

页岩气水平井压裂技术与成本控制研究

李奎庆 (长城钻探工程有限公司压裂公司, 辽宁 营口 115100)

摘要: 鄂尔多斯盆地陕北斜坡长7段陆相页岩气具有广阔的开发前景, 与威远海相页岩气开发具有差异, 海相页岩气压裂工艺并不能完全照搬, 通过对水平井压裂技术优化, 有效控制页岩气开发成本, 成为陆相页岩气持续发展的关键所在。通过对压裂段数簇、裂缝半长、裂缝间距、压裂液体系、压裂参数等优化, 结合研究区储层物性、岩石力学等, 进行水平井压裂可行性分析。结果表明: 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡长7段页岩气与海相页岩气存在差异, 其石英等脆性矿物含量较低, 粘土矿物含量较高; 明确裂缝半长300m, 裂缝间距50m, 40/70目支撑剂、滑溜水钻井液体系等压裂工艺参数。该研究提供了一套适合鄂尔多斯盆地陕北斜坡长7段陆相页岩气水平井压裂技术流程, 可大大降低页岩气开发成本, 提高经济效益。

关键词: 滑溜水钻井液; 优化; 储层; 压裂; 经济效益

0 前言

非常规油气(页岩气)作为常规能源的有利替代品, 可以有效地满足我国对能源需求量的迫切需求。页岩气具有渗透率低、渗流阻力大, 连通性差, 单井产能较低等特点, 水平井压裂技术作为页岩气高效开发的手段之一, 有效地增加与油层接触面积, 从而大大提高产量。但是页岩气压裂存在四个技术难点: ①压裂规模大, 需要持续供液, 对配套工艺保障要求系数高; ②深井、超深井对压裂设备、管线磨蚀性要求高; ③储层敏感性高, 需要有效均衡压裂规模和储层伤害; ④页岩气储层普遍属于超低孔超低渗油藏。鄂尔多斯盆地陕北斜坡长7段储层厚度大、孔隙度、渗透率低, 天然裂缝发育, 滑溜水压裂可以有效地改善常规水改造范围小的缺点, 有利于扩大裂缝网络, 增加储层改造面积。通过对裂缝发育情况、压裂段数簇数、裂缝半长、压裂钻井液体系、支撑剂等参数优化, 实现该地区页岩气产能增加。YE1井试采后由2000m³/d提高到4000m³/d, 与海相页岩气初期产量高、后期快速递减不同, 展示了陆相页岩气具有特殊性。

目前国内页岩气降成本的主要制约来源于压裂, 和钻井成本相比, 目前压裂的成本是最大的, 占到单井总成本的60%。

1 页岩特征

1.1 物性和含气性质

鄂尔多斯盆地陕北斜坡页岩气目的层为长7段, 埋深800~1700m, 岩性以灰色、灰黑色粉砂质泥岩、碳质泥页岩为主, 水平层理常见, 偶见黄铁矿。长7储层孔隙度介于0.16%~5.21%, 平均值3.28%。有机碳含量介于2.73%~10.8%, 平均4.25%。有机质类型主要

为II型, 为页岩气生成的有利类型; 镜质体反射率为0.83%~1.02%, 主要处于生气阶段。总含气量介于4.04~4.49m³/t, 与川东北自流井组(4.2~6.2m³/t)、泌阳坳陷核三下段(2.5~6.1m³/t)相比, 含气量较低。

1.2 矿物特征组分

对取心层段进行全岩矿物X射线衍射分析, 结果表明: 脆性矿物中石英含量最高, 含量为10.8%~42.3%, 平均23.4%; 长石平均含量11.4%; 白云岩、方解石平均含量分别为5.7%、3.83%; 黏土矿物含量较高(20.5%~70.6%), 平均含量46.5%, 以伊/蒙混层为主, 占矿物组分的43.2%, 伊利石平均含量28.3%, 高岭石平均含量15.3%, 绿泥石平均含量9.6%, 未见蒙脱石, 脆性矿物含量越高, 受到外力越容易发生脆性形变。

