

# 低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱窜逸控制实验

郝宏达<sup>1,2,3</sup>, 侯吉瑞<sup>1,2,3</sup>, 赵凤兰<sup>1,2,3</sup>, 侯利斌<sup>1,2,3</sup>, 王志兴<sup>1,2,3</sup>, 宋兆杰<sup>1,2,3</sup>

(1. 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249; 2. 中国石油三次采油重点实验室  
低渗油田提高采收率应用基础理论研究室, 北京 102249; 3. 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

**摘要:** 低渗透油藏普遍存在非均质性严重、裂缝发育等特点, 导致二氧化碳驱油过程中会发生不同程度的气窜现象。为了研究非均质性及裂缝对二氧化碳驱油效果的影响, 建立均质岩心模型、不同渗透率级差的人造非均质模型、高渗透气窜通道模型及裂缝模型4种室内实验模型, 用以模拟低渗透储层的非均质性及裂缝发育。利用4种模型依次开展水驱和二氧化碳连续气驱实验, 并针对不同类型的岩心模型采取相应的封窜体系对二氧化碳实施气窜封堵。实验结果表明, 二氧化碳连续气驱的采出程度与渗透率级差呈幂函数下降趋势, 岩心非均质性越强, 气体窜逸现象越严重, 气驱效果越差。针对不同非均质级别的岩心, 可采用不同的封窜体系实现二氧化碳的窜逸控制。其中, 乙二胺体系可用于封堵渗透率级差小于等于100的非均质模型的高渗透层, 改性淀粉凝胶与乙二胺体系可用于封堵岩心内渗透率级差大于100的高渗透气窜通道以及裂缝。

**关键词:** 低渗透油藏 二氧化碳非混相驱 非均质性 封窜波及体积

中图分类号: TE357.42

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)03-0095-06

## Experiments of gas channeling control during CO<sub>2</sub> immiscible flooding in low permeability reservoirs with heterogeneity

Hao Hongda<sup>1,2,3</sup>, Hou Jirui<sup>1,2,3</sup>, Zhao Fenglan<sup>1,2,3</sup>, Hou Libin<sup>1,2,3</sup>, Wang Zhixing<sup>1,2,3</sup>, Song Zhaojie<sup>1,2,3</sup>

(1. *Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;*

2. *Basic Theory Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Low Permeability Oilfield, Key Laboratory of Tertiary*

*Oil Recovery, PetroChina, Beijing City, 102249, China;* 3. *The Ministry of Education Key*

*Laboratory of Petroleum Engineering, Beijing City, 102249, China)*

**Abstract:** Fractures and severe heterogeneity commonly exist in the low permeability reservoirs, which will cause varying degrees of gas channeling phenomena during CO<sub>2</sub> flooding. In order to study the effect of heterogeneity and fractures on CO<sub>2</sub> flooding efficiency, four experimental models of homogeneous model, heterogeneous model with various permeability ratios, high-capacity gas channeling model and fracture model were built in the laboratory to simulate the heterogeneity and fracture of the low permeability reservoirs. Waterflood and continuous CO<sub>2</sub> flooding were conducted firstly, followed by gas channeling control experiments using different gas channeling control systems in different types of experimental models correspondingly. Experimental results showed that the oil recovery of continuous CO<sub>2</sub> flooding had a power function negative correlation with permeability ratios and the gas channeling phenomena became more severe as the increase of heterogeneity, resulting in the poor displacement efficiency of CO<sub>2</sub>. Gas channeling control can be achieved using different gas channeling control systems in different types of experimental models. The gas channeling control in heterogeneous models with the permeability ratio of less or equal to 100 can be achieved by ethylenediamine system plugging high permeability layers, while gas channeling control in high-capacity gas channels and fracture can be achieved by modified starch gel and ethylenediamine.

