

文章编号: 1000-7393(2006)06-0068-04

低渗透油田薄夹层压裂界限试验研究^{*}

张传绪 于永波 赵艳波

(大庆油田有限责任公司第九采油厂, 黑龙江大庆 163853)

摘要: 随着老油田进入中高含水开发期, 由于非均质影响, 纵向上潜力层与高含水层交错存在。由于夹层较薄, 压裂易导致水窜, 隔层遮挡作用的判断及缝高的控制显得更为重要, 这也是压裂选井选层及优化设计的难点和关键。在定性研究薄夹层遮挡作用的基础上, 对隔层的界限进行了试验研究, 提出了一套新的压裂隔层选择方法, 给出了配套的技术。现场试验 27 口井, 打破了以往按厚度分层, 夹层厚度小于 4 m 不能分层压裂的界限, 从而拓宽了压裂选井选层的范围, 尤其对高含水阶段油层改造具有重要意义。

关键词: 低渗透油田; 薄夹层; 压裂隔层界限; 选井选层

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** A

随着油田进入中高含水开发阶段, 油层采出程度高, 见水层数多, 剩余油分布零散。纵向上高低含水层分布复杂, 层间矛盾使部分低含水层动用程度低, 如龙虎泡油田的 SI 1-2, SII 1-2, SII 12, SII 14 等层采出程度比主力砂体低 5%~10%, 是该类油田的潜力所在, 压裂是动用这部分低含水层段最有效的手段。而这些低含水层段与相邻的高含水层夹层厚度大部分在 3 m 左右, 按照常规隔层选择标准, 这类层无法进行压裂改造。在这种情况下, 如何通过定量的方法对隔层的遮挡作用作出准确判断, 使得这类油层卡分开实施压裂改造, 同时通过配套技术控制缝高的垂向延伸, 不压穿高含水层, 防止压后含水上升, 意义十分重大。为此, 开展了薄夹层压裂界限试验研究。

1 薄夹层遮挡作用的判断及隔层的选择

水力压裂时对夹层厚度的选择一般认为小型压裂应大于 5 m, 大型压裂应大于 15 m^[1]。大庆油田采油九厂一直以 4 m 作为隔层下限。油层和隔层的最小水平主应力在垂向上的大小变化, 直接影响裂缝高度。在压裂施工中, 水力裂缝的起裂是先在地层最小水平应力剖面的最低应力段开始, 裂缝高度也是先在最低应力段扩展, 裂缝高度升高和降低的

动态随地层剖面最小水平应力的变化而变化。剖面上每段应力的差异都影响裂缝高度的变化, 当裂缝中的压力值大于某一段的最小水平应力时, 裂缝将穿透这一段, 而当裂缝中的压力值小于某一段的最小水平应力时, 这一段将起到遮挡层的作用, 裂缝不能穿透这一层^[3]。在试验隔层的选择的时候, 主要采用测井曲线综合分析和软件模拟计算地应力剖面 2 种方法。

1.1 测井曲线综合分析

基于不同沉积岩的自然伽马放射性, 测井曲线中的自然伽马测井主要用于划分地层剖面, 确定地层的泥质含量。因此, 从伽马测井曲线选出纯砂岩层线和纯泥岩线(隔层)就可以粗略地判断垂向地应力剖面。根据国外和新疆小拐油田试验结论, 隔层厚度大于 2 m, 与油层部位伽马曲线差值大于 40API 可起到有效遮挡缝高的作用。但同时考虑射孔、油层厚度等因素的影响, 储层厚度越大, 缝高越容易控制在储层内, 反之, 厚度越小, 缝高越不易控制, 对于储层厚度小于 3 m 的薄油层, 地应力差对缝高控制敏感程度逐渐降低, 水泥环胶结质量等影响程度逐渐增大^[2]。

1.2 软件模拟计算地应力剖面

Anderson(1973)认为砂岩中的泥质含量对泊松

^{*}获奖项目: 获中国石油天然气集团公司科技进步二等奖。

作者简介: 张传绪, 1984年毕业于大庆石油学院, 2003年毕业于天津大学管理科学与工程专业, 获硕士学位, 主要从事压裂技术研究, 高级工程师。电话: 0459-4691034; E-mail: dqcy9zcx@126.com, zhangchuxu@petrochina.com.cn

比值及砂岩的变形有明显的影 响,提出了利用纵波时差、密度、伽码、自然电位等常规测井资料,求得泊松比值,然后再确定地层的应力剖面,进而定量地判断隔层遮挡作用。经计算认为,隔层厚度大于 2 m,隔层与油层地应力差值大于 4 MPa 则可以起到遮挡作用。

