НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

OILFIELD ENGINEERING

7(691).2026

Российский государственный университет
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Издательский дом «Губкин»

выпускает литературу (сборники, справочники), освещающую современный уровень и тенденции развития науки, техники и технологии, экономики, организации производства и управления в нефтегазовой промышленности; издает журналы:

- Автоматизация и информатизация ТЭК
- Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений
- Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе
- Нефтепромысловое дело
- Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса
- Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом
- Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море
- Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

оказывает информационную поддержку выставочных и научных мероприятий

https://journal.gubkin.ru

ISSN 0207-2351

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
"Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина"

Журнал основан в 1965 г.

Выходит 12 раз в год

Научно-технический журнал

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО.
OILFIELD ENGINEERING

7(691)•2026

Июль

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Главный редактор

Михайлов Н.Н. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Зам. главного редактора

Астахова А.Н. – к. т. н., выпускающий редактор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Антипова И.А. – выпускающий редактор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Велиев Н.А. – д. т. н., профессор, академик Азербайджанской инженерной академии, начальник Департамента науки, техники и нанотехнологий SOCAR (Азербайджан), г. Баку;

Габибов И.А. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой АГУНП, г. Баку;

Ермилов О.М. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, академик РАН, зам. главного инженера по науке ООО "Газпром добыча Надым", г. Надым;

Кязимов Э.А. – д. т. н., государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики SOCAR, г. Баку;

Муллакаев М.С. – д. т. н., ведущий научный сотрудник Института общей и неорганической химии им. Н.С. Курнакова РАН, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Муслимов Р.Х. – д. т. н., консультант Президента РТ по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, профессор Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань;

Мухаметшин В.Ш. – д. г.-м. н., профессор, директор Института нефти и газа ФГБОУ ВО "УГНТУ" в г. Октябрьском, г. Октябрьский;

Попов С.Н. – д. т. н., главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва;

Сафин С.Г. – д. т. н., профессор, эксперт Федерального реестра научно-технической сферы Минобрнауки РФ, г. Архангельск;

Фаттахов И.Г. – д. т. н., доцент, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям Института "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина, г. Альметьевск

Выпускающий редактор: *И.А. Антипова*

Компьютерный набор: *В.В. Васина*

Компьютерная верстка: *Е.В. Кобелькова*

Корректор: *З.А. Калинина*

Переводчик: *О.М. Бисярина*

Печатно-множительная база: ИП Терентьева Ю.Б.
115551, Россия, г. Москва, Шипиловский пр., д. 43, корп. 2

Подписано в печать 15.07.2026. Формат 84×108 1/16.
Бумага офсетная. Тираж 1500 экз. Цена свободная.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Федосеева Е.Н., Шандрыгин А.Н., Борисов А.С., Саптарова З.Р., Ахмадеева Р.Р., Козлов А.Н., Идрисов И.И. Повышение степени выработки запасов нефти в частично расформированных нефтяных оторочках 5

Меркурьев К.К., Попов С.Н. Изучение влияния обводнения продукции нефтяных скважин на интенсивность пескопроявлений на основе анализа промысловых данных (на примере нефтяных месторождений Западной Сибири) 12

Порошин В.Д., Порошина С.Л. Обработка и интерпретация гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засолоненными коллекторами 19

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Юшин Е.С., Бен Салах С. Критерии выбора технологий воздействия на низкопроницаемые пласты для повышения нефтеотдачи 28

Дроздов А.Н., Пасюта А.А. Разработка технологической схемы водогазового воздействия на пласт при утилизации дымового газа инфраструктурного объекта 38

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА, СОЛЕЙ И ГИДРАТОВ

Антипьев Н.П., Телков В.П. Определение возможных условий гидратообразования при глушении нефтяной скважины с высоким газовым фактором 46

Загиров М.М., Бреслер Л.Х. Анализ применения ингибиторов гидратообразования в системах добычи и транспорта природного газа 55

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Чучкалов М.В., Юсупов А.Ш., Вагапов Р.Н., Частухина Н.Г., Ефимов О.Д., Нефёдов Н.В., Гусева Е.О. Разработка пенногелевого состава нового типа для глушения газовых скважин с аномально низким пластовым давлением 61

Нефтепромысловое дело. 2026. № 7(691). С. 61–69.
Oilfield engineering. 2026;(7(691)):61–69.
Научная статья
УДК 622.279.7
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

РАЗРАБОТКА ПЕННО-ГЕЛЕВОГО СОСТАВА НОВОГО ТИПА ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

М.В. Чучкалов[1], А.Ш. Юсупов[2], Р.Н. Вагапов[3], Н.Г. Частухина[4], О.Д. Ефимов[5], Н.В. Нефёдов[6], Е.О. Гусева[7]
[1–3]***Газпром трансгаз Казань,*** *Казань, Россия*
[4]***Газпром добыча Оренбург,*** *Оренбург, Россия*
[5–7]***Синергия Технологий,*** *Казань, Россия*
[1]mv-chuchkalov@tattg.gazprom.ru, [2]ash-yusupov@tattg.gazprom.ru, [3]r-vagapov@tattg.gazprom.ru, [4]n.chastuhina@gdo.gazprom.ru, [5, 6]info@sintech.pro

Аннотация. Эксплуатация газовых скважин Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна осуществляется в условиях аномально низкого пластового давления, высокой трещиноватости коллекторов, обводненности и высокой минерализации пластовых вод. Эти факторы существенно осложняют проведение операций глушения. В связи с этим актуальной задачей является разработка щадящих технологий глушения, обеспечивающих надёжное блокирование продуктивных интервалов при минимальном воздействии на фильтрационно-емкостные свойства пласта.
Целью исследования является разработка пенно-гелевой трёхкомпонентной системы нового типа для глушения газовых скважин в условиях аномально низкого пластового давления и обоснование её эффективности. Новизна работы заключается в создании композиции, сочетающей свойства устойчивой пенной системы и пространственно сшитого геля.
В рамках исследования проведен комплекс лабораторных и промысловых работ. Показано, что разработанный состав обладает выраженными псевдопластичными свойствами, устойчив к минерализации воды и формирует эффективный изолирующий барьер без необратимого снижения проницаемости пласта.
Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности технологии и её перспективности для тиражирования на других месторождениях со сложными геолого-техническими условиями.

Ключевые слова: технология глушения скважин, эксплуатация скважин, ремонт скважин, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, пенно-гелевые системы, импортозамещение

Для цитирования: Разработка пенно-гелевого состава нового типа для глушения газовых скважин с аномально низким пластовым давлением / М.В. Чучкалов, А.Ш. Юсупов, Р.Н. Вагапов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2026. – № 7(691). – С. 61–69.

