

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ КОМПЬЮТЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия, e-mail: abramova_olga@bk.ru

Результаты прогноза техногенного солеотложения при разработке месторождений углеводородов зависят во многом от исходной информации, используемой для прогнозных расчетов. В статье рассмотрены основные физико-химические параметры, влияющие на качество моделирования процессов, приводящих к отложению минеральных солей. Экспериментально доказано, что учет литологического фактора вносит количественные изменения в расчет прогнозных оценок солеотложений.

Ключевые слова: химический состав вод, факторы прогноза солеотложений, экспериментальные работы.

PROBLEMS OF INCREASING RELIABILITY OF COMPUTER MODELS NATURAL AND MAN-MADE SCALING IN THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT

Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N.

Oil and Gas Research Institute. Russian Academy of Sciences (OGRI RAS). Moscow, Russia, e-mail: abramova_olga@bk.ru

The results of the forecast of technological scaling in the development of hydrocarbon deposits depend largely on the source of information used for the calculations. The article describes the main physical and chemical parameters affecting the quality of modeling the processes that lead to the deposition of mineral salts. Experimentally proved that the inclusion of the lithological factor makes the calculation of the quantitative changes in the assessment of future scaling.

Key words: chemical composition of water, scaling prediction, experimental work.

Введение

Разработка залежей углеводородов часто осложняется выпадением солей в скважинах, на отдельных узлах подземного оборудования, в продуктивных пластах, что приводит к снижению дебитов, простоям и серьезным авариям. В публикациях многих авторов изложены методы прогнозирования и контроля образования осадков неорганических солей при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, рассмотрены конкретные примеры расчетов, выполненных по результатам опробования промысловых скважин [1,3,4,10 и др.].

Основой для компьютерного моделирования прогнозных оценок солеотложений служат результаты анализов физических свойств и химического состава пластовых, закачиваемых и попутно добываемых вод, замеры температур и давлений. В комплекс обязательных физико-химических определений входят: 1) плотность, 2) минерализация воды, 3) величина pH, 4) содержание кислых газов – CO₂ и H₂S, 5) содержание основных ионов – HCO₃⁻, CO₃²⁻, Cl⁻, SO₄²⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, (Na⁺ + K⁺), 6) мехпримеси.

Главным процессом, провоцирующим выпадение твердой фазы карбонатных осадков, является нарушение щелочно-кислотного равновесия в системе «вода-порода». Отсюда приобретает большое значение корректность используемых в вычислениях гидрохимических параметров. Известны случаи, когда, несмотря на благоприятный прогноз, происходило активное выпадение солей в призабойной зоне пласта, снижение пористости и проницаемости, резкое уменьшение дебитов, аварии [4, 9 и др.]. Вполне вероятно, что причинами неточностей таких прогнозов, являются погрешности в измерениях основных физико-химических характеристик пластовых и закачиваемых вод. В реальных промысловых условиях весьма часто отсутствуют такие показатели, как величина pH, содержание в водах кислых компонентов (CO₂, H₂S), значение плотности воды (или вызывает сомнение правильность их определения в связи с нарушением сроков отбора проб и проведением анализа). К сожалению, в большинстве анализов, используемых для мониторинга солеотложений в промысловых водах, нет результатов определений сухого остатка, раздельного

определения натрия и калия, поэтому качество анализов невозможно проверить даже по принципу электронейтральности растворов, т.е. по равенству молярных концентраций анионов и катионов.

Результаты исследований

Ниже приведены результаты химического анализа вод Усинского месторождения нефти (табл. 1) и на диаграммах отражены результаты расчетов индекса насыщенности вод карбонатными солями (*SI*) по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона [10] в зависимости от температуры и давления, с учетом и без учета содержания в водах CO_2 (рис. 1 а, б).

Таблица 1. Химический анализ воды, скв. 847 (Усинское месторождение, Тимано-Печорская обл.)

