

文章编号: 0253-2697(2004)02-0074-06

河南油田浅薄层稠油开发技术试验研究

邵先杰¹ 汤达祯¹ 樊中海² 马玉霞² 崔连训²

(1. 中国地质大学 北京 100083; 2. 河南油田勘探开发研究院 河南南阳 473132)

摘要: 河南稠油油藏埋藏浅,厚度薄,原油粘度高,按照当时国内外稠油油藏蒸汽开发筛选标准,绝大部分油藏不能投入开发。借鉴国内外稠油开发经验,针对本油田的实际情况,通过合理划分层系、优化射孔井段、合理有效地动态调配注采参数、实施组合注汽技术及强排等措施,使浅薄层特超稠油注蒸汽吞吐开发技术获得了成功,并形成了一整套完善的开发技术程序。为了进一步提高稠油资源动用程度和开发效果,不断探索新技术和新方法,先后开展了水平压裂辅助蒸汽驱、螺杆泵出砂冷采、热水驱、间歇汽驱等新技术的矿场试验和推广应用,使河南油田浅薄层稠油资源动用程度由原来的 8.3% 提高到了 75%,为河南油田近 10 年的稳产起到了重要的作用。

关键词: 稠油油藏;蒸汽吞吐;水平压裂技术;间歇汽驱;热水驱;河南油田

中图分类号: TE345

文献标识码: A

Development technologies for shallow and thin heavy-oil reservoir in Henan Oilfield

SHAO Xian-jie¹ TANG Da-zhen¹ FAN Zhong-hai² MA Yu-xia² CUI Lian-xun²

(1. China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Henan Oil Field Company, Nanyang 473132, China)

Abstract: The heavy-oil reservoir in Henan Oilfield is characterized by shallow buried depth, thin oil reservoir and viscosity of crude oil. According to the international and China's screening standards of steam stimulation, most of heavy-oil resources could not be developed by means of conventional steam stimulation. Based on the characteristics of the heavy-oil reservoirs in Henan Oilfield, a series of works of steam stimulation was carried out, including rationally dividing layer series of development, optimizing perforation well section, dynamically adjusting injection-production parameters, assembling stimulation, forcing fluid withdrawal. So, the steam stimulation in this kind of shallow and thin heavy-oil reservoirs has achieved successful results in both technology and economy, and a set of perfect recovery program has been set up. In order to further enhance the degree of utilizing heavy-oil resources and the effect of heavy-oil recovery, some new technologies and methods were studied and tested, such as cold heavy-oil production, horizontal fracturing assisted steam flooding technology, hot-water flooding and intermittent steam flooding. The producing reserves rate of heavy-oil resources increased from 8.3 percent to 75 percent by the use of these technologies, and the heavy-oil production of Henan Oilfield was stable in later decade.

Key words: heavy-oil reservoir; steam stimulation; horizontal fracturing technique; intermittent steam flooding; hot-water flooding; Henan Oilfield

1 油藏地质特征

河南稠油油藏主要分布在泌阳凹陷北部斜坡带的古城油田和新庄油田以及凹陷西端的井楼油田。储集层具有多物源、沉积类型复杂的特点。古城油田和井楼油田北部属于正常河流三角洲沉积体系,岩性相对较细,以细砂岩为主。井楼油田南部属于扇三角洲沉

积体系,岩性粗,以砾岩、含砾砂岩和中砂岩为主。新庄油田属辫状河三角洲沉积体系,以含砾砂岩和中砂岩为主。油层埋藏深度为 90~1113m,大部分在 100~400m。油层厚度约 5~15m,纯总厚度比(油层有效厚度与含油井段之比)为 0.5~0.8,纵向上呈薄互层状;原油密度为(0.9435~0.9628)g/cm³,油层温度下的脱气原油粘度为(3070~80000)mPa·s,属于普

基金项目: 中国石油化工股份有限公司“九五”科技攻关项目(P98027)“稠油、超稠油开采新技术”部分成果。

作者简介: 邵先杰,男,1964年2月生,1988年毕业于中国地质大学(武汉)煤田地质专业,高级工程师,中国地质大学(北京)博士研究生,主要从事油藏描述及油田开发方案设计等研究工作。E-mail: shaoxianjie@163.net

