

准噶尔盆地春风油田薄浅层超稠油 水平井蒸汽驱试验

朱桂林, 王学忠

中国石化股份有限公司胜利油田分公司新春采油厂, 东营 257000

摘要 针对准噶尔盆地春风油田多轮次蒸汽吞吐后开发效果变差、亟需开发接替技术的难题,立足于春风油田埋藏浅、高孔高渗、地层平缓、温度低、储集层薄、地下原油黏度高、热采水平井整体开发的油藏条件,开展了水平井蒸汽驱先导试验。试验区动用地质储量 102×10^4 t, 部署注汽井 5 口, 对应 21 口油井, 注汽井、生产井均为水平井, 井距 100 m, 排距 140 m, 水平段长度 200 m, 注汽速度 5 t/h, 采注比 1.2。钻打了 3 口观察井, 实时监控油层温度、压力。试验已历时 19 个月, 从单井日产量、含水、阶段采出程度、地质储量采出程度等开发指标对比分析看, 蒸汽驱见效明显。在考虑稠油递减规律的前提下, 蒸汽驱比蒸汽吞吐产量增幅为 48%。证实, 薄浅层超稠油水平井蒸汽驱技术切实可行。试验过程中形成了“立足高温微汽驱采油”的开发理念和动态监控体系、水平井高温汽驱治理、水平井蒸汽吞吐引效、大斜度注采一体化泵等配套技术。

关键词 水平井蒸汽驱; 薄浅层超稠油; 水平井高温汽驱治理; 微汽驱采油; 春风油田; 准噶尔盆地

中图分类号 TE34

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.31.007

Horizontal Steam Flooding Pilot Test for Thin Shallow Super Heavy Oil of Chunfeng Oilfield in Junggar Basin

ZHU Guilin, WANG Xuezhong

Xinchun Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying 257000, China

Abstract The deterioration of the production performance after multi cycles of steam huff and puff necessitates the development of the supersede technology, in the Chunfeng Oilfield in Junggar Basin reservoir. In view of the shallow burial depth, the high pore high seepage, the permeability, the low formation temperature (22–28 °C), the thin reservoir thickness (2–6 m, averaging 3.5 m), the high underground crude oil viscosity (50000–90000 mPa·s), and the horizontal well thermal recovery, the horizontal steam flooding pilot test for the thin shallow super heavy oil of Chunfeng Oilfield is developed and carried out. The test area includes geological reserves of 102×10^4 t, 5 steam injection wells, 21 production wells. Both steam injection well and production well are horizontal wells, with the well spacing of 100 m, the distance between two rows of 140 m, the horizontal section length of 200 m, the steam injection rate of 5 t/h, the production injection ratio of 1.2. 3 observation wells are drilled to monitor the real-time reservoir temperature and pressure. The pilot test lasted 19 months, and the steam flooding shows good performances with the indications as the single well daily oil production, the water cut, the periodical recovery percent of reserves, and with the recovery percent of OOIP being comparatively analyzed. In view of the heavy oil production declining, the steam flooding yields a production increase of 48% as compared with the steam soaking. The horizontal steam flooding pilot test for the thin shallow super heavy oil is confirmed to be feasible. With the pilot test, the conception of the high temperature micro-steam channeling production is formed, and the dynamic monitor and control system is established. together with a series technologies,

收稿日期: 2014-05-26; 修回日期: 2014-08-10

基金项目: 国家重大科技专项 (2011ZX05011-002); 中国石油化工股份有限公司重点科学技术研究项目 (P12123)

作者简介: 朱桂林, 教授级高级工程师, 研究方向为油田开发, 电子邮箱: zhuguilin@sinopec.com; 王学忠 (通信作者), 高级工程师, 研究方向为油田开发,

电子邮箱: wxzlywt@sina.com

引用格式: 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.

including the horizontal well high temperature steam channeling management technology, the use of the horizontal well steam stimulation, the high deviated angle and the injection-production integration pump. Results provide some guidance toward the efficient development of the reservoirs.