1.3 岩石力学性质

表1 YE1井岩石力学及地应力数据表

	孔隙度	杨氏模量	体积弹性模量	泊松比	单轴抗压强度	抗钻强度	最小水平主应力	最大水平主应力	破裂应力梯度
1760	6.001	20801	9575	0.145	171.587	5.691	16.925	19.828	17.905
1780	4.176	21433	11267	0.183	176.611	5.969	17.385	20.213	18.387
1800	6.259	23926	9469	0.087	200.555	5.676	17.022	20.358	16.977
1820	4.561	23145	10716	0.14	192.647	5.92	17.157	20.186	17.675
1840	3.599	22046	12080	0.196	184.183	6.03	18.071	21.063	19.057
1860	3.853	22902	11982	0.181	190.737	6.016	18.144	19.100	18.912
1880	4.812	19510	10024	0.176	162.299	5.801	16.543	21.489	18.658
1900	4.372	28950	11541	0.082	239.999	6.048	17.745	21.847	16.764
1920	3.081	29792	12600	0.106	247.85	6.223	18.133	21.043	17.020
1940	3.64	30180	11678	0.069	250.608	6.156	17.369	18.512	16.282
1960	2.442	22730	11340	0.166	186.049	6.216	16.078	20.452	17.824
1980	4.445	20972	11154	0.187	173.983	5.901	17.577	20.841	18.595
2000	6.443	20084	10029	0.166	166.393	5.593	17.578	20.759	19.894

2020	5.588	20132	10585	0.183	166.608	5.72	17.784	19.600	18.133
2040	4.176	20962	11055	0.184	174.015	5.953	17.163	18.325	18.516

对取自 1760.00~2040.00m 井段的岩心进行了三轴岩石力学试验和地应力参数测试：杨氏模量介于 19511~30180MPa，泊松比介于 0.069~0.183，平均值 0.150，抗钻强度介于 5.691~6.223MPa，平均值 5.928MPa，上覆岩层压力 25.420MPa，最大水平主应力 21.847MPa，最小水平主应力 16.925MPa，水平应力差差异系数为 17.6%。压裂裂缝易沿最大水平主应力扩展，为了获得大体积的横切裂缝系统，页岩气水平井一般沿最小水平主应力或小于 30° 夹角钻进。但要获得有效的改造体积，需要较高的净压力，才能够使页岩中原先存在的层理缝、纹理缝和充填缝等弱面缝张开，形成较为充分的复杂裂缝网（表 1）。

2 分段压裂设计

目前常用的压裂方式包括泵送桥塞分段压裂、裸眼封隔器+滑套分段压裂、水力喷射压力。每种压裂方式存在各自优缺点，如泵送桥塞分段压裂具有能够很好控制裂缝初始点、井眼稳定、有利于生产测井、压裂技术成熟、风险低等优点，但是存在固井质量差、等待时间长等缺点。水力喷射压裂适用于裸眼晚景、套管钻井，但是排量低、时间长。多级水平井大型压裂为保证压裂效果，通常需要充分考虑地应力大小、裂缝发育情况、压裂段数簇数、裂缝半长等参数，通过对这些参数的优选，选择最合适压裂技术。

2.1 人工裂缝确定

人工裂缝方位受区域最大主应力控制，结合 YE1 井 FMI 测井成像图可以看出，伊陕斜坡长 7 段裂缝发育，分布介于 65°~110.5°，平均 72.9°，属于高角度裂缝。结合岩心及镜下薄片鉴定，可以看出泥页岩段以天然裂缝为主，见方解石冲天。天然裂缝类型主要为垂直缝，其次为高角度缝和斜交缝，低角度裂缝基本不发育，同时通过岩心观察可以看出，部分裂缝面为方解石充填。通过岩心测井资料统计分析，其中垂直缝占比 62.8%，高角度缝占 19.89%，

2.2 压裂段数簇数优化

页岩气水平井射孔采用簇射孔方式，主要目的是在形成一条主裂缝，以 YY1 井为例，进行数值模拟，结果表明：日产气量与射孔簇数正相关，但是超过 20 簇，则产量增幅较小（图 1）。

