

深穿透大中型压裂增产改造技术 研究与应用

赵运祥^{1*}, 郭大立¹, 赵旭斌², 邓家胜², 彭洋平²

(1. 西南石油大学理学院, 四川 成都 610500;
2. 新疆油田公司百口泉采油厂, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要: 对于低渗透、埋藏深、致密油气藏, 常规压裂技术不能有效地实现储层的增产改造。以新疆玛北油田为例, 新疆玛北油田石油储量非常大, 但是由于储层埋藏深、致密、低渗透的特点, 常规压裂技术效果差、产量低。为了实现对储层的深穿透、长裂缝、高导流, 提出了深穿透大中型压裂改造技术。通过对压裂工艺的优选, 按照“一高三低”的原则优选压裂液, 按照“三结合”的原则优选支撑剂。通过优化压裂施工参数, 经现场压裂施工应用, 压后产油量比压前有了大幅度的增加。

关键词: 低渗透储层; 深穿透; 大中型压裂; 压裂工艺

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2018)05-0187-04

DOI: 10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2018.05.042

Research and application of large and medium scale of deep penetration fracturing stimulation renovation technology

ZHAO Yun-xiang^{1*}, GUO Da-li¹, ZHAO Xu-bin², DENG Jia-sheng², PENG Yang-ping²

(1. School of Science, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Baikouquan Oil Production Plant, CNPC Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China)

Abstract: The petroleum reserves in Xinjiang Mabei Oilfield are very huge and have the characteristics of low permeability, deep bury and dense, in which the conventional fracturing technology cannot achieve effectively renovation to enhance production. In order to realize deep penetration, long fracture and high conductivity upon such reserves, a large and medium scale deep penetration fracturing technology is put forward. The fracturing process is optimized, the fracturing fluid is selected according to the principle of “one high and three low” and the proppant is selected according to the principle of “three combinations”. Through optimizing the parameters of fracturing operation and applying fracturing on spot, the production of oil after fracturing has greatly increased than that before fracturing.

Key words: low permeability reservoir; deep penetration; large and medium scale fracturing; fracturing technology

水力压裂是油气藏增产增储上产与有效开发的重要措施和主要方法, 在我国能源需求与经济发展中已经而且必将日益发挥重要作用。目前对于储层埋藏深、物性差、渗透率低的油气藏采用深穿透大中型压裂技术是比较有效的开发技术方法。深穿透大中型压裂改造技术是相对于小规模压裂而言的, 目前还没有具体的定义, 普遍将压裂液 400 m³ 以上、加砂量 50 m³ 以上、最高施工泵压 60 MPa 以上, 同时动用了数台较大功率机组且有较大排量和较长作业时间的压裂作业^[1], 形成深穿透水力裂缝, 沟通远井地带, 增大泄流面积。对于多段数、大规模、低成本、高性价比的大中型压裂技术的理论研究和应用正趋于成熟^[2-6]。本文中根据低渗透、埋藏深、

致密的油气藏特征, 提出使用深穿透大中型压裂改造技术, 按照压裂液“一高三低”的原则与支撑剂“三结合”的原则, 对玛北油田区块应用施工, 证明了该技术的适应性与正确性。

1 油藏地质特征

新疆玛北油田位于准噶尔盆地西北缘断阶带下盘、玛湖凹陷北斜坡带, 构造格局为一南倾的平缓单斜, 局部发育有鼻状构造及低幅度背斜。含油层系为二叠系乌尔禾组和三叠系百口泉组, 储层埋深 3 500~4 000 m, 1994 年 12 月玛北油田探明含油面积 59 km², 石油地质储量 4.378×10⁷ t, 储量非常大。

玛北油田物性相对较差, 非均质性强。乌尔禾

收稿日期: 2017-10-23; 修回日期: 2018-03-06

基金项目: 国家科技重大专项项目(2017ZX05070)

