

储层构型分析及聚合物驱后测井 评价联合识别剩余油

——以孤东油田七区西馆上段为例

罗水亮¹, 曾 琛², 韩学辉³

(1.长江大学 地球科学学院,湖北 武汉 430100; 2.中国石油大学(华东) 石油工程学院,
山东 青岛 266580; 3.中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院,山东 青岛 266580)

摘要:在岩心观察和动态分析的基础上,对孤东油田七区西馆上段砂体进行了储层构型的识别和划分,认为心滩坝中心部位及长轴方向迎水面的渗透率较高,两翼渗透率较低,造成构型界面两侧剩余油富集。同时利用实验手段表征聚合物对测井响应的变化,认为聚合物本身对测井响应并没有较大影响,但清水所配制聚合物驱替的不均匀性对测井响应有影响,表现在形成大量的聚合物小团块,而这种聚合物小团块主要出现在构型的边部,且在测井响应上呈现高阻特征,因此联合构型要素及测井响应特征对剩余油进行识别。结果表明,在构型边部既有可能出现高电阻却富含聚合物的水层也可能出现富含剩余油的油层,对于构型边部的生产井建议加测套管进行C/O测井或采用其他能有效识别聚合物和油层的测井识别手段。

关键词:储层构型 水淹层 心滩坝 聚合物驱 剩余油 孤东油田

中图分类号:TE357

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)01-0092-03

三次采油已成为胜利油区保持原油稳产的重要技术手段,而聚合物驱已成为一种较为成熟的提高采收率技术,因此深入细致地分析和研究聚合物驱后的剩余油挖潜对原油稳产具有重要意义^[1-3]。通过孤东油田七区西聚合物驱后测井解释结论和试油结果的对比,发现水淹层解释的结论和试油的结果差别非常大,测井解释很好的油层或弱水淹层(高电阻率),射开后含水率高达95%以上或产出聚合物。为此,笔者利用实验手段观察聚合物驱前、后测井响应的变化,并联合储层构型分析对研究区剩余油进行识别。

1 构型要素划分及与剩余油的关系

1.1 构型要素划分

孤东油田七区西馆上段5—6砂组主要是辫状河沉积,单一辫流带的构型要素主要包括心滩坝和辫状河道2个四级单元。

砂体顶部相对深度 心滩坝砂体顶部相对同一小层顶面的高度差异可作为判断是否属于同一心滩坝的依据,辫状河内部心滩坝沉积砂体顶部埋

深高于辫状河道^[4-6]。由于河道的迁移,不同位置砂体的分布不同,同一河道沉积顶面距标准层(或某一等时界面)应有大致相等的高程。研究区馆上段4砂组底部发育一套螺化石层,其岩相和电性特征均非常明显,是分布稳定的标准层,在进行地层对比时,可将等距于螺化石标准层的砂体顶面作为等时界面。

砂体厚度差异 水下分流河道砂体厚度存在差异。一般来说,同一期河道,在一定范围内其河道砂体变化应较小,若相邻2口井的砂体厚度差异较大,则不属于同一期河道。从辫状河成因考虑,心滩坝砂体一般较厚,为多次洪水的淤积。辫状河道主要为河道充填,因此可以根据砂体厚度来判断心滩坝的位置^[7-8]。研究区心滩坝的规模较大,一般长度超过700 m,宽度超过300 m,有的心滩坝长度大于1 500 m,宽度大于500 m。心滩坝的砂体厚度一般较大,往往大于4 m,其自然电位、自然伽马曲线特征以漏斗形、箱形为主。辫状河道底部的砂体厚度较薄,在测井响应特征上,主要表现为自然电位、自然伽马曲线以钟形及薄层尖峰状特征为主。

注水井井组动态分析 以注水井为井组,若观

收稿日期:2013-11-29。

作者简介:罗水亮,男,高级工程师,博士,从事测井解释及油气田开发的教学和科研工作。联系电话:18872239523, E-mail: luoshuil-
iang@sohu.com。

