



КОЛЛОИДНО-ДИСПЕРСНЫЕ ГЕЛИ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Н.В.Нагиева

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells

N.V.Nagiyeva

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

In this study, we describe the synthesis, characterization and evaluation of colloidal dispersion gels (CDGs) for use as in-situ fluid diversion in high-temperature and high-salinity oil reservoirs. The chemical stability of CDGs was improved by using polymer mixture to withstand harsh reservoir conditions. The CDGs were synthesized by free radical crosslinking polymerization using 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid (AMPS), Acrylic acid (AAc), partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) and chromium triacetate crosslinker. The effect of crosslinker/polymer concentration, salinity, gelation time, rheological behavior, particle size distribution of CDGs, also their thermo-chemical stabilities and resistance/residual resistance factor were investigated. The use of the proposed compositions allows to increase the hydraulic resistance of the porous medium, which is observed in increasing the values of the resistance and residual resistance factor. Studies have shown the effectiveness of the use of these compositions to align the injectivity profile of injection wells.

Keywords:

Colloidal dispersion gels;
Injectivity profile;
Well;
Resistance factor;
Rheology.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В настоящее время исследования направленные на разработку новых полимерных систем с каждым годом все больше увеличивают свое значения для повышения нефтеотдачи пластов [1-6]. Различают два механизма воздействия технологий с применением полимерных растворов: использование полимерных растворов в качестве вытесняющего агента [7] или в качестве экрана для изменения направления фильтрационных потоков. Значительное большинство данных технологий основано на закачке гелей [8, 9]. В данном исследовании рассмотрено применение коллоидно-дисперсных гелей (КДГ) для внутрискважинного изменения направления фильтрационных потоков. КДГ отличаются от стандартных гелей отсутствием непрерывных межмолекулярных сетей ввиду низкой концентрации полимера в составе. По сути - это однородно диспергированный гель/коллоид [10, 11], образованный в результате реакции сшивания, уменьшающей число свободных радикалов [12, 13].

Мак и Смит [10] впервые сообщили об успешности применения коллоидно дисперсные гели КДГ в 22 из 29 полевых проектов в регионе Роки Маунтин США. В тот же период Филдинг (1994) опубликовал результаты внедрения данной технологии в Вайоминге (США), обусловившей повышении нефтеотдачи на 5% (ООИР) и снижении обводненности продукции [14]. На сегодняшний день опубликованы и другие примеры успешных внедрений в Южной Аргентине, США, Северном море и Китае [15-20].

В силу протекания процесса гелеобразования в пласте применение КДГ сопровождается наличием некоторых трудностей [21-26]. Время гелеобразования, месторасположение гелевого экрана и прочность геля - все еще трудно предсказуемы [27-34]. Фильтрация КДГ сквозь пористую среду также вызывает большое количество вопросов [35-42]. Неопределенность в отношении влияния различных факторов на КДГ значительно усложняет сравнение результатов исследований различных авторов. В данном исследовании поставлена задача разработки состава КДГ с контролируемым временем гелеобразования, высоким коэффициентом остаточного сопротивления, а

Таблица 1

Основные показатели месторождения «Гюнешли»

Вязкость, °API	Вязкость нефти припластовых условиях, мПа·с	Вязкость нефти приатмосферном давлении и 20 °С, мПа·с	Нефтенасыщенность, %PV	Тип породы	Давление насыщения, МПа
32	0.96	4	78	песок, песчаник, глина	23.3
Толщина, м	Средняя проницаемость, м ²	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Темп, °С	Текущее пластовое давление, МПа
66.5	1.924e-10	27	2900	62	16

также расширить текущие знания об адсорбции, старении и реологии данных полимерных систем.

Материалы и методы

1. Материалы. 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота (AMPS), акриловая кислота (ААс), гидролизованный полиакриламид (НРАМ), триацетат хрома в качестве металлического сшивающего агента, инициатор 4.4-Азобис (4-цианопентановая кислота) АСВА), ингибитор (гидрохинон) и гидроксид натрия.

2. Получение КДГ систем. КДГ был получен нижеописанным способом. Первоначально приготовлен мономерный раствор AMPS и акриловой кислоты - общая концентрация мономера в растворе составила 1 М. Затем добавлением гидроксида натрия в раствор pH был доведен до 7 (± 0.5). Далее к полученному раствору добавлялось 0.005 М инициатора (АСВА) и хлорид натрия. Затем растворы продували азотом в течение 2 часов. После дегазации свободно радикальную полимеризацию раствора (водной фазы) проводили в термостатированной бане при 40 °С. После 24 часов для остановки процесса полимеризации добавлялся 1 мл 0.2 М раствора гидрохинона. На следующем этапе полученный раствор смешивался с раствором гидролизованного полиакриламида (НРАМ) с добавлением водного раствора триацетата хрома. Затем растворы геля перемешивали при температуре гелеобразования с использованием магнитной мешалки в течение 24 часов и оставили на срок до 8 дней при комнатной температуре для завершения процесса сшивания.

3. Реологии. Реологические свойства измерялись с использованием реометра PhysicaMCR 501 (Anton Paar, Австрия) с геометрией концентрических цилиндров. Реометр оснащён системой контроля температуры для достижения и поддержания заданной температуры. Интуитивно понятное программное обеспечение RheoCompass предлагает предопределенные, а также настраиваемые шаблоны проведения измерений.

4. Термодеструкция. Термодеструкция полученного геля проводилась путем помещения образцов КДГ находившихся в герметичном контейнере в печь при 90 °С на 30 дней. По истече-

нию этого периода реологические свойства этих образцов оценивали и сравнивали с не состаренными образцами.

5. Распределение частиц по размерам. Измерение распределения частиц по размерам проводилось путем динамического рассеяния света с использованием Malvern NANOZS Zetasizer (Malvern Instruments, England), позволяющего измерять размер частиц в диапазоне от 0.3 нм (диаметр) до 10 мкм с использованием запатентованной технологии NIBS (NonInvasive Back Scatter). Все измерения проводились при комнатной температуре, длина волны λ составляла 532 нм, а угол интенсивности рассеяния составлял 173°.

