

文章编号: 0253- 9985(2003) 04- 0396- 04

泌阳凹陷深层系油气层损伤因素及保护与改造技术

王 敏^{1,2}, 秦伟军^{3,4}

(1. 西北大学地质系, 陕西西安 710069; 2. 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石化河南油田分公司, 河南南阳 473132)

摘要: 泌阳凹陷深层系主要指核桃园组三段下亚段 V 砂组至大仓房组, 属于低孔低渗储层, 油气层损伤因素较为复杂, 其中以粘土物质分散运移及外力作用影响最大, 在钻井、完井及射孔试油过程对油气层造成较大损害, 使应该发现的油气层没被及时发现, 同时低孔低渗油气层产能较低, 必须通过有效的改造措施才能使单井产能提高。通过研究, 形成了适合低孔低渗油气层保护的优质钻井液配方、合适的屏蔽暂堵及先进的聚合醇油保技术、优质射孔液及负压射孔油保技术等。改造方面, 优选出耐高温能力强、配伍性好、低摩阻、携砂能力强的压裂液, 并推广应用先进的大型压裂工艺技术, 在赵凹- 安棚等地区起到十分显著的效果。

关键词: 深层系; 低孔; 低渗; 油气藏; 油气层; 保护; 改造; 泌阳凹陷

第一作者简介: 王敏, 男, 45 岁, 教授级高级工程师(博士生), 石油地质

中图分类号: TE254.3 文献标识码: A

泌阳凹陷深层系油气层成岩作用强^[1], 属低孔、低渗储层。储层岩性较为复杂, 含钙质、白云质等多种成分, 油层容易造成污染。因此在钻井、试油过程中要采用油气层保护和改造技术。

1 油气层损伤因素

针对泌阳凹陷深层系储层具有低孔、低渗的

特点, 开展了储层敏感性评价和损害机理研究(表 1), 有针对性地进行油层保护。

1.1 储层潜在因素

储层潜在引起油层损害的因素是储层本身的岩性、物性及油、气、水流体性质等^[2]。研究发现深层系储层本身的岩性、物性及油气水流体性质等对油层的损害主要表现在以下几个方面。

表 1 安棚地区深层系“五敏”试验结果

Table 1 Experimental results of five sensitive factors in deep strata in Anpeng area

砂组敏感性	5 砂组		6 砂组		8 砂组	
	损害率/ %	结论	损害率/ %	结论	损害率/ %	结论
速敏	0.32~ 0.42	中等偏弱	0.08	弱	0.21~ 0.47	中- 弱
盐敏	0.1~ 0.15	中等偏弱	0.015~ 0.1	弱	0.1~ 0.15	弱
水敏	0.83	中等偏弱	0.17	弱	0.541~ 0.644	中等偏弱
碱敏	0.32	中等	0.11	弱	0.1~ 0.12	弱
酸敏	0.058	弱	未做	未做	0.464~ 0.656	中等

(1) 深层系粘土成分中绿泥石含量均值在 40% 以上, 又是酸敏矿物, 极易在稀盐酸中溶解, 并析出铁, 形成 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 胶体状沉淀, 从而损害油层。

(2) 深层系岩石类型以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩为主, 长石含量高。长石既是碱敏矿物, 又是非粘土矿物, 在临界 pH 值以上环境下, 发生碱

敏, 从而溶解造成颗粒运移。同时在流体的高流速下, 更易加速溶解, 加大颗粒运移。从电镜照片看, 颗粒直径小于 37 μm , 若聚集在孔隙喉道, 足以堵塞油层。因此, 防止微粒运移不只是针对粘土微粒, 还要考虑非粘土物质。

(3) 粘土物质分散运移, 是引起油层损害最重要的原因^[3]。该深层系尽管不含蒙脱石, 但有绿/蒙混层或伊/蒙混层。钻井液的滤液是最好的粘土分散剂, 高 pH 值液体以及一些化学处理剂也促

使粘土迅速分散。油气层粘土一般处在 pH 值 6~8.5 环境中,一旦打破这个条件,粘土就产生分散,随流体运移,进而堵塞喉道。必须保证入井流体 pH 值在临界 pH 值以下。

(4) 盐敏试验表明,深层系为弱-中盐敏。安棚地区临界盐度值为 10 000~15 000 mg/L,下二门地区临界盐度值为 2 000~2 200 mg/L。含盐度对粘土矿物的膨胀有明显的作用,含盐度大于临界值时,渗透率下降缓慢,小于临界值时,渗透率下降迅速。要求入井流体含盐度应尽量保持在地层水的含盐度,维持在临界值附近。

