

文章编号:1009-9603(2021)03-0096-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.03.012

基于成本重构的化学驱油项目 效益后评价方法及应用

肖武¹, 邴绍献¹, 赵小军¹, 张明安¹, 杨鹏鹏²

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015;2.西安外国语大学能源企业研究所,陕西西安710128)

摘要:低油价下化学驱油项目能否大规模效益开发存在较大争议,为此针对已实施项目开展了效益后评价分析,评价结果是否合理的关键是成本取值问题。按照评价起始年成本水平,建立不同成本要素和开发指标关系,重新计算已实施项目的历史成本,再根据开发规律对未来成本进行预测,实现项目全周期成本重构,在此基础上构建了化学驱油项目效益后评价方法,并对已实施部分化学驱油项目进行了效益后评价。评价结果表明,低油价下化学驱油项目能够取得较好的经济效益,吨油成本比相同含水率的水驱单元下降了10%~20%,油价为40美元/bbl时的化学驱油项目吨聚增油量经济界限约为15 t/t,胜利油田满足该条件的化学驱资源潜力较大,低油价下化学驱仍具有较大推广前景;进一步分析表明,油价波动对化学驱油项目的效益影响较小,通过优化药剂用量、延长见效高峰期能够显著提高项目效益。

关键词:化学驱油;成本重构;全周期;效益后评价;低油价

中图分类号:TE32²

文献标识码:A

Post-project evaluation of chemical flooding projects based on cost reconstruction and its application

XIAO Wu¹, BING Shaoxian¹, ZHAO Xiaojun¹, ZHANG Ming'an¹, YANG Pengpeng²

(1.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2.Chinese and Foreign Energy Enterprises Research Institute, Xi'an International Studies University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710128, China)

Abstract: Whether chemical flooding projects can gain large-scale benefits at low oil prices is under heated discussion. For this reason, post-project evaluation has been carried out for some implemented projects, and the key to reasonable evaluation results is the cost value. According to the cost level in the starting year of evaluation, the relationship between cost elements and development indicators is established to recalculate the historical cost of the projects. Then, in light of the development law, future cost is predicted to reconstruct the life cycle cost of the projects. On this basis, a post-project evaluation method for chemical flooding projects is proposed for some chemical flooding projects that have been implemented. Results show that chemical flooding projects can get very good economic benefits at low oil prices, and the cost per ton of oil is 10%–20% lower than that of water flooding units with the same water cut. In addition, when the oil price is 40 \$/bbl, the economic limit on oil increment per ton of polymer for chemical flooding projects is about 15 t/t. The chemical flooding resources that meet this requirement in Shengli Oilfield have great potential, and chemical flooding at low oil prices still has great prospects of promotion. Further analysis indicates that the fluctuation in oil prices has little impact on the benefits of chemical flooding projects, and their benefits can be significantly improved by optimizing the dosage of reagents and extending their peak periods of working.

Key words: chemical flooding; cost reconstruction; life cycle of project; post-project evaluation; low oil price

收稿日期:2020-12-21。

作者简介:肖武(1975—),男,江西萍乡人,高级工程师,博士,从事油气田开发及战略规划研究。E-mail:xiaowu.slyt@sinopec.com。
基金项目:中国石化科技攻关项目“老油田潜力评价与规划优化方法研究及应用”(P20070-3)。

20世纪90年代以来,以大庆油田和胜利油田为代表的东部老油田通过持续攻关,实现了以聚合物驱和复合驱为主的化学驱油技术的工业化推广应用,为高含水老油田进一步提高采收率发挥了重要的作用。其中,大庆油田在化学驱油方面重点发展了聚合物驱和三元复合驱技术,2019年年产油规模超过 $1\ 000\times 10^4$ t。胜利油田先后发展了聚合物驱、二元复合驱和非均相复合驱技术,截至2019年底已覆盖石油地质储量 5.3×10^8 t,累积增油量超过 $3\ 000\times 10^4$ t,年产油量达到 230×10^4 t。

随着化学驱油技术不断创新,适应领域不断拓展^[1-5],实施阵地逐步转向高温、高盐、高黏、中低渗透油藏,聚合物、表面活性剂、PPG等药剂注入量持续增加,投入逐年增加,吨聚增油量下降,经济效益逐渐变差,化学驱油项目的经济性受到越来越多关注,尤其是在低油价条件下,化学驱油项目能否实现经济有效推广、对油田的成本影响如何^[6-9]、不同技术优化方向等问题都面临较大争议,因此,需要开展化学驱油项目效益后评价方法研究^[10-13],客观认识不同化学驱油项目的经济性。而目前对化学驱油项目经济效益的认识主要停留在单个项目编制可行性研究方案过程中开展的经济评价上,只关注技术经济条件下是否经济可行;与此同时,不同时期实施的化学驱油项目受到经济评价条件和成本参数取值标准差异的影响,不同化学驱油项目经济效益评价的结果之间不具有可对比性,较难形成对化学驱油技术整体效益的认识。为此,笔者提出了基于成本重构的化学驱油项目效益后评价方法,选取部分已实施的化学驱油项目进行经济效益评价,对比不同化学驱油项目实施后的成本状况和经济效益,研究化学驱油项目开发经济运行规律及影响经济效益的主要因素,为低油价下化学驱油项目规模化推广及效益优化提供借鉴。

