

# 胜利西部油气产量变化趋势及开发接替技术

王学忠

(中石化新疆新春石油开发有限责任公司, 山东 东营 257000)

**摘要:** 针对准噶尔盆地胜利西部持续上产面临的新挑战,以矿场资料分析为主,研究了准噶尔盆地胜利西部产量变化趋势及开发接替技术。与大多数稠油油田相比,春风稠油埋藏更浅,更难以建立有效的生产压差;油层厚度更薄,以至热采过程中热损失更大;原始状态下地层原油不能流动,直井蒸汽吞吐见到峰值产量,但产量递减迅速,经济效益差。在前人工作基础上,提出水平井、氮气、降黏剂、蒸汽吞吐复合开发技术,投产水平井500余口,建成百万吨级油田,在整装油田滚动扩边、小口径钻机浅孔取心辅助找油、油水过渡带微生物采油方面积累了经验。同时,油田整体评价、典型单元跟踪评价和64口高效井跟踪评价表明,老井产量递减日趋明显,急需攻关开发接替技术。春风稠油属于非常稀缺的环烷基稠油,不仅要求有效开发,而且必须实现高效开发和高采收率。开展了稠油热采多轮次吞吐后热化学驱、井网加密等开发接替技术研究。此外,火山岩油藏、超深层及中浅层稀油油藏也是比较现实的开发接替阵地,值得特别关注。

**关键词:** 产量变化;开发接替;提高采收率;环烷基稠油;小口径钻机;浅钻取心;准噶尔盆地

**中图分类号:** TE345 **文献标志码:** A

## Trends in oil and gas production in western Shengli Oilfield and developing replacement technologies

WANG Xuezhong

(Xinjiang Xinchun Petroleum Development Co., Ltd., SINOPEC, Dongying 257000, China)

**Abstract:** Because of the new challenges facing the sustained up-production in the western Shengli Oilfield in the Junggar Basin, the trend of production change and development succession technology are studied based on the analysis of mine data. Compared with most heavy oilfields, the Chunfeng heavy oil is more shallowly buried, making it more difficult to establish an effective production pressure differential; the oil layer thickness is thinner so that the heat loss during thermal recovery is greater; the formation's crude oil can not flow in its original state, and the peak output of vertical well steam huff and puff is seen, but the production decreases rapidly and the economic efficiency is poor. Based on the previous work, it was proposed the compound development technology of horizontal wells, nitrogen, viscosity reducer, and steam huff and puff. More than 500 horizontal wells were put into operation, and a million-ton oilfield was built. Experiences have been accumulated in rolling edge expansion of packaged oilfields, shallow hole coring assisted by small-diameter drilling rigs to find oil, and microbial oil recovery in the oil-water transition zone. At the same time, through the overall evaluation of the oilfield, and the tracking evaluation of typical units and 64 high-efficiency wells, it is shown that the production decline of old wells is becoming more and more obvious, and there is an urgent need to tackle key problems and develop replacement technology. The Chunfeng heavy oil is a very scarce naphthenic one, which requires not only effective development but also efficient development and a high recovery rate. In addition, volcanic rock reservoirs, and ultra-deep and medium-shallow light oil reservoirs are also more realistic development replacement positions, which deserve special attention.

**Key words:** yield change; developing replacement; enhanced oil recovery; naphthenic heavy oil; small diameter drill; shallow coring; Junggar Basin

2021年,是胜利油田入疆找油25周年。胜利西部是一个专用名词,特指中国石化胜利油田在准噶尔盆地登记的矿权区块。胜利西部97%的产量来自春风油田,其余产量来自外围试采井。春风油田作为中国石化“十二五”期间唯一投入整体开发的

收稿日期:2022-01-14;改回日期:2022-03-15。

作者简介:王学忠(1972—),硕士,正高级工程师,从事油田开发研究工作。E-mail:wangxuezhong.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“中西部盆地碎屑岩层系油气富集规律与勘探关键技术”(2016ZX05002)。

五千万吨级储量油田,开发伊始即确立建成百万吨原油生产基地战略目标,并且在2015年如期实现了既定目标<sup>[1]</sup>,迄今已在百万吨级规模稳产7 a,2021年产油 $130\times 10^4$  t。胜利西部“十四五”期间能否高质量发展,既取决于滚动扩边建产成效,也取决于老区开发接替技术的突破,因此,准确把握产量变化趋势非常重要。在春风油田产量变化趋势分析的基础上,开展了开发接替技术研究。为方便叙述,本文引入一个常数 $c$ ,数值上等于胜利西部2015年的产油量。

