

苏里格气田开发技术新进展及展望

何光怀 李进步 王继平 张吉

中国石油长庆油田苏里格气田研究中心

何光怀等. 苏里格气田开发技术新进展及展望. 天然气工业, 2011, 31(2): -.

摘要 鄂尔多斯盆地苏里格气田是我国最大的气田, 同时又是典型的“低渗透、低压、低丰度”气藏, 储层非均质性强、有效砂体规模小, 气井单井产量低, 压力下降快, 开发面临重重困难。通过4年的评价工作, 在开辟重大开发试验区的基础上, 开展10项开发试验, 形成了12项开发配套技术, 解决了苏里格气田有效开发的技术难题; 近两年来, 以提高单井产量、提高气田采收率、提升气田开发水平为目的, 在深化储层地质认识的基础上, 丰富完善了苏里格气田天然气富集区筛选技术、提高采收率等技术, 创新形成了丛式井、水平井开发配套技术; 气田开发方式由原来的单一直井开发转变为丛式井、水平井并重开发, 水平井单井产量超过直井的3倍, 气田采收率提高了15%, 同时实现了土地资源的集约化利用, 为苏里格气田低成本有效开发提供了全新的、重要的技术保障, 气田开发水平和开发效益明显提升。

关键词 苏里格气田 开发 河流相 富集区 筛选 提高采收率 提高单井产量 丛式井 水平井

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.02.001

中国石油长庆油田公司针对苏里格气田储层非均质性强、有效砂体规模小、储量丰度低、单井产量低等一系列问题, 通过多年的探索、实践, 走出了一条具有苏里格气田特色的技术集成创新、开发体制创新和管理创新的新思路、新模式, 使气田步入了工业化规模开发的新阶段, 开创了“三低”气田效益开发的先例^[1]。

1 苏里格气田地质特征

1.1 气田为大面积岩性气藏、储量丰度低

鄂尔多斯盆地晚古生代盆地沉积了一套海陆交互及陆相碎屑岩为特点的沉积组合, 石炭—二叠系下部煤岩与暗色泥岩属优质烃源岩, 发育于气源岩之上的河流—三角洲相砂岩构成了上古生界的主要储集岩体。尤其是苏里格地区上古生界位于有利生烃中心, 发育大面积展布的河流—三角洲沉积砂体, 区域封盖保存条件良好, 有利于大型岩性气藏的形成与富集。气田勘探面积约 $4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$, 2001年至今的10年时间, 气田累计探明(含基本探明)天然气储量在 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 以上, 探明储量近万亿立方米, 成为我国最大的天然气气田。根据目前的勘探开发情况分析, 气田上古生界多层系含气, 但丰度多为 $(0.8 \sim 1.5) \times 10^8 \text{ m}^3 /$

km^2 , 储量丰度与同类型气田比较明显偏低^[2](图1), 属于典型的低丰度—特低丰度气田, 开发难度较大。

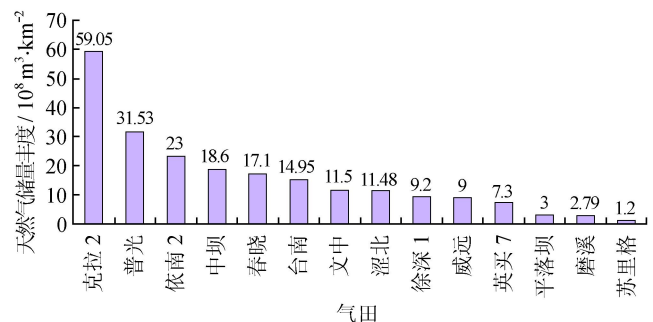


图1 中国大中型气田储层丰度统计图

1.2 储层低孔、低渗、非均质性强

苏里格气田主力层二叠系盒8段、山1段储层形成于冲积背景下的河流沉积体系, 河道内部结构复杂, 隔夹层发育, 非均质很强。

对气田范围内93口取心井气层段岩心分析进行统计, 结果表明: 孔隙度主要范围在5%~12%之间, 平均值为8.69%; 渗透率主要范围为0.1~2 mD, 平均为0.733 mD。各区块之间存在一定差异, 中区总体上好于西区和东区(表1)。