Keywords horizontal steam flooding; thin shallow super heavy oil; horizontal well high temperature steam channeling management; micro-steam channeling production; Chunfeng Oilfield; Junggar Basin

准噶尔盆地西缘春风油田薄浅层超稠油经历8~10周期蒸汽吞吐后,平均单井累产油5750 t,面临产量快速递减、油气比下降的问题,需要适时转蒸汽驱开发。美国科恩河、辽河齐40块、胜利单56块、克拉玛依油田九区等厚油层超稠油蒸汽驱取得较好效果^[1~6],但对于油藏埋深480 m、油层温度25℃、油藏条件下原油黏度70000 mPa·s、油层厚度3.5 m的春风油田,注汽井和生产井均采用水平井在国内外尚属首例,水平井开采薄浅层超稠油在增加泄油面积和导流能力同时,相比直井,水平井段长容易出现多个汽窜点,蒸汽前缘发育不均衡,开发效果和经济效益差,而且治理汽窜难度很大^[7,8]。2012年12月开展了春风油田排601北超稠油水平井蒸汽驱先导性试验,经过19个月的矿场实践,初步得出了薄浅层超稠油适合水平井蒸汽驱的认识。

1 油藏概况

春风油田的油藏特点带来的上覆层和下伏层热损失非常严重,6口直井蒸汽吞吐仅获低产油流,无开发效益。2009年,新春采油厂提出了水平井蒸汽吞吐辅助氮气、降黏剂技术(简称HDNS)^[9,10],油套环空注氮气起到隔热作用;利用氮气膨胀性高的特点,补充地层能量;地层内氮气向上超覆,对地层有保温作用。HDNS各要素的综合作用显著提高了蒸汽波及体积、驱油效率和原油流动能力,降低了原油黏度。同时探索形成了地震分频“定”边界、沉积模式“定”形态、属性提取“定”厚度等薄浅层超稠油储层预测技术。通过井台布局及轨道优化技术降低全角变化率进而减小套管下入难度,通过水平井免钻塞完井技术避免常规顶部注水泥钻塞破坏套管,通过稠油热采井套管补偿技术补偿热采套管抬升,从而降低了热采过程中井口抬升对生产的不利影响。2013年末,春风油田投产水平井285口,建成产能 66×10^4 t/a,累产油 155×10^4 t。然而水平井单井控制储量只有 3.8×10^4 t,多数井蒸汽吞吐至8~10个周期时,产量快速递减,经济效益变差,要实现该类油藏的持续效益开发,在当前技术经济条件下需要采取蒸汽驱提高采收率技术。

2 试验选区

在蒸汽驱试验选区时主要考虑了3方面条件。

1) 油藏条件具有代表性。

春风油田排601北块含油层系为沙湾组,为近南北向展布的单斜构造,地层平缓(倾角 1°),储层埋藏较浅(470~510 m),高孔、高渗(孔隙度为34.0%,渗透率为 $2.0\ \mu\text{m}^2$)。油稠且油

层温度低,在油藏原始状态下原油无流动能力,50℃脱气原油黏度5081 mPa·s,适合热采。基于春风原油油层温度很低、油藏条件下原油成天然沥青状、无法流动,以及油层薄、直井控制储量不足6000 t的考虑,采取热采水平井整体开发,并采用较小的井距和排距。

2) 蒸汽吞吐时间较长。

排601北块是春风油田最早投入开发的单元。2010年,排601北块动用地质储量 215×10^4 t,整体部署54口水平井投入开发。2011—2013年依次投产了排601中、排601南和排601东块。排601北块蒸汽驱试验前(2012年11月),总井54口,累产油 22.3828×10^4 t,累产水 47.3462×10^4 t,采出程度10.41%,累积油气比0.50,开井34口,日产油151 t/d,综合含水78.4%。从开发态势看,排601北平均单井周期产油量由777 t递减为575 t,减幅为26%;周期内平均单井日产油由10 t/d下降为6.2 t/d,减幅为26%;周期油气比由0.43下降为0.29,减幅为38%,开发效益变差(表1)。

表1 春风油田排601北区块蒸汽吞吐开发指标
Table 1 Steam soaking development index in
North Pai601 of Chunfeng Oilfield

