

**Исследование методов расчета объема метана, растворенного
в пластовой воде**

О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Аннотация. Существующие технологии добычи газа ограничивают газоотдачу на уровне 85 %. Поэтому актуально внедрение технологий, позволяющих максимально увеличить объем добычи и интенсифицировать приток, для их выбора важна достоверная оценка остаточных запасов газа, так как при значительном объеме водоносного бассейна газовых месторождений объем растворенного газа может составлять до 10 % от общих запасов залежи, что, безусловно, должно учитываться при проектировании применения технологий увеличения газоотдачи.

При растворении углеводородных газов в пластовых водах основным компонентом является метан. В этой связи представляют интерес исследование методов, позволяющих определить объем углеводородных газов, растворяющихся в минерализованной воде, что позволит определить суммарные запасы такого газа. Авторами исследованы существующие методы расчета количества метана, растворенного в пластовой воде, дана количественная оценка объемов растворенного в воде газа.

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

**An investigation of methods for calculating the volume of methane dissolved
in reservoir water**

Oleg V. Fominykh, Sergey A. Leontiev*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Abstract. Existing gas production technologies limit gas recovery at the level of 85 %. Therefore, it is important to introduce technologies that make it possible to maximize the volume of production and intensify the inflow; for their selection it is important to have a reliable estimate of the residual gas reserves, since with a significant volume of the aquifer of gas fields, the volume of dissolved gas can be up to 10 % of the total reserves of the reservoir, which should be taken into account when designing the application of technologies to increase gas recovery.

The main hydrocarbon dissolving in reservoir water is methane. In this regard, it is of interest to study methods that make it possible to determine the volume of hydrocarbon gases dissolved in saline water, which will make it possible to determine the total reserves of such gas. We investigated the existing methods for calculating the amount of methane dissolved in reservoir water, and gave a quantitative assessment of the volume of gas dissolved in water.

Key words: gas output; calculation method of gas solubility in water; correction coefficients; phase equilibria

Введение

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусмотрена необходимость увеличить годовую добычу газа до 940 млрд м³. Известно, что в настоящее время большая часть газа добывается из сеноманских залежей месторождений Западной Сибири, которые к настоящему времени выработаны более чем на 75 % [1]. Существующие технологии добычи, предусматривающие в том числе использование различных известных технологий интенсификации притока и повышения коэффициента извлечения газа, не позволяют обеспечить газоотдачу более 85 % [2]. Разработка новых или совершенствование существующих технологий воздействия на пласт или прискважинную зону пласта с целью интенсификации притока или повышения газоотдачи невозможны без достоверной оценки остаточных запасов, так как кроме технологического аспекта обеспечения максимальной величины коэффициента извлечения газа крайне важно обеспечить экономическую эффективность применения новых технологий.

Факт растворения углеводородных газов в пластовых водах широко известен, а результаты исследований этого процесса приведены в открытых источниках. Например, в работах авторов [3, 4] на примере нефтяных залежей, находящихся на поздней стадии разработки, для которой характерна значительная обводненность добываемой продукции, показано, что объем добываемого газа на единицу объема жидкости превышает аналогичные значения на более ранних стадиях разработки. Исследование этого фактора, а также доказательство, что увеличение фактического газового фактора добываемой продукции связано с выделением газа из пластовой воды, приведены в работах [5, 6]. В работах исследователей [7, 8] было показано, что основным углеводородом, растворяющимся в пластовой минерализованной воде, является метан. Таким образом, для решения задачи определения суммарных запасов газа, растворенного в пластовой воде, представляет интерес исследование методов, направленных на определение растворимости углеводородных газов в воде в зависимости от термобарических условий и ее минерализации.

Объект и методы исследования

В работе исследованы методы количественной оценки растворимости метана в пластовой минерализованной воде, так как многими исследователями отмечен факт выделения углеводородных газов из пластовых вод и в промысловых условиях, а также при разработке месторождений (увеличение промыслового газового фактора), что может оказать значительное влияние на процессы разработки месторождений [9]. Результаты схожих исследований и теоретические основы, используемые для расчета фазовых равновесий в системе «газ — вода», представлены в работах ряда исследователей, среди которых следует особо отметить труды Ю. С. Шилова, А. Ю. Намиота, В. И. Ларина, В. П. Филиппова [10,11].

