



УДК 622.245.422.4

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ НА ОСНОВЕ РЕАГЕНТА «МИКРОСФЕРА»

### INVESTIGATION OF THE GROUT MIXTURE BASED ON THE «MICROSPHERE» REAGENT

**Комилов Толиб Олимович**

докторант,  
Ташкентский государственный технический университет  
имени Ислама Каримова  
komilovtolib87@yandex.ru

**Komilov Tolib Olimovich**

Doctoral Student,  
Tashkent State Technical University  
named after Islam Karimov  
komilovtolib87@yandex.ru

**Аннотация.** В статье приводятся результаты исследования тампонажной смеси на основе реагента «полые стеклянные микросферы» в качестве облегчающей добавки для получения облегченного тампонажного раствора с малой плотностью при ликвидации осложнений скважин.

**Annotation.** The article presents the results of a study of the grouting mixture based on the reagent «hollow glass microspheres» as a facilitating additive for obtaining a light-weight grouting slurry with low density in the elimination of well complications.

**Ключевые слова:** микросфера, удельная прочность, скважина, цементование, тампонажная смесь.

**Keywords:** microsphere, specific strength, well, cementing, grouting mixture.

**Р**ецептуры облегченного тампонажного раствора с малой плотностью в системе АО «Узбекнефтегаз» применяются мало.

Изучая по данным исследователей составов облегченных тампонажных растворов с необходимыми свойствами, можно получить путем введения в них полых стеклянных микросфер (ПСМС) и апретированных полых стеклянных микросфер (АПСМС), которые обладают малой плотностью и размерами, а также высокой удельной прочностью при объемном сжатии.

Тампонажные растворы, содержащие ПСМС и АПСМС, несмотря на малую плотность практически несжимаемы [1, 2].

Полые стеклянные микросферы серийно выпускаются в Японии, США, России, Франции и в других некоторых странах мира. Плотность микросфер составляет 200–400 кг/м<sup>3</sup>, а прочность при объемном сжатии до 20 МПа при диаметре до десятков мкм [3].

По результатам проведенных нами лабораторных исследований лучшими облегчающими материалами для облегчения тампонажных растворов, являются полые стеклянные микросферы, обладающие высокой удельной прочностью – более 150 МПа при насыпной плотности 150–200 кг/м<sup>3</sup> [5].

Результаты лабораторных исследований тампонажной смеси путем добавки реагента «микросфера» в разных количествах и при повышенных температурах частично сокращается время загустевания смеси, при этом механическая прочность на изгиб возрастает и уменьшается плотность от 1,59 до 1,15 г/см<sup>3</sup> и растекаемость смеси с более 26 до 15 см, при этом время загустевания увеличивается с 2 ч 5 минут до 2 ч 30 минут, прочность цементного камня увеличивается с 3,6 до 5,1 Мпа.

Тампонажного раствора, содержащего ПСМС, водоцементное отношение в 2 раза и более, меньше, чем у растворов с другими облегчающими добавками [4, 5].

По многим литературным данным известно, что частицы стеклянных микросфер мельче частиц цемента и имеют в своем составе аморфный кремнезем, следовательно они обладают большой поверхностной энергией. Исходя из этого, они должны быть более активными в адсорбционном отношении, проявлять пуццоланическую активность, оказывать структурирующий эффект, быть макроцентрами кристаллизации в цементной системе. В связи с этим МС должны хорошо адсорбировать и удерживать на своей поверхности воду затворения и продукты гидратации цемента. При этом создается неоднородная структура цементной матрицы между микросферой и контактным слоем. При этом у тампонажного раствора с МС увеличиваются сроки схватывания и прокачиваемость. В цементном растворе микросферы равномерно распределяются и являются макроцентрами кристаллизации тампонажного камня [1, 6].

