Мурясов Р.Р., Каримов К.Ф., Мулюков Р.А., Мурясова А.Р., Гаймалетдинова Г.Л. Исследование буферных жидкостей, способствующих эффективному удалению углеводородных пленок // Транспортное, горное и строительное машиностроение: наука и производство. – 2026. – № 40. – С. 79-87.

УДК 622.245 https://doi.org/10.26160/2658-3305-2026-40-79-87

ИССЛЕДОВАНИЕ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ, СПОСОБСТВУЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОМУ УДАЛЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПЛЕНОК

Мурясов Р.Р.[1], Каримов К.Ф.[1], Мулюков Р.А.[1], Мурясова А.Р.[2], Гаймалетдинова Г.Л.[1]
[1]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа;
[2]Уфимский университет науки и технологий, Уфа,

Ключевые слова: бурение, крепление скважин, цементный раствор, инвертно-эмульсионный раствор, буферная жидкость, отмывающая способность.

Аннотация. Данное исследование посвящено экспериментальной оценке отмывающей способности буферных жидкостей, применяемых для качественной подготовки ствола скважины перед проведением первичного цементирования скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе. Эффективное вытеснение остаточного бурового раствора и тщательная очистка поверхностей обсадной колонны и стенок горной породы от углеводородной пленки выступают определяющими факторами в обеспечении долговечности и герметичности крепи скважины. В работе проведено сравнительное исследование различных рецептур и составов буферных систем, содержащих комбинации поверхностно-активных веществ, на их способность отмывать углеводородную пленку, образованную растворами на основе минерального и синтетического масла. Экспериментальное моделирование процесса отмыва осуществлялось на специализированных лабораторных установках с ротационными элементами. В ходе работы установлена количественная зависимость степени очистки от концентрации и типа поверхностно-активного вещества, времени контактного воздействия. Показано, что применение двух составных буферных систем, в сравнении с односоставными, позволяет значительно повысить степень удаления пленки бурового раствора на 20-25%. Определено, что составы на основе минеральных масел более подвержены удалению с поверхности. Полученные результаты формируют научно обоснованный подход к проектированию высокоэффективных буферных жидкостей, позволяющих существенно повысить адгезионную прочность цементного камня на границах раздела фаз и минимизировать риски возникновения заколонных перетоков.

INVESTIGATION OF BUFFER FLUIDS FACILITATING THE EFFECTIVE REMOVAL OF HYDROCARBON FILMS

Muryasov R.R.[1], Karimov K.F.[1], Mulyukov R.A.[1], Muryasova A.R.[2], Gaimaletdinova G.L.[1]
[1]Ufa State Petroleum Technological University,Ufa;
[2]Ufa University of Science and Technology, Ufa

Keywords: drilling, well cementing, cement slurry, invert emulsion solution, buffer fluid, washing ability.

Abstract. This investigation is devoted to the experimental assessment of the washing ability of buffer fluids used for the high-quality preparation of the wellbore before primary cementing of wells drilled with hydrocarbon-based solutions. The effective displacement of residual drilling fluid and the thorough cleaning of the casing string surfaces and the walls of the rock formation from the hydrocarbon film are the key factors in ensuring the durability and tightness of the well casing. The study conducted a comparative analysis of various formulations and compositions of buffer systems containing combinations of surfactants to assess their ability to remove the hydrocarbon film formed by solutions based on mineral and synthetic oil. Experimental modeling of the cleaning process was carried out using specialized laboratory equipment with rotating elements. During the work, a quantitative relationship was established between the degree of cleaning and the concentration and type of surfactant, as well as the duration of the contact exposure. It has been shown that the use of two-component buffer systems, compared to single-component ones, significantly increases the degree of removal of the drilling fluid film by 20-25%. It has been determined that compositions based on mineral oils are more susceptible to removal from the surface. The obtained results form a scientifically grounded approach to designing highly effective buffer fluids that can significantly increase the adhesive strength of the cement stone at phase interfaces and minimize the risks of behind the casing flows.

