

Research on Artificial Fracture Technology of Tight Core and Permeability Under Overlying Pressure

Ruiming Zhao^{1,2} Puli Chen^{1,2} Jing Xu^{1,2}

1. Experimental Center of Northwest Oilfield Branch, China Petroleum & Chemical Corporation, Urumqi, Xinjiang, 830011, China

2. Experimental Center for Enhanced Oil Recovery of Fracture-Cavity Reservoirs, China Petroleum & Chemical Corporation, Urumqi, Xinjiang, 830011, China

Abstract

Due to the widespread existence of tight reservoirs and their potential development productivity, tight reservoirs have always been a popular direction for reservoir development research. Through the design of two kinds of artificial fracture making devices of shear stress and wire cutting, artificial fracture test is carried out for dolomite, carbonate rock, tight mudstone and tight sandstone. The core structure is complete after fracture making, which can meet the requirements of other relevant displacement experiments. Based on the measurement of overburden pressure and permeability of artificial fracture core, the study considers that the permeability change trend of tight reservoir can reflect the real situation of tight reservoir as long as reasonable fracturing method is adopted and reasonable overburden pressure is well controlled.

Keywords

artificial fracture; overburden porosity and permeability; tight reservoirs; mudstone

致密岩心人工造缝技术及上覆压力下渗透率研究

赵瑞明^{1,2} 陈蒲礼^{1,2} 许婧^{1,2}

1. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司实验中心, 中国·新疆 乌鲁木齐 830011

2. 中国石油化工集团缝洞型油藏提高采收率实验中心, 中国·新疆 乌鲁木齐 830011

摘要

由于致密储层存在的广泛性和其具有潜在的开发产能, 使致密性储层一直是油藏开发研究的一个热门方向。通过设计剪切应力造缝和线切割的两种人工造缝装置, 针对白云岩、碳酸盐岩、致密泥岩和致密砂岩开展人工造缝测试, 造缝后岩心结构完整, 可以满足进一步开展其他相关驱替实验要求。基于对人工造缝岩心的上覆压力渗透率测定的情况, 研究认为致密储层在人工造缝情况下, 只要采用合理的造缝方式以及控制好合理的上覆压力, 其渗透率变化趋势可以反映出致密储层真实情况。

关键词

造缝; 覆压孔渗; 致密储层; 泥岩

1 引言

致密低渗透储层是一个相对概念, 世界上并没有固定的标准和界限, 据 SY/T 6285-2011《油气储层评价方法》低渗定义为空气渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩石储层。近年来, 中国发现的玛湖油田、涪陵页岩气田等, 产层主要为致密储层, 致密储层的产量是有限的, 但是这些储层却占据了储量很大一部分^[1]。由于致密储层的井需要进行液力压裂以造缝方式增加储层渗流能力, 也就是低渗储层减产通道也是基于人工造缝前提。岩心的人工造缝技术是模拟致密砂岩裂缝型油气

藏储层特征有效方法^[1]。因此, 论文拟通过对钻取岩心进行人工造缝, 造缝方式采用岩心切割和应力破裂的方式, 并用上覆压力实验对比分析其效果情况, 同时讨论论证致密岩心上覆压力合理的选取范围, 从而为岩心进行进一步渗流评价可行性进行初步论证。

2 造缝原理及装置

通过构建模拟剪切应力, 将应力加载在在岩心端面上下两部分, 逐级增加应力大小, 直至出现贯穿型裂缝, 另一种为, 通过线切割装置, 将岩心进行对剖切割造缝。应力造缝装置

为自主研发设计(专利号: ZL 2013 1 0150484.3), 装置示意图见图 1。

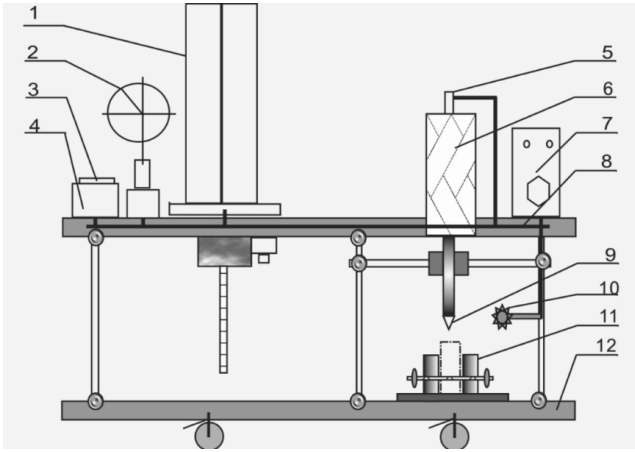


图 1 装置示意图

示意图说明:

1. 液压油泵, 承压 120MPa。
2. 压力表, 100MPa。
3. 压力变送器, 120MPa。
4. 安全泄压阀, 100MPa。
5. 压力变送器, 120MPa。
6. 液压传动器。
7. 控制系统, 数据采集周期 <math><1000^{-1}</math>S。
8. 传输与控制线路。
9. 高强度岩心造缝刀, 硬度 >7。

10. 高速摄像系统。
11. 岩心加持系统。
12. 仪器操作台。

3 人工造缝评价

选取不同级别渗透率小于 1mD 岩心进行岩心两组, 每类包含若干个白云岩、致密碳酸盐岩、致密砂岩、泥岩、个 5 块岩样, 分别进行切割和应力破裂实验, 比对两种的实验结果, 论证岩心切割和应力破裂的可行性和适用性。

3.1 建立实验评价指标

通过以下 3 个指标评价岩心造缝效果, 具体如下: ①造缝的成功率, 若造缝过程造成岩心结构碎裂, 不能进一步开展覆压孔渗实验则判断造缝失败; ②造缝的裂缝形态, 主要分贯穿型和非贯穿型; ③造缝前后渗透率变化趋势。

通过开展造缝前后覆压孔渗研究, 探索优选出造缝岩心的净上覆压力区间, 进而建立基于覆压孔渗测定的造缝评价方法方法标准。

3.2 两种在方法成功率和裂缝形态特征

本次共选取岩心 14 块, 每块岩心切成等长度两块, 分别开展应力造缝和线切割剖切实验, 造缝成功率和裂缝形态见表 1。

实验表明, 线切割剖切造缝成功率高于应力造缝, 特别是针对泥岩和致密碳酸盐岩, 线切割剖切造缝成功率远大于

表 1 造缝岩心孔渗特征及造缝成功率及裂缝形态分布

类型	序号	孔隙度, %	渗透率, mD	岩心段 1, 线切割		岩心段 2, 应力造缝		备注
				是否成功	缝形态	是否成功	缝形态	
致密砂岩	S1	12.6	6.92	√	贯穿	×	-	
	S2	12.3	5.31	√	贯穿	√	非贯穿	
	S3	10.8	1.26	√	贯穿	√	贯穿	
	S4	9.5	0.614	√	贯穿	√	贯穿	
致密泥岩	N1	10.1	0.987	√	贯穿	×	-	
	N2	9.2	0.237	×	-	×	-	
	N3	8.5	0.156	√	贯穿	×	-	
	N4	8.4	0.123	√	贯穿	√	非贯穿	
灰岩岩心	H1	9.9	6.54	√	贯穿	√	贯穿	
	H2	8.1	3.45	√	贯穿	×	-	孔隙型白云岩
	H3	4.6	0.569	√	贯穿	√	非贯穿	
	H4	3.1	0.0236	×	-	√	贯穿	
	H5	2.5	0.0201	√	贯穿	×	-	致密碳酸盐岩
	H6	2.2	0.0146	√	贯穿	×	-	

应力造缝。线切割剖切造缝成功率为 85.7%，应力造缝成功率 50%。针对泥岩，线切割剖切造缝，成功率为 75%，应力造缝成功率仅为 25%。针对灰岩样品，线切割剖切造缝，成功率为 83.3%，应力造缝成功率仅为 50%。

线切割剖切造缝均为贯穿型，应力造缝造缝过程极易出现非贯穿裂缝，在造缝过程中，应避免出现非贯穿裂缝出现。实验过程发现，岩心长度大于直径 1.5 倍以上，出现非贯穿性裂缝概率明显增大，同时，降低增压速率也有助于应力形成贯穿型裂缝。

对比线切割剖切造缝和应力造缝，线切割剖切造缝，对岩石端面处结构产生了一定程度的破坏，见图 2；应力造缝两块岩心端面较好地保留了岩石原生形态，见图 3，更有利于进一步开展相关驱替评价实验。



图 2 岩心线切割造缝端面形貌



图 3 岩心线切割造缝端面形貌

3.3 造缝岩心上覆压力下渗透率评价

对于低渗透储层岩石而言，假设实验岩样受力变化后发生线弹性变形过程中发生的是支撑型软塑性变形→弹性变形→塑性变形过程，人工造缝低渗透岩石在覆压实验中表现出的应力敏感性是由其变形特征决定的。

选取五块线切割剖切造缝样品和应力造缝样品开展上覆压力实验。实验采用 2.3MPa 初始上覆压力，逐级增加至 45MPa，后逐级减压至初始压力 2.3MPa，测定不同压力下的渗透率。

3.3.1 线切割造缝岩心上覆压力下渗透率特征

线切割剖切岩心造缝后样品渗透性得到了明显的改善，造缝岩心上覆压力达到 10MPa，30MPa 时，造缝后岩心渗透率分别下降 78.7%，86.7%。造缝后岩心渗透率均有明显改善，退压至首次压力时平均为渗透率 105mD，最小值 93.8mD，具备开展其他渗流实验能力。线切割造缝岩心渗透测定数据见表 2。

