

蒙古林油田砂岩油藏 注聚合物驱油矿场试验研究

李善维 张振清 杨永祥 张宪民

(华北石油管理局采油工艺研究所)

摘要 以油藏地质特征、开发状况、筛选的聚合物特性等为依据,充分应用目前注水、采油、化学调剂、地层测试及室内试验技术资料,采用数值模拟、技术软件计算、优化决策、对比论证、专家咨询等方法,在注入工艺可行性论证的基础上,完成了注入工艺管柱、工艺参数及单井注入性试验设计,并对A16井注入性试验进行了总结,提出了下步工作建议,对矿场实施注聚合物试验具有一定的借鉴作用。

主题词 蒙古林油田 注聚合物 砂岩油气藏 驱替试验 注水井 管柱 参数优选 现场试验

作者简介 李善维,1958年生。1981年毕业于华北石油学校石油地质专业,现从事采油工艺综合设计研究工作。张振清,1945年生。1969年毕业于北京石油学院开发系采油专业,现从事采油工艺综合设计研究工作,高级工程师。杨永祥,1961年生。1985年毕业于华北石油职工大学开发系采油专业,现任二室副主任,工程师。张宪民,1963年生。1985年毕业于西南石油学院开发系采油专业,现从事采油工艺综合设计研究工作,工程师。

注入工艺可行性分析

一、油藏地质特征

1. 油层厚度大,物性差,非均质性严重 蒙古林油田位于内蒙古自治区锡林浩特市以北阿尔善地区,属于二连盆地马尼特坳陷。按地质构造划分为西块、中块、北块三个区块。其中砂岩油藏属于低饱和层状油藏,油层埋深740~840m,油层厚度4.84m,孔隙度22.8%,渗透率 $749.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中孔、高渗透油藏。油层内非均质性严重,渗透率级差22~34,变异系数0.79~0.90,突进系数1.90~2.38,因此,适合于聚合物驱油。

2. 油层分布广,连通性好,剩余地质储量大 根据油层连通率统计,油藏两井以上油层连通率为97.4%,三井以上油层连通率为90.2%。西块三井以上油层连通率最高(97.8%)。蒙古林砂岩油藏为普通稠油油藏,地下原油粘度124.7mPa·s。

该油藏1989年10月全面投入开发,1993年进入高含水期,综合含水达62.3%,采出程度仅为8.23%,剩余可动油饱和度在10%以上,因此,有利于注聚合物驱油提高开发效果。

3. 西块注采井网系统完善,有利于提高聚合物驱油效果 在蒙古林油田砂岩油藏三个区

块中,西块注采井网系统最完善,采用七点法面积注水,油井见效快,增油效果显著。由于各种增油挖潜措施频繁,暴露出的矛盾较多。因此,选择西块进行聚合物驱油先导试验。

二、化学调剖实践证明注聚合物驱油是可行的

1. 化学调剖实践证明,聚合物溶液注入性能好 1990年9月~1995年11月在蒙古林油田砂岩油藏先后开展了以西块、中块、北块为单元的整体化学调剖试验,共施工51口井、383井次。先后采用TDP-02、低温高强度膨润土等调剖剂施工,溶液浓度为6000~12000mg/L,地面粘度为150~400mPa·s,在三个区块中西块注入性能最好。

采用聚合物调剖的井,单井挤入量120~180m³,处理半径5~7m。当施工排量为注水速度7倍左右时(注水排量62.3m³/d),井口注入压力均较低,一般为3~5MPa,爬坡压力为0.5~1.5MPa。

采用大剂量膨润土调剖8口井,单井注入量592~838m³,单井平均695m³,注入排量0.42~0.58m³/min,为注水速度的10倍以上,此时,注入压力仍较低,一般为3~5MPa。

采用AT-530聚合物作为驱油剂,由于油层渗透性好,聚合物溶液粘度低(50mPa·s),注入速度小(50~120m³/d),所以,矿场试验井口注入压力相应较低,聚合物驱油期间压力升高不会太大。因此,有利于注聚合物施工。

