

文章编号: 0253-9985(2004)06-0686-06

深层碳酸盐岩储层酸压改造后的地质效果评价 ——以塔河油田缝洞型碳酸盐岩储层为例

陈志海^{1,2}, 张士诚¹

(1. 石油大学, 北京 102200; 2 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 深层碳酸盐岩储层酸压改造的目的就是让酸压裂缝与天然缝洞系统沟通。根据酸压改造施工曲线变化模式和酸压改造后的地质效果, 提出了 4 类评价体系, 每种体系对应一种酸压模式, 包括未压开地层(I 类)、压开地层即行停止(II 类)、压开地层未与缝洞沟通(III 类) 及压开地层并与缝洞沟通(IV 类) 的酸压模式。利用此方法对塔河油田 27 口井的酸压改造情况进行了分类评价, 56% 的井达到了 IV 类酸压模式, 既压开了裂缝又实现了与天然缝洞系统的沟通, 油井能保持较长期的高产稳产; 22% 的井达到了 II 和 III 类酸压模式; 其余 22% 的井只达到了 I 类酸压模式, 此类油井的酸压效果有待进一步改善。该评价结果与油井实际产状具有较好的一致性。

关键词: 深层; 碳酸盐岩储层; 酸压改造; 评价方法; 效果评价

中图分类号: TE357.1 文献标识码: A

Evaluation of geological effects of acid-fracturing in deep carbonate reservoirs: taking the fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield as an example

Chen Zhihai^{1,2}, Zhang Shicheng¹

(1. University of Petroleum, Beijing; 2. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing)

Abstract: Acid-fracturing treatment of deep carbonate reservoirs is to establish communication between the fractures generated and natural fractures and vugs. Based on the variation modes of operating curves of acid-fracturing treatment, and the geological effects of the treatment, 4 appraisal systems have been suggested each of which corresponds to one of the acid-fracturing modes, including no fracture have been created (type I), fractures have just been created and then stop (type II), fracture have been created but have no communication with natural fractures and vugs (type III), and fractures have been created and have communication with natural fractures and vugs (type IV). Acid-fracturing treatments in 27 wells in Tahe oilfield have been categorized and evaluated with this method. Of these wells, 56% have reached the type IV acid-fracturing mode and these wells can have high and stable productivities in a relatively long period; 22% are of type II and III, while the rest 22% are of type I, and their acid-fracturing effects need to be further improved. The evaluation results are in good agreement with the actual performance of the wells.

Key words: deep layers; carbonate reservoir; acid-fracturing treatment; evaluation method; effect evaluation

1 技术特点及研究现状

最近几年我国陆续发现并投入开发一批深层

或超深层碳酸盐岩油气藏, 多数井无自然产能, 酸压改造已成为此类油气藏发现储量和油井投产的主要技术手段之一。我国深层或超深层碳酸盐岩储层酸压改造技术仍在不断完善和发展。深层酸

基金项目: 中国石化开发项目: 塔河油区开发动态跟踪与规划部署研究(P03093)

第一作者简介: 陈志海, 男, 34 岁, 高级工程师(博士生), 油气田开发

收稿日期: 2004-08-02

压因基岩系统基本不具有储渗能力,通过延长酸蚀缝长而增加泻油面积提高单井产能是很有限的,只有实现酸蚀裂缝与近井地带较大规模的天然裂缝系统沟通才能获得高产,所以深层酸压的目的在于增加沟通天然裂缝的机率。产能与酸压裂缝是否沟通天然缝洞系统密切相关,而与酸压缝长无直接关系。深层或超深层碳酸盐岩储层酸压改造具有以下技术特点^[1]:

(1) 储层温度较高,为 100~140℃,酸岩反应速度较快,酸液缓速性能要求高;

(2) 储层中微小缝洞较发育,酸液滤失严重,酸液的降滤失性能要求高;

(3) 储层埋藏深,在 4 000~5 700 m,施工过程中管线摩阻大,井口泵压高,井底施工压力不易达到地层的破裂压力;

(4) 井筒垂向静液柱压差大,残酸不易返排,对储层的二次污染更严重;

