НОВАЯ ТАМПОНАЖНО-ПОЛИМЕРНАЯ СМЕСЬ НА ОСНОВЕ МЕСТНОГО СЫРЬЯ

Умедов Ш.Х.[1], Акрамов Б.Ш.[2], Нуритдинов Ж.Ф.[3], Комилов Т.О.[4]

[1]Умедов Шерали Халлокович - доктор технических наук, заведующий,
кафедра горной электромеханики,
Ташкентский государственный технический университет;
[2]Акрамов Бахшилло Шафиевич - кандидат технических наук, профессор,
кафедра разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений,
факультет нефти и газа,
филиал
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина;
[3]Нуритдинов Жалолиддин Фазлиддин угли – магистрант,
кафедра геологии нефти и газа;
[4]Комилов Толиб Олимович – докторант,
кафедра горной электромеханики,
Ташкентский государственный технический университет,
г. Ташкент, Республика Узбекистан

Аннотация: *данная статья посвящена анализу технологических операций и обеспечению качественного крепления эксплуатационной колонны, а также разработке рецептуры нового состава полимерно-тампонажной смеси на основе местного сырья.*
Ключевые слова: *технологические операции, колонна, тампонажная смесь, вязкость, раствор.*

Для выполнения технологических операций и обеспечения качественного крепления эксплуатационной колонны к тампонирующим смесям предъявляются следующие требования:

- смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять это свойство в течение времени, необходимого для закачки и продавливания ее в каналы поглощающего пласта;
- тампонирующая смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении, существующих в скважине;
- после закачки в зону поглощения смесь должна быстро схватываться и приобретать за короткий срок достаточную прочность;
- цементный камень должен быть стойким по отношению к пластовым водам и водонепроницаемым.

Структурно-механические свойства тампонирующей смеси и прочность образовавшегося в скважине камня могут значительно отличаться от данных, полученных в лабораторных условиях, так как смесь в течение определенного времени имеет турбулентное движение в трубах, может подвергаться разбавлению в скважине. Все это может значительно изменить свойства раствора и понизить его изолирующие качества [1]. Поэтому при выборе смеси и технологических приемов руководствуются конкретными условиями в скважине.

Пригодность тампонажного раствора для транспортирования в скважину чаще всего оценивается сроками схватывания, которые зависят от состава цемента, количества и качества добавок и условий в скважине. Время схватывания цементного раствора регулируется величиной водоцементного отношения, добавлением химических реагентов и тонкостью помола цемента.

На качество цементирования определенное влияние оказывает удельный вес смеси. Разница удельных весов цементного и глинистого, растворов должна составлять не более 0,1-0,2 г/см^3, что подтверждается практикой применения облегченных цементных растворов.

Водоотдача цементного раствора влияет на сроки схватывания смеси, вследствие чего камень имеет различную прочность и проницаемость по высоте цементного столба, что приводит к возникновению водяных карманов и перетокам жидкости. Снижению водоотдачи уделяется серьезное внимание [2].

Одним из наиболее важных свойств тампонирующей смеси является вязкость, обусловливающая возможность прокачивания смеси по трубам. Она не должна значительно снижаться в течение времени, необходимого для проведения процесса цементирования.

Вязкость смеси зависит от природы вяжущего вещества, тонкости помола, водоцементного отношения, качества воды, вида наполнителя, а также от условий, в которых смесь находится во время цементирования, времени и интенсивности перемешивания.

Со временем вязкость тампонирующей смеси возрастает и раствор начинает загустевать, затем схватывается и превращается в камень.

Следует отметить, что довольно трудно установить, когда заканчивается процесс загустевания, который зависит от химико-минералогического состава цемента, условий, скорости образования и

разрушения структуры и так далее, и начинается процесс схватывания цементного раствора вследствие условности этих понятий и методов определения [3].

Вязкость смеси увеличивается до тех пор, пока подвижность смеси понизится настолько, что ее невозможно прокачивать.

При продавливании в скважину слишком вязкого раствора возможен разрыв слабых пород из-за большого сопротивления трению.

Вязкость и стабильность смеси можно регулировать путем изменения содержания в ней воды, добавлением химических реагентов и инертных наполнителей.

Нами была разработана рецептура нового состава полимерной тампонажной смеси на основе местного сырья (вермикулит) с отвердителем и в качестве наполнителя вермикулитом [4].

