

文章编号:1001—6112(2009)05—0542—05

复杂断块油田 CO₂ 驱油动态监测技术应用与分析

吴志良^{1,2}, 张 勇², 唐人选²

(1. 西北大学 地质学系, 西安 710069; 2. 中国石油化工股份有限公司 华东分公司采油厂, 江苏 泰州 225300)

摘要:CO₂ 驱油是 3 次采油提高采收率的一项重要手段, 其驱油前后油藏动态监测评价工作十分重要, 目前国内外尚未形成一套成熟的 CO₂ 驱油动态监测评价技术系列。苏北盆地溱潼凹陷 CS 油田 Et 组油藏开展了 CO₂ 混相驱先导试验工作, 通过运用井间示踪、试井、吸水吸气剖面、产液剖面、剩余油饱和度及油气水性质等动态监测技术及相应监测技术的组合, 满足了复杂断块低渗透油藏开展 CO₂ 混相驱试验方案的编制、试验参数的优化调整及效果评价的需求。

关键词:混相驱; 监测; 复杂断块; 溱潼凹陷; 苏北盆地

中图分类号:TE357. 45 **文献标识码:**A

APPLICATION OF PERFORMANCE MONITORING TECHNIQUE FOR CO₂ DISPLACEMENT IN COMPLEX FAULT BLOCK OILFIELD

Wu Zhiliang^{1,2}, Zhang Yong², Tang Renxuan²

(1. *Geology Department of Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;*
2. *Oil Production Plant of Huadong Branch, SINOPEC, Taizhou, Jiangsu 225300, China*)

Abstract: Oil displacement by CO₂ injection is an important measure to enhance tertiary oil recovery, and it is very important to monitor and evaluate reservoir performance pre- and post-oil displacement. However, there is't a series of matured performance monitoring and evaluating techniques for oil displacement by CO₂ injection at home or abroad yet. Pilot tests of CO₂ miscible displacement have been carried out in Et formation reservoir of CS Oilfield in Qingtong Depression of the Subei Basin. Through combination of performance monitoring techniques (such as interwell trace, well test, water and gas injection profile, produced fluid profile, remaining oil saturation, and properties of oil, gas and water) and relevant monitoring techniques, it meets the requirements of low permeability oil reservoir in complex fault block to prepare testing program for CO₂ miscible displacement, optimize and adjust test parameters and evaluate the effects.

Key words: miscible displacement; monitoring; complex fault block; Qingtong Depression; Subei Basin

由于复杂断块低渗透油藏在平面及纵向上储层物性存在较大差异, 在水驱开采过程中, 水驱效率低, 此类油藏国内目前平均采收率约为 27%, 而 CO₂ 驱油是一种提高油藏采收率的可行方法^[1~3]。CO₂ 驱油是使 CO₂ 溶剂与地下原油融合, 融合方式为混相和非混相, 混相驱可以达到更好的驱油效果^[4~6]。目前国内外尚未形成一套成熟的 CO₂ 驱油动态监测评价技术系列, 本文通过井间示踪、试井、吸水吸气剖面、产液剖面、剩余油饱和度及油气水性质等动态监测技术的组合运用, 满足了 CO₂ 驱油试验方案的编制、试验参数的优化调整及效果评价的需求。

1 试验区概况

CS 油田位于苏北盆地溱潼凹陷断阶带, 夹于 f₁、f₂ 断层之间, 其内部被一组走向 NNW—N, 倾向 SWW—W 的次级小断层切割成一组东高西低的阶梯状小断块, 各小断块之间 Et 组油藏底块砂岩具有连通性(图 1)^[7]。油藏有上、中、下 3 个含油层段, 油藏埋深 2 900~3 184 m, 储层为块状正韵律细砂岩, 平均孔隙度为 13.21%, 平均渗透率 24.77×10⁻³ μm²。油藏含油面积 0.6 km², 探明储量 142×10⁴ t, 地层压力 31.63~35.2 MPa, 地层温度 100~113.9 ℃。地下

