

文章编号: 1008-2336(2010)03-0068-06

致密砂岩气藏大型压裂工艺技术研究与应用

——以新场沙溪庙组气藏为例

黄小军¹, 杨永华¹, 魏 宁²

(1. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司工程技术研究院, 四川德阳 618000;

2. 渤海钻探井下技术服务公司, 天津塘沽 300450)

摘 要: 新场沙溪庙组气藏是国内典型的低渗致密砂岩气藏, 储层具有“纵向厚度大、平面展布广、盖层遮蔽性能好、盖层与产层应力差值明显”等适合于大型加砂压裂改造的地质基础和条件。气藏前期采用中小规模压裂时, 单井压后表现出了“产量递减快、稳产效果差”等不利于气藏提高采气速度和整体采收率的状况。大型压裂是增加人工裂缝半长, 延长气井采气寿命, 提高开采效益的重要手段。通过对制约和影响大型加砂压裂改造效果的系列关键工艺技术的攻关研究, 研发出了低伤害压裂液体体系, 提出了压裂液强化破胶和高效返排工艺, 并对大型压裂施工参数进行优化设计, 最终形成了以“大砂量、大排量、中—高砂浓度、强化破胶”为特色, 以造长缝为核心的大型压裂关键工艺技术方法, 并成功完成了最大加砂规模 200.5 m³ 的超大型水力加砂压裂现场试验。现场应用实践表明, 大型压裂具有“稳产效果好、勘探评价效益优”的特点。

关键词: 致密砂岩; 气藏; 大型压裂

中图分类号: TE357.1 文献标识码: A doi: 10.3969/j.issn.1008-2336.2010.03.068

Massive hydraulic fracture research and its application to tight sandstone gas reservoir

——Taking Shaximiao gas reservoir in the west of Sichuan Basin as an example

Huang Xiaojun¹, Yang Yonghua¹, Wei Ning²

(1. Engineering Technology Institute, SINOPEC Southwest Petroleum Branch, Deyang 618000;

2. Downhole Technology Service Company, BHDC, Tanggu 300450)

Abstract: Shaximiao reservoir of Xinchang gas field is a typical low permeability and tight sandstone gas reservoir in China with great thickness, large-scale sand body, large well spacing, and obvious stress difference between cover and pay formation, in which massive hydraulic fracture can be carried out to prolong producing time of gas wells. Low damage fracturing fluids was formulated, viscosity break was intensified, high efficiency flowback technology was used, and parameters of massive fracture were optimized. At last, massive hydraulic fracture with the characteristics of large scale, high flow rate, middle-high proppant concentration, and forced viscosity break was successfully operated in field, and the largest scale of fracturing was 200.5 m³. The field application practice indicated that the fracture effect was exceptionally remarkable.

Key words: tight sandstone; gas reservoir; massive hydraulic fracture

基金项目: 国家科技支撑计划课题《复杂油气田高效开发技术研究》部分研究内容。

收稿日期: 2010-03-17; 改回日期: 2010-05-17

作者简介: 黄小军, 男, 工程师, 1999年毕业于中国石油大学(华东), 2006年获成都理工大学石油与天然气硕士学位, 主要从事油气田开发工作。E-mail: HuangXiaoJun110@yahoo.com.cn

Copyright © 2010 CNKI. All rights reserved. http://www.cnki.net

新场沙溪庙组气藏是国内低渗致密砂岩气藏的典型代表。该气藏属三角洲平原亚相分支河道叠加微相沉积,砂体厚度大,延伸范围广,厚度比较稳定,储层深度在 2 100~ 2 600 m 之间,岩性主要以中—细粒岩屑长石砂岩为主。砂岩碎屑以石英为主,平均含量 46. 79%。胶结物以方解石为主,泥质次之,偶见硅质、白云石。胶结类型以孔隙式为主,接触—孔隙式次之。储层测井渗透率一般在 $(0. 1\sim 0. 2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,孔隙度为 8%~ 11%,地压系数 1. 71~ 2. 05,储层温度 60. 5~ 70. 35℃。

