

天然气开发

气体钻井条件下泥页岩水侵规律实验研究

周玉良¹, 孟英峰¹, 李 皋¹, 姚 敏², 张 华³

(1. 西南石油大学, “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000;

3. 西南油气田分公司, 四川 泸州 646000)

摘要:通过在室内模拟气体钻井条件下泥页岩地层的温度和压力, 分别对气体钻井钻遇地层出水条件下的水侵规律和气体钻井转水基钻井条件下的水侵规律进行实验研究, 并建立相应条件下的水侵距离与时间的关系, 从而对相应条件下泥页岩地层的水侵范围和坍塌范围进行预测, 分析这2种情况下水侵距离与时间的关系。结果表明两者均呈现出初期水侵速度较快、中后期逐渐变缓的特征。对比2种情况下的水侵距离与时间的关系, 前者的水侵速度要比后者的水侵速度慢得多, 同样水侵穿透5 cm的距离时, 前者所用时间是后者的350倍左右。

关键词:泥页岩; 气体钻井; 水侵实验; 水侵范围

中图分类号: TE311

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2011)05-0931-04

引用格式: 周玉良, 孟英峰, 李皋, 等. 气体钻井条件下泥页岩水侵规律实验研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 931-934.

0 引言

气体钻井采用气体代替钻井液作为循环介质, 由于气体密度低, 在井筒中形成的气柱压力小, 在气体钻井过程中, 由于井筒压力小于地层压力, 泥页岩地层近井壁地带内会形成一个泄压带, 其压力接近于井筒压力^[1-3]。本文模拟了以下2种情况的水侵实验: 当气体钻井钻遇地层出水时, 地层水将在毛细管力作用下侵入上部泥页岩地层, 在泄压带内形成气水两相分布地带; 当气体钻井钻遇复杂情况需转化为水基钻井时, 钻井滤液将在正压差和毛管力双重作用下侵入泥页岩地层, 同样会在泄压带内形成气水两相分布地带。

目前, 关于砂岩的水侵规律研究较多, 以泥页岩为研究对象的水侵规律研究也多集中在水基钻井液钻井条件下, 未见有针对气体钻井条件下的水侵规律实验研究^[4-12]。为此, 笔者针对气体钻井条件下的2种情况开展了泥页岩近井壁泄压带内的水侵规律实验研究。分析实验结果, 可对这2种情况下的水侵

范围进行预测, 这对预测泥页岩井壁坍塌范围具有重要意义, 同时, 对两者间存在的差异进行了分析。

1 制备岩样

实验岩心主要采自蓬莱镇泥岩地面露头, 而获取大量的未风化的地面露头岩心, 是目前提供实验使用岩心的最佳方法。为便于进行对比实验可以认为同一地层、同一出露地点的岩性是基本均质。岩样的制备过程可分为: 选样、取心、切割、打磨、烘干、测量基础参数、加有干燥剂的器皿中保存。具体过程如下: ①选取地面露头岩样: 选择岩样时, 尽量选择较为均匀, 无明显裂缝, 无明显层理的地面露头岩样; ②取心: 泥岩取心, 绝不能用水进行循环冷却, 也不能用油(会改变泥岩表面的润湿性), 用液氮冷却成本太高, 由此, 本实验采用高压压缩空气钻取岩心; ③切割: 在钻好的岩心中选取岩性较均匀, 无明显裂缝、层理并且长度达到标准(5 cm)的岩心, 按照标准长度进行切割, 切割过程中尽量使得岩心两端切割平整且与圆柱体轴线垂直; ④打磨: 对端面不平

收稿日期: 2011-06-22; 修回日期: 2011-08-08.

基金项目: 国家高技术研究计划(“863”)项目“气体钻井技术与装备”(编号: 2006AA06a103)资助.

作者简介: 周玉良(1981-), 男, 四川内江人, 博士研究生, 主要从事井壁稳定性方面的研究. E-mail: 124817078@qq.com.

