

致密油储集层 CO₂ 吞吐效果及影响因素分析

——以新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组为例

马铨峥, 杨胜来*, 陈浩, 王璐, 钱坤, 孟展, 雷浩, 王智林

中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, cupysl@126.com

收稿日期: 2017-05-16

国家 973 陆相致密油高效开发基础研究——提高致密油储集层采收率机理与方法研究课题(编号: 2015CB250904)资助

摘要 新疆致密油储集层衰竭式开发采收率低、剩余油含量高, 储集层具有中等偏强的水敏性, 注水难度大, 增产效果差。为了提高衰竭开采后储集层采收率, 开展了室内 CO₂ 吞吐物理模拟实验, 研究了吞吐周期、生产压力、渗透率等因素对吞吐效果的影响, 同时通过核磁共振测试分析了出油孔径范围。结果表明: 随吞吐周期增加, 周期采收率和累计采收率增速降低, 吞吐效果变差; 生产压力越低, 累计采收率越高; 渗透率越高, 生产气油比越低、周期采收率越高、吞吐效果越好。经过 8 个吞吐周期, 累计采收率增加 16%~34%, 约为弹性采收率的 5~8 倍, 其中前 5 周期起主要贡献, 占累计提高采收率的 83.0%~91.7%。大孔道中的原油较小孔道先采出, 第 1 吞吐周期, 大于 50 ms 对应的孔道产油量占总产出的 49.00%~73.66%。随吞吐周期增加, 10~50 ms、1~10 ms 对应的孔道产油量逐渐占据主导地位。研究认为, 该致密油储集层衰竭开采后, 采用 CO₂ 吞吐能显著提高采收率, 但吞吐周期应控制在 5 个以内。

关键词 致密油储集层; CO₂ 吞吐; 最小混相压力; 吞吐周期; 气油比; 核磁共振

0 引言

新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油藏储量丰富, 但由于储集层渗透率特低、孔隙度小、孔隙结构复杂、裂缝不发育、原油黏度较高, 导致原油渗流阻力较大, 常规方式开采困难。该致密油储集层地层压力系数为 1.2, 属于异常高压油藏, 原始地层压力达到 43 MPa, 弹性能量丰富。采用衰竭方式开采时, 初期产量高, 但递减快、稳产期短、采收率低, 储集层剩余油含量高。为了将更多的剩余油采出, 提高采收率, 在衰竭开采结束后, 应采取合理的增产方式。

由于该致密油储集层岩石物性较差, 且具有中等偏强的水敏性, 为了避免注水对地层造成不可逆的伤害, 应考虑其他增产方式。CO₂ 溶解于原油后, 能显著改善原油物性、降低原油黏度、提高原油流动能力, 在常规低渗、特低渗等油藏增产方式中, CO₂ 吞吐受到广泛关注, 已形成比较成熟的技术。因此, 可以考虑将 CO₂ 吞吐技术用于提高致密油藏采收率。

赵明国等人对大庆芳 48 低渗透断块油区进行室内 CO₂ 吞吐实验研究发现, 该区块 CO₂ 吞吐效果较好, 具有良好的可行性^[1]。刘伟等人对苏北低渗透复杂断块进行 CO₂ 吞吐物理模拟实验研究, 形成了适合

引用格式: 马铨峥, 杨胜来, 陈浩, 王璐, 钱坤, 孟展, 雷浩, 王智林. 致密油储集层 CO₂ 吞吐效果及影响因素分析——以新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组为例. 石油科学通报, 2018, 04: 434-445

MA Quanzheng, YANG Shenglai, CHEN Hao, WANG Lu, QIAN Kun, MENG Zhan, LEI Hao, WANG Zhilin. Effect and influencing factors of CO₂ huff and puff in a tight oil reservoir—Taking the Lucaogou formation in the Xinjiang Jimsar sag as an example. Petroleum Science Bulletin, 2018, 04: 434-445. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.04.039

该地区 CO₂ 单井吞吐的提高采收率技术,并在现场取得了较好的效果^[2]。徐永成等人对葡萄花油田进行室内 CO₂ 吞吐实验,确定了影响 CO₂ 吞吐效果的主要因素是原油中饱和烃含量^[3]。黄小亮等人通过室内长岩心 CO₂ 吞吐实验研究了注气量、焖井时间、压力衰竭速度等参数对长庆低渗透油田开发效果的影响,发现适当降低注气速度能较好地克服油藏非均质性的影响^[4]。此外,国内外学者针对不同类型油藏也进行了大量 CO₂ 吞吐提高油田采收率研究。霍刚、张红梅等人通过室内 CO₂ 吞吐物理模拟实验和数值模拟,分析了稠油开采过程中影响吞吐效果的相关因素,确定了相关参数值^[5-9]。周正平、吴有文等人通过一系列室内物理模拟实验,研究了 CO₂ 注入量、注入速度、注入压力、吞吐周期以及焖井时间等对低渗透油田 CO₂ 吞吐效果的影响,为低渗透油藏 CO₂ 吞吐开发方案的制定提供理论支撑^[10-13]。Jianlei Sun、Cheng Chen 等人通过实验研究了 CO₂ 吞吐提高断块油田、裂缝性油田以及页岩油田采收率的可行性,并对相关机理进行了分析^[14-20]。

虽然前人对 CO₂ 吞吐提高油田采收率进行了大量研究,但对致密油藏研究较少,且以美国巴肯致密油藏为主,对新疆致密油藏 CO₂ 吞吐提高采收率的研究十分匮乏^[21-23]。针对上述问题,文章对新疆吉木萨尔

凹陷芦草沟组致密油储集层天然岩心,进行室内 CO₂ 吞吐实验,对该致密油储集层 CO₂ 吞吐效果及影响因素进行分析;同时在微观上通过核磁共振测试确定了不同吞吐周期主力产油区对应的孔隙半径。

1 实验部分

1.1 原油组分分析

原油组分决定了原油的性质,对 CO₂ 与原油的最小混相压力也有一定影响,原油重质组分含量越高,最小混相压力也越高。为了获得原油组分组成,对新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组某油井地面脱气原油组分进行色谱分析,结果如表 1 所示。

由表 1 可知,新疆吉木萨尔芦草沟组地面脱气原油轻质组分摩尔含量较少,重质组分摩尔含量较高,其中 C₉~C₃₅ 的摩尔含量为 48.74%,C₃₆⁺ 组分摩尔含量为 51.26%。

1.2 高压物性分析

为了研究注入的 CO₂ 对地层流体的影响,在地层温度 81 °C、地层压力 43 MPa 条件下,将高纯 CO₂ 溶解到定量的模拟油(地面脱气原油与煤油 1:1 配制)中,

