

Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта

УДК 622.276.031.011.431.3

С.А. Демахин, А.Г. Демахин

(Enhanced Recovery System.Ltd),

В.Б. Губанов

(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Одной из важнейших проблем при разработке нефтяных месторождений является борьба с обводнением, которое ведет к снижению дебитов по нефти, увеличению проблем по отделению и утилизации воды, снижению коэффициента извлечения нефти. В последнее время эта проблема приобрела особо острый характер в связи с вступлением многих месторождений мира в позднюю стадию эксплуатации, характеризующуюся прогрессирующим обводнением скважин.

Существует множество методов и технологий ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти [1], однако их недостаточная эффективность, а также разнообразие условий и причин обводнения способствуют дальнейшим разработкам в данной области. Одним из направлений снижения обводненности нефтяных скважин и увеличения их продуктивности являются технологии на основе гидрофобизации призабойной зоны добывающих скважин.

За последнее десятилетие появилось множество технологий [2-7], целью которых является гидрофобизация призабойной зоны пласта и тем самым снижение обводненности добываемой продукции. Вместе с тем по поводу идей гидрофобизации существуют и другие мнения [8-11], отрицательно относящиеся к приданию поверхности пород пласта гидрофобных свойств, что, по их мнению, негативно воздействует на процесс фильтрации флюидов.

Данный вопрос имеет важное прикладное значение, поэтому требует более глубокого и подробного изучения. Прежде всего, необходимо разделить закачиваемые гидрофобные вещества на две группы:

- химические реагенты, слабо взаимодействующие с поверхностью породы;
- вещества, образующие достаточно прочные химические или адсорбционные связи с поверхностью породы.

К первой группе относятся углеводороды, ароматические и другие соединения, изменяющие смачиваемость горных пород на кратковременный период и не препятствующие быстрому восстановлению гидрофильности поверхности пород.

Ко второй группе относятся гидрофобные реагенты, химически взаимодействующие с силанольными группами на поверхности породы или адсорбирующиеся на ней на достаточно длительный период. Закрепление реагентов на породе приводит к изменению смачиваемости ее поверхности и сохранению этого эффекта на продолжительный период времени. Для этого могут применяться высокодисперсные гидрофобные кремнеземы, кремнийорганические жидкости и различные поверхностно-активные вещества (рис.1).

Изменение смачиваемости поверхности породы в призабойной зоне пласта приводит к изменению характера фильтрации жидкости в этой зоне. Прежде всего, это приводит к изменению направленности действия капиллярных сил. На поверхности гидрофобизированной породы угол θ в формуле Лапласа (1) превышает 100° для воды, соответственно капиллярное давление направлено против ее движения и фазовая проницаемость для воды снижается, в то время как для углеводородной фазы – увеличивается (рис.2).

$$P_x = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

Изменение характера смачиваемости поверхности пород и направленности действия капиллярных сил приводит к тому, что капиллярные силы препятствуют фильтрации воды и, наоборот, способствуют фильтрации нефти. Однако величина этого капиллярного давления, как легко подсчитать из формулы (1), для реальных горных пород не превышает 0,05 атм. Гидродинамический перепад давления в пласте и, особенно в призабойной зоне скважины, существенно превышает это значение и как следствие – значительного влияния на поступление воды в скважину этот, так называемый «гидрофобный барьер», оказывать не может.

Вместе с тем этот эффект может заметно сказываться на вертикальном продвижении водонефтяного контакта в призабойной зоне, когда большее влияние имеют процессы пропитки, а не дренирования, а также в малопроницаемых породах. Это особенно важно при конусном обводнении скважины подошвенными водами.