Плотность кг/см ³	рН	Минерализация г/дм ³	мг/дм ³						
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	CO ₂
1020	7,65	27,6	16783,6	178,6	341,6	1600,0	600,0	8450,3	385,0

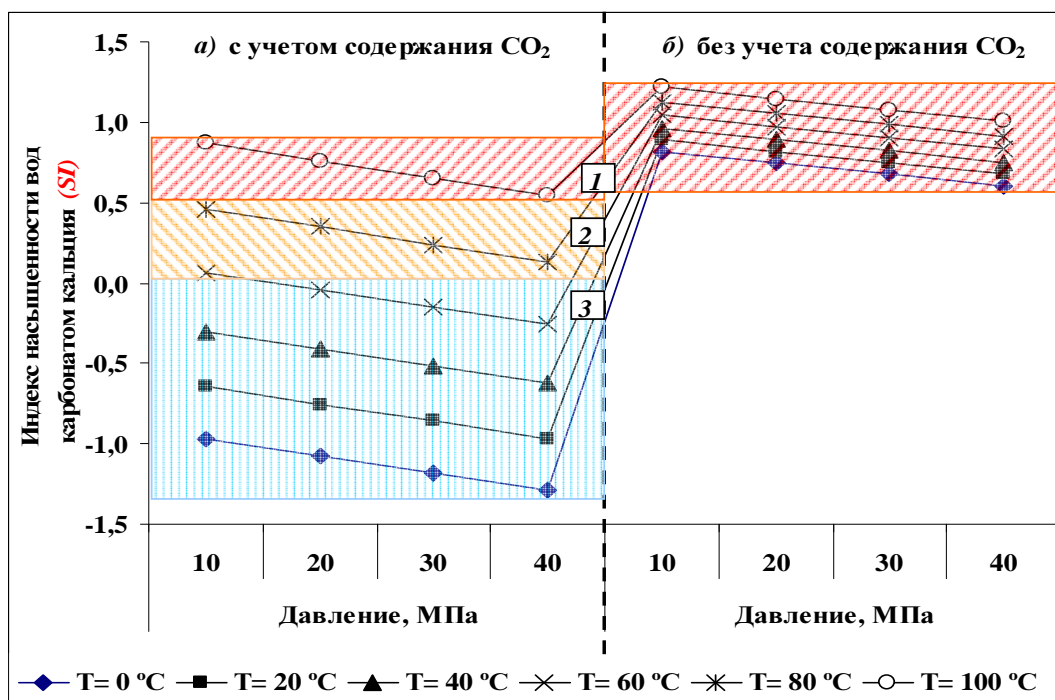


Рисунок 1 а, б). Насыщенность вод карбонатом кальция (*SI*) в зависимости от термобарических условий и содержания водорастворенного диоксида углерода [3, 4,10]. Условные обозначения: 1 - $SI > 0,5$ (реальная угроза солеотложения, область пресыщения воды CaCO_3); 2 - $SI = 0-0,5$ (вероятная возможность солеотложения, область слабой насыщенности воды CaCO_3); 3 - $SI < 0$ (выпадение солей не происходит – область недонасыщения воды CaCO_3).

Показано, что привлечение сведений о содержании водорастворенного углекислого газа повышает качество прогнозной оценки выпадения карбоната кальция, снижая термобарический порог солеотложения (рис. 1а). На диаграмме видно, что в первом случае можно прогнозировать вероятную возможность солеотложения ($SI > 0,5$), начиная с температуры 60 °C, а реальная угроза выпадения карбоната кальция возникает только при температуре 100 °C ($SI > 0,5$). Во втором случае (рис. 1-б) пренебрежение этим важным параметром (рН), определяющим щелочно-кислотное состояние среды, приводит к расширению термобарического диапазона солеотложений, т.е. можно считать, что выпадение солей происходит во всех интервалах температур и давлений.

Рассмотрим далее влияние величины рН на прогноз выпадения кальцита. В таблице 2 представлены результаты двух химических анализов проб воды, выполненных с промежутком в 3 дня. На диаграмме 2 а, б видно, что во второй пробе при изменении величины рН на 0,5 ед. вы-

падение кальцита происходит более интенсивно, охватывая широкий интервал температур и давлений.

Таблица 2. Химический анализ воды, скв. 429. (Усинское месторождение нефти, Тимано-Печорская обл.)

