

利用地热资源进行热水驱油的技术研究

王学忠¹ 王建勇²

(1. 中国石化股份胜利油田分公司 新疆勘探开发中心, 山东 东营 257000;
2. 中国石油化工股份有限公司总部机关, 北京 100728)

提要:中国油田以注水开发为主,目前其平均采收率在 33%左右。笔者研究认为,制约注水开发的一个重要因素是注入水温度明显低于油层温度,由此引发一系列问题,诸如注入水温度低造成油层温度持续下降,增大了原油黏度。长期剧烈的温差导致储层孔喉胶结物及骨架矿物破碎,加剧了大孔道窜流。笔者针对目前注入水温度过低对油田开发效果的不利影响,提出了一些建设性意见,诸如尽可能选择污水回注,前提是水质达标。主要是考虑到采出的地层水矿化度比较高,与油层配伍性比较好,有利于获得较高的驱油效率。同时减少污水治理和外排压力,更有利于环保和清洁生产。尽可能提高注入水的温度,缩小注入水与油层的温度差距,如果采用高于油层温度的热水驱油最为理想。由于注入水流程比较长,受地面环境温度影响较大,基于夏季注入水温度大大高于冬季注入水温度,能否考虑采取不对称注水方式,即夏季注采比高一些,冬季低一些。同时尽量缩短注水流程长度,尽可能减少沿途热损失。尽可能少注水。在满足油田地层能量补充的前提下,尽最大可能减少注水量,同时减少管外窜槽井治理、平面大孔道井治理、只注不采井治理和特高含水且高液量井治理,减少无效注水。本文围绕提高注入水温度,着重讨论地热、太阳能辅助采油构想。地热采油就是利用丰富的地热资源,以深层高温开发流体(油、气、水及其混合物)将大量的热量带入浅油层,降低原油黏度、提高原油流动能力。层系间温差提供了地热源。在统计分析孤东油田温度场变化特征基础上,进行了地热采油流程概念设计,推荐在地热源井同井场钻打稠油层多分支水平井作为注入井,单体增压泵直接将从地热源井采出的热流体注入目的油层,在周围油井采油。建议在有利区块率先开展地热采油先导性试验。

关键词:地热;采油;热水;注水开发;注入水温度

中图分类号:TE355 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2009)04-0885-07

当前,中国石油工业受到全球经济危机带来的诸多影响,一方面要千方百计扩能增储保障国家的原油供应,另一方面需要通过观念创新、思路创新、管理创新、技术创新大力提高油田采收率和降本增效。本文将在深入分析当前水驱及注蒸汽热采的状况的基础上,提出问题;分析研究地热水驱的机理与效果,对比与水驱、注蒸汽热采的优劣;分析地热资源,论证其利用的可行性。

1 必要性分析

随着中国节能减排力度的加大,一些传统产业的传统做法值得反思和改进。例如稠油因黏度高而开采难,因含杂质而炼制难。但因为油价的持续走高和自

身资源量的巨大,稠油引起越来越多人的关注。开采稠油的核心是降低原油黏度,而且要大幅度降低原油黏度。近年来在蒸汽吞吐、蒸汽驱、电加热开采稠油方面成绩斐然。但随着国家节能减排力度的加大、石油资源供需矛盾日益突出、国际油价持续走高,以燃烧原油产生蒸汽来实现稠油热采的开发方式需要转变。同时,薄层、边水驱稠油油藏不适合热采,电加热井耗电量很大。2008 年原油价格跌宕起伏,由 140 美元每桶骤跌至 33 美元每桶,许多稠油热采井已毫无经济效益可言,而中国原油供不应求的矛盾依然存在,需要创新技术,降低原油的开采成本,实现原油产量的稳升、获得较高的采收率,同时做到节能减排。相比水驱单元,稠油块面临加热成本高,热利用率低的矛盾,

