引用格式:康少飞,蒲春生,蒲景阳,等.致密油藏暂堵强化注水吞吐及暂堵分流数学模型研究[J].油气地质与采收率,2023,30 (4):173-182.

KANG Shaofei, PU Chunsheng, PU Jingyang, et al.Investigation of temporary plugging enhancing water injection huff and puff and its mathematical model of temporary plugging and diversion in tight oil reservoirs[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(4):173-182.

致密油藏暂堵强化注水吞吐及 暂堵分流数学模型研究

康少飞1,蒲春生1,蒲景阳1,王 凯1,黄飞飞2,樊 乔1

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580; 2.延安大学石油工程与环境工程学院,陕西延安 716000)

摘要:为了提高压裂改造规模较小、裂缝网络渗透率较低、储量丰富压裂段的采收率,提出暂堵强化注水吞吐工艺,即通过在注水吞吐的注入阶段注入暂堵剂溶液扩大注入水的波及面积,从而改善多轮次后水平井注水吞吐开发效果。首先通过并联不同 开度造缝岩心,对比分析注水吞吐和暂堵强化注水吞吐对不同开度造缝岩心样品原油的动用程度;之后,在暂堵剂滤饼封堵特 性实验的基础上,建立考虑井筒变质量流的水平井暂堵分流数学模型并分析暂堵剂质量浓度和注入速度对分流效率的影响。 研究结果表明,暂堵强化注水吞吐使得大、小开度造缝岩心样品采收率分别提高了3.46%和1.71%,可有效改善注水吞吐开发 效果;根据通过暂堵剂滤饼的压降与注入时间的关系确定滤饼阻力系数为1.13×10⁸ m²;暂堵剂质量浓度越高,注入速度越高, 分流效率越高。

关键词:致密油藏;注水吞吐;暂堵剂;滤饼阻力系数;暂堵分流数学模型
 文章编号:1009-9603(2023)04-0173-10
 中图分类号:TE357.6
 DOI:10.13673/j.pgre.202208037
 文献标识码:A

Investigation of temporary plugging enhancing water injection huff and puff and its mathematical model of temporary plugging and diversion in tight oil reservoirs

KANG Shaofei¹, PU Chunsheng¹, PU Jingyang¹, WANG Kai¹, HUANG Feifei², FAN Qiao¹

(1.School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2.School of Petroleum Engineering and Environmental Engineering, Yan'an University, Yan'an City, Shaanxi Province, 716000, China)

Abstract: In order to enhance oil recovery in fracturing sections with a small fracturing scale, low fracture network permeability, and abundant reserves, the temporary plugging enhancing water injection huff and puff technology is proposed. The technology expands the swept area of injected water by injecting temporary plugging agents during water injection huff and puff, thus improving the water injection huff and puff development effect of horizontal wells after several cycles. In this paper, core samples with different fracture apertures are connected in parallel to comparatively analyze the producing ratio of the crude oil in the core samples with different fracture apertures during water injection huff and puff and puff. Then, experiments are carried out to explore the plugging characteristics of filter cake of the temporary plugging agents, and a mathematical model of temporary plugging and diversion for horizontal wells is established by considering the variable mass flow in the wellbore, so as to study the influence of temporary plugging agents' mass concentration and injection rate on diversion efficiency. Results show that temporary plugging enhancing water injection huff and puff and puff can enhance oil recovery of the core samples with a

收稿日期:2022-08-20。

作者简介:康少飞(1995—),男,陕西咸阳人,在读博士研究生,从事致密油藏水平井注水补充能量方面的研究。E-mail:Kangshaofei2020@ 163.com。

通信作者:蒲春生(1959—),男,四川广安人,教授,博士。E-mail:chshpu@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目"低频人工地震波复合泡沫驱协同增效机理研究"(51904320),陕西省自然科学基础研究计划项目"致密油 藏二氧化碳微乳液渗吸增能微观机理研究"(2023-JC-QN-0540),陕西省教育厅自然科学专项项目"鄂尔多斯致密油藏黏弹性二氧化碳微乳压 裂液构筑机理研究"(22JK0621)。 large fracture aperture and a small fracture aperture by 3.46% and 1.71%, respectively, thus improving the development effect of the water injection huff and puff. According to the relationship between the pressure drop through the filter cake of the temporary plugging agents and the injection time, the drag coefficient of the filter cake is determined to be 1.13×10^8 m⁻². In addition, higher temporary plugging agents' mass concentration and injection rate indicate higher diversion efficiency.

