

УДК 622.257.12:622.276.7

ПОЛИМЕРНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ

Ш. А. КАРИМОВ, А. С. АХМЕДОВ, О. У. БАХТИЁРОВ

*Ташкентский государственный технический университет
имени Ислама Каримова, Республика Узбекистан*

Аннотация. Рассмотрены основные цели ремонтно-изоляционных работ, а также показаны пути поступления воды в ствол скважины. Приведены схема изоляции перетока по затрубному пространству, пути поступления воды в скважину и обводнения интервалов пласта в нефтяных скважинах. Предложен полиминеральный тампонажный раствор для ремонтно-изоляционных работ нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: полимер, ремонтно-изоляционные работы, тампонажный состав, скважина, обводнения, пласт, цементное кольцо, смола.

Для цитирования. Каримов, Ш. А. Полимерные тампонажные композиции для ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационной скважине / Ш. А. Каримов, А. С. Ахмедов, О. У. Бахтиёров // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 27–32.

POLYMER CAMPING COMPOSITIONS FOR REPAIR AND INSULATION WORK IN A PRODUCTION WELL

SH. A. KARIMOV, A. S. AKHMEDOV, O. U. BAKHTIYOROV

Tashkent State Technical University, Republic of Uzbekistan

Annotation. The article discusses the main objectives of repair and insulation work, and also shows the ways of water entering the borehole. The following are given: the scheme of isolation of the flow through the annular space, the ways of water entering the well and watering the formation intervals in oil wells. A polymineral grouting solution for repair and insulation works of oil and gas wells is proposed.

Keywords: polymer, repair and insulation work, grouting composition, well, watering, formation, cement ring, resin.

For citation. Karimov Sh. A., Akhmedov A. S., Bakhtiyorov O. U. Polymer camping compositions for repair and insulation work in a production well. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 27–32 (in Russian).

Введение. Добыча нефти и газа длительное время приводит к изменению горно-геологических, термобарических, физико-механических и физико-химических условий добычи нефти и газа на многих газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях. В настоящее время используются два основных метода изоляции притока воды: неселективный и селективный. По данным профессора Г. П. Зозули и других ученых [2, 4, 5], известно более 50 разнотипных реагентов для изоляции и ограничения потока вод к скважинам:

- смеси на основе минеральных вяжущих веществ (тампонажный портландцемент, шлак, гипс и их композиции);
- тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, полимерные тампонажные материалы (ПТМ);
- цементно-полимерные растворы;

- многокомпонентные тампонажные смеси;
- сжимающиеся тампонажные материалы и др.

На долю ремонтно-изоляционных работ (РИР) приходится существенная часть от общего объема работ, проводимых при капитальном ремонте скважин. Основным материалом при проведении таких работ по-прежнему остается портландцемент [2].

Широкое применение цементного раствора для гидроизоляционных работ обусловлено недефицитностью и низкой стоимостью цемента. В то же время низкая проникающая способность, невысокая седиментационная устойчивость, дисперсность цементной суспензии не позволяют изолировать каналы и трещины малых размеров, что отрицательно сказывается на успешности ремонтных работ и продолжительности эффекта водоизоляции. В связи с этим в последнее время перспективным является применение полимерных материалов, позволяющих исключить эти недостатки [5]. Применению ПТМ в области изоляционных работ при ремонте скважин уделяется особое внимание. Указанные выше ПТМ могут быть приготовлены в виде истинных растворов, а также растворов, содержащих твердую фазу. Обладающие хорошей проникающей способностью ПТМ заполняют каналы негерметичности и отверждаются в них [6].

Цель работы. Исследовать физико-технические свойства тампонажных растворов, модифицированных полимерными добавками, для повышения эффективности РИР в эксплуатационной скважине.

