

文章编号: 0253-9985(2001)04-0378-04

稠油出砂冷采技术的适用条件

孙来喜¹, 伏卫东², 董文龙¹, 赵宇², 周辉², 陈晓喜²

(1. 河南油田研究院, 河南南阳 473132; 2. 河南油田设计院, 河南南阳 473132)

摘要: 稠油油藏能否适宜出砂冷采, 主要取决于油藏能否形成蚯蚓洞网和泡沫油, 这与储层、原油及开采条件密切相关。国外研究成果和河南新庄油田的开采实践表明: 泥质含量小于10%, 少或无钙质胶结的疏松储层及粒径小于2 mm的半胶结砂岩储层可进行出砂冷采; 压力在2.4~6.0 MPa, 粘度为500~50 000 mPa·s, 厚度大于5 m, 溶解气含气在10 m³/t左右的油层也可考虑用此方法开采; 另外, 出砂冷采宜从油藏中心展开, 尽量远离边水和气顶(>200 m)。

关键词: 稠油; 出砂冷采; 蚯蚓洞; 泡沫油

第一作者简介: 孙来喜, 男, 36岁, 博士生, 石油地质

中图分类号: TE143

文献标识码: A

稠油出砂冷采是近年来从加拿大兴起的一项稠油开采新技术。20世纪60~70年代, 加拿大Husky石油公司在疏松砂岩稠油油藏中采用了“不防砂的常规开采”方式, 而这种开采方式就是现在所说的“出砂冷采”。20世纪80年代中后期, 加拿大的一些小石油公司开展了稠油出砂冷采的探索性矿场试验, 取得了好的效果。20世纪80年代末90年代初, “出砂冷采”这一概念被提出。20世纪90年代中期, 稠油出砂冷采技术已成为热点, 除众多小石油公司外, 一些大石油公司也纷纷涉及这一领域*。

1 储层

从机理上讲, 油层需大量出砂才能形成良好的蚯蚓洞网络, 也是稠油出砂冷采成功并获得高产油流的前提。稠油油藏一般为砂岩油藏, 胶结疏松, 储层物性好, 孔、渗、饱参数较高。因此, 就储层而言, 储层胶结程度和粒度对出砂冷采效果影响最大, 疏松储层和半胶结储层适宜出砂冷采。

1.1 疏松储层

从地质力学角度研究认为, 油层中砂子开始运移时的流体速度(q_c)与地层的力学特征有关, 这一

关系可以用含有胶结力(S_c)和破坏角(α)的方程式表示^[1]

$$q_c = 4\pi h \frac{K_c}{\mu} S_c \tan \alpha$$

式中 q_c 为临界流速, m³/s; h 为油层有效厚度, m; K_c 为储层胶结强度; μ 为流体的粘度, mPa·s; S_c 为储层胶结力, kPa; α 为破坏角($=45^\circ + \theta/2$); θ 为内摩擦角。

疏松砂岩稠油储层胶结力很低(≤ 0.1 MPa), 表明即使非常小的流速也足以使砂子发生运移, 破坏储层原生结构, 从而产生高渗透率通道或孔穴。稠油出砂冷采井一般采用射孔完井方式, 射孔孔道末端呈圆弧型。流体渗流过程中, 射孔孔道末段压力梯度较高, 蚯蚓洞沿射孔孔道末段朝胶结力最小(因为储层内部存在微观非均质性)的方向发展, 形成蚯蚓洞网络。因此, 出砂冷采技术最好应用于疏松砂岩稠油油藏, 与此相适应, 要求储层泥质含量最好<10%, 少或无钙质胶结物, 而不适应胶结程度很高的致密砂岩油藏。

1.2 半胶结储层

Dusseault M B^{*}等人从理论上对不同胶结程度砂岩稠油油藏出砂冷采可行性进行过探讨, 认为即使油层存在一定程度的胶结也适合应用出砂冷采技术, 因为砂粒可以首先在相对脆弱带发生崩落, 伴随着油层应力的降低, 原生的胶结带强度降低, 蚯蚓洞网络可以延伸至这些区域。受稠油出砂冷采技术的启发, 1995~1998年, 有关石油公司在英

* Dusseault M B, Geilikman M B. Mechanisms of massive sand production in heavy oil. Beijing: China 7th unitar international conference of heavy oil and tar sands, 1998