Введение

Разработка нефтегазовых месторождений в сложных горно-геологических условиях, связанных с сохранением устойчивости ствола скважин, обусловила широкое применение

буровых растворов на углеводородной основе (РУО) [1, 2]. Их использование при проходке неустойчивых глинистых разрезов и вскрытии продуктивных интервалов обеспечивается комплексом преимуществ: высокая смазывающая способность на границе раздела фаз фильтрационная корка-металл, сохранение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, низкая чувствительность к минеральному составу вмещающих пород и хорошие реологические свойства [3-5].

Вместе с тем реализация этих технологических преимуществ создает существенные трудности на этапе крепления. Причина заключается в интенсивном образовании адсорбционной гидрофобной пленки на стенках обсадной колонны и контактных поверхностях скважины. Наличие углеводородного слоя, даже микроскопической толщины, блокирует процесс адгезии цементного камня к металлическим поверхностям и горной породе. Следствием этого является отсутствие полной герметичности заколонного пространства, даже если применяются цементные растворы высокого качества[6].

Недостаточное герметичное крепление опасно не только возникновением межколонных давлений и заколонных перетоков – это напрямую влияет на долговечность скважины и экономику эксплуатации [7-9]. Решение лежит в области применения буферных жидкостей, способных активно воздействовать на гидрофобные пленки. Такая жидкость должна действовать как поверхностно–активный агент [10]: деградировать углеводородные образования и изменять смачиваемость поверхности в направлении гидрофильности. Именно эти функции – эффективная очистка и инверсия поверхностных свойств – определяют качество крепи скважины [11].

Актуальность разработки новых составов буферных систем с повышенными отмывающими способностями обусловлена необходимостью обеспечения долгосрочной герметичности крепи при одновременном соблюдении требований к экологической безопасности недропользования [12].

Материалы и методы исследований

С целью определения эффективности отмывающей способности составов буферных жидкостей, способствующих удалению остатков РУО и углеводородных пленок, были проведены специальные экспериментальные исследования. Оценка отмывающей способности буферных жидкостей проводилась через определение максимального значения адгезионного сцепления δ между металлом и цементным камнем в момент страгивания. Расчёт коэффициента δ определялось по формуле (1), которая устанавливает связь между приложенной нагрузкой и площадью контакта.

$$\delta = F / S , \qquad (1)$$

где S – контактная площадь поверхности стенок цилиндрических форм, м^2; F – максимальная нагрузка на цементный камень в момент страгивания, кН.

Для эксперимента были изготовлены цилиндрические заливочные формы с высотой 65 мм, внутренним диаметром 51 мм и наружным диаметром 57 мм.

Исследование начинается с первого контрольного этапа – измерения адгезионных свойств системы "металл-цементный камень" без взаимодействия с углеводородным раствором. Это необходимо для установления базовых характеристик сцепления. Для этого приготавливается цементный раствор с водоцементным отношением 0,44 и заливается в формы. После двухсуточного выдерживания образцы испытывали на прессе «Matest» (рис. 1). На прессе фиксировалось максимальное значение в момент страгивания цементного камня, и производился расчет силы сцепления по формуле (1). Полученные значения служили базовыми значениями при последующем сравнении с результатами, полученными для цементного камня, контактировавшего с РУО.

На следующем этапе исследования отмывающей способности буферных жидкостей были отобраны два буровых раствора на углеводородной основе. Первый содержал синтетическое масло в качестве дисперсионной среды, второй – минеральное масло. Стоит отметить разницу применяемых масел, так как производство минеральных смазочных

материалов основано на переработке природной нефти посредством её очистки и последующего фракционирования. Получаемое масло представляет собой сложную смесь углеводородов различных классов – от алканов до ароматических соединений – с характерными природными примесями, оказывающими влияние на эксплуатационные характеристики конечного материала. В свою очередь синтетические масла получают путём целенаправленного химического синтеза из заранее подобранных исходных веществ – полиальфаолефинов, сложных эфиров и ряда других компонентов. Такой подход обеспечивает однородность молекулярной структуры продукта и отсутствие нежелательных примесей. Таким образом, вследствие неравномерности строения и наличия природных включений минеральные составы в большей степени подвержены процессам окисления и термического разложения по сравнению с синтетическими аналогами (рис. 2) [13].