1 成本重构法的提出

不同时期投入的化学驱油项目,经济效益难以直接进行对比,主要存在2方面的问题:①项目实施的时间不同。由于物价因素的影响,造成按照当时的成本水平进行评价的结果不具有可比性。从“十五”初期到“十三五”末期,物价指数上涨了1.53倍,物价变化对成本的影响较大,因此不同时期投入的化学驱油项目经济效益要进行有效的对比分析,合理消除物价因素的影响是关键问题之一。②

不同项目效益后评价中成本的取值是影响经济评价结果的重要因素。化学驱油项目的经济效益评价通常是采取增量法,其中收入增量可根据实施后的增油量来确定,增油量的确定方法研究较多^[14],也较为成熟,但增量成本研究较少,大多是简单地考虑药剂成本的增加,未考虑实施化学驱油项目后的降液降水效果对成本的影响。要准确认识化学驱油项目的经济效益,合理确定成本是亟待解决的关键问题。

针对以上问题,提出了在化学驱油项目效益后评价中采用成本重构的思路,通过成本和开发指标关系研究,按照评价时的实际成本水平,重新计算已实施化学驱油项目的历史成本,包括项目成本、基础水驱成本和增量成本,并依据化学驱油项目实施后的开井数、产液量、产油量等指标变化规律^[15-18],对未来成本进行预测,从而实现项目全周期成本的重构。成本重构法既消除了物价因素对效益分析的干扰,又同时实现了化学驱油项目成本、基础水驱成本和增量成本的合理确定。

2 化学驱油项目开发规律

2.1 产液量变化规律

由于注入聚合物之后,驱替相黏度大幅度增加,渗流阻力增加,导致油层的产液能力下降。同时为了确保均衡驱替,初期一般都采取控制产液量生产,后期随着含水率逐渐上升,为了持续保持增油效果再逐步提高单井日产液量。从无因次单井日产液量变化(图1)可以看出,从注聚合物开始,单井日产液量呈持续下降态势,最低下降到注聚合物前水驱的60%~80%;随着注聚合物结束转入后续水驱阶段后,大部分单元日产液量逐步回升,直至恢复到注聚合物前水驱的日产液量。

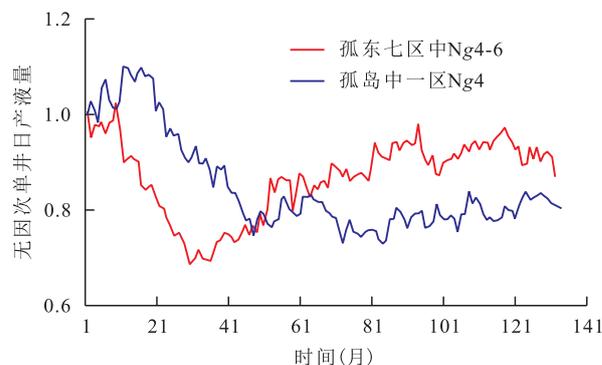


图1 胜利油田化学驱油项目无因次单井日产液量变化
Fig.1 Changes in dimensionless single-well daily fluid production of chemical flooding projects in Shengli Oilfield

2.2 产油量变化规律

化学驱油项目依据产量变化特征可划分为见效前期、见效高峰期和见效后期等3个阶段(图2)。见效前期约为注聚合物开始后的20个月左右,在该阶段后期单井日产油量出现明显的上升趋势;见效高峰期一般维持50~60个月,该阶段内单井日产油量大幅度上升,并且保持在高位运行,当单井日产油量接近见效前期水平时即进入见效后期,该阶段单井日产油量维持在较低水平且递减较快。见效高峰期增油量占化学驱油项目增油量的60%以上,是化学驱油项目增油的重要阶段。

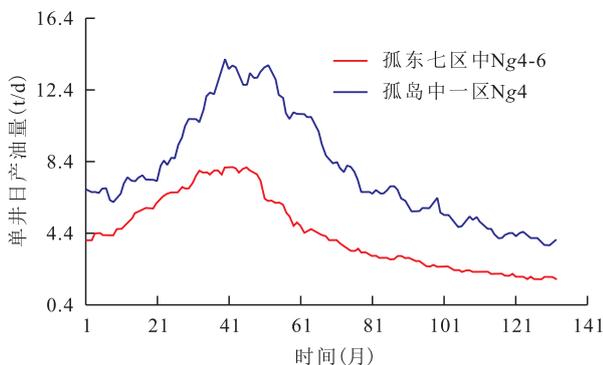


图2 胜利油田化学驱油项目单井日产油量变化

Fig.2 Changes in single-well daily oil production of chemical flooding projects in Shengli Oilfield

