

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

赵向原^{1,2}, 曾联波¹, 靳宝光³, 王策⁴, 李恕军⁴

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油长城钻探工程有限公司, 北京 100101; 4. 中国石油长庆油田分公司, 陕西 西安 710018]

摘要:以鄂尔多斯盆地安塞油田长6油藏为例,在分析低渗透油藏注水开发动态特征的基础上,阐明了注水诱导裂缝的基本特征并研究其形成机理,最后利用数值模拟技术对该区注水诱导裂缝的主要形成机理进行了模拟。注水诱导裂缝指低渗透油藏在长期的注水开发过程中,当注水压力超过各类裂缝开启压力或地层破裂压力而形成的以水井为中心的高渗透性开启大裂缝或快速水流通通道。它是低渗透油藏长期注水开发过程中所表现出的新的开发地质属性和最主要的非均质性,对于长期水驱的低渗透油藏来说具有普遍性和必然性。注水诱导裂缝有3种形成机理,当注水压力过高,超过天然裂缝的开启压力使天然裂缝张开、扩展和延伸,或超过地层破裂压力使地层中不断产生新的破裂,或使注水井周围因射孔、压裂等生产或增产措施所导致的不同类型的人工裂缝张开等均可形成注水诱导裂缝。安塞油田长6油藏普遍发育与现今最大水平主应力方向近一致的以雁列式排列的高角度构造剪切裂缝,当注水压力超过这类裂缝的开启压力并使裂缝张开、延伸扩展并相互连通,是该区注水诱导裂缝的主要形成机理。油藏数值模拟表明,随着注水诱导裂缝规模的不断扩大,注水井井底压力相应的表现出连续的不规则的周期性变化。

关键词:注水诱导裂缝;注水开发;低渗透油藏;安塞油田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Characteristics and formation mechanisms of waterflood induced fractures in low-permeability reservoirs: A case study from Chang 6 reservoir in Ansai oilfield, Ordos Basin

Zhao Xiangyuan^{1,2}, Zeng Lianbo¹, Jin Baoguang³, Wang Ce⁴, Li Shujun⁴

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 3. CNPC Greatwall Drilling Engineering Company Ltd., Beijing 100101, China;

4. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China]

Abstract: The study took Chang 6 reservoir in Ansai oilfield of Ordos Basin as an object to demonstrate the essential characteristics and the formation mechanisms of waterflood induced fractures, based on the analysis of dynamic production features of the water-injecting low-permeability reservoir. And the main formation mechanisms of waterflood induced fractures in the study area were numerically simulated in the end. Waterflood induced fracture is an injector-centered open fracture or a fast flow channel, which is formed when the water injection pressure exceeds the opening pressure of various fractures or the formation fracture pressure during the long-period waterflooding of low-permeability reservoirs. The fractures are an artificial geological attribute and the main cause of heterogeneity for waterflood development of low-permeability reservoirs, and they are widely occurring and inevitable in these reservoirs. Three formation mechanisms of waterflood induced fractures were summarized as follows: (1) when the water injection pressure exceeds the opening pressure of natural fractures, the natural fractures become open and are extended; (2) When the water injection pressure exceeds the formation fracture pressure, new fractures are developed throughout the injection life; (3) Other types of artificial

收稿日期:2017-08-29;修订日期:2018-02-21。

第一作者简介:赵向原(1983—),男,博士,油气田开发地质。E-mail:auxus@sina.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05013-004)。

fractures are generated by production or stimulation measures such as perforating and fracturing around the injector. In Chang 6 reservoir, high angle structural shearing fractures, in an echelon arrangement, are widespread approximately along the direction of major principal stress, and the dominate fractures are the first type of waterflood induced fractures. According to numerical simulation results, the bottom hole pressure of the injection well exhibits a continuous irregular periodic change with the continuous expansion of the waterflood induced fractures.

Key words: waterflood induced fracture, waterflooding development, low-permeability reservoir, Ansai oilfield, Ordos Basin

我国低渗透油气资源十分丰富,在松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地等多个地区均有分布,其中鄂尔多斯盆地低渗透资源量比例最大,达到90%^[1-6]。低渗透油藏已经成为我国目前勘探工作的主要对象和储量增长主体,是油气发展的主流^[7]。低渗透油藏通常具有孔隙度和渗透率低、孔喉细小、孔隙结构复杂、存在启动压力梯度及天然能量不足等特点,为了克服启动压力梯度,及时补充地层能量,一般采用注水方式进行开发^[8]。由于低渗透油藏储层物性差,地层吸水能力不强,注水较为困难,通过提高注水压力、增加注水量可提高低渗透油藏水驱能力,扩大注水波及面积,改善注水开发效果^[3]。但通过长期注水开发以后,低渗透油藏普遍表现出了油井方向性高含水或暴性水淹,而其他方向油井注水不见效的现象^[9-12]。研究表明,出现上述现象的主要原因是在注水井和水淹油井之间形成了裂缝性水流通道,它的形成进一步加剧了低渗透油藏注采矛盾,严重影响了注水开发效果^[13-16]。本文将这类裂缝性通道称为注水诱导裂缝,指低渗透油藏在长期注水开发过程中,当注水压力超过各类裂缝开启压力或地层破裂压力而形成的以水井为中心的高渗透性开启大裂缝或快速水流通道。本文以鄂尔多斯盆地安塞油田长6(延长组6油层组)低渗透油藏为例,在分析油藏注水开发动态特征基础上,研究注水诱导裂缝的基本特征

并阐明其形成机理,该成果可为低渗透油藏注水开发提供借鉴。

1 地质特征

鄂尔多斯盆地为一个叠合克拉通拗陷盆地^[17],由伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环拗陷和西缘冲断带等6个一级构造单元构成^[18]。安塞油田位于伊陕斜坡中东部,该区构造平缓,无断层发育,由于差异压实作用,仅在局部地区发育规模较小的鼻状构造^[19]。该地区三叠系延长组为一套典型的拗陷盆地河流-三角洲-湖泊相沉积体系^[20],主要由灰绿色层块状细砂岩、粉砂岩和深灰色及灰黑色泥岩组成的旋回沉积,地层厚度1 000~1 500 m^[21]。该套延长组自上至下分为长1—长10十个油层组,其中长6为主力油层之一。由于受沉积和成岩等作用影响,长6储层致密,平均有效孔隙度为11%~15%,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层压力系数为0.8,为典型的低孔、特低渗、低压油藏。