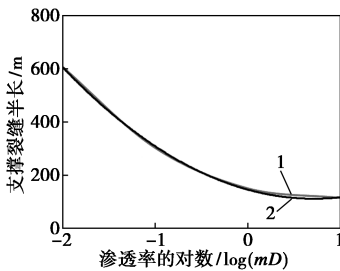
作者简介: 赵运祥(1988-), 男, 博士生, 研究方向为油气藏压裂增产改造技术, 通讯联系人, yunxiang_zhao@163.com。

组孔隙度变化范围为 6.09% ~ 12.87%，平均 8.07%；渗透率变化范围为 $0.40 \times 10^{-3} \sim 41.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $2.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。百口泉组孔隙度变化范围为 6.71% ~ 12.78%，平均 8.88%；渗透率变化范围为 $0.31 \times 10^{-3} \sim 24.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $1.23 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。同时，室内实验测定的乌尔禾组平均渗透率 $0.803 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、百口泉组平均渗透率 $0.632 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，都属于特低渗油藏。

对于低渗透、埋藏深、致密油气藏，必须行之有效的压裂技术才具有商业性应用价值^[7-8]。当渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，支撑裂缝半长需达到 116 m；当渗透率为 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，支撑裂缝半长需达到 152 m；对于渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，支撑裂缝半长需达到 305 m；对于渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，支撑裂缝半长需达到 610 m。

对渗透率 K 与支撑裂缝半长 L 关系数据进行了拟合，如图 1 所示，获得计算公式如下：

$$L = 67.25(\log K)^2 - 95.48\log K + 146.2$$



1—渗透率对数对应的支撑裂缝半长；2—拟合曲线

图 1 渗透率与支撑裂缝半长的关系

根据拟合的计算公式，计算获得玛北油田乌尔禾组和百口泉组储层压裂改造需形成的支撑裂缝半长如表 1 所示。可知，对于玛北油田只有实施深穿透大中型压裂增产改造，形成深穿透水力裂缝（乌尔禾组储层形成的支撑裂缝半长达到 156 m 以上，百口泉组储层形成的支撑裂缝半长达到 168 m 以上），沟通远井地带，增大泄流面积，才能确保增产效果，避免压裂井压后产量递减过快。

表 1 平均渗透率及要求的支撑裂缝半长

参数	乌尔禾组		百口泉组	
	计算值	实验值	计算值	实验值
平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	2.24	0.803	1.23	0.632
要求的支撑裂缝半长/m	121	156	138	168

2 压裂工艺优选

深穿透大中型压裂增产改造的目的是实现水力

裂缝的深穿透。因此，需重点解决下列问题。

2.1 压裂液的优选

压裂液的优选应按照“一高三低”的原则。其中，“一高”是指压裂液的黏度高，并具有较强的携砂性能，具备良好的耐温耐剪切性能，这样既有利于携砂，把支撑剂携带到裂缝前端，又有利于造缝和裂缝扩展延伸；“三低”是指压裂液具有低滤失、低摩擦阻、低伤害的性能，这样低滤失确保压裂液高效率，低摩擦降低地面施工压力和施工风险，低伤害避免对地层和水力裂缝的伤害。

根据实验研究，压裂采用水基胍胶压裂液 SW-90，其配方如下。

基液：0.5% 胍胶 + 0.2% 助排剂 + 0.5% 破乳剂 + 0.1% 杀菌剂 + 0.5% 黏土稳定剂 + 0.1% 高温稳定剂 + 0.1% 碳酸钠 + 0.1% 碳酸氢钠 + 2% 氯化钾。交联剂：0.4% 有机硼。

实验结果表明，该压裂液黏度高。压裂液的基液密度 1.032 g/cm^3 ，表观黏度为 $62.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (170 s^{-1})；在 88°C 条件下剪切 90 min，压裂液的黏度大于 $110 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ；在 70°C 条件下，压裂液的稠度系数为 $1950.64 \text{ mPa} \cdot \text{s}^n$ ，流态指数为 0.5359；在 90°C 条件下，压裂液的稠度系数为 $534.2851 \text{ mPa} \cdot \text{s}^n$ ，流态指数为 0.628。

