

文章编号: 1000-0747(2018)05-0847-06 DOI: 10.11698/PED.2018.05.10

# 全直径砾岩长岩心水驱后烟道气驱油与埋存实验

韩海水<sup>1,2</sup>, 李实<sup>1,2</sup>, 马德胜<sup>1,2</sup>, 姬泽敏<sup>1,2</sup>, 俞宏伟<sup>1,2</sup>, 陈兴隆<sup>1,2</sup>

(1. 提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2014E-3601); 中国石油天然气股份有限公司油气田开发重大科技项目(2016A-1002); 国家重点研发计划项目“CO<sub>2</sub>驱油技术及地质封存安全监测”(2018YFB0605501)

**摘要:** 选取新疆油田某砾岩油藏目的层段的5块全直径岩心拼接成直径10 cm、长度52.3 cm的长岩心组, 利用中国自主研发的全直径长岩心驱替装置, 模拟砾岩油藏衰竭、水驱、注烟道气驱、烟道气-水交替驱、CO<sub>2</sub>驱及烟道气埋存等全开发过程, 并评价了烟道气驱的驱替特征和开发效果。研究表明, 全直径岩心驱替实验可更大程度地模拟砾岩油藏的真实驱替特征和渗流特点; 火驱产出烟道气可应用于砾岩油藏水驱后进一步提高采收率, 取得较好开发效果的关键是选择合理的注气时机、注气压力、注气方式; 水驱中期优势渗流通道尚未完全形成, 此时适当提高油藏压力后转烟道气-水交替驱可避免烟道气过早气窜而形成无效循环, 较大幅度提高采收率; 烟道气-水交替驱油过程中, 储集层可有效吸收烟道气中有害气体硫化氢, 同时可实现烟道气的安全有效埋存。图5表7参21

**关键词:** 砾岩油藏; 全直径岩心; 烟道气驱油; 注气时机; 提高采收率; 废气埋存

中图分类号: TE341

文献标识码: A

## Investigation of flue gas displacement and storage after the water flooding in a full diameter conglomerate long-core

HAN Haishui<sup>1,2</sup>, LI Shi<sup>1,2</sup>, MA Desheng<sup>1,2</sup>, JI Zemin<sup>1,2</sup>, YU Hongwei<sup>1,2</sup>, CHEN Xinglong<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Five full diameter cores were obtained from a conglomerate reservoir of Xinjiang oilfield. They were assembled into a full diameter long-core group, with a total length of 52.3 cm, 10 cm in diameter. With the full diameter long-core flooding system designed and produced in China, experiments were conducted to simulate depletion, water flooding, flue gas flooding, flue gas-water alternative flooding, CO<sub>2</sub> flooding, and flue gas storage in the conglomerate reservoir, and the characteristics and effect of the flue gas flooding were evaluated. The study shows that full diameter long-core flooding experiment is more effective in simulating the gas displacement and percolation characteristics in the conglomerate reservoir. According to the experimental results, the flue gas produced from fire flooding can be used to enhance oil recovery of the water-driven conglomerate reservoir. The key to reaching a favorable development effect is to select the right timing, injection pressure and mode of flooding. In the middle of the water flooding stage, when the dominant percolation channel has not been formed, injecting flue gas and water alternatively after increasing reservoir pressure could avoid premature gas channeling and enhance oil recovery. During the flooding, the poisonous gas, H<sub>2</sub>S, was absorbed efficiently in cores and fluids, and flue gas was stored safely.

**Key words:** conglomerate reservoir; full diameter core; flue gas flooding; injection timing; EOR; flue gas storage

引用: 韩海水, 李实, 马德胜, 等. 全直径砾岩长岩心水驱后烟道气驱油与埋存实验[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 847-852.  
HAN Haishui, LI Shi, MA Desheng, et al. Investigation of flue gas displacement and storage after the water flooding in a full diameter conglomerate long-core[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 847-852.

