

УДК 622.245.422.6

Ф.А. Агзамов, А.С. Маскенов, Н.Н. Шантасов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОК ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ КРЕПИ СКВАЖИНЫ

Farit A. Agzamov, Arman S. Maskenov, Nursultan N. Shantasov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

INVESTIGATION OF ADDITIVES FOR SELF-HEALING OF CEMENT SHEATH

Введение

В статье рассматривается концепция применения современных материалов для самовосстановления цементного камня, применение которой позволит повысить качество строительства нефтяных и газовых скважин, а также обеспечить более безопасное проведение работ с экологической точки зрения. На сегодняшний день самовосстановление цементного камня представлено тремя концептуальными подходами: системы самовосстановления на основе капсул (гранул), в оболочке сосуда (волокно) и без оболочек.

Цели и задачи

Провести экспериментальные исследования по изучению влияния добавления резиновой крошки на самовосстанавливающую способность цементного камня.

Результаты

Рассмотрено самовосстановление цементного камня после создания искусственных трещин. Произведена оценка набухания реагента в воде. Определена эффективность действия различных гидрофобизаторов. Исследовано влияние различных сред на кинетику набухания, а также влияние температуры среды на процесс самовосстановления. Результаты исследования доказывают принципиальную возможность существования самозалечивающихся цементов, и, как следствие, возможность восстановления крепи скважины.

Background

The article discusses the concept of using modern materials for self-healing cement stone, the use of which will improve the quality of construction of oil and gas wells, as well as ensure a safer work from an environmental point of view. To date, self-healing of cement stone is represented by three conceptual approaches: self-healing systems based on capsules (granules), in the shell of the vessel (fiber) and without shells.

Aims and Objectives

Conduct experimental studies on the effect of adding rubber particles on the self-healing ability of cement stone.

Results

The paper discusses the self-healing of cement stone after creating artificial cracks. The evaluation of the swelling of the reagent in water. The effectiveness of the action of various water repellents is determined. The effect of various media on the kinetics of swelling, as well as the effect of medium temperature on the self-healing process, is investigated. The research results prove the fundamental possibility of the existence of self-healing cements and the possibility of the restoration of cement sheath.

Ключевые слова: добавка; трещина; самозалечивающийся цемент; водонабухающая резина; герметичность затрубного пространства; межпластовые перетоки

Key words: modifying additive; crack; self-healing cement; water-swelling rubber; annulus integrity; crossflows

Несмотря на быстрые темпы развития технологий в нефтегазовой отрасли проблема качественного крепления нефтяных и газовых скважин остается нерешенной. Различные осложнения, такие как перетоки флюида между пластами, проявления в затрубном пространстве, приводят к обводнению добываемой продукции [1].

Как известно, наиболее уязвимым элементом конструкции скважины является цементное кольцо, которое подвергается воздействию различных технологических нагрузок. Эти нагрузки приводят к образованию сети трещин и, как следствие, к потере герметичности. Вторичное вскрытие продуктивного пласта характеризуется перфорацией цементного камня, это, в свою очередь, снижает его прочность. Характер снижения прочности определяется различными факторами и напрямую зависит от вида перфорации.

Еще одним фактором, оказывающим воздействие на процесс цементирования и качество получаемого цемента, является рост температуры и давления с глубиной скважины [2]. Так как строительство скважин характеризуется отсутствием допуска в нее человека, осмотр и исследование состояния крепи в период эксплуатации скважины - это невыполнимая задача.

Таким образом, для решения данной проблемы возникает необходимость применения новых технологий. Наиболее перспективной и малоизученной является деятельность, направленная на разработку тампонажного материала, способного самовосстанавливаться. Это позволит не только повысить качество строительства скважин, но и сократить расходы, связанные с их ремонтом и восстановлением [3, 4].

Самозалечивающиеся цементы сегодня разрабатываются в некоторых зарубежных и отечественных компаниях. Принцип «самозалечивания» заключается в восстановлении целостности цементного камня с использованием специальных комплексных и модифицирующих добавок.

Понятие самоисцеляющихся полимерных материалов известно уже с 1980-ых гг. В 1981 г. в своей работе Дональд Джуд отразил возможность исцеления невидимых микротрещин при помощи полимерных компонентов с целью продления срока службы цементного камня [5].