表 1 原油组分

Table 1 Composition of the crude oil

组分	mol%	wt%	组分	mol%	wt%
C ₁	0	0	C ₁₈	2.02	0.97
C ₂	0	0	C ₁₉	2.01	1.01
C ₃	0	0	C ₂₀	1.69	0.89
iC ₄	0	0	C ₂₁	1.53	0.85
nC ₄	0	0	C ₂₂	1.39	0.81
iC ₅	0	0	C ₂₃	1.31	0.80
nC ₅	0	0	C ₂₄	1.21	0.77
C ₆	0	0	C ₂₅	1.27	0.84
C ₇	0	0	C ₂₆	1.43	0.98
C ₈	0	0	C ₂₇	1.73	1.24
C ₉	2.98	0.69	C ₂₈	2.22	1.65
C ₁₀	1.33	0.34	C ₂₉	2.23	1.72
C ₁₁	1.63	0.46	C ₃₀	2.54	2.02
C ₁₂	2.37	0.73	C ₃₁	1.70	1.40
C ₁₃	2.42	0.81	C ₃₂	1.29	1.10
C ₁₄	3.13	1.14	C ₃₃	0.98	0.86
C ₁₅	2.28	0.90	C ₃₄	0.82	0.74
C ₁₆	2.21	0.94	C ₃₅	0.75	0.70
C ₁₇	2.27	1.03	C ₃₆ ⁺	51.26	73.61

进行相关物性参数测试,结果如图1和图2所示。

(1) 膨胀系数

从图1可以看出,随着注入压力的增大,原油膨胀系数近似线性增大。当注入压力达到20 MPa时,原油体积膨胀系数增大为初始值的1.45倍。因此,可以采用提高注入压力的方法,增大CO₂在原油中的溶解度,增大原油膨胀体积,提高采收率。

(2) 黏度变化

从图2可以,看出随着CO₂注入量的增加,原油黏度近似呈线性递减。当注入量达到0.5 mol/mol时,原油黏度降低了36.5%。表明CO₂溶解于原油后能有效降低原油黏度,改善原油流量,增强原油流动性,提高采收率。

1.3 最小混相压力

最小混相压力是油田注CO₂增产方式的重要参数之一,当CO₂与原油达到混相后,不仅可以消除界面

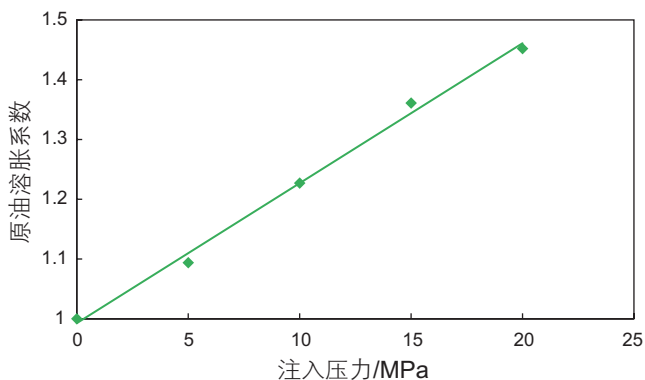


图1 原油膨胀系数随注入压力的变化关系曲线

Fig. 1 Relationship between oil expansion coefficient and injection pressure

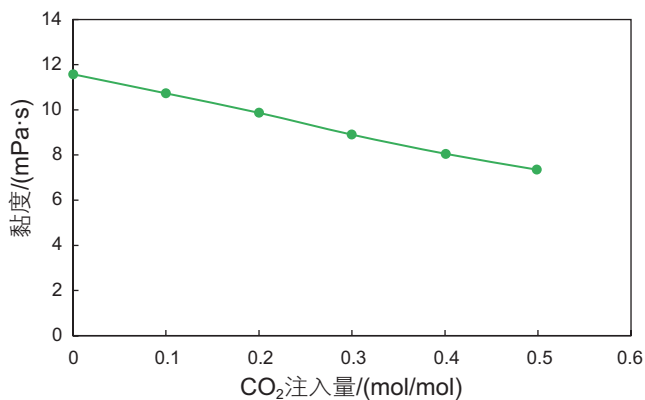


图2 原油黏度随CO₂注入量的变化关系曲线

Fig. 2 Variation of crude oil viscosity with CO₂ injection

张力的影响,还能萃取和汽化原油中的轻质烃,形成CO₂和轻质烃混合油带,进而大幅度降低原油渗流阻力,提高驱油效率,对油田注气提高采收率具有重要作用。

为了确定新疆致密油储集层CO₂与原油的最小混相压力,实验严格按照SY/T6573-2003执行。在地层温度81℃、压力高于饱和压力的条件下,进行室内细管模拟实验,结果如图3所示。

由图3可知,随着驱替压力增大,采收率逐渐增加。当驱替压力小于18.7 MPa时,采收率增加较快;当驱替压力大于18.7 MPa时,采收率增加变缓。曲线在18.7 MPa发生转折,驱替逐渐呈现混相特征。根据图3曲线并结合最小混相压力测定标准,得到新疆致密油储集层CO₂与原油的最小混相压力为18.7 MPa。

1.4 CO₂吞吐实验

(1) 实验器材与流程

致密油储集层CO₂吞吐提高采收率实验装置主要由ISCO高精度驱替泵(最高压力7500 psi)、回压泵、围压泵、中间容器、压力传感器、恒温箱、温度传感器、高压夹持器、气液分离装置、气体流量计和气体收集器等组成(图4)。

实验用油为新疆地面脱气原油与煤油按照一定比例配制的模拟油,模拟油的标准密度约为0.862 g/cm³,地层温度下黏度为4.82 mPa·s。

实验岩样采用取自新疆吉木萨尔芦草沟组致密油储集层、井深3600~4000 m的天然岩心,基本物性参数如表2所示。

(2) 实验条件与方法

为了使实验结果尽可能符合实际情况,实验初

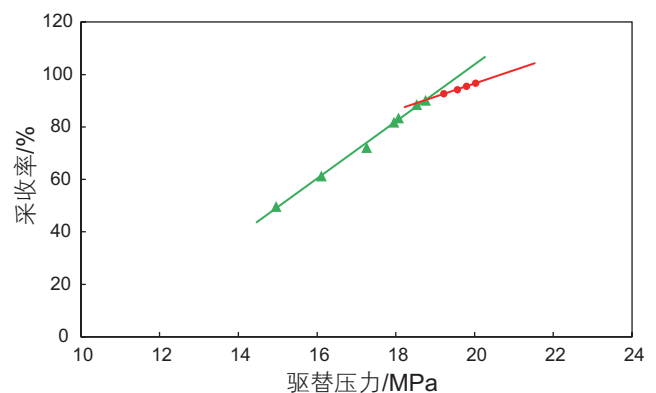


图3 采收率随驱替压力的变化关系曲线

Fig. 3 The relationship between oil recovery and displacement pressure

始压力设为原始地层压力 43 MPa，围压比原始地层压力高 2~3 MPa，温度为原始地层温度 81 °C，回压 43 MPa。由于测得 CO₂ 与原油的最小混相压力为 18.7 MPa，为了使 CO₂ 与模拟油达到混相状态，消除界面张力的影响，提高吞吐效率，同时结合油田实际情况，实验生产压力设定为 20 MPa 和 30 MPa。同时为了对比弹性采收率与吞吐采收率，评价吞吐效果，在衰竭实验结束后，以 43 MPa 恒压向系统注入高纯 CO₂，使系统压力恢复到原始地层压力，确保每个吞

