

水驱不同注采位置油藏特征

以萨尔图油田北二西区块油藏为例

方伟, 张居和, 冯子辉, 张琨

(中国石油大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院 黑龙江 大庆 163712)

摘要 利用油藏剩余油粘度和岩心分析方法,对萨尔图油田北二西区块油藏剩余油粘度、驱油效率等参数进行了研究。结果表明,水驱主流线不同注采位置剩余油粘度、油藏流度、含油饱和度和驱油效率均呈现不同程度的非均质性,并受储层物性、注采位置和驱油时间等因素控制;主流线从注水井到采油井方向,油藏非均质性增强,含油饱和度增大,驱油效率减小,且驱油效率与渗透率成正相关,相关程度随渗透率的增大而增高,剩余油粘度与渗透率微弱相关,含油饱和度与渗透率低度相关。随水驱油时间的延长,剩余油粘度和驱油效率增大,油藏流度与含油饱和度下降。综合挖潜水驱不同注采位置剩余油仍有一定潜力,其中主流线靠近采油井位置开采潜力最大,聚合物驱油则更合适,可根据聚合物驱油藏流度比控制范围和剩余油粘度的测定结果,确定聚合物溶液的粘度及质量浓度。

关键词 注采位置 水驱 非均质性 开采方式 萨尔图油田

中图分类号: TE34

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)05-0100-04

水驱油技术是大庆油区的主要采油技术,其产量占油区年产量的60%以上,综合挖潜水驱效果对高产、稳产至关重要。因此,及时掌握水驱井网不同注采位置油藏的剩余油粘度、油藏流度、含油饱和度和驱油效率等参数,对油田制定剩余油开发方案及提高原油采收率意义重大。油藏地球化学等主要研究油藏中流体和矿物的相互作用、流体的非均质性、聚集历史与成藏机制及产能挖潜^[1-13]等,未涉及水驱井网不同注采位置油藏特征问题。因此,笔者以萨尔图油田北二西区块油藏为例,对水驱井网不同注采位置油藏特征进行了研究,以期为该油藏开发提供参考。

1 区域开发概况

萨尔图油田北二西区块位于萨尔图构造北部,含油面积为3.6 km²,1964年投入开发,目前已有6套开发井网,截至2008年,油水井共计299口,注采井比为1:1.33,采用水驱和聚合物驱2种驱油方式,平均单井产油量为5.31 t/d,综合含水率达到95.03%,已进入特高含水期开采阶段。

该区块有检查井5口(2002年1口、2008年4口),均位于主流线上,其中,北2-352-检P59和北

2-352-检P60井位于注水井位置,北2-351-检P60和北2-350-检45井(2002年)位于中间位置,北2-351-检P61井位于采油井位置。5口检查井共采集主力油层——萨Ⅱ(SⅡ)油砂样品74件。

2 实验方法

取一定量油砂样品,利用化学试剂和全自动多功能抽提仪获得剩余油;采用高温色谱分析方法得到剩余油中C₄₀⁺含量及其与原油粘度的关系,计算油藏条件下剩余油粘度及油藏流度^[9],依据油藏分类方法^[14]判别油藏剩余油性质。按照SY/T 5336-2006^[15]测定岩石渗透率、含油饱和度和驱油效率等参数。

3 结果分析

3.1 油藏特征

3.1.1 纵向特征

由表1可以看出,北2-352-检P59井纵向上剩余油粘度、含油饱和度和驱油效率非均质性弱,油藏流度非均质性强,油藏剩余油都属于中粘油^[14],总体处于中等水洗程度^[16];北2-352-检P60井纵向

收稿日期: 2012-07-27。

作者简介: 方伟,男,高级工程师,从事油气地球化学研究。联系电话: (0459)5596826, E-mail: fangwei_dq@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“剩余油分布综合预测与层系井网重组技术”(2008ZX05010-003)。