Original article

DEVELOPMENT OF A NEW TYPE OF FOAM-GEL COMPOSITION FOR KILLING GAS WELLS WITH ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURE

M.V. Chuchkalov[1], A.Sh. Yusupov[2], R.N. Vagapov[3], N.G. Chastukhina[4], O.D. Efimov[5], N.V. Nefedov[6], E.O. Guseva[7]
[1–3]***Gazprom transgaz Kazan,*** *Kazan, Russia*
[4]***Gazprom dobycha Orenburg,*** *Orenburg, Russia*
[5–7]***Synergy Technologies,*** *Kazan, Russia*
[1]mv-chuchkalov@tattg.gazprom.ru, [2]ash-yusupov@tattg.gazprom.ru, [3]r-vagapov@tattg.gazprom.ru, [4]n.chastuhina@gdo.gazprom.ru, [5, 6]info@sintech.pro

Abstract. Gas wells operation in the Volga-Ural oil and gas basin is carried out in conditions of abnormally low reservoir pressure, high reservoir fracturing, water cut and high mineralization of formation waters. These factors significantly complicate well killing operations. In this regard, the development of gentle well killing technologies that ensure reliable isolation of productive intervals while minimizing the impact on the reservoir's filtration and storage properties is a relevant task.
The aim of the study is to develop and substantiate the efficiency of a new three-component foam-gel system for killing gas wells in conditions of abnormally low reservoir pressure. The novelty of the work lies in the creation of a composition that combines the properties of a stable foam system and a spatially cross-linked gel.
As part of the research, a complex of laboratory and field studies was carried out. It was shown that the developed composition exhibits clearly-expressed pseudo-plastic properties, is resistant to water mineralization and forms an effective sealing barrier without irreversible reduction of reservoir permeability.

© Чучкалов М.В., Юсупов А.Ш., Вагапов Р.Н., Частухина Н.Г., Ефимов О.Д., Нефёдов Н.В., Гусева Е.О., 2026

The obtained results prove the technology's the high efficiency of and potential for replication at other fields with complex geological and technical conditions.

Keywords: well killing technology, well operation, well workover, Orenburg oil and gas condensate field, foam-gel systems, import substitution

For citation: Development of a new type of foam-gel composition for killing gas wells with abnormally low reservoir pressure / M.V. Chuchkalov, A.Sh. Yusupov, R.N. Vagapov [et al.] // Oilfield engineering. 2026;7(691):61–69.

Введение

Глушение газовых скважин является обязательной технологической операцией, направленной на прекращение притока флюида из пласта и поддержание контролируемого состояния скважины при проведении капитального ремонта. Корректное проектирование глушения позволяет предотвратить газонефтеводопроявления, а также минимизировать повреждение призабойной зоны пласта, что имеет ключевое значение для сохранения продуктивности скважин и эффективности дальнейшей разработки месторождений [1]. Реализация щадящего и эффективного глушения требует учета особенностей геолого-физических условий месторождения, определяющих возможности контроля притока и поведения глушащих систем.

Оренбургская область является одним из ключевых регионов добычи углеводородного сырья России с крупными запасами нефти и газоконденсата. Продуктивные горизонты формируются карбонатно-терригенными породами, характеризующимися высокой трещиноватостью, что усложняет фильтрационно-ёмкостные свойства пластов [2]. Глушение осложняется геологической неоднородностью, развитой трещиноватостью и высокой минерализацией пластовых вод, которые могут взаимодействовать с реагентами, вызывая осадкообразование и снижая эффективность систем. Агрессивные примеси газа требуют применения химически устойчивых композиций, а высокая степень обводнения и зоны с аномально низким пластовым давлением (АНПД) увеличивают риск потери циркуляции и осложнений, таких как газонефтеводопроявление и поглощение тампонажных растворов [3, 4].

В условиях курса на импортозамещение предприятия Республики Татарстан при поддержке ПАО "Газпром" внедрили отечественные инновационные материалы и технологии для нефтегазовой отрасли, обеспечивая их соответствие национальным стандартам качества. Эти достижения имеют особое значение для регионов с высокими технологическими требованиями, таких как Оренбургская область, где добыча нефти и газоконденсата осложняется трещиноватостью пластов, высокой обводненностью и АНПД, что требует использования химически устойчивых, но одновременно щадящих систем для глушения скважин.

Современные технологии глушения газовых скважин представлены широким спектром решений, однако в условиях АНПД и трещиноватых коллекторов их эффективность существенно ограничена [5]. Применение классических утяжелённых жидкостей глушения сопровождается интенсивными поглощениями и ухудшением фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, тогда как пенные и гелевые составы, несмотря на снижение гидростатического давления, не обеспечивают стабильной работы в сложных геолого-технических условиях (табл. 1) [6, 7].

В связи с перечисленными ограничениями очевидна необходимость разработки щадящих технологий глушения нового поколения, способных сочетать эффективную изоляцию притоков с минимальным воздействием на пласт. Новые составы должны обладать оптимальными реологическими характеристиками, обеспечивающими транспортируемость по скважине и селективное распределение по трещиноватым коллекторным зонам. Одновременно важно снизить фильтрационные потери и вторичное повреждение пласта, что особенно критично для высокопроницаемых и аномально низконапорных пластов.

Настоящая работа посвящена созданию технологии щадящего глушения газовых скважин, обеспечивающей эффективную изоляцию притоков при минимальном повреждении пласта, изучению физико-хими-

Таблица 1

Свойства и недостатки различных типов систем, используемых для глушения

Тип системы	Ключевые свойства	Недостатки
Традиционные жидкостные системы (солевые растворы, глинопорошковые растворы, прямые и инвертные эмульсии)	Регулируемая плотность в широком диапазоне, вязкопластичное поведение, снижение фильтрации	Потери раствора в зонах АНПД, ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны, ухудшение коллекторских свойств при глубоком проникновении в пласт, риск стойких эмульсий нефть–вода
Пенные системы	Низкая регулируемая плотность, меньший риск повреждения пласта	Низкая устойчивость пены во времени, ограниченная термостабильность и механическая прочность
Гелевые системы	Вязкоупругая структура, эффективная кольматация	Высокая вязкость, затрудняющая закачку, риск преждевременного гелеобразования

ческих свойств разработанного состава и промысловым тестированиям на газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Методы

В ответ на необходимость щадящих технологий глушения разработана пенно-гелевая трёхкомпонентная система (ПГС) нового типа, основанная на синергии трёх функциональных элементов.

