

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.492-507>

УДК 622.245.422

Разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава для проведения ремонтно-изоляционных работ

^{1,2}Фаттахов И.Г., ¹Гарифуллина З.А., ³Жиркеев А.С., ³Сахапова А.К.,
¹Хуснутдинова Р.Р.

¹Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

²ПАО Татнефть им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Development and selection of optimal cement designs for water shutoff jobs

^{1,2}I.G. Fattakhov, ¹Z.A. Garifullina, ²A.S. Zhirkeev, ²A.K. Sakhapova,
¹R.R. Khusnutdinova

¹Ufa State Petroleum Technical University (Oktyabrsky Branch), Oktyabrsky, Russia

²PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

³TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Аннотация. В настоящее время одним из актуальных вопросов при проведении ремонтно-изоляционных работ является разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава. Важность разработки обусловлена высокой обводненностью добываемой продукции скважин. От прочностных свойств закачиваемого раствора зависит рентабельность водоизоляционных работ. В статье рассматриваются составы на основе гипсового вяжущего вещества, состоящие из двухводного гипса или ангидрита. Дано описание их внешнего вида, способы получения, и рассмотрено влияние температурного воздействия на изменение свойств гипсового состава. Приводятся результаты лабораторных исследований в ходе которых проводили оценку сроков отверждения того или иного вещества, были изучены замедлители сроков отверждения раствора на основе воды и полуводного гипса.

Ключевые слова: тампонажный раствор, полуводный гипс, двухводный гипс, ангидрит, оптимальная рецептура, ремонтно-изоляционные работы, вяжущие составы, срок отвердевания

Для цитирования: Фаттахов И.Г., Гарифуллина З.А., Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Хуснутдинова Р.Р. Разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава для проведения ремонтно-изоляционных работ//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.492-507. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.492-507>

Abstract. Considering high watercut of the wellstream, the development and selection of efficient cement slurry designs for water shutoff jobs is one of the priorities in oil industry. The cost efficiency of water shutoff depends on the strength properties of the injected cement systems. The paper focuses on gypsum binder-based compositions comprising hemihydrate of calcium sulfate or anhydrite. The authors present description and production process of the compositions, analysis of the temperature effect on the change of properties, results of laboratory studies aimed to determine time of setting of the compositions' constituents, the effect of water- and hemihydrate of calcium sulfate-based retarders.

Key words: *cement slurry, hemihydrate of calcium sulfate, calcium sulfate dihydrate, anhydrite, optimal cement design, water shutoff jobs, filler-binding cement, time of setting*

For citation: I.G. Fattakhov, Z.A. Garifullina, A.S. Zhirkeev, A.K. Sakhapova, R.R. Khusnutdinova Razrabotka i podbor optimal'nyh receptur tamponazhnogo sostava dlja provedeniya remontno-izoljacionnyh rabot [Development and selection of optimal cement designs for water shutoff jobs]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(28), Part 2, 2021. pp. 492-507. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.492-507> (in Russian)

1. Введение

Необходимым условием успешного проведения РИР с применением тампонирующих составов является качество и прочность тампонажного раствора. Подбор оптимальной рецептуры тампонажного состава, и разработка оптимальной технологии приготовления и закачивания является залогом успеха данного вида работ. При выборе тампонирующего раствора необходимо учитывать подвижность состава. Подвижность состава должна быть такой, при которой возможно закачивать раствор в скважину насосами, и таковой сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса закачивания или установки в запланированный интервал. Так же необходимым условием является структурообразование состава, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну должно проходить быстро. Тампонажный состав на стадиях загустевания и после схватывания должен иметь структуру сформировавшегося камня и быть непроницаемым для воды, нефти и газа [1-3].

2. Материалы и методики

Исследование и разработка оптимальных решений является приоритетной и интересной задачей для научной инженерии и нефтегазовой отрасли. Среди большого количества составов и материалов, используемых для водоизоляционных работ, особое место занимают вяжущие вещества на основе гипса.