迫切需要降低热采成本。

中国油田以注水开发为主,目前其平均采收率在 33%左右。注入水温度低对地层的冷伤害已在国内达成广泛共识,一致认为制约注水开发的一个重要因素是注入水温度明显低于油层温度,由此引发一系列问题,诸如注入水温度低造成油层温度持续下降,增大了原油黏度。长期剧烈的温差导致储层孔喉胶结物及骨架矿物破碎,加剧了大孔道窜流。孤东油田注水单元油层温度不断下降,以馆陶组油层中深 1350 m 为例,原始地层温度 66.0℃,目前油层温度 62.3℃,下降 3.7℃,2006 年与 2003 年相比,地层温度下降了 0.81℃(表 1),主要是长期注入水温度低于油层温度造成的。与之对应,孤东油田地面原油黏度逐渐增加,开发初期平均 874 mPa·s,开发中后期 1067 mPa·s,目前 1874 mPa·s。孤东油田东营组、沙河界组目前地温梯度为 3.519℃/(100 m),目前地层温度没有明显低于原始地层温度,主要原因是依靠天然能量开采、受注入水影响较小。长期剧烈的温差导致储层孔喉胶结物及骨架矿物破碎,加剧了大孔道窜流,降低了波及系数和采收率。

俞启泰^[1]认为,人工注水相当于油层注冷水的驱油过程,注入冷水使油层冷却,原油黏度增加,油水两相相渗透率改变,导致驱油效率降低 2%~8%,仅此一项中国就累计损失可采储量 2×10^8 t,相当于目前中国一年的产油量。而天然水驱是等温的水驱油过程。人工注水相当于低矿化度的淡水驱油,导致驱油效率降低 4%~10%,天然水驱相当于高矿化度的盐水驱油。这两点差别使天然水驱油藏的驱油效率比人工注水油藏的驱油效率高。尽可能选择污水回注,前提是水质达标。主要是考虑到采出的地层水矿化度比较高,与油层配伍性比较好,有利于获得较高的驱油效率。同时减少污水治理和外排压力,更有利于环保和清洁生产。尽可能提高注入水的温度,缩

小注入水与油层的温度差距,如果采用高于油层温度的热水驱油更为理想。由于注入水流程比较长,受地面环境温度影响较大,基于夏季注入水温度大大高于冬季注入水温度,能否考虑采取不对称注水方式,即夏季注采比高一些,冬季低一些。同时尽量缩短注水流程长度,尽可能减少沿途热损失。尽可能少注水。在满足油田地层能量补充的前提下,尽最大可能减少注水量,同时减少管外窜槽井治理、平面大孔道井治理、只注不采井治理和特高含水且高液量井治理,减少无效注水。其中提高注入水温度最为关键。

笔者研究认为,地球地热资源丰富^[2-4],如火山喷发是地热的集中释放。地热已用于供暖、发电、温泉,夏威夷利用“干热岩石”采热技术建起人造地热水库,把水压入过热水晶岩,水在流入热岩开口时加热,由生产井送回地表,71℃的热水用于发电或给建筑供暖。西藏羊八井地热资源十分丰富^[5],深部第二热储层位于 180 m 处,热储最高温度可达 329℃,得到初步开发。直接采集地热并加以利用固然很好,但地热不能完全替代原油,至少不如原油及其衍生物便于携带,能否利用地热采油呢?当前蒸汽吞吐过程中产生蒸汽需要燃烧大量原油,而注汽过程中热效率比较低,因此,以燃烧原油产生蒸汽来实现稠油热采的开发方式需要转变。同时,注入水温度低对地层的冷伤害已在国内达成广泛共识,一致认为制约注水开发的一个重要因素是注入水温度明显低于油层温度^[6],因此,需要尽可能提高注入水的温度,缩小注入水与油层的温度差距,如果采用高于油层温度的热水驱油最为理想。基于以上认识,笔者在调研基础上,研究认为可以利用地热采油,并开展了利用广义地热资源和现有注水技术设备进行热水驱油的可行性研究。

