

# 特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟

梁卫卫<sup>1,2</sup>, 党海龙<sup>1,2</sup>, 刘滨<sup>1,2</sup>, 张天龙<sup>1,2</sup>, 王小锋<sup>1,2</sup>,  
侯玢池<sup>1,2</sup>, 崔鹏兴<sup>1,2</sup>, 王谦<sup>1,2</sup>, 张凤远<sup>3</sup>

1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710065;

2. 陕西省特低渗透油气田勘探与开发工程技术研究中心, 西安 710065;

3. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

**摘要:** 为了进一步明确特低渗透油藏注水诱导动态裂缝形成机理及其对特低渗透油藏注水开发的影响, 基于注水诱导动态裂缝室内实验, 阐述了注水诱导动态裂缝成因机理及延伸过程, 建立了注水诱导动态裂缝数值表征方法并进行了相对应的油藏数值模拟研究。注水诱导动态裂缝按照成因主要分为天然闭合型、人工压裂诱导型和超储层破裂压力型 3 类。注水诱导动态裂缝生长机理主要为注入压力与岩石破裂压力或裂缝延伸压力的反复作用促使岩石发育裂缝或使已存在的裂缝不断延伸。改进的注水诱导动态裂缝实验表明, 注入压力呈现反复的“升—降”特征, 且注入压力是岩石产生注水诱导动态裂缝的主控参数。注水诱导动态裂缝数值模拟结果也验证了注入井井底压力呈现周期性“憋压上升—起裂下降”趋势。诱导动态裂缝产生后, 裂缝体系内的压力和饱和度场是随着动态裂缝的开启和延伸而动态变化的, 且沿裂缝体系变化明显, 裂缝系统两侧波及范围小。

**关键词:** 注水诱导动态裂缝; 成因机理; 室内实验; 诱导裂缝数值表征; 油藏数值模拟; 特低渗透油藏

中图分类号: TE348

文献标识码: A

## Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs

LIANG Weiwei<sup>1,2</sup>, DANG Hailong<sup>1,2</sup>, LIU Bin<sup>1,2</sup>, ZHANG Tianlong<sup>1,2</sup>, WANG Xiaofeng<sup>1,2</sup>,  
HOU Binchi<sup>1,2</sup>, CUI Pengxing<sup>1,2</sup>, WANG Qian<sup>1,2</sup>, ZHANG Fengyuan<sup>3</sup>

1. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710065, China;

2. Ultra-low Permeability Oil and Gas Exploration and Development Engineering  
Research Center of Shaanxi Province, Xi'an, Shaanxi, 710065, China;

3. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

**Abstract:** In order to further clarify the mechanism of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs and its influence on water injection development in ultra-low permeability reservoirs, the genetic mechanism and propagation process of dynamic fractures induced by water injection were expounded based on the laboratory experiments of water injection induced dynamic fractures. A numerical characterization method of water injection induced dynamic fractures was established, and the corresponding reservoir numerical simulation was researched. The results indicate that the water injection induced dynamic fractures include natural closure type, artificial fracturing induced type and super reservoir breakdown pressure type. The main growth mechanism of water injection induced dynamic fractures was that the continuous extension of the fractures developed in rocks or the existing fractures through repeated action of injection pressure and rock breakdown pressure or fracture propagation pressure. The improved water injection induced dynamic fracture experiment shows that the injection pressure presents the characteristics of repeated “up and down”, and the injection pressure is the main controlling parameter for the rock to generate water injection induced dynamic fractures. The numerical simulation results verify that the bottom hole pressure of the injection well shows a periodic trend of “pressure-build rise and crack initiation drop”. After the dynamic fracture was induced, the pressure and saturation fields in the fracture system change dynamically with the opening and extension of the dynamic fracture and the changes are mainly obvious along the

收稿日期: 2022-11-29; 修订日期: 2023-04-02。

作者简介: 梁卫卫 (1987—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事油藏地质建模及数值模拟研究。E-mail: 510741536@qq.com。

通信作者: 党海龙 (1971—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 从事低渗透油藏开发理论与技术研究工作。E-mail: danghl@yeah.net。

基金项目: 陕西省科技统筹创新工程计划项目“延长难采储量有效动用开发技术研究”(2016KTCL01-12)资助。

fracture system, and the influence range on both sides of the fracture system is small.

**Key words:** water injection induced dynamic fracture; genetic mechanism; laboratory experiment; numerical characterization of induced fracture; reservoir numerical simulation; ultra-low permeability reservoir

注水是低渗、特低渗透油藏二次开发的重要手段,目前已被广泛应用于特低渗透油藏开发中。注水开发中油水井生产表现出一种受裂缝控制的生产动态特征<sup>[1-6]</sup>,如注水井在未经过压裂或小规模压裂的基础上,关井压力降落试井解释出典型的裂缝流动特征,且不同阶段试井解释裂缝长度随时间延长不断增大;生产井含水出现明显的“台阶状”上升趋势,整体表现为特定方向见水,注水井吸水剖面解释为“尖峰状”吸水,示踪剂解释具有明显方向性特征<sup>[7-9]</sup>。以上生产特征主要是由于低渗、特低渗透油藏储层物性差,吸水能力弱,注入水聚集在井底附近造成井底压力不断升高。当井底压力达到临界压力时,储层破裂产生微裂缝体系且在注水条件下不断延伸,停止注水时微裂缝体系部分闭合,再次注水时裂缝又重新开启,进而形成了注水诱导动态裂缝。

明确注水诱导动态裂缝体系形成机理及采取哪些针对性调整措施以提高油田采收率是目前研究的难点,王友净等<sup>[10-12]</sup>结合油田注水开发实际得出了注水诱导动态裂缝是低渗油藏开发中新地质属性,从机理及矿场实际出发分析了动态裂缝的形成机理及其对注水开发的影响,同时动态裂缝方向与现今最大水平主应力方向一致,动态裂缝存在加剧了储层非均质性,造成油井快速水淹;赵向原等<sup>[13-17]</sup>认为注水动态裂缝是低渗、特低渗透油藏在长期注水开发过程中出现的必然现象,对注水诱导裂缝进行了定义,并以鄂尔多斯盆地安塞油田延长组长6油层组为例具体分析了注水动态裂缝特征、机理、识别方法及主控因素,为注水诱导动态裂缝研究提供了宝贵资料;王文环等<sup>[18-19]</sup>应用多种方法对注水动态裂缝开启机理进行了研究,认为注水动态裂缝主要与注水压力与各注采井连线方向的现今地应力有关,同时对裂缝的开启压力界限及延伸机理进行了研究,为后期加密调整提出了针对性建议。关于特低渗透油藏水驱油渗流理论及数值模拟研究,目前已完善了启动压力梯度、应力敏感及人工压裂裂缝的等效表征,而对于注水开发过程中诱导动态裂缝的表征,前人也做了部分研究,如采用方向性压敏效应表征动态裂缝及渗透率模型,建立考虑动态裂缝及基质非线性渗流数学模型等<sup>[20-23]</sup>。注水诱导动态裂缝的存在致使注入水