## 0 引言

近年来, 随着以新疆、辽河油田为代表的火驱技术的迅速发展, 油田火驱开发中产生的烟道气如何妥善处理已成为一大难题。受强非均质性影响, 新疆火驱试验区附近的砾岩水驱稀油油藏地层压力下降快、采收率低, 亟需探索可行的提高采收率技术<sup>[1]</sup>。若成功实施烟道气驱, 可实现提高采收率与烟道气的有效埋

存, 具有良好的经济效益和社会效益。受注入气性质所限, 烟道气驱油效果比 CO<sub>2</sub> 差, 但烟道气驱节省了提纯 CO<sub>2</sub> 的复杂工艺和高昂成本, 同时实现烟道气的封存和资源的合理利用<sup>[2-7]</sup>。因此, 烟道气驱技术具有广阔的应用前景<sup>[8-13]</sup>。

实验室通常采用长岩心物理模拟来研究气驱油的驱油特征和驱油效果, 长岩心模型通常采用多块直径为 2.5 cm 或 3.8 cm 的岩心拼接而成<sup>[2, 14-16]</sup>。如李向良<sup>[14]</sup>、

郭永伟<sup>[15]</sup>、张艳玉<sup>[16]</sup>等学者在这方面进行了大量研究。但目前该类研究多针对砂岩油藏,其组成颗粒分布均匀,非均质性较弱,而对于砾岩或缝洞型碳酸盐岩储集层,其中的砾石或缝洞尺寸可达2~3 cm,非均质性极强,小尺寸岩心难以代表储集层的物性特征。同时由于取心位置不同,岩心孔渗特征各异,实验结论差别大,不能反映储集层的真实渗流特点。

增加岩心直径至10 cm,可降低非均质性的影响,改善模拟效果。如程信芳等<sup>[17]</sup>用直径10 cm、长度5 cm的岩心模拟了大庆油田某各向异性储集层水驱特征;樊建明等<sup>[18]</sup>用全直径岩心研究了储集层孔隙介质对CO<sub>2</sub>注入地层后相态的影响情况;赵磊等<sup>[19]</sup>用全直径岩心研究了塔河某缝洞型碳酸盐岩油藏注N<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub>的吞吐效果。然而以上实验均采用单块全直径岩心,长度仍不能满足模拟气驱驱替特征和渗流效果的要求。特别是高温、高压全直径长岩心气驱模拟方面,鲜有文献报道。

新疆油田某砾岩油藏目前处于水驱开发阶段,地层压力下降快、采出程度低,亟需探索有效提高采收率的开发方式。本文选取多块直径为10 cm的全直径岩心拼接成长岩心模型,模拟油藏衰竭、水驱、注烟道气驱、CO<sub>2</sub>驱等的全开发过程,总结各阶段的注采特征,评价烟道气驱的驱替特征和开发效果。

## 1 驱替实验设计

### 1.1 实验材料

①岩心:实验所用岩心均为新疆H油田现场油井目的层段所取的真实岩心,选取破损相对较少的岩心进行编号、修整,拼接成长岩心组(见图1)。各段岩心长度和气测渗透率见表1,拼接岩心总长52.3 cm,根据长度与渗透率的加权平均计算,岩心组的气测渗透率为 $44.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。



图1 全直径岩心及拼接示意图

表1 岩心组各段岩心长度与气测渗透率

岩心编号	长度/cm	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩心编号	长度/cm	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
1	7.8	59.2	4	12.2	36.2
2	10.3	56.8	5	13.2	35.6
3	8.8	42.3	岩心组	52.3	44.6

对岩心组进行饱和地层水、饱和原油等实验,确定岩心组孔隙度、含油饱和度、水测渗透率等参数。测得饱和地层水体积为649.52 mL,饱和油过程中产出水384 mL,计算岩心组平均流动孔隙度为15.82%,烃类孔隙体积(HCPV)384 mL,初始含油饱和度为59.12%;水测岩心渗透率流速0.2 mL/min时,压差稳定在0.64 MPa,据达西公式,岩心水测渗透率为 $34.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

②模拟地层油:参照新疆H油田地层原油原始PVT资料,实验室利用井口脱气油和天然气复配形成模拟地层油。在地层温度42 °C条件下,地层油饱和和压力为11.8 MPa,溶解气油比 $48 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ,地层油黏度 $6.38 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,地层油密度 $0.8256 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,地层油体积系数1.086,属于典型的黑油油藏原油。