Вяжущие вещества на основе гипса, это материалы и составы, где присутствуют ангидрид и полуводный гипс.

Гипсовые вяжущие могут быть получены следующими способами [4]:

- термическое и механическое воздействие на исходное обрабатываемое сырье;
- механическое воздействие (помол) исходного обрабатываемого сырья совместно с активатором твердения;
- механическое воздействие (помол).

В зависимости от температурного режима вяжущие на основе гипса классифицируются на высокотемпературные (ангидрит) и низкотемпературные (гипсовые составы).

Высокотемпературные – термовоздействие (обжиг) гипса на безводной основе происходит при температуре от 600-900 С°, составы, полученные данным методом характеризуется более медленным отвердеванием.

Низкотемпературные – термовоздействие на гипс на безводной основе происходит при температуре от 110-180 С°, состав выполненный данным методом характеризуется более быстрым переходом в твердое агрегатное состояние (отвердевание).

Низкотемпературные вяжущие составы на основе гипса:

1. Гипс строительный;
2. Гипс формовочный;
3. Гипс технический;
4. Вяжущие на основе гипса и содержащих гипс материал.

Высокотемпературные вяжущие составы на основе гипса:

1. Вяжущий состав на основе гипса и ангидрита (ангидритовый цемент);
2. Эстрих-гипс, полученный высокотемпературным обжигом и последующим измельчением.

Гипсовые ангидритовые составы возможно получить и без термического воздействия путем измельчения (помола) ангидрита с добавлением активаторов твердения. Часто при производстве вяжущих гипсовых составов используют природный гипс (двуводный), так же используют ангидрит.

Гипс двуводный представляет из себя мягкий, вязкий минерал белого цвета, сложенный из кристаллов серно-кислого кальция разных размеров с плотностью чистого двуводного гипса 2320 кг/м^3 .

Гипсовый камень - это природный материал осадочного происхождения полученный вследствие плотных образований при испарении подводных озер. По геологическому строению горной породы гипсы подразделяются на шпат гипсовый, гипс прозрачный (кристаллический), волокнистый гипс (селенит), зернистый (алебастр).

Минерал, являющийся осадочным продуктом горных пород, представляющий безводный сульфат кальция называют – ангидрит. Цвет кристаллов ангидрита может быть серый, белый, голубоватый или красный в зависимости от примесей. Ангидрит не устойчив к влаге, при накапливании влаги увеличивается в размерах, при контакте с водой превращается в гипс и увеличивается в объеме (примерно на 60 %), образуя ангидритогипсовые слои с мелкой пloidчатостью. Так же ангидрит обладает большей твердостью и большим удельным весом по сравнению с двуводным гипсом.

В процессе исследований при разработке рецептур тампонажных растворов первоначально группой ученых был применен технический гипс. В качестве технического гипса использовали вяжущее гипсовое для

буровых растворов производства ЗАО «Самарский гипсовый комбинат». Указанное гипсовое вяжущее изготовлено на основе полуводного гипса, сроки его отверждения при температуре 21 °С представлены в табл. 1.

Таблица 1

Сроки отверждения вяжущего гипсового для буровых растворов

№ п/п	Тип используемой воды	Водогипсовое отношение	Сроки отверждения, мин	
			начало	конец
1	пресная	1,0	15	20
2	пластовая плотностью 1180 кг/м ³	1,0	15	30

Так же проводили лабораторную оценку сроков отверждения при различных, отличных от указанных в табл. 1, водогипсовых соотношениях, в том числе используя в качестве гипсового вяжущего строительный гипс, изготовленный на основе полуводного гипса. Во всех случаях сроки отверждения раствора не превышали 40 минут.

Из указанного следует, что растворы на основе воды и полуводного гипса обладают скоротечным отверждением, использование их для тампонажных работ в скважинах представляется опасным из-за возможности возникновения аварийной ситуации.

В ходе работы авторами были изучены возможности регулирования (замедления) сроков отверждения растворов на основе воды и полуводного гипса. Наиболее часто для замедления отверждения полуводного гипса применяют химические добавки двух типов.

