

致密砂岩储层注水诱导裂缝动态识别及演化特征

——以鄂尔多斯盆地姬塬油田L井区长8油藏为例

吕文雅^{1,2}, 安小平^{3,4}, 刘艳祥⁵, 李德生^{3,4}, 曾联波^{1,2}, 皇甫展鸿^{1,2}, 唐英航^{1,2}, 张克宁^{1,2}, 张玉银⁶

[1. 油气资源与工程全国重点实验室, 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西西安 710018; 4. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018; 5. 中国石油大庆油田有限责任公司成都勘探开发研究院, 四川成都 610051; 6. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206]

摘要:致密砂岩储层长期注水开发导致储层诱导裂缝发育, 研究注水诱导裂缝动态响应及演化特征对致密砂岩油藏井网加密部署及剩余油挖潜具有重要地质意义。综合利用岩心、测井、生产数据、压力试井和吸水剖面等资料, 以鄂尔多斯盆地姬塬油田L井区长8段致密砂岩储层为例, 研究了L井区长8段致密砂岩储层不同开发时间段注水诱导裂缝的动态响应特征及展布特征。研究表明: ①L井区长8段致密砂岩储层注水诱导裂缝为天然裂缝扩展延伸导致, 天然裂缝优先开启方位为NEE-SWW向和NE-SW向, 其次为NW-SE向。②注水诱导裂缝的形成会导致注水井吸水剖面呈现出吸水厚度小、吸水量大的特征。采油井生产动态曲线含水率陡增或阶梯状上升, 压力试井双对数导数曲线开口并呈现“1/2”斜率上升。采油井与注水井间存在注水诱导裂缝, 因而采油井试井解释地层压力高于未发育注水诱导裂缝井甚至超过原始地层压力。③L井区长8段致密砂岩储层开发初期注水诱导裂缝主要分布在井区中部偏东、东北部以及东南部的天然裂缝发育带。注水导致储层地应力变化, 天然裂缝开启压力降低, 开发中期在井区南部以及中北部进一步形成NW-SW向注水诱导裂缝, 先存注水诱导裂缝存在小范围扩展延伸。开发后期受注水开发的不断深入, 导致注水井周围不同方向开启天然裂缝, 形成小规模注水诱导裂缝, 进一步加剧了采油井裂缝性水淹。

关键词: 动态识别; 注水诱导裂缝; 致密砂岩储层; 延长组8段; 姬塬油田; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Dynamic responses and evolutionary characteristics of waterflood-induced fractures in tight sandstone reservoirs: A case study of oil reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation, well block L, Jiyuan oilfield, Ordos Basin

LYU Wenya^{1,2}, AN Xiaoping^{3,4}, LIU Yanxiang⁵, LI Desheng^{3,4}, ZENG Lianbo^{1,2}, HUANGFU Zhanhong^{1,2}, TANG Yinghang^{1,2}, ZHANG Kening^{1,2}, ZHANG Yuyin⁶

[1. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 5. Chengdu Exploration and Development Research Institute of PetroChina Daqing Oilfield Company Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China; 6. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China]

Abstract: Prolonged waterflooding leads to the development of waterflood-induced fractures in tight sandstone reservoirs. Clarifying the dynamic responses and evolutionary characteristics of these fractures holds great geological significance for the emplacement of dense well patterns and the tapping of residual oil potential of tight sandstone reservoirs. Integrating data from core observations, logs, oil production, pressure-buildup well tests, and water injection profiles, we explore the dynamic responses and distributions of waterflood-induced fractures across different

收稿日期: 2024-01-31; 修回日期: 2024-09-08。

第一作者简介: 吕文雅(1990—), 女, 博士、副教授, 储层裂缝形成、分布及预测与非常规油气田开发地质。E-mail: wylwenwen@163.com。

通信作者简介: 曾联波(1967—), 男, 博士、教授, 储层裂缝形成、分布及预测及非常规储层评价与预测。E-mail: lbzeng@sina.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42002135); 中石油战略合作科技专项(ZLZX2020-02); 辽宁省矿产资源绿色开发重点实验室开放重点基金项目(LNTU/GDMR-2303)。

development stages within the tight sandstone reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation (also referred to as the Chang 8 Member) in well block L, Jiyuan oilfield, Ordos Basin. The results indicate that waterflood-induced fractures in the tight sandstone reservoirs of the Chang 8 Member within well block L originate from the propagation of natural fractures, and the natural fractures exhibit a preferential opening direction of NEE-SWW and NE-SW, followed by NW-SE. The water injection profiles of injection wells tend to exhibit small water absorption thickness but high water absorption capacity due to the formation of waterflood-induced fractures. Concurrently, the production performance curves of wells display a spurt or stepped upward trend in water cut, while pressure-buildup well tests reveal open double- logarithmic derivative curves that trend upward at a slope of 1/2. In the case where waterflood-induced fractures occur between production and injection wells, the production well test-interpreted formation pressure exceeds that in wells without waterflood-induced fractures and even far surpasses the initial formation pressure. In the initial development stage of tight sandstone reservoirs in the Chang 8 Member within well block L, waterflood-induced fractures in the reservoirs are primarily found in east-central, northeastern, and southeastern parts of the well block, where natural fractures are well developed. Waterflooding causes changes in the reservoir stress and thereby the opening pressure of natural fractures decreases. As a result, in the middle development stage, waterflood-induced fractures striking NW-SW come into being in the southern and north-central parts of well block L, accompanied by the small-scale propagation of pre-existing waterflood-induced fractures. In the late development stage, further waterflooding triggers the opening of natural fractures in different orientations around injection wells, leading to the formation of small-scale waterflood-induced fractures. This further exacerbates the fracture-induced waterlogging of production wells.

Key words: dynamic identification, waterflood-induced fracture, tight sandstone reservoir, the 8th member of the Yanchang Formation (Chang 8 Member), Jiyuan oilfield, Ordos Basin

引用格式: 吕文雅, 安小平, 刘艳祥, 等. 致密砂岩储层注水诱导裂缝动态识别及演化特征——以鄂尔多斯盆地姬塬油田L井区区长8油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1431–1446. DOI: 10. 11743/ogg20240516.

LYU Wenya, AN Xiaoping, LIU Yanxiang, et al. Dynamic responses and evolutionary characteristics of waterflood-induced fractures in tight sandstone reservoirs: A case study of oil reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation, well block L, Jiyuan oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1431–1446. DOI: 10. 11743/ogg20240516.

致密砂岩储层是中国陆相非常规油气领域勘探开发的重要储集层类型, 在鄂尔多斯、松辽、四川和塔里木等陆上含油气盆地中广泛分布, 其油气资源丰富, 勘探开发潜力大, 是实现中国油气增储上产的关键^[1–3]。致密砂岩储层物性差, 天然能量不足, 通常需要压裂改造后进行注水开发, 且储层普遍发育多期次、多组系天然裂缝, 对注水开发具有至关重要的影响^[4–5]。然而, 致密低渗油藏进入开发中后期, 注水诱导裂缝的形成及其动态变化会导致采油井方向性水淹, 调剖调驱和井网加密部署等措施的控水稳油效果较低, 导致注-采矛盾加剧。

储层注水诱导裂缝研究始于20世纪70—80年代, 指出注水井注水压力往往超过地层破裂压力进而形成延伸较长的水力裂缝^[6], 且长期注水和注水压力过高均会导致地层压力、温度、地应力大小及方向发生变化, 进而诱发储层破裂及裂缝张开、扩展延伸等^[7–13]。随着中国致密油气储层注水开发的不断深入, 注水诱

导裂缝的发育及其动态变化受到了更多中国学者的关注。近年来, 长庆油田和大庆油田注水开发实践表明, 致密砂岩储层中不同组系天然裂缝在注水开发过程中, 随着注水压力的变化存在一定的开启顺序, 与现今最大主应力近平行的裂缝会优先开启, 并导致注入水沿裂缝单向突进, 造成采油井方向性水淹^[14–19]。因此, 注水诱导裂缝成为了致密砂岩油藏注水开发过程中新的地质属性, 改变了低渗储层的渗流特征, 大大降低了水驱波及体积^[20–22]。

前人根据注水压力与裂缝开启、扩展延伸压力以及地层破裂压力大小关系, 将注水诱导裂缝成因类型划分为天然裂缝开启-扩展延伸型、地层破裂型以及人工压裂缝扩展延伸型^[23], 并通过生产动态曲线和试井等动态资料, 对油田开发过程中注水诱导裂缝进行识别, 揭示了注水诱导裂缝动态资料响应特征^[24], 阐明了注水诱导裂缝的形成受天然裂缝、储层岩石力学性质、现今地应力、储层构型和注水参数等因素影

响^[25]。此后,在明确注水诱导裂缝形成机理和动态响应特征的基础上,众多学者利用数值模拟方法对注水诱导裂缝进行预测,综合分析了低渗油藏试井、关井测压过程中裂缝闭合和裂缝属性参数变化特征、注水井井底压力以及饱和度场动态特征,并进行了井网部署和加密调整策略研究^[26-28]。注水诱导裂缝是低渗、特低渗油藏注水开发过程中出现的必然现象,而注水压力过高是注水诱导裂缝形成的主要原因^[29]。前人对注水诱导裂缝成因机理和主控因素已有较深入研究,然而对于油田注水诱导裂缝分布特征,尤其是注水诱导裂缝动态识别和动态变化过程的研究相对较少,而明确注水诱导裂缝分布特征对于不同开发阶段制定针对性注采措施和井网等调整,提高油藏水驱采收率具有重要地质意义。本文以鄂尔多斯盆地姬塬油田L井区三叠系延长组8段(长8段)致密砂岩储层为例,在典型注水井和采油井地应力变化以及开发动态特征分析的基础上,结合岩心、测井和生产动态等资料,揭示了注水开发过程中注水诱导裂缝响应特征、形成机理及其动态变化规律,为姬塬油田致密砂岩储层后期高含水期注水开发参数及井网部署措施调整提供依据。

