

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «САРАТОВСКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

**Тампонажный состав на основе полиуретановой композиции для
проведения ремонтно-изоляционных работ на скважине**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы

направления 18.03.01 «Химическая технология»
код и наименование направления, специальности

Института химии

Большакова Сергея Олеговича

Научный руководитель

д.х.н., профессор
должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

Р. И. Кузьмина
инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

д.х.н., профессор
должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

Р.И. Кузьмина
инициалы, фамилия

Саратов, 2017

ВВЕДЕНИЕ

В борьбе за увеличение степени извлечения нефти из пластов важнейшую роль играют ремонтно-изоляционные работы и повышение их эффективности. Традиционно ремонтно-изоляционные работы в нефтедобывающей промышленности осуществляются с помощью составов на основе различных цементов, реже смол (фенолформальдегидных, карбамидформальдегидных). Однако, несмотря на более высокую стоимость по сравнению с тампонажными составами на основе различных цементов, применение полиуретановых композиций в отдельных случаях является более эффективным и целесообразным. Так, в частности, полиуретановые композиции на основе реагентов серии ИТПС предназначены для изоляции интервалов негерметичности эксплуатационных колонн, ликвидации заколонных перетоков через интервал спецотверстий, изоляции обводнившихся пластов с приемистостью интервала изоляции до $100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Целью бакалаврской работы является разработка нового тампонажного состава на основе полиуретановой композиции для проведения ремонтно-изоляционных работ на скважине.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- проанализированы основные параметры тампонажного состава на основе полиуретановой композиции.

- проведены опытные испытания новых тампонажных составов и оценили их эффективность.

Бакалаврская работа Карелова Дмитрия Сергеевича «Полиметаллические катализаторы гидроочистки углеводородов» представлена на 44 страницах и состоит из двух глав:

Глава 1 – Литературный обзор.

Глава 2 – Экспериментальная часть.

Основное содержание работы. В первой главе бакалаврской работы выполнен обзор научной литературы по тампонированию скважины [1], ремонтно-изоляционной работе [2].

Рассмотрены виды ремонтно-изоляционных работ [3]. Приведены данные о свойствах цементных растворов. Свойства цементного раствора или заменяющих его компонентов, для ремонтно-изоляционных работ, как минимум, должны отвечать ряду контрольных параметров качества, определяемых на основании реальных условий проведения работы.

Неправильный подбор материалов или метода проведения работы может оказать негативное влияние на эффективность РИР и объемы добычи. Необходимо осуществлять подбор материалов с учетом их совместимости с пластовой жидкостью, раствором глушения скважины, цементного раствора, составов закачиваемых перед цементом.

Только сульфатостойкие цементы должны применяться для проведения исправительного цементирования.

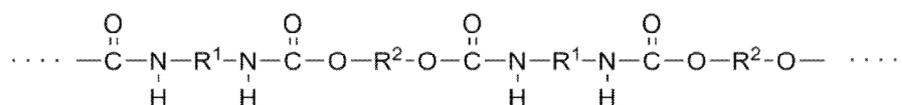
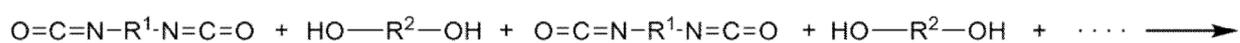
Применение сульфатостойких цементов значительно увеличивает межремонтный период и позволяет противостоять воздействию солей, которыми насыщены пластовые воды или жидкости КРС или любые другие скважинные флюиды [4].

Цементные растворы, применяемые для исправительного цементирования должны полностью удовлетворять следующим параметрам: водоотделение, реология, время загустевания, водоотдача, плотность цементного раствора, прочность цементного камня на сжатие[5].

Рассмотрены свойства полимерных составов. Полимерно - гелевая обработка (гели, полимеры, вязкие системы и т.д.) является одним из наиболее эффективных методов ограничения водопритока при ремонте скважин. Если принято решение по применению гелей или полимеров при ремонте скважины, то при составлении дизайнов и тестировании таковых систем необходимыми параметрами являются: вязкость системы в момент закачки, тип сшивающего агента, плотность полимерного состава, время гелеобразования, концентрация полимера [6]. Выполнен патентный анализ [

Во второй главе бакалаврской работы приведена информация о образцах реагентов. Полиуретаны - гетероцепные полимеры, имеющие в составе

функциональную $N(R)C(O)O$ группу - являются одним из самых распространенных полимерных материалов, имеющих большое промышленное применение. Литые и термопластичные полиуретаны применяют для изготовления уплотнений для гидравлики и пневматики, валов, шестерен, вибростойких деталей и других изделий для машиностроения, горнодобывающей, авиационной, автомобильной, нефтегазодобывающей, строительной, полиграфической, обувной и других отраслей промышленности. В настоящее время, в зависимости от рецептуры и соотношения компонентов, при соответствующей технологии, можно отрегулировать спектр свойств образующегося полиуретана и получить жесткий, мягкий, интегральный, ячеистый (вспененный) или монолитный полиуретан. Их свойства варьируются от высокоэластичных мягких резин (твёрдость по Шору от 15 по шкале А) до жёстких пластиков (твёрдость по Шору 70 по шкале



D).

