

УДК 622.279.7

DOI: 10.46698/h2826-1326-4005-h

Оригинальная статья

Механизм разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюида

Э.Р. Гасумов^{1,2}, Р.А. Гасумов³

¹ Азербайджанский технический университет, Азербайджан, AZ 1073, г. Баку, пр. Г. Джавида, 25, e-mail: e.gasumov@gmail.com;

² Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджан, AZ 1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 34;

³ Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1, e-mail: R.Gasumov@yandex.ru

Статья поступила: 16.10.2025, доработана: 17.11.2025, принята к публикации: 19.11.2025

Резюме: Актуальность работы. В статье рассмотрены результаты исследования влияния геолого-технологических параметров на структуру пластов-коллекторов при эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Приведены результаты исследования по аналитическому моделированию процессов разрушения коллекторов в условиях фильтрации флюидов. Изучен механизм образования пристенного слоя воды с включением в него микропузырьков газа, то есть слоя микрогазовой эмульсии на поверхностях пор и каналов пласта-коллектора. Рассмотрены условия существования и проявления различных режимов вытеснения. Обоснована необходимость учета многокомпонентного состава пористой среды для решения реальных задач, что возможно путём усложнения функции распределения структурных неоднородностей. **Целью исследования** является изучение механизма процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов при разработке месторождений углеводородов и эксплуатации подземных хранилищ газа. **Метод теоретического уровня.** Материалы исследования по механизмам процессов разрушения пород-коллекторов продуктивного пласта в условиях фильтрации флюидов включают: результаты ранее выполненных исследований в данной области, моделирование процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов. Методы исследования основаны на общенаучных методах, в том числе аналитического и численного моделирования. **Результаты исследований.** Определён механизм процессов разрушения коллекторов продуктивного пласта в условиях фильтрации флюидов. Установлено, что изменение динамических градиентов давления при резких и частых сменах режимов работы скважин сопровождается процессами образования новых трещин в массиве пород – как при хрупком разрушении, так и в области пластической деформации.

Ключевые слова: газ, пласт, ПЗП, углеводороды, разрушение пласта, фильтрация жидкости, процессы, микрогазовые эмульсии.

Для цитирования: Гасумов Э.Р., Гасумов Р.А. Механизм разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюида. *Геология и геофизика Юга России*. 2025. 15(4): 122–136. DOI: 10.46698/h2826-1326-4005-h

DOI: 10.46698/h2826-1326-4005-h

Original paper

The mechanism of productive reservoir destruction under fluid filtration conditions

E.R. Gasumov^{1,2}, **R.A. Gasumov**³

¹ Azerbaijan Technical University, 25 H. Javid Ave., Baku AZ 1073,
Azerbaijan, e-mail: e.gasumov@gmail.com;

² Azerbaijan State Oil and Industry University, 34 Azadlig Ave.,
Baku AZ 1010, Azerbaijan;

³ North Caucasian Federal University, 1 Pushkina Str., Stavropol 355017,
Russian Federation, e-mail: R.Gasumov@yandex.ru

Received: 16.10.2025, revised: 17.11.2025, accepted: 19.11.2025

Abstract: Relevance. This article presents the results of a study examining the influence of geological and technological parameters on reservoir structure during the operation of gas fields and underground gas storage facilities. It provides the results of analytical modeling of reservoir destruction processes under fluid filtration conditions. The study examines the mechanism of formation of a near-wall water layer containing gas micro-bubbles, i.e., a layer of microgas emulsion on the surfaces of reservoir pores and channels. The conditions for the existence and manifestation of various displacement regimes are considered. The need to consider the multicomponent composition of a porous medium for solving real-world problems is substantiated, which is possible by complicating the distribution function of structural heterogeneities. **The aim** of the study is to investigate the mechanism of productive reservoir destruction processes under fluid filtration conditions during the development of hydrocarbon fields and the operation of underground gas storage facilities. **The research materials** on the mechanisms of reservoir rock failure in productive formations under fluid flow conditions include the results of previous studies in this area and modeling of reservoir failure processes under fluid flow conditions. The research methods are based on general scientific approaches, including analytical and numerical modeling. **Results.** The mechanism of reservoir destruction processes in productive formations under fluid filtration conditions has been determined. It was defined that changes in dynamic pressure gradients during abrupt and frequent changes in well operating modes are found to be accompanied by the formation of new cracks in the rock mass – occurring both during brittle fracture and in the region of plastic deformation.

Keywords: gas, reservoir, bottomhole formation zone, hydrocarbons, reservoir destruction, fluid filtration, processes, microgas emulsions.

For citation: Gasumov E.R., Gasumov R.A. The mechanism of productive reservoir destruction under fluid filtration conditions. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2025. 15(4): 122–136. DOI: 10.46698/h2826-1326-4005-h

Введение

При разработке месторождений УВ происходит изменение структуры пласта-коллектора под воздействием различных факторов: геологических, технологических, технических, физико-химических и др., влияние которых является основной причиной разрушения пласта-коллектора и сопровождается следующими процессами [Гасумов, Гасумов, 2025]: происходит необратимая деформация коллекторов

из-за снижения пластового давления, и в последствии нелинейности процессов фильтрации жидкостей в продуктивных отложениях создаются условия для возникновения упругих волн; при разработке месторождений УВ и ПХГ в коллекторах продуктивных пластов в условиях фильтрации флюидов происходит разрушение в результате деформаций и изменения напряжённо-деформированного состояния породы, что оказывает отрицательное влияние на их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС); скопление твёрдых частиц в поровом пространстве из-за отрыва частиц от матрицы и их перехода в подвижное состояние сопровождается накоплением частиц, которые уменьшают проницаемость и увеличивают фильтрационные нагрузки на матрицу.

Изучение процессов разрушения пород-коллекторов продуктивных пластов в условиях фильтрации флюидов имеет особое значение для разработки нефтегазовых месторождений (НГМ) и подземных хранилищ газа (ПХГ). Объектом исследования являются коллекторы углеводородов, представленные терригенными и карбонатными разностями с гранулярным и трещинным типами пористости, а также призабойная зона пласта-коллектора, находящаяся под воздействием флюидов и деформационных процессов, что является важнейшей задачей разработки НГМ и эксплуатации ПХГ.

