

Рис. 2. *Отображение непроницаемых барьеров (синие линии) и скважин с произвольной закачкой (красные линии) в графическом виде*

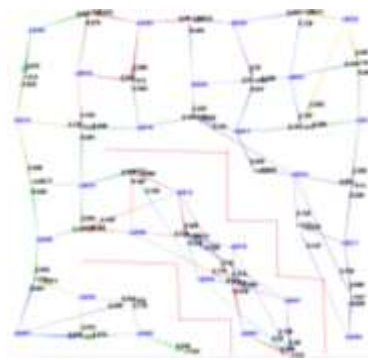


Рис. 3. *Распределение коэффициентов взаимодействия (связности) на основе CRM модели*

Также следует отметить, что время решения обратной задачи по модели CRM (примерно 3-9 минут, в зависимости от объема исходных данных) несоизмеримо меньше времени, которое необходимо для решения той же самой обратной задачи, но уже по адаптации трехмерной гидродинамической модели. Из этого следует, что возможность получения оперативного решения является еще одним важным преимуществом использования аналитической модели CRM.

В силу относительной простоты подхода, настройка модели на промысловые данные не требует значительных временных затрат при сохранении достаточной точности прогнозов. Предложенная методика анализа системы заводнения на основе моделей CRM включает в себя проблемы оценки доли непроницаемой закачки, расчета текущей компенсации не только по элементам заводнения, но и по отдельным добывающим скважинам, эффективности работы нагнетательного фонда, а также определение непроницаемых барьеров и высокопроводящих каналов. В дальнейшем, опираясь на полученные результаты, можно подготовить ряд рекомендаций для повышения эффективности реализуемой системы заводнения.

#### Литература

1. Бекман А. Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А. Д. Бекман, Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. – Том 6. – № 1 (21). – С. 192-207.
2. Ручкин А. А. Исследование особенностей оценки взаимодействия скважин на примере модели CRM / А. А. Ручкин, С. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Степанов, А. В. Корытов, И. Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. – Том 4. – № 4. – С. 148-168.
3. Степанов С. В. Проблематика оценки взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С. В. Степанов, С. В. Соколов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. – Том 4. – № 3. – С. 146-164.

## ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сытникова С.А.

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из носителей информации о технологических процессах нефтедобычи является вода – пластовая, подстилающая залежь и закачиваемая в продуктивный пласт для ППД. Взаимодействуя с породой пласта-коллектора и с пластовыми флюидами, вода, являясь более чувствительной и мобильной системой, несет косвенную информацию о внутривластных процессах – сорбции и десорбции, ионном обмене, гидратации и дегидратации, диффузии, растворении и выщелачивании, осадкообразовании солей, фильтрационных и многих других физико-химических явлениях, скрытых от глаз [1].

Прежде чем подобрать вытесняющий агент, нужно детально проанализировать факторы, которые влияют на процесс ППД ввиду того, что при закачке воды в пласт возникает множество технологических сложностей таких как: уменьшение приемистости нагнетательных скважин со временем, прорывы по высокопроницаемым пропласткам и забоям добывающих скважин, а также утечка нагнетаемой воды в нецелевые пласты.

Поэтому для выбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, регулирования системы ППД и контроля за ней, необходимо учитывать следующие критерии:

- геологическое строение залежи, тип коллектора и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта (расчлененность, содержание глинистых минералов, слоистость, зональная неоднородность, трещиноватость,

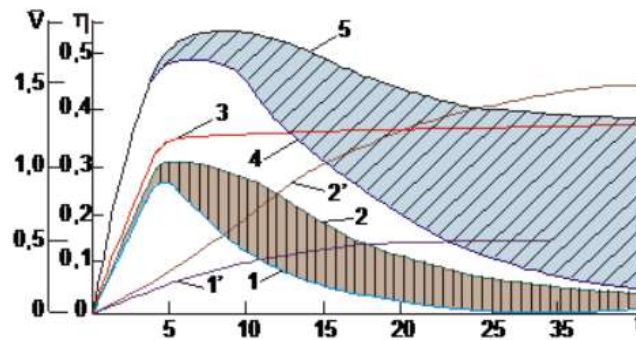
кавернозность, микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды, межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой);

- стадию разработки месторождения (начальная и конечная стадия разработки);
- термобарические условия (температуру закачиваемой воды и давление; их влияние на смачиваемость, степень гидрофильности и гидрофобности породы и вытесняющей среды);
- химический и микробиологический состав вод;
- контроль качества нагнетаемой воды для ППД (химическая совместимость и стабильность закачиваемой и пластовой воды без осадкообразования).

