

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ ИЗ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

А.А. Кудешов

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время добычу нефти на территории России в основном ведут с применением заводнения для поддержания пластового давления. Данная технология обеспечивает извлечение на поверхность совместно с нефтью, больших объемов воды. Извлекаемая вместе с нефтью вода содержит растворенные неорганические соли, которые могут самопроизвольно выделяться из раствора как при подъеме флюида на поверхность, так и при дальнейшем его движении по системе сбора в виде минеральных отложений. Причиной этого является нарушение химического равновесия при меняющихся термобарических условиях [4].

Осадки солей обнаруживают в призабойной зоне пласта (ПЗП), в глубинных насосах, в насосно-компрессорных трубах (НКТ) на различной глубине по стволу скважины, в трубопроводах систем сбора нефти (ССН), в аппаратах установок подготовки нефти (УПН), в трубопроводах, транспортирующих нефть от дожимных насосных станций (ДНС) и центральных пунктов сбора (ЦПС) до товарных парков, в оборудовании, трубопроводах и скважинах систем поддержания пластового давления (ППД).

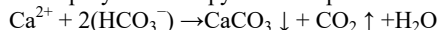
Известно [3], что образование минеральных отложений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе, транспортировке и подготовке нефти:

- снижение проницаемости ПЗП, приводящее к падению дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин;
- «засоление» НКТ – уменьшение внутреннего диаметра в результате отложения солей и, как следствие, снижение количества жидкости, добываемой скважинами (вплоть до образования глухих солевых пробок и полного прекращения добычи);
- развитие интенсивной локальной коррозии внутренней и наружной поверхности НКТ под отложениями, приводящее к сквозным отверстиям и нарушению герметичности НКТ;
- выход из строя глубинных насосов, как штанговых, так и установок погружных электрических центробежных насосов при механизированном способе добычи;
- развитие интенсивной локальной коррозии наружной поверхности корпусов погружных электродвигателей и насосов;
- выход из строя оборудования газлифтных скважин;
- выход из строя запорной и регулирующей арматуры, в том числе устьевой арматуры скважин;
- выход из строя контрольно-измерительного оборудования;
- выход из строя групповых замерных установок;
- уменьшение внутреннего диаметра трубопроводов ССН;
- снижение производительности сепараторов, печей, электродегидраторов, сепараторов-подогревателей;
- коррозию внутренней поверхности трубопроводов ССН и систем ППД в местах локального отслаивания отложений и под отложениями;
- уменьшение внутреннего диаметра трубопроводов систем ППД.

Показано [3, 5], что образование солеотложений в нефтепромысловом оборудовании характерно практически для всех месторождений как в России, так и за рубежом. Так на нефтегазоконденсатном месторождении «S» в Томской области существует проблема выпадения солей в насосах типа ЦНС, входящих в состав системы поддержания пластового давления, а также в высоконапорных трубопроводах системы ППД. По классификации Сулина используемая вода относится к хлоркальциевому типу [2]. Природа выпадающих солей – карбонаты, что типично для условий Западной Сибири. В систему ППД подтоварная вода с установки подготовки нефти поступает с температурой 55 °С, pH = 6,05.

Основными факторами, влияющими на образование солей, являются: химический состав воды, термобарические условия, и концентрация солей в растворе.

Карбонат кальция CaCO₃ образуется в результате нарушения карбонатного равновесия:



В таблице 1 представлен химический состав подтоварной воды.

Таблица 1

Химический состав подтоварной воды

Вещество	Концентрация	
	мг/л	Моль/л
Cl ⁻	41000	1,15
Na ⁺	29	0,0013
Ca ²⁺	1703,4	0,043
Mg ²⁺	182,4	0,0076
HCO ₃ ⁻	387	0,0063
CO ₃ ²⁻	0,13	2,17E-06
SO ₄ ²⁻	36	0,000375
pH	6,05	
Температура	55	

Для оценки вероятности выпадения карбоната кальция используем индекс Ланжелье SI_{CaCO_3} , который показывает насыщение воды карбонатом кальция. При $SI_{CaCO_3} > 0$ $CaCO_3$ может выпасть в осадок, при $SI_{CaCO_3} \leq 0$ раствор не выделяет соли.

Произведен расчет возможности выпадения солей карбоната кальция в насосном оборудовании в системе поддержания пластового давления на месторождении «S» при заданных температурах, (таблица 2).

Алгоритм расчёта [1]:

1. расчёт ионной силы раствора I , пренебрегая вкладом CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , и H^+ ;
2. вычисление коэффициентов активности $lgf_{(Ca)}$, $lgf_{(HCO_3)}$ и активности ионов Ca^{2+} и HCO_3^- , воспользовавшись третьим приближением теории Дебая-Хюккеля;
3. расчёт константы диссоциации pK_2 и произведения растворимости $pPPCaCO_3$;
4. расчёт значения водородного показателя данного раствора pH_s , находящегося в равновесии с твердым $CaCO_3$ при данных концентрациях ионов Ca^{2+} , HCO_3^- и остальных веществ;
5. расчёт индекс Ланжелье SI_{CaCO_3} .

Таблица 2

Результаты расчета индекса Ланжелье

Температура °C	55	50	45	40
I	0,682	0,682	0,682	0,682
$lgf_{(Ca)}$	0,631	0,631	0,631	0,631
$lgf_{(HCO_3)}$	0,891	0,891	0,891	0,891
Ca^{2+}	1,571	1,571	1,571	1,571
HCO_3^-	2,248	2,248	2,248	2,248
lgK_2	10,085	10,123	10,202	10,244
$lgPPCaCO_3$	8,718	8,682	8,605	8,565
pH_s	5,185	5,259	5,416	5,498
SI_{CaCO_3}	0,865	0,791	0,634	0,552

Так как индекс Ланжелье больше нуля при всех заданных температурах, то образование карбоната кальция возможно. Однако наблюдается тенденция, что при уменьшении температуры, индекс Ланжелье снижается, а значит, уменьшается и вероятность выпадения солей.

Таким образом, для уменьшения выпадения солей необходимо снизить температуру подтоварной воды, перед её подачей в систему ППД, что повысит растворимость карбонатов.

Литература

1. Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей // М.: Де`Либри, 2018. – 335 с.
2. Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.
3. Кашавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
4. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов – М.: Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
5. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галева Г.В., Антипин Ю.В., Сыртланов А.Ш. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.

АНАЛИЗ БОЛЬШИХ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Р.С. Курмель

Научный руководитель доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В этой статье рассматривается использование аналитики больших данных, как новой тенденции, в нефтегазовой отрасли, как в добывающих, так и в добывающих отраслях. Представлен обзор последних работ о применении аналитики больших данных как в нефтепереработке (downstream), так и в добывающей (upstream) промышленности. В первой части статьи представлены большие данные и их использование в нефтегазовой отрасли. В последней части рассматриваются основные проблемы, стоящие перед аналитикой больших данных в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: большие данные, анализ данных, нефтегазовая отрасль, нефть, газ.

Введение

Недавние технологические усовершенствования привели к ежедневному генерированию массивных наборов данных в отраслях разведки и добычи нефти и газа. Сообщалось, что управление этими наборами данных является серьезной проблемой среди нефтегазовых компаний. В отчете Брюле [3] говорится, что инженеры-нефтяники и геологи тратят более половины своего времени на поиск и сбор данных. Большие данные относятся к новым технологиям обработки и обработки этих массивных наборов данных. Эти наборы данных регистрируются в различных вариантах и генерируются в больших объемах при различных операциях в нефтегазовой