表 1 苏里格气田物性分析对比表

区块	层位	孔隙度			渗透率		
		样品数/块	范围	均值	样品数/块	范围/mD	均值/mD
苏里格气田西区	盒 8 段	469	5%~13%	8.3%	428	0.1~2.0	0.740
	山 1 段	148	5%~12%	7.4%	134	0.1~1.0	0.437
苏里格气田中区	盒 8 段	1 364	6%~14%	8.6%	1 279	0.1~10.0	0.945
	山 1 段	223	6%~12%	7.8%	198	0.1~8.0	0.519
苏里格气田东区	盒 8 段	529	6%~14%	8.8%	447	0.1~2.5	0.714
	山 1 段	180	5%~13%	8.3%	155	0.1~1.0	0.422

1.3 气井产量低、稳产能力差

气井试气成果表明,苏里格气田除少数井无阻流量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,超过 90% 的气井无阻流量小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,且其中约一半的气井无阻流量小于 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,属于低产气藏。同时,气井生产动态表明气井产量低,且稳产能力较差^[3]。

1.4 各区带之间存在明显差异、开发难度大

苏里格气田范围广,不同区带之间成藏控制因素存在一定的差异,使得不同区带储层特征存在明显的不同。根据目前勘探、开发认识,苏里格中区主要为石英砂岩储层,烃源岩发育,天然气较为富集,为最有利的开发区带;苏里格东区烃源岩发育,但储层主要为岩屑砂岩,受成岩作用影响储层普遍致密,但多层系含气,苏里格气田西区储层发育特征与中区类似,但烃源岩发育差,局部富水。

以上特征,决定了苏里格气田是一个资源潜力巨大,但经济、有效开发难度大的边际气田,与世界上其他气田相比,其开发难度更大,要求技术水平更高。

2 苏里格气田开发新技术

2.1 立足二维地震,试验三维地震,富集区筛选技术进一步完善

富集区筛选技术是苏里格气田规模开发取得成功的关键技术之一。传统的优化布井技术立足于预测砂体,而苏里格气田砂体和储层并不统一,井位部署遇到了困难。富集区筛选技术将地震、地质紧密结合,将有效储层预测作为核心,极大地提高了井位部署的成功率。早期的富集区筛选技术,主要依赖于高精度二维地震资料,但随着开发的深入,二维地震受地震测网密度的限制,已无法满足加密井,尤其是丛式井、水平井部署的要求。为此,立足二维地震,开展了三维地震试验,在原有富集区筛选技术基础上,进一步完善了该项技术。

首先,地质与二维地震相结合,综合运用多种方法预测有利区。地震上采用时差分析、波形特征分析、叠

后反演、弹性参数反演等方法进行河道带识别。地质上进行沉积微相分析,开展单井相分析,划分单井优势微相,建立区块沉积模式,精细刻画沉积微相展布。将地震河道带预测成果与骨架井沉积微相研究相结合,综合确定河道带的分布。

其次,重点区实施三维地震,强化储层预测。在二维地震选区基础上,优选潜力区开展三维地震。充分利用三维资料信息量大、地质内涵丰富的优势,以主河道带预测为基础,以有效储层预测为核心,以叠前技术为主,以叠后技术为辅;进行主河道带预测、储层及含气性预测,并利用三维可视化手段对储层及有效储层进行精细刻画;最后通过综合评价优选高产富集分布区(图 2)。