## 1 油田开发现状

### 1.1 油藏类型

准噶尔盆地西缘车排子凸起春风油田新近系沙湾组浅层高渗透疏松砂岩特超稠油油藏探明储量150 $c$ ,油深160~750 m,储层岩性以细砂岩为主,油层单一且厚度很薄,仅2~6 m,油层温度很低,只有23~34℃,油藏温度下原油黏度为15 000~90 000 mPa·s。原油中饱和烃与芳香烃占80%,胶质与沥青质占20%,属于非常罕见且珍贵的环烷基稠油<sup>[2]</sup>。

春风油田火山岩裂缝型油藏探明储量60 $c$ ,构造上位于车排子凸起红一车断裂带附近,含油层系为石炭系,属含油井段较长的普通稠油底水油藏。石炭系顶面遭强烈剥蚀,总体呈西北高、东南低的单斜形态。排61井855~949 m井段日产油5 t,发现石炭系火山岩裂缝型普通稠油油藏。之后,陆续发现排66等6个区块。

春风油田西南部排10西区块钻遇7个沙湾组薄层稀油砂岩油藏,探明储量3 $c$ ,油藏埋深1 600~1 700 m。东南部永进地区钻遇侏罗系薄层稀油异常高压砂岩油藏,控制储量30 $c$ ,油藏埋深为5 600~6 400 m。

### 1.2 开采方式

针对春风稠油区块埋藏浅、厚度薄、原油黏度大、无法有效动用的难题,在学习借鉴前人经验的基础上,创新形成了氮气、降黏剂辅助水平井蒸汽热采开发技术(水平井、降黏剂、氮气和蒸汽复合开发技术,简称HDNS技术)<sup>[3-4]</sup>。与直井相比,水平井井段位于油层内部,与油层接触面积增加,能够降低热损失,提高吸汽能力。将油溶性降黏剂以前置段塞形式注入地层可以有效降低近井地带原油黏度和屈服值,起到降低注汽压力的作用。氮气导热系数低,可降低地层热损失。2009年7月在排601-

平1井首次开展HDNS吞吐并取得产能突破,峰值日产油量49 t,第1周期产油量为2 666 t,周期油汽比0.89,与直井蒸汽吞吐试采相比,单井周期生产时间从20 d增加至270 d,周期产油量提高了15倍,周期油汽比提高0.81。其余试采区块采用天然能量开发。

### 1.3 开采状况

从2010年开始,胜利西部应用HDNS开发技术投产了排601、排6南等15个浅薄层特超稠油油藏,动用储量75 $c$ ,累积油汽比0.45。应用130 t/h循环流化床锅炉,注汽干度达99%,稠油热采出水做到资源化利用。油井投产前均采取防砂措施,采用注采一体化管柱,上提光杆注汽,下放光杆采油。尽管资源较差(油层很薄,原油黏度很高),热采油汽比不是很高,仍然实现了效益开发。投产水平井539口,占胜利西部油井数的44%,日产油量占54%,累产油量占61%。其核心技术“薄储层超稠油高效开发关键技术及应用”获2020年度国家科学技术进步奖二等奖。立足于精干的油公司模式,胜利西部经营绩效在胜利油田开发板块中排名第一,最高地质储量采油速度达到5%,目前保持在1.6%的较好水平,近年来SEC储量稳步增长,储量替代率保持在120%左右。

胜利西部石油采收率19.6%,综合含水78.4%,累产油量9.8 $c$ 。按照油藏类型评价,2021年稠油热采地质储量占80%,可采储量占90%,年产油占85%,累产油占90%,综合含水79.4%。断块油藏(稀油及火山岩普通稠油)地质储量占14%,可采储量占8%,年产油占13%,累产油占9%,综合含水32.9%。低渗透油藏地质储量占5%,可采储量占2%,年产油占比2%,累产油占1%,不含水。稠油热采地质储量、可采储量、年产油所占比例均超过80%,累产油占90%。断块油藏和低渗透油藏采用天然能量开发。2018年以来,超稠油微生物采油、火山岩普通稠油及稀油常规开采产量所占比例稳定在10%。

## 2 产量变化趋势研究

### 2.1 胜利西部整体产量变化趋势

继春风油田规模开发和薄浅层储层预测技术成熟之后,通过滚动扩边持续建产(例如排691块投产新井82口,建成产能 $12\times 10^4$  t/a<sup>[5]</sup>),春风油田产量呈上升态势(见表1)。

表1 春风油田历年产量构成

年份	新井年产油/ 10 <sup>4</sup> t	老井年产油/ 10 <sup>4</sup> t	合计产油/ 10 <sup>4</sup> t
2010	0.04c	0.01c	0.05c
2011	0.09c	0.09c	0.18c
2012	0.09c	0.27c	0.36c
2013	0.20c	0.46c	0.65c
2014	0.08c	0.77c	0.85c
2015	0.19c	0.81c	1.00c
2016	0.01c	0.92c	0.93c
2017	0.19c	0.85c	1.05c
2018	0.08c	1.00c	1.07c
2019	0.09c	1.03c	1.12c
2020	0.10c	1.09c	1.19c
2021	0.10c	1.17c	1.27c

