

多层非均质储层 CO₂ 吞吐及埋存效率实验

顾 晓, 王智林

(中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009)

摘要: CO₂吞吐是一种目前广泛应用于各类油藏改善开发效果的有效方法。主要针对多层非均质油藏 CO₂吞吐过程中非均质性的影响和因毛管力导致的滞留埋存进行研究,通过单管和三管并联长岩心 CO₂吞吐实验,研究多层非均质性对吞吐效率、气油比和埋存率的影响。实验结果显示,存在一个最优渗透率,使多层非均质油藏 CO₂吞吐效果最好;强层间非均质性可以提高采出程度,低渗管一定程度上对提高中渗管和高渗管的采出程度作出了贡献,使三管组中的中渗管、高渗管采出程度和总采出程度均高于单管组,三管组总采出程度比单管组总采出程度高 1.5%;多层非均质油藏 CO₂吞吐的总体埋存率偏低,埋存效果存在一个最优渗透率,非均质性越强,埋存率越高。研究可为同类多层强非均质油藏吞吐增效提供借鉴。

关键词: 多层非均质; CO₂吞吐; 采出程度; 气油比; 埋存效率

中图分类号: TE357.4 **文献标志码:** A

Experimental research on CO₂ huff and puff and storage efficiency in multi-layer heterogeneous reservoirs

GU Xiao, WANG Zhilin

(Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: CO₂ huff and puff is an effective method that is widely used in various reservoirs to improve the development effect. The effect of heterogeneity on the CO₂ huff and puff process of multi-layer heterogeneous reservoirs and the retention and storage caused by capillary forces are mainly studied. The effect of multi-layer heterogeneity on the huff and puff efficiency, gas-oil ratio, and storage rate is investigated by single and three-tube parallel long-core CO₂ huff and puff experiments. The experimental results show that there is an optimal permeability, which makes the best CO₂ huff and puff effect in the multi-layer heterogeneous reservoir. Strong inter-layer heterogeneity can improve the recovery degree, and the low-permeability pipe contributes to a certain extent to improve the recovery degree of medium-permeability pipe and high-permeability pipe so that the recovery degree and total recovery degree of medium-permeability pipe and high-permeability pipe in the three-pipe group are higher than that of the single-pipe group, and the total recovery degree of the three-pipe group is 1.5% higher than that of the single-pipe group. The overall storage efficiency of CO₂ huff and puff in multi-layered heterogeneous reservoirs is low, and there exists an optimal permeability for the storage effect, the stronger the heterogeneity, the higher the storage efficiency. The study can provide a reference for similar multi-layered strongly heterogeneous reservoirs to increase the efficiency of huff and puff.

Key words: multilayer heterogeneous reservoir; CO₂ huff and puff; recovery performance; gas-oil ratio; storage efficiency

CO₂吞吐是一种提高低渗透油田采收率的有效方法,其机理主要有降低原油黏度、使原油体积膨胀、萃取、溶解气驱以及酸化解堵等^[1-2]。CO₂吞吐不依赖于邻井的流体驱动,涉及油藏范围小,是提高单井开发效果的有效措施,具有投入少,周期短,见效快,适用性强的特点^[3-5]。随着气源的不断发现和配套技术的发展,采用 CO₂吞吐改善多层非均质油藏的方法得到了不断推广,并具有良好的应用前景^[6-7]。

前人针对 CO₂吞吐做了大量物理实验及数值模拟研究,周拓等^[8]通过水平井分段压裂的 CO₂吞吐模拟实验研究认为注入压力是影响 CO₂吞吐效果的

收稿日期:2021-12-28;改回日期:2022-03-09。

第一作者简介:顾晓(1993—),硕士,现从事提高采收率技术研究。E-mail:gux_2.jsyt@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“重油和高凝油油藏高效开发技术”(2011ZX05032-002);中国石化集团公司科研项目“苏北复杂断块低渗油藏注 CO₂技术及应用”(P16050)。

