

文章编号: 1000-0550(2000)01-0157-05

有效水溶释放气量及其研究意义

付广 张云峰 陈章明

(大庆石油学院勘探系 黑龙江安达 151400)

摘要 在研究影响天然气在地层水中溶解能力各种因素的基础上,分析了造成水溶相天然气释放的地质条件。通过分析水溶释放气在运移途中损失,提出了有效水溶释放气量的概念,并建立了一套研究方法。将其应用于松辽盆地北部阿拉新和二站气田从齐家—古龙凹陷嫩一段源岩获得的有效水溶气量研究中,结果表明水溶释放气是气藏形成不可忽视的重要组成部分。

关键词 水溶释放气量 有效水溶释放气量 压力变化 温度变化

第一作者简介 付广 男 1962年出生 副教授 石油地质专业

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

1 前言

油气勘探的实践表明,天然气在其生成、运移和聚集的整个过程中,始终与水处于同一系统内,即这个过程中天然气与地层水发生着相互作用并溶解于水中。根据郝石生等^[1]、付晓泰等^[2]的实验研究,天然气在地层水中的溶解量是非常可观的。正是由于天然气在地层水中的这种较高的溶解性,使得水溶相天然气成为天然气运聚成藏的重要相态。然而,水溶相天然气通常呈分散状态,难以聚集成藏。水溶液相天然气要想聚集成藏,必需达到过饱和,使天然气释放出来,变成游离气再聚集方可成藏。下面本文将总结前人工作的基础上,探讨影响水溶相天然气向游离相天然气转变的地质条件和水溶液释放气对天然气聚集成藏的贡献。

2 水溶释放气形成的地质条件

根据付晓泰等^[2]的研究,天然气在地层水中的溶解主要有两种机理,一种是天然气分子与水分子作用形成水合分子的溶解机理,另一种则是天然气分子填充在水分子的间隙中的溶解机理。无论是哪一种机理,它们的溶解度大小都应受到温度和压力的影响。压力增大,天然气在地层水中的总溶解度增大;反之则减小。温度对地层水中总溶解度的影响相对较为复杂,当温度小于80℃左右时,温度升高,天然气在地层水中的溶解度逐渐减小;当温度大

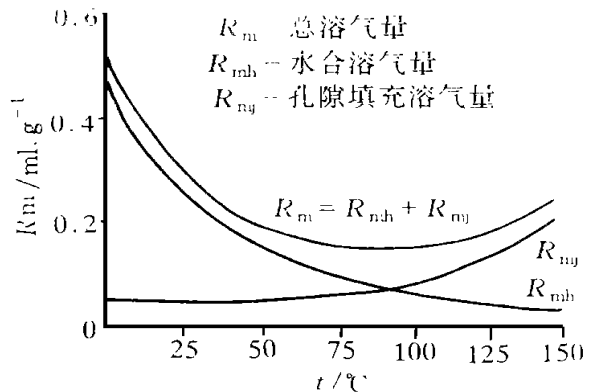


图1 两种溶解机理对甲烷总溶解度的贡献(MPa)

Fig. 1 Contribution of two dissolution mechanisms to total solubility of methane

于80℃左右时,温度升高,天然气在地层水中的溶解度逐渐增大。造成这一现象的原因可由两种溶解机理对天然气总溶解度的贡献大小(图1)得到解释。矿化度对天然气在地层水中的溶解度的影响主要表现在对间隙填充形式上,矿化度升高,水中矿物质的分子数目增大,被其填充的水分子间隙数目增多,造成天然气分子所能填充的水分子间隙数目相对减小,使得以间隙填充形式的天然气溶解度减小,相反,矿化度降低,水中矿物质分子数目减小,被其填充的水分子间隙数目减小,造成天然气所能填充的水分子间隙数目相对增多,使得以间隙填充形式

的天然水溶解度增大。

由上述分析可以看出,地层水中天然气总溶解度应是其所处温度、压力和矿化度的函数。天然气要从地层水中游离出来为油气藏形成做贡献,就必须改变其所处环境,即压力降低,温度升高或降低,矿化度升高,才能使已饱和天然气在地层水中达到过饱和,发生释放作用。游离出来的天然气再经运移和聚集才能成藏。根据大量的研究表明,能够造成上述环境条件改变的地质条件主要有以下几个方面。