表1 水驱主流线不同注采位置油藏实验分析平均数据

井号	井深/m	层位	剩余油粘度/ (mPa·s)	油藏流量/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$)	含油饱和度 /%	驱油效率 /%	剩余油 性质
北2-352- 检P59	924.20 ~ 929.95	S II ₁₋₃	8.87	215.74	47.8	41.6	中粘油
	930.50 ~ 930.60	S II ₄	5.34	333.01	47.5	44.6	中粘油
	953.95 ~ 954.81	S II ₁₀₊₁₁	8.78	88.72	43.0	46.4	中粘油
	965.86 ~ 966.44	S II ₁₃₊₁₄	7.99	113.72	40.4	49.9	中粘油
北2-352- 检P60	923.78 ~ 928.67	S II ₁₋₃	17.10	80.57	54.4	40.3	中粘油
	932.87 ~ 932.99	S II ₄	11.15	5.56	53.8	0.0	中粘油
	935.72 ~ 936.82	S II ₅₊₆	11.61	0.43	21.5	42.0	中粘油
	942.21 ~ 943.93	S II ₇₊₈	11.60	82.33	48.9	36.4	中粘油
	946.12 ~ 947.39	S II ₉	14.23	39.84	67.3	13.4	中粘油
	952.40 ~ 952.52	S II ₁₀₊₁₁	9.88	213.67	49.6	42.8	中粘油
	964.10 ~ 964.92	S II ₁₃₊₁₄	8.90	233.47	72.3	16.5	中粘油
北2-351- 检P60	932.98 ~ 935.16	S II ₁₋₃	9.91	37.88	42.9	42.9	中粘油
	943.60 ~ 943.85	S II ₅₊₆	8.50	274.30	60.0	31.3	中粘油
	949.70 ~ 949.84	S II ₇₊₈	7.68	250.97	45.6	46.7	中粘油
	954.61 ~ 954.69	S II ₉	6.63	216.05	66.8	20.9	中粘油
	957.55 ~ 958.66	S II ₁₀₊₁₁	26.15	12.34	52.1	28.0	高粘油
北2-350- 检45	933.49 ~ 934.98	S II ₁₋₃	7.75	406.42	62.2	41.7	中粘油
	943.65 ~ 943.65	S II ₅₊₆	5.16	119.53	62.6	15.4	中粘油
	949.46 ~ 953.78	S II ₇₊₈	7.79	38.40	43.9	36.5	中粘油
	954.33 ~ 954.85	S II ₉	7.00	247.31	51.1	29.3	中粘油
	956.90 ~ 958.20	S II ₁₀₊₁₁	7.50	121.25	50.9	33.5	中粘油
北2-351- 检P61	929.84 ~ 931.19	S II ₁₋₃	9.65	204.51	57.1	30.2	中粘油
	942.16 ~ 946.74	S II ₇₊₈	21.53	151.19	53.7	31.3	高粘油
	951.51 ~ 954.36	S II ₉	38.83	73.24	55.7	32.0	高粘油
	954.96 ~ 960.47	S II ₁₀₊₁₁	7.85	287.89	52.6	36.1	中粘油

上剩余油粘度、驱油效率和油藏流度的非均质性强,含油饱和度的非均质性较强,油藏剩余油中粘油占94.1%、稠油占5.9%,总体处于弱水洗程度;北2-351-检P60井纵向上剩余油粘度和油藏流度非均质性强,含油饱和度和驱油效率的非均质性弱,油藏剩余油中粘油占90%、高粘油占10%,总体处于中水洗程度;北2-351-检P61井纵向上剩余油粘度和油藏流度的非均质性强,含油饱和度的非均质性弱,驱油效率的非均质性较强,油藏剩余油中粘油占89.5%、稠油占10.5%,总体处于弱水洗程度。

综上所述,水驱主流线不同注采位置纵向上剩余油粘度、油藏流量、含油饱和度及驱油效率都呈现非均质性,且存在差别,尤其是采油井位置剩余油粘度的非均质程度最大,注水井位置北2-352-检P60井驱油效率和油藏流度的非均质程度最大。

3.1.2 横向特征

北2-352-检P59、北2-352-检P60、北2-351-

检P60和北2-351-检P61井S II₁₋₃剩余油粘度平均值分别为8.87、17.10、9.91和9.65 mPa·s,油藏流量平均值分别为 215.74×10^{-3} 、 80.57×10^{-3} 、 37.88×10^{-3} 和 $204.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,含油饱和度平均值分别为47.8%、54.4%、42.9%和57.1%,驱油效率平均值分别为41.6%、40.3%、42.9%和30.2%,S II₁₀₊₁₁剩余油粘度平均值分别为8.78、9.88、26.15和7.85 mPa·s,油藏流量平均值分别为 88.72×10^{-3} 、 213.67×10^{-3} 、 12.34×10^{-3} 和 $287.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,含油饱和度平均值分别为43.0%、49.6%、52.1%和52.6%,驱油效率平均值分别为46.4%、42.8%、28.0%和36.1%(表1)。由此可见,横向上剩余油粘度和油藏流度的非均质性强,含油饱和度和驱油效率的非均质性较强。

