超低渗透油藏注水诱导动态裂缝开发理论及实践

汪洋¹, 程时清^{1*}, 秦佳正², 雷征东³, 安小平⁴, 于海洋¹

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

4. 中国石油长庆油田分公司第七采油厂, 西安 710200

* E-mail: chengsq973@163.com

收稿日期: 2021-01-22; 接受日期: 2021-03-31; 网络版发表日期: 2021-09-18

国家自然科学基金(批准号: 11872073)、中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学(北京)战略合作科技专项(编号: ZLZX2020-02)和中央高校基本科研业务费专项资金(编号: 2462020XKBH003, 2462020YXZZ028)资助项目

摘要 超低渗透油藏注水诱导的动态裂缝导致裂缝方向上的油井产量急速下降, 侧向油井受效甚微. 动态裂缝的形成与扩展加剧了特低渗油藏注采矛盾, 极大地降低了水驱波及体积. 针对天然微细裂缝发育的超低渗油藏水驱开发, 从动态裂缝的矿场表现特征、成因机理、监测与识别方法、注水井/采油井压力响应特征、数值模拟和井网二次调整等方面, 明确了国内外注水诱导动态裂缝表征技术新进展, 系统阐述了动态裂缝对水驱开发的影响以及基于动态裂缝的井网加密调整策略. 建议重点加强实验机理、动态裂缝表征、开发调整等方面的研究工作, 为中国同类型油藏注水开发提供指导意义.

关键词 超低渗透油藏, 注水诱导动态裂缝, 识别方法, 压力响应特征, 数值模拟, 井网调整

1 引言

随着常规油气资源的逐渐减少和世界油气资源供需矛盾的加剧, 超低渗透油藏愈发成为国内外勘探开发重点^[1,2]. 我国超低渗透油藏以注水补充地层能量的开发方式为主^[3~6], 由于储层物性差, 需采取强行加压的方式才能将水注入地层, 这可能诱导原先呈闭合状态的天然微细缝或破裂地层形成新缝, 使其连通, 并扩展延伸形成高渗透裂缝通道^[7~10]. 长庆、延长等超低渗透油藏的开发实践表明: (1) 注水井虽然未压裂

或只进行了微型压裂, 但注入量大; 采油井虽然实施了大规模体积压裂, 但产液量仍然很低, 注采井间的液量和压力变化方式差异大. (2) 注水井试井解释渗透率远高于采油井解释渗透率及岩心分析渗透率. (3) 采用压裂井垂直裂缝模型近似解释注水井试井资料发现裂缝半长随生产时间延长呈逐步增大趋势. (4) 注入水单向推进, 主流线上部分生产井见水快. 这些现象均与注水诱导裂缝形成水淹通道密切相关.

本文以鄂尔多斯盆地超低渗透油藏为例, 总结了注水诱导动态裂缝的矿场表现特征, 分析了诱导裂缝

引用格式: 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. 中国科学: 技术科学, 2022, 52: 613–626

Wang Y, Cheng S Q, Qin J Z, et al. Development theory and practice of water injection induced fractures in ultra-low permeability reservoirs (in Chinese). Sci Sin Tech, 2022, 52: 613–626, doi: 10.1360/SST-2021-0030

产生机理,系统阐述了注水诱导动态裂缝的内涵.提出了动态裂缝的影响下注水井/采油井压力分析方法,总结了当前动态裂缝的数值模拟方法,明确了基于动态裂缝的二次井网调整技术.本研究成果丰富了超低渗透油藏注水开发理论,为中国未来长期面对的以非常规等为主的油气资源开发提供技术支持.

2 注水诱导动态裂缝的内涵

注水诱导动态裂缝是指长期的水驱开发过程中由于注水井井底憋压形成的以井为中心,并不断扩展演化的高渗透性开启裂缝通道^[11,12].也有学者认为动态裂缝是由于长期注水冲刷了缝间充填物,提高了天然裂缝的导流能力.动态裂缝与人工压裂裂缝相比,缝内无支撑剂,单一裂缝导流能力比人工压裂裂缝导流能力小,但高于天然微细裂缝.动态裂缝的高导流性与储层基质低渗透性之间的矛盾,造成了超低渗透油藏注水开发效果不佳^[13~15].一方面,形成的动态裂缝能明显改善储层渗透性,提升水井注入能力;另一方面,动态裂缝作为高渗透优势通道,其扩展会导致裂缝带上的油井快速水淹,而位于裂缝带两侧的油井长期不受效.动态裂缝是超低渗透油藏中高含水期阶段

最强的非均质性特征^[16,17].

2.1 注水诱导动态裂缝的矿场表现特征

注水诱导裂缝是一个长期的、动态变化的过程.常规地质方法只能用于识别静态裂缝,例如地震方法无法描述注水微细裂缝分布;取心分析只能判断近井地带是否发育裂缝,不能确定地层裂缝扩展情况等.因此,目前更多的是依靠各类动态监测资料.图1是长庆大路沟区块2016年含水率分布^[18](图中红色数字代表含水率),可以看出多年的注水开发形成了多条高渗透动态裂缝条带.裂缝主体上呈北东-南西向,与该区最大主应力方向基本一致.研究团队基于对长庆油田数十个注采井组的综合分析,发现注水诱导动态裂缝的矿场表现如下.

- (1) 油井暴性水淹,对应的水井注入能力提高,或者注水井的注入压力对注水量不敏感.
- (2) 注水指示曲线存在明显拐点.由达西定律可知,注水量与注入压差应近似呈线性关系,当地层压力达到裂缝开启压力(地层破裂压力)时,储层吸水量突然增加,注水指示曲线上表现为明显的拐点.
- (3) 注水井试井曲线表现出裂缝特征,解释的有效渗透率远大于基质渗透率.若注水井的压力和压力导

图1 (网络版彩图)长庆大路沟区块含水率分布^[18]
Figure 1 (Color online) Water cut distribution in Dalugou block, Changqing Oilfield [18].

数曲线后期相互平行, 并呈现斜率为“1/2”的线, 表明注水井周围已经形成了裂缝性的渗流通道, 注入水沿裂缝单向驱替. 若测压数据无明显的裂缝特征, 但解释出的有效渗透率远高于油井渗透率和岩心分析渗透率, 也能反映注水井周围很可能诱导了裂缝.

