

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

赵向原¹, 吕文雅², 王策³, 朱圣举³, 樊建明³

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

3. 中国石油长庆油田分公司, 陕西 西安 710018]

摘要:低渗透油藏在长期注水开发过程中会产生注水诱导裂缝,严重影响油藏开发特征。以鄂尔多斯盆地安塞油田W区长6油藏为例,利用地质、测井、分析测试及生产动态等资料,对注水诱导裂缝形成及发育的主控因素进行了研究。注水诱导裂缝在形成和发育过程中主要受地质和工程两大因素综合控制,其中地质因素包括天然裂缝、现今地应力、储层构型及储层岩石力学性质等,工程因素主要包括人工裂缝和注采参数(如注水时长、注水量、注采比或注采量)等。天然裂缝和人工裂缝为注水诱导裂缝的形成提供了物质条件;现今地应力控制了注水诱导裂缝发育的优势方向,并间接影响其延伸过程中的难易程度;不同级次构型单元控制注水诱导裂缝的规模,不同级次的构型界面影响注水诱导裂缝的持续延伸;储层岩石力学参数一定程度上影响了注水诱导裂缝的延伸路径;注采参数则直接控制了注水诱导裂缝的形成和延伸速度。

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

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

Zhao Xiangyuan¹, Lyu Wenya², Wang Ce³, Zhu Shengju³, Fan Jianming³

[1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;*

2. *College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;*

3. *Changqing Oilfield Branch Company Ltd., PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China]*

Abstract: Waterflooding-induced fractures are the by-products during long-term water-injection in low-permeability reservoirs, seriously affecting the performance of oil reservoir. We study the major factors controlling the formation and development of these fractures in Chang 6 reservoir in Ansai oilfield, Ordos Basin, using geological, logging, testing and production performance data. The formation of these fractures is mainly controlled by both geological and engineering factors. The geological factors refer to natural fractures, current in-situ stress, reservoir architecture and rock mechanical properties, and the engineering factors mainly include artificial fractures and injection-production parameters (such as injection time and volume, injection-production ratio or injection-production volume, etc.). Natural and artificial fractures serve as physical stimuli to the formation of waterflooding-induced fractures; current in-situ stress controls the dominant direction of the fractures, and indirectly affects their propagation; architecture units and architecture interfaces of various levels control the scale and propagation extent respectively; reservoir rock mechanical parameters constrain, to a certain extent, the propagation routes; and injection-production parameters control the formation and propagation speed to the most.

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

收稿日期:2019-03-22;修订日期:2020-03-18。

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(2017ZX05013-004,2017ZX05009-001)。

储层基质空气渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^3$ 的储层为低渗透储层,这类储层中普遍不同程度地发育天然裂缝。在长期的注水开发过程中,由于基质的低渗透性和天然裂缝及各种人工裂缝(如压裂、钻井、射孔等人为因素产生的裂缝)的高导流性,在各类因素的影响下,不当的注水会导致储层中存在的各类裂缝过早或过快开启并发生延伸扩展,进而在油藏中普遍产生注水诱导裂缝^[1-5]。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的^[2]。注水诱导裂缝一旦形成,会进一步加剧低渗透油藏的注采矛盾,影响注水开发效果。注水诱导裂缝的发育特征和形成机理反应了其在形成过程中受多种因素控制,阐明注水诱导裂缝发育的主控因素,对进一步开展注水诱导裂缝分布预测、指导低渗透油藏注水开发具有重要意义。为此,本文以鄂尔多斯盆地安塞油田 W 区长 6 低渗透油藏为例,综合地质、测井、分析测试及生产动态等资料,对影响注水诱导裂缝形成和发育的各类主控因素开展研究。

1 研究区概况

安塞油田 W 区位于鄂尔多斯盆地一级构造单元伊陕斜坡中部以东(图 1),该区总体上构造较为平缓,为一西倾的单斜构造,地层倾角不足 1° ,由于差异压实作用,仅在局部发育隆起幅度在 $10 \sim 20 \text{ m}$ 的鼻状构造^[6-7]。该区三叠系延长组长 6 油藏为主力油层,主要为浅水三角洲沉积,为一套灰绿、灰白色砂岩、泥质粉砂岩与灰黑色泥页岩互层,储层岩石类型以长石砂岩为主,分选好-中等,矿物成熟度低,结构成熟度高^[8-9]。储集空间类型为残余粒间孔、溶蚀粒内孔、溶蚀粒间孔及裂缝^[10]。分析测试资料显示长 6 油藏储层致密,平均有效孔隙度为 $11\% \sim 15\%$,空气渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^3 \sim 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^3$,原始地层压力为 9.1 MPa ,压力系数介于 $0.7 \sim 0.9$,为典型的低孔、特低渗、低压油藏^[11-14]。

安塞油田 W 区长 6 储层构造裂缝发育,主要为倾角大于 60° 的高角度剪切裂缝(图 2a,b),裂缝的发育和分布具有较强的非均质性,其中走向为 NEE-SWW 向和近 E-W 向的裂缝较为发育,其它走向裂缝发育程度相对较弱^[15-16]。总体上看,该区天然裂缝的有效性较好,仅有不足 10% 的天然裂缝被方解石局部充填,说明这些裂缝可起到有效储集空间和渗流通道的作用^[15]。与在泥岩中相比,天然裂缝在砂岩中更为发

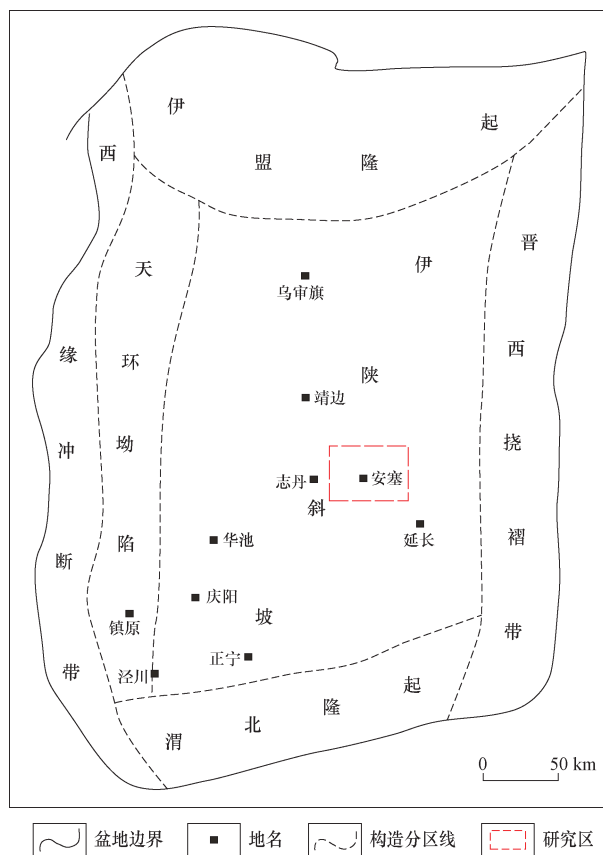


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元分布及研究区位置^[6]