吐周期初始生产压力相同。

实验步骤：①清洗岩心、烘干、称量干重。抽真空、饱和模拟油，称量饱和前后岩样的质量。②将饱和模拟油的岩样装入高压夹持器内，加回压，设定注入泵压为原始地层压力，进行憋压，当系统压力达到平衡时，停泵。③衰竭实验。当系统压力衰竭到设定生产压力 20 MPa(或 30 MPa)后，以恒定压力 43 MPa 注入高纯 CO₂。④当系统压力恢复到原始地层压力时，停泵，焖井 12 h 后进行吞吐，并记录时间、岩心两

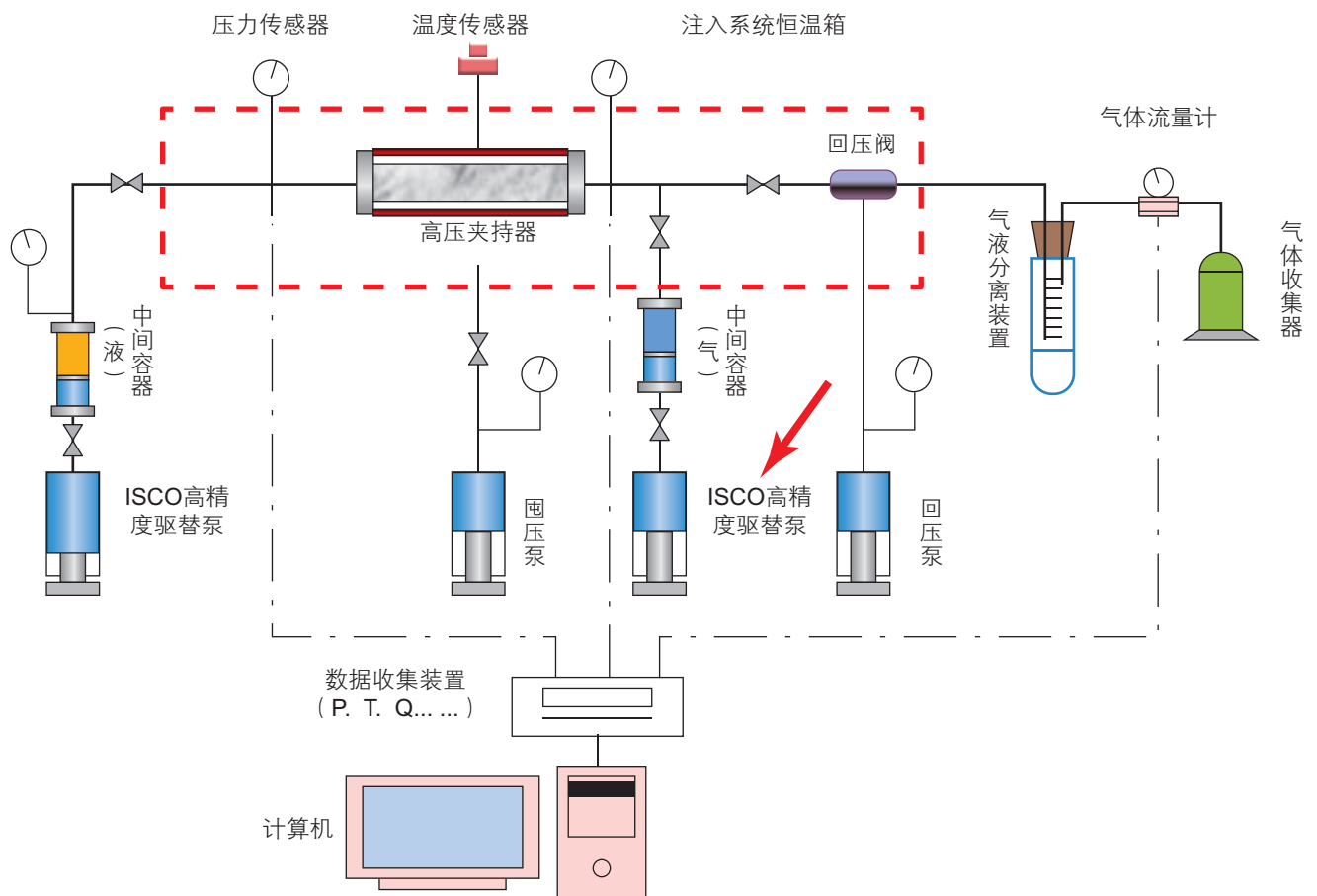


图 4 CO₂ 吞吐实验流程图

Fig. 4 The experimental flow chart of CO₂ huff and puff

表 2 实验岩样基本物性参数

Table 2 The basic physical parameters of rock samples

岩样编号	长度/cm	直径/cm	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%
1	7.242	2.526	0.4700	18.870
2	5.412	2.535	0.2900	5.840
3	6.778	2.466	0.0295	12.680
4	7.694	2.464	0.0060	8.070
5	8.792	2.464	0.0049	6.840

端压力、产油量和产气量等数据。⑤更换岩样,重复步骤③~④。⑥改变生产压力,重复步骤③~④。⑦根据实验结果分析吞吐周期、生产压力以及渗透率对CO₂吞吐提高采收率的影响,同时与弹性采收率进行对比分析,评价CO₂吞吐提高致密油储层采收率的可行性。

2 实验结果分析

2.1 CO₂吞吐结果分析

在上述实验条件下对渗透率、孔隙度等物性参数不同的岩样(表2)进行CO₂吞吐实验,结果如表3和图5~图10所示。

(1) 吞吐周期

由图5可知,在生产压力为30 MPa的条件下,随着吞吐周期增加,周期采收率呈对数形式降低。其中,第1吞吐周期采收率提高幅度最大,采收率提高均在

5%之上。经过8个吞吐周期,3块样品累计采收率分别提高16.519%,23.909%,27.599%。前5周期贡献较大,约占总提高采收率的83%~92%。在弹性衰竭开采后,地层压力降低、剩余油含量高,CO₂的注入一方面可以补充地层能量,增大原油膨胀系数,将部分剩余油驱出。另一方面由于实验压力高于最小混相压力,CO₂溶于模拟油后,二者处于混相状态,使界面张力消除,原油黏度降低、流动性增强,使剩余油更容易采出。但是随着吞吐周期的增加,剩余油含量和CO₂气体利用率逐渐降低,吞吐效果变差,周期采收率逐渐降低。

由图6可知,在生产压力为30 MPa的条件下,随着吞吐周期增加,生产气油比呈指数形式增大。表明注入CO₂利用率逐渐降低,吞吐效果变差。因为CO₂对轻质组分萃取能力较强,随着吞吐周期增加,剩余中轻质组分含量减少,萃取效果变差,周期产油量逐渐降,而周期注气量逐渐增加,导致换油率降低,生产气油比增大。前3~5周期生产气油比低、CO₂利用