收稿日期: 2001-08-02

国北海某地区埋深 3 200 m 的半胶结砂岩稀油油藏高产井中采取激励出砂的对策, 经过多次周期性和突发性产砂后, 每次产砂 5~ 200 kg。在 3 个月内油井表皮系数从+ 10 降至- 5, 平均单井日产油量提高了 40%。

室内试验结果表明: 当孔眼直径小于砂粒粒径的 4 倍时, 砂粒容易在孔眼外形成稳定的砂桥, 不利于砂子继续产出并形成蚯蚓洞(图 1a); 当孔眼直径大于砂粒粒径的 6 倍时, 则难以形成砂桥, 有利于蚯蚓洞的形成和发展^[1](图 1b)。与此相适应, 稠油出砂冷采井采取大孔径射孔是必要的。但是, 受工艺技术条件限制, 目前最大射孔孔径只能达到 20 mm 左右。因此, 稠油出砂冷采技术最好应用于粒径小于 2 mm 的砂岩油藏, 而应用于砾石含量很高的砂砾岩油藏则效果不理想。河南新庄油田部分稠油出砂冷采井开采目的层为含砾砂岩或砾状砂岩, 粒度中值达 5 mm 以上, 开采过程中出砂量较少, 产油量仅 3~ 10 t/d; 而古城油田 IV9 层储层粒度中值为 0.122 mm, 产出液含砂量为 2%~ 26%, 日产油量一般可达 20~ 30 t。

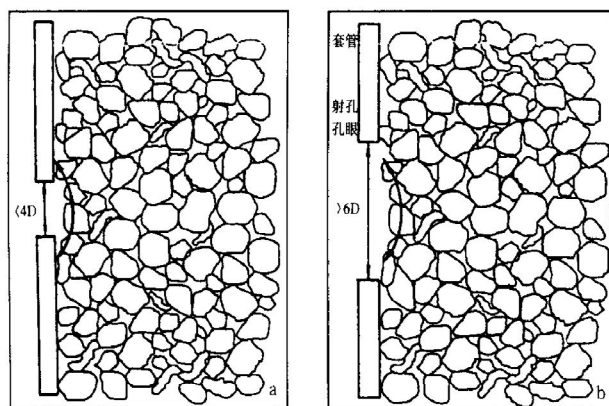


图 1 孔眼孔径对出砂的影响(据文献[2])

Fig. 1 Influence of bore diameters on sand outlet

a—孔眼< 4D; b—孔眼> 6D

2 原油

2.1 埋深与压力

稠油油藏的埋藏深度与油层压力具有较好的对应关系。埋藏深度太浅的稠油油藏, 由于原始压力低, 不利于产生较高的生产压差, 难以激励油层初始出砂; 而埋藏太深的油藏, 井下工艺难以达到出砂冷采需要。加拿大成功实施的出砂冷采稠油油藏埋藏深度一般在 300~ 760 m 之间, 对应原始油层压力为 2.4~ 6.0 MPa, 这也是该技术应用较理

想的深度范围。

河南井楼油田六区 IV9 层属特浅层稠油, 油藏埋深 170~ 200 m, 原始地层压力 2.2 MPa, 油层厚度 5 m 左右, 脱气原油粘度约 10 000 mPa·s。该区有 3 口井进行了出砂冷采试验, 并见到可喜苗头, 平均日产原油 3 t 以上, 峰值产量超过 7 t/d; 新庄油田稠油油藏出砂冷采规模化应用区油层埋深达 830~ 850 m, 单井日产油量达 6~ 12 t, 成功地解决了井下设备在深井中的抗脱和抗扭性以及井筒降粘等关键技术难题, 取得了良好的试验效果。因此, 就目前情况看, 在埋深 200~ 1 000 m 稠油油藏中进行出砂冷采是可行的(表 1)。

表 1 稠油出砂冷采试验结果

Table 1 Result of cold production test of heavy oil with sand outlet

井号	井段 /m	有效厚度 /m	平均日产油量 /t	峰值产油量 /t·d ⁻¹
L6202	172.2~ 181.6	4.4	3.0	5.8
L11	189.0~ 196.8	6.2	3.4	7.5
B167	834.4~ 842.8	5.6	6.2	12.1

