

塔里木盆地超深致密砂岩气藏储层流体敏感性评价

康毅力,张杜杰,游利军,王哲,田健

(西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500)

摘要:明确储层流体敏感性及其评价方法对优选入井工作液体系和性能至关重要。超深致密砂岩气藏储层流体敏感性受矿物组成、孔喉特征及高温流体环境等因素的影响,目前行业常用的评价方法已不再适用。以塔里木盆地超深致密砂岩气藏为研究对象,提出了改进的稳态流体敏感性实验评价方法,包括实验全过程模拟地层温度、出口端预加高回压等,并选取12块具有代表性的超深致密砂岩基块样品开展了水敏、盐敏和碱敏实验评价。结果表明:储层基块水敏指数0.41~0.52,盐敏指数0.72~0.73,碱敏指数0.83~0.92。数据对比显示本方法获得的流体敏感性损害程度强于以往室温条件下获得的评价结果,与矿场数据契合度更高。分析认为改进的评价方法能更好地反映储层实际情况,降低实验误差;细微孔喉及发育的粘土矿物是产生流体敏感性的内因;高温条件增大矿物表面水膜厚度、降低有效渗流通道半径,加剧粘土矿物水化膨胀、促进地层微粒分散/运移,加速矿物溶解/沉淀是加剧超深致密砂岩储层流体敏感程度的主要机制。

关键词:高温;高回压;流体敏感性;水膜;超深储层;致密砂岩;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Fluid sensitivity evaluation of ultra-deep tight sandstone gas reservoirs, Tarim Basin

Kang Yili, Zhang Dujie, You Lijun, Wang Zhe, Tian Jian

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan, Chengdu 610500, China)

Abstract: It is critical to understand the fluid sensitivity of reservoir and its corresponding evaluation method to optimize the selection of working fluids in the wells and their properties. The fluid sensitivity, which is influenced by mineral composition, pore throat characteristics, high-temperature fluid environment, etc, refers to damage of ultra-deep tight sandstone reservoirs. So the conventional evaluation methods in the industry seem to be not applicable any more. The ultra-deep tight sandstone gas reservoirs located in Tarim Basin are taken as the objects in this paper, and a modified fluid sensitivity evaluation method is proposed, which requires the simulation of the formation temperature and maintaining high back pressure on the outlet throughout the experiments. Twelve typical ultra-deep tight sandstone base blocks are chosen to carry out water, salt and alkali sensitivity experiments. The results show that the index of water, salt and alkali sensitivity is 0.41-0.52, 0.72-0.73 and 0.83-0.92, respectively. By comparison, the degree of damage derived through this method, which matches well with the field measured data, is higher than that obtained at the room temperature experiments in the past. After analysis the paper indicates that (1) the modified evaluation method could reflect the actual condition of reservoirs and also reduce experimental errors, (2) the narrow pore throat and abundant clay minerals are the fundamental causes of fluid sensitivity, (3) the major mechanisms for increased fluid sensitivity for ultra-deep tight sandstone gas reservoirs, can be summarized as follows: in higher temperature, the thickness of the water film on mineral surface increases, reducing the effective pore throats' radius, and the intensified clay hydration and swelling accelerate the expansion/migration of formation particles and the dissolution/deposition of minerals.

Key words: high temperature, high back pressure, fluid sensitivity, water film, ultra-deep reservoir, tight sandstone, Tarim Basin

收稿日期:2017-05-15;修订日期:2018-05-10。

第一作者简介:康毅力(1964—),男,教授、博士生导师,储层保护理论及技术、非常规天然气、油气田开发地质研究与教学。E-mail: cwetkyl@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(51604236);“非常规油气层保护”四川省青年科技创新研究团队项目(2016TD0016)。

致密气藏具有基质致密、天然裂缝/微裂缝发育、粘土矿物丰富等特点,储层损害潜力大^[1-5]。大量研究已经证明致密储层主要的损害类型有物理损害和化学损害等,损害机理主要包括流体敏感性损害、固相侵入损害、相圈闭损害、应力敏感性损害以及处理剂吸附损害等^[6-9]。其中,流体敏感性损害是致密砂岩气藏基质损害的重要形式,一直以来都是储层保护研究的热点问题^[10-13]。流体敏感性损害对气井产能影响大,严重的流体敏感性损害可能导致气井开发初期产能低甚至无产能,后期产量递减快、稳产时间短。为了提高入井工作液储层保护性能,减少甚至避免入井工作液对储层造成流体敏感性损害,准确评价储层流体敏感性、明确储层流体敏感性损害机理显得非常重要。

埋深超过 4 500 m 的深层、超深致密砂岩气藏是致密砂岩气藏的重要组成部分,油气资源丰富,在我国的塔里木盆地、四川盆地已经显示出了良好的勘探开发前景^[14]。该类气藏具有储层温度高、基质渗透率极低等区别于常规致密储层的特点。现有的流体敏感性评价方法主要针对常规致密储层,在评价深层超深致密砂岩气藏储层流体敏感性时表现出显著的局限性。目前常用的流体敏感性评价方法主要包括稳态法和压力衰减法^[15-16]。稳态法以行业标准法为代表(SY/T 5358—2002)^[17],实验过程中以恒定流速/压力向岩样内注入工作液,通过对比不同工作液注入后的岩样渗透率评价储层流体敏感性。然而,行业标准法并不能很好的评价超深致密砂岩气藏储层流体敏感性。首先,敏感性流动实验评价方法明确指出本标准适用于空气渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的碎屑岩储层岩样敏感性评价,而绝大多数致密储层气测渗透率均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;其次,行业标准法驱替及流体-岩石反应过程均在室温下进行,不能真实反映超深致密砂岩储层流体敏感性。张昌铎等^[18]已经证实高温对储层流体敏感性有较大影响,但其评价对象仅为裂缝样品;第三,行业标准法以恒流模式进行驱替,较高的恒定流速极易导致入口端憋压。如果围压随之升高,可能导致出口端渗透率大幅降低。较低的恒定流速导致出口端流量不易计量,容易造成较大的实验误差。游利军和康毅力^[19]等提出压力衰减法评价致密储层流体敏感性,该方法具有评价渗透率范围广、评价结果精度高、可行性强、易操作等特点。但根据流体敏感性损害机理,压力衰减法测试需要在不同工作液损害前向岩样内注入 2~3 PV 工作液流体,该方法向岩样内驱替流体仍然采用常规的恒压驱替方法,对超深致密砂岩气

藏来说,极低的基质渗透率可能导致更换流体时岩样内流体替换不彻底,造成实验误差。袁学芳等^[20]以塔里木盆地克拉苏构造带克深区带白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层为研究对象,提出了致密砂岩储层敏感性评价的改进方法,但该方法没有考虑储层温度对流体敏感性的影响,可能导致测试结果与地层实际情况存在较大误差。综上可知,目前主流的流体敏感性评价方法在评价超深致密砂岩气藏储层流体敏感性时存在诸多问题,亟需形成适合的实验评价方法。