3.2 影响因素

3.2.1 储层物性

北2-352-检P59井储层渗透率为0.351~5.795

μm^2 ,平均值为 $1.450 \mu\text{m}^2$,属于中 特高渗透储层,驱油效率随渗透率增大而增加,相关系数为 0.584 8 (图 1),而北 2-352-检 P60 井储层渗透率为 $0.062 \sim 2.404 \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.769 \mu\text{m}^2$,为低 特高渗透储层,驱油效率随渗透率增大而增加,相关系数为 0.162 8;北 2-351-检 P60 井储层渗透率为 $0.056 \sim 2.369 \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.931 \mu\text{m}^2$,为低 特高渗透储层,驱油效率随渗透率增大而增加,相关系数为 0.300 2;北 2-351-检 P61 井储层渗透率为 $0.106 \sim 5.413 \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.842 \mu\text{m}^2$,为中 特高渗透储层,驱油效率随渗透率增大而增加,相关系数为 0.636 5。渗透率与驱油效率呈正相关,且相关程度随渗透率的增大而增高;孔隙度与驱油效率呈现不同的相关程度。

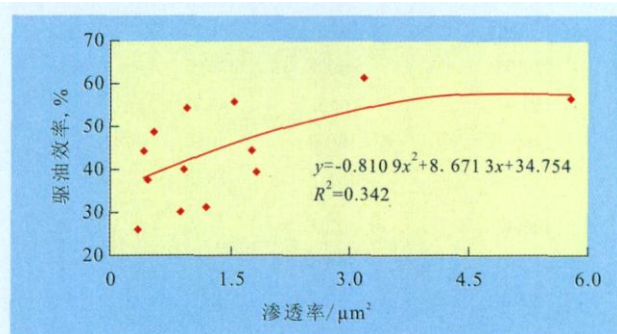


图 1 北 2-352-检 P59 井渗透率与驱油效率的关系

3.2.2 注采位置

油井的驱油效率明显受不同注采位置的控制,如采油井位置(北 2-351-检 P61 井)与注水井位置(北 2-352-检 P59 井)和中间位置(北 2-351-检 P60 井)比较,油藏流度大、驱油效率低(表 1),注采位置明显控制着水驱油效率及非均质程度,也影响油藏含油饱和度。这是由于在不同注采位置油藏流度大于 $138 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ 、原油流动性较好的条件下,注水井位置水驱动力及流速大,能够克服油藏流度及渗透率相对较低对驱油效率的影响,驱油效率高、油藏非均质性弱,从注水井到采油井方向水驱动力及流速呈减小趋势,使驱油效率也呈减小趋势。但是,当油藏流度较低、储层原油流动性相对较差时,即使是注水井位置(北 2-352-检 P60 井)驱油效率也相对较低(其值为 30.3%),驱油效率受油藏流度、储层物性和注采位置等多种因素控制。

3.2.3 水驱时间

对比小井距检查井北 2-351-检 P60 井与北 2-350-检 45 井(表 1)可知,油藏流度平均值下降 $28.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,含油饱和度平均值下降 0.7%,剩余油粘度平均值增加 $5.82 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,驱油效