通稠油2类、特稠油和超稠油;储层成岩程度低,岩心呈松散状,储层孔隙度为28.0%~31.7%,渗透率为 $(0.4 \sim 2.294) \mu\text{m}^2$,原始含油饱和度为61.1%~75.0%,属于大孔隙度、高渗透类型储层。

2 常规蒸汽吞吐技术实施效果

河南稠油油藏自1986年投入试采以来,通过室内研究和矿场试验,建立了适合本油田油藏地质特征的注蒸汽吞吐开发程序,使稠油资源由开始的无法动用到1990年产量达到 $17 \times 10^4 \text{t}$ 。随后又通过技术攻关,不断进行总结、调整和完善,开发指标进一步提高,到2002年稠油年产量跃升到了 $25.81 \times 10^4 \text{t}$ 。截止到2002年6月,常规蒸汽吞吐动用地质储量为 $1139 \times 10^4 \text{t}$,累积产油 $213.6 \times 10^4 \text{t}$,采出程度18.8%,采油速度为2.44%,累积油汽比为0.31,平均单井吞吐了8.5个周期。对该油田浅薄层特、超稠油油藏的蒸汽吞吐开发取得了比较好的效果。

在蒸汽吞吐开发过程中,针对浅薄层松散稠油的特点采取了一系列有效的措施和方法:

(1) 合理划分层系 河南稠油油藏的油层不仅纵向上厚度薄,而且分布松散,单层厚度一般为1~3m,均达不到开采标准。为此,根据不同区块油层的分布特点,合理划分层系。纵向上经过组合后,将累计厚度大于5m、纯总厚度比大于0.5、分布面积比较大的层段组合为一套层系。将组合后厚度为3~5m,纯总厚度比大于0.5的油层作为兼采层。这样可以提高油井的利用率和资源动用程度。

(2) 优化射孔井段 不同类型的油层在蒸汽吞吐过程中表现出的特点不同,投产时应采取不同的射孔方式。如古城油田和井楼油田的零区和三区,其油层厚度为5~10m,纵向上呈薄互层状,夹层发育,并以稳定泥岩夹层为主,投产时油层段全部射开,以提高油层的吸气能力。而井楼油田一、二区油层厚度为8~15m,纵向上中厚层呈块状韵律,层内夹层少且为物性夹层,开发过程中,蒸汽超覆严重。为了抑制蒸汽超覆,提高蒸汽纵向波及系数,投产时只射开油层下部2/3的井段。

(3) 适当降低注汽速度,提高周期注汽量 注汽速度对于热采开发是一个比较敏感的参数,从全系统的角度来看,注汽速度愈低,井筒、地面及地层热量损失愈大,蒸汽吞吐开采效果愈差^[1]。但就河南油田的具体情况而言,油层厚度薄,吸汽能力低,埋藏浅,油层破裂压力低。如果注汽速度过高,很容易压破地层,导

致过早汽窜,不利于生产。例如在古城油田泌浅10区开发初期,为了尽可能地减少热量损失,矿场注汽速度为180~200t/d,井口注汽压力为7.0~8.0MPa,最高达到了9MPa。其结果造成地层破裂(地层破裂压力为6.4MPa左右),第一周期就发生了汽窜,并且跨井组汽窜,影响周围井生产,周期生产效果比较差。平均单井周期产油量只有450t,油汽比为0.33。随后几个周期把注汽速度降低到120t/d以下,井口注汽压力控制在5.5MPa以内,保证了区块的正常生产。平均单井周期产油量提高了40%,油汽比提高到了0.56,吞吐效果得到了明显改善。根据经验,注汽速度参数应根据注汽压力决定。也就是说,在不压破地层的条件下,尽可能地提高注汽速度。

根据国内外的经验,周期注汽量一般定为80~120t/m。按照该标准,河南油田5~8m的薄互层稠油层每周期的油层注汽量只有500~800t。周期注汽量太低,频繁地进行注采转换,热利用率低,生产效果差。根据实际资料统计,一般厚度为5~8m的油层,油层周期注汽量约为140~150t/m;8~15m的油层,其周期注汽量约为130~140t/m时效果比较好。同时,随着吞吐轮次的增加,每周期的注汽量以15%的速度递增。