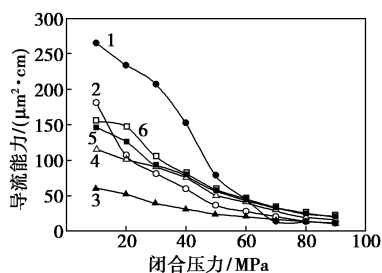
该压裂液滤失低。该压裂液的滤失系数 $C_3 = 2.640 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{min}^{0.5}$ 。为进一步降低压裂液滤失，还可以在前置液阶段加入 100 目的宜兴粉陶作为降滤失剂，同时也兼具支撑剂段塞的作用。

该压裂液摩阻低。当施工排量为 $3.0 \sim 6.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 时，该压裂液的降阻率为 63.78% ~ 66.66%。

该压裂液伤害低。该压裂液破胶液的膨胀高度为 2.95 mm，防膨性能好；2 h 后破胶液的黏度降为 $1.79 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ，破胶彻底；压裂液对岩芯的平均伤害率为 6.84%，比原胍胶压裂液的伤害率降低了 10% 以上。

2.2 支撑剂的优选

按照支撑剂粒径从大到小，以 10/20 目、20/30 目、30/60 目按照 1:1:1, 1:2:1, 1:3:1 比例组合方式，进行了支撑剂导流能力实验^[9-10]。如图 2 所示，在闭合压力较低时，大粒径（10/20 目）支撑剂能够保持较高的导流能力；在闭合压力较高时，组合型支撑剂表现出优越的性能，其中以 10/20 目、20/30 目、30/60 目按照 1:3:1 的比例组合，导流能力最高。



1—10/20目陶粒;2—20/40目陶粒;3—30/60目陶粒;
4—组合型1:1:1;5—组合型1:2:1;6—组合型1:3:1

图2 组合粒径与单独粒径导流能力对比图

对于高闭合压力的储层,提出了优选支撑剂的“三结合”原则。其中,“三结合”是指支撑剂的强度要高中结合、密度要中低结合、粒径要大小结合。在满足储层导流能力和闭合压力的要求下,采用全程陶粒或石英砂尾追陶粒作为压裂支撑剂,兼顾并达到中强度、低密度、小粒径支撑剂铺设于远端,高强度、中密度、大粒径支撑剂充填近井地带,即在加砂的前期采用中强度、低密度、小粒径的支撑剂;在加砂的后期采用高强度、中密度、大粒径的支撑剂。

2.3 施工参数的优化

(1) 施工排量

玛北油田历次有效井均采用 $\geq 2.85 \text{ m}^3/\text{min}$ 的施工排量,平均施工排量达到 $3.20 \text{ m}^3/\text{min}$,反之采用施工排量 $\leq 2.80 \text{ m}^3/\text{min}$ 的压裂井均是无效的;而且压后产量递减规律分析结果也表明,提高施工排量是降低压后产液量递减率和产油量递减率的有效方法和途径;但考虑设备功率的限制和施工的安全性,施工排量又不宜太大。综合分析认为,玛北油田压裂施工排量的选择范围为 $3.0 \sim 5.0 \text{ m}^3/\text{min}$,并尽可能提高施工排量。

(2) 加砂强度

提高陶粒加砂强度是降低储层压后产液量递减率和产油量递减率的有效方法和途径。因此,要求陶粒加砂强度为 $2.0 \sim 4.0 \text{ m}^3/\text{m}$,且每次压裂的陶粒加砂量不低于 35 m^3 。按照优选支撑剂“三结合”的原则,陶粒加砂量分别以10/20目、20/30目、30/60目按照1:3:1的比例进行尾追式压裂施工。其中,大粒径支撑剂位于缝口位置,主要作用是提高缝口导流能力;中粒径支撑剂位于裂缝中部,主要起支撑作用;小粒径位于裂缝端部,起支撑微裂缝、减少滤失的作用^[11]。