1. Вещества, снижающие растворимость гипса в воде и тем самым замедляющие его превращение в двуводный сернокислый кальций. Среди подобных веществ можно упомянуть, например, сахар, глицерин, этиловый спирт, эфир, уксусную кислоту, кислоты молочную и лимонную и их натриевые и калиевые соли, кислоты борную, фосфорную и их натриевые, калиевые и аммонийные соли.
2. Вещества, действие которых основано на замедлении кристаллизации вновь образующегося двуводного сернокислого кальция. Среди по-

добных веществ можно упомянуть, например, уксуснокислый кальций, углекислый кальций, углекислый магний, амифол - смесь аммонийных солей кислот, оксиэтилендифосфоновую кислоту; нитрилотриметилфосфоновую кислоту.

Нами была проведена лабораторная проверка замедления сроков отверждения полуводного гипса с использованием химических добавок из обеих указанных групп - нитрилотриметилфосфоновой кислоты и лимонной кислоты. В качестве нитрилотриметилфосфоновой кислоты использовали продукт ХЕЛЛАН KW 1100, изготовленный в соответствии с ТУ 2458-007-50643754-2005, его показатели представлены в табл. 2.

Таблица 2

Физико-химические показатели продукта ХЕЛЛАН KW 1100

№ п/п	Наименование показателя	Норма по ТУ	Фактически по анализу
1	Внешний вид	Порошок белого цвета	Порошок белого цвета
2	Значение pH (1 % раствор при 20 °С), не более	2,0	1,4
3	Массовая доля основного вещества, %, не менее	98,0	98,8

Лимонную кислоту использовали произведённую по стандарту (ГОСТ 908-2004 - Кислота лимонная моногидрат. Технические условия). Основные показатели использованной лимонной кислоты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Физико-химические показатели лимонной кислоты

Наименование показателя	Норма
Идентификация лимонной кислоты	Выдерживает испытание
Массовая доля лимонной кислоты моногидрата ($C_6H_8O_7 \cdot H_2O$), %, не менее	99,5
не более	100,5
Массовая доля воды, %, не менее	7,5
не более	8,8

3. Результаты

Результаты проведенных исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса с замедлителями отверждения представлены в табл. 4.

Таблица 4

*Результаты исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса и пресной воды с замедлителями отверждения**

№ п/п	Тип замедлителя	Содержание замедлителя в воде затворения, %	Водогипсовое отношение	Сроки отверждения, мин	
				начало	конец
1	Лимонная кислота	0,25	1	130	190
2	Лимонная кислота	1,0	1	140	240
3	ХЕЛЛАН KW 1100	0,05	1	10	20
4	ХЕЛЛАН KW 1100	0,25	1	20	50
5	ХЕЛЛАН KW 1100	0,5	1	более 150	-

** результаты для разных партий гипса могут существенно отличаться, требуется лабораторная проверка*

Как видно из результатов исследований приведённых в табл. 4, сроки отверждения тампонажных растворов на основе полуводного гипса могут регулироваться в широких пределах с использованием различных типов замедлителей. Однако следует отметить, что сроки отверждения необходимо уточнять для каждой новой партии полуводного гипса. При соответствии сухого полуводного гипса из разных партий требованиям технических условий производителей, при водогипсовом отношении, которое целесообразно использовать при тампонажных работах в скважинах, сроки отверждения для разных партий могут существенно разниться, при этом сроки отверждения будут отличаться и в течение всего срока хранения гипса.

С целью исключения необходимости многократных проверок рецептур тампонажного раствора на основе полуводного гипса перед каждым применением в скважине был проработан вопрос затворения полуводного гипса на безводных жидкостях. Раствор полуводного гипса, затворённый

на безводной жидкости будет отверждаться только при контакте с водой в изолируемом интервале, поэтому, необходимость контрольных проверок рецептур исключается.