测发现周围生产井的含水率、产液量或动液面等动态资料随注水井的压力和注入水平等动态资料发生明显的变化,则说明该生产井和同一井组的注水井处于同一心滩坝。

综合运用以上划分依据,并考虑平面组合形态,在研究区广泛连片的心滩坝砂体中识别出单个心滩坝的边界。依据在测井曲线上辫状河道显示明显正韵律特征,划分出单个心滩坝和辫状河道,并结合辫状河现代沉积模式,进行单一沉积微相的平面组合分析,以确定研究区心滩坝的位置和形态。

1.2 构型要素与剩余油的关系

由于不同结构单元的渗流性能存在差异,因此会产生非均质性,造成剩余油富集。河道充填的沉积总量较大,在其低渗透部位以及与其他渗流性能差的结构单元的结合部位会有剩余油富集^[9]。研究结果表明,构型界面对剩余油分布的影响在本质上是构型界面对油水运动的影响,心滩坝中心部位及长轴方向迎水面的渗透率较高,而两翼的渗透率较低^[5-6],造成构型界面两侧剩余油富集。

2 聚合物对测井响应的影响

聚合物驱是油田开发后期常用的提高采收率手段之一^[10-13],但是聚合物溶液注入对储层测井响应尤其是电性特征的影响尚不清楚,须进一步进行实验研究。

2.1 测量实验设计

在常温常压(30 ℃和0.1 MPa)和地层条件(70 ℃和16 MPa)2种实验条件下,将质量浓度为0,4 000,6 000,8 000和10 000 mg/L的氯化钠和质量浓度为0,500,1 000,1 500和2 000 mg/L的聚合物配制成混合溶液(表1),并对混合溶液的电阻率进行测量。

2.2 聚合物测井响应机理

由混合溶液的电阻率变化(图1)可见,当氯化钠质量浓度为0时,随聚合物质量浓度的增加,混合溶液的电阻率变化较大,从714.0 Ω·m逐渐下降到16.8 Ω·m。当氯化钠质量浓度为4 000~10 000 mg/L时,随聚合物质量浓度的增加,混合溶液的电阻率逐渐减小,但变化幅度仅为0.5%~8.4%。由此可以推断:①聚合物本身具有一定的导电性,但是非常微弱;②聚合物对水溶液电阻率的影响主要取决于氯化钠的质量浓度,当氯化钠的质量浓度达到一定程度时(从此次实验来看,不会小于4 000 mg/L),聚合物对溶液电阻率的影响很小,可忽略不计;③当

表1 聚合物溶液电阻率测量实验设计 mg/L

实验序号	聚合物质量浓度	氯化钠质量浓度	实验序号	聚合物质量浓度	氯化钠质量浓度
1	0	0	14	1 500	6 000
2	500	0	15	2 000	6 000
3	1 000	0	16	0	8 000
4	1 500	0	17	500	8 000
5	2 000	0	18	1 000	8 000
6	0	4 000	19	1 500	8 000
7	500	4 000	20	2 000	8 000
8	1 000	4 000	21	0	10 000
9	1 500	4 000	22	500	10 000
10	2 000	4 000	23	1 000	10 000
11	0	6 000	24	1 500	10 000
12	500	6 000	25	2 000	10 000
13	1 000	6 000			

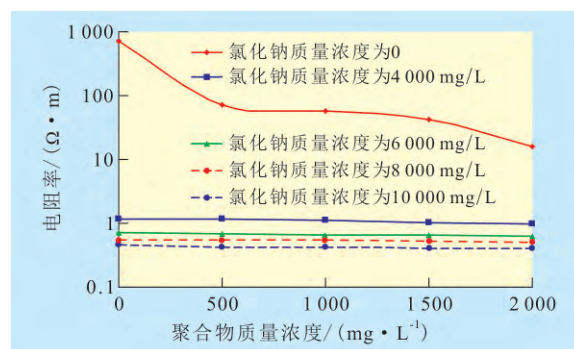


图1 30 ℃下混合溶液的电阻率随质量浓度的变化

氯化钠的质量浓度很低时,也就是如果采用清水配制聚合物溶液,即使聚合物的质量浓度发生变化,其溶液的电阻率都远高于含有一定质量浓度氯化钠溶液的电阻率。由此可见,对于清水配制的聚合物溶液,其电阻率往往远高于含一定矿化度的污水配制的聚合物溶液(图1)。

