



Research and Application of Temporary Plugging Agent Technology for High-Pressure Wells in Gas Storage Facilities

Yang Dong^{*}, Zhang Yi, Ren Yongqiang, Zhang Wei, Wei ZhiHong, Wu ShuHe

China National Petroleum Corporation Bohai Drilling Engineering Company Limited Downhole Services Company, Renqiu, China

Email address:

yangdong2000@cnpc.com.cn (Yang Dong)

^{*}Corresponding author

To cite this article:

Yang Dong, Zhang Yi, Ren Yongqiang, Zhang Wei, Wei ZhiHong et al. (2024). Research and Application of Temporary Plugging Agent Technology for High-pressure Wells in Gas Storage Facilities. *Science Discovery*, 12(3), 41-46. <https://doi.org/10.11648/j.sd.20241203.11>

Received: 3 May 2024; **Accepted:** 4 June 2024; **Published:** 13 June 2024

Abstract: Before various construction of gas storage well, in order to ensure safety, the reservoir must be temporarily blocked, degassed by circulation and no gas in the well can be operated. There are many temporary plugging methods for oil and gas wells. This paper studies the more advanced micro mesh gel temporary plugging technology in the industry and its application in gas storage wells, which mainly solves the problems of poor degradation backflow effect and difficult permeability recovery caused by weak formation stability after temporary plugging of gas storage wells. Research points: (1) On the basis of ordinary gel, through the fusion with cross-linking agent with special structure, a micron network polymer with significant steric hindrance effect on water molecules is finally formed, which improves the strength and stability of the gel system. (2) Add hexamethylene tetramine, bisphenol propane, delayed cross-linking agent and stabilizer into the polymer aqueous solution. It is verified by laboratory tests that the micron mesh gel can be formed after constant temperature coagulation for 3h~70h at ambient temperature of 90 °C~170 °C. (3) The temperature resistance, permeability and gel breaking of micron mesh gel are tested in the laboratory, and the results can meet the construction requirements. (4) After the temporary plugging operation of Well Su 49K-2X in the gas storage reservoir of Huabei Oilfield is completed, the degradation products of gel breaking will flow back smoothly to ensure that the well can be put into normal injection and production quickly. The test results show that: (1) Micron mesh gel has the advantages of long plugging validity, high temperature resistance, low viscosity after gel breaking, no residue, thorough gel breaking, no formation plugging pollution, and no impact on the original reservoir permeability. It is a new green plugging technology suitable for deep buried high-temperature depleted oil and gas reservoirs. (2) Before construction, the well temperature shall be measured to conduct test injection, so as to prevent gas invasion from affecting the construction effect. The pump injection displacement is designed to be redundant, so as to prevent the low molecular solution from not reaching the design position in the well on time, and the formation of solid rubber plugs at other positions in the well from affecting the construction.

Keywords: Temporary Plugging Agent, Gel, Micron Mesh, Gas Storage, Reservoir, Permeability

储气库高压井暂堵剂技术研究与应用

杨东^{*}, 张毅, 任勇强, 张伟, 魏志红, 吴述和

中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司, 任丘, 中国

邮箱

yangdong2000@cnpc.com.cn (杨东)

摘要: 储气库井进行各种施工前, 为保证安全, 必须对储层进行暂堵并经循环脱气且保证井内无气体后方可作业。油气井的暂堵方式有很多种, 本文所研究的为目前行业内较为先进的微米网凝胶暂堵技术以及在储气库井的应用, 主要

解决了储气库井暂堵后由于地层稳定性不强导致的降解物返排效果差、渗透率恢复困难的难题。研究要点：(1)在普通凝胶的基础上，通过与具有特殊结构的交联剂融合，最终形成对水分子存在显著空间位阻效应的微米网结构聚合物，提高凝胶体系的强度和稳定性。(2)在聚合物水溶液中加入六亚甲基四胺、双酚基丙烷、延缓交联剂和稳定剂，通过室内试验验证在90℃~170℃环境温度下恒温候凝3h~70h后，即能形成微米网凝胶。(3)通过试验室对微米网凝胶进行耐温、渗透率以及破胶三项性能试验，效果可以满足施工要求。(4)在华北油田储气库苏49K-2X井进行暂堵作业完成后，破胶的降解物顺利返排，保证该井快速的投入正常注采。试验结果表明：(1)微米网凝胶具有封堵有效期长、高耐温，破胶后液粘度较低、无残渣、破胶彻底、不会堵塞污染地层、不影响原始储层渗透率等优点，是一项适用于埋藏较深高温枯竭型油气藏储气库的新型绿色封堵技术。(2)施工前应测定井温开展试注，以防产生气侵影响施工效果，泵注排量设计冗余量，防止低分子溶液不能按时到达井中设计位置，在井中其他位置形成固体胶塞影响施工。

