

氮气及降粘剂辅助水平井热采 开发浅薄层超稠油油藏

孙建芳^{1,2}

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 中国石化股份胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:准噶尔盆地西缘春风油田的超稠油油藏具有埋藏浅、粘度高、厚度薄的特点, 常规直井注蒸汽开发效果差。根据油藏开发难点, 提出了氮气及降粘剂辅助水平井热采(HDNS) 强化开发技术, 揭示了各要素的作用机理, 即水平井降低注汽压力、增强吸汽能力、减少热损失; 降粘剂有效降低井筒周围的原油粘度, 提高注汽质量; 氮气提高浅层油藏能量, 具有助排、隔热作用, 提高开发效果; 蒸汽具有加热降粘和蒸馏作用。在春风油田排601超稠油油藏投产水平井54口, 通过运用HDNS强化采油技术, 第1a平均单井产油能力为8.2 t/d, 累积油气比为0.48 t/t, 平均单井峰值产油量为32 t/d, 实现了浅薄层超稠油的高效开发。

关键词:超稠油油藏 水平井 降粘剂 氮气 春风油田 准噶尔盆地

中图分类号:TE345

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2012)02-0047-03

准噶尔盆地西缘春风油田油气勘探始于20世纪50年代初, 经过钻探, 在红车断裂带的上盘白垩系底部发现了丰富的稠油资源。2001年, 中国石化进入西部新区进行勘探, 在白垩系吐谷鲁群见到了很好的油气显示。由于油稠, 常规试油未见工业油流, 通过直井排601井进行了热力试采, 具有一定的初期产能, 峰值产油量为12.5 t/d, 由于油层厚度薄、热损失大、产量递减快, 累积产油量为308 t, 累积油气比为0.56 t/t, 直井常规热采效果差。为实现春风油田稠油高效开发, 开展了浅薄层超稠油开发关键技术研究。

1 春风油田主要地质特点

准噶尔盆地西缘春风油田稠油油层属白垩系吐谷鲁群。储层岩性主要以棕褐色中、粗砂岩、含砾砂岩、褐黑色细砂岩为主, 夹薄层灰色灰质粉细砂岩^[1]。其矿物成分较稳定, 石英占75%, 方解石占3.9%, 长石占16.8%, 斜长石略多于钾长石, 粘土矿物占4.3%; 砾石磨圆度较好, 分选系数为1.39~2.94, 平均为1.76, 分选较好; 粒度中值范围较广, 一般为0.029~1.33 mm, 平均为0.34 mm, 以中、粗

砂岩为主。单井平均砂层厚度为7.0 m, 一般为2.7~10.4 m, X-衍射粘土矿物分析结果统计, 储层中高岭石含量较低, 为3%~23%, 伊/蒙间层比为50%~75%, 且粘土矿物相对总量较低, 一般为2%~8%, 储层敏感性弱。当油藏温度为28℃时, 脱气原油的粘度为50 000~90 000 mPa·s, 饱和烃的含量为44.5%, 芳香烃的含量为19.1%, 非烃的含量为10.15%, 沥青质的含量为2.25%。单井平均有效厚度为4.8 m, 一般为2.2~7.4 m, 属于浅薄层超稠油油藏。

2 氮气及降粘剂辅助水平井热采机理

2.1 水平井提高蒸汽注入能力及质量

研究表明, 水平井较直井注汽压力低, 吸汽能力高, 热焓高^[2-4]。水平井的吸汽指数是直井的3~4倍, 注汽压力比直井低2~4 MPa。随着压力降低, 蒸汽热焓明显提高, 可提高热焓125%, 因此, 水平井为降低注汽压力、提高注汽质量和回采能力奠定了基础, 可以大幅度提高蒸汽的波及体积和泄油面积。同时对于薄层超稠油油藏, 水平井较直井具有减少向顶底盖层热损失的优势, 在薄层稠油中, 水平