3 剩余油联合识别

孤东油田七区西的聚合物注入方式主要是清水配制母液并污水稀释注入,自2003年9月以来,矿场一共采用质量浓度为2 000 mg/L的聚合物前置调剖段塞,由质量浓度为1 700 mg/L的聚合物、质量分数为0.45%的石油磺酸盐和质量分数为0.15%的表面活性剂助剂组成的主体段塞以及质量浓度为1 500 mg/L的聚合物保护段塞等3个段塞^[14-15]。由于聚合物具有增加渗流阻力和扩大波及体积的作用,并且聚合物溶液的粘度远高于注入水粘度^[13-15],所以在采用清水配制的聚合物溶液进行驱替时,就会出现驱替不均匀的现象,某些地方会出现大量的

高分子聚合物小团块。

对矿场新钻井进行了分析,如36NX井测井解释馆上段6砂组第1小层的含水饱和度为45.3%,为油层;2005年7月对射孔层段1304.8~1306.0m进行试油,产液量为43.7t/d,产油量为1.1t/d,含水率为97.4%。同样,39X井的射孔层段为馆上段6砂组第1小层1305.0~1307.0m,测井解释含水饱和度为4.2%,可是2005年8月试井产液量为32t/d,产油量为0.9t/d,含水率为97.1%,为明显的水淹层且含有大量聚合物。由此可见,测井响应特征的变化受聚合物驱替方式影响,即测井响应特征呈现高阻现象是由于受到了包含清水的聚合物小团块的影响。

对构型边部同一批井2003年6月与2011年9月的数值模拟剩余油饱和度结果进行对比,发现部分单元构型边部井在聚合物驱后其含油饱和度相比聚合物驱前基本不变甚至增加。如29-4X,30-1X,32-1X这3口井均处于构型边部(图2),30-1X井的数值模拟剩余油含油饱和度在2003年6月为52.3%,而2011年9月为53.7%,10a间含油饱和度基本未发生变化,这主要是由于在清水配制的聚合物驱替不均匀的影响下,形成大量的聚合物小团块,而这种驱替的不均匀主要体现在构型的边部^[16-17],因此这种聚合物小团块在构型的边部大量富集,从而造成孔道堵塞而在边部富含剩余油。因此,在构型的边部既有可能出现高电阻却富含聚合物的水层,也可能出现富含剩余油的油层,对于构型边部井建议加测套管进行C/O测井或采用其他能有效识别聚合物和油层的测井识别手段。

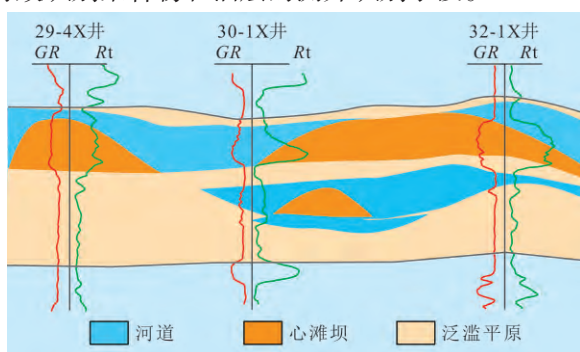


图2 孤东油田七区西连井构型分布

4 结论

聚合物本身对测井响应并没有较大影响,但清水所配制聚合物驱替的不均匀性对测井响应有影响,而这种驱替的不均匀主要集中在构型的边部。

受聚合物的影响,孤东油田七区西馆上段部分单元构型边部的生产井在聚合物驱后其含油饱和度相比聚合物驱前基本不变甚至增加。其原因是:由于聚合物堆积在构型边部的生产井中,某些地方会出现大量的高分子聚合物小团块,造成边部生产井剩余油富集。对于构型边部出现高电阻测井响应的生产井,可加测套管进行C/O测井或采用其他能有效识别聚合物和油层的测井识别手段。

