

基于 CT 扫描的岩心压敏效应实验研究

李荣强^{1,2}, 高莹¹, 杨永飞¹, 李阳³, 姚军¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司采油工程处, 山东东营 257001; 3. 中国石油化工股份有限公司, 北京 100029)

摘要:为揭示岩石应力敏感的微观力学机理, 加应对应力敏感性的理解, 基于可以真实描述岩石内部结构特征的 CT 扫描技术, 结合数字岩心和孔隙网络模型理论进行了几何拓扑结构分析, 获得了有效应力与孔隙结构的关系及有效应力与渗透率的关系, 对比了有效应力升高、降低 2 个过程中的孔隙结构参数和渗流能力。结果表明: 随着有效应力升高, 孔隙半径分布曲线向左偏移, 形状因子概率曲线向右偏移, 孔喉连通性变差, 渗透率降低; 随着有效应力降低, 孔隙半径分布曲线、形状因子概率曲线、孔喉连通性和渗透率的变化规律均与有效应力升高时相反。孔隙结构变形存在应力敏感滞后性, 且有效应力降低后渗透率不能恢复。这说明应力敏感对于岩石孔隙的变形以及流体在其中流动的影响不能忽略。

关键词:CT 扫描 压敏效应 数字岩心 孔隙网络模型 孔隙度 渗透率

中图分类号:TE311⁺.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)05-0037-07

Experimental Study on the Pressure Sensitive Effects of Cores Based on CT Scanning

Li Rongqiang^{1,2}, Gao Ying¹, Yang Yongfei¹, Li Yang³, Yao Jun¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China; 2. Oil Production Engineering Department, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong, 257001, China; 3. China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing, 100029, China)

Abstract: In order to reveal the microscopic mechanical mechanisms of rock stress sensitivity and to further understand stress sensitivity, a geometry and topology structure analysis was carried out using CT scanning technology which could show the actual internal structure characteristics of rocks, and can be combined with digital cores and a pore network model. Following this procedure, the relationships between effective stress, pore structure and permeability were obtained, and pore structure parameters and percolation capacities were compared during the increase and decrease of effective stress. It is shown that with the increasing of effective stress, the pore radius distribution curve shifted to the left, the shape factor probability curve shifted to the right, the pore throat connectivity became worse resulting in a decrease in permeability, and vice versa. The pore structure deformation was characterized by stress sensitivity hysteresis. After the effective stress dropped, permeability could not fully recover. In summary, it is necessary to pay attention to the effect of stress sensitivity and fluid flow on the deformation of rock pores.

Key words: CT scanning; pressure sensitive effect; digital core; pore network model; porosity; permeability

应力敏感现象存在于油气田开发过程中, 地下流体被采出后, 地下岩石所受应力发生改变, 造成岩石骨架和孔喉产生变形, 渗透率和孔隙度随之发生变化。储层岩石微观孔隙结构随地层孔隙压力和上覆岩层压力变化而变化的性质就是应力敏感性^[1-2]。目前岩心应力敏感的研究方向主要有 2 个: 一个是常规实验, 通过实验模拟可以得到有效压力变化对高渗砂岩储层、碳酸盐岩储层、低渗透砂岩储层等的不同种类储层孔隙度和渗透率的影响, 可根据实验

收稿日期: 2015-07-15; 改回日期: 2015-08-27。

作者简介: 李荣强(1973—), 男, 山东沾化人, 1997 年毕业于石油大学(华东)采油工程专业, 工程师, 主要从事油田注水方面的技术与管理工作。

联系方式: (0546)8775005。

通信作者: 姚军, rcogfr_upc@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金重大项目“页岩油气多尺度渗流特征与开采理论”(编号: 51490654)、国家自然科学基金项目“压敏效应对致密多孔介质微观孔隙结构及流体流动的影响机制”(编号: 51304232)和中央高校基本科研业务费专项基金资助项目“基于数字岩心的致密油储层定量评价技术研究”(编号: 14CX05026A)部分研究内容。

结果总结得出压敏效应的评价方法,并进行相关解释^[3-7];另一个是理论建模和数值模拟,通过建立多种油气储层,如中高渗油气藏、低渗透油气藏、碳酸盐岩油藏等的岩石骨架变形与孔隙内流体渗流的耦合模型。微观渗流模拟技术的主要原理是基于真实的岩心资料,通过一定的物理实验重构数字岩心,然后进行相应的结构和渗流研究,这是一种全新的研究方法^[8]。目前在微观层面上基于三维数字岩心进行应力敏感性实验,还处于起步阶段,压敏效应大多都是宏观层面的研究,较少涉及到微观机理层面^[9]。由于储层孔隙结构的改变是导致压敏效应的一个很重要的原因,因此需从孔隙尺度对微观结构随应力的变化进行研究,以揭示其微观力学机理,加对应力敏感性的理解,指导油气田的高效开发。CT扫描法是真实反映岩石孔喉结构的方法,而且具有高精度的优势^[10],因此,笔者采用CT扫描法构建数字岩心,进行应力敏感性分析。

