

渤海埕北油田、绥中 36—1 油田 注水井堵塞机理研究^{*}

沈燕来 吉延章 陈建武

刘德华^{**}

(中国海洋石油总公司渤海石油公司) (江汉石油学院石油工程系)

摘要 介绍了埕北油田和绥中 36—1 油田的油藏物性和完井方式,通过测定岩心阳离子交换容量、体积流过量试验、动态结垢试验与理论预测、温度变化对水相渗透率的影响试验和敏感性试验结果及现场注水资料对两油田注水井水敏性堵塞、酸敏性堵塞、固体颗粒侵入堵塞、微粒运移堵塞、地层结垢堵塞、油污堵塞和地层出砂堵塞的机理进行了研究,得出造成埕北油田注水井堵塞的主要原因是水敏性堵塞、油污堵塞、固体颗粒侵入堵塞和地层出砂堵塞;绥中 36—1 油田造成注水井堵塞的主要原因是油污堵塞、固体颗粒侵入堵塞、地层出砂堵塞和地层结垢堵塞。为解堵方法的选择、解堵剂的研制、防垢剂的选择和解堵施工打下了基础,对两油田的注水工作具有指导意义。

主题词 埕北油田 绥中 36—1 油田 注水井 堵塞 机理 研究

作者简介 沈燕来,1965年生。1985年毕业于承德石油高等专科学校油田应用化学专业,现为“注水井解堵技术研究”项目负责人,曾先后发表论文 10 余篇,工程师。 刘德华,1962年生。1982年毕业于西南石油学院,1989年获硕士学位,现任油藏工程教研室主任,教授。 吉延章,1950年生。1977年毕业于华东石油学院开发系采油专业,现任总工程师,高级工程师。 陈建武,1968年生。1988年毕业于重庆石油学校采油专业,助理工程师。

注水井堵塞,实质上是一种地层伤害。引起注水井堵塞的原因很多,但根据不同的堵塞机理可归纳为以下几种类型:1. 外来液体与地层岩石矿物不配伍造成的堵塞;2. 外来液体与地层流体不配伍造成的堵塞;3. 毛细现象造成的堵塞;4. 固体颗粒侵入或运移造成的堵塞;5. 工艺措施引起的堵塞;6. 微生物和浮游生物及其代谢产物造成的堵塞。

无论哪种原因造成的堵塞,地层本身的内在条件是主要原因,当地层不能适应外界条件变化时,就会导致地层渗透率下降。针对埕北油田、绥中 36—1 油田的油藏特性和注水井的具体情况,研究了水敏性堵塞、酸敏性堵塞、固体颗粒侵入堵塞、微粒运移堵塞、地层结垢堵塞、油污堵塞和地层出砂堵塞的机理。

一、两油田基本情况

1. 埕北油田 埕北油田为砂岩油藏,油层有效孔隙度平均为 28.9%,渗透率在 $(500 \sim 8700) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(平均为 $1670 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),原始含油饱和度为 70%。储层岩石矿物为石

* 本文为中国海洋石油总公司研究项目“注水井解堵技术研究”的部分研究成果。

** 刘德华为第二作者。

英、长石和岩块,其中石英占 49%。储层胶结疏松,胶结物主要为泥质,含量为 5%~12%;主要粘土矿物为水化后膨胀性较小的云母和高岭石;岩心颗粒间呈点状接触,胶结类型以接触式或接触孔隙式为主,含油岩心多呈“红砂糖状”。

埕北油田注入水为处理后的生产污水。根据油田岩性特点,完井时原设计的注水井采用预充填筛管进行防砂,转注井采用先期砾石充填技术进行防砂。

2. 绥中 36—1 油田 该油田属疏松砂岩油藏,油层孔隙度大于 30%,渗透率在 $(30 \sim 5000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,原始含油饱和度为 62%~65.4%。储层中石英占 50%~78%,长石占 20%~35%;颗粒间以泥质胶结为主,含量 10%~20%,随岩性变细,可达 50%以上;粘土矿物总含量为 9.05%~11.90%,多为伊利石、蒙脱石和高岭石/绿泥石;主要储集空间类型为粒间孔,其次是各类溶蚀孔,孔隙空间形态各异,局部为胶结物和粘土矿物充填;岩石具有水湿特性。