参考文献:

- [1] 李宜强,梁双庆,林丽华.聚合物驱不同注入方式对比评价[J].油气地质与采收率,2010,17(6):58-60,64.
- [2] 王正波,叶银珠,王继强.聚合物驱后剩余油研究现状及发展方向[J].油气地质与采收率,2011,17(4):37-42.
- [3] 刘天鹤,郭莉,左毅.高含水油田注水后油藏参数变化规律研究[J].特种油气藏,2005,12(2):42-48.
- [4] 张勇,国景星.辫状河心滩特征及其与河道充填的识别——以大芦家地区馆三段为例[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2011,33(10):25-28.
- [5] 刘钰铭,侯加根,王连敏,等.辫状河储层构型分析[J].中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(1):7-11.
- [6] 侯加根,刘钰铭,徐芳,等.黄骠坳陷孔店油田新近系馆陶组辫状河砂体构型及含油气性差异成因[J].古地理学报,2008,10(5):459-464.
- [7] 白振强.辫状河砂体三维构型地质建模研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(6):21-24.
- [8] 白振强,王清华,杜庆龙,等.曲流河砂体三维构型地质建模及数值模拟研究[J].石油学报,2009,30(6):115-119.
- [9] 林博,戴俊生,冀国盛,等.河流相建筑结构随机建模与剩余油分布研究[J].石油学报,2007,28(4):81-84.
- [10] 高健,侯加根,王军,等.聚合物驱后砂岩储层岩石物理特征变化机制[J].中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(3):22-26.
- [11] 申本科,刘大猛,郑秀娟,等.注聚三采期岩电参数的实验[J].现代地质,2004,18(3):372-377.
- [12] 曾流芳,李林祥,卢云之.聚合物驱水淹层测井响应特征[J].测井技术,2004,28(1):71-74.
- [13] 陈德坡,张兴平,李奋,等.聚合物驱水淹层测井响应特征[J].大庆石油地质与开发,2008,27(6):123-127.
- [14] 韩学辉,匡立春,何亿成,等.岩石电学性质实验研究方向展望[J].地球物理学进展,2005,20(2):348-356.
- [15] 焦翠华,杨少欣,王军,等.聚合物对孤岛中一区测井响应特征影响研究[J].测井技术,2011,35(4):314-318.
- [16] 王鸣川,朱维耀,董卫宏,等.曲流河点坝型厚油层内部构型及其对剩余油分布的影响[J].油气地质与采收率,2013,20(3):14-17.
- [17] 张本华.曲流河储层构型中废弃河道的识别及其分布模式——以孤岛油田馆上段为例[J].油气地质与采收率,2013,20(3):18-21,25.

编辑 刘北羿

Key words: low-permeability oil reservoir; long-length fracturing; startup pressure gradient; infinite conductivity capacity; finite conductivity capacity; steady-state productivity

Wang Feng, Technology Development Department, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Li Kanyun, Li Cuiping, Zhao Guang et al. Experiment on reasonable capillary number for binary compound flooding in heterogeneous reservoir. *PGRE*, 2014,21(1):87-91