表3 吞吐实验结果

Table 3 The result of the huff-puff tests

岩样	生产压力/MPa	周期采收率/%								累计采收率/%
		1	2	3	4	5	6	7	8	
1	30	6.691	5.145	4.678	3.379	3.054	2.267	1.598	0.787	27.599
2	30	6.364	4.612	4.210	2.854	2.420	1.621	1.266	0.562	23.909
3	30	5.330	4.072	2.945	1.631	1.170	0.682	0.424	0.265	16.519
4	20	10.320	6.280	4.430	3.870	2.674	2.460	2.010	1.490	33.534
5	20	10.005	5.942	4.498	3.299	2.688	2.363	1.971	1.371	32.137

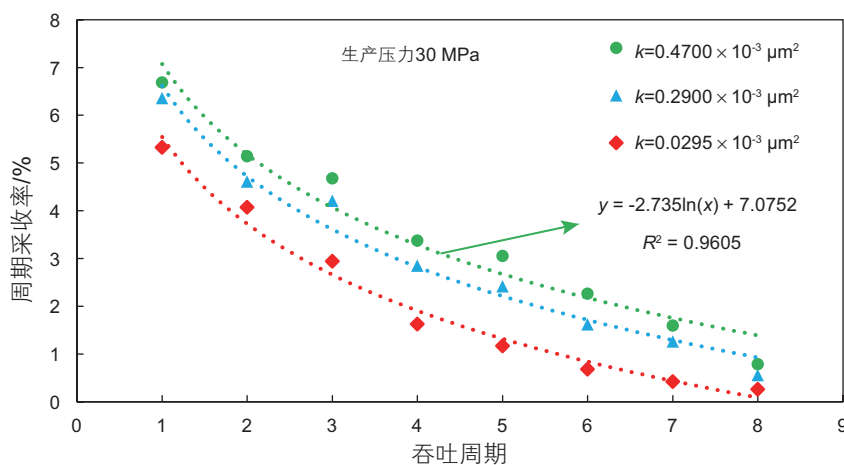


图5 周期采收率与吞吐周期的关系

Fig. 5 Relationship between cycle oil recovery and huff and puff cycle

率较高,吞吐效果较好。从第6周期开始生产气油比迅速增大,CO₂利用率急剧降低,吞吐效果较差。因此,在油田采取CO₂吞吐增产时,吞吐周期应控制在5个以内。

(2) 生产压力

由图7可知,生产压力越低,累计采收率越高,随着吞吐周期增加,累计采收率呈对数形式增大。当生产压力较低时,系统压力恢复到地层压力所需CO₂的注气量较多,混合流体膨胀系数较大,生产时,模拟油中溶解的CO₂气体因膨胀效应释放的弹性能较多,产油量较大,累计采收率较高。因此,在油田开发允许范围内,应尽可能的降低生产压力,提高CO₂吞吐

采收率。

(3) 渗透率

在生产压力为30 MPa的条件下,由周期采收率与渗透率的关系(图8)可知,随着渗透率的增高,周期采收率呈对数形式增大,吞吐效果变好。一方面,储集层渗透率越高,平均孔吼半径越大,在相同条件下,边界层厚度占用率越低(如图9所示),可动流体饱和度越高(如图10所示),注气吞吐时采出原油的量越多。另一方面,储集层渗透率越高,流体渗流阻力越小,因CO₂注入增加的地层能量用于驱油的比例越大,采收率提高越多。因此在储集层渗透率较低时,应采取压裂、酸化等措施改善储集层渗透率,提高吞吐效

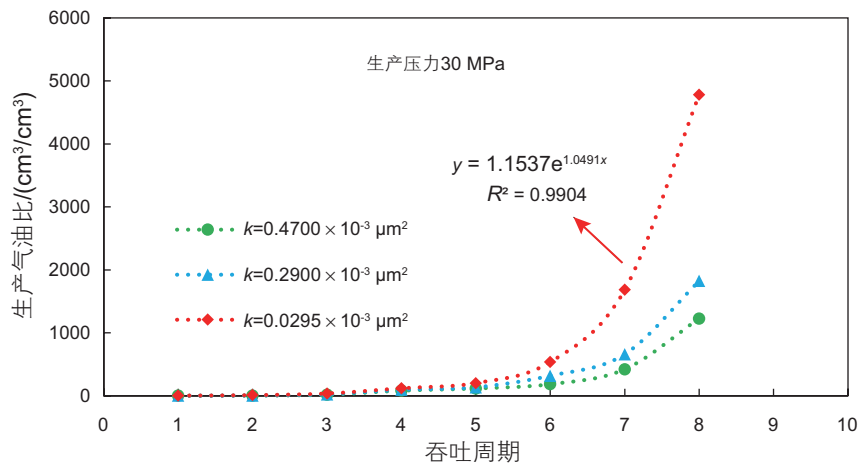


图6 生产气油比与吞吐周期的关系

Fig. 6 Relationship between gas oil ratio and huff and puff cycle

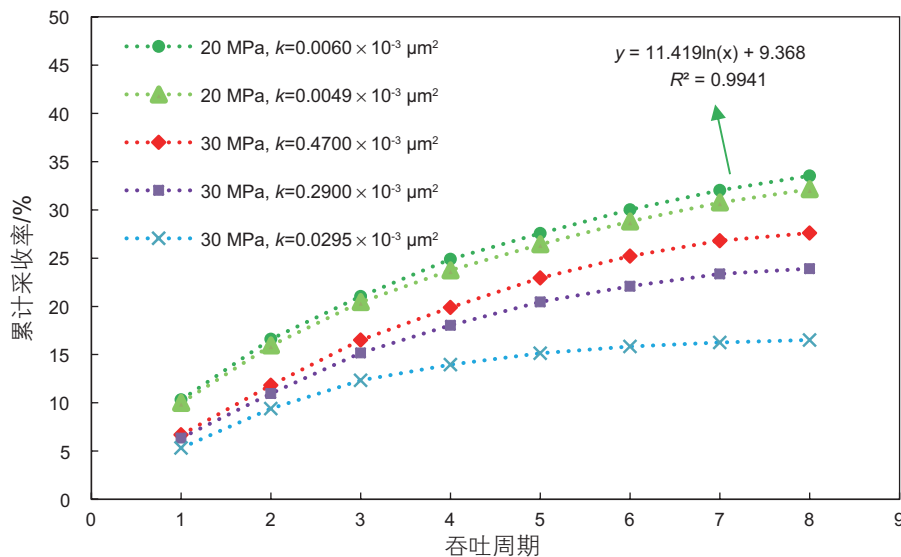


图7 累计采收率随吞吐周期变化关系曲线

Fig. 7 Relationship between cumulative oil recovery and huff and puff cycle

果。

2.2 CO₂ 吞吐可行性评价

为了分析CO₂吞吐效果的优劣,评价致密油储集层CO₂吞吐的可行性,对致密油储集层弹性采收率与CO₂吞吐累计提高采收率结果进行对比分析。

由图 11 可知,不同渗透率的岩样弹性采收率约为 3.5%~5.0%,在弹性衰竭实验的基础上,经过 8 个 CO₂ 吞吐周期,采收率累计提高可达 16.5%~33.5%,约为弹性采收率的 5~8 倍,且衰竭生产压力越低,采收率提高倍数越大,吞吐效果越好,因此注 CO₂ 吞吐对提