由于储层渗流条件差,气藏绝大多数单井自然产能低,不具备工业产能,加砂压裂技术是该气藏勘探评价及开发建产的必备措施和核心手段。气藏前期多采用中小规模压裂,单井压后产量递减快、稳产效果差。通过长期的理论与实践探索,逐渐形成了以大型压裂改造增加人工裂缝半长,延长气井采气寿命,提高开采效益的技术思路。

1 大型压裂适应性分析

1. 1 低渗致密储层造长缝的需要

对于低渗致密气藏而言,由于储层基质的低渗特性,支撑裂缝对气藏内部的整个渗流机理起着决定性的改变作用。足够的水力裂缝长度可形成较大的泄油面积,从而显著地提高单井产能和采收率。因此,低渗致密气藏投入工业性开发及提高最终采收率的关键技术就是造长缝的大型压裂。

气藏基质渗透率越低,需要的最佳裂缝半长越长。国外专家从储层物性出发研究了致密气藏缝长对整个渗流机制的影响,提出了不同气藏渗透率取得商业性价值需要的裂缝半长^[1]。

新场沙溪庙组气藏有效渗透率 $(0. 02\sim 0. 04)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,按照推荐裂缝半长则在 305~ 763 m 范围,只有大型压裂才能达到。

1. 2 前期加砂规模小,稳产期短

新场沙溪庙组气藏前期单层加砂量绝大部分在 30~ 45 m³ 之间,少数井规模达 60 m³,支撑裂缝半长不超过 150 m(表 1)。尽管目前沙溪庙组气藏的压裂效果比较显著,但部分气井压后由于人工裂缝较短而表现出产量递减快、压力下降快等特点,如图 1 所示,这对提高气藏的最终采收率

不利。

表 1 新场沙溪庙组气藏压裂效果统计

Tab. 1 Fracturing effect statistics of Xinchang JS gas reservoir

井号	层位	加砂规模/m ³	试井解释裂缝半长/m
CX165	JS ₂ ¹	30	21
CX153- 2	JS ₂ ¹	30	22. 7
CX160	JS ₂ ¹	35	43. 9
CX160	JS ₂ ¹	30	22. 7
CX152- 2	JS ₂ ³	25	22. 5
CX169- 1	JS ₂ ³	45	56

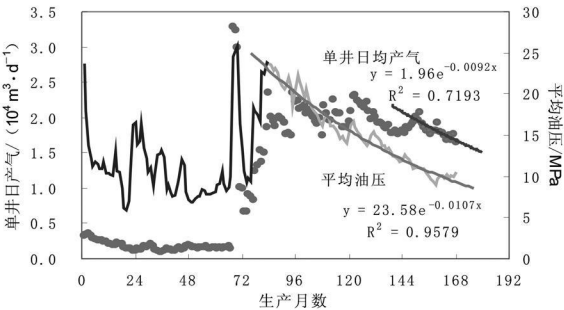


图 1 新场 JS₂² 气藏单井日产量变化曲线

Fig. 1 Well production variation of Xinchang JS₂² gas reservoir

1. 3 井间距离大,单井控制范围小

目前沙溪庙组开发井井距在 600~ 900 m 左右,按整体压裂开发的要求,支撑裂缝半长可以设计到 250 m。但根据压后净压力拟合以及试井解释,实际人工裂缝半长远没达到要求。因此,有必要开展大型压裂改造,优化裂缝与井网的匹配程度,提高人工裂缝的控制范围,提高井网对储量的控制程度。

