

老君庙油田L油层注水时 细菌发育的规律*

王修垣 毛桂震 宋沛然
谢树华 王先极 刘秀芳

(中国科学院微生物研究所)

注水是广泛应用的有效采油工艺。在注入水、含油层和地层水中存在着各种微生物。注入的淡水将地层水冲淡,同时带进了微生物和其它物质,加强了微生物在地层中的活动。这是引起注水层堵塞和采油设备腐蚀的重要因素。因此,油层注水后,细菌发育状况的研究不仅具有理论意义,也具有重要的实践价值,早就引起了注意(Beerstecher,1954; Davis, 1967; Розанова и Кузнецов,1974),

玉门老君庙油田L油层是靠注水开发的。所用注入水的水源是祁连山下的降泉水(淡水),矿化度为300毫克/升左右,SO₄²⁻含量约96毫克/升。在注水井的排出液中,早就发现出黑水和臭水,如1958年在N21井排出液中就有H₂S臭味,1959年从309井喷出大量有H₂S臭味的黑水。在东南边部的注水井普遍存在这种现象,各注水井的吸水量也都有不同程度的下降。

上述情况表明,L油层注水后,微生物活动不断强化,并已影响注水采油的正常进行。为了查明该油田注水层细菌发育的规律,从而拟定适当的防止措施,我们进行了注入水中细菌和H₂S含量的分析。本文报道了该油田L层注水时细菌发育状况的研究结果。

一、材 料 和 方 法

1. 取 样

分析用的水样取自地面输水管线的取样阀和注水井的井筒及其排出液。地面输水管线各取样点在泵房出口打开取样阀,让水流出3—5分钟后将水接入灭过菌的玻璃瓶中。井筒水样是在关井测压时,把井下取样器用75%乙醇消毒后,用试井车下到井筒一定深度取出水样,倒入无菌瓶中。注水层的水样是从注水井的排出液中收集的。

2. 细菌计量

水样取出后,立即带至试验室用十级稀释五管重复培养法进行硫酸盐还原菌、好气腐生菌和液体石蜡氧化菌的定量分析。

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,倒入液体石蜡高层为硫酸盐还原菌创造厌气条件。

4. H₂S含量的测定

用碘量法进行

* 协作单位:玉门油田采油科学研究所,参加工作的还有该所的马尔忠、陶近飞、孙峰玉等同志。

二、结 果

1. 地面输水管线水样中细菌菌量的变化

腐生菌、液体石蜡氧化菌和硫酸盐还原菌从水源泉口至各配水站、以及部分注水井井筒水样中的菌量分析结果列在表 1 和图 1 中。

表 1 老君庙油田注水地面管线水样中的细菌菌量

样号	取 样 地 点	菌 量 / 毫 升		
		硫酸盐还原菌	好气腐生菌	液体石蜡氧化菌
1	豆腐台泉口	0	7.0×10^2	3.5×10^1
2	豆腐台泵房	0.7×10^0	1.3×10^2	1.3×10^1
3	G7 转水泵房	0.8×10^0	1.7×10^1	1.4×10^1
4	三号配水站	1.7×10^0	3.5×10^2	3.0×10^2
5	四号配水站	2.0×10^0	8.0×10^1	4.5×10^1
45	H19 转水泵房	2.0×10^1	1.3×10^2	5.0×10^1
15	IV 配水站	0.8×10^0	1.1×10^2	1.3×10^2
47	六号配水站	1.1×10^0	8.0×10^2	2.5×10^2
40	F19 井筒	7.0×10^1	2.5×10^1	7.0×10^2
71	F181 井筒	0.2×10^0	2.5×10^3	2.5×10^3
29	二号注水站	0	1.6×10^4	3.0×10^1
43	二号配水站	1.7×10^0	5.0×10^1	3.5×10^2
39	八号配水站	1.4×10^0	5.0×10^2	2.5×10^2
72	L19 井筒	3.5×10^2	1.3×10^4	2.5×10^3
74	L201 井筒	9.5×10^1	2.5×10^4	1.3×10^4
20	D14 转水泵房	0.2×10^0	1.3×10^1	5.0×10^0
22	一号注水站	0.2×10^0	2.5×10^2	5.0×10^2
21	五号配水站	0.2×10^0	1.3×10^1	1.7×10^2
6	九号配水站	1.7×10^0	1.4×10^1	1.7×10^1
7	I14 井筒	8.0×10^0	1.1×10^3	1.7×10^2
10	206 井筒	1.4×10^2	3.5×10^2	2.5×10^3
24	七号配水站	0	7.0×10^1	3.5×10^1
23	十号配水站	0	3.5×10^2	3.5×10^2
48	C16 井筒	$>2.5 \times 10^4$	$>2.5 \times 10^5$	$>2.5 \times 10^4$
14	C12 井筒	0	1.3×10^4	1.2×10^2
19	L261 井筒	1.4×10^1	9.5×10^2	5.0×10^3
73	706 井筒	3.5×10^1	$>2.5 \times 10^4$	$>2.5 \times 10^3$
53	I221 井筒	0	3.0×10^1	$>2.5 \times 10^3$
35	J241 井筒	2.5×10^2	1.3×10^4	8.0×10^3
51	364 井筒	1.2×10^1	2.5×10^3	$>2.5 \times 10^4$
36	G192 井筒	1.75×10^3	1.6×10^5	8.0×10^3

