

文章编号:1009-9603(2020)01-0011-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.002

胜利油田特低渗透油藏CO₂驱技术研究与实践

杨勇

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:胜利油田适合CO₂驱的特低渗透油藏资源量丰富,但这类资源具有埋藏深、丰度低、非均质性强、混相压力高的特点,特低渗透油藏CO₂驱面临混相难、波及系数低等技术难题。综合运用地质学、渗流力学和油藏工程等理论和方法,采用物理模拟和数值模拟相结合的手段,形成了CO₂驱提高采收率油藏适应性评价体系、室内实验技术、油藏工程方案设计优化技术系列,配套了CO₂驱注采工艺等技术。矿场试验表明,CO₂具有较好的注入能力,增油效果明显:高89-1块CO₂驱先导试验区CO₂累积注入量为30.7×10⁴t,累积增油量为6.9×10⁴t,中心井区采出程度为18.6%,已提高采收率9.7%。樊142-7-X4井组超前CO₂注入量为1.9×10⁴t,地层压力由17 MPa恢复至33.7 MPa,实现混相,对应油井自喷生产,单井日产量稳定在5~6 t/d,远高于注气前的1 t/d。

关键词:CO₂驱;特低渗透油藏;优化设计;提高采收率;胜利油田

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Research and application of CO₂ flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli Oilfield

YANG Yong

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The resources of extra-low permeability reservoirs suitable for CO₂ flooding is abundant in Shengli Oilfield, but the application of CO₂ flooding faces technical bottlenecks such as being difficult to be miscible and low sweep efficiency due to formation characteristics of deep burial depth, low abundance, strong heterogeneity and high miscible pressure. The geology, fluid mechanics, reservoir engineering theory and methods are applied comprehensively. By combination of the physical experiments and numerical simulation, the evaluation system of adaptability, technologies of laboratory experiment and schedule optimization technology series of reservoir engineering of CO₂ flooding for enhancing oil recovery are formed, and the injection-production technologies of CO₂ flooding are further established. The field test shows that CO₂ has good capability of injection and oil increment is obvious. The cumulative oil increment is 6.9×10⁴t at cumulative CO₂ injection of 30.7×10⁴t in pilot test area in Gao89-1 Block. The oil recovery is 18.6% in the central well block with enhanced oil recovery of 9.7%. The advanced injection of CO₂ is 1.9×10⁴t, and the formation pressure recovers from 17 MPa to 33.7 MPa in the Fan142-7-X4 well group. The miscible flooding is formed and the corresponding oil well produces fluid by natural flow exploitation. The daily oil production of single well is kept stable at 5-6 t/d, which is much higher than 1 t/d before CO₂ injection.

Key words: CO₂ flooding; extra-low permeability reservoir; optimization design; enhanced oil recovery; Shengli Oilfield

胜利油田特低渗透油藏资源量丰富,开发潜力 巨大。特低渗透油藏具有埋藏深(一般大于3 000

收稿日期:2019-08-28。

作者简介:杨勇(1971—),男,河南遂平人,教授级高级工程师,博士,从事油气田开发研究及管理工作。E-mail: yangyong.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地济阳坳陷致密油开发示范工程”(2017ZX05072),中国石化重大示范工程课题“低丰度特低渗透坝砂油藏CO₂驱技术研究与示范”(P18088-2)。

m)、渗透率低(0.3~10 mD)、非均质性强、储量丰度低($30 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{ t/km}^2$)等特点,有效开发难度大。目前主要以大型压裂弹性开发为主,但产量递减速度快,采收率低(8%~10%);部分区块采用注水开发,但受储层渗透率低影响,注入压力高且注水作用距离小,开发效果不理想,亟需寻求新的能量补充方式和提高采收率方法。

20世纪中叶,美国大西洋炼油公司(The Atlantic Refining Company)发现其制氢工艺过程的副产品 CO_2 可用于改善原油的流动性。后续研究表明^[1-2], CO_2 驱油的主要机理是其与原油接触后会发生相间传质,使原油体积膨胀、黏度降低、油气界面张力降低、油气混相等。基于此发现,诞生了世界首个 CO_2 驱油专利^[3],这是 CO_2 驱油技术的开端。

1958年,Shell公司率先在美国二叠系储层实施了井组规模的 CO_2 驱油试验,试验结果表明,向油藏中注 CO_2 可以补充地层能量并提高原油产量^[4-6]。Chevron公司于1972年在美国德克萨斯州Kelly-Snyder油田SACROC区块投产了世界首个 CO_2 驱油商业项目,提高单井产量达3倍之多^[7],该项目的成功标志着 CO_2 驱油技术开始走向成熟。

中外大量研究和应用结果表明, CO_2 驱是解决特低渗透油藏能量补充难、采收率低的主要技术,向油层中注入 CO_2 可以大幅度提高原油采收率^[8-13]。同时,油藏是封闭条件良好的地下储气库,可以实现 CO_2 长期地质封存。所以,以 CO_2 为驱油剂提高原油采收率不仅可以增加原油可采储量,而且可以实现 CO_2 的长期地质封存,既实现 CO_2 减排的社会效益,又能产生巨大的经济效益,是 CO_2 封存与高效利用的最佳途径之一。 CO_2 驱提高原油采收率和地质封存技术在中外已有广泛研究,在许多油田进行了矿场实施。

CO_2 驱提高石油采收率,国外技术相对成熟,已成为主要的提高采收率方法。与国外油藏相比,胜利油田特低渗透油藏属于陆相沉积,具有埋藏深、丰度低、非均质性强、混相压力高的特点,油藏条件的差异意味着胜利油田难以照搬国外成熟的 CO_2 驱技术。胜利油田 CO_2 驱规模化应用面临以下技术瓶颈:①混相压力高,不易实现混相,驱油效率低;②储层非均质性强、连续气驱为主,易气窜。针对上述问题,胜利油田自上世纪60年代末期开展 CO_2 驱技术攻关,先后经历了室内研究(1967—1995年)、关键技术攻关(1996—2006年)和先导试验(2007年—至今)3个阶段,初步形成了 CO_2 驱室内评价、油藏工程设计优化、注采工艺、地面集输和动态监测