1 CT扫描实验

CT扫描的原理为:X射线与物质的原子相互作用会引起能量衰减,且X射线穿过不同物质时其衰减系数不同,也就是说,通过测量X射线穿过某物质的衰减系数可以判断该物质的组成成分。因而,当X射线穿过岩心时,经过路径上所有物质对X射线的吸收可以反映在X射线的强度上。

结合中华人民共和国石油天然气行业标准《储层敏感性流动实验评价方法》(SY/T 5358—2010),设计基于CT扫描的压敏效应实验步骤为:

1) 制备一块均质的人造岩心,然后钻取切割成直径10.0 mm长15.0~30.0 mm的岩心,将岩心放入岩心夹持器中,在不加围压条件下进行CT扫描,调整CT机中X射线源和探测器与样品的相对位置,得到无围压时的三维岩心图像;

2) 按照图1所示流程组装仪器,将手摇泵、六通阀、岩心夹持器连在一起,围压依次设定为2,4,6,8,10,12和14 MPa;

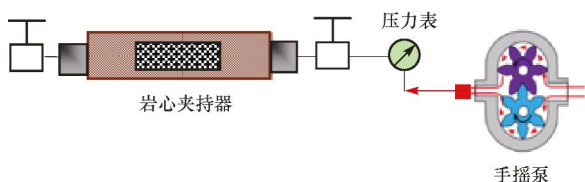


图1 实验流程

Fig. 1 Experimental flow chart

3) 每一压力点持续30 min后,放入CT机进行扫描;

4) 缓慢减小围压,围压依次降为12,10,8,6,4,2和0 MPa,每一压力点持续1 h后,放入CT机进行CT扫描。

2 数字岩心的建立

基于上述实验,获得围压从0 MPa升至14 MPa和围压从14 MPa降至0 MPa的三维岩心真实图像,通过用非局部均值法进行滤波处理,采用分水岭分割法进行二值分割,得到一系列不同压力下的数字岩心,详细构建数字岩心的过程可参考文献[11]。围压上升过程中的数字岩心如图2所示(红色代表岩石骨架,紫色代表岩石孔隙)。