Результаты и их обсуждение. Во ВНИИКРнефть был разработан органический вяжущий материал на базе ацетоноформальдегидной смолы АЦФ-3. Лабораторные эксперименты показали, что органические и органоминеральные вяжущие материалы на базе АЦФ-3 обладают регулируемыми сроками отверждения, могут легко прокачиваться насосами, а получаемая после отверждения пластмасса набухает в воде и не изменяет своих размеров в нефти.

К недостаткам указанных выше вяжущих материалов следует отнести большую чувствительность сроков их отверждения к изменению температуры окружающей среды. Кроме того, согласно ТУ 6-12-68, смола АЦФ-3, выпускаемая для приготовления пластмассы, имеет высокую вязкость (0,8–2,0 Па · с), что затрудняет приготовление тампонирующих материалов в промышленных условиях. Составы на основе синтетических смол применимы при температуре до 70÷80 °С [7].

В качестве ПТМ применяют материалы на основе сланцевых фенолов, тиоколов, алкилрезорциновых олигомеров, в том числе фенолформальдегидных смол (ТС-10, ТСД-9, ОГР), вязкоупругих составов, гидрофобного тампонажного материала, фенолспиртов, селективных тампонажных материалов (силан, гипан) и др. [6].

В практике РИР фенолформальдегидные смолы используются при изоляции негерметичных резьбовых соединений обсадных труб и заполнении микротрещин в цементном кольце.

К недостаткам водных растворов фенолформальдегидных смол можно отнести: токсичность; высокую стоимость; большую зависимость от окружающей температуры и колебаний в соотношении компонентов, свойства которых при хранении меняются; низкую трещиностойкость и усадку продукта отверждения в минерализованной воде. Вместе с тем при транспортировании к интервалу негерметичности, из-за практически одинаковых реологических свойств вытесняемой и вытесняющей жидкости, кроме разбавления наблюдается одностороннее распределение смеси в затрубном пространстве. Вследствие этого в изолируемые каналы поступает некачественная смесь, которая может вообще не затвердеть [7].

Фенолоспирты характеризуются высокой проникающей способностью и фильтруемостью в пористые среды, поэтому их можно применять вместо водных растворов смол в области высоких температур.

Применяют как чистый фенолоспирт, так и с различными наполнителями. В качестве наполнителей используют глинопорошки, молотый мел, шлаковые элементы.

Фенолошлаковая композиция (ФШК) представляет собой состав, содержащий фенолоспирт, воду, тампонажный шлаковый цемент и наполнитель. В зависимости от типа шлакового цемента и наполнителя (барит, гематит, руда) плотность раствора ФШК может изменяться от 1700 до 2300 кг/м³. Фенолошлаковая композиция вследствие поликонденсации фенолоспирта и гидратации шлака превращается в высокопрочную коррозионностойкую органоминеральную композицию [6].

В различных районах газонефтедобычи для ограничения обводнения скважин использовались мочевиноформальдегидные смолы (М или МФ-17), мочевино- и меламиноформальдегидные смолы, смолы на основе фурфурола, акриловые смолы и т. д., но они дефицитные и дорогие.

Учитывая недостатки и малоэффективные вышеперечисленные полимеры и их смеси, нами проведены экспериментальные исследования по выявлению физико-технических и эксплуатационных свойств модифицированных фурфуролацетонными мономерами (ФАМ) карбамидных связующих по изоляции перетоков по затрубному пространству (рис. 1).

Разработанные нами на основе полиструктурной теории композиционных материалов модифицированные ФАМ карбамидные связующие обладают повышенными показателями физико-технических и эксплуатационных свойств [3].

Предлагаемые полимерминеральные тампонажные составы, карбамидные композиты весьма перспективны благодаря низкой стоимости, доступности и малой токсичности.