Первый компонент – гелеобразователь – формирует основу структуры, обеспечивая создание пространственного матрикса и механическую прочность будущей системы. Согласно литературным данным, для этого в основном используются водорастворимые полимеры, такие как гидроксипропилметилцеллюлоза, карбоксиметилцеллюлоза или полиакриламид [7]. В рамках данного исследования была использована ранее апробированная концентрация гелеобразователя, которая в течение эксперимента не изменялась. Были проведены дополнительные эксперименты по оценке вязкости системы, приготовленной на пресной и минерализованной воде, и времени гелеобразования.

Второй компонент – сшиватель – вступает в реакцию с гелем, формируя устойчивую сетчатую структуру и повышая стойкость системы к пластовому давлению. В качестве сшивателей применяются ионы металлов (Cr^{3+}, Al^{3+}) или органические агенты, обеспечивающие пространственное сшивание полимерной матрицы.

Третий компонент – стабилизатор пены – добавляется для образования и поддержания пенной фазы, улучшая транспортируемость и адаптацию системы к сложной геометрии трещиноватых коллекторов. Для данной задачи используют анионные и неионные ПАВ.

Дальнейшее исследование сосредоточено на изучении физико-химических характеристик состава, включая вязкость, плотность, пенообразование, время устойчивости и влияние степени минерализации на реологические свойства. Полученные данные позволяют определить оптимальные параметры системы, необходимые для её транспортировки, формирования устойчивой структуры и дальнейшего применения на скважинах Оренбургского НГКМ.

Материалы. Объектом исследования является разработанная пенно-гелевая система.

Методика приготовления пенно-гелевого состава. Пенно-гелевую систему получали путем растворения гелеобразователя в воде при 25 °С на магнитной мешалке "Экрос" ES-6120. После полного растворения вводили стабилизатор пены и перемешивали в течение 2 мин. Пенообразование осуществляли путем опускания стеклянного капилляра на дно сосуда и пропускания через слой состава азота в течение 10 мин. Сшиватель добавляли непосредственно перед измерениями, перемешивали в течение 2 мин. Температуру контролировали циркуляционным термостатом LOIP LT-105a.

Измерение динамической вязкости. Динамическую вязкость компонентов ПГС измеряли на ротационном вискозиметре Fann Model 35 SA при 25 °С. Образец выдерживали 5 мин для стабилизации температуры, затем при скоростях сдвига 3, 50, 300 $с^{-1}$ и фиксировали вязкость. При определении вязкости готовой ПГС фиксировали значения при скоростях вращения от 0,3 до 120 об./мин.

Определение кратности пены. Пенообразование проводили согласно методике, описанной ранее. Кратность определяли как отношение объема пены в цилиндре (ГОСТ 22567.1-77) к исходному объёму раствора (100 мл). Температура испытаний – 25 °С.

Определение устойчивости пены. Устойчивость пены определяли по методике ГОСТ 22567.1-77. Пену, приготовленную по описанной ранее методике, в объеме 100 мл переносили в градуированный цилиндр. Фиксировали ее высоту сразу и через 1, 5, 10, 30 и 60 мин и т. д.

Определение скорости сшивки. Скорость сшивки определяли в стеклянных пробирках, выдерживаемых в термостате при 20, 25, 30, 40, 50 и 60 °С. Время полной сшивки определяли по моменту, когда мениск раствора переставал отклоняться от исходного положения при наклоне пробирки на 90°.

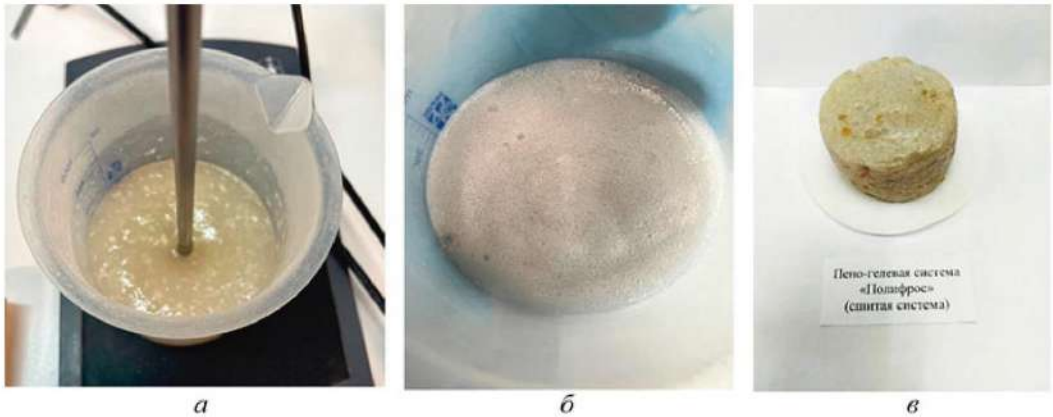
Оценка фильтрационных свойств на керне. Испытания проводили на фильтрационной установке УИПК-1М. Каждый керн имел длину 3 см, диаметр 2,6 см и проницаемость 14,3 мД. Керны насыщали модельной водой до постоянной проницаемости. Фиксировали фильтрационные потери и снижение проницаемости.

Деструкция. Для оценки способности ПГС к деструкции использовали деструктор в соотношении 1:1 по объему. Образцы ПГС смешивали с деструктором в стеклянных стаканах, выдерживали при 25 °С. Смесь оставляли без перемешивания. Визуально фиксировали время полного разрушения геля и переход системы в жидкую фазу.

Результаты и обсуждения

Определение эффективной вязкости компонентов системы. В контексте практического применения пенно-гелевой системы важным этапом оптимизации рецептуры является предварительная оценка вязкости отдельных компонентов при их приготовлении как на пресной, так и на минерализованной пластовой воде. Исследование вязкости компонентов в различных водных средах позволяет оценить их совместимость с пластовой водой месторождения и обосновать возможность приготовления состава непосредственно в промысловых условиях без потери реологических и структурообразующих свойств системы.

