

海上CO₂驱研究进展及潜力评价

李保振, 康晓东, 张健, 唐恩高, 张贤松

中海油研究总院, 海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 100027

摘要 概括了国内外海上CO₂驱技术研究成果和已开展项目实施经验,总结了海上CO₂驱方案设计、实施工艺和监控措施等方面获得的技术突破与经验。在此基础上运用油藏工程、数值模拟技术手段,设计了目标油田的CO₂驱方案,并评估了提高采收率与埋存的潜力。研究表明,该技术在提高海上油藏采收率的同时可提高天然气资源利用率。

关键词 海上油田; CO₂驱; 提高采收率; 埋存; 防腐

中国在南海、渤海和东海发现的富含CO₂油气储量发现逐年增加,开发动用面临工程与环保方面的较大挑战,开展海上油田CO₂驱技术研究能够在提高采收率的同时埋存温室气体,具有重要经济、社会效益^[1-4]。CO₂驱在美国和加拿大已发展为一项成熟的陆上油田提高采收率技术,但是其在海上应用受到气源限制多、平台空间小、腐蚀风险大等因素的限制。美国、巴西、马来西亚、越南等开展了针对性技术攻关,并开展了不同规模的矿场试验,取得了较大技术突破、显著的增油效果和宝贵实施经验^[5-8]。本文分析国内外海上CO₂驱方向的研究成果和已实施项目的经验,结合油田实例对中国实施海上CO₂驱的方法与潜力进行研究评价。

1 海上CO₂驱特殊性与油田筛选

1.1 海上CO₂驱挑战

CO₂驱技术在陆上油田(特别是美国和加拿大)是比较成熟的提高石油采收率(EOR)技术。目前该技术在海上还没有大规模实施,面临的挑战主要有:1)多数

海上油田埋藏深、规模大、储层厚;2)气源稳定性;3)平台空间限制;4)大井距、不规则井网、高注采速度下流度控制;5)流程改造限制与成本;6)流程腐蚀风险及产出油气的处理;7)安全与环保等^[2,5-8]。

海上油田的油藏、工程限制使得CO₂驱技术在海上实施受到限制,也会影响海上实施CO₂驱的效果和效益;这些不利影响可以通过增加操作压力来补偿;但是高昂的压缩成本会增加海上CO₂驱项目的成本,在设计实施时要加以综合考虑。

1.2 油田筛选条件

以混相驱为例,CO₂驱油田常规筛选标准为:原油黏度<6 mPa·s,剩余油饱和度>17%,油藏压力高于混相压力,油藏较均质且断层少,油藏较薄(非倾斜地层)^[1,9]。针对海上油藏的特殊条件,需要考虑的额外因素则包括:1)距离CO₂气源较近(伴生气或近岸气源);2)平台和井下设施改造工程风险与成本;3)非常规井网井距下流度控制;4)管柱和流程防腐级别与采出液/气处理需要;5)安全环保预案^[2,5]。

收稿日期:2017-09-08;修回日期:2017-11-08

基金项目:国家科技重大专项(2016XZ05025-003)

作者简介:李保振,高级工程师,研究方向为油气田开发与提高采收率,电子信箱:baozhen_li@126.com

引用格式:李保振,康晓东,张健,等.海上CO₂驱研究进展及潜力评价[J].科技导报,2018,36(6):83-89;doi:10.3981/j.issn.1000-7857.2018.06.010

2 海上CO₂-EOR与埋存实例

美国、巴西、马来西亚、中东等国家和地区开展了针对性技术攻关,其中美国、巴西、马来西亚、越南还开

展了不同规模的矿场试验,取得了较大技术突破、显著的增油效果和宝贵实施经验,包括工程设计、采出油气分离、防腐设计等^[9-17](表1)。

表1 国内外海上注CO₂驱油田或埋存项目

Table 1 Offshore CO₂ flooding or sequestration projects at home and abroad

国家	油田	油藏及原油类型	气源	注气方式	投产时间	注气时间	状态
美国	Bay St等	砂岩油藏	陆上气源	连续注入/水气交替	1940—1957	1978—1983	已完成
欧洲北海	Sleipner/ Snøhvit	气田盐水层	工业气源	连续注入/地下埋存	1984	1996	进行中
马来西亚	Dulang	砂岩轻油伴生气	伴生气50% CO ₂	水气交替非混相	1991	2002	已完成
越南	Randong	砂岩轻油	陆上气源	吞吐	1974	1997	已完成
巴西	Lula	碳酸盐	伴生气	水气交替	2006	2011	进行中