与调控等技术系列。在高89-1块、樊142-7-X4井组开展了矿场试验,取得较好开发效果。 CO_2 驱油技术开辟了胜利油田特低渗透油藏开发新途径,可为胜利油田特低渗透油藏和国内同类型油藏效益开发提供技术支撑。

1 CO_2 驱油藏适应性评价标准

为确定胜利油田低渗透油藏是否适合开展 CO_2 驱提高采收率,需要建立 CO_2 驱适应性评价标准。

通过 CO_2 驱室内实验研究,确定了2个关键评价参数的筛选界限。第1个关键评价参数是混相能力(地层压力与最小混相压力的比值),随着混相能力增加,驱油效率提高,对于混相驱,要求其混相能力大于等于1。第2个关键评价参数是渗透率,通过 CO_2 驱油实验,建立了启动压力梯度与储层渗透率的关系(图1),可以看出,随着渗透率的降低,启动压力梯度是存在拐点的,将这个拐点定义为实施 CO_2 驱的渗透率下限,在胜利油田实施 CO_2 驱的油藏渗透率要大于0.5 mD。

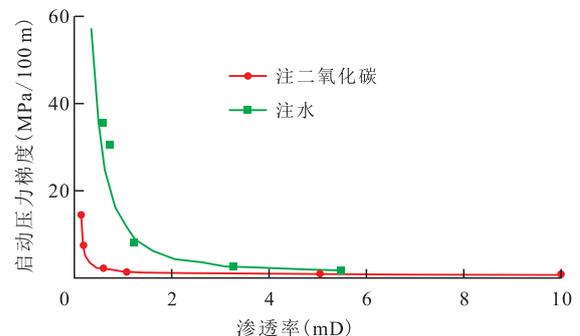


图1 启动压力梯度与储层渗透率的关系

Fig.1 Relationship between threshold pressure gradient and reservoir permeability

结合中外 CO_2 驱应用实例,确定了参考参数的筛选界限。通过统计国外81个资料完整且已实施的注 CO_2 项目,对影响注气效果的因素进行分析,取项目数累积比例大于95%时的参数值作为筛选界限,确定了 CO_2 驱的原油黏度小于 $12 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,原油密度小于 0.8762 g/cm^3 ,剩余油饱和度大于25%和深度大于2000 m的筛选界限(表1)。

胜利油田 CO_2 驱油藏适应性评价标准与中外其他标准相比,有2点不同:一方面考虑了储层 CO_2 驱的物性下限,当储层渗透率过低时($<0.5 \text{ mD}$), CO_2 驱的启动压力显著升高,常规压差下难以实现有效驱替;另一方面是油层深度方面,中外其他标准多定为大于1000 m,胜利油田的筛选标准定为大于2000 m,主要考虑胜利油田的低黏度原油大多埋深

表1 胜利油田低渗透油藏的CO₂驱油藏筛选标准

Table1 Screening criteria for CO₂ flooding in low permeability reservoirs of Shengli Oilfield

评价参数	参 数	评价标准
关键参数	混相能力	≥1(混相驱)
	渗透率(mD)	0.8~1(近混相驱)
参考参数	地层原油黏度(mPa·s)	< 12
	地层原油密度(g/cm ³)	< 0.876 2
	剩余油饱和度(%)	> 25
	单储系数(m ³ /(km ² ·m))	>39 000
	油层深度(m)	> 2 000
	地层温度(℃)	< 145

超过2 000 m,这些低黏度原油与CO₂更容易实现混相/近混相驱,同时考虑埋深越大,油藏压力越高,能够提高油藏混相能力。

2 CO₂驱室内评价技术

在矿场实施CO₂驱油之前,需要做一系列的室内实验^[14-16]研究油藏条件下CO₂的溶解特性、膨胀降黏特性、混相特性和不同注入方式下驱油效率等,明晰CO₂驱提高采收率机理,为CO₂驱油藏数值模拟和油藏方案优化提供基础资料^[17-18]。具体包括CO₂与原油的相特征、CO₂对轻质组分的抽提作用、最小混相压力、驱油效率、沥青质伤害和产出气回注对驱油效果的影响机制等。

2.1 CO₂与地层原油体系相态特征

选取胜利油田高89-4井的井口原油和套管气按该区块原始饱和压力和配制成样品,代表地层原油。利用高温高压PVT分析仪,开展CO₂与地层原油溶解实验和膨胀降黏实验。结果表明,地层原油对CO₂有较强的溶解能力,压力越高CO₂在原油中的溶解度越大(图2),42 MPa时地层原油中的CO₂溶解度可达到450 m³/t。注入CO₂后,地层原油体积大幅膨胀、黏度明显降低,溶解度为130 m³/t时,原油的饱和压力达到25 MPa,此时地层原油体积可以膨胀1.26倍,黏度降低幅度为70.45%(图3)。

2.2 CO₂对原油的抽提作用

利用高温高压PVT分析仪,研究CO₂的抽提作用对平衡油、气组分变化的影响(图4)。由于CO₂对轻烃的强烈抽提作用,地层油中轻质组分被抽提到气相中,轻质组分含量显著降低,气相不断富化,其组分越来越接近地层油,最终可达到动态混相。因此,可通过增强CO₂抽提能力,达到降低CO₂与原油