В таблице 1 приводятся результаты лабораторных исследований предоженной полимерной тампонажной смеси для пластов с АНПД с добавлением в разных количествах отвердителя и при различных температурах, из которой следует, что с увеличением количества отвердителя сокращается время загустевания смеси. С повышением температуры также сокращается время загустевания смеси, при этом механическая прочность на изгиб возрастает. Остаются неизменными плотность и растекаемость смеси [5].

На рисунке 1 показаны кривые изменения начала загустевания полимерной тампонажной смеси от количества отвердителя отвердителя.

Результаты лабораторных исследований полимерной тампонажной смеси с добавлением наполнителей в разных количествах и при различных температурах.

Таблица 1. Результаты лабораторных исследований предложенной полимерной тампонажной смеси для пластов с АНПД с добавлением в разных количествах отвердителя и при различных температурах

Состав полимерной тампонажной смеси	**Кол-во отвердителя в % от массы смолы**	**Темпе-ратура реакции, ^{0}C**	**Плотность смеси, г/см^3**	**Растекае-мость по конусу АзНИИ, см**	**Сроки загустевае-мости**		**Прочность на изгиб через сутки твердения, МПа**
					Начало	**Конец**	
1. 60% смолы + 40% отходов МЖК	2	60	1,29	22	2-00	2-40	2,0
2. “-“	3	“-“	“-“	“-“	1-35	2-00	
3. “-“	4	“-“	“-“	“-“	1-20	1-50	
4. “-“	5	“-“	“-“	“-“	1-05	1-30	
1. Тоже	2	70	1,29	22	1-40	1-55	4,0
2. “-“	3	“-“	“-“	“-“	1-00	1-15	
3. “-“	4	“-“	“-“	“-“	0-50	1-05	
4. “-“	5	“-“	“-“	“-“	0-40	0-50	
1. Тоже	2	80	1,29	22	1-00	1-30	6,0
2. “-“	3	“-“	“-“	“-“	0-30	0-45	
3. “-“	4	“-“	“-“	“-“	0-25	0-35	
4. “-“	5	“-“	“-“	“-“	0-20	0-30	

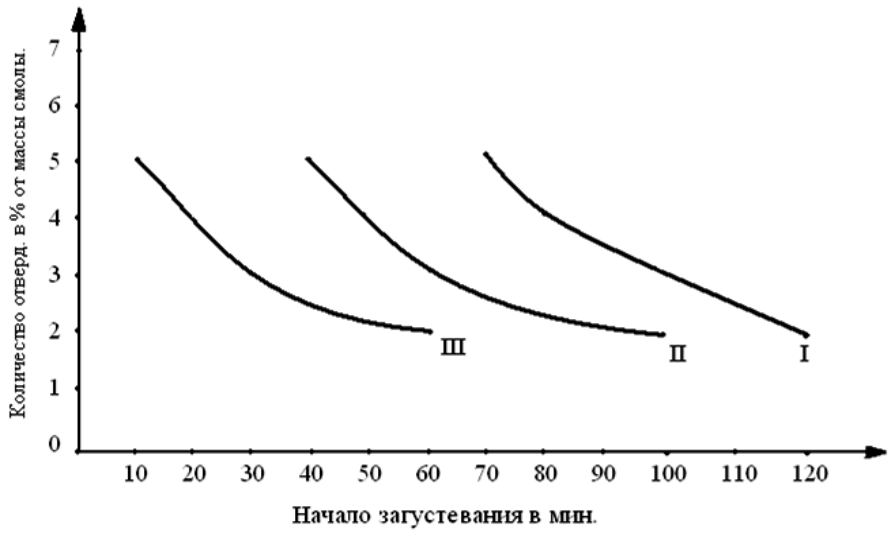

Рис. 1. Кривые изменения начала загустевания полимерной тампонажной смеси в зависимости от количества отвердителя: I. $t^0=60^0C$; II. $t^0=70^0C$; III. $t^0=80^0C$

Из графика следует, что с увеличением отвердителя сроки загустевания сокращаются.

На рисунке 2 приводятся результаты лабораторных исследований той же полимерной тампонажной смеси, но с добавлением 5% серы от массы смолы, которое показывает, что при ее добавлении увеличиваются во времени сроки загустевания смеси при неизменной механической прочности камня, через сутки твердения.