收稿日期: 2012-01-11。

作者简介: 孙建芳, 男, 高级工程师, 在读博士研究生, 从事稠油热采开发研究。联系电话: (0546) 8715430, E-mail: sunjianfangdy968@slyt.sinopec.com。

基金项目: 中国石化重点科研项目“特超稠油开采关键技术研究”(P07055)。

井累积热损失率可减少 20% ~ 30%。

2.2 蒸汽作用机理

加热降粘是注蒸汽开采稠油最重要的机理,温度升高使原油粘度降低,原油流量增加,从而大大降低原油在储层中的流动阻力、改善渗流能力^[5-6]。注蒸汽热采过程中,近井地带地层温度升高,将油层及原油加热。由于蒸汽的密度很小,在重力的作用下,蒸汽将向油层顶部超覆,但热的传导和辐射作用会使加热范围逐渐扩展,这样形成的加热带的原油粘度急剧降低,原油流向井底的流动阻力大大减小,油井产量成倍增加。排 601 平 1 井地层温度下的脱气原油粘度为 56 400 mPa·s,加热到 50℃ 时为 4 050 mPa·s,对温度敏感性强。

2.3 降粘剂降低原油粘度和注汽压力

超稠油渗流为非达西渗流^[7],启动压力高,造成注汽压力高、质量差,研制了以丙烯酸高级脂肪醇酯类大分子聚合物为主体的 SLKF 系列油溶性复合降粘剂。该系列既具有油溶性降粘剂的特点,又具有乳化降粘的能力。其核心降粘机理是将胶质、沥青质团状结构分解分散,形成以胶质和沥青质为分散相、原油轻质组分为连续相的分散体系,有效降低原油粘度,进而降低近井地带的原油启动压力^[8]。实验结果显示,地层温度条件下在特超稠油中加入 2% 的油溶性降粘剂后,降粘率最高可达 95.42%。数值模拟结果表明,与常规注汽相比,加入降粘剂其粘度降低范围扩大了 10 m(图 1),注汽压力降低 1 ~ 2 MPa。

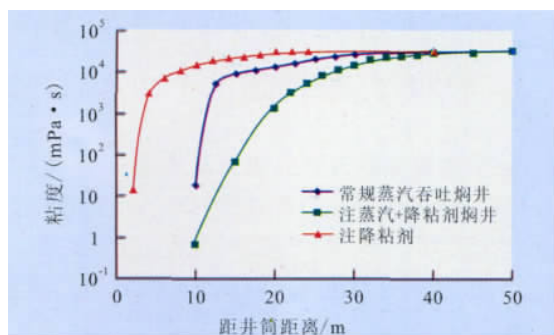


图 1 不同注入方式降粘范围对比

2.4 氮气作用机理

2.4.1 氮气隔热降低井筒热损失

导热系数是反映单位温度梯度作用下物体内部所产生的热流密度,氮气导热系数比较低,25℃ 时的热导率为 0.024 75 W/(m·K)。在注蒸汽过程中,环空注入氮气,可以减少井筒沿程过程向地层的热损失,提高注汽干度^[9]。在不同注汽速度下,井

筒热损失率降低 2% ~ 5%,干度提高 5% ~ 6.5%。

2.4.2 提高井底地层热量利用率

当氮气注入油层,由于其密度比热水和原油小,氮气上浮到油层顶部,在 100 ~ 150℃ 时,水、岩石和原油的导热系数分别为 0.128 ~ 0.555, 1.86 ~ 1.93 和 0.114 ~ 0.115 W/(m·K),氮气的导热系数比它们低 1 ~ 2 个数量级,这样在油层顶部形成低热传导层,减少盖层热损失,提高油层温度和热利用率。注入氮气后热焓可提高 7.3%,油层温度可提高 0.5 ~ 1℃。

2.4.3 提高油井助排能力

由于地层压力低、生产压差小,浅层超稠油藏热采井的排液能力低,开发效果差,通过注入氮气可有效提高油井排液能力^[10-11],改善开发效果。通过注入氮气,可提高地层压力 0.5 MPa 左右。