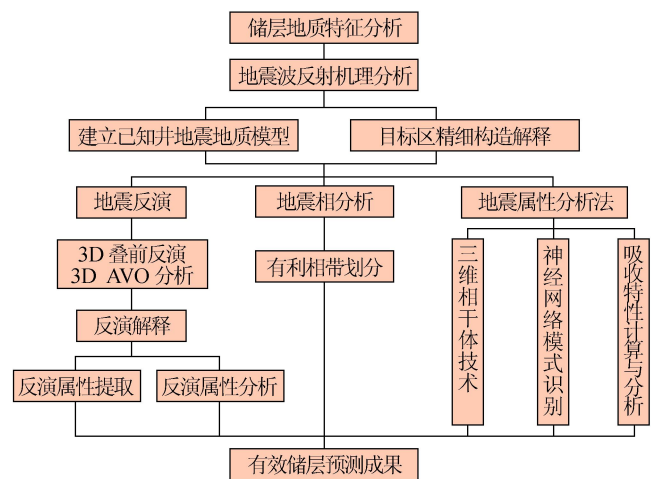


图 2 三维地震有效储层预测流程图

2009年在苏 14 区块 100 km^2 三维地震试验区以 5 种不同井网部署丛式井 30 口,同时部署水平井 2 口。丛式井完钻 29 口, I + II 类井比例为 82.8%,其中, I 类井比例明显提高,达 51.7%;完钻水平井 2 口,有效储层钻遇率为 75.0%,开发效果良好。2009年在苏里格东区进一步加大三维地震攻关力度,部署工作量 260 km^2 。

第三,依据区带特征,开展针对性研究,进一步落

实富集区:①苏里格中区——将高精度二维地震和有限的三维地震资料相结合,预测砂岩厚度及含气性;描述河道砂体展布范围,刻画有效储层分布特征,进行相对富集区筛选;②苏里格东区——在分析开发井的基础上,静态与动态结合,对盒8段、山1段和下古生界进行再认识,上、下古生界综合考虑,落实富集区;③苏里格气田西区——深化地层水分布规律研究,综合应用地质、测井、测试、地层水分析及生产动态等资料,多学科交叉渗透,在统一的技术思路下对苏里格气田西区气水关系进行一体化研究,通过“避水找气”,落实富集区。

2.2 精细解剖储层、优化井网,提高采收率技术取得重要进展

2.2.1 开展加密试验,落实有效砂体规模及空间展布为优化井网,提高气田采收率,先后开辟了苏14、苏6、苏10等3个密井网开发区,部署加密井50余

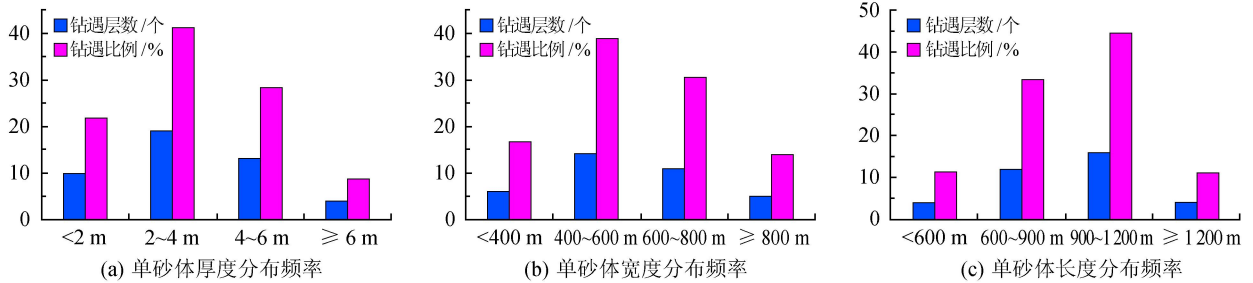


图3 加密区单砂体发育规模统计结果图

2.2.1.2 有效砂体叠置规律

密井网解剖表明,苏里格气田盒8段储层有效单砂体空间分部类型有4种(图4):①孤立型——与单个心滩的规模相当,厚度主要2~6 m,宽度400~800 m,长度900~1200 m;②切割叠置型——辫状河复合河道内可形成2~3个心滩切割叠置,复合砂体厚度5

口。综合应用地质、测井及生产动态等资料,以储层沉积学和测井地质学的理论为指导,对实施加密井进行砂体解剖;结合井组干扰试井成果,进一步验证砂体规模与连通性;应用储层建模软件,结合地震储层横向预测结果,通过相控建模对储层砂体井间分布和储层物性的变化规律进行预测,建立高精度的储层三维地质模型。在统一的技术思路下,初步落实了苏里格气田有效砂体的发育规模及叠置规律。

2.2.1.1 有效单砂体的规模

苏里格气田加密区储层解剖结果表明(图3),辫状河内部结构复杂,主要由心滩、废弃河道及河床滞留微相组成,其中有效砂体主要为心滩微相。单个心滩的厚度从1~8 m不等,主要在2~6 m;宽度从300~1000 m不等,主要在400~800 m;长度从400~1600 m不等,主要在900~1200 m。