从表 1 和图 1 的资料可以看出,在水源泉口(豆腐台)的水中,没有发现硫酸盐还原菌,腐生菌和液体石蜡氧化菌菌量分别为 7.0×10^2 和 3.5×10 /毫升。随着输水管线的延长,各类菌群的菌量在多数情况下有所增加,并出现了硫酸盐还原菌。至各注水井井筒的水样中,三类菌群的菌量普遍增加,多半增加 1—2 个数量级,硫酸盐还原菌菌量增加更明显。

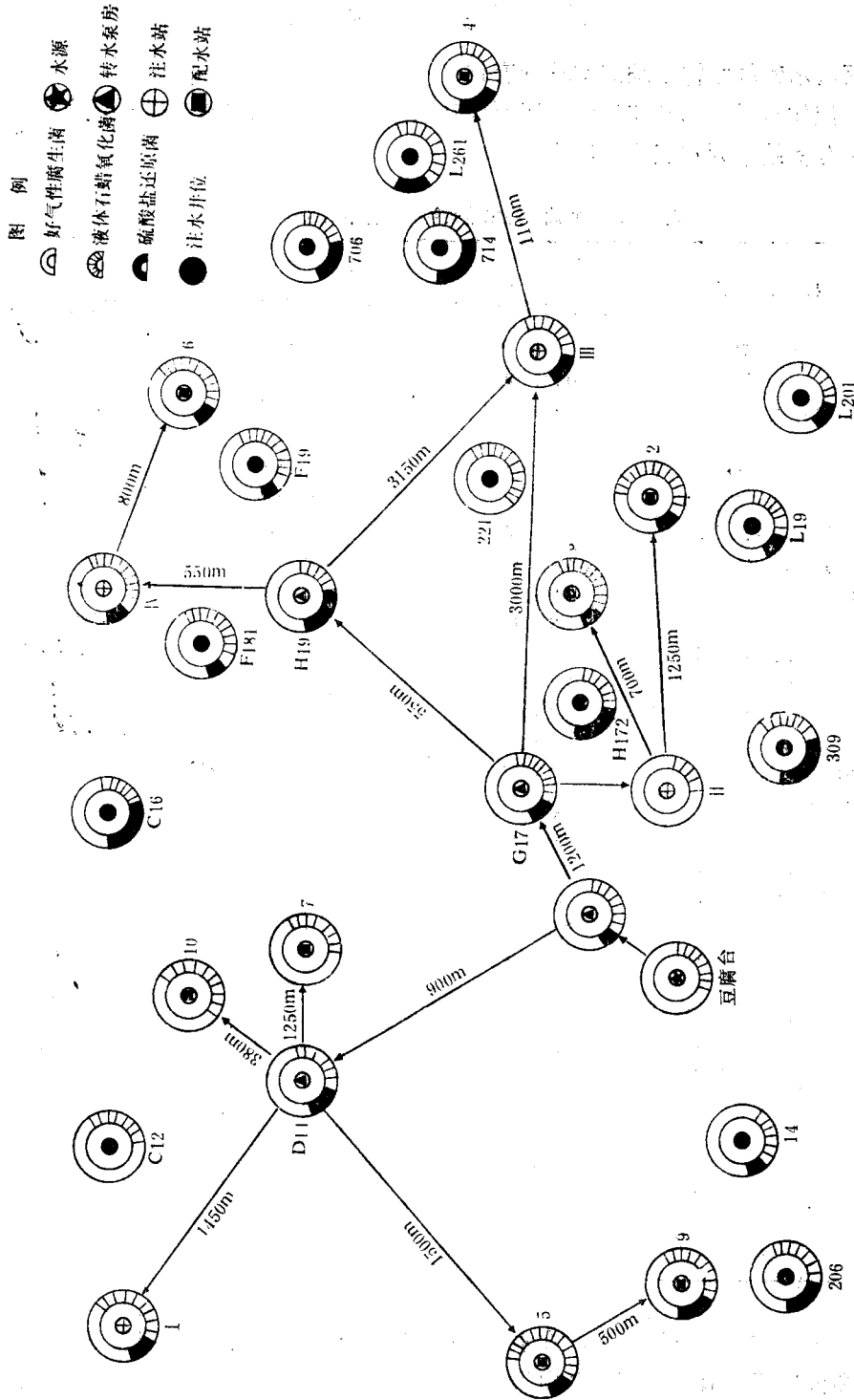


图 1 老君庙油田注水地面管线细菌分布示意图

2. 注水层排出液中细菌菌量的变化

在老君庙油田 L₃ 层, 我们共进行了 27 口注水井次排出液的菌量和 H₂S 含量的分析。现以下列 3 口注水井为例, 说明其变化的一般规律。

1) 714 井 L₃ 层

该井于 1958 年 7 月投注。初期, 日注水量 180 立方米, 井口压力 104 大气压。1960 年后, 分注 L_{1,2} 层和 L₃ 层。