

Research and Prevention of Casing Failure in Russia's Oilfields

Ying Liu, Cui Ma, Xiaogang Zhang, Zheng Liu

Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing Heilongjiang
Email: liuzmy@petrochina.com.cn

Received: Mar. 7th, 2019; accepted: Mar. 21st, 2019; published: Mar. 28th, 2019

Abstract

An increasing number of producers and injectors in Russia's several mature oilfields are suffering from casing failure, which has resulted in huge economic loss, higher production costs and operational discontinuity. This paper sums up the measures taken by Russia's mature oilfields to prevent and repair casing failure based on the analysis of the current statues, causes and prevention of casing failure. With oilfields located in west Siberian as its focus, this paper discusses the possible solutions for preventing and repairing casing failure caused by corrosion, well completion, waterflooding and so on. Mature oilfields in China can draw lessons from these oilfields to conduct research on casing failure.

Keywords

Mature Oilfields, Casing Failure, Prevention and Repair, Waterflooding, Romashkin, Samotlor

俄罗斯油田套损研究现状及防治措施

刘颖, 马翠, 张晓刚, 刘箏

大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江 大庆
Email: liuzmy@petrochina.com.cn

收稿日期: 2019年3月7日; 录用日期: 2019年3月21日; 发布日期: 2019年3月28日

摘要

随着油田开发时间的延长, 俄罗斯一些老油田油水井套损井数逐年增多, 油田资产损失重大, 投入成本增加, 严重影响油田正常生产。本文在研究俄罗斯油田套损现状、影响因素和防治措施基础上, 总结了俄罗斯老油田套损预防和治理措施, 重点分析了西西伯利亚一些老油田因腐蚀、固井、注水开发等因素引起的套损状况及采取的对策, 为我国老油田的套损研究提供借鉴。

关键词

老油田, 套损, 防治措施, 注水开发, 罗马什金, 萨马特洛尔

Copyright © 2019 by author(s) and Hans Publishers Inc.

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

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



Open Access

1. 套损现状

随着油田开发时间的延长, 油田油水井套损率逐年增加, 尤其是国内一些老油田, 由于油藏类型复杂, 套损原因多样, 套损井数不断增加, 套损形势严峻。中石油每年因套损井少产原油 300 万吨左右, 每年修套损井大约在 1700 口左右, 需投入人民币近 7 亿元, 钻更新井耗费约 7 亿元, 2015 年套损率 13.23%。

近年来, 俄罗斯油田套损井数量逐年增加, 从 17% 增加到 38%, 每年少产石油约 760~1660 万吨; 2015 年, 俄罗斯石油公司累计套损井约 1900 口, 累计少产石油 901 万吨; 鞅靛石油公司套损井近 800 口, 少产石油 109 万吨(图 1 和图 2), 8 个石油公司累计套损率 1.78%~4.13% (图 3) [1] [2]。

2. 套损防治措施

鉴于俄罗斯当前的国际经济形势, 以及缺少基础研究资金、本国油气资源丰富、重视知识产权保护等综合因素, 从现有的相关资料可知, 俄罗斯油田在套损研究方面整体研究力度不足, 尤其是在套损机理和预防措施方面, 整体技术研究和水平落后于其他国家。在套损的防治方面包括以下 10 项常规技术: 套管保护技术、套管柱结构设计、提高钻井工程质量、提高固井质量、优化射孔方案、合理设计注水参数、规范注水操作规程、加强对增产措施的管理、加强套管防腐和选择合理的防砂方法。