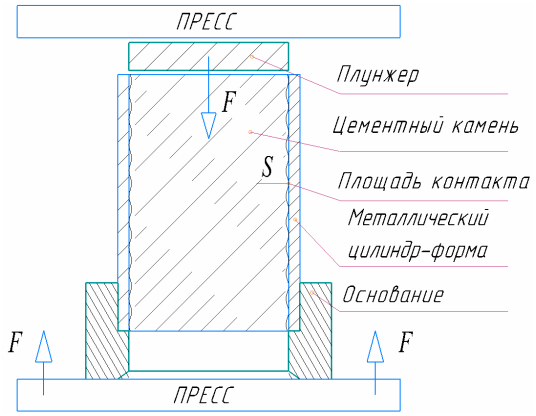


Рис. 1. Механизм действия пресса на образцы цементного камня

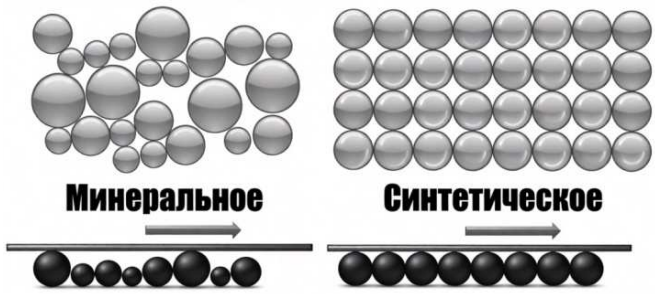


Рис. 2. Сравнение молекулярного строения минерального и синтетического масла

Оба раствора были приготовлены с добавлением эмульгатора-стабилизатора для получения инвертно-эмульсионной системы. Роль дисперсной фазы выполнял 30%-ный раствор хлорида кальция. Экспериментальные формы заполняются приготовленными растворами и выдерживаются на протяжении 2 часов для достижения полного насыщения и пропитывания металлических стенок. После этого растворы удаляются из форм и заполняются буферной жидкостью. Заполненные буферным составом формы устанавливаются на смесительное устройство, где производится вращение мешалки со скоростью 350-400 об/мин. Продолжительность воздействия буферной жидкости варьировалась в диапазоне от одной до десяти минут. На данном этапе буферная жидкость интенсивно вымывает продукты разложения бурового раствора и остатки углеводородной пленки с поверхности металла (рис. 3).

После обработки металлических форм буферной жидкостью со временем контакта 1, 3, 5 и 10 минут, содержимое форм удаляется и производится их заполнение цементным раствором с водоцементным отношением 0,44. Далее образцы выдерживаются в течение двух суток, после чего проводится испытание на прессе. Во время испытания происходит регистрация максимальной нагрузки, необходимой для страгивания / нарушения сцепления цементного камня с металлической поверхностью.

Для качественного сбора экспериментальных данных и повышения точности получаемых результатов заливка РУО, выдержка с последующей отмывкой производилась по 3 образца-формы на каждый тип жидкости и время.

Для исследования были выбраны составы буферных жидкостей, содержащие такие компоненты как техническая вода, триполифосфат натрия (ТПФН), а также специально подобранный комплекс ионогенных и неионогенных поверхностно-активных веществ (ПАВ), обеспечивающий необходимые моющие характеристики. Составы отмывающих однопорцинных и двухпорционных буферных жидкостей представлены в таблице 1 и 2.