收稿日期: 2016-03-01。

作者简介: 郝宏达(1990—), 男, 黑龙江尚志人, 在读博士研究生, 从事油气田开发方面的研究。联系电话: 18811391287, E-mail: haohongda90@126.com。

基金项目: 国家科技支撑计划“陕北煤化工CO<sub>2</sub>捕集、埋存与提高采收率技术示范”(2012BAC26B00)。

**Key words:** low permeability reservoirs; CO<sub>2</sub> immiscible flooding; heterogeneity; gas channeling control; sweep volume

目前,二氧化碳驱作为提高采收率技术之一,已得到广泛应用<sup>[1-4]</sup>。二氧化碳驱不仅能够有效地提高采收率,还能够实现二氧化碳的长期埋存;既实现了二氧化碳减排的社会效益,又能产生巨大的经济效益<sup>[5-7]</sup>。然而,二氧化碳驱应用于低渗透油藏时会出现气窜严重、气体超覆等问题,导致二氧化碳驱油效果变差<sup>[8-10]</sup>。为此,中外学者相继开展水气交替注入、气水同注等技术研究以改善二氧化碳的驱油效果,同时也进行了泡沫封窜体系、改性凝胶体系等二氧化碳驱封窜体系技术研究<sup>[11-20]</sup>。于春磊等利用乙二醇作为特低渗透油藏二氧化碳驱的防窜剂,通过乙二醇与二氧化碳的反应产物来封堵气窜通道<sup>[21]</sup>。乙二醇具有良好的注入性和较强的封堵性能,可明显改善岩心的注气剖面,扩大二氧化碳波及体积<sup>[22]</sup>。

针对低渗透油藏非均质性严重、裂缝发育等特点,笔者建立了均质岩心模型、不同渗透率级差的人造非均质模型、高渗透气窜通道模型以及裂缝模型4种室内实验模型,用以模拟低渗透储层的非均质性及裂缝。通过水驱后再进行二氧化碳连续气驱实验,研究储层非均质性及裂缝对二氧化碳非混相驱气窜现象及其驱油效果的影响。在此基础上,利用乙二醇、改性淀粉凝胶与乙二醇2种封窜体系

对不同类型的岩心模型进行窜逸控制实验,系统地评价2种体系的窜逸控制效果及其对二氧化碳驱油效果的改善程度,并分析各体系封窜及其提高气驱采收率的机理。

## 1 实验器材及步骤

### 1.1 实验器材

**实验设备** 主要包括KDHW-II型自控恒温箱、HAS-100HSB型恒压恒速泵、岩心夹持器(30 cm×4.5 cm×4.5 cm)、活塞中间容器、回压阀、D07-11C型气体流量计、CS200型气体流量计、压差变送器及数据采集系统、气液分离装置、液体计量装置和秒表。

**实验用油** 实验用油为延长油田脱气脱水原油与煤油配制的模拟油,60℃地层温度下模拟油粘度为2.38 mPa·s。

**实验用水** 实验用水为延长油田某区块地层水,总矿化度为80 063.14 mg/L,硬度为4 905.79 mg/L。

**实验模型** 实验模型主要有均质岩心模型、不同渗透率级差的人造非均质模型、高渗透气窜通道模型以及裂缝模型(表1)。其中,裂缝模型的裂缝为人造裂缝,缝长为30 cm,缝宽为4.41 cm,裂缝开

表1 4种实验模型的物性参数

Table1 Physical parameters of 4 types of experimental models

模型类型	岩心编号	渗透率级差	长度/cm	宽度/cm	高度/cm	视体积/cm <sup>3</sup>	孔隙体积/cm <sup>3</sup>	孔隙度/%	含油饱和度/%	烃类孔隙体积/cm <sup>3</sup>
均质岩心模型	189	1	30	4.45	4.42	590.88	112	18.95	59.91	67.10
不同渗透率级差的人造非均质模型	H10	10	30	4.47	4.47	599.42	122	20.35	64.75	79.00
	H30	30	30	4.49	4.45	599.96	104	17.33	66.35	69.00
	H100	100	30	4.49	4.42	595.40	130	21.83	71.54	93.00
高渗透气窜通道模型	H500-1	500	30	4.47	4.44	595.39	110	18.48	65.45	72.00
	H500-2	500	30	4.48	4.42	594.04	114	19.19	61.84	70.50
裂缝模型	F125		30	4.41	4.39	580.80	96.2	16.56	52.18	50.20