1 研究区概况

1.1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组以陆内坳陷湖盆碎屑岩沉积为主,自下而上可分为长10段—长1段^[30]。其中长8段为姬塬油田L井区主力油层,长8期以三角洲水下分流河道沉积为主,沉积物源来自于研究区西北方向,河道交切复杂,主砂带呈NW-SE向展布^[31-32]。长8段纵向厚度约80 m,自上而下可划分为长8¹砂组和长8²砂组,每个砂组可细分4个小层。其中长8²期河流逐渐衰退,河道窄、展布范围小,砂体连续性较差;长8¹期,水动力逐渐增强,分流河道广泛发育,砂体连片分布^[33-35],是研究区主力开发层位。L井区长8¹油藏平均埋深约2 650 m,主要岩性为砂岩,仅长8¹⁽²⁻¹⁾小层和长8¹⁽²⁻²⁾小层局部发育少量泥岩,平均孔隙度小于10%,平均渗透率为 $0.84 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的致密砂岩油藏。姬塬油田L区块长8油藏于2009年进行规模开发,采用反九点菱形井网超前注水开发。经过近十几年的注水开发,整体表现出含水和注入压力上升速度快、注水效果差、采油速度低、采出程度低、低产长停井比例大等特点。本文将研究区开发阶段划分为初期(2012年

以前)、中期(2012—2016年)和后期(2016年以后)3个阶段。研究区中后期储层注水诱导裂缝发育,致使采油井方向性水淹,水驱矛盾加剧,注水诱导裂缝的存在大大降低了油藏驱替效率,加剧了储层非均质性,严重影响注水开发效果。

1.2 天然裂缝发育特征

已有研究表明,鄂尔多斯盆地长8段储层主要经历燕山期和喜马拉雅期两期构造运动^[4],且多发育高角度构造裂缝^[36],岩石强度及脆性程度较大,在L井区断层不发育,天然裂缝发育,局部发育由于差异压实作用形成的鼻状构造。岩心和测井资料研究表明,姬塬油田L井区长8段储层裂缝以构造裂缝为主,发育少数层理缝;构造裂缝以剪切裂缝为主,主要发育NEE-SWW, NE-SW, 近EW和NW-SE向4组裂缝,其中以NEE-SWW向和近EW向裂缝为主(图1a,b);绝大多数裂缝为高角度剪切裂缝,倾角80°以上裂缝占比超过80%(图1c)。通过常规测井裂缝识别方法^[37]及储层地质力学法^[38-39]对研究区裂缝进行识别预测,结果表明L井区长8¹砂组裂缝较发育,其中长8¹⁽¹⁻¹⁾小层裂缝最发育,其次为长8¹⁽¹⁻²⁾小层和长8¹⁽²⁻²⁾小层,长8¹⁽²⁻¹⁾小层裂缝发育程度最低;天然裂缝主要发育于区内南部、东南部、东部、西南部、西北部及北部局部(图1d)。

1.3 现今地应力特征

储层岩石力学参数、地应力方位及大小是影响注水诱导裂缝形成的重要因素。微地震监测技术可用于监测深部地层地应力信息,其监测人工压裂缝延伸方向通常为油藏现今最大主应力方位^[40-41]。根据微地震监测结果可知,L井区注水开发初期人工裂缝的延伸方向大致为NE48°~71°(图2a,b),因此水平最大主应力的方位大致为NE48°~71°。利用地球物理测井可对储层现今地应力大小进行计算^[42-43]。通过岩石力学实验获取杨氏模量和泊松比,利用Newberry模型^[44]结合偶极声波测井资料进行计算,得到研究区垂向应力分布在56.5~62.0 MPa,最大主应力分布在52.0~61.5 MPa,最小主应力分布在41.5~47.0 MPa(图2c)。

2 L井区注水诱导裂缝成因机理

2.1 注水诱导裂缝成因类型

注水诱导裂缝是指低渗、特低渗油藏在长期注水开发过程中,当注水压力超过裂缝开启压力或地层破

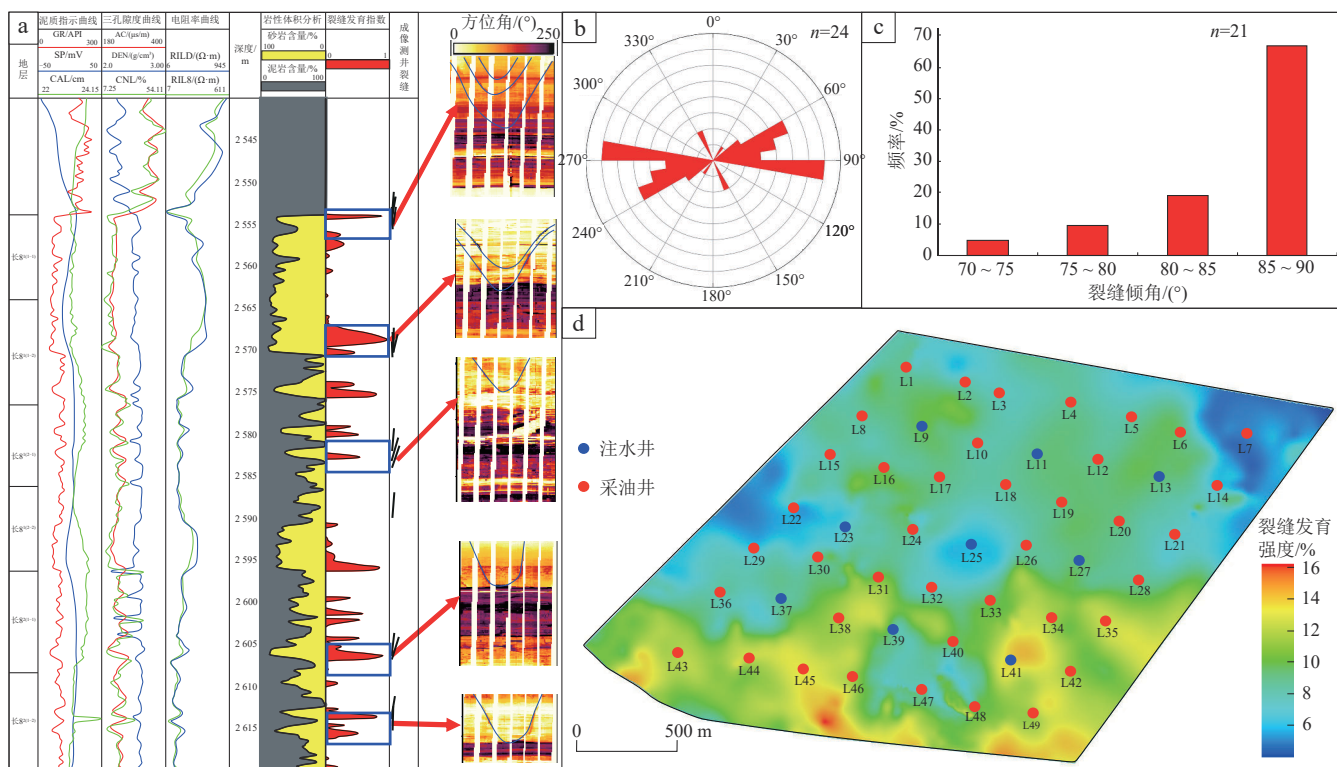


图1 姬塬油田L井区长8¹砂组天然裂缝发育特征

Fig. 1 Characteristics of natural fractures in the Chang 8¹ sand body in well block L, Jiyuan oilfield

a. 天然裂缝常规测井与成像测井识别结果;b. 天然裂缝走向玫瑰花图;c. 天然裂缝倾角频率分布直方图;d. 天然裂缝发育强度平面分布

裂压力形成的、以水井为中心的高渗透性开启大裂缝或快速水流通道^[29]。由于研究区仅采油井进行了压裂改造,因此注水诱导裂缝成因类型可能为天然裂缝开启扩展延伸型和地层破裂型两种,仅当后期采油井转注时,可能导致压裂缝开启延伸进一步形成注水诱导裂缝。

基于前人对注水压力与注水诱导裂缝形成条件的研究^[23],在地应力单井解释和岩石力学参数测井计算结果的基础上,对姬塬油田L井区长8油藏注水诱导裂缝成因类型进行判断,认为长8致密砂岩储层天然裂缝发育,不同走向和倾角的裂缝开启压力存在差异。以L9井为例,利用天然裂缝开启压力公式,对目的层段可能发育的不同走向和倾角天然裂缝开启压力进行计算,结果表明:当天然裂缝走向与现今地应力最大主应力方向平行时,天然裂缝开启压力最低,且天然裂缝倾角越高,开启压力越低;当天然裂缝走向与储层现今水平最大主应力方向夹角较小时,天然裂缝倾角越高越容易开启。此外,当裂缝倾角较高,注水压力较大或注水导致井下憋压,会进一步导致NW-SE向裂缝开启,形成注水诱导裂缝(图3)。