2 可行性研究

2.1 方法原理

地热资源是指以目前技术经济条件能从地壳内开发利用的地热能、地热流体及有用组分。地热能是一种干净、廉价及可以直接利用的新能源。利用地热资源进行热水采油是利用丰富的地热资源和现有的注水技术设备,以深层高温开发流体(油、气、水及其混合物)将大量的热量带入浅油层,降低原油黏度、提高原油流动能力的一种方法。魏岗油田属地层温度与地层析蜡温度高、地热梯度大、地层温度变化补偿快的高凝油藏,采用污水回注开采,开发 10 年

表 1 孤东油田逐年地层温度变化情况

Table 1 Reservoir temperature year-by-year changes in the Gudong oilfield

年份	样品数(个)	地温梯度(℃)	
		/(100m)	-1350m 地层温度(℃)
2003	836	3.194	63.27
2004	981	3.149	62.66
2005	1022	3.150	62.67
2006	561	3.134	62.46

后油井井底温度仍然保持在原始温度,保证了油田长期高效开发^[7]。地热水驱直接利用地层中的热水,无需燃烧燃料来加热地层水和注入的冷水,提高了采收率^[8]。

物理模拟试验证实热水驱能够明显提高采收率^[9]。孤东采油厂与胜利油田地质科学研究院合作,选取

高采收率^[10]。

当前蒸汽吞吐过程中产生蒸汽需要燃烧大量原油,而注汽过程中热效率比较低,前文论及注冷水对地层的损害非常明显。而利用地热资源进行热水采油在一定程度上克服了这些难题,原理简单、易于实现,省时、省力、省钱,广泛适用于其他各类油藏,安全、节能、环保,具有广泛适用性,因而应用前景广阔。

2.2 有地热资源

实现地热采油的前提是要有地热资源。通过多年的地质调查与勘探发现,中国地热资源储量仅次于美国,居世界第二位。据概略计算,100 m³ 85℃左右的地热流体所蕴含的热量相当于 1 t 标准煤的发热量。中国主要沉积盆地面积约 91 万 km²,深度在 2000 m 以内储存的地热资源总量,相当于 370000 亿 t 标准煤的发热量,以其中 1%作为可开采量计算,则可开采地热资源总量相当于 137 亿 t 标准煤,按每年开采 1%计,可开采 100 年。目前,中国已施工的地热井近 2500 眼,深度从数百米到 4000 m,每年开发地热水总量估计在 5 亿 m³ 左右,地热能的利用相当于 500 万 t 标准煤的发热量。目前中国已探明的地热储量约为 4600 亿 t 标准煤,利用率仅占十万分之一。

孤东油田自下而上发育沙河街组、东营组、馆陶组 3 套含油层系,油层埋深 1100~3800 m,含油井段长达 2700 m,属常温、常压系统,层系之间地层温度跨度很大,48~169℃。采用电子压力计在测地层静压同时落实地层温度,所有斜井与水平井的井段和下入深度均已折算为垂直深度。有效样品 3400 个,统

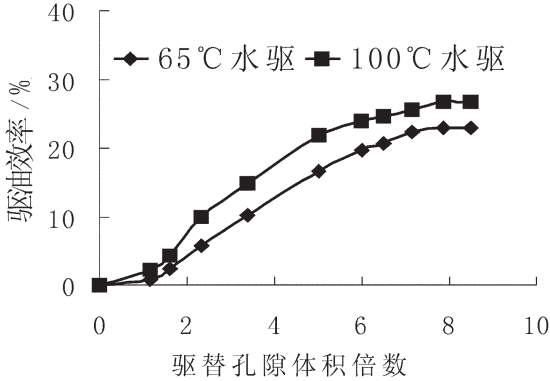


图 1 孤东油田物理模拟热水驱油过程

Fig.1 Physical modeling of the hot water oil expulsion process in the Gudong oilfield