3 成本重构模型构建

化学驱油项目成本按照产量构成分为基础水驱成本和增量成本。基础水驱成本按照要素属性可分为固定成本和可变成本,固定成本是指开发过程中变化相对较小的成本,主要包括生产工人工资、职工福利费、井下作业费、测井试井费、维护及修理费、其他直接费、厂矿管理费用等。可变成本是指随产油量、产液量等开发指标变化而变动的成本部分,主要包括材料费、燃料费、动力费、驱油物注入费、稠油热采费、轻烃回收费、油气处理费、运输费等。固定成本受开井数影响较大,在后期开采中变化较小;可变成本主要与产液量、产油量紧密相关。固定成本约占总成本的60%,可变成本约占总成本的40%。增量成本主要包括井网调整、注聚合物设施设备投资形成的折旧折耗、化学药剂费、动力费、杀菌剂费、清水费、注聚合物设施的修理费、注聚合物效果测试费、井下措施作业费、其他开采费等。增量成本按照影响因素可分为与投资相关的折旧费用、财务费,与注入药剂用量相关的药剂费、与注聚合物井相关的维护、修理、作业费用,

以及与增油量有关的油气处理费、运输费、动力等费用。统计结果表明,化学驱油项目增量成本主要是化学剂费用,约占总增量成本的65%,折旧折耗约占20%,其他增量成本约占15%。

3.1 基础水驱成本模型

胜利油田已实施的化学驱油项目基础水驱主要为高含水水驱油藏,影响该油藏成本的主要因素为产液量和开井数,当开井数不变时,则产液量是影响成本的主要因素,根据成本重构思路,按照评价起始年的成本水平,测算吨液可变成本和单井固定成本。单井固定成本可按照项目所在单元实际平均值取值,并保持不变。吨液可变成本需研究产液量变化与成本变化之间的关系,通过对胜利油田高含水水驱油藏分析发现,吨液可变成本与单井日产液量呈幂指数关系(图3)。随着单井日产液量的增加,吨液可变成本降低,总成本上升。

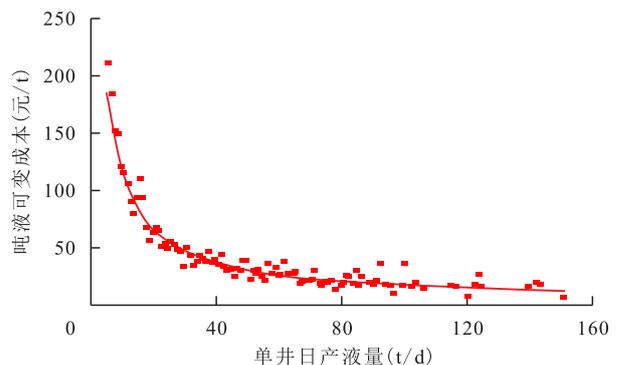


图3 高含水水驱油藏吨液可变成本和单井日产液量的关系

Fig.3 Relationship between variable cost per ton of fluid and single-well daily fluid production in water drive reservoirs with high water cuts

利用回归方程得到吨液可变成本表达式为:

$$C_L = kL^j \tag{1}$$

基础水驱成本表达式为:

$$C_w = n_w C_g + T_D LC_L \tag{2}$$

基础水驱全周期平均吨油成本表达式为:

$$C_{wo} = \frac{\sum_{i=1}^T C_{wi}}{\sum_{i=1}^T Q_{wi}} \tag{3}$$

应用模型计算了胜利油田化学驱油项目基础水驱成本随单井日产液量和含水率变化状况(图4),研究结果表明:高含水后期,相同单井日产液量条件下,随含水率上升,吨油成本急速上涨;相同含水率条件下,单井日产液量越高,吨油成本越低。

3.2 增量成本模型

化学驱油项目增量成本包括直接增量和间接

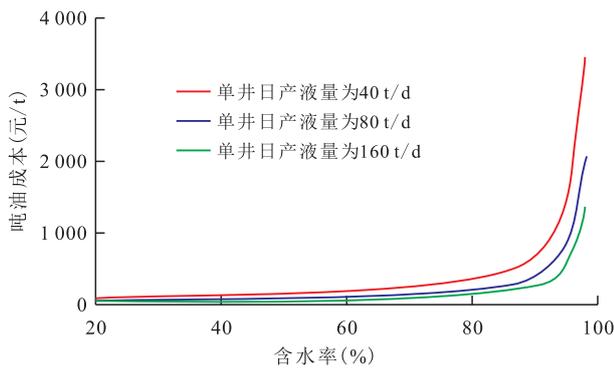


图4 水驱油藏含水率和吨油成本的关系

Fig.4 Relationship between water cuts and cost per ton of oil in water flooding reservoirs

