

# ПРОГНОЗ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ПЛАСТОВЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ВОД ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА

Л.А. Абукова<sup>1</sup>, О.П. Абрамова<sup>1</sup>, С.Н. Попов<sup>1</sup>, Л.А. Анисимов<sup>2</sup>  
ИПНГ РАН, г. Москва, ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», г. Волгоград

## 1. Обоснование постановки исследования.

Прогнозирование последствий геохимического взаимодействия флюидовмещающих отложений, пластовых и закачиваемых вод при разработке нефтяных и газовых месторождений имеет большое научно-практическое значение [5, 7, 9, 18 и др.]. В настоящей статье изложены результаты сопряженного экспериментального и математического моделирования взаимодействия вод различного состава и генезиса с учетом влияния на этот процесс литологии коллекторов (применительно к месторождению им. Ю. Корчагина). Подобная постановка исследований обусловлена тем, что в нефтегазопромысловой практике решение аналогичных задач часто базируется на упрощенном представлении о геохимических особенностях смешения природных и технических вод. В ряде случаев геохимическое взаимодействие оценивается линейной пропорцией смешения, что было предложено А.Н. Огильви для минеральных вод, а позже реализовано А.Р. Ахундовым по аналитической линейной зависимости вида [4]:

$$(C-B) * 100 = x * (A-B),$$

где  $x$  – содержание одной из смешивающихся вод, %;  $A, B, C$  – содержание какого-либо компонента соответственно в каждой из смешиваемых вод в смеси.

Методологически подобный подход предлагается и для тройных смесей.

Однако в реальной геологической среде объемы смешивающихся водных масс и концентрации реагирующих компонентов изменчивы в пространстве и во времени, то есть кроме растворения могут протекать и многие другие процессы – ионный обмен, кристаллизация, диффузия, осмос и т.д. Поэтому для изучения процессов смешения вод в гидрогеохимических системах, несомненно, должны применяться законы массопереноса вещества.

Еще одной проблемой анализа геохимического взаимодействия пластовых и закачиваемых вод является учет влияния литологии флюидовмещающих пород. Для специалистов важность учета влияния литологического фактора на процессы смешения вод вполне

очевидна [8, 12, 16, 21 и др.]. Предложены, в частности, аналитические и графоаналитические методы смешения разных по составу вод и дана оценка прогноза солеотложений в пластовых условиях [9, 14, 17 и др.]; особенно активно выполнялись экспериментальные работы в этом направлении на нефтяных объектах Урало-Поволжья, Азербайджана, Предкавказья, Беларуси [2, 3, 6, 11, 13, 15, 19 и др.]. Обобщение накопленных знаний легло в основу некоторых отраслевых стандартов, в том числе ОСТ 39-228-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта; РД 51-31323949-48-2000. Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. 7.5.3. Экспериментальное исследование совместимости водонасыщенных пород карбонатных отложений и морской воды с целью ее закачки. На основе этих регламентирующих документов ведутся исследования в ряде научных центров страны. Соблюдение требований ОСТ 39-228-89 обязательно для всех предприятий и организаций нефтяной промышленности, осуществляющих подготовку воды для закачки в продуктивные пласты.

Главные достоинства методики, предлагаемой ОСТ 39-228-89, состоят в учете влияния процесса взаимодействия смесей вод с водовмещающими породами, а так же в учете термобарических условий. Существенное ограничение в объективность экспериментов вносит то обстоятельство, что смеси формируются не в самом пласте, а в лабораторных условиях и только затем фильтруются через породу<sup>1</sup>. Таким образом, изначально предполагается (так же, как и по методу Ахундова), что, во-первых, происходит полное поршневое вытеснение одних вод другими; во-вторых, пластовые воды обязательно должны распресняться. На самом деле оба допущения далеко не всегда оправданны. Так, А.М. Никаноровым [7, 16 и др.] показано, что при вытеснении из модели пластовой воды практически двукратным объемом закачиваемых вод в течение 20 суток<sup>2</sup> в последней порции воды минерализация в 5 раз превышала минерализацию той воды, которой проводилось вытеснение.

Нами выполнено экспериментальное моделирование фильтрации морской воды через образцы карбонатно-алевролитовых пород, насыщенных пластовой водой – то есть ситуации, типичной для разработки морских нефтяных месторождений. Результаты экс-

---

<sup>1</sup> К недостаткам ОСТа надо отнести и экстракцию породы от солей дистиллированной водой с последующей многократной промывкой образца, но этот вопрос в рамках данной статьи не обсуждается.

<sup>2</sup> По ОСТ 39-228-89 смеси пластовой и закачиваемой воды выдерживаются в породе при заданных температурах и давлениях только 8–10 часов.

периментов показали существенное отклонение процесса смешения вод в присутствии пород от линейной зависимости, равно как и отсутствие четкого фронта смешения вод различного состава и генезиса.

## 2. Исследуемые среды.

В экспериментах использовались образцы керна из скважины ВП-2 (интервал продуктивного горизонта 1570–1600 м) нефтегазового месторождения им. Ю. Корчагина (Астраханская область, Россия).

«Пластовая» вода представляла собой искусственно приготовленный раствор с химическим составом, максимально приближенным к истинным пластовым водам этого месторождения. Вытеснение пластовой воды осуществлялось водой Каспийского моря. Химический состав флюидов, участвующих в эксперименте, приведен в табл. 1. Температура и начальное давление, заданные в опыте, были так же приняты для условий месторождения им. Ю. Корчагина.

Таблица 1.

### Химический состав образцов «пластовой» и морской воды, используемых при экспериментальном моделировании

Химический состав «пластовой» воды				Химический состав морской воды			
Компонент	Результаты анализа			Компонент	Результаты анализа		
	мг/дм <sup>3</sup>	ммоль/дм <sup>3</sup>	%-экв.		мг/дм <sup>3</sup>	ммоль/дм <sup>3</sup>	%-экв.
Cl <sup>-</sup>	63810,0	1800,0	49,63	Cl <sup>-</sup>	4060,00	114,53	34,75
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	511,92	10,66	0,29	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2240,00	46,64	14,15
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	159,26	2,61	0,07	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	220,00	3,61	1,09
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0,00	0,00	0,00	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0,00	0,00	0,00
Σ <sub>ан.</sub>		1813,27	50,00	Σ <sub>ан.</sub>		164,77	50,0
Ca <sup>2+</sup>	5511,00	275,00	7,58	Ca <sup>2+</sup>	280,00	13,97	4,26
Mg <sup>2+</sup>	912,00	75,00	2,07	Mg <sup>2+</sup>	540,00	44,41	13,53
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	33655,17	1463,27	40,35	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	2 563,00	105,79	32,22
Σ <sub>кат.</sub>		1813,27	50,00	Σ <sub>кат.</sub>		164,16	50,00
Σ кат.+ан.	104559,35	3626,54	100,00	Σ кат.+ан.	9903,00	328,93	100,00
Общая минерализация	104559,35	3626,54		Общая минерализация	9903,00	328,93	
pH = 6,87 ±0,20				pH = 8,60±0,20			

3. Методические подходы к реализации экспериментальной и математической моделей.

