

低渗透油藏注水诱导裂缝及其开发意义

曾联波^{1*}, 赵向原^{1,2}, 朱圣举³, 赵继勇³

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 中石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安 710018

* 通信作者, lbzeng@sina.com

收稿日期: 2017-02-17

国家科技重大专项(2017ZX05013-004)资助

摘要 本文以鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区长 6 低渗透砂岩油藏为例, 研究了在油藏注水开发过程中形成的注水诱导裂缝特征及其形成机理, 探讨了注水诱导裂缝对低渗透油藏注水开发调整的影响。注水诱导裂缝是指低渗透油藏在长期注水开发过程中由于注水压力过高形成的以水井为中心的高渗透性开启大裂缝。注水诱导裂缝主要表现为张裂缝, 其规模大, 延伸长, 一般沿着主渗流裂缝方向或现今地应力方向延伸和扩展, 并随着低渗透油藏注水开发, 注水诱导裂缝不断地扩展和生长。注水诱导裂缝的渗透率高, 沿诱导裂缝方向容易造成油井的快速水窜和水淹。注水诱导裂缝通常有 3 种形成机制, 其中由于注水压力超过天然裂缝开启压力, 导致天然裂缝张开、扩展和延伸, 形成开启的大裂缝是研究区裂缝的主要成因机理。注水诱导裂缝形成以后, 彻底改变了低渗透油藏的渗流场和压力场, 影响低渗透油藏的注水开发效果, 同时给低渗透油藏的中高含水期注水开发及其调整带来一系列更深层次问题, 需要引起重视。

关键词 注水诱导裂缝; 天然裂缝; 裂缝开启压力; 形成机理; 开发意义; 低渗透油藏

0 前言

基质空气渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的低渗透砂岩储层是我国陆相沉积盆地的重要储集层类型, 广泛分布在松辽、渤海湾、鄂尔多斯、四川、塔里木、准噶尔、柴达木、吐哈等陆上主要含油气盆地中, 其油气资源量丰富, 是我国陆上油气增储上产的主战场和未来自来油气发展的主流^[1-3]。我国低渗透油藏以注水开发为主, 多年的注水开发实践表明, 基质的低渗透性和开启裂缝的高导流性之间的矛盾是造成低渗透油藏注水开发效果不理想的重要原因, 避免过早地出现开启裂缝对提高低渗透油藏注水开发效果十分重要^[4-6]。

位于鄂尔多斯盆地中部的安塞油田是我国开发的

第一个百万吨级的低渗透油田, 主要目的层为上三叠统延长组长 6 油层, 储层孔隙度一般小于 15%, 空气渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为典型的中孔特低渗透砂岩储层。储层具有孔喉半径小、孔隙结构复杂、排驱压力和启动压力梯度大、储层基质物性差、非均质性和压力敏感性强、可动流体饱和度低、天然裂缝发育等特点^[7-10]。王窑区于 1990 年全面开发, 经过 20 多年开发, 表现出单井产能低、产量递减和地层压力下降速度快、含水和注入压力上升速度快、注水效果差、采油指数下降等开发特征, 开发矛盾日益严重, 尤其是当注水压力超过裂缝开启压力或地层破裂压力时, 造成裂缝张开和扩展, 造成油水井水窜和油井暴性水淹, 严重影响注水开发效果^[11-13]。因此, 研究低渗透

引用格式: 曾联波, 赵向原, 朱圣举, 赵继勇. 低渗透油藏注水诱导裂缝及其开发意义. 石油科学通报, 2017, 03: 336-343

ZENG Lianbo, ZHAO Xiangyuan, ZHU Shengju, ZHAO Jiyong. Waterflood-induced fractures and its significance for development of low-permeability sandstone oil reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2017, 03: 336-343. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.031

油藏注水开发过程中诱导裂缝形成与发育特征,对指导低渗透油藏中高含水期的开发方案调整和提高采收率具有重要意义。

本文在对安塞油田王窑区长6低渗透油藏天然裂缝和注水动态分析的基础上,对注水诱导裂缝的基本特点、动态响应特征、形成条件及其对低渗透油藏注水开发的影响进行了探讨,其认识对我国低渗透油藏注水开发及其中后期调整具有重要借鉴作用。