В связи с этим изучение механизмов и закономерностей разрушения продуктивных пластов-коллекторов в условиях фильтрации флюидов становится актуальной задачей, требующей учета и регулирования техногенных изменений природных свойств коллекторов при освоении залежей УВ. Для решения этих задач необходимо выявить закономерности изменения ФЕС продуктивных пластов-коллекторов в процессе падения пластового давления, разработать аналитические и численные методы прогнозирования изменений свойств коллекторов в результате проявления механико-химических явлений при сопряженном воздействии изменяющегося напряжённого состояния коллектора с фильтрацией флюида.

Методы исследования

Материалы исследования механизмов процессов разрушения пород-коллекторов продуктивного пласта в условиях фильтрации флюидов включают результаты ранее выполненных исследований в данной области, а также моделирование процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов. Методы исследования основаны на общенаучных подходах, в том числе на методах аналитического и численного моделирования. При моделировании процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов учитываются обратимые и необратимые деформации, а также дилатансионное разрушение породы-коллектора.

Математические модели и критерии

Для изучения процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов могут быть использованы математические модели деформируемой флюидонасыщенной пористой среды. Для моделирования процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов используются различные подходы (рис. 1) [Гасумов, Гасумов, 2023б; Dimaki et al., 2016].

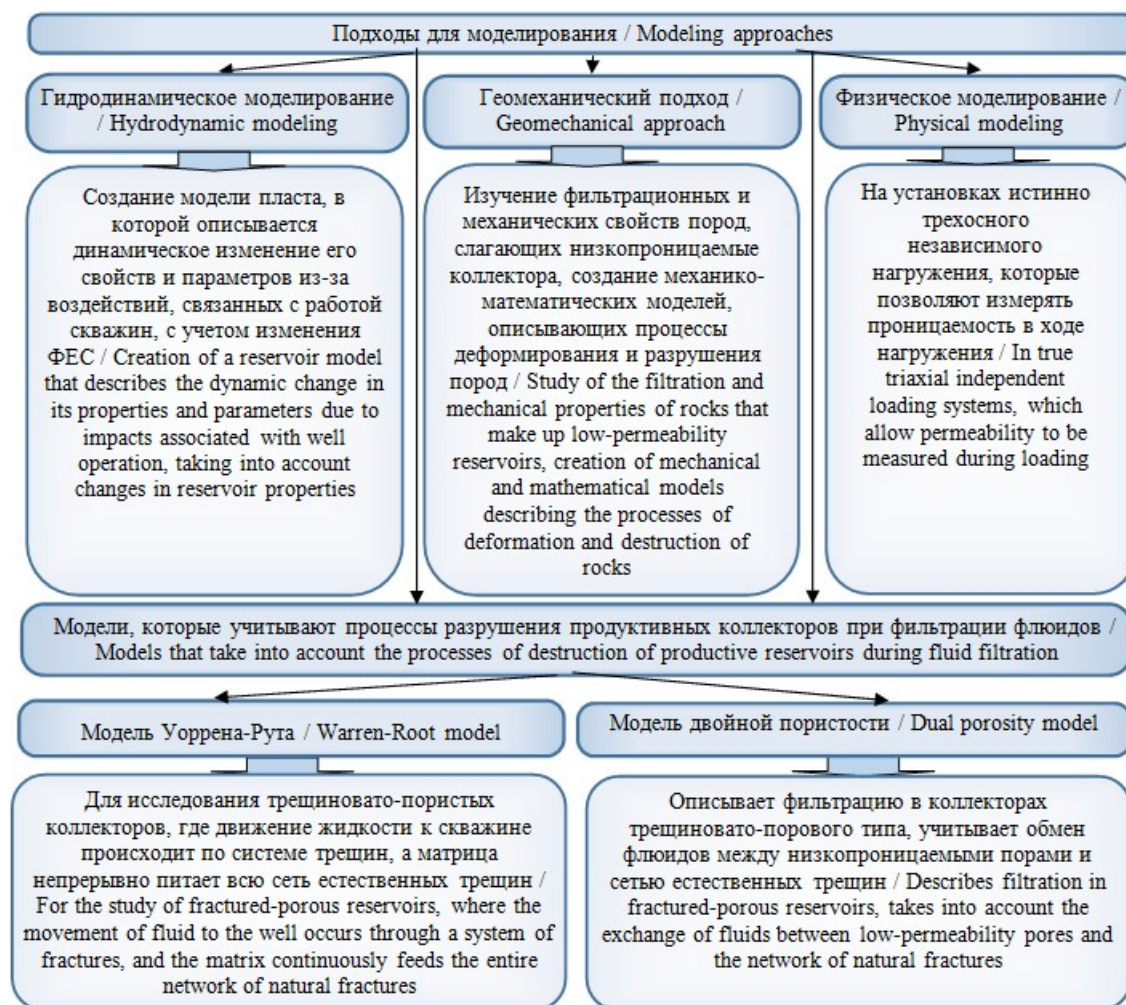


Рис. 1. Моделирование процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов /

Fig. 1. Modeling of the processes of destruction of productive reservoirs under conditions of fluid filtration

Для моделирования процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов используется применение математических моделей, учитывающих взаимное влияние фильтрации флюида и процессов деформации и разрушения пород-коллекторов [Barkov, Khimulia, 2023; Гасумов, Гасумов, 2023а; Lie, 2019], в том числе таких подходов, как: промышленные симуляторы для моделирования сложных пластов и различных систем; программные продукты с открытым исходным кодом для моделирования нефтяных резервуаров, поддерживающие различные численные схемы, а также структурированные и неструктурированные сетки; “PyMRST” – библиотека, которая позволяет моделировать двухфазное течение флюидов, учитывать геологические особенности месторождений и оптимизировать работу скважин. Использование гидродинамических симуляторов позволяет учитывать изменение ФЕС пласта при изменении давления флюида, а также специальные геомеханические эффекты [Бобренёва и др., 2018; Гасумов, Гасумов, 2023б; Гасумов, Гасумов, 2023а].

