

## 胜利油田三区注水层微生物的活动\*

王修垣 周培瑾

(中国科学院微生物研究所)

### 摘 要

调查了胜利油田第三区油层排出水和原水样的微生物学和水化学的变化。结果指出：注入到油层的淡水，其水化学组份改变： $\text{SO}_4^{2-}$ 和 $\text{O}_2$ 消失，而矿化时， $\text{H}_2\text{S}$ 和 $\text{HCO}_3^-$ 等增加。 $\text{H}_2\text{S}$ 的最高含量大约是10.12毫克/升。已确认由硫酸盐还原菌和烃氧化菌组成的生物群落能在45℃以下生长，而油层的温度是70—80℃。因此，细菌的分布和活动仅发生在注水井的底部孔区周围。已发现1毫升地层水含有几千到几万硫酸盐还原菌和几百万烃氧化菌。细菌活跃发育带大约位于注入水井底部2.4—2.7米的范围内。

定期地在活跃发育带灭菌，可以破坏生物群落的形成，通过油田的实验，证明了其适应性。由于控制了微生物的生长，而使之能控制微生物堵塞和腐蚀，这对石油回收有着重要的意义。

微生物在含油层中的分布及其地球化学活动的研究多半与注水开发的油层有关(Розанова等, 1974)。

许多报告(Ли, 1964; Розанова, 1978; Бердичевская, 1982; Иванов等, 1982)指出，长期注水采油改变了含油层的生态环境，创造了有利于由烃氧化菌、硫酸盐还原菌等组成的生物群落的发育条件，从而促进了细菌在地层中的广泛分布，提高了它们的生物地球化学活动的强度，主要是当代的石油氧化过程、硫酸盐还原的过程和甲烷形成的过程等。

我国油田的微生物学研究资料很少。我们在前文(王修垣等, 1981)中报道了长期注水的老君庙油田L层微生物活动的强度和规模，指出微生物的活动主要发生在注水井的近井底带。细菌生物量的增加和硫酸盐还原强度的提高可造成地层堵塞和设备腐蚀，不利于采油(Beerstecher, 1954; Davis, 1967)。为解决此问题，拟定了杀菌解堵综合处理工艺，并通过现场试验证明了它的有效性(王修垣等, 1982)。

本文报道了注水时间较短的胜利油田三区注水层微生物活动的强度和规模的分析结果。

### 一、材料和方法

#### 1. 取样

水样取自地面输水管线和注水井的井筒及其排出液。取输水管线样品时，打开取样阀放水3—5分钟后将水接入灭过菌的玻璃瓶中。取井筒水样时，先用75%乙醇将井下取样器灭菌，用试井车下到井筒一定深度取样，倒入无菌瓶中，注水层的样品取自注水井的排出液。

\* 协作单位胜利油田三区水质组的同志参加了部分工作，谨致谢意。

## 2. 细菌计量

水样取出后, 立即带至试验室, 用10级稀释5管重复培养法、在8小时内完成硫酸盐还原菌、好气腐生菌和液体石蜡氧化菌的定量接种。

## 3. 培养基

腐生菌用普通牛肉汁蛋白胨培养基, 液体石蜡氧化菌用Bushnell-Haas(1941)培养基, 硫酸盐还原菌用Starkey(1938)培养基。接种后, 培养物置30°—32°C恒温培养15—45天, 依菌群而异。

## 4. 化学分析

溶解氧: 靛胭脂法。

硫酸盐: EDTA络合滴定法。

H<sub>2</sub>S: 亚甲基蓝光电比色法。

# 二、结 果

胜利油田三区油层温度70°—80°C, 油层地下水不含SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, 油层渗透率高, 在1,000毫达西以上。采用净化的黄河水为注水水源。在进入地层前, 水中溶解O<sub>2</sub>为5—10毫克/升, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>含量波动在69—119毫克/升, H<sub>2</sub>S为0.01—0.05毫克/升, 矿化度333.4—467.0毫克/升。腐生菌含量8.0×10—3.5×10<sup>3</sup>/毫升, 液体石蜡氧化菌为2.5×10—3.6×10<sup>2</sup>/毫升。硫酸盐还原菌沿输水管线从7.0×10增加到1.4×10<sup>3</sup>/毫升(3-2-9井井口)。但在3-6-20井的输水管线无明显变化(表1)。