Key words: tight oil reservoir; water injection huff and puff; temporary plugging agent; drag coefficient of filter cake; mathematical model of temporary plugging and diversion

致密油藏作为重要的石油接替资源,普遍采用 水平井多级压裂衰竭式开发[1-9]。由于地层能量亏 空,水平井产量递减快,一次采收率低,通常小于 10%[10-14]。因此,如何有效补充地层能量成为致密 油藏水平井高效开发的关键。研究表明,注水吞吐 是致密油藏水平井开发的一种重要的补充地层能 量方法[15-20]。然而,多轮次吞吐后,水平井产量下降 严重。此外,由于水平井各压裂段的压裂规模和裂 缝网络渗透率差异,仍有大量剩余油残存在储层中 无法有效采出。近年来相关学者提出利用水平井 缝间异步注采技术来改善水平井目标压裂段的开 发效果[21-27]。但是,由于该工艺操作过程复杂、风险 高和成本高等缺点,目前矿场应用较少。已有研究 表明,注水吞吐的累积产油量与注水量之间存在正 相关关系[28-30]。因此,通过调整压裂段之间的流量 分布,可以提高改造规模较小、裂缝网络渗透率较 低压裂段的注水吞吐采收率,进一步改善多轮次后 注水吞吐开发效果。颗粒暂堵剂是目前最常用的 分流技术,其主要通过在高渗透区域形成低渗透滤 饼,从而将注入水分流到低渗透区域。由于其自身 可完全降解且不会对地层造成伤害,被广泛应用于 基质酸化和压裂处理[31-40]。目前关于暂堵剂封堵特 性和数学模型开展了大量的研究^[41-45]。其中DOER-LER 等1987年建立的考虑暂堵剂注入速度和浓度 的暂堵剂封堵特性模型目前应用较广^[43]。鉴于以 上分析,提出暂堵强化注水吞吐工艺,即通过在注 水吞吐注入阶段注入暂堵剂溶液调节各压裂段的 吸水能力,扩大注入水的波及面积,从而提高改造 规模较小、裂缝网络渗透率低、储量丰富压裂段采 收率和注入水的换油率,改善多轮次后注水吞吐开 发效果。

以鄂尔多斯盆地延长组富县长8致密砂岩样品 为例,首先借助核磁共振技术,通过并联不同开度 造缝岩心来模拟不同裂缝网络渗透率压裂段,研究 注水吞吐和暂堵强化注水吞吐对不同开度造缝岩 心样品的原油动用程度。进一步在暂堵剂封堵特 性实验的基础上,建立多级压裂水平井暂堵分流数 学模型,并分析暂堵剂质量浓度和注入速度对分流 效率的影响,从而为暂堵剂段塞优化以及暂堵强化 注水吞吐方案设计提供一定理论指导。

1 实验部分

1.1 实验材料及设备

实验样品取自鄂尔多斯盆地延长组富县长8致 密储层,岩心长度为4.60~6.20 cm,直径约为2.50 cm,基本参数如表1所示。实验用水为模拟地层 水,矿化度约为14 300 mg/L,水型为CaCl₂型,pH值 为7.4。实验用油由富县长8脱气原油与煤油按体 积比为2:1配制而成,50 ℃时密度为0.814 g/cm³,黏 度为1.24 mPa·s。实验用Frd-1暂堵剂为淡黄色粉 末,粒度小于80 μm,在水中可以自由分散,油溶率 大于95%。

表1 岩心样品基本参数 Table1 Basic parameters of core samples

		1	1	
岩心编号	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/mD	实验
1	3.530	6.44	0.181	计业天山
2	3.100	11.26	0.036	往水谷吐
3	2.854	10.38	0.105	暂堵强化
4	2.836	6.87	0.052	注水吞吐

实验设备主要包括吞吐实验装置(图1)和暂堵 剂滤饼封堵特性实验装置(图2)。



Fig.1 Huff and puff equipment

1.2 实验步骤

1.2.1 吞吐实验

通过并联不同开度造缝岩心样品来模拟不同



图2 暂堵剂滤饼封堵特性实验装置

Fig.2 Equipment for plugging characteristic experiment of filter cake of temporary plugging agents

裂缝网络渗透率压裂段,对比分析2种吞吐方式对 不同开度造缝岩心样品的原油动用程度。实验步 骤主要包括:①岩心钻取、洗油和劈裂造缝。②抽 真空饱和油。③利用核磁共振设备测定饱和油岩 心样品的T2谱分布。④在2号岩心裂缝面均匀铺置 60目石英砂,并将其放入其中一个岩心夹持器,用 于模拟裂缝网络渗透率较高压裂段;此外,将1号造 缝岩心直接放入另一个岩心夹持器,用于模拟裂缝 网络渗透率较低压裂段。⑤设置围压为20 MPa,以 3 mL/min的注入速度注入模拟地层水(加入20 000 mg/L MnCl₂)直至注入压力升至10 MPa停泵,记录 注入体积,关闭岩心夹持器入口端阀门焖井48 h。 ⑥焖井结束后,打开出口阀门,待压力表压力降为0 且岩心夹持器出口端不再出液稳定2h后取出岩 心,测试吞吐后岩心的弛豫时间T2谱。

取3号和4号造缝岩心按步骤④—⑥进行暂堵 强化注水吞吐实验,与注水吞吐实验不同的是在步 骤⑤之前注入暂堵剂溶液。由于吞吐注入阶段注 入水主要进入大开度造缝岩心样品,考虑到2号岩 心和4号岩心的长度差别不大,因此保持暂堵强化 注水吞吐实验与注水吞吐实验的注入量相同。在 暂堵剂溶液注入过程中,保持出口阀门打开,以3 mL/min的恒定速度注入,待4号造缝岩心样品(大 开度造缝岩心样品)出口流量明显降低时停泵,记 录注入岩心内的暂堵剂溶液体积。之后,关闭出口 阀门,以3 mL/min的注入速度注入模拟地层水,直 至暂堵剂溶液与注入水体积之和与注水吞吐注入 体积相等时停泵焖井48h。然后继续步骤⑥。

