



裂缝性致密油藏注水吞吐转不稳定水驱开发模拟

邱士莹 程时清 白文鹏 尚儒源 潘有军 史文洋

Simulation of Transformation from Water-Injection Huff and Puff to Unstable Water-Flooding in Developing Fractured Tight Reservoirs

DI Shiyang, CHENG Shiqing, BAI Wenpeng, SHANG Ruyuan, PAN Youjun, SHI Wenyang

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021135>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

注水开发油田水淹层混合液电阻率求取新方法

A New Method to Determine the Resistivity of Mixed Liquids in Water-flooded Layers of Oilfields by Water-flooding Development

石油钻探技术. 2017, 45(1): 120-126 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701020>

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏气水复合驱技术

Gas-Water Composite Flooding Technology for Fractured and Vuggy Carbonate Reservoirs in Tahe Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(1): 61-65 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019124>

多段压裂水平井拖动管柱找水关键技术

Key Technology of Water Detection by Dragging the Pipe String in Multi-Stage Fractured Horizontal Well

石油钻探技术. 2018, 46(1): 97-102 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018014>

潜山裂缝性油藏见水规律及裂缝分布规律分析方法

An Analytical Method for Fracture Distribution and Water Production Regularity in a Buried-Hill Reservoir

石油钻探技术. 2018, 46(1): 117-121 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018033>

特高含水后期油藏水驱效果评价方法

Evaluation Method of Water Flooding Effect in Reservoirs with Ultra-High Water Cut

石油钻探技术. 2020, 48(3): 108-113 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020020>

胡状集油田特高含水油藏剩余油水驱技术

Water Flooding Technology for the Residual Oil in the Ultra-High Water Cut Oil Reservoirs of the Huzhuangji Oilfield

石油钻探技术. 2018, 46(5): 95-101 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018081>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021135

引用格式: 邸士莹, 程时清, 白文鹏, 等. 裂缝性致密油藏注水吞吐转不稳定水驱开发模拟 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 89-96.

DI Shiying, CHENG Shiqing, BAI Wenpeng, et al. Simulation of transformation from water-injection huff and puff to unstable water-flooding in developing fractured tight reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(1): 89-96.

裂缝性致密油藏注水吞吐转不稳定水驱开发模拟

邸士莹¹, 程时清¹, 白文鹏¹, 尚儒源¹, 潘有军², 史文洋¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院, 新疆 哈密 839000)

摘 要:为解决裂缝性致密油藏经多轮次吞吐后, 产量降低过快的问题, 以天然裂缝较为发育的某致密油藏 M 区块为例, 综合考虑基质、天然裂缝和压裂裂缝的物性和压力差异, 开展了数值模拟研究, 分析了裂缝尖端应力场和裂缝扩展特征。在此基础上, 对比分析了注水吞吐、不稳定水驱的开发效果。结果表明, 地层压力随注水时间延长逐渐升高, 当地层压力高于裂缝开启压力时, 天然裂缝发生扩展并沟通压裂裂缝, 形成复杂动态缝网。不稳定水驱开发能够充分发挥渗吸和驱替作用, 改变注水量能够有效防止水窜, 形成相对均匀的驱替前缘。模拟结果表明, 生产时间相同时, 采用周期注水时的累计产油量较采用注水吞吐方式约高 18%, 开发效果显著改善。将开发方式转变为不稳定水驱, 能够有效提高裂缝性致密油藏水平井产量, 为裂缝性致密油藏水平井开发方式优化提供理论依据。

关键词: 裂缝性致密油藏; 水平井; 注水吞吐; 动态裂缝; 不稳定水驱

中图分类号: TE348 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2022)01-0089-08

Simulation of Transformation from Water-Injection Huff and Puff to Unstable Water-Flooding in Developing Fractured Tight Reservoirs

DI Shiying¹, CHENG Shiqing¹, BAI Wenpeng¹, SHANG Ruyuan¹, PAN Youjun², SHI Wenyang¹

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami, Xinjiang, 839000, China)

Abstract: Multiple rounds of huff and puff in tight reservoirs usually lead to a rapid decrease in production. Taking the M block of a tight reservoir with developed natural fractures as an example, a numerical simulation was conducted based on the physical properties of the matrix, natural fractures, and fractured fractures as well as the pressure difference to analyze the stress field of fracture tips and the features of fracture propagation. On this basis, a comparative analysis was then carried out to evaluate the development effect of water-injection huff and puff and unstable cyclic water injection. Results show that the formation pressure would grow with an increase in water injection time, and when the formation pressure was higher than the opening pressure of fractures, a complex and dynamic fracture network was formed with the expansion of natural fractures and the communication of fractured fractures. Unstable water-flooding can give full play to imbibition and displacement, and the change of water injection volume can effectively avoid water channeling and form relatively uniform flooding front. In addition, simulation results show that a significant increase of 18% in cumulative oil production of reservoirs with cyclic water injection compared with water-injection huff and puff. Therefore, transforming the development method into unstable water-flooding can effectively improve the oil production of horizontal wells in fractured tight reservoirs, providing a theoretical reference for optimizing the development of horizontal wells in tight reservoirs.