Для оценки процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов могут использоваться следующие критерии: критическая скорость

течения, при превышении которой можно ожидать разрушения породы и перехода твёрдых частиц во флюидизированное состояние; форма кривых восстановления давления – при разрушении скелета пласта на стадии восстановления появляются участки резкого снижения и более быстрого восстановления забойного давления [Узянбаев и др., 2024; Nassan, 2019]. При численном моделировании учитываются обратимые и необратимые деформации, а также дилатансионное разрушение породы-коллектора [Гильманова и др., 2020; Индрупский и др., 2022].

Результаты работы и их обсуждение

Проведённый анализ показывает, что моделирование процессов разрушения продуктивных коллекторов в условиях фильтрации флюидов направлено на изучение деформаций и разрушения породы-коллектора, вызванных отбором или закачкой флюида при эксплуатации месторождений УВ, что влияет на ФЕС пласта-коллектора и продуктивность скважин [Гасумов, Гасумов, 2025; Химуля, Барков, 2023]. В поровой системе продуктивного декомпрессируемого пласта создаются условия для диспергирования газа в пластовых водах и сорбции или десорбции его на свободных поверхностях минерального скелета пласта-коллектора [Гасумов, Гасумов, 2023а, 2023; Кадет и др., 2025]. Содержание растворенного газа в различных видах пластовых вод (свободной, остаточной, рыхлосвязанной) может быть рассчитано по теоретическим формулам [Гужель, 2021; Ермак и др., 2023]. Однако кроме растворенного газа газонасыщенность пластовых вод определяется также содержанием диспергированного газа. Пористая среда коллектора является идеальным диспергатором газа и особенно при высоких скоростях истечения, что характерно для прифильтровой зоны скважин. По мере удаления от скважины интенсивность диспергирования должна снижаться в связи с уменьшением линейной скорости фильтрации газа и постепенной сменой режимов истечения (струйного, промежуточного, пузырькового). Размеры, количество и объем газовой дисперсной фазы (образующихся пузырьков) определяется в основном геометрическими размерами отверстий и их расположением, т.е. размерами межпоровых сужений и каналов, скоростью истечения, а также свойствами воды и твёрдой фазы скелета пласта. В этом процессе образуются довольно крупные дисперсии (диаметр пузырьков от 10^{-2} до 1,0 мм) [Ермак и др., 2023].

Газовые эмульсии, образуются за счёт выделения газовой фазы из жидкой вследствие её пересыщения, имеют наибольшую дисперсность и широкий диапазон изменения размеров образующихся пузырьков (от 10^{-6} до 10^{-1} мм), причём наиболее мелкие пузырьки выделяются из растворов малорастворимых газов, таких как метан, этан, и др. В условиях разработки залежей, при снижении давления в газированной метаном свободной пластовой и (или) остаточной воде немедленно начинается образование газовой дисперсной фазы. При остановке скважины или смене режима снижение депрессии приводит к частичному растворению и кавитационному схлопыванию отдельных пузырьков газа, с определённым диаметром, не обеспечивающим устойчивое состояние газовой эмульсии. При этом возникает целый «рой» зародышей-микропузырьков газа, из которых при возобновлении отбора возникают новые пузырьки, размеры которых зависят от избыточного газосодержания и числа центров выделения [Ананьев и др., 2021; Lie, 2019].

Выделение дисперсной газовой фазы происходит обычно на плохо смачиваемых участках твёрдой поверхности, на ее дефектах и частично в объёме жидкости на загрязняющих частицах. Получаемые газовые эмульсии, вследствие малого размера пузырьков, достаточно стабильны, но могут существовать очень длительное время. Самым очевидным местом, где могут задерживаться пузырьки газа в воде, это микроскопические и субмикроскопические трещины и выступы на стенках пор, каналов и трещин коллекторской пластовой системы. Ядра нерастворённого газа могут существовать также в виде пустых гидрофобных (имеется в виду стенки) трещин и пор. Опираясь на литературные источники, можно предположить, что мелкие ядра (пузырьки) эмульсии газа не растворяются потому, что пузырьки окружены оболочками из органических молекул, которых всегда достаточно в пластовых водах нефтегазоносных горизонтов. Это органические кислоты, соли этих кислот, и др., в том числе и природные поверхностно-активные вещества, а также и привнесённые синтетические ПАВ, применяемые при различных обработках пласта, капремонтах и т.д.

Для оценки объёма порового пространства, которое может быть занято слоем газовой эмульсии, покрывающей поверхность фильтрационных открытых пор и каналов, рассмотрим механизм размещения и удерживания пузырьков газа на поверхности твёрдой фазы (скелета коллектора). Это необходимо для определения толщины слоя газовой эмульсии на стенках пор и каналов, слоя, который при ламинарном течении является пристенным слоем с существенно большей вязкостью, чем фильтрующиеся в порах вода и газ. Этот слой как бы играет роль твёрдой стенки, вдоль которой течет основной поток, и сам остаётся неподвижным. Кроме того, в пристенном слое должно наблюдаться повышенное содержание механических микрочастиц породы.

Образование слоя газовой эмульсии на стенках, фильтрующих (и нефилтрующих) пор и каналов в пористой среде коллектора ведёт к снижению динамически полезной ёмкости коллектора. При увеличении депрессии на пласт приводит к увеличению скорости фильтрации флюидов и особенно в ПЗП, происходит расширение масштабов образования микрогазовых эмульсий и, соответственно, новое утолщение пристенных слоёв. Таким образом, со временем, по-видимому, достигается предельная толщина пристенного слоя воды, когда дальнейшее дегазирование остаточной (плёночной и контактной) воды уже не ведёт к наращиванию числа и размеров микропузырьков, «армирующих» пристенный слой воды. Определяют указанный рост числа и размеров микропузырьков в пристенном слое воды, прежде всего особенности поверхности пор и каналов и ее физико-химические параметры, а также предельная газоёмкость воды по диспергированному газу, зависящая от ее минерализации, состава растворенных солей и термодинамических параметров системы. Представляет интерес механизм образования пристенного слоя воды с включением в него микропузырьков газа, т.е. слоя микрогазовой эмульсии на поверхностях пор и каналов пласта-коллектора.