为此,本文以塔里木盆地山超深致密砂岩气藏为研究对象,在充分考虑储层地质特征基础上,建立了模拟地层温度的高温高回压稳态实验法并开展了基质的水敏、盐敏及碱敏等储层流体敏感性评价。通过实验结果及矿场数据分析对比,明确了高温、高回压稳态法评价超深致密砂岩气藏储层流体敏感性的可行性,探讨了高温条件下的基质流体敏感性损害机理。

1 实验样品与评价方法

1.1 实验岩样及流体

实验样品取自塔里木盆地 A(埋深 7 500~8 000 m)、B(埋深 6 000~7 000 m)两临近区块的白垩系巴什基奇克组超深致密砂岩气藏井下样品。该层位储层具有基质致密,粘土矿物丰富等特点。气藏储层温度 140~160 ℃,实验室气测孔隙度分布于 1%~5%,平均 3.11%,3 MPa 围压条件下测得气测渗透率分布于 $(0.005 \sim 0.035) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。矿物学分析结果显示 A 区块储层岩石以岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩为主,B 区块储层岩石以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主,相比 A 区块长石岩屑砂岩明显增多。XRD 全岩和粘土矿物分析结果如表 1 所示,全岩矿物结果对比发现 B 区块储层石英含量略低,长石及粘土矿物等含量高于 A 区块;粘土矿物对比分析发现 B 区块储层粘土矿物存在高岭石,A 区块没有发现高岭石。

为了全面评价分析超深致密砂岩气藏储层流体敏感性,分别选取 A、B 两区块井下基质样品各 6 块,开展高温条件下的储层水敏、盐敏和碱敏实验评价。实验岩样基础物性参数及实验类型安排见表 2。

根据矿场地层水离子组分分析结果,实验室配制相同组分及矿物度的模拟地层水,配方见表 3。水敏实验流体分别为地层水、次地层水(1/2 矿化度地层水)及蒸馏水。盐敏实验流体分别为地层水、3/4 矿化度地层水、1/2 矿化度地层水、1/4 矿化度地层水、1/10 矿化度地层水及蒸馏水。碱敏实验测试流体是根据地

表 1 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层岩样 XRD 分析结果

Table 1 XRD analytical results of the formation samples from the Cretaceous Bashijiqlike Formation, Tarim Basin

区块	深度/m	矿物含量/%						粘土矿物相对含量				
		石英	白云石	正长石	斜长石	方解石	粘土总量	高岭石/%	绿泥石/%	伊利石/%	伊/蒙间层矿物/%	间层比
A 区块	7 730.45	53.31	5.82	7.57	29.15	0.00	4.15	0.00	13.04	61.15	25.81	15
	7 851.84	57.78	3.69	6.99	29.21	0.00	2.33	0.00	23.40	59.16	17.44	15
	7 852.91	44.11	2.49	12.61	37.10	0.00	3.69	0.00	32.58	43.78	23.64	15
B 区块	6 907.55	39.56	2.52	4.33	10.23	29.95	13.41	6.98	27.91	54.34	10.77	15
	6 758.42	34.32	1.55	12.33	22.39	16.90	12.51	5.32	21.28	62.57	10.83	15
	6 755.11	42.08	1.43	3.19	9.10	24.56	19.64	6.03	25.20	57.53	11.24	15

表 2 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组实验岩样基础物性参数

Table 2 Basic physical properties of the experimental sample rock from the Cretaceous Bashijiqlike Formation, Tarim Basin

岩样	埋深/m	长度/cm	直径/cm	气测孔隙度/%	气测渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	实验类型
A1-1	7 724.43	5.404	2.485	3.59	0.005 89	水敏实验
A1-5	7 730.59	5.172	2.485	3.18	0.014 08	
B3-5	6 902.36	4.972	2.485	4.08	0.022 21	
B5-5	6 758.43	4.932	2.485	3.61	0.033 98	
A2-9	7 973.81	3.050	2.485	3.06	0.044 72	盐敏实验
A1-9	7 973.99	5.315	2.485	4.12	0.011 17	
B3-1	6 892.82	5.314	2.485	4.85	0.033 37	
B5-12	6 778.41	5.080	2.485	1.56	0.035 17	
A1-18	7 852.78	5.191	2.485	3.40	0.005 77	碱敏实验
A2-10	7 973.72	5.071	2.485	3.52	0.006 84	
B5-6	6 775.28	5.092	2.485	1.30	0.022 36	
B5-9	6 776.38	5.032	2.485	4.53	0.018 75	

表 3 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组模拟地层水配方

Table 3 Formula of simulated formation water from the Cretaceous Bashijiqlike Formation, Tarim Basin

无机盐类型	NaHCO ₃	Na ₂ SO ₄	NaCl	KCl	MgCl ₂	CaCl ₂	总矿化度
含量/(mg·L ⁻¹)	563.24	649.22	185 905.74	12 441.50	3 524.50	6 153.32	209 237.52

层水分析结果,配置相同矿化度的 KCl 模拟地层水,根据地层水初始 pH 值及钻井完井液等工作液 pH 值,确定碱敏工作液 pH 值分别为 6.5、7.5、8.5、10、11.5 和 13。

1.2 实验评价方法

为了模拟地层温度条件,针对 A、B 区块不同岩样实验过程中测试系统(岩样夹持器及中间容器)分别加热至 140℃和 160℃,实验装置如图 1 所示。实验步骤如下所述:①岩样老化处理后抽真空加压 20 MPa 饱和模拟地层水 48 h;②将岩样装入岩样夹持器内,设置围压为 15 MPa,温度设定 140℃(B 区块)/160℃(A 区块);③将回压值设定为 5 MPa,向岩样出/入口端同时注入模拟地层水提高岩样出/入口端至回压阀设定值;④通过恒流/恒压泵逐渐增大岩样入口端压力至

12 MPa,此后保持恒压状态向岩样内注入流体;⑤待驱替流体流过岩样 2~3 PV 后,停止驱替待岩样与工作液反应 12 h,反应完成后使用同一工作液重新进行驱替,使用移液管计量出口端流量,计算当前工作液条件下的岩样渗透率;⑥待一级类型工作液测定完成后,更换次一级流体,重复④、⑤实验步骤,直至实验结束;⑦整理实验数据及实验装置。

2 实验结果与分析

2.1 水敏实验结果

采用改进的高温高压稳态评价方法获得了地层温度条件下的储层水敏损害程度,评价结果如表 4 所示。分析数据发现 A、B 两区块水敏指数 0.41~0.52,水敏程度中等偏强-中等偏弱。

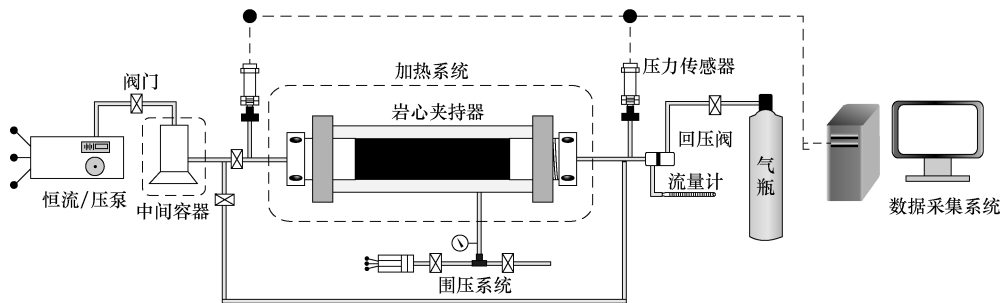


图1 高温高回压液测致密砂岩储层流体敏感性实验装置

Fig. 1 Experimental apparatus to measure fluid sensitivity of tight sandstone under HTHB

