



SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

journal home page: <http://proceedings.socar.az>



ГЕЛЕВАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ

А.Д.Шовгенов

Halliburton International GmbH, Москва, Россия

Water Shut off Gel

A.D.Shovgenov

Halliburton International GmbH, Moscow, Russia

Abstract

Injection of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide gels using inorganic crosslinking agents has proven to be one of the best methods for isolating water and enhancing oil recovery. Partially hydrolyzed polyacrylamide forms a gel structure in the presence of trivalent metal ions such as Cr^{3+} , Al^{3+} , which act as a crosslinker. In this case, a sequential injection of a polymer solution and a crosslinking agent is carried out into the formation and the gel is formed directly in the formation. Numerous successful examples of the implementation of this technology to reduce the water cut of the produced products were the basis for the development of a new gel composition, taking into account the disadvantages of the existing ones. The paper presents the results of laboratory studies on core material using the proposed gel composition based on a partially hydrolyzed polyacrylamide polymer and various crosslinking agents (note: thiourea / $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$).

Keywords:

Partially hydrolyzed polyacrylamid;
Coreflood;
Crosslinking;
Polymer gel;
Enhanced oil recovery;
Water shut off.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Текущее состояние разработки большинства нефтяных месторождений характеризуется повышенной обводненностью добываемой продукции, как правило, ввиду того, что подавляющее большинство находится на поздней стадии разработки [1,2]. Избыточная обводненность добываемой нефти неизбежно приводит как к серьезным экономическим, так и эксплуатационным проблемам. Снижение уровня нефтедобычи, высокий уровень коррозии используемого как внутрискважинного, так и устьевого оборудования, образование стойких водонефтяных эмульсий является лишь небольшим примером из достаточно обширного списка проблем связанных с избыточной обводненностью скважинной продукции [3,4]. Учитывая вышеперечисленное, технологии по изоляции водопритоков приобретают особую значимость для исследователей. Несмотря на то, что в настоящее время уже имеется достаточно широкий ассортимент различных составов для проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока, до сих пор активно ведутся исследования по созда-

нию новых и улучшению уже имеющихся составов, с целью повышения технического результата от их применения [5-12]. Для решения проблем с добычей воды используются многочисленные методы, варьирующиеся в достаточно широком диапазоне от установки цементных мостов пробки и цементирования под давлением, до более сложных схем, включающих одновременно – раздельную эксплуатацию пластов, горизонтальное бурение, а также комбинирование различных методов. Каждый из методов естественно обладает своим набором преимуществ и недостатков, так один из самых простых с технологической точки зрения методов, основанный на закачке цементного раствора практически не обладает селективностью воздействия и зачастую блокирует не только водоносные участки пласта, но и нефтеносные. Применение цементных растворов на нефтяной основе, созданных с целью предотвращения именно этой проблемы, позволяет частично избежать вышеизложенной ситуации. Применение дорогостоящего скважинного оборудования или внедрение сложных эксплуатационных технологий хоть и является достаточно эффективным способом применяется не часто. В данном случае список ограничений по внедрению технологии включает в себя более широкий

E-mail: shovgenov@fann.info

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300448>

спектр причин от геологического строения месторождения до наличия высококвалифицированных специалистов. Таким образом, методы изоляции водопритоков на основе закачки химических реагентов на сегодняшний день составляют лидирующее большинство. Количество применяемых с этой целью составов очень разнообразно: смолы, полимеры, осадкообразующие композиции, цементные растворы и т.д. В особую группу следует выделить гели [12-19]. Многие исследователи закономерно считают их применение одним из наиболее эффективных химических методов для проведения ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах. Полимерные гелевые системы как правило двухкомпонентные и состоят из водорастворимого полимера и сшивающего агента [19-27] (прим. органического или неорганического). Первоначально гелевый раствор обладает малой вязкостью, что обеспечивает высокую фильтрационную способность и проникновение в высокообводненные участки вдали от ствола скважины. После определенного промежутка времени происходит резкое возрастание кинематической вязкости до загустевания системы, т.е. раствор резко теряет текучесть и превращается в гель. Образовавшийся в пласте гелевый экран успешно блокирует обводненные интервалы пласта, ограничивая поступление воды в добывающую скважину [27-47].

Однако следует отметить, что большинство известных к настоящему времени гелеобразующих водоизоляционных составов обладают рядом недостатков, среди которых: низкая проникающая способность в пласт, нестабильность в пластовых условиях, токсичность и высокая стоимость [48-52].

В работе предложена гелевая система на основе частично гидролизованного полиакриламида (ЧГПАА), в качестве сшивающего агента применялось соединение на основе бихромата калия и тиомочевины, обеспечивающей окислительно-восстановительную систему для получения широкого диапазона времени гелеобразования. Регулируемое время гелеобразования позволяет применять данный состав как для околоскважинных обработок, так и в качестве потокоотклоняющего агента в глубинных зонах пласта.

Методология

Синтез гелевого состава

Раствор частично гидролизованного полиакриламида готовили в рассоле, содержащем 200 мл^{-1} хлорида натрия, при постоянном перемешивании на магнитной мешалке до получения однородной консистенции с последующей выдержкой при комнатной температуре в течение 24 часов. Далее полученный раствор смешивали при заданном соотношении компонентов с раствором сшивателя для получения геля при постоянном перемешивании на магнитной мешалке. pH среды регулировался посредством растворов NaOH и HCl.

Дифференциальная сканирующая калориметрия

Термостабильность геля была исследована методом дифференциально-сканирующей калориметрии на приборе ДСК, Rigaku DSCvesta, при температурах от -20 до 200 °С и скорости нагрева в 3 °С/мин в атмосфере азота 99.997% сверхвысокой чистоты с расходом 20 мл/мин .

Термограмма пустого алюминиевого поддона, в котором проводились измерения исследуемых образцов, использовалась в качестве эталона. Содержание замораживаемой воды в общей воде было приблизительно рассчитано как отношение площадей эндотермических пиков для набухшего в воде гидрогеля к эндотермическому тепловому потоку для чистой воды. Следующее уравнение было применено для количественного определения незамерзающей связанной воды в гидрогелевой системе:

$$W_{\text{с.вода}} (\%) = W_{\text{рсв}} - (Q_{\text{эндо}} / Q_{\text{чистый}} \times 100\%)$$

где, $W_{\text{с.вода}}$ и $W_{\text{рсв}}$ - количество связанной (незамерзающей) воды и равновесное содержание воды в набухшем гидрогеле соответственно;

$Q_{\text{эндо}}$ - это энтальпия замерзающей воды (замерзающая свободная вода и замерзающая связанная вода), рассчитанная на основе ДСК, а $Q_{\text{чистый}}$ определяется как энтальпия чистой воды (340.1 Дж/г).

Исследования на керновом материале

Исследования эффективности предложенного гелеобразующего состава для изоляции водопритоков проводились на керновом материале, отобранном с месторождения «Азери-Чыраг-Гюнешли» (АЧГ), Азербайджан (табл.1, 2) [48]. Тестирование проводилось согласно следующей процедуре: после установки исследуемых образцов в кернодержатель в условиях пластовой температуры и давления образец насыщался синтетической морской водой, после установления стационарного режима вытеснения определялась проницаемость образца. Далее при расходе в 0.2 мл/мин в рассчитанном объеме закачивались гели. Образец насыщенный гелевым раствором выдерживался в стационарном положении в течение 5 дней при пластовой температуре (620 °С) для полного набухания гелевых частиц. По прошествии индукционного периода вновь закачивалась синтетическая морская вода для измерения снижения проницаемости (табл.3).

Результаты

Дифференциальная сканирующая калориметрия

Существуют различные типы воды в гидрогелях: незамерзающая (связанная) вода, промежуточная вода и замерзающая (свободная) вода в соответствии с критерием температуры замерзания. Незамерзающая и промежуточная вода - связанная вода, а замерзающая вода - свободная вода (рис.1). Что касается структуры и взаимо-

Таблица 1

Основные показатели месторождения «Гюнешли»

Вязкость АРІ	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Вязкость нефти при температуре 20 °С, сР	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Давление насыщения, МПа
32	0.96	4	78	песчаник	23.3
Мощность пласта, м	Средняя проницаемость, мД	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Температура, °С	Текущее давление пласта, МПа
66.5	195	27	2900	62	16

Таблица 2

Данные образцов керна

Образец №	Проницаемость, мД	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см
1	181.5	24	20.694	2.012

Таблица 3

Состав синтетической морской воды

Название	Плотность, 20 °С, кг/м ³	Na ⁺ K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cr	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	RCOO ⁻	NH ₄ O ₇
Синтетическая морская вода	1008.7	33.20	4.22	12.58	33.87	14.73	0.8	0.37	0.17	0.05

действия с поверхностями, три типа воды характеризуются следующим:

- незамерзающая вода плотно связана с поверхностью, и взаимодействие воды с поверхностью очень сильное, а взаимодействие вода – вода очень слабое.
- промежуточная вода умеренно взаимодействует с поверхностью (сильнее свободной, но слабее чем незамерзающая вода), включая взаимодействие как вода-поверхность, так и вода-вода.
- замерзающая (свободная) вода практически не взаимодействует с поверхностью, в основном происходит взаимодействие воды с водой.

Наличие эндотермического пика в гидрогеле рассматривается как замораживаемая свободная вода. Оценка количества воды в гидрогеле приве-

дена в таблице 4. Абсорбированная вода в гидрогеле находится в различном состоянии, приблизительно 10.4-10.9% в виде замерзающей воды и 88.5-87.8% в виде незамерзающей воды. Обычно количество связанной (незамерзающая) воды зависит от содержания гидрофильных групп в сетке гидрогеля.

Для анализа ДСК были приготовлены три образца. Результаты термодеструкции гидрогелей представлены на рисунках 2-4. Термодеструкция для данных образцов наблюдалась в интервале от 113 до 128 °С.

Исследования на керновом материале

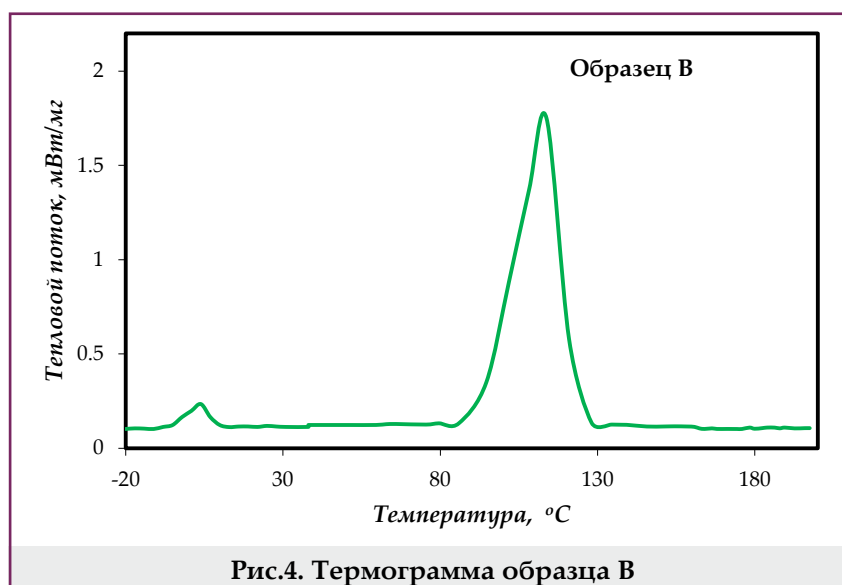
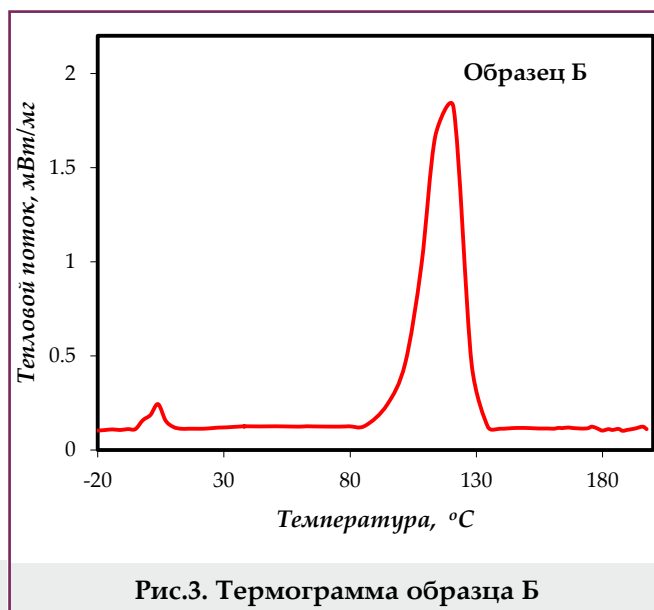
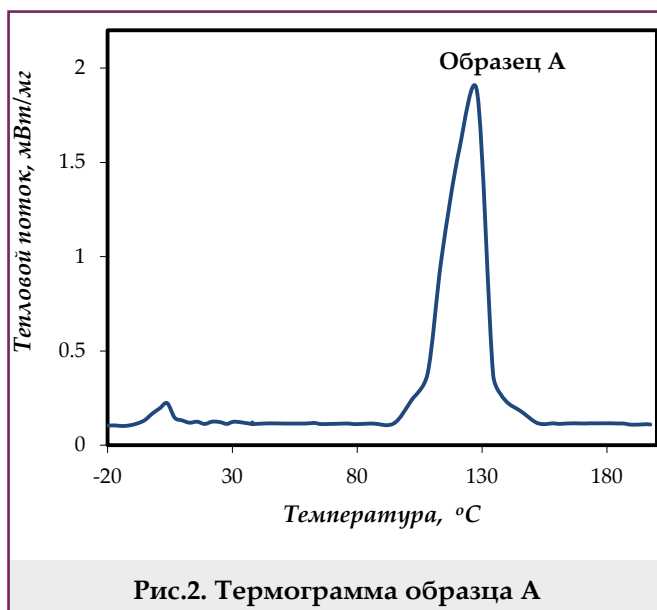
Предложенный гелевый состав обладает регулируемым временем гелеобразования, позволя-



Таблица 4

Состояние воды в гидрогелях, рассчитанное методом ДСК

Гидрогель	Концентрация полимера и сшивателя, млг ⁻¹	Замерзающая вода (ЗВ)	Незамерзающая вода (НЗВ)	Соотношение ЗВ : НЗВ × 100
Образец А	10000/3000:3000	10.4	88.5	11.7
Образец Б	8000/3000:3000	10.6	88.2	12.6
Образец В	6000/3000:3000	10.9	87.8	14.5



ющим подобрать практически любые временные интервалы в зависимости от условий внедрения. Время гелеобразования контролируется путем варьирования концентраций полимера и сшивающего агента. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования показано в таблицах 5-7. Как видно из полученных результатов существует прямая зависимость между концентрацией сшивателя и временем гелеобразования, то есть при уменьшении концентрации сшивающего агента скорость гелеобразования снижается, а при увеличении наоборот повышается. Механизм действия сшивателя основан на

том, что бихромат калия и тиомочевина образуют сложную структуры с карбоксилатными группами частично гидролизованного полиакриламида формируя трехмерные гелевые сетки.

Концентрация полимера так же оказывает значительное влияние на физические свойства геля и время гелеобразования (рис.5.) Однако в данном случае зависимость является обратной, так при уменьшении концентрации полимера уменьшается, время гелеобразования увеличивается. Данный эффект по всей видимости связан с уменьшением количества точек сшивания в растворе.

Таблица 5

Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования 10000 мл⁻¹ ЧГПАА при 70 °С

Концентрация полимера, мл ⁻¹	Концентрация сшивателя, мл ⁻¹	Концентрация рассола, мл ⁻¹	рН	Время гелеобразования, ч
	К ₂ Cr ₂ O ₇ /Тиомочевина			
10000	3000	10000	6.9	6
10000	2500	10000	7.0	6
10000	2000	10000	7.1	8
10000	1500	10000	7.2	11
10000	1000	10000	7.4	35

Таблица 6

Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования 8000 мл⁻¹ ЧГПАА при 70 °С

Концентрация полимера, мл ⁻¹	Концентрация сшивателя, мл ⁻¹	Концентрация рассола, мл ⁻¹	рН	Время гелеобразования, ч
	К ₂ Cr ₂ O ₇ /Тиомочевина			
8000	3000	10000	6.7	10
8000	2500	10000	6.8	10
8000	2000	10000	6.9	11
8000	1500	10000	7.0	19
8000	1000	10000	7.2	44

Таблица 7

Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования 6000 мл⁻¹ ЧГПАА при 70 °С

Концентрация полимера, мл ⁻¹	Концентрация сшивателя, мл ⁻¹	Концентрация рассола, мл ⁻¹	рН	Время гелеобразования, ч
	К ₂ Cr ₂ O ₇ /Тиомочевина			
6000	3000	10000	6.7	9
6000	2500	10000	6.8	16
6000	2000	10000	6.9	17
6000	1500	10000	7.0	31
6000	1000	10000	7.1	103

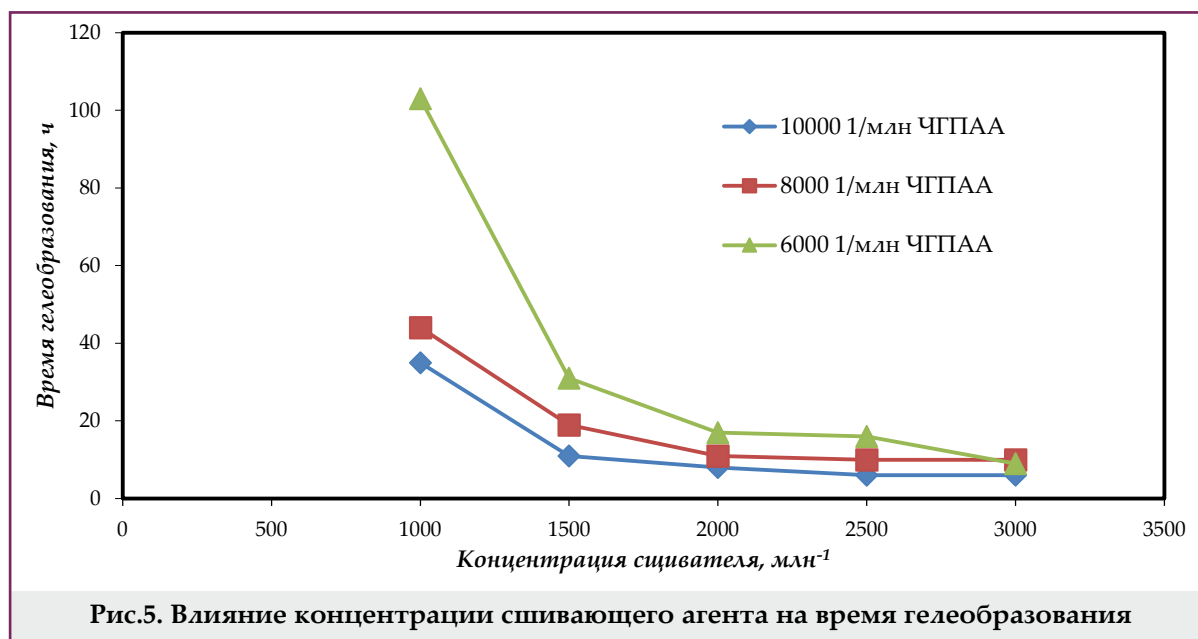


Рис.5. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования

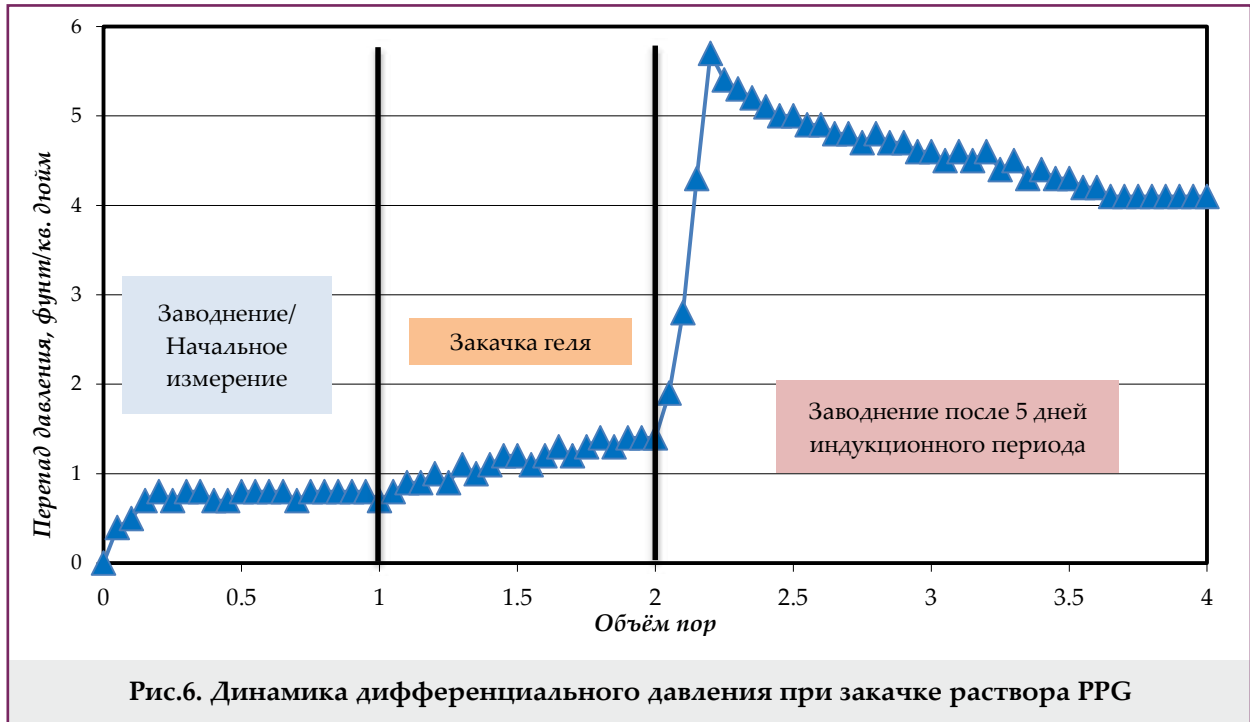


Таблица 8 Состав гелеобразующего раствора для исследований в керне АЧГ		
Компоненты	Единица измерения	Концентрация
ЧГПАА	млн ⁻¹	8000
Рассол	млн ⁻¹	20000
K ₂ Cr ₂ O ₇ /Тиомочевина	млн ⁻¹	4000

Таблица 8 Состав гелеобразующего раствора для исследований в керне АЧГ		
Параметры	Единица измерения	Полученные результаты
Пористость	%	24
Начальная проницаемость	мД	181.5
Проницаемость после гелеобразования	мД	35.4
Снижение проницаемости	%	80.5
Остаточный фактор сопротивления	-	5.1

Результаты экспериментов проведенных на керновом материале представлены в таблицах 8-9 и на рисунке 6. Пористость образца керна составила 24%, а начальная проницаемость 181.5 мД. После выдержки индукционного периода производилась закачка синтетической морской воды для определения снижения проницаемости, и как следствие, фактора остаточного сопротивления. Проницаемость снизилась до 35.4 мД, то есть практически на 80.5%. Таким образом полученная гелевая система является достаточно эффективным агентом для снижения обводненности добываемой продукции и перекрытия водонасыщенных зон пласта.

Полученное значение фактора остаточного сопротивления и возможность регулировать время гелеобразования в широком диапазоне, позволяют рассматривать данную систему не только в качестве водоизоляционного состава, но и как агента для изменения фильтрационных потоков в глубинных зонах пласта.

Выводы

По результатам проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. С увеличением концентрации сшивающих агентов или полимера время гелеобразования уменьшается.
2. Увеличение количества НЗВ увеличивает стабильность полученного геля.
3. Проницаемость образца керна АЧГ значительно снизилась после закачки гелевого раствора, что указывает на эффективность данного состава для борьбы с обводненностью добываемой продукции на нефтяных месторождениях.

Referens

1. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-RU. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
2. Suleimanov, B. A., Ismaylov, F. S., Veliyev, E.F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethylcellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.
3. Sparlin, D. D., Hagen, R. W. Jr. (1984, March). Controlling water in producing operations. Part 1- Where it comes from and the problems it causes. *World Oil*.
4. Seright, R.S. (2001). A strategy for attacking excess water production. SPE-70067-MS. In *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers*.
5. Nasr-El-Din, H.A., Taylor, K.C. (2005). Evaluation of sodium silicate/urea gels used for water shutoff treatments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48, 141-160.
6. Saxon, A. (1997). Keeping water in its place. *Middle East Well Evaluation Review*, 19.
7. Simjoo, M. (2006). Gel polymer performance for reducing water cut in producing well. *M.Sc. Thesis. Iran, Ahwaz: Petroleum University of Technology*.
8. Veliyev, E.F., Aliyev, A.A., Guliyev, V.V., Naghiyeva, N.V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. SPE-198351-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
9. Nagiyeva, N.V. (2020). Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
10. Veliyev, E.F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
11. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F., Azizagha, A.A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
12. Willhite, G.P., Pancake, R.E. (2004, April). Controlling water production using gel polymer system. SPE-89464-MS. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
13. Sydansk, R.D., Smith, T.B. (1988, April). Field testing of a new conformance improvement treatment chromium (III) gel technology. SPE-17383-MS. In *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
14. Al-Dhafeeri, Nasr-El-Din, H.A., Seright, R.S., Sydansk, R.D. (2005, December). High-permeability carbonate zones (super-K) in Ghawar field (Saudi Arabia): identified, characterized, and evaluated for gel treatments. SPE-97542-MS. In *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Society of Petroleum Engineers*.
15. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
16. Suleimanov, B.A., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
17. Suleimanov, B.A., Guseynova, N.I., Veliyev, E.F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
18. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F., Dyshin, O.A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
19. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
20. Ali, E., Bergren, F.E., DeMestre, P., et al. (2006, September). Effective gas shutoff treatments in a fractured carbonate field in Oman. SPE-102244-MS. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
21. Zolfaghari, R., Katbab, A.A., Nabavizadeh, J., et al. (2006). Preparation and characterization of nanocomposite hydrogels based on polyacrylamide for enhanced oil recovery applications. *Journal of Applied Polymer Science*, 100, 3.
22. Sajjadian, V., Simjoo, M., Vafaie Seftie, M., et al. (2006, November). Experimental study of gel polymer treatment for water shut-off in producing wells of Iranian oil reservoir. In *11th Iranian Chemical Engineering Conference. Tarbiat Modares University*.
23. Vafaie Seftie, M., Hasheminasab, R., Simjoo, M., Dadvand, Hassani. (2006, November). Investigation of physical and chemical performance of polyacrylamide gel polymer for Iranian oil reservoir condition. In *11th Iranian Chemical Engineering Conference. Tarbiat Modarres University*.
24. Moradi Araghi, A. (2000). A review of thermally stable gels for fluid diversion in petroleum production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 26(1-4), 1-10.
25. Green, D.W., Willhite, G.P. (1998). Enhanced oil recovery. *Society of Petroleum Engineers: SPE Text Book Series*.

26. Pérez, D., Fragachan, F.E., Barrera, A.R., Feraud, J.P. (2001). Applications of polymer gel for establishing zonal isolations and water shutoff in carbonate formations. *SPE Drilling & Completion*, 16(3).
27. Sydansk, R. (1988, April). A new conformance improvement treatment chromium (III) gel technology. SPE-17329-MS. In *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
28. Vossoughi, S. (2000). Profile modification using in situ gelation technology: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 26, 199.
29. Sydansk, R. (1987). Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel. *US Patent* 4683949.
30. Seright, R.S., Martin, F.D. (1993). Impact of gelation pH, rock permeability, and lithology on the performance of a monomer-based gel. *SPE Reservoir Engineering*, 8(01).
31. Taylor, K.C., Nasr-El-Din, H.A. (1997). Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: a literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19(3-4), 265-280.
32. Liu, J., Seright, R.S. (2001). Rheology of gels used for conformance control in fractures. *SPE Journal*, 6(2).
33. Broseta, D., Zaitoun, A. (2000, April). Rheological screening of low molecular-weight polyacrylamide/chromium (III) acetate water shutoff gels. SPE-59319-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
34. Abbasi, F., Mirzadeh, H., Simjoo, M. (2006). Hydrophilic interpenetrating polymer networks of poly (dimethyl siloxane) (PDMS) as biomaterial for cochlear implants. *Journal of Biomaterials Science. Polymer Edition*, 17(3), 341-355.
35. Sharifpour, E., Riazi, M., Ayatollahi, S. (2015). Smart technique in water shutoff treatment for layered reservoir through engineered injection/production scheme. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 54, 11236-11246.
36. Al-Muntasheri, G.A., Nasr-El-Din, H.A., Hussein, I.A. (2007). A rheological investigation of a high-temperature organic gel used for water shut-off treatments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 59(1-2), 73-83.
37. Maerker, J.M. (1976). Mechanical degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in unconsolidated porous media. *SPE Journal*, 16(04).
38. Maerker, J.M. (1973). Dependence of polymer retention on flow rate. *SPE Journal*, 25(11), 1307-1308.
39. Maerker, J.M. (1975). Shear degradation of polyacrylamide solutions. *SPE Journal*, 15(04), 311-322.
40. McDaniel, B.W., Stegent, N.A., Ellis, R. (2001, May). How proppant slugs and viscous gel slugs have influenced the success of hydraulic fracturing applications. SPE-71073-MS. In *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
41. Mody, B.G., Mckittrick, R.S., Shahsavari, D. (1988, March). Proper application of crosslinked polymer decreases operating costs. SPE 17288-MS. In *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
42. Needham, R.B., Doe, P.H. (1987). Polymer flooding review. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 39(12).
43. Norman, C., De Lucia, J. (2006, April). Improving volumetric sweep efficiency with polymer gels in the Cuyo Basin of Argentina. SPE-99379-MS. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
44. Norman, C., Turner, B.O., Romero, J.L., et al. (2006, August-September). A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina & Venezuela: design, field implementation and evaluation. SPE-101781-MS. In *International Oil Conference and Exhibition in Mexico*. Society of Petroleum Engineers.
45. Gogarty, W.B. (1967). Mobility control with polymer solutions. *SPE Journal*, 7(02).
46. Green, D., Willhite, P. (1998). Enhanced oil recovery. *Texas: Society of Petroleum Engineers*.
47. Improved oil recovery. (1983). *Oklahoma City, Oklahoma: Interstate Oil Compact Commission*.
48. Suleimanov, B.A., Latifov, Y.A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.
49. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.
50. Suleimanov, B.A., Latifov, Y.A., Veliyev, E.F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
51. Suleimanov, B.A., Ismayilov, F.S., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
52. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Veliyev, E.F., Dyshin, O.A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

Гелевая композиция для изоляции водопритоков

А.Д.Шовгенов

Halliburton International GmbH, Москва, Россия

Реферат

Закачка гелей на основе частичного гидролизованного полиакриламида с использованием неорганических сшивающих агентов зарекомендовала себя одним из лучших методов изоляции водопритоков и увеличения нефтеотдачи пласта. Частично гидролизованный полиакриламид формирует гелевую структуру в присутствии ионов трехвалентных металлов, таких как Cr^{3+} , Al^{3+} , выполняющих функцию сшивателя. В данном случае осуществляется последовательная закачка раствора полимера и сшивающего агента в пласт и гель образуется непосредственно в пласте. Многочисленные успешные примеры внедрения данной технологии для уменьшения обводненности добываемой продукции явились основой для разработки нового гелевого состава с учетом недостатков уже существующих. В работе представлены результаты лабораторных исследований на керновом материале с применением предложенного гелевого состава на основе частично гидролизованного полиакриламидного полимера и различных сшивающих агентов (прим. Тиомочевина/ $K_2Cr_2O_7$)

Ключевые слова: частично гидролизованный полиакриламид; анализ керна; сшиватель; полимерный гель; методы увеличения нефтеотдачи; изоляция водопритока.

Kənar suların izolyasiyası üçün gel tərkibi

А.Д.Шовгенов

Halliburton International GmbH, Moskva, Rusiya

Xülasə

Kənar suların qarşısının alınması və layda neftverimin artırılması üçün qismən hidrolizə edilmiş poliakrilamid gellərinin qeyri-üzvi tikicilər ilə birgə tətbiqi artıq özünü sübut etmişdir. Qismən hidrolizə olunmuş poliakrilamid molekulları qeyri-üzvi tikicilərin – üçvalentli metal ionların (məs Cr^{3+} və ya Al^{3+}) – iştirakı ilə gel strukturu əmələ gətirir. Belə olan halda, polimer və tikici növbəli şəkildə laya vurularaq gel birbaşa məsaməli mühitdə yaranır. Quyu məhsulunda suyun azaldılması istiqamətində uğurla tətbiq olunmuş, lakin bununla yanaşı çatışmazlıqları olan keçmiş tərkiblər əsas götürülərək yeni gel tərkibi hazırlanmışdır. Məqalədə yeni təklif olunmuş qismən hidrolizə edilmiş poliakrilamid əsaslı gel tərkibinin süxur nümunələrin üzərində laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri təqdim olunmuşdur.

Açar sözlər: qismən hidrolizə edilmiş poliakrilamid; süxur nümunəsinin analizi; tikilmə; polimer gel; neftverimin artırılması üsulları; kənar suların izolyasiyası.