractures,hydraulic fractures and waterflooding induced fractures in the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation at the late development stage

L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层在开发初期的注水诱导裂缝主要分布于研究区东北部和东南部(图 8),中一后期在研究区东北部、西北部、东南部及南部形成新的注水诱导裂缝,且注水诱导裂缝方向多变(图 9、图 10)。总体上,全区形成的注水诱导裂缝最终以近 NE—SW 向和 NW—SE 向为主,部分为近 EW 向。

3.3 模型验证

一个准确的裂缝离散网络模型不仅需要与研究区

已有的储层裂缝的地质认识相符合,还需要与生产动态实际相符。结合 L 井区生产动态资料、孔渗数据、油水相渗数据等,将已建立的各时期天然裂缝—水力压裂缝—注水诱导裂缝耦合的缝网系统模型等效于储层基质模型,利用 CMG 油藏数值模拟软件进行历史拟合,其结果显示,L 井区的单井拟合率达 88% 以上,全区拟合产液量的精度较高(图 11),表明所建立的复杂缝网系统地质模型与研究区实际复杂缝网系统的分

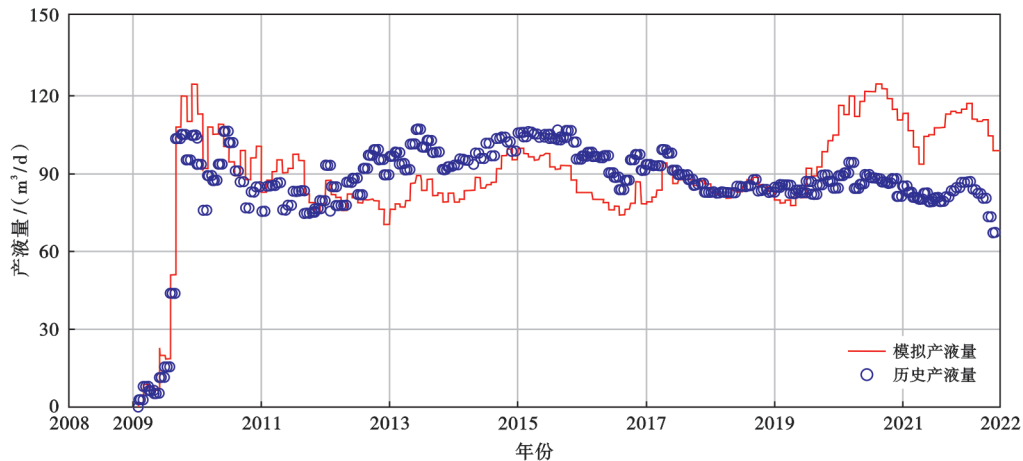


图 11 姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层全区日产液量拟合结果

Fig. 11 Fitting results of daily liquid production of the first layer of first submember of Member 8 of Yanchang Formation in Wellblock L of Jiyuan oilfield



布相符合,可为该油藏中一后期开发方案的调整提供地质依据。

## 4 讨 论

受多期构造、成岩作用以及油藏工程因素影响,致密砂岩储层裂缝(天然裂缝、水力压裂缝、注水诱导裂缝等)具有成因多样性、形成时间多阶段性、规模多级次性、分布受多因素控制、表征方法多样性等特点。目前,储层复杂缝网系统建模技术尚处于探索阶段,尤其是将注水诱导裂缝耦合入天然裂缝与水力压裂缝复杂缝网系统的三维建模尚处于初步探索阶段。笔者利用已有资料对姬塬油田 L 井区的复杂缝网系统开展了研究,提出了基于裂缝发育程度约束的随机建模与确定性建模相结合的致密砂岩储层复杂缝网系统三维地质建模方法,然而,受限于资料程度,建模方法仍存在一系列关键性难题有待解决。

目前,基于离散裂缝网络建模方法的储层裂缝建模已应用于天然裂缝建模和水力压裂缝建模上,多集中于天然裂缝建模。由于不同裂缝的成因机理不同,建模方法和资料存在差异,其中,天然裂缝的表征依赖于岩心、测井和地震等静态地质资料,水力压裂缝和注水诱导裂缝的表征依赖于微地震、吸水剖面、生产动态曲线和示踪剂等动态监测数据。这导致水力压裂缝的建模往往孤立于储层基质模型与天然裂缝模型之外,忽略了两者的相互影响,而现有的建模方法尚未充分考虑天然裂缝对水力压裂缝形态、规模和扩展规律的控制作用。此外,注水诱导裂缝的成因机理多样,且其受注水压力、现今地应力和天然裂缝等多因素控制,形成时间跨度大(可能是数月至数年之久),无法利用常规地质手段以及地震、测井等常规地球物理方法对其形成时间、位置和规模进行动态描述,仅能通过有限的生产动态曲线、吸水剖面和压力试井等动态资料进行识别,并需要结合储层及天然裂缝的发育特征进行判断,因而难以建立能够真实反映注水诱导裂缝动态变化的地质模型。