关键词：暂堵剂，凝胶，微米网，储气库，储层，渗透率

1. 引言

油气井暂堵技术指的是在进行钻井、压裂、修井等作业时为暂时保护储层，利用特殊固相颗粒暂堵剂，以一定正压差作用下，在很短时间内形成渗透率几乎为零的有效堵塞屏蔽环，作业完成后经一定时间后，暂堵的固相颗粒可自行或人工添加降解剂降解返排出井的技术。根据所应用领域不同可分为钻井和油气田开发两个方面。其中，钻井方面为钻进过程中，暂堵剂能有效阻止钻井液中的固相和液相侵入储层达到保护储层的目的[1]。油气田开发方面为对油气井进行压裂、调剖以及修井等措施性作业时，通过暂堵剂对某一储层进行保护性暂堵达到提高油气井采收率的目的。按照暂堵剂类型的不同可分为暂堵球、常规类暂堵剂、纤维类暂堵剂、以脂族聚酯类、聚酸酐类、聚酰胺类等的聚合物型暂堵剂以及树脂凝胶类、铬离子凝胶类等的交联型暂堵剂。在各类暂堵剂中，树脂类凝胶的交联型暂堵剂凭借着暂堵能力强、耐温高、降解后储层渗透率可恢复至原来的90%以上等优点受到了广泛的关注[2]。

储气库，意即储存天然气的“容器”。我们通常所说的“储气库”(Underground Gas Storage, 简称UGS)一般是指地下储气库，地下储气库是将长输管道输送来的商品天然气重新注入地下空间而形成的一种人工气田或气藏，世界上典型的天然气地下储气库类型有4种：枯竭油气藏储气库、含水层储气库、盐穴储气库、废弃矿坑储气库。其中，枯竭油气藏储气库利用枯竭的气层或油层而建设，是最常用、经济的一种地下储气形式，具有造价低、运行可靠的特点，占地下储气库总数的75%以上。但是这类油气藏经过长时间开发，井口、套管本体及固井质量均存在不同程度安全隐患，可能引发套管漏气、环空跑气和层间串气事故，严重威胁储气库的安全，所以这类储气库需要经常进行维护性作业[3]。为了保证安全，对这类储气库井作业前，就必须对原有的枯竭储层进行暂堵并经循环脱气且保证井内无气体后方可进行，此外，为保障作业后储气库能够保持原有的储气能力，暂堵剂降解之后，对降解物的返排效果也相对要求较高，所以本文所探讨就是目前行业内较为先进的微米网凝胶在储气库井的应用。

2. 基本结构

树脂通常是指常温下为固态、半固态，受热后可软化或熔融，并且软化时在外力作用下有流动倾向的有机聚合物，[4]。常规的普通树脂类交联型凝胶中，聚合物分子通过交联剂交联形成的网状结构，平均尺寸一般为10微米~几十微米，凝胶体系中水与聚合物分子之间的作用力主要是聚合物分子中的极性基团和水分子较弱的分子间作用力。因此，在高温(120℃~150℃)或剪切应力下水分子会与凝胶中的聚合物分离，并使聚合物分子收缩甚至降解，造成水与凝胶网状结构分相、凝胶失效[5]。

微米网凝胶采用具有特殊结构的交联剂与环氧树脂聚合物分子交联形成聚合物，该聚合物具有微米网结构(平均尺寸为1微米左右)见图1，除了分子间作用力外，网状结构对水分子存在显著的空间位阻效应，大大提高了凝胶体系的强度和稳定性，达到了耐高温的性能[6]。需要破胶时，通过下入管柱或连续油管注入以过氧化氢为主的破胶剂即可破坏聚合物分子链使凝胶破胶降解[7]。

