

关于中国华北地区深井压裂 有关问题的讨论

朱 兆 明

李 国 才

(北京石油勘探开发
科学研究院)

(大港油田采油工艺
研究所)

引 言

中国华北地区深井压裂的主要对象层为下第三系沙河街组砂岩油(气)藏。埋藏深度为2000~5000m。油气藏多位于构造断裂带,由阶梯状正断层断块组成。储集层特点是断层多,断块小,地层致密。断层集中区平均断块面积只有0.92km²,断块稀疏区最大断块面积9.6km²。本文所讨论的有关问题的压裂深度范围为3500~4200m。在这一深度范围内的压裂作业从1977年开始,先后在四个地区对生产压力差达250~350kg/cm²(24.52MPa~34.33MPa)的油(气)井进行了80井次压裂作业,其中生产井压裂有效成功率达到100%,探井有效成功率低于60%。以增产效果较好的马西油田生产井压裂为例,对所采用的压裂工艺技术措施认为是成功的。该油田是比较完整的断块背斜构造(图1),含油面积为6.5km²,地质储量为618

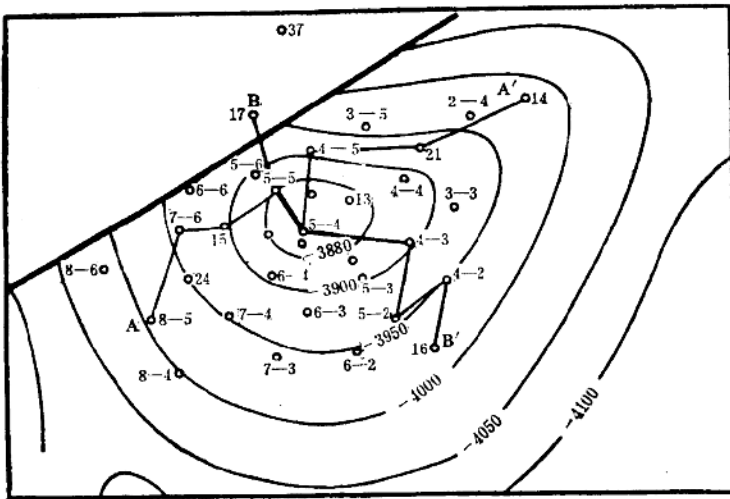


图1 马西油田构造井位图

万吨。该油田含油层系为下第三系沙-1下两个油(气)组。储层物性(表1)表明这两个油(气)组都是良好的压裂增产的目的层。从表1中看出作业层的优越条件为:目的层厚度

表 1 马西油田储层物性及原油物性表

	上油组	下油组
平均厚度, m	24.4	17.6
孔隙率, %	13	
渗透率(气) md	0.7~13.7	
有效渗透率, md	1.6~4.5	
碳酸盐胶结物, %	5.04	11
泥质胶结物, %	7.85	11
泥质中伊利石, %	56	
泥质中绿泥石, %	27	
储层压力系数, kg/cm ² /10m	1.47	1.20
4000米温度, °C	145	
原油比重	0.8408	
地下原油粘度, cp	0.38	
原始油气比, m ³ /T	383	

大并且相对集中; 隔层好, 一般自然伽马值为8.5~10.5微伦琴/时; 油层压力较高, 压后排液迅速; 从图1中看出构造完整, 受断裂影响小, 油井生产时有利于利用边水能量。如果将压裂前一个月的平均油气日产量做为与压裂后的对比依据时, 则自1983年以来所压裂的10口井累积增产油量为4.2~4.9万吨, 年增产量相当于地质储量的0.7% (表2)。

表 2 马西油田历年压裂增产产量表

年 份	油层压力 kg/cm ²	累积产油量 万吨	累积产气量 万米 ³	累积产水量 万米 ³	累积注入水 量, 万米 ³	综合含水 百分数, %	注采比	压裂增产产量	
								油量, 万吨	气量, 万米 ³
1979	579	6.0	2715	0.06	—	—	—	0.33	60.3
1980	493	11.7	5390	0.16	—	1.75	—	1.15	282.3
1981	440.5	27.4	13741	0.47	3.8	1.97	0.138	0.18	3.9
1982	—	43.9	20096	1.48	13.7	6.12	0.312	4.22	778.6
1983	390.8	60.6	26145	2.39	49	5.45	0.809	4.90	1981.9
1984	358.1	77.9	33642	3.70	72.1	7.57	0.926	2.52	1161.0

压裂作业规模以中小型为主, 一般单井支撑剂用量为10~60m³ (20~120吨)。由于裂缝闭合压力达350~500kg/cm² (34.33~49.04MPa), 使用了高强度陶粒支撑剂。不考虑油井自然递减率时, 平均单井增产油量大于7800吨/井, 增产伴生天然气量大于2665km³ (表3), 增产有效期大于440天。

