

台兴油田注水水质对储层的伤害和对策^{*}

刘 斌¹, 杨 琦¹, 谈士海²

(1. 中石化石油勘探开发研究院无锡实验地质研究所, 江苏无锡 214151;

2. 中石化新星石油公司华东石油局试采大队, 江苏泰州 225300)

摘要: 根据台兴油田的储层和流体特征, 分析了注水水质对储层的伤害因素和机理。水敏伤害和注入水与地层水不配伍产生沉淀和结垢是吸水能力下降的主要因素。根据试验, 防膨剂 TDC-15, A-25, 防垢剂 TH-8185 效果良好。及时、定时、定量投加防膨剂和防垢剂是防止注水水质对储层伤害的重要措施。对水处理工艺进行改造, 增设脱氧、膜过滤系统, 使水中溶解氧和悬浮固体含量达到注水水质标准。

关键词: 注水; 水质; 储层; 伤害; 对策

第一作者简介: 刘斌, 男, 43岁, 高级工程师, 油田开发和环境工程

中图分类号: TE341

文献标识码: A

台兴油田位于溱潼凹陷东北斜坡带, 是一个中-低渗透狭长形层状复杂断块油藏。现有油井 23 口, 开发井 21 口, 注水井 7 口, 台兴油田储层的低渗透性和非均质性强是造成吸水能力低的主要因素, 而水质相关的水敏伤害和注入水与地层水不配伍是造成地层损害的主要诱发因素。这两个因素决定了台兴油田注水困难和吸水能力低。研究注水水质对储层的伤害机理和对策, 对解决台兴油田注水吸水能力低的难题至关重要。

1 油层特征

台兴油田 E_f³ 地层为一套细、粉砂岩与泥岩呈略等厚互层, 属三角洲前缘沉积。沉积微相有水下分支河道、分支河口砂坝及其末端微相。储集岩以细砂岩为主, 其次为粉砂岩。岩石类型有长石石英细砂岩、杂细砂岩、岩屑长石细砂岩、长石细砂岩等。岩石成分和结构成熟度均为中等, 岩石组构由陆源碎屑和填隙物组成。陆屑含量高达 70%~82%, 由石英、长石和岩屑构成。填隙物由杂基和胶结物组成, 杂基含量 8%~15%, 多为泥质, 胶结物含量 2%~30%, 一般在 20% 左右, 局部井段较高, 成分以碳酸盐矿物为主(5%~17%), 台三油组见有泥质胶结物。颗粒结构成熟度和成分成熟度不高。胶结类型以孔隙式为主, 局部见

基底式、连晶胶结。

(1) 储层物性特征。总体而言, 台兴油田阜三段储层为中孔-低渗型, 孔隙度变化不大, 但渗透率变化大, 级差为 3~150 以上, 变异系数为 0.81~1.28。

(2) 孔隙类型。以原生粒间孔隙为主, 占 75.1%, 其次为次生孔隙。孔隙的最大孔径范围值在 94~190 μm , 最小孔径范围值在 3~28 μm , 平均孔径值 25~85 μm 。

(3) 孔隙分布特征。台三油组以小孔隙为主, 占孔隙总体积的 69.2%~95.6%; 中孔隙次之, 占孔隙总体积的 4.4%~24.9%; 大孔隙更少, 仅占孔隙总体积的 0~11.3%。台四油组以小孔隙为主, 约占孔隙总体积的 54.1%~83.8%; 中孔隙次之, 占孔隙总体积的 15.9%~41.4%; 大孔隙较少。

2 流体特征

2.1 地层原油性质

台兴油田阜宁组三段油藏原油属陆相成因的石蜡基原油, 含蜡量高达 19.6%~43.40%, 凝固点为 33~42 $^{\circ}\text{C}$, 地面原油密度 0.852 1~0.883 9 g/cm^3 , 地面原油粘度为 14.53~43.86 $\text{mPa}\cdot\text{s}$, 地层原油密度为 0.782 9~0.799 8 mg/cm^3 , 地层原油粘度为 4.59~6.51 $\text{mPa}\cdot\text{s}$, 原始气油比 13.36 m^3/t 。