2.1 美国路州及墨西哥湾

美国在1980年前后在近海实施了5个小规模CO₂驱先导实验(Quarantine Bay, Weeks Island, Bay St. Elaine, Week's Island, Paradis)多数取得了明显增油效果(其中Quarantine Bay和Weeks Island油田的CO₂驱增油量分别为3×10⁴ m³和4.1×10⁴ m³),但是当时低油价环境阻碍了这一技术在海上的推广应用^[5-8]。美国能源部(USDOE)在2014年发表了海上CO₂-EOR资源评估报告^[9],预测利用下一代CO₂驱技术,今后50年内,在墨西哥湾可增产20.5×10⁸ m³石油,同时封存39×10⁸ t CO₂。这意味着为CO₂驱每年需求约8.0×10⁷ t CO₂,是墨西哥湾沿岸每年排放点源总排放量(9.4×10⁷ t CO₂)的85%。

2.2 马来西亚

Dulang油田位于马来半岛东北130 km的海上,1991年投产,1996年注水开发,2002年进入高含水阶段。油田伴生气含50%的CO₂,经论证该油田于2002年11月实施气-水交替现场实验。经过科学设计、紧密监控与及时调整,生产井降水、增油效果显著,未检测到明显气体突破和生产管线与设备腐蚀^[10-11]。研究表明,该技术增加了可控储量、延长稳产期,提高试验区采收率约7%。其下一步扩大方案预计可以提高采收15%,增油8×10⁶ m³。

2.3 越南

2007年越南联合日本石油公司在越南南部海上Randong油田开展了CO₂-EOR可行性研究,该油田距岸135 km,油藏埋深2100 m,属于中高渗砂岩轻质油油藏,自1998年投产,边水及溶解气驱开发,截至2008年油田含水40%。通过周密的设计、筹备和施工,于2011

年5月安全顺利开展了油田现场CO₂吞吐试验,累计注CO₂超100 t,含水下降10%,增油40 m³。实施效果表明:注入能力比较理想,见到了显著的增油、降水效果,并且没有监测到设备的腐蚀现象^[12-13]。这次吞吐顺利实施后,也设计了下一步大规模井组试验的方案。

2.4 巴西

Lula油田是近年发现的超大型深水油田,距岸约250 km,水深大于2000 m,位于盐层下的礁碳酸盐岩储层深超5000 m,厚度达140 m,黏度1.1 mPa·s,油气比高达220 m³/m³,且伴生气中CO₂含量高达12%。因为政府严厉的减排政策,油田压力与原油性质显示其是理想的混相驱油田,作业者Petrobras在油田开发概念设计阶段就考虑了CO₂回注EOR措施。针对先导设计阶段和未来开发的不确定性因素(气源、气窜、腐蚀)设计了应对措施(优化井位、智能井、防腐、示踪剂等)以保障设计灵活性。该油田2011年4月进行矿场注气先导试验,采用1个注气井、2个气水交替注入井和多个生产井的井网。日注CO₂约1×10⁶ m³,截至2011年底目标井累产油3.1×10⁶ m³。注入早期结果显示该措施成功的概率很高,也验证了设计中提供额外灵活性的准确性^[16]。

3 海上CO₂驱技术研发突破

3.1 气源及其稳定性

海上CO₂驱气源较最理想情况是该油田或临近油田伴生气富含CO₂,能够直接作为气源,否则需要通过管线或用储气船将远距气源输送到目标油田。以伴生气回注为例,可供气源的稳定性受油田开发阶段、产

量、平台处理能力等因素影响很大,这会给注气方案的实施带来很大不确定性。针对上述情况,巴西 Lula 油田在注气开发设计中,增加了实施方案中注气策略的灵活性(注气/水气交替,注伴生气/高纯 CO₂)和生产注采流程的可调整性(注入井能够灵活的转换注气/注水及分层调配),同时设计中考虑了不同开发阶段的不确定因素,为调整升级留有余地。通过以上设计充分利用可用气源,获得采收率和减排效益最大化^[9,14-17]。