高致密油储集层采收率具有良好的可行性。

2.3 核磁共振分析

通过室内 CO₂ 吞吐实验,我们可以获得不同吞吐周期采收率的提高程度,但是无法判断不同尺寸孔隙的贡献。由于储集层岩石孔隙大小与核磁共振 T₂ 谱中弛豫时间成正比, T₂ 弛豫时间越长对应的孔隙半径越大, T₂ 弛豫时间越小对应的孔隙半径越小^[24-30]。因此,通过对比分析不同 CO₂ 吞吐周期剩余油分布的核磁共振 T₂ 谱图,可以获得不同尺寸孔隙对采收率的贡献。在不同吞吐周期,对岩样 1、岩样 2、岩样 3 进行

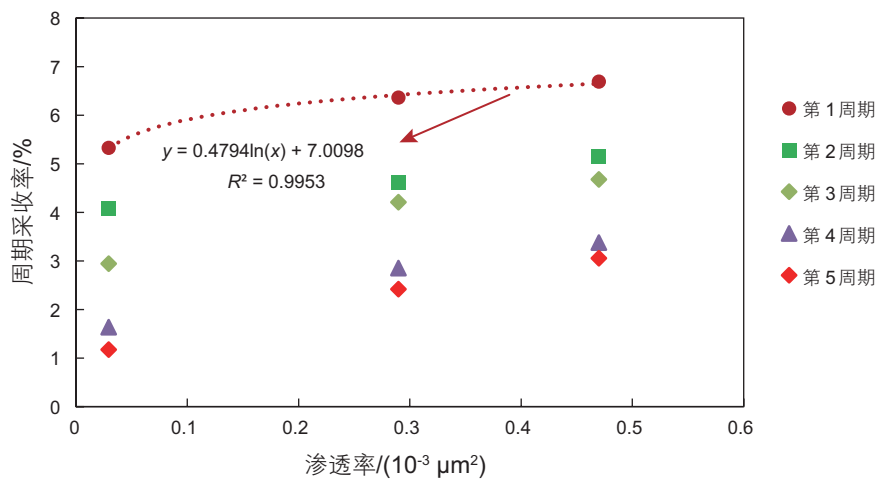


图 8 周期采收率随渗透率的变化关系曲线

Fig. 8 Relationship between cycle oil recovery and permeability

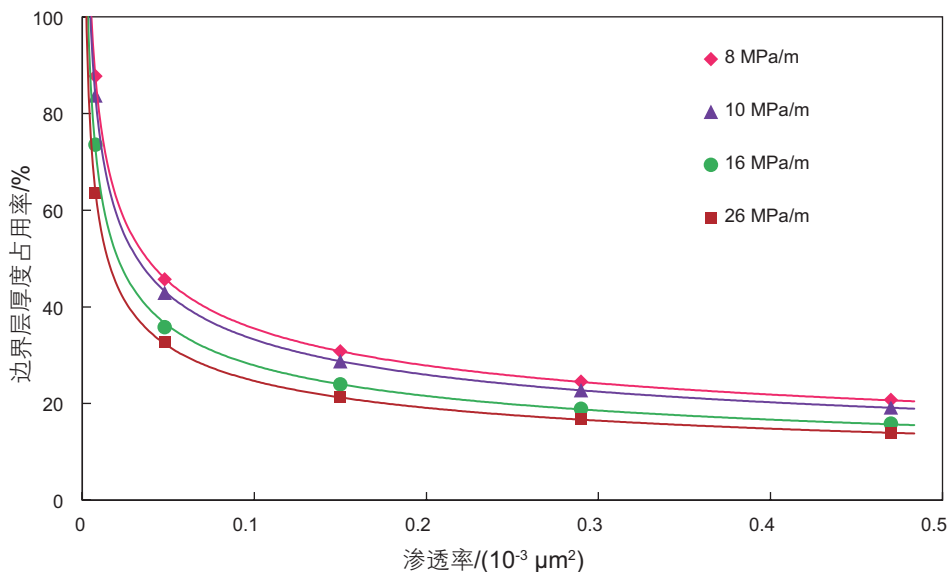


图 9 边界层厚度占用率与渗透率的变化关系曲线

Fig. 9 The relationship between the thickness occupancy rate of the boundary layer and the permeability

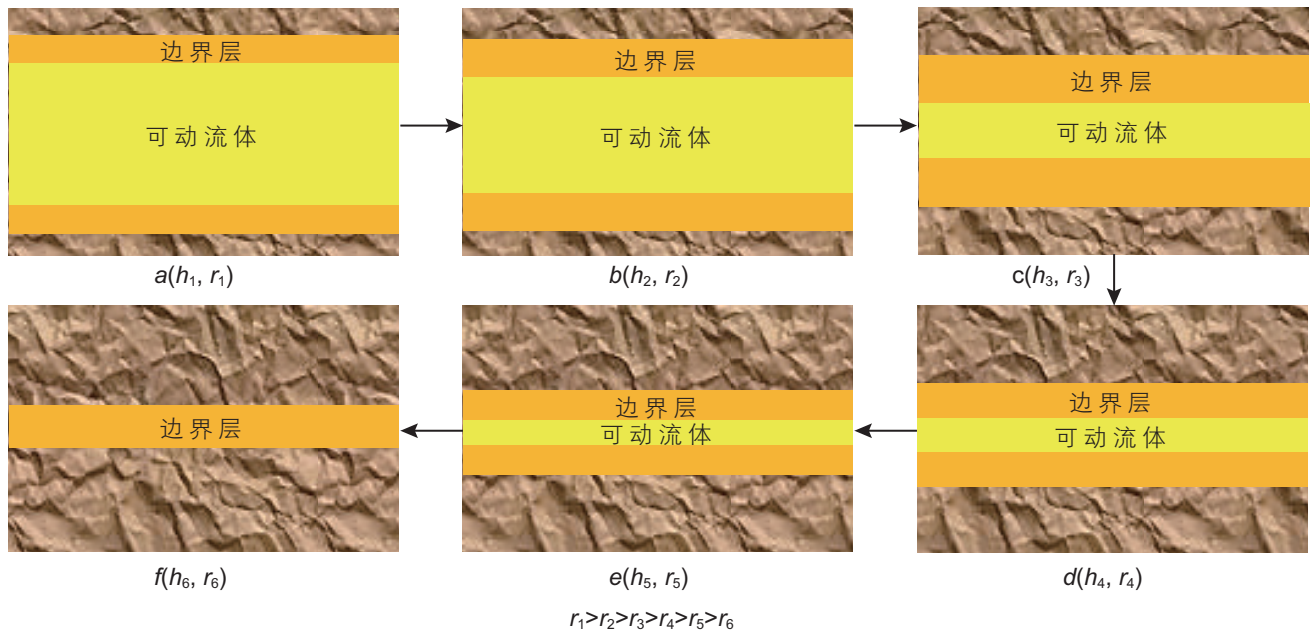
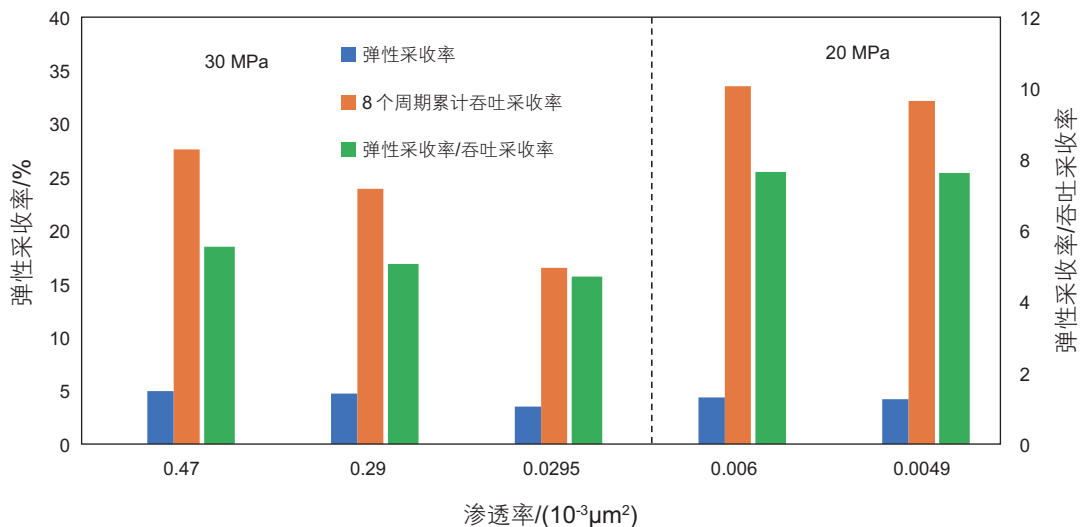


