

# 致密油藏 CO<sub>2</sub> 驱综合效益评价

蔺丽君<sup>1</sup>, 杨正明<sup>2</sup>, 王学武<sup>2</sup>, 何英<sup>2</sup>, 廖作才<sup>3</sup>

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007
3. 克拉玛依职业技术学院, 克拉玛依 833600

**摘要** 致密油藏储量大, 开发成本高, 实现经济开发至关重要。以 C 油田致密油藏典型区块为例, 采用直井—水平井联合布井方式, 通过数值模拟, 讨论了 5 种不同渗透率级别、8 种排距下 CO<sub>2</sub> 驱的开发效果, 结合经济评价指标分析不同油价下 CO<sub>2</sub> 驱的经济效益。研究表明, 当前油价下, 渗透率在  $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 建议 C 油田致密油藏典型区块采用注 CO<sub>2</sub> 开发方式; 缩小排距, 采出程度提高, 内部收益率降低, 建议根据 C 油田开发方针和原则选择合适的排距; 增加生产年限, 累计采出程度提高, 经济效益呈现降低趋势, 建议 C 油田根据自身情况需要选择合理的生产年限。

**关键词** 致密油藏; 注 CO<sub>2</sub>; 直井—水平井

**中图分类号** TE322

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.15.005

## Comprehensive benefits evaluation of CO<sub>2</sub> displacement in tight oil reservoirs exploitation

LIN Lijun<sup>1</sup>, YANG Zhengming<sup>2</sup>, WANG Xuewu<sup>2</sup>, HE Ying<sup>2</sup>, LIAO Zuocai<sup>3</sup>

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development—Langfang, Langfang 065007, China
3. Karamay Vocational & Technical College, Karamay 833600, China

**Abstract** Tight oil reservoir has big geological reserves but its exploitation is of high cost, so how to achieve economic exploitation has gradually been received attention. In this paper, we take the C oil field as an example, and adopt the combination well spacing of vertical and horizontal wells to establish a geologic model, then discuss the exploitation effect of CO<sub>2</sub> displacement under five different permeability levels and eight different row spacing distributions. Finally, we deeply analyze the economic benefit of CO<sub>2</sub> displacement under different oil prices with the help of economic evaluation criteria. Through the above research, we obtain the following conclusions: When the permeability is between  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  and  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the C oil company should choose the CO<sub>2</sub> displacement exploitation rather than waterflooding under the current oil price; although decreasing the row spacing will enhance oil recovery, it will decrease the economic benefit, so the C oil company should adopt the appropriate row spacing according to their own current situation; prolonging the productive life will increase the production rate of recovery, but that is no good to the economic benefit, so the C oil company should choose the appropriate productive life by self-condition.

**Keywords** tight oil reservoirs; CO<sub>2</sub> displacement; vertical and horizontal wells

致密油藏储层资源是中国未来较为现实的石油接替资源<sup>[1]</sup>。致密油藏储量大, 储层基质孔喉细小, 渗流阻力大, 呈现明显的非线性渗流特征和压力敏感性, 导致致密油藏开发

难度大。美国、加拿大等许多国家已在油田采用气驱采油, 其中美国的 CO<sub>2</sub> 驱产油量占提高采收率中产油量的 23.6%<sup>[2-5]</sup>。20 世纪 60 年代, 中国大庆油田开展了 CO<sub>2</sub> 小井距先导试验, 实

收稿日期: 2015-05-08; 修回日期: 2015-06-15

基金项目: 国家油气重大专项(2011ZX05013-006); 中国石油天然气集团公司重大基础攻关课题(2014B-1203)

作者简介: 蔺丽君, 博士研究生, 研究方向为低渗/致密油藏分段压裂水平井开发, 电子信箱: linlijun-12345@163.com

引用格式: 蔺丽君, 杨正明, 王学武, 等. 致密油藏 CO<sub>2</sub> 驱综合效益评价[J]. 科技导报, 2015, 33(15): 38-42.