1.2.2 暂堵剂滤饼封堵特性实验

首先对直径为25 mm,长度为400 mm的填砂 管填充60目的石英砂并压实,垂直放置。然后对填 砂管驱替饱和模拟地层水,并测量其渗透率。将准 备好的质量浓度为300g/L的暂堵剂溶液以恒定速 度注入填砂管,实验过程记录暂堵剂溶液注入时间 和填砂管入口端注入压力和压力监测口两处压力 差。实验结束后,通过对填砂管注入模拟油进行解 堵。然后,测量填砂管渗透率。改变暂堵剂溶液注 入速度,分别以2,3和5mL/min的注入速度进行实 验。

1.3 结果分析

1.3.1 暂堵强化注水吞吐与注水吞吐效果对比

通过对比吞吐前后岩心样品T₂谱分布(图3)的 面积差异可以得到各岩心样品的吞吐采收率(图 4)。结果表明:对于注水吞吐和暂堵强化注水吞吐 实验,大开度造缝岩心样品的采收率均高于小开度 造缝岩心样品的采收率。这是由于大开度造缝岩 心样品渗流阻力小,裂缝与基质接触面积大,大量 的注入水进入其中,渗吸排油几率高导致的。相比 于注水吞吐,暂堵强化注水吞吐后不同开度造缝岩 心的采收率均得到提高,累积提高5.17%,其中小开 度造缝岩心样品提高了1.71%,大开度造缝岩心样 品提高了3.46%。分析认为,暂堵剂溶液的注入使 得不同开度造缝岩心样品的裂缝均得到一定程度 的封堵,两者之间的裂缝渗透率差异减小,进液量 逐渐均衡。此外,暂堵剂溶液的注入使得后续注水 过程注入压力增加,岩心端面受到的流体压力增 加。小开度造缝岩心样品的进液量增加一方面使 得岩心样品裂缝开度增加,裂缝与基质接触面积增 大,渗吸排油几率增加,另一方面使得缝内流体压 力增加,强化了渗吸采油作用。因此,暂堵后小开 度造缝岩心样品吞吐采收率得到提高。对于大开 度造缝岩心样品,暂堵剂溶液的注入虽然使得其进 液量降低,但由于岩心端面的流体压力增加,强化 了渗吸排油作用,因此暂堵后大开度造缝岩心样品 吞吐采收率也得到提高。由此可见,暂堵强化注水 吞吐可以有效改善裂缝网络渗透率较低压裂段的 开发效果,并对裂缝网络渗透率较高压裂段采收率 的提高有一定积极作用。

1.3.2 暂堵剂滤饼封堵特性

由不同注入速度下通过暂堵剂滤饼的压降与 注入时间的关系(图5)可以看出,在暂堵剂溶液开 始注入阶段通过滤饼的压降变化较小,注入后期通 过滤饼的压降与注入时间呈现近似线性关系。通 过拟合注入后期数据可以得到不同注入速度下通 过暂堵剂滤饼的压降与注入时间的线性关系系数, 分别为0.0016,0.0044和0.0115。

HILL等假设暂堵剂形成的滤饼不可压缩,流体









在其中的渗流满足达西定律,因此通过暂堵剂滤饼 的压降可以表示为^[34]:

$$\Delta p_{\text{cake}} = \frac{Q_{\text{cake}} \mu_{\text{cake}} L_{\text{cake}}}{K_{\text{cake}} A} \tag{1}$$

暂堵剂滤饼厚度随着暂堵剂溶液的注入而不





断增加,其与暂堵剂溶液注入体积之间存在的关系为:

$$L_{\rm cake} = \frac{C_{\rm f} V}{\rho_{\rm cake} \left(1 - \phi_{\rm cake}\right) A}$$
(2)

联立(1)式和(2)式可得:

$$\Delta p_{\text{cake}} = \frac{Q_{\text{cake}} \mu_{\text{cake}}}{K_{\text{cake}} A} \frac{C_{\text{f}} V}{\rho_{\text{cake}} \left(1 - \phi_{\text{cake}}\right) A}$$
(3)

由于暂堵剂滤饼极薄,厚度几乎无法得到,因此 K_{cake} 和 φ_{cake} 难以独立得到,定义滤饼阻力系数 为^[34]:

$$\alpha = \frac{1}{\left(1 - \phi_{\text{cake}}\right)K_{\text{cake}}} \tag{4}$$

因此通过暂堵剂滤饼的压降满足:

$$\Delta p_{\text{cake}} = \alpha \frac{\mu_{\text{cake}}}{\rho_{\text{cake}}} \frac{Q_{\text{cake}}}{A} C_{\text{f}} \frac{V}{A}$$
(5)

由于*V=Q*_{cake}t,因此有:

$$\Delta p_{\rm cake} = \alpha \frac{\mu_{\rm cake}}{\rho_{\rm cake}} \left(\frac{Q_{\rm cake}}{A}\right)^2 C_{\rm f} t \tag{6}$$

根据实验得到通过暂堵剂滤饼的压降与注入 时间的线性关系系数,确定α为1.13×10⁸,1.12×10⁸, 1.14×10⁸ m⁻²,可以看出不同注入速度下滤饼阻力系 数接近,因此α取平均值1.13×10⁸ m⁻²。