原油性质由下至上变好, 台四油组原油的密

^{*} 中国石化新星石油公司科研项目(XYK2000-24)资助

收稿日期: 2001-12-17

度、粘度高于台三油组,在分布上同样具有差异。原油高粘度、高凝固点、含蜡高,在开采过程中温度及压力的降低,原油中气体逸出将引起油中蜡质析出。特别是油井转注水后,冷水进入使近井地带层内温度降幅变大,使得原油粘度增大和有机质在孔喉处结垢析出,造成孔喉堵塞、注水困难。

2.2 地层水性质

台三油组地层水矿化度为 12.02~ 29.03 g/L, pH 值为 6.49~ 8.92,水型以 NaHCO₃ 型为主。台四油组地层水矿化度为 12.02~ 31.54 g/L, pH 值为 5.55~ 8.03,水型分别为 Na₂SO₄ 型(台南)、NaHCO₃型(兴圩)。这在客观上具备有利于结垢物形成的离子条件,导致结垢趋势及其分布的不均一性。

3 粘土矿物含量及水敏分析

注入水造成粘土矿物水化膨胀损害地层是注水过程中普遍存在的主要损害机理之一。台兴油田阜宁组油藏储集岩粘土含量为 3.5%~ 3.7%,

油层中的主要敏感性矿物有以下几种。

(1) 高岭石。储层中粘土矿物以高岭石为主,但其相对含量在台三油组变化较大(20%~ 79%),台四油组含量较低(38%),多分布于粒间并分隔孔喉,晶向结构不紧密,附着力差,易在液流冲刷下分散、迁移、堵塞孔喉。

(2) 绿泥石。相对含量 4%~ 43%,定名为八面体辉绿泥石,主要产状为孔隙衬垫,少量为孔隙充填,富铁绿泥石是典型的酸敏矿物。

(3) 伊利石。在储层中普遍存在,相对含量 5%~ 36%,多呈片状充填于粒间孔中,分布在粒表,使孔隙分割成许多微孔,降低渗透性,且易被水冲刷迁移,阻塞喉道,使储层吸水能力降低。

(4) 伊/蒙混层矿物。相对含量 4%~ 18%,常以孔隙衬垫形式包于颗粒外部,多为叠片状,具有一定的遇水膨胀性。

其中伊/蒙混层和伊利石的水化(体积)膨胀和分散运移是引起储层有效渗滤空间缩小和分割、堵塞孔喉、导致储层渗透率下降的主要原因。表 1 为台兴油田苏 236 井岩芯水敏流动实验结果。

表 1 水敏流动实验结果

Table 1 Results of flow experiment in water-sensitive reservoir

样号	井深/m	岩性	初始渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	次地层水/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	伤害后渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	水敏指数	水敏性评价
苏 236 井	2 475	砂岩	258.9	236.2	180.2	0.304	中等偏弱

由表 1 可以看出,苏 236 井岩样经水敏流动试验后渗透率下降了 30.39%。通过对水敏流动实验前后岩芯矿物和粘土矿物的 X 射线衍射分析,可以研究岩芯流动试验储层伤害前后的矿物变化(表 2)。

注水作业中对水敏损害最为敏感的是粘土矿物,以台兴油田苏 217 井为例,由表 2、表 3 可以看出,水敏流动试验后,在矿物成分中粘土组分明显

表 2 水敏流动试验处理前后的矿物变化

Table 2 Mineral compositions in water-sensitive reservoir before and after flow experiment

样号	井深/m	岩芯处理	粘土	石英	钾长石	斜长石	方解石	石膏	处理液
苏 217 井	2 695.45~ 2 695.65	前	4	56	6	29	2	2	水敏
		后	5	67	6	16	3	2	

表 3 粘土矿物 X 射线分析结果

Table 3 Results of clay mineral's X-ray analysis

样号	井深/m	处理 方式	高岭石 /%	绿泥石 /%	伊利石 /%	伊/蒙混 层/%	混层比 /%
苏 217 井	2 695.45~ 2 695.65	原样	20	42	30	8	55
		水敏	12	55	13	37	38