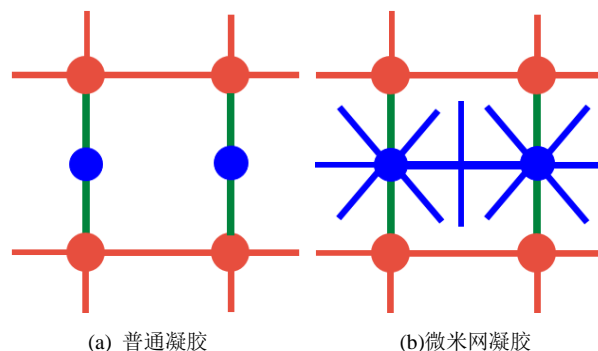


图1 网状结构简图。

此外，通过采用Quanta 200F场发射扫描电子显微镜(SEM)扫描的照片也可以清晰的表明，微米网凝胶形成均匀致密的微米网络结构，而普通凝胶仅形成较均匀的网络结构且具有不规则的大孔结构[8]，电镜扫描图见图2。

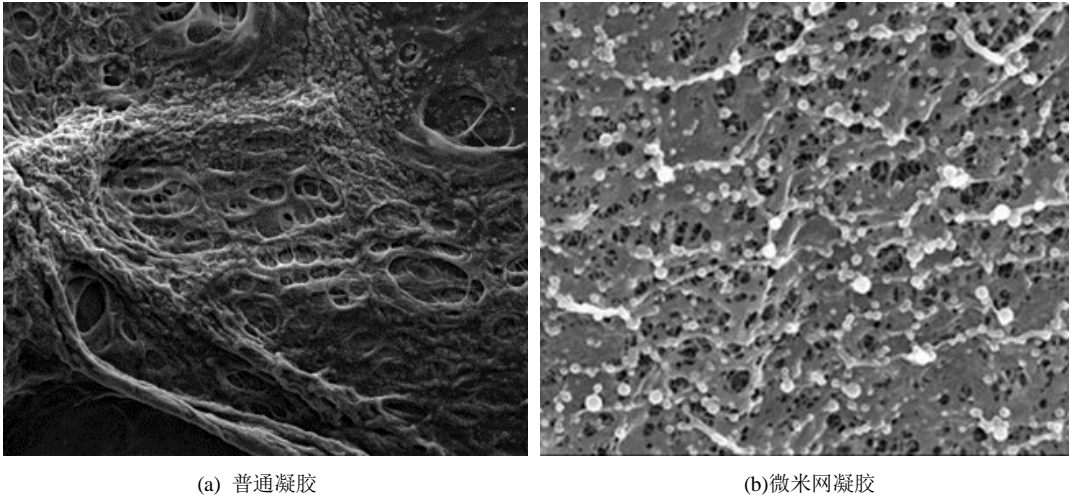


图2 扫描电子显微镜扫描图。

3. 微米网凝胶的制备

3.1. 原材料

微米网凝胶暂堵剂各原材料的质量百分比组成如下：
聚合物颗粒 0.2%~1.0%；
六亚甲基四胺 0.2%~1.0%；
双酚基丙烷 0.3%~2.0%；
稳定剂 0.01%~0.10%；
交联剂 0.01%~0.10%；
余量为水；
其中，六亚甲基四胺和双酚基丙烷作为交联剂，稳定剂为氯化铵或硫酸铵，聚合物由单体丙烯酰胺(AM)、甲基丙磺酸(ATBS)和乙烯基吡咯烷(NVP)等组成[9]。

3.2. 制备

3.2.1. 聚合物制备

调节丙烯酰胺、甲基丙磺酸和乙烯基吡咯烷的水溶液的pH值至6~8；向水溶液中通入氮气进行除氧，并加入以过硫酸铵或亚硫酸氢钠为主的引发剂进行反应，当反应器的温度降至35~45℃时取出胶块状反应生成物[10]，将胶块状反应生成物与氢氧化钠（颗粒状）混合后密封，并于85~95℃的条件下进行水解反应，所得水解反应物经干燥（如在60℃温度条件下干燥8h）即为所述聚合物颗粒（白色粉末）[11]。