度为0.1 mm。

### 1.2 实验步骤

水驱后进行二氧化碳连续气驱实验 主要实验步骤为:①选取4种实验模型,烘干,分别测量长度、宽度、高度,计算视体积。②抽真空,饱和地层水,计算孔隙体积。③控制实验温度为60℃,饱和模拟油至束缚水饱和度,计算原始含油饱和度。④将出口端压力通过回压阀控制为6 MPa,以0.3 mL/

min的恒定注入速度进行水驱油实验,直至出口端含水率达到90%时终止实验。出口端连接液体收集装置,计量实验过程中的产水量和产油量。⑤以恒定的注入速度进行二氧化碳连续气驱实验。采用D07-11C型气体流量计控制气体的注入速度为50 mL/min(对应的地下注入速度为0.727 mL/min),直至出口端生产气油比大于3 000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>时终止实验。出口端连接气液分离装置、液体收集装置和

CS200型气体流量计,采用液体收集装置计量出口端的产液量,采用CS200型气体流量计计量产气量,记录实验过程中的注气压差。实验结束后计算二氧化碳连续气驱的采收率。

**乙二胺体系封窜实验** 对水驱后进行二氧化碳连续气驱实验结束后的非均质模型和高渗透气窜通道模型再进行乙二胺体系封窜实验研究,实验步骤主要包括:①向水驱后进行二氧化碳连续气驱实验结束后的非均质模型和高渗透气窜通道模型注入0.05倍烃类孔隙体积的乙醇前置保护段塞、0.20倍烃类孔隙体积的乙二胺主段塞和0.05倍烃类孔隙体积的乙醇后置保护段塞,注入速度为0.2 mL/min。②静置24 h,待乙二胺体系与岩心模型内的二氧化碳充分反应。③进行第2次二氧化碳连续气驱,注气速度为50 mL/min,直至出口端生产气油比大于3 000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>时终止实验。计量注气压差、产液量、产油量等实验数据,计算经过乙二胺体系封窜后各模型的采收率。

**改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜实验** 对水驱后进行二氧化碳连续气驱实验结束后的高渗透气窜通道模型及裂缝模型进行改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜实验研究,实验步骤主要包括:①向水驱后进行二氧化碳连续气驱实验结束后的高渗透气窜通道模型及裂缝模型注入0.20倍烃类孔隙体积的改性淀粉凝胶和0.05倍烃类孔隙体积的水段塞,注入速度为0.2 mL/min。②静置24 h,待改性淀粉凝胶候凝成胶。③再进行第2次二氧化碳连续气驱实验,注气速度为50 mL/min,直至出口端生产气油比大于3 000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>时终止实验。④再向第2次二氧化碳连续气驱实验结束后的高渗透气窜通道模型及裂缝模型注入乙二胺体系进行封窜,即向模型中注入0.05倍烃类孔隙体积的乙醇前置保护段塞和0.10倍烃类孔隙体积的乙二胺主段塞以及0.05倍烃类孔隙体积的乙醇后置保护段塞,注入速度为0.2 mL/min,静置24 h。⑤再进行第3次二氧化碳连续气驱实验,注气速度为50 mL/min,直至出口端生产气油比大于3 000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>时终止。记录注气压差、产液量、产油量等实验数据,计算经过改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜后各模型的采收率。

## 2 实验结果与分析

### 2.1 非均质性及裂缝对二氧化碳驱油效果的影响

为了研究低渗透油藏非均质性及裂缝对二氧化碳驱油效果的影响,首先对不同岩心模型分别进

行水驱后二氧化碳连续气驱实验。对比4种模型水驱后二氧化碳驱油实验结果(表2)可以看出,均质岩心模型的最终采收率为56.86%,明显高于人造非均质模型。是由于注入气体能够在均质岩心模型内部均匀推进,驱替前缘较为稳定,注入气体的波及体积较大,驱替效果较好;而人造非均质模型的采收率随着岩心非均质性的增加而降低,其原因是二氧化碳主要驱替高渗透层的原油,无法波及到低渗透率层的原油,驱油效果较差。高渗透气窜通道模型和裂缝模型由于注入的二氧化碳沿着高渗透气窜通道以及裂缝迅速突进,气窜现象明显,而使得最终采收率较低。