№ пр об	Дата анализа пробы	рН	Минерализация г/дм ³	мг/дм ³						
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
1	15.07.03	6,1	67,5	42000,4	162,3	461,2	0	4569,4	2180,0	18126,1
2	18.07.03	6,6	66,3	41292,4	81,0	450,6	0	4494,6	2088,8	17882,3

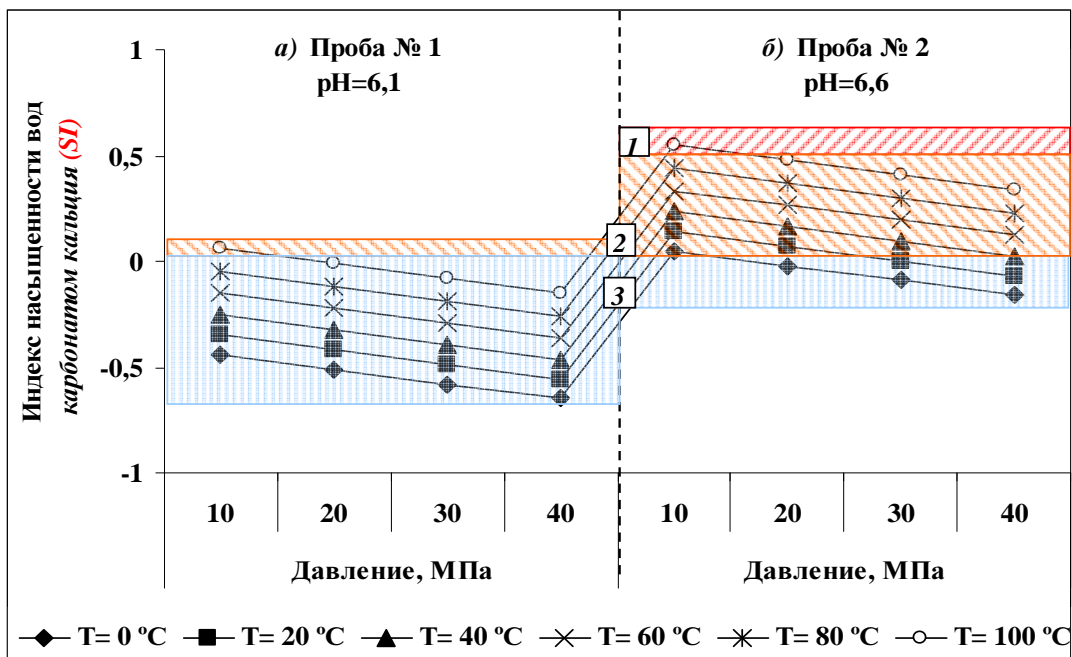


Рисунок 2 а), б). Насыщенность вод карбонатом кальция (SI) в зависимости от термобарических условий и величины рН воды [2, 5, 10].

Условные обозначения на рис. 1

Количественная характеристика активной реакции среды (рН) сильно изменяется при длительном хранении проб воды. По данным [8] в интервале от 5 до 120 дней между полевыми и стационарными лабораторными замерами разница в определениях рН составляла от 0 до 2,8, а содержание гидрокарбонат-ионов отличалось от фактического более, чем на 10 %. Погрешность определения рН и гидрокарбонат-ионов влечет за собой отклонение произведений активностей ионной пары Ca²⁺ и CO₃²⁻ от истинных значений. Поэтому для успешного решения задач по карбонатному солеотложению следует минимизировать время между отбором пробы и анализом воды, т.к. происходит неизбежное изменение газового и солевого состава, двуокись углерода удаляется из системы, происходит сдвиг химического равновесия, гидрокарбонаты преобразуются в карбонат-ионы и выпадают в виде осадка CaCO₃.



Правильность прогнозов солеотложения зависит также от использования в расчетах величины плотности воды, которая может изменяться в зависимости от температуры, давления, химического состава и содержания растворенных солей. Учет этого параметра совершенно обязателен, особенно для высокоминерализованных рассолов.

На примере расчетов прогноза солеотложений по семилукскому горизонту одного из нефтяных месторождений Белоруссии показано, что пренебрежение параметром плотности дает неоправданно завышенные результаты (табл. 3, рис. 3а, б).