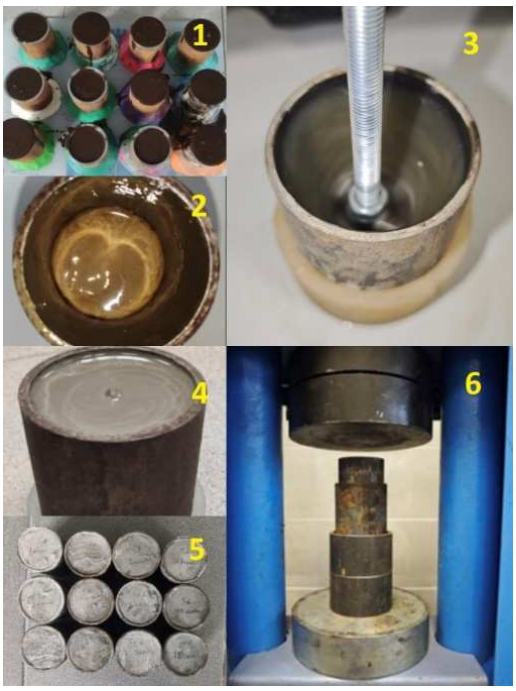


Рис. 3. Поэтапный процесс проведения исследования

Табл. 1. Составы однопорционных буферных жидкостей

Наименование компонента	Концентрация компонента, %		
	Состав №1	Состав №2	Состав №3
Сульфонол	0,2	0,6	1
Триполифосфат натрия (ТПФН)	5		
Техническая вода	остальное		

Табл. 2. Составы двухпорционных буферных жидкостей

№ порции	Наименование компонента	Концентрация компонента, %		
		Состав №1	Состав №2	Состав №3
1	Сульфонол	0,2	0,6	1
	Триполифосфат натрия (ТПФН)	5		
	Техническая вода	остальное		
2	Сульфонол	0,2	0,6	1
	Тритон Х–100	0,8	2,4	4
	Триполифосфат натрия (ТПФН)	5		
	Техническая вода	остальное		

Результаты

На основании полученных результатов предельной нагрузки на цементный камень в момент страгивания был произведён расчёт сцепления δ цементного камня с металлической формой по формуле (1). Результаты расчёта сцепления цементного камня без применения РУО показаны в таблице 3. Результаты оценки сцепления цементного камня с металлической формой после взаимодействия с РУО на минеральной и синтетической основе и их последующей обработкой однопорционными и двухпорицонными составами буферных жидкостей показаны в таблицах 4-7 соответственно.

Табл. 3. Результаты сцепления цементного камня с металлом без контакта с РУО

№ образца	Величина сцепления δ цементного камня с металлом, МПа
образец 1	3,61
образец 2	2,90
образец 3	3,33

Табл. 4. Сцепление δ цементного камня с обсадной колонной (минеральное масло) после взаимодействия однопорционными составами буферных жидкостей

Состав буферной жидкости		Величина сцепления δ между цементным камнем и обсадной колонной в зависимости от времени отмывки, МПа			
		1 минута	3 минуты	5 минут	10 минут
Состав №1	образец 1	0,37	0,61	0,82	1,1
	образец 2	0,39	0,62	0,87	0,91
	образец 3	0,45	0,57	0,75	1,08
Состав №2	образец 1	0,64	0,88	1,24	1,61
	образец 2	0,59	0,74	0,9	1,11
	образец 3	0,58	0,79	1,37	1,53
Состав №3	образец 1	0,65	1,3	1,48	1,88
	образец 2	0,73	0,86	1,84	1,72
	образец 3	0,55	1,09	1,66	1,81

Табл. 5. Сцепление δ цементного камня с обсадной колонной (синтетическое масло) после взаимодействия однопорционными составами буферных жидкостей

Состав буферной жидкости/ время отмывки		Величина сцепления δ между цементным камнем и обсадной колонной в зависимости от времени отмывки, МПа			
		1 минута	3 минуты	5 минут	10 минут
Состав №1	образец 1	0,41	0,57	0,78	0,94
	образец 2	0,33	0,62	0,72	0,96
	образец 3	0,34	0,63	0,74	0,91
Состав №2	образец 1	0,35	0,53	0,89	1,41
	образец 2	0,32	0,75	1,01	1,2
	образец 3	0,39	0,7	0,77	1,16
Состав №3	образец 1	0,4	0,84	1,26	1,6
	образец 2	0,44	0,9	1,28	1,42
	образец 3	0,38	1,06	1,31	1,47