总之,氮气及降粘剂辅助水平井热采(HDNS)技术是通过各要素的复合作用,即以注蒸汽为主要技术手段,以氮气、降粘剂、水平井为辅的开发技术(图 2)。

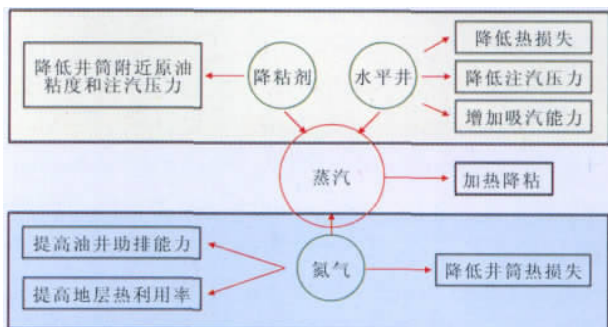


图 2 HDNS 各要素复合作用机理示意

3 氮气及降粘剂辅助水平井热采技术界限

氮气及降粘剂辅助水平井热采数值模拟采用了 Stars 模拟器。该软件是一个考虑热力影响的三维三相多组分模拟器,组分在相间的作用以及热流体提高采收率的机理设置比较合理,满足 HDNS 开采的模拟要求。采用四组分、三相组分模型,四组分为蒸汽、油、降粘剂和氮气,三相为水相、油相和气相,通过实验及相态计算,给出各组分相态临界压力和温度、压缩系数、热膨胀系数、气液热容量关系式系数和气化潜热^[12]。

3.1 注汽强度

水平井注汽强度越大,周期采油量越大,但生产

成本也越高;研究合理注汽强度可以提高开发效果并追求效益最大化。通过研究不同注汽强度开发指标对比,随着周期注汽强度增加,累积产油量增加,油气比降低,经济效益下降,只有当增加注汽量与采油量比值(增油增注比)高于经济极限油气比(0.12)时,才是经济有效的注汽强度,因此水平井经济注汽强度为每周期 10 t/m(表 1)。

表 1 不同注汽强度蒸汽吞吐生产效果对比

注汽强度/ (t·m ⁻¹)	吞吐 周期	累积产 油量/t	累积注 汽量/t	累积油气比/ (t·t ⁻¹)	增油增 注比
8	8	6 390	12 800	0.499	
10	8	7 263	16 000	0.454	0.273
12	8	7 614	19 200	0.397	0.11
15	8	8 099	24 000	0.337	0.101

3.2 降粘剂用量

随着降粘剂周期注入量增加,降粘半径增加,累积产油量及采出程度增加,当增加降粘剂投入与增加采出油量效益相当时,再增加降粘剂量则经济效益为负,因此,考虑添加降粘剂,除需高的采出程度,经济效益也要最大化,用净产油量(采出油量减去降粘剂折算成等价值原油)来评价,当周期注入量为 20 t 时,净产油量最高,经济效益最大(图 3)。

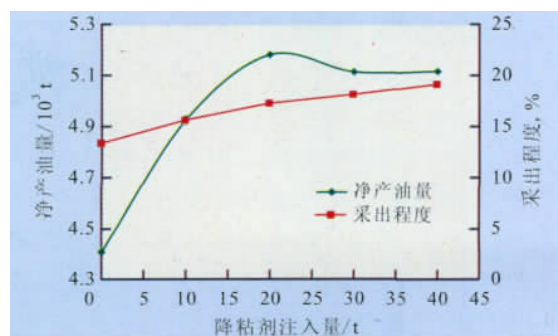


图 3 降粘剂注入量与净产油量及采出程度的关系

3.3 氮气注入量

在注汽量及降粘剂用量一定的情况下,随着氮气注入量增加,提高地层能量,累积产油量及采出程度增加,净产油量增加,在周期注入 30 000 m³后,净产油量增加不明显,最佳氮气注入量为周期注入 30 000 m³(表 2)。

