

2.8.2  
УДК 622.276.7  
DOI:

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

10.37493/2308-4758.2023.2.7

**Гасумов Р.А.,**

Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия;

**Гасумов Э.Р.**

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджанский технический университет, г. Баку, Азербайджан

## **ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НАХОДЯЩИХСЯ НА СТАДИИ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ**

Введение.

В статье рассмотрены особенности проведения ремонтно-восстановительных работ в газовых скважинах месторождений Западной Сибири, находящихся на стадии падающей добычи. Приводятся составы технологических жидкостей, применяемых для блокирования призабойной зоны пласта при глушении скважин, изоляции притока пластовых вод в различных горно-геологических условиях. Представлены составы технологических жидкостей, применяемых при ремонтно-восстановительных работах в отдельных месторождениях Западной Сибири, легко удаляемых при вызове притока из пласта и позволяющих обеспечить требуемое давление на забое, а также сохранить фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта и предотвратить его разрушение.

Материалы и методы

исследований

основаны на обобщении промыслового опыта глушения скважин, месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, результатов собственных теоретических, лабораторных и стендовых исследований.

Результаты исследований

и их обсуждение.

При глушении скважин с временным блокированием призабойной зоны пласта выбор состава технологических жидкостей, обладающих высокой стабильностью, низкой фильтрацией, в широком диапазоне регулируемой плотностью и реологическими свойствами, позволяет создавать необходимую репрессию на пласт и проводить различные операции в скважине без осложнения. Технологические жидкости для глушения скважин, представляющие собой эмульсионные системы прямого типа,

основу которых составляет композиционный реагент, по реологическим показателям представляет собой псевдопластичную систему, где диапазон плотностей составляет 900–1000 кг/м<sup>3</sup>. Свойства эмульсионного раствора на основе реагента жидкости глушения определяются комплексным влиянием реагентов, входящих в его состав. Блокирующие жидкости на основе наполнителя применяются для временного блокирования призабойной зоны пласта скважин, и готовятся путём введения расчётного количества реагента в требуемый объем жидкости глушения на основе реагента жидкости глушения. В качестве водоизолирующего состава для создания изоляционного барьера в пласте рассмотрена рецептура гелеобразующего состава на основе реагента – смесь сухая для проведения ремонтно-восстановительных работ и реагента-гелеобразователя.

**Выводы.**

На основании проведённого исследования определено, что наиболее перспективным для глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений является технология предварительного блокирования призабойной зоны пласта с использованием блокирующих жидкостей с наполнителем. Для обеспечения высокой эффективности проведения ремонтно-восстановительных работ необходимы предварительные расчёты применяемых технологических жидкостей, с учётом горно-геологических условий пласта и геометрических параметров скважины.

**Ключевые слова:**

газовые скважины, ремонтно-восстановительные работы, жидкости глушения, глушение скважин, блокирование пласта, призабойная зона пласта, блокирующие жидкости

**Gasumov R. A.,**

North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia;

**Gasumov E. R.**

Azerbaijan State University of Oil and Industry, Azerbaijan Technical Universit, Baku, Azerbaijan

### **Features of Carrying out Repair and Restoration Works in Gas Wells of Western Siberia Fields at the Stage of Falling Production**

**Introduction.**

The article discusses the features of carrying out repair and restoration work in gas wells of Western Siberian fields that are at the stage of declining production. The compositions of process fluids used to block the bottomhole formation zone during well killing, to

isolate the inflow of formation waters in various mining and geological conditions are given. The compositions of process fluids used in repair and restoration work in certain fields of Western Siberia are presented. They are easily removed when inducing inflow from the formation, and allow providing the required pressure at the bottomhole, as well as maintaining the reservoir properties of the productive formation and preventing its destruction.

**Materials and research methods.**

Based on the generalization of field experience in killing wells, fields at the stage of declining production, the results of their own theoretical, laboratory and bench studies.