(3) 砂液比

虽然采用的压裂液滤失系数低、携砂性能好,但考虑中深井地层施工压力高等特点,施工砂液比不

宜较高,平均砂液比以20%~22%为一般标准。在加砂程序中,携砂液第一段的砂液比应控制在8%左右,而携砂液最后一段的砂液比可以提高到40%左右。同时,携砂液各段的总注入体积应呈由多到少,砂液比应呈由高到低的趋势分布。

(4) 前置液百分比

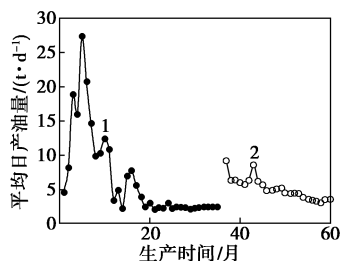
由于采用的压裂液滤失系数低、造缝能力强,因此采用30%~40%的前置液就可以顺利完成压裂任务。具体前置液百分数的设定,应通过多种压裂软件的模拟和对比而得出。如果在前置液阶段加入了降滤失剂或进行了控缝高压裂工艺等措施,应增加前置液百分数。

2.4 施工工艺的选择

由于盖层和底层地应力差达到2 MPa左右,裂缝向上延伸并上穿严重,加之压裂液造缝能力的增强、施工排量的大幅度提高、作业施工的延长等,必然更加加剧裂缝的向上延伸,一方面制约裂缝长度的增长,另一方面也造成产层之外的无效支撑。因此,在条件许可的前提下,应该考虑采用控缝高压裂工艺,加入空心玻璃微珠,以抑制裂缝往上延伸。

3 实例应用

新疆玛北油田A井深度为3 532~3 554.5 m,第一次应用了常规压裂技术,压裂液总量 229.3 m^3 ,其中前置液 83.1 m^3 、携砂液 135.0 m^3 、顶替液 11.2 m^3 、陶粒支撑剂 26.0 m^3 ,施工排量 $2.8 \sim 3.0 \text{ m}^3/\text{min}$,施工泵压 $60.0 \sim 81.0 \text{ MPa}$,破裂压力 81.0 MPa ,停泵压力 29.0 MPa ,平均砂比19.2%,压裂时间117 min。该井在压裂后生产了34个月,在3~11个月的生产量维持在 t/d 以上,最高一个月平均日产油量达 $27.3 \text{ t}/\text{d}$ (图3)。开采11个月后,由于修井检泵,可能导致地层伤害使得产量大幅降低,日产油量由 $10.9 \text{ t}/\text{d}$ 降到了 $3.55 \text{ t}/\text{d}$,后期产量一直较低。同时,因为常规压裂技术没有使得地层形成大规模的长缝,也没有有效沟通远井地带的油层,造成该井的

