

渤海P油田注水井储层伤害因素室内研究

林科雄¹, 罗刚¹, 任坤峰¹, 舒福昌²

¹荆州市汉科新技术研究所, 湖北 荆州

²长江大学化学与环境工程学院, 湖北 荆州

收稿日期: 2023年6月2日; 录用日期: 2023年7月20日; 发布日期: 2023年7月27日

摘要

渤海P油田注水井存在的主要问题是注水压力升高快, 注水困难, 整体注采比偏低, 地层亏空严重, 采出程度偏低。针对渤海P油田注水井的主要问题, 开展了注水伤害机理研究。首先运用油藏工程的方法定量分析注水对储层的伤害程度, 然后利用岩心流动实验分别验证注水水质、注入水结垢、粘土水化膨胀等因素对注水堵塞的影响, 最终确定注水伤害的主要因素, 为后期开展针对性的降压增注措施提供依据。

关键词

注水井, 比吸水指数, 渗透率保留率, 注水水质

Indoor Research of Injection Well Reservoir Damage Factors in Bohai P Oilfield

Kexiong Lin¹, Gang Luo¹, Kunfeng Ren¹, Fuchang Shu²

¹Jingzhou Hanc New-Technology Research Institute, Jingzhou Hubei

²College of Chemistry and Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou Hubei

Received: Jun. 2nd, 2023; accepted: Jul. 20th, 2023; published: Jul. 27th, 2023

Abstract

For the Bohai P oilfield, the existing main problems are high water injection pressure, water injection difficulty, low injection-production ratio, formation depletion and low recovery degree. In view of the main problems, the research of water injection damage mechanism was carried out. First the reservoir engineering method was to analyze the water flooding damage degree. Then the core flow experiment was performed to validate the influence of water quality, water scaling, clay swelling, and the "cold damage" on the water injection block. Eventually the main damage

factors were determined. It provides important guidance for the development of targeted pressure reduction injection measures in the later stage.

Keywords

Injection Well, Specific Water Injectivity Index, Permeability Retention Rate, Water Quality

Copyright © 2023 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

注水开发的油藏，注入水进入储层后必然与储层岩石和流体接触，发生物理、化学和生物反应，造成地层伤害，降低储层渗流能力下降[1]。注水过程中引起的储层损害完全依赖于油层自身条件(岩性、孔隙结构)及所含流体性质与注入水水质两个方面。前者是客观存在的，是引起储层损害的潜在因素；后者是诱发储层损害的外部条件。因此努力改善注入水的水质可以有效地控制储层损害，注入水的水质有时是决定注水成败的关键因素。本文针对渤海 P 油田注水井的实际问题，开展了注水伤害因素的研究。

2. 油藏概况

渤海 P 油田位于渤海湾盆地东部，属于断裂背斜构造。平面上被断层分割为北、中、南三块。纵向上分为 9 个油组，其中 L50U、L120 油组厚度大，连续性好，为主力油层。L60-L110 油组厚度薄，横向变化块，连续性差。储层主要是长石砂岩，粘土矿物以伊蒙混层为主，其次为伊利石。北块粘土矿物含量稍大于南块。馆陶组上部为高孔高渗油组，平均孔隙度 26.1%，平均渗透率 $1200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；馆陶组下部为中孔中渗储层，平均孔隙度 23.4%，平均渗透率 $260 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。馆陶组上部油组原油粘度大(318~496 mPa.s)，为非常规稠油，馆陶组下部原油粘度小(30~60 mPa.s)，为常规原油。

渤海 P 油田共有 5 口注水井，注水初期吸水能力较强，日注水量高，注水压力低，但很快(一般 3~6 个月)注水量就大幅度下降，注水压力逐步升高，导致整个油田注采比 0.16，注水量不够，地层亏空严重。

3. 注水井储层伤害定量分析

根据平面径向流基本理论，比吸水指数与渗透率成正比例关系，因此可以通过比吸水指数推导出地层渗透率的保留值，从而定量分析注水对储层的污染程度。平面径向流注水量公式、比吸水指数公式和渗透率保留率计算公式分别如下。

