

疏松砂岩稠油油田引热降黏技术研究与应用

张海勇¹ 姚为英¹ 熊书权² 程心平¹ 秦 欣¹

1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452;
2. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518067

摘 要: 针对南海 F 疏松砂岩稠油油田投产后地层压力下降快、油井产量递减快、储层出砂堵塞井筒和平台无注水工程预留等问题,在对油层下部高温水体供给能力、引热降黏效应、采收率等方面分析研究的基础上,创新提出了一种利用油层下部高温热水在井下实现注水的引热降黏技术,同时研发了与此配套的引热降黏单层及分层注水工艺管柱、封隔颗粒控水防砂工艺。室内实验和数值模拟表明:引热降黏技术可以明显降低原油黏度,提高油田采收率 13.1 个百分点;研发的引热降黏注水工艺管柱在现场试验中得到成功应用,单井日产油、地层压力水平均得到明显提升,实现了平台无注水工程预留下的稠油注热水开发,为海上类似普通稠油的热水驱开发提供了一种新的开发思路,具有借鉴意义。

关键词: 疏松砂岩稠油;天然能量不足;引热降黏

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2022.01.012

The application of and research on geothermal water flooding technology in loose sandstone heavy oil fields

ZHANG Haiyong¹, YAO Weiyong¹, XIONG Shuquan², CHENG Xinping¹, QIN Xin¹

1. Drilling and Production Corporation of CNOOC Energy Technology & Services, Tianjin, 300452, China;
2. CNOOC China Limited, Shenzhen Branch, Shenzhen, Guangdong, 518067, China

Abstract: After F loose sandstone heavy oil field in the South China Sea is put into production, there are problems such as rapid decline in formation pressure, fast drop in well production, wellbore blocking by sand and platform without water injection facilities. Based on the analysis and research on the supply capacity of high-temperature water in the lower part of the oil formation, the effect of heat transfer and viscosity reduction, and the enhancement of recovery rate, a new technology of heat transfer and viscosity reduction was proposed using high temperature hot water in the lower part of oil layer, and also developed a single-layer and stratified injection process pipe column of induced heat and viscosity reduction. In addition, the matched single-layer and multi-layer water injection pipe string and the water-sand control technology were designed. The results of experiment and numerical simulation show that the geothermal water flooding technology can significantly reduce the oil viscosity and improve oil displacement efficiency by 13.1 percent. The new single-layer and multi-layer water injection pipe string and the water-sand control technology have a successful field application. Finally, the daily oil production and the formation energy both increased significantly, realizing the hot water injection without increasing water injection facilities and providing a new

收稿日期:2021-07-22

基金项目:中海油能源发展股份有限公司科技重大专项“南海油田增储上产配套技术研究与应用(I期)”(E-J621D004)

作者简介:张海勇(1988-),男,天津人,工程师,博士,主要从事海上油田开发方案设计方面的研究工作。E-mail:zhy_1988@

idea and valuable reference for heavy oil fields of the same nature through hot water flooding.

Keywords: Loose sandstone heavy oil; Insufficient formation energy; Geothermal water flooding

0 前言

中国海上油田稠油储量大,但稠油黏度大、流动性差,海上平台空间限制大、安全要求高,小型注热设备、注采管柱安全控制技术还有待进一步攻关^[1-2]。因此,陆地油田成熟的蒸汽吞吐、蒸汽驱等稠油热采方式在海上油田适用性差,需要结合海上油田特点攻关适宜的稠油热采提高采收率技术。加热降黏是稠油开发的关键^[3-5],南海海域含油气盆地中发育有水体巨大的高温热水层,为利用地下热水资源改善海上稠油油田的开发效果、提高采收率提供了良好条件。

国内外已有部分利用地下热水开发稠油油田的实例,注热水开发可以有效提高稠油油田的采收率,但现有技术需要将地下热水开采到地面处理后,再注入油层,地面注水设备占用空间大、投资成本高^[6-11],对于平台无注水工程预留的海上油田不适用。

