

doi: 10.12029/gc20220210

李玮,师庆三,董海海,侯锐. 2022. 低渗透油藏二氧化碳混相驱注采方式研究——以克拉玛依油田 X 区克下组低渗透油藏为例[J]. 中国地质, 49(2): 485–495.

Li Wei, Shi Qingsan, Dong Haihai, Hou Rui. 2022. Optimum selection of injection–production method for carbon dioxide miscible flooding in low permeability reservoirs: Taking the low–permeability reservoirs of the Kexia Formation in the X zone of the Karamay Oilfield as an example[J]. Geology in China, 49(2): 485–495 (in Chinese with English abstract).

## 低渗透油藏二氧化碳混相驱注采方式研究 ——以克拉玛依油田 X 区克下组低渗透油藏为例

李玮<sup>1</sup>, 师庆三<sup>1</sup>, 董海海<sup>2</sup>, 侯锐<sup>3</sup>

(1. 新疆大学地质与矿业工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000;  
3. 新疆正天华能环境工程技术有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830047)

**摘要:**【研究目的】克拉玛依油田 X 区克下组低渗透油藏存在物性差、水驱开发采收率低等问题, 影响了油田的可持续发展。CO<sub>2</sub> 是全球变暖的主要成分, 世界各国都在想方设法减少 CO<sub>2</sub> 的排放量, 本文试图利用 CO<sub>2</sub> 驱油气方式提高该油藏的采收率, 变害为利。【研究方法】文章选取研究区 60 余口取心井目标层位岩心样品, 开展扫描电镜及压汞测试分析等研究, 系统梳理储层孔隙结构特征。采用油藏数值模拟方法对 CO<sub>2</sub> 连续气驱与 CO<sub>2</sub> 水气交替驱参数进行了优选, 对比了各种开发方式的驱油效果。【研究结果】最后得到了最优的驱油方案: 采用 CO<sub>2</sub> 水气交替驱方法, 15 口井连续注气 4 年后全部转水气交替注入, 气水比为 2:1; 气水比 10 年后调整为 1:1。数值模拟预测, 注气开发 15 年, 预测最终采收率将提高 30%。【结论】通过现场试注结果表明, 试采效果注气后产油量较水驱阶段有明显提高, 试采效果注气后产油量是水驱阶段的 1.85 倍, 有明显提高, 对实现老区稳产和油田可持续发展具有十分重要的意义。  
**关键词:** 低渗透油藏; 细管试验; CO<sub>2</sub> 水气交替驱; CO<sub>2</sub> 连续气驱; 数值模拟; 油气勘查工程; 克拉玛依油田; 新疆  
**创新点:** 通过系统梳理储层孔隙结构特征, 运用油藏数值模拟的方法对 CO<sub>2</sub> 连续气驱与 CO<sub>2</sub> 水气交替驱参数进行了优选, 得到了最优的驱油方案。

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000–3657(2022)02–0485–11

### Optimum selection of injection–production method for carbon dioxide miscible flooding in low permeability reservoirs: Taking the low–permeability reservoirs of the Kexia Formation in the X zone of the Karamay Oilfield as an example

LI Wei<sup>1</sup>, SHI Qingsan<sup>1</sup>, DONG Haihai<sup>2</sup>, HOU Rui<sup>3</sup>

(1. College of Geology and mining engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, Xinjiang, China; 2. Xinjiang Oil Field Co exploration and Development Research Institute, Karamay 834000, Xinjiang, China; 3. Xinjiang Zheng Tian Huaneng Environmental Engineering Technology Co., Ltd., Urumqi 830047, Xinjiang, China)

**Abstract:** This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

收稿日期: 2019–12–25; 改回日期: 2020–01–07

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05016–004)资助。

作者简介: 李玮, 男, 1995 年生, 硕士生, 主要从事碳捕集与利用研究; E-mail: 542464084@qq.com。

通讯作者: 师庆三, 男, 1975 年生, 博士, 副教授, 主要从事生态修复、碳捕集与利用研究; E-mail: chn473@sina.com。

**[Objective]** The low-permeability reservoirs of the Kexia Formation in the X zone of the Karamay Oilfield have problems such as poor physical properties and low waterflooding development and recovery, which affect the sustainable development of the oilfield. CO<sub>2</sub> is the main component of global warming, every country in the world is trying to reduce its content in the atmosphere. This research attempts to use CO<sub>2</sub> to drive oil and gas to increase the oil production rate in this reservoir and turn bane into a boon. **[Methods]** According to the core samples of the Lower Karamay formation from more than 60 coring wells in the test area, combined with the data of SEM and mercury injection test, the reservoir characteristics are systematically studied, and the pore structure characteristics of low-permeability sandstone reservoir are clearly studied. Using reservoir numerical simulation technology, the injection and production parameters of CO<sub>2</sub> water-gas alternating flooding (CO<sub>2</sub>-WAG) and CO<sub>2</sub> continuous gas flooding were optimized, and on this basis, the two development modes were compared. **[Results]** The optimum technical scheme is obtained: using CO<sub>2</sub> water-gas alternating flooding technology, 15 wells are injected with water-gas alternately after 4 years of continuous gas injection. The gas-water ratio is 2:1, the gas-water ratio is 1:1 after 10 years. The numerical simulation predicts that the final recovery rate is increased by more than 30% after 15 years of gas injection development. **[Conclusions]** Experiments show that the oil production after gas injection is 1.85 times that of water injection. The output is increased. It is of great significance to achieve stable production in the old oilfields and sustainable development of the oilfield.

**Key words:** low permeability reservoir; thin tube test; CO<sub>2</sub> water-gas alternating flooding (CO<sub>2</sub>-WAG); CO<sub>2</sub> continuous gas flooding; numerical simulation; oil and gas exploration engineering; Karamay oilfield; Xinjiang

**Highlights:** Through the reservoir characteristics are systematically studied, and the pore structure characteristics of low-permeability sandstone reservoir are clearly studied. Using reservoir numerical simulation technology, the injection and production parameters of CO<sub>2</sub> water-gas alternating flooding (CO<sub>2</sub>-WAG) and CO<sub>2</sub> continuous gas flooding were optimized, optimum technical scheme is obtained.

**About the first author:** LI Wei, male, born in 1995, master candidate, majors in the study of carbon capture and utilization; E-mail: 542464084@qq.com.

**About the corresponding author:** SHI Qingsan, born in 1975, male, doctor, associate professor, mainly engaged in ecological restoration, carbon capture and utilization research; E-mail: chn473@sina.com

**Fund support:** Supported by National Natural Science Foundation of China (No.2016ZX05016-004).

## 1 引 言

中国石油储量丰富,但新发现的储量其品质相对较差,老油田的开采程度又不断提高,油田开发难度日益加大(Shiraki and Dunn, 2000; 袁庆峰等, 2019)。许多老油田处于高含水开采阶段,开采效益相对较低。新发现的大量低渗透油藏水驱适应性差,有必要研究采用注气开采方式来替代注水开发。CO<sub>2</sub>驱是一种十分有效的注气驱油方式,它不仅可以提高驱油效率,还可以减少CO<sub>2</sub>的排放量,降低温室效应,这也是CCUS(Carbon Capture, Utilization and Storage)一直倡导的内容(Oldenburg et al., 2001; Gharbi, 2004; Kovsky and Cakici, 2005; Asghari and Al-Dliwe, 2005; Kovsky and Wang, 2005; 蒋有伟等, 2010; Zhao et al., 2011; 王成俊等, 2018; 何桂林等, 2018; 杨铁军等, 2019; 汪芳等, 2019; 赵继勇等, 2019; 周雪等, 2019)。到目前为止,国内外都开展了CCUS研究及推广应用,并取得了