При приготовлении водного раствора гелеобразователя использовалась пресная и модельная пластовая вода, которая была приготовлена согласно шестикомпо-



а *б* *в*

Рис. 1. *Внешний вид ПГС в процессе*:
а – смешивания компонентов; *б* – вспенивания системы; *в* – сшивки

нентному ионному составу воды Оренбургского НГКМ. Из полученных данных (табл. 2) следует, что минерализация жидкости затворения практически не оказывает значимого влияния на вязкость рабочих растворов ПГС, что позволяет использовать пластовую воду месторождения при приготовлении состава и снижать технологические затраты. Кроме того, исходный гель характеризуется выраженными псевдопластичными свойствами, проявляющимися в увеличении вязкости при снижении скорости сдвига, обеспечивая низкое гидравлическое сопротивление при закачке и восстановление структурной прочности после прекращения течения.

Таблица 2

Динамическая вязкость компонентов ПГС

Компонент	Вязкость, сП, при скорости сдвига, $с^{-1}$		
	3	50	300
Стабилизатор пены	577		
Сшиватель	35,3		
Раствор гелеобразователя:			
на пресной воде	9127	867	250
на минерализованной воде	7369	910	273

Определение кратности и устойчивости пены в зависимости от концентрации стабилизатора пены. До момента сшивки состав находится во вспененном состоянии, поэтому важным этапом оптимизации рецептуры является определение оптимальной концентрации стабилизатора пены, позволяющей достичь ее максимального объема и устойчивости.

Включение смеси ПАВ в состав приводит к увеличению кратности пены, однако после достижения определенного значения кратность начинается снижаться в связи с увеличением вязкости жидкой фазы. Аналогичная зависимость наблюдается и по отношению к устойчивости пены, значение растет до достижения определенной концентрации, после чего рост концентрации ПАВ приводит к коалесценции пузырьков и меньшей устойчивости пены во времени [8, 9].

Результаты исследований представлены в табл. 3 и подтверждают тенденцию, наблюдаемую в литературных источниках. Оптимальная концентрация стабилизатора пены составляет 1 %, так как обеспечивает максимальную кратность пены при устойчивости до и после момента сшивки.

Определение зависимости скорости сшивки от температуры и минерализации. Поскольку наиболее устойчивая и объемная пена образуется при концентрации стабилизатора пены, равной 1 %, данная рецептура была использована для дальнейших испытаний. Еще одним важным параметром является время сшивки. Концентрация сшивателя, как и концентрация гелеобразователя, была апробирована ранее и в ходе данных испытаний не варьировалась. Время сшивки фиксировалось визуально через каждый час (табл. 4). Пена во всех случаях была устойчива до и после начала сшивки ПГС (рис. 1).

Таблица 3

Результаты определения кратности и устойчивости пены в зависимости от концентрации стабилизатора пены

Концентрация стабилизатора пены, % мас.	Пресная вода		Минерализованная вода	
	Кратность пены	Устойчивость пены, ч	Кратность пены	Устойчивость пены, ч
0,25	1,1	0,25	1,1	0,3
0,5	1,3	1,0	1,4	1,25
0,75	1,8	> времени сшивки	1,8	> времени сшивки
1	2,0	> времени сшивки	2,0	> времени сшивки
2	1,9	> времени сшивки	1,8	> времени сшивки
3	1,7	> времени сшивки	1,7	> времени сшивки

Таблица 4

Результаты определения времени сшивки в зависимости от температуры ПГС

Температура, °С	Скорость сшивки, ч	
	Пресная вода	Минерализованная вода
20	13	17
25	12	16
30	8	14
40	6	10
50	5	8
60	4	6

Результаты исследований показывают увеличение времени сшивки при приготовлении состава на минерализованной воде. С учетом технологической целесообразности использования пластовой воды при приготовлении ПГС в дальнейших исследованиях применялась система, затворённая на пластовой воде.

Определение динамической вязкости ПГС. Вязкость геля без сшивателя характеризует подвижность и транспортируемость системы на начальном этапе, тогда как рост вязкости после введения сшивателя позволяет определить момент перехода от транспортируемого состояния к структурно-прочному, обеспечивающему изоляцию притока. Анализ этих зависимостей дает возможность выбрать временной интервал, в течение которого состав может быть безопасно закачан в скважину без риска преждевременного загущения, а также спрогнозировать его способность проникать в трещины и высокопроницаемые интервалы пласта с последующим формированием устойчивого изолирующего барьера.

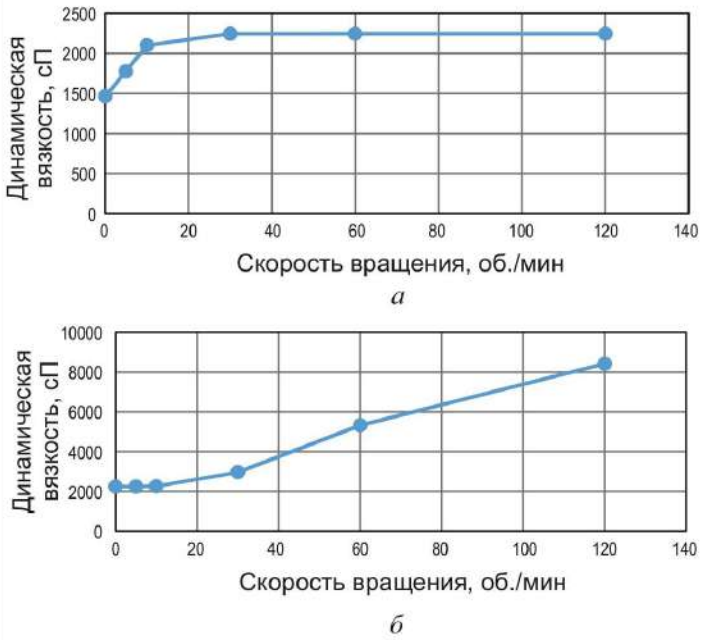


Рис. 2. *Графики зависимости динамической вязкости системы от скорости вращения для ПГС:*
а – без сшивателя; *б* – со сшивателем

Результаты определения динамической вязкости от скорости вращения представлены на рис. 2. Рост вязкости геля без сшивателя ограничивается стадией полной гидратации активной основы и в дальнейшем практически не изменяется со временем. После введения сшивающего компонента наблюдается увеличение вязкости с достижением максимальных значений в течение первых 5 ч и последующим формированием полностью сшитой структуры через 12 ч, что обеспечивает возможность транспортировки системы без преждевременного структурообразования и формирование устойчивого изолирующего барьера в зоне притока.

Оценка фильтрационных свойств. Оценка фильтрационных свойств пенно-гелевого состава является ключевым этапом обоснования его эффективности при глушении газовых скважин, поскольку именно параметры фильтрации определяют способность к формированию изолирующего барьера. Далее рассматриваются фильтрационные характеристики ПГС в модельных условиях, позволяющие прогнозировать её поведение в трещиновато-пористых коллекторах и подтвердить целесообразность применения в условиях АНПД (рис. 3).