2 暂堵分流数学模型建立及求解

2.1 暂堵分流数学模型建立

2.1.1 井筒变质量流

多级压裂水平井井筒流体流动模型如图6所示。根据SU等的水平井井筒变质量流模型,水平井各压裂段的注入压力可以通过射孔区域的沿程 摩阻压降、未射孔区域的沿程摩阻压降和加速度压 降计算得到,即^[46]:



其中井筒壁面摩擦压降(包括射孔区域的沿程

摩阻压降和未射孔区域的沿程摩阻压降)可以通过 the Darcy-Weisbach方程得到^[47]:

$$\Delta p = f_i \frac{\Delta L}{D} \frac{\rho u_i^2}{2} \tag{8}$$

未射孔区域井筒井壁摩擦因子f_{wall}和射孔区域 井筒井壁摩擦因子f_{perf}的计算式分别为^[46,48]:

$$\frac{1}{\sqrt{f_{\text{wall}}}} = -1.8 \left[\log \frac{6.9}{Re} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7D}\right)^{1.11} \right]$$
(9)

$$\sqrt{\frac{8}{f_{\text{perf}}}} = 2.5 \ln\left(\frac{Re}{2} \sqrt{\frac{f_{\text{perf}}}{8}}\right) + B - \frac{\Delta u}{u^*} - 3.75 (10)$$

其中[49]:

$$B = \sqrt{\frac{8}{f_{\text{wall}}} - 2.5 \ln\left(\frac{Re}{2}\sqrt{\frac{8}{f_{\text{wall}}}}\right) + 3.75 \quad (11)$$

$$\frac{\Delta u}{u^*} = A_1 \times \frac{d_p}{D} \times \frac{n_p}{A_2}$$
(12)

不同射孔参数下的经验值*A*₁和*A*₂可以根据文 献[5]中的表1确定^[50]。

基于动量守恒原理,加速度压降可以通过每个 流动区域上下游的平均流速*u_{i+1}和u_i*计算:

$$\Delta p_{\rm acci} = \rho \left(u_{i+1}^2 - u_{i-1}^2 \right)$$
(13)

综上:

$$p_{i} = p_{w} - \sum_{i=1}^{n} f_{walli} \frac{\Delta l_{i}}{D} \frac{\rho u_{i}^{2}}{2} - \sum_{i=1}^{n} f_{perfi} \frac{\Delta L_{i}}{D} \frac{\rho u_{2i}^{2}}{2} - \sum_{i=2}^{i} \rho \left(u_{i+1}^{2} - u_{i-1}^{2} \right)$$
(14)

2.1.2 压裂段内渗流

假设水平井各压裂段裂缝高度等于油藏厚度, 裂缝对称分布,流体在压裂段内的流动遵循达西定 律。水平井各压裂段的渗流可以简化为远离井筒 的线性流和靠近井筒的径向流(图7)。



靠近井筒的半径为*h*/2的径向流产生的压降满 足:

$$p_{i} - p_{\frac{h}{2}} = \frac{q\mu}{2\pi K_{i}b} \ln \frac{h}{2r_{w}}$$
(15)

远离井筒线性流产生的压降满足:

$$p_{\frac{h}{2}} - p_{e} = \frac{q\mu\left(x_{f} - \frac{h}{2}\right)}{2K_{f}bh}$$
(16)

(15)式和(16)式联立可得压裂段的流量:

$$q = \frac{2\pi K_{\rm f} b\left(p_i - p_e\right)}{\mu \left[\frac{\pi \left(x_{\rm f} - \frac{h}{2}\right)}{h} + \ln \frac{h}{2r_{\rm w}}\right]}$$
(17)

每个压裂段流量之和等于总的注入液量 Q_i : $\sum q_i = Q_i$ (18)

2.1.3 考虑暂堵剂溶液注入的水平井压裂段内渗流

暂堵剂滤饼封堵特性实验结果表明通过暂堵 剂滤饼的压降与暂堵剂累积注入体积密切相关。 为了考虑暂堵剂溶液注入的影响,暂堵剂溶液注入 过程中暂堵剂滤饼产生的压降可以用表皮系数 S_{cake} 表示:

$$S_{\rm cake} = \frac{2\pi K_{\rm f} b}{Q_{\rm cake} \mu_{\rm cake}} \Delta p_{\rm cake}$$
(19)

将(6)式代入(19)式可得:

$$S_{\text{cake}} = \alpha \frac{2\pi K_{\text{f}} b C_{\text{f}}}{\rho_{\text{cake}} A^2} V$$
 (20)

因此考虑暂堵剂溶液注入的水平井第*i*压裂段 内渗流满足:

$$q_{i} = \frac{2\pi K_{ii}b(p_{i} - p_{e})}{\mu \left[\frac{\pi \left(x_{f} - \frac{h}{2}\right)}{h} + \ln \frac{h}{2r_{w}} + \alpha \frac{2\pi K_{f}bC_{f}}{A^{2}}V_{i}\right]}$$

(21)

此外,流体流经水平井压裂段射孔孔眼产生附 加压降为:

$$\Delta p_{\rm p} = \frac{0.236 \, 9\rho q_i^2}{C^2 n_{\rm p}^2 d_{\rm p}^4} \tag{22}$$