1 注水诱导裂缝的概念

注水诱导裂缝是指低渗透油藏在长期的注水开发过程中,由于注水压力过高,形成的以水井为中心的高渗透性开启大裂缝或渗流通道。注水诱导裂缝主要表现为张性裂缝,裂缝的规模大,延伸长,在纵向上不受单层控制,在平面上可延伸几个甚至上十个井距,远远大于单条天然裂缝的规模。注水诱导裂缝的形成是一个动态过程,在低渗透油藏注水开发过程中,当注水压力达到一定程度时开始形成,并随着低渗透油藏的注水开发和注入压力的不断提高,裂缝规模不断

扩展和延伸。注水诱导裂缝的延伸方位一般与主渗流裂缝方向或者现今地应力的最大水平主应力方向一致。沿注水诱导裂缝方向的渗透率高,注入水沿该裂缝快速流动,极易造成裂缝方向上的油井快速水淹,而裂缝两侧注入水波及范围小,驱油效率变差。

例如,图1是研究区的一个注采井组油水井和检查井分布图,其中W0为注水井,W1-1和W1-2为2010年钻探的检查井。从注水井W0的吸水剖面看,表现为典型的指状吸水特征,并在吸水指示曲线上存在明显的拐点(图2),反映了该注水井在注水过程中周围地层裂缝开启的特征。根据该注水井的试井分析,表现出双重介质的渗流特征,试井解释的油藏有效渗透率比岩心分析所得到的基质渗透率要高出1~2个数量级,进一步说明导致注水井强吸水的并不是基质储层孔隙,而主要是张开的裂缝在起渗流作用。通过对该注水井组周围油井动态资料的系统分析表明,该井组沿北东—南西方向的W1和W2油井在试井曲线上也同样表现出双重介质的渗流特征。从该方向油井的含水曲线特征分析,它们表现出典型的台阶式上升特点(图3),说明为典型的裂缝见水特征^[4]。为了进一步检验W0注水井组的水淹

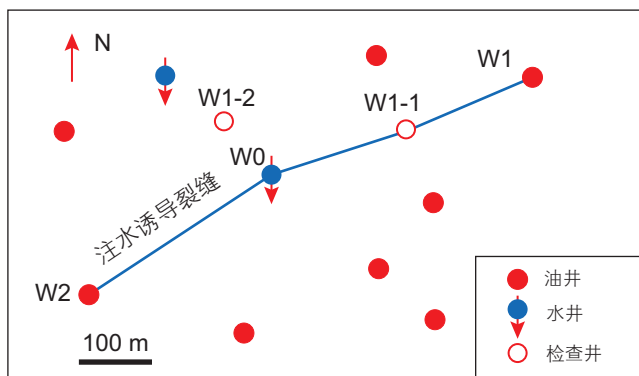


图1 W0井组的井位和注水诱导裂缝分布图

Fig. 1 Location of wells and distribution of waterflood-induced fractures in the W0 well group