本文将就这一地区深井压裂工艺中有关的压裂液及固体降滤剂的使用, 支撑剂与支撑方式, 裂缝高度与分流选压和对地层破裂压力的认识等问题加以讨论。

表3 马西油田压裂单井增产效果表

序 号	井 号	压裂层深度 米	岩 性	厚度 米	有效 渗透率 md	压 裂 日 期	压裂 液 型号	压裂 液 重量 米 ³	支撑剂用量,万/砂比(体)			压前日产量			压后日产量			增产 倍数	至84年底累 积增产		备 注				
									20/40 石英 粉砂	20/40 细陶 粒	20/40 自陶粒	油嘴 m/m	气量 米 ³ /日	水量 米 ³ /日	油嘴 m/m	气量 米 ³ /日	水量 米 ³ /日		增产 日数 天	油 量 T		气 量 千 米 ³			
1	16	3975.6~3992.4	砂岩	9.8	—	79.11.15	DGC	234	2/5	—	8/12	—	8	18	3174	0	8	65.8	19380	2.11	4.7	104	3307	603.2	
2	15	3809.6~3881.4	砂岩	42.4	83	80.6.10	"	266	7/8	—	15/18	—	8	18	13780	0.32	5	109	35900	0.55	12.1	553	11496	2822.9	
3	21	3865~3972.8	砂岩	27.0	—	81.11.10	"	299	—	—	5/9	20/20	—	6	40.5	—	—	8	55.7	—	21.7	3.8	43	1844	39.5
4	5	23854.2~3934.8	砂岩	18.4	—	82.1.3	"	188	—	—	—	—	6	14	3756	0	8	44.3	11158	3	—	236	4651	1258.7	
5	4	3855~3944.8	砂岩	15.6	14	82.8.19	DCE	277	—	—	5/12	13/15	4	14.9	3316	0.11	4	63.8	17163	0.55	8.3	788	9363	344.2	
6	4	3823.6~3867.4	砂岩	27.6	15	82.9.1	DGC	693	—	—	12/10	13/14	7	28.4	9785	0.28	7	94.4	28537	12.1	5.6	85	3725	2748.8	
7	7	3892~3930	砂岩	21.4	85	82.9.5	DGA	271	—	—	5/8	14.5/20	5	20.7	9785	0.19	5	49	13946	0.48	6.5	832	2427	3434.5	
8	7	3853.2~3929	砂岩	36.5	—	83.1.8	DCE	257	—	—	—	—	5	12	5335	0.1	5	34.2	12509	5.24	8.8	222	1793	889.2	
9	8	3880.6~3915.5	砂岩	18.9	—	83.1.20	DCA	204	—	—	—	13/25	5	19.8	6283	0.12	5	72.5	18857	0.86	7.7	547	7917	375.2	
10	6	3874.5~3963.4	砂岩	27.1	—	83.1.26	DCC	203	—	—	—	—	5	15.3	3893	0.10	5	54.1	12410	6.50	6.0	228	4908	1622.9	
11	16	3904~3911	砂岩	7.0	—	83.4.9	"	187	—	—	—	—	5	2.44	5716	0	5	22.7	9395	0.4	—	27	1020	138.2	
12	4	3900.6~3945	砂岩	44.4	23	83.5.25	DCE	573	—	—	8/9	51/40	7	40.5	15608	0.35	7	92.1	35915	1.21	15.02	572	18409	11275	
13	5	3908~3954	砂岩	41.0	28	83.6.9	DCC	355	—	—	—	—	5	25.4	10248	0.19	5	65.4	23523	1.47	—	540	14996	5518.7	
14	4	3937~3953.2	砂岩	16.0	4.80	84.1.4	DCE	368	—	—	—	—	6	20.9	8599	0.14	6	74.4	24229	5.3	12.9	349	9651	5637.7	
15	13	3809~3961	砂岩	53.2	1.30	84.1.26	DCC	340	—	—	—	—	6	30	11980	1.88	6	73	27128	12.2	—	345	9616	3006.9	
16	24	3855.4~3970	砂岩	24.0	—	84.2.28	"	228	—	—	—	—	6	27.8	8251	1.33	6	58.1	20023	0.42	3.0	294	5501	2255.2	
17	5	3830.4~3868.6	砂岩	17.2	—	84.9.12	"	165	—	—	—	—	无	无	—	—	—	45.7	10172	1.63	10.6	119	476	710	
18	4	3949.2~3990	砂岩	52.6	—	80.8.19	DGC	267	5/7	—	10/37	—	无	无	—	—	10	无	4.8	—	116.5	17.2	—	—	

压裂液及固体降滤剂

使用以纤维素衍生物为主体的压裂液，型号有DGA，DGC和DGE三个型号。

1. 流变性：温度为110℃时DGE型乳化压裂液流变参数列于表4。室内流变学研究表明这种液体具有明显的粘弹性和触变性。设计计算仍沿用幂律方程，现场实践表明这种压裂液可以较好的满足携带陶粒支撑剂需要。

表4 纤维素衍生物DGE型压裂液流变参数

温 度 ℃	剪 切 时 间 分	k' dyne(f)-sec ^{n'} cm ²	n'	170秒 ⁻¹ 时 视粘度，厘泊
110	30	131	0.040	94
110	63	78.5	0.143	96
110	96	90.5	0.176	131
110	119	101	0.290	166
110	152	70	0.294	186
110	180	57	0.262	129
110	213	51.5	0.318	155
110	261	46	0.347	161