Экспериментальная модель реализована на установке трехфазной фильтрации, компьютеризированной и оснащенной ультразвуковым сепаратором, позволяющим автоматически определять насыщенность моделей пласта при различных долях фильтруемых фаз. Дополнительные параметры установки приведены в табл. 2.

Таблица 2.

**Технологические параметры установки трехфазной фильтрации**

Параметр	Установка трехфазной фильтрации
Пластовое давление, МПа	до 70
Горное (обжимное) давление, МПа	до 70
Рабочая температура, °С	от +5 до 150
Скорость флюидов в керне, м/сут	0,04–160
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см <sup>3</sup> /мин	0,000408–15
Точность поддержания расхода насосами, % от установленных значений	± 0,2
Длина керна, м	до 3
Диаметр керна, м	0,03

Исследование водопроницаемости модели пласта проводилось без противодействия на выходе с поддержанием постоянного давления на входе  $P_{вх}=16 \text{ МПа} + P_6$ , то есть давление на выходе было равно  $P_6$  – барометрическому давлению, температура флюидов изменялась в эксперименте от 74 до 50 °С (модель пласта длиной  $L=19,16 \text{ см}$ ). Водопроницаемость определяли прокачкой через керн флюидов, расход воды определяли на выходе посредством градуированного цилиндра. Водопроницаемость рассчитывалась по формуле, справедливой при установившейся фильтрации по линейному закону Дарси.

Из имеющихся образцов керна продуктивных отложений месторождения им. Ю. Корчагина на основании определений абсолютной проницаемости были сформированы две модели пласта (рис. 1), образцы в которых расположены по мере уменьшения проницаемости [10]. Их характеристика приведена в табл. 3.



Рис. 1. Образцы керна (модели пласта)

После высушивания при температуре  $t = 105^{\circ}\text{C}$  до постоянной массы и вакуумирования образцы керна насыщались искусственно приготовленным раствором, по составу максимально приближенным к составу пластовой воды.

Для контроля за полнотой вытеснения пластовой воды морской водой использована методика, основанная на регистрации изменения концентраций хлора в фильтрате вытесняемых флюидов. Хлориды являются преобладающими в составах высокоминерализованных пластовых вод, не склонны к образованию ассоциированных ионных пар, обладают наибольшей растворимостью и слабо выраженной способностью к сорбции на взвешках. Поэтому хлор-ион выбран в качестве индикатора смешения вод различного генезиса и состава. Определение хлор-иона в вытесняемом флюиде выполнялось аргентометрическим методом при  $\text{pH} = 5 \div 9,5$  в присутствии хромата калия в качестве индикатора [20].

Концентрация хлора определялась как в исходных жидкостях до фильтрации, так и в процессе вытеснения пластовой воды морской. Пробы фильтрата отбирались в пробирки по  $1 \text{ см}^3$ , концентрация хлора в каждой пробе определялась последовательно до постоянной величины, близкой к его содержанию в исходной пробе морской воды. Затем выяснялась зависимость содержания хлора в вытесняемой жидкости от объема профильтрованного флюида.

Таблица 3.

**Характеристика исследованных моделей пласта**

№ образца	K <sub>пр</sub> абс, мкм <sup>2</sup>	Объем пор, см <sup>3</sup>	Геометрия, см	
			длина	Диаметр
первая модель				
3/4	0,5408	41,0	3,84	2,88
3/3	0,3719		3,85	2,88
3/6	0,2722		3,86	2,86
3/1	0,1643		3,84	2,88
3/2	0,1378		3,85	2,88
Среднее	0,2974		19,24	2,88
вторая модель				
2/1	0,00348	30,03	3,85	2,88
2/7	0,00313		3,85	2,88
2/6	0,00304		3,84	2,885
2/4	0,00176		3,85	2,88
2/5	0,00146		3,84	2,88
2/3	0,001075		3,86	2,855
2/2	0,000812		3,85	2,88
Среднее	0,002108		26,94	2,877

Вытеснение пластовой воды с дебитом  $5,6 \cdot 10^{-3}$  см<sup>3</sup>/с на фильтрационной установке производили по разомкнутой схеме с выходом вытесняемого флюида из модели пласта в калиброванный цилиндр.

Оценка проницаемости моделей проводилась по пластовой воде после насыщения моделей при давлении обжима 24 МПа, равном горному и пластовому давлению (16 МПа), при различных температурах, а также после прокачки морской водой через сутки после завершения процесса вытеснения и естественного охлаждения модели с 74 до 28 °С.

По описанной выше схеме проведены исследования второй модели пласта, составленной из образцов с более низкой проницаемостью, чем в первой модели.

Поскольку в экспериментах на первой модели в завершающей стадии закачки содержание хлор-иона в фильтрате ( $6,6 \div 7,0$  г/дм<sup>3</sup>) превысило исходное значение в морской воде на величину, превышающую допустимую погрешность, то в процессе вытеснения произведен отбор контрольных проб. Выполнен химический анализ пластовой и морской

воды до закачки флюидов и на выходе после вытеснения 0,37; 1,17; 1,63; и 2,03 поровых объемов закачиваемой морской воды.

Создание математической модели базировалось на использовании современного программного продукта (CMG SUITE, модуль STARS<sup>1</sup>). Оценено пространственное распределение твердой фазы, образованной в результате солеотложения, и его влияние на изменение исходной пористости и проницаемости.

В работе также использован компьютеризированный комплекс расчета геохимических равновесий в системе «вода – порода», представляющий собой электронную библиотеку известных методов прогноза смешанного солеотложения при заданных термобарических условиях [1].

#### 4. Результаты экспериментов.

На рис. 2, а, б отражены результаты исследования проницаемости первой модели при различных температурах по пластовой воде, а на рисунке 2, в – по морской воде при комнатной температуре.

Более детальная характеристика проницаемости составных моделей приведена выше (см. табл. 3).

Полученные результаты по смешению вод представлены в табл. 4.

На рис. 3 отражены результаты экспериментов по вытеснению пластовой воды при закачке морской водой в модель пласта с керном, имеющим различную проницаемость.

---

<sup>1</sup> Кроме моделирования солеобразования в виде твердой фазы, в модуле STARS предусмотрена возможность количественного описания растворения или выщелачивания породы, а также задания системы уравнений, управляющих геохимическими процессами в системе «порода – пластовая вода – техническая вода». Это делает модуль STARS весьма удобным инструментом для создания 3D моделей гидрохимического техногенеза на разрабатываемых месторождениях углеводородов.

