

УДК 622.276

ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЙ СОСТАВ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТА НАТРИЯ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Никитин М.Н.¹, Петухов А.В.

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,
г. Санкт-Петербург, ¹e-mail: maratnik1@ya.ru*

Аннотация. *Приведены результаты лабораторных исследований нового гелеобразующего состава на основе силиката натрия и ацетата хрома. Показана возможность и пути регулирования времени гелеобразования состава. С помощью фильтрационных исследований установлено, что предлагаемый состав обладает селективными изолирующими свойствами и способен эффективно запечатывать как поры, так и трещины.*

Ключевые слова: *гелеобразующий состав, силикат натрия, ацетат хрома, ограничение водопритока, время гелеобразования, пластическая прочность, фильтрационные исследования*

На сегодняшний день многие нефтяные месторождения России находятся на завершающей стадии разработки. В таких условиях все более актуальной становится задача ограничения водопритока к добывающим скважинам, эта проблема особенно остро проявляется при разработке залежей нефти в сложных трещинных коллекторах. Как показывает опыт разработки месторождений нефти и газа Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, трещиноватыми в равной степени могут являться продуктивные пласты, сложенные как карбонатными, так и терригенными породами [3]. Трещины при этом являются основными каналами движения и прорыва воды к добывающим скважинам и обуславливают необходимость применения составов, способных эффективно их запечатывать.

Применяемые для ограничения водопритока изолирующие составы должны быть общедоступными, иметь низкую стоимость, обеспечивать эффективную изоляцию интервалов притока вод при требуемых сроках гелеобразования [1, 2]. В последние годы все более широкое применение находят составы на основе натриевого жидкого стекла – водного раствора силиката натрия, которые отличаются низкой стоимостью. Механизм отверждения используемых составов на основе силиката натрия заключается либо в образовании осадка при взаимодействии с солями кальция (из пластовых вод при высокой их минерализации или закачанной отдельной оторочкой), либо в образовании геля (золи поликремниевой кислоты) при взаимодействии жидкого стекла с кислотами, преимущественно соляной. Недостатком первого механизма является образование твердой непроницаемой поверхности изолирующего материала за счет мгновенной реакции на контакте с минерализованными водами, при этом большая часть оторочки жидкого стекла изоли-

руется от отвердителя. Недостатками второго механизма являются высокая коррозионная активность состава и низкая эффективность применения в условиях карбонатных коллекторов. С учетом данных недостатков была поставлена задача разработать эффективный состав для изоляции пластовых вод, который не имеет указанных недостатков.

В качестве исходного компонента состава взят силикат натрия, который отличается доступностью и низкой стоимостью. Стоимость 1 т силикатного жидкого стекла на начало 2011 г. составляет 5 - 7 тыс. руб. (для сравнения стоимость 1 т гипана составляет 85 - 100 тыс. руб.). Путем вариации сочетаний различных веществ был найден эффективный отвердитель для силиката натрия – водный раствор ацетата хрома. Ацетат хрома известен в нефтедобывающей отрасли как эффективный сшиватель полиакриламида и нашел широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритоков, однако в качестве отвердителя силиката натрия ранее не использовался. Как показали исследования, в результате смешивания водных растворов силиката натрия и ацетата хрома можно получать гели с регулируемым временем гелеобразования от нескольких минут до нескольких суток и различной прочности в условиях широкого интервала пластовых температур. Таким образом, изолирующий состав состоит из следующих компонентов: силикатное жидкое стекло, ацетат хрома, вода. Для данного состава предложено название SPMI-1.