吞吐周期/次	周期产油量/t	平均单井日产油/(t·d ⁻¹)	油气比
1	405	9.8	0.27
2	406	9.7	0.37
3	453	10.0	0.39
4	574	9.7	0.43
5	570	8.9	0.42
6	694	9.0	0.41
7	777	8.6	0.42
8	774	8.0	0.38
9	735	7.6	0.35
10	655	7.1	0.32
11	598	7.1	0.30
12	575	6.2	0.29

排601北蒸汽驱试验区试验前(2012年11月),油层压力已降至3.4 MPa^[11],总井26口,日产油115.3 t/d,综合含水77.0%,累产油 14.9496×10^4 t,累产水 25.1152×10^4 t,采出程度14.66%,累积油气比0.53。5口注汽井转驱前日产液76.3 t/d,

日产油 18.2 t/d, 含水 77.0%, 累产油 3.1236×10^4 t, 累产水 5.1643×10^4 t。

排 601 北蒸汽驱以外的 28 口井, 2012 年 11 月至 2014 年 7 月阶段产油 2.0762×10^4 t, 阶段产水 19.7101×10^4 t, 阶段采出程度 1.83%。累产油 9.5094×10^4 t, 累产水 41.9411×10^4 t, 地质储量采出程度 8.42%。

3) 试验区相对封闭, 便于效果评价。

排 601 北块 2012 年 11 月出现了 20 口停产井, 其中套变待更新 1 口(排 601-P52 井), 累产油 2798 t, 累产水 3072 t; 套破封井 1 口(排 601-P56 井), 累产油 5462 t, 累产水 9164 t; 井下落物待大修 1 口(排 601-P59 井), 累产油 2814 t, 累产水 3736 t; 高含水计划关井 17 口, 累产油 1.8317×10^4 t, 累产水 10.1238×10^4 t, 当时判断这 17 口井不再具有蒸汽吞吐开发潜力。这 20 口停产井环绕在试验区周围, 即试验区周围均为停产井, 成为一个相对封闭的井区, 便于效果评价。

3 蒸汽驱先导试验

物理模拟、数值模拟等方法研究水平井蒸汽驱具有可行性^[12~14], 但面临水平段动用不均匀、比直井汽窜更加严重的矿场实践难题。

立足于春风油田排 601 北采用热采水平井整体开发的实际, 在对超稠油不同汽驱方式室内实验、物理模拟和数值模拟的基础上, 春风油田排 601 北蒸汽驱先导试验方案动用地质储量 102×10^4 t, 部署注汽井 5 口(均为水平井), 对应 21 口油井(均为水平井)(图 1), 井距 100 m, 排距 140 m, 水平段长度 200 m, 注汽速度 5 t/h, 采注比 $1.2^{[15,16]}$, 预测排 601 北水平井蒸汽驱采收率 52.9%^[17,18]。在排 601-P38 井附近钻打了 3 口观察井, 实时监控油层温度、压力变化。

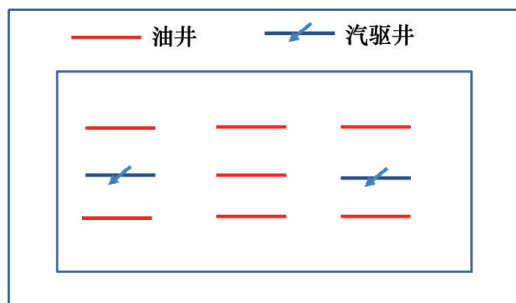


图 1 春风油田水平井蒸汽驱井网示意

Fig. 1 Chunfeng Oilfield horizontal steam flooding well pattern

4 蒸汽驱配套技术

1) 建立了动态实时监控体系。

在水平井精细三维建模基础上, 开展了精细数值模拟和物理模拟跟踪研究^[19,20], 及时跟踪蒸汽驱开发动态。通过 3 口观察井实时监控温度、压力变化, 例如排 601 观 3 井实时进行光纤测温、毛细管测压, 油层温度由试验初期的 29℃上升到