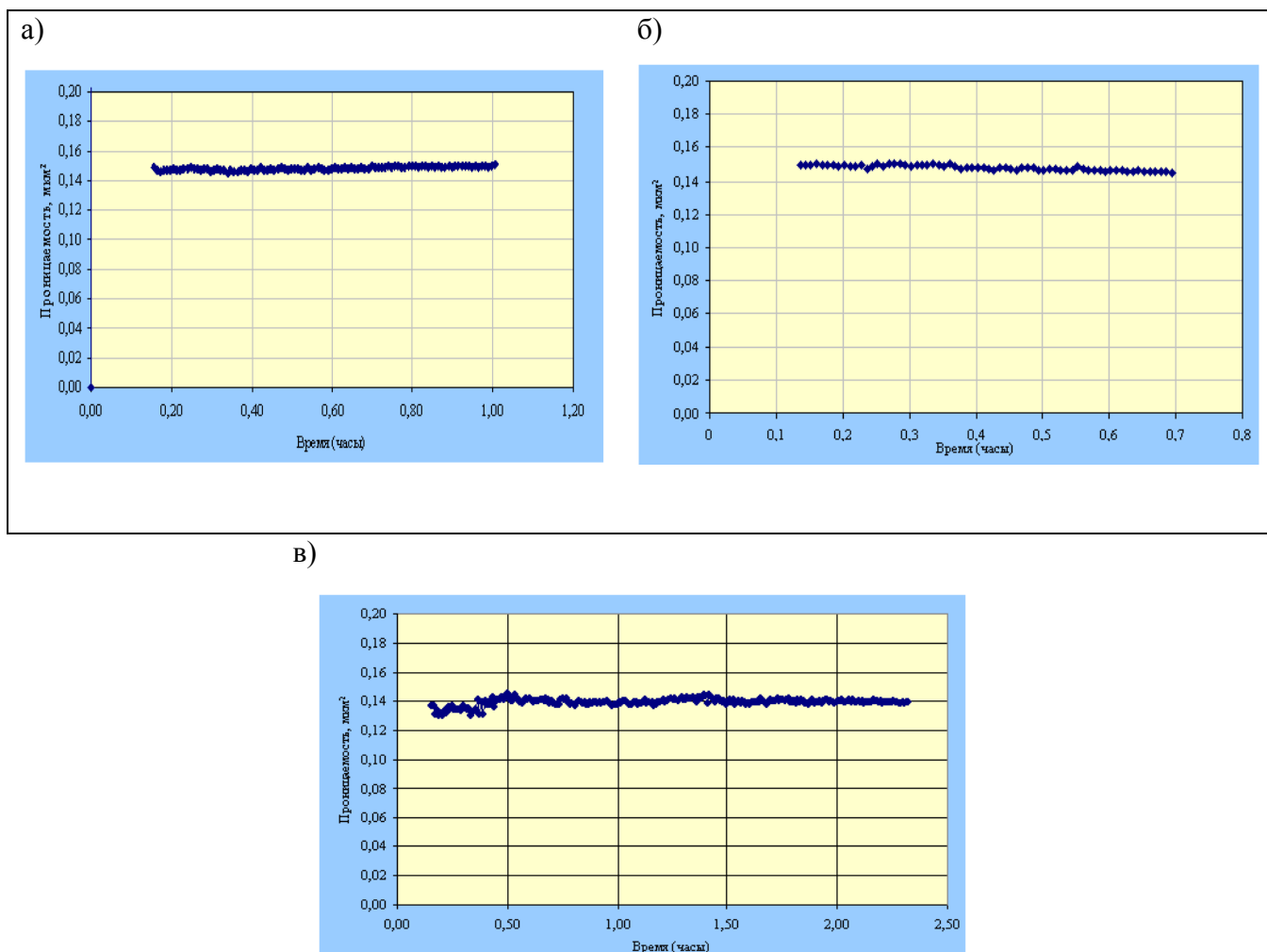


Рис. 2. Проницаемость первой модели пласта при насыщении пластовой водой при температуре: а) – 26 °С, б) – 74 °С, в) – при прокачке морской водой при температуре 28 °С (после завершения вытеснения)

## 5. Интерпретация результатов выполненных экспериментов

5.1. *Геохимия процессов смешения вод различного состава во флюидонасыщенной среде.* Значимых различий в проницаемости пород по пластовой воде при изменении температуры выявлено не было (см. рис. 2). При сопоставлении значений проницаемости до начала опыта и после него по первой модели выяснилось, что она несколько снизилась (с 0,148 до 0,140 мкм<sup>2</sup>), однако, это отклонение находится в пределах допустимой погрешности определений. Проницаемость второй модели по пластовой воде при температуре 28 °С составила 0,00045 мкм<sup>2</sup>, по морской (то есть в конце эксперимента) – 0,00041 мкм<sup>2</sup>.

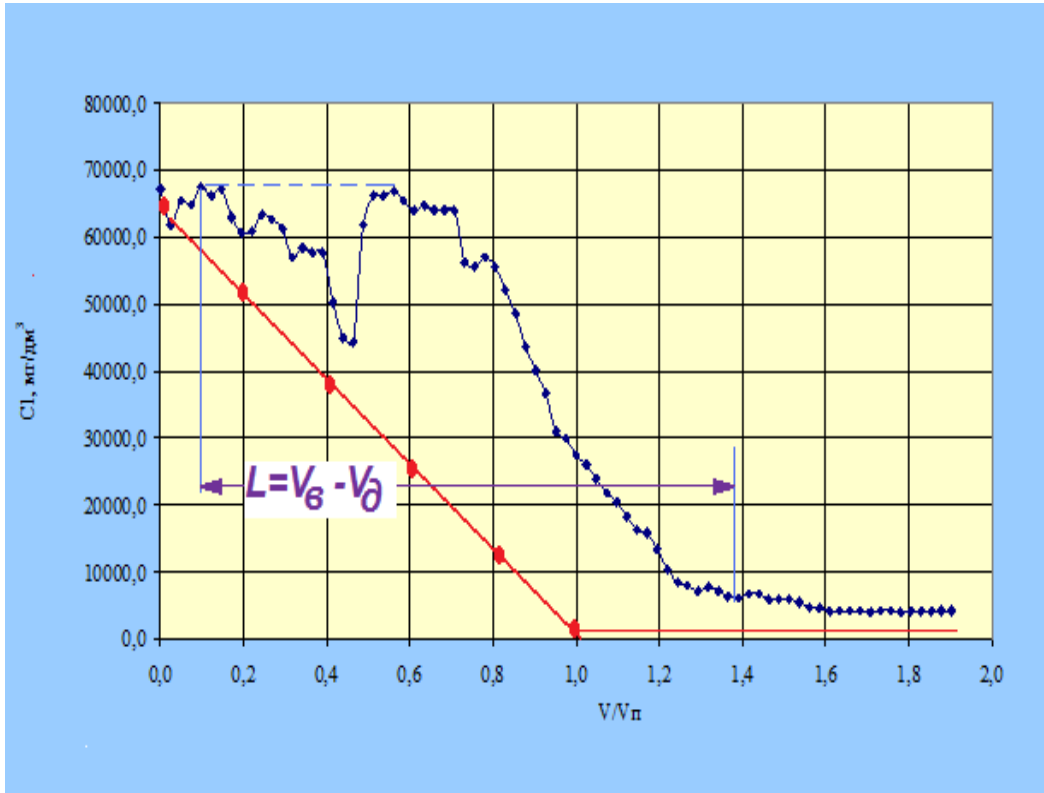


Таблица 4.