При проведении лабораторных исследований авторами было установлено, что приготовление раствора полуводного гипса возможно на основе тосола (полигликолей), глицерина, изопропилового спирта. Указанные растворы не густели, и не отверждались в течение 5 часов и более, но при контакте с водой происходило образование тампонажного камня. Указанные жидкости не имеют широкого применения при ремонте скважин. Поэтому была оценена возможность использования доступных в ОАО «Татнефть» углеводородных жидкостей: нефти товарной, растворителя парафинов нефтяного (РПН), печного топлива, дизельного топлива [6].

РПН представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость, что повышает пожароопасность, кроме того РПН наиболее дорогой из перечисленных жидкостей, поэтому в дальнейших исследованиях РПН не использовали.

Были проведены оценочные исследования с использованием в качестве дисперсионной среды товарной девонской нефти и дизельного топлива, которые показали, что вязкость полученных растворов на товарной нефти превышает вязкость сходных по содержанию гипсарастворов затворённых на дизельном топливе. Увеличение вязкости вызвано наличием в составе нефти АСПО. Наибольшее влияние на вязкость раствора оказывает вода, содержащаяся в товарной нефти в незначительном количестве. Даже небольшое содержание воды в дисперсионной среде приводит к началу реакции гидратации гипса, вызывающей резкое загустевание раствора. Требования ГОСТ 305-82 (Топливо дизельное. Технические условия) регламентируют полное отсутствие воды в дизельном топливе, соответственно, затворённый на дизельном топливе раствор не содержит воды способной вызывать гидратацию цемента и загустевание раствора.

Вязкость печного топлива на 15-20 % больше чем у дизельного топлива, раствор затворённый на печном топливе имеет вязкость уже на 40-50 % большую, чем раствор затворённый на дизельном топливе, поэтому использование дизельного топлива гораздо предпочтительнее. Все дальнейшие исследования проводились с использованием в качестве дисперсионной среды дизельного топлива. В дизельное топливо для получения оптимальных свойств производилась добавка поверхностно-активных веществ.

Результаты исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса и дизельного топлива представлены в табл. 5.

Таблица 5

Результаты исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса и дизельного топлива

Отношение ДТ/гипс	ПАВ Неомиол, мл	ПАВ Солвгель, мл	Растекаемость раствора, мм	Примечание
0,41	1,05	0,3	не прокачиваемый раствор	-
0,78	1,05	0,3	140	-
1,0	1,05	0,3	170	-
1,1	1,05	0,3	260	при добавлении воды через 10 мин началось отверждение снизу через 60 мин раствор полностью отвердел

Из результатов исследований следует, что оптимальная вязкость раствора достигается при соотношении дизельного топлива и полуводного гипса равного 1,1.

Применение растворов гипса затворённых на безводной жидкости представляется наиболее эффективным с точки зрения достижения эффекта при проведении тампонажных работ в условиях высокой приёмистости. Однако, существует высокая опасность аварийной ситуации из-за незапланированного отверждения раствора вне изолируемого интервала при кон-

такте с любой жидкостью на водной основе [7, 8].

С учётом изложенного, для исключения необходимости многократных проверок рецептур тампонажного раствора на основе полуводного гипса перед каждым применением, а также для повышения безопасности проведения работ была изучена возможность использования для изоляционных работ тампонажного состава на основе медленно твердеющего ангидритного гипсового вяжущего и воды. Ангидрит или безводный сульфат кальция (CaSO_4) это медленнотвердеющее вяжущее, которое после затворения водой постепенно переходит в двуводный сульфат кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), приобретая высокую конечную прочность.

В качестве медленно твердеющего гипсового вяжущего использовали молотый гипсовый ангидрит, а также ангидритный цемент. При проведении исследований использовали тонкомолотый ангидрит техногенного происхождения, его характеристики представлены в табл. 6.

