

# 海上油田化学驱技术研究与应用进展

山金城<sup>1</sup>, 李保振<sup>2</sup>, 张延旭<sup>1</sup>, 王旭东<sup>2</sup>, 施雷庭<sup>3</sup>

1. 中海石油(中国)有限公司蓬勃作业公司, 天津 300457

2. 中海油研究总院, 北京 100028

3. 西南石油大学油气藏地质与开发工程国家重点实验室, 成都 610500

**摘要** 针对海上油田开发的特殊性,总结了海上化学驱技术在多功能高效驱油剂、平台注入设备、采出液处理等关键技术方面取得的最新进展;分析了该技术在国内外3个海上油田应用的成功经验与增油效果;以国外实施海上化学驱的油田为实例,总结其在深水聚合物驱与水平井聚合物驱实践方面取得的经验。研究与实践证明海上化学驱技术可行、经济有效,可大幅度提高海上油田采收率。

**关键词** 海上油田;化学驱;提高采收率

截至2017年底,中国近海石油产量占全国石油产量的22%,地位十分重要;但是目前多数海上油田综合含水已达87%以上,整体处于高含水开发阶段,而平均采出程度仅有21%,亟待开展提高采收率工作<sup>[1]</sup>;实现在生产油田稳产是海上油田可持续发展面临的重大课题。化学驱提高采收率技术的研究和应用在陆上油田取得很多理论与实践成果,但是该技术在海上面临着平台寿命与空间有限、淡水缺乏,以及不规则井网井型等众多因素的限制。中海油通过近20年的研究与实践,初步形成了包括海上稠油高效开发模式、化学驱油剂、平台配注工艺、采出液处理技术在内的海上油田化学驱技术体系,并先后在S、L和J油田进行了矿场试验与应用,可以把原油采收率平均提高5%以上,

取得了预期的增油效果和显著效益<sup>[1-6]</sup>。国际上印尼、安哥拉、巴西、马来西亚等也针对其油田的不同需求开展了针对性技术攻关,并开展了不同规模的矿场试验,特别是在深水油田和水平井注聚方面进行了宝贵的探索,取得了较大技术突破、显著的增油效果(目标井增油10%以上)与宝贵实施经验<sup>[7-10]</sup>。本文综述国内外海上化学驱方向的研究成果,总结已实施项目的经验。

## 1 海上化学驱技术研究进展

海上油田化学驱具有与陆上油田不同的特点:(1)传统聚合物驱技术配制聚合物溶液用淡水,同时还产出大量的污水,而海上平台缺乏淡水,海上

收稿日期:2019-12-20;修回日期:2020-03-13

作者简介:山金城,高级工程师,研究方向为海上油田开发与提高采收率,电子信箱:shanjincheng1974@126.com

引用格式:山金城,李保振,张延旭,等.海上油田化学驱技术研究与应用进展[J].科技导报,2020,38(17):127-133;doi:10.3981/j.issn.

1000-7857.2020.17.012

聚合物驱几乎不可能使用淡水配制聚合物,只能考虑用海水(矿化度 32000~35000 mg/L)或地层产出污水;(2)海上平台空间狭小,因此要求配制和注入聚合物的设备小巧灵活、效率更高;同时要求使用的聚合物具有优异的高效增黏性及速溶性<sup>[4-6]</sup>;(3)油层条件复杂,如渤海油田储层层系多、层间差异大、渗透率高,地层水矿化度高,原油黏度高;渤海区域成藏环境还决定了其油田地层水矿化度偏高,而海水的矿化度更高。鉴于上述挑战,海上油田化学驱提高采收率技术的关键在于高性能抗盐驱油剂;而灵活机动且高度自动化的注入设备是聚合物驱实施的保证;同时海上化学驱产出液处理工艺的进步也是该项技术顺利开展与扩大实施的保障。