## Результаты химических анализов вод, полученные в процессе эксперимента

Дата анализа	Количество прокачан- ных объемов	№ пробы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	рН, ед.	мг/дм <sup>3</sup> /мг-экв./дм <sup>3</sup> /%-экв.							Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>
					CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> +CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	(Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> )	
16.11.10	0,37	Проба 1	Не опред.	Не опред.	0	0	1727,88	66464,5	10325	1192,9	29821,32	109531,7
					0	0	35,97	1874,51	515,22	98,1	1297,16	
					0	0	1	49	13	3	34	
16.11.10	1,17	Проба 2	Не опред.	Не опред.	0	0	1974,72	62420,4	7425,4	757,93	31466,22	104044,6
					0	0	41,11	1760,45	370,53	62,33	1368,71	
					0	0	1	49	10	2	38	
16.11.10	1,63	Проба 3	Не опред.	Не опред.	0	0	3085,5	7877,27	1777,8	481,12	3635,25	16856,9
					0	0	64,24	222,16	88,71	39,57	158,12	
					0	0	11	39	15	7	28	
06.11.10	2,03	Проба 4	Не опред.	Не опред.	0	0	3455,76	4729,88	1235,8	408,62	2530,59	12360,6
					0	0	71,95	133,4	61,66	33,6	110,07	
					0	0	18	32	15	8	27	
16.11.10	-	Морская вода	1,006	7	0	255,18	2353,21	4255,13	292,68	601,07	2509,27	10266,5
					0	4,18	48,99	120,01	14,6	49,43	109,15	
					0	1	14	35	4	14	32	
16.11.10	-	Пластовая вода	1,072	7	0	127,08	522,48	64002,85	5831,9	1074,29	33075,02	104633,6
					0	2,08	10,88	1805,08	291,01	88,35	1438,68	
					0	0	0	50	8	2	40	

а)



б)

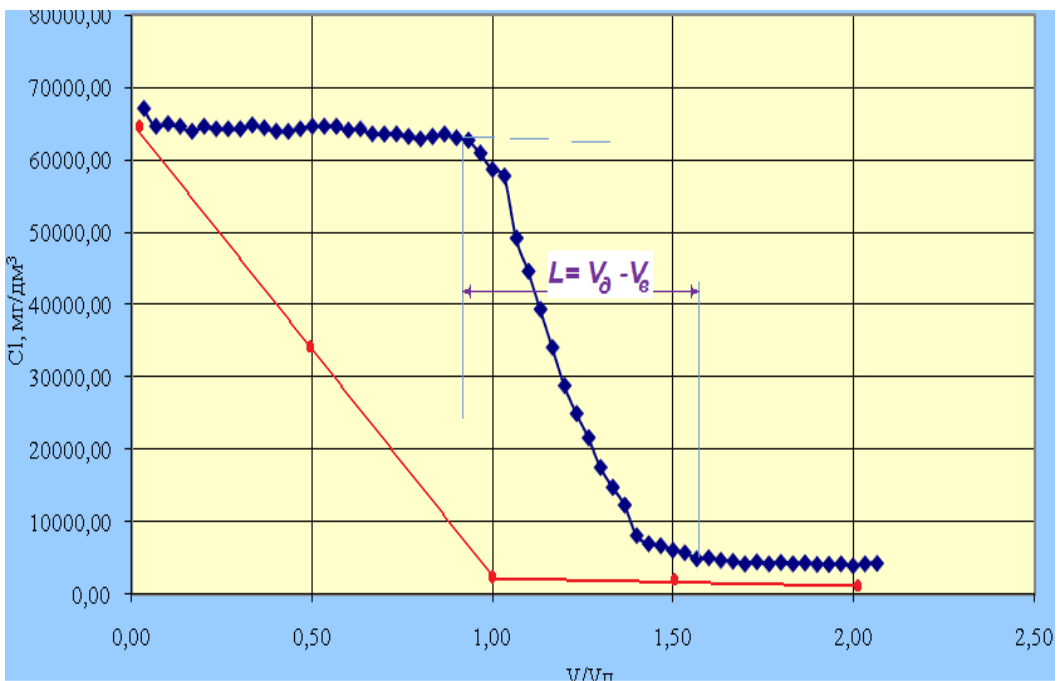


Рис. 3. Графики изменения содержания  $\text{Cl}^-$  от объема прокачанной морской воды: а) первой модели; б) второй модели. Красной линией показано содержание хлора в воде, которое традиционно принимается в расчетах с допущением о линейном характере смешения вод различного состава, без учета влияния взаимодействия вод с породой

Как будет показано ниже, слабо выраженное карбонатно-сульфатное солеотложение здесь происходит на фоне растворения хлоридных солей. Поэтому суммирующий эффект достаточно слаб. Также надо иметь в виду, что в силу технических проблем опыты проводились только по 2 часа и с высокой скоростью прокачки, поэтому на значения конечной проницаемости мог повлиять процесс выноса с потоком жидкости вновь образованных минеральных компонентов.

Достаточно сложно формируется минерализация попутных вод. На рис. 4 заштрихованные области изменения минерализации в зависимости от степени разбавления их морскими водами характеризуют влияние на реальный процесс литологического фактора (нижней границей зоны служит график А.Н. Огильви, опосредующий процесс смешения вод в свободном объеме).