Табл. 6. Сцепление δ цементного камня с обсадной колонной (минеральное масло) после взаимодействия двухпорционными составами буферных жидкостей

Состав буферной жидкости		Величина сцепления δ между цементным камнем и обсадной колонной в зависимости от времени отмывки, МПа			
		1 минута	3 минуты	5 минут	10 минут
Состав №1	образец 1	0,52	0,82	0,99	1,55
	образец 2	0,61	0,73	1,12	1,26
	образец 3	0,55	0,8	1,14	1,39
Состав №2	образец 1	0,76	1,09	1,25	2,05
	образец 2	0,78	1,22	1,8	2,16
	образец 3	0,86	0,96	1,7	1,58
Состав №3	образец 1	0,89	1,49	2,13	2,63
	образец 2	0,79	1,74	1,91	2,46
	образец 3	0,98	1,17	2,45	2,37

В таблицах 8 и 9 представлены средние отмывающие способности составов буферной жидкости в зависимости от времени их воздействия для РУО на минеральной основе и синтетической основе соответственно.

На рисунках 4 и 5 показаны зависимости отмывающей способности трёх составов однопорционных и двухпорционных буферных жидкостей от времени их воздействия для РУО на минеральной основе и синтетической основе соответственно.

Табл. 7. Сцепление δ цементного камня с обсадной колонной (синтетическое масло) после взаимодействия двухпорционными составами буферных жидкостей

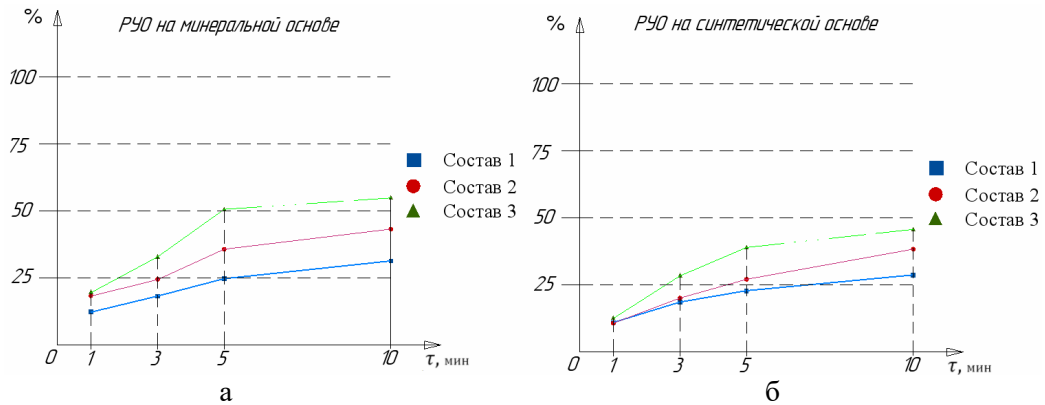
Состав буферной жидкости/ время отмывки		Величина сцепления δ между цементным камнем и обсадной колонной в зависимости от времени отмывки, МПа			
		1 минута	3 минуты	5 минут	10 минут
Состав №1	образец 1	0,46	0,88	1,06	1,32
	образец 2	0,48	0,81	1,15	1,33
	образец 3	0,57	0,89	1,11	1,34
Состав №2	образец 1	0,59	0,98	1,13	1,98
	образец 2	0,47	0,79	1,48	1,75
	образец 3	0,5	1,14	1,28	1,83
Состав №3	образец 1	0,66	1,29	1,8	2,18
	образец 2	0,6	1,51	1,86	2,22
	образец 3	0,58	1,26	1,95	2,28

Табл. 8. Отмывающая способность буферных жидкостей при отмывке раствора на минеральной основе