### 1.1 海上油田驱油剂研发

渤海油田具有高原油黏度、大井距、高注入水矿化度、高钙镁离子含量及有限的平台空间等特点。为了适应渤海油田大规模注聚要求,开展了具有高增黏性能、强抗剪切能力、强耐盐性等特性的驱油剂研究;研发出具有适度支化构型与疏水缔合单元的高分子量疏水缔合聚合物(图1),并开发出配套的工业化合成技术与聚合物速溶技术,满足海上油田高效注聚提高采收率技术规模化应用要求。该聚合物自2003年9月开始在渤海油田应用,取得明显降水增油效果<sup>[1]</sup>。

同时,研制出分子中含有多元化和多功能的功能单体的结构复合型聚合物(图2),其分子结构特点是:聚合物分子骨架上具有高位阻侧基,增强聚合物在苛刻条件下的增黏性能。此外,在聚合物分子结构中引入调整聚合物两亲性质的功能性单体,该聚合物在较低的浓度下,可显著降低稠油黏度,明显改善稠油流动性<sup>[12]</sup>。该聚合物自2018年12月开始在渤海油田开展先导试验,目前部分井已观察到见效趋势。

### 1.2 化学驱平台配液注入设备

由于海上平台空间有限、载重小、面积小,传统的陆上聚合物配注系统无法直接使用。只有实现注聚系统小型化、高效化、模块化,才能推动海上油

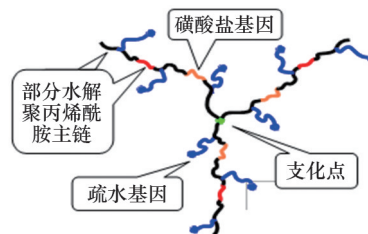


图1 疏水缔合聚合物结构示意图

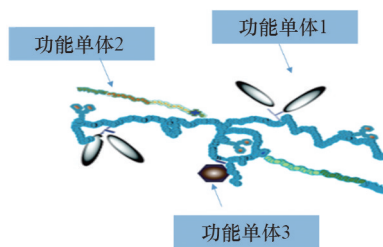


图2 复合型聚合物结构示意图

田规模的聚合物驱技术应用。根据聚合物配注系统性能,将其分为分散溶解系统、熟化系统、高压注入系统和控制系统4个系统;并各自独立成撬,便于根据现场条件进行布置和安装<sup>[11-13]</sup>。通过集成强制拉伸速溶工艺和分级熟化工艺,加速了聚合物溶解,缩短了溶解时间,使聚合物溶液在工艺流程中实现了在线熟化,从而缩短聚合物溶解熟化时间,将疏水缔合聚合物溶解时间从2 h缩短为40 min,节约了聚合物配制设备占地面积;通过聚合物母液流量分配,使聚合物母液按照配注量进行分配,可以实现一泵多井的注入工艺,有效降低高压注入设备使用数量,占地面积同比下降21%,运行载重同比下降37%(图3)。

### 1.3 平台化学驱采出液处理技术

随着渤海油田化学驱试验规模扩大,采出液处理问题日益凸现。海上油田采出液处理量比陆地油田大,陆地油田通常通过增加沉降罐,延长沉降时间来缓解聚合物驱采出液处理的难题;海上油田平台空间有限,无法借鉴陆地油田的经验。