增量,直接增量主要为化学药剂费、清水费等,可以按照实际用量和评价起始年单位价格进行成本重构,间接增量主要包括:①投资形成的分摊成本,即新增折耗,按照经济可采储量计提折耗的方法进行计算。②实施化学驱油项目后基础水驱增量成本,参考基础水驱成本计算模型,考虑实施化学驱油项目后对单井固定成本和吨液可变成本的影响来进行计算。通过对胜利油田已实施化学驱油项目成本变化跟踪分析,基础水驱增量成本主要与单元液量、含水率变化紧密相关,含水率越高,增量成本也越高。

直接增量成本表达式为:

$$C_a = \sum_{i=1}^n P_i V_i \quad (4)$$

新增折耗表达式为:

$$C_d = Q \frac{I}{N_p} \quad (5)$$

其中:

$$N_p = N(EOR_p - EOR_w) - \frac{q_{min}}{D} \quad (6)$$

$$q_{min} = \frac{C_g}{\left(P_o - T_{ax} - \frac{C_L}{1 - f_w}\right)\beta} \quad (7)$$

基础水驱增量成本表达式为:

$$C_{wa} = C_{wp} - C_w \quad (8)$$

化学驱油项目成本等于基础水驱成本和增量成本之和,其表达式为:

$$C_p = C_w + C_a + C_d + C_{wa} \quad (9)$$

从(9)式可得化学驱油项目全周期平均吨油成本表达式为:

$$C_{po} = \frac{\sum_{i=1}^T C_{pi}}{\sum_{i=1}^T Q_{pi}} \quad (10)$$

3.3 成本对比

应用成本重构法,分析了9个胜利油田已实施化学驱油项目成本,并按照聚合物驱、二元复合驱和非均相复合驱进行了分类评价。

以GDNQ-KDZJ项目为例,从年度看,化学驱油项目成本相对水驱先高后低(图5),但评价期内吨油成本比水驱低,GDNQ-KDZJ项目全周期水驱平均吨油成本为2528元/t,实施化学驱后全周期项目平均吨油成本为1848元/t,下降26.9%。

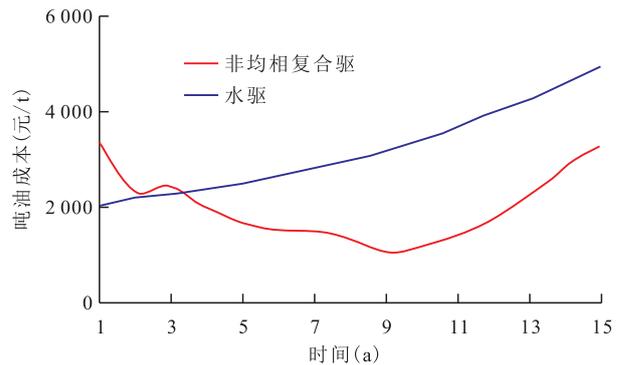


图5 GDNQ-KDZJ项目吨油成本的变化

Fig.5 Changes in operating cost per ton of oil for GDNQ-KDZJ project

从吨油成本构成变化看,油藏实施化学驱后,吨油增量成本增加,但由于产油量大幅度提高,其他部分吨油成本大幅度下降(表1)。

表1 化学驱与基础水驱成本构成对比
Table1 Cost comparison between chemical flooding and water flooding 元/t

单位成本构成	水驱	化学驱	差值
运行成本	579	262	-317
增量成本	289	929	640
人工成本	552	335	-217
折耗	728	266	-462
费用	380	56	-324
完全成本	2528	1848	-680

化学驱油项目全周期平均吨油成本与基础水驱成本相比下降幅度为15%~30%(表2),聚合物驱、二元复合驱和非均相复合驱由于实施对象越来越复杂,吨聚增油量下降,但项目实施后均能较大幅度地降低吨油成本。

表2 不同化学驱油项目和基础水驱成本的对比
Table2 Cost comparison between different chemical flooding and water flooding projects

项目	吨聚增油量(t/t)	水驱单位成本(元/t)	化学驱油单位成本(元/t)	化学驱油与水驱比值
聚合物驱	25~38	1178~1777	953~1371	0.71~0.82
二元复合驱	18~34	1136~2244	1640~3264	0.75~0.83
非均相复合驱	15~26	1483~2902	2361~4237	0.77~0.85

按照化学驱油项目实施前含水率的状况,对比相同含水率条件下胜利油田整装油藏水驱单元的吨油成本(图6),研究结果表明,化学驱油项目吨油成本比相同含水率水驱单元下降了10%~20%,进一步验证了化学驱油项目的降本作用。