增加,粘土含量由 4%增加到 5%。通过 X 衍射分析,粘土矿物中最易发生水化膨胀和水锁作用的敏感性矿物是伊利石-蒙皂石混层,由 8%增至 12%。实验证明水敏伤害是使吸水能力降低的一个重要因素。

4 注入水水质对储层损害程度分析

在表 4 中对台兴油田注水水质分析结果和 SY5329- 88 注水水质标准作了比较。从表中可以看出注水水质的一些指标达不到低渗透油藏注水

水质标准, 这也是在注水过程中造成地层损害的主要诱发因素。除了悬浮物和溶解氧超标外, 注入水和地层水在地层温度下混合, 产生沉淀造成

孔隙堵塞是导致 QK - 119 井、QK - 107 井、QK- 117井、苏 240B 井吸水能力降低的一个重要因素。

表 4 台兴注水水质与 SY 标准的相符性
Table 4 Coincidence of Taixing injection water quality with SY standards

项 目	SY5329- 88 规定标准	台兴注入水数据	符合情况	建议采取的措施
悬浮固体含量/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	≤ 1.0	3.0	不符	精滤
颗粒直径	$\leq 2\text{ }\mu\text{m}$ 颗粒体积占总体积 80% 以上	$\leq 2\text{ }\mu\text{m}$ 颗粒体积占总体积的 80.97%	符合	
总铁/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	≤ 0.5	0.06	符合	
含油/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	≤ 0.5	0	符合	
溶解氧/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	≤ 0.5	6.7	不符	除氧
平均腐蚀率/ $\text{mm}\cdot\text{a}^{-1}$	≤ 0.076	0.0631	符合	
游离二氧化碳/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	≤ 30	0	符合	
硫化物/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	≤ 10	0	符合	
硫酸盐还原菌/ $\text{个}\cdot\text{mL}^{-1}$	$< 10^2$	< 100	符合	
腐生菌/ $\text{个}\cdot\text{mL}^{-1}$	$< 10^2$	< 100	符合	
配伍性	注入水与地层水混合不产生沉淀	有沉淀	不符	加防垢剂

将注入水和地层水混合, 在 70℃模拟温度下, 经过 24 小时, 用 CILAS 1180 流体粒度分布测定仪分析沉淀结垢粒度分布状态, 结果发现沉淀颗粒体积占总体积 80% 时, 颗粒直径上限增大了 170 倍左右, 并且不配伍的流体接触时间越长, 生成的沉淀颗粒越大, 沉淀数量越多, 沉淀引起的损害越严重。这是由台兴油田阜宁组三段油藏的地层水性质所决定的。台三油组地层水, 水型为 NaHCO_3 型; 台四油组地层水, 水型以 Na_2SO_4 型为主, 个别为 CaCl_2 型。它们是造成地层伤害的又一潜在因素。当注入水进入到井底或注水进入近井地带时, 由于温度升高使得碳酸钙和硫酸钙溶解度下降, 促进结垢。在注水井 QK- 119 对应的采油井 QK- 112, 对油杆内壁与抽油杆外壁及防砂筛管外壁取样分析, 结垢物成分主要为碳酸盐也证明了这一点。

生成 CaCO_3 , CaSO_4 是吸热沉淀反应, 温度升高促使平衡向生成沉淀的方向移动。从图 1 中可以看到, 随着温度的升高, CaCO_3 的稳定常数 SI 逐渐由负变正, 在温度 86℃ 时恰好是 CaCO_3 的结垢点。因此这类沉淀的生成是地温越高, 沉淀反应越易发生。另外注入水中 Ba^{2+} 含量 40 mg/L , 因为 BaSO_4 溶解度极小(仅为 2.5 mg/L), 这种情况预示在储层中产生 BaSO_4 沉淀, 造成油层结垢堵塞的