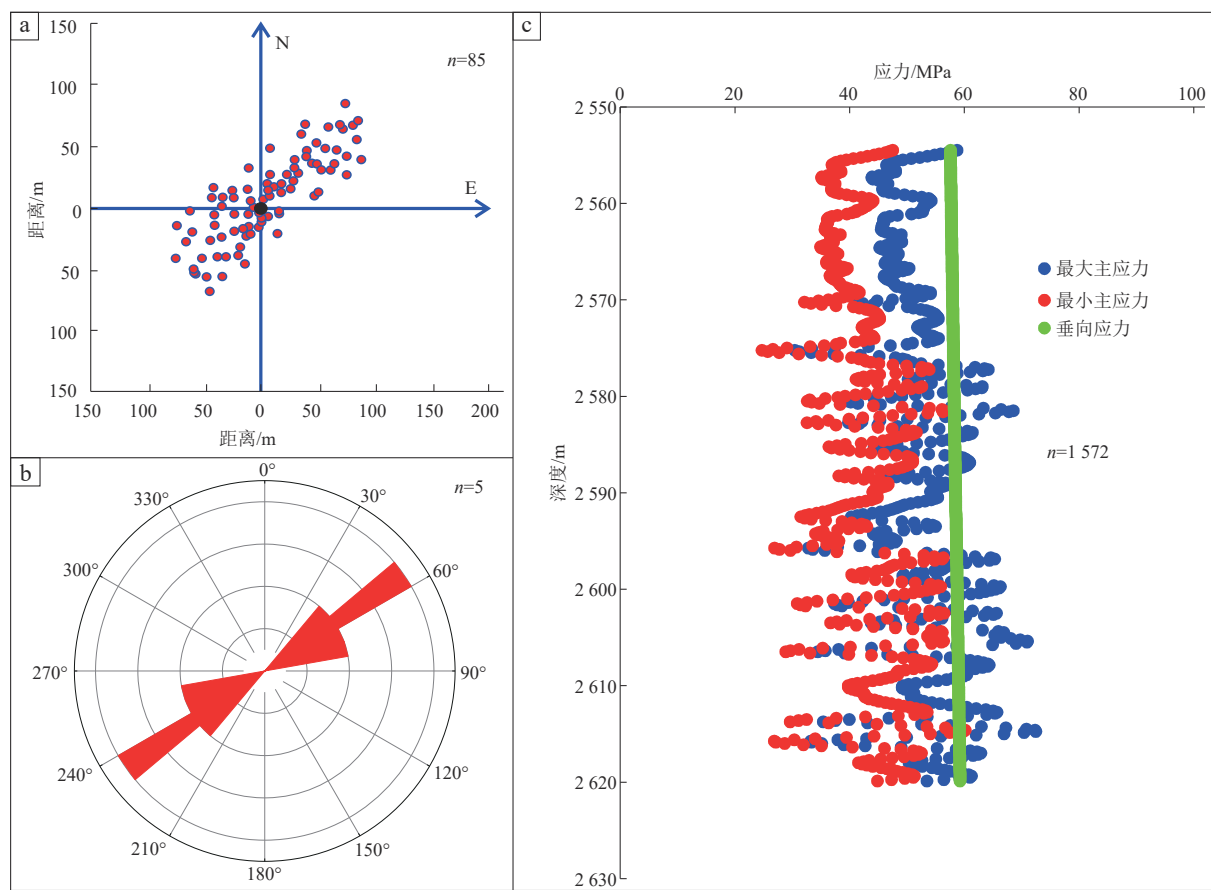
为进一步明确研究区注水诱导裂缝成因类型,选择与现今最大主应力方位近平行的裂缝计算不同注

水井天然裂缝开启压力,并计算目的层段地层破裂压力。结果表明,L井区除L23井仅初期注水压力大于天然裂缝开启压力外,其余注水井的注水压力区间常年大于天然裂缝开启压力(图4),其余注水井的注水压力远小于地层破裂压力。因此,研究区注水诱导裂缝是天然裂缝开启扩展延伸形成的。按照不同走向裂缝开启压力大小关系,研究区NEE-SWW向和NE-SW向裂缝会优先开启形成注水诱导裂缝,其次为NW-SE向。

2.2 注水开发地应力变化对天然裂缝开启压力的影响

天然裂缝的开启压力与储层地应力大小和方向有关,地应力包括构造应力、静岩应力、热应力以及孔隙流体压力^[45-46]。前人通过压裂监测数据解释和数值模拟等方法,证明在致密油气注水开发过程中,流体的注入和采出会引起地层孔隙流体压力以及热应力变化,从而导致地应力场随开发程度的深入而不断发生变化,如地应力上升、应力场方向改变等^[11-12,47-51]。

通过建立注采单元均质油藏注水开发模型,运用数值模拟方法模拟了方形井网模式下的注采开发储层地应力演化规律。在模拟过程中,假设储层地应力大

图2 姬塬油田L井区长8¹储层地应力方向及大小Fig. 2 Orientations and magnitudes of in-situ stresses in the Chang 8¹ sand body in well block L, Jiyuan oilfield

a. L井区某井微地震监测结果示意图; b. 最大主应力走向玫瑰图; c. L井区地应力大小分布

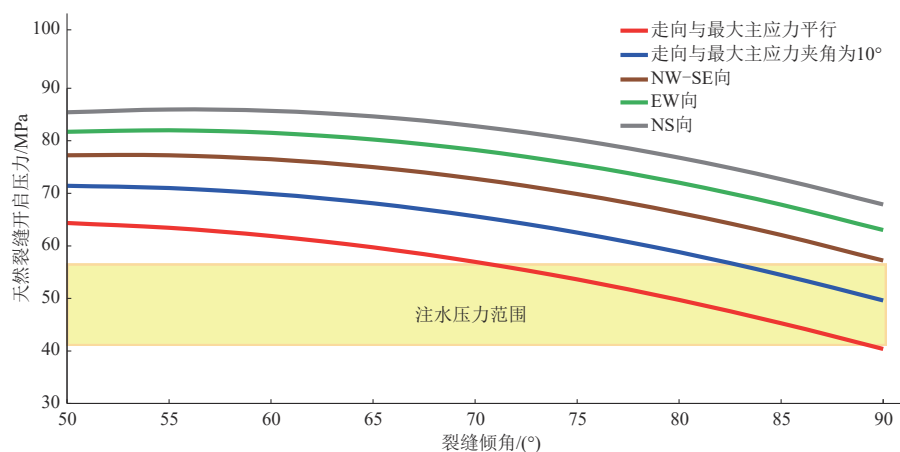


图3 姬塬油田L井区L9井不同走向天然裂缝开启压力与注水压力关系

Fig. 3 Relationships between the opening pressure of natural fractures with different orientations and water injection pressure in well L9 in well block L, Jiyuan oilfield

小为 60 MPa, 储层杨氏模量为 45 GPa, 体积模量为 26 GPa, 泊松比为 0.21, 且各向均匀, 采油井日产液量 6 m³, 注水井日注水量 20 m³, 模拟注水时间为 8 a。图 5 为流体-地质力学模型模拟地应力变化分布图, 结果显示: 储层现今地应力大小会随着油藏流体的注入与

采出而不断发生变化, 受流体注入影响, 注水井周围地应力增大, 采油井处地应力减小, 受注入速度与产出速度差异的影响, 注水井对注-采井间地应力变化影响较大, 采油井则较小。流体的注入与采出对地层孔隙流体压力影响较大, 致密低渗储层横向及纵向非均质

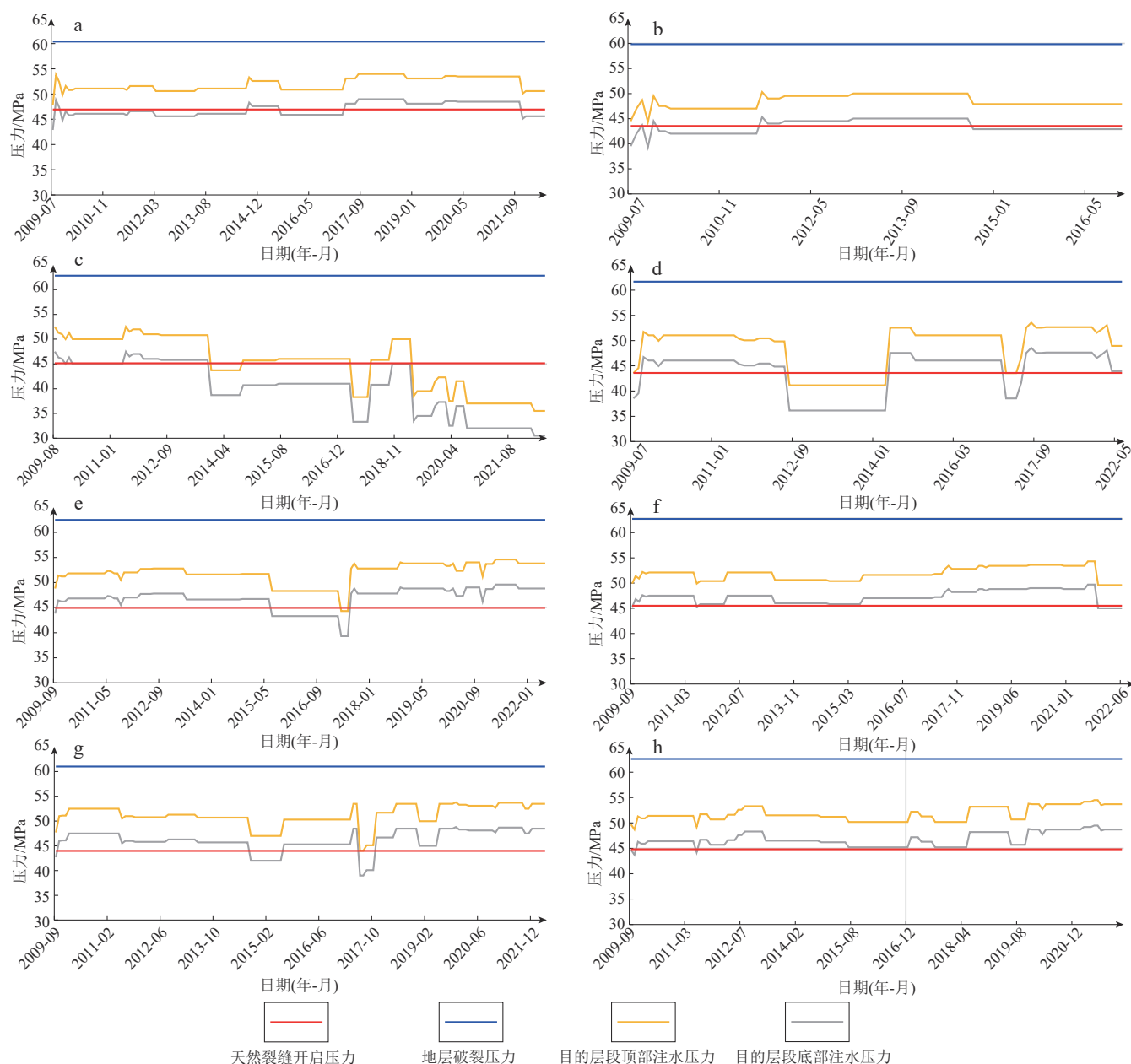


图4 姬塬油田L井区注水井注水压力、天然裂缝开启压力及地层破裂压力对比

Fig. 4 Comparison of water injection pressure, natural-fracture opening pressure, and formation fracturing pressure in injection wells in well block L, Jiyuan oilfield

