

引用本文: 刘红现, 白雷, 罗强, 等. 致密油藏压裂吞吐动态渗吸产油贡献量化研究[J]. 石油实验地质, 2025, 47(2): 417–425. DOI: 10.11781/sysydz2025020417.

LIU Hongxian, BAI Lei, LUO Qiang, et al. Quantitative study on contribution of dynamic imbibition to oil production during fracturing and huff-n-puff in tight reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(2): 417–425. DOI: 10.11781/sysydz2025020417.

致密油藏压裂吞吐动态渗吸产油贡献量化研究

刘红现¹, 白雷², 罗强², 刘同敬¹, 孙江飞³, 刘佳幸²

1. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区 石油学院, 新疆 克拉玛依 834000;

2. 中国石油 新疆油田公司 实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000;

3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

摘要: 致密油藏压裂吞吐是一个动态渗吸过程, 主要通过压差驱替作用和自发渗吸作用实现原油增产, 但目前尚不清楚这两种增油机理对产油量量化的贡献程度。为研究致密砾岩油藏压裂吞吐采油过程中, 动态渗吸增油机理对产油贡献的量化分析问题, 借助高温高压多功能岩心驱替系统和高温高压在线驱替核磁共振成像系统, 采用天然致密砾岩油藏岩心, 开展室内物理模拟实验。首先通过不同类型压裂驱油剂的渗吸特征实验, 筛选渗吸效果较好的压裂驱油剂类型; 然后依据压裂吞吐采油效果评价实验, 优选采油效果最好的压裂驱油剂; 最后通过采油效果影响因素实验, 对压裂吞吐采油的动态渗吸增油机理进行量化分析。实验结果显示: 表面活性剂和流动控制剂的渗吸效果均较好, 流动控制剂更有助于提高压裂吞吐的采油效果, 渗吸作用和驱替作用在动态渗吸过程中对产油贡献的变化规律是相反的。当压裂驱油剂降低界面张力和改变湿润性的能力较强时, 渗吸作用为主要增油机理, 反之驱替作用为主要增油机理; 表面活性剂和流动控制剂的渗吸效果都比较好, 但前者对吞吐轮次的敏感程度较弱, 后者的敏感程度较强; 焖井时间是影响动态渗吸过程中渗吸/驱替贡献率的主要因素, 但驱替贡献率始终大于渗吸贡献率。

关键词: 致密油藏; 压裂吞吐; 量化分析; 渗吸贡献率; 驱替贡献率

中图分类号: TE357

文献标识码: A

DOI: 10.11781/sysydz2025020417

Quantitative study on contribution of dynamic imbibition to oil production during fracturing and huff-n-puff in tight reservoirs

LIU Hongxian¹, BAI Lei², LUO Qiang², LIU Tongjing¹, SUN Jiangfei³, LIU Jiaying²

1. Petroleum Institute, China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. Experimental Testing Research Institute, Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Abstract: Fracturing and huff-n-puff in tight reservoirs is a dynamic imbibition process, where crude oil recovery is enhanced mainly through two mechanisms: differential pressure displacement and spontaneous imbibition. However, the contribution rate of these two mechanisms to the quantification of overall oil recovery remains unclear. To address this, a quantitative analysis was conducted on the contribution of dynamic imbibition mechanisms during fracturing and huff-n-puff oil recovery in tight conglomerate reservoirs. Laboratory physical simulation experiments were carried out using natural tight conglomerate reservoir cores, utilizing a high-temperature and high-pressure multi-functional core displacement system and a high-temperature and high-pressure online displacement nuclear magnetic resonance imaging system. Firstly, experiments were conducted on the imbibition characteristics of different types of fracturing oil displacement agents, and the agents with superior imbibition effects were screened out. Secondly, based on evaluations of fracturing and huff-n-puff oil recovery, the most effective fracturing oil displacement agent was identified. Finally, through analyzing factors influencing oil recovery, a quantitative assessment of the production enhancement mechanisms of dynamic imbibition in fracturing and

收稿日期 (Received): 2024-08-18; 修订日期 (Revised): 2025-02-08; 出版日期 (Published): 2025-03-28.

作者简介: 刘红现 (1978—), 男, 博士, 副教授, 从事油气田开发工程方向的教学及研究。E-mail: liuhongxian@cup.edu.cn.

通信作者: 刘同敬 (1972—), 男, 博士, 副研究员, 博士生导师, 从事油气田开发工程方向的教学及研究。E-mail: ltjcup@cup.edu.cn.

基金项目: 省部级基金新疆天山创新团队项目“油气高效管输技术研究与创新”(2022TSYCTD0002)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

huff-n-puff oil recovery was carried out. The experimental results showed that both surfactants and flow control agents exhibited strong imbibition effects, with flow control agents more effective in enhancing fracturing and huff-n-puff oil recovery. Furthermore, the contribution of imbibition and displacement on oil recovery during the dynamic imbibition process showed opposite patterns. The main research conclusions are as follows. Imbibition dominates as the primary oil recovery mechanism when the fracturing oil displacement agent exhibits a strong ability to reduce interfacial tension and alter wettability. Otherwise, displacement becomes the dominant mechanism. Both surfactants and flow control agents demonstrate good imbibition performance. However, surfactants are less sensitive to huff-n-puff cycles, while flow control agents are more sensitive. Shut-in time is the key factor affecting the contribution rate of imbibition or displacement. However, the contribution rate of displacement remains consistently higher than that of imbibition.