3.2.2. 微米网凝胶制备

将配制的聚合物水溶液中加入六亚甲基四胺、双酚基丙烷、延缓交联剂和稳定剂，经搅拌即得微米网凝胶暂堵剂颗粒[12]。制备好后，在根据具体不同的施工井况在90℃~170℃的环境温度下恒温3h~70h后，即能形成耐高温、高调和封堵性能微米网凝胶[13]，形成的凝胶见图3。

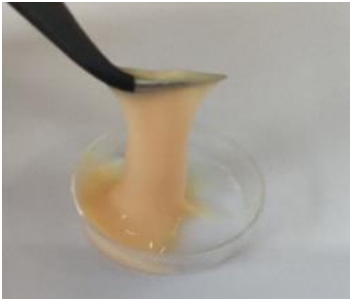


图3 形成的微米网凝胶。

4. 性能试验

为保证达到储气库井暂堵、返排的施工目的，暂堵剂成胶及破胶后应满足以下技术指标：

- 1、温度在150℃以上可稳定成胶其粘度不低于10000mPa s；
- 2、成胶后的封堵率达到了95%以上；
- 3、破胶后粘度低于100mPa s；

4.1. 耐温性能

微米网凝胶具有成胶温度较高的特性，主要体现在温度低时成胶速度慢，温度越高成胶速度越快[14]，与普通凝胶和普通有机凝胶对比见表1。

表1 不同凝胶体系成胶性能对比。

胶体类型	普通凝胶	微米网凝胶
交联体系	有机交联	有机交联
成胶温度	60℃~90℃	90℃~170℃
成胶时间	4~10小时	4~48小时
耐温范围	≤120℃	≤200℃

将制备成型的聚合物颗粒放入烧杯内制备成微米网凝胶，在烘箱内加热至120℃、150℃、180℃以及200℃并分别持续保温72小时后观察胶体状态，见图4，通过图中可以看出微米网凝胶在150℃时胶体成胶状态和性质稳定[15]，180℃和200℃时胶体状态出现轻微变化，但胶体性质仍保持稳定，经粘度测定仪测量其粘度值达到了

25856mPa s，说明在施工井温至少200 ℃时仍可保持较好的暂堵效果[16]。

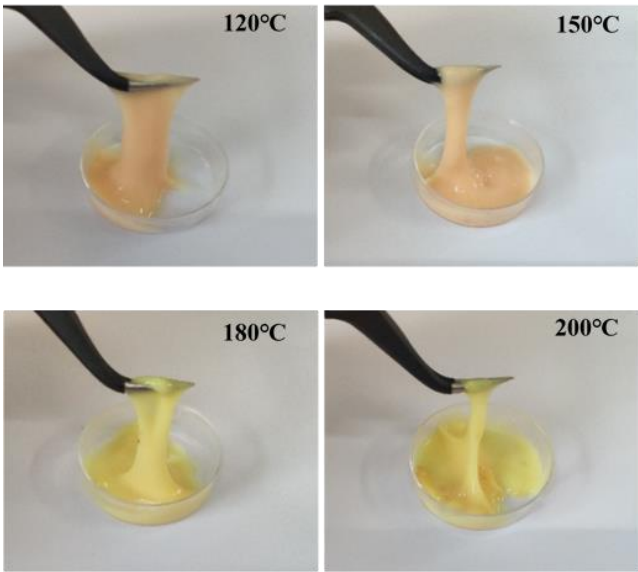


图4 在不同温度下72小时后胶体状态。

4.2. 渗透率性能

在开展油藏物理模拟试验过程中，岩心是基本的试验介质，由于天然岩心取芯的不变和取芯价格昂贵，加之人造岩心受岩心长度的限制无法完全模拟流体在油藏中的渗流状态，所以利用填砂管开展物理模拟试验成为众多研究人员研究流体在地层中渗透率的重要选择[17]。

选取三种不同初始渗透率 K_1 的填砂管模型，分别水驱注入0.5PV（PV指的是孔隙体积，即使用聚合物的浓度与注入的孔隙体积的乘积）的微米网凝胶，将填砂管模型在120 ℃的条件下恒温8小时使凝胶成胶后，测量渗透率 K_2 以及突破压力，计算出封堵率 F_1 。之后再继续水驱注入10PV后微米网凝胶，再次测量渗透率 K_3 ，计算出封堵率 F_2 [18]，试验结果见表2。

