砂砾性低渗气层水锁效应及减轻方法的试验研究

张　琰[1] ,崔迎春[2]
(1. 石油大学 ,北京　102200 ;2. 清华大学 ,北京　100084)

[摘　要]采用来自胜利油田的岩样 ,通过水锁效应对岩样渗透率影响的试验研究证实了水锁效应是导致砂砾性低渗气层损害的主要因素之一。然后对油田常用的表面活性剂进行了表面张力的测定 ,并在此基础上进行了优选 ,最后对用表面活性剂减轻岩样水锁效应的效果进行了评价试验。

[关键词]砂砾性低渗气层　水锁效应　表面活性剂　试验研究
[中图分类号]TE258+. 1 ;TE258+. 3[文献标识码]A[文章编号]0495 - 5331(2000)01 - 0092 - 04

钻井中一打开储层 ,就有一系列的施工工作液接触储层 ,若外来的水相流体侵入到水润湿储层孔道后 ,就会在井壁周围孔道中形成水相堵塞 ,其水 - 气弯曲界面上存在一个毛细管压力。要想让油气流向井筒 ,就必须克服这一附加的毛管压力。若储层能量不足以克服这一附加压力 ,就不能把水的堵塞彻底驱开 ,最终会影响储层的采收率 ,这种损害称作水锁损害。

一般把毛细管中弯液面两侧润湿相和非润湿相之间的压力差定义为毛细管压力 ,其大小可由任意界面的拉普拉斯方程表示[1] :

$$P_c = \sigma\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right) \qquad (1)$$

式中 , P_c —汽水间的毛细管力 ,mN ; σ —汽水间的界面张力 ,mN/ m ; R_1、R_2 —分别指两相间形成液膜的曲率半径 ,m。

从上式看出 ,毛细管压力的大小与多孔介质的直径成反比。由于低渗气层的平均孔隙直径比中高渗储层要小得多 ,所以与常规储层(如油层)相比 ,气层的水锁效应更严重一些 ,这也是许多学者研究的结果[2 ,3 ,4]。

本文首先进行水锁效应对标准岩样渗透率影响的试验研究 ,然后对常规表面活性剂作优选 ,最后对用表面活性剂减轻水锁效应的效果进行评价。

1　气层的代表 ——标准岩样的选择和制备

1.1　标准岩样的选择

对气层水锁效应进行试验研究 ,首先必须获得能够代表典型气层渗滤等特征的岩心 ,即标准岩心。国内外通常采用的标准岩样有人造岩心和天然岩心两种 ,比较著名的如美国贝雷砂岩岩心 (Berea Core) 。但是 ,要人工制造物性相对稳定 ,且能代表低渗、特低渗气层天然品质的岩心常常是十分困难的 ,而公认的天然标准岩心通常为中高渗岩心 ,如贝雷岩样的气相渗透率为 100md～800 md。国内至今尚没有普遍公认的标准天然岩心。为此 ,我们先后采集了国内四川、长庆、新疆、大庆、胜利及辽河等多处油田气层岩心 ,从中进行了选择。

为了突出储层的水锁效应特性 ,减少其它损害因素对评价结果的影响 ,确定选择标准岩心的原则为 : (1) 胶结性和均质性好 ; (2) 泥质含量少 ; (3) 一般敏感性较弱 ; (4) 渗透率范围适中。

根据以上原则 ,选择来自胜利油田某地区气层岩心作为标准岩心。从上所取干岩样的气相渗透率范围在 0. 1 md～10 md 之间 ,属于特低渗岩样。

1.2　岩样的制备

沿所取全直径岩心垂直轴向方向 ,钻取和切割 25. 4 cm 直径、3 cm～8 cm 长度的小岩样若干。然后用 3 ∶1 的苯 + 酒精洗油 ,直到蒸馏抽提器中的溶液达到无色透明为止。最后放入温度为 65 ℃的恒温箱中烘干 ,直到岩样恒重。对岩样进行称重编号 ,并用箭头标出岩样正反向 ,放置在干燥器中备用。

2　水锁效应对标准岩样有效渗透率影响实验研究

为了研究水锁效应对标准岩样渗透率影响 ,进行了岩样浸泡试验。

2.1　试验程序设计

(1) 先测定标准干岩样的气相渗透率 ;