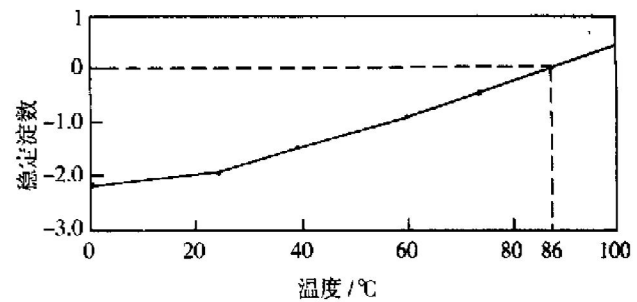


图 1 CaCO_3 稳定常数 SI 随温度变化
Fig. 1 Variation of stability constant SI of CaCO_3 with temperature

可能性也同时存在。但生成 BaSO_4 的反应是放热沉淀反应, 与上述 CaCO_3 , CaSO_3 反应正好相反, 随着温度升高, 生成沉淀的趋势减小。对于 QK- 119 井、QK- 107 井、QK- 117 井、苏 240B 井等注水井, 注水水质关键是要解决注入水与地层水的配伍问题, 制定一套有效的水质保证体系。

注入水与设备和管线的腐蚀产物(如氢氧化铁、硫化亚铁等) 注入水中所含的某些微生物(如硫酸盐还原菌(SRB)、铁细菌(IB) 和腐生菌(TGB) 等) 与它们的代谢产物、注入水中的细小泥砂以及注入水结垢等都会造成堵塞, 使吸水指数下降, 注水井口压力升高。结合苏 240B 注水井修井工作,

研究了注水井的堵塞情况,结果发现注水井井壁表面清洁光滑,没有无机和有机结垢物,这与注入水水质分析结果相符。水质分析显示,总铁含量 0.06 mg/L,平均腐蚀率 0.063 1 mm/a, SRB < 100 个/mL, TGB < 100 个/mL, $\leq 2 \mu\text{m}$ 颗粒的体积占总体积 80% 以上,达到和符合 SY 注水标准。所以可以排除注水井菌堵和无机堵塞的可能。

5 改善注水效果的对策

注入水中悬浮物固体含量超标,对注水井吸水能力有明显影响,采用膜分离技术,通过精密微孔过滤器,0.5 μm 以上的颗粒一次滤住,使水中的悬浮固体含量 $\leq 1.0 \text{ mg/L}$,达到行业注水标准。注入水中的溶解氧主要引起碳钢的腐蚀产生堵塞,且溶解氧和腐蚀速率呈线性关系,随着水中溶解氧含量的增加,腐蚀急剧上升,所以应严格控制其含量。根据测定,设备管线等平均腐蚀率为 0.063 1 mm/a,小于 SY5329-88 规定标准($\leq 0.076 \text{ mm/a}$),为节省投资,可采用化学除氧剂脱氧。

对于水敏损害必须在投注过程中及时进行防膨处理,否则地层岩石固有的孔隙度和渗透率原本就很低,再加上水敏损害,渗透率下降 30% 以上,注水困难是必然结果。此外,目前使用的 TDC-15 防膨剂具有一定的防膨有效周期,在高强度注水条件下其防膨效果又不很理想,有的井注水时间已长,早期防膨剂防膨效果随时间的推移而逐渐减弱,可采取再次防膨。

台兴油田注入水和地层水不相容,投加合适的防垢剂,可有效阻止水垢的生成。目前在油田水处理中常用的阻垢剂有有机磷酸、膦羧酸、有机磷酸酯、天然防垢剂等。参照 SY/T5673-93 油田用防垢剂性能评定方法,根据沉淀反应达到平衡后,溶液中未被沉淀的被测组分的量,来筛选油田注入水与地层水配伍防垢剂。鉴于台兴油田主要是碳酸盐结垢,所以主要针对抑制碳酸钙的性能试验,表 5 为防垢剂(50 mg/L)筛选结果。

从表 5 中可以看到,溶解和沉淀这两个相反过程达到平衡时, Ca^{2+} 处理/ Ca^{2+} 未处理值越高,防垢效果越好。经过 TH-8185 防垢剂处理后水样中 Ca^{2+} 浓度最高,相对比值达 117%,同时考虑

到油田注水处理系统的防腐, TH-8185 是复合防垢剂,兼有缓蚀剂的功效,所以选择防垢剂 TH-8185 作为处理药剂。

表 5 防垢剂(50 mg/L)筛选结果(90℃养护 6 小时)