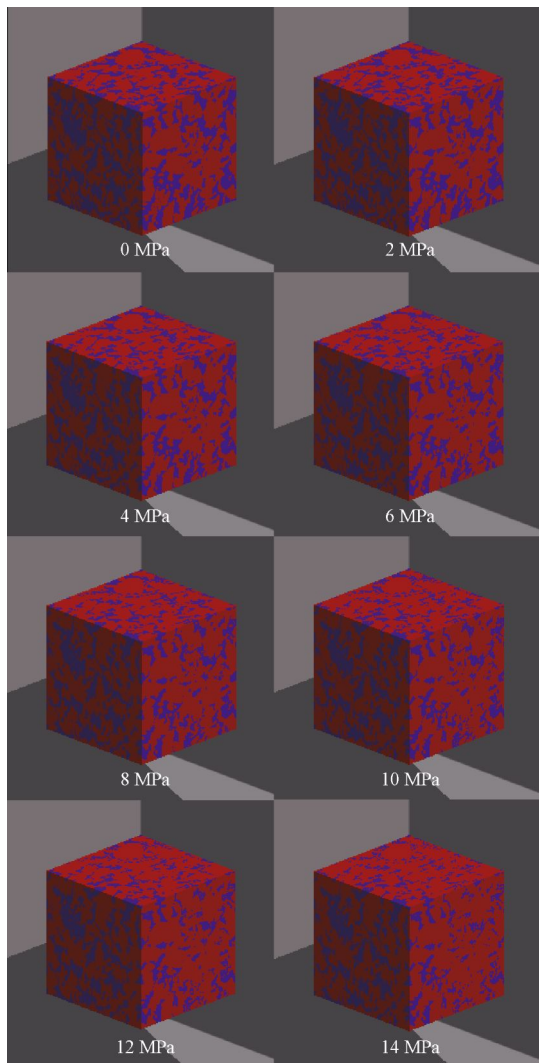


图2 围压升高过程中的数字岩心

Fig. 2 Digital cores during the increase of confining pressures

从图 2 可以看出,随着围压增大,数字岩心中紫色所占体积越来越小,即孔隙体积越来越小,同时可以明显看到孔隙颗粒之间的相对位置发生变化,表明存在压敏效应。

图 3 为围压下降过程中的数字岩心(红色代表岩石骨架,紫色代表岩石孔隙)。

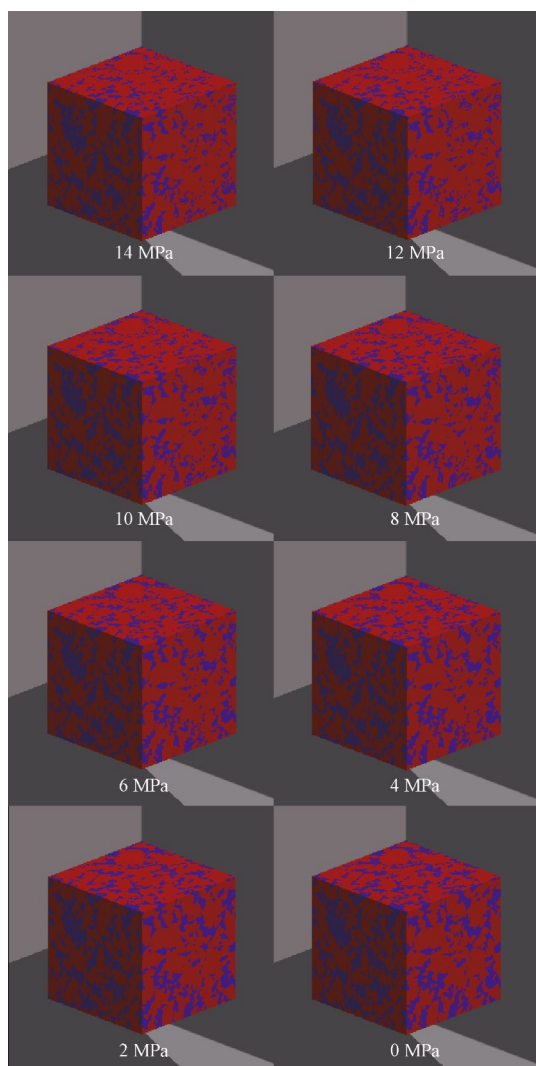


图 3 围压降低过程中的数字岩心

Fig. 3 Digital cores during the decrease of confining pressures

从图 3 可以看出,随着围压减小,数字岩心中紫色所占的体积越来越大,即孔隙体积增大。三维图像只能给出岩心的直观表象,围压上升和下降过程中孔隙体积的变化需要基于孔隙网络模型计算得到。

3 孔隙网络模型的提取

孔隙网络模型由孔隙及与之相连的喉道组成。

孔隙与喉道的截面形状为规则的简单几何形状,如圆形、三角形和矩形等。由数字岩心提取相应孔隙网络模型的主要步骤为:优化数字岩心孔隙空间,即剔除孤立孔隙、岩石骨架;提取数字岩心孔隙空间的“中轴线”;搜索孔隙和喉道,计算其相关参数;利用形状因子判断孔隙、喉道的空间形状^[12-13]。基于居中轴线提取方法,提取围压从 0 MPa 依次增大至 14 MPa 和围压从 14 MPa 依次降至 0 MPa 的孔隙网络模型,结果如图 4、图 5 所示(红色代表喉道,绿色代表孔隙)。

