

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

赵向原¹, 曾联波², 胡向阳¹, 朱圣举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勘探开发研究院, 西安 710018]

摘要:在总结注水诱导裂缝概念的基础上, 阐明了注水诱导裂缝的基本特征及形成机理, 提出了识别注水诱导裂缝方法, 最后利用该方法对鄂尔多斯盆地安塞油田W地区长6油藏A0井组的注水诱导裂缝进行了识别。注水诱导裂缝为张性裂缝, 其规模大、延伸长, 渗透率高, 纵向上不受单层控制, 延伸方位一般与现今地应力的最大水平主应力或者油藏主渗流裂缝方向一致, 并随着低渗透油藏注水的推进发生动态变化。长期注水开发过程中, 若油井逐渐表现出方向性水淹且含水率变化曲线呈现出阶梯状上升, 试井解释具有裂缝渗流特征, 同时水淹井对应的注水井吸水剖面逐渐表现为指状吸水且注水指示曲线出现拐点, 示踪剂或水驱前缘监测油水井之间表现出良好的连通关系, 则可判定在油水井之间形成了注水诱导裂缝。

关键词:注水诱导裂缝; 注水动态特征; 特低渗透, 砂岩油藏; 安塞油田; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE348

文献标识码: A

Characteristics 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

Zhao Xiangyuan¹, Zeng Lianbo², Hu Xiangyang¹, Zhu Shengju³

[1. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China]

Abstract: This paper introduces the principles of waterflood induced fracture, clarifies their basic characteristics and proposes the methods to identify them. Then the waterflood induced fracture of Well A0 group of Chang 6 reservoir in W area in Ansai oilfield, Ordos Basin has been identified by these methods. With larger scale, long extension and high permeability, waterflood induced fracture are tension fractures which are not controlled by single stratum in vertical extension. Their trend direction are generally along the present maximum horizontal principal stress or the main seepage fracture direction. In a long term waterflooding process, the following are clear indications for the establishment of waterflood induced fracture between producer and injector wells: if the oil wells shows a gradually dominant direction of flooding, the water-cut curve presents step-type rise, well test interpretation has the character of fracture seepage, the water injection profile of the injection well gradually presents finger-like water absorption characteristics, inflection point appears in water injection index curve, tracer or water flooding front monitoring showed good connectivity between wells.

Key words: waterflood induced fracture, water flooding dynamic characteristics, extra low-permeability sandstone reservoir, Ordos Basin

收稿日期: 2016-09-21; 修订日期: 2017-09-02。

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。

通讯作者: 曾联波(1967—), 男, 博士, 教授, 储层裂缝形成、分布及预测。E-mail: lbzeng@sina.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2017ZX05013-004)。

由于地下地质条件所决定,我国陆上低渗透油气资源相当丰富,在松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地、柴达木盆地、塔里木盆地和准噶尔盆地等盆地中均有分布,比例均在50%以上。其中,鄂尔多斯盆地低渗透资源规模比例最大,达到90%,低渗透油藏已经成为目前勘探开发工作的主要对象和储量增长的主体,是我国油气发展的主流^[1-3]。对上述盆地内不同地区的低渗透储层所开展的研究发现,这类储层中均普遍不同程度的发育天然裂缝,且以高角度构造裂缝为主,具有多期次、多组系的特点^[4-8],裂缝的存在对注水开发产生了至关重要的影响^[9-12]。一方面,低渗透油藏储层基质渗透率低、渗流能力差,仅依靠基质渗流能力和储层天然能量不能形成工业油流,裂缝的存在改善了储层的渗流能力和流体的流动状况,增大了渗流截面,是这类油藏有效开发的关键;另一方面,低渗透油藏进入开发中后期以后,由于长期注水,当注水井注水压力大于天然裂缝开启压力或地层破裂压力,会导致储层中天然裂缝开启、扩展甚至相互连通,或者在储层中形成规模较大的新的破裂,最终形成注水诱导裂缝,严重影响注水开发效果。注水诱导裂缝的形成是低渗透油藏在长期注水开发过程中新表现出的最严重非均质性,给油田的进一步挖潜带来困难。研究注水诱导裂缝特征并对其进行准确识别,对低渗透油藏的高效开发具有重要意义。

1 研究区概况

鄂尔多斯盆地为一个叠合的克拉通拗陷盆地^[13],盆地由伊盟隆起、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^[14]。安塞油田W地区位于伊陕斜坡的中东部,构造平缓,为一西倾单斜,地层倾角 0.5° 左右,平均地层坡降 $6\sim 8\text{ m/km}$ 。由于差异压实作用,在局部形成起伏较小(隆起幅度 $10\sim 20\text{ m}$)且轴向为近东西或北东-西南向的鼻状隆起,对油气富集具有一定的控制作用^[15]。受北东方向物源影响,该地区三叠系延长组沉积了一套典型的拗陷盆地河流-三角洲-湖泊相沉积体系^[16],该套地层自上至下分为长1—长10十个油层组。其中长6为主力油层,由于受到沉积、成岩及后期构造改造作用影响,储层致密且非均质性严重,储层平均有效孔隙度为 $11\%\sim 15\%$,孔隙渗透率为 $(1\sim 3)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,为典型的低孔特低渗透砂岩油藏。

W地区长6油藏于1983年经压裂后获得工业油

流后,1986年开辟了3个开发试验井组,后又进行了先导性开发试验和工业化开发试验,于1990年全面投入注水开发,1997至2000年,油田进入开发调整治理阶段。整个开发历程先后经了开发前期准备、规模开发与产能建设、产量递减与综合治理等几个阶段,目前已经进入注水开发中后期。由于储层中发育一定数量的天然裂缝,经多年注水开发以后,该区一些井组的油井出现明显的方向性高含水或严重水淹,水淹规模甚至连通了几个井组,注采矛盾十分突出,严重影响了注水开发效果。

构造裂缝在低渗透砂岩油藏开发中起到的作用最大^[17]。根据相似露头、岩心裂缝观察及成像测井解释,按照裂缝的成因类型可知,W区长6储层主要以发育构造剪切裂缝为主,具有分布规则、产状稳定、缝面平直光滑、延伸较长、发育范围广、与层面垂直的特点(图1a,b)。研究表明,这些构造裂缝主要是在燕山期和喜马拉雅期古构造应力场作用下形成^[8,18]。该区构造裂缝方位以NEE-SWW, NE-SW及NW-SE向为主,发育程度依次减弱,且绝大多数为高角度裂缝,其中倾角大于 60° 的裂缝占80%以上。裂缝纵向高度一般小于 1.8 m ,主要在单岩层内发育(图1c),只有极少数切穿岩层。露头观察单条裂缝平面延伸长度一般不超过 20 m ,若干单条裂缝在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1d)。岩心裂缝统计表明,有10%左右的天然裂缝被方解石局部充填,其他裂缝无充填,且无充填裂缝一般含油性较好,反映了该地区绝大多数裂缝为有效裂缝,裂缝在储层中能够起到储集空间和渗流通道的作用。