显著的成效,中国石油吉林油田和大庆油田、中国石化华东石油局等单位都开展了CCUS先导试验或工业化应用研究(罗二辉等, 2013; 叶恒等, 2015; 郑永旺, 2017; 王海妹, 2018; 孙丽丽等, 2018),并取得了一定成果,而对于非均质性很强的砂砾岩油藏,尤其是强水敏低渗透砂砾岩油藏则还没有开展相关研究。

X区克下组油藏为强水敏性低渗透砂砾岩储层的典型代表,该油藏自1992年投入开发,共钻开发井67口。2011年在前期研究成果基础上,开展了储层展布及油藏工程研究,在有效厚度大于10 m区域整体部署扩边开发井168口,建产能 $24.15 \times 10^4$  t/a。截至2017年,全油藏部分井口关闭,目前开井采油井86口,注水井70口,受地层敏感性影响,研究区大部分注水井存在注不进或者注不够问题,造成地层压力保持困难,原油产量递减快,正常生产受到极大的影响。相比于水驱技术,CO<sub>2</sub>驱替技术在低渗油藏提高采收率方面具有明显优势,它能够有效降低原油黏度,减小剩余油饱和度,因而具有良好

的应用前景(程杰成等,2016;李剑等,2017;郭茂雷等,2018)。为了寻求强水敏低渗砂砾岩油藏有效开发技术,在研究区进行了CO<sub>2</sub>水气交替驱的驱油试验研究(马云飞等,2015;李铁超等,2017;孟凡坤等,2018;王帅等,2019;许正恩等,2019),试图利用CO<sub>2</sub>驱油提高该油藏的采收率,变害为利。

## 2 区域地质概况

研究区位于克拉玛依市东35 km处,地质构造简单,呈东南倾的单斜,内部不发育断层,地层倾角约为2~5°,研究区地势平缓,平均海拔265 m,地质情况良好,符合开发条件。

### 2.1 地层划分

研究区自上而下钻揭地层有白垩系吐谷鲁群(K<sub>1</sub>tg),侏罗系齐古组(J<sub>3</sub>q)、头屯河组(J<sub>1</sub>t)、西山窑组(J<sub>2</sub>x)、三工河组(J<sub>1</sub>s)、八道湾组(J<sub>1</sub>b),三叠系白碱滩组(T<sub>3</sub>w)、克上组(T<sub>2</sub>k<sub>2</sub>)、克下组(T<sub>2</sub>k<sub>1</sub>),二叠系下乌尔禾组(P<sub>2</sub>w)、佳木河组(P<sub>1</sub>j)及石炭系(C)。研究区目的层克下组与上覆地层为整合接触,与下伏地层为不整合接触(白玉彬等,2013;肖晓光和李群,2014;曹宝格等,2019)。研究区油藏埋深2530.0~2677.5 m,沉积厚度147.5~206.0 m。克下组S<sub>7</sub>砂层组,细分为S<sub>7</sub><sup>1</sup>、S<sub>7</sub><sup>2</sup>、S<sub>7</sub><sup>3</sup>、S<sub>7</sub><sup>4</sup>、S<sub>7</sub><sup>5</sup> 5个砂层,其中主力油层为S<sub>7</sub><sup>2</sup>~S<sub>7</sub><sup>5</sup>。

### 2.2 岩矿特征

研究区储层砂砾岩石成分(表1)主要以石英、长石、岩屑为主,胶结物以方解石、方沸石为主(杨甫等,2016;郝兆栋等,2016);杂基主要为泥质,含量为5.5%~6.9%,平均6.3%;其次为水云母,含量为1.9%~3.3%,平均2.7%。

### 2.3 物性特征

克下组730块物性分析样品分岩性统计结果(表2)显示,各岩性中砾岩类储层物性最好,砂岩类

储层物性相对差。

根据岩心资料分析,根据岩心资料分析,储层孔隙度2.14%~20.31%,平均10.71%(图1),储层渗透率0.02~1576.27 mD,平均3.91 mD(图2)。

根据测井解释,统计研究区储层层间孔渗分布(表3),研究区S<sub>7</sub><sup>2</sup>~S<sub>7</sub><sup>5</sup>孔隙度分布范围为6.92%~13.57%,渗透率为1.46~23.72 mD,呈低孔低渗孔隙特征(陈浩等,2017;赖锦等,2018)。克下组孔渗性整体表现为中部较好,向上向下变差。

### 2.4 孔隙结构分类

研究区储层孔隙结构可划分为4类(表4,图3),分别为:I类储层,岩性以砾岩、砂质砾岩和含砾砂岩等为主;II类储层,岩性包括砂砾岩、砂质砾岩,其次为砂岩和砾岩;III类储层,岩性以砂质砾岩为主,以砂砾岩、砂岩和含砾砂岩为辅;IV类储层,岩性主要包括砂砾岩、含砾砂岩及砂岩。

X区克下组油藏属于低渗透油藏,储层物性较差,针对油藏现状,运用数值模拟技术对驱替技术进行参数优选,选出最佳注采方案,与现场试注结合,进而验证方案的可行性。

## 3 模型的建立

本次模拟根据油藏地质模型粗化后得到油藏数值模拟模型,应用Eclipse油藏数值模拟软件中E300组分模型,对该区域进行生产动态模拟。为了方便研究,选取研究区60余口井作为试验区,采用角点网格系统建立数值模型(张伟等,2013;宋进博等,2016),平面网格步长为 $dx = dy = 20$  m,垂向网格步长 $dz = 3$  m,纵向上选取S<sub>7</sub><sup>2-1</sup>、S<sub>7</sub><sup>2-2</sup>、S<sub>7</sub><sup>2-3</sup>、S<sub>7</sub><sup>3-1</sup>、S<sub>7</sub><sup>3-2</sup>、S<sub>7</sub><sup>4-1</sup>、S<sub>7</sub><sup>4-2</sup>,划分为7个小层,网格数为89×104×7,共64792个,数值模拟总节点数约为6万个(图4)。在模拟过程中,将原油视为由8种组分组成:N<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub>、C<sub>1</sub>、C<sub>2</sub>、C<sub>3</sub>、C<sub>5</sub>、C<sub>7</sub>、C<sub>16</sub>。模型通过历史拟合进

表1 研究区储层岩屑矿物成分

Table 1 Mineral composition of reservoir debris in the research area

层位	碎屑颗粒/%			胶结物/%				杂基/%				
	石英	长石	岩屑	方解石	方沸石	菱铁矿	总量	高岭石	绿泥石	泥质	水云母	总量
S <sub>7</sub> <sup>2</sup>	21.7	41.7	12.2	7.2	3.7	2.0	12.8	1.4	—	6.9	3.3	11.6
S <sub>7</sub> <sup>3</sup>	12.7	21.5	53.6	2.1	3.9	1.2	—	2.5	—	6.4	3.3	12.2
S <sub>7</sub> <sup>4</sup>	8.2	12.7	62.8	1.4	3.7	1.0	6.1	2.0	—	6.3	1.9	10.2
S <sub>7</sub> <sup>5</sup>	10.0	9.0	62.4	3.9	3.5	1.4	8.8	—	2.0	5.5	2.3	9.8
合计	13.2	21.2	47.8	3.6	3.7	1.4	9.2	2.0	2.0	6.3	2.7	11.0