该油田注入水为处理后的海水,完井时各井均采用先期砾石充填防砂技术进行防砂。

二、注水井堵塞机理研究

1. 水敏性堵塞 水敏性堵塞指地层岩石与注入水接触后引起粘土矿物水化、膨胀、分散脱落、运移,最终导致地层渗透率降低的现象。

(1) 岩心阳离子交换容量的测定。岩心阳离子交换容量 CEC 的测定可采用钡离子交换法^[1],CEC 越大,粘土矿物的水化膨胀性越强。试验结果为:埕北岩样的 CEC 为 0.086 28 毫克当量/克岩样,绥中 36—1 的为 0.125 0 毫克当量/克岩样,可见,绥中 36—1 油田岩样的水敏性比埕北油田岩样的水敏性强得多。分析其原因主要是:埕北油田地层主要粘土矿物为水化后膨胀性较小的云母和高岭石;绥中 36—1 油田岩样粘土矿物总含量为 9.05%~11.90%,其中蒙脱石占 80%,蒙脱石属强水敏性粘土矿物。因此,两油田均应防止水敏现象的产生。

(2) 水敏性试验分析。从岩心水敏感性评价试验^[2]和阳离子交换容量测定试验的结果可看出:埕北油田表现为中等水敏偏强,绥中 36—1 油田表现为强水敏。埕北油田注入水的矿化度低于地层渗透率急剧下降所对应的临界矿化度,绥中 36—1 油田注入水的矿化度远远高于其临界矿化度^[2]。因此,埕北油田注水井堵塞的原因之一是地层粘土矿物因水化膨胀造成的伤害;而绥中 36—1 油田不会出现这种情况(高矿化度的海水可抑制粘土水化膨胀)。

2. 酸敏性堵塞 酸敏性指岩石与酸液接触后,发生有害化学反应生成沉淀或岩石解体产生微粒,引起地层渗透率降低的现象。两油田酸敏感性评价试验结果表明:两油田地层均呈中等酸敏性^[2]。到 1997 年 9 月底,两油田注水井均未实施过酸化作业,故不存在酸敏性堵塞。

3. 固体颗粒侵入堵塞 固体颗粒侵入指入井流体直接将固体颗粒带入地层,堵塞孔隙通道,从而降低地层渗透率。对于埕北和绥中 36—1 油田,可用实际的注入水和有代表性的岩心,通过体积流过量试验来说明固体颗粒等引起的堵塞。

体积流过量评价试验是在某一恒定流速下,让注入水大量流过岩心,测定其渗透率随流过量增加的变化情况。用与地层孔隙结构相似的人造岩心做该试验,主要是为了排除天然岩心水敏膨胀造成的影响,了解注入水中固体颗粒等累积对地层造成的伤害;对埕北油田还用天然岩心进行了体积流过量试验,了解注入水矿化度对渗透率的影响。

试验方法:试验中,控制流速在临界流速以下,测定岩心渗透率随流过量增加的变化情况,

试验可持续到累积流量达到100倍孔隙体积或岩心渗透率下降90%时结束。根据试验数据绘制渗透率比值(流过某一孔隙体积倍数时的渗透率与地层水渗透率之比)与流量(孔隙体积倍数, PV)关系曲线(见图1和图2)。

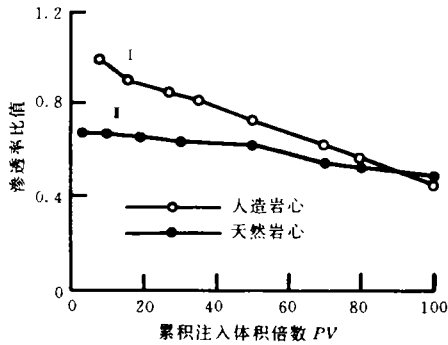


图1 埕北油田岩心渗透率变化与累积注入量关系曲线

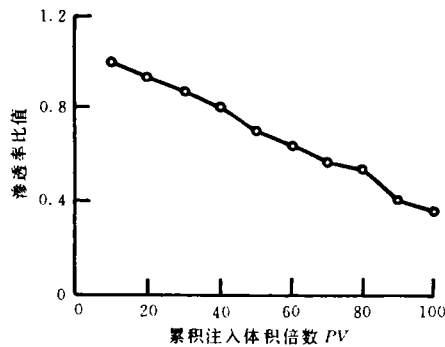


图2 绥中36-1油田人造岩心渗透率变化与累积注入量关系曲线

从图1中的曲线I可看出:当注入孔隙体积倍数为16时,岩心渗透率已开始下降,说明注入水中的油污、固体颗粒等已对岩心造成伤害。从曲线II可看出:埕北油田天然岩心注水开始,渗透率就明显下降,注入10倍孔隙体积时,渗透率下降33.90%;继续注水,渗透率下降幅度趋缓,注入100倍孔隙体积时的渗透率与注入10倍孔隙体积时的渗透率相比下降24%,说明造成岩心渗透率降低的主要原因是粘土矿物的水敏膨胀,其次才是油污和固体颗粒。