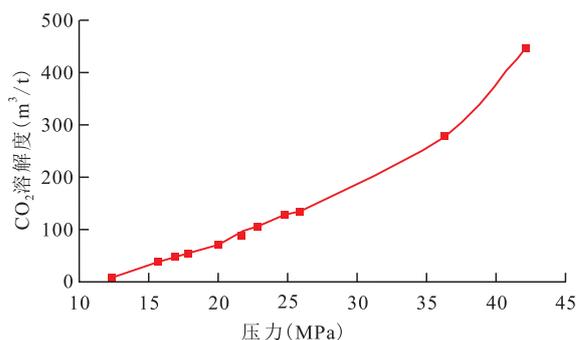


图2 CO₂溶解度与压力关系曲线

Fig.2 Effect of pressure on CO₂ solubility

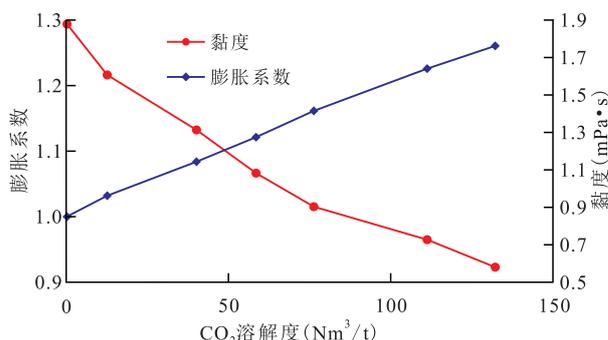


图3 CO₂溶解度与黏度、膨胀系数关系曲线

Fig.3 Effect of CO₂ solubility on viscosity and expansion coefficient

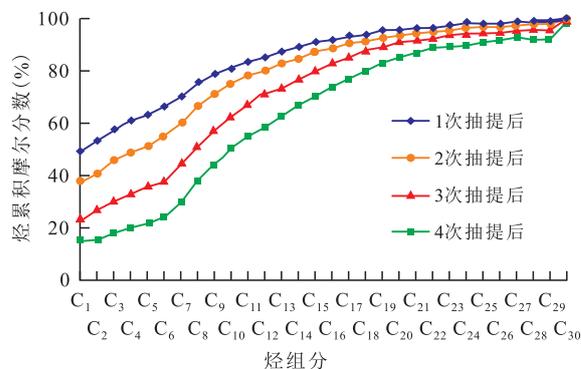


图4 平衡液相中纯烃组分的变化

Fig.4 Change of pure hydrocarbon composition in equilibrium liquid phase

混相压力的目的。

2.3 CO₂与原油最小混相压力实验

CO₂与原油最小混相压力是CO₂驱方案设计中的一个重要参数,最小混相压力测试的实验方法主要有细管实验法、升泡仪法、界面张力消失法和核磁共振成像法^[19-20],胜利油田常用的方法是细管实验法和升泡仪法。

通过长细管实验测试了胜利油田不同区块CO₂与原油的最小混相压力(图5),最小混相压力较高,一般在26 MPa以上。胜利油田油藏条件和原油性质客观决定了CO₂与原油最小混相压力高,国外CO₂驱区块的原油性质好,轻质组分含量高,黏度、密度

低,油藏温度低,混相压力一般低于 12 MPa;而胜利油田的原油重质组分含量相对较高、油藏温度高,混相压力多在 30 MPa 左右^[21]。

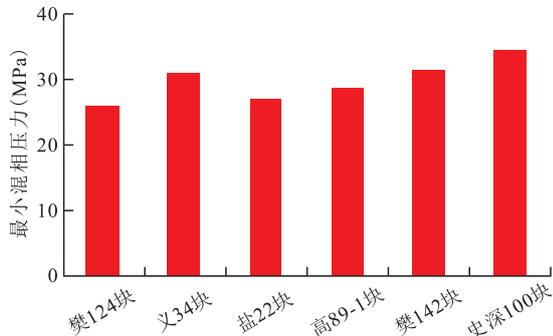


图5 不同区块CO₂与原油最小混相压力
Fig.5 Minimum miscibility pressure of CO₂ in crude oil from different blocks

2.4 CO₂驱油效率

胜利油田自主设计研制了CO₂驱非均质长岩心物理模拟装置,最高压力为 70 MPa,最高温度为 180 ℃,夹持器长度为 2 m,可模拟 0~90°地层倾角。应用高 89-1 块油藏低渗透(4.7 mD)岩心和原油,通过单管长岩心实验研究不同注入方式下的驱油效率。结果表明,水驱驱油效率为 33.5%,水驱后转 CO₂混相驱的驱油效率为 85.64%,初始 CO₂混相驱后转水驱的驱油效率为 79.58%,CO₂和水交替混相驱后转水驱的驱油效率为 81.56%,不同注入方式的 CO₂混相驱油效率皆可达到 80%,比水驱提高 46.5%。这是因为原油与 CO₂混相以后,降低了界面张力,CO₂可以驱替小孔隙中的原油,从而提高了驱油效率。应用史深 100 块油藏低渗透岩心(高渗管渗透率为 19 mD,低渗管渗透率为 8 mD)和原油,通过双管长岩心实验研究不同注入方式下的采收率。结果表明:近混相连续气驱最终采收率为 53.3%,其中高渗管采收率为 69%,低渗管采收率为 38%;近混相气水交替驱最终采收率为 60.8%,其中高渗管采收率为 75%,低渗管采收率为 43%;混相气水交替驱最终采收率为 62.9%,其中高渗管采收率为 79%,低渗管采收率为 49%,气水交替驱能够同时提高高渗管和低渗管采收率。这是因为水与 CO₂间存在界面张力,气水交替驱时大孔隙中发生水锁与气锁,使注入流体进入小孔隙,驱替小孔隙中的原油,提高波及体积,最终提高了采收率。因此,气水交替驱在抑制气窜、提高波及体积方面更具优势,但对于致密储层或水敏储层,由于注水压力过高,气水交替驱的应用受到一定限制。

2.5 CO₂驱过程中沥青质伤害实验

由于 CO₂的不断抽提作用,难溶的沥青、石蜡最

终沉淀出来,这是与 CO₂高效驱替效率相伴的主要副作用,可能引起地层损害和井眼堵塞。为评价胜利油田高 89 块油藏条件下沥青质伤害的影响,采用高 89 块地层原油,开展混相与非混相 2 种条件下的沥青质沉淀室内实验。研究表明,混相与非混相 2 种条件下 CO₂驱均有一定的沥青质沉淀,但其绝对含量很小(表 2)。同时,长岩心驱替实验也表明,在驱替过程中压力变化比较平缓,说明 CO₂驱过程中虽有微量沥青质沉淀析出,不会对储层造成伤害。CO₂驱过程中沥青质沉淀同时受到油藏流体性质、温压系统、开采条件等因素控制,对不同区块应该分别开展评价实验。