a. L11井; b. L13井; c. L23井; d. L25井; e. L27井; f. L37井; g. L39井; h. L41井

性强,从而导致各方向地层孔隙流体压力变化存在差异,这种渗流差异会导致地应力大小和方向发生变化。例如L5井2019年进行了水力压裂,微地震监测显示压裂缝方位为近EW向(北偏东 91°),因而该井现今地应力水平最大主应力方位为近EW向,最大主应力方向发生改变,表明长期注水影响下油藏地应力方位变化。受注采方式和储层非均质性影响,这种变化在油藏不同部位存在差异,进而会导致不同开发阶段、不同油藏部位注水诱导裂缝的形成与分

布特征不尽相同。

L41井为研究区典型注水井,开发前单井最大主应力大小为52.5 MPa,最小主应力为42.4 MPa。2022年对该井进行水力压裂,利用水力压裂法获取现今最大主应力为62.3 MPa,最小主应力为56.6 MPa,分别增加了9.8 MPa和14.4 MPa。岩心资料显示该井主要发育高角度天然裂缝,常规测井识别结果表明注水开发层段天然裂缝发育。假设开发前后垂向应力大小与岩石力学参数基本不变,计算结果显示L41井天然裂缝

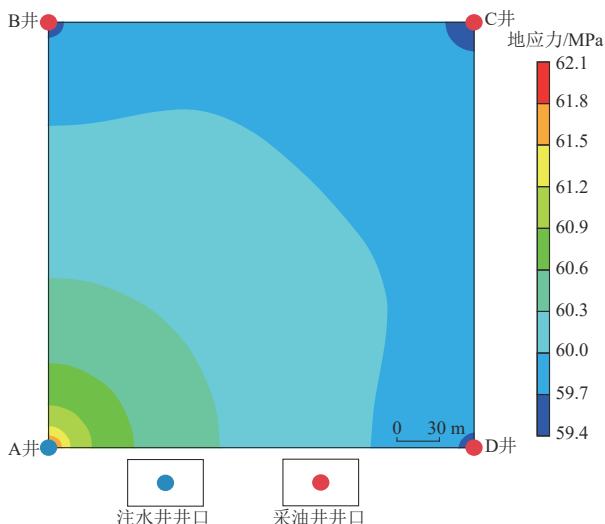


图5 流体-地质力学模型模拟地应力分布

Fig. 5 Distribution of in-situ stresses simulated using a fluid-geomechanical model

开启压力降低。该井后期吸水剖面不同程度增加,局部吸水量大,对应采油井 L42 井和 L49 井的试井解释地层压力升高,识别该井中后期形成近 EW 向和 NE-SW 向注水诱导裂缝,表明长期注水导致储层三维地应力大小及方向发生变化,导致天然裂缝开启压力降低,从而进一步促进注水诱导裂缝的形成。

然而,裂缝开启压力和地层破裂压力不仅与地应力有关,还与岩石力学参数存在着密切的联系。前人通过岩石力学实验对注水前、后岩石样品的力学性质研究表明,注水开发后岩石弹性模量和抗压、抗拉强度降低,泊松比升高^[52-55]。岩石力学参数变化对裂缝开启压力和地层破裂压力变化的影响,以及注水过程中岩石力学性质变化对注水诱导裂缝形成的控制作用,是接下来致密储层注水诱导裂缝研究的一项重要内容。

3 不同开发阶段注水诱导裂缝动态识别

注水诱导裂缝的形成和演化是一个长期的动态变化过程。由于其成因机理特殊,常规的地质方法无法识别注水诱导裂缝的存在,岩心和成像测井识别裂缝多为天然裂缝,主要用于评价单井附近裂缝发育程度,地震识别裂缝尺度较大,多用于描述油藏先存大规模天然裂缝,难以描述开发过程中小规模注水诱导裂缝特征。因此,需要综合分析各类动态资料,以明确不同开发阶段注水诱导裂缝动态响应及分布特征。

3.1 注水诱导裂缝动态响应特征

3.1.1 生产动态曲线

根据研究区采油井生产动态曲线及含水变化特征,可将采油井见水类型划分为孔隙型见水、孔隙-裂缝型见水和裂缝型见水3种类型^[24]。考虑研究区初期储层见水主要为地层水,即采油井投产后、见注入水前,主要以地层能量开发,采油井产油量和产液量逐渐降低,含水量逐渐上升,因此将初期未见注入水的采油井判断为未见水^[56]。然而,研究区内采油井初期均为未见水和孔隙型见水2种见水类型复合,为方便统计,将研究初期未见水类型均划入孔隙型见水类型。研究区孔隙型见水井稳产期较长,可达数年,短时间内平均含水上升速率小于0.4%/月,平均含水率12.0%,产液量变化平稳,开发效果好(图6a);孔隙-裂缝型见水井含水率上升速率高于孔隙型见水,含水上升速率介于孔隙型见水和裂缝型见水之间且波动剧烈,平均含水率23.8%,月产油量和月产液量起伏不平,开发效果差于孔隙型见水井(图6b);裂缝型见水井多表现为初期含水平稳,含水率较低,某一时间段含水率阶梯状上升或急剧性上升,且长期居高不下。统计发现,研究区采油井在裂缝型见水阶段平均含水上升速率24.0%/月,局部最高可达67.0%/月,阶段内平均含水率63.3%;部分采油井在裂缝型见水阶段含水率长期高于90.0%,如L7, L20, L26, L45和L49井,采油效率长期较低甚至不见成效(图6e—h)。

统计发现,研究区开发初期采油井多以孔隙型见水为主,开发效果较好,孔隙型见水井33口,裂缝型见水井5口,孔隙-裂缝型见水井2口;开发中期裂缝型及孔隙-裂缝型见水井增多,开发效果降低,孔隙型见水井19口,裂缝型见水井10口,孔隙-裂缝型见水井11口,总体以孔隙型见水井为主,裂缝型见水井主要分布于南部、东南部及北部天然裂缝发育部位;开发后期裂缝型见水井增多,孔隙型见水井18口,裂缝型见水井15口,孔隙-裂缝型见水井7口,但总体仍以孔隙型见水井为主,结合井位分布可知,裂缝型见水井主要分布于南部、东南部、北部及研究区东北部。

3.1.2 压力试井曲线

利用试井资料可以分析井筒周围地层相关属性,如孔隙度、渗透率和井底压力等,通过这些属性可以判断地层是否存在高渗透性裂缝水流通,如试井分析解释出的储层渗透率高于岩心渗透率1~2个数量级,