了 2014 年 7 月的 33℃, 表明蒸汽驱初步见效。四参数测试 4 井次, 证实 B 靶点井底干度大于 45%, 采取的高干度注汽技术保证了注汽质量。排 601-P36 井(注汽井)示踪监测发现, 排 601-P24 井见示踪剂时间为 0.8 d、排 601-P22 井为 1.5 d, 排 601-P37 井为 1.5 d, 表明沿汽窜方向形成单一高渗流通道, 但示踪剂推进速度有差异, 为治理汽窜提供了依据。

2) 水平井高温汽窜治理技术。

汽窜原因分析。汽窜是注汽过程中的一种“指进”现象。春风油田排 601 北试验区汽驱以来发现 10 口井汽窜。高温蒸汽冲刷、沥青质的热解、水岩反应溶解及稠油携砂能力诱导了次生高渗透条带的形成^[21,22]; 生产过程中, 稠油携带泥砂, 加剧了次生高渗透条带的发育和汽窜的发生。分析发现, 低含油饱和度井段、高渗透条带和靶间距小的井间易汽窜。

汽窜治理对策。传统做法是关停井, 通过关闭强势汽窜通道相当于扩大了井距, 迫使蒸汽转入储层渗透率低、含油饱和度高的区域。或者是对出现汽窜的油井采取限液。更积极的做法是开展水平井高温整体堵调。转驱前, 汽窜类型为高渗流条带窜流、小井距间强沟通, 汽驱井采取热固型堵剂调剖。汽驱过程中, 注汽井汽窜类型为纵向蒸汽超覆, 采取高温氮气泡沫调剖^[23]; 油井汽窜类型为平面蒸汽指进时, 采取温敏凝胶堵调; 油井汽窜类型为次生高渗透条带窜流时, 采取热固型堵剂。2013 年, 对 5 口注汽井进行整体氮气泡沫调剖, 共注氮气 261000 Nm^3 (标方)、泡沫剂 82 t, 对应 5 口井见效, 到 2014 年 7 月已增油 766 t, 有效抑制了汽窜, 提高了蒸汽热能利用率。

提出了高温微汽窜采油开发新理念。通过分析汽窜与厚度、井网形式、转驱时机、注采参数的关系, 逐步形成了高温微汽窜采油开发理念。基于春风油田疏松砂岩油藏高孔高渗、小井距、小排距的实际情况, 很难杜绝汽窜, 通过安装高温井口, 在井口温度较高、有微汽窜存在的情况下有效提液是比较可行的办法。矿场实践的结果支持这一理念。2014 年 6 月 7 日以来, 排 601-P13 井注汽速度由 3.0 t/d 增加到 6.0 t/d, 对应 3 口油井(排 601-P12 井、排 601-P14 井、排 601-P25 井)日产液量由 73 t/d 增加到 121 t/d, 日产油量由 1.9 t/d 增加到 13.5 t/d, 含水由 97.4% 下降到 88.8%, 井口温度由 48℃上升到 69℃。到 2014 年 9 月 5 日, 见效 91 d, 阶段增油 326 t。

3) 水平井蒸汽吞吐引效技术。

春风稠油与国内外大多数稠油的一个区别是, 油层温度低和原油黏度高造成油层温度下原油呈天然沥青状, 不能流动。对于尚未建立有效热连通的油井有必要吞吐引效。试验区经过多轮次蒸汽吞吐后, 加热半径只有 35 m, 不可能建立起全面有效的热连通, 即使油井见到汽窜也不一定建立起注采井间充分的热连通, 仍然需要吞吐引效。蒸汽吞吐引效 8 井次, 效果明显。其中, 排 601-P41 井在对应注汽井正常注汽的同时, 2014 年 2 月蒸汽吞吐引效后, 日产油由 2 t/d 增加到 10 t/d, 含水由 95% 下降到 42%。2014 年 8 月 13 日, 日产