③饱和水与注入水:原始资料显示,地层水矿化度为16 102 mg/L。而根据现场资料,注入水矿化度为5 265.32 mg/L。实验过程中饱和水采用地层水,水驱和水-气交替驱用水采用注入水,二者的主要离子含量见表2。

表2 地层水和注入水的主要矿物离子构成

水型	主要离子含量/( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
地层水	117.90	1 856.30	8 290.70	232.80
注入水	122.71	665.46	2 659.60	80.67

水型	主要离子含量/( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )			总矿化度/( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )
	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	
地层水	268.80	113.40	5 863.80	16 102.00
注入水	81.19	30.78	1 957.64	5 265.32

④火驱烟道气:主要组成为氮气、二氧化碳、甲烷,其主要组构成见表3。利用高温高压升泡仪,分别观察42 °C和15, 26, 35 MPa条件下,烟道气泡在原油中上升的形态变化(见图2),结果表明全过程中气泡清晰可见,未能完全消失,基本判定烟道气与原油的混相压力大于35 MPa,在地层条件下属于非混相驱替。

表3 烟道气主要组构成

气体组分	摩尔分数/%	气体组分	摩尔分数/%
氧气	1.300 0	丙烷	0.141 0
氮气	76.970 0	异丁烷	0.040 3
二氧化碳	15.250 0	正丁烷	0.040 2
甲烷	5.920 0	硫化氢	0.060 0
乙烷	0.281 0		



图2 烟道气气泡在原油中上升过程

驱替泵系统，回压控制和精确计量系统等3部分构成（见图3）。该驱替装置通过多点控温、测温、加热实现岩心组在实验过程中温度的稳定、均衡，温度误差小于±0.1℃。高精度的回压控制系统和驱替泵组合可控制压力误差小于±0.1 MPa，体积误差小于±0.01 mL。驱替泵可实现恒压、恒速、定体积等多种工作模式。

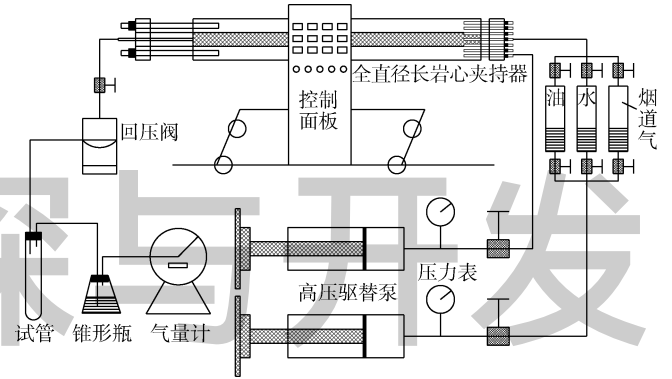


图3 全直径长岩心实验装置示意图

1.2 实验装置

实验装置为中国自主研发的高温高压全直径长岩心驱替系统，该装置最高承压70 MPa、最高耐温150℃、最大夹持岩心长度2 m、最大夹持岩心直径10 cm。装置由全直径岩心夹持主体系统，高精度、高温、高压

1.3 实验方案

实验设计2组驱替方案。2组方案的差别为：第1组实验方案为水驱至不再产油后，转烟道气驱再转水-气交替驱；第2组方案为水驱至中期，提压后转烟道气-水交替驱，具体细节见表4。

表4 实验方案

序号	实验内容	第1组方案	第2组方案
1	饱和水，测岩心组孔隙体积	温度42℃，压力15.02 MPa	温度42℃，压力15.02 MPa
2	饱和油，岩心组模拟束缚水	温度42℃，压力15.02 MPa	温度42℃，压力15.02 MPa
3	饱和油后的岩心组老化1个月	温度42℃，压力15.15 MPa	温度42℃，压力15.15 MPa
4	衰竭开发	压力15.15 MPa降至8.11 MPa	压力15.15 MPa降至8.11 MPa
5	水驱	出口压力保持8.22 MPa，含水100%时结束	出口压力保持8.22 MPa，采出程度24.79%时结束
6	烟道气提压		提压至12 MPa
7	连续烟道气驱	出口压力8.22 MPa，不产油且产出液极少时结束	
8	烟道气-水交替	出口压力8.22 MPa，注入气水比2:1，只产气时结束，共进行5轮次	出口压力12 MPa，注入气水比2:1，只产气时结束，共进行8轮次
9	连续烟道气驱		出口压力12 MPa，只产气且总注入量为7倍HCPV时结束
10	埋存	至压力20 MPa	
11	CO <sub>2</sub> 驱	出口压力8.22 MPa，只产气时结束	
12	连续注入烟道气	出口压力8.22 MPa，检测产出气中H <sub>2</sub> S的含量	