历年经过压裂和酸处理等增注措施, 但有效期很短, 注水量逐年逐月递减。1963 年发现出 H₂S 臭水。1965 年初, 经过酸处理, L₃ 层日注水量 32 立方米, 井口压力 80 大气压, 至 4 月, 该层即注不进水, 被迫关井。

图 2 列出该井 L₃ 层排出液中各类菌群菌量和 H₂S 含量的变化曲线。从图中可以看出, 在开始排液不久 (排液量 30 立方米以下), 硫酸盐还原菌菌量较低, 以后逐渐升高。到排液 120

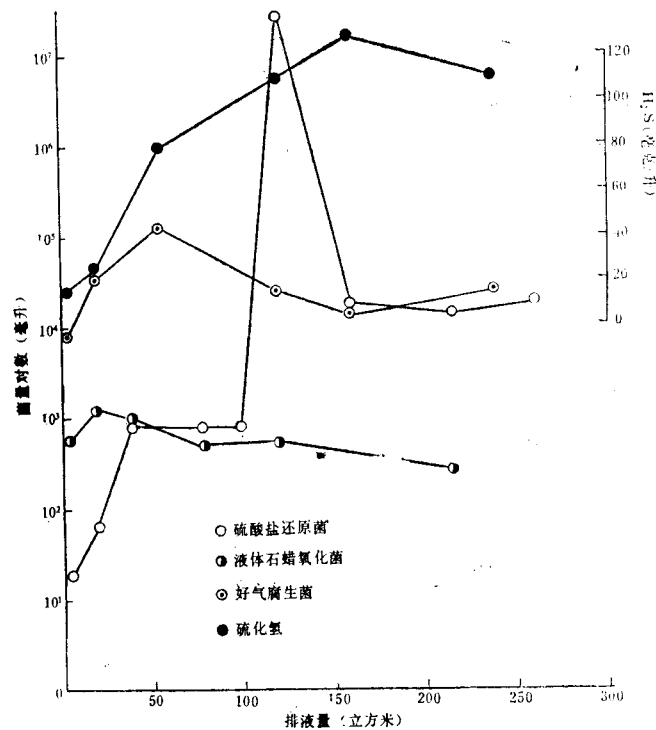


图 2 714 井 L₃ 层排出液中菌量和 H₂S 含量的变化

立方米时, 该菌菌量达到最高, 为 2.5×10^7 / 毫升以上, 以后逐渐下降。液体石蜡氧化菌和腐生菌菌量亦各达到其最高点 (增加幅度不大) 后逐渐下降。H₂S 含量的变化与硫酸盐还原菌菌量的变化大体一致, 从最初的 20 毫克/升左右上升到 120 毫克/升以上为最高。