**Research results and their discussion.**

When killing wells with temporary blocking of the bottomhole formation zone, the choice of the composition of process fluids with high stability, low filtration, in a wide range of adjustable density and rheological properties, allows creating the necessary repression on the formation and carrying out various operations in the well without complications. Technological fluids for killing wells, which are direct-type emulsion systems based on a composite reagent, are pseudo-plastic systems in terms of rheological parameters, where the density range is 900-1000 kg/m<sup>3</sup>. The properties of the emulsion solution based on the kill fluid reagent are determined by the complex effect of the reagents included in its composition. Filler-based blocking fluids are used to temporarily block the bottomhole formation zone of wells, and are prepared by introducing the calculated amount of the reagent into the required volume of killing fluid based on the killing fluid reagent. As a water-insulating composition for creating an insulating barrier in the reservoir, a formulation of a gel-forming composition based on a reagent – a dry mixture for carrying out repair and restoration work and a gel-forming reagent – is considered.

**Conclusions.**

Based on the study, it was determined that the most promising technology for killing wells under conditions of abnormally low formation pressures is the technology of preliminary blocking of the bottomhole formation zone using blocking fluids with filler. To ensure high efficiency of repair and restoration work, preliminary calculations of the process fluids used are necessary, taking into account the mining and geological conditions of the reservoir and the geometric parameters of the well.

**Key words:**

gas wells, repair and restoration works, killing fluids, well killing, formation blocking, bottomhole formation zone, blocking liquids

## Введение

Повышение эффективности проведения ремонтно-восстановительных работ (РВР) в скважинах месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, является актуальным для газодобывающих предприятий. Период падающей добычи газоконденсатных месторождений (ГКМ) характеризуется следующими определенными признаками, в результате изменений которых и возникших проблем снижается производительность газовых скважин и соответственно падает добыча газа. В связи с чем, возникает необходимость проведения РВР для восстановления и/или повышения продуктивности скважин [1, 3]. Для повышения эффективности РВР в скважинах необходимо постоянное совершенствование составов, применяемых технологических жидкостей для работы в скважинах, с целью минимизации их проникновения в пласт и снижения отрицательного влияния на фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) продуктивного горизонта [6, 8, 20].

Предотвращение поглощения рабочей жидкости в скважинах, которая отрицательно влияет на коллекторские свойства продуктивного горизонта в процессе РВР, зависит от качества глушения скважин. Для улучшения эффективности результатов, проводимых РВР в скважинах месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, постоянно требуется совершенствование составов жидкостей для глушения и технологии их применения, с учётом горно-геологических условий разрабатываемых залежей УВ. Данные вопросы более актуальны для месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, где коэффициент аномальности пластового давления ниже 0,5. Для таких условий очень сложно подобрать жидкости глушения (ЖГ) с низкой плотностью (меньше  $500 \text{ кг/м}^3$ ), отвечающие всем предъявляемым требованиям при разработке скважин. В связи с этим для управления гидрогазодинамическими процессами в системе «скважина – пласт» одним из возможных способов является предварительное блокирование ПЗП, позволяющее предотвратить проникновение рабочей жидкости в продуктивный горизонт и исключить её отрицательное влияние на ФЕС пласта-коллектора. В таком подходе компенсация высокого значения плотности (превышающего необходимое) ЖГ осуществляется за счёт других его реологических параметров, которые позволяют управлять потоком

жидкости в системе «скважина – пласт», создающей необходимый «барьер» в ПЗП, благодаря свойству и компонентному составу применяемых блокирующих жидкостей [21]. А это может позволить эффективно проводить глушения скважин для проведения РВР.

### **Материалы и методы исследований**

Материалы и методы исследования основаны на обобщении многолетнего опыта в области создания и практического использования технологических жидкостей с наполнителем для временного блокирования продуктивных пластов при глушении скважин, особенно месторождений, находящихся на стадии падающей добычи и результатов собственных теоретических, лабораторных и стендовых исследований с использованием современных лабораторных приборов и установок, математических методов обобщения результатов, внедрения инновационных методов в производстве и др.

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Большинство газоконденсатных месторождений (ГКМ) в Надым-Пуровском нефтегазоносном районе Западной Сибири находится на стадии падающей добычи. В этих месторождениях газовые скважины эксплуатируются в условиях, где коэффициент аномальности пластового давления ниже 0,5 и горно-геологические условия продуктивной залежи существенно изменены за длительный период разработки. Геологический разрез этих месторождений представлен терригенно-осадочной толщей мезозойско-кайнозойского возраста толщиной 3600 м, а промышленная газоносность связана с меловыми отложениями от берриаса до сеномана и охватывает интервал 850–2800 м, где пластовая температура изменяется в пределах 29–96 °С.