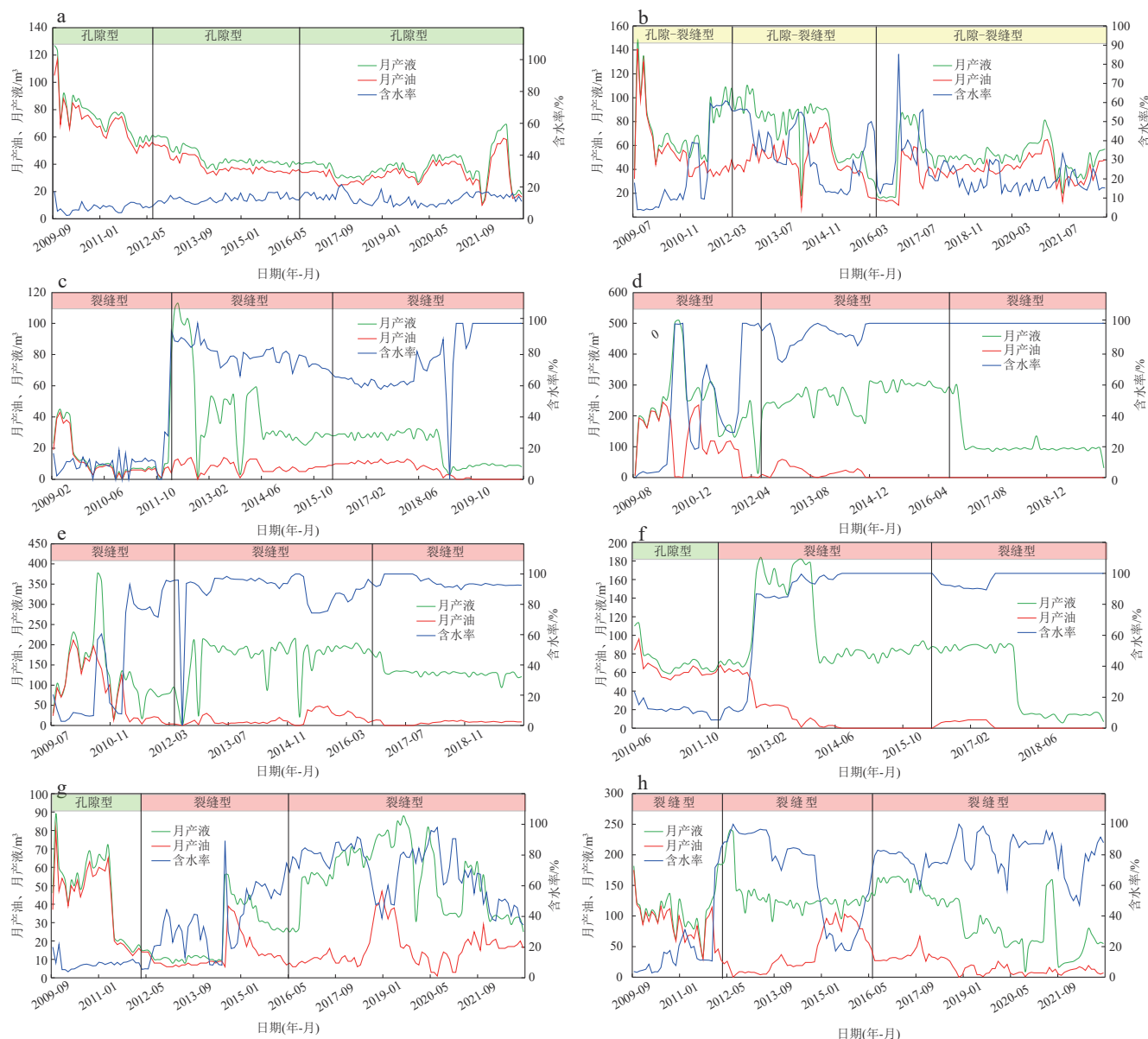


图6 姬塬油田L井区典型井生产动态曲线特征及不同开发阶段见水类型

Fig. 6 Production performance curves and water breakthrough types of typical wells in different development stages for reservoirs in well block L, Jiyuan oilfield

a. L22井; b. L18井; c. L7井; d. L20井; e. L26井; f. L45井; g. L46井; h. L49井

(每个分图内的3个区域从左至右依次为开发早、中、后期。)

压力试井资料双对数曲线中的后期导数曲线开口并呈现“1/2”斜率上升等^[57-59]。在一般情况下,试井裂缝性渗流特征并不明显,但随着注水压力的不断提高,天然裂缝张开、扩展和延伸,裂缝的连通性逐渐变好,裂缝开度逐渐变大,其裂缝渗流特征越来越明显。

注水诱导裂缝在压力试井资料上的响应主要体现在试井压力双对数曲线形态以及试井解释地层压力差异2个方面。在曲线形态上可以看出,L11,L26,L31

和L49井试井压力双对数导数曲线开口、呈“1/2”斜率上升特征明显(图7),井筒周围存在明显裂缝径向流特征,推测井周注水诱导裂缝发育。在地层压力方面:①研究区裂缝型见水井和孔隙-裂缝型见水井试井解释地层压力相较于原始地层压力和孔隙型见水井试井解释地层压力结果,具有明显的升高特征(原始地层压力介于18.74~18.98 MPa),通常注水井试井解释地层压力为原始地层压力两倍左右,如L11井。出现这一现象的原因可能为注水井井周憋压,导致地层压力

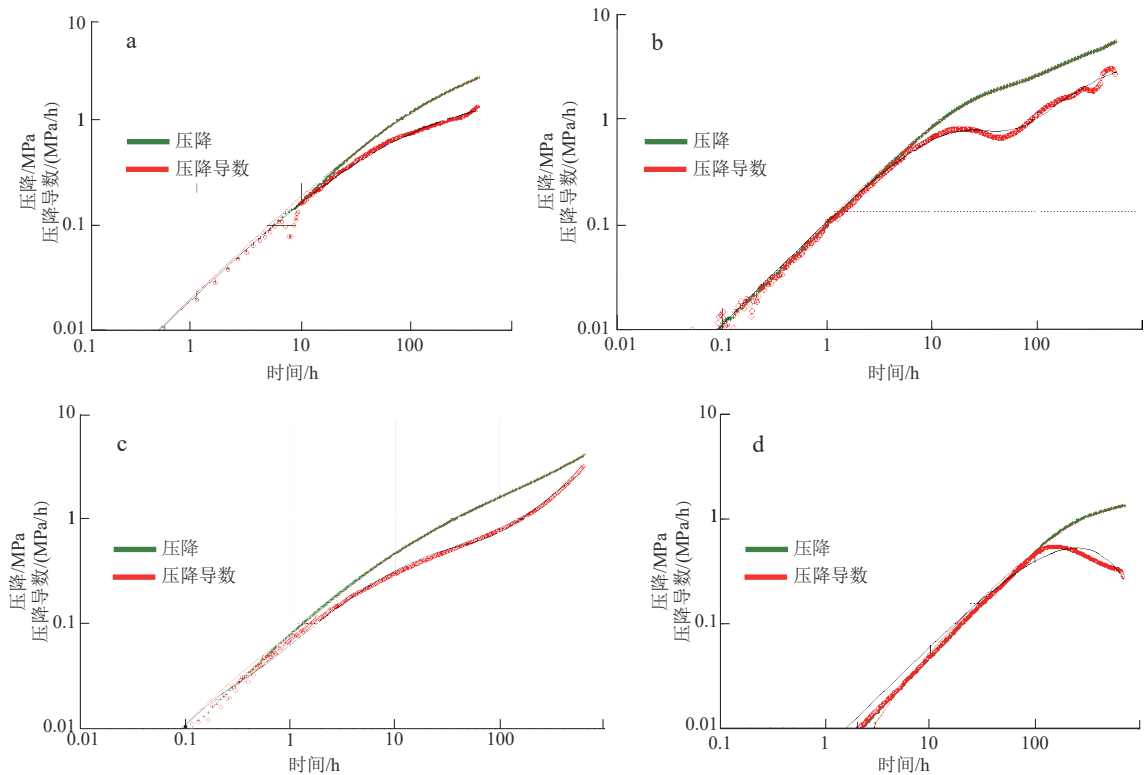


图7 姬塬油田L井区压力试井曲线

Fig. 7 Pressure well testing curves in well block L, Jiyuan oilfield

a. L11井; b. L26井; c. L31井; d. L49井

上升,采油井采油导致地层压力下降。②当注水井与采油井之间存在较大规模的注水诱导裂缝沟通时,采油井暴性水淹,受注水井影响,地层压力上升,甚至超过原始地层压力,如L7,L26,L42和L49井,这类井在试井时期多表现为裂缝型见水。③当注水井与采油井之间存在小规模注水诱导裂缝或仅少量、小规模天然裂缝沟通时,采油井含水率较高,但具有一定开发效果,受注水井影响,地层压力较孔隙型见水井的高,而低于原始地层压力,如L12,L16和L31井,这类井在试井时期多表现为孔隙-裂缝型见水(表1)。

3.1.3 吸水剖面

随着注水时间不断持续,在注水井吸水剖面上逐渐表现出不均匀尖峰状吸水特征,吸水厚度逐渐减小,但吸水比不断增大,说明在注水井附近逐渐出现了高渗透性裂缝水流通通道^[24,60]。例如,在L9井2 620~2 634 m以及2 650~2 660 m两个深度段,前期吸水较为均匀,而在后期吸水剖面出现了尖峰特征,吸水厚度变小,吸水量增大(图8a—c),常规测井显示该井段裂缝发育(图8d),且对应的采油井L2,L10和L17井中后期出现裂缝型见水,判断该井注水诱导裂缝发育。

对区内9口注水井吸水剖面进行统计分析,L23井各阶段吸水剖面变化较为均匀,多呈现箱状特征,吸水厚度大,吸水量均匀,表明井周注水诱导裂缝不发育。其余注水井及后期转注井吸水剖面均呈现出高渗透性水流通通道特征,注水井对应注采单元内的采油井均表现出裂缝型见水特征。对比常规测井裂缝解释结果,不均匀吸水层段均发育天然裂缝,因此推测除L23井之外,其余注水井均发育注水诱导裂缝。

3.2 不同开发阶段注水诱导裂缝识别方法

前文研究表明,研究区内NEE-SWW,NE-SW及NW-SE向高角度构造裂缝均会由于注水压力过高和井下憋压导致裂缝开启,形成注水诱导裂缝。2009年,姬塬油田L井区开始进行规模注水开发,注水开发时间久,试井、吸水剖面以及生产动态曲线显示不同开发阶段注水诱导裂缝响应特征存在差异,不同注水井注水诱导裂缝形成时间不同。另外,由于注采措施变化,如高含水采油井转注,也影响着注水诱导裂缝的形成与分布特征,致使区内不同开发阶段注水诱导裂缝分布特征存在差异。