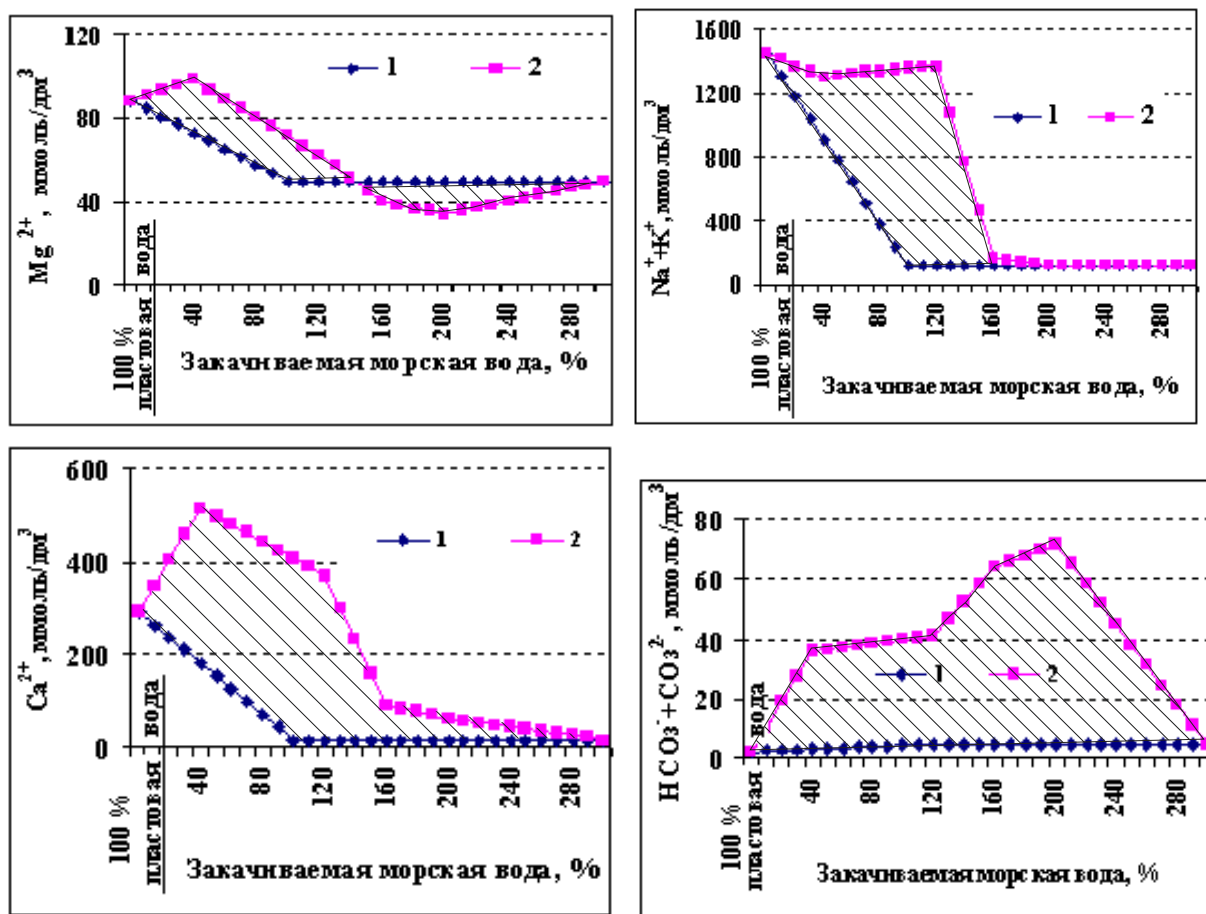


Рис 4. Сравнение результатов расчетов содержания основных компонентов в смесях вод при разбавлении пластовых вод морскими  
 1 – расчетное содержание ионов в смесях пластовых и морских вод (без учета влияния литологии); 2 – фактическое содержание ионов после фильтрации смесей вод через литологическую модель пласта

Как видно из результатов экспериментов, содержание основных компонентов в смесях вод, размещенных в пористой среде, в подавляющем большинстве случаев выше, чем при простом разбавлении вод в свободном объеме, и их концентрации на первых этапах разбавления достаточно активно растут. Таким образом, в отличие от традиционно сложившегося представления о монотонном разбавлении пластовых вод пресными (или слабосолеными) водами полученные нами данные свидетельствуют о развитии противоположного эффекта – концентрирования смесей вод на начальном этапе заводнения. В первых порциях вытесненной пластовой воды наблюдается трехкратное превышение сульфатов в исходной пластовой воде. На конечном этапе 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.

Концентрации кальция и магния в начале процесса вытеснения превышают их содержание в пластовой воде в 1,8 и 1,1 раза соответственно. Фильтрация морской воды привела к растворению кальция из породы и к переходу в породу магния. Аналогичные результаты получены при моделировании вытеснения высокоминерализованной воды (2753,5 мг-экв/л), отобранной из юрских отложений на площади Заманкул в Предкавказье [7]. Агентом вытеснения служили пресные воды сульфатно-натриевого типа. Здесь на первых пробах минерализация вод на выходе модели была выше, чем у исходной пластовой воды (рис. 5).

Однако обращает на себя внимание тот факт, что в описываемых опытах разница между истинными и расчетными значениями концентраций не столь значима, как в наших опытах. Объяснение этого состоит в том, что в опытах с заманкульскими водами в качестве водонасыщенной среды использовался крупнозернистый песок ( $d > 0,6$  мм) с малым ионным обменом, который предварительно тщательно отмывался от глинистых частиц, высушивался и просеивался, после чего обрабатывался подогретой разбавленной 5%-ной соляной кислотой, промывался дистиллированной водой и высушивался в термостате при температуре 110–120 °С [7]. Естественно, содержание многих макро- и микрокомпонентов после подобной обработки было существенно снижено.

В наших экспериментах содержание натрия и калия после закачки 2,03 поровых объемов морской воды установилось равным их содержанию в исходной пробе морской воды. Содержание хлора и натрия практически остается неизменным, несмотря на разбавление до полутора объема исходной пластовой воды. Интересно отметить, что такая же ситуация

была описана по скв. 112 Колодезной площади, на которой при закачке пресных вод в течение почти трех лет содержание хлора практически не менялось [16]. Сравнение характера изменения во времени содержаний хлора в описываемых экспериментах и по указанному промышленному объекту также демонстрирует явную их аналогию.