1. 4 纵向储层厚度大,横向砂体展布好

沙溪庙组气藏虽然属于河道砂体沉积环境,但砂体空间展布范围大,砂体的延伸长度大于 2 000 m。沙溪庙组各个小层砂体厚度平均在 20 m 左右,最厚达 50 m,针对这类“厚大型”砂体,大型压裂改造可以提高单井控制储量,从而可以达到少打井、延长单井稳产效果,提高气藏整体开发效益的目的。

2 大型压裂关键工艺技术

2. 1 低伤害压裂液技术

大型压裂入地液量多,如何有效降低液体对储层的伤害对改善压裂改造效果至关重要。

根据大型压裂施工时间和储层温度,在对压裂液耐温、抗剪切性能调试基础上,研发出了一种

集助排、防膨和降滤效果于一体的含有机阳离子和非离子表面活性剂基团低分子量高聚合物多功能增效剂 BM-B10,改善压裂液综合性能。

该添加剂能明显降低破胶液的表面张力增大液体的返排能力,良好的防膨效果能降低储层的水敏伤害,同时生成的细小泡沫能降低压裂液在地层中的滤失,从而有效降低地层的水锁效应,最终起到高效返排、降低储层伤害的作用(表2)。

表 2 低伤害压裂液与常规压裂液性能对比
Tab. 2 Comparison of low damage fracture fluid performance with conventional fracture fluid

压裂液类型	层位	65℃时岩心伤害率,%	压后 48 h 平均返排率,%
常规配方	JS ₂ ²	30.08	48
BM-B10+ 常规配方	JS ₂ ²	6.67	68

2.2 压裂液强化破胶和高效返排技术

由于大型压裂入地液量大,施工结束后需尽快彻底返排出入地压裂液,以防止压裂液长时间滞留地层对储层和裂缝造成严重伤害。因此,在破胶剂加量浓度优化时,在满足压裂液携砂性能的同时,采用梯度式(由小到大)加入破胶剂的方法,缩短破胶时间,有利于快速返排;在携砂液后期阶段伴注一定浓度的纤维,可以起到在排液期间防止出砂的作用,因此可采用大油嘴放喷,加快返排速度。

2.3 施工参数优化设计技术

大型压裂对施工参数如前置液量、砂比、排量等要求较严格。大型压裂要求较大的施工排量,一方面是为了控制施工时间,同时也是为了提高液体效率,实现造长缝的要求。现场通常采取油套环空注入或光套管注入^[2]等。

2.4 周密的施工组织

完善的施工组织是保证大型压裂施工质量和提高施工效率的重要措施。大型压裂由于动用设备多,液罐群多,占用空间比较大,因此要求井场必须有足够的场地。由于排量大,施工时间长,对泵注设备要求也比较高。同时,供液、供砂问题也需要合理解决。

3 新场沙溪庙组大型压裂典型井实践

CX495-1井是在新场构造部署的一口扩边评价井,改造井段为 2 586.4~2 633.2 m(斜深),

射孔井段为 2 606.0~2 618.0 m(斜深)。测井渗透率 $1.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度 12%,地层温度约 68℃,地层压力系数约 1.7。油层套管为 $\Phi 139.7 \text{ mm}$ 的 P110 套管,最低抗内压强度 87.1 MPa。

3.1 规模的确定

CX495-1井同层位邻井有 CX491、CX495、CX479、L108-1、L108-2,该井与同层位邻井目标层靶点最近的距离在 650 m 左右。且在人工裂缝延伸的可能方位 NE90~140°范围内,人工裂缝不会向其邻井方向延伸,大型压裂后不会影响到邻井的生产。

利用分层地应力软件对 CX495-1井大型压裂目标层及其盖底层应力状况计算表明,本井压裂改造目标储层段上下盖底层的应力差值在 7 MPa 左右,盖底层具有较好的遮蔽性能,能满足大型压裂造长缝的要求。

根据 CX495-1井扩边评价需要,同时结合测试对储层特征参数的诊断结果,采用 FracproPT 软件,分别对 160、180、200、220 m³ 加砂规模下人工裂缝长度和 2 年内的净现值进行了模拟计算,最终优选了人工裂缝长度能达 500 m 左右的 200 m³ 加砂规模作为最终主压裂施工规模。