表4 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层水敏损害
实验评价结果

Table 4 Evaluation results of reservoir water sensitivity experiments in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

岩样	参数	流体类型			储层损害程度
		地层水	1/2 矿化度地层水	蒸馏水	
A1 -1	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.485	0.263	0.236	中等偏强
	损害率/%	—	45.8	51.4	
A1 -5	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.560	0.388	0.329	中等偏弱
	损害率/%	—	30.7	41.3	
B3 -5	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.939	0.642	0.499	中等偏弱
	损害率/%	—	31.6	46.9	
B5 -5	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	1.043	0.678	0.531	中等偏弱
	损害率/%	—	34.0	49.1	

注:“—”为未计算的数值。

水敏实验过程中相对渗透率(K_1/K_0)变化曲线如图2所示。由图可看出,工作液更换为1/2 矿化度地层水时,岩样相对渗透率有明显降低。工作液更换为蒸馏水时,相比1/2 矿化度地层水条件,B 区块样品下降幅度明显大于 A 区块样品。

2.2 盐敏实验结果

采用改进的评价方法获得了地层温度条件下的储层盐敏损害程度,评价结果如表5 所示。分析数据发现 A、B 两区块都表现出了较强的盐敏损害性,盐敏指数0.72 ~0.82,盐敏程度为强。其中,A 区块盐敏指数平均0.72,B 区块盐敏指数平均0.80,认为 B 区块盐敏性略强于 A 区块。

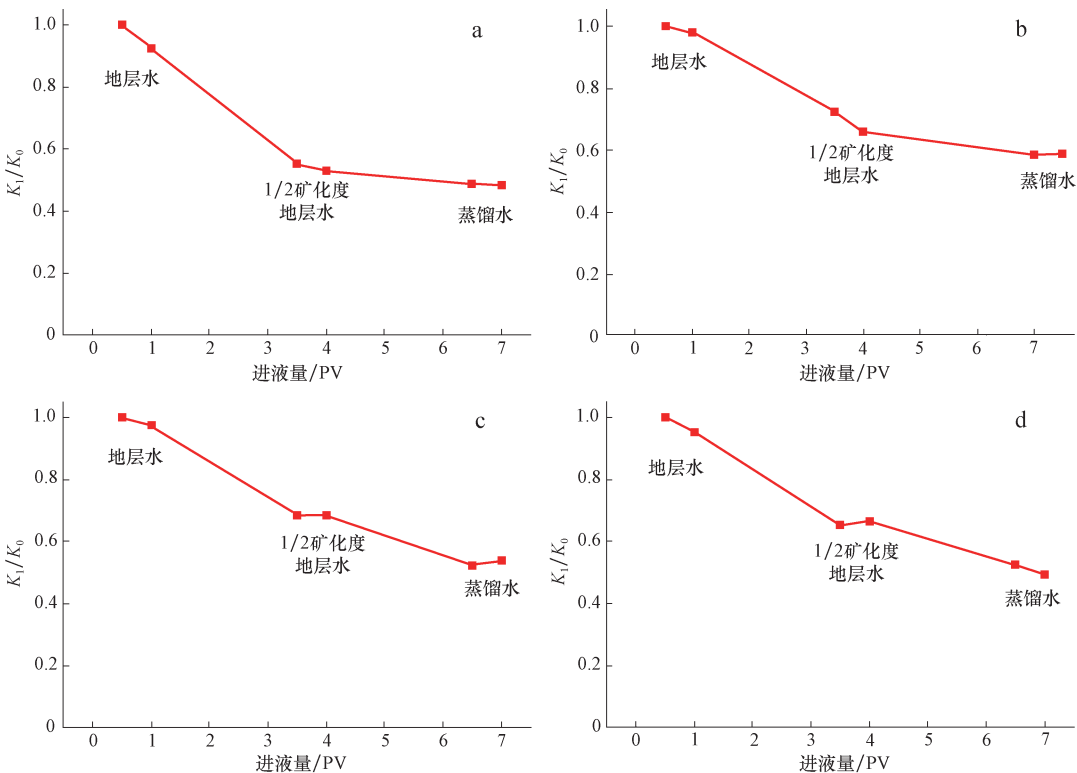


图2 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层水敏损害渗透率变化曲线

Fig. 2 Permeability curves of reservoir water sensitivity experiments in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

a. 样品 A1 -1;b. 样品 A1 -5;c. 样品 B3 -5;d. 样品 B5 -5

表 5 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层盐敏损害实验评价结果

Table 5 Evaluation results of reservoir salt sensitivity experiments in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

岩样	参数	流体类型						储层损害程度
		地层水	3/4 矿化度 地层水	1/2 矿化度 地层水	1/4 矿化度 地层水	1/10 矿化度 地层水	蒸馏水	
A1 -9	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.967	0.791	0.368	0.292	0.265	0.264	强
	损害率/%	—	18.2	61.9	69.8	73.0	72.9	
A2 -9	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	2.800	2.766	1.228	0.900	0.893	0.794	强
	损害率/%	—	1.2	43.9	67.9	68.0	71.6	
B3 -1	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.781	0.630	0.494	0.283	0.240	0.162	强
	损害率/%	—	19.3	36.7	63.7	79.3	81.8	
B5 -12	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.423	0.296	0.226	0.171	0.091	0.089	强
	损害率/%	—	30.0	46.6	59.5	78.4	79.0	