Результаты фильтрационных экспериментов:

Проницаемость по керосину до закачки, мД..... 14,73
Время проведения фильтрации, ч..... 10
Проницаемость по керосину после закачки, мД..... 0,01
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки, атм/м 190
Проницаемость по керосину в обратном направлении, мД 3,56

Снижение проницаемости керна при прокачке пенно-гелевого состава обусловлено блокировкой высокопроницаемых каналов пузырьками пены и гелевой матрицей, тогда как восстановление проницаемости при обратной прокачке органической фазой свидетельствует о селективности и щадящем характере системы. Эти результаты демонстрируют преимущество пенно-гелевых составов перед традиционными жидкостными системами или жёсткими гелями, обеспечивая эффективное ограничение фильтрационных потерь без необратимого повреждения структуры пласта [10].

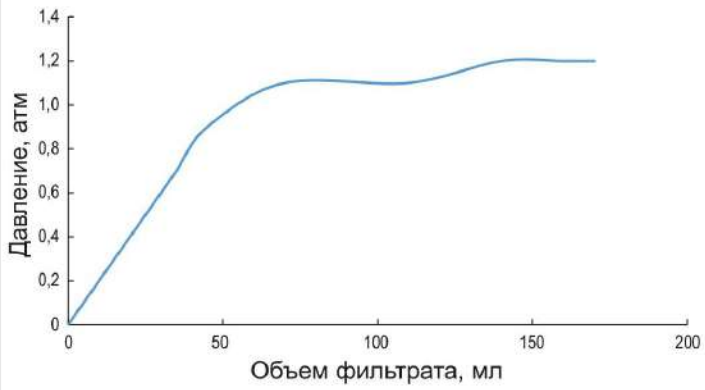
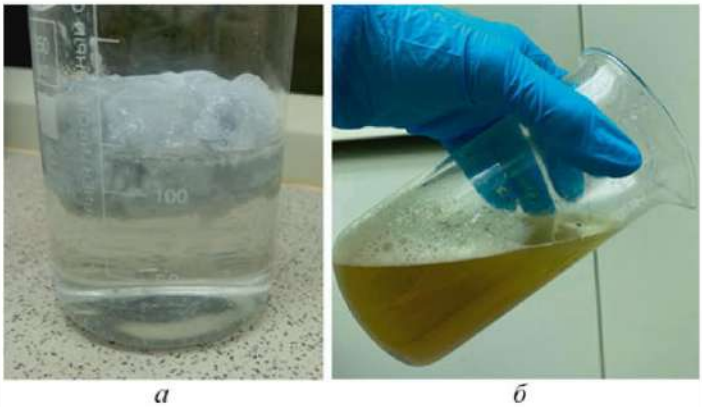


Рис. 3. *Зависимость давления от объема фильтрата*



а *б*

Рис. 4. *Применение бескислотного реагента деструктора КАП-1:*
а – состав после смешения с деструктором; *б* – состав через 4 ч

Деблокирование. Следующим этапом является изучение деструкции пенно-гелевой системы с использованием бескислотного деструктора КАП-1, что позволяет определить эффективность разрушения пены и гелевой матрицы, восстановление проницаемости пласта.

Деструктор КАП-1 представляет собой композицию в виде порошка, в состав которой входят поверхностно-активные компоненты и эффективный комплекс бескислотных окислителей.

Мягкие условия деблокирования обусловлены тем, что в отличие от кислотных деструкторов не оказывают негативного коррозионного влияния на оборудование, а также на породу карбонатных и терригенных пластов. Деструкция состава происходит в течение 4…5 ч (рис. 4).

Проведение адаптации технологии глушения скважины под условия Оренбургского НГКМ. Технико-экономическая эффективность реализации данной технологии глушения заключается в сокращении времени освоения и вывода скважины на режим эксплуатации, предотвращении простоя скважины на время повторного глушения, а также в повышении безопасности ремонтных работ.

Глушение скважин перед выполнением ремонтных работ существенно затрудняется в условиях АНПД (коэффициент аномальности ниже 0,8) в связи с поглощением жидкостей глушения. Поглощение технологических растворов происходит также, когда скважина вскрывает горные породы, имеющие высокую проницаемость, трещины, каверны и прочие крупные каналы, а гидростатическое давление раствора превышает пластовое.

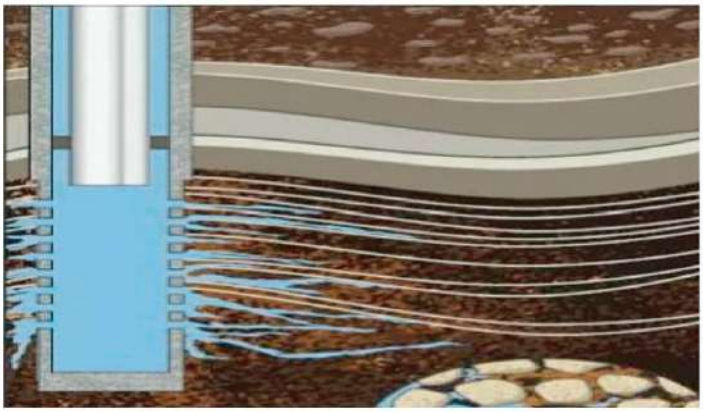


Рис. 5. *Схематическое изображение трещиновато-порового коллектора (взято с официального сайта компании "Кварц-строй")*

Начальные параметры скв. 1 перед глушением:

$P_{трубное}$, МПа	64
$P_{затрубное}$, МПа	64
$P_{пл}$, МПа	4,54
Искусственный забой, м	1821
Пробуренный забой, м	1851
Эксплуатационная колонна, м	0…1851
диаметр D, мм	177,8
Интервал перфорации, м	1738…1766
НКТ до глубины, м	1815
диаметр D, мм	73
Коэффициент аномальности	0,15

Наличие осложнений: высокое поглощение, отсутствие циркуляции, АНПД.

Перед началом работ по глушению скв. 1 была определена приёмистость, которая составила 480 м^3/сут, при давлении P = 0 МПа, которое подтверждает наличие трещиновато-порового коллектора, большие вскрытые продуктивные толщины, способствующие поглощению жидкостей глушения в нижних продуктивных интервалах, в интервалах с наиболее развитой системой трещин (рис. 5).