人工压裂缝和注水诱导裂缝的建模主要依赖确定性建模方法,根据已有的天然裂缝模型先后建立研究区的水力压裂缝模型和注水诱导裂缝模型。该方法存在较大的主观性,未充分探讨天然裂缝与人工压裂缝的相互作用关系以及注水诱导裂缝的成因机理、扩展规律与天然裂缝-水力压裂缝组成的缝网系统的耦合关系。此外,建模过程高度依赖于有限的地质、地球物理和生产动态资料,由其刻画的水力压裂缝的空间分布在精度上有限,所建立的复杂缝网系统模型无法反映注水诱导裂缝形成的动态变化过程。这些资料的局

限性制约了模型的准确性。

针对以上存在的问题,关于致密储层天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统的三维建模研究,在以下 2 方面需要引起重视。

(1) 天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝的相互耦合机理。在致密储层中,由于天然裂缝的存在,水力压裂缝的形成过程中会受到天然裂缝的影响,而注水诱导裂缝的形成又受天然裂缝、水力压裂缝的影响;同时,在注水诱导裂缝形成过程中,天然裂缝和水力压裂缝会发生变化。综合利用静态、动态资料,考虑各类裂缝间的相互作用,厘清天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝分布规律需要明确的关键问题之一。

(2) 天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝的动态研究。在长期的注水开发过程中,由于现今地应力场是动态变化的,注水诱导裂缝会动态扩展延伸,同时,天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝的开度亦会发生动态变化,进而造成复杂缝网系统渗流场的动态变化。在注水开发过程中,明确现今地应力的动态变化规律、注水诱导裂缝扩展延伸的动态演化过程以及各类裂缝开度的动态变化规律,是建立致密储层天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统三维动态模型的关键,也是研究中亟待解决的难题。建立符合致密储层实际的复杂缝网系统的三维动态模型,对致密储层开发中一后期开发方案的调整和提高采收率具有重要的意义。

## 5 结 论

(1) 鄂尔多斯盆地姬塬油田 L 井区长 8 段 1 亚段 1 小层主要发育 NEE—SWW 向和近 EW 向高角度天然裂缝;天然裂缝以东南部最发育,西南部、东北部局部和中部局部地区的发育程度较差。注水诱导裂缝以近 NE—SW 向和 NW—SE 向为主,部分为近 EW 向,主要分布于中部偏东部、东北部、西北部、南部及东南部。水力压裂缝的走向主要为  $48^{\circ}\sim 71^{\circ}$ ,平均缝长为 204.5 m,平均缝宽为 38.5 m,平均缝高为 14.7 m。

(2) 提出了一种适合于姬塬油田 L 井区致密砂岩储层的天然裂缝-水力压裂缝-注水诱导裂缝耦合的复杂缝网系统地质建模方法。该方法首先基于裂缝发育程度约束的随机建模方法,分组系建立天然裂缝离散网络模型;然后,以确定性建模方法建立水力压裂缝和注水诱导裂缝。油藏数值模拟表明,所建立的模型具有较强的可靠性,可为致密储层复杂缝网系统展布特征的研究提供借鉴。

(3) 在注水开发过程中,综合利用静态、动态资料,分析天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝的相互

耦合机理及动态变化,是建立天然裂缝、水力压裂缝和注水诱导裂缝耦合的、符合致密储层实际的复杂缝网系统三维动态模型的研究方向,对致密储层开发中—后期开发方案的调整和提高采收率具有重要意义。

**符号注释:** $L_f$ —水力压裂缝带缝长,  $m$ ;  $L_h$ —水力压裂缝带缝高,  $m$ ;  $L_d$ —水力压裂缝带缝宽,  $m$ ;  $x$ —压裂的总入地液量,  $m^3$ 。

参 考 文 献

[1] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026.  
SUN Longde,ZOU Caineng,JIA Ailin,et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development,2019,46(6):1015-1026.