2 薄夹层压裂主要配套技术

如果裂缝过多地伸进盖底层,就会造成压后产量低,递减快,有效期短,从而影响压裂施工效果;对于薄隔层而言,裂缝一旦压穿气顶或含水层,还将导致油井严重出水出气。因此,采用人工控制技术,合理选择施工参数和工艺,最大限度地控制裂缝垂向延伸,是薄夹层水力压裂能否成功的关键问题之一。国内外控制缝高压裂技术主要有变排量压裂、上浮剂及下沉剂技术、低稠化剂浓度压裂、清水压裂、高砂比压裂、三维裂缝模拟、产生人工应力隔层技术^[3]等。在储层岩石的力学参数及地应力不可改变情况下,压裂液的性能及施工参数的调整目前国内还是针对薄层压裂的主要方法。

2.1 低排量压裂技术

通过计算模拟,油层和隔层地应力差大于 5 MPa 时,泵注排量的大小对裂缝高度的延伸影响不太大;小于 5 MPa 时,泵注排量的大小对裂缝高度的延伸影响较大^[4]。因而在满足施工要求条件下,采用低排量压裂,控制裂缝垂向延伸。

2.2 变排量施工技术

在压裂施工过程中,井筒周围的裂缝延伸压力最大,因而在施工初期容易压穿遮挡层^[5]。而当输送支撑剂后,支撑剂本身能起到遮挡作用。因而,在前置液阶段采用低排量造缝,控制裂缝垂向延伸;采用高排量加砂,增大铺砂浓度,确保压裂效果。

2.3 高砂比压裂技术^[3]

高砂液比和端部脱砂压裂技术仍停留在现场应用阶段,没有理论上的进一步创新。主要优点是导流能力高、有效期长、滤失伤害小、克服非达西流影响、有效控制缝高等。

3 现场试验

3.1 薄夹层压裂典型井分析

英 51-4-斜 8 井, GIV6-10 共 6 个小层,油层跨距 21.9 m,其中最大隔层为 3.1 m(表 1)。按照常规标准不能分层压裂。应用薄夹层压裂界限判别

方法选择遮挡层,施工过程中应用以控缝高为核心的配套工艺措施,探索薄夹层压裂可行性。

表 1 英 51-4-斜 8 井压裂小层数据

层位	小层号	射孔井段		厚度 m		
		m	m	夹层	射开	有效
GIV	10	2236	22234.7	58.7	1.5	
GIV	9	2232	62231.2	2.1	1.4	
GIV	8	2228	12222.4	3.1	5.7	4.0
GIV	7	2221	72219.4	0.7	2.3	1.6
GIV	6	2218	62216.1	0.8	2.5	2.1
GIV	6	2215	32214.3	0.8	1.0	1.0

应用测井曲线计算绘制地应力剖面,从油层与隔层地应力数值看(图 1),GIV8 与 GIV9 间夹层厚度 3.1 m,最小水平地应力达到 36.6 MPa 与油层段地应力差值达到 4 MPa 初步判断可以起到遮挡作用。根据该井特殊有利条件,为确保压裂效果和降低投资,设计 2 套试验方案。



图 1 英 51-4-斜 8 井地应力解释成果

方案一:采用 GIV6-8 和 GIV9-10 两段分层压裂,先压 GIV9-10 封隔器卡点分别为 2230 m 和 2257 m,卡距 27 m,排量 2.5 MPa 平均砂比 27.7%,最高砂比 45%,加陶粒 12 m³。上提 27 m,压裂 GIV6-8 封隔器卡点分别为 2203 m 和 2230 m,排量 2.5 MPa 平均砂比 26.2%,最高砂比 45%,加陶粒 6 m³。如果分层压裂成功,证明 3.1 m 夹层遮挡成功,2 个层段分别单卡压裂可使多个小层得到改造,确保压裂效果。

方案二:若压裂 GIV9-10 层时窜,上提管柱 18 m,封隔器卡点分别为 2212 m 和 2239 m,合压 GIV6-10,排量 3.0 MPa 平均砂比 26.2%,最高砂比 45%,加陶粒 18 m³。这样一趟管柱可实现按原设计方法压裂,不增加施工费用。

