УДК 556.38

**ПРОБЛЕМЫ СОВМЕСТИМОСТИ ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ
ВОД НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**PROBLEMS OF COMPATIBILITY OF FORMATION WATER AND INJECTED
WATER IN THE OIL FIELDS OF WESTERN SIBERIA**

Т. В. Семенова

T. V. Semenova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: заводнение; система поддержания пластового давления; нефтяные месторождения; пластовые и закачиваемые воды; совместимость вод

Key words: water flooding; system for formation pressure maintenance; oil fields; formation water and injected water; compatibility of water

При разработке нефтяных месторождений с применением системы поддержания пластового давления (ППД) образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода — пластовая вода — нефть с растворенным газом — породы пласта. Необходимость изучения состояния равновесия в этой системе вызвана проблемой солеотложения в эксплуатационных скважинах нефтяных месторождений, вызывающего ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов и тем самым снижение их нефтеотдачи.

На рассматриваемой территории на каждом из многочисленных объектов добычи нефти, с одной стороны осуществляется изъятие из недр углеводородного сырья вместе с попутной (подтоварной) пластовой водой, с другой — закачка в недра (для системы поддержания пластового давления) подтоварной воды. Также для системы ППД используются минерализованные воды из апт-сеноманского, в единичных случаях пресные воды из олигоцен-четвертичного водоносных комплексов, ресурсы поверхностных вод и хозяйственно-бытовые стоки.

Закачиваемые воды, особенно промышленные сточные воды, перед закачкой должны пройти соответствующую подготовку, так как содержат в своем составе более 150 наименований химических компонентов, в том числе механические примеси, нефть, нефтепродукты, органические вещества, фенолы, хлориды, сульфаты, диэтиленгликоль, метанол, компоненты буровых растворов. Закачка в пласт этих вод без соблюдения требований к ее качеству может привести к загрязнению призабойной зоны, кольматации приемной части ствола скважины, отложению солей в пласте, развитию микроорганизмов, образованию сероводорода, коррозии оборудования и другим осложнениям.

Одной из основных проблем при заводнении нефтяных пластов является оценка совместимости пластовых вод продуктивных пластов и закачиваемых вод.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что отложение солей в нефтяных коллекторах и на нефтепромысловом оборудовании имеет место вследствие изменения термодинамических условий пластовых флюидов, находящихся в состоянии насыщения по отношению к карбонатам коллектора, нестабильности закачиваемых вод в пластовых условиях, смешения химически несовместимых вод [1].

Возможность образования твердого осадка карбоната кальция и его количество контролируются карбонатным равновесием, которое в значительной степени зависит от содержания в пластовой воде двуокиси углерода (CO_2), гидрокарбонатного (HCO_3^-) и карбонатного (CO_3^{2-}) ионов. Смешиваемые воды считаются совместимыми, если содержание осадка, образовавшегося при их смешении, не превышает значения, установленного по ОСТ 39-255-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Для прогноза возможного осаждения карбоната кальция на участках обводнения залежей нефти используют различные расчетные методы, позволяющие прогнозировать образование и осаждение солей по количественным критериям, такие как метод Стиффа — Деввиса и Дебая — Гюккеля, термодинамическое моделирование физико-химических процессов в смешиваемых водах в рамках ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», а также опытные исследования смешения пластовых и закачиваемых вод.

Метод Стиффа — Деввиса основан на возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического pH с расчетным значением pH_s при насыщении данной воды карбонатом кальция [1].

Проведенные нами расчеты по данной методике показали, что при $pH < 7$ индекс насыщения (IS) имеет отрицательные значения, то есть пластовая вода способна растворять дополнительное количество карбоната кальция. В этом случае индекс стабильности (ISi) изменяется в пределах 6,7–7,76 и соответствует стабильной или среднеагрессивной воде, не образующей осадок. При $pH > 7$ индекс насыщения (IS) приобретает положительные значения, индекс стабильности в этом случае изменяется от 5,95 до 6,39, что соответствует сильно пересыщенной воде, образующей осадок карбоната кальция [2].

