

低渗透储层应力敏感性与产能物性下限*

王秀娟^{1,2}, 赵永胜², 文武², 迟博², 孙玉²

(1. 南京大学地球科学系, 江苏南京 210093; 2. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江大庆 163712)

摘要: 采用 CMS-200 型孔隙度、渗透率测定仪, 对采自大庆长垣东部榆树林、朝阳沟、头台等油田油层的 16 个岩芯样品进行实验, 为了观察油田开发过程中低渗透储层的应力敏感性, 选择了初始压力(原始地层压力)和最大围压(最大上覆岩压), 并考虑油田注水开发的长期性及岩石本身的流变特性, 在实验中适当延长了模拟压力恢复阶段的时间。实验结果表明, 低渗透油田储层对应力的变化比较敏感, 渗透率降低幅度较大。但随注水时间的延长, 渗透率有不同程度的恢复, 且恢复程度与渗透率大小有关: 初始渗透率高, 恢复程度大; 初始渗透率低, 恢复程度也低。特别是渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层对应力的变化非常敏感, 由此所产生的流固耦合现象也十分明显。因此可将渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 定为储层应力敏感性的界限。从油田开发角度来看, 流固耦合作用的弊大于利, 因此开采低渗透储层要尽可能保持地层压力开采, 以清除流固耦合的影响。建议在制定储层产能界限时除考虑油层改造及开发技术进步的因素外, 也必须考虑流固耦合作用的影响。经过综合分析, 指出了大庆长垣东部油田储层的流固耦合作用的影响, 并初步将本区的产能界限定为渗透率下限 $\geq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 供油田开发决策参考。

关键词: 低渗透油田; 应力敏感性; 流固耦合; 流变特性; 大庆长垣东部油田

第一作者简介: 王秀娟, 女, 38 岁, 高级工程师(博士生), 石油地质

中图分类号: TE311 文献标识码: A

20 世纪 40 年代, Terzaghi 最早研究了可变形饱和介质中流体的流动^[1]; 随后, Biot 对三向变形材料与孔隙压力的相互作用进行了深入研究^[2]; 20 世纪 80 年代后, 岩土工程领域对流固耦合问题进行了大量研究工作^[3~6], 但其研究对象大多针对中高渗地层。目前, 世界石油储量构成中, 低渗透油田占有越来越大的比例。低渗透油田开发实践表明, 这类储层的固液耦合效应要比中高渗透油田强得多, 这主要是因为低渗透油层孔隙度、渗透率随上覆压力的变化而发生明显变化。为此, 人们提出对于低渗透油田, 除了进行常规的“五敏”评价外, 还要对储层的应力敏感性进行评价^[8], 但以往的研究没有考虑时间对储层物性恢复程度的影响^[9~11]。本文通过低渗透油田储层的应力敏感性实验, 一方面进一步证实了固液耦合作用的存在; 另一方面, 试图从低渗透油田的开发效果和—些边际油藏能否有效动用的角度, 来探

讨低渗透油田储层不同物性参数对应力的敏感程度, 并对流固耦合的利弊及其界限进行较深入分析。

1 应力敏感性实验

储层地应力由岩石的骨架应力和孔隙流体压力组成, 因此上覆岩压的变化自然会引起地应力的改变, 而储层应力敏感性是指储层物性随外界应力条件变化而发生大量改变的一种现象。

1.1 方法简介

在大庆长垣东部榆树林、朝阳沟、头台等油田的扶余和杨大城子油层分别选取岩芯样品 16 块, 岩性为粉砂岩。岩芯测试采用 CMS-200 型孔隙度、渗透率测定仪, 依据实验目的测定了所选取的岩芯在储层条件下的孔隙度、渗透率值。根据每块样品所在储层的深度, 计算出上覆压力和储层流体压力, 这两个压力的差即为样品受到的净上覆压力。每块样品测定 8 个压力点, 最低压力为 3.4 MPa, 最高压力为按深度计算的净上覆压力, 每个压力点可以给出样品的孔隙体积、孔隙度、克氏渗透率、空气渗透率, 同时还可以给出孔隙体积

* 国家“九五”重点攻关课题(95-109)“大庆油田年产 5 300 万吨稳产至 2000 年稳产技术研究”中的子课题“大庆油田地应力场描述及裂缝发育特征研究”部分研究成果