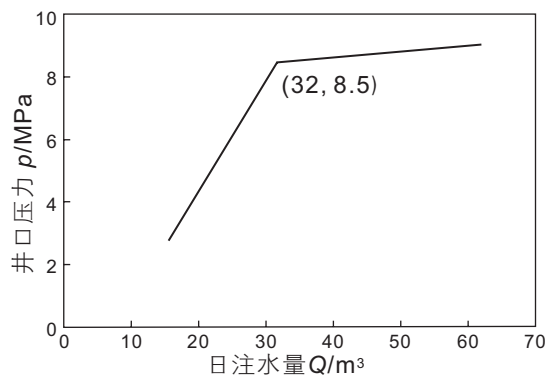


图2 W0井注水指示曲线

Fig. 2 The water injection indicator curve of the W0 water injection well

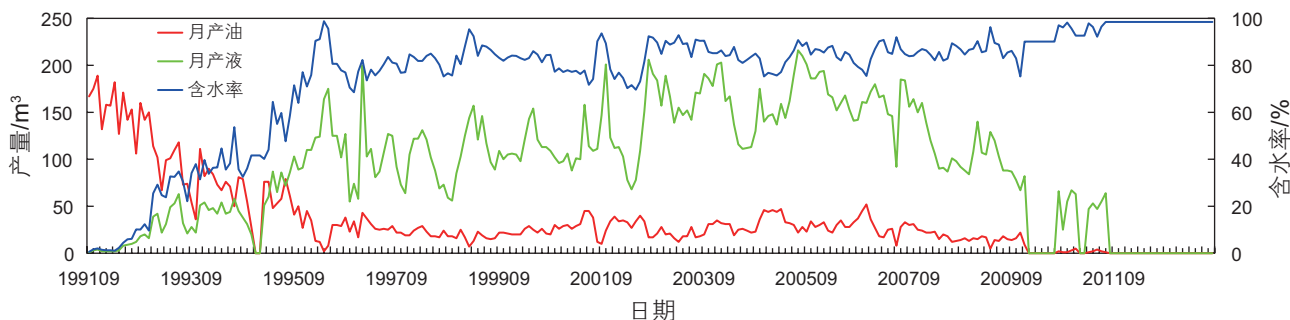


图3 W2油井生产曲线图

Fig. 3 The production performance curves in the W2 oil well

情况, 2010年在W0北东方向部署了W1-1检查井, 该井的试井分析曲线表现出明显的裂缝渗流特征(图4), 该井完井后测试的含水一直处于高含水状态(图5a),

其水淹厚度也明显较大, 验证了在W0井组的北东—南西方向存在由于裂缝开启造成的高含水带。而侧向方向的油井含水逐渐上升, 表现为典型的孔隙型见水特征,

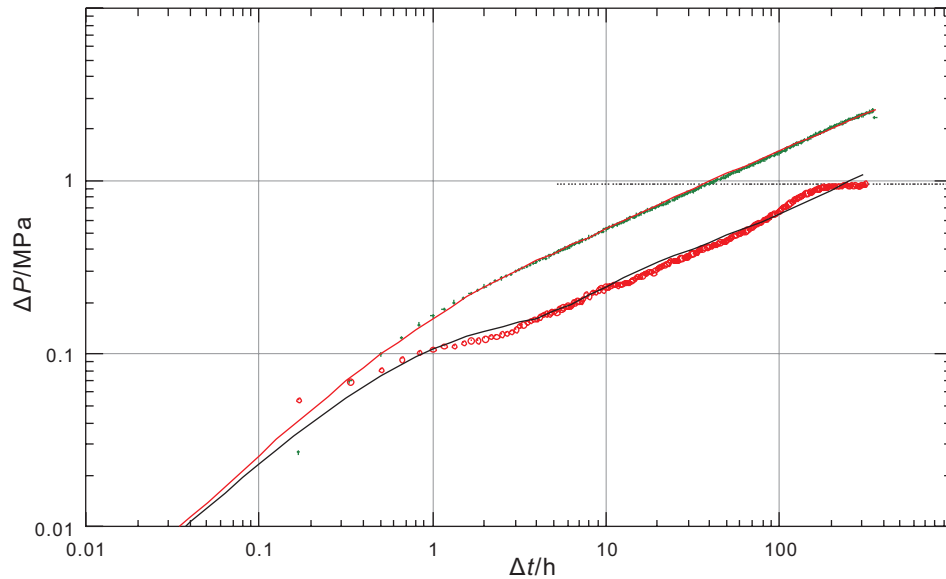


图4 W1-1检查井压力双对数拟合曲线图

Fig. 4 The double logarithmic pressure curve of the W1-1 inspection well

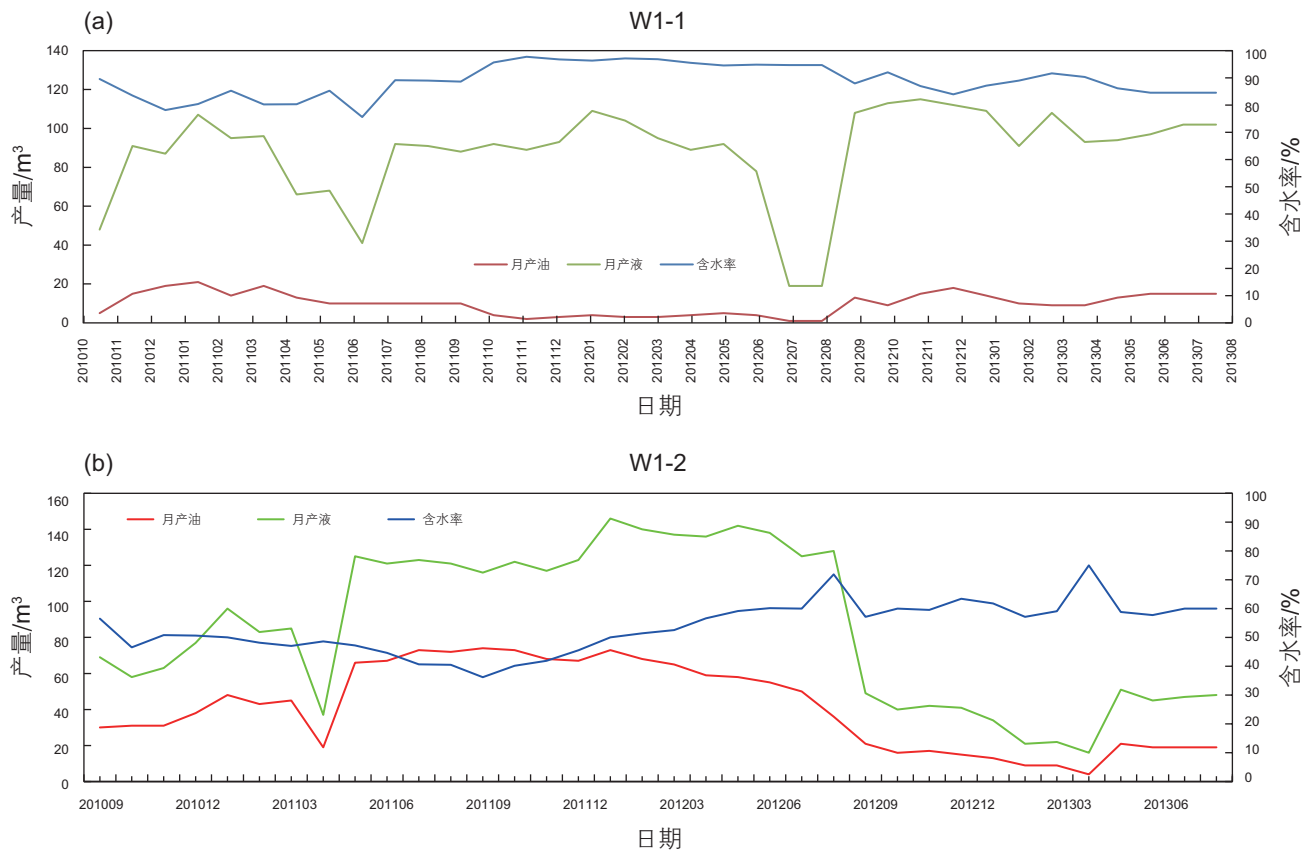


图5 W0井组检查油的生产曲线图(a)W1-1井, (b)W1-2井

Fig. 5 The production performance curves of the inspection wells in the W0 well group. (a) W1-1 well, (b) W1-2 well