表 2 流体固相含量测试结果
Table2 Test results of fluid solid content

实验条件	压力 (MPa)	样品体积 (10 ⁻⁹ m ³)	样品密度 (10 ⁻⁶ kg/m ³)	测试固相含量(10 ⁻³ kg)	质量分数(%)
注 CO ₂ 前	17.5	48.821 2	0.738 6	0.015 8	0.04
		51.194 7	0.738 6	0.032 5	0.09
		53.014 3	0.738 6	0.020 0	0.05
		52.737 4	0.738 6	0.024 1	0.06
		54.874 5	0.738 6	0.029 7	0.07
		38.502 05	0.738 6	0.024 42	0.06
注 CO ₂ 后	35	5.075	0.738 6	0.010 7	0.29
		3.05	0.738 6	0.008 6	0.38

2.6 产出气回注对 CO₂驱油效率的影响

CO₂驱过程会伴随着 CO₂的产出,不同处理方式的经济性存在较大的差异,CO₂驱产出气直接回注是经济性较好的方式,但需要明确产出气直接回注对 CO₂驱开发效果的影响。通过室内实验研究了产出气中 CO₂含量与驱油效率的关系,实验用油选自高 89 块原油。结果(图 6)表明,当产出气中 CO₂含量小于 72%时,随着 CO₂含量增加,驱油效率快速增加,当产出气中 CO₂含量大于 72%时,随着 CO₂含量增加,驱油效率缓慢增加。因此,确定 CO₂驱产出气直接回注的含量界限为 72%,当产出气中 CO₂含量

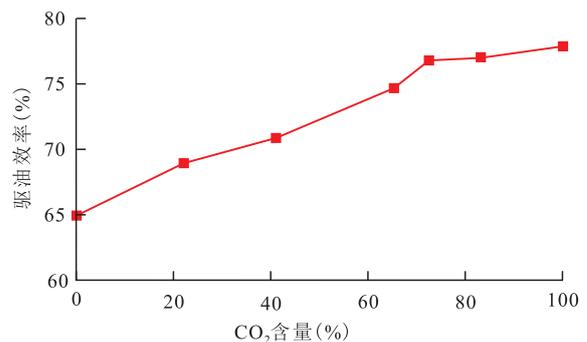


图 6 产出气回注时CO₂含量对驱油效率的影响
Fig.6 Effect of CO₂ concentration of produced gas reinjection on displacement efficiency

大于72%时,可直接回注,对驱油效率影响不大。

3 CO₂驱油藏工程优化设计技术

CO₂驱方案实施以前,需要开展油藏工程优化设计,编制油藏工程方案,以指导CO₂驱方案有效实施。胜利油田初步形成一套CO₂驱油藏工程优化设计技术。针对CO₂驱易气窜、波及体积低的问题,一方面从初期井网井距设计入手,确保井网井距与储层分布相适配,实现均衡驱替,另一方面优化注入方式,提高波及体积;针对CO₂驱油藏混相难的问题,通过压力水平、注采参数优化,提高油藏混相能力,最终达到提高采收率的目标。

3.1 CO₂驱井网适配优化

胜利油田主要在滩坝砂特低渗透油藏开展CO₂驱试验,该类油藏渗透率低(<5 mD),储量丰度低(<50×10⁴ t/km²),发育滩砂和坝砂2种微相,平面上滩砂连片发育,坝砂呈串珠状镶嵌于滩砂中,纵向上含油井段较长(50~100 m),砂泥岩互层,层多(15~25个)且薄(滩砂厚度为0.5~2 m,坝砂厚度为2~3 m)。以滩坝砂油藏为例,在滩坝砂储层描述的基础上,将滩坝砂储层划分为席状滩砂、土豆状坝砂、点状坝砂和条带状坝砂4类,同时考虑五点法、反七点法、反九点法3种井网形式,建立了不同类型滩坝砂储层与不同井网形式的匹配模式,通过数值模拟研究了不同匹配模式下CO₂驱波及系数、换油率、开发时间等参数。研究发现,纯滩砂和坝注滩采油藏适合采用反七点和反九点井网,合理采注井数比为2:1~3:1;纯坝砂和滩注坝采油藏适合采用五点和反七点井网,合理采注井数比为1:1~2:1。在实际油藏工程设计中,由于工区构造、断裂系统复杂,难以形成规则的井网形式,开展井网形式设计时往往采用不规则面积井网,采注井数比遵循上述合理采注井数比。

3.2 CO₂驱技术极限井距

确定井网形式后,需进一步确定注采井距。新区投产时需要打井,确定注采井距时,需要同时考虑技术上的有效动用与经济上的盈亏平衡,即同时考虑技术极限井距与经济极限井距^[22]。老区提高采收率项目基于目前老井,由于井距已定,往往开展注采井别优化及技术极限井距适应性评价。上述经济极限井距可结合CO₂驱产量模型通过一定方法进行计算,这里主要对CO₂驱技术极限井距计算方法进行论述。

综合考虑CO₂驱替方式和非线性渗流特征,建

立了CO₂驱极限泄油半径公式,CO₂驱技术极限井距等于2倍的极限泄油半径,即:

$$r_{CO_2} = r_{混相} + r_{非混相} = \alpha \times \frac{p_e - p_w}{(\alpha - 1) \times a_1 \left(\frac{k_g}{\mu_{o1}} \right)^{-b_1} + a_2 \left(\frac{k_g}{\mu_{o2}} \right)^{-b_2}} \quad (1)$$

式中: r_{CO_2} 为CO₂驱极限泄油半径,m; $r_{混相}$ 为混相区域半径,m; $r_{非混相}$ 为非混相区域半径,m; α 为泄油半径长度/混相带长度; $p_e - p_w$ 为生产压差,MPa; a_1, b_1 为混相带参数; a_2, b_2 为非混相带参数; k_g 为空气渗透率,mD; μ_{o1} 为混相区域黏度,mPa·s; μ_{o2} 为非混相区域黏度,mPa·s。