2. 注聚合物段塞化学调剖,不影响井组常规注水 注水井注入聚合物段塞后,调剖剂在地层温度条件下胶凝,凝胶粘度达40~100Pa·s,段塞半径一般为5~7m,对高渗透吸水层具有一定封堵作用。蒙西块的7口注水井实施了整体化学调剖,正常投注后,井口注水压力明显提高,一般升高0.5~1.5MPa,平均提高1.4MPa;视吸水指数下降,一般下降0.5~6.0m³/MPa·d,平均下降2.3m³/MPa·d,但不影响注水井正常注水。

3. 注聚合物段塞化学调剖,增油降水效果好,经济效益高 1990年9月~1995年11月在蒙西块开展了整体调剖“控水稳油”措施,先后调剖施工16口井、65井次,使油井见到明显的增油降水效果,有效地改善了区块的开发效果。先后有14个井组的30口油井见到调剖效果,累计增油5.324×10⁴t,获经济效益2483万元,平均每施工1井次增油0.1044×10⁴t,获经济效益48.7万元。

三、地层吸水能力强

在三个区块中,西块的13口注水井吸水能力强,目前井口注水压力单井平均5.8MPa,注水量单井平均62.3m³/d。因此,在目前注水量下注入聚合物溶液,大部分井注入压力低于油层破裂压力(9.5MPa),故能满足注聚合物要求。

注入工艺参数设计

一、段塞结构

针对蒙古林油田砂岩油藏地质特征和开发状况,经过室内物理模型和数值模拟计算,优选西块5个注水井组做为先导试验区。段塞结构见表1。

二、注入温度

蒙古林油田砂岩油藏地层原油粘度高(124.7mPa·s),要求聚合物溶液到达井底时的温

表1 蒙西块先导区注聚合物段塞结构

段塞结构	占总段塞 (%)	注入时间 (a)	注入流量 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	浓度 (mg/L)	用量 (t)	备注
一级段塞	13.0	0.6	9.5	1 400	133.5	段塞体积 为 0.26PV
二级段塞	72.0	2.7	44.5	1 250	556.5	
三级段塞	15.0	0.8	9.5	1 100	105.0	
合计	100	4.1	63.5	1 250	795.0	

度必须控制在原油凝固点 17°C 以上。因此,依据公式⁽¹⁾筛选适宜的注水温度

$$T_{wi} = ah + T_{gs} - \alpha A + (T_{wh} + \alpha A - T_{gs})e^{-h/A} \quad (1)$$

$$A = (q\rho_w c_f / 2\pi k_h) \cdot f(t) \quad (2)$$

$$f(t) = -\ln[r_{ce}/2(kt)^{1/2}] - 0.29 \quad (3)$$

式中 T_{wi} ——注水井井底温度, $^\circ\text{C}$; h ——油层中深, m ;
 T_{gs} ——地表温度, $^\circ\text{C}$; T_{wh} ——注入井井口温度, $^\circ\text{C}$;
 q ——注入速度, cm^3/s ; ρ_w ——注入溶液密度, g/cm^3 ;
 c_f ——聚合物溶液比热, $\text{J}/\text{g} \cdot ^\circ\text{C}$; r_{ce} ——套管外径, m ;
 α ——地温梯度, $^\circ\text{C}/\text{m}$; k_h ——岩石热导率, $\text{W}/\text{m} \cdot ^\circ\text{C}$;
 k ——地层热扩散率, m^2/s ; t ——注入时间, s 。

将蒙古林油田砂岩油藏基础数据(见表2)输入计算机,分别计算井口注入温度为 10°C 、 15°C 、 20°C 、 30°C 、 40°C 、 50°C ,注入时间为 1、3、5 年时,不同注入量下的井底温度,见图 1 (a、b、c)。图中:曲线 1 注入温度为 10°C ,曲线 2 注入温度为 20°C ,曲线 3 注入温度为 30°C ,曲线 4 注入温度为 50°C 。