无法在储层中建立有效的驱替系统,加剧了储层非均质性,降低油藏水驱效率。为此,本文通过对注水诱导动态裂缝的类型及生长机理进行分析,开展了注水诱导动态裂缝室内实验研究,建立了一种注水诱导动态裂缝表征方法并进行了相应油藏数值模拟研究,实现了特低渗透油藏注水井井底压力动态变化的过程模拟,为指导特低渗透油藏注水开发参数优化及提高油藏水驱采收率提供借鉴。

## 1 注水诱导动态裂缝类型及生长机理

国内延长、长庆等低渗透油田注水开发实践表明,注水诱导动态裂缝广泛发育<sup>[7-9]</sup>。在分析总结延长油田注水区及衰竭式开发区快速高效补能作业实践基础上,根据动态裂缝成因将动态裂缝体系分为天然潜在闭合型、人工压裂诱导型及超储层破裂压力型三大类。

### 1.1 天然潜在闭合型

低渗、特低渗透油藏储层中一般发育天然微裂缝及构造层理<sup>[24]</sup>,这些天然裂缝及层理在原始埋存条件下呈闭合状态,且纵向上受单层控制,一般主要在单岩层内发育。岩石铸体薄片微裂缝发育,且微裂缝内部一般部分充填或未充填,其不参与流体渗流;随着注水井井底压力不断增大,储层中的天然微裂缝及层理系统开启,形成天然潜在闭合型动态裂缝,该类型动态裂缝在开启之后会长期保持开启状态。

### 1.2 人工压裂诱导型

特低渗透油藏开发中后期,部分压裂油井高含水后转注,当井底压力大于原始裂缝延伸压力时,原有裂缝会继续向前延伸。由于此时裂缝延伸压力低于地层破裂压力,因此,人工压裂诱导型动态裂缝相对而言易于形成,是后期注水开发要考虑的主要因素之一。

### 1.3 超储层破裂压力型

为有效提高特低渗透油藏衰竭式开发区开发效果,转变常规温和注水模式,采取大液量、大排量高压快速注水,短期内在注水井井底周围形成高压区,通过关井渗吸交换达到油井增油的目的。在大排量高压注入期间,当注水井井底压力大于地层破裂压力临界值时,注水井井底便会产生微裂缝并不断向前扩展。当停止注水时,注水井井底压力降落

至临界压力后,微裂缝体系在上覆地层压力下开始逐渐闭合,下次注水时裂缝体系易于开启。

### 1.4 诱导动态裂缝生长机理

注入水由注水井井底注入后首先沿着裂缝进行充填,由于裂缝空间体积有限及低渗透储层吸水能力差,裂缝内压力不断升高,当注水压力大于岩石破裂压力、天然裂缝开启压力或原始压裂裂缝的延伸压力时,注水诱导动态裂缝产生并不断向前延伸,延伸方向与储层现今最大主应力方向保持一致。注水诱导动态裂缝产生后裂缝内压力瞬间降低,此后随着新形成裂缝体系再次被注入水充满后裂缝内压力又缓慢升高,当压力再次大于延伸压力时,裂缝前缘再次向前延伸,此过程即为动态裂缝的生长机理<sup>[21]</sup>。

## 2 室内实验评价

### 2.1 实验仪器的改进

改造常规岩心水驱油实验设备,将进水管伸入到岩心内部实现注入水在注水井井底憋压的过程模拟,进而模拟特低渗透油藏注水诱导动态裂缝的生长过程,并通过注入压力曲线及注入 PV 数对注

水诱导动态裂缝特征进行定性及半定量分析。

### 2.2 实验样品的选取

本次实验主要选取了鄂尔多斯盆地延长油田西部油区三叠系延长组长 6(志丹油区)、长 8(定边油区)、长 9(吴起油区)油层组天然裂缝及层理构造不发育的岩心进行实验分析,本次实验主要研究超储层破裂压力型注水诱导动态裂缝的产生过程,不同油层组岩心各 3 块进行实验测试,具体基础实验数据见表 1。

### 2.3 实验结果及分析

本次实验通过大液量高速注入储层,模拟储层中注水诱导动态裂缝的产生及生长过程,并对注入压力与注入速度之间的关系曲线进行实时监测,通过分析可以得出注水诱导动态裂缝的开启时间及瞬时开启压力,并对岩心内产生的注水诱导动态裂缝复杂程度进行定性判断。

#### 2.3.1 注入压力分析

图 1 为岩心 Z2 及 W2 以恒定注入速度进行注水诱导动态裂缝模拟的具体实验数据。(1)Z2 岩心。当以 2 mL/min 恒定注入速度向岩心内注入时,注入压力快速上升至 2.27MPa(0.2min 时刻),随

表 1 鄂尔多斯盆地延长油田西部油区三叠系延长组岩心基础实验数据  
Table 1 Core basic experimental data of Triassic Yanchang Formation in western oil region of Yanchang oilfield, Ordos Basin

油层组	深度/m	样品编号	样品长度/cm	样品体积/cm <sup>3</sup>	孔隙体积/cm <sup>3</sup>	孔隙度/%	渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	储层物性
长 6	1 264.8	Z1	7.03	32.69	4.81	14.7	0.56	低孔、超低渗
	1 299.3	Z2	6.85	23.27	1.86	8.0	0.32	特低孔、超低渗
	1 529.2	Z3	7.04	32.49	3.60	11.1	0.36	低孔、超低渗
长 8	2 492.6	D1	7.04	31.92	3.58	11.2	0.18	低孔、超低渗
	2 493.1	D2	7.03	31.83	3.62	11.4	0.16	低孔、超低渗
	2 424.1	D3	7.04	32.24	3.03	9.4	0.09	特低孔、超低渗
长 9	2 218.8	W1	7.02	32.67	4.31	13.2	0.18	低孔、超低渗
	2 080.3	W2	6.18	28.92	3.88	13.4	0.15	低孔、超低渗
	2 080.6	W3	3.73	19.49	2.65	13.6	0.12	低孔、超低渗