$$Q = \frac{2\pi kh(P_w - P_e)}{B\mu \ln \frac{R_e}{R_w}} \quad (1)$$

$$J = \frac{Q}{H\Delta P} = \frac{2\pi K}{B\mu \ln \frac{R_e}{R_w}} \quad (2)$$

$$\eta = \frac{K_t}{K_0} = \frac{J_t}{J_0} \quad (3)$$

这里, Q 为日注水量, cm^3/s ; k 为地层平均渗透率, $10\sim 3\ \mu\text{m}^2$; h 为储层有效厚度, cm ; P_w 为井底流压, MPa ; P_e 为地层静压, MPa ; ΔP 为注水压差(井底流压与静压之差), MPa ; B 为地层流体体积系数; μ 为地层流体粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; R_e 为供给边界, cm ; R_w 为井径, cm ; J 为比吸水指数, $\text{m}^3/(\text{m}\cdot\text{MPa}\cdot\text{d})$; η 为渗透率保留值; K_0 为地层初始渗透率, $10\sim 3\ \mu\text{m}^2$; K_t 为任一时刻储层平均渗透率, $10\sim 3\ \mu\text{m}^2$; J_t 为任一时刻地层比吸水指数, $\text{m}^3/(\text{m}\cdot\text{MPa}\cdot\text{d})$; J_0 为地层初始最大比吸水指数, $\text{m}^3/(\text{m}\cdot\text{MPa}\cdot\text{d})$ 。

以该油田 F25 井为例, 利用上述计算公式, 可以计算出不同时刻的比吸水指数和渗透率保留值, 绘制曲线如图 1 和图 2。很显然, 随着注水进入储层, 储层渗透率在前 30 天内下降很快, 后期下降幅度变缓。其中注水 30 d 时, 渗透率保留值 48%, 渗透率伤害 52%。说明注水对储层渗透率伤害是很严重的。

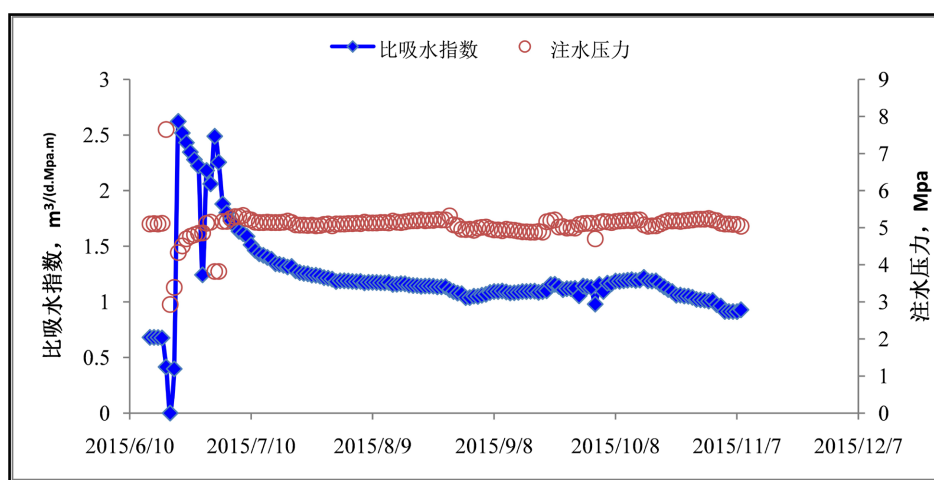


Figure 1. F25 Specific water injectivity index in early injection stage

图 1. F25 井注水初期比吸水指数变化曲线

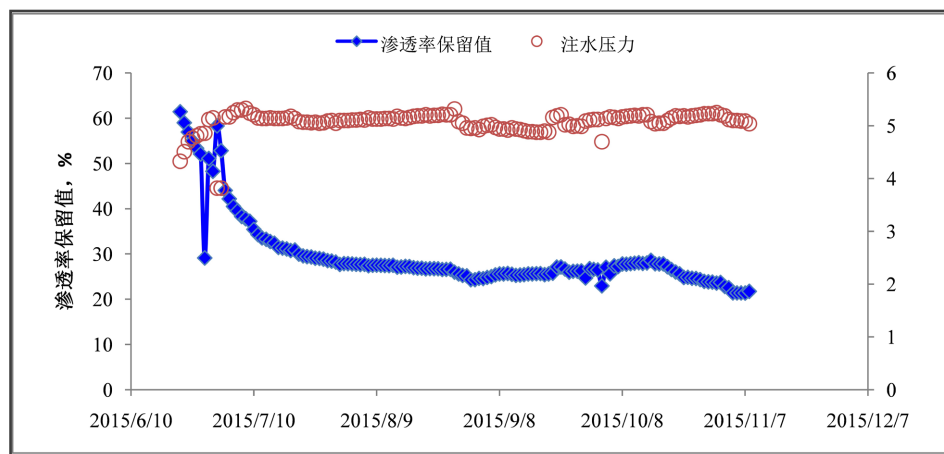


Figure 2. F25 Permeability remaining ratio in early injection stage

图 2. F25 井注水初期渗透率保留值变化曲线

4. 注水井储层伤害因素室内实验

大量研究表明, 注水井储层伤害的主要因素有注入水水质造成的伤害, 粘土水化膨胀伤害、注入水结垢伤害等[2] [3] [4]。本文通过岩心模拟实验来验证每种因素对储层的伤害程度, 从而找出渤海 P 油田注水伤害的主要原因[5]。