Abstract: In order to study the influence of capillary number on binary compound flooding system final oil recovery in the heterogeneous reservoir, the binary compound flooding experiments for different viscosities and interfacial tensions are carried out to evaluate the capacity so as to enhance the oil recovery in the heterogeneous reservoir with different capillary numbers (10^{-6} – 10^0), and the differences of flooding process among different capillary number formulas are compared by microscopic visualization physical model. The flooding result shows that when the interfacial tensions are the same, the higher the viscosity, the higher oil recovery, but there exists a critical viscosity of binary compound flooding. The increment of oil recovery becomes stable when the critical viscosity is reached, and when the viscosity of binary compound system is smaller than critical viscosity, the lower the interfacial tension, the higher oil recovery increment; when the viscosity of binary compound system is higher than critical viscosity, there is a reasonable interfacial tension of binary compound system, and the oil recovery reaches maximum at the reasonable interfacial tension (1.865×10^{-2} mN/m). The oil recovery reaches the highest at critical viscosity and reasonable interfacial tension, and the reasonable capillary number is obtained. The microscopic visualization physical simulation experiment shows the reasonable capillary number formula. The formula with this capillary number has certain oil-washing ability, besides, the emulsion formed with this formula has profile control capacity on the target reservoir.

Key words: heterogeneity reservoir; capillary number; binary compound flooding; critical viscosity; reasonable interfacial tension; oil recovery

Li Kanyun, No.1 Oil Production Plant, Changqing Oilfield, PetroChina, Yanan City, Shannxi Province, 716000, China

Luo Shuiliang, Zeng Chen, Han Xuehui. Application of coupling reservoir architecture and logging evaluation after polymer flooding to identify remaining oil—case of upper Guantao member, west block7 of Gudong oilfield. *PGRE*, 2014,21(1):92-94

Abstract: In view of upper Guantao sandbody in west block7 of Gudong oilfield, hierarchical interfaces of the sandbodies in the studied area are classified and recognized on the basis of core observation and dynamic analysis, and the study indicates that the effective permeability of long axis positive side and center of mid-channel bar are more favorable, and the effective permeability of sideband of mid-channel bar is lower, so sideband of mid-channel bar may concentrate the remaining oil. The experimental data is used to characterize how the log response is affected by polymer, and the study also indicates that the log response is not effected by the polymer, but it is affected by the polymer small clumps which are accumulated by polymer containing clean water due to uneven driving, and the polymer small clumps mainly appear at sideband of reservoir architecture, and the log response of polymer small clumps is high in resistance. So, the reservoir architecture and the well logging analysis techniques are used to identify the remaining oil. The research report indicates that the sideband of reservoir architecture cell can concentrate remaining oil or polymer, C/O well logging or other methods that can identify oil and polymer are suggested to be used.

Key words: reservoir architecture; water-flooding layer; point and channel bar; polymer flooding; remaining oil; Gudong oilfield

Luo Shuiliang, School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China

Wang Dongying, Fan Haiming, Yu Denglang et al. Increasing viscosity ability and oil and water interfacial property for polymer/surfactant flooding system improved by complexing agent. *PGRE*, 2014,21(1):95-98

Abstract: In this paper, it investigates the effect of complexing agent on the viscosity and oil-water interfacial tension of partially hydrolyzed polyacrylamide HPAM and linear alkyl betaine BH systems, and discusses the method of utilizing complexing agent as additive to improve the increasing viscosity ability and interfacial property of polymer and surfactant flooding system in high salinity reservoir. It has been found that the viscosity of 1 800 mg/L HPAM may be increased by more than 80%, and the minimum of dynamic interfacial tension between BH surfactant solution and crude oil may be reduced from 10^{-2} mN/m magnitude to ultralow level by addition of only 50 mg/L complexing agent in salt water containing NaCl 6 500 mg/L, CaCl₂ 890 mg/L and MgCl₂ 520 mg/L respectively, which is also suitable for HPAM and BH mixed system. By studying the variation of aging viscosity and dynamic interfacial tension, the action mechanism of complexing agent is further analyzed.

Key words: complexing agent; polymer; surfactant; increasing viscosity ability; ultralow interfacial tension

Wang Dongying, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China

Liu Peng, Wang Yefei, Zhang Guoping et al. Study of emulsification effect on oil recovery in surfactant flooding. *PGRE*, 2014,21(1):99-102

Abstract: For high-temperature and high-salinity reservoirs, the surfactant flooding is an important technical measure for enhancing oil recovery. But the study of emulsification effect on enhancing oil recovery was not given sufficient attention. To evaluate emulsifica-