表2 研究区不同岩性储层孔渗分析

Table 2 Porosity and permeability statistics of reservoirs with different lithology in the research area

岩性	孔隙度/%			渗透率/mD		
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
砂质小砾岩	4.68	19.03	12.09	0.05	1143.96	5.15
不等粒砾岩	6.93	17.23	11.84	0.07	792.61	6.13
不等粒砂岩	2.81	18.54	10.86	0.06	457.88	1.53
含砾砂岩	2.71	18.43	8.77	0.02	1576.27	0.38
砾岩	5.94	18.33	12.03	0.08	1119.24	9.49
砂砾岩	3.62	20.12	10.60	0.12	1320.78	5.32
砂岩	2.14	20.31	9.70	0.02	299.33	0.41
砂质砾岩	4.42	18.13	10.29	0.06	179.58	2.85
小计	2.14	20.31	10.71	0.02	1576.27	3.91

表3 研究区测井孔隙度与渗透率

Table 3 statistical table of reservoir porosity and permeability interpreted by well logging

层位	孔隙度/%			渗透率/mD		
	最大值	最小值	平均	最大值	最小值	平均
S <sup>2</sup>	11.9	6.9	10	18.6	1.5	5.3
S <sup>3</sup>	13.6	9.5	11.5	23.7	1.8	7.3
S <sup>4</sup>	12.8	10.1	11.2	15.1	4.0	6.9
S <sup>5</sup>	11.9	9.0	10.1	11.4	2.4	4.9

行修正。本次模拟采用的地层及流体参数见表5。

### 4 CO<sub>2</sub>驱注采参数的优选

影响CO<sub>2</sub>驱开发效果的因素较多,主要因素是混相程度和气驱前缘突破速度,两个因素又相互关联,并非孤立或单向因果关系,通过优化注入压力、注入方式、注入时机、注入速度等注采参数,能够延缓气窜、提高混相程度,进而提高采收率。

#### 4.1 注气压力

##### 4.1.1 经验公式法

试验区地层破裂压力为45~54 MPa,注气井射孔段深度2550~2650 m,基于中石油勘探开发研究

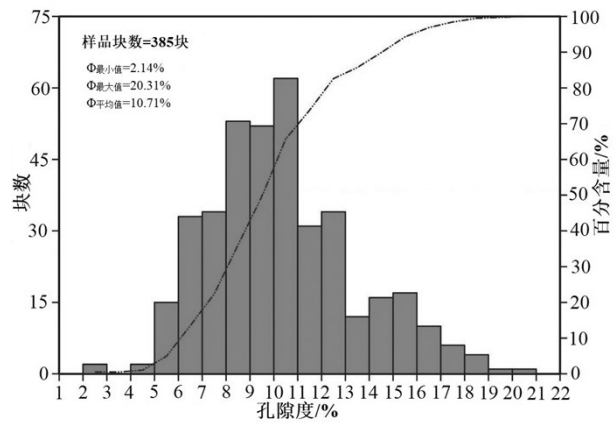


图1 研究区储层孔隙度分布

Fig.1 Statistical histogram of reservoir porosity in the research area

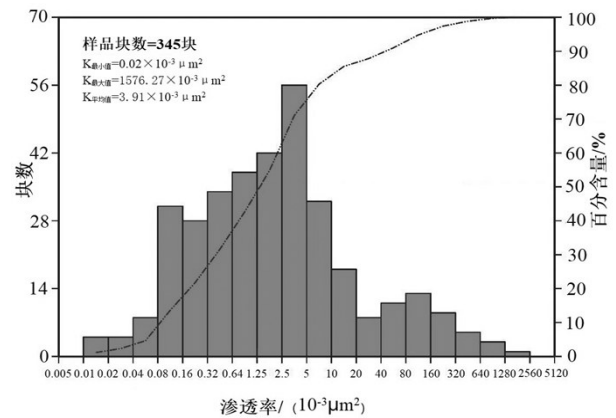


图2 研究区储层渗透率分布

Fig.2 Statistical histogram of reservoir permeability in the research area

院注CO<sub>2</sub>井井筒内压力随深度经验图版(唐萍等, 2017)确定研究区注气压力上限为20 MPa(图5)。

##### 4.1.2 矿场研究

单井试注阶段井口油压及井底流压分别为16~19 MPa和35~42 MPa,与预测结果较为一致,因此

表4 研究区储层孔隙结构分类

Table 4 Classification of reservoir pore structure in the research area

孔隙结构类型	I	II	III	IV
孔隙度/%	>15	11~15	7~11	<7
渗透率/mD	>100	3~100	0.16~3	<0.16
排驱压力/MPa	0.01~0.17	0.04~2.81	0.25~4.82	0.59~5.16
最大孔喉半径/μm	4.24~148	0.26~20.12	0.15~3.02	0.14~1.26
中值压力/MPa	0.22~7.13	0.75~15.02	7.45~18.19	12.52~12.52
中值半径/μm	0.13~3.33	0.05~0.98	0.04~0.10	0.06~0.06
孔喉体积比	1.88~4.73	0.99~5.66	1.31~4.19	2.2~3.26
非饱和孔隙体积百分数/%	11.56~37.15	13.75~79.1	25.98~85.08	39.23~75.49

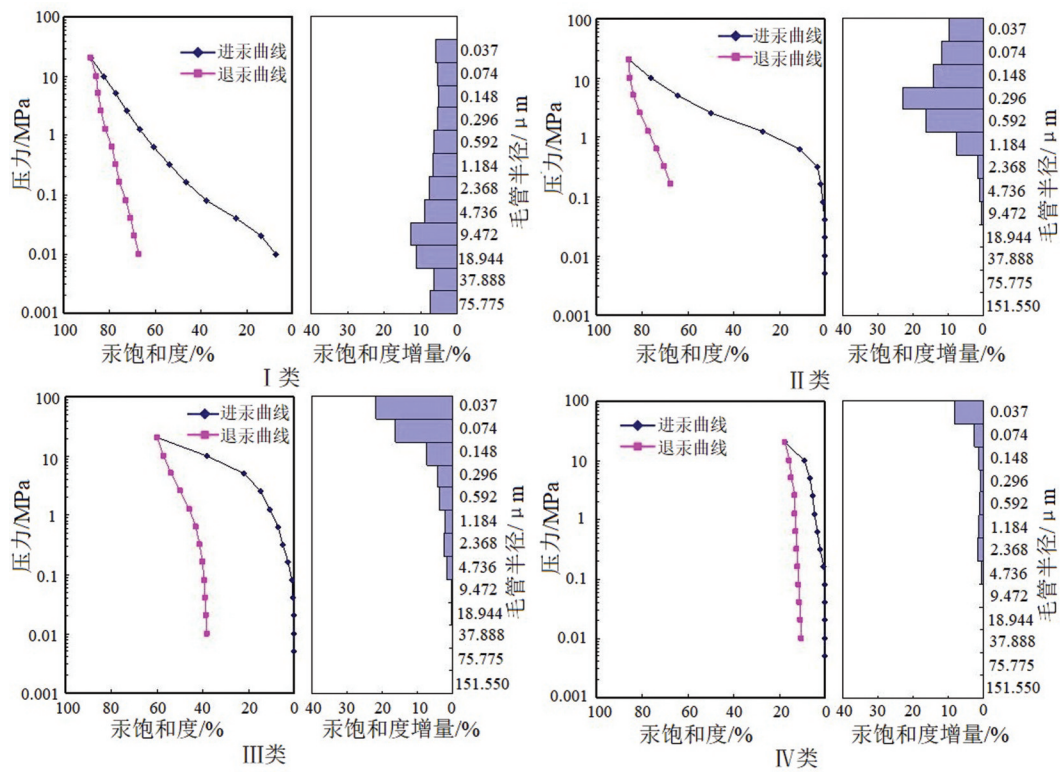


图3 压汞曲线及孔喉分布

Fig.3 Mercury injection curve and pore throat distribution histogram

推荐注气压力上限为20 MPa(图6)。

### 4.2 驱替方式

通过细管实验,开展了CO<sub>2</sub>驱油的混相条件。在细管实验中,通过改变驱替压力,得到驱油效率与驱替压力的关系曲线,然后确定出最小混相压力,并因此判断出方案实施的可行性。细管实验方案的模型参数如表6。

