

**Прогноз солеотложения в связи с разработкой нефтяного месторождения
Сургутского свода (Западная Сибирь)**

Khanipova Alice

Студент

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический
факультет, Москва, Россия
E-mail: khanipova@gmail.com*

Целью данной работы является количественный прогноз отложения карбоната кальция в стволах скважин при разработке нефтяного месторождения.

Разработка месторождений нефти и газа происходит при сложном взаимодействии геологических, гидрогеологических, геохимических и технологических факторов, что нарушает гидрохимическое равновесие в пластах и, как следствие, приводит к отложению неорганических солей [2].

Отложение солей, в свою очередь, способствует уменьшению проницаемости продуктивного пласта, и, соответственно, нефтеотдачи, а также порче насосных установок, закупориванию трубопроводов и т.д., поэтому необходимо заранее учитывать возможность солеотложения, для выбора наиболее рациональной схемы разработки месторождения.

В пределах Сургутского свода для поддержания пластового давления при разработке месторождений используются воды апт-сеноманского водоносного комплекса, законтурные воды юрского комплекса и поверхностные воды. Законтурная вода нефтеносных пластов месторождения и вода апт-сеноманского комплекса близки по химическим свойствам - имеют хлор-кальциевый состав и минерализацию 27-30 и 20-21 г/л, соответственно. Поверхностные воды имеют минерализацию 200 мг/л и гидрокарбонатный химический состав. Солеотложение может происходить по разным причинам: 1) при смешении вод; 2) в результате изменения химического состава вод при взаимодействии их с породами коллектора; 3) в стволах эксплуатационных скважин при изменении термобарических условий.

Расчёт солеотложения проводится с помощью программного комплекса HCh [3]. Решалось 4 задачи: 1. Расчёт равновесного состава воды из апт-сеноманского водоносного комплекса в условиях поверхностного накопителя; 2. Расчёт равновесного с породой состава законтурной воды юрского комплекса в пластовых условиях; 3. Смешение поверхностной и закачиваемой вод в пластовых условиях; 4. Возможное солеотложение в стволе эксплуатационных скважин из-за дегазации метана при подъеме водонефтяной эмульсии.

Результаты моделирования показывают, что при использовании поверхностных вод для системы поддержания пластового давления выпадает в 1,5 раза больше кальцита, чем при использовании вод апт-сеноманского комплекса.

Литература

1. Гричук Д.В. Термодинамические модели субмаринных гидротермальных систем. М.:, Научный мир. 2000;

2. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита, 2004. С. 426.;
3. Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов. // Геохимия, 1999. № 6. С. 646—652.

Слова благодарности

Выражаю благодарность своему научному руководителю, Т.А. Киреевой, а также научному консультанту А.Д. Гричуку, за проявленное терпение и своевременную помощь.