(4) 实施组合注汽 进入吞吐中、后期,薄互层油藏汽窜严重。为了充分利用热能,扩大蒸汽波及体积,实施多井组合注汽,比较有效地抑制了汽窜,提高了油井生产时率,平均有效生产时率提高了20%。具体做法是:根据油井生产特征、构造位置、生产层位、汽窜状况、合理地组合注汽井组。对同层位、同期开发井和构造位置相近、生产特征性相似的井同时注汽;对新投产同层位的井同时注汽;发生汽窜的对子井同时注汽。采取组合注汽后,周期生产时间延长了1.66倍,产油量提高了2.06倍,油汽比提高了1.91倍。古城油田泌浅10区有1个比较典型的组合注汽井实例:7口井南北向排列,平行于地层倾向(图1),大致上也是顺物源方向,相互间汽窜严重。根据第4周期的资料统计,汽窜发生25井次(包括与外围井发生汽窜)^[2],平均单井周期有效生产时间只有85d,产油量为264t,油汽比为0.22。第五周期实施了组合注汽后,汽窜只发生了4井次(与外围井汽窜),平均单井周期有效生产时间延长到141d,产油量达到545t,油汽比提高到0.42,效果比较明显。

(5) 合理有效地动态调整注采参数 在开发初期,油层压力高,吸汽能力低,须适当降低注汽速度;在

中、后期,油层亏空,能量降低,可以提高注汽速度,并增加周期注汽量。根据数模和矿场实际资料分析结



图1 古城油田组合注汽井井位

Fig. 1 Locations of assembling stimulation wells in Gucheng Oilfield

果,制定了以下动态配注原则:①累积采注比小于0.8时,后续周期注汽量递减10%;②累积采注比为0.8~1.0时,后续周期注汽量持平;③累积采注比为1.0~1.2时,后续周期注汽量递增10%;④累积采注比大于1.2时,后续周期注汽量递增20%^[2]。对井楼油田一、二井区26口井实施动态配汽后,年产油量增加 0.46×10^4 t,综合含水率下降了5%,油气比提高了0.19。

(6) 采取强排措施 随着吞吐轮次的增加,地层能量降低,含水率上升,周期排水期拉长(根据统计,高周期排水期约70~100d),无效生产时间长,热利用率降低。为此,采取了下大泵强排,提高排液速度,缩短周期无效生产时间,减少地下存水,提高油层热利用率。在吞吐中后期,河南稠油油田用 $\phi 44$ 管式泵替换原来的 $\phi 56$ 和 $\phi 38$ 稠油泵,使排液能力提高了1.8倍^[3]。实施强排措施后,年增油 0.68×10^4 t,回采水率由原来的60%提高到了80%以上,取得了比较好的热利用效果。

3 新技术试验及推广应用

3.1 稠油出砂冷采技术

稠油出砂冷采技术的机理是:充分利用松散油层容易出砂形成的高渗透“蚯蚓洞”网络,极大地改善油层的渗流特征;利用稠油粘度大、携砂能力强的特性,把砂子从井底携带到地面;利用原油中的溶解气,使产出液呈泡沫状流动,降低原油粘度,借助螺杆泵,最大限度地降低井底流压,提高生产压差,从而提高稠油的产量。

河南油田于1997年6月,在古城油田泌125区,选取G4906井IV₉层开展了先导试验。IV₉层埋深为478.0~490.0m,油层厚度为9.4m;储层胶结疏松,以细砂岩和粉砂岩为主;孔隙度为34.0%,渗透率为 $2.653 \mu\text{m}^2$,含油饱和度为65.0%,原始地层压力为4.5MPa,原油密度为 $0.948 \text{g}/\text{cm}^3$,油层温度下脱气原油粘度为 $6800 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 。常规试油产量为2.45t/d。

自1997年6月投入试验,到1999年1月结束,累积产液量为 $0.3101 \times 10^4 \text{m}^3$,累积产油量为 $0.2461 \times 10^4 \text{t}$,产砂量为 165m^3 ,产油量为15~25t/d,峰值产量50t/d,产出液含砂量为2%~20%,平均为5.3%。平均日产油量是常规试油产量的10倍^[4]。