整的岩心,采用铁沙纸进行打磨,打磨过程中应不断测其 4 个方向上的岩心长度,尽量使得岩心两端打磨平整且与圆柱体轴线垂直;⑤烘干:在烘岩心之前测其质量,做好记录,放入烘箱烘,烘箱温度控制在 50°C 左右,每隔一天称重岩心的质量并做好记录,等到岩心质量不再随烘干时间而变化时,表明岩心已经被烘干,并对岩心进行编号;⑥测量基础参数:测定岩心干重、长度、直径等基本参数;沿岩心长轴方向选 3 个不同位置,用精度为 0.02 mm 的游标卡尺测量岩心长度,取其平均值作为岩心的有效长度;在岩心周向上,选 3 个不同位置,用游标卡尺测量其直径,取其平均值作为岩心的有效直径;对电子天平所在的测量室进行抽湿,湿度降到 60% 左右,用电子天平对烘干后的岩心称重,天平精度为 0.0001 g ;⑦保存:将岩心放入加有干燥剂的器皿中密封保存,以备实验。

2 实验及实验结果分析

2.1 气体钻井钻遇地层出水条件下水侵实验研究

依据西南石油大学 CNPC 欠平衡钻井所自主研发的高温高压自吸设备,在一定温度、围压条件下模拟气体钻井钻遇地层出水条件下泥页岩地层的水侵过程。

2.1.1 设备工作原理

岩心电阻率是一个定值,主要取决于岩心内部流体的导电性和岩心孔隙结构,当另外一种不同电性的流体侵入岩心后,岩心电阻率将发生变化。在岩心纵向上分布测试电极,被电极划分的每一部分岩心都对应一个电阻值,通过测量水侵入岩心后的电阻值变化,可以精确地确定水侵入或驱替深度。

2.1.2 设备组成

仪器主要由岩心夹持器、仪器控制系统、电阻率测量系统、液体流动系统组成。①岩心夹持器:夹持器组件主要有筒体、柱塞、柱塞堵头、橡胶套、绝缘垫、O 型圈、垫圈。夹持器具有较强的抗腐蚀能力;O 型圈绝缘性优良且耐高温。②仪器控制系统:由围压泵、加热器、控温探头组成。主要完成仪器的加热加压过程,更好地模拟底层条件。③电阻率测量系统:由电极、电桥仪和相应的接口电路以及软件构成,完成岩心的电阻率测量。④液体流动系统:由电子天平、抽吸装置和双层管线构成,完成岩心自发性水渗吸。

2.1.3 实验及结果分析

实验钻取蓬莱镇泥岩岩心,将岩心加温到

50°C 、加围压至 8 MPa ,岩心一端加压 1 MPa ,模拟井筒内压力,另一端加气压 1 MPa ,模拟气体钻井过程中泥页岩近井壁地带内的压力。实验可获得纵向分布在岩心上的电极所测量的电阻率变化值(图 1)。实验岩心参数如下:长为 5 cm ,直径为 2.5 cm ,绝对渗透率(K)为 $1\times 10^{-5}\text{ }\mu\text{m}^2$,孔隙度(φ)为 12% 。

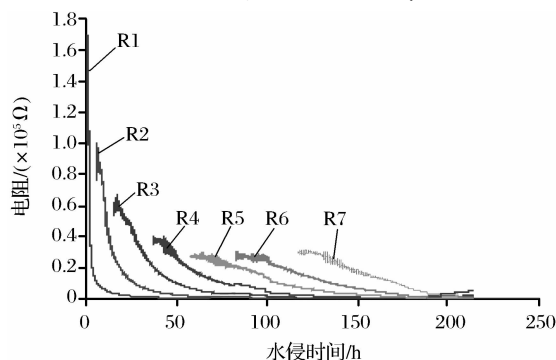


图 1 电极电阻值随水侵时间变化情况

分析图 1 岩心上分布的电极电阻值随水侵时间的变化情况,由电极在岩心上的分布位置和电极电阻值减为 0 时的时刻(即表明水侵界面刚好达到该位置),即可编制水侵前沿与时间关系图(图 2)。