表2 4种实验模型水驱后进行二氧化碳连续气驱实验结果  
Table2 Experimental results of continuous CO<sub>2</sub> flooding after waterflood in 4 types of experimental models

模型类型	岩心编号	渗透率级差	水驱采收率,%	二氧化碳连续气驱采收率,%	最终采收率,%
均质岩心模型	189	1	33.61	23.25	56.86
不同渗透率级差的人造非均质模型	H10	10	28.48	10.13	38.61
	H30	30	26.67	7.56	34.23
	H100	100	22.26	4.25	26.51
高渗透气窜通道模型	H500-1	500	18.19	2.82	21.01
裂缝模型	F125		14.14	0.88	15.02

将表2中的实验数据进行线性回归,水驱后二氧化碳连续气驱的采收率与渗透率级差呈幂函数关系,其拟合公式为

$$R_g = 22.968V_k^{-0.345} \quad (1)$$

式中:  $R_g$  为二氧化碳连续气驱的采收率,%;  $V_k$  为渗透率级差。

从水驱后进行二氧化碳连续气驱的采收率与模型渗透率级差的关系(表2)可以看出,随着渗透率级差的增加,模型的非均质性增强,二氧化碳连续气驱阶段注入气体沿着高渗透层、高渗透气窜通道以及裂缝等强窜通道窜逸的现象越来越严重。由此可见,岩心的非均质性及裂缝的存在会严重影响二氧化碳非混相驱的驱油效果,导致注入气体过早窜逸,波及体积较低。水驱后进行二氧化碳连续气驱实验过后,人造非均质模型的低渗透率层、高渗透气窜通道模型以及裂缝模型的低渗透率基质中仍含有大量的剩余油,因此,必须对这3种模型的高渗透层、高渗透气窜通道以及裂缝实施二氧化碳的窜逸控制,以期改善二氧化碳的驱油效果。

### 2.2 乙二胺体系对高渗透层的封窜效果

乙二胺是一种小分子有机胺类,为无色透明的

粘性流体,具有刺激性气味,其熔点为8.5℃,沸点为116.5℃,20℃条件下相对密度为0.8995,可溶于水和乙醇,微溶于乙醚。乙二胺的初始粘度低,因此具有良好的注入性能。作为一种强碱,乙二胺可以与二氧化碳反应生成氨基甲酸类物质。

氨基甲酸类物质具有较高的粘度以及选择性封堵性能<sup>[21-22]</sup>。针对人造非均质模型及高渗透气窜通道模型的二氧化碳驱油效果较差和气窜严重等

问题,选取乙二胺体系作为封窜剂对二氧化碳进行窜逸控制实验。从乙二胺体系封窜实验结果(表3)及生产动态(图1)可以看出,乙二胺体系封窜实验后,渗透率级差小于等于100的人造非均质模型的最终采收率大于50%,乙二胺体系的注入明显改善了二氧化碳驱油效果。与人造非均质模型相比,高渗透气窜通道模型的最终采收率仅为31.22%,乙二胺体系封窜的效果较差。

表3 乙二胺体系封窜实验结果  
Table3 Experimental results of gas channeling control with ethylenediamine system

模型类型	岩心编号	渗透率级差	水驱采收率,%	第1次气驱采收率,%	乙二胺注入提高采收率,%	第2次气驱采收率,%	最终采收率,%
不同渗透率级差的人造非均质模型	H10	10	28.48	10.13	7.21	10.75	56.57
	H30	30	26.67	7.56	7.25	12.32	53.80
	H100	100	22.26	4.25	7.15	16.87	50.54
高渗透气窜通道模型	H500-1	500	18.19	2.82	7.64	2.57	31.22