Таблица 6

Технические характеристики тонкомолотого ангидрита техногенного происхождения

Наименование показателей	Показатель
Массовая доля серного ангидрита (SO_3), не менее, %	40
Массовая доля оксида кальция (CaO), не более, %	10
Степень помола, остаток на ситах с размерами ячеек 0,2 мм, не более, %	15
Цвет	светло серый
Запах	без запаха

Так же при проведении лабораторных исследований данной группой ученых использовался ангидритный цемент. Цемент ангидритовый представляет собой тонкомолотую смесь из техногенного ангидрита и специальной добавки. Отличается от полуводного гипса значительно удлиненным временем начала схватывания и графиком набора начальной прочности, а от молотого ангидрита сокращённым временем начала схватывания.

Ангидритовые вяжущие твердеют без усадки и расширения, прочность полученного камня не уступает прочности камня из строительного

гипса. Коэффициент размягчения (водостойкости) тампонажного камня, полученного из ангидритовых вяжущих в 1,8-3 раза превышает этот же показатель для камня, получаемого из обычного строительного гипса.

Результаты исследований тампонажных растворов на основе ангидритных вяжущих представлены в табл. 7.

Таблица 7

***Результаты исследований тампонажных растворов
на основе ангидритных вяжущих***

№	Цемент ангидритный, г	Ангидрит молотый, г	Вода, мл	Результат
1	20	-	20	Отвердел за время > 7 ч и < 23 ч
2	-	20	20	Отвердел за время > 24 ч и < 30 ч
3	20	-	20	Отвердел за время > 7 ч и < 15 ч
4	-	20	20	Отвердел за время > 26 ч и < 38 ч
5	20	-	18	Через 7 ч не прокачиваемый раствор
6	20	-	16	Через 2 часа начало отверждения, через 3 - не прокачиваемый
7	20	-	14	Через 2-3 часа начало отверждения, через 5 - не прокачиваемый
8	100	-	90	Через 7 ч не прокачиваемый раствор
9	100	-	75	Через 160 мин не прокачиваемый раствор
10	100	-	80	Через 160 мин не прокачиваемый раствор

Результаты исследований, приведённые в табл. 7 свидетельствуют, что возможно применение для тампонажных работ составов на основе ангидритных вяжущих без дополнительного использования замедлителя отверждения. Стоимость ангидритных вяжущих не превышает стоимость строительного гипса.

При проведении тампонажных работ в условиях высокой приёмистости тампонажный состав должен обладать минимальным разрывом во времени начала и конца отверждения. Получение таких составов возможно, однако их применение будет связано с кропотливой работой по подбору и повторных проверках точных рецептур. При реальном проведении работ в промысловых условиях трудно точно предугадать время закачивания рас-

творца, всегда можно ожидать задержки в проведении работ по тем или иным причинам [9,10]. В связи с этим, предлагается использовать в работе тампонажные растворы на основе ангидритных вяжущих со временем начала отверждения около 2-х часов. Тампонажные растворы на основе ангидритного вяжущего могут мгновенно отверждаться в полном объёме при контактировании с щелочными растворами. Поэтому, предлагается для гарантированного отверждения тампонажного раствора сразу после попадания в изолируемый интервал дополнительно проводить последовательную закачку оторочек из щелочных жидкостей. В качестве щелочной жидкости возможно использование водного раствора каустической соды (едкого натра), однако, с точки зрения безопасности и простоты проведения работ, наиболее перспективно использование оторочек силиката натрия (жидкого стекла).

Технология будет реализовываться с использованием типового оборудования и будет заключаться в закачке 2-5 циклов оторочек из ангидритного вяжущего затворённого на пресной или минерализованной воде в объёме 1-2 м³; буфера из пресной воды в объёме 0,2-0,5 м³ и жидкого стекла в объёме 1-2 м³ [5]. Затворение ангидритного вяжущего на минерализованной воде повышает изолирующие свойства тампонажной массы. В состав оторочки содержащей ангидритный цемент возможно дополнительное введение водонабухающего полимера и фиброволокна. При контактировании в изолируемой зоне раствора закачиваемых реагентов произойдёт мгновенно отверждение в полном объёме, как ангидритного вяжущего, так и жидкого стекла. Пока состав будет закачиваться (в движении), отверждение происходить не будет, после попадания в изолируемый интервал и остановки закачивания произойдёт скоротечное отверждение состава вызывающее блокирование изолируемой зоны [11-14].