从施工情况看,2 层液量分别为 50 m³ 和 75 m³,破裂压力分别为 46.2 MPa 和 43.5 MPa 分层压

裂成功。证明为纯泥岩夹层, 3 m 遮挡作用较好, 配套应用控制缝高技术, 可实现单卡分层压裂。

3.2 现场试验情况

分别选择厚度为 3~4 m、2~3 m、1~2 m 等 3 种类型的薄夹层, 共试验应用 27 口井, 初步分析得

出以下结论。

夹层大于 3 m 时, 遮挡性较好且水泥环胶结质量好的层可实现分层普压。3~4 m 薄夹层共试验 23 口井, 平均夹层厚度 3.5 m, 有 20 口井获得了成功, 成功率 87%, 见表 2。

表 2 3~4 m 薄夹层压裂试验数据

井号	压裂层位	砂岩厚度	有效厚度	深度	夹层厚度	破裂压力	加砂量
		m	m	m	m	MPa	m ³
龙 12-19	SI 1	2		1474.41476 4	3.2	36	6
	SI 2-4+5	6	0.6	1479.61489 6		34	10
英 51-10-斜 10	FIV	1		2397.52398 5	3.5	50	5
	FV	5.8		2402.02403 2		52	8
英 51-4-斜 8	GIV 6-8	11.5	8.7	2214.32228 1	3.1	44	12
	GIV 9-10	2.9		2231.22236 2		46	6
英 51-4-斜 6	GIV 6-9	11	4.8	2187.92203 8	3.0	39	12
	GIV 101-2	3.8	1.6	2206.82212 0		47	7
大 78-60	PI 1	3.2	1.2	1562.01565 2	3.8	25	7
	PI 3-5	3.9	3.4	1569.01578 9		28	7
大 72-82	PI 1-3	3.2	3.2	1606.41613 1	3.3	20	7
	PI 4.1-4.2	2.8	2.6	1616.41619 9		18	7
大 68-76	PI 4.1-4.2	2.5	1.7	1580.51584 2	3.3	19	7
	PI 5	1.3	1	1587.51588 8		21	7
大 72-50	PI 1-2	2	1.8	1621.21624 1	3.7	23	7
	PI 4.1-4.2	1.2	0.9	1627.81634 6		42	7
大 64-72	PI 1-3	5.4	1.8	1588.81597 6	3.6	26	7
	PI 4-5	4	2.8	1601.21607 2		38	7
大 76-62	PI 5	0.9	0.7	1577.41578 3	3.7	33	7
	PI 6-7	3.9	3.8	1582.01589 4		32	7
大 72-88	PI 1-PI 2	2.4	1.2	1596.91600 1	3.4	39	7
	PI 3-PI 4	1.2	0.4	1603.51609 1		42	7
大 84-72	PI 1.1-PI 1.3	1.8	1.2	1529.31532 2	3.9	43	6+2
	PI 3-PI 5.2	4.9	3.4	1536.11547 1		34	8+3
新 128-70	PI 7-9	3.7	2	1436.01443 3	3.7	21	7
	PI 10-11	1.5	0.3	1447.01449 3		29	7
新 102-88	PI 1-PI 2	2.8	2.2	1237.21243 1	3.6	20	7
	PI 3-PI 4	3.6	1.8	1246.71254 1		21/27	5+5
新 99-86	PI 5.1-PI 6	3.4	2.4	1259.51270 7	3.9	28	7
	PI 7-PI 8	2	1.6	1274.61278 1	3.6	33	8
新 114-74	PI 9-PI 11.2	3.9	1	1281.71292 3		27	6
	PI 7-PI 8.2	3.5	1.8	1374.91381 1	3.3	37	7
古 652-12-14	PI 6	2	1.2	1369.61371 6		41	7
	PI 1-2.2	2.7		1829.21836 2	3.5	32	7
新 135-58	PI 3	2.9	2.6	1839.71842 6		39	7
	PI 5-7	7.4	1.9	1578.51591 5	3.0	27/29	5.5
新 112-60	PI 9.1-10.2	3.3	0.3	1594.51605 7		25/36	6.5
	PI 9.1-9.3	1.9	0.3	1684.61687 8	3.5	28	7
杜 39-15	PI 10-11.2	3.2	1.7	1691.31699 8		32	9
	GII 1-3	10.3	4.1	1388.91399 7	3.2	21	10
英 51-5-斜 6	GII 7-2	1.7	0.6	1412.91414 6		23	6
	GIV 6-8	8.4	5.4	2202.52212 8	3.9	41/46	10/7
龙 108-05	GIV 9-10	4.1	0.8	2216.72223 5			
	SI 2-3	2.4	0.8	1527.81531 0	3.8	20.5/32	9/9
大 74-64	SI 4+5	3.2	0	1534.81541 0			
	PI 1-3	1.5	0.5	1562.01568 4	3.9	23/28	6/6
	PI 4-7	4.9	3.8	1572.31589 9			