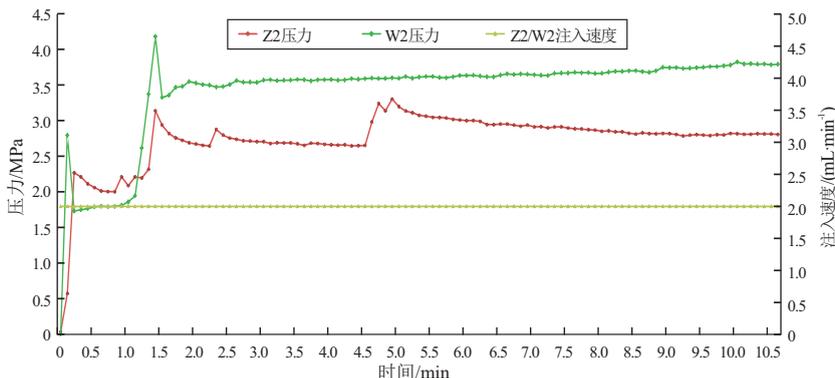


图 1 鄂尔多斯盆地延长油田西部油区岩样注入压力与注入速度之间的关系

Fig.1 Relationship between injection pressure and rate of rock samples in western oil region of Yanchang oilfield, Ordos Basin

后压力出现一定程度的下降(维持时间 0.5 min);从 0.8 min 时刻开始,随着注入量的增加,注入压力呈现指数上升趋势,压力值快速升高至 3.14 MPa (1.4 min 时刻),之后压力快速下降,表明生成了一定规模的注水诱导动态裂缝;此后压力又多次呈现“升高—下降”特征,表明岩心内产生了多次注水诱导动态裂缝的开启过程,当注入压力达到 3.31 MPa (4.9 min 时刻)时,注水诱导动态裂缝延伸到岩心外表面,此后注入压力呈现缓慢下降趋势并基本维持稳定。(2)W2 岩心。当以 2 mL/min 恒定注入速度向岩心内注入时,注入压力快速上升至 2.80 MPa (0.1 min 时刻),随后压力下降到 1.73 MPa;从 0.3 min 时刻开始,随着注入量的增大,注入压力呈现上升趋势,压力值在 1.4 min 时刻升高至 4.19 MPa,之后压力快速下降,表明生成了注水诱导动态裂缝;后期压力未出现明显的“升高—下降”特征,表明第一次生成的注水诱导动态裂缝已经延伸至岩心的外表面。

图 2 为岩心 W1 以不同注入速度进行注水诱导动态裂缝模拟。初始时刻以 1 mL/min 注入速度向岩心内注入时,注入压力快速上升至 2.29 MPa (1.1 min 时刻)后呈现变缓趋势,注入压力未出现明显的“升高—下降”特征;提高注入速度至 1.5 mL/min,注入压力快速升高至 2.94 MPa (1.3 min 时刻),随后注入压力在 3.07~2.88 MPa 之间“升高—下降”波动,表明岩心内产生了注水诱导动态裂缝;在 3 min 时刻注入速度提高至 2.0 mL/min,注入压力升高至 3.23 MPa 开始下降,后期注入压力保持基本稳定,表明岩心内产生的注水诱导动态裂缝已经延伸至岩心外表面。

对比图 1、图 2 中岩心 Z2、W2、W1 实验数据可

以发现,不同地区不同层位岩心产生注水诱导动态裂缝的压力及注入速度不同,不同储层物性决定岩心内注水诱导动态裂缝的起裂压力及起裂次数,岩心 Z2 注入过程中曲线上存在 3 次注入压力“升高—下降”特征表明:岩心内产生了 3 次诱导动态裂缝起裂,且 3 次瞬时起裂压力均不同,第二次起裂压力最低,第三次最高,表明第二次起裂位置处岩心物性及脆性较第一次起裂位置处好,第三次起裂位置处岩心物性及脆性最差;岩心 W2 注入过程中曲线上仅存在 1 次注入压力的“升高—下降”特征,表明岩心内物性及脆性基本一致,且第一次生成的注水诱导动态裂缝已经延伸至岩心的外表面。岩心 W1 通过多次改变注入速度实现了注水诱导动态裂缝的模拟,注入速度及注入压力是岩心内产生注水诱导动态裂缝的主控因素。

### 2.3.2 注入 PV 数分析

对与 Z2 岩心同区块同层位的 T1 岩心的常规注水驱替实验数据进行分析(图 3),初期以 0.65 MPa 压力进行驱替时,注入 PV 数为 0.44 时相对采出程度为 37.1%,之后保持稳定;当注入压力提升至 1.6 MPa 时,注入 PV 数为 0.70 时相对采出程度为 40.9%,之后保持稳定;再增大注入压力到 3.8 MPa 时,相对采出程度不再增加,表明岩心内已经形成水淹通道,再次增加注入压力仅加剧了注入水的采出速度。统计同地区不同开发区块同层位水驱油实验数据分析得出当采出程度稳定时注入 PV 数主要集中在 0.65~0.9 之间。

对模拟注水诱导动态裂缝起裂次数与累计注入体积及注入 PV 数进行分析(表 2),可以得出不同物性及脆性岩心产生诱导动态裂缝的次数不同,且产生诱导动态裂缝时需要注入的 PV 数不同,同