胜利西部 2021 年综合递减率为 15.6%。2010—2015 年,新井投产井数较多,稠油热采单井产量呈上升趋势,2016 年以来,规模建产区块逐步减少,老井产量处于举足轻重的地位,稠油热采单井产量呈逐年下降的趋势(见表 2)。稀油、火山岩普通稠油依赖于天然能量开发,近三年来,单井产量有所下降。

表2 胜利西部单井产量变化

年份	稠油热采 单井日产油/ t	稀油单井 日产油/ t	火山岩普通稠油 单井日产油/ t
2010	6.3	4.2	-
2011	5.7	3.9	-
2012	6.7	3.6	-
2013	8.0	3.9	-
2014	6.8	3.2	-
2015	6.2	5.5	4.4
2016	4.5	8.4	5.4
2017	4.1	17.0	4.1
2018	3.8	16.6	5.0
2019	3.6	15.9	6.5
2020	3.5	14.2	5.3
2021	3.6	13.2	4.1

2.2 稠油热采区块产量变化趋势

2.2.1 稠油热采区块整体产量变化趋势

2021 年,春风稠油热采区块综合递减率 16.5%。排 601 区块 2016—2018 年产油 1.22c,2019—2021 年产油 0.93c。排 601-平 1 井 2009—2015 年产油 1.7×10<sup>4</sup> t,2016—2021 年产油 1.0×10<sup>4</sup> t。通过时间拉齐,对 2016 年之前投产的热采区块进行分析,第 1 年产油 42.4×10<sup>4</sup> t,第 2 年产油 103.1×10<sup>4</sup> t,第 3 年产油 114.9×10<sup>4</sup> t,第 4 年产油 108.8×10<sup>4</sup> t,第 5 年产油 88.6×10<sup>4</sup> t,第 6 年产油 77.7×10<sup>4</sup> t,产量从第 4 年开始下降(见图 1)。从春风稠油热采井单井产量变化趋势(见图 2)看,平均单井峰值日产油 9 t,开采十年后,平均单井日产油已低于 4 t。

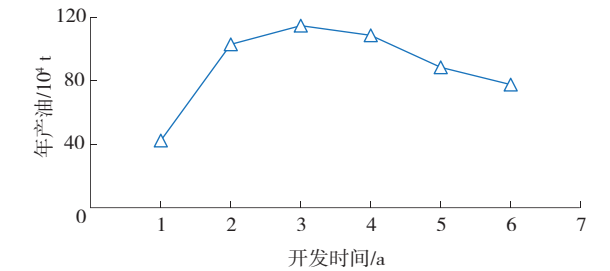


图1 春风热采区块年产油量变化趋势

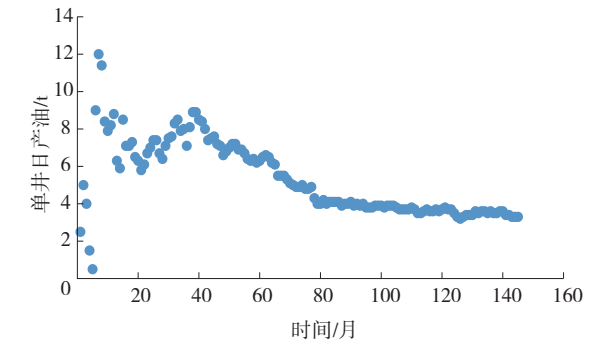


图2 春风稠油热采井单井产量变化趋势

为进一步了解早期老井产量变化趋势,从春风油田蒸汽吞吐开发数据库中筛选单井累产油超过 2×10<sup>4</sup> t 且年产油峰值产量出现后正常生产超过 8 a 的油井,共 64 口井。上述 64 口井到 2021 年底平均单井累产油 2.5×10<sup>4</sup> t。多数井在投产当年或者投产后的第二年,年产油量达到峰值,之后递减趋势明显,64 口井平均单井峰值年产油 4 597 t,7 a 之后,平均单井年产油降至 1 646 t(见图 3)。

上述 64 口井中单井年产油最大值为 7 668 t,采用归一化方法,对所有年产油量数据除以 7 668,得到无因次化的年产油量,表 3 展示了其中 11 口井的无因次年产油量。64 口井平均无因次年产油量变化趋势见图 4。