收稿日期:2009—05—21; 修订日期:2009—08—18。

作者简介:吴志良(1963—), 男, 博士生, 高级工程师, 主要从事油田开发生产与科研工作。E-mail:hdscwuzl@sina.com.cn。

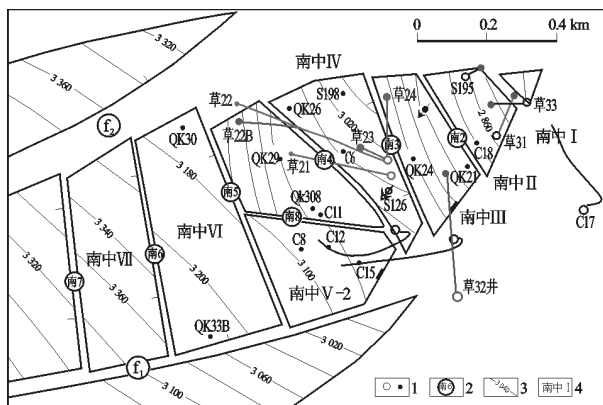


图1 苏北盆地溱潼凹陷CS油田Et组油藏顶面构造

1. 井口及靶点; 2. 断层编号; 3. 等深线/m; 4. 断块编号

Fig. 1 Top Structure of Et Formation Reservoir of CS Oilfield in Qingtong Depression of the Subei Basin

原油密度 $0.78 \sim 0.82 \text{ g/cm}^3$, 地层原油饱和压力 $3.15 \sim 4.89 \text{ MPa}$, 原始气油比 $16.4 \sim 24.2 \text{ m}^3/\text{t}$, 地下原油粘度 $5.14 \sim 29.8 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。地层水以边水形式存在, 水型属 Na_2SO_4 型, 矿化度为 $34.63 \sim 38.44 \text{ g/L}$ 。

CS油田Et油藏1981年开始试采, 1990年8月投入注水开发, 至2005年7月实施CO₂驱油试验前, 水油井数比1:2.4, 平均井距260 m, 累计产油 $27.6 \times 10^4 \text{ t}$, 采出程度19.4%, 油藏日产油50 t, 含水率54.4%, 累计注采比0.98。

2 动态监测目的、难点及技术路线

2.1 动态监测目的

研究油藏储层非均质性, 搞清注采井间的连通状况及渗流能力, 为CO₂驱油注采井网方案优化提供资料; 及时掌握CO₂注入后的平面流动方向及纵向上各层吸入能力变化、油井产出液结构及组分变化、以及地层压力变化, 为注采井生产参数调整提供依据; 监测油藏注气前后油层在平面和纵向上的水淹状况及剩余油饱和度分布, 为CO₂驱油效果评价提供依据。

2.2 动态监测技术难点

在吸水剖面测试技术中, “注入剖面五参数测井”可同时录取同位素示踪、涡轮流量、井温、压力和磁定位测量信息, 用涡轮流量测试资料可定量解释配注井段的吸水量, 用同位素示踪测试资料可细分配注井段的分层吸水量, 其精度可达3%左右, 在国内外得到广泛应用^[8]。但对注CO₂井进行吸气剖面测试时, 由于注入介质不同, 其气体示踪剂选择、用量计算、均匀配制(主要干扰因素是对流和扩散)、相应检测仪器、检测结果定量分析等是监测技术的难点。

在产液剖面测试技术中, 小直径产出剖面测井仪一次下井可测量井温、磁性定位、流量和含水率4个参数, 应用效果较好。但对于油、水、气多相流, 会出现不同流型, 生产测井资料的解释分析仍然是一个比较薄弱的环节。

水淹状况及剩余油饱和度监测技术, 国内外主要采用碳氧比能谱测井、中子寿命测井及密闭取心^[4]。碳氧比能谱测井及中子寿命测井探测深度浅, 高精度碳氧比能谱测井探测深度为300~350 mm, 垂直分辨率约为800 mm, 低孔低渗储层解释吻合率低; 密闭取心价格十分昂贵^[4]。

2.3 动态监测技术路线

为满足CO₂驱油试验动态监测目的及要求, 在查阅国内外大量文献及技术调研基础上, 拟定了多项监测技术组合应用的技术路线: “井间示踪”+“不稳定试井”监测, 搞清注采井间的连通状况及渗流能力; “流量”+“井温”+“压力”变流量重复测量, 监测注气井纵向吸气剖面变化; “流量”+“持水率”+“混合物密度”+“井温”+“压力”上提与下放多次测量, 消除流态变化对产液剖面测试的影响; “高精度碳氧比能谱”+“中子寿命”测井, 监测各小层水淹状况及剩余油饱和度分布; “原油簇组分”+“气相色谱”+“原油分子量”+“原油PVT”分析, 监测流体物性及组分变化; “定点定时测压”监测地层压力变化趋势, 确定是否实现混相。

