

低渗透油藏有效注入水水质界限

熊生春¹, 储莎莎¹, 赵国梅², 何英¹, 窦景平¹

(1. 中国石油勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 2. 中国石油青海油田分公司, 甘肃 敦煌 736202)

摘要: 注水是低渗透油藏补充地层能量的主要方式, 而注入水水质是影响注水开发效果的关键因素。在低渗透油藏注入水水质推荐指标中没有注入水矿化度的相关指标, 且对渗透率低于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层没有进一步的划分。通过恒速压汞实验, 分析喉道分布差异及主流喉道对渗透率贡献程度, 剖析不同渗透率级别储层影响注水效果的关键喉道区间; 通过室内岩心水驱物理模拟实验, 定量分析粘土微粒运移与水化膨胀对渗流能力的影响程度, 结合喉道分布特征, 初步提出了低渗透油藏不同渗透率储层注入水矿化度、颗粒粒径和颗粒浓度的水质界限。研究结果表明, 岩心渗透率越低, 注入水矿化度越接近地层水矿化度; 岩心渗透率越低, 注入水颗粒粒径越大, 对储层渗流能力伤害越大; 岩心渗透率越低, 注入水颗粒质量浓度越高, 对储层渗流能力伤害越大。

关键词: 低渗透油藏 注入水水质界限 喉道半径 粘土矿物 颗粒粒径 颗粒质量浓度

中图分类号: TE348

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)03-0100-06

Quality limit of effective injection water in low permeability reservoirs

Xiong Shengchun¹, Chu Shasha¹, Zhao Guomei², He Ying¹, Dou Jingping¹

(1. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 2. PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang City, Gansu Province, 736202, China)

Abstract: Injection water is the main way to supply formation energy in the low permeability reservoirs, and water quality is the key influencing factor of water flooding effect. Related salinity index of the injection water was not proposed by the recommended specification of the injection water quality using in the low permeability reservoir. There are no standards for dividing the reservoir with permeability less than $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The throat distribution difference and the contribution of the dominant throat to the permeability were analyzed through constant velocity mercury injection experiment, and the key throat intervals influencing injection water effect in different permeability reservoirs were obtained. The effects of clay particle migration and hydration expansion on seepage capacity were analyzed quantitatively. The limits of water salinity, particle size and particle concentration with different permeabilities in the low permeability reservoir were initially proposed by laboratory core physical simulation of water flood combined with throat distribution. The results show that if core permeability is lower, the injection water salinity is closer to the formation water salinity; the damaged degree on reservoir seepage capacity is deeper with larger particle size or higher water particle concentration.

Key words: low permeability reservoir; injection water quality limit; throat radius; clay mineral; particle diameter; particle concentration

低渗透油藏是目前各油田增储上产的主力^[1-4], 其开发面临的主要问题是单井产量低、递减快和采

收率低, 主要根源是能量难以得到有效补充^[5-8]。低渗透油藏主要靠注水补充能量^[9-10], 注入水水质是

收稿日期: 2015-03-20。

作者简介: 熊生春(1981—), 男, 湖北宜昌人, 高级工程师, 博士, 从事低渗透油藏渗流理论研究。联系电话: (010)69213407, E-mail: xiongshengchun@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“特低渗透油藏有效开发技术”(2011ZX05013-006), 中国石油科技攻关项目“柴达木盆地难采储量有效动用技术攻关研究”(2011E-0307)。

注水有效开发的基本前提和重要保证。不同渗透率油藏储层对注入水水质的要求不同,目前低渗透油藏注入水水质标准^[11]将渗透率划分为小于 10×10^{-3} , $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3}$, $50 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3}$, $500 \times 10^{-3} \sim 1\,500 \times 10^{-3}$ 和大于 $1\,500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 共5个区间,渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层没有划分标准,但目前主要开发的低渗透油藏的渗透率均小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,现有标准难以满足低渗透油藏有效注水的需求。