[2] 郭建春,路千里,刘壮,等. “多尺度高密度”压裂技术理念与关键技术——以川西地区致密砂岩气为例[J]. 天然气工业,2023,43(2):67-76.  
GUO Jianchun,LU Qianli,LIU Zhuang,et al. Concept and key technology of “multi-scale high-density” fracturing technology;a case study of tight sandstone gas reservoirs in the western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2023,43(2):67-76.

[3] 曾联波,赵向原. 鄂尔多斯盆地天然裂缝与注水诱导裂缝[M]. 北京:科学出版社,2019.  
ZENG Lianbo,ZHAO Xiangyuan. Natural fractures and waterflooding induced fracture in the Ordos Basin[M]. Beijing:Science Press,2019.

[4] 赵向原,曾联波,靳宝光,等. 低渗透油藏注水诱导裂缝特征及形成机理——以鄂尔多斯盆地安塞油田长 6 油藏为例[J]. 石油与天然气地质,2018,39(4):696-705.  
ZHAO Xiangyuan,ZENG Lianbo,JIN Baoguang,et al. Characteristics and formation mechanisms of waterflood induced fractures in low-permeability reservoirs;a case study from Chang 6 reservoir in Ansai oilfield,Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology,2018,39(4):696-705.

[5] 曾联波,高春宇,漆家福,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用[J]. 中国科学 D 辑:地球科学,2008,38(S1):41-47.  
ZENG Lianbo,GAO Chunyu,QI Jiafu,et al. Distribution and permeable of reservoir fractures,Longdong area of south Ordos Basin[J]. Science in China:Series D,2008,38(S1):41-47.

[6] 何建华,丁文龙,王哲,等. 页岩储层体积压裂缝网形成的主控因素及评价方法[J]. 地质科技情报,2015,34(4):108-118.  
HE Jianhua,DING Wenlong,WANG Zhe,et al. Main controlling factors of fracture network formation of volume fracturing in shale reservoirs and its evaluation method[J]. Geological Science and Technology Information,2015,34(4):108-118.

[7] 曾联波,赵向原,朱圣举,等. 低渗透油藏注水诱导裂缝及其开发意义[J]. 石油科学通报,2017,2(3):336-343.  
ZENG Lianbo,ZHAO Xiangyuan,ZHU Shengju,et al. Waterflood-induced fractures and its significance for development of low permeability sandstone oil reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin,2017,2(3):336-343.

[8] WANG Youjing,SONG Xinmin. Comprehensive characterization integrating static and dynamic data for dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs;a case study of the Chang 6 reservoir of the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin,

China[J]. Minerals,2022,12(10):1277.

[9] WANG Yang,CHENG Shiqing,ZHANG Kaidi,et al. A comprehensive work flow to characterize waterflood-induced fractures by integrating real-time monitoring,formation test,and dynamic production analysis applied to Changqing oil field,China[J]. Society of Petroleum Engineers,2019,22(2):692-708.

[10] 王友净,宋新民,田昌炳,等. 动态裂缝是特低渗透油藏注水开发中出现的新的开发地质属性[J]. 石油勘探与开发,2015,42(2):222-228.  
WANG Youjing,SONG Xinmin,TIAN Changbing,et al. Dynamic fractures are an emerging new development geological attribute in water-flooding development of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development,2015,42(2):222-228.

[11] 刘建军,吴明洋,宋睿,等. 低渗透油藏储层多尺度裂缝的建模方法研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2017,39(4):90-103.  
LIU Jianjun,WU Mingyang,SONG Rui,et al. Study on simulation method of multi-scale fractures in low permeability reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition),2017,39(4):90-103.

[12] 彭凯,宁正福,王桂丽. 页岩气藏双重介质渗流模型研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2012,14(1):8-11.  
PENG Kai,NING Zhengfu,WANG Guili. Study for flow model in dual-porosity of shale gas reservoirs[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition),2012,14(1):8-11.

[13] 董少群,曾联波,XU Chaoshui,等. 储层裂缝随机建模方法研究进展[J]. 石油地球物理勘探,2018,53(3):625-641.  
DONG Shaoqun,ZENG Lianbo,XU Chaoshui,et al. Some progress in reservoir fracture stochastic modeling research[J]. Oil Geophysical Prospecting,2018,53(3):625-641.

[14] GUO Ye,LIANG Yu,LI Junchao,et al. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation[J]. Fuel,2019,250:327-338.