为有效利用南海海域丰富的地下热水资源,解决海上平台无注水工程预留稠油油田的注热水开发难题,创新提出了一种利用油层下部高温热水在井下实现注水的引热降黏技术,通过研发与此配套的引热降黏单层及分层注水工艺管柱及封隔颗粒控水防砂工艺,实现了海上油田的低成本注热水开发,提高了油田的采收率。

1 油田存在的问题

南海东部的F油田属于弱边水驱动的疏松砂岩稠油油田,地层原油黏度110 mPa·s,油田开发存在以下问题。

1.1 油井投产后产量递减快

以F3H井为例,投产后初期产油由145 m³/d递减至40 m³/d,液量维持在较低水平,见图1。井口温度相比油层温度75℃下降了35℃,根据地层条件下的黏温曲线,原油黏度将增大至880 mPa·s。

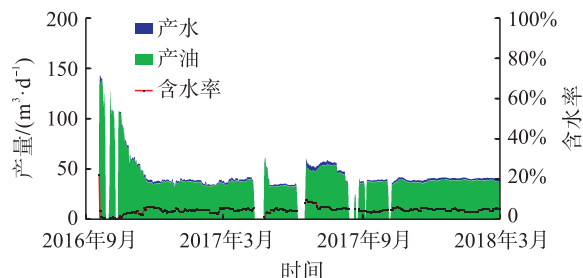


图1 F3H井生产曲线图

Fig. 1 Production curve of F3H

1.2 地层压力下降快,提液上产困难

F3H井投产不久的压力恢复试井,解释外推地层压力约7.13 MPa,比原始地层压力下降1.7 MPa。通过增

大生产压差提液上产,产液量基本无变化,供液明显不足,迫切需要通过注水补充地层能量,减缓产量递减。

1.3 疏松砂岩储层出砂,严重堵塞筛管

F1井连续油管捞砂显示,该井泥质及细粉砂的产出多,出砂严重,筛管存在堵塞,导致产能下降迅速,见图2。

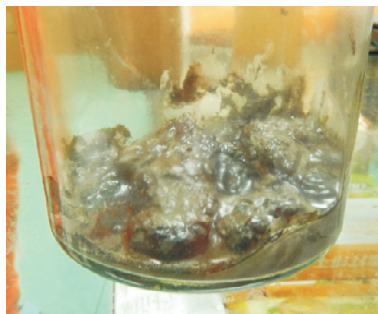


图2 F1井连续油管捞砂照片

Fig. 2 Coiled tubing sand bailing of well F1

综合F油田存在的上述问题可知,F油田注水是必要的。由于F油田生产平台无注水工程预留,提出了井下闭式引热降黏的解决思路,即利用井下电泵增压,将下部水源层的热水直接注入到压力较低的开采层中,热水不需要到达地面,即可达到注水开发的目的,见图3。

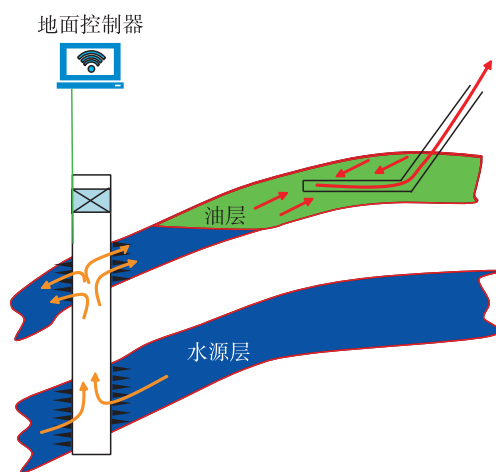


图3 井下闭式引热降黏技术原理图

Fig. 3 Principle diagram of closed geothermal water flooding technology

井下闭式引热降黏技术在国内外未见应用^[12-15],仅有自流注水技术的现场实施,其缺点是注水工艺管柱仅能实现自流,注入压差、注入量不可控制。目前国内外该类注水技术在注水压力及注水量可控方面尚不成熟,仍有多项关键技术需攻关。

为此,在引热降黏技术适用性分析研究基础上,综合考虑油田平台空间及设施情况,研发了井下闭式引热降黏单层及分层注水工艺管柱。

2 引热降黏技术适用性研究

2.1 油层下部高温水体供给能力研究

综合测井解释及地震反演,油层下部的 ZJ217-220 层发育有较厚的纯水层,经过计算,水体充足,体积达 $12.11 \times 10^8 \text{ m}^3$,见表 1,可以作为无限大水体水源层,水体供给能力充足。储层敏感性分析结果表明,水源水与地层水配伍良好,油田具备注水的水源条件。