联立(21)式和(22)式可得暂堵分流过程中第*i* 压裂段注入压力*p*_i与注入量*q*_i之间的关系:



2.2 求解方法

暂堵分流数学模型可以通过迭代法进行求解, 具体求解方法如下:①给定水平井注入流量Q,初始 暂堵剂滤饼表皮系数 $S_{cake_i}(t_0)=0$ 。②假设水平井趾 端第1个压裂段流量 $q_1(t_0)$ 为较小值 σ ,根据(23)式 计算得到该压裂段注入压力 $p_1(t_0)$,进一步根据(14) 式和(23)式计算第2个压裂段注入压力和流量 $q_2(t_0)$ 。 ③由(23)式和(14)式依次计算初始时刻各压裂段注 人压力 $p_i(t_0)$ 和流量 $q_i(t_0)$ 。④如果 $Q-\sum_{i=1}^n q_i(t_0)$ 不满足 计算精度 γ ,则给 $q_1(t_0)$ 增加较小值 δ ,重复步骤②和 ③直至达到计算精度,输出初始时刻t。各压裂段的 流量 $q_i(t_0)$ 。⑤根据(19)式计算出 Δt 时间各压裂段 增加的暂堵剂滤饼表皮系数 $S_{cake,i}(t_1)$,此时各压裂 段的暂堵剂滤饼表皮系数为 $\sum S_{\text{cake},i}(t_1)$ 。重复步骤 ②一④计算 t_1 时刻各压裂段流量 $q_i(t_1)$ 。⑥重复步 骤⑤直至达到T时刻,最终输出T时刻各压裂段流 $\exists q_i(t_n)_{\circ}$

2.3 参数敏感性分析

假设水平井各压裂段改造体积相同,利用所建 立的模型,基于表2数据,研究了暂堵剂质量浓度和 注入速度对暂堵分流效果的影响。

由不同暂堵剂溶液注入速度和暂堵剂质量浓 度下水平井各压裂段流量随时间的变化曲线(图8, 图9)可以看出,随着注入速度和暂堵剂质量浓度的 增大,水平井各压裂段流量达到均衡的时间缩短, 分流效率提高。这是由于各压裂段流量的变化是 由各压裂段的暂堵剂累积注入体积决定的。注入

	表2	暂堵分 流模型	型输入参数	
Table2	Input parameters	for temporary	y plugging and	diversion model

. ... _

参数	取值	参数	取值			
暂堵剂密度/(10 ³ kg•m ⁻³)	1 300	压裂改造半径/m	120			
压裂段级数/段	4	油层厚度/m	50			
压裂改造区渗透率/mD	2 000,1 000,1 500,1 200	射孔密度/(孔•m ⁻¹)	16			
各压裂改造区宽度/m	50	射孔孔眼长度/m	0.4			



Fig.8 Flow changes in each fracturing section of horizontal wells at different injection rates



Fig.9 Flow changes in each fracturing section of horizontal wells at different mass concentrations of temporary plugging agents

速度和暂堵剂质量浓度的增大使得单位时间进入 压裂段的暂堵剂体积增加,暂堵剂滤饼产生的渗流 阻力增加,因此各压裂段流量均衡所需时间缩短。 简而言之,水平井各压裂段流量达到均衡的时间缩 短是由于各压裂段暂堵剂注入体积达到流量均衡 时暂堵剂注入体积所需时间缩短导致的。虽然暂 堵剂质量浓度和注入速度的增加可以提高暂堵剂 的分流效率,但同样大幅度提高了泵注设备和管线 的压力,因此,建议在泵注设备和管线允许的前提 下有限度地提高暂堵剂质量浓度和注入速度来改 善暂堵剂分流效率。

3 结论

相较于注水吞吐,暂堵强化注水吞吐由于暂堵 剂溶液的注入使得不同开度造缝岩心样品采收率 均得到提高,其中大、小开度造缝岩心样品采收率 分别提高3.46%和1.71%。结果表明暂堵强化注水 吞吐可以有效改善裂缝网络渗透率较低压裂段的 开发效果,并对裂缝网络渗透率较高压裂段采收率 的提高有一定积极作用。 暂堵剂滤饼封堵特性实验结果表明通过滤饼 的压降与注入时间近似呈现线性关系。由于暂堵 剂形成滤饼的渗透率和孔隙度难以独立得到,因此 定义与滤饼渗透率和孔隙度相关的滤饼阻力系数。 根据通过滤饼的压降与注入时间的关系明确滤饼 阻力系数为1.13×10⁸ m⁻²。

应用所建立的考虑井筒变质量流的多级压裂 水平井暂堵分流数学模型,明确了暂堵剂质量浓度 和注入速度对暂堵分流效果的影响,即随着注入速 度和暂堵剂质量浓度的增大,水平井各压裂段流量 达到均衡的时间缩短,分流效率增加,从而扩大了 注入水波及面积。

符号解释

- A——滤饼横截面积,m²;
- A1,A2——不同射孔参数下的经验值,常数;
- b——压裂段裂缝带宽度,m;
- B——与未射孔壁面摩擦系数相关的函数;
- C——校正系数;
- $C_{\rm f}$ ——暂堵剂质量浓度,kg/m³;
- d,——射孔直径,m;