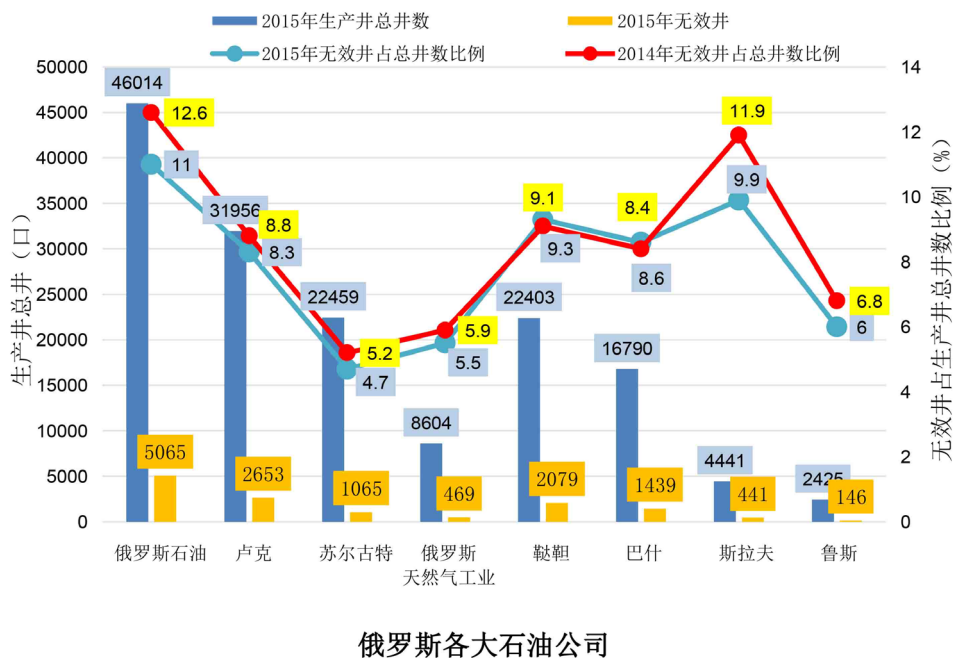
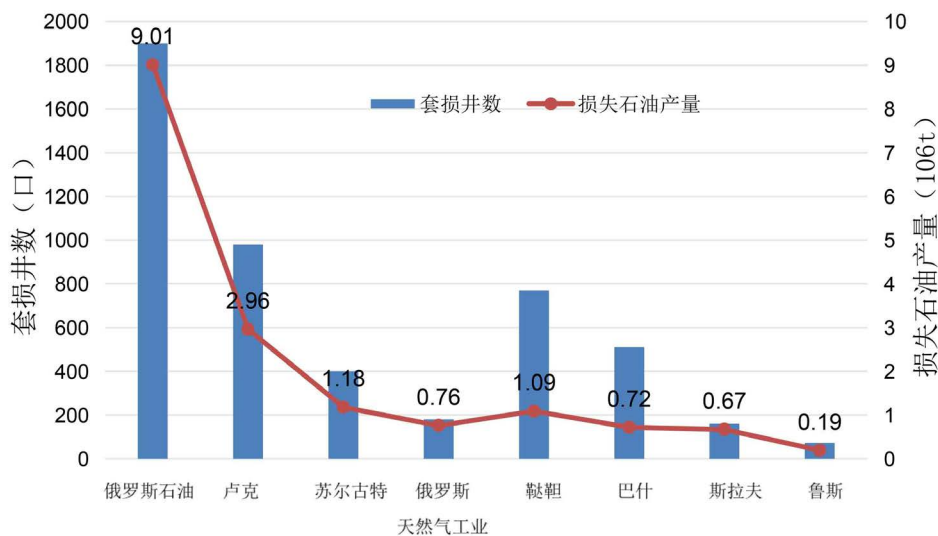


Figure 1. Number of producing wells and inefficient wells reported by Russia's major petroleum companies in 2015
图 1. 2015 年俄罗斯各石油公司生产井与无效井数量



俄罗斯各大石油公司

Figure 2. Accumulated number of casing failure wells and the resulting loss of oil production reported by Russia's major petroleum companies

图 2. 2015 年俄罗斯各大石油公司累计套损井与累计损失石油产量

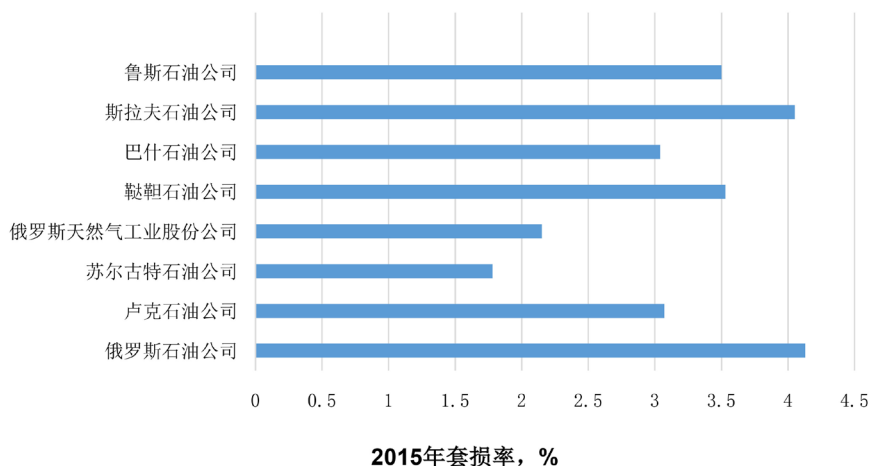


Figure 3. Accumulated casing failure wells ratio reported by Russia's major petroleum companies in 2015