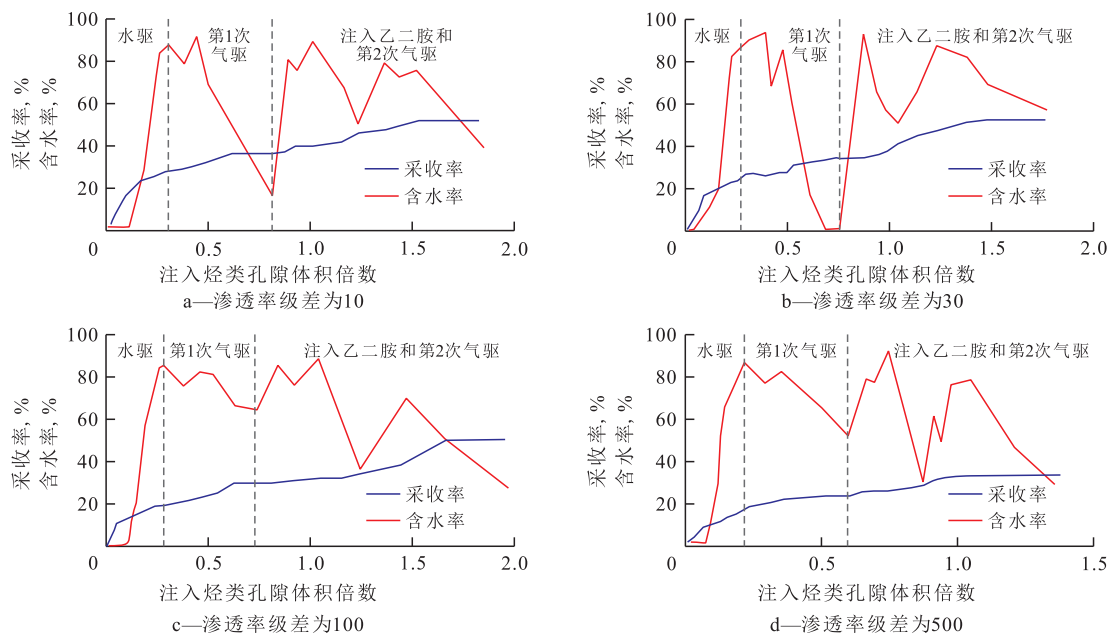


图1 乙二胺体系封窜实验的生产动态

Fig.1 Production performance of gas channeling control experiments with ethylenediamine system

为了更加直观的反映乙二胺体系的封窜性能,对比各组实验的驱替压差曲线(图2)可以看出,对于渗透率级差小于等于100的人造非均质模型,乙二胺体系封窜过后,第2次气驱的注气压差迅速升至1000 kPa以上,表明注入的乙二胺体系与岩心模型中的二氧化碳反应生成的氨基甲酸盐有效地封堵了高渗透层,迫使注入气体进入低渗透率层,驱替低渗透率基质中的剩余油,从而提高人造非均质模型的采收率。因而,对于渗透率级差小于等于100的人造非均质模型,乙二胺体系可实现良好的窜逸控制作用。

高渗透气窜通道模型的驱替压差较小,乙二胺封堵过后的注气压差仅为159.65 kPa,这是由于该模型渗透率级差过大,高渗透层的孔喉尺寸较大,乙二胺与二氧化碳反应生成的氨基甲酸盐并没有完全封堵高渗透层,后续的注入气体仍沿着高渗透层中未被封堵的大孔道向前突进,导致第2次气驱的驱油效果较差。