Полиуретаны устойчивы к действию кислот, минеральных и органических масел, бензина, окислителей, а по гидролитической стойкости превосходят полиамиды.

Тампонажный полиуретановый состав состоит из 4 компонентов: форполимер, шиватель, регулятор шивки и катализатор, и относится к типу отверждающихся.

Тампонажный полиуретановый состав относится к типу отверждающихся, соответственно лабораторное тестирование проводилось по методикам испытания отверждающихся составов смол и цементных растворов. Исследовались следующие характеристики тампонажного состава: начальная вязкость готовой к закачке композиции, время загустевания при повышенных температурах и давлениях, время набора прочности при повышенных температурах, прочность на сжатие отвержденного материала и прочность сцепления с металлической поверхностью.

Для определения начальной вязкости и времени загустевания при повышенных температурах и давлениях были проведены серия опытов с помощью ротационного вискозиметра OFITE M900 и консистометрах высокого давления и высокой температуры НТД 7720

Полученные результаты исследований были занесены в таблице и показан на рисунке представленные ниже (табл. 1 и рис. 1).

Таблица 1. Начальная вязкость и время загустевания

№	Содержание компонентов (на 1 т состава), кг				Т, °С	Р, МПа	η, мПа·с	t, ч-мин
	А	Б	В	Г				
1	746,3	165,7	83,0	5,0	30	25.0	89	3-40
2	747,5	166,0	83,1	3,4	40	30.0	85	3-25
3	747,5	166,0	83,1	3,4	50	35.0	85	3-00
4	748,8	166,7	82,9	1,6	50	30.0	87	3-30
5	747,8	166,0	83,2	3,0	60	37.5	85	3-00

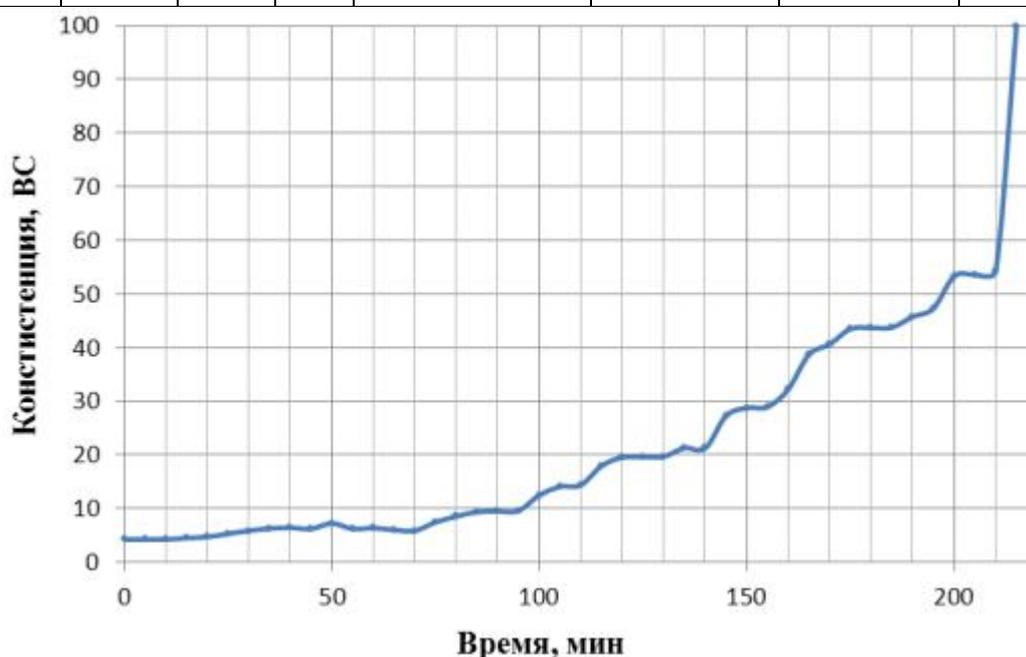


Рисунок 1. Профиль набора консистенции (образец №4).