验区采用四点井网,井距 750 m,与同条件对比井组的水驱相比,采收率提高 10%左右。2006年,李莉等<sup>[9]</sup>研究了特低渗透油藏注气能力设计方法,并应用于芳 48 断块注气方案设计中;2009年,高慧梅等<sup>[7]</sup>指出注 CO<sub>2</sub>驱油适用油藏参数范围较宽,提高采收率幅度较大;2010年,李菊花等<sup>[8]</sup>对油藏注气混相驱不稳定驱替特征进行了数值模拟研究;2012年,李士伦提倡因地制宜发展中国注气提高石油采收率技术<sup>[9]</sup>,渗透率为  $1.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,埋深为 2120 m 的榆树林 101 块取得较好效果;2014年,杨大庆等<sup>[10]</sup>开展了不同注气压差下的 CO<sub>2</sub>驱替实验,研究注气压力对 CO<sub>2</sub>驱气窜的影响规律;付应坤等<sup>[11]</sup>利用数值模拟技术,评价不同注气方式对致密油藏开发效果的影响。研究表明,注 CO<sub>2</sub>开发致密油藏具有可行性,但这些研究多是从技术角度分析影响 CO<sub>2</sub>驱的因素、效果,尚未见结合 CO<sub>2</sub>驱开发的经济指标进行讨论的文献。

2003年,李庆军<sup>[12]</sup>研究了油田开发各时期的经济产量计算方法;2008年,杨旭<sup>[13]</sup>从企业管理的角度对长庆油田单井经济效益状况进行评价分析;2012年,严嘉年等<sup>[14]</sup>提出了不同油价下措施最低增油界限公式和措施井最低增油界限效益动态评价标准模型图版。这些研究没有考虑油价波动的影响,而从经济角度研究的专家没有针对不同渗透率级别的致密油储层经济效益进行系统研究<sup>[15-20]</sup>。因此,针对不同渗透率级别的直井—水平井联合布井的井网形式,CO<sub>2</sub>驱的经济界限值得探讨;增加生产年限,累计采出程度与经济效益的变化趋势值得关注,既满足技术要求又具有经济可行性的研究工作尚待开展。

本研究以 C 油田致密油藏典型区块为例,采用直井—水平井联合布井方式,利用数值模拟方法分析不同渗透率级别、不同井排距下的致密油藏分段压裂水平井 CO<sub>2</sub>驱效果,计算 20 年产能情况,结合石油工业建设项目经济评价方法,计算这种开发模式的经济指标,分析经济开发界限与经济开发年限。本研究可为 C 油田现场应用提供理论支持,对于致密油藏开发方式的选择有很好的指导作用。

## 1 材料与方 法

以 C 油田典型区块为例,建立理想数值模型。该储层为典型致密砂岩油藏,地层深度为 2234.4 m,地层压力为 19.59 MPa,地层温度为 100℃,饱和压力为 6.02 MPa,地层原油黏度为 1.84 mPa·s,采用水平井—直井联合布井方式开发,直井为注入井,水平井为生产井,四注一采。通过现场调研和室内物理模拟实验得到了数值模拟所需参数,建立数值模型。水平井长度为 800 m,参数优化后水平井压裂段数为 9 段,裂缝半长 150 m,直井压裂半缝长 90 m,裂缝网格采用非等距网格局部加密的方法,裂缝宽度为 1 m,水力裂缝导流能力为  $40 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。5 个储层的渗透率级别是  $0.1 \times 10^{-3}$ 、 $0.4 \times 10^{-3}$ 、 $0.6 \times 10^{-3}$ 、 $0.8 \times 10^{-3}$ 、 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,不同储层油井排和水井排之间的距离(以下简称排距)有 8 种:260、280、300、320、340、360、380、

400 m。8 种排距所对应的  $i$  方向步长分别为 530、570、610、650、690、730、770、810 m, $j$  方向均为 1010 m, $k$  方向均为 10 m。图 1 为 1/4 个注采单元的数值模型示意,图 1 中灰色直线表示水平井,红色直线表示压裂裂缝。

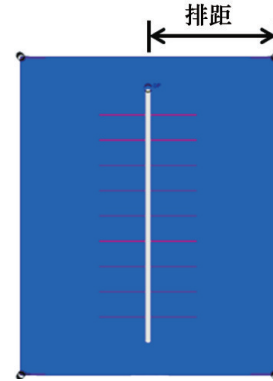


图 1 理想数值模型示意

Fig. 1 Numerical model

利用数值模拟手段,进行参数优化,确定合理工作制度,计算得到每个数值模型 20 年的采出程度。工作制度的确定需遵循以下基本原则:1) 注 CO<sub>2</sub>速度是影响产能的主要因素之一,选择适合的注 CO<sub>2</sub>速度时,根据 C 油田现场施工条件限制,确保注气井压力不超过 30 MPa;2) 为了确保方案之间具有可比较性,每个方案的注采比相近或相同;3) 同一渗透率级别的储层,生产期间地层压力变化应符合:小排距的方案地层压力保持状况好于大排距的方案;4) 当生产气油比大于某一临界值时,注入井停止工作,表明发生气窜现象。