Самовосстанавливающиеся материалы можно разделить на три большие группы: инкапсулированные (гранулы), в оболочке сосуда (волокно) и без оболочек. Каждая группа отличается механизмом, используемым для активации «самозалечивающих» агентов.

Очевидно, что эффект восстановления не может появиться из ниоткуда - это сложное явление, которое активируется под воздействием какой-то внешней силы (например воды). Активация протекает в несколько стадий.

На первой стадии при повышении нагрузки на камень в нем появляется канал (трещина), на втором этапе происходит появление воды, которая в нашем случае играет роль пускового механизма в процессе «самозалечивания»; третий этап - закупорка самой водопроводящей трещины. Отсутствие водопроявлений - это результат эффективной работы агента на третьем этапе [6, 7].

Хотя возникновение трещин в цементном камне учитывается во время проектирования скважины, это не гарантирует полное отсутствие дополнительных затрат на ремонтные работы.

Некоторые из них могут серьезно повлиять на долговечность и устойчивость крепи.

Таким образом, применение самовосстанавливающегося цемента позволит избежать прямых и косвенных расходов, вызванных ремонтными работами [8]. В свою очередь, наблюдения многих ученых доказывают принципиальную возможность залечивания трещин в цементном камне естественным путем, без каких-либо конкретных модификаторов, этот феномен вызван «аутогенным» заживлением [9-12].

Нами выбран принцип «самозалечивания» поврежденного цементного камня при помощи блокирования каналов набухающими частицами, добавляемыми в тампонажный раствор.

Модифицирующие добавки после вторичного взаимодействия с водой активируются и в течение определенного промежутка времени перекрывают трещины. При этом важнейшими требованиями к модифицирующей добавке являются значительная величина набухания для герметизации больших трещин и отсутствие набухания в цементном растворе в период от затворения до затвердевания.

Кроме того, добавка должна иметь свойства многофазового набухания, не должна влиять на технологические свойства тампонажного раствора и получаемого камня. В качестве модифицирующей добавки была рассмотрена водонабухающая резина.

Схематичное изображение структуры данной добавки представлено на рисунке 1.

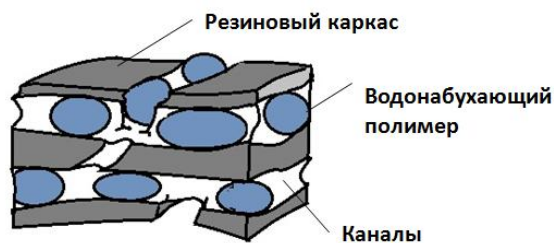


Рисунок 1. Структура водонабухающей резины

Она представляет собой высокопористый резиновый каркас, в каналах которого находится водонабухающий полимер. Поскольку вода является активатором этого полимера, то проникая в каналы, она вызывает его гидратацию. Увеличиваясь в объеме, полимер также расширяет резиновый каркас и блокирует трещины в цементном камне, препятствуя дальнейшему притоку пластовой воды.

На первом этапе исследования была проведена оценка кинетики набухания на приборе ПНГ по методу Жигача-Ярова, которая показала, что добавки начали сразу набухать при растворении в воде, в минерализованной воде и в насыщенном растворе гашеной извести.

Таким образом, в чистом виде она не может быть использована в качестве модифицирующей добавки. Для предупреждения преждевременного набухания (в процессе приготовления и закачки цементного раствора) возникает необходимость в создании защитной водонепроницаемой оболочки, которая должна временно приостановить активацию полимера.

В качестве защитного компонента было рассмотрено несколько видов гидрофобизаторов, среди которых порошкообразный *стеарат кальция* и жидкий гидрофобизатор *ГФ-12* (таблица 1).

По полученным результатам были построены графики набухания резины, обработанной различными видами гидрофобизаторов (рисунок 2).

Из рисунка 2 можно видеть, что наиболее эффективным замедлителем процесса набухания резиновой крошки является гидрофобизатор *ГФ-12*. Вероятнее всего, это связано с тем, что жидкий гидрофобизатор лучше проникает в каналы резиновой крошки и образует на ее поверхности устойчивую водоотталкивающую пленку. Порошковый *стеарат кальция*, локально адсорбируясь на поверхности добавки, лишь частично блокирует доступ воды к водонабухающему полимеру.