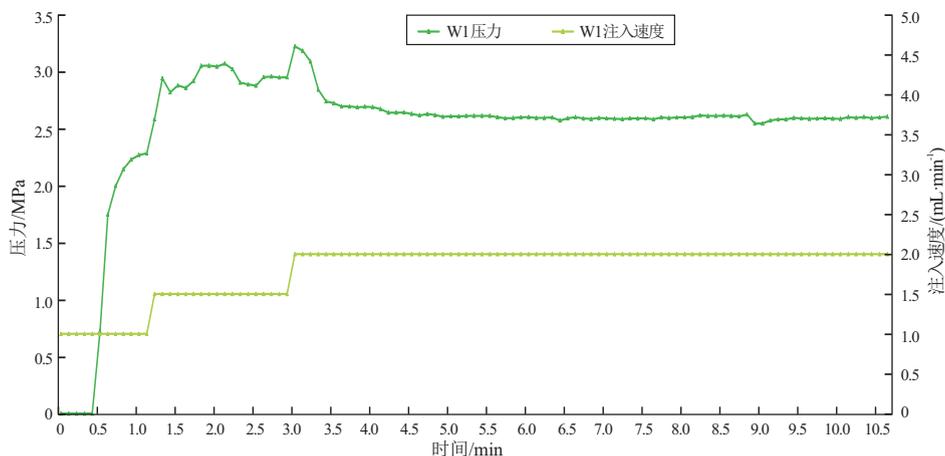


图 2 鄂尔多斯盆地延长油田西部油区岩样注入压力与注入速度之间的关系曲线

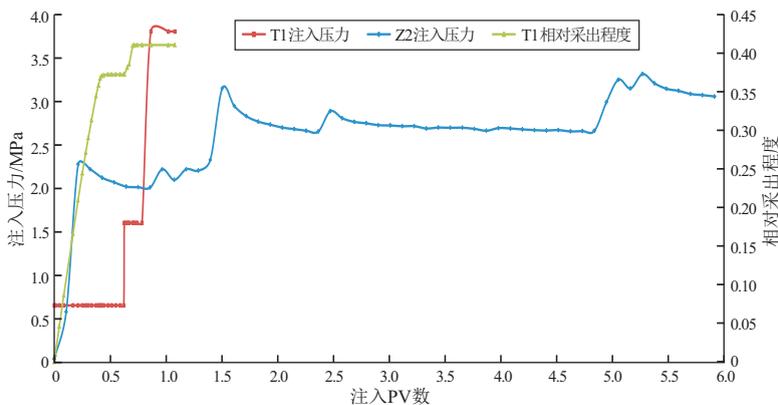


图3 鄂尔多斯盆地延长油田西部油区岩心注入 PV 数与注入压力的关系

Fig.3 Relationship between injection PV number and pressure of rock samples in western oil region of Yanchang oilfield, Ordos Basin

表 2 鄂尔多斯盆地延长油田西部油区岩心注水诱导动态裂缝起裂次数与累计注入 PV 数统计

Table 2 Statistics of initiation times and cumulative injection PV number of water injection induced dynamic fractures in western oil region of Yanchang oilfield, Ordos Basin

岩心编号	起裂次数	累计注入体积/cm <sup>3</sup>	累计注入 PV 数
Z2	1	2.8	1.51
	2	4.6	2.47
	3	9.8	5.27
W1	1	6.3	1.45
W2	1	3.0	0.77

一岩心多次起裂时需要注入的 PV 数成倍增加。对比岩心 T1 和 Z2 注入 PV 数及注入压力的关系可以得出,产生注水诱导动态裂缝需要较高的注入压力,不同物性岩心产生注水诱导动态裂缝时注入 PV 数均较常规水驱高。

### 3 注水诱导动态裂缝数值模拟

为进一步明确注水诱导动态裂缝响应特征,针对注水诱导动态裂缝的延伸方向、压力界限、注水诱导动态裂缝模型进行了深入研究,并建立了相应的数值表征模型。

#### 3.1 延伸方向及压力界限

##### 3.1.1 延伸方向

结合前人研究成果,注水诱导动态裂缝总是沿着最小破裂压力方向延伸,并与现今地应力场最大水平主应力方向保持一致<sup>[25]</sup>。借鉴邻区长 6 油藏储层岩石现今最大水平主应力方向,研究区长 6 油藏示踪剂监测数据及油井高含水水淹数据得出该区注水诱导动态裂缝的延伸方向为 NE55°~NE65°左右。

##### 3.1.2 开启及延伸压力界限

数值模拟时首先确定诱导动态裂缝的延伸方

向,再通过断判当前网格压力与开启压力界限,决定当前网格诱导动态裂缝是否开启,开启后再根据裂缝延伸压力确定裂缝的延伸长度。注水诱导动态裂缝的开启压力界限,主要根据现今最小水平主应力法及注水指示曲线进行综合确定。

#### (1) 现今最小水平主应力法

对于无天然裂缝发育储层,裂缝开启压力应大于等于现今最小水平主应力及岩石的抗张强度之和;对于天然裂缝发育储层,岩石抗张强度可以忽略,裂缝开启压力应大于等于最小水平主应力值。根据邻区岩石力学性质测试资料可知,该区区长 6 油层组泊松比 0.123~0.306,弹性模量 7.0~12.9 GPa,张性破裂压力 23.6~29.5 MPa,最小水平主应力值为 16.5~21.2 MPa,岩石抗张强度为 4.1~5.2 MPa,根据裂缝延伸压力大致等于岩石最小水平主应力与岩石抗张强度之和,进而得出该区区长 6 油层组裂缝开启压力为 20.6~26.4 MPa。再结合油井压裂施工曲线分析参数、油水井动态分析资料确定裂缝的延伸压力为 17.5~23.4 MPa。

#### (2) 注水指示曲线法

该方法是目前获得注水诱导动态裂缝的常用方法,通过统计研究区注水井注水量与注入压力的关系,得出注水指示曲线拐点数据,进而得到储层动态裂缝的开启压力。图 4 为研究区长 6 油藏注水井的注水指示曲线,当注入压力在 9.0 MPa 左右时,日注水量出现明显拐点,再结合研究区长 6 油藏埋深数据折算注水诱导动态裂缝开启压力约为 25.0 MPa。

### 3.2 注水诱导动态裂缝模型建立

针对于注水形成的诱导动态裂缝,其几何形态特征一般表现为主方向裂缝,规模一般跨越多个井距<sup>[26-30]</sup>,目前主要采用嵌入式离散裂缝模型对注

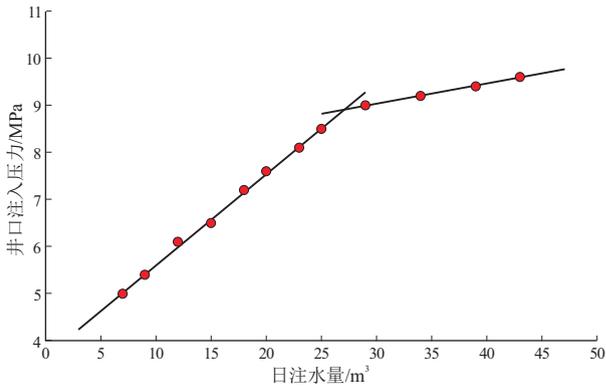


图 4 鄂尔多斯盆地延长油田西部油区长 6 油藏注水指示曲线

Fig.4 Water injection index curves of Chang-6 reservoir in western oil region of Yanchang oilfield, Ordos Basin