2.2 原油粘度

原油粘度与其携砂能力以及泡沫油的稳定性有关。原油粘度越高, 则携砂能力越强, 所形成的泡沫油稳定性越好。但是, 原油粘度太高, 其流动性又受到限制。室内试验结果表明^[2]: 当脱气原油粘度小于 500 mPa·s 时, 泡沫油持续时间短, 稳定性差, 且原油本身携砂能力低。但是, 稠油出砂冷采技术适应的原油粘度上限到底是多少, 尚无明确答案。事实上, 稠油出砂冷采技术实际应用原油粘度范围为 500~ 500 000 mPa·s, 并有成功应用于粘度 160 000 mPa·s 稠油油藏实例(表 2)。

矿场实践经验还表明, 稠油出砂冷采采收率一般可达 8%~ 15%, 最高达 20%, 与蒸汽吞吐相当; 而且, 不同粘度稠油油藏出砂冷采采收率没有明显区别, 但是与常规降压开采相比, 普通稠油出砂冷采采收率提高幅度可达 3 倍以上, 特、超稠油采收率提高幅度更大。

2.3 气油比

一般认为, 适合出砂冷采的稠油中应该含有一定的溶解气。泡沫油是出砂冷采不可或缺的因素, 溶解气是不可缺少的条件。含气原油在从油层深处向井筒流动过程中, 随着孔隙压力的降低, 地层原油中产生大量微气泡形成泡沫油流动, 且不断膨胀, 为原油流动提供了充足的能量。试验结果表明: 在无溶解气条件下, 平均产油速度为

0.2 g/min, 最终采收率为 4.2%; 在溶解气含量为 10.8 m³/t 的实验条件下, 平均产油速度和采收率分别提高 6 倍和 5 倍, 含砂量等指标也有大幅度提高(表 3)。

表 2 稠油出砂冷采典型单元油藏地质参数及产量

Table 2 Geological parameters and production of heavy oil cold recovery in typical units

地 质 参 数	油 藏 类 型				
	普通稠油		特、超稠油		
油田名称	Celtic	古城泌 125 区	Edam	Cold Lake Burnt Lake	Cold Lake Elk Point
目的层	GP 和 MW	H3 IV9	Sparky	Clear Water “B”	Clear Water
油层深度/m	450	490	—	500	550
油层纯厚度/m	3~ 5	9.4	20	20	11~ 14
孔隙度/%	33	34	34	34	34
渗透率/μm ²	0.5~ 4.0	2.65	1~ 10	> 2	—
含油饱和度/%	—	65	75~ 90	80	87
油藏压力/MPa	3.3	4.5	3.0	3.0	3.8
油层温度/℃	—	38	22	12	21
原油密度/g·cm ⁻³	—	0.949 8	—	0.986	0.993
脱气原油粘度/mPa·s	3 000~ 6 000	6 800	5 000~ 20 000	40 000	25 000~ 160 000 基本上> 50 000
溶解油气比/m ³ ·t ⁻¹	10	约 10	8.3	7.5	11.0~ 15.2
地层原油粘度/mPa·s	1 200~ 3 000	—	4 450	26 000	2 000~ 55 000
常规产量/t·d ⁻¹	1.5	2.0	—	0.1	< 0.5
出砂冷采产量/t·d ⁻¹	10~ 20	20~ 30	10~ 25	20~ 30	10~ 30

表 3 河南油田油砂样室内试验结果(试验温度 20℃)

Table 3 Test results of oil sand samples in Henan Oilfield

实验号	含气量 /m ³ ·t ⁻¹	原油粘度 /mPa·s	平均产油速度 /g·min ⁻¹	峰值产油速度 /g·min ⁻¹	平均含砂率 /%	峰值含砂率 /%	采收率/%
实验 1	0	45 000	0.2	1.7	21.8	28.5	4.2
实验 2	10.8	23 100	1.3	216.0	43.1	56.6	24.5

古城油田泌 125 区 IV9 层为普通稠油油藏, 脱气原油密度为 0.949 8 g/cm³, 地层原油含气量约为 10 m³/t, 在含砂量超过 50% 的情况下, 泡沫油密度只有 0.58 g/cm³, 气泡体积占 43%。Cold Lake 油田 Burnt Lake 地区 Clear Water“B”层为特稠油油藏, 脱气原油密度 0.986 8 g/cm³, 虽然地层原油含气量只有 7.5 m³/t, 但泡沫油密度仅 0.56 g/cm³, 气泡体积占 50% 左右。