Fig. 1 The diagram showing the distribution of tectonic units in Ordos Basin, and the location of the study area^[6]

育,且规模较大、延伸较远,其发育受地层层面控制明显,主要发育在单岩层内(图 2c)。大多数天然裂缝在纵向上切穿所在砂体,平面上呈雁列式展布,露头统计单条天然裂缝平面延伸长度一般不超过 25 m ,多条单缝呈雁列式排列构成了一条延伸较远的裂缝带,其中相邻的两条天然裂缝之间并不相互连通,而是以一定间距错开排列(图 2d),储层中天然裂缝的分布形式将对注水开发产生重要影响。

安塞油田 W 区长 6 油藏自 1990 年全面投入注水开发,初始井网采取正方形反九点井网,井网密度 11.5 口/km^2 ,井排方向为近 E-W 向,后采用加密方式进行井网调整,即在原注水井排之间加密一排采油井,初始井网角井实施转注,调整后井网密度增加至 20 口/km^2 ^[17-18]。目前该区已经入开发中后期,在实施多年注水开发以后,部分井组或相邻井组的注采井之间已经出现了明显的 NE-NEE 方向性高含水或水淹,判定在油藏中已经产生了注水诱导裂缝,笔者曾系统总结了该区注水诱导裂缝的识别特征,研究了注水诱导裂缝的几类形成机理,并识别出了部分注水诱导裂缝的分布^[2,19]。

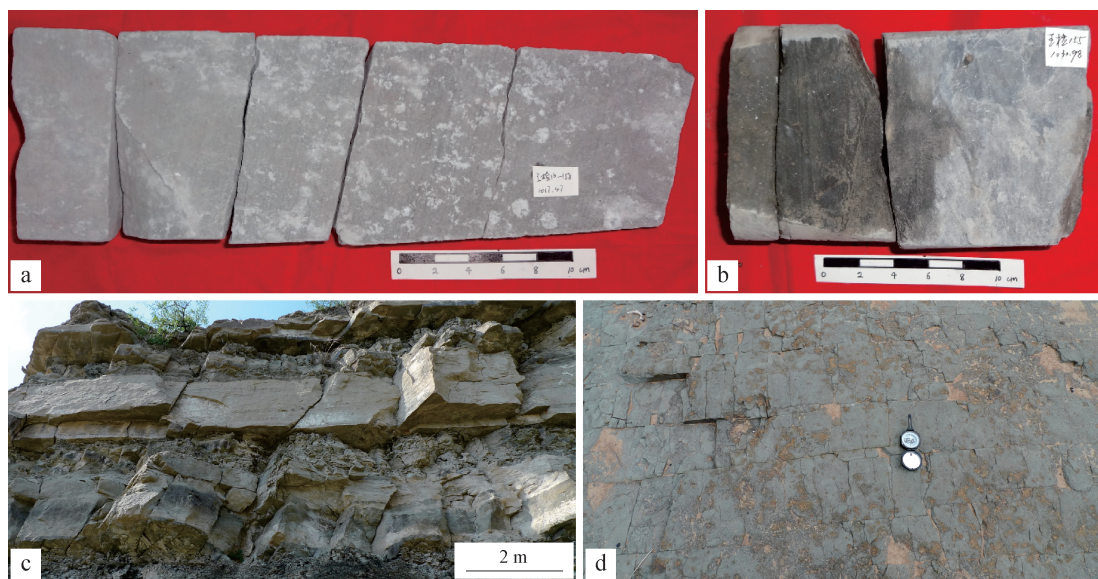


图2 鄂尔多斯盆地露头及岩心观察长6储层构造裂缝特征

Fig. 2 Characteristics of structural fractures from core and outcrop observation in Chang 6 reservoir, Ordos basin

a. E1井,埋深1 017.47 m,细砂岩,高角度构造裂缝;b. E2井,埋深1 030.98 m,细砂岩,高角度构造裂缝;

c. 延河露头观察构造裂缝的发育受层控明显;d. 延河露头观察构造裂缝以雁列式排列

2 注水诱导裂缝发育的地质控制因素

注水诱导裂缝是油藏工程因素作用在承载有各类要素的地质体上所形成的一类开发地质属性,在油藏工程因素作用之前,地质体上承载的各类要素既包括天然地质因素,也包括针对油藏前期已开展的工程因素,因此注水诱导裂缝的形成和发育受地质因素和工程因素综合控制。研究表明,控制注水诱导裂缝的地质因素主要包括天然裂缝、现今地应力、储层构型及储层岩石力学性质等几个方面。

2.1 天然裂缝

天然裂缝的存在为注水诱导裂缝的形成和空间展布提供了基本的物质条件,表现在以下两个方面。

1) 纵向上,发育天然裂缝的岩层厚度及岩层内天然裂缝的发育程度决定了注水驱油过程中产生的水淹层厚度和水淹级别。当注入水从注水井向周围渗流时,起初井筒附近基质孔隙和开启的天然裂缝吸水,注水段各部位吸水一般较为均匀;随着注水的持续,由于低渗透储层基质吸水能力较差,持续注水会造成井底憋压^[20]。根据注水诱导裂缝形成机理^[2],当井底压力超过天然裂缝开启压力时,持续注水将导致天然裂缝开启并使水沿着裂缝突进,甚至会进一步引发天然裂缝发生延伸扩展,造成雁列式排列分布的天然裂缝不断相互沟通,最终形成规模不断扩大的水窜通道,即注水诱导裂缝。一旦裂缝性水窜通道沟通油水井,大部

分注入水将沿着注水诱导裂缝流向油井,形成低效甚至无效注水循环,造成基质驱油效率大大降低甚至无效。由于天然裂缝的发育受岩层控制明显,因此纵向上发育天然裂缝的岩层厚度也就决定了水淹层厚度。此外,储层纵向上不同岩层内天然裂缝发育具有较强非均质性,有些部位天然裂缝规模较大且发育程度高,裂缝导流能力强,注水后波及范围广,注水突进速度快,水淹级别较快达到强水淹;而有些部位天然裂缝规模较小且发育程度较差,裂缝导流能力差,注水后影响范围较小,注水渗流速度缓慢,含水率相对较低,水淹级别一般为中度水淹或弱水淹。