表1 水源的一些理化性质和细菌含量

井号	取样点	溶 O <sub>2</sub> 毫克/升	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 毫克/升	H <sub>2</sub> S 毫克/升	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 毫克/升	矿化度 毫克/升	细菌含量/毫升		
							腐生菌	液体石蜡氧化菌	硫酸盐还原菌
3   2   9	净化站		75.0	0.01	107.4	333.4			7.0×10
	配水间	5—10	72.0	0.02	112.3	343.0			7.7×10 <sup>2</sup>
	井口		69.2	0.05	112.3	344.0	3.5×10 <sup>3</sup>	3.6×10 <sup>2</sup>	1.4×10 <sup>3</sup>
3   6   20	净化站		119.1	0.01	136.7	463.0	8.0×10	5.0×10	1.3×10
	配水间	5	119.1	0.01	136.7	467.0	5.0×10 <sup>2</sup>	2.5×10	2.5×10
	井口		119.1	0.01	136.7	466.0	8.0×10 <sup>2</sup>	2.5×10	2.5×10

用此水源注水年余, 有些注水井发生了注水压力上升和注水量下降的现象。这些注水井的排出液又黑又臭, 显然是硫酸盐还原菌发育的标志。为查明此油田注水初期注水层细菌活动的强度和规模, 我们进行了注水井排出液中细菌的定量分析。

### 1. 注水层排出液中细菌菌量的变化

共调查了6口注水井的排出液, 兹以两口井为例, 说明其一般的规律。

1) 3-6-20井水样pH变化在5.8—8.5, 绝大多数为中性微偏碱。排出液有H<sub>2</sub>S味, 水温波动在26.5°—41°C在配水间水中溶解O<sub>2</sub>为5毫克/升, 至排液23米<sup>3</sup>即测不出O<sub>2</sub>的存在, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>含

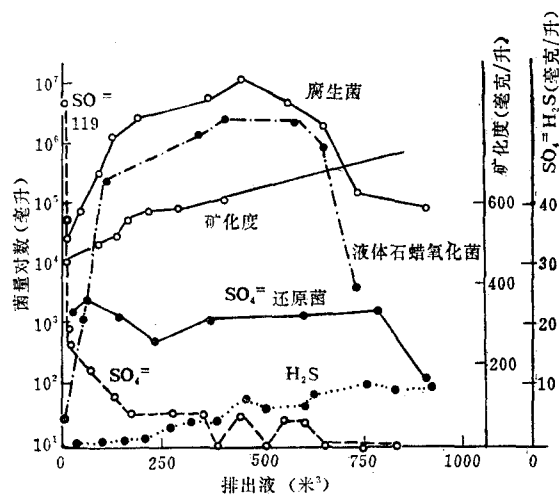
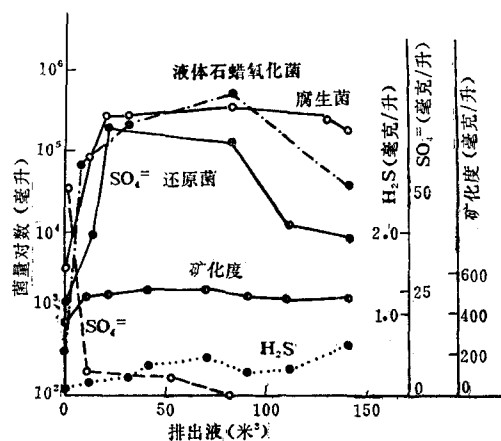