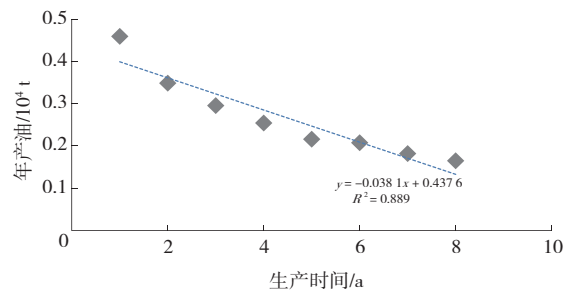


图3 春风稠油热采高产井平均单井年产量变化趋势

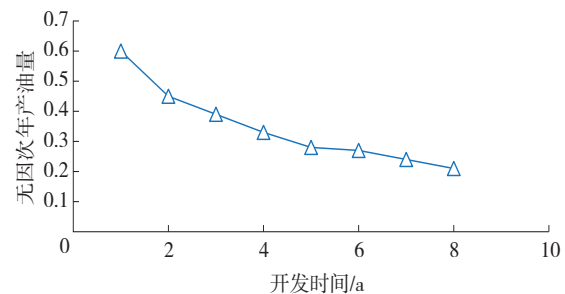


图4 春风稠油热采高产井无因次年产量变化趋势

表3 春风油田部分高效井无因次年产量

样本号	第1年产油/ 小数	第2年产油/ 小数	第3年产油/ 小数	第4年产油/ 小数	第5年产油/ 小数	第6年产油/ 小数	第7年产油/ 小数	第8年产油/ 小数
1	0.45	0.29	0.23	0.27	0.29	0.40	0.34	0.18
7	0.74	0.50	0.37	0.33	0.23	0.21	0.19	0.15
13	0.43	0.35	0.40	0.25	0.26	0.32	0.24	0.23
19	0.57	0.40	0.31	0.24	0.26	0.26	0.27	0.23
25	0.65	0.48	0.60	0.36	0.31	0.26	0.36	0.22
31	0.64	0.39	0.39	0.34	0.40	0.30	0.25	0.14
37	0.63	0.42	0.38	0.30	0.31	0.30	0.22	0.18
43	0.72	0.56	0.50	0.31	0.31	0.25	0.19	0.18
49	0.59	0.57	0.41	0.19	0.23	0.16	0.16	0.09
55	0.82	0.48	0.36	0.25	0.21	0.34	0.24	0.28
61	0.64	0.50	0.47	0.37	0.38	0.34	0.36	0.29

2.2.2 典型稠油热采单元产量变化趋势

排601南区块投产油井155口(水平井133口,直井22口),建成生产能力24.7×10<sup>4</sup> t/a。蒸汽吞吐第一周期单井峰值日产油33.3 t,平均单井日产油18.9 t,含水33.4%,周期产油840 t,油气比0.62。2021年12月,排601南平均单井日产油3.7 t,含水82.7%,采油速度1.68%,采收率33.8%,储采比6.6。从历年产油量变化趋势(见图5)看,总体开发效果不错。同时,2017年以来,排601南区块产量递减趋势很明显。

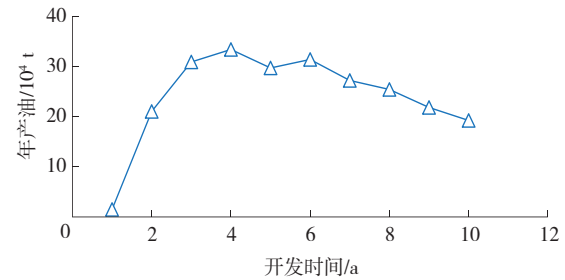


图5 排601南区块年产量变化趋势  
排6南区块整体采取HDNS技术开发,井距150

m,排距140 m,生产井水平段长度200 m,筛管完井。投产水平井47口,峰值年产油9.2×10<sup>4</sup> t。2021年产油5.3×10<sup>4</sup> t。该区块平均单井累产油1.7×10<sup>4</sup> t,其中8口井单井累产油超过3×10<sup>4</sup> t。

2.3 火山岩油藏产量变化趋势

排66井井身结构采用表层套管+油层套管,悬挂打孔套管,1 109~1 230 m井段负压深穿透射孔,日产油12 t,不含水,50℃脱气原油黏度769 mPa·s。2022年3月,排66井日产油6 t,含水22%,累产油3.2×10<sup>4</sup> t。实施排66块以水平井为主的产能建设方案,采用天然能量开发,建成产能8×10<sup>4</sup> t/a。

火山岩普通稠油新井投产初期平均单井日产油12 t,2021年产油8×10<sup>4</sup> t,累产油32×10<sup>4</sup> t,采收率8%。平均单井日产油由开发初期的12 t下降为2021年的4 t左右。