2.3 改性淀粉凝胶与乙二胺体系对高渗透气窜通道及裂缝的封窜效果

针对乙二胺体系在高渗透气窜通道模型中应用的局限性,选取具有高强度的改性淀粉凝胶与乙

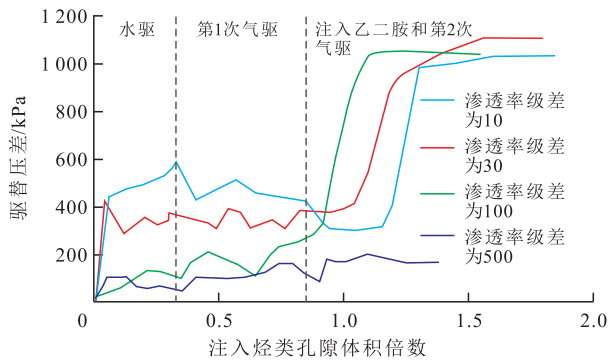
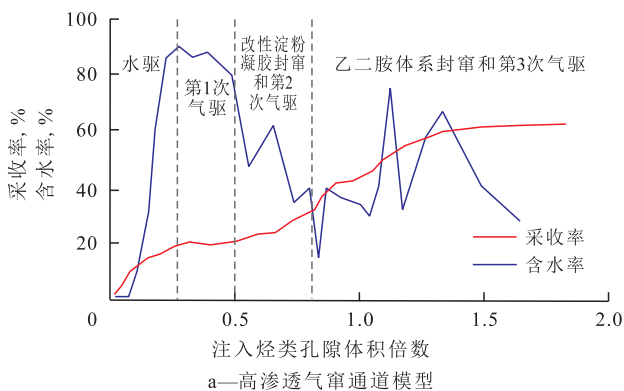


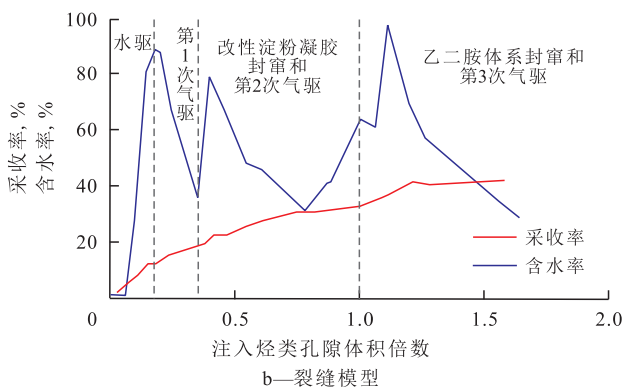
图2 乙二胺体系封窜实验驱替压差与注入烃类孔隙体积倍数的关系

Fig.2 Relationship between displacement pressure drop and injected hydrocarbon pore volume in gas channeling control experiments with ethylenediamine system

二胺体系对高渗透气窜通道模型及气窜更为严重的裂缝模型进行窜逸控制实验研究。从改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜实验的生产动态状况(图3)可以看出,改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜实验后,高渗透气窜通道模型H500-2的最终采收率达到61.26%,其中,改性淀粉凝胶封窜和第2次气驱提高采收率可达到20.99%,乙二胺体系封窜和第3次气驱提高采收率可达到19.35%;裂缝模型的最



a—高渗透气窜通道模型



b—裂缝模型

图3 改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜实验的生产动态  
Fig.3 Production performance of gas channeling control experiments with modified starch gel and ethylenediamine system

采收率达到39.13%,其中,改性淀粉凝胶封窜和第2次气驱提高采收率可达到14.94%,乙二胺体系封窜和第3次气驱提高采收率可达到9.17%。

同样地,为了更加直观地反映改性淀粉凝胶与乙二胺体系的封窜性能,对比各组实验的驱替压差曲线(图4)可以看出,对于高渗透气窜通道模型以及裂缝模型,在注入改性淀粉凝胶后,注气压差均有不同程度的上升,表明改性淀粉凝胶有效地封堵了高渗透气窜通道以及裂缝,迫使注入气体驱替低渗透率层或低渗透率基质中的剩余油,从而扩大了二氧化碳波及体积。注入乙二胺体系后,注气压差再次上升,最大注气压差可达到2 000 kPa,乙二胺体系与岩心中的二氧化碳反应生成的氨基甲酸盐有效地封堵了二氧化碳的指进通道,改善了岩心的非均质性。因此,对于高渗透气窜通道模型以及裂缝模型,改性淀粉凝胶与乙二胺体系可实现较好的窜逸控制作用,通过改性淀粉凝胶封窜扩大注入气的波及体积,同时借助乙二胺体系改善岩心的非均质性,进而提高二氧化碳非混相驱的采收率。

