



УДК 622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ

APPLICATION OF GELLING COMPOSITION FOR SAND CONTROL

Шовгенов Ахмед Долетбиевич
Менеджер по развитию бизнеса
Halliburton International GmbH
akhmed.shovgenov@halliburton.com

Shovgenov Akhmed Doletbievich
Business Development Manager,
Halliburton International GmbH
akhmed.shovgenov@halliburton.com

Аннотация. В данной работе представлен анализ возможности применения гелеобразующего состава при борьбе с пескопроявлением, основанный на результатах лабораторных исследований. Проведены эксперименты по изучению процесса гелеобразования, реологических и изоляционных свойств разработанного состава.

Annotation. This paper presents evaluation of gel-forming composition for sand control, based on the results of laboratory studies. Experiments were carried out to study the gelation process, rheological and isolation properties of the presented composition.

Ключевые слова: Пескопроявление, гель, реология, гелеобразование.

Keywords: Sand control, Gel, Rheology, Gelation.

Введение

Вынос песка при эксплуатации слабосцементированных резервуаров нефти или газа сопровождается целым рядом негативных последствий, наиболее значимыми из которых являются:

- эрозия внутрискважинного и наземного оборудования;
- образование песчаных пробок как в призабойной зоне скважины, так и в устьевой обвязке оборудования;
- снижение проницаемости призабойной зоны;
- увеличение затрат на эксплуатацию скважины, в силу уменьшения межремонтного периода, необходимости замены оборудования и т.д. [1–3].

К сожалению, на практике предотвратить это негативное явление не представляется возможным, и все современные методы борьбы с выносом песка направлены либо на уменьшение негативных последствий, либо на замедление темпов самого процесса. Однако, развитие науки и новые научные разработки из года в год совершенствуются и показывают все более многообещающие результаты. В этой связи одной из наиболее перспективных технологий является применения гидрогелей.

Гидрогели представляют собой химические соединения, состоящие из двух компонентов: полимера и сшивателя. При их смешении через определенное время в результате химических реакций образуется гелевая система с трехмерной структурой, в научной литературе такая смесь называется гелеобразующим составом [4–8].

На сегодняшний день существует достаточно богатый спектр гелеобразующих составов с различными триггерными механизмами гелеобразования, такими как pH окружающей среды, пластовая температура и т.д. [9]. Процесс гелеобразования протекает как правило в пласте, так как после того как гелевая структура сформировалась, она практически не обладает текучестью, и закачать ее в пласт, не вызвав при этом существенного повышения давления на устье, а в некоторых случаях и гидроразрыва пласта, едва ли возможно. Учитывая высокую устойчивость гелевых систем к пластовым условиям и прочностные характеристики, позволяющие выдерживать существенное дифференциальное давление, они нашли широкое применение в нефтегазовой отрасли в таких операциях как ограничение водопритока или модификация профиля приемистости.

В данной работе представлен анализ возможности применения гелеобразующего состава при борьбе с пескопроявлением, основанный на результатах лабораторных исследований. Проведены эксперименты по изучению процесса гелеобразования, реологических и изоляционных свойств разработанного состава.

Экспериментальная часть

С целью исследования эффективности предложенного состава экспериментальная часть была разделена на следующие три основных направления:

- Изучение влияния концентрации сшивателя на время гелеобразования при различных концентрациях полимерной составляющей. Исследования проводились по методике, описанной в работе.



– Изучение реологических свойств предложенного гелеобразующего состава. Исследования проводились по методике, описанной в работе.

– Изучение изоляционных свойств предложенного гелеобразующего состава на примере насыпных моделей пласта. Исследования проводились по методике, описанной в работе.

При приготовлении заявленного состава применялись следующие химические реагенты: сополимер 2-акриламида – 2-метил-пропансульфоновой кислоты натриевой соли (AMPS) и акриламид в порошковой форме со средней молекулярной массой от 8 миллионов Далтон, триацетат хрома в порошковой форме. Ввиду того, что на момент публикации данного материала подана заявка на получение патента на предложенный состав, автор не имеет права указать точный химический состав. Все образцы исследуемого гелеобразующего состава готовились путем смешения в магнитной мешалке компонентов композиции при температуре в 25 °С с последующим выдерживанием полученного состава в 48 часов для получения гомогенного раствора. Расчетные концентрации гелевых образцов получались разбавлением исходных образцов.

Для определения времени гелеобразования и оптимального состава гелеобразующего состава исследуемые образцы помещались в стеклянные пробирки объемом 70 мл и хранились при температуре в 62 °С в течение 4 недель. Прочность геля оценивалась по методу, предложенному и описанному Сиданском [10]. Состояние геля, описываемое Сиданском кодом Н, было принято за оптимальное и время гелеобразования определялось согласно данной номенклатуре. Однако, несмотря на то, что данный тест и рассматривается некоторыми учеными [11] как метод определения времени гелеобразования и влияния на данный процесс различных параметров, тем не менее, результаты все же являются качественными, не имея количественной оценки, что создает необходимость проведения дополнительных тестов.