W1-2 检查井虽然位于两口注水井之间,但其含水明显低于W1-1井(图5b),水淹厚度也明显要小。从该井组水驱前缘微地震监测结果看,北东方向上注水推进速度最快,含水程度最高。这些动态特征都反映在W0井组的北东—南西方向上,沿W1—W1-1—W0—W2井部位形成了注水诱导裂缝(图1),注水诱导裂缝呈北东—南西走向,与研究区的主渗流裂缝方向基本一致,在平面上的延伸长度超过600m,诱导裂缝方向的渗透率高,裂缝带上的油井均为高含水甚至水淹,而其侧向方向上的油井含水明显低于北东—南西主方向上的油井含水。

2 注水诱导裂缝的形成机理

在低渗透油藏在长期的注水开发过程中,注水诱导裂缝是以注水井为中心开始形成,并逐渐向井两侧扩展和延伸。根据王窑区长6低渗透油藏储层地质特征和注水开发特征分析,并通过对注水井吸水剖面及其纵向地质参数的系统对比研究,低渗透油藏注水诱导裂缝主要有以下3类形成机理:

(1)由于注水压力过高,超过天然裂缝的开启压力,使得天然裂缝张开、扩展和延伸形成开启的注水诱导裂缝。这类形成机理主要适用注水井周围地层天

然裂缝发育的情况。

(2)由于注水压力超过地层破裂压力形成的注水诱导裂缝。这类形成机理主要适用水井周围地层中天然裂缝不发育的情况。

(3)由于注水压力高,使得水井压裂改造形成的人工裂缝张开、扩展和延伸,形成开启的注水诱导裂缝。这类形成机理主要适用注水井已经进行了水力压裂,并在水井周围地层中已形成了与最大水平主应力方向一致的人工压裂缝的情况。

鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区延长组低渗透储层普遍发育北东—南西向、东—西向、北西—南东向和南—北向4组高角度构造剪切裂缝,受现今地应力的影响,其中与地应力水平最大主应力方向近平行的北东—南西向裂缝为主渗流裂缝方向^[15-18]。这些高角度天然裂缝在平面上呈雁列式排列,相邻的两条单条裂缝之间有较小的间距,单条裂缝在平面上的伸展长度有限,在原始地层状态下,相邻两条裂缝之间不连通(图6)。因而在注水开发早期(即形成注水诱导裂缝之前),天然裂缝对注水开发的影响并不十分明显。但当注水压力超过裂缝的开启压力时,这些雁列式排列的天然裂缝张开、扩展和延伸,形成开启的注水诱导裂缝,是注入水的主要水窜通道,此时裂缝的注水开发



图6 延长组呈雁列式排列的高角度构造裂缝

Fig. 6 Tectonic fractures with high dip-angle show an echelon array in the Yanchang Formation

响应特征明显,对开发效果影响大,造成油井含水呈台阶式快速上升并水淹,而裂缝侧向油井受效变差。这种由于注水井注水压力超过裂缝开启压力,使天然裂缝张开、扩展和延伸形成开启大裂缝,是研究区注水诱导裂缝的主要成因机理。

根据安塞油田王窑区块天然裂缝和注水诱导裂缝分布的关系对比可以看出^①,在纵向上,注水诱导裂缝主要分布在天然裂缝相对发育的部位;在平面上,注水诱导裂缝主要从天然裂缝发育的部位开始形成,并沿北东—南西向主渗流裂缝方向开始扩展和延伸。从注水诱导裂缝形成的条件看,注水诱导裂缝形成时的注水压力与该区储层天然裂缝的开启压力基本一致。根据该区储层天然裂缝的地下分布状态及其影响因素计算,该区天然裂缝的开启压力主要分布在19~22.8 MPa,平均为21.5 MPa,换算成井口压力相当于6~9 MPa,与该区注水指数曲线得到的实际裂缝开启压力相当。反映了注水压力超过天然裂缝的开启压力,造成注水井周围地层中天然裂缝的张开、扩展和延伸,从而形成注水诱导裂缝的过程。虽然该区存在多组天然裂缝,但受现今地应力影响,北东—南西向裂缝为该区的主渗流裂缝方向,其裂缝的地下连通性好,渗透率高,开启压力最小,在注水开发过程中这组裂缝也最早开启和扩展延伸。因此,研究区的注水诱导裂缝主要表现为北东—南西方向。但随着注水

压力的进一步提高,在以后的注水开发过程中也可能形成其它方向的注水诱导裂缝。

3 注水诱导裂缝与天然裂缝和大孔道的区别

注水诱导裂缝和天然裂缝虽然同属于裂缝类型,但两者在裂缝成因和发育特征等方面都存在本质上的区别。注水诱导裂缝的形成与低渗透油藏的长期注水密切相关,是一种在油藏开发过程中由于人为注水活动产生的局部扰动应力形成的非天然裂缝,属于后期人工裂缝的范畴;而天然裂缝是地质历史时期由于古构造应力场作用下形成的。注水诱导裂缝与天然裂缝在其力学性质、几何形态、平面和纵向规模、开启程度、形成机理及主控因素等方面存在明显的差异(表1)。

同样,注水诱导裂缝和大孔道虽然都是一种由于长期注水开发形成的高渗流条带,都是注入水快速流动的优势通道,但注水诱导裂缝与大孔道在成因及其分布规律上有明显的不同。大孔道主要是在疏松砂岩油藏的注水开发后期,由于注入水的长期冲刷作用和井下出砂,在油水井之间靠近注水井的周围中形成的高渗透性流动通道。一般在储层物性较好的水下分流河道中、下部的中—粗砂岩中容易形成大孔道。大孔道的形成受储层的渗透率、孔隙度、胶结程度、非均质性和注水强度等内外因素的影响,尤其是在疏松砂岩油藏容易形成大

表1 注水诱导裂缝与天然裂缝和大孔道的区别

Table 1 The differences among waterflood-induced fractures, natural fractures and macropores

