

ÉÎ‡, ‡ 11

ëï ÖàÄ àÖï ÄçàááÄ çÖî íÖéíÑÄóà
èãÄëíéÇ èêà èêààÖçÖçàà Áéãúò àì
éíéééóÖä ÇéÑçõï êÄëíÇéêéÇ
êÖÄÉÖçíéÇ î ï -àÖíéÑéÇ
à àì äéàèéáàñàâ

Результаты экспериментальных исследований методами ди-электрической спектроскопии и спинового зонда простых и сложных моделей остаточной нефти не подтверждают действующую схему механизма нефтеотдачи песчаниковых коллекторов [93] при вытеснении из них нефти большими оторочками водных растворов реагентов ФХ-методов.

Существующие экспериментальные методы подбора реагентов ФХ-методов, основанные на определении их способности снижать межфазное натяжение на границе раздела нефти с водой, улучшать избирательное смачивание нефтеносных пород водой, вызывать внутрипластовое эмульгирование нефти, увеличивать соотношение подвижностей нефти и воды, адсорбироваться на поверхности горной породы, не отражают реальный процесс вытеснения нефти в межскважинном пространстве пласта. Здесь перестает работать основное (отличительное) свойство реагентов ФХ-методов – их высокая поверхностная активность. В пластовых условиях она существенно снижается. Отсюда вытекает и неправильная оценка перечисленных элементарных составляющих процесса вытеснения нефти. Значительное снижение поверхностной активности данных реагентов обусловлено высокой степенью структурирования пластовых флюидов в этой области пласта, в том числе и нагнетаемого в коллектор водного раствора реагента (или композиции реагентов). Водный раствор в результате фазового перехода в ПЗП “свободная жидкость – жидкость, характеризующаяся резким увеличением степени ее структурирования” в межскважинном пространстве пласта сближается по структурно-механическим свойствам с остаточной неф-

тью и связанной водой, экранируя поверхность горной породы и пластовой нефти тонкими прослойками воды с конденсационно-кристаллизационной структурой, препятствующими молекулярной диффузии реагента из раствора к этим поверхностям. Вследствие этого, указанные элементарные составляющие процесса вытеснения нефти в реальном пласте не проявляются (или не имеют практического значения). Более того, в межскважинном пространстве коллектора замедляются химические реакции между осадкообразующими реагентами – омыления при щелочном заводнении, сшивки макромолекул полимера (типа полиакриламида) между собой в сшитых полимерных составах и другие, вследствие высокой степени структурирования пластовых флюидов в этой части пласта.

Таким образом, в области продуктивного пласта, где сосредоточены основные запасы извлекаемой нефти, применение реагентов ФХ-методов не приводит к увеличению коэффициентов вытеснения нефти и охвата пласта заводнением, т.е. к повышению нефтеотдачи по сравнению с обычным заводнением. В данном случае прогноз нефтеотдачи по данным действующего комплекса лабораторных испытаний нефтевытесняющих агентов недостоверен, поскольку он не учитывает реальный физико-химический фактор, являющийся доминирующим в повышении нефтеотдачи при многофазной фильтрации с использованием реагентов (композиций реагентов) ФХ-методов.

Поскольку в пределах ПЗП вытесняющий нефть водный раствор реагентов ФХ-методов в основном является еще свободной жидкостью, то указанный комплекс лабораторных испытаний формально правильно отражает процесс вытеснения нефти в этой части пласта. Подтверждением этого являются положительные эффекты от обработок ПЗП по разнообразным технологиям с применением данных реагентов. В действительности, процесс вытеснения нефти водными растворами реагентов даже в пределах ПЗП далек от действующей схемы механизма нефтеотдачи пластов, особенно в части непроизводительных потерь реагентов. Явно преувеличена роль адсорбции реагентов ФХ-методов на поверхности горной породы. Вследствие несовершенства существующих гидродинамических экспериментальных методов установления адсорбции реагентов в пластовых условиях на поверхности пор коллектора, где фактически определяется суммарное необратимое поглощение реагента горной породой и пластовыми флюидами, происходит подмена адсорбцией реальных явлений – хемосорбции НПАВ коллоидными частицами остаточной нефти типа ФПС и геле-