研究表明,受燕山期和喜马拉雅两期古构造运动影响^[22],安塞油田长6储层主要发育NEE-SWW向、近E-W向、近S-N向和NW-SE向4组天然裂缝,发育程度依次减弱,非均质性较强;绝大多数为高角度构造裂缝,其中倾角大于60°的裂缝占80%以上(图1a)。



图1 安塞油田长6储层岩心及延河露头裂缝特征

Fig. 1 Fracture characteristics in cores of Chang 6 reservoir in Ansai oilfield and Yanhe outcrop

a. M1井,埋深1 275.0 m,细砂岩内发育一条近直立的高角度构造裂缝,缝面平直光滑,分布规则;b. 延河剖面,观察延长组地层发育一组高角度构造裂缝,裂缝在单岩层内发育,具有明显的等间距特征;c. 延河露头,观察平面上构造裂缝组系特征明显,呈雁列式排列

岩心和相似露头显示,绝大多数裂缝纵向高度小于2.5 m,主要在单岩层内发育(图1b);露头观察平面上单条裂缝延伸长度一般不超过20 m,若干单条裂缝平面上呈雁列式排列构成一条延伸较远的裂缝带,相邻两单条裂缝之间并不相互连通,而是存有较小的间距(图1c)。岩心观察统计表明,有近10%的天然裂缝被方解石局部充填,其他裂缝无充填,反映了该地区绝大多数天然裂缝为有效裂缝。根据水力压裂和成像测井识别的诱导缝分析,该地区现今地应力场水平最大主应力的优势方向为 67° 左右。

2 开发动态特征

随着安塞油田某区低渗透油藏注水开发不断深入,尤其是当油田进入中高含水阶段以后,注采矛盾十分严重。多数井组在NEE-SWW方向上的油井高含水甚至水淹,而水淹井与注水井连线两侧的油井注水受效较差;但当水淹井实施转注,将注水方式改为排状注水后,两侧油井受效明显(图2)。方向性水淹井生产动态曲线表现出初期阶段产油量较高且含水率较低,当注水开发一段时间以后,含水率在短时间内呈阶

梯状突然上升至很高比例,与之相对应的是产油量突然下降,说明油水井一旦沟通,大部分注入水通过油井直接采出,注水驱油效果甚微(图3)。

从相应的注水井不同时间吸水剖面来看,随着注水的持续,逐渐表现出吸水段越来越不均衡,吸水层厚度不断减小,吸水比不断增大,在某些部位逐渐表现出尖峰状(或指状)吸水特征,表明地层中突然产生新吸水空间,使油层吸水能力增加(图4)。同时,注水井注水指示曲线出现拐点,在拐点之前随着注水压力不断增大,注水量逐渐增大,吸水指数为某一定值;当注水压力超过拐点压力,即使注水压力增加不大,但注水量却急剧增大,吸水指数较拐点以前明显增加(图5)。此外,水淹油井对应的注水井试井压力双对数曲线上可以看出,早期压力变化曲线和压力导数曲线开口较早,呈斜率为“1”的直线,随后压力变化曲线和压力导数曲线呈接近“1/2”斜率线平行上升,储层表现出裂缝性渗流特征(图6)。试井解释储层有效渗透率要比岩心基质试验渗透率高出1~2个数量级。水淹井组示踪剂监测显示,在油水井连线的某一优势方向上示踪剂见效最多,该方向上油水井距离均相对较远且见效时间最短,即推进速

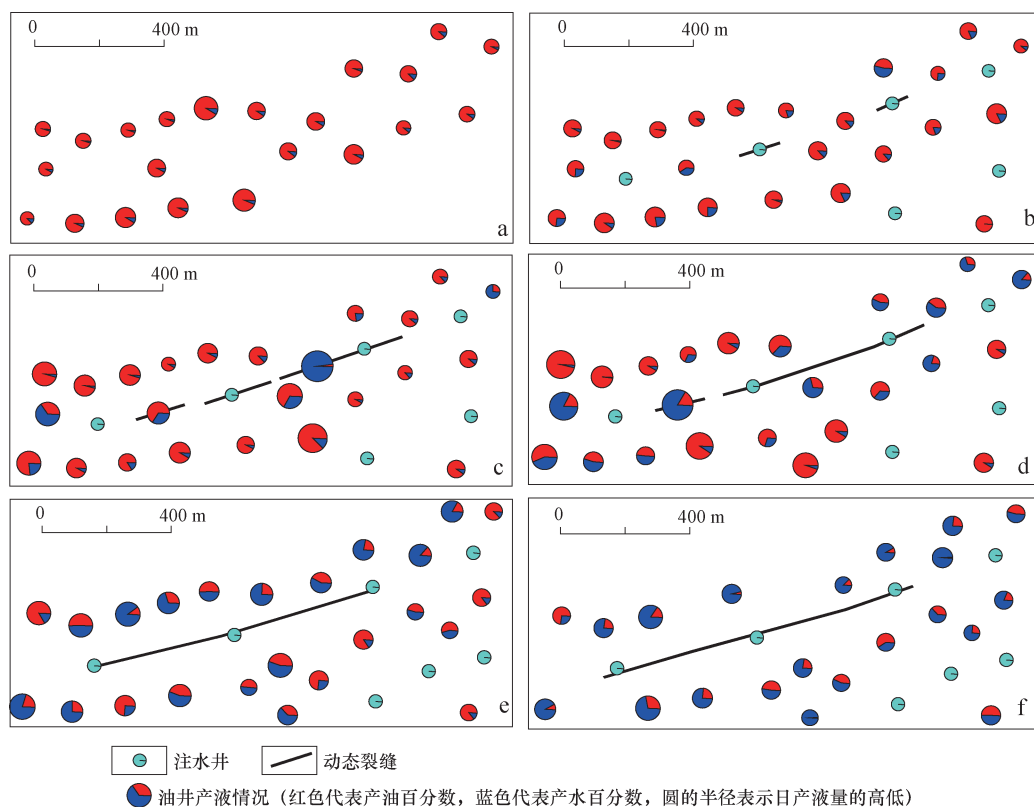


图2 安塞油田B区不同时间平面含水率分布

Fig. 2 Plane view water content distribution map at different time in Block B of Ansai oilfield

a. 1990 年开发情况; b. 1991 年开发情况; c. 1994 年开发情况; d. 1996 年开发情况; e. 2003 年开发情况; f. 2012 年开发情况