出砂冷采技术的特点是产量高、稳定。前130d内,日产油量一直稳定在15~25t(如图2)。后期由于边水的突进,日产油量急剧下降。试验初期含砂量比

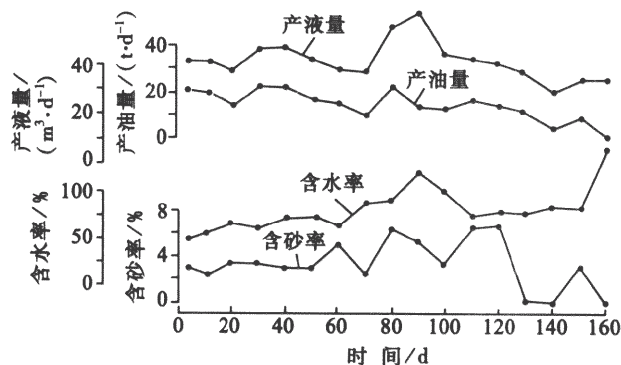


图2 G4906井出砂冷采试验开采曲线

Fig. 2 Cold production history curves of G4906 well

较低,一般占2%~4%;试验中期,“蚯蚓洞”网络形成后,含砂量基本保持在4%~6%,但边水突进后含砂量下降到0.5%以下。边水对出砂冷采技术影响比较大,因此,部署试验井时要尽可能地避开边水一定的距离。

先导试验获得成功,于1998年底,在新庄油田3个区块投入了推广应用。截至到2002年底,陆续投入生产的出砂冷采井43口,动用地质储量 $331 \times 10^4 \text{t}$,已累积产油 $4.7 \times 10^4 \text{t}$,采出程度为3.86%。采用多种方法预测,出砂冷采技术的采收率可达10%~12%。

出砂冷采技术措施主要包括:①采用大孔径、深穿透、密集射孔技术(127#射孔弹,射孔密度为32孔/m),为激励油层出砂创造条件;②根据油层条件,在出砂严重的区块,螺杆泵尾管吸入口下到油层以上,出砂量比较少的区块,螺杆泵尾管吸入口下到油层以下;③

人工井底留足够长度的沉砂口袋,防止螺杆泵被砂埋;
④采用地面加热和大罐沉降除砂工艺^[4]。

3.2 水平压裂辅助蒸汽驱技术

水平压裂辅助蒸汽驱技术机理是:在油层下部压出一条水平裂缝,开辟一条具有高导流能力的热通道,使沿热通道向前推进的蒸汽在重力差异作用下逐步向上超覆,与其上部的原油发生强烈的传热传质作用,加热后的原油在重力差异作用下向下流动。当流动到下部热通道之后,蒸汽推着凝结的热水和可流动的油沿热通道流向采油井,并随着时间的推移,可流动带越来越宽。水平裂缝提高了平面扫油面积,蒸汽逐步超覆提高了纵向波及系数,这样就最大限度地提高了油层的波及体积,进而提高了采收率^[5]。

河南油田在泌浅10区开辟了一个先导试验井组,井组由一个反五点法井网构成,注采井距为71m×100m,油层埋深为276m,油层厚度为10.0m,油层温度下脱气原油粘度为51391mPa·s。试验前已蒸汽吞吐11个周期,采出程度为18.6%,末周期综合含水率为85%,平均单井产油量不足0.5t/d,油气比仅为0.13,继续蒸汽吞吐已无经济效益。

先导试验自1996年底到1997年12月,历时382d,经历了3个阶段:①预处理阶段。首先对4口生产井进行注汽,以弥补地层亏空、提高油层温度和地层压力;②中心井高速注汽压裂阶段。该阶段为水平裂缝产生阶段,中心井古51214井注汽速度为352.7t/d;③正常生产阶段。中心井注汽速度为263.4t/d,该阶段为主要产油阶段。

试验井组累积注汽 2.5758×10^4 t,累积产油 0.3889×10^4 t,井组最高日产油量为59.7t,平均日产油量为18t,采油速度达到了17.4%,累计油气比为0.21(含外围受效井产油1454t),最终采收率达到了37.7%。在吞吐基础上提高了19.1%,取得了比较理想的效果。根据数值模拟和动态方法计算,先导试验前,井组内67.7%的地质储量未动用,水平压裂辅助蒸汽驱结束后,死油区的范围降到了8%以下。水平压裂辅助蒸汽驱技术具有高速、高效、高采收率的特点。

