

户部寨地区沙河街组三段储层裂缝特征

马新华

(中原石油勘探局勘探开发研究院, 河南濮阳 457001)

东濮凹陷深层的沙三段储层为致密砂岩, 储层物性较差, 但储层中裂缝发育, 极大地改善了储集性能。盐间层高压流体引起的天然水力破裂作用, 以及东营期末期抬升卸载与应力释放引起的天然破裂作用, 是该区微裂缝的重要成因。

关键词 户部寨 储层 微裂缝 水力破裂 卸载破裂

作者简介 马新华 男 32岁 高级工程师 开发地质

东濮凹陷户部寨地区沙三段裂缝性油气藏中的裂缝不同于构造裂缝^[1,2], 它主要在盐间层内的砂岩与泥岩的过渡段上发育, 与流体压力、沉积-成岩作用密切相关。本文重点讨论微裂缝与流体压力间的关系及其对油气开发的影响。

户部寨地区沙三段储层岩石类型为细砂岩、粉细砂岩, 孔隙度 8%~10%, 渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \sim 26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属致密储层。

1 储层的流体压力

1.1 特征

东濮凹陷存在典型的高压流体系统。从层位上讲, 沙四段、沙三段中、下亚段等盐下层、盐间层以高压油气藏为主; 沙二段以上以常压油气藏为主。从地区讲, 中央隆起带北部南端的文留地区以高压油气藏为主, 文东流体压力系数在 1.69~1.80 之间, 属超高压流体系统; 卫城地区沙四-沙三段多以常压流体系统为主。户部寨地区处于文留与卫城之间, 在沙三段中、下亚段和沙四段, 存在高压流体系统, 压力系数在 1.25~1.56 之间。流体压力系数的分布由南至北由地堑向地垒呈超高压→高压→常压流体系统变化的趋势, 异常流体压力带出现的深度在 3 000 m 附近 (图 1)。

1.2 形成与演化

欠压实的产生是形成异常高压带的基本条件^[3]。东濮凹陷沙三段欠压实现象普遍, 其出现的深度在 3 000~3 200 m 之间 (图 2), 与异常流体压力带出现的深度一致, 欠压实与成烃作用密切相关, 其顶界应与生烃门限相符, 户部寨地区沙三段生油门限在 2 900 m 埋深, 大量生油阶段处于 3 400~4 000 m 之间*, 正是很好的说明。欠压实带, 也是聚热带, 异常热源引起

* 李任伟. 东濮盆地的地球化学和石油形成的特征. 科研报告, 1985

收稿日期: 1995-07-10 改回日期: 1995-09-14

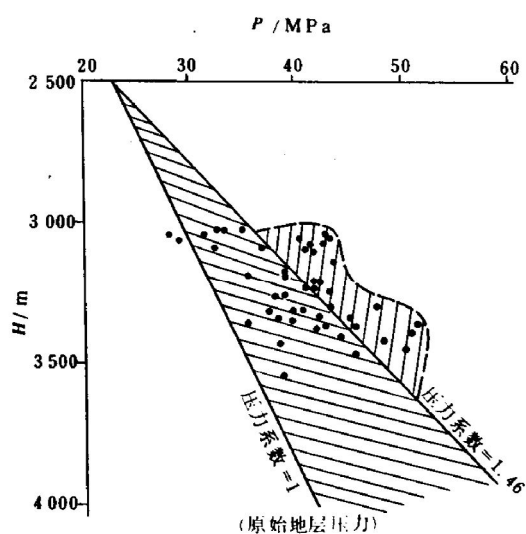


图 1 户部寨地区地层压力与深度关系图

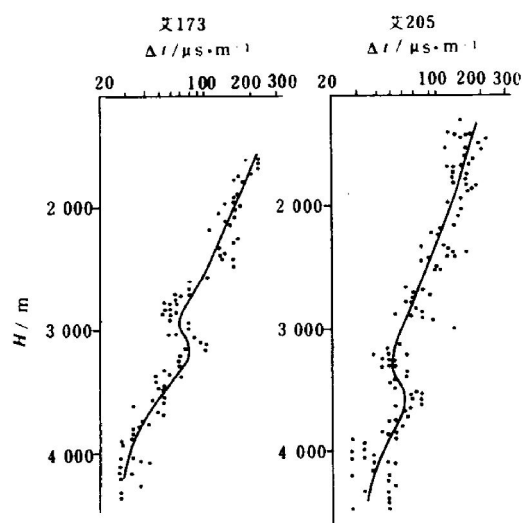


图 2 文东地区泥岩压实曲线

孔隙流体膨胀、压力增加，是异常流体压力形成的次要因素。

户部寨地区沙三段盐、膏分布广泛^[4]，其良好的封堵性能有效地阻止深部高压流体系统与浅部常压流体系统的流体交换，使高压流体系统得以保存。

从流体压力的动态演化过程看，欠压实的形成、水热效应自沙三段沉积不久即开始起作用，至东营期末达最大程度。东营期末的抬升剥蚀作用，使生压机制不起作用，破坏作用占主导，流体压力降低。东营期末至现在的再沉降过程，沉降幅度弱大于东营期末的剥蚀厚度，生压机制的作用不足以弥补前期压力的损耗，现流体压力比东营期末最大流体压力低（图 3）。

