

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК: 622.245.54

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ОБРАБОТКИ ПЗП ПОВЕРХНОСТНО – АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

© В.Ф.Калинин

АО «Нишне–Волжский научно–исследовательский институт геологии и геофизики», г. Саратов

DOI:10.24412/1997-8316-2024-115-4-36

Аннотация: представлены результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований по эффективности применения поверхностно-активных веществ для восстановления и сохранения естественной проницаемости призабойной зоны пласта при освоении скважин. Отмечена высокая эффективность применения поверхностно-активных веществ в качестве реагента для очистки призабойной зоны пласта от кольматанта, деэмульсации, снижения корродирующего действия кислотных растворов на металл НКТ, снижения скорости реагирования кислотных растворов с породой пласта и для повышения продуктивности скважин в целом.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, повышение продуктивности скважин, капиллярные давления, поверхностное натяжение, призабойная зона пласта.

E-mail: nedra.nvniigg@rusgeology.ru

GEOLOGICAL AND PHYSICAL CRITERIA FOR SELECTION OF OPTIMUM TECHNOLOGY FOR INCREASING WELL PRODUCTIVITY BY METHOD OF PROCESSING BOTTOMHOLE FORMATION ZONE WITH SURFACE ACTIVE SUBSTANCES

© V. Kalinin

JSC "Nizhnevolzhsky Research Institute of Geology and Geophysics", Saratov

Abstract: the results of theoretical, laboratory and field studies on the effectiveness of using surfactants for restoring and preserving the natural permeability of the reservoir zone during the opening of formations and well development are presented. The high efficiency of using surfactants as a reagent for cleaning reservoir zones from bridging agent, demulsification, reducing the corrosive effect of acid solutions on tubing metal and reducing the rate of reaction of acid solutions with formation rock was noted. and in general to increase well productivity.

Key words: surfactants. increasing well productivity, capillary pressure, surface tension, wettability, bottomhole formation zone.

Повышение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами (кислотные обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), виброобработки ПЗП, обработка ПЗП поверхностно-активными веществами (ПАВ) и др.) на сегодняшний день является актуальной задачей. При этом наибольшая эффективность достигается при комплексном применении физико-химических методов для обработки ПЗП.

Отличительная особенность применения методов обработки поверхностно-активными веществами – их способность в определенной мере восстанавливать естественную проницаемость породы-коллектора, нарушенную в процессе заканчивания и эксплуатации скважин, путем ее декольматации, деэмульсации, снижения капиллярных давлений и изменения смачиваемости породы. Лучший результат предопределяется оптимальным выбором метода интенсификации притоков нефти и газа, соответствующего геолого-физической характеристике пласта, физико-химическим свойствам насыщающих пласт флюидов, видам и масштабам осложнений. Последние обусловлены всей совокупностью механических, физико-химических и прочих процессов, развивающихся в ПЗП при заканчивании и эксплуатации скважин [1-6,8,10,13,15,18-21].

Отечественный и зарубежный опыт по повышению продуктивности скважин, а также результаты теоретических и промышленных исследований [1-3, 5, 10, 13, 16, 19-21] свидетельствуют о том, что применение ПАВ способствует эффективному восстановлению естественной проницаемости пласта в призабойной зоне. Продуктивность скважин при этом возрастает в 1,5-1,8 раза, по данным американских исследователей – в 2-3 раза и более в зависимости от оптимального выбора типа ПАВ.

Поверхностно-активные вещества, благодаря своим высокоэффективным моющим свойствам, способности разрушать водонефтяные эмульсии, резко снижать ве-

личину поверхностного натяжения на границе раздела фаз и многократно замедлять скорость реагирования кислотных растворов с породой пласта и металлом НКТ, являются незаменимыми реагентами при применении химических методов восстановления естественной проницаемости пласта. При закачке в пласт происходит физическая и химическая адсорбция ПАВ на поверхности поровых каналов, на границах раздела нефть-вода. В результате изменяется поверхностное натяжение на границе раздела фаз, а также характер смачивания породы, приводя в одних случаях к ее гидрофилизации, а в других к ее гидрофобизации, обуславливая тем самым изменение величины и направления действия капиллярных сил в пласте, влияющих на интенсивность притока пластовых флюидов в скважину.

Применение ПАВ способствует снижению водонасыщенности призабойной зоны пласта, увеличению фазовой проницаемости для нефти и снижению фазовой проницаемости породы-коллектора для воды, что приводит к повышению продуктивности скважины и уменьшению обводненности продукции. Призабойную зону пласта обрабатывают ПАВ в следующих случаях:

- при наличии подошвенной воды с целью предотвращения образования водяных конусов;
- во всех случаях обводнения скважин из-за прорыва воды;
- в сочетании с кислотной обработкой, обеспечивая тем самым лучшие условия для выноса продуктов реакции из пласта при освоении скважин.

Эффективность обработок ПЗП определяется композицией, концентрацией и количеством раствора ПАВ, а также продолжительностью реагирования ПАВ в пласте в конкретных геолого-физических условиях. Данный метод повышения продуктивности скважин выгодно отличается от других (механических, тепловых и химических) своей технологичностью, низкими затратами на проведение операций, быстрым

достижением эффекта и достаточно высокой прибылью от их применения. Существующие возможности выбора оптимальной технологии обработки ПАВ, соответствующих геолого-физической характеристике пласта и состоянию гидродинамической связи пласта со скважиной, пока еще используются не в полной мере. Обусловлено это как сложностью физических процессов, происходящих в ПЗП при закачке ПАВ, так и трудностью управления данными процессами для достижения поставленной цели в конкретных геолого-физических условиях.

ЛИТОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА МЕТОДА ОБРАБОТКИ ПЗП ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

Характерными литолого - физическими особенностями породы-коллектора, определяющими выбор технологии обработки

ПАВ, являются литотип, фильтрационно-емкостные параметры, минералогический состав и ее гидратация, а также характер смачивания породы и содержание глинистого и карбонатного вещества.

Породы-коллекторы в зависимости от их вещественного состава подразделяются на два больших класса: терригенные (песчано-алевритовые) и карбонатные (известняки, доломиты). Они характеризуются специфическими особенностями строения пустотного пространства и степенью их гидрофильности. Отличительным свойством терригенных коллекторов является:

- глинистость и карбонатность цементного вещества породы;
- пятнистый, мозаичный характер их смачивания с чередой перемежающихся гидрофильных и гидрофобных участков породы;
- резкая изменчивость поперечных размеров поровых каналов и их проточности.

Строение пустотного пространства рассматриваемых коллекторов характеризует-

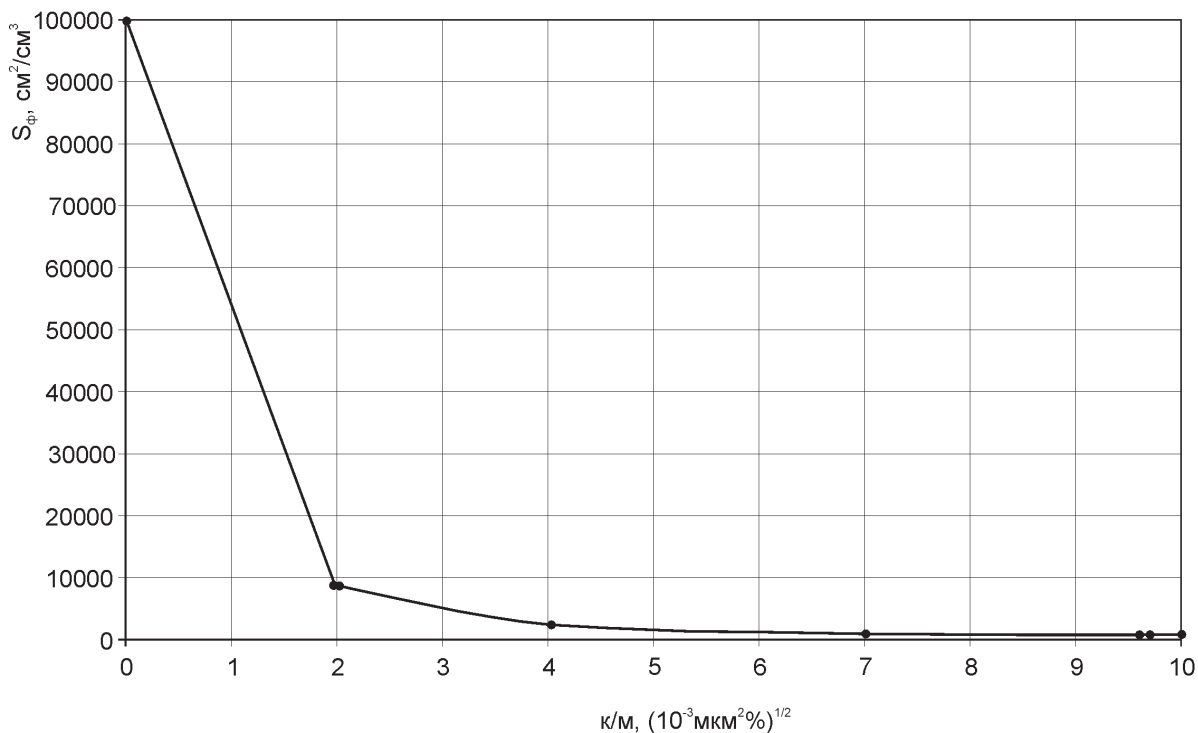


Рис. 1. Зависимость удельной поверхности фильтрации от проницаемости и пористости для терригенных пород

ся величиной удельной поверхности фильтрации, достигающей:

$$S_{\text{ф.т.}} = 8230 / (k/m)^{1/2}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ф.т.}}$ – удельная поверхность фильтрации, $\text{см}^2/\text{см}^3$; k – проницаемость, мд; m – пористость, %. Для низкопроницаемых коллекторов $S_{\text{ф.т.}} = 26000,0 \text{ см}^2/\text{см}^3$ при $k=1,0$ мд и $m=10,0\%$ (рис.1). Для высокопроницаемых аналогов данная величина снижается до $S_{\text{ф.т.}} = 580,0 \text{ см}^2/\text{см}^3$ при $k = 4000,0$ мд и $m = 20,0\%$. Это негативно отражается на фильтрационной характеристике низкопроницаемых коллекторов и на интенсивности развития капиллярных сил на границе раздела нефть-вода-порода, которые резко возрастают по мере увеличения удельной поверхности фильтрации и по мере снижения фильтрационно - емкостных параметров породы-коллектора.

Высокая удельная поверхность фильтрации низкопроницаемых терригенных коллекторов вместе с высокими гидрофильными свойствами предопределяет их повышенную (более чем в 2-3 раза) водонасыщенность, по сравнению с величиной водонасыщенности высокопроницаемых коллекторов, изменяющуюся в пределах от 13 % до 15-17 %. В совокупности это влияет на физико-механические показатели породы: интенсивность развития молекулярно-поверхностных явлений на границе раздела нефть-вода-порода, величину и направление капиллярных сил и давлений в пористой среде, выбор метода обработки ПЗП поверхностно-активными веществами для повышения продуктивности скважин.

Характерной особенностью строения пустотного пространства карбонатных коллекторов является наличие в них мельчайших пор, микро- и макротрещин, каверн и других пустот. От структуры пустотного пространства породы-коллектора зависит их фильтрационно-емкостная способность, удельная поверхность фильтрации, начальное содержание и распределение остаточ-

ной связанной воды в породе, механизм и масштабы кольматационных процессов, возможность образования водонефтяных эмульсий, выбор технологии обработки ПАВ и другими реагентами.

Важная характеристика карбонатных коллекторов, определяющих выбор технологии обработки ПАВ, – литологический и химико-минералогический состав, а также удельная поверхность фильтрации. Последняя является более значимым параметром, чем полная удельная поверхность породы, поскольку характеризует только ту часть поверхности коллектора, с которой сопряжена фильтрация нефти. Её величина для карбонатных коллекторов порового типа определяется по формуле [23]:

$$S_{\text{ф.к.}} = 11840 / (k/m)^{1/2}, \quad (2)$$

где $S_{\text{ф.к.}}$ – удельная поверхность фильтрации карбонатных коллекторов порового типа; k – проницаемость породы-коллектора (мд); m – пористость породы-коллектора (%).

Величина удельной поверхности фильтрации карбонатных коллекторов порового типа (рис.2) достигает $S_{\text{ф.п.}} = 3000-5000 \text{ см}^2/\text{см}^3$ и более по мере увеличения пористости коллекторов и снижения их проницаемости. Удельная поверхность фильтрации породы отражает факт взаимодействия породы с флюидами (нефтью, водой, ПАВ, кислотами и др.) при их фильтрации в пористой среде. Удельная поверхность смешанных (трещиновато-поровых) карбонатных коллекторов в среднем меньше, чем у терригенных. Средние радиусы поровых каналов карбонатных пород немного выше, чем у терригенных во всем диапазоне изменения их проницаемости.

