

УДК 622.276.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-108-120

## Об определении объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде при разработке нефтяных месторождений

О. В. Фоминых<sup>1</sup>, С. А. Леонтьев<sup>1\*</sup>, В. Н. Мороз<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

\*leontevsa@tyuiu.ru

**Аннотация.** Для выполнения технологических расчетов при проектировании систем рационального использования попутного нефтяного газа используется величина газосодержания, определяемая по результатам исследования глубинных проб нефти. Как правило, скважинная продукция нефтяных месторождений обводнена, причем ее значение увеличивается со временем. Многими исследователями доказан факт растворения углеводородных газов в пластовых водах, так, согласно некоторым результатам, в одном кубическом метре воды может быть растворено до одного кубического метра газа. Этот факт оказывает значительное влияние на технологические режимы работы установок подготовки скважинной продукции, так как при их проектировании закладывается только величина газосодержания добываемой нефти. Для корректного учета объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде, необходима разработка достоверной методики расчета предельного газосодержания пластовых вод и количества выделяющегося при снижении давления газа. В этой связи в статье представлены результаты исследований по расчету газосодержания пластовой воды с применением различных методик, полученные результаты сравниваются с лабораторными данными.

**Ключевые слова:** газоотдача, методика расчета растворимости газа в воде, поправочные коэффициенты, фазовые равновесия

**Для цитирования:** Об определении объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде при разработке нефтяных месторождений / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, В. Н. Мороз. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-108-120 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 108–120.

## Determining the gas volume dissolving in produced water during the oil field development

Oleg V. Fominykh<sup>1</sup>, Sergey A. Leontiev<sup>1\*</sup>, V. N. Moroz<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

\*leontevsa@tyuiu.ru

**Abstract.** It is necessary to know the value of the gas factor in order to perform technological calculations when designing systems for the rational use of associated petroleum gas. The value of the gas factor is determined by the results of a study of deep oil samples. As a rule, the well production of oil fields is waterlogged, and its value increases with time. Many researchers have proven the fact of the dissolution of hydrocarbon gases in reservoir water; for example, according to some results, up to one cubic meter of gas can be dissolved in one cubic meter of water. This

fact has a significant impact on the technological modes of operation of well production preparation units, since in their design only the value of the gas factor of the produced oil is taken into account. It is necessary to develop a reliable method for calculating the limiting gas content of reservoir water and the amount of gas releasing during pressure reduction in order to correctly account for the volume of gas dissolving in produced water. The article presents the results of studies on the calculation of the gas factor of reservoir water using various methods; the obtained results are compared with laboratory data.

*Keywords:* gas recovery, method for calculating gas solubility in water, correction factors, phase equilibria

*For citation:* Fominykh, O. V., Leontiev, S. A., & Moroz, V. N. (2022). Determining the gas volume dissolving in produced water during the oil field development. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 108-120. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-108-120

### **Введение**

Известен факт [1, 2], что при увеличении обводненности добываемой скважинной продукции нефтяных месторождений происходит увеличение газового фактора, причем это увеличение непропорционально объему добываемой нефти. В исследованиях [3, 4] приводятся объяснения этому явлению, в частности, показано, что происходит разгазирование попутно-добываемой воды. В работах [5, 6] на основании результатов выполненных лабораторных исследований было указано, что выделяющийся из воды газ представлен преимущественно метаном. Для оценки результатов ранее выполненных исследований и сравнения полученных данных с промышленными выполнены лабораторные исследования на примере нефтяных месторождений Западной Сибири, направленные на оценку количества и химического состава растворяющегося в воде углеводородного газа. Это необходимо для оценки достоверности существующих методов расчета количества углеводородных газов, растворяющихся в воде, с целью учета этих значений при расчетах технологических установок подготовки скважинной продукции.