(1)地层水在沿储集层侧向运移或沿断层垂向运移过程中,因温度和压力条件逐渐降低,导致其内溶解的天然气由未饱和—饱和—过饱和而释出。

(2)由于地壳抬升,使得含水层普遍隆起,造成其温度和压力条件降低,导致其内溶解的天然气达到过饱和而释出。

(3)地层水基准面区域性或局部性的降低,使得温度和压力降低,可以造成构造隆起部位的含水层中的气体释出,也可以造成构造鞍部含水层中的气体释出。

3 水溶释放气量的研究方法

由上述造成水溶气释放的地质条件可知,水溶气主要是通过改变其所处的温度和压力条件,使其过饱和而释出的。当饱和天然气的地层水在向上运移过程中,使其原来的温度和压力(T_1 和 P_1)逐渐下降为 T_2 和 P_2 ,地层水中天然气达到过饱和,使其中一部分天然气逐渐地释放出来,其量大小可由付晓泰等建立的水溶气量随温度和压力的函数关系^[2],利用式1计算求得。

$$\Delta Q_{wg} = \Delta c \cdot V \quad (1)$$

其中: $\Delta c = 0.0224$

$$-0.0224 \left\{ \left(K_{p1} + \frac{\Phi_{i1}}{RT_1 + b_m P_1} \right) P_1 - \frac{b_m P_1^2 K_{p1}}{RT_1 + b_m P_1} \right\} - \left\{ \left(K_{p2} + \frac{\Phi_{i2}}{RT_2 + b_m P_2} \right) P_2 - \frac{b_m P_2^2 K_{p2}}{RT_2 + b_m P_2} \right\}$$

式中: ΔQ_{wg} —水溶释放气量, m^3/m^3 ;

Δc —地层水中溶解度差, m^3/m^3 ;

V —地层水体积, m^3 ;

Φ_{i1}, Φ_{i2} —地层水在温度压力改变前、后的有效间隙度;

K_{p1}, K_{p2} —天然气在温度、压力改变前、后的平衡常数。

由式1,只要已知饱和天然气地层水向上运移的起止温度和压力,以及地层水的体积,便可利用式1计算出地层水中的释放气量。

4 有效水溶释放气量的概念及其研究方法

由实验^[2]可知,地层水中的天然气溶解度随温度和压力降低释出的过程应是一个渐变的过程,被释出的天然气应呈分散状态分布于其运移的途中。然而,这些被释放出来的天然气并非都能为天然气成藏做贡献,因为它们在向圈闭运移聚集的过程中,还要发生扩散散失和被围岩吸附的损失,所以,真正能够对气藏形成起到贡献作用的并不是所有的水溶释放气量,而应是满足了扩散和吸附作用损失后的水溶释放气量。本文将这部分水溶释放气称之为有效水溶释放气量。其数学表达式如式2所示。

$$\Delta Q_{wg} = \Delta Q_{wg} - Q_{sb} - Q_d \quad (2)$$

式中: ΔQ_{wg} —有效水溶释放气量, m^3 ;

Q_{sb} —围岩吸附气量, m^3 ;

Q_d —天然气扩散气量, m^3 。

由上可知,水溶释放的总气量可由式1根据其温度和压力的改变量来求知。地层水在向上运移过程中,由于其内饱和天然气,具有相对较高的含气浓度,如果上覆盖层具有生气能力或同时具有异常孔隙流体压力时,其将与上覆盖层之间应存在着含气浓度差,天然气分子在此向上浓度差的作用下,穿过上覆盖层向上扩散散失。因此,部分天然气的散失,使得地层水中的含气浓度降低,形成欠饱和,必然造成部分已释出的天然气再溶于地层水中,以使其处于饱和状态,这部分损失的天然气量可以按照文献^[3]中参数确定方法利用费克定律(式3)计算求得。

$$Q_d = \int_0^t D \cdot \frac{dc}{dx} \cdot A dt \quad (3)$$

式中: Q_d —天然气扩散气量, m^3 ;

D —天然气扩散系数, m^2/s ;

$\frac{dc}{dx}$ —天然气浓度梯度, $m^3/m^3/m$;