注：“—”为未计算的数值。

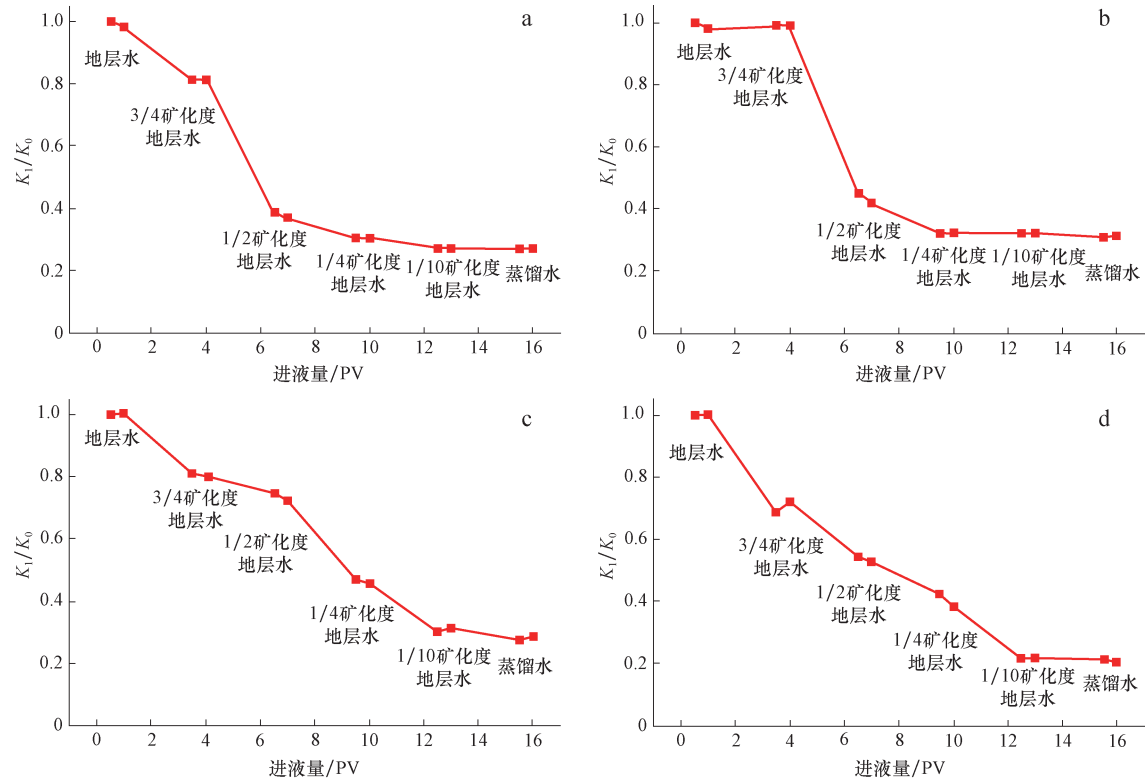


图 3 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层盐敏损害渗透率变化曲线

Fig. 3 Permeability curves of reservoir salt sensitivity experiments in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

a. 样品 A1 -9; b. 样品 A2 -9; c. 样品 B3 -1; d. 样品 B5 -12

盐敏实验过程中渗透率变化曲线如图 3 所示。由图可看出,工作流体更换为 3/4 矿化度地层水时,岩样渗透率均有明显渗透率降低(A2 -9 除外)。工作流体更换为 1/2 矿化度地层水时,测试岩样渗透率基本都接近初始渗透率的 50%。工作流体更换为 1/10 矿化度地层水和蒸馏水时渗透率变化幅度非常小,基本保持一致。综合曲线形态认为研究区块储层临界矿化度为 1/2 地层水矿化度。

2.3 碱敏实验结果

采用改进的碱敏评价方法获得了地层温度条件下的储层碱敏损害程度,评价结果见表 6。由表中数据可知 A、B 两区块都表现出了较强的碱敏损害,碱敏指数 0.78 ~0.92,碱敏程度为强。其中 A 区块碱敏指数平均 0.85,B 区块盐敏指数平均 0.88,认为 B 区块碱敏性略强于 A 区块。

表6 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层碱敏损害实验评价结果

Table 6 Evaluation results of reservoir alkali sensitivity experiments in the Cretaceous Bashijiqiuke Formation, Tarim Basin

岩样	参数	流体 pH 值						储层损害程度
		6.5	7.5	8.5	10	11.5	13	
A1-18	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	5.768	1.309	1.309	1.073	1.119	0.479	强
	损害率(%)	—	77.23	77.23	81.34	80.54	91.68	
A2-10	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.416	0.125	0.119	0.090	0.133	0.138	强
	损害率/%	—	70.00	71.40	78.30	68.10	66.90	
B5-9	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.276	0.066	0.086	0.024	0.023	0.037	强
	损害率/%	—	76.78	91.61	85.66	92.00	86.93	
B5-6	$K/(10^{-6} \mu\text{m}^2)$	0.420	0.132	0.089	0.101	0.079	0.071	强
	损害率/%	—	68.61	78.86	76.04	81.09	83.24	

注:“—”为未计算的数值。

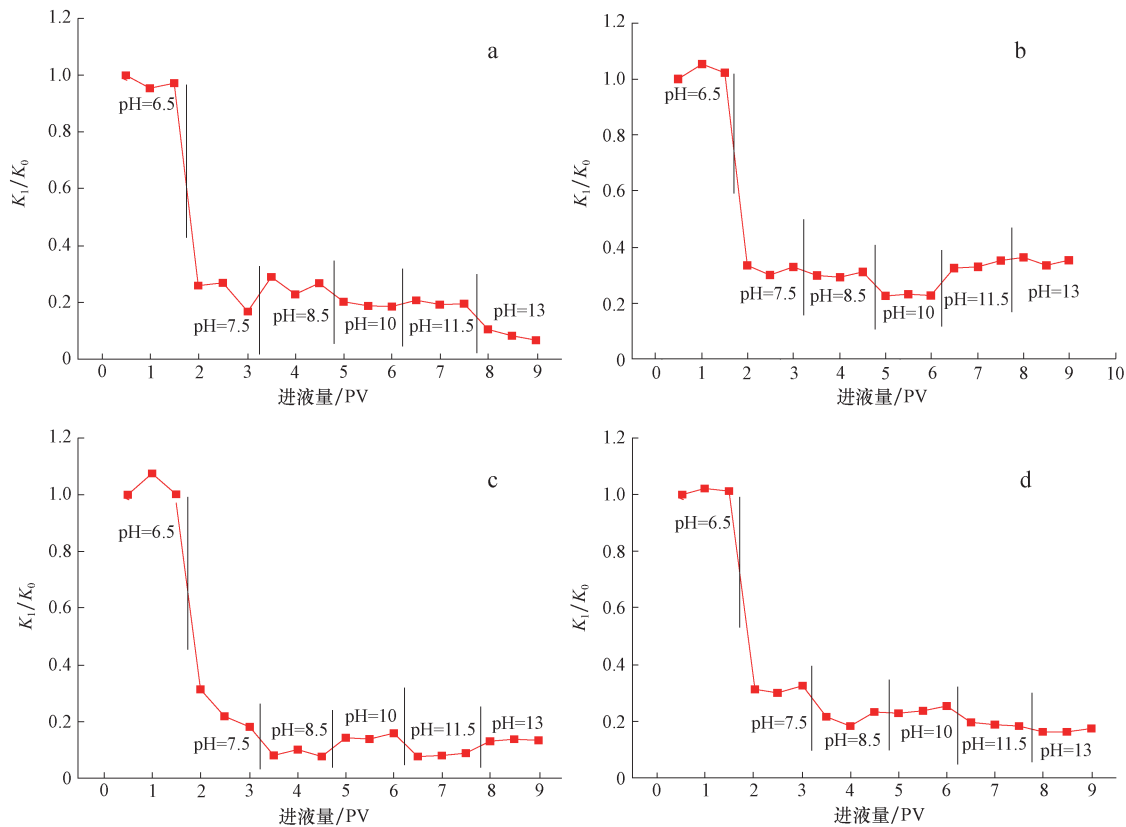


图4 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组储层碱敏损害渗透率变化曲线

Fig. 4 Permeability curves of reservoir alkali sensitivity experiments in the Cretaceous Bashijiqiuke Formation, Tarim Basin

a. 样品 A1-18; b. 样品 A2-10; c. 样品 B5-9; d. 样品 B5-6

碱敏实验过程中渗透率变化曲线如图4所示。由图可看出,工作流体更换为pH=7.5工作液时,岩样渗透率均有明显降低,下降幅度超过60%。更换后续工作液后岩样渗透率总体为下降趋势,但波动明显,并不是严格的递减过程。岩样A2-10从pH=10的工作液更换为pH=11.5的工作液后渗透率出现了小幅升高。岩样B5-9从pH=8.5的工作液更换为pH=10的工作液、从pH=11.5的工作液更换为pH=13的工作液后也出现了渗透率小幅提高的现象。综合曲线