(4) 注水井吸水剖面呈指状或尖峰状吸水特征. 若注水井周围诱导了裂缝, 吸水剖面上则表现为指状/尖峰状的不均匀吸水特征, 甚至出现(相对)低渗层大量吸水的特征, 说明低渗层诱导了裂缝导致吸水能力的大幅度增加.

(5) 油井水淹表现出明显的方向性特征. 油井在平面上具有沿裂缝带单方向水窜、暴性水淹的特征, 而侧向油井见效差.

(6) 示踪剂或水驱前缘等测试结果显示方向性连通.

2.2 注水诱导动态裂缝的机理

在注水诱导裂缝的机理研究方面, 王友净和宋新民等人^[11]、赵向原和曾联波等人^[19,20], 将诱导裂缝分为新生缝和天然缝两大类. 研究团队基于对长庆、延长等超低渗油藏注水开发实践的总结与分析, 认为注水诱导动态裂缝的机理主要包括以下5个方面.

(1) 破裂岩层形成新缝. 常规的注水开发工作制度要求注入压力折算到井底后须低于地层破裂压力, 然而由于低渗透油藏极差的渗透条件, 吸水能力弱, 不加大注入压力难以将水注入地层. 胜利油田通过压驱设备向地层注入大量高压水, 快速补充地层能量, 颠覆了不能用近破裂压力或破裂压力进行注水的固有思维闭锁.

(2) 注水井周围爆炸, 爆燃压裂或复合射孔投注. 为增强注水井的吸水能力, 部分井采用爆炸、爆燃的方式在注水井周围形成多条径向短裂缝. 而复合射孔技术则是将射孔与高能气体压裂相结合, 在提高储层孔渗性的同时, 也形成多条不同方位的裂缝.

(3) 注水井周围憋压激活了原先呈闭合状态的天然裂缝. 超低渗油藏通常天然微裂缝较为发育, 随着注水的进行, 当地层压力当达到天然微裂缝的开启压力时, 将诱导原先呈闭合状态的天然裂缝, 此时, 天然微裂缝由无效闭合缝被激活为有效裂缝并延伸扩展, 形成动态裂缝.

(4) 水驱开发过程中储层的岩石力学参数和地应

力场不断发生变化, 导致裂缝的开启, 延伸压力发生改变. 室内实验表明, 长时间注水后岩石的弹性模量、抗压强度、抗拉强度均发生下降, 泊松比增加. 另外, 注水会引起应力变化, 主要体现在两方面: 一是注入水进入地层孔隙, 产生孔弹性应力, 二是注入水与储层存在温度差, 产生热弹性应力, 在双重作用下引起地应力场重新分布, 导致原先呈闭合状态的天然微裂缝开启或者形成新缝.

(5) 注水诱导动态裂缝除了与注水孔隙压力升高、近井附近温度下降引起的应力变化有关以外, 还与注入水中微粒堵塞地层、滤失、地层压力分布等因素有关.

长庆等超低渗透油藏的注水开发实践表明, 尽管将注入压力控制在地层破裂压力之下, 仍然诱导了动态裂缝. 曾联波等人^[20]根据长庆安塞油田王窑区的注水诱导裂缝和天然裂缝分布关系对比发现, 注水诱导裂缝主要分布于天然裂缝相对发育的区域, 然后沿着北东-南西最大主应力方向延伸扩展. 说明了该区块动态裂缝的主要机理不是破裂地层形成新缝, 而是激活了原先呈闭合状态的微细缝. 研究团队发现, 通过注水井指示曲线的拐点得到的裂缝开启压力小于地层破裂压力, 综合理论分析和矿场实践经验总结, 提出了超低渗透油藏低于地层破裂压力下注水动态裂缝的诱导机理^[21]. 裂缝开启压力取决于当前地应力状态以及裂缝产状与最大主应力方向的夹角, 若天然裂缝为垂直缝, 裂缝面在现今应力条件下所受到的应力为

$$\sigma_x = \frac{1}{2}(\sigma_{\max} + \sigma_{\min}) + \frac{1}{2}(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})\cos 2\beta, \quad (1)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{2}(\sigma_{\max} + \sigma_{\min}) - \frac{1}{2}(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})\cos 2\beta, \quad (2)$$

$$\tau_{xy} = \frac{1}{2}(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})\sin 2\beta, \quad (3)$$

其中, σ_x 和 σ_y 分别为平行、垂直于裂缝面受到的应力, MPa; $\sigma_{\max}$ 和 $\sigma_{\min}$ 为现今最大、最小水平主应力, MPa; β 为裂缝走向与最大主应力方向的夹角; τ_{xy} 为裂缝尖端的切应力, MPa. 天然裂缝的开启需要克服垂直于裂缝面上的应力. 特殊地, 最大主应力方向上的垂直于裂缝面上张应力为最小主应力, 因此沿着该方向扩展时需克服的阻力最小, 这也是大多数动态裂缝沿着最大主应力方向扩展的原因.

与天然缝或人工压裂缝相比, 注水诱导动态裂缝

的特殊性主要体现在“动态”二字, 表现为: (1) 注水开发早期几乎无裂缝特征显示. 天然裂缝在原始地层条件下多为无效闭合缝, 开发早期不易识别. (2) 动态裂缝使储层动用状况更为复杂. 水体沿着裂缝快速突破, 导致裂缝方向上油井水淹; 而侧向油井受效差, 处于低压, 低产状态. (3) 动态裂缝进一步增强了储层非均质性. 优势吸水层段与裂缝的动态扩展密切相关. (4) 注水诱导裂缝在关井测压过程中的动态闭合, 导致现有的压力分析模型无法解释大多数注水井测压数据.

由于超低渗透油藏注水诱导动态裂缝几乎是一种必然, 因此必须加强对动态裂缝的监测与识别, 反演动态裂缝参数, 优化注水开发效果.