(2) 用标准盐水浸泡岩样一定时间 (如 2 min、4 min、6 min、8 min 和 10 min 以及抽真空饱和 24 h) ,然

[收稿日期]1999 - 1 - 28 ;[修定日期]1999 - 11 - 28 ;[责任编辑]王　梅
[基金项目]中国石油天然气集团公司 "九五" 科技攻关资助项目。

© 1994-2009 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

后装入模拟装置(具体试验装置为根据气层特点改装的岩心流动仪)中,定围压($P_{围}$ = 4 MPa),改变驱替压力(ΔP = 0～2 MPa),测定出驱替压力与岩样有效渗透率驱替曲线见图 1。

2.2　结果分析

从图 1 看出,含水饱和度对岩样有效渗透率有极大的影响:随着浸泡时间的增加,岩样的有效渗透

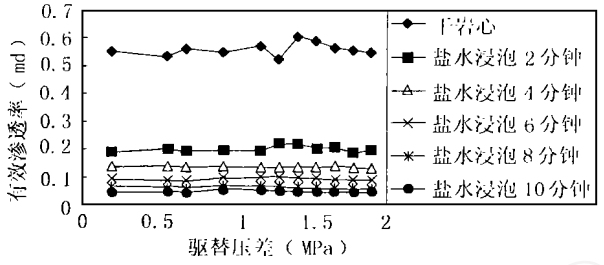

图 1　标准岩心在盐水中浸泡后的驱替曲线

率明显降低,2 min～4 min 降低幅度最大,有效渗透率约从 0.75 md 降到 0.4 md,以后幅度逐渐减小。岩样浸泡 8 min、10 min 和抽真空饱和 24 h 的有效渗透率相差不大。说明标准干岩样自吸速度很快,吸水过程中有效渗透率减低幅度很大。

对标准干岩样的气相渗透率,以及在盐水中抽真空饱和 24 h 后的液相渗透率和用氮气驱替到稳定后的气相渗透率进行了测试,结果见表 1。

分析表 1,岩样驱替后含水饱和度可达到 60 %～70 %,水锁效应引起的渗透率损害率达 70 %以上,所以水锁效应造成的损害是十分严重的,为造成储层损害诸因素中最为主要的因素。另外,从表中同时看出,岩样中粘土水化膨胀以及其它因素(如气体滑脱效应、流动介质与孔道之间吸附等)综合作用亦会引起一定的岩样渗透率损害,所以进行水锁评价前应尽量想法消除这些影响因素。

表 1　标准岩样抽真空饱和 24h 前后的渗透率损害情况

岩样号	B-1	B-4	B-6	B-3	B-9
干岩样气相渗透率(md)	0.951	0.343	0.43	0.437	0.783
岩样盐水饱和后的液相渗透率(md)	0.552	0.1836	0.204	0.223	0.465
岩样盐水饱和后的气相渗透率(md)	0.130	0.042	0.054	0.061	0.123
束缚水饱和度(%)	65.8	70.8	63.7	61.3	67.5
水化膨胀等因素引起的损害率(%)	41.96	46.01	52.54	49.11	40.61
水锁效应引起的渗透率损害率(%)	76.45	77.12	73.53	72.65	73.55

3　用表面活性剂减轻水锁效应的试验研究

在实际钻井过程中,水锁造成储层的污染主要是由钻井液中的滤液侵入引起的。侵入的滤液如果不能及时反排出来,就会导致储层损害,所以,防止水锁应从两方面着手:(1)防止钻井液中滤液侵入储层,这要求钻井完井液需具有良好的流变性能和封堵性能,以减少滤液对储层的侵入;(2)由于完全避免液相侵入是不可能的,所以要求钻井液滤液在与储层有良好配伍性的基础上,有良好的抑制性能和反排性能。

表面活性剂是降低界面张力,从而降低毛管力,增强钻井液滤液反排性能的主要手段。此部分重点研究表面活性剂减轻水锁效应损害程度的效果。首先测定出常见钻井液处理剂和表面活性剂的表面张力,对表面活性剂进行了优选;然后进行标准岩样在表面活性剂中浸泡试验,最后把标准岩样在钻井液滤液中的浸泡试验和在加入表面活性剂后的钻井液滤液中的浸泡试验结果进行对比。

