

# КАТИОННЫЙ ОБМЕН МЕЖДУ ВОДОЙ И ПОРОДОЙ В ПРОГНОЗЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Лехов, Т.А. Киреева

При эксплуатации нефтяных месторождений используются методы повышения нефтеотдачи: закачка вод для поддержания пластового давления (ППД), термохимическое воздействие на пласт и проч. При этом происходит резкое нарушение гидрогеохимического равновесия, что практически всегда приводит к тем или иным видам солеотложения. Обычно при прогнозах солеотложения пользуются аналитическими методами, которые позволяют оценить вероятность выпадения солей из раствора при смешении вод или изменения стабильности водного раствора, при перемещении в пластовые условия. Однако в прогнозах солеотложения при нефтеразработках никогда не рассматривается возможность солеотложения, вызванном катионным обменом между породой и закачиваемыми водами.

Аналогично, при разработке нефтяной залежи в гранитоидных породах месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) с использованием для поддержания пластового давления (ППД) закачки морской воды, прогноз отложения солей был выполнен исходя из расчета стабильности морской воды в пластовых условиях (метод Дж. Оддо и Б. Томпсона), что показало пресыщение по ангидриту в некоторых скважинах [1]. Прогноз отложения карбонатов в пластовых условиях, выполненный с учетом теории активности Дебая-Хюккеля [1], показал возможность карбонатного солеотложения в еще меньшем числе скважин. Прогнозировать возможность солеотложения при смешении закачиваемых и пластовых вод не проводилось – пластовых вод не обнаружено. [2]. Однако результаты разработки выявили значительно более масштабное солеотложение, чем предполагалось. Об этом свидетельствовало снижение приемистости многих нагнетательных скважин, солеотложение в трубах добывающих скважин и в поверхностном оборудовании. Для уточнений условий солеобразования в данной работе было применено термодинамическое компьютерное моделирование с использованием программного комплекса HCh (Ю.В. Шваров).

На этом объекте массивная нефтяная залежь находится в гидротермально выщелоченных и трещиноватых гранитах. Трещины часто большого раскрытия (0,1·n-n мм), но в подавляющем большинстве выполнены по стенкам вторичными минералами, среди которых преобладают кальцит и цеолит, в качестве примесей отмечаются барит (1-2 %) и каолинит [2]. Исходя из установленного изменения закачиваемой морской воды, выразившемся в резком сокращении (в 10 раз) содержания  $Mg^{2+}$ , с одновременным увеличением содержания  $Ca^{2+}$  (в 6 раз), сделано предположение, что при закачке морской воды для ППД происходит ионный обмен с цеолитом, который может быть описан

известными простыми соотношениями [3]. В данном случае использована модель катионного обмена по Ванселову с фиксированной емкостью обмена, что проверено экспериментально на клиноптилите и мордените [4]. При моделировании принималась миграция раствора в одной трещине, раскрытием 40 мкм, что корреспондировало с проницаемостью на глубинах закачки при расстояниях между такими трещинами 0,3-0,5 м [5]. Поток от скважины радиальный и область миграции разбивается на торы с постоянной площадью включенных в них стенок трещины, что обеспечит равный объем воды во всех блоках модели. Закачка морской воды (25 °С) производится в породу (145 °С), уже на забое скважины закачки температура 45-65 °С [6]. На данном этапе принято в пространстве модели изменение температуры от 60 до 130 °С. Созданная для моделирования гидрогеохимическая система включала вещества морской воды (основные ионы и комплексы), обменного комплекса ломонтита и кальцит. Состав морской воды скорректирован под используемую базу параметров и модель активности. Предусмотрено образование минералов основных катионов за исключением силикатов, кинетика растворения/осаждения которых обычно медленная и несопоставима со временами закачки. Для более контрастных результатов предполагался только конвективный массоперенос без гидродинамической дисперсии.

В результате гидрохимическое компьютерное моделирование, выполненное в программном комплексе NCh для одиночной трещины, выявило осаждение ангидрита в виде подвижного кольцевого вала постепенно увеличивающего ширину и количество осажденного ангидрита. При смыкании стенок трещины после прохождения 70 м<sup>3</sup> закачиваемой морской воды он удален на полкилометра от нагнетательной скважины, его ширина до 350 м и объем около 60 дм<sup>3</sup>, масса около 180 кг. Также выявлено осаждение кальцита, но на порядок меньше. Проведенные исследования показали, что при прогнозах солеотложения в процессе нефтедобычи нельзя пренебрегать явлением катионного обмена между закачиваемыми водами и минералами, содержащими обменные катионы, т.к. этот процесс может привести к массивному солеотложению.

#### **Литература:**

1. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2001. 134 с.
2. Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 50-59
3. Appelo C.A.J., Postma D. Geochemistry, groundwater and pollution. Balkema. 2005. 647 p.
4. de Barros M.A.S.D., Machad N.R.C.F., Alves F.V. and Sousa-Aguiar E.F. Ion exchange mechanism of Cr<sup>+3</sup> on naturally occurring clinoptilolite. Braz.ilian journal of chemical engineering. Braz. J. Chem. Eng. V. 14, No. 3 São Paulo Sept. 1997

5. Нгуен Хыу Бинь. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (по данным каротажа). Томск, ТПИ, Автореф. канд. дис. 2013
6. Кутовой А.С., Иванов А.Н., Хо Нам Чунг, Дао Нгуен Хынг. Влияние закачки морской воды на подвижность нефти высокотемпературных коллекторов месторождения Белый Тигр. Нефтяное хозяйство, 2015, № 6. С. 48-51