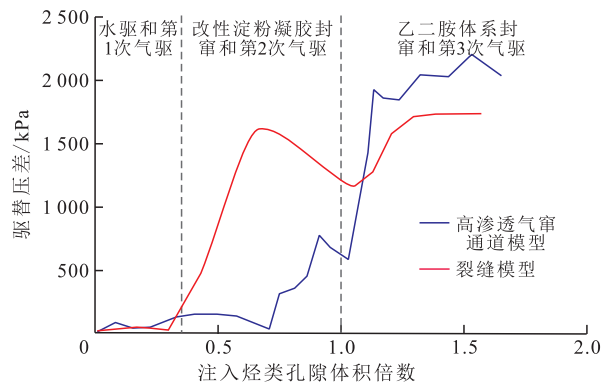


图4 改性淀粉凝胶与乙二胺体系封窜实验驱替压差与注入烃类孔隙体积倍数的关系

Fig.4 Relationship between displacement pressure drop and injected hydrocarbon pore volume in gas channeling control experiments with modified starch gel and ethylenediamine system

### 3 结论

借助室内驱替实验对低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱的气窜问题及其窜逸控制进行了研究。结果表明,随着岩心渗透率级差的增大,二氧化碳驱的采出程度呈幂函数下降趋势,且岩心非均质性越强,二氧化碳窜逸现象越严重。而针对不同窜逸程度的岩心模型,可以采用不同的封窜体系来实现二氧化碳的窜逸控制。对于渗透率级差小于等于100的非均质模型,可以采用乙二胺体系进行窜逸控制,借助乙二胺体系与二氧化碳反应生成的

氨基甲酸盐封堵高渗透层,提高非均质岩心二氧化碳的驱油效果;对于渗透率级差大于100的高渗透气窜通道模型及裂缝模型,可以采用改性淀粉凝胶与乙二胺体系进行窜逸控制,利用高强度的改性淀粉凝胶封堵岩心内的高渗透气窜通道以及裂缝等强窜通道,扩大二氧化碳的波及体积,再利用乙二胺体系封堵岩心基质内的指进通道,进一步改善岩心的非均质性。