计算出产能参数后,再结合石油技术经济学原理,计算经济指标。本研究选取净现值(NPV)、内部收益率(IRR)和投资回收期(Pt)3 个经济指标作为主要研究对象。计算经济指标时用到的基础数据如下:水平井钻井及压裂费用为 2500 万元/井,直井钻井费为 1621.20 元/m,基建费、测井费、射孔费、材料费、员工费用、维护维修费、井下作业费分别为 90.00、9.24、21.98、3.69、2.06、3.84、1.99 万元/井,动力费、油气处理费分别为 21.11、14.75 元/t,注 CO<sub>2</sub>费、井下作业费、厂矿管理费及其他费分别为 420.00、1.99、124.33 元/t,资源税为 30 元/t,城建税、教育附加税、营业税、增值税分别为 3%、7%、3%、17%。

按照现行国家公布的石油行业的基准,内部收益率评价标准为 12%。

## 2 结果及分析

### 2.1 计算结果

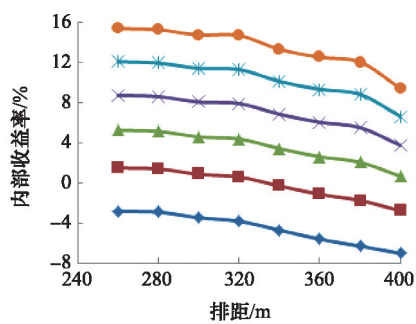
计算得到各方案的累计采出程度,见表 1。

以  $0.1 \times 10^{-3}$ 、 $0.6 \times 10^{-3}$ 、 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  为例,3 种渗透率对应的 IRR 值如图 2 所示。图 3 为 400 m 排距下,不同渗透率级别的内部收益率图。

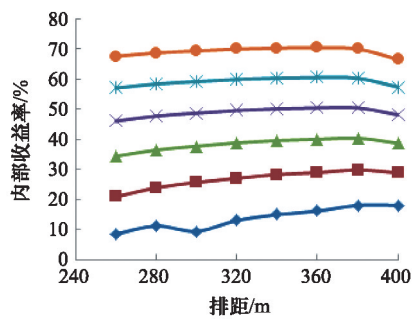
表1 各方案累计采出程度

Table 1 Cumulative recovery percent of reserves for each case

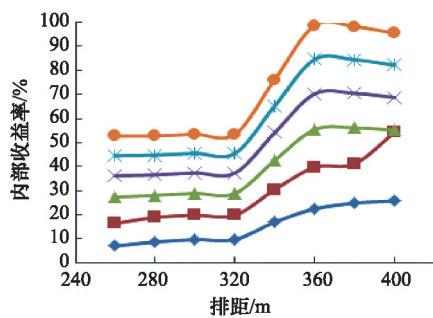
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	采出程度/%							
	400 m	380 m	360 m	340 m	320 m	300 m	280 m	260 m
0.1	6.24	7.02	7.71	8.65	9.78	10.61	11.81	12.77
0.4	26.65	25.37	25.24	24.52	23.89	22.88	21.91	21.54
0.6	27.37	26.91	26.19	25.66	25.63	26.16	24.95	24.29
0.8	28.58	27.61	26.42	26.11	25.01	24.22	24.58	24.40
1.0	29.65	28.17	27.32	26.29	25.12	24.07	23.75	23.50



(a)  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$



(b)  $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$



(c)  $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

— 40美元/桶 — 50美元/桶 — 60美元/桶  
— 70美元/桶 — 80美元/桶 — 90美元/桶

图2 不同渗透率下,排距与内部收益率关系

Fig. 2 Row space vs. internal rate of return under different permeabilities

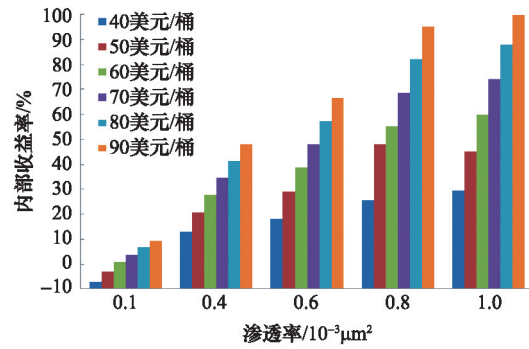


图3 400 m排距下,各渗透率与内部收益率关系

Fig. 3 Permeability vs. internal rate of return while the row space is 400 m

渗透率为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、排距为400 m时,每年的现金流量如图4所示。对应的经济开发年限如图5所示。现金流量开始出现负值的前1年即经济开发年限,此时的净现值最大。超过经济开发年限,现金流量为负值,当年处于负盈利状态,净现值减小。