4.1. 注入水水质造成的伤害

注入水水质指标是造成注水井储层伤害的主要因素之一。室内参照石油行业标准 SY/T5329-2012《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》，对现场所取注入水水样中悬浮物含量、粒径中值、含油量等三个主要指标进行分析，分析结果见表 1。由表 1 分析结果可以看出，现场注入水中悬浮物含量、粒径中值和含油量都已超出行业标准。

Table 1. Local site injection water quality analysis result in Bohai P oilfield

表 1. 渤海 P 油田现场注入水水质分析结果

样品来源	样品编号	悬浮物含量 (mg/L)	粒径中值 (μm)	含油量 (mg/L)	滤膜系数 MF (ml/min \times psi)
P 油田 F 平台注入水	20141108	96	13.54	71.55	4.63
	20141202	117	14.55	68.72	8.93
SY/T5329-2012 行标 D		<10	<4	<30	-
Q/HS2042-2008 企标 C2		<10	<4	<30	-

参照行业标准 SY/T5358-2002 中单相工作液评价实验方法，选择不同渗透率的人造岩心，考察现场注入水(样品编号为 20141202)对岩心的伤害程度。图 3 的实验结果表明，现场注入水对不同渗透率岩心的堵塞比较严重，驱替 40 PV 时渗透率损害率为 41.2%~90.6%；驱替 100 PV 时渗透率损害率为 69.4%~95.8%。岩心渗透率越小堵塞越严重。岩心的堵塞程度受注入水中悬浮物浓度、颗粒大小、悬浮颗粒注入速度及地层孔喉尺寸分布的影响。经典的理论解释认为，大于 33% 地层孔喉直径的颗粒将形成桥堵和外部滤饼，14%~33% 地层孔喉直径的颗粒将侵入储层深部，形成内部滤饼，而小于 14% 地层孔喉直径的颗粒将不会造成堵塞。因此从保护储层的观点出发，要求注入水中悬浮固相的浓度越低、悬浮颗粒直径越小越好。

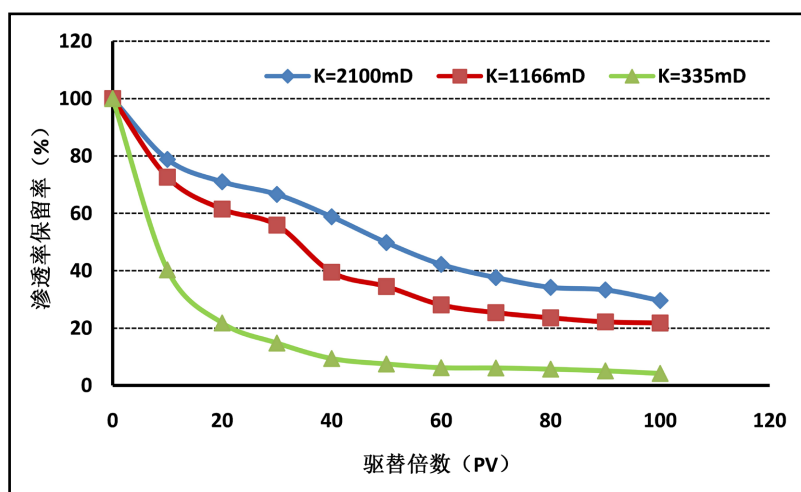


Figure 3. Block rule of injection water to man-made cores

图 3. 注入水对人造岩心综合堵塞规律

4.2. 注入水结垢造成的伤害

注入水自身以及与地层水接触后结垢是造成注水井堵塞的因素之一。渤海 P 油田是由生产水和海水混合后作为注入水，由表 2 离子组成分析可以看出，现场生产污水属 NaHCO_3 水型，矿化度在 22000 mg/L；含有成垢阳离子 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 和成垢阴离子 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} ，具备结垢钙垢的离子条件。而海水是 MgCl_2 水