图 3. 2015 年俄罗斯石油公司累计套损率

2.1. 波福油气田

2014 年 12 月~2015 年 3 月, 俄罗斯卢克等石油公司使用《Mohawk Energy》公司 Max Well 可膨胀系统修补套管技术, 在波福油气田的 3 口井上进行了矿场试验。3 口井因腐蚀因素成为无效井。在 1856~1915 m 深度安装新型堵漏垫后目前处于开采中, 密封含水层, 油层产液量为 163 m³/d, 含水为 90% [1] [2]。

2.2. 罗马什金油田

地层水、注入水和其他工作试剂腐蚀产生的套损是俄罗斯老油田的主要套损原因之一(图 4)。鞑靼石油公司从 2004 年开始工业规模地采用了 M1-X 型封隔器、具有防腐涂层的油管, 并在套管空间充填防腐

液。此外，在悬挂泵的层段至井底安装一种轻型的聚乙烯尾管，固定在泵接收部分。

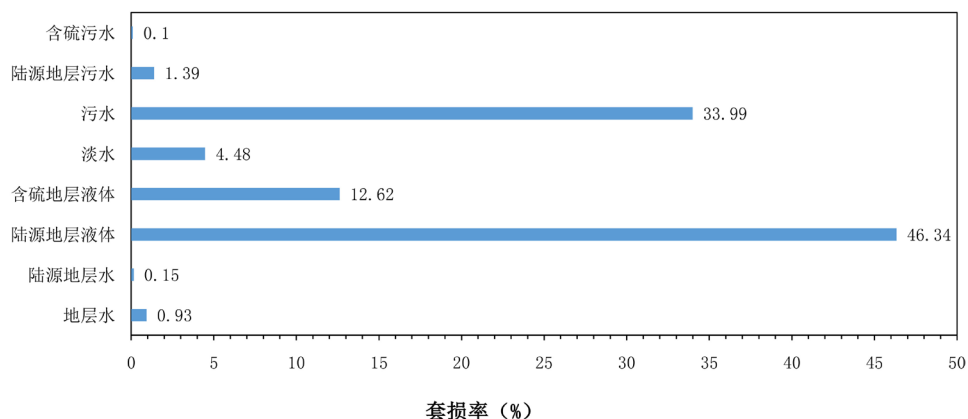


Figure 4. Impact of different injecting fluids on casing failure of injectors in TATNEFT
图 4. 鞅靶石油公司不同注入液体对注水井套管损坏的影响

罗马什金油田现有生产井 4 万多口，其中 70% 的井使用年限超过 30 年。套损类型包括腐蚀和穿孔，套管外部腐蚀的平均速度约为 0.8~1.2 mm/a、内部腐蚀的平均速度为 0.9~1.5 mm/a。套损原因主要包括三类：一是在投产初期未重视油井设计和水泥浆返高(50%井距离井口 800 m 未返高)；二是强化采油技术与油井结构不匹配；三是地层水含硫化物腐蚀等。针对这些问题，罗马什金油田采取了提高固井质量——水泥返高到井口、重新设计套管结构和阴极保护技术，有效降低套损。

2.3. 赛诺曼油藏

西西伯利亚一些老油田经过长期注水开发导致注入水进入泥岩层，粘土矿物遇水膨胀出砂、水化导致套损。乌连格伊、杨布尔格斯克及其他油田的赛诺曼油藏产层含有不同粘土矿物的储层，粘土矿物之间夹杂着高岭石、伊利石和蒙脱石。储层非均质性严重，含有砂砾岩、粘土矿物，渗透率 100~1000 mD，孔隙度 26%~34%，埋深 700~1100 m，垂直压力为 14.1~22.8 mPa。主力产层粘土矿物含量为 10%~30%，赛诺曼层 10%~60%，套损类型为变形和错断。套损原因主要是注入水沿不密封处进入粘土层，粘土遇水膨胀水化；出砂量大引起套管周围的压力发生变化，导致套管断裂或挤毁[3]。

研究表明：粘土含量越大，载荷能力越大，泊松比越高，当泊松比 0.7 时，地层在解除载荷后恢复弹性。粘土含量从 10%，提高到 15%和 29.9%，压力变化范围 0.4~1.1~1.8 MP。治理措施包括粘土覆盖超过 15%使用加长的表层套管、提高钢级、套管扩孔工艺，在尾管投入使用的生产井上降低套损率[3]。