3.2 空间小与重量限制

海上钻井平台结构复杂紧凑、空间小、重量要求严格。海上 CO₂驱的压缩、分离与回注等设备与流程设计必须考虑平台空间与重量的限制。目前海上 CO₂驱设计和已实施项目采用的方法和措施包括:1) 在油田早期概念设计阶段就考虑注 CO₂要求进行设计;如巴西 Lula 油田;2) 对现有平台进行改造、提升;如马来西亚 Dulang 油田;3) 采用水下分离和压缩装置;4) 在中心平台处理站建立分离器和回收器;5) 外租工程船供气、压缩和分离;6) 利用管线输到岸上处理^[10,16]。

3.3 气体流量控制

相比原油和水,CO₂的黏度低得多,驱替过程中容易造成 CO₂早期突进或者超覆,严重影响波及效率。通过国内外海上已实施油田的经验,可以采取的措施有:1) 巴西、马来西亚、美国海上 CO₂项目多采用水气交替方式防气窜;2) 马来西亚设计了水气交替注入(WAG)与聚合物驱组合驱方法封堵气窜,较传统方法提高采收率 10%;3) 欧洲北海 Statfjord 油田通过示踪剂监测、定位高渗易窜层,对其进行化学或机械封堵;4) 挪威 Snorre 油田利用表面活性剂泡沫在生产井中进行堵气处理,提高油藏垂向和剖面波及效率。矿场实验表明:该法可有效改善气体流度和波及效率,对井和油藏损害小,经济可行^[9,13-18]。

3.4 智能井

巴西 Lula 油田为提升海上 CO₂驱的油藏与工程管理,在试验区采用了智能完井,包括层间卡封和井下测量装置。考虑因素主要有不同产层的封隔防窜、指标监测及生产调整模块(图 1)。如注气井 G1 在 2 个产层都射开且机械封隔,但只在上层注气,下层监测压力;中间生产井 P1 在下层生产;生产井 P2 只在上层射孔^[19-21]。这种完井能够分层控制流量,减少窜流的风险,同时井筒中内嵌式调整模块可以转换注水、燃气或

CO₂,并装有一个复杂的分离系统将 CO₂从伴生气分离和加压;此外,还可以监测井底流压/注入流体中化学示踪剂,可以为历史拟合与模型的校正提供重要数据,也为提高 EOR 措施实施的可靠性与成功率提供了基础。

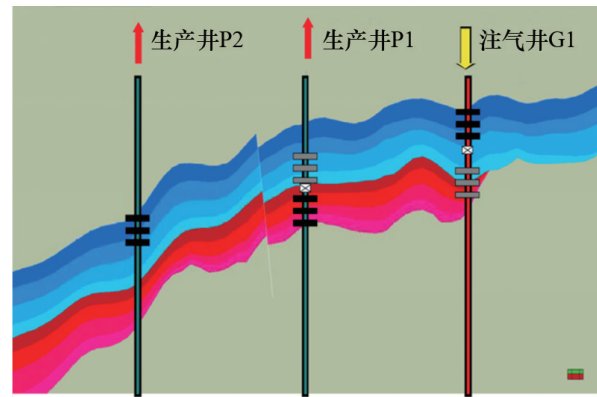


图 1 Lula 油田 CO₂驱智能井技术
Fig. 1 Intelligent wells in Lula Field

3.5 CO₂分离

巴西 Lula 油田开发设计中考虑将一部分天然气脱 CO₂后输出到岸上供近海民用或商用。巴西国家石油公司在 Lula 油田选择 Separex 膜过滤技术在其 8 艘浮式生产储油船上脱除天然气中的 CO₂与水,提升品质。每套 Separex 膜过滤系统每日能处理天然气 $6 \times 10^6 \text{ m}^3$ ^[21]。该系统设备布局紧凑,膜的厚度是目前业内最小尺寸,在天然气应用中拥有最长的服务寿命,该膜不需要使用溶剂,不会发生溢出并破坏海洋生态系统的风险。