影响低渗透油藏注水开发效果的因素有储层粘土矿物、注入水矿化度、悬浮物粒径和悬浮物含量。为了厘清其对储层渗流能力的影响程度,笔者设计一系列室内岩心实验,研究水驱前后矿物成分变化、不同颗粒粒径和浓度对岩心的伤害程度,并结合储层喉道分布特征,总结出不同渗透率储层注入水矿化度、颗粒粒径和颗粒浓度等水质主要参数的界限,进一步细化了注水水质行业标准,为低渗透油藏有效注水开发提供了依据。

1 喉道分布特征

储层孔隙结构主要由喉道和孔隙组成,是影响储层渗流能力的主要因素^[12-13]。通过恒速压汞实验,测试9块低渗透油藏岩心喉道分布,岩心渗透率为 $0.08 \times 10^{-3} \sim 18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,喉道半径为 $0 \sim 6 \mu\text{m}$ 。从表1可以看出,当岩心渗透率小于 0.1×10^{-3}

μm^2 时,喉道半径以微喉道为主,渗透率贡献全部来自半径小于 $1 \mu\text{m}$ 的喉道。岩心渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,半径小于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例平均为96.2%,其对渗透率累积贡献率平均为76.8%;半径大于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例平均为3.8%,其对渗透率累积贡献率平均为23.2%。岩心渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,半径小于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例平均为83.0%,其对渗透率累积贡献率平均为51.6%;半径大于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例平均为17.0%,其对渗透率累积贡献率平均为48.4%。岩心渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,半径小于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例平均为40.6%,其对渗透率累积贡献率平均为19.6%;半径大于 $2 \mu\text{m}$ 喉道所占比例平均为49.4%,其对渗透率累积贡献率平均为80.4%。岩心渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,半径小于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例平均为11.9%,其对渗透率累积贡献率平均为9.1%;半径大于 $2 \mu\text{m}$ 喉道所占比例为88.1%,其对渗透率累积贡献率平均为90.9%。因此,岩心渗透率越低,小喉道所占比例越高,其对渗透率累积贡献率越大;岩心渗透率越高,半径大于 $2 \mu\text{m}$ 的喉道所占比例越高,其对渗透率累积贡献率越大。在注水开发过程中,不同储层的渗透率降低主要是由于注入水水质影响了喉道半径。因此,不同渗透率级别的低渗透油藏,需要进一步分析水质对其渗流能力的影响程度。

表1 不同渗透率岩心不同喉道半径所占比例及渗透率贡献率

Table1 Proportions of different throat radius and the corresponding penetration contribution rate in different permeability cores

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	喉道半径小于 $1 \mu\text{m}$		喉道半径为 $1 \sim 2 \mu\text{m}$		喉道半径为 $2 \sim 4 \mu\text{m}$		喉道半径大于 $4 \mu\text{m}$	
	喉道所占比例,%	渗透率累积贡献率,%	喉道所占比例,%	渗透率累积贡献率,%	喉道所占比例,%	渗透率累积贡献率,%	喉道所占比例,%	渗透率累积贡献率,%
0.08	100	100	0	0	0	0	0	0
0.38	84.65	41.32	11.28	28.08	4.07	30.60	0	0
0.82	57.78	28.47	38.70	55.68	3.52	15.85	0	0
1.26	38.67	8.94	46.13	44.32	15.2	37.74	0	9
2.86	40.69	9.62	42.28	48.58	17.03	41.80	0	0
4.05	40.72	8.56	40.39	34.64	10.28	30.49	8.61	26.31
7.44	21.19	5.66	24.18	17.99	42.00	45.99	12.63	30.36
9.32	15.15	3.21	20.64	12.28	48.85	50.22	15.36	34.29
18.56	8.42	1.08	15.37	7.99	35.69	31.85	40.52	59.08

2 注水水质影响因素

2.1 粘土矿物

粘土矿物对储层渗流能力的作用机理主要有粘土分散、脱附、微粒运移(伊利石、绿泥石、高岭石

等)和水化膨胀(蒙脱石、伊/蒙混层等)2种^[14-17]。在水驱开发过程中,因为粘土分散、脱附和微粒运移会使得粘土矿物随水流出,粘土含量降低;而水化膨胀导致粘土矿物与储层表面作用力增强,流动能力减弱。储层粘土矿物的成分不同,对储层渗流能力的影响程度也不一样。