2. 深井适应性：采用冷却降温措施，纤维素衍生物压裂液可以适用于150℃温度的地层。图2为注入压裂液时井下连续降温实测图。实践表明前置液用量为总液体量的20~40%时可以满足中等作业规模的施工需要，前置液量大体上与J.L.White等人^[1]的建议相同。

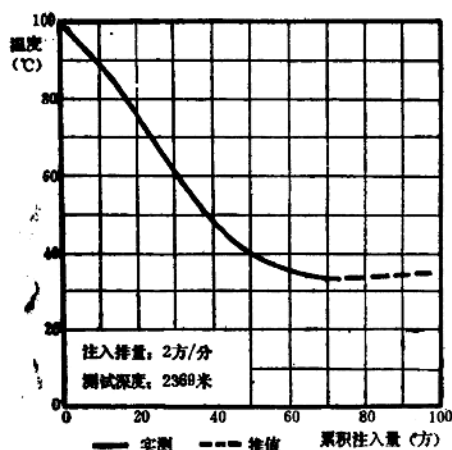


图2 井筒内注入降温关系图

3. 混配：一般采用连续混配方式，压裂液延缓成胶，依靠地层温度降解水化，水化液粘度1~2厘泊，残渣为絮状物。

4. 残渣伤害：地面导流模拟实验表明水化后絮状物残渣对支撑带导流能力的伤害相当

严重(图3)。图3的实验装置如图4。实验用蒸馏水或用经过6微米过滤器过滤的清水。实验方法是将在130℃温度下不同热降解时间水化液通过模拟支撑带,算出水化液对支撑带导流能力的伤害率,然后用清水反向冲洗算出支撑带导流能力恢复率。支撑带用0.45~0.90m/m陶粒,支撑浓度为4.833kg/m²。实验压力差为0.003~0.02kg/cm²(0.29~1.96KPa),模拟闭合压力为600kg/cm²(58.85MPa)。实验表明絮状残渣对支撑带的伤害随热降解时间的延长而降低(图3中实线部分),这与C, E, Cooke等人^{[2][3]}的实验结论相同。用清水反向冲洗后,支撑带导流能力随水化液热降解的时间增长恢复率增高,甚至能恢复到80%(图3中虚线)。

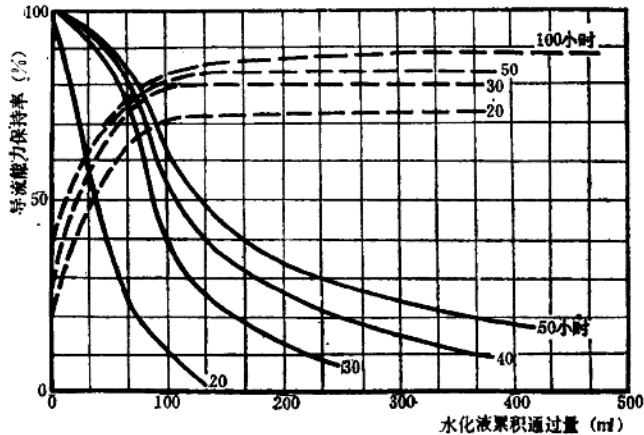


图3 D.G.C.压裂液水化液对支撑带导流能力伤害及恢复图
(闭合压力 600 公斤/厘米²)

——130℃时水化时间 - - - - -清水冲洗恢复

现场从压裂后2~5个月内由不稳定试井算得的裂缝支撑带导流能力为长期模拟实验值的30~70%(最低时只有10%)分析,除压裂作业时携砂液剥蚀裂缝壁面形成碎屑以及地层内微细颗粒运移伤害支撑带、支撑剂的嵌入、破碎与压裂液和地层内流体配伍性问题等对支撑带伤害外,不能忽视水化液残渣的伤害。不稳定试井计算又表明裂缝支撑浓度高时伤害率较低,所以提高携砂浓度是降低伤害的有效措施。

5. 固体降滤剂的使用问题: 为降低压裂液滤失和提高压裂液效率,现场选择了三种固体

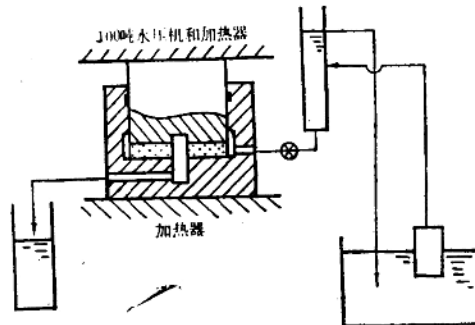


图4 导流能力测试流程示意图

细颗粒材料做为降滤剂。三种降滤剂为细石英砂、粗石英粉和细陶粒砂,其粒度筛析见表5,这些降滤剂对于中型和大型作业的安全进行,发挥了良好作用。为了解它们对支撑裂缝带导流能力的伤害,室内进行了模拟试验,实验流程如图4。实验时在支撑带外圈均匀地铺置了一圈相当于支撑剂总重量5~20%的固体细颗粒。实验闭合压力为300~800kg/cm²(29.44~78.46MPa)。实验结果表明,固体细颗粒对支撑带的伤害随细颗粒含量增多而加剧,高强度陶粒细颗粒对支撑带的伤害程度低于低强度材料,无论细陶粒或者石英砂降滤时,当使用量大于总重量10%时,支撑裂缝导流能力将明显下降。如图5。根据H.B.Carroll Jr等人^{[4][5]}在相似闭合压力下对20/40目和40/60目石英砂实验时的流出物粒度分析说明,当注入流体压力