水诱导动态裂缝进行表征。本次研究进行几何及渗流双重尺度的动态表征,考虑动态裂缝的扩展及流体间的相互作用,在几何尺度上将动态裂缝的开启及闭合过程等效为裂缝网格随时间的激活与湮灭过程,在渗流尺度上引入动态裂缝孔隙度及渗透率进行动态裂缝的表征。主要分两种情况进行讨论,一是注水井不压裂投注,井底附近不存在原始裂缝系统;二是油井转注后的投注,井底附近存在原始裂缝系统。本次以菱形反九点注采井网作为注水诱导动态裂缝研究的基础模型,同时对单一注采连线模型进行动态裂缝区—原始储层区—压裂裂缝区的“三区”设置(图 5)。

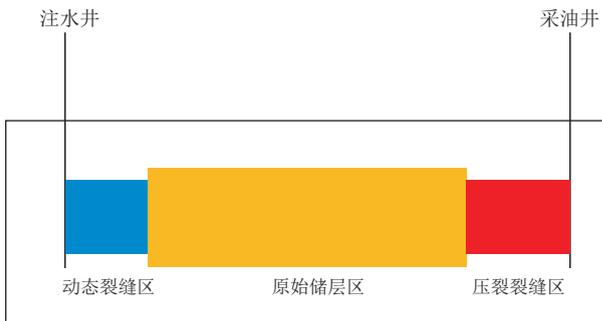


图 5 考虑注水诱导动态裂缝的单一注采连线模型

Fig.5 Single injection-production connection model considering water injection induced dynamic fractures

### 3.2.1 注水诱导动态裂缝几何尺度表征

注水诱导动态裂缝几何尺度表征主要包括在时间域及空间域的双重表征。假定注水诱导动态裂缝为垂直裂缝,动态裂缝在延伸过程中高度保持不变,裂缝开启时裂缝宽度及长度沿着最小破裂压力方向向前延伸,裂缝闭合时沿生长裂缝轨迹反向进行闭合(图 6)。

#### (1) 注水井不压裂投注

该情况针对的注水诱导动态裂缝类型为超储层破裂压力型,当注水压力大于裂缝的开启压力界限,注水诱导动态裂缝开启并在延伸压力下延伸。动态裂缝长度的表征:基质块网格方向与注水诱导动态裂缝延伸方向一致,且注水诱导动态裂缝与每一个基质网格块有 4 个交点坐标  $(X_1, Y_1, Z_1)$ 、 $(X_2, Y_2, Z_2)$ 、 $(X_3, Y_3, Z_3)$ 、 $(X_4, Y_4, Z_4)$ ,以基质网格块坐标文件为基础,将  $T_x$  时间步上的动态裂缝长度转换成与基质网格块的交点坐标的集合,然后嵌入到基质网格系统之中,完成  $T_x$  时刻诱导动态裂缝长度表征,同理完成  $T_{x+1} \sim T_t$  时间步下动态裂缝长度的表征。对于裂缝宽度数据的表征,首先通过差值计算得到  $T_x$  时刻注水井井底到动态裂缝前缘线上动态裂缝的宽度数据,再将裂缝宽度数据赋值到  $T_x$  时刻下对应的每一块基质网格系统之上,形成  $T_x$  时刻下动态裂缝的宽度数据坐标集合,同理得到  $T_{x+1} \sim T_t$  时间步下动态裂缝宽度的表征。通过不同时间步下动态裂缝长度及宽度数据的变化实现对动态裂缝的开启、延伸及闭合过程全时刻下的动态数值表征。

#### (2) 油井转注

该情况针对的注水诱导动态裂缝类型为人工压裂诱导型,当注水压力大于裂缝的延伸压力界限时,注水诱导动态裂缝在原有裂缝基础上开启并继续向前延伸。与注水井不压裂投注动态裂缝的几何尺度表征方式基本一致,唯一的区别在于初始  $T_0$  时刻注入井井底已经存在一定规模的原始压裂裂缝,且原始压裂裂缝表征方法与动态裂缝系统的表征方法一致,亦是对裂缝长度及宽度数据的动态表征。

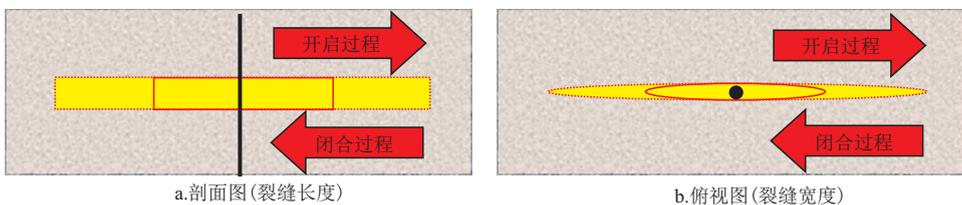


图 6 低渗透油藏注水诱导动态裂缝扩展模型

Fig.6 Propagation model of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs

### 3.2.2 注水诱导动态裂缝渗流尺度表征

注水诱导动态裂缝渗流尺度表征主要考虑裂缝开启、延伸的动态变化过程,定义了动态裂缝孔隙度及渗透率等模型。

#### (1) 动态裂缝孔隙度模型

考虑动态裂缝内压力变化对孔隙度的影响,建立了动态裂缝的孔隙度模型。

$$\varphi_{fr} = \begin{cases} \varphi_{fr} \exp[-C_f(p_{fr} - p_{fr})] & \text{开启} \\ \varphi_{mi} & \text{闭合} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\varphi_{fr}$ 为动态裂缝孔隙度,%; $\varphi_{fr}$ 为初始裂缝孔隙度,%; $C_f$ 为动态裂缝压缩系数, $1/\text{MPa}$ ; $p_{fr}$ 为初始裂缝内净压力, $\text{MPa}$ ; $p_{fr}$ 为裂缝内净压力, $\text{MPa}$ ; $\varphi_{mi}$ 为基质孔隙度,%。

#### (2) 动态裂缝渗透率模型

通过分析生产井返排及生产动态数据反演得到裂缝渗透率应力敏感模量 $\delta_{fr}$ ,通过该参数建立了动态裂缝渗透率与裂缝内压力的关系模型。

$$k_{fr} = \begin{cases} k_{fr} \exp[-\delta_{fr}(p_{fr} - p_{fr})] & \text{开启} \\ k_{mi} & \text{闭合} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $k_{fr}$ 为动态裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; $k_{fr}$ 为初始裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; $\delta_{fr}$ 为应力敏感模量, $1/\text{MPa}$ ; $k_{mi}$ 为基质渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 3.3 油藏数值模拟