D----并筒内径,m; f——流动区域壁面摩擦系数; fper--射孔区域井筒井壁摩擦因子; ---未射孔区域井筒井壁摩擦因子; f_{wall} fnerfi---射孔i段壁面摩擦系数; f_{walli} ——未射孔i段壁面摩擦系数; *h*——油层厚度,m; i——第i压裂段; K_{cake} ——滤饼的渗透率,m²; K-----压裂段等效渗透率,m²; K_{ff} ——第*i*压裂段的裂缝渗透率,m²; L_{cake} ——滤饼的厚度,m; ΔL---流动区域长度,m; ΔL_i-----第*i*射孔段长度,*i*=1,2,…,*n*,m; Δl----第i未射孔段长度,i=1,2,...,n,m; *n*——射孔数,个; *n*_---射孔密度,孔/m; *p*____油藏压力, MPa; p_i ——第*i*压裂段的注入压力,MPa; *p*, ——人口压力, MPa; Δp ——井筒壁面摩擦压降, MPa; $\Delta p_{acci</sub>——加速度压降, MPa;$ Δp_{cake} —通过不可压缩滤饼的压降, MPa; Δp,——射孔孔眼产生附加压降, MPa; Δp_{perfi} ——射孔区域的沿程摩阻压降, MPa; Δp_{walli} —未射孔区域的沿程摩阻压降, MPa; q-----压裂段的流量,m³/s; q-----趾端第i个压裂段的流量,i=1,2,…,n,m³/s; Q---水平井注入流量,m3; Q_{cake} ——暂堵剂溶液流量,m³/s; Q_i ——总的注入液量,m³; *r*_w——井筒半径,m; Scale——暂堵剂滤饼表皮系数; Scake,i——第i压裂段暂堵剂滤饼表皮系数; t----暂堵剂溶液注入时间,min; *t*₀——初始时刻,min; t_n ——第n个 Δt 时间末,min; Δt ——时间间隔,min; T----暂堵剂溶液注入时间,min; u;——第i压裂段未射孔区域平均流速,m/s; u_{2} ——第*i*压裂段射孔区域平均流速,m/s; u_{i+1} ——流动区域上游平均流速,m/s; u_{i-1} —流动区域下游平均流速,m/s; $\Delta u/u^*$ ——射孔半径、射孔密度和井筒直径的函数; V——暂堵剂溶液累积注入体积,m3;

Vi——第i个压裂段累积注入暂堵剂溶液体积,m3;

- *x*_f——裂缝半长,m;
- *ε*──管壁的绝对粗糙度;
- *μ*——流体黏度, Pa•s;
- μ_{cake} ——暂堵剂溶液黏度, Pa•s;
- *ρ*——流体密度,kg/m³;
- ρ_{cake} ——暂堵剂密度,kg/m³;
- ϕ_{cake} ——暂堵剂滤饼孔隙度;
- α——滤饼阻力系数,m⁻²;
- σ——假设水平井趾端第1个压裂段流量的较小值,常数;
- δ-----压裂段流量较小值的增加值,常数;
- γ——计算精度,常数。

参考文献

- [1] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景
 [J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
 JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development,2012,39(2):129-136.
- [2] 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].Petro-leum Exploration and Development,2019,46(6):1015-1026.
- [3] 魏海峰,凡哲元,袁向春.致密油藏开发技术研究进展[J].油气 地质与采收率,2013,20(2):62-66.
 WEI Haifeng, FAN Zheyuan, YUAN Xiangchun. Review on new advances in foreign tight oil development technology and their enlightenment[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2013,20(2):62-66.
- [4] HU Jinghong, ZHANG Chong, RUI Zhenhua, et al. Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 151: 159-168.
- [5] MCGLADE C E. A review of the uncertainties in estimates of global oil resources[J].Energy, 2012, 47(1):262-270.
- [6] HU Jinghong, SUN Ruofan, ZHANG Yuan.Investigating the horizontal well performance under the combination of micro-fractures and dynamic capillary pressure in tight oil reservoirs[J].Fuel, 2020, 269: 117375.
- [7] 赵国翔,姚约东,王链,等.基于三维嵌入式离散裂缝模型的致密油藏体积压裂水平并数值模拟[J].大庆石油地质与开发,2022,41(6):143-152.
 ZHAO Guoxiang, YAO Yuedong, WANG Lian, et al.3D EDFM-

based numerical simulation of volume fractured horizontal wells in tight oil reservoirs[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(6):143-152.

 [8] 张怿赫,盛家平,李情霞,等.CO₂吞吐技术应用进展[J].特种油 气藏,2021,28(6):1-10.
 ZHANG Yihe, SHENG Jiaping, LI Qingxia, et al. Advances in the application of CO_2 stimulation technology[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 1-10.