2.4. 萨马特洛尔油田

萨马特洛尔油田 1969 年投入开发，平均含水 93.2%，AB 层和 BB 层为主力油层。研究了 1203 口井，其中 637 口套损，套损率 53%。套损原因主要有两种：1) 地层水、注入水和驱油剂的腐蚀；2) 地层倾角、裂缝和孔洞等地质因素；3) 注水地层压力变化导致应力改变等开发因素[4]-[8]。套损层位有 75.2% 位于 1300~1700 m 深度，集中在 BB 层，其中 BB18~BB21 层占 52.1%；AB 层 24.8%，产层和含水层之间存在压差导致套管形成自压效应，AB₄₋₅ 层被灌满 PK18 层的水，造成成片套损。

针对套损原因，采取了多种治理措施，包括通过实验选择最有效的抗盐、耐腐蚀溶液(表 1)；沉浸式电子离心泵装置放入井筒倾角大的地方，电子离心泵下放深度 1000 m；新井套管直径选择 168 mm；补充套管、双封隔器组合装置等，没有很好地解决层间压力不平衡造成的套损[4]-[10]。

Table 1. Salt and corrosion resistant reagent developed by Samotlor (Temperature = 70°C, Ratio 20 g/t)
表 1. 萨马特洛尔油田研制的抗盐耐腐蚀试剂(温度 = 70°C, 配比 20 g/t)

序号	试剂名称	防腐效果 (AB_1^{+2} 层水) %	抗盐效果 (NACE 水) %
1	Аквтек 515Н	98.4	58.9
2	Sedics2107	60.3	14.3
3	ИпроденК-2марка Б	18.9	73.2
4	ЕС1519А	97.9	44.6
5	ЕС1530А	97.9	14.3
6	Сонкор9925М вариант1	12.0	16.1
7	Сонкор9925М вариант2	46.1	14.3
8	Scortrot EGP 3001W	92.9	41.1
9	Флэк705	24.1	59.8
10	Юнитек образец1	67.3	4.6
11	Юнитек образец2	95.8	7.4

3. 结论

通过上述研究认为, 俄罗斯各大石油公司套损情况越来越严重, 尤其是一些老油田, 其套损原因与地质、工程和开发因素有关。在套损防治方面主要采取了一些常规措施, 在一定程度上降低了套损井数量, 但仍然面临一些问题。

1) 修井是最简单有效的方法, 缺点是效率低, 成本高。首先, 应考虑经过修理的油井是否能恢复原有的技术状态; 其次, 因技术原因造成的油井不密封性是不可能通过修理套管来恢复生产的(如注水压力过大)。

2) 钻新井。如果选择钻新井, 那么新井的结构设计和固井问题尤为重要, 要让水泥返高到井口, 如果采用阶梯式水泥, 质量好的水泥成本也高。解决这个问题可以采用抽提下其它层的沉积物充当水泥的方法。还有一种方法是在水泥柱间使用额外的水泥隔离套管。

3) 国内油田应加大套损研究力度, 研发有效套损治理技术, 加强套损预测模型研究, 做到预防为主, 防治结合, 有效控制套损率。

参考文献

- [1] Чертенков М.В., Сорокин Э.В. Изоляция интервалов негерметичности эксплуатационных колонн в ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь с помощью расширяющихся систем. SPE-182115-RU, 2016.
- [2] Чертенков М.В., Веремко Н.А. Опыт применения расширяющихся систем для ликвидации интервалов негерметичности эксплуатационных колонн в «ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Бурение и нефть, 2015.10.
- [3] В.В. Паникаровский, Е.В. Паникаровский. Нарушение герметичности обсадных колонн. Нефть и Газ, 2012.6.
- [4] Кубрак М.Г. Опыт применения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на Самотролрском месторождении. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, No. 2.
- [5] Кубрак М.Г. Выбор оптимальной глубины спуска дополнительной эксплуатационной колонны, Kubrak_2. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, No. 3.
- [6] Кубрак М.Г. Сокращение бездействующего фонда скважин. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, No. 1.
- [7] Кубрак М.Г. Возможные последствия эксплуатации скважин с нарушениями в обсадной колонне. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, No. 2.
- [8] В.Г. Мухаметшин, В.В., Завьялов, Ф.Я. Канзафаров. Исследование причин и характера нарушения герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин Самотролрского месторождения.

Нефтепромысловое дело, 2013.1.

- [9] В.Г. Мухаметшин, В.В. Завьялов, Ф.Я. Канзафаров. Исследование причин и характера нарушения герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин Самотлорского месторождения. Нефтепромысловое дело, 2013.1.
- [10] Н.Г. Федорова, В.А.Толпаев. О погрешности расчетов параметров остаточной прочности обсадных колонн по данным ГИС, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, eLibrary_9551578_47199380, 2007.9.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2161-8844, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: hjctet@hanspub.org