在地层温度(65.4℃)条件下开展了5次CO<sub>2</sub>气

驱细管模型驱替实验,5次实验驱替1.2 PV时原油的采出情况如表7。

图7中混相段与非混相段交点对应压力为24.1 MPa。当驱替压力小于24.1 MPa时,采出程度相对较低,并且随驱替压力的增加而明显提高,为非混相驱替过程;当驱替压力大于24.1 MPa时,采出程度高(>95%),采出程度随着驱替压力的增大增加程度很小,表明此时为混相驱替。由细管驱替结果可

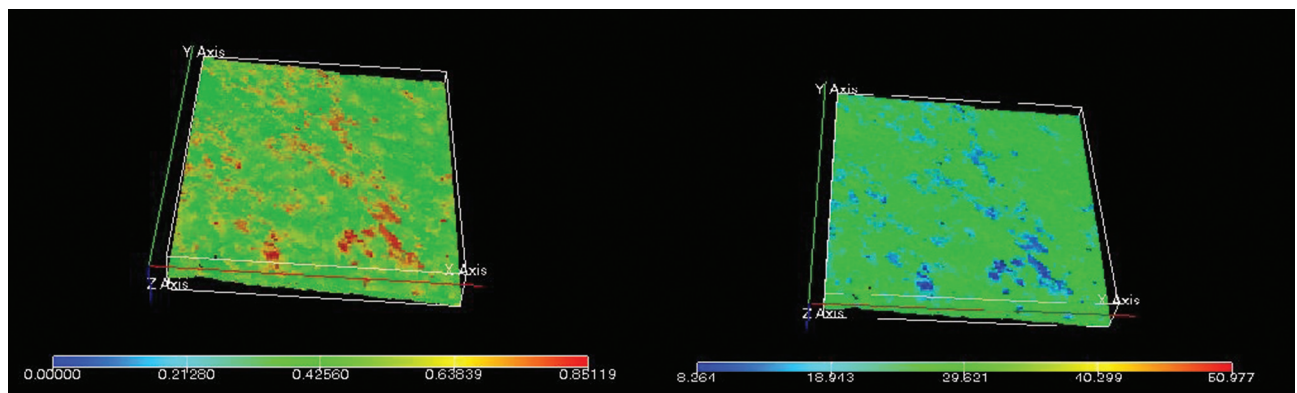


图4 FloViz 流体饱和度模型图,孔隙度模型图

Fig.4 Fluid model diagram in FloViz

表5 试验区油藏地层及流体基本参数  
Table 5 Basic parameters of reservoir formation and fluid in the study area

类别	参数	类别	参数
层位	$S_1^2, S_1^3, S_1^4$	油藏温度/°C	65.4
地质储量/10 <sup>4</sup> t	192.7	饱和压力/MPa	20.31
油层深度/m	2350	地层原油黏度/(mPa·s)	2.9
平均有效厚度/m	13.8	原始地层压力/MPa	31.60
孔隙度/%	12.13	原始含油饱和度/%	50.45
渗透率/mD	8.05	原油体积系数	1.301
脱气原油密度/(g/cm <sup>3</sup> )	0.8581	原始气油比/(m <sup>3</sup> /t)	101

知, X区克下组油藏地层最小混相压力为24.1MPa, 即混相驱能够大幅度提高采收率。

### 4.3 注气速度与方式

生产井地层压力约为18 MPa, 低于混相压力24.1 MPa, 需要恢复地层压力, 因此设计了分阶段注气的开发方式, 共分为恢复压力、连续混相驱、后期调控三个阶段。

#### 4.3.1 恢复压力阶段

为了快速恢复地层压力, 初期试验区油井全部关井, 选取单井进行矿场CO<sub>2</sub>试注并分析结果。矿场试注表明, 单井注入压力(19.5 MPa)接近注气压力上限时日注气30 t(图8)。该井在试验区具有代表性, 因此推荐试验区注气速度为30 t/d。

#### 4.3.2 连续混相驱阶段

当地层压力恢复到24.1 MPa时, 达到最小混相压力, 进入连续混相驱阶段。采用数值模拟方法对比了4种注气速度(15 t/d, 20 t/d, 25 t/d, 30 t/d)对采出程度的影响。在数值模型中, 通过改变注气速度, 其他条件不变的情况下, 选取注不进水的低产

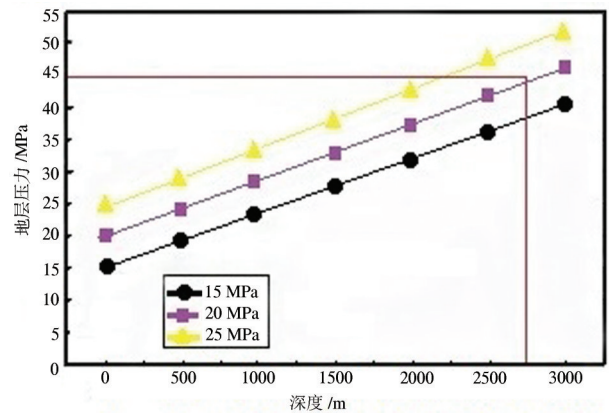


图5 注CO<sub>2</sub>井井筒内压力随深度经验关系  
Fig.5 Empirical relationship of borehole pressure with depth in CO<sub>2</sub> injection well

井组, 通过模拟单井采出程度, 对比了4种注气速度(15 t/d, 20 t/d, 25 t/d, 30 t/d)对采出程度的影响。连续混相驱阶段注气量为0.23 HCPV, 在同等注入量条件下, 由图9可知, 注气速度为20 t/d时, 连续混相驱阶段采出程度最高, 采出程度为10.54%。

#### 4.3.3 后期调控阶段

水气交替注入(WAG)是CO<sub>2</sub>驱调控的主要技术, 试验区多数井注水不理想, 针对前期实现了较长期稳定注水的井组, 优先开展气水交替注入, 注水段塞为1个月, 以尽可能确保储层稳定的吸水能力。其他井组可开展封堵气窜层等措施。

数模研究了不同气水段塞比对阶段产油量的影响(图10), 根据模拟结果, 气水段塞比为2:1时, 采出程度最高, 按照注2个月CO<sub>2</sub>, 再转注1个月水的方式, 减少水敏伤害对储层注水的不利影响, 以

