



中华人民共和国国家标准

GB/T 8423.1—2018

石油天然气工业术语 第 1 部分：勘探开发

Petroleum and natural gas industries terminology—
Part 1: Exploration and development

2018-12-28 发布

2019-07-01 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 III

1 范围 1

2 通用基础 1

3 油气勘探 6

 3.1 石油地质 6

 3.2 综合油气勘查 11

4 油气田开发..... 13

 4.1 油气藏描述 13

 4.2 油气藏物理 14

 4.3 开发评价及开发建设 17

 4.4 提高采收率 22

5 采油采气..... 23

 5.1 完井工艺 23

 5.2 注采工艺 24

 5.3 井下作业 28

 5.4 增产措施 30

索引 33

前 言

GB/T 8423《石油天然气工业术语》分为 6 个部分：

- 第 1 部分：勘探开发；
- 第 2 部分：工程技术；
- 第 3 部分：油气地面工程；
- 第 4 部分：油气计量与分析；
- 第 5 部分：设备与材料；
- 第 6 部分：安全环保节能。

本部分为 GB/T 8423 的第 1 部分。

本部分按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本部分由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本部分起草单位：中国石油勘探开发研究院石油工业标准化研究所、西安石油大学、中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院文献中心、大庆油田有限责任公司勘探开发研究院、大庆油田有限责任公司质量节能部。

本部分主要起草人：张玉、肖啸、聂红芳、万晓苑、陈俊峰、李思源、卜海、邵男、许怀先、吴文祯、李洁、徐兆明。

石油天然气工业术语

第 1 部分：勘探开发

1 范围

GB/T 8423 的本部分界定了石油天然气地质、油气田开发、采油采气工程和采油用油田化学剂等领域的术语及定义。

本部分适用于石油天然气地质与勘探、油气藏工程、采油工程、采气工程和油田化学剂等领域，石油天然气工业其他领域可参照使用。

2 通用基础

2.1

油气勘探 oil-gas exploration

以寻找油气储量而进行的地质调查、地球物理探测、钻井等相关活动。

2.2

油气开发 oil-gas development

以开采地下油气资源而进行的评价、开发建设、提高采收率等相关活动。

2.3

采油采气 oil/gas production

把原油、天然气从地层开采到地面的过程。

2.4

石油 petroleum

赋存于地下岩层中以烃类为主的液相混合物。

2.5

天然气 natural gas

赋存于地下岩层中以气态烃为主的可燃气体和非烃气体的混合物。

2.6

煤层气 coalbed gas

煤层瓦斯 coalbed methane

未运移出煤层(生气层),以吸附、游离状态赋存于煤层及其围岩中的气体。

2.7

致密油 tight oil

储集在覆压基质渗透率小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 的致密砂岩、致密碳酸盐岩等储层中的石油;单井一般无自然产能或自然产能低于工业油流下限,但在一定经济条件和技术措施下可获得工业石油产量。

2.8

致密砂岩气 tight sandstone gas

覆压基质渗透率小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩类气层,单井一般无自然产能或自然产能低于工业气流下限,但在一定经济条件和技术措施下可获得工业天然气产量。

2.9

页岩气 shale gas

赋存于富含有机质的页岩层段中,以吸附气、游离气和溶解气状态储集的天然气。主体上是自生自储成藏的连续性气藏。

2.10

天然气水合物 gas hydrate

可燃冰 combustible ice

分布于深海沉积物或永久冻土层中,由天然气与水在高压低温条件下形成的类冰状的结晶物质,外观像冰一样而且遇火即可燃烧。

2.11

岩石 rock

天然形成的具有一定结构构造的固态矿物集合体。

2.12

沉积岩 sedimentary rock

在地壳表层的温度和压力条件下,在水、大气、生物、生物化学以及重力的作用下,主要为母岩风化的产物,同时也有火山物质、生物及宇宙物质,大都经过搬运作用、沉积作用以及沉积后的成岩作用所形成的岩石。

2.13

岩浆岩 magmatite rock

火成岩 igneous rock

由炽热的岩浆直接结晶或冷凝而成的岩石。

2.14

变质岩 metamorphic rock

由变质作用所形成的岩石。

2.15

矿物 mineral

岩石的基本组成单元,由地质作用形成的天然单质或化合物。呈固态,并具有相对固定的化学组成和确定的内部结构。

2.16

地质年代 geologic time

表明地质历史时期的先后顺序及其相互关系的地质时间系列。

2.17

地质作用 geologic process

由自然动力引起地壳和岩石圈,甚至地球的物质组成、内部结构及地表形态变化和发展的自然作用。

2.18

化石 fossil

由自然作用在地层中保存下来的地史时期(一般指新石器时代以前)生物的遗体、遗迹以及生物体分解后的残余物(包括生物标志物、古 DNA 残片等)。

注:化石分为实体化石、遗迹化石、模铸化石、化学化石、分子化石等不同的保存类型。

2.19

风化作用 weathering

地壳或岩石圈的矿物、岩石在地表或近地表的条件下,由于气温、大气、水及生物等因素的影响,发

生分解和破坏的过程。

注：包括物理风化作用、化学风化作用和生物风化作用。

2.20

沉积作用 sedimentation

母岩风化产物及其他来源的物质成分被运动介质搬运到适宜的场所后,由于搬运条件改变而发生沉淀、堆积的过程。

2.21

岩浆作用 magmatism

岩浆发生运移、聚集、成分变化,并最终冷凝成岩的过程。

2.22

变质作用 metamorphism

由于物理、化学条件的变化,使岩石的结构、构造和矿物成分发生改变,进而形成一种新岩石的过程。

2.23

成岩作用 diagenesis

沉积物在沉积后和变质之前所受过的所有物理、化学、生物以及有机-无机和水-岩之间所发生的一切变化。

2.24

构造运动 tectogenesis

主要由地球内力引起岩石圈的变位、变形以及洋底的增生和消亡的作用。

2.25

地质构造 geological structure

在地壳运动影响下,地块和地层中产生的变形和位移形迹。

注：地质构造按其成因分为原生构造和次生构造。

2.26

整合 conformity

在沉积层序上,上、下地层的接触没有间断,且上、下地层产状、岩性、所含化石基本一致或递变的地层接触关系。

2.27

平行不整合 parallel unconformity

假整合 disconformity

上、下两套地层之间缺失部分地层(有明显的沉积间断),但产状平行或基本一致的地层接触关系。

2.28

角度不整合 angular unconformity

上、下两套地层之间既缺失部分地层(有明显的沉积间断),产状又不相同的地层接触关系。

2.29

褶皱 fold

岩层中的各种构造,在地应力的作用下发生连续弯曲的构造形态。

2.30

断层 fault

岩层或岩体在地应力的作用下发生破裂,且两侧岩块沿着破裂面发生显著位移的一种断裂构造。

2.31

节理 joint

岩层或岩体在地应力的作用下发生破裂,但两侧岩块无显著位移的一种断裂构造。

2.32

沉积盆地 sedimentary basin

地球表面发生构造沉降,并形成了沉积填充的地区。

2.33

含油气盆地 petroliferous basin

在地史上具备成烃要素,有过成烃成藏过程,且在现今油气勘探过程中发现具有商业价值油气藏(田)的沉积盆地。

2.34

资源量 resource

一定地质单元范围内的油气资源总和。

2.35

储量 original oil in place; OOIP

用地质和其他技术手段估算出来的在一定地质单元范围内的油气资源量。

2.36

油(气)藏 reservoir

油气在单一圈闭中的聚集,具有独立压力系统和统一的油(气)水界面。

2.37

油(气)田 oil/gas field

受单一局部构造单元所控制的同一面积内的油藏、气藏和油气藏的总和。

2.38

油藏 oil reservoir

地壳上石油聚集的基本单元,石油在单一圈闭中的聚集,具有独立压力系统和统一的油水界面的聚集。

2.39

气藏 gas reservoir

地壳上天然气聚集的基本单元,天然气在单一圈闭中的聚集,具有独立压力系统和统一的气水界面的聚集。

2.40

气藏气 non-associated gas

原始地层条件下,气藏中存在的天然气。

2.41

溶解气 dissolved gas

原始地层条件下,溶解于石油中的天然气。

2.42

油气苗 seep

石油和天然气在地表的出露(露头)。

2.43

孔隙度 porosity

岩石的孔隙体积与其总体积的比值。

2.44

渗透率 permeability

在一定压差下岩石允许流体通过的能力。

- 2.45
饱和度 saturation
单位孔隙体积中各种流体所占相应的孔隙体积比例。
- 2.46
油层 oil layer
储藏石油并具有产出能力的储集层。
- 2.47
气层 gas layer
储藏天然气并具有产出能力的储集层。
- 2.48
水层 water layer
只储藏地层水的储集层,且产水量大于干层产液量标准。
- 2.49
干层 dry layer
产出量很小或未储藏石油、天然气及地层水的储集层,且产液量小于干层产液量标准。
- 2.50
油水同层 oil-water layer
油、水共存且具有产出能力的储集层。
- 2.51
气水同层 gas-water layer
气、水共存且具有产出能力的储集层。
- 2.52
油气同层 oil-gas layer
根据录井及其他相关资料综合分析认为,油、气同出且日产油、气量超过干层标准的储集层。
- 2.53
油气藏地层水 oil/gas reservoir water
在油气田区域内,与油气藏有密切联系的地下水。
- 2.54
井别 well type
在油气田勘探开发过程中,按不同的目的和用途,把所钻的井分为不同类别。
- 2.55
油田化学剂 oilfield chemicals
油田钻井、完井、采油、注水、提高采收率及集输等过程中所使用的药剂。
- 2.56
压裂 fracturing
通过外力作用,使地层形成裂缝的方法。
- 2.57
油气藏地质模型 reservoir geological model
将油气藏地质特征在三维空间的分布及变化定量表述出来的地质模型。
- 2.58
油(气)田开发方案 oilfield development plan
在开发评价的基础上,制定的油(气)田长期开发的总体设计和部署。