2) L261 井 L₃ 层

该井于 1965 年 5 月投注, 注水量 50 立方米/日, 但压力逐渐升高, 至 9 月底为 8 立方米/日, 最后注不进水。

排出液中细菌菌量的分析表明 (图 3), 硫酸盐还原菌菌量由最初的 1.2×10^6 / 毫升上升到排出液 193 立方米中的 $> 2.5 \times 10^6$ / 毫升为最高。H₂S 含量由大约 60 毫克/升上升到大约

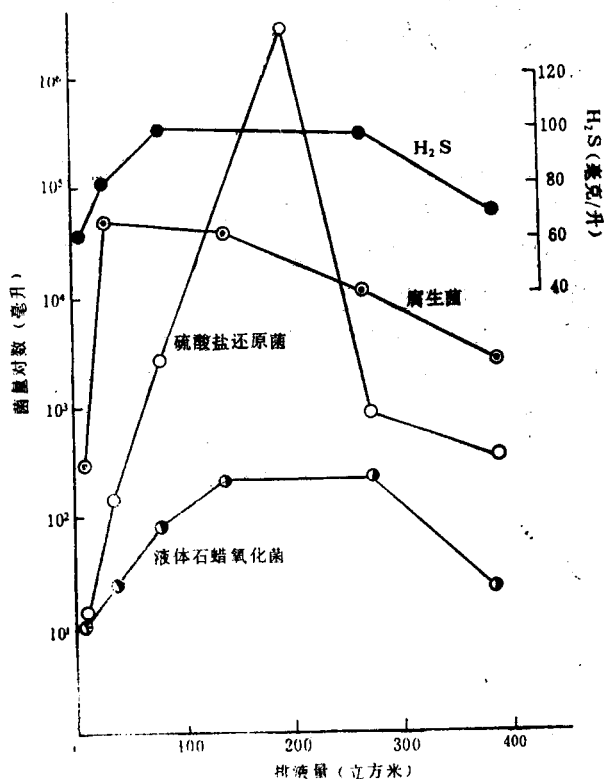


图3 L261井L₃层排出液中菌量和H₂S含量的变化

100毫克/升为最高。腐生菌和液体石蜡氧化菌菌量的增加幅度较714井为大，其最高值分别为 4.5×10^4 /毫升和 2.0×10^2 /毫升，然后趋于下降。

3) I 14井L₃层

该并于1958年投注L₁层，日注量170立方米，井口压力120—130大气压，但注水量下降很快。至1959年7月，注水量为30立方米/日。1960年9月射开L₃和L₂进行分注。1965年8月停注。

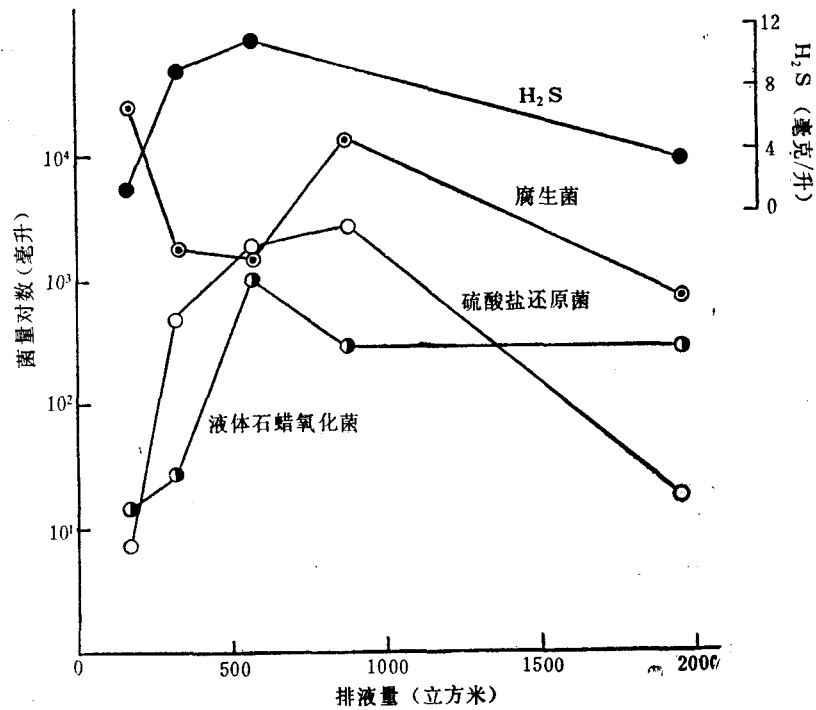
L₃注水层排出液中细菌分析的结果表明(图4)，硫酸盐还原菌菌量比前两口井中低，最高达到 2.5×10^3 /毫升。H₂S含量也低得多，最高只有12毫克/升。液体石蜡氧化菌菌量的变化与硫酸盐还原菌量的变化大体一致。腐生菌菌量随排液量而逐渐下降。