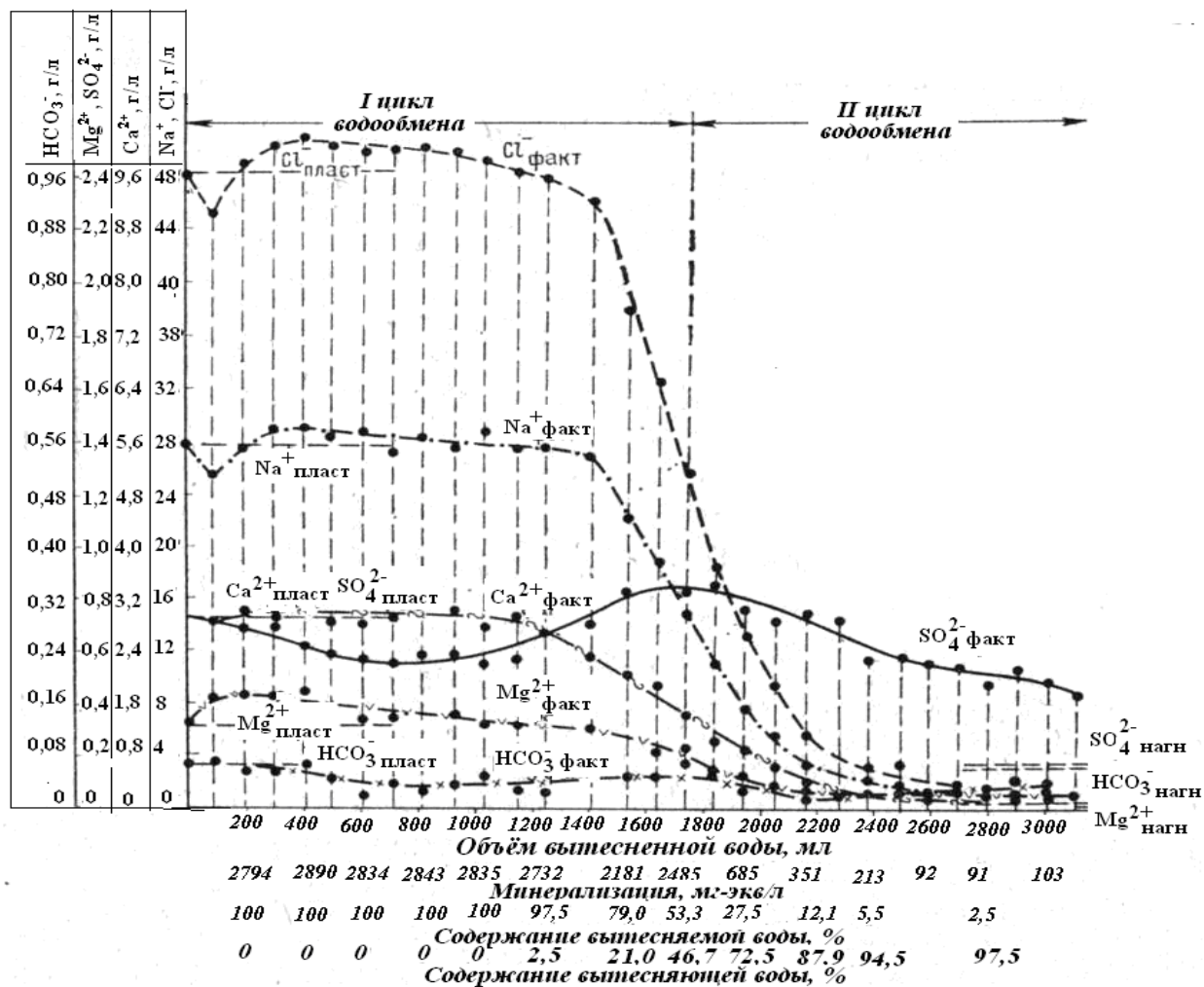


Рис. 5. Сравнение содержания основных ионов в объемах вытесненной воды в экспериментах по вытеснению «пластовой» воды, отобранной на площади Заманкул, пресной водой [7]

Причина повышения минерализации смеси относительно исходных ее компонентов (в данном случае морских и пластовых вод) – нарушение геохимического равновесия в системе «вода – порода», возврат к которому требует изъятия минерального вещества из породы. В результате легкорастворимые хлориды кальция, магния, натрия переходят из породы в воду, увеличивая объем пустотного пространства и, соответственно, стимулируя гидродинамическую активность системы. Эти эффекты будут развиваться в начальный

момент заводнения вокруг призабойной зоны пласта; их активность определится конкретным литологическим и геохимическим составом флюидовмещающих отложений, составом смешивающихся флюидов. В нашем случае растворение минеральных солей наиболее активно происходит до разбавления пластовой воды 40% долей морской водой в составе смеси.

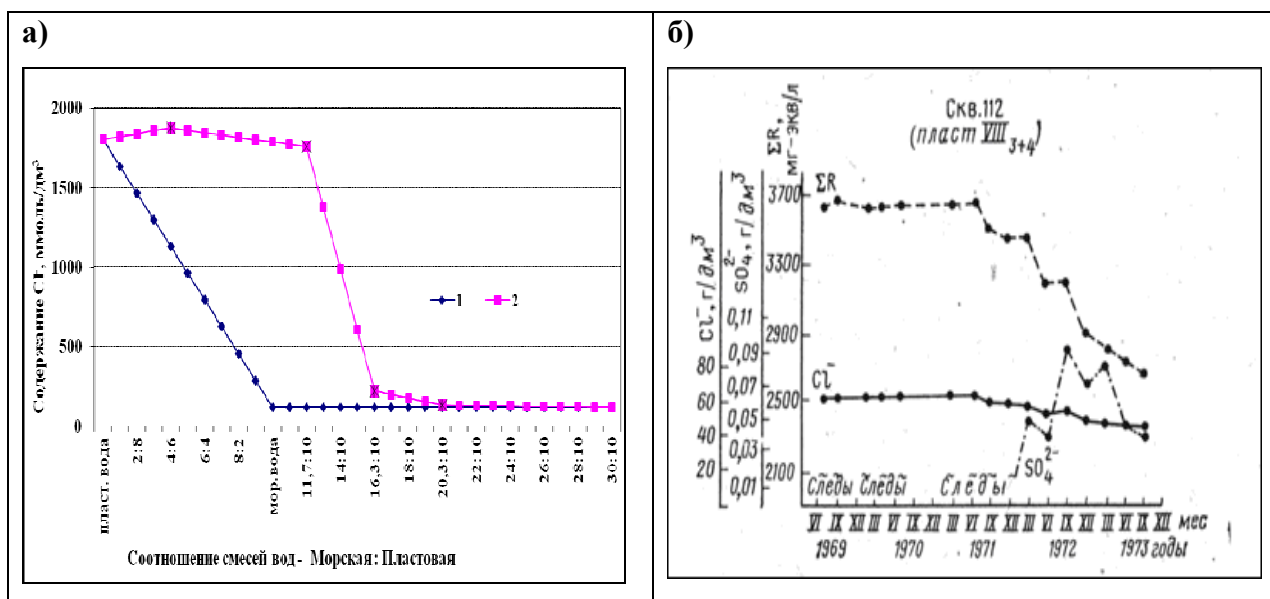


Рис. 6. Изменения содержания хлора в водах: а – в эксперименте авторов; б – при разработке пласта VIII нижнего мела месторождения Колодезное, по В.М. Мирошникову, 1965

На примере обводнившихся залежей Беларуси [14, 15 и др.] продемонстрирована возможность растворения хлоридных минералов с одновременным осаждением ангидрита и кальцита (табл. 5).

Эти промысловые результаты объясняются нашими экспериментами: из породы вымываются преимущественно хлоридные легкорастворимые соли, которые остаются в растворе и впоследствии не выпадают в осадок. Переход больших масс легкорастворимых хлоридных (и отчасти сульфатных) солей в водорастворенное состояние существенно улучшает емкостно-фильтрационные свойства коллекторов. Карбонатные и сульфатные соли кальция, растворимость которых ниже растворимости хлоридных солей (табл. 6), склонны к выпадению из воды, что приводит к кольматации пор и мелких трещин. Однако масштаб данного явления существенно меньше по сравнению с влиянием на пустотность растворения галита и других хлоридных солей.

Таблица 5.

**Количества выпавшего в коллектора и растворенного минерального вещества пород при разработке некоторых месторождений Беларуси [15]**

Месторождение	Залежь	Количество определений	Объем добытой воды, тыс. м <sup>3</sup>	Растворенные (выпавшие)*		
				галит	ангидрит	кальцит
				масса, тыс. т	масса, тыс. т	масса, тыс. т
Березинское	межсолевая	75	776,3	39,43	0,29	-0,11
В-Первомайское	подсолевая	18	157,4	9,6	-0,02	-0,02
Вишанское	подсолевая	188	17484,5	1278,7	7,33	-2,75
Дубровское	межсолевая	135	334,2	12,8	-0,02	-0,11
Осташковичское	межсолевая	295	44046,5	2496,4	1,51	-5,84
Осташковичское	подсолевая	50	6027,4	159,3	1,46	-0,78
Речицкое	межсолевая, IV пачка	120	7413,7	363,5	-2,76	-0,44
Речицкое	подсолевая	182	20268,3	677,2	4,48	-2,81
Тишковское	подсолевая	110	2495,9	89,9	0,47	-0,28
Ю-Сосновское	межсолевая	93	857,9	25,4	0,13	-0,15
<b>Сумма</b>		<b>1322</b>	<b>100096,2</b>	<b>5183,2</b>	<b>12,76</b>	<b>-13,29</b>

Таблица 6.