3 注水诱导动态裂缝的识别与反演

3.1 动态裂缝的监测与识别

前文介绍的注水诱导动态裂缝的矿场表现都是识别动态裂缝行之有效的方法. 然而, 只有在已经形成了优势裂缝通道的情况下才会有如此明显的矿场表现特征. 在实际水驱开发过程中, 人们更希望能提前预判, 或者在诱导裂缝的初期就能及时地识别出来, 以便作下一步的工作制度调整. 研究团队提出采用Hall曲线及其导数^[21~23]、表皮因子、吸水指数三种方法指标, 利用注水井的注入量和井口测压数据, 能快速、实时地监测注水井井底起裂或堵塞情况^[24]. 针对长庆L34-36井组, 图2给出了识别动态裂缝的综合方法, 为方便说明, 分析两个特征段, 以A段为例, 从图2(a)可以看出, 在2005年5月到2006年1月期间(累计注水量从2417~6653 m³), 井底压力基本维持在24 MPa左右不变, 然而注水量先从29.9降到5 m³/d, 又上升至29.1 m³/d, 说明地层先有个堵塞的过程, 随后又有诱导裂缝产生. 从Hall曲线上看, 曲线斜率难以看出, 然而Hall曲线导数先从83上升至435.8 MPa·month, 又下降至72.8 MPa·month, 证实了地层先堵塞、后起裂的结论. 从表皮因子上看则更为直观, 先从-12.1上升到5, 又减小到-11.4(图2(b)). 同时, 吸水指数曲线(图2(c))先迅速下降, 后快速上升也说明了地层堵塞后起裂的过程. L34-36井组的解释结果见表1. 三种方法的综合使用, 极大地提高了解释结果的可靠性, 降低了单一方法的偶然性和不确定性.

图2 (网络版彩图)综合方法识别动态裂缝. (a) Hall曲线及其导数; (b) 表皮因子变化; (c) 吸水指数

Figure 2 (Color online) Identification of induced fractures by different methods. (a) Hall plot and its derivation; (b) skin factor; (c) water absorption index.

3.2 动态裂缝影响下井底压力响应特征

在特低渗透油藏注水开发时, 通常是采用直井注水+多段压裂水平井采油的方式. 对于注水井来说, 目前多采用均质模型或复合模型分析其压力动态, 只能解释由于微裂缝开启导致的等效内区半径和内外区渗透率. 然而, 由于注水井周围诱导的动态裂缝内无支撑剂作用(充满了水), 关井测压过程中当缝内压力降至裂缝闭合压力以下时, 诱导裂缝的逐渐闭合会将原先储集于裂缝中的水挤入地层, 形成一种类似于井筒储集的现象^[25~28]. 同时, 裂缝闭合过程中其属性参数也会发生变化, 对最终测压结果的解释有着较大影响. 研究团队提出了考虑关井测压过程中裂缝闭合和裂缝

表 1 L34-36井动态裂缝解释结果

Table 1 Interpretation results of induced fractures for Well L34-36

时间	(a)				(b)	(c)	结论	
	井底压力&注入量		Hall曲线斜率	Hall积分导数	表皮因子变化	吸水指数		
2005.05~ 2006.01	(W_i : 2417~ 6653 m ³)	井底压力: 基本 不变(24 MPa)	注入量: 29.9 →5→29.1 m ³ /d	—	83.0→435.8→ 72.8 MPa·month	-12.1→5.0 →-11.4	快速下降 →上升	储层堵塞→ 诱导裂缝
2008.12~ 2011.01	(W_i : 33951~ 46532 m ³)	井底压力: 基本 不变(26 MPa)	注入量: 25 →20→15.1 m ³ /d	—	726.6→874.1→ 1368.9 MPa·month	-9.1→-7.3 →0.2	47.2→40.4 →31.5	储层堵塞→ 储层堵塞→ 储层堵塞

属性参数变化的注水井诱导动态裂缝参数反演方法^[29]。该方法在已有常规解释参数基础上, 还能解释出动态裂缝半长、裂缝导流系数、井筒-裂缝双储集系数和滞留边界距离等, 为后期的井网加密调整提供裂缝水淹区参数。目前该方法已成功应用于长庆、延长油田共28个区块432口注水井压力数据解释, 取得了较好的应用效果。

对于采油井来说, 目前的压力分析模型多只是针对单井的分析, 没有考虑诱导天然裂缝的影响。然而在实际水驱开发过程中, 注水提高了地层压力, 诱导原先呈闭合状态的天然微细缝开启。研究团队在前期研究的基础上, 采用嵌入式离散裂缝模型(EDFM)表征开启的天然裂缝与压裂裂缝形成的复杂裂缝网络, 建立考虑天然裂缝的压裂水平井压力分析数值模型, 研究动态裂缝影响下多段压裂水平井井底压力响应特征。根据网格之间不同的连接方式, 定义适用于EDFM的非相邻连接NNC, 借助NNC实现任意两个网格之间的流体交换。NNC传导率的计算通式为

$$T_{\text{nnc}} = \frac{A_{\text{nnc}} \cdot k_{\text{nnc}}}{d_{\text{nnc}}}, \quad (4)$$

其中, A_{nnc} , k_{nnc} , d_{nnc} 为用来计算两个NNC对之间传导率所用到的过流面积、调和平均渗透率和特征距离。计算不同类型NNC的传导率。以吐哈油田某低渗透油藏为例, 建立3个数值模型(图3), 图中有两口水平井A和B, 其中A为观测井, 两口井均压开15条裂缝。模型1不考虑天然裂缝的影响(图3(a)); 模型2在模型1的基础上, 两口水平井间增加500条开启的天然裂缝, 远端分布着100条未开启的天然裂缝(图3(c)); 模型3在模型1的基础上, 两口水平井间增加2000条开启的天然裂缝, 与压裂裂缝之间形成复杂缝网, 同样地, 远端有100条未开启的天然裂缝(图3(e))。模拟生产300天之后的压力

分布(图3(b), (d), (f)), 可以看出, 随着井间天然裂缝开启程度提高, 井间缝网连通程度改善, 流体渗流能力提高, 两口压裂水平井附近压力降减小。由于天然裂缝尺寸较小, 导流系数较低, 远端闭合天然裂缝没有形成有效的裂缝网络沟通基质与水平井或压裂裂缝, 因此对压力分布的影响很小。