结合室内实验结果,计算得到了CO₂混相驱启动压力梯度与流度关系(图7),结合(1)式,即可计算得到CO₂驱技术极限井距图版(图8)。对于特低渗透储层,CO₂驱技术极限井距(300~600 m)约为水驱技术极限井距(100~200 m)的2~3倍。因此,CO₂驱可采用大井距开发部署。

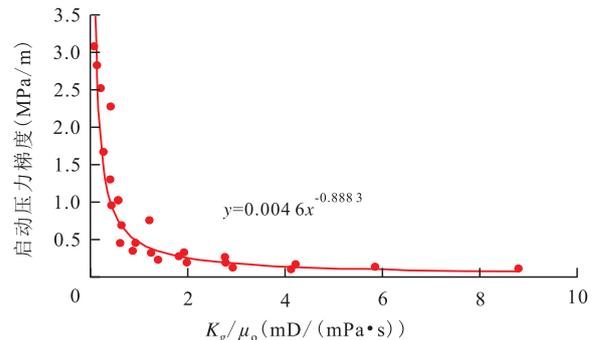


图7 CO₂驱启动压力梯度与流度关系

Fig.7 Relationship between threshold pressure gradient and fluidity of CO₂ flooding

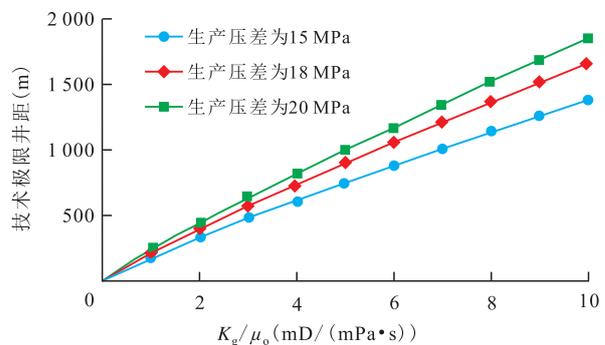


图8 CO₂驱技术极限井距图版

Fig.8 Technical limited well spacing of CO₂ flooding

3.3 注入方式优化

防止气窜是CO₂驱油藏工程设计考虑的重要原则之一,优化注入方式能够有效防止气窜。在史深100块精细油藏描述的基础上,建立该块地质模型,进而通过数值模拟方法,选取弹性开发、水驱、连续

气驱和气水交替驱4种注入方式进行对比研究。由不同注入方式的采收率统计结果(图9)可以看出,气水交替驱优于连续气驱,连续气驱优于水驱和弹性开发。长岩心驱替实验也得到类似的结论。因此对于能够有效注水的低渗透油藏,应优先选用气水交替注入方式。当储层渗透率较低,难以实现有效注水时,则采用连续气驱的注入方式,可同时考虑注采耦合,即注采“不见面”,注气的时候不采油,采油的时候不注气,抑制气窜的发生。

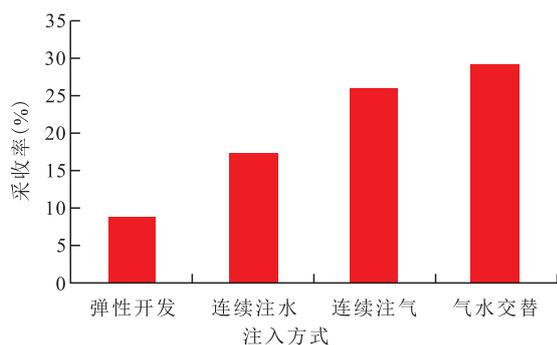


图9 注入方式与采收率关系

Fig.9 Relationship between injection mode and recovery

3.4 压力保持水平优化

针对具体的油藏,储层原油与CO₂的最小混相压力是一定的,此时地层压力的大小直接决定是否能够实现CO₂驱混相,影响CO₂驱驱油效率,因此有必要对地层压力保持水平进行优化。室内实验表明^[23],随着压力保持水平增高,最终采收率提高,气体突破时间略有减缓,因此CO₂驱地层压力应保持在较高压力水平。

根据滩坝砂特低渗透油藏地质特征,建立井组模型,利用油藏数值模拟方法研究不同压力保持水平对开发效果的影响。结果表明,地层压力保持水平越高,模型采收率越高,但当压力保持水平大于混相压力后,模型换油率随压力保持水平的升高而降低,因此,如果考虑换油率最高为目标,合理压力保持水平为1~1.1倍的混相压力。如果考虑经济效益最高为目标,即考虑油价(50美元/bbl)与CO₂气价(300元/t),合理压力保持水平为1.2~1.3倍的混相压力。对具体区块开展油藏工程优化时,可建立地质模型开展数值模拟研究,确定合理压力保持水平。

3.5 注采参数优化

区块合理注采速度同样可通过数值模拟^[24]研究确定。以胜利油田高89块为例,随着注气速度增加,采收率出现先增加后减小的现象,最优注气速度为20 t/d(图10);随着采油速度增加,采收率出现

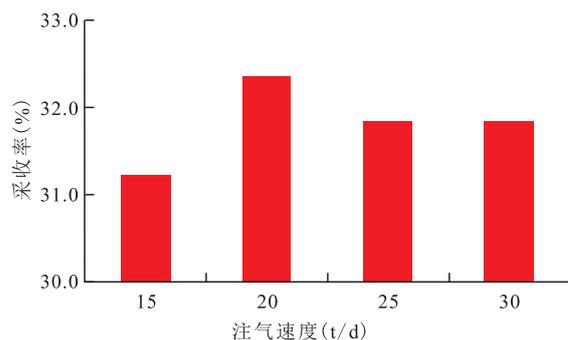


图10 高89块注气速度优化结果

Fig.10 Optimization results of gas injection rate in Gao89 Block

先增加后减小的现象,最优采油速度为5~10 t/d。

4 CO₂驱注采工艺和地面工程技术

4.1 免压井安全注气管柱

为保证CO₂注气安全,设计了免压井安全注气管柱(图11)。该管柱借助多功能注气阀及蝶板单向阀可以实现注气过程中防返吐,作业过程中免压井,进而实现安全注气;此外,能够实现反洗井更换环空保护液的功能,当油套环空注入含有缓蚀剂的环空保护液时,液体经反洗阀直接进入油管,后经油管返出井筒,从而达到保护油层的目的。