率平均值增加 8.8%。表明随着水驱时间的增长,油藏流度与含油饱和度下降,剩余油粘度和驱油效率增加。

3.3 开采潜力及方式

水驱和聚合物驱适用于地层原油粘度分别为 $0.5 \sim 6$ 和 $5 \sim 125 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 的油藏^[17]。北 2-352-检 P59 井剩余油粘度平均值为 $8.47 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,驱油效率最高,平均值为 44.0%,水驱都能波及,但多数井段剩余油粘度超过水驱适用范围,已不太适用于水驱;含油饱和度平均值为 45.7%,油藏流度平均值为 $182.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,剩余油流动性好、开采潜力较大,采用水驱综合挖潜剩余油还有一定潜力,但采用聚合物驱挖潜效果更好。北 2-352-检 P60 井剩余油粘度平均值为 $13.71 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,稠油粘度为 $74 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,水驱有未波及井段,驱油效率低,平均值为 30.3%,已不适用于水驱,油藏含油饱和度平均值为 51.1%,油藏流度平均值为 $73.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,剩余油流动性较差,开采潜力较大,应采用聚合物驱。北 2-351-检 60 井剩余油粘度平均值为 $12.02 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,水驱都能波及,驱油效率较高,平均值为 37.7%,绝大多数油层已不适用于水驱,油藏含油饱和度平均值为 49.6%,油藏流度平均值为 $138.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,剩余油流动性较好,开采潜力较大,应以聚合物驱为主。北 2-351-检 61 井剩余油粘度平均值为 $14.99 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,2 个稠油井段的稠油粘度分别为 68.71 和 $69.81 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,有的油层井段水驱未波及,水驱油效率低,平均值为 33.5%,绝大多数已不适用于水驱,油藏含油饱和度平均值为 53.9%,油藏流度平均值为 $216.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,剩余油流动性最好,剩余油开采潜力最大,水驱综合挖潜剩余油还有一定潜力,但最好采用聚合物驱。

4 结束语

萨尔特油田北二西区块水驱不同注采位置剩余油粘度、油藏流度、含油饱和度和驱油效率的分布都呈现非均质性,从主流线注水井到采油井非均质程度趋于增强。

水驱主流线不同注采位置油藏特征受储层物性、注采位置和水驱时间的控制,驱油效率与渗透率呈正相关,相关程度随渗透率的增大而增高,与孔隙度呈现不同的相关程度;从主流线注水井到采油井,驱油效率呈减小趋势,随水驱时间增长,剩余油粘度和驱油效率增加,油藏流度与含油饱和度下降。

水驱综合挖潜不同注采位置剩余油具有一定潜力,主流线从注水井到采油井油藏含油饱和度为46%~54%,剩余油开采潜力呈现增大趋势,靠近采油井位置油藏剩余油开采潜力最大;采用聚合物驱较水驱更合适,可根据水驱剩余油粘度的测定结果和聚合物驱油藏流度比控制范围,确定聚合物溶液粘度及质量浓度。

参考文献:

- [1] 王铁冠,张枝焕.油藏地球化学的理论与实践[J].科学通报,1997,42(19):2 017-2 025.
- [2] 高辉,孙卫,路勇,等.特低渗透砂岩储层油水微观渗流通道与驱替特征实验研究——以鄂尔多斯盆地延长组为例[J].油气地质与采收率,2011,18(1):58-62.
- [3] Hillebrand T, Leythaeuser D. Reservoir geochemistry of Stockstadt Oilfield: Compositional heterogeneities reflecting accumulation history and multiple source input [J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1): 119-131.
- [4] Hwang R J, Moldowan J M. Oil composition variation and reservoir continuity: Unity field [J]. Organic Geochemistry, 1994, 21(2): 171-188.
- [5] 张居和,方伟,冯子辉.多层混采原油分层产能贡献测试色谱技术[J].石油学报,2004,25(4):75-79.
- [6] 董双波,闫栋栋,张红静,等.段六拨油田水驱开发效果及产能

挖潜对策[J].油气地质与采收率,2011,18(3):86-89.

- [7] 张枝焕,王铁冠,常象春,等.油、水、干层的地球化学识别[J].地质论评,2001,47(5):514-520.
- [8] 方伟,张居和,冯子辉.油藏地球化学测试技术在大庆油田的应用[J].沉积学报,2004,22(5):118-123.
- [9] 杨满平,高超,闫栋栋,等.特低渗透油藏单井产量递减规律及其影响因素——以长庆油田盘古梁长6油藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(4):68-71.
- [10] 张枝焕,杨永才,李伟.油藏地球化学原理及其在油气勘探与油藏评价中的应用[J].海相油气地质,2006,11(4):39-47.
- [11] 闫栋栋,杨满平,田乃林,等.低流度油藏渗流特征研究[J].油气地质与采收率,2010,17(6):90-93.
- [12] Nicolle G, Boibien C, Haven H L, et al. Geochemistry: a powerful tool for reservoir monitoring [R]. SPE 37804, 1997: 395-401.
- [13] 徐正顺,张居和,冯子辉,等.大庆油田水驱和聚合物驱油藏剩余油粘度特征研究[J].中国科学:D辑 地球科学,2009,39(12):1 709-1 723.
- [14] 吴蕾.SY/T 6169—1995 油藏分类[S].北京:石油工业出版社,1996.
- [15] 曲岩涛,戴志坚,李桂梅,等.SY/T 5336—2006 岩心分析方法[S].北京:石油工业出版社,2006.
- [16] 冀宝发,叶庆权.SY/T 5366—2000 油田开发井取心资料技术要求[S].北京:石油工业出版社,1999:1-8.
- [17] 何更生.油层物理[M].北京:石油工业出版社,1994:155-158.

