

Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах

А.А. Михайловский

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, г. Видное, п. Развилка, Россия

e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Имеющийся опыт показывает, что в процессе создания и многолетней циклической эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в пластах-коллекторах водоносных горизонтов могут происходить пластовые потери газа. Потери могут достигать десятки процентов от закачанного объема газа в пласт и оказывать существенное влияние на надежность и безопасность функционирования и эффективности эксплуатации ПХГ. В связи с этим актуальными являются вопросы организации промыслового контроля и методологии оценки пластовых потерь газа на ПХГ.

В статье предложена структуризация закачанного в пласт газа на возможные пластовые составляющие с учетом состояния газовой фазы и участия в фильтрационных массообменных процессах. Приведены основные факторы, определяющие образование разных пластовых составляющих. Рассмотрены основные понятия, и дано определение пластовых потерь газа на ПХГ в водоносных горизонтах. Показаны основные признаки того или иного вида потерь. Кратко описаны пластовые потери от оттоков свободного газа из искусственной газовой залежи, которые могут возникать в результате вертикальных утечек из объекта хранения и латеральных уходов газа по пласту за пределы ловушки. Рассмотрены потери, связанные с адсорбцией газа горными породами, фазовыми переходами газа и насыщением газом низкопроницаемых участков коллекторов; растворением газа во вторгающейся пластовой воде и его конвективно-диффузионным уносом оттесняемой водой в водоносную область пласта.

На примере ПХГ, созданного в водоносном пласте, рассмотрена система геолого-промыслового мониторинга участка недр в пределах горного отвода в условиях вертикальных межпластовых перетоков свободного газа. Показано, что реализованная система наблюдательных и контрольных скважин позволяет осуществлять адекватное наблюдение за объектом хранения газа и контроль герметичности ПХГ по всему разрезу выше объекта хранения.

Рассмотрены следующие составляющие пластовых потерь газа на хранилище: растворенный газ в остаточной воде в пределах газовой залежи; газ, адсорбированный горными породами в пределах газовой залежи; растворенный газ, диффундированный из газовой залежи в приконтрактную водоносную область пласта; растворенный и свободный газ в контрольных горизонтах. С использованием геологической модели пласта, а также результатов моделирования конвективно-диффузионного переноса растворенного газа в водоносную область пласта дана оценка составляющих пластовых потерь газа прямым способом по местам их нахождения.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, пластовые потери газа, методы аналитического контроля, межпластовые перетоки газа, латеральные уходы газа по пласту, диффузионные потери газа

Для цитирования: Михайловский А.А. (2022). Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах. *Георесурсы*, 24(3), с. 182–186. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15>

Введение

В процессе создания и циклической эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в пластах-коллекторах водоносных горизонтов могут происходить пластовые потери газа (Бузинов и др., 2000; Методические указания..., 1996; Семенов и др., 1974; Степанов и др., 1999). Пластовые потери обуславливаются протекающими в водоносных горизонтах фильтрационными и диффузионными процессами миграции и физико-химическими процессами изменения фазового состояния закачиваемого газа.

Даже при небольших по абсолютному значению годовых пластовых потерях газа, накопленные в течение многолетнего жизненного периода ПХГ пластовые потери могут достигать значительной доли (до нескольких десятков процентов) в объемах закачанного газа и снижать

технологические и технико-экономические показатели хранилища. В связи с этим с целью обеспечения надежности и безопасности функционирования и эффективности эксплуатации ПХГ требуется наиболее полный и регулярный учет пластовых потерь газа.

Цель исследования заключается в развитии методологии определения пластовых потерь газа на ПХГ в водоносных горизонтах для ведения достоверного баланса газа в пласте – объекте хранения, и обоснования объемов газа по восполнению его пластовых потерь.

Основными задачами исследования являются разработка структуры возможных пластовых составляющих закачанного в пласт газа, изучение основных определяющих факторов образования и признаков разных видов пластовых потерь газа. Кроме того, необходимо дать развернутое определение понятия пластовых потерь газа на ПХГ; на примере конкретного ПХГ дать оценку реализованной системы объектного мониторинга и провести апробацию предложенных методов определения пластовых потерь газа.