3 动态监测技术组合应用与分析

3.1 井间连通状况、渗流能力监测

为CO₂驱油注采井网方案优化及今后CO₂气窜提供预案准备, 注气前需搞清注采井间的连通状况及渗流能力, 2005年4—7月在QK24井组进行注示踪剂试验。注入井为QK24井, 示踪剂为NH₄SCN溶液40 m³, 浓度为10%; 在周围的6口生产井进行了监测(图2), 监测方法采用分光光度计比色法, 监测35 d后C18井首先监测到示踪剂, 初始浓度为4.89 mg/L, 55 d后升至39.5 mg/L, 88 d后最高浓度达到56.88 mg/L(图3)。

采用示踪剂解释软件进行拟合解释, C18井示踪剂浓度出现3个峰值, 解释认为QK24与C18井之间储层纵向上存在3个高渗层, 这与油藏地质特征及注气前开采特征基本吻合。

为进一步落实储层平面非均质性及主渗带方向, 2005年10月选择C23井进行不稳定试井, 采用井下开关程序进行压恢试井, 试井结果为: C23井Et组油藏上油组受长期注水影响, 地层压力高达

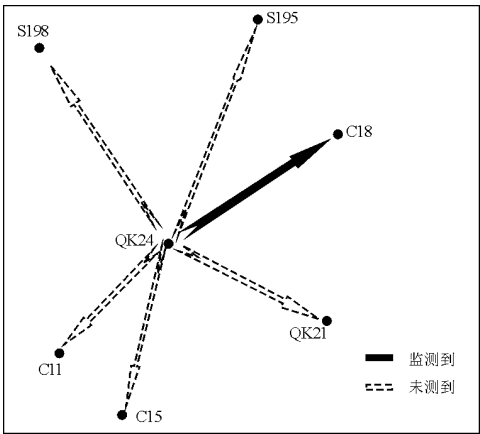


图 2 QK24 井组示踪剂监测响应示意

Fig. 2 Response to monitoring of tracer in QK24 well group

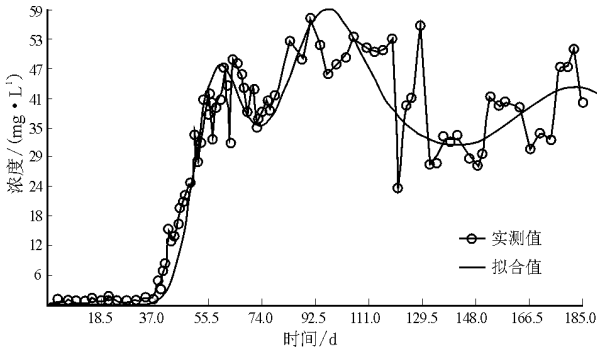


图 3 C18 井示踪剂浓度监测曲线

Fig. 3 Monitoring curves of tracer concentration in Well C18

42.307 MPa,压力系数为 1.41,产液指数为 9.78 $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$,选用井储+表皮效应+均质+断层边界油藏模型,对压恢资料进行处理解释,地层有效渗透率为 $1.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表皮系数为 0.13,断层距离为 11.7 m。

通过井间示踪剂及不稳定试井组合监测,表明:①C23—QK24—C18 井方向为油藏主渗带,其余方向为低渗带,储层非均质性严重;②纵向上储层存在 3 个高渗层,且对应于 Et 组油藏中、上油组;③主渗带地层压力高,渗流能力强,驱替和扩散速度快。

3.2 吸入剖面监测

采用井温测井、流量测井及 5 参数测井 3 种测井方法对注水、注气井进行吸入剖面监测,为了解注入井吸入剖面的变化提供了依据。通过吸入剖面对比分析,注水井转注气后吸入剖面得到了改善,较低渗透层得到了动用。QK24 井注气后与原注水时相比,Et 组相对吸入量增加,由 56.76% 增加到 78.74%,原先不吸水的砂泥岩互层段中的小砂体(Et21、22 层)及 Et 组中油组(Et26、28 层)开始吸气,说明注气后改善了吸入剖面,较低渗透层得到了动用(表 1)。

通过多种吸入剖面组合监测表明,随着 CO_2 的不断注入,注气井井底压力逐渐升高,而温度则逐渐降低,井筒中 CO_2 的相态变得十分复杂,使得流量测井适应性变差,相反为传统的井温测井提供了条件。在多层注入状况下,当层间间距较小,曲线渐近状态变得不明显时,可通过关井测静温梯度,变流量重复测量,提高资料解释精度。