图 10 可动流体随孔喉半径变化图示

Fig. 10 The change of the movable fluid with the pore throat

图 11 弹性采收率与 CO₂ 吞吐累计采收率对比Fig. 11 Comparison of depletion recovery and accumulation recovery of CO₂ huff and puff

核磁共振 T₂ 谱图测试, 结果如图 12 所示。3 个岩样的渗透率分别为: (a) 岩样 1 $K=0.47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (b) 岩样 2 $K=0.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (c) 岩样 3 $K=0.0295 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

由图 12 可知, 当渗透率较大时, T₂ 谱图曲线有两个波峰, 且左侧波峰高于右侧波峰, 表明储集层岩石主要两种尺寸孔隙组成。渗透率越高, 右波峰对应累计幅度越大, 大孔道所占比例越高, 如图 12(a) 和 (b) 所示。随着渗透率降低, T₂ 谱图曲线变为单波峰, 如图 12(c) 所示, 表明储集层岩石主要由一种尺寸孔隙

组成。

随着吞吐周期增加, T₂ 谱图曲线逐渐向左下方偏移。在吞吐周期较少时, 大于 50 ms 对应的孔道的产出原油占主导地位; 吞吐周期增加, 大孔道采出的原油逐渐减少, 小孔道产出的原油逐渐增多, 10~50 ms、1~10 ms 对应的孔道逐渐变为产油主力区。这是因为当驱替压差较大时, 注入的 CO₂ 先进入大孔道后进入小孔道, 吞吐时大孔道的原油较小孔道先采出。随着吞吐周期增加, 大孔道中的原油已被采出, 在浓度差

与分子扩散的作用下,小孔道中的原油先进入大孔道,然后在吞吐过程中被采出。

不同 T_2 谱图区间对应孔道的产油量占总产油量的百分比如表4所示。

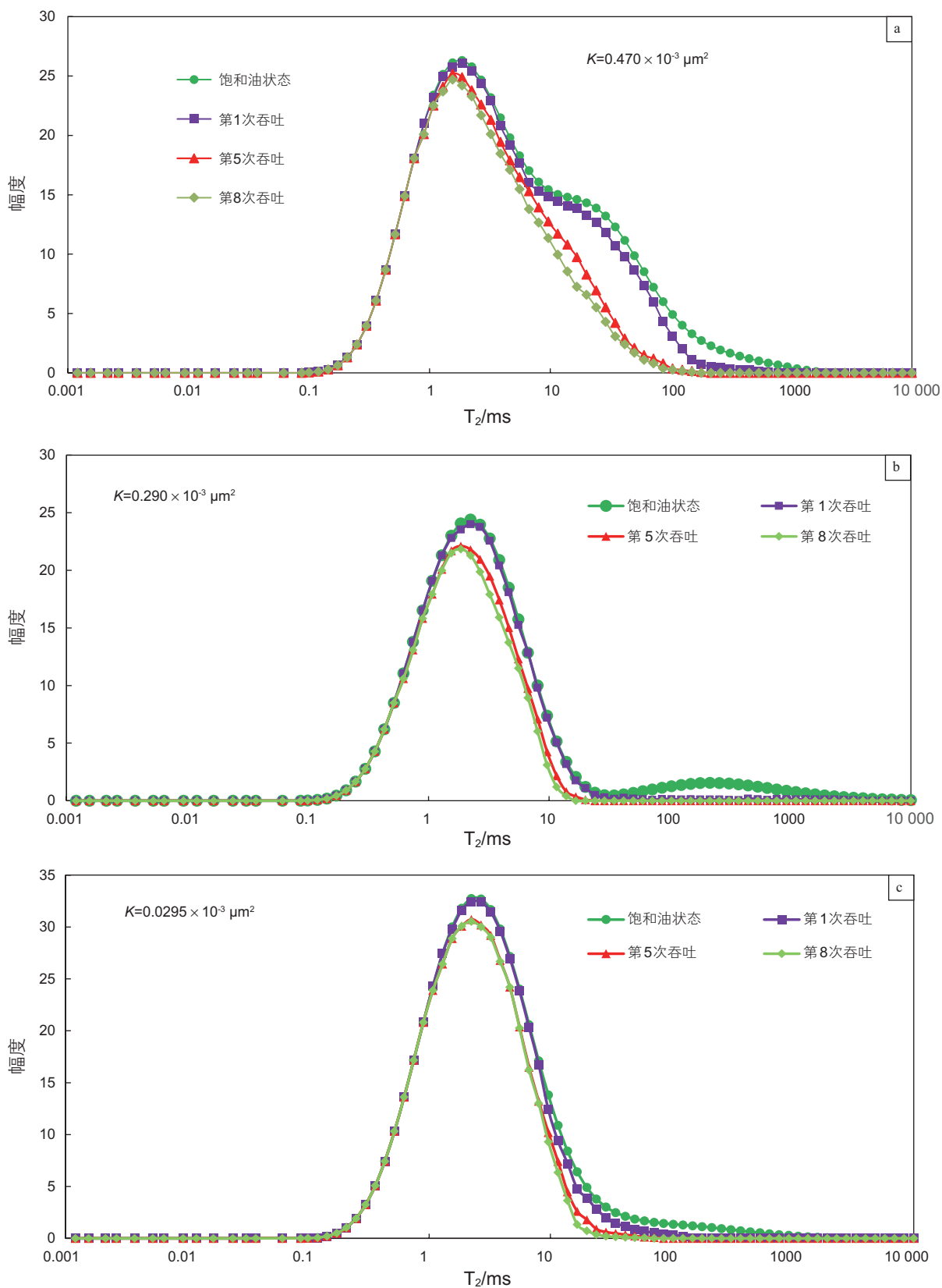


图 12 不同 CO_2 吞吐周期剩余油状核磁共振 T_2 谱图曲线

Fig. 12 NMR T_2 spectrum of cores under different CO_2 huff and puff cycles to residual state