Основные понятия

По состоянию газовой фазы и участию в фильтрационных массообменных процессах закачанный в пласт газ можно структурировать на следующие пластовые составляющие: свободный газ искусственной газовой залежи; газ переходной слабогазонасыщенной области, представляющей собой искусственный газоводяной контакт (ГВК); переточный газ (растворенный и свободный) вторичных скоплений в выше- и, возможно, нижележащих пластах и смежных поднятиях пласта. К пластовым составляющим также относятся: газ, адсорбированный горными породами; газ, перешедший в конденсат или гидраты; газ, растворенный в остаточной воде в осушенной зоне пласта; растворенный газ, диффундированный в приконтактную водоносную область пласта.

Виды и соотношение этих составляющих зависят от физико-химических свойств породы пласта и насыщающих его флюидов, геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС), а также интенсивности проявления водонапорного режима эксплуатации искусственной газовой залежи. Кроме того, образование тех или иных пластовых составляющих обуславливается технологическими режимами закачки и отбора газа в сезонах, системой размещения и технологическими режимами эксплуатации скважин.

Из всех перечисленных составляющих закачанного в пласт объема газа только свободный газ искусственной газовой залежи представляет дренируемые при отборах объемы газа в пласте.

Под пластовыми потерями газа на ПХГ понимаются пластовые составляющие закачанного в пласт газа, которые с гидродинамической, технологической и технико-экономической точек зрения в конкретных геологических условиях и при реализованной технологии и системе размещения скважин израсходованы бесполезно (впустую) или с ущербом и являются безвозвратно утраченными в связи с тем, что их повторное использование при достигнутом технико-технологическом уровне хранения газа не предвидится технически возможным или экономически целесообразным в перспективе с внедрением новой техники и технологий.

Пластовые потери газа могут составлять полностью или частично отдельные пластовые составляющие закачанного объема газа в пределах и за пределами проектной геолого-гидродинамической ловушки.

К основным признакам того или иного вида пластовых потерь относятся определяющие пластовые (физико-химические и гидродинамические) процессы и их результат, местонахождение, характер, предсказуемость и управляемость потерь газа.

Различают две условные группы возможных пластовых потерь газа на ПХГ. Первую группу представляют объемы от оттоков свободного газа из искусственной газовой залежи в результате вертикальных утечек вверх и вниз по разрезу из объекта хранения и латеральных уходов газа по пласту за пределы ловушки. Вторая группа пластовых потерь газа обуславливается объективно происходящими при создании и циклической эксплуатации ПХГ физико-химическими процессами в пласте и может включать пластовые составляющие, связанные с адсорбцией газа горными породами, фазовыми переходами газа

и насыщением газом низкопроницаемых участков коллекторов; растворением газа во вторгающейся пластовой воде и его конвективно-диффузионным уносом оттесняемой водой в водоносную область пласта.

На некоторых ПХГ в результате вертикальных утечек свободного газа из залежи могут образовываться техногенные скопления растворенного и свободного газа в выше и ниже залегающих пластах, в том числе в проницаемых включениях пласта-покрышки, а в результате латеральных оттоков могут возникать газовые скопления в смежных поднятиях пласта в виде вторичных залежей, гидродинамически изолированных от основной залежи.

Вертикальные утечки газа из пласта могут происходить вследствие негерметичности пласта-покрышки по геологическим и техническим причинам.

Негерметичность по геологическим причинам может быть вызвана проводящими тектоническими нарушениями или литологическими проницаемыми включениями. Технические причины нарушения герметичности обычно связаны с неудовлетворительным техническим состоянием пробуренных скважин.

В гидродинамическом аспекте к пластовым потерям газа может быть отнесена та часть оттоков, с которой прервана газодинамическая связь и которая не дренируется системой эксплуатационных скважин. Окончательно вопрос о признании техногенных и вторичных скоплений газа безвозвратно утраченными или возможном их приобщении к дренированию решается в каждом конкретном случае на основе дополнительных технологических и технико-экономических исследований с учетом геолого-промысловых особенностей и перспектив ПХГ.