剩余油饱和度高、油层连通性好、井网完善、生产稳定的 R4-13 井组为典型,原始含油饱和度为 63.8%。采用人造岩心进行了蒸汽驱后 65℃、100℃室内热水驱油模拟实验,测定驱油效率及与孔隙体积的关系。随驱替孔隙体积倍数增加,驱油效率增加;随段塞浓度的增大,驱油效率逐渐升高;随着注入水温度的增加,驱油效率上升。只要注水温度高于油层及原油温度,就会明显改善稠油井开采效果,提

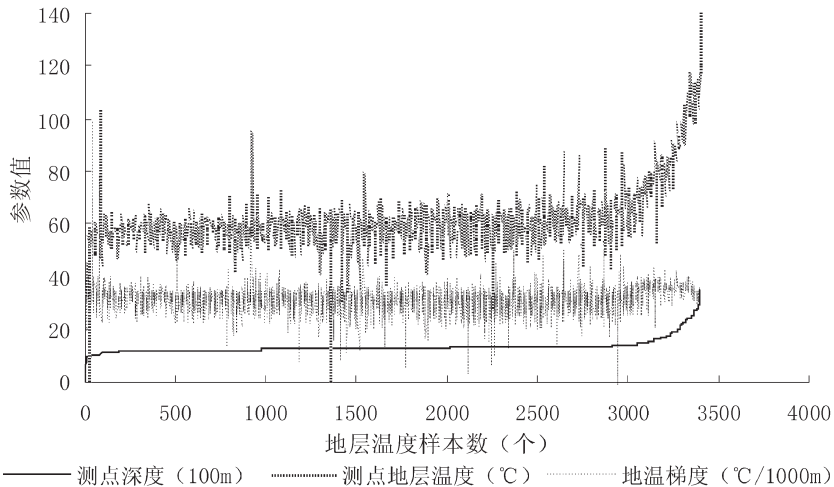


图 2 孤东油田油层深度与温度关系曲线

Fig.2 The relationship between reservoir depth and temperature in the Gudong oilfield

计结果表明, 孤东油田地层温度与油层埋深成正比关系(图 2), 埋藏越深, 温度越高。层系间温度的差异提供了地热源。深层(东营组、沙河街组)油层温度比浅层(馆陶组)油层温度高 40~70℃, 说明深层可以作为浅层的地热资源。可以选择深层活跃的大水体作为地热源, 如果找到异常高温的地层最为理想。根据埋藏深、水体较大、目前产油量较少、供液能力较强的原则, 孤东油田筛选出部分地热源井。如果将深层如沙河街组产出的流体注入馆陶组稠油层, 将会实现与常规热采方法同样的效果。因此, 本文涉及的是广义的地热概念, 不拘泥于典型的地热。当然, 完全可以钻打专门的地热水源井。

例如孤东 18 块沙河街组地层温度 114.3℃, 其地面相邻的九区馆陶组是典型的稠油块, 可以利用孤东 18 块的地热资源开展热水驱(表 2)。据热采井孤深 2 井粘温曲线测定, 拐点温度是 50℃, 原油黏

表 2 孤东油田初选地热源井

Table 2 Primarily-selected geothermal fountain wells in the Gudong oilfield

井号	层位	油层深度 (m)	油层温度 (°C)	地温梯度 (°C/100m)	日产液能力 (t/d)
GD69X12	Es1	2347.3	112.77	3.946	21.8
GD68-1	Es3 上	2510	116.28	3.830	181.5
GD281-5	Es3 中	3636.2	141.3	3.332	9.1
4-14-281	Es3	2440	109.73	3.671	64.9
4-14-211	Es1	2500	111.56	3.656	20.7
GD301	Es3 ³	3250	126.1	3.260	14.7
GD301-1	Es2	3005	121.68	3.379	7.6
GD18-21	Es3	2750	114.33	3.425	5.9