образования (студнеобразования) водорастворимых полимеров типа полиакриламидов в пределах ПЗП по причине их слабых химических взаимодействий типа водородных связей с указанными частицами нефти. При такой подмене трудно достоверно что-либо сказать об улучшении избирательного смачивания нефтеносных пород водой в результате закачки в пласт реагента. Хемосорбция и гелеобразование реагентов способствуют увеличению охвата пласта заводнением только в пределах ПЗП. При этом значительная часть реагента остается в данной области пласта, т.е. в межскважинное пространство нефтеносного коллектора поступает водный раствор значительно обедненный реагентом и неспособный активно вытеснить из него нефть. По отношению к приросту нефтеотдачи эффект от увеличения охвата заводнением ПЗП компенсируется в данном случае отрицательной нефтewытесняющей способностью реагента. Следовательно, хемосорбция и гелеобразование в ПЗП приводят к значительным непроизводительным потерям реагентов ФХ-методов при применении их большими оторочками водных растворов.

Определяющими факторами процесса вытеснения нефти водными растворами реагентов от точки нагнетания до точки отбора жидкости являются коллоидно-дисперсное состояние пластовых флюидов, термодинамическая и агрегативная устойчивость коллоидных частиц, входящих в них.

Наиболее общая закономерность для изученных разнообразных моделей остаточной нефти – склонность к фазовым переходам фаз пластовой нефти и связанной воды вблизи пластовой температуры. Это свидетельствует о том, что пластовая температура для фаз флюидов, насыщающих продуктивный коллектор, отражает критическую точку растворения. Фаза ФПС и мезофаза – наиболее неустойчивые из фаз пластовой нефти. Наряду с фазой мицеллообразных коллоидных частиц нефти, фаза ФПС входит в подвижную составляющую остаточной нефти и преимущественно вытесняется из образцов горных пород с естественной водо- и нефтенасыщенностью. Мезофаза, также как и фаза ТКГ-частиц нефти на поверхности пор, представляет неподвижную часть пластовой нефти. При температурах выше пластовой мезофаза переходит в другие фазы нефти. В области температур выше 343 К наблюдается для фаз остаточной нефти расслоение на две фазы с выделением твердой фазы и расслоение фаз связанной воды, в том числе и входящих в ее неподвижную составляющую, с выделением фазы свободной воды. Примечательно, что вытеснение нефти из образцов полимиктовых отложений с

ярко выраженной гидрофильностью при их пластовой температуре, близкой к 343 К, водным раствором полиакриламида, сопровождается слабой его адсорбцией на поверхности породы (не имеющей практического значения). При этом наблюдаются гелеобразование полиакриламида в ПЗП и его отрицательная нефтевытесняющая способность.

Реальный механизм вытеснения нефти из песчаниковых коллекторов большими оторочками водных растворов реагентов ФХ-методов различен в призабойной зоне пласта и в межскважинном пространстве. Но при этом низкая эффективность применения таких оторочек с целью повышения нефтеотдачи пласта закладывается уже в ПЗП вследствие коллоидно-дисперсного состояния пластовых флюидов, а учет доминирующей роли физико-химического фактора в межскважинном пространстве пласта позволяет логически объяснить неэффективность использования реагентов ФХ-методов по всему объему пласта.

Близкая к реальной схема механизма нефтеотдачи пластов при применении больших оторочек водных растворов реагентов (композиций реагентов) ФХ-методов выглядит следующим образом [90].

Поскольку насыщающая продуктивный коллектор и остаточная нефти, связанная вода представлены многообразием фаз, совместно сосуществующих, то эффективность вытеснения нефти с применением водорастворимых реагентов ФХ-методов определяется видами составляющих данные флюиды коллоидных частиц, их строением, содержанием, агрегативной и термодинамической устойчивостью. Сопутствующие вытеснению нефти ФХ-процессы и фазовые переходы в пластовых флюидах и вытесняющем агенте происходят в пределах ПЗП. Из ФХ-процессов – адсорбции реагента на поверхности пор и его хемосорбции коллоидными частицами нефти типа ФПС – практическое значение имеет только хемосорбция. Фазовые переходы – гелеобразование в ПЗП водорастворимых полимеров типа полиакриламида; появление в связанной воде новой фазы типа воды, адсорбированной на различных минералах поверхности порового пространства; частичный переход других фаз пластовой нефти в мезофазу и фазу из мицеллообразных коллоидных частиц остаточной нефти и переход вытесняющего водного раствора реагента из состояния свободной жидкости в состояние, характеризующееся резким увеличением степени ее структурирования, сопровождаются заметным снижением нефтевытесняющей способности реагентов (композиций реагентов). В случаях хемосорбции и гелеобразова-

ния увеличивается охват ПЗП заводнением. Этот положительный эффект нивелируется в данных ситуациях отрицательной нефтевытесняющей способностью реагента (меньшей, чем у воды). В межскважинном пространстве пласта доминирующее значение имеет фазовый переход в вытесняющем агенте в пределах ПЗП “свободная жидкость – жидкость, характеризующаяся резким увеличением степени ее структурирования”. Этот переход приводит к экранированию поверхностей горной породы и подвижной составляющей пластовой нефти тонкими прослойками воды с конденсационно-кристаллизационной структурой. В результате реагент (композиция реагентов) активно не участвует в процессе вытеснения нефти и расходует на изменение физико-механических свойств остаточной нефти и связанной воды (преимущественно подвижной составляющей связанной воды) вследствие замедления диффузионно-химических процессов реагентов ФХ-методов в данной области пласта. Непроизводительные потери реагентов здесь обусловлены необратимым их поглощением подвижной частью связанной воды, а применение больших оторочек водных растворов реагентов ФХ-методов не приводит к увеличению нефтеотдачи в области пласта от точки нагнетания до точки отбора жидкости по сравнению с обычным заводнением.

В связи с тем, что большинство уникальных и крупных месторождений нефти России находятся в поздней и конечной стадиях разработки, актуальной является проблема ограничения притока воды в добывающие скважины [128]. Применение для этой цели по разнообразным технологиям водорастворимых осадкогелеобразующих реагентов характеризуется сравнительно невысокой эффективностью и надежностью [93]. В настоящий момент трудно прогнозировать конкретные отрицательные последствия таких обработок ПЗП, но в будущем при доработке месторождений несомненно возникнут трудности, связанные с блокированием коллоидными осадками неизвлеченной нефти в дальней призабойной зоне пласта. При отсутствии альтернативных методов использование водорастворимых осадкогелеобразующих реагентов для изоляции притока воды в добывающие скважины широко распространено в нефтегазодобывающих предприятиях [68, 93]. Для ограничения притока воды, а тем более газа, в добывающие скважины карбонатных коллекторов не разработаны надежные методы с применением водорастворимых химических реагентов. Да и возможность разработки таких методов представляется нереальной по причине высокой гидрофобности поверхности порового пространства таких коллекторов. Исследованиями методом

спинового зонда горных пород после моделирования на них процесса водо- и газоизоляции и промышленными испытаниями [32] показана высокая эффективность и надежность технологий ограничения притока воды и газа в добывающие скважины карбонатных коллекторов с использованием высокомолекулярных нефтерастворимых реагентов, газонепроницаемых небольших оторочек воды и поля низкочастотных упругих колебаний. В основу эффективного применения этих технологий заложены – резкое увеличение под влиянием нефтерастворимого реагента специфических гидрофобных взаимодействий [104] нефтяного раствора этого реагента на поверхности горной породы в присутствии воды; разрушение структуры и удаление физически связанной воды из зоны изолирующего воздействия и полный охват им ПЗП при воздействии упругими колебаниями. Степень охвата изолирующим воздействием ПЗП влияет на эффективность ограничения притока воды или газа в скважину. При эффективном ограничении притока газа охват ПЗП указанным воздействием должен быть полным. По существу, применение рассмотренных технологий не сопровождается отрицательными последствиями, они являются альтернативными по отношению к технологиям с использованием водорастворимых осадкогелеобразующих реагентов для ограничения притока воды и газа в добывающие скважины песчаных и карбонатных коллекторов.

Поскольку основным препятствием для эффективного применения больших оторочек водных растворов реагентов ФХ-методов в межскважинном пространстве пласта являются тонкие прослойки связанной воды на границе с поверхностями пластовой нефти и горной породы, то очевидно надо разрушить их структуру и удалить из этой области пласта, например, с помощью воздействия физических полей, способных проникать на большие расстояния от их источника в продуктивный пласт в течение процесса закачки в него оторочек водных растворов реагентов. Теоретически, в качестве такого поля можно использовать поле низкочастотных сейсмических волн (площадное вибросейсмическое воздействие) [68], тем более, что при самостоятельном промышленном применении вибросейсмического воздействия на некоторых месторождениях получен положительный результат [91]. Несмотря на это, однозначно ответить на вопрос об успешности и преимуществах применения больших оторочек водных растворов реагентов ФХ-методов в сочетании с площадным вибросейсмическим воздействием с целью повышения нефтеотдачи пластов затруднительно, так как отсутствует строгая физическая теория рас-

пространения сейсмических волн в продуктивном пласте, учитывающая коллоидно-дисперсное состояние пластовых флюидов, и позволяющая рассчитать виброускорение в окрестности коллоидных частиц физически связанной воды, находящихся на расстояниях от источника сейсмических волн с известной мощностью, сравнимых с межскважинными расстояниями. Наличие информации о величине указанного виброускорения позволяет сделать выводы о возможности разрушения структуры физически связанной воды (переходе ее в свободную воду) и удалении ее из данной области пласта. Подобную информацию также затруднительно получить в промысловых условиях экспериментальным путем.

Приведенное обоснование механизма нефтеотдачи пластов (его физико-химического фактора) с применением больших оторочек водных растворов реагентов (композиций реагентов) ФХ-методов позволяет сделать заключение – не существует доступного химического реагента (т.е. его невозможно, или чрезвычайно трудно синтезировать), с помощью водных растворов которого можно эффективно вытеснять нефть из межскважинного пространства пласта. Причина этого – реагент, предназначенный для повышения нефтеотдачи пластов, должен обладать не только высокой нефтевытесняющей способностью, но и ярко выраженной функцией разрушителя структуры по крайней мере физически связанной воды (переводить ее в состояние свободной воды). Наиболее легко переход связанной воды в свободную воду достигается путем нагрева ее до температур, превышающих 343 К, т.е. идеальный нефтевытесняющий реагент при его содержании в пластовых флюидах в микроколичествах должен интенсивно “нагревать” значительные объемы связанной воды, не теряя при этом своей вытесняющей способности, что практически невозможно.

Областью эффективного использования реагентов (композиций реагентов) ФХ-методов являются только лишь обработки ПЗП с их применением по различным технологиям.

Перспектива дальнейшего исследования научных проблем нефтеотдачи пластов заключается в уточнении физико-химического фактора механизма нефтеотдачи пластов с применением реагентов ФХ-методов для карбонатных коллекторов нефти; полномасштабном исследовании механизма нефтеотдачи с использованием полей упругих (вибросейсмических) колебаний, тепловых, электромагнитных и других в сочетании с гидродинамическими методами, а также с комплексными обработками ПЗП, в том числе физическими методами совместно с закачкой в пласты химических реагентов.