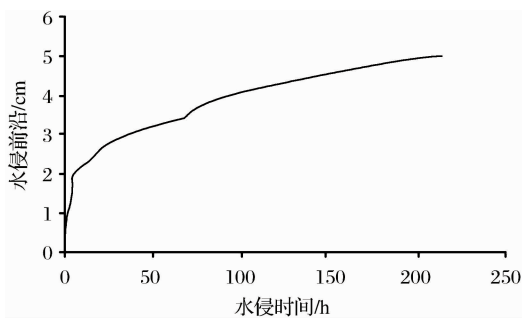


图 2 遇地层出水条件下水侵前沿与时间关系

由图 2 分析实验结果表明:在水侵初期,水侵速度均较快,5 h 内水侵界面就推进了 2 cm ;水侵中后期水侵速率逐渐减缓,后逐渐趋于水平, 3 cm 长的距离用了 200 h 左右,这是由于随着径向距离的增加,含水饱和度随着水侵时间逐渐增加,水侵动力——毛细管力逐渐减小,导致水侵速率逐渐减缓。随着含水饱和度的升高,泥页岩的性能参数也发生了变化,如强度降低,弹性模量减小,泊松比增大等,这就使得泥页岩地层的井壁失稳问题更为严重。由于泥页岩地层中水侵导致的坍塌掉块发生在水侵范围之内,因此可根据实验水侵距离与水侵时间的关系,实时地估计气体钻井钻遇地层出水后,泥页岩的大致坍塌范围,这对钻井采取进一步的措施具有一定的指导意义。

2.2 气体钻井转水基钻井条件下水侵实验研究

依据西南石油大学 CNPC 欠平衡钻井所自主

研发的 GUDMI 气体/欠平衡钻井多功能评价仪,在一定温度、围压条件下模拟气体钻井转水基钻井条件下泥页岩地层的水侵过程。

2.2.1 设备原理

GUDMI 气体/欠平衡钻井多功能评价仪是在原有的过平衡钻井损害评价仪的基础之上重新设计,可以模拟从过平衡 10 到欠平衡 10 之间的钻井条件,包括充气泥浆和泡沫欠平衡钻井状态;岩心长度为 3~10 cm,单块岩心具有三点压力测试,在污染过程中同时评价污染程度和深度。

2.2.2 设备组成

设备主要由多点岩心夹持器系统、温度围压控制系统、工作液循环系统、驱替和回压系统、数据采集与处理系统、计算机及软件系统、操作面板集成系统组成。①多点岩心夹持器系统:主要组件由耐高温耐腐蚀筒体及夹持器组成,其功能是为岩心测量提供夹持作用。②温度围压控制系统:主要组件有温控仪及加热装置,对夹持器和泥浆提供加温;压力提供系统提供夹持压力,并在超过仪器工作高限围压时,自动卸压,起安全保护作用。③工作液循环系统:主要组件有泥浆釜、同步电机、高压气体减压阀等。④驱替和回压系统:主要组件有计量泵、气体调压器和气体质量流量控制器。⑤数据采集与处理系统:主要组件有自动量程压力传感器、压力变送器和电子称。⑥计算机及软件系统:由计算机软件实现压力和流量数据实时采集处理、显示和存储以及流量控制等。⑦操作面板集成系统:是上述各系统测量管阀、压力源及电源开关、仪器仪表的会集处,以独立单元组合形式为岩心测量人员提供实验操作及控制条件。

2.2.3 实验及结果分析

实验钻取蓬莱镇泥岩岩心,将岩心加温到 50℃、加围压至 8MPa,岩心一端液体加压 9MPa,模拟井筒一端泥页岩井壁上的液柱压力,另一端加气压 1MPa,模拟气体钻井条件下泥页岩近井壁泄压带内的压力。实验岩心参数如下:长为 7 cm,直径为 2.52 cm,绝对渗透率(K)为 $1 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$;孔隙度(φ)为 11.1%。