水平压裂辅助蒸汽驱技术的关键是确保水平裂缝在油层下部形成,只有产生了水平裂缝才能体现该技术的特点^[5]。根据现场监测资料(图3),高速注汽1min后,压力由零迅速上升到7.0MPa,然后上升速度放慢;4min后压力达到8.4MPa,压破地层后突然泄压;7min后压力下降到7.2MPa;之后,压力一直在

7.8~8.0MPa之间波动,此时为裂缝延伸阶段。蒸汽压裂特征曲线与典型的水力压裂特征曲线相似。根据生产井的监测资料,裂缝延伸到了4口生产井,其温度、压力均有大幅度的上升。

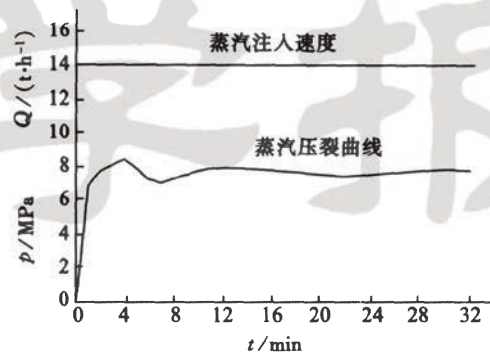


图3 注蒸汽压裂曲线

Fig.3 Fracturing curve of steam injection

水平压裂辅助蒸汽驱矿场试验的具体做法是:①针对试验区油层中部存在一稳定夹层的特点,在夹层上、下两段分别设计了两条裂缝(图4),油层中部卡一热敏封隔器,在油管 and 套管同时注汽,在夹层上下分别

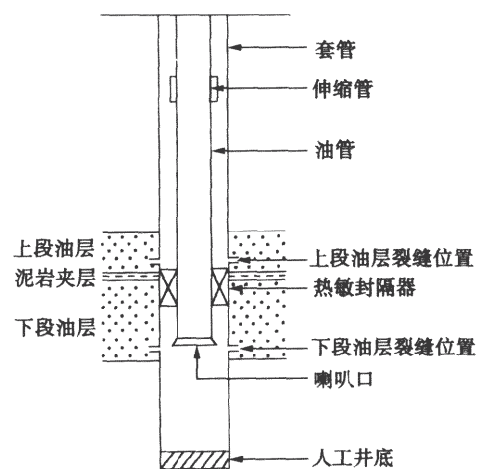


图4 水平压裂辅助蒸汽驱注汽井井身结构及裂缝设计位置

Fig.4 Hole structure and designed fracture location of steam-injecting well of horizontal fracture assisted steam flooding

同时产生两条水平裂缝,克服了夹层的影响,极大地提高了油层纵向动用程度;②用蒸汽压裂技术代替国外的水力压裂技术,具有易操作、生产连续性好的特点;③用密集射孔技术代替喷砂射孔技术,其成本低,成功率高,并确保了套管在高温条件下不变形或错断;④采取预处理措施,能保证各井间压力基本平衡。因为老井已吞吐了11个周期,各井亏空状况不同。试验前要根据实际亏空量,注汽弥补亏空,使压力平衡,有利于

裂缝向四周均衡延伸;⑤配套了高温计量、热交换和集油系统,保证现场正常生产。水平压裂辅助蒸汽驱产出液温度高,并且伴随有一定的高温裂解气。如果用常规的计量装置,在低压条件下会出现闪蒸现象,根本无法计量,为此配套了带消气器的耐高温环式流量计。

水平压裂辅助蒸汽驱技术涉及到裂缝位置的优化和设计,由于在蒸汽吞吐区块的老井都已射孔,故须重新封堵孔眼后进行密集射孔,因而工作量大,风险大。另外,已被蒸汽吞吐的区块,地下情况十分复杂,地应力状况已经改变,压裂时裂缝控制比较困难。因为河南油田目前没有发现新的稠油区块,所以先导试验后没有大规模地推广,但该技术采油速度高,采收率高,在新区具有很高的推广应用价值。

3.3 薄互层特超稠油间歇汽驱

薄互层特超稠油油藏的非均质性严重,常规蒸汽驱极易发生不均衡的汽窜,纵向和平面波及系数低,生

产效果差,技术难度大,经济风险性高。为此采取间歇汽驱技术,有效地克服了薄互层特超稠油油层汽窜发生早、波及系数低、油气比低的缺点,初步取得了比较好的试验效果。

1998年12月开始在古城油田泌浅10区开展间歇蒸汽驱试验,试验区3个井组,目的层位IV₂层,采用反九点法井网,注采井距为71m×100m,3口注汽井,18口采油井,面积为0.06km²,平均有效厚度为9.0m,油层温度下脱气原油粘度为54Pa·s。试验前平均单井已吞吐8.5个周期,采出程度为25.9%,平均单井产油量已降至0.93t/d,含水率为89.7%。