油 10.5 t/d,含水 46%,井口温度 40℃,已连续生产 176 d,阶段增油 1365 t。

4) 大斜度注采一体化技术。

该技术包括井筒注氮隔热、均匀注汽管柱和大斜度注采一体化泵。根据吸汽、产出剖面,优化均匀配汽,保证了水平井均匀动用;通过注采一体化管柱,上提光杆注汽,下放光杆采油,减少了作业次数和热损失;通过大斜度注采一体化泵,泵深下至井斜 80°位置,泵挂加深了 100 m,生产压差放大了 0.5 MPa,降低存水率,现场应用 9 井次,平均单井周期产液量由 1606 t 增加到 2259 t,增幅 40%,为蒸汽驱阶段有效提液提供了技术支撑。

5 开发效果评价

1) 整体见效特征。

截止 2014 年 7 月,排 601 北试验区注汽井开井 5 口,日注汽量 413 t/d。油井开井 21 口,日产液 623 t/d,日产油 82 t/d,含水 86.8%,平均单井日产液 29.6 t/d,平均单井日产油 3.9 t/d。汽驱阶段累积注汽 21.0054×10^4 t,平均注汽压力 3.8 MPa,平均注汽温度 245℃,平均注汽干度 75%。汽驱阶段产油 4.6212×10^4 t,油汽比 0.22,采注比 1.25,阶段采出程度 4.53%。累产油 19.5708×10^4 t,地质储量采出程度 19.19%。见效井 15 口,占总油井数的 71%。

排 601 北蒸汽驱以外的 28 口井,2014 年 7 月,开井 8 口,日产油 17 t/d,平均单井日产油 2.1 t/d,含水 91.6%。从单井

日产油量、含水、阶段采出程度、地质储量采出程度等开发指标看,采取蒸汽驱的开发效果好于仍然采取蒸汽吞吐的开发效果(表 2)。

排 601 北蒸汽驱以外的蒸汽吞吐井日产油由 2012 年 11 月的 35.7 t/d 下降到 2014 年 7 月的 17 t/d,产量下降幅度为 52%,以此类推,蒸汽驱试验区若采用蒸汽吞吐 2014 年 7 月日产油为 55.3 t/d,实际为 82 t/d,即采取蒸汽驱比采取蒸汽吞吐产量增幅为 48%。

2) 二线井蒸汽驱见效分析。

排 601-P21 井二线对应的 2 口注汽井(排 601-P36、排 601-P11)自 2012 年 12 月转驱以来一直正常注汽,而且靶间距 200~240 m,是井网上注采对应井靶间距的 2 倍,因而汽驱效果较好。其中,排 601-P36 井 2014 年 7 月日注蒸汽 67 m³/d,注汽温度 325℃,注汽干度 75%;排 601-P11 井 2014 年 7 月日注蒸汽 70 m³/d,注汽温度 334℃,注汽干度 75%。排 601-P21 井 2011 年 3 月投产,经历 8 个蒸汽吞吐周期。最近一次注汽是 2013 年 9 月,即使按照最长一次周期生产时间 173 d 测算,也到了周期末期,但 2014 年 3 月 5 日日产油 7.4 t/d,含水 64%,井口温度 59℃;2014 年 7 月 14 日日产油 14 t/d,含水 45%,井口温度 63℃;2014 年 9 月 5 日日产油 9 t/d,含水 77%,井口温度 57℃。自 2013 年 12 月 27 日算起,蒸汽驱已见效 256 d,阶段增油 2142 t,见效阶段平均日产油 8.4 t/d,含水 65.0%(表 3),蒸汽驱油汽比 0.23。到 2014 年 9 月 5 日累产油 9614 t。

表 2 春风油田蒸汽驱试验区开发指标

Table 2 Development index of Chunfeng Oilfield steam flooding test area

开发阶段	生产井数	阶段产油/ 10^4 t	阶段产水/ 10^4 t	阶段注汽/ 10^4 t	油汽比	阶段采出程度/%
蒸汽吞吐	26	14.9496	25.1152	28.2068	0.51	14.66
蒸汽驱	21	4.6212	21.4936	21.0054	0.22	4.53
合计	—	19.5708	46.6088	49.2122	0.39	19.19

