

特低渗透油藏注水井体积压裂提升水驱效果研究

刘春林 刘 可 韩生军 高远飞 长庆油田分公司第三采油厂

【摘要】A1油田长8长9油藏受储层物性差、非均质性强、高压注不进、平面多方向见水等因素影响，常规注水开发已难以建立有效的驱替系统。本文以B1、B2、B3长8、长9特低渗透油藏为例，结合各类测试资料，研究了特低渗透油藏开发过程中的见水特征及原因，从注采两端观察人工压裂后的生产变化。注水井体积压裂能够有效提高单砂体水驱动用程度，人工裂缝取代天然裂缝成为主要渗流通道，从而实现优势渗流转向，形成复杂的三维裂缝网络，扩大注水波及体积，证明该技术达到了提高油藏采收率的目的。注水井体积压裂技术为其他同类长8长9特低渗透油藏提高采油速度提供了指导和借鉴，具有重要推广意义。

【关键词】特低渗透；注水井体积压裂；水驱效果；提高采收率

【DOI】10.12316/j.issn.1674-0831.2022.03.013

特低渗透油藏由于渗透率低，存在启动压力梯度，常规注水开发压力传递慢，有效驱替系统难以建立，加之存在裂缝等优势渗流通道，整体表现注水不见效，见效即见水的水驱矛盾。另一方面随着注水时间延长，储层伤害导致注水井近井端渗流能力变差，形成注水壁垒，高压注不进，注采两端压力差值增大，引导裂缝开启，油井多方向见水，给油田开发带来很大困难。A1油田长8长9油藏就是一典型的特低渗透油藏。针对开发中存在的上述问题，结合注采井网，提出了对注水井实施体积压裂，改善水驱开发效果的对策。矿场试验证明，该方法可促进油水井间有效驱替系统的建立，改善油藏水驱开发效果。

一、研究区地质特征

A1油田B1、B3区主力开发层系为三叠系延长组长8油层组，以长82小层为主；B2区主力开发层系为三叠系延长组长9油层组，以长911-1小层为主。A1油田长8、长9油藏储层物性较差，渗透率为1.2mD、孔隙度12.5%。储层参数见表1。油藏具有压敏效应强、渗流阻力大的特点，故采用成熟的超前注水开发。井网为井距480×130m的菱形反九点井网，井网密度15口/km²。

表1 姬塬油田长8长9油藏基本参数表

油藏	含油面积 (km ²)	地质储量 (×10 ⁴ t)	油藏埋深 (m)	油层厚度 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	原始含油饱和度 (%)	原始地层压力 (MPa)
B1	33.21	2548	2530	13.69	12.02	1.31	60.73	21.3
B2	53	2045	2664	12.5	15.7	0.86	47.2	19.9
B3	26.64	1931	2553	14.5	11.9	1.38	61.2	17.9

二、研究区开发特征

1.驱替系统未有效建立，开发效果差

A1油田长8长9油藏受高压欠注现象突出，注采不平

衡，导致能量保持水平偏低，整体呈现两低一高（低采油速度、低采出程度、高注水压力）特征，主要原因是注入端高压注不进（16.7MPa），采出端压力保持水平低（73.6%）。

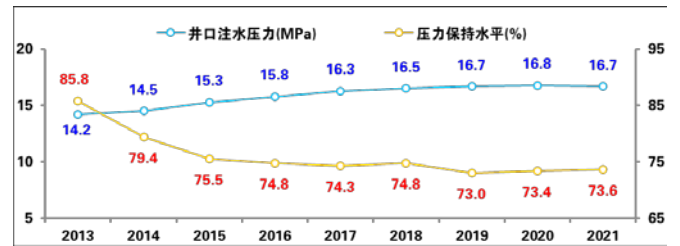


图1 长8长9油藏注水压力与压力保持水平变化曲线

2.平面水驱复杂，油藏多方向性见水

随着注水压力上升，微裂缝开启，长8、长9油藏测试吸水指示曲线显示下折型占比37.8%，平面水驱由单一水驱向多方向转变，同时剖面吸水不均比例较高（40%~50%），主要为吸水下移，油井见水速度加快，动态表现为见效即见水，注水下调后弱势水驱方向液量下降，开发调整难度大。