Для определения растворимости углеводородов в пластовых водах выполнено сравнение методов, представленных в трудах отечественных и зарубежных специалистов. Первый метод [12] предполагает применение констант фазового равновесия, которые показывают распределение компонентов между жидкой и газовой фазой. Вторая методика эмпирическая, получена

зарубежными учеными на основании результатов лабораторных исследований и позволяет учитывать минерализацию пластовой воды.

Результаты

Известно, что распределение долей компонента между паровой и жидкой фазой при их термодинамическом равновесии зависит от температуры и давления в системе, поэтому используемый далее термин «константа фазового равновесия» можно назвать условным. В некоторых исследованиях этот же термин может называться «коэффициент распределения» [9]. Отметим, что оба термина несут одинаковую смысловую нагрузку и показывают отношение мольной доли рассматриваемого компонента в газовой фазе к мольной доле этого же компонента в жидкости. В настоящее время для определения констант фазового равновесия широко используют уравнения состояния.

Из опубликованных данных [4] известно, что массообмен между выделившимся углеводородным газом и пластовой водой осуществлялся с постепенным уменьшением давления в PVT-колбе при постоянной температуре без изменения минерализации воды. В ходе проведенных экспериментов было отмечено снижение концентрации метана в газовой фазе. Известны и другие результаты, например, в работе [5] в PVT-колбе моделировалось увеличение обводненности скважинной продукции при постоянных значениях давления, температуры и минерализации. Авторами этого исследования анализировался состав газа. В результате исследований было отмечено, что содержание метана в газе, который выделился из пластовой воды, больше, чем в газе, который был выделен из нефти. Это явление объяснялось тем, что в результате моделирования процесса диффузионного массообмена на растворимость газовых компонентов в минерализованной воде влияет концентрация неорганических солей. В результате обработки результатов лабораторных исследований было получено, что при увеличении контактирующего объема воды и времени контакта воды и нефти концентрация легких углеводородных компонентов в пластовой нефти снижается. Это объясняется значительной величиной давления насыщенных паров легких углеводородных компонентов и, соответственно, их нахождением в газообразном виде при значительном давлении в системе, и, как следствие, возможностью растворения в воде, как для любого абсорбционного процесса.

Из практики разработки нефтяных залежей известно, что в большинстве случаев из-за более высокой фазовой проницаемости пласта по воде происходит ее опережающее относительно нефти движение. Этот процесс приводит к увеличению кратности контакта воды и нефти и увеличению объема такого контакта. В результате концентрация легких углеводородных компонентов в нефти сокращается, что приводит к увеличению вязкости нефти, одновременно с этим наблюдается процесс возрастания газового фактора. Таким образом, лабораторными и промысловыми данными были определены количественные показатели растворения углеводородных газов в воде, при этом массообмен и переход компонентов происходил в системе «нефть — вода».

В рассматриваемом в статье случае и применительно к проблематике повышения газоотдачи газовых месторождений интересно оценить объем газа, который в пластовых условиях находился в свободном (газообразном) состоянии и растворялся в пластовой воде. Для этого существуют различные аналитические методы определения содержания углеводородных газов в пластовых водах, например, с использованием для этого констант фазового равновесия. При использовании для расчета содержания метана в воде метода, изложенного в работе [9], например, при давлении в 7,5 МПа и известной минерализации пластовой воды необходимо рассчитать величину константы фазового равновесия по формуле (1)

$$K^*_{CH_4} = K_i \cdot 10^{k_i n}, \quad (1)$$

где K_i — константа фазового равновесия при заданных термобарических условиях (для расчетов для метана принимаем 575); k_i — коэффициент Сеченова для рассматриваемого углеводорода при заданных величинах давления и температуры (для расчетов для метана принимаем 0,135); n — степень минерализации воды, в которой растворен газ (для расчетов принято 0,5).

$$K^*_{CH_4} = 575 \cdot 10^{0,5 \cdot 0,135} = 671,689.$$

На следующем этапе вычислений определяется содержание растворенных в пластовой воде компонентов газа в см^3 (при нормальных условиях) на 1 г чистой воды с использованием следующей зависимости:

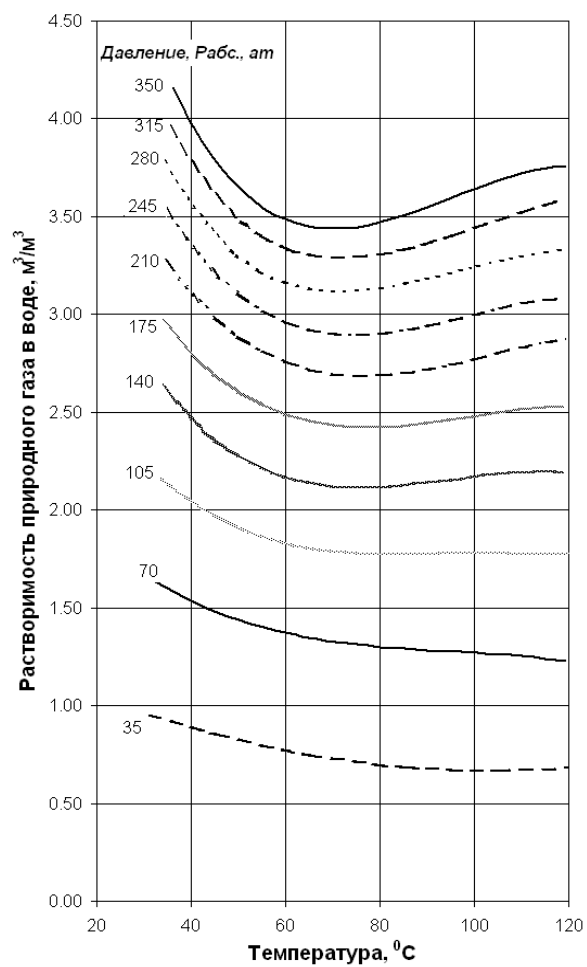
$$N_i^* = 0,804 \cdot 10^{-3} b_i^*, \quad (2)$$

где $b^*_{CH_4} = 0,483971/0,804 = 0,601954.$

Как было отмечено выше и подтверждено другими исследователями [13], растворимость углеводородных газов в пресной воде зависит от температуры и давления. Численно оценить растворимость можно с использованием графика, представленного на рисунке. Известно, что минерализация воды снижает растворимость в ней углеводородных газов, поэтому растворимость газа минерализованной, например, пластовой воде, будет меньше при равных термобарических условиях. Для учета влияния минерализации пластовой воды на растворимость в ней углеводородных газов С. Р. Додсоном построен график, представленный на рисунке (б), позволяющий внести соответствующие поправки в значения растворимости газа в пресной воде. Используя данные, представленные в работе С. Р. Додсона, П. Дж. Джонсом [14] предложена эмпирическая зависимость

$$\text{Гв.пл.} = \text{Гв.пр.}(1 - X \cdot Y), \quad (3)$$

где Гв.пл. — растворимость природного газа в пластовой воде в $\text{м}^3/\text{м}^3$; Гв.пр. — растворимость природного газа в пресной воде в $\text{м}^3/\text{м}^3$; X — поправочный коэффициент, учитывающий минерализацию воды; Y — степень минерализации воды в $\%_{\text{масс.}}$



а)



б)

Рисунок. Растворимость природного газа в воде (по С. Р. Додсону и М. Б. Стендингу):
а) в пресной воде; б) с поправкой на минерализацию пластовой воды

Поправочный коэффициент X , используемый в выражении (3), зависит от температуры воды, его величины были рассчитаны и представлены в таблице.

Зависимость поправочного коэффициента X от температуры

Температура, °С	37,8	65,5	93,3	121,1
Поправочный коэффициент	0,074	0,050	0,044	0,033

В соответствии с этими данными пластовая вода с минерализацией 5 % при давлении 35,0 МПа и температуре 93,3 °С должна содержать природного газа на 25 % меньше, чем при тех же условиях пресная вода [15].