### **Объект и методы исследования**

Природа воды и углеводородов различается, следовательно, углеводородная составляющая нефтяного газа растворяется в воде хуже, чем в нефти. Пластовые воды насыщаются газом в процессе диффузионного массообмена при контакте с нефтью [7]. Из нефти в воду переходят преимущественно углекислый газ, азот и метан, обладающие более высокой растворимостью в воде, чем другие углеводородные компоненты. Растворимость газа зависит также от минерализации воды, температуры, давления. С увеличением минерализации растворимость углеводородов в воде уменьшается [8, 9]. Известны различные методики оценки количества углеводородного газа, растворяющегося в пластовой воде. Однако их применимость для нефтей и пластовых вод месторождений Западной Сибири ранее не анализировалась. В этой связи в работе приведены результаты лабораторных исследований по определению объема газа, растворенного в во-

де, попутно-добываемой при разработке нефтяных месторождений. Результаты лабораторных исследований сравнивались с данными, полученными расчетными методами.

**Лабораторное моделирование разгазирования попутно-добываемой воды в условиях устья скважины и объекта подготовки продукции для определения потенциального остаточного газосодержания после сепаратора автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)**

Лабораторные исследования по группам продуктивных пластов на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» проводились для решения следующих задач:

- измерения количества газа, растворенного в попутно-добываемой воде, по циклам эксперимента в диапазоне изменения давления сепарации в АГЗУ от 2,8 до 0,01 МПа;
- измерения объема свободного газа при давлении сепарации в АГЗУ;
- построения зависимости объема растворенного и свободного газа, выделившегося из попутно-добываемой воды, от давления сепарации в диапазоне 4,0...0,01 МПа при стандартной температуре (20°С).

В качестве объекта исследований выбраны Имилорское и Ватьеганское месторождения. Основным критерий выбора скважины — высокое линейное давление на кустовой площадке, обеспечивающее условия, при которых углеводородные газы могут оставаться в попутно-добываемой воде.

*Первый этап. Отбор проб на устье скважины и объектах подготовки продукции*

Для отбора проб были подобраны скважины с максимальным линейным давлением на кустовой площадке. Пробы отбирались в герметичные переносные пробоотборники, обеспечивающие сохранность качества пробы, пробоотборник представляет собой цилиндрическую емкость объемом 300 см<sup>3</sup> с разделительным поршнем, оборудованную на концах вентилями [10, 11].

В основном отбор проб выполнен в АГЗУ путем ручного переключения многоходового переключателя скважин на соответствующий отвод. Место отбора: линия выхода скважинной продукции из сепарационной емкости АГЗУ на жидкостной расходомер. В связи с отсутствием возможности отбора проб в автоматизированной групповой замерной установке часть проб отбиралась на устье добывающих скважин. В процессе отбора проб фиксировались термобарические условия, в частности линейное давление и температура добываемой скважинной жидкости.

*Второй этап. Оценка поступивших проб в лабораторию*

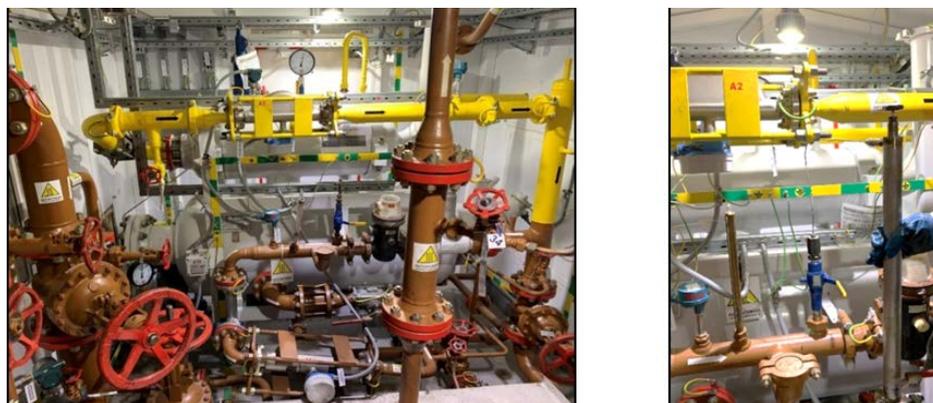
В первую очередь, проводился визуальный осмотр пробоотборников на предмет подтекания вентилях. Пробоотборники выдерживались в течение 24 часов при комнатной температуре. Затем в каждом пробоотборнике измерялось давление. Далее, содержимое пробоотборника переводилось в

PVT-ячейку объемом 400 см<sup>3</sup> установки PVT 400/1000 FV «Sanchez Technologies». Конструкция PVT-ячейки позволяет визуально оценить содержимое ячейки и измерить объемы фаз. Объемы фаз, содержащихся в пробоотборниках, измерялись при давлении в пробоотборниках<sup>1</sup>.