Key words: tight oil reservoir; fracturing and huff-n-puff; quantitative analysis; contribution rate of imbibition; contribution rate of displacement

致密砾岩油藏储层渗透率低、压力传导困难,因此近年来尝试采用压裂吞吐方式进行开发^[1-2]。压裂吞吐采油将压裂技术与吞吐采油相结合,先从油井向储层注入压裂工作液,以达到提高储层压力、产生人为裂缝、改善油井井底流动环境的目的;然后关井、焖井,待压力波及范围扩大后,再开井放喷、生产采油^[3-5]。焖井期间重新建立的生产压差是原油流动和油井生产的主要动力来源,该压差下发生的驱替作用则是压裂吞吐采油的一个主要增油机理^[6-7]。同时,焖井过程中注入地下的压裂工作液与储层接触后,会发生渗吸作用,对原油产量也有较大贡献;它可将小孔隙中的原油置换到大孔隙中,从而使原先大量难以动用的原油易于被采出^[8-11]。因此,焖井期间储层内部发生的渗吸作用,也是压裂吞吐采油的一个主要增油机理^[11-12]。

渗吸作用是多孔介质在毛管力、重力及驱替压力作用下,润湿性流体(常指水相)将非润湿性流体(油相)置换出来的过程^[12]。根据渗吸动力来源的差异,通常将渗吸分为静态渗吸(也称为自发渗吸)和动态渗吸(也称为加压渗吸)两种类型^[13-16]。静态渗吸指在没有外部加压的情况下,多孔介质内自发进行的渗吸驱油过程,渗吸动力主要为毛管力、重力(浮力)为辅,没有外部驱动力。动态渗吸指在存在外部加压的情况下,多孔介质内进行的渗吸驱油过程,渗吸动力除了毛管力和重力外,还存在驱替压力。因此,动态渗吸包括渗吸作用和驱替作用两部分,压裂吞吐采油可认为是一个动态渗吸过程。

随着我国压裂—驱油一体化技术和压裂工作液的不断发展,出现了压裂返排液驱油体系和驱油压裂液体系两大类压裂—驱油一体化技术工作液^[17]。其中,前者的种类相对单一,后者则种类繁

多,其主剂被称为压裂驱油剂。现有国内外研究表明,压裂驱油剂的特殊性能可以强化低渗透/致密油藏储层内的动态渗吸作用^[18-20]。一方面,压裂驱油剂溶液可以将岩石表面从油湿变为弱油湿、中性甚至水湿,从而改变液固界面的接触角、降低毛管阻力甚至使阻力变为驱动力,进而增强流体注入性。另一方面,压裂驱油剂溶液可以降低油水界面张力、增大注入流体的波及范围和驱油效率,从而最大程度地促进基质与裂缝之间的流体渗透与交换,进而提高原油采收率。

由此可见,动态渗吸过程中的两大增油机理:渗吸作用和驱替作用往往是相辅相成的,但是二者对原油产量的贡献程度,目前还没有明确的界定手段和研究成果。为了解决致密砾岩油藏压裂吞吐采油过程中,动态渗吸增油机理对产油贡献的量化分析问题,本文采用天然致密砾岩油藏岩心开展室内物理模拟实验研究。借助核磁共振成像和分析技术,首先对不同类型压裂驱油剂的渗吸特征进行分析,然后根据压裂吞吐采油效果评价结果,优选压裂驱油剂进行动态渗吸增油机理量化分析,从而得到渗吸作用和驱替作用在动态渗吸过程中的贡献程度和变化规律,以便为压裂吞吐现场试验和施工参数优化提供技术支持。

1 压裂驱油剂渗吸特征分析

为了摸清不同类型压裂驱油剂的渗吸特征,采用目前现场较为常用的几类压裂驱油剂,通过室内渗吸特征实验,对渗吸采油过程中的微观孔隙动用分布、孔隙渗吸效率与渗吸贡献率、阶段渗吸速率等变化特征进行分析,以便筛选出渗吸效果较好的压裂驱油剂,为后续更好地开展压裂吞吐效果评价和动态渗吸增油机理量化研究奠定基础。

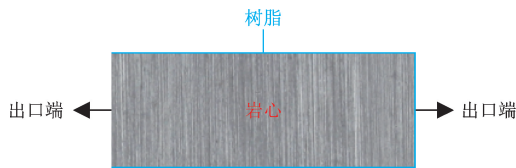


图 2 密封岩心示意

Fig.2 Schematic diagram of sealed core

心侧面及一个端面,仅留一个端面不密封,如图 2 所示。待环氧树脂固化后,测定岩心饱和油状态的核磁共振 T_2 谱。

(5)将岩心装入专用核磁共振夹持器中,设置烘箱温度 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$,开启围压循环系统对岩心进行预热,并对岩心注入端管线进行排空。

(6)待温度稳定后,以 0.05 mL/min 注入重水配置的压裂驱油剂,并通过核磁共振成像系统得到一定时间间隔内的 T_2 谱,计算采油量,至 T_2 谱不再明显下降,实验结束。

1.2 微观孔隙动用分布特征

岩心核磁共振 T_2 谱分布和压汞毛管压力分析数据,均反映了岩石的孔隙分布。通过同一个岩心先测饱和水的核磁共振 T_2 谱,待岩心再烘干后,再测试高压压汞毛管压力曲线。通过弛豫时间 T_2 和孔径 r_c 拟合,可以建立弛豫时间 T_2 和孔径 r_c 之间的转换关系^[21-23],由此得到岩心孔径尺寸。