重要因素;王一等^[9]使用人造三维岩心模拟了超深层稠油直井CO₂吞吐,发现CO₂吞吐作用半径随吞吐周期的增加而增大;罗永成等^[10]推导基于CO₂扩散影响的致密油藏水平井产能预测的数值模型,研究发现采油指数与扩散系数呈正相关;许国晨等^[11]通过现场CO₂吞吐试验发现降黏剂筛选及优选合理的注入量是提高水平井CO₂吞吐效果的关键,唐人选等^[12]基于实际矿场CO₂吞吐施工参数研究,认为换油率与注入量及焖井时间存在一个最优值。但近年来水平井吞吐研究多以优化吞吐参数为主,关于多层非均质储层中强非均质性对吞吐的影响^[13-14],以及对吞吐中埋存效果^[15-16]的研究较少。本文主要对吞吐过程中非均质性的作用和因毛管力导致的滞留埋存进行研究,通过单管和三管并联长岩心CO₂吞吐实验,研究渗透率和非均质性对吞吐效率、气油比和埋存率的影响,以对同类油

藏的开发提供借鉴。

1 长岩心注CO₂吞吐室内实验

为研究非均质油藏CO₂吞吐的特征,建立非均质多管并联长岩心物理模型^[17-18],通过长岩心实验对CO₂吞吐效果进行研究,明确非均质性对吞吐效率、气油比和埋存率的影响。

1.1 实验装置及材料

1.1.1 岩心

本次实验选用JS油田Z43井取样的实际岩心,根据实验所需,建立三组长岩心。

(1)低渗组长岩心:筛选渗透率在30×10⁻³ μm²左右的岩心组成相对低渗的组合长岩心。计算得到长岩心的平均渗透率为33.17×10⁻³ μm²,平均孔隙度为22.92%,岩心总孔隙体积为60.73 cm³,见表1。

表1 低渗组组长岩心排序(渗透率30×10⁻³ μm²左右)

岩心序号	岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/10 ⁻³ μm ²	孔隙体积/cm ³
1	28	2.49	5.82	22.92	32.21	6.750
2	14	2.51	6.02	22.69	27.15	6.678
3	25	2.52	5.68	22.57	23.98	6.643
4	22	2.50	5.75	23.36	40.08	6.877
5	18	2.51	5.44	22.24	23.27	6.547
6	17	2.49	6.34	23.41	40.31	6.893
7	12	2.52	6.28	22.69	18.64	6.679
8	13	2.48	6.32	23.21	45.53	6.831
9	16	2.50	6.35	23.21	48.31	6.832
合计			54.00	22.92	33.17	60.73

(2)中渗组长岩心:筛选渗透率在90×10⁻³ μm²左右的岩心组成相对中渗的组合长岩心。计算得

到长岩心的平均渗透率为89.53×10⁻³ μm²,孔隙度为25.03%,岩心总孔隙体积为67.37cm³,见表2。

表2 中渗组组长岩心排序(渗透率90×10⁻³ μm²左右)

岩心序号	岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/10 ⁻³ μm ²	孔隙体积/cm ³
1	8	2.50	4.98	25.50	87.62	6.23
2	2	2.52	6.01	24.69	88.08	7.28
3	9	2.53	5.19	24.98	90.32	6.36
4	24	2.52	7.03	25.25	90.54	8.71
5	4	2.51	4.26	24.45	90.60	5.11
6	6	2.48	6.01	24.55	98.86	7.24
7	1	2.50	6.01	24.86	70.08	7.33
8	7	2.51	4.98	26.23	99.91	6.41
9	3	2.50	6.00	24.53	69.83	7.22
10	5	2.50	4.42	25.27	109.49	5.48
合计			54.89	25.03	89.53	67.37