(5) 安棚深层系存在范围不大的高角度潜在裂缝,在原始状态下裂缝闭合,在外力作用下易开启。钻井过程中,当压差过大时潜在缝张开,大量钻井液进入储层造成损害^[4]。

1.2 外力作用

1.2.1 外来固相颗粒

安棚地区深层系小于 4 μm 的微小喉道占孔隙体积 97.62%,并存在大于 60 度高角度裂缝,裂缝宽度平均 14.67 μm 。下二门地区深层系小于 45 μm 喉道占孔隙体积 85%。外来固相颗粒粒径和孔喉直径不匹配,施工参数选用不合理,压差过大,剪切速率过大,作业时间长,颗粒侵入造成的损害随时间增加而增大,极易造成入井流体集中固相颗粒堵塞油气层,造成堵塞损害^[5]。

1.2.2 外来流体

安棚地区深层系地层水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 含量分别为 395.4 mg/L 和 9 070 mg/L。原油中含蜡量比较高,平均 27%。当外来流体化学组分与地层水化学组分不匹配时,必然引起沉淀结垢、乳化堵塞、细菌塞堵。

1.2.2.1 结垢

外来流体中含有的高价阴离子(如 SO_4^{2-} , CO_3^{2-})和地层水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子易发生作用形成 CaCO_3 、 CaSO_4 沉淀。原油中含蜡量高,其中的石蜡成分,易在环境条件改变时(如井底温度下降至析蜡温度)形成蜡沉淀。

1.2.2.2 乳化堵塞

入井流体中添加化学剂进入油层后,油基成分与地层水、水基成分与原油,形成油或水作外相的乳化液,增大了渗流阻力,影响油水相渗透率。

1.2.2.3 细菌堵塞

油气层固有细菌或者随外来流体一起侵入的

细菌,在油气层环境(温度、压力、矿化度和 pH 值及营养物)适宜它们生长时很快繁殖,常以体积较大的菌络存在堵塞孔道,同时分泌的粘液也堵塞油气层,细菌代谢产生的 CO_3^{2-} 、 H_2S 、 OH^- 、 S^{2-} 等易形成 FeS 、 CaCO_3 、 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 等无机垢。

2 油气层保护技术

2.1 钻井过程中

2.1.1 优选钻井液体系及配方

选择钻井液体系原则:(1)抑制性强,减轻粘土矿物水化膨胀;(2)pH 值低,避免碱敏损害;(3)滤失量低。经大量实验研究,聚合物不分散低固相钻井液体系可满足上述要求,其中两性离子聚合物体系与其他体系相比有抑制性好的特点。

选择处理剂原则为:(1)无荧光或低荧光;(2)处理剂的复配性好;(3)在 pH 值 7~9 也能发挥作用;(4)抗温性强。FA367(两性离子聚合物)、XY27(降粘剂)、PAC(聚丙烯酸盐泥浆)系列,SPNH(褐煤树脂)、SMP(磺化酚醛树脂)、MG(褐煤树脂)-1 等处理剂能满足以上要求。

0[#]:5% 膨润土浆+0.2% FA367+0.2% PAC142+1% MG-1+1.5% SPNH+1.5% SMP+0.2% XY27。该体系流变性好,抗温性强,API 滤失量 3 mL,HTHP 滤失量 11 mL,可较好地满足钻井工程和油气层保护的要求。

2.1.2 应用屏蔽暂堵钻井液

深层系储层大部分喉道直径在 0.5~20 μm ,按 2/3 架桥规律,架桥粒子粒径应在 0.333~13.333 μm ,用激光粒度仪测定超细碳酸钙 QS-4 能满足屏蔽暂堵的要求。选择磺化沥青(FT-1)、聚合醇或优质膨润土作软弹性粒子进行配方优选,优选出屏蔽暂堵钻井液配方。

1[#]:0[#]+3%QS-4+1.5%FT-1

2[#]:0[#]+3%QS-4+3%聚合醇(或2%优质膨润土)

基础钻井液中加入 3%QS-4+2%FT-1(或3%聚合醇或2%优质膨润土)后,进行暂堵效果较好,主要表现在暂堵后岩心的渗透率降为零或接近于零,避免了大量的钻井液进入储层造成损害。

另外,完井固井中主要通过改善水泥浆性能和改进固井技术^[6],来减少对油层的损害。

2.2 试油过程中

试油过程中油层的损害主要有两方面的原

因:一是射孔弹的碎屑物堵塞孔眼,二是射孔液的固相和滤液对油层的伤害。

2.2.1 筛选优质压井液

针对深层系储层的地质特点,筛选了2种优质保护液配方用于射孔测试、压井试油作业中。

TB-F3 保护液配方:2%高分子聚合物粘土稳定剂(TB-F3)+2%防膨剂(NH_4Cl)+96%清水。其特点为:防膨、防滤失、防分散运移、防水锁、易反排不易堵塞油层。