表 1 下部水层水体体积计算结果表
Tab. 1 Calculation results of aquifer volume

水层	孔隙度	厚度 / m	饱和度	含水面积 / km ²	原始地层温度 / °C	水体体积 / 10 ⁸ m ³
ZJ2-09	25.00%	12.50	100.00%	78.40	104.00	2.45
ZJ217-220	26.00%	39.48	100.00%	118.00	110.00	12.11

2.2 引热降黏效应研究

2.2.1 原油流变性实验

实验过程执行 GB / T 26981—2011《油气藏流体物性分析方法》^[16]。

2.2.1.1 实验方法

通过还原地层流体条件和地层流体的体积、压力参数,模拟地层流体的开采过程和相态变化,获得黏温曲线等油藏流体参数。

2.2.1.2 实验结果及分析

实验表明 F 油田地层原油对温度敏感,见图 4。随着热水温度的升高,原油黏度降低;地下热水温度 115 °C 下的原油黏度比油层温度 75 °C 下降低 106.55 mPa · s,降低了 75%。

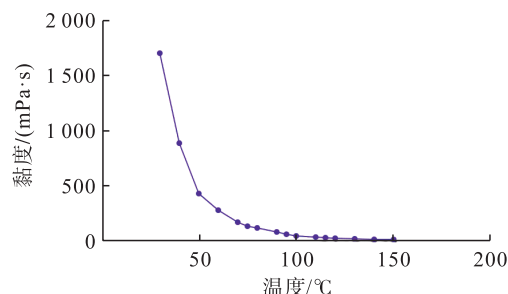


图 4 地层条件下原油黏度—温度曲线图

Fig. 4 Crude oil viscosity-temperature curve under formation condition

2.2.2 油田引热降黏效应显著

利用 CMG 数值模拟软件的组分模型模拟 F 油田注热水开发的温度场、黏度场变化,见图 5。

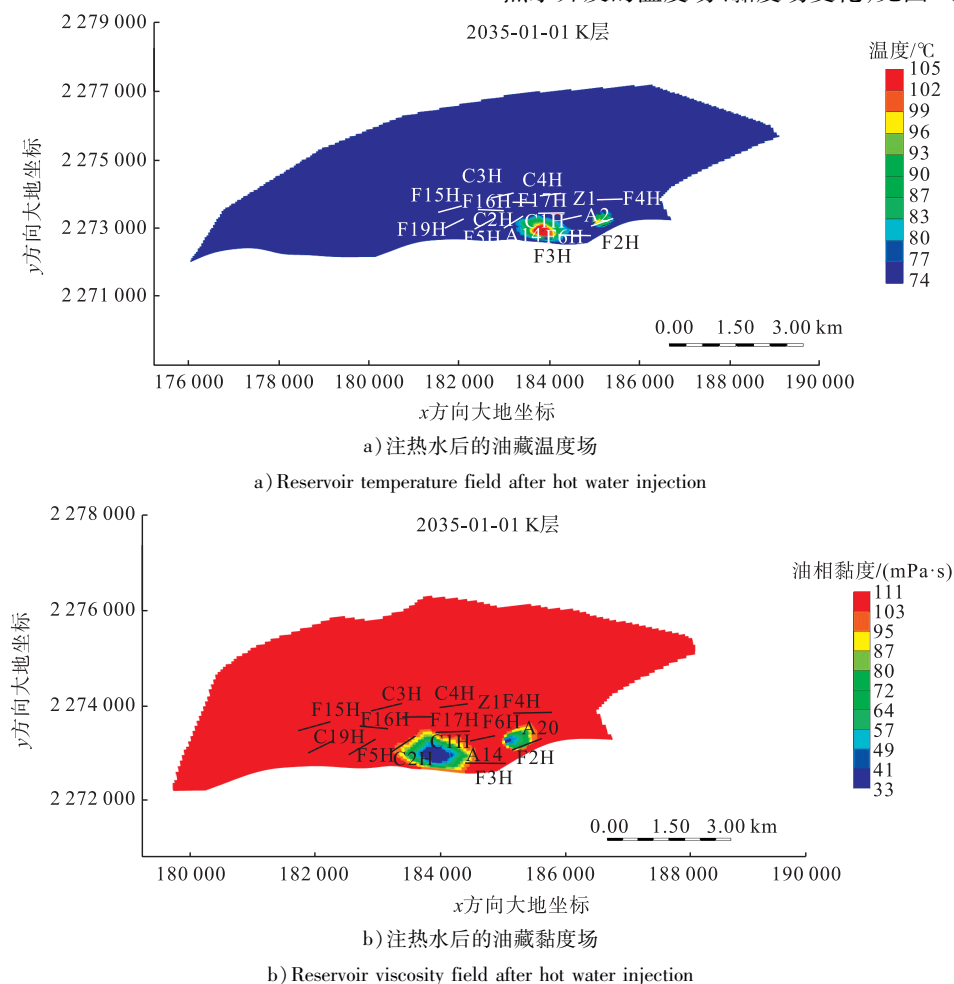


图 5 F 油田注热水开发数值模拟结果图

Fig. 5 Simulation results after geothermal water flooding

由图5可以看出,油井近井区域的地层温度随注入热水时间的延长呈上升趋势;平面上,距离注水井近的油井见效更明显。随着热水长期注入油藏,能量补充波及范围由单井点逐渐扩大至整个注水井组,油藏温度提高约30℃,受效油井近井区域的原油黏度从110 mPa·s降低至45 mPa·s。通过注地热水可以有效降低原油黏度,改善原油的流动性。