Имеются российские производители ангидритных вяжущих, эти вяжущие экологически безопасны.

4. Заключение

По результатам опытно-лабораторных исследований подбора оптимальных рецептур тампонажного состава выявлено, что по сравнению с остальными рассмотренными разновидностями веществ, наиболее оптимальной является рецептура на основе ангидритных вяжущих. Преимуществами вяжущих является: 1) быстрое отверждение; 2) способность твердеть без усадки и расширения; 3) высокая прочность; 4) высокий коэффициент водостойкости; 5) относительно недорогая стоимость материала; 6) экологически безопасны.

Так, тампонажные растворы на основе ангидритных вяжущих обладают всеми необходимыми свойствами, обеспечивающие качественное и безопасное проведение РИР в условиях повышенной обводненности и соответствуют всем предъявляемым требованиям.

Список литературы

1. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
2. Дерендяев Р.А., Слушкина А.Ю. Исследование физико-химических свойств технологий, направленных на изоляцию водопритока // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых Том: 1 Год: 2019 Стр: 117-119.
3. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. - 236 с.
4. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2000. – 424 с.
5. Хуснутдинова Р.Р., Фаттахов И.Г., Жиркеев А.С., Сахапова А.К. Обзор опубликованных принципов вычислений, используемых для разработки дизайна ремонтно-изоляционных работ // Природные энергоносители и углеродные материалы & Natural energy sources and carbon materials. – 2021. – № 3(09); URL: energy-sources.esrae.ru/3-31.
6. Сафиуллина А.Р., Андреев В.Е., Фаттахов И.Г. Обзор композиций для проведения водоизоляционных работ / сборник научных трудов Нефтегазовые технологии и новые материалы. проблемы и решения. ГАНУ «Институт стратегических исследований РБ». Уфа, 2019. Стр: 216-220.
7. Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells / N. Ahmad, S. Aramco, H. Al-Shabibi, M. Zeybek, S. Malik // SPE 162287.
8. Louis Hernando; Nicolas Martin; Alain Zaitoun; Hilal Al Mufargi; Hamood Al Harthi; Ahmed Al Naabi; Khamis Al Subhi; Mohammed Talib Al Harrasi Successful Water Shutoff Treatment of Fractured Carbonate Horizontal Well Under Aquifer Pressure Sup-

- port Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020. Paper Number: SPE-203394-MS <https://doi.org/10.2118/203394-MS>
9. Nurhazwane Abdul Fadil, Sonny Irawan, Nur Amelia Mohd Isa, Siti Rohaida Shafian Gelation Behavior of Polyacrylamide Reinforced with Nano-Silica for Water Shutoff Treatment in Oil Field Solid State Phenomena (Volume 307) July 2020 Pages: 252-257 <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.307.252>
 10. Fattakhov I.G. Using artificial neural networks for analyzing efficiency of advanced recovery methods/ I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, I.D. Nabiullin, R.R. Sakhibgaraev, A.N. Fokin // Electronic scientific journal "Biosciences biotechnology research Asia", 2015, Vol.12, №2, pp. 1893-1902. <http://www.biotech-asia.org/download/Irik-Galikhanovich-Ramzis-Rakhimovich-Kadyrov-Ildar-Danilovich-Nabiullin-Ramis-Rasilevich-Sakhibgaraev-and-Anatolij-Nikolaevich-Fokin/BBRAV12I02P1893-1902.pdf>
 11. Nurgaliev, R.Z., Kozikhin, R.A., Fattakhov, I.G., Kuleshova, L.S., Gabbasov, A.Kh. Prospects for the use of new technologies in assessing the impact of geological and technological risks IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019, 378(1), 012117
 12. Nurgaliev, R.Z., Kozikhin, R.A., Fattakhov, I.G., Kuleshova, L.S. Application prospects for new technologies in geological and technological risk assessment Gornyi Zhurnal, 2019, (4), p. 36–40
 13. Bakhtizin, R.N., Fattakhov, I.G., Kadyrov, R.R., Safiullina, A.R. Integral analysis aimed at identification and analytical solution of issues on oil recovery efficiency enhancement International Journal of Applied Engineering Research, 2016, 11(3), p. 1612–1621.
 14. L. F. Yusupova, K. M. Khalikova, R. R. Khusnutdinova. Technological feature of water shutoff operations. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 868 (2021) 012086 DOI:10.1088/1755-1315/868/1/012086.