注: 英 51-5-斜 6 井、龙 108-05 井、大 74-64 井窜槽, 合压多裂缝。

当夹层大于 2 m 时,水泥环胶结质量好,连续泥岩遮挡性较好的层可实现分层普压,但由于影响的因素较多,存在一定风险,需采取有效的控制缝高技术。2~3 m 薄夹层共试验 3 口井,有 2 口井获得成功(表 3)。龙虎泡高台子层 SI 1 与 SI 2 间有一稳定的泥岩夹层,厚度在 2~3 m,自然伽马曲线幅值超过 40 API。2 口井单卡压裂均获得成功;英 51 区块英 51-13-斜 7 井 FIV 层循环 3 m in 试压 44 MPa

2 2 m 夹层窜,按照预案上提管柱 55 m,将 FIII FIV 层段合层普压,破裂压力 48.5 MPa 判断 2 2 m 层内窜,说明夹层小于 2 m 时,在现有技术条件下实现分层普压的机会较小。夹层 1~2 m 试验 1 口井,英 51-5-斜 8 井 GIV 7-8 层循环 2 m in 试压 45 MPa。1 3 m 夹层窜,判断层内压窜。按照预案将 GIV 6-8 层段合层普压,破裂压力为 48 MPa 其他数据见表 4

表 3 2~3 m 薄夹层压裂试验数据

井号	压裂层位	砂岩厚度	有效厚度	深度	夹层厚度	破裂压力	加砂量	备注
		m	m					
龙 12-10	SI 1	0.7		1475.31476	2.2	33	5	
	SI 2-4+5	8.6	5.1	1478.21490.4		27	13	
龙 10 ⁴ -04	SI 1	0.8	0.8	1514.01514.8	2.2	36	5	
	SI 2-4+5	3.0	1.2	1517.01526.4		27	12	
英 51-13-斜 7	FIII	2.4	0	2352.92355.3	2.2	48.5	13	窜层
	FIV	5.2	3.2	2357.5-2362.5				合层普压

表 4 1~2 m 薄夹层压裂试验数据

井号	压裂层位	砂岩厚度	有效厚度	深度	夹层厚度	破裂压力	加砂量	备注
		m	m					
英 51-5-斜 8	GIV 6	4.3	1.7	2239.12234.8	1.3	48	12	窜层
	GIV 7-8	6.7	3.7	2240.42249.0				合层普压

4 结论

(1)应用薄夹层压裂判别方法选择遮挡层,施工过程中应用以控制缝高为核心的配套工艺措施,打破了以往按厚度分层,夹层厚度小于 4 m 不能分层压裂的隔层界限,拓宽了分层压裂选井选层范围,增强了方案的有效性和油层的改造程度。

(2)现场试验结果表明,夹层大于 3 m 时,遮挡性较好且水泥环胶结质量好的层可以实现分层普压;夹层大于 2 m 时,水泥环胶结质量好,连续泥岩遮挡性较好的层有实现分层普压的机会,但由于影响因素较多,存在一定风险,需采取较为有效的控制缝高技术;夹层小于 2 m 时,现有技术条件下实现分层普压的机会较小。

参考文献:

- [1] 郝立军,刘欣,林景禹,等.双河油田压裂薄夹层厚度的选择[J].石油钻采工艺,2005,27(1):67-69.
- [2] 苟贵明,胡仁权.缝高控制与薄层压裂[J].油气井测试,2004,19(5):40-44.
- [3] 姜瑞忠,蒋廷学,汪永利.水力压裂技术的近期发展及展望[J].石油钻采工艺,2004,26(4):52-56.
- [4] 陈惟国,孙敏,梁利平,等.提高分层选压效果技术研究[J].石油钻采工艺,2003,25(4):67-69.
- [5] 卢修峰,刘凤琴,韩振华.压裂裂缝垂向延伸的人工控制技术[J].石油钻采工艺,1995,17(1):82-89.

(收稿日期 2006-05-16)

(修改稿收到日期 2006-10-22)

[编辑 付丽霞]

Jian guo HE Shun-li LAN Chao-li LIU Guang-feng. ODPT, 2006 28(6): 61-64

Abstract During the development of low permeability gas reservoir the shortness of steady production time results to low economic effect of gas wells. The reasonable production allocation and prolonging the working life of gas well are the key points to develop low permeability gas reservoir effectively and economically. One fourth or the one fifth of the absolute open flow capacity is often taken as the reasonable output in production practice, therefore it is important to ascertain the absolute open flow capacity of gas well. The paper analyzed the current AOF deliverability test methods as well as their drawbacks and merits, illustrated the theoretical basis of using logging data to calculate the AOF by genetic neural network. Study result shows that this method is a new way to judge the production potential before the testing and can provide guidance to effectively and economically develop low permeability gas reservoir.

