

束鹿泥灰岩致密油水平井体积压裂技术研究

唐邦忠¹ 沈华¹ 才博² 吴刚¹ 赵安军¹ 卢昊¹

1. 中国石油华北油田公司, 河北 任丘 062550;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007

摘要: 冀中泥灰岩致密油储层岩性特殊、地应力异常高, 国内外尚无同类储层水平井改造的经验可借鉴。通过对束鹿泥灰岩-砾岩致密油气藏储层特征研究、压前实验分析、酸液配方研究, 探索出“酸压与加砂”结合的组合改造工艺和配套的酸液配方体系。经束探 1 H、束探 2 x 两口水平井现场实验表明: 该工艺技术既降低了施工风险, 又提高了裂缝沟通体积及导流能力, 达到了改造后高产稳产的目的。束探 1 H 井压后自喷日产油 243.6 m³, 日产气 74 121 m³, 截至目前累计产油量近 5 000 t, 该技术为冀中泥灰岩致密油探明储量 8 000 × 10⁴ t 的规模有效开发提供技术支持。

关键词: 束鹿凹陷; 致密油; 水平井; 酸压; 体积压裂; 效果

DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2014.04.012

0 前言

束鹿泥灰岩-砾岩致密油气藏的勘探始于 20 世纪 70 年代, 目前该地区已钻探 40 余口井, 已有 8 口井获工业油气流, 但因泥灰岩致密油储层连通性极差, 稳产时间短, 无法实现经济有效的开发。近年来, 水平井体积压裂技术在国内外致密油气藏勘探开发中得到了广泛应用, 取得了可喜成果^[1-5]。故针对泥灰岩-砾岩致密油储层钻探了束探 1 H 及束探 2 x 两口水平井, 力争通过开展水平井体积压裂技术的实验获得突出效果。

1 储层研究及压前实验分析

1.1 岩石学特征

束鹿地区下第三系沙三段主要发育深湖相泥灰岩与砾岩, 根据成分和结构特征可分为泥晶灰岩和泥屑灰(云)岩两种类型。泥晶灰岩的主要矿物成分与泥屑灰(云)岩相似, 由方解石、白云石及黏土组成, 极细结构, 多呈隐晶质或结晶状态^[6]。泥晶灰岩在镜下有三种状态: 充填于泥屑灰岩生物扰动痕迹; 作为钙质页岩的纹层存在; 呈块状形式产出, 结构及成分较简单, 其中生物化石(如介壳、鱼化石等)较常见。泥屑灰岩及泥晶灰岩空间分布靠近物

源, 泥屑灰岩含量高于泥晶灰岩。

1.2 全岩实验分析

通过 40 余块岩心的全岩实验分析表明: 储层中碳酸岩含量 64%~85%, 黏土含量 15%~25%, 石英含量 15%~20%, 不同井或同井不同层之间差异较大。黏土矿物中伊利石占 45%~60%, 伊/蒙间层占 40%~50%。

1.3 压汞实验分析

束探 1 H 井岩心压汞实验表明: 退汞效率只有 26%, 相对较低, 喉道半径主要在 0.1 μm 左右, 分析认为碳酸盐地层为特低渗透储层。

1.4 物性实验分析

沙三下段泥灰岩主要为孔隙-裂缝型储层, 以层间缝及构造微裂缝为主, 呈网格状分布, 溶蚀孔、洞不发育, 物性较差。通过对束鹿地区几口井的岩心核磁共振分析(见表 1)可知: 储层孔隙度和渗透性极差, 可动流体饱和度为 2.18%~15.69%, 按照可动流体饱和度划分储层标准(见表 2), 束鹿泥灰岩-砾岩属于 V 类储层, 但束缚水饱和度极高, 为 84%~97%, 基质储渗能力极差, 无储油能力, 裂缝既是储集空间, 又是渗流通道。

收稿日期: 2014-02-10

基金项目: 华北油田上产稳产 800 万吨关键技术研究与应用(2014E-35-03-05)

作者简介: 唐邦忠(1963-), 男, 四川营山人, 高级工程师, 学士, 主要从事勘探井筒技术管理工作。

表1 束探1H井核磁共振结果

井号	井深/m	物性参数			核磁共振检测结果		
		气测孔隙度/ (%)	水测孔隙度/ (%)	渗透率/ ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	可动流体饱和 度/(%)	可动流体孔 隙度/(%)	束缚水饱和度/(%)
晋116x	3886	0.22	0.26	3.30E-05	2.18	0.0056	97.82
晋古7	-	0.59	0.62	0.00024	8.62	0.053	91.38
晋古7	-	0.56	0.6	0.0075	15.69	0.094	84.31
晋85	3766~3769	1.15	1.35	-	7.42	0.1	92.58
晋97	3589.2~3594	1.34	0.91	-	11.07	0.1	88.93
晋100	3591	1.23	1.17	0.077	11.94	0.14	88.06