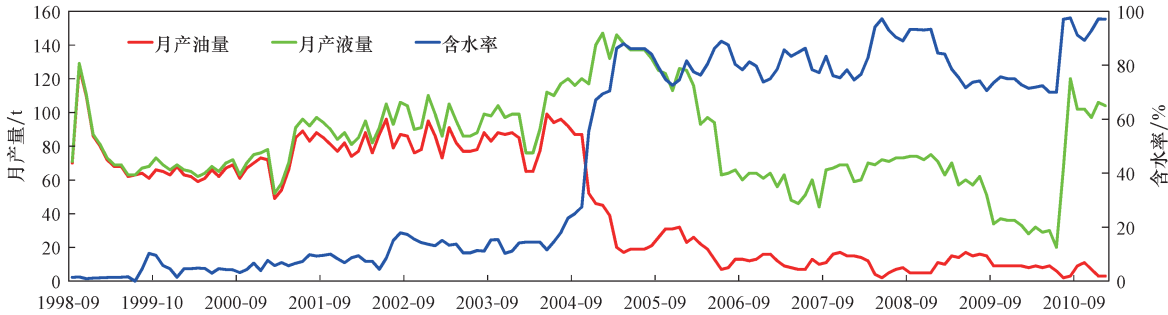


图 3 安塞油田 Y1 井生产动态曲线
Fig. 3 Production curves of Well Y1, Ansai oilfield

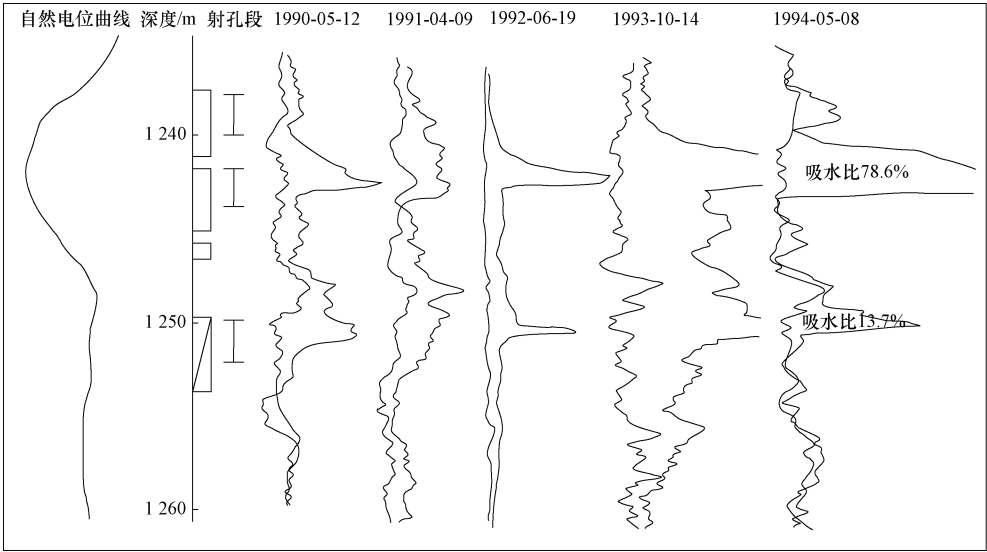


图 4 安塞油田 Q1 井不同时间实测吸水剖面
Fig. 4 Actual measurements of injected water at different time in Well Q1 in Ansai oilfield

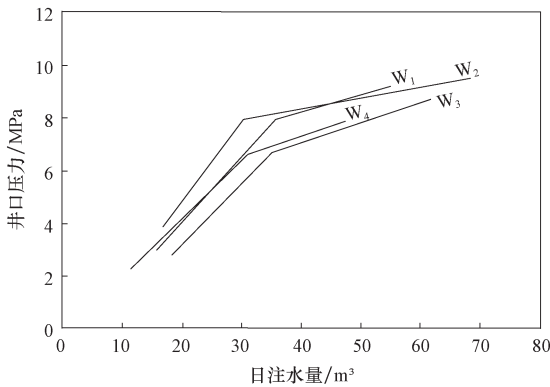


图 5 安塞油田不同注水井注水指示曲线
Fig. 5 Water injection index curve of different water injection wells, Ansai oilfield

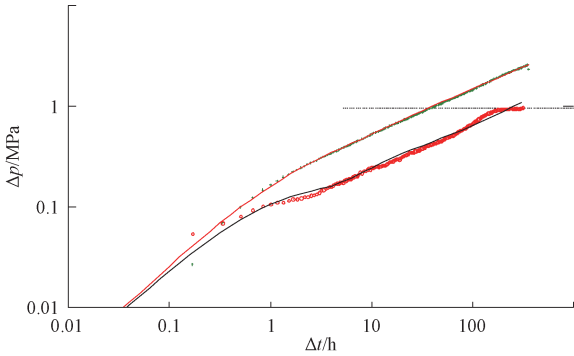


图 6 安塞油田 A1 井压力双对数拟合曲线
Fig. 6 Double logarithmic fitting curve of Well A1, Ansai oilfield

度最快,其他方向上虽有油井监测到示踪剂,但见效时间相对较长,推进速度较慢,反映出随着长时间注水开发,储层渗流表现出极强的平面非均质性特征(图 7)。

3 注水诱导裂缝基本特征

上述低渗透油藏注水开发动态特征表明,低渗透油藏在长期的注水开发过程中,逐渐形成了注水诱导

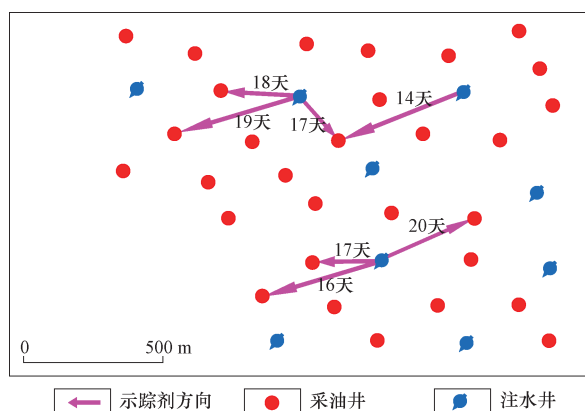


图7 安塞油田示踪剂监测结果

Fig. 7 Tracer monitoring of Ansai oilfield

裂缝,且随着注水开发时间的持续,注水诱导裂缝的规模不断扩大,严重影响开发效果。结合以上认识并综合生产测井、试井、示踪剂监测及生产动态等资料,对安塞油田A区20多个井组进行分析,初步识别出11条注水诱导裂缝(图8),平面上G0、F1和F2井组形成的注水诱导裂缝已经连通,规模最大;D1、C1、H1、P1、K1和R1井组注水诱导裂缝规模次之,超出了井组范围;B1、R3和M1井组形成的注水诱导裂缝规模相对较小,没有超出井组范围。