编辑 武云云

(上接第90页)

参考文献:

- [1] 吴胜和,熊琦华.油气储层地质学[M].北京:石油工业出版社,1998:155-172.
- [2] 严科,杨少春,任怀强.储层宏观非均质性定量表征研究[J].石油学报,2008,29(6):870-874.
- [3] 张兴平,衣英杰,夏冰,等.利用多种参数定量评价储层层间非均质性——以尚店油田为例[J].油气地质与采收率,2004,11(1):56-57.
- [4] 焦养泉,李思田,李祯,等.碎屑岩储层物性非均质性的层次结构[J].石油与天然气地质,1998,19(2):89-92.
- [5] 何琰,殷军,吴念胜.储层非均质性描述的地质统计学方法[J].西南石油学院学报,2001,23(3):13-15.
- [6] 杨少春.储层非均质性定量研究的新方法[J].石油大学学报:自然科学版,2000,24(1):53-56.
- [7] 彭仕宓,史彦尧,韩涛.油田高含水期窜流通道定量描述方法[J].石油学报,2007,28(5):79-84.
- [8] 朱小影,周红,余训兵.渗透率变异系数的几种算法——以麻黄山西区块宁东油田2、3井区为例[J].海洋石油,2009,29(2):23-27.
- [9] 高建刚,赵红兵,严科.近岸水下扇沉积特征及储层非均质性研究——以胜坨油田坨123断块沙四段为例[J].油气地质与采

收率,2010,17(3):34-37,41.

- [10] 康晓东,刘德华,蒋明煊,等.洛伦茨曲线在油藏工程中的应用[J].新疆石油地质,2002,23(1):65-66.
- [11] 陈刚,王正,陈清华.陈堡油田陈2断块阜宁组三段储层非均质性研究[J].油气地质与采收率,2009,16(2):20-23.
- [12] 尹寿鹏.渗透率非均质性参数计算及代表性分析[J].石油实验地质,1999,21(2):146-149.
- [13] 刘卫,林承焰,杨永智,等.窄薄砂岩油藏储层非均质性综合评价与剩余油分布——以葡北油田三断块葡I油组为例[J].油气地质与采收率,2010,17(1):37-40.
- [14] 杨少春,周建林.胜坨油田二区高含水期三角洲储层非均质特征[J].石油大学学报:自然科学版,2001,25(1):37-41.
- [15] 尹志军,鲁国永,鄒翔,等.陆相储层非均质性及其对油藏采收率的影响——以冀东高尚堡和胜利永安镇油藏为例[J].石油与天然气地质,2006,27(1):106-110.
- [16] 窦之林,董春梅,林承焰.孤东油田七区中馆4—馆6砂层组储层非均质性及其对剩余油分布的控制作用[J].石油大学学报:自然科学版,2002,26(1):8-10.
- [17] 宋鹏,金振奎,王晓卫,等.沉积相对储层质量的控制作用——以黄骅坳陷王官屯油田Ⅱ、Ⅲ油层组为例[J].石油勘探与开发,2006,33(3):335-339.

编辑 邹瀚滢

namic analysis method, and it focuses on the theoretical basis and applicable conditions of well test data of triple medium reservoir, numerical reservoir simulation of triple medium reservoir, numerical well testing, numerical reservoir simulation of equivalent medium and discrete fracture method. Finally, it proposes the research ideas that are suitable for development dynamic analytic of Tabei fractured-vuggy carbonate reservoir, and it has been used in the field production to guide the production practice.