(5) 深层或超深层油气藏多采用稀井高产,要求单井动用储量规模大和具有较高的产能。

为适应上述技术特点,酸压技术需要向具有降滤失、缓速、缓蚀、低摩阻、易返排的多性能酸液体系和配套的酸压工艺方向发展,从而获得更大规模的酸压裂缝和更高的酸蚀裂缝导流能力。

近几年,我国对深层碳酸盐岩储层改造技术难题开展攻关研究,探索和发展了能基本满足深层碳酸盐岩储层条件和施工要求的酸压改造技术^[2~10],逐步形成了配套的酸液体系和酸压工艺。

目前已开发出能基本满足深层酸压需要的稠化酸、胶凝酸、乳化酸、活性酸和变粘酸等具有不同特性的酸液体系^[11~17]。深层酸压技术以前置液酸压和多级交替注入酸压工艺为基础,发展了与不同特性酸液体系相组合的复合酸压技术。在现场获得广泛应用的是胶凝酸酸压和乳化酸酸压,穿透能力在 100~120 m,最长可达 150 m。多级交替注入酸压技术近几年已经成为深层低渗碳酸盐岩储层酸压改造的主流技术,现场应用表明,最大酸蚀缝长可达 244 m。20 世纪 90 年代末,引人注目的变粘酸酸压技术在美国获得现场应用,效果显著,有望成为深层碳酸盐岩储层酸压的主流技术。变粘酸酸压与常规酸压相比优势明显(图 1)。国内已在四川进行了现场试验,获得了较好的效果。

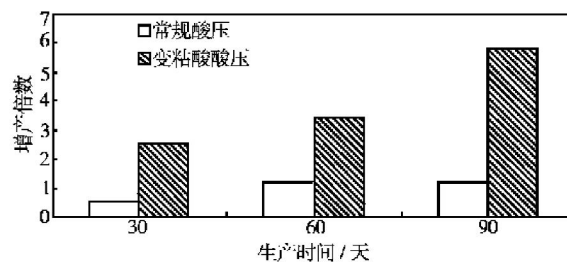


图 1 美国 Misson Canyon 油田 16 口井变粘酸酸压增产对比图

Fig. 1 Comparison of stimulation effects of leaking-controlled acid fracturing operation in 16 wells in Misson Canyon oilfield in U. S. A.

2 地质效果评价方法

深层碳酸盐岩储层因基质的孔渗能力基本消失,酸压改造后的效果并不取决于酸压缝长,而在于酸压裂缝是否能与天然裂缝或溶洞系统沟通。所以对此类储层的酸压改造后增产效果的评价应有其独特的评价方法。酸压施工过程中能否压开地层,主要取决于施工过程中泵入地层中压裂液的施工排量和井底施工压力的大小。

根据图 2 的酸压施工曲线变化模式,提出了新的酸压后效果评价方法。由于酸压施工曲线的不同,将酸压施工后地质效果的评价体系分为 I, II, III, IV 4 类,每种体系对应一种酸压模式,因此油井经酸压改造后的地质效果各有其相应的特点。

(1) I 类: 未压开地层的酸压模式。只出现图 2

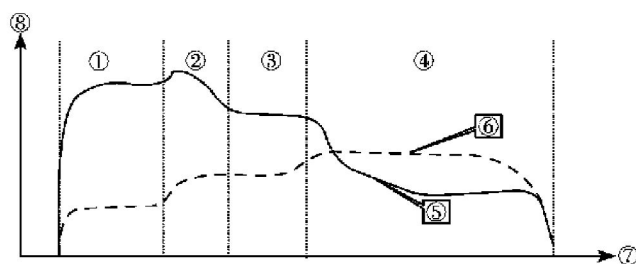


图 2 酸压施工曲线变化模式示意图

Fig. 2 Schematic diagram showing variation modes of acid-fracturing operation curves