2.59

井下作业 downhole operation

在井筒内进行的维护、改善和提高油(气)水井生产能力的技术措施。

2.60

增产措施 reservoir stimulation scheme

提高油气井产量或注水井的注水量而对储层采取的一系列工程技术措施。

2.61

储层保护 reservoir protection

在钻井、完井、井下作业及油气田开采的全过程中采用的防止或减轻储层伤害的技术方法。

3 油气勘探

3.1 石油地质

3.1.1 层序地层

3.1.1.1

层序 sequence

一套相对整一的、成因上存在联系的、顶底以不整合面及与其相对应的整合面为边界的地层单元。

3.1.1.2

层序地层 sequence formation

在以不整合面(或无沉积作用面)或与之对应的整合面为界的年代地层格架内,具有成因联系的,旋回岩性序列地层。

3.1.2 沉积与古地理

3.1.2.1

沉积旋回 sedimentary cycle

在地层剖面上,有一定的演变序列、反映了沉积环境规律变化的一套沉积地层。

3.1.2.2

沉积相 sedimentary facies

沉积环境及在该环境中形成的沉积岩(物)特征的综合。

3.1.2.3

沉积体系 sedimentary system

空间时间相互关联的一组沉积相带的组合。

3.1.2.4

现代沉积 present sediment

现代正在发育的各种沉积体系,一般没有经历埋藏和成岩。

3.1.2.5

古代沉积 ancient sediment

地质历史时期所形成的沉积体系。

3.1.2.6

沉积模式 sedimentary model

在对一定环境中的现代沉积物的物理、化学、生物特征综合研究的基础上概括出的沉积环境及其沉

积物的物化模型。

3.1.2.7

岩相古地理图 lithofacies paleogeography map

一种表明某个古地理阶段(或相应年代地层单位)岩相类型空间变化规律的古地理图。

3.1.3 构造地质

3.1.3.1

构造 structure

岩层或岩体受地球内外动力地质作用而产生变形、变位,从而形成褶皱、断层、裂缝和劈理以及其他面状或线状构造等。

3.1.3.2

坳陷 depression

盆地基底相对下陷的地区,盆地内的一级构造单元。

3.1.3.3

隆起 uplift

盆地基底相对抬升的地区,盆地内的一级构造单元。

3.1.3.4

凸起 lift

在沉积盆地内一般较大的一级构造单元或中小型沉积盆地内,基础或基底形成的正向构造单元。

3.1.3.5

凹陷 sag

在沉积盆地内一些较大的一级构造单元或中小型沉积盆地内,基础或基底形成的负向构造单元。

3.1.3.6

背斜 anticline

上凸的褶皱或褶曲,其核部为时代较老的地层,两侧(翼)为时代较新地层。

3.1.3.7

向斜 syncline

下凹的褶皱或褶曲,岩层从两侧向轴倾斜,其核部的地层较两侧的地层为新。

3.1.3.8

鼻状构造 nose structure

半背斜

岩层受力扭曲,一端向下倾没、另一端抬起的一种构造等高线不闭合的褶皱构造。

3.1.3.9

单斜 monocline

在一定区域范围内向同一方向倾斜且倾角大致均一的一套岩层。

3.1.3.10

长垣 placanticline

由若干较平缓、宽大的背斜构造组成,且能被同一构造等高线所圈闭的构造单元。

3.1.3.11

裂缝 fracture

岩石受成岩作用或构造作用产生破裂,破裂两侧的岩石沿破裂面没有发生明显的相对位移,或仅有

微量位移的断裂构造。

3.1.3.12

断块 **fault block**

被断层切割,边界全部或部分被断层所限制的区块。

3.1.4 成藏与储层地质

3.1.4.1

烃源岩 **hydrocarbon source rock**

地质历史时期曾经生成过烃类的岩石。

3.1.4.2

干酪根 **kerogen**

沉积岩中所有不溶于非氧化性的酸、碱和非极性有机溶剂的有机质,既包括以分散状态存在于沉积岩中的不溶有机质,也包括以集中状态存在于煤中的不溶有机质。

3.1.4.3

有机质丰度 **organic matter abundance**

各种类型有机质在沉积岩中的含量。

3.1.4.4

盖层 **cap rock**

位于储集层之上或侧畔,能够阻止油气渗漏或减缓油气逸散的岩层或地层。

3.1.4.5

圈闭 **trap**

具备捕获分散烃类形成油气聚集的有效空间,由储集层、盖层和阻止油气继续运移的遮挡物三部分构成。

3.1.4.6

油气运移 **hydrocarbon migration**

油气在地层条件下的移动。

3.1.4.7

初次运移 **primary migration**

油气从烃源岩层向储集层的运移。

3.1.4.8

二次运移 **secondary migration**

油气进入储集层以后的一切运移。

3.1.4.9

储层 **reservoir**

具有一定储集空间,能够聚集油、气、水等流体的岩层。

3.1.4.10

储集空间 **pore space**

地下岩石储层中储集油、气、水等流体的空隙空间。

3.1.4.11

储集空间类型 **reservoir space type**

储集空间的几何形态的展布形式。

注：储集空间根据形态可分为孔隙、溶洞和裂缝。

3.1.4.12

缝洞系统 fracture and cavity system

裂缝系统

由微裂缝及以上级别的有效缝与其相连通的洞穴、孔洞所组成的缝洞网络储集系统,也包括仅由洞穴、孔洞组成的孔洞系统。

3.1.4.13

基质孔隙系统 matrix porous system

由超微缝或孔隙喉道以及所连通的各级有效孔隙所组成的超微缝孔隙网络储集系统。

3.1.4.14

粒度分析 grain size analysis

研究碎屑沉积物(或岩石)中各种粒度含量及粒度分布的一种方法。

3.1.4.15

粒度中值 median grain diameter

粒度累积曲线上质量分数为 50%处所对应的粒径。

3.1.4.16

成岩相 diagenetic facies

在成岩环境控制下,由各种成岩作用形成并具有一定几何形态和特定成岩组构,特定成岩矿物组合的地质体。

3.1.4.17

原生孔隙 primary pore

岩石在其沉积和成岩后未受到任何物理或化学作用而存在的孔隙。

3.1.4.18

次生孔隙 secondary pore

岩石形成后,由溶解、交代、重结晶、白云岩化、构造运动、大气水淋滤等物理、化学作用,产生的孔、缝、洞等。

3.1.4.19

岩石物理相 petrophysical facies

由沉积作用、成岩作用和后期改造等多种地质作用形成的成因地层单元。

3.1.5 油气藏类型

3.1.5.1

构造油气藏 structure reservoir

在构造圈闭中聚集了油气形成的油气藏。

3.1.5.2

岩性油气藏 lithologic reservoir

储集岩性质改变或岩性连续中断所形成的圈闭中聚集油气所形成的油气藏。

3.1.5.3

碎屑岩油气藏 clastic reservoir

储层岩性以陆源砂岩、砾岩等为主的油气藏。

3.1.5.4

碳酸盐岩油气藏 carbonate reservoir

储层岩性以碳酸盐岩为主的油气藏。

3.1.5.5

火成岩油气藏 igneous reservoir

储层岩性以火成岩为主的油气藏。

3.1.5.6

变质岩油气藏 metamorphic reservoir

储层岩性以变质岩为主的油气藏。

3.1.5.7

地层油气藏 stratigraphic reservoir

由地层因素造成遮挡条件形成的圈闭中聚集了油气形成的油气藏。

3.1.5.8

生物礁油气藏 reef reservoir

储集体为生物礁的油气藏。

3.1.5.9

裂缝性油气藏 fractured reservoir

以缝、洞为主要通道的裂缝性储集层构成的油藏、气藏和凝析气藏。

3.1.5.10

异常压力油气藏 abnormal pressure reservoir

储层压力系数小于 0.8 或大于 1.2 的油气藏。

注：小于 0.8 的油气藏称异常低压油气藏，大于 1.2 的油气藏称异常高压油气藏。

3.1.5.11

块状油气藏 massive reservoir

储油(气)层的顶部被不渗透岩层覆盖，而内部没有被不渗透岩层间隔而呈块状，油(气)被底水承托，并具有统一油水或气水界面的油(气)藏。

3.1.5.12

层状油气藏 stratified reservoir

储集层厚度小于油柱高度，呈层状分布，油气聚集受固定层位限制，上下都被不渗透岩层分隔的油气藏。

3.1.6 储量评估

3.1.6.1

地质储量 geological reserves

在钻探发现油气后，根据已发现油气藏(田)的地震、钻井、测井和测试等资料，结合油气分布规律或成藏条件估算求得的已发现油气藏(田)中原始储藏的油气总量。

3.1.6.2

预测地质储量 prognostic reserves

在圈闭预探阶段预探井获得了油气流或综合解释有油气层存在时，对有进一步勘探价值的、可能存在的油(气)藏(田)估算求得的地质储量。

3.1.6.3

控制地质储量 controlled reserves

在圈闭预探阶段预探井获得工业油(气)流，并经过初步钻探认为可提供开采后，估算求得的地质储量。

3.1.6.4

探明地质储量 proved reserves

在油气藏评价阶段,经评价钻证实油气藏(田)可提供开采并能获得经济效益后,估算求得的地质储量。

3.1.6.5

含油气面积 oil/gas-bearing area

油气藏中含油气边界所圈定的面积。

3.1.6.6

储量丰度 reserve abundance

单位含油(气)面积内的地质储量。

3.2 综合油气勘查

3.2.1 油气调查

3.2.1.1

踏勘 preliminary survey

在工区实地察看、访问、了解地质条件和工作条件的活动。

3.2.1.2

石油地质调查 petroleum geological survey

以寻找石油天然气为目的,对某一地区地面上的岩石、地层、构造、油气苗、水文地质、地貌等进行的地质填图或专题研究。

3.2.1.3

综合油气勘查 integrated exploration for oil and gas

用地质调查、地球物理勘探、地球化学勘探和钻探等多种方式寻找石油天然气的工作。

3.2.2 油气勘查

3.2.2.1

地震相 seismic facies

地下地质体在地震反射特征的反应。

3.2.2.2

磁力勘探 magnetic exploration

通过在地球表面或空中测量磁性地质体在地磁场中引起的磁异常探测地质结构和磁性地质体的地球物理勘探方法。

3.2.2.3

石油地球化学勘探 petroleum geochemical prospecting

通过研究与油气资源有关的化学元素和化合物在岩石、土壤、水体、气体、植物等自然界物质中引起的地球化学特征及其分布规律勘察油气资源的过程。

3.2.2.4

油气勘探阶段 oil-gas exploration stage

从开始寻找油气田、发现油气田到探明油气田的整个过程。

3.2.2.5

油气勘探程度 oil-gas exploration degree

一个盆地或盆地内的坳陷、凹陷等区域石油天然气勘探工作的状况。

3.2.2.6

岩性地层区带 lithostratigraphic play

由沉积、成岩、构造与火山等作用造成的地层削截、超覆、相变,使储集体在纵、横向上发生变化,并在三维空间形成具有油气勘探前景的地质单元。

3.2.2.7

填图地质单位 geological mapping unit

地质填图时划分地质体和地质现象特征的基本组成单元,包括图上宽度小于 1 mm 或直径小于 2 mm,具有特殊意义的标志层、岩体、油气苗、沥青、地蜡和泉水等单元。

3.2.2.8

柱状图 columnar section

表达垂直地层走向的铅垂地层剖面中的地层、构造、岩石岩性、颜色、油气显示和沉积相等信息随深度变化的图件。

3.2.2.9

井位测量 well location survey

将设计井位放到地面上,并对钻井施工井位的位置进行勘测和复测的过程。

3.2.2.10

地质井 geology well

盆地勘探初期,为了解地下地质构造、地层分布及油气状况而钻的井。

3.2.2.11

参数井 parameters well

在油气区域勘探阶段,为了解区域地层层序、厚度、岩性、生油、储油和盖层条件、生储盖组合关系,并为物探解释提供参数而钻的井。

3.2.2.12

预探井 wildcat well

根据初步的地质及地球物理调查结果,在有潜在油气圈闭的地区,为证实有无油气蕴藏而钻的井。

3.2.2.13

评价井 evaluation well

对一个已证实有工业性发现的油气流圈闭,为查明油气藏类型,构造形态,油气层厚度及物性变化,评价油气田规模、生产能力(产能)及经济价值,最终以建立探明储量为目的而钻的井。