Воздействие на продуктивный пласт с целью снижения обводненности продукции добывающих скважин может осуществляться как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Предлагаемый гелеобразующий состав может быть использован для отключения отдельных обводненных пластов и пропластков, для ликвидации каналов движения воды при заколонных переточках, а также может быть применен для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

С учетом температур в пласте и по стволу скважины, а также цели применения, подбираются концентрации ацетата хрома и силиката натрия таким образом, чтобы были обеспечены требуемые прочность и время гелеобразования состава. При этом в течение индукционного периода состав имеет низкую вязкость, сравнимую с вязкостью воды, следовательно, и хорошую фильтруемость в породе. После закачки состава скважину останавливают, а гель образуется в пластовых условиях, закупоривая каналы движения воды. При приготовлении состава на поверхности рекомендуемое время гелеобразования рекомендуется подбирать равным не менее 6 часов [2], при смешении компонентов в стволе скважины на забое – допустимо время начала гелеобразования от 15 минут и выше [1]. Особенностью силиката натрия является способность практически мгновенно коагулировать при контакте с водами, содержащими высокие концентрации ионов

кальция, поэтому непосредственно перед закачкой гелеобразующего состава SPMI-1 целесообразно применять закачку оторочки пресной воды.

Проведены лабораторные эксперименты по определению реологических и фильтрационных характеристик состава SPMI-1. В качестве исходных компонентов при приготовлении гелеобразующего состава в лабораторных условиях взяты: стекло натриево-силикатное по ГОСТ 13078-81 с силикатным модулем 2,9, массовая доля силиката натрия, определенная методом выпаривания, составила 46,77 %; раствор ацетата хрома с концентрацией 55 % (товарная форма); дистиллированная вода – для предотвращения влияния на гелеобразование посторонних факторов.

Измеренные значения pH приготовленных составов SPMI-1 находятся в интервале 10-11 ед., что свидетельствует об их низкой коррозионной активности.

Для определения характеристик составов на основе силиката натрия и ацетата хрома были проведены эксперименты по определению времени гелеобразования и прочности образуемых гелей в зависимости от температуры и концентраций исходных компонентов. Всего было приготовлено более 80 составов, которые различались концентрациями силиката натрия, ацетата хрома, а также температурами, при которых выдерживались составы для гелеобразования. Время гелеобразования определялось следующим методом. Приготовленный состав наливался в стеклянную пробирку, сверху покрывался пленкой во избежание испарения воды, затем помещался в термошкаф при заранее установленной температуре. Для композиций, имеющих малое время гелеобразования, растекание состава при наклоне пробирки проверялось каждые 5 минут. Для гелеобразующих составов с увеличенным временем гелеобразования проверка растекания состава при наклоне пробирки проверялась через каждые 10 - 15 минут. Если состав не растекается при изменении наклона пробирки, следовательно, образовался гель, и это время считается временем гелеобразования.

Независимо от времени гелеобразования составы выдерживались при установленной температуре в течение 24 часов, тем самым моделируя скважинные температурные условия после закачки состава и закрытия скважины на срок до 24 часов на упрочнение состава.

Пластическая прочность каждого геля измерялась с помощью конического пластометра. Метод заключается в оценке глубины погружения нагруженного конуса в гель под действием постоянной нагрузки в течение 20 минут. Расчетная пластическая прочность P_m при этом определяется по формулам:

$$P_m = k_\alpha \cdot \frac{F}{h^2}; \quad (1)$$

$$k_\alpha = \frac{1}{\pi} \cdot \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \operatorname{ctg}\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \operatorname{const}, \quad (2)$$

где P_m – пластическая прочность геля, Па; F – вертикальная компонента силы,

действующей на гель, H ; h – глубина погружения конуса в гель, м; k_a – коэффициент конуса; α – угол при вершине конуса.

На рис. 1 представлен график зависимости времени гелеобразования для растворов, содержащих 3,3 % натриевого жидкого стекла. Зависимость времени гелеобразования составов от температуры в высокой степени коррелируется экспоненциальной зависимостью. С увеличением концентрации ацетата хрома время гелеобразования составов снижается.