Ниже представлены результаты, полученные при испытании добавки с использованием этого гидрофобизатора в соленой, щелочной и нейтральной средах (таблица 2).

Таблица 1. Набухание резины, обработанной различными гидрофобизаторами

Время, мин	Высота образцов			
	резина без обработки	резина + стеарат (0,5 %)	резина + стеарат (0,15 %)	резина + ГФ-12
0	1,28	1,22	4,71	0,84
1	2,82	0,38	1,09	0,26
5	4,92	0,83	2,49	0,81
10	6,12	1,15	3,09	1,20
20	7,32	1,39	3,60	1,59
60	8,41	2,39	4,76	2,55
120	8,41	3,03	5,01	2,93
180	8,41	3,63	5,36	3,05
300	8,49	4,40	5,76	3,11
420	8,49	4,84	5,77	3,12
900	8,49	5,25	6,43	3,12
1440	8,56	5,57	6,59	3,12

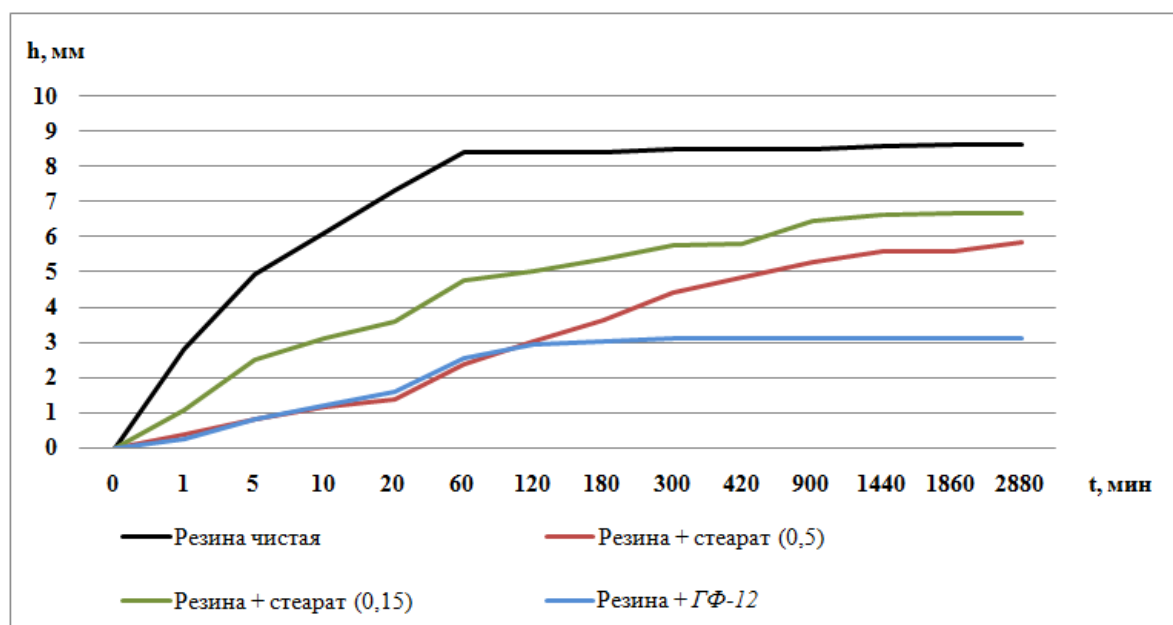


Рисунок 2. Влияние гидрофобизаторов на набухание резины

Таблица 2. Кинетика изменения объема водонабухающей резины, обработанной гидрофобизатором ГФ-12, в различных средах

Время, мин	Увеличение высоты образцов, мм		
	среда (раствор)		
	H_2O	$NaCl$	$Ca(OH)_2$
0	0,84	0,79	0,81
1	0,26	0,79	0,82
5	0,81	0,80	0,87
10	1,20	0,87	1,31
20	1,59	1,33	1,64
30	2,55	2,14	2,66
60	2,93	2,62	3,01
90	3,05	2,81	3,11
120	3,11	2,93	3,17
150	3,12	2,93	3,18
180	3,12	2,94	3,18
210	3,12	2,94	3,19
240	3,12	2,94	3,19
1 сут	3,12	2,94	3,19

Как видно из таблицы 2, влияние различных сред на эффективность гидрофобизатора незначительно и практически не отличается от показаний, полученных при испытании добавки в обычной воде.