形态认为,如果施工条件允许,研究区块入井工作液pH值不宜高于7.5。

2.4 对比分析

2.4.1 评价结果对比

为了进一步探讨通过改进的高温高回压流体敏感性评价方法获得的评价结果的可靠性,通过资料调研统计了现有文献中采用室温测试方法获得的研究区块储层流体敏感性结果。由于基质流体敏感性测试实验

难度大,目前文献中以评价裂缝岩样的流体敏感性为主,为了保证数据量,本文统计了研究区临近区块致密砂岩储层的基质流体敏感性评价结果,实验结果如表7所示。对比表中数据不难看出,本文测得的流体敏感性损害程度远强于室温条件下的评价结果,说明室温条件下测得的流体敏感性可能低估了储层的实际流体敏感性损害。

2.4.2 矿场资料对比

A、B 区块常用的钻井液体系包括水基钻井液和油基钻井液两种,水基钻井液主要为氯化钾磺化盐水基钻井液和有机盐钻井液,油基钻井液为 UMD-2 油基钻井液^[21]。结合矿场分析及本文实验数据,分析认为水基钻井液矿化度低于本文实验测的地层临界矿化度,pH 远高于本文测得的地层临界 pH 值,钻井过程中的钻井液滤失及漏失都可能造成严重的流体敏感性损害。油基钻井液油水比高,滤液中自由水少,诱发储层流体敏感性的机率及损害程度远小

表7 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组不同方法获得流体敏感性实验结果对比

Table 7 Comparison of evaluation results of reservoirs fluids sensitivity damage in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

水敏指数		盐敏指数		碱敏指数	
文献数据	本文评价结果	文献数据	本文评价结果	文献数据	本文评价结果
0.25 ^[2]	0.41	—	0.72	0.31 ^[2]	0.92
0.52 ^[2]	0.52	—	0.73	0.34 ^[2]	0.78
0.37 ^[20]	0.47	—	0.82	—	0.92
0.11 ^[20]	0.49	—	0.79	—	0.83

注:“—”为未找到相关实验数值。

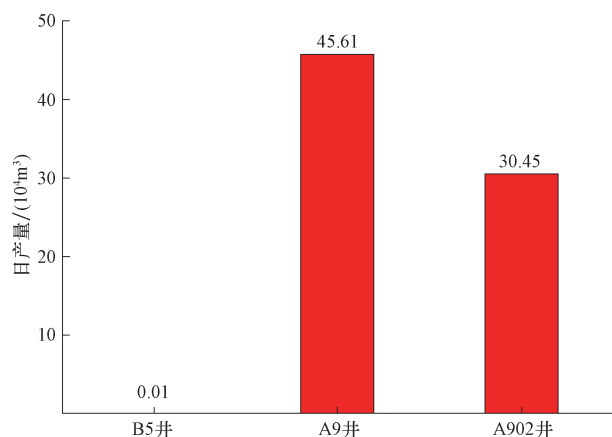


图5 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组采用水基/油基钻井液气井中途测试资料

Fig. 5 DST data interpretation of gas wells using water/oil-based drill-in fluids, in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

于水基钻井液,认为油基钻井液造成的储层流体敏感性损害较弱。统计了1口使用水基钻井液井(B5)和2口使用油基钻井液井(A9, A902)的中途测试资料,统计结果见图5。B5井所用水基钻井液 pH = 11.5,氯根含量 90 000 mg/L,该井中途测试产量接近为0,出现了绝产的现象。而采用油基钻井液的A9井和A902井中途测试产量分别达到 $45.61 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $30.45 \times 10^4 \text{ m}^3$,表现出了较好的产能。对比矿场测试结果表明水基工作液造成的储层流体敏感性损害更严重,与上文实验评价结果相符。

3 讨论

3.1 改进评价方法的机理及优势

通常气测岩样渗透率时通过加1~2 MPa回压消除滑脱效应^[22],提高储层岩石渗透率测试精度。以往认为出口端加回压将提高岩样流动阻力,降低岩样渗流能力,不适用于液测致密储层渗透率。本文通过调研及探索实验发现,岩样驱替过程中预加岩样出口端回压不仅不会降低岩样渗流能力,反而可有效提高工作流体的流入效率,增强流体通过岩样的能力。原理可以总结为3点:①加高回压促使小孔道参与流通,渗流通道增多;②增大孔隙压力压缩了水膜厚度了渗流截面积,进而提高储层的流体注入能力;③出口端预加回压有助于降低岩样出口端有效应力,降低岩样出口端应力敏感造成的渗透率降低程度,有效提高岩样渗透率。为了充分提高岩样渗流能力,预加的回压应接近或高于压汞测得的排驱压力。

高温高回压法采用常规的稳态法测试不同流体处理后岩样的渗透率,渗透率评价机理清楚。该方法充分利用高回压提高致密岩样渗透率的特点,模拟地层实际温度条件,开展流体敏感性实验。此外,高回压有效提高流体沸点,防止实验过程中岩样出口端结盐,有效降低了高温条件下出口端流体沸腾造成的实验误差^[23]。该实验方法扩展了稳态液测法评价致密砂岩敏感性的渗透率范围,对超深致密砂岩气藏储层损害评价具有重要借鉴意义。

3.2 高温流体敏感性损害机理

3.2.1 高温加剧矿物膨胀/脱落

XRD 分析数据显示研究区块致密砂岩气藏粘土矿物以伊利石、伊蒙间层矿物为主,广泛分布于粒间孔、粒间缝等渗流通道的关键位置(图6)。流体流动

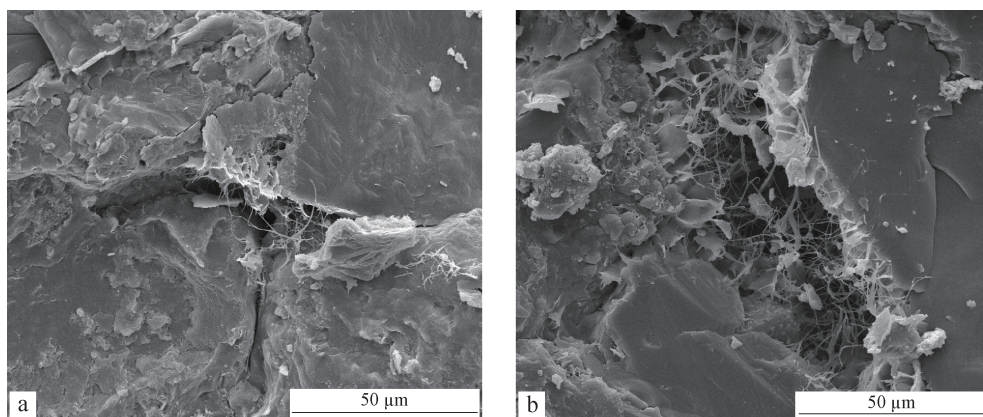


图6 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组超深致密砂岩储层粘土矿物结构特征

Fig. 6 Structural features of clay minerals of ultra-deep tight sandstone reservoirs in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

a. 粒间孔,伊利石,伊/蒙间层矿物,A904井,埋深7 724.52 m^[24]; b. 粒间缝,伊利石,伊/蒙间层矿物,A904井,埋深7 734.67 m