表5 细颗粒降滤剂粒度表

颗粒直径 m/m	重量百分比		
	粗石英粉	细石英砂	细陶粒
>0.5	6.2	34.1	0.04
0.4~0.5	7.0	16.3	0.02
0.3~0.4	14.5	19.4	0.38
0.2~0.3	14.3	10.2	17.30
0.1~0.2	22.8	16.3	73.80
0.09~0.1	12.8		
0.08~0.09	5.0		
0.071~0.08	3.3	1.82	5.46
0.056~0.071	3.9		
0.04~0.056	6.7		
<0.04	3.4		

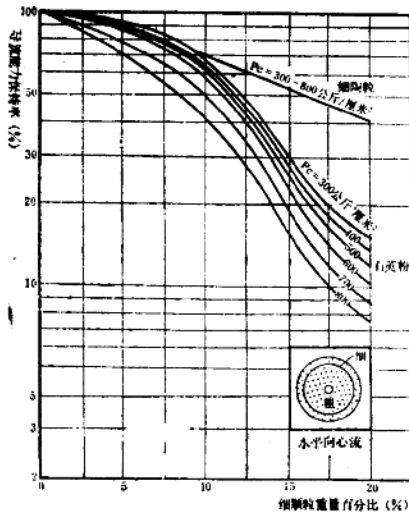


图5 细颗粒含量对导流能力伤害图

粒径, m/m	重量百分比	
	石英粉砂	细陶粒
>0.5	6.2	0.04
0.4~0.5	7.0	0.02
0.3~0.4	14.5	3.38
0.2~0.3	14.3	17.30
0.1~0.2	22.8	73.80
0.09~0.1	12.8	
0.08~0.09	5.0	
0.071~0.08	3.3	5.46
0.056~0.071	3.9	
0.04~0.056	6.7	
<0.04	3.4	

支撑浓度 4.9kg/m² 粗粒粒径 0.45~0.9m/m

为3447~27599KPa时，从测得流出物中微颗粒粒度范围1.66~18.6微米分析，大于这一粒度范围的微粒将全部滞留在支撑带中起伤害作用。因此，不宜选用低强度材料做固体颗粒降滤剂。现场不稳定试井计算裂缝导流能力表明，使用细陶粒做降滤剂时导流能力能够达到设计值的70%，使用细石英砂时裂缝导流能力只相当于使用细陶粒时的1/3。

支 撑 剂

沙河街组油藏裂缝闭合压力为350~500kg/cm² (34.33~49.04MPa)，优质石英砂已不能满足压裂作业支撑需要，所以普遍使用了陶粒支撑剂。

1. 支撑浓度 沙河街组油藏深井压裂作业的特点是既要保持相当的裂缝支撑长度和适宜的裂缝支撑浓度，达到满意的裂缝导流能力，又要保持裂缝高度在控制范围以内。地面导流实验表明陶粒支撑剂远高于石英砂支撑剂（图6）。裂缝闭合压力为350~500kg/cm² (34.33~49.04MPa)时高强度、低的裂缝支撑浓度优于低强度支撑剂高的裂缝支撑浓度（图7）。对高强度支撑剂的支撑浓度为1.5~3.6kg/m²所取得的增产效果（表3）认为是满意的。