3.6 防腐蚀、沥青质沉淀及结垢

CO₂溶于水对钢铁有较强的腐蚀性。海上油田平台寿命一般为 20~30 年,安全级别更高,因此,海上实施注 CO₂驱时,更应加强 CO₂的防腐研究。越南 Rang Dong 油田项目采取的防腐措施有:1) 对于富含 CO₂的油气田在设计初期就考虑管柱、流程的防腐设计,并制定完备的操作指南;2) 通过生产流程 CO₂浓度模拟分析和不同材料的腐蚀速度分析,优化注采管柱设计,并针对生产流程中的高风险腐蚀节点(生产井井底和分离器入口)采用特殊 13Cr 耐蚀合金材料,添加缓蚀剂或电化学方法防腐,保障流程安全生产(图 2)^[12-13]。

3.7 下一代技术的推进

针对 CO₂驱中注入困难、重力超覆、混相程度低等

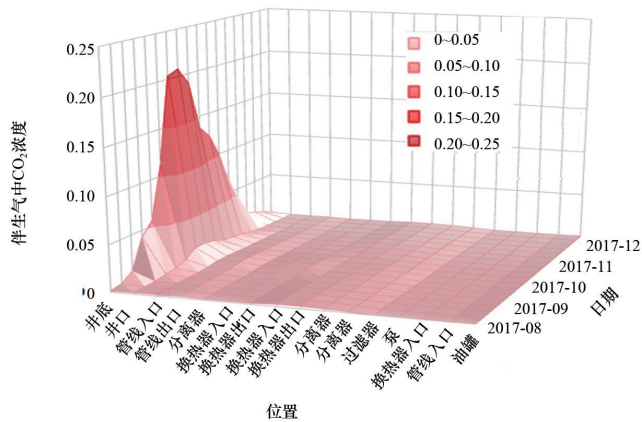


图2 生产流程伴生气中CO₂浓度与腐蚀速度预测

Fig. 2 Predicted CO₂ concentration in the produced gas and the corrosion rate in the production fluid

问题。美国对传统技术提出五大改进:1) 大幅度提高CO₂注入量,达到1.5倍孔隙体积;2) 改进布井方案和驱替方式,增打水平井等,提高波及程度和驱油效率;3) 通过调剖措施改善CO₂驱流度比,控制黏性指进(图3);4) 添加混相剂,提高混相度;5) 集成应用各项技术。据评估,若新一代CO₂-EOR技术推广到美国所有油田,将使美国的原油可采储量增加 $2.5 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 。原油采收率将从目前的33%提高到60%以上^[22-23]。据美国2014年评估,利用下一代CO₂驱技术,今后50年内墨西哥湾可增产 0.2×10^{10} bbl 石油,同时封存 39×10^8 t CO₂。

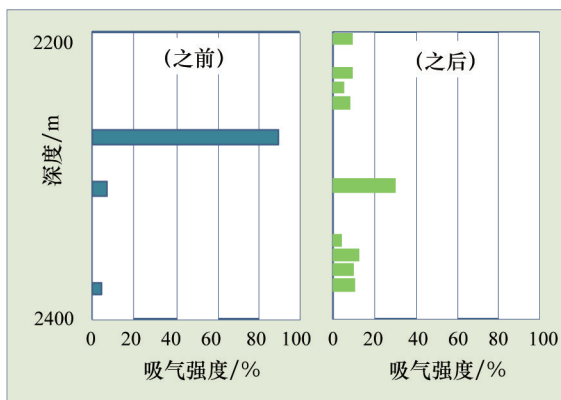


图3 调剖前/后CO₂注入剖面变化

Fig. 3 CO₂ injection profile before and after using profile control

4 海上W油田CO₂驱潜力分析

4.1 中国海上CO₂驱的前景与潜力

中国海上油气田蕴藏着丰富的CO₂资源。以南海歌海盆地为例,其CO₂总资源量可达万亿方,勘探储量近 $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。近年渤海、东海也勘探发现了可观的富含CO₂油气储量,如Q油田,天然气含40%~90%的CO₂。这些油气田开发会伴随大量CO₂采出,应当对其进行恰当处置,实现油气田高效、环保开发^[24-30]。根据国内外筛选标准和已实施项目的经验,海上CO₂-EOR目标油田首选气源附近的低渗轻质油藏。通过初步筛选,南海北部湾涠西南油田群距离气源约270 km,与欧洲北海实施项目具可比性,可作为南海CO₂驱与埋存的首选目标油田。同时,渤海秦南凹陷一些油藏富含CO₂,且存在低渗储层,可作为目标区深入研究。但中国海上CO₂驱技术还面临着工程投资大、气窜防治难、高效压缩机欠缺、工程腐蚀风险高等方面的诸多挑战。近年来中国在海上智能井技术、压缩机研制、监测调控方法等方面都取得突破,为海上CO₂驱研究与矿场实施提供了有力技术支持。