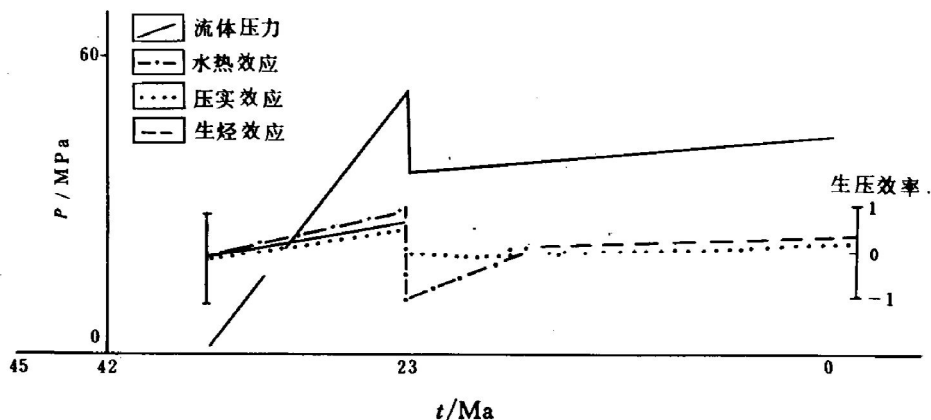


图 3 流体压力与生压机制地史演化

2 微裂缝形成原因

破裂压力梯度随埋深而增加，当超过岩石的破裂压力梯度时岩石破裂^[3]。本区岩石力学参数资料缺乏，但与墨西哥湾同属张性构造环境，地质条件类似，可以通过类比获得本区的岩石破裂资料。

2.1 负荷作用中的天然水力破裂作用

当一个埋深较大、具有高压的流体注入一个较浅的层段,浅层封闭性较好,高压得以保持,地层易发生破裂。

濮卫地堑卫69井3778 m处流体压力为70.47 MPa,压力梯度为0.018 6 MPa/m,破裂压力梯度为0.020 4 MPa/m,地层不破裂。当流体注入地垒区(埋深以2500 m计算),势能降低造成压力下降13.63 MPa,真实流体压力为56.84 MPa,压力梯度为0.023 MPa/m,该处破裂压力梯度仅为0.018 7 MPa/m,几乎可以肯定地层要破裂。

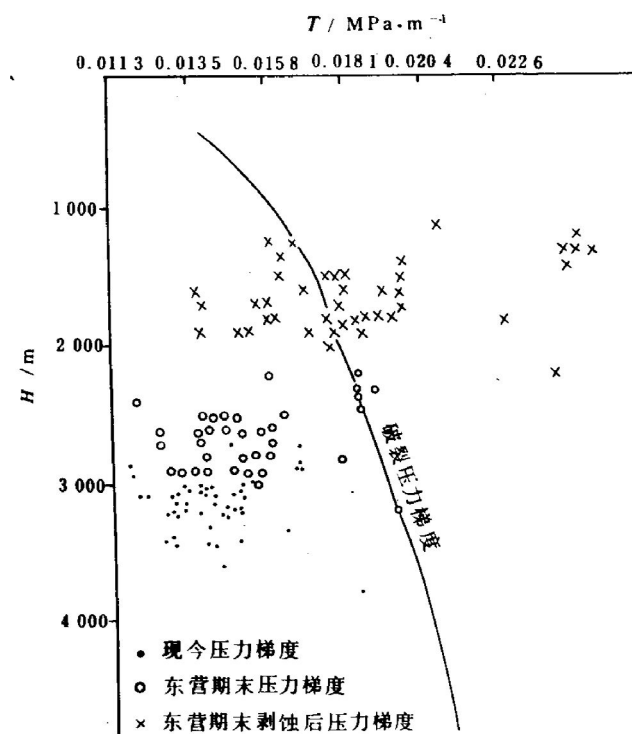


图4 户部寨地区流体压力梯度与地层破裂关系

破裂(图4)。

由此可见,东濮凹陷微裂缝形成的主要原因是卸载引起的破裂,其次是超压以及负荷作用引起的破裂。

3 对油气开发的影响

3.1 对油气输导能力的影响

本区砂岩中的次生溶蚀孔隙为主要储集空间,微裂缝一定程度地改善了原来低渗的面貌,成为该类储层中主要的渗滤通道。由于这些裂缝的存在有利于流体的流动,从而促进了溶解作用的形成,使得这些缝隙附近常成为溶蚀孔、洞的发育带。