表 3 排 601-P21 井生产情况

Table 3 Pai601-P21 well production

周期	注汽量/t	峰值产油/(t·d ⁻¹)	日产油/t·d ⁻¹	含水/%	周期产液/t	周期产油/t	周期天数/d	油汽比
1	1556	22.0	11.1	42.3	1266	731	66	0.47
2	2007	32.3	13.4	43.1	3035	1726	129	0.86
3	1997	25.9	12.3	44.8	2281	1258	102	0.63
4	1517	16.0	9.7	62.5	3074	1152	119	0.76
5	2143	13.9	2.7	82.3	849	150	55	0.07
6	2004	6.7	7.3	70.8	4048	1182	161	0.59
7	2221	12.0	4.2	81.2	3889	733	173	0.33
8	1775	14.0	4.0	81.9	3041	550	136	0.31
蒸汽驱	9313	11.0	8.4	65.0	6120	2142	256	0.23

另外,排601-P34井二线对应注汽井排601-P36井。排601-P34井2014年5月22日注蒸汽2201 t,吞吐引效后,峰值产量18 t/d,已连续生产107 d,阶段产油1285 t,平均日产油12.0 t/d,含水63%,累计产油12274 t。2014年9月5日,日产油15.0 t/d,含水36%,井口温度57℃,根据经验判断为蒸汽驱见效。

3) 一线井单向对应蒸汽驱见效分析。

排601-P35井对应注汽井排601-P36井。排601-P35井2014年5月27日,注蒸汽1004 t吞吐引效后,峰值产量12 t/d,已连续生产102 d,阶段产油1000 t,平均日产油9.8 t/d,含水57%,累计产油10609 t。2014年9月5日,日产油12 t/d,含水42%,井口温度49℃,根据经验判断为蒸汽驱见效。

4) 一线井两向对应蒸汽驱见效分析。

排601-P37井对应2口注汽井(排601-P36井和排601-P38井),2012年11月15日蒸汽吞吐以来,已连续生产660 d,阶段产油1186 t,平均日产油1.8 t/d,含水93.3%,累计产油9128 t。2014年9月5日,日产油2.6 t/d,含水90%,井口温度70℃,根据经验判断为蒸汽驱见效,但汽窜对蒸汽驱效果产生了不利影响,需要采取堵调措施。

5) 进一步讨论。

春风油田薄浅层水平井蒸汽驱转驱时机值得进一步商榷,应以充分的蒸汽吞吐为前提,以地质储量采出程度18%左右为宜,不宜过早。该块排601-P1井2014年处于第九吞吐周期,日产油12 t/d,含水36%,累产油 1.3331×10^4 t,仍具有蒸汽吞吐开发潜力。排601北蒸汽驱目前井距偏小,加剧了汽窜,影响到蒸汽驱效果,建议适当扩大汽驱井网井距、排距,以200 m左右为宜。同时要正确认识汽窜,一方面有效治理汽窜,另一方面为加快地层温度场的建立,提高蒸汽驱开发效果,今后注汽井要提高注汽速度,达到“微汽窜”的效果。另外,要主动培养措施井,提前谋划见效井提液、未见效井的吞吐引效,避免单井产量此起彼伏,引起单元产量的波动,造成对蒸汽驱有效性的误判。

6 结论

1) 开展了国内外首次水平井注-水平井采的蒸汽驱先导试验。从单井日产量、含水、阶段采出程度、地质储量采出程度等开发指标对比分析看,蒸汽驱见效明显。在考虑稠油递减规律的前提下,排601北蒸汽驱比蒸汽吞吐产量增幅为48%。

2) 提出了高温微汽窜采油的开发新理念。基于春风原油油层温度很低、油藏条件下原油成天然沥青状、无法流动,而储层为疏松砂岩、高孔高渗的实际情况,难以避免汽窜。通过安装高温井口,在井口温度较高、有微汽窜存在的情况下强化提液采油是可行的。同时配套了实时动态监控体系、高干度注汽、水平井蒸汽吞吐引效、水平井高温汽窜治理等技术。