内容	注水诱导裂缝	天然裂缝	大孔道
油藏类型	致密低渗透油藏	致密低渗透油藏	疏松高渗透砂岩油藏
力学性质	拉张裂缝	剪切裂缝为主	/
几何形态	主方向裂缝	多组裂缝	不规则高渗流带
平面规模	几个甚至上百个井距	小于一个井距(十米级)	几个甚至上百个井距
纵向规模	不受单层控制	受单层控制	受层间非均质性控制
开启程度	裂缝张开,渗透率高	裂缝闭合,渗透率低	孔隙连通好,渗透率高
成因机理	注水压力过高	构造作用	冲刷作用
应力来源	注水造成的局部扰动应力	古构造应力	与应力无关
主控因素	天然裂缝、压裂缝、岩石力学性质差异、现今地应力、注水强度	储层岩性、层厚、沉积微相、岩石力学性质、古应力、构造部位	储层孔隙度、渗透率、胶结程度、非均质性、注水强度
对储层影响	对储层基质孔隙结构和物性影响小	改善储集和渗流性能	储层孔喉变大,储层孔隙度和渗透率提高

① 曾联波,2013,安塞油田王窑加密区裂缝动态变化及对开发的影响研究.中国石油大学(北京)和中石油长庆油田分公司合作项目内部科研报告.

通道。大孔道形成以后, 储层的孔喉结构和物性发生了很大的变化, 如中原油田在大孔道形成以后的储层平均孔喉半径提高了3~10倍, 孔隙度增加5%左右, 平均渗透率提高了30~500倍^[19]。和大孔道相比, 注水诱导裂缝在其形成的油藏类型、几何形态、分布规模、成因机理、主控因素及其对储层基质孔喉结构与物性等方面存在明显的差异(表1)。

4 开发意义

注水诱导裂缝是低渗透油藏在长期的注水开发中的高渗流通道, 其渗透率比基质孔隙和天然裂缝的原始渗透率高1~2个数量级以上。注水诱导裂缝形成以后, 注入水沿注水诱导裂缝发生快速流动, 且规模不断扩大, 容易造成裂缝延伸方位上若干个井组的油水井严重水窜和油井快速水淹, 而注水诱导裂缝两侧油水井水驱效果较差, 处于低压和低产状态, 储量动用程度较低, 加剧了储层的非均质性, 严重影响开发效果, 并给低渗透油藏注水开发带来一系列更深层次的矛盾, 如渗流场和压力场变化、剩余油分布、井网调整、堵水问题等, 因而需要引起足够的认识^[20-22]。

由于注水诱导裂缝的高导流性和储层基质孔隙的低渗透性矛盾, 造成低渗透油藏开发效果变差, 因而防止或推迟高导流性注水诱导裂缝的形成, 对提高低渗透油藏整体开发效果具有积极意义。注水压力超过天然裂缝的开启压力是低渗透油藏注水诱导裂缝形成的主要原因, 因而控制注水压力低于天然裂缝的开启压力, 可有效地防止注水诱导裂缝的形成。根据研究区实际注采井组的油藏数值模拟研究, 注水诱导裂缝的扩展速度对注水开发效果的影响明显, 在同等条件下, 注水诱导裂缝扩展和延伸速度越慢, 其采出程度越高; 相反, 注水诱导裂缝扩展和延伸速度越快, 其采出程度越低(图7)。而注水诱导裂缝的扩展速度与注采比有关, 注采比越高, 注水诱导裂缝扩展速度越快。因此, 控制注采比, 可有效地控制注水诱导裂缝的形成速度, 提高低渗透油藏注水开发效果。注水诱导裂缝一旦形成, 还可以利用其高导流性特征, 将注水诱导裂缝方向上的水淹井转注进行排状注水, 同时可沿注水诱导裂缝方向在裂缝两侧部署小排距的加密调整井, 使注入水能够有效地波及到裂缝两侧的范围, 提高其采收率。