当前渤海化学驱油田采出液处理工艺为水驱采出液三段式处理工艺模式。以渤海A油田聚驱采出液处理为例,其综合含水率为78%,含聚合物

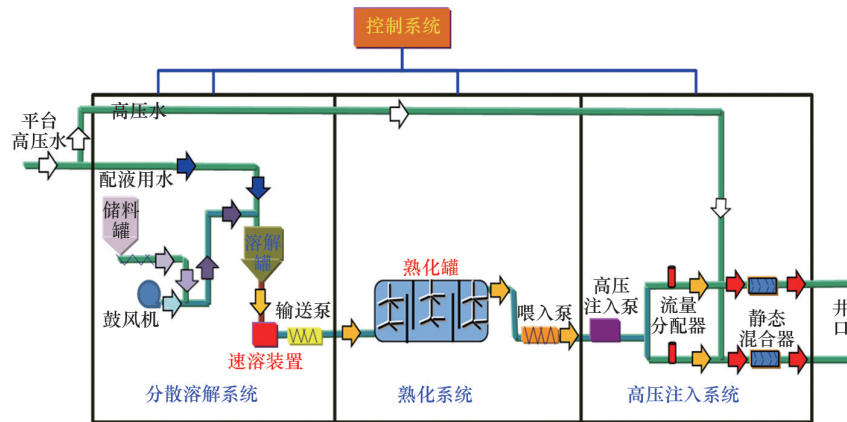


图3 海上平台注入系统流程

浓度平均为 150 mg/L,油系统包括一级三相分离器、热沉降二级分离器和常规电脱设备;污水处理系统主要包括斜板除油器、气浮选器、核桃壳滤器,此外还有渣油转液系统<sup>[13-15]</sup>。上述工艺属于水驱采出液处理的传统工艺,不同的海上注聚油田,因其油品性质、驱油体系性质、地面处理设施差异,聚合物驱采出液处理工艺需要进行针对性的适应性改造。总体来讲,海上油田聚合物驱采出液处理需要视具体情况,一方面应通过优化处理设备与工艺,提高海上平台处理工艺的效率;另一方面需要

有适用于海上油田特殊生产条件的高效处理药剂及其药剂使用方式。

## 2 海上化学驱技术矿场实践

### 2.1 渤海油田化学驱实践

自2003年的9年以来,渤海油田有针对性地在3个油田依次开展着不同特点和规模的矿场试验(表1)。

表1 渤海3个化学驱油藏与大庆油田化学驱油藏的参数对比

油田	S	L	J	大庆	
油层原油黏度/(mPa·s)	平均值	70	16	17	8
	范围	13.3~442.2	13.9~19.4	6.1~26.5	7~10
井网		反九点		五点法	
井距/m	350~590	350~400	400	106~200	
平均油层厚度/m	32.4	45.2	19.3	11~12	
注入水	矿化度/(mg·L <sup>-1</sup> )	9600	2873	3000	4600
	钙镁离子浓度/(mg·L <sup>-1</sup> )	810	260	34	20
注聚时机	含水/%	68	8.5	79	83~95
	开发阶段	中晚期	早期	中晚期	晚期
试验区特征	高黏原油;高钙镁离子含量	断块油藏;早期注聚+弱凝胶	与陆上油田高度相似;聚合物驱,后期聚/表复合驱	轻油;水质好;薄层;整装油田	

### 2.1.1 S油田稠油中高含水期注聚开发

S油田是近海整装稠油高孔高渗、高饱和、高黏度的疏松砂岩油藏,油层埋深1300~1500 m,油层温度65℃,地层原油黏度70 mPa·s。全油田采用反九点法井网。地层水矿化度为18000 mg/L。自2003年9月在S油田JIII井成功开展了中国首次海上油田聚合物驱提高采收率单井试验,见到明显增油降水效果。2005年10月开始在S油田的AS井组开展井组矿场试验。经过3年的井组试验,取得了预期的增油效果。在S油田井组试验的基础上,于2008年7月实施井组扩大注聚,截至2014年先后24口井转注聚(注入浓度1750 mg/L,注入段塞0.3倍孔隙体积(PV)),取得明显增油降水效果;截至2018年底,提高注聚区采收率7%<sup>[14]</sup>。

### 2.1.2 L油田早期注聚+凝胶开发

L油田具有厚度大、渗透率高、非均质性强、原油密度高(0.947 g/cm<sup>3</sup>)、中黏度(9.4 mPa·s)等特点。L油田于2005年1月投产,2005年9月开始注水。该油田主力油层较厚(平均约40 m),非均质性较强,常规注水很容易水窜。在充分了解早期聚合物驱机理和效果的基础上,从2006年井网含水低于10%时开始进行了单井聚合物+凝胶驱试验(注聚浓度1200 mg/L,聚合物:Cr<sup>3+</sup>=600:1~60:1,设计段塞0.16 PV),以更好地改善厚油层油藏的驱油效果。试验结束后,2007—2009年,另有5口注水井改为注聚井<sup>[15]</sup>。对于早期聚合物驱,产层的受效特征与高含水期聚合物驱不同。聚合物驱后,生产井的产水继续增加,但含水增长率低于单纯水驱时的含水增长率,也观察到了一些井的含水率下降,例如X<sub>11</sub>、X<sub>12</sub>等。X<sub>11</sub>井含水降低率最高达到41%,净增油量可达到15×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。截至2018年12月聚驱阶段采收率提高5%。