3.3 产液剖面监测

产液剖面的监测主要用来研究各产层的产液结构,鉴于目前 CO_2 段塞前沿未突破,选取了 2 口典型井开展“井温、磁性定位、流量和含水率 4 个参数产液剖面”监测,为先导试验取得 CO_2 气体突破前的背景资料。产液剖面监测结果,QK26 井油层和差油层总厚度 48.6 m,产出层主要是 Et 组油藏

表 1 苏北盆地溱潼凹陷 CS 油田 QK24 井吸气剖面

Table 1 Gas injection profile of Well QK24 in CS Oilfield in Qingtong Depression of the Subei Basin

解释层号	射孔层段/m	射孔厚度/m	吸气层段/m	相对吸气, %	绝对吸气/($\text{t} \cdot \text{d}^{-1}$)	结论	备注
7~8	2 770.6~2 787.8	17.2/2	2 770.6~2 787.8	13.78	2.93	吸气	
9	2 794.0~2 796.5	2.5				微吸	
10	2 808.2~2 809.8	1.6				不吸	
11~12	2 811.4~2 815.7	4.3/2	2 811.4~2 815.7	7.48	1.59	吸气	
13	2 817.8~2 822.0	4.2				不吸	
14~15	2 824.8~2 833.5	8.7/2				微吸	
16~17	2 835.1~2 841.5	6.4/2				不吸	
18	2 844.2~2 847.6	3.4				不吸	
21~22	2 989.5~2 993.8	4.3/2	2 989.5~2 993.8	16.04	3.41	吸气	新吸气层
23	3 004.2~3 017.7	13.5	3 004.2~3 017.7	40.59	8.63	主吸气	
24~25	3 023.5~3 028.3	4.8/2				不吸	
26~28	3 030.4~3 045.0	14.6/3	3 030.4~3 045.0	22.11	4.7	吸气	新吸气层
合 计		85.5/20		100	21.26		

上油组(压裂层),中下油组产出量较低,部分层几乎不出液,产出层累计厚度 22.2 m,占总厚度的 46%;C18 井 Et 组油藏上(33~36 层)、中(37 层)、下油组(38~42 层)均产液,其中,Et 组油藏中、上油组占 47.3%,下油组占 38.17%。

从吸入剖面和产出剖面综合对比分析,Et 油藏的主要吸水层和产出层均为上油组,其次为中油组和下油组,这与该油藏的物性呈较好的相关性。

3.4 剩余油饱和度监测

剩余油饱和度监测主要用来研究各产层的水淹程度及剩余油分布状况,为先导试验方案优化及效果评价提供依据。选取了 2 口中高含水井开展了“高精度碳氧比能谱测井”的监测工作,所选 2 口井累计产油量较大,占油藏总产油量的 48.5%,其中 S195 井位于构造高部位主渗带高含水区,S198 井位于构造中部主渗带高含水区。从 S198、S195 两口井 C/O 测井结果分析,两口井共解释 20 小层计 64 m,其中高水淹层 7 层计 25.1 m,占总厚度的 39.2%;中水淹 6 层计 15.9 m,占总厚度的 24.8%;低水淹层 4 层计 16.1 m,占总厚度的 25.2%;未水淹层 3 层计 6.9 m,占总厚度的 10.8%。Et 组油藏下油组水淹程度较高,但 S195 井上油组剩余油饱和度较高,S198 井中油组剩余油饱和度较高,与油藏特征及上述动态监测结果有较好的对应性。

3.5 地层压力监测

为了解注气过程中地层压力的大小及分布,以便确定 CO₂ 在地层中能否达到混相,依据注采井网布局,选择重点井开展了“定点定时”测压工作。测压结果表明,南 I—南 IV 断块因长期注水地层压力保持水平较高,定点观察井 C24 井地层压力维持在 29.08 MPa 以上,压力系数为 0.992;C23 井所处的南 IV 断块地层压力系数达到 1.41,为异常高压区。南 V—1 断块定点观察井 C22B 井地层压力 30.81 MPa,压力系数为 0.994。南 V—2 断块注气井 C8 井地层压力不断升高,累计注气 5 179.47 t,井底压力由 42.62 MPa 升至 59.0 MPa,而定点测压井 C15 井地层压力仅为 17.2 MPa,注采压差大。另外,南 V—2 断块处于构造低部位,油藏具有边水和底水,原油粘度相对较高,容易发生气窜,C8 井注气后 C12 井气窜明显。监测结果表明除南 V—2 断块外,其余断块地层压力均达到 CO₂ 混相压力。