(3)高渗组长岩心:筛选渗透率在 $195\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 左右的岩心组成相对高渗的组合长岩心。计算长岩心的算术平均渗透率为 $195.87\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度为39.04%,岩心总孔隙体积为 103.43 cm^3 ,见表3。

表3 高渗组组合长岩心排序(渗透率 $195\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 左右)

岩心序号	岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙体积/ cm^3
1	53	2.48	7.01	38.79	194.74	11.42
2	43	2.50	6.17	38.59	196.44	11.36
3	46	2.50	5.22	39.61	197.37	11.66
4	49	2.51	5.28	38.76	189.84	11.41
5	48	2.51	5.99	39.10	202.64	11.51
6	56	2.49	5.72	38.76	185.59	11.41
7	45	2.50	6.35	40.49	204.01	11.92
8	51	2.50	5.98	38.32	178.76	11.28
9	54	2.52	6.28	38.96	214.59	11.47
合计			54.00	39.04	195.87	103.43

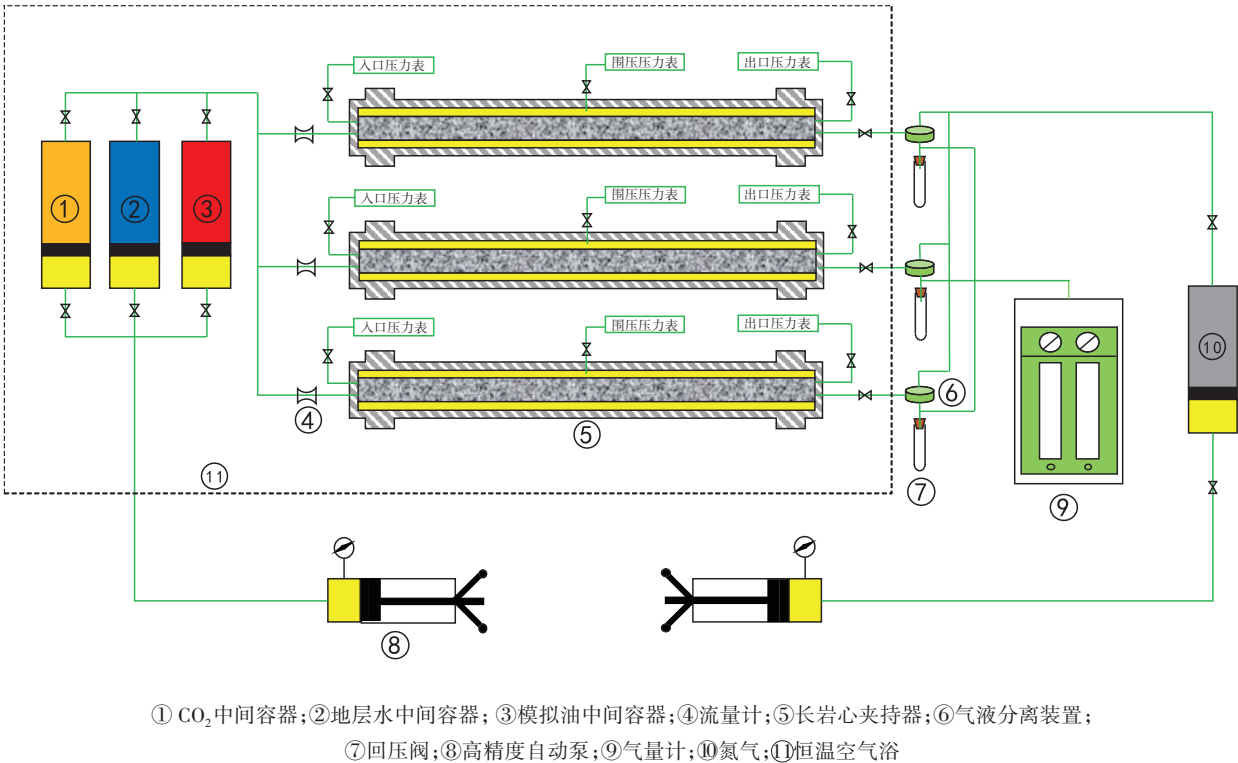
1.1.2 流体

本次实验使用的油是采用JS油田Z43井取样的地面脱气油和溶解气,再按照原始气油比以及实际油藏温度压力,在配样器中重新复配的模拟油。地层温度 $62.5\text{ }^{\circ}\text{C}$,地层压力 14.8 MPa ,气油比 $24\text{ m}^3/\text{m}^3$,原油黏度(地层温度 $62.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下) $57.23\text{ mPa}\cdot\text{s}$,地层水总矿化度 $37\,936.86\text{ mg/L}$,水型为 NaHCO_3 ,注入

气采用由扬州华宝公司提供的工业纯度99.9%的 CO_2 气体,其 CO_2 含量达到99%。