过程中,较大孔隙中的粘土矿物可能被冲断,随流体迁移并在渗流通道的狭窄处形成堵塞,造成流体敏感性损害。此外,高温容易造成岩石矿物膨胀,在外部围压作用下向内压缩了孔隙体积,造成储层渗流能力降低,形成储层损害^[25]。高温也将降低微粒从孔壁脱落所需要的能量,加速微粒的脱落^[26]。因此,流体流动过程中地层微粒在流体拖曳力的作用下极有可能从孔隙壁面脱离,造成储层损害。此外,矿物表面的 Zeta 电位与储层颗粒的稳定性密切相关,Zeta 电位越高,颗粒之间的斥力越大^[27],粘土矿物微粒也就越容易发生水化膨胀甚至脱落。Zeta 电位的表达式如公式(1)所示:

$$\zeta_i = -2.303 \frac{kT}{e} (\text{pH} - \text{pH}_{0i}) \quad (1)$$

式中: ζ_i 为 Zeta 电位,mV; k 为玻尔兹曼常数, 10^{23} J/K; T 为热力学温度,K; e 为电子电荷, 1.6×10^{-19} C; pH_{0i} 为 i 表面等电点。 ζ_i 与测试流体 pH 值、流体总离子密度以及实验温度密切相关。

根据公式显示 ζ_i 随着流体 pH 值的升高而增大,也就是说随着流体 pH 值的升高,粘土矿物等易脱落微粒壁面的负电荷增加,微粒之间的斥力增大,导致其脱落的概率增大,从而造成碱敏损害。粘土矿物中,高岭石为典型的层状结构,层间斥力增加将导致高岭石水化膨胀,增大储层岩石比表面,降低岩石渗透率。这也能够解释了高温条件相下 B 区块储层的盐敏及碱敏性损害程度略强于 A 区块的原因。

3.2.2 高温增大水膜厚度

对于孔喉细微的超深致密砂岩储层,粘土矿物表面的水膜厚度变化被认为是诱发储层流体敏感性的重要机理^[28]。压汞数据分析可知,研究区块基质孔喉半

径 $0.09 \sim 0.66 \mu\text{m}$,对渗透率贡献最大孔喉半径介于 $0.16 \sim 0.63 \mu\text{m}$,平均最大孔喉半径 $0.21 \mu\text{m}$,典型样品实验分析结果如图 7 所示。目前的研究证明致密砂岩矿物表面水膜厚度为 $12 \sim 200 \text{ nm}$,与研究储层主要贡献渗透率的孔喉尺度处于同一数量级。基于此,认为水膜厚度变化是研究区块储层流体敏感性的重要损害机理。水膜是指岩石或粘土矿物表面荷电,与极性水分子作用,在其表面形成一层具有一定厚度和强度的束缚水层,与双电层厚度直接相关,双电层越厚,水膜厚度越大,从而降低可流动渗流通道横截面积^[29]。此外,双电层厚度(Debye-Huckel 长度)受温度影响较大,相应关系式如公式(2)所示^[30]:

$$\kappa^{-1} = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon_r k T^{1/2}}{2 e^2 N_A I} \quad (2)$$

式中: κ^{-1} 为 Debye-Huckel 长度,nm; ε_0 为真空介电常数, $8.854 \times 10^{-12} \text{ C}^2/(\text{J} \cdot \text{m})$; ε_r 为液体相对介电常数; T 为热力学温度,K; k 为玻尔兹曼常数, 10^{-23} J/K; e 为电子电荷, 1.6×10^{-19} C; N_A 为阿伏伽德罗常数, $6.02 \times 10^{23} \text{ mol}^{-1}$; I 为溶液离子强度,mol/L。

根据公式(2)可知, κ^{-1} 与测试流体总离子密度和实验温度密切相关。 κ^{-1} 随着离子强度的降低而增大,换言之,随着流体矿化度的降低双电层厚度将增大(水膜厚度增加),可动的孔隙体积减小,从而造成渗透率降低,储层表现出水敏和盐敏损害。而随着实验温度的增加而增加, κ^{-1} 也将增大。由此可推测,高温条件下水膜厚度比常温条件下要大,高温条件下的流体敏感性程度应该高于室内温度下的测试值。理论分析结果与实验对比结果一致,也间接证实了水膜厚度变化应该是储层流体敏感性损害机理之一。同时,研究结

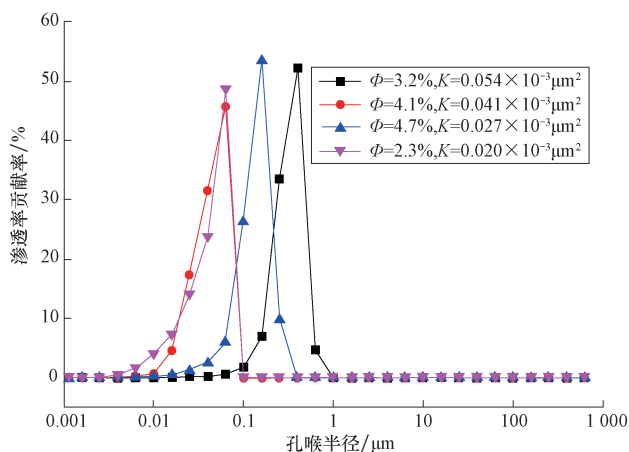


图7 塔里木盆地白垩系巴什基奇克组不同半径孔喉对储层渗透率贡献值关系

Fig. 7 Pore throat radius vs. permeability in the Cretaceous Bashijiqike Formation, Tarim Basin

果进一步证明开展深层超深层储层流体敏感性时需要考虑储层的温度条件。

3.2.3 高温加速矿物溶解/沉淀

储层岩石内的石英、长石等矿物在高温条件下易与碱性工作液发生溶蚀,溶蚀产物在流体作用下进一步产生硅酸盐颗粒堵塞孔喉^[31-32]。高温将加速矿物与流体的反应速度,加剧储层损害程度。Dove (1994)^[33]建立了石英在 25 ~ 300 °C 条件下不同 pH 值 (pH = 2 ~ 12) 流体内的溶蚀速率公式:

$$R_B = e^{-10.7 T e^{-66000/RT}} \theta_{\geq \text{SiOH}} + e^{-4.7 T e^{-82700/RT}} \theta_{\geq \text{SiOH}_{\text{tot}}}^{1.1} \quad (3)$$