3.4 布井厚度

极限布井厚度即钻井投入与采出油量效益相等时需要的最小油层厚度^[13]。根据投入产出平衡原理计算,春风油田钻一口水平井及投产费用需要相当的经济油量为 6 205 t,数值模拟及实践表明,当

表 2 周期注氮气开发指标对比

氮气周 期注入 量/m ³	降粘剂 周期注 入量/t	累积 产油 量/t	累积 注汽 量/t	累积 油气比/ (t·t ⁻¹)	采出 程度, %	净产 油量/ t
0	20	5 582	14 400	0.39	13.52	3 847
10 000	20	6 452	14 400	0.45	15.62	4 665
20 000	20	6 845	14 400	0.48	16.57	5 006
30 000	20	7 085	14 400	0.49	17.15	5 194
40 000	20	7 126	14 400	0.49	17.25	5 183
50 000	20	7 145	14 400	0.5	17.3	4 149

油层厚度为 3.5 m,HDNS 技术开发采油量为 6 300 t,因此水平井经济极限布井厚度为 3.5 m。

3.5 应用效果

将 HDNS 技术应用于春风油田排 601 块北区超稠油油藏,在油层厚度 4 m 以上整体部署水平井 54 口,井距为 100 m,列距为 100 m,水平段长度为 200 m,动用面积为 1.76 km²,动用储量为 214 × 10⁴ t,新建产能为 9.6 × 10⁴ t,已全部投产,第 1 a 平均单井产油能力为 8.2 t/d,累积产油量为 10.66 × 10⁴ t,累积油气比为 0.48 t/t,平均单井峰值产油量为 32 t/d,实现了高效开发。同时该技术已推广应用于排 6、排 601 中南区 1 600 × 10⁴ t 的储量,预计建产能为 51.6 × 10⁴ t。

4 结论

浅薄层超稠油油藏由于粘度高、厚度薄及油层压力小,造成常规直井注蒸汽开发效果差,为边际超稠油油藏;氮气及降粘剂辅助水平井热采技术,充分发挥了化学、气体、水平井及蒸汽各要素复合增效作用,经实践证明是适合浅薄层超稠油油藏的高效开发技术。

应用化学、气体、复杂结构井辅助蒸汽合理组合是有效开发边际稠油技术的方向和趋势。氮气及降粘剂辅助水平井热采技术虽然实现了薄层超稠油油藏有效动用,但采收率仅为 17.2%,需要进一步研究蒸汽驱尤其是水平井蒸汽驱提高采收率技术。

参考文献:

- [1] 宋明水,王学忠.准噶尔盆地排 6 区块浅层稠油实用勘探技术[J].特种油气藏,2010,17(5):19-21.
- [2] 李献民,吴光焕,满燕,等.胜利油区超稠油油藏热采开发设计优化研究[J].油气地质与采收率,2002,9(5):60-64.

水能量的基础上,获得最佳的原油采收率和最低的残余油饱和度。

注蒸汽采收率为22%左右时,转入热水驱开发效果较好,此时可以获得最大的热水驱阶段采出程度,避开蒸汽驱的低效期,增大经济效益。

与热水驱相比,水汽交替注入可以更有效地提高原油采收率,但成本较高,推广能力有限。氮气泡沫热水驱可以极大地降低油田含水率近20%,对于高含水的稠油油田提高采收率而言,是一种有效的蒸汽驱替代开发方式。

考虑到实际油藏地质情况复杂,非均质现象严重,不同区块间的油层物性差异较大,当渗透率变异系数小于0.4时,厚度大于5 m的反韵律油层转热水驱开发效果较好。

参考文献:

- [1] 刘文章. 普通稠油油藏二次热采开发模式综述[J]. 特种油气藏, 1998, 5(2): 1-7.
- [2] 刘文章. 热采稠油油藏开发模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.