将注水诱导动态裂缝模型加载到考虑渗吸驱替双重作用油水两相渗流控制方程内,通过动态裂缝长度及宽度数据嵌入到基质网格中实现动态裂缝的开启及闭合过程模拟,计算裂缝与裂缝、裂缝与基质的传导率构建线性方程组系数矩阵,并进行全隐式求解计算,进而得出裂缝系统及基质系统的压力、饱和度场等数据体。

### 3.3.1 模拟井组概况

Z147-7 井组位于鄂尔多斯盆地志丹周河衰竭式开发区,主要目的层为三叠系延长组长 6<sub>1</sub> 小层,埋深为 1 490 m,主要发育三角洲前缘亚相水下分流河道砂体,主物源为北东—南西向。目的层油层有效厚度为 9.0 m,油藏原始地层压力为 11.5 MPa,目前平均地层压力为 7.6 MPa,平均孔隙度为 11.5%,平均渗透率为  $0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均含油饱和度为 42.5%。该注采井组共 8 口油井,为不完善菱形反九点注采井网,井排距为 470.0 m $\times$ 150.0 m,平面网格尺寸设置为 20.0 m $\times$ 20.0 m,注采井间目的层单一砂体注采对应。2019 年 3 月投产初期单井平均日产液 3.3 m<sup>3</sup>,日产油 2.3 t,平均含水 20%,生产

29 个月平均单井日产液 1.3 m<sup>3</sup>,日产油 0.9 t,平均含水 13%。截至 2021 年 8 月底,该井组累计产液量 13 015.6 m<sup>3</sup>,累积产油 8 784.8 t,累计产水 2 431.5 m<sup>3</sup>,井组采出程度为 4.0%;2021 年 9 月 10 日—9 月 23 日采用大排量高压泵注设备进行地层能量的快速补充,平均日注水 480 m<sup>3</sup>,注入排量 1.1~1.3 m<sup>3</sup>/min 之间,累计注入 5 000 m<sup>3</sup>,井口注入压力 13.6~15.3 MPa 之间,均大于原始人工压裂裂缝的延伸压力,表明注入过程中产生了人工压裂诱导型注水诱导动态裂缝。

### 3.3.2 数值模拟结果

#### (1) 注入井井底压力分析

本次模拟的注入井为油井转注,注入井井底存在原始投产时的人工压裂裂缝。根据微地震监测数据可知,注入井井底原始人工压裂裂缝半长为 70.0 m,呈东西翼基本对称分布,压裂裂缝为北偏东 65°。随着注入井大液量、大排量快速注入,注入井井底压力开始呈现快速上升趋势,当原始压裂裂缝内压力大于裂缝的延伸压力时,储层基质中产生人工压裂诱导型注水诱导动态裂缝,动态裂缝延伸后注入压力快速下降,但由于注入排量大,注入压力又开始呈现上升趋势,因此,注入井井底压力呈现反复的“上升—下降”趋势(图 7)。实际井组注入过程中注入压力也表现为“憋压上升—裂下降”趋势,模拟结果与实际注入压力变化趋势一致。矿场作业时注入井注入压力快速上升到 11.8 MPa,随后稳步提高,第一天注入时压力最高值为 13.6 MPa,随后持续注入的第 2 天至第 6 天注入时,压力区间值为 14.7~15.4 MPa。

#### (2) 诱导动态裂缝长度分析

注入井大排量注入下,人工压裂诱导型注水诱导动态裂缝产生并开始向前延伸,注水结束后模拟结果表明原始人工压裂裂缝及诱导动态裂缝半长由原始的 70.0 m 增加到注水结束时刻的 260.0 m 左右。同时油井井底压力监测数据表明注采井组内沿裂缝发育方向上的油井在大排量注水期间压力呈明显的上升趋势,沿裂缝发育方向两侧油井井底压力上升幅度有限,也进一步验证了注水诱导动态裂缝的产生及延伸方向。

#### (3) 压力场、饱和度场分析

从注入井井底压力及饱和度场平面图(图 8,图 9)可以看出,大排量注入期间注水诱导动态裂缝随注入量及时间而改变,动态裂缝产生后裂缝体系内的压力及饱和度场是随着诱导动态裂缝的开启、延伸而动态变化的。这与常规预制静态裂缝有

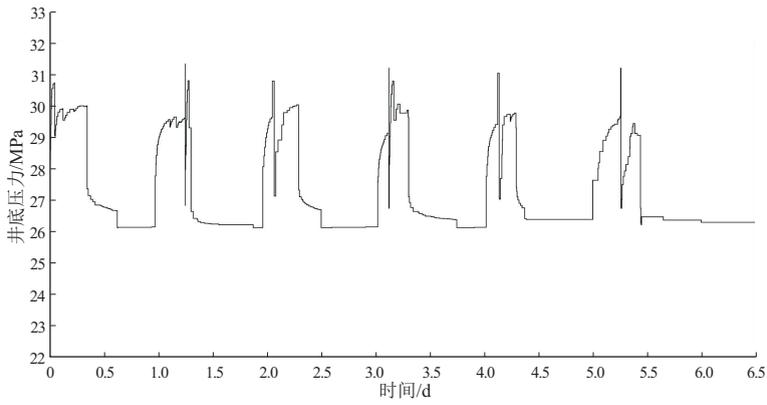


图 7 鄂尔多斯盆地志丹地区 Z147-7 井组注入井井底压力特征

Fig.7 Bottom hole pressure characteristics of injection well in Z147-7 well group, Zhidan area, Ordos Basin