表2 填砂管模型微米网凝胶封堵试验结果（120 ℃）。

试验编号	渗透率 K_1 (mD)	突破压力 (MPa)	渗透率 K_2 (mD)	封堵率 F_1 (%)	渗透率 K_3 (mD)	封堵率 F_2 (%)
1	7952	19	124	98.4	148	98.1
2	5103	21	58	98.9	64	98.7
3	2998	25	24	99.2	26	99.1

通过试验可以得出，微米网凝胶暂堵后的封堵率达到了98%以上，具有良好的封堵能力和耐冲刷能力，适用于高温油气藏或者热采油藏的调剖和堵水[19]。

暂堵剂除了能在施工过程中保持对储层的有效暂堵，还应该具有施工结束后也必须能够完全的破胶降解且降解物应为液态易返排、不污染地层的性能[20]。将微米网凝胶与破胶液混合，置于140 ℃烘箱中，反应2h后取出观察破胶性，凝胶完全降解，破胶后的溶液为清澈的水溶液，其粘度仅为85mPa s，说明破胶后液体可以通过洗井实现返排[21]，破胶后效果如图5所示。

4.3. 破胶性能



图5 破胶后的破胶液体。

5. 现场应用

5.1. 基本数据

苏49K-2X井位于河北省永清县三圣口乡，隶属于华北油田的储气库管理处。该井2012年12月完钻，完钻井深5041.85m，井身结构见图6。原始地层压力48.5MPa，压力系数为1.0，地层温度为154 ℃，具有正常的温度和压力系统。从完钻试油结束后到2011年3月，累产气 $4.80 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产油 $17.51 \times 10^4 \text{t}$ ，累产水 $18.82 \times 10^4 \text{m}^3$ ，2010年10月的地层压力降至30.3MPa，总压降18.2MPa。2011年4月开始改建为地下储气库，2016年10月21日注气投产。该井所在的苏49潜山凝析气藏，构造上位于文安斜坡中段苏桥潜山带

最北端，产气层位为古生界奥陶系的峰峰组、上马家沟组和下马家沟组，储集岩性为碳酸盐岩，储集空间类型为微裂缝孔隙型。

5.2. 施工目的及要求

2017年8月18日因环空压力高停止注气，2018年4月4日试注一天关井，采气期试采4天无产量关井。截至2019年5月29日累计注气 $0.1 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累计采气 $0.001 \times 10^8 \text{m}^3$ 。2016年10月21日A环空带压，2017年5月3日B环空带压，此后环空压力值逐渐上升。2017年5月16日A环空压力最高值为35.5MPa，2017年8月24日B环空压力最高值为18.2MPa，自2017年8月31日对B环空采取放压措施，后连续多次放压。2018年10月25日该井在测试过程中压力计落井，井下存在落物。该井目前套压为31.41MPa，油/枝套间压力为14.14MPa，给后续注气生产带来安全风险。该井2017年注气期平均日注气8万方，井口压力由29.9MPa上升至33.9MPa，实际注气产能远低于初步设计值25万方/天，综合分析认为该井储层渗透性较差。综合以上因素对该井进行重新完井作业，为保证储气库作业过程的安全运行，决定采用多段塞微米网凝胶暂堵技术对近井地层和井筒进行暂堵，实现高压气井有效压井。

暂堵，实现有效压井。以满足在施工过程中的井筒溢流和压井液进入地层。根据苏49K-2X井静压地温梯度测试测试结果进行暂堵剂的段塞设计。采用地层注入聚合物溶液段塞（3%聚合物溶液9.43方），井筒三段式微米网凝胶暂堵剂颗粒段塞进行施工。以151.15℃~140℃、121.96℃~140℃、101.27℃~121.96℃三个温度阶段来划分，设计为三个凝胶暂堵剂段塞，每个微米网凝胶段塞间以50m水段分隔。

5.4. 施工效果

2021年6月1日开始对苏49K-2X井进行暂堵作业。使用油管连续对该井灌液，此时套压16-0MPa，液面监测实时显示油管液面深度为120m。泵车以200-400L/min的排量配合正挤高粘度凝胶堵剂，注入深度为4505.648m，注入完成后，等待候凝8小时，液面连续监测至套压0MPa，此时液面深度为168m，反循环洗井脱气，循环漏失 0.9m^3 ，继续灌液观察，油、套均为0MPa，液面监测，环空液面为井口位置，暂堵作业成功进行后续施工作业，6月29日完成作业后，注入破胶剂破胶降解返排出井，苏49K-2X井整体施工结束，投入正常注采。