通过渗吸特征实验,得到不同压裂驱油剂进入岩心后在不同孔隙尺寸范围内的分布比例,如图 3 所示。岩心中孔径尺寸小于 $0.1\text{ }\mu\text{m}$ 的小孔隙占比最高,孔隙分布比例占总孔隙的 60% 以上;孔径尺寸介于 $0.1\sim 10\text{ }\mu\text{m}$ 的中孔隙占比不高,孔隙分布比例不超过总孔隙的 40%;孔径尺寸大于 $10\text{ }\mu\text{m}$ 的大孔隙占比最低,孔隙分布比例最大不超过总孔隙的 3%;因此,小孔隙是渗吸驱油的主力。此外,不同压裂驱油剂进入岩心不同尺寸孔径的孔隙分布比例差异不大,因此不同压裂驱油剂进入岩心的

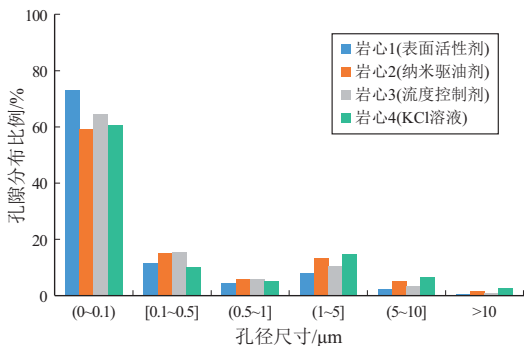


图 3 不同压裂驱油剂微观孔隙动用分布比例

Fig.3 Distribution ratios of microscopic pore utilization using different fracturing displacement agents

孔隙分布比例差异,对后续研究孔隙渗吸效率和渗吸贡献率的影响可以忽略。

1.3 孔隙渗吸效率与贡献率

通过渗吸特征实验,得到不同压裂驱油剂进入岩心后的孔隙渗吸效率和渗吸贡献率,如图 4 所示。岩心中孔径尺寸小于 $0.1\text{ }\mu\text{m}$ 的小孔隙和大于 $10\text{ }\mu\text{m}$ 的大孔隙,对应的孔隙渗吸效率均较高(图 4a)。前者因为小孔隙占比高,所以通过渗吸产出的原油较多,孔隙渗吸效率较高;后者虽然大孔隙占比很小,但由于孔径尺寸比小孔隙大 100 倍以上,使得压裂驱油剂在大孔隙内通过动态渗吸的驱替作用,置换原油的速度更快、置换效率更高(接近 100%)。因此,除了岩心 4 (KCl 溶液) 以外,其他岩心的大孔隙相较于小孔隙的孔隙渗吸效率更高。岩心中孔径尺寸小于 $0.1\text{ }\mu\text{m}$ 的小孔隙对应的渗吸贡献率最高,其次为孔径尺寸介于 $0.1\sim 10\text{ }\mu\text{m}$ 的中孔隙,最低为孔径尺寸大于 $10\text{ }\mu\text{m}$ 的大孔隙(图 4b)。

另外,通过加权平均计算出表面活性剂、纳米驱油剂、流度控制剂、KCl 溶液,并作为压裂驱油剂时,孔隙渗吸效率分别为:56.21%、50.57%、45.36%、35.74%。由此可见,压裂驱油剂驱替原油的过程

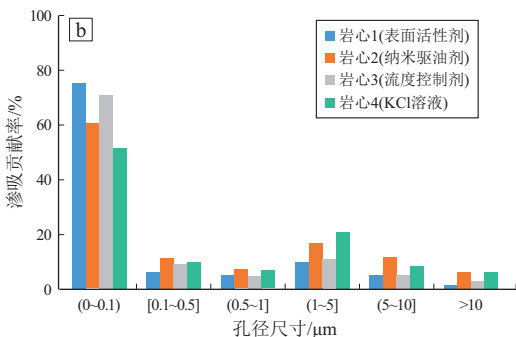
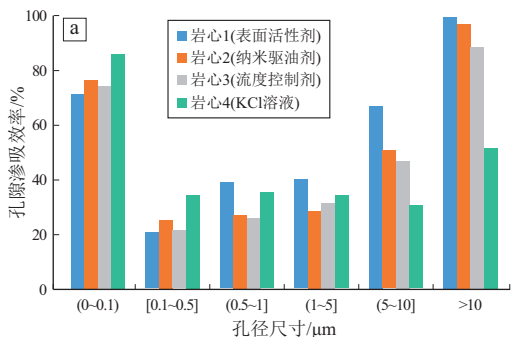


图 4 不同压裂驱油剂的渗吸效果对比

Fig.4 Comparison of imbibition effects of different fracturing displacement agents

中,驱替作用和渗吸作用是同时进行的。其中,驱替作用主要发生在中、大孔隙内,渗吸作用主要发生在小孔隙内,因此小孔隙内的渗吸贡献率最高。同时,压裂驱油剂的性能对渗吸贡献率也有影响,其降低界面张力和改变湿润性的能力越强,越有助于提高渗吸贡献率。

1.4 阶段渗吸速率变化特征

以每小时渗吸效率增量定义为渗吸速率,根据渗吸速率的大小及变化趋势,将渗吸速率分为三个阶段:高速阶段(渗吸初期)、波动阶段(渗吸中期)、低渗阶段(渗吸后期)。通过渗吸特征实验,可得到不同压裂驱油剂在不同渗吸阶段对应的渗吸效率和渗吸速率(图5)。