Таблица 3. Химический анализ воды, скв. 68. Речицкое нефтяное месторождение

Плотность	рН	Минерализация	мг/дм ³
-----------	----	---------------	--------------------

кг/см ³		г/дм ³	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
1245	4,92	342,54	216446,0	168,0	192,0	61576,0	6410,0	57748,4

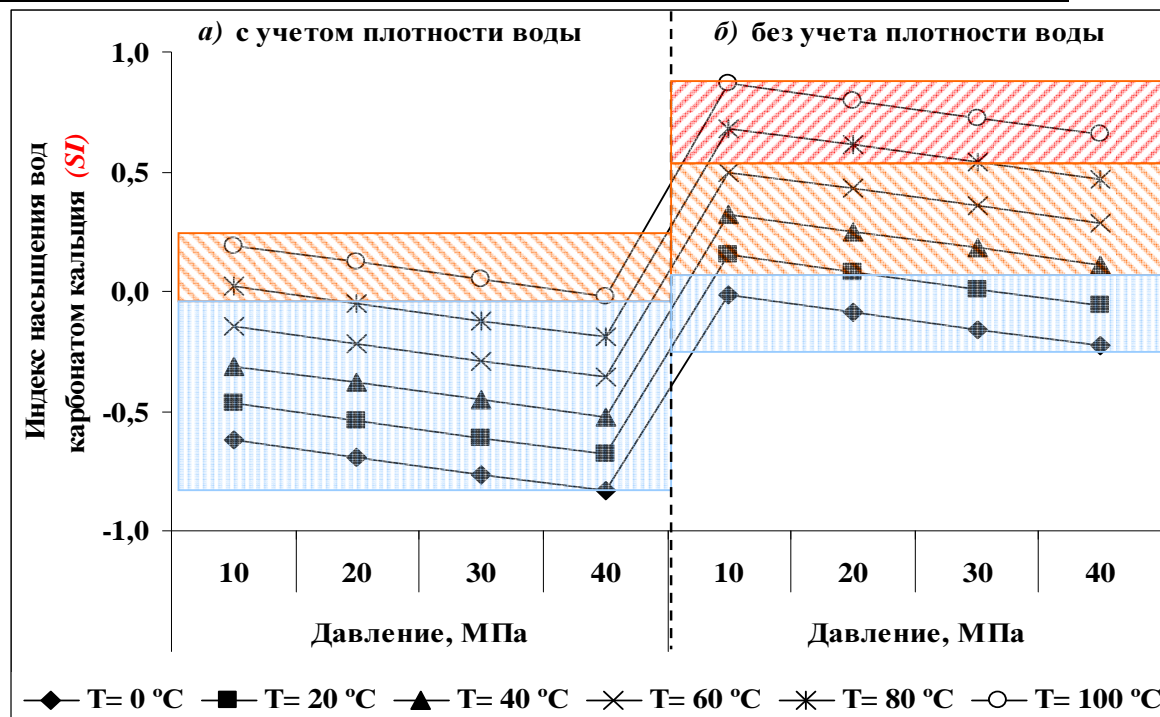


Рисунок 3а, б. Насыщенность вод карбонатом кальция (SI) в зависимости от термобарических условий и плотности воды [2, 5, 10]

Условные обозначения на рис. 1

Выше рассмотрены лишь некоторые погрешности прогноза солеотложений, вызванные некорректными измерениями физико-химических характеристик вод. Однако качество расчетов зависит и от полноты изучения состава вод. Природные воды содержат различные органические кислоты, комплексные соединения, снижающие или увеличивающие возможность осаждения твердой фазы осадка. Но в нефтепромысловой практике почти не выполняется анализ полуторных окислов, в первую очередь, ионов железа, алюминия, хрома (Fe^{3+} , Al^{3+} , Cr^{3+} и др.), присутствие же трехвалентных металлов существенно изменяет ионную силу растворов, и неучет этих показателей также приводит к искажению прогнозных оценок солеотложения. Закисное железо встречается в сильноминерализованных пластовых водах (десятки и даже сотни мг/дм³), а при закачке в пласт речных или морских вод, недонасыщенных CO_2 и содержащих кислород, вместе с карбонатами выпадает гидроксид железа, создающая коррозию металлических конструкций оборудования. Весьма редко определяются ионы Fe^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , хотя сравнительное сопоставление произведений концентраций ионов бария и стронция с произведениями их растворимости может свидетельствовать даже о преобладающей возможности осаждения соответствующих сульфатных солей по сравнению с гипсом, ангидритом и другими минералами.

Существенным фактором, определяющим качество прогноза солеотложений, является литологический состав флюидовмещающих пород. Одним из недостатков ныне используемых методов прогноза солеотложений является исследование процессов взаимодействия вод различного состава между собой *без учета роли вмещающих пород*. Модели смешения пластовых и технических вод обычно основаны на принципах простых линейных зависимостей [2, 5] вида $y = ax + b$, где x – минерализация воды; y – концентрация отдельного иона; a и b – параметры, общие для исходных и смешанных вод. Отклонение от прямолинейного характера диаграмм указывает на осаждение соли из раствора смешивающихся вод различного состава и генезиса. Такая упрощенность аналитических решений приводит к искажению результатов прогноза солеотложений.

Для изучения роли флюидовмещающих пород в процессах солеобразования были проведены экспериментальные работы с применением специальной компьютеризированной фильтрации-

онной установки [7], позволяющей автоматически определять насыщенность моделей пласта при различных долях фильтруемых фаз. В качестве материала испытаний использованы образцы керна карбонатно-алевролитового состава одного из нефтяных месторождений Астраханской области. В модель пласта, насыщенную пластовой водой, нагнеталась морская вода Каспия.

В первых порциях вытесненной пластовой воды наблюдалось трехкратное превышение сульфатов в исходной пластовой воде. На конечном этапе продвижения морских вод содержание сульфатов в вытесняемом флюиде установилось на уровне, превышающем почти в 7 раз их содержание в пластовой воде и в 1,5 раза в морской воде. По результатам анализов рассчитано геохимическое карбонатное и сульфатное равновесие формирующихся смесей. В вытесненном флюиде полностью отсутствуют ионы карбонатов и гидрокарбонатов. Вероятно, нагрев модели пласта до 74 °С способствовал их распаду на $\uparrow\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$.

При прокачке двукратного объема морской воды на выходе из модели пласта смесь вод представляла собой соотношение пластовой воды к морской, равное 6:4. В таблице 4 даны результаты анализов смесей вод, полученных расчетным путем (проба 1-а) и экспериментальным (проба 1-б), т.е. на выходе из модели пласта.

Для условий вытеснения пластовых вод морскими в соотношении 6:4 нами выполнены расчеты насыщенности вод карбонатами и сульфатами кальция, как с учетом результатов эксперимента, так и без учета геохимического воздействия флюидовмещающих пород (т.е. по одному из традиционных расчетов прогноза солеотложения).

Таблица 4. Химические анализы смеси пластовой и морской воды в соотношении 6:4. (Нефтяное месторождение, Астраханская обл.)

№ проб	Плотность г/см ³	рН	Минерализация г/дм ³	мг/дм ³					
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
1-а)	1,050	7,0	66,9	40103,8	1254,8	178,3	3616,2	885,0	20848,7
1-б)	1,062	7,0	109,5	66 464,5	1727,9	0,0	10 325,1	1 192,9	29 821,3

Полученные результаты моделирования отражены на рисунках 4 а, б. и 5а, б.