从图2可看出:当累积注入体积倍数为50时,岩心渗透率下降了29.94%;当累积注入体积倍数为90时,渗透率下降了58.14%。总之,随着注入体积倍数的增加,岩心渗透率一直下降,说明造成岩心渗透率下降的原因是注入水中固体颗粒等含量较高。

4. 微粒运移堵塞 微粒运移指由于流体流速较高或压差波动较大,使得地层中固有颗粒脱落,随流体发生移动,在孔隙中堆积从而阻碍流体流动。两油田流速敏感性评价试验结果表明:埕北油田的临界流速为3.0mL/min,绥中36-1油田的为4.0mL/min^[2]。根据1997年9月底之前埕北油田、绥中36-1油田各注水井的配注量和射孔等资料分析,两油田均未产生速敏现象,因此不会因微粒运移造成堵塞。

5. 地层结垢堵塞 因埕北油田注入水为处理后的生产污水,且 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 含量均较低,而绥中36-1油田注入水为处理后的海水,所以只对绥中36-1油田进行了动态结垢试验(岩心流动试验),并在理论上对结垢趋势进行了预测。

试验结果表明:绥中36-1油田模拟注入水与地层水混合后,岩心渗透率明显下降,说明有化学沉淀物产生并造成堵塞^[3]。结垢趋势预测结果表明:绥中36-1油田地层水与注入水混合后,在常温下易生成 $CaCO_3$ 垢,并且随着温度的升高, $CaCO_3$ 结垢指数逐渐增大^[3]。

6. 油污堵塞 油污堵塞指注入水中所含的油污或油层油等在注水过程中因各种原因或吸附于防砂筛管壁上或堵塞地层孔道,导致注水时阻力增大的现象。

(1) 乳化油引起的堵塞。埕北、绥中36-1两油田的注水井均采用绕丝筛管进行了先期防砂。埕北油田由于平台原油脱水和生产污水处理流程的波动、设备故障及工艺流程本身存在的

问题,使得注入水含油不太稳定;加上两油田因平台设备原因,注水井多次突然停注,导致部分油层油、地层砂等反吐至井筒附近。井筒附近的污油在一定条件下将形成油珠大小和分布不尽相同的乳状液,部分乳状液将吸附在筛管壁上;另一部分进入地层后遇到比其直径更小的孔喉时将引起堵塞。

(2)地层温度变化引起的堵塞。注入水进入地层后,地层温度将有所下降(埕北油田原始地层温度为 78.8℃,注入水温度为 70℃;绥中 36—1 油田原始地层温度为 62℃,注入水温度为 -1.8~26.4℃),温度下降又影响到原油的粘度和流动状态,最终影响水相渗透率。下面的试验就是研究温度变化时水驱油过程中水相渗透率的变化情况。

试验方法:将人造岩心饱和地层水,测定水相渗透率,然后在一定温度下用地层原油驱替水,建立束缚水饱和度;再用水驱替油,测定残余油饱和度下的水相渗透率;升高温度到一定值,再测定该温度下的水相渗透率(试验结果见下表)。

水相渗透率随温度变化数据表

油田	温度(℃)	渗透率	束缚水饱和度(%)	残余油饱和度下水相渗透率
绥中 36—1	56	$805 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	20.2	$28.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
	64			$35.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
埕北	56	$807 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	21.2	$31.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
	64			$41.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

由表中可看出:由于温度降低使得残余油粘度升高后,致使残余油饱和度下的水相渗透率有所减小。

7. 地层出砂堵塞 埕北、绥中 36—1 两油田在注水过程中,因平台设备原因,注水井多次突然停注,致使砂粒等随水流反吐,反吐的砂粒或充填于防砂砾石孔隙之中,或进入井筒,使得近井地带渗透率下降,注水时阻力增大。