Для таких месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, учитывая фактическое состояние пласта-коллектора, проведение РВР в газовых скважинах является сложной задачей и требует выполнения нескольких основных последовательных этапов: блокирование ПЗП; глушение скважины; проведение ремонтных работ в скважинах (изоляция притока пластовых вод, укрепление пласта-коллектора), освоение скважины после ремонтных работ.

В каждом планируемом этапе при РВР требуется необходимость выбора технологических жидкостей (для блокирования, глушения, изоляции и др.) и технологии их применения с учётом фактического состояния продуктивного пласта. При проведении РВР процесс глушения газовых скважин в условиях АНПД с временной блокировкой продуктивного пласта с последующим деблокированием и разрушением «барьера» в процессе разработки целесообразно осуществлять в одном непрерывном цикле [2, 3].

Технология временной блокировки (создания «барьера») ПЗП заключается в том, что в зону перфорации в интервале продуктивного пласта закачиваются специальные жидкости с наполнителем – блокирующие жидкости (БЖ), способные закупоривать призабойную зону (не проникая глубоко в пласт), тем самым препятствуя поглощению ЖГ. Последующее заполнение скважины ЖГ производится с плотностью, достаточной для создания противодействия на пласт. После проведения РВР в скважинах временно блокирующий материал БЖ удаляется в процессе вызова пластового флюида, путём создания депрессии в системе «скважина – пласт» [7, 10, 12, 16]. При глушении с предварительным блокированием ПЗП, выбор состава ЖГ и БЖ осуществляется по результатам анализа (интерпретации) информации геофизических исследований и промысловых данных. На основе этих анализов также определяются технологические параметры, объёмы применяемых составов, последовательность проведения операций и режимы закачки технологических жидкостей в скважину. При глушении с целью прекращения доступа газа из пласта в скважину обязательным условием является то, что рабочая жидкость, заполняющая скважину, должна создать необходимое гидростатическое давление, т.е. противодействие на пласт. А также рабочая жидкость, заполняемая скважину, должна создать необходимые условия для продавливания БЖ (в определённом объёме) в продуктивный пласт, по всему интервалу перфорации для создания блокирующего экрана [10, 12, 18].

Для глушения скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, рекомендуется использовать жидкости, представляющие собой эмульсионные системы прямого типа, ос-

нову которых составляют композиционные реагенты. Композиционный состав представляет собой гомогенную светло-коричневую жидкость, с низкой вязкостью рационально выбранного состава, полученную диспергированием газового конденсата в водном растворе эмульгатора. Свойства эмульсионного раствора на основе ЖГ определяются комплексным действием реагентов, входящих в его состав. Некоторые реагенты одновременно влияют на несколько свойств раствора, а по реологическим параметрам жидкость представляет собой псевдопластическую систему, плотность которой находится в диапазоне 900–1000 кг/м<sup>3</sup> [5, 6, 7].

Компонентный состав и расход реагентов для приготовления 1 м<sup>3</sup> жидкости глушения представлены в таблице 1.

Основные структурно-механические и реологические свойства эмульсионного раствора должны отвечать определенным требованиям предъявляемых для глушения скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи (табл. 2).

Блокирующие жидкости на основе наполнителя применяются для временного изолирования (блокирования) ПЗП газовых скважин и приготавливаются путём введения расчётного количества реагента-наполнителя в требуемый объём жидкости глушения. Учитывая физико-химические особенности БЖ закачка готового состава должна производиться не позднее двух часов после окончания его приготовления [6, 7, 17].

В таблице 3 представлены фактические объёмы блокирующих жидкостей и жидкости глушения при проведении РВР в скважинах месторождений Западной Сибири, находящихся на стадии падающей добычи.

Анализ результатов глушения скважин с временным блокированием ПЗП при проведении РВР месторождений, находящихся на стадии падающей добычи в скважинах, показывает, что объём блокирующей жидкости в основном зависит от состояния пласта-коллектора, т.е. его состояния (разрушения) – геометрических параметров и интервала перфорации [6, 9, 19]. По все скважинам, где проводилась работа по глушению скважин различных месторождений Западной Сибири достигнуты хорошие технико-экономические результаты.