2.3 采收率研究

2.3.1 驱油效率实验

实验过程执行SY/T 6315—2017《稠油油藏高温相对渗透率及驱油效率测定方法》^[17]。

2.3.1.1 实验方法

利用高温高压多功能驱替装置进行岩心驱替实验,分析温度、驱替倍数变化对驱油效率的影响。

2.3.1.2 实验结果及分析

热水驱替实验结果见图6和表2,随着温度升高,热水驱油效率提高,驱油效果变好;温度从75℃提高到115℃,驱油效率提高11.74~14.72个百分点。

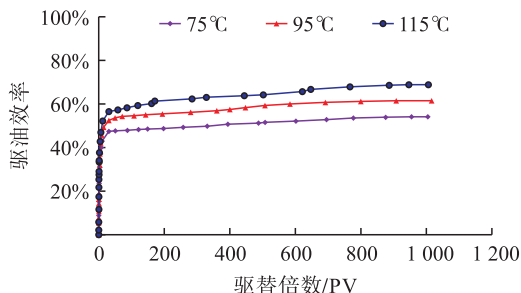


图6 不同温度下的驱油效率图

Fig. 6 Oil displacement efficiency under different temperatures

表2 不同温度、驱替倍数下的驱油效率实验结果表

Tab. 2 Displacement test results under different temperatures and displacement multiples

驱替倍数 /PV	不同温度下的驱油效率		
	75℃	95℃	115℃
30	47.41%	52.43%	56.52%
500	51.53%	59.29%	64.20%
1 000	54.12%	61.43%	68.84%

2.3.2 采收率综合预测

利用童氏曲线法、岩心分析法、数值模拟法预测注热水开发的油田采收率,综合评价确定F油田热水驱采收率39.40%,比冷水驱提高13.1个百分点,注热水可以明显提高油田采收率,见表3。

表3 采收率综合评价表

Tab. 3 EOR evaluation results

采收率评价方法	冷水驱采收率	热水驱采收率
童氏曲线法	30.00%	35.00%
岩心分析法	32.47%	41.30%
数值模拟法	26.30%	39.40%

3 引热降黏工艺设计

F油田平台空间小,注热水补充地层能量需求迫切,但实施地面人工注水需要扩甲板、增加地面水处理及注水设备,实施周期长、投资成本大,短期内无法实现。为此,针对性地研发了井下闭式引热降黏单层及分层注水工艺管柱,实现油田短期内通过注热水补充能量、提高采收率的要求。