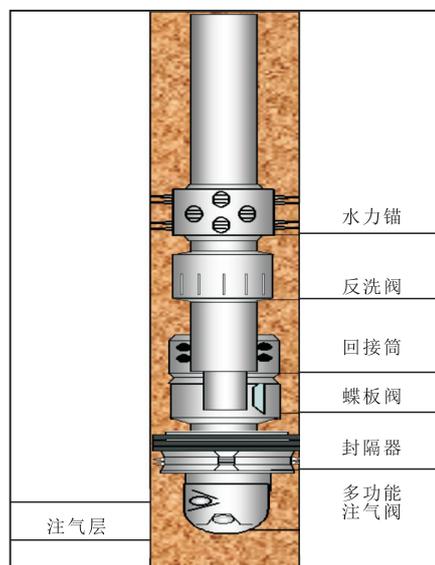


图11 免压井安全注气管柱结构

Fig.11 Structure diagram of gas injection string

4.2 多功能采油管柱

考虑CO₂驱生产井可能出现的气窜和腐蚀等问题,设计了CO₂驱多功能采油管柱。设计防腐泵及各种防腐井下配套工具,同时利用挂片器监测不同材料在井下环境的腐蚀状况;设计利用气锚降低泵吸入口油气比,提高泵效;同时设计了井下测压装置。

4.3 油气水多相条件下腐蚀控制技术

CO₂驱生产井产出气中CO₂含量增高,溶于地层水会生成酸性介质,导致管线腐蚀穿孔^[25],为有效控制CO₂腐蚀,利用自主研发的多功能环道式油气水多相流腐蚀模拟试验装置,研究了不同材质在CO₂驱油气水多相条件下的腐蚀规律,优选出经济可靠的碳钢+防腐涂层和玻璃钢的防腐方案,设计合成了改性咪唑啉复合型高效缓蚀剂,研发了双极性高抗离子渗透防腐涂层,形成一套CO₂驱注、采、输系统腐蚀控制技术。

5 CO₂驱矿场试验

目前,胜利油田在滩坝砂和浊积岩特低渗透油藏5个区块开展了CO₂驱矿场试验,其中,高89-1块和樊142-7-X4井组是开展较早的两个区块,数据资料丰富。

5.1 高89-1块特低渗透油藏CO₂驱试验

高89-1块位于正理庄油田西部,地质储量为170×10⁴ t,渗透率为4.7 mD,原油黏度为1.59 mPa·s,混相压力为28.9 MPa。试验设计五点法井网(图12),注采井距为350 m,油井14口,注气井11口,注气速度为20 t/d,设计注入量为0.33 PV,预计采收率由弹性驱的8.9%提高到26.1%,可提高17.2%。开展试验的目的是探索滩坝砂特低渗透油藏CO₂驱补充能量的可行性。

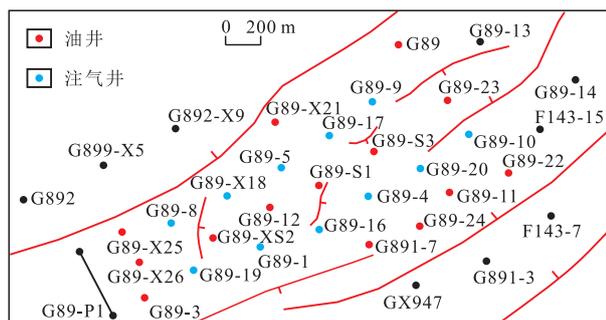


图12 高89-1块示范区井位部署图

Fig.12 Well location diagram of Gao89-1 Block in demonstration area

自2008年1月开始注CO₂,注气时地层压力为24 MPa,截至2019年9月,共有生产井15口,注入井11口,累积CO₂注入量为30.7×10⁴ t,区块采出程度为15.8%,中心井采出程度为18.6%,已提高采收率9.7%。高89-1块CO₂驱先导试验可划分为单井试注阶段、试验井组阶段、注采完善阶段和整体注气阶段。单井试注阶段和试验井组阶段产量较高,注采完善后,抑制了产量的递减。14口油井见效,试

验区累积增油量为6.9×10⁴ t(图13),换油率为0.23。

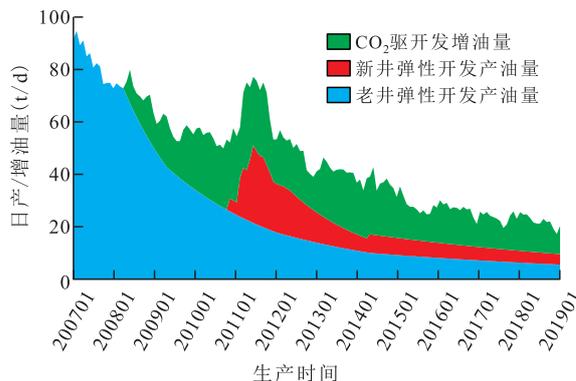


图13 高89-1块生产曲线

Fig.13 Production curves of G89-1 Block

5.2 樊142-7-X4井组CO₂混相驱试验

樊142-7-X4井组位于正理庄油田高89-1块东部,井组含油面积为0.94 km²,试验含油层系为沙四段上亚段1砂组,地质储量为32.6×10⁴ t,空气渗透率为1.2 mD。樊142-7-X4井组东北部发育坝砂,西南部发育滩砂。井组包含注气井1口、油井6口,注采井距为243~676 m,其中,注气井未压裂投注。由于高89-1块未达到混相压力,属于近混相驱,樊142-7-X4井组的试验目的为试验CO₂混相驱注采能力及开发效果。