通过对安塞油田长6及其他低渗透裂缝性油藏^[23-25]研究表明,这类油藏在长期注水开发以后,尤其是进入中高含水阶段,均表现出了上文中所阐述的相类似的开发特征,可见注水诱导裂缝的形成是低渗透油藏长期注水开发过程中所表现出的普遍特征,它是低渗透油藏注水开发过程中所表现出的新的开发地质属性和最主要的非均质性。总结注水诱导裂缝特征主要包括如下4个方面。

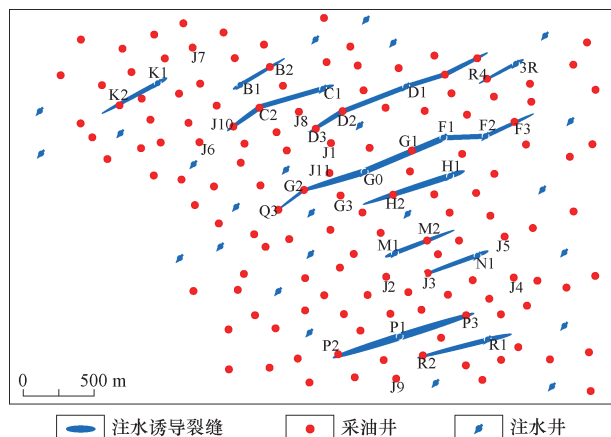


图8 安塞油田A区长6油藏注水诱导裂缝分布

Fig. 8 Distribution of waterflood induced fractures in Chang 6 reservoir, Block A of Ansai oilfield

1) 注水诱导裂缝为张性裂缝,裂缝规模大,延伸长,在纵向上不受单层控制,在平面上可延伸几个甚至多个井距,远大于单条天然裂缝的规模。由于低渗透储层基质渗透性较差,渗流阻力大,注水井注水以后地层吸水能力差,井底易造成憋压且压力不易扩散,致使注水压力不断升高。同时,由于低渗透储层中发育天然裂缝或人工裂缝,可使地层破裂压力下降大约45%~57%,不断升高的注水压力极易超过裂缝开启压力或地层破裂压力,造成地层中天然裂缝或人工裂缝张开,甚至不断扩展,使注入水沿着裂缝快速流动,形成注水诱导裂缝,因此注水诱导裂缝的力学性质主要表现为张性裂缝。此外,露头观察显示地层中绝大多数构造裂缝为雁列式排列的剪切缝,平面上单条裂缝延伸长度有限且各单缝之间并不相互连通。随着注水的长期持续,平面上天然裂缝将不断发生扩展延伸,最终形成连通油水井甚至沟通多个井组的注水诱导裂缝,其规模远远大于地层中单条天然裂缝的长度。

2) 注水诱导裂缝延伸方位一般与主渗流裂缝方向或者现今应力场最大水平主应力方向一致。地层中天然裂缝具有较强的非均质性,由于受裂缝性质、产状、围压、孔隙流体压力及现今地应力场等因素的影响,不同产状裂缝的开启压力不同,因而在注水过程中,这些裂缝存在一定的开启序列。如对于高角度缝而言,一般情况下,走向与现今地应力场最大水平主应力(σ_H)方向夹角最小或近一致的那组裂缝会优先被开启,而走向与 σ_H 方位夹角较大或近垂直的裂缝会被最后开启,甚至不会被开启。若地层中不发育天然裂缝时,根据弹性力学理论和岩石破裂准则,同人工压裂缝相类似,注水诱导裂缝总是沿着垂直于最小水平主应力的方向起裂和扩展。因此,不论是天然裂缝开启还是地层中产生新的破裂,其展布方向总是与现今地应力场最大水平主应力(σ_H)方向近一致。

3) 沿注水诱导裂缝方向的渗透率高,注入水沿裂缝快速流动,极易造成裂缝方向上的油井快速高含水甚至水淹,而裂缝两侧注入水波及范围小,驱油效率变差。低渗透油藏基质渗透率低,注水诱导裂缝形成以后,其渗透率要远远高于基质渗透率,一般可以达到几千甚至几万个毫达西,注入水主要沿着裂缝带快速突进,造成裂缝带上的油井高含水或暴性水淹。此外,裂缝带上压力传递快,主侧向压差大,见效井与未见效井地层压力相差可达3~11 MPa,压力分布极不均衡,此时注入水向裂缝带两侧驱油效果变差,侧向油井见效缓慢甚至长期不见效,裂缝中的水系统将基质中大部

分的油圈闭起来,加剧注水开发平面矛盾。这种现象在低渗透油藏中非常普遍,是裂缝性油藏注水开发的普遍特征。

4) 注水诱导裂缝的形成是一个动态的过程。随着低渗透油藏注水开发的持续和注水压力的不断提高,注水诱导裂缝的规模将不断扩大,对注水开发的影响也就越大。根据注水动态响应特征可知,注水诱导裂缝并非瞬间形成,它是在低渗透油藏长期注水开发过程中逐渐形成的。注水导致注水井井底附近压力增大是造成注水诱导裂缝形成的直接原因,地层中压力的变化使井底裂缝被激活或使岩层发生破裂,这种变化会随着注水的持续不断发生,最终形成规模较大的裂缝性水流通,这个过程可能持续数月甚至数年之久。

4 注水诱导裂缝形成机理

低渗透油藏中普遍发育非均质性较强的天然裂缝,部分转注井在转注前大多数均进行了压裂改造或其他生产措施,井周围又存在不同类型的人工裂缝。在长期注水开发过程中,当注水压力超过井底不同类型裂缝的开启压力或地层破裂压力时,在原始状态下闭合的天然裂缝或人工裂缝就会被激活、开启,或者使岩层发生新的破裂,这几类裂缝的规模均会随着注水的持续而不断扩大,进而就会形成以注水井为中心分布的注水诱导裂缝。根据低渗透油藏储层地质特征、储层中裂缝的类型和分布特征、注水开发特征等综合分析可知,注水诱导裂缝主要有以下3种形成机理。