微裂缝在地下高压系统中处于张开状态,张开较宽的微裂缝可形成无阻流量;而取芯后处于常压状态,微裂缝已闭合,渗透性变差,系统取芯分析时,微裂缝的作用较难体现。

3.2 对油气储量计算的影响

微裂缝对油气储量计算的影响表现在两个方面,一是储层微裂缝系统使储层内各类孔隙

2.2 卸载作用与应力释放作用中的天然破裂作用

东濮凹陷东营期末整体抬升,遭受了大范围的剥蚀作用。户部寨地区地层剥蚀厚度在1000~1400 m之间。在东营期末抬升剥蚀作用发生前,户部寨地区沙三段中、下亚段流体压力梯度在0.014 7~0.021 8 MPa/m之间,埋深2200 m处破裂压力梯度为0.018 5 MPa/m,埋深3228 m处破裂压力梯度为0.019 8 MPa/m,埋深2700 m处破裂压力梯度0.019 2 MPa/m,仅能部分发生破裂,剥蚀1000 m后,流体压力因自身水柱高度降低而减小压力16.29 MPa,压力梯度在0.013 6~0.025 7 MPa/m,多数超过0.017 9 MPa/m,埋深1200 m处破裂压力梯度0.016 6 MPa/m,埋深2228 m处破裂压力梯度0.018 5 MPa/m,埋深1700 m处破裂压力梯度0.017 7 MPa/m,所计算的点多数地层发生

空间有效地连接起来,还扩大油气储集空间(包括一些孤立的死空间);另一方面,也大大提高了储层输导油气的能力,增加渗透性能,使深部差的致密储层变成好的储层。

砂、泥岩过渡带中的粉细砂岩、泥质粉砂岩,一般不构成油气储层,油气储量计算时,一般也不会考虑这些层位,测试、钻、采也很少针对这些层位。但当微裂缝极为发育时,形成密密的微裂缝空间网络,可极大地提高储集性能,其油气潜在的储集作用不容忽视。沙三段中、下亚段属于深部致密性储层,其储量、产量有限,而那些微裂缝发育的粉细砂岩、泥质粉砂岩之中,所储集的油气资源潜力很大,可望形成深部致密层系的重要储层。濮深12井在沙三段发现了泥岩裂缝中的油气流,就是一个很好的佐证。

3.3 对油气产能的影响

对于低孔、渗的致密储层而言,油气初产量不高,开发过程中压力下降快。当储层微裂缝发育时,不仅可大大提高油气产能,而且开采过程中压力下降慢。当对储层进行油气开采、开发时,油气的不断采出,储层的压力下降,打破了高压系统内压力的平衡。这时中介层微裂缝系统内的油气将不断向储层排运、补充,源层内的油气也将不断通过中介层微裂缝向储层输送油气,以期达到新的压力平衡。中介层微裂缝系统起通道作用,源岩层微裂缝系统起供油站作用。这也是户部寨地区沙三段油气累计产量大于利用常规方法所计算的油气储量的原因。

3.4 对测试、施工的影响

微裂缝的存在,可大大降低测试施工过程中的压裂所需的压力,也有利于酸化施工的进行。即使是未破裂储层,由于流体压力高,流体压力梯度接近岩石破裂压力梯度,压裂施工所需的压力也比正常施工低得多。通过压力的分析,在设计压裂施工方面,可节约大量人力、财力并可提高功效。

微裂缝性储层是提高深部致密性储层油气资源潜力的重要领域。以上所述,仅仅是对户部寨地区沙三段微裂缝储层的初步研究,有关流体压力史的数值模拟、岩石破裂实验和地层破裂的动态分析,微裂缝对油气储量、产量和对储层孔、渗性影响的定量或半定量分析,微裂缝的测井响应特征等方面,尚有待今后进一步研究。

参 考 文 献

- 1 王允诚. 裂缝性致密油气储集层. 北京: 地质出版社, 1991. 1~263
- 2 梅廉夫, 徐思煌, 李春梅等. 江汉盆地王场地区泥岩储层裂缝演化及其模拟. 地球科学, 1995, 20 (3): 256~263
- 3 真柄钦茨. 石油圈闭中的地质类型. 童晓光, 贾承造译. 武汉: 中国地质大学出版社, 1991. 1~157
- 4 中原石油勘探局. 东濮凹陷下第三系沉积相与成岩作用研究. 北京: 石油工业出版社, 1991. 1~178

RESERVOIR FRACTURE PROPERTY OF THIRD MEMBER OF SHAHEJIE FORMATION IN HUBUZAI REGION

Ma Xinhua

*(Research Institute of Petroleum Exploration and Development,
Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan)*

Abstract

The reservoir rock of the third member of the Shahejie Formation in Hubuzai, Dongpu Depression is compacted sandstone with poor petrophysical property, but its reservoiring property improved a great deal due to well-developed fractures within the reservoir rock. It is considered that the hydraulic fracturing that was resulted from high-pressure fluid of salt interlayers and the regmagensis caused by uplift-unloading and stress release are important origin of the fractures in the area.