选取12块不同级别渗透率的岩心,对其水驱前后的粘土矿物含量(表2)进行分析。由表2可以看出,水驱后12块岩心平均粘土矿物含量由17.1%下降到16.0%,其中伊/蒙混层相对含量增加2.58%,伊利石相对含量下降1.17%,高岭石相对含量下降1.16%,绿泥石相对含量下降0.25%。研究结果表

明,粘土矿物在驱替压力作用下脱附、颗粒运移,导致粘土矿物含量下降。低渗透油藏储层中粘土矿物含量较高,在长期注水开发过程中粘土矿物成分发生变化,导致易膨胀的伊/蒙混层等相对含量增加,不配伍的水质会对储层造成重复伤害^[18],导致注水压力高,注水难度大。

表2 水驱前后粘土矿物各组分含量变化
Table2 Content changes of clay minerals and each component before and after water flooding

渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	粘土矿物含量,%		粘 土 矿 物 相 对 含 量 , %							
	水驱前	水驱后	伊 / 蒙 混 层		伊 利 石		高 岭 石		绿 泥 石	
			水驱前	水驱后	水驱前	水驱后	水驱前	水驱后	水驱前	水驱后
0.08	20.4	18.0	61	61	11	11	3	2	25	26
0.15	18.1	17.9	60	62	16	11	2	3	22	24
0.38	9.7	8.8	77	80	12	11	4	2	7	7
0.88	9.0	8.1	71	70	8	16	2	4	19	10
1.26	12.1	11.5	62	63	9	8	4	4	25	25
3.05	14.0	12.9	41	45	8	8	8	6	43	41
4.81	12.6	11.8	50	50	15	8	4	4	31	38
6.23	25.8	24.5	28	34	9	5	4	4	59	57
7.44	21.4	20.5	44	53	13	11	11	4	32	32
9.12	24.4	23.1	43	52	7	9	6	4	44	35
18.56	18.1	17.2	68	73	14	9	7	2	11	16
31.55	19.9	18.4	52	45	8	9	3	5	37	41
平均值	17.1	16.0	54.75	57.33	10.84	9.67	4.83	3.67	29.58	29.33

2.2 注入水矿化度

不同储层中,粘土矿物微粒运移和水化膨胀都会改变储层渗流能力,其作用机理的影响程度存在差异,通过向岩心中注入不同矿化度的水来量化微粒运移和水化膨胀对储层渗流能力的影响程度。选取4块不同渗透率级别岩心,用地层水饱和后,在相同驱替速度下,依次用不同矿化度的水进行驱替实验。

从实验结果(表3)可以看出,当注入水为蒸馏水时,4块岩心渗透率变化分别是88.4%,70.1%,54.1%和41.3%,其中颗粒运移造成的伤害分别是23.4%,13.8%,8.7%和5.2%,水化膨胀造成的伤害

分别是65.0%,56.3%,45.4%和36.1%。以渗透率为0.38×10⁻³ μm²的岩心为例,注入水为地层水时,岩心渗透率变化为23.4%;注入水为蒸馏水时,岩心渗透率变化为88.4%,即注入水与地层水矿化度相差越大,对储层造成的伤害越大。岩心渗透率越低,水化膨胀所造成的渗透率降低幅度越大。参照行业规范^[19],以渗透率变化20%作为注入水临界矿化度的依据,可以确定不同渗透率岩心的注入水矿化度界限。分析可知,渗透率分别为0.38×10⁻³,1.26×10⁻³,7.44×10⁻³和18.56×10⁻³ μm²岩心的临界注入水矿化度分别为1,0.72,0.58和0.38倍地层水矿化度。将临界注入水矿化度与渗透率进行拟合,得到注入水

表3 不同渗透率岩心注入不同矿化度注入水实验结果

Table3 Experiment result of injected water with various salinity injected into various permeability cores