3) 转驱时机值得进一步商榷,以充分的蒸汽吞吐为前提,不宜过早。排601北蒸汽驱目前井距偏小,加剧了汽窜,建议适当扩大汽驱井距、排距。

参考文献(References)

- [1] Stewart L D, Udell K S. Mechanisms of residual oil displacement by steam injection[J]. Society of Petroleum Engineers, 1988, 3(4): 1233-1242.
- [2] Ahner P F, Sufi A H. Physical model steamflood studies using horizontal wells[J]. SPE Reservoir Engineering, 1994, 9(1): 59-66.
- [3] Zan C, Ma D S, Wang H Z. Experimental and simulation studies of steam flooding process in shallow, thin extra-heavy oil reservoirs[C]. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, June 8-10, 2010.
- [4] 王中元. 齐40块蒸汽驱波及规律研究[J]. 特种油气藏, 2007, 14(4): 65-67.
Wang Zhongyuan. Study on steam sweep in Block Qi40 steam drive process[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(4): 65-67.
- [5] 尚建林, 徐雄, 霍新勇, 等. 百口泉油田水平井与直井组合蒸汽驱先导试验研究——以百重7井区克上组油藏为例[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(6): 59-61.
Shang Jianlin, Xu Xiong, Huo Xinyong, et al. Study on pilot test of horizontal well and straight well combined steam drive in Baikouquan oil field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(6): 59-61.
- [6] 杨元亮. 胜利单56超稠油油藏蒸汽驱先导性试验[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(1): 142-144.
Yang Yuanliang. Pilot test of steam flooding in super heavy oil reservoirs in Shan 56 Area[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(1): 142-144.
- [7] 纪佑军, 刘建军, 程林松. 超稠油油藏水平井蒸汽驱可行性分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(S2): 3804-3811.
Ji Youjun, Liu Jianjun, Cheng Linsong. Feasibility analysis of steam flooding with horizontal wells for extra heavy oil reservoir[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(S2): 3804-3811.
- [8] 张忠义, 周游, 沈德煌, 等. 直井-水平井组合蒸汽驱氮气泡沫驱物模实验[J]. 石油学报, 2012, 33(1): 90-95.
Zhang Zhongyi, Zhou You, Shen Dehuang, et al. Physical modeling experiments on steam nitrogen foam[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1): 90-95.
- [9] 袁士义, 刘尚奇, 张义堂, 等. 热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 57-61, 65.
Yuan Shiyi, Liu Shangqi, Zhang Yitang, et al. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 57-61, 65.
- [10] 王学忠, 王金秋, 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.
Wang Xuezhong, Wang Jinzhu, Qiao Mingquan. Horizontal well, nitrogen and viscosity reducer assisted steam huff and puff technology: Taking super heavy oil in shallow and thin beds, Chunfeng Oilfield, Junggar Basin, NW China, as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 97-102.
- [11] 杨树人, 范鲁煜, 孙勇, 等. 水平井蒸汽驱井底压降数值计算[J]. 石油矿场机械, 2011, 40(10): 37-40.
Yang Shuren, Fan Luyu, Sun Yong, et al. Horizontal well bottom-hole pressure drop steam flooding numerical calculation[J]. Oil Field