Основной объем проб, отобранных на устье скважины, забракован в связи с отсутствием нефтяной фазы в пробоотборнике. Это связано с тем, что в точке отбора пробы газожидкостная смесь находится в неопределенных соотношениях объемов фаз, а спрогнозировать момент отбора нефтяной фазы не представляется возможным. Только в 25 % отобранных проб удалось «поймать» минимально необходимый объем нефти для проведения дальнейших исследований. В свою очередь, среди проб, отобранных на выходе из сепаратора в АГЗУ, все пробы признаны пригодными для проведения дальнейшего исследования.

На скважинах Имилорского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» и Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» отбор проб выполнен на устье в связи с отсутствием возможности отбора в АГЗУ. В процессе отбора проб фиксировались термобарические условия, в частности линейное давление и температура добываемой скважинной жидкости.

На других скважинах Имилорского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» и части скважин Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» отбор проб выполнен АГЗУ ручным переключением многоходового переключателя скважин на соответствующий отвод. Место отбора: линия выхода скважинной продукции из сепарационной емкости АГЗУ на жидкостной расходомер (рис. 1) с целью исключения отбора свободного газа. В процессе отбора проб фиксировались термобарические условия, в частности линейное давление и температура добываемой скважинной жидкости.



*Рис. 1. Процесс отбора проб в АГЗУ*

<sup>1</sup> ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов. – Введ. 2003-07-01. – М., 2003. – 93 с.

Эксплуатационные технологические показатели по выбранным скважинам Ватьеганского месторождения представлены в таблице 1.

Пробы, признанные пригодными для проведения дальнейших исследований, приводились в PVT-ячейке к условиям отбора, интенсивно перемешивались и отстаивались в течение 4 часов. В пробах из скважин Имилорского и Ватьеганского месторождений, отобранных после сепаратора АГЗУ, при термобарических условиях отбора обнаружена фаза свободного газа.

Для определения остаточного газосодержания попутной воды были исследованы пробы пластов АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и БВ<sub>6</sub><sup>1</sup> Ватьеганского месторождения.

Таблица 1

**Эксплуатационные технологические показатели скважин  
Ватьеганского месторождения**

Место отбора проб	Пласт	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Линейное давление, атм	Буферное давление, атм	Температура, °С
Устье скв.	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	23,5	50	26	23	20
Устье скв.	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	135,5	97	25	25	48
Устье скв.	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	89,6	56	26	28	40
АГЗУ	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	79,3	73	24	25	45
АГЗУ	БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	130,1	96	24	25	60

Так как газосодержание воды при давлениях, соответствующих давлениям в сепараторе АГЗУ, существенно ниже, чем нефти, в процессе исследования возникла техническая проблема. Объем газа, выделяющегося из воды при атмосферных термобарических условиях, был недостаточен даже для заполнения мертвого объема лабораторной сепарационной установки, что не давало возможности измерить его объем при атмосферном давлении (0,101325 МПа). Поэтому для определения остаточного газосодержания был применен следующий метод. Мерный цилиндр на 250 см<sup>3</sup> полностью погружался в емкость с насыщенным водяным раствором хлористого натрия и переворачивался вверх дном так, чтобы внутри цилиндра отсутствовал воздух. Ко дну цилиндра подводился капилляр. Из бомбы PVT через капилляр с помощью прецизионного насоса в мерный цилиндр с постоянным расходом подавалась порция воды объемом 150 см<sup>3</sup>, где про-

исходил процесс ее дегазации. Для поддержания атмосферного давления при дегазации с помощью вертикального продольного перемещения мерного цилиндра производилось совмещение внешнего и внутреннего менисков. Объем выделившегося газа фиксировался по шкале мерного цилиндра. Для анализа компонентного состава выделившийся газ через капилляр отбирался в откакумированный пикнометр. Схема применяемого оборудования показана на рисунке 2. Результаты измерения газосодержания воды приведены в таблице 2.