注: ①—酸压施工启缝前的挤酸阶段, 泵压和泵排量曲线变化基本平行; ②—酸压裂缝的启缝阶段, 泵压先升后急剧下降, 而相应的泵排量大幅度增加; ③—酸压裂缝的延伸阶段, 泵压和泵排量维持在相对稳定的数值内变化; ④—酸压裂缝沟通天然缝洞系统阶段, 泵压急剧下降, 而相应的泵排量大幅度增加, 之后出现高泵排量和低泵压变化阶段; ⑤—泵压施工曲线; ⑥—泵排量施工曲线; ⑦—酸压施工时间; ⑧—泵排量或泵压

中的第①阶段,其他阶段未出现,出现此种酸压模式是酸压施工启缝前的挤酸酸化,油井多数表现为干井或低产井。

(2) II类:压开地层即行停止的酸压模式。如果泵的排量大于压裂液在地层中的滤失量,并使井底施工压力大于地层的破裂压力或裂缝的闭合压力,地层被压开。如出现图 2 中的第①和第②阶段,而其他阶段未出现,出现此种酸压模式的油井大多为中低产井。

(3) III类:压开地层并获得一定规模裂缝的酸压模式。酸压施工中已经压开地层,随酸压裂缝向前延伸,但未与天然缝洞系统沟通。如出现图 2 中的第①、第②和第③阶段,但未出现第④阶段,则断定井底附近的酸压裂缝具有一定的酸压裂缝规模,但未与天然缝洞系统沟通。出现此种酸压模式的油井多数获得中产。

(4) IV类:酸压裂缝与天然缝洞系统沟通的酸压模式。酸压施工中已经压开地层,随酸压裂缝向前延伸,并与天然缝洞系统沟通,如出现图 2 中的第①、第②、第③和第④阶段。出现此种酸压模式的油井一般能获得高产。

另外,油井获得高产之后,稳产时间的长短与酸压沟通缝洞规模大小密切相关,缝洞系统规模大可获得高产和长时间的稳产,否则油井的稳产时间较短。酸压裂缝沟通天然裂缝的规模大小可根据酸压曲线的泵排量和泵压的瞬时下降幅度进行初步判断。

通过酸压施工曲线模式建立的评价分类方法,可对深层碳酸盐岩储层酸压的效果进行评价,以期获得对酸压成败较为准确地分析,指导今后酸压的工作方向。

3 实例应用

塔河油田^[18~20]下奥陶统灰岩储层,埋深 5 400~5 600 m,地层压力 54~60 MPa,储层温度 120~130 ℃。储层中碳酸盐总含量平均达 94.7%。储层分为 3 类,包括裂缝溶洞型、裂缝型和缝洞均不发育的基质型。以裂缝溶洞型、裂缝型为有效储层,基质型为非有效储层。纵向上厚度为 250~300 m,分为 3 个带,储油最好的部位是中、上部近地表岩溶带,其次为下部的潜流岩溶带。基质致密,平均孔隙度 0.66%,平均渗透率 $0.023 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层中发育的溶洞和裂缝既是主要储集空间,又是油气渗流的主要通道。储层非均质性极强,储量动用的难度大,绝大多数井需酸压改造才能投产。

酸压井能否取得成功,首先在于储层地质条件,其次是酸液体系与酸压工艺能否实现深穿透,沟通井眼附近的有利储集体。储层地质条件包括储层矿物成分、储层裂缝发育程度、物性的好坏,井眼与储层天然裂缝、溶洞的相对距离等。塔河油田^[1, 11, 12, 16, 21~23]在现场实施了稠化酸酸压、胶凝酸酸压、前置液酸压、多级交替注入酸压、混氮气酸压等深层酸压技术(图 3),对不同的井,酸压后取得地质改造效果具有一定的差异。