### 2.1.3 J油田中高含水阶段注聚与聚表二元复合驱

J油田水深约8 m,构造形态为带状断裂背斜,储层埋深约1700 m,平均有效厚度25 m。原油地下密度0.87 g/cm<sup>3</sup>、黏度约20 mPa·s。储层孔隙度约26%,渗透率约1.2 μm<sup>2</sup>,油田纵向上油层组多,渗透率级差大,非均质性严重。J油田主体区1999年10月底投产,2000年7月油田投入注水开发。

由于储层的强非均质性含水上上升较快。针对这种情况该油田于2007年10月开展单井注聚试验(注入浓度1750 mg/L),至2008年8月实现西平台8口注聚井整体注聚。注聚实施以来,对应的22口采油井全部见到降水增油效果,采油井增油幅度为65%,单井平均含水下降15%<sup>[16]</sup>。为了进一步扩大化学驱效果,注聚区于2011年2月—2013年5月逐步将原来的8口注聚井转为聚表二元复合驱井(聚合物浓度1750 mg/L,聚合物浓度2000 mg/L),增油控水效果良好,采收率进一步提高。截至2018年底,累计注入药剂0.56PV,原油采收率提高6.3%。

## 2.2 国外海上油田化学驱实践

### 2.2.1 巴西海上稠油油藏水平井注聚

Peregrino油田位于里约热内卢海岸以东85 km的海上,水深约100 m,储层埋深约为2200 m。油田储层为未胶结中高渗砂岩,平均孔隙度28%,渗透率为1~10 μm<sup>2</sup>。储层初始压力是23 MPa,温度约80℃,地层原油为中度稠油,气油比为5~33 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,平均黏度250 mPa·s。Peregrino油田于2004年被发现,受益于长水平井增产技术突破,该油田于2011年4月投产,包括两个固定平台和一个浮式生产存储和卸载单元(FPSO)。油田开发主要靠边底水能量和产出水回注补给油藏能量,截至2018年底,油田有39口生产井和7口注水井(水平段长度800~1200 m),综合采收率16%。因为该油藏储层强非均质性与油水高流度比影响较大,导致地层水和注入水早期窜进,油井含水上上升较快,开发面临巨大挑战。2018年1月,油田操作者开展了1注1采的水平井海上注聚矿场实验,分4个月和10个月2个周期开展,并通过传感器跟踪聚驱结果(图4)<sup>[10]</sup>。通过聚合物驱增加注入水黏度,降低油层水油比;项目实施后注入井注入顺利,对应油井见到明显降水稳油效果,含水由75%下降到60%,产油量增加了12%。该项目也成为Peregrino油田的挖潜增产目标实现的关键措施之一。