图 1 3-6-20井排出液中的菌量变化

量在井口水中为119.1毫克/升，至排液381米<sup>3</sup>后逐渐消失。H<sub>2</sub>S含量在井口水中为0.01毫克/升，至排液771米<sup>3</sup>时达到最高值，10.12毫克/升，此后即趋稳定，波动在8.22—9.40毫克/升。总矿化度由466.0毫克/升上升到947.0毫克/升（图1）。

从图1的菌量变化面线可以看出，硫酸盐还原菌由井口水中的 $1.3 \times 10^3$ /毫升上升到排液62米<sup>3</sup>为最高值， $2.5 \times 10^3$ /毫升。腐生菌由井口水中的 $8.0 \times 10^2$ /毫升上升到排液447米<sup>3</sup>为最高， $1.3 \times 10^7$ /毫升，在645米<sup>3</sup>之后，菌量趋于下降。液体石蜡氧化菌的变化基本上与腐生菌相同，最高达 $2.5 \times 10^6$ /毫升（401米<sup>3</sup>）。

2) 3-2-9井 水样pH为7.8—8.3，无明显H<sub>2</sub>S味，但FeS黑色沉淀较明显。配水间水中溶解O<sub>2</sub>含量为5—10毫克/升。SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>由井口水中的69.2毫克/升至排液80米<sup>3</sup>时下降为零。H<sub>2</sub>S由0.05毫克/升上升到排液70米<sup>3</sup>以后的0.45—0.62毫克/升。矿化度由344毫克/升上升到454—506毫克/升（图2）。

图 2 3-2-9井1<sup>4</sup>-1—2<sup>3</sup>-1层排出液中菌量的变化

由图2的菌量变化曲线可以看出，硫酸盐还原菌由井口水中的 $1.4 \times 10^3$ /毫升上升到排

液22米<sup>3</sup>的 $1.6 \times 10^5$ /毫升为最高，腐生菌由 $3.5 \times 10^3$ /毫升上升到 $2.5 \times 10^5$ /毫升（排液22米<sup>3</sup>），液体石蜡氧化菌由 $3.6 \times 10^2$ /毫升上升到 $5.1 \times 10^5$ /毫升（排液84米<sup>3</sup>）。

## 2. 细菌活泼发育区的计算

图1和图2的资料表明，随着注水层排液量的增加，各类菌群的含量和硫化氢的含量均呈现由低→高→低的变化。将所得资料代入下式，即可估算出注水井近井底带细菌活泼发育区的半径 $r$ （ЛН, 1964）：

$$r = \sqrt{\frac{V}{\pi h m \eta}}$$

式中， $v$  = 菌量最高范围的排液量（米<sup>3</sup>）， $h$  = 注水层厚度（米）， $m$  = 注水层的孔隙度（%）， $\eta$  = 水的驱油系数。

3-6-20井液体石蜡氧化菌和硫酸盐还原菌的活泼发育半径分别为4.25米和2.69米。在3-2-9井，它们的半径相同，均为2.42米（表2）。

表2 注水层排液的一些分析结果

井号	层位	温度 (°C)	pH	H <sub>2</sub> S 毫克/升	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 毫克/升	矿化度 毫克/升	细菌活泼发育半径(米)	
							硫酸盐还原菌	液体石蜡氧化菌
3-6-20	混层	26.5—41	5.8—8.5	最高 10.12	363.7	947	2.69	4.25
3-2-9	1 <sup>4-1</sup> —2 <sup>3-1</sup>	34—42	7.8—8.3	最高 0.62	222.1	454—506	2.42	2.42

## 3. 杀菌处理

用取自胜利油田渗透率高达1318—3205mD的岩心进行室内模拟试验的结果证明，注入该油田注水层的硫酸盐还原菌混合培养物可以造成渗透率如此高的岩心堵塞；杀菌处理能够使它部分地恢复（周培瑾等，1982）。在3-2-9井1<sup>4-1</sup>—2<sup>3-1</sup>层排液后进行了现场杀菌处理，并与该井用常规酸化处理的2<sup>5-1</sup>—2<sup>6-1</sup>层相对比。