表 4 不同 T₂ 谱图区间对应孔隙半径产油量百分比Table 4 Percentage of oil production with corresponding pore radius in different T₂ intervals

岩样 编号	第 1 周期产油率/%			第 2~5 周期产油率/%			第 6~8 周期产油率		
	T ₂ 时间/ms			T ₂ 时间/ms			T ₂ 时间/ms		
	0~10	10~50	>50	0~10	10~50	>50	0~10	10~50	>50
1	16.19	25.77	58.04	19.84	54.49	25.67	43.51	50.26	6.23
2	12.60	8.30	79.10	73.66	20.47	5.86	82.45	13.82	3.73
3	13.99	36.66	49.35	63.28	32.63	4.09	26.32	71.88	1.88

3 结论

本文针对新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储集层天然岩心, 进行室内 CO₂ 吞吐物理模拟实验, 对 CO₂ 吞吐效果及影响因素进行分析; 同时采用核磁共振 T₂ 谱分析方法, 对不同吞吐周期主力产油区孔隙半径范围进行研究, 得到如下结论:

(1) CO₂ 吞吐实验结果分析表明, 吞吐周期增加, 周期采收率呈对数形式递减, 经过 8 个吞吐周期, 采收率累计增加 16.5%~34.0%, 采收率提高幅度约为弹性采收率的 5~8 倍, 其中前 5 周期采收率提高程度约

占总提高采收率的 83.0%~91.7%, 注气利用率高, 吞吐效果好, 具有良好的可行性。

(2) CO₂ 吞吐影响因素分析表明, 生产压力越低、渗透率越高, 采收率提高幅度和气体利用率越高, 吞吐效果越好。

(3) 核磁共振 T₂ 谱图分析表明, 吞吐时大孔道中的原油先采出, 小孔道中的原油后采出。在第 1 吞吐周期, 大孔道中产出的原油占主导, 约占产油量的 49.00%~73.66%, 孔吼半径对应的 T₂ 谱图区间大于 50 ms。随吞吐周期增加, 大孔道中产油量所占比例逐渐降低, 10~50 ms、1~10 ms 对应的孔道产油量逐渐增大。

参考文献

- [1] 赵明国, 王东. 大庆油区芳 48 断块 CO₂ 吞吐室内实验[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(02): 89-91. [ZHAO M G, WANG D. Laboratory experiment of CO₂ stimulation in Fang 48 fault block in Da Qing Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(02): 89-91.]
- [2] 刘伟, 秦学成, 唐建信, 等. 苏北复杂断块油田 CO₂ 吞吐提高采收率[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(02): 100-104. [LIU W, QIN X C, TANG J X, et al. Improvement recovery via CO₂ huff and puff in complex fault block oil field in SuBei[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(02): 100-104.]
- [3] 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(04): 69-71. [XU Y C, WANG Q, HAN J, et al. Some understanding about CO₂ huff and puff to improve development results in low permeability oil field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(04): 69-71.]
- [4] 黄小亮, 贾新锋, 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. [HUANG X L, JIA X F, ZHOU X, et al. Optimization of long core CO₂ huff and puff experimental parameters in low permeability reservoir, yanchang oilfield[J]. XINJIANG PETROLEUM GEOLOGY, 2015, 36(3): 313-316.]
- [5] 霍刚, 范潇. 混注烟道气辅助蒸汽吞吐驱替机理数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(04): 59-61. [HUO G, FANG X. Numerical simulation study on displacement mechanism of flue gas assisting steam huff and puff[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(04): 59-61.]
- [6] 付美龙, 熊帆, 张凤山, 等. 二氧化碳和氮气及烟道气吞吐采油物理模拟实验——以辽河油田曙一区杜 84 块为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(01): 68-70. [FU M L, XIONG F, ZHANG F S, et al. Physical analogue experiment of CO₂, N₂ and flue gas stimulation for oil production in Du84 block Shuyi District Liaohe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(01): 68-70.]
- [7] 罗瑞兰, 程林松. 稠油油藏注 CO₂ 适应性研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(05): 67-72. [LUO R L, CHENG L S. Adaptability of CO₂ injection for heavy oil reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(05): 67-72.]
- [8] 张红梅, 安九泉, 吴国华, 等. 深层稠油油藏 CO₂ 吞吐采油工艺试验[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(04): 53-56. [ZHANG H M, AN J Q, WU G H, et al. The CO₂ cyclic stimulation investigation and trial in deep-seated viscous oil reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(04): 53-56.]