注入水	渗透率为0.38×10 ⁻³ μm ²			渗透率为1.26×10 ⁻³ μm ²			渗透率为7.44×10 ⁻³ μm ²			渗透率为18.56×10 ⁻³ μm ²		
	渗透率变化,%	颗粒运移,%	水化膨胀,%	渗透率变化,%	颗粒运移,%	水化膨胀,%	渗透率变化,%	颗粒运移,%	水化膨胀,%	渗透率变化,%	颗粒运移,%	水化膨胀,%
地层水	23.4	23.4	0	13.8	13.8	0	8.7	8.7	0	5.2	5.2	0
3/4地层水	30.1	23.4	6.7	19.5	13.8	5.7	13.8	8.7	5.1	8.8	5.2	3.6
1/2地层水	42.7	23.4	19.3	30.1	13.8	16.3	23.5	8.7	14.8	15.4	5.2	10.2
1/4地层水	61.3	23.4	37.9	48.3	13.8	34.5	35.9	8.7	27.2	25.4	5.2	20.2
蒸馏水	88.4	23.4	65.0	70.1	13.8	56.3	54.1	8.7	45.4	41.3	5.2	36.1

矿化度与渗透率的关系为

$$c = 0.799 5K^{-0.2257} \quad (1)$$

式中: c 为注入水矿化度, mg/L; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3 注入水颗粒粒径

首先选用粒径分别为 0.25, 0.5, 1.0 和 1.5 μm 的颗粒配制悬浮液, 悬浮液质量浓度均为 0.1 mg/L; 然后选用渗透率分别为 0.38×10^{-3} , 1.26×10^{-3} , 7.44×10^{-3} 和 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的 4 块岩心, 依次注入含不同颗粒粒径的悬浮液进行水驱实验, 测试注入水颗粒粒径对储层渗流能力的影响(表 4)。

表 4 不同渗透率岩心注入不同颗粒粒径悬浮液实验结果
Table 4 Experiment result of suspension with various diameters of particles injected into various permeability cores

注入水颗粒粒径/ μm	渗透率损害率, %			
	渗透率为 $0.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率为 $1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率为 $7.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率为 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
0.25	30.1	13.3	9.6	5.8
0.5	48.6	23.1	15.9	11.5
1.0	74.1	43.7	27.3	19.5
1.5	95.1	61.3	36.4	24.8

从表 4 可以看出, 依次注入不同颗粒粒径的悬浮液进行水驱实验后, 4 块岩心最终渗透率损害率分别为 95.1%, 61.3%, 36.4% 和 24.8%, 即岩心渗透率越低, 注入水颗粒粒径对储层渗流能力影响越大。以渗透率为 $1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心为例, 注入 4 种不同颗粒粒径的悬浮液, 渗透率损失率从 13.3% 增加到 61.3%。结合表 1 和表 4 可知, 当注入水中悬浮物颗粒粒径小于 0.5 μm 时, 将堵塞半径小于 1 μm 的喉道, 虽然半径小于 1 μm 的喉道占全部喉道的 38.67%, 但其对渗透率累积贡献率仅为 8.94%, 所以对岩心渗透率不会造成大幅度伤害, 渗透率损失小于 20%。当注入水中悬浮物颗粒粒径逐渐增加到 1.5 μm 时, 逐渐堵塞半径大于 1 μm 的喉道, 渗透率损害率逐渐增大。因此, 注入水颗粒粒径增大, 岩心渗透率损害率增加。参照行业规范^[19], 以渗透率变化 20% 作为注入水颗粒粒径划分的依据, 可确定不同渗透率岩心注入水颗粒粒径界限, 并保证其注入水颗粒粒径对渗透率的损害率在 20% 以内。研究表明, 渗透率分别为 0.38×10^{-3} , 1.26×10^{-3} , 7.44×10^{-3} 和 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的临界注入水颗粒粒径分别为 0.18, 0.42, 0.68 和 0.98 μm 。将临界注入水颗粒粒径与渗透率进行拟合, 得到注入水颗粒粒径与渗透率的关系式为