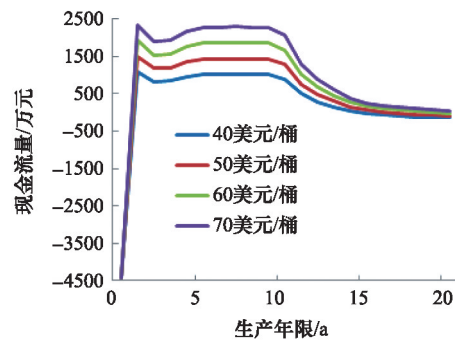


图4 不同原油价格的现金流量分布

Fig. 4 Cash flow of different crude oil prices

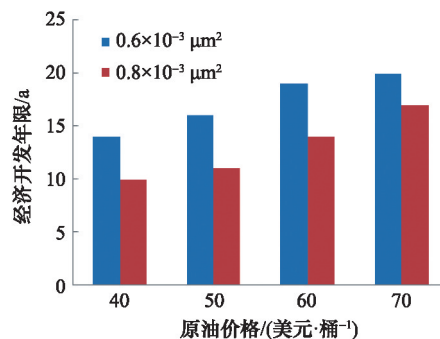


图5 经济开发年限与原油价格

Fig. 5 Crude oil prices vs. economic production life

排距400m下不同渗透率级别的投资回收期见表2。

表2 投资回收期  
Table 2 Pay back period

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	投资回收期/a					
	40美元/ 桶	50美元/ 桶	60美元/ 桶	70美元/ 桶	80美元/ 桶	90美元/ 桶
0.1	> 20	> 20	19	14	11	8
0.4	7	5	4	3	3	2
0.6	5	4	3	3	2	2
0.8	4	3	2	2	2	1
1.0	4	3	2	2	2	1

## 2.2 采出程度与排距的变化关系

表1表明,当渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,缩小井排距,累计采出程度随之增加;当渗透率为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,缩小井排距,累计采出程度随之降低。这是由于渗透率较低时,不易发生气窜,缩小井排距,相同时间内, $\text{CO}_2$ 驱替出来的原油流入生产井的时间缩短,更多的原油流入井筒,导致累计采出程度增加。同一排距下,累计采出程度随着渗透率变大先提高后减低。这也是因为小渗透率级别的储层不容易发生气窜,当渗透率增大较大时,注入井、生产井容易发生关井情况(即发生气窜), $\text{CO}_2$ 波及范围减小,累计采出程度降低。

## 2.3 内部收益率与排距的变化关系

内部收益率的经济含义<sup>[21,22]</sup>是:在这样的利率下,项目在寿命期终了时,恰好以每年的净收益回收全部投资。内部收益率越高,资金的回收能力越大,相同投入回收的资金就越多,反之,资金的回收能力越小,相同投入回收的资金就越少。对于单方案来说,IRR越高,经济效益越好,本研究中,若内部收益率 $< 12\%$ ,则认为方案在经济上是不可取的;若内部收益率 $\geq 12\%$ ,则认为方案在经济上是可取的。在多方案比较中,若每个方案的内部收益率均大于 $12\%$ ,此时则应该与净现值指标结合起来考虑。一般选择IRR较大且NPV最大的方案,并非内部收益率越大的方案越好。

图2(a)表明,当渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,缩小井排距(采出程度提高),内部收益率增大;取当前石油价格,内部收益率 $< 12\%$ ,经济不可取;当国际原油价格 $\geq 80.13$ 美元/桶且排距 $\leq 280$  m时,经济可取。由图2(c)可以看出,渗透率 $\geq 0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,各方案的内部收益率 $\geq 12\%$ ,认为分段压裂水平井 $\text{CO}_2$ 驱的经济界限为 $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

图2(b)和(c)表明,当渗透率为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,缩小井排距(采出程度降低),内部收益率降低。这说明,此时不适合缩小井排距。每条原油价格曲线呈凸起状,说明IRR存在一个最大值,对应一个最优排距。当渗透率为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,最优排距为380 m;当渗透率为 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,最优排距为360~400 m。这也可以成为油田现场选取开发