6. 结论与建议

- (1) 本文所涉及的为目前行业内较为先进的微米网凝胶暂堵技术，具有耐高温的特点，可满足堵得住、排得出、压井稳、低伤害、安全作业的要求，节省了设备占用、油料消耗以及大量人力，降低了作业费用，大大缩短了施工周期，是一种适用于满足埋藏较深高温枯竭型油气藏储气库的新型绿色封堵技术，具有较高的使用价值和广阔的应用前景。
- (2) 微米网凝胶暂堵技术的施工虽然工艺简单，在高温高压下封堵有效，但在施工前应首先测定井温，同时开展试注，以防暴聚使胶塞中产生微小缝隙而造成气侵，影响施工效果。泵注的排量设计应留有冗余量，防止低分子溶液不能按时到达井中设计位置而在井中其他位置形成固体胶塞影响施工。

参考文献

- [1] 王纪伟, 康玉柱, 张殿伟, 冯动军, 陈刚, 田玲钰. 非常规储层压裂暂堵剂应用进展 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(05): 1-9.
- [2] 何明舫, 张燕明, 赵振峰, 崔云群, 梁凌云. 暂堵剂的研究进展 [J]. 化工时刊, 2022, 36(06): 29-33. <https://doi.org/10.16597/j.cnki.issn.1002-154x.2022.06.006>
- [3] 沈云波, 于晓明, 刘锋, 张家富, 李兵, 魏攀峰. 衰竭气藏储气库缝网修井液暂堵技术评价与应用 [J]. 钻采工艺, 2020, 43(04): 112-114+128.
- [4] 许伟星, 王玉功, 周宾宾. 自降解水溶性暂堵剂的研究及应用 [J]. 油田化学, 2022, 39(01): 59-63. <https://doi.org/10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.011>