Пластовые потери газа от фазовых переходов носят объективный характер и происходят в результате естественных физико-химических процессов. К числу таких процессов можно отнести адсорбцию газа горными породами, растворение газа в остаточной воде, переход газа в жидкое (конденсация) или твердое (гидратация) состояние. Пластовые потери газа, связанные с указанными процессами, возникают при каждом приросте размеров газовой залежи и переходной области преимущественно в годы создания и расширения ПХГ.

Пластовые потери газа при насыщении первоначально водонасыщенных низкопроницаемых коллекторов определяются гистерезисом относительной фазовой газопроницаемости. Относительная фазовая проницаемость и подвижность газовой фазы в процессе дренажа могут быть существенно выше, чем при пропитке при одинаковых значениях насыщенности. По этой причине закачиваемый в пласт газ вытесняет воду из низкопроницаемых коллекторов, а при смене направления вытеснения при газонасыщенностях ниже критических значений переходит в несвязное (дисперсное) состояние, его фазовая проницаемость становится равной нулю, и он оказывается неподвижным. Накапливаемые в процессе многократно чередующегося вытеснения воды и газа объемы дисперсного газа образуют пластовые потери газа от насыщения низкопроницаемых коллекторов.

При циклической эксплуатации залежи унос растворенного в пластовой воде газа в окружающую водоносную область пласта схематично можно представить следующим образом. В результате конвективной диффузии в

залежи происходит ускоренное растворение газа во вторгающейся пластовой воде. При оттеснении из залежи насыщенной пластовой воды растворенный газ поступает в приконтактную водоносную область пласта. Оттесняемая пластовая вода, характеризующаяся повышенной насыщенностью растворенным газом, смешивается с массивом окружающей пластовой воды, имеющей пониженную насыщенность. Ежегодный унос газа из залежи в водоносную область пласта происходит за счет превышения объема растворенного газа, уносимого из залежи оттесняемой пластовой водой, над объемом газа, частично возвращаемого в залежь вторгающейся пластовой водой. Это обуславливает непрерывный циклический характер ежегодных потерь газа от его уноса в растворенном состоянии за пределы залежи.

Система геолого-промыслового мониторинга недр на ПХГ

На рассматриваемом ПХГ, созданном в водоносном пласте, система геолого-промыслового мониторинга недр в пределах горного отвода включает наблюдение и контроль распространения газа в объекте хранения, а также контроль герметичности хранилища на основе наблюдения за выше расположенными контрольными водоносными горизонтами (Семенов, Солдаткин, 1974).

Состав фонда скважин ПХГ представлен в таблице 1.

Эксплуатация ПХГ характеризуется следующими особенностями: наличием вертикальных перетоков газа из объекта хранения до воробьевского горизонта; стабилизацией техногенных залежей в брекчии и воробьевском горизонте; отсутствием латеральных оттоков газа из объекта хранения; реагированием контрольных скважин по разрезу структуры до воробьевского горизонта; отсутствием реакции по контрольным скважинам выше воробьевского горизонта, что свидетельствует о герметичности резервной покрышки.

№ группы	Категория скважин	Кол-во скважин, шт.
1	Наблюдательные на объект хранения (гдовский горизонт)	24
2	Контрольные всех видов	58
	- ряжский горизонт (свободный газ)	4
	- морсовско-мосоловский горизонт (свободный газ)	7
	- воробьевский горизонт / из них разгрузочные (свободный газ)	16 / 6
	- шигровский горизонт (растворенный газ)	3
	- семилукский горизонт (растворенный газ)	6
	- евлано-ливенский горизонт (растворенный газ)	4
	- задонско-елецкий горизонт	6
	- данково-лебединский горизонт	1
	- упинский горизонт	11
	Всего наблюдательных и контрольных скважин	82
3	Эксплуатационные (гдовский горизонт)	37

Табл. 1. Состав фонда скважин ПХГ

На ПХГ наблюдательными скважинами на объект хранения достаточно равномерно охватывается вся область газоносности и приконтактная водоносная область пласта. При общем количестве эксплуатационных скважин, равном 37 штук, на каждые 3 эксплуатационные скважины приходится по 2 наблюдательные.