Таблица 1. СОСТАВ И РАСХОД КОМПОНЕНТОВ, НЕОБХОДИМЫХ  
ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ  
Table 1. Composition and consumption of components required  
for preparation of kill fluid solution

Компонентный состав	Содержание, масс. %	Расход компонентов на 1 м <sup>3</sup>
Реагент ЖС	1,2	12,0 кг
Хлористый кальций	25	250 кг
Газовый конденсат	30	0,30 м <sup>3</sup>
Вода	остальное	0,55 м <sup>3</sup>

Таблица 2. ОСНОВНЫЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ  
СВОЙСТВА ЭМУЛЬСИОННОГО РАСТВОРА  
Table 2. Main structural-mechanical and rheological properties  
of the emulsion solution

№№ п/п	Свойства	Единица измерения	Значение
1	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	980–1000
2	Условная вязкость	с	74
3	Эффективная вязкость	мПа·с	25
4	Пластическая вязкость	мПа·с	16
5	Предельное динамическое напряжение сдвига	дПа	86
6	Статическое напряжение сдвига 1/10 мин	дПа	28/33
7	Фильтрация	см <sup>3</sup> /30 мин	3,5

Таблица 3. ГЛУШЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ВРЕМЕННЫМ БЛОКИРОВАНИЕ ПЗП СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
Table 3. Killing gas wells with temporary blocking of the bottomhole zone of wells in Western Siberia fields

№ п/п	Место-рождения, № скважины	Искусственный забой, м	Интервалы перфорации, м	НКТ		ЖГ, м <sup>3</sup>	БЖ, м <sup>3</sup>	Результат
				Диаметр, мм	Глубина спуска, м			
1	Еты-Пуровского НГКМ №1012	908	889–899	114	899	38	6	хороший
2	Еты-Пуровского НГКМ №1143	928	889–924	114	921	40	4	хороший
3	Западно-Таркосалинского НГКМ №1082	1130	1109–1127	114	1127	40	6	хороший
4	Западно-Таркосалинского НГКМ №1233	1175	1142-1163	114	1172	48	6	хороший
5	Западно-Таркосалинского НГКМ №1233	1181	1076-1087 1096-1106	114	1176	58	8	хороший
6	Западно-Таркосалинского НГКМ №1224	1139	1104-1116 1119-1123 1127-1132	114	1131	50	8	хороший
7	Западно-Таркосалинского НГКМ №1043	1132	1106-1110 1113-1130	114	1126	50	8	хороший
8	Комсомольское ГМ №1174	994	977-992	168	989	66	1	хороший

### **Выводы**

По результатам исследований установлено:

1. Наиболее актуальным направлением в области глушения скважин при проведении ремонтно-восстановительных работ на месторождениях Западной Сибири, находящихся на стадии падающей добычи, является использование технологических жидкостей – эмульсионных систем прямого типа, основным составом которых является композиционный реагент.
2. Результаты проведённых промысловых испытаний показали, что предварительное (временное) изолирование ПЗП с использованием БЖ на основе наполнителя при глушении в процессе проведения РВР в скважинах с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,5 позволяет предотвратить поглощение рабочей жидкости и является технологически обоснованным и экономически выгодным.
3. Объём жидкости глушения и блокирующей жидкости при глушении скважин необходимо определять с учётом состояния пласта-коллектора (изменения ПЗП) и мощности интервала перфорации.

### **Библиографический список**

1. Аткинговская Т.В. Роль жидкостей в процессе ремонта скважин // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. 2018. № 2. С. 34–41.
2. Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин // Территория «Нефтегаз». 2018. № 10. С. 42–49.
3. Бриджерс К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. М.: Институт компьютерных исследований, 2016. 236 с.
4. Гасумов Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в газовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 5. С. 37–40.
5. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Об эффективности применения наполнителей растительного происхождения к технологическим жидкостям // Естественные и технические науки. 2016. № 6 (96). С. 48–59.
6. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С., Копченков В.Г., Федоренко В.В. Повышения технологической эффектив-