6. Адсорбция. Адсорбент, полученный путем измельчения образца ядра смешивали с 10 см³ нефти в магнитной мешалке. Далее выдерживали в статических условиях в течение 7 дней и затем промывали непрерывным потоком искусственной морской воды в течение 2 дней до тех пор, пока на поверхности не оставалось нефти. В каждом эксперименте 10 см³ испытуемого раствора и 1 см³ измельченного ядра перемешивали в течение приблизительно 3 минут. Затем полученный раствор помещали в водяную баню с шейкером OVAN BSC127E, модель С, где ее непрерывно встряхивали в течение 24 часов. Исследуемый образец центрифугировали при 2000 об/мин в течение примерно 15 минут, используя высокоскоростную центрифугу Laboson Benchtop LBHC-100 для отделения твердых веществ от водной фазы посредством гравитационного осаждения. Концентрация полимера в образцах измерялась методом описанным Миллером [43]. Эта серия экспериментов была проведена при пластовых условиях месторождения «Гюнешли» (620 °С).

7. Синтетическая морская вода. Состав синтетической морской воды, использованной в экспериментах, показан в таблице 2. ИСП-MS и видимая ультрафиолетовая спектрофотометрия (UV-Vis) были использованы для определения концентрации катионов и анионов.

8. Коэффициент сопротивления/Остаточный коэффициент сопротивления. Отношение подвижности воды к подвижности раствора полимера в пористой среде при равных условиях определяется как коэффициент сопротивления (RF). Коэффициент сопротивления определялся

Состав воды	Единица измерения	Синтетическая морская вода	Стандарт измерения
pH		8.03	
CO ₃ ²⁻	ppm	10.8	ASTM D 3875
HCO ₃ ⁻	ppm	212.3	ASTM D 3875
OH ⁻	ppm	0	ASTM D 3875
Cl ⁻	ppm	5642	ISO 9297
Ca ²⁺	ppm	335.8	ISO 6058
Mg ²⁺	ppm	743.4	ISO 6059
SO ₄ ²⁻	ppm	3494.2	ISO 9280
K ⁺ +Na ⁺	ppm	3624.8	Рассчитанное значение
TDS	ppm	14063.3	

по соотношению перепада давления при закачке КДГ к исходному перепаду, т.е. перепаду давления при закачке воды. При расчетах использовалась следующая формула:

$$RF = \frac{(k_B / \mu_B)_B}{k_{КДГ} / \mu_{КДГ}} = \frac{\Delta P_{КДГ}}{\Delta P_B}$$

где, $k_B, k_{КДГ}$ - эффективная проницаемость по воде и КДГ;

$\mu_B, \mu_{КДГ}$ - вязкость воды и КДГ;

$\Delta P_{КДГ}, \Delta P_B$ - перепад давления при закачке КДГ и воды соответственно.

Коэффициент остаточного сопротивления (RRF) - это отношение подвижности воды до и после закачки полимера. При расчетах использовалась следующая формула:

$$RRF = \frac{(k_B / \mu_B)_{\text{до закачки КДГ}}}{(k_B / \mu_B)_{\text{после закачки КДГ}}} = \frac{\Delta P_{\text{после закачки КДГ}}}{\Delta P_{\text{до закачки КДГ}}}$$

Все эксперименты проводились на насыпных моделях (sandpack) (рис.1). Фракции песка размером от 45 до 60 мк были использованы для получения необходимых проницаемостей. Вынос песка из модели был предотвращен путем установки экрана из стекловолокна на входе и выходе. Весовой метод, основанный на разнице между массой сухой насыпной модели и насыщенной дистиллированной водой, был использован для определения пористости. Таким образом, объем пор насыпной модели был рассчитан по плотности воды. Полученные таким образом проницаемости насыпных моделей имели незначительную вариацию значений, не более 10%. После определения коэффициента сопротивления насыпная модель оставалась в статическом положении на 48 часов для формирования геля. Затем при постоянном повышении расхода насоса закачивалось минимум 3 поровых объема морской воды до стабилизации перепада давления при каждой скорости закачки. Полученные в результате данные были использованы для расчета коэффициента остаточного сопротивления.

Обсуждение результатов

Реология. Измерения вязкости показало небольшую зависимость от времени приготовления геля. Полученное незначительное снижение вязкости является результатом дальнейших внутримолекулярных реакций сшивания (рис.2) [36]. Механизм гелеобразования зависит от нескольких факторов и может быть описан реакцией взаимодействия между анионными группами полимеров и молекулами Cr³⁺ [31]. Высокие концентрации полимера создают трехмерные сетчатые формы с межмолекулярными поперечными связями [44]. Однако при низкой концентрации полимера сшивание между Cr³⁺ и полимерными цепями предположительно носит внутримолекулярный характер [41]. Предполагается, что

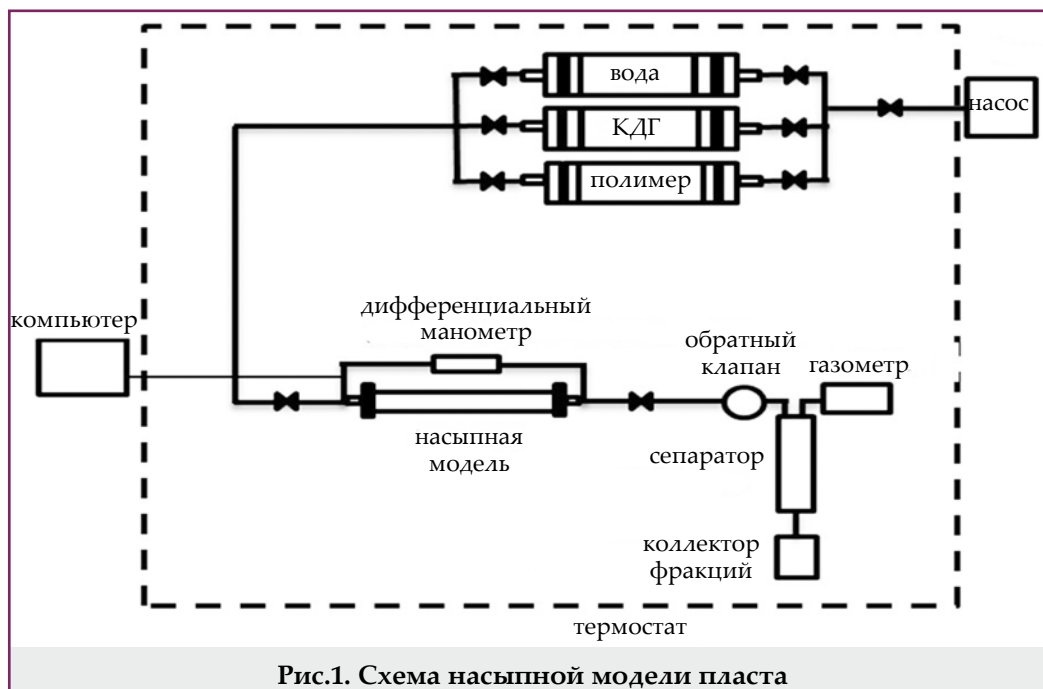


Рис.1. Схема насыпной модели пласта

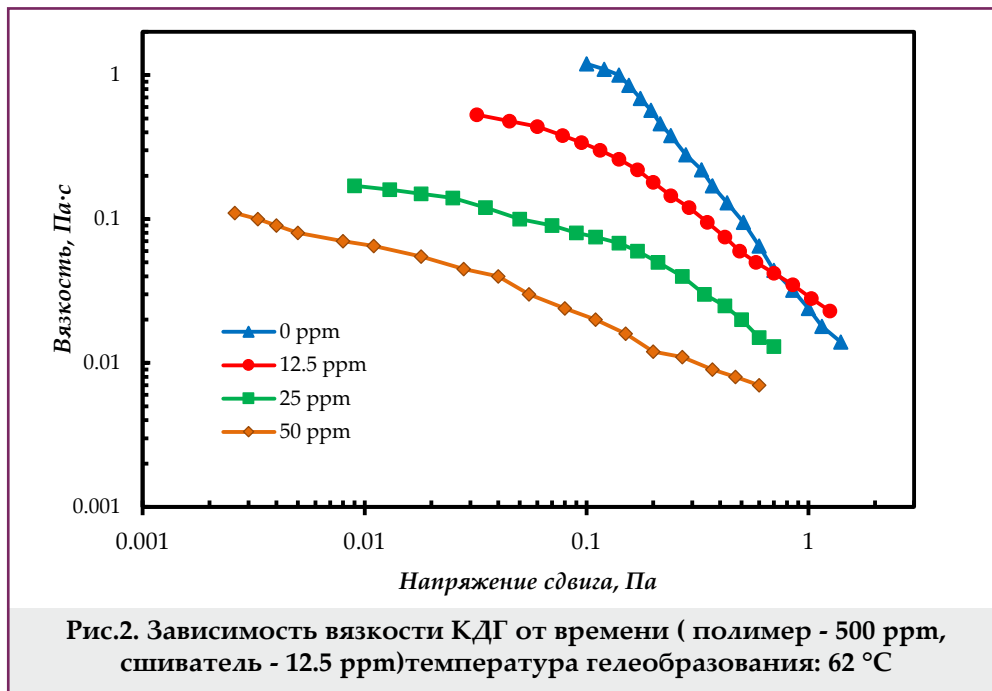


Таблица 3

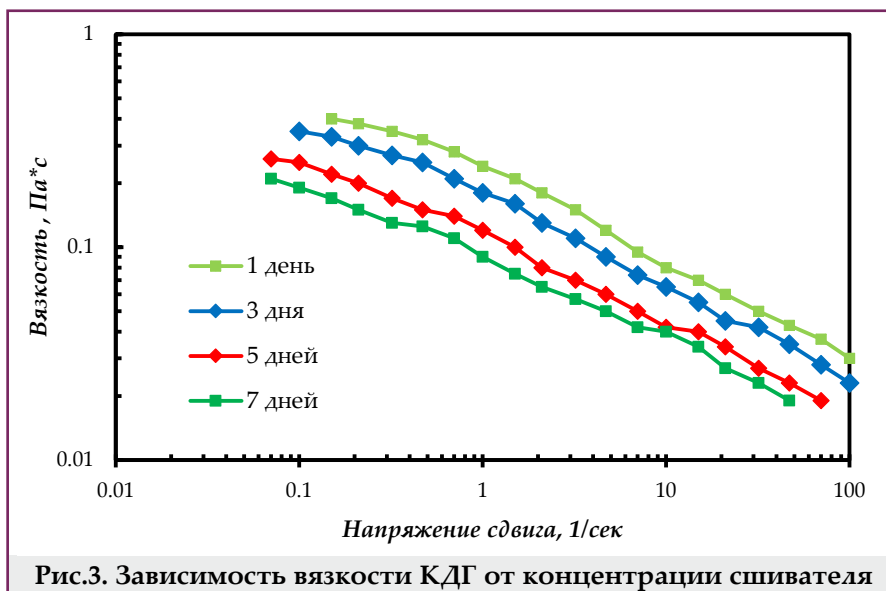
Зависимость Z-среднего размера частиц КДГ от времени (полимер - 500 ppm, сшиватель - 12.5 ppm) температура гелеобразования: 62 °С

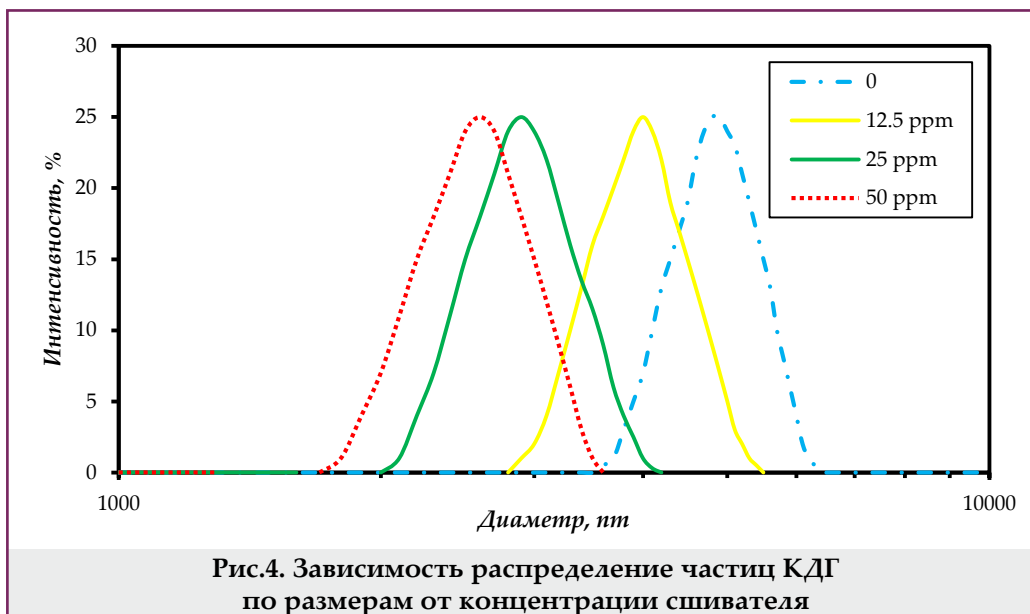
Z-средний размер частиц, нм	Продолжительность, день
3980	1
3710	3
3230	5
2640	7

процесс внутримолекулярной реакции сшивания протекает несколько дней и завершается формированием КДГ. Данное предположение подтверждается уменьшением Z-средних размеров частиц КДГ (табл.2) с течением времени, что, по всей видимости, связано с уменьшением разме-

ра молекул из-за внутримолекулярной ассоциации полимерных анионных групп и сшивающего агента. Полученные результаты согласуются с результатами измерения вязкости. Процесс образования КДГ привел к уменьшению среднего размера частиц и соответственно вязкости.

Для изучения влияния сшивающего агента на реологическое поведение систем КДГ были проведены измерения размера частиц при различных его концентрациях. В качестве эталонного образца был использован раствор гидролизованного полиакриламида при концентрации 500 ppm. Увеличение концентрации сшивающего агента как и предполагалось, привело к снижению вязкости (рис.3). Эти результаты по всей видимости связаны с преобладанием внутримолекулярных связей и коллоидным коллапсом (т.е. увеличение количества точек сшивки). Уменьшение размера частиц КДГ может быть хорошим аргументом для доказательства предложенного утверждения. С этой целью методом динамического рассея-





ния света (DLS) был замерен гидродинамический радиус (Rh) частиц КДГ, предоставляющий обширную информацию о размере молекул и состоянии взаимодействия между ними и сшивающим агентом (т.е. какой вид сшивания мы наблюдаем - внутримолекулярное или межмолекулярное). Более низкие значения Rh соответствуют к высоким концентрациям сшивающего агента и уменьшению размера частиц на 34%.

Увеличение температуры гелеобразования также приводило к увеличению вязкости. Предложенным объяснением наблюдаемых результатов является образование сшитых гелей вследствие межмолекулярного сшивания. Причиной может быть усиление молекулярной подвижности или расширения полимерных цепей при более высоких температурах, которые приводят к столкновению полимерных молекул и сшивающих агентов друг с другом [45,46]. Было также изучено влияние солености среды на вязкость раствора КДГ (табл.4). Независимо от концентрации сшивающего агента увеличение солености приводило к снижению вязкости КДГ из-за разрушения полимерных клубков [10].

2. Термодеструкция. Полимерные системы подвергаются термальной и химической деструкции при закачке в пласт. С этой целью было изучено изменение вязкости КДГ в среде с различной минерализацией с помощью экспериментов по термическому старению при 90 °С. Результаты экспериментов, проведенных в не минерализованной среде, представлены на рисунке 5. Лигандный обмен, инициируемый кинетической реакционной способностью сшивающих связей, снижает вязкость КДГ после старения (рис.5) [19]. Стабилизатором полученного геля выступает новая структура сформированная связью между Cr^{+3} и молекулами полимера [19].

Следующая серия опытов проводилась в минерализованной среде. Обратите внимание, что все образцы КДГ первоначально были приготовлены в дистиллированной воде, а затем уже

подвергнуты воздействию минерализации. Как и ожидалось, деструкция в присутствии солености была более значительной из-за синергетического эффекта термического и химического разрушения (рис.6). Присутствие трехвалентных ионов оказывает устойчивое влияние на вязкость раствора полимера и может быть причиной осадкообразования в среде с высокой минерализацией.

Данный эффект основан на ассоциации отрицательных зарядов вдоль полимерной цепи с катионами из раствора. После 30 дней термохимического старения в исследуемых образцах осадков не наблюдалось.

3. Адсорбция. Эксперименты по адсорбции были проведены для растворов КДГ при различной концентрации сшивателя. Полученные результаты

Таблица 4
Зависимость вязкости КДГ от минерализации среды и концентрации сшивателя (скорость сдвига: 1 с⁻¹, концентрация полимера: 500 ppm, после 7 дней приготовления при 40 °С)

Минерализация, ppm	Концентрация сшивателя, ppm	Вязкость, Па·с
0	0	0.244
0	25	0.118
0	50	0.0346
1800	0	0.198
1800	25	0.0168
1800	50	0.0058
4100	0	0.0105
4100	25	0.0074
4100	50	0.0034
8200	0	0.0027
8200	25	0.0028
8200	50	0.0019

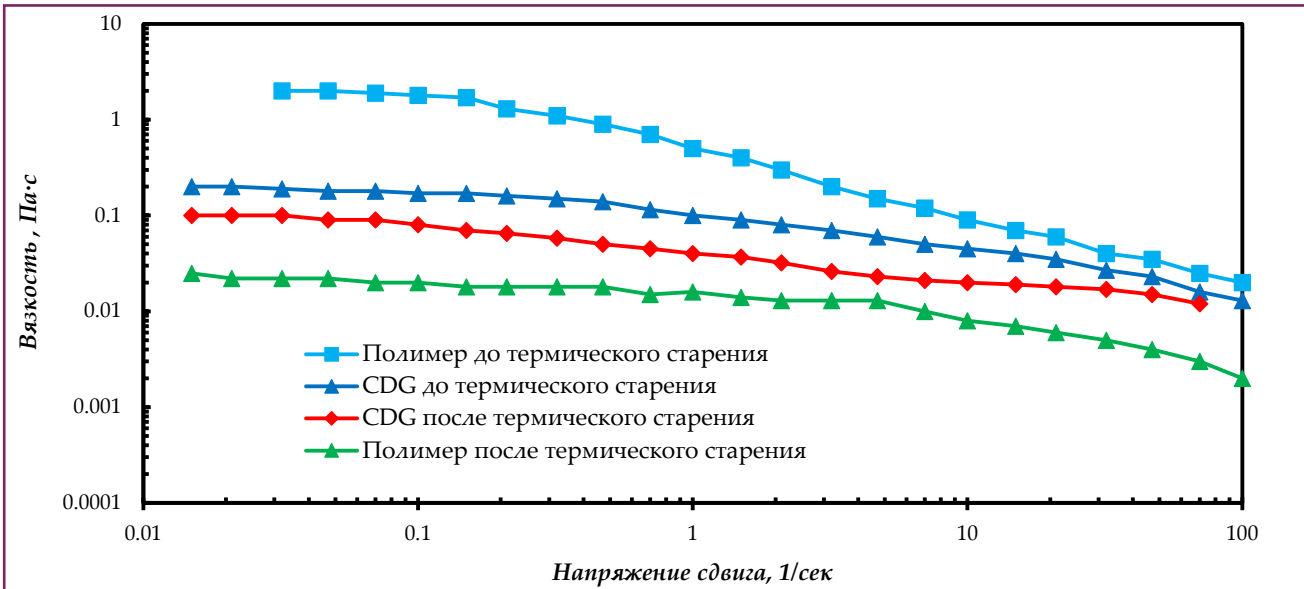


Рис.5. Влияние термического старения в дистиллированной воде на вязкость растворов полимера и КДГ при концентрации швивателя в 50 ppm (концентрация полимера: 500 ppm, температура старения: 90 °С, время старения 30 дней)

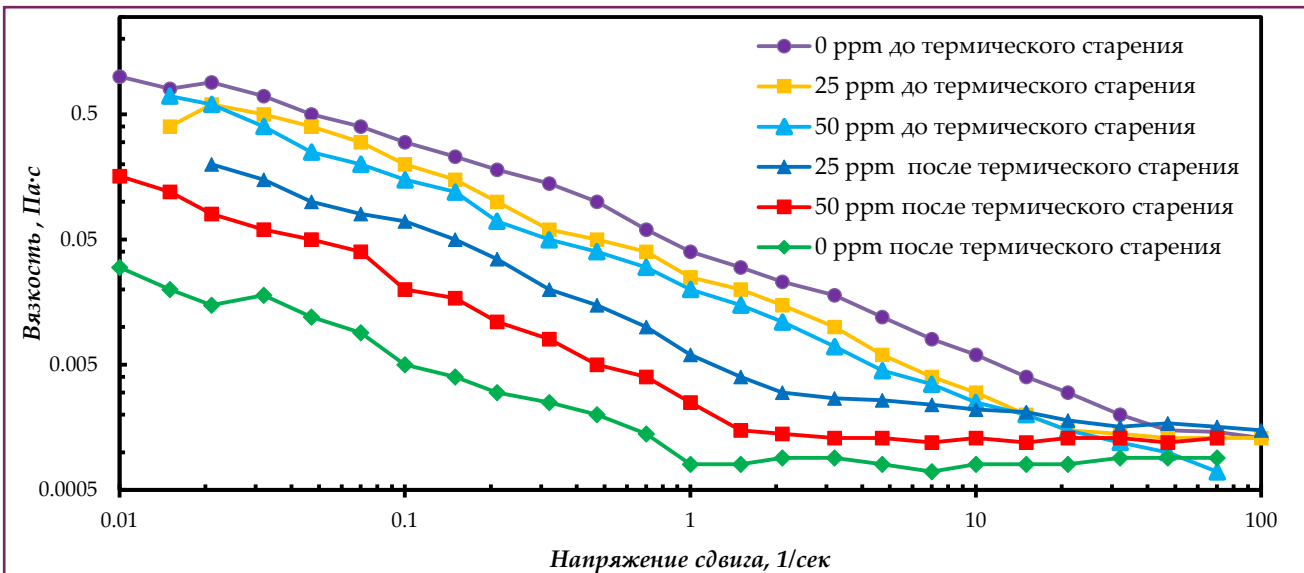
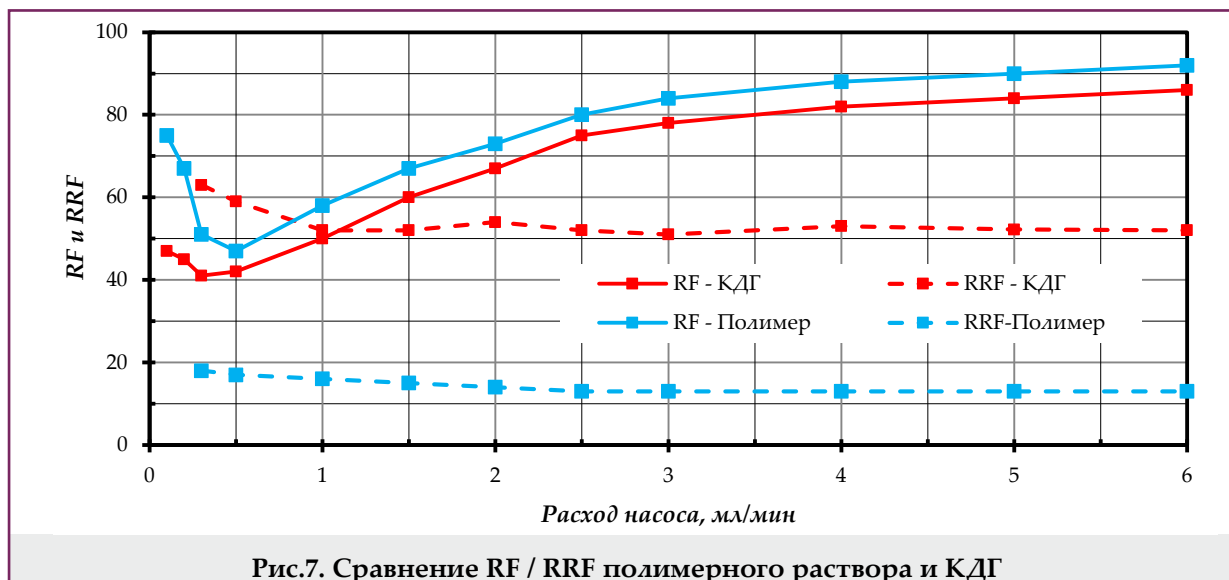


Рис.6. Влияние термического старения в минерализованной среде на вязкость растворов полимера и КДГ при концентрации швивателя в 50 ppm (концентрация полимера: 500 ppm, температура старения: 90 °С, Минерализация: 7700 ppm, время старения 30 дней)

для шитых растворов вполне сопоставимы и находятся в диапазоне 50-63 мкг/г (табл.5). Напротив, раствор несшитого полимера показал более низкое значение адсорбции 12 мкг/г. Аналогично, степень адсорбции полимера также была ниже на 30% по сравнению с хромом. Более высокая адсорбция хрома породой было закономерным результатом ввиду его сильных адсорбционных свойств. Однако тот факт, что значительная концентрация хрома наблюдалась и на выходе из модели, говорит о том, что хром достаточно сильно удерживается и в КДГ и в его составе не склонен к адсорбции.

Образец	Состав	Адсорбция, мкг/г	
		Полимер	Хром
SWG-1	КДГ, 500 ppm Полимер 12.5 ppm Cr	63.4	2.7
SWG-2	КДГ, 250ppm Полимер 12.5 ppm Cr	50.7	3.1
SWG-3	Раствор Полимера 500 ppm	14.2	0
SWG-4	Раствор Полимера 250 ppm	12.1	0



Коэффициент сопротивления и остаточный коэффициент сопротивления

Была проведена серия экспериментов для изучения способности изменения проницаемости насыщенных моделей растворами КДГ и несшитых полимеров. На рисунке 7 показано сравнение коэффициента сопротивления (RF) и коэффициента остаточного сопротивления (RRF), при проницаемости насыщенной модели в 1000 мД, в зависимости, от расхода насоса в диапазоне 0.05 - 6 мл/мин.

Несшитый полимер имеет несколько более высокие показатели RF при более высоких значениях расхода насоса 2-6 мл/мин по сравнению с КДГ. Это может быть связано с большим размером несшитых полимерных молекул. Фактор остаточного сопротивления для раствора КДГ

имел более высокие значения. КДГ показал на 400% более высокий фактор остаточного сопротивления RRF по сравнению с несшитым полимером из-за гораздо более сильного воздействия на пористую среду после набухания частиц (рис.7). Изменения вязкости образцов КДГ, хранившихся в тех же температурных условиях, контролировали параллельно, чтобы наблюдать образование геля. Ни один из образцов не показал гелеобразования. Результаты показывают, что оба раствора полимера имеют одинаковый характер течения в пласте до образования геля. КДГ оказывает более сильное остаточное воздействие на пласт, чем несшитый полимер. КДГ более эффективен при установке экрана вблизи эксплуатационной скважины, где дебиты ниже.

Выводы

Наблюдалось уменьшение вязкости раствора КДГ на 34% с течением времени, однако форма реологических кривых оставалась неизменной в течение 7 дней для всех концентраций раствора.

Концентрация сшивающего агента в растворе КДГ и среде с высокой минерализацией приводит к снижению вязкости из-за увеличения числа точек сшивания а, следовательно, разрушения полимерных клубков.

Термохимическое старение не оказывает значительного влияния на КДГ в растворе. Напротив, для эталонного полимерного раствора наблюдалась потеря вязкости до 97% в электролитной среде. В целом минерализованная среда не была для обоих растворов.

Значение адсорбции для КДГ независимо от концентрации полимера на 78% выше по сравнению с раствором несшитого полимера.

КДГ имеют на 400% более высокие значения RRF по сравнению с несшитым полимером и на 52% более низкие значения RF. КДГ более эффективен при установке экрана вблизи эксплуатационной скважины, где дебиты ниже.

Литература

1. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
2. 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.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 1, 86-88.
5. 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.
6. 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. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
7. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
8. 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.
9. 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*.
10. Mack, J. C., Smith, J. E. (1994, April). In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. SPE-27780-MS. In *SPE /DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
11. Diaz, D., Somaruga, C., Norman, C., et al. (2008, April). Colloidal dispersion gels improve oil recovery in a heterogeneous Argentina waterflood. SPE-113320-MS. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
12. Skauge, T., Spildo, K., Skauge, A. (2010, April). Nano-sized particles for EOR. SPE-129933-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
13. 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.
14. Fielding Jr., R. C., Gibbons, D. H., Legrand, F. P. (1994, April). In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of north rainbow ranch unit. SPE-27773-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
15. Muruaga, E., Flores, M., Norman, C., Romero, J. (2008, April). Combining bulk gels and colloidal dispersion gels for improved volumetric sweep efficiency in a mature waterflood. SPE-113334-MS. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.

References

1. 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.
2. 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.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Veliyev, E. F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethyl cellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.
5. 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.
6. 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. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
7. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
8. 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.
9. 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*.
10. Mack, J. C., Smith, J. E. (1994, April). In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. SPE-27780-MS. In *SPE /DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
11. Diaz, D., Somaruga, C., Norman, C., et al. (2008, April). Colloidal dispersion gels improve oil recovery in a heterogeneous Argentina waterflood. SPE-113320-MS. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
12. Skauge, T., Spildo, K., Skauge, A. (2010, April). Nano-sized particles for EOR. SPE-129933-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
13. 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.
14. Fielding Jr., R. C., Gibbons, D. H., Legrand, F. P. (1994, April). In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of north rainbow ranch unit. SPE-27773-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
15. Muruaga, E., Flores, M., Norman, C., Romero, J. (2008, April). Combining bulk gels and colloidal dispersion gels for improved volumetric sweep efficiency in a mature waterflood. SPE-113334-MS. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.

16. Spildo, K., Skauge, A., Aarra, M. G., et al. (2009, June). A new polymer application for north sea reservoirs. SPE-113460-PA. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
17. Lu, X., Song, K., (2000, April). Performance and evaluation methods of colloidal dispersion gels in the daqing oil field. SPE-59466-MS. In *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management. Society of Petroleum Engineers*.
18. Smith, J. E., Lui, H., Guo, Z. D. (2000, June). Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for daqing oil field. SPE-62610-MS. In *SPE/AAPG Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
19. Spildo, K., Skauge, A., Aarra, M. G., et al. (2009, June). A new polymer application for north sea reservoirs. SPE-113460-PA. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
20. Wang, D., Han, P., Shao, Z., et al. (2008, February). Sweep improvement options for the Daqing oil field. SPE-99441-PA. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
21. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.
22. Салаватов, Т. Ш., Сулейманов, Б. А., Нурьяев, А. С. (2000). Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах. *Нефтяное хозяйство*, 12, 81-83.
23. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. *Коллоидный журнал*, 57(3), 386-390.
24. Zou, B., McCool, C. S., Green, D.W., et al. (2000). Precipitation of chromium acetate solutions. SPE-65703-PA. *SPE Journal*, 5(3).
25. Jia, H., Pu, W. F., Zhao, J. Z., Jin, F.Y. (2010). Research on the gelation performance of low toxic PEI cross-linking PHPAM gel systems as water shutoff agents in low temperature reservoirs. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 49(20), 9618-9624.
26. Jia, H., Pu, W. F., Zhao, J. Z., Liao, R. (2011). Experimental investigation of the novel phenol-formaldehyde cross-linking hpam gel system: based on the secondary cross-linking method of organic cross-linkers and its gelation performance study after flowing through porous media. *Energy Fuels*, 25(2), 727-736.
27. Broseta, D., Marquer, O., Blin, N., et al. (2000, April). Rheological screening of low-molecular-weight polyacrylamide/chromium(III) acetate water shutoff gels paper. SPE-59319-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
28. Marty, L., Green, D.W., Willhite, G.P. (1991, May). The effect of flow rate on the in-situ gelation of a chrome/redox/polyacrylamide system. SPE-18504-PA. In *SPE Reservoir Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
29. Moffit, P.D., Moradi-Araghi, A., Ahmed, I., et al. (1996, March). Development and field testing of a new low toxicity polymer crosslinking system. SPE-35173-MS. In *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers*.
30. Natarajan, D., McCool, C. S., Green, D.W., et al. (1999, April). Control of in-situ gelation time for HPAAM-chromium acetate systems. SPE-39696-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
16. Spildo, K., Skauge, A., Aarra, M. G., et al. (2009, June). A new polymer application for north sea reservoirs. SPE-113460-PA. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
17. Lu, X., Song, K., (2000, April). Performance and evaluation methods of colloidal dispersion gels in the daqing oil field. SPE-59466-MS. In *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management. Society of Petroleum Engineers*.
18. Smith, J. E., Lui, H., Guo, Z. D. (2000, June). Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for daqing oil field. SPE-62610-MS. In *SPE/AAPG Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
19. Spildo, K., Skauge, A., Aarra, M. G., et al. (2009, June). A new polymer application for north sea reservoirs. SPE-113460-PA. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
20. Wang, D., Han, P., Shao, Z., et al. (2008, February). Sweep improvement options for the Daqing oil field. SPE-99441-PA. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
21. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
22. Salavatov, T. Sh., Suleimanov, B. A., Nuryaev, A. S. (2000). Selective isolation of hard formation waters influx in producing wells. *Oil Industry*, 12, 81-83.
23. Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oii disperse systems. *Colloid Journal*, 57(3), 359-363.
24. Zou, B., McCool, C. S., Green, D.W., et al. (2000). Precipitation of chromium acetate solutions. SPE-65703-PA. *SPE Journal*, 5(3).
25. Jia, H., Pu, W. F., Zhao, J. Z., Jin, F.Y. (2010). Research on the gelation performance of low toxic PEI cross-linking PHPAM gel systems as water shutoff agents in low temperature reservoirs. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 49(20), 9618-9624.
26. Jia, H., Pu, W. F., Zhao, J. Z., Liao, R. (2011). Experimental investigation of the novel phenol-formaldehyde cross-linking hpam gel system: based on the secondary cross-linking method of organic cross-linkers and its gelation performance study after flowing through porous media. *Energy Fuels*, 25(2), 727-736.
27. Broseta, D., Marquer, O., Blin, N., et al. (2000, April). Rheological screening of low-molecular-weight polyacrylamide/chromium(III) acetate water shutoff gels paper. SPE-59319-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
28. Marty, L., Green, D.W., Willhite, G.P. (1991, May). The effect of flow rate on the in-situ gelation of a chrome/redox/polyacrylamide system. SPE-18504-PA. In *SPE Reservoir Engineering. Society of Petroleum Engineers*.
29. Moffit, P.D., Moradi-Araghi, A., Ahmed, I., et al. (1996, March). Development and field testing of a new low toxicity polymer crosslinking system. SPE-35173-MS. In *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers*.
30. Natarajan, D., McCool, C. S., Green, D.W., et al. (1999, April). Control of in-situ gelation time for HPAAM-chromium acetate systems. SPE-39696-MS. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

31. Sigale, K., Omari, A. (1997). Aspects of crosslinking sulfonated polyacrylamides from rheological studies on their gels. *Journal of Applied Polymer Science*, 64, 1067-1072.
32. Jia, H., Zhao, J. Z., Jin, F.Y, et al. (2012). New insights into the gelation behavior of polyethyleneimine cross-linking partially hydrolyzed polyacrylamide gels. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(38), 12155-12166.
33. Rashidi, M., Blokhuis, A. M., Skauge, A. (2010). Viscosity study of salt tolerant polymers. *Journal of Applied Polymer Science*, 117, 1551-1557.
34. Shin, S., Cho, Y. (1998). The effect of thermal degradation on the non-newtonian viscosity of an aqueous polyacrylamide solution. *KSME International Journal*, 12, 267-273.
35. Ranganathan, R., Lewis, R., McCool, C. S., et al. (1998). Experimental study of the gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate colloidal-dispersion gel system. SPE-52503-PA. *SPE Journal*, 3(4).
36. Bjorsvik, M., Hoiland, H., Skauge, A. (2008). Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 317(1-3), 504-511.
37. Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., McCool, C. S. (2009). Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate. SPE-100049-PA. *SPE Journal*, 14(3).
38. Ward, J. S., David, M. F. (1981). Prediction of viscosity for partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in the presence of calcium and magnesium ions. SPE-8978-PA. *SPE Journal*, 21(5).
39. Moradi-Araghi, A., Cleveland, D. H., Jones, W.W. Westerman, I. J. (1987, February). Development and evaluation of EOR polymers suitable for hostile environments: II-copolymers of acrylamide and sodium AMPS. SPE-16273-MS. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers.
40. Seright, R. S. (1980). The effects of mechanical degradation and viscoelastic behavior on injectivity of polyacrylamide solutions. SPE-9297-PA. *SPE Journal*, 23(3).
41. Spildo, K., Skauge, A., Skauge, T. (2010, April). Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. In *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*.
42. Seright, R. S. (1994). Propagation of an aluminum citrate-HPAM colloidal dispersion gel through Berea sandstone. Report No. PRRC 9429; *New Mexico Petroleum Recovery Research Institute, New Mexico Institute of Mining and Technology: Socorro, NM*.
43. Scoggins, M.W., Miller, J.W. (1979). Determination of water-soluble polymers containing primary amide groups using the starchtriiodide method. SPE-7664-PA. *SPE Journal*, 19(3).
44. 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.
45. Yadav, U. S., Mahto, V. (2013). Investigating the effect of several parameters on the gelation behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide-hexamine-hydroquinone gels. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52(28), 9532-9537.
46. Lockhart, T.P. (1994, April). Chemical properties of chromium/polyacrylamide gels. SPE-20998-PA, In *SPE Advanced Technology Series*. Society of Petroleum Engineers.
31. Sigale, K., Omari, A. (1997). Aspects of crosslinking sulfonated polyacrylamides from rheological studies on their gels. *Journal of Applied Polymer Science*, 64, 1067-1072.
32. Jia, H., Zhao, J. Z., Jin, F.Y, et al. (2012). New insights into the gelation behavior of polyethyleneimine cross-linking partially hydrolyzed polyacrylamide gels. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(38), 12155-12166.
33. Rashidi, M., Blokhuis, A. M., Skauge, A. (2010). Viscosity study of salt tolerant polymers. *Journal of Applied Polymer Science*, 117, 1551-1557.
34. Shin, S., Cho, Y. (1998). The effect of thermal degradation on the non-newtonian viscosity of an aqueous polyacrylamide solution. *KSME International Journal*, 12, 267-273.
35. Ranganathan, R., Lewis, R., McCool, C. S., et al. (1998). Experimental study of the gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate colloidal-dispersion gel system. SPE-52503-PA. *SPE Journal*, 3(4).
36. Bjorsvik, M., Hoiland, H., Skauge, A. (2008). Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 317(1-3), 504-511.
37. Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., McCool, C. S. (2009). Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate. SPE-100049-PA. *SPE Journal*, 14(3).
38. Ward, J. S., David, M. F. (1981). Prediction of viscosity for partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in the presence of calcium and magnesium ions. SPE-8978-PA. *SPE Journal*, 21(5).
39. Moradi-Araghi, A., Cleveland, D. H., Jones, W.W. Westerman, I. J. (1987, February). Development and evaluation of EOR polymers suitable for hostile environments: II-copolymers of acrylamide and sodium AMPS. SPE-16273-MS. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers.
40. Seright, R. S. (1980). The effects of mechanical degradation and viscoelastic behavior on injectivity of polyacrylamide solutions. SPE-9297-PA. *SPE Journal*, 23(3).
41. Spildo, K., Skauge, A., Skauge, T. (2010, April). Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. In *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*.
42. Seright, R. S. (1994). Propagation of an aluminum citrate-HPAM colloidal dispersion gel through Berea sandstone. Report No. PRRC 9429; *New Mexico Petroleum Recovery Research Institute, New Mexico Institute of Mining and Technology: Socorro, NM*.
43. Scoggins, M.W., Miller, J.W. (1979). Determination of water-soluble polymers containing primary amide groups using the starchtriiodide method. SPE-7664-PA. *SPE Journal*, 19(3).
44. 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.
45. Yadav, U. S., Mahto, V. (2013). Investigating the effect of several parameters on the gelation behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide-hexamine-hydroquinone gels. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52(28), 9532-9537.
46. Lockhart, T.P. (1994, April). Chemical properties of chromium/polyacrylamide gels. SPE-20998-PA, In *SPE Advanced Technology Series*. Society of Petroleum Engineers.

Коллоидно-дисперсные гели для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин

Н.В.Нагиева

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В работе рассматривается применение коллоидно-дисперсных гелей для глубинного отклонения фильтрационных потоков в условиях высокой минерализации пластовых вод и повышенных температур. Предложены составы коллоидно-дисперсного геля на основе разработанной полимерной смеси с целью улучшения химической стабильности. Композиция была синтезирована путем свободнорадикальной полимеризации с использованием 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты (AMPS), акриловой кислоты (ААс), частично гидролизованного полиакриламида (HPAM) и сшивающего агента триацетата хрома. В статье представлены результаты исследований зависимости процесса гелеобразования от таких факторов как: соотношения концентрации сшивающего агента к полимерной смеси, минерализации пластовой воды и температуры. Также показаны реологические свойства предложенных составов, термохимическая стабильность и фильтрационные характеристики. Применение предложенных составов позволяет увеличить гидравлическое сопротивление пористой среды, что выражается в повышении значений коэффициентов сопротивления и остаточного сопротивления. Проведенные исследования показали эффективность применения данных композиций для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

Ключевые слова: коллоидно-дисперсные гели; профиль приемистости; скважина; коэффициент сопротивления; реология.

Vurucu quyuların profilinin hamarlaşdırılması üçün kolloid dispers gellər

N.V.Nağıyeva

«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Bu tədqiqat işində yüksək temperaturlu və yüksək duzluluqlu neft yataqlarında filtrasiya axınlarının istiqamətini dəyişmək üçün kolloid dispers gelin sintezi təsvir edilmişdir. Sərt lay şəraitinə davamlı tərkib almaq üçün kolloid dispers gelin kimyəvi stabilliyi polimer qarışığından istifadə etməklə artırılmışdır. Kolloid dispers gel 2-akrilamid 2-metilpropan sulfon turşusu (AMPS), akril turşusu (AAc), qismən hidrolizə olunmuş poliakrilamid (HPAM) və xrom 3 asetat istifadə etməklə sərbəst radikal mexanizmi ilə tikilmə hesabına sintez edilmişdir. Tikici/polimer qatılığı, duzluluq, gəlləşmə müddəti, reoloji xassələr, hissəciklərin ölçü üzrə paylanması, eyni zamanda termokimyəvi stabillik və müqavimət/qalıq müqavimət əmsalları tədqiq edilmişdir. Təklif olunan tərkibin istifadəsi məsələli mühitin hidravlik müqavimətini artırmağa imkan verir ki, bu da müqavimət və qalıq müqavimət əmsallarının artması ilə müşahidə olunur. Aparılmış tədqiqatlar, bu tərkibin vurucu quyuların profilinin hamarlaşdırılması üçün effektiv olduğunu göstərmişdir.

Açar sözlər: kolloid dispers gellər; vurucu quyuların profili; quyu; müqavimət əmsalı; reologiya.