3.1 引热降黏单层注水工艺管柱

研发的井下闭式引热降黏单层注水工艺管柱^[18]见图7,其主要优点是:可以实现水源层能量不足时的同井井下闭式注水;在地面调节电泵频率配注所需要的注水量,最大注入量可达3 000 m³/d。其具有以下多种功能:1)在线实时调节注入水量的功能;2)井下闭式的水质监测功能,可利用井口的取样管线阀门,在线取样,监测注入水质情况;3)定期酸洗功能;4)井下数据监测功能,可利用地面监测及测调工作筒,监测注入压力、温度及流量;5)水源层返排清井功能,通过开关滑套可实现水源层返排及测试。

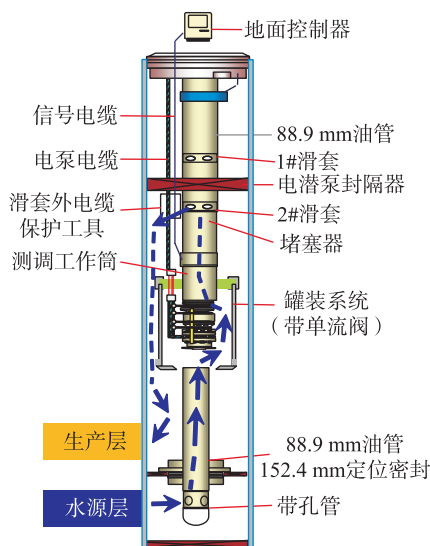


图7 引热降黏单层注水工艺管柱图

Fig. 7 Single-layer water injection pipe string

3.2 引热降黏分层注水工艺管柱

F油田平台井槽数量有限,纵向上多个油层天然能

量不足,有注热水的需求,但多数油层储量较小且含油面积小。如果单油层独立部署注水井,除受海上平台井槽数量限制外,经济效益也较差。为此,研发了井下闭式引热降黏分层注水工艺管柱,见图8,单口注水井可以实现采水及分层注水的功能,节省了平台井槽空间以及地面的注水设施,大大节约了经济成本。通过在注水管柱中不同油层位置下入封隔器,利用开关滑套实现多层分注功能。同时引热降黏分层注水工艺管柱也具有单层注水工艺管柱的多种功能,为小油层的注水开发提供了低成本、高效的实现手段。

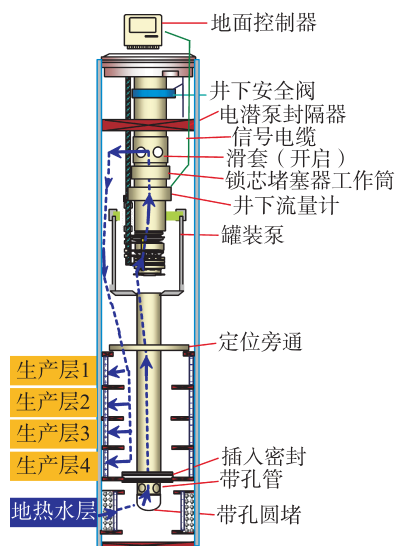


图8 引热降黏分层注水工艺管柱图

Fig. 8 Multi-layer water injection pipe string

3.3 封隔颗粒控水防砂工艺

针对油层砂岩颗粒疏松、容易出砂堵塞井筒的问题,综合考虑泥质含量、矿物成分、粒度分布等因素,优选了防砂完井方式,兼具防砂效果和尽量扩大油井产能的作用。采水层采用优质筛管+砾石充填的完井方式,见图9。由于稠油油水流量比大,含水上升快,对注入层的完井方式进一步改进,采用封隔颗粒充填+流量控制阀筛管的防砂控水方案。其主要技术特点一是固砂,封隔颗粒是可自身发生反应的有机大分子聚合物,分子之间发生聚合反应,将地层砂黏合在岩石表面;二是控水,可在地层的含水孔隙中发生聚合,降低含水地层的渗透性,而不在含油孔隙中发生反应,具有亲油疏水作用。

利用 Netool 商业软件,以十年为计算周期,在定产液量 $1\,608\text{ m}^3/\text{d}$ 的生产制度下,采用封隔颗粒充填+流量控制阀筛管防砂控水方案,预测累增油 $3.33 \times 10^4\text{ m}^3$,增油效果明显,见图10。