2013年6月开始注气,注气前地层压力为17 MPa,6口油井关井恢复地层压力,并下入电子压力计监测油井地层压力恢复状况,连续监测1800余天。注气速度为15~30 t/d,截至2016年底,CO₂累积注入量为1.9×10⁴ t,油井地层压力恢复至33.7 MPa(1.07MMP),已实现混相驱(混相压力为31.65 MPa)。通过数值模拟与试井解释等方法,在拟合地层压力变化的基础上,对CO₂驱混相压力、组分、相前缘进行预测,指导了油井工作制度的确定。

2016年11月起,对见效的3口油井陆续开井,自喷生产,日产油量为5~6 t/d(图14),远大于注气前产量(泵抽1 t/d)。截至2019年9月,井组CO₂累积注入量为3.9×10⁴ t,累积增油量为0.7×10⁴ t,阶段累积注入量为1.9×10⁴ t,阶段换油率为0.37。

6 结论

建立CO₂驱油藏适应性评价标准,实现CO₂驱油藏适应性多因素定量评价。形成了系统的CO₂驱室内评价技术,开展了CO₂与地层油的相特性、混相压力测试、长岩心驱油实验、沥青质伤害等室内实验研究。发现了CO₂驱油藏产出气回注对驱油效果

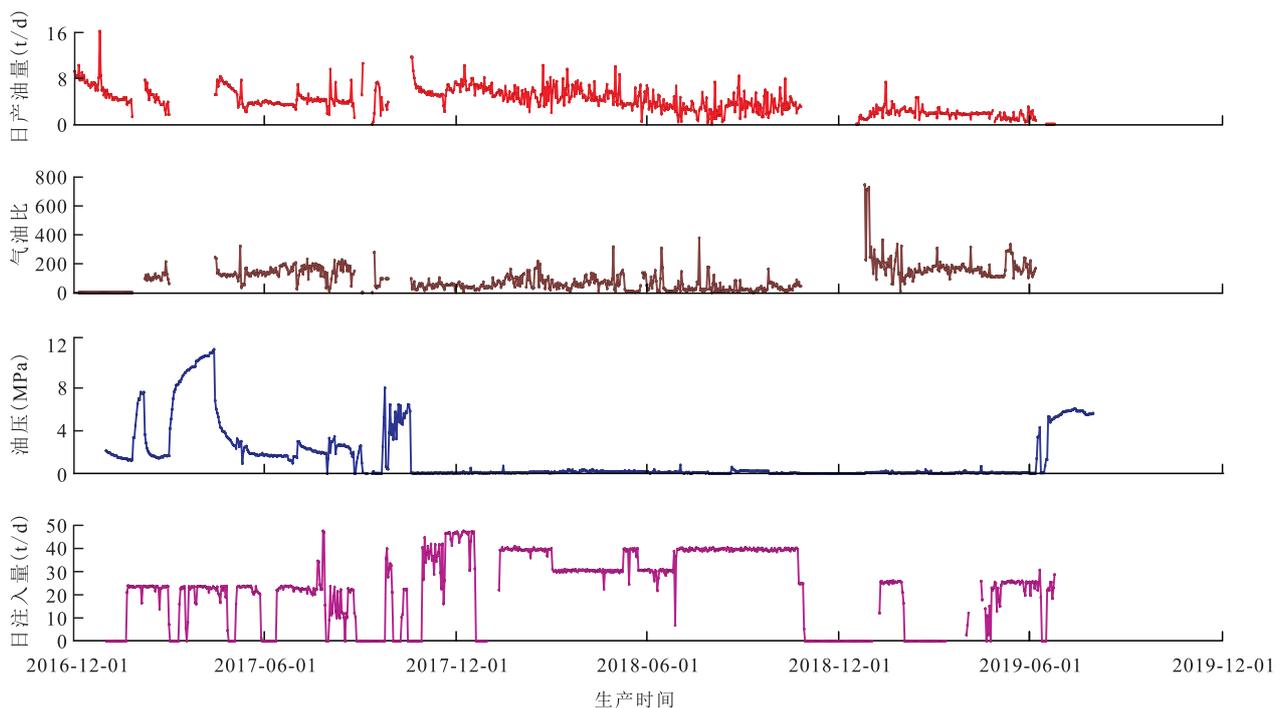


图14 樊141-1井生产曲线

Fig.14 Production curves of Well Fan141-1

的影响机制,提出油井产出气中 CO_2 含量达到72%时可直接回注。建立了考虑混相特征和非线性渗流双控条件下的技术极限井距计算方法,形成了 CO_2 驱井网适配优化、合理压力水平优化和注采参数优化等技术。配套完善了 CO_2 驱注采工艺管柱及 CO_2 驱注、采、输系统腐蚀控制技术,为 CO_2 驱油与封存提供保障。