Key words: fractured-vuggy carbonate reservoir; triple-medium; numerical well testing; equivalent medium; numerical reservoir simulation; discrete fracture method

Xiao Yang, Post-doctoral Research Center, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang, 841000, China

Fang Wei, Zhang Juhe, Feng Zihui et al. Geochemical characteristics of reservoir at different injection-production locations in water drive well network—case of North-II-West area in the Saertu oilfield. *PGRE*, 2012, 19(5):100–103.

Abstract: Geochemical parameters (eg. remaining oil viscosity, oil displacement efficiency, etc.) of North-II-West area in the Saertu oilfield are obtained through methods of remaining oil viscosity and core analysis. The experimental results show that oil viscosity, mobility, saturation and oil displacement efficiency, etc. of remaining oil are more or less heterogenetic at different injection-production locations in the direction of main stream line of water-flooding, and are controlled by reservoir physical property, injection-production location and time duration of water-flooding, etc. The heterogeneity of reservoir geochemical parameters show increasing trend from the injection wells to the production wells of main steam line, with the increase of oil saturation and decrease of oil displacement efficiency. There is a positive correlation between rock permeability and displacement efficiency and the correlation coefficient increases with increasing permeability. The remaining oil viscosity is weakly correlated with rock permeability that is poorly correlated with oil saturation. With the water-flooding, the remaining oil viscosity and oil displacement efficiency increases while reservoir mobility and oil saturation decreases. Using water-drive at different injection-production locations can exploit some extent of remaining oil potentiality, with the greatest exploitation potentiality being located in those where the mainstream line is close to the production well. However, the polymer flooding will be a better way to exploit remaining oil, and the polymer concentration and viscosity can be determined in function of remaining oil viscosity and the range of controlling mobility ratio of polymer flooding.

Key words: injection-production location; water drive reservoir; heterogeneity; development mode; Saertu oilfield

Fang Wei, Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company Ltd, Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China

Zheng Jian, Li Shunming, Kang Bo et al. Residual oil distribution and technical measures in high water-cut period for light oil reservoir, Wenmi oilfield. *PGRE*, 2012, 19(5):104–107.

Abstract: Wenmi oilfield Jurassic Sanjianfang formation contains long oil interval with high variable reservoir feature and low oil water viscosity ratio, therefore, the injection-production network is not perfect. Entering into the high water-cut stage, the oilfield faces problems such as reservoir reserves loss and rapid production decline. Through the sedimentary origin and reservoir anisotropic description, and combined the reservoir water flooding mechanism with the dynamic production and drilling data, as well as the analysis of water flooded zone characteristic and the rule, this area is summarized with respect to the distribution rule of remaining oil. According to the reservoir characteristics, we propose that, in high water cut stage, well pattern reorganization layer system should be optimized based on the reservoir size and abundance of remaining reserves, so as to perfect the injection-production patterns, and maximize the producing efficiency of water flooding. However, the particles or gel for deep profile control system do not improve the performance of less fracture developed zone. In the high water-cut stage, it should focus on the conversion of development scheme for increasing oil displacement agent of swept volume and oil displacement efficiency, moreover, the gas water alternate injection and top gas injection gravity stability drive can greatly improve the oil recovery.

Key words: braided river delta; light-oil reservoir; residual oil distribution; deep profile control; gas injection

Zheng Jian, Exploration and Development Department, SINOPEC, Beijing City, 100728, China

Cai Bo, Ding Yunhong, Lu Yongjun et al. Study and application of new in-fissure fracturing technique for improving stimulated reservoir volume. *PGRE*, 2012, 19(5):108–110.

Abstract: The fracturing technique improving stimulated reservoir volume (SRV) brings the soaring development in unconventional gas and oil at home and abroad, it has an important influence for low permeability and low porosity sandstone reservoir. In order to improve the output of post-fracturing, this paper, based on the theory of in-fissure fracturing and network fracturing and through the mechanics and fluid and solid coupling analysis, analyzes two horizontal stresses. Using force closure, and quickly flow-back and multiple treatment, the horizontal stress difference is decreased so as to divert the fracture in short time. Compared with former technique, the new method has the merits of simple and low risk, particular to the high temperature, complicated and difficult treated wells. It can improve the treatment and performance, meanwhile, it extends the method of improving SRV.

Key words: volume fracturing; diverted fracturing; network fracturing; stress field; microseismics technology

Cai Bo, School of Energy, China University of Geosciences, Beijing City, 100083, China