

[引著格式] 冯蓓华, 侯长冰, 路涛, 等. 鄂尔多斯盆地镇原油田长 7 致密油藏有效开发技术探讨 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (9+10): 46~49.

# 鄂尔多斯盆地镇原油田长 7 致密油藏有效开发技术探讨

冯蓓华, 侯长冰, 路涛, 李灿兵 (中石油长庆油田分公司第十一采油厂, 甘肃 庆阳 745000)

[摘要] 镇原油田长 7 油藏储层严格受南西-北东延伸的水下分流河道砂体控制, 以灰绿色、灰黑色细粒岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩为主。填隙物主要由黏土矿物、碳酸盐、硅质等组成。储层具有纵向平面分布非均质性强及启动压力高等特征, 具备提高单井产量的储层改造条件。虽然单纯的以提高导流能力为目的的组合陶粒和体积压裂技术在一定程度上可提高长 7 油藏初期单井产量, 但油藏开发过程中递减较大, 不能保持长期稳产。通过实施水平井+体积压裂技术, 既增加了储层改造体积, 又提升了裂缝导流能力, 在现场试验中取得较好改造效果。该技术对提高单井产量、改善致密油开发增产效果具有积极意义。

[关键词] 镇原油田; 致密油藏; 储层特征; 开发技术

[中图分类号] TE349 [文献标志码] A [文章编号] 1000-9752 (2015) 09+10-0046-04

镇原油田位于鄂尔多斯盆地西南部(图 1), 具有多油层复合的特点。区域地质研究表明镇原油田延长组长 7 期物源为西南方向, 发育三角洲和湖泊沉积, 其中西南部以三角洲前缘亚相为主, 东北部以深湖-半深湖亚相为主<sup>[1]</sup>。延长组长 7 油层组厚度大、连续性好, 是主要含油层位, 预测总资源量  $1.0 \times 10^8 \text{t}$ 。随着开发的不断深入, 常规储量已基本动用, 致密油是非常现实的石油接替资源, 已成为中国非常规石油中最现实的领域之一<sup>[2]</sup>。笔者结合镇原油田长 7 油藏储层低孔低渗特征, 以提高储层改造体积及改善裂缝导流能力为指导, 探讨多种新型工艺技术在长 7 油藏的适用性。这将有助于提升长 7 油藏试排、试采单井产量, 同时为改进致密油藏开发效益提供科学依据。

## 1 镇原油田长 7 油藏储层特征

### 1.1 储层岩石学特征

镇原油田长 7 储层岩性主要以灰白色、灰绿色中、细粒岩屑砂岩、长石岩

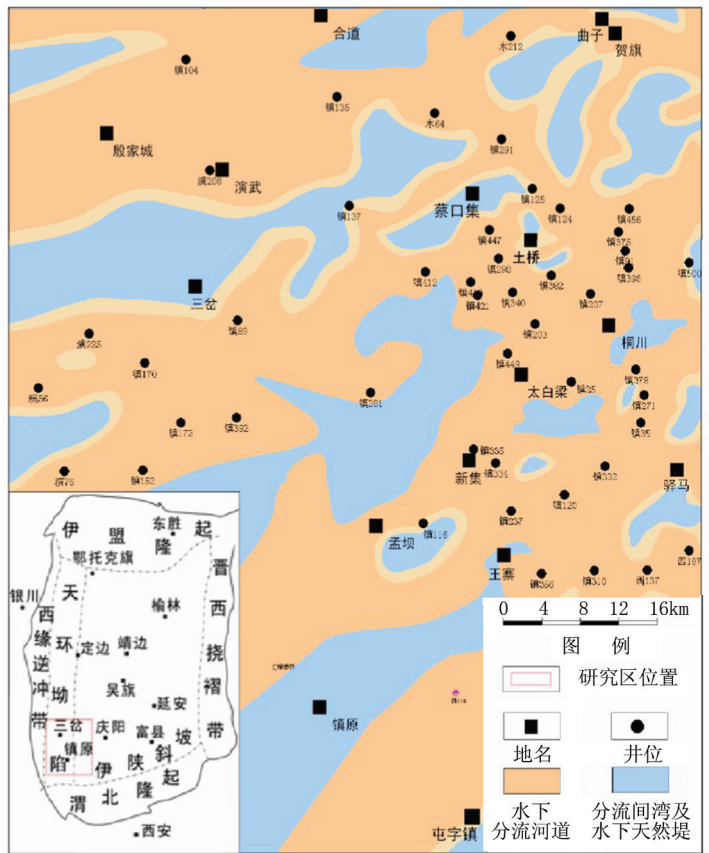


图 1 研究区位置和长 7<sub>2</sub> 层沉积相展布格局示意图

[收稿日期] 2015-02-10

[作者简介] 冯蓓华 (1978-), 女, 工程师, 长期从事油气田测井解释及开发研究, hcb\_cq@petrochina.com。

屑砂岩、岩屑长石砂岩为主，主要粒径为0.25~0.6mm。砂岩结构成熟度较好，颗粒分选中等-好，多呈次棱角状，以孔隙胶结为主，部分呈薄膜-加大型。砂岩碎屑成分平均占全岩含量的82.81%，其中石英含量最高，为28%~64%，平均值为38.96%；岩屑含量为14.5%~44%，平均为28.05%；长石含量较低，为6.5%~32%，平均为15.28%；岩屑类型以酸性喷出岩、白云岩、石英岩、千枚岩及云母为主。

### 1.2 填隙物组合特征

长7油层组砂岩填隙物含量平均为17.71%。填隙物成分主要由黏土矿物(10.57%)、硅质胶结物(1.82%)、碳酸盐胶结物(5.07%)组成，并含少量长石质胶结物(0.06%)。黏土矿物以伊利石(9.39%)为主，其次为绿泥石(0.66%)和高岭石(0.52%)。碳酸盐胶结物主要由铁方解石(1.19%)、铁白云石(3.7%)、方解石(0.18%)组成，呈片状或斑状充填孔隙。硅质胶结物主要为石英颗粒的次生加大。

## 2 镇原油田长7油藏储层孔隙特征

### 2.1 孔隙类型

孔隙类型以粒间孔、长石溶孔为主，局部可见岩屑溶孔、晶间孔和微裂隙等(图2，图3)。平均面孔率2.7%，平均喉道半径为0.1 $\mu\text{m}$ ，均为微喉，孔喉组合类型主要为小孔微喉型和中孔微喉，局部见大孔微喉型等其他孔喉组合。



图2 Z396井长722(2215.24m)粒间孔

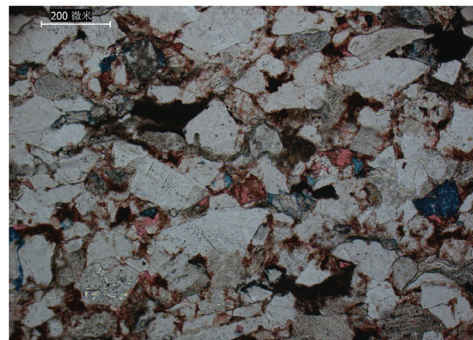


图3 Z401井长722(2327.66m)长石溶孔

### 2.2 微观孔隙结构特征

压汞资料表明，镇原油田长7储层平均排驱压力为1.25MPa，中值压力为31MPa，最大进汞饱和度为92.28%，退汞效率为41.17%，中值半径为0.09 $\mu\text{m}$ 。总体储层孔隙结构大致分为3类：I类物性较好，孔喉中值半径大，具有较低的排驱压力，喉道偏粗歪度，孔喉非均质性中等；II类和I类的特征基本一致，其孔喉中值半径较小；III类物性较差，孔喉中值半径小，具有较高的排驱压力，最大进汞饱和度低。

### 2.3 储层物性与非均质性

平均孔隙度和平均渗透率分别为9.9%和0.25mD，物性总体较差，为典型低孔、特低孔-超低渗储层，按照致密油藏分类标准<sup>[2]</sup>为I类储层，属于中等非均质性储层。长7<sub>2</sub>层的非均质性较长7<sub>1</sub>层和长7<sub>3</sub>层强，平面上局部发育相对高孔高渗区，开发过程中的“甜点”大多数位于沿砂体延伸方向的中心位置。

## 3 镇原油田长7致密油藏开发的技术难题

1) 距生油中心有一定距离，自西向东油气充注程度差异性大。多年来的开发实践证明镇原油田长7油藏虽然具有一定的储量规模，但与整体处于鄂尔多斯盆地长7油层组生油中心的西南部相比，油层厚度薄，自生自储的油气充注程度差，自东向西含油性变差，局部存在出水风险。

2) 储层物性低孔、低渗，常规开采方式单井产量难以得到保障。镇原油田长7致密油藏物性和导流能力差，非均质性强，地层能量不足，定向井单井产量低、递减速度快，致密油藏开发难度越来越大。2012年在区域内Z95井区开展定向井试验，投产5口井，初期单井产能仅1.4t，1年后单井产能不足1t。

3) 补充能量后难以受效，递减较大。镇原油田长7致密油层由于储层天然特点，注水开发后，注

水井压力上升快,但对应油井能量难以得到有效补充。Z95井区初期采用注水开发2个井组,自2012年开始注水,注水井压力快速上升,2年后累计注水量达到 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,对应油井仍无见效趋势,处于低能力稳产水平。

## 4 镇原油田长7油藏有效开发技术探索

结合镇原油田长7油藏“储层中-低孔低渗、含酸溶性矿物、发育一定微裂缝、启动压力高”等易压裂酸化改造的特性,通过增加储层改造体积、提升裂缝导流能力等途径进一步提高单井产量,开发过程中试验了以下几种改造工艺。

### 4.1 组合陶粒压裂

组合陶粒压裂技术是指在常规陶粒粒径(20~40目)的基础上添加更小粒径陶粒(60~80目),提高了支撑剂承压能力,同时通过添加小粒径陶粒实现常规支撑剂无法到达的微小人工裂缝和开启的天然微裂缝端部,增加了有效改造体积,扩大泄流面积,提高单井产量。

镇原油田长7储层埋藏深2200m,地层闭合应力约25.0~33.0MPa,常规粒径陶粒在长期高闭合压力下易破碎,导致孔隙易被堵塞,无法形成持续有效的高裂缝导流能力,通过采用组合陶粒技术,小粒径的陶粒抗压能力强,并增大了支撑剂之间的面积,承压能力增强。同时长7油藏裂缝、微裂缝发育,小陶粒易填充,从而提高了微裂缝的导流能力。

Z95井区应用组合陶粒压裂2口井,与邻井常规水力压裂改造对比,平均单井试排提高 $3.7 \text{ m}^3$ ,投产后初期产量提高0.4t(表1),单井产量得到提升。

表1 Z95井区长7组合陶粒压裂应用效果表

井号	试验井数	油层厚度 /m	测井解释				射孔厚度 /m	改造参数			试油		投产	
			电阻率 / $(\Omega \cdot \text{m})$	声波时差 / $(\mu\text{s} \cdot \text{m}^{-1})$	视孔隙度 /%	视渗透率 /mD		陶粒 / $\text{m}^3$	排量 / $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$	砂比 /%	日产油 / $\text{m}^3$	日产水 / $\text{m}^3$	日产油 /t	含水率 /%
试验井	2	10.4	36.9	227.4	11.6	1.1	4.5	15+30	2.2~2.4	29.5	13.8	0.0	0.9	20.8
对比井	3	8.5	41.2	227.1	11.6	0.9	4.0	30	1.8~2.0	33.6	10.1	0.0	0.5	31.5
对比结果		1.9	-4.3	0.3	0.0	0.2	0.5			-4.1	3.7	0.0	0.4	-10.7

### 4.2 体积压裂技术

在水力压裂形成主裂缝的基础上,在侧向形成多条分支缝或者次生缝<sup>[3]</sup>,最终形成复杂裂缝网络系统,使得井筒与储集层接触面积增加,极大地提高了储集层整体渗流能力,最大限度改善了压裂增产效果<sup>[4]</sup>。

体积压裂改造的条件:影响压裂形成多条裂缝的重要条件是储层最大、最小主应力的差值,只有其不大时,才有形成多条裂缝的可能<sup>[5]</sup>。天然裂缝发育、脆性指数高是形成多条裂缝、实现体积改造的前提和基础。

岩心、薄片等资料显示,长7储层裂缝、微裂缝较为发育,有利于形成缝网系统。长7致密砂岩储层岩石矿物成分中,石英质量分数平均为40.3%,脆性相对占优。储层水平主应力差较小,可形成一定规模的复杂缝网,适宜进行体积压裂。

Z378井采用体积压裂技术进行改造,试油日产纯油21.1t,投产后初期日产油2.0t,含水8.7%,试采效果较好,依靠自然能量生产,但表现出初期递减较大,处于低水平稳产(图4)。

### 4.3 水平井+体积压裂技术

随着全球油气公司逐步加大对致密油气藏、页岩气藏等非常规油气藏实施勘探开发力度加大,目前水平井压裂技术在改善非常规油气田开发综合效益过程中发挥了重大作用。而致密油气的高效开发离不开水平井压裂增产技术。目前,水平井压裂增产技术也逐步向“体积压裂”的趋势发展<sup>[6]</sup>。由于水平井对油层穿透能力强,压裂所产生的多簇裂缝也可以作为油流通道,因此显著提高了油井产能,达到了明显的增产效果,业已成为类似油藏高效开发的主要模式。长庆油田在安83、西233等区块采用水平井