На следующем этапе исследования проводилась оценка самовосстанавливающей способности цементного камня с содержанием резиновой крошки. В эксперименте использовался цемент марки Г, опыты проводились на специально сконструированной установке. При этом в цементном камне были созданы искусственные каналы диаметром 0,3 мм. В ходе эксперимента были протестированы образцы цементного камня с различной концентрацией резиновой крошки, обработанной гидрофобизатором, и контрольного образца цементного камня с нормальной плотностью и с В/Ц равным 0,5. Фиксировалось время истечения определенного объема воды через образцы цементного камня. Ре-

зультаты экспериментов представлены в таблице 3 и на рисунке 3.

По полученным результатам можно сделать вывод о том, что искусственно созданные каналы в цементном камне с добавлением водонабухающей резиновой крошки со временем закупориваются. Увеличение продолжительности прохождения воды через искусственные каналы - это результат эффективной работы реагента.

Поскольку в пластовых условиях температура среды выше температуры в нормальных, было исследовано влияние температуры на процесс самовосстановления. В ходе экспериментов образцы были разделены на две группы: одни выдерживались при комнатной температуре, другие - при постоянной повышенной температуре 60 °С (среднестатистическая температура в скважинах на месторождениях Западной Сибири). В образцах при помощи металлической проволо-

ки создавались искусственные каналы диаметром 0,6 мм в количестве 6 шт. (таблица 4).

Были исследованы бездобавочный ПЦТ и ПЦТ с необработанной резиной.

Каждый из вышеуказанных составов готовился в двух экземплярах: одни твердели при 20 °С, другие - при 60 °С. На начальном этапе, после периода ОЗЦ, в работу включались все 6 каналов.

Полученные результаты (таблица 4) показывают, что у образцов под номерами 1 и 2 наблюдается значительное увеличение времени фильтрации в промежутке времени между 2 и 7 сут, что свидетельствует о сужении каналов. Это объясняется продолжающимся процессом гидратации цементного камня и, как следствие, увеличением объема продуктов твердения.

Таблица 3. Влияние резиновой крошки на восстановление цементного камня

Состав	Номер образца	Время твердения, сут			
		время истечения 100 мл воды через образец цементного камня, с			
		2	3	7	14
Чистый G	1	85	87	118	110
	2	90	101	125	125
G + 1 % РК (Стеарат кальция)	1	118	110	153	175
	2	135	186	236	301
G + 2 % РК (Стеарат кальция)	1	42	50	55	62
	2	49	56	70	75
G + 1 % РК (ГФ-12)	1	131	227	386	315
	2	140	188	322	356
G + 2 % РК (ГФ-12)	1	61	102	217	161
	2	74	109	133	145