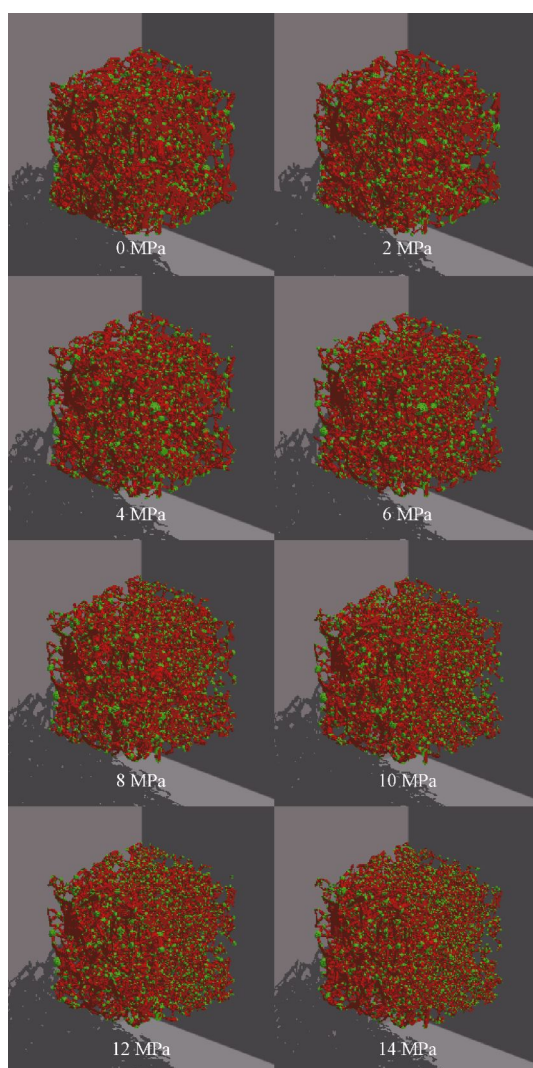


图 4 围压升高过程中的孔隙网络模型

Fig. 4 Pore network model during the increase of confining pressures

从图 4 和图 5 可以看出:随着围压增大,孔喉数量越来越少,孔喉体积越来越小;随着围压降低,孔喉数量越来越多,孔喉体积越来越大。

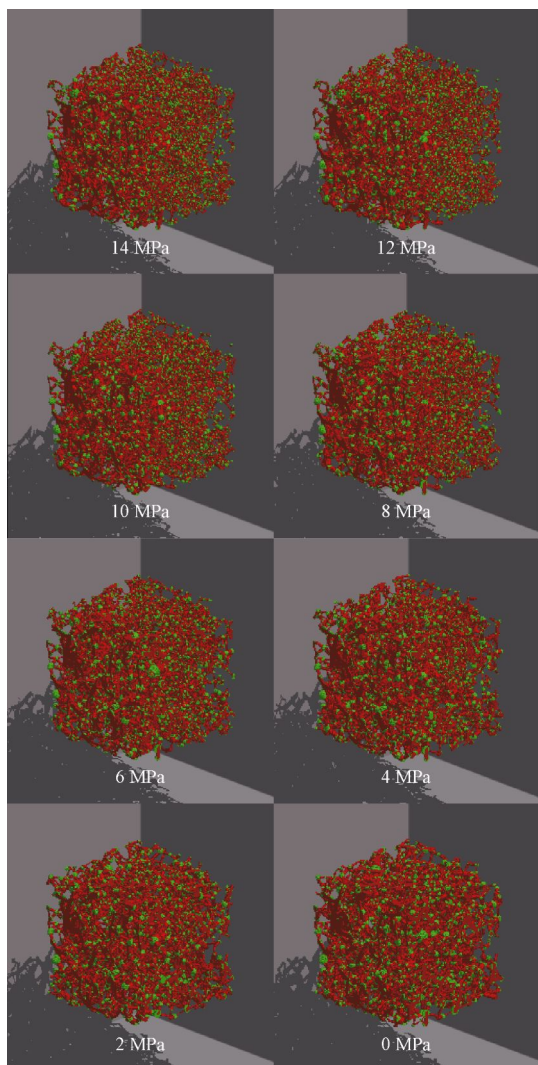


图 5 围压降低过程中的孔隙网络模型

Fig. 5 Pore network model during the decrease of confining pressures

4 有效应力与孔隙结构的关系

有效应力表示岩石颗粒之间的接触应力(或支撑应力),地层的有效应力等于上层总压力减去孔隙中流体的压力。CT 扫描实验岩心孔隙中没有流体,所以对岩心所施加的围压即可视为有效应力。由之前提取的孔隙网络模型,可以简单地计算出模型的孔隙度^[14]。孔隙度与围压之间的变化关系如图 6 所示。从图 6 可以看出:随着围压增大,孔隙度逐渐减小,孔隙度最初阶段降低速度较快,降低幅度较大,而后随着围压增大,孔隙度的变化幅度越来越小,通过孔隙度的降低可以得出岩石骨架发生位移和变形的结论;随着围压降低,孔隙度逐渐恢复,但存在应力敏感滞后性。

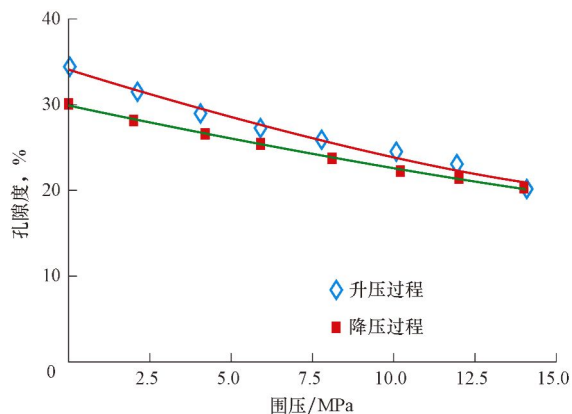


图 6 孔隙度与围压的关系

Fig. 6 Relationship between porosity and confining pressure

通过实验研究,赫万斯基和尼科拉耶夫斯基^[15]发现孔隙度与净覆压力之间存在如下关系:

$$\phi = \phi_0 e^{-\alpha_\phi \sigma_{\text{eff}}} \quad (1)$$

式中: ϕ 为岩石孔隙度; α_ϕ 为孔隙度应力敏感系数,反映的是孔隙度对有效应力的敏感程度,其值越大表示孔隙度对有效应力的变化越敏感; ϕ_0 为有效应力为 0 时的孔隙度; σ_{eff} 为有效应力,MPa。

以指数形式拟合图 6 中围压上升过程中孔隙度与围压的关系,得:

$$\phi = 34.144e^{-0.035 \sigma_{\text{eff}}} \quad (R = 0.9874) \quad (2)$$

以指数形式拟合图 6 中围压下降过程中孔隙度与围压的关系,得:

$$\phi = 29.969e^{-0.028 \sigma_{\text{eff}}} \quad (R = 0.9981) \quad (3)$$

可见采用指数形式可以较好地拟合孔隙度与围压的关系。实验所用岩心的孔隙度随有效应力升高的最大降幅为 14.02%,随有效应力降低的孔隙度最大升幅为 9.74%,存在应力敏感滞后性。

对孔隙网络模型的几何结构特征进行分析,可以得到有效应力变化下的几何结构特征变化规律^[16]。围压上升过程中不同应力下几何结构特征的变化规律如图 7—图 9 所示。

从图 7 可以看出,孔隙半径主要分布范围为 10~25 μm ,随着围压增大,孔隙半径的分布曲线向左偏移,孔隙半径主要分布范围为 5~15 μm ,表明小孔隙所占比例不断增大,大孔隙所占比例不断减少,原因在于随着围压增大,孔隙空间受外力作用后不断压缩,原本体积较大的孔隙挤压后体积变小,原本体积较小的孔隙挤压后体积更小甚至不连通,因此孔隙半径分布曲线右侧较左侧偏移程度较大。

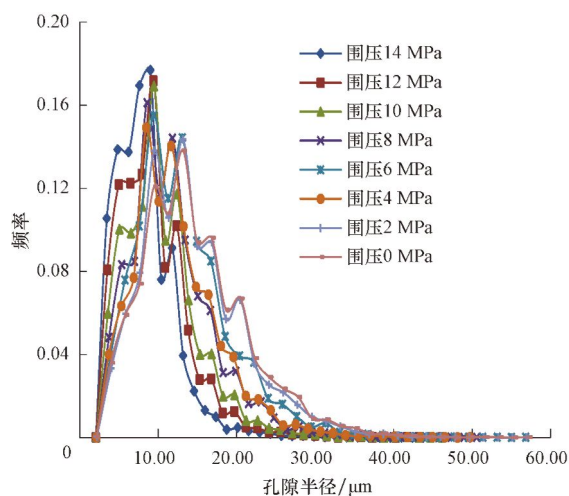


图 7 围压升高过程中的孔隙半径概率分布

Fig. 7 Poreradius probability distribution during the increase of confining pressures

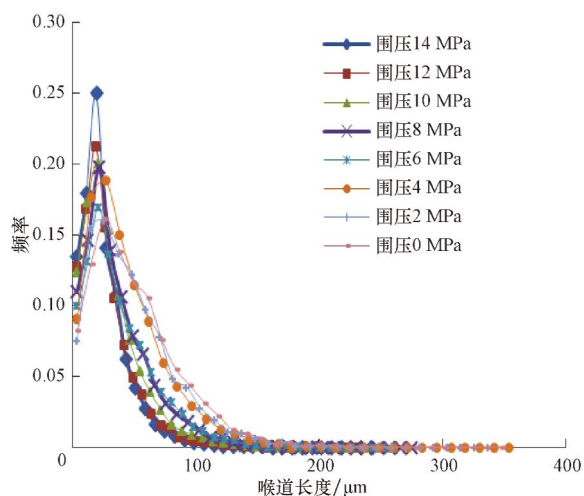


图 9 围压升高过程中的喉道长度概率分布

Fig. 9 Throat length probability distribution during the increase of confining pressures