- ности глушения скважин с использованием инновационных технологий // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 4. С.187–208.
7. Гасумов Р.А., Костюков С.В., Лукьянов В.Т., Овчаров С.Н., Молчанов В.П., Гридин В.А. Особенности выбора кольматантов, применяемых при проведении работ по временной изоляции продуктивного пласта на скважинах АНПД // Наука и техника в газовой промышленности. 2017. № 4 (72). С. 55–61.
  8. Гасумов Р.Р., Осадчая И.Л., Копченков В.Г., Бекетов С.Б. Наполнители растительного происхождения к блокирующим составом для глушения скважин // Наука. Инновации. Технологии. 2017. № 3. С. 119–132.
  9. Двойников М.В., Нуцкова М.В., Кучин В.Н. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т.16. № 1. С. 33–39.
  10. Костюков С.В. Блокирующие составы на основе конденсируемых дисперсий для глушения скважин со сложными горно-геологическими условиями // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 2. С. 59–67.
  11. Кунакова А.М., Олехнович Р.О., Клим О.В., Мурахтанова П.Г., Успенская М.В. Жидкости для глушения нефтяных скважин // Университет ИТМО. 2020. 42 с.
  12. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки горного университета. 2021. Т. 251. С. 667–677.
  13. Окроелидзе Г.В., Некрасова И.Л., Гаршина О.В. и др. Глушение скважин с использованием вязкоупругих составов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 56–61.
  14. Петров Н. А. Отечественные и зарубежные полимерные реагенты для буровых растворов // Нефтегазовое дело. 2016. № 1. С. 1–19.
  15. Петров Н.А., Давыдова И.Р. Исследование комбинаций специально подготовленных растительных масел и присадок в качестве смазочных добавок буровых растворов // Нефтегазовое дело. 2013. № 4 (Том 11). С. 42–58.
  16. Шлеин Г.А., Глуценко А.А. Особенности и сущности капитального ремонта скважин // Молодой учёный. 2018. № 49 (235). С. 61–63.
  17. Abbasy I., Vasquez J., Dalrymple D. Laboratory evaluation

- of water-swellaible materials fracture shutoff // Paper SPE 113193. 2008. 14 p.
18. Ahmed U., Meehan D.N. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development // Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group. 2016. 860 p.
  19. Egba A. N., Ajiinka J. A. Evaluation of polymeric water and gas shut-off treatments in oil wells // Paper SPE 189136. USA: SPE. 2017. 16 p.
  20. Islamov Sh. R., Bondarenko A. V., Mardashov D. V. New technology for well killing operations in fractured carbonate reservoirs // Abstract Book of the XII Russian-German Raw Materials Forum. St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2019. P. 160–161.
  21. 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. 2022. V. 12. P. 2018–228.
  22. Jia H., Yang X.-Yu, Zhao J.-Zh. Development of a novel in-situ-generated foamed gel as temporary plugging agent used for well workover: affecting factors and working performance // SPE Journal. USA: SPE. 2019. Vol. 24. No. 4. P. 1757–1776.

### References

1. Atvinovskaya T.V. The role of liquids in the process of well repair // Vestnik GGTU im. BY. Sukhoi. 2018. No. 2. P. 34–41. (In Russ.).
2. Bondarenko A. V., Islamov Sh. R., Mardashov D. V. Integrated research methodology for the development of emulsion blocking compositions for killing production wells // Neftgaz Territory. 2018. No. 10. P. 42–49. (In Russ.).
3. Bridgers K.L. Liquids for completion and capital repairs of wells. M.: Institute of Computer Research, 2016. 236 p. (In Russ.).
4. Gasumov R.R. Repair and insulation work in gas wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2014. No. 5. P. 37–40. (In Russ.).
5. Gasumov R.A., Gasumov E.R. On the effectiveness of the use of fillers of plant origin to technological liquids // Natural and technical sciences. 2016. No. 6(96). P. 48–59. (In Russ.).
6. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Minchenko Yu.S., Kopchenkov V.G., Fedorenko V.V. Improving the technological efficiency of well killing using innovative technologies // Science. Innovations. Technologies. 2022. No. 4. P. 187–208. (In Russ.).
7. Gasumov R.A., Kostyukov S.V., Lukyanov V.T., Ovcharov