Количество порций	Состав буферной жидкости	Отмывающая способность буферных жидкостей в зависимости от их времени воздействия, %			
		1 минута	3 минуты	5 минут	10 минут
1	Состав №1	12,2	18,3	24,7	31,4
	Состав №2	18,3	24,4	35,7	43,3
	Состав №3	19,5	32,9	50,6	54,9
2	Состав №1	17,1	23,8	32,9	42,7
	Состав №2	24,4	33,2	48,2	58,8
	Состав №3	27,1	44,8	65,9	75,9

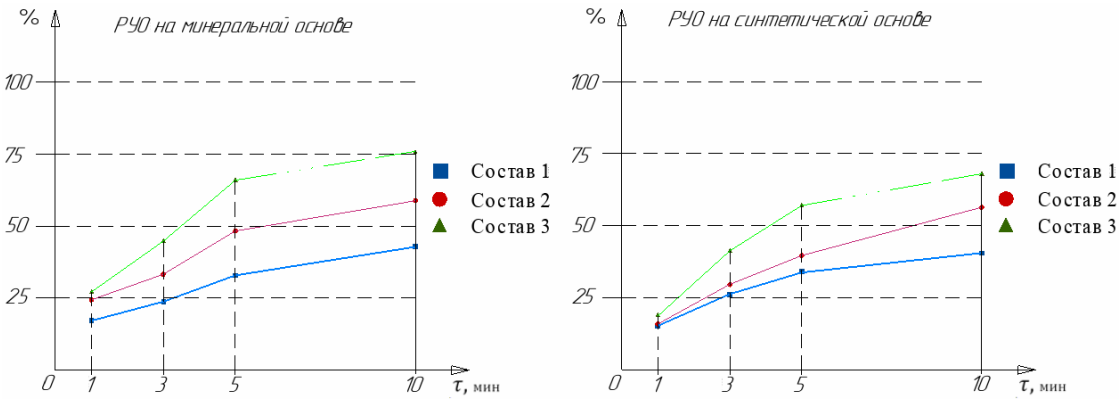
Табл. 9. Отмывающая способность буферных жидкостей при отмывке раствора на синтетической основе

Количество порций	Состав буферной жидкости	Отмывающая способность буферных жидкостей в зависимости от их времени воздействия, %			
		1 минута	3 минуты	5 минут	10 минут
1	Состав №1	11	18,6	22,9	28,7
	Состав №2	10,7	20,1	27,1	38,4
	Состав №3	12,5	28,4	39	45,7
2	Состав №1	15,2	26,2	33,8	40,5
	Состав №2	15,9	29,6	39,6	56,4
	Состав №3	18,6	41,2	57	68



а б

Рис. 4. Зависимость отмывающей способности составов однопорционных буферных жидкостей: а) РУО на минеральной основе; б) РУО на синтетической основе



а б

Рис. 5. Зависимость отмывающей способности составов двухпорционных буферных жидкостей: а) РУО на минеральной основе; б) РУО на синтетической основе

Выводы

1. Экспериментально показано, что, управляя составом и свойствами буферных жидкостей, можно удалять гидрофобные образования, формирующиеся на металлических поверхностях и горных породах в процессе цементирования скважин.

2. Состав буферной жидкости определяют свойства масляной основы и свойства отмывающих поверхностно-активных веществ.

3. Выявлена прямая зависимость отмывающей способности буферной жидкости от времени воздействия составов на гидрофобные пленки.

4. С увеличением количества порций буферных жидкостей, отмывающая способность значительно увеличивается, что говорит о целесообразности применения буферных составов с двумя и более порциями.

5. Результаты исследований подтвердили целесообразность дальнейшего изучения и применения буферных жидкостей с содержанием ПАВ. Важно использование различных ПАВ, как анионных, так и неионогенных снижающих поверхностное натяжение на границах раздела фаз и способствующих удалению углеводородной пленки с различных поверхностей.

6. Полученные данные послужат основой для оптимизации моющих составов в последующих исследованиях.