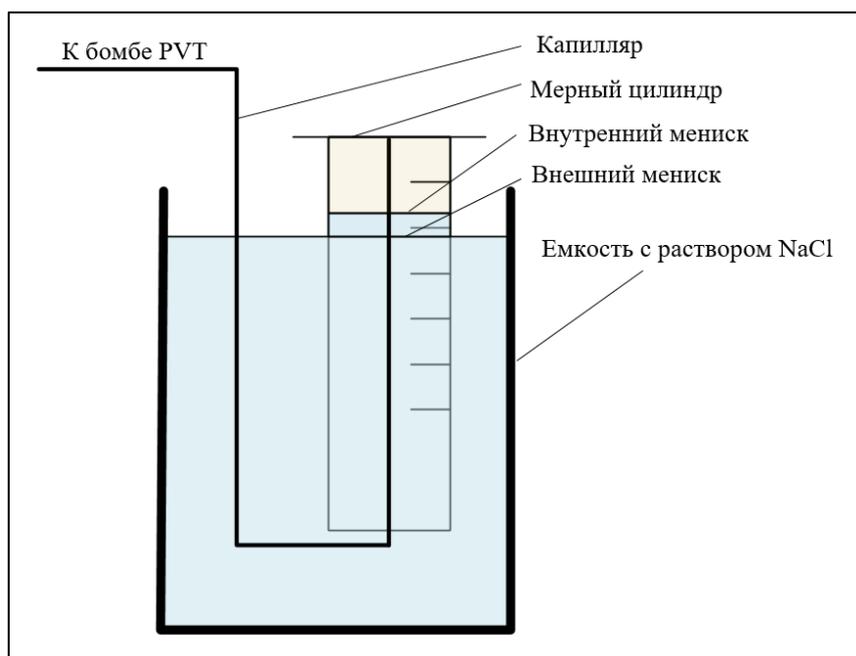


Рис. 2. Схема оборудования для определения газосодержания воды

По результатам исследований газосодержание проб воды из пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> изменяется в диапазоне от 0,51 до 0,61 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (в среднем 0,57 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), из пласта БВ<sub>6</sub><sup>1</sup> — от 0,65 до 0,75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (в среднем 0,71 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Более высокое газосодержание воды в пробе из пласта БВ<sub>6</sub><sup>1</sup> объяснимо более высоким давлением и более низкой температурой в сепараторе АГЗУ при отборе. Растворенные в воде газы всех исследованных проб близки по составу. Содержание преобладающего компонента — метана составляет от 93,3 до 94,8 % (в среднем 94,2 %). Молекулярная масса водорастворенных газов изменяется от 18,77 до 19,21 а.е.м. (в среднем 18,96 а.е.м.).

Полученные данные хорошо коррелируют с результатами, приведенным в работе [10], в этой связи интерес представляют исследование физико-химических процессов растворения углеводородных газов в пластовых водах и разработка современной методики расчета процесса, так как суще-

ствующие методы [7, 12–15] построены на выводах и методиках<sup>2</sup>, полученных с применением устаревших методов, приборов и технологий лабораторных исследований, позволяющих выполнять оценку достоверности получаемых теоретических данных.