3.6 流体物性监测

为研究注 CO₂ 后生产井产出流体物性的变化,对生产井产出流体进行了连续测定。从原油气

相色谱分析曲线可以看出,原油组分百分含量峰值向重质组分方向推移,轻质组分含量逐渐减少。以生产井 QK26 井原油组分测定结果为例,2006 年 11 月测定原油组分百分含量的峰值是 C₁₇ 和 C₁₉,分别为 7.7%和 7.49%;2007 年 2 月,其峰值是 C₂₂ 和 C₂₃,分别为 6.7%和 6.3%,且轻质组分 C₂—C₇ 已全部消失(图 4)。另外,监测到生产井 C15 井原油沥青质含量升高,由 10.4%上升至 21.07%,2007 年 5 月对应注气井转注水,沥青质含量又开始逐渐下降至注气前的水平(图 5)。说明注 CO₂ 后,愈来愈多的重质组分原油被动用,而轻质组分已被抽提,以气态形式释放。

套管气组分监测是确定 CO₂ 前缘段塞驱替方向最直观的方法,是研究 CO₂ 驱替效果的重要指

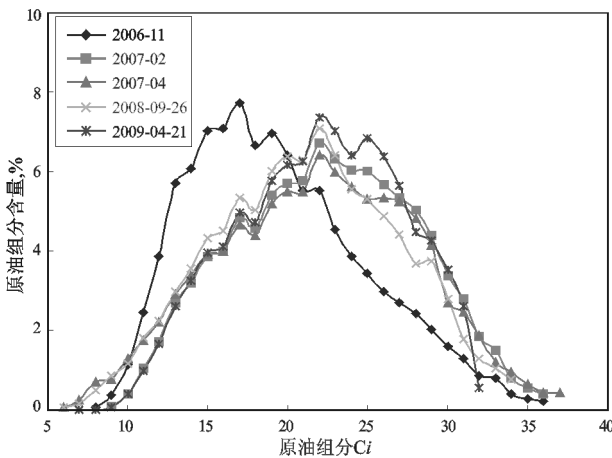


图 4 苏北盆地溱潼凹陷 CS 油田 QK26 井原油组分连续监测曲线

Fig. 4 Continuous monitoring curves of crude oil components of Well QK26 in CS Oilfield in Qingtong Depression of the Subei Basin

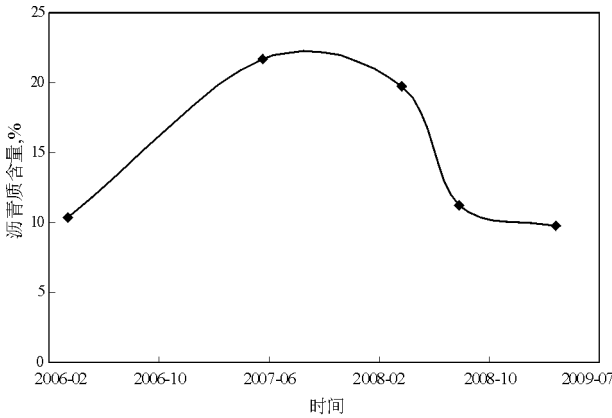


图 5 苏北盆地溱潼凹陷 CS 油田 草 15 井沥青质含量连续监测曲线

Fig. 5 Continuous monitoring curves of crude oil components of Well Cao15 in CS Oilfield in Qingtong Depression of the Subei Basin

标之一,同时也用来确定 CO_2 突破时间,确定注气井与产出井之间连通程度的重要标志,因此定期监测套管气中 CO_2 含量具有重要意义。从目前监测结果看,只有 3 口井见 CO_2 气,即 C12、C15 及 C18 井,但气量不是很大,C12 井气油比为 $114 \text{ m}^3/\text{t}$,气液比 $18.51 \text{ m}^3/\text{t}$,C18 井气油比为 $56 \text{ m}^3/\text{t}$,气液比 $15.88 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

4 CO_2 驱油试验初见成效

自 2005 年 7 月 CS 油田 Et 组油藏转入注 CO_2 驱,截止 2009 年 6 月,5 口注气井已累计注 CO_2 气 $9.47 \times 10^4 \text{ t}$,占方案总注入量的 75.76%。油藏开发呈现了综合含水率下降,产油量上升态势,先导试验初见成效,含水率由注气前 54.4% 降至 39.2%,日产油由注气前 50 t 升至 73 t(图 6)。