В результате проведенных расчетов по некоторым скважинам были получены противоречивые результаты. Это можно объяснить тем, что при использовании данной методики результаты замеров pH по пробам воды в поверхностных условиях, по истечении времени после их отбора, существенно отличаются от истинной картины и не соответствуют реальным пластовым условиям. Данная методика также была использована при оценке стабильности вод Самотлорского нефтяного месторождения, где она показала лишь приближенные результаты. Из более чем 50 опробованных добывающих скважин в 40 % результаты расчета не согласовывались с промысловыми данными. Нами также были проведены термодинамические расчеты насыщенности пластовых вод относительно карбоната кальция с введением поправок на повышенную температуру вод по методике Дебая — Гюккеля.

Количественная оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция проводилась путем вычисления индекса неравновесности с $CaCO_3$ по реакции

По мере насыщения воды карбонатом кальция индекс неравновесности уменьшается, стремясь к нулю, а при пресыщении вод его значения становятся отрицательными, нулевое значение характеризует равновесное состояние.

Выполненные нами расчеты позволили оценить степень насыщения подземных вод различных нефтяных пластов относительно карбоната кальция по месторождениям нефтегазоносных районов Западной Сибири. В результате проведенных расчетов было установлено, что минерализованные пластовые воды нефтяных пластов перенасыщены относительно карбоната кальция, индекс неравновесности имеет отрицательное значение.

Проведенное термодинамическое моделирование физико-химических процессов в смешиваемых водах в рамках ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» показало, что на большинстве нефтяных месторождений пластовые воды продуктивных пластов и закачиваемые воды совместимы (за исключением некоторых месторождений Нижневартовского нефтегазового района).

Специалистами Института геологии и геохимии Уральского отделения РАН были проведены лабораторные исследования на совместимость вод различных вариантов [3]. Исходя из технологической схемы поддержания пластового давления, используемой на месторождениях Западной Сибири, были приняты следующие схемы:

- 1) пластовая вода (неокомский водоносный комплекс) $\Leftrightarrow$ пресная поверхностная вода;
- 2) пластовая вода (неокомский водоносный комплекс) $\Leftrightarrow$ подтоварная вода;
- 3) подтоварная вода $\Leftrightarrow$ хозяйственно-бытовые стоки;
- 4) хозяйственно-бытовые стоки $\Leftrightarrow$ пресная поверхностная вода.

Исследования проводились при атмосферном давлении и температуре аналогичной пластовой. Подробно данные исследования освещены в авторской работе и позволили сделать некоторые выводы [3]:

- проведенные лабораторные исследования (эксперименты) показывают, что при смешении сточных вод с пластовой водой осадков не наблюдается, то есть можно предполагать, что воды совместимы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды, прошедшие механическую очистку, при смешении с закачиваемыми пресными, подтоварными и пластовыми водами продуктивных пластов нефтяных месторождений, осадков карбоната кальция не образуют, также не происходит выпадения осадка при смешении пресных вод с пластовыми или подтоварными водами. Отсутствие осадкообразования подтверждается многолетним успешным опытом эксплуатации нефтяных месторождений при использовании рассмотренной выше технологической схемы ППД.

Нами проведены лабораторные исследования на совместимость вод Кальчинского нефтяного месторождения. Исходя из технологической схемы поддержания пластового давления на месторождении, рассмотрены следующие смеси: пластовая вода продуктивного горизонта (ачимовская толща) — пресная вода олигоценовых отложений (новомихайловская свита). Исследования проводились при атмосферном давлении, температуре близкой к пластовой — 60 °С. Пластовые воды смешивались с пресными олигоценовыми водами в пропорции 3:1; 1:1; 1:3.