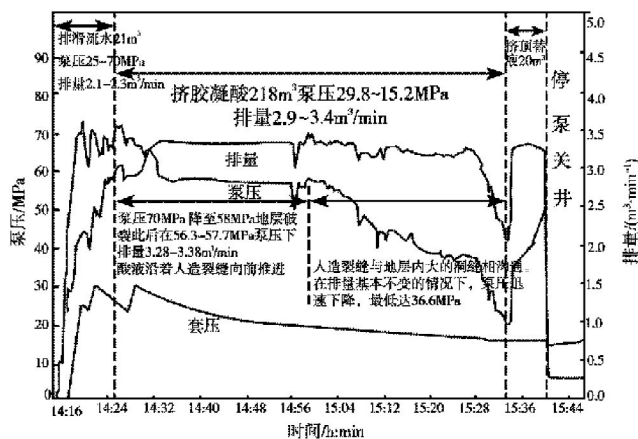


图 3 TK408 井酸压施工曲线

Fig. 3 Acid-fracturing process curve on well TK408

根据建立的评价分类方法对酸压后的施工曲线进行评价和分类,解释取得改造效果差异的原因之所在。如以 TK408 井为例,采用胶凝酸酸压(图 4),施工泵压达到 70 MPa 时地层破裂,酸液沿着酸蚀裂缝向前推进,缝长不断延伸,且出现泵排量不变而泵压急剧降低的施工曲线特征,分析表明酸压裂缝与地层深部的天然溶蚀缝洞系统相沟通。即出现了评价分类 IV 的酸压模式,达到了理想的酸压效果。此时该井的供液规模已由酸压前的几乎没有供液能力的微缝洞系统扩大为通过酸压缝沟通的大型缝洞系统,并且井筒与储集体的沟通能力也大大提高,其采油指数由酸压前的几乎为 0 而增大到 $195 \text{ m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$ 。该井酸压前产量只有 3.8 t/d,酸压后产量最高达到 600 t/d,增产倍数高达 150 倍;高产稳产 1.5 年左右,日产油在

250~600 t, 到2001年底单井累计产油达 25.26×10^4 t(图4)。

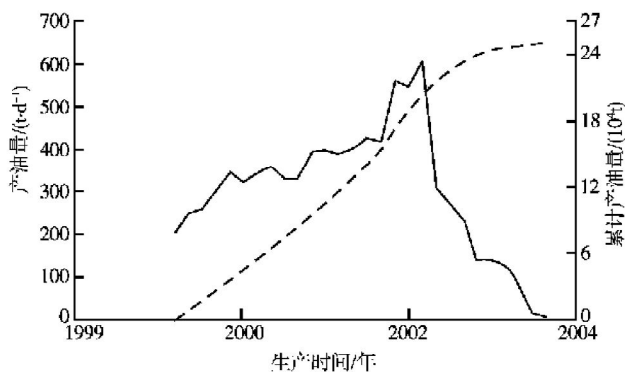


图4 TK408井酸压后生产曲线

Fig. 4 Production curve of TK408 well after acid-fracturing operation

以S23井为例(图5), 井口泵压为61.8 MPa, 排量为 $1.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 时地层破裂。此后在泵压为45~54 MPa, 排量在 $1.7 \text{ m}^3/\text{min}$ 之下, 酸液沿人造裂缝向前延伸, 出现了评价分类II的酸压模式。S23井初期产液 $72.18 \text{ m}^3/\text{d}$, 其中产油 $54.74 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该井生产5个月以后, 原油产量下降到 $34.18 \text{ m}^3/\text{d}$ 。据推算改造后采油指数为 $9.8 \text{ m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$ 。

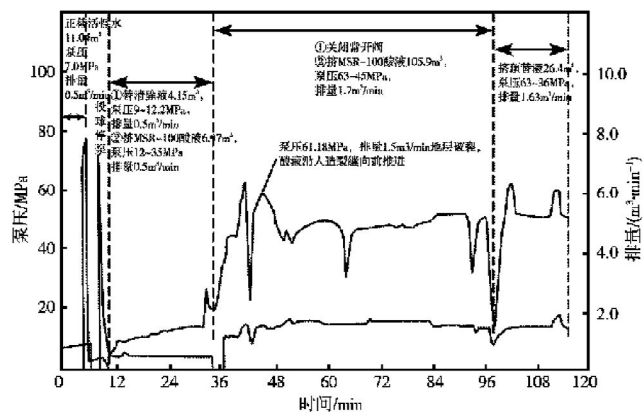


图5 S23井酸压施工曲线变化图

Fig. 5 Variation of acid-fracturing operation curves of S23 well

利用此评价方法对塔河油田酸压改造储层27口井进行了分类评价(表1), 56%的井达到了评价分类IV的酸压模式, 既压开了裂缝又实现了与天然缝洞系统的沟通, 油井能较长时期的高产稳产; 22%的井达到了评价分类II和III的酸压模式, 此类井只压开了裂缝, 但未能与天然缝洞系统沟通; 另有22%