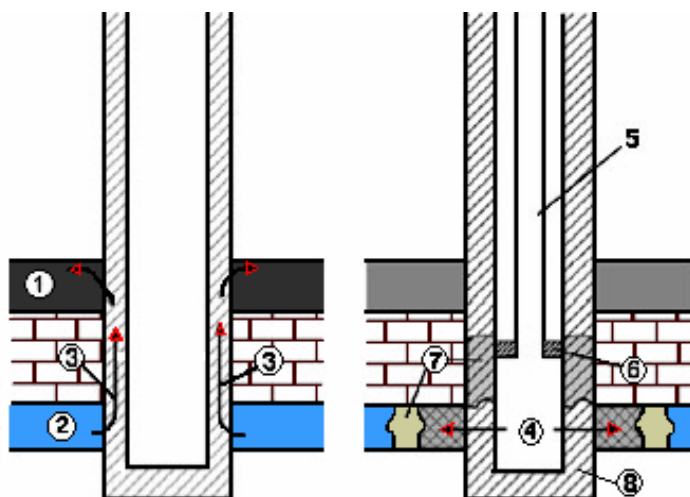


Рис. 1. Изоляция перетоков по затрубному пространству:
1 – нефтяной пласт; 2 – водяной пласт; 3 – каналы перетока;
4 – спецотверстие; 5 – насосные трубы; 6 – пакер; 7 – ФАМ; 8 – цементный камень

Fig. 1. Isolation of flows through the annulus:
1 – oil reservoir; 2 – water layer; 3 – flow channels; 4 – special hole; 5 – pump pipes;
6 – packer; 7 – FAM; 8 – cement stone

В таблице приведены свойства карбамидно-фурановых полимерминеральных тампонажных растворов.

**Основные свойства карбамидно-фурановых полимерминеральных
тампонажных растворов**

Main properties of urea-furan polymer-mineral grouting solutions

Наименование	Показатели свойств для составов						
	1	2	3	4	5	6	7
Предел прочности, МПа	56	62	60	12	66	64	62
при сжатии	11	13	12	11	16	13	14
при изгибе	0	0,7	0	0,62	6	0	0
Линейная усадка, мм/м	81	2,9	65	2,4	0,62	60	58
Водопоглощение, % по массе	5,1	–	6,2	–	2,5	2,2	2,0

Анализ данных таблицы позволяет заключить, что разработанные составы полимерминеральных тампонажных растворов по своим свойствам превышают контрольные составы.

Установлено, что прочность при сжатии карбамидных тампонажных растворов составляет 52–56 МПа, а при изгибе – 10–12 МПа. С введением 5, 10, 20 % ФАМ в карбамидный олигомер прочность на сжатие увеличивается на 20, 15 и 12 % соответственно, а прочность при изгибе – на 45, 40 и 30 % соответственно.

Линейная усадка карбамидно-фурановых полимерминеральных тампонажных растворов ниже контрольных на 20, 25 и 30 %.

Применение полимерного тампонажного материала «ФАМКО» позволяет получить следующие результаты:

- сокращение потерь на поглощение пористыми пластами тампонажного раствора на 25–35 %;
- повышение прочности на растяжение при изгибе на 35 %;
- снижение усадочных напряжений на 50 % и более;
- повышение водонепроницаемости и уменьшение водопоглощения на 45 % и более;
- увеличение работоспособности скважины по критерию долговечности на 30 % и более;
- повышение коррозионной стойкости цементного камня в агрессивных пластах.

Заключение. Разработанные составы тампонажных растворов на основе полиструктурной теории композиционных материалов могут быть использованы при проведении ремонтно-изоляционных работ на скважинах с аномальными условиями работы. Основными преимуществами указанных выше полимерминеральных тампонажных растворов являются их высокая проникающая способность в поры и микротрещины пласта, наличие на отечественном рынке сбыта, низкая стоимость и экологическая безопасность.

Литература

1. Алиев, Б. А. Полимерминеральный тампонажный раствор для ремонтно-изоляционных работ скважин / Б. А. Алиев, Ш. А. Каримов // Вестн. ТашГТУ. – 2016. – № 4. – С. 178–182.
2. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учеб. пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.