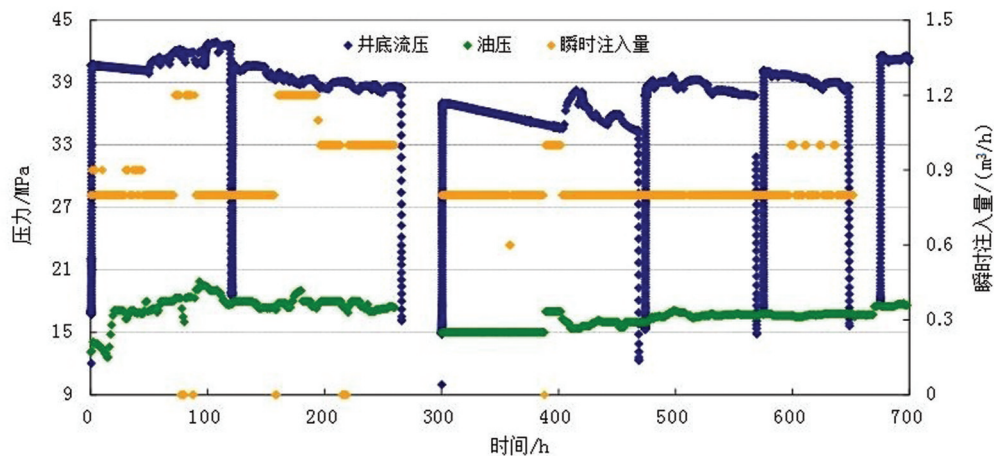


图6 单井试注阶段压力变化情况  
Fig.6 Pressure variation during single well injection test

表6 细管模型基本参数  
Table 6 Basic parameters of slim tube

参数项	最高压力	最高温度	外径	内径	长度	填充物(石英砂)	渗透率	孔隙度
数值	55 MPa	150°C	6.35 mm	3.86 mm	18.3 m	170~325目	3.2 mD	39%

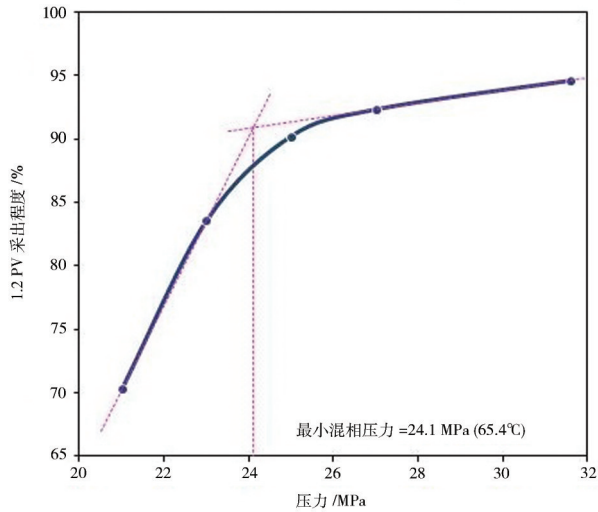


图7 细管实验CO<sub>2</sub>驱替采出程度与驱替压力关系  
Fig.7 Relationship between recovery degree of CO<sub>2</sub> displacement and displacement pressure in slim tube experiment

确保获得更高的阶段产量。

为了估算气油比最佳值,维持长期持续生产,防止发生气窜,在气水段塞比2:1的比例下,对单井采出程度进行计算,由图11可知,当气油比控制在1600 m<sup>3</sup>/t时,采出程度最高(图11),相比连续混相驱

阶段采出程度也有很大提高。因此当单井气油比超过1600 m<sup>3</sup>/t后,建议对主要气窜层进行封窜处理。

## 5 方案设计及试注效果分析

### 5.1 方案设计

整个开发过程中,采用笼统注气方式(是指在井口采用同一压力且不对各注气层进行分置处理),设计三段式开发方式:恢复压力阶段、连续混相驱阶段和后期调控阶段。恢复压力阶段设计注气速度为30 t/d;连续混相驱阶段设计注气速度20 t/d;后期调控阶段以封堵窜流通道、改善流度比等方式延缓气窜,扩大波及体积。当气油比达到上限1600 m<sup>3</sup>/t时,采取采油井调层、关井、井网调整等综合调控措施。基于不同阶段注气方式,制定了4套CO<sub>2</sub>驱研究方案(表8),在同等注气速度条件下,不同阶段采用不同的注气方式,通过数值模拟方法预测开发指标,开展对比,优选油藏工程方案。

从4个方案的指标预测结果(图12)看,方案四的采出程度最高,累产油最大,因此推荐方案四。

### 5.2 试注效果分析

#### 5.2.1 试注基本情况

通过对井况、固井质量、油井见水见效情况等

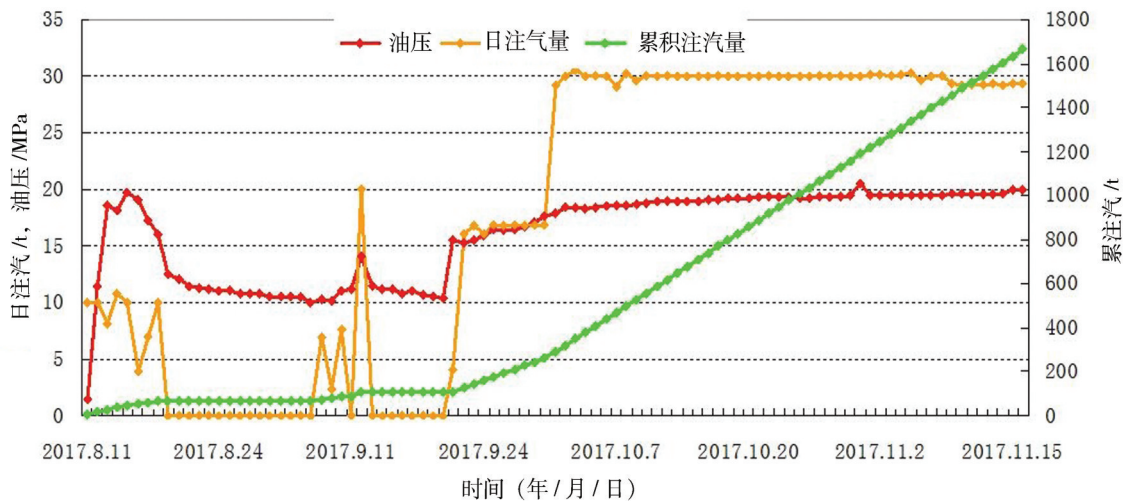


图8 单井注CO<sub>2</sub>曲线  
Fig.8 Single well CO<sub>2</sub> injection curve

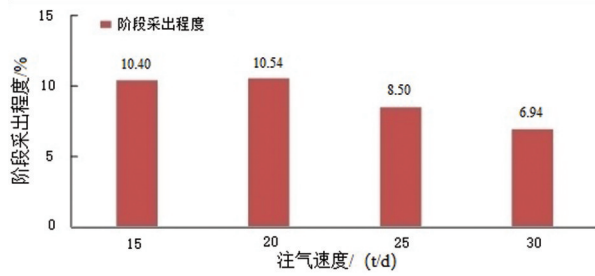


图9 注气速度对采出程度影响  
Fig.9 Phase recovery at different gas injection rates

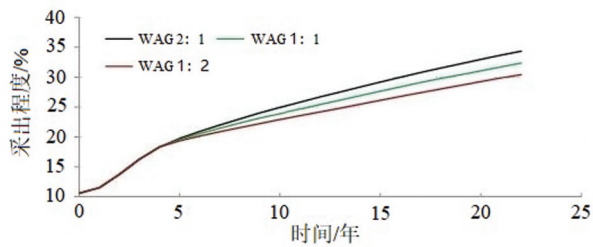


图10 不同气水段塞比采出程度对比  
Fig.10 Comparison of recovery degree of different gas-water slug ratios