从图5中可以看出:渗吸初期对应渗吸高速阶段,渗吸速率大,但由于渗吸时间较短,导致该阶段渗吸效率相对较低;渗吸中期对应渗吸波动阶段,渗吸速率显著降低,但由于渗吸时间较长,使得该阶段渗吸效率较高;渗吸后期对应渗吸低速阶段,渗吸时间长,但由于渗吸速率极低,导致该阶段渗吸效率也很低。

2 压裂驱油剂吞吐效果评价

基于压裂驱油剂渗吸特征分析的认识结论,选择渗吸效果较好的两种压裂驱油剂:表面活性剂和流度控制剂,配制压裂驱油剂溶液。通过室内物理模拟压裂吞吐采油效果实验,对压裂吞吐后各轮次的微观孔隙动用和原油采出程度进行对比分析,从

而明确更适合压裂吞吐采油用的压裂驱油剂类型,为后续开展动态渗吸增油机理量化研究奠定基础。

2.1 实验准备

2.1.1 实验材料

实验材料包括:岩心、原油、地层水和压裂驱油剂。其中,岩心采用实际生产井的取心样品;原油为经过离心、过滤脱水的实际原油;地层水为由蒸馏水、重水配制的模拟地层水;压裂驱油剂为利用重水配制的表面活性剂和流度控制剂,质量分数及物化性能参数详见表2。实验所用岩心的物性参数和吞吐控制参数详见表3。

2.1.2 实验设备

实验采用岩心抽真空饱和装置、高温高压多功能岩心驱替系统、高温高压在线驱替核磁共振成像系统,实验流程如图1所示。

2.1.3 实验步骤

(1)先将岩心洗油、抽真空、饱和蒸馏水,再烘干、饱和重水、配置地层水,然后进行油驱水,建束缚水和饱和油。

(2)岩心准备好后,在80℃实验温度条件下,注入压裂驱油剂,注入量为0.15 PV,焖井120 min后放喷采油。通过核磁共振成像系统得到一定时间间隔内的 T_2 谱,计算采油量,直至 T_2 谱不再明显下降,则第1轮吞吐实验结束。

(3)第1轮吞吐结束后,再次关井,待焖井120 min后放喷采油,第2轮吞吐实验的结束条件同步骤(2)。然后,依次进行下一轮吞吐实验,直至4轮吞吐实验全部结束。

2.2 微观孔隙动用

通过压裂吞吐采油效果实验,得到不同压裂驱油剂多轮吞吐后的孔隙动用效率分布图(图6)。从图6a可以看出:当压裂驱油剂为表面活性剂时,1~5 μm的相对大孔隙和小于0.1 μm的小孔隙会随着吞吐轮次的增加,孔隙动用效率呈现出刚好相反的单调变化规律。即:相对大孔隙的孔隙动用效率随吞吐轮次的增加而降低,小孔隙的孔隙动用效率随吞吐轮次的增加而升高,但前者的变化幅度要略大于后者。然而介于0.1~0.5 μm和0.5~1 μm

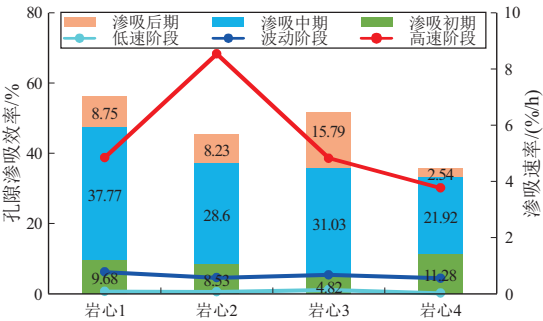


图5 不同渗吸阶段的渗吸效率和渗吸速率
Fig.5 Imbibition efficiencies and rates at different imbibition stages

表3 岩心物性参数和吞吐控制参数

Table 3 Core physical parameters and huff-n-puff control parameters

岩心 编号	岩心物性参数				吞吐控制参数		
	长度/mm	直径/mm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	压裂驱油剂	焖井时间/min	吞吐轮次
A	71.02	25.02	15.3	0.698	表面活性剂	120	4
B	71.17	24.88	15.2	0.689	流度控制剂	120	4

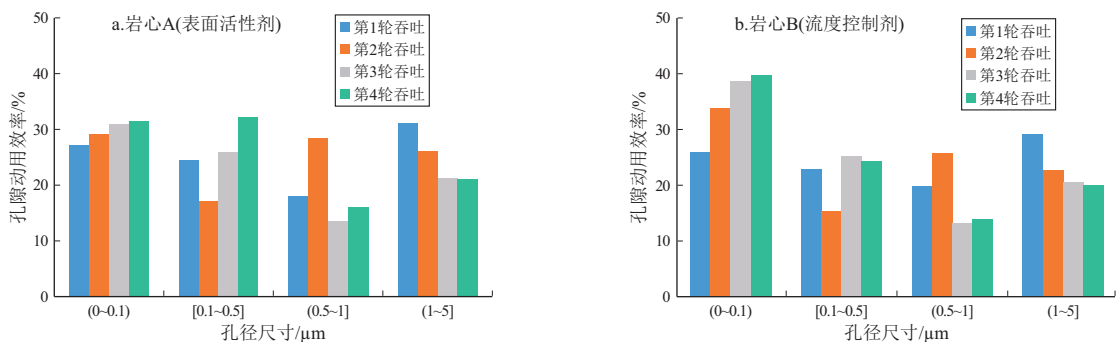


图 6 不同压裂驱油剂多轮吞吐后的孔隙动用效率

Fig.6 Pore utilization efficiency after cycles of huff-n-puff using different fracturing displacement agents