1.1.3 实验装置

实验采用加拿大Hycal长岩心驱替装置(见图1),主要由注入泵系统、长岩心夹持器、回压调节器、压力表、控温系统、气液分离装置、气量计等组成,最高实验压力 70 MPa ,最高实验温度 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。



① CO₂中间容器;②地层水中间容器;③模拟油中间容器;④流量计;⑤长岩心夹持器;⑥气液分离装置;
⑦回压阀;⑧高精度自动泵;⑨气量计;⑩氮气;⑪恒温空气浴

图1 长岩心CO₂吞吐实验装置

1.2 实验流程

(1)计算长岩心长度、总孔隙体积等数据,按计算的岩心排序方式在岩心夹持器中安装好长岩心,按设计连接管线及相关设备,用石油醚、酒精等清洗岩心,抽空后备用。

(2)在地层压力和温度下,用地层水饱和岩心,之后用脱气油驱替岩心,直到出口端不出水为止,建立束缚水饱和度并测定烃类孔隙体积。

(3)用配置好的模拟油驱替岩心,每隔一定时间在出口端记录油量和气量,计算生产气油比,驱替至出口气油比稳定。

(4)每间隔2 MPa详细记录产出的油量和气量、岩心始末端压力等数据,当采出端压力降至目前地层压力后停止衰竭驱替。

(5)以一定速度从长岩心采出端反向向岩心内注入 CO_2 ,注入量为实验设计的高渗管孔隙体积的0.05 PV,停止注气后焖井24 h。

(6)焖井后再次以每小时2 MPa的速度衰竭,详细记录产出的油量和气量、岩心始末端压力等数据,当采出端压力降至废弃压力(8.8 MPa)后,实验结束。

(7)三管并联长岩心 CO_2 吞吐实验过程与单管实验大致相同,区别在于使用三组不同渗透率的岩心同时进行吞吐实验,采用合吞分吐的方法,注入量为三个单管实验的总注入量,分别计量采出端产出油量和气量,对比采收率及换油率。

2 结果与分析

2.1 单管及三管并联吞吐实验结果

本次实验完成三组单管长岩心以及一组三管长岩心实验,采出程度变化如图2所示。

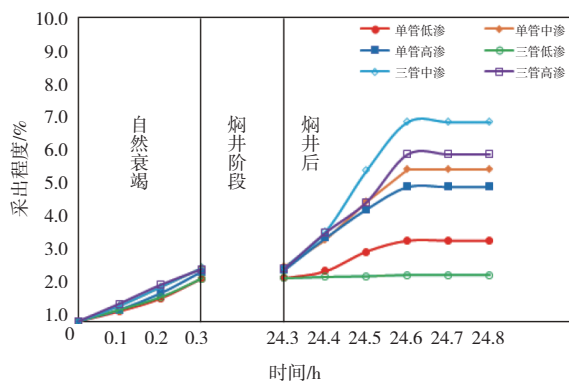


图2 单管与三管长岩心吞吐采出程度

由图2可见,前期衰竭阶段,采出程度逐渐增加。焖井一天后,开井生产,气体迅速突破,气油比

迅速下降,三管岩心的采出程度都有所增加,表明焖井过程中, CO_2 能较好地溶于地层原油,降低了原油黏度,对提高采出程度有一定的作用;开井后气体迅速突破,气油比最终趋于0时,采出程度也不再增加,表明吞吐可持续时间较短,随着地层压力降低,地层弹性能量也消耗殆尽,无法继续提高采出程度。