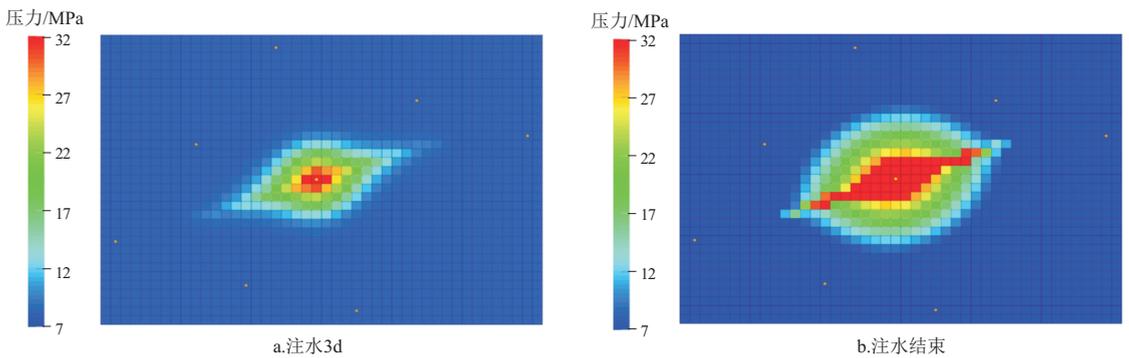


图 8 鄂尔多斯盆地志丹地区 Z147-7 井组注入井不同注水时刻压力场

Fig.8 Pressure field diagram of injection well at different water injection times of Z147-7 well group, Zhidan area, Ordos Basin

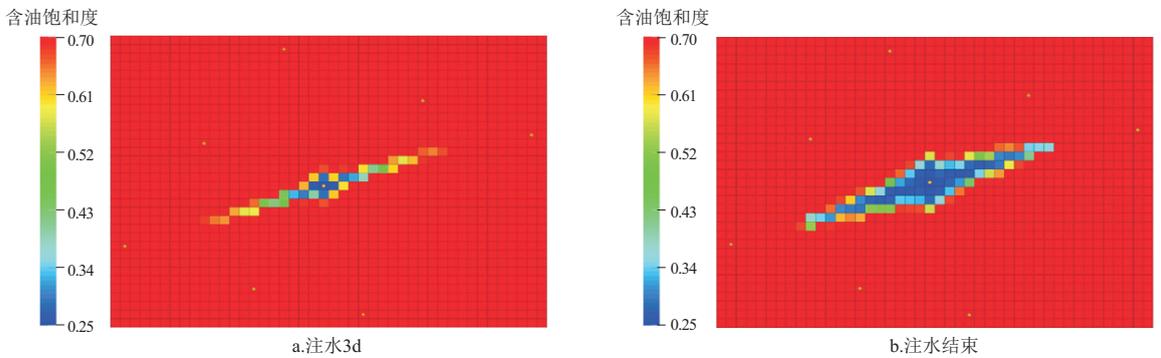


图 9 鄂尔多斯盆地志丹地区 Z147-7 井组注入井不同注水时刻饱和度场

Fig.9 Saturation field diagram of injection well at different water injection times of Z147-7 well group, Zhidan area, Ordos Basin

明显不同,常规静态裂缝内的压力和饱和度场是同时变化的,这也是诱导动态裂缝及常规预制静态裂缝系统的最大区别。同时,注水结束后注入井井底压力场、饱和度场明显变化区域主要集中在注入井井底及裂缝系统两侧一定范围内,注入水在裂缝系统两侧波及范围小,以上认识可为特低渗透油藏精细注水动态调整提供一定的技术依据。

### 4 结论

(1)注水诱导动态裂缝根据成因分为天然潜在闭合型、人工压裂诱导型和超储层破裂压力型 3

大类,不同成因动态裂缝体系的生长机理基本一致,均是由于注水压力大于产生动态裂缝的临界压力造成的。

(2)室内实验研究表明,对于超储层破裂压力型注水诱导动态裂缝实验,注入速度及注入压力是岩心内产生注水诱导动态裂缝的主控因素;注入压力呈现“上升—下降”趋势的次数可以定性对注水诱导动态裂缝的复杂程度进行判断。不同物性岩心产生注水诱导动态裂缝的注入 PV 数均较常规水驱高,岩心内多次产生注水诱导动态裂缝时需要注入 PV 数呈倍数增加趋势。

(3)建立了注水井投注及油井转注后注水诱导动态裂缝在时间域及空间域上的几何及渗流尺度表征方法,实现了注水诱导动态裂缝形态及属性参数的动态表征。

(4)考虑注水诱导动态裂缝数值模拟结果表明注入井井底压力亦呈现“憋压上升一起裂下降”趋势,注水诱导动态裂缝在大排量注入期内随注入量及时间而改变,动态裂缝产生后裂缝体系内的压力及饱和度场是随着诱导动态裂缝的开启、延伸而动态变化。