在前文注水诱导裂缝形成机理及动态资料响应特

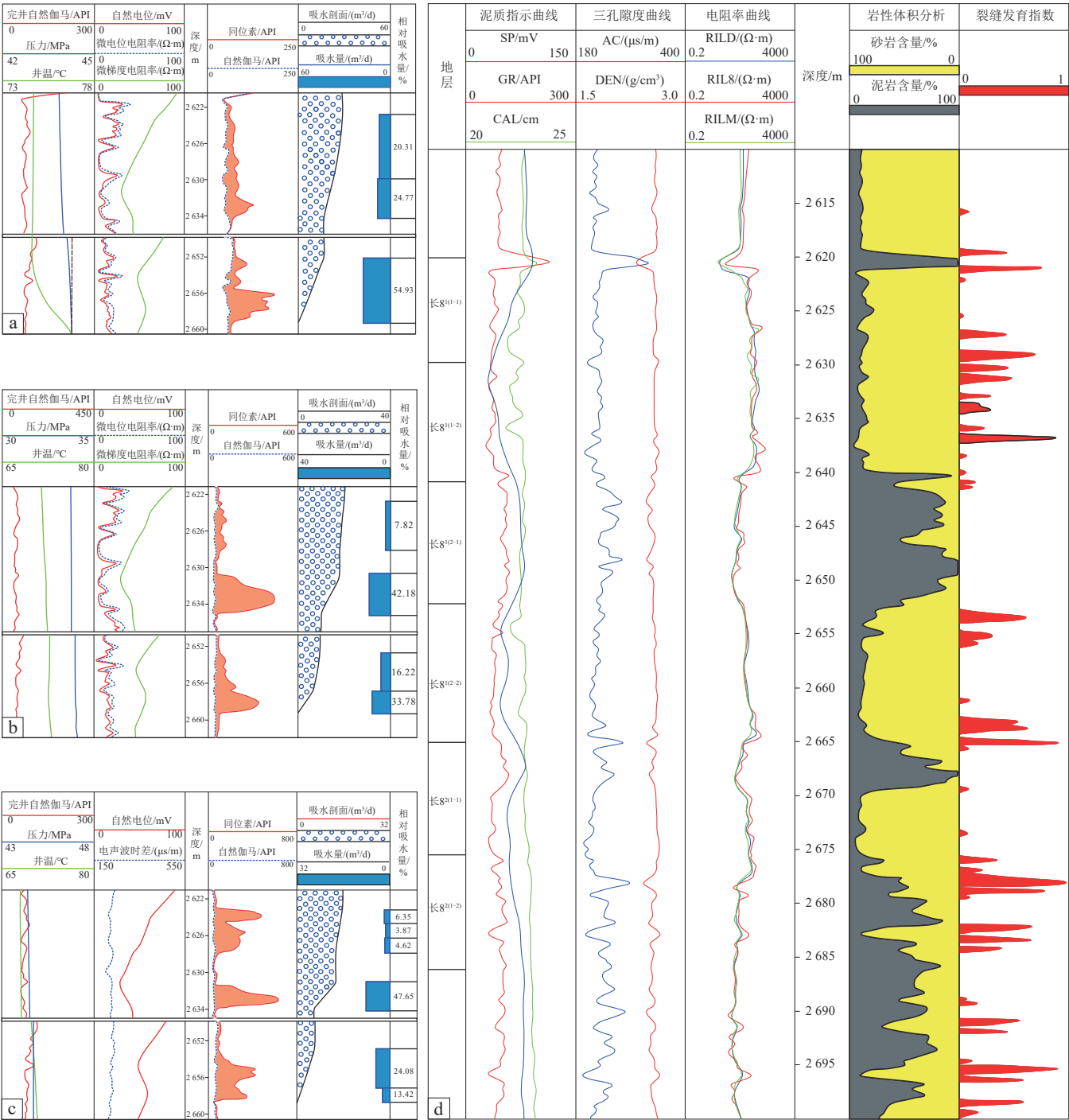


图8 姬塬油田L井区L9井不同时期吸水剖面特征

Fig. 8 Water injection profiles of well L9 in well block L of the Jiyuan oilfield at different times
a. 2012年吸水剖面;b. 2020年吸水剖面;c. 2021年吸水剖面;d. 测井裂缝解释结果

征研究基础上,结合常规测井裂缝识别结果、采油井见水类型分布以及不同开发时期含水分布,针对研究区不同开发阶段,注水井与采油井之间注水诱导裂缝动态展布特征进行研究。以L26井为例,该井2011年和2012年试井压力双对数导数曲线均呈“1/2”斜率上升,解释地层压力远高于周围采油井,且高于原始地

层压力(表1);含水分布图显示井周含水程度高,常规测井显示L26,L25和L27井目的层段天然裂缝发育,因此认为在L25井和L27井共同注水作用下,在L26与L25井、L26与L27井之间形成了近EW向注水诱导裂缝,从而导致L26井含水率达到90%以上(图6e)。中后期,L25井和L27井吸水剖面不均匀程度增加,吸

表 1 姬塬油田 L 井区试井解释地层压力与双对数曲线裂缝线性流特征统计

Table 1 Statistics of linear flow characteristics of well test-interpreted formation pressure and double logarithmic curves in well block L, Jiyuan oilfield

井名	井类型	试井日期	试井解释目前地层压力/MPa	试井曲线裂缝线性流特征	见水类型
L1 井	采油井	2020-07-13	16. 20	无	孔隙型
L4 井	采油井	2015-12-11	14. 93	无	孔隙型
L7 井	采油井	2011-05-31	13. 02	无	孔隙型
L7 井	采油井	2014-05-08	24. 89	无	裂缝型
L11 井	注水井	2019-05-11	35. 44	有	—
L11 井	注水井	2020-06-17	38. 83	有	—
L11 井	注水井	2021-05-27	39. 68	有	—
L11 井	注水井	2022-04-23	39. 78	有	—
L12 井	采油井	2021-06-08	17. 52	无	孔隙-裂缝型
L12 井	采油井	2022-06-06	17. 68	无	孔隙-裂缝型
L15 井	采油井	2015-05-02	12. 28	无	孔隙型
L15 井	采油井	2016-03-19	11. 19	有	孔隙型
L15 井	采油井	2020-05-07	11. 01	无	孔隙型
L16 井	采油井	2011-05-15	9. 31	无	孔隙型
L16 井	采油井	2018-04-20	13. 29	无	孔隙-裂缝型
L26 井	采油井	2011-06-03	13. 98	有	裂缝型
L26 井	采油井	2012-07-30	24. 64	有	裂缝型
L31 井	采油井	2012-04-21	11. 18	无	孔隙型
L31 井	采油井	2015-08-03	16. 12	有	孔隙-裂缝型
L31 井	采油井	2017-06-28	11. 48	无	孔隙型
L31 井	采油井	2020-04-22	11. 07	无	孔隙型
L42 井	采油井	2014-04-21	17. 27	无	裂缝型
L42 井	采油井	2015-06-09	19. 43	无	裂缝型
L42 井	采油井	2018-05-24	18. 71	无	裂缝型
L42 井	采油井	2019-09-28	21. 33	无	裂缝型
L42 井	采油井	2020-06-27	19. 62	无	裂缝型
L47 井	采油井	2019-04-21	11. 47	无	孔隙-裂缝型
L49 井	采油井	2011-05-19	21. 45	有	裂缝型

注:表中“—”为未见水类型分类。

水剖面呈现多个尖峰特征,局部吸水量大而吸水厚度小,表明随着注水开发的不断深入,注水诱导裂缝规模进一步扩大,并造成周围采油井孔隙-裂缝型见水。L26 井后期采油井转注,其中 L21 井和 L28 井为研究区边部天然裂缝发育区新见裂缝型见水井,为多井注水,使先存的近 EW 向注水诱导裂缝进一步扩展、延伸,导致 L28 井在 2017 年后出现裂缝型水淹,使 L27 井井周 NE-SW 向裂缝开启,导致 L21 井出现裂缝型水淹。通过以上识别方法,开发初期共识别出 6 条注水诱导裂缝,中期 11 条注水诱导裂缝,后期 16 条注水诱导裂缝。

4 不同开发阶段注水诱导裂缝演化特征

初期 L 井区裂缝型见水井主要分布于中部偏东、东北部以及东南部天然裂缝发育部位,因而初期注水诱导裂缝主要在 L 井区中部偏东、东北部以及东南部发育,均发育在天然裂缝发育强度较高地区。识别结果显示注水诱导裂缝以 NE-SW 向和 NW-SE 向为主,部分为 EW 向(图 9a)。

相较于开发初期,开发中期孔隙-裂缝型见水井

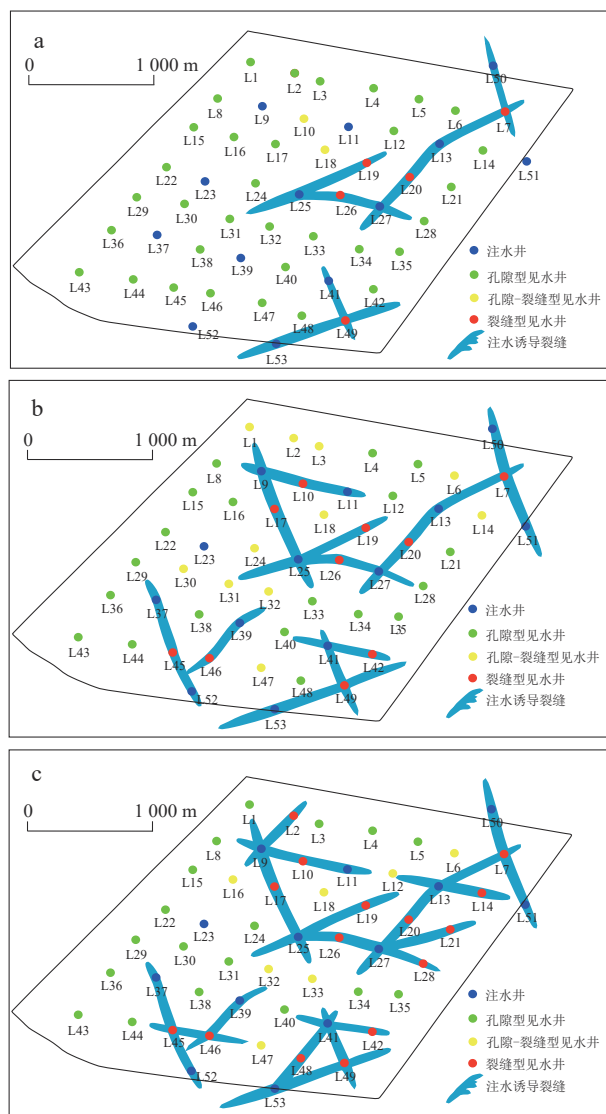


图9 姬塬油田L井区不同开发阶段注水诱导裂缝分布

Fig. 9 Distribution of waterflood-induced fractures in well block L of the Jiyuan oilfield in different development stages
a. 2009—2012年; b. 2012—2016年; c. 2016—2022年

和裂缝型见水井逐渐增多,新见裂缝型见水井仍处于研究区天然裂缝发育带上,进一步验证研究区注水诱导裂缝主要成因为天然裂缝开启,并在井区西南部以及中部偏北进一步形成新的注水诱导裂缝,新形成注水诱导裂缝主要为NW-SE向和近EW向,先存注水诱导裂缝继续扩展延伸,导致注水诱导裂缝周围采油井孔隙-裂缝型见水(图9b)。

后期井区裂缝型见水井主要分布在中期已经形成的注水诱导裂缝周围。随着注水开发的不断深入,注水井周不同方向天然裂缝开启,形成的小规模注水诱导裂缝仍以NE-SW向为主,在中期注水诱导裂缝基础上进一步加剧采油井裂缝型见水(图9c)。总体上,最终形成的注水诱导裂缝以NE-SW向和NW-SE向为

主,部分为近EW向。

在研究区天然裂缝和水力压裂缝研究的基础上,结合不同开发阶段注水诱导裂缝展布特征,建立了L井区天然裂缝-压裂缝-注水诱导裂缝耦合缝网系统模型。通过油藏数值模拟对研究区采油井进行历史拟合,模拟出的采油井日产液量和含水率与油田历史生产数据高度吻合,拟合率达88%以上,表明注水诱导裂缝分布特征模拟准确度高。

5 注水调整对策

由于注水诱导裂缝存在高渗透性,注水开发过程中注水诱导裂缝两侧储层水驱波及系数低、剩余油富集,而在未发育注水诱导裂缝区域则水驱效果好,采收率相对较高。因而,防止注水诱导裂缝形成、提高井间剩余油动用程度,对改善致密砂岩储层整体开发效果具有重要意义。

注水压力过高是注水诱导裂缝形成的关键原因,控制注水井注水压力可有效抑制注水诱导裂缝的形成。此外,注水开发过程中流体的注入和采出引起的储层地应力三维变化是新注水诱导裂缝形成的主要原因,建立储层精细三维地质力学模型,结合实际生产动态及监测资料,对注水开发过程中储层三维地应力大小及方向变化进行模拟,预测注水诱导裂缝形成区域,从而对注采措施进行及时调整,可进一步防止新注水诱导裂缝的形成,提高油藏采出程度。对于已经处于开发后期、形成注水诱导裂缝的油藏,可基于注水诱导裂缝成因机理及动态响应特征,分析注水诱导裂缝分布规律,并在此基础上将主向见水采油井转注,在剩余油富集区域采取侧向加密采油井等措施,可进一步提高现有油藏采出程度。

6 结论

1) 姬塬油田L井区长8'致密砂岩储层长期注水导致天然裂缝开启,形成注水诱导裂缝,造成采油井暴性水淹。注水诱导裂缝优先开启方向为NEE-SWW和NE-SW向天然裂缝,与研究区最大主应力方向一致,其次为NW-SE向高角度构造裂缝。受长期注入采出影响,致密低渗储层现今地应力场方向、大小及岩石力学参数的变化可能会导致其余方向天然裂缝开启压力降低,并进一步导致储层注水诱导裂缝的形成。

2) 注水诱导裂缝的形成会导致注水井吸水剖面呈不均匀尖峰状,吸水厚度小且吸水量大,采油井生产

动态曲线呈含水率陡增或阶梯状上升,压力试井双对数导数曲线开口并呈现“1/2”斜率上升。若采油井与注水井间存在注水诱导裂缝,采油井压力试井解释地层压力较未发育注水诱导裂缝井高,甚至远高于原始地层压力。

3) 开发初期注水诱导裂缝主要分布在L井区中部偏东、东北部以及东南部天然裂缝发育部位。受注水开发影响,中后期天然裂缝开启压力降低,研究区注水诱导裂缝进一步发育。中期在井区南部以及中部偏北进一步形成新的注水诱导裂缝,先存注水诱导裂缝存在扩展延伸,并造成区内采油井整体含水率上升;后期注水开发的不断深入导致注水井周不同方向天然裂缝开启,形成小规模注水诱导裂缝,在中期注水诱导裂缝的基础上进一步加剧采油井裂缝型见水。最终形成注水诱导裂缝以NE-SW向和NW-SE向为主,部分为近EW向。

参 考 文 献

- [1] 贾爱林,位云生,郭智,等. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 83-92.
JIA Ailin, WEI Yunsheng, GUO Zhi, et al. Development status and prospect of tight sandstone gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 83-92.
- [2] 贾承造,庞雄奇,姜福杰. 中国油气资源研究现状与发展方向[J]. 石油科学通报, 2016, 1(1): 2-23.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie. Research status and development directions of hydrocarbon resources in China [J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, 1(1): 2-23.
- [3] 朱如凯,邹才能,吴松涛,等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168-1184.
ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [4] 曾联波,高春宇,漆家福,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用[J]. 中国科学: 地球科学, 2008, 38(增刊1): 41-47.
ZENG Lianbo, GAO Chunyu, QI Jiafu, 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 China Earth Sciences, 2008, 38(S1): 41-47.
- [5] ZHANG Yunzhao, ZENG Lianbo, LYU Wenya, et al. Natural fractures in tight gas sandstones: A case study of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang gas field, Western Sichuan Basin, China [J]. Geological Magazine, 2021, 158(9): 1543-1560.
- [6] HAGOORT J, WEATHERILL B D, SETTARI A. Modeling the propagation of Waterflood-Induced hydraulic fractures [J]. SPE Journal, 1980, 20(4): 293-303.
- [7] BRYANT S L, PARUCHURI R K, PRASAD SARIPALLI K. Flow and solute transport around injection wells through a single, growing fracture [J]. Advances in Water Resources, 2003, 26(8): 803-813.
- [8] ELTVIK P, SKOGLUNN T, SETTARI A. Waterflood-induced fracturing: Water injection above parting pressure at Valhall [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D. C., 1992. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1992: SPE-24912-MS.
- [9] KUO M C T, HANSON H G, DESBRISAY C L. Prediction of fracture extension during waterflood operations [C]//SPE California Regional Meeting, Long Beach, 1984. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1984: SPE-12769-MS.
- [10] PERKINS T K, GONZALEZ J A. The effect of thermoelastic stresses on injection well fracturing [J]. SPE Journal, 1985, 25(1): 78-88.
- [11] WRIGHT C A, CONANT R A, GOLICH G M, et al. Hydraulic fracture orientation and production/injection induced reservoir stress changes in diatomite waterfloods [C]//SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, 1995. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1995: SPE-29625-MS.
- [12] ABOU-SAYED A S, ZHAI Zongyu. Thermal-poro elastic stress effect on stress reorientation in production and injection wells [C]// SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, 2011. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-140949-MS.
- [13] 郭恩昌,胡靖邦. 在注水过程中地层温度、压力的改变对井底周围地应力的影响[J]. 大庆石油学院学报, 1988, 12(4): 25-29.
GUO Enchang, HU Jingbang. The effects of the changes of temperature and pressure on the formation stress around bottom hole during water-flooding [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1988, 12(4): 25-29.
- [14] 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(4): 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.
- [15] 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(4): 647-654.
CHEN Shuli, SUN Qinghe, SONG Zhengjiang. Changes of ground stress field and development policy in later half period of water injection for the extremely low permeability reservoirs with fractures [J]. Geoscience, 2008, 22(4): 647-654.

- [16] 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, WANG 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, 9(11): 35-38.
- [17] 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(4): 68-72.
- 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, China (Edition of Natural Science), 2005, 29(4): 68-72.
- [18] 王文环, 彭缓缓, 李光泉, 等. 长庆特低渗透油藏注水动态裂缝及井网加密调整模式研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 106-110.
- WANG Wenhuan, PENG Huanhuan, LI Guangquan, et al. Research on water flooding dynamic fractures to optimize infill drilling spacing in ultra-low permeability reservoirs, Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 106-110.
- [19] 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[J]. 石油与天然气地质, 2015(5): 842-847.
- WANG Wenhuan, PENG Huanhuan, LI Guangquan, et al. Opening mechanism of dynamic fractures caused by water injection and effective adjustments in low permeability reservoirs, Daqing oilfield in Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015(5): 842-847.
- [20] WANG Youjing, SONG Xinmin. Comprehensive characterization integrating static and dynamic data for dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs: A case study of the Chang 6 reservoir of the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin, China[J]. Minerals, 2022, 12(10): 1277.
- [21] 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[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2018, 48(1): 123-131.
- WANG Youjing, SONG Xinmin, LI Jiahong, et al. Heterogeneity on dynamic fracture, internal configuration of compound sand body and significance to the development of ultra-low permeability reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2018, 48(1): 123-131.
- [22] 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 water-flooding development of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 222-228.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] 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[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 586-595.
- ZHAO Xiangyuan, LV Wenyua, WANG Ce, 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[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 586-595.
- [26] 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[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(27): 11059-11066.
- WU Yizhi, MA Dong, ZHANG Kaidi, et al. Reservoir simulation of waterflooding under the influence of dynamic fractures for tight oil reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(27): 11059-11066.
- [27] 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[J]. 中国科学(技术科学), 2022, 52(4): 613-626.
- WANG Yang, CHENG Shiqing, QIN Jiazheng, et al. Development theory and practice of water injection induced fractures in ultra-low permeability reservoirs[J]. SCIENTIA SINICA Technologica, 2022, 52(4): 613-626.
- [28] 梁卫卫, 党海龙, 刘滨, 等. 特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3): 566-575.
- LIANG Weiwei, DANG Hailong, LIU Bin, et al. Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(3): 566-575.

- [29] 曾联波, 赵向原. 鄂尔多斯盆地天然裂缝与注水诱导裂缝[M]. 北京: 科学出版社, 2019:
ZENG Lianbo, ZHAO Xiangyuan. Natural fractures and water injection induced fractures in the Ordos Basin [M]. Beijing: Science Press, 2019.
- [30] 田景春, 梁庆韶, 王峰, 等. 陆相湖盆致密油储集砂体成因及发育模式——以鄂尔多斯盆地上三叠统长6油层组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(4): 877–888.
TIAN Jingchun, LIANG Qingshao, WANG Feng, et al. Genesis and development model of tight oil reservoir sand body in continental lacustrine basin: A case study on the Upper Triassic Chang 6 pay zone, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(4): 877–888.
- [31] 李渊, 丁熊, 王兴志, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8段浅水三角洲砂体结构特征[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 57–72.
LI Yuan, DING Xiong, WANG Xingzhi, et al. Structural characteristics of sand bodies in shallow-water deltas in the Chang 8 member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 57–72.
- [32] 胡艳飞, 孔庆莹. 鄂尔多斯盆地西南部长8油层储层主控因素及分布规律[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2022, 52(4): 1078–1090.
HU Yanfei, KONG Qingying. Main controlling factors and distribution laws of reservoirs in the Chang 8 oil layer in the southwestern Ordos Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2022, 52(4): 1078–1090.
- [33] 任静, 何江, 余浩杰, 等. 姬塬东部中生界延长组长8段储层特征及综合评价[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(15): 9–13, 19.
REN Jing, HE Jiang, YU Haojie, et al. Characteristics and comprehensive evaluation of the 8th member reservoir in the Mesozoic Yanchang Formation in the eastern part of Jiyuan [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2021, 41(15): 9–13, 19.
- [34] 乞照. 罗1区块长8油藏精细描述[D]. 西安: 西安石油大学, 2013.
QI Zhao. The fine description of Chang 8 reservoir in Luo 1 block [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013.
- [35] 罗安湘, 喻建, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地中生界石油勘探实践及主要认识[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(3): 253–260.
LUO Anxiang, YU Jian, LIU Xianyang, et al. Practices and cognitions of petroleum exploration in Mesozoic, Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(3): 253–260.
- [36] 肖正录, 路俊刚, 李勇, 等. 鄂尔多斯盆地延长组裂缝特征及其控藏作用[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(5): 535–542.
XIAO Zhenglu, LU Jungang, LI Yong, et al. Characteristics of fractures and their controls on Yanchang Formation reservoir in Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(5): 535–542.
- [37] LYU Wenya, ZENG Lianbo, LIU Zhongqun, et al. Fracture responses of conventional logs in tight-oil sandstones: A case study of the Upper Triassic Yanchang Formation in southwest Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2016, 100(9): 1399–1417.
- [38] 吕文雅, 曾联波, 陈双全, 等. 致密低渗透砂岩储层多尺度天然裂缝表征方法[J]. 地质论评, 2021, 67(2): 543–556.
LV Wenya, ZENG Lianbo, CHEN Shuangquan, et al. Characterization methods of multi-scale natural fractures in tight and low-permeability sandstone reservoirs [J]. Geological Review, 2021, 67(2): 543–556.
- [39] 赵向原, 游瑜春, 胡向阳, 等. 基于成因机理及主控因素约束的多尺度裂缝“分级-分期-分组”建模方法——以四川盆地元坝地区上二叠统长兴组生物礁相碳酸盐岩储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 213–225.
ZHAO Xiangyuan, YOU Yuchun, HU Xiangyang, et al. Classified-staged-grouped 3D modeling of multi-scale fractures constrained by genetic mechanisms and main controlling factors: A case study on biohermal carbonate reservoir of the Upper Permian Changxing Fm. in Yuanba area, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 213–225.
- [40] LYU Wenya, HUI Chen, ZENG Lianbo, et al. Determining the present-day in-situ stresses of tight-oil sandstones by conventional logs: An approach in the Triassic Yanchang Formation, southern Ordos Basin [J]. Energy Exploration & Exploitation, 2023, 41(6): 2036–2057.
- [41] 刘建, 惠晨, 樊建明, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区区长6致密砂岩储层现今地应力分布特征及其开发建议[J]. 地质力学学报, 2021, 27(1): 31–39.
LIU Jian, HUI Chen, FAN Jianming, et al. Distribution characteristics of the present-day in-situ stress in the Chang 6 tight sandstone reservoirs of the Yanchang Formation in the Heshui area, Ordos Basin, China and suggestions for development [J]. Journal of Geomechanics, 2021, 27(1): 31–39.
- [42] 赖锦, 白天宇, 肖露, 等. 地应力测井评价方法及其地质与工程意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1033–1043.
LAI Jin, BAI Tianyu, XIAO Lu, et al. Well-logging evaluation of in-situ stress fields and its geological and engineering significances [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1033–1043.
- [43] 段洋, 李琴, 贾艳芬, 等. 北美非常规储层地应力预测技术发展现状与趋势[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(2): 43–50.
DUAN Yang, LI Qin, JIA Yanfen, et al. Development status and trend of in-situ stress prediction technology for unconventional reservoirs in North America [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2023, 37(2): 43–50.
- [44] 张建华, 王改红, 尹帅. 深部致密油储层现今地应力测井评价

- 方法[J]. 桂林理工大学学报, 2019, 39(2): 362-368.
- ZHANG Jianhua, WANG Gaihong, YIN Shuai. Logging assessment of deep tight sandstone oil reservoir current in situ stresses[J]. Journal of Guilin University of Technology, 2019, 39(2): 362-368.
- [45] ZANG A, STEPHANSSON O. Stress field of the earth's crust [M]. Dordrecht: Springer, 2010.
- [46] BELL J S. Petro geoscience 1. In situ stresses in sedimentary rocks (part 1): Measurement techniques [J]. Geoscience Canada, 1996, 23(2): 85-100.
- [47] BHARDWAJ P, HWANG J, MANCHANDA R, et al. Injection induced fracture propagation and stress reorientation in waterflooded reservoirs [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, 2016. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-181883-MS.
- [48] HWANG J, BRYANT E C, SHARMA M M. Stress reorientation in waterflooded reservoirs [C]//SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 2015. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2015: SPE-173220-MS.
- [49] ZHU Haiyan, SONG Yujia, LEI Zhengdong, et al. 4D-stress evolution of tight sandstone reservoir during horizontal wells injection and production: A case study of Yuan 284 block, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 156-169.
- [50] ROUSSEL N P, FLOREZ H A, RODRIGUEZ A A. Hydraulic fracture propagation from Infill horizontal wells [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 2013. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-166503-MS.
- [51] ZHANG Fengshou, HUANG Liuke, YANG Lin, et al. Numerical investigation on the effect of depletion-induced stress reorientation on infill well hydraulic fracture propagation [J]. Petroleum Science, 2022, 19(1): 296-308.
- [52] 赵波, 张广清, 唐梅荣, 等. 长期注水对致密砂岩油藏岩石力学性质影响机制研究[J]. 岩土力学, 2019, 40(9): 3344-3350.
- ZHAO Bo, ZHANG Guangqing, TANG Meirong, et al. Mechanism of the effect of long-term water injection on mechanical properties of tight sandstone[J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(9): 3344-3350.
- [53] GAO Yingchao, WEI Wei, JIANG Qinghui. Effect of water content on mechanical properties and internal microcrack evolution in mudstone [J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2023, 48(10): 12775-12791.
- [54] LIU Xiaofei, XU Guang, ZHANG Chong, et al. Time effect of water injection on the mechanical properties of coal and its application in rockburst prevention in mining [J]. Energies, 2017, 10(11): 1783.
- [55] ZHOU Zilong, CAI Xin, MA Dan, et al. Effects of water content on fracture and mechanical behavior of sandstone with a low clay mineral content [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2018, 193: 47-65.
- [56] 张磊, 文志刚, 孙钰杰, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区庄36井区油井见水特征分析及治理措施[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2012, 14(3): 27-30.
- ZHANG Lei, WEN Zhigang, SUN Yujie, et al. Characteristics analysis and comprehensive treatment of water breakthrough in Zhuang-36 well block of Ordos Basin [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2012, 14(3): 27-30.
- [57] WANG Yang, CHENG Shiqing, FENG Naichao, 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]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 159: 740-753.
- [58] SPIVEY J P, LEE W J. 实用试井解释方法[M]. 韩永新, 孙贺东, 邓兴, 等译. 北京: 石油工业出版社, 2016.
- SPIVEY J P, LEE W J. Applied well test interpretation [M]. HAN Yongxin, SUN Hedong, DENG Xing, et al, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.
- [59] 魏操, 程时清, 白江, 等. 多井干扰下有限导流裂缝井解析试井分析方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(4): 90-97.
- WEI Cao, CHENG Shiqing, BAI Jiang, et al. Analytical well test method for finite conductivity fractured wells with multiple wells interference [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(4): 90-97.
- [60] 温柔, 张彬, 杨学武, 等. 井间储层微裂缝及断层对注水开发的影响分析[J]. 测井技术, 2021, 45(5): 540-544.
- WEN Rou, ZHANG Bin, YANG Xuewu, et al. Effect of interwell reservoir micro-fractures and faults on water injection development [J]. Well Logging Technology, 2021, 45(5): 540-544.

(编辑 张玉银)