收稿日期: 2021-08-29; 改回日期: 2021-12-13。

作者简介: 邸士莹 (1982—), 女, 黑龙江大庆人, 2005 年毕业于大庆石油学院石油工程专业, 在读博士研究生, 主要从事致密油藏渗吸机理、非常规油藏开发规律及开发方式研究。E-mail: dishiying_320@163.com。

通信作者: 程时清, E-mail: chengsq973@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金“致密油藏注水诱发微裂缝机理及反演方法”(编号: 11872073)和中国石油战略合作科技专项“鄂尔多斯盆地致密油-页岩油藏工程方法及关键技术研究”(编号: ZLZX2020-02-04-02)联合资助。

Key words: fractured tight reservoir; horizontal well; water-injection huff and puff; dynamic fracture; unstable water-flooding

目前,致密油藏多采用水平井体积压裂的方式开采^[1-4],当地层压力系数较高时,致密油藏水平井经体积压裂后,地层能量充足,产量较高^[5-7]。对于地层压力系数适中的区块,体积压裂后采用衰竭式开发,产量下降很快,重复压裂虽能短期提高产量,但无法长期保持高产。水平井注水吞吐作为一种补充能量的开发方式^[8],早期可以取得一定增油效果,但后期效果变差。目前,长庆油田、延长油田和大庆油田等已经进行了注水吞吐开发致密油藏的试验,但效果普遍较差。对于天然裂缝比较发育的致密油藏,采用水平井压裂投产初期产量较高。体积蓄能压裂或注水吞吐多轮次开采后,地层中的天然裂缝随地层压力升高或降低会扩展或闭合^[9-10]。目前针对致密储层中天然裂缝扩展及延伸的相关研究虽然已取得了一些进展,但并未充分描述裂缝扩展过程。Fan Tianyi 等人^[11]总结了动态裂缝起裂、延伸和趋于闭合的演化规律,认为地层压力升高是动态裂缝起裂的主控因素。Wang Yang 等人^[12]在考虑注水诱导缝内没有支撑剂的情况下,明确了诱发裂缝开启后存储系数与裂缝半长的变化规律。汪洋等人^[13-15]利用动态资料研究了注水诱发微细缝开启扩展的机理,得出了注水过程中温度和压力随储层应力变化的规律。赵思远等人^[16-17]针对鄂尔多斯盆地吴起油田开展注水诱发裂缝试验,该试验表明多次达到破裂压力后,注水会产生诱导裂缝,只有选择适合的注水参数,才能达到最佳的驱油效果。基于学者们得出的注水诱导裂缝扩展机理,可以充分利用裂缝扩展形成的高导流通道,转变开发方式,改善开发效果。吴忠宝等人^[18-20]提出了将低渗透油藏由径向驱替向线性驱替转变、由缩小井距到转变注水开发方式的思想,初步应用效果显著。

以上方法没有考虑致密油藏的岩石力学性质,难以准确描述注水诱导天然裂缝的展布,水驱开发技术也不成熟,不适用于裂缝性致密油藏。笔者根据 Irwin 理论及弹性力学分析了裂缝尖端附近的应力分布,基于注水诱导天然裂缝扩展原理,刻画了裂缝扩展渗透率及地层压力的变化规律,提出将注水吞吐转为周期注水的不稳定水驱开发方式。模拟实例井生产 10 年,预测采收率、累计采油量、压力及剩余油分布情况,探讨此方法的可行性,研究成果对于改善裂缝性致密油藏开发效果具有一定理论意义。

1 裂缝性致密油藏注水吞吐难点

某致密油藏 M 区块属于凝灰岩裂缝性致密油藏,2015 年开始注水吞吐,是目前较大规模的致密油藏水平井注水吞吐试验区。截至 2020 年 9 月,该区块注水吞吐 120 井次,其中 56 口井吞吐 3~6 轮次。该区块大量岩心观察及生产动态特征表明天然裂缝较为发育,裂缝是储层主要渗流通道,但裂缝分布不均匀,油井受效程度不同,单井产能低、递减快。

该区块某典型井 4 轮次吞吐后增油效果变差,特别是第 4 轮吞吐单井产油量低于 100 m³/d。不稳定试井成果表明,注水吞吐过程中在较高压力条件下存在天然裂缝扩展,且裂缝在较长时期内维持开启状态。随地层压力降低,部分裂缝闭合,但现有方法无法全面描述裂缝扩展过程,且现有模型较少考虑岩石力学性质,难以刻画基质、天然裂缝和压裂裂缝渗透率与压力的变化过程。

分析注水吞吐过程中注水诱导天然裂缝扩展与岩石力学的关系,合理利用天然裂缝扩展形成的动态裂缝,是目前裂缝性致密油藏数值模拟需要考虑的难点。

2 注水诱导天然裂缝扩展机理

为了明确注水吞吐过程中注水诱导天然裂缝扩展过程,下面基于岩石力学理论讨论天然裂缝扩展机理。

2.1 基本扩展机理

注水吞吐过程中,高压注水引起地层应力发生变化,地应力增加导致天然裂缝发生扩展。随着注水时间增长,地层压力升高,当地层压力达到裂缝开启压力时,天然裂缝被激活,裂缝扩展并向地层深处延伸。确定天然裂缝开启压力,有助于分析天然裂缝扩展过程。

系统试井可识别天然裂缝是否开启,确定天然裂缝开启压力。根据注水井的系统试井资料绘制注水指示曲线,曲线斜率倒数即为注水井的吸水指数,其反应储层的吸水能力。以某致密油藏 M 和 ND 2 个区块为例,分析地层压力与吸水能力的关系。

M 区块属于凝灰岩裂缝性致密油藏,具有中孔低渗特征,天然裂缝发育,裂缝部分闭合、部分充

填。平均埋深 2 500 m, 地层温度 65.3 ℃, 地层压力系数 1.01, 油层平均有效厚度 35 m, 平均孔隙度 17.7%, 平均渗透率 0.063 mD。ND 区块油藏属于火山岩裂缝性致密油藏, 具有低孔低渗特征, 天然裂缝发育, 平均埋深 1 500 m, 地层温度 40 ℃, 地层压力系数 0.97, 油层平均有效厚度 43 m, 平均孔隙度 9.2%, 平均渗透率 0.066 mD。