2.3 水平井裂缝长度优化

裂缝长度与增长效果呈正比，通过裂缝长度与增长效果对比图可以看出：当裂缝长度 < 300m，日产气

量增幅较大；当裂缝长度 > 300m，日产气量增幅较小。考虑到施工难度、投资成本等因素，并非裂缝长度越大越好，因此最终优选裂缝长度 300m（图 2）。

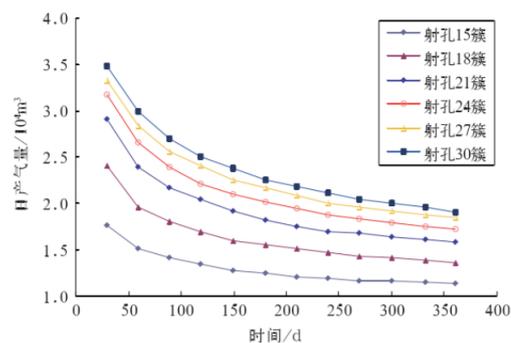


图 1 射孔簇数与增产效果对比图

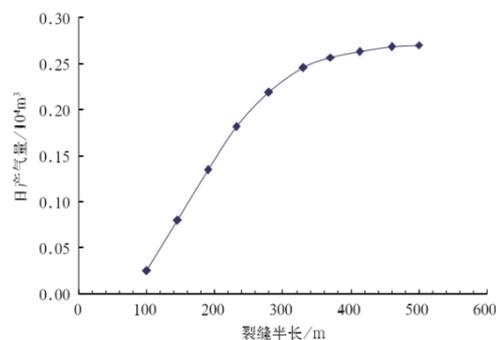


图 2 裂缝长度与增产效果对比图

2.4 水平井裂缝间距优化

适当减少裂缝间距可以降低储层压力下降速度，从而有利于页岩气吸附，有利于压裂效果。通过裂缝间距和诱导应力差分析，当裂缝间距位于 50m，诱导应力差最大，达到 3.68MPa，因此最终优选裂缝间距 50m。

2.5 压裂材料选择

2.5.1 压裂液体系选择

陆相页岩气天然裂缝普遍发育、储层水敏性强，尤其长水平钻井段，容易发生井壁失稳、井漏、卡钻等事故，且水平段阻力大，对压裂钻井液工艺要求高。目前页岩气水平井压裂钻井液面临问题包括：①井壁失稳，对于低渗透页岩而言，由于钻井液加入会导致压力失衡，页岩受到扩张力影响，颗粒之间作用力减弱，从而井壁垮塌，另外由于页岩普遍裂缝发育，钻井液极易漏失进入裂缝中，会改变地层原来应力场，导致井壁垮塌；②阻力大、扭矩高，相比直井，水平井由于水平井段，受到地层摩阻大，因此钻井液普遍要求具有润滑功能；③岩屑，水平压裂段，岩屑由于重力作用容易沉积，减少页岩气排量，通过会导致卡钻等问题。针对水平井钻井液问题，需要通过多种手

段优化钻井液。

根据储层特征,选择工作液包括滑溜水、线性胶、冻胶,通过常规性能指标分析可以得出:不同类型的减阻剂浓度相同其比重基本相同,粘度和破胶液表面张力有较大的不同。粘度分别为:瓜胶 28.2~32.6MPa.s,乳液 1.0MPa.s,聚丙烯酰胺 8.2MPa.s;表面张力分别为:瓜胶 28.9mN/m,乳液 35.0mN/m,聚丙烯酰胺 36.8mN/m。

此外开展岩心伤害率实验分析:经过滑溜水和清洁压裂液后的储层岩心渗透率均略有下降,滑溜水对岩心伤害由 0.182mD 降低为 0.167mD,伤害率仅 8.24%,对地层的伤害小,适于页岩气压裂改造;清洁压裂液对岩心伤害由 0.189mD 降低为 0.152mD,伤害率 19.58%,说明清洁压裂液对储层有一定的伤害作用。

2.5.2 支撑剂选择

采用滑溜水压裂可以形成复杂裂缝网络,但是天然裂缝压裂液滤失较大,因此需要加入支撑剂,将压裂液携入深部裂缝。通过开展不同闭合压力下,不同粒径支撑剂渗透率、导流能力分析,可以看出:在 30MPa 闭合压力下,40/70 目支撑剂渗透率是 180mD,而 30/50 目支撑剂渗透率是 125mD,40/70 支撑剂渗透率更高;在 30MPa 闭合压力下,20/40 目导流能力是 135,30/60 目导流能力是 70,30/50 目是 40,40/70 目是 35。对于页岩气而言,渗透率更高,可以沟通更多地层,而导流能力次要,综合而来,40/70 目导流能力最低,渗透率最高,因此最终优选 40/70 目支撑剂。