式中: R_B 为石英溶蚀速率, $\text{mol}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; T 为热力学温度, K; e 为电子电荷, $1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$; R 为气体常数, $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; $\theta_{\geq \text{SiOH}}$ 代表总表面以中性态存在的硅羟基基团分数 ($> \text{SiOH}$); $\theta_{\geq \text{SiOH}_{\text{tot}}}$ 代表去质子化状态硅羟基基团分数 ($\geq \text{SiO}^-$ 或 $\geq \text{SiO}^- - \text{Na}^+$)。

如公式(3)可知,高温可以加剧石英的溶蚀速率。石英和长石溶蚀后的产物与碱性流体的氢氧根发生反应形成硅酸盐难溶物。孔喉内产生的难溶物尺度相对较小,可能发生运移,并在运移过程中堵塞孔喉,造成储层损害。硅酸盐颗粒堵塞孔喉后,可能由于流体压力的变化造成封堵层失效,造成实验过程中的测试样品渗透率波动,分析结论与碱敏实验曲线(图4a,b)较吻合。

4 结论

1) 目前行业常用的流体敏感性测试方法存在可

准确评价的岩心渗透率下限偏高、没有考虑储层温度等不足,已不再适用于超深致密砂岩气藏。

2) 改进的评价方法能更好的反映储层实际情况,降低实验误差,提高测试结果可信度,扩展了稳态液测法评价致密砂岩敏感性的渗透率范围。

3) 采用高温高回压法测的储层水敏指数 0.41 ~ 0.52,水敏程度中等偏弱 ~ 中等偏强;盐敏指数 0.72 ~ 0.73,盐敏程度为强;碱敏指数 0.83 ~ 0.92,碱敏程度为强,评价结果显示改进的评价方法获得的损害程度强于以往室温条件下的测得的实验结果,与矿场实际契合度更高。

4) 细微孔喉及发育的粘土矿物是诱发流体敏感性的内因,高温条件增大矿物表面水膜厚度、降低有效渗流通道半径,加剧粘土矿物水化膨胀、促进地层微粒分散运移,加速矿物溶解/沉淀是加剧超深致密砂岩储层流体敏感程度的主要机制,该研究成果对超深致密储层损害评价具有重要借鉴意义。

参考文献

- [1] 康毅力,罗平亚,徐进,等. 川西致密砂岩气层保护技术:进展与挑战[J]. 西南石油大学学报,2000,22(3):5-8.
Kang Yili, Luo Pingya, Xu Jin, et al. Formation damage control technology for tight gas sandstone reservoirs in western Sichuan basin: developments and challenges[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2000, 22(3): 5-8.
- [2] 李易霖,张云峰,尹淑丽,等. 致密砂岩储集空间多尺度表征—以松辽盆地齐家地区高台子油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 915-922.
Li Yilin, Zhang Yunfeng, Yin Shuli, et al. Characterization of the pore space in tight sandstone reservoirs from macroscopic and microscopic perspectives: A case study of Gaotaizi reservoir in Qijia area, the Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 915-922.
- [3] 王峥嵘,邓辉,黄润秋. 川西凹陷新场气田须家河组二段砂岩岩体破裂特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 80-86.
Wang Zhengrong, Deng Hui, Huang Runqiu. Fracture characteristics of sandstone in the 2nd member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang gas field, Western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 80-86.
- [4] 王俊鹏,张惠良,张荣虎,等. 裂缝发育对超深层致密砂岩储层的改造作用—以塔里木盆地库车坳陷克深气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 77-88.
Wang Junpeng, Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, et al. Enhancement of ultra-deep tight sandstone reservoir quality by fractures: A case study of Keshen gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 77-88.
- [5] 康毅力,张杜杰,游利军,等. 裂缝性致密储层工作液损害机理及

- 防治方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(3): 77-84.
- Kang Yili, Zhang Dujie, You Lijun, et al. Mechanism and control methods of the working fluid damages in fractured tight reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(3): 77-84.
- [6] 陈奎, 任广磊, 杨文娟, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田盒1段储层应力敏感性及对水平井开发的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 267-271.
- Chen Kui, Ren Guanglei, Yang Wenjuan, et al. Stress sensitivity of the 1st Member of Xiashihezi Formation and its influences on horizontal well development of Daniudi gas field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 267-271.
- [7] Elkewidy T I. Evaluation of formation damage/remediation potential of tight reservoirs [C] // SPE165093-MS present at the SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. The Netherlands: SPE, 2013.
- [8] Qutob H, Byrne M, Senenergy L R. Formation damage in tight gas reservoirs [C] // SPE174237-MS present at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. Hungary: SPE, 2015.
- [9] Saboorian-Jooybari H, Pourafshary P. Potential severity of phase trapping in petroleum reservoirs: An analytical approach to prediction [J], SPE Journal, 2017, 22(3): 863-874.
- [10] 张浩, 康毅力, 李前贵, 等. 鄂尔多斯盆地北部致密砂岩气层粘土微结构与流体敏感性[J]. 钻井液与完井液, 2006, 22(6): 22-25.
- Zhang Hao, Kang Yili, Li Qiangui, et al. Clay microstructure and fluid sensitivity of fine gas sands in the north of Ordos basin [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 22(6): 22-25.
- [11] 廖纪佳, 唐洪明, 朱筱敏, 等. 特低渗透砂岩储层水敏实验及损害机理研究—以鄂尔多斯盆地西峰油田延长组第8油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 321-328.
- Liao Jijia, Tang Hongming, Zhu Xiaomin, et al. Water sensitivity experiment and damage mechanism of sandstone reservoirs with ultra-low permeability: a case study of the eighth oil layer in the Yanchang Formation of Xifeng oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 321-328.
- [12] 宫清顺, 寿建峰, 姜忠朋, 等. 准噶尔盆地乌尔禾油田三叠系百口泉组储层敏感性评价[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 307-314.
- Gong Qingshun, Shou Jianfeng, Jian Zhongpeng, et al. Reservoir sensitivity evaluation of the Triassic Baikouquan Formation in Wuerhe oilfield, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 307-314.
- [13] Kang Y, Xu C, You L, et al. Comprehensive evaluation of formation damage induced by working fluid loss in fractured tight gas reservoir [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 18: 353-359.
- [14] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布于潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
- Sun Longde, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.
- [15] 康毅力, 张晓磊, 游利军, 等. 压力衰减法在大牛地致密储层流体敏感性评价中的应用[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(6): 81-84.
- Kang Yili, Zhang Xiaolei, You Lijun, et al. A new method to evaluate fluid sensitivity of tight reservoir: pressure decay analysis [J]. Drilling Fluids & Completion Fluid, 2013, 30(6): 81-84.
- [16] 任茂, 苏俊霖, 欧彪, 等. 压力衰减法在评价储层流体敏感性中的应用[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(3): 41-42.
- Ren Mao, Su Junlin, Ou Biao, et al. Application on pressure attenuation method in evaluation of reservoir sensitivity [J]. Drilling Fluids & Completion Fluid, 2013, 30(3): 41-42.
- [17] 朱斌, 罗曼莉, 张建国, 等. SY/T 5358—2002 储层敏感性流动实验评价方法[S] // 国家经济贸易委员会. 中华人民共和国石油天然气行业标准. 北京: 石油工业出版社, 2002: 1-2.
- Zhu Bin, Luo Manli, Zhang Jianguo, et al. SY/T 5358—2002 formation damage evaluation by flow test [S] // State Economic and Trade Commission. The Oil and Gas Industry Standard of the People's Republic of China. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 1-2.
- [18] 张昌铎, 康毅力, 游利军, 等. 深层高温裂缝性致密砂岩气藏流体敏感性实验研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 83-86.
- Zhang Changduo, Kang Yili, You Lijun, et al. Experimental research on fluid sensitivity of fractured tight sandstone gas reservoir with deep buried and high temperature [J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(4): 83-86.
- [19] 游利军, 康毅力, 杜新龙, 等. 一种确定致密岩心损害的方法: 200910058286.8 [P]. 2012-06-20.
- You Lijun, Kang Yili, Du Xinlong, et al. A method to determine the damage of tight cores: 200910058286.8 [P]. 2012-06-20.
- [20] 袁学芳, 王茜, 唐洪明, 等. 致密砂岩储层流体敏感性评价方法—以塔里木盆地克拉苏气田克9井区K1bs组为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(12): 59-66.
- Yuan Xuefang, Wang Xi, Tang Hongming, et al. An improved fluid sensitivity evaluation method for tight sandstone gas reservoirs: A case study of K1bs in Well Keshen 9 of the Kelasu Gas field, Tarim Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(12): 59-66.
- [21] Zhu J, Li L, Li L, et al. Application of UDM-2 drilling fluid technology in the development of upper-deep oil and gas resources in Tarim Basin [C] // SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. Australia: 2015.
- [22] You L, Xue K, Kang Y, et al. Pore structure and limit pressure of gas slippage effect in tight sandstone [J]. The Scientific World Journal, 2013, 2013(5): 572140.
- [23] Christanti Y, Ferrara G, Ritz T, et al. A new technique to control fines migration in poorly consolidated sandstones—laboratory development and case histories [C] // SPE143947-MS present at the SPE Europe-