2 区块典型井于 2016 年 3 月开始注水吞吐。注水指示曲线存在明显转折, 此时, M 区块地层压力 41.7 MPa, ND 区块地层压力为 35.8 MPa, 其后地层压力开始降低且不再升高 (见 图 1)。天然裂缝开启导致储层平均渗透率增加, 储层吸水能力明显提高。因此, 转折点 a 对应地层压力为天然裂缝开启压力。根据储层地质特征进行数值模拟, 结果表明, 注水期间 M 区块地层压力高于 41.7 MPa、ND 区块高于 35.8 MPa, 天然裂缝开启扩展。

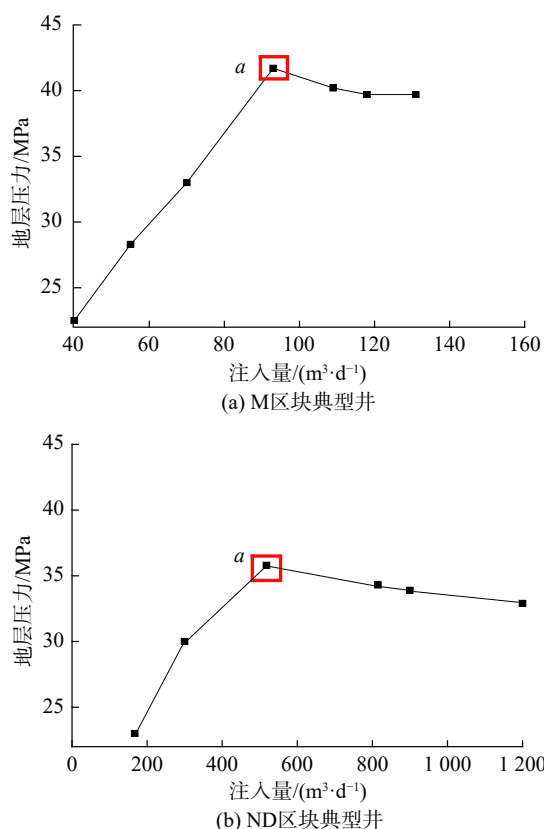


图 1 典型井注水指示曲线

Fig.1 Curve of water-injection indicators for typical wells

注水诱导天然裂缝扩展与岩石的力学性质有密切关系。裂缝的扩展由裂缝尖端开始, 裂缝尖端应力应变场强度的大小决定裂缝能否扩展。根据 Irwin 理论, 裂缝扩展分为张开型、划开型及撕开型。以张开型裂缝为例, 假设一条长为 $2a$ 的直线状

裂缝, 贯穿无限大双向承压平板, 简化油藏裂缝周围应力场构建模型 (见 图 2)。

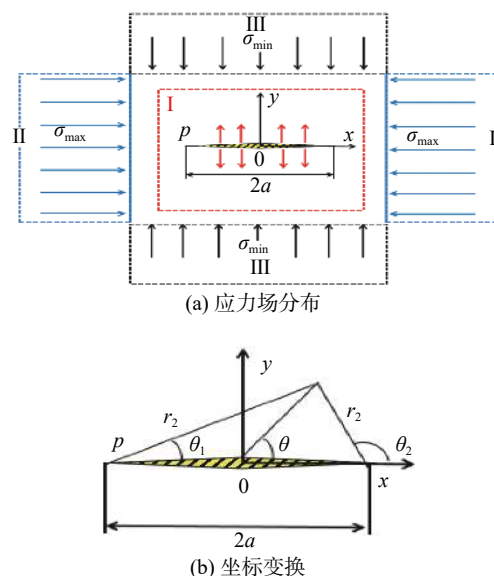


图 2 裂缝端部附近应力场分布

Fig.2 Stress distribution near fracture tips

根据应力叠加原理, 裂缝应力场可视为 I 区、II 区和 III 区 3 种受力状态线性叠加的结果。I 区视为裂缝面受内压 p , 利用坐标变换 (见 图 2), 采用弹性力学复变函数方法求解, I 区裂缝尖端应力场为:

$$\sigma_x = p \frac{r}{a} \left(\frac{a^2}{r_1 r_2} \right) \sin \theta \sin \frac{3}{2} (\theta_1 + \theta_2) - p \left[\frac{r}{(r_1 r_2)^{\frac{1}{2}}} \cos \left(\theta - \frac{\theta_1}{2} - \frac{\theta_2}{2} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

$$\sigma_y = -p \frac{r}{a} \left(\frac{a^2}{r_1 r_2} \right) \sin \theta \sin \frac{3}{2} (\theta_1 + \theta_2) - p \left[\frac{r}{(r_1 r_2)^{\frac{1}{2}}} \cos \left(\theta - \frac{\theta_1}{2} - \frac{\theta_2}{2} \right) - 1 \right] \quad (2)$$

$$\sigma_{xy} = -p \frac{r}{a} \left(\frac{a^2}{r_1 r_2} \right) \sin \theta \cos \frac{3}{2} (\theta_1 + \theta_2) \quad (3)$$