Список литературы

1. Парфирьев В.А., Овчинников В.П., Рожкова О.В. Промывочные жидкости на углеводородной основе (РУО) // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15-17 февраля 2022 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 199-202.
2. Кузнецов О.А., Кожевников Р.О., Мелешко Е.Я., Машаров М.Т. Моющая буферная композиция для улучшения качества крепления скважин, пробуренных с применением РУО // Бурение и нефть. – 2019. – №9. – С. 31-33.
3. Великоречин И.А., Четвертнева И.А. Критерии качества растворов на углеводородной основе // Инновационная наука. – 2025. – Т. 2, № 12-1. – С. 36-40.
4. Шарифуллина Р.Р., Денисенко Р.В. Преимущества и недостатки эмульсии второго рода // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ: Материалы конференции, Октябрьский, 27-28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 447-450.
5. Зимина Д.А., Козловский Д.Д. Повышение качества проводки ствола скважины под комбинированную колонну путем применения РУО // Инновационные научные исследования в современном мире: Сборник научных статей по материалам XV Международной научно-практической конференции, Уфа, 22 октября 2024 года. – Уфа: ООО "Научно-издательский центр "Вестник науки", 2024. – С. 40-45.
6. Мурясов Р.Р., Каримов К.Ф. Проблемы крепления скважин, пробуренных с применением растворов на углеводородной основе // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2025: Сборник трудов V Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов,

Октябрьский, 07 ноября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 961-965.
7. Свалов А.М. К решению проблемы качественного крепления нефтяных и газовых скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – №5(365). – С. 58-62. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-58-62.
8. Кармаенков М.С., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е., Ульянова З.В., Чудинов А.И., Сингатуллин Н.А. Комплексный подход к предупреждению межколонных и заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – №1(33). – С. 36-44. – DOI: 10.55557/24126497_2022_1_36-44.
9. Галиев А.Ф., Мардаганиев Т.Р., Перескоков К.А., Рафиков И.Р. Совершенствование технологических решений для повышения качества крепления скважин// Сборник тезисов докладов научно–технического форума ООО «СамараНИПИнефть», Самара, 01 июня – 30 сентября 2022 года. – Самара: ООО "Портал Инноваций", 2022. – С. 72-75.
10. Агзамов Ф.А, Садртдинов Р.Р. Отмывающая способность буферной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 23-27.
11. Сыркин Д.А., Ахмадишин Ф.Ф., Исхаков А.Р. Камашева Д.Н., Сафаров А. Х., Пименов А.А., Фаттахов И.Г. Исследование отмываемости пленки бурового раствора на углеводородной основе с поверхности горных пород специальными буферными жидкостями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – №7(391). – С. 22-27
12. Байгускаров А. Б. Современные подходы к снижению экологического вреда от растворов на углеводородной основе // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2025. – №2(30). – С. 24-29.
13. Беляев Д.А., Галявиев Э.М., Сурков А.С., Нурмухамедов Ч.И., Ташбулатов Р.Р. Сравнительный анализ минеральных и синтетических смазочных материалов: свойства, применение и эффективность // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2025. –№5-6. – С. 79-85. –DOI: 10.24412/0131-4270-2025-5-6-78-85.