收稿日期: 2003-01-13

的压缩系数。

实验时,选择的初始压力接近于油田的原始地层压力,选择的最大围压是储集层的最大上覆岩压。实验目的是观察在油田开发过程中,随着围压的增大储层物性的变化,因此初始压力与最大围压的选取即可满足实验要求,省去了正交实验,同时根据油田开发属长期工程这一特性,考虑岩石存在的流变特性(即时间效应)和地下应力条件的变化,为保证两组实验结果尽可能反映实际

储层应力敏感性和可对比性,在实验条件允许的情况下,对其中 8 块样品模拟压力恢复阶段在每个测点的加压时间延长到 24 小时。

1.2 结果分析

从测试结果(表 1)看,围压增大时,孔隙度和渗透率值都有一定程度下降。与初始压力时相比,样品孔隙度、渗透率损失分别为 1.6%~19.4%和 1.2%~67.8%,样品的渗透率对应力变化的敏感程度相对孔隙度而言要强得多。

表 1 岩样的孔隙度、渗透率随上覆岩压变化表
Table 1 Variation of porosity and permeability of core samples with overburden pressures

类别	深度/m	井号	样品物性		岩压/MPa		孔隙度/%		渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$		损失/%	
			孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	初始压力	最大围压	初压	减压后	初压	减压后	孔隙度	渗透率
不延长 压力恢 复阶段 时间	1 988.4	树 34	13.6	4.62	8	46	12.9	12.7	3.7	3.58	1.6	3.2
	2 053.2	东 141	11.9	2.57	8	48	11.0	10.8	0.354	0.268	1.8	24.3
	1 999.9	树 322	11.8	2.16	8	46	10.7	10.4	0.246	0.168	2.8	34.1
	1 768.2	茂 802	11.7	1.83	7	42	11.2	10.8	1.452	0.801	3.6	44.8
	1 814.0	州 15	11.8	0.62	7	42	10.6	10.0	0.095	0.046 3	5.7	51.3
	1 848.0	茂 402	10.6	0.58	8	42	11.3	10.9	0.076 8	0.034 8	3.5	54.7
	1 899.3	台 601	11.2	0.68	8	42	11.3	10.7	0.111	0.045 6	5.3	58.9
	1 806.7	州 39	12.3	0.76	7	44	10.8	10.2	0.200	0.064 5	5.6	67.8
延长 压力恢 复阶段 时间	1 651.6	升 371	19.9	36.1	8	38	19.3	17.5	29.8	28.0	9.3	1.8
	1 056.5	朝 64	20.2	40.2	5	24	19.0	18.9	34.3	33.9	0.5	1.2
	1 065.0	朝 64	19.6	15.3	5	24	18.0	/	12.8	12.5	/	3.0
	1 249.0	朝 94	17.2	12.2	8	28	16.6	14.9	5.06	4.99	10.8	1.4
	1 236.0	朝 941	16.0	1.54	8	28	15.5	13.5	0.610	0.483	12.9	20.8
	1 834.5	东 141	14.2	1.65	8	38	13.4	10.8	0.059	0.039 5	19.4	33.1
	927.4	朝 5	13.6	0.67	5	22	11.9	11.2	0.045 6	0.032	5.9	33.5
	1 635.2	源 35	10.7	0.51	8	38	10.0	8.3	0.027 1	0.016 3	17.1	39.9

值得注意的是,空气渗透率在 $0.51 \times 10^{-3} \sim 2.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的样品,物性恢复程度都很差,特别是渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品,物性恢复更差。从 16 块样品的初压渗透率与压后渗透率损失关系曲线(图 1)看,无论是否延长模拟压力恢复阶段的时间,初压渗透率高的样品,压后渗透率损失则小;而初压渗透率越低,压后渗透率损失也越大,即储层渗透率对上覆岩压的增加(应力的变化)比较敏感,而且物性越差,储层的应力敏感性越强,或者说流固耦合作用越大。

进一步分析表明,当空气渗透率大于 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,延长压力恢复阶段的时间,平均渗透率损失 1.9%;缩短恢复时间,平均渗透率损失 3.2%。总体看,这类储层的应力敏感程度不高,固液耦合作用不明显。当空气渗透率在 $4 \times 10^{-3} \sim$