2 注水诱导裂缝及其形成机理

2.1 注水诱导裂缝概念

早在20世纪80年代,国内外学者就对注水开发所引起的地层破裂或诱导产生的裂缝开展了研究。J. Hagoort等^[19]提出当注水井注水压力超过地层破裂压力时,就会形成延伸较长的水力裂缝,进而影响注水波及系数,并通过用来模拟水力压裂缝增长的数学模型模拟了注水所导致的裂缝延伸过程。M. C. T. Kuo等^[20]利用地表注水压力等数据对注水引起的裂缝扩展机理进行了研究,指出随着注水时间的持续,注水压力数据表现出周期性变化,这种变化指示了注水过程中裂缝的不断延伸扩展,并根据水力压裂缝扩展理论

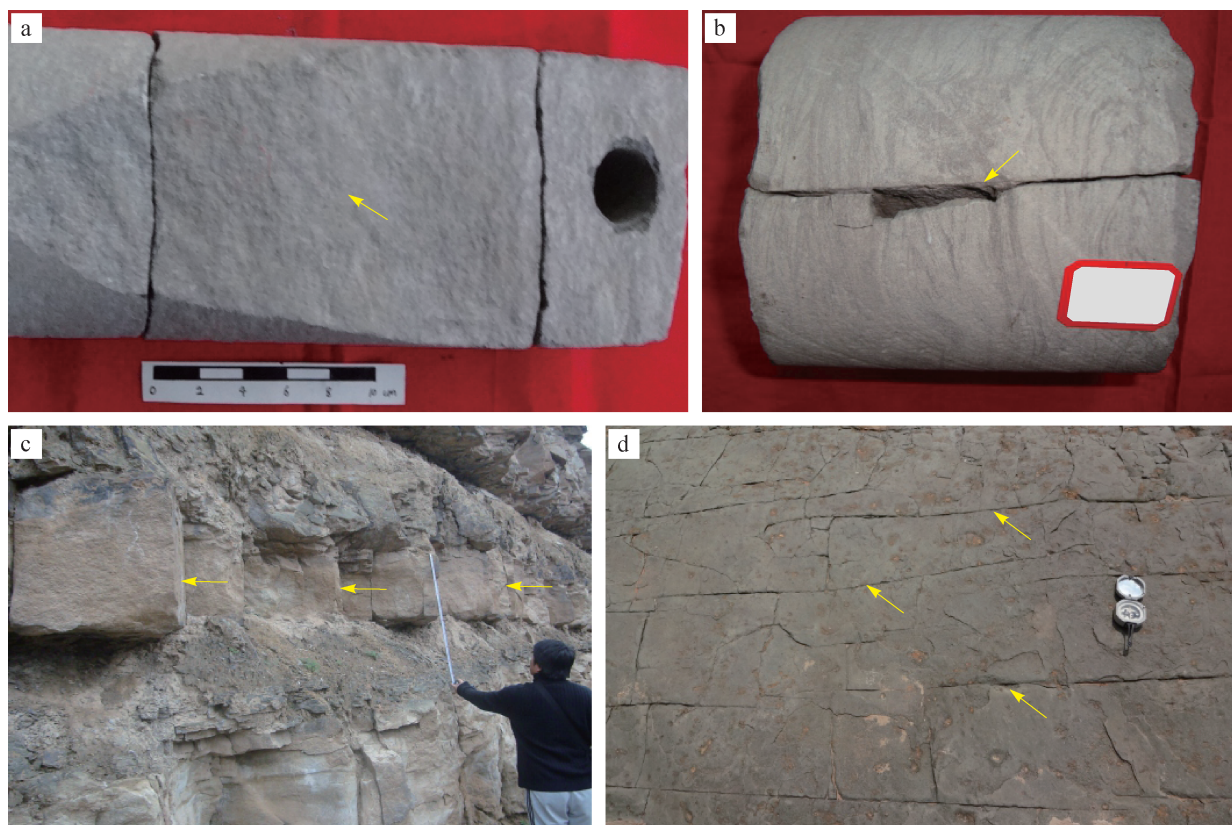


图1 W地区长6储层构造裂缝分布特征

Fig. 1 Characteristics of the tectonic fractures in Chang 6 reservoir, W area

a. A5井,埋深1 058.28 m,细砂岩,观察到一条高角度构造裂缝,裂缝面平直;b. A1井,埋深1 155.60 m,细砂岩,观察到一条近直立的高角度构造裂缝,缝面平直光滑;c. 延河露头长6地层天然裂缝,主要在单岩层内发育;d. 延河露头长6岩层,平面上可见构造裂缝呈雁列式排列,裂缝延伸较远,组系特征明显。

计算了裂缝延伸长度和时间间隔,同时结合动态资料对裂缝延伸方位进行了分析。T. K. Perkins 和 J. A. Gonzalez^[21]研究了由于注入水水温低于油藏温度从而导致岩层温度降低,引起岩层应力的下降,进而导致岩层发生破裂产生诱导裂缝,并提出相应方法估算裂缝长度及井底压力等参数。Peter 等^[22]以 Valhall 油田为例,研究注水井在高于破裂压力下注水诱生裂缝的形成机理,研究过程中利用水力压裂软件模拟动态裂缝延伸过程,综合考虑了二维滤失、流体流量、注水区储层压缩性、岩石和流体热效应等因素。Steven 等^[23]认为注水井因注水压力及水平地应力的影响,在储层中会形成注水生长裂缝,且裂缝的规模会发生变化,在研究过程中建立模型模拟了裂缝的变化对注入水渗流场的影响。

国内方面,郭恩昌等^[24]研究注水过程中地层温度和压力的改变对井底周围地应力的影响,认为长期注水开发会导致油田地应力发生变化,且对裂缝的形成和延伸产生影响。李中林等^[25]从注水井动态资料入手,对吸水指示曲线、吸水剖面和试井等资料进行了综

合分析,指出高压注水过程中热力诱生裂缝(动态缝)吸水是低渗透砂岩油藏注水井的一个主要特征,并就裂缝吸水机理进行了探讨。郭伦文^[26]在计算诱导裂缝周围应力场分布的基础上,分析了水平方向诱导应力对渗透率的影响,得出裂缝面处渗透率与应力的关系,并进一步研究注水过程中流量、注水速度、井底压力、温度和注水水质对诱导裂缝动态行为规律的影响,认为诱导裂缝的延伸与诱导应力大小密切相关,高速注水可导致裂缝延伸。刘洪等^[27]认为过高的注水压力和过量的注水会引起储层微裂缝开启、扩展和相互贯通,在注采连线上形成高渗透条带,导致注入水单向突进,油井含水上升快,造成油井水淹,并利用岩石断裂力学理论研究了注入压力作用下天然裂缝开启、扩展延伸和相互贯通的力学机理。曾联波等^[28]、刘洪涛等^[29]、陈淑利等^[30]研究了大庆油田低渗透砂岩储层裂缝的分布特征及对开发的影响,以及注水开发中后期地应力场的变化,认为低渗透储层中不同组系天然裂缝在注水开发过程中因注水压力变化存在一定的开启顺序。韩忠英等^[31]研究了裂缝扩展注水技术中的