Реологические свойства предложенных гелей определялись с применением методик описанных в работах [12, 13]. Изменения проводились как до начала процесса гелеобразования, так и после его завершения. Подобный подход позволил получить наиболее целостную картину о вязкоупругих свойствах исследуемых систем. Измерения проводились на реометре MCR301 компании Anton Paar при температуре в 62 °С.

Эксперименты по вытеснению, проводимые на керновых образцах, проводились на модели, описанной в работе. Все эксперименты проводились при температуре в 62 °С, то есть средне пластовой температуре месторождения Азери – Чираг – Гюнешли.

Результаты и обсуждение

Критическая концентрация полимера необходимая для образования сплошной гелевой структуры определялась на примере динамики изменения вязкости двух групп образцов геля с массовыми долями сшивателя к полимеру в 0,25 и 0,5, при различных концентрациях полимера от 2 000 до 14 000 млн⁻¹ (табл. 1). Все измерения проводились при напряжении сдвига в 5 с⁻¹. Наблюдаемый скачок в значениях вязкости обеих групп растворов при концентрации в 5 000 млн⁻¹ ассоциируется с началом процесса гелеобразования. Таким образом, как видно из полученных результатов, вне зависимости от концентрации сшивателя, концентрация полимера в 5 000 млн⁻¹ является минимально необходимой для начала процесса гелеобразования.

Таблица 1 – Динамика изменения вязкости гелевого раствора

Концентрация полимера (млн ⁻¹)	Концентрация сшивателя (массовая доля) 0,25	Концентрация сшивателя (массовая доля) 0,5
2000	3,2	2,1
4000	3	4,1
5000	10	9
8000	12	11
10000	13	12
12000	14	13
14000	15,6	14,2

Для исследования влияния различных концентраций полимера и сшивателя на реологические свойства рассматриваемых гелей было отобрано четыре образца. Время гелеобразования в данных экспериментах определялось по методике Сиданска [10] (табл. 2). Абсолютно все исследуемые образцы продемонстрировали неньютоновское, а если быть более точным, псевдопластичное поведение (табл. 3). Следует отметить, что псевдопластичность является желаемым результатом при разработке композиции гидрогелей. Именно благодаря этому свойству достигаются хорошие фильтрационные характеристики гелевых систем позволяющие прокачивать их в глубинные зоны пласта, что значительно увеличивает эффективность их применения.



Таблица 2 – Динамика изменения времени гелеобразования

Образец	Концентрация полимера (млн ⁻¹)	Концентрация сшивателя (массовая доля)	Время гелеобразования (по методу Сиданска код Н)
1	9000	0,5	6
2	9000	0,25	8
3	6000	0,5	30
4	12000	0,5	16

Таблица 3 – Динамика изменения вязкости в зависимости от скорости сдвига

Скорость сдвига (1 / с)	Вязкость (Па · с)			
	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
25	8,16	9,09	8,37	8,45
50	4,36	3,89	4,28	5,26
75	2,48	2,83	2,39	2,58
100	2,17	2,41	2,22	2,12
125	1,97	2,08	2,13	2,05
150	1,84	1,95	1,86	1,68
200	1,79	1,88	1,84	1,66

Механическая стабильность горной породы при фильтрации сквозь нее нефти или воды является важным фактором в исследованиях процесса пескопроявления. В лабораторных исследованиях данного параметра первоначальная задача сводится к установлению первичных свойств породы, своеобразной точки отсчета (табл. 4). На практике это означает измерения значений выноса песка при фильтрации через исследуемый образец морской воды. Далее закачивают состав гидрогеля в количестве одного порового объема с последующей выдержкой в образце в статических условиях в течение 72 часов при температуре в 62 °С.

На следующем этапе при различных значениях расхода насоса происходит вытеснение геля с одновременным замером значений выноса песка. Полученные результаты показали существенное сокращение выноса песка, практически в 10 раз. Механизм действия гидрогеля основан по всей видимости на формировании тонкой полимерной пленки на поверхности породы, что увеличивает ее цементированность и устойчивость к процессу эрозии. Дополнительным положительным эффектом является большее уменьшение падения проницаемости по воде в сравнении с нефтью, что также позволяет снизить обводненность добываемой продукции. Так лабораторные эксперименты показали уменьшение проницаемости по воде более 80 раз, а по нефти не более 8 раз (табл. 5).

Таблица 4 – Свойства керна

Тип	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Абсолютная проницаемость, мД
Песчаник	8,2	4	27	120

Таблица 5 – Влияния гидрогеля на проницаемость и вынос песка

	Относительная проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по нефти, мД	Вынос песка при 1 порового объема закаченного воды, гр	Вынос песка при 2 порового объема закаченного воды, гр
Перед закачкой гидрогеля	91	108	1,36	3,28
После закачки гидрогеля	1,1	12,6	0,12	0,31

В таблице 6 приведены результаты измерения динамики дифференциального давления в образце керна, насыщенном гидрогелем (т.е. 0.5 сшивателя, 9000 млн⁻¹) в зависимости от вытесняющего агента и расхода насоса. Значения дифференциального давления при вытеснении водой оказались значительно более высокими по сравнению с экспериментами, где в качестве вытесняющего агента использовали нефть.