Реализованная система наблюдательных скважин позволяет осуществлять адекватное наблюдение и контроль за объектом хранения газа.

Контроль герметичности ПХГ осуществляется по всему разрезу выше объекта хранения. Для контроля герметичности ПХГ используются 9 контрольных горизонтов с общим количеством контрольных скважин всех видов 58 штук.

Анализ размещения фонда скважин позволяет констатировать, что на хранилище реализована совершенная система геолого-промыслового мониторинга, которая позволяет с использованием гидрогеохимических, геолого-геофизических и промысловых методов осуществлять адекватный контроль участка недр в пределах горного отвода ПХГ.

Оценка пластовых потерь газа на ПХГ

На примере рассматриваемого ПХГ дана оценка составляющих пластовых потерь газа прямым способом по местам их нахождения. Расчеты проведены с использованием геологической модели пласта, а также результатов моделирования конвективно-диффузионного переноса растворенного газа в водоносную область пласта.

При расчете пластовых потерь газа рассмотрены следующие составляющие: растворенный газ в остаточной воде в пределах газовой залежи; газ, адсорбированный горными породами в пределах газовой залежи; растворенный газ, диффундированный из газовой залежи в приконтактную водоносную область пласта; растворенный и свободный газ в контрольных горизонтах.

На хранилище объем остаточной воды в осушенной области пласта в пределах газовой залежи оценивается около 3 млн м³. При растворимости метана в пластовых условиях 1.3 м³/м³ объем растворенного газа в остаточной воде составляет 3.9 млн м³.

При средней проницаемости пласта $K = 1.5 \cdot 10^{-12}$ м² и пористости $m = 0.2$ удельная поверхность пористой среды, которую можно рассчитать по известной формуле

$$S = \frac{7 \cdot 10^3 m \sqrt{m}}{\sqrt{K}}, \text{ составляет } S = 51120 \text{ м}^2/\text{м}^3.$$

Принимая среднюю толщину адсорбционной пленки газа на кварцевой поверхности $0.01 \cdot 10^{-6}$ м, удельный объем адсорбированного на поверхности пористой среды газа составляет порядка 0.000511 м³/м³.

Геометрический объем горной породы пласта в пределах газонасыщенной области оценивается в 28.5 млн м³. Объем адсорбированного горными породами газа в пределах газовой залежи находится как произведение объема горной породы пласта и удельного объема адсорбированного газа и с учетом пластового давления 9.5 МПа составляет 1.2 млн м³.

Объем растворенного газа, диффундированного в водоносную область пласта, на любой момент времени определяется из следующего выражения (Бузинов и др., 2000; Методические указания..., 1996):

$$V_{\text{диф}} = mhl \int_0^{\infty} C(x, t) dx = mhlC_0 \int_0^{\infty} \left(1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x}{2\sqrt{D_m t}} \right) \right) dx = 2mhlC_0 \sqrt{\frac{D_m t}{\pi}},$$

где m – средний коэффициент пористости водоносной области пласта; h – средняя толщина водоносного пласта; l – длина максимально достигнутого контура ГВК; C_0 – предельная при пластовых условиях насыщенность пластовых вод растворенным газом ($1.3 \text{ м}^3/\text{м}^3$); D_m – модельный коэффициент диффузии.

С использованием фактических промысловых данных по газонасыщенности пластовых вод растворенным газом, полученных в пьезометрических скважинах, определены следующие значения функции $\operatorname{erf} z = 0.9877$, аргумента $z = 2.50$ и модельного коэффициента диффузии $D_m = 0.6646 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}$.

Расчетный объем газа, диффундированного в водоносную область пласта, составляет 0.9 млн м^3 .

Модельное распределение растворенного газа, диффундированного в приконтактную водоносную область пласта, представлено на рис. 1.

Из рисунка видно, что относительная концентрация растворенного газа в приконтактной водоносной области пласта имеет значение 100 % на максимально достигнутом контуре фронта вытеснения и обнуляется на расстоянии примерно 260 м от этого контура. Такое ограниченное распространение растворенного газа в приконтактной водоносной области пласта на данном ПХГ объясняется низкой активностью пластовых вод гдовского горизонта.

