

富县区块新富3井区盒1段储层改造难点及优化措施

刘 锋

中石化华北油气分公司采油一厂 陕西咸阳 712000

摘要: 为了优化富县区块盒1段致密砂岩储层改造,利用岩性、物性、储层敏感性等实验测试资料以及压裂试气资料,明确盒1段储层工程地质特征、储层改造难点,制定了优化措施并在X井进行了现场试验。研究表明:①盒1段储层岩性以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,岩屑含量高达22.6%,平均孔隙度7.5%,渗透率0.28mD,杨氏模量27.8GPa,泊松比0.24,最小主应力51.8MPa,最大主应力60.7MPa,水敏损害率65.9%。②储层施工过程中整体表现出施工压力高、破裂压力高,易超压、易砂堵。③通过优化工艺设计、液体体系及配套井口装置,在X井试验并取得了较好效果。

关键词: 富县区块;致密砂岩;储层改造;优化措施

前言:

盒1段为鄂尔多斯盆地南部富县区块新富3井区上古生界主力勘探层位,构造上为一北西倾向的单斜,局部发育低缓的鼻隆,鼻隆大多向西北倾伏,向东南开口。沉积上为三角洲前缘水下分流河道,砂体较为发育,砂厚2m~25m。

一、储层工程地质特征

1.1 储层岩屑含量高且致密

岩石学特征。盒1段储层岩性以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,局部出现石英砂岩和长石砂岩,石英含量59.1%,长石含量1.9%,岩屑含量高达22.6%。粘土矿物含量在1%~21%之间,平均5.2%,以酸敏矿物绿泥石和水敏、速度敏矿物伊/蒙间层为主见表1。

表1 盒1段储层粘土矿物含量汇总表

井号	层位	平均埋深(m)	样品数(个)	矿物成份及含量(%)			
				伊利石(I)	高岭石(K)	绿泥石(C)	伊/蒙间层(IS)
富古2	盒1	2754.7m	3	20.9	8.7	24.7	46.0
富古5	盒1	2844.3m	5	25.4	6	41.6	27
富古7	盒1	2770.2m	7	23.0	9.7	33.9	33.4
平均			15	23.1%	8.1%	33.4%	35.5%

物性特征。总体为特低孔超低渗的致密砂岩储层,89个样品平均孔隙度7.5%,按频率分布孔隙度6%~8%

作者简介: 刘锋,性别:男,出生年月:1987年,民族:汉族,学历:本科,职称:工程师,毕业院校:长安大学,研究方向:油气藏地质研究,单位:中石化华北油气分公司采油一厂,邮编:712000,邮箱:214270584@qq.com。

占比29%;平均渗透率0.28mD,按频率分布小于0.3mD占比52%。

储层空间类型及结构特征。孔隙类型主要有粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔,残余粒间孔及少量微裂缝。孔隙以微孔~小孔为主,孔喉组合关系为小孔~微喉和中孔~微细喉。

1.2 储层具有较高地应力特征

盒1段储层平均埋深2781米,7口井测井资料计算杨氏模量主要分布在24.1~33.5GPa之间,平均27.8GPa,泊松比主要分布在0.21~0.26之间,平均为0.24,最小主应力50.6~53.3MPa,平均51.8MPa,最大主应力58.5~64.6MPa,平均60.7MPa,应力系数1.76。盒1层杨氏模量及地应力梯度均较高,压后放喷排液应适当控制放喷速度,尽量减小应力敏感伤害。

1.3 储层具有中等偏强水敏特征

新富5井3块岩心进行了水敏实验测试,水敏损害率65.9%,盒1储层具有中等偏强水敏。另外储层容易水锁:①粘土矿物中伊/蒙间层含量较高(33.5%),膨胀和分散运移将造成储层孔隙喉道变窄。②盒1储层排驱压力5.1MPa,中值压力大于23.5MPa,孔喉半径0.091 μ m,孔隙以微孔~小孔为主,孔喉组合关系为小孔~微喉和中孔~微细喉,储层孔喉半径小、中值压力高是造成水锁伤害的主要原因。③压裂液表面张力越小,产生的毛管阻力越小,水锁伤害越低。

二、储层改造难点

2.1 储层改造概况

直井共压裂13井次,工艺主要以常规加砂+逐层上返为主;水平井压裂4口28段,其中2口井采用多级管外封隔器分段压裂,2口井采用固井完井可钻/可溶桥塞

分段多簇压裂。直井试气平均无阻流量0.58万方,水平井2.6万方。

2.2 储层改造难点

施工过程中整体表现出施工压力高、破裂压力高,易超压、易砂堵。主要原因:①盒1层最小主应力梯度分别0.0182MPa/m,层具有高地应力值特征,导致施工压力高(平均58MPa),排量受限。②前期采用KQ65/70压裂井口,井口限压70MPa,施工过程中3次超过限压。③杨氏模量较高(27820MPa)缝宽偏窄,3口井没有完成设计加砂量。④固井及储层致密综合影响。