References

1. Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Yagafarov A.K. *Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Theory and practice of water shutoff operations in oil and gas wells]. Tyumen: TyumGNGU Publ., 2010. 344 p. (in Russian)
2. Derendyaev R.A., Slushkina A.Yu. *Issledovanie fiziko-khimicheskikh svoistv tekhnologiy, napravlennykh na izolyatsiyu vodopritoka* [Study of physicochemical characteristics of water shutoff technologies]. Problemy Razrabotki Mestorozhdeniy Uglevodorodnykh i Rudnykh Poleznykh Iskopaemykh [Development Issues of Oil and Ore Mineral Resources Development], 2019, Vol. 1. pp. 117-119. (in Russian)
3. Blazhevich V.A., Umrikhina E.N., Umetbaev V.G. *Remontno-izolyatsionnye raboty pri ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* [Water shutoff jobs in process of oil fields development]. Moscow: Nedra Publ., 1981. 236 p. (in Russian)
4. Umetbaev V.G., Merzlyakov V.F., Volochkov N.S. *Kapitalnyi remont skvazhin. Izolyatsionnye raboty* [Well workover. Water shutoff jobs]. Ufa: RITs ANK Bashneft Publ., 2000. 424 p. (in Russian)
5. Khusnutdinova R.R., Fattakhov I.G., Zhirkeev A.S., Sakhapova A.K. *Obzor opublikovannykh printsipov vychisleniy, ispolzuemykh dlya razrabotki dizaina remontno-izolyatsionnykh rabot* [Review of literature on calculation principles used for development of water shutoff design]. Prirodnye Energonositeli i Uglerodnye Materialy [Natural Energy Sources and Carbon Materials], 2021, No. 3(09); URL: energy-sources.esrae.ru/3-31
6. Safiullina A.R., Andreev V.E., Fattakhov I.G. *Obzor kompozitsiy dlya provedeniya vodoizolyatsionnykh rabot* [Review of compositions for water shutoff]. Collection of

- scientific papers Oil and Gas Technologies and Novel Materials. Issues and Solutions. Strategic Research Institute Publ. Ufa, 2019. pp: 216-220. (in Russian)
7. Ahmad N., Aramco S., Al-Shabibi H., Zeybek M., Malik S. Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells. SPE 162287.
 8. Louis Hernando, Nicolas Martin, Alain Zaitoun, Hilal Al Mufargi, Hamood Al Harthi, Ahmed Al Naabi, Khamis Al Subhi, Mohammed Talib Al-Harrasi Successful Water Shutoff Treatment of Fractured Carbonate Horizontal Well Under Aquifer Pressure Support. SPE 203394-MS presented at Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020. <https://doi.org/10.2118/203394-MS>
 9. Nurhazwane Abdul Fadil, Sonny Irawan, Nur Amelia Mohd Isa, Siti Rohaida Shafian Gelation Behavior of Polyacrylamide Reinforced with Nano-Silica for Water Shutoff Treatment in Oil Field Solid State Phenomena. (Volume 307) July 2020 pp.: 252-257. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/SSP.307.252>
 10. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Nabiullin I.D., Sakhibgaraev R.R., Fokin A.N. Using artificial neural networks for analyzing efficiency of advanced recovery methods. Electronic scientific journal Biosciences Biotechnology Research Asia, 2015, Vol. 12, No. 2, pp. 1893-1902. <http://www.biotech-asia.org/download/Irik-Galikhanovich-Ramzis-Rakhimovich-Kadyrov-Ildar-Danilovich-Nabiullin-Ramis-Rasilevich-Sakhibgaraev-and-Anatolij-Nikolaevich-Fokin/BBRAV12I02P1893-1902.pdf>
 11. Nurgaliev R.Z., Kozikhin R.A., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Gabbasov A.Kh. Prospects for the use of new technologies in assessing the impact of geological and technological risks. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019, 378(1), 012117
 12. Nurgaliev R.Z., Kozikhin R.A., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S. Application prospects for new technologies in geological and technological risk assessment. Gornyi Zhurnal, 2019, (4), p. 36-40
 13. Bakhtizin R.N., Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Safiullina A.R. Integral analysis aimed at identification and analytical solution of issues on oil recovery efficiency enhancement. International Journal of Applied Engineering Research, 2016, 11(3), p. 1612-1621.
 14. Yusupova L.F., Khalikova K.M., Khusnutdinova R.R. Technological feature of water shutoff operations. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 868 (2021) 012086 DOI:10.1088/1755-1315/868/1/012086.