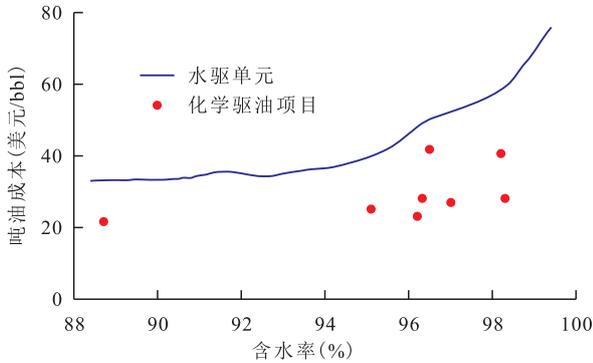


图6 化学驱和整装油藏水驱单元的吨油成本对比

Fig.6 Cost per ton comparison between chemical flooding and water flooding units in uncompartmentalized reservoirs

采用成本重构法分析化学驱油项目成本,去除了经济因素和会计核算政策变化对成本的扰动,真实反映了化学驱油项目开发效果变化对成本的影响,有助于客观认识化学驱油项目成本和基础水驱成本变化规律,明晰化学驱油项目规模化推广对油田吨油成本的影响。

4 化学驱油项目效益后评价

4.1 评价方法

应用现金流法分别评价基础水驱、增量和项目效益指标,关键是确定现金流入和流出,现金流入按照实际的开发效果和给定的油价进行计算,现金流出应用成本重构的方法对不同时期实施的化学驱油项目按照评价起始年成本水平进行重构。先计算基础水驱现金流入和流出,再计算增量现金流入和流出,最后形成化学驱油项目现金流入和流出,依据净现金流计算财务内部收益率、财务净现值和利润主要经济评价指标。

应用成本重构法计算基础水驱、增量和项目净现金流表达式分别为:

$$NCF_w = CI_w - C_w - T_{ax} \quad (11)$$

$$NCF_a = CI_a - I - C_a - C_{wa} - T_{ax} \quad (12)$$

$$NCF_p = NCF_w + NCF_a \quad (13)$$

经济指标计算式分别为:

$$\sum_{t=1}^n NCF_t (1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (14)$$

$$NPV = \sum_{t=1}^n NCF_t (1 + i_c)^{-t} \quad (15)$$

$$NP = \sum_{t=1}^n (CI - C_o - C_d - T_{ax})_t \quad (16)$$

调整化学驱油项目增油量,直到项目净现值为0,计算项目盈利需要的最小累积增油量,则吨聚增油量经济界限表达式为:

$$\sum_{t=1}^n (q_{pt} P_o - C_w - C_a - C_{wa}) (1 + i_c)^{-t} = 0 \quad (17)$$

$$V_{min} = \frac{Q_{min}}{V} \quad (18)$$

4.2 实例应用

选取胜利油田已实施的9个化学驱油项目开展效益评价,重点分析4个方面:①分析在低油价下化学驱油项目效益状况如何,从而为制定化学驱油项目进一步开发提供技术支持。②分析影响化学驱油项目效益的因素,为化学驱油项目优化提供指导。③油价波动对化学驱油项目效益的影响如何。④计算化学驱油项目吨聚增油量经济界限,为聚合物注入量优化提供支持。成本重构法能较好地满足以上要求,通过重置成本消除了不同时期投产项目的时间因素影响,充分反映化学驱不同驱油技术开发效果对经济效益的影响,实现不同技术和不同项目之间的对比分析。

按照评价起始年成本水平进行成本重构,油价取50美元/bbl,其他经济参数按照国家有关规定,评价结果见表3。

表3 化学驱油项目效益评价

Table3 Benefit evaluation results of chemical flooding projects

驱油技术	项 目	内部收益率(%)	净现值 (10 ⁴ 元)	利润 (10 ⁴ 元)	吨聚增油量(t/t)
聚合物驱	GDNQ-KDZJ	41.5	15 250	26 316	31.6
	GDXQ-KDZJ	57.2	38 912	70 289	37.7
	FYT-JHW	53.6	96 660	249 331	29.4
二元复合驱	GDZEB-KDZJ	47.9	95 879	231 754	27.4
	GDZEE-KDZJ	38.8	90 572	163 833	22.2
	GDZYQ-KDZJ	36.3	19 034	33 201	19.5
	GDEQ-KDZJ	27.4	19 794	63 138	17.8
非均相复合驱	GDQQX-KDZJ	7.8	-52	2 802	12.1
	GDQQZ-KDZJ	40.9	19 481	37 484	24.9

从评价结果看,按照目前的成本水平和经济条件,9个化学驱油项目中,仅有1个财务内部收益率低于8%,化学驱油项目在低油价下依然能够取得较好的经济效益。

全周期开发经济规律表明,化学驱油项目见效高峰期产油量高,占总产油量的60%左右;吨油成

本低,吨油成本最大降幅超过50%;现金流大,约占项目总净现金流量的80%(图7)。因此化学驱油项目实施过程中,应及时跟踪驱油效果,可适当加大聚合物注入量,并做好优化,尤其是非均相复合驱,要做好药剂用量和不同药剂结构之间的优化,尽可能延长见效高峰期,提高开发效益^[19-20]。