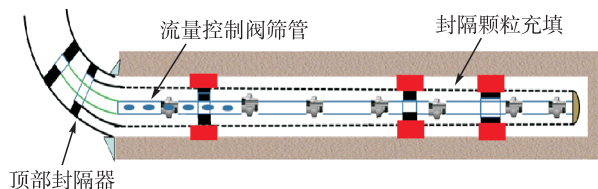


图9 封隔颗粒控水防砂工艺管柱图

Fig. 9 The pipe string of water-sand control technology by pack particles

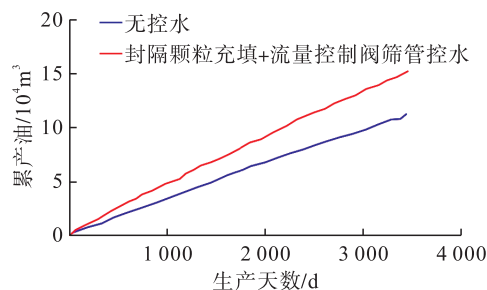


图10 封隔颗粒控水防砂效果预测图

Fig. 10 Effect prediction of water-sand control technology by pack particles

4 引热降黏技术现场实施效果

F油田已现场实施2个井下闭式引热降黏井组,见图11。F14井2018年3月开始引热降黏注水,注水后周围油井不同程度受益,邻井地层压力整体回升 $1 \sim 2\text{ MPa}$;截至2020年12月底,F14井注水量 $280 \sim 650\text{ m}^3/\text{d}$,累注水 $46.2 \times 10^4\text{ m}^3$,井组初期增油 $88\text{ m}^3/\text{d}$,累增油约 $7.6 \times 10^4\text{ m}^3$,受益井组注水后提液,泵入口压力保持平稳或上升趋势,见图12。F20井2019年4月开始引热降黏注水,注入4个油层,注水量 $255 \sim 1\,000\text{ m}^3/\text{d}$,累注水 $41.5 \times 10^4\text{ m}^3$,井组初期增油 $63\text{ m}^3/\text{d}$,累增油约 $3.5 \times 10^4\text{ m}^3$ 。现场实践表明,通过井下闭式引热降黏技术,单井日产油、地层压力水平均得到明显提升,取得了良好的现场应用效果。

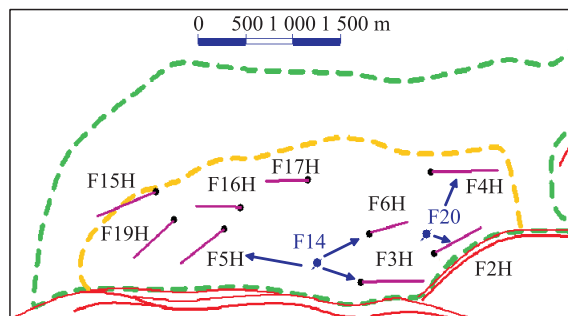


图11 F油田井下闭式引热降黏实施井组图

Fig. 11 Well groups applied geothermal water flooding technology in F oil field

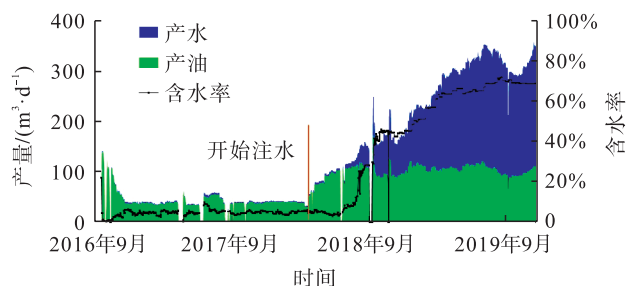


图12 引热降黏前后油井F3H生产曲线图

Fig. 12 Production curves of oil well F3H before and after geothermal water flooding