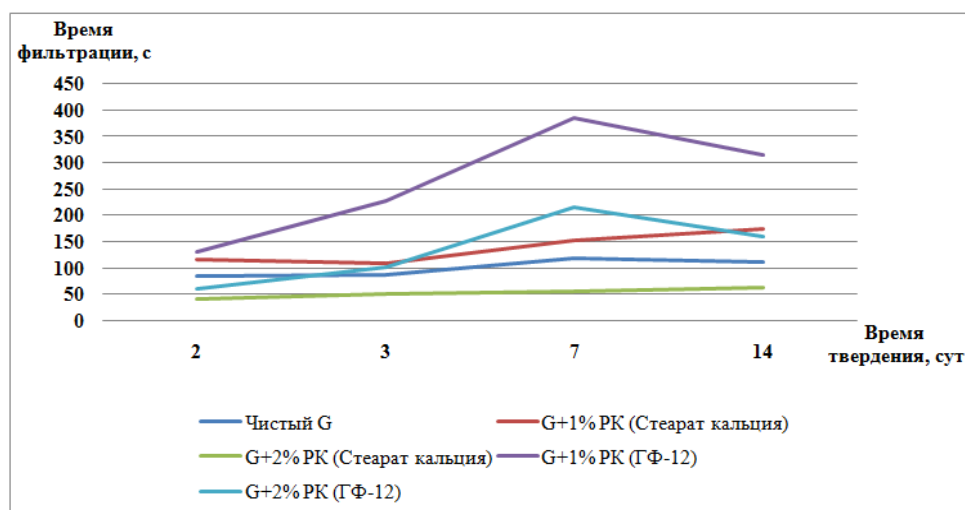


Рисунок 3. Влияние резиновой крошки на самовосстановление цементного камня

Таблица 4. Влияние температуры на процесс самозалечивания цементного камня

Температура хранения, °С	Прирост времени фильтрации контрольного объема воды после твердения, %					
	20			60		
Время твердения, сут	2	7	14	2	7	14
Состав	2	7	14	2	7	14
1 ПЦТ	100	384	500	100	160	167
2 ПЦТ + резина (2 %)	100	109	235	100	153	310
3 ПЦТ + резина (2 %) + ГФ-12	100	105	121	100	102	120

Иная картина у образцов с резиной, обработанной гидрофобизатором: существенно изменения времени фильтрации жидкости не наблюдается. Полученные результаты можно объяснить тем, что гидрофобизатор блокирует каналы в резине и перекрывает доступ воды к водонабухающему полимеру, однако, по истечении 14 сут вода все-таки начинает проникать в каналы, активируя полимер. В ходе эксперимента была смоделирована наиболее неблагоприятная ситуация, когда трещина проходит не через добавку, а по касательной к ней, и, соответственно, не учитывается весь потенциал модифицирующей добавки.

После исследования самовосстанавливающей способности цементного камня с добавлением резиновой крошки и получения положительных результатов был проведен ряд экспериментов по исследованию влияния вышеуказанной добавки на реологические свойства цементного раствора и структурно-механические свойства цементного камня.

Выводы

1. Доказана принципиальная возможность существования самозалечивающихся

цементов и возможность восстановления крепи скважины.

2. Обоснован выбор добавок для получения самозалечивающихся цементов, разработаны рецептуры однослойных оболочек, проанализированы их достоинства и недостатки.

3. Проведенными опытами показано, что действие модифицирующих добавок на реологические свойства тампонажного раствора незначительно.

4. При добавлении модифицирующих добавок достигается значительное снижение проницаемости цементного камня с увеличением срока хранения образцов.

5. Экспериментально показано, что влияние модифицирующих добавок на прочностные характеристики тампонажного раствора незначительно.

6. Несмотря на положительные результаты эксперимента, существует потребность в проведении дополнительных серий экспериментов, также необходимо более подробно исследовать влияние эффекта аутогенного залечивания трещин.

Список литературы

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. СПб.: Недра, 2011. 268 с.
2. Беллабарба М., Бюльте-Лойе Э., Фрелиш Б., Ле Руа-Делаж С., Ван Кейк Р., Зиру С. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважин // Нефтегазовое обозрение. 2008. Т. 20. № 1. С. 22-37.
3. Будников В.Ф., Булатов А.И., Макаренко П.П. Проблемы механики бурения и заканчивания скважин. М.: Недра, 1996. 495 с.
4. Данюшевский В.С. и др. Справочное руководство по тампонажным материалам. 2-е изд. М.: Недра, 1987. 321 с.
5. Donald Jud G., James M. Watts. Schools and Housing Values // *Land Economics*. 1981. Vol. 57. Issue 3. P. 459-470. DOI: 10.2307/3146025.
6. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. 2016. Т. 5. № 1. С. 36-41.
7. Blaiszik B.J., Kramer S.L.B., Olugebefola S.C., Moore J.S., Sottos N.R., White S.R. Self-Healing Polymers and Composites // *Annual Reviews Mater. Res.*, 2010. pp. 179-211.
8. Jacobsen S., Sellevold E.J. Self Healing of High Strength Concrete after Deterioration by Freeze/Thaw // *Journal of C.C.R.* 1996. Vol. 26. pp. 55-62.
9. Jonkers H. Healing Agent in Cement-Based Materials and Structures, and Process for its Preparation. Patent No. EP2247551. Delft University, 2013.
10. Nijland T.G., Larbi J.A., R.P.J. van Hees. Self-Healing Phenomena in Concretes and Masonry Mortars: a Microscopic Study // *Proceedings of the First International Conference on Self Healing Materials*. The Netherlands, Noordwijk aan Zee, 2007. pp. 322-331.
11. STAR - Self Healing Materials (DRAFT) // *RILEM*, 2009. P. 15-23.
12. Turner L. The Autogenous Healing of Cement and Concrete: Its Relation to Vibrated Concrete and Cracked Concrete // *Proceedings of International Association for Testing Materials, London Congress*. London, 1937. pp. 122-127.