表2 可动流体饱和度划分储层标准

可动流体饱和度/(%)	储层分类
> 65	I类(好)
50~65	II类(较好)
35~50	III类(中等)
20~35	IV类(较差)
< 20	V类(很差)

1.5 岩石力学参数的研究

对束探1H井、晋98x井岩心及束探2x井井壁取心的三轴岩石力学实验可知(见表3),该区岩石的杨氏模量较高,一般在40000MPa以上。同时根据测井资料,该区岩石的杨氏模量为45000~74400MPa,径向应力为50~60MPa。

1.6 岩石脆性研究

根据测井资料解释,该区岩石脆性指数为32.98%~89.52%,一般在70%~80%,说明地层适应改造,但破裂压力较高。

2 酸液配方研究

2.1 酸岩反应实验

为提高酸液对储层的溶蚀能力和酸蚀裂缝导流能力,优化与束鹿泥灰岩匹配的酸液类型和配方体系,对

束探1H井岩心与束探2x井井壁取心进行了酸溶蚀能力实验,同一深度的岩心分别与5%、10%、12%、15%、20%的盐酸在90℃条件下进行反应,结果表明:从酸蚀反应看,溶蚀率差异较大,在60%~95.24%,但对于同一岩样,在不同浓度的酸液中其溶蚀率差别不大。

2.2 酸液体系优选

分别对8%、12%、16%、20%四种浓度下普通盐酸、交联酸、胶凝酸、清洁酸四种等酸液在130℃,510r/min,反应2min的条件下进行酸岩反应动力学实验,得出其反应速率分别为:普通盐酸($6.454\sim 7.473$) $\times 10^{-6}$ mol/s·cm²、交联酸($5.774\sim 7.813$) $\times 10^{-6}$ mol/s·cm²、胶凝酸($2.718\sim 6.454$) $\times 10^{-6}$ mol/s·cm²、清洁酸($2.083\sim 1.291$) $\times 10^{-6}$ mol/s·cm²。由于清洁酸具有变黏性,在岩心表面形成高黏区,改变了岩心壁面的酸液流态,能大幅降低酸岩反应速率,提高酸液有效作用距离。通过实验优选酸岩反应速率较低的清洁酸作为束鹿泥灰岩-砾岩致密油气藏储层的主力酸液体系。

2.3 工作酸液配方评价

通过酸岩反应及体系优选,优选了以清洁酸为主体酸的酸液体系,通过对清洁酸的黏度变化及黏温性能、滤失性能、伤害性能、酸蚀裂缝导流能力与酸岩反应评价等实验表明:

a) 15%的盐酸与地层配合性达到最好时,清洁酸浓

表3 三轴岩石力学实验表

井号	取样 深度/m	实验条件			实验结果				
		围压/MPa	孔压/MPa	杨氏 模量/ MPa	泊松比	体积压缩 系数/MPa ⁻¹	颗粒压缩 系数/MPa ⁻¹	孔隙弹性 系数	抗压强 度/MPa
束探1H井	3968	47.0	21.6	36390	0.22	1×10^{-4}	9×10^{-6}	0.91	207.4
束探1H井	3969	47.1	21.6	60930	0.22	5×10^{-5}	1×10^{-5}	0.80	289.5
束探1H井	4190	53.1	24.5	69760	0.21	4×10^{-5}	6×10^{-6}	0.85	318.6
束探2x井	3725	70	44.7	40050	0.28	6×10^{-5}	2×10^{-5}	0.67	220.3
束探2x井	3721	70	44.7	43000	0.27	6.1×10^{-5}	2.2×10^{-5}	0.63	223.3
晋98x井	4008.3	75	48	41000	0.22	5.1×10^{-5}	1.2×10^{-5}	0.43	192.3