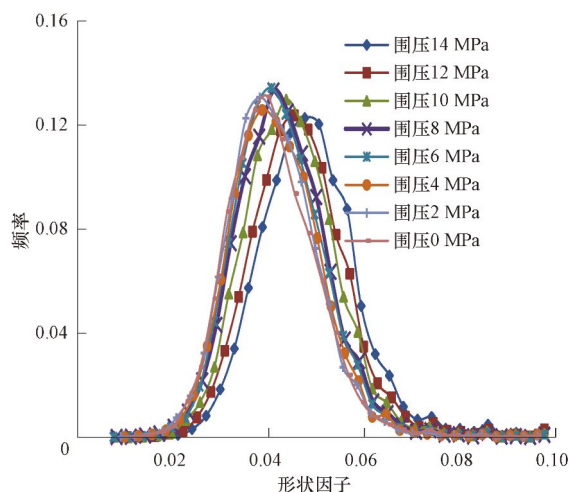


图 8 围压升高过程中的形状因子概率分布

Fig. 8 Shape factor probability distribution during the increase of confining pressures

从图 8 可以看出,随着围压增大,形状因子概率分布曲线向右偏移,表明形状因子的主要分布范围在减小。已知三角形的形状因子范围为 $(0, \sqrt{3}/36)$,正方形对应的形状因子为 0.062 5,圆形对应的形状因子是 $1/4\pi$,可知随着围压增大,提取的孔隙网络模型中三角形的喉道变多,不规则形状变多。

从图 9 可以看出,随着围压增大,喉道长度的分布范围向左偏移,围压为 0 MPa 时分布在 15~100 μm ,围压增大后分布在 5~50 μm ,即因为喉道尺寸随围压增大变小,长喉道被变形移动的颗粒挤压缩短,短喉道挤压后长度缩短甚至可能封闭以至不连通,与图 7 中表现出的规律吻合。

围压降低过程中不同应力下几何结构特征的变化规律如图 10—图 12 所示。

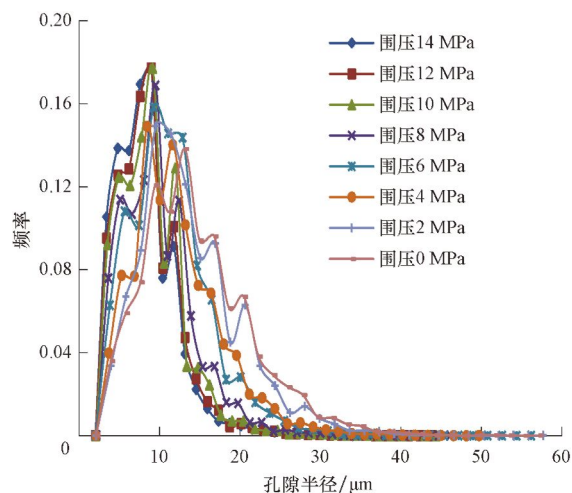


图 10 围压降低过程中的孔隙半径概率分布

Fig. 10 Poreradius probability distribution during the decrease of confining pressures

对比图 7—图 9 和图 10—图 12 可以发现,围压降低过程中的孔隙喉道、形状因子的变化规律与围压上升过程中相反,但即便围压降至 0 MPa,孔隙形状因子和喉道也无法恢复到原来的状态。

5 有效应力与渗透率的关系

分析渗流特征时,主要通过绝对渗透率表征,根据侵入-逾渗理论模拟孔隙网络模型的流体流动,可准确表述孔隙、喉道的流动能力^[17]。图 13 为围压上升和降低过程中不同围压对应孔隙网络模型的绝对渗透率。

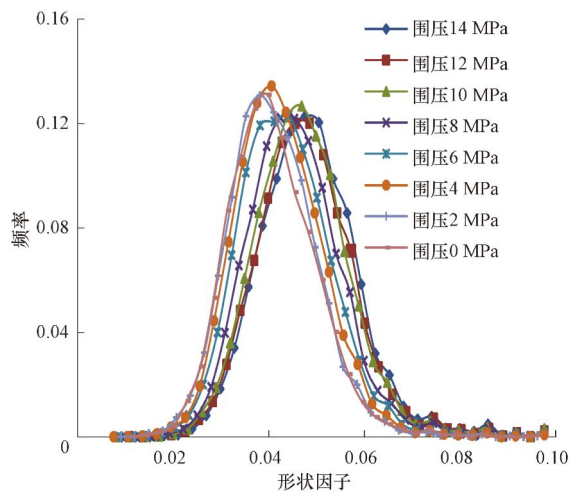


图 11 围压降低过程中的形状因子概率分布

Fig. 11 Shape factor probability distribution during the decrease of confining pressures