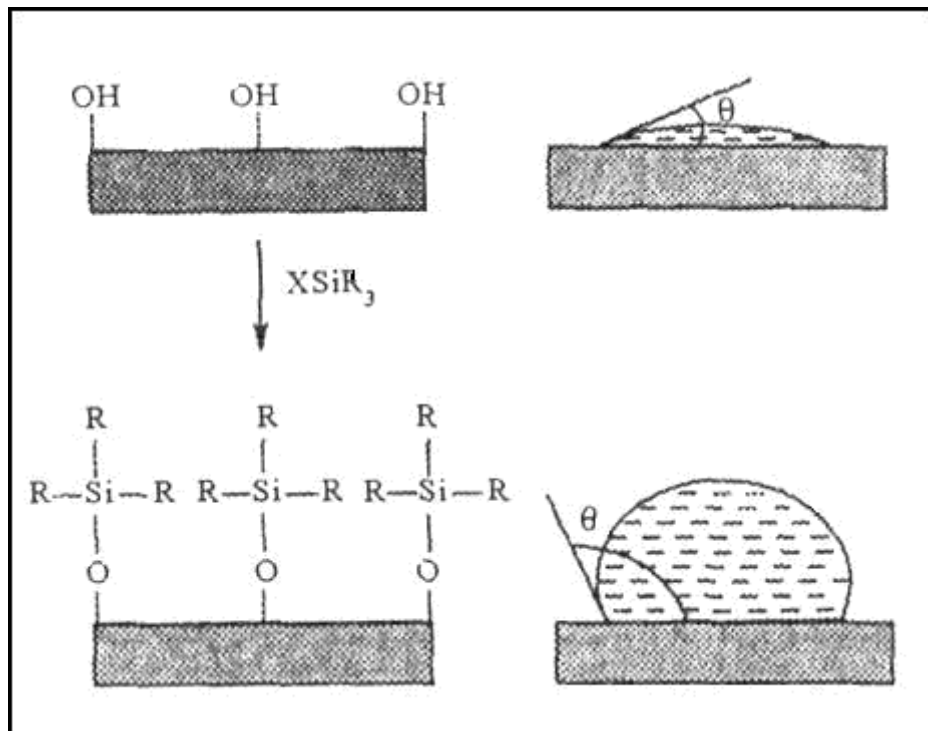


Рис.1. Пример взаимодействия гидрофобизирующего состава с поверхностью породы (X-функциональная группа, R- любой органический радикал)

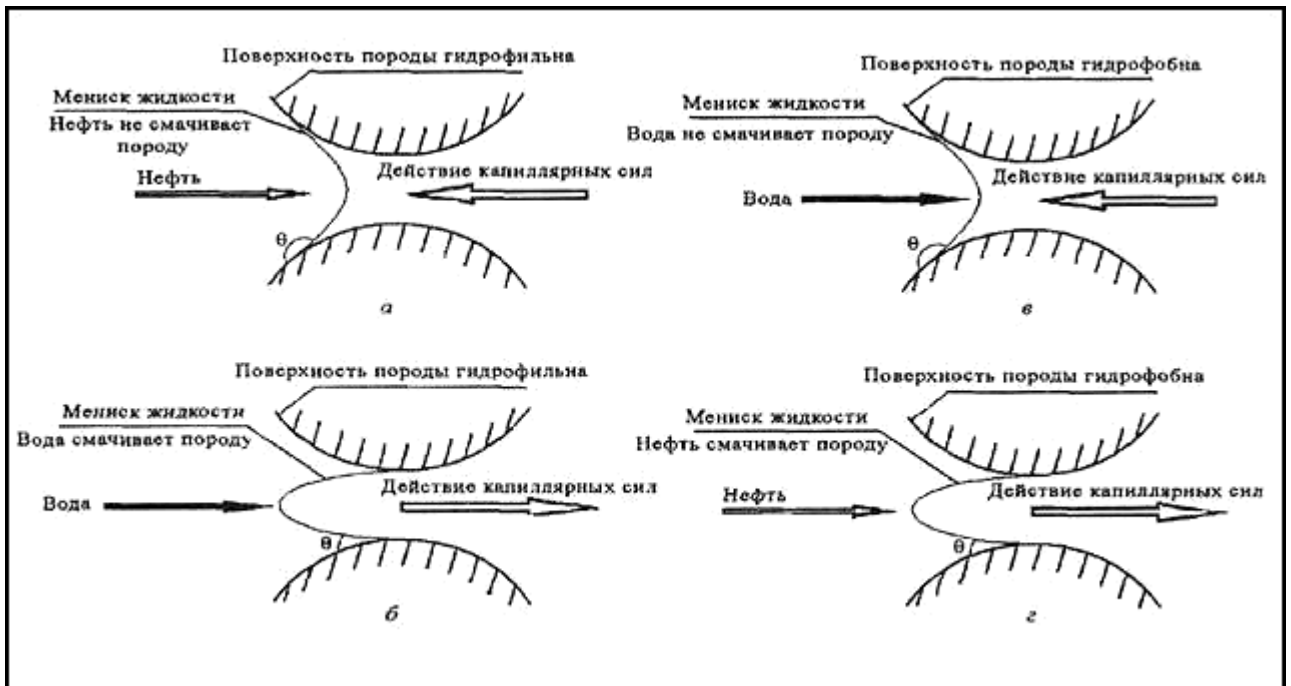


Рис.2. Направленность действия капиллярных сил при фильтрации:

а, б – нефти, воды через гидрофильную среду; в, г – воды, нефти через гидрофобную среду

Помимо влияния на направленность капиллярных сил, изменение смачиваемости поверхности породы с гидрофильной на гидрофобную изменяет распределение фаз в поровом пространстве. Нефть, становясь смачивающей фазой, располагается на поверхности породы и заполняет более мелкие поры, углы пор и пережимы поровых каналов. Вода в этом случае как несмачивающая фаза занимает расширения порового пространства и фильтруется по наиболее крупным поровым каналам (рис.3). Следствием этого является ухудшение условий для фильтрации нефти, так как более крупные поры заняты водой, создающей фильтрационное сопротивление для движения нефти. Таким образом, при одной и той же водонасыщенности породы относительная фазовая проницаемость для нефти меньше, а для воды больше (рис.4).

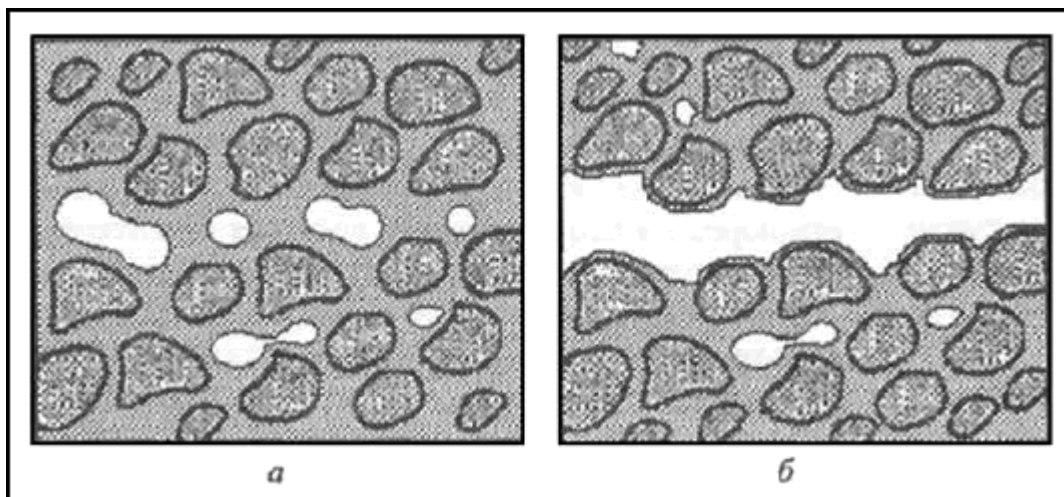


Рис.3. Расположение фаз в гидрофобном пласте:

а-при остаточном водонасыщении;

б-при вытеснении нефти водой

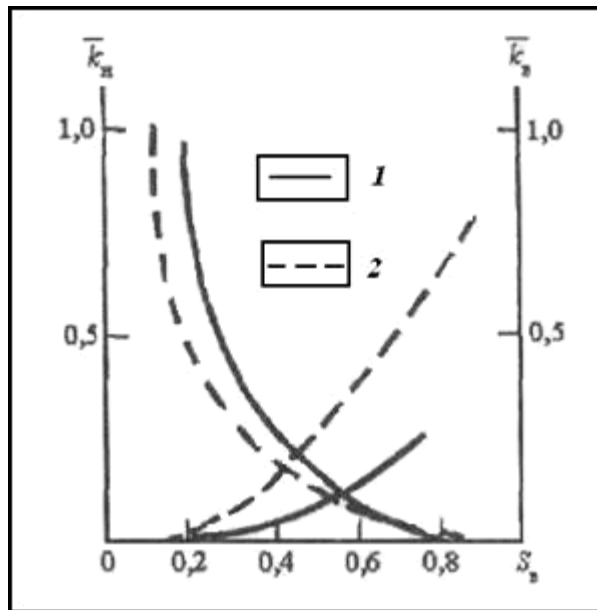


Рис.4. Типичный вид фазовых проницаемостей для гидрофильного (1) и гидрофобного (2) пластов

Этот факт подтвержден многочисленными керновыми и лабораторными экспериментами, отмечается во множестве научных работ, и именно на нем основана в основном критика в адрес технологий гидрофобизации [9,10].

Однако при этом мало учитываются различия между физико-химическими явлениями в глубине нефтяного пласта при вытеснении нефти водой и процессы, происходящие в ходе обработки призабойной зоны пласта гидрофобизирующими композициями. Несомненно, что когда речь идет о вытеснении нефти водой во всем объеме нефтяного пласта, то более предпочтителен гидрофильный характер поверхности породы, способствующий более равномерному и полному вымыванию нефти. Совсем иначе происходит при фильтрации флюидов через призабойную зону скважины и применение гидрофобизирующих композиций для ее обработки весьма полезно.

В процессе эксплуатации скважины призабойная зона пласта неоднократно подвергается воздействию воды при вскрытии и глушении скважины, проведении ремонтно-изоляционных и интенсифицирующих работ. На поздней стадии эксплуатации в призабойную зону начинают поступать пластовая и закачиваемая вода. В результате всего этого, вблизи скважины в пласте формируется зона высокой водонасыщенности, причем на поверхности породы формируется пленка так называемой рыхлосвязанной воды, снижающая объем порового пространства пласта. Это особенно характерно для низкопроницаемых гидрофильных пород. С ростом водонасыщенности проницаемость для воды растет, а для нефти падает как в силу капиллярных сил, так и из-за чисто физического блокирования призабойной зоны рыхлосвязанной водой.

В процессе закачки гидрофобизирующих композиций происходит разрушение пленки рыхлосвязанной воды, оттеснение воды из призабойной зоны и тем самым ее осушение. Гидрофобизирующий реагент закрепляется на поверхности породы, препятствуя ее повторной гидратации. Водонасыщенность гидрофобизированных участков пласта резко падает, что увеличивает проницаемость для нефти и снижает ее для воды. Таким образом, водонасыщенность призабойной зоны пласта до и после обработки гидрофобизирующими реагентами резко отличается и сравнение графиков 1 и 2, представленных на рис.4, при одной и той же водонасыщенности в этих условиях совершенно не корректно.

Нами проведены исследования на моделях пласта с целью изучения влияния закачки гидрофобизирующих реагентов на водонасыщенность и проницаемость поровой среды. Результаты показывают увеличение проницаемости при фильтрации керосина после воздействия раствора гидрофобизатора (рис.5).

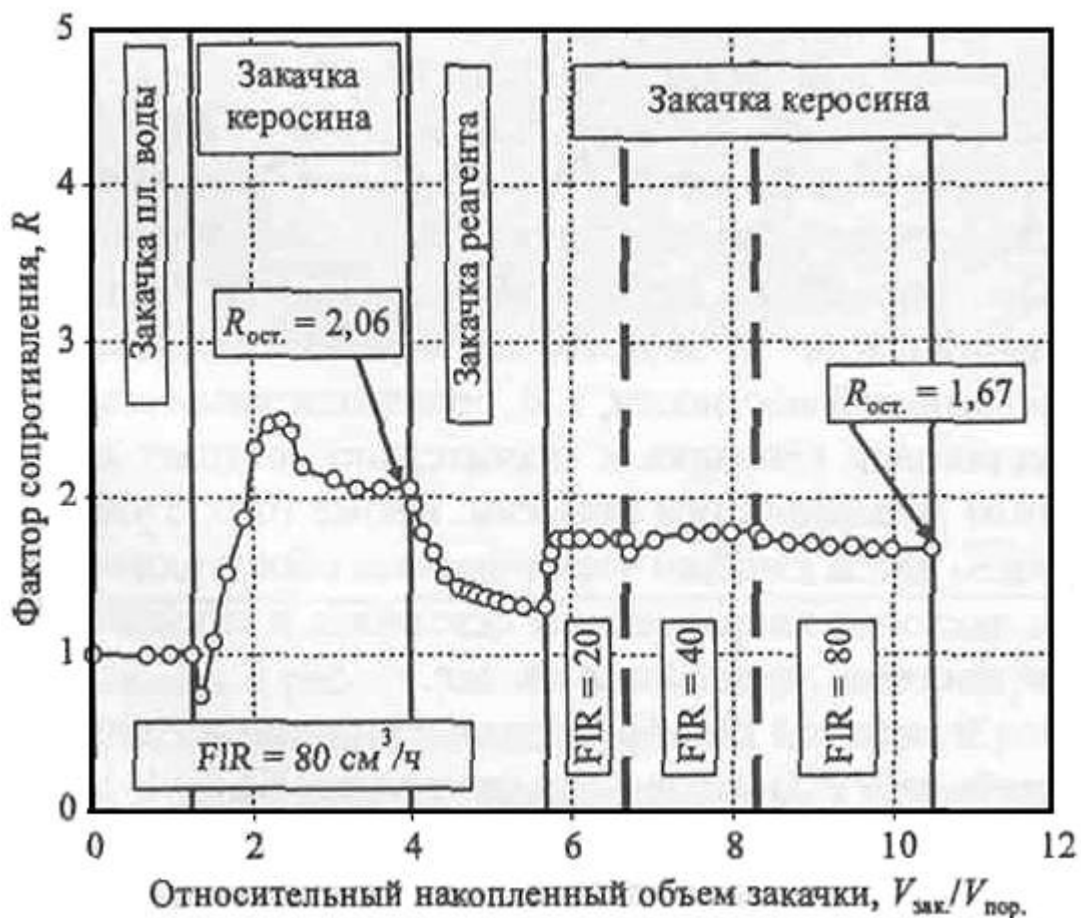


Рис.5. Изменение фактора сопротивления при фильтрации керосина после закачки гидрофобизирующего состава

Поскольку гидрофобизаторы не способны изменять структуру порового пространства пласта, данный эффект может объясняться только уменьшением водонасыщенности модели пласта в результате взаимодействия функциональных групп гидрофобизатора как с водой, так и с ОН группами на поверхности породы, что приводит к вытеснению остаточной воды с поверхности породы и вынесу ее из модели. Вследствие снижения водонасыщенности поровой среды улучшаются условия для поступления нефти в скважину. Кроме того, гидрофобизированная поверхность породы предотвращает повторное формирование зоны повышенной водонасыщенности вблизи ствола скважины.

На основе всего вышесказанного, можно заключить, что метод гидрофобизации является, скорее, методом интенсификации нефтедобычи, чем методом ограничения водопритока. И это хорошо коррелирует с многочисленными результатами обработок скважин чисто гидрофобизирующими составами, при которых наблюдалось увеличение дебита по нефти при незначительном снижении дебита по воде. Это является результатом того, что условия фильтрации в нефтеносных интервалах призабойной зоны пласта улучшились, но при этом значительного снижения объема фильтрации воды в водоносных интервалах не произошло. Для резкого снижения обводнения скважины необходима дополнительная обработка скважины тампонирующимися в водоносных интервалах реагентами, или сами гидрофобные реагенты должны обладать комплексным действием и тампонироваться при избытке воды.

Выводы:

1. Применение гидрофобизирующих реагентов положительно влияет на фильтрацию флюидов в призабойной зоне нефтяного пласта.
2. Обработка нефтяной скважины гидрофобизирующими реагентами позволяет снижать водонасыщенность нефтеносных интервалов пласта и тем самым увеличивать их проницаемость по нефти.
3. Для эффективного снижения обводненности добываемой продукции необходимо дополнительно применять реагенты, тампонирующиеся в водонасыщенных интервалах

Литература

1. *Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины.* - Саратов:Изд-во ГОС УНЦ «Колледж», 2003.
2. *Гидрофобизацияпризабойной зоны гидрофильных коллекторов /Р.Н. Фахретдинов [и др.]* //Нефт.хоз-во.-1999.-№4.-с.29-30.
3. *Применение гидрофобизирующих веществ для обработки призабойных зон скважин / В.О. Палий, А.Т. Горбунов, В.А. Гуменюк, К.Л. Матвеев* // Нефт. Хоз-во.-1993.-№10.-с.64-65.
4. *Минаков И.И. Промысловые испытания гидрофобизирующих композиций на Самотлорском месторождении* // нефт. хоз-во.-1997.-№6.-с.17-19.
5. *старковский А.В., Рогова Т.С. Гидрофобизацияпризабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи* //Нефт.хо-во.-2003.-№12.-с.36-38.
6. *Новые технологии ОАО «РИТЭК» повышают эффективность нефтедобывающего комплекса / В.И. Грайфер, А.В. Смирнов, В.В. Иванов, В.А. Котельников*//Нефтепромысловое дело.-1998.-№9-10.-с.7-10.
7. *Исследование коллоидно – химических свойств и анализ результатов опытно-промышленных испытаний композиционного гидрофобизатора «ТАТНО-2002»/В.Г.Козин [и др.]*//нефт.хоз-во.-2004.-№11.-с.73-75.
8. *Глуценко В.Н. Рациональные условия гидрофобизациипризабойной зоны пласта* // Геология, геофизика и разработка.-2008.-№9.
9. *МаньринВ.И.,Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении.* - Самара: Самар. Дом печати, 2002.-392с.
10. *Вашуркин А.И. О целесообразности гидрофобизациипризабойных зон эксплуатационных скважин* // Нефть и газ Тюмени.-1971.-№10.-с.38-41.
11. *о целесообразности гидрофобизациипризабойных зон добывающих скважин /В.Н. Сергиенко, Н.А. Черепанова, Е.Ф.Кутырев, Г.В.Ложкин* // нефт.хоз-во.-2006.-№11.-с.34.-37.