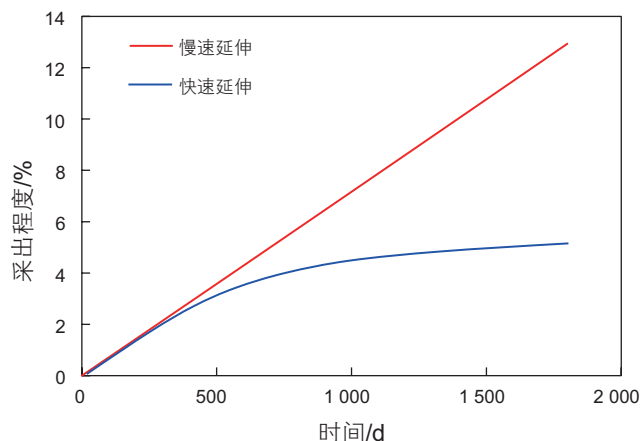


图7 现有井下注水诱导裂缝延伸速度对采出程度的影响对比图

Fig. 7 Comparison of influence of different extending velocity of waterflood induced fractures on withdrawal degree in present flood pattern

5 结论

(1)注水诱导裂缝指低渗透油藏在长期的注水开发过程中, 由于注水压力过高形成的以水井为中心的高渗透性开启大裂缝或快速渗流通道。注水诱导裂缝主要为张裂缝, 其规模大, 延伸长, 渗透率高, 并随低渗透油藏注水开发而发生动态变化。

(2)注水诱导裂缝有3种形成机理, 其中由于注水压力超过裂缝开启压力, 使天然裂缝张开、扩展和延伸形成开启的大裂缝是研究区诱导裂缝的主要成因机理。

(3)注水诱导裂缝在其发育的油藏类型、力学性质、几何形态、规模、成因机理、主控因素和对储层影响等方面与天然裂缝和大孔道有明显的区别。

(4)控制注水压力和注采强度, 可有效地防止注水诱导裂缝形成时间和扩展速度。注水诱导裂缝形成以后, 可以利用其高导流性进行开发方案的调整。

致谢

在本文研究过程中得到了长庆油田分公司勘探开发研究院李兆国、李恕军、穆国权、张皎生、安小平、刘萍、王靖华等专家的指导和帮助, 在此表示感谢。

参考文献

- [1] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来[J]. 中国工程科学, 2009, 11(8): 29-37. [HU W R. The present and future of low permeability oil and gas in China[J]. Engineering Sciences, 2009, 11(8): 29-37.]
- [2] 贾承造, 赵政璋, 杜金虎, 等. 中国石油重点勘探领域—地质认识、核心技术、勘探成效及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(4): 385-396. [JIA C Z, ZHAO Z Z, DU J H, et al. PetroChina key exploration domains: Geological cognition, core technology, exploration effect and exploration direction[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(4): 385-396.]
- [3] 王光付, 廖荣凤, 李江龙, 等. 中国石化低渗透油藏开发状况及前景[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(3): 84-89. [WANG G F, LIAO R F, LI J L, et al. The development situation and future of low permeability oil reservoirs of SINOPEC[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(3): 84-89.]
- [3] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. [LI D P. Development of low permeability sandstone oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.]
- [4] 李阳, 曹刚. 胜利油田低渗透砂岩油藏开发技术[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 123-126. [LI Y, CAO G. Development technology for low permeability sandstone reservoirs in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 123-126.]
- [5] 王玉普, 计秉玉, 郭万奎. 大庆外围特低渗透特低丰度油田开发技术研究[J]. 石油学报, 2006, 27(6): 70-74. [WANG Y P, JI B Y, GUO W K. Effective development technique for peripheral reservoirs with ultra-low permeability and ultra-low abundance in Daqing Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(6): 70-74.]
- [6] 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, 2005, 29(4): 68-72. [LIU H T, ZENG L B, FANG B C, et al. Influence of fractures on injection for low-permeability sandstone reservoir in Taizhao Area, Daqing Oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2005, 29(4): 68-72.]
- [7] 胡文瑞. 低渗透油气田概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009. [HU W R. Theory of low-permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.]
- [8] 全洪慧, 朱玉双, 张洪军, 等. 储层孔隙结构与水驱油微观渗流特征—以安塞油田王窑区长6油层组为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(54): 952-960. [QUAN H H, ZHU Y S, ZHANG H J, et al. Reservoir pore structure and micro-flow characteristics of waterflood-ing: A case study from Chang-6 reservoir of Wangyao Block in Ansai Oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(54): 952-960.]
- [9] 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 Y S, QU Z H, KONG L R, et al. Analysis of oil displacement efficiency of Chang6 reservoir in Wangyao and Pingqiao Areas of Ansai Oilfield[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(2): 279-283.]
- [10] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 科学出版社, 2008. [ZENG L B. Origin and distribution of fracture in low-permeability sandstone reservoirs[M]. Beijing: Science Press, 2008.]
- [11] 王道富. 鄂尔多斯盆地特低渗透油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007. [WANG D F. Development of ultra-low permeability oilfield in the Ordos Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.]
- [12] 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 Z Y. Stable yield technology in development of Ansai low-permeability Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.]
- [13] 史成恩, 万晓龙, 赵继勇, 等. 鄂尔多斯盆地超低渗透油层开发特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2007, 34(5): 538-542. [SHI C E, WAN X L, ZHAO J Y, et al. Development characteristics of super-low permeability oil layers in Ordos Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2007, 34(5): 538-542.]
- [14] 邓海成, 刘洪涛, 许洪东. 大庆台肇地区低渗透砂岩储层裂缝动态研究[J]. 石油天然气学报, 2005, 27(01): 233-236. [DENG H C, LIU H T, XU H D. Research of Fracture dynamic variation in low-permeability sandstone reservoirs, Daqing Taizhao Area[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(1): 233-236.]
- [15] 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 L B, LI Z X, SHI C E, 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.]
- [16] ZENG L B, LI X Y. Fractures in sandstone reservoirs of ultra-low permeability: the Upper Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(4): 461-477.
- [17] ZENG L B, GAO C Y, QI J F, et al. The distribution rule and seepage effect of the fractures in the ultra-low permeability sandstone reservoir in east Gansu Province, Ordos Basin[J]. Science in China Ser. D Earth Sciences, 2008, 51(Supp. II): 44-52.
- [18] 曾联波. 低渗透砂岩油气储层裂缝及其渗流特征[J]. 地质科学, 2004, 39(1): 11-17. [ZENG L B. Fissure and its seepage characteristics in low-permeable sandstone reservoir[J]. Chinese Journal of Geology, 2004, 39(1): 11-17.]
- [19] 张奇斌, 李进旺, 王晓东, 等. 水驱油藏大孔道综合识别[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009. [ZHANG Q B, LI J W, WANG X D, et al.

- Comprehensive identification of large channel in waterflood reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.]
- [20] GADDE P B, SHARMA M M. Growing injection well fractures and their impact on waterflood performance[C]. SPE 71614, New Orleans, 2001.
- [21] VAN DEN HOEK P J, HUSTEDT B, SOBERA M, et al. Dynamic induced fractures in water floods and EOR[C]. SPE 115204, Moscow, Russia, 2008.
- [22] ZENG L B, LIU H T. Influence of fractures on the development of low-permeability sandstone reservoirs: a case study from the Taizhao district, Daqing Oilfield, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 72(1-2): 120-127.

Waterflood-induced fractures and its significance for development of low-permeability sandstone oil reservoirs

ZENG Lianbo¹, ZHAO Xiangyuan^{1,2}, ZHU Shengju³, ZHAO Jiyong³

1 College of Geoscience, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China

3 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

Abstract The characteristics and formation mechanisms of waterflood-induced fractures formed during the process of water injection development and their influence on development adjustment of low-permeability reservoir are studied. This paper uses the low-permeability sandstone oil reservoir of the sixth member of the Triassic Yanchang Formation in the Wangyao area of the Ordos Basin as an example. A waterflood-induced fracture is a water well-centric open fracture which is formed due to high water injection pressure during the long period of water injection development. Waterflood-induced fractures are tensional fractures with large scale and length. They extend and develop along the main flow fracture direction or in-situ stress direction. With the development of low permeability sandstone oil reservoirs, waterflood-induced fractures have grown continuously and extended from water well to oil well. Because of the high permeability in the fractures, waterflood-induced fractures can cause rapid waterflood and water breakthrough of oil wells, which is the most serious anisotropy of low-permeability sandstone oil reservoirs during the middle and later stages of water injection development. Waterflood-induced fractures have three formation mechanisms. Among them, the main formation mechanism is because water injection pressure is higher and makes natural fractures open and extend. After formation of a waterflood-induced fracture, the flow field and pressure field in low-permeability sandstone reservoir are completely changed, which impacts on the water injection-development effect of the low permeability sandstone reservoir. At the same time, we need to pay attention to a series of deeper problems to development and adjustment of low-permeability sandstone oil reservoir during the mid to high water content stage.

Keywords waterflood-induced fractures; natural fractures; fracture open pressure; formation mechanism; development significance; low-permeability sandstone oil reservoir

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.031

(编辑 付娟娟)