- 1998.
- [3] 于连东. 世界稠油资源的分布及其开采技术的现状与展望[J]. 特种油气藏, 2001, 8(2): 98-103.
- [4] 王胜, 曲岩涛, 韩春萍. 稠油油藏蒸汽吞吐后转蒸汽驱驱油效率影响因素——以孤岛油田中二北稠油油藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(1): 48-50.
- [5] Abdullah F A, Meshal A, Ridha G. Experimental evaluation of heavy oil recovery by hot water injection in a Middle Eastern reservoir[R]. SPE 120089, 2009.
- [6] Francois Friedmann, Chen W H, Gauglitz P A. Experimental and simulation study of high-temperature foam displacement in porous media[J]. SPE Reservoir Engineering, 1991, 6(1): 37-45.
- [7] 高明, 王京通, 宋考平. 等. 稠油油藏蒸汽吞吐后蒸汽驱提高采收率实验[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4): 77-79.
- [8] 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): 57-65.
- [9] 吕广忠, 刘显太, 尤启东. 等. 氮气泡沫热水驱油室内实验研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(5): 51-54.
- [10] 刘仁静, 刘慧卿, 李秀生. 胜利油田稠油油藏氮气泡沫驱适应性研究[J]. 应用基础与工程科学学报, 2009, 17(1): 105-111.

编辑 刘北羿

(上接第49页)

- [3] 陈德民, 周金应, 李治平. 等. 稠油油藏水平井热采吸汽能力模型[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(4): 102-105.
- [4] 刘尚奇, 许心伟. 稠油油藏水平井热采应用研究[J]. 石油勘探与开发, 1996, 23(2): 65-69.
- [5] 张义堂, 计秉玉, 廖广志. 等. 稀油油藏注蒸汽热采提高开采效果[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 112-114.
- [6] 刘文章. 热采稠油油藏开发模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 10-32.
- [7] 孙建芳. 胜利油区稠油非达西渗流启动压力梯度研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 74-77.
- [8] 李宾飞, 张继国, 陶磊. 等. 超稠油 HDCS 高效开采技术研究[J]. 钻采工艺, 2009, 32(6): 52-54.
- [9] 李睿嫒, 何建华, 唐银明. 等. 稠油油藏氮气辅助蒸汽增产机理试验研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2006, 28(1): 72-75.
- [10] 欧阳波, 陈书帛, 刘东菊. 氮气隔热助排技术在稠油开采中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(S1): 1-3.
- [11] 王德有, 陈德民, 冉杰. 等. 氮气隔热助排提高稠油蒸汽吞吐热采效果[J]. 石油钻采工艺, 2001, 24(3): 25-28.
- [12] 程紫燕. 胜利油田稠油热采数值模拟研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 71-73.
- [13] 侯健, 高达, 孙建芳. 等. 稠油油藏不同热采开发方式经济技术界限[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(6): 66-70.

编辑 刘北羿

concentration is greater than 1 500 mg/L, as the concentration increasing, the increasing rate of plugging rate decreases.

Key words: pore scale; elastic microspheres; profile control and flooding; maximum deforming migration pressure gradient; plugging efficiency

Lei Guanglun, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Zhang Guangqing, Liu Wei, Li Jing et al. Experimental study on the factors influencing the blocking ability of foam. *PGRE*, 2012, 19(2):44–46.

Abstract: A uniform design method is implemented to study the affecting factors relevant to foam blocking ability in lab. And, two empirical formulae of foam resistance factor and foam residual resistance factor are established with five factors: permeability, gas to liquid ratio, injection volume, injection rate and concentration of foam stabilizer. The results indicate that these formulae have a high accuracy whose error is less than 15%. Permeability and gas to liquid ratio are the most influential factors of foam blocking ability. As the rise of permeability and gas to liquid ratio, the blocking ability is improved first and then reduced. After the injection of foam, gas phase saturation increases rapidly in the core, but decreases in the phase of following water injection accompanying with fluctuation. When 6 PV water is injected, gas phase saturation can still be kept at 45%.