的中间孔隙,孔隙动用效率与吞吐轮次之间则不是单调变化关系。表明第 1 轮吞吐期间主要动用位置为相对大孔隙,后续吞吐期间相对大孔隙的动用效率在不断降低,但是其他孔径尺寸的孔隙动用效率综合起来没有显著提高。因此,当压裂驱油剂为表面活性剂时,增加吞吐轮次不能显著增强渗吸作用。

从图 6b 可以看出:当压裂驱油剂为流度控制剂时,不同孔径尺寸的孔隙动用效率与吞吐轮次间的关系虽然呈现出与岩心 A(表面活性剂)相似的变化规律,但是也有明显的不同。一方面,虽然 1~5 μm 相对大孔隙和小于 0.1 μm 小孔隙的孔隙动用效率随着吞吐轮次增加也呈现出了完全相反的单调变化规律,但前者的变化明显幅度小于后者。表明随着吞吐轮次增加,小孔隙贡献比例增大,渗吸作用得以加强。另一方面,介于 0.1~0.5 μm 和 0.5~1 μm 的中间孔隙,孔隙动用效率与吞吐轮次间虽然没有表现出明显的单调变化关系,但是孔隙动用效率整体占比要比岩心 A 的实验结果低。因此,当压裂驱油剂为流度控制剂时,增加吞吐轮次有助于增强渗吸作用,且效果要好于表面活性剂为压裂驱油剂时的效果。

2.3 原油采出程度

通过压裂吞吐采油效果实验,得到不同压裂驱油剂吞吐效果对比结果(图 7)。从图 7 可以看出:第 1 轮吞吐期间,压裂驱油剂为表面活性剂时的采油效果较好,采出程度更高。这是因为第 1 轮吞吐期间主要通过驱替作用动用大孔隙原油,表面活性剂超低的界面张力有助于降低原油阻力。第 2~4 轮吞吐期间,压裂驱油剂为流度控制剂时的采油效果较好,采出程度更高。这是因为随着吞吐轮次的增加,压裂驱油剂为流度控制剂时的小孔隙贡献率明显上升,主要通过渗吸采油动用小孔隙原油,而表面活性剂超低的界面张力不利于渗吸。

因此,对于首轮次吞吐,压裂驱油剂可选取超

低界面张力体系兼顾改变润湿性能力,有利于增能驱替启动大孔隙原油,提高采出程度。后续吞吐轮次,压裂驱油剂的超低界面张力不利于强化渗吸作用,因此可以选择界面张力适度较低兼顾改变润湿性,有利于促进小孔隙原油启动。

3 动态渗吸增油机理量化分析

基于压裂驱油剂吞吐效果评价的研究结果,选择压裂吞吐采油效果较好的压裂驱油剂——流度控制剂,开展吞吐效果影响因素实验。为便于定量描述吞吐采油过程中,渗吸作用和驱替作用在原油生产中所占的比例,将渗吸作用获得的采油量占总采油量的百分比定义为渗吸贡献率,将驱替作用获得的采油量占总采油量的百分比定义为驱替贡献率。

3.1 实验准备

3.1.1 实验材料

实验材料包括:岩心、原油、地层水和压裂驱油剂。其中,岩心采用实际生产井的取心样品;原油为经过离心、过滤脱水的实际原油;地层水为由蒸馏水、重水配制的模拟地层水;压裂驱油剂为利用重水配制的流度控制剂,质量分数及物化性能参数详见表 2。

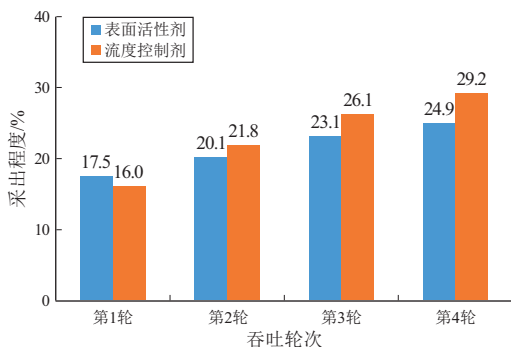


图 7 不同压裂驱油剂吞吐效果对比

Fig.7 Comparison of huff-n-puff effects using different fracturing displacement agents

表 4 岩心物性参数和吞吐控制参数

Table 4 Core physical parameters and huff-n-puff control parameters

岩心 编号	岩心物性参数				吞吐控制参数		
	长度/mm	直径/mm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	压裂驱油剂	焖井时间/min	吞吐轮次
C	67.97	25.05	15.2	0.608	流度控制剂	15	4
D	71.17	24.88	14.8	0.457	流度控制剂	120	1
E	72.10	25.02	16.1	0.923	流度控制剂	300	1
F	70.09	25.00	15.9	0.742	流度控制剂	2 880	1

实验所用岩心的物性参数和吞吐控制参数详见表 4。

3.1.2 实验设备

实验采用岩心抽真空饱和装置、高温高压多功能岩心驱替系统、高温高压在线驱替核磁共振成像系统,实验流程如图 1 所示。

3.1.3 实验步骤

(1)先将岩心洗油、抽真空、饱和蒸馏水,再烘干、饱和重水、配置地层水,然后进行油驱水,建束缚水和饱和油。

(2)岩心准备好后,以一定流速向岩心注入压裂驱油剂,注入压力升至 18 MPa 时结束注入,焖井 15 min 后放喷采油。测试吞吐前后的岩心 T_2 谱,并计算采油量。第 1 轮吞吐结束后,再次关井、焖井,待焖井结束后放喷采油,直至 4 轮吞吐实验全部结束。