分析图 3 实验结果表明:①由压力测试点压力开始上升的时间,即可得水侵前沿与时间关系,水侵前沿到达 3 个压力点位置 1.3 cm、4 cm、7 cm 的时间分别为 0.15 h、0.4 h、1.1 h。②在压力传感器测试点,随着水侵实验的进行,压力传感器测试点的压力开始缓慢上升,后迅速上升,最后趋于平衡,这是

由于水侵前沿到达压力测试点后逐渐充满岩石孔隙空间的过程,最后趋于饱和,压力逐渐趋于稳定。③ 3 个压力测试点上能达到的最大压力逐渐减小,这表明水侵过程中压力沿径向逐渐递减,近井壁端含水饱和度最高,孔隙压力也最大。

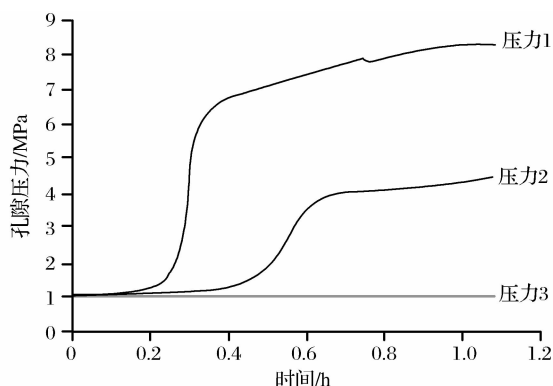


图 3 实验所测孔隙压力值随水侵时间变化情况

由图 3 实验结果可得纵向分布在岩心上 3 个压力传感器测试的孔隙压力变化,然后找出 3 个位置点压力开始增加的时间,由此可编制水侵前沿与时间关系图(图 4)。

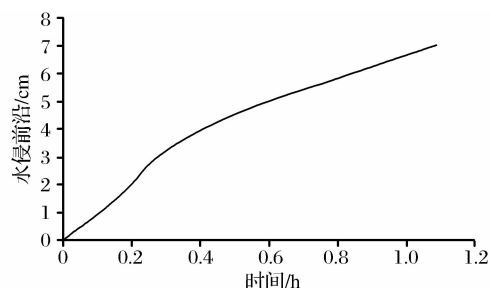


图 4 转水基钻井条件下岩心水侵前沿与时间关系

分析图 4 实验结果表明:在水侵初期,水侵速率均较快,0.4 h 内水侵界面就推进了 4 cm;水侵中后期水侵速率相对减缓,0.3 cm 长的距离用了 0.8 h 左右,这是由于随着径向距离的增加,含水饱和度随着时间逐渐增加,水侵动力——毛细管力和正压差均逐渐减小,导致水侵速度逐渐减缓。由实验结果可见,在压差和毛细管力双重作用下,相对于自吸其水侵速度要快的多,在相同的时间内,水侵深度也要深的多。同时,也可由实验水侵距离与时间的关系,可大致估计气体钻井转水基钻井条件下泥页岩的坍塌范围。

3 结论

(1)通过模拟气体钻井条件下泥页岩地层的温度压力,分别对气体钻井钻遇地层出水条件下的水侵规律和气体钻井转水基钻井条件下的水侵规律进行了实验研究,建立了相应条件下的水侵距离与时

间的关系,两者水侵距离与时间的关系趋势相似,即前期水侵速率相对较快,中后期逐渐减缓。

(2)气体钻井钻遇地层出水条件下水侵仅以毛细管力为动力,而气体钻井转水基钻井条件下的水侵则以正压差和毛细管力共同作用,故前者相对于后者水侵速度慢得多,水侵相同距离时所用时间更多,在相同的实验条件下,同样水侵穿透 5cm 的距离,前者所用时间是后者的 350 倍左右。

(3)通过室内对气体钻井条件下 2 种情况进行水侵实验,建立了水侵距离与时间关系图,从而可在一定时间内对这 2 种情况下的水侵范围进行预测。

参考文献(References):