3. 注水井近井底带细菌活泼发育区的计算

从图2—4可以清楚地看出，随着注水层排出液量的增加，细菌含量和H₂S含量呈现由低→高→低的变化。菌量的高低是细菌生命活动盛衰的标志。H₂S含量的高低反映着硫酸盐还原菌还原硫酸盐强度的大小。在各注水井近井底带细菌活泼发育区的半径可按下列式算出(ЛН, 1964):

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

式中， r = 细菌活泼发育半径， V = H₂S含量不再增加时或硫酸盐还原菌菌量最高时的排液量

图 4 I14井L₃层排出液中菌量和H₂S含量的变化

(立方米), h = 注水层厚度 (米), m = 注水层的孔隙度 (%), η = 水驱油系数。

表 2 列出多年工作所得的部分结果。细菌活泼发育半径的大小随注水井而异, 波动在 5.4—9.4 米的范围内。

表 2 老君庙油田L层注水井细菌活泼发育半径*

井号	层位	层位厚度 (米)	硫酸盐还原菌最高菌量 (毫升)	最高菌量的排量 (立方米)	细菌活泼发育半径 (米)	备注
714	L ₁	3.4	2.5×10^7	120.0	7.9	} 杀菌后14个月测定
	L _{1,2}	10.2	2.5×10^6	358.9	7.5	
	L ₁	6.8	3.5×10^2	309.3	8.4	
	L ₂	3.4	3.5×10^4	108.4	7.1	
L261	L ₃	5.1	2.5×10^6	193.0	8.0	
756	L _{1,2}	9.0	5.0×10^3	269.1	6.8	
761	L ₂	1.6	3.5×10^5	45.7	6.8	
L23	L ₃	3.2	2.5×10^4	177.0	9.4	
J15	L _{1,2}	5.0	5.0×10^3	273.5	9.3	
	L ₃	3.4	9.0×10^4	61.2	5.4	
200	L ₃	5.8	3.5×10^2	241.6	8.1	
	L ₅	4.2	3.5×10^4	97.5	6.1	
315	L ₃	2.0	8.0×10^3	81.2	8.0	
	L _{1,2}	3.4	1.7×10^3	110.0	7.2	

* 水驱油系数未考虑。

4. 杀菌解堵综合处理工艺的效果

上述结果表明, 微生物生命活动是造成L注水层堵塞的重要因子, 但注水层的堵塞是物理、化学和微生物诸因子综合作用的结果。据此, 拟定了杀菌解堵、提高注水量的综合处理工艺(另文报道), 现场施工27井次, 均取得了不同程度的效果(表3), 表现为注入压力下降, 日注水量增加, 稳定注水期延长。

表 3 杀菌解堵综合处理工艺效果举例

井 号	层 位	修 前		修 后		备 注
		压 力 (大气压)	注 水 量 (立方米/日)	压 力 (大气压)	注 水 量 (立方米/日)	
L261	L ₃	90	0	0	50	控制注水两个月, 见效油井出水过多而 停注
714	L ₂	100	0	10—20	30	注水368天仍稳定注水
756	L _{1, 2}	97	15—18	90	20	注水172天后压裂
777	L _{1, 2, 3}	95	18	92	21	274天仍稳定注水

三、讨 论

老君庙油田L油层属第三纪。油层水属高度矿化的CaCl₂型, Cl⁻组, Na⁺亚组, 矿化度18,550—98,333ppm, 含盐量16,352.5—66,570ppm, 含SO₄²⁻0.01—4.96当量%。油层温度在20—36℃左右。注水井排出液的pH在6.0—8.0范围内。该层含油岩心中本来就存在有腐生菌、反硝化细菌、厌气液体石蜡分解菌、硫酸盐还原菌和脂肪分解菌(王修垣等, 1964)。注入的淡水进入地层, 带入一些微生物和其它物质, 并把地层水冲淡, 导致微生物活动强化(Розанова等, 1973), 在注水井近井底带形成细菌活泼发育带(Лин.1964)。据我们估算, L层注水井底附近的细菌活泼发育半径略小于5.4—9.4米(因未考虑水驱油系数)。