Толщина слоя газовой эмульсии, на стенке заполненной водой, определяется диаметрами удерживаемых силами адгезии газовых пузырьков. С ростом объема (диаметра) пузырька увеличивается подъемная архимедова сила F_b , которая стремится оторвать его от стенки. Максимальный диаметр удерживаемых на поверхности твердой фазы пузырьков зависит от размеров дефектов (лунок) на стенке поры (рис. 2) [Гасумов, Гасумов, 2023б; Lie, 2019].

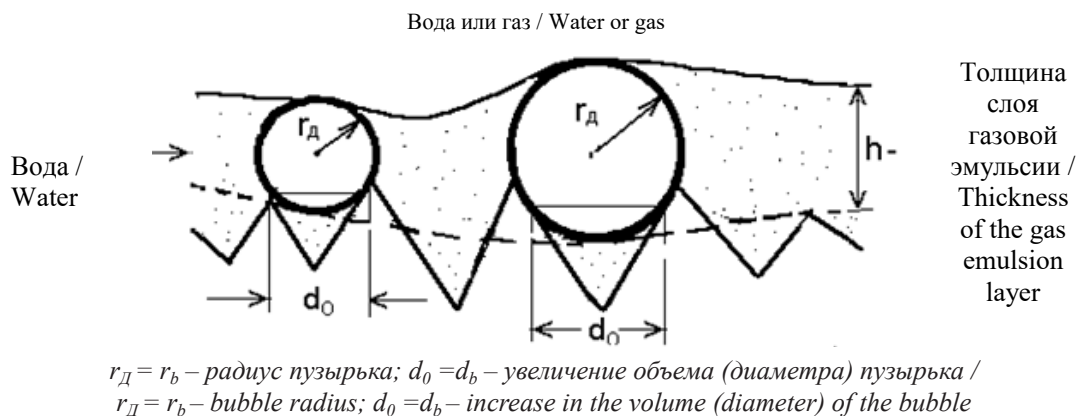


Рис. 2. Схема удержания и размещения пузырьков газа на поверхности поры, заполненной водой или газом /

Fig. 2. Diagram of retention and placement of gas bubbles on the surface of a pore filled with water or gas

Электронные микрофотографии образцов-песчаников показывают, что размеры (радиусы) дефектов-лунок на стенках пор и каналов изменяются в очень широком диапазоне. Для дальнейших оценочных расчётов принимаем радиусы дефектов-лунок r_c , в которых удерживаются пузырьки газа, равными 10^{-12} , 10^{-9} , 10^{-6} м.

Сила всплывания пузырька F_b зависит от объема пузырька V_b и разности плотностей жидкости и газа $\rho_l g = r_l - r_g$

$$F_b = Dr_{lg} \times V_b \quad (1)$$

Для пузырька, имеющего форму сферы с радиусом r_b , подъемная сила равна:

$$F_b = (4/3)\pi Dr_{lg} g r_b^3 \quad (2)$$

где, g – ускорение свободного падения.

Сила, удерживающая пузырек в лунке пропорциональна поверхностной энергии на границе раздела воды и газа и периметру лунки радиусом r_c :

$$F_c = -2\pi \delta_{lg} r_c \quad (3)$$

где δ_{lg} – поверхностное натяжение.

Условие удержания пузырька на стенке поры от всплывания – равенство этих двух сил.

$$(4/3)\pi Dr_{lg} g r_b^3 = 2\pi \delta_{lg} r_c \quad (4)$$

Решив уравнение (1) относительно радиуса удерживаемого пузырька, получим:

$$r_b = (3r_c \delta_{lg} / 2Dr_{lg} g)^{-3} \quad (5)$$

Входящие в уравнение (5) величины можно определить, используя номограмму, составленную Т. Schowalter (в 1979 г.) и измененную V. Evik (в 1987 г.).

В качестве примера ниже приведены результаты расчётов величины максимального радиуса микропузырьков, удерживаемых на дефектах пор и каналов для пластовых условий Щелковского ПХГ, где поверхностное натяжение $\delta_{lg} = 6,310 \cdot 10^{-2} \text{ Н/м}$, а разность плотностей пластовой воды и газа $Dr_{lg} = 1017 \text{ кг/м}^3$. Подставляя данные в последнюю формулу (5) при указанных выше значениях r_c , получим соответствующие размеры r_b удерживаемых на стенках пор и каналов пузырьков газа. Таким образом, на дефектах с радиусом $1,0 \times 10^{-6} \text{ мкм}$, могут удерживаться от всплыва-

ния пузырьки с максимальным радиусом 1,0 мкм. Дефекты с большими радиусами удерживают уже пузырьки, способные перекрывать не только сужения пор и каналов, но и заполнять большую часть их объёма (табл. 1).

Таблица 1 / Table 1

Зависимости радиуса удерживаемого пузырька от поверхностного натяжения, плотности воды и газа, радиуса формы сферы пузырька /
Dependencies of the radius of a retained bubble on surface tension, water
and gas density, and the radius of the bubble's sphere

Радиус удерживаемого пузырька (r_b), м / Radius of the retained bubble (r_b), m	Поверхностное натяжение (δ_{lg}), Н/м / Surface tension (δ_{lg}), N/m	Разности плотностей жидкости и газа (Dr_{lg}), кг/м ³ / Difference in density of liquid and gas (Dr_{lg}), kg/m ³	Радиус удерживаемого пузырька (r_c), м / Radius of the retained bubble (r_c), m
$1,0 \times 10^{-6}$	$6,3 \times 10^{-2}$	1017	$98,2 \times 10^{-6}$
$1,0 \times 10^{-9}$			$9,8 \times 10^{-6}$
$1,0 \times 10^{-12}$			$0,98 \times 10^{-6}$

Исследование показывает, что силы сцепления пузырьков с твёрдой поверхностью стенок пор и каналов настолько велики, что позволяют им удерживаться в сужениях каналов фильтрации в неподвижном состоянии при градиентах давления в 2 МПа/м. Согласно ранее проведённым исследованиям, при уменьшении размеров пузырьков газа, диспергированного и находящегося во взвешенном в воде состоянии, до наименьшего узкого сечения канала, газовая эмульсия при движении в потоке «садится» на зерно и не сдвигается напором водяного потока [Гужель, 2021; Gutierrez, Lewis, 2002]. При этом пузырьки могут прилипнуть к любым стенкам фильтрующих пор и каналов, формируя пристенный слой. Объем такого пристенного слоя в поровом пространстве коллектора зависит от площади его распространения и толщины, так как составной его частью являются «зажатые» между пузырьками прилипшего к стенкам газа порции (участки) пластовой остаточной воды.