Проведение глушения скважины предполагает последовательное приготовление и закачку в трубное пространство при закрытом затрубном пространстве ПГС в объеме 5 м^3 с добавлением карбонатного кольматанта при давлении закачки P = 0 МПа (рис. 6, *а*).

После чего проводится закачка в трубное пространство при закрытом затрубном пространстве ПГС в объеме 20 м^3 со вспениванием всего объема при помощи азотной установки (рис. 6, *б*). При закачке наблюдается рост давления до P = 9,0 МПа, происходит блокирование пласта, которое характеризуется прониканием пенного состава в неоднородные пласты по законам фильтрации пенных систем (закон Дарси)

$$K = \frac{Q\mu L}{F\Delta P},$$

где Q – объемный расход жидкости, см^3/с; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; L – длина модели пористой среды, см; F – площадь фильтрации (площадь сечения модели пористой среды), см^2; ΔP – перепад давления, МПа.

Происходит равномерная изоляция как высокопроницаемых, так и низкопроницаемых пластов. Далее проводится продавка ПГС в объеме 5 м^3 при давлении $P_н$ = 90 МПа. Конечное давление после закачки этого объема составило $P_к$ = 5,0 МПа, что подтверждает сопротивление пласта и заполнение пенным составом вскрытых интервалов (рис. 6, *в*).

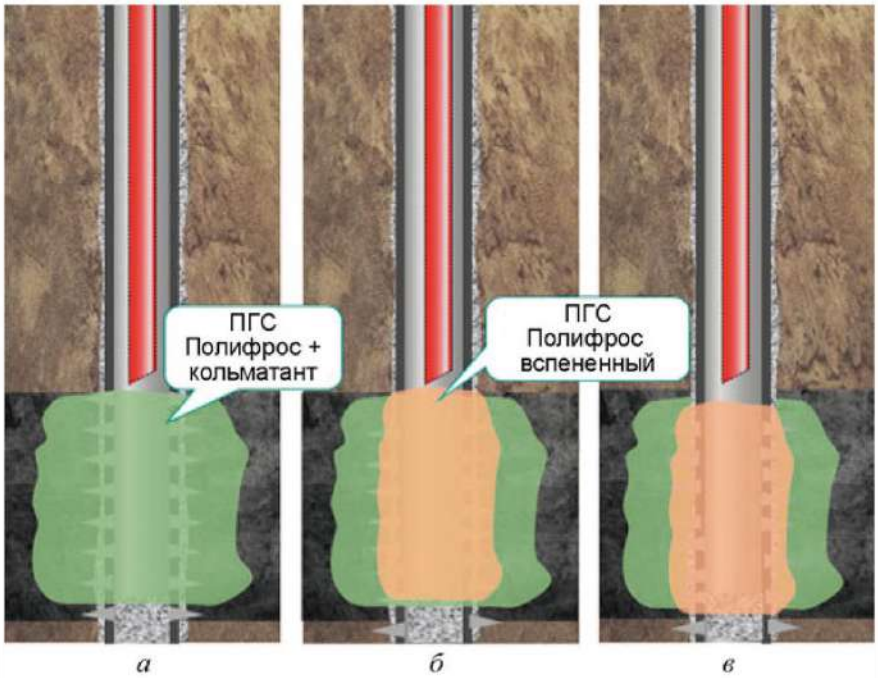


Рис. 6. *Схематическое отображение процесса глушения скважины (из личных архивов)*

По окончании закачки проведен технологический отстой в течение 10 ч. В результате скважина заглушена без осложнений, что подтверждено отсутствием трубного и затрубного давлений, а также стабильностью уровней жидкости в стволе. Таким образом, подтверждена эффективность ПГС при проведении щадящего глушения, а именно – повышается коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта, что сокращает срок освоения скважин и время выхода на доремонтный режим эксплуатации, способствует добыче дополнительного объема газа.

Заключение

Исследования динамической вязкости пенно-гелевой системы нового типа демонстрируют, что система проявляет выраженные псевдопластичные свойства. При увеличении скорости сдвига с 3 до 300 $с^{-1}$ вязкость пенно-гелевой системы снижается с нескольких тысяч до сотен сантипуаз. Известно, что солевые и глинопорошковые растворы имеют низкую вязкость – 1...50 сП, эмульсии – 30...100 сП, пенные системы – 5...60 сП, тогда как классические гелевые системы характеризуются вязкостью 100…3000 сП. По величине вязкости в области малых скоростей сдвига пенно-гелевая система превосходит традиционные жидкостные, эмульсионные и пенные составы [11, 12]. Одновременно она сохраняет способность к снижению эффективной вязкости при сдвиге, что указывает на более благоприятное сочетание изолирующих и транспортных свойств по сравнению с классическими гелевыми системами.

Для традиционных пенных систем характерны кратность 2–4 и ограниченная устойчивость, составляющая от десятков минут до нескольких часов, после чего наблюдаются дренаж жидкой фазы, коалесценция пузырьков и оседание пены [13]. В разработанной пенно-гелевой системе кратность пены составляет 2, однако устойчивость сохраняется до момента сшивки, после чего дренаж и оседание полностью прекращаются за счет формирования пространственной гелевой сетки. Таким образом, в отличие от классических пен, устойчивость системы определяется не только поверхностно-активными взаимодействиями, но и переходом в структурированное гелевое состояние.

Вязкость и время сшивки ПГС практически не зависят от минерализации воды, что позволяет использовать как пресную, так и пластовую воду без потери реологических свойств. Система сохраняет устойчивость при 20…60 °С, в то время как в солевых, глинопорошковых растворах и классических пенных системах вязкость и устойчивость пены зависят от минерализации и температуры, что ограничивает стабильность и время существования структуры.

Пенно-гелевая система нового типа полностью разрушается бескислотным раствором деструктора, восстанавливая проницаемость без агрессивного воздействия в отличие от традиционных гелей, требующих применение кислот или щелочей для деструкции, оказывающих влияние на породу скважин [14].

После закачки пенно-гелевой системы проницаемость керна снизилась с 14,73 до 0,01 мД, а после обратной прокачки восстановилась до 3,56 мД. Для традиционных полимер-гелей безкислотного воздействия такое восстановление редко превышает 1…2 мД, а пенные системы обычно менее эффективно блокируют поры из-за быстрого разрушения пены [15]. Таким образом, разработанная ПГС обеспечивает одновременно полное блокирование и восстановление проницаемости, превосходя классические составы [16].

На завершающем этапе исследования разработанная ПГС подтвердила свою эффективность при проведении щадящего глушения на Оренбургском НГКМ, а именно – скважина была заглушена без осложнений, что подтверждено отсутствием трубного и затрубного давлений, а также стабильностью уровней жидкости в стволе.