3.1　表面活性剂表面张力的测定和优选

采用滴重法[5]测定常用表面活性剂和处理剂以及优选的两种钻井液滤液的表面张力,结果见表 2。

表 2　表面活性剂、钻井液及处理剂表面张力值

(室内温度 20 ℃)

序号	样品名及浓度(%)	每滴重量平均值(g)	表面张力(mN/m)
1	0.2 十二烷基苯磺酸钠 ABS	0.046	54.72
2	0.4 ABS	0.007244	34.75
3	0.1OP-10	0.005300	40.33
4	0.15OP-10	0.0051	40.08
5	0.2OP-10	0.004914	38.52
6	0.3OP-10	0.00485	36.61
7	0.4OP-10	0.00469	35.45
8	0.4 油酸钠	0.0053	40.33
9	0.4 平平加	0.0065	48.97
10	0.4　1231(阳离子)	0.005216	39.41
11	0.4Tween(吐温)	0.0073	55.14
12	0.4 吐耳其红油	0.0058	43.81
13	0.15OP-10, 0.15ABS, 2.5Na_2CO_3	0.0072	54.56
14	0.1ABS, 0.2OP-10, 2.5Na_2CO_3	0.0044	33.34
15	0.15 油酸钠, 0.15OP10, 2.5Na_2SiO_3	0.005	37.89
16	0.2 咪唑啉(MCL)	0.0045	34
17	0.3 咪唑 啉	0.0040	30.2
18	0.4MCL	0.0038	28.71
19	0.5MCL	0.0035	26.44
20	0.2 十二烷基苯磺酸钠 ABSN	0.005	37.77
21	0.3ABSN	0.0048	36.26
22	0.4ABSN	0.0045	34
23	0.5ABS	0.0042	31.73
24	0.4 FA-367	0.0107	80.97
25	1 JT-888	0.0102	77.40
26	0.5 XY-27	0.00849	64.17
27	1 SMP-2	0.008686	65.61
28	1 SPNH	0.009942	75.1
29	1 MMH	0.008495	64.17
30	0.5 CSW-1	0.0092	69.47
31	0.5 SP-2	0.0115	86.87
32	0.5 DFD-140	0.011	83.1
33	0.5 XCD	0.012	90.21
34	0.3 SK-3(阴离子稀释剂)	0.0107	80.87
35	0.3 80A51	0.0109	82.34
36	MEG 母液	0.009	67.99
37	1 DSSAS	0.00865	65.36
38	0.4 NP40	0.00386	29.10
39	1 WFT-666	0.0107	80.91

从成本、高温稳定性和表面张力值综合考虑,选

© 1994-2009 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

择 ABSN(阴离子型)和 OP - 10(非离子型)两种表面活性剂作为首选钻井液添加剂,另外在下面的试验中,亦用 NP - 40(非离子型)进行了对比试验。

同时测定了在两种钻井液 E(两性离子体系)和 F(正电胶体系)中加入 0.4 %OP - 10 和 0.4 %ABSN 后滤液的表面张力,结果见表 3。两种钻井液为室内进行流变性能优化后的配方。具体配方为:E:两性离子:4 %膨润土 + 0.3 % Na_2CO_3 + 0.5 %JT888 + 0.3 %FA367 + 0.2 %XY - 27 + 3 %SMP - 1 + 2 %SPNH + 3 %DSSAS + 3 %QCX - 1;F:正电胶:4 %膨润土 + 0.3 %Na_2CO_3 + 8 %MMH(胶) + 2.5 %DFD - 140 + 3 % SMP - 1 + 3 %DSSAS + 3 %QCX - 1。

表 3 钻井液中加入表面活性剂后的表面张力
(室内温度 20 ℃)

样品名及浓度 (%)	每滴重量平均值 (g)	表面张力 (mN/m)
E	0.0075	56.66
E + 0.4 %OP - 10	0.0055	41.55
E + 0.4 %OP - 10(95 ℃,16h)	0.0065	49.11
E + 0.4 %ABSN	0.0060	45.33
E + 0.4 %ABSN(95 ℃,16h)	0.0070	52.88
F	0.0085	64.21
F + 0.4 %OP - 10	0.0065	49.10
F + 0.4 %OP - 10(95 ℃,16h)	0.0070	52.88
F + 0.4 %ABSN	0.0050	37.77
F + 0.4 % ABSN(95 ℃,16h)	0.0060	45.33