- an Formation Damage Conference. Netherlands:SPE,2011.
- [24] 朱金智,游利军,李家学,等. 油基钻井液对超深裂缝性致密砂岩气藏的保护能力评价[J]. 天然气工业,2017,37(2):62-68.
Zhu Jinzhi, You Lijun, Li Jiaxue, et al. Damage evaluation on oil-based drill-in fluids for ultra-deep fractured tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry,2017,37(2):62-68.
- [25] Silva GPDD, Ranjith P G, Perera M S A, et al. An experimental evaluation of unique CO₂ flow behaviour in loosely held fine particles rich sandstone under deep reservoir conditions and influencing factors[J]. Energy,2017,119:121-137.
- [26] Civan F. Temperature effect on power for particle detachment from pore wall described by an Arrhenius-type equation[J]. Transport in Porous Media,2007,67(2):329-334.
- [27] Schembre J M, Kovscek A R. Mechanism of formation damage at elevated temperature[J]. Journal of Energy Resources Technology, 2005,127(3):171-180.
- [28] 俞杨烽,康毅力,游利军. 水膜厚度变化-特低渗透砂岩储层盐敏性的新机理[J]. 重庆大学学报:自然科学版,2011,34(4):67-71.
Yu Yangfeng, Kang Yili, You Lijun. Thickness change of water film-new mechanism of salt sensitivity in extra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of Chongqing University,2011,34(4):67-71.
- [29] 俞杨烽,康毅力,游利军,等. 特低渗透油层边界层-双电层微流调控研究进展[J]. 油气地质与采收率,2010,17(6):85-89.
Yu Yangfeng, Kang Yili, You Lijun, et al. Review on advances of microflow regulation in ultra-low permeable oil reservoir from interface layer to electric double layer[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2010,17(6):85-99.
- [30] Andreassen K A, Fabricius I L. Biot critical frequency applied to description of failure and yield of highly porous chalk with different pore fluids[J]. Geophysics,2010,75(6):205-213.
- [31] Fang W, Jiang H, Li J, et al. A new experimental methodology to investigate formation damage in clay-bearing reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering,2016,143:226-234.
- [32] Ma K, Jiang H, Li J, et al. Experimental study on the micro alkali sensitivity damage mechanism in low-permeability reservoirs using QEMSCAN[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016,36:1004-1017.
- [33] Dove P M. The dissolution kinetics of quartz in sodium chloride solutions at 25 degrees to 300 degrees C[J]. American Journal of Science,1994,294(6):665-712.

(编辑 张亚雄)

(上接第737页)

- [23] 姜乃煌,朱光有,张水昌等. 塔里木盆地塔中83井原油中检测到2-硫代金刚烷及其地质意义[J]. 科学通报,2007,52(24):2871-2875.
Jiang Naihuang, Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, et al. Detection of 2-thiadamantanes in the oil from Well TZ-83 in Tarim Basin and its geological implication[J]. Chinese Science Bulletin,2007,52(24):2871-2875.
- [24] Zhu Guangyou, Wang Huitong, Weng Na. TSR-altered oil with high-abundance thiaadamantanes of a deep-buried Cambrian gas condensate reservoir in Tarim Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016,69:1-12.
- [25] 马安来,金之钧,朱翠山. 塔里木盆地顺南1井原油硫代金刚烷系列的检出及意义[J]. 石油学报,2018,39(1):42-53.
Ma Anlai, Jin Zhijun, Zhu Cuishan. Detection and research significance of thiadimondoids from crude oil in Well Shunnan 1, Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,39(1):42:53.
- [26] Wei Zhibin, Moldowan J M, Fago F, et al. Origin of thiadimondoids and dimondoidthiols in petroleum[J]. Energy & Fuels,2007,21:3431-3436.
- [27] Sinninghe Damste J S, Eglinton T L, de Leeuw J W, et al. Organic Sulphur in macromolecular sedimentary organic matter. Part I. Structure and origin of Sulphur-containing moieties in kerogen, asphaltene and coal as revealed by flash pyrolysis[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta,1989,53:873-889.
- [28] Hughes W B, Holba A G, Dzou L I. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta,1995,59(17):3581-3598.
- [29] Manzano B K, Fowler M G, Machel H G. The influence of thermochemical sulfate reduction on hydrocarbon composition in Nisku reservoirs, Brazeau River area, Alberta, Canada[J]. Organic Geochemistry,1997,27:507-521.
- [30] Zhang Shuichang, Su Jin, Huang Haiping, et al. Genetic origin of sour gas condensates in the Paleozoic dolomite reservoirs of the Tazhong Uplift, Tarim Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015,68:107-119.
- [31] Zhang Shuichang, Huang Haiping. Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil family classification[J]. Organic Geochemistry,2005,36:1204-1214.
- [32] Zhang Shuichang, Huang Haiping, Su Jin, et al. Geochemistry of Paleozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 5. Effect of maturation, TSR and mixing on the occurrence and distribution of alkylidibenzothiophenes[J]. Organic Geochemistry,2015,86:5-18.

(编辑 张玉银)