的井只达到了评价分类I的酸压模式, 此类油井可能未压开地层, 只起到了酸化解堵的作用, 所以酸压效果有待进一步改善。利用此方法获得的评价结果与油井实际产状具有很好的一致性, 较好地解决了酸压后储层改造效果的评价问题。

据不完全统计, 塔河油田奥陶系储层酸压改造使20多口无法投产的井变为中高产井, 平均单井日产油为118.8 t, 平均单井累计产油为 1.57×10^4 t, 累积增产油达 31.44×10^4 t。另外, 酸压使5口低产井变为高产井, 平均日产油由酸压前8 t增为酸压后的222 t, 增产倍数在3.8~158, 平均增产倍数为60。总体而言, 酸压改造后储层取得了明显的地质改造效果, 但对单井评价分类而言, 部分井的酸压效果有待进一步改进。

4 几点认识

通过对塔河油田奥陶系储层酸压改造后地质效果的评价与分析, 认为目前酸压技术手段基本能满足现场储层改造的需要, 多数井能实现压开地层和沟通天然缝洞系统的目标, 但仍有部分井未能实现压开地层或未与天然裂缝溶洞系统沟通。我国深层碳酸盐岩酸压改造在现场应用已经取得了很大的成功, 绝大多数井能够实现压开裂缝, 并与天然缝洞系统沟通, 获得了单井的高产稳产。但仍有以下几方面需要进一步实施技改, 并与同行专家商榷。

(1) 深层碳酸盐岩储层的描述技术难以满足酸压选层和选井的需要。

由于对储集体展布描述的精度不够, 造成目前酸压工艺和酸液体系选择存在一定的盲目性, 只能强调通过增加酸压缝长来提高沟通天然裂缝的机率, 对酸压的成功率把握不大。所以进一步提高对深层碳酸盐岩储层的描述精度是提高酸压成功率的前提。

(2) 酸蚀裂缝的规模有限, 能否沟通天然裂缝是酸压成败的关键。

在储层描述精度不够的情况下, 只能通过提高酸压的穿透能力来增加沟通天然裂缝系统的机率。现场实践表明, 在某个方向酸蚀缝长一般在80~120 m, 最大缝长在244 m左右。如果在此范围内, 酸蚀裂缝遇到了较大规模的天然缝洞系统, 酸压井即可获得高产和稳产, 否则酸压效果欠佳。如果天然裂缝系统距井筒距离在此范围之外, 如

出现评价分类 II 和 III 的酸压模式, 那么酸压很难取得理想效果。

(3) 巨厚块状低渗碳酸盐岩储层改造缺乏有效的技术手段, 影响了采收率的进一步提高。

对于巨厚低渗碳酸盐岩油藏, 多数开发井采

用先期裸眼完井。在进行酸压施工过程中, 酸液的配注层位和配注量大小是根据地层剖面渗透性和地层压力的差异由酸液自主分配的。由于储层的严重非均质性和注酸强度的局限性, 储层难以被有效地压开, 如出现评价分类 I 的酸压模式。

表 1 塔河油田奥陶系油藏酸压井施工前后产量对比

Table 1 Production pre vs. post acid fracturing operation of wells in the Ordovician reservoirs in Tahe oilfield

井 号	酸液体系	施工工艺	压前产量/(t·d ⁻¹)	压后初产/(t·d ⁻¹)	累计产油/(10 ⁴ t)	评价分类
S66	稠化酸	多级注入	0	109.0	1.77	IV
TK305	胶凝酸	一级注入	0	51.0	1.63	II
S67	胶凝酸	一级注入	20.3	463.0	7.75	IV
TK411	稠化酸	多级注入	0	220.0	4.56	IV
TK413	胶凝酸	二级/混氮	93.0	150.0	1.05	I
S64	胶凝酸	一级注入	0	22.5	0.34	I
TK404	稠化酸	二级注入	12.1	46.0	11.00	II
TK409	胶凝酸	一级注入	3.8	192.0	6.97	IV
TK408	胶凝酸	一级注入	3.8	251.0	10.64	IV
TK410	胶凝酸	一级注入	0	276.0	3.67	IV
T403	稠化酸	二级注入	1.0	158.0	3.87	IV
S65	胶凝酸	二级注入	0	337.0	5.96	IV
TK604	稠化酸	二级注入	0	159.0	0.25	IV
TK310-2	胶凝酸	三级注入	0	70.0	0.74	III
S70-2	胶凝酸	一级注入	0	15.0	0.12	I
S69	稠化酸	二级/混氮	0	19.7	0.10	I
T417	胶凝酸	二级/混氮	0	11.8	0.06	I
T416-2	稠化酸	多级/混氮	0	74.0	0.17	III
TK418	胶凝酸	混氮/一级	0	65.0	0.77	II
TK428	胶凝酸	混氮/多级	/	30.0	0.05	I
TK307	胶凝酸	二级注入	0	87.0	1.28	III
S74-2	稠化酸	二级/混氮	0	140.0	2.57	IV
TK429	稠化酸	混氮/三级	/	316.0	6.12	IV
S80	稠化酸	二级/混氮	0	104.0	0.71	IV
S76	胶凝酸	二级/混氮	/	139.0	0.20	IV
TK426	稠化酸	二级/混氮	/	130.0	0.38	IV
TK315	乳化酸	一级注入	0	180.0	/	IV

注: 表中统计数据大多截止 2000 年 6 月底

参 考 文 献

1 陈令明, 王庆, 王金云. 酸压工艺配套技术系列的研究与应用[A]. 见: 李培廉, 张希明, 陈志海. 塔河油田奥陶系缝洞型碳

酸盐岩油藏开发[C]. 北京: 石油工业出版社. 2002. 175~ 185
2 王鸿勋, 张琪. 采油工艺原理(第二版) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989. 266~ 298
3 Fredd C N, Fogler H S. Alternative stimulation fluid and their impact on carbonate acidizing. SPE 31074, 1996

- 4 Krawietz T E, Rael E L, Arco Alaska. Horizontal well acidizing of a carbonate formation: a case history of Lisburne treatment, Prudhoe Bay, Alaska. SPE27809-P, 1996
- 5 Hung K M, Hill A D, Sepehrnoori K. A mechanistic model of worm-hole growth in carbonate matrix acidizing and acid fracturing, SPE16886, 1989
- 6 Hoefner M L, Fogler H S. Fluid velocity and reaction rate effect during carbonate acidizing: application of network model. SPE15 573, 1989
- 7 Hayatdavoudi A, Chiu C B, Kalra S K, et al. Carbonate acidizing: a thermodynamic analysis. SPE10667, 1982
- 8 胥耘. 碳酸盐岩储层酸压工艺技术综述[J]. 油田化学, 1997, 14(2): 175~ 179
- 9 谢桂学. 压裂酸化技术对地层条件的适应性[J]. 油气采收率技术, 1994, 1(2): 59~ 64
- 10 古发刚, 任书泉, 戴冀媚. 压裂酸化工艺与通用设计计算方法[J]. 石油学报, 1996, 17(2): 128~ 137
- 11 王艳伟, 肖玉茹, 李青山. 超深井酸压工艺技术在塔河油田的应用[J]. 新疆石油地质, 2000, 21(6): 518~ 519, 540
- 12 于学忠. 乳化酸压工艺技术在塔河油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2002, 30(3): 69~ 71
- 13 White D J, Homls B A, Hoover R S, et al. Using a unique acid fracturing fluid to control fluid loss improves stimulation results in carbonate formations. SPE24009, 1992
- 14 王素兵. 滤失控制酸压施工工艺初探[J]. 钻采工艺, 2001, 24(5): 51~ 53
- 15 刘成, 徐君, 刘雄飞, 等. 塔河油田深层碳酸盐岩油藏混气酸压实践[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(5): 76~ 78
- 16 王建栋, 刘雄飞, 时际明, 等. 深层裂缝性碳酸盐岩储层混氮酸压技术[J]. 新疆石油学院学报, 2002, 14(1): 15~ 18
- 17 Bernadiner M G, Thompson K E, Fogler H S. Effect of foams used during carbonate acidizing. SPE21035, 1992
- 18 李翎, 魏斌, 贺铎华. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏的测井解释[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 49~ 54
- 19 肖玉茹, 何峰煜, 孙义梅. 古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究——以塔河油田奥陶系古洞穴为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 75~ 80
- 20 张抗. 塔河油田的发现及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(2): 120~ 124
- 21 满江红, 张玉梅. 深井碳酸盐岩储层深度酸压工艺技术探讨[J]. 新疆石油学院学报, 2003, 15(1): 77~ 80
- 22 满江红, 闫循彪. T403 井酸压设计与施工[J]. 石油钻探技术, 2000, 28(5): 53~ 53
- 23 于学忠, 李斌文, 何伟国. 酸压作业在塔河 3、4 号油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2000, 28(1): 42~ 44

(上接第 670 页)

低熟油, 未熟、成熟、高熟原油不多, 其原因一方面可能与勘探程度不高有关, 狮深 20 井埋深 4 565 m 的烃源岩尚未达到高成熟的凝析油演化阶段, 在深层(大于 4 000 m)寻找成熟油大有潜能; 另一方面, 可能暗示研究区相当部分油气是由低熟、成熟阶段烃源岩所形成的烃/油的混合物, 表现为既有低熟油特征(甾萜类异构化程度低)又有成熟油特征的低熟油。

参 考 文 献

- 1 彭立才, 邵文斌, 张林, 等. 尕斯库勒油田跃灰 1 井区 E₃ 灰层裂缝预测[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 391~ 395
- 2 王铁冠, 钟宁宁, 侯读杰, 等. 低熟油气形成机理与分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995. 128~ 148
- 3 李素梅, 王铁冠, 郑红菊, 等. 柏各庄凸起原油对比与成因类型[J]. 现代地质, 1998, 12(2): 262~ 268
- 4 朱扬明, 苏爱国, 梁狄刚, 等. 柴达木盆地咸湖相生油岩正构烷烃分布特征及其成因[J]. 地球化学, 2003, 32(2): 117~ 123
- 5 庞雄奇, 李素梅, 黎茂稳, 等. 八面河地区“未熟-低熟油”成因探讨[J]. 沉积学报, 2001, 19(4): 586~ 591
- 6 Li Sumei, Li Maowen, Pang Xiongqi, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang South Slope of Bohai Bay basin — part 1: source rock characterization [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(3): 389~ 412
- 7 李素梅, 李雪, 张应红, 等. 东营凹陷牛庄洼陷第三系古沉积环境及其控油气作用[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 269~ 273
- 8 刘华, 蒋有录, 杨万琴, 等. 东营凹陷中央隆起带油源特征分析[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 39~ 43
- 9 张俊, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 牛庄洼陷砂岩透镜体成藏特征及主控因素剖析[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 233~ 237
- 10 李素梅, 刘洛夫, 王铁冠, 等. 利用非烃技术探讨尕斯库勒油田 E₃ 油藏的充注模式[J]. 地球科学, 2001, 26(6): 621~ 626
- 11 李素梅, 庞雄奇, 金之钧, 等. 苏北金湖凹陷混合原油的地质地球化学特征[J]. 石油大学学报, 2002, 26(1): 12~ 15
- 12 李素梅, 庞雄奇, 金之钧, 等. 济阳凹陷牛庄洼陷南斜坡原油成熟度浅析[J]. 地质地球化学, 2002, 29(4): 50~ 56
- 13 王文军, 宋宁, 姜乃煌, 等. 未熟油与成熟油的混源实验、混源理论图版及其应用[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(4): 34~ 37
- 14 黄第藩, 张大江, 李晋超, 等. 柴达木盆地第三系油源对比[J]. 沉积学报, 1989, 7(2): 1~ 13
- 15 黄第藩, 李晋超, 张大江, 等. 柴达木盆地第三系原油的熟化序列及其在石油资源预测中的重要意义[J]. 石油学报, 1989, 10(3): 1~ 11