Микросферное пространство заполняется в результате растворения частиц цемента и частично микросфер. Микросферы легче и мельче и поэтому отталкивать одноименные по заряду частицы цемента не могут. Продукты гидролиза цемента – это известь, алюминаты и гидроалюминаты, гидроферриты имеют положительный заряд. Поэтому они к себе притягивают микросферы и притягиваются сами. Роль микросфер в составе тампонажного раствора заключается в проявлении сорбционных, структурирующих и пуццоланических свойств.



Тампонажный камень, содержащий ПСМС имеет более сильное сцепление с обсадной трубой при атмосферном давлении, чем модифицированный [3, 5].

В результате выполненного анализа, можно сделать следующие выводы, что положительный результат проведение изоляции осложнённых зон скважин зависит от свойства применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки её в осложнённую зону скважины.

С этой целью в составе тампонажного раствора рекомендуется применение ПСМС и АПСМС в качестве облегчающей добавки для получения тампонажного раствора плотностью 1,19 г / см<sup>3</sup> и ниже.

#### Литература:

1. Akramov B.Sh., Umedov Sh.Kh. Oil-and-gas production handbook. – Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
2. Результаты бурения ствола скважины на площади Учкызыл в условиях поглощения бурового раствора / Д.Р. Махаматхожаев [и др.] // Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа». – М., 2019. – № 4. – С. 51–56.
3. Комилов Т.О., Рахимов А.А. Способ доставки тампонажной смеси с применением контейнера, спускаемого на кабеле для борьбы с поглощением бурового раствора. Материалы республиканской научно – технической конференции «Интеграция науки, образования и производства-важнейший фактор в реализации инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли» 1 ноября 2019 года. – Ташкент, 2019. – С. 194–197.
4. Комилов Т.О. Тампонажный раствор для цементирования нефтяных и газовых скважин // Булатовские чтения IV Международной научно-практической конференции. Сборник статей. – 2020. – Т. 3. – С. 157–158.
5. Комилов Т.О., Рахимова А.А. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей. – 2019. – Т. 3. – С. 69.
6. Новая тампонажно-полимерная смесь на основе местного сырья / Ш.Х. Умедов [и др.] // «Наука и образование сегодня». – М., 2020. – № 10 (57). – С. 18–22.
7. Комилов Т.О., к.т.н. Махаматходжаев Д.Р. Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – М., 2021. – № 1167. – С. 68–74.
8. Lost-circulation control with using aerated liquids / T.O. Komilov [et al.] // International Scientific and Practical Conference World science. – 2016. – P. 45–47.

#### References:

1. Akramov B.Sh., Umedov Sh. Oil-and-gas production handbook. – Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
2. Results of drilling the wellbore on the Uchkyzyl area in conditions of drilling mud absorption / D.R. Makhamatkhojaev [et al.] // Scientific and technological journal «Technologies of oil and gas». – М., 2019. – № 4. – P. 51–56.
3. Komilov T.O., Rakhimov A.A. Method of delivery of plugging mixture using a container lowered on a cable to combat absorption of drilling mud. Proceedings of the Republican scientific and technical conference «Integration of science, education and production – the most important factor in the implementation of investment projects of oil and gas industry» November 1, 2019. – Tashkent, 2019. – P. 194–197.
4. Komilov T.O. Tamponage solution for cementing of oil and gas wells // Bulatov readings IV International scientific and practical conference. Collection of articles. – 2020. – Vol. 3 – P. 157–158.
5. Komilov T.O., Rakhimova A.A. Method of isolation of wash fluid absorption zones in a well // Bulatov Readings of the III International Scientific-Practical Conference. Collection of articles. – 2019. – Vol. 3. – P. 69.
6. New plugging-polymer mixture on the basis of local raw materials / Sh.Kh. Umedov [et al.] // «Science and Education Today». – М., 2020. – № 10 (57). – P. 18–22.
7. Komilov T.O., Makhamatkhojaev D.R. Improved composition of drilling mud to prevent absorption of flushing fluids // Oil Economy. – М., 2021. – № 1167. – P. 68–74.
8. Lost-circulation control with using aerated liquids / T.O. Komilov [et al.] // International Scientific and Practical Conference World science. – 2016. – P. 45–47.