3.长8长9油藏常规欠注治理措施效果变差

随着注水井措施次数增加，平均压降及有效期持续下降，常规酸化降压效果变差（有效率降低、有效期缩短），油藏面临高压欠注问题日益严重。

三、注水井体积压裂改善水驱机理

针对特低渗透油藏天然裂缝多向发育，水驱效果差的问题，以合理匹配缝网、降含水、促见效为目标，由控缝向引缝、利用缝的理念转变，通过注水井体积压裂重构渗流场，改善水驱。

1.人工裂缝代替天然裂缝

通过压裂改造，人工裂缝沿其中一条天然裂缝方向延伸。再进行注水措施后，注入水主要沿这条裂缝驱替，使人工缝两侧油井驱替受效，动态表现为液量、液

面上升, 产能提高; 另一裂缝上油井含水下降。储层体积压裂后, 天然裂缝对油气渗流的作用退居次要地位, 而人工裂缝作用更显突出。

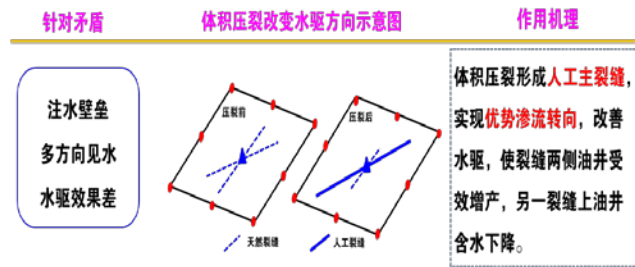


图2 注水井体积压裂改变水驱方向示意图

2. 体积压裂增大缝宽

针对特低渗油藏单砂体连通性差、有效驱替难建立、注水不见效等矛盾, 开展油水井体积压裂形成规模裂缝带, 增加裂缝长度及宽度, 扩大缝控体积, 缩短水驱半径, 从而增大渗流面积及导流能力, 达到提高最终采收率的目的。

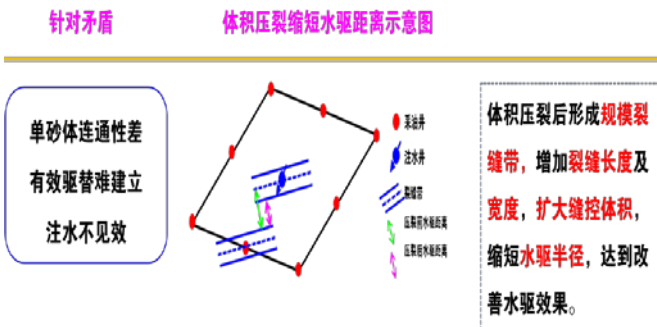


图3 注水井体积压裂缩短水驱半径示意图

四、注水井体积压裂效果

2020年在A1油田B1、B2区开展体积压裂增注技术攻关, 通过加大改造规模, 实现降压增注、沿裂缝线驱替, 试验10口, 有效期14个月, 侧向井逐步见效; 2021年在前期试验的基础上, 在B1、B2、B3油藏扩大规模实施26口, 有效26口, 注入压力19.9MPa ↓ 14.1MPa, 单井日增注10m³, 吸水指数28.1 ↑ 42.7, 压力保持水平67.5% ↑ 73.6%。

1. 降低注水压力, 补充地层能量

注水井体积压裂措施后平均注水压力下降9.7MPa, 平均单井日增注10m³, 平均有效期 > 288天 (持续有效, 最长有效期井达到396天), 未出现再次欠注现象。体积压裂井对高压欠注井降压效果较好, 为顽固性欠注井治理提供了思路。

2. 注水壁垒打破, 纵向小层吸水比趋向均匀

压力导数曲线显示 (如图4), 体积压裂后, 均形成较长裂缝, 注水壁垒打破, 局部高压得到释放, 双对数导数曲线显示压裂后裂缝段形成, 裂缝半长150m以上。通过压裂前后6口可对井剖面吸水形态对比, 吸水厚度有

12.3m ↑ 12.8m, 保持稳定, 但小层吸水比趋向均匀。

表1 长8长9油藏2020-2021年注水井体积压裂井效果统计表

序号	区块	年份	实施井数 (口)	措施前生产动态				措施后生产动态				平均单井日增注 (m ³)	平均单井降压 (MPa)	备注
				油压 (MPa)	套压 (MPa)	配注量 (m ³)	注水量 (m ³)	油压 (MPa)	套压 (MPa)	配注量 (m ³)	注水量 (m ³)			
1	B1	2020	7	17.8	17.6	18	11	10.5	10.3	19	19	8	7.3	
		2021	9	19.6	19.5	18	7	9.8	9.7	20	20	13	9.8	
2	B2	2021	8	22.4	22.4	20	5	7.9	7.6	19	19	14	14.5	
3	B3	2020	3	19.5	19.4	15	9	12.4	12.3	18	18	9	7.1	
		2021	9	20.1	20.1	10	7	10.6	10.4	15	15	8	9.5	
合计			36	19.9	20	16	8	10.2	10.1	18	18	10	9.6	

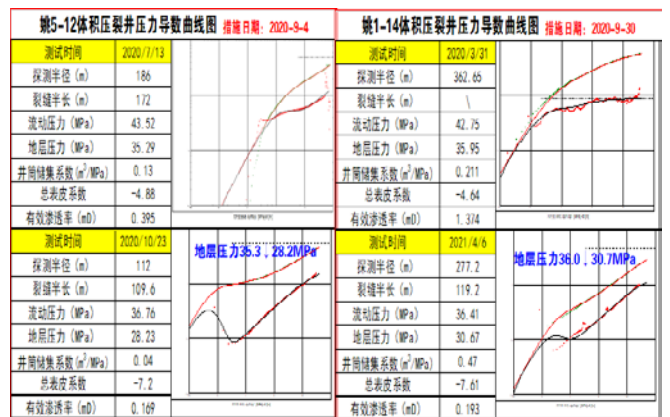


图4 注水井体积压裂压力导数曲线测试图

3. 人工裂缝改善优势渗流方向

C1、C2井组井间失踪剂结果显示, 措施后产生新的人工裂缝, 使原来水驱优势方向之外的其他方向裂缝开启或者扩张, 证明注水井体积压裂产生新的人工裂缝, 实施优势渗流转向, 扩大水驱波及体积。

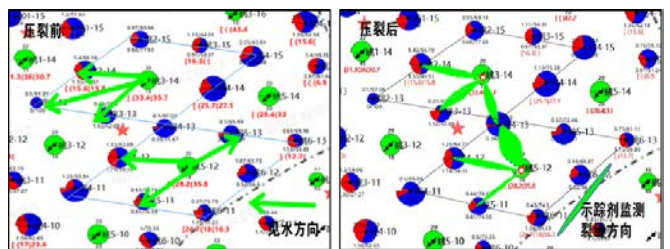


图5 体积压裂井组优势水驱变化示意图

结合C1井井间微地震测试成果, 体积压裂后产生了两条主要裂缝带, 注水沿主裂缝驱替, 裂缝方向油井本应受效液面上升、产能增加; 体积压裂增大了缝长缝宽, 缩短水驱半径, 水驱劣势方向井液面稳中有升、含水下降。

4. 措施井组开发效果变好

在油藏进入中高含水开发阶段、平面水驱不均的情况下, 水井体积压裂打破了以往注水多方向均衡推进模式, 通过人工裂缝代替天然裂缝, 实现优势渗流转向, 措施后井组月度递减率由1.07% ↓ -1.06%, 月含水上升

速度由0.44↓-0.18%，采油速度提高了0.16%。

(1) B1区块效果分析:

注入端: 2020-2021年实施体积压裂16井次, 压裂后近井地带渗流能力得到改善, 平均注水压力下降7.4MPa, 欠注问题得到有效解决。

采出端: 措施后井组月度递减率由0.89%↓0.46%, 月含水上升速度由0.46%↓-0.08%。增油型12口占比31.5%, 平均单井日增油0.70t, 动态上以含水下降为主; 稳定型16口占比42.1%。

(2) B2区块效果分析:

注入端: 2021年实施体积压裂8井次, 压裂后近井地带渗流能力得到改善, 平均注水压力下降14.5MPa, 欠注问题得到有效解决。

采出端: 措施后井组月度递减率由1.2%↓-2.15%, 月含水上升速度由0.13%↓-0.06%。主向油井8口, 见效4口: 压裂过后由明显见效反应, 含水略有上升从55.6%↑58.6%, 日增油0.7t; 月度递减从0.08t↓-0.35t, 月含水上升幅度从0.36%↑0.79%。侧向油井32口, 见效6口: 压裂前液量下降, 压裂后呈缓慢见效趋势, 见效周期50天, 见效后日增油0.5t。月度递减从0.2t↓-0.3t, 月含水上升幅度从-0.36%↑0.36%, 目前含水稳定。

(3) B3区块效果分析:

注入端: 2020-2021年实施体积压裂12井次, 压裂后近井地带渗流能力得到改善, 平均注水压力下降8.4MPa, 欠注问题得到有效解决。测试1口可对比吸水剖面, 水驱动用由100%↓90.1%; 尖峰状吸水变为均匀吸水, 同位素刻度由300↓240API, 剖面改善效果较好。

采出端: 措施后井组月度递减率由1.12%↓-1.5%, 月含水上升速度由0.99%↓-0.4%。主向油井4口液量、含水均表现为先降后升的特征, 分别由12.3↓9.9↑10.8m³, 81.6↓65.2↑74.5%, 月度递减率由-2.1%↑-1.2%, 月含水上升速度由0.01%↓-0.7%, 目前持续有效; 侧向油井(12口): 液量、含水均表现为先降后升的特征, 分别由50.5↓48.4↑54.1m³, 70.5%↓66.8%↑73.8%, 月度递减率由-3.8%↑1.2%, 月含水上升速度由-1.0%↑0.5%, 有效期7个月, 目前出现见效见水特征。增油型6口占比31.6%, 平均单井日增油0.8t, 分布在侧向高液量中高含水井组, 动态表现液量上升含水下降; 下降型9口: 占比47.4%, 分布在侧向低产低效井组, 动态表现水驱不见效, 堵塞特征; 稳定型4口占比21.1%, 完成时间较短, 效果待进一步观察。

结果表明, 对于裂缝发育的特低渗透油藏, 对注水

井实施体积压裂可以改善地下水驱状况, 增大注入波的波及体积, 使原来水驱优势方向之外的其他方向裂缝开启或扩张, 恢复注水后, 注入水沿着新的裂缝驱替, 使得其他方向的油井受效。

五、取得的认识及结论

1.注水井体积压裂能够有效改善近井地带渗流能力、降低注水压力, 确保长8长9油藏注够水补充地层能量, 为长8长9油藏高压欠注井治理提供了有效治理手段。

2.注水井体积压裂能够改变原有储层优势渗流通道, 实现优势渗流转向, 实现应力均一化向非均一化转变, 改善水驱效果。

3.平面上注水井体积压裂能够形成规模裂缝带, 增加裂缝长度及宽带, 形成复杂的三维裂缝网格, 从而缩短水驱距离, 扩大波及体积, 提高采油速度及油藏采收率。

4.注水井体积压裂技术已经在姬塬油田长8长9油藏得到规模推广应用, 为其他同类特低渗透双低开发油藏提供了指导和借鉴, 具有重要推广意义。

参考文献:

- [1]曾联波, 赵向原, 朱圣举, 等.低渗透油藏注水诱导裂缝及其开发意义[J].石油科学通报, 2017, 2(3): 336-343.
- [2]巩磊, 曾联波, 李娟, 等.南襄盆地安棚浅、中层特低渗储层裂缝特征及其与深层系裂缝对比[J].石油与天然气地质, 2012, 33(5): 778-784.
- [3]曾联波, 靳宝光, 等.裂缝性低渗透砂岩油藏合理注水压力[J].石油与天然气地质, 2015, 36(5): 855-861.
- [4]魏忠元, 李怒军, 杨焕英, 等.致密油藏注水井体积压裂改善注水开发效果技术[J].科学与技术工程, 2017, 17(30): 161-166.
- [5]王海庆, 王勤.体积压裂在超低渗透油藏的开发应用[J].中国石油和化工标准与质量, 2012, 2: 143.

作者简介: 刘春林(1985.4-), 本科学历, 2007年毕业于重庆大学矿物资源工程专业, 现为长庆油田分公司第三采油厂开发地质三级工程师A。