(3)更换岩心,注入压力参数相同,焖井时间延长至 120、300、2 880 min (48 h),放喷采油。测试吞吐前后的岩心 T_2 谱,并计算采油量。

3.2 吞吐轮次影响

由前期实验可知岩心渗吸速率处于高速阶段的时间较短,因此缩短焖井时间有助于减少渗吸采油量。将最短焖井时间设置为 15 min,多轮吞吐实验后测得每轮吞吐期间的孔隙动用效率(图 8)。

从图 8 可以看出:第 1 轮吞吐结束后,1~5 μm

的相对大孔隙动用效率较高,第 2~4 轮吞吐结束后,0.1~0.5 μm 和小于 0.1 μm 的小孔隙动用效率显著增大。表明当焖井时间为 15 min 时,第 1 轮吞吐期间主要是储层中的相对大孔隙得到了动用。但由于渗吸时间短且大孔隙的毛管力较弱,使得渗吸作用不明显,因此可将第 1 轮吞吐期间的渗吸贡献率视为 0。随着吞吐轮次增加,渗吸时间延长,使得小孔隙动用效率显著增大。由于渗吸时间长且小孔隙的毛管力相对较强,第 2~4 轮吞吐期间的渗吸作用不能忽略。

3.3 焖井时间影响

当焖井时间不同时,随着焖井时间延长,渗吸采油量会逐渐增大。为最大限度降低渗吸作用对采油量的影响,以第 1 轮吞吐的实验结果为依据,分析不同焖井时间第 1 轮吞吐后的孔隙动用效率,如图 9 所示。

第 1 轮吞吐期间,不同孔径尺寸的孔隙动用效率随着焖井时间的延长,变化规律是不相同的。对于 0.5~1 μm 和 1~5 μm 的相对大孔隙,焖井时间为 300 min 时对应的孔隙动用效率最高,焖井时间为 15、120、2 880 min 时对应的孔隙动用效率比较接近,随焖井时间延长而略有增大。表明相对大孔隙中的渗吸作用较弱,受焖井时间的影响较小,但当焖井时间提高到最短焖井时间(15 min)的 20 倍(300 min)时,渗吸贡献率不能忽略。对于 0.1~0.5 μm

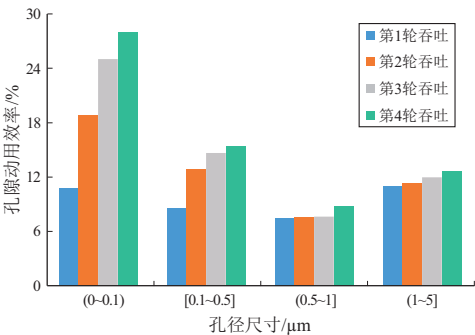


图 8 焖井 15 min 时多轮吞吐后的孔隙动用效率(岩心 C)

Fig.8 Pore utilization efficiency after cycles of huff-n-puff with 15 minutes of shut-in time (core C)

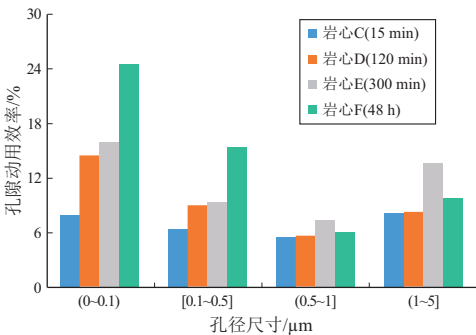


图 9 不同焖井时间第 1 轮吞吐后的孔隙动用效率

Fig.9 Pore utilization efficiency after the first cycle of huff-n-puff with different shut-in times

和小于 0.1 μm 的小孔隙,孔隙动用效率随着焖井时间的延长而增大,且增大幅度显著高于储层中相对大孔隙的动用效率。表明小孔隙的渗吸作用较强,受焖井时间的影响也较大,当焖井时间显著超过最短焖井时间(15 min)时,渗吸贡献率就不能忽略。

3.4 渗吸/驱替贡献率

综合最短焖井时间条件下多轮吞吐和不同焖井时间条件下第 1 轮吞吐的孔隙动用效率实验分析结果,计算得到不同焖井时间第 1 轮吞吐后的采出程度和渗吸/驱油贡献率,如图 10 所示。

第 1 轮吞吐后的采出程度随焖井时间延长而增大,其中岩心 C 的焖井时间为 15 min,由图 8 分析结论可知其渗吸贡献率可视为 0,则采出程度 12.2%均由驱替作用贡献,因此驱替贡献率为 100%。另外 3 块岩心 D、E、F 的焖井时间较长,由图 9 分析结论可知其渗吸贡献率不能忽略且驱替作用对焖井时间不敏感,因此可近似认为当焖井时间为 120、300、2 880 min 时,采出程度中不受渗吸作用影响的部分(12.2%)为驱替作用贡献,增加的部分则为渗吸作用贡献。由此得出当焖井时间为 120、300、2 880 min(48 h)时,对应的渗吸贡献率分别为 24%、38%、48%,对应的驱替贡献率分别为 76%、62%、52%。

综上所述可以看出,一方面,随着焖井时间延长,渗吸作用逐渐加强,渗吸贡献率逐渐升高,而驱替作用则正好相反。另一方面,虽然驱替作用会随着焖井时间延长而减弱,但在致密砾岩吞吐采油过程中,驱替贡献率始终大于渗吸贡献率。