#### 参考文献:

- [1] 范天一,吴淑红,李巧云,等.注水诱导动态裂缝影响下低渗透油藏数值模拟[J].特种油气藏,2015,22(3):85-88.  
FAN Tianyi,WU Shuhong,LI Qiaoyun,et al.Low permeability reservoir numerical simulation by considering water-injection induced dynamic fracture[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2015,22(3):85-88.
- [2] 王卓,赵靖舟,孟选刚,等.鄂尔多斯盆地东南部柴上塬区三叠系延长组长 6 致密油成藏主控因素及富集规律[J].石油实验地质,2022,44(2):251-261.  
WANG Zhuo,ZHAO Jingzhou,MENG Xuangang,et al.Key controlling factors and enrichment mechanisms of tight reservoirs in 6th member of Triassic Yanchang Formation, Chaishangyuan area, southeastern Ordos Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2022,44(2):251-261.
- [3] 苑志旺,杨莉,杨宝泉,等.深海浊积砂岩油田高效注水策略及实践[J].西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(2):117-127.  
YUAN Zhiwang,YANG Li,YANG Baoquan,et al.Strategy and practice of high efficient water injection in deep sea turbidite sandstone oilfield[J].Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition),2021,43(2):117-127.
- [4] 周晋冲,张彬,雷征东,等.低渗透油藏不稳定注水岩心实验及增油机理[J].新疆石油地质,2022,43(4):491-495.  
ZHOU Jinchong,ZHANG Bin,LEI Zhengdong,et al.Core experiment and stimulation mechanism of unstable waterflooding in low permeability reservoirs[J].Xinjiang Petroleum Geology,2022,43(4):491-495.
- [5] 白青林,束青林,焦红岩,等.调节带低级序断层特征及其对注水开发的影响[J].断块油气田,2021,28(5):671-676.  
BAI Qinglin,SHU Qinglin,JIAO Hongyan,et al.The low-grade faults characteristics and its influence on water-flooding development in accommodation zone[J].Fault-Block Oil and Gas Field,2021,28(5):671-676.
- [6] 刘传喜,方文超,秦学杰.非常规油气藏压裂水平井动态缝网模拟方法及应用[J].石油与天然气地质,2022,43(3):696-702.  
LIU Chuanxi,FANG Wenchao,QIN Xuejie.Simulation of dynamic fracture network in fractured horizontal well for unconventional reservoirs:theory and application [J].Oil & Gas Geology,2022,43(3):696-702.
- [7] 汪洋,程时清,秦佳正,等.超低渗透油藏注水诱导动态裂缝开发理论及实践[J].中国科学:技术科学,2022,52(4):613-626.  
WANG Yang,CHENG Shiqing,QIN Jiazheng,et al.Development theory and practice of water injection induced fractures in ultra-low permeability reservoirs [J].Scientia Sinica Technologica,2022,52(4):613-626.
- [8] 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].SPE Reservoir Evaluation & Engineering,2019,22(2):692-708.
- [9] 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.
- [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 Bingchang,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] WANG Jinfang,ZHENG Xingfan,WANG Zhengmao,et al.Integrated approach to identify and control the water-injection induced fractures in the low-permeability reservoir [C]//SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan: SPE, 2018.
- [12] 谢景彬,龙国清,田昌炳,等.特低渗透砂岩油藏动态裂缝成因及对注水开发的影响:以安塞油田王窑区长 6 油组为例[J].油气地质与采收率,2015,22(3):106-110.  
XIE Jingbin,LONG Guoqing,TIAN Bingchang,et al.Genetic mechanism of dynamic fracture and its influence on water flooding development in extra-low permeability sandstone reservoir;a case of Chang 6 member in Wangyao area, Ansai oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2015,22(3):106-110.
- [13] 赵向原,曾联波,靳宝光,等.裂缝性低渗透砂岩油藏合理注水压力:以鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区为例[J].石油与天然气地质,2015,36(5):855-861.  
ZHAO Xiangyuan,ZENG Lianbo,JIN Baoguang,et al.Discussion on optimal injection pressure of fractured low-permeability sandstone reservoirs;a case study from Wangyao block in Ansai oilfield, Ordos Basin [J].Oil & Gas Geology,2015,36(5):855-861.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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,LV 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.
- [18] 王文环,彭缓缓,李光泉,等.长庆特低渗透油藏注水动态裂缝及井网加密调整模式研究[J].石油钻探技术,2015,43(1):106-110.
- WANG Wenhuan,PENG Huanhuan,LI Guangquan, et al.Research on water flooding dynamic fractures to optimize infill drilling spacing in ultra-low permeability reservoirs,Changqing oilfield[J].Petroleum Drilling Techniques,2015,43(1):106-110.
- [19] 王文环,彭缓缓,李光泉,等.大庆低渗透油藏注水动态裂缝开启机理及有效调整对策[J].石油与天然气地质,2015,36(5):842-847.
- WANG Wenhuan,PENG Huanhuan,LI Guangquan, et al.Opening mechanism of dynamic fractures caused by water injection and effective adjustments in low permeability reservoirs, Daqing oilfield in Songliao Basin[J].Oil & Gas Geology,2015,36(5):842-847.
- [20] 彭缓缓,王文环,吕文峰,等.考虑动态裂缝的特低渗透油藏渗流模型[J].断块油气田,2016,23(5):630-633.
- PENG Huanhuan,WANG Wenhuan,LV Wenfeng, et al.Seepage model of ultra-low permeability reservoir considering dynamic fracture[J].Fault-Block Oil & Gas Field,2016,23(5):630-633.
- [21] 范天一,宋新民,吴淑红,等.低渗透油藏水驱动态裂缝数学模型及数值模拟[J].石油勘探与开发,2015,42(4):496-501.
- FAN Tianyi,SONG Xinmin,WU Shuhong, et al.A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs[J].Petroleum Exploration and Development,2015,42(4):496-501.
- [22] JIANG Le,GAO Peng,LIU Jie, et al.Simulation and optimization of dynamic fracture parameters for an inverted square nine-spot well pattern in tight fractured oil reservoirs[J].Geofluids,2020,2020:8883803.
- [23] 吴义志,马栋,张凯迪,等.致密油藏动态裂缝影响下水驱开发数值模拟[J].科学技术与工程,2020,20(27):11059-11066.
- WU Yizhi,MA Dong,ZHANG Kaidi, et al.Reservoir simulation of waterflooding under the influence of dynamic fractures for tight oil reservoir[J].Science Technology and Engineering,2020,20(27):11059-11066.
- [24] 高见.动态裂缝对地层压力分布规律影响规律研究[D].大庆:东北石油大学,2017.
- GAO Jian.Study on the influence of dynamic fracture on formation pressure distribution[D].Daqing:Northeast Petroleum University,2017.
- [25] 高毅,林利飞,尹帅,等.致密油储层地应力特征及其对物性的影响:以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组为例[J].石油实验地质,2021,43(2):250-258.
- GAO Yi,LIN Lifei,YIN Shuai, et al.Characteristics of in situ stress of tight oil reservoirs and its influence on petrophysical properties;a case study of Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2021,43(2):250-258.
- [26] 刘丹.注水诱导裂缝井试井特征研究[D].成都:西南石油大学,2019.
- LIU Dan.Study on the characteristics of waterflood induced fracture well test[D].Chengdu:Southwest Petroleum University,2019.
- [27] 杨波.储层裂缝动态变化规律及机理研究[D].成都:西南石油大学,2009.
- YANG Bo.Regularity and mechanism research on the dynamic change of reservoir fractures[D].Chengdu:Southwest Petroleum University,2009.
- [28] 曾庆桥,张亮,刘萍,等.基于井间连通性的致密油藏注水井动态裂缝研究[J].断块油气田,2022,29(3):383-389.
- ZENG Qingqiao,ZHANG Liang,LIU Ping, et al.Study on dynamic fracture of injection well based on inter-well connectivity in tight oil reservoir[J].Fault-Block Oil and Gas Field,2022,29(3):383-389.
- [29] 王强,赵金洲,胡永全,等.页岩水力裂缝网络形态及激活机制研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2022,44(6):71-86.
- WANG Qiang,ZHAO Jinzhou,HU Yongquan, et al.Investigation on the morphology and activation mechanism of hydraulic fracture network in shale[J].Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition),2022,44(6):71-86.
- [30] 何强,李凤霞,史爱萍,等.基于三维CT重构的油页岩复杂水力裂缝网络分形表征[J].油气地质与采收率,2021,28(5):116-123.
- HE Qiang,LI Fengxia,SHI Aiping, et al.Fractal characterization of complex hydraulic fracture networks of oil shale via 3D CT reconstruction[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2021,28(5):116-123.