- S.N., Molchanov V.P., Gridin V.A. Peculiarities of the choice of bridging agents used during work on temporary isolation of the productive formation at ANPD wells // Science and technology in the gas industry. 2017. No. 4 (72). P. 55–61. (In Russ.).
8. Gasumov R.R., Osadchaya I.L., Kopchenkov V.G., Beketov S.B. Fillers of plant origin for blocking composition for killing wells // Nauka. Innovations. Technologies. 2017. No. 3. P. 119–132. (In Russ.).
  9. Dvoynikov M.V., Nutskova M.V., Kuchin V.N. Analysis and justification of the choice of compositions for limiting water inflows during well completion // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. 2017. T. 16. No 1. P. 33–39. (In Russ.).
  10. Kostyukov S.V. Blocking compositions based on condensable dispersions for killing wells with complex mining and geological conditions // Izvestiya of higher educational institutions. Oil and gas. 2019. No. 2. P. 59–67. (In Russ.).
  11. Kunakova A.M., Olekhovich R.O., Klim O.V., Murakhtanova P.G., Uspenskaya M.V. Fluids for killing oil wells // Saint Petersburg State University of Information Technologies, Mechanics and Optics. 2020. 42 p. (In Russ.).
  12. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for killing oil wells under conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks // Zapiski Gornogo Universiteta. 2021. Vol. 251. P. 667–677. (In Russ.).
  13. Okromelidze G.V., Nekrasova I.L., Garshina O.V. et al. Killing wells using viscoelastic compositions // Neftyanoe khozyaystvo. 2016. No. 10. P. 56–61. (In Russ.).
  14. Petrov N. A. Domestic and foreign polymeric reagents for drilling fluids // Oil and gas business. 2016. No. 1. P. 1–19. (In Russ.).
  15. Petrov N.A., Davydova I.P. Investigation of combinations of specially prepared vegetable oils and additives as lubricating additives for drilling fluids // Oil and Gas Business. 2013. No. 4 (Vol. 11). P. 42–58. (In Russ.).
  16. Shlein G.A., Glushchenko A.A. Features and essence of well workover // Young scientist. 2018. No. 49 (235). P. 61–63. (In Russ.).
  17. Abbasy I., Vasquez J., Dalrymple D. Laboratory evaluation of water-swallowable materials fracture shutoff // Paper SPE 113193. 2008. 14 p.
  18. Ahmed U., Meehan D.N. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development // Boca Raton: CRC Press / Taylor and Francis Group. 2016. 860 p.
  19. Egba A.N., Ajenka J.A. Evaluation of polymeric water and gas

- shut-off treatments in oil wells // Paper SPE 189136. USA: SPE. 2017. 16 p.
20. Islamov Sh.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. New technology for well killing operations in fractured carbonate reservoirs // Abstract Book of the XII Russian-German Raw Materials Forum. St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2019. P. 160–161.
  21. 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. 2022. V. 12. P. 2018–228.
  22. Jia H., Yang X.-Yu, Zhao J.-Zh. Development of a novel in-situ-generated foamed gel as temporary plugging agent used for well workover: affecting factors and working performance // SPE Journal. USA: SPE. 2019. Vol. 24. No. 4. P. 1757–1776.

Поступила в редакцию 18.03.2023, принята к публикации 13.06.2023.

#### **Информация об авторах**

**Гасумов** Рамиз Алиджавад-оглы — доктор технических наук, профессор, заведующий базовой кафедрой «Проектирование объектов нефтегазовой сферы», Северо-Кавказский федеральный университет. Адрес: Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419. E-mail: R.Gasumov@yandex.ru  
Scopus ID: 6507302404

**Гасумов** Эльдар Рамизович — кандидат экономических наук, доцент, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджанский технический университет. Адрес: Азербайджан, г. Баку, просп. Азадлыг, 34. E-mail: R.Gasumov@yandex.ru. Scopus ID: 57217090200

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

**Ramiz A. Gasumov** — Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Base Department “Design of Oil and Gas projects”, North-Caucasus Federal University. Address: 419, St. Lenina, Stavropol, Russia. E-mail: R.Gasumov@yandex.ru. Scopus ID: 6507302404

**Eldar R. Gasumov** — Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry, Azerbaijan Technical University. Address: 34, Azadlyg Ave., Baku, Azerbaijan. E-mail: R.Gasumov@yandex.ru  
Scopus ID: 57217090200