5 结论

针对F油田平台无注水工程预留、需注水补充能量的难题,创新提出了一种利用油层下部高温热水在井下实现注水的引热降黏技术,得到以下结论。

1)引热降黏技术可以有效降低原油黏度,改善原油流动性,提高油田采收率13.1个百分点,同时补充地层能量。

2)研发的引热降黏注水工艺管柱,在现场试验中得到成功应用,单井日产油、地层压力水平均得到明显提升,实现了平台无注水工程预留下的稠油注热水开发,具有节省平台空间、投入成本低、施工周期短的优点。改进的封隔颗粒充填+流量控制阀筛管技术,解决了疏松砂岩稠油储层出砂堵塞井筒的难题。

3)引热降黏技术为海上普通稠油的热水驱开发提供了一种新的开发思路,推广前景良好。

参考文献:

- [1] 蒋琪,游红娟,潘竞军,等.稠油开采技术现状与发展方向初步探讨[J].特种油气藏,2020,27(6):30-39.
JIANG Qi, YOU Hongjuan, PAN Jingjun, et al. Preliminary discussion on current status and development direction of heavy oil recovery technologies [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27 (6): 30-39.
- [2] 陈华兴,刘义刚,白健华,等.海上油田稠油热采井注采一体化工艺技术研究[J].石油机械,2020,48(4):47-53.
CHEN Huaxing, LIU Yigang, BAI Jianhua, et al. Research on injection-production integration process for heavy oil thermal recovery well in offshore oilfield [J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48 (4): 47-53.
- [3] PEDERSON J M, SITORUS J H. Geothermal hot-water flood-balam south telisa sand, sumatra, indonesia [C] // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 17-19 April, 2001, Jakarta, Indonesia. New York: SPE; DOI: 10.2118/68724-MS.
- [4] JAMALOEI B Y, SINGH A R. Hot water flooding and cold water flooding in heavy oil reservoirs [J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2016, 38 (14): 2009-2017.
- [5] 孙江河,范洪富,张付生,等.提高稠油采收率技术概述[J].油田化学,2019,36(2):366-371.
SUN Jianghe, FAN Hongfu, ZHANG Fusheng, et al. Overview of improving heavy oil recovery technology [J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36 (2): 366-371.
- [6] 狄帅.尚10-49块热水/化学驱提高采收率试验研究[D].东营:中国石油大学(华东),2017.
DI Shuai. Research on EOR using hot water/chemical flooding in Shang10-49 block [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [7] GOODYEAR S G, REYNOLDAS C B, TOWNSLEY P H, et al. Hot water flooding for high permeability viscous oil fields [C] //SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 21-24 April, 1996, Tulsa, Oklahoma, USA. New York: SPE; DOI: 10.2118/35373-MS.
- [8] FOURNIER K P. A numerical method for computing recovery of oil by hot water injection in a radial system [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1965, 5 (2): 131-140.
- [9] HAO Yongmao, LU Mingjing, DONG Chengshun, et al. Experimental investigation on oil enhancement mechanism of hot water injection in tight reservoirs [J]. Open Physics, 2016, 14 (1): 703-713.
- [10] DAVID W Z, IAN D G. On hot water flooding strategies for thin heavy oil reservoirs [J]. Fuel, 2015, 153: 559-568.
- [11] ALAJMI A F, GHARBI R, ALGHARAIB M. The effect of heterogeneity and well configuration on the performance of hot water flood [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 524-533.
- [12] 周俊昌,罗勇,严维锋.国内第一口自流注水井钻井实践[J].中国海上油气,2011,23(1):43-45.
ZHOU Junchang, LUO Yong, YAN Weifeng. Drilling practice of the domestic first water dumping well [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23 (1): 43-45.
- [13] 黄映仕,余国达,罗东红,等.惠州25-3油田薄层油藏自流注水开发试验[J].中国海上油气,2015,27(6):74-79.
HUANG Yingshi, YU Guoda, LUO Donghong, et al. Dump flooding experiment in thin layer reservoir development in HZ 25-3 oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27 (6): 74-79.
- [14] AL-GAMBER A A, AL-TOWAILIB A A, AL-WABARI S H. The application of stand-alone injection systems in remote and/or highly populated areas reduces construction costs [C] //SPE Annual Technical Conference and