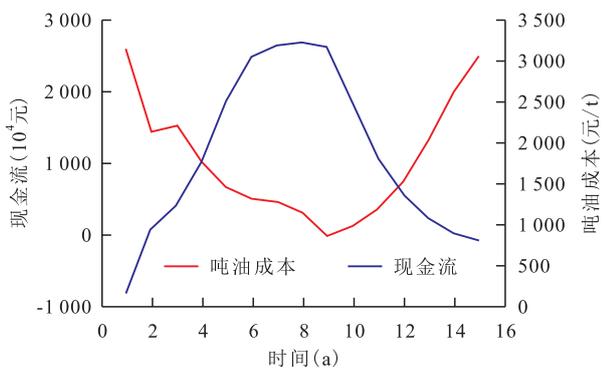


图7 化学驱油项目吨油成本和现金流的变化

Fig.7 Changes in cost per ton of oil and cash flow of chemical flooding projects

吨聚增油量既是影响化学驱油项目效益的重要指标,同时也是编制开发方案过程中能快速得到的指标,因此,通过对已实施化学驱油项目的跟踪分析,应用基于成本重构的化学驱油项目效益后评价方法,将吨聚增油量与化学驱油项目的经济效益进行转换、对应,得到不同油价、不同药剂价格下吨聚增油量的经济界限图版^[21-22](图8),当油价为40美元/bbl时的化学驱油项目吨聚增油量经济界限约为15 t/t,胜利油田满足该条件的化学驱资源潜力较大,低油价下化学驱仍具有较大推广前景。

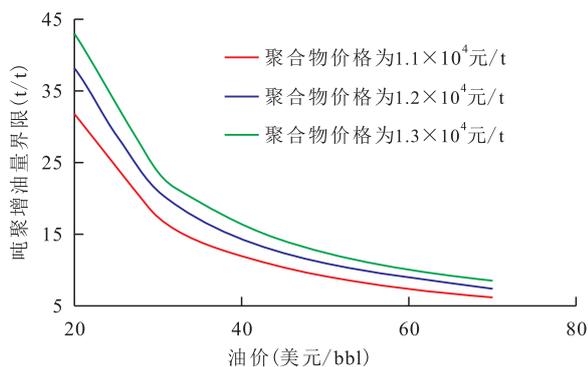


图8 不同油价、不同药剂价格下吨聚增油量的经济界限图版

Fig.8 Economic limit on oil increment per ton of polymer at different oil and reagent prices

4.3 油价波动对效益的影响

油价是影响化学驱油项目效益的重要因素,为了研究油价波动对化学驱油项目效益的影响,应用成本重构消除了其他经济因素的影响,根据已实施化学驱项目的实际开发规律,建立了化学驱项目

效益评价的概念模型,假设3种油价波动模式,分别是油价从高点开始下降波动,稳定不变和油价从低点开始上升波动,为了具有更好的对比性,3种模式的平均油价均为50美元/bbl(图9)。其评价结果3种模式的净现值分别为15 485,14 278和12 203×10⁴元。相对油价大幅度波动,经济效益差异较小,其原因为化学驱油项目投入高峰期和产出高峰期不一致,平滑了油价对效益的影响。应用历史实际油价对不同时期已实施项目进行效益后评价,评价结果同样验证了这一观点。因此无论油价如何波动,保持化学驱油项目投入规模相对稳定,更有利于油田长远发展。

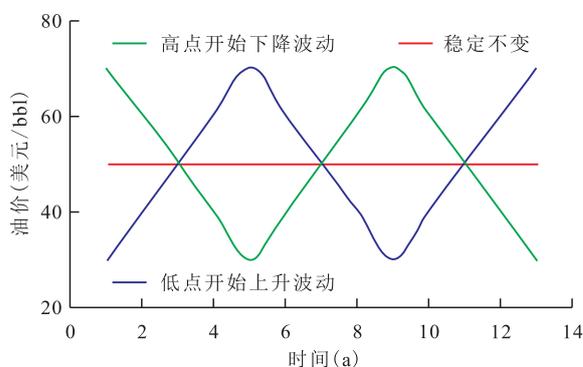


图9 3种模式的油价模型

Fig.9 Oil price model in three fluctuation patterns

5 结论

应用成本重构法解决了化学驱油项目效益后评价中其他经济因素的影响问题,客观反映当前经济条件下项目开发效果和开发规律对效益的影响,实现不同时期投产项目的效益对比,为认识化学驱油项目的成本和效益问题提供了新途径。