### 2.2.2 安哥拉深水油田早期注聚

Dalia油田深水注聚合物项目在地面注聚设备与油藏方案方面均属世界首创。Dalia油田距离海岸约130 km,水深约1200 m,油藏埋深约2200 m,

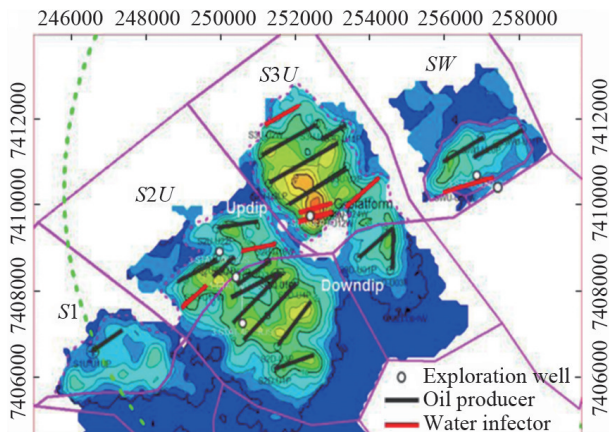


图4 Peregrino 油田井位

面积约 230 km<sup>2</sup>(图 5)。储层属于下中新世至中中新世四组浊积岩复合体,平均渗透率约 1 μm<sup>2</sup>,油藏初始压力约 22 MPa,地层温度 50℃。地层原油相对密度 0.92,平均黏度约 3 mPa·s,溶解汽油比 70 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。该油田于 2006 年底投产,采取注海水及产出水回注保持能量开发。经过详细的前期研究认为:该深海油田储层属物性较好的浊积岩,油藏温度较低,注水能力充足,适合实施早期聚合物驱;同时也面临着海水配制聚合物溶液、大井距(500~1500 m)、深海注聚工程等问题;最后确定了在 FP-SO 上安置注聚设备,将聚合物干粉配注为聚合物溶液,通过海管输入注入井注入储层。该油田于 2009 年初(油田投产 2 年后)成功实施了深海现场单井注聚试验,累计注聚 39 万桶,验证了水平注聚井的注入能力;之后在 2010 年 2 月—2012 年 8 月开

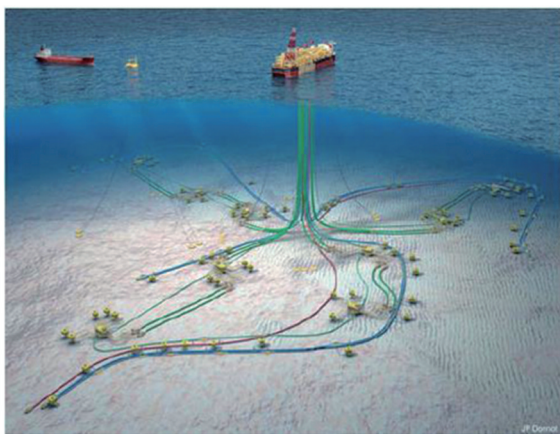


图5 Dalia 油田开发示意

展了 3 口井规模的 900 mg/L 浓度聚合物溶液的区块扩大注聚试验,取得较好的降水稳油效果,证明深海油田注聚开发技术可行,为类似深海油田高效开发提供了宝贵经验<sup>[8,19]</sup>。

### 2.2.3 印尼海上油田高含水期注聚

Widuri 油田位于苏门答腊岛东南部的北部地区。水深约 45 m,其沉积相为河流湖相和河流三角洲相,岩性为砂岩、粉砂岩、泥岩,孔隙度约 30%,渗透率约  $1800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。原始地层压力 10.6 MPa,储层温度 85℃,原油黏度 4 mPa·s,地层水矿化度 15000 mg/L。该油田于 1990 年开始注水开发。油田 33F 储层目前有 21 口生产井、15 口注水井,由于常年注水开发在高渗透条带形成注水突进,截至 2012 年初,综合含水率 94%,采收率仅 18%,亟需采取稳油控水措施提高油田开发效果。通过海上油田提高采收率的技术调研及目标区块筛选,确定在 WTF 区块开展聚合物驱先导试验(图 6)。鉴于该油田高温高盐挑战,筛选了耐温、耐盐、抗剪切的 #FT 聚合物,并研制了适用于该油田平台的小型化、撬装化、易安装的海上连续注聚设备<sup>[9,18]</sup>。Widuri 油田于 2014 年初—2015 年底在该油田 CTS 井开展了先导注聚矿场试验(图 6),对应生产井 CSX 含水率下降 2%,产油量提高了 6%,该技术为 Widuri 油田高含水期进一步的稳油控水措施提供了借鉴,对于类似海上油田提高采收率措施的实施具有借鉴意义。