Анализ результатов показал, что начальная вязкость состава лежит в диапазоне 85-89 МПа·с. Данная величина сравнима с вязкостью синтетических

смола, успешно используемых в качестве тампонажного материала при низких приемистостях объекта изоляции.

Время загустевания, определенное при температурах и давлениях, ожидаемых в зонах изоляции, является технологически приемлемым, позволяющим безаварийно закачивать запланированный объем тампонажного состава.

Для определения прочности тампонажного камня и прочности его сцепления с металлической поверхностью были проведены серия опытов с помощью гидравлического прессы Matest. Прочностные свойства отвержденного тампонажного состава оценивались по следующей методике. Состав заливался в специальные формы, выдерживался в автоклаве при температуре 50 °С и давлении 30 МПа в течении суток для формирования изолирующего материала. Далее формы разбирались, образцы извлекались и подвергались испытанию на сжатие на гидравлическом прессе. Среднее значение прочности на сжатие, полученное по результатам серии параллельных испытаний, составило 3,5 МПа. Данное значение ниже аналогичного для цементного камня (10-15 МПа) и традиционных смол (8-18 МПа).

Однако в отличие от указанных материалов исследованный тампонажный состав проявляет упругие свойства и допускает деформацию без разрушения и потери герметичности изоляции, что должно положительным образом сказаться на устойчивости его к знакопеременным нагрузкам, воздействующим на крепь скважины.

Прочность сцепления тампонажных камней с металлической поверхностью оценивается, как правило, пределом прочности при сдвиге камня относительно металлической обоймы. С помощью гидравлического прессы отвержденный тампонажный состав выдавливается из металлической обоймы до срыва по контакту.

Прочность сцепления определяется отношением разрушающей нагрузки к площади поверхности обоймы, находящейся в контакте с тампонажным камнем.

Полученные результаты исследований были показаны на рисунках представленные ниже (рис. 2 - 3).



Рисунок 2. Тампонажный состав, отвержденный в металлической обойме



Рисунок 3. Обойма после испытания: на стенках видны остатки тампонажного состава (когезионный характер разрушения).

Выводы

Проведены исследования по определению прочностных свойств тампонажного камня на базе реагента ИТПС - 108. Установлено, что тампонажный состав в значительной степени снижает проницаемость породы в водонасыщенных интервалах пласта.

Изоляционный материал на основе полиуретанов ИТПС-108 характеризуется:

начальной вязкостью, сравнимой с вязкостью традиционных тампонажных смол, используемых для РИР в условиях низкой приемистости;

технологически приемлемым временем загустевания, обеспечивающим возможность безаварийной закачки его в зону изоляции;

формированием твердого упругого материала в течение 24 часов;

средней прочностью на сжатие (3,5 МПа) и наличием упругих свойств, обеспечивающих возможность деформации без разрушения и потери герметичности изоляции, что должно положительным образом сказаться на устойчивости к знакопеременным нагрузкам, воздействующим на крепь скважины;

прочностью сцепления с металлом выше прочности его на разрыв;

достаточно широким температурным диапазоном применимости состава;

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. М.: Недра 1985. 303 с.
2. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 295 с.
3. Проведение работ по вторичному цементированию скважин на месторождениях. Стандарт ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ» Введен в действие 31.10. 2013. 90 с.
4. Стандарт ISO 10426-2 Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание цемента для скважин, публикация 23.10.2003. 197 с.
5. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов. Краснодар : Советская Кубань, 2002. 582 с.
6. Никифоров Ю. А., Ремонт нефтяных и газовых скважин: Справочник. Ч. 1; под ред. Никифоров Ю. А.,- СПб. : Профессионал, 2007. 914 с.
7. Патент РФ №2386661 МПК С09К8/467. Тампонажный состав/ Вахитов Тимур Мидхатович, Лукьянов Юрий Викторович, Шувалов Анатолий Васильевич и др. Заявка: 2008138012/03, 23.09.2008. Опубликовано: 20.04.2010.
8. Патент РФ №2405927 МПК E21B43/22. Способ ликвидации зон поглощения в скважине / Кадыров Рамзис Рахимович, Сахапова Альфия Камилевна, Жиркеев Александр Сергеевич и др. Заявка: 2010100674/03, 11.01.2010. Опубликовано: 10.12.2010.
9. Патент РФ № 2504640 МПК E21B 33/138 Способ изоляции зон водопритока в скважине / Кадыров Рамзис Рахимович, Андреев Владимир Александрович и др. Публикация: 20.01.2014
10. Патент РФ № 2524774 МПК С09К8/467;E21B33/138 гипсомагнезиальный тампонажный раствор / Скориков Борис Михайлович, Белоусов Геннадий Андреевич и др. Публикация: 10.08.2014