2.4 中浅层稀油砂岩油藏产量变化趋势

春风油田排10西稀油油藏建成产能11×10<sup>4</sup> t/a,采油速度5%。新井投产初期平均日产油20 t,该类油藏2021年产油11×10<sup>4</sup> t,累产油56×10<sup>4</sup> t,采收



率45%。

该类油藏储层地震反射呈“强振幅类亮点”特征,顶凸底平,油砂体形态与地震振幅属性具有较好的对应关系,能够通过地震属性有效识别油水边界。油砂体储量规模普遍很小,只能用“小而肥”来形容。岩性以绿黄色饱含油细砂岩为主。50℃脱气原油黏度1 mPa·s。各油砂体油水界面统一,边水体积是含油体积的45~90倍,自喷生产。其中,苏1-2井累产油 $5.3 \times 10^4$  t,日产油保持在10 t,不含水;苏1-13井累产油 $4.6 \times 10^4$  t,日产油仍保持在21 t,不含水。利用数值模拟技术对排10西砂体见水开发趋势进行预测,通过调整产液量,有效减缓水侵速度,延长无水采油期,平均单井日产油稳定在12 t左右。

### 2.5 深层稀油砂岩油藏产量变化趋势

永进地区深层天然裂缝较为发育(见图6、图7),局部发育高渗层(永301井岩心渗透率 $375 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )。地层压力系数1.5~1.9,油层压力高达130 MPa,属异常高压砂岩油藏<sup>[6-7]</sup>。原油中含有丰富的溶解气,在如此地层高压条件下,天然气能否以液态存在于油藏中尚不清楚。新井投产初期平均单井日产油30 t,自喷生产,不含水。7口井试采获得高产,2021年产油 $3 \times 10^4$  t,累产油 $7 \times 10^4$  t,采收率6%。

永3-侧平1井于2018年投产,油压46 MPa,日产油61 t,不含水,累产油 $3.4 \times 10^4$  t,累产气 $1\ 050 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2022年3月,日产油26 t,不含水。采用旋进旋涡流量计计量。永进3-斜2井生产层有效厚度为14 m,油层压力系数1.9,2021年8月投产初期,油压28 MPa,日产油46 t,2022年3月,日产油35 t,累产油8 028 t。试采证实,异常高压对油井自喷高产非常有利。



图6 永1井岩心照片(5 875.58~5 882.52 m)

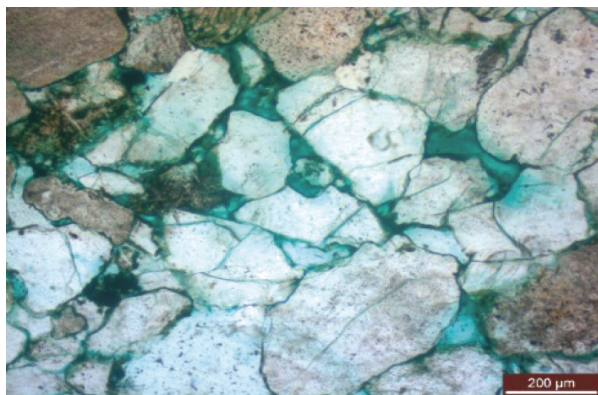


图7 永301井微裂缝照片(岩心铸体薄片,5 545.56 m)

## 3 开发接替技术

### 3.1 热采油藏开发接替技术

2021年,稠油热采产量占胜利西部产量的88%,加强稠油开发接替技术攻关,确保稠油稳产非常重要。稠油热采井平均单井日产油已降至4 t,综合含水超过80%,而且蒸汽吞吐属于降压开采,地层压降超过3 MPa,地层压力由开发初期的5 MPa降至2 MPa附近。如果不改变开发方式,没有较大规模的新区产能建设投入,春风油田老区稳产将面临很大挑战。环烷基稠油储量仅占世界已探明石油储量的2.2%,春风超稠油是优质环烷基原油,炼制的产品附加值非常高,但对环烷基稠油的保护性开发尚未引起足够重视,并且除蒸汽热采之外,大幅提高环烷基稠油采收率的技术尚未找到,因此,有必要系统深入地开展环烷基稠油开发的接替技术研究。

#### 3.1.1 超浅层水平井热采技术

胜利西部探区垂深最浅水平井获工业油流。春风油田排609块薄浅层超稠油埋深180 m,油层厚度只有3 m,油水关系很复杂。应用浅层短半径水平井钻井技术,排609-平2井垂深188 m,252~417 m水平段钻遇165 m油斑级细砂岩。采用割缝筛管完井,注蒸汽1 000 t,氮气 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,降黏剂8 t,峰值日产油11 t,生产周期45 d,周期产油321 t。第二周期注汽1 400 t后开井生产,峰值日产油9 t,第二周期生产时间69 d,周期产油240 t。排609-平2井的成功初步证实此技术可行,可推广储量1c,新钻水平井20口。