3. Каримов, Ш. А. Полимерный композиционный материал «ФАМКО» для ремонтно-изоляционных работ скважин / Ш. А. Каримов // Композиц. материалы. – 2017. – № 2. – С. 62–63.
4. Ланчаков, Г. А. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин / Г. А. Ланчаков, Р. А. Ивакин, В. Г. Григулецкий // Актуал. вопр. исслед. пластовых систем месторождений углеводородов : сб. ст. Ч. II / Газпром ВНИИГАЗ. – М., 2010. – С. 52–68.
5. Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на скважинах Уренгойского месторождения / Г. А. Ланчаков [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 104 с.
6. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня : учеб. пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень : Экспресс, 2011. – 368 с.
7. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня : учеб. пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень : Нефтегазовый ун-т, 2007. – 397 с.

Referens

1. Aliev B. A., Karimov Sh. A. Polymer-mineral plugging mortar for well repair and isolation works. *Vestnik TashGTU = Bulletin of Tashkent State Technical University*, 2016, no. 4, pp. 178–182 (in Russian).
2. Kleshchenko I. I., Zozulya G. P., Yagafarov A. K. *Theory and practice of selecting technologies and materials for workover and insulation works in oil and gas wells*. Tyumen', Tyumenskii industrial'nyi universitet Publ., 2002. 123 p. (in Russian).
3. Karimov Sh. A. FAMCO polymer composite material for well repair and insulation works. *Kompozitsionnye materialy*, 2017, no. 2, pp. 62–63 (in Russian).
4. Lanchakov G. A., Ivakin R. A., Griguletskiy V. G. About materials for repair and insulation works of gas and oil wells. *Aktual'nye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenii uglevodorodov*, 2011, pt. II, pp. 54–55 (in Russian).
5. Lanchakov G. A., Griguletskiy V. G. *Improving the efficiency of workover and insulation operations at wells in the Urengoysskoye field*. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 104 p. (in Russian).
6. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Ovchinnikov P. V. *Physicochemical curing processes, well work and cement stone corrosion*. Tyumen', Ekspress Publ., 2011. 368 p. (in Russian).
7. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Ovchinnikov P. V. *Physicochemical curing processes, well work and cement stone corrosion*. Tyumen', Neftegazovyi universitet Publ., 2007. 397 p. (in Russian).

Информация об авторах

Каримов Шавкат Абдуваситович – заведующий кафедрой. Ташкентский государственный технический университет (ул. Университетская, 2, 100095, Ташкент, Алмазарский район, Республики Узбекистан). E-mail: bazizchik@mail.ru

Ахмедов Аббор Сайидмурод ўгли – докторант. Ташкентский государственный технический университет (ул. Университетская, 2, 100095, Ташкент, Алмазарский район, Республика Узбекистан). E-mail: axmedovabror78@gmail.com

Бахтиёров Ойбек Улугбек угли – ассистент кафедры. Ташкентский государственный технический университет, (ул. Университетская, 2, 100095, Ташкент, Алмазарский район, Республика Узбекистан). E-mail: bahtiyorov@bk.ru

Information about the authors

Karimov Shavkat Abduvasitovich – head of department. Tashkent State Technical University, (2, Universitetskaya Str., 100095, Tashkent, Almazar district, Republic of Uzbekistan). E-mail: bazizchik-@mail.ru

Akhmedov Abror Sayidmurod ugli – doctoral student. Tashkent State Technical University (2, Universitetskaya Str., 100095, Tashkent, Republic of Uzbekistan). E-mail: axmedovabror78@gmail.com

Bakhtiyorov Oybek Ulugbek Ugli – senior teacher of the department. Tashkent State Technical University (2, Universitetskaya Str., 100095, Tashkent, Almazar district, Republic of Uzbekistan). E-mail: bahtiyorov@bk.ru

Поступила в редакцию 02.02.2024