Минимальный объем «газоэмульсионного» пристенного слоя будет определяться только газовой фазой, если на поверхности породы пузырьки газа будут располагаться спорадически. Этот суммарный объем всех пузырьков газа, прикрепленных к стенкам пор и каналов, будет зависеть от величины предельной газоемкости пластовых вод за счёт диспергированного газа V_d в конкретных пластовых условиях (исходный объем дисперсной газовой фазы в единице объёма поровой воды) и доли поверхности порового пространства пласта-коллектора, которую занимает прилипшая к ней дисперсная газовая фаза.

В общем случае объем пристенного «газоэмульсионного» слоя определяется как произведение доли удельной поверхности коллектора, занятого газовой эмульсией, и толщины пристенного слоя. Последняя может быть принята примерно равной среднему диаметру пузырьков газа d_d . Однако в природных пластовых условиях на стенках пор и каналов коллектора в основном адсорбируется вода, составляющая остаточную водонасыщенность, и лишь определённая часть поверхности остаётся незаполненной пленками воды, т.е. гидрофобной. Частично гидрофобизированную внутривидовую поверхность в естественном состоянии имеют образцы пород, отобранные из нефтегазоносных пластов. Как было отмечено выше, адгезия пузырьков газа происходит именно на гидрофобных участках удельной поверхности пород, т.е. на незаполненных водой активных центрах поверхности. Наличие таких участков

в коллекторе подтверждается обнаружением гидрофобной части в алевролитовой фракции продуктов разрушения пласта, выносимых из скважин вместе с газом и водой. Проведённые на глинистых песчаниках палеоцена Западного Предкавказья исследования по изучению механизма адсорбции воды показали, что 20–25 % общей поверхности пор и каналов породы-коллектора остаются незаполненными водой и, по-видимому, такие гидрофобные участки занимают островное положение, так как водная плёнка становится электропроводной.

Таким образом, в наших расчётах можно принять долю удельной поверхности породы-коллектора, заполненной пузырьками газа, как минимум равной 20 %. Доля гидрофобизированных участков со временем должна увеличиваться из-за сорбции углеводородов породами пласта-коллектора, а также за счёт привнесения искусственных ПАВ в пластовую систему при капитальных ремонтах и других операциях в скважинах.

Известно, что свободная газовая фаза, выделившаяся из воды при изменении термобарических условий или введённая в воду посредством механического диспергирования, до определённого объёма находится в виде малоподвижной газовой эмульсии. Величина газоёмкости вод за счёт дисперсной газовой фазы определяется пластовыми условиями (температурой, давлением, минеральным составом и др.) и в общем случае может быть рассчитана по формуле:

$$V_b = (273,15 P_{res} / ZT) \cdot [(\theta / (1 - \theta))] \quad (6)$$

где P_{res} – пластовое давление; Z – коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях; T – пластовая температура; θ – доля дисперсной газовой фазы в объёме порового пространства при пластовых условиях, по данным принята равной 5 %.

Рассчитанная по вышеприведённой формуле газоёмкость пластовых вод Щелковского ПХГ по диспергированному газу составляет 5,35 нм³/м³. В пластовых условиях эта дисперсная газовая фаза будет занимать объём в 0,049 м³/м³. В условиях пласта-коллектора эксплуатирующейся залежи газа, открытую пористость по характеру заполнения ее флюидами можно разделить на три составных «части»: заполненную остаточной водой, заполненную остаточным газом, и «часть», представляющую собой динамическую полезную ёмкость, по которой и происходит фильтрация газа и вытесняющей его воды. Газовая эмульсия, располагающаяся на стенах пор и каналов, составляющих открытую пористость коллектора, и, соответственно, входящая в состав эмульсии дисперсная газовая фаза остаётся неподвижной при процессах взаимовытеснения воды и газа. Поэтому удельное содержание дисперсной газовой фазы в неподвижной эмульсии, располагающейся в динамически полезной ёмкости коллектора, в пластовых условиях будет составлять 4,9 % объёмных, т.е. равняться предельной газоёмкости пластовых вод по диспергированному газу.

Прежде чем определять объём пристенного газо-эмульсионного слоя в поровой системе пласта-коллектора, целесообразно проверить достоверность оценки предельной газоёмкости пластовой воды, исходя из критических параметров существования дисперсной газовой фазы, а именно: критического радиуса зародыша-пузырька $\sim 3 \cdot 10^{-9}$ м, максимально возможного их количества в единице объёма $\sim 10^{20}$ ед./м³. При объёме дисперсной газовой фазы, удерживаемой пластовой водой щигровского горизонта определённом в 0,049 м³/м³, средний радиус образующихся пузырьков составил 5×10^{-8} м. Это несколько больше критического радиуса, что сви-

детельствует о достаточной достоверности (реальности) рассчитанной предельной газоёмкости щигровских пластовых вод по дисперсной газовой фазе.

Объем пристенного газоэмульсионного слоя, в случае спорадического расположения пузырьков газа на стенках породы, будет минимальным и определяется как произведение величины поверхности, занятой пузырьками, и толщины слоя эмульсии. В рассматриваемом случае толщина газоэмульсионного слоя равна удвоенному среднему радиусу пузырьков $r_b \approx 10^{-6}$ м, удерживаемых на минимальных дефектах стенок ($r_c \approx 10^{-12}$ м), а занятая ими поверхность $\sim 20\%$ S_{hm} .