表3 3-2-9井杀菌处理和酸化处理效果的比较

层位	处理方法	处理前		处理后
		压力(大气压)	注水量(米 <sup>3</sup> /日)	
1 <sup>4-1</sup> —2 <sup>3-1</sup>	排液杀菌	54	0	稳定注水40米 <sup>3</sup> /日，一年后仍正常
2 <sup>5-1</sup> —2 <sup>6-1</sup>	排液酸化	54	0	稳定注水30米 <sup>3</sup> /日，约10个月

为此，注入0.1%甲醛50米<sup>3</sup>，注水6米<sup>3</sup>，关井24小时使之充分杀菌。从表3的资料可以看出，1<sup>4-1</sup>—2<sup>3-1</sup>杀菌处理的效果比常规酸化处理效果好，稳定注水期比较长。

在3-6-4井7<sup>2-1</sup>—8<sup>3-1</sup>层也得到了同样的效果。

## 三、讨 论

众所周知，在地质微生物学的研究中，只有把微生物的存在与相应的生态条件相结合，才能作出比较确切的结论（Кузнецов等，1962）。在注水油层生存的微生物多半是随注入水带进地层并适应其中环境的（Розанова等，1974）。

胜利油田油层温度高达 70—80℃,显然是限制注入水中的细菌在其中发育的重要因子。但是,我们在连续注水情况下测得试验井底附近的温度为 28—36℃。关井 2—3 天,测得注水井底温度为 52—66℃。取样时在井口测得排出液的温度随排液量的增加从 26.5℃ 上升到 42℃。所以,在连续注水情况下,注水井井底附近的温度并不太高,其温度的高低和范围的大小随各注水井注水的时间和注水量而有所不同。

为查明得自各井的混合培养物的生长温度范围,我们把得自最低稀释级的培养物分别接种,置于 30℃、45℃、55℃ 和 65℃ 下培养。结果表明,硫酸盐还原菌在上述温度下生长的菌株百分数依次为 100、97.4、26.3 和 10.5; 液体石蜡氧化菌和腐生菌在 45℃ 以上均不能生长。这样,可以认为,在注水情况下,上述菌群可以在注水井附近温度不超过 45℃ 的范围内发育,而硫酸盐还原菌对高温的适应能力已有提高,适应该油层高温的生物群落尚未形成。

A、Д、Ли(1964)在研究苏联罗马什金油田注水层活泼发育的微生物群落形成周期时指出大约需要一年。胜利油田三区注水时间短,地层温度又高,因此微生物活动的强弱和规模均低于长期注水的老君庙油田东南边部 L 层。在那里,水中 H<sub>2</sub>S 的含量高达 20—120 毫克/升,细菌活泼发育半径达 6.8—9.4 米(王修垣等,1981)。

综上所述,可以作出如下结论:净化的黄河水注入油层后,化学成分发生了明显的变化,主要表现为矿化度升高、溶解 O<sub>2</sub> 和 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 消失, H<sub>2</sub>S 和 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 增加,水和硫酸钠型变成碳酸钠型。在注水层排出液中存在由腐生菌、液体石蜡氧化菌和厌气的硫酸盐还原菌构成的生物群落,形成了由烃氧化菌利用溶解 O<sub>2</sub> 氧化石油烃类产生脂肪酸→醋酸,供给硫酸盐还原菌以碳源的食物链并为后者创造了厌气环境(Иванов等,1982; Бердичевская, 1982)。由于油层高温的限制,它们只能在温度低于 45℃ 的有限范围内发育,参与石油烃类的氧化并把注入水中的一部分硫酸盐还原成 H<sub>2</sub>S。

现场试验的初步结果表明,在油田注水初期,定期进行杀菌处理,破坏适应油层高温下活泼发育的生物群落的形成,可能是防止由于微生物活动而造成地层堵塞和设备腐蚀的有效措施,这对于采油是相当重要的。