3.2.2.14

地质录井 geological logging

石油、天然气钻井过程中(从开钻到完井),录取各种直接或间接地质信息的工作。

3.2.2.15

岩屑 cuttings

地下的岩石被钻头破碎后,随钻井液被携带到地面上的岩石碎块。

3.2.2.16

岩心 core

利用取心工具取出的岩石样品。

3.2.2.17

保压取心 pressure-retained coring

用特殊的取心工艺和器具,使钻出的岩心孔隙中的流体保持地层压力的取心技术。

3.2.2.18

岩心归位 core homing

利用伽马曲线对地下取出的岩心进行深度、厚度校正的工作。

3.2.2.19

岩心收获率 core recovery

实际取出岩心长与该次取心进尺之比的百分数。

3.2.2.20

录井综合解释 comprehensive interpretation of geo-logging

利用录井资料、测井资料及其他相关资料,根据钻孔钻遇地层的岩性、电性、物性和油气显示特征,对其进行单层划分,并对流体和储层性质做出评价的过程。

4 油气田开发

4.1 油气藏描述

4.1.1

储层划分对比 reservoir division and correlation

将油气田内的储油气层系根据地层接触关系、沉积层序或旋回、岩性组合的电性特征细分成不同级别的层组,并建立油田(油藏)各井间各级层组的等时对比关系,在油田(油藏)范围内实现统一分层。

4.1.2

油层组 oil layer group

相似沉积环境下连续沉积的油层组合,其分布状况、岩石性质、电性特征、物性特征、流体性质相似,顶底有分布稳定,厚度较大的隔层。

4.1.3

砂岩组 sand layer group

一个上、下被较为稳定的非渗透层分隔,由连续沉积的若干单砂层及相似的电性特征按一定规律组合成的一个较小的沉积旋回。

4.1.4

单砂层 single sandbody

在一定沉积条件下形成的,上、下被泥岩分割,层内岩性较均一,具有一定厚度和分布范围的砂岩层。

4.1.5

有效厚度 net pay

在现代开采工艺技术条件下,扣除夹层及不产油气部分的油气层厚度。

4.1.6

隔层 barrier layer

油气藏开发过程中能阻止流体在层组间互相渗流的岩层。

4.1.7

标准层 key bed

岩性、矿物、古生物及电性等具有明显特征,厚度稳定、分布范围广、易追踪的岩层、岩层组合或岩层界面。

4.1.8

储层非均质性 reservoir heterogeneity

储层的性质随其空间位置而变化的属性。

4.1.9

正韵律 positive rhythm

砂层内部自下而上粒度逐渐变细或渗透率逐渐变低的韵律。

4.1.10

反韵律 reverse rhythm

砂层内部自下而上粒度逐渐变粗或渗透率逐渐变高的韵律。

4.1.11

构造模型 structural model

表征构造圈闭形态、断层性质特征,并建立目的层三维空间形态的分布及变化的模型。

4.1.12

流体模型 fluid model

表征储层在三维空间的分布及其内部流体性质变化的模型。

4.1.13

储层模型 reservoir model

将储层的各种地质特征在三维空间分布及变化定量表述出来的地质模型。

4.1.14

属性模型 property model

通过钻井资料校正后的储层反演孔隙度、渗透率等值图,插值后,建立的各小层的储层物性模型。

4.1.15

技术可采储量 technical recovery

在给定的技术条件下,经理论计算或类比估算最终可采出的油气储量。

4.1.16

经济可采储量 reserves

在现有经济技术条件下可开采的油气储量。

4.1.17

储量评估 reserves estimation

通过油藏工程评价、油气价格预测和经营成本预测得出剩余经济可采储量。

4.2 油气藏物理

4.2.1 油气藏压力和温度

4.2.1.1

地层压力 reservoir pressure

静态平衡状态下,储层中部的压力。

4.2.1.2

地温梯度 temperature gradient

地层温度随深度的变化量,通常采用每 100 m 的温度变化值来表示。

4.2.1.3

油气藏温度 reservoir temperature

静态平衡状态下,油气藏储层中部的温度。

4.2.2 岩石物理性质

4.2.2.1

岩石物理性质 petrophysical property

岩石的力学、热学、电学、声学、放射学等的各种特性参数和物理量。

注：在力学特性上包括渗流特性、机械特性（硬度、弹性、压缩和拉伸性、可钻性、剪切性、塑性等）。

4.2.2.2

孔隙 pore

孔隙和连接它的部分喉道的总体。

4.2.2.3

喉道 throat

多孔介质中孔隙通道的狭窄部位。

4.2.2.4

岩石压缩系数 rock compressibility factor

在单位压降下，单位体积岩石内孔隙体积的变化值。

4.2.3 油气藏流体性质

4.2.3.1

原油性质 crude oil property

包含物理性质和化学性质两个方面，其中物理性质包括颜色、密度、黏度、凝点、含蜡量、溶解性、荧光性、旋光性、组分等；化学性质包括化学组成、热值、馏分组成等。

4.2.3.2

稠油 heavy oil

储层条件下黏度大于 50 mPa·s、相对密度大于 0.92 的原油。

4.2.3.3

易挥发性原油 volatile crude oil

气油比介于 $250 \text{ m}^3/\text{m}^3 \sim 550 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 之间，地面油密度介于 $0.76 \text{ g}/\text{cm}^3 \sim 0.83 \text{ g}/\text{cm}^3$ 之间，体积系数大于 2 的烃类混合物流体。

4.2.3.4

凝析油 condensed oil

在高压地层条件下介于临界温度和临界凝析温度之间的气相烃类，在开采过程中，由于压力下降，从气相中析出的液态烃。

4.2.3.5

凝析气 condensed gas

储层压力高于露点压力，储层温度介于相态临界点温度和临界凝析温度之间的天然气。

4.2.3.6

束缚水 irreducible water

在储层孔隙中与油气共存、在油气开采过程中难以流动的地层水。

4.2.3.7

残余油 residual oil

不能被采出而残留在岩层孔隙中的原油。

4.2.3.8

流体体积系数 oil formation volume factor

储层条件下流体体积与地面标准条件流体体积的比值。

4.2.3.9

地层油密度 oil density at reservoir

在油藏条件下，单位体积地层油的质量。

4.2.3.10

原油黏度 crude oil viscosity

原油内部某一部分质点相对于其他部分质点作相对运动时，所产生的内摩擦力的量度。与温度和

相对分子质量有关。

4.2.3.11

流体压缩系数 compressibility factor

等温条件下,流体体积随压力的变化率。

4.2.3.12

地层水矿化度 formation water salinity

单位体积地层水中所含各种离子、分子及胶体的总含量。

4.2.3.13

水型 water type

按照苏林分类法将天然水分成碳酸氢钠型、硫酸钠型、氯化钙型、氯化镁型四种。

注:油田水主要为碳酸氢钠(NaHCO_3)和氯化钙(CaCl_2)型。地面水则多为硫酸钠(Na_2SO_4)型。

4.2.3.14

天然气黏度 natural gas viscosity

天然气内部某一部分质点相对于其他部分质点作相对运动时,所产生的内摩擦力的量度。与温度和相对分子质量有关。

注:天然气的黏度可分为动力黏度和运动黏度。

4.2.3.15

天然气密度 natural gas density

在一定温度压力条件下,单位体积天然气的质量。

4.2.3.16

气体偏差系数 natural gas compressibility factor; Z factor

在某一温度和压力下,实际气体所占体积与相同理想气体所占体积的比值。

4.2.3.17

生产气油比 gas oil ratio

天然气产量与原油产量的比值。

4.2.3.18

溶解气油比 dissolved gas oil ratio

在油藏原始压力和温度下的含气原油在地面进行脱气后,得到 1 m^3 原油所分出的气量(标准条件)。

4.2.3.19

油气藏流体相态 reservoir fluid phase behavior

油气藏中流体的气、液、固状态分布与环境压力、温度变化的关系。

4.2.3.20

露点压力 dew point pressure

气相烃类在压力变化过程中,保持单一气相状态与析出液相状态之间的界面压力。

4.2.3.21

泡点压力 bubble point pressure

液相烃类在压力变化过程中,保持单一液相状态与溢出气相状态之间的界面压力。

4.2.4 开发实验

4.2.4.1

油藏物理模拟 reservoir physical simulation

以揭示油藏流体驱替机理和描述油藏流体渗透特征为目的,以渗流力学理论和相似理论为指导,构

建实验模型,设计实验参数,实施模拟实验的过程。

4.2.4.2

多孔介质 porous media

以固相介质为骨架,含有大量孔隙、裂隙或洞穴的介质。

4.2.4.3

有效渗透率 effective permeability

当岩石中多相流共存时,其中某一相流体在岩石中通过的能力。

4.2.4.4

相对渗透率 relative permeability

当岩石中为多相流体共存时,每相有效渗透率与绝对渗透率的比值。

注:以小数或百分数表示。

4.2.4.5

润湿性 wettability

在液固界面分子间力的作用下,液体沿固体表面流散或粘附的特性。

4.2.4.6

毛细力 capillary pressure

在毛细管中,由于毛细管表面对两相流体的润湿不同而形成弯液面,弯液面两侧存在的压力差。

4.2.5 渗流力学

4.2.5.1

渗流 fluid flow

流体在多孔介质中的流动。

4.2.5.2

稳定渗流 steady state flow

流体在多孔介质中渗流时,密度和速度等物理量仅为空间函数而不为时间函数的渗流。

4.2.5.3

不稳定渗流 unsteady-state flow

流体在多孔介质中渗流时,密度和速度等物理量不仅是空间的函数而且还是时间函数的渗流。

4.2.5.4

拟稳定渗流 pseudo-steady-state flow

油藏中各点的压力随时间的变化率为常量时的不稳定流动。

4.2.5.5

流固耦合 fluid-structure interaction

在渗流场中,流体应力变化改变了多孔介质的应力平衡,引起多孔介质变型,导致物性参数变化。

4.2.5.6

井间干扰 wells interference

在同一储层内,两口以上的油气井同时生产,其中任何一口井的生产对其他井发生影响的现象。

4.3 开发评价及开发建设

4.3.1 开发评价

4.3.1.1

油气藏评价 reservoir evaluation

在提交控制储量或探明储量的基础上,利用前期获得的有关油气藏各种地质、试采资料及工程技术

手段对油气藏实施技术经济评价的过程。主要任务包括落实动用储量、评价油气层产能,确定油气藏主体开发技术。

4.3.1.2

试采 testing production

油气层获得工业性油气流后,进行较长时间的观察油气层压力和产量变化的过程,确定合理油气产能、开发方式。

4.3.1.3

试井 well testing

通过对井的生产动态的测试,确定井的储层参数、生产动态及生产能力的测试工作。

4.3.1.4

开发先导试验 development pilot testing

油气藏开发前和开发过程中所进行的探索驱替机理、开发特征、工程技术适应性等试验。

4.3.1.5

开发指标 development index

反映油气田开发设计技术经济效果的参数,如产量、压力、含水率、采油速度、采收率以及成本、利润等。

4.3.1.6

油田开发阶段 stage of development

将整个油田开发过程按产量、含水、开采特点等变化情况划分的不同开发时期。按含水变化可分为无水采油阶段、低含水采油阶段、中含水采油阶段、高含水采油阶段;按产量变化可分为全面投产阶段、高产稳产阶段、产量递减阶段、低产阶段;按开发方式可分为一次采油、二次采油、三次采油阶段。