Проведем расчет объема газа, растворенного в воде при условиях, рассмотренных в примере выше. Для расчетов принята минерализация пластовой воды, равная 5 %. Для этого случая определим растворимость газа в воде с использованием рисунка. Получим, что для пресной воды растворимость метана составит 0,8 м³/м³. Далее, с применением выражения (3) и поправочного коэффициента из таблицы в найденную величину внесена поправка, учитывающая минерализацию воды. Поправочный коэффициент при температуре воды 37,8 °С равен 0,074. Подставим значение этого коэффициента в уравнение (3) и получим

$$\Gamma_{\text{в.пл.}} = \Gamma_{\text{в.пр}} (1 - X \cdot Y) = 0,8 (1 - 0,074 \cdot 5) = 0,8 (1 - 0,37) = 0,504 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, существующие методики позволяют выполнить расчет объема газа, растворяющегося в пластовой воде, который, очевидно, будет выделяться при снижении пластового давления [16]. Этот фактор в настоящее время не учитывается в действующих регламентирующих документах¹ по подсчету запасов углеводородов [15], однако влияние факта дегазации пластовой воды на разработку месторождений, в том числе и нефтяных доказанный [17] и активно изучаемый процесс [18].

Для оценки объема газа, который может быть растворен в водоносном бассейне газовых месторождений, проведем небольшие расчеты, например, для сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения. Из открытых источников известно, что площадь газоносности составляет свыше 2 100 км² при средней мощности сеноманской газовой залежи в 270 метров и средней толщине продуктивного пласта в 100 метров. При этом объем водоносного бассейна составляет порядка 350 трлн м³. Известно, что газ растворен не во всем объеме водоносного бассейна, а приурочен в основном к переходной зоне. Для определения толщины переходной зоны необходимо выполнение комплекса отдельных самостоятельных исследований, поскольку в настоящее время в открытых источниках не представлено достоверной и простой к применению методики. Однако если условно ограничить толщину переходной зоны, например, в 10 метров и принять растворимость метана в 0,6 м³/м³, то объем газа, который растворен в переходной зоне и выделяется из воды, может составить до 10 % от общих запасов залежи, что, безусловно, должно учитываться при проектировании применения технологий увеличения газоотдачи [19].

¹ Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов полезных ископаемых компонентов. – М.: ФГУ «ГКЗ», 2007. – 15 с.

Выводы

Известные для системы «нефть — вода» процессы перехода (растворения) углеводородов из нефти в воду были оценены по результатам лабораторных исследований. Схожий механизм характерен и для газовых залежей, где свободный газ находится в контакте и термодинамическом равновесии с пластовой водой. Для количественной оценки объема газа, который растворен в пластовой воде при заданных термобарических условиях и минерализации, существуют различные методики. В статье представлены результаты сравнения двух методов, рассчитаны объемы газа, растворенного в воде. Выполненная количественная оценка подтверждает необходимость учета фактора дегазации пластовой воды при выборе технологий увеличения газоотдачи.

Библиографический список

1. К вопросу повышения производительности газовых скважин, вскрывших слабогазонасыщенную часть сеноманского продуктивного комплекса / Ю. В. Ваганов, А. К. Ягафаров, В. А. Парфиров, М. М. Мансурова. — Текст : непосредственный // Научный журнал российского газового общества. — 2019. — № 2 (21). — С. 5–10.
2. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. — Санкт-Петербург : Недра, 2012. — 175 с. — Текст : непосредственный.
3. Обоснование методов исследования глубинных проб нефти из залежей с газовой шапкой на примере Пяяхинского 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 (632). — С. 16–21.
4. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / А. Е. Бортников, К. Е. Кордик, В. Н. Мороз [и др.]. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 2. — С. 66–69.
5. Гульятеева, Н. А. Массообмен в системе «нефть — газ — вода» и его влияние на добычу нефтяного газа / Н. А. Гульятеева, Э. Н. Тошев. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 10. — С. 100–103.
6. 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.
7. 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.
8. Намиот, А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / А. Ю. Намиот. — Москва : Недра, 1976. — 183 с. — Текст : непосредственный.
9. Шилов, Ю. С. Ресурсы водорастворенных газов России / Ю. С. Шилов. — Москва : Недра. — 1995. — 48 с. — Текст : непосредственный.
10. Ларин, В. И. Геология нефти и газа / В. И. Ларин, В. П. Филиппов. — Москва : ГАНГ, 1997. — 176 с. — Текст : непосредственный.
11. 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.
12. Фоминых, О. В. Исследование фазовых равновесий углеводородов и разработка метода их расчета для решения задач эксплуатации нефтяных месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Фоминых Олег Валентинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень, 2011. — 107 с. — Текст : непосредственный.