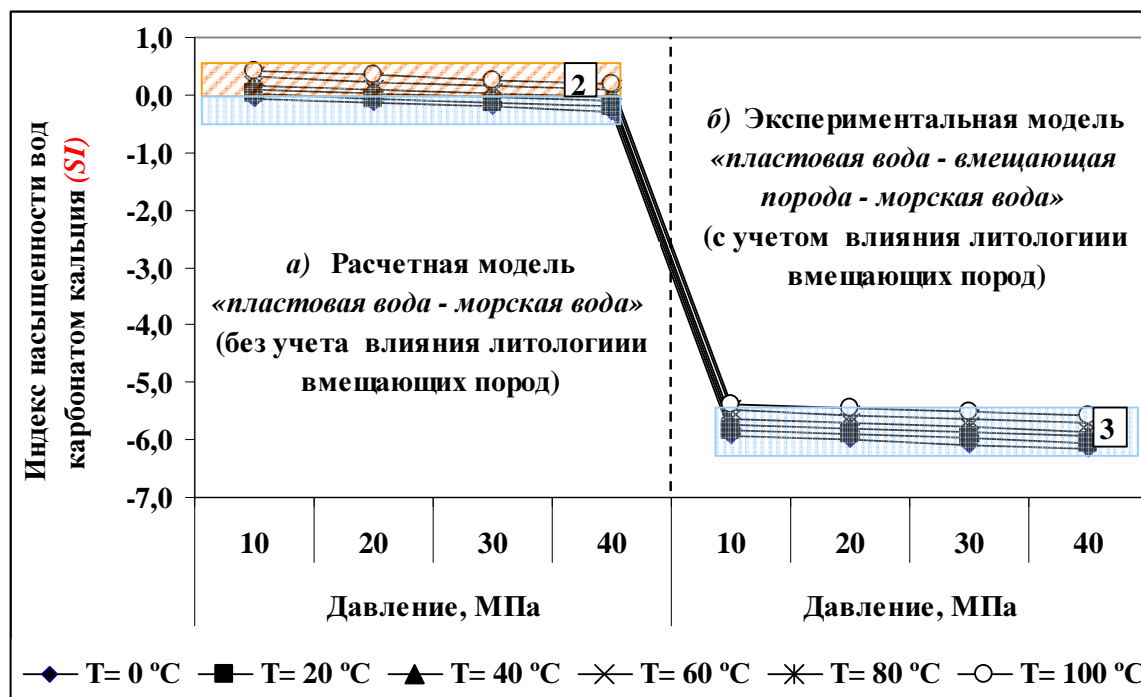


Рисунок 4 а, б. Насыщенность вод карбонатом кальция (SI) в зависимости от термобарических условий и литологии вмещающих пород [2, 5, 10]. Условные обозначения на рис. 1

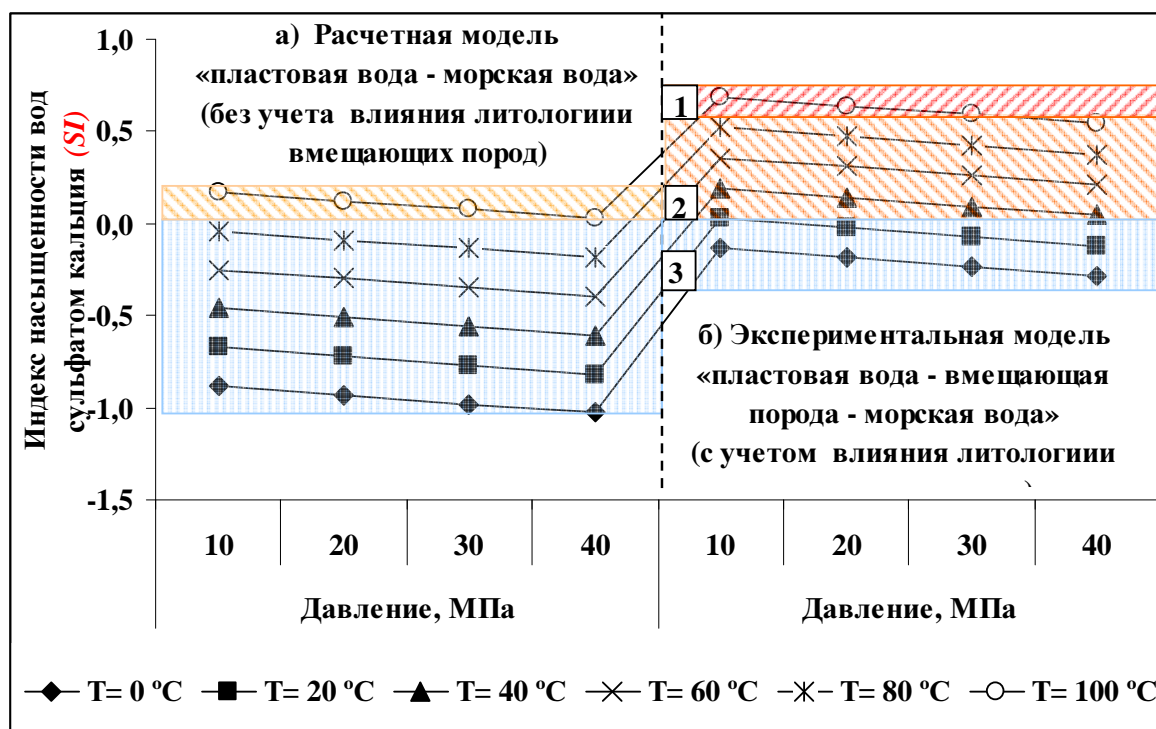


Рисунок 5 а, б. Насыщенность вод сульфатом кальция (SI) в зависимости от термобарических условий и литологии вмещающих пород [2, 5, 10]. Условные обозначения: 1 - $SI > 0,5$ (реальная угроза солеотложения, область пресыщения воды CaSO_4); 2 - $SI = 0-0,5$ (вероятная возможность солеотложения, область слабой насыщенности воды CaSO_4); 3 - $SI < 0$ (выпадение солей не происходит – область недонасыщения воды CaSO_4).