识别安塞油田W区A5井为注水诱导裂缝上的水淹油井,对目的层岩心开展了大量滴水试验和沉降实验以鉴别岩心含水或含油程度,进而分析纵向上水淹层规模及水淹级别,同时通过岩心裂缝观察及利用常规测井资料采用综合概率指数法和分形维数法^[21]对A5井目的层天然裂缝进行识别和解释,对比分析水淹特征与储层天然裂缝发育特征之间的关系。结果表明,A5井油层厚度约为30 m,其中水洗厚度为11.2 m,水淹厚度占总厚度的37%,纵向上水淹层包含了若干个发育天然裂缝的单砂层,两者具有较好的一致性,但不同单砂层之间的水淹级别存在一定差别;对水淹层位置和天然裂缝段发育位置进行对比分析可知,天然裂缝发育程度高(综合概率指数值和分形维数值较大)的岩层其水淹程度越严重,说明了天然裂缝对水淹层段的纵向规模及水淹程度具有控制作用(图3)。

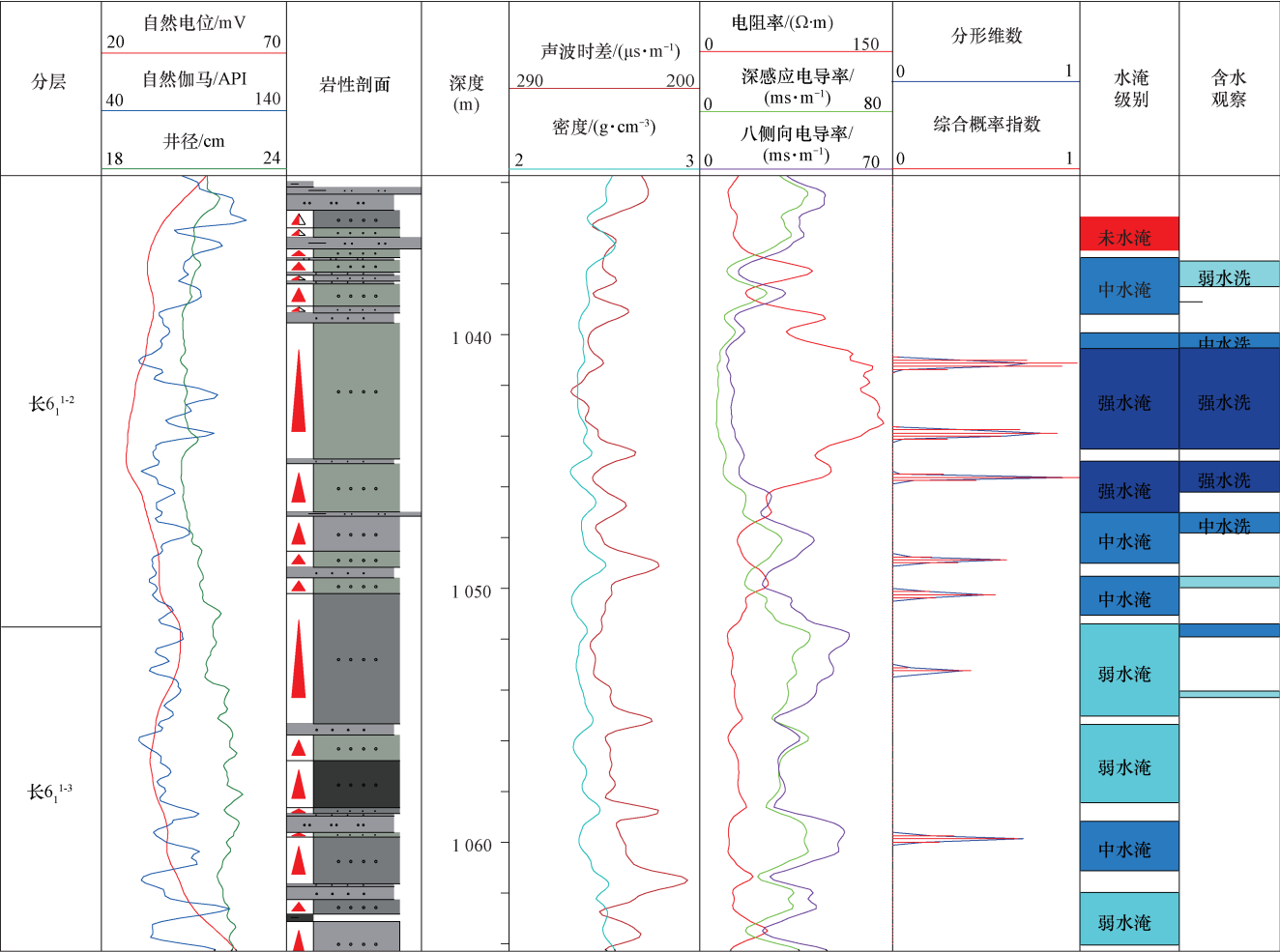


图 3 安塞油田 W 区 A5 井单井综合评价成果

Fig. 3 Composite evaluation results of Well A5 in W block, Ansai oilfield

2) 平面上,天然裂缝的发育特征、发育程度及发育区范围综合控制了注水诱导裂缝的平面展布特征及其平面延伸规模。储层中发育的多组天然裂缝具有很强的平面非均质性^[22],在现今地应力场的作用下,各组天然裂缝存在一定的开启序列^[15],其中走向与现今地应力场水平最大主应力夹角最小的那组天然裂缝开启压力最小,注水最易使其开启并发生延伸扩展,致使注水诱导裂缝总是沿着平面上开启压力最小的一组天然裂缝产生并不断发展。此外,受沉积、岩性等因素控制,天然裂缝在平面上的分布具有一定的区带性^[16],当注采开发井网部署在天然裂缝发育区时(尤其是发育开启压力较小的那组天然裂缝),则更容易形成注水诱导裂缝,且天然裂缝发育区范围越大,形成的注水诱导裂缝的平面规模也会相应越大;在天然裂缝不发育区,若要形成注水诱导裂缝则需要克服地层破裂压力,而地层破裂压力一般高于裂缝开启压力,相对不利于注水诱导裂缝的产生。

W 区长 6 储层主要发育 NEE – SWW 向和近 EW

向两组天然裂缝,近 SN 向和 NW – SE 向裂缝发育程度较弱,计算表明,在该区北东 67°左右现今水平最大主应力的作用下,使得前两组裂缝开启压力相对较小,后两组裂缝开启压力较大^[2],注水极易使得前两组裂缝被优先开启并发生扩展,导致注水诱导裂缝的展布与该两组天然裂缝的走向基本一致。综合地质资料、分析测试资料及生产动态资料,识别出 W 区有 7 条注水诱导裂缝纵向上水淹层主要位于长 6₁¹⁻²⁻² 层内,基于岩石破裂理论,结合天然裂缝地质认识,采用地质力学方法^[23]定量预测了长 6₁¹⁻²⁻² 层天然裂缝平面分布,对比注水诱导裂缝分布的位置和该层天然裂缝发育范围来看,7 条注水诱导裂缝全部分布在天然裂缝发育程度较高的部位(发育注水诱导裂缝的部位岩层破裂率均在 1.2 以上)(图 4),说明了天然裂缝的分布对注水诱导裂缝的形成和分布具有控制作用。

2.2 现今地应力

现今地应力场对注水诱导裂缝的形成和分布具有

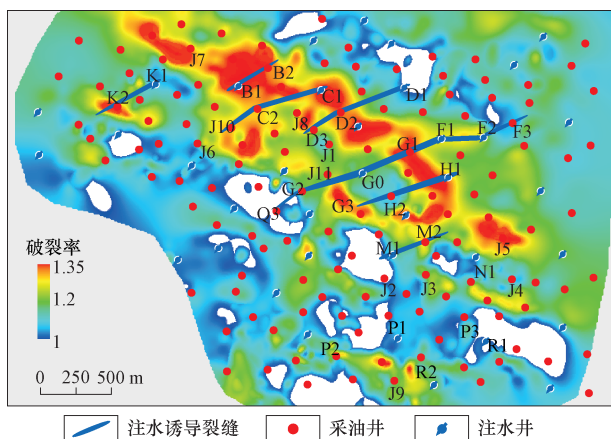


图4 安塞油田W区长6₁₋₂₋₂小层岩石破裂指数与注水诱导裂缝分布

Fig. 4 The map showing the distribution of waterflooding-induced fractures and rock failure index in Chang 6₁₋₂₋₂, W block, Ansai oilfield

十分重要的控制作用,主要有以下2个方面。

1) 注水诱导裂缝的展布方位受现今应力场分布控制,与现今应力场水平最大主应力方向基本一致。W区长6储层现今水平最大主应力方向为北东67°左右,识别出注水诱导裂缝展布方位也主要集中在北东东向,两者近一致(图5)。关于地层中水力裂缝为何垂直于现今应力场最小主应力方向扩展的问题,Hubbert和Willis^[24]研究指出,开启I型裂缝所做的功与垂直破裂面的应力和裂缝开口距离的乘积成正比关系(即功等于力乘以距离),而在垂直于现今水平最小主应力方向上做功最少,最有利于开启I型裂缝的延伸和扩展。

2) 现今地应力对注水诱导裂缝延伸过程中的难易程度有一定影响。沉积及成岩非均质性致使储层平

面上和纵向上岩石力学性质存在较大非均质性,应力场数值模拟表明,这种材料的非均质性又进一步造成了不同部位地应力大小(部分地区包括方向)存在较大差别^[25]。因此,即使油藏中不同部位的储层及天然裂缝发育特征基本相同,那么各部位不同的地应力特征也会造成天然裂缝开启压力或地层破裂压力值存在较大差异。注水诱导裂缝延伸过程中会沿着阻力最小(做功最少)的路径不断推进,在注水参数不变的情况下,当延伸过程中遇到裂缝开启压力或地层破裂压力值相对较大的情况时,注水诱导裂缝的延伸会相对较为困难,遇到的阻力越小,延伸就会相对越容易。此外,现今地应力场水平差应力对注水诱导裂缝的延伸也具有较大的影响。若其他因素不变,水平差应力越小,注水诱导裂缝在延伸过程中则更易终止于某一地质界面上或发生转向;水平差应力越大,注水诱导裂缝则越能够保持稳定的方向向前延伸,并相对容易的穿过地层中存在的某些界面。

2.3 储层构型

储层构型对注水诱导裂缝发育的控制作用可概括为2个方面:

1) 不同级次构型单元影响注水诱导裂缝的纵向规模。W区长6储层天然裂缝主要发育在8级构型单元(单一流河道或河口坝及席状砂)及9级构型单元(分流河道内加积体或河口坝内增生体)内,其纵向延伸受8级和9级构型界面控制,这类规模的天然裂缝在注水过程中易发生动态变化,形成的注水诱导裂缝纵向规模同样受8,9级构型界面控制。若某些8级和9级构型单元所对应的地质体内不发育天然裂缝,

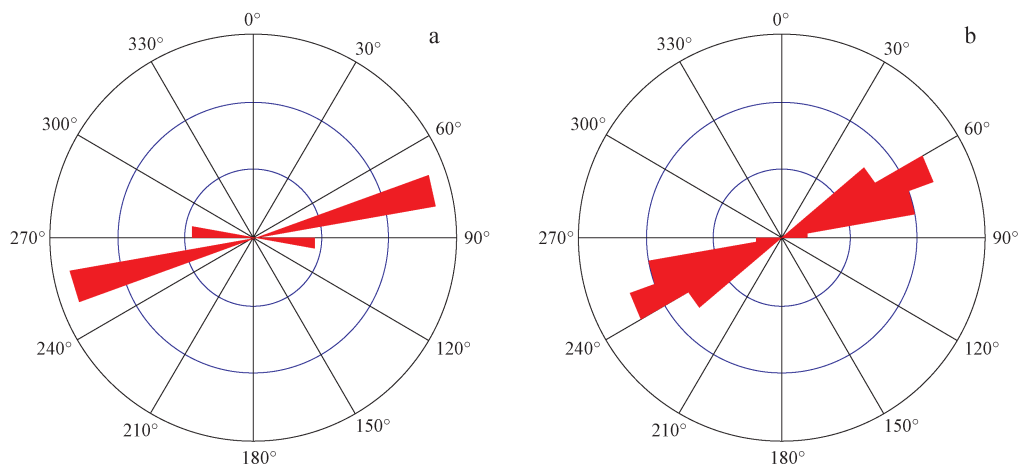


图5 安塞油田W区块长6储层现今水平最大主应力与注水诱导裂缝方位玫瑰花图

Fig. 5 Rose diagrams showing the orientation of maximum horizontal principal stress and waterflooding-induced fractures in Chang 6 reservoir, W block, Ansai oilfield

a. 现今地应力水平最大主应力方向; b. 注水诱导裂缝展布方向

从岩石力学角度来看,这些岩体本身又可构成相对统一而又独立的岩石力学单元,当注水压力达到岩层的破裂压力时,这些独立的力学单元就会发生破裂进而形成注水诱导裂缝,其纵向规模仍受控于8,9级构型单元纵向规模。

2) 不同级次的构型界面对注水诱导裂缝的持续延伸可能造成一定影响。构型界面是具有等级序列的岩层接触面,是不同级次沉积单元体之间的空间接触物理界面。注水诱导裂缝在平面延伸过程中,当遇到岩石物理、力学性质等差异较大的突变地质界面(或构型界面)时,受界面两侧岩石渗透性、弹性及界面几何、物理特性等影响,裂缝尖端在界面处的应力场会发生变化。此时,由于地质界面分布的非均质性,在地应力、岩石力学性质等因素影响下,注水诱导裂缝在构型界面处的行为可能出现以下3种情况:一是在界面处发生停滞,即界面起到阻碍注水诱导裂缝继续延伸的作用;二是裂缝沿界面扩展,发生拐弯或者转向,构型界面作为注水诱导裂缝继续延伸的通道;三是穿透界面继续扩展。显然,上述情况是基于注水诱导裂缝与人工压裂缝在成因机理方面存在相似性的考虑而所得出的,但由于两者在时间尺度、形成过程中的具体措施等方面存在不同,在成因机理方面又存在一定差异性,那么注水诱导裂缝在延伸过程中遇到构型界面后的行为是否存在上述3种情况,还需要进行论证。

对W区长6油藏A0井组注水诱导裂缝进行了识别,分析注水诱导裂缝带上及与其垂直的连井剖面上储层构型特征,同时结合岩心实验及生产动态等资料分析两个方向储层剖面上的水淹特征。其中,在注水诱导裂缝带上,各井之间的砂体连通性好,分布稳定,纵向上不同岩层水淹级别差异较大,平面上各井水淹层对应较好;与注水诱导裂缝垂直的剖面上,大部分水

下分流河道砂体呈透镜状分布,砂体平面规模在1~2个井距,呈孤立状或拼合状展布,砂体之间存在明显的构型界面(图6),导致井间砂体连通性较差,岩心实验分析显示纵向上不同层水淹级别同样具有较大差异性,平面上各井水淹层也不具有对应关系,与水井距离较远的某些油井甚至没有发生水淹。上述分析充分说明了储层构型对注水诱导裂缝的形成和分布具有控制作用。

2.4 储层岩石力学性质

注水诱导裂缝的形成和发育除受上述地质因素控制外,还受到储层岩石力学性质的影响。注水诱导裂缝为注水开发过程中引起的储层局部应力场增大使储层中先前存在的各类裂缝张开并发生扩展或使岩层发生破裂而形成的张性裂缝,储层岩石力学性质对其的影响可能存在以下2种情况。

1) 当注水井周围的地层中不发育天然裂缝的情况。当注水井周围地层中不发育天然裂缝时,注水压力需要克服地层破裂压力,才能形成注水诱导裂缝^[2],在此过程中,当地应力及地层压力等条件保持不变的情况下,地层破裂压力的大小主要取决于岩层的抗张强度,其中抗张强度越大,其破裂压力越大,抗张强度越小,其破裂压力相应越小。注水井纵向上不同岩层由于沉积、成岩等因素的差异性会造成抗张强度也存在差异,使得岩层破裂压力也存在一定差异。注水井注水压力的不断增大会造成破裂压力最小的岩层优先发生破裂,而破裂压力较大的岩层甚至不会发生破裂,进而导致了注水诱导裂缝在纵向上的分布存在一定差异。

2) 当注水井周围的地层中发育天然裂缝的情况。此时,储层岩石力学性质对注水诱导裂缝形成的影响

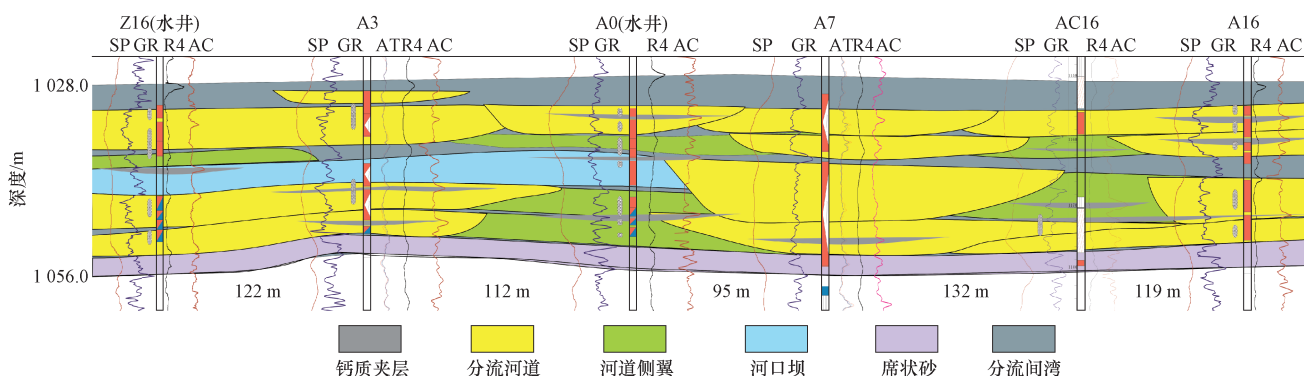


图6 安塞油田A0井组长6储层与注水诱导裂缝垂直方向连井剖面构型分析(据长庆油田,有修改)

Fig. 6 Reservoir architectural analysis of well-tie cross section perpendicular to waterflooding-induced fractures in Chang 6 reservoir, A0 well group, Ansai oilfield (sourced from Changqing oilfield with modification)

又可分为2种情况:①假设一套注水开发层系纵向上同时包含多个具有不同岩石力学性质的单砂层,且不同单砂层中发育特征相同的天然裂缝,当地应力及孔隙压力等条件均相同时,天然裂缝开压力大小及延伸压力大小会受岩石泊松比及弹性模量等岩石力学参数决定^[2]。其中,泊松比越大的岩层中裂缝开启压力则越大,而杨氏模量越大的砂层中裂缝的延伸压力越大。纵向上不同岩层由于岩石力学性质的非均质性,必然会导致各层内天然裂缝的开启压力和延伸压力存在较大差异,也就决定了注水诱导裂缝在纵向上不同岩层之间并非同时延伸发展,会优先选择做功最少的岩层优先发育,进而使不同岩层内天然裂缝对发育注水诱导裂缝的贡献存在差别。②对于某一单砂层内的天然裂缝而言,注水引起的天然裂缝延伸扩展同样受岩石力学性质的影响。平面上不同方向岩石力学性质具有明显的非均质性,若不考虑现今地应力场的作用,天然裂缝尖端张性扩展应沿着抗张强度最小的路径或方位不断发生。但在实际地下储层中,受现今地应力场影响,天然裂缝的延伸扩展路径则由抗张强度与地应力共同决定,但相比地应力的控制作用而言,岩石力学非均质性的影响显得相对较弱,最终使注水诱导裂缝大多在近似平行于现今应力场最大水平主应力方向上扩展,但这并不表明岩石力学性质平面非均质性对注水诱导裂缝的扩展完全不起作用。

3 注水诱导裂缝的工程控制因素

3.1 人工裂缝

油藏投入开发后,各类工程因素如压裂、钻井、射孔等产生的裂缝都可称之为人工裂缝,在此主要以人工压裂缝为例,讨论人工裂缝对注水诱导裂缝形成和发育的影响。油井压裂改造后会在井周产生主裂缝和次级裂缝,其中主裂缝一般因铺砂浓度较高可提供较为稳定的导流能力,次级裂缝主要起改善储层基质渗流能力的作用。随着开发的推进,受现今地应力影响,人工裂缝在闭合压力作用下会逐渐发生闭合,导流能力将逐渐下降,甚至在相当长一段时间内,主裂缝中的支撑剂会被压实、颗粒重新排列、破碎,产生微粒运移及嵌入等情况,进一步影响人工裂缝的导流能力,但即使是人工裂缝最终完成了闭合,其剩余导流能力与储层基质相比也存在数量级的提高,并最终维持在一定的水平^[26-27]。在这种情况下,人工裂缝的存在会对注水诱导裂缝的形成和发育产生影响,这种影响可分为两种情况,一是压裂油井长时间生产后转注为水井的

情况,二是压裂油井持续生产的情况。

1) 压裂油井长时间生产后转注为水井的情况。油井压裂持续开采至一定时间以后,生产动态特征会发生较大变化,如某些油井产能严重降低或发生水淹,为保证生产效率,需要对其实施转注等调整措施。油井转注为注水井以后,两侧的人工裂缝便为注水诱导裂缝的形成提供了物质条件,其展布特征直接影响注水诱导裂缝的展布特征。人工裂缝规模一般大于单条天然裂缝规模,且导流能力较高,注入水首先将沿着规模较大的人工裂缝突进,此时人工裂缝便成为了裂缝性水窜通道。对于一定程度闭合的人工裂缝来说,虽然存在一定的导流能力,但可能并不足以完全“吸收”注入水,这种情况下可能同天然裂缝相类似,井底憋压会造成人工裂缝开启甚至延伸扩展。

W区S1井1996年7月份进行压裂试油,压裂层段深度为1 246.0~1 255.0 m,监测显示产生一条NEE-SWW向人工裂缝,随后该井一直作为生产井投产运行;至2010年10月该井转注,日注水量保持在13 m³/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,说明储层吸水能力在逐渐下降,转注半年后吸水剖面显示在人工裂缝处已经表现出指状吸水特征(图7),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,说明人工裂缝已逐渐发展成为了注水诱导裂缝。

2) 压裂油井持续生产的情况。如前所述,虽然油井两侧人工裂缝的导流能力会随着开发的持续逐渐减小,但与储层基质的渗流能力相比仍是最主要的渗流通道,油井两侧的人工裂缝也可能为注水诱导裂缝的形成提供了可能性。一旦人工裂缝沟通了油水井之间的高渗通道,注入水将很容易通过人工裂缝流向生产井,进而在油水井之间形成注水诱导裂缝。

3.2 注采参数

影响注水诱导裂缝形成和发育的油藏工程因素主要为注采相关参数,包括注水时长、注水量、注采比(或注采量)等。注采参数的变化会造成井底压力变化的直接响应,进而直接影响注水诱导裂缝的形成和延伸特征。

W区长6油藏已识别出10余条注水诱导裂缝,研究发现注水诱导裂缝全部过初始井网的注水井(图8),这些注水井均在20世纪90年代末开始注水,至2013年止平均日注水量23.5 m³,其中在2003年至

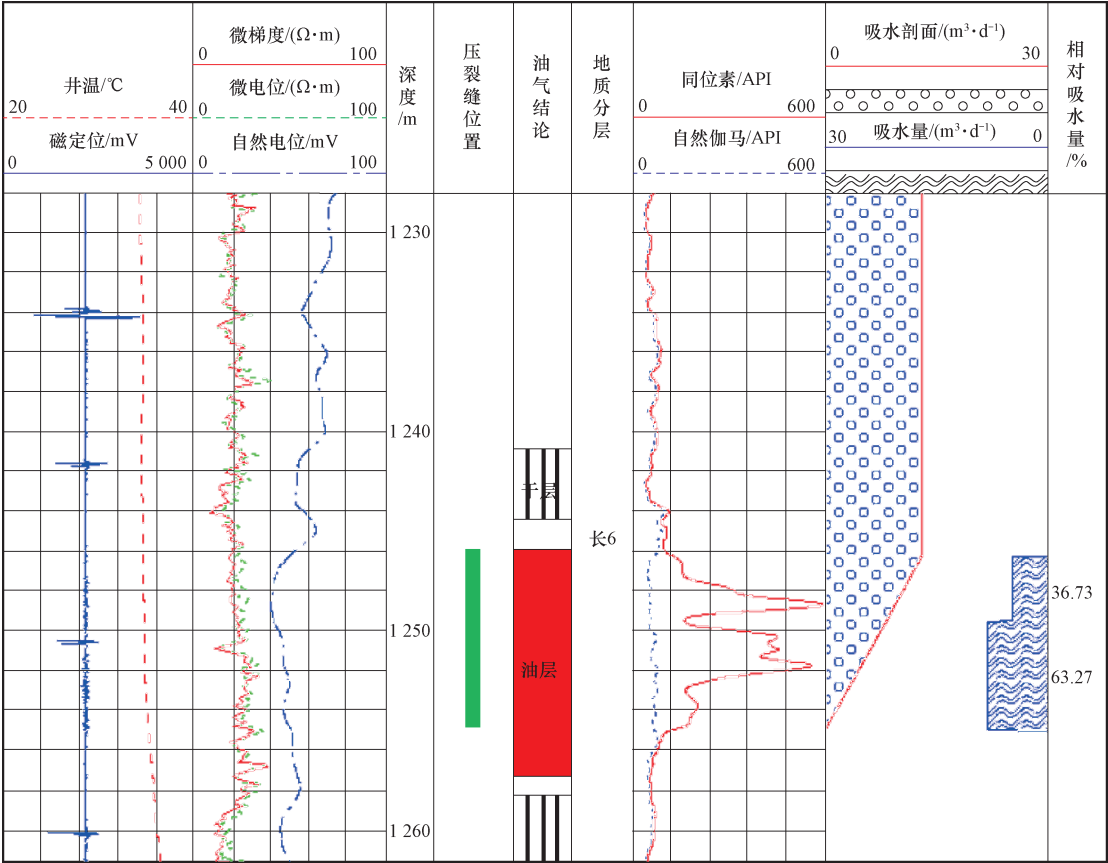


图 7 安塞油田 W 区转注井 S1 井吸水剖面图

Fig. 7 The water adsorption profile of injection Well S1 converted from producer in W block, Ansai oilfield

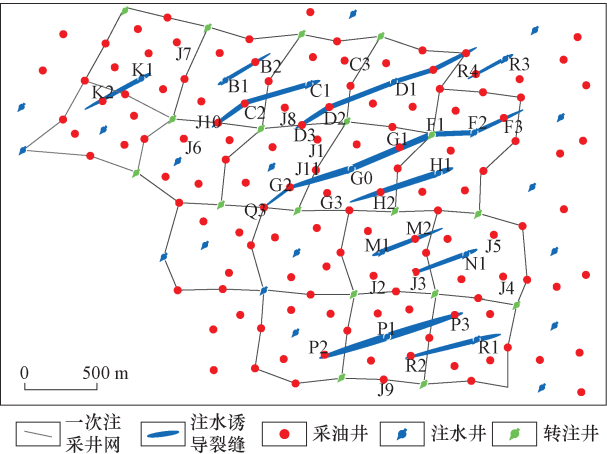


图 8 安塞油田 W 区注水诱导裂缝与初始井网之间关系

Fig. 8 Relationships between waterflooding-induced fractures and initial well pattern in W block, Ansai oilfield

2004 年间部分井的平均日注水量最高达 50 m^3 以上 (如 C1 井、G0 井、P1 井、R1 井);转注井一般为初始反九点井网中的角井,转注时间多在 2010 至 2011 年,转注井日注水量平均为 $10\sim 15\text{ m}^3$ 。无论是日注水量还是累计注水时长,初始井网注水井都要大于转注井,因此在初始井网注水井两侧普遍产生了规模较大的注水

诱导裂缝,这说明持续注水时长是影响注水诱导裂缝形成和发育的主要工程因素。

此外,采用文献[2]中的数值模型分两种情况模拟了注采参数与注水诱导裂缝形成的关系:一是保持采出量不变、改变注采比,二是保持注采比不变,改变注入量和采出量,分别分析对注水诱导裂缝形成和扩展的影响。根据模拟结果,得到以下认识:①保持某一注采参数不变,随着注水时间的增加,注水诱导裂缝规模越来越大。如图 9 两图中任一颜色曲线为某一注采参数下注水诱导裂缝长度与注水时间之间的关系,可以看出,注水时间越长,注水诱导裂缝的规模越大;②采出量不变,改变注采比,在一定时间范围内,注采比越大,注水诱导裂缝延伸速度越快。如图 9a 所示,注采比分别为 1.25 和 2 时,当注水诱导裂缝长度均为 700 m 时,两者所需要的注水时间分别为 1 500 余天和 300 天左右,说明低注采比下注水诱导裂缝延伸速度相对较慢;③保持注采比不变,注入量和采出量发生变化,在一定的时间范围内,注采量越大,注水诱导裂缝延伸速度越快。如图 9b 所示,保持注采比 1.25 不变,使注入量/采出量依次分别为 $5/4$ 、 $6.25/5$ 、 $7.5/6$,可以看出,若使不同注采量下的注水诱导裂缝长度均达

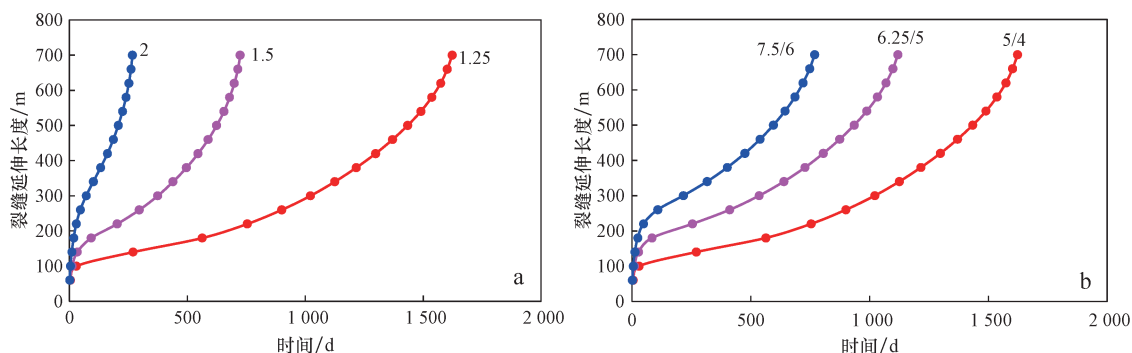


图9 注水诱导裂缝延伸长度与注采参数的关系

Fig. 9 Relationships between the distance of fracture propagation and injection-production parameters

a. 裂缝延伸长度与注采比; b. 裂缝延伸长度与注采量

到 700 m 时,注采量越大则所需要的注水时间越短。

4 结论

1) 注水诱导裂缝是油藏工程因素作用于地质体上所形成的一类开发地质属性,总结注水诱导裂缝形成和发育的主控因素包括地质因素和工程因素 2 个方面,其中地质因素主要包括天然裂缝、现今地应力、储层构型及储层岩石力学性质等;工程因素包括人工裂缝、注采参数等。