Знание этих факторов и степень их влияния очень важно на стадии прогноза заводнения, для обоснования выбора систем размещения скважин и вытесняющего агента, а также выяснения причины снижения эффективности заводнения, то есть уменьшения приемистости нагнетательных скважин, определяющей объем рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени.

Первоначально источник заводнения выбирается исходя из этапа разработки (рисунок 1). Так, на начальных стадиях разработки месторождений, характеризующихся низким темпом обводненности до 5 – 7 % в год, источником поддержания пластового давления закачкой являются водозаборные скважины, а также воды открытых водоемов. На завершающей стадии, которая характеризуется медленным темпом снижения текущих отборов нефти, высокой обводненностью (свыше 80 %) и ее ростом во времени, источником водоснабжения будут уже попутно добываемые воды, прошедшие кондиционирование.

Также следует учитывать тип коллектора. При закачке воды в пласты, содержащие набухающие глины, концентрация в ней ионов Са и Mg должно быть выше 10 % от общего содержания ионов всех других типов, а минерализации закачиваемой воды более 20-30 г/л.



**Рис. 1. Динамика нагнетания воды в пласт, относительного отбора жидкости, потребности в воде  $v$  и нефтеотдачи  $\eta$  во времени (по М.Л.Сургучеву) 1, 1' - соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2, 2', 3 соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 расход нагнетания воды.**

Важно на протяжении всего периода добычи нефти посредством закачки рабочего агента в пласт осуществлять постоянный гидрохимический мониторинг и изучение изменяющихся химических и физических свойств пластовых флюидов, что будет способствовать огромной экономии, ведь именно при несовместимости закачиваемой и пластовой воды может возникнуть ряд осложняющих добычу факторов:

- изменение в худшую сторону качества извлекаемого и остающегося в пласте флюида (окисление, сульфирование и т.д);
- формирование осадка, приводящего к кольматации пор и каналов пласта;
- выделение балластных и коррозионно-активных газов ( $CO_2$ ,  $H_2S$  и т.д);
- кольматация каналов низкой и повышенной проницаемости, блокировка в связи с этим возможности последующего применения различных методов повышения нефтеотдачи пластов, требующих развитой дренажной системы в продуктивных пластах.

Для оценки совместимости пластовых флюидов с системами поддержания пластового давления следует в первую очередь проводить качественный и количественный химический анализ пластовой воды и закачиваемого агента с учетом возможности образования неорганических солей, содержание которых определяется температурой пласта и степенью минерализации пластовой воды.

Температура, нагнетаемой в пласт воды, должна исключать существенное понижение температуры в пласте, изменение вязкостных характеристик вытесняемой нефти и возможность выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в пористой среде пласта, особенно в призабойной зоне. Кроме того, температура и давление имеют прямое влияние на величину угла смачивания: с ростом температуры уменьшается адсорбция активных компонентов нефти, значит, поверхность лучше смачивается водой, и возрастает гидрофильность породы; с ростом давления смачиваемость пород водными растворами ухудшается, и наоборот соответственно. Большинство закачиваемых вод имеет низкую стабильность, что связано со значительным содержанием в них ионов бикарбонатов ( $HCO_3^-$ ) и солей закисного железа в форме бикарбонатов  $Fe(HCO_3)_2$ .