$$r = 0.308K^{0.41} \quad (2)$$

式中: r 为注入水颗粒粒径, μm 。

2.4 注入水颗粒质量浓度

根据注入水颗粒粒径对储层渗流能力影响的实验结果得知, 渗透率分别为 0.38×10^{-3} , 1.26×10^{-3} , 7.44×10^{-3} 和 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的临界注入水颗粒粒径分别为 0.18, 0.42, 0.68 和 0.98 μm 。因此分别选用 0.2, 0.4, 0.7 和 1.0 μm 的 4 种颗粒粒径配制悬浮液, 每一种颗粒粒径配制的悬浮液质量浓度分别为 0.5, 1.0, 1.5 和 2.0 mg/L。然后选用渗透率为 0.38×10^{-3} , 1.26×10^{-3} , 7.44×10^{-3} 和 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的 4 块岩心, 依次注入不同颗粒浓度的悬浮液进行水驱实验, 测试注入水颗粒浓度对储层渗流能力的影响(表 5)。

表 5 不同渗透率岩心注入不同颗粒质量浓度悬浮液实验结果
Table 5 Experiment result of suspension with various concentrations of particles injected into various permeability cores

注入水颗粒质量浓度/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	渗透率损害率, %			
	渗透率为 $0.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率为 $1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率为 $7.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率为 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
0.5	28.1	18.2	12.4	8.7
1.0	54.9	35.4	22.9	16.3
1.5	79.6	50.8	32.2	21.8
2.0	95.3	65.3	40.7	28.2

从表 5 可以看出, 依次注入不同颗粒质量浓度的悬浮液进行水驱实验, 4 块岩心最终渗透率损害率分别为 95.3%, 65.3%, 40.7% 和 28.2%, 即岩心渗透率越低, 注入水颗粒质量浓度对储层渗流能力的影响越大。以渗透率为 $1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心为例, 当注入颗粒粒径为 0.4 μm , 悬浮液颗粒质量浓度依次为 0.5, 1.0, 1.5 和 2 mg/L 时, 岩心渗透率损害率分别为 18.2%, 35.4%, 50.8% 和 65.3%。因此随着注入水颗粒质量浓度的增大, 岩心渗透率损害率逐渐增加。参照行业规范^[19], 以渗透率变化 20% 作为临界悬浮颗粒质量浓度划分的依据, 可确定不同渗透率岩心注入水颗粒质量浓度界限, 并保证其注入水颗粒质量浓度对渗透率的损害率在 20% 以内。研究表明, 渗透率为 0.38×10^{-3} , 1.26×10^{-3} , 7.44×10^{-3} 和 $18.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心的临界注入水颗粒质量浓度分别为 0.34, 0.55, 0.87 和 1.31 mg/L。将临界注入水颗粒质量浓度与渗透率进行拟合, 得到临界注入水颗粒质量浓度与渗透率的关系式为

$$w = 0.480 1K^{0.3314} \quad (3)$$

式中: w 为注入水颗粒质量浓度, mg/L。

3 注入水水质参数界限

低渗透油藏不同渗透率储层的喉道分布、粘土含量和粘土成分都是影响注水有效性的重要因素。根据所得注入水矿化度、注入水颗粒粒径和注入水颗粒质量浓度与渗透率的拟合关系式,并结合喉道分布特征,初步确定低渗透油藏不同渗透率级别的储层注入水矿化度、注入水颗粒粒径和颗粒质量浓度的界限(表6)。

表6 低渗透油藏储层参数与注入水水质界限
Table6 Reservoir parameters and injected water quality limits of the low permeability reservoirs

渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	主流喉道 分布/μm	注入水矿 化度倍数	颗粒粒 径/μm	颗粒质量浓 度/(mg·L ⁻¹)
<1	0.5~1.5	1	<0.3	<0.5
1~5	0.8~2.5	0.8	<0.6	<0.8
5~10	1.5~4.5	0.56	<0.8	<1.0
10~50	2.0~6.0	0.48	<1.5	<1.8