4.2 W油田CO₂驱潜力评价

南海W油田属于单斜岩性砂岩油藏,地层倾角11°,平均孔隙度18%,平均渗透率 $170 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4)。以溶解气驱动为主,原油为挥发性稀油,地下黏度 $0.8 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,溶解气油比约 $30 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。油田自2004年投产后衰竭开发,由于油藏天然能量低,衰竭快,开发效果差。针对上述情况分别设计了该油田的衰竭、水驱和CO₂驱方案(表2)。

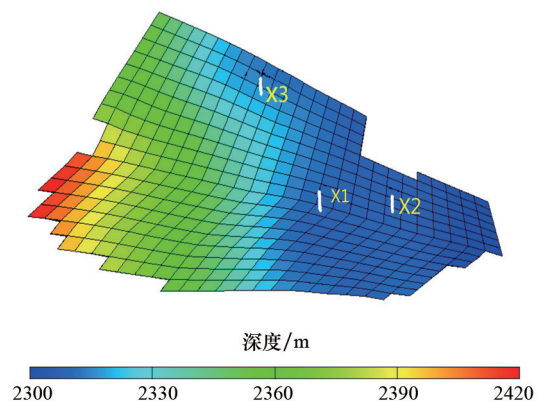


图4 W油田目标井区井位示意

Fig. 4 Well location of target reservoir in W field

表2 不同开发方式方案参数与模拟结果表

Table 2 Parameters and simulation results of different development methods

方案类别	方案描述	单井注入量/(m ³ ·d ⁻¹)	压力保持水平/MPa	累计采油/10 ⁴ t	采出程度/%
衰竭开发	X ₁ 、X ₂ 、X ₃ 井衰竭开发	—	—	9.2	20
注水开发	X ₃ 转注水, X ₁ 和X ₂ 井生产,	100	21	19.1	42
注CO ₂ 开发	X ₃ 转注气, X ₁ 和X ₂ 井生产,	50000	21	23.8	53

可以看出,衰竭式开发累计采油量最低,采出程度为20%;保持压力在21 MPa注水时原油累计采出程度为42%;保持压力在21 MPa时注CO₂的原油采出程度达到53%,比注水开发采收率提高了11%。同时,CO₂驱方案优化设计结果表明:注气时机越早,压力保持水平越高,注气速度越高,CO₂驱采收率与换油率越高。

此外,利用Shaw经验公式(式1)对CO₂驱方案中的埋存潜力进行了评估^[5]

$$M_{\text{CO}_2} = \rho_{\text{CO}_2, \text{res}} RF_{\text{BT}} OOIP / S_h \quad (1)$$

式中, M_{CO_2} 为CO₂埋存量, 10⁴ t; $\rho_{\text{CO}_2, \text{res}}$ 为CO₂在油藏条件下的密度, t·m⁻³; RF_{BT} 为突破时的采收率; $OOIP$ 为原始地质储量, 10⁴ m³; S_h 为原油收缩系数。

结果表明:目标区块CO₂埋存量约为2.3×10⁵ t。如将该技术推广到其所属油田,估计全油田的CO₂埋存量可达0.1×10⁸ t。综上,南海W轻质油藏注CO₂驱既能有效提高原油的采收率,又能将所注CO₂埋存于地下,达到了温室气体的有效利用和环保贮存的双重目的。

5 结论

1) 国际上多个油田结合其油藏与气源具体情况,已积极开展海上CO₂驱技术攻关研究与矿场实践,在海上早期CO₂驱规划、气源调配、气窜防治、CO₂分离、防腐设计、智能井技术、下一代CO₂驱技术探索方面积累了丰富的经验,为中国相关研究提供宝贵借鉴。

2) 通过对国内近海CO₂资源与油藏的评估,初步认为:南海涠西南油田群和渤海秦南凹陷富含CO₂低渗透轻质油气田可作为优先目标开展深入研究。通过对W油田CO₂驱潜力分析表明:海上油田CO₂驱可以在明显提高油田采收率的同时为海上CO₂封存探索路线,具有重要经济、环保意义。

参考文献(References)

[1] 陈卫东. CO₂驱油开发海上油田的前景与挑战[C]//第五届全

国化学工程与生物化工年会论文集. 北京: 中国化学学会, 2008: 587.