- [9] 杨胜来, 郎兆新. 影响CO₂吞吐采油效果的若干因素研究[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2002, 17(01): 32-34. [YANG S L, LANG Z X. Experimental study on the factors of influencing the result of CO₂ huff-and-puff[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute, 2002, 17(01): 32-34.]
- [10] 郭平, 李士伦, 杜志敏, 等. 低渗透油藏注气提高采收率评价[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(05): 46-50. [GUO P, LI S L, DU Z M, et al. Evaluation on IOR by gas injection in low permeability oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2002, 24(05): 46-50.]
- [11] 周正平, 钱卫明, 郎春艳, 等. 低渗透油藏CO₂吞吐效果分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(05): 53-54. [ZHOU Z P, QIAN W M, LANG C Y, et al. Analysis on CO₂ huff and puff effect in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(05): 53-54.]
- [12] 吴文有, 张丽华, 陈文彬. CO₂吞吐改善低渗透油田开发效果可行性研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(06): 51-53. [WU Y W, ZHANG L H, CEN W B. Feasibility of improvement the development efficiency of low permeability oil field using CO₂ huff and puff[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20(06): 51-53.]
- [13] 赵军胜, 钱卫明, 郎春艳. 苏北低渗透油藏CO₂吞吐矿场试验[J]. 断块油气田, 2003, 10(01): 73-75. [ZHAO J S, QIAN W M, LANG C Y. Field test of CO₂ huff-puff in Subei low permeability reservoir[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2003, 10(01): 73-75.]
- [14] 谈士海, 周正平, 刘伟, 等. 复杂断块油藏CO₂吞吐试验及效果分析[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(04): 56-59. [TAN S H, ZHOU Z P, LIU W, et al. Trial and effect analysis of CO₂ huff and puff in complex fault reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(04): 56-59.]
- [15] 任福生, 刘艳平, 段春风, 等. CO₂吞吐在断块低渗透油藏的应用[J]. 断块油气田, 2002, 9(04): 77-79. [REN F S, LIU Y P, DUAN C F, et al. The principle and the character of CO₂ Huff and puff and it's application in low permeability reservoirs[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2002, 9(04): 77-79.]
- [16] 张国强, 孙雷, 吴应川, 等. 小断块油藏CO₂、N₂单井吞吐强化采油可行性对比研究[J]. 钻采工艺, 2008, (04): 53-55. [ZHENG G Q, SUN L, WU Y C, et al. Feasibility study on single well CO₂、N₂ huff and puff in single fault block reservoir[J]. Drilling and production technology. 2008, (04): 53-55.]
- [17] 梁福元, 周洪钟, 刘为民, 等. CO₂吞吐技术在断块油藏的应用[J]. 断块油气田, 2001, 8(04): 55-57. [LIANG F Y, ZHOU H Z, LIU W M, et al. The "Soak in and Soak out" of CO₂ flooding for fault -block oil reservoir[J]. FAULR BLOCK OIL & GAS FIELD, 2001, 8(04): 55-57.]
- [18] 王建海, 李娣, 曾文广, 等. 塔河缝洞型油藏氮气+二氧化碳吞吐先导试验[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(06): 110-113. [WANG JH, LI T, ZENG W G, et al. Pilot test of N₂ and CO₂ huff and puff in Ta He fractured vuggy reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(06): 110-113.]
- [19] JIANLEI S, AMY Z, EDITH S, et al. Numerical simulation of CO₂ huff-n-puff in complex fracture networks of unconventional liquid reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 31(2016): 481-492.
- [20] CHEN C, GU M. Investigation of cyclic CO₂ huff-and-puff recovery in shale oil reservoirs using reservoir simulation and sensitivity analysis[J]. Fuel, 188(2017), 102-111.
- [21] PU W F, WEI B, JIN F Y, et al. Experimental investigation of CO₂ huff-n-puff process for enhancing oil recovery in tight reservoirs[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2016(111): 269-276.
- [22] WANG Y, HOU J R, TANG Y. In-situ CO₂ generation huff-n-puff for enhanced oil recovery: Laboratory experiments and numerical simulations[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 145(2016): 183-193.
- [23] SONG C Y, YANG D Y. Experimental and numerical evaluation of CO₂ huff-n-puff processes in Bakken formation[J]. Fuel, 190(2017): 145-162.
- [24] 王为民, 郭和坤, 叶朝辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力[J]. 石油学报, 2001, 22(06): 40-44. [WANG W M, GUO H K, YE C H. The evaluation of development potential in low permeability oil field by the aid of NMR movable fluid detecting technology[J]. ACTA PETROLEI SINICA, 2001, 22(06): 40-44.]
- [25] 吴浩, 牛小兵, 张春林, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段致密油储集层可动流体赋存特征及影响因素[J]. 地质科技情报, 2015, 34(03): 120-125. [WU H, NIU X B, ZHANG C L, et al. Characteristics and influencing factors of movable fluid in Chang 7 tight oil reservoir in Longdong Area, Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(03): 120-125.]
- [26] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振T₂谱换算孔隙半径分布方法研究[J]. 波谱学杂志, 2008, 25(02): 273-280. [LI H B, ZHU J U, GUO H K. Methods for calculating pore radius distribution in rock from NMR T₂ spectra[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2008, 25(02): 273-280.]
- [27] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 核磁共振T₂分布评价岩石孔径分布的改进方法[J]. 地球物理学报, 2005, 48(02): 373-378. [HE Y D, MAO Z Q, XIAO L Z, et al. An improved method of using NMR T₂ distribution to evaluate pore size distribution[J]. Chinese journal of geophysics, 2005, 48(02): 373-378.]
- [28] 运华云, 赵文杰, 刘兵开, 等. 利用T₂分布进行岩石孔隙结构研究[J]. 测井技术, 2002, 26(01): 18-21. [YUN H Y, ZHAO W J,

- ZHOU C C, et al. Researching rock pore structure with T₂ distribution[J]. WLT, 2002, 26(1): 18– 21.]
- [29] 刘登科, 孙卫, 任大忠, 等. 致密砂岩气藏孔喉结构与可动流体赋存规律[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(12): 2136–2146. [LIU D K, SUN W, REN D Z, et al. Features of pore-throat structures and movable fluid in tight gas reservoir[J]. Natural gas geoscience, 2016, 27(12): 2136–2146.]
- [30] LAI F P, LI Z P, WEI Q, et al. Experimental investigation of spontaneous imbibition in a tight reservoir with nuclear magnetic resonance testing[J]. Energy & Fuels, 2016, 30, 8932–8940.

Effect and influencing factors of CO₂ huff and puff in a tight oil reservoir

—Taking the Lucaogou formation in the Xinjiang Jimsar sag as an example

MA Quanzheng, YANG Shenglai, CHEN Hao, WANG Lu, QIAN Kun, MENG Zhan, LEI Hao, WANG Zhilin

MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract The depleted tight oil reservoir in Xinjiang has low oil recovery, high residual oil content, and as the reservoir has moderate water sensitivity, water injection is difficult and has poor yield. In order to improve the degree of recovery of the tight reservoir, a simulation experiment of CO₂ huff and puff was carried out to study the effects of the huff and puff injection period, production pressure, and permeability on the huff and puff. The pore size range was also analyzed by NMR. The results show that with the increase of the number of huff and puff cycles, the cycle recovery rate and cumulative recovery rate decreased and the huff and puff effect was worse. The lower the production pressure, the higher the cumulative recovery rate. The higher the permeability, the lower the production gas ratio, the higher the cycle recovery and the better the throughput effect. After eight huff and puff cycles, the cumulative recovery increased 16%~34%, about five to eight times that of the depletion recovery, but the main contribution of recovery is in the first five cycles, accounting for 83.0% to 91.7% of the total increase in recovery. Compared with the small pore, the crude oil in the large pore is first produced. In the first huff and puff cycle, the oil production in the pores radius is larger than pore radius value corresponding 50 ms on the T₂ spectrum accounted for 49.00%~73.66% of the total oil output. With the increase of huff and puff cycle, the oil production of the pore radius value corresponding 10 ~ 50 ms and 1 ~ 10 ms on the T₂ spectrum take the dominant role in turn. In summary, after the depletion of the tight oil reservoir by standard methods, the injection of CO₂ by huff and puff can significantly improve the degree of reservoir recovery, but the number of huff and puff cycles should be limited to within five.

Keywords tight oil formation; CO₂ huff and puff; MMP; cycle of huff and puff; gas-oil ratio; NMR

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.04.039

(编辑 马桂霞)