#### 参考文献:

- [1] Adasani A, Bai B. Analysis of EOR projects and updated screening criteria [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 79(1/2): 10-24.
- [2] 赵明国,陈栖,贾慧敏,等.芳48非均质断块油藏二氧化碳驱油效果研究[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(5): 119-122.  
Zhao Mingguo, Chen Xi, Jia Huimin, et al. CO<sub>2</sub> flooding of Fang48 heterogeneous fault-block reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(5): 119-122.
- [3] 张德平. CO<sub>2</sub>驱采油技术研究与应用现状[J]. *科技导报*, 2011, 29(13): 75-79.  
Zhang Deping. CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery technique and its application status [J]. *Science & Technology Review*, 2011, 29(13): 75-79.
- [4] 杨胜来,陈浩,冯积累,等.塔里木油田改善注气开发效果的关键问题[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(1): 40-44.  
Yang Shenglai, Chen Hao, Feng Jilei, et al. A brief discussion on some scientific issues to improve oil displacement during gas injection, Tarim oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 40-44.
- [5] Damico James R, Monson Charles, Frailey Scott, et al. Strategies for advancing CO<sub>2</sub> EOR in the Illinois Basin, USA [J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 7 694-7 708.
- [6] Mazzetti Marit Jagtoyen, Skagestad Ragnhild, Mathisen Anette, et al. CO<sub>2</sub> from natural gas sweetening to kick-start EOR in the North Sea [J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 7 280-7 289.
- [7] Roussanaly Simon, Grimstad Alv- Arne. The economic value of CO<sub>2</sub> for EOR applications [J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 7 836-7 843.
- [8] Gao Yuncong, Zhao Mifu, Wang Jianbo, et al. Performance and gas breakthrough during CO<sub>2</sub> immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 88-95.
- [9] Zhao Yuechao, Song Yongchen, Wang Tonglei, et al. Visualisation of water flooding and subsequent supercritical CO<sub>2</sub> flooding in fractured porous media with permeability heterogeneity using MRI [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 6 942-6 949.
- [10] 叶恒,廖新维,黄海龙,等.三叠系长6油藏二氧化碳驱技术方案优选[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(4): 129-132.  
Ye Heng, Liao Xinwei, Huang Hailong, et al. Selection of CO<sub>2</sub> displacement scheme for Triassic Chang-6 Reservoir, Changqing Oilfield [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(4): 129-132.
- [11] Talebian Seyedeh Hosna, Masoudi Rahim, Tan Isa Mohd, et al. Foam assisted CO<sub>2</sub>-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 120: 202-215.
- [12] Wang G.A laboratory study of CO<sub>2</sub> foam properties and displacement mechanism [R]. Tulsa; SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 1984.
- [13] 尚宝兵,廖新维,卢宁,等. CO<sub>2</sub>驱水气交替注采参数优化——以安塞油田王窑区块长6油藏为例[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(3): 70-72, 77.  
Shang Baobing, Liao Xinwei, Lu Ning, et al. Optimization design of injection and production parameters for water-alternating-CO<sub>2</sub> flooding: a case study of Chang6 reservoir of Wangyao block in Ansai oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(3): 70-72, 77.
- [14] 马云飞,赵凤兰,侯吉瑞,等.气水同注驱油技术提高采收率物理模拟[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(5): 89-93, 98.  
Ma Yunfei, Zhao Fenglan, Hou Jirui, et al. Physical simulation of enhancing oil recovery by simultaneous water and gas injection flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 89-93, 98.
- [15] 杨昌华,王庆,董俊艳,等.高温高盐油藏CO<sub>2</sub>驱泡沫封窜体系研究与应用[J]. *石油钻采工艺*, 2012, 34(5): 95-97, 101.  
Yang Changhua, Wang Qing, Dong Junyan, et al. Research and application on foam plugged channeling system in high-temperature and high-salt reservoirs CO<sub>2</sub> flooding [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2012, 34(5): 95-97, 101.
- [16] 杨昌华,邓瑞健,牛保伦,等.濮城油田沙一下油藏CO<sub>2</sub>泡沫封窜体系研究与应用[J]. *断块油气田*, 2014, 21(1): 118-120, 124.  
Yang Changhua, Deng Ruijian, Niu Baolun, et al. CO<sub>2</sub> foam sealing channeling system research and application in Pucheng Es<sub>1</sub> reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2014, 21(1): 118-120, 124.
- [17] 刘承杰. CO<sub>2</sub>气驱封窜用改性凝胶体系的研制与室内评价[J]. *石油天然气学报*, 2012, 34(5): 125-131.  
Liu Chengjie. Development and laboratory evaluation of a modified gel system for channeling blocking in CO<sub>2</sub> flooding [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2012, 34(5): 125-131.
- [18] 李凡,罗跃,丁康乐,等.一种高温低渗透油藏CO<sub>2</sub>气驱封窜剂的制备与驱替效果评价[J]. *油田化学*, 2013, 30(4): 525-529.  
Li Fan, Luo Yue, Ding Kangle, et al. Research and displacement efficiency of a channeling sealing agent for high temperature and low permeability oil reservoirs [J]. *Oilfield Chemistry*, 2013, 30(4): 525-529.
- [19] 熊炜,田佳. CO<sub>2</sub>气驱油藏化学法封窜先导性试验研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2014, 4(3): 60-63.  
Xiong Wei, Tian Jia. Research on pilot test of chemical channeling treatment in CO<sub>2</sub> flooding reservoir [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2014, 4(3): 60-63.
- [20] 刘必心,侯吉瑞,李本高,等.二氧化碳驱特低渗油藏的封窜体系性能评价[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(3): 128-131.

(下转第115页)