[15] 高翔,冯建伟,渠继航,等. 基于数字露头得多尺度裂缝模型建立及其对地下裂缝预测指导[J]. 地质科技通报,2024,43(2):143-155.  
GAO Xiang,FENG Jianwei,QU Jihang,et al. Establishment of multi-scale fracture model based on digital outcrop and its guidance for subsurface fracture prediction[J]. Bulletin of Geological Science and Technology,2024,43(2):143-155.

[16] FANG Junling,ZHOU Fengde,TANG Zhonghua. Discrete fracture network modelling in a naturally fractured carbonate reservoir in the Jingbei oilfield,China[J]. Energies,2017,10(2):183.

[17] 孙爽,赵淑霞,侯加根,等. 致密砂岩储层多尺度裂缝分级建模方法——以红河油田 92 井区长 8 储层为例[J]. 石油科学通报,2019,4(1):11-26.  
SUN Shuang,ZHAO Shuxia,HOU Jiagen,et al. Hierarchical modeling of multi-scale fractures in tight sandstones;a case study of the eighth member of the Yanchang Formation in Wellblock 92 of the Honghe oilfield[J]. Petroleum Science Bulletin,2019,4(1):11-26.

[18] WANG Guochang,BHATTACHARYA S. Natural fracture mapping and discrete fracture network modeling of Wolfcamp Formation in hydraulic fracturing test site phase 1 area, Midland Basin; fractures from 3D seismic data,image log,and core[J]. Marine and Petroleum Geology,2023,157:106474.

[19] 史璨,林伯韬. 页岩储层压裂裂缝扩展规律及影响因素研究探讨[J]. 石油科学通报,2021,6(1):92-113.  
SHI Can,LIN Botao. Principles and influencing factors for shale formations[J]. Petroleum Science Bulletin,2021,6(1):92-113.

[20] QIU Guozhou,CHANG Xin,LI Jing,et al. Study on the interac-

tion between hydraulic fracture and natural fracture under high stress[J]. Theoretical and Applied Fracture Mechanics, 2024, 130:104259.

[21] 龙胜祥,张永庆,李菊红,等. 页岩气藏综合地质建模技术[J]. 天然气工业,2019,39(3):47-55.  
LONG Shengxiang, ZHANG Yongqing, LI Juhong, et al. Comprehensive geological modeling technology for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(3):47-55.

[22] 商晓飞,龙胜祥,段太忠. 页岩气藏裂缝表征与建模技术应用现状及发展趋势[J]. 天然气地球科学,2021,32(2):215-232.  
SHANG Xiaofei, LONG Shengxiang, DUAN Taizhong. Current situation and development trend of fracture characterization and modeling techniques in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(2):215-232.

[23] 李渊,丁熊,王兴志,等. 鄂尔多斯盆地延长组长 8 段浅水三角洲砂体结构特征[J]. 天然气地球科学,2021,32(1):57-72.  
LI Yuan, DING Xiong, WANG Xingzhi, et al. Structural characteristics of sand bodies in shallow-water deltas in the Chang 8 Member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1):57-72.

[24] 康昱,陈刚,张卫刚,等. 鄂尔多斯盆地姬塬油区铁边城区块长 8 储层成岩致密化及其与油气成藏关系[J]. 地质科技通报,2021, 40(2):64-75.  
KANG Yu, CHEN Gang, ZHANG Weigang, et al. Diagenetic densification of Chang 8 sandstone reservoirs and its relationship with hydrocarbon accumulation in Tiebiancheng area, Jiyuan oilfield, Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(2):64-75.

[25] 吕文雅,安小平,刘艳祥,等. 致密砂岩储层注水诱导裂缝动态识别及演化特征——以鄂尔多斯盆地姬塬油田 L 井区长 8 油藏为例[J]. 石油与天然气地质,2024,45(5):1431-1446.  
LÜ Wenya, AN Xiaoping, LIU Yanxiang, et al. Dynamic responses and evolutionary characteristics of waterflood-induced fractures in tight sandstone reservoirs; a case study of oil reservoirs in the 8th Member of the Yanchang Formation, well block L, Jiyuan oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5):1431-1446.