BCS-851 保护液配方:0.3%~3%稳定剂(BCS-851)+99.7%~97%清水。其特点为:防膨效果好,防滤失、防分散运移、防水锁、易反排不易堵塞油层,并且分子量低、渗透效果好、价格低廉。

2.2.2 负压射孔测试技术

首先,根据现场试验选择负压差值。一般低渗透致密储层可选择较大的负压值;比较疏松的高渗储层选择较小的负压值。表2是美国数千口井现场经验统计确定的负压差值。

表2 负压差保护油气层时加液垫值的确定表

Table 2 Determination of height of water column to protect oil/gas reservoirs with certain pressure difference

储层 K 值/ μm^2	建议负压差值/MPa	
	油 层	气 层
$K \geq 0.1$ (井深 ≤ 2000 m)	1.33~3.45 (液垫 200~500 m)	6.89~13.79 (液垫 200~500 m)
$0.01 < K < 0.1$ (井深 2000~3000 m)	6.89~13.79 (液垫 300~700 m)	13.79~34.47 (液垫 300~700 m)
$K \leq 0.01$ (井深 ≥ 3000 m)	>13.79 (液垫 >1000 m)	>34.47 (液垫 700~1100 m)

其次,现场采用负压深穿透射孔试油技术打开油气层。为了减少起下管柱和重复压井对油气层的损害,广泛采用了深穿透射孔枪弹与地层测试器联作,即用一趟管柱完成射孔、测试及二开(或三开)抽汲的三联作技术,在试油测试作业中实现了负压深穿透射孔,无地面流体入浸油气层,无压井作业。2001年在安棚深层系深穿透射孔-测试联作工艺技术实施了45层,三联作实施率达93.8%。实施后29层的平均表皮系数为3.4,试油层受到的污染很小,部分井层测试表皮系数均为负值,油层未受污染。

2.3 压裂、酸化改造过程中

压裂过程中主要采用了3项保护措施。一是

选用残渣低、滤失量小的压裂液;二是在压裂液中加入粘土稳定剂、表面活性剂、破乳剂、破胶剂和助排剂等添加剂^[7],研制出了压裂液基本配方:0.45%~0.55%改性瓜胶 GRJ-11+0.2%杀菌剂+1%粘土稳定剂+0.2%破乳助排剂+0.12%pH 值调节剂+0.3%~0.7%有机硼交联剂+NBA-101 胶囊破胶剂+ $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$;三是压裂后要及时彻底返排压裂液。

酸化过程中的油层保护的关键是要发挥酸化的正作用,尽量减少或避免对储层的伤害。其核心是酸液与储层及其流体的配伍性,而配伍性的重点是如何防止铁的沉积。为此,在酸化液中通常加入铁螯合剂以防止铁的沉积,同时还要考虑酸液与其他离子的配伍性,如钙、镁、钠等离子的沉淀。

安棚深层系实施油层保护措施,产生了明显的效果。从泌239井地层测试资料分析,在2759.6~2770.6 m井段,地层表皮系数为-0.677,堵塞比为0.8835,说明地层没有遭受伤害。

3 油气层改造技术

深层系油藏对压裂酸化的要求:高温——压裂酸化工作液具有良好的耐温耐剪切性能;井深——降低压裂液摩阻,降低施工泵压;原油性质差别较大——压裂酸化措施要求高;地层物性较差——影响压裂酸化后的效果^[8];储层敏感性——对压裂酸化工作液要求高。

地应力研究,深层系安棚地区最大主应力方向为NE 81°~97°,水平最小主应力方向为NE 171°~187°。垂向主应力梯度为0.024 Pa/m,水平最小主应力梯度为0.015~0.017 Pa/m,水平最大主应力梯度为0.018~0.020 Pa/m。以垂向主应力梯度最大。

3.1 以往压裂酸化效果

安棚地区深层系,曾于1992~1994年进行了6井次压裂和11井次酸化作业,但限于当时的工艺技术水平,实施后地质效果不很明显,最高日产量不到20 t。分析其原因,一是以往的压裂液各项技术指标,落后于当今瓜胶有机硼低伤害压裂液体系;二是施工参数低,平均加砂量8.83 m³,平均砂液比14.8%;三是1994年以前采用土酸、组合酸、浓缩酸,酸蚀作用距离短,无法满足深穿透的需