高89-1块和樊142-7-X4井组 CO_2 驱取得较好开发效果,验证了 CO_2 驱提高采收率技术的可靠性。

参考文献

- [1] 小斯托卡F I.混相驱开发油田[M].王福松,译.北京:石油工业出版社,1989.
STALKUP F I. Oilfield development by miscible flooding [M]. WANG Fusong, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [2] 杨承志,岳清山,沈平平.混相驱提高石油采收率:上册[M].北京:石油工业出版社,1991.
YANG Chengzhi, YUE Qingshan, SHEN Pingping. Enhance oil recovery by miscible flooding: Volume 1 [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [3] WHORTON L, BROWNSCOMBE E R, DYES A B. Method for producing oil by means of carbon dioxide: US 2623596[P]. 1952-12-30.
- [4] 江怀友,沈平平,陈立滇,等.北美石油工业二氧化碳提高采收率现状研究[J].中国能源,2007,29(7):30-34.
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, CHEN Lidian, et al. The status of EOR technology using CO_2 in North American oil industry [J]. Energy of China, 2007, 29(7): 30-34.
- [5] 件元兵,胡丹丹,常毓文,等. CO_2 驱提高低渗透油藏采收率的应用现状[J].新疆石油天然气,2010,6(1):36-39,54.
WU Yuanbing, HU Dandan, CHANG Yuwen, et al. Application status of CO_2 flooding in low permeability reservoir to enhance oil recovery [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2010, 6(1): 36-39, 54.
- [6] 江怀友,沈平平,卢颖,等. CO_2 提高世界油气资源采收率现状研究[J].特种油气藏,2010,17(2):5-10.
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, LU Ying, et al. Present situation of enhancing hydrocarbon recovery factor by CO_2 [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(2): 5-10.
- [7] LANGSTON M V, HOADLEY S F, YOUNG D N. Definitive CO_2 flooding response in the SACROC unit [R]. SPE 17321, 1988.
- [8] 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):6-12.
GAO Huimei, HE Yingfu, ZHOU Xisheng. Research progress on CO_2 EOR technology [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(1): 6-12.
- [9] 毕卫宇,张攀峰,章杨,等.低渗透油田用 CO_2 气溶性泡沫体系研发及性能评价[J].油气地质与采收率,2018,25(6):71-77.
BI Weiyu, ZHANG Panfeng, ZHANG Yang, et al. Development and performance evaluation on CO_2 -soluble surfactant foam system for low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 71-77.
- [10] TABER J J, MARTIN F D. EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects [J]. SPE Reservoir Engineering, 2001, 12(3): 189-198.
- [11] JARRELL P M, FOX C, STEIN M H, et al. Practical aspects of CO_2 flooding [J]. Society of Petroleum Engineers, 2002, 22: 214.
- [12] 李孟涛,张英芝,杨志宏,等.低渗透油藏 CO_2 混相驱提高采收

- 率试验[J].石油钻采工艺,2005,27(6):43-46.
- LI Mengtao, ZHANG Yingzhi, YANG Zhihong, et al. Research on CO₂ miscible flooding to enhance oil recovery in low permeability reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27 (6):43-46.
- [13] 杨光宇, 汤勇, 李兆国, 等. 系线法研究CO₂驱最小混相压力影响因素[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3):32-35.
- YANG Guangyu, TANG Yong, LI Zhaoguo, et al. Study on factors affecting minimum miscibility pressure of CO₂ flooding by tie-line analysis [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9 (3):32-35.
- [14] 巢忠堂, 陈其荣, 刘爱武, 等. 注CO₂提高采收率机理室内研究[J]. 江汉石油学院学报, 2003, 25(增刊下):66-67.
- CHAO Zhongtang, CHEN Qirong, LIU Aiwu, et al. Laboratory study of enhanced oil recovery mechanism of CO₂ injection [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2003, 25(SupplementB): 66-67.
- [15] 郝永卯, 薄启炜, 陈月明. CO₂驱油实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2):110-112.
- HAO Yongmao, BO Qiwei, CHEN Yueming. Laboratory investigation of CO₂ flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2):110-112.
- [16] 李振泉, 李相远, 袁明琦, 等. 商13-22单元CO₂驱室内实验研究[J]. 油气采收率技术, 2000, 7(3):9-11.
- LI Zhenquan, LI Xiangyuan, YUAN Mingqi, et al. Study on laboratory experiments of CO₂ drive in Shang13-22 unit [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2000, 7(3):9-11.
- [17] 唐万举, 邓学峰, 卢瑜林, 等. 致密储层CO₂驱油实验[J]. 断块油气田, 2018, 25(6):757-760.
- TANG Wanju, DENG Xuefeng, LU Yulin, et al. Oil displacement experiment of CO₂ flooding in tight reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(6):757-760.
- [18] 章星, 韩磊, 周栋华, 等. CO₂细管驱油实验混相动态特征表征方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(1):122-127.
- ZHANG Xing, HAN Lei, ZHOU Donghua, et al. Characterizing method of the dynamic characteristics of CO₂ slim-tube miscible oil flooding test [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1):122-127.
- [19] 吕成远, 王锐, 赵淑霞, 等. 低渗透油藏CO₂非混相驱替特征曲线研究[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(5):111-114.
- LÜ Chengyuan, WANG Rui, ZHAO Shuxia, et al. Study on displacement characteristic curve in CO₂ immiscible flooding for low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5):111-114.
- [20] 赵凤兰, 张蒙, 侯吉瑞, 等. 岩心驱替实验法测定低渗透油藏CO₂近混相最小混相压力[J]. 油田化学, 2018, 35(4):665-670.
- ZHAO Fenglan, ZHANG Meng, HOU Jirui, et al. Determination of minimum miscible pressure in carbon dioxide near-miscible region in low permeability reservoirs by core displacement experiment [J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(4):665-670.
- [21] 邓瑞健, 齐桂雪, 谭肖, 等. 烃组分对CO₂驱最小混相压力的影响[J]. 石油与天然气化工, 2018, 47(6):59-63.
- DENG Ruijian, QI Guixue, TAN Xiao, et al. Influence of hydrocarbon components on the minimum miscibility pressure of CO₂ flooding [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2018, 47(6): 59-63.
- [22] 苑志旺. 低渗油藏CO₂驱合理技术注采井距探讨[J]. 钻采工艺, 2018, 41(3):45-47.
- YUAN Zhiwang. Study on reasonable injection-production well spacing during CO₂ flooding in low-permeability reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(3):45-47.
- [23] 郭平, 黄宇, 李向良. 渗透率及压力对低渗油藏CO₂驱油效率的影响[J]. 断块油气田, 2013, 20(6):768-771.
- GUO Ping, HUANG Yu, LI Xiangliang. Influence of permeability and pressure on CO₂ displacement efficiency in low permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(6):768-771.
- [24] 文星, 刘月田, 田树宝, 等. 特低渗透油藏CO₂驱注采参数优化设计[J]. 陕西科技大学学报:自然科学版, 2015, 33(3):116-120, 134.
- WEN Xing, LIU Yuetian, TIAN Shubao, et al. Injection-production parameters optimization of CO₂ flooding in extra-low permeability reservoir [J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology: Natural Science Edition, 2015, 33(3):116-120, 134.
- [25] 韩霞. 高89区块CO₂驱地面生产系统腐蚀分析与控制[J]. 油气田地面工程, 2012, 31(11):11-13.
- HAN Xia. Corrosion analysis and control of ground production system in CO₂ flooding in G89 block [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2012, 31(11):11-13.