- Exhibition, 1-4 October, 2000, Dallas, Texas, USA. New York: SPE; DOI: 10.2118/63/68-MS.
- [15] KAZUO Fujita. Pressure maintenance by formation water dumping for the Ratawi limestone oil reservoir, offshore Khafji [J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34 (4): 738-754.
- [16] 国家标准化管理委员会. 油气藏流体物性分析方法: GB/T 26981—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2012.
- Standardization Administration. Test method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981—2011 [S]. Beijing: China Standard Press, 2012.
- [17] 国家能源局. 稠油油藏高温相对渗透率及驱油效率测定方法: SY/T 6315—2017 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- National Energy Administration. Relative permeability and displacement efficiency test under the condition of high temperature for heavy oil reservoir: SY/T 6315—2017 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [18] 姚为英, 张海勇, 马超, 等. 南海东部油田低成本高效助流注水技术创新与实践[J]. 科学技术与工程, 2020, 20 (5): 1826-1832.
- YAO Weiying, ZHANG Haiyong, MA Chao, et al. The innovation and practice of low cost and high efficiency borehole pump flooding water injection technology in the Southeast China Sea oilfield [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20 (5): 1826-1832.
- [19] 潘豪. 海上油田水平井稳油控水技术现状与发展趋势[J]. 石油矿场机械, 2020, 49(3): 86-93.
- PAN Hao. Status and development trend of horizontal well water-control completion technology for offshore oilfield [J]. Oil Field Equipment, 2020, 49 (3): 86-93.
- [20] 朱迎辉, 廖意, 陈维华, 等. 南海东部油田 ICD 控水技术应用效果评价方法对比与研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 76-79.
- ZHU Yinghui, LIAO Yi, CHEN Weihua, et al. Evaluation method comparison and study of application effect of ICD technique in eastern oilfield in South China Sea [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33 (4): 76-79.

(上接第26页)

- [14] 苏欣, 章磊, 刘佳, 等. SPS与TGNET在天然气管网仿真中应用与认识[J]. 天然气与石油, 2009, 27(1): 1-3.
- SU Xin, ZHANG Lei, LIU Jia, et al. Application of SPS and TGNET in natural gas pipeline network simulation [J]. Natural Gas and Oil, 2009, 27 (1): 1-3.
- [15] 王永红, 李晓平, 宫敬. 长输管道在线仿真系统的应用与展望[J]. 油气储运, 2011, 30(2): 90-93.
- WANG Yonghong, LI Xiaoping, GONG Jing. The application and futurity of long-distance pipeline on-line simulation system [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2011, 30 (2): 90-93.
- [16] 吴长春, 张鹏, 蒋方美. 输气管道仿真软件及其在供气调峰中的应用[J]. 石油工业技术监督, 2005(5): 33-36.
- WU Changchun, ZHANG Peng, JIANG Fangmei. Simulation software for gas pipeline operation and its application in peak shaving of gas supply systems [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2005 (5): 33-36.
- [17] 林棋, 娄晨, 向奕帆, 等. 中亚天然气管道压气站运行能耗优化模拟计算[J]. 油气储运, 2019, 38(8): 919-925.
- LIN Qi, LOU Chen, XIANG Yifan, et al. Simulation on compressor station operation of trans-Asia gas pipeline based on gas consumption optimization [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38 (8): 919-925.
- [18] 刘冰. 天然气管道能效指标体系研究[J]. 中外能源, 2012, 17(1): 96-102.
- LIU Bing. A study on gas piping energy efficiency index systems [J]. Sino-Global Energy, 2012, 17 (1): 96-102.
- [19] 左丽丽, 刘冰, 吴长春, 等. 水力马力能耗指标在管道能耗分析中的应用[J]. 油气储运, 2012, 31(4): 301-303.
- ZUO Lili, LIU Bing, WU Changchun, et al. Application of energy consumption indicators based on hydraulic horsepower in the analysis of energy consumption of oil and gas pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2012, 31 (4): 301-303.
- [20] 中国石油天然气集团公司节能节水专业标准化技术委员会. 油气管道能耗测算方法: Q/SY 1209—2009[S]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
- Standardization Technical Committee of Energy and Water Conservation of CNPC. Calculation method for energy consumption of oil and gas pipeline: Q/SY 1209—2009 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.