度由 3949 mPa·s 迅速下降到 1671 mPa·s, 稠油流动及井筒举升难题迎刃而解。

2.3 有配套工艺

目前, 在华北、大庆、中原等油区, 利用已有采油设备, 使地热作为石油的后续产业得以利用, 推动了油区经济的多元化持续发展, 水源热泵技术早已是成熟技术^[1]。稠油块是地热采油的主阵地。在技术进步和高油价的推动下, 美国以注蒸汽、层内燃烧、注热水为主的热力采油规模大、效果好。中国在 20 世纪 80 年代组织了稠油蒸汽吞吐攻关, 90 年代开展了稠油蒸汽驱技术攻关, 1997 年稠油热采产量 1110×10⁴ t。Willman 计算蒸汽吞吐最大加热半径为 40 m。孤岛油田在距离热采老井 80 m 处钻打的 1 口取心井剩余油比较富集, 蒸汽吞吐加热半径小于

80 m, 证实 200 m×283 m 的现井网具有加密潜力。开发方式转换主要通过三条途径: 一是井间加密挖掘井间剩余油。孤东油田在精细油藏描述及剩余油定量研究基础上, 先后实施了垦东 521、垦东 53 块层间细分, 孤东九区、垦 92 块平面加密调整, 投产新井 28 口, 新增产能 7.0×10⁴ t, 平均单井新增可采储量 1.7×10⁴ t。二是普通稠油转换开发方式。孤岛油田稠油环新钻热采井 67 口, 实现了水驱开发向蒸汽吞吐转换, 新增年产能 12×10⁴ t。三是间歇蒸汽驱挖潜。

围绕提高热效率形成了一些成熟配套技术。主要有: 一是井下环节注重钻井、作业、注汽油层保护, 采用预应力固井, 通过大孔径、深穿透、负压射孔提高油井完善程度, 高压充填+绕丝防砂提高了油层渗流能力、延长了防砂有效期, 孤东油田稠油井氮气高温暂堵调剖提高注汽压力 4.9 MPa、温度上升 51℃、见油时间缩短 5 d, 有效抑制了水侵。二是注汽工艺改造, 采用高压亚临界锅炉将注汽压力由 17 MPa 提高到 21 MPa, 孤东 R3N11 井分层注汽将注汽压力由 8.7 MPa 上升到 11.7 MPa, 蒸汽温度由 299℃上升到 307℃, 日产油由上周期的 3.5 t/d 上升到了 8.5 t/d。三是尽可能缩短注汽环节, 减少注汽后的热损失, 将“注汽-焖井-放喷-压-洗井-下泵-开抽”过程缩减为“注汽-焖井-放喷-开抽”, 焖井时间缩减为 3 d 以内。四是采用链条式抽油井、挤降粘剂增强了井筒举升能力。这些技术的运用提高了稠油储量动用率、采收率和热能利用率, 为地热采油的实现保驾护航。另外, 美国 Stanford 大学的 Roland Horne 教授以实验为主专门研究地热资源有效开采和利用, 重点研究以蒸汽为主导的地热资源(如热泉)的地层回注。整体看, 地热采油在技术上是成熟的。

2.4 技术实施的可行性

地热能利用已是一种成熟技术。胜利、大庆、华北、大港等油田具有丰富的地热资源, 已经开展了地热能利用方面的相关工业试验, 取得了积极进展。需要进一步总结经验, 加强直接利用中高温地热水替代加热炉技术的应用, 同时发展地热源热泵应用技术, 合理梯级利用地热资源。由于油层及流体的温度与埋深正相关, 只要有深度差异, 就会形成温差, 因而几乎所有油田都具有地热资源, 而不必拘泥于专门的地热源。关键是如何利用地热资源, 可以选择专门的地热源井, 主要提供热水; 也可以利用现有深层

油井开采出的流体,为了减少热损失,最好不进行油、气、水分离,而且不经过地面,直接注入目的油层。此外,还可考虑利用太阳能提供热水,加热油层及原油。选择深层活跃的大水体作为地热源,在工艺流程上主要考虑 7 种概念模型设计。

概念模型一:采出深层热流体,在地面进行油水分离后,将热水经地面管线从注水井注入目的油层。

概念模型二:在地热源井同井场钻打一口稠油层多分支水平井作为注入井,为了减少热损失,最好不进行地面油、气、水分离,通过单体增压泵直接将地热源井采出深层的热流体注入目的油层,减少了地面热损失,不需要焖井反排,直接在周围油井采油。