Таблица 2

**Результаты разгазирования проб воды из скважин  
Ватъеганского месторождения**

Пласт	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>				БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Номер пробы								
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,51	0,61	0,58	0,56	0,72	0,75	0,65	0,71
Компонентный состав и свойства растворенного газа								
Компонент	Содержание, мольная доля, %							
N <sub>2</sub>	1,294	1,285	1,267	1,281	1,405	1,400	1,401	1,404
CO <sub>2</sub>	0,046	0,052	0,064	0,060	0,042	0,033	0,032	0,044
CH <sub>4</sub>	94,490	94,731	94,791	94,589	93,879	94,036	93,294	93,672
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,725	1,728	1,645	1,696	1,617	1,570	1,846	1,697
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,005	0,958	0,948	0,987	1,303	1,216	1,548	1,388
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,405	0,353	0,355	0,389	0,515	0,493	0,573	0,535
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,415	0,344	0,353	0,392	0,434	0,439	0,471	0,447
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,205	0,172	0,185	0,198	0,284	0,288	0,294	0,288
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,296	0,258	0,277	0,291	0,415	0,416	0,435	0,422
psC <sub>6+</sub>	0,117	0,119	0,116	0,118	0,104	0,109	0,106	0,105
Сумма	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Средняя молекулярная масса, а.е.м.	18,93	18,77	18,80	18,89	19,00	18,99	19,21	19,07
Относительная плотность газа	0,947	0,940	0,941	0,946	0,951	0,951	0,961	0,955

**Определение коэффициентов растворенного газа**

В соответствии с приложением к постановлению Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 года № 451 «Об утверждении Правил учета нефти» существует несколько способов определения коэффициентов растворенного газа в нефти ( $K_{\text{при}}^j$ ):

1. Расчет, основанный на вычислении относительной плотности растворенного газа

Коэффициент ( $K_{\text{при}}^j$ ) определяется в общем виде по формуле, при необходимости с поправкой, учитывающей содержание воды:

<sup>2</sup> Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых компонентов (рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 № 11-17/0044-пр). – М.: ФГУ «ГКЗ», 2007. – 15 с.

$$K_{\text{ргi}}^j = 1 - (1,205 \cdot 10^{-3} \cdot V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{отн рг}}) / (0,274 + 0,2 \cdot \rho_{\text{отн рг}}), \quad (1)$$

где  $V_{\text{рг}}$  — объемная доля растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С), в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерений,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{отн рг}}$  — относительная плотность растворенного газа.

2. *Расчет, основанный на вычислении кажущейся плотности растворенного газа*

Коэффициент ( $K_{\text{ргi}}^j$ ) определяют по формуле

$$K_{\text{ргi}}^j = 1 - (V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}) / \rho_{\text{рг}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{рг}}$  — содержание растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С) в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерения,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{г}}$  — плотность попутного нефтяного газа в стандартных условиях (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С),  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{рг}}$  — кажущаяся плотность попутного растворенного газа (плотность, которую имеет газ в растворенном в нефти состоянии при рабочих давлении и температуре),  $\text{кг}/\text{м}^3$ , определяемая по формуле

$$\rho_{\text{рг}} = -321,7 + 212,9 \cdot \rho_{\text{г}} + 0,47 \cdot \rho_{\text{н}} - 149,37 \cdot \rho_{\text{г}}^2 + 0,503 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{н}} - 0,0002045 \cdot \rho_{\text{н}}^2,$$

где  $\rho_{\text{н}}$  — плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С),  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

3. *Расчет по графикам зависимостей*

Коэффициент ( $K_{\text{ргi}}^j$ ) принимают по графику в зависимости от плотности нефти и давления  $P$  в соответствии с графиком (рис. 3).