截止到2002年6月底,试验区共进行了4次间歇注汽(图5),累积注汽6.0363×10⁴t,累积产油2.2992×10⁴t,油气比为0.381,阶段采出程度为18.0%,综合含水率为73.7%。产油量由吞吐阶段的19.6t/d提高到了40t/d,效果明显。之后又在井楼油田一、二区

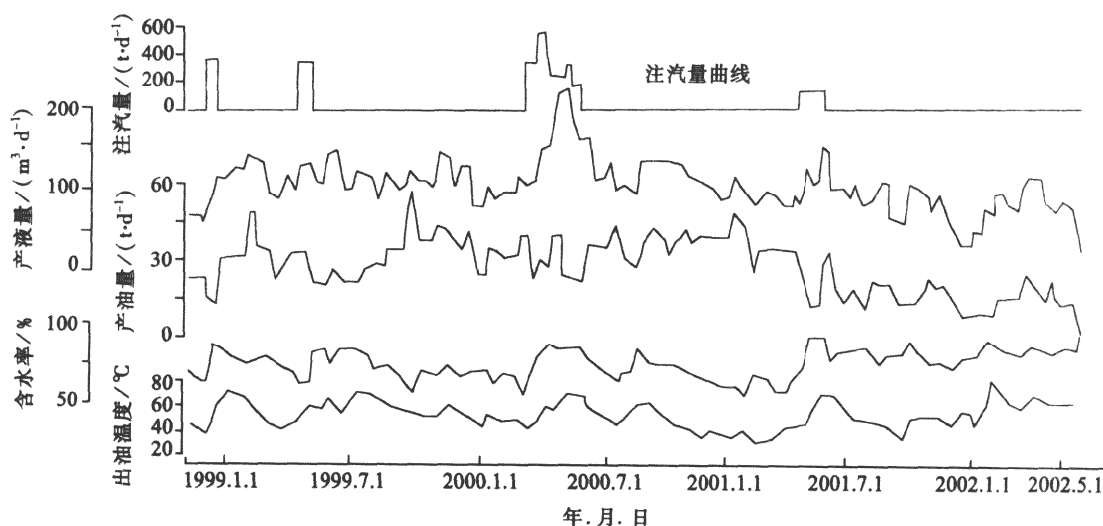


图5 泌浅10区间歇汽驱区开采曲线

Fig.5 Production history curves of intermittent steam flooding in Biqian 10 region

开辟了二个井组的试验区。

间歇汽驱每轮次平均单井注汽量为(0.3286~0.9637)×10⁴t,注汽量为(110.5~157.4)t/d,间歇时间120~359d。其中第2轮次平均单井注汽量为0.4412×10⁴t(包括吞吐引效注汽量),间歇时间323d,累积产油为0.6906×10⁴t,油气比为0.52,其效果比其他轮次好。

间歇汽驱生产的主要特点是:油井见效快;蒸汽波及系数高,且推进较为均匀;剩余油富集的井区油井生产效果最好;油井排水期长,平均每轮次排水期约60d;每一轮次的出油温度都表现为高温期、温度下降

期和温度稳定期(图5);含水率表现为初期先快速上升,后下降,末期出现一个稳定的低含水期,日产油量初期为低产期,随后经上升、平稳期,然后下降;随着间歇汽驱轮次的增加,日产油量下降,含水率上升,效果变差。

间歇汽驱配套性的技术主要包括:①对受效不均衡的井组,利用苛化泥进行调剖堵窜,改善汽驱效果;②对见效慢或不见效的井,采取吞吐引效措施,改善平面动用效果;③配套防砂技术,延长检泵周期;④动态调配注汽量和间歇时间。当出油温度低于40℃,平均单井日产液量低于6~7m³时,进行下一轮汽驱。