不同模型下A井的压力曲线如图4所示, 可以看出, 不考虑天然裂缝时, 模型1的典型流动特征曲线初期是过渡流和垂直于压裂裂缝的线性流。随着压力波的传播, 距离水平井筒较远油藏深处的流体将以径向流的方式向压裂水平井汇聚, 由此形成系统拟径向流。当压力波传播至封闭油藏边界时, 将出现边界控制流动。与不考虑天然裂缝的模型1相比, 当开启的天然裂缝沟通了测压井的压裂裂缝时, 测压井不稳定压力曲线的线性流被干扰流代替。井间有500条开启的天然裂缝时, 压力及压力导数曲线与不考虑天然裂缝的曲线差异较小, 说明开启的裂缝还未充分沟通两口压裂水平井。随着开启的天然裂缝增多, 井间连通程度更好, 大量天然裂缝(2000条)沟通了基质与压裂裂缝, 导致过渡流被掩盖, 干扰流越来越明显。开启的天然裂缝为特低渗透储层提供渗流通道, 提高了有效渗透率, 算例3的压力及压力导数曲线与算例1和2差异较大, 不稳定压力曲线出现明显下移。

自2018年1月起, 相邻压裂水平井B井开始生产, 由于储层渗透率低, 储层中处于闭合状态天然裂缝未开启, 测压井不稳定压力曲线未出现邻井干扰特征, 井间存在大量剩余油。当B井改注水后, 邻井注水对测压井压力响应产生干扰, 压力及压力导数曲线在干扰流阶段之后开始下掉。说明注水诱发井间天然裂缝开启, 有效沟通基质和压裂裂缝, 形成优势渗流通道, 井间连通性大幅提高。

图3 (网络版彩图)数值模型示意及生产300天后储层压力分布. (a), (b) 不考虑天然裂缝; (c), (d) 井间500条天然裂缝开启; (e), (f) 井间2000条天然裂缝开启

Figure 3 (Color online) Numerical model and reservoir pressure distribution after 300 days of production. (a), (b) Natural fractures are not considered; (c), (d) 500 natural fractures are opened between wells; (e), (f) 2000 natural fractures are opened between wells.

图4 (网络版彩图)开启的天然裂缝对不稳定压力曲线的影响

Figure 4 (Color online) Influence of open micro fractures on bottom-hole pressure responses.

4 注水诱导动态裂缝的模拟

目前, 超低渗透油藏基质-裂缝间渗流的数学模型可分为两大类: 双重介质模型与离散裂缝模型. 双重介质模型假定裂缝和基质具有较为均匀的属性, 在运算速率上具有很大的优势^[30,31]. 但由于实际储层中裂缝在高度、长度、开度、间距和分布等方面都是不均匀的, 双孔/双渗模型与实际储层有着较大偏差. 在离散裂缝模型方面, 由Lee等人^[32,33]提出来的嵌入式离散裂缝模拟被广泛应用于非常规油气藏的数值模拟中, 模型中对不同尺度的裂缝进行分级处理. 其优势是可以直接在黑油或组分模拟器上改进流动模拟. 然而, 这些方法多是对静态裂缝的描述, 无法刻画水驱开发过

程中裂缝的动态变化. 姜瑞忠等人^[34]提出了两种动态裂缝模拟方法: 一是通过定义油藏不同方向的渗透率级差来表征注水动态裂缝引起的平面非均质性; 二是通过模拟裂缝的扩展来表征方向性裂缝的特点. van den Hoek等人^[35]、Hustedt等人^[36]通过评价裂缝尖端的应力强度因子, 判断不同时间步诱导裂缝是处于静止、闭合还是延伸状态, 可实现对裂缝的动态表征. 吴侃^[37]基于对流体在裂缝中渗流规律的分析, 建立了裂缝扩展模型, 模拟裂缝扩展对注水开发采出程度的影响. 范天一等人^[38]将裂缝的扩展简化为裂缝长度的演化, 利用动态渗透率方法表征裂缝属性的变化过程, 实现对注水动态裂缝的演化以及参数变化的模拟. Lei等人^[39,40]考虑应力场的影响, 建立了考虑裂缝扩展的数值模拟方法, 追踪注采井间流线的变化.

对注水诱导动态裂缝开启和扩展过程的准确表征是数值模拟的关键. 目前处理方法主要分两类: 一是考虑动态裂缝扩展和流体间的相互作用, 将裂缝看作油藏的高渗通道, 通过选择裂缝扩展判别式判断不同时间点网格的大概位置; 二是采用地质力学方法模拟单井裂缝扩展, 结合数值模拟方法, 结果显示裂缝延伸压力对油藏采收率的影响较大, 主要取决于注入压力、裂缝延伸速度和方向、注采井网井距等. 下面介绍3种当前比较有代表性的动态裂缝模拟方法.

4.1 模型一

范天一和宋新民等人^[38]假定裂缝扩展过程中高度不发生变化, 并忽略流体在裂缝横断面的渗流, 将动态裂缝扩展简化为裂缝长度的演化, 模拟中先指定裂缝的扩展延伸方向, 再判断该方向的网格当前地层压力是否达到临界压力. 分别针对地层压力上升、下降两个阶段, 建立了动态裂缝渗透率变化关系如式(5)所

示, 实现了对注水诱导动态裂缝演化以及其属性参数动态变化的模拟.

$$k_f = \begin{cases} f_1(p_f), & \text{地层压力上升阶段,} \\ f_2(p_f), & \text{地层压力下降阶段,} \end{cases} \quad (5)$$

其中,

$$f_1(p_f) = \begin{cases} k_i, & p_f < p_c, \\ \beta_1 k_i e^{-\alpha_1(\sigma - p_f)}, & p_f \geq p_c, \end{cases} \quad (6)$$

$$f_2(p_f) = \begin{cases} \beta_2 k_{\min} e^{-\alpha_2(\sigma - p_f)}, & p_f \geq p_{\min}, \\ k_{\min}, & p_f < p_{\min}, \end{cases} \quad (7)$$

其中, k_i 为动态裂缝初始渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; $k_{\min}$ 为动态裂缝最小渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; p_c 为裂缝起裂或延伸压力, MPa; $p_{\min}$ 为裂缝闭合临界压力, MPa; β_1, β_2 为地层压力上升、下降阶段的渗透率系数, 无量纲; α_1, α_2 为地层压力上升、下降阶段的渗透率变化因子, $1/\text{MPa}$; σ 为上覆岩层应力, MPa, p_f 为缝内压力, MPa.