В процессе опытов определялось содержание солеобразующих ионов в пластовых, закачиваемых водах и их смесях, а также были проведены расчеты коэффициента неравновесности по методике Дебая — Гюккеля. Результаты исследований и расчетов приведены в таблице.

Результаты смешения пластовых вод ачимовской толщи и пресных вод олигоценовых отложений [2]

Состав смеси	Компоненты, мг/дм ³							Минерализация, мг/дм ³	Индекс неравновесности
	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺		
Пластовая вода	5 680	4 880	н/обн	н/обн	40,08	48,64	5 382	16 030,7	-2,31
3:1	5 857,8	3 050	н/обн	н/обн	36,07	25,54	4 855,3	13 824,4	-2,05
1:1	3 017,5	2 440	н/обн	н/обн	28,06	21,89	2 801,4	8 308,8	-2,06
1:3	1 775	2 440	н/обн	н/обн	28,06	17,02	2 005,6	6 265,68	-2,02
Пресная вода	35,5	457,5	н/обн	н/обн	18,04	17,02	142,6	670,7	-0,36

Результаты исследований показали, что смешение пластовых и закачиваемых пресных вод олигоценового водоносного горизонта подчиняется уравнению А. Н. Огильви и при смешении двух вод (пресной и минерализованной), химический состав смеси подчиняется прямолинейному уравнению вида

$$Y = AX + B,$$

где X и Y — содержания двух каких-либо составных частей в данном объеме воды; A и B — параметры, постоянные для данных двух составных частей и для всей группы вод-смесей.

На основании построенных графиков (рисунок) можно сделать вывод о том, что взаимодействие основных солеобразующих ионов в исследуемых водах и их смесях

не приводит к образованию осадка — наблюдается спрямление графиков, а их содержание определяется разбавлением в соответствии с пропорциями смеси [2, 4].

Рисунок. Графики смешения пластовых вод ачимовской толщи и закачиваемых пресных вод олигоценых отложений

Расчеты карбонатных равновесий для исследуемых вод и их смесей по методике Дебая — Гюккеля с использованием лабораторных данных показали перенасыщенность пластовых вод относительно карбоната кальция (см. табл.), однако при смешении минерализованных пластовых и закачиваемых пресных вод степень насыщения снижается, стремясь к равновесному состоянию.

Результаты проведенных расчетов и лабораторные исследования показали, что при смешении минерализованных пластовых вод продуктивных пластов и пресных вод олигоценового водоносного комплекса при взаимодействии основных солеобразующих ионов возможно выпадение осадка в количестве $0,025\text{--}0,027\text{ мг/м}^3$ (норма до $0,05\text{ мг/м}^3$), что удовлетворяет требованиям ОСТ 39-255-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Таким образом, на большинстве нефтяных месторождений Западной Сибири пластовые воды продуктивных пластов и закачиваемые воды являются совместимыми (за исключением некоторых месторождений Нижневартовского нефтегазового района), поэтому в рамках проведения мониторинга водных объектов необходимы постановка наблюдений за характером изменения приемистости скважин, документация условий проведения работ (состав закачиваемых вод, содержание нефтепродуктов и твердовзвешанных веществ), должен проводиться контроль за изменением температуры и давлением в нефтяном пласте.

Список литературы

1. Кашавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С. Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. — М.: Недра, 1985. — 215 с.
2. Семенова Т. В. Изменение ионно-солевого состава пластовых вод месторождений южных нефтегазовых районов Тюменской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2002. — № 5. — С. 65–70.
3. Обезвреживание сточных вод в Ямало-Ненецком автономном округе / В. А. Бешенцев [и др.] // Горные ведомости. — 2008. — № 2. — С. 86–96.
4. Семенова Т. В., Данкова И. М. Гидроминеральные ресурсы юга Тюменской области и перспективы их использования // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2012. — № 5. — С. 9–13.

Сведения об авторе

Семенова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390346, e-mail: t_v_semenova@list.ru

Information about the author

Semenova T. V., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390346, e-mail: t_v_semenova@list.ru