从表 3 看出,在钻井液中加入表面活性剂后,可以有效降低钻井液的表面张力,两种表面活性剂降低程度大致相同,另外,钻井液经 90 ℃, 16h 热滚动后,钻井液的表面张力有较大提高。

3.2 标准岩样在表面活性剂中的浸泡试验

3.2.1 实验程序及结果

取标准干岩样四块,先测定干岩样的渗透率,然后分别在标准盐水和 0.4 %的 ABSN、0.4 %OP - 10 以及 0.4 %NP - 40 三种不同表面张力的表面活性剂中浸泡不同的时间,再测定相应的渗透率,结果见表 4。

表 4 标准岩样在不同浸泡时间下的有效渗透率值(单位:md)

	CA16 - 盐水	CA11 - 0.4 %ABSN	CA4 - 0.4 %OP - 10	A4 - 0.4 %NP - 40
干岩样	0.324	0.27	0.3	0.188
浸泡 2min	0.177	0.15	0.183	0.112
浸泡 4min	0.121	0.103	0.105	0.069
浸泡 6min	0.074	0.088	0.081	0.058
浸泡 8min	0.053	0.068	0.071	0.047
浸泡 10min	0.031	0.017	0.037	0.032

根据表 4 作出岩样在不同溶液中浸泡后的渗透率变化曲线,见图 2。

3.2.2 实验结果分析

(1)在盐水中加入表面活性剂可以有效地减轻标准岩样的水锁效应,表现在用表面活性剂浸泡后曲线的斜率降低;

(2)相同浓度下,不同的表面活性剂减弱水锁效应的程度不尽相同,就试验的三种表面活性剂而言,NP - 40 使水锁效应减弱的程度较大,OP - 10 和 ABSN 减弱水锁效应的程度基本相同,均次于 NP - 10。

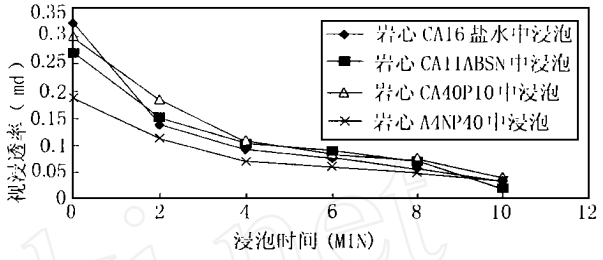

图 2 岩样在不同活性剂中浸泡后渗透率变化曲线

3.3 标准岩样在钻井液滤液和加入表面活性剂滤液中的浸泡试验

岩样在未加入和加入表面活性剂的钻井液滤液中浸泡前后的结果见表 4。对比图 3 中的四条曲线,可得出如下几点结论:

表 5 标准岩样在不同滤液中和
不同浸泡时间下的有效渗透率变化值(单位:md)

	钻井液 E	钻井液 F	E + 0.4 % ABSN	F + 0.4 % ABSN
干岩样	2.306	1.514	2.513	1.411
浸泡 2min	2.024	0.906	2.43	1.243
浸泡 4min	1.506	0.553	1.475	0.782
浸泡 6min	1.021	0.414	1.317	0.722
浸泡 8min	0.753	0.207	0.984	0.614
浸泡 10min	0.481	0.203	0.979	0.586
浸泡 24 h	0.504	0.197	0.955	0.508
渗透率降低率(%)	78	87	62	64

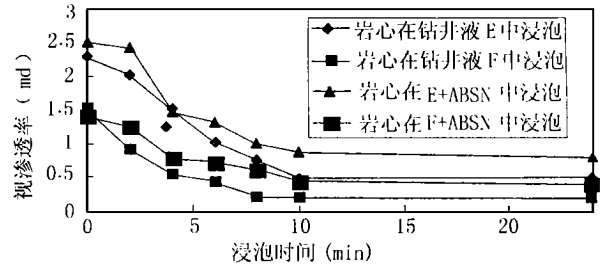

图 3 岩样在不同钻井液滤液中浸泡后渗透率变化曲线

(1)岩样在钻井液滤液中浸泡前后渗透率明显降低,岩样浸泡 24h 后的渗透率与干岩样的渗透率相比,降低幅度分别为 78 % (在两性离子中)和 87 %(正电胶中),表明钻井液滤液对岩样产生了很大程度损害,对比之下,正电胶钻井液比两性离子钻井液对岩样造成的损害严重。可能是因为:虽然正电胶钻井液对泥页岩的抑制性比两性钻井液好,但正电胶钻井液表面活性却不如两性离子钻井液。