A —天然气扩散流经面积, m^2 ;

t —天然气扩散时间, s 。

如果上覆盖层具生气能力或同时又具有异常孔隙流体压力时,它将作为一个高浓度盖层^[4],阻止其下伏天然气的向上扩散散失,使地层水中的有效

水溶释放气量增加, 有利于天然气的运聚成藏。

水溶释放出来的天然气在沿储集层向圈闭运移和聚集的过程中, 除了扩散损失外, 还要与围岩发生各种物理和化学作用, 即围岩对天然气存在着明显的吸附作用。围岩对天然气的吸附作用主要取决于其所处的温度、压力、岩性等的影响, 其吸附气量的大小可由式 4 计算求得。

$$Q_{sd} = \int_0^H S \cdot \rho \cdot \Delta Q_{sb}(P, T) dh \quad (4)$$

其中: $\Delta Q_{sb}(P, T) = -0.6528 + 1.8218P - 0.0084T - 0.4811P^2 + 0.0018PT$

$$P = P_1 - \frac{h}{H}(P_1 - P_2)$$

$$T = T_1 - \frac{h}{H}(T_1 - T_2)$$

式中: Q_{sb} —一输导层的总吸附量, m^3 ;

$\Delta Q_{sb}(P, T)$ —单位质量岩石对天然气的吸附量, $cm^3/100g$ 。

S —一输导层面积, m^2 ;

H —一输导层厚度, m ;

ρ —一输导层岩石密度, g/cm^3 ;

P_1, T_1 —一输导层起始端的压力、温度, $MPa, ^\circ C$;

P_2, T_2 —一输导层终端压力、温度, $MPa, ^\circ C$ 。

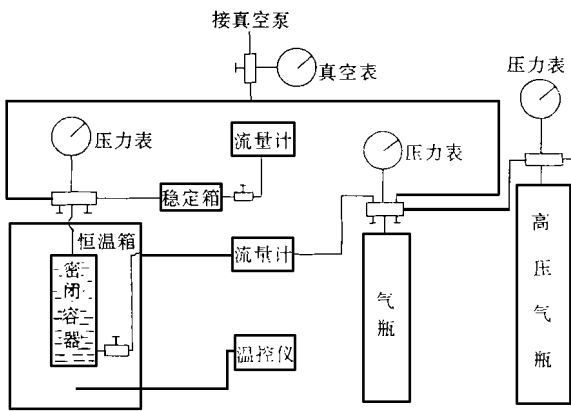


图 2 天然气在饱和水的粉砂岩中吸附量实验流程图

Fig. 2 Experimental flow-chart of gas absorption amount in siltstone saturated by water

ΔQ_{sb} 其与 P 和 T 之间的关系是由自行设计组装的实验装置(图 2)实验得到的, 具体方法是将密闭容器加入 320 g 粉砂, 并使粉砂饱和矿化水, 抽真空排出水溶空气, 再注入甲烷气, 首先固定温度, 改变压力, 可测试得到不同压力条件下的粉砂吸附气量, 然后, 再固定压力改变温度, 可测试得到不同温度条件下的粉砂的吸附气量, 将两次实验结果整理

便可得到上述函数关系^①。

由式 4 根据起止温度和压力便可以计算得到输导层对天然气的吸附气量 Q_{sb} 。然后再将已计算得到的 Q_{sb} 和 Q_d 代入式 2 中便可以得到有效水溶释放气量 Q_{wg} 。

5 应用举例

本文选取松辽盆地北部阿拉新和二站气田作为实例, 利用上述方法研究其从齐家—古龙凹陷嫩一段源岩那里获得的有效水溶相天然气量, 以便阐述水溶相天然气对气藏形成的贡献。

阿拉新、二站气田位于黑龙江省泰来县大兴乡和汤池乡境内, 构造上位于松辽盆地西部斜坡区泰康隆起带的西部, 圈闭构造为一个继承性发育的鼻状构造。主要产气层位是萨尔图油层, 天然气主要来自齐家—古龙凹陷的嫩一段烃源岩, 盖层为上覆嫩二段发育的大套泥岩。

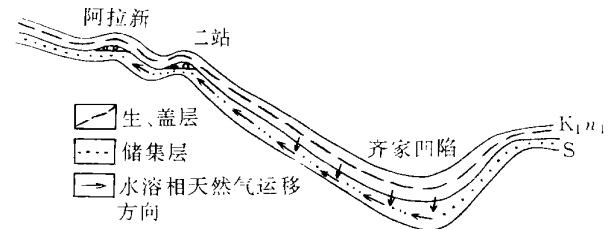


图 3 阿拉新、二站气田水溶释放气成藏模式图

Fig. 3 The model showing the formation of gas pools formed by gas released from water in Alaxin and Erzhan gas fields

根据庞雄奇等对该区烃源岩排烃研究^[5]得到, 嫩一段烃源岩于四方台组—明水组沉积时期, 进入排气高峰, 开始向外大量排气, 此时所排出的地层孔隙水应是被天然气饱和的, 这些饱和天然气的地层水从嫩一段源岩排出, 首先进入萨尔图油层, 再沿萨尔图油层侧向向阿拉新和二站二个气田运移, 如图 3 所示。在这一过程中, 由于温度和压力逐渐降低, 地层水中天然气过饱和, 使部分天然气逐渐释放出来, 被释放出来的天然气在浮力的作用下, 沿萨尔图油层也向阿拉新和二站气田运移和聚集。随着地层水运移远离齐家—古龙凹陷, 其温度和压力降低幅度增大, 释放出的天然气量越来越大。由该区水势

① 陈章明等. 松辽盆地北部深层天然气生成、运移、聚集和扩散机制研究. 1998

能场(图4)可以得到阿拉新和二站气田的供水单元面积约为 439.05 km^2 。由图4可以看出,因嫩一段烃源岩存在异常孔隙流体压力,欠压实主带之上部分源岩排出的孔隙水应向上运移不能进入萨尔图油层。由图5中得到嫩一段源岩约42%厚度排出孔隙水向萨尔图油层中运移,由此可以计算得到齐家—古龙凹陷嫩一段源岩向阿拉新和二站气田运移的

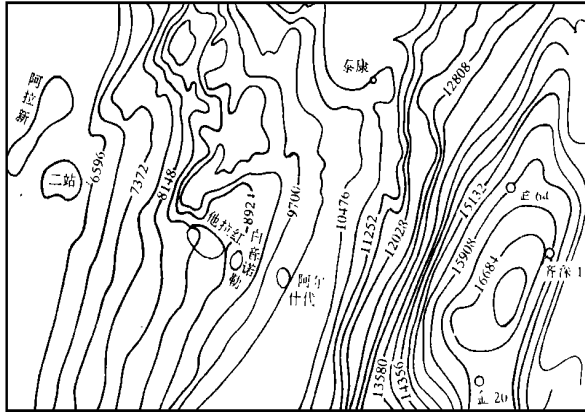


图4 大庆长垣以西地区萨尔图油层水势(KJ)场图

Fig. 4 Water potential field of Saertu oil layer in the west of Daqing placanticline

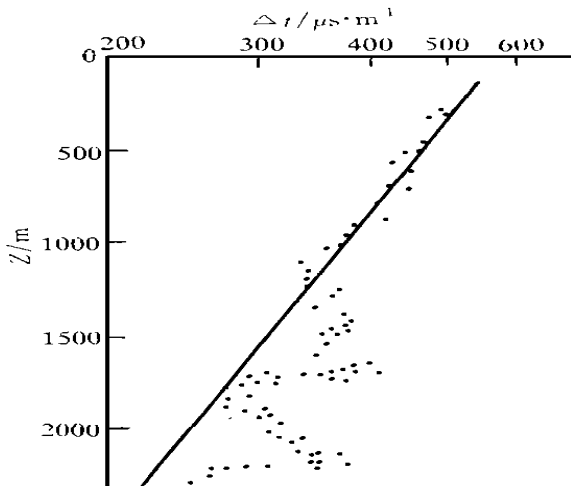


图5 英461井泥岩声波时差与埋深关系图

Fig. 5 Interval transit times of mudstone vs. burial depth in Well Ying 461

水量约为 $23.63 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。由钻井资料可知,嫩一段烃源岩地层水由齐家—古龙凹陷至阿拉新和二站气田埋深变化为 1064.33 m 降至 410.13 m , 即其温度和压力由 61.83°C 和 10.78 MPa 降至 35.5°C 和

4.15 MPa , 由式1计算得到齐家—古龙凹陷嫩一段源岩供给阿拉新和二站气田的水溶释放气量约为 $11.35 \times (10^8 \text{ m}^3)$ 。因上覆嫩二段盖层不仅具生气能力,而且又具异常孔隙流体压力,它应具较强的烃浓度封闭能力^[4],完全可以阻止其下伏萨尔图油层中天然气通过其的扩散散失,所以可以认为齐家—古龙凹陷嫩一段源岩向阿拉新和二站气田的水溶释放气量在运移途中无扩散作用发生,其损失量为零。由式4计算得到这部分水溶释放气量在运移途中被围岩的吸附气量约为 $2.75 \times 10^8 \text{ m}^3$,由式3计算得到齐家—古龙凹陷嫩一段源岩向阿拉新和二站气田的有效水溶释放气量约为 $8.6 \times 10^8 \text{ m}^3$

根据大庆研究院资料,阿拉新和二站气田的储量分别为 $22.56 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $23.57 \times 10^8 \text{ m}^3$,由此可看出水溶释放气量约为二个气田储量的18.64%,这充分表明,水溶释放气量应是天然气藏形成的重要组成部分之一。

6 结论

(1) 温度和压力条件的改变是造成水溶天然气释出的主要原因,压力和温度的变化越大,其水溶释放出的天然气量越大;反之则越小。

(2) 并不是水溶液释出的所有天然气都能为气藏的形成做贡献,只有满足了途中围岩吸附和扩散损失后剩余水溶释放气量—有效水溶释放气量,才能聚集成藏。

(3) 阿拉新和二站气田的实例研究表明,水溶释放气量对气藏形成的贡献是不容忽视的,它是气藏形成的重要组成部分。

参 考 文 献

- 1 郝石生,张振英. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义[J]. 石油学报, 1993, 2: 12~21
- 2 付晓泰,王振平,卢双舫. 气体在水中的溶解机理及溶解度方程[J]. 中国科学(B)辑, 1996, 26(2): 124~130
- 3 付广,姜振学,陈章明. 松辽盆地三肇凹陷侏罗系天然气扩散损失量估算及其研究意义[J]. 石油勘探与开发, 1996, 23(1): 25~29
- 4 吕延防,付广,高大岭等. 油气藏封盖研究[M]. 北京:石油工业出版社, 1996. 4~30
- 5 庞雄奇,陈章明,陈发景. 含油气盆地地史、热史、生留排烃史数值模拟及烃源岩定量评价[M]. 北京:地质出版社, 1991. 76~96

Effective Amount of Gas Released from Water and Its Significance

FU Guang ZHANG Yun-feng CHEN Zhang-ming

(Exploration Department Daqing Petroleum Institute, Anda Heilongjiang 151400)

Abstract

Based on the study of factors influencing the dissolution ability of gas in formation water, this paper analyses the geological conditions for gas to release from water, and points out that the decrease of temperature and pressure, increase of mineralization degree are the main causes to bring out the release of gas from water. Based on this cognition and using the relation among the amount of gas dissolved in water, and temperature and pressure conditions, the paper establishes a calculation method to study the amount of gas released from water. By analysing the losing of gas released from water on the way of migration due to diffusion and adsorption, the paper has put forward the concept of effective amount of gas released from water, and established a research method, finally applied it in Alaxin and Erzhan gas fields in the north part of Songliao Basin. Through study on the effective amount of gas released from water of the first member of Nenjiang Formation in Qijia—Gulong Sag, it can be seen that the amount is about $8.60 \times 10^8 \text{ m}^3$, which is about 18.64% of geological reserves in two gas fields, indicating that the gas released from water is the important part for gas to accumulate and form gas pool.

Key words the amount of gas released from water effective amount of gas released from water change of pressure and temperature

勘误: 沉积学报 1999 年. V. 17 增刊 730 页第 6 行“它们”改为“自生白云石、铁白云石”, 第 9 行“ CO_3^{2+} ”应为“ CO_3^{2-} ”, 特此更正。

《沉积学报》编辑部