概念模型三:在地热源井同井场钻打一口稠油层多分支水平井作为注入井,为了减少热损失,最好不进行油、气、水分离,不经过地面直接在地层将从地热源井采出深层的热流体注入目的油层,减少了地面热损失,不需要焖井反排,直接在周围油井采油。

概念模型四:利用汽驱井网,将地热源井采出深层的热流体不进行油水分离,直接通过汽驱井注入目的油层。

概念模型五:将地热源井采出深层的热流体不进行油水分离,直接注入热采油井,进行单井热水吞吐。弊端是地面、井筒、反排各个环节都有较大的热损失。

概念模型六:地热源井采出深层的热流体,进入联合站实现油水分离后,作为水源注入目的油层。弊端是油水分离、地面、井筒、反排各个环节都有较大的热损失。

概念模型七:王义春等^[4]提出地热能自平衡加热原油。根据华北油田楚 32 井的实验测试数据,研究认为依靠地热能自平衡加热井筒内流体效果明显,井口产出液的温度随油井产液量和泵挂深度的增加而升高,呈线性变化。地热能自平衡加热原油的方式适合于产液量大的深井。

设计方案 1 各个环节都有较大的热损失。很可能采出的流体温度在 100℃以上,而实际注入后目的层保留温度只有 50℃左右,与油藏本身地层温度大同小异,起不到热采作用。例如目前注入水主要是污水回注,产出液井口温度接近油层温度,在经过井筒举升、输油管线、联合站、注水干线、配水间、单井注水干线、井筒、地层这一漫长的流程,即使水源温度高达 70℃,注到油层也只有 35℃左右,温差优势

丧失殆尽。埕岛油田注水实践验证了等温注水比注冷水开发效果好。即使这样,方案 1 也优于目前实际注水工艺,可以提高注入水温度。一方面可以充分利用深层热流体,不与浅层开发流体在地面混合而降低温度;另一方面可以单独设计深层热源井,成为注入水源。从提高热效率角度考虑,方案 3 最优,方案 2 比较可行。

2.5 进展与展望

辽河油田 70% 的石油资源为难开采的稠油、超稠油,每年因加热开采烧掉的原油很多。为了节能降耗,辽河油田已完成勘查茨榆坨等油田矿区地热资源,圈定地热田有利区块 11 个。2006 年在沈阳采油厂建成首个地热利用示范工程,钻探地热井 2 口,单井产量达到每天 1500 m³,井水自溢,水温 64℃。由此产生的地热水经过 9 km 管线后汇集至水处理站,为地下水除铁及换热。与之类似的,2007 年 10 月,孤东采油厂一号联合站水煤浆代油工程投产,新建 2 台 10 t/h 水煤浆蒸汽锅炉和 22 台油、汽换热器,结束了该站靠燃烧原油进行原油处理的历史。

实现地热采油的前提是要有地热源。由于油层及流体的温度与埋深正相关,只要有深度差异,就会形成温差,因而几乎所有油田都具有地热资源。关键是如何利用地热资源,可以选择专门的地热源井,主要提供热水;也可以利用现有深层油井开采出的流体,为了减少热损失,最好不进行油、气、水分离,而且不经过地面,直接注入目的油层。此外,还可考虑利用太阳能提供热水,加热油层及原油。稠油块是地热采油的主阵地。

需要是技术进步的动力,实践是发明创造的源泉。地热能的前景随着全世界对洁净能源需求的增长,将会更多地使用地热。孤东油田稠油块由于油层薄、边水活跃等先天不足,多轮次吞吐后,面临开采成本较高、热利用率很低、产量递减大的矛盾。在新的历史时期,原油生产远远不能满足国民经济发展的需要,同时剩余资源开采成本不断增加,为此寻找到了—种低耗能的开发接替技术—地热采油。科技创新重在品质,地热采油原理简单,能够就地取材,节能降耗明显。从地热采油实现难度看,主要是突破认识瓶颈,专门设计采集深层热水井到底值不值?其实有现成的地热源井可用,主要是深层勘探落空井。从科技论证到决策,再到工业化应用还需要大量的工作。其次是如何减少流程中的热损失,完全可以借鉴热采开发实