要;四是深层系酸敏中等偏弱,对盐酸、土酸敏感程度较大。另外施工参数中平均用酸量小,也影响了酸化效果。

3.2 压裂、酸化液设计

3.2.1 地质特点对压裂、酸化液的要求

耐温性能:耐温 100~130 °C;延迟交联时间:2~3 min;伤害性能:伤害率小于 25%;破胶性能:完全破胶时间小于 0.5 h;粘度小于 $5 \times 10^{-3} \text{Pa} \cdot \text{s}$;配伍性能:与地层流体配伍良好。

3.2.2 深层系压裂液基础配方优选

压裂液基础配方优选使压裂液具有配伍性好、低摩阻、携砂能力强、耐温性能好等特点^[9]。

3.2.3 深层系酸液配方优选

针对低孔、低渗及含有微裂缝砂岩的特点,采用酸液配方优选提高酸液的综合性能,达到深度酸化。

3.3 压裂施工方案

优选的施工参数如下。

施工加砂量:20~30 m³;施工排量:3.0~4.0 m³/min;施工泵压:50~60 MPa;施工平均砂比:25%~35%;施工瞬时最高砂比:60%~70%。

3.4 效果分析(以 B252 井为例)

B252 井 2000 年 6 月 19 日压裂,试压压力大于 71 MPa 管柱不漏不串,井况合格;泵注前置液 53 m³,加粉陶 2 m³,排量 3.89 m³/min,泵压 27.6~51.2 MPa,破裂压力 51.2 MPa;泵注携砂液 75 m³,排量 3.65 m³/min,泵压 21.5~29.8 MPa,累计加砂量 21 m³,平均砂比 28.0%,最高砂比 41.7%;泵注顶替液 9.0 m³,排量 3.57 m³/min,泵压 33.7 MPa,后突然升高到用 81.0 MPa,施工被迫停泵,比设计顶替液少 6.0 m³。该井施工基本按设计进行,估计井筒约有 2.5 m³ 沉砂(图 1)。

泌 252 井压裂前射孔井段 3 227.9~3 245.5 m,自喷日产油 4.63 m³,日产气 211 m³。压裂后,用 8 mm 油嘴试油,日产油 99.4 m³,日产气 15 700 m³,效果显著(图 2)。

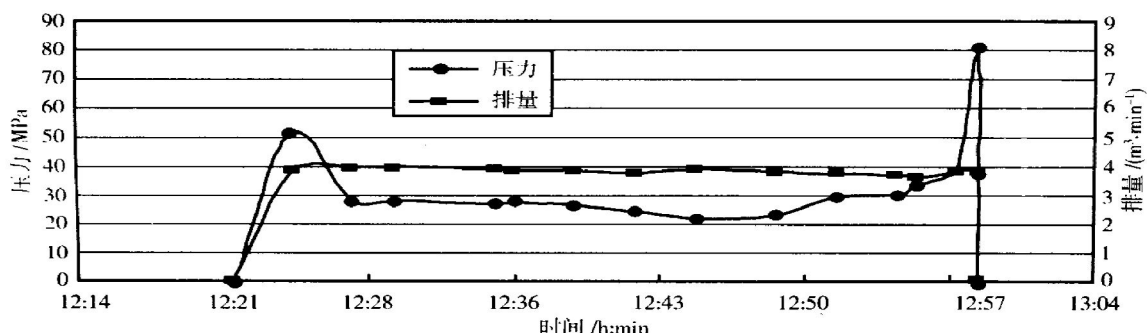


图 1 泌 252 井现场施工曲线

Fig. 1 On-site operating curve of Bi 252 well

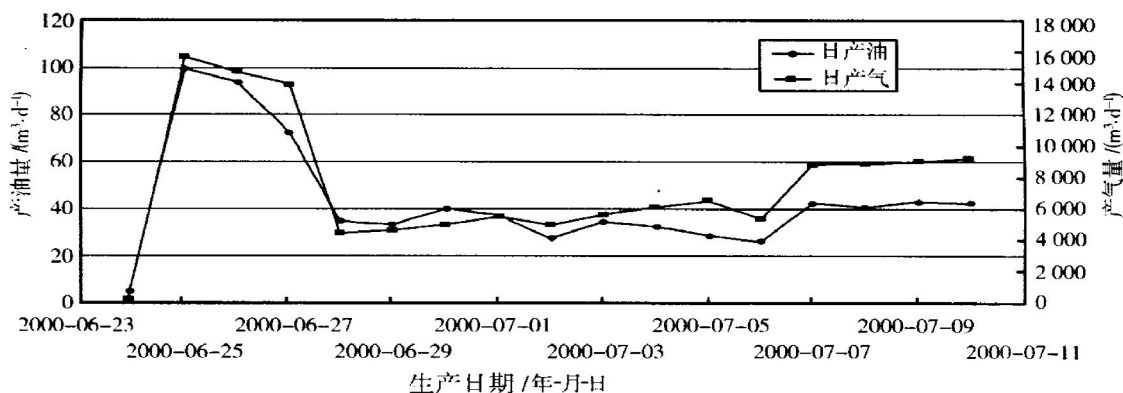


图 2 泌 252 井压裂前后产量对比图

Fig. 2 Production comparison of Bi 252 well before and after fracturing

参 考 文 献

- 1 翟光明. 序言[A]. 见:《大庆石油勘探与开发》编辑部. 中国隐蔽油气藏勘探论文集[C]. 哈尔滨:黑龙江科学技术出版社, 1988. 1~2
- 2 李克向主编. 保护油气层钻井完井技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1993. 46~51

- 3 石宝珩. 油气勘探综合配套技术应用范例[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 17~ 30
- 4 王秀娟, 赵永胜, 文武. 低渗透储层应力敏感性与其产能物性下限[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(2): 162~ 167
- 5 王敏, 秦伟军, 赵追, 等. 南襄盆地泌阳凹陷油气藏形成条件及聚集规律[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2): 169~ 173
- 6 黄汉仁. 泥浆工艺原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1981. 67~ 70
- 7 郎兆新主编. 油藏工程基础[M]. 北京: 石油大学出版社, 1991. 20~ 22
- 8 刘振武. 油气层损害及其对石油勘探开发效益的影响[J]. 新疆石油地质, 1987, 8(3): 66~ 70
- 9 王新纯主编. 压裂系统工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 100~ 103

DAMAGE FACTOR AND PROTECTION AND STIMULATION TECHNIQUES OF DEEP RESERVOIRS IN BIYANG SAG

Wang Min^{1,2} Qin Weijun^{3,4}

(1. *Dep. of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi*; 2. *Research Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing*; 3. *Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing*; 4. *Henan Oilfield Company, SINOPEC, Nanyang, Henan*)

Abstract: The deep reservoirs are mainly referred to as the 5th sand layer in the lower part of the 3rd member of Hetaoyuan Formation and Dacangfang Formation in Biyang sag, they are characterized by their low porosity and low permeability. These oil/ gas reservoirs have been damaged heavily in the course of drilling, well completion, perforation and testing. As a result, the oil/ gas reservoirs would often be difficult to be found, and the productivity of those reservoirs with low porosity and permeability would be relatively low. Well productivity can only be increased by stimulation treatment. Through various studies, reservoir protection and stimulation techniques, such as formula of high quality drilling fluid, temporary plugging method and advanced reservoir protection technique with polymeric alcohol, high quality perforation fluid and underbalanced perforation, have been applied, and significant results have been obtained in Zhaowar Anpeng area. As for stimulation, optimization of high quality fracturing fluid has also been made, which are characterized by its heat-resisting quality, good compatibility, low friction resistance, and high proppant-carrying capacity. Besides, application and dissemination of large-scale fracturing technology have also been made in Zhaowar Anpeng area, which prove to be highly effective.

Key words: deep strata; low porosity; low permeability; oil and gas reservoir; reservoir protection and stimulation techniques; Biyang sag

(Continued from Page 370)

TECTONIC THERMAL REGIME AND MULTIPLE TRANSPORTING CHARACTERISTICS OF FAULTED BASINS IN EASTERN CHINA

Zhu Jianhui

(Wuxi Branch of Experimental Petroleum Geology, Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu)

Abstract: The Cenozoic faulted basins in eastern China are located in the relatively thinning area of platform lithosphere, where the regional uplifting of upper mantle and the present depression just like the inverted reflection in water. The thermal energy at depth can be transmitted upward to the upper crust through changes of crust and mantle properties and magmatic intrusion, which would result in a relatively high geothermal field during the fault-subsidence period. The high geothermal field during fault-subsidence and further deeply buried in depression stage would cause the source rocks to be in their hydrocarbon-generating stage. The changes of major fault system's active center and intensity would directly affect the variations of sag's subsidence and depocenter, which would also result in the variations of hydrocarbon generation. As for Subei basin, the relatively high resources abundance in the basin has resulted from the high sedimentation and subsidence rates of Bohai Bay basin in post-Oligocene.

Key words: fault depression; subsag transformation; major fault; multiple stages; transport