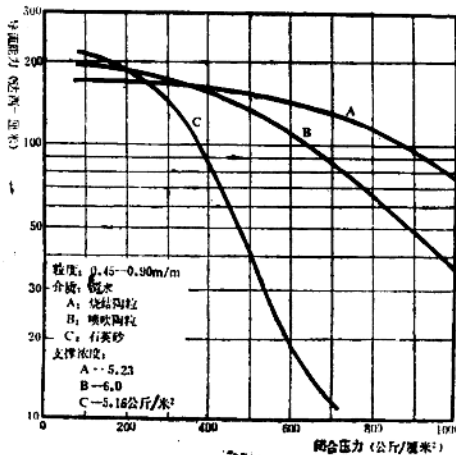


图6 不同类型支撑剂导流性能图
支撑浓度：A—5.23；B—6.0；C—5.16公斤/米²

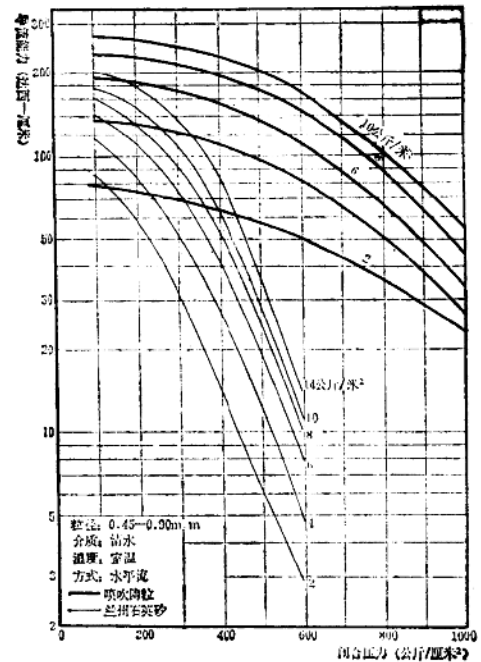


图7 支撑浓度与导流能力比较图

2. 支撑方式：在高闭合压力下导流实验表明，在低强度支撑剂之后尾追高强度支撑剂对改善裂缝导流能力收益不大。例如，按图4实验流程，在2/3重量的高强度支撑剂之外辅置1/3重量的石英砂（图8），当闭合压力为500kg/cm² (49.04MPa)时，在向心流状态下测得的导流能力只相当于使用纯高强度支撑方式时的52%，而单一使用上述重量的2/3陶粒支撑时导流能力却达到81%。固然，室内模拟不可能完全符合地下实际。然而，现场实测裂缝导流数据似乎显示了这种倾向，由于实验井次不多，尾追高强度支撑剂的支撑方式尚需研究。

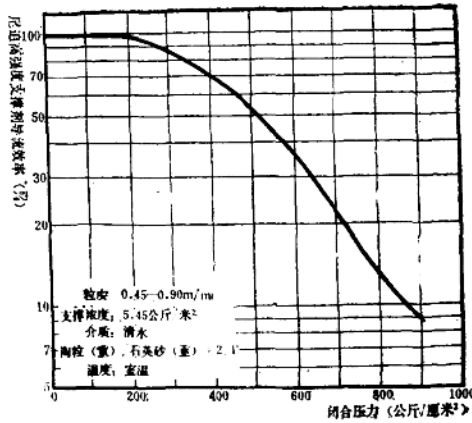


图8 尾追高强度支撑剂导流效率比较图

裂缝高度与分流选压

现场测试裂缝形态的结果表明，厚的作业层小型压裂时裂缝纵向延伸问题不甚严重，薄的作业层裂缝纵向延伸问题就比较突出。由于缺乏对就地地应力分布规律的认识，特别是缺乏对断块油田就地地应力的了解，因而，相对于作业层的厚度使用了过大的注入排量和过高的压裂液粘度，造成了裂缝纵向延伸，超越了隔层的控制。统计资料表明作业层的厚度为裂缝高度的30%时增产效果就很差了。所以，认识就地地应力分布规律和量度是控制裂缝高度和提高压裂效果的关键。

1. 控制裂缝高度：文献报导现场采用两种方法控制裂缝高度，一是在构造上实测垂向地层水平应力^[6]；另一是在裂缝内造成人工阻挡层^[7]以控制裂缝纵向延伸。许多研究者^{[8][10]}在实验室和现场对控制裂缝垂向延伸问题作了多方面的研究。

实测了中国华北地区在隔层控制下保持裂缝径向延伸时的裂缝压力容量（或裂缝内净压力），分析这些结果后认为：地层岩性的差异是裂缝内压力容量变化的主要依据；裂缝内压力容量又是压裂层及其隔层最小就地水平主应力差异的体现；小型压裂（Mini-frac）所取得的裂缝高度不能代表隔层对裂缝高度的实际控制能力。因此，在一定的裂缝压力容量条件下慎重选择射孔部位，充分利用地层固有的自然条件是控制裂缝纵向延伸的关键，加上工艺上合理调整作业参数，有可能控制裂缝高度于预定位置。图9给出了作业深度从2000~3900米处中小型压裂时测得的裂缝压力容量和作业层上部隔层自然伽马值的数据图。从图9中看出在以正断层断块为主体的构造上由于岩性变化和构造水平应力变化所形成的裂缝压力容量范围约为10~120kg/cm²（0.98~11.77MPa）。由于断层影响和隔层的沉积环境不同，图9中自然伽马值与裂缝压力容量间有一较大的变动范围；更由于实验数据有限和相对准确度，图9只表明了隔层自然伽马和裂缝压力容量间的大致趋势。图10为长射孔井段井自然伽马和压裂后放射性测井检查裂缝高度对比图，作业时实测裂缝压力容量为80kg/cm²（7.85MPa）。图11为小型压裂后井温测试裂缝高度与自然伽马比较图，图12为放射性测试裂缝高度与自然伽马比较图，这些测试都表现出自然伽马值与裂缝高度之间的极高的相关性质。为防止低压