表2 蒙古林油田砂岩油藏基础数据

油层中深(m)	792	地表温度($^\circ\text{C}$)	14.5
地层温度($^\circ\text{C}$)	40	聚合物溶液比热($\text{J}/\text{g} \cdot ^\circ\text{C}$)	4.19
地层水粘度($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	0.654	地温梯度($^\circ\text{C}/\text{m}$)	0.032 2
套管外径(mm)	139.7	岩石热导率($\text{W}/\text{m} \cdot ^\circ\text{C}$)	1.75
油管内径(mm)	62	地层热扩散率(m^2/s)	5.25×10^{-7}
油层平均厚度(m)	4.84		

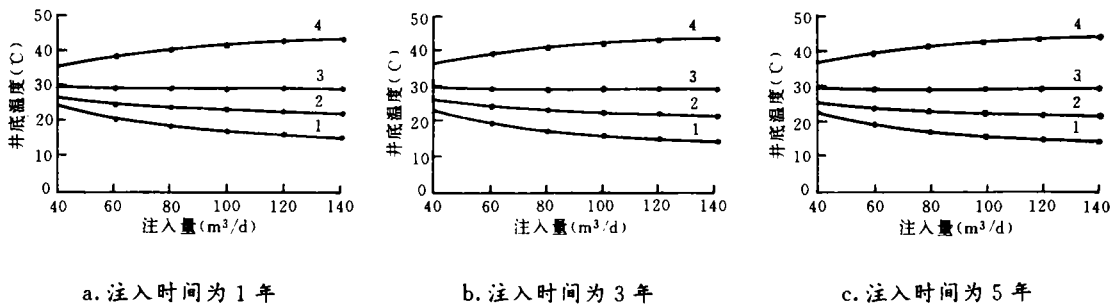


图1 注入量与井底温度关系曲线

由图 1 可以看出,当井口注入温度低于 10℃,注入量大于 100m³/d 时,1 年后井底附近油层温度将低于原油凝固点(17℃);当井口注入温度大于 15℃,注入量小于 160m³/d 时,5 年内井底附近油层温度始终高于原油凝固点。为保证井底附近油层温度始终高于原油凝固点,聚合物溶液进入油层后又具有较高的粘度,井口温度为 10~20℃ 较好。

三、注入压力

1. 破裂压力

(1) 计算方法。

$$\alpha = P_w/H_m + P_h/H_m - K \quad (4)$$

$$P_k = \alpha \cdot H_m \quad (5)$$

式中 α ——油层破裂压力梯度,MPa/m; H_m ——油层中深,m;
 P_w ——井口破裂压力,MPa; K ——摩阻损失,MPa/m;
 P_h ——油层中部静液柱压力,MPa; P_k ——油层破裂压力,MPa。

(2) 静液柱压力。注入液体为 AT-530 聚合物溶液,由于浓度低 1 100~1 400mg/L,其密度与水相近,计算油层中部静液柱压力为 7.92MPa。

(3) 管柱摩阻。矿场采用 AT-530 聚合物溶液作为驱油剂,考虑聚合物溶液在油管(或套管)中的摩阻损失,由于溶液粘度低,注入排量小,由摩阻损失公式计算产生的摩阻仅为 0.12MPa。

(4) 计算结果。该油藏 1989 年以来先后压裂施工 10 口井,由以上公式计算破裂压力梯度为 0.015 4~0.026 4MPa/m,平均 0.022 0MPa/m,计算油层破裂压力为 12.2~20.9MPa,平均 17.4MPa,井口破裂压力 9.5MPa。

2. 注入压力预测 依据蒙西块先导试验区目前注水井的单井吸水指数(各段塞吸水指数应根据实测值来确定)及聚合物配注量,预测出各段塞注入期间井口的注入压力,见表 3。