裂缝扩展规律,认为在裂缝扩展过程中,缝内压力呈不规则周期性变化,随着注水量增加,压力上升的速度越来越快;注水量越高,裂缝越容易扩展;随着注水时间增加,初始滤失系数越小,裂缝越容易扩展;滤失系数减小越快,裂缝扩展越快,半缝长增量越小。

上述所介绍相关研究成果的主要是围绕注水造成的储层压力和温度发生变化这两类机制所产生的诱导裂缝所开展的研究,而本文所研究的注水诱导裂缝主要是针对第一类机制,即由于注水引起地层压力发生变化所诱导产生的裂缝。笔者在充分调研并总结前人研究成果基础上,结合对鄂尔多斯盆地低渗透油藏注水开发过程中诱导产生裂缝的成因机制及其特征所开展的研究,认为注水诱导裂缝(waterflood induced fracture)是指低(特低)渗透油藏在长期的注水开发过程中,当注水压力超过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。注水诱导裂缝有以下4个基本特征:①注水诱导裂缝主要表现为张性裂缝,裂缝规模大、延伸长,纵向上不受单层控制,平面上可延伸几个甚至上十个井距,远大于单条天然裂缝的规模;②注水诱导裂缝的延伸方位一般与油藏主渗流裂缝方向或者现今地应力的最大水平主应力方向近一致;③注水诱导裂缝的形成是一个动态过程,随着低渗透砂岩油藏的注水开发和注入压力提高,注水诱导裂缝规模将不断扩展和延伸,对注水开发的影响也越大;④沿注水诱导裂缝方向的渗透率高,注入水沿该裂缝通道快速流动,极易造成裂缝方向的快速水窜和油井水淹,而裂缝两侧注入水波及范围小,驱油效率较差。

2.2 注水诱导裂缝形成机理

由于储层中天然裂缝的发育具有较强的非均质性,各注水井周围的裂缝发育程度和分布特征均存在一定差别。根据不同注水井周围的裂缝发育情况,认为注水诱导裂缝主要有以下形成机理。

1) 机理一

当注水井周围天然裂缝发育,且裂缝走向与现今最大水平主应力之间的夹角小于某个范围时,此时天然裂缝开启压力小于地层破裂压力,若注水压力超过天然裂缝的开启压力,使得天然裂缝张开、扩展和不断延伸,便形成注水诱导裂缝。形成条件可以表示为:

$$p_{ws} > p_i \quad (1)$$

$$p_i = \left(\frac{\nu}{1-\nu} H \rho_s g \sin \theta + H \rho_s g \cos \theta - H \eta \rho_w g \right) \times 10^{-6} + H f_{\sigma_1} \sin \theta \sin \beta + H f_{\sigma_3} \sin \theta \cos \beta \quad (2)$$

式中: p_{ws} 为注水井注水压力(折算到地下),MPa; p_i 为裂缝开启压力,MPa; ν 为岩石泊松比,无量纲; H 为裂缝埋藏深度,m; θ 为裂缝倾角,(°); ρ_s 为岩石容重, kg/m^3 ; ρ_w 为水的比重, kg/m^3 ; f_{σ_1} , f_{σ_3} 分别为现今应力场的最大主应力和最小主应力梯度,MPa/m; β 为现今地应力方向与裂缝走向的夹角,(°); η 为地层压力系数,无量纲; g 为重力加速度, N/kg 。

2) 机理二

当注水井周围不发育天然裂缝时,或发育一定数量的天然裂缝,但裂缝走向与现今最大水平主应力之间的夹角大于某一值时,此时裂缝开启压力将大于地层破裂压力。若注水压力超过地层破裂压力,会导致地层发生新的破裂,且随着注水的持续破裂规模将不断扩大,最终形成注水诱导裂缝。形成条件可以表示为:

$$p_{ws} > 3\sigma_3 - \sigma_1 + \sigma_2 - p_0 \quad (3)$$

式中: σ_1 和 σ_3 分别为现今应力场最大主应力和最小主应力,MPa; p_0 为地层压力,MPa; σ_1 为岩石抗张强度,MPa。

需要说明的是,由于储层中天然裂缝的非均质性,某一注水诱导裂缝的产生并不一定是单一机理下的结果,可能是上述两种机理交替作用下的结果。上述机理中,关于在一定的现今地应力场条件下天然裂缝开启压力和地层破裂压力之间的关系研究,笔者在文献[9]中有所介绍。

3 注水诱导裂缝识别方法

注水诱导裂缝的形成是一个动态过程,这一过程跨越一定的时间尺度(可能从数月至数年之久),这种特殊性也就要求在分析其形成过程时需要更多地依靠各类动态资料,并在不同的时间节点上进行匹配性对比分析,同时还要依靠地质资料和各类监测资料进行验证,是一项综合性极强的工作。判定注水诱导裂缝是否形成并分析其特征需综合以下几个方面进行。

1) 油井逐渐表现出方向性高含水特征

在一定的范围内,随着注水开发进程的不断推进,某些井组在某一方向上逐渐表现出高含水甚至水淹,而其他方向(如水淹井与注水井连线两侧的油井)含水率相对较低。出现上述现象的主要原因是由于在裂缝性油藏中,注水开发后注入水易沿着裂缝方向窜流,因此导致裂缝方向上的油井见水较快,而位于裂缝两侧的油井由于缺少裂缝导流能力而表现为见水缓慢。在同时发育多组天然裂缝的地区,由于现今地应力场

作用,使得各组天然裂缝存在一定的开启顺序^[28-30],注水过程中同样也会使得油井注水见效及水淹特征也具有明显的方向性,而这一优势方向一般为现今地应力最大水平主应力方向。