我们对比模拟了单重介质模型与动态裂缝模型下含水率的分布(图5), 发现动态裂缝形成后, 注入水沿着裂缝方向窜进, 在注水井周围形成了狭长的高渗透通道, 与单重介质下含水率分布具有明显的差异. 动态裂缝的存在降低了注入水在平面上的波及系数, 影响了剩余油的分布规律.

4.2 模型二

姜瑞忠等人^[34,41]将模拟区划分为单重介质区域和裂缝等效区域(图6). 单重介质区域为低渗透储层, 渗透率保持不变, 渗流规律符合非线性渗流. 裂缝等效区域为注水诱导裂缝系统, 可以通过实验室测定或统计现场资料, 确定该区域内裂缝的开启、闭合规律及

图 5 (网络版彩图)模拟10年后含水饱和度的对比^[38]. (a) 动态裂缝; (b) 单重介质

Figure 5 (Color online) Comparison of water saturation after 10 years of simulation^[38]. (a) Dynamic fracture; (b) porous media.

图 6 (网络版彩图)模拟区域等效示意图^[41]
Figure 6 (Color online) Equivalent diagram of simulation area [41].

渗透率变化特征, 这种渗透率的变化可以用压力敏感的思想进行描述, 但是这种压敏是具有方向性特征的, 沿着裂缝方向的渗透率发生变化, 垂直于裂缝方向渗透率不变, 称之为“方向性压敏”。同时, 裂缝等效区域内的渗流规律也不同于低渗透基质储层中的两相渗流规律。流体在裂缝中的渗流能力强, 具有两相渗流区宽、束缚水和残余油饱和度小、残余油饱和度条件下水相渗透率高等特点, 因此在裂缝等效区须采用裂缝相渗系统。由于裂缝的相渗是与方向性压敏配合使用, 称之为“方向性相渗”。

4.3 模型三

李俊超^[42]针对注水诱导动态裂缝起裂与扩展模型以及高质量网格问题, 提出了一种新的非结构化网格剖分技术。基于属性映射的方法, 构建了非结构化网格的属性模型, 创新了动态离散裂缝数值模拟技术。根据动态裂缝的扩展演化过程, 模型以新裂缝为内边界条件进行网格重新剖分, 网格全程自适应全自动生成, 并更新离散裂缝网络信息。与常规数值模拟方法不一样的地方在于, 在模拟的过程中需要进行离散裂缝模型属性的更新, 即离散裂缝建模需要与数值模拟一体化考虑, 而不是像常规的先建模后数模的单向步骤。离散裂缝需要在数值模拟过程中动态加入, 并实时更新属性。图7为长庆王窑区块的饱和度模拟示意图, 可以看出两条明显的动态裂缝条带。为检查储层的水洗状况, 在W16-15井组内部署8口密闭取心井(图8)。从模拟出的饱和度场分布以及密闭取心井水洗厚

图 7 (网络版彩图)王窑区动态裂缝影响下饱和度分布图^[42]
Figure 7 (Color online) Saturation distribution under the influence of induced fractures in Wangyao District [42].

图 8 (网络版彩图)密闭取心井对应关系图^[42]
Figure 8 (Color online) Corresponding diagram of sealed coring wells [42].

度统计百分比来看, 数模结果与真实情况对应关系良好, 平均误差为10%左右(表2)。

5 基于动态裂缝的井网二次调整方法

超低渗透油藏通常天然裂缝较为发育^[43], 长期的水驱开发在注水井周围憋压可能会诱导动态裂缝的产

表 2 数值模拟与取心结果对比表

Table 2 Comparison of numerical simulation and coring results

取心井	水洗厚度统计百分比	水洗厚度数模统计百分比
WJ16-151	48	55
WJ16-152	44	50
WJ16-153	30	45
WJ16-154	19	30
WJ16-155	96	95
WJ16-156	65	75
WJ16-158	63	65
WJ16-159	40	30
平均	50.7	55.6

生,使注入水沿裂缝突进,油井暴性水淹,导致初期的井网部署不适用于中高含水期油藏开发^[44].因此,在超低渗透油藏开发初期井网部署时,就应结合储层天然裂缝分布和地应力特征,考虑到开发中后期一旦形成动态裂缝后,初期开发井网能调整为排状井网以提高原油采收率.通常情况下,将平行于动态裂缝的方向上的水淹油井转注,垂直裂缝方向上驱油,采用线状注水方式开发.注水井距根据动态裂缝延伸距离确定,排距由储层的物性特征和天然裂缝发育程度确定,如果物性差,裂缝密度小,则应该缩小排距^[45].

王文环等人^[46]建立不同类型井网转“裂缝线性注水,侧向基质驱替”的模式,实现了注采井网与动态裂缝的匹配,既避免了动态裂缝导致的注水无效循环,又提高了有效注采驱替压力梯度,降低驱替渗流阻力,从而提高驱油效率和单井产量.以正方形反九点井网为

例(图9),若动态裂缝与最大主应力方向一致,边井受动态裂缝影响水淹,可以考虑转注边向水淹井,形成裂缝线性驱替,由于转注后有油井产量损失,且侧向排距较远,因此可以考虑在井组内加密4口采油井,形成2个注水井排中间加3个采油井排的线性注水,侧向驱替井网(图9(a));类似地,若动态裂缝与最大主应力呈一定角度,则转注该方向的水淹油井,同时侧向加密油井以弥补产量损失,形成1个注水井排对1个采油井排的井网模式(图9(b)).

基于以上对动态裂缝的实时监测、参数反演和数值模拟,能判别诱导裂缝的产生,解释动态裂缝参数,弄清剩余油分布规律.研究团队在流管法确定超低渗透油藏油井见水时间的基础上,以边井与角井见水时间相等时注水能够最大程度地达到均衡驱替效果为原则,优化得到了计算超低渗透油藏菱形反九点井网合理排距的新方法^[47],为后期的井网加密调整提供理论依据.