**Сравнение содержания солей в исследованных пробах вод с теоретической растворимостью**

Соли	Содержание, мг/дм <sup>3</sup>				Растворимость в воде (при 18 °С), г/л
	в пластовой воде	в морской воде	Смесь: пластовая вода – 60 %, морская – 40 %		
			с учетом литологического воздействия	без учета литологического воздействия	
NaCl	84 090,85	6 379,82	75 831,97	55 347,01	350–370
MgCl <sub>2</sub>	4 207,23	517,15	4 671,52	3 521,50	558,1
MgSO <sub>4</sub>		2 321,53	-	-	354,3
Ca Cl <sub>2</sub>	15 428,99	-	26 593,58	8 928,34	731,9
CaCO <sub>3</sub>	168,60	338,83	-	238,32	0,013
CaSO <sub>4</sub>	740,60	709,29	2 448,48	1 694,94	2,01
<b>Всего</b>	<b>104 636,27</b>	<b>10 266,62</b>	<b>109 545,56</b>	<b>69 730,10</b>	

Расчеты индекса насыщения вытесняемых вод показывают реальную возможность выпадения кальцита и ангидрита (табл. 7).

На рис. 7 показана зона наиболее вероятного осаждения сульфата кальция для условий нашего эксперимента. Отсутствие данных по концентрации карбонат-иона в водах не позволяет сделать вывод относительно карбонатного солеотложения. Однако по общим соображениям, оно аналогично сульфатному.

Таблица 7.

**Прогноз насыщения вод карбонатными и сульфатными солями**

1-я проба (0,37 объема пор, прокачанных морской водой)					2-я проба (1,17 объема пор, прокачанных морской водой)				
T °C	S – степень насыщения воды CaCO <sub>3</sub>		I – индекс насыщения воды CaSO <sub>4</sub>		T °C	S – степень насыщения воды CaCO <sub>3</sub>		I – индекс насыщения воды CaSO <sub>4</sub>	
	15 МПа	20 МПа	15 МПа	20 МПа		15 МПа	20 МПа	15 МПа	20 МПа
40	-5,76	-5,79	0,17	0,14	40	-5,90	-5,93	0,07	0,05
60	-5,68	-5,79	0,33	0,31	60	-5,82	-5,85	0,24	0,22
80	-5,53	-5,56	0,50	0,47	80	-5,67	-5,71	0,42	0,39
3-я проба (1,63 объема пор, прокачанных морской водой)					4-я проба (2,03 объема пор, прокачанных морской водой)				
T °C	S – степень насыщения воды CaCO <sub>3</sub>		I – индекс насыщения воды CaSO <sub>4</sub>		T °C	S – степень насыщения воды CaCO <sub>3</sub>		I – индекс насыщения воды CaSO <sub>4</sub>	
	15 МПа	20 МПа	15 МПа	20 МПа		15 МПа	20 МПа	15 МПа	20 МПа
40	-6,10	-6,14	-0,06	-0,09	40	-6,19	-6,22	-0,09	-0,11
60	-6,06	-6,10	0,20	0,18	60	-6,15	-6,19	0,19	0,16
80	-5,95	-5,99	0,47	0,44	80	-6,04	-6,08	0,46	0,44

Морская вода					Пластовая вода				
T °C	S – степень насыщения воды CaCO <sub>3</sub>		I – индекс насыщения воды CaSO <sub>4</sub>		T °C	S – степень насыщения воды CaCO <sub>3</sub>		I – индекс насыщения воды CaSO <sub>4</sub>	
	15 МПа	20 МПа	15 МПа	20 МПа		15 МПа	20 МПа	15 МПа	20 МПа
40	-0,35	-0,39	-0,81	-0,84	40	0,05	0,01	-0,68	-0,70
60	-0,32	-0,35	-0,53	-0,56	60	0,12	0,09	-0,50	-0,52
80	-0,21	-0,25	-0,25	-0,27	80	0,27	0,24	-0,32	-0,34

-0,21	S < 0 нет угрозы выпадения карбонатных солей
0,05	S > 0 есть угроза выпадения карбонатных солей
0,19	I > 0 есть угроза выпадения сульфатных солей
-0,32	I < 0 нет угрозы выпадения сульфатных солей.



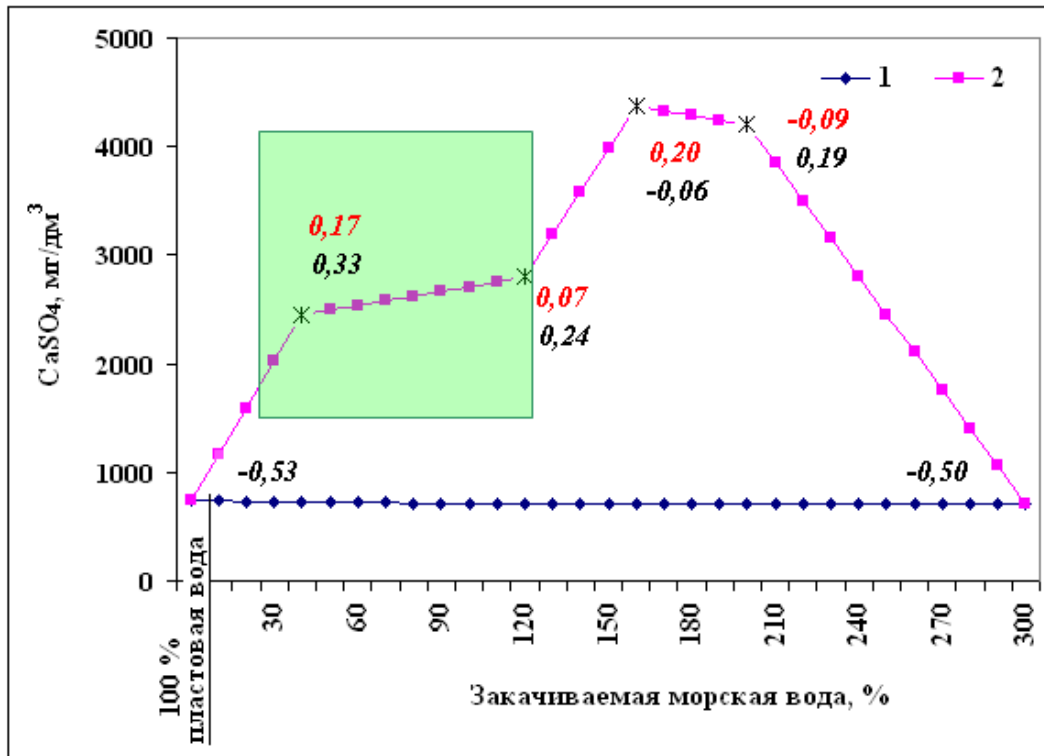


Рис. 7. Области растворения и отложения сульфата кальция при различных пропорциях пластовой и морской воды

Условные обозначения: 1 – расчетное содержание соли CaSO<sub>4</sub> в смесях пластовых и морских вод; 2 – фактическое содержание соли CaSO<sub>4</sub> после фильтрации смесей вод через образец. Цифры: индекс насыщенности воды CaSO<sub>4</sub> (черным цветом при температуре 60 °С, красным – при 40 °С) и давление 15 МПа. Квадратом выделена зона соотношений пластовой и морской воды, при которых наиболее возможно выпадение сульфатных солей кальция

Итак, разнонаправленные геохимические процессы (растворение одних солей и выпадение других) способствуют повышению геофлюидодинамической неоднородности коллектора. Эта особенность на первых порах может вызвать улучшение емкостно-фильтрационных свойств породы в окрестностях нагнетательных скважин, а по мере отдаления от них – ухудшение проводящих свойств пород за счет переотложения вынесенных минералов; как следствие – будет снижена способность агентов заводнения оттеснять нефть к эксплуатационным скважинам. Зона ухудшенных емкостно-фильтрационных свойств должна перемещаться по направлению от нагнетательной к эксплуатационным скважинам, обуславливая геофлюидодинамическую неоднородность, быстротечные «всплески» минерализации вод.

Геохимический механизм быстрого («мгновенного» даже с позиций средних сроков разработки месторождений) растворения хлоридных солей, высвобождение за счет него

пустотного пространства с последующим их частичным запечатыванием карбонатно-сульфатным вторичным солеотложением могут повысить геофлюидодинамическую неоднородность как в поровых, так и в трещинных коллекторах. Следствием этого процесса являются внезапные проявления обогащенных хлоридными солями вод и приуроченных к начальным этапам заводнения продуктивных горизонтов.

Такая ситуация, например, была зафиксирована на Памятно-Сасовском месторождении [2 и др.], где в апреле 1998 г., сразу же после начала заводнения в скв. 63 М, была обнаружена пластовая вода с высокой минерализацией (рис. 8). Отметим, что в 1997 г. минерализация воды составляла  $66,1 \text{ г/дм}^3$ , но после начала заводнения пласта повысилась более чем в три раза. Этот эффект был кратковременным: достаточно быстро система возвратилась к своему первичному состоянию.

Полученные сведения дают возможность предполагать наличие новой, ранее не учитывавшейся разновидности вод – техногенно-катагенных, которые образуются в условиях нефтегазового гидрохимического техногенеза. Так, по материалам Памятно-Сасовского месторождения, как уже отмечалось выше, наблюдалось быстрое перемещение фронтов вод различной генетической принадлежности. На рис. 9 (а – д) представлены данные по их химическому составу, интерпретируемые, как проявления двух сравнительно независимых потоков, один из которых можно рассматривать как поток вновь образованных катагенных растворов, другой – как смесь древних погребенных и технических вод.

Интерес представляют и результаты компьютерного трехмерного моделирования (распределения твердой фазы при солеотложении, вызванном смешением несовместимых по составу вод).

На рис. 10 приведен один из примеров распределения твердой фазы в виде сульфата кальция: без учета влияния литологического фактора (а) и с его учетом (б). Очевидна разница в пространственном проявлении масштаба солеотложения. Концентрация продуктов солеотложения (в данном случае в виде сульфата кальция) максимальна в той части модели, где происходит первоначальное взаимодействие морской и пластовой воды, при удалении концентрация твердой фазы снижается до минимального (но не нулевого) значения.

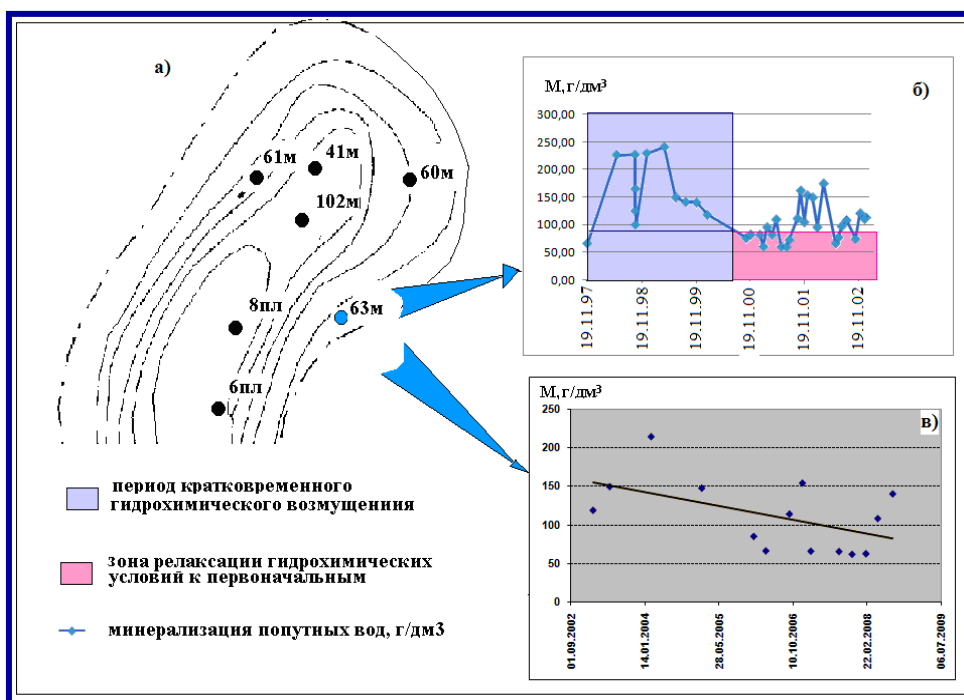
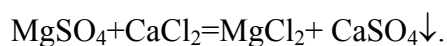


Рис.8. Пример бы- стротечных гид- рогеохимических эффектов на Па- мятно-Сосовском месторождении.

Одним из наиболее негативных факторов, возникающих при техногенном солеотложении, является ухудшение фильтрационно-емкостных свойств, в особенности проницаемости. Наши модельные расчеты выявили степень изменения пористости и проницаемости для условий вышеописанного эксперимента (рис. 11).

Отметим, что полученные расхождения обусловлены только одной из химических реакций:



Реально смешение несовместимых вод в пластовых условиях описывается совокупностью химических реакций и существенно большим набором физико-химических параметров среды, таких как молекулярные массы, массовые плотности, мольные доли солей, участвующих в реакциях (CMG STARS позволяет рассчитывать сложные химические системы).

Таким образом, видно, что влияние литологического фактора на состав попутных вод весьма существенно: оно может провоцировать увеличение концентрации солей по отношению к исходным водам, участвующим в смешении. Понимание этой зависимости исключит ошибки в интерпретации повышенных значений хлора, натрия и других солеобразующих ионов в попутных водах на ранних этапах заводнения, что в нефтепромысловой практике часто и неверно интерпретируется как «мгновенный» отклик водонапорной системы на техногенное возмущение.