几个指标进行筛选,最终筛选出正常注水的A井组和注不进水的B组井作为CO<sub>2</sub>试注井组。两个井组于2017年8月开始现场试注CO<sub>2</sub>,11月中旬完成试注,设计注入3780 t,实际注入总量3789.8 t(表9)。

5.2.2 试注效果分析

试注井组2017年1至6月平均月产油108.8 t,

表7 注CO<sub>2</sub>细管驱替结果

Table 7 Experiments of CO<sub>2</sub> injection in slim pipe displacement

序号	1	2	3	4	5
压力/MPa	21.20	23.00	25.00	27.00	31.60
采出程度/%	70.28	83.57	90.23	92.35	94.63
评价	非混相	近混相	混相	混相	混相

表8 不同方案设计参数对比及优势分析

Table 8 Comparison of design parameters and analysis of advantages of different schemes

设计参数	注气井	生产井	优势	风险
方案一	15口井连续注气		储层具备一定的吸气能力,靠实	气窜关井影响效果
方案二	15口井连续注气,连续注气4年后6口井转水气交替注入,气水比2:1,其他井保持连续注气	1600后封堵气窜小	储层注入能力基本靠实	注水调控的储量规模有限
方案三	15口井连续注气4年后全部转水气交替注入,气水比2:1	所有小层均气窜时关井	水气交替注入的气窜调控技术较成熟	水敏储层,水气交替注入能力需研究论证,存在不确定性
方案四	15口井连续注气4年后全部转水气交替注入,气水比2:1,气水比10年后调整为1:1			

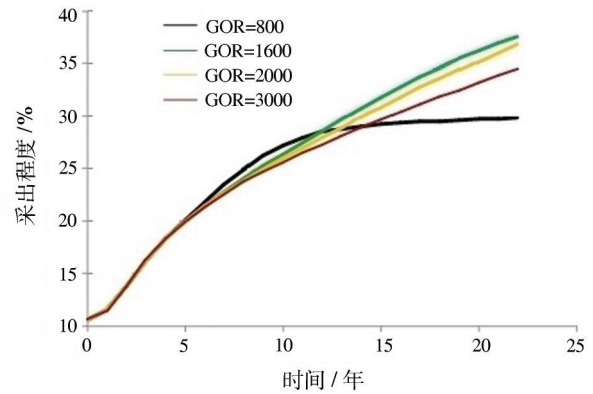


图11 不同气油比封层条件下采出程度预测结果  
Fig.11 Prediction results of recovery degree under different gas-oil ratio seal conditions

试注阶段注CO<sub>2</sub>后,试注井组2017年11至2018年9月,累计产油2154 t,平均月产油201.4 t,是注气前的1.85倍(表10)。注气后产油量较水驱阶段有明显提高,效果显著,验证了整体方案的可行性。

5.3 经济效益分析

截至2019年底,研究区累计投入费用1.70×10<sup>8</sup>元,其中投资费用占38.2%,气源费用占34.8%,其他成本费用占30%。累计产油49.51×10<sup>4</sup>t,收入1.87×10<sup>8</sup>元,投入产出比1:1.1。当CO<sub>2</sub>碳源市场价为460元/吨时,油价按55美元/桶计算,扣税后收益率为9.63%,各项指标高于行业基准值(8%)。表明在经济上可行,满足行业基准要求。

6 结论

针对研究区水驱开发效果较差现状,通过改变开发方式,利用研究区能够注CO<sub>2</sub>实现混相驱的条件,开展CO<sub>2</sub>驱替研究,对探索强非均质强水敏低渗



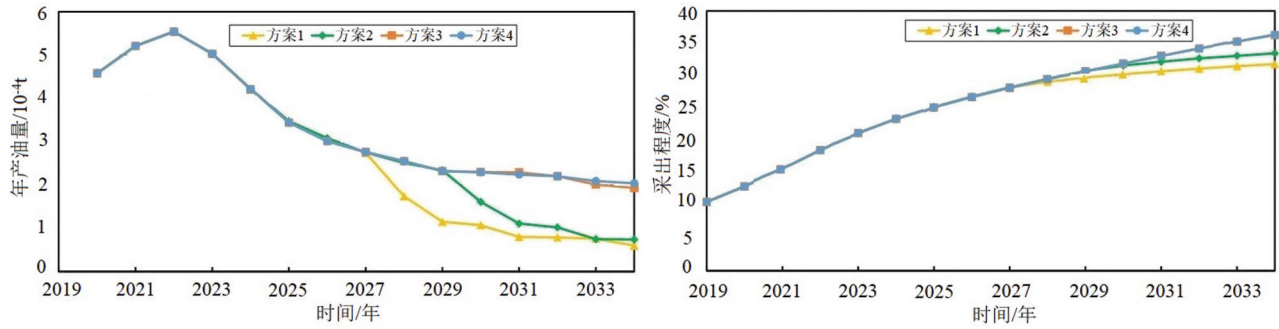


图 12 不同方案年产量预测曲线对比(预测从2019年开始)  
Fig.12 Comparison of annual oil production prediction curves for different schemes

表 9 CO<sub>2</sub>试注参数

Table 9 CO<sub>2</sub> trial note parameter table

试注井组	井状态	设计状态		实际状态		注入 HCPV
		试注速度/(t/d)	注入量/t	试注速度/(t/d)	注入量/t	
A	正常注	20/30	2100	20/30	2115.0	0.018
B	注不进	10/30	1680	16/30	1674.8	0.012

表 10 A 和 B 井组试注前后生产情况对比

Table 10 Comparison of production before and after injection test of well groups A and B

试注井组	试注前			试注后			累积产油/t
	日产液/t	日产油/t	含水/%	日产液/t	日产油/t	含水/%	
A	5.5	3.1	71.2	20.9	8.7	61.6	1576
B	低能关井			7.6	3.2	63.3	578

透砂砾岩油藏采收率提高研究具有重要价值。本研究得到的主要结论如下:

(1)X区克下组油藏属低渗透油藏,储层物性条件较差,结合研究区地质开发特征,通过数值模拟、现场试注等方法 and 手段对研究区开发方式、注气方式及注入速度等方案进行了设计论证,研究区注采参数设计和开发指标预测基本合理,可操作性较强。

(2)整个开发过程中,采用笼统注气方式,设计三段式开发方式:恢复压力阶段、连续混相驱阶段和后期调控阶段。恢复压力阶段设计注气速度为 30 t/d;连续混相驱阶段设计注气速度 20 t/d;后期调控阶段以封堵窜流通道、改善流度比等方式延缓气窜,扩大波及体积。当气油比达到上限 1600 m<sup>3</sup>/t时,采取采油井调层、关井、井网调整等综合调控措施。

(3)试注期间注气后产油量较水驱阶段有明显提高,是注气前的 1.85 倍,效果明显,经济条件可

观,表明 CO<sub>2</sub>混相驱能够有效提高采收率,CO<sub>2</sub>驱在低渗透油藏开发中的应用是切实可行的。

### References

Asghari K, Al-Dliwe A. 2005. Optimization of carbon dioxide sequestration and improved oil recovery in oil reservoirs[J]. *Greenhouse Gas Control Technologies*, 7: 381–389.

Bai Yubin, Luo Jinglan, Wang Shaofei, Yang Yong, Tang Leping, Fu Xiaoyan, Zheng Hui. 2013. The distribution of Chang-8 tight sandstone oil reservoir of Yanchang Formation in Wubao area, central-south of Ordos Basin[J]. *Geology in China*, 40(4): 1159–1168 (in Chinese with English abstract).