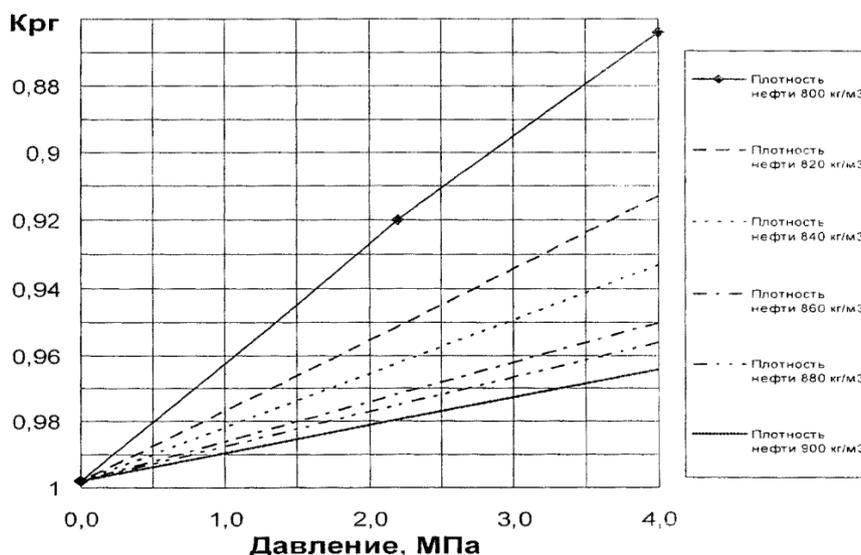


Рис. 3. Справочная номограмма зависимости  $K_{\text{рг}}$  от давления сепарации и плотности нефти

В данной работе в результате проведенных лабораторных исследований определены необходимые параметры для расчета коэффициентов растворенного газа в нефти ( $K_{\text{ргi}}^j$ ) в соответствии с формулами 1, 2. Дальнейший расчет коэффициентов растворенного газа в нефти ( $K_{\text{ргi}}^j$ ) осуществлялся в соответствии с формулой 2. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3

**Результаты расчета коэффициентов растворенного газа**

АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>		БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	
Давление, МПа	$K_{\text{ргi}}^j$	Давление, МПа	$K_{\text{ргi}}^j$
2,3	0,965	2,6	0,955
1,8	0,973	2,1	0,963
1,3	0,980	1,5	0,973
0,8	0,988	0,9	0,983
0,3	0,996	0,3	0,994
0,0	1,000	0,0	1,000

**Результаты**

Согласно данным, указанным в работе [16], для идеальных газов и идеальных растворов применим Закон Генри — Дальтона, согласно которому при постоянной температуре растворимость (концентрация) газа в данной жидкости прямо пропорциональна давлению этого газа над раствором. Рассматриваемые условия позволяют использовать этот закон для определения растворимости углеводородных газов в пластовых водах, так как при давлениях, характерных для систем промышленной подготовки скважинной продукции, систему можно рассматривать как идеальную [17]. В этой связи задача разработки методики определения объема растворения газа в воде сводится к поиску наиболее достоверного способа расчета давления насыщенного пара для метана и других газов, как одного из параметров начала разгазирования, что крайне важно для расчета промышленных систем подготовки нефти [18]. Однако влияние факта дегазации пластовой воды на разработку месторождений, в том числе и нефтяных, — доказанный [19] и активно изучаемый процесс [20], но не учитывается в действующих регламентирующих документах по подсчету запасов.

**Выводы**

Таким образом, существующие методики позволяют выполнить расчет объема газа, растворяющегося в пластовой воде, который, очевидно, будет выделяться при снижении пластового давления. Этот фактор в настоящее время не учитывается в действующих регламентирующих документах по подсчету запасов углеводородов, однако влияние факта дегазации

зации пластовой воды на разработку месторождений, в том числе и нефтяных, — доказанный и активно изучаемый процесс.