Key words absolute open flow potential deliverability test; logging; genetic neural network; low permeability

WANG Jian guo, China University of Petroleum, Changping 102249 Beijing, China

Reservoir numerical simulation study for fracture reorientation WENG Ding-wei YAO Fei LI Yang HOU Feng ODPT, 2006 28(6): 65-67

Abstract In this paper black oil model is used to study how fracture penetration coefficient and fracture conductivity affect the oil recovery performance of production wells in different reservoir permeability when fracture reorientation. The study shows that the edge wells of unfavorable fracture azimuth are the most suitable wells to treat with reorientation fracture and the length of these wells should be longer than common fracture. The fracture length of the edge wells of favorable fracture azimuth and corner wells should be designed with common fractures. Moreover, reorientation fracture need higher fracture conductivity than common fractures.

Key words fracture; fracture reorientation; reservoir numerical simulation; research

WENG Ding-wei, Fracture Acidizing Center, Langfang Branch of RIPED, Langfang 065007, Hebei, China

Experimental research on the fracturing limit of thin interbed in low permeability oilfield ZHANG Chuan-xu YU Yong-bo ZHAO Yan-bo ODPT, 2006 28(6): 68-71

Abstract For oilfields which have already came into high water cut stage, potential layers and high water cut layers coexist vertically because of serious heterogeneity. It is easy for water breakthrough while fracturing because the interbed is generally thin. Therefore, the estimation of barrier function for interbeds and fracture height controlling are very important for hydraulic fracturing, which are also the difficulty and critical points of fracturing optimization design and well selecting. Based on the qualitative research on the barrier function of thin interbed, experiments were conducted on the interbed limits, and a new method of fracturing interbed selecting has been put forward. At the same time, the corresponding technics is provided, and 27 wells have been tested on site. The conventional

view point that fracturing couldn't be conducted if the interbed is less than 4 m is broken. This technology enlarges the range of selecting wells and layers for fracturing and has very important significance for improving the reservoir stimulation efficiency in high water cut stage.

Key words low permeability oilfield; thin interbed; fracturing limit of interbed wells and layers selecting

ZHANG Chuan-xu, No. 9 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Co., LTD., Daqing 163853 Heilongjiang, China

Development and application of a new type of tubing pressure test apparatus LV Jun CHENG Jun ZHU Bao-hua PU Bing LU Wan-cai ODPT, 2006 28(6): 72-73

Abstract To meet the sealing requirement of high pressure squeezing operations, a new type of tubing pressure test apparatus was developed. This apparatus was composed of sliding sleeve switch, sidewall channel, ballseat and spring. A ball with 28 mm diameter was firstly cast to the bottom of the ballseat to carry out tubing pressure test, and then a 45 mm ball was cast to the top of the ballseat. The sidewall channel was opened at the working pressure to conduct high pressure squeezing operation. The new apparatus could accomplish the pressure test with one testing string. The field operation with this apparatus was quite convenient, and pressure test could be conducted with the tubing before the operation, and the pressure could be increased to any allowable scope. The string can meet the requirement of long term squeezing operation.

Key words high pressure injection; tubing pressure test apparatus; structural design; application

LV Jun, Shengli Oilfield Linpan Exploitation Factory, Linyi 251507 Shandong, China

Application of a new chem-thermogenic system in oilwell paraffin removal PAN Zhao-cai LI Ying-chuan YANG Guang-long SUN Hong-hai XIAO Yun REN Guang-jin ODPT, 2006 28(6): 74-75

Abstract The oil well paraffin removal always affects the production of oil field. Tarim Lunlan oil field adopted a new Chem-Thermogenic system in oil well paraffin removal, which had acquired great success on site. The new Chem-Thermogenic system makes use of the chemical reaction between sodium and tubing water, then generates heat which could diffuse to the sedimentous paraffin of the tubing wall. Through lab experiments and field application, the technology is verified to be effective in paraffin removal with the advantage of high thermal efficiency, low cost, safe construction work, simple operation, high success ratio.

Key words chem-thermogenic system; paraffin removal; Lunlan oil field

PAN Zhao-cai, Southwest Petroleum Institute, Chengdu 610500 Sichuan, China

Development of a new type of inflatable packer for HPHT wells WANG Gui-ying CAO Xue-mei ODPT, 2006 28(6): 76-77

Abstract To satisfy the requirements of completion