

Секция «Геология»

Прогноз солеотложения в эксплуатационной скважине на примере  
ингинского нефтяного месторождения

*Гричук Александр Дмитриевич*

*Студент*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический  
факультет, Москва, Россия  
E-mail: sgrichuk@yandex.ru*

Целью работы являлось построение физико-химической модели отложения кальцита в эксплуатационной нефтяной скважине с учётом изменения  $T$  и  $P$  по стволу скважины и нарушения карбонатного равновесия при перераспределении газов в трехфазной системе нефть-вода-газ.

Задача распределения  $CO_2$  в трехфазной системе решалась с помощью термодинамического моделирования в программном комплексе HCh (Шваров Ю.В. 1999). Для решения этой задачи необходимо знать термодинамические свойства газов ( $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_8H_{18}$ ), растворённых в нефти. Они были получены с помощью данных по ступенчатой сепарации нефти по методике, подробно описанной в [Гричук и др., 2013].

Давление в стволе скважины определяется давлением на устье и гидростатическим давлением, с учётом переменной плотности газо-водо-нефтяной эмульсии. Изменение температуры происходит из-за адиабатического расширения газовой фазы. Т.к. эти параметры связаны между собой, решение задачи невозможно аналитическим путём, и задача решалась методом последовательных приближений. Теплоперенос через стенки скважины принимался равным нулю. Валовый состав системы не менялся. На нулевом приближении температура по стволу скважины принималась постоянной. Расчёт проводился от устья скважины с шагом 10м. В каждом расчётном блоке проводился термодинамический расчёт равновесия четырёхфазной системы (нефть, вода, газ, твёрдый осадок) в программе Gibbs. Затем определялся объем и молярная масса всех фаз и расчёт средней плотности флюида, что позволяло задать давление в нижележащем расчётном блоке. Полученные давления по стволу скважины и изменения объёма газовой фазы позволяли рассчитать изменение температуры за счёт адиабатического расширения газов, которое использовалось на следующем приближении. Отметим, что изменения температуры и давления в последовательных приближениях влияют на растворимость газов в воде и нефти. И соответственно, на объём газовой фазы. Теплофизическая задача решалась в разработанной для этих целей программе, которая передавала данные в программу Gibbs, а рассчитанные составы фаз использовала для следующего приближения.

Результаты моделирования показывают, что солеотложение зависит не только от начального состава воды, поднимаемой по стволу эксплуатационной скважины, но и также – от свойств нефти, обводнённости скважины, давления на устье и других параметров.

**Литература**

1. Борисов М.В., Шваров Ю.В. Термодинамика геохимических процессов. // М.: Изд-во Моск. ун-та, 1992. 256 с.

2. Крайнов С.Р., Шваров Ю.В., Гричук Д.В. и др. Методы геохимического моделирования и прогнозирования в гидрогеологии М.: Недра. 1988. 254 с.
3. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М.: Недра, 1976. 184 с.
4. Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. 1999. № 6. С. 646–652.

**Слова благодарности**

Выражаю благодарность своему научному руководителю, Киреевой Т.А. и научному консультанту Гричку Д.В.