#### **Список источников**

1. Гульятеева, Н. А. Массообмен в системе нефть — газ — вода и его влияние на добычу нефтяного газа / Н. А. Гульятеева, Э. Н. Тоцев. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 10. — С. 100–103.
2. Гульятеева, Н. А. Влияние количества газа, растворенного в пластовой воде, на распределение объемов составляющих добываемой продукции скважин / Н. А. Гульятеева, В. В. Крикунов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 8. — С. 40–43.
3. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти / И. М. Амерханов, Г. А. Рейм, С. Т. Гребнева, М. Р. Катаева. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 1976. — № 6. — С. 16–18.
4. Намиот, А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / А. Ю. Намиот // Москва : Недра, 1976. — 183 с. — Текст : непосредственный.
5. Шилов, Ю. С. Ресурсы водорастворенных газов России. — Москва : Недра, 1995. — 48 с. — Текст : непосредственный.
6. Ларин, В. И. Геология нефти и газа / В. И. Ларин, В. П. Филиппов. — Москва : ГАНГ, 1997. — 176 с. — Текст : непосредственный.
7. Гульятеева, Н. А. Исследование причин поступления газа в добывающие нефтяные скважины и разработка методов идентификации его источников : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гульятеева Наталья Анатольевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень, 2011. — 115 с. — Текст : непосредственный.
8. Девяткова, Ю. С. Методика расчета запасов газа, растворенного в водоносном бассейне / Ю. С. Девяткова, О. В. Фоминых. — Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. — 2012. — № 5. — С. 21–22.
9. Фоминых, О. В. Исследование фазовых равновесий углеводородов и обоснование метода их расчета для снижения потерь нефти при разработке месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание кандидата технических наук / Фоминых Олег Валентинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень, 2011. — 107 с. — Текст : непосредственный.
10. Мороз, В. Н. Обоснование методов исследования глубинных проб нефти из залежей с газовой шапкой на примере Пякяхинского месторождения / В. Н. Мороз, О. С. Краснящих, А. М. Мулюков [и др.]. — DOI 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-16-21. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 2021. — № 8. — С. 16–20.
11. Мороз, В. Н. Порядок и оценка проб для учета количества и свойств газа в системе сбора и подготовки скважинной продукции / В. Н. Мороз, С. А. Леонтьев. — Текст : непосредственный // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина. Материалы национальной научно-технической конференции. — Тюмень, 2022. — С. 41–44.

12. Фоминых, О. В. Исследование методов расчета объема метана, растворенного в пластовой воде / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-6-103-111. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 6. – С. 103–111.
13. Dodson, C. B. Pressure-Volume-temperature and solubility relations for natural-gas-water mixtures / C. B. Dodson, M. B. Standing. – Direct text // Drilling and production practice. – 1944. – P. 173–178.
14. Jones, P. J. Petroleum Production / P. J. Jones. – New York : Reinhold Publishing Corporation, 1946. – 284 p. – Direct text.
15. Кордик, К. Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание кандидата технических наук / Кордик Кирилл Евгеньевич. – Тюмень, 2018. – 191 с. – Текст : непосредственный.
16. Рид, Р. Свойства газов и жидкостей : справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд ; перевод с английского, под редакцией Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Химия : Ленингр. отд-ние, 1982. – 592 с. – Перевод изд.: The properties of gases and liquids / Robert C. Reid, John M. Prausnitz, Thomas K. Sherwood. New York, 1977. – Текст : непосредственный.
17. Леонтьев, С. А. Определение констант фазового равновесия по данным исследования глубинных проб нефти / С. А. Леонтьев, О. В. Фоминых. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 4 (76). – С. 84–87.
18. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / К. Е. Кордик, В. В. Шкандратов, А. Е. Бортников, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 54–57.
19. Шейх-Али, Д. М. Методика определения остаточных ресурсов газа в процессе разработки нефтяных месторождений / Д. М. Шейх-Али, Э. М. Юлбарисов, М. Д. Валеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 32–33.
20. Колмаков, А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колмаков Алексей Владиславович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 170 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Gulyaeva, N. A., & Toshev, E. N. (2013). Mass exchange in the oil-gas-water and its effect on the production of associated gas. Oil Industry, (10), pp. 100-103. (In Russian).
2. Gulyaeva, N. A., & Krikunov, V. V. (2012). Effect of gas reserves dissolved in formation water on the current distribution of the components volumes in oil wells production. Oil Industry, (8), pp. 40-43. (In Russian).