注:主流喉道分布指对渗透率累积贡献率超过20%的区间。

4 结束语

在通用的注入水水质标准中,对注入水矿化度没有相关说明。通过水驱物理模拟室内实验研究得知,粘土矿物的2个作用机理粘土分散、脱附、颗粒运移和水化膨胀对储层渗流能力影响程度存在差异,当蒙脱石、伊/蒙混层等具有膨胀作用的粘土矿物含量较多时,注入水矿化度对储层渗流能力具有显著的影响,并且不同渗透率的储层对注入水矿化度的要求也是不同的,渗透率越低越接近地层水矿化度。注入水颗粒粒径越大,颗粒质量浓度越高,对储层渗流能力伤害越大。这次研究并未对含氧量、含油量和细菌含量进行分析,因此,研究结果具有一定的局限性,今后可以采用类似的实验方法确定其他注入水水质指标界限。

参考文献:

- [1] 潘继平,车长波,金之钧.加强开发低品位石油储量的探索[J].中国矿业,2004,13(8):1-6.
Pan Jiping, Che Changbo, Jin Zhijun. Developing poor quality oil reserves for enhancing China's oil security[J]. China Mining Magazine, 2004, 13(8): 1-6.
- [2] 李道品.低渗透油田开发概论[J].大庆石油地质与开发,1997,16(3):33-37.
Li Daopin. Brief introduction to low-permeability oilfield development[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1997, 16(3): 33-37.
- [3] 罗英俊.在全国低渗透油田开发技术座谈会上的总结讲话[J].西安石油学院学报:自然科学版,1994,9(1):4-9.
Luo Yingjun. A summary speech at the national symposium of development technique of low permeability oil-fields[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 1994, 9(1): 4-9.
- [4] 韩德金,魏兴华,时均莲.低渗透油田开发决策风险性评价研究[J].大庆石油地质与开发,1998,17(4):17-19.
Han Dejin, Wei Xinghua, Shi Junlian. Risk assessment on the development decision upon low permeability oil field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1998, 17(4): 17-19.
- [5] 邵绍献.油田单井可采储量定量预测模型[J].油气地质与采收率,2013,20(1):85-88.
Bing Shaoxian. Quantitative forecasting model for recoverable reserves of single well[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(1): 85-88.
- [6] 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.
Yang Manping, Gao Chao, Yan Dongdong, et al. Oil well production decline rules and influence factors of extra-low permeability oil reservoir—case of Panguliang Chang6 reservoir, Changqing oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(4): 68-71.
- [7] 李林祥.孤东油田小油砂体提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2013,20(2):67-70,73.
Li Linxiang. Improved recovery method on small oil sandbody in Gudong oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 67-70, 73.
- [8] 杜朝锋,武平仓,邵创国,等.长庆油田特低渗透油藏二氧化碳驱提高采收率室内评价[J].油气地质与采收率,2010,17(4):63-64,76.
Du Zhaofeng, Wu Pingcang, Shao Chuanguo, et al. Laboratory study on EOR by CO₂ in extra-low permeability reservoirs, Changqing oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 63-64, 76.
- [9] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997.
Li Daopin. The development of the low-permeability sandstone oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [10] 裘怿楠,刘雨芬.低渗透砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1998.
Qiu Yinan, Liu Yufen. The development model of low-permeability sandstone oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
- [11] 林永红,张继超,张本艳,等.SY/T 5329—2012碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法[S].北京:石油工业出版社,2012.
Lin Yonghong, Zhang Jichao, Zhang Benyan, et al. SY/T 5329—2012 Water quality standard and practice for analysis of oilfield injecting waters in clastic reservoirs[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [12] 黄延章.低渗透油层渗流机理[M].北京:石油工业出版社,