Key words: foam; blocking ability; uniform design; gas phase saturation; correlation analysis

Zhang Guangqing, Oil Production Engineering Department, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China

Sun Jianfang. Study and application on HDNS technology to develop shallow and thin super heavy oil reservoirs. *PGRE*, 2012, 19(2):47–49.

Abstract: Chunfeng heavy oil field is located in Junggar basin, western China. Ground degassing viscosity is commonly higher than 5×10^4 mPa · s. The depth of the heavy oil play ranges from 400 to 500 m underneath with 2–6 m of net pay. Porosity is about 30% and permeability ranges from $5\,000 \times 10^{-3}$ to $6\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Traditional development techniques such as steam-injection using vertical well are not effective due to tremendous heat losses, limited heat radius within thin layers and low drainage energy. In this study, it shows that super heavy oil is non-Darcy flow in porous media. In order to improve steam quality and enhance steam sweep efficiency, new techniques combining horizontal well assisted steam injection with N_2 and solvent are proposed to develop this kind of heavy oil reservoirs. Study also shows that high efficient solvent may decrease the viscosity of the heavy oil around wellbore and increase injection steam quality; meanwhile, N_2 assisted steam injection may increase the volume of injection steam, enhance the drainage energy, and decrease heat losses around wellbore and make steam reach overburden effectively. By means of plug injection of solvent and N_2 assisted by horizontal wells, super heavy oil may be recovered effectively. Moreover, well patterns, the extendibility of horizontal well steam flooding and economic-technique limits are studied. Based on the research, related thermal chemical techniques are successfully developed. Those techniques are proved to be very effective for the development of shallow and thin super heavy oil reservoirs.

Key words: super heavy oil; horizontal well; dissolver; N_2 ; Chunfeng oilfield; Junggar basin

Sun Jianfang, School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China

Dong Xiaohu, Liu Huiqing, Zhang Hongling et al. Experimental and simulation study of hot-water flooding of heavy oil reservoirs after steam injection. *PGRE*, 2012, 19(2):50–53.

Abstract: Steam injection is the main development mode for heavy oil reservoirs now. With the accelerating of exploitation, a great number of heavy oil reservoirs have reached the later stage of steam injection development. Poor effect on steam injection has gradually become the important problem of heavy oil reservoirs development. Using the experimental and simulation method, this paper aims at the residual oil of thermal production, and studies the alternative mode of heavy oil reservoirs after steam injection. We establish the models of converting into hot-water flooding under different temperature and different moment. The models of water alternative steam process and nitrogen foam hot-water flooding have also been set up. Then, we also establish the numerical models with different layer height, different rhythm and different heterogeneity. Results indicate that converting into hot-water flooding with 120 °C when the recovery of steam injection is 22% will get a great recovery performance. The reservoirs with a reverse rhythm where the layer thickness is greater than 5 m and the coefficient of variation less than 0.4 converting into hot-water flooding can yield a good recovery.

Key words: heavy oil reservoirs; steam flooding; hot-water flooding; sweep efficiency; coefficient of variation

Dong Xiaohu, MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Zhang Jianhua. Study of crosslinking and transport blocking properties of polymer gel system in porous media. *PGRE*, 2012, 19(2):54–56.

Abstract: The polymer gel is a cross-linking system consisted of partially hydrolyzed polyacrylamide HPAM solution and organic chromium (Cr^{3+}) crosslinker. ESEM2020 type environmental scanning electron microscopy, polymer gel dynamic crosslinking and seepage law experimental setup and unconsolidated sand model with different specifications are adopted for studying micro-cross-linked mechanism of polymer gel system dynamic cross-linking performance in porous media and transport blocking properties in rock cores. The experimental results show that the polymer molecules are arranged in star-shaped structure at the microcosmic view, and the polymer gel shows chain-like fractal structure microscopically, which is the result of cross-linking between