方案时从经济角度选择排距的一种方法。

## 2.4 净现值数据分析

计算净现值必须已知基准收率再求解,而IRR的计算不需要已知基准收率,只在求得IRR后与基准收益率比较;净现值可用于对互斥方案进行比较并选择最优方案,IRR对于互斥方案进行比较所得结论有时会与净现值指标发生矛盾<sup>[21]</sup>。所以需要将IRR与NPV综合考虑。

由图4发现,渗透率为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,排距400 m时,国际原油价格为40、50、60美元/桶时,现金流量由负值变成正值,然后又变为负值,该变化趋势表示该方案前期和中期是盈利状态,后期处于负盈利状态。原因是,虽然采出程度逐年增加,但增加的幅度逐渐减小,销售收入减少,这些收入不足以填补每年的固定成本。这一问题是内部收益率这个经济指标反映不出来的,所以本文又选取了净现值数据作为研究对象。同时也说明,该方案存在经济开发年限。由图5经济开发年限计算结果可知,同一渗透率级别下,经济开发年限随着原油价格的提高而增大;小渗透率级别的经济开发年限较大。

## 2.5 投资回收期数据分析

投资回收期数据突出了资金回收的速度。由表2可知,相同渗透率级别下,原油价格对投资回收期的影响非常大,价格越高,投资回收期越短;相同原油价格时,渗透率越大,投资回收期越短。站在投资者角度,投资回收期越小表示投资风险越小。投资回收快,回收投资后还可以进行新的投资。

对动态投资回收期,本研究考虑了资金的时间价值,但没有考虑投资回收以后的现金流量,没有考虑投资项目的使用年限及项目的期末残值。所以得出的资金时间价值应该作为辅助指标。只有在资金特别紧张、投资风险很大的情况下,才能把动态投资回收期作为评价方案的最主要依据之一。

## 3 结论

1) 当前油价下,渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,注 $\text{CO}_2$ 有利于补充地层能量,提高采收率,建议C油田采用注 $\text{CO}_2$ 开发方式。

2) 缩小排距,采出程度提高,可以满足能源需求,但经济效益降低,建议根据C油田开发方针和原则选择合适的排距,而非一味地追求经济效益。

3) 增加生产年限,累计采出程度提高,经济效益呈现降低趋势,建议C油田根据自身需要选择合理的生产年限。

## 参考文献(References)

- [1] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.  
Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in