ВЛИЯНИЕ МОЛЕКУЛЯРНО- ПОВЕРХНОСТНЫХ СВОЙСТВ СИСТЕМЫ НЕФТЬ-ВОДА-Порода НА ФИЛЬТРАЦИОННУЮ

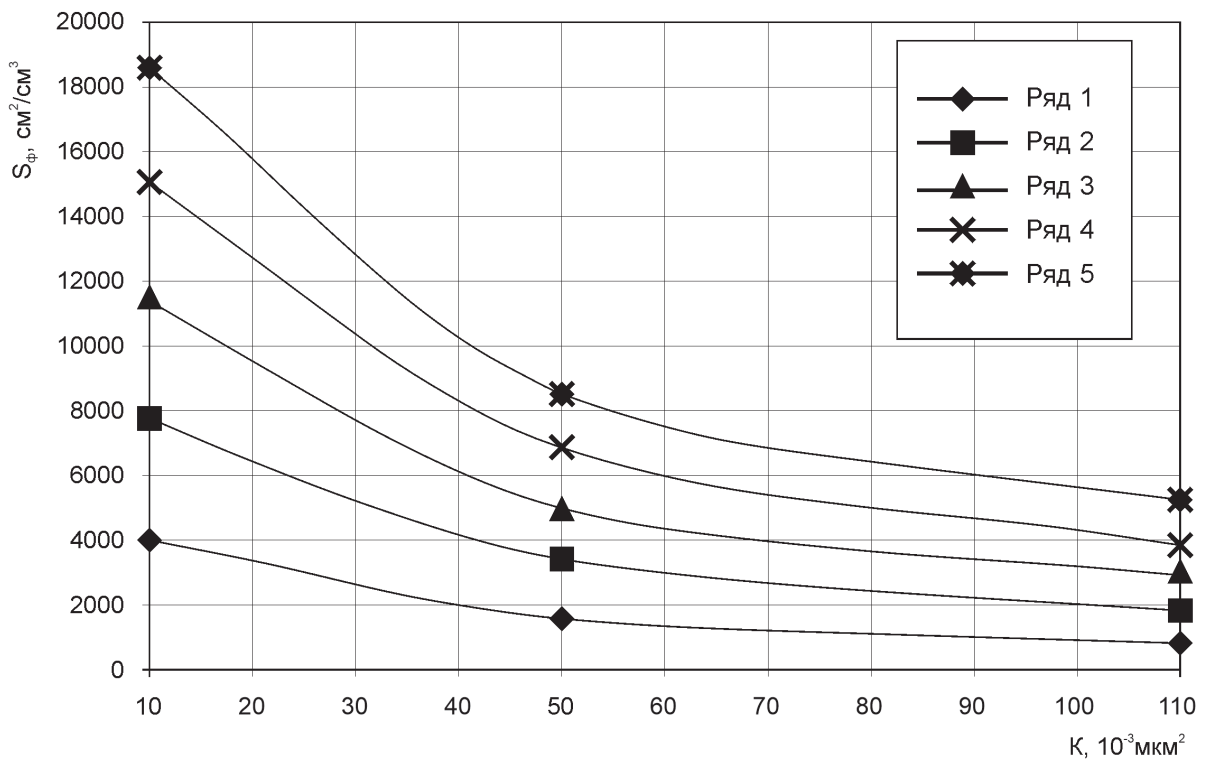
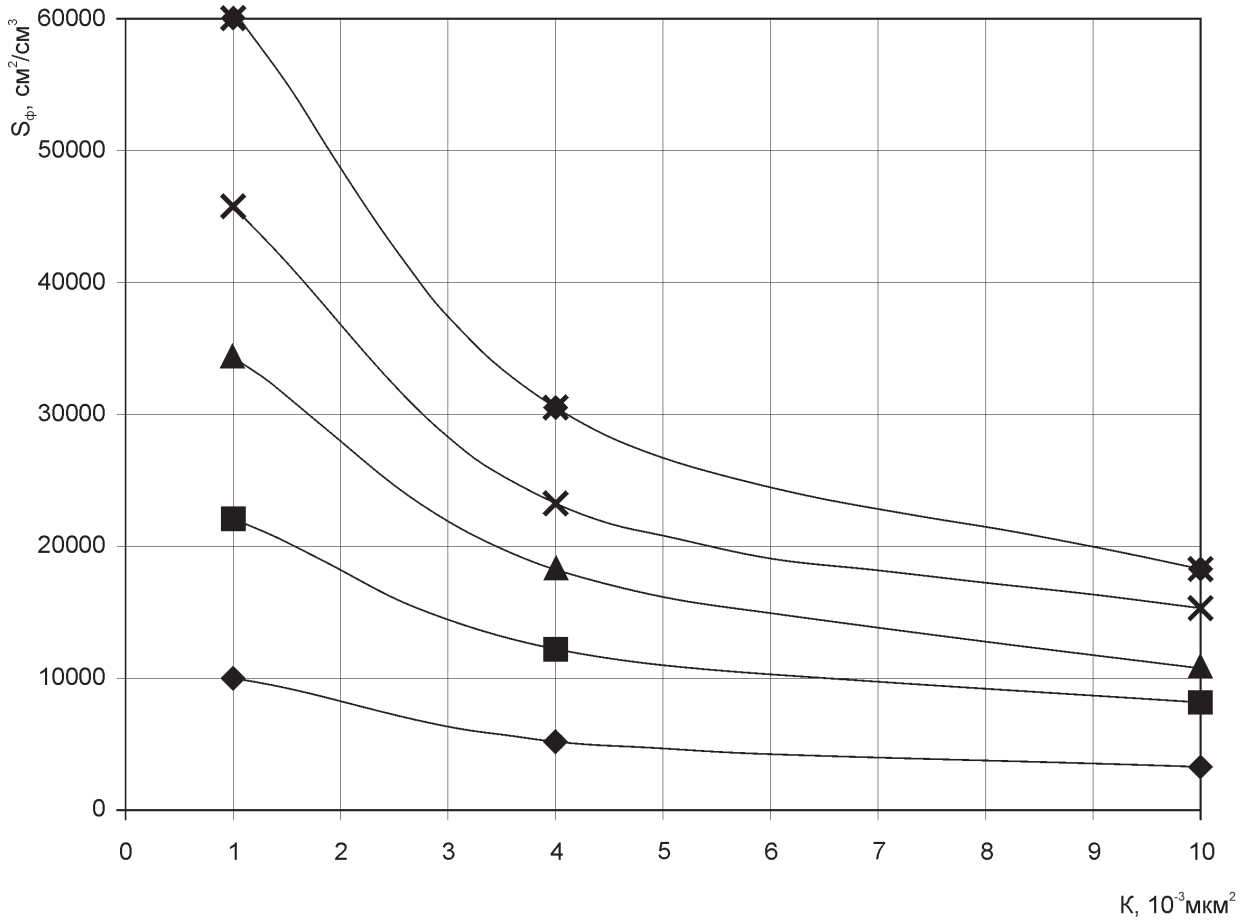


Рис. 2. Зависимость удельной поверхности фильтрации карбонатных пород от проницаемости и пористости. Ряды 1 – 5 соответственно 1, 4, 9, 15, 25 %

ХАРАКТЕРИСТИКУ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Закономерности фильтрации пластовых флюидов в пористых и трещиноватых средах и особенности взаимовытеснения нефти и воды при интенсификации добычи с применением ПАВ и других реагентов во многом зависят от физико-химических свойств нефти и воды и характера молекулярно - поверхностных явлений, происходящих на границе их контакта с породой-коллектором. Физико-химические свойства нефти зависят от её состава, содержания метановых (парафиновых), нафтеновых и ароматических углеводородов, а также содержания кислородных соединений, представленных нафтеновыми и жирными кислотами фенольного характера, эфирами и смолисто-асфальтеновыми веществами. Нафтеновые и жирные кислоты при взаимодействии с пластовыми щелочными водами образуют соли (мыла), которые являются водорастворимыми ПАВ, резко снижающими поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода. В результате соли могут проникать через тонкий слой связанной воды и адсорбироваться на поверхности породы, изменяя при этом характер её смачиваемости и направление действия капиллярных сил.

При фильтрации пластовых флюидов в пористых средах, характеризующихся высокой удельной поверхностью фильтрации, резко возрастает роль молекулярно-поверхностных свойств и явлений на границе раздела фаз, что обусловлено увеличением числа поверхностных молекул, по сравнению с количеством объёмных молекул на контакте жидкостей и твёрдого тела, более интенсивным проявлением их свойств и влияния на процессы смачивания породы и капиллярные эффекты. Смачиваемость породы характеризует природу взаимодействия твёрдого тела с жидкостями, предопределяя их остаточную водо- и нефтенасыщенность, а также относительные фазовые проницае-

мости (ОФП) для нефти и воды, величину и знак капиллярного давления.

Смачиваемость породы-коллектора зависит не только от минералогического состава породы, но и от физико-химических свойств, насыщающих пласт воды и нефти. Поскольку в пластовой нефти в той или иной степени присутствуют поверхностно-активные и полярные вещества, которые могут адсорбироваться породой, то, в зависимости от их соотношения, смачивающая способность воды может уменьшаться, а самой нефти, соответственно, увеличиваться. Таким образом, нефть способна выполнять функцию смачивающей фазы, особенно по отношению к породам с высоким содержанием органического вещества.

Характер смачиваемости породы той или иной жидкостью предопределяется балансом сил межмолекулярного притяжения в самой жидкости – когезией, и силами молекулярного притяжения между молекулами жидкости и молекулами твёрдого тела (породы-коллектора) на границе их контакта, так называемыми адгезионными силами. Когда адгезионные силы преобладают над когезионными, т.е. силами притяжения, слипания молекул воды друг с другом, характеризующихся величиной поверхностного натяжения, не происходит, и поверхность породы-коллектора считается гидрофильной по типу смачивания. И наоборот, если силы когезии больше сил адгезии, то поверхность породы-коллектора по отношению к воде становится гидрофобной, т.е. не смачиваемой водой.

Степень смачивания породы-коллектора той или иной жидкостью характеризуется краевыми углами смачивания (θ). Для гидрофильной породы краевые углы смачивания на границе её контакта с водой изменяются в пределах от нуля до 90° , а на контакте с гидрофобной породой в пределах от 90° до 180° . При величине краевого угла в 90° смачиваемость породы считается нейтральной. Таким образом, смачиваемость породы-коллектора характеризует

предрасположенность минералов породы к контактированию с той или иной жидкостью, а величина краевого угла смачивания характеризует силу их межмолекулярного взаимодействия. При этом чем больше силы межмолекулярного взаимодействия на границе контакта воды и породы, тем меньше краевые углы смачивания.

Основные минералы породы-коллектора до миграции в них нефти являются гидрофильными. Однако степень их смачивающей способности определяется величиной адсорбционных сил породы-коллектора по отношению к той или иной жидкости. Поверхность зерен кварца в песчаных породах обладает гораздо большей силой притяжения молекул воды, по сравнению с адсорбционной силой карбонатных пород. Поэтому карбонатные породы менее гидрофильны, чем песчаники, и капля воды, помещенная на поверхность карбонатной породы, будет иметь краевой угол смачивания больше, чем капля воды на границе с кварцевой породой (песчаниками).

Порода-коллектор по своей структуре является гранулярным (поровым) коллектором, состоящим из зерен породообразующих минералов, характеризующихся различной степенью смачиваемости. Смачивающая фаза в таких коллекторах располагается на поверхности зерен породы в виде пленки определенной толщины, обусловленной величиной силы межмолекулярного притяжения контактирующих веществ (воды и породы или нефти и породы). Толщина слоя пленочной воды определяется молекулярно-поверхностными силами, в зависимости от материалов колеблется в широких пределах и составляет на гладких поверхностях (кварц, стекло) 0,1 мкм, на границе песок-вода 0,7-1,0 мкм, на керне кварцевого песчаника 0,4 мкм [7, 21]. Если толщина молекулы воды $d=2,8 \cdot 10^{-8}$ см и толщина плёнки воды $\Delta=0,1$ мкм, то число молекулярных слоев воды (n), удерживаемых адгезионными силами притяжения, достигает величины, равной $n=357$.

Толщина пленки воды и остаточная водонасыщенность породы-коллектора в процессе вытеснения воды нефтью при формировании нефтяной залежи являются неснижающимися величинами для данного типа коллекторов, так как обусловлены действием молекулярно-поверхностных сил на границе их контактирования.

Поскольку характер смачивания минералов породы той или иной жидкостью неоднозначен, то и смачиваемость породы будет смешанной, имеющей пятнистую, мозаичную структуру.

Интенсивно адсорбируются из нефти на поверхности кварца высокомолекулярные нафтеновые и жирные кислоты, однако последние сильнее и в большем количестве. Асфальтены также адсорбируются на поверхности кварцевого песка, как смоченного, так и не смоченного водой.

Гидрофобизация поверхности породы-коллектора происходит только при непосредственном соприкосновении с нефтью и невозможна при наличии пленки воды, если в нефти отсутствуют водорастворимые ПАВ. Адсорбция активных компонентов нефти на поверхности породы-коллектора происходит сильнее и в большем количестве, чем более она гидрофильна. Поэтому глины, будучи ярко гидрофильными минералами, лучше адсорбируют ПАВ из нефти, чем пески. Особенно интенсивно они адсорбируют асфальтеновые вещества, а при их отсутствии – смолы. Крупные молекулы асфальтенов не проникают в очень узкие поры глины, и поверхность их остается недоступной для адсорбции асфальтенов, в отличие от молекул смол, имеющих меньшие размеры. Молекулы асфальтенов, по сравнению со смолами, легче вытесняют молекулы воды с поверхности глины и становятся на их место.

При адсорбции асфальтенов, высокомолекулярных смол и нафтеновых кислот на твердой поверхности образуются коллоидизированные слои нефти, которые обладают большой толщиной, от нескольких долей до

единиц микронов, вследствие чего происходит затухание фильтрации нефти даже при высокой проницаемости пористой среды. При фильтрации нефти ее активные компоненты будут адсорбироваться на поверхности породы-коллектора. С увеличением содержания связанной воды в породе-коллекторе потеря нефтью активных компонентов при фильтрации будет снижаться. Адсорбция асфальтенов из нефти в несцементированных песчаниках уменьшается почти в два раза при росте водонасыщенности породы с 10% до 30% [4, 5, 7, 10, 20, 21].

При фильтрации нефти через водонасыщенную карбонатную породу ее активные компоненты адсорбируются более интенсивно, чем при фильтрации через водонасыщенный песок той же проницаемости. Прежде всего на поверхности породы адсорбируются асфальтены, смолы, высокомолекулярные жирные и нафтенновые кислоты. Интенсивность адсорбции данных компонентов возрастает с увеличением содержания их в нефти, с ростом удельной поверхности фильтрации породы и ее гидрофильности, а также с уменьшением содержания связанной воды в породе.

Процесс взаимовытеснения нефти водой и воды нефтью в значительной мере определяется механизмом избирательного смачивания [7]. Поэтому при вскрытии терригенных коллекторов с ярко выраженными гидрофильными свойствами относительная фазовая проницаемость для фильтрата бурового раствора на водной основе будет по меньшей мере в три раза ниже, чем в гидрофобных коллекторах. Очевидно, изменив характер смачивания породы, т.е. сделав ее гидрофобной, относительные фазовые проницаемости для фильтрата бурового раствора возрастут в три и более раз, по сравнению с ее величиной в гидрофильных коллекторах [1-7, 10, 13, 15]. Это означает, что при гидрофобизации поверхности породы-коллектора создаются более благоприятные условия для выноса фильтрата бурового раствора из призабойной зоны пласта.

Проникновение жестких вод в пласт в виде фильтрата бурового раствора, жидкостей глушения, кислотных растворов или наличие их в пласте в виде связанной воды на поверхности породы-коллектора способствует гидрофобизации нефти, в отличие от щелочных вод, которые влияют на ее гидрофилизацию. Чем больше величина поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, тем более гидрофобной будет поверхность породы-коллектора.

В зависимости от литотипа породы-коллектора и соотношения в ней количества смачиваемых и несмачиваемых минералов можно рассматривать ее как породу с более выраженными гидрофильными свойствами или как гидрофобную. Свойственный таким минералам породы-коллектора тип смачиваемости той или иной жидкостью не меняется от характера ее насыщения. Гидрофильную породу, свободную от воды, можно насытить нефтью, но она не перестает быть гидрофильной. При поступлении в нее воды начнется самопроизвольное вытеснение нефти за счет капиллярной пропитки. Данное явление в гидрофильных коллекторах помогает проникновению воды в слои породы-коллектора, способствуя тем самым повышению их нефтеотдачи в более высоких пределах, чем это наблюдается при заводнении гидрофобных коллекторов.