Cao Baoge, Han Yonglin, Yu Yongjin, Xiao Ling. 2019. Study on reservoir characteristics change in waterflooding development in Yan 9 reservoir of Nan2 district of Maling oilfield[J]. *Xinjiang Geology*, 37(3): 373–377 (in Chinese with English abstract).

Chen Hao, Zhang Xiansong, Tang He, Yang Guang, Wang Quan. 2017. Study on the realization conditions of impure CO<sub>2</sub> near-miscible flooding in low permeability reservoir[J]. *Oilfield Chemistry*, 34(4): 631–634 (in Chinese with English abstract).

Cheng Jiecheng, Jiang Hongfu, Lei Youzhong, Pang Zhiqing, Wang Yanyong, An Ping. 2016. Study on miscible CO<sub>2</sub> flooding test in strong water-sensitive reservoirs in Sudert oilfield[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 37(6): 694–696 (in Chinese with English abstract).

Gharbi R B C. 2004. Use of reservoir simulation for optimizing recovery performance[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 42(2/4): 183–194.

Guo Maolei, Huang Chunxia, Dong Xiaogang, Zhou Ye, Tang Ruijia. 2018. CO<sub>2</sub> EOR mechanism of tight sandstone reservoir in Yanchang oilfield[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 47(2): 75–79, 88 (in Chinese with English abstract).

He Jialin, Shi Qingsan, Dong Haihai, Hou Rui. 2018. Evaluation of CO<sub>2</sub> geological sequestration potential in each block of Xinjiang Jundong oilfield[J]. *Journal of Xinjiang University (Edition of Natural Science)*, 35(4): 528–531 (in Chinese with English abstract).

- Jiang Youwei, Zhang Yitang, Liu Shangqi, Guan Wenlong, Chen Yaping, Liu Shuangmou. 2010. Displacement mechanisms of air injection in low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 37(4): 471–476.
- Kovscek A R, Cakici M D. 2005. Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. II. Cooptimization of storage and recovery[J]. *Energy Conversion and Management*, 46(11/12): 1941–1956.
- Kovscek A R, Wang Y. 2005. Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. I. Uncertainty quantification employing a streamline based proxy for reservoir flow simulation[J]. *Energy Conversion and Management*, 46(11/12): 1920–1940.
- Lai Jin, Han nengrun, Jia Yunwu, Ji Yushan, Wang Guiwen, Pang Xiaojiao, He Zhibo, Wang Song. 2018. Detailed description of the sedimentary reservoir of a braided delta based on well logs[J]. *Geology in China*, 45(2): 304–318 (in Chinese with English abstract).
- Li Jian, Duan Jingjie, Yao Zhenjie, Li Na, Chen Fangping, Zhao Yongpan, Zhao Yang. 2017. Analysis on influence factors of enhanced oil recovery in CO<sub>2</sub> flooding after water flooding in low permeability reservoir[J]. *Unconventional Oil and Gas*, 4(6): 45–52 (in Chinese with English abstract).
- Li Yichao, Yao Xianrong, Wang Changquan, Dai Chenyu, Yang Linlin. 2017. Feasibility experimental research on miscible flooding of X reservoir by gas injection[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 46(4): 63–66 (in Chinese with English abstract).
- Ma Yunfei, Zhao Fenglan, Hou Jirui, Duan Xianggang, Li Shi. 2015. Physical simulation of enhancing oil recovery by simultaneous water and gas injection flooding[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 22(5): 89–93, 98 (in Chinese with English abstract).
- Meng Fankun, Su Yuliang, Hao Yongmao, Li Yajun, Tong Gang. 2018. Injectivity of CO<sub>2</sub> WAG in low permeability oil reservoirs based on B–L equations[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 42(4): 91–99 (in Chinese with English abstract).
- Oldenburg C M, Pruess K, Benson S M. 2001. Process modeling of CO<sub>2</sub> injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery[J]. *Energy and Fuels*, 15(2): 293–298.
- Shiraki R, Dunn T L. 2000. Experimental study on water–rock interactions during CO<sub>2</sub> flooding in the Tensleep Formation Wyoming USA[J]. *Applied Geochemistry*, 15(3): 265–279.
- Song Jinbo, Tian Tao, Gao Pei. 2016. Reservoir modeling of Chang 6 in Shijia oil block, Qingpingchuan oilfield, Ordos Basin[J]. *Geology of Shaanxi*, 34(1): 19–24 (in Chinese with English abstract).
- Sun Lili, Li Zhiping, Dou Hongen, Hao Xining, Zhang Yunjun, Jiang Kai. 2018. Experiment investigation of the parameters optimization of CO<sub>2</sub> flooding in ultra–low permeability reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 18(12): 66–70 (in Chinese with English abstract).
- Tang Ping, Shi Kuo, Ke Wenqi. 2017. A calculation method and application of temperature and pressure distribution in CO<sub>2</sub> injection wells[J]. *International Journal of Fluid Dynamics*, 5(1): 29–37 (in Chinese with English abstract).
- Wang Chengjun, Hong Ling, Gao Ruimin, Wang Wei, Zhang Zhonglin, Duan Jingjie, Miao Xiaolong. 2018. Status–quo and challenges of enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. *Unconventional Oil and Gas*, 5(3): 102–108 (in Chinese with English abstract).
- Wang Fang, Qin Jishun, Zhou Tiyaoyao, Yang Yongzhi. 2019. CCUS source–sink matching method based on the potential of CO<sub>2</sub> flooding[J]. *Environmental Engineering*, 37(2): 51–56 (in Chinese with English abstract).
- Wang Haimei. 2018. Adaptive analysis of CO<sub>2</sub> flooding technology and its application in different types of reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 32(5): 63–65 (in Chinese with English abstract).
- Wang Shuai, Wang Taichao, Gan Yunyan, Li Hao, Xia Yang. 2019. Summary of prediction methods for minimum miscible pressure of CO<sub>2</sub> flooding[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 26(11): 52, 178 (in Chinese with English abstract).
- Xi Zhaodong, Tian Zhongbin, Tang Shuheng. 2016. Characteristics and main controlling factors of shale gas reservoirs in transitional facies on the eastern margin of Ordos Basin[J]. *Geology in China*, 43(6): 2059–2069 (in Chinese with English abstract).
- Xiao Xiaoguang, Li Qun. 2014. The reservoir characteristics of Chang 8 oil–bearing formation in the Zhiluo oil field of Ordos Basin[J]. *Geology in China*, 41(1): 187–196 (in Chinese with English abstract).
- Xu Zhengeng, Xin Wenming, Liu Yu, Rong Xiaodan, Guan Lu, Wang Xiaoyu. 2019. Production performance and reservoir damage characteristics of CO<sub>2</sub> water–alternating–gas injection after continuous CO<sub>2</sub> injection for high pour–point reservoir [J]. *Fault–Block Oil and Gas Field*, 26(5): 613–616 (in Chinese with English abstract).
- Yang Fu, Chen Gang, Li Shuheng, Lei Panpan, Tian Tao. 2016. Diagenesis and porosity evolution of Chang 8 oil reservoir group in Qingcheng–Heshui area[J]. *Northwest Geology*, 49(4): 207–218 (in Chinese with English abstract).
- Yang Tiejun, Zhang Yingzhi, Yang Zhengming, Chen Ting. 2019. Mechanism of enhanced oil recovery by CO<sub>2</sub> flooding in tight sandstone reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 19(24): 113–118 (in Chinese with English abstract).
- Ye Heng, Liao Xinwei, Huang Hailong, Zhang Fengyuan, Mu Lingyu. 2015. Optimum selection of carbon dioxide flooding technology for Triassic Chang 6 reservoir[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 22(4): 129–132 (in Chinese with English abstract).
- Yuan Qingfeng, Zhu Lili, Lu Huimin, Zheng Xianbao. 2019. Development characteristics and main tackled EOR research