- China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [2] 侯明扬, 杨国丰. 北美致密油勘探发现状及影响分析[J]. 国际石油经济, 2013, 21(7): 11-16.  
Hou Mingyang, Yang Guofeng. The status and impact of tight oil in North America[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(7): 11-16.
- [3] Kuila U, Prasad M, Derkowski A, et al. Compositional controls on mudrock pore-size distribution: An example from niobrara formation[C]. San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [4] 景东升, 丁锋, 袁际华. 美国致密油勘探发现状、经验及启示[J]. 国土资源情报, 2012(1): 18-19.  
Jing Dongsheng, Ding Feng, Yuan Jihua. Status quo and experiences of tight oil exploration and exploitation in the United States and its implication[J]. Land and Resources Information, 2012(1): 18-19.
- [5] Wang H, Liao X W, Zhao X L, et al. The study of CO<sub>2</sub> Flooding of horizontal well with SRV in tight oil reservoir[C]. Biennial Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad, June 9-11, 2014.
- [6] 李莉, 庞彦明, 雷友忠, 等. 特低渗透油藏合理注气能力和开发效果分析[J]. 天然气工业, 2006, 26(9): 118-121.  
Li Li, Pang Yanming, Lei Youzhong, et al. The appropriate capacity and development effect of gas injection in extremely low permeability reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(9): 118-121.
- [7] 高慧梅, 何应付, 周锡生. 注二氧化碳提高原油采收率技术研究进展[J]. 特种油气藏, 2009, 16(1): 5-8.  
Gao Huimei, He Yingfu, Zhou Xisheng. Research progress on CO<sub>2</sub> EOR technology[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2009, 16(1): 5-8.
- [8] 李菊花, 杨红梅, 刘滨, 等. 油藏注气混相驱考虑扩散作用的数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 54-57.  
Li Juhua, Yang Hongmei, Liu Bin, et al. Numerical simulation study of miscible driving considering dispersion for the gas injection reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 54-57.
- [9] 李士伦, 侯大力, 孙雷. 因地制宜发展中国注气提高石油采收率技术[J]. 天然气与石油, 2013, 31(1): 44-47.  
Li Shilun, Hou Dali, Sun Lei. Developing gas injection according to local conditions in China to improve oil recovery technology[J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(1): 44-47.
- [10] 杨大庆, 江邵静, 尚庆华, 等. 注气压力对特低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱气窜的影响规律研究[J]. 钻采工艺, 2014, 37(4): 63-65.  
Yang Daqing, Jiang Shaojing, Shang Qinghua, et al. Research on influence laws of gas injection pressure on CO<sub>2</sub> flooding gas channeling in low permeability reservoirs[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(4): 63-65.
- [11] 付应坤, 李治平, 赖枫鹏, 等. 基于数值模拟的致密油油藏注气开发技术研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(4): 37-41.  
Fu Yingkun, Li Zhiping, Lai Fengpeng, et al. A simulation research on evaluation of development in tight oil reservoirs by near-miscible gas injection[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(4): 37-41.
- [12] 李庆军. 油田开发生产技术经济界限[D]. 天津: 天津大学, 2003.  
Li Qingjun. A study on technical and economic limits in oil field development[D]. Tianjin: Tianjin University, 2003.
- [13] 杨旭. 长庆油田单井经济效益评价研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2008.  
Yang Xu. Research on oil well economic benefit appraisal for Changqing oil field[D]. Dongying: China University of Petroleum, 2008.
- [14] 严嘉年, 侯贵廷, 李吉军, 等. 油田开发中后期措施投入经济效益预测及后评价研究[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(5): 973-977.  
Yan Jianian, Hou Guiting, Li Jijun, et al. Economic efficiency forecast and latter appraises studies about mid and late period measure investment of oil-field development[J]. natural Gas Geoscience, 2013, 23(5): 973-977.
- [15] 张宇, 董广华, 孙旭光. 油田开发经济极限研究及效益分析[J]. 新疆石油地质, 1996, 17(3): 281-285.  
Zhang Yu, Dong Guanghua, Sun Xuguang. Oil field development economic limit research and benefit analysis[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1996, 17(3): 281-285.
- [16] 马艳艳, 窦焕成, 李文生, 等. 文南油田单井经济效益与措施效益评价方法[J]. 江汉石油学院学报, 2000, 22(4): 92-94.  
Ma Yanyan, Dou Huancheng, Li Wensheng, et al. Evaluation method of economic and stimulation benefits for a single well in wendan oil field[J]. Journal of Jiangnan Petroleum Institute, 2000, 22(4): 92-94.
- [17] 黄耀琴, 金铁文. 动态盈亏平衡点法在油气田开发投资中的应用[J]. 西南石油学院学报, 2001, 23(4): 74-76.  
Huang Yaoqin, Jin Tiewen. Application of dynamic break even point to investment decision to oil and gas exploitation[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2001, 23(4): 74-76.
- [18] 管纪昂, 袁士义. 油田开发动态指标预测方法[J]. 断块油气田, 2005, 12(4): 37-38.  
Guan Ji'ang, Yuan Shiyi. Dynamic index forecast methods of oil field development[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 12(4): 37-38.
- [19] 练章员, 江同文, 肖君, 等. 塔里木油田效益评价及单井经济极限研究[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(4): 33-36.  
Lian Zhangyuan, Jiang Tongwen, Xiao Jun, et al. Appraisal of Tarim oil field production efficiency and research of single-well economic Limits[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000, 22(4): 33-36.
- [20] 孙伟. 特高含水期油田开发评价体系及方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2006.  
Sun Wei. Study of evaluation system and methods for oilfield development in high watercut stage[D]. Beijing: China University of Petroleum, Beijing, 2006.
- [21] 刘清志. 石油技术经济学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2005.  
Liu Qingzhi. Petroleum technical economics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2005.

(责任编辑 刘志远)

### 《科技导报》征集“封面文章”

为快速反映中国最新科技研究成果,《科技导报》拟利用刊物最显著位置——封面将最新科研成果第一时间予以突出报道。来稿要求:研究成果具创新性或新颖性;反映该领域中国乃至世界前沿研究水平;可以图片形式予以反映,图片美观、清晰、分辨率超过300dpi;文章篇幅不限,要说明研究的背景、方法、取得的结果,以及结论。在线投稿:www.kjdb.org。