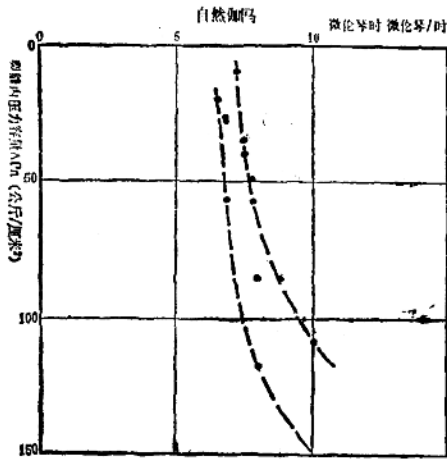


图9 裂缝内压力容量与自然伽马相对关系图

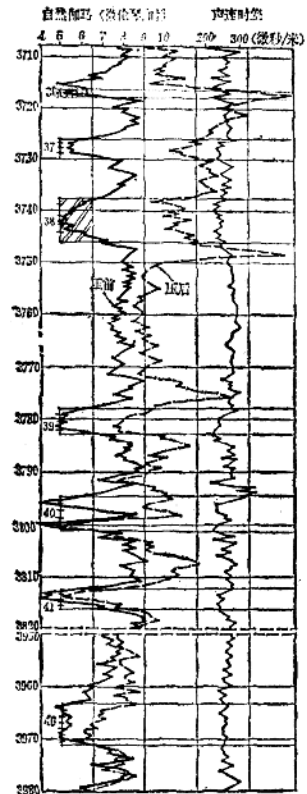


图10 投密封球限流压裂比较图

力容量隔层失去对裂缝高度的控制，工艺上对这类地层采取窄裂缝、高强度支撑剂与适宜的支撑浓度是避免裂缝高度失去控制提高作业效果所必需的程序。

2. 分流选压 用密封球分流选择性压裂既可以调整各层间压力容量 又能在长射孔井段内扩大支撑裂缝的长度。密封球外径为22m/m，是在尼龙芯球之外包敷橡胶制成，球体比重1.1~1.14。图10是B—40井厚层长射孔井段分流选压并同位素检验裂缝纵向延伸测试图。从图10中看出，由于射孔井段长达245米（3726~3971m），为不使压开下部*46层时，上部的*37~*41层（3726~3816m）的裂缝高度过度纵向延伸，或为了使能在*37~*41层压力容量允许条件下压开*46层，采取了密封球分流选压作业。投堵密封球后泵压上升了45kg/cm²（4.41MPa）。由图10上看出上组裂缝顶端终止于自然伽马为8.5微伦琴/时处；下组裂缝顶端终止于7.5微伦琴/时处。由停泵求得上组油层隔层的压力容量为80kg/cm²（7.85MPa），由地层破裂梯度算得下组油层压力容量为40kg/cm²（3.92MPa）。

对薄层长射孔井段分流选压实践证明，密封球完全能对薄射孔井段起封堵作用。例如B—34井（图13），该井射孔井段长达306米。第一次四层合压时，用井温法检验只压开了*15层（3153~3157m），由于该井位于主断层的下降盘断块上，隔层的压力容量要比正常条件时略低。为不使*15层裂缝高度在压开*29层时过度纵向延伸，采用了密封球分流封堵压裂。投堵密封球后井口泵压由450kg/cm²（44.13MPa）上升至505kg/cm²（49.53MPa），泵

压上升了 $55\text{kg}/\text{cm}^2$ (5.39MPa)。压裂后井温法测试裂缝证明*15层封堵良好,其他层均被压开。从图13中看出由于三个作业层太薄,相对于作业层厚度注入排量($1.6\text{m}^3/\text{分}$)所形成的压力容量超过了裂缝隔层的压力容量,裂缝纵向延伸过大使作业效果受到一定损害。

3. 根据隔层条件选择压裂规模是压裂作业能否取得良好的经济效益的一个重要问题。从图10、图11中看出当两个作业层的层间距离低于10米时,隔层被上下作业层裂缝延伸力所“劈开”而贯通成一组裂缝,从而降低了对作业层的有效支撑,降低了作业效果。统计分析表明作业层的厚度低于裂缝高度的20%时一般不会有增产效果。所以射孔前应注意到为提高压裂增产效果留有增产工艺上回旋的余地。