### 参 考 文 献

- 王修垣、毛桂震、宋沛然、谢树华、王先极、刘秀芳 1981 老君庙油田 L 油层注水时细菌发育的规律。生态学报 1(1):22—29。
- 王修垣、毛桂震、宋沛然 1982 油田注水层杀菌解堵的综合处理。微生物学通报 9(6):55—61。
- 周培瑾、王先极 1983 岩心注水时的杀菌和解堵的研究。微生物学通报 10(1):18—21。
- Beerstecher, E. 1954 *Petroleum Microbiology*, Elsevier, Amsterdam, 250—290。
- Bushnell, L.D. and H.F. Haas 1941 The utilization of certain hydrocarbons by microorganisms. *J. Bact.* 41(5):653—673。
- Davis, J.B. 1967 *Petroleum Microbiology*, Elsevier, Amsterdam 401—470。
- Starkey, R.L. 1938 A study of spore formation and other morphological characteristics of *Vibrio desulfuricans*. *Arch. Mikrobiologie* 9:268—304。
- Бердичевская, М.В. 1982 Влияние длительного заводнения нефтяной залежи на развитие биоценоза и активность пластовой микрофлоры. *Микроб.* 51(1):146—151。
- Иванов, М.В. и др. 1982 Распространение и геохимическая деятельность микроорганизмов в заводненном нефтяном месторождении. *Микроб.* 51(2):336—341。
- Кузнецов, С.И., М.В. Иванов, Н.Н. Ляликва 1962 Введение в Гесслегическую Микробиологию. Изд.

- АН СССР, Москва, 32—36.
- Ли, А.Д. 1964 Зона развития и активной деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий при внутриконтурном заводнении нефтяных пластов. *Нефтепромысловое Дело* 7:12—15.
- Ли, А.Д. 1964 Промысловый опыт борьбы с образованием сероводорода в заводняемых нефтяных пластах ромашкинского месторождения. *Нефтепромысловое Дело* 8:19—21.
- Розанова, Е.П. и С.И. Кузнецов 1974 Микрофлора Нефтяных Месторождений. Наука, Москва 29—103.
- Розанова, Е.П. 1978 Сульфатредукция и водно-растворенные органические вещества в заводняемом нефтяном пласте. *Микроб.* 47(3):495—500.

## BACTERIAL ACTIVITY IN THE FLOODED PETROLEUM HORIZONS AT THE THIRD AREA OF SHENGLI OIL FIELD

Wang Xiuyuan Zhou Peijin

(Institute of Microbiology, Academia Sinica)

Microbiological and hydrochemical changes in water samples from the source and flooded petroleum horizons at the third area of Shengli Oil Field were examined. Results indicated that the hydrochemical components of the fresh water injected into oil horizons were changed;  $\text{SO}_4^{2-}$  and  $\text{O}_2$  ran out while the mineralization,  $\text{H}_2\text{S}$  and  $\text{HCO}_3^-$ , etc. increased. The max. content of  $\text{H}_2\text{S}$  was about 10.12mg/l. A biocenose composed of sulphate reducers and hydrocarbon oxidizers able to grow below  $45^\circ\text{C}$  has been established, while temperature of the oil horizon was  $70^\circ\text{—}80^\circ\text{C}$ . Therefore, the bacterial distribution and activity take place only around the bottom hole zones of water injection wells. One ml of the stratum water was found to contain thousands to hundred thousands of sulphate reducers and millions of hydrocarbon oxidizers. The active development zones of bacteria were calculated to be about 2.4—2.7m. around the bottom of water-injection wells.

The biocenose formation may be broken down by periodically sterilizing bacteria in the active development zones. Its applicability was shown by field experiments. This will result in the ability to control bacterial plugging and corrosion by the manipulation of microbial growth, which should be of great importance to oil recovery processes.