Table 5 Screening results of anti-scaling additives
(curing duration of 6 hours at 90℃)

名称	处理后 $\text{Ca}^{2+} / \text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	$\frac{\text{处理后 } \text{Ca}^{2+}}{\text{未处理 } \text{Ca}^{2+}} / \%$
空白试验	16.9(未处理)	/
PBTCA	14.8	87.6
XF-3221	12.4	73.4
T-2251	14.8	87.6
TH-8185	19.8	117.2
聚马来酸酐	17.4	103.0
HEDP	14.7	87.0

6 结论

(1) 影响台兴油田油层吸水的主要原因是:油层粘土矿物含量高,成分复杂,不同程度地存在速敏、水敏、酸敏等所造成的伤害,其中水敏是第一伤害因素。油层注水后泥质微粒膨胀迁移,造成孔喉堵塞,注入水水质不配伍结垢造成近井地带堵塞,是吸水能力下降的又一重要原因。

(2) 关键要解决水化膨胀和注入水与地层水不配伍带来的储层水敏、结垢等问题,采取相应的措施,优选经济高效的防膨剂和防垢剂。根据试验防膨剂 TDC-15, A-25, 防垢剂 TH-8185 效果良好,可用于台兴油田注水开发。

(3) 对注水系统处理工艺进行改造,增设脱氧、精密过滤系统,使注水水质达到行业标准。投加药剂,鉴于台三油组地层水与台四油组地层水的不同特点,水处理流程可采用大站集中处理、井口加药的方式,减少设备管线投资。

(4) 提高现行注入水水质和建立水质保证体系,健全水质控制管理系统,在增压或酸化施工解堵后,及时、定时、定量投加防止水敏的防膨剂,防止结垢的阻垢剂等,随时监测其结果。确保注入水处理系统的正常运行,并且使处理的水质指标始终保持相对稳定并达到水质要求。

(2) 在有利天然气聚集的区块或层段, 利用聚集保存条件正相关的地化参数值的增高和与之负

相关的参数变小的规律。可判别一个地区或区块的含气性好坏。

GAS RESERVOIR GEOCHEMICAL DESCRIPTION : METHOD AND APPLICATION

Tang Yan

(*Research Institute of Geology, Southwest
Petroleum Bureau , SINOPEC, Chengdu, Sichuan*)

Abstract: Fingerprint testing of light hydrocarbons in natural gas has commonly been limited to C₁– C₈. 55 parameters have been detected from total hydrocarbon chromatogram, and clustering relation coefficient of 16 parameters has been calculated to be more than 0.52. 4 gas– bearing units have been determined with this indicator, where most proved gasfields distribute.

Key words: natural gas reservoir; light hydrocarbon fingerprint; geochemistry; gas– bearing unit; Xinchang gasfield

(Continued from Page 90)

DAMAGES OF INJECTION WATER QUALITY TO RESERVOIRS IN TAIXING OILFIELD AND THEIR COUNTERMEASURES

Liu Bin¹, Yang Qi¹, Tan Shihai²

(1. *Wuxi Institute of Experimental Petroleum Geology, EPRI, SINOPEC, Wuxi , Jiangsu;*
2. *Pilot Production Team of East Petroleum Bureau , SINOPEC, Taizhou, Jiangsu*)

Abstract: The factors and mechanism of damages of injection water quality to reservoirs have been analyzed, based on the characteristics of reservoirs and fluid from Taixing oilfield. Water injectivity is mainly affected by two major factors, i. e. water– sensitive damage and precipitation and scaling caused by the incompatibility between injection and formation waters. To prevent injection water causing damages to reservoirs, it is necessary to put antiexpanding and anti– scaling additives timely, regularly and quantitatively. After numerous tests, the antiexpanding additives TDC– 5 and A– 25, and anti– scaling additives TH– 8185 show relatively good results. Additionally, by improving water treatment technology and setting up desoxygenation and membrane– filtering systems, the contents of dissolved oxygen and suspended solids in the water might come to the standards of injection water quality.

Key words: injection water; water quality; reservoir; damages; countermeasure