[26] 赵向原,曾联波,王晓东,等. 鄂尔多斯盆地宁县一合水地区长 6、长 7、长 8 储层裂缝差异性及其开发意义[J]. 地质科学,2015, 50(1):274-285.  
ZHAO Xiangyuan, ZENG Lianbo, WANG Xiaodong, et al. Differences of natural fracture characteristics and their development significance in Chang 6, Chang 7 and Chang 8 reservoir, Ningxian-Heshui area, Ordos Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2015, 50(1):274-285.

[27] 罗贞耀. 用侧向资料计算裂缝张开度的初步研究[J]. 地球物理测井,1990,14(2):83-92.  
LUO Zhenyao. Preliminary study on the calculation of fracture aperture using laterolog log[J]. Geology Well Logging, 1990, 14(2):83-92.

[28] 吕文雅,曾联波,陈双全,等. 致密低渗透砂岩储层多尺度天然裂缝表征方法[J]. 地质论评,2021,67(2):543-556.  
LÜ Wenya, ZENG Lianbo, CHEN Shuangquan, et al. Characterization methods of multi-scale natural fractures in tight and low-permeability sandstone reservoirs[J]. Geological Review, 2021, 67(2):543-556.

[29] LYU Wenya, ZENG Lianbo, LIU Zhongqun, et al. Fracture responses of conventional logs in tight-oil sandstones; a case study of the Upper Triassic Yanchang Formation in southwest Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2016, 100(9):1399-1417.

[30] 唐小梅,曾联波,岳锋,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩油储层裂缝特征及常规测井识别方法[J]. 石油天然气学报,2012,34(6):95-99.  
TANG Xiaomei, ZENG Lianbo, YUE Feng, et al. Fracture characterization and identification by conventional logs of shale reservoirs in Ordos Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(6):95-99.

[31] 刘艳祥,吕文雅,曾联波,等. 鄂尔多斯盆地庆城油田长 7 页岩油储层多尺度裂缝三维地质建模[J]. 地学前缘,2024,31(5):103-116.  
LIU Yanxiang, LÜ Wenya, ZENG Lianbo, et al. Three-dimensional modeling of multiscale fractures in Chang 7 shale oil reservoir in Qingcheng oilfield, Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(5):103-116.

[32] LI Hui, LIN Chengyan, REN Lihua, et al. Quantitative prediction of multi-period tectonic fractures based on integrated geological-geophysical and geomechanics data in deep carbonate reservoirs of Halahatang oilfield in northern Tarim Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 134:105377.

[33] 田建涛,赵超峰,张伟,等. 水力压裂井中监测方法不对称压裂裂缝分析[J]. 石油物探,2019,58(4):563-571.  
TIAN Jiantao, ZHAO Chaofeng, ZHANG Wei, et al. Analysis of asymmetric hydraulic fracture for borehole microseismic monitoring[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2019, 58(4):563-571.

[34] 刘壮,郭建春,马辉运,等. 提升高温气井酸压有效缝长方法——以川西地区栖霞组为例[J]. 天然气地球科学,2019,30(12):1694-1700.  
LIU Zhuang, GUO Jianchun, MA Huiyun, et al. Simulation study of the approach to enhance acid penetration distance in high temperature gas well; case study of Qixia Formation, western Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12):1694-1700.

[35] 田佳,张勇,胡佳男. 基于微地震监测的新民油田水力压裂缝网形态对比分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2022,24(6):31-37.  
TIAN Jia, ZHANG Yong, HU Jia'nan. Comparison and analysis of hydraulic fracturing pattern in Xinmin oilfield based on microseismic monitoring[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2022, 24(6):31-37.

[36] 赵向原,曾联波,胡向阳,等. 低渗透砂岩油藏注水诱导裂缝特征及其识别方法——以鄂尔多斯盆地安塞油田 W 区长 6 油藏为例[J]. 石油与天然气地质,2017,38(6):1187-1197.  
ZHAO Xiangyuan, ZENG Lianbo, HU Xiangyang, et al. Characteristics of waterflood induced fracture in low-permeability sandstone reservoirs and its identification methods; a case study from Chang 6 reservoir in W area in Ansai oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6):1187-1197.

[37] 赵向原,吕文雅,王策,等. 低渗透砂岩油藏注水诱导裂缝发育的主控因素——以鄂尔多斯盆地安塞油田 W 区长 6 油藏为例[J]. 石油与天然气地质,2020,41(3):586-595.  
ZHAO Xiangyuan, LÜ Wenya, WANG Ce, et al. Major factors controlling waterflooding-induced fracture development in low-permeability reservoirs—A case study of Chang 6 reservoir in W block in Ansai oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3):586-595.