#### 3.1.2 热化学驱技术

热化学复合提高采收率技术是稠油蒸汽吞吐后期进一步大幅提高采收率的重要接替技术。针

对多轮次吞吐后产量递减较快的难题,在借鉴春风油田排601北蒸汽驱经验的基础上<sup>[8]</sup>,开展排612热化学驱技术研究。排612区块埋深290~310 m,有效厚度6 m,地下原油黏度37 000 mPa·s,原始地层压力3 MPa。投产油井302口,以直井为主,井距140 m×200 m,最高年产油34×10<sup>4</sup> t,2021年产油降至18×10<sup>4</sup> t,采出程度15%。平均单井日产油由峰值的7 t降至1.5 t,综合含水超过90%。

排612热化学驱试验确立了“热(蒸汽)、剂(降黏驱油剂、泡沫剂)、气(氮气)”复合增效技术,覆盖储量1.2c,设计9个反九点法井组,3 a后转反五点法井网。试验前,地层压力1.2 MPa,现场已实施4个井组。2021年6月以来,排612块已实施4个井组热化学驱先导试验,通过接替降黏、深度调剖、扩大汽腔,初步见效井10口,阶段油汽比0.13。该技术突破后可推广储量100c以上。

### 3.1.3 老区加密技术

在借鉴克拉玛依油田汽驱经验的基础上,开展了春风油田排601南区块浅薄层超稠油加密蒸汽驱技术界限研究,攻关超稠油加密蒸汽驱提高采收率技术。水平井周围动用程度高,井间剩余油富集,加密井型为水平井和直井,有效厚度大于6 m。试验井组位于排601南区块中部,油深570~610 m,有效厚度6~8 m,地层温度脱气原油黏度50 000~100 000 mPa·s,井距120 m×120 m,综合含水82.8%,采出程度22.1%。在春风油田排601南区开展井网加密调整,规划加密井53口,预计新建产能7.9×10<sup>4</sup> t。先导试验区地质储量47×10<sup>4</sup> t,加密后井距60 m×120 m,加密井数为5口水平井、4口直井,井网形式为排状井网,加密井蒸汽吞吐2 a后转蒸汽驱。先导试验区已有6口加密井顺利完钻,其中排601-平607和排601-平609井采用HDNS技术投产成功,平均单井日产油21 t,含水40%。

### 3.1.4 蒸汽吞吐、蒸汽驱协同开发技术

蒸汽辅助重力驱油技术(简称SAGD)是一种将蒸汽从位于油藏底部附近的水平生产井上方的一口直井或一口水平井注入油藏,被加热的原油和蒸汽冷凝液从油藏底部的水平井产出的采油方法。SAGD技术在加拿大一些油田、中国辽河油田和新疆油田广泛应用,被誉为最先进的稠油热采技术(见图8)。参照现行技术标准,春风油田适合SAGD的区块很少,但仍在着力推进排601北SAGD试验。

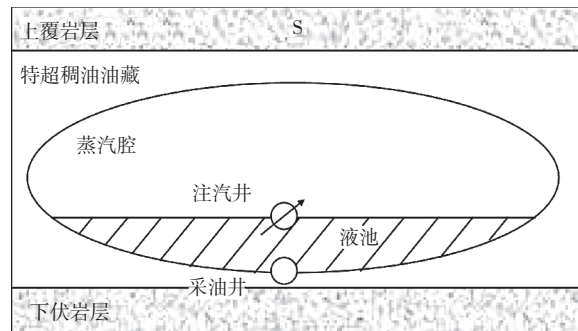


图8 超稠油 SAGD 开发示意<sup>[9]</sup>

高含水是值得特别关注的开发现象,春风油田超过10%的油井因为高含水已长期关井,另外超过10%的油井含水超过90%,开发效益变差。作为一次积极探索,通过转换开发方式,春风油田排601-平38井停产7 a后重获工业油流。该井在蒸汽吞吐5个周期后因高含水关井。重新评价后认为该井地质储量采出程度为17%,仍有较大开发潜力。借鉴前人超稠油直井-水平井组合蒸汽辅助重力泄油经验<sup>[10]</sup>,对相邻两口直井注汽,对该井实施蒸汽吞吐。该井2021年7月21日恢复生产,峰值日产油12 t,截至2022年1月3日,连续生产168 d,阶段产油1 135 t。之后注蒸汽后日产油稳定在6 t。鉴于春风油田多轮次蒸汽吞吐后采收率只有20%左右,蒸汽吞吐、蒸汽驱协同开发技术应用前景较乐观。