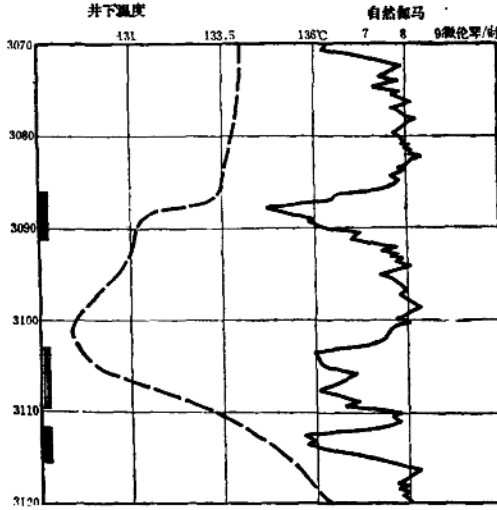


图 11 裂缝高度与自然伽马对比图

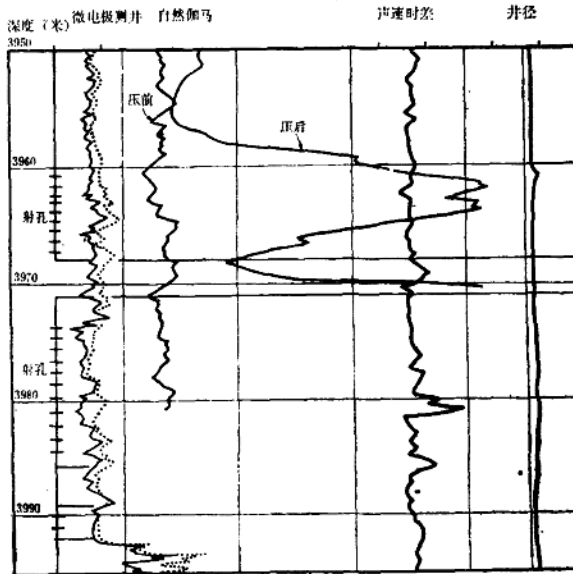


图 12 同位素检验裂缝高度图

地层破裂压力

现场实测和室内实验都说明地层破裂压力宏观上受构造应力控制，同一构造上的具体井的破裂压力则受其所在构造上的具体位置即构造应力状态、岩性和储层压力的影响，而断块油（气）田受这种影响尤为突出。以马西油田为例（图1），构造顶部张力区地层破裂梯度低于翼部，翼部的破裂梯度又低于鞍部和断层附近上升盘上的破裂梯度。图14为图1的B—B切面，图中*17井位于主断层附近的上升盘上，地层破裂梯度达到了 $0.215(\text{kg}/\text{cm}^2)/\text{m}$ ($21\text{KPa}/\text{M}$) 明显高于其他油井 ($0.14\sim 0.178(\text{kg}/\text{cm}^2)/\text{M}$) ($13.73\sim 17.46\text{KPa}/\text{M}$)。图15为图1的A—A切面，接近构造鞍部的破裂梯度高达 $0.225(\text{kg}/\text{cm}^2)/\text{M}$ ($22.07\text{KPa}/\text{M}$)。图15中破裂梯度曲线上括弧内数字为压裂施工年代，从表2看出，1980年平均地层压力为 $493\text{kg}/\text{cm}^2$ (48.35MPa)，至1983年时地层压力下降至 $390.8\text{kg}/\text{cm}^2$ (38.33MPa)，1980年压裂的*15井的破裂梯度明显高于1980年以后所施工的各井破裂梯度数值。破裂梯度和地层压力关系和L. B. SALZ的论点相似^[16]。

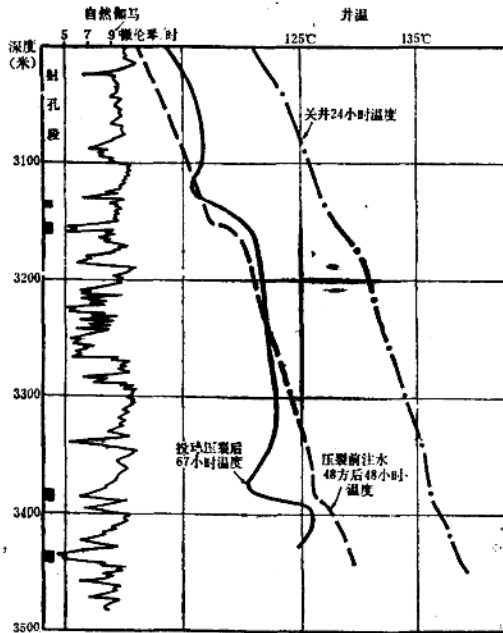


图 13 井温法检查投密封球检查压开地层程度图

一般说来，在中国构造应力松弛地区地层破裂梯度范围为 $0.15\sim 0.22(\text{kg}/\text{cm}^2)/\text{M}$ ($14.71\sim 21.58\text{KPa}/\text{M}$)；构造应力挤压区地层破裂梯度高得多，例如中国西部昆仑山麓地区，即使是在局部构造顶部，地层破裂梯度也达到了 $0.27\sim 0.29(\text{kg}/\text{cm}^2)/\text{M}$ ($26.48\sim 28.44\text{KPa}/\text{M}$)；大的拗陷盆地间（如松辽盆地）的地层破裂梯度低于挤压区而高于地应力松弛区。