4.3.1.7

开发层系 group of production layers

把特征相近的油气层组合在一起,用一套开发系统进行开发的一组油气层。

4.3.1.8

基础井网 basic well pattern

一个开发区(油田)采用多套井网开发时,对分布稳定、渗透率高、生产能力强、具有独立开发条件的主力油层,先部署一套较稀井网。

4.3.1.9

注水时机 water injection timing

油田开始注水的最佳时机,根据油藏特征分为早期注水、晚期注水、中期注水。

4.3.1.10

边缘注水 peripheral water flooding

注水井按一定形式布在油田边界附近的注水方式。

4.3.1.11

面积注水 pattern water flooding

将注水井和油井按一定的几何形状和密度布置在整个油田上进行水驱开发的方式。

4.3.1.12

周期注水 cyclic water flooding

周期性地改变注入井的注入量,使地层中的压力场返生变化,从而改变流体渗流方向,达到控制油井含水上升、提高采收率的注水方式。

4.3.1.13

油气藏动态分析 reservoir performance analysis

利用生产数据和测试资料分析研究油气藏开采过程中地下油、气、水的变化规律,评价开发效果,预测油气藏开发趋势。

4.3.1.14

注采压力系统 injection and production pressure system

注入泵出口、注入井井口、注入井井底、油层、生产井井底、生产井井口、集油站管线进口等节点压力及沿程压力分布的统称。

4.3.1.15

注入压力 injection pressure

注入井在注入状态下的井口压力。

4.3.1.16

井底流动压力 bottom hole flowing pressure

油、气井在正常生产时油气层中部压力。

4.3.1.17

生产压差 pressure difference

同一时间内,生产井地层压力与井底流动压力之差。

4.3.1.18

水驱控制程度 percentage of OOIP on hold under water flooding

水驱注采井网控制的地质储量和地质总储量之比。

注:通常用注入井与采油井连通厚度占油层总厚度的百分数表示。

4.3.1.19

油层动用程度 producing degree of reservoir

油田在开采过程中,油井中产液厚度或注入井中吸液厚度占射开总厚度的比例。

4.3.1.20

自然递减率 nature decline rate

扣除多种增产措施增加的产量后,生产井单位时间内油气产量递减的百分数。

4.3.1.21

综合递减率 composite decline rate

生产井单位时间内油气产量的变化率或下降率。

注:它反映油气田生产井在各种增产措施情况下的实际产量综合递减的状况。

4.3.1.22

采油速度 off take rate

油藏的年产油量与石油储量的比值。

注:采油速度分为地质储量采油速度、可采储量采油速度和剩余可采储量采油速度三种。

4.3.1.23

采气速度 gas recovery rate

气藏的年产气量与天然气储量的比值。

注:采气速度分为地质储量采气速度、可采储量采气速度和剩余可采储量采气速度三种。

4.3.1.24

注采比 injection-production ratio

某段时间内注入地下的注入剂体积和采出物的体积之比。

4.3.1.25

储采比 reserves production ratio

油气田剩余可采储量与年产量之比。

4.3.1.26

储量替代率 reserves placement ratio

年新增可采储量与年产量之比。

4.3.1.27

存水率 water storage rate

扣除产出水量之后的注入水量占总注入水量的百分数。

4.3.1.28

含水率 water cut

油井采出液体中水所占的质量分数(%)。

4.3.1.29

采出程度 recovery factor

油气田某时间段的累积产油或产气量占油气储量的百分数。

注：按油气储量的概念，可分为地质储量采出程度和可采储量采出程度两种。

4.3.1.30

驱油效率 displacement efficiency

驱油剂波及的岩石孔隙中被驱出的油量与孔隙中的原始含油量之比。

4.3.1.31

波及效率 sweep efficiency

驱油剂在油藏中宏观波及的储层体积占井网控制的储层总体积的百分数。

4.3.2 开发建设及开发调整

4.3.2.1

油(气)田开发方式 oil/gas field development methods

依靠天然能量、注水、注气(汽)、化学驱等开采油(气)田的方法。

4.3.2.2

油气藏工程方案 reservoir engineering design

在全面认识油气藏地质、开采特征的基础上，制定油气藏开发设计。

4.3.2.3

油田开发调整 oil field development adjustment

油田开发过程中，以改善开发效果为目的进行的开发调整。

4.3.2.4

生产井 producer

油气田中直接开采油气流的井。

4.3.2.5

注入井 injector

向油气藏注水、气(汽)、聚合物等驱油剂的井。

4.3.2.6

监测井 observation well

在已投入开发的油气田中，为了录取油气田开发动态资料而设的井。

4.3.2.7

检查井 inspection well

为了认识各类油气层的剩余油饱和度分布和储层性质变化情况以及评价各项挖潜措施效果而钻的取心井。

4.3.3 驱动类型

4.3.3.1

天然能量驱动 natural drive

依靠油气藏中自然存在的各种驱油气动力驱油的开采方式,如边水和底水的压力、气顶气压力、岩石及流体的膨胀力、液体的重力等。

4.3.3.2

弹性驱动 elastic drive

依靠油藏岩石和流体(油、束缚水)的弹性膨胀能量驱油的开采方式。

4.3.3.3

水压驱动 rigid water drive

油藏注水开采达到瞬时注采平衡,即任一时刻从油藏中采出的流体体积等于进入油藏中水的体积时的水压驱动方式。

4.3.3.4

重力驱动 gravity drive

靠原油自身的重力将油驱向井底的驱动形式。

4.3.3.5

混合驱动 combination drive

油气藏有两种或两种以上驱动能量同时起作用时的驱油形式。

4.3.4 油气藏数值模拟

4.3.4.1

油气藏数值模拟 reservoir numerical simulation

以油气藏地质模型为基础,利用油气藏模拟器研究油气生产规律,优选开发方案,预测评价开发效果。

4.3.4.2

黑油模型 black oil model

将烃类系统简单分为油、气两个组分的油气藏模拟数学模型。

4.3.4.3

组分模型 compositional model

将烃类(非烃类)混合体系划分为若干个拟组分的油气藏模拟数学模型。

4.3.4.4

油气藏动态历史拟合 history match for reservoir performance

通过排除油气藏模型失真信息和不确定因素,使模拟计算的产量、含水、压力等动态指标与实际计量、监测数据相吻合。

4.3.4.5

油气藏开发效果预测 reservoir performance prediction

使用已完成的历史拟合模型,针对油气田未来的开发部署预测开发指标的过程。

4.4 提高采收率

4.4.1 化学驱

4.4.1.1

化学驱 **chemical flooding**

以化学剂组成的水溶液体系作驱油剂的驱油方法。

4.4.1.2

聚合物驱 **polymer flooding**

用水溶性高分子聚合物增加水的黏度,将其作为驱油剂的驱油方法。

4.4.1.3

碱驱 **alkaline flooding**

以碱性物质的水溶液作驱油剂的驱油法。

4.4.1.4

表面活性剂驱 **surfactant flooding**

以表面活性剂的水溶液体系作驱油剂的驱油方法。

4.4.1.5

复合驱 **combination flooding**

以聚合物、碱、表面活性剂等两种或两种以上的化学剂组成的水溶液作驱替液的驱油法。

4.4.1.6

泡沫驱 **foam flooding**

以水携带起泡剂和稳定剂、气体(如空气、烟道气或天然气)组成的复合体系作为驱油剂的驱油方法。

4.4.1.7

胶束驱油 **micellar flooding**

在注入水中加入高浓度的表面活性剂形成表面活性剂溶液,且表面活性浓度通常高于其临界胶束浓度,以胶束溶液作为驱油体系的驱油方法。

4.4.1.8

微乳液驱油 **microemulsion flooding**

能够在增溶油后形成水包油型微乳状液表面活性剂溶液作为驱油体系的驱油方法。

4.4.1.9

流度控制 **mobility control**

为了保证驱替体系的稳定性,要求驱替体系的流度接近于或小于被驱替流体的流度。

4.4.1.10

阻力系数 **resistance factor**

聚合物驱油时,注入水的流度与聚合物溶液流度的比值。

4.4.1.11

残余阻力系数 **residual resistance factor**

聚合物溶液通过岩石前、后注入水(或盐水)渗流时的流度比。

4.4.2 热力采油

4.4.2.1

热力采油 **thermal recovery**

通过加热地层提高原油产量和采收率的采油方法。

4.4.2.2

热水驱 hot water flooding

向油层注高温水驱替原油的方法。

4.4.2.3

蒸汽吞吐 steam huff and puff

向井内注入一定量蒸汽,焖井一定时间后,再开井生产的采油方式。

4.4.2.4

蒸汽驱 steam flooding

按照一定的注采井网,从注汽井注入蒸汽驱替原油的采油方式。

4.4.2.5

蒸汽辅助重力泄油 steam assisted gravity drainage

通过直井-水平井或水平井-水平井构成的注采井网,利用蒸汽与原油的密度差上部注汽,下部采油的技术。

4.4.2.6

火烧油层 in-situ combustion

采用适当注采井网,将空气注入油层与原油混合,通过其自燃或人工点火,再连续注入空气维持油层燃烧,利用燃烧产生的热力加热前缘的原油并将其驱向生产井的采油技术。

4.4.2.7

混相驱 miscible flooding

向油藏注入一种能与原油在地层条件下完全或部分混相的流体驱替原油的驱油技术。

4.4.2.8

非混相驱 immiscible flooding

注入油层的气(流)体同油层中的原油不能形成混相流体驱替原油的驱油技术。

4.4.3 微生物采油

4.4.3.1

微生物驱 microbial-enhanced waterflooding

通过注水井向油藏注入经筛选的驱油功能菌和/或激活剂,利用驱油功能菌的生物活动或代谢产物(生物表面活性剂、生物多糖、有机酸、有机溶剂和生物气等)在油藏中与岩石、流体产生生化作用,以改善流体渗流特征,提高原油产量和采收率的驱油技术。