3.2 压裂液调试

本井施工时间长达 4 h 以上,考虑大型压裂要求压裂液具有耐温耐剪切、低摩阻、低滤失、低伤害以及易返排的特点,图 2 是在 170 s⁻¹、50 mg/L 破胶剂、68℃条件下的压裂液流变曲线,该结果表明剪切 4 h 后黏度还在 200 mPa·s 左右,表明压裂液具有良好的耐温耐剪切性能。

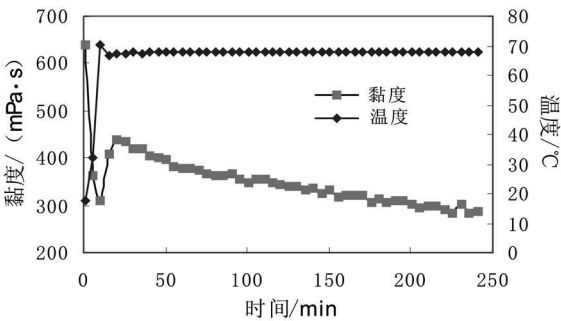


图 2 CX495-1 井压裂液流变曲线
Fig. 2 Fracture fluid rheological curve of CX495-1 well

3.3 快速返排技术

3.3.1 破胶剂加入程序优化

(1) 温度场模拟

目前常用的破胶剂为依赖温度活化的过硫酸盐, 而沿裂缝方向温度随着压裂液的注入是一动态变化过程^[3], 因此破胶剂加入程序的优化必须以裂缝温度场模拟结果为基础。根据温度剖面将压裂液按不同注入阶段分段评价, 并按分段评价的流变数据和破胶性能结果调整破胶剂加量, 指导现场施工。

图 3 是 CX495- 1 井裂缝温度场模拟结果。该结果表明, 由于地层不断向裂缝中的压裂液传热, 使压裂液温度继续升高至接近地层温度; 同时, 由于大型压裂施工时间长, 从而传热时间也长, 裂缝前缘 3/4 的温度接近地层温度, 这与常规压裂明显不同。常规压裂中的破胶剂加入程序在大型压裂中是不可行的。

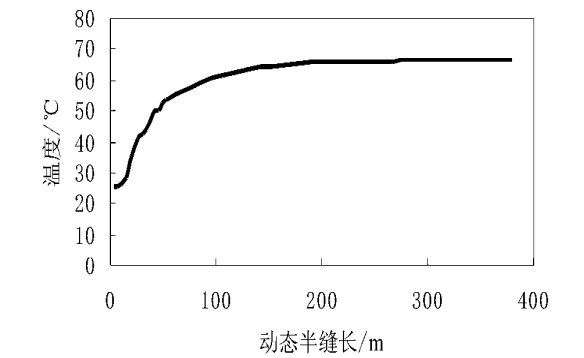


图 3 压裂结束时裂缝内温度场模拟结果
Fig. 3 Temperature field simulation result inside break at the end of fracturing

(2) 压裂液浓缩对破胶的影响

由于压裂液的滤失作用, 压裂液中的水分、无机盐和小分子物质滤失到地层中, 而其中的未能降解的高分子物质(如胍胶)则留在基岩表面形成致密滤饼, 从而导致了压裂液在支撑裂缝内浓缩, 而在裂缝闭合过程中孔隙体积又进一步缩小, 此时缝中胍胶浓度比原始浓度要增大许多倍。