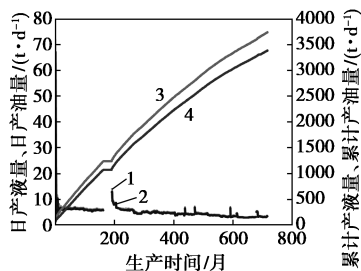


1—第一次常规压裂;2—第二次深穿透大中型压裂

图3 深穿透大中型压裂技术的平均日产油量

产油量迅速递减。

考虑到 A 井具有低渗透、埋藏深、致密的特征，同时在压裂层段没有明显的水层。根据对玛北油田以往的压力情况和地应力分布的分析，重复压力时产生新裂缝的可能性不大，可能是张开以往的水力裂缝，在此基础上扩展延伸。考虑到此情况，对 A 井的重复压裂采用了深穿透大中型压裂技术，压裂液总量 435.0 m³，支撑剂用量 52.0 m³，平均加砂比 19.0%，施工排量 4.0 m³/min，井口破裂压力 48.0 MPa，停泵压力 29.0 MPa，前置液量 127.0 m³，携砂液量 298.0 m³，前置液百分数 29.2%，压裂时间 105 min。深穿透大中型压裂技术在该井的应用引起了极大的轰动，该井投入生产后，已自喷生产近 700 d，累计产油量 3 385.1 t，最高日产油量 67.2 t/d，目前平均日产油量 4.97 t/d；压后产油量比压前有了大幅度的增加，同时压后平均日产油量基本保持稳产状态(图 4)。根据 A 井压后生产情况证明了深穿透大中型压裂技术对于低渗透、埋藏深、致密油气井的适用性和压裂技术对策的正确性。



1—日产液量；2—日产油量；3—累计产液量；4—累计产油量

图 4 深穿透大型压裂后产液量与产油量情况

4 结论与认识

(1)对于低渗透、埋藏深、致密的油气藏特征，深穿透大中型压裂技术可以有效地形成大规模长缝，沟通远井地带，增大泄流面积，长期稳定较高的产量。

(2)通过对压裂工艺的优选，按照“一高三低”的原则优选压裂液，即压裂液的黏度高、低滤失、低

摩阻、低伤害的压裂液。

(3)按照“三结合”的原则优选支撑剂，支撑剂以高中强度相结合、中低密度相结合、粒径大小相结合。全程陶粒尾追陶粒作为压裂支撑剂，兼顾并达到中强度、低密度、小粒径支撑剂铺设于远端，高强度、中密度、大粒径支撑剂充填近井地带。

(4)通过对目标区块以往历史资料的分析，优化适应于目标区块的压裂施工参数与压裂施工工艺，确保增产效果，避免压裂井压后产量递减过快。

参考文献

[1] 张光生,王维波,杨冬玉,等.国内大型压裂技术的应用与发展[J].辽宁化工,2012,41(1):51-55.

[2] 陈志稳,韩永强,承宁.低渗透储层大型压裂改造技术新突破[J].油气井测试,2006,15(1):45-45.

[3] Suzhen L, Xuemei Y, Yun X, et al. Successful massive hydraulic fracturing of deviated wells in Fushan complex fault-block reservoir, Hainan island[R].SPE 183300,2016.

[4] Wang J, Zhuang X, Chen S, et al. Massive Re-fracturing modeling study to optimize water Injection strategy for Zhou-6 tight oil in Daqing Field, Northeast China[R].SPE 186056,2017.

[5] 牛丽娟,徐健,于书新,等.致密油藏水平井压后产能评价技术及其应用[J].大庆石油地质与开发,2014,33(5):245-248.

[6] 蒋廷学,李治平,才博,等.松辽盆地南部致密气藏低伤害大型压裂改造技术研究 with 试验[J].石油钻采工艺,2009,31(4):6-11.

[7] 何生厚.油气开采工程师手册[M].北京:中国石化出版社,2006.

[8] 章敬,李佳琦,史晓川,等.吉木萨尔凹陷致密油层压裂工艺探索与实践[J].新疆石油地质,2013,34(6):710-712.

[9] 王雷,张士诚,张文宗,等.复合压裂不同粒径支撑剂组合长期导流能力实验研究[J].天然气工业,2005,25(9):64-66.

[10] 周少伟,高伟,祖凯,等.致密碳酸盐岩储层水力加砂支撑裂缝导流能力实验研究[J].油气地质与采收率,2016,23(4):117-121.

[11] 金智荣,郭建春,赵金洲,等.不同粒径支撑剂组合对裂缝导流能力影响规律实验研究[J].石油地质与工程,2007,21(6):88-90.■

《现代化工》欢迎广大作者踊跃投稿，投稿系统：<http://www.xdhg.com.cn>