Если этот агент прореагирует с кислородом ( $O_2$ ), образуется осадок гидрата окиси железа  $Fe(OH)_3$ , приводящий к снижению приемистости нагнетательных скважин, и весьма коррозионно-активный углекислый газ

## СЕКЦИЯ 9. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

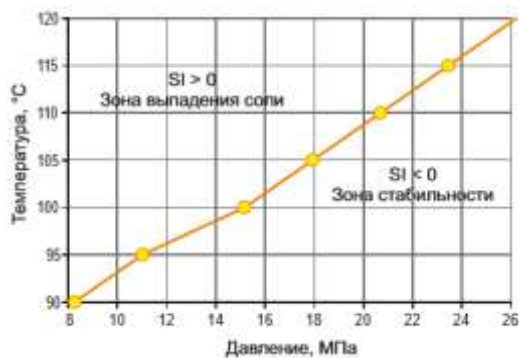
(CO<sub>2</sub>). Карбонатное и сульфатное равновесие связано с присутствием в водах солей металлов кальция (Ca), магния (Mg) и бария (Ba). В связи с этим стабильность вод зависит от ее общей жесткости, то есть определяется суммарным содержанием указанных ионов.

Важным условием гидрохимического мониторинга является не только определение совместимости и стабильности закачиваемых в пласт вод, но и необходимость установления их долевого участия в образуемых смесях, для избегания выпадения нерастворимых осадков при превышении допустимых концентраций (рисунок 3).

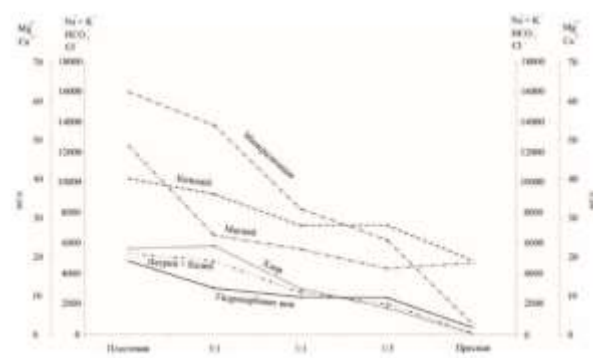
Так, для прогноза возможного осаждения карбоната кальция на участках продвижения фронта закачиваемого агента используют расчетные методы, позволяющие прогнозировать образование и осаждение солей по количественным критериям, такие как метод Стиффа – Деввиса и Дебая – Гюккеля. Метод Стиффа – Деввиса основан на возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического pH с расчетным значением pH<sub>с</sub> при насыщении данной воды карбонатом кальция. Расчеты по данной методике показывают, что при pH > 7 индекс насыщения (IS) имеет положительные значения, значит, пластовая вода способна растворять дополнительное количество карбоната кальция; при pH < 7 индекс насыщения (IS) приобретает отрицательные значения, что соответствует сильно пересыщенной воде, образующей осадок карбоната кальция [4].

Термодинамические расчеты насыщенности пластовых вод относительно карбоната кальция с введением поправок на повышенную температуру вод производится по методике Дебая – Гюккеля. Количественная оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция проводится путем вычисления индекса неравновесности с CaCO<sub>3</sub> по реакции: CaCO<sub>3</sub> тв + CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O ↔ Ca<sup>2+</sup> + 2HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

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 [4]. На основании данных об ионном составе пластовой воды строится диаграмма состояния ангидрита в пластовой воде по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона (рис. 2) [3], показывающая участки опасных условий эксплуатации скважины при ППД.



**Рис. 2. Диаграмма состояния ангидрита в пластовой воде в условиях повышенных давлений и температур**



**Рис. 3. График смешения пластовых вод ачимовской толщи и закачиваемых пресных вод олигоценых отложений**

На примере нефтяного месторождения X были проведены лабораторные испытания на совместимость закачиваемых вод. Пластовые воды продуктивного горизонта (ачимовская толща) 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.

**Таблица**

**Результаты смешения пластовых вод ачимовской толщи и пресных вод олигоценых отложений**

Состав смеси	Компоненты, мг/дм <sup>3</sup>							Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Индекс неравновесности
	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>		
Пластовая вода	5680	4880	н/обн	н/обн	40,08	48,64	5382	16030,7	-2,31
3:1	5857,8	3050	н/обн	н/обн	36,07	25,54	4855,3	13824,4	-2,05
1:1	3017,5	2440	н/обн	н/обн	28,06	21,89	2801,4	8308,8	-2,06
1:3	1775	2440	н/обн	н/обн	28,06	17,02	2005,6	6265,68	-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:

$$Y = AX + B, \quad (1)$$

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 построенного рисунка 3 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.