吞吐效率从高到低依次为中渗管、高渗管和低渗管,三管组结果与单管组结果接近,且高低关系也一致,说明多层非均质油藏 CO_2 吞吐并非渗透率越大越好,存在一个最优渗透率。过低的渗透率不利于 CO_2 运移,而随着渗透率增加,可以使溶解在原油中的 CO_2 量有所上升,提高采出程度;但过高的渗透率一方面会使吞入的气运移速度更快,产生气体超覆现象,减少与底层油的接触,降低波及面积,另一方面会使气体运移距离过长,返排时气体突破较早,开井后大多数 CO_2 仍直接被排出,不能带出更多的油。

在实验中同时测定气油比变化,如图3所示。

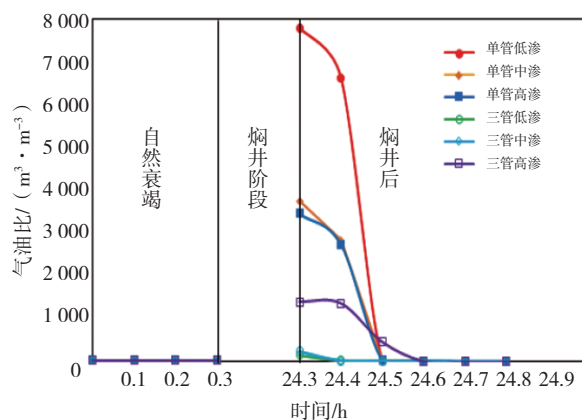


图3 单管及三管长岩心吞吐气油比

由图3可见,衰竭阶段,气油比保持在原始气油比 $24 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 左右,单管组焖井后再开井时,瞬时气油比迅速攀升,峰值可达 $7700 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 以上,气油比由高到低依次为低渗管、中渗管和高渗管,说明单管吞吐时,低渗管由于渗透率过低,注入气运移距离较短,主要聚集在注入端,造成气相段塞较短,减少了与原油的接触,只有少量 CO_2 溶解于油中,大量注入气在开井后被直接排出,无法带出更多的油,导致瞬时气油比较高,而中渗透管和高渗管中溶解了较多的 CO_2 ,带出的油量更多,降低了气油比。

三管组情况与单管组不同,开井后瞬时气油比最高约 $1400 \text{ m}^3/\text{m}^3$,远低于单管组,且气油比由高到低依次为高渗管、中渗管和低渗管。这主要是因

为三管组吞吐中加强了非均质性,渗透率差异使得多数CO₂进入到中渗和高渗管中,进入低渗管中的CO₂相比单管组更少,溶解于油中的CO₂相比单管组也更少,几乎未起到提高采出程度的效果。而进入中渗和高渗管中的CO₂相比单管组更多,大量的CO₂溶解于油中,更能起到提高采出程度的作用,开井后从出口端被排出的气减少,采出油量更多,瞬时气油比普遍低于单管组。