此外,春风油田排6-平31井储层岩性为灰色油斑含砾细砂岩,油层垂深571~576 m,水平段长239 m。地面原油密度0.956 7 g/cm<sup>3</sup>,地层温度33℃,地层压力5.7 MPa,地下原油黏度19 683 mPa·s。注汽5次、注汽7 100 t,已生产9 a,累产油30 071 t,累产水45 421 t,油汽比4.1。2022年3月,日产油5.7 t,含水56%。分析认为,排6-平31井3口邻井对其产生了汽驱效果。

### 3.1.5 微生物采油技术

春风油田排6-平48井蒸汽吞吐开采初期由于边水侵入造成高含水关井,分析认为其油藏条件适合采用微生物采油技术。排6南沙湾组油砂体构造整体呈向南西倾斜条带分布,构造比较平缓,埋深470~625 m,南面有边水。2014年9月注入微生物菌液+营养液及激活剂后关井反应166 d,2015年3月15日开井生产,至2016年4月30日生产405 d,增油3 515 t<sup>[11]</sup>。微生物采油技术在春风油田排6-平49等15口井30井次推广应用,累增油1.6×10<sup>4</sup> t。适合微生物采油的储量超过3c。此外,科学家发现新型产甲烷古菌,打破了原油降解产甲烷需要多种



微生物参与、调控难度大的传统认识,将这种古菌注入已枯竭或低品质油藏,使难以开采的石油部分转化为易于开采的甲烷气体,并最终处理为天然气<sup>[12]</sup>。

### 3.1.6 小口径钻机浅孔取心技术

浅孔取心非常直观,是油气开发从业人员的好帮手,成为老区剩余油描述、新区评价新的辅助手段。结合春风油田沙湾组油藏埋藏较浅的实际,完成浅孔取心56孔,平均单孔进尺402 m。与钻井取心相比,小口径钻机浅孔取心成本低、方便快捷、岩心收获率高,可以缩短评价周期,降低开发风险。在投入开发12 a的排601区块,原始含油饱和度72%,采出程度15%。浅孔取心钻遇黑褐色油浸细砂岩,含油饱和度50%~65%,表明剩余油富集(见图9)。以此为基础,积极推进井网加密、浅层超稠油挖掘开采和浅层大井眼水平井可行性研究<sup>[13]</sup>。



图9 排601-浅5岩心照片(深度523 m,含油饱和度65%)

### 3.2 火山岩油藏开发接替技术

春风油田火山岩油藏的开发面临以下挑战:1)部分井油稠,蒸汽吞吐或微生物采油效果不理想,储量动用不充分。2)主体部位采用水平井天然能量开发,但采收率仅为8%,比较低。3)部分井储层裂缝不发育,需要实施储层改造。

开发接替技术:1)压裂。排666井石炭系取心进尺199 m,心长196 m,钻遇火山岩油斑级油气显示66 m。923~1 030 m中途测试,日产油6 t,不含水。排666井1 060~1 075 m井段压裂后,日产液由1 t增加到12 t,日产油由1.4 t增加到10 t,2022年3月,日产油2 t,含水20%,累产油 $1.4 \times 10^4$  t,累产水4 000 t。春风油田火山岩油藏压裂增产技术或许值得进一步推广。2)老井侧钻。与中浅层砂岩油藏储层预测难度相比,火山岩油藏储层预测难度更大,老井侧钻成为重要的补救措施。排673-平1井采用裸眼完井,日产油4 t,2019年不供液关井。排

673-平1井供液差的主要原因是地层能量不足,而通过加深侧钻可以距离边底水更近一些,有助于利用天然能量开发。排673-平1侧井投产后,日产油15 t,不含水,累产油4 164 t。继续钻探的3口水平井也获得工业油流。

### 3.3 深层砂岩油藏开发接替技术

永进地区深层坚持勘探开发一体化,勘探立足整体控制打轮廓,开发侧重内部落实打认识。以提高钻井速度、储层描述符合率、油层钻遇率、一次投产成功率、储层改造成功率和单井产能为目标,推进勘探、开发、工艺、工程及配套、综合规划一体化运行,2021年完钻7口井,钻遇储层展布稳定,证实侏罗系齐古组油层大面积分布;但非均质性强,单层厚度2~23 m,取心分析岩性、裂缝差异较大。永进地区仅动用了裂缝发育且天然能量充足的几个井区,日产油100 t,采收率6%。对于裂缝不发育的井区,深层致密油藏压裂改造技术尚未突破,永进3-斜1井等3口井压裂后仅见到油花<sup>[14]</sup>。由于试采井数较少,单井产量预测难度比较大<sup>[15]</sup>,初步预测永3-侧平1井近三年内日产油可以继续稳产在20 t,可采储量 $6 \times 10^4$  t。目前认为异常高压和层理缝发育是永进地区深层产能主控因素,重点深化沉积相、层理缝形成机制研究。针对高产区,抓好永3试验区建设,实施、研究、提升同步推进;针对厚层裂缝不发育区,开展超高压高温压裂工艺攻关,探索水平井密切割压裂工艺。针对结蜡堵塞井筒难题,采用连续油管解堵成功。此外,设想通过注二氧化碳补充地层能量。