目前长庆油田基础井网主要包括正方形反九点、菱形反九点和矩形井网3类.一次井网水驱特征可分为孔隙型、单方向裂缝型、多方向裂缝型3种渗流特征,形成了3种井网加密调整模式,分别是针对正方形反九点孔隙型,剩余油分布在角井周围,采取缩小井排距的反九点井网模式(图10(a));针对菱形反九点单方向条带状裂缝渗流,剩余油分布在裂缝侧向,采取在侧向井间加密的排状模式,注水井排是否加密取决于动态裂缝的延伸程度(图10(b));针对菱形反九点多方向裂缝渗流,剩余油分布在注采井间的三角地带以及不同方位裂缝的侧向,采取在三角地带加密形成近似正方

图 9 (网络版彩图)井网加密调整转化模式. (a) 动态裂缝与最大水平主应力方向一致; (b) 动态裂缝与最大水平主应力方向呈 22.5°

Figure 9 (Color online) Transformation mode of well pattern infilling adjustment. (a) The direction of waterflood-induced fracture is consistent with maximum horizontal principal stress; (b) the angle between the waterflood-induced fracture and the maximum horizontal main stress is 22.5° .

图 10 (网络版彩图)长庆超低渗透油藏井网加密调整转换方式. (a) 缩小井排距的反九点井网模式; (b) 侧向井间加密的排状模式; (c) 三角地带加密的正方形反九点模式
Figure 10 (Color online) Well pattern infilling adjustment and transformation mode in Changqing ultra-low permeability reservoir. (a) Inverse nine-point pattern by reducing well spacing; (b) row pattern by lateral interwell infilling; (c) square inverse nine-point mode by triangle infilling.

形反九点模式(图10(c)).

长庆大路沟区块针对注入水沿裂缝突进, 主侧向

油井开发差异大, 主向井快速水淹, 侧向井能量供给不足、见效程度低、开发效果差的问题, 实施主向井水淹后转注, 并沿裂缝线强化注水. 对2014~2015年加密区30口角井转注, 实现线状注水, 转注井注水量保持在 $10\sim 15\text{ m}^3$. 2016年加密区共实施老井转注4口, 裂缝线上新钻注水井22口, 平均单井日产液量、日产油量均比2014~2015年加密井高, 含水率更低, 递减率相对更低.

靖安油田白于山长4+5油藏监测资料及生产动态数据均显示出多方向裂缝见水的特征, 剩余油主要分布在井网的三角地带. 2012年, 白于山长4+5油藏共部署加密采油井33口, 加密注水井9口. 井网形式由加密前 $550\text{ m}\times 120\text{ m}$ 菱形反九点转换为 $183\text{ m}\times 120\text{ m}$ 的近似正方形反九点, 井排方向由原井网的 $\text{NE}75^\circ$ 转为 $\text{NE}51.4^\circ$. 加密后采油速度由0.7%提高到目前的1.5%, 采收率预计提高4个百分点.

6 结论与建议

基于长庆油田注水开发实践, 总结了注水动态裂缝6大矿场表现, 明确其5个成因机理; 阐述了基于注水量和压力数据的诱导动态裂缝实时监测技术, 分析了关井测压过程中考虑诱导裂缝(部分)闭合的注水井井底压力动态分析方法; 建立了基于嵌入式离散裂缝模型的压裂水平井不稳定压力分析方法; 分析了当前注水诱导动态裂缝数值模拟方法, 通过刻画裂缝渗透率的变化, 判别不同时间步网格位置, 实现对动态裂缝的模拟; 明确了不同类型井网动态裂缝方向线状注水, 侧向驱替的模式以及井网加密思路.

基于目前取得的重要认识, 建议下一步重点开展以下3方面工作.

(1) 开展注水诱导动态裂缝实验机理研究. 通过室内物理模拟实验, 研究低渗透油藏注水诱导动态裂缝的开启、延伸及闭合机理, 分析水驱开发过程中岩石参数及地应力变化特征, 明确诱导裂缝的形成条件, 弄清动态裂缝影响下的渗流规律, 形成动态裂缝影响下水驱开发基础理论体系.

(2) 继续加强动态裂缝表征技术的理论攻关. 准确的表征动态裂缝是油田开发调整的基础和依据. 从天然裂缝发育程度、岩石力学性质、地应力分布规律等方面, 分析动态裂缝与储层和裂缝静态参数之间的关系. 考虑诱导裂缝的动态变化, 建立注水井、采油井

的井底压力分析方法, 分析诱导裂缝对测压结果的影响规律; 结合动态裂缝的起裂和扩展机理, 提出动态裂缝的数值模拟和预测技术. 动静态相结合, 形成动态裂缝的综合表征技术.

(3) 完善水驱开发调整技术. 以效益为中心, 以动态裂缝的表征为基础, 以提高水驱动用程度为前提, 进一步完善基于动态裂缝的水驱开发二次井网加密与调整技术, 提高油藏采收率.