表 3 蒙西块先导区聚合物驱油试验单井配注

井号		M18-11	A16	M16-10	M15-8	M14-9	五井组
孔隙体积($\times 10^4 m^3$)		59.0	46.0	55.0	38.6	46.0	244.6
注聚合物溶液($\times 10^4 m^3$)		15.2	12.0	14.3	10.0	12.0	63.5
注聚合物干粉(t)		191.2	150.0	178.8	125.0	150.0	795.0
一级 段塞	用量(t)	32.1	25.2	30.0	21.0	25.2	133.5
	注入速度(m ³ /d)	106.2	83.3	99.2	69.4	83.3	441.4
	注入液量($\times 10^4 m^3$)	2.3	1.8	2.1	1.5	1.8	9.5
	油压(MPa)	5.7	10.9	8.3		7.9	
二级 段塞	用量(t)	133.9	105.0	125.1	87.5	105.0	556.5
	注入速度(m ³ /d)	110.2	86.4	103.0	72.0	86.4	458.0
	注入液量($\times 10^4 m^3$)	10.7	8.4	10.0	7.0	8.4	44.5
	油压(MPa)	6.0	11.3	8.6		8.2	
三级 段塞	用量(t)	25.3	19.8	23.6	16.5	19.8	105.0
	注入速度(m ³ /d)	79.9	62.5	74.5	52.1	62.5	331.5
	注入液量($\times 10^4 m^3$)	2.3	1.8	2.1	1.5	1.8	9.5
	油压(MPa)	4.3	8.2	6.2		5.9	

由表3可知,M18-11井、M16-10井和M14-9井能满足配注要求;A16井注第一段塞时,井口注入压力有可能超过油层破裂压力,而完不成配注任务,可采用深穿透、高孔密射孔或小规模酸化处理。

注入工艺管柱设计

一、笼统注入管柱

可采用 $\varnothing 63.5\text{mm}$ 涂料油管下入油层底部,下带配水球座,从油管注入聚合物溶液,实现笼统注入之目的。

二、分层注入管柱

1. 砂岩油藏分注管柱 如果地质方案要求砂岩分层注入聚合物驱油,可采用 $\varnothing 63.5\text{mm}$ 涂料油管、754-2封隔器、空心(或偏心)配水器、配水球座形成一级两段或两级三段空心(或偏心)分注管柱。

2. 砂砾岩分注管柱 如果大面积应用聚合物驱油技术,为实现砂砾岩分注(即砂岩注聚合物,砾岩注水),可采用两种分注管柱。

(1)永久可钻式封隔器(Y453-114)分注管柱。该管柱能实现砂砾岩分层注入,即从油管给砾岩注水,从套管给砂岩注聚合物(图2)。封隔器坐封前必须验窜。封隔器最大外径为114mm,耐温 $120\sim 150^\circ\text{C}$,耐压差35MPa;配有液压坐封工具,坐封压力为 $15\sim 18\text{MPa}$;带上下卡瓦,双向锚定;螺杆泵钻削解封。因此,能满足注聚合物时对工艺管柱的要求,但油管、套管对聚合物溶液有一定影响,会使粘度下降,可采用涂料油管。

(2)同心双管内插入分注管柱(图3)。该管柱解决了由于笼统注水方式而出现的层间矛盾,可按配注要求实现分注。避免了利用水嘴等节流方式控制注入量对聚合物的剪切降解。它具有两条独立的注入通道,注入排量 and 压力地面控制方便可靠。下入涂料双管,有利于保护套管,避免了铁离子对聚合物的伤害。既可用于砂岩注聚合物一级两段分注,也可用于砂砾岩分注。