Объем растворенного газа в контрольных горизонтах объемным методом по геофизическим и гидрогеохимическим данным оценивается около 10 млн м^3 .

Сводные результаты расчета составляющих пластовых потерь газа на ПХГ представлены в таблице 2.

Как следует из таблицы 2, суммарные пластовые потери газа на рассматриваемом ПХГ оцениваются прямым способом порядка 16 млн м^3 , что составляет 2.35 % от общего объема газа в пласте 680 млн м^3 .

Выводы

В заключение можно сделать следующие основные выводы.

1. При реализованной совершенной системе геолого-промыслового мониторинга ПХГ накопленные пластовые потери газа за всю историю ПХГ по прямому способу оцениваются в 16 млн м^3 , что составляет около 2.35 % от общего объема газа в пласте.

2. Накопленные пластовые потери газа включают условно разовые и ежегодные циклические составляющие.

К условно разовым составляющим пластовых потерь газа, которые происходят преимущественно при создании или расширении ПХГ, относятся: растворенный газ в остаточной воде при проектном минимальном пластовом давлении; газ, адсорбированный горными породами; растворенный газ в контрольных горизонтах.

На долю условно разовых составляющих пластовых потерь газа приходится около 15 млн м^3 или 2.2 % от общего объема газа в пласте.

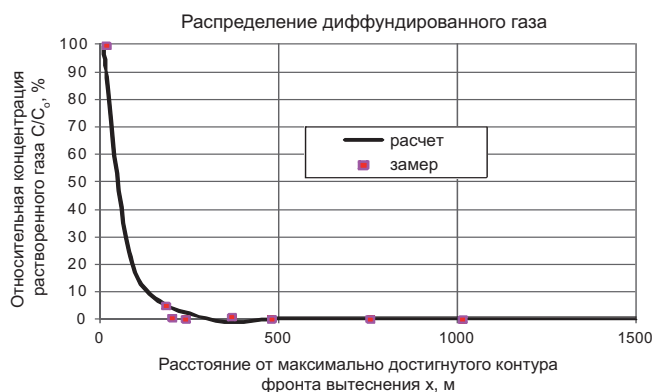


Рис. 1. Модельное распределение относительной концентрации растворенного газа в приконтактной водоносной области пласта

№ п/п	Составляющая пластовых потерь	Объем, млн м ³	Доля в общем объеме, %
1	Растворенный газ в остаточной воде в пределах залежи	3,9	0,57
2	Газ адсорбированный горными породами	1,2	0,18
3	Растворенный газ, диффундированный в водоносную область пласта	0,9	0,13
4	Газ, растворенный в контрольных горизонтах	10	1,47
	Всего пластовых потерь	16	2,35

Табл. 2. Оценка составляющих пластовых потерь газа на ПХГ

Ежегодные циклические составляющие пластовых потерь газа представлены растворенным газом, диффундированным в приконтактную область водоносного пласта – годовые диффузионные потери газа. На рассматриваемом ПХГ годовые диффузионные потери сравнительно небольшие и практически не поддаются ежегодному промысловому контролю. Накопленный за всю историю хранилища объем растворенного диффундированного газа оценивается около 0.9 млн м^3 или 0.13 % от общего объема газа в пласте.

3. Небольшие диффузионные потери газа на рассматриваемом ПХГ объясняются низкой активностью пластовых вод и незначительными годовыми возвратно-поступательными перемещениями ГВК на протяжении всей многолетней истории циклической эксплуатации хранилища.

Литература

- Бузинов С.Н., Григорьев А.В., Михайловский А.А. (2000). Математическое моделирование конвективной диффузии в пористой среде. *Математическое моделирование и информатика в научных исследованиях и научном проектировании газовой отрасли*. М: ВНИИГАЗ, с. 31–40.
- Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах (1996). М: ВНИИГАЗ, 59 с.
- Семенов О.Г., Солдаткин Г.И. (1974). Опыт обнаружения и ликвидации межпластовых перетоков газа при создании и эксплуатации газохранилищ в водоносных пластах. Обзор. М: ВНИИГазпром, 33 с.
- Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. (1999). Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей. М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 124 с.