2) 方向性水淹井含水率变化曲线呈现出阶梯状上升

生产井含水率变化曲线类型大致可分为3种类型:①孔隙型见水,水井与油井之间为孔隙型渗流,注入水向四周推进较为均匀,前缘水线推进速度较慢,油井受效后稳产期较长,含水上升速度缓慢,开发效果最好;随着含水率的逐渐上升,产油量逐渐下降。②裂缝型见水,初始阶段油井产量及含水稳定,后期油井含水率在短时间内呈阶梯状急剧上升至高含水,而相应的产能急剧下降。③孔隙-裂缝型见水,生产井见水特征介于以上两种类型之间,水线推进速度、油井含水上升速度快于孔隙型但慢于裂缝型,水驱油效果相对较好;一般情况下,该类型生产井投产初始阶段含水率可能处于很低的水平,随后表现出逐渐呈渐高的趋势,含水率波动性较大,主要是由于储层中存在高渗带,同时发育一定数量的规模不大的裂缝,裂缝在油水井之间并没有起到主导渗流的作用,具有一定的驱油效果。对于1)中的方向性水淹井来说,若含水率变化曲线表现出了裂缝型见水特征,则说明裂缝在油水井之间起到了连通作用,形成了裂缝性水窜通道。

3) 试井解释储层具有裂缝渗流特征

即使井筒附近天然裂缝发育时,注水过程中,在现今地应力场作用下也并不一定形成裂缝性渗流通道,通过试井分析可以判断裂缝是否开启并形成了裂缝性高渗带。经过较长时间注水以后,若试井分析储层有效渗透率比岩心分析渗透率值高出1~2个数量级,则说明井筒附近出现了明显的裂缝性渗流特征。此外,试井解释双对数曲线形态可以较好的反映储层的渗透性特征^[32-33],如早期测试资料的压力变化曲线和压力导数曲线重叠在一起,曲线呈斜率为“1”的直线形态,说明早期测试资料受井筒储集效应影响比较严重;随后两条曲线均开口,呈现“1/2”斜率线上升,表明具有明显的裂缝-无限传导的渗流特征,注入水主要沿裂缝单向驱替。

4) 高含水油井对应的注水井吸水剖面逐渐表现为指状吸水特征且注水指示曲线出现拐点

对注水井来说,随着注水时间不断持续,在不同时间点测定的吸水剖面上逐渐表现出吸水段越来越不均衡,如在某些部位逐渐表现出尖峰状(或指状)吸水特

征,吸水层厚度不断减小,但吸水比不断增大,则说明在注水井附近出现了高渗通道。若同时注水井注水指示曲线出现拐点,且在拐点之前随着注水压力的增大,注水量逐渐增大,吸水指数为一个定值;当注水压力超过拐点压力,即使注水压力增加不大,注水量也急剧增大,吸水指数较拐点以前明显增加,则表明地层中的高渗通道为裂缝开启并发生了延伸扩展,或地层中产生了新的破裂,致使油层吸水能力增加,即产生了注水诱导裂缝。

5) 示踪剂测试显示受效井方向性明显

示踪剂测试是确定井间连通性及连通程度的有效手段^[34-35]。注水井注入示踪剂,在一定时间范围内检测周围井的受效情况并对受效井示踪剂浓度进行解释计算。通过分析各受效井示踪剂浓度及处在与注水井不同距离上的各受效井的示踪剂受效时间等来综合判断井间连通性,同时配合其他信息可以进一步确定注水诱导裂缝的形成及分布情况。测试过程中,凡是检测到示踪剂的井均说明这些井与注水井之间是连通的,而这些受效井中解释示踪剂浓度越大的,则说明该井与注水井之间的连通性越好;若示踪剂受效井与注水井之间距离较大且受效时间短,则说明示踪剂在该井与注水井之间的流动速度大,反映出井间连通性越好。通过该方法虽然确定了井间的连通性及连通程度,但若想进一步确定这种连通性是否是裂缝性的,还需要结合动态资料及试井资料加以判断。如示踪剂测试判断某油井与注水井连通性较好,同时通过试井分析该油井具有裂缝性渗流特征且含水率变化曲线表现为裂缝型见水,则说明该井与注水井之间存在裂缝性渗流通道。

6) 水驱前缘扩散具有明显的方向性

水驱前缘微地震监测可以测定水驱前缘的扩散情况^[36]。注水井在注水过程随着流体的不断流动和扩散,流体前缘压力及孔隙流体压力会发生变化,使地层中原来闭合的裂缝张开或诱发产生新的裂缝,从而引发微地震现象。这些微地震发生时会产生一系列向四周传播的微震波,微震波可以被事先布置在被监测井周围不同位置的检波器接收到,根据波到达不同检波器的时间差,就可确定微地震震源位置,进而绘制出水驱前缘位置。特低渗透油藏长期注水过程中,受天然裂缝方向、布井方向及现今地应力场等综合影响,储层具有强烈的非均质性,导致储层各个方向上注水推进速度不同,因而存在一定的优势渗流方向。通过对水驱前缘进行监测可以明确注入水有效区、优势渗流区及水流密集区的范围与方向,了解井间非均质性情况,

进而结合其他手段可以进一步对注水诱导裂缝进行识别。

需要说明的是,在判定注水诱导裂缝形成及分析注水诱导裂缝特征的过程中,上述六个方面并非要同时具备的,只要同时满足其中几个方面即可。如在一个特低渗透油田或油区范围内,经过长期注水开发以后一旦形成注水诱导裂缝,一般都会表现出特征 1),但对于每个井组范围来说,还需要进一步结合特征 2),3),4),5)进行判断,其中在没有 5)的情况下还可以选择 6)。此外,上述几个方面主要用于判定井间注水诱导裂缝的形成并分析其特征,若要进一步对注水诱导裂缝进行表征,还需要进一步结合岩心分析测试、裂缝识别及预测、测井(常规测井、特殊测井及生产测井)解释等手段。

4 应用实例

下面以鄂尔多斯盆地安塞油田 W 地区 A0 井组为例(图 2),依据上述方法对该井组的注水诱导裂缝进行判定并分析其基本特征。

根据注水井 A0 不同时间的吸水剖面来看(图 3),早期吸水剖面呈现出很强的非均质吸水特征(1991-06-28),吸水段主要集中在下部,剖面中部出现了指状吸水,反映井筒附近局部存在高渗带或天然裂缝;后期由于采取了堵水及补孔等措施,吸水相对较为均匀(1994-05-25 至 2000-11-06);至 2001-04-19 时的吸水剖面监测结果看,再次出现了指状吸水特征,表现为吸水层厚度逐渐减小且吸水量不

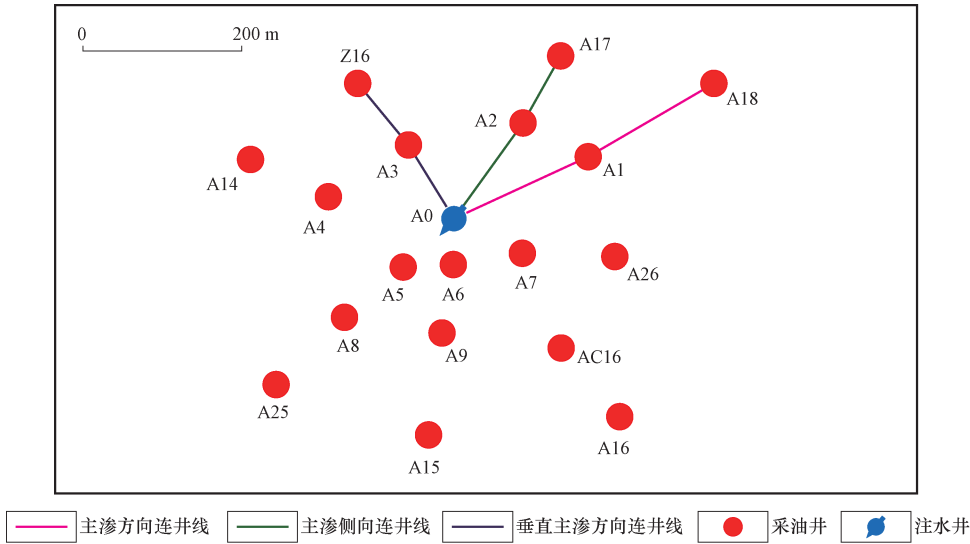


图 2 W 地区 A0 井组不同方向连井线
Fig. 2 Well cross sections in different directions of Well A0 group in W area

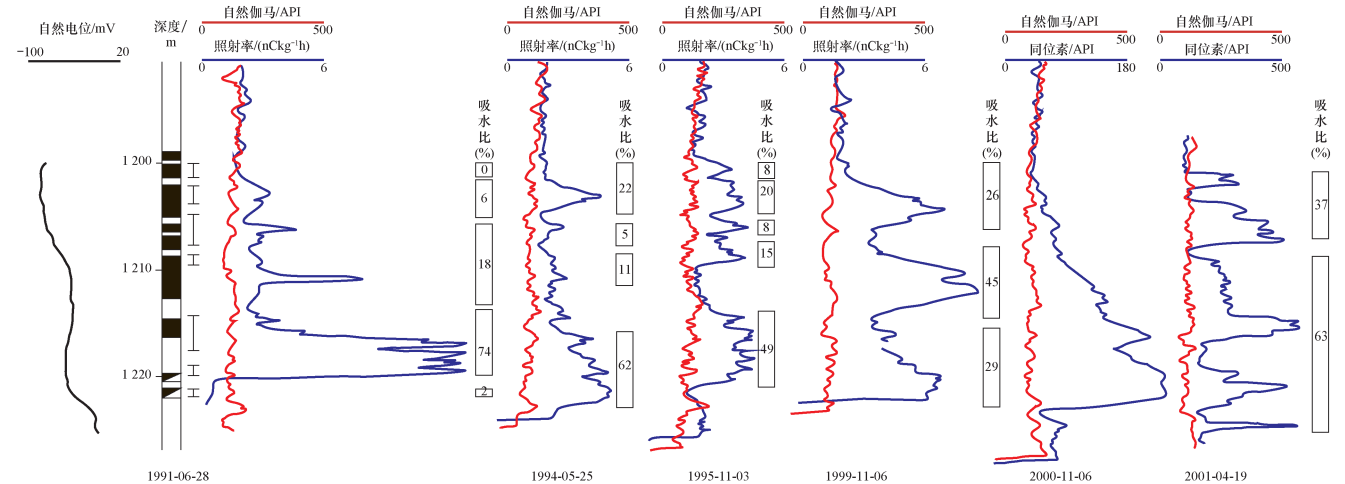


图 3 W 地区注水井 A0 不同时间吸水剖面
Fig. 3 Water injection profile of Well A0 at different times in W area

断增大,反映了经过长时间注水开发以后,注水井周围再次产生高渗通道,水驱非均质性严重。此外,A0井注水指示曲线存在明显的拐点(图4),拐点出现后吸水指数远远超过拐点出现前的吸水指数,指示注水井周围地层中产生的新的吸水空间应为裂缝性水窜通道,致使油层吸水能力增加。为了进一步判定该井组的裂缝性渗流通道的展布特征,需要结合其他手段进一步进行论证。由于构造裂缝方位以NEE-SWW、NE-SW及NW-SE向为主,且现今最大水平主应力方向为NEE-SWW向^[32],分析可知NEE-SWW为该区主渗流方向。下面对比分析该井组主渗方向、侧向及与主渗方向垂直方向上的注水动态特征,以进一步确定注水诱导裂缝的形成及分布特征。

含水率变化曲线特征方面,主渗方向上,A18井生产动态曲线的含水率呈现出阶梯状上升,反映出裂缝型见水特征,A1井投产较晚,投产便直接表现出80%以上的高含水,无法判断见水类型(图5);侧向上,A17井含水率呈逐年上升趋势,属于典型的孔隙型见水,A2井投产较晚且投产时也为高含水,同样无法判断其见水类型;垂直主渗方向上,Z16井投产至1995年11月以前,含水率较低,随后含水率开始缓慢上升,表现出孔隙型见水特征,至2004年1月时含水率已高达90%以上,2005年7月该井开始转注成为注水井,A3井于Z16井转注5年后投产,投产后含水率连续数月均在60%以下,并没有表现出明显水淹特征,可判断Z16与A0井之间可能并不存在裂缝性渗流通道,转注前Z16井水淹并不是A0井注水造成的。

对比不同方向上的油井含水率变化曲线特征可初步判断在主渗方向上出现了裂缝性渗流通道,可进一

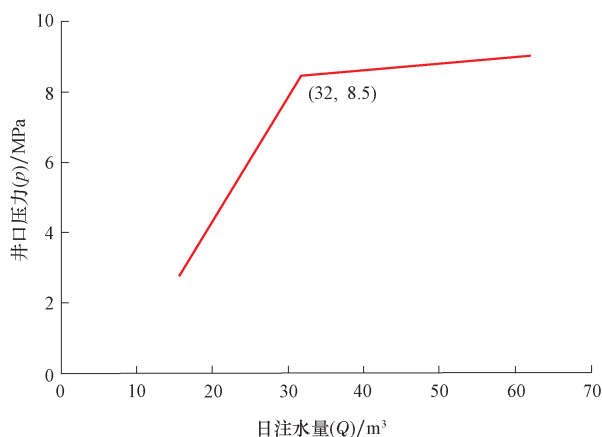


图4 W地区A0井注水指示曲线

Fig. 4 Water injection index curve of Well A0 in W area

步通过试井和水驱前缘监测资料加以验证。试井解释方面,对比A1井和A2井压力双对数曲线形态发现,A1井具有裂缝-无限传导渗流特征,而A2井具有均质油藏的特征(不属于裂缝性渗流)(图6)。水驱前缘监测显示,在正常注水时,优势渗流方向不明显,但在增压注水后,其优势渗流方向明显,注水前缘向北东向和南西向扩展,注水见效区的长度与宽度比越来越大(表1)。由以上可综合判断,在A0-A1-A18井连线上已经形成了注水诱导裂缝。

通过各类测试资料可知,A0注水井注水压力超过20.2 MPa(折算到地下),而目的层段裂缝开启压力平均为19.3 MPa,地层平均破裂压力超过27.2 MPa。可见,注水压力超过了裂缝开启压力,致使天然裂缝开启并延伸扩展是该井组形成注水诱导裂缝的主要原因。分析该井组注水诱导裂缝特征发现,它的规模已经超过了两个井距,延伸或展布方向与该区现今地应力最大水平主应力方位基本一致,其渗透率较高,注入水沿该裂缝通道发生快速窜流,造成注水诱导裂缝延伸方向上的油井发生水淹。此外,对注水诱导裂缝上的A1岩心进行了大量取样,开展滴水试验和沉降实验以鉴别岩心含水或含油程度,来分析注水诱导裂缝的纵向规模。根据近200块样品的实验结果可知,A1井油层厚度约为22.0 m,其中水洗厚度为10.7 m,水淹厚度占总厚度的48%,纵向上水淹层同时包含了几个单砂层,注水诱导裂缝形成以后严重影响了剖面动用程度(图7)。

5 结论

1) 注水诱导裂缝是指低(特低)渗透油藏在长期的注水开发过程中,当注水压力超过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。它是低渗透油藏在长期注水开发过程中所表现出的最严重非均质性,对注水开发效果影响较大。

2) 受注水因素及多种地质因素综合影响,注水诱导裂缝主要为张性裂缝,其规模大、延伸长、渗透率高、纵向上不受单层控制。延伸方位一般与油藏主渗流裂缝方向或者现今地应力的最大水平主应力方向近一致,并随低渗透油藏注水而发生动态变化。

3) 通过各类生产动态及监测资料可以对注水诱导裂缝进行识别。若油井逐渐表现出方向性高含水或水淹,其含水率变化曲线呈现出阶梯状上升,且试井解释储层具有裂缝渗流特征,同时水淹井对应的注水井

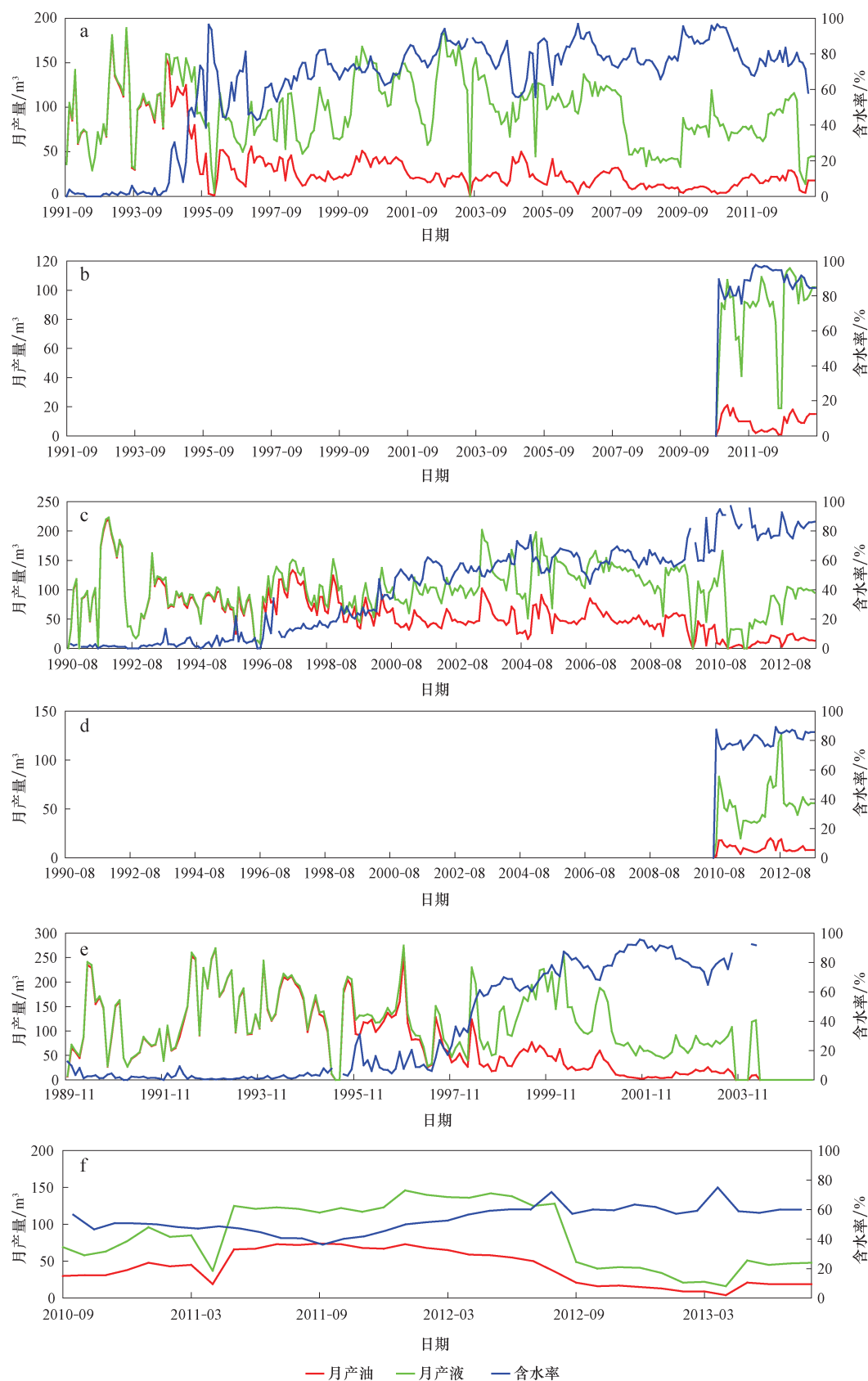


图5 W地区A0井组不同井生产动态曲线

Fig. 5 Production performance curves of different wells of Well A0 group in W area