3 压裂过程分析

YE1 井共分 5 段压裂,施工压力为 22~58MPa,施工排量为 8~15m³/min,入井总液量为 1663.0m³,70/100 目粉陶用量为 79m³,40/70 目陶粒用量为 109m³(表 2)。

表 2 YE1 井压裂施工参数表

段数	排量	破裂压力	施工压力	停泵压力	前置液	携砂液	总液量	支撑剂	
1	12.2	56	46.2-55.9	8.3	1033		1033		3
	10.2	58.5	42.1-60.7	25.4	848	1017	1865	11	7
2	12.2	50.7	32.5-51.1	16.7	1210	1150	2440	10	36.5
3	12.2	46.1	27.3-42.8	20.2	895	1315	2276	10	55
4	12.2	42.9	27.6-42.8	15.8	980	1266	2330	10	55
5	11.8	42.7	28.5-46.3	18.5	670	1298	2042	10	41
6	12.2	49.4	37.2-48.6	25.4	1521	707	2294	10	7.7
7	12.0	37.5	26.5-48.38	49.7	1295	2105	2105	9.5	10.9

4 效果分析

以 X 井区为例,增加 X1 井、X2 井进行单井效果对比,其中 X1 井采用“桥塞射孔+胍胶滑溜水携砂工艺”(新型钻井液),X2 井采用“连续油管工艺喷

射+逆混合压裂工艺”,两者均采用 40/70 目陶粒。

4.1 单井投产效果

目前两口井均投产超 350d,其中 X1 井目前仍未自喷生产阶段。350d 内 X1 井累计产油 7700t, X2 井累计产油 5506.9t,单井日产油分别未 20t、17t,每百米累计产油分别未 1080t、942t,由此可见优化后施工工艺单井产量得到明显提高。

4.2 区块投产效果分析

目前该区块水平井投产超 60d,通过初期产能对比分析(2020 后采用新型钻井参数):2020 年水平井日产量 2.65t,最高产量达 2.87t,2019 年水平井日产量 2.18t,最高产量 2.34t,对比可以看出新型钻井参数短期内实现达产。

4.3 经济效益评价

压裂费用主要由射孔、压裂液、支撑剂及相对应配套费用组成,经核算后 2019 年单井作业费用在 10000~12500 元/m,而 2020 年单井作业费用在 7500~9000 元/m,单井降低 25%。2012 年合计改造段长 3500m,节约射孔成本 850 × 10⁴ 元,施工总液量 59700m³,节约液体成本约 230 × 10⁴ 元,合计节约压裂成本 1109 × 10⁴ 元,约占 2019 年总成本 65%。

5 结论

①鄂尔多斯盆地伊陕斜坡长 7 段页岩气与海相页岩气存在差异,其石英等脆性矿物含量较低,粘土矿物含量较高;②通过对人工裂缝、压裂段数簇数、裂缝半长、压裂钻井液体系、支撑剂等参数优,明确裂缝半长 300m,裂缝间距 50m,40/70 目支撑剂、滑溜水钻井液体系对鄂尔多斯盆地伊陕斜坡长 7 段页岩气压裂效果最佳;③结合页岩气水平井压裂特点,通过精细化管理,加大压裂工艺技术优化,可以有效降低钻井成本,提高钻井效益,进而推动我国页岩气行业规模化、集中化发展。

参考文献:

- [1] 肖阳,刘守昱,何永志,等.致密砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝复杂程度评价方法[J].特种油气藏,2022(002):029.
- [2] 苗芷芃,吴涛,张荣军,等.致密油体积压裂复杂缝网形成规律数值模拟研究[J].石油机械,2022,50(12):7.
- [3] 蔡文斌,李兆敏,张霞林,等.低渗透油藏水平井压裂理论及现场工艺探讨[J].石油勘探与开发,2009(1):6.