- [9] 罗群,高阳,张泽元,等.中国与美国致密油形成条件对比研究
 [J].石油实验地质,2022,44(2):199-209.
 LUO Qun, GAO Yang, ZHANG Zeyuan, et al. A comparative study of geological conditions of tight oils in China and USA[J].
 Petroleum Geology & Experiment,2022,44(2):199-209.
- [10] 杜金虎,刘合,马德胜,等.试论中国陆相致密油有效开发技术
 [J].石油勘探与开发,2014,41(2):198-205.
 DU Jinhu, LIU He, MA Desheng, et al. Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China[J].Petroleum Exploration and Development,2014,41(2):198-205.
- [11] WANG Wendong, SHAHVALI M, SU Yuliang. A semi-analytical fractal model for production from tight oil reservoirs with hydraulically fractured horizontal wells[J]. Fuel, 2015, 158: 612-618.
- [12] SORENSEN J A, BRAUNBERGER J R, LIU Guoxiang, et al. Characterization and evaluation of the Bakken petroleum system for CO₂ enhanced oil recovery[C]. San Antonio: AAPG Unconventional Resources Technology Conference, 2015:1-21.
- [13] KONG Bing, WANG Shuhua, CHEN Shengnan. Simulation and optimization of CO₂ huff-and-puff processes in tight oil reservoirs[C]. Tulsa: SPE Improved Oil Recovery Conference, 2016: 1-14.
- [14] SHENG J J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 159:654-665.
- [15] 高涛,赵习森,党海龙,等.延长油田致密油藏注水吞吐机理及应用[J].特种油气藏,2018,25(4):134-137.
 GAO Tao, ZHAO Xisen, DANG Hailong, et al. Mechanism of cyclic water injection and its application in tight oil reservoirs in Yanchang Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25 (4):134-137.
- [16] 吴忠宝,曾倩,李锦,等.体积改造油藏注水吞吐有效补充地层
 能量开发的新方式[J].油气地质与采收率,2017,24(5):78-83,
 92.

WU Zhongbao, ZENG Qian, LI Jin, et al.New effective energysupplement development method of waterflood huff and puff for the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 78-83,92.

[17] 樊建明,王冲,屈雪峰,等.鄂尔多斯盆地致密油水平井注水吞
 吐开发实践——以延长组长7油层组为例[J].石油学报,2019,
 40(6):706-715.

FAN Jianming, WANG Chong, QU Xuefeng, et al.Development and practice of water flooding huff-puff in tight oil horizontal well, Ordos Basin: a case study of Yanchang Formation Chang7 oil layer[J].Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(6): 706-715.

[18] 杨凯.裂缝性低渗透油藏注水吞吐开发影响因素分析[J].特种 油气藏,2010,17(2):82-84,91.

YANG Kai. Influencing factors of water flooding development for fractured low-permeability reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(2):82-84,91.

- [19] 邸土莹,程时清,代力,等.致密油藏水平井注水吞吐效果评价 方法[J].特种油气藏,2022,29(2):91-97.
 DI Shiying, CHENG Shiqing, DAI Li, et al. Evaluation method of water-flood stimulation effect of horizontal wells in tight oil reservoirs[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2022,29(2):91-97.
- [20] 邸土莹,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.
- [21] GAO Shusheng, YANG Yi, LIAO Guangzhi, et al. Experimental research on inter-fracture asynchronous injection-production cycle for a horizontal well in a tight oil reservoir[J].Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208(Part D): 109647.
- [22] HE Youwei, CHAI Zhi, HUANG Jingwei, et al.Simulation of inter-fracture injection and production in tight reservoirs based on compartmental embedded discrete fracture model[C].Galveston: SPE Reservoir Simulation Conference, 2019: 1-19.
- [23] HE Youwei, CHENG Shiqing, SUN Zhe, et al. Improving oil recovery through fracture injection and production of multiple fractured horizontal wells[J]. Journal of Energy Resources Technology, 2020, 142(5):053002.
- [24] LIAO Songze, HU Jinghong, ZHANG Yuan. Investigation on the influence of multiple fracture interference on hydraulic fracture propagation in tight reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 211:110160.
- [25] KANG Shaofei, PU Chunsheng, WANG Kai, et al. Study on mechanisms and influencing factors of the inter-fracture asynchronous huff-n-puff technology of horizontal well in the tight oil reservoir[C].Kamakura; IOP Conference Series; Earth and Environmental Science, 2021(859); 102018.
- [26] 程时清,段炼,于海洋,等.水平井同井注采技术[J].大庆石油 地质与开发,2019,38(4):51-60.
 CHENG Shiqing, DUAN Lian, YU Haiyang, et al. Injection-production technique for the same horizontal well[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2019,38(4):51-60.
- [27] 程时清,汪洋,郎慧慧,等.致密油藏多级压裂水平井同井缝间 注采可行性[J].石油学报,2017,38(12):1 411-1 419. CHENG Shiqing, WANG Yang, LANG Huihui, et al.Feasibility of inter-fracture injection and production for the same multistage fractured horizontal well in tight oil reservoir[J].Acta Petrolei Sinica,2017,38(12):1 411-1 419.
- [28] QIN Guowei, DAI Xu, SUI Lei, et al. Study of massive water huff-n-puff technique in tight oil field and its field application[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107514.
- [29] 代旭.大液量注水吞吐技术在致密油藏水平井中的应用[J].大 庆石油地质与开发,2017,36(6):134-139.

DAI Xu. Application of massive waterflooding huff-puff technique in the tight oil reservoir for horizontal wells[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(6): 134-139.