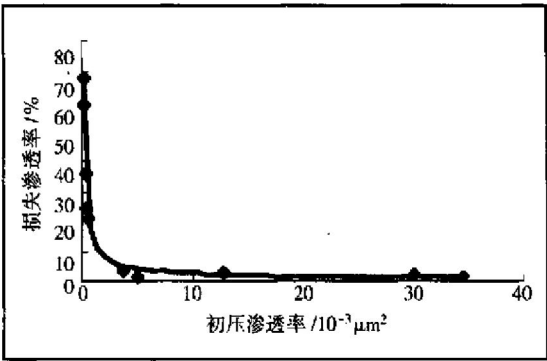


图 1 样品的初始渗透率与压后渗透率损失的关系
Fig. 1 Relationship between initial permeability and the loss of permeability after the core samples being pressured

$1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,延长压力恢复阶段的时间,平均渗透率损失 27.0%,缩短恢复时间,平均渗透率损失

34.4%。当储层空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 延长压力恢复阶段的时间, 平均渗透率损失 37.7%; 缩短恢复时间, 平均渗透率损失 58.2%。由此可见渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层对应力的变化是非常敏感的, 由此产生的固液耦合现象也十分明显。因此可将渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为储层压力敏感性的一个界限, 供油田开发决策者参考。

2 对储层产能物性下限的影响

2.1 流固耦合的利与弊

前述实验结果表明, 储层渗透率越低, 固液耦合作用越明显。从理论上讲, 如果油田未投入开发, 则不存在固液耦合现象; 如果保持能量开采, 且能量保持与原始条件一样, 也就是说油田开发过程中, 使地层压力保持在原始地层压力附近, 这种情况下也不存在固液耦合; 只要存在注采不平衡, 不管程度大小, 固液耦合现象必然产生。

事实上, 在油田开发过程中, 固液耦合具有正反两方面的作用。就采油井而言, 一方面孔隙压力降低, 有效应力升高, 可以增加油藏的弹性驱动能力, 提高油井产能; 另一方面, 岩石应变改变了孔隙结构, 降低了储层渗透率, 又会导致油井产量下降。但从油田开发角度看, 流固耦合的弊大于利, 因此对于低渗透储层的开发, 要尽最大可能保持地层压力开采, 以消除流固耦合的影响, 并且在制定储层的产能界限时也必须充分考虑流固耦合作用的影响。

2.2 储层产能物性下限的确定

通常, 油田储层的产能界限是由试油资料确定的, 而试油阶段从驱动方式上看属弹性开采, 显然该阶段储层应力敏感性对试油结果的影响是客观存在的。在多孔介质渗流过程中, 流量与驱动压差、渗透率及储层厚度成正比。在弹性驱动条件下, 随着地层压力的不断下降, 岩石的弹性膨胀一方面加大了驱动压力, 另一方面使孔隙收缩降低了渗透率, 实质是降低了渗滤面积。实验结果表明, 即使压力恢复到原始地层压力, 而对低渗透储层来说渗透率却不可能恢复到初始值。显然, 低渗透储层应力敏感性虽然增加了驱动压力, 提高了产量, 但对油田开发来讲, 这是一种短期行

为, 而渗透率下降的影响却是长期的, 因此, 以试油资料作为储层产能物性下限依据还不足以完全符合储层渗流的实际情况。就目前的开发技术来看, 虽然人们还没有好的办法来消除试油过程中储层应力敏感性的影响, 但可以在试油结果分析中, 产能物性下限确定中给予考虑, 从而间接消除储层应力敏感性的影响。

大庆长垣东部地区榆树林油田扶余、杨大城子油层有 37 口井 42 个层进行了单层试油, 试油资料证实, 储层基本无自然产能。造成基本上无自然产能的因素是多方面的, 所有的油藏都容易遭受地层损害, 损害的程度是多样的, 从渗透率略微降低到完全丧失生产能力^{*}。鉴于以往的钻井、完井技术, 虽然本区缺乏试井资料, 但泥浆或完井液固相污染物侵入肯定是存在的, 这是导致储层渗透能力下降的一个主要因素, 但压裂后储层物性相对较好、单层厚度较大的井层可获得一定的油流。这说明由于油层污染只发生在井周地带, 通过酸化、压裂措施可以得到有效防治, 而储层应力敏感性对储层的影响范围与时间较之油层污染要大得多。因此, 在产能物性下限的研究中应当给予充分的注意, 扶余、杨大城子油层的储层应力敏感性实验表明, 空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 平均渗透率损失 37.7%~58.2%。即如果测得储层渗透率为 $0.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 实际开采过程中储层渗透率只有 $0.56 \times 10^{-3} \sim 0.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 显然不能以储层静态解释的渗透率作为油田开发储层物性——渗透率的下限值。榆树林油田实际开发资料表明, 渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层在压裂的前提下也基本无产油能力(表 2)。