度越高,体系黏度越低;12% HCL+3% HF+4% VES+1% HSJ+0.5% 铁离子稳定剂配方的黏度最大,能很快与原油反应面破胶,但与地层水结合后破胶不彻底,需压后加入破胶剂进行破胶。

b) 清洁酸具有较强的控制酸液滤失能力,清洁酸液体系对储层伤害率小。

c) 在相同条件下,清洁酸液体体系随着排量的增加,降阻性能增强。

d) pH < 5 条件下,铁离子稳定剂在清洁酸中稳定性良好。

e) 经过系统的配方实验研究确定适合束鹿地区储层改造的配方方案为 15% HCl+3% 缓蚀剂+1% 铁离子稳定剂+5% SVES。

3 体积压裂方案优化

3.1 体积压裂原则

优化支撑剖面,最大限度提高裂缝有效支撑长度,保持有效的导流能力,减少对储层与裂缝的伤害,满足 HSE 要求,实现网络裂缝的改造效果。

3.2 体积压裂难点

a) 岩性复杂,为泥灰岩-砾岩,体积压裂无可借鉴先例。

b) 储层埋藏深度大(垂深达 4 100 m)。

c) 储层致密,地层破裂压力高达 80-90MPa,加砂困难。

d) 措施液量大,难以连续进行体积压裂。因此,束鹿泥灰岩-砾岩致密油气藏体积压裂属于国际难题,处于探索阶段。

3.3 体积压裂对策

目前水平井分段体积压裂技术主要有多级可钻式桥塞封隔分段压裂、多级滑套封隔器分段压裂、裸眼可膨胀封隔器分段压裂、水力喷砂分段压裂、多井同步压裂五种^[7-9]。根据五种改造方式的特点与束鹿地区的储层的适应性,结合改造致密油储层改造体积最大化的技术需求及大规模、大排量的施工要求,设计采用多级可钻式桥塞封隔分段压裂技术。

束鹿地区的储层特点及各段显示情况,选用国内外成熟的多级可钻式桥塞封隔分段压裂技术,结合华北多年潜山改造经验,探索“以加砂压裂为主、酸压为辅”和“以酸压为主、加砂压裂为辅”的“加砂与酸压”相结合的复合改造思路。充分发挥两种技术的综合优势,降低施工风险,提高裂缝沟通体积及导流能力。同时根据套管情况,要求采取措施时控制施工压力为 85 MPa,尽量提高注入排量。

4 现场实施及效果分析

采用上述体积压裂技术对 2 口井进行现场施工,其

中束探 1 H 井采用大规模“测试压裂+多级酸压+通道压裂”的测、酸、压体积压裂方式施工三段,压裂液 3 560 m³、清洁酸 1 060 m³,施工排量 10.0~11.93 m³/min,施工最高压力 55.10 MPa,陶粒 128.9 m³。束探 2 x 井采用酸压+大通道体积加砂压裂方案共施工 7 段,共注入液体 8 229 m³,施工排量 5.0~8.3 m³/min,施工最高压力 84.4 MPa,加砂 69.3 m³。两口井压裂后均获得工业油流,束探 1 H 井 4 620~4 953 m 井段,9 mm 油嘴放喷,41.275 孔板测气,产原油 243.6 m³/d,产气 7 4 121 m³/d,为高产工业油气流;束探 2 x 井压后求产,5 mm 油嘴、12.7 mm 孔板放喷,产原油 21.12 m³/d,产气 1 093 m³/d。

5 结论

a) 体积压裂技术可有效提高束鹿泥灰岩-砾岩水平井的改造效果,但由于岩性及成份的不同,改造效果差异较大,对于泥质含量较高的泥灰岩,基本无法改造,如束探 1 H 井的第二段及束探 2 x 井的第四段。

b) 由于泥灰岩-砾岩特殊的岩性,虽然改造效果较好,但主要还需要有缝洞的沟通,同时由于泥灰岩中泥质的原因,可能影响措施液的返排,达不到高产稳产的目的,束探 2 x 井尚需继续进行工作,弄清改造真实情况。

c) 水平井体积压裂技术在华北致密油气勘探应用中,尚处于探索阶段,特别是针对泥灰岩这一世界难题,还须进一步研究。

参考文献:

- [1] 赵政璋,杜金虎. 致密油气[M]. 北京:石油工业出版社,2012.143-175.
Zhao Zhengzhang, Du Jinhua. Tight Oil and Gas [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.143-175.
- [2] 吴奇. 水平井体积压裂改造技术[M]. 北京:石油工业出版社,2013.131-138.
Wu Qi. Volume Fracturing Reconstruction Technology in Horizontal Wells [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013. 131-138.
- [3] 吴奇,胥云,王晓泉,等. 非常规油气藏体积压裂技术-内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Xiaoquan, et al. Volume Fracturing Technology of Unconventional Reservoirs: Connotation, Optimization Design and Implementation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-358.
- [4] Mayerhofer M J, Lolon E P, Youngblood J E, et al. Integration of Microseismic Fracture Mapping Results With Numerical