- [30] 陶登海,詹雪函,高敬文,等.三塘湖盆地马中致密油藏注水吞 吐探索与实践[J].石油钻采工艺,2018,40(5):614-619.
 TAO Denghai, ZHAN Xuehan, GAO Jingwen, et al. Study and practice of cyclic water injection in Mazhong tight oil reservoir in the Santanghu Basin[J].Oil Drilling & Production Technology,2018,40(5):614-619.
- [31] YI Shiting, SHARMA M.A model for refracturing operations in horizontal wells employing diverting agents[C]. Beijing: SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, 2016;1-18.
- [32] ARNOLD D, BOULIS A, FRAGACHAN F.Eco-friendly biodegradable materials for zonal isolation of multiple perforation clusters during refracturing of a horizontal well: case history from marcellus shale hydraulic fracturing[C]. Charleston: SPE Eastern Regional Meeting, 2014: 1-7.
- [33] RETNANTO A, ORELLANA E, RYAN A. Dealing with uncertainty of reservoir heterogeneity and pressure depletion to optimize acid placement in thick carbonate reservoirs[C].Al-Khobar: SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, 2013;1-15.
- [34] HILL A D, ROSSEN W R.Fluid placement and diversion in matrix acidizing[C]. Tulsa: University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, 1994:1-11.
- [35] 孟莲香,刘红星,姜勇,等.水平井酸化暂堵转向施工工艺优化研究[J].钻采工艺,2013,36(5):100-102.
 MENG Lianxiang, LIU Hongxing, JIANG Yong, et al. Optimization of temporary plugging diversion technology during horizontal well acidization[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(5):100-102.
- [36] 罗跃,张煜,杨祖国,等.长庆低渗油藏暂堵酸化技术研究[J]. 钻井液与完井液,2008,25(2):48-50.
 LUO Yue, ZHANG Yu, YANG Zuguo, et al. Temporary plugging acidizing technology for low permeability reservoirs in Changqing Oilfield[J].Drilling Fluid & Completion Fluid, 2008, 25(2): 48-50.
- [37] 赖南君,陈科,马宏伟,等.水溶性压裂暂堵剂的性能评价[J]. 油田化学,2014,31(2):215-218.
 LAI Nanjun, CHEN Ke, MA Hongwei, et al.Performance evaluation of water soluble temporary plugging agent for fracturing
 [J].Oilfield Chemistry,2014,31(2):215-218.
- [38] 梁兴,朱炬辉,石孝志,等.缝内填砂暂堵分段体积压裂技术在 页岩气水平井中的应用[J].天然气工业,2017,37(1):82-89. LIANG Xing, ZHU Juhui, SHI Xiaozhi, et al. Staged fracturing of horizontal shale gas wells with temporary plugging by sand filling[J].Natural Gas Industry,2017,37(1):82-89.

- [39] 苏良银,庞鹏,达引朋,等.低渗透油田暂堵重复压裂堵剂用量 优化与现场试验[J].断块油气田,2014,21(1):114-117. SU Liangyin, PANG Peng, DA Yinpeng, et al. Usage optimization and field test of blocking agent for temporal-blocked refracturing in low permeability oilfield[J].Fault-Block Oil & Gas Field,2014,21(1):114-117.
- [40] 许江文,张谷畅,李建民,等.暂堵剂形状对裂缝封堵影响规律的实验研究[J].断块油气田,2022,29(6):842-847.
 XU Jiangwen, ZHANG Guchang, LI Jianmin, et al. Experimental study on influence law of temporary plugging agent shape on fracture plugging[J].Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(6): 842-847.
- [41] HILL A D, GALLOWAY P J.Laboratory and theoretical modeling of diverting agent behavior[J].Journal of Petroleum Technology, 1984, 36(7):1 157-1 163.
- [42] TAHA R, HILL A D, SEPEHRNOORI K. Simulation of sandstone-matrix acidizing in heterogeneous reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 1986, 38(7): 753-767.
- [43] DOERLER N, PROUVOST L P. Diverting agents: laboratory study and modeling of resultant zone injectivities[C]. San Antonio: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 1987: 1-12.
- [44] SAFARI R, SHAHRI M P, SMITH C, et al. Analysis and design method for particulate diversion in carbonate acidizing[C]. Lexington: SPE Eastern Regional Meeting, 2017: 1-15.
- [45] TAN Xuehao, PAYNE C, PANGA M.Modeling the effectiveness of diverters for matrix acidizing based on filter cake characteristics[C]. Lafayette: SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, 2018:1-12.
- [46] SU Ze, GUDMUNDSSON J S.Pressure drop in perforated pipes: experiments and analysis[C]. Melbourne: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 1994:1-12.
- [47] MUNSON B R, OKIISHI T H, HUEBSCH W W, et al. Fluid mechanics[M].Singapore: Wiley, 2013.
- [48] ITOH, IMAI K. Energy losses at 90° pipe junctions[J]. Journal of the Hydraulics Division, 1973, 99(9):1 353-1 368.
- [49] GARDEL A.Les pertes de charge dans les Ecoulements au travers de branchement en te[J].Bulletin Technique de la Suisse Romande, 1957, 83(9):123-130.
- [50] WEI Jianguang, LIN Xuesong, LIU Xuemei, et al. The experimental and model study on variable mass flow for horizontal wells with perforated completion[J].Journal of Energy Resources Technology, 2017, 139(6):062901.

编辑 刘北羿