- Equipment, 2011, 40(10): 37-40.
- [12] 张义堂, 李秀峦, 张霞. 稠油蒸汽驱方案设计及跟踪调整四项基本准则[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 715-719.
Zhang Yitang, Li Xiuluan, Zhang Xia. Four fundamental principles for design and follow-up of steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 715-719.
- [13] 程忠钊, 李春兰, 黄世军. 稠油油藏水平井蒸汽驱合理井网形式研究[J]. 特种油气藏, 2009, 16(3): 55-58.
Cheng Zhongzhao, Li Chunlan, Huang Shijun. Study on rational horizontal well pattern of steam flooding for heavy oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(3): 55-58.
- [14] 杜殿发, 石达友, 张玉晓, 等. 超稠油油藏水平井开发优化设计[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(6): 96-99.
Du Dianfa, Shi Dayou, Zhang Yuxiao, et al. Horizontal wells development optimiza in supper heavy oil reservoir[J]. Petroleum geology & oilfield development in Daqing, 2009, 28(6): 96-99.
- [15] 程紫燕, 周勇. 水平井蒸汽驱技术政策界限优化研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(8): 139-142 .
Cheng Ziyang, Zhou Yong. Optimization on technologic policy limitation of steam flooding in horizontal wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(8): 139-142 .
- [16] 倪红梅, 刘永建, 范英才, 等. 基于改进粒子群算法的蒸汽驱注采方案优化[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 114-117, 140.
Ni Hongmei, Liu Yongjian, Fan Yingcai, et al. Injection and production project optimization of steam flooding based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35 (1): 114-117,140.
- [17] 曹嫣妮, 刘冬青, 王善堂, 等. 胜利油田超稠油油藏蒸汽驱三维物理模拟与应用[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 733-739.
Cao Yanbin, Liu Dongqing, Wang Shantang, et al. 3D physical simulation of steam flooding and applications in ultra-heavy oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4): 733-739.
- [18] 刘薇薇, 刘永建, 王明学. 大庆西部稠油水平井蒸汽驱数值模拟研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(20): 4762-4766.
Liu Weiwei, Liu Yongjian, Wang Mingxue. Numerical simulation on horizontal steam flooding of heavy oil in the west of Daqing [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(20): 4762-4766.
- [19] 张雪龄, 朱维耀, 薛成国, 等. 基于分形理论的裂缝稠油油藏蒸汽驱温度分布计算[J]. 科技导报, 2014, 32(16): 49-53.
Zhang Xueling, Zhu Weiyao, Xue Chengguo, et al. Heating Distribution Calculation of Steam Flooding in Fractured Heavy Oil Reservoir Based on Fractal Theory[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(16): 49-53.
- [20] 罗艳艳, 程林松, 高山, 等. 水平井蒸汽驱温度场与黏度场平面物理模拟[J]. 石油勘探技术, 2012, 40(1): 74-77.
Luo Yanyan, Cheng Linsong, Gao Shan, et al. Experimental investigation of temperature and viscosity fields of steam flooding development of horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012,40(1): 74-77.
- [21] Wang X Z, Wang J Y, Wang C F, et al. Quantitative description of characteristics of high-capacity channels in unconsolidated sandstone reservoirs using in situ production data[J]. Petroleum Science, 2010, 7 (1):106-111.
- [22] 林日亿, 李兆敏, 陆杏英, 等. 稠油热采出砂机制试验研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(4): 123-128.
Lin Riyi, Li Zhaomin, Lu Xingying, et al. Experimental study on sand production mechanism of heavy oil thermal recovery[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(4): 123-128.
- [23] 曹嫣妮, 刘冬青, 张仲平, 等. 胜利油田超稠油蒸汽驱汽窜控制技术[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 739-743
Cao Yanbin, Liu Dongqing, Zhang Zhongping, et al. Steam channeling control in the steam flooding of super heavy oil reservoirs, Shengli Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 739-743.

(责任编辑 刘志远)

·学术动态·



中国科学技术协会

中国科协与河北省政府签署合作协议

2014年10月14日,中国科协、河北省政府《关于实施创新驱动发展战略建设创新型河北合作协议》签约仪式在保定市举行。中国科协党组书记、书记处第一书记尚勇,河北省委副书记、河北省人民政府省长张庆伟分别代表双方签署协议。河北省委副书记赵勇主持签约仪式。中国科协副主席、书记处书记陈章良,中国科协党组成员、书记处书记沈爱民,河北省人民政府副省长许宁,河北省政协副主席、省科协主席段惠军,财政部教科文司副司长霍步刚等出席签约仪式。

根据合作协议,双方将实施创新驱动发展战略,发挥中国科协组织独特优势,推进京津冀协同发展,促进河北经济结构调整、产业转型升级,实现绿色崛起,以保定市作为试点,重点在建立创新驱动发展示范市、建设环首都现代农业示范带、服务创新型河北建设决策、加强河北公民科学素质建设等方面加强合作。

详见中国科协网 <http://www.cast.org.cn/n35081/n35096/n10225918/16025173.html>。