- [1] Meng Yingfeng. System Simulation Technology of the Clay Shale Hydration Reaction of and its Application in the Field of Oil and Gas Field Development[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2002: 358-363. [孟英峰. 泥页岩水化反应的系统仿真技术及其在油气田开发领域中的应用[D]. 成都: 西南石油大学, 2002: 358-363.]
- [2] Zhou Yuliang. Study on the Law of Water Invasion in the Clay Stone Formation during the Gas Drilling[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2009: 38-64. [周玉良. 气体钻井条件泥页岩水侵规律研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2009: 38-64.]
- [3] Zhou Yuliang, Meng Yingfeng, Li Gao, *et al.* Study on the law of the spontaneous water imbibition in the shale in the gas drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(6): 31-34. [周玉良, 孟英峰, 李皋, 等. 气体钻井条件下泥页岩自发吸水规律研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(6): 31-34.]
- [4] Li K, Chow K, Horne R H. Effect of Initial Water Saturation on Spontaneous Water Imbibitions[R]. SPE 76727, 2002.
- [5] Li K, Horne R N, Stoford U. An Analytical Scaling Method for Spontaneous Imbibition in Gas/Water/Rock Systems[R]. SPE 00088996, 2004.
- [6] Zhou K, Yangtze U, Zhang W, *et al.* Prediction of Recovery by Spontaneous Imbibition in Gas/Liquid/rock Systems[R]. SPE 107355, 2008.
- [7] Li K. Determination of Capillary Pressure and Relative Permeability from Spontaneous Imbibition Data in Gas-Liquid-Rock [R]. SPE 99893, 2006.
- [8] Proett M A, Chin W, Wu J, *et al.* Sample Quality Prediction with Integrated Oil and Water-Based Mud Invasion Modeling [R]. SPE 77964, 2002.
- [9] Li K. Experimental Verification of Methods to Calculate Relative Permeability Using Capillary Pressure Data [R]. SPE 76757, 2002.
- [10] Li Xiangchen, Kang Yili, Luo Pingya, *et al.* Study on experiment of coal spontaneous imbibition considering the effective stress[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 171-175. [李相臣, 康毅力, 罗平亚, 等. 考虑应力作用的煤岩水相自吸实验研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 171-175.]
- [11] Tu Yunzhong, Ning Fulong, Jiang Guosheng, *et al.* Mechanism and characteristics of invasion of drilling fluid in gas hydrates-bearing formation[J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(3): 110-113. [涂运中, 宁伏龙, 蒋国盛, 等. 钻井液侵入含天然气水合物地层的机理与特征分析[J]. 地质科技情报, 2010, 29(3): 110-113.]
- [12] Hao Guoli, Liu Guangdi, Xie Zengye, *et al.* Gas-water distributed pattern in Xujiache Formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in central Sichuan basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 427-434. [郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 427-434.]

Experiment on Water Invasion in Shale Sequence during Gas Drilling Process

ZHOU Yu-liang¹, MENG Ying-feng¹, LI Gao¹, YAO Min², ZHANG Hua³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610059, China; 2. Exploration and Production Research Institute, Xinjiang Oilfield Corporation, CNPC, Kelamayi 834000, China; 3. PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Luzhou 646000, China)

Abstract: In this paper, the experiments are subjected to simulate the variations of temperature and pressure in the shale sequence during the gas drilling process. We try to get the behavior of water invasion when the water flow out from the shale sequence during the gas drilling process and gas drilling adjusted to water-based drilling. A correlation between water invasion distance and time is established to predict the water invasion scope and collapse range. We use this correlation to simulate two cases about water invasion distance and time, and find out that the early water invasion is fast and the late becomes slow gradually. The water invasion speed for the former case is slower than that for the latter one if the correlation between water invasion distance and time for two cases of are contrasted. The time for water invasion in the former case is 350 times than that for the latter in the 5cm water invasion distance.

Key words: Shale; Gas drilling process; Water invasion experiment; Water invasion range.