Таблица 6 – Динамика дифференциального давления

Расход насоса, мл / м	Дифференциальное давление, бар	
	Вытесняющий агент – нефть	Вытесняющий агент – вода
1	4,8	6,2
1,5	8,7	10,6
3	14,5	33,8
5	18,7	51,3



Выводы

- Разработан состав для укрепления слабосцементированных пород и снижению пескопроявления следующей композиции : 0,5 массовая доля сшивателя, 9000 млн⁻¹ концентрация полимера.
- Разработанные составы имеют псевдопластичное поведение.
- Гелевые составы позволяют снизить вынос песка до 10 раз, при этом демонстрируя большее уменьшение падения проницаемости по воде в сравнении с нефтью. Для исследуемого состава геля эти значения составили 80 и 8 раз соответственно.

Литература:

1. Ikporo B., Sylvester O. Effect of sand invasion on oil well production: a case study of Garon field in the Niger Delta // *The International Journal of Engineering and Science*. – 2015. – № 4 (5). – P. 64–72.
2. Isehunwa S.O., Olanrewaju O. A Simple Analytical Model for Predicting Sand Production in A Niger Delta Oil Field // *International Journal of Engineering Science and Technology*. – 2010. – № 2 (9). – P. 4379–4387.
3. Singh P., Van Petegem R. A novel chemical sand and fines control using zeta potential altering chemistry and placement techniques // *In International Petroleum Technology Conference. OnePetro*. – 2014.
4. Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С., Велиев Э.Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 1. – С. 86–88.
5. Veliyev E.F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 2. – P. 50–66.
6. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Azizagha A.A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – № 193. – P. 107–411.
7. Veliyev E.F. Mechanisms of polymer retention in porous media // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 3. – P. 126–134. DOI: 10.5510/OGP20200300453
8. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – № 33 (10). – P. 1133–1140.
9. Study of salinity and pH effects on gelation time of a polymer gel using central composite design method / M.B. Salehi [et al.] // *Journal of Macromolecular Science*. – 2012. – Part B. – № 51 (3). – P. 438–451.
10. Sydansk R.D., Argabright P.A. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel (№ US 4683949). – 1987.
11. Karimi S., Esmailzadeh F., Mowla D. Identification and selection of a stable gel polymer to control or reduce water production in gas condensate fields // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – № 21. – P. 940–950.
12. Rheological and transport properties of sulfonated polyacrylamide hydrogels for water shutoff in porous media / M.B. Salehi [et al.] // *Polymers for advanced technologies*. – 2014. – № 25 (4). – 396–405.
13. Rheological Characteristics of Sulphonated Polyacrylamide / A. Dadvand Koochi [et al.] // *Chromium Triacetate Hydrogels Designed for Water Shut-off. Iranian Polymer Journal*. – 2010. – № 19 (10). – P. 757–770.

References:

1. Ikporo B., Sylvester O. Effect of sand invasion on oil well production: a case study of Garon field in the Niger Delta // *The International Journal of Engineering and Science*. – 2015. – № 4 (5). – P. 64–72.
2. Isehunwa S.O., Olanrewaju O. A Simple Analytical Model for Predicting Sand Production in A Niger Delta Oil Field // *International Journal of Engineering Science and Technology*. – 2010. – № 2 (9). – P. 4379–4387.
3. Singh P., Van Petegem R. A novel chemical sand and fines control using zeta potential altering chemistry and placement techniques // *In International Petroleum Technology Conference. OnePetro*. – 2014.
4. Suleymanov B.A., Ismailov F.S., Veliev E.F. On the influence of metal nanoparticles on the strength of CMC-based polymer gels used in oil production // *Oil Economy*. – 2014. – № 1. – P. 86–88.
5. Veliyev E.F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 2. – P. 50–66.
6. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Azizagha A.A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – № 193. – P. 107–411.
7. Veliyev E.F. Mechanisms of polymer retention in porous media // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 3. – P. 126–134. DOI: 10.5510/OGP20200300453
8. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – № 33 (10). – P. 1133–1140.
9. Study of salinity and pH effects on gelation time of a polymer gel using central composite design method / M.B. Salehi [et al.] // *Journal of Macromolecular Science*. – 2012. – Part B. – № 51 (3). – P. 438–451.
10. Sydansk R.D., Argabright P.A. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel (№ US 4683949). – 1987.
11. Karimi S., Esmailzadeh F., Mowla D. Identification and selection of a stable gel polymer to control or reduce water production in gas condensate fields // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – № 21. – P. 940–950.
12. Rheological and transport properties of sulfonated polyacrylamide hydrogels for water shutoff in porous media / M.B. Salehi [et al.] // *Polymers for advanced technologies*. – 2014. – № 25 (4). – 396–405.
13. Rheological Characteristics of Sulphonated Polyacrylamide / A. Dadvand Koochi [et al.] // *Chromium Triacetate Hydrogels Designed for Water Shut-off. Iranian Polymer Journal*. – 2010. – № 19 (10). – P. 757–770.