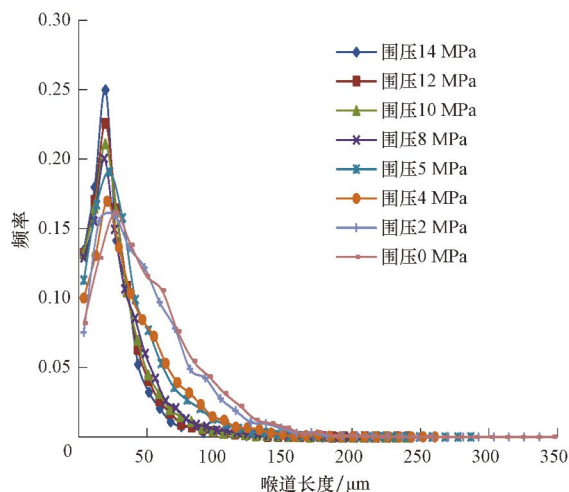


图 12 围压降低过程中的喉道长度概率分布

Fig. 12 Throat length probability distribution during the increase of confining pressures

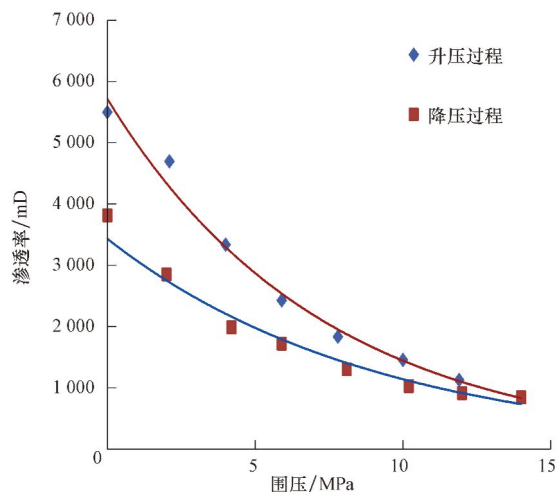


图 13 渗透率与围压的关系

Fig. 13 Relationship between permeability and confining pressure

采用指数形式拟合图 13 中围压上升和降低过程中渗透率与围压的关系,得:

$$K = 5\,716.3e^{-0.138\sigma_{\text{eff}}} \quad (R^2 = 0.994\,7) \quad (4)$$

围压降低过程中渗透率与围压的关系为:

$$K = 3\,432.6e^{-0.11\sigma_{\text{eff}}} \quad (R^2 = 0.974\,2) \quad (5)$$

式(4)和式(5)的相关系数均大于 0.95,表明采用指数形拟合渗透率与围压的关系可行。从图 13 可以看出,围压由 0 MPa 升至 14 MPa 后渗透率降低 4 652.4 mD,围压由 14 MPa 降至 0 MPa 后渗透率恢复 2 969.0 mD,渗透率损失约 30%,所以应力敏感对于孔隙变形以及流体在其中的流动有着不可忽略的影响,研究孔隙尺度上的压敏效应是必要的。

6 结 论

1) 对岩心进行不同围压下的 CT 扫描可得到围压上升和降低过程中不同有效应力下的三维岩心真实图像,构建不同有效应力下的数字岩心,对相应的孔隙网络模型进行提取,可为直观分析地下岩石形变提供条件。

2) 随着围压增大,孔隙半径的分布曲线向左偏移,表明小孔隙所占比例不断增大,大孔隙所占比例不断减小;随着围压增大,形状因子概率分布曲线向右偏移,表明形状因子的主要分布范围在减小;随着围压减小,孔喉连通性变好。

3) 应力敏感对于孔隙的变形及流体在其中流动的影响不可忽略,在孔隙尺度上研究压敏效应是必要的。

参 考 文 献

References

- [1] 黄小亮,李继强,雷登生,等. 应力敏感性对低渗透气井产能的影响[J]. 断块油气田, 2014, 21(6): 786-789.
Huang Xiaoliang, Li Jiqiang, Lei Dengsheng, et al. Influence of stress sensitivity on gas well productivity for low permeability gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(6): 786-789.
- [2] 冯青,刘启国,李海旭,等. 渗透率应力敏感效应对气水井产能的影响[J]. 断块油气田, 2013, 20(1): 89-91, 95.
Feng Qing, Liu Qiguo, Li Haixu, et al. Effect of permeability stress sensitivity on gas-water well productivity [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(1): 89-91, 95.
- [3] 刘丽,房会春,顾辉亮. 地层压力保持水平对低渗透油藏渗透率的影响[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 104-107.
Liu Li, Fang Huichun, Gu Huiliang. The impact of formation pressure maintenance on permeability in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 104-