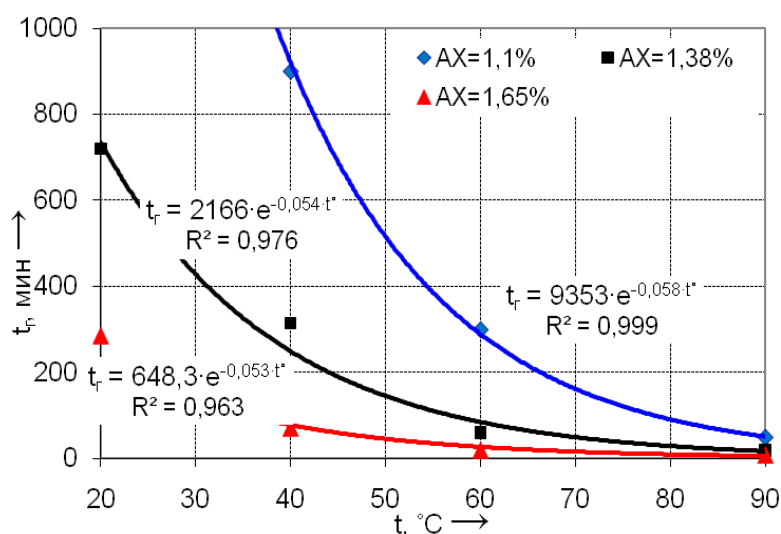


Рис. 1. Зависимости времени гелеобразования составов SPMI-1 от температуры и концентрации ацетата хрома (AX) для 3,3 % силиката натрия

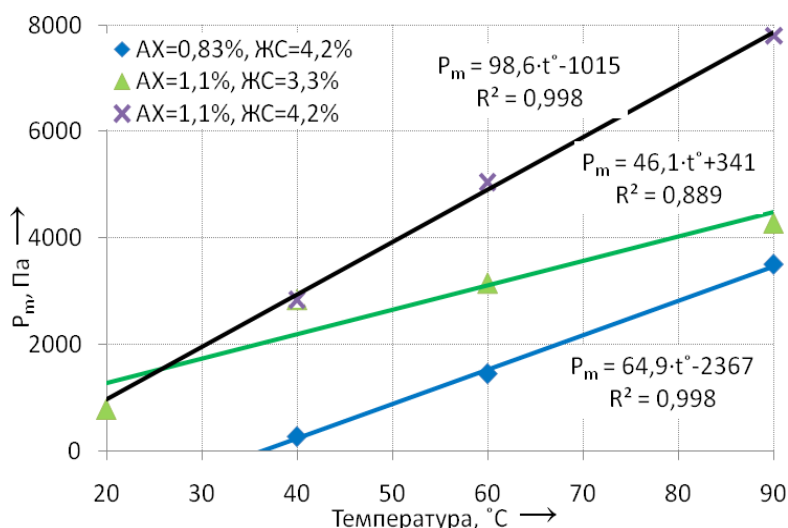


Рисунок 2. Зависимости пластической прочности составов SPMI-1 от температуры

При проведении экспериментов было выявлено, что концентрация жидкого стекла в меньшей степени влияет на время гелеобразования, чем концентрация ацетата хрома, однако концентрация жидкого стекла значительно влияет на прочность образуемых составов. В ходе исследований также выявлено, что один и тот же состав на основе жидкого стекла и ацетата хрома с увеличением температуры имеет большую прочность, при этом для большинства составов данная зависимость прямолинейная в интервале температур 20 - 90 °С (рис. 2), при этом прочность составов с неизменными концентрациями компонентов при увеличении температуры растёт.

Исследования изменения вязкости гелеобразующего состава от времени проведены на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1. Для исследования динамики вязкости во времени взят состав, использованный в фильтрационных экспериментах №№ 1 - 3, описанных ниже. Согласно результатам реологических исследований, состав SPMI-1 представляет собой неньютоновскую жидкость, эффективная вязкость которой снижается с увеличением скорости сдвига – по реологическим характеристикам состав близок к модели псевдопластической жидкости. Исследования эффективной вязкости составов проведены при постоянных скоростях сдвига, в результате получены зависимости эффективной вязкости от времени. Эксперименты проведены при скоростях сдвига 100 с⁻¹ (рис. 3), что соответствует скоростям сдвига, реализуемым при прокачке состава по колонне НКТ, а также при постоянной скорости сдвига 5 с⁻¹ (рис. 4), что соответствует скоростям сдвига, реализуемым при фильтрации состава в призабойной зоне пласта. В обоих случаях время начала гелеобразования, фиксируемое как быстрый рост вязкости состава, одинаково и составляет около 77 минут. Таким образом, скорость сдвига заметного влияния на время начала гелеобразования не оказывает. В значительной степени от скорости сдвига зависит вязкость гелеобразующего состава как до начала гелеобразования (т.е. в течение индукционного периода), так и в процессе гелеобразования. Так, если при скорости сдвига 5 с⁻¹ эффективная вязкость состава в течение индукционного периода составляет 30-35 мПа·с, то при скорости сдвига 100 с⁻¹ – не превышает 5 мПа·с (см. рис. 3, 4).

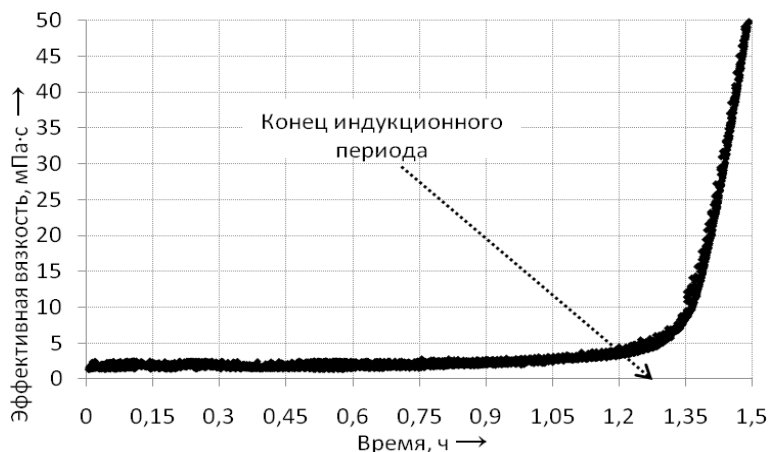


Рис. 3. Зависимость эффективной вязкости состава SPMI-1 от времени ($D = 100 \text{ с}^{-1}$, 30 °C)

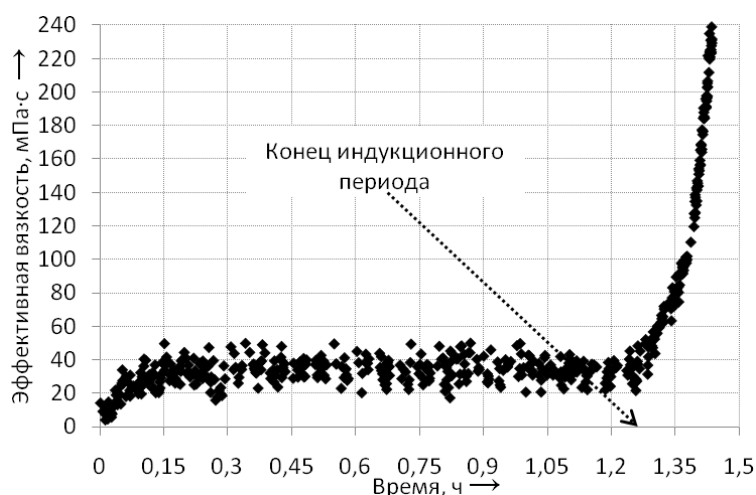


Рис. 4. Зависимость эффективной вязкости состава SPMI-1 от времени ($D = 5 \text{ с}^{-1}$, 30 °C)

Наличие крупных твердых взвешенных частиц в изолирующем составе приводит к его низкой фильтруемости в пористую среду, а вместе с этим и к низкой эффективности применения подобного материала. Типичными примерами жидкостей, неэффективных для изоляции каналов порового типа по причине содержания крупных твердых взвешенных частиц, являются разновидности цементных растворов. Была поставлена задача отследить динамику изменения размеров твердых частиц в исследуемом гелеобразующем составе. Измерение диаметра твердых частиц состава SPMI-1 проведено на лазерном анализаторе микрочастиц Ласка-1К. Проведены точечные измерения гранулометрического распределения частиц по видимому размеру. В качестве индикатора взят средний диаметр частиц, изменение которого во времени представлено на рис. 5. С момента времени начала гелеобразования – 77 минут (1,28 ч) происходит резкий рост

диаметра частиц гелеобразующего состава с 3 - 6 микрон до 32 микрон и выше. Сопоставлением рис. 5 с рис. 3 и 4 находим, что резкий рост размеров ассоциатов в гелеобразующем составе совпадает со стремительным ростом его вязкости. Происходит образование твердых ассоциатов геля поликремниевой кислоты, при этом подвижность гелеобразующего состава в пористой среде пласта неизбежно снижается не только за счет увеличения вязкости состава, но и за счет образования внутренней структуры и укрупнения ассоциатов (по сути, твердых взвешенных частиц) в гелеобразующем составе. Поэтому время начала гелеобразования следует регулировать подбором концентрации ацетата хрома таким образом, чтобы технологический процесс закачки гелеобразующего состава SPMI-1 завершить до окончания индукционного периода гелеобразования.

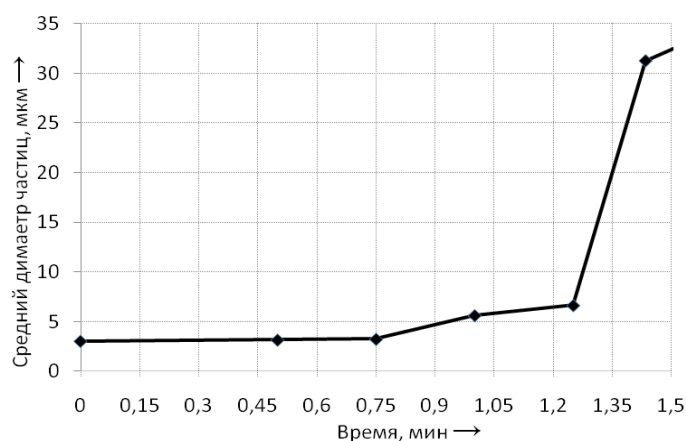


Рис. 5. Зависимость среднего диаметра твердых частиц состава SPMI-1 от времени

Были проведены фильтрационные эксперименты по оценке закупоривающей способности состава SPMI-1 на естественных ядрах Ярегского нефтяного месторождения. Эксперименты проведены на фильтрационной установке FDES-645 (Coretest Systems Inc.), позволяющей проводить прокачку оторочек жидкостей через ядра при соблюдении пластовых термобарических условий. Во всех описанных ниже фильтрационных экспериментах использовали один и тот же гелеобразующий состав, содержащий 3,3 % силиката натрия и 1,38 % ацетата хрома с временем начала гелеобразования 77 минут. Основными критериями эффективности изоляции каналов притока вод в проведенных фильтрационных экспериментах являются: начальный градиент давления сдвига геля в ядре, а также фактор сопротивления, являющий собой отношение проницаемости ядра по воде до закачки изолирующего состава к проницаемости ядра по воде после закачки гелеобразующего состава.

Фильтрационный эксперимент № 1 поставлен с целью определить способность гелеобразующего состава SPMI-1 закупоривать высокопроницаемые водонасыщенные коллекторы порового типа, а также проверить возможность разрушения геля в породе прокачкой оторочки щелочи. Эксперимент № 1 провели на водонасыщенном керне со следующими характеристиками: длина – 6,27 см, диаметр – 3,01 см, пористость по азоту – 29,62 %, абсолютная проницаемость – 2000 мД. Эксперимент состоял из следующих этапов: определение исходной фазовой проницаемости керна по модели пластовой воды; прокачка двух поровых объемов состава SPMI-1; выдержка состава в покое в течение 4 часов, достаточных для образования и упрочнения геля; прокачка модели пластовой воды; прокачка трех поровых объемов 10 % раствора NaOH для проверки возможности разрушения геля в пористой среде применением оторочек щелочей, прокачка модели пластовой воды. Результаты опыта приведены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты фильтрационного эксперимента № 1

Параметр	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава	После прокачки NaOH
Расход воды	см ³ /мин	40	4	2
Градиент давления закачки воды	атм/м	4,37	231,26	9,48
Подвижность по воде	мД/ (мПа·с)	2142,83	4,03	49,43
Проницаемость по воде	мД	1929	3,63	44,5
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2 V _{пор})	атм/м	10,6		
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	1211,0		
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	531,4		

Эксперимент № 1 показал высокую изолирующую способность состава SPMI-1. Гель в пористой среде имеет градиент давления сдвига 121,1 МПа/м, практически недостижимый в промышленных условиях. При значениях градиента давления ниже указанного фильтрация флюида через керн не происходит. При достижении градиента давления сдвига происходит прорыв воды через керн, однако и в этом случае снижение проницаемости (фактор сопротивления) составило 531,4 раза по сравнению с начальной (с 1929 до 3,63 мД). Далее прокачали оторочку 10 % NaOH, в результате чего добились увеличения проницаемости керна по воде в 12 раз – с 3,63 мД до 44,5 мД. Таким образом, показана возможность эффективного разрушения геля SPMI-1 в пластовых условиях применением оторочек гидроксида натрия.

Фильтрационный эксперимент № 2 поставлен с целью определить закупоривающую способность состава SPMI-1 в условиях коллекторов порового типа, насыщенных высоковязкой нефтью. Эксперимент № 2 провели на нефтенасыщенном керне Ярегского месторождения со следующими параметрами: длина – 7,22 см, диаметр – 3,01 см, пористость по азоту – 22,39 %, абсолютная проницаемость – 2600 мД. Эксперимент состоял из следующих этапов: фильтрация модели пластовой воды и определение начальной фазовой проницаемости; прокачка двух поровых объемов высоковязкой нефти Усинского месторождения (плотность пробы нефти 965,9 кг/м³, вязкость – 1140 мПа·с при 30 °С); прокачка гелеобразующего состава; выдержка состава в покое в течение 4 часов для гелеобразования; прокачка модели пластовой воды.

В табл. 2 представлены результаты фильтрационного эксперимента № 2, которые свидетельствуют о высокой гидрофобизирующей способности нефти Усинского месторождения (снижение фазовой проницаемости 2519 до 41 мД). Закачка состава SPMI-1 привела к снижению фазовой проницаемости по воде в 9,3 раза при градиенте давления сдвига геля в керне, равном 21,43 МПа/м, что значительно уступает значениям, полученным в эксперименте № 1. Таким образом, состав обладает более высокими изолирующими свойствами в водонасыщенных коллекторах, чем в нефтенасыщенных, что подтверждает его селективность.

Таблица 2. Результаты фильтрационного эксперимента № 2

Параметр	Единица измерения	До закачки нефти	После закачки нефти	После закачки состава
Расход воды	см ³ /мин	40	1	1
Градиент давления закачки воды	атм/м	3,35	9,13	47,92
Подвижность по воде	мД/(мПа·с)	2798,74	34,15	4,89
Проницаемость по воде	мД	2519	40,97	4,40
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2 V _{пор})	атм/м	9,1		
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	214,3		
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	9,3		

Особую сложность при изоляции путей притока воды представляют трещинные каналы. Многие составы, эффективно закупоривающие поровые каналы фильтрации воды, не способны эффективно изолировать трещины. Так как трещиноватость характерна для большинства карбонатных и терригенных коллекторов нефти и газа [3], был поставлен фильтрационный эксперимент № 3, в котором оценивалась закупоривающая способность состава SPMI-1 на керне с трещинным

типом проницаемости. Для этого раскололи цилиндрический керн с нулевой проницаемостью на две одинаковые части вдоль оси симметрии; по краям керна параллельно оси поместили две полоски из алюминиевой фольги; затем керн сложили заново. Так как представляется весьма затруднительным оценить раскрытость такой трещины теоретически, исходя из толщины фольги (ширина образованного зазора значительно зависит от давления обжима керна), было принято решение оценить ее по кажущейся проницаемости, при этом для сопоставимости в расчетах проницаемости принимали, что фильтрация происходит по всему сечению трещины и керна. При этом проницаемость керна хотя и принимает заниженные значения по сравнению с истинной проницаемостью трещины, однако она не влияет на конечное значение фактора сопротивления. Эксперимент № 3 состоял из следующих этапов: фильтрация модели пластовой воды и определение начальной фазовой проницаемости, прокачка двух поровых объемов состава SPMI-1, выдержка состава в керне в покое в течение 4 часов, прокачка модели пластовой воды и определение начального градиента сдвига геля и конечной кажущейся проницаемости.

Согласно результатам фильтрационного эксперимента № 3, представленным в табл. 3, гелеобразующий состав SPMI-1 способен эффективно изолировать пути фильтрации флюидов в коллекторах трещинного типа. При этом градиент давления сдвига геля в трещине составил 3,25 МПа/м, а фактор сопротивления – 5,2 ед.

Таблица 3. Результаты фильтрационного эксперимента № 3

Параметр	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава
Градиент давления закачки воды	атм/м	10,83	28,04
Подвижность по воде	мД/(мПа·с)	172,98	33,42
Расход воды	см ³ /мин	8,0	4,0
Кажущаяся проницаемость по воде	мД	155,7	30,1
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2 V _{пор})	атм/м	2,01	
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	32,5	
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	5,2	

Таким образом, проведенными исследованиями было выявлено, что предлагаемый для ограничения водопритока гелеобразующий состав SPMI-1 на основе силиката натрия с ацетатом хрома обладает рядом существенных преимуществ:

- применимость в широком интервале пластовых температур (от 0 до 90 °С и выше);
- регулируемое время гелеобразования (от нескольких минут до нескольких суток);
- управляемость прочностью образуемого геля (пластическая прочность от 20 до 15 000 Па и выше);
- низкая коррозионная активность;
- технологичность приготовления в скважинных условиях;
- образование однородного геля во всем объеме;
- селективность состава (гель эффективнее закупоривает водонасыщенные интервалы пластов);
- низкая вязкость состава до начала гелеобразования (1 - 5 мПа·с);
- возможность использования для изоляции путей притока воды в трещинных коллекторах;
- хорошая разрушаемость в скважинных и пластовых условиях при возникновении необходимости (растворами щелочей).

В качестве положительных качеств гелеобразующего состава следует также отметить низкую его стоимость и доступность всех компонентов, используемых для получения геля, низкую токсичность предлагаемого состава и отсутствие выделения токсичных газов, а также возможность применения в условиях пластовых вод различной минерализации.

Литература

1. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 237 с.
2. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. 394 с.
3. Петухов А.В., Никитин М.Н., Уршуляк Р.В. Оперативная оценка трещиноватости коллекторов Тимано-Печорской провинции вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. 2010. № 7. С. 85 - 87.

GEL-FORMING COMPOSITION ON SODIUM SILICATE BASE FOR WATER SHUTOFF IN COMPLEX STRUCTURE FRACTURED RESERVOIR CONDITIONS

M.N. Nikitin¹, A.V. Petukhov

Saint-Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia

¹ *e-mail: maratnik1@ya.ru*

Abstract. *The results of laboratory investigations of a new gel-forming composition on sodium silicate and chromium acetate base are presented. The possibility and ways of gelation time regulation are shown. Filtration tests has revealed that the composition has selective properties and is capable of fractured water inflow channels sealing.*

Keywords: *gel-forming composition, sodium silicate, chromium acetate, water shutoff, gelation time, plastic strength, filtration test*

References

1. Blazhevich V.A., Umrikhina E.N., Umetbaev V.G. Remontno-izolyatsionnye raboty pri ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdenii (Remedial cementing on oil fields). Moscow: Nedra, 1981. 237 p.
2. Lenchenkova L.E. Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-khimicheskimi metodami (Improved oil recovery by physico-chemical methods). Moscow: "Nedra-Biznestsentr", 1998. 394 p.
3. Petukhov A.V., Nikitin M.N., Urshulyak R.V. Operativnaya otsenka treshchinovatosti kollektorov Timano-Pechorskoi provintsii veroyatnostno-statisticheskimi metodami (Express estimation of reservoir-scale fracturing in Timan-Pechora basin by use of probabilistic-statistical analysis of oil field development showings). *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2010, Issue 7, pp. 85-87.