References

1. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Tokunova E.F. *Khimiya tamponazhnykh i promyvochnykh rastvorov* [Chemistry of Cement and Drilling Fluids]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2011. 268 p. [in Russian].
2. Bellabarba M., Byul'te-Loie E., Frelish B., Le Rua-Delazh S., Van Keik R., Ziru S. Obespechenie effektivnogo razobshcheniya plastov posle okonchaniya ekspluatatsiiskvazhin [Ensuring Zonal Isolation Beyond the Life of the Well]. *Neftegazovoe obozrenie – Oilfield Review*, 2008, Vol. 20, No. 1, pp. 22-37. [in Russian].
3. Budnikov V.F., Bulatov A.I., Makarenko P.P. *Problemy mekhaniki bureniya i zakanchivaniya skvazhin* [Problems of Drilling and Completion Mechanics]. Moscow, Nedra Publ., 1996. 495 p. [in Russian].
4. Danyushevskii V.S. e.a. *Spravochnoe rukovodstvo po tamponazhnym materialam* [Reference Manual for Plugging Materials]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 321 p. [in Russian].
5. Donald Jud G., James M. Watts. Schools and Housing Values. *Land Economics*, 1981, Vol. 57, Issue 3, pp. 459-470. DOI: 10.2307/3146025.
6. Ismagilova E.R., Agzamov F.A. *Razrabotka dobavok v «samozalechivayushchiesya» tsementy dlya vosstanovleniya germetichnosti tsementnogo kol'tsa neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Development of Additives for Self-Healing Cements to Restore the Cement Stone Integrity in Oil and Gas Wells]. *Burenie i neft' – Drilling and Oil*, 2016, Vol. 5, No. 1, pp. 36-41. [in Russian].
7. Blaiszik B.J., Kramer S.L.B., Olugebefola S.C., Moore J.S., Sottos N.R., White S.R. Self-Healing Polymers and Composites. *Annual Reviews Mater. Res.*, 2010, pp. 179-211.
8. Jacobsen S., Sellevold E.J. Self Healing of High Strength Concrete after Deterioration by Freeze/Thaw. *Journal of C.C.R.*, 1996, Vol. 26, pp. 55-62.
9. Jonkers H. *Healing Agent in Cement-Based Materials and Structures, and Process for its Preparation*. Patent No. EP2247551. Delft University, 2013.
10. Nijland T.G., Larbi J.A., R.P.J. van Hees. Self-Healing Phenomena in Concretes and Masonry Mortars: a Microscopic Study. *Proceedings of the First International Conference on Self Healing Materials*. The Netherlands, Noordwijk aan Zee, 2007. pp. 322-331.
11. STAR - Self Healing Materials (DRAFT). *RILEM*, 2009. pp. 15-23.
12. Turner L. The Autogenous Healing of Cement and Concrete: Its Relation to Vibrated Concrete and Cracked Concrete. *Proceedings of International Association for Testing Materials, London Congress*. London, 1937. pp. 122-127.

Авторы

• Агзамов Фарит Акрамович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: faritag@yandex.ru

• Маскенов Арман Сураганович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: a-msken@mail.ru

• Шантасов Нурсултан Нурлангалиевич
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: shantasovn96@mail.ru

The Authors

• Agzamov Farit A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: faritag@yandex.ru

• Maskenov Arman S.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: a-msken@mail.ru

• Shantasov Nursultan N.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: shantasovn96@mail.ru