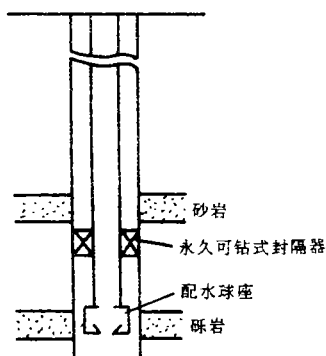


图2 砂砾岩分注管柱

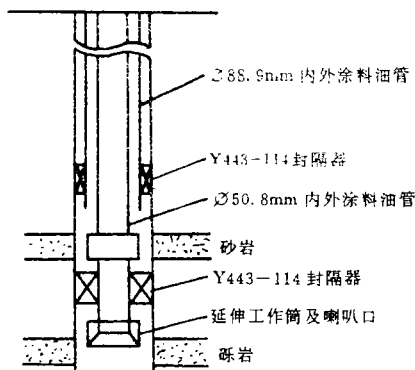


图3 同心双管分注管柱

单井注入性试验设计

一、注入参数设计

针对该油藏西块 5 个注采井组先导试验区地质、开发状况,对预测注入压力比较高的 A16、M16-10 等井开展单井注入性试验研究,注入参数见表 4。

表 4 AT-530 聚合物溶液单井注入性试验参数设计

阶段	注入浓度	注入时间 (d)	注入速度 (m ³ /d)	注入浓度 (mg/L)	液量 (m ³)	干粉量 (kg)	注入压力 (MPa)
第一阶段	低浓度	1	100	1 000	100	100	<9.6
第二阶段	中浓度	2	100	1 500	200	300	<9.6
第三阶段	高浓度	3	100	2 000	300	600	<9.6

二、返排工艺及参数

聚合物溶液按注入参数施工后,要及时测压降曲线,进行返排试验,排液参数见表 5。

表 5 AT-530 聚合物溶液返排试验参数设计

排液次数	排液浓度	排液方式	排液时间(d)	排液量(m ³)	取样次数(次)
第一次	低浓度	套管注水	40min	4	6
		油管抽汲	5~7	96	12~16
第二次	中浓度	油管抽汲	2~3	30	6~8
第三次	高浓度	油管抽汲	3~4	50	8~10

三、试验要求

根据注入、返排参数及地层压力测试等资料预测,完成单井注入性试验需要 10~15d。在试验期间,要按照方案设计实施,取全取准各项资料,及时分析、总结,为修改、完善矿场试验方案提供可靠依据。

矿场实施情况及建议

一、矿场实施情况

1. 在蒙古林油田西块建成了注聚合物驱油先导试验站,完成了仪器、设备安装及调试工作,混配设备能配制不同浓度、不同粘度的聚合物溶液,各项技术指标均达到设计要求,满足了不同注水量、不同吸水能力的注水井注聚合物的需要。

2. 完成了蒙西块先导试验区内地面注聚合物管网改造工程,5 口试验井除 M18-11 采用分层注入管柱外,其余 4 口井均采用笼统注入管柱。采用 $\varnothing 63.5\text{mm}$ 的涂料油管,下带喇叭口,满足了矿场试验对工艺管柱的要求。

3. 按照单井注入性试验设计要求,完成了 A16 井注入及返排试验研究工作。注入 AT-

530 聚合物溶液浓度 1 000mg/L,注入量 100m³,注入排量 4.2m³/h,并取得了如下资料:

(1)聚合物溶液注入性能、注入压力和渗流能力等资料。

(2)测定了聚合物溶液经过地面流程、井下油管、油层射孔孔眼和井底附近油层剪切降解和吸附量等技术数据。

(3)注聚合物前后油层的压降曲线,了解了目前油层有关参数变化。

(4)测定了甲醛示踪剂通过井壁附近油层渗流后浓度下降率。

二、下步工作建议

1. 由于蒙古林油田污水化学成分复杂,用污水配液对聚合物溶液粘度影响比较严重,达不到设计要求。因而建议尽快对地面管线流程进行改造,并改用蒙一联清水配液。如果仍用污水配液,必需进行水质处理,达到水质标准要求,使聚合物溶液具有较高粘度,保证驱油效果。

2. 注聚合物驱油前 10d 之内,要对试验区内 5 口注水井实施化学调剖及先期防窜预处理措施,调堵剂应具有粘度高、强度大、有效期长等特点,要采用大剂量、深度调堵的工艺方法,提高注入水的波及效率。