~10 m,宽度500~1200 m,长度800~1500 m;③堆积叠置型——辫状河复合河道内多个有效砂体堆积叠置,但切割作用弱,砂体间有物性隔层,复合砂体规模与切割叠置型基本一致;④横向局部连通型——河床滞留粗砂岩连接多个心滩,可形成分布范围更大的复合有效砂体。

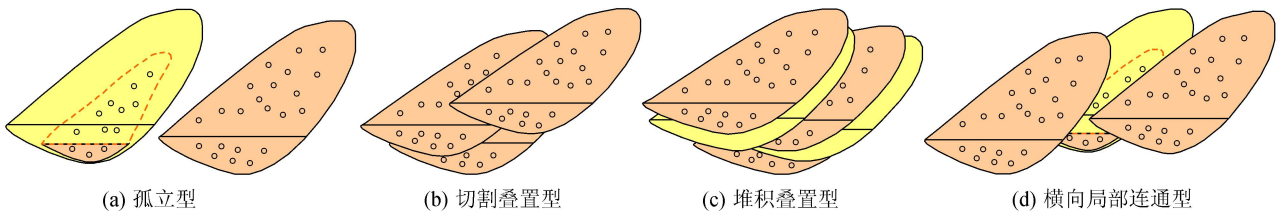


图4 有效单砂体空间叠置规律模式图

2.2.2 优化井网,采收率大幅度提高

在有效储层规模及空间展布规律研究的基础上,利用动储量评价、经济极限法、数值模拟法等对气田井网井距进行了优化。优化成果表明:平均储量丰度 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,合理单井控制面积 0.48 km^2 (井距为

$800 \times 600 \text{ m}$),该井网较前期开发井网($1200 \times 600 \text{ m}$)更合理,可以提高苏里格气田最终采收率约15%。2009年统一了对苏里格气田井网系统的认识,目前在气田全面推广 $800 \times 600 \text{ m}$ 平行四边形开发井网。气田井网的改变使采收率由20%大幅度提高至35%。

2.3 转变开发方式,丛式井开发技术取得突破

井网的优化促进了苏里格气田开发方式的转变,2007—2008 年开展丛式井开发试验,通过 2 年的试验,完善了“富集区整体部署,评价区随钻部署”的丛式井部署流程,形成了丛式井开发配套技术。

1)苏里格气田储层非均质性强,为丛式井的实施带来较大的挑战,为确保丛式井开发效果,在储层精细地质解剖与储层分布规律准确把握基础上,建立了 3 口井、5 口井及 7 口井等 3 种形式的丛式井部署标准,提高了丛式井的实施步伐。

2)坚持富集区整体部署,评价区随钻部署的丛式井部署思路,地质、地震紧密结合(图 5),确保丛式井比例不断提高,I+II 类井比例保持稳定。

3)开展了平台井数优化、井身剖面优化、轨迹控制及 PDC 钻头个性化设计等试验,缩短了钻井周期,形成了苏里格气田丛式井钻井配套技术。

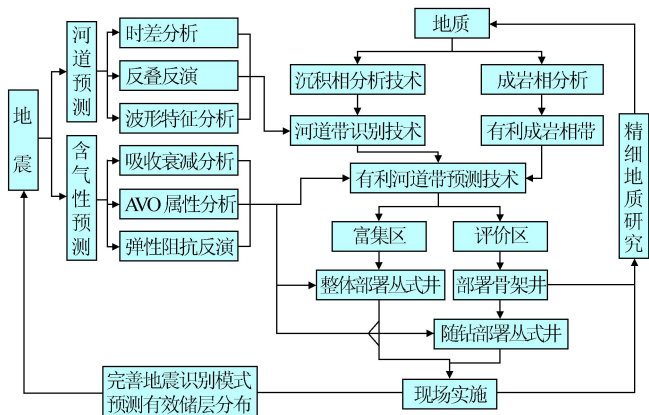


图 5 苏里格气田丛式井井位优选技术流程图

2009 年开始大力推广丛式井开发,在优化井场布局、节约用地面积、减少采气管线、优化生产管理、降低综合成本、科技绿色环保等方面起到了举足轻重的作用。全年完钻丛式井占总井数的 56.1%,平均钻井周期缩短至 20 d 左右,I+II 类井比例高达 87.5%,丛式井开发取得了良好效果。