化学驱油项目吨油成本变化规律呈先降后升的特点,比该项目基础水驱吨油成本平均下降幅度为15%~30%,比相同含水率水驱单元吨油成本下降10%~20%,这一认识改变了化学驱油项目实施后推高油田吨油成本的传统认识。胜利油田化学驱油项目的规模化推广不仅减缓了高含水率水驱油藏吨油成本的上涨,同时在低油价下能取得较好的经济效益。在油价为40美元/bbl时,化学驱油项目吨聚增油量经济界限约为15 t/t,胜利油田能够满足该条件的化学驱资源潜力较大,低油价下化学驱仍具有较大推广前景。

符号解释

C_0 ——直接增量成本,元;

C_d ——新增折耗,元;
 C_g ——单井固定成本,元/a;
 C_o ——经营成本,元;
 C_p ——项目成本,元;
 C_{po} ——项目全周期平均吨油成本,元;
 C_{pi} ——项目第*i*年成本,元;
 C_L ——吨液可变成本,元/t;
 C_w ——基础水驱成本,元;
 C_{wa} ——基础水驱增量成本,元;
 C_{wi} ——第*i*年的基础水驱成本,元;
 C_{wo} ——基础水驱全周期平均吨油成本,元/t;
 C_{wp} ——项目基础水驱成本,元;
 CI ——现金流入,元;
 CI_a ——增量现金流入,元;
 CI_w ——基础水驱现金流入,元;
 D ——递减率,小数;
 EOR_p ——化学驱油项目采收率,小数;
 EOR_w ——基础水驱采收率,小数;
 f_w ——含水率,小数;
 i ——年序,a;
 i_c ——基准收益率,%;
 I ——新增投资,元;
 IRR ——内部收益率,%;
 k, j ——回归系数,其值分别为789.01和-0.702;
 L ——单井日产液量,t/d;
 n ——药剂数量,个;
 n_w ——开井数,口;
 N ——地质储量,t;
 N_p ——新增经济可采储量,t;
 NCF_a ——增量净现金流,元;
 NCF_p ——项目净现金流,元;
 NCF_t ——第*t*年的净现金流,元;
 NCF_w ——基础水驱净现金流,元;
 NP ——净利润,元;
 NPV ——财务净现值,元;
 P_i ——药剂价格,元/t;
 P_o ——原油价格,元/t;
 q_{min} ——经济极限月产油量,t/月;
 q_{pt} ——月产油量,t/月;
 Q ——产油量,t;
 Q_{min} ——净现值为0时的累积产油量,t;
 Q_{pi} ——项目第*i*年产量,t;
 Q_{wi} ——第*i*年的基础水驱产油量,t;
 t ——评价期,a;
 T ——生产时间,a;
 T_{ax} ——吨油税费,元/t;
 T_D ——生产天数,d;
 V ——聚合物用量,t;
 V_i ——药剂用量,t;

V_{min} ——吨聚增油量经济界限,t/t;

β ——原油商品率,小数。

参考文献

- [1] 王德民.技术创新大幅度增加大庆油田可采储量确保油田长期高产[J].大庆石油地质与开发,2019,38(5):8-17.
WANG Demin. Technical innovation greatly increase the recoverable reserve and ensure long-term high production of Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 8-17.
- [2] 孙龙德,伍晓林,周万富,等.大庆油田化学驱提高采收率技术[J].石油勘探与开发,2018,45(4):636-645.
SUN Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wangfu, et al. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 636-645.
- [3] 孙焕泉,曹绪龙,李宗阳,等.基于储层孔喉匹配的非均相复合驱技术研究与矿场实践——以胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后单元为例[J].油气地质与采收率,2020,27(5):53-61.
SUN Huanquan, CAO Xulong, LI Zongyang, et al. Research on heterogeneous combination flooding technology based on matching between system and reservoir pore throat and its field application: A case of post-polymer flooding Es₂1-3 in Sheng1 area, Shengtuo Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 53-61.
- [4] 胡渤,郑文乾,祝仰文,等.稠油油藏降黏化学驱注入方式优化[J].油气地质与采收率,2020,27(6):91-99.
HU Bo, ZHENG Wenqian, ZHU Yangwen, et al. Optimization of injection method for viscosity reduction chemical flooding in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6): 91-99.
- [5] 王立垒,李彦来,瞿朝朝,等.海上油田聚合物注入质量浓度优化新方法[J].断块油气田,2018,25(6):781-784.
WANG Lilei, LI Yanlai, QU Zhaozhao, et al. A new method of optimal polymer injection concentration in offshore oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(6): 781-784.
- [6] 李阳,杨勇.老油田绿色低碳低成本开发探索与实践[J].油气地质与采收率,2019,26(2):1-6.
LI Yang, YANG Yong. Exploration and practice of green low-cost development in old oilfields [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 1-6.
- [7] 王天智,董烈,李榕.聚合物驱不同可采储量评价方式对开发经济评价的影响[J].大庆石油地质与开发,2019,38(3):87-92.
WANG Tianzhi, DONG Lie, LI Rong. Influences of different recoverable-reserve evaluating methods on the economic evaluation of the polymer flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(3): 87-92.
- [8] 范智慧,邴绍献,赵小军,等.低油价下油田企业效益产量确定方法探讨[J].油气地质与采收率,2017,24(4):116-120.
FAN Zhihui, BING Shaoxian, ZHAO Xiaojun, et al. Discussion on