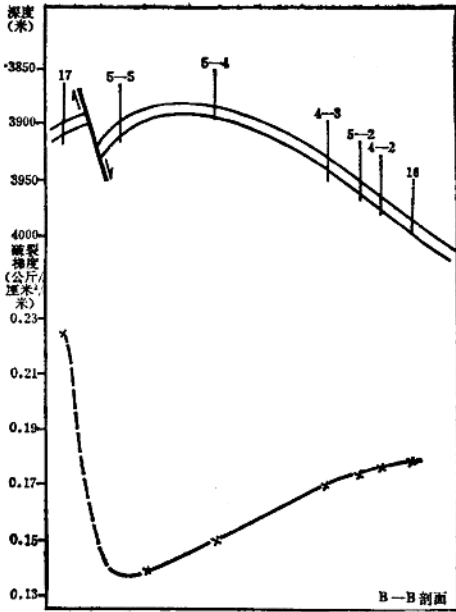


图 14 构造形态与地层破裂压力比较图

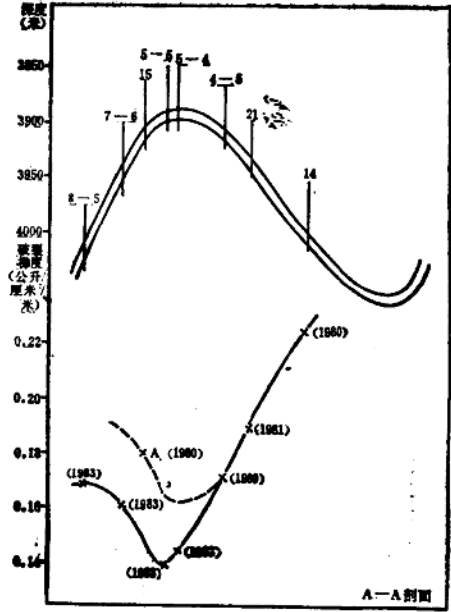


图 15 构造形态、油藏压力与地层破裂梯度比较图

结 束 语

1. 中国华北地区的深井压裂工艺是成功的。在完整的小型断块构造上所获得的压裂增产效果满意的。由于断裂复杂，在供油面积小和受地层能量限制的断块上压裂收效较差。

2. 应忽视压裂液的水化液残渣对地层和对支撑带的伤害，这种伤害甚至使支撑带导流能力下降70~90%。

3. 实测隔层控制下的裂缝压力容量有助于控制裂缝高度，对于低裂缝压力容量(20~60 kg/cm²)(1.96~5.88MPa)地层采取窄缝，高强度支撑剂支撑和适宜的支撑浓度(3.6kg/m²)是有效的支撑方法。

4. 使用细颗粒固体降滤剂是有效的降滤措施，应考虑固体降滤剂与支撑剂之间的强度的匹配以避免低强度降滤剂伤害支撑带。室内实验说明：细颗粒用量以不超过支撑剂总量的10%为宜；在高裂缝闭合压力下不宜在低强度支撑剂之后尾追高强度支撑剂；单一高强度支撑优于混合支撑。

5. 长井段密封球分流选压有利于控制裂缝纵向延伸和简化井下作业程序。

6. 地层破裂梯度宏观上受构造应力控制，岩性和储层压力的影响也应受到注意。

参 考 文 献

1. J. L. White, E. F. Daniel; "Key Factors in MHF Design", JPT Aug. 1981.
2. C. E. Cooke Jr.; "Effects of Fracturing Fluid on Fracture Conductivity" JPT Oct, 1975.

3. Stephen W. Almond.: "Factors Affecting Gelling Agent Residue Under Low temperature conditions" SPE 1055. 8.
4. H. B. Carroll Jr., B. A. Baker.: "Particle Size Distributions Generated by Crushed Proppants and Their Effects on Fracture Conductivity" SPE 7923.
5. Robert R. McDaniel, John R. Willingham.: "The Effect of Various proppants and proppant Mixtures on Fracture permeability" SPE 7573.
6. N. R. Warpinski, Paul Branagan, Roy Wilmer.: "In-situ Stress Measurements at DOES' Multiwell Experiment Site, Mesaverde Group, Rifle, Colorado" SPE 12142.
7. H. X. Nguyen, D. B. Larson.: "Fracture Height Containment by Creating an Artificial Barrier With a New Additive" SPE 12061.
8. L. W. Teufel, J. A. Clerk.: "Hydraulic Fracture Propagation in Layered Rock Experimental Studies of Fracture Containment" SPE 9878.
9. A. A. Danesby.: "Hydraulic Fracture Propagation in Layered Formations", SPEJ, Feb. 1978.
10. M. A. Biot, W. L. Medlin, L. Nasse.: "Fracture Penetration Through an Interface", SPEJ Dec, 1983. pp. 857—869.
11. M. E. Hanson, G. D. Audevson, R. J. Shaffer and L. D. Thorson.: "Some Effects of Stress, Friction and Fluid Flow on Hydraulic Fracturing" SPE 9831.
12. Norman R. Warpinski, James A. Clark, Richard A. Schmidt and Clarence W. Hudle.: "Laboratory Investigation on the Effect of In-situ Stresses on Hydraulic Fracture Containment" SPE 9834.
13. A. S. Abou-Sayed.: "Laboratory Evaluation of In-situ Stress Contrast in Deeply Buried Sediments" SPE 11069.
14. K. G. Nolte and M. B. Smith.: "Interpretation of Fracturing Pressure", SPE 8405.
15. K. G. Nolte.: "Determination of Fracturing Parameters from Fracturing Pressure Decline", SPE 8341.
16. Relationship between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure SPE 6870 by L. B. Salz.