Если водная пленка прочная, стабильная, что наблюдается при высокой концентрации хлорида натрия в воде (1 моль/м³ и рН = 8), то компоненты сырой нефти (асфальтены) не могут закрепиться на поверхности породы-коллектора, т.е. сделать ее гидрофобной. При низкой концентрации рассола хлорида натрия (0,01 моль/м³ и рН=4) процесс гидрофобизации возможен.

Изменение характера смачивания породы может произойти под воздействием ПАВ, проникающих в ПЗП вместе с буровым раствором в процессе бурения скважины. Смачиваемость породы-коллектора изменяется под воздействием высокой температуры, поверхность кварца при этом ста-

новится более гидрофобной, а поверхность кальцита менее гидрофильной.

Смачиваемость породы-коллектора в нефтенасыщенных пластах с подошвенными водами варьируется от кровли до её подошвы. В подошвенной части пласта в зоне ВНК порода-коллектор преимущественно насыщена водой, а в верхней части поверхность в основном смачивается нефтью.

Структура пустотного пространства поровых коллекторов характеризуется наличием крупных и мелких пор, при этом крупные поры насыщены нефтью, а мелкие водой. В результате характер смачиваемости такой породы становится смешанным, поскольку часть пустотного пространства, включающего в себя большие поры, преимущественно гидрофобная, а другая является гидрофильной. И вследствие высоких капиллярных давлений мелкие поры препятствуют проникновению нефти и изменению характера смачивания породы на гидрофобный. В этих условиях относительная проницаемость нефти высокая, так как фильтрация происходит через самые крупные поры. Относительная проницаемость воды при этом практически равна нулю.

При смешанном характере смачивания вода, закачиваемая в пласт, проникает сначала в самые крупные поры, вытесняет из них нефть, и остается в центре, так как поверхность пор гидрофобная. Относительная проницаемость нефти при этом быстро снижается, поскольку наиболее проницаемые каналы между порами заполняются водой. Вторгающаяся в пласт вода не изолирует нефть в порах, так как имеет возможность выхода из заполненных пор по смачиваемым нефтью поверхностям.

В гидрофильных коллекторах при продвижении воды в залежь нефть вытесняется из крупных пор, но при этом часть пор из-за высоких капиллярных давлений может остаться изолированной в более мелких порах.

Относительная проницаемость породы для нефти при слабой водонасыщенности

пласта достаточно высокая, так как нефть движется через систему крупных пор, но ее величина постепенно снижается по мере уменьшения нефтенасыщенности пласта. В то же время относительная проницаемость воды низкая, но с увеличением водонасыщенности пласта она возрастает. При этом конечная величина её относительной фазовой проницаемости становится меньше начальной относительной фазовой проницаемости для нефти, часть которой оказалась запертой в больших порах и остается неизвлеченной. Очевидно, для извлечения этой нефти необходимо снижать капиллярные давления путем понижения краевых углов смачивания и уменьшения поверхностного натяжения на границе нефть – вода либо путем увеличения давления вытеснения в пласте до величины, превышающей капиллярное давление в самых мелких порах. Характерно, что при вытеснении нефти из гидрофильных коллекторов её относительная фазовая проницаемость в области низкой водонасыщенности пласта (от 30 % до 50%) становится в 2,5 раза выше, чем в гидрофобных коллекторах той же области водонасыщенности. Относительная фазовая проницаемость для воды в гидрофильных коллекторах в области высокой водонасыщенности оказывается ниже, чем в гидрофобных. Обусловлено это тем, что нефть в гидрофильных коллекторах, как отмечалось выше, блокируется капиллярными силами. При этом она в виде глобул находится в достаточно больших порах или системе пор, часть из которых вследствие различных скоростей продвижения воды в поровых каналах оказывается изолированной, неохваченной процессом вытеснения. Рождается парадоксальное явление: водонасыщенность гидрофильных коллекторов высокая, а водопроницаемость низкая. Объясняется это тем, что фильтрация воды происходит через систему более мелких, не насыщенных нефтью поровых каналов, вследствие высоких капиллярных давлений в них, в то время как оставшаяся в пласте

нефть заперта в крупных порах, препятствуя фильтрации.

Обратная картина наблюдается в гидрофобных коллекторах, нефтепроницаемость которых при высокой первоначальной нефтенасыщенности гораздо ниже, чем в гидрофильных. Вода при этом расположена в крупных порах, в то время как нефть фильтруется по мелким поровым каналам.

Таким образом, относительные фазовые проницаемости для смачивающих фаз в области высокой их насыщенности намного ниже относительных фазовых проницаемостей для несмачивающих фаз.

В связи с этим относительная фазовая проницаемость для нефти в гидрофобных коллекторах меньше (почти в два раза), по сравнению с её величиной в гидрофильных. И наоборот, относительная фазовая проницаемость для воды в гидрофильных коллекторах в области высоких значений водонасыщенности приблизительно в 2-4 раза ниже, чем в гидрофобных.

При взаимовытеснении нефти и воды в момент глушения скважин, при инфильтрации бурового раствора на водной основе в пласт в процессе его вскрытия, а также при проведении кислотных обработок ПЗП и освоении скважин происходит диспергирование воды в нефти и нефти в воде. Явление сопровождается образованием как прямой, так называемой гидрофильной эмульсии типа нефть в воде, так и обратной (гидрофобной) эмульсии типа вода в нефти. В процессе формирования особо устойчивых эмульсий воды в нефти на поверхности капель воды концентрируются асфальтены, присутствующие в нефти в виде твердых (структурированных) пленок, препятствующих их слиянию.

Образование такого рода прочных пленок из асфальтенов на границе вода-нефть происходит в тех случаях, когда нефть содержит большое количество смол и не содержит нафтеновых кислот. Данные эмульсии являются грубодисперсными системами с размерами глобул не меньше 0,01 - 0,1

мкм. Перемещение таких глобул в поровом пространстве ПЗП возможно при условии, когда поперечные размеры поровых каналов в десять раз и более превышают размеры глобул эмульсии.

Поскольку порода-коллектор представляет собой неоднородную пористую среду, характеризующуюся наличием крупных и мелких пор, а также узких проводящих поровых каналов между ними и микротрещин, свободное перемещение капелек воды в ней довольно затруднено. Это является одной из главных причин снижения нефтепроницаемости ПЗП при проникновении в нее водной фазы.

Для облегчения выноса воды в эмульгированном состоянии из ПЗП необходимо уменьшить размеры капель путем диспергирования эмульсии с помощью ПАВ, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Вместе с тем при образовании в поровом пространстве эмульсии типа вода в нефти резко снижается и величина относительной фазовой проницаемости для воды, особенно по мере увеличения карбонатности пористой среды и активности нефти. Наиболее ярко проявляется данный эффект в области высокой водонасыщенности породы-коллектора, а также с уменьшением скорости фильтрации пластового флюида в ПЗП и градиента давления, наблюдающегося уже на незначительном удалении от стенки скважины, что усиливается и на низких величинах депрессии на пласт при освоении скважин.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН НА СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Снижение проницаемости породы-коллектора в ПЗП в значительной степени происходит из-за проникновения в нее фильтратов бурового и цементного растворов, а также других технологических жидкостей

в процессе бурения и освоения скважин. При проведении кислотных обработок пласта возможно образование в призабойной зоне эмульсии типа кислота в нефти, при этом на поверхности капель кислоты образуются плотные пленки из асфальтенов, гудронов, парафинов и смол.

Вскрытие пласта и операции, связанные с проникновением в ПЗП технологических жидкостей на водной основе, сопровождаются вытеснением нефти из пор пласта водой, что приводит к увеличению водонасыщенности породы-коллектора и к образованию в ПЗП смешанной водонефтяной зоны. Совместное течение воды и нефти в зоне происходит в виде неустойчивой эмульсии типа нефть в воде, в виде устойчивой эмульсии типа вода в нефти либо в виде двухфазной струйной совместной фильтрации нефти и воды.

Проникновение фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта в процессе его вскрытия приводит к увеличению водонасыщенности, к изменению поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода, к снижению относительных фазовых

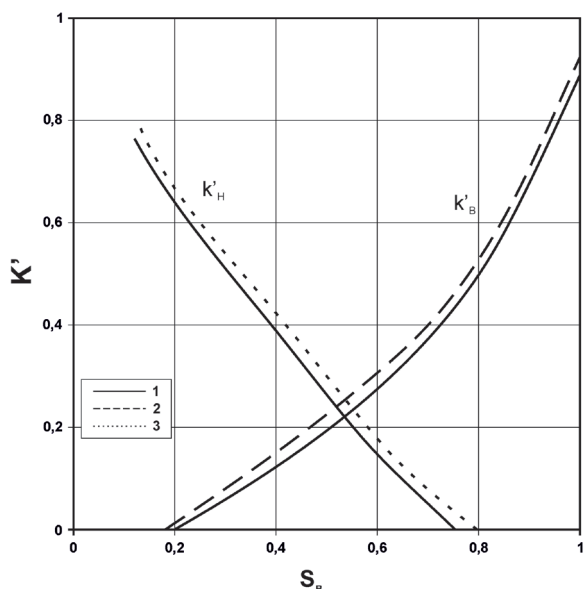


Рис. 3. Зависимость относительных проницаемостей песка для нефти и воды от насыщенности водой порового пространства. Межфазное поверхностное натяжение жидкостей: 1 – 34 мН/м; 2, 4 – 5 мН/м

проницаемостей (ОФП) породы для нефти и воды [1-6,10,12-21]. Степень снижения ОФП определяется величиной водонефтенасыщенности породы-коллектора, поверхностного натяжения (σ) на границе раздела фаз, вязкостью нефти (μ) и скоростью потока флюида (v) в ПЗП и функционально зависит от величины параметра $\pi = \sigma / \mu v$ и водонефтенасыщенности породы (рис. 3, 4) [17]. Чем меньше величина параметра π , что достигается низкими величинами поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода и высокой скоростью фильтрации пластового флюида в призабойной зоне, тем выше ОФП для нефти и воды во всем диапазоне изменения водонефтенасыщенности породы-коллектора.

Характер этих зависимостей таков, что при малых величинах параметра π ($\pi=5,1 \cdot 10^3$) и водонасыщенности пласта (до 20 %) ОФП для нефти довольно высоки и состав-

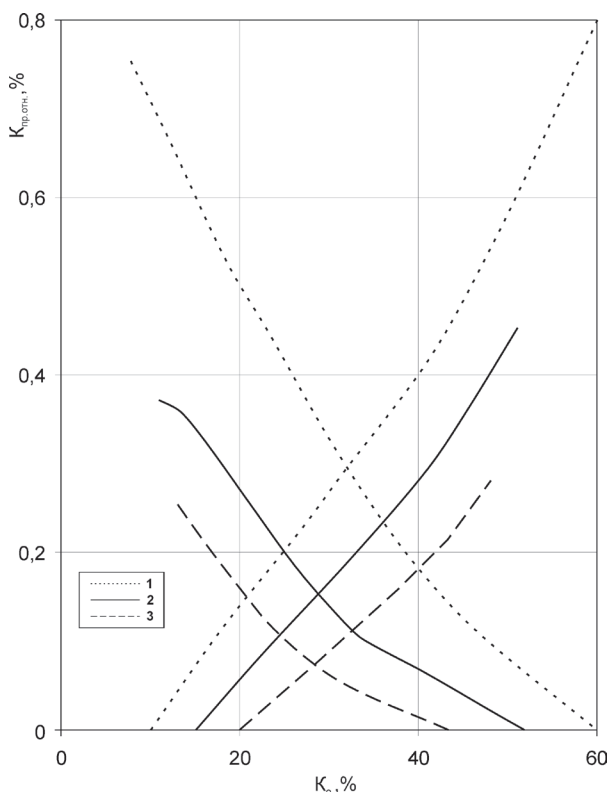


Рис. 4. Характер изменения кривых фазовой проницаемости в зависимости от поверхностного натяжения, вязкости жидкости и скорости потока флюидов. 1- $\pi=5,1 \cdot 10^3$; 2- $\pi=4 \cdot 10^4$; 3- $\pi=1,4 \cdot 10^6$; $\pi=\sigma/\mu v$

ляют величину в пределах 60-62% от абсолютной проницаемости породы. При высокой водонасыщенности породы, достигающей 30%, ОФП снижается почти в два раза и приводит к значительной потере продуктивности скважин.

Степень снижения проницаемости породы-коллектора определяется также типом и концентрацией химических реагентов, которые используются для приготовления буровых растворов (рис.5).

Количество оставшегося фильтрата в ПЗП и характер изменения ОФП для нефти и воды зависят от физико-химических свойств нефти и проникшего в пласт фильтрата. Водные фильтраты буровых растворов вследствие гидрофильных свойств породы прочно удерживаются в призабойной зоне пласта и при освоении скважины удаляются из нее с большим трудом и не всегда в полном объеме.

Как показывают результаты лабораторных исследований на керновом материале [10, 18], после прокачки фильтратов бу-

ровых растворов на водной основе и последующего вытеснения их нефтью часть фильтрата (от 3,3 % до 10,7 %) остается неизвлеченной. Это приводит к увеличению водонасыщенности в образцах породы, по сравнению с ее начальным содержанием, а следовательно, к резкому снижению ОФП для нефти и уменьшению степени восстановления начальной нефтепроницаемости породы до 32,4- 67,5 %. В то же время при прокачке фильтратов растворов на нефтяной основе, нефтяных эмульсий с соленой водой или раствора извести с крахмалом содержание связанной воды в образцах песчаника снижается на 0,3-2,2 %, по сравнению с их начальным содержанием. Степень восстановления начальной нефтепроницаемости песчаников возрастает при этом до 77,8-94,6 %, что гораздо выше (на 10,3-62,2 %) степени восстановления начальной нефтепроницаемости в рассмотренном случае гидрофилизации образцов породы фильтратами буровых растворов на водной основе (табл.1).

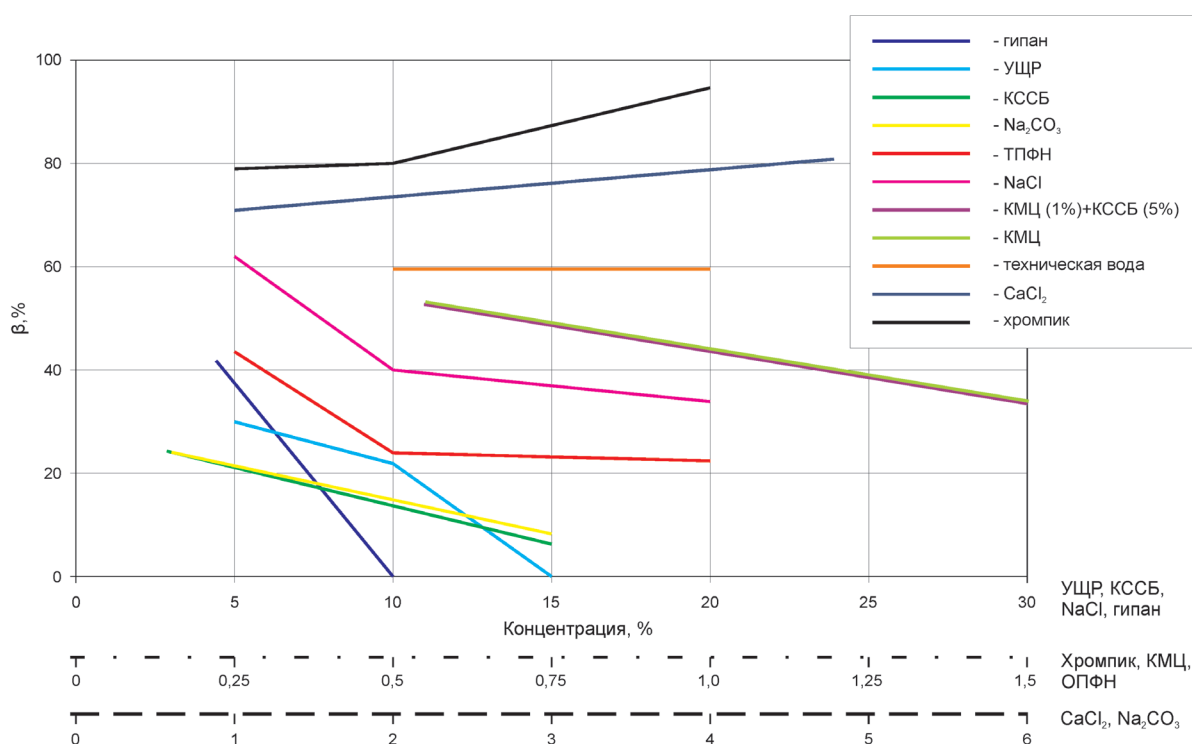


Рис. 5. Влияние водных растворов химических реагентов на проницаемость ядра

Дело в том, что проникновение фильтратов глинистых растворов в ПЗП сопровождается изменением толщины гидратных слоев на стенках поровых каналов породы вследствие различной степени минерализации связанной воды и фильтрата [6,10,15]. При этом фильтраты пресных буровых растворов приводят к увеличению толщины гидратных слоев на поверхности пор коллектора, сужая в три и более раз проходное сечение поровых каналов для фильтрации пластовых флюидов и тем самым уменьшая нефтепроницаемость породы. Характерно, что образующиеся адсорбционно-гидратные слои на поверхности минералов, слагающих породу-коллектор, весьма устойчивы и прочно связаны с его кристаллической решёткой. Это обусловлено различной адсорбционной активностью минералов, влияющей на прочность, плотность и устойчивость адсорбционно-гидратных слоев на их поверхности, соотношением адгезионных и когезионных сил в зоне контакта фильтрата с породой пласта. В связи с этим удаление образовавшихся гидратных слоев с поверхности породы-коллектора потоком нефти или газа вызывает определенные затруднения и не всегда удаётся в полной

мере, снижая таким образом продуктивную характеристику пласта [1-6, 15, 20, 21].

И наоборот, щелочные и кислые технологические жидкости, характеризующиеся достаточно высокой минерализацией, превышающей минерализацию связанной воды, способствуют снижению толщины гидратных слоев и уменьшению остаточной водонасыщенности пласта, определяя тем самым высокую степень восстановления его нефтепроницаемости в призабойной зоне. Такое влияние минерализации фильтрата выражено в большей степени, чем влияние концентрации щелочи в фильтрате бурового раствора. Это обуславливает более высокую степень восстановления нефтепроницаемости коллекторов при воздействии на них минерализованного фильтрата хлоркальциевого раствора (ХКР), в отличие от фильтрата глинистого раствора (ГР), обработанного углещелочным реагентом (УЩР), характеризующегося меньшей величиной минерализации и большей величиной щелочности, достигающей 10% [6].

Негативное влияние увеличения толщины гидратных слоев на поверхности поровых каналов, приводящих к росту водонасыщенности коллектора на 3-10 %,

Таблица 1.
Влияние фильтратов буровых растворов на изменение водонасыщенности породы и степени изменения ее проницаемости [6]

Промывочная жидкость	% связанной воды		Изменение водонасыщенности образцов $\Delta = S_{в.к} - S_{в.н}, \%$	Восстановление начальной проницаемости, %
	до проникновения фильтрата $S_{в.н}$	после проникновения фильтрата $S_{в.к}$		
Глинистый раствор	34,3	37,6	+3,3	67,5
Пресная вода + крахмал	34,6	45,3	+10,7	32,4
Пресная вода + КМЦ	32,2	36,2	+4,0	54,1
Известь + крахмал	28,5	27,4	-1,1	87,0
Известь + таннат	36,2	43,3	+7,1	54,2
Эмульсия с пресной водой	32,0	37,7	+5,7	43,2
Эмульсия с соленой водой	28,8	26,6	-2,2	77,8
Раствор на нефтяной основе	25,2	24,9	-0,3	94,6

особенно резко отражается на нефтепроницаемости продуктивных низкопроницаемых пластов в процессе бурения скважин с применением пресных глинистых растворов. Дело в том, что низкопроницаемые коллекторы характеризуются в основном малыми размерами поровых каналов до $r_{п.к.} = 0,5 \div 2,5$ мкм, соизмеримыми с толщиной гидратных слоев ($D=0,1, 0,2$ мкм и более) на поверхности поровых каналов (табл. 1). Изменение физико-химических свойств фильтратов буровых растворов при применении различных реагентов для их обработки вызывает изменение смачиваемости породы и межфазного поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, приводя таким образом к смене фазовых проницаемостей для нефти и воды. При добавлении реагентов, уменьшающих поверхностное натяжение, снижается капиллярное давление P_k в поровых каналах на величину ΔP_k , определяемую соотношением:

$$\Delta P_k = \frac{2(\sigma_0 - \sigma_1) \cos \theta}{r} \quad (3)$$

где σ_0, σ_1 – изменение поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода; θ – краевой угол смачивания; r – средний радиус поровых каналов.

Вследствие этого увеличивается подвижность нефти и воды в ПЗП и повышаются фазовые проницаемости породы для пластовых флюидов.

При увеличении поверхностного натяжения на границе раздела фильтрат – пластовая нефть капиллярное давление в ПЗП не только возрастает, но и меняет направление своего действия в противоположную сторону, то есть от стенки скважины вглубь пласта.

Вследствие изменения смачиваемости поверхности породы снижаются фазовые проницаемости для нефти и фильтрата, препятствуя притоку нефти из пласта и извлечению фильтрата из ПЗП.

Исследованиями [7, 17] показано, что при снижении величины поверхностного

натяжения на границе раздела нефть - вода с $\sigma_0 = 34$ мН/м (дн/см) до $\sigma_1 = 5,0$ мН/м (дн/см), т.е. в 6,8 раза, относительные фазовые проницаемости для нефти возрастают на 11%, а для воды в два раза. Характерно, что при равных величинах их фазовых насыщенностей ($S_B = S_H = 54\%$) фазовые проницаемости для нефти и воды, вследствие снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, возрастают одновременно на 25% (рис.3). Это приводит к увеличению подвижности пластовых флюидов в ПЗП и ее интенсивной очистке от фильтрата бурового раствора, способствуя тем самым значительному росту продуктивности скважин.

Анализ негативного влияния фильтрата ХКР, содержащего реагент типа конденсированной сульфит-спиртовой барды (КССБ-1), являющегося поверхностно-активным веществом, и влияния фильтрата ГР, обработанного УЩР, в котором отсутствует ПАВ, также показал, что снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть - фильтрат ХКР способствует повышению степени сохранения естественной проницаемости пористой среды в 1,33-3,5 раза и более, по сравнению с влиянием фильтрата ГР, обработанного УЩР (табл. 2) [6]. По мере увеличения концентрации КССБ-1 в фильтрате ХКР до 5-10% коэффициент восстановления проницаемости породы может достигать высоких значений. Иными словами, КССБ-1 является реагентом, способствующим сохранению естественной проницаемости породы в весьма высоких пределах.

Возможность развития тех или иных физико-химических процессов в ПЗП, влияющих на изменение ее нефтепроницаемости, в определенной степени зависит и от физико-химической характеристики нефти, классифицирующейся на четыре группы [4,7]:

1. неактивные нефти, содержащие минимальное количество (до 0,06%) органических кислот (нафтеновые и жирные

- кислоты) и характеризующиеся поверхностным натяжением на границе с пластовой щелочной и морской водой в пределах 25-35 дН/см (мН/м);
2. малоактивные нефти, содержащие от 0,1 до 0,25% органических кислот и других соединений, способных омыляться щелочью с образованием солей, являющихся водорастворимыми ПАВ, характеризуются поверхностным натяжением на границе с морской водой в пределах 14-25 дН/см (мН/м). На границе с щелочными пластовыми водами поверхностное натяжение, за счет образования большого количества ПАВ, снижается в 4-5 раз, по сравнению с морской водой, и составляет 7-8 дН /см (мН/м);
 3. активные нефти, содержащие от 0,3 до 1,0 % органических кислот, характеризуются поверхностным натяжением на границе с морской водой в пределах 14-

25 дН/см (мН/м), а на границе с щелочными пластовыми водами от 1 до 7 дН/см (мН/м);

4. высокоактивные нефти, содержащие большее количество (от 1,0% до 2,5%) органических кислот, характеризуются весьма низким поверхностным натяжением на границе с пластовой щелочной водой – в пределах 1 дН/см (мН/м) и менее, в то время как на границе с морской водой лишь в пределах 12-25 дН/см (мН/м).

Отсутствие в пластовой нефти природных поверхностно-активных компонентов многократно увеличивает возможность формирования гидратных слоев.

Поскольку такие нефти на твердой поверхности образуют непрочные адсорбционные слои, то они легко разрушаются проникшим в ПЗП фильтратом промывочной жидкости, вызывая интенсивную гидрофи-

Таблица 2.
Влияние фильтрата буровых растворов на снижение проницаемости породы

Характеристика керна		Количество остаточной воды, %	Температура опыта, °С	Коэффициент восстановления проницаемости β, %
Пористость %	Проницаемость мкм ²			
Фильтрат 10% УЦР, гуминовых – 0,38%				
20,4	0,163	30	20	68
20,9	1,501	12	20	28
21,3	0,193	33	20	78
24,5	0,415	21	60	64
20,5	0,405	28	60	43
15,6	0,157	-	50	72
23,0	0,644	-	20	67
Фильтрат ХКР, органики КССБ-1 – 1,38%, Са – 0,205% (10% КССБ-1)				
-	0,616	57	20	143
19,9	0,338	12	20	96
17,1	0,027	66	20	108
-	0,288	25	60	100
-	0,356	-	60	102
-	0,100	23	60	153
Фильтрат ХКР, органики КССБ-1 – 0,69%, Са – 0,205% (5% КССБ-1)				
19,9	0,885	34	20	110
Фильтрат ХКР, органики КССБ-1 – 0,138%, Са – 0,205% (КССБ-1 – 1%)				
19,5	0,0206	40	20	85

лизацию породы-коллектора. При освоении скважин данный фактор также имеет отрицательное действие, так как из-за отсутствия поверхностно-активных компонентов затрудняется диспергирование оставшейся в ПЗП воды и вытеснение ее с поверхности породы-коллектора.

Именно поэтому активные и высокоактивные нефти, содержащие наибольшее количество органических кислот, будут более эффективно вытеснять из ПЗП воду, возникшую в процессе вскрытия продуктивного пласта.

Активные и высокоактивные нефти лучше вытесняют из призабойной зоны пласта щелочную воду, поэтому остаточная водонасыщенность ПЗП при этом меньше, чем в жесткой воде [14]. Обусловлено это тем, что при взаимодействии полярных компонентов нефти со щелочью, сопровождающимся образованием мыл, толщина гидратного слоя под нефтью сильно уменьшается. Мыла, адсорбируясь на твердой поверхности, снижают её гидратацию, а адсорбируясь на границе нефть - вода уменьшают межфазное поверхностное натяжение, что способствует разрыву прослойки воды, находящейся между нефтью и твердой поверхностью, приводя к её гидрофобизации.

На величину водонасыщенности призабойной зоны пласта влияют и литологические свойства породы-коллектора. Степень смачиваемости карбонатов нефтью больше, чем с песчаниками, следовательно остаточная водонасыщенность карбонатных коллекторов будет меньше.

Количество остаточной воды в ПЗП при вытеснении воды нефтью уменьшается по мере увеличения:

- активности нефти;
- щелочности воды;
- гидрофобности пористой среды;
- проницаемости породы;
- содержания карбонатной фазы в породе-коллекторе;
- уменьшения пластовой температуры;

- уменьшения количества растворенного в нефти газа.

В соответствии с этим ОФП для нефти возрастают по мере увеличения карбонатности породы-коллектора, повышения активности нефти и уменьшения количества остаточной воды в ПЗП.

Резкое снижение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды наблюдается при низких величинах градиентов давления в ПЗП, т.е. при малых величинах депрессий на пласт; при образовании в поровом пространстве эмульсий типа вода в нефти или нефть в воде.

Лиофобные обратные эмульсии (типа нефть в воде), даже предельно стабилизированные структурированными адсорбционными слоями, всегда являются грубодисперсными системами с капельками размером не менее 1,0-0,1 мкм [1, 4]. Капли нефти, находящиеся в виде эмульсии в воде, фильтруясь через поры, диаметр которых меньше диаметра капель, будут закупоривать их, так как для приведения капель в движение необходимо преодолеть разность капиллярных давлений менисков, обусловленную их положением в порах. Для приведения капель в движение необходимо создавать большие градиенты давлений, которые в пластовых условиях отсутствуют даже вблизи забоя скважины, особенно в пластах с низким пластовым давлением. При подходе фронта нефти в призабойную зону пласта эти капли вместе с основным потоком будут двигаться к забою скважины как единое целое.

В случае образования в ПЗП эмульсии типа вода в нефти на поверхности капель воды концентрируются асфальтены, присутствующие в нефти, образуя твердые (структурированные) пленки, препятствующие слиянию капель воды и разрушению эмульсии. Образование таких пленок происходит в среде смолистой нефти, не содержащей нафтеновых кислот. Капли воды, окруженные адсорбционными пленками, не могут слиться ни с общим фронтом воды,

ни с погребенной (связанной) водой, находящейся на поверхности породы-коллектора. Занимая центральную часть пор, они будут двигаться в нефти, пока не закупорят поры, диаметр которых не превышает диаметра капли. Капли не смогут слиться и с потоком нефти, а поэтому не будут приведены в движение.

Водонефтяные эмульсии, образующиеся в ПЗП, сильно затрудняют приток нефти к забою скважин, так как обладают высокой вязкостью, по сравнению с пластовой нефтью. Вязкость эмульсии типа вода в нефти увеличивается пропорционально её обводненности и, как показывают расчеты по формуле 4, возрастает более чем в 2,5 раза при росте обводненности на 30% и выше (рис. 6) [14].

$$\mu_3/\mu_n = 1/(1-B)^{2,5}, \quad (4)$$

где B – обводненность эмульсии; μ_3, μ_n – вязкость эмульсии и нефти.

Поскольку вязкость такой эмульсии в несколько раз выше вязкости пластовой нефти, то в определенной степени уменьшается подвижность пластового флюида (k/μ) в ПЗП при освоении скважин, снижая тем самым её продуктивность. Именно это обстоятельство, связанное с образовани-

ем водонефтяной эмульсии (вода в нефти), и является основной причиной снижения фазовой проницаемости для нефти в ПЗП в условиях проникновения в нее воды при вскрытии пласта.

Во всех случаях образования эмульсии типа вода в нефти фазовая проницаемость породы-коллектора для нефти в призабойной зоне пласта ниже, чем это следует из закона фазовых проницаемостей для нефти и воды при их совместной фильтрации в пористой среде. В процессе вскрытия пласта избежать образования эмульсий подобного рода невозможно, поэтому фактическая продуктивность скважины оказывается ниже потенциальной, а для её повышения требуется применение наиболее эффективных методов интенсификации притоков нефти.

МЕХАНИЗМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЗП ПРИ ОБРАБОТКЕ ЕЁ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Весьма эффективными методами разрушения образовавшихся эмульсий в призабойной зоне пласта и восстановления ее естественной проницаемости являются методы обработки поверхностно-активными

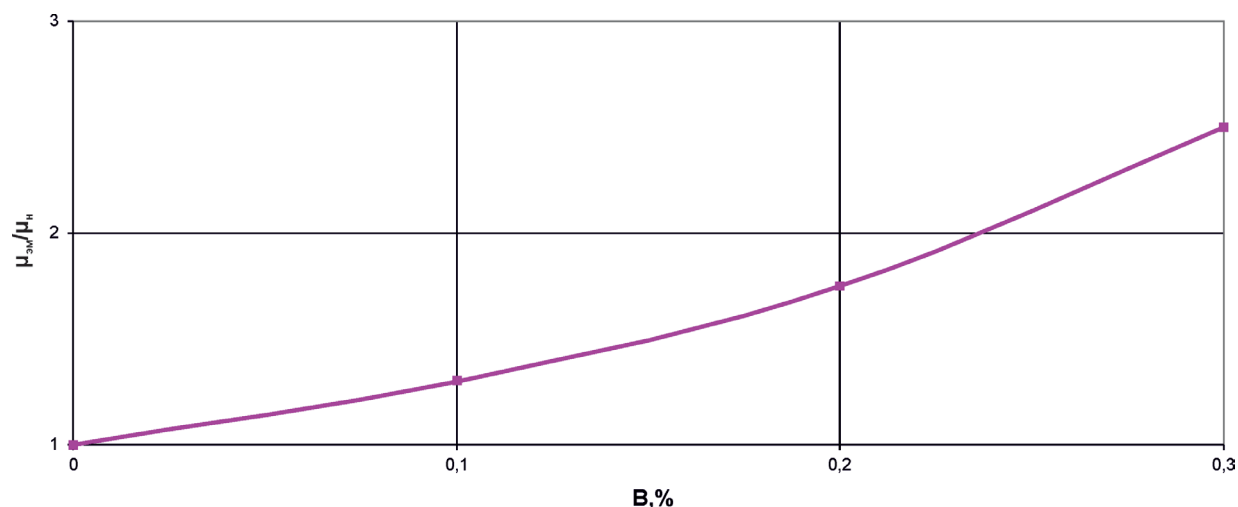


Рис.6. Влияние обводненности (В) гидрофобной эмульсии на изменение ее вязкости ($\mu_{эм}/\mu_n$)

веществами, направленными либо на гидрофилизацию пористой среды в добывающих скважинах, либо на гидрофобизацию породы-коллектора в иных случаях.

Механизм восстановления естественной проницаемости ПЗП в добывающих скважинах при обработке ее ПАВ осуществляется путём гидрофилизации поверхности пористой среды и снижения поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода [1-5,13, 15, 16, 20, 21]. В результате этого происходят следующие изменения:

- отрыв плёнок нефти (толщина их в десятки раз превышает толщину плёнки связанной воды) от поверхности породы-коллектора, сопровождающийся увеличением проходного сечения поровых каналов для нефти;
- эффективное разрушение высоковязких эмульсий типа нефть в воде, что приводит к резкому увеличению подвижности пластового флюида в ПЗП;
- в несколько раз уменьшается размер капель нефти, практически до размеров мелких пор и поровых каналов между ними, что улучшает условия для выноса их из призабойной зоны;
- изменяется характер течения пластовых флюидов в пористой среде: нефть скользит по центральной части поровых каналов, а по пристенной части движется свободная вода, т.е. возникают условия для интенсивного вытеснения воды из ПЗП потоком нефти, снижения её водонасыщенности и увеличения фазовой проницаемости.

Гидрофобизация поверхности пористой среды ПАВ сопровождается рядом явлений:

- внедрением углеводородных цепей ПАВ в гидратную оболочку минералов породы-коллектора;
- ослаблением гидратных слоев на поверхности минералов;
- нарушением ориентированности гидратных слоев на поверхности породы;
- отрывом пленочной воды от поверхности породы-коллектора;

- превращением, сворачиванием плёнки воды в мелкие капли под действием когезионных сил;
- выносом мелких капель воды из ПЗП фильтрационным потоком нефти, снижением водонасыщенности пласта в призабойной зоне.

Однако в гидрофильных коллекторах величина относительных фазовых проницаемостей для нефти гораздо выше, чем в гидрофобных, поскольку толщина плёнки связанной воды на поверхности породы-коллектора во много раз меньше толщины адсорбционной плёнки нефти.

Поэтому проходное сечение поровых каналов для нефти в гидрофильных коллекторах сохраняется в большей мере, чем в гидрофобных.

При освоении нагнетательных скважин под закачку воды в призабойную зону пласта закачивают гидрофильные ПАВ, обеспечивающие снижение нефтенасыщенности пласта вследствие гидрофилизации породы-коллектора, снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз (нефть - вода) и отрыв пленок нефти от поверхности породы-коллектора. Кроме того, разрушаются эмульсии типа нефть в воде и уменьшаются размеры капелек нефти до размеров мелких поровых каналов. В результате проходное сечение поровых каналов освобождается от нефти, их фильтрационная характеристика восстанавливается до естественного состояния, что приводит к увеличению приемистости нагнетательных скважин.

Характерным свойством ПАВ является способность облегчать удаление из поровых каналов твердых мелкодисперсных частиц буровых растворов и других технологических жидкостей за счет ионной и адсорбционной стабилизации твердых частиц, препятствующих их слипанию и коагуляции. Молекулы ПАВ гидрокарбонатной частью, нерастворимой в воде, присоединяются к частицам кольматанта, а гидрофильные группы ориентируются на воду. Таким

образом, частицы кольматанта, каждая из которых окружена молекулами ПАВ, образуют тонкую эмульсию, способную фильтроваться через узкие поровые каналы породы-коллектора.

При обработке призабойной зоны пласта водными растворами ПАВ уменьшается капиллярное давление P_k , что препятствует вытеснению воды нефтью. Расчеты по формуле 5 показывают [7], что в низкопроницаемых терригенных коллекторах ($k=0,08$ мкм² и пористости $m=0,14$) при снижении величины поверхностного натяжения на границе раздела фаз с $\sigma = 32,0$ дН /см (мН /м) до $\sigma = 4,0$ дН/см (4,0 мН /м), т.е. в 8 раз, и одновременном снижении краевых углов смачивания с $\theta = 45^\circ$ до $\theta = 0^\circ$, а также радиусе порового канала $r_{п.к.} = 2,0$ мкм величина капиллярного давления P_k , препятствующая вытеснению воды нефтью, снижается с $P_k=0,022$ МПа до $P_k=0,004$ МПа, т.е. в 5,6 раза.

$$P_k = 2\sigma_{в-н} \cos\theta / r_{п.к.} \quad (5)$$

где P_k – капиллярное давление; $\sigma_{в-н}$ – поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода; θ – краевой угол смачивания; $r_{п.к.}$ – радиус порового канала.

Расчеты по формуле 6 показывают, что при заданных значениях капиллярного давления $P_k=0,022$ МПа, $R_k=250$ м, $r_c=0,1$ м, $r_p=1,1$ м, $\Delta P_r=0,022$ МПа величина депрессии на пласт, необходимая для преодоления капиллярного давления, препятствующего вытеснению воды нефтью из призабойной зоны пласта в скважину, составит $\Delta P_c=0,0322$ МПа.

$$\Delta P_r = \frac{\Delta P_c \times \ln R_k / r_p}{\ln R_k / r_c} \quad (6)$$

где ΔP_{rp} – величина депрессии в пласте на расстоянии r_p от оси скважины; ΔP_c – величина депрессии на пласт на стенке скважины; R_k, r_c, r_p – радиус контура питания пласта, радиус скважины и радиус приза-

бойной зоны, в которой проявляется капиллярный эффект, направленный из скважины в сторону пласта.

Соответственно, в низкопроницаемых терригенных коллекторах ($k=0,01$ мкм² и $m=0,12$, $r_{п.к.}=0,816$ мкм), где капиллярное давление достигает $P_k=0,0548$ МПа, величина депрессии на пласт, необходимая для преодоления капиллярного давления, препятствующего вытеснению воды нефтью, составит уже $\Delta P_c=0,0789$ МПа, т.е. в 2,45 раза больше величины депрессии на пласт в предыдущем примере.

При продолжительном контакте глинистого раствора с продуктивным пластом, при глушении скважин и при кислотных обработках глубина проникновения фильтра бурового раствора или воды в пласт может достигать величины свыше 2 м. В этих условиях величина депрессии на пласт, необходимая для преодоления капиллярного давления в призабойной зоне пласта, достигнет $\Delta P_c=0,0887$ МПа, т.е. в 2,75 раза выше, чем в ранее приведенном примере.

Потеря дебита скважины за счет роста капиллярных давлений, препятствующих притоку нефти из пласта в скважину, согласно расчетам по формуле 7, составит $Q=0,895$ м³ /сут.

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu \ln R_k / r_c} = \frac{6,28 \cdot 0,08 \text{ мкм}^2 \cdot 10,0 \text{ м} \cdot 0,0322 \text{ МПа}}{2,0 \text{ МПа сек} \ln 250 / 0,1} = 0,895 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (7)$$

где k – проницаемость пласта (0,08 мкм²); h – толщина пласта (10 м); m – вязкость нефти (2,0 МПа сек); ΔP_c – величина депрессии на пласт, необходимая для преодоления возросшего капиллярного давления на контуре призабойной зоны пласта радиусом $r_p=1,1$ м (0,0322 МПа); R_k, r_c – радиус контура питания пласта ($R_k=250$ м) и радиус скважины

($r_c=0,1\text{ м}$); r_p – радиус призабойной зоны пласта, в которой проявляется капиллярный эффект ($r_p=1,1\text{ м}$).

В низкопроницаемых коллекторах ($k=0,01\text{ мкм}^2$, $m=0,12$ и $r_p=1,1\text{ м}$) потеря производительности скважины достигает, как показывают расчеты по формуле 9, величины $Q=0,274\text{ м}^3/\text{сут}$, при $r_p=2,0\text{ м}$ $Q=0,308\text{ м}^3/\text{сут}$.

При одинаковых величинах депрессии на пласт в пределах $\Delta P_d=6,0\text{ МПа}$ потери в производительности скважин по отношению к их потенциальному дебиту в рассмотренных примерах составят: $Q/Q_n=0,274\text{ м}^3/\text{сут}/20,8\text{ м}^3/\text{сут}=1,31\%$ для низкопроницаемых коллекторов и $Q/Q_n=0,894\text{ м}^3/\text{сут}/166,58\text{ м}^3/\text{сут}=0,54\%$ в более проницаемых коллекторах. Таким образом, эффект относительно снижения производительности скважин, обусловленный действием капиллярного давления в призабойной зоне пласта, возрастает в 2,43 раза (от 0,54 % до 1,31 %), а по мере снижения проницаемости породы-коллектора в ПЗП в 8 раз (от $k=0,08\text{ мкм}^2$ до $k=0,01\text{ мкм}^2$).

При одновременном снижении проницаемости породы-коллектора в 8 раз и увеличении размеров ПЗП в рассмотренных примерах в 1,8 раза относительные потери продуктивности скважины по отношению к потенциальной увеличиваются в 2,7 раза.

Расчеты показывают, что с увеличением естественной проницаемости пласта потери продуктивности скважины вследствие негативного влияния капиллярного давления, препятствующего притоку нефти в скважину, возрастают и при $k=1,0\text{ мкм}^2$ и $m=0,2$ составляют $Q=10\text{ м}^3/\text{сут}$. Это означает, что за счет снижения капиллярного давления в 5-7 раз и более или изменения направления его действия путем обработки ПЗП ПАВ можно достичь значительно увеличения продуктивности, особенно в скважинах, вскрывших высокопроницаемые пласты большой толщины [2, 6, 11, 13].

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Образование эмульсий в призабойной зоне скважин, гидратация, изменение характера смачиваемости породы-коллектора, изменение направления и величины действия капиллярных сил приводят к росту фильтрационных сопротивлений в ПЗП и значительному снижению продуктивности скважин [1-4, 6, 13, 19-20]. Для предотвращения данных явлений применяют ПАВ, которые либо на стадии вскрытия продуктивных пластов добавляют в буровые растворы, либо добавляют в кислотные растворы на стадии освоения скважин. Выбор ПАВ для обработки ПЗП зависит от физико-химических свойств нефти, характера смачиваемости породы-коллектора, степени ее водонефтенасыщенности, температуры пласта и др.

Механизм процесса восстановления проницаемости ПЗП при обработке ее ПАВ определяется типом применяемого ПАВ для обработки скважин и ее химическими свойствами. По своему составу и химическим свойствам все поверхностно-активные вещества делятся на два класса – неионогенные и ионогенные. В свою очередь, ионогенные ПАВ делятся на анионактивные, катионактивные и амфотерные.

Основное преимущество неионогенных ПАВ – это их свойство полностью растворяться в хлоркальциевых пластовых водах без образования осадка, в отличие от большинства анион- и катионактивных ПАВ. Также неионогенные ПАВ отличает сравнительно небольшая способность адсорбироваться на поверхности терригенных и карбонатных пород, что позволяет более экономично расходовать их при обработке ПЗП в добывающих и нагнетательных сква-

жинах. Еще одной важной особенностью являются их высокие деэмульгирующие и обессоливающие способности для многих типов нефти.

Неионогенные ПАВ выпускаются отечественной промышленностью в виде группы химических соединений под общим названием ОП. Из зарубежных аналогов можно отметить дисолван [9]. Наиболее широко в России представлен сульфонол – анионоактивный ПАВ. К числу катионоактивных ПАВ относятся карбозолин О, карбозолин С и др.

По способности ПАВ растворяться в жидкостях различают следующие виды:

- водорастворимые типа сульфонол, ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, и др.;
- маслонептерастворимые типа ОП-1, ОП-2;
- маслонептерастворимые типа ОП-4, но диспергирующиеся и в воде.

Нефтерастворимые и водорастворимые ПАВ интенсифицируют процесс вытеснения воды нефтью. При использовании неионогенных ПАВ типа УФЭ₈, КАУФЭ₁₄, ОП-10 поверхностное натяжение на границе раздела нефть - вода снижается более чем в 6, 7 и 7,5 раза при концентрации указанных реагентов в воде в пределах 0,5 %. Наиболее интенсивный спад остаточной воды в ПЗП обеспечивают те водорастворимые ПАВ, которые не только сильно снижают поверхностное натяжение, но и адсорбируются на поверхности породы-коллектора, способствуют ее гидрофобизации, изменяя таким образом характер ее смачиваемости. При проникновении в ПЗП водорастворимые ПАВ способствуют увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти. Целесообразно применять данные ПАВ в качестве добавки к кислотному раствору, обеспечивающей снижение скорости реагирования кислоты с породой пласта и металлом НКТ, а также для интенсивного извлечения продуктов реакции из ПЗП при освоении скважин.

Нефтерастворимые ПАВ необходимо использовать в технологических процес-

сах бурения скважин и нефтедобычи для снижения обводненности ПЗП, так как они способствуют гидрофобизации поверхности породы.

При использовании водорастворимых ионогенных ПАВ происходит гидрофобизация поверхности пористой среды за счет адсорбции ПАВ и уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела нефть - вода, что обеспечивает интенсивное вытеснение воды нефтью, приводя к снижению обводненности ПЗП.

При воздействии ионогенных ПАВ снижение обводненности ПЗП и восстановление её естественной нефтепроницаемости достигается преимущественно увеличением краевых углов смачивания капель воды на твердой поверхности. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению периметра поверхности контакта воды с породой и к уменьшению силы, необходимой для отрыва её от этой поверхности. Снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть - вода ведет к увеличению дисперсности свободной воды в объеме нефти, т.е. к уменьшению размера капель воды [4, 7, 13, 20, 21].

Действие неионогенных ПАВ несколько отлично от ионогенных. Главную роль в процессе вытеснения воды нефтью играет физическая адсорбция ПАВ на поверхности твердых частиц породы, а также снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть - вода. При использовании этого класса ПАВ наблюдается уменьшение краевого угла смачивания капли нефти на твердой поверхности, в то время как при применении ионогенных в ряде случаев наблюдается обратное. Неионогенные ПАВ уменьшают возможность разрыва пленки воды, поскольку краевые углы смачивания капель воды на твердой поверхности в среде нефти оказываются малыми.

Высокая степень вытеснения воды нефтью из ПЗП при применении неионогенных ПАВ достигается главным образом за счет сильного диспергирования воды на твердой

поверхности и воды, не связанной с ней, а также благодаря значительному снижению поверхностного натяжения на границе раздела нефть - вода, чем в случае действия ионогенных ПАВ.

Анионоактивные вещества являются гидрофобизаторами для окисленных минералов (карбонаты, сульфаты, окислы тяжелых металлов), а также для нерастворимых солей щелочноземельных металлов – кальция, бария [14]. Для песчаников гидрофобизаторами являются катионоактивные вещества. Неионогенные ПАВ целесообразно применять для гидрофилизации пористой среды, для гидрофобизации они не пригодны.

Поверхностно-активные вещества – это спирты, сложные эфиры, жирные и нафтенновые кислоты, кислородные, сернистые и азотистые примеси нефти, смолы, асфальтены и др.

С увеличением полярности жидкости возрастает поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз. Наиболее полярной является вода, не содержащая неполярной части, затем идут органические жидкости, включающие полярные группы -ОН, -СООН, -NH₂ и т.д., кислоты, амины и др. Наименее полярны углеводороды насыщенного (парафинового) ряда C_nH_{2n+2}, которые являются главными компонентами в нефтях парафинового основания [4].

Газы, по сравнению с жидкостями, обладают очень малой полярностью. Из твердых тел наиболее полярными являются кристаллы, представляющие собой ионные решетки. Они обладают высокой твердостью и хрупкостью, а также гидрофильны, т.е. избирательно лучше смачиваются водой (например кварц).

Наименьшую полярность имеют кристаллы, построенные по типу молекулярных решеток, как, например, парафины.

ПАВ в различных количествах могут содержаться в нефти и пластовых водах. В нефти они представлены кислородо-, серо- и азотосодержащими соединениями.

Характерной особенностью молекул ПАВ является их способность поляризоваться на границе раздела двух фаз, способствуя снижению поверхностного натяжения на границе и изменению её смачиваемости.

Эффективность деэмульгирующего действия ПАВ и их способность восстанавливать естественную проницаемость водонефтенасыщенной пористой среды зависит как от активности ПАВ, его свойств, так и от концентрации их в растворе. При одной и той же степени снижения обводненности ПЗП в процессе её обработки неионогенными и ионогенными ПАВ естественная проницаемость коллекторов восстанавливается в различной мере. Чем меньше размеры капель воды и больше краевые углы смачивания при воздействии ПАВ, тем выше нефтепроницаемость породы.

Эффективность освоения эксплуатационных скважин при обработке ПАВ определяется суммарным значением фазовых проницаемостей ПЗП для нефти и воды. Суммарное значение фазовых проницаемостей породы при использовании неионогенных ПАВ (в частности ОП-10) в большинстве случаев выше, чем при ионогенных. Глубина проникновения в призабойную зону водных растворов неионогенных ПАВ, обладающих высокой нефтевымывающей способностью, больше, чем водных растворов ионогенных ПАВ, обладающих малой нефтевымывающей способностью. Преимуществом ионогенных ПАВ является то, что они гидрофобизируют поверхность породы-коллектора.

Неионогенные способствуют разрыву нефтяной пленки на поверхности твердых частиц и соприкосновению их с водой. Применение неионогенных ПАВ целесообразно в следующих условиях:

- когда порода-коллектор содержит большое количество глинистого вещества;
- при малом содержании остаточной связанной воды;
- при обработке песчаных коллекторов с высокоразвитой удельной поверхностью.

стью фильтрации, т.е. характеризующихся низкой проницаемостью и высокой пористостью.

Применение ПАВ снижает гидратацию глин, причем ионогенные в большей степени. Поверхность твердых частиц, соприкасающихся с водой, при применении ионогенных ПАВ меньше, чем при неионогенных.

В таблице 3 представлены сравнительные данные по активности влияния ПАВ на разрушение эмульсии и восстановление естественной нефтепроницаемости пористой среды. Приведенные результаты исследований позволяют выделить активные ПАВ (деэмульгатор-1, ОП-4, изоамиловый спирт и ДБ), разрушающие стойкие эмульсии (содержание воды в эмульсии невелико и достигает 20-50%), а также менее активные, присутствие которых предотвращает образование эмульсий типа воды в нефти при определенном их соотношении, но которые не разрушают уже образовавшуюся эмульсию.

При смешивании с нефтью проникающие в ПЗП водные растворы ПАВ-деэмульгаторов образуют менее стойкие эмульсии, чем в случае их образования в присутствии природных эмульгаторов (асфальтенов, смол и др., находящихся в нефти). Дело в том, что ПАВ-деэмульгаторы, вследствие своей высокой поверхностной активности и малого молекулярного веса, адсорбируются на капельках воды быстрее и сильнее, чем асфальтено-смолистые вещества, но стабилизировать образовавшуюся эмульсию будут слабо. Разрушение эмульсий в присутствии ПАВ начинается при более низком содержании воды, чем в их отсутствии.

Активные ПАВ (ОП-4, Д-1, ДБ) способствуют восстановлению нефтепроницаемости пористой среды при достаточно низких концентрациях (при 0,15 - 0,5 %) (табл. 3) [4]. Характерной особенностью данных ПАВ является и то, что препараты группы ОП и ДБ неионогенные, и их действие проявляется как в пресной воде, так и в минера-

Таблица 3.
Характеристика ПАВ по их способности предотвращать образование водонефтяных эмульсий

Тип поверхностно-активного вещества	Содержание воды		Минимальная концентрация ПАВ без образования эмульсии, либо с ее разрушением, %
	без образования стойкой эмульсии в присутствии ПАВ, %	в эмульсии, разрушающейся при добавлении ПАВ, %	
Сульфонол	33	70	0,2
Азолят	38	70	0,5
ОП-7	45	80	0,5
ДС (Na)	50	80	0,8
Сульфонатриевые соли (СНС)	80	80	0,9
НЧК (нейтральный чёрный контакт)	61	80	0,5
ОП-1	60	не разрушает	-
ОП-2	50	не разрушает	0,5
ОП-4	60	20	0,15
Изоамиловый спирт	50	50	0,2
Деэмульгатор-1	20	20	0,1
ДБ(оксиэтилированный дибутилфенол)	50	40	0,5-0,7

лизованных водах. Особенность ПАВ типа ОП-4 и Д-1 – маслонептерастворимость и легкая диспергируемость в воде.

Положительные результаты получены при исследовании влияния сульфонола на восстановление естественной проницаемости призабойной зоны пласта [1-5, 19-21]. Обработка ПЗП нагнетательных скважин 0,2-процентным водным раствором сульфонола приводит к росту их приемистости, а обработка им эксплуатационных скважин способствует значительному повышению производительности. Исследованиями [14, 20, 21] показано, что дебит эксплуатационной скважины 383 Бавлинского месторождения после такой обработки ПЗП увеличился с 35,3 т/сут до 50,0 т/сут, т.е. в 1,41 раза. Аналогично был восстановлен дебит скважины 435 Кум-Датской площади, с нуля после глушения скважины для смены насоса до 2,5 т/сут.

Высокая отмывающая способность ПАВ отмечена в экспериментальных исследованиях на керновом материале по изучению эффективности их применения для отмыва ядра от глинистого раствора и от нефтекислотной эмульсии. В результате исследований установлена более высокая (по крайней мере на 40 %) отмывающая способность дисолвана и ОП-10, по сравнению с пресной водой. Максимальная эффективность их отмывающей способности от эмульсии была достигнута при концентрации ПАВ в пределах 0,1-0,2 % и составила при применении ОП-10 -30 % для СНС -52 %, для сульфонола -58 %, для дисолвана - 68 % и для ОЖК - 70 % [14].

Следует отметить, что закачка сульфонола, являющегося ионогенным анионоактивным ПАВ, в призабойную зону пласта сопровождается образованием осадков при контакте его с пластовыми хлоркальциевыми водами. Данный недостаток характерен для большинства анионоактивных ПАВ, образующих нерастворимые осадки в виде кальциевых и магниевых солей.

Предпочтительнее при обработке ПЗП применять ПАВ типа ДС-РАС, хорошо рас-

творяющиеся в воде при комнатной температуре и устойчивый к элементам жесткой и морской воды.

Добавка в воду ПАВ типа УФЭ₈ способствует сохранению естественной нефтепроницаемости породы в довольно высоких пределах.

Коэффициент восстановления нефтепроницаемости увеличивается в 3,5-5,0 раз по сравнению с обычной водой.

Хорошие результаты достигаются и при обработке ПЗП водным раствором ОП-10 (0,3 % концентрации) и сульфонола (0,2 % концентрации), способствующим восстановлению естественной нефтепроницаемости породы с 33,0 % до 80-81,0 %, т.е. более чем в 2,4 раза [5]. В частности, при закачке 3-процентного водного раствора сульфонола в ПЗП нагнетательных скважин их приемистость резко возрастает, по сравнению с опытными скважинами. Для лучшего увеличения водопроницаемости ПЗП нагнетательных скважин успешно применяется 0,25%-й водный раствор ОП-10 [14].

Оптимальные объемы закачки водных растворов ПАВ в ПЗП составляют 0,6 м³ на 1 м толщины пласта. Для повышения производительности добывающих скважин, уменьшивших дебит и частично обводнившихся, успешно применяется технология закачки смеси горячей нефти и СНС.

Неионогенные ПАВ типа УФЭ₈, КА-УФЭ₁₄, ОП-10, благодаря своим высоким поверхностно-активным свойствам, хорошей растворимости в воде и наименьшей пенообразующей способности, по сравнению с другими рассмотренными типами неионогенных ПАВ, целесообразно использовать для восстановления естественной проницаемости пласта. Поверхностное натяжение на границе раздела вода-нефть при применении указанных ПАВ снижается при 0,5 % концентрации их в дистиллированной воде в 7,15, 6,0 и 7,5 раз соответственно.

Основным фактором, определяющим активность и эффективность применения ПАВ, является степень снижения поверх-

ностного натяжения на границе раздела вода - нефть. Наиболее активные водорастворимые ПАВ – сульфенол и ОП-10, водные растворы которых в концентрации 0,1-0,5 % снижают поверхностное натяжение в 5,0- 8,0 раз.

Поверхностная активность нефтерастворимого ОП-4 при концентрации до 0,25% значительно ниже ОП-10, но при более высокой концентрации он превышает активность всех исследованных водорастворимых ПАВ типа ОП. При отсутствии в нефти ПАВ и концентрации ОП-4 0,25 % поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода снижается в 21 раз по сравнению с его величиной и составляет 1,4 мПа м (дн/см).

Американские специалисты для увеличения производительности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин предпочитают применять неионогенные ПАВ, так как они обладают достаточно высокой активностью, позволяющей снижать поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода до очень низких значений. А также способны легко и в достаточной степени растворяться в воде, не теряют своих активных свойств в присутствии солей, не гидрофобизируют гидрофильную породу и характеризуются минимальной адсорбцией на поверхности пород. Для увеличения производительности эксплуатационных скважин используют нефтерастворимые ПАВ в концентрациях 1,0 % (США) и 5-7 % (Румыния) в легкой чистой нефти, керосине, дизтопливе или нефти, нагретой до 90°C. При этом расход раствора на 1 м эффективной толщины пласта составляет не менее 1 м³. Иногда в водный раствор ПАВ добавляют соляную кислоту.

Производительность скважин в результате обработки ПАВ возрастает в среднем на 5 м³ /сут. Характерной особенностью, определяющей выбор ПАВ для обработки ПЗП, является их адсорбционная способность. Так, препараты типа ДС и СНС почти не адсорбируются на кварцевом песке

из их водных растворов. Адсорбция ОП-7 в зависимости от условий достигает 0,2-1,0 мг/г. Активно адсорбируются из растворов нефти СНС- 13 мг/г, а также ОП-4 до 3 мг/г, в связи с чем к применению этих растворов для восстановления проницаемости призабойной зоны скважин следует подходить с некоторой осторожностью [4].

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА ПАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

Геолого-физическими условиями пласта, определяющими выбор типа ПАВ, его концентрацию и эффективность при обработке ПЗП, является литолого-физическая характеристика пласта, активность нефти (содержание асфальтено-смолистых веществ в нефти), пластовая температура и характер и вид обводненности призабойной зоны пласта. В соответствии с геолого-физическими условиями пласта все объекты обработки можно подразделить на следующие виды:

- низкотемпературные пласты (до 75-80°C) с активной нефтью;
- низкотемпературные пласты (до 75-80°C) с неактивной нефтью;
- высокотемпературные пласты (свыше 80°C) с активной нефтью;
- высокотемпературные пласты (свыше 80°C) с неактивной нефтью.

При выборе ПАВ для обработки пласта следует исходить из таких особенностей, как термостойкость, активность по степени восстановления естественной нефтепроницаемости пласта в призабойной зоне, характеристика деэмульгирующей способности по эффективности разрушения эмульсий в ПЗП, растворимость в различных средах, и характеристика активности нефти (табл. 4).

Нефтерастворимые и водорастворимые ПАВ могут успешно применяться для сни-

жения обводненности ПЗП и восстановления естественной проницаемости пласта. Эффективное снижение обводненности ПЗП обеспечивают те водорастворимые ПАВ, которые не только снижают поверхностное натяжение, но также химически адсорбируются на твердой поверхности, образуя новую, более гидрофобную поверхность. С хорошей эффективностью водорастворимые ПАВ применяются при обработке ПЗП, представленной низкопроницаемыми коллекторами с высокой величиной их естественной водонасыщенности, а также при обработке ПЗП, обводнённой фильтратом бурового раствора или жидкостью глушения.

Применение водорастворимых ионогенных ПАВ способствует снижению гидратации твердой поверхности; уменьшению поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода; ускорению процесса разрыва пленки воды нефтью; образованию капелек воды малых размеров; увеличению ОФП для нефти и воды; интенсивному извлечению продуктов реакции кислотного раствора с породой пласта при освоении скважин; более устойчивой и длительной гидрофобизации поверхности породы [20].

Характерной особенностью неионогенных водорастворимых ПАВ является их способность глубоко проникать в водонасыщенную часть призабойной зоны пласта вследствие лучших вымывающих свойств.

Дегидратация поверхности пористой среды при применении неионогенных ПАВ меньше, чем при применении ионогенных, однако, вследствие большей глубины их проникновения в пласт, они могут дать лучшие результаты.

Нефтерастворимые ПАВ способствуют интенсивному снижению ОФП пористой среды для воды, снижению обводненности ПЗП и повышению продуктивности скважин. Применение нефтерастворимых ПАВ, интенсивно адсорбирующихся на поверхности породы-коллектора и слабо на границе раздела нефть-вода, обеспечивают лучшие условия вытеснения пленочной воды нефтью. Целесообразно их использование при обработке пластов, содержащих малоактивную нефть и характеризующихся относительно высоким содержанием глинистых частиц и большой обводненностью, а также при обработке скважин, обводнение которых произошло вследствие прорыва

Таблица 4.
Характеристика ПАВ по их активности и влиянию на восстановление естественной нефтепроницаемости породы [4]

Тип ПАВ	Концентрация ПАВ, %	Поверхностное натяжение σ , мН/м	Коэффициент восстановления проницаемости β , %	Примечание
ОП-4 Термостойкое свыше 80°C	1,0	1,4	75-80	1. Нефтепроницаемость породы после обработки её 1,0%-м водным раствором ОП-4 увеличивается в 1,28-3,9 раза, а после обработки 1% раствором ОП-4 в керосине возрастает в 1,25-1,38 раза. 2. Очень высокая деэмульгирующая способность
ОП-10	0,1-0,5	6,0-4,0	75-80	При обработке ПЗП коэф. β увеличивается в 2,4 раза
Дисолван	0,1-0,5	43-5,0	75-80	С ростом температуры растворимость его снижается
УФЭ ₈	0,1-0,5	10-4,0	75-76,5	Коэф. β возрастает в 1,2-5,0 раз
Сульфенол	0,2-0,5	32-3,95	78,0	При увеличении t от 25 до 75°C коэф. β снижается в 1,4 раза

ва воды по отдельным проницаемым пропласткам.

Малоэффективна обработка ПЗП нефтерастворимыми ПАВ для карбонатных коллекторов независимо от активности нефти и для песчаных коллекторов с низкой удельной поверхностью и низкой карбонатностью, содержащих высокоактивные нефти или нефти с большим количеством асфальтено-смолистых веществ (АСВ) [4]. В смеси с такой нефтью нефтерастворимые ПАВ сильно снижают водопроницаемость пористой среды, вследствие их адсорбции, увеличивая количество остаточной нефти в водонасыщенной части пласта, по которой и поступает вода в скважину.

Использовать данную смесь необходимо при обводнении скважин подошвенной водой, независимо от образования водного конуса. Для уменьшения притока воды ее закачивают в водонасыщенную часть ПЗП.

Из нефтерастворимых ПАВ следует отметить ОП-4, а также менее активные ОП-1, ОП-2 или другие типы нефтерастворимых ПАВ с аналогичными свойствами.

Концентрированные водные растворы ионогенных ПАВ в смеси с нефтью или же слабый раствор ПАВ без нефти успешно используются для предотвращения конусообразования при наличии подошвенных вод. В обводненных скважинах для предотвращения конусообразования также наиболее пригодными являются ионогенные ПАВ. Эффективны данные ПАВ в скважинах с безводной нефтью, особенно когда порода-коллектор характеризуется значительной глинистостью.

При обработке ПЗП удельные расходы ионогенных ПАВ, закачиваемых в пласт, гораздо больше, чем при обработке скважин неионогенными ПАВ.

Исходя из характера смачивания породы для гидрофобизации песчаников целесообразно применять катионактивные ПАВ (катапин А и К, карбозолин-О, катамин-А и др.), а для гидрофобизации карбонатных

коллекторов (известняки и доломиты) анионактивные (сульфонол и др.).

Десорбирующие свойства ПАВ зависят от типа химреагентов, применяемых для обработки буровых растворов, и в этом смысле действие ПАВ по восстановлению естественной проницаемости породы весьма избирательно [1-5,18-21, 24]. Так, в случае использования УЩР для обработки бурового раствора высокие результаты по восстановлению естественной проницаемости карбонатных коллекторов получены при применении водных растворов сульфонола НП-1. При обработке полимером К-4 хорошие показатели его десорбции получены после применения 0,3 % водного раствора ОП-10. Нефтепроницаемость породы увеличивается в 2,4 раза и коэффициент восстановления нефтепроницаемости возрастает до 80-81% после обработки водным раствором ПАВ типа ОП-10 (0,3 % концентрации) или сульфонола (0,2 % концентрации). Если в процессе бурения скважин с применением воды продуктивные пласты обработаны УФЭ₈, то коэффициент восстановления нефтепроницаемости возрастает в 3,5-5,0 раз, по сравнению с его показателями при вскрытии на обычной воде, не обработанной ПАВ. Также хорошие результаты были достигнуты при использовании СНС (сульфонатриевые соли) в смеси с горячей нефтью при обработке ПЗП эксплуатационных скважин.

Учитывая определенную селективность действия ПАВ, необходимо выбор его оптимального типа осуществлять в соответствии с рецептурой бурового раствора, применявшегося для вскрытия продуктивного пласта.

Принимая во внимание общую характеристику ПАВ и механизм восстановления нефтепроницаемости ПЗП при ее обработке, проявляющегося в снижении прочности связи глинистых частиц друг с другом и с глобулами эмульсии вследствие адсорбции на них ПАВ, можно определить оптимальные условия их применения в соответ-

ствии с пластовой температурой. При обработке низкотемпературных ($t = 20-50^\circ\text{C}$) нефтенасыщенных пластов применяют ПАВ следующих типов (в порядке убывания их активности): ОП-4, ОП-10, УФЭ₈, сульфонол, СНС, КАУФЭ₁₄, дисолван, ОП-7. Они обеспечивают восстановление естественной нефтепроницаемости породы в пределах 75-80 % и 75-76 % и снижают поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода в 8-20 раз и более. Обработку нефтенасыщенных пластов с пластовой температурой $t=75^\circ\text{C}$ следует производить с использованием следующих ПАВ (в порядке убывания их активности): ОП-4, УФЭ₈, ОП-10, сульфонол, СНС, дисолван, ОП-7, КАУФЭ₁₄. Такое применение обеспечит сохранение или восстановление естественной нефтепроницаемости пласта в пределах 55-63% и снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода в 8-20 раз. При обработке высокотемпературных нефтенасыщенных пластов (свыше 75°C) эффективность действия ряда ПАВ резко снижается, а коэффициент восстановления нефтепроницаемости при $t=125^\circ$ с применением наиболее эффективных ПАВ (ОП-4, ОП-10) не превышает 37%, с менее термостойкими (типа УФЭ₈, сульфонол и др.) не выше 29-31% [3,19-21].

Исходя из активности нефти и условий развития одного из главных видов осложнения в ПЗП – образования водонефтяной эмульсии типа вода в нефти, целесообразно применять типы ПАВ, обеспечивающие наибольшую эффективность обработки ПЗП, а именно:

- 1,0 % водный раствор ОП-4;
- 0,35-0,5 % водный раствор ОП-10, ОП-7;
- 1,5 % водный раствор УФЭ₈;
- 1,0-1,5 % водный раствор КАУФЭ₁₄;
- 0,5-1,0 % водный раствор сульфонола;
- 1,0 % водный раствор СНС;
- 0,25-0,5 % водный раствор дисолвана.

Величина поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода снижается в 8-20 раз в зависимости от типа ПАВ и его

концентрации в растворе. Это приводит к снижению капиллярного давления на границе раздела, к дроблению и уменьшению размеров капелек воды, обеспечивая тем самым более благоприятные условия для вытеснения воды нефтью из призабойной зоны пласта.

При выборе типа ПАВ и его концентрации для обработки терригенных коллекторов, содержащих глинистый цемент, необходимо придерживаться оптимальных пределов. Для предотвращения снижения проницаемости пласта вследствие набухания его глинистой фазы концентрация ПАВ типа ОП-10 в водном растворе должна составлять 0,1-0,5 %. Оптимальная концентрация сульфонола в воде – 0,5-1,0 %, тогда коэффициент набухания глин снижается в 1,22-1,71 раза, по сравнению с дистиллированной водой [1, 20].

Однако окончательный выбор ПАВ для обработки ПЗП производится на основании лабораторных исследований по подбору оптимального типа вещества, соответствующего геолого-физической характеристике пласта и насыщающего пласт жидкостью, исходя из условия обеспечения минимальной величины поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода и физико-химических свойств нефти.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ОБРАБОТКИ ПЗП ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Технологически операция обработки ПЗП предусматривает закачку в призабойную зону заданного объема водного раствора ПАВ и время на его реагирование (капиллярную пропитку). Эффективность обработки определяется глубиной капиллярной пропитки, являющейся по сути процессом реагирования ПАВ с породой пласта и насыщающими призабойную зону пласта жидкостями. В результате происхо-

дит разрушение водонефтяной эмульсии, изменение смачиваемости поверхности породы, снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, диспергирование водной фазы на мелкие капли, соразмерные с поперечными размерами самых тонких поровых каналов [1-4, 6, 7, 10-15].

Вследствие молекулярно-поверхностных явлений, возникающих на границе раздела ПАВ – порода, ПАВ – пластовые флюиды, изменяется величина и направление действия капиллярных сил в пласте, происходит насыщение или капиллярное пропитывание породы-коллектора раствором поверхностно-активных веществ. Процесс капиллярной пропитки развивается во времени и сопровождается адсорбцией ПАВ на поверхности породы-коллектора, а также потерей концентрации ПАВ по мере их продвижения вглубь пласта. Глубина проникновения (капиллярной пропитки) определяется по формуле:

$$l^2 + \frac{2 l_0 \mu_1}{\mu - \mu_1} l - \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu - \mu_1)} r t = 0, \quad (8)$$

где l – глубина капиллярной пропитки пласта на момент времени t ; l_0 – радиус зоны, занятой обеими жидкостями; μ_1 – вязкость пластовой жидкости; μ – вязкость водного раствора ПАВ; σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть - водный раствор ПАВ; θ – краевой угол смачивания; r – средний радиус пор; t – время, в течение которого вытесняющая жидкость проникнет в пласт на глубину l .

При равенстве величин вязкости пластового флюида и водного раствора ПАВ ($\mu = \mu_1$) формула для определения глубины капиллярной пропитки пласта приобретает вид [7]:

$$l = \frac{0,25 \sigma \cos \theta r t}{l_0 \mu}, \quad (9)$$

Глубина капиллярной пропитки обратно пропорциональна вязкости пластового флюида и радиусу призабойной зоны пласта, занятой обеими жидкостями, и возра-

стает по мере увеличения проницаемости породы, продолжительности реагирования ПАВ в пласте и его активности. В частности, глубина капиллярной пропитки пласта l при заданных значениях радиуса призабойной зоны пласта $l_0=0,5$ м и равных величинах вязкости пластового флюида и водного раствора ПАВ $\mu = \mu_1 = 1,0$ мПа сек, величине поверхностного натяжения на границе раздела нефть - водный раствор ПАВ $\sigma=2,0$ дн /см (МПа м), $\cos \theta = 1,0$, среднем радиусе поровых каналов породы-коллектора $r_{п.к.} = 10,0$ мкм ($k = 2,3$ мкм² и $m=18,0$ %) и продолжительности реагирования ПАВ $t = 14$ часов составит величину $l = 50,4$ см. Скорость капиллярной пропитки ПЗП в этих условиях будет равна $V = 3,6$ см / час (10 мкм /сек).