因此, 进行出砂冷采的稠油油藏地层溶解气含量最好在 10 m³/t 左右, 低于 5 m³/t 或高于 20 m³/t 均不利于该技术的应用。

2.4 油层厚度

油层厚度与蚯蚓洞的发育状况及油井产能有关。一般而言, 稠油出砂冷采适应的油层厚度在 3 m 以上, 最好大于 5 m。但在原油粘度相对较低、储层物性很好的情况下, 适应该技术的油层厚度下限可以进一步降低。

河南油田古 4007 井 VB 和 VI4 层是典型薄层普通稠油油藏, 有效厚度仅 2.2 m。开采目的层深度 646.4~ 664.0 m, 脱气原油粘度 7 830 mPa·s。该

并于 2000 年 6 月 6 日投产, 截止 2001 年 6 月底, 已累计产油 1 200 t, 平均日产油 3.5 t, 峰值产油量 9.1 t/d, 综合含水 12%, 产出液呈泡沫状, 投产初期原油含砂约 4%, 现场初步试验取得了良好效果。

3 开采

油井所处构造部位不同, 开采效果差异很大。一般来说, 位于构造低部位或靠近气顶的油井, 开采效果较差。尤其是当蚯蚓洞与边水或气顶连通时, 油井往往被迫关井。

加拿大 Burnt Lake 油田稠油出砂冷采试验项目共有 20 口出砂冷采井, 其中有 11 口井集中分布在 A、B 两个丛式井场, 其余 9 口井分布较为零散。其中 A 井场处于构造低部位, 尽管其原油粘度与 B 井场相比并无明显差别, 含水率仅略高于 B 井场, 但其产出液含砂量较低, 单井产油量只有 5~ 10 t/d, 仅为 B 井场油井的 1/4。构造部位与 B 井场一致的两口零散井开采动态与 B 井场典型井一致。构造部位与 A 井场一致的另一口零散井开采动态也

与A井场典型井一致。而构造低部位更低的另外3口零散井产量更低,仅1~2 t/d。该区有3口井靠近气顶,初期开采动态与B井场相似,但是,随着生产时间的延长,这些井产气量增加(最高产气速度达1 500 m³/d),产油量急剧降低,不得不关井。

河南油田第一口稠油出砂冷采先导试验井离油水外边界100 m,离油水内边界只有60 m,该井在累计产油2 500 t,累计产砂165 m³后发生边水突进,含水率在极短时间内由不足20%迅速上升到90%以上,基本上只产水不产油,说明蚯蚓洞已

进入边水区域,油井被迫关井。因此,油井部署时应从油藏中心部位开始,逐步展开,尽量远离边水和气顶(最好不小于200 m);对于靠近边水或气顶部位已完钻的井,应缓投产,以避免边水或气顶气沿蚯蚓洞网络串入油藏内部,危及主体部位的正常开发。

参 考 文 献

- 1 程绍志,胡常忠,刘新福.稠油出砂冷采技术[M].北京:石油工业出版社,1998
- 2 Shang J J, Maini B B, Hayes R E, et al. Experimental study of foamy oil stability[J]. JCPT, 1997, 36(4): 31~ 37

CONDITIONS OF COLD PRODUCTION TECHNOLOGY FOR HEAVY OIL

Sun Laixi¹ Fu Weidong² Dong Wenlong¹ Zhao Yu² Zhou Hui² Chen Xiaoxi²

(1. Research Institute of Henan Oilfield, Nanyang, Henan; 2. Institute of Designing, Henan Oilfield, Nanyang, Henan)

Abstract: Based on field information, the reservoirs, which are suitable to cold recovery, are those whose formation are loose, gravel content is low, dead oil viscosity is 500~ 50 000 mPa. s, solution gas concentration in crude oil is about 10 m³/t, reservoir pressure is higher than 2 MPa, formation depth is 200~ 1 000 m. The effects of edge water and gas cap distribution on cold recovery of heavy oil are great, which are important factors to deploy oil wells and determine perforation interval and discharge capacity. This technique has extensive adaptability in such reservoirs as loose sandstone with solution gas. It is very important for the deployment of this technique to make clear the effects of geologic factors on cold recovery and establish relevant technical tactics.

Key words: heavy oil; cold recovery; wormhole; foamy oil