根据聚合物浓缩因子与支撑裂缝的关系^[4], 由物质平衡关系可知:

$$f = \frac{1 - \phi}{v \phi} \tag{1}$$

式中: f 为聚合物浓缩因子, 无因次; v 为支撑剂与压裂液的体积比; ϕ 为在裂缝中填砂的孔隙度。

地面配制时的聚合物浓度乘以此因子即为裂缝中的聚合物(胍胶)浓度^[5]。以 CX495- 1 井现场用的 20/40 目陶粒进行计算, 其填砂孔隙度一般为 0.45, 考虑压实、破碎等因素, 计算中取 0.35; 支撑剂与压裂液的体积比 v 为 0.17, 将这两个参数代入式(1)中得到 f 等于 10.9。由此可见, 胍胶浓度浓缩是相当严重的, 对液体的破胶影响较大。因此, 应适当提高实际破胶剂的加量, 强化压裂液的破胶效果。

在温度模拟基础上, 结合室内实验结果, 同时考虑压裂液浓缩对破胶的影响, 现场实际破胶剂加入程序优化结果如表 3 所示。

表 3 CX495- 1 井破胶剂加入程序优化结果

Tab. 3 Optimization of dosing procedure of viscosity breaker chemical of CX495- 1 well

泵注阶段	前置液阶段	携砂液初期	携砂液前期	携砂液中期	携砂液后期
液量/ m^3	430	250	130	180	140
破胶剂用量/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	胶囊 150	胶囊 200↓ 0 过硫酸铵 0↑ 200	过硫酸铵 200↑ 400	过硫酸铵 400↑ 800	过硫酸铵 800↑ 2 000

注: 破胶剂采用胶囊破胶剂 DC- 3 与过硫酸铵两种, ↓ 代表加入量降低, ↑ 代表加入量增加。

靠近井筒附近的人工裂缝温度低于 40℃, 破胶效果很难保证, 一旦井底附近压裂液破胶不彻底, 压裂液返排效果将大大降低, 影响压裂增产的效果。从表 3 优化结果可知, 在 CX495- 1 井加砂后期破胶剂加量较大, 最高达 2 000 mg/L。

现场实践结果表明, 表 3 破胶剂加入程序优化结果是合理的, 本井施工后 30 min 后开井排液, 在 19 h 内返排 610 m^3 液体, 返排率达 52.3%。通过对现场取的返排液样品进行室内实验表明, 在常温、511 s^{-1} 条件下测定黏度为 3~ 4

mPa·s, 说明压裂液破胶迅速、彻底。

3.3.2 高效返排技术

CX495- 1 井 2 586.4~ 2 633.2 m 井段施工规模 200.5 m^3 , 入地压裂液量 1 170 m^3 , 采用加砂后期伴注纤维进行防砂处理。配合压后较大直径油嘴快速返排放喷时减少缝口支撑剂回流井筒, 以保证缝口保持较高导流能力的需要, 一方面加快了人工裂缝强制闭合速度, 另一方面则缩短压裂液在地层中的滞留时间, 降低储层伤害。现场实践结果表明, 本井施工后 30 min 后采用大油

嘴开井排液, 19 h 内返排 610 m³ 液体, 返排率达 52.3%, 压裂液返排迅速、高效。

3.4 施工参数优化

3.4.1 排量优化

CX495-1 井大型压裂采用 $\varnothing 139.7$ mm 套管与 $\varnothing 73$ mm 油管的油套环空进行注液, 以便大排量泵入液体时降低管路摩阻。

根据测试压裂结果, 同时结合泵注设备能力、以及 FracproPT 软件对裂缝形态的模拟, 最终确定施工排量 5.5~6.0 m³/min。

3.4.2 加砂浓度优化

新场气田沙溪庙组常规压裂平均砂浓度一般为 390 kg/m³ 左右, 大型压裂由于入地液量较大, 因此在满足施工的条件下, 尽量提高砂比, 减轻储层返排负担, CX495-1 井施工平均砂浓度设计 560 kg/m³ 左右。同时, 为了缝内合理铺砂, 采用了四段线性斜坡式加砂。