Chen Weidong. Prospect and challenge of offshore oil field exploitation by CO₂ flooding[C]//Proceedings of National Conference on Chemical Engineering and Biochemistry. Beijing: The Chemical Society of China, 2008: 587.

[2] 李保振, 李相方, 张健, 等. 海上油田CO₂驱潜力高效评估方法研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(19): 202-207.

Li Baozhen, Li Xiangfang, Zhang Jian, et al. Study on the efficient potential evaluation method for CO₂ flooding in China offshore oilfields[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(19): 202-206.

[3] 景凤江, 宋春华. 二氧化碳埋存技术在中国海上气田的应用与思考[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(5): 20-23.

Jing Fengjiang, Song Chunhua. Application of CO₂ storage technology in China offshore gasfields and its rethinking[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(5): 20-23.

[4] 刘雪雁, 李鹏春, 周蒂, 等. 海上强底水砂岩油藏CO₂-EOR-S数值模拟研究[J]. 热带海洋学报, 2017, 36(5): 72-83.

Liu Xueyan, Li Pengchun, Zhou Di, et al. Simulation of CO₂-EOR-S in an offshore sandstone reservoir with strong bottom-water[J]. Journal of Tropical Oceanography, 2017, 36(5): 72-83.

[5] Shaw J, Bachu S. Screening, evaluation, and ranking of oil reservoirs suitable for CO₂ flood EOR and carbon dioxide sequestration[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(9): 51-61.

[6] Sweatman R E, Crookshank S, Edman S. Outlook and technologies for offshore CO₂ EOR/CCS projects[C]. Offshore Technology Conference, Houston, May 2-5, 2011.

[7] Salim M, Harley J, Faizal Z. Process design aspects for taking CO₂ enhanced oil recovery offshore[C]. Society of Petroleum Engineers Source SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, April 16-18, 2012.

[8] Kuuskraa V A, Malone T. CO₂ Enhanced Oil Recovery for Offshore Oil Reservoirs[C]. Offshore Technology Conference, Houston, May 2-5, 2016.

[9] Dipietro J P, Kuuskraa V, Malone T. Taking CO₂ enhanced oil recovery to the offshore gulf of Mexico: A screening-level assessment of the technically and economically-recoverable re-