由表 2 看出, 个别油层也有产油能力, 这时由于油井压裂后储层的物性发生了很大变化; 另一方面, 尽管储层的平均渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 但由于储层的非均质性, 有可能存在渗透率高于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层。

基于上述观点, 长垣东部低渗透油田储层的产能物性下限定在空气渗透率 $\geq 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 界限偏低。单从储层应力敏感性考虑, 比较理想的情况是储层的产能界限应定在空气渗透率 $\geq 4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。考虑油层改造及开发技术的进步, 储层的产能界限也可适当放宽, 综合分析认为长垣东部低渗透油田储层产能界限定在 $\geq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 具有一定的实际意义。

* 徐云英主编. 保护油层专辑. 石油工业部科技情报研究所, 1987

表 2 榆树林油田 $K < 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 油层动用状况表

Table 2 Producing situation of reservoirs with permeability less than $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ in Yushulin oilfield

序号	井号	油层	有效 厚度/m	动用 厚度/m	日产 油/t	$K < 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$							
						层数/个	有效 厚度/m	产油 层/个	百分数/%	动用 厚度/m	百分数/%	日产 油/t	相对 产油/%
1	树 45- 57	FY	6.0	3.6	5.8	1	0.8	0	0	0	0	0	0
2	树 59- 60	FY	23.0	8.8	7.6	2	1.2	0	0	0	0	0	0
3	树 59- 61	FY	8.0	7.4	4.5	1	0.6	0	0	0	0	0	0
4	树 59- 63	FY	21.8	13.6	1.6	3	6.8	1	33.3	4.2	30.9	0.3	18.75
5	树 62- 59	FY	12.6	7.6	2.5	1	1.8	0	0	0	0	0	0
6	树 63- 65	FY	15.8	9.4	7.5	1	1.6	0	0	0	0	0	0
7	树 67- 65	FY	20.8	15.8	1.87	1	1.0	0	0	0	0	0	0
8	树 69- 64	FY	20.8	15.0	7.8	1	1.4	0	0	0	0	0	0
9	树 94- 33	FY	15.4	8.4	1.5	4	5.6	2	50.0	2.6	31.0	0.5	33.3
10	树 95- 40	FY	24.6	21.6	4.7	4	11.2	2	50.0	8.2	38.0	1.1	23.4
11	树 98- 38	FY	26.6	12.0	5.9	2	4.8	0	0	0	0	0	0
12	树 100- 40	FY	20.4	14.8	1.9	2	5.0	1	50.0	3.6	24.3	0.19	10.0

3 结论

(1) 低渗透油田储层对应力较敏感, 储层应力敏感性的研究应当与常规的速敏、酸敏、水敏、盐敏和碱敏同等对待。

(2) 油田储层具有流变特性, 随注水时间的延长, 渗透率将会有一定程度的恢复, 特别是物性好的储层, 渗透率会有很大程度的恢复。实验表明, 渗透率大于 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品渗透率损失不超过 5%, 而小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品渗透率损失一般为 33.5%~ 67.8%。

(3) 低渗透储层的产能界限确定必须考虑固液耦合的影响, 针对东部地区而言, 储层的产能界限建议渗透率下限定在 $\geq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的范围内。

(4) 应加强低渗透油田固液耦合方面的研究, 搞清渗流场、压力场、应力场间的相互影响和作用。

参 考 文 献

1 Terzaghi K.Theoretical soil mechanics[M].New York: Wiley, 1943.

10~ 15

2 Biot M A.Theory of deformation of a porous viscoelastic anisotropic solid [J].J Appl Phys, 1956, (27): 457~ 467

3 Zienkiewicz O C, Chang C T, Bettess P. Drained, undrained, consolidating and dynamic behaviour assumptions in soils [J]. Limits of Validity Geotechnique, 1980, 30: 385~ 395