2.2 多层非均质性对驱油效率影响

将单管组和三管组最终采出程度进行对比,如图4所示。

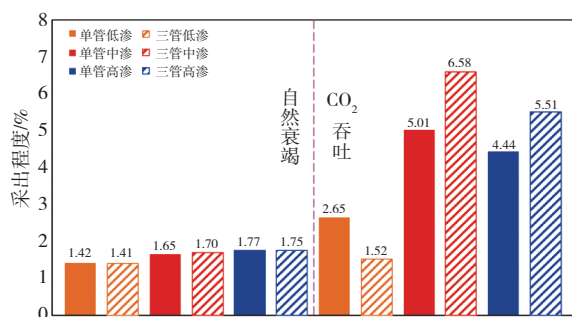


图4 单管组与三管组驱油效率对比

由图4可见,自然衰竭采油阶段,三管组与单管组采出程度差距较小,均在1.5%左右,说明衰竭阶段采出程度随渗透率升高而增大,开采主要依靠自身弹性能量,各组实验采出程度均处于较低水平,因此单管组和三管组驱替效率相差不多。CO₂吞吐阶段,三管组的中渗管和高渗管吞吐效率分别为6.58%和5.51%,较单管组吞吐效率提高了1.57%和2.14%,三管组的低渗管吞吐效率为1.52%,比单管组的吞吐效率下降了1.13%。说明由于并联导致的储层非均质性增强,使得气体运移变快,在相同时间内渗透率较高的中渗管和高渗管能吸收更多的CO₂,产生更长的气相段塞,并联后吞吐产出更多的油,储层非均质性有利于提高采出程度。

单管组总体吞吐效率为12.1%,三管组总体吞吐效率为13.61%,同比上升1.5%,说明低渗孔道的影响起到了类似调剖的作用,让更多的CO₂进入中渗管和高渗管中并溶解,使得另外两管的吞吐效率比单管组吞吐效率更高,低渗组的存在一定程度上对提高中渗透组和高渗组的采出程度作出了贡献。

2.3 多层非均质性对埋存效率影响

由于本次实验主要使用岩心模型,故不考虑构造埋存,认为CO₂封存主要是在地层水和剩余油中的溶解埋存^[19-20],埋存率如图5所示。

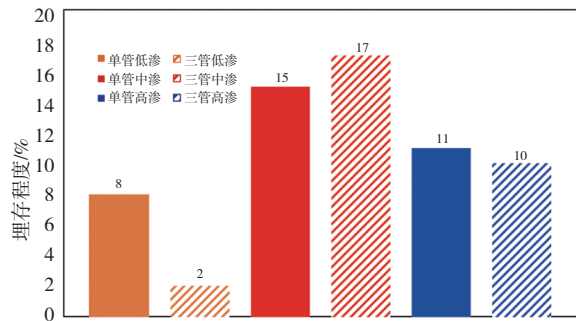


图5 单管组与三管组埋存率对比

由图5可见,吞吐总体埋存率普遍偏低,单管实验中,中渗管埋存率最高,高渗管其次,低渗管最低,三管实验高低关系与单管实验相符,但低渗管和高渗管埋存率下降,而中渗管埋存率上升,三管组总体埋存率高于单管组总体埋存率。说明渗透率较低时,气体主要聚集在近井地带,波及范围小,较少的气溶解在油和地层水中,埋存量较少,导致了埋存率偏低,三管实验中加强了非均质性,导致气体更多地进入到渗透率较高的中渗管和高渗管中,低渗管中吞入的CO₂量比单管实验中更少,埋存率随之降低;随着渗透率增加,更多的CO₂溶解于油和水,埋存率逐渐提高,但渗透率过高会导致气体较早突破,即使三管并联中有更多的气进入高渗管,但开井后气体仍被直接排出,而不是溶解于油和水,导致埋存率降低。因此,多层非均质油藏CO₂埋存存在一个最优渗透率,层间非均质性可以使油和水中的溶解的CO₂更多,埋存效率更高。

3 结论

(1)多层非均质油藏CO₂吞吐的吞吐效率存在一个最优渗透率,过低的渗透率会降低注入气波及面积,而过高的渗透率一方面会产生气体超覆现象,另一方面容易形成更长的气相段塞,使返排时过早突破。

(2)强层间非均质性有利于提高采出程度,多层非均质油藏CO₂吞吐的吞吐效率比单层CO₂吞吐的总吞吐效率高1.5%,由于低渗孔道的存在让更多的CO₂进入到中高渗孔道中,提高了高渗孔道的吞吐效率和总体吞吐效率。