型, 矿化度在 30000 mg/L 左右, 同样含有成垢离子。

参照行业标准 SY/T5523-2000 中的络合滴定法进行 P 油田海水与生产污水不同比例混合后的结垢实验评价, 见表 3。评价结果表明, 随着生产污水混合比例的增大, 同样条件下结垢量先增大后减小的变化趋势, 混合比例为 7:3 时结垢量最大, 为 56.70 mg/l。

Table 2. Injection water ion analysis of Bohai P oilfield

表 2. 渤海 P 油田注入水离子组成分析

样品	pH	阳离子指标(mg/L)			阴离子指标(mg/L)				总矿化度(mg/L)	水型
		K ⁺ + Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	Cl ⁻		
海水	7.9	9658.7	391.26	1103.63	137.74	2529.36	0.00	16628.83	30455	MgCl ₂
生产	7.5	8341.67	157.02	45.92	2195.35	54.41	105.30	11834.27	22733.93	NaHCO ₃

Table 3. Scaling evaluation of Bohai P oil field

表 3. 渤海 P 油田注入水结垢量评价

水源	65°C不同比例混合结垢量(mg/l)					
	0:10	3:7	5:5	7:3	10:0	
海水	生产污水	36.67	46.08	52.35	56.70	10.16

室内实验考虑用生产水与海水 1:1 混合, 0.22 μm 滤膜过滤水中的固悬物, 参照行业标准 SY/T5358-2002 中单相工作液评价实验方法, 选用不同渗透率人造岩心在 65°C 下进行驱替, 考察注入水动态结垢对岩心的堵塞。如图 4 所示, 混合注入水结垢对不同渗透率人造岩心堵塞不明显, 驱替 100 PV 时渗透率损害率小于 10%, 这与注入水本身结垢量较少和储层物性较好有关。因此在现场添加防垢剂的情况下, 可以忽略结垢对注水的影响。

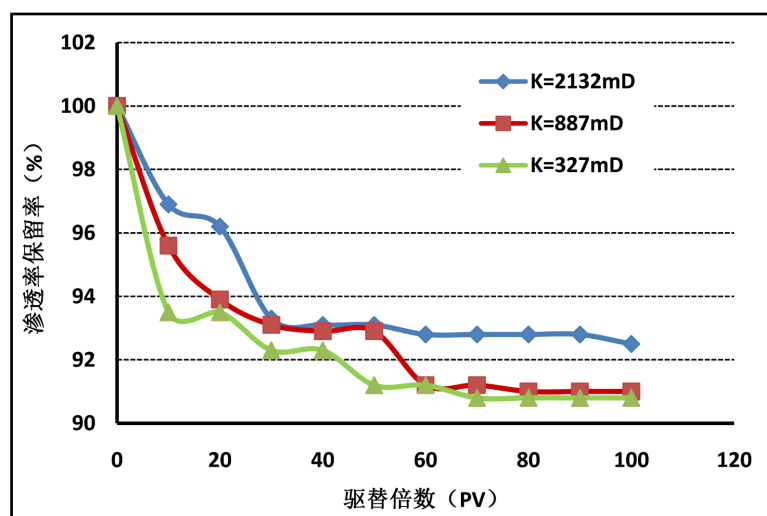


Figure 4. Block rule of injection water scaling to cores

图 4. 注入水结垢对岩心的堵塞规律

4.3. 粘土水化膨胀造成的伤害

渤海 P 油田储层埋藏较浅, 从储层粘土矿物分析来看(表 4), 粘土矿物含量较高, 达到 13.6%~55.3%, 主要是伊/蒙混层和高岭石, 间层比较大, 注水过程中存在粘土水化膨胀和微粒运移等潜在损害。

Table 4. Clay analysis of formation cuttings in Bohai P oilfield
表 4. 渤海 P 油田储层岩屑粘土矿物分析

层位	井深(m)	粘土 总量 %	粘土矿物含量%								间层比 (%S)
			伊/蒙间层(I/S)		伊利石(I)		高岭石(K)		绿泥石(C)		
			相对	绝对	相对	绝对	相对	绝对	相对	绝对	
L60	1180~1195	33.50	80	26.80	4	1.34	16	5.36			70
L70	1120~1230	48.30	78	37.67	4	1.93	18	8.69			45
L80	1285~1290	40.80	76	31.01	4	1.63	20	8.16			50
L90	1365~1370	44.80	77	34.50	6	2.69	17	7.62			50
L100	1400~1410	55.30	81	44.79	6	3.32	13	7.19			40
L120	1575~1590	13.60	61	8.30	7	0.95	32	4.35			60