Удельная поверхность (суммарная поверхность пор и каналов в пределах открытой пористости) щигровского пласта-коллектора определенная по нескольким вариантам формулы Козени-Кармана, варьируется в пределах 38000 – 83000 м²/м³. Для последующих расчетов принимаем среднее значение $S_{hm} \approx 60000$ м²/м³. Тогда объем пристенного газоэмульсионного слоя, фактически это объем прикрепленной к стенкам породы дисперсной газовой фазы, составит:

$$V_{gel} = 2r_c \cdot 0,2 S_{hm} \quad (7)$$

При принятых для расчётов значениях параметров удельный объем газоэмульсионного слоя на стенках открытых пор и каналов будет равен $2,4 \times 10^{-2}$ м³/м³, или 2,4 %. Анализ кривых относительной фазовой проницаемости показывает, что коэффициент остаточного газонасыщения β_{rgs} для широкого класса пластов-коллекторов меняется в узких пределах (от 10 до 30 %). В то же время многочисленные исследования и промысловая практика дают более высокие значения β_{rgs} (30–60 %). Такие различия в значениях β_{rgs} указывают на то, что в обводнённой (переходной) зоне существуют значительные объёмы газа при ненулевых значениях автомобильной фазовой проницаемости. Неполнота вытеснения газа в переходной зоне связана с динамическим проявлением капиллярных сил, которые стремятся свести к минимуму поверхность смачивающей и несмачивающей фаз. Разность давлений в фазах представляет собой капиллярное давление, направленное в сторону менее смачивающей фазы. Согласно обобщённому закону Дарси пористая среда и одна из фаз в процессе нестационарной двухфазной фильтрации, движение каждой из фаз происходит под действием «своего» фазового давления, а проницаемость фиктивной пористой среды определяется «своей» фазовой проницаемостью [Barkov, Khimulia, 2023; Бобренёва и др., 2018]. Соотношение капиллярных и внешних гидродинамических сил определяет условия вытеснения газа водой и контролирует объёмы заземлённых (остаточных) фаз. Такой режим вытеснения реализуется, прежде всего, в окрестности добывающей скважины и, возможно, в некоторых зонах пласта-коллектора, в которых гидродинамический перепад давлений очень высок. Зоны существования прорывного режима вытеснения газа имеют место в окрестностях эксплуатационных скважин перед их обводнением, т.е. на участках пласта, где скорость передвижения фронта вытеснения (ГВК), обусловленная гидродинамическим перепадом давления, превышает скорость капиллярной пропитки.

В указанных зонах при высоких скоростях продвижения воды и в условиях развития по разрезу и площади пласта-коллектора, анизотропии ФЕС, происходят процессы диспергирования: воды в газе при прорыве её через пережимы пор (естественные диспергаторы); газа в воде с образованием газовой микроэмульсии. Это происходит благодаря эжектированию газа из мелких и средних по размерам газонасыщенных пор в крупные поры и каналы уже, заполненные прорывающейся

с высокой скоростью водой. Однако необходимо ещё раз отметить, что основным объём диспергированного газа и, причём наиболее устойчивая микропузырьковая эмульсия образуется за счёт выделения растворенного газа в свободную фазу из газонасыщенной пластовой воды при создании в системе депрессии.

Таким образом, при прорывном режиме вытеснения на фронте (в зоне) вытеснения образуется двухфазная дисперсная система. Формирование на фронте вытеснения дисперсной двухфазной зоны определённой толщины является одним из существенных факторов увеличения вязкости вытесняющего агента. По существу, это пенная система, вязкость которой в зависимости от степени аэрации, т.е. количества и размеров пузырьков диспергированного газа, может превышать вязкость вытесняющей воды на порядок и более. Поскольку этот процесс может происходить лишь при достижении прорывного режима вытеснения, он, по-видимому, будет протекать лишь вблизи эксплуатационных скважин или группы скважин, создающих глубокую депрессионную воронку с высокими перепадами гидродинамического давления. Таким образом, создаются условия для временного блокирования притоков газа зонами существования пенных систем.

После прекращения существования условий, необходимых и достаточных для формирования и сохранения пенных систем в пределах участка пласта, такие системы могут разрушаться за счёт кавитационного схлопывания пузырьков газа, тем самым резко усиливая процесс разрушения пласта-коллектора. В период жизни пенных систем на заблокированных ими участках пласта происходит падение пластового давления и соответственно дебита скважин. При этом проявление эффекта повышения фильтрационных сопротивлений на отдельных участках пласта способствует перераспределению потоков газа в поровом пространстве, преломлению линий тока и др., что ведёт к интенсификации процессов разрушения коллектора.

Особенно разнообразны режимы вытеснения и защемления газа в анизотропных по ФЕС пластах-коллекторах. Причём при развитии такой анизотропии по разрезу и по площади залежи наибольшее разнообразие режимов вытеснения газа водой отмечается в зонах высоких скоростей течения флюидов. Здесь благодаря формированию двухфазных (пенных) систем на фронте вытеснения, а также действию на границах неоднородностей давлений внедрения, прорыва и пережатия и проявляются эффекты блокирования целиков газа, последующее разрушение которых за счёт сегрегации и растворения способствует кавитационному схлопыванию микропузырьков и, соответственно, разрушению пласта.

При снижении флюидного давления в воде, насыщенной предельно газом в зоне контакта воды и газа, и приближении его к давлению насыщения возрастает энтропия флюидной системы, и она теряет своё устойчивое состояние. В объёмах воды в ПЗП (остаточной, конденсационной, пластовой и другого генезиса) в области падения давления ниже давления насыщения воды газом происходит «взрывоподобное» возникновение зародышей свободной газовой среды (пузырьков газа) с минимальными размерами. По справочным данным размеры микропузырьков газа, возникающих при дегазации перенасыщенной воды, имеют размеры порядка 20–40 Å, или $2,0\text{--}4,0 \times 10^{-9}$ м. Время зарождения и формирования микропузырька газа в перенасыщенной газом воде составляет всего 1×10^{-12} с, т.е. практически «мгновение». Учитывая приведённые данные можно оценить скорость разбегания стенок формирующегося пузырька газа (границы раздела фаз) как отношения пути, проходимого границей раздела за время его движения. При среднем значении раз-

мера образующихся микропузырьков в $3,0 \times 10^{-9}$ м, скорость движения границы раздела газовой и жидкой фаз составляет $3,0 \times 10^{-3}$ м/с, т.е. 3 км/с. Передвигающаяся с такой скоростью порция воды способна разрушить практически любые материалы. В породно-флюидальной системе газовых залежей образование с такой скоростью микропузырьков газа в воде, заполняющей микропространство между пластинками глинистых минералов, щели между зёрнами кварца и другие насыщенные водой поры и каналы, разрушает структуру породы на составляющие элементы. Понятно, что массовое «взрывообразное» образование микропузырьков газа из воды любого генезиса, присутствующей в пористой среде пласта, происходит именно в ПЗП, где поддерживается наибольшая депрессия.