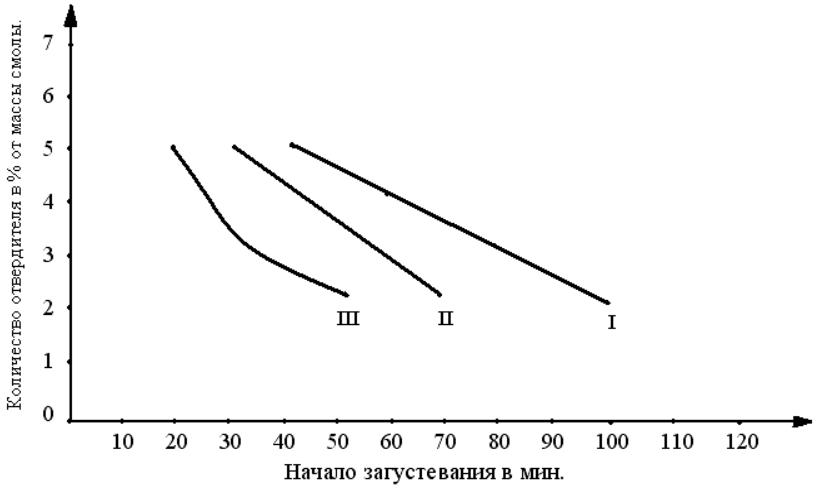

Рис. 2. Кривые изменения начала загустевания полимерной тампонажной смеси в зависимости от добавки серы 5%: I. $t^0=60^0C$; II. $t^0=70^0C$; III. $t^0=80^0C$

Из рисунка 2 следует, что при добавлении серы в полимерную тампонажную смесь всего 5% от массы смолы время ее загустевания несколько увеличивается. Сера в нашем случае является стабилизатором процесса полимеризации, обеспечивая время начала загустевания в требуемой продолжительности.

Результаты исследований показывают также, что тампонажная смесь с содержанием смолы 150 г., утяжелителя – барита 75 г. и отвердителя 0,5% имеет расширение 60 % при плотности раствора полимерной тампонажной смеси 1,95 г/см^3, при этом прочность на изгиб составляет 3,5 МПа, что вполне соответствует требованиям ГОСТа. Примерно тоже самое просматривается по результатам опытов с другими вариантами. С увеличением отвердителя сроки загустевания сокращаются.

Из выполненных исследований можно сделать вывод о том, что предлагаемая полимерная тампонажная смесь на основе местного сырья, отвердителя, отходов масложиркомбината – соапстока вполне пригодна для качественного крепления нефтяных и газовых скважин [6].

Можно также рекомендовать полимерную тампонажную смесь с добавкой серы там, где требуются несколько удлиненные сроки загустевания смеси.

Список литературы

1. *Умедов Ш.Х.* Совершенствование промывочных жидкостей для вскрытия продуктивних пластов. Ташкент.:«Fan va texnologiya», 2015. 120 стр.
2. *Акрамов Б.Ш., Хаитов О.Г., Жарыкбаев К.Н.* Экспериментальное исследование химического выщелачивания нефти при нефтеносных пластов. Журнал «Горный журнал». № 4, 2010. Екатеринбург.
3. *Акрамов Б.Ш., Хаитов О.Г., Табылганов М.А.* Методы уточнения начальных и остаточных запасов нефти по данным разработки на поздней стадии. Журнал «Горный журнал». № 2, 2010. Екатеринбург.
4. *Akramov B.Sh., Khaitov O.G.,Nuriddinov J.F.* Oil displacement by water in an electric field. Europaische Fachhochschule. № 11, 2015.
5. *Qodirov X.E., Akramov B,Sh., Abdisatdarov A.A., Umedov Sh. Kh., Nuritdinov J.F.* Development inhibitor for salty acid processing the bore holes // International Scientific and Practical Conference “WORLD Science” Multidisciplinary Scientific Edition. U.A.E., 2016. March. № 3 (7). P. 43-44.
6. *Умедов Ш.Х., Мирсаатова Ш.Х., Нуритдинов Ж.Ф., Комилов Т.О.* Вскрытие продуктивного пласта с применением пен. Журнал “Технологии нефти и газа”. № 4, 2017. Москва.
7. *Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х., Хаитов О.Г., Нуриддинов Ж.Ф., Хамроев У., Зияева Н.* Инновационная технология разработки нефте газовых залежей. Журнал «Наука техника и образование». № 1, 2019.

8. *Умедов Ш.Х., Хайитов О.Г., Нуритдинов Ж.Ф., Мирзакулова М.Н.* Использование промысловых данных для определения запасов нефти залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме. Журнал «Проблемы современной науки и образования». Москва. № 10 (143). 2019.