根据断裂力学理论, 可求解 II 区和 III 区的应力场。II 区的应力场为:

$$\sigma_{xII} = \sigma_{\min} \sqrt{\frac{a}{2r_1}} \cos \frac{\theta_1}{2} \left(1 - \sin \frac{\theta_1}{2} \sin \frac{3\theta_1}{2} \right) \quad (4)$$

$$\sigma_{yII} = \sigma_{\min} \sqrt{\frac{a}{2r_1}} \cos \frac{\theta_1}{2} \left(1 + \sin \frac{\theta_1}{2} \sin \frac{3\theta_1}{2} \right) \quad (5)$$

$$\sigma_{xyII} = -\sigma_{\min} \sqrt{\frac{a}{2r_1}} \sin \frac{\theta_1}{2} \cos \frac{\theta_1}{2} \cos \frac{3\theta_1}{2} \quad (6)$$

III 区的应力场为:

$$\sigma_{xIII} = -\sigma_{\max} \quad (7)$$

$$\sigma_{y\text{III}} = \sigma_{xy\text{III}} = 0 \quad (8)$$

叠加简化,可得初始裂缝尖端和整个储层区域的应力场:

$$\sigma_{ij} = AP(t)f_{ij\text{I}}(\theta) + B\sigma_{\min}f_{ij\text{II}}(\theta) + C_{ij}\sigma_{\max} \quad (9)$$

式中: p 为裂缝面受内压, MPa; a 为裂缝半长, m; σ 为裂缝尖端应力, MPa; σ_{\min} 为最小应力, MPa; σ_{\max} 为最大应力, MPa; σ_x , σ_y 和 σ_{xy} 分别为 x 方向、 y 方向、 xy 平面的应力, MPa; r 为裂缝中心控制区极半径, m; r_1 和 r_2 分别为裂缝尖端控制区极半径, m; θ 为以裂缝中心为圆心的区域方位角, ($^\circ$); θ_1 为裂缝一端到圆心的区域方位角, ($^\circ$); θ_2 为裂缝另一端到圆心的区域方位角, ($^\circ$); $f_{ij}(\theta)$ 为方位角分布函数; i 和 j 表示方向, 此处指 x , y 和 xy ; A , B 和 C 为系数; I, II 和 III 为裂缝应力场的 3 个区域。

根据弹性力学理论和岩石破裂准则, 裂缝总是沿着垂直于最小水平主应力的方向起裂。M 区块的最大主应力方向与水平井水平段平行, 最小主应力方向垂直于水平井水平段。

2.2 裂缝扩展规律

为进一步分析致密油藏注水诱导天然裂缝扩展形成复杂缝网过程中, 基质、天然裂缝和压裂裂缝 3 种介质渗透率和压力的变化规律, 根据井组地质模型, 结合动态数据与试井资料, 利用式(9)对 M 区块典型井进行数值模拟。模拟考虑地层压力变化、压敏效应、导流系数动态变化、地质条件等因素, 讨论裂缝尖端应力对渗透率的影响。结果表明, 注水初期, 压裂裂缝渗透率明显高于基质渗透率, 压裂裂缝为主要渗流通道(见图 3)。裂缝内压力随注水量增加而升高。注水 30 d, 缝内压力升至裂缝开启压力, 闭合天然裂缝尖端被激发、扩展, 充填天然裂缝被冲开, 少量天然裂缝扩展, 注入水进入天然裂缝中, 天然裂缝渗透率逐渐升高。注水 50 d, 天然裂缝扩展形成新的渗流空间, 导流能力提高。注水 70 d, 大量天然裂缝扩展、延伸并相互沟通, 形成高导流的动态裂缝通道。注水 90 d, 天然裂缝继续延伸, 沟通压裂裂缝, 形成复杂缝网, 天然裂缝及压裂裂缝的渗透率趋于稳定。

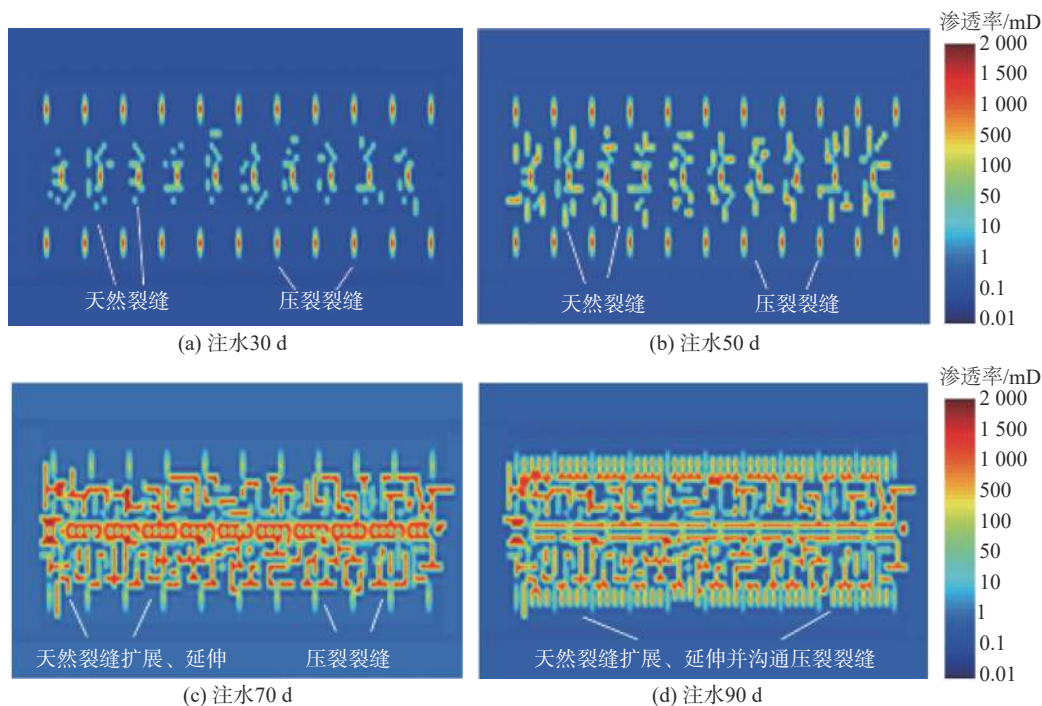


图 3 裂缝扩展渗透率模拟结果

Fig.3 Simulation results for fracture propagation permeability

注水诱导天然裂缝扩展主要受压裂缝内压力、天然裂缝发育程度的影响。基于上述模型, 模拟基质压力、天然裂缝和压裂缝内压力随注水时间的变化, 结果见图 4。由图 4 可以看出: 基质压力及天然裂缝内压力明显低于压裂缝内压力; 基质压力在注

水时间短于 30 d 时快速升高, 长于 30 d 后升高速度减缓, 这是由于注水初期天然裂缝内的填充物被冲刷, 少量天然裂缝扩展, 使基质压力升高速度减缓; 注水时间长于 50 d, 基质压力开始降低, 这是因为天然裂缝开启并扩展, 被充填的天然裂缝被冲开, 吸水空

间增加;注水时间达到 70 d, 基质压力不再降低, 此后天然裂缝缝内压力与基质压力变化趋势一致;注水时间达到 90 d, 基质压力、天然裂缝和压裂裂缝缝内压力差别较大, 但变化趋势一致, 天然裂缝延伸并沟通压裂裂缝, 形成高导流复杂缝网。

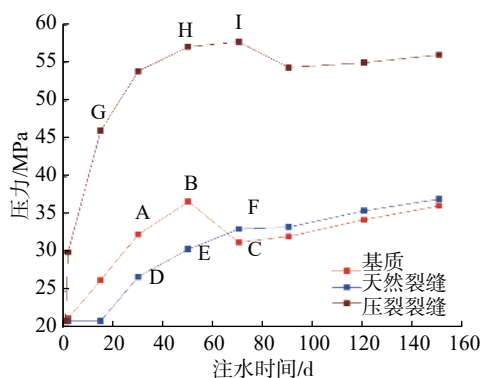


图 4 3 种介质压力随注水时间的变化

Fig.4 Pressure changes with water injection time in 3 media

3 不稳定水驱原理

注水诱导天然裂缝扩展形成了高导流的动态缝网, 对不稳定水驱有积极意义。从油藏角度分析, 注入水沿裂缝扩展方向发生线性驱替作用(见图 5); 从宏观尺度分析, 天然裂缝扩展后, 线性驱替作用占主导地位, 主要沿井间扩展的天然微细缝线性向前驱替(见图 5), 这种有效驱替通道为转变开发方式提供了基础。

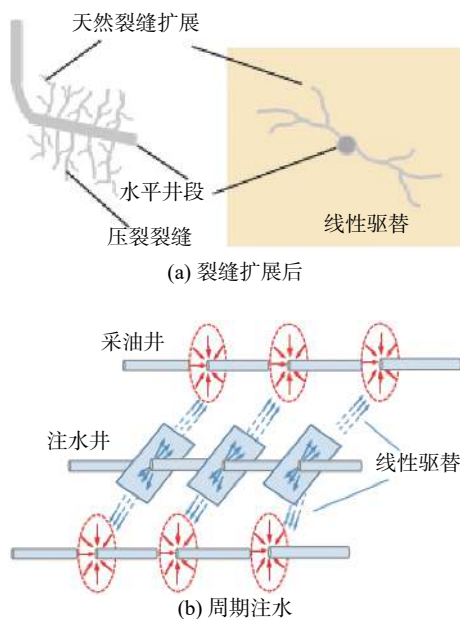


图 5 裂缝扩展后线性驱替作用示意

Fig.5 Linear displacement after fracture propagation

周期注水是不稳定水驱的一种, 其与注水吞吐主要不同点是: 注水吞吐多轮次后, 注入水在致密油藏中的推进速度变得较为缓慢, 井间部分区域的原油未能被波及; 而在周期注水期间, 注水诱导天然裂缝扩展形成复杂缝网, 注入水在毛管力作用下通过渗吸置换储层中的原油, 使原油进入裂缝通道, 并在下一个周期注入水驱替作用下流向采油井, 达到有效驱油的目的。

周期注水过程中, 初期注水量较高导致地层压力升高, 井间地层大量裂缝开启, 为预防裂缝继续延伸, 不宜采用常规恒定注入量周期注水, 需在每个注水单位周期内适度降低注入量, 防止裂缝无序扩展(见图 6)。

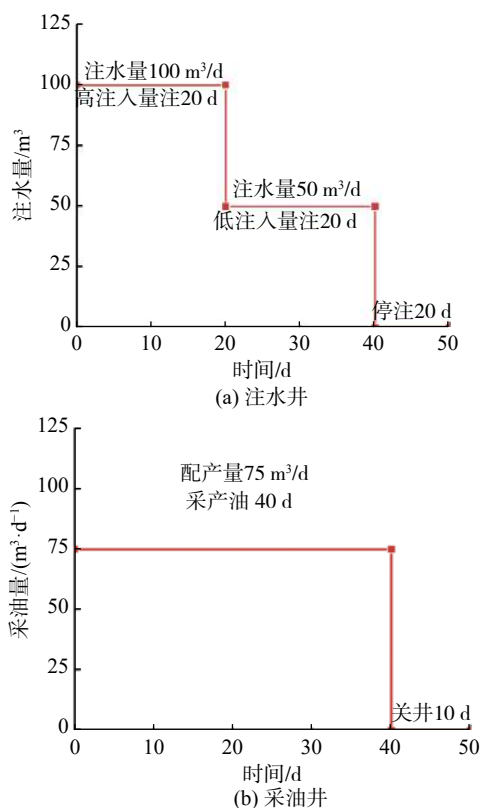


图 6 周期注水单位周期内工作制度

Fig.6 Work system of cyclic water injection within a unit cycle

随注水量降低, 原油不断采出, 储层流体压力逐渐降低, 作用在裂缝和基质上的有效应力随之增加, 岩石体积被压缩, 缝网导流能力降低, 部分裂缝发生闭合, 避免水窜发生。