注:微生物驱可分为内源微生物驱和外源微生物驱。

5 采油采气

5.1 完井工艺

5.1.1 完井

5.1.1.1

完井 well completion

从井筒完钻后到移交投产前的工作。

5.1.1.2

井完整性 well integrity

控制地层流体发生无控制流动(层间流动或流向地面)的风险在可接受范围之内,使井始终处于

受控状态。

5.1.1.3

生产管柱 production string

作为油气生产通道的管柱,包括井下工具及设备。

5.1.2 测试

5.1.2.1

试油 production test

利用专用的设备和方法,对井下油、气、水层进行测试,获取地下油、气、水层产能、压力、温度资料,并抽取流体物化分析样品的井下工艺过程。

5.1.2.2

完井测试 well completion test

利用测试工具抽取地层流体样本、测试油气层产能及压力资料的工作。

5.1.2.3

稳定试井 systematic well testing

逐步改变井的工作制度,测量每一工作制度下的稳定井底压力、产水量或注水量、产气量、含砂量和气油比等,确定测试井(层)的产能方程、生产能力、合理工作制度及油藏参数的一种试井方法。

5.1.2.4

不稳定试井 transient well testing

通过开、关井,引起储层压力的重新分布,在不稳定过程中测取井底压力随时间变化的资料,获取油气藏有关参数的试井方法。

5.1.2.5

试井解释 well testing interpretation

通过对油、气、水井测压资料和相应产量资料的分析,计算地层参数,对地层和井做出评价。

5.1.2.6

产液剖面 production profile

采油井各层段产液量及含水率的分布。

5.1.2.7

吸水剖面 water injection profile

注水井注水层或各注水层段的吸水量分布。

5.2 注采工艺

5.2.1 采油工艺

5.2.1.1

自喷 natural flow

依靠油层自身能量使油气从井底举升至地面的开采方式。

5.2.1.2

气举 gaslift

依靠从地面压入井内的高压气体(如天然气、氮气等)的膨胀力和浮力把流体从井底举升到地面的一种采油(气)工艺。

5.2.1.3

流入动态曲线 inflow performance relationship curve

IPR 曲线

油(气)井产量和井底流压之间的关系曲线。

5.2.1.4

示踪剂测试 **tracer testing**

在注入流体中加入示踪剂,通过检测观察井或本井示踪剂的浓度变化,评价注水开发和压裂效果的一种方法。

5.2.1.5

机械采油 **artificial lift**

通过外加机械动力将油井中的流体举升到地面的开采方式。

注: 主要包括抽油机-有杆泵、电潜泵、螺杆泵等。

5.2.1.6

泵挂深度 **pump setting depth**

抽油泵在井内的下入深度。

5.2.1.7

沉没度 **submergence depth**

泵工作时,泵的吸入口沉没在动液面以下的深度。

5.2.1.8

沉没压力 **pump intake pressure**

抽油井环空液面到泵吸入口液柱与液面以上气柱产生的压力。

5.2.1.9

吸入压力 **suction pressure**

沉没压力与井内流体进入泵吸入口摩阻压力之差。

5.2.1.10

充满系数 **coefficient of fillness**

实际进入泵筒的液体体积与柱塞自下死点运动到上死点在泵筒内所让出容积的比值。

5.2.1.11

抽油机负荷扭矩 **load-torque of pumping unit**

抽油机悬点载荷在曲柄轴上造成的扭矩。

5.2.1.12

抽汲参数 **pump parameter**

抽油过程中表示冲程、冲次和泵径的总称。

5.2.1.13

检泵周期 **life span**

两次检泵的时间间隔。

5.2.1.14

抽油井系统效率 **well efficiency**

抽油机井地面系统效率与井下系统效率的乘积。

5.2.1.15

抽油泵效率 **pump efficiency**

抽油泵实际排量与理论排量的比值。

5.2.1.16

示功图 **indicator diagram**

抽油泵活塞在不同位置时光杆负荷的大小及抽油泵所作的功绘制的图形。

注：一般用于反映井下抽油泵工作状态。

5.2.1.17

气锁 gas locking

抽油泵工作时,由于气体进入泵内,使液体不能进泵也不能排出液体的现象。

5.2.1.18

抽空 pump off

抽油泵工作时,由于供液能力不足,造成没有液体进入泵内的现象。

5.2.1.19

套管压力 casing pressure

套压

井口套管与油管环空的压力。

5.2.1.20

油管压力 tubing pressure

油压

井口油管压力。

5.2.1.21

静液面 static liquid level

非自喷井关井稳定后,井口到油管与套管之间环空液体稳定的液面深度。

5.2.1.22

动液面 producing fluid level; PFL

非自喷井在正常生产时,井中油管与套管之间环空液体的液面深度。

5.2.1.23

采油指数 oil production index

单位生产压差下的日产油量。

5.2.1.24

油(气)井出砂 sand production

油(气)井生产过程中储层的砂粒随流体一起流入井筒中的现象。

5.2.1.25

油井结蜡 paraffin deposit

当原油流入井内沿井筒上升时,由于温度、压力逐渐下降,溶解于原油中的石蜡就从原油中析出,在井筒内聚积、沉积、粘附的现象。

5.2.2 采气工艺

5.2.2.1

排水采气 gas well deliquification

采用排液措施排出气井井下积液的采气方法,主要有泡沫排水采气、气举排水采气、速度管柱排水采气、机抽排水采气等方法。

5.2.2.2

临界携液流量 critical velocity

在一定的油管尺寸下,含水气井能连续排液维持气井自喷生产的最小产气量。

5.2.2.3

泡沫排水采气 water drainage and gas production by foam

采用注入起泡剂,以降低井内液体的相对密度、表面张力,实现连续自喷的排出井筒积液以保证气

井正常生产的工艺方法。

5.2.2.4

机抽排水采气 **water drainage and gas production by pumping unit**

采用机械抽油泵将井筒积液举升至地面以保证气井正常生产的工艺方法。

5.2.2.5

气举排水采气 **water drainage and gas production by gas lift**

利用注入井筒中的高压气体能量,将井筒积液举升至地面以保证气井正常生产的工艺方法。

5.2.3 注水工艺

5.2.3.1

注水 **water injection**

将处理合格的水注入油层,实现补充地层能量、提高油层开发效果和原油采收率的一种开采方法。

5.2.3.2

笼统注水 **full zone water injection**

在同一注入压力下向各储层同时注水的方法。

5.2.3.3

分层(段)注水 **separated layer water injection**

在多储层开采中,按配注要求,在注水井中实现分层(段)控制注水的方式。

5.2.3.4

水质指标 **water-quality guideline**

对注入水质量规定的单项控制性指标(悬浮物固体含量、悬浮物粒径中值、含油量、腐蚀率、点蚀率、硫酸盐还原菌个数、铁细菌个数、腐生菌个数等)及单项辅助性指标(溶解氧、硫化氢含量、侵蚀性二氧化碳、铁、pH 值等)。