三、优化措施及现场实施

3.1 压裂工艺优选

盒1储层改造工艺优化方向:①降低破裂压力及施工压力、提高排量、增大裂缝复杂性;②有效加砂、充分支撑、形成高导流裂缝网络体系,最大程度提高裂缝改造体积。

3.2 压裂设计优化

(1) 缝高。压裂液粘度是影响缝高控制的第一工程因素,其次是排量、液量,采用低粘度压裂液造缝,能有效控制裂缝高度的延伸。

(2) 缝长。①缝长分快速增加、稳步增加段、缓慢增加三个阶段,70%左右的缝长是在裂缝快速增加阶段完成的;②低中粘压裂液具有较好的造缝长能力,更适合作为前置液;③缝长与排量成正比关系。

(3) 缝宽。①前置液采用低粘低阻液体,大排量施工,形成复杂缝网;②携砂液采用高粘低伤害压裂液,有效支撑,形成高导流裂缝网络。③通过模拟,优选前置液比例41%~44%,裂缝长度200~250m,加砂量60~70方。

(4) 支撑剂。前置液阶段采用30/50目支撑剂,加砂阶段采用20/40目支撑剂,不同粒径组合,有效支撑主裂缝及分支缝。

(5) 防水锁压裂液体系。液体配方中加入0.5%防水锁剂,通过试验,伤害率分别15.4%、16.2%,远低于30%的伤害标准,可以有效降低储层伤害,满足压裂要求。

(6) 压裂管柱和井口配套优化。

四、现场试验

4.1 单井基本情况及设计思路

X井为一口直井(图1),砂厚14米,测井解释气层4.8米/2层,差气层5.6米/2层,孔隙度13.4%,渗透率0.38mD,含气饱和度51.3%。该井二级井身结构,5寸半套管固井完井。储层改造设计思路:①环空注入方式压

裂;②前置酸预处理;③前置液中打段塞;④为液氮伴注加强返排;⑤防水锁压裂液体系。

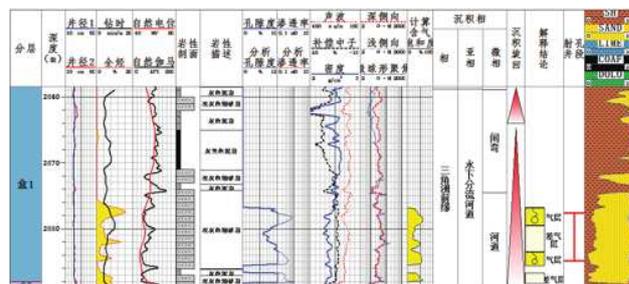


图1 X井储层综合评价图

4.2 施工情况及压后效果

该井压裂使用耐高温防水锁液体体系,X井压裂施工曲线见图4,入地层净液量436.2方,其中前置酸15方(配方:3%HF+12%HCl+2.0%缓蚀剂+2.0%铁离子稳定剂+0.5%助排剂),破裂压力35.6MPa,对比其他井,前置酸起到了明显降低破裂压力的目的,前置液阶段按照5%、7%泵入两个段塞,入井砂量5.5方,施工压力最高47.6MPa,对比其他井,段塞起到了降低施工压力的作用。施工排量5方/分钟,入井总砂量65.3方,平均砂比20.8%。前置液178.7方,占比41.8%,全程液氮伴注,入井总液氮31.5方。该井试气末稳定日产气1.39万方,无阻流量1.58万方。

五、结论及认识

(1) 盒1段储层岩岩性以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,岩屑含量高达22.6%,平均孔隙度7.4%,渗透率0.26mD,杨氏模量27.8GPa,泊松比0.24,最小主应力51.8MPa,最大主应力60.7MP。整体上储层致密具有高地应力的特征。

(2) 盒1段储层改造施工过程中整体表现出施工压力高、破裂压力高,易超压、易砂堵。通过设计中优化缝长、缝高、缝宽、支撑剂、防水锁剂液体体系及配套井口装置,在X井试验,压裂过程中,破裂压力35.6MPa,最高施工压力46.5MPa,施工排量6方/分钟,入井总砂量65.3方,平均砂比20.8%,对比其他井破裂压力、施工压力明显降低,试气末稳定日产气1.39万方,无阻流量1.58万方。

参考文献:

[1]李月丽,何青,秦玉英等.体积压裂在大牛地致密砂岩储层水平井的试验应用[J].石油地质与工程,2014,28(04):112-114.
[2]杨文波,常云超,邱小庆.东胜气田致密气藏混合水体积压裂技术研究与应用[J].石油地质与工程,2018,32(03):101-104.