参考文献

- 1 Zou C N, Zhai G M, Zhang G Y, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources (in Chinese). *Petrol Exp Dev*, 2015, 42: 13–25 [邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测. *石油勘探与开发*, 2015, 42: 13–25]
- 2 Pu C S, Jing C, He Y D, et al. Multistage interwell chemical tracing for step-by-step profile control of water channeling and flooding of fractured ultra-low permeability reservoirs (in Chinese). *Petrol Exp Dev*, 2016, 43: 621–629 [蒲春生, 景成, 何延东, 等. 裂缝性特低渗透油藏水窜水淹逐级调控多级井间化学示踪技术. *石油勘探与开发*, 2016, 43: 621–629]
- 3 Wang X Z, Dang H L, Gao T. Method of moderate water injection and its application in ultra-low permeability oil reservoirs of Yanchang Oilfield, NW China (in Chinese). *Petrol Exp Dev*, 2018, 45: 1026–1034 [王香增, 党海龙, 高涛. 延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用. *石油勘探与开发*, 2018, 45: 1026–1034]
- 4 Yuan Z X, Wang J Y, Li S X, et al. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoir (in Chinese). *Petrol Exp Dev*, 2014, 41: 341–348 [袁自学, 王靖云, 李淑珣, 等. 特低渗透注水砂岩油藏采收率确定方法. *石油勘探与开发*, 2014, 41: 341–348]
- 5 Wang D F, Li Z X, Zhao J Y, et al. Advance water-flooding theory for low-permeability reservoirs and its application (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2007, 28: 78–86 [王道富, 李忠兴, 赵继勇, 等. 低渗透油藏超前注水理论及其应用. *石油学报*, 2007, 28: 78–86]
- 6 Cui C Z, Chen H L, Guo Y C, et al. Reasonable water-injecting development methods of multiple-fracturing horizontal well in ultra-low permeability glutenite reservoir (in Chinese). *Geoscience*, 2018, 32: 198–204 [崔传智, 陈鸿林, 郭迎春, 等. 特低渗砂砾岩油藏多段压裂水平井合理注水开发方式. *现代地质*, 2018, 32: 198–204]
- 7 Wang W H, Peng H H, Li G Q, et al. Opening mechanism of dynamic fractures caused by water injection and effective adjustments in low permeability reservoirs, Daqing oilfield in Songliao Basin (in Chinese). *Oil Gas Geol*, 2015, 36: 842–847 [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. *石油与天然气地质*, 2015, 36: 842–847]
- 8 Zhao X Y, Zeng L B, Jin B G, 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 (in Chinese). *Oil Gas Geol*, 2018, 39: 696–705 [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. *石油与天然气地质*, 2018, 39: 696–705]
- 9 Baker R, Dieva R, Jobling R, et al. The myths of waterfloods, EOR floods and how to optimize real injection schemes. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, April 11–13, 2016. SPE-179536-MS
- 10 Van Nispen D J, Hunt J, Hartwijk A, et al. Application of smart, gractured water injection technology in the Piltun-Astokhskoye Field, Sakhalin Island, Offshore Russia. In: *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 3–6, 2006. SPE-102310-MS
- 11 Wang Y J, Song X M, Tian C B, et al. Dynamic fractures are an emerging new development geological attribute in water-flooding development of ultra-low permeability reservoirs (in Chinese). *Petrol Exp Dev*, 2015, 42: 222–228 [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. *石油勘探与开发*, 2015, 42: 222–228]
- 12 Xie J B, Long G Q, Tian C B, et al. Genetic mechanism of dynamic fracture and its influence on water flooding development in extra-low permeability sandstone reservoir: A case of Chang6 member in Wangyao area, Ansai oilfield (in Chinese). *Petrol Geol Recov Effic*, 2015, 22: 106–110 [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. *油气地质与采收率*, 2015, 22: 106–110]
- 13 Guo F R, Wang H W, An M S, et al. The variation characteristics of dynamic fractures of Ansai ultra-low permeability oilfield and its effect (in Chinese). *J Yangtze Univ (Nat Sci Ed)*, 2015, 12: 77–79 [郭发荣, 王洪伟, 安明胜, 等. 安塞特低渗油田动态裂缝变化特征及其影响. *长江大学学报(自科版)*, 2015, 12: 77–79]

- 14 Waheibi H A, Garimella S, Wardy W. Safeguarding reserves of a large carbonate waterflood field by preventing induced fractures. In: SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, September 16–18, 2013. SPE-165967-MS
- 15 Zhao X Y, Lyu W Y, Wang C, 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 (in Chinese). *Oil Gas Geol*, 2020, 41: 586–595 [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. *石油与天然气地质*, 2020, 41: 586–595]
- 16 Zhu S J, Zhao X Y, Zhang J S, et al. Fracture opening pressure and its influence factors in low-permeability sandstone reservoirs (in Chinese). *J Northwest Univ (Nat Sci Ed)*, 2016, 6: 573–578 [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. *西北大学学报 (自然科学版)*, 2016, 6: 573–578]
- 17 Bhardwaj P, Hwang J, Manchanda R, et al. Injection induced fracture propagation and stress reorientation in waterflooded reservoirs. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September 26–28, 2016. SPE-181883-MS
- 18 Wang Y, Cheng S, Zhang K, et al. Semi-analytical modelling of water injector test with fractured channel in tight oil reservoir. *Rock Mech Rock Eng*, 2020, 53: 861–879
- 19 Zhao X Y, Zeng L B, Hu X Y, 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 (in Chinese). *Oil Gas Geology*, 2017, 38: 1187–1197 [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. *石油与天然气地质*, 2017, 38: 1187–1197]
- 20 Zeng L B, Zhao X Y, Zhu S J, et al. Waterflood-induced fractures and its significance for development of lower permeability sandstone oil reservoirs (in Chinese). *Petrol Sci Bull*, 2017, 2: 336–343 [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. *石油科学通报*, 2017, 2: 336–343]
- 21 Hawe D E. Direct approach through Hall Plot evaluation improves the accuracy of formation damage calculations and eliminates pressure fall-off testing. *Soc Pet Eng AIME*, 1976, SPE-5989
- 22 Izgec B, Kabir C S. Real-time performance analysis of water-injection wells. *SPE Reserv Eval Eng*, 2009, 12: 116–123
- 23 Izgec B, Kabir C S. Identification and characterization of high-conductive layers in waterfloods. *SPE Reserv Eval Eng*, 2011, 14: 113–119
- 24 Wang Y, Cheng S, Zhang K, 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. *SPE Reserv Eval Eng*, 2019, 22: 692–708
- 25 BinAkresh S A, Rahman N M A. Modeling pressure-transient data for characterizing the formation damage in water injection wells operating above the fracturing pressure. In: SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, June 3–5, 2015. SPE-174278-MS
- 26 van den Hoek P J. A simple unified pressure-transient-analysis method for fractured waterflood injectors and minifractures in hydraulic-fracture stimulation. *SPE Prod Operat*, 2018, 33: 32–48
- 27 Wang Y, Cheng S, Feng N, et al. Semi-analytical modeling for water injection well in tight reservoir considering the variation of waterflood-induced fracture properties—Case studies in Changqing Oilfield, China. *J Pet Sci Eng*, 2017, 159: 740–753
- 28 Wang Y, Cheng S Q, Zhang K D, et al. Case studies: Pressure-transient analysis for water injector with the influence of waterflood-induced fractures in tight reservoir. In: SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April 14–18, 2018. SPE-190264-MS
- 29 Wang Y, Cheng S, Zhang K, et al. Investigation on the transient pressure response of water injector coupling the dynamic flow behaviors in the wellbore, waterflood-induced fracture and reservoir: Semi-analytical modeling and a field case. *Int J Heat Mass Transfer*, 2019, 130: 668–679
- 30 Kazemi H, Merrill Jr. L S, Porterfield K L, et al. Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs. *Soc Pet Eng J*, 1976, 16: 317–326
- 31 Khanal A, Weijermars R. Visualization of drained rock volume (DRV) in hydraulically fractured reservoirs with and without natural fractures using complex analysis methods (CAMs). *Pet Sci*, 2019, 16: 550–577
- 32 Lee S H, Lough M F, Jensen C L. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales. *Water Resour Res*, 2001, 37: 443–455
- 33 Li L, Lee S H. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media. *SPE Reserv Eval Eng*, 2008, 11: 750–758
- 34 Jiang R Z, Hou J F, Zhao M. Numerical simulative technique about low permeable sandstone fractured reservoir. *Petrol Geol Oilfield Dev Daqing*, 2003, 22: 30–32 [姜瑞忠, 侯建锋, 赵明. 具有裂缝的低渗透砂岩油藏数值模拟技术. *大庆石油地质与开发*, 2003, 22: 30–32]