3.4.3 前置液量

新场沙溪庙组储层测试压裂得出的液体效率在 40%~50% 左右, 同时根据以往邻井的施工经验, 以及大规模压裂低砂比段较长的特点(低砂比的携砂液在携砂的同时仍然能造缝), 结合软件模拟最终确定前置液量为总液量的 36%。

3.5 施工组织

根据施工井口最大压力和施工排量计算需水马力 7 462 kW, 需要 2000 型压裂泵车 6 台, 同时考虑到大型压裂泵车处于长时间运行, 易出现故

障影响施工的连续性和成功率, 最终确定采用 8 台 2000 型压裂泵车, 保证施工过程不间断。由于施工时间长, 为了确保施工能连续进行, 施工中途利用加油车给压裂车供油。消防车同时到位、随时候命, 以防加油过程或施工过程中出现意外。

为保证大规模施工中能连续加砂, 适应公路与井场条件, 采取了 100 m³、50 m³、50 m³ 三个砂罐同时供砂的方式。

所有液罐出口管线接到一根直径 304.8 mm 的汇管上面, 采取供液车向混砂车供液; 同时采用分区分段供液和集中倒转罐群剩余液方式确保供液的连续、及时和高利用率。

3.6 压后效果评价

CX495-1 井排液测试阶段采用大油嘴开井排液, 19 h 内返排 610 m³ 液体, 返排率达 52.3%, 初期测试产量 15 × 10⁴ m³/d, 产水 26.4 m³/d, 证实本井扩边区域为高含水气层。

4 大型压裂整体应用效果评价

截至 2009 年 12 月, 川西低渗致密气藏水力加砂压裂规模逐步加大, 并逐渐形成了以“多层+大型”为特色的复合压裂工艺技术体系, 大大的改善了气藏的开发效果(表 4), 实现了新场沙溪庙组气藏的持续稳产。其中 CX495-1 井单层加砂规模达 200.5 m³, 创造了中石化系统最大单层加砂压裂规模的新记录。

表 4 新场沙溪庙组气藏开发效果

Tab. 4 Exploitation effect of Xinchang JS gas reservoir

阶段		项目实施前(1998.1~2006.12)	项目实施后(2007.1~2009.12)
统计井次/层次		138/191	60/102
加砂规模/m ³	总规模	6 849.67	4 810.3
	单井平均	49.6	80.2
平均砂比,%	砂比范围	14.3~35.5	15~43
压前单井平均无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)		0.610 4	0.257 5
压后单井平均无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)		7.620 8	8.665
单井平均增加无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)		7.010 4	8.407 5
增产倍比		12.48	33.65

5 结论

(1) 川西沙溪庙组储层低渗致密、砂体厚度大、展布范围宽、泥页岩隔层厚度大、盖产层之间地应力差明显, 井距大, 具备实施大型压裂的基础

和条件。

(2) 针对大型压裂压裂液耐温耐剪切、破胶剂加入程序优化等一系列技术关键, 在储层特征研究的基础之上, 形成了以造长缝为核心的“大规模、大排量、中—高砂比、强化破胶、高效返排”的大型压裂工艺技术, 现场应用取(下转第 77 页)

- [5] 刘宝和, 沈平平, 魏宜清, 等. 中国石油勘探开发百科全书——开发卷[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 642– 646.
- [6] 姜继水. 提高石油采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 114– 150.

- [7] David A, Qi Qu, Richard K. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation[C]. SPE80222, 2003.