References

1. Parfiryev V.A., Ovchinnikov V.P., Rozhkova O.V. Hydrocarbon-based drilling fluids (OBM) // Technological solutions for well construction at fields with complex geological and technological conditions of their development: materials of the II International Scientific and Practical Conference dedicated to the memory of Viktor Efimovich Kopylov, Tyumen, February 15-17, 2022. – Tyumen: Tyumen Industrial University, 2022. – P. 199-202.
2. Kuznetsov O.A., Kozhevnikov R.O., Meleshko E.Ya., Masharov M.T. Wash spacer fluid composition for cementing quality improvement in wells drilled with OBM // Drilling and oil. 2019. no. 9, pp. 31-33.
3. Velikorechin I.A., Chetvertneva I.A. Quality criteria for hydrocarbon-based fluids // Innovative Science. 2025, vol. 2, no. 12-1, pp. 36-40.
4. Sharifullina R.R., Denisenko R.V. Advantages and disadvantages of the oil-based mud // Proceedings of the 50th All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students, and Students with International Participation, Dedicated to the 75th Anniversary of USPTU: Conference Proceedings, Oktyabrsky, April 27-28, 2023. – Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2023. – P. 447-450.
5. Zimina D.A., Kozlovsky D.D. Improving the quality of wellbore drilling for a combined casing string through the use of rotary steerable systems // Innovative Scientific Research in the Modern World: Collection of scientific articles based on the proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference, Ufa, October 22, 2024. – Ufa: LLC "Scientific and Publishing Center "Bulletin of Science", 2024. – P. 40-45.
6. Muryasov R.R., Karimov K.F. Problems of cementing wells drilled with oil-based muds // Innovations and Development Prospects in the Oil and Gas Industry – 2025: Proceedings of the 5th International Scientific and Practical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students, and Students, Oktyabrsky, November 7, 2025. – Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2025. – P. 961-965.
7. Svalov A. M. Solution of the problem of high-quality cementing of oil and gas wells // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2022, no. 5(365), pp. 58-62. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-58-62
8. Karmaenkov M.S., Derendyaev V.V., Chernyshov S.E. Ulyanova Z.V., Chudinov A.I., Singatullin N.A. Integrated solutions for the prevention of inter-case and annular cross-flows in oil and gas wells // Scientific journal of the Russian gas society. 2022, no. 1(33), pp. 36-44. DOI: 10.55557/24126497_2022_1_36-44.
9. Galiev A.F., Mardaganiev T.R., Pereskokov K.A., Rafikov I.R. Improving technological solutions to enhance well cementing quality // Collection of abstracts from the scientific and technical forum of SamaraNIPIneft LLC, Samara, June 1-30 September, 2022. – Samara: Innovation Portal LLC, 2022. – P. 72-75.
10. Agzamov F.A., Sadrtdinov R.R. Washing ability of the buffer liquid with additives of powers-active substances // Bulatov Readings. 2018, vol. 3, pp. 23-27.
11. Syrkin D.A., Akhmadishin F.F., Iskhakov A.R., Kamasheva D.N., Safarov A.Kh., Pimenov A.A., Fattakhov I.G. Study of low-pressure washing of hydrocarbon-based drilling mud film from rock surfaces by special buffer fluids // Construction of Oil and Gas Wells Onshore and Offshore. 2025, no. 7(391), pp. 22-27.
12. Baiguskarov A.B. Modern approaches to reducing environmental harm from hydrocarbon-based solutions // Bulletin of the Young Scientist of USPTU. 2025, no. 2(30), pp. 24-29.

13. Belyaev D.A., Galyaviev E.M., Surkov A.S., Nurmukhamedov Ch.I., Tashbulatov R.R. Comparative analysis of mineral and synthetic lubricants: properties, application, and efficiency // Transport and storage of oil products and hydrocarbons. 2025, no. 5-6, pp. 78-85. DOI: 10.24412/0131-4270-2025-5-6-78-85.

Сведения об авторах:	*Information about authors:*
Мурясов Ринат Рамилевич – аспирант	**Muryasov Rinat Ramilevich** – postgraduate student
Каримов Камил Фанисович – студент	**Karimov Kamil Fanisovich** – student
Мулюков Ринат Абдрахманович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»	**Mulyukov Rinat Abdrachmanovich** – candidate of technical sciences, associate professor of the Department of drilling of oil and gas wells
Мурясова Аделина Рамилевна – студент	**Muryasova Adelina Ramilevna** – student
Гаймалетдинова Гульназ Леоновна – кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»	**Gaimaletdinova Gulnaz Leonovna** – candidate of technical sciences, associate professor of the Department of drilling of oil and gas wells
muryasov99@mail.ru	

Получена 23.09.2026