© 1994-2009 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

(2)与未加表面活性剂相比,岩样的渗透率降低幅度有明显减少,岩样在加入表面活性剂后的两性离子钻井液滤液中浸泡后渗透率降低幅度为 62 %;在正电胶钻井液滤液中浸泡后渗透率降低幅度为 64 %,与未加表面活性剂相比,渗透率降低幅度有明显减少,分别减少了 16 %和 23 %。说明表面活性剂对减轻气层水锁效应有比较明显作用。实验数据也说明,两性离子表面活性剂 ABSN 在正电胶钻井液中的作用效果比在两性离子钻井液中的作用效果要稍好一些。

4　结论

(1)通过水锁效应对岩样渗透率影响的试验研究证实了水锁效应是导致砂砾性低渗气层损害的主要因素之一;

(2)对常用表面活性剂表面张力进行测定和优选,从成本、热稳定性和表面张力值考虑,现场选择 ABSN 和 OP - 10 作为表面活性剂较为合适;

(3)在钻井液中加入表面活性剂后,有较明显的减轻水锁效应效果,其中在正电胶钻井液中加入表面活性剂效果更好;

(4)从降低水锁效应来保护油气层方面考虑,两性钻井液比正电胶钻井液效果好,这是因为两性离子钻井液本身具有表面活性,相比之下,正电胶钻井液的表面活性要差一些。

[参考文献]

[1] 何更生. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社,1994.
[2] Hoditch, S. A.. Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow from Hydraulically Fractured Gas Wells[M]. JPT, Dec, 1979: 1515～1534.
[3] 崔迎春,张琰. 低渗透气藏储层损害特殊性[J]. 钻井液与完井液,1998,15(2): 11～13.
[4] 贺承祖,等. 水锁效应研究[J]. 钻井液与完井液,1996,13(6): 13～15.
[5] 周祖康,等. 胶体化学基础[M]. 北京:北京大学出版社,1996.

EXPERIMENTAL STUDY ON THE AQUEOUS PHASE TRAPPING OF LOW - PERMEABILITY GAS SANDS

Zhang Yan, Cui Ying - chun

Abstract: Using low - permeability sands core coming from Shengli oil field, experimental study was conducted to confirm that aqueous phase trapping was one of the main causes of gas formation damage. The surface tensions of some surface active agents often used in oil field were also measured, and selected. The effects of using surface active agents to alleviate aqueous phase trapping were evaluated.

Key words: low - permeability gas sands, squeous phase trapping; aurface active agent, experimental study

第一作者简介:

张　琰(1956 年 -),女。1982 年毕业于河北地质学院,1985 年获中国地质大学(北京)硕士学位,1996 年在德国 Clausthal 大学获博士学位。现为石油大学(北京)石油工程系副教授,主要从事石油工程学科研和教学工作。

通讯地址:北京昌平　中国石油大学石油工程系　邮编:102200

(上接第 87 页)

要故障是高压送料管路堵塞,分析该故障原因并寻求合理的解决措施,对顺利快速地完成该工程施工任务具有重要的现实意义。

[参考文献]

1　中华人民共和国国家标准. 建筑地基基础设计规范(GBJ7 - 89)[Z]. 北京:中国建筑工业出版社,1989

DESIGN AND CONSTRUCTION OF CEMENT FLYASH AND GRAVEL PILE

Qin Yusheng, Yuan Shoucheng, Xu Guozhong

Abstract: In this lecture the design of CFG(Cement, Flyash, Cravel) pile will be described on the basis of analyzing the soil consolidation theory by CFG pile, and the construction technology of long spiral drilling with pumping CFG compound will be spceificall analyxed in connection with a soil tretment engineering of high building in tongzou district of Beijing, China.

Key words: CFG pile, long spiral drilling,

第一作者简介:

秦玉生(1971 年 -),男。1996 年毕业于长春科技大学(原长春地质学院)勘察工程系,分获工学学士硕士学位。1996 年至今为中国地质大学(北京)工程地质与水文地质专业博士研究生,研究方向为地基处理和勘察施工技术。

通讯地址:北京市学院路 29 号　中国地质大学　邮政编码:100083

© 1994-2009 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net