1) 由于注水压力超过天然裂缝的开启压力,使天

然裂缝张开、扩展和延伸,最终形成规模较大的注水诱导裂缝。这类形成机理主要适用于注水井周围地层中天然裂缝较为发育的情况。

形成注水诱导裂缝的条件为:

$$p_{ws} > p_i \tag{1}$$

$$p_i = \frac{\nu}{1-\nu} p_0 \sin \theta + p_0 \cos \theta - p_p + \sigma_H \sin \beta + \sigma_h \cos \beta \tag{2}$$

式中: p_{ws} 为注水压力,MPa; p_i 为裂缝开启压力,MPa; ν 为岩石泊松比,无量纲; p_0 为上覆岩层压力,MPa; p_p 为地层孔隙压力,MPa; σ_H, σ_h 分别为现今应力场的最大水平主应力和最小水平主应力,MPa; θ 为裂缝倾角, ($^{\circ}$); β 为现今地应力方向与裂缝走向的夹角, ($^{\circ}$)。

安塞地区长6储层主要发育 NEE-SWW 向和近 E-W 向两组裂缝,近 S-N 向和 NW-SE 向裂缝发育程度较弱。在现今应力场 NEE-SWW 向最大主应力的作用下,上述不同组裂缝存在一定的开启序列,计算表明,近平行于该主应力方向的 NEE-SWW 向裂缝和走向与主应力方向加夹角较小的近 E-W 向裂缝开启压力最小,近 S-N 向和 NW-SE 向裂缝开压力最大(表1)。因此持续注水导致压力升高会使得 NEE-SWW 向裂缝将会被优先开启,当注水压力进一步扩大造成裂缝延伸时,该组雁列式裂缝将依次会被激活并相互连通,形成规模较大注水诱导裂缝。

2) 由于注水压力超过地层破裂压力,在地层中不断产生新的破裂,进而形成注水诱导裂缝。这类形成机理主要适用于注水井周围地层中天然裂缝和人工裂缝均不发育的情况,或天然裂缝发育但其产状与现今地应力场匹配关系导致天然裂缝开启压力大于地层破裂压力的情形。

表1 安塞油田A区长6油层不同产状裂缝开启压力计算

Table 1 Opening pressure calculation of fractures with different geometry occurrences in Chang 6 reservoir, Block A of Ansai oilfield

井名	深度(H)/m	裂缝走向/($^{\circ}$)	$\theta/(^{\circ})$	ν	p_0 /MPa	p_p /MPa	σ_H /MPa	σ_h /MPa	$\beta/(^{\circ})$	p_i /MPa
A4	1 107.7	72.1	69	0.19	26.70	8.88	20.75	17.69	5.1	24.71
	1 007.1	85.3	72	0.17	25.17	8.08	18.86	16.08	18.3	24.76
A5	1 012.7	114.3	74	0.19	23.52	8.12	18.97	16.17	47.3	27.61
	1 030.8	68.8	77	0.19	24.04	8.27	19.31	16.46	1.8	19.26
	1 041.9	96.2	83	0.18	26.24	8.36	19.51	16.64	29.2	24.42
	1 010.9	77.0	80	0.19	24.37	8.11	18.93	16.14	10.0	20.65
A6	1 011.6	39.5	82	0.19	23.99	8.11	18.95	16.16	27.5	23.65
	1 020.2	46.9	84	0.19	24.30	8.18	19.11	16.29	20.1	21.77
	1 020.7	50.0	87	0.19	24.31	8.19	19.12	16.30	17.0	19.93
	1 034.1	20.1	88	0.19	25.64	8.29	19.37	16.51	46.9	24.02
	1 034.1	71.0	79	0.23	24.52	8.29	19.37	16.51	4.0	21.07

形成注水诱导裂缝的条件为:

$$p_{ws} > p_f \quad (3)$$

$$p_f = 3\sigma_3 - \sigma_1 + \sigma_t - p_p \quad (4)$$

式中, p_f 为地层破裂压力^[23], MPa; σ_1, σ_3 分别为现今应力场最大主应力和最小主应力, MPa; σ_t 为岩石抗张强度。

若储层中各类裂缝均不发育, 注入水仅靠基质储层吸收, 而低渗透储层吸水能力较弱, 注水将使得井底压力不断升高, 当升高至岩层破裂压力时, 将会在地层中产生破裂, 而持续注水将会使得这种破裂持续发生, 最终在地层中形成规模较大、延伸较远的注水诱导裂缝。

此外, 若当地层中发育走向与现今应力场最大主应力方向夹角较大(或其他产状)的天然裂缝时, 可能会出现裂缝开启压力大于地层破裂压力的情形, 此时注水导致井底压力在没有达到裂缝开启压力之前就已经达到了地层破裂压力, 地层中依旧会产生新的破裂, 进而形成注水诱导裂缝。长6储层中主要发育高角度构造裂缝, 斜交缝和低角度缝数量较少, 为了讨论地层破裂压力大于裂缝开启压力的情况, 假设在 H_0 深度处同时存在各类产状的自然裂缝(其中裂缝倾角 θ 和走向 ω 的范围分别为 $30^\circ < \theta < 90^\circ, 0^\circ < \omega < 90^\circ$, 此时, 裂缝走向与现今应力场最大水平主应力方向的夹角 β 分布范围为 $0^\circ < \beta < 90^\circ$)。通过绘制 H_0 深度处不同产状裂缝开启压力 [$p_i = f(\theta, \beta)$] 同地层破裂压力(p_f)关系图可知(图9), 存在以下两种情况:

① 当 $0^\circ \leq \beta \leq 5^\circ$ 时, $\theta \in [30^\circ, 90^\circ]$, 或 $80^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$ 时, $\beta \in [0^\circ, 90^\circ]$, $f(\theta, \beta) < p_f$ 。说明当裂缝走向与现今最大主应力方向夹角 $\beta \leq 5^\circ$ 时(不论裂缝倾角怎

么变化), 或当裂缝倾角大于 80° 时(不论裂缝走向与现今最大主应力方向夹角怎么变化), 裂缝开启压力均小于地层破裂压力。这种情况下, 持续长期注水导致地层压力增大将使地层中的天然裂缝优先被开启并延伸扩展, 形成注水诱导裂缝。此时注水诱导裂缝的形成机理符合机理一。