1.4 实验步骤

在开始驱替实验前，首先将编号的岩心按顺序装配，岩心之间增加多层滤纸，尽量减小流体在岩心间堆积或不均匀分布对渗流的影响。岩心完成装配后，连接实验流程，试压30 MPa，试温42℃，确认模型无泄漏。然后在此基础上开展2组方案的实验。

根据方案设计，第1组实验方案具体步骤为：①先后使用甲醇和石油醚清洗岩心中的水和油，直至产出液再次清澈透明，最后用氮气吹干，抽真空；②在

地层温度42℃，地层压力15.02 MPa下，先进行饱和水再进行饱和油，饱和结束后静置老化1个月；③关闭模型入口，缓慢调节连接出口的回压阀，经多级降压至8.11 MPa，模拟油藏衰竭开发过程；④保持出口压力8.22 MPa实施水驱，驱替压差约3 MPa，含水100%时（不再产油）结束水驱阶段；⑤保持出口压力8.22 MPa，进行连续烟道气驱，在仅产气不产液时结束连续气驱；⑥保持出口压力8.22 MPa进行烟道气-水交替驱替（气水比2:1）在仅产气不产液时结束气-水交替

驱；⑦关闭出口阀门进行埋存实验，增压至模型压力 20 MPa；⑧降低出口压力至 8.22 MPa 进行 CO<sub>2</sub> 气驱，在仅产气不产液时结束，停止注入 CO<sub>2</sub>；⑨连续注入烟道气，并对产出气进行间断取样，共取气样 6 次，检测气样中 H<sub>2</sub>S 含量，研究 H<sub>2</sub>S 在岩心中的滞留情况。

第 2 组实验方案具体步骤为：①重复第 1 组实验方案的①—③步；②在采出程度 24.79% 时结束水驱，同时调节出口回压阀提高模型压力至 12 MPa；③保持出口压力 12 MPa 进行烟道气-水交替驱替(气水比 2 1)，在仅产气不产液时结束气-水交替驱；④连续注入烟道气，至总注入量为 7 倍 HCPV 时结束。

## 2 实验结果

### 2.1 烟道气驱替效果

记录实验过程中的注入水、烟道气、产出液(油、气、水)不同时刻的量，结合岩心组孔隙体积、烃类孔隙体积、初始原油饱和度等参数，对实验数据进行整理作图(见图 4)，同时统计不同实验阶段的开发指标(见表 5)。

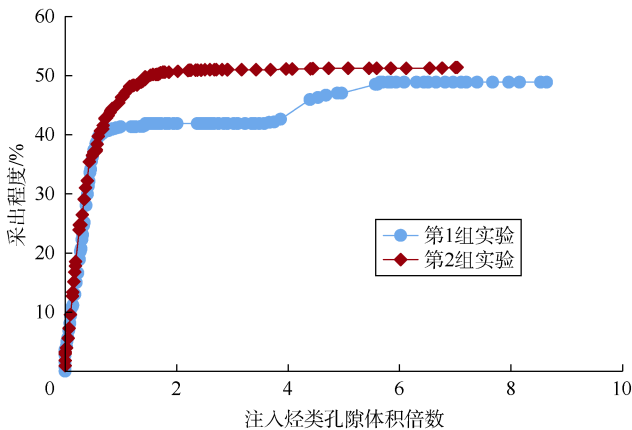


图 4 岩心驱替采出程度曲线

表 5 不同开采方式下采出程度数据表

序号	第 1 组			第 2 组		
	开采方式	驱替 HCPV 倍数	采出程度/%	开采方式	驱替 HCPV 倍数	采出程度/%
1	衰竭	0	3.66	衰竭	0	3.25
2	水驱	1.19	41.34	水驱	0.25	24.79
3	连续气驱	2.38	41.89	气水交替	1.67	50.21
4	气水交替	3.09	41.89	连续注气	7.03	51.38
5	埋存	3.57	41.89			
6	CO <sub>2</sub> 驱	5.60	48.52			
7	连续注气	8.63	48.89			