13. Dodson, C. R. Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures / C. R. Dodson, M. B. Standing. – Text : electronic // Drilling and Products Practice. – 1944. – URL: <https://onepetro.org/APIDPP/proceedings-abstract/API44/All-API44/API-44-173/52141>. – Published: January, 01, 1944.
14. Jones, P. J. Petroleum Production / P. J. Jones. – New York : Reinhold Publishing Corp. – Vol. 1. – 1946. – P. 37. – Direct text.
15. Гульятеева, Н. А. Исследование причин поступления газа в добывающие нефтяные скважины и разработки 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. – Тюмень, 2015. – 124 с. – Текст : непосредственный.
16. 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 ученой степени кандидата технических наук / Кордик Кирилл Евгеньевич. – Уфа, 2019. – 191 с. – Текст : непосредственный.
17. 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.
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. 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. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Parfiriev, V. A., & Mansurova, M. M. (2019). Revisiting the increasing productivity of gas wells, that penetrate an undersaturated part of the Cenomanian productive complex. Scientific journal of Russian gas society, 2(21), pp. 5-10. (In Russian).
2. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S. & Kononov, A. V. (2012). Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
3. 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(632)), pp. 16-21. (In Russian).
4. Bortnikov, A. E., Kordiak, K. E., Moroz, V. N., Leontev, S. A., & Valeev, M. D. (2015). Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (2), pp. 66-69. (In Russian).
5. 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).
6. Gulyaeva, N. A. & Krikunov, V. V. (2012). The influence of the amount of gas dissolved in reservoir water on the distribution of the volumes of the components of the extracted production of wells. Oil Industry, (8), pp. 40-43. (In Russian).
7. Amerkhanov, I. M., Reym, G. A., Grebneva, S. T., & Kataeva, M. R. (1976). Vliyanie zakachivaemoy vody na parametry plastovoy nefi. Neftepromyslovoe delo, (6), pp. 16-18. (In Russian).
8. Namiot, A. Yu. (1976). Fazovye ravnovesiya v dobyche nefi. Moscow, Nedra Publ., 183 p. (In Russian).
9. Shilov, Yu. S. (1995). Resursy vodorastvorenykh gazov Rossii. Moscow, Nedra Publ., 48 p. (In Russian).
10. Larin, V. I., & Filippov, V. P. (1997). Geologiya nefi i gaza. Moscow, GANG Publ., 176 p. (In Russian).

11. Devyatkov, Y. S. & Fominykh, O. V. (2012). Metodika rascheta zapasov gaza, rastvorenno v vodonosnom bassejne. Nauka i TEK, (5), pp. 21-22. (In Russian).
12. Fominykh, O. V. (2011). Issledovanie fazovykh ravnovesiy uglevodorodov i razrabotka metoda ikh rascheta dlya resheniya zadach ekspluatatsii neftnykh mestorozhdeniy. Tyumen, 107 p. (In Russian).
13. Dodson, C. R., & Standing, M. B. (1944). Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures. Drilling and Products Practice. (In English). Available at: <https://onepetro.org/APIIDPP/proceedings-abstract/API44/All-API44/API-44-173/52141>
14. Jones, P. J. (1946). Petroleum Production. New York, Reinhold Publishing Corp., Vol. 1, p. 37. (In English).
15. Gulyaeva, N. A. (2015). Issledovanie prichin postupleniya gaza v dobyvayushchie neftnyye skvazhiny i razrabotki metodov identifikatsii ego istochnikov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 124 p. (In Russian).
16. Kordik, K. E. (2019). Issledovanie zakonomernostey izmeneniya gazovogo faktora pri ekspluatatsii neftnykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Ufa, 191 p. (In Russian).
17. Shejkh-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).
18. Kordik K. E., Shkandratov, V. V., Bortnikov, A. E., & Leontyev, 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. Kolmakov, A. V. (2012). Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 170 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Фоминых Олег Валентинович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

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, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru