

УДК 622.276.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-52-62

Оценка объема газа в водоносной части сеноманских газовых залежей на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения

О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев*, А. Н. Халин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**leontevsa@tyuiu.ru*

Аннотация. На величину остаточных извлекаемых запасов природного газа влияют защемление запасов газа внедряющейся водой и дегазация пластовых вод сеноманского водонапорного комплекса. Для оценки объемов газа, который растворен в пластовой воде, необходимо достоверное определение объема воды, насыщенной газом. Площадь газонефтяного контакта определяется с использованием известных методов, однако высота зоны залежи, представленной водой, насыщенной газом (переходной зоной), нуждается в уточнении.

Распределение флюидов и строение переходной зоны зависят от гравитационных и капиллярных сил, которые, в свою очередь, взаимосвязаны с физико-химическими свойствами газа и пластовой воды, а также с составом и фильтрационными свойствами пласта. Для расчета толщины пласта, в котором происходит процесс растворения газа в воде, предлагается рассматривать с точки зрения процессов молекулярной диффузии.

Авторами статьи на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения предлагается адаптированная методика «ВНИИГАЗ» для определения переходной зоны и объема воды, в котором растворяется газ подземных газохранилищ. Предложенный метод расчета объема газа, растворенного в пластовых водах сеноманских газовых залежей с учетом диффузии, показал приемлемый результат.

Ключевые слова: остаточные извлекаемые запасы, расчет объема растворенного газа, переходная зона, сеноманский водонапорный комплекс

Для цитирования: Фоминых, О. В. Оценка объема газа в водоносной части сеноманских газовых залежей на примере Медвежьего газоконденсатного месторождения / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, А. Н. Халин. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-52-62 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 52–62.

An estimation of gas volume in the water-saturated part of Cenomanian gas reservoirs: a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field

Oleg V. Fominykh, Sergey A. Leontiev*, Anatoly N. Khalin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**leontevsa@tyuiu.ru*

Abstract. The amount of remaining recoverable natural gas reserves is affected by the pinching of gas reserves by infiltrating water and degassing of formation water in the Cenomanian water-pressure complex. It is necessary to reliably determine the volume of gas-saturated water in order to estimate the volume of gas dissolved in produced water. The area of the gas-oil contact is determined by known methods, but the height of the reservoir zone, represented by gas-saturated water (transition zone), must be specified.

The fluid distribution and the structure of the transition zone depend on gravitational and capillary forces. These forces depend on the physical and chemical properties of the gas and formation water, as well as the composition and filtration properties of the reservoir. To calculate the thickness of the reservoir in which the process of gas dissolution in water takes place, it is proposed to consider it from the point of view of molecular diffusion processes.

The authors of the article propose an adapted VNIIGAZ method for determining the transition zone and the volume of water in which gas from underground gas storages is dissolved (a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field). The proposed method for calculating the volume of gas dissolved in formation waters of Cenomanian gas deposits, taking into account diffusion, showed an acceptable result. The proposed method for calculating the volume of gas dissolved in formation waters of Cenomanian gas deposits, taking into account diffusion, gave an acceptable result.

Keywords: residual recoverable reserves, calculation of the volume of dissolved gas, transition zone, Cenomanian water-pressure complex

For citation: Fominykh, O. V., Leontiev, S. A., & Khalin, A. N. (2023). An estimation of gas volume in the water-saturated part of Cenomanian gas reservoirs: a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 52-62. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-52-62

Введение

В работе [1] рассмотрено состояние остаточных запасов свободного газа сеноманских залежей Вынгапуровского и Медвежьего месторождений, показано, какие гидродинамические параметры влияют на величину данных запасов. Основными факторами являются выделение газа из пластовой воды и защемление объемов газа в пласте пластовой водой. Известно [2], что в сеноманской воде растворяется до $3,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ газа, детальную оценку растворимости углеводородных газов в пластовых водах с учетом их минерализации возможно выполнить, используя зависимости, представленные в работе [3]. Таким образом, для оценки объемов газа, который растворен в пластовой воде, необходимо достоверно определить объем воды, насыщенной газом. Площадь газонефтяного контакта определяется с использованием известных методов, однако высота зоны залежи, представленной водой, насыщенной газом (переходной зоной), нуждается в уточнении.

Различные методы расчета высоты переходной зоны опубликованы в научных трудах. В работе [4] и в других исследованиях, связанных с эксплуатацией подземных хранилищ газа в пористых водонасыщенных пластах, вопрос оценки переходной зоны рассматривается подробно, так как ее высота влияет на потери газа. Например, в работе [5] указано, что «газовая часть пласта подстигается газовой переходной зоной и водой». В работе [4] показано, что распределение флюидов и строение переходной

зоны зависят от гравитационных и капиллярных сил, которые, в свою очередь, взаимосвязаны с физико-химическими свойствами газа и пластовой воды, а также с составом и фильтрационными свойствами пласта, что было отмечено в работах С. Д. Пирсона, О. М. Ермилова, А. И. Ширковского [6, 7]. Данные исследователи определяли высоту переходной зоны в зависимости от характера и особенностей фильтрации газа и пластовой воды.

Применительно к проблеме расчета количества газа, растворенного в пластовых водах сеноманских газовых залежей, необходимо определить объем воды, насыщенной газом, так как высота водонасыщенной части массивных залежей часто превышает высоту газонасыщенной части.

Объект и методы исследования

Оценка высоты переходной зоны может быть выполнена с использованием прямых замеров геофизическими методами исследования скважин (нейтронный гамма-каротаж (НГК), импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и др.). Для нахождения высоты расчетным методом применяют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления. Исследователи в работе [6] предложили выразить капиллярное давление через гидростатическое давление, которое определяет высоту подъема воды в поровом пространстве пласта, данная зависимость представлена в виде

$$P_k = h \cdot g \cdot (\rho_v - \rho_n), \quad (1)$$

где P_k — капиллярное давление, Па; h — высота над уровнем 100 %-го насыщения водой (толщина переходной зоны), м; g — ускорение свободного падения; ρ_v и ρ_n — плотности пластовой воды и нефти, кг/м³.

Следовательно, высоту переходной зоны можно определить из выражения

$$h = \frac{P_k}{g \cdot (\rho_v - \rho_n)}. \quad (2)$$

Данная зависимость используется для расчета средней высоты водонасыщенности переходной зоны пласта для нефтяных месторождений и определяет распределение флюидов в вертикальном направлении. Для расчета средней высоты водонасыщенности переходной зоны пласта для газовых месторождений нужно заменить плотность нефти на плотность газа.

В работе [7] приводится ссылка на труды Г. Ф. Пантелеева, в которых показано, что в сеноманских газовых залежах крупных газоконденсатных месторождений Западной Сибири высота переходной зоны составляет 20–35 м.

В работе [4] приведены результаты исследований керна сеноманских отложений месторождений газа Западной Сибири, на основании которых была построена палетка зависимости водонасыщенности от капиллярмет-

рических данных. В результате данного исследования установлено наличие в сеноманских залежах двух газоводяных контактов (ГВК1 и ГВК2), в интервале которых содержатся неучтенные запасы газа, которые следует принимать к сведению при подсчете запасов углеводородов объемным методом. Для выработки данного типа запасов необходимо применять инновационные методы эксплуатации скважин газовых месторождений, так как опыт промышленной эксплуатации скважин на сеноманских залежах Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений выявили практическую неподвижность газа в таких зонах [8].

Таким образом, для определения объема газа, растворенного в границах переходной зоны, необходимо определить высоту переходной зоны согласно зависимости (2) и объем газа, растворенного в пластовой воде, при величине пластового давления на дату расчета по методике, представленной в работе [3]. Однако выполнить расчет переходной зоны, основанной на определении капиллярного давления, применительно к сеноманским газовым залежам месторождений Западной Сибири в настоящее время затруднительно. Кроме того, под переходной зоной массивных газовых залежей существует значительный объем водонасыщенных пород, вода в которых, очевидно, насыщена газом.

Существует подход, изложенный в работе [7], в которой предложен метод определения переходной зоны и объема воды, где растворяется газ подземных газохранилищ.

В данной работе [7] количество растворенного газа в зоне «газ — вода» определяется по следующей зависимости:

$$Q_{у.в.} = Q_{пор.} \cdot V_{ср}, \quad (3)$$

где $Q_{у.в.}$ — количество растворенного газа в приконтактной зоне «газ — вода», $м^3$; $Q_{пор.}$ — объем порового пространства водонасыщенных пород пласта-коллектора, $м^3$; $V_{ср}$ — средняя газонасыщенность (по CH_4 + тяжелые углеводороды) вод пласта-коллектора в рассматриваемой зоне, $м^3/м^3$.

Объем порового пространства определяется по следующей зависимости:

$$Q_{пор.} = l \cdot H \cdot h \cdot m_0, \quad (4)$$

где l — протяженность пласта (по простиранию) в пределах зоны перетока, м; H — ширина пласта (вкрест простирания) в этой же зоне, м; h — мощность пласта, где идут процессы растворения газа, м; m_0 — коэффициент открытой пористости пород.

Для расчета толщины пласта, в котором происходит процесс растворения газа в воде, предлагается рассматривать с точки зрения процессов молекулярной диффузии, используя фиктивный коэффициент диффузии (D_f).

$$\frac{d^2C}{d\chi^2} = \frac{1}{D_\phi} \cdot \frac{dC}{dt}, \quad (5)$$

где C — концентрация растворенного газа, д.ед.; D_ϕ — коэффициент диффузии, $\text{м}^2/\text{с}$; χ — расстояние от центра залежи до контура, м ; t — время, с .

Количество растворившегося газа в зависимости от времени находим по следующей зависимости:

$$Q_{\text{пр}}(t) = 2 \cdot m \cdot h \cdot l \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{D_\phi \cdot t}{\pi}} = 2 \cdot m \cdot h \cdot l \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{m \cdot \chi^2 \cdot \tau}{\pi}}, \quad (6)$$

где m — пористость; h — мощность пласта, м ; l — длина контура газоводяного контура (ГВК), м ; C_0 — предельная концентрация растворенного газа на контуре; τ — параметр, определяемый из графика, приведенного на рисунке, в зависимости от (ϕ, V) ; $\phi = C/C_0$ — относительная концентрация; $V = V_\Gamma/V_\text{в}$ — относительный объем; V_Γ — поровый объем газонасыщенной части пласта, м^3 ; $V_\text{в}$ — поровый объем водонасыщенной части пласта, м^3 ; D_ϕ — коэффициент диффузии, который определяется по следующей формуле:

$$D_\phi = \frac{m \cdot \chi^2 \cdot \tau}{t}. \quad (7)$$

Для определения параметра τ в работе [7] представлен график (см. рисунок).

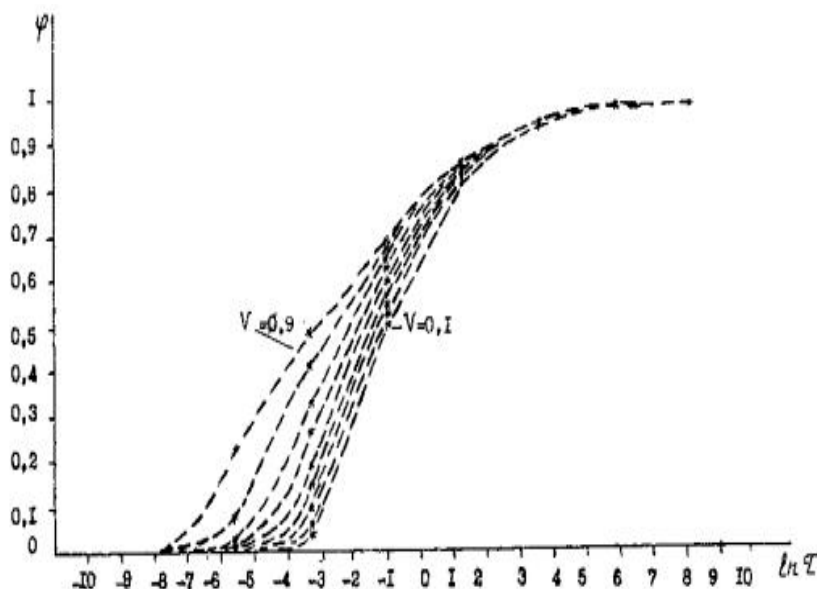


Рисунок. График зависимости параметра $\tau = f(\phi, V)$ [7]

Таким образом, существующую методику расчета объема растворенного в пластовой воде газа, используемую для определения потерь газа в подземных хранилищах, применяем для решения обратной задачи — расчета количества газа, растворенного в пластовой воде в границах переходной зоны массивных сеноманских газовых залежей.

С целью определения наиболее достоверного и удобного для практического применения метода выполним сравнительный анализ результатов расчетов по двум описанным методикам.

Результаты

Выполним сравнение методик расчета на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

На Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении основные объемы природного газа и конденсата относятся к сеноманским отложениям. В нижележащей части геологического разреза запасы углеводородов найдены в альб-валанжинских отложениях на Ныдинском куполовидном поднятии. Продуктивные залежи, индексируются как БН₁₀, БН₁, ТП₃, ТП₂, ТП₁, ХМ₅, ХМ₄, ХМ₃, ХМ₂, ПК₉, ПК₉⁰, ПК₈. Этаж газонасыщенности для данных объектов разработки образует 1 500 м [9].

Сеноманский коллектор представляет собой смесь высокопроницаемого песчаника, алевролита и глины, которые чрезвычайно неоднородны по площади и по разрезу.

В газонасыщенной части пласта песчанистость в среднем для залежи составляет 70 %.

Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам меняется от 3,6 до 126,0 м в пределах южного купола, от 14,0 до 96,4 м — на центральном куполе, от 14,6 до 99,4 м — на северном куполе и от 7,0 до 97,4 м — на Ныдинском.

Залежь газа является массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой.

По химическому составу газ сеноманской залежи Медвежьего месторождения состоит в среднем из метана (98,39 %).

Содержание тяжелых гомологов предельных углеводородов незначительно и в основном приходится на долю этана (0,02–0,99 %) и пропана.

Относительная плотность газа составляет 0,56, низшая теплотворная способность газа равна 7 912 ккал/м³.

Псевдокритическое давление и температура свободного газа составляют 4,6 МПа и 190,53 °К.

Обоснование исходных данных и пример расчета

В качестве выбора исходных данных для выполнения расчетов, согласно методике, представленной в работе [7], использовалась информация

о геологическом строении пласта ПК₁ Медвежьего месторождения^{1,2,3}, изложенная в работах [10–12] и приведенная в таблице.

Данные для расчета

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
Длина залежи	l	м	23 000
Ширина залежи	χ	м	5 000
Эффективная газонасыщенная толщина пласта	$h_{г.н.}$	м	61,97
Эффективная водонасыщенная толщина пласта	$h_{в.н.}$	м	15,70
Пористость газонасыщенной части	m	д.ед.	0,3
Пористость водонасыщенной части	m	д.ед.	0,3
Объем газосодержащих пород	$V_{г.}$	млн м ³	94 742,5
Предельная концентрация растворенного в воде газа при начальных пластовых условиях	C_0	см ³ /л	3 500
Максимальная концентрация растворенного в воде газа, полученная в залежи	C	см ³ /л	1 300

1. Рассчитаем объем водонасыщенных пород ($V_{в.}$). Поскольку рассматриваемая залежь является массивной, объем водонасыщенных пород можно рассчитать, зная объем газонасыщенных пород и размеры залежи

$$V_{в.} = V_{г.} \cdot \frac{h_{в.н.}}{h_{г.н.}} = 94\,742,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{15,70}{61,97} = 24\,002,8 \text{ млн м}^3.$$

2. Относительную концентрацию (ϕ) определим по следующему выражению:

$$\phi = C/C_0 = 1\,300/3\,500 = 0,37.$$

¹ Подсчет запасов свободного газа в сеноманских залежах месторождений Севера Тюменской области по состоянию на 01.01.1986 г.: отчет о НИР / Главтюменьгеология; рук. Ф. З. Хафизов. – Тюмень, 1986. – 424 с.

² Подсчет начальных запасов свободного газа сеноманской залежи Медвежьего месторождения по методу падения пластового давления: отчет о НИР / ТюменНИИгипрогаз; рук. Е. М. Нанивский. – Тюмень, 1987. – 401 с.

³ Гидрогеологические аспекты обводнения крупнейших разрабатываемых газовых залежей севера Тюменской области (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское): отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ»; рук. В. С. Гончаров. – Москва, 1998. – 436 с.

3. Относительный поровый объем рассчитываем

$$V = V_B/V_T = 24\,002,7/94\,742,5 = 0,25.$$

4. По расчетным значениям ϕ , V из графика (см. рисунок) определяем значение $\ln(\tau) = -1,9$, следовательно, величина $(\tau) = 0,15$.

5. Определим величину (χ) — расстояние от центра залежи до контура ГВК, примем по наименьшему размеру залежи в плане, равному ее ширине, то есть 5 000 м.

6. Рассчитаем объем растворенного газа по уравнению (6)

$$Q_{\text{рг}} = 2 \cdot m \cdot h \cdot l \cdot C_0 \cdot \sqrt{m \cdot \chi^2 \cdot \tau / \pi} = \\ = 2 \cdot 0,3 \cdot 61,97 \cdot 23\,000 \cdot 3,5 \cdot \sqrt{0,3 \cdot 5\,000^2 \cdot 0,15 / 3,14} = 665,45 \text{ млн м}^3.$$

Полученное значение объема растворенного газа можно признать приемлемым, так оно близко к величине, указанной в других работах. В частности, в работе А. В. Колмакова [1] по результатам гидродинамического моделирования показано, что в ходе воспроизведения истории разработки сеноманской газовой залежи пласта ПК₁ Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения на трехмерной модели установлено расхождение фактических и расчетных пластовых давлений, что объясняется дегазацией 1 000–700 млн т пластовой воды и притоком 760 млн м³ газа.

Выводы

Для расчета объема газа, растворенного в пластовой воде в границах переходной зоны массивных сеноманских газовых залежей, применима методика, используемая для определения потерь газа в подземных хранилищах. Расчеты по указанной методике с учетом ряда допущений показали приемлемые результаты и могут использоваться для решения обратной задачи, рассматриваемой в статье.

Список источников

1. Колмаков, А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей : 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колмаков Алексей Владиславович. — Тюмень, 2012. — 170 с. — Текст : непосредственный.
2. Степанов, Н. Г. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей / Н. Г. Степанов, Н. И. Дубина, Ю. Н. Васильев. — Москва : Недра, 1999. — 124 с. — Текст : непосредственный.

3. 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 (150). – С. 103–111.
4. Лобанова, А. Н. Геолого-технологические условия повышения эффективности создания и эксплуатации подземных хранилищ газа : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых», 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Лобанова Анна Николаевна. – Москва, 2007. – 143 с. – Текст : непосредственный.
5. Амикс, Дж. В. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг ; перевод с английского. – Москва : Гостоптехиздат, 1962. – 572 с. – Перевод изд.: Petroleum reservoir engineering. Physical properties / James W. Amyx, Daniel M. Bass, Jr. Robert Z. Whiting. New York, 1960. – Текст : непосредственный.
6. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа = Formation physics, production and underground storage of natural gas / О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. И. Ширковский, Л. С. Чугунов ; под редакцией А. К. Терехова ; Рос. АО «Газпром». – Москва : Наука, 1996. – 540 с. – Текст : непосредственный.
7. Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах / С. Н. Бузинов, Г. И. Солдаткин, Н. И. Лазарев [и др.] ; Всерос. науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий. – Москва : ВНИИГАЗ, 1996. – 59 с. – Текст : непосредственный.
8. Фоменко, В. Г. Определение подсчетных параметров сеноманских залежей газовых месторождений Западной Сибири / В. Г. Фоменко, Л. Е. Николаева. – Текст : непосредственный // Газовая геология России вчера, сегодня, завтра : сборник научных трудов ООО «ВНИИГАЗ». – Москва : ВНИИГАЗ, 2000. – С. 37–51.
9. Геолого-технологические подходы к рациональной разработке газовых месторождений = Geological-technological approaches to the efficient development of gas deposits / С. Н. Меньшиков, А. Н. Лапердин, И. С. Морозов, Г. И. Облеков ; под редакцией О. М. Ермилова. – Новосибирск : Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук, 2009. – 174 с. – Текст : непосредственный.
10. Маслов, В. Н. Подсчет запасов газа Медвежьего месторождения по падению пластового давления / В. Н. Маслов, А. Н. Лапердин ; ТюменНИИгипрогаз. – Тюмень, 2002. – 400 с. – Текст : непосредственный.
11. Меньшиков, С. Н. Методические подходы к изучению месторождений углеводородного сырья на севере Западной Сибири : обзор / С. Н. Меньшиков, А. Н. Лапердин, И. С. Морозов ; ОАО «Газпром», ООО «Газпром экспо». – Москва, 2009. – 80 с. – (Обзорная информация. Серия : Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений). – Текст : непосредственный.
12. Маслов, В. Н. Оценка объемов и перспективы использования низконапорного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе / В. Н. Маслов, А. Н. Лапердин. – Текст : непосредственный // Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов : материалы всероссийской научно-технической конференции (март, 2003, г. Надым). – Москва : ИРЦ Газпром. – С. 112–121.

References

1. Kolmakov, A. V. (2012) Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. tekhn. nauk, Tyumen, 170 p. (In Russian).
2. Stepanov, N. G. Dubina, N. I., & Vasil'ev, Yu. N. (1999). Vliyanie rastvorennogo v plastovykh vodakh gaza na obvodnenie gazovykh zalezhey. Moscow, Nedra Publ., 124 p. (In Russian).
3. 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(150), pp. 103-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-103-111
4. Lobanova, A. N. (2007). Geologo-tekhnologicheskie usloviya povysheniya effektivnosti sozdaniya i ekspluatatsii podzemnykh khranilishch gaza. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, 143 p. (In Russian).
5. Amyx, J. W., Bass, D. M., & Whiting, R. Z. Jr. (1960). Petroleum reservoir engineering. Physical properties. New York, 600 p. (In English).
6. Ermilov, O. M., Remizov, V. V., Shirkovskiy, A. I., & Chugunov, L. S. (1996). Formation physics, production and underground storage of natural gas. Moscow, Nauka Publ., 540 p. (In Russian).
7. Buzinov, S. N., Soldatkin, G. I., Lazarev, N. I., Soldatkin, S. G., Gracheva, O. N., & Grigor'ev, A. V. (1996). Metodicheskie ukazaniya po opredeleniyu tekhnologicheskikh neobkhodimykh bezvovratnykh poter' gaza pri sozdanii i ekspluatatsii gazokhranilishch v po-ristykh plastakh. Moscow, VNIIGAZ Publ., 59 p. (In Russian).
8. Fomenko, V. G., & Nikolaeva, L. E. (2000). Opredelenie podschetnykh parametrov senomanskikh zalezhey gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Gazovaya geologiya Rossii vchera, segodnya, zavtra: sbornik nauchnykh trudov OOO "VNIIGAZ". Moscow, VNIIGAZ Publ., pp. 37-51. (In Russian).
9. Men'shikov, S. N., Laperdin, A. N., Morozov, I. S., & Oblekov, G. I. (2009). Geological-technological approaches to the efficient development of gas deposits. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 174 p. (In Russian).
10. Maslov, V. N., & Laperdin, A. N. (2002). Podschet zapasov gaza Medvezh'ego mestorozhdeniya po padeniyu plastovogo davleniya. Tyumen, 400 p. (In Russian).
11. Men'shikov, S. N., Laperdin, A. N., Morozov, I. S., Kozintsev, A. N., Mal'tsev, A. I., & Mavletdinov, M. G. (2009). Metodicheskie podkhody k izucheniyu mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya na severe Zapadnoy Sibiri: obzor. Moscow, 80 p. (In Russian).
12. Maslov, V. N., & Laperdin, A. N. (2003). Otsenka ob'emov i perspektivy ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza v Nadym-Pur-Tazovskom regione. Problemy i perspektivy kompleksnogo ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza v ustoychivom razvitii sotsial'noy sfery gazodobyvayushchikh regionov. March, 2003, Nadym. Moscow, IRTS Gazprom Publ., pp. 112-121. (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

Халин Анатолий Николаевич, кандидат технических наук, старший научный сотрудник кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Anatoly N. Khalin, Candidate of Engineering, Senior Researcher at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 28.05.2023; одобрена после рецензирования 15.06.2023; принята к публикации 19.06.2023.

The article was submitted 28.05.2023; approved after reviewing 15.06.2023; accepted for publication 19.06.2023.