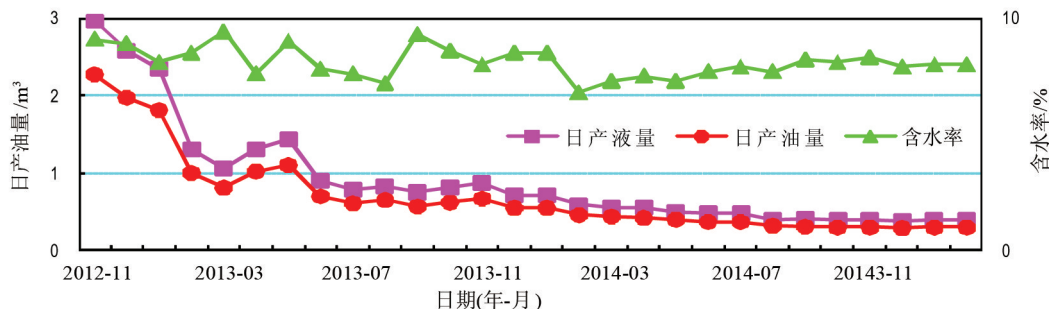


图 4 Z378 井长 7 试采曲线图

开发实现了致密油藏的有效开发。

据前人对水平井分段压裂地质设计的研究成果,将压裂主裂缝参数与产能间关系总结如下:

1) 裂缝数量。随着裂缝条数的增加,水平井产能增大,但增幅逐渐减小。随着裂缝数量的增加,地层压力大幅度下降,裂缝间产生了严重干扰,造成每条裂缝的产量减小,产量增幅逐渐变小。通过对低渗油田研究,认为当储层沿裂缝方向与沿井筒方向的渗透率的差值为零或较小时,裂缝的最佳条数为 4~5 条<sup>[7]</sup>。

2) 裂缝长度。随着裂缝长度的增加,产油量逐渐增大,至一定程度后增幅变小<sup>[7]</sup>。研究结果表明低渗油田的压裂裂缝长度超过 100m 以后其产量增幅已很不明显。

3) 裂缝导流能力。随着裂缝导流能力持续提高,压裂水平井日产量呈现先增加再逐渐减小趋势。

水平井体积压裂增产的影响因素如下:①水平方向渗透率——水平方向渗透率越小,增产效果越明显;②垂向渗透率——垂向渗透率较大时,流体沿垂向渗流能力较强,即使不压裂也有一定的产量,所以垂向渗透率越小,实施体积压裂增产效果越显著;③形状因子(油藏的形状因子为油藏的长宽比)——油藏面积一定的条件下,形状因子越大,体积压裂累计产油量越小;④原油黏度——黏度越大,体积压裂改造储层获得的增产量越小。

## 5 结论

1) 镇原油田长 7 油藏储层严格受南西-北东延伸的水下分流河道砂体控制,以灰绿色、灰黑色细粒岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩为主。填隙物主要由黏土矿物、碳酸盐、硅质等组成。储层纵向平面分布非均质性强及启动压力高等特征,具备提高单井产量的储层改造条件。

2) 单纯的以提高导流能力为目的的组合陶粒和体积压裂技术在一定程度上可提高长 7 油藏初期单井产量,但油藏开发过程中递减较大,不能保持长期稳产。

3) 针对镇原油田长 7 油藏油层厚度大、储层相对致密等特点,实施水平井+体积压裂技术,既增加了储层改造体积,又提升了裂缝导流能力,在现场试验中取得了较好的改造效果。该技术对提高单井产量、改善致密油开发增产效果具有积极意义。

### [参考文献]

- [1] 杨华, 窦伟坦, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 沉积相分析 [J]. 沉积学报, 2010, 28 (2): 254~264.
- [2] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国石油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景 [J]. 沉积学报, 2012, 33 (3): 343~351.
- [3] Chacon A, Tiab D. Effects of stress on fracture properties of naturally fractured reservoirs [J]. SPE107418, 2007.
- [4] 雷群, 胥云, 蒋廷学, 等. 用于提高低-特低渗透油气藏改造效果的缝网压裂技术 [J]. 石油学报, 2009, 30 (2): 237~241.
- [5] 石道涵, 张兵, 何举涛, 等. 鄂尔多斯长 7 致密砂岩储层体积压裂可行性评价 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2014, 29 (1): 52~56.
- [6] 许东进, 廖锐全. 致密油水平井体积压裂工厂化作业模式研究 [J]. 特种油气藏, 2014, 21 (3): 61~67.
- [7] 孙良田, 孙宜, 黄志文, 等. 低渗透油气藏水平井压裂优化设计 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2009, 24 (3): 45~48.