Показано, что при вытеснении высокоминерализованных пластовых вод (содержащих избыток кальция) морскими водами (содержащими сульфатные ионы), в первую очередь, происходит увеличение насыщенности смеси флюидов малорастворимыми сульфатными солями, за счет чего степень их насыщенности карбонатам кальция резко снижается (рис 4 а), а сульфатом кальция, напротив, повышается (рис. 5 б). Эти процессы носят почти зеркально симметричный характер. Несомненно, что дополнительным (и важным) источником сульфатных солей является сама порода, т.к. содержание сульфатов в смесях вод выше, чем в исходной пластовой и морской воде.

Как видно из выше рассмотренных материалов, привлечение к прогнозным оценкам полных сведений о химическом составе и физических свойствах промысловых вод, а также литологии вмещающих пород, меняет представление не только об активности процесса солеобразования, но и о его качественных характеристиках. Расчеты, выполненные в упрощенной системе «пластовая вода – морская вода», показывают вероятное проявление карбонатного солеотложения в широком диапазоне значений температур и давлений, а сульфатного – лишь при высоких (100 °С) температурах. Именно так оценивают вероятность солеотложения абсолютное большинство аналитических методов. Экспериментальные исследования показали, что в системе «порода – пластовая вода – морская вода» карбонатное солеобразование, в частности, в промысловых водах исследуемого месторождения, вообще отсутствует, в тоже время сульфаты кальция выпадают в гораздо более широком диапазоне температур и давлений.

Выводы

Экспериментальные работы наглядно продемонстрировали важность проведения гидрохимических, геохимических и литологических анализов, которые, как правило, отсутствуют в геолого-промысловой практике, либо проводятся в крайне ограниченном объеме.

Анализ представленных материалов показывает, что существующий отраслевой стандарт [6] (ОСТ 39-228-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта. М. 1989) требует пересмотра, внесения изменений и дополнений, касающихся объемов аналитических работ, методов отбора проб,

качества анализов, а также проведения экспериментальных работ для уточнения истинных геохимических эффектов в системе «пластовая вода – техническая вода – коллектор».

Совершенно очевидно, что теоретические расчеты по общепринятым методикам, учитывающим только взаимодействие вод различного состава и генезиса, не могут дать полной картины происходящих процессов в системе «вода – порода», т.к. игнорируется важная роль литологического фактора. Безусловно, рассматриваемая проблема требует проведения широкомасштабных специальных исследований.

Список использованной литературы

1. Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 90-95.
2. Ахундов А.Р., Буряковский П.А. Новый графический метод определения соотношения объемов и составов смешивающихся вод // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1965. – № 8. – С.14 -15.
3. Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. М.: Мир, 1968. – 368 с.
4. Кашавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., С.Ф. Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
5. Огильви А.Н. К вопросу о методике изучения минеральных источников // Тр. Бальнеологич. ин-та Кавказских минеральных вод. – 1925. – Т. 2. – С. 3–7.
6. ОСТ 39-228-89. М.: НП СССР, 1989. (Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта) 13 с.
7. Соколов А.Ф. Методы экспериментальных исследований при контроле ареала захоронения промстоков на подземных хранилищах газа. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. –2003. – № 6. – С. 25–33.
8. Федорова Т.К. Физико-химические процессы в подземных водах. – М.: Недра. 1985. – 182 с.
9. Brown M. Full Scale Attack. // RE view, 30 The BP Technology Magazine (October-December 1998). – P 30-32.
10. Oddo J.E. and Tomson M.B. Simplified calculation of CaCO₃ saturation at high Temperatures and pressures in brine solutions // Petroleum Technology J. – Vol. 34. – 1982. – P. 83-90.

Рецензенты:

Ульмасвай Ф.С., д.г.-м.н., зав. лабораторией анализа осадочных бассейнов Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва.

Сидоренко С.А., д.г.-м.н., ученый секретарь Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва.

Работа получена 14.09.2011.