4 结论

(1)压裂驱油剂性能对致密油藏动态渗吸增油机理有显著影响。当压裂驱油剂降低界面张力和改变湿润性的能力较强时,渗吸作用为主要增油

机理;反之,则驱替作用为主要增油机理。

(2)压裂吞吐采油控制参数对不同压裂驱油剂的增油效果有一定影响。流度控制剂对吞吐轮次的敏感程度较强,表面活性剂的敏感程度较弱。单轮吞吐时表面活性剂有助于提高原油采出程度,多轮吞吐时流度控制剂的采油效果更好。

(3)渗吸和驱替两种增油机理对动态渗吸过程中的增油贡献变化规律是相反的,并且焖井时间是影响渗吸/驱替贡献率的主要因素。随着焖井时间延长、渗吸贡献率增大、驱替贡献率减小,但驱替贡献率始终大于渗吸贡献率。

(4)通过实验量化分析了动态渗吸增油机理和规律,但受岩心尺度、岩心数量、裂缝形态等因素的制约,研究成果在矿场工程中的直接应用有待深化研究。

致谢:本文得到了中国石油勘探开发研究院秦积舜教授和中国石油大学(北京)刘睿老师的指导帮助,在此致以衷心感谢!

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors declare no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

刘红现、白雷、刘同敬参与实验设计;罗强、孙江飞、刘佳幸完成实验操作;刘红现、刘同敬参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed by LIU Hongxian, BAI Lei, and LIU Tongjing. The experimental operation was completed by LUO Qiang, SUN Jiangfei, and LIU Jiaxing. The manuscript was drafted and revised by LIU Hongxian and LIU Tongjing. All authors have read the final version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

- [1] 胡泽根,马宇奔,李明峰,等.致密油提高采收率技术研究进展[J].石油化工应用,2023,42(3):5-11.
HU Zegen,MA Yuben,LI Mingfeng,et al.Research progress on enhanced oil recovery technology of tight oil[J].Petrochemical Industry Application,2023,42(3):5-11.
- [2] 郭建春,马莅,卢聪.中国致密油藏压裂驱油技术进展及发展方向[J].石油学报,2022,43(12):1788-1797.
GUO Jianchun,MA Li,LU Cong.Progress and development directions of fracturing flooding technology for tight reservoirs in China[J].Acta Petrolei Sinica,2022,43(12):1788-1797.
- [3] 刘义坤,王凤娇,汪玉梅,等.中低渗透储集层压驱提高采收率机理[J].石油勘探与开发,2022,49(4):752-759.
LIU Yikun,WANG Fengjiao,WANG Yumei,et al.The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs[J].Petroleum Exploration and Development,2022,49(4):752-759.
- [4] 王凤娇,孟详昊,刘义坤,等.致密储层压驱焖井阶段渗吸机理分子模拟研究[J].力学学报,2024,56(6):1624-1634.
WANG Fengjiao,MENG Xianghao,LIU Yikun,et al.The shut-in

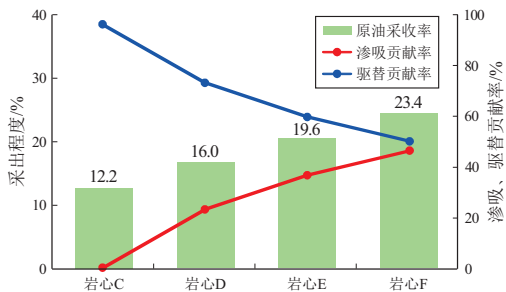


图 10 不同焖井时间第 1 轮吞吐后的采出程度和渗吸、驱油贡献率

Fig.10 Oil recovery levels and contribution rates of imbibition and displacement after the first cycle of huff-n-puff with different shut-in times

imbibition mechanism of hydraulic fracturing-assisted oil displacement in tight reservoirs based on molecular simulation[J].Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2024, 56(6): 1624–1634.

[5] 孔祥伟,许洪星,张晓辉,等.低渗透薄互层油藏动态多级暂堵压裂技术优化[J].钻采工艺, 2023, 46(6): 66–71
KONG Xiangwei, XU Hongxing, ZHANG Xiaohui, et al. Optimization of dynamic multistage temporary plugging fracturing technology for low permeability thin interbed reservoirs[J].Drilling and Production Technology, 2023, 46(6): 66–71

[6] 钱计安,蒋裕强,罗彤彤,等.页岩储层渗吸过程微观孔缝演变特征及影响因素:以四川盆地渝西地区龙马溪组上₁亚段为例[J].石油实验地质, 2024, 46(6): 1336–1348.
QIAN Ji'an, JIANG Yuqiang, LUO Tongtong, et al. Microscopic pore and fracture evolution characteristics and influencing factors during imbibition process of shale reservoirs: a case study of the first section of the first member of Longmaxi Formation, western Chongqing area, Sichuan Basin[J].Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1336–1348.

[7] 余海棠,何亚斌,刘艳梅,等.超低渗透油藏高温高压动态吞吐渗吸驱油实验[J].大庆石油地质与开发, 2022, 41(5): 80–86.
YU Haitang, HE Yabin, LIU Yanmei, et al. Experiment of high-temperature and high-pressure dynamic huff-n-puff imbibition displacement in ultra-low permeability reservoir[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(5): 80–86.

[8] 王香增,赵习森,党海龙,等.基于核磁共振的致密油藏自发渗吸及驱替特征研究[J].地球物理学进展, 2020, 35(5): 1870–1877.
WANG Xiangzeng, ZHAO Xisen, DANG Hailong, et al. Research on the characteristics of spontaneous imbibition and displacement of the tight reservoir with the NMR method[J].Progress in Geophysics, 2020, 35(5): 1870–1877.

[9] 党海龙,王小锋,崔鹏兴,等.基于核磁共振技术的低渗透致密砂岩油藏渗吸驱油特征研究[J].地球物理学进展, 2020, 35(5): 1759–1769.
DANG Hailong, WANG Xiaofeng, CUI Pengxing, et al. Research on the characteristics of spontaneous imbibition oil displacement with the low permeability tight-sandstone oil reservoir using the Nuclear Magnetic Resonance (NMR) technology[J].Progress in Geophysics, 2020, 35(5): 1759–1769.

[10] 廖凯,张士诚,谢勃勃.页岩油体体积压裂后合理焖井时间模拟研究[J].油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 749–755.
LIAO Kai, ZHANG Shicheng, XIE Bobo. Simulation of reasonable shut-in time for shale oil after volume fracturing[J].Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 749–755.

[11] 周文博,刘卫东,郑晓波,等.低渗透油藏渗吸机理及研究状况综述[J].应用化工, 2018, 47(4): 825–829.
ZHOU Yibo, LIU Weidong, ZHENG Xiaobo, et al. Summary about mechanism and application of imbibition in low-permeability reservoirs[J].Applied Chemical Industry, 2018, 47(4): 825–829.

[12] 李传亮,毛万义,吴庭新,等.渗吸驱油的机理研究[J].新疆石油地质, 2019, 40(6): 687–694.
LI Chuanliang, MAO Wanyi, WU Tingxin, et al. A study on mechanism of oil displacement by imbibition[J].Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(6): 687–694.

[13] 金智荣,张华丽,陈佳豪,等.低渗透储层动静态渗吸采油效果实验研究[J].非常规油气, 2022, 9(5): 93–102.
JIN Zhirong, ZHANG Huali, CHEN Jiahao, et al. Experimental study on oil displacement effect by dynamic and static imbibition in low permeability reservoir[J].Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(5): 93–102.

[14] 王付勇,曾繁超,赵久玉.低渗透/致密油藏驱替—渗吸数学模型及其应用[J].石油学报, 2020, 41(11): 1396–1405.
WANG Fuyong, ZENG Fanchao, ZHAO Jiuyu. A mathematical model of displacement and imbibition of low-permeability/tight reservoirs and its application[J].Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(11): 1396–1405.

[15] 杨宸,杨二龙,安艳明,等.致密储层孔隙结构对渗吸的影响研究进展[J].特种油气藏, 2024, 31(4): 10–18.
YANG Chen, YANG Erlong, AN Yanming, et al. Research progress on the impact of tight oil reservoir pore structure on spontaneous imbibition[J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(4): 10–18.

[16] 石立华,薛颖,崔鹏兴,等.致密油藏自发静态渗吸实验及影响因素[J].科学技术与工程, 2023, 23(29): 12494–12503.
SHI Lihua, XUE Ying, CUI Pengxing, et al. Spontaneous static imbibition experiment of tight reservoir and its influencing factors[J].Science Technology and Engineering, 2023, 23(29): 12494–12503.

[17] 曾慧勇,陈立峰,陈亚东,等.压裂—驱油一体化工作液研究进展[J].油气地质与采收率, 2022, 29(3): 162–170.
ZENG Huiyong, CHEN Lifeng, CHEN Yadong, et al. Research progress on fracturing–oil displacement integrated working fluid[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 162–170.

[18] 侯向前,张福祥,胡广军,等.渗吸驱油用表面活性剂研究现状及展望[J].化学工程师, 2024, 38(1): 70–74.
HOU Xiangqian, ZHANG Fuxiang, HU Guangjun, et al. Research status and prospect of surfactants for imbibition flooding[J].Chemical Engineer, 2024, 38(1): 70–74.

[19] 金智荣,侯晓蕊,马巍,等.江苏某油田渗吸洗油剂性能评价[J].石油化工应用, 2023, 42(4): 28–33.
JIN Zhirong, HOU Xiaorui, MA Wei, et al. Performance evaluation of imbibition oil displacement agent in an oilfield in Jiangsu[J].Petrochemical Industry Application, 2023, 42(4): 28–33.

[20] 王科,卢双舫,姜毅,等.压裂液渗吸与富气页岩气井典型生产规律关系剖析[J].特种油气藏, 2024, 31(3): 158–166.
WANG Ke, LU Shuangfang, LOU Yi, et al. Analysis of the relationship between fracturing fluid imbibition and typical production rules of gas-rich shale gas wells[J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(3): 158–166.

[21] 朱峰.中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验地质技术之核磁共振岩心分析技术[J].石油实验地质, 2023, 45(4): 590.
ZHU Feng. Nuclear magnetic resonance core analysis technology of experimental geological techniques of Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute[J].Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 590.

[22] 王学武,杨正明,李海波,等.核磁共振研究低渗透储层孔隙结构方法[J].西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(2): 69–72.
WANG Xuewu, YANG Zhengming, LI Haibo, et al. Experimental study on structure of low permeability core with NMR spectra[J].Journal of Southwest Petroleum University (Science Technology Edition), 2010, 32(2): 69–72.

[23] 宁传祥,姜振学,苏思远,等.泥页岩核磁共振 T_2 谱换算孔隙半径方法[J].科学技术与工程, 2016, 16(27): 14–19.
NING Chuanxiang, JIANG Zhenxue, SU Siyuan, et al. Method for calculating pore radius distribution in shale reservoirs from NMR T_2 spectra[J].Science Technology and Engineering, 2016, 16(27): 14–19.