Выбор минерализации и способа кондиционирования воды для заводнения должен быть обоснован лабораторными экспериментами, а кроме того гидродинамическим моделированием и экономическими расчетами. Утверждение "чем ниже содержание солей в воде, тем проще извлечь нефть из пористой породы коллектора" объективно вытекает из механики ионно-обменных процессов между водой и нефтенасыщенной породой, однако проблема неконтролируемого выпадения минеральных соединений в результате смешения вод, не обсуждается.

Закачиваемая вода, контактируя с пластовой, вступает с ней во взаимодействие, которое может привести к выпадению осадков. Закачиваемая и пластовая воды не будут реагировать между собой только при идентичности химического состава вод и их пребывании в равновесном состоянии. Но добиться полной идентичности, используя для ППД высокоминерализованную пластовую или сточную воду, крайне сложно, особенно с учётом различий и непостоянства их химического состава на разных участках технологической цепочки. Поэтому возможно использование химических реагентов-ингибиторов в композиции с полимерами, бактерицидами и другими активными веществами. Закачку высокоминерализованных попутных вод также следует осуществлять при наличии глинистых минералов, так как их разбухание интенсивно развивается при контакте с пресными водами и существенно снижается при использовании попутных вод повышенной минерализации [6].

Принципиально не касаясь проблемы отложения солей предпочтительно использовать для ППД воды с пониженной минерализацией, ввиду возможности их комбинирования с технологиями полимерного заводнения и теплового воздействия на пласт. Кроме того, пресная вода может успешно использоваться для закачки в пласт на поздней стадии разработки месторождения при обводнённости добываемой продукции более 85 %.

Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислот, щелочей, полимеров, а также других химических реагентов следует использовать воду, которая будет исключать, либо минимизировать деструкцию реагентов и не образовывать с ними соединений, выпадающих в осадок после контакта с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью. Для минимизации проблем с приемистостью и деструкцией полимера и ПАВ при подготовке закачиваемой воды следует обеспечивать следующие показатели: содержание нефти в воде ниже  $100 \cdot 10^{-6}$ ; содержание твердых частиц менее  $50 \cdot 10^{-6}$  и размером менее 5 мкм; и содержание кислорода менее  $100 \cdot 10^{-9}$  [2].

Кроме того, многие проблемы в системах ППД, такие как коррозия оборудования, ухудшение фильтрационных характеристик пород, разрушение растворов ПАВ, обусловлены причинами природного характера, а именно наличием широкого ряда микроорганизмов, сульфатвосстанавливающих, нитрофицирующих, тионовых и железобактерий в закачиваемой воде [6]. Однако к наиболее представительным и наносящим существенный ущерб нефтепромысловым объектам относятся сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) сульфатредуцирующих бактерий в закачиваемой воде. Для повышения эффективности методов подавления СВБ на объектах ППД проводится коррозионный мониторинг, включающий замеры скоростей коррозии и оценку зараженности добываемых и перекачиваемых сред. На основании анализа составляются графики химических обработок и выдаются рекомендации по эффективной защите посредством закачки бактерицида и дозирования нитрата кальция в воду ППД. В общем виде установлено, что концентрация СВБ не должна превышать одной единицы на миллилитр воды.

Выбор отличительных критериев для надежной идентификации типов вытесняющих агентов, расчет их долевого участия в смесях, поступающих в эксплуатационные скважины, должен количественно обосновываться применительно к конкретным геологическим условиям. Пренебрежение этими факторами может привести к неверным выводам относительно активности водонапорной системы, и, как следствие, преждевременному обводнению добывающих скважин.

#### Литература

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 639 с.
2. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие / И.И. Дунюшкин. – Москва: Нефть и газ, 2006. – 320 с.: ил. – Литература: с. 314-317.
3. Кащавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С. Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
4. Харитонов Ю.Я. Аналитическая химия. Кн. 1 Общие теоретические основы. Качественный анализ. – М.: Высш. шк., 2001. – 615 с.
5. Резяпова И.Б. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений. – Уфа: Гилем, 1997. – 51 с.
6. Jerauld G.R., Lin C.Y., Webb K.J. Modeling low salinity water-flooding // SPERE. – 2008. – P. 1000–1012.