- source[J]. SPE Economics & Management, 2015, 7(1): 3-9.
- [10] Sedaralit M. Investigation of enhanced water alternating gas for dulang field[C]. 76th EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam, June 16-19, 2014.
- [11] Ibrahim R, Ismail R, Shahud N, et al. Time lapse seismic (4D) application for EOR immiscible water alternating gas (IWAG) programme in dulang oil field, peninsular malaysia of the malay basin[C]. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, July 19-21, 2011.
- [12] Ueda Y, Uchiyama T, Kawahara Y, et al. CO₂-EOR huff 'n' puff pilot test in Rang Dong Oilfield, offshore vietnam[J]. Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology, 2013, 78(2): 188-196.
- [13] Le N S, Hatakeyama A, Farag S, et al. Fluid saturation monitoring by cased hole logging for CO₂ huff-n-puff test in a Vietnam offshore field[C]. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, July 2-4, 2013.
- [14] Stewart J, Haszeldine S, Wilkinson M, et al. CO₂ enhanced oil recovery from the residual zone—a sustainable vision for north sea oil production[C]. EGU General Assembly 2014, Vienna, April 27-May 2, 2014.
- [15] Stewart R J, Haszeldine R S. Can producing oil store carbon? Greenhouse gas footprint of CO₂-EOR, offshore north sea[J]. Environmental Science & Technology, 2015, 49(9): 5788-5795.
- [16] Pizarro J O D S, Branco C C M. Challenges in implementing an EOR project in the pre-salt province in deep offshore brasil[C]. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, April 16-18, 2012.
- [17] Hwang J, Baek S, Lee H, et al. Evaluation of CO₂ storage capacity and injectivity using a relief well in a saline aquifer in Pohang basin, offshore South Korea[J]. Geosciences Journal, 2016, 20(2): 239-245.
- [18] 李保振, 李相方, Kamy Sepehrnoori, 等. 低渗油藏 CO₂驱中注采方式优化设计[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(2): 101-107.
Li Baozhen, Li Xiangfang, Kamy S, et al. Optimization of the injection and production schemes during CO₂ flooding for tight reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(2): 101-107.
- [19] Ligerio E L, Scanavini H F A, Mello S F, et al. WAG-CO₂ light oil recovery from deep offshore carbonate reservoirs[C]. IOR 2013—17th European Symposium on Improved Oil Recovery, St. Petersburg, April 16-18, 2013.
- [20] Magnier C, Rouchon V, Bandeira C, et al. Surface and subsurface geochemical monitoring of an EOR-CO₂ field: Buracica, Brazil[J]. Oil & Gas Science & Technology, 2012, 67(2): 355-372.
- [21] Costa I V L D, Rochedo P, Império M, et al. Geo: Gas production in offshore reservoirs in Brazil's pre-salt region[M]//Energy, Transportation and Global Warming. Springer International Publishing, 2016.
- [22] Denney D. Storing CO₂ with next-generation CO₂-EOR technology[J]. Journal of Petroleum Technology, 2012, 64(1): 61-63.
- [23] Kuuskraa V A, Godec M L, Dipietro P. CO₂ utilization from "next generation" CO₂ enhanced oil recovery technology[J]. Energy Procedia, 2013, 37: 6854-6866.
- [24] Murai D, Kuroki K, Takayanagi M, et al. Design of inter-well CO₂ EOR pilot test in offshore field[C]. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, November 14-16, 2016.
- [25] Rosa M B. Optimizing CO₂ injection in an offshore field considering operational constraints[C]. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, April 16-18, 2012.
- [26] 李保振, 张健, 李相方, 等. 中国海上油田注气开发潜力分析[J]. 天然气与石油, 2016, 34(1): 58-62.
Li Baozhen, Zhang Jian, Li Xiangfang, et al. Analysis on offshore oilfield gas flooding development potential in China[J]. Nature Oil and Gas, 2016, 34(1): 58-62.
- [27] Xiang W, Zhou W, Zhang J, et al. The potential of CO₂-EOR in China offshore oilfield[C]. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, October 20-22, 2008.
- [28] Zhang L, Dexiang L I, Ezekiel J, et al. CO₂ geological storage into a lateral aquifer of an offshore gas field in the South China Sea: Storage safety and project design[J]. Frontiers of Earth Science, 2015, 9(2): 286-299.
- [29] Tang Y, Yang R, Bian X. A review of CO₂ sequestration projects and application in China[J]. The Scientific World Journal, 2014, 2014(6): 381854.
- [30] Liu H, Hou Z, Li X, et al. A preliminary site selection system for a CO₂-AGES project and its application in China[J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 73(11): 6855-6870.

Offshore CO₂ flooding projects and the potential evaluation in Woffshore oilfield

LI Baozhen, KANG Xiaodong, ZHANG Jian, Tang Engao, ZHANG Xiansong

State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China

Abstract In view of the highly developed industry and agriculture in China coastal cities, the pressure of the greenhouse gas emissions greatly increases, meanwhile, more and more oil and gas reserves with high CO₂ content are found in China offshore oilfields, whose development is facing great challenges. A feasibility study of the offshore CO₂ flooding application in China offshore oilfields “A” is carried out. Firstly, the worldwide researches and applications of offshore CO₂ flooding are reviewed, including the key technology breakthroughs, the field performance and the valuable experience. Secondly, the design and the optimization of CO₂ flooding in China offshore field “W” are made based on the reservoir engineering and the numerical simulation and its potential enhanced recovery and sequestration are evaluated. Finally, the outlook of China offshore CO₂ flooding is evaluated. It is shown that this technology could improve the recovery of offshore oil reservoirs and improve the utilization rate of natural gas resources, which also provides a new way for the reduction of the greenhouse gas emission.

Keywords offshore oilfields; CO₂ flooding; EOR; sequestration; anti-corrosion ●



(责任编辑 田恬)