3.4 热水驱

古城油田泌125区V₂₋₅层系油层温度下脱气原油粘度为3070.5mPa·s,属于普通稠油2类。埋藏深度为580~650m,层系由8个单层组成。有效厚度为11.9m,纯总厚度比只有0.28,单层间非均质性严重。经过7轮次的蒸汽吞吐,周期平均单井产油量降到1t/d以下,油气比降到0.15。继续吞吐已无经济效益,但此时的采出程度只有6.6%。为了进一步提高这一类型稠油的采收率,对其进行了热水驱物理模拟和数值模拟研究^[6,7]。于1996年9月开展了热水驱试验,到2002年底,泌125区V₂₋₅层系已全面投入热水驱开发。其中注热水井5口,采油井41口,共动用地质储量223×10⁴t。热水驱阶段平均单井产油3t/d左右,比蒸汽吞吐末期产量提高了2倍,采油速度为1.06%,综合含水率为72%,取得了比较好的效果。

为了提高热水驱开发效果,在现场采取了一系列措施:①完善热水驱注采井网,提高井网控制程度和水驱控制程度;②采取分注措施,减缓层间矛盾;③加强调剖、堵窜等综合治理措施,防止注入水沿原汽窜通道发生水窜;④优化热水注入参数。根据矿场研究结果,热水温度为80℃,注入强度为3.5t/(m·d),效果较佳。

4 结论

不同的稠油开采技术和方法具有不同的适应范围:

(1) 出砂冷采技术适合于深度小于1000m、厚度大于5m、成岩程度低、胶结松散、容易出砂的普通稠油2类和特稠油油藏。

(2) 水平压裂辅助蒸汽驱技术适合于水平方向主应力大于垂向应力及压裂时能够产生水平裂缝的地区,油层厚度一般大于8m、夹层少、油层段相对均质的特稠油和超稠油油藏。

(3) 热水驱一般适合普通稠油2类。

(4) 间歇汽驱主要是针对蒸汽吞吐后已形成热连通、厚度大于5m、纯总厚度比大于0.5的特稠油和超稠油油藏。

参 考 文 献

- [1] 张锐.稠油热采技术[M].北京:石油工业出版社,1999:336-342.
- [2] 高孝田,刘新福,胡常忠,等.薄层特、超稠油高周期开发策略研究[A].见:常毓文,等主编.稠油热采技术新进展[C].北京:石油工业出版社,1997:298-303.
- [3] 白理明,韩怀,李开兴,等.浅薄层稠油高周期开采工艺配套技术研究与应用[A].见:常毓文,等主编.稠油热采技术新进展[C].北京:石油工业出版社,1997:207-214.
- [4] 胡常忠,杨晓蓓,杨志斌,等.河南油田薄层稠油出砂冷采可行性分析及矿场试验[J].石油勘探与开发,2000,27(5):87-89.
- [5] 邵先杰,樊中海,马玉霞,等.水平压裂辅助蒸汽驱技术及在河南油田的应用[J].河南石油,2000,(增刊):32-35.
- [6] 齐与峰.油田中后期稳产规划方法[J].石油学报,1992,13(1):52-60.
- [7] 陈焕章.考虑蒸馏作用的注蒸汽开采数值模型[J].石油学报,1988,9(3):67-77.

(收稿日期 2003-06-04 改回日期 2003-08-12 编辑 孟伟铭)

长庆油田成为我国陆上第五大油气田

2003年长庆油田年产油气当量一举突破1000万t大关。今年长庆油田的原油产量将迈上700万t新台阶;天然气产量将突破50亿m³,居全国第二。这标志着长庆油田成为我国陆上第五、西部第二大油气田。

长庆油田自1970年在陇东地区第一口出油井获得突破至今,已走过了33年的历程。33年中,长庆油田累计完成投资607亿元,形成资产372亿元;累计完成二维地震17.5万剖面公里,钻井14623口,进尺2518.3万m;找到油气田36个,累计探明石油储量11.91亿t,探明天然气储量1.5万亿m³;累计建成原油生产能力811万t,天然气生产能力75亿m³;累计生产原油6386万t,生产天然气158亿m³。

长庆油田被确定为我国未来能源重点战略接替区,其油气勘探开发进入了一个新的大发展时期,在中国石油的整体发展中占有极其重要的地位。年产油气当量突破1000万t,这既是长庆油田发展史上的一个重要里程碑,也是中国石油的一件大事,标志着长庆油田跨入了一个新的发展阶段。

摘自《石油综合信息》