4 模拟实例

以某致密油藏 M 区块为例, 考虑注水诱导天然

裂缝扩展,模拟转化为周期注水后的采收率、累计采油量、地层平均压力、剩余油分布的变化。

为优化周期注水开发方式,根据该区块储层特点,设置注入时间为20,30和40 d,停注时间为10,20和30 d,注入量为 $100\sim 300\text{ m}^3/\text{d}$ 。模拟结果表明,注入量大于 $100\text{ m}^3/\text{d}$ 时,水平井间出现明显水窜现象(见图7)。当注入量设置为 $100\text{ m}^3/\text{d}$ 时,井底压力达到裂缝开启压力 41.7 MPa (低于地层破裂压力 60 MPa),2口采油井以配产 $50\text{ m}^3/\text{d}$ 生产10年。

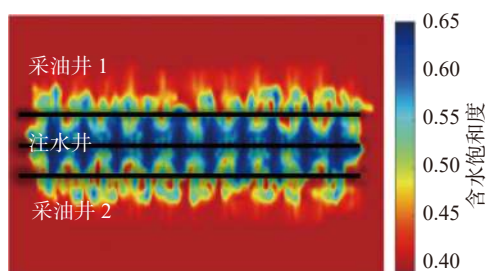


图7 含水饱和度模拟结果

Fig.7 Simulation results of water saturation

结合现场实际数据,基于上述模型,设计了9种配产配注方案。模拟设置高注入量为 $100\text{ m}^3/\text{d}$,注入时间分别为20,30和40 d;设置低注入量为 $50\text{ m}^3/\text{d}$,注入时间分别为20,30和40 d;设置采油时间为40,60和80 d,停注时间为10,20和30 d(见表1)。

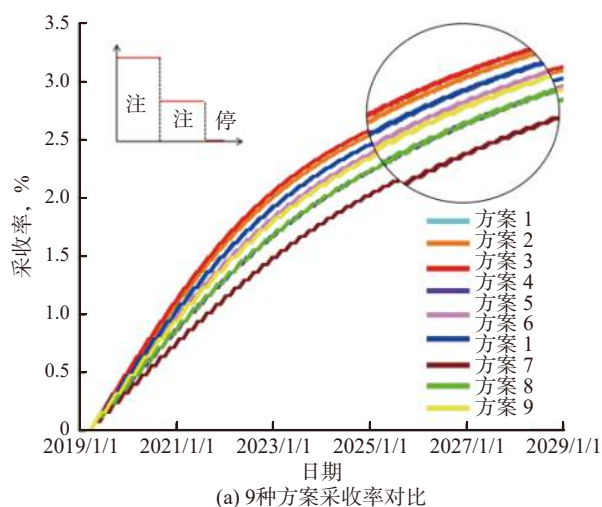
表1 9种周期注水方案

Table 1 9 schemes of cyclic water injection

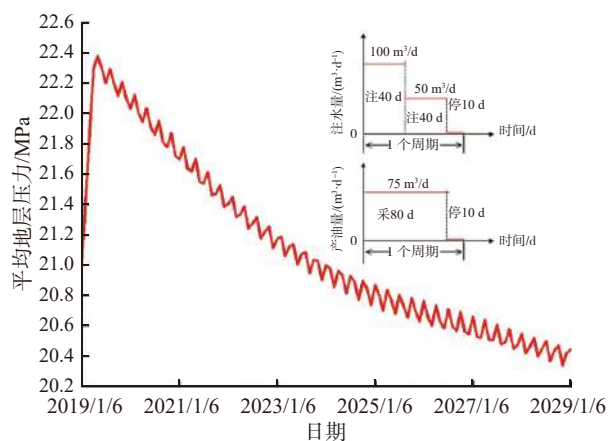
方案	高注入量注入 时间/d	低注入量注入 时间/d	停注时间/ d	采油时间/ d
1	20	20	10	40
2	30	30	10	60
3	40	40	10	80
4	20	20	20	40
5	30	30	20	60
6	40	40	20	80
7	20	20	30	40
8	30	30	30	60
9	40	40	30	80

对比9种周期注水方案的采收率,方案3的采收率最高,为3.13%,该方案的累计采油量最高,预测典型井组1的10年累计采油量为 $11.56\times 10^4\text{ m}^3$,工作制度为:以 $100\text{ m}^3/\text{d}$ 注水量注40 d后,注水量降至 $50\text{ m}^3/\text{d}$,再注40 d,停注10 d,采油井以 $75\text{ m}^3/\text{d}$ 配产生产80 d,关井10 d。前期注水诱导天然裂缝扩展时平均地层压力升至 22 MPa ,预测

10年后降至 20 MPa ,地层压力仍然保持较高水平(见图8)。



(a) 9种方案采收率对比



(b) 方案3平均地层压力

图8 不同方案下生产模拟结果

Fig.8 Simulation results of production under different development schemes

预测典型井组2的10年累计采油量为 $12.84\times 10^4\text{ m}^3$ (见图9),前期注水诱导天然裂缝扩展时平均地层压力升至 24 MPa ,预测10年后降至 19 MPa (见图9),地层压力仍然保持较高水平。