分析图 4、表 5 可知，烟道气驱可以有效提高采收率，提高幅度因驱替方式的不同差别较大，相比之下，第 2 组实验方案的开发效果较好，具体如下。

①实验所用砾岩岩心组，衰竭开发采收率为 3.25%~3.66%，水驱开发最终采收率 41.34%。

②第 1 组实验方案，水驱结束后转连续烟道气驱效果不佳，仅能提高采收率 0.55%，再转气-水交替驱无任何效果。

③第 2 组实验方案，水驱到采出程度 24.79% 时直接转气-水交替驱，提高采收率效果显著，最终采收率达到 50.21%，比第 1 组实验方案的气-水交替驱采收率提高了 8.32%。

④第 2 组实验方案在气-水总驱替 1.67 倍 HCPV 时采出程度达到 50.21%，而第 1 组实验方案气-水总驱替达到 2.38 倍 HCPV 时，采出程度只达到 41.89%。可见第 2 组实验方案增大了波及体积，提高了开发效率。

⑤衰竭、水驱、烟道气驱等开发方式结束后，继续 CO<sub>2</sub> 驱仍可提高采收率 6.63%。

### 2.2 烟道气埋存量的计算

烟道气埋存量的计算步骤：①采用相关文献方法<sup>[20]</sup>，计算烟道气视临界温度为 158.686 7，视临界压力为 4.106 2；②根据(1)和(2)式<sup>[20]</sup>计算对比温度、对比压力；③查图版获得相应温度、压力下的气体偏差系数；④根据(3)式计算埋存体积；⑤换算成埋存量(质量)。

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{p}{\sum_{i=1}^m p_{c,i} y_i} \quad (1)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{T}{\sum_{i=1}^m T_{c,i} y_i} \quad (2)$$

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{Z_1 p_0 V_0}{Z_0 T_0} \quad (3)$$

开发过程(衰竭、注水、注气、气-水交替)中的烟道气埋存体积、油藏开发结束后烟道气埋存量可由下式计算。

$$V_f = \frac{V_{g,inj} p_{inj}}{Z_{inj} p_0} - (V_{g,pro} - V_0 GOR) \quad (4)$$

$$M_s = \frac{V}{24.5} \sum_{j=1}^n M_j y_j \quad (5)$$

通过计算得烟道气埋存体积、各阶段的烟道气埋存量(见表 6)，驱油过程中烟道气滞留在岩心内部的体积为 11.899 L，实验结束后烟道气总埋存量(压力 20.15 MPa) 79.594 g，单位孔隙体积埋存量为 0.123 g/cm<sup>3</sup>，烟道气埋存效果较好。

### 2.3 H<sub>2</sub>S 的安全性评价

实验过程中多次收集产出气样品，并应用 RAE 硫化氢采样泵及检测管系统(型号 LP-1200)进行检测(见表 7)，发现气样中均不含有硫化氢。

分析认为多孔介质以及束缚水均可吸附或溶解注

表6 烟道气压缩因子及埋存量计算表

埋存阶段出口 压力/MPa	注入孔隙 体积倍数	注入烃类孔隙 体积倍数	气体视对比 温度	气体视对比 压力	气体偏差 系数	埋存阶段烟道气 埋存体积/L	总埋存 体积/L	总埋存孔隙 体积倍数	总埋存量/ g	单位孔隙体积 埋存量/(g·cm <sup>-3</sup> )
8.26	1.488	3.093	1.846	2.012	0.925	0	11.899	19.509	14.491	0.022
11.85	1.553	3.227	1.846	2.886	0.911	5.143	17.042	27.941	20.754	0.032
12.96	1.612	3.349	1.846	3.156	0.908	10.233	22.132	36.288	26.954	0.041
13.67	1.639	3.405	1.846	3.329	0.902	12.744	24.643	40.404	30.012	0.046
14.38	1.675	3.480	1.846	3.502	0.898	16.259	28.158	46.168	34.293	0.053
17.12	1.805	3.750	1.846	4.140	0.903	31.173	43.072	70.620	52.456	0.081
20.15	1.973	4.100	1.846	4.871	0.922	53.456	65.355	107.156	79.594	0.123

表7 产出气中硫化氢含量

样品 序号	驱替 HCPV 倍数 (取样时机)	H <sub>2</sub> S 含量/%	样品 序号	驱替 HCPV 倍数 (取样时机)	H <sub>2</sub> S 含量/%
1	注入气	0.06	5	4.78	0
2	1.05	0	6	7.32	0
3	2.25	0	7	8.56	0
4	2.87	0			

入烟道气中的硫化氢，这与实验结果相吻合。在驱油过程中，烟道气中的硫化氢（摩尔分数 0.06%）完全被多孔介质和束缚水吸收，烟道气中有害气体硫化氢可被安全有效埋存。

### 3 分析与讨论

实验结果表明水驱后烟道气驱可以进一步提高采收率，但选择合适的注气时机是取得较好开发效果的关键因素。第 1 组实验方案在水驱结束（采出程度 41.34%）后转注烟道气，提高采收率极其有限（仅为 0.55%），开发效果较差；第 2 组实验方案在水驱开发中期（采出程度 24.79%）转烟道气-水交替驱，较第 1 组提高采收率 8.32%（由 41.89%提高至 50.21%），取得了较好的开发效果。

分析认为，砾岩油藏具有较强的非均质性（见图 5），大孔道、小孔道、喉道及其连通关系也较为复杂。第 1 组实验方案经过完全水驱后，岩心内部形成稳定的优势渗流通道，再进行烟道气驱或烟道气-水交替驱



图5 砾岩岩心颗粒及孔隙结构

替，注入的气、水将沿已形成的渗流通道流动，与原油接触有限，波及效率很低，提高采收率幅度小，不能取得较好的效果。

第 2 组实验方案在水驱优势渗流通道尚未完全形成时（采出程度 24.79%）转为烟道气-水交替注入，此时整体渗流阻力大，烟道气在水段塞后端缓慢推进，有效减缓气窜，扩大波及体积，提高采收率效果明显。

砾岩中最大砾石的尺寸可达 3 cm，而小的颗粒与砂岩颗粒类似，只有 0.1 mm，级别相差较大。这种差异导致孔隙半径分布范围广、孔隙分选性差、非均质性强，因而渗流特征复杂。其渗流与波及特征在传统小直径岩心（直径 2.5 cm 或 3.8 cm）驱替装置中无法得到真实反映。全直径岩心驱替实验可避免其中大的砾石堵塞渗流通道，更大程度地模拟砾岩油藏的真实驱替特征和渗流特点。

实验结果还表明在水驱、烟道气驱完全结束后，进一步向油藏中注入 CO<sub>2</sub>，仍然可以有效提高采收率。烟道气中 N<sub>2</sub> 占 76.97%，N<sub>2</sub> 不与原油发生组分交换，故注入的大部分烟道气沿早期形成的水驱优势通道快速气窜，多为无效循环。CO<sub>2</sub> 驱替具有多方面的优势<sup>[21]</sup>：①具有较强的溶解、萃取作用，CO<sub>2</sub> 在原油中不断溶解，油水界面张力减小，可降低原油黏度；②CO<sub>2</sub> 溶解于地层水中，使水碳酸化，水的黏度增加，改善油水流动比；③CO<sub>2</sub> 溶于地层水所形成的碳酸水可与岩石中的碳酸盐胶结物反应，改善地层渗透率等。因此，水驱结束后优势通道虽已形成，但 CO<sub>2</sub> 在优势通道内流动时仍可以与周围的剩余油进行组分交换，采出一部分原油。

### 4 结论

全直径岩心驱替实验可避免岩心中大的砾石堵塞渗流通道，更大程度地模拟砾岩油藏的真实驱替特征和渗流特点。

火驱产出烟道气可应用于砾岩油藏水驱后进一步提高采收率，取得较好开发效果的关键是选择合理的注气时机、注气压力、注气方式。

水驱中期优势渗流通道尚未完全形成，此时适当提高油藏压力后转烟道气-水交替驱可避免烟道气过早

气窜而形成无效循环,较大幅度提高采收率。

烟道气-水交替过程中,储集层可有效吸收烟道气中有害气体硫化氢,同时可实现烟道气的安全有效埋存。

符号注释:

$GOR$ ——生产气油比,  $\text{cm}^3/\text{cm}^3$ ;  $i$ ——气体组分编号;  
 $j$ ——烟道气组分编号;  $m$ ——气体组分数量;  $M$ ——烟道气中某组分的摩尔质量,  $\text{g/mol}$ ;  $M_s$ ——烟道气埋存量,  $\text{g}$ ;  $n$ ——烟道气组分数量;  $p$ ——气体压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_0$ ——大气压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_1$ ——实验压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_c$ ——气体中某组分临界压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_{inj}$ ——驱替时注入气体压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_{pc}$ ——气体视临界压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_{pr}$ ——气体视对比压力, 无因次;  $y$ ——气体中某组分的摩尔分数, %;  $T$ ——气体温度,  $\text{K}$ ;  $T_0$ ——室温,  $\text{K}$ ;  $T_1$ ——实验温度,  $\text{K}$ ;  $T_c$ ——气体中某组分临界温度,  $\text{K}$ ;  $T_{pc}$ ——气体视临界温度,  $\text{K}$ ;  $T_{pr}$ ——气体视对比温度, 无因次;  $V$ ——烟道气埋存体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_0$ —— $p_0$ 、 $T_0$ 条件下气体体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_1$ —— $p_1$ 、 $T_1$ 条件下气体体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_f$ ——烟道气驱替过程的埋存体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_{g,inj}$ ——驱替时注入气体体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_{g,pro}$ ——开发结束时采出气体体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_o$ ——开发结束时采出油体积,  $\text{cm}^3$ ;  $Z_0$ —— $p_0$ 、 $T_0$ 条件下气体偏差系数, 无因次;  $Z_1$ —— $p_1$ 、 $T_1$ 条件下气体偏差系数, 无因次;  $Z_{inj}$ ——驱替时注入气体偏差系数, 无因次。

参考文献:

- [1] 李庆昌, 赵立春. 砾岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 77-95.  
LI Qingchang, ZHAO Lichun. Development of conglomerate oil fields[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 77-95.
- [2] 沈平平, 廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 128-161.  
SHEN Pingping, LIAO Xinwei. The technology of  $\text{CO}_2$  geological storage and enhanced oil recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 128-161.
- [3] LI Y, WANG H P, LIAO C Y, et al. Dual alkali solvent system for  $\text{CO}_2$  capture from flue gas[J]. Environmental Science & Technology, 2017, 51(15): 8824-8831.
- [4] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国  $\text{CO}_2$  驱油技术应用及启示[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 209-216.  
QIN Jishun, HAN Haishui, LIU Xiaolei. The application and enlightenment of Carbon Dioxide flooding in United State[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 209-216.
- [5] 韩海水, 袁士义, 李实, 等. 二氧化碳在链状烷烃中的溶解性能及膨胀效应[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 88-93.  
HAN Haishui, YUAN Shiyi, LI Shi, et al. The dissolving capacity and volume expansion of n-alkanes due to Carbon Dioxide[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 88-93.
- [6] 刘晓蕾, 秦积舜, 韩海水, 等.  $\text{C}_{16+}$ 正构烷烃-二氧化碳体系的相变边界变化规律[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 104-109.  
LIU Xiaolei, QIN Jishun, HAN Haishui, et al. Multiphase boundary of  $\text{C}_{16+}$  heavy n-alkanes and  $\text{CO}_2$  systems[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 104-109.
- [7] 杜东兴, 王德玺, 贾宁洪, 等. 多孔介质内  $\text{CO}_2$  泡沫液渗流特性实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 456-461.  
DU Dongxing, WANG Dexi, JIA Ninghong, et al. Experiments on  $\text{CO}_2$  foam seepage characteristics in porous media[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 456-461.
- [8] BENDER S, AKIN S. Flue gas injection for EOR and sequestration: Case study[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 157: 1033-1045.
- [9] 李兆敏, 孙晓娜, 鹿滕, 等. 烟道气改善超稠油蒸汽吞吐开发效果研究[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(3): 303-306.  
LI Zhaomin, SUN Xiaona, LU Teng, et al. Study on the performance of flue gas improving steam huff and puff for super heavy oil reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(3): 303-306.
- [10] DONG M, HUANG S. Flue gas injection for heavy oil recovery[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(9): 1-7.
- [11] SHOKOYA O S, MEHTA S A, MOORE R G, et al. Evaluation of the miscibility and contribution of flue gas to oil recovery under high pressure air injection[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(10): 1-11.
- [12] SRIVASTAVA R K, HUANG S S, DONG M Z. Comparative effectiveness of  $\text{CO}_2$  produced gas, and flue gas for enhanced heavy oil recovery[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1999, 2(3): 238-247.
- [13] 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[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 68-73.  
FU Meilong, XIONG Fan, ZHANG Fengshan, et al. Physical analogue experiment of  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  and flue gas stimulation for oil production[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(1): 68-73.
- [14] 李向良, 李振泉, 郭平, 等. 二氧化碳混相驱的长岩心物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 102-104.  
LI Xiangliang, LI Zhenquan, GUO Ping, et al. Long core physical simulation for  $\text{CO}_2$  miscible displacement[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 102-104.
- [15] 郭永伟, 杨胜来, 李良川, 等. 长岩心注天然气驱油物理模拟实验[J]. 断块油田, 2009, 16(6): 76-78.  
GUO Yongwei, YANG Shenglai, LI Liangchuan, et al. Experiment on physical modeling of displacement oil with natural gas for long core[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(6): 76-78.
- [16] 张艳玉, 陈钢, 何鲁平, 等. 天然气驱长岩心室内实验研究[J]. 实验力学, 2007, 22(2): 161-165.  
ZHANG Yanyu, CHEN Gang, HE Luping, et al. A study on long-core experiment of natural gas driving[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2007, 22(2): 161-165.
- [17] 程信芳, 刘桂芳, 熊家政. 全直径岩心水驱油实验技术研究[J]. 大庆石油地质与开发, 1993, 12(1): 46-51.  
CHENG Xinfang, LIU Guifang, XIONG Jiazheng. Study of whole core water displacement oil experiment[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1993, 12(1): 46-51.
- [18] 樊建明, 何永宏, 董妍, 等. 低渗储层全直径岩心对  $\text{CO}_2$  相变影响的实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2009, 24(6): 21-23.  
FAN Jianming, HE Yonghong, DONG Yan, et al. Experiment research of the phase transition of carbon dioxide in the true core of low permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2009, 24(6): 21-23.
- [19] 赵磊, 潘毅, 刘学利, 等. 缝洞型储层全直径岩心注气吞吐替油实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5(1): 39-43.  
ZHAO Lei, PAN Yi, LIU Xueli, et al. Research on gas injection puff and huff displacement of full diameter core in fracture-vug carbonate reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5(1): 39-43.
- [20] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 18-42.  
YANG Shenglai, WEI Junzhi. Petrophysics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 18-42.
- [21] 胡文瑞, 魏漪, 鲍敬伟. 中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 646-656.  
HU Wenrui, WEI Yi, BAO Jingwei. Development theory and technology of low permeability reservoirs in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 646-656.

第一作者简介: 韩海水(1985-), 男, 满族, 河北秦皇岛人, 博士, 中国石油勘探开发研究院工程师, 主要从事气驱提高石油采收率理论与技术方面的研究。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院采收率研究所, 邮政编码: 100083。Email: hanhaishui@petrochina.com.cn  
 收稿日期: 2017-12-26 修回日期: 2018-06-25

(编辑 唐俊伟)