践中取得的成功经验,采取一些针对性措施,尽量简化传输流程。将深层采出的开发流体不进行油水分离直接注入稠油层。在现有研究基础上,可以选择和建立地热采油试验区,研究相应的开发配套工艺技术,待条件成熟后予以推广,为下一步大规模的开发矿场应用铺平道路。

中国稠油热采和注水开发工艺技术方面是成熟的,开发实践经验也非常丰富,从而为利用地热资源进行热水采油提供了便利条件,该方法原理清楚、易于实现,广泛适用于其他各类油藏,安全、节能、环保,具有广泛适用性,应用前景广阔。笔者研究认为,利用地热辅助采油还有两个重要的理由,一是原油比地热资源附加值高,用途更广泛;二是原油比地热资源便于运输,类似于山西发展煤电,既方便了运输,扩大了应用范围,又提高了经济效益。

同时,笔者研究认为,地热辅助采油的初衷之一是提高注入水温度减少冷水对地层的冷伤害,何不反思一下,绝不是注水量越多越好,不但要注够水,更要注好水,要大力提倡尽可能温和注水,少干亡羊补牢的傻事,杜绝破坏性开采,在基本满足注水功能后,要尽可能少注水,既有利于减少注水冷伤害,又节省了注水费用,何乐而不为。

3 认识与建议

针对目前注入水温度过低对油田开发效果的不利影响,提出了一些建设性意见,主要是克服注入水因为温度低对地层的冷伤害的重要途径是提高注入水温度。同时,以燃烧原油产生蒸汽来实现稠油热采的开发方式需要转变。为此,笔者提出了利用广义丰富的地热资源和现有注水技术设备进行地热采油构想,通过深层高温流体携带地热加热浅油层,降低原油黏度、提高流动能力,改善开发效果。

地热采油方法原理简单、易于实现,广泛适用于其他各类油藏,安全、节能、环保,具有广泛适用性,应用前景广阔。建议在油田范围内普查地热资源,在有利的稠油块率先开展地热采油先导试验。

参考文献(References):

[1] 俞启泰. 俞启泰油田开发论文集 [M]. 北京:石油工业出版社, 1999:129-135.
Yu Qitai. Proceedings on Oilfield Development by Yu Qi-tai[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,1999:129-135(in Chinese).

[2] 李廷栋. 中国岩石圈三维结构专项研究主要进展和成果 [J]. 中国地质, 2006, 33(4):689-699.
Li Tingdong. Main advances and achievements in the special - subject study of the 3D lithospheric structure of China [J]. Geology in China, 2006, 33(4):689-699(in Chinese with English abstract).

[3] 韩再生, 冉伟彦, 佟红兵. 浅层地热能勘查评价 [J]. 中国地质, 2007, 34(6):1115-1122.
Han Zaisheng, Ran Weiyan, Tong Hongbing. Exploration and evaluation of shallow geothermal[J]. Geology in China, 2007, 34(6): 1115-1122(in Chinese with English abstract).

[4] 唐永忠, 齐文, 刘淑文. 南秦岭古生代热水沉积盆地与热水沉积成矿 [J]. 中国地质, 2007, 34(6):1091-1101.
Tang Yongzhong, Qi Wen, Liu Shuwen. Paleozoic hydrothermal sedimentary basin and hydrothermal sedimentary mineralization in the southern Qinling [J]. Geology in China, 2007, 34 (6):1091-1101(in Chinese with English abstract).

[5] 多吉. 典型高温地热系统——羊八井热田基本特征 [J]. 地球学报, 2001, 34(1):10-17.
Duo Ji. The basic characteristics of the Yangbajing geothermal field——a typical high temperature geothermal system [J]. Acta Geoscientia Sinica, 2001, 34 (1):10-17 (in Chinese with English abstract).