模拟井组地层压力仍然较高,说明采油井生产10年后能量仍然充足。采油井附近地层剩余油饱和度比较低,这表明采用周期注水方式后,剩余油充分动用(见图10)。

为进一步说明周期注水的优势,模拟典型井组2以注水吞吐方式开发10年(模拟1)和注水吞吐4轮次后转变为周期注水开发并继续生产至10年(模拟2)的情况。由模拟结果发现:模拟1第4轮次后累计采油量增加幅度降低,10年累计采油量为 $10.85\times 10^4\text{ m}^3$;模拟2转为周期注水后继续生产至

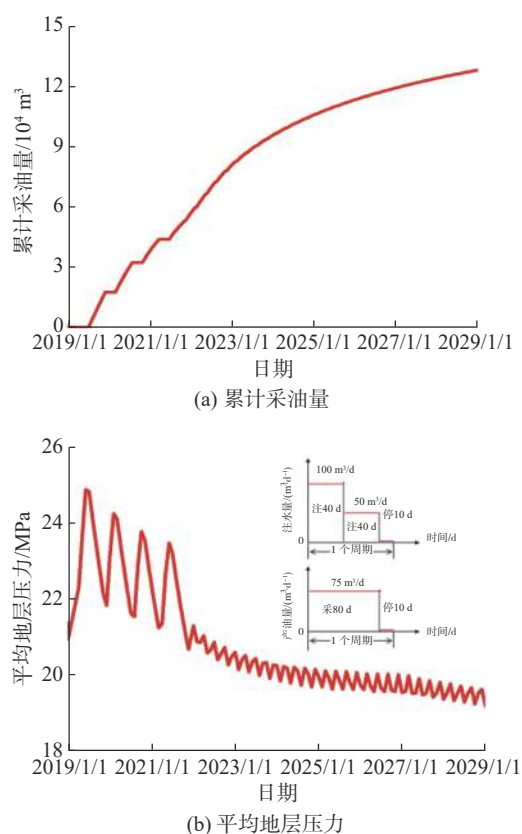


图 9 采用方案 3 某典型井组周期注水模拟结果

Fig. 9 Simulation results of cyclic water injection for a typical well group with Scheme 3

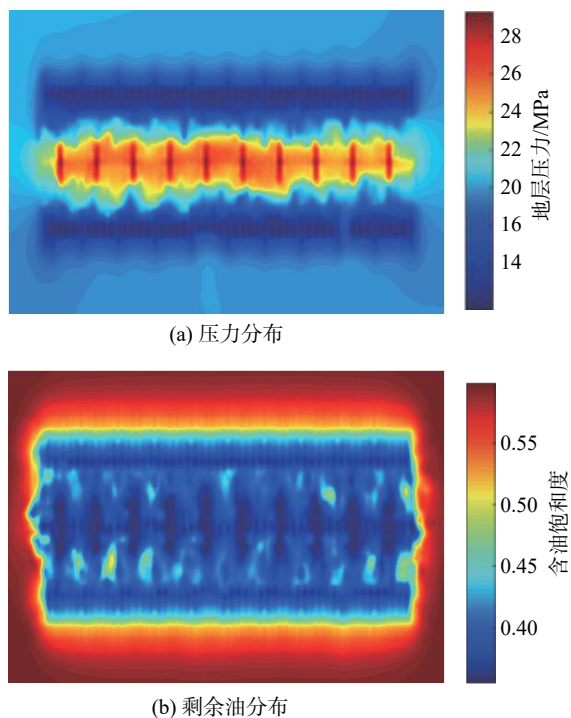


图 10 某典型井组周期注水生产模拟结果

Fig. 10 Simulation results of cyclic water injection production in a typical well group

10 年的累计采油量为 $12.84 \times 10^4 \text{ m}^3$ (见图 11), 与模拟 1 相比提高约 18%, 开发效果得到改善。周期注水充分利用了注水诱导天然裂缝形成的高导流能力通道, 大幅增加了注入水的波及面积, 提高了采油量。

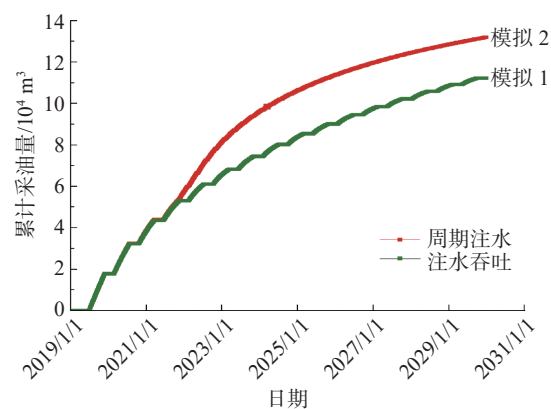


图 11 2 种开采制度累计采油量对比

Fig. 11 Comparison of cumulative oil production of 2 development systems

5 结 论

1) 针对裂缝性致密油藏多轮次吞吐后单井产能低、递减快等问题, 基于注水诱导天然裂缝扩展机理和断裂力学原理, 刻画了裂缝长度和导流能力的变化规律, 模拟了不同注采方式的开发效果, 发现不稳定水驱相比于注水吞吐有一定优势。

2) 注水初期压裂缝缝内压力远高于基质及天然微细裂缝缝内压力, 随注水时间增长, 天然裂缝的导流能力逐渐增大, 最后与基质压力及压裂缝缝内压力变化趋势一致, 形成复杂动态缝网, 为建立有效驱替系统提供了基础。