(3)CO₂吞吐的总体埋存率偏低,埋存效果同样存在一个最优渗透率。并联后低渗管和高渗管埋存率下降,而中渗管埋存率上升,总体埋存率高于单管组。多层非均质油藏的非均质性越强,埋存效率越高。

参考文献:

- [1] 徐永成,王庆,韩军,等.应用CO₂吞吐技术改善低渗透油田开发效果的几点认识[J].大庆石油地质与开发,2005,24(4):69-71.
- [2] 王守岭,孙宝财,王亮,等.CO₂吞吐增产机理室内研究与应用[J].钻采工艺,2004,27(1):91-94.
- [3] 孙凯.CO₂吞吐室内实验研究及现场试验[D].大庆:东北石油大学,2014.
- [4] 于云霞.CO₂单井吞吐增油技术在油田的应用[J].钻采工艺,2004,27(1):89-90.
- [5] DING M C, WANG Y F, LIU D X, et al. Enhancing tight oil recovery using CO₂ huff and puff injection: An experimental study of the influencing factors [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 90 (8): 103931.
- [6] 马桂芝,陈仁保,张立民,等.南堡陆地油田水平井二氧化碳吞吐主控因素[J].特种油气藏,2013,20(5):81-85.
- [7] 李国永,叶盛军,冯建松,等.复杂断块油藏水平井二氧化碳吞吐控水增油技术及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):62-65.
- [8] 周拓,刘学伟,王艳丽,等.致密油藏水平井分段压裂CO₂吞吐实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2017,39(2):125-131.
- [9] 王一平,孙业恒,吴光焕,等.超深层稠油二氧化碳吞吐渗流规律[J].特种油气藏,2017,24(4):142-146.
- [10] 罗永成,孙灵辉,吴振凯,等.基于扩散系数变化的致密储层水平井CO₂吞吐产能预测模型[J].科学技术与工程,2021,21(9):3588-3594.
- [11] 许国晨,王锐,卓龙成,等.底水稠油油藏水平井二氧化碳吞吐研究[J].特种油气藏,2017,24(3):155-159.
- [12] 唐人选,吴公益,陈菊,等.苏北复杂断块油藏二氧化碳吞吐效果影响因素分析及认识[J].中外能源,2020,25(12):32-38.
- [13] 李滔,李闯,荆雪琪,等.孔隙尺度各向异性与孔隙分布非均质性对多孔介质渗透率的影响机理[J].石油勘探与开发,2019,46(3):569-579.
- [14] 陈欢庆,王珏,杜宜静.储层非均质性研究方法进展[J].高校地质学报,2017,23(1):104-116.
- [15] AL-KHDHEEAWI E A, VIALLE S, BARIFCANI A, et al. Impact of injected water salinity on CO₂ storage efficiency in homogenous reservoirs [J]. The APPEA Journal, 2018, 58(1):44-50.
- [16] CUI G D, ZHU L H, ZHOU Q C, et al. Geochemical reactions and their effect on CO₂ storage efficiency during the whole process of CO₂ EOR and subsequent storage [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2021, 108(1):103335.
- [17] 黄小亮,贾新峰,周翔,等.延长油田低渗油藏长岩心二氧化碳吞吐参数优化[J].新疆石油地质,2015,36(3):313-316.
- [18] 徐辉,吴诗中,周洁.长岩心注二氧化碳驱油模拟实验研究——以台兴油田阜宁组三段储层为例[J].天然气勘探与开发,2010,33(2):56-59.
- [19] 沈平平,廖新维,刘庆杰.二氧化碳在油藏中埋存量计算方法[J].石油勘探与开发,2009,36(2):216-220.
- [20] 赵丰年,辛翠平.储层CO₂封存能力研究[J].非常规油气,2020,7(3):72-76.

(编辑 谢 葵)