- 107.
- [4] 谢一婷, 陈朝晖. 疏松砂岩气藏渗透率敏感性实验研究[J]. 断块油气田, 2013, 20(4): 488-491.
Xie Yiting, Chen Zhaohui. Experiment study on permeability sensitivity in loose sandstone gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(4): 488-491.
- [5] 陈朝晖, 谢一婷, 邓勇. 疏松砂岩油藏出砂应力敏感实验研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 61-64.
Chen Zhaohui, Xie Yiting, Deng Yong. Experimental study on sanding stress sensitivity in unconsolidated sandstone reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 61-64.
- [6] 薛永超, 程林松. 不同级别渗透率岩心应力敏感实验对比研究[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(3): 38-41.
Xue Yongchao, Cheng Linsong. Experimental comparison study on stress sensitivity of different permeability cores[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(3): 38-41.
- [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.
Jiang Haijun, Yan Jienian, Li Rong. Experimental study on stress-sensitivity of fracturing formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2000, 28(6): 32-33.
- [8] 姚军, 赵秀才. 数字岩心及孔隙级渗流模拟理论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 1-10.
Yao Jun, Zhao Xiucui. Pore scale simulation theory based on digital core[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 1-10.
- [9] 曲占庆, 翟恒立, 田相雷, 等. 考虑压敏效应的变启动压力梯度试验研究[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 78-82.
Qu Zhanqing, Zhai Hengli, Tian Xianglei, et al. Experimental research on variable threshold pressure gradient considering pressure sensitive effect[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 78-82.
- [10] Dunsmuir J H, Ferguson S R, D'Amico K L, et al. X-ray microtomography: a new tool for the characterization of porous media[R]. SPE 22860, 1991.
- [11] 赵秀才. 数字岩心及孔隙网络模型重构方法研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东)石油工程学院, 2009.
Zhao Xiucui. Numerical rock construction and pore network extraction[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), School of Petroleum Engineering, 2009.
- [12] Blunt M J. Physically-based network modeling of multiphase flow in intermediate-wet porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998, 20(3/4): 117-125.
- [13] Dong H. Micro-CT imaging and pore network extraction[D]. London: Imperial College London, 2007.
- [14] 姚军, 赵秀才, 衣艳静, 等. 储层岩石微观结构性质的分析方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2007, 31(1): 80-86.
Yao Jun, Zhao Xiucui, Yi Yanjing, et al. Analysis methods for reservoir rock's microstructure[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2007, 31(1): 80-86.
- [15] 代平. 低渗透应力敏感油藏实验及数值模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学石油工程学院, 2006.
Dai Ping. The experiment and numerical simulation research on low permeability reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, School of Petroleum Engineering, 2006.
- [16] 王晨晨. 碳酸盐岩介质双孔隙网络模型构建理论与方法[D]. 青岛: 中国石油大学(华东)石油工程学院, 2013.
Wang Chenchen. Construction theory and method of dual pore network model in carbonate media[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), School of Petroleum Engineering, 2013.
- [17] 杨永飞, 姚军, 王晨晨. 水湿油藏油气水三相渗流模拟[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2010, 34(1): 79-83.
Yang Yongfei, Yao Jun, Wang Chenchen. Oil-gas-water three-phase flow simulation in water-wet reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2010, 34(1): 79-83.

[编辑 刘文臣]

欢迎订阅 2016 年《石油钻采工艺》

《石油钻采工艺》创刊于 1979 年,是由中国石油天然气集团公司主管、华北油田分公司和华北石油管理局主办的科技期刊,是中文核心期刊、中国科技核心期刊、中国核心学术期刊,由中国科学引文数据库(CSCD)、中国期刊全文数据库(CJFD)、俄罗斯《文摘杂志》(AJ)、美国《化学文摘》(CA)、美国《剑桥科学文摘》(CSA)等国内外著名检索机构收录,多次荣获中国石油天然气集团公司和河北省优秀期刊称号。

该刊设有钻井完井、油气开采、交流园地、探讨争鸣、要闻简讯等栏目。主要报道国内油气钻井、开采的新理论、新工艺、新技术、最新科研成果和先进的生产管理经验,并适当介绍相关技术国外发展水平、综述和动态。

该刊为双月刊,大 16 开本,公开发行人。国际标准连续出版物号:ISSN 1000-7393;国内统一连续出版物号:CN 13-1072/TE。每期定价 30.00 元,全年 6 期共 180.00 元。

1. 邮局汇款。邮发代号:18-121。

2. 银行电汇。收款单位:中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司;开户行:工商银行华北石油支行;账号:0408004009221009311;电汇单上请注明“订 2016 年《石油钻采工艺》”。

联系人:张冬梅;电话:0317-2723370;E-mail:2363423677@qq.com, syzc@vip.163.com。