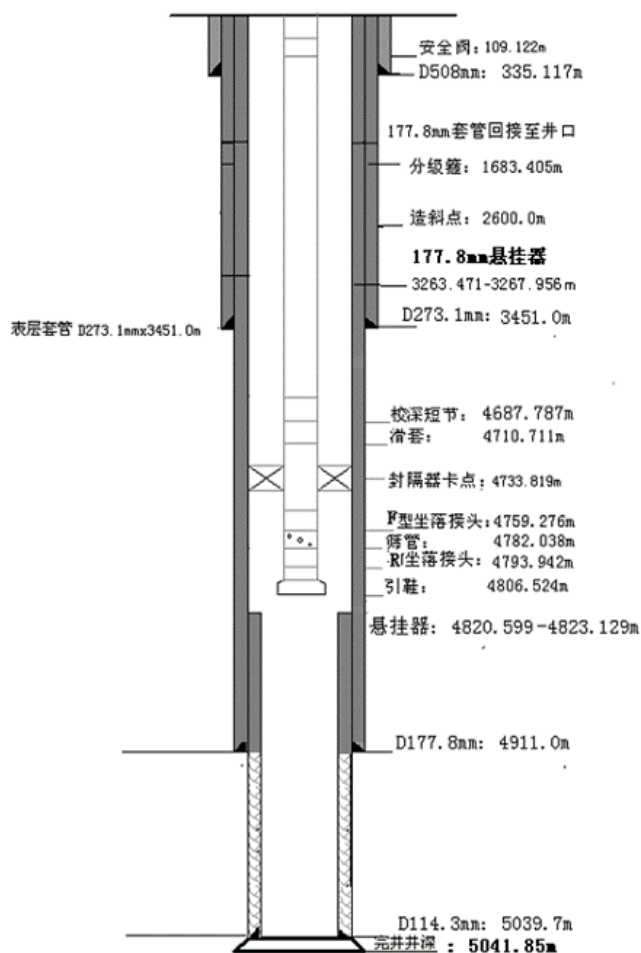


图6 井身结构及井下管柱结构示意图。

5.3. 施工设计

为了在满足该井储层保护方案，有效的阻止压井液进入到储层中。采用多段塞微米网凝胶暂堵技术对井筒施行

- [5] 徐洋, 何旺, 左振君, 郑建刚, 陈辉, 王凯璐, 于小荣. 新型暂堵酸化用自降解暂堵剂的制备及现场应用 [J]. 合成化学, 2022, 30(02): 98-106.
<https://doi.org/10.15952/j.cnki.cjsc.1005-1511.21306>
- [6] 刘彝, 杨辉, 吴佐浩. 强变形暂堵转向压裂技术研究及应用 [J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(01): 114-120.
- [7] 李伟, 肖阳, 陈明鑫, 刘会锋, 范文同, 黄龙藏, 彭芬, 曹科学. 深井转向压裂暂堵剂研究及应用 [J]. 特种油气藏, 2022, 29(01): 154-159.
- [8] 李少波, 时悦, 王雯洁, 王浩天, 欧阳邵立, 翟朋达. 油井用可逆凝胶暂堵剂的暂堵机理及性能评价 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(18): 9-10.
- [9] 陈彬, 金勇, 张伟, 狄明利, 苗海龙. 一种抗高温暂堵剂的研制 [J]. 当代化工, 2022, 51(03): 505-508+512.
<https://doi.org/10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2022.03.004>
- [10] 张燕明, 何明舫, 赵振峰, 史华, 李喆. 化学暂堵剂的研究进展 [J]. 化工时刊, 2021, 35(04): 23-27+50.
<https://doi.org/10.16597/j.cnki.issn.1002-154x.2021.04.006>
- [11] 李少波, 王浩天, 欧阳邵立, 王雯洁, 时悦, 孙佳豪. 油井用化学暂堵剂的研究进展综述 [J]. 化纤与纺织技术, 2021, 50(03): 50-51.
- [12] 施建国, 于洋, 王黎, 李立, 宋志龙. 超大粒径暂堵剂注入装置研究 [J]. 石油矿场机械, 2020, 49(06): 74-78.
- [13] 陈波, 李勇明, 刘福建, 张帅堃, 江有适, 柴文川, 王宇翰, 肖奥磊, 李金凤, 李文凯. 聚酯纤维-多粒径暂堵剂裂缝暂堵试验 [J]. 长江大学学报 (自然科学版), 2020, 17(04): 39-45+7-8.
<https://doi.org/10.16772/j.cnki.1673-1409.2020.04.007>
- [14] 姜相. 化学暂堵剂在石油工程方面的研究与应用 [J]. 科学技术创新, 2019(34): 57-58.
- [15] 李江涛, 陈清, 李军, 曾子轩, 杨旭, 柯强. 三元复合暂堵技术在华北储气库的研究与应用 [J]. 精细石油化工, 2021, 38(02): 57-62.
- [16] 潘荣山, 董英春, 殷鹏, 朱健军, 张春祥. CK储气库钻井液屏蔽暂堵技术研究及应用 [J]. 采油工程, 2020(04): 71-76+84. (Pan Rongshan, Dong Yingchun, Yin Peng, Zhu Jianjun, Zhang Chunxiang. Research and application of drilling fluid shielding and temporary plugging technology in CK gas storage [J]. Oil production engineering, 2020 (04): 71-76 + 84.)
- [17] 王荣, 袁立山, 罗垚, 杨旭达, 吕蓓, 程家麒. 暂堵剂高温封堵机理及试验评价 [J]. 石油化工高等学校学报, 2022, 35(02): 62-67.
- [18] 唐瑜, 薛伟, 任伟, 张英东. 绒囊暂堵压井液在储气库老井修井中的应用 [C] // 第十三届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛论文集, 2017: 523-526.
- [19] 刘鑫, 赵楠, 杨宪民, 贺占国. 强吸水暂堵完井液在呼图壁储气库完井中的应用 [J]. 石油钻探技术, 2013, 41(06): 72-77.
- [20] 黄伟和. 大张坨地下储气库储层保护配套技术研究 [D]. 中国地质大学 (北京), 2003.

作者简介



杨东, 男, 1982年7月出生, 本科, 工程师, 2012年毕业于西南石油大学石油工程专业, 主要从事油气田试油、试气技术管理工作。