- 35 van den Hoek P J, Al-Masfry R, Zwarts D, et al. Waterflooding under dynamic induced fractures: Reservoir management and optimisation of fractured waterfloods. In: SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 20–23, 2008. SPE-110379-MS
- 36 Hustedt B, Zwarts D, Bjoerndal H P. Induced fracturing in reservoir simulations: Application of a new coupled simulator to waterflooding field examples. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 24–27, 2006. SPE-102467-MS
- 37 Wu K. Simulation of injection with fracture propagation pressure (in Chinese). Dissertation for Master's Degree. Beijing: China University of Petroleum, 2010 [吴侃. 裂缝扩展注水模拟研究. 硕士学位论文. 北京: 中国石油大学, 2010]
- 38 Fan T Y, Song X M, Wu S H, et al. A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs. *Exp Dev*, 2015, 42: 496–501 [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. 石油勘探与开发, 2015, 42: 496–501]
- 39 Lei Z D, Luo K, Liu S S, et al. A discrete fracture model coupled with geomechanics for low-permeability waterflooding reservoirs. In: SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 23–26, 2017. SPE-192406-MS
- 40 Lei Z D, Xie Q C, Tao Z, et al. Waterflooding management and optimization for reservoir simulation with coupled geomechanics and dynamic fractures using streamline-based information. In: SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition, London, England, UK, June 3–6, 2019. SPE-195488-MS
- 41 Wu Y Z, Ma D, Zhang K D, et al. Reservoir simulation of waterflooding under the influence of dynamic fractures for tight oil reservoir (in Chinese). *Sci Tech Eng*, 2020, 20: 11059–11066 [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. 科学技术与工程, 2020, 20: 11059–11066]
- 42 Li J C. Precise modeling and efficient simulation of fracture network in low permeability reservoir (in Chinese). Post Doctoral Research Report. Beijing: China Petroleum Exploration and Development Research Institute. 2017 [李俊超. 低渗透油田裂缝精细建模及高效数模方法研究. 博士后研究工作报告. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2017]
- 43 Wan T, Liu H X. Exploitation of fractured shale oil resources by cyclic CO₂ injection. *Pet Sci*, 2018, 15: 552–563
- 44 Wang Y J, Song X M, Li J H, et al. Heterogeneity on dynamic fracture, internal configuration of compound sand body and significance to the development of ultra-low permeability reservoir in Erdos Basin (in Chinese). *J Northwest Univ (Nat Sci Ed)*, 2018, 48: 123–131 [王友净, 宋新民, 李佳鸿, 等. 特低渗透油藏动态裂缝非均质性和复合砂体内部构型对开发的意义. 西北大学学报(自然科学版), 2018, 48: 123–131]
- 45 Chang H, Liu Y, Lei Y, et al. A comprehensive workflow for real time injection-production optimization based on equilibrium displacement. *Adv Geo-Energy Res*, 2020, 4: 260–270
- 46 Wang W H, Peng H H, Li G Q, et al. Waterflooding and optimum displacement pattern for ultra-low permeability reservoirs (in Chinese). *Oil Gas Geol*, 2019, 40: 182–189 [王文环, 彭缓缓, 李光泉, 等. 特低渗透油藏水驱规律及最佳驱替模式. 石油与天然气地质, 2019, 40: 182–189]
- 47 Hu L M, Cheng S Q, Tang L, et al. Reasonable row spacing of the diamond inverted nine-spot well pattern in ultra-low permeability oil reservoirs (in Chinese). *Petrol Geol Oilfield Dev Daqing*, 2018, 37: 62–68 [胡利民, 程时清, 唐蕾, 等. 超低渗透油藏菱形反九点井网合理排距. 大庆石油地质与开发, 2018, 37: 62–68]

Development theory and practice of water injection induced fractures in ultra-low permeability reservoirs

WANG Yang¹, CHENG ShiQing¹, QIN JiaZheng², LEI ZhengDong³,
AN XiaoPing⁴ & YU HaiYang¹

¹ State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

² State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

³ PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

⁴ No. 7 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710200, China

Water injection induced fractures (WIIFs) in ultralow permeability reservoirs lead to a rapid decline in the oil production in the direction of fracture and poor effects for a lateral oil well. The initiation and propagation of WIIFs aggravate the contradictions between the injectors and producers, which greatly reduce the waterflooding efficiency. In view of the waterflooding development of ultralow permeability reservoir with natural microfractures, the progress in WIIF characterization technology at home and abroad is clarified from the aspects of field performance characteristics, flow mechanism, monitoring and identification methods, pressure response behaviors of water injection and production wells, numerical simulation and secondary adjustment of well pattern, and so on. The influence of WIIFs on waterflooding development and well pattern infilling adjustment strategy is comprehensively elaborated. The research on the experimental mechanism, WIIF characterization, and development adjustment should be strengthened. The methodology presented in this paper can guide waterflooding development of similar reservoirs in China.

ultra-low permeability reservoir, water injection induced fracture (WIIF), diagnostic method, pressure response characteristic, numerical simulation, well pattern adjustment

doi: [10.1360/SST-2021-0030](https://doi.org/10.1360/SST-2021-0030)