2) 整体上看,油藏工程因素是影响注水诱导裂缝形成的直接因素,控制着注水诱导裂缝能否形成、发育快慢等特征;地质因素是控制注水诱导裂缝分布的关键因素,影响着注水诱导裂缝的延伸和展布特征。在低渗透油藏注水开发过程中,地质因素与油藏工程因素相互作用,综合控制了注水诱导裂缝的形成、发育和展布,进而影响了油藏开发特征和开发效果。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] Hagoort J, Weatherill B D, Settari A. Modeling the propagation of waterflood-induced hydraulic fractures[J]. SPE 7412, 1980.
- [4] Petter E, Tom S, Settari A. Waterflood-Induced Fracturing: water injection above parting pressure at Valhall[J]. SPE 24912, 1992.
- [5] Bryant, S L, Paruchuri R K, Prasad S K. Flow and solute transport around injection wells through a single, growing fracture[J]. Advances in Water Resources. 2003, 26(8):803-813.
- [6] 朱圣举,赵向原,张皎生,等.低渗透砂岩油藏天然裂缝开启压力及影响因素[J].西北大学学报(自然科学版),2016,46(04):573-578.
Zhu Shengju, Zhao Xiangyuan, Zhang Jiaosheng, et al. Fracture opening pressure and its influence factors in low permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2016, 46(04):573-578.
- [7] 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].古地学报,2004,6(03):307-315.
Wu Fuli, Li Wenhui, Li Yuhong, et al. Delta sediments and evolution of the Yanchang Formation of Upper Triassic in Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(03):307-315.
- [8] 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(02):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(02):181-187.
- [9] 张金亮,李恕军,靳文奇,等.安塞油田侯市地区长 6 油层沉积微相研究[J].西安石油学院学报(自然科学版),2000,15(4):1-7.
Zhang Jinliang, Li Shujun, Jin Wenqi, et al. Sedimentary Microfacies of Chang-6 Reservoir in Houshi District, Ansai Oilfield[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition), 2000, 15(4):1-7.
- [10] 张浩,仲向云,党永潮,等.鄂尔多斯盆地安塞油田长 6 储层微观孔隙结构[J].断块油气田,2018,25(1):34-38.
Zhang Hao, Zhong Xiangyun, Dang Yongchao, et al. Microscopic pore structure of Chang 6 reservoir in Ansai Oilfield, Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1):34-38.
- [11] 李恕军,柳良仁,熊维亮.安塞油田特低渗透油藏有效驱替压力系统研究及注水开发调整技术[J].石油勘探与开发,2002,29(5):62-65.
Li Shujun, Liu Liangren, Xiong Weiliang. The effective driving pres-

- sure system study and adjustment techniques of waterflooding in Ansai oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 62–65.
- [12] 刘建华, 朱玉双, 胡友洲, 等. 安塞油田H区开发中后期储层地质建模[J]. 沉积学报, 2007, 25(1): 110–115.
Liu Jianhua, Zhu Yushuang, Hu Youzhou, et al. Reservoir modeling for middle or later step of exploitation in H Area of Ansai Oilfield[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(1): 110–115.
- [13] 党彝, 赵虹, 李文厚, 等. 安塞油田延长组长6油层组沉积微相特征[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(6): 597–600.
Dang Ben, Zhao Hong, Li Wenhou, et al. Characteristic of sedimentary microfacies in Chang 6 oil-bearing formation of Yanchang formation of Ansai oilfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(6): 597–600.
- [14] 李彩云, 李忠兴, 周荣安, 等. 安塞油田长6特低渗储层特征[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2001, 16(6): 30–32.
Li Caiyun, Li Zhongxing, Zhou Rongan, et al. Characteristics of Chang-6 Extra-low Permeability Reservoir in Ansai Oil Field[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition): 2001, 16(6): 30–32.
- [15] 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.
- [16] 张玉银, 赵向原, 焦军. 鄂尔多斯盆地安塞地区长6储层裂缝特征及主控因素[J]. 复杂油气藏, 2018, 11(2): 25–30.
Zhang Yuyin, Zhao Xiangyuan, Jiao Jun. Characteristics and major control factors of natural fractures in Chang 6 Formation in Ansai area, Ordos Basin[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2018, 11(2): 25–30.
- [17] 周书院, 陈雷, 解立春, 等. 安塞油田长6油藏井网适应性研究[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(1): 292–295.
Zhou Shuyuan, Chen Lei, Xie Lichun, et al. Study on adaptability of well patterns in Chan 6 reservoir, Ansai oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(1): 292–295.
- [18] 安明胜, 陈其河, 刘超, 等. 安塞油田长6特低渗油藏二次加密井网研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(7): 133–136.
An Mingsheng, Chen Qihe, Liu Chao, et al. The research of well re-infill for ultra-low permeability reservoir in Ansai Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(7): 133–136.
- [19] 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.
- [20] 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 waterflooding development of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 222–228.
- [21] 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.
- [22] 曾联波, 赵继勇, 朱圣举, 等. 岩层非均质性对裂缝发育的影响研究[J]. 自然科学进展, 2008, 18(2): 216–220.
Zeng Lianbo, Zhao Jiyong, Zhu Shengju, et al. A research on the heterogeneity of rock and its influence on fractures[J]. Progress in Natural Science, 2008, 18(2): 216–220.
- [23] 高帅, 曾联波, 马世忠, 等. 致密砂岩储层不同方向构造裂缝定量预测[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(3): 427–434.
Gao Shuai, Zeng Lianbo, Ma Shizhong, et al. Quantitative prediction of fractures with different directions in tight sandstone reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(3): 427–434.
- [24] Hubbert M K, Willis D G. Mechanics of hydraulic fracturing[J]. Developments in Petroleum Science, 1957, 210(7): 369–390.
- [25] 祖克威, 曾联波, 刘喜中, 等. 厚层河道砂体地应力分布影响因素分析[J]. 地质力学学报, 2014, 20(2): 149–158.
Zu Kewei, Zeng Lianbo, Liu Xizhong, et al. Analysis of influencing factors for ground stress in channel sandstone[J]. Journal of Geomechanics, 2014, 20(2): 149–158.
- [26] 周少伟, 高伟, 祖凯, 等. 致密碳酸盐岩储层水力加砂支撑裂缝导流能力实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 117–121.
Zhou Shaowei, Gao Wei, Zu Kai, et al. An experimental research on flow conductivity of propped fracture by hydraulic sand fracturing in tight carbonate gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 117–121.
- [27] 温庆志, 张士诚, 王雷, 等. 支撑剂嵌入对裂缝长期导流能力的影响研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(5): 65–68.
Wen Qingzhi, Zhang Shicheng, Wang Lei et al. Influence of proppant embedment on fracture long term flow conductivity[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(5): 65–68.

(编辑 张玉银)