永进地区深层蕴藏丰富的天然气资源(主要为溶解气),有的油井日产气 $2 \times 10^4$  m<sup>3</sup>,已实现商品化销售,未来几年有望实现油气并举。

## 4 结论

(1)以矿场资料分析为主,研究了胜利西部产量变化趋势及开发接替技术,同时检验了HDNS技术的应用效果。多数稠油热采井应用HDNS技术投产当年或者投产后的第二年,年产量达到峰值,之后递减趋势很明显,综合递减率达到15%。胜利西部连续6 a保持上产态势,年均上产 $9 \times 10^4$  t,但投产5 a以上的老井年产量递减率在10%左右。一方面新区接替阵地非常复杂,稳步建产难度很大;另一方面由于春风油田石油资源富含稀缺的环烷基稠油,在强调加大开发技术攻关,提高企业经济

效益的同时,更应重视提高采收率。

(2)微生物采油、超浅层水平井热采技术初见成效。通过转换开发方式,排601-平38井停产7 a后重获工业油流,稠油热采区块排612热化学驱试验意义重大,井网加密可行性正在论证过程中。做好井网加密、热化学驱现场运行,为稠油区块后期稳产打好基础,做好技术支撑。小口径钻机浅孔取心非常直观,是油气开发从业人员的好帮手,成为老区剩余油描述、新区评价新的辅助手段。

(3)永进深层立足于地层异常高压和溶解气提供的天然能量实现少井自喷高产,但对需要深抽采油的油井如何实现人工举升和补充地层能量还比较茫然。对于裂缝不发育的火山岩油藏和深层砂岩油藏如何通过压裂增产尚需进一步探索。永进地区深层蕴藏丰富的溶解气,有的油井日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,已实现商品化销售。

#### 参考文献:

- [1] 杨勇.胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J].油气地质与采收率,2021,28(6):1-11.
- [2] 席伟军,张枝焕,王学忠.春风油田稠油地球化学特征及油源分析[J].复杂油气藏,2014,7(4):19-23.
- [3] 孙焕泉.薄储层超稠油热化学复合采油方法与技术[J].石油与天然气地质,2020,41(5):1100-1106.
- [4] 王学忠,王金铸,乔明全.水平井、氮气及降黏剂辅助蒸汽吞吐技术——以准噶尔盆地春风油田浅薄层超稠油为例[J].石油勘探与开发,2013,40(1):97-102.
- [5] 王学忠,乔明全.油水过渡带发现整装油藏的启示——以准噶尔盆地西缘春风油田西南部排691块为例[J].非常规油气,2019,6(5):109-114.
- [6] 刘传虎,董臣强,王学忠,等.准噶尔盆地腹部深洼区超高压带分布规律[J].新疆石油地质,2010,31(1):1-3.
- [7] 郝芳,邹华耀,方勇,等.超压环境有机质热演化和生烃作用机理[J].石油学报,2006,27(5):9-18.
- [8] 朱桂林,王学忠.准噶尔盆地春风油田薄浅层超稠油水平井蒸汽驱试验[J].科技导报,2014,32(31):55-60.
- [9] 李蓐,陈掌星,吴克柳,等.特超稠油SAGD高效开发技术研究综述[J].中国科学:技术科学,2020,50(6):729-741.
- [10] 杨立强,陈月明,王宏远,等.超稠油直井-水平井组合蒸汽辅助重力泄油物理和数值模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(4):64-69.
- [11] 王学忠,杨元亮,席伟军.油水过渡带薄浅层特稠油微生物开发技术——以准噶尔盆地西缘春风油田为例[J].石油勘探与开发,2016,43(4):630-635.
- [12] ZHOU Z, ZHANG C J, LIU P F, et al. Non-syntrophic methanogenic hydrocarbon degradation by an archaeal species[J]. Nature, 2022,601(7892):257-262.
- [13] 王学忠.浅层超稠油挖掘开采设想及配套技术研究[J].科技与产业,2020,20(11):250-256.
- [14] 王韵致,张顺康,庄园,等.江苏油田低渗透油藏压裂效果影响因素研究[J].复杂油气藏,2021,14(2):68-72.
- [15] 董郝,李承龙.特低渗透油藏考虑变启动压力梯度的产量计算模型[J].复杂油气藏,2021,14(3):77-80.

(编辑 谢葵)