2.4 积极试验,水平井开发技术成效显著

苏里格气田水平井开发经过初期探索、试验突破和规模试验 3 个阶段,尤其近 2 年的试验攻关,水平井开发取得了重大进展,初步形成了水平井开发的相关配套技术,为气田实现水平井规模开发奠定了基础。

1)拓宽水平井部署思路,确保水平井部署力度与效果。水平井部署立足富集区筛选、储层精细描述及区块产能评价成果,坚持富集区整体部署、潜力区随钻部署和老区加密部署 3 个层次相结合(图 6)。同时,

细化井型组合方式,实现了骨架井、定向井与水平井的有机结合,保证了水平井部署的力度与效果。

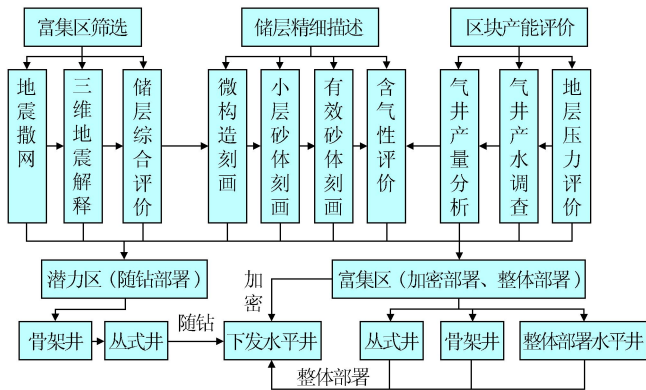


图 6 苏里格气田水平井部署思路框图

2)精细储层描述,优化水平井设计。水平井设计以“深化储层内部结构分析、细化不同期次储层描述”为核心,通过地质与地震紧密结合,在单期主河道精细刻画、精细小层对比、目的层段构造精细研究的基础上,优化水平段长度、轨迹,形成了苏里格气田“5 图 1 表”(砂体厚度图、气层厚度图、气层顶面图、底面构造图、气藏剖面图、靶点预测表)的水平井轨迹优化技术。

3)在已形成“两阶段、三结合、四对比”的导向技术基础上,细化导向思路与流程。入靶导向坚持标志层多级控制,关键点提前预判,变化点及时调整;水平段导向形成了以单砂体、沉积微相及微幅度构造分析相结合的导向技术(图 7)。

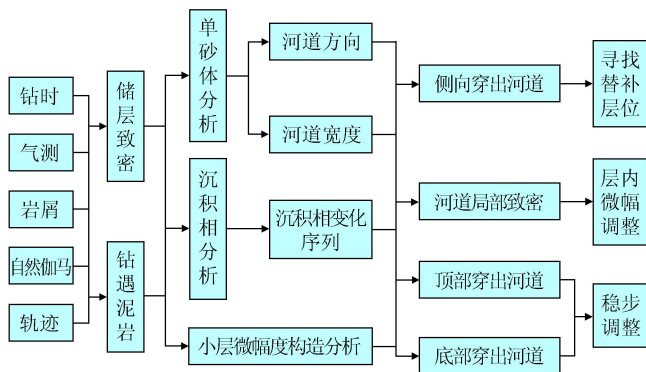


图 7 水平段地质导向思路框图

4)通过优化井身结构、斜井段 PDC 试验,水平井提速效果明显,2008—2009 年通过水平井钻井现场攻关试验,采取井身结构优化、斜井段 PDC 钻头试验及取消导眼等工艺措施,钻井周期明显缩短,共完钻水平井 10 口,平均水平段长 806.5 m,平均钻井周期 77.6 d,最短 43 d。

5)自主研发了不动管柱水力喷射分段压裂改造工艺,试验了裸眼封隔器分段压裂技术,实现了由压裂单段到一次改造4段的飞跃,改造效果不断提高,其中苏平36-6-23、桃7-9-5AH井分段压裂后无阻流量超过百万立方米。

2010年完钻水平井67口,水平段长度与有效储层钻遇率进一步提高,平均水平段930 m,其中18口水平段超过1 000 m;平均砂岩长度764 m,砂岩钻遇率82.3%;平均有效储层554 m,有效储层钻遇率59.7%。完试水平井26口,平均无阻流量 $59 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,其中7口井无阻流量均超过 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水平井提高单井产量优势明显。