5.2.3.5

注水强度 **water injection intensity**

每米射开储层厚度的日注水量。

5.2.3.6

注水压力 **water injection pressure**

正常注水时的井口压力。

5.2.3.7

注水视指示曲线 **water injection apparent indicative curve**

稳定流动条件下,注水井注水压力与日注水量之间的关系曲线。

5.2.3.8

视吸水指数 **apparent water injectivity index**

日注水量与注水压力的比值。

5.2.3.9

分层注水合格率 **qualification rate of separated layer water injection**

分注井调配时,所测配的注水合格层数与被检查的分注井总层数的百分比。

5.2.3.10

油田用采出水处理剂 **produced water treatment chemicals used in oil field**

油田采出水处理药剂的统称。

5.2.3.11

絮凝剂 flocculant

能吸附水中固体颗粒和油珠,使之快速下沉或上浮的水处理剂。

5.2.3.12

杀菌剂 bactericide

能起到杀灭水中细菌的化学剂。

5.2.3.13

除氧剂 deoxidiser

能除去水中溶解氧的化学剂。

5.2.3.14

阻垢剂 scale inhibitor

防止或减缓注水系统和地层结垢的化学剂。

5.2.3.15

破乳剂 demulsifier

能破坏油水乳状液的表面活性剂。

5.2.4 储层保护

5.2.4.1

储层损害 reservoir damage

在钻井、完井、采油气、增产措施、修井等各种作业时,对储层近井地带造成流体自然产出或注入能力下降的现象。

5.2.4.2

储层敏感性 reservoir sensitivity

储层岩石中易与工作液发生物理和化学反应,导致油气层渗透性显著降低的现象。

5.2.4.3

储层敏感性评价 reservoir sensitivity evaluation

通过实验对导致储层渗透率下降程度及因素的评价分析,如:速敏、水敏、酸敏、盐敏、碱敏和压敏等实验评价。

5.3 井下作业

5.3.1 修井作业

5.3.1.1

检泵 pump inspection

换泵、加深或上提泵挂,解除抽油泵砂卡、蜡卡、抽油杆断脱、零件磨损等故障作业过程的统称。

5.3.1.2

压井液 killing fluid

使井筒液柱压力与地层压力平衡,防止作业过程中井涌、井喷等安全事故所使用的液体。

5.3.1.3

洗井 well flushing

用液体在油管与油套环空循环清除井内污物,保持井内清洁的作业。

5.3.1.4

水力喷砂射孔 hydrajetting perforation

利用携带磨料的高速流体对井壁、水泥环及地层进行喷射穿透的工艺技术。

5.3.1.5

开窗侧钻 sidetrack drilling

采用造斜工具从套管壁上开出窗口,通过窗口侧向钻进到地层中的工艺过程。

5.3.1.6

套管刮削 casing scraping

清除套管内壁上水泥、硬蜡、盐垢及炮眼、毛刺等的作业。

5.3.1.7

通井 drifting

将通井规下入井筒内检查井筒完整状况的作业。

5.3.2 砂蜡、水防治

5.3.2.1

防蜡 paraffin control

防止蜡在固体表面上沉积的措施。

5.3.2.2

清蜡 paraffin removal

清除沉积在固体表面上蜡的措施。

注:常用的方法有机械清蜡、热力清蜡、化学清蜡等。

5.3.2.3

防蜡剂 paraffin inhibitor

能抑制原油中蜡晶长大、聚集和(或)在固体表面上沉积的化学剂。

5.3.2.4

清蜡剂 paraffin remover

清除结在井筒和设备上蜡所采用的化学剂。

5.3.2.5

防砂 sand control

能够有效地阻止地层砂随流体进入井筒的工艺措施。

5.3.2.6

冲砂 sand clean out

通过冲砂管柱向井内注入高速流体冲散砂堵,由循环上返的液体将砂粒带到地面,以解除油(水)井砂堵的工艺措施。

5.3.2.7

封窜 channel plugging

封堵窜槽的工艺措施。

5.3.3 堵水、调剖工艺

5.3.3.1

堵水 water shutoff

在油气井生产过程中,封堵油气井的出水层或层内高含水段,降低油气层出水能力,提高油气井产量的相关作业。

5.3.3.2

机械(法)堵水 mechanical water shutoff

用封隔器等机械工具卡堵油(气)井出水层段的方法。

5.3.3.3

化学法堵水 chemistry water shutoff

用化学剂封堵出水层段或控制油(气)井出水量的方法。

5.3.3.4

找水 water detection

确定出水层位的工艺方法。

注：主要有机械法、井温测井法、流体电阻测井法、放射性同位素测井法等。

5.3.3.5

堵水剂 blocking agent

用来在油(气)井内封堵出水层位的化学剂。

5.3.3.6

调剖 profile control

通过注入化学剂,降低或封堵高吸水层段的吸水能力,改善吸水剖面的工艺措施。

5.3.3.7

调剖剂 profile control agent

用于注水井调整吸水剖面的材料。

5.4 增产措施

5.4.1 压裂

5.4.1.1

水力压裂 hydraulic fracturing

利用压裂设备通过井筒向目的层高压注入压裂液使地层破裂,并加入支撑剂,形成具有一定导流能力的裂缝,达到增产目的的工艺措施。

5.4.1.2

破裂压力 fracture breakdown pressure

压裂施工中使储层开始破裂时的井底压力。

5.4.1.3

裂缝延伸压力 fracture extension pressure

压裂施工过程中地层破裂后,使水力裂缝保持张开并不断延伸时的井底压力。

5.4.1.4

闭合压力 closure pressure

水力压裂结束后,使张开的水力裂缝重新完全闭合时的井底压力。

5.4.1.5

水力裂缝几何形态 hydraulic fracture geometry

裂缝的形态,由半缝长(半径)、宽度、高度、方位和对称性来表征。

5.4.1.6

动态半缝长 hydraulically created fracture half length

以井轴为零点向外延伸的裂缝长度。

5.4.1.7

裂缝方位 fracture azimuth

裂缝在水平面上延伸的方向,用方位角表示。

5.4.1.8

裂缝导流能力 fracture conductivity

裂缝允许流体通过的能力,是裂缝渗透率与裂缝宽度的乘积。

5.4.1.9

砂液比 volume ratio of sand to liquid

在泵注携砂液时,加入的支撑剂堆积体积与所用的纯液体的体积比。

5.4.1.10

压裂液 fracturing fluid

水力压裂施工过程中,压裂过程中所用工作液的总称。

5.4.1.11

前置液 pad

水力压裂施工过程中,加入支撑剂前所用的液体。

5.4.1.12

携砂液 sand-carrying fluid

水力压裂施工过程中,用于输送支撑剂的液体。

5.4.1.13

顶替液 flashing fluid

水力压裂施工过程中,用于将携砂液顶替至地层的液体。

5.4.1.14

压裂液流变性 fracturing fluid rheology

描述压裂液流动和变形能力的特性指标。

注:主要表征参数包括表观黏度、流动行为指数与稠度系数等。

5.4.1.15

压裂液表观黏度 fracturing fluid apparent viscosity

压裂用的非牛顿液体对应剪切速率下的黏度。

5.4.1.16

压裂支撑剂 proppant

压裂过程中,随压裂液注入地层中,用于支撑水力压裂压开的地层裂缝的固体颗粒物质。

注:主要有石英砂、陶粒等。

5.4.1.17

支撑剂破碎率 proppant crushed percent

一定量的支撑剂试样在规定的压力级别下,产生的小于规定粒径尺寸下限的碎屑量与试样总量的比值。

5.4.1.18

支撑剂铺置浓度 proppant loading concentration

单位裂缝面积上的支撑剂质量。

5.4.1.19

压裂液添加剂 additives

用于改善压裂液性能的化学剂。

5.4.1.20

压裂液稠化剂 gelling agent

用于提高压裂液粘度或形成冻胶的化学剂。

5.4.1.21

压裂液交联剂 cross-linker

用于与稠化剂发生交联反应生成冻胶压裂液的化学剂。

5.4.1.22

压裂液破胶剂 breaker

用于压裂液破胶降粘的化学剂。

5.4.1.23

压裂液减阻剂 friction reducer

能减小压裂液流动摩阻的化学剂。

5.4.1.24

助排剂 flowback surfactant

能帮助工作残液从地层返排的化学剂。

5.4.1.25

黏土稳定剂 clay stabilizer

能使油气层中黏土矿物不膨胀和运移的化学剂。

5.4.2 酸化

5.4.2.1

酸化 acidizing

通过地面注入设备在不压开地层条件下,将酸液注入地层,溶解井底及其近井地带的堵塞物、储层岩石中的一些填隙物或胶结物等,改善油(气)层渗透率,达到油气水井增产增注目的的工艺措施。

5.4.2.2

酸压 acid fracturing

采用能够与储层岩石发生化学反应的酸液,对储层进行的压裂施工。

5.4.2.3

酸[化]液 acidizing fluid

根据酸化目的和地层条件,选择适当的酸与添加剂所配的液体。

5.4.2.4

酸的有效作用距离 effective distance of live acid

酸液由活酸变为乏酸之前在储层内所流经的距离。

5.4.2.5

酸液配伍性 compatibility

酸液与储层和储层流体接触时,所发生的对于油、气渗流能力影响大小的物理、化学变化的现象。

5.4.2.6

酸液添加剂 acid additives

为改善酸液的性能和防止酸液在油气层中产生有害影响加入到酸液中的化学剂。

5.4.2.7

酸液缓蚀剂 acid corrosion inhibitor

能抑制酸液对金属腐蚀的化学剂。

5.4.2.8

铁离子稳定剂 ferric ion stabilizer

能通过络合、螯合、还原和(或)pH 值控制等作用防止铁离子二次沉淀的化学剂。

5.4.2.9

缓速剂 retarder

能延缓酸液与地层反应速度的化学剂。

索引

汉语拼音索引

A

- 凹陷 3.1.3.5
 坳陷 3.1.3.2

B

- 半背斜 3.1.3.8
 饱和度 2.45
 保压取心 3.2.2.17
 背斜 3.1.3.6
 泵挂深度 5.2.1.6
 鼻状构造 3.1.3.8
 闭合压力 5.4.1.4
 边缘注水 4.3.1.10
 变质岩 2.14
 变质岩油气藏 3.1.5.6
 变质作用 2.22
 标准层 4.1.7
 表面活性剂驱 4.4.1.4
 波及效率 4.3.1.31
 不稳定渗流 4.2.5.3
 不稳定试井 5.1.2.4

C

- 采出程度 4.3.1.29
 采气速度 4.3.1.23
 采油采气 2.3
 采油速度 4.3.1.22
 采油指数 5.2.1.23
 参数井 3.2.2.11
 残余油 4.2.3.7
 残余阻力系数 4.4.1.11
 层序 3.1.1.1
 层序地层 3.1.1.2
 层状油气藏 3.1.5.12
 产液剖面 5.1.2.6
 长恒 3.1.3.10
 沉积模式 3.1.2.6

- 沉积盆地 2.32
 沉积体系 3.1.2.3
 沉积相 3.1.2.2
 沉积旋回 3.1.2.1
 沉积岩 2.12
 沉积作用 2.20
 沉没度 5.2.1.7
 沉没压力 5.2.1.8
 成岩相 3.1.4.16
 成岩作用 2.23
 冲砂 5.3.2.6
 充满系数 5.2.1.10
 抽汲参数 5.2.1.12
 抽空 5.2.1.18
 抽油泵效率 5.2.1.15
 抽油机负荷扭矩 5.2.1.11
 抽油井系统效率 5.2.1.14
 稠油 4.2.3.2
 初次运移 3.1.4.7
 除氧剂 5.2.3.13
 储采比 4.3.1.25
 储层 3.1.4.9
 储层保护 2.61
 储层非均质性 4.1.8
 储层划分对比 4.1.1
 储层敏感性 5.2.4.2
 储层敏感性评价 5.2.4.3
 储层模型 4.1.13
 储层损害 5.2.4.1
 储集空间 3.1.4.10
 储集空间类型 3.1.4.11
 储量 2.35
 储量丰度 3.1.6.6
 储量评估 4.1.17
 储量替代率 4.3.1.26
 磁力勘探 3.2.2.2
 次生孔隙 3.1.4.18
 存水率 4.3.1.27

D

单砂层	4.1.4
单斜	3.1.3.9
地层水矿化度	4.2.3.12
地层压力	4.2.1.1
地层油密度	4.2.3.9
地层油气藏	3.1.5.7
地温梯度	4.2.1.2
地震相	3.2.2.1
地质储量	3.1.6.1
地质构造	2.25
地质井	3.2.2.10
地质录井	3.2.2.14
地质年代	2.16
地质作用	2.17
顶替液	5.4.1.13
动态半缝长	5.4.1.6
动液面	5.2.1.22
堵水	5.3.3.1
堵水剂	5.3.3.5
断层	2.30
断块	3.1.3.12
多孔介质	4.2.4.2

E

二次运移	3.1.4.8
------------	---------

F

反韵律	4.1.10
防蜡	5.3.2.1
防蜡剂	5.3.2.3
防砂	5.3.2.5
非混相驱	4.4.2.8
分层(段)注水	5.2.3.3
分层注水合格率	5.2.3.9
风化作用	2.19
封窜	5.3.2.7
缝洞系统	3.1.4.12
复合驱	4.4.1.5

G

盖层	3.1.4.4
----------	---------

干层	2.49
干酪根	3.1.4.2
隔层	4.1.6
构造	3.1.3.1
构造模型	4.1.11
构造油气藏	3.1.5.1
构造运动	2.24
古代沉积	3.1.2.5

H

含水率	4.3.1.28
含油气面积	3.1.6.5
含油气盆地	2.33
黑油模型	4.3.4.2
喉道	4.2.2.3
化石	2.18
化学法堵水	5.3.3.3
化学驱	4.4.1.1
缓速剂	5.4.2.9
混合驱动	4.3.3.5
混相驱	4.4.2.7
火成岩	2.13
火成岩油气藏	3.1.5.5
火烧油层	4.4.2.6

J

机抽排水采气	5.2.2.4
机械(法)堵水	5.3.3.2
机械采油	5.2.1.5
基础井网	4.3.1.8
基质孔隙系统	3.1.4.13
技术可采储量	4.1.15
假整合	2.27
监测井	4.3.2.6
检泵	5.3.1.1
检泵周期	5.2.1.13
检查井	4.3.2.7
碱驱	4.4.1.3
胶束驱油	4.4.1.7
角度不整合	2.28
节理	2.31
经济可采储量	4.1.16
井别	2.54

井底流动压力	4.3.1.16
井间干扰	4.2.5.6
井完整性	5.1.1.2
井位测量	3.2.2.9
井下作业	2.59
静液面	5.2.1.21
聚合物驱	4.4.1.2

K

开窗侧钻	5.3.1.5
开发层系	4.3.1.7
开发先导试验	4.3.1.4
开发指标	4.3.1.5
可燃冰	2.10
孔隙	4.2.2.2
孔隙度	2.43
控制地质储量	3.1.6.3
块状油气藏	3.1.5.11
矿物	2.15

L

粒度分析	3.1.4.14
粒度中值	3.1.4.15
裂缝	3.1.3.11
裂缝导流能力	5.4.1.8
裂缝方位	5.4.1.7
裂缝系统	3.1.4.12
裂缝性油气藏	3.1.5.9
裂缝延伸压力	5.4.1.3
临界携液流量	5.2.2.2
流度控制	4.4.1.9
流固耦合	4.2.5.5
流入动态曲线	5.2.1.3
流体模型	4.1.12
流体体积系数	4.2.3.8
流体压缩系数	4.2.3.11
笼统注水	5.2.3.2
隆起	3.1.3.3
录井综合解释	3.2.2.20
露点压力	4.2.3.20

M

毛管力	4.2.4.6
-----------	---------

煤层气	2.6
煤层瓦斯	2.6
面积注水	4.3.1.11

N

拟稳定渗流	4.2.5.4
黏土稳定剂	5.4.1.25
凝析气	4.2.3.5
凝析油	4.2.3.4

P

排水采气	5.2.2.1
泡点压力	4.2.3.21
泡沫排水采气	5.2.2.3
泡沫驱	4.4.1.6
平行不整合	2.27
评价井	3.2.2.13
破裂压力	5.4.1.2
破乳剂	5.2.3.15

Q

气藏	2.39
气藏气	2.40
气层	2.47
气举	5.2.1.2
气举排水采气	5.2.2.5
气水同层	2.51
气锁	5.2.1.17
气体偏差系数	4.2.3.16
前置液	5.4.1.11
清蜡	5.3.2.2
清蜡剂	5.3.2.4
驱油效率	4.3.1.30
圈闭	3.1.4.5

R

热力采油	4.4.2.1
热水驱	4.4.2.2
溶解气	2.41
溶解气油比	4.2.3.18
润湿性	4.2.4.5

S

杀菌剂	5.2.3.12
-----------	----------

砂岩组	4.1.3
砂液比	5.4.1.9
渗流	4.2.5.1
渗透率	2.44
生产管柱	5.1.1.3
生产井	4.3.2.4
生产气油比	4.2.3.17
生产压差	4.3.1.17
生物礁油气藏	3.1.5.8
石油	2.4
石油地球化学勘探	3.2.2.3
石油地质调查	3.2.1.2
示功图	5.2.1.16
示踪剂测试	5.2.1.4
试采	4.3.1.2
试井	4.3.1.3
试井解释	5.1.2.5
试油	5.1.2.1
视吸水指数	5.2.3.8
属性模型	4.1.14
束缚水	4.2.3.6
水层	2.48
水力裂缝几何形态	5.4.1.5
水力喷砂射孔	5.3.1.4
水力压裂	5.4.1.1
水驱控制程度	4.3.1.18
水型	4.2.3.13
水压驱动	4.3.3.3
水质指标	5.2.3.4
酸[化]液	5.4.2.3
酸的有效作用距离	5.4.2.4
酸化	5.4.2.1
酸压	5.4.2.2
酸液缓蚀剂	5.4.2.7
酸液配伍性	5.4.2.5
酸液添加剂	5.4.2.6
碎屑岩油气藏	3.1.5.3

T

踏勘	3.2.1.1
弹性驱动	4.3.3.2
探明地质储量	3.1.6.4
碳酸盐岩油气藏	3.1.5.4

套管刮削	5.3.1.6
套管压力	5.2.1.19
套压	5.2.1.19
天然能量驱动	4.3.3.1
天然气	2.5
天然气密度	4.2.3.15
天然气黏度	4.2.3.14
天然气水合物	2.10
填图地质单位	3.2.2.7
调剖	5.3.3.6
调剖剂	5.3.3.7
铁离子稳定剂	5.4.2.8
烃源岩	3.1.4.1
通井	5.3.1.7
凸起	3.1.3.4

W

完井	5.1.1.1
完井测试	5.1.2.2
微乳液驱油	4.4.1.8
微生物驱	4.4.3.1
稳定渗流	4.2.5.2
稳定试井	5.1.2.3

X

吸入压力	5.2.1.9
吸水剖面	5.1.2.7
洗井	5.3.1.3
现代沉积	3.1.2.4
相对渗透率	4.2.4.4
向斜	3.1.3.7
携砂液	5.4.1.12
絮凝剂	5.2.3.11

Y

压井液	5.3.1.2
压裂	2.56
压裂液	5.4.1.10
压裂液表观黏度	5.4.1.15
压裂液稠化剂	5.4.1.20
压裂液减阻剂	5.4.1.23
压裂液交联剂	5.4.1.21
压裂液流变性	5.4.1.14

压裂液破胶剂	5.4.1.22
压裂液添加剂	5.4.1.19
压裂支撑剂	5.4.1.16
岩浆岩	2.13
岩浆作用	2.21
岩石	2.11
岩石物理相	3.1.4.19
岩石物理性质	4.2.2.1
岩石压缩系数	4.2.2.4
岩相古地理图	3.1.2.7
岩屑	3.2.2.15
岩心	3.2.2.16
岩心归位	3.2.2.18
岩心收获率	3.2.2.19
岩性地层区带	3.2.2.6
岩性油气藏	3.1.5.2
页岩气	2.9
异常压力油气藏	3.1.5.10
易挥发性原油	4.2.3.3
油(气)藏	2.36
油(气)井出砂	5.2.1.24
油(气)田	2.37
油(气)田开发方案	2.58
油(气)田开发方式	4.3.2.1
油藏	2.38
油藏物理模拟	4.2.4.1
油层	2.46
油层动用程度	4.3.1.19
油层组	4.1.2
油管压力	5.2.1.20
油压	5.2.1.20
油井结蜡	5.2.1.25
油气藏地层水	2.53
油气藏地质模型	2.57
油气藏动态分析	4.3.1.13
油气藏动态历史拟合	4.3.4.4
油气藏工程方案	4.3.2.2
油气藏开发效果预测	4.3.4.5
油气藏流体相态	4.2.3.19
油气藏评价	4.3.1.1
油气藏数值模拟	4.3.4.1
油气藏温度	4.2.1.3
油气开发	2.2

油气勘探	2.1
油气勘探程度	3.2.2.5
油气勘探阶段	3.2.2.4
油气苗	2.42
油气同层	2.52
油气运移	3.1.4.6
油水同层	2.50
油田化学剂	2.55
油田开发阶段	4.3.1.6
油田开发调整	4.3.2.3
油田用采出水处理剂	5.2.3.10
油压	5.2.1.20
有机质丰度	3.1.4.3
有效厚度	4.1.5
有效渗透率	4.2.4.3
预测地质储量	3.1.6.2
预探井	3.2.2.12
原生孔隙	3.1.4.17
原油黏度	4.2.3.10
原油性质	4.2.3.1

Z

增产措施	2.60
找水	5.3.3.4
褶皱	2.29
蒸汽辅助重力泄油	4.4.2.5
蒸汽驱	4.4.2.4
蒸汽吞吐	4.4.2.3
整合	2.26
正韵律	4.1.9
支撑剂破碎率	5.4.1.17
支撑剂铺置浓度	5.4.1.18
致密砂岩气	2.8
致密油	2.7
重力驱动	4.3.3.4
周期注水	4.3.1.12
助排剂	5.4.1.24
注采比	4.3.1.24
注采压力系统	4.3.1.14
注入井	4.3.2.5
注入压力	4.3.1.15
注水	5.2.3.1
注水强度	5.2.3.5

注水时机	4.3.1.9	自然递减率	4.3.1.20
注水视指示曲线	5.2.3.7	综合递减率	4.3.1.21
注水压力	5.2.3.6	综合油气勘查	3.2.1.3
柱状图	3.2.2.8	阻垢剂	5.2.3.14
资源量	2.34	阻力系数	4.4.1.10
自喷	5.2.1.1	组分模型	4.3.4.33
		IRP 曲线	5.2.1.3

英文对应词索引

A

abnormal pressure reservoir	3.1.5.10
acid additives	5.4.2.6
acid corrosion inhibitor	5.4.2.7
acid fracturing	5.4.2.2
acidizing	5.4.2.1
acidizing fluid	5.4.2.3
additives	5.4.1.19
alkaline flooding	4.4.1.3
ancient sediment	3.1.2.5
angular unconformity	2.28
anticline	3.1.3.6
apparent water injectivity index	5.2.3.8
artificial lift	5.2.1.5

B

bactericide	5.2.3.12
barrier layer	4.1.6
basic well pattern	4.3.1.8
black oil model	4.3.4.2
blocking agent	5.3.3.5
bottom hole flowing pressure	4.3.1.16
breaker	5.4.1.22
bubble point pressure	4.2.3.21

C

cap rock	3.1.4.4
capillary pressure	4.2.4.6
carbonate reservoir	3.1.5.4
casing pressure	5.2.1.19
casing scraping	5.3.1.6
channel plugging	5.3.2.7

chemical flooding	4.4.1.1
chemistry water shutoff	5.3.3.3
clastic reservoir	3.1.5.3
clay stabilizer	5.4.1.25
closure pressure	5.4.1.4
coalbed gas	2.6
coalbed methane	2.6
coefficient of fillness	5.2.1.10
columnar section	3.2.2.8
combination drive	4.3.3.5
combination flooding	4.4.1.5
combustible ice	2.10
compatibility	5.4.2.5
composite decline rate	4.3.1.21
compositional model	4.3.4.3
comprehensive interpretation of geo-logging	3.2.2.20
compressibility factor	4.2.3.11
condensed gas	4.2.3.5
condensed oil	4.2.3.4
conformity	2.26
controlled reserves	3.1.6.3
core	3.2.2.16
core homing	3.2.2.18
core recovery	3.2.2.19
critical velocity	5.2.2.2
cross-linker	5.4.1.21
crude oil property	4.2.3.1
crude oil viscosity	4.2.3.10
cuttings	3.2.2.15
cyclic water flooding	4.3.1.12

D

demulsifier	5.2.3.15
deoxidiser	5.2.3.13
depression	3.1.3.2
development index	4.3.1.5
development pilot testing	4.3.1.4
dew point pressure	4.2.3.20
diagenesis	2.23
diagenetic facies	3.1.4.16
disconformity	2.27
displacement efficiency	4.3.1.30
dissolved gas	2.41

dissolved gas oil ratio	4.2.3.18
downhole operation	2.59
drifting	5.3.1.7
dry layer	2.49

E

effective distance of live acid	5.4.2.4
effective permeability	4.2.4.3
elastic drive	4.3.3.2
evaluation well	3.2.2.13

F

fault	2.30
fault block	3.1.3.12
ferric ion stabilizer	5.4.2.8
flashing fluid	5.4.1.13
flocculant	5.2.3.11
flowback surfactant	5.4.1.24
fluid flow	4.2.5.1
fluid model	4.1.12
fluid-structure interaction	4.2.5.5
foam flooding	4.4.1.6
fold	2.29
formation water salinity	4.2.3.12
fossil	2.18
fracture	3.1.3.11
fracture and cavity system	3.1.4.12
fracture azimuth	5.4.1.7
fracture breakdown pressure	5.4.1.2
fracture conductivity	5.4.1.8
fracture extension pressure	5.4.1.3
fractured reservoir	3.1.5.9
fracturing	2.56
fracturing fluid	5.4.1.10
fracturing fluid apparent viscosity	5.4.1.15
fracturing fluid rheology	5.4.1.14
friction reducer	5.4.1.23
full zone water injection	5.2.3.2

G

gas hydrate	2.10
gas layer	2.47
gas locking	5.2.1.17

gas oil ratio	4.2.3.17
gas recovery rate	4.3.1.23
gas reservoir	2.39
gas well deliquification	5.2.2.1
gas-water layer	2.51
gaslift	5.2.1.2
gelling agent	5.4.1.20
geologic process	2.17
geologic time	2.16
geological logging	3.2.2.14
geological mapping unit	3.2.2.7
geological reserves	3.1.6.1
geological structure	2.25
geology well	3.2.2.10
grain size analysis	3.1.4.14
gravity drive	4.3.3.4
group of production layers	4.3.1.7

H

heavy oil	4.2.3.2
history match for reservoir performance	4.3.4.4
hot water flooding	4.4.2.2
hydrajetting perforation	5.3.1.4
hydraulic fracture geometry	5.4.1.5
hydraulic fracturing	5.4.1.1
hydraulically created fracture half length	5.4.1.6
hydrocarbon migration	3.1.4.6
hydrocarbon source rock	3.1.4.1

I

igneous reservoir	3.1.5.5
igneous rock	2.13
immiscible flooding	4.4.2.8
in-situ combustion	4.4.2.6
indicator diagram	5.2.1.16
inflow performance relationship curve	5.2.1.3
injection and production pressure system	4.3.1.14
injection pressure	4.3.1.15
injection-production ratio	4.3.1.24
injector	4.3.2.5
inspection well	4.3.2.7
integrated exploration for oil and gas	3.2.1.3
irreducible water	4.2.3.6

J

joint	2.31
-------------	------

K

kerogen	3.1.4.2
key bed	4.1.7
killing fluid	5.3.1.2

L

life span	5.2.1.13
lift	3.1.3.4
lithofacies paleogeography map	3.1.2.7
lithologic reservoir	3.1.5.2
lithostratigraphic play	3.2.2.6
load-torque of pumping unit	5.2.1.11

M

magmatism	2.21
magmatite rock	2.13
magnetic exploration	3.2.2.2
massive reservoir	3.1.5.11
matrix porous system	3.1.4.13
mechanical water shutoff	5.3.3.2
median grain diameter	3.1.4.15
metamorphic reservoir	3.1.5.6
metamorphic rock	2.14
metamorphism	2.22
micellar flooding	4.4.1.7
microbial-enhanced waterflooding	4.4.3.1
microemulsion flooding	4.4.1.8
mineral	2.15
miscible flooding	4.4.2.7
mobility control	4.4.1.9
monocline	3.1.3.9

N

natural drive	4.3.3.1
natural flow	5.2.1.1
natural gas	2.5
natural gas compressibility factor	4.2.3.16
natural gas density	4.2.3.15
natural gas viscosity	4.2.3.14

nature decline rate	4.3.1.20
net pay	4.1.5
non-associated gas	2.40
nose structure	3.1.3.8

O

observation well	4.3.2.6
off take rate	4.3.1.22
oil density at reservoir	4.2.3.9
oil/gas field	2.37
oil field development adjustment	4.3.2.3
oil formation volume factor	4.2.3.8
oil layer	2.46
oil layer group	4.1.2
oil production index	5.2.1.23
oil reservoir	2.38
oil-gas development	2.2
oil-gas exploration	2.1
oil-gas exploration degree	3.2.2.5
oil-gas exploration stage	3.2.2.4
oil-gas layer	2.52
oil-water layer	2.50
oil/gas field development methods	4.3.2.1
oil/gas production	2.3
oil/gas reservoir water	2.53
oil/gas-bearing area	3.1.6.5
oilfield chemicals	2.55
oilfield development plan	2.58
OOIP	2.35
organic matter abundance	3.1.4.3
original oil in place	2.35

P

pad	5.4.1.11
paraffin control	5.3.2.1
paraffin deposit	5.2.1.25
paraffin inhibitor	5.3.2.3
paraffin removal	5.3.2.2
paraffin remover	5.3.2.4
parallel unconformity	2.27
parameters well	3.2.2.11
pattern water flooding	4.3.1.11
percentage of OOIP on hold under water flooding	4.3.1.18

peripheral water flooding	4.3.1.10
permeability	2.44
petroleum	2.4
petroleum geochemical prospecting	3.2.2.3
petroleum geological survey	3.2.1.2
petroliferous basin	2.33
petrophysical facies	3.1.4.19
petrophysical property	4.2.2.1
PFL	5.2.1.22
placanticline	3.1.3.10
polymer flooding	4.4.1.2
pore	4.2.2.2
pore space	3.1.4.10
porosity	2.43
porous media	4.2.4.2
positive rhythm	4.1.9
preliminary survey	3.2.1.1
present sediment	3.1.2.4
pressure difference	4.3.1.17
pressure-retained coring	3.2.2.17
primary migration	3.1.4.7
primary pore	3.1.4.17
produced water treatment chemicals used in oil field	5.2.3.10
producer	4.3.2.4
producing degree of reservoir	4.3.1.19
producing fluid level	5.2.1.22
production profile	5.1.2.6
production string	5.1.1.3
production test	5.1.2.1
profile control	5.3.3.6
profile control agent	5.3.3.7
prognostic reserves	3.1.6.2
property model	4.1.14
proppant	5.4.1.16
proppant crushed percent	5.4.1.17
proppant loading concentration	5.4.1.18
proved reserves	3.1.6.4
pseudo-steady-state flow	4.2.5.4
pump efficiency	5.2.1.15
pump inspection	5.3.1.1
pump intake pressure	5.2.1.8
pump off	5.2.1.18
pump parameter	5.2.1.12

pump setting depth	5.2.1.6
--------------------------	---------

Q

qualification rate of seprated layer water injection	5.2.3.9
--	---------

R

recovery factor	4.3.1.29
reef reservoir	3.1.5.8
relative permeability	4.2.4.4
reserve abundance	3.1.6.6
reserves	4.1.16
reserves estimation	4.1.17
reserves placement ratio	4.3.1.26
reserves production ratio	4.3.1.25
reservoir	2.36
reservoir	3.1.4.9
reservoir damage	5.2.4.1
reservoir division and correlation	4.1.1
reservoir engineering design	4.3.2.2
reservoir evaluation	4.3.1.1
reservoir fluid phase behavior	4.2.3.19
reservoir geological model	2.57
reservoir heterogeneity	4.1.8
reservoir model	4.1.13
reservoir numerical simulation	4.3.4.1
reservoir performance analysis	4.3.1.13
reservoir performance prediction	4.3.4.5
reservoir physical simulation	4.2.4.1
reservoir pressure	4.2.1.1
reservoir protection	2.61
reservoir sensitivity	5.2.4.2
reservoir sensitivityevaluation	5.2.4.3
reservoir space type	3.1.4.11
reservoir temperature	4.2.1.3
reservoir stimulation scheme	2.60
residual oil	4.2.3.7
residual resistance factor	4.4.1.11
resistance factor	4.4.1.10
resource	2.34
retarder	5.4.2.9
reverse rhythm	4.1.10
rigid water drive	4.3.3.3
rock	2.11

rock compressibility factor	4.2.2.4
-----------------------------------	---------

S

sag	3.1.3.5
sand clean out	5.3.2.6
sand control	5.3.2.5
sand layer group	4.1.3
sand production	5.2.1.24
sand-carrying fluid	5.4.1.12
saturation	2.45
scale inhibitor	5.2.3.14
secondary migration	3.1.4.8
secondary pore	3.1.4.18
sedimentary basin	2.32
sedimentary cycle	3.1.2.1
sedimentary facies	3.1.2.2
sedimentary model	3.1.2.6
sedimentary rock	2.12
sedimentary system	3.1.2.3
sedimentation	2.20
seep	2.42
seismic facies	3.2.2.1
separated layer water injection	5.2.3.3
sequence	3.1.1.1
sequence formation	3.1.1.2
shale gas	2.9
sidetrack drilling	5.3.1.5
single sandbody	4.1.4
stage of development	4.3.1.6
static liquid level	5.2.1.21
steady state flow	4.2.5.2
steam assisted gravity drainage	4.4.2.5
steam flooding	4.4.2.4
steam huff and puff	4.4.2.3
stratified reservoir	3.1.5.12
stratigraphic reservoir	3.1.5.7
structural model	4.1.11
structure	3.1.3.1
structure reservoir	3.1.5.1
submergence depth	5.2.1.7
suction pressure	5.2.1.9
surfactant flooding	4.4.1.4
sweep efficiency	4.3.1.31

syncline	3.1.3.7
systematic well testing	5.1.2.3

T

technical recovery	4.1.15
tectogenesis	2.24
temperature gradient	4.2.1.2
testing production	4.3.1.2
thermal recovery	4.4.2.1
throat	4.2.2.3
tight oil	2.7
tight sandstone gas	2.8
tracer testing	5.2.1.4
transient well testing	5.1.2.4
trap	3.1.4.5
tubing pressure	5.2.1.20

U

unsteady-state flow	4.2.5.3
uplift	3.1.3.3

V

volatile crude oil	4.2.3.3
volume ratio of sand to liquid	5.4.1.9

W

water cut	4.3.1.28
water detection	5.3.3.4
water drainage and gas production by foam	5.2.2.3
water drainage and gas production by gas lift	5.2.2.5
water drainage and gas production by pumping unit	5.2.2.4
water injection	5.2.3.1
water injection apparent indicative curve	5.2.3.7
water injection intensity	5.2.3.5
water injection pressure	5.2.3.6
water injection profile	5.1.2.7
water injection timing	4.3.1.9
water layer	2.48
water shutoff	5.3.3.1
water storage rate	4.3.1.27
water type	4.2.3.13
water-quality guideline	5.2.3.4
weathering	2.19

well completion	5.1.1.1
well completion test	5.1.2.2
well efficiency	5.2.1.14
well flushing	5.3.1.3
well integrity	5.1.1.2
well location survey	3.2.2.9
well testing	4.3.1.3
well testing interpretation	5.1.2.5
well type	2.54
wells interference	4.2.5.6
wettability	4.2.4.5
wildcat well	3.2.2.12

Z

Z factor	4.2.3.16
----------------	----------