a. A18 井; b. A1 井; c. A17 井; d. A2 井; e. Z16 井; f. A3 井

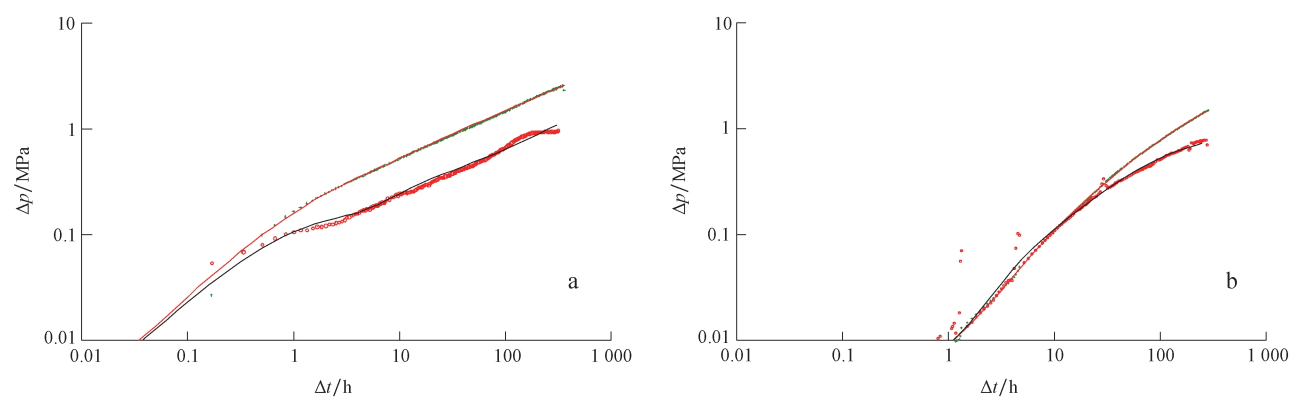


图 6 W 地区 A1 井(a)与 A2 井(b)压力双对数拟合曲线

Fig. 6 The double logarithmic pressure curve of well A1 (a) and A2 (b) in W area

表 1 W 地区 A0 井组水驱前缘监测成果数据

Table 1 Waterflood front monitoring data, Well A0 group in W area

监测参数		1 h 正常注水	3 h 升压注水	8 h 升压注水
水驱前缘尺度	注水有效区长度/m	543. 20	534. 00	685. 10
	注水有效区宽度/m	514. 80	376. 20	496. 80
	注水有效区高度/m	30. 55	30. 55	30. 55
水驱前缘方位	水流密集区方位	北东、北西	北东东	北东东
	优势渗流区方位	北东、北西	北东 - 南西	北东 - 南西
	渗流有效区方位	北东、北西	北东 - 南西	北东 - 南西
	统计优势方位	北东 79. 4°	北东 78. 1°	北东 78. 9°