Сведения об авторах

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, доцент, начальник отдела организации работ по ПНП управления по ремонту скважин и ПНП, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: irik-fattakhov@yandex.ru

Гарифуллина Зульфия Асгатовна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры гуманитарных и социально экономических наук, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в г. Октябрьский
Россия, 452607, Республика Башкортостан, Октябрьский, ул. Девонская, 54а
E-mail: gza96@ya.ru

Жиркеев Александр Сергеевич, кандидат технических наук, Заведующий сектором организации промысловых работ Лаборатории обработки призабойной зоны пласта и водоизоляционных работ Отдела эксплуатации и ремонта скважин, институт ТатНИПИнефть
Россия, 423241, Республика Татарстан, Бугульма, ул. М. Джалиля, 64
E-mail: jirkeev@tatnipi.ru

Саханова Альфия Камилевна, кандидат технических наук, Заведующая сектором лабораторных исследований Лаборатории обработки призабойной зоны пласта и водоизоляционных работ Отдела эксплуатации и ремонта скважин, институт ТатНИПИнефть
Россия, 423241, Республика Татарстан, Бугульма, ул. М. Джалиля, 64
E-mail: ers119@tatnipi.ru

Хуснутдинова Регина Рафаэлевна, ассистент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в г. Октябрьский
Россия, 452607, Республика Башкортостан, Октябрьский, ул. Девонская, 54а
E-mail: husnutdinova.1986@mail.ru

Authors

I.G. Fattakhov, Dr.Sc., Assistant Professor, Head of IOR Operations, Workover and IOR Department, PJSC TATNEFT
75, Lenin st., Almetьевsk, 423450, Russian Federation
E-mail: irik-fattakhov@yandex.ru

Z.A. Garifullina, PhD (Econ.), Assistant Professor of Human and Social Sciences Chair, Oktyabrskiy Branch of Ufa State Oil Technical University
54 a, Devonskaya st., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation
E-mail: gza96@ya.ru

A.S. Zhirkeev, PhD, Chief of Field Operations Sector, BHZ Treatment and WSO Laboratory, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT
64, Musa Jalil st., Bugulma, 423241, Russian Federation
E-mail: jirkeev@tatnipi.ru

A.K. Sakhapova, PhD, Head of Laboratory Research Sector, BHZ Treatment and WSO Laboratory, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT
64, Musa Jalil st., Bugulma, 423241, Russian Federation
E-mail: ers119@tatnipi.ru

R.R. Khusnutdinova, Teaching Assistant of Exploration and Reservoir Engineering Chair, Oktyabrskiy Branch of Ufa State Oil Technical University
54 a, Devonskaya st., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation
E-mail: husnutdinova.1986@mail.ru

Статья поступила в редакцию 01.12.2021

Принята к публикации 09.12.2021

Опубликована 30.12.2021