- the method of determining the benefit output of oilfield enterprises at low oil price[J].*Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(4):116-120.
- [9] 柏浩, 李生涛. 低油价形势下化学驱方法优选[J]. 当代化工, 2018, 47(3):650-652, 656.
BAI Hao, LI Shengtao. Optimal selection of chemical flooding method in low oil price situation[J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2018, 47(3):650-652, 656.
- [10] 荆克尧, 罗萍, 缪丽. 油气田开发项目后评价若干问题的探讨[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(6):108-110.
JING Keyao, LUO Ping, MIU Li. Discussion on the post-evaluation of oil and gas field development projects[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2009, 16(6):108-110.
- [11] 黄鹤. 辽河油田化学驱三次采油技术经济评价方法探讨[J]. 特种油气藏, 2009, 16(2):100-102.
HUANG He. Economic evaluation method for tertiary recovery of chemical flooding in Liaohe Oilfield[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2009, 16(2):100-102.
- [12] 张中华, 佟颖, 吴永超. 圈闭资源经济评价中开发概念方案关键参数研究[J]. 石油实验地质, 2018, 40(4):583-588.
ZHANG Zhonghua, TONG Ying, WU Yongchao. Key parameters of a conceptual development scheme in economic evaluation of trap[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4):583-588.
- [13] 周锡生, 任佳维, 郭成, 等. 油田水驱精细挖潜措施经济效益评价方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(4):63-67.
ZHOU Xisheng, REN Jiawei, GUO Cheng, et al. Economic evaluating method of the fine potential-tapping measures for the water-flooded oilfield[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(4):63-67.
- [14] 王渝明, 王加滢, 康红庆, 等. 聚合物驱阶段提高采收率预测模型的建立与应用[J]. 石油学报, 2013, 34(3):513-517.
WANG Yuming, WANG Jiaying, KANG Hongqing, et al. Establishment and application of a prediction model for enhanced oil recovery in polymer flooding[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3):513-517.
- [15] 侯健, 郭兰磊, 元福卿, 等. 胜利油田不同类型油藏聚合物驱生产动态的定量表征[J]. 石油学报, 2008, 29(4):577-581.
HOU Jian, GUO Lanlei, YUAN Fuqing, et al. Quantitative characterization of polymer flooding production performance in different reservoirs of Shengli Oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(4):577-581.
- [16] 周志军, 宋考平, 闫亚茹, 等. 聚合物驱驱替特征模型的建立及其应用[J]. 大庆石油学院学报, 2002, 26(1):101-104.
ZHOU Zhijun, SONG Kaoping, YAN Yaru, et al. Establishment and its application of displacement characteristic model under polymer flooding[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2002, 26(1):101-104.
- [17] 黄迎松. 特高含水阶段油藏水驱规律研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1):95-99.
HUANG Yingsong. Waterflooding performance of oil reservoir in ultra-high water-cut stage[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(1):95-99.
- [18] 陈红伟, 冯其红, 张先敏, 等. 多层非均质油藏注水开发指标预测方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(4):473-476.
CHEN Hongwei, FENG Qihong, ZHANG Xianmin, et al. Prediction method of waterflooding development indexes for multi-layer heterogeneous reservoir[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(4):473-476.
- [19] 熊国明, 荆克尧, 张在旭, 等. 聚合物驱项目注浆时机的技术评价[J]. 江汉石油学院学报, 2002, 24(2):66-67.
XIONG Guoming, JING Keyao, ZHANG Zaixu, et al. Technical evaluation of polymer waterflood time of polymer flood project[J]. *Journal of Jianghan Petroleum Institute*, 2002, 24(2):66-67.
- [20] 梁丹, 康晓东, 唐恩高, 等. 聚合物驱注聚参数分阶段优化决策方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(2):213-217.
LIANG Dan, KANG Xiaodong, TANG Engao, et al. Phased optimization method of injection parameters for polymer flooding[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(2):213-217.
- [21] 方艳君, 李榕, 周庆. 大庆油田水驱注聚聚合物经济界限[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(5):114-117.
FANG Yanjun, LI Rong, ZHOU Qing. Economic limits of transferring into the polymer injection from the water flooding for Daqing Oilfield[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(5):114-117.
- [22] 方艳君, 赵云飞, 孙洪国, 等. 三次采油不同驱替方式技术经济界限及其匹配关系[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5):232-238.
FANG Yanjun, ZHAO Yunfei, SUN Hongguo, et al. Technical-economic limits and their matching relationships for different displacing modes of the tertiary oil recovery[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(5):232-238.