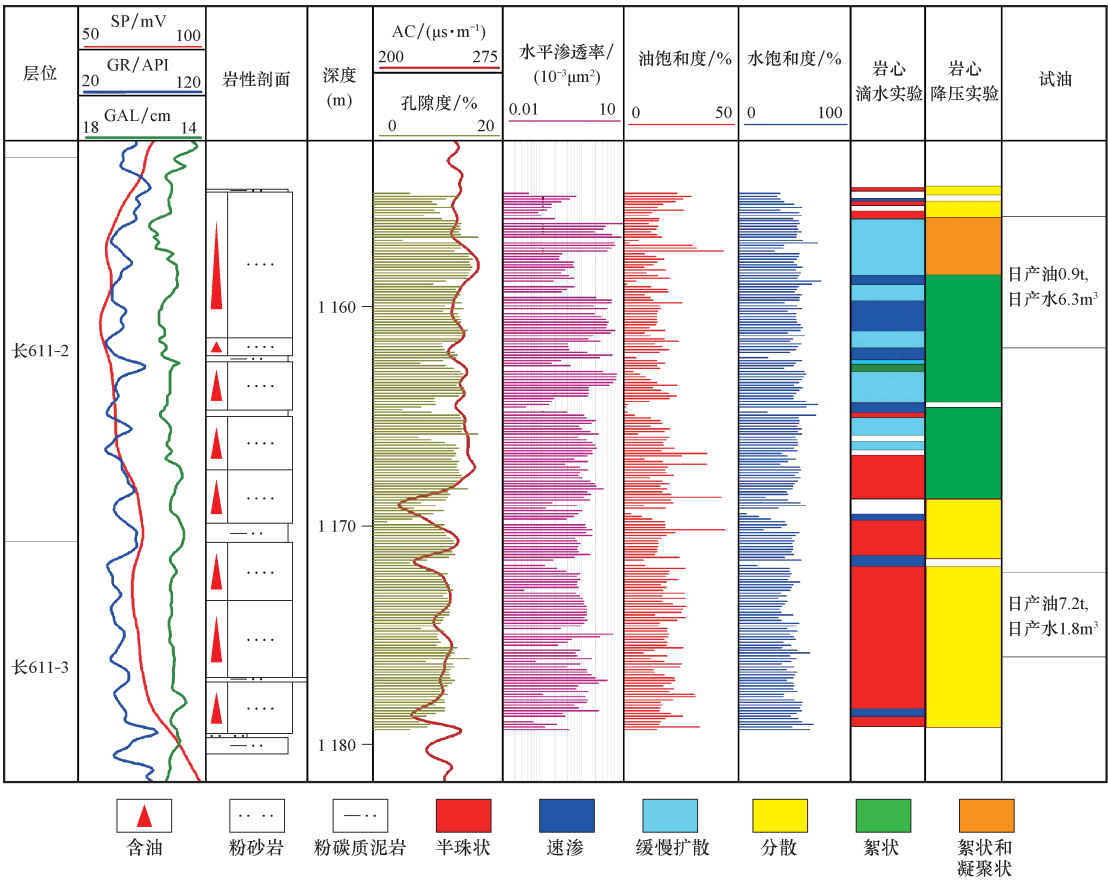


图 7 W 地区 A1 井单井综合评价成果

Fig. 7 Composite evaluation results of Well A1 in W area

吸水剖面逐渐表现为指状吸水特征且注水指示曲线出现拐点,通过示踪剂监测或水驱前缘监测油水井之间表现出良好的连通关系,则可判定在油水井之间形成了注水诱导裂缝。

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(08): 29–37.
Hu Wenrui. The present and future of low permeability oil and gas in China[J]. Engineering Sciences, 2009, 11(08): 29–37.
- [2] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low-permeability sandstone reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [3] 胡文瑞. 低渗透油气田开发概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
Hu Wenrui. Theory of low permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [4] 赵向原, 曾联波, 刘忠群, 等. 致密砂岩储层中钙质夹层特征及与天然裂缝分布的关系[J]. 地质论评, 2015, 61(1): 163–171.
Zhao Xiangyuan, Zeng Lianbo, Liu Zhongqun, et al. Characteristics of calcareous interbeds and their impact on the distribution of natural fractures in tight sandstone reservoirs[J]. Geological Review, 2015, 61(1): 163–171.
- [5] 巩磊, 曾联波, 李娟, 等. 南襄盆地安棚浅、中层系特低渗储层裂缝特征及其与深层系裂缝对比[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 778–784.
Gong Lei, Zeng Lianbo, Li Juan, et al. Features of fractures in shallow-to mid-depth reservoirs with ultra-low permeability and their comparison with those in deep reservoirs in Anpeng oilfield, the Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 778–784.
- [6] 刘子良, 梁春秀. 松辽盆地南部构造裂缝成因机制及分布方向[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(05): 83–85.
Liu Ziliang, Liang Chunxiu. Genetic mechanism and distribution direction of tectonic fractures in southern Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(05): 83–85.
- [7] 赵向原, 曾联波, 王晓东, 等. 鄂尔多斯盆地宁县—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, 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.
- [8] 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(02): 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(02): 174–180.
- [9] 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[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.
- [10] 曾联波, 巩磊, 祖克威, 等. 柴达木盆地西部古近系储层裂缝有效性的影响因素[J]. 地质学报, 2012, 86(11): 1809–1814.
Zeng Lianbo, Gong Lei, Zu Kewei, et al. Influence factors on fracture validity of the Paleogene reservoir, western Qaidam Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(11): 1809–1814.
- [11] 涂彬, 丁祖鹏, 刘月田. 火烧山油田 H₃ 层裂缝发育特征与剩余油分布关系[J]. 石油与天然气地质, 2011(02): 229–235.
Tu Bin, Ding Zupeng, Liu Yuetian. Correlation of remaining oil distribution and fracture development in H-3 reservoir of Huoshaoshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 229–235.
- [12] 曾联波, 郑聪斌. 陕甘宁盆地延长统区域裂缝的形成及其油气地质意义[J]. 中国区域地质, 1999, 18(04): 391–396.
Zeng Lianbo, Deng Congbin. Origin of the regional fracturing in Yanchang epoch, Shangannan basin, significance for geology of oil and gas[J]. Regional Geology of China, 1999, 18(4): 391–396.
- [13] 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]. 古地理论, 2004, 6(03): 307–315.
Wu Fuli, Li Wenhou, 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.
- [14] 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(05): 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(05): 15–20.
- [15] 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(02): 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(02): 279–283.
- [16] 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.
- [17] 王平. 有天然裂缝的砂岩油藏的开发[J]. 石油学报, 1993, 14(04): 69–75.
Wang Ping. Development of sandstone reservoir with naturel fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14(04): 69–75.
- [18] 李士祥, 邓秀芹, 庞锦莲, 等. 鄂尔多斯盆地中生界油气成藏与构造运动的关系[J]. 沉积学报, 2010, 28(04): 798–807.
Li Shixiang, Deng Xiuqin, Pang Jinlian, et al. Relationship between petroleum accumulation of Mesozoic and tectonic movement in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(4): 798–807.

- [19] Hagoort J, Weatherill B D, Settari A. Modeling the propagation of waterflood-induced hydraulic fractures[J]. SPE 7412, 1980.
- [20] Kuo M C T, Hanson H G, DesBrisay C L. Prediction of fracture extension during waterflood operations[J]. SPE 12769, 1984.
- [21] Perkins T K, Gonzalez J A. The effect of thermo-elastic stresses on injection well fracturing[J]. SPE 11332, 1982.
- [22] HTEitvik P, Skoglunn T, Settari A. Waterflood-Induced Fracturing: water injection above parting pressure at Valhall[J]. SPE 24912, 1992.
- [23] Bryant S L, Paruchuri R K, Saripalli K P. Flow and solute transport around injection wells through a single, growing fracture[J]. Advances in Water Resources. 2003, 26(8): 803–813.
- [24] 郭恩昌, 胡靖邦. 注水井周围压力梯度对地应力的影响[J]. 石油钻采工艺, 1988, 10(3): 79–86.
Guo Enchang, Hu Jingbang. The effects on the earth stress during fracturing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1988, 10(3): 79–86.
- [25] 李中林, 张建利. 低渗透砂岩油藏注水井吸水特征及吸水能力变化规律认识[J]. 吐哈油气, 1997, 2(04): 33–42.
Li Zhonglin, Zhang Jianli. Water absorption characteristics and the change rules of water absorption capacity of injection wells in low permeability sandstone reservoirs[J]. Tuha Oil & Gas, 1997, 2(04): 33–42.
- [26] 郭伦文, 李洪建, 蔡树行, 等. 注水对诱导裂缝的影响因素研究[J]. 化学工程与装备, 2010, (06): 8–10.
Guo Lunwen, Li Hongjian, Cai Shuxing. Study on the influence factors of water injection on induced fracture[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2010, (06): 8–10.
- [27] 刘洪, 张仕强, 钟水清, 等. 裂缝性油藏注水开发水淹力学机理研究[J]. 钻采工艺, 2006, 29(04): 57–60.
Liu Hong, Zhang Shiqiang, Zhong Shuiqing, et al. Study on the mechanics mechanism of watered-out in waterflooding fractured reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(4): 57–60.
- [28] 曾联波, 史成恩, 王永康, 等. 鄂尔多斯盆地特低渗透砂岩储层裂缝压力敏感性及其开发意义[J]. 中国工程科学, 2007, 9(11): 35–38.
Zeng Lianbo, Shi chengen, Wanf Yongkang, et al. The pressure sensitivity of fractures and its development significance for extra low-permeability sandstone reservoirs in Ordos Basin[J]. Engineering Science, 2007, 11(9): 35–38.
- [29] 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.
- [30] 陈淑利, 孙庆和, 宋正江. 特低渗透裂缝型储层注水开发中后期地应力场变化及开发对策[J]. 现代地质, 2008, 22(04): 647–654.
Chen Shuli, Sun Qinghe, Song Zhengjiang. Changes if ground stress field and development policy in water half period of water injection for the extremely low permeability reservoirs with fracture[J]. Geoscience, 2008, 22(04): 647–654.
- [31] 韩忠英, 程远方, 王京印. 裂缝扩展注水技术中的裂缝扩展规律研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(06): 82–85.
Han Zhongying, Cheng Yuanfang, Wang jingyin. Fracture propagation in water injection above fracture propagation pressure[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(06): 82–85.
- [32] 吴志宇. 安塞特低渗透油田开发稳产技术. 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.
- [33] 廖新维, 沈平平. 现代试井分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
Liao Xinwei, Shen Pingping. Modern Well Test Analysis[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [34] 陈耀武, 冯其红, 陈月明, 等. 井组示踪剂产出曲线组合解释方法研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2007, 31(4): 74–77.
Chen Yaowu, Feng Qihong, Chen Yueming, et al. Combination interpretation method for well-group tracer production curves[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2007, 31(4): 74–77.
- [35] 张毅, 姜瑞忠, 郑小权. 井间示踪剂分析技术[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(2): 76–78.
Zhang Yi, Jiang Ruizhong, Zheng Xiaoquan. Analysis technology of interwell tracer[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2001, 25(2): 76–78.
- [36] Wulff A M, Mjaaland S. Seismic monitoring of fluid fronts: An experimental study. Geophysics, 2002, 67(1): 221–229.

(编辑 张玉银)