② 当 $5^\circ < \beta \leq 90^\circ$ 且 $30^\circ \leq \theta \leq 80^\circ$ 时, 裂缝开启压力与地层破裂压力之间不存在统一的大小关系, 需要根据具体裂缝的发育情况分别计算后进行比较, 若裂缝开启压力小于地层破裂压力, 注水诱导裂缝的形成符合机理一; 若裂缝开启压力大于地层破裂压力, 注水诱导裂缝的形成机理符合机理二。安塞油田长6油藏主要发育高角度构造裂缝, 且走向为 NEE-SWW 向、近 E-W 向的裂缝占 80% 以上, 这些裂缝的走向与现今最大水平主应力方向夹角较小, 使得裂缝开启压力均比地层破裂压力要小。

3) 当注水井周围存在因压裂、钻井、射孔及其他人为等因素导致的不同类型的人工裂缝时, 注入水直接沿着导流能力较高的人工缝突进形成裂缝性水窜通道, 或由于注水压力高, 甚至使得注水井周围的人工裂缝发生延伸扩展, 形成注水诱导裂缝。这类形成机理主要适用于已压裂油井实施转注或其他人为因素导致的在井周围已经产生了与现今应力场最大水平主应力方向一致的人工裂缝的情况。

形成注水诱导裂缝的条件为:

$$p_{ws} > p_c \quad (5)$$

$$\text{或 } p_{ws} > p_e \quad (6)$$

$$p_c = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_h - p_p \quad (7)$$

$$p_e = \sigma_h + \sqrt{\frac{\pi EG}{2(1-\nu^2)L_f}} \quad (8)$$

式中: p_c 为人工裂缝闭合压力, MPa; p_e 为裂缝延伸压力^[25], MPa; E 为弹性模量, MPa; G 为缝面能, J/cm²; L_f 为裂缝半长, cm。

安塞长6油藏开发初多采用 250~300 m 反九点面积井网, 通过压裂改造和注水补充能量的方式进行开发, 经过一段时间后, 油井方向性高含水或水淹明显。针对主侧向油井开发矛盾, 注水方式调整为转注主向水淹井, 形成排状注水, 以提高侧向波及体积和侧向井见效程度。在这种情况下, 由于转注前油井均实施了压裂改造及射孔等生产措施, 井周围存在与现今应力场最大水平主应力方向一致的人工裂缝, 转注后人工裂缝将对注入水的流动产生重要影响。由于人工裂缝的规模一般远大于储层中单条天

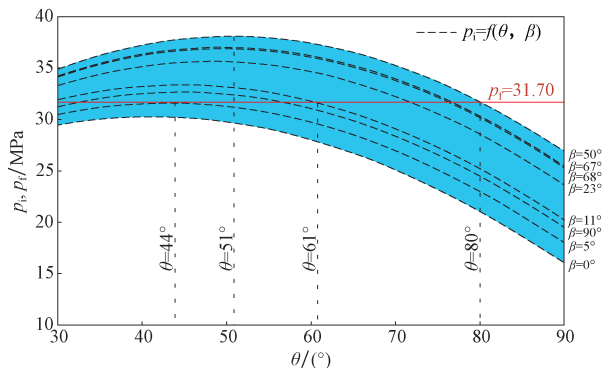


图9 安塞油田 A1 井 H_0 深度处不同产状裂缝

开启压力与地层破裂压力^[24]

Fig. 9 Opening pressure of fractures with different geometry occurrences and formation fracture pressure at the depth of

H_0 , Well A1 in Ansai oilfield^[24]

然裂缝的规模,相应的人工裂缝的导流能力也要大于天然裂缝和储层基质,注水过程中,注入水首先将沿着人工裂缝窜进。随着注水的持续和注水强度的增大,沿裂缝带含水饱和度将快速增大,当地层压力不断增大至人工裂缝的开启压力时,人工裂缝开启且规模有可能增大,直接造成注入水沿裂缝窜流,甚至与主向上的注水井相互沟通,最终形成规模更大的注水诱导裂缝。

如研究区 S1 井,1996 年 7 月份进行射孔、压裂试油,压裂层段深度为 1 246.0 ~ 1 255.0 m,产生一条 NEE-SWW 向人工裂缝,随后该井一直作为生产井投产;至 2010 年 10 月该井转注,注水量保持在 $13 \text{ m}^3/\text{d}$,注水过程中注水压力不断上升,从起初的 4.5 MPa 经过 3 个多月就上升到 6.5 MPa,转注半年后测得吸水剖面显示在人工裂缝处已经表现出指状吸水特征。通过计算该井人工裂缝的开启压力为 18.55 MPa,折算到井口处为 6.05 MPa,注水 3 个月后实际注水压力(折算到地下)已经超过了人工裂缝的开启压力,此时注入水已经使得人工裂缝开启,并沿人工裂缝流动,产生了注水诱导裂缝。

需要说明的是,由于储层中裂缝分布具有较强非均质性,因此在某一条注水诱导裂缝的生长过程中可能并不一定始终遵循某一种形成机理。如当井筒附近不发育裂缝时,注水诱导裂缝的形成之初可能符合机理二;但随着注水的持续,当注水诱导裂缝不断扩大,

甚至延伸至裂缝发育区时,其形成机理可能转变为机理一。总之,注水诱导裂缝的形成是一个动态过程,其发育特征同时受控于工程和地质两大因素。

鄂尔多斯盆地延长组低渗透油藏普遍发育高角度构造剪切裂缝,在长期注水开发过程中,当注水压力超过裂缝开启压力,使雁列式构造裂缝张开、延伸扩展并相互连通,是该地区注水诱导裂缝主要的成因机理。根据这一认识,利用 ECLIPSE 数值模拟器对这一机理下的注水诱导裂缝的形成过程进行了模拟(图 10),模拟过程中所建立的理论模型及采用的相关参数均依据安塞油田 A 区长 6 油藏实际储层地质特征及注水开发阶段的井网条件来进行确定,网格大小为 $4\text{m} \times 4\text{m} \times 2.1\text{m}$,其中裂缝采用局部网格加密处理。结果显示,随着注水开发的不断持续,天然裂缝内的压力不断升高,裂缝发生扩展,使得雁列式裂缝依次相互连通,逐渐形成了一条规模较大的裂缝性水流通通道。在此过程中,注水井井底压力相应的呈现出了连续的不规则的周期性变化,其中每一个周期代表一条雁列式天然裂缝张开和扩展过程(图 11)。

图 12 反映了裂缝扩展过程中的一个周期内裂缝内的压力变化情况,AB 段代表注入水进入裂缝之前的初始地层压力;随着注入水的注入,天然裂缝内压力逐渐升高(BC 段),当注水压力超过裂缝开启压力达到裂缝延伸压力 p_e (C 点)时裂缝张开并延伸扩展与另一条相邻的裂缝相互连通,其压力快速下降(CD 段);