Следует особо отметить, что конденсационная вода, осаждающаяся на стенках лифтовых колонн и стекающая, и скапливающаяся в стволе и в ПЗП (в случае недостаточных для ее выноса дебитов газа) насыщается газом до равновесного состояния при данных термодинамических условиях. При установившейся депрессии процесс ее дегазации (образования микрогазовой эмульсии) стабилизируется. Однако, при подтоке к ПЗП пластовой (свободной, остаточной) минерализованной воды, подтягивающейся в виде конусов вдоль стволов скважины по зазорам между колоннами и цементной крепью и самому цементному камню, и смешивании ее с конденсационной вызывает повышение минерализации последней и, соответственно, стимулирует массовое (залповое) образование микропузырьков газа, т.е. кавитационное разрушение коллектора в ПЗП.

Заключение

Установлено, что фильтрация флюидов может приводить к деформациям и разрушению коллектора продуктивного пласта, которые отрицательно влияют на ФЕС пласта и продуктивность эксплуатационных скважин. В результате интенсивного отбора жидкости при больших депрессиях и отсутствия компенсируемых закачек, в коллекторе возникают упругие волны, которые изменяют свойства пород, что приводит к последующему разрушению.

С момента снижения пластового давления начинается деформация пород матрицы (направление максимальной деформации), которая происходит в сторону наименьшего сопротивления, то есть внутрь трещин, что сопровождается уменьшением начальной раскрытости трещин. Максимальный перепад давления приходится на прискважинную область, поэтому деформации начинаются вблизи стенок скважины с постепенным распространением от ствола вглубь массива.

Математические модели деформируемой флюидонасыщенной пористой среды позволяют учитывать обратимые и необратимые деформации, а также дилатансионное разрушение пород-коллекторов. Установлено, что эксплуатация газоносных пластов повсеместно сопровождается разрушением матрицы породы-коллектора, причём наиболее опасными по своим последствиям являются разрушения, происходящие в ПЗП.

Неизбежными процессами, сопровождающими добычу газа и приводящими к разрушению со временем коллекторов любой прочности, являются процессы формирования и разрушения газовой эмульсии при дегазации пластовых вод любого генезиса. Силы сцепления пузырьков газа с твёрдой поверхностью стенок пор и каналов настолько велики, что позволяет им удерживаться в сужениях пор и каналов фильтрации в неподвижном состоянии при градиентах давления в 2,0 МПа/м.

Выявлены предпосылки создания принципиально новых технических и технологических решений для диагностики состояния ПЗП (оценка наличия и размеров каверн в прифилтровой части пласта), прогнозирования темпов и масштабов разрушения коллектора.

При моделировании работы добывающей скважины показано, что в результате отбора пластового флюида проницаемость изначально однородного коллектора может изменяться необратимо с образованием областей сжатия и дилатансионного разрушения. Для прогнозирования продуктивности скважин, успешности различных геолого-технологических мероприятий необходимо учитывать не только проницаемость и текущий скин-фактор, но и геометрию распределения проводящих трещин.

Литература

1. Ананьев К.М., Алексеева Е.А., Твердохлебов В.П. Применение кавитационных методов очистки пластовых вод нефтяных месторождений. // *Успехи современного естествознания*. – 2021. – № 5. – С. 45–50.
2. Бобренёва Ю.О., Мазитов А.А., Губайдуллин И.М. Математическое моделирование процесса массопереноса в коллекторе трещиновато-порового типа. // *Сборник трудов IV Международной конференции и молодёжной школы «Информационные технологии и нанотехнологии» (ИТНТ 2018)*. Самара: Изд-во Новая техника, 2018. – С. 1775–1780.
3. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Математическая модель закачки вязкоупругих составов в продуктивный пласт. // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023а. – Т. 334. № 3. – С. 218–228. DOI 10.18799/24131830/2023/3/3791.
4. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Оценка гидродинамических показателей системы скважина-пласт, сформированной на этапе разбуривания эксплуатационного пласта. // *Геология и геофизика Юга России*. – 2023б. – Т. 14. № 4. – С. 108–123. DOI: 10.46698/VNC.2023.58.47.009.
5. Гасумов Э.Р., Гасумов Р.А. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции. // *Геология и геофизика Юга России*. – 2025. – Т. 15. № 2. – С. 180–195. DOI: 10.46698/VNC.2025.39.56.001.
6. Гильманова Н.В., Тарачева Е.С., Сивкова А.В. Прогноз зон наличия капиллярно-защемленной нефти для низкопроницаемых коллекторов при обосновании остаточной нефтенасыщенности различными способами. // *Нефтепромысловое дело*. – 2020. – № 2(614). – С. 12–18. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-2(614)-12-18.
7. Гужель Ю.А. Промысловая подготовка нефти и газа. Благовещенск: Амурский государственный университет, 2021. – 115 с.
8. Ермак А.А., Фонин М.Ф., Гришин П.Ф. Нефтяные дисперсные системы. Новополоцк: Полоцкий государственный университет им. Е. Полоцкой, 2023. – 184 с.
9. Индруцкий И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов. // *Актуальные проблемы нефти и газа*. – 2022. – Вып. 4(39). – С. 75–102.
10. Кадет В.В., Тютяев А.В., Васильев И.В., Кузнецова Е.М., Кузнецов Ю.Г. Исследования и моделирование фильтрации пластовых флюидов в MATLAB. Reservoir Simulation Toolbox. // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. – 2025. – № 6(162). – С. 42–48.
11. Узьянбаев Р.М., Бобренева Ю.О., Повещенко Ю.А. и др. Численное моделирование пьезопроводящих процессов в двумерной постановке для трещиновато-пористого пласта. // *Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша РАН*. – 2024. – № 35. – 17 с. DOI: 10.20948/rprpr-2024-35.
12. Химуля В.В., Барков С.О. Исследование процессов фильтрации и разрушения в породах-коллекторах подземных хранилищ газа с использованием цифрового анализа дан-

ных компьютерной томографии. // Ученые записки физического факультета Московского университета. – 2023. – № 4. – С. 2340502-1–2340502-8.