Сведения об авторе

Александр Артемович Михайловский – доктор тех. наук,
главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Россия, 142717, Московская область, г. Видное, п.
Развилка, проезд Проектируемый № 5537, влд.15, стр.1

Статья поступила в редакцию 06.05.2022;
Принята к публикации 04.07.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers*A.A. Mikhailovsky*

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow region, Vidnoye, p. Razvilka, Russian Federation
e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Experience shows that in the process of creating and long-term cyclic operation of underground gas storage facilities (UGS) in reservoirs of aquifers, reservoir gas losses can occur. Losses can reach tens of percent of the injected volumes of gas into the reservoir and have a significant impact on the reliability and safety and efficiency of operation of UGS. In this regard, the issues of the organization of field control and methodology for assessing reservoir gas losses at UGS are relevant.

The article proposes the structuring of the gas injected into the reservoir into possible reservoir components, taking into account the state of the gas phase and participation in filtration mass transfer processes. The main factors determining the formation of different reservoir components are given.

The basic concepts are considered and the definition of reservoir gas losses at UGS in aquifers is given. The main features of one or another type of reservoir gas losses are shown.

Reservoir losses from free gas currents from an artificial gas deposit, which can occur as a result of vertical leaks from the storage facility and lateral gas escapes through the reservoir beyond the trap, are briefly described. Formation losses associated with gas adsorption by rocks, gas phase transitions and gas saturation of low-permeable sections of reservoirs; gas dissolution in invading reservoir water and its convective-diffusion entrainment by displaced water into the aquifer region of the reservoir are also considered.

Using the example of a UGS created in an aquifer, the system of geological and commercial monitoring of a subsurface area within a mining branch in conditions of vertical interplastic flows of free gas is considered. It is shown that the implemented system of observation and control wells allows for adequate monitoring of the gas storage facility and control of the tightness of UGS throughout the section above the storage facility.

The following components of reservoir gas losses at the storage facility are considered: dissolved gas in residual water

within the gas reservoir; gas adsorbed by rocks within the gas reservoir; dissolved gas diffused from the gas reservoir into the contact aquifer region of the reservoir; dissolved and free gas in the control horizons. Using a geological model of the formation, as well as the results of modeling the convective-diffusion transfer of dissolved gas into the aquifer region of the formation, the assessment of the components of reservoir gas losses in a direct way by their locations is given.

Keywords: underground gas storage, reservoir gas losses, analytical control methods, inter-reservoir gas flows, lateral gas escapes through the reservoir, diffusion gas losses

Recommended citation: Mikhailovsky A.A. (2022) Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 182–186. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15>

References

- Buzinov S.N., Grigoriev A.V., Mikhailovsky A.A. (2000). Mathematical modeling of convective diffusion in a porous medium. *Mathematical modeling and computer science in scientific research and scientific design of the gas industry*. Moscow: VNIIGAZ. pp. 31–40. (In Russ.)
- Methodological guidelines for determining technologically necessary irretrievable gas losses during the creation and operation of gas storage facilities in porous formations (1996). Moscow: VNIIGAZ, 59 p. (In Russ.)
- Semenov O.G., Soldatkin G.I. (1974). Experience in detecting and eliminating inter-reservoir gas flows during the creation and operation of gas storage facilities in aquifers. Review. Moscow: VNIIGazprom, 33 p. (In Russ.)
- Stepanov N.G., Dubina N.I., Vasiliev Yu.N. (1999). The influence of gas dissolved in reservoir waters on the flooding of gas deposits. Moscow: Nedra-Businesscenter, 124 p. (In Russ.)

About the Author

Alexander A. Mikhailovsky – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC
Build.1-15, Road No. 5537, p. Razvilka, Vidnoye, Moscow region, 142717, Russian Federation

Manuscript received 6 May 2022;
Accepted 4 July 2022; Published 30 September 2022