3) 采用周期注水的不稳定水驱开发方式, 能够充分动用剩余油、发挥渗吸和驱替作用。适度降低注水单位周期内注入量, 可有效防止裂缝无序扩展与水窜。相比于采用注水吞吐方式, 其累计采油提高约 18%, 开发效果改善明显。转变开发方式, 可有效提高裂缝性致密油藏水平井产油量, 对改善此类油藏的开发效果具有一定理论意义。

参 考 文 献

References

- [1] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum

- Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015–1026.
- [2] 丁士东, 赵向阳. 中国石化重点探区钻井完井技术新进展与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(4): 11–20.
DING Shidong, ZHAO Xiangyang. New progress and development suggestions for drilling and completion technologies in Sinopec key exploration areas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(4): 11–20.
- [3] 张映红, 路保平, 陈作, 等. 中国陆相致密油开采技术发展策略思考[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 1–6.
ZHANG Yinghong, LU Baoping, CHEN Zuo, et al. Technical strategy thinking for developing continental tight oil in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 1–6.
- [4] 李阳. 中国石化致密油藏开发面临的机遇与挑战[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(5): 1–6.
LI Yang. Opportunities and challenges for Sinopec to develop tight oil reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(5): 1–6.
- [5] 李国欣, 覃建华, 鲜成钢, 等. 致密砾岩油田高效开发理论认识、关键技术与实践: 以准噶尔盆地玛湖油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1185–1197.
LI Guoxin, QIN Jianhua, XIAN Chenggang, et al. Theoretical understandings, key technologies and practices of tight conglomerate oilfield efficient development: a case study of the Mahu Oilfield, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1185–1197.
- [6] 李洪, 李治平, 王香增, 等. 表面活性剂对低渗透油藏渗吸敏感因素的影响[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(5): 100–103.
LI Hong, LI Zhiping, WANG Xiangzeng, et al. The effect of surfactants on imbibition-sensitive factors of low-permeability reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(5): 100–103.
- [7] 赵振峰, 李楷, 赵鹏云, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油体积压裂技术实践与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 85–91.
ZHAO Zhenfeng, LI Kai, ZHAO Pengyun, et al. Practice and development suggestions for volumetric fracturing technology for shale oil in the Ordos Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 85–91.
- [8] 马剑, 黄志龙, 钟大康, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷二叠系条湖组凝灰岩致密储集层形成与分布[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(5): 714–722.
MA Jian, HUANG Zhilong, ZHONG Dakang, et al. Formation and distribution of tuffaceous tight reservoirs in the Permian Tiaohu Formation in the Malang Sag, Santanghu Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 714–722.
- [9] 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.
- [10] 严瑾, 程时清, 郑荣臣, 等. 确定压裂裂缝部分闭合的现代产量递减分析方法及应用[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(6): 787–793.
YAN Jin, CHENG Shiqing, ZHENG Rongchen, et al. Development and application of the modern production decline analysis method in consideration of partial closure of hydraulic fracture[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(6): 787–793.
- [11] FAN Tianyi, SONG Xinmin, WU Shuhong, et al. A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 541–547.
- [12] WANG Yang, CHENG Shiqing, ZHANG Kaidi, 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[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2019, 130: 668–679.
- [13] WANG Yang, CHENG Shiqing, ZHANG Kaidi, et al. Pressure-transient analysis of water injectors considering the multiple closures of waterflood-induced fractures in tight reservoirs: case studies in Changqing Oilfield, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 643–653.
- [14] 许锋, 姚约东, 吴承美, 等. 温度对吉木萨尔致密油藏渗吸效率的影响研究[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 100–104.
XU Feng, YAO Yuedong, WU Chengmei, et al. Effect of temperature on the imbibition efficiency of the Jimusar tight oil reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 100–104.
- [15] 何吉祥, 徐有杰, 高阳, 等. 裂缝性致密油藏多级压裂水平井试井模型[J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 241–246.
HE Jixiang, XU Youjie, GAO Yang, et al. Well test model of multi-stage fractured horizontal well in fractured tight reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 241–246.
- [16] 赵思远, 贾自力, 吴长辉, 等. 低渗透油藏注水诱发裂缝实验研究: 以鄂尔多斯盆地吴起吴仓堡长9油藏为例[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 73–79, 89.
ZHAO Siyuan, JIA Zili, WU Changhui, et al. Experimental study on waterflood induced fractures simulation in low permeability reservoir: a case study from Chang 9 reservoir in Wuqi Wucangpu, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 73–79, 89.
- [17] 孟勇, 贾庆升, 张濂源, 等. 东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 130–138.
MENG Yong, JIA Qingsheng, ZHANG Liaoquan, et al. Research on interlayer interference and the fracture propagation law of shale oil reservoirs in the Dongying Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 130–138.
- [18] 吴忠宝, 李莉, 张家良, 等. 低渗透油藏转变注水开发方式研究: 以大港油田孔南 GD6X1 区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 105–111.
WU Zhongbao, LI Li, ZHANG Jialiang, et al. Research on transformation of waterflooding development mode in low permeability oil reservoirs: taking GD6X1 Block of Kongnan in Dagang Oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 105–111.
- [19] 康毅力, 田键, 罗平亚, 等. 致密油藏提高采收率技术瓶颈与发展策略[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 467–477.
KANG Yili, TIAN Jian, LUO Pingya, et al. Technical bottlenecks and development strategies of enhancing recovery for tight oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 467–477.
- [20] 王增林, 鲁明晶, 张濂源, 等. 东营凹陷陆相页岩油强化缝网改造生产制度优化研究[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 71–77.
WANG Zenglin, LU Mingjing, ZHANG Liaoquan, et al. Production system optimization for enhanced fracture network stimulation in continental shale oil reservoirs in the Dongying Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 71–77.