3. 聚合物驱油期间,严格控制注入排量、注入压力,使井口注入压力低于油层破裂压力。

4. 聚合物驱油期间,控制井口注入温度,使井底附近油层温度高于原油凝固点。

参 考 文 献

- 1 E J Witterholt, M P Tixier. Temperature Logging in Injection Well. SPE 4 022
- 2 马世煜. 聚合物驱油实用工程方法. 北京:石油工业出版社,1995
- 3 王鸿勋,张琪等编. 采油工艺原理(修订本). 北京:石油工业出版社,1990

(收稿日期 1995-12-05)

[编辑 王霜梅]

(上接第 65 页)

参 考 文 献

- 1 TerraTek Inc. Basic Applied Rock Mechanics
- 2 E F Jaer, et al. Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier Science Publisher B V, 1992
- 3 Laurent, et al. Pre-Poressure Influence in the Poroelastic Behavior of Rock; Experimental Studies and Results. SPEFE June, 1993
- 4 J J Wang, R J Clifton. Numerical Modeling of Hydraulic Fracturing in Layered Formation With Multiple Elastic Moduli. ISBN1990
- 5 N R Warpinski, et al. Determination of the Effective Stress Law for Permeability and Deformation in Low-Permeability Rocks. SPEFE June, 1992

(收稿日期 1995-10-27)

[编辑 郑秀娟]

ment will be become invalid after production for a certain time. How to increase oil production again using fracturing is important for the development of old oilfield. Taking the Maxi oilfield as example, this paper gives overall introduction to the multiple fracturing technology, selecting principle fracturing wells, and fracturing opportunity.

Subject heading Maxi Oilfield oil well multiple fracturing research application stimulation effect

STUDY ON FIELD TESTING FOR POLYMER FLOODING IN SANDSTONE RESERVOIR OF MENGGULIN OILFIELD

by Li Shanwei, Zhang Zhenqing, Yang Yongxiang, Zhang Xianmin

Abstract Based on the geological feature, development status and property of polymer selected, applying the methods of numerical simulation, computer software, optimal decision, comparative analysis and expert consultation etc., this paper discusses the feasibility of polymer injection technology, summarizes the testing results of polymer injection in A16 well, and presents proposals for the further work with the help of water injection, oil production, chemical profile regulation formation testing and indoor experiments. It is helpful to the field testing of polymer water flooding.

Subject heading Menggulin Oilfield polymer water flooding sandstone reservoir displacement test water injection well pipe string parameter optimum field testing

SENSITIVITY STUDY ON INJECTION WAY OF POLYMER FLOODING

by Wang Xinhai, Wang Dechen, Guo Weizhong

Abstract This paper presents 6 ways of polymer injection, and studies the sensitivity of injection way on polymer water flooding results for the conditions of different heterogeneity, different anisotropy and different polymer injection time with the aid of three — dimension two — phase four — component polymer water flooding simulator. In general, the reservoir with the poor waterflooding effectiveness is sensitive to polymer injection way. For longitudinal intraformational heterogeneous reservoir, the normal sedimentary sequence is more sensitive than reverse sedimentary sequence to injection way; for the horizontal heterogeneous reservoir, the reservoir of main streamline with higher permeability is more sensitive than that with lower permeability; early polymer injection is more sensitive than late injection.

Subject heading polymer injection research mathematical simulation heterogeneity waterflood susceptibility anisotropy

SURFACTANTS FOR MOBILITY CONTROL IN STEAMFLOODING APPLICATION

by Sheng Deqiang, Zhang Lihong, Bai Yan

Abstract Based on the testing results on thermal stability and ability to lower steam mobility of surfactants, this paper systematically studies the effect of structure, molecular weight and concentration of aliphatic α — olefin sulphonate, as well as steam quality, non — condensable gas, electrolyte on foam efficiency. It is found that structure and molecular weight of surfactant are the overriding parameters to reduce steam mobility during steamflooding, and that the concentration has main effect on foam generation time and little effect on foam efficiency. The addition of small amounts of non — condensable gas is also very important on steam — foam efficiency. The presence of an electrolyte has some side — effects