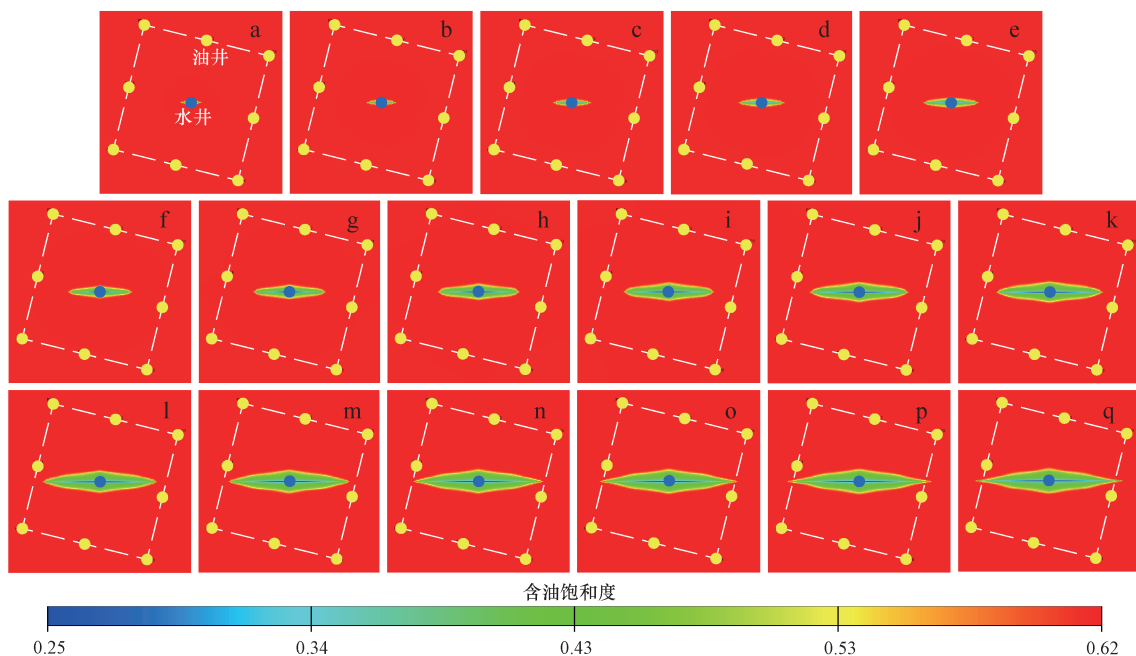


图 10 注水诱导裂缝形成过程

Fig. 10 Formation process of waterflood induced fractures

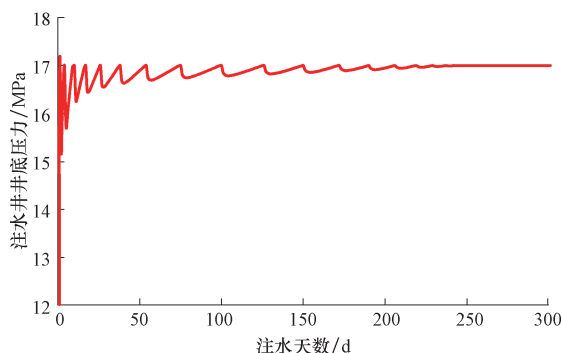


图 11 注水诱导裂缝形成过程中注水井井底压力变化情况

Fig. 11 Changes of bottom hole pressure of water injection well during the formation of waterflood induced fractures

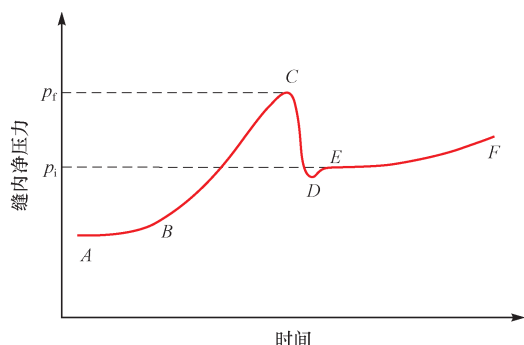


图 12 注水引起的裂缝开启并延伸扩展一个周期缝内压力变化

Fig. 12 Pressure change within a cycle of fracture opening and extension induced by water injection

随后注水压力迅速恢复至一定水平(DE段),完成了裂缝的一次延伸扩展。在此之后,随着注水的持续,其裂缝压力变化又进入了另一个裂缝延伸扩展的周期变化的初始阶段(EF段)。

5 结论

1) 注水诱导裂缝是指低(特低)渗透油藏在长期注水开发过程中,当注水压力超过各类裂缝开启压力或地层破裂压力而形成的以水井为中心的高渗透性开启大裂缝或快速水流通通道。注水诱导裂缝是低渗透油藏长期注水开发中表现出的新的开发地质属性和最主要的非均质性,对于长期水驱的低渗透油藏来说具有普遍性和必然性。

2) 分析注水诱导裂缝的基本特征可知,它在力学性质上表现为张性裂缝,规模大、延伸长,在纵向上不受单层控制,在平面上可延伸几个甚至多个井距,远大于单条天然裂缝规模,其延伸方位一般与主渗流裂缝

方向或现今最大水平主应力方向一致;沿注水诱导裂缝渗透率高,注水极易造成裂缝方向上的油井快速高含水或水淹,而裂缝两侧注水波及范围小,驱油效率差;注水诱导裂缝的形成是一个动态的过程,随着低渗透油藏注水开发的持续,注水诱导裂缝规模将不断扩大,对注水开发的影响也越大。

3) 由于低渗透油藏中存在天然裂缝及不同类型的人工裂缝,使得注水诱导裂缝的形成可能具有不同机理。当注水压力过高,超过天然裂缝开启压力使天然裂缝张开、扩展和延伸,或超过地层破裂压力使得地层中不断产生新的破裂,或使注水井周围因压裂、钻井、射孔及其他等人为因素导致的不同类型的人工裂缝张开和扩展等是注水诱导裂缝形成的3类机理。鄂尔多斯盆地延长组低渗透油藏普遍发育高角度构造剪切裂缝,长期注水开发过程中,当注水压力超过天然裂缝开启压力,使雁列式构造裂缝张开、延伸扩展并相互连通,是该区注水诱导裂缝的主要形成机理。