3.3.2 应力造缝岩心上覆压力下渗透率特征

岩心应力造缝后样品渗透性得到了明显的改善，造缝岩心上覆压力达到 10MPa，30MPa 时，造缝后岩心渗透率分别下降 91.8%，94.8%。造缝后岩心渗透率均有明显改善，退压至首次压力时平均为渗透率 63.0mD，最小值 31.2mD，具备开展其他渗流实验能力。线切割造缝岩心渗透测定数据见表 3。

3.3.3 两种人工造缝方式对比

岩心线切割剖切和应力造缝后，其渗透性均得到了明显的改善，为进一步开展其他渗流实验提供了基础。但对比两种方式，仍有一定的区别。

应力造缝裂缝形态接近岩心天然裂缝，其截面处两侧塑性矿物组成完全一致，因此在应力作用下其裂缝的上覆压力

表 2 线切割造缝岩心上覆压力下气体渗透率变化

样品类型	原始渗透率 mD	造缝后渗透率 mD	10MPa 覆压下	30MPa 覆压下	退压至首次压力时	备注
			渗透率 mD	渗透率 mD	渗透率 mD	
S3	1.26	609	80.5	65.4	103	砂岩
S4	0.614	264	75.2	50.3	93.8	砂岩
N4	0.123	569	65.3	35.4	99.8	泥岩
H3	0.569	550	112	88.9	130	白云岩
H4	0.0236	356	70.3	50.1	98.6	碳酸盐岩

表 3 应力造缝岩心上覆压力下气体渗透率变化

样品类型	原始渗透率	造缝后渗透率	10MPa 覆压下	30MPa 覆压下	退压至首次压力时	备注
	mD	mD	渗透率 mD	渗透率 mD	渗透率 mD	
S3	1.26	786	60.5	40.6	51	砂岩
S4	0.614	564	45.6	30.4	38.7	砂岩
N4	0.123	586	36.4	20.1	31.2	泥岩
H3	0.569	1124	132	95.6	111	白云岩
H4	0.0236	1345	98.7	45.6	81.20	碳酸盐岩

渗透了较剖切低，退压至首次压力时渗透率接近原始特征，图 4 为 S2 样品原始样品、线切割剖切造缝和应力造缝上覆压力渗透率特征对比。

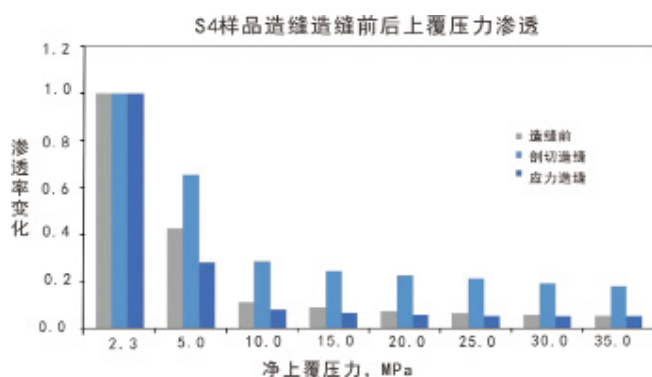


图 4 S4 样品造缝前后渗透率变化特征

针对泥岩样品，本次 4 块泥岩样品其应力造缝极易破碎，均未成功，建议通过线切割造缝。

实验表明 10-15MPa 是造缝岩心渗透率变化的拐点，应力造缝样品 10MPa 左右出现拐点，岩心剖切造缝 15MPa 左右出现拐点。储层岩石中孔隙流体压力的变化会引起有效应力发生变化，进而导致渗透率的改变，引发储层岩石渗透率

应力敏感现象^[3]。致密储层开展伤害评价过程中应首先找出渗透率变化拐点，者造缝岩心开展其他相关驱替实验初始上覆压力应略高于拐点压力。

4 结语

(1) 线切割剖切造缝和应力造缝方式均可用于致密岩心造缝，总体上应力造缝的渗透率变化与原始样品变化趋势更符合。

(2) 针对泥岩样品，建议采用线切割剖切造缝。

(3) 上覆压力 10 ~ 15MPa 是岩心渗透性变化拐点，造缝岩心开展其他相关驱替实验初始上覆压力应略高于此拐点压力。

参考文献

[1] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来 [J]. 2009 年中国低渗透 (致密) 油气勘探开发技术研讨会, 2009(08):29-37.

[2] 战永平, 付春丽, 李松岩. 致密砂岩裂缝型油气藏岩心人工裂缝制备方法 [J]. 实验室研究与探索, 2017(01):10-12.

[3] 肖文联, 李闽, 赵金洲, 等. 低渗致密砂岩渗透率应力敏感性试验研究 [J]. 岩土力学, 2010(03):775-779.