埕北油田 A26 井转注(1993 年 4 月 18 日)后的 1993 年 12 月探砂面时发现砂柱高 8.13m,射孔下段已砂埋 4.68m;绥中 36—1 油田 A8 井转注(1995 年 2 月 19 日)后的 1996 年 12 月 22 日探砂面时发现砂柱高 3.60m。

三、结论

1. 造成埕北油田注水井堵塞的主要原因是水敏性堵塞、污油堵塞、固体颗粒侵入堵塞和地层出砂堵塞。

2. 绥中 36—1 油田在不加防垢剂的情况下造成注水井堵塞的主要原因是污油堵塞、固体颗粒侵入堵塞、地层出砂堵塞和地层结垢堵塞。

参 考 文 献

- 1 李克向主编. 保护油气层钻井完井技术. 北京:石油工业出版社,1993—10
- 2 沈燕来等. 埕北油田、绥中 36—1 油田油藏特性与注入水的适应性研究. 江汉石油学院学报,1997,19(6)
- 3 付美龙,沈燕来. 渤海绥中 36—1 油田 CaCO_3 和 CaSO_4 结垢趋势预测. 中国海上油气(工程),1997,(6)

(收稿日期 1997—07—10)

(修改稿收到日期 1997—10—16)

[编辑 姚晓喻]

by You Henghuai, Nan Shouzhi

Abstract The reversed mud acid is the mud acid whose concentration and volume of hydrofluoric acid is higher than that of hydrochloric acid, its treatment mechanism is identical to the mud acid. A kind of dissolution agent that can prevent fluoride from depositing or flocculating into cement was added into the acidic fluid of reversed mud acid in Dagang oilfield to avoid new plugging after acidizing the formation. The capacity which acidic fluid dissolute shale plugging was increased greatly when the formation plugging mainly made up of shale is removed by using hydrofluoric acid with high concentration and content, the shaly sand formation which mainly consist of clay cementation is improved or there is less carbonate ingredient in mud plugging. So the reversed mud acid can improve formation permeability better than the conventional mud acid.

Subject heading high concentration hydrofluoric acid mud acid solvent acidizing formation plug removal

THE DEVELOPMENT AND APPLICATION OF HIGH — EFFICIENT VISCOELASTIC PROFILE CONTROL AND WATER SHUTOFF AGENT

by Wang Jian, Han Xianqing

Abstract The high—efficient viscoelastic profile control and water shutoff agent which applied to plug medium—low permeability reservoirs was developed on the basis of the viscoelastic mechanism of high polymer. The agent can be used to adjust the water injection profile among payzones or in different directions among payzones in order to enhance oil recovery. It has characteristics of good properties and low cost and was applied in some oilfields with the good effect of water control and oil increment. So further popularization and application are needed.

Subject heading profile control viscoelastic property water shutoff agent integration effect testing

THE PLUGGING MECHANISM OF WATER INJECTION WELLS IN CHENGBEI AND SUIZHONG 36—1 OILFIELD OF BOHAI

by Shen Yanlai, Liu Dehua, Ji Yanzhang, Chen Jianwu,

Abstract This paper introduced the physical properties of reservoir and the completion method of Chengbei and Suizhong 36—1 oilfield. The mechanism of water—sensitive plugging, acid—sensitive plugging, solid particle intrusive plugging, fine particle migration plugging, formation scale deposit plugging, sump oil plugging and formation sand production plugging in water injection wells of two oilfields was studied by cation exchange capacity determination of core, volume flow test, dynamic deposit test and theoretical prediction, the test of the effect of temperature variation on the permeability of water phase, the sensitivity test and on—site water—injection data. The main reasons resulted in plugging in water injection wells of Chengbei oilfield were water—sensitive plugging, sump oil plugging, solid particle intrusive plugging and formation sand production plugging; the reasons for Suizhong 36—1 oilfield were sump oil plugging, solid particle intrusive plugging, formation sand production plugging and scale deposit plugging. This paper provided the basis for choosing plug removal method, developing plug removal agent, choosing scale inhibitor and carrying out plug removal. It had a directive significance for water flooding in two oilfields.

Subject heading Chengbei oilfield Suizhong 36—1 oilfield water injection well plugging mechanism research

INTRODUCTION OF PRESSURE MEASUREMENT SYSTEM WITH CAPILLARY TUBING

by Gong Hengxin, Rao Wenyi, Zhu Jiahuan

Abstract It kept being a problem to monitor the downhole pressure in mechanical oil