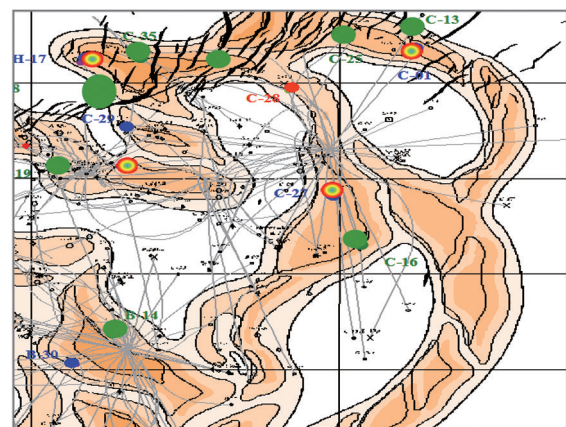


图6 WTF 区块聚合物驱井位示意

### 3 海上化学驱技术展望

目前以聚合物驱、聚表二元驱为代表的海上化学驱技术已经取得了成功矿场试验及应用,其技术可靠性和经济有效性获得证实。然而,海上化学驱技术仍面临一些重要挑战,包括如何经济有效动用地层黏度 150 mPa·s 以上的稠油,如何有效治理水窜优势通道进一步提升驱油效果,如何实现海上平台含聚采出液高效处理等;为此,需要持续开展稠油活化水驱技术、自适应微胶驱技术、复合化学驱技术、智能化学驱技术等新型化学驱技术探索与攻关<sup>[20-21]</sup>。海上油田化学驱技术应用方面:目前在实施化学驱的 3 个油田方案预计累积增油量  $800 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。此外,渤海稠油油田适宜化学驱油藏单元 41 个,平均提高采收率为 6.53%,化学驱技术在海上油田具有广泛的应用前景。

### 4 结论

1) 中国通过近 20 年的攻关和矿场试验,建立了海上稠油化学驱技术体系,并于近年在高效结构复合型驱油剂、高效连续平台配注系统、化学驱采出液处理工艺与药剂等方面获得突破。以上技术在渤海 3 个油田顺利实施,并取得了显著降水增油效果。

2) 国外印尼、安哥拉、巴西分别在海上高温高盐油田高含水期挖潜、深水油田早期注聚、海上稠油油田水平井注聚等方向进行了单井到井组规模的矿场实验探索,丰富了海上化学驱的实践经验。

3) 研究与实践证明海上化学驱技术可行、经济有效,为大幅度提高海上油田采收率探索出了一条新道路,为海上油田经济高效开发提供了坚实技术保障。

#### 参考文献(References)

- [1] Lake L W. Enhanced oil recovery[M]. New Jersey: Prentice Hall, 1989.
- [2] Sheng, J, Leonhardt B, Azri N. Status of polymer-flooding technology[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2015, 54(2): 116-126.
- [3] Guo H, Dong, J, Wang Z, et al. 2018 EOR Survey in China-Part 1[C]//SPE Improved Oil Recovery Conference in USA. Tulsa: SPE, 2018, doi:10.2118/190286-MS.
- [4] Han M, Xiang W. Application of EOR technology by means of polymer flooding in Bohai oil fields[C]//SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. Beijing: SPE, 2006, doi: 10.2118/104432-MS.
- [5] Zhou W, Zhang J, Feng G, et al. Key technologies of polymer flooding in offshore oilfield of Bohai Bay[C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition in Australia. Perth: SPE, 2008, doi: 10.2118/115240-MS.
- [6] 张凤久, 姜伟, 孙福街, 等. 海上稠油聚合物驱关键技术研究与矿场试验[J]. 中国工程科学, 2011, 13(5): 28-33.
- [7] Baginski V, Larsen D, Waldman T, et al. Logistic considerations for safe execution of offshore chemical EOR Projects[C]//SPE Enhanced Oil Recovery Conference in Malaysia. Kuala Lumpur: SPE, 2015, doi: 10.2118/174698-MS.
- [8] Morel D, Zaugg E, Jouenne S, et al. Dalia/camelia polymer injection in deep offshore field angola learnings and in situ polymer sampling results[C]// SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference in Malaysia. Kuala Lumpur: SPE, 2015, doi: 10.2118/174699-MS.
- [9] Yee H, Halim N, Salleh I, et al. Managing chemical eor (asp) effects on formation damage and flow assurance in Malay Basin, Malaysia[C]//International Petroleum Technology Conference in China. Beijing: SPE, 2013, doi: 10.2523/IPTC-16777.
- [10] Kristoffersen Ø, Stanko M, Hoffmann A. Short term production optimization using a model of the Peregrino Field, Brazil[C]// Offshore Technology Conference in Brazil. Rio de Janeiro: SPE, 2017, doi: 10.4043/27995-MS.
- [11] Xie K, Lu X, Li Q, et al. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer[J]. SPE Journal, 2016, 21(1): 1-9.
- [12] Zhang J, Wang S, Zhu, Y., et al. Study and pilot test of activator flooding for heavy oil[C]// SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia in Oman. Muscat: SPE, 2018, doi: 10.2118/190465-MS.
- [13] 徐文江, 戴照辉, 温哲华, 等. 海上典型注聚油田产出液处理问题及措施研究[J]. 工业水处理, 2016, 36(8): 93-96.
- [14] Kang X, Guo F, Li Y. Experience from polymer-eor on offshore heavy oil field in Bohai Bay, China[J]. Journal of Petroleum Engineering & Technology, 2013, 3(1): 14-19.
- [15] Ma K, Li Y, Wang L, et al. Practice of the early stage