(上接第 8 页) 烃源岩系, 在平面上, 主要分布于南部坳陷。

(3) 南黄海中、古生界海相盆地存在有利油气勘探区。南黄海盆地海相油气资源综合评价认为: 盆地存在两类油气资源勘探有利区, 其中, I 类区位于中部隆起区南部、南部坳陷区和勿南沙隆起区北部; II 类区位于中部隆起区中北部和勿

南沙隆起区中南部。

参考文献:

- [1] 王嘹亮, 易海, 姚永坚, 等. 南黄海海域沉积特征[M]. 北京: 海洋出版社, 2003: 90– 99.
- [2] 陈溥鹤, 徐克定, 穆日孔, 等. 下扬子地区中、古生界海相地层油气富集与保存条件研究[R]. 浙江石油地质研究所(内部成果), 1987.
- [3] 马永生, 郭彤楼, 付孝悦, 等. 中国南黄海石油地质基本特征及勘探潜力分析[C]. 杭州会议论文集(内部成果), 2002.

(上接第 60 页) 指标, 在注聚初期取得了较好的成效。但是, 随着注聚的进行, 出现了中心区块聚驱突进等问题, 影响了开发效果。

(2) 增加中心井组注聚浓度, 减缓了突进, 使中心井的含水下降 16% 左右, 聚合物产出浓度下降了 100 mg/L 左右, 改善了该井开发效果。

(3) 井组外围注水井转注聚合物, 有效改善了 A– 2、A– 4 等井的聚驱开发效果。针对 A– 1、A– 3 井含水率仍然较高的问题, 建议在相邻水聚分注井的注水层段(II 油组) 实施调剖作业。

(4) 聚驱过程中, 动态跟踪非常重要, 及时发

现并分析出现的问题, 并实施相应的调整措施, 对改善和保障聚驱开发效果有着非常重要的作用。

参考文献:

- [1] 向问陶, 韩明, 张健, 等. 海上常规稠油油田聚合物驱矿场试验[C]// 阎存章. 三次采油技术文集. 北京: 石油工业出版社, 2005: 23– 26.
- [2] 叶仲斌. 提高石油采收率基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 91– 93.
- [3] 刘福海, 王宏申, 谭帅, 等. 渤海稠油油田井组聚合物驱跟踪分析与效果评价[C]//“油气藏地质及开发工程国家重点实验室”第四次国际学术会议论文集. 成都: 西南石油大学和成都理工大学, 2007: 1155– 1163.

(上接第 67 页) 驱油时, 注入压力对驱替效果的影响相对较小, 应主要考虑防止气窜和合理利用 N_2 弹性能量和重力驱油。

参考文献:

- [1] 赫恩杰, 蒋明, 许爱云, 等. 任 11 井山头注氮气可行性研究[J]. 新疆石油地质, 2003, 8(4): 325– 328.

- [2] Jones L G, Cullick A S, Cohen M F. WAG Process Promises Improved in Cycling Gas Condensate Reservoir: Part 1——Prototype Reservoir Simulation Studies [C]. SPE 19113, 1989.
- [3] 王进安, 岳陆, 袁广钧, 等. 氮气驱室内实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 6(3): 119– 121.
- [4] Christensen J R, Stenby E H, Skauge A. Review of WAG Field Experience [C]. SPE39883, 1998.

(上接第 72 页) 得了显著效果。

(3) 大型压裂效果的保证主要取决于储层物性、合理优化施工参数、施工保证和强化破胶。

(4) 大型压裂工艺的成功, 为高效、经济开发低渗致密储层提供了可靠的技术保证, 也为同类型气藏勘探与开发提供了宝贵的经验。

参考文献:

- [1] 何生厚. 油气开采工程师手册[M]. 北京: 中国石化出版社,

2006: 312.

- [2] 崔明月, 丁云宏, 单文文, 等. 四川八角场低渗透气田大型水力压裂应用实例研究及启示[J]. 低渗透油气田, 2004, 5(2): 51– 54.
- [3] 王鸿勋, 张士诚. 水力压裂设计数值计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 79.
- [4] 贺承祖, 华明琪. 压裂液对储层的损害及其抑制方法[J]. 钻井液与完井液, 2003, 20(1): 49– 53.
- [5] 刘建伟, 王宇宾, 王树军, 等. 红台 204 井致密气藏大型压裂技术应用实践[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(2): 62– 65.