- direction for the waterflood oilfield at the late stage[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 38(5): 34–40 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Wei, Gao Qian, Liang Leijiang. 2013. Three-dimensional visualization modeling of oil reservoir research based on petrel technology[J]. *Northwestern geology*, 46(3): 191–196 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Jiyong, Xiong Weiliang, Fan Wei, Li Shuman. 2019. Selection and application of oil displacement system for EOR in extra-low permeability reservoirs [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 40(6): 720–724 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Yuechao, Song Yongchen, Liu Yu, Liang Haifeng, Dou Binlin. 2011. Visualization and measurement of CO<sub>2</sub> flooding in porous media using MRI[J]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 50(8): 4707–4715.
- ### 附中文参考文献
- 白玉彬, 罗静兰, 王少飞, 杨勇, 唐乐平, 付晓燕, 郑卉. 2013. 鄂尔多斯盆地吴堡地区延长组长8致密砂岩油藏成藏主控因素[J]. *中国地质*, 40(4): 1159–1168.
- 曹宝格, 韩永林, 余永进, 肖玲. 2019. 马岭油田南二区延9油藏注水开发储集层特征变化研究[J]. *新疆地质*, 37(3): 373–377.
- 陈浩, 张贤松, 唐赫, 杨光, 王全. 2017. 低渗透油藏非纯CO<sub>2</sub>近混相驱及实现条件研究[J]. *油田化学*, 34(4): 631–634.
- 程杰成, 姜洪福, 雷友忠, 庞志庆, 汪艳勇, 安平. 2016. 苏德尔特油田强水敏储集层CO<sub>2</sub>混相驱研究[J]. *新疆石油地质*, 37(6): 694–696.
- 郭茂雷, 黄春霞, 董小刚, 周晔, 汤瑞佳. 2018. 延长油田致密砂岩油藏CO<sub>2</sub>驱油机理研究[J]. *石油与天然气化工*, 47(2): 75–79, 88.
- 何佳林, 师庆三, 董海海, 侯锐. 2018. 新疆准东油田各区块CO<sub>2</sub>地质封存潜力评估[J]. *新疆大学学报(自然科学版)*, 35(4): 528–531.
- 蒋有伟, 张义堂, 刘尚奇, 关文龙, 陈亚平, 刘双卯. 2010. 低渗透油藏注空气开发驱油机理[J]. *石油勘探与开发*, 37(4): 471–476.
- 赖锦, 韩能润, 贾云武, 季玉山, 王贵文, 庞小娇, 贺智博, 王松. 2018. 基于测井资料的辫状河三角洲沉积储层精细描述[J]. *中国地质*, 45(2): 304–318.
- 李剑, 段景杰, 姚振杰, 李娜, 陈芳萍, 赵永攀, 赵洋. 2017. 低渗透油藏水驱后注CO<sub>2</sub>驱提高采收率影响因素分析[J]. *非常规油气*, 4(6): 45–52.
- 李轶超, 姚先荣, 王长权, 代宸宇, 杨琳琳. 2017. X油藏注气混相驱可行性研究[J]. *石油与天然气化工*, 46(4): 63–66.
- 罗二辉, 胡永乐, 李保柱, 朱卫平. 2013. 中国油气田注CO<sub>2</sub>提高采收率实践[J]. *特种油气藏*, 20(2): 1–7, 42.
- 马云飞, 赵凤兰, 侯吉瑞, 端祥刚, 李实. 2015. 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*, 22(5): 89–93, 98.
- 孟凡坤, 苏玉亮, 郝永卯, 李亚军, 童刚. 2018. 基于B-L方程的低渗透油藏CO<sub>2</sub>水气交替注入能力[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 42(4): 91–99.
- 宋进博, 田涛, 高沛. 2016. 鄂尔多斯盆地青平川油田十甲区块长6储层建模[J]. *陕西地质*, 34(1): 19–24.
- 孙丽丽, 李治平, 窦宏恩, 郝希宁, 张运军, 姜凯. 2018. 超低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱注入参数优化的研究[J]. *科学技术与工程*, 18(12): 66–70.
- 唐萍, 石阔, 柯文奇. 2017. 注CO<sub>2</sub>井筒温度压力分布计算方法及应用[J]. *流体动力学*, 5(1): 29–37.
- 汪芳, 秦积舜, 周体尧, 杨永智. 2019. 基于油藏CO<sub>2</sub>驱油潜力的CCUS源汇匹配方法[J]. *环境工程*, 37(2): 51–56.
- 王成俊, 洪玲, 高瑞民, 王伟, 张忠林, 段景杰, 苗小龙. 2018. 低渗透油藏提高采收率技术现状与挑战[J]. *非常规油气*, 5(3): 102–108.
- 王海妹. 2018. CO<sub>2</sub>驱油技术适应性分析及在不同类型油藏的应用——以华东油气分公司为例[J]. *石油地质与工程*, 32(5): 63–65.
- 王帅, 王泰超, 甘云雁, 李昊, 夏阳. 2019. CO<sub>2</sub>驱最小混相压力预测方法综述[J]. *石化技术*, 26(11): 52, 178.
- 郝兆栋, 田忠斌, 唐书恒. 2016. 鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩气储层孔隙特征及影响因素[J]. *中国地质*, 43(6): 2059–2069.
- 肖晓光, 李群. 2014. 鄂尔多斯盆地直罗油田长8油层组储层特征研究[J]. *中国地质*, 41(1): 187–196.
- 许正恩, 辛文明, 刘誉, 荣晓丹, 管璐, 王小宇. 2019. 高凝油油藏CO<sub>2</sub>驱转水气交替驱动态及储层伤害特征[J]. *断块油气田*, 26(5): 613–616.
- 杨甫, 陈刚, 李书恒, 雷盼盼, 田涛. 2016. 庆城合水地区长8油层组储层成岩作用及孔隙演化[J]. *西北地质*, 49(4): 207–218.
- 杨铁军, 张英芝, 杨正明, 陈挺. 2019. 致密砂岩油藏CO<sub>2</sub>驱油提高采收率机理[J]. *科学技术与工程*, 19(24): 113–118.
- 叶恒, 廖新维, 黄海龙, 张凤远, 穆凌雨. 2015. 三叠系长6油藏二氧化碳驱技术方案优选[J]. *特种油气藏*, 22(4): 129–132.
- 袁庆峰, 朱丽莉, 陆会民, 郑宪宝. 2019. 水驱油田晚期开发特征及提高采收率主攻方向[J]. *大庆石油地质与开发*, 38(5): 34–40.
- 张伟, 高倩, 梁雪江. 2013. 基于Petrel技术的油藏三维可视化建模研究[J]. *西北地质*, 46(3): 191–196.
- 赵继勇, 熊维亮, 范伟, 李姝蔓. 2019. 特低渗透油藏提高采收率驱油体系筛选及应用[J]. *新疆石油地质*, 40(6): 720–724.
- 郑永旺. 2017. 苏北低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱最小混相压力计算方法研究[J]. *石油地质与工程*, 31(2): 101–104.
- 周雪, 张创, 王嘉歌, 井亚洁. 2019. 低渗透储层地质状况分析及提高采收率的方法研究——评《低渗透油田开发技术》[J]. *新疆地质*, 37(2): 284.