4 Jacob Bear 著. 多孔介质流体动力学[M]. 李竞生, 陈崇希, 译. 北京: 中国建筑工业出版社, 1982. 20~ 41

5 李世平, 李玉寿. 岩石全应力应变过程对应的渗透率——应变方程[J]. 岩土工程学报, 1995, 17(2): 13~ 19

6 于学馥, 郑颖人, 刘怀恒, 等. 地下工程围岩稳定分析[M]. 北京: 煤炭工业出版社, 1982. 15~ 30

7 蒋海军, 鄢捷年, 李荣. 裂缝性储层应力敏感性实验研究[J]. 石油钻探技术, 2000, 28(6): 32~ 33

8 刘建军, 刘先贵. 有效应力对低渗透多孔介质孔隙度、渗透率的影响[J]. 地质力学学报, 2001, 7(1): 41~ 44

9 冉启全, 李士伦, 杜志敏, 等. 流固耦合油藏数值模拟理论与方法研究[A]. 见: 渗流流体力学研究所, 大庆石油学院分院. 渗流力学进展[C]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 276~ 280

10 黄延章, 李道品, 陈权, 等. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998. 170~ 172

11 章根德, 何鲜, 朱维耀. 岩石介质流变学[M]. 北京: 科学出版社, 1999. 227~ 241

STRESS SENSITIVITY AND POROPERM LOWER LIMIT OF DELIVERABILITY IN THE LOW-PERMEABILITY RESERVOIR

Wang Xiujuan^{1,2} Zhao Yongsheng² Wen Wu² Chi Bo² Sun Yu²

(1. *Dep. of Earth Sciences, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu;* 2. *Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing, Heilongjiang*)

Abstract: 16 core samples collected from Yushulin, Chaoyanggou and Toutai oilfields to the east of Daqing placanticline have been tested with the CMS-200 porosity and permeability tester. For the sake of observing the stress sensitivity of low permeability reservoir during the oilfield exploitation, initial pressure (initial formation pressure) and maximum confining pressure (maximum overburden pressure) have been chosen; and the recovery time of simulated pressure have properly been prolonged, due to the consideration of the protracted nature of field's waterflood development and the rheological property of the rocks. Experimental results show that the low-permeability reservoir is relatively sensitive to stress change, i. e. the permeability will have a relatively large decrease with the increase of stress. However, permeability has also recovered to a certain degree with the waterflooding to be prolonged, and the degree of recovery is related to the extent of initial permeability: the degree of recovery is greater with higher initial permeability; vice versa. Especially the low-permeability reservoir with permeability of less than $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ is very sensitive to stress change, and the resulting solid-liquid coupling effect is also very evident. The permeability of $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ can then be referred to as the limit of reservoir's stress sensitivity. From the viewpoint of oilfield development, the solid-liquid coupling effect will do more harm than good, so exploitation of low-permeability reservoirs should, as far as possible, be kept at the formation pressure to eliminate the influence of solid-liquid coupling. Except the factors of reservoir reformation and advanced development technique, the influence of solid-liquid coupling must also be considered while determining the low limit of productivity. It is suggested that the lower limit of productivity can be set at permeability $\geq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ for reference while making strategic decision.

Key words: low-permeability oilfield; stress sensitivity; solid-liquid coupling effect; rheological property; oilfields to the east of Daqing placanticline

(Continued from Page 156)

Meanwhile, halite is also a good cap rock, and would be in plastic state under high temperature and high pressure condition. Because of the barrier and deformation of the halites, multiple reservoir types related to halites have been formed, such as graben-like anticlinal oil and gas reservoirs in the upper part of the halite, oil and gas reservoirs laterally blocked by halite, anticlinal oil and gas reservoirs under the halites and lithological oil and gas reservoirs. As a result of the shifting of halite depocenters during the deposition of Es_3 , there are always sandstones under the Es_4^3 , Es_3^3 and Es_3^2 halites, which would become relatively good combination of reservoir and cap rock, and even result in very rich accumulations of oil and gas beneath the halites in central uplift belt. Although the Es_1 halite is thin, its distribution area is large and it would still play the key role in the hydrocarbon accumulation in the 2nd member of Shahejie Fm (Es_2). Much attention should be further paid to those areas, such as deep horst belt under the Es_3^4 halites in eastern Wenliu, the Es_3^2 Wen 93 fan between the halites in eastern Wenliu, the Qianliyuan sag in eastern Dongpu depression and Haitongji sag in western Dongpu depression.

Key words: halite; sedimentary characteristics; depositional cycles; Paleogene; lithological reservoir; exploration; Dongpu depression