[6] 王学忠, 曾流芳. 孤东油田挖潜剩余油实用技术应用效果评价 [J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(4):467-475.
Wang Xuezhong, Zeng Liufang. Effect of practical techniques in producing remaining oil in Gudong oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35 (4):467-475 (in Chinese with English abstract).

[7] 杨堃, 樊中海, 朱楠松. 魏岗高凝油田常规污水回注开发模式探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2):94-96.
Yang Kun, Fan Zhonghai, Zhu Nansong. Comprehensive adjustment of development mode of common swage recycling in Weigang high pour point oil field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2):94-96(in Chinese with English abstract).

[8] 袁士义, 刘尚奇, 张义堂. 热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究 [J]. 石油学报, 2004, (1):57-61, 65.
Yuan Shiyi, Liu Shangyi, Zhang Yitang. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, (1):57-61, 65 (in Chinese with English abstract).

[9] 张宏民, 程林松, 梁玲. 稠油油藏热活性水驱数值模拟 [J]. 新疆石油地质, 2002, 23(1):52-54.
Zhang Hongmin, Cheng Linsong, Liang Ling. The Numerical Simulation of Hot Water Flooding with Suffactant in Heavy Oil Reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23 (1):52-54(in Chinese with English abstract).

[10] 王学忠, 王建勇. 孤东油田地热采油可行性研究 [J]. 断块油气田, 2008, 23(1):126-128.

Wang Xuezhong, Wang Jianyong. Study on feasibility of geothermal oil recovery in Gudong Oilfield [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2008, 23(1):126-128(in Chinese with English abstract).

[11] 王义春, 张建军, 王瑞军. 地热能自平衡加热采油过程数值模拟 [J]. *北京理工大学学报*, 2005, 25(1):1-5.

Wang Yichun, Zhang Jianjun, Wang Ruijun. Numerical simulation of the heating oil recovery process with the method of the Earth thermal energy self-balance [J]. *Journal of Beijing Institute of Technology(Natural Science Edition)*, 2005, 25(1):1-5(in Chinese with English abstract).

A study of the hot water oil expulsion technique for geothermal resources

WANG Xue-zhong¹, WANG Jian-yong²

(1. *Xinjiang Center of Exploration & Exploitation, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying 257000, Shandong, China;*

2. *Sinopec, Beijing 100728, China*)

Abstract: With the rapid development of China's resource energy industry, the scheme of burning crude oil to produce steam and achieve the heavy oil thermal process needs modification. Meanwhile, the utilization of folium or edge water to drive heavy oil reservoir disagrees with the thermal process, the electric heating leads to considerable electrical consumption, and the low injection water temperature causes the decrease of oil layer temperature and the increase of crude oil viscosity. The prolonged temperature difference leads to the breaking up of reservoir pore throat cement and framework minerals. To improve the high-capacity channel communication, the authors put forward some suggestions concerning geothermal oil recovery. The broad-sense abundant geothermal resources and existing injection water technique equipment are used, the deep-seated high temperature liquid (oil-gas-water mixture) draws geothermal warming flowing layer to transit heat upward, decrease viscosity and increase fluidity. Layers different in temperature offer geothermal fountain. Practicability of the process is analyzed. Based on statistics and analysis of the temperature field variation characteristics of the Gudong oilfield, the authors have designed the flow-chart concept for geothermal oil recovery, suggested drilling the multi-branch well of the heavy oil reservoir as the injection-well at the same position of the geothermal fountain well, using free-pressure pump to inject hot liquid directly to the aimed oil layer, and making oil recovery in the surrounding wells. It is proposed that the geothermal oil recovery forerunner test should be first conducted in favorable blocks.

Key words: geothermal energy; oil recovery; hot water process; thermal process; water flood recovery

About the first author: WANG Xue-zhong, male, born in 1972, master, senior engineer, engages in the study of oilfield development; E-mail: wxzxlywlt@sina.com.