Разработанная пенно-гелевая система демонстрирует высокую эффективность щадящего глушения скважин, сочетая выраженные псевдопластичные свойства, стабильное формирование пенной структуры до и после сшивки, термоустойчивость в широком диапазоне температур и возможность приготовления на минерализованной воде. Экспериментальные результаты, полученные на скважине Оренбургского месторождения, подтвердили способность системы сохранять фильтрационно-емкостные свойства коллектора в условиях

трещиновато-пористых коллекторов с АНПД. Положительные результаты глушения свидетельствуют о перспективности предложенного подхода и его возможности тиражирования на месторождениях с различными горно-геологическими условиями.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2011. – С. 514–516.

2. Васюткин С.А. История и перспективы геологоразведки в Волго-Уральском бассейне // Вестник науки. – 2023. – № 7(64).

3. Факторы, влияющие на эффективность технологических составов глушения скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Р.Р. Гумеров, Д.С. Емаров, Т.Т. Гвритишвили [и др.] // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – № 8(2). – С. 133–139.

4. Разработка метода подбора блокирующих составов глушения скважин для условий Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.М. Кунакова, Р.Р. Гумеров, В.А. Суковатый [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 94–98.

5. Клещенко И.И., Леонтьев Д.С., Паникаровский Е.В. Технологии и материалы для ремонта скважин: учеб. пособие. – М.–Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 348 с.

6. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – С. 123–131.

7. Гурбанов А.Г., Баспаев Е.Т. Новый способ глушения газопроявляющих скважин // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 2. – С. 28–34.

8. Мельников С.А., Нифантов В.И., Сингуров А.А. Ремонт и эксплуатация скважин с применением газожидкостных и пенных систем // Вести газовой науки. – 2018. – № 1(33).

9. Тарасенко В.И. К вопросу о стабильности пенной матрицы в пенобетоне // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. – 2019. – № 1. – С. 112–118. – URL: https://doi.org/10.12737/article_5c50623b8c5938.64374046

10. Глушение скважин с контролем поглощения / Д.С. Садуакасов, А.Т. Жолбасарова, Р.У. Баямирова [и др.] // Записки Горного института. – 2025. – Т. 272. – С. 119–125.

11. Высокоэффективные технологические жидкости для сохранения продуктивности коллекторов на стадиях перфорации, глушения и ремонта скважин / С. Рябоконь, Б. Мартынов, М. Ламосов, А. Бояркин // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1. – С. 26–33.

12. Технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений / В.Н. Гусаков, А.Ю. Королёв, Р.А. Ягудин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 2. – С. 17–24. – DOI: 10.17122/ngdelo-2023-2-17-24

13. Аналитические исследования применения технологий освоения нефтяных и газовых скважин с использованием пеногазогенерирующих веществ / С.А. Назарычев, В.В. Андрияшин, Ш. Жанбосынова [и др.] // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 3. – С. 97–111.

14. Лабораторные исследования полимерных составов для глушения скважин в условиях повышенной трещиноватости / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, К.В. Игнатьев, Д.В. Мардашов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 37–48.

15. Ермилов М.О. Особенности изменения фильтрационно-емкостных свойств по разрезу с целью выбора технологии воздействия на прискважинную зону пласта (на примере валанжинских отложений Ямбургского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 47–49.

16. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Повышение эффективности глушения скважин на истощенных газоконденсатных месторождениях со сверх аномально низкими пластовыми давлениями // Наука. Инновации. Технологии. – 2024. – № 2. – С. 165–186.

REFERENCES

1. Tekhnologicheskie osnovy osvoeniya i glusheniya neftyanykh i gazovykh skvazhin / Yu.M. Basarygin, V.F. Budnikov, A.I. Bulatov, Yu.M. Proselkov. – M.: Nedra, 2011. – S. 514–516.

2. Vasyutkin S.A. Istoriya i perspektivy geologorazvedki v Volgo-Ural'skom basseyne // Vestnik nauki. – 2023. – № 7(64).

3. Faktory, vliyayushchie na effektivnost' tekhnologicheskikh sostavov glusheniya skvazhin v usloviyakh treshchinno-porovykh karbonatnykh kollektorov Vostochnogo uchastka Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya / R.R. Gumerov, D.S. Emarov, T.T. Gvritishvili [i dr.] // PRONEFT". Professional'no o nefti. – 2023. – № 8(2). – S. 133–139.

4. Razrabotka metoda podbora blokiruyushchikh sostavov glusheniya skvazhin dlya usloviy Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya / A.M. Kunakova, R.R. Gumerov, V.A. Sukovatyy [i dr.] // Neftyanoe khozyaystvo. – 2014. – № 7. – S. 94–98.

5. Kleshchenko I.I., Leont'ev D.S., Panikarovskiy E.V. Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin: ucheb. posobie. – M.–Vologda: Infra-Inzheneriya, 2023. – 348 s.

6. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. Tekhnologicheskie protsessy vskrytiya plastov i dobychi nefti s ispol'zovaniem obratnykh emul'siy. – M.: Interkontakt Nauka, 2008. – S. 123–131.

7. Gurbanov A.G., Baspaev E.T. Novyy sposob glusheniya gazoproyavlyayushchikh skvazhin // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 2. – S. 28–34.

8. Mel'nikov S.A., Nifantov V.I., Singurov A.A. Remont i ekspluatatsiya skvazhin s primeneniem gazozhidkostnykh i pennykh sistem // Vesti gazovoy nauki. – 2018. – № 1(33).

9. Tarasenko V.I. K voprosu o stabil'nosti pennoy matritsy v penobetone // Vestnik BGTU im. V.G. Shukhova. – 2019. – № 1. – S. 112–118. – URL: https://doi.org/10.12737/article_5c50623b8c5938.64374046

10. Glushenie skvazhin s kontrolem pogloshcheniya / D.S. Saduakasov, A.T. Zholbasarova, R.U. Bayamirova [i dr.] // Zapiski Gornogo instituta. – 2025. – T. 272. – S. 119–125.

11. Vysokoeffektivnye tekhnologicheskie zhidkosti dlya sokhraneniya produktivnosti kollektorov na stadiyakh perforatsii, glusheniya i remonta skvazhin / S. Ryabokon', B. Martynov, M. Lamosov, A. Boyarkin // Tekhnologii TEK. – 2007. – № 1. – S. 26–33.