С ухудшением фильтрационно-емкостной характеристики призабойной зоны пласта скорость капиллярной пропитки снижается и при средней величине радиусов поровых каналов $r_{п.к.} = 2,5$ мкм ($k=0,110$ мкм² и $m=0,14$) составляет $V = 2,5$ мкм/сек., т.е. в четыре раза меньше, чем в предыдущем примере. Соответственно и глубина проникновения водного раствора ПАВ вглубь пласта за то же время реагирования снижается в 4 раза: $l = 12,6$ см.

Если вязкость водного раствора ПАВ меньше вязкости пластового флюида, то глубина капиллярной пропитки пласта снижается, соответственно при $\mu_1 = 2,0$; 10,0 и 50,0 МПа сек. ($l_0 = 0,5$ м и $t = 20$ часов и $r_{п.к.} = 10$ мкм она будет составлять $l = 10$ см; $l = 2,43$ см и $l = 0,36$ см. При этом уменьшаются и скорости капиллярной пропитки пласта водным раствором ПАВ до величины $V = 1,4$ мкм/сек.; $V = 0,34$ мкм/сек. и $V = 0,05$ мкм /сек.

Оптимальное время реагирования ПАВ в пласте определяется фильтрационно-емкостной характеристикой пласта, радиусом призабойной зоны, занятой обеими жидкостями l_0 , и составляет при $l_0 = 0,5$ м:

- для низкопроницаемых коллекторов ($r_{п.к.} = 2,5$ мкм) 55-60 часов при $\mu = \mu_1 = 1,0$

МПа сек. (глубина капиллярной пропитки пласта водным раствором ПАВ при этом достигает $l = 50-54$ см);

- для высокопроницаемых коллекторов ($r_{п.к.} = 10$ мкм) 14-15 часов при $\mu = \mu_1 = 1,0$ МПа/сек. (глубина капиллярной пропитки пласта водным раствором ПАВ при этом $l = 50-51$ см).

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПАВ ПРИ ОСВОЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В процессе вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин в призабойную зону проникает в большом количестве фильтрат глинистого раствора, приводящий к увеличению водонасыщенности породы-коллектора в ПЗП и к уменьшению ее фазовой проницаемости для нефти. Также в пласт при цементировании скважин проникает значительное количество фильтрата цементного раствора. Вследствие негативного влияния совокупности данных факторов резко снижается проницаемость ПЗП и коэффициент продуктивности скважин [15]. Восстановление естественной нефтепроницаемости пласта в этих условиях может быть достигнуто методом обработки ПАВ, включающей следующие операции:

- спуск колонны НКТ до забоя скважины;
- промывка скважины на форсированных режимах;
- закачка водного или нефтяного раствора ПАВ через НКТ до забоя скважины при открытом затрубном пространстве;
- закрытие затрубного пространства;
- закачка заданного количества водного раствора ПАВ в пласт при давлении на устье скважин, не превышающем давления опрессовки эксплуатационной колонны;
- закрытие скважины для завершения процесса капиллярной пропитки пласта раствором ПАВ.

Время выдержки раствора ПАВ в пласте зависит от типа ПАВ, литолого-физиче-

ских, адсорбционных свойств породы, типа коллектора и колеблется в пределах от 15-24 часов до 2-3 суток. По окончании процесса обработки ПЗП производят вызов притока из пласта, отработку скважины и ввод ее в эксплуатацию.

Объем закачиваемого раствора ПАВ в пласт принимается в пределах $0,5-3$ м³ на 1 м толщины пласта. Учитывая адсорбцию ПАВ породой пласта, рекомендуется первую порцию раствора, примерно 50 % от всего запланированного объема, закачивать с повышенной концентрацией (1- 5%), а заканчивать слабоконцентрированным (0,25-0,5 %) раствором того же ПАВ.

При закачке водных растворов ПАВ возможно образование эмульсий типа нефть в воде или вода в нефти. Поэтому для обработки ПЗП скважин в отдельных случаях целесообразно применять подкисленный водный раствор (на основе соляной, уксусной, плавиковой кислоты или других кислотных растворов и их смесей) ПАВ, способствующий предотвращению образования эмульсии в пласте и разрушению сольватных оболочек глобул эмульсии и их коалесценцию.

Максимальная эффективность от обработки ПЗП поверхностно-активными веществами достигается при обработке объектов с низкой естественной нефтепроницаемостью пласта, изменяющейся в пределах $k = (1,0 - 100)10^{-3}$ мкм² = (1,0 - 100,0) мд.

При обработке ПЗП рекомендуется применять следующие разновидности ПАВ:

- водный раствор сульфанола (0,1 % концентрации);
- водный раствор ОП-10 (0,1 % концентрации);
- водный раствор ДС-РАС (0,35 % концентрации).

Продолжительность реагирования ПАВ в ПЗП в пределах 12-16 часов [49].

Высокая эффективность применения сульфанола в качестве ПАВ достигнута при обработке ПЗП в нагнетательной скважине

2083 Южно-Ромашкинской площади (НПУ Бугульманефть) [5]. Приемистость ее после закачки в ПЗП 3 м^3 сульфанола превысила приемистость контрольных скважин в 1,8 – 3,1 раза. Характерно, что коллекторские свойства ПЗП этой опытной скважины были ниже, чем в контрольных скважинах.

Аналогичная ситуация сложилась при обработке ПЗП нагнетательной скважины 4167 Азнакаевской площади. Продуктивный пласт представлен песчаником с низкими коллекторскими свойствами (проницаемость $k < 0,08\text{ мкм}^2$), эффективная толщина пласта $h = 3,8$ м. После закачки в ПЗП 30 м^3 3-процентного водного раствора сульфанола приемистость скважины возросла до $200\text{ м}^3 / \text{сут}$, тогда как до обработки она равнялась нулю.

Высокая эффективность применения ПАВ была достигнута и при освоении скважины 11 Ярактинской площади в интервале залегания продуктивного пласта 2638-2650 м [19]. Обработку ПЗП осуществляли по следующей технологической схеме:

- тщательная промывка скважины 0,02 - процентным водным раствором катапина А, подкисленного соляной кислотой;
- закачка в пласт 6 м^3 водного раствора катапина А (0,05 % концентрации), подкисленного соляной кислотой, 30 м^3 водного раствора катапина А (0,05 % концентрации) без добавления кислоты, а затем 6 м^3 водного раствора катапина А (90,07 % концентрации);
- выдержка ПАВ в ПЗП для осуществления капиллярной пропитки пласта, разрушения эмульсии и восстановления его естественной нефтепроницаемости.

Эффективность обработки ПЗП отмечается при освоении скважин, вскрывших порово-трещинные коллекторы на месторождениях Тюменской области [20]. В частности, в результате обработки ПАВ типа ОП-7, ОП-10 (0,2-1,0 % концентрации) дебит скважины 151 Средне-Мулымьинской площади увеличился в 5,41 раза и составил $7,8\text{ м}^3 / \text{сут}$, а в скважине 21 Каменной площади

после очистки ПЗП с помощью ПАВ дебит увеличился в 1,37 раза до $15\text{ м}^3 / \text{сут}$.

Высокая результативность применения ПАВ типа ОП-4 в качестве реагента к перфорационной жидкости на кислотной основе для гидропескоструйной перфорации низкопроницаемого газонасыщенного пласта мелекесских отложений, представленных глинистым песчаником, была достигнута при освоении целого ряда скважин (52, 54, 58-59, 61) на Некрасовском месторождении (ОАО «Саратовнефтегаз»). Величина параметра ОП скважин возросла с 0,1-0,43 в скважинах 6 и 56, где вторичное вскрытие пласта проводилось методом кумулятивной перфорации в среде глинистого раствора, до 0,79-0,82 в скважинах 52, 54, 58, 59-61 Некрасовского месторождения. При этом их производительность возросла в 2,0-2,5 раза, а продолжительность освоения снизилась с 16 сут. до 2-3 дней, причём без применения глинокислотной обработки пласта.

Следует также отметить высокую эффективность применения сульфанола в качестве добавки к кислотным растворам для обработки ПЗП, а также в качестве реагента для вызова притока из пласта методом аэрации или нагнетания воздушных пачек при вводе скважин в эксплуатацию на многих месторождениях ОАО «Саратовнефтегаз» (Лимано-Грачёвском, Белокаменном и др.).

В настоящее время разработано много новых поверхностно - активных веществ, отличающихся по своим свойствам, активности и эффективности влияния на степень восстановления нефтепроницаемости призабойной зоны пласта. Вполне очевидно, что максимальный эффект от применения ПАВ возможен при оптимизации их выбора в соответствии с литолого - физической, термобарической характеристикой пласта и физико-химическими свойствами насыщающих пласт флюидов. Выбор оптимального типа ПАВ или их композиции, концентрации их в растворе, объема закачиваемых ПАВ в пласт возможен на основе проведения лабораторных исследований на керно-

вом материале с моделированием процессов, происходящих в ПЗП при проведении работ по обработке поверхностно-активными веществами.

ВЫВОДЫ

1. Величина восстановления естественной проницаемости пласта в призабойной зоне определяется степенью соответствия способа интенсификации притоков нефти и газа из пласта и его литолого-физической характеристики.

2. Наибольшая эффективность достигается при обработке пластов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (проницаемостью $k = 0,001 - 0,1$ мкм²).

3. Выбор оптимального типа ПАВ, обеспечивающего высокую степень восстановления естественной нефтепроницаемости пласта, должен соответствовать геолого-физической и термобарической характеристике пласта и физико-химическим свойствам пластовых флюидов.

4. Наиболее эффективными типами ПАВ для обработки ПЗП добывающих и нагнетательных скважин являются сульфол, ОП-10, их добавление в пресную воду в пределах 0,2-0,3 % обеспечивает восстановление нефтепроницаемости породы-коллектора в пределах $\beta = 80,0 - 81,0$ %.

5. Отмечена высокая эффективность применения ПАВ, в частности сульфанола, в качестве добавки к кислотным растворам при проведении кислотной обработки карбонатных и терригенных коллекторов.

6. При использовании водорастворимых ионогенных ПАВ наблюдается химическая адсорбция их на поверхности твердых частиц карбонатов, глин и др. и их гидрофо-

бизация, а также снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода, что способствует увеличению дисперсности свободных капель воды в объеме нефти и ускорению процесса вытеснения воды нефтью из ПЗП.

7. При применении поверхностно-активных веществ, в частности ОП-7, ОП-10 и сульфанола, происходит интенсивная очистка ПЗП от воды и кольматанта (глины), в результате производительность добывающих скважин, вскрывших терригенные коллекторы порового типа, возрастает в среднем в 1,45 раза, а при вскрытии и освоении порово-трещинных коллекторов в 5,5 раза и более.

8. Выбор оптимальной технологии воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин должен соответствовать литолого-физической и термобарической характеристике пласта и физико-химическим свойствам пластовых флюидов и быть направленным на ликвидацию крупномасштабных видов осложнений, обуславливающих снижение продуктивности скважины.

9. Достижение высокой эффективности работ по повышению производительности скважин возможно на основе комплексного исследования кернового материала конкретного объекта с моделированием при этом процессов, происходящих в ПЗП при вскрытии пласта и интенсификации притоков нефти и газа, выбора на основе выполненных исследований оптимальной технологии воздействия на призабойную зону пласта, обеспечивающей максимальную степень восстановлений проницаемости породы-коллектора при минимуме затрат на реализацию процесса.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. -М.: Недра, 1975.- 264 с.
2. Амиян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. -М.: Недра, 1970.- 280 с.
3. Амиян В.А., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов.- М.: Недра, 1972.- 336 с.
4. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л. и др. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. -М.: Гостоптехиздат, 1962.- 283 с.
5. Винарский М.С. Исследования в области применения поверхностно-активных веществ в нефтедобывающей промышленности Татарии//Труды Первого Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности и их производству. -М.: ГНТИНГТА, 1961.- С.222-231.
6. Винарский М.С., Загоруйко А.А., Агаджанов Р.С. и др. Растворы для вскрытия продуктивных пластов и глушения эксплуатационных скважин на площадях Волгоградской области/ В кн. «Совершенствование вскрытия, испытания и освоения продуктивных пластов в эксплуатационных и разведочных скважинах.- М.: Недра, 1969.-С.171-176.
7. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. -М.: Недра,1982.-311 с.
8. Жигач К.Ф., Паус К.С. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов// Нефтяное хозяйство.- 1957.- №11
9. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. М.: Недра, 1986, 240 с.
10. Калинин В.Ф. Геолого-физические критерии оптимизации технологии повышенной продуктивности скважин.- Саратов: ЗАО «Ренфорс».-2005.- 464 с.
11. Калинин В.Ф. Инструкция по приготовлению и применению промывочной жидкости повышенной плотности без твёрдой фазы для заканчивания скважин. РД 39-2-1054-84
12. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. -М.: Недра, 1977.- 287 с.
13. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин/ перевод с румынск. -М.: Недра, 1985.- 184 с.
14. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. -М.: Недра, 1985.- 135 с.
15. Мамаджанов У.Д., Рахимов А.К., Поляков Г.А. и др. Заканчивание газовых скважин. -М.: Недра, 1979.- 174 с.
16. Махмудбеков Э.А., Вольнов А.И. Интенсификация добычи нефти.- М.: Недра, 1975.- 264 с.
17. Орлов Л.И., Карпов Е.Н., Топорков В.Г. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. -М.: Недра, 1987.- 216 с.
18. Панов Б.Д., Бакулин В.Г. Совершенствование технологии вскрытия и опробования продуктивных пластов в скважинах. -М.: Недра, 1973.- 232 с.
19. Семенов Ю.В., Войтенко В.С., Обморяшев К.М. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне.- М.: Недра, 1983.- 134 с.
20. Сидоровский В.А. Опробование разведочных скважин. -М.: Недра, 1968.- 165 с.
21. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. -М.: Недра,1978.- 256 с.
22. Султанов В.Г., Кабиров М.М., Гафаров Ш.А. Технология поверхностно-активных полимерсодержащих составов комплексного воздействия для интенсификации работы скважин и увеличения нефтеотдачи: в сб. докладов научно-технич. совещания по обмену опытом и выработке основных направлений деятельности в области повышения эффективности разработки месторождений. - Москва,1998.- 243-250 с.
23. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа.- М.: Недра, 1979.- 199 с.
24. Шерстнев Н.М., Гурвич Л.М., Булина И.Г. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин.- М.: Недра, 1988.- 184 с.