13. Barkov S., Khimulia V. Study of elastic-strength properties of lowpermeability reservoir rocks in the Verkhnevilyuchanskoye oil and gas field on a true triaxial loading unit. // AIP Conference Proceedings. – 2023. – Vol. 2910. No. 1. – pp. 020115.

14. Gutierrez M.S., Lewis R.W. Coupling of fluid flow and deformation in underground formations. // Journal of Engineering Mechanics. – 2002. – Vol. 128(7). – pp. 779–787.

15. Dimaki A.V., Shilko E.V., Astafurov S.V., Psakhie S.G. The influence of fluid filtration on the strength of porous fluidsaturated brittle materials. // PNRPU Mechanics Bulletin. – 2016. – No. 4. – pp. 220–247.

16. Lie K.A. An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU Octave: User guide for the MATLAB reservoir simulation toolbox (MRST). // Cambridge University Press, 2019. DOI: 10.1017/9781108591416.

17. Nassan T. H., Amro M. Finite element simulation of multiphase flow in oil reservoirs – comsol multiphysics as fast prototyping tool in reservoir simulation. // Mining Science and Technology. – 2019. – Vol. 4. No. 3. – pp. 220–226.

References

1. Ananov K.M.1, Alekseeva E.A.1, Tverdokhlebov V.P. Using cavitation for purification of production water of oil fields. Advances in Current Natural Sciences. 2021. No. 5. pp. 45–50. (In Russ.)

2. Bobreneva Yu.O., Mazitov A.A., Gubaydullin I.M. Mathematical modeling of fluid flow processes in the fracture-porous reservoir. In: Proc. of the IV Int. Conf. and Youth School “Information Technology and Nanotechnology” (ITNT 2018). Samara. New Technology. 2018. pp. 1775–1780. (In Russ.)

3. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Mathematical model for injection of viscoelastic compositions into the productive formation. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2023. Vol. 334. No. 3. pp. 218–228. DOI 10.18799/24131830/2023/3/3791. (In Russ.)

4. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Estimation of the hydrodynamic perfection of the well-reservoir system at the stage of opening a productive reservoir. Geology and Geophysics of Russian South. 2023. Vol. 14. No. 4. pp. 108–123. DOI: 10.46698/VNC.2023.58.47.009. (In Russ.)

5. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Preservation of filtration and capacity properties of productive formations during their temporary isolation. Geology and Geophysics of Russian South. 2025. Vol. 15. No. 2. pp. 180–195. DOI: 10.46698/VNC.2025.39.56.001. (In Russ.)

6. Gilmanova N.V., Taracheva E.S., Sivkova A.V. Forecast of area of capillary-pressurized oil for low-permeable collectors when justification of residual oil saturation by various ways. Oil Field Engineering. 2020. No. 2(614). pp. 12–18. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-2(614)-12-18. (In Russ.)

7. Guzhel Yu.A. Industrial treatment of oil and gas. Blagoveshchensk. Amur State University. 2021. 115 p. (In Russ.)

8. Ermak A.A., Fonin M.F., Grishin P.F. Oil dispersed systems. Novopolotsk. Polotsk State University named after E. Polotsk. 2023. 184 p. (In Russ.)

9. Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V. Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development. Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Issue 4(39). pp. 75–102. (In Russ.)

10. Kadet V.V., Tiutiaev A.V., Vasilev I.V., Kuznetsova E.M., Kuznetsov Yu.G. Research and modeling of formation fluid filtration in MATLAB. Reservoir Simulation Toolbox. Business magazine Neftegaz.RU. 2025. No. 6(162). pp. 42–48. (In Russ.)

11. Uzyanbaev R.M., Bobreneva Yu.O., Poveshchenko Yu.A. et al. Numerical modeling of piezoconducting processes in a two-dimensional setting for a fractured-porous formation. Preprints of the Keldysh Institute of Applied Mathematics of Russian Academy of Sciences. 2024. No. 35.17 p. (In Russ.)
12. Khimulia V.V., Barkov S.O. Investigation of filtration and destruction processes in reservoir rocks of underground gas storage facilities using digital analysis of computed tomography data. Scientific Notes of the Physics Faculty of Moscow University. 2023. No. 4. pp. 2340502-1–2340502-8. (In Russ.)
13. Barkov S., Khimulia V. Study of elastic-strength properties of lowpermeability reservoir rocks in the Verkhnevilyuchanskoye oil and gas field on a true triaxial loading unit. AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2910. No. 1. pp. 020115.
14. Gutierrez M.S., Lewis R.W. Coupling of fluid flow and deformation in underground formations. Journal of Engineering Mechanics. 2002. Vol. 128(7). pp. 779–787.
15. Dimaki A.V., Shilko E.V., Astafurov S.V., Psakhie S.G. The influence of fluid filtration on the strength of porous fluidsaturated brittle materials. PNRPU Mechanics Bulletin. 2016. No. 4. pp. 220–247.
16. Lie K.A. An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU Octave: User guide for the MATLAB reservoir simulation toolbox (MRST). Cambridge University Press. 2019. DOI: 10.1017/9781108591416.
17. Nassan T. H., Amro M. Finite element simulation of multiphase flow in oil reservoirs – comsol multiphysics as fast prototyping tool in reservoir simulation. // Mining Science and Technology. 2019. Vol. 4. No. 3. pp. 220–226.