3. Amerkhanov, I. M., Reim, G. A., Grebneva, S. T., & Kataeva, M. R. (1976). Influence of injected water on reservoir oil parameters. *Oilfield Engineering*, (6), pp. 16-18. (In Russian).
4. Namiot, A. Yu. (1976). *Fazovye ravnovesiya v dobyche nefi*. Moscow, Nedra Publ., 183 p. (In Russian).
5. Shilov, Yu. S. (1995). *Resursy vodorastvorenykh gazov Rossii*. Moscow, Nedra Publ., 48 p. (In Russian).
6. Larin, V. I., & Filippov, V. P. (1997). *Geologiya nefi i gaza*. Moscow, GANG Publ., 176 p. (In Russian).
7. Gul'tyaeva, N. A. (2015). *Issledovanie prichin postupleniya gaza v dobyvayushchie neftyanye skvazhiny i razrabotka metodov identifikatsii ego istochnikov*. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 115 p. (In Russian).
8. Devyatkov, Yu. S., & Fominykh, O. V. (2012). Metodika rascheta zapasov gaza, rastvorennogo v vodonosnom bassejne. *Nauka i TEK*, (5), pp. 21-22. (In Russian).
9. Fominykh, O. V. (2011). *Issledovanie fazovykh ravnovesiy uglevodorodov i obosnovanie metoda ikh rascheta dlya snizheniya poter' nefi pri razrabotke mestorozhdeniy*. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 107 p. (In Russian).
10. Moroz, V. N., Krasnyashchikh, O. S., Mulyukov, A. M., Leontiev, S. A., Fominykh, O. V., & Strelnikov, D. A. (2021). Substantiation of methods of investigation of deep samples of oil from deposits with gas cap by example of Pyakyakhinsky deposit. *Oilfield Engineering*, (8), pp. 16-20. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-16-21
11. Moroz, V. N., & Leontiev, S. A. (2022). Poryadok i otsenka prob dlya ucheta kolichestva i svoystv gaza v sisteme sbora i podgotovki skvazhinnoy produktsii. Reshenie prikladnykh zadach neftegazodobychi na osnove klassicheskikh rabot A. P. Telkova i A. N. Laperdina. *Materialy natsional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. Tyumen, 2022, pp. 41-44. (In Russian).
12. Fominykh, O. V., & Leontiev, S. A. (2021). An investigation of methods for calculating the volume of methane dissolved in reservoir water. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 103-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-103-111
13. Dodson, C. B., & Standing, M. B. (1944). Pressure-Volume-temperature and solubility relations for natural-gas-water mixtures. *Drilling and production practice*, pp. 173-178. (In English).
14. Jones, P. J. (1946). *Petroleum Production*. New York, Reinhold Publishing Corporation, 284 p. (In English).
15. Kordik, K. E. (2018). *Issledovanie zakonomernostey izmeneniya gazovogo faktora pri ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 191 p. (In Russian).
16. Reid, R. C., Prausnitz, J. M., & Sherwood, T. K. (1977). *The properties of gases and liquids*. New York. (In English).
17. Leontiev, S. A., & Fominykh, O. V. (2009). Determination of phase equilibrium constants based on the data of subsurface oil samples study. *Oil and Gas Studies*, (4(76)), pp. 84-87. (In Russian).
18. Kordik, K. E., Shkandratov, V. V., Bortnikov, A. E., & Leontiev, S. A. (2016). About trends in the oil-gas ratio change in the process of exploitation of LUKOIL-West Siberia LLC fields. *Oil Industry*, (8), pp. 54-57. (In Russian).
19. Sheikh-Ali, D. M., Yulbarisov, E. M., & Valeev, M. D. (2006). Method for remaining gas resources estimation while developing oil fields. *Oil Industry*, (11), pp. 32-33. (In Russian).

20. Kolmakov, A. V. (2012). Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatechnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 170 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

**Фоминых Олег Валентинович**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Леонтьев Сергей Александрович**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, leontevsa@tyuiu.ru

**Мороз Владимир Николаевич**, начальник отдела исследований пластовых флюидов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИ-ПИнефть», г. Пермь

#### **Information about the authors**

**Oleg V. Fominykh**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Sergey A. Leontiev**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, leontevsa@tyuiu.ru

**Vladimir N. Moroz**, Head of Reservoir Fluid Research Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm

Статья поступила в редакцию 27.04.2022; одобрена после рецензирования 26.07.2022; принята к публикации 29.07.2022.

The article was submitted 27.04.2022; approved after reviewing 26.07.2022; accepted for publication 29.07.2022.