12. Tekhnologii glusheniya skvazhin v usloviyakh mnozhestvennykh oslozhneniy / V.N. Gusakov, A.Yu. Korolev, R.A. Yagudin [i dr.] // Neftegazovoe delo. – 2023. – T. 21, № 2. – S. 17–24. – DOI: 10.17122/ngdelo-2023-2-17-24

13. Analiticheskie issledovaniya primeneniya tekhnologiy osvoeniya neftyanykh i gazovykh skvazhin s ispol'zovaniem penogazogeneriruyushchikh veshchestv / S.A. Nazarychev, V.V. Andriyashin, Sh. Zhanbosynova [i dr.] // PRONEFT". Professional'no o nefti. – 2024. – T. 9, № 3. – S. 97–111.

14. Laboratornye issledovaniya polimernykh sostavov dlya glusheniya skvazhin v usloviyakh povyshennoy treshchinovatosti / A.V. Bondarenko, Sh.R. Islamov, K.V. Ignat'ev, D.V. Mardashov // Nedropol'zovanie. – 2020. – T. 20, №. 1. – S. 37–48.

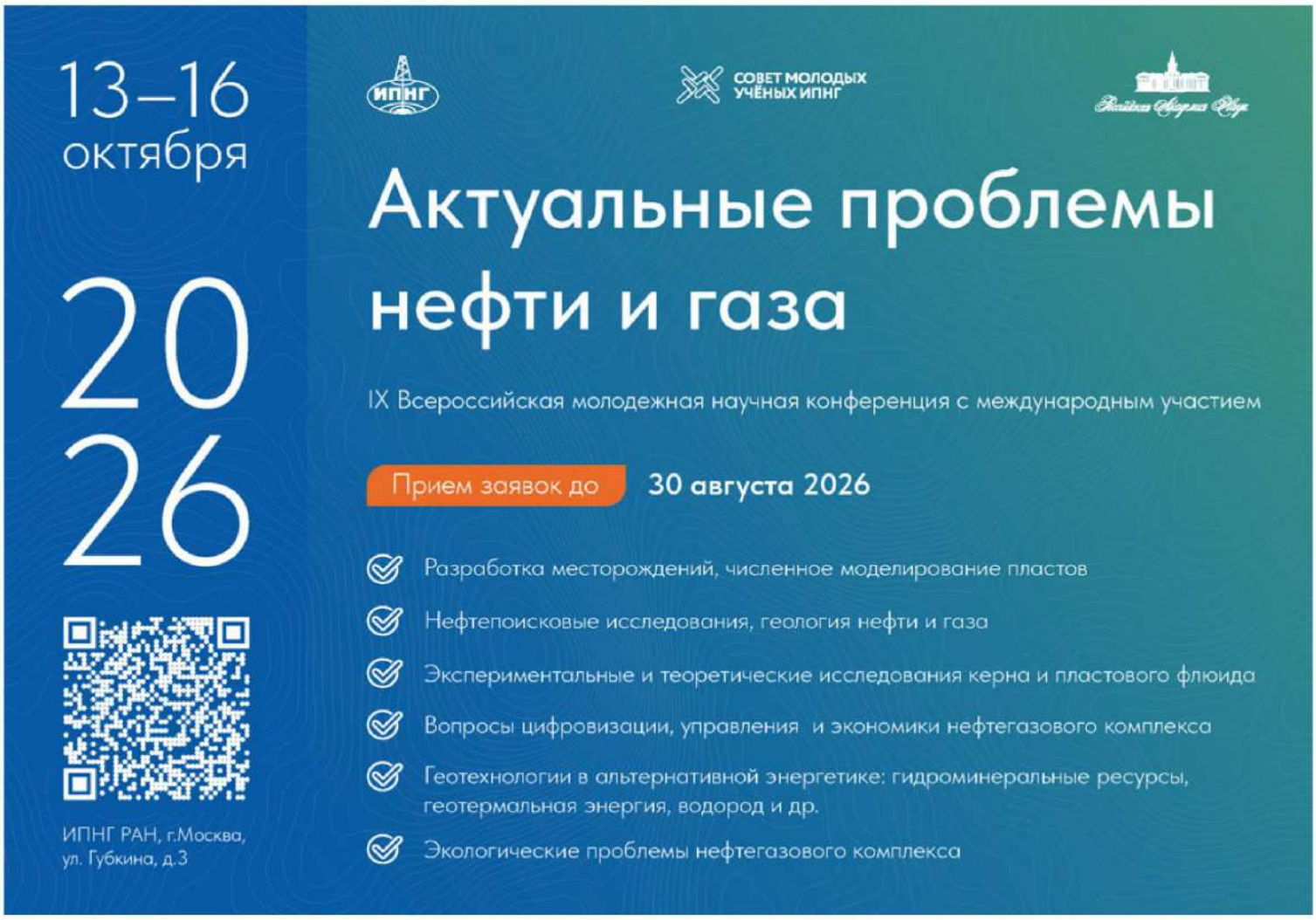
15. Ermilov M.O. Osobennosti izmeneniya fil'tratsionno-emkostnykh svoystv po razrezu s tsel'yu vybora tekhnologii vozdeystviya na priskvazhinnuyu zonu plasta (na primere valanzhinskikh otlozheniy Yamburgskogo mestorozhdeniya) // Neftepromyslovoe delo. – 2013. – № 12. – S. 47–49.

16. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Povyshenie effektivnosti glusheniya skvazhin na istoshchennykh gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh so sverkh anomal'no nizkimi plastovymi davleniyami // Nauka. Innovatsii. Tekhnologii. – 2024. – № 2. – S. 165–186.

Информация об авторах

Михаил Владимирович Чучкалов, д-р техн. наук, главный инженер – первый заместитель генерального директора
Айдар Шамилевич Юсупов, начальник отдела
Рустам Нязифович Вагапов, заместитель начальника отдела
Наталья Геннадьевна Частухина, геолог
Олег Дмитриевич Ефимов, управляющий компанией
Николай Валерьевич Нефёдов, технический директор
Елена Олеговна Гусева, руководитель лаборатории

Information about the authors

Mikhail V. Chuchkalov, DSc (engineering), chief engineer – first deputy general director
Aidar Sh. Yusupov, head of the Department
Rustam N. Vagapov, deputy head of the Department
Natalia G. Chastukhina, geologist
Oleg D. Efimov, company's manager
Nikolay V. Nefedov, technical director
Elena O. Guseva, head of the Laboratory

Статья поступила в редакцию 21.04.2026; одобрена после рецензирования 30.04.2026; принята к публикации 20.05.2026.