3 下一步技术发展方向

3.1 加大水平井试验力度,提高单井产量

苏里格气田水平井开发效果明显,目前已投产水平井29口,平均单井产气量 $7.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。采用RTA软件对10口投产时间较长水平井进行历史拟合,预测水平井合理配产 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,稳产时间3 a,最终累计产气量 $8 894 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。虽然水平井提产效果显著,但要实现水平井规模开发还需重点解决以下困难:①规模部署与储层预测之间存在矛盾,苏里格气田盒8段储层规模较小,水平井实施效果依赖于储层展布的认识程度,现有二维地震为主的储层预测方法,必须结合大量的骨架井方可满足水平井部署要求,很大程度上,减少了水平井的部署区域,急需开展与水平井规模开发相匹配的三维储层预测技术;②水平井井型单一、储量动用程度低,目前水平井井型仅可以动用单一储层储量,储量动用程度较低,下一步仍需开展阶梯、分支等多种类型的水平井攻关试验,进一步完善水平井井型与储层展布的匹配性试验,提高储量动用程度;③探索降低水平井建井成本的新途径,完善水平井压裂改造工艺技术,为水平井规模应用奠定基础。

3.2 探索进一步提高采收率的新途径

按照目前开发井网,苏里格气田采收率为35%,与国外气田相比,采收率提高的空间仍旧很大,同时现实意义也很大。下一步围绕提高气田采收率要重点做好以下工作:①储层描述向高精度发展,进一步研究气藏砂体展布和含气富集带,尤其是细化有效砂体大小、形状及展布方向,探索丛式井、水平井联合开发的合理井网形式、井网密度;②充分利用动、静态资料,并考虑经济因素,研究井网加密技术,优化加密时机、加密方式,建立低渗气田井网系统优化方法;③研究气井产水对采收率的影响机理和程度,优选合理的排水采气工

艺技术;④逐步形成低渗气田提高采收率理论体系及技术对策,进一步提高低渗气田的采收率。

3.3 开展复杂储层区有效开发技术攻关

3.3.1 开展致密气藏攻关试验

针对苏里格气田致密气开发中的技术瓶颈进行攻关,形成适合该气田致密气藏经济有效的开发技术,加速致密气资源的转换和动用,为实现气田稳产提供技术保障。重点开展直井连续多层压裂、水平井多段压裂、低伤害压裂液体系等技术与试验,解决致密气藏改造的关键问题,形成具有自主知识产权的压裂工艺、压裂工具及压裂液体系,充分提高致密气藏的资源动用程度,为致密气藏的有效开发提供技术保障。

3.3.2 配套完善排水采气技术

苏里格气田大调查结果表明,积液井是非计划关井中影响产能发挥的主要因素,影响程度达到4.1%。因此,开展排水采气工作显得尤为主要,目前苏里格气田主要以泡沫排水采气为主,下一步要针对气井生产动态特点和环境条件,优选适合的排水采气工艺,重点产水气井生产试采试验、泡沫排水采气工艺技术优化试验和特殊工艺排水采气适应性试验,进一步配套完善排水采气技术。

4 结束语

苏里格气田通过机制创新、管理创新、技术创新实现了规模开发,在短短的5 a时间内发展成为中国陆上连接东西、贯通南北、发挥枢纽作用和调节作用的战略气区。根据规划苏里格气田2014年将实现年产 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的目标,终将成为中国最大的天然气田。苏里格气田的成功开发,必将促进中国同类低渗透气田的规模开发,从而促使占中国石油目前探明储量中65%的低渗透、特低渗透储量得以高效开发^[4]。

参 考 文 献

- [1]王道富,付金华,雷启鸿,等.鄂尔多斯盆地低渗透油气田勘探开发技术与展望[J].岩性油气藏,2007,9(3):126-130.
- [2]李建民,付广,高宇慧.我国大中型气田储量丰度与其扩散散失量之间关系的定量研究[J].石油地质,2009,2(2):41-45.
- [3]冉新权,李安琪.苏里格气田开发论[M].北京:石油工业出版社,2008:15-17.
- [4]王亚莉,孔金平.天然气开发投资现状分析及政策建议[J].天然气工业,2009,29(9):110-112.