1998.
Huang Yanzhang. Percolation mechanism of low permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
- [13] 熊生春, 孙军昌, 何英, 等. 低渗透油藏二元复合驱微观机制研究 [J]. 科技导报, 2012, 30(35): 20-23.
Xiong Shengchun, Sun Junchang, He Ying, et al. Microscopic mechanism of binary combination flooding in low permeability reservoir [J]. Science & Technology Review, 2012, 30(35): 20-23.
- [14] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
Yang Shenglai, Wei Junzhi. Reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [15] 彭仕宓, 尹旭, 张继春, 等. 注水开发中粘土矿物及其岩石敏感性的演化模式 [J]. 石油学报, 2006, 27(4): 71-74.
Peng Shimi, Yin Xu, Zhang Jichun, et al. Evolutionary pattern of clay mineral and rock sensitivity in water-flooding reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 71-74.
- [16] 刘桂玲, 孙军昌, 熊生春, 等. 高邮凹陷南断阶特低渗透油藏储层微观孔隙结构特征及分类评价 [J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(4): 37-41.
Liu Guiling, Sun Junchang, Xiong Shengchun, et al. Study of the petrophysical properties and reservoir evaluation of south-fault ultra-low-permeability reservoir of Gaoyou depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 37-41.
- [17] 赵益忠, 程远方, 刘钰川, 等. 启动压力梯度对低渗透油藏微观渗流及开发动态的影响 [J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(1): 67-69, 73.
Zhao Yizhong, Cheng Yuanfang, Liu Yuchuan, et al. Study on influence of start-up pressure gradient to micro-seepage in low permeability reservoirs and development trends [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(1): 67-69, 73.
- [18] 江建林, 岳湘安, 高震, 等. 特低渗透油藏注水粘土稳定剂及评价方法——以海拉尔盆地贝尔油田为例 [J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(2): 105-107, 110.
Jiang Jianlin, Yue Xiang'an, Gao Zhen, et al. Study on clay stabilizer and evaluation method for extra-low permeability oil field—a case study of Beier oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(2): 105-107, 110.
- [19] 曲岩涛, 房会春, 朱建, 等. SY/T 5358—2010 储层敏感性流动实验评价方法 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
Qu Yantao, Fang Huichun, Zhu Jian, et al. SY/T 5358—2010 Formation damage evaluation by flow test [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.

编辑 王星

(上接第71页)

- Shi Yujiang, Li Changxi, Li Gaoren, et al. Well logging evaluation method for hydrocarbon source rock-reservoir collocation and oil enrichment area optimization of low permeability reservoirs [J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(4): 45-50.
- [20] 赵俊峰, 李凤琴, 凌志红. 东濮凹陷古潜山致密砂岩油气层测井识别方法 [J]. 特种油气藏, 2014, 21(2): 46-50.
Zhang Junfeng, Li Fengqin, Ling Zhihong. Logging identification methodology of buried hill type tight sandstone oil-gas bearing formation in the Dongpu sag [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(2): 46-50.
- [21] 李云省, 曾渊奇, 田建波, 等. 致密砂岩气层识别方法研究 [J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(1): 25-28, 58.
Li Yunsheng, Zeng Yuanqi, Tian Jianbo, et al. A study on the recognition method of tight sandstone gas layers [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(1): 25-28, 58.
- [22] 章雄, 潘和平, 骆森, 等. 致密砂岩气层测井解释方法综述 [J]. 工程地球物理学报, 2005, 2(6): 431-436.
Zhang Xiong, Pan Heping, Luo Miao, et al. Summary of logging interpretation for gas-bearing tight sandstone [J]. Chinese Journal of Engineering Geophysics, 2005, 2(6): 431-436.
- [23] 文得进, 张占松. 利用 Fisher 判别分析技术识别火山岩油层 [J]. 石油天然气学报, 2010, 32(3): 96-99.
Wen Dejin, Zhang Zhansong. Identification of volcanic oil and water layer by the Fisher discriminatory and analytical technology [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(3): 96-99.
- [24] 陈红江, 李夕兵, 刘爱华, 等. 用 Fisher 判别法确定矿井突水水源 [J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2009, 40(4): 1114-1120.
Cheng Hongjiang, Li Xibing, Liu Aihua, et al. Identifying of mine water inrush sources by Fisher discriminant analysis method [J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2009, 40(4): 1114-1120.
- [25] 王敏, 张占松, 胡松, 等. 基于主成分分析的 Fisher 判别法在 L 地区水淹层识别中的应用 [J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2010, 7(4): 79-82.
Wang Ming, Zhang Zhansong, Hu Song, et al. Application of Fisher discriminatory analysis technology to identification of water flooded zone in L area based on main component analysis [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2010, 7(4): 79-82.

编辑 刘北羿