参考文献

- [1] 李德勇,张金亮,于孝玉,等. 松辽盆地南部海坨子地区超低渗透储层特征与形成因素[J]. 地质科学, 2012, 47(2): 454-469.
Li Deyong, Zhang Jinliang, Yu Xiaoyu, et al. Characteristics and form factors of ultralow permeable reservoir in Haituozi area in the southern Songliao Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2012, 47(2): 454-469.
- [2] 李阳,才巨宏. 渤海油田三区沙三段4砂组低渗透砂岩储集层裂缝特征研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 39-41.
Li Yang, Cai Juhong. Characteristics of fracture systems in the 4th low permeability sandstone zone of Member S3 of Block 3, Bonan oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(6): 39-41.
- [3] 邓秀芹,刘新社,李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2): 156-161.
Deng Xiuqin, Liu Xinshe, Li Shixiang. The relationship between compacting history and hydrocarbon accumulating history of the super-low permeability reservoirs in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 156-161.
- [4] 石玉江,肖亮,毛志强,等. 低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义—以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8段储层为例[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 820-828.
Shi Yujiang, Xiao Liang, Mao Zhiqiang, et al. An identification method for diagenetic facies with well logs and its geological significance in low-permeability sandstones: A case study on Chang 8 reservoirs in the Jiuyuan region, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 820-828.
- [5] 操应长,远光辉,王艳忠,等. 准噶尔盆地北三台地区清水河组低渗透储层成因机制[J]. 石油学报, 2012, 33(5): 758-771.
Cao Yingchang, Yuan Guanghui, Wang Yangzhong, et al. Genetic

- mechanisms of low permeability reservoirs of Qingshuihe Formation in Beisantai area, Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(5): 758–771.
- [6] 赵向原,曾联波,祖克威,等. 致密储层脆性特征及对天然裂缝的控制作用——以鄂尔多斯盆地陇东地区长7致密储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(1): 62–71.
- Zhao Xiangyuan, Zeng Lianbo, Zu Kewei, et al. Brittleness characteristics and its control on natural fractures in tight reservoirs: A case study from Chang 7 tight reservoir in Longdong area of the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(1): 62–71.
- [7] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来. *中国工程科学*, 2009, 11(8): 29–37.
- Hu Wenrui. The present and future of low permeability oil and gas in China [J]. *Engineering Sciences*, 2009, 11(8): 29–37.
- [8] 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.
- [9] 吴志宇. 安塞特低渗透油田开发稳产技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
- Wu Zhiyu. Stable yield technology in development of Ansai low-permeability oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [10] 刘洪涛,曾联波,房宝才,等. 裂缝对大庆台肇地区低渗透砂岩储层注水的影响[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 2005, 29(04): 74–78.
- Liu Hongtao, Zeng Lianbo, Fang Baocai, et al. Influence of fractures on injection for low-permeability sandstone reservoir in Taizhao area, Daqing Oilfield [J]. *Journal of the University of Petroleum (Science and Technology)*, China, 2005, 29(04): 74–78.
- [11] 韩德金,张凤莲,周锡生,等. 大庆外围低渗透油藏注水开发调整技术研究[J]. *石油学报*, 2007, 28(1): 83–86.
- Han Dejin, Zhang Fenglian, Zhou Xisheng, et al. Study on adjustment technology of waterflood development of low-permeability reservoirs in the periphery of Daqing Oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(1): 83–86.
- [12] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- Li Daopin. Development of low permeability sandbody oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [13] Jacques Hagoort, Brian D Weatherill, Antonin Settari. Modeling the propagation of waterflood-induced hydraulic fractures. SPE 7412, 1980.
- [14] Kuo M C T, Hanson H G, DesBrisay C L. Prediction of fracture extension during waterflood operations. SPE 12769, 1984.
- [15] Petter Eitvik, Tom Skoglunn, Antonin Settari. Waterflood-Induced Fracturing: water injection above parting pressure at Valhall. SPE 24912, 1992.
- [16] Steven L Bryant, Ramoj K Paruchuri, K Prasad Saripalli. Flow and solute transport around injection wells through a single, growing fracture. *Advances in Water Resources*. 2003, 26(8): 803–813.
- [17] 武富礼,李文厚,李玉宏,等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组三角洲沉积及演化[J]. *古地理学报*, 2004, 6(3): 307–315.
- Wu Fuli, Li Wenhong, Li Yuhong, et al. Delta sediments and evolution of the Yanchang Formation of Upper Triassic in Ordos Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2004, 6(3): 307–315.
- [18] 赵振宇,郭彦如,王艳,等. 鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J]. *特种油气藏*, 2012, 19(5): 15–20.
- Zhao Zhenyu, Guo Yanru, Wang Yan, et al. Study progress in tectonic evolution and paleogeography of Ordos Basin [J]. *Special Oil and Gas Reservoir*, 2012, 19(5): 15–20.
- [19] 朱玉双,曲志浩,孔令荣,等. 安塞油田坪桥区、王窑区长6油层储层特征及驱油效率分析[J]. *沉积学报*, 2000, 18(2): 279–283.
- Zhu Yushuang, Qu Zhihao, Kong Lingrong, et al. Analysis of oil displacement efficiency of Chang 6 reservoir in Wangyao and Pingqiao areas of Ansai oilfield [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(2): 279–283.
- [20] 喻建,杨亚娟,杜金良. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组湖侵期沉积特征[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(2): 181–187.
- Yu Jian, Yang Yajuan, Du Jinliang. Sedimentation during the transgression period in Late Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(2): 181–187.
- [21] 赵虹,党彝,李文厚,等. 安塞地区延长组沉积微相研究[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(5): 492–497.
- Zhao Hong, Dang Ben, Li Wenhong, et al. Microfacies characteristic of Yanchang Formation in Ansai District [J]. *Natural Gas Geology*, 2004, 15(5): 492–497.
- [22] 曾联波,李忠兴,史成恩,等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组特低渗透砂岩储层裂缝特征及成因[J]. *地质学报*, 2007, 81(2): 174–180.
- Zeng Lianbo, Li Zhongxing, Shi Chengen, et al. Characteristics and origin of fractures in the extra low-permeability sandstone reservoirs of the upper Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. *Acta Geological Sinica*, 2007, 81(2): 174–180.
- [23] 李志明,张金珠. 地应力与油气勘探开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- Li Zhiming, Zhang Jinzhu. In-situ stress and petroleum exploration & development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [24] 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.
- [25] Gadde P B, Sharma M M. Growing injection well fractures and their impact on waterflood performance [J]. SPE 71614, 2001.

(编辑 张玉银)