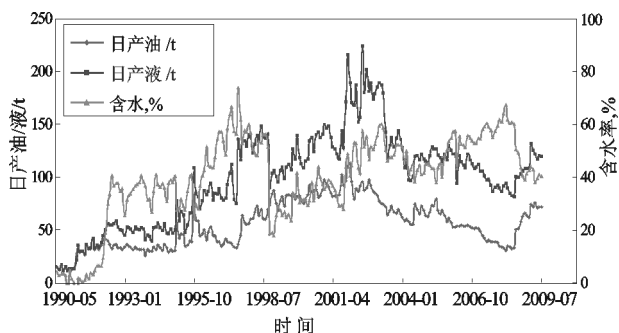


图 6 苏北盆地溱潼凹陷 CS 油田 Et 组油藏注 CO_2 后生产曲线

Fig. 6 Production curves after CO_2 injection in Et Formation reservoir of CS Oilfield in Qingtong Depression of the Subei Basin

油藏主体部位主渗带的 C18 井在对应注气井 QK24 井连续注气 4 个月后, CO_2 注入总量为 5.4% HCPV(原始烃类孔隙体积),于 2007 年 10 月开始见效,日产油从 2.5 t 上升到 5.2 t,含水从 86% 下降到 71%。将 C18 井实际生产情况与方案预测相对比,注入相同 HCPV 量的条件下,实际日产油量、见效时间与方案预测较为吻合(图 7),表明只要保证持续稳定的注入,CS 油田 Et 组油藏 CO_2 混相驱先导试验可以达到方案预测的开发效果。

5 结论

1)实践证明井间示踪、试井、吸水吸气剖面、产液剖面、剩余油饱和度及流体性质特征分析等动态

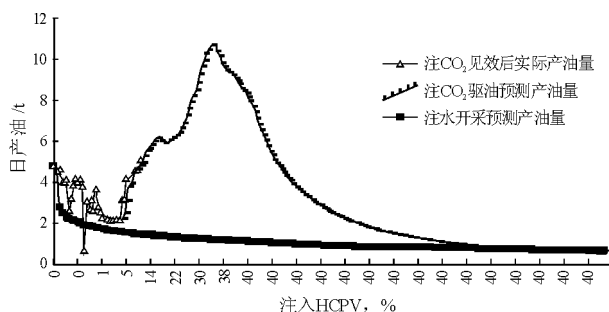


图 7 苏北盆地溱潼凹陷 CS 油田 C18 井实际与预测日产油对比曲线

Fig. 7 Contrast between actual and forecast daily oil Production of Well C18 in CS Oilfield of Qingtong Depression in the Subei Basin

监测技术的组合应用,能满足复杂断块低渗透油藏 CO_2 驱油设计方案的编制、生产参数的优化调整及效果评价需求。

2)因 CO_2 具有气体粘度和液体密度的特性,其启动压差小于注水驱,能有效改善低渗透油藏吸入剖面结构,提高对低渗层的动用。

3)地层压力保持水平高,有利于 CO_2 对原油的降黏和混相,提高驱油效果;注采井距小、生产压差大、原油性质差的区域地层压力保持水平低,难以实现混相,易形成气体单向突进。

4) CO_2 驱油是一种提高复杂断块低渗透油藏采收率的可行方法,只要根据油藏特征优化 CO_2 驱油方案,可以达到较好的驱油效果。

参考文献:

- 李士伦,张正卿,冉新权等. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都:四川科学技术出版社,2001
- 郝永卯,陈月明,于会利. CO_2 驱最小混相压力的测定与预测[J]. 油气地质与采收率,2005,12(6):64~66
- 郭平,罗玉琼,何建华等. 注水开发油田进行注气开发的可行性研究[J]. 西南石油学院学报,2003,25(4):37~40
- 赵明国,王东. 大庆油田芳 48 断块 CO_2 吞吐室内实验[J]. 油气地质与采收率,2008,15(2):89~91
- 钱卫明,余峰,季翔等. 溱潼凹陷复杂断块油藏 CO_2 吞吐试验[J]. 油气地质与采收率,2002,9(2):80~82
- 郭平,孙良田,李士伦等. CO_2 注入对原油高压物性影响的理论模拟和实验研究[J]. 天然气工业,2000,20(2):76~79
- 俞凯,刘伟,陈祖华. 苏北盆地溱潼凹陷草舍油田 CO_2 混相驱技术研究[J]. 石油实验地质,2008,30(2):212~216
- 耿全喜,钟兴水. 油田开发测井技术[M]. 东营:石油大学出版社,1992

(编辑 黄娟)