为了验证目前渤海 P 油田注入水对储层的水化膨胀堵塞, 参照行业标准 SY/T5358-2002 中单相工作液评价实验方法, 室内选择天然岩心, 先用该油田地层水进行饱和, 并将注入水用 0.22 μm 滤膜过滤, 然后在地层温度 65 $^{\circ}\text{C}$ 下进行岩心驱替, 流量为 0.5 ml/min, 测定不同驱替倍数条件下渗透率保留情况。实验表明(如图 5 和图 6), 对于低渗岩心, 堵塞后渗透率伤害率在 50% 左右; 对于高渗岩心, 粘土水化膨胀伤害相对小一些, 堵塞后渗透率伤害率在 30% 左右。因此, 渤海 P 油田储层存在较为严重的膨胀性伤害, 这与 P 油田储层粘土矿物含量和类型有关, 在注水过程中需要采取防膨措施。

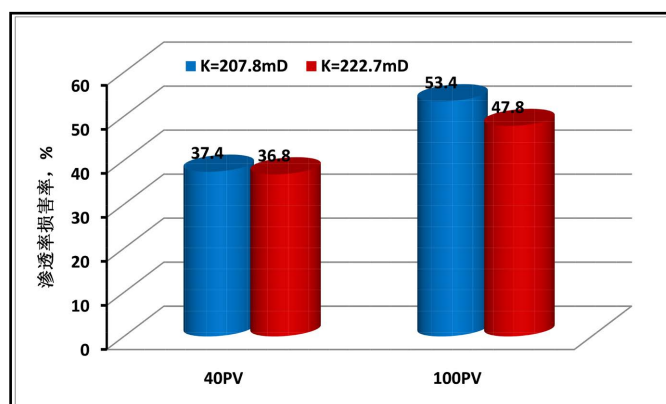


Figure 5. Block rule of clay swelling to cores (low permeability)
图 5. 粘土水化膨胀对岩心的堵塞规律(低渗)

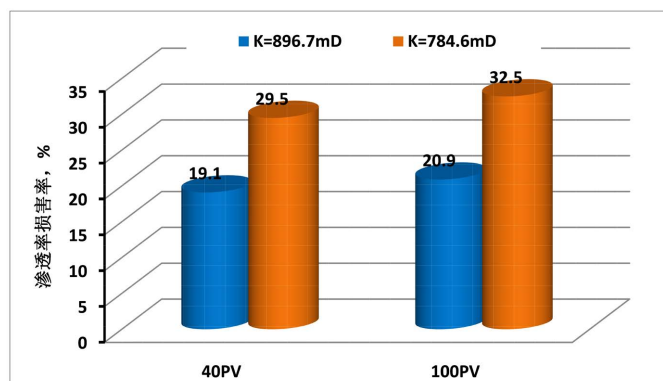


Figure 6. Block rule of clay swelling to cores (high permeability)
图 6. 粘土水化膨胀对岩心的堵塞规律(高渗)

5. 结论

(1) 利用比吸水指数, 定量地计算了渤海 P 油田注水井储层伤害程度, 该油田注水井在注水初期 30 天内, 储层渗透率损害都大于 50%, 说明注水对储层的伤害很大。

(2) 通过室内岩心流动实验, 分别验证了注入水水质、注入水结垢、粘土水化膨胀等因素对注水井储层的堵塞程度, 结果表明, 造成渤海 P 油田注水井储层伤害的主要因素是注入水水质和注入水造成的储层粘土水化膨胀, 注入水结垢对注水井储层的伤害很小。

参考文献

- [1] 黄德胜, 安少刚, 唐峻峰, 等. 盘 40 区块注水井堵塞伤害分析研究[J]. 河南科学, 2014, 32(3): 417-420.
- [2] 刘文辉, 郑玉飞. 海上油田注水水质对储层伤害的模拟实验[J]. 化工科技, 2020, 28(2): 42-45.
- [3] 董豪, 赵峰. 注水过程储层伤害机理研究[J]. 石化技术, 2021, 28(5): 120-121.
- [4] 张旭东, 陈科, 何伟, 等. 渤海西部海域某区块油田注水过程储层伤害机理[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 121-126.
- [5] 油气田开发专业标准化技术委员会. SY/T5358-2010 储层敏感性流动实验评价方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.