- polymer flooding on LD offshore oilfield in Bohai Bay of China[C]//SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference in Malaysia. Kuala Lumpur: SPE, 2015, doi: 10.2118/174578-MS.
- [16] Lu Q, Ning Y, Wang J, et al. Full field offshore surfactant-polymer flooding in Bohai Bay China[C]// SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference in Malaysia. Kuala Lumpur: SPE, 2015, doi:10.2118/174591-MS.
- [17] Li B, Kang X, Zhang J, et al. A Systematic Study of the Effect of Plugging on Polymer Flooding in W Offshore Oilfield of Bohai Bay[C]// SPE Improved Oil Recovery Conference in USA. Tulsa: SPE, 2018, doi: 10.2118/190258-MS.
- [18] Mochamad L, Harris S, Rahmat. Iron removal agent for polymer flooding project of Widuri-C[C]// Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition in Indonesian. Jakarta: IPA, 2015, doi:10.2115/IPA15-E-162.
- [19] Morel D, Vert M, Jouenne S, et al. First polymer injection in deep offshore field Angola: Recent advances in the dalia/camelia field case[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Italy. Florence: SPE, 2012, doi:10.2118/135735-PA.
- [20] 谢晓庆, 康晓东, 张贤松, 等. 海上稠油油田化学驱潜力评价方法及其应用[J]. 中国海上油气, 2016, 28(1): 69-74.
- [21] Liano V, Henthorne L, Walsh J. Water Management for eor applications—Sourcing, treating, reuse and recycle [C]//Offshore Technology Conference in USA. Houston: OTC, 2013. doi: 10.4043/24199-MS.

## Review of the development and field application of worldwide offshore chemical eor technology

SHAN Jincheng<sup>1</sup>, LI Baozhen<sup>2</sup>, ZHANG Yanxu<sup>1</sup>, WANG Xudong<sup>2</sup>, SHI Leiting<sup>3</sup>

1. Pengbo Operation Company, CNOOC, Tianjin 300457, China
2. CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China
3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

**Abstract** A detailed literature review is conducted on the worldwide development and application of offshore chemical EOR technology in this paper. After about 20 years of research offshore chemical EOR techniques, a series of resolutions and techniques have been developed, including high-efficiency driving agents, platform polymer injection distribution technology, and produced fluid treatment technology. Since 2003, field tests and applications have been carried out in 3 oil fields in Bohai Bay, with expected oil increment and good economic benefit. On the other hand, Indonesia, Angola and Brazil have respectively succeeded in field pilot tests from single well to well group by means of polymer flooding in high water-cut stage in high-temperature and high-salt offshore oilfield, early-stage polymer injection in deep-water oilfield, and offshore polymer injection with horizontal injectors. All of these have enriched the field application experience in offshore chemical flooding, which is a new road for increasing recovery rate of offshore oil field and provides a solid technical guarantee for the economic and efficient development of offshore oil fields.

**Keywords** offshore oilfield; chemical flooding; EOR ●



(责任编辑 刘志远)