Розанова等(1973)证实, 细菌的活泼发育半径不仅局限于注水井近井底带, 而且向更深的地层扩展。距714井300米并与之相通的采油井M24, 排出液中含水达68.2%, 取样分析证明(表4), 硫酸盐还原菌菌量达 1.7×10^3 /毫升, H₂S含量达8.43毫克/升。这表明, 细菌活动的范围正在向采油井扩展。

表 4 采油井M24排出水中的菌量和H₂S含量

硫酸盐还原菌	液体石蜡氧化菌	腐 生 菌	H ₂ S (毫克/升)
1.7×10^3 /毫升	1.1×10^1 /毫升	3.0×10^2 /毫升	8.43

把三类菌群菌量的变化曲线作一对比, 可以看出, 它们具有明显的相关性: 好气腐生菌和液体石蜡氧化菌是注入水中微量氧的消耗者, 为厌气的硫酸盐还原菌创造了厌气条件, 而液体石蜡氧化菌的代谢产物又为硫酸盐还原菌提供了生命活动所必需的碳源。这三种菌群在注水井近井底带一定区域活泼发育, 产生大量菌体和代谢产物(如硫酸盐还原菌在还原硫酸盐过程中可产生CaCO₃和FeS沉淀), 引起地层堵塞和设备腐蚀。

硫化氢是硫酸盐还原菌还原硫酸盐的产物, 所以, 它们的变化曲线相吻合。鉴于H₂S含

量的最高点往往在硫酸盐还原菌最高菌量之后, 我们未采用 Ли(1964) 的建议, 以 H_2S 含量的最高点, 而是以该菌菌量的最高点作为计算细菌活泼发育半径的标准, 而把前者作为现场施工的参考。这样, 既切合实际, 又节省杀菌剂的用量。

参 考 文 献

- 王修垣、毕炬新 1964 老君庙油田油层的微生物区系。微生物学报10(2):175—181。
 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, 444—470。
 Starkey, R. L. 1938 A study of spore formation and other morphological characteristics of *Vibrio desulfuricans*. *Arch. Mikrobiologie.* 9:268—304。
 Ли, А. Д. 1964 Зона развития и активной деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий при внутриконтурном заводнении нефтяных пластов. Нефтепромышленное Дело, 7:12—15。
 Ли, А. Д. 1964 Промысловый опыт борьбы с образованием сероводорода в заводняемых нефтяных пластах ромашкинского месторождения. Нефтепромышленное Дело 8:19—21。
 Розанова, Е. П., В. Н. Быков, А. Л. Балдина, и Т. А. Косогорова. 1973 Закономерности развития сульфатредукции в заводняемом карбонатном нефтяном коллекторе. Минроб. 42(2):347—353。
 Розанова, Е. П., С. И. Кузнецов, 1974 Микрофлора Нефтяных Месторождений, "Наука", Москва, 29—103。

REGULARITIES OF BACTERIAL DEVELOPMENT IN OIL-BEARING HORIZON L OF LAOJUNMIAO OIL FIELD DURING THE WATERFLOODING PROCESS

Wang Xiuyuan Mao Guizhen Song Peiran
 Xie Shuhua Wang Xianji Liu Xiufang
(Institute of Microbiology, Academia Sinica, Beijing)

The Activity of sulphate reducers, saprophytes and liquid paraffin oxidizers in water samples from water sources and watered oil horizon L of Laojunmiao oil field was examined. Their major activity, especially that of sulphate reducers, takes place in the bottom hole zones of injected wells. One ml of the stratum water was found to contain hundreds thousands to millions of sulphate reducers in some cases. The max. content of H_2S is about 120mg/L. The active development zones of bacteria were calculated to be about 5.4 to 9.4m round the bottom of injected wells.

A method for sterilizing bacteria in the active development zones and for increasing the water intake capacity of injected well has been elaborated. Its applicability was shown by field experiments.