УДК 622.576

И.Н.ДИЯРОВ, Н.Ю.БАШКИРЦЕВА, Р.Р.АГЛИУЛЛИН
Казанский государственный технологический университет

ГИДРОИЗОЛЯЦИОННЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ

Разработан гидрофобный органический гель для технологий ограничения водопритока добывающих скважин. Изучена зависимость выхода геля и реологические свойства гидроизоляционного состава на его основе от соотношения компонентов и их концентрации в углеводородном растворителе. Исследовано влияние гидроизоляционного состава на смачиваемость кварцевого песка и фазовую проницаемость моделей пласта по воде.

Hydrophobic organic gel for technologies of the limitation of water production in oil wells is designed. The dependency of gel efficiency and rheological properties of waterproofing on gel basis on components relations and their concentration in hydrocarbon solvent is researched. Waterproofing influence on silica sand wettability and water relative permeability of reservoir model is researched.

Одной из самых актуальных проблем в нефтегазопромысловом деле является предупреждение и ограничение водопритоков к призабойной зоне пласта в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, особенно на поздней стадии разработки. Решение проблемы усугубляется чрезвычайной сложностью и многогранностью процесса обводнения скважин: многообразием причин возникновения и путей водопритоков.

Обводнение скважин вызывает огромные непроизводительные затраты. Расходы на подготовку и утилизацию воды очень высоки: в среднем от 5 до более 100 руб./м³ воды, а при высокой обводненности расходы могут доходить до 1 тыс.руб./т добываемой нефти. Внедрение методов поддержания пластового давления (заводнение) способствует ускорению и усложнению процессов обводнения продукции скважин, особенно в случае неоднородного строения коллекторов.

Существует множество технологий и материалов для предупреждения и предотвращения поступления воды. Подобное разнообразие обусловлено тем, что каждая скважина, вскрывшая эксплуатационный объект с определенными геолого-физическими условиями и находящаяся на определенной стадии разработки, требует индивидуальных технологий и материалов. В связи с этим на промыслах находят все более широкое распространение новые технологии, основанные на применении полимерных материалов, более полно отвечающих разнообразным геолого-физическим и техническим условиям водоизоляционных работ. Одним из возможных решений проблем снижения обводненности является применение гидроизоляционного состава с регулируемыми гидрофобными и гидроизоляционными свойствами на основе гидрофобного органического геля, получение которого основано на изменении соотношения компонентов в процессе коагуляции коллоидного раствора высокомолекулярного полимера (ВМП) – сополимера этилена с винилацетатом – при взаимодействии с синтетическим компрессорным маслом (СКМ), представляющим собой блоксополимер оксидов этилена и пропилена.

Количество образующегося геля и его пластические свойства зависят от соотношения исходных компонентов (рис.1). Для исследований наряду с чистым (до использования) применялось отработанное масло (после использования в компрессорах высокого давления). Видно, что выход геля при

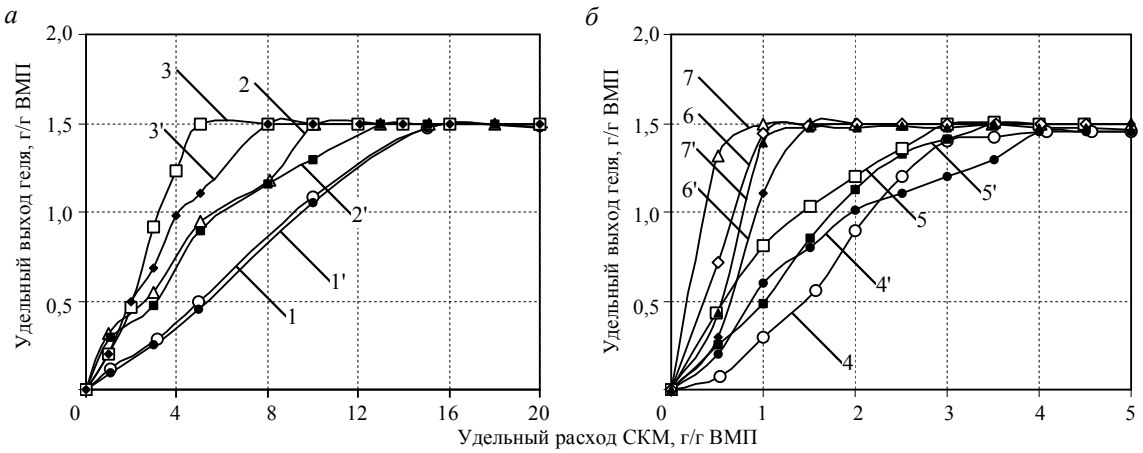


Рис.1. Зависимость удельного выхода геля в растворе от удельного расхода чистого (1-7) и отработанного (1'-7') СКМ при разной концентрации ВМП в углеводородном растворителе

1, 1' – 3 %; 2, 2' – 5 %; 3, 3' – 7 %; 4, 4' – 10 %; 5, 5' – 12 %; 6, 6' – 15 %; 7, 7' – 20 %

увеличении количества вводимого компрессорного масла сначала монотонно возрастает и при достижении определенного значения достигает максимума (с увеличением удельного расхода компрессорного масла полимер постепенно вовлекается в образование геля). Дальнейшее увеличение количества вводимого компрессорного масла не приводит к повышению выхода органического геля. Таким образом, изменяя удельный расход компрессорного масла, можно регулировать степень вовлечения полимера в образование геля и контролировать выход и свойства образующегося геля.

В результате коагуляции полимера из раствора при различном соотношении компонентов образуется гель с различной структурно-механической прочностью (см. таблицу).

Реологические характеристики гидроизоляционных составов

Удельный расход СКМ, г/г ВМП	Динамическая вязкость при скорости сдвига ($с^{-1}$) при 25 °С, сПз					Предельное напряжение сдвига, Н/м²
	0,9	2,9	7,4	14,7	35,3	
10 % ВМП по массе						
1,5	4481/174	1439/174	571/151	274/80	141/68	3733/25
3,0	8078/2205	4050/658	1785/415	1000/218	493,5/171	9493/1620
5,0	2873/1664	1433/614	744/277	347,5/243	131/134	3127/1415
12 % ВМП по массе						
1,5	306/4097	231/1490	156/1185	82/647	72/264	272/3321
3,0	43044/10260	10337/3900	5231/1883	2732/1655	1046/967	31073/8720
5,0	11295/2193	3395/330	1572/309	1017/203	354/154	7917/1013

Примечание. В числителе – при использовании чистого СКМ; в знаменателе – отработанного.

Для сравнения реологических свойств гидроизоляционного состава при различных соотношениях компонентов на рис.2 представлены зависимости динамической вязкости при скорости сдвига 35,7 $с^{-1}$. Видно, что при определенных соотношениях компонентов, которым соответствует максимальный удельный выход геля (см. рис.1), наблюдается максимальная динамическая вязкость. Кроме того, чем выше исходная концентрация полимера в растворе, тем меньшее количество компрессорного масла необходимо

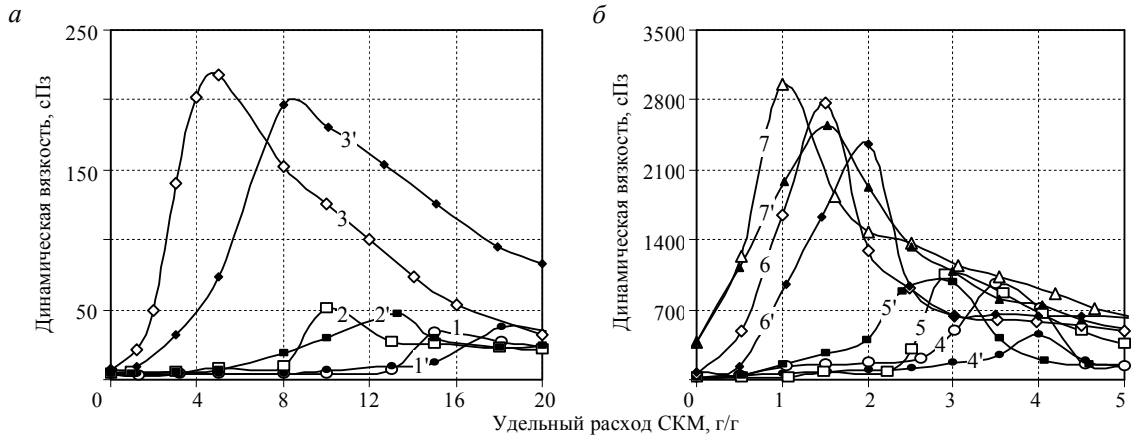


Рис.2. Зависимость динамической вязкости растворов геля при скорости сдвига 35,7 $с^{-1}$ от удельного расхода чистого и отработанного СКМ при разной концентрации ВМП в углеводородном растворителе. Усл. обозначения – см. рис.1

для образования геля, при этом образующийся гель становится более структурированным.

Гидроизоляционный состав целесообразно применять в виде технологического раствора в углеводородных растворителях, что позволит снизить температуру его застывания и вязкость и использовать стандартное промысловое оборудование при обработке скважин данным составом.

Применение гелей в нефтепромысловой практике с целью снижения обводненности основано на блокировании водопромытых участков. Вместе с тем часто причиной преждевременной обводненности добывающих скважин является капиллярно-концевой эффект, осложняющий процесс вытеснения нефти из проницаемых коллекторов. С целью его снижения необходима обработка прискважинной зоны пласта реагентами-гидрофобизаторами, принцип действия которых основан на физической адсорбции поверхностно-активного вещества на границе раздела фаз жидкость – твердое тело с образованием гидрофобной молекулярной пленки.

Гидрофобизирующее действие реагентов можно оценить по эффекту капиллярного впитывания воды кварцевым песком, обработанным гидрофобизатором. В проводимых ранее исследованиях было установлено, что растворы высокомолекулярного полимера в углеводородных растворителях обладают мощным гидрофобизирующим эффектом. Поэтому была изучена гидрофобизирующая способность растворов жидкой фазы, отделенной от выделившегося органического геля, в результате взаимодействия 10-процентного раствора полимера в этилбензольной фракции и отработанного компрессорного масла с удельным расходом от 0,5 до 4,0 г/г ВМП. Оценка эффективности проводилась по высоте поднятия воды в капилляре по кварцевому песку, обработанному растворами жидкой фазы в бензине при концентрациях 2,5-20 % по массе (рис.3). Установлено, что все растворы жидкой фазы обладают гидрофобизирующими свойствами, так как значения степени гидрофобизации выше, чем в моделях без обра-

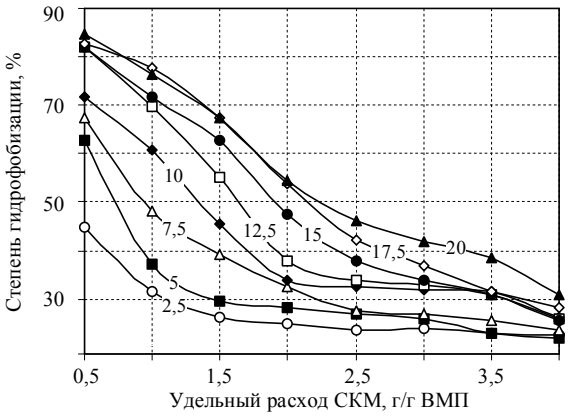


Рис.3. Зависимость гидрофобизирующей способности растворов от концентрации жидкой фазы в бензине (указана на кривых в процентах по массе) и удельного расхода СКМ, вводимого в 10-процентный раствор ВМП

ботки и с обработкой чистым бензином. Гидрофобизирующий эффект от обработки растворами жидкой фазы при удельном расходе СКМ 4,0 г/г ВМП сопоставим с гидрофобизацией кварцевого песка бензином, что косвенно подтверждает вовлечение всего количества полимера в образование органического геля. Таким образом, изменяя соотношение компонентов и контролируя степень вовлечения полимера в образование ассоциата, можно регулировать гидрофобизирующие свойства состава.

Эффективность технологии обработки призабойной зоны пласта с повышенной обводненностью можно оценить по изменению фазовой проницаемости по воде до и после обработки гидроизоляционным составом на моделях пласта, отражающих фильтрацию флюидов по промытому пропластку. Установлено, что обработка модели «промытого пропластка» отработанным компрессорным маслом снижает фазовую проницаемость по воде в 1,5 раза, обработка 10-процентным раствором высокомолекулярного полимера в этилбензольной фракции в 10-11 раз, а разработанный гидроизоляционный состав полностью блокирует поровое пространство при депрессии в 2 атм.

Обработка призабойной зоны пласта в виде закачки единой порции технологического раствора на основе разработанного гидроизоляционного состава, приготовленного непосредственно на устье скважины, приведет к перераспределению фильтрационных потоков и снижению обводненности добывающих скважин. Применение гидроизоляционного состава, стабильного в сильноминерализованных пластовых водах, но разрушающегося при контакте с нефтью, обеспечит эффективное снижение проницаемости водопромытых участков пласта по воде без блокирования отдельных зон нефтенасыщенного пласта.

Таким образом, разработан эффективный гидроизолирующий состав для обработки призабойной зоны пласта и ограничения водопритока добывающих скважин. Установлено, что в зависимости от соотношения компонентов можно получать технологические составы, включающие органический гель и жидкую фазу с различными вязкоупругими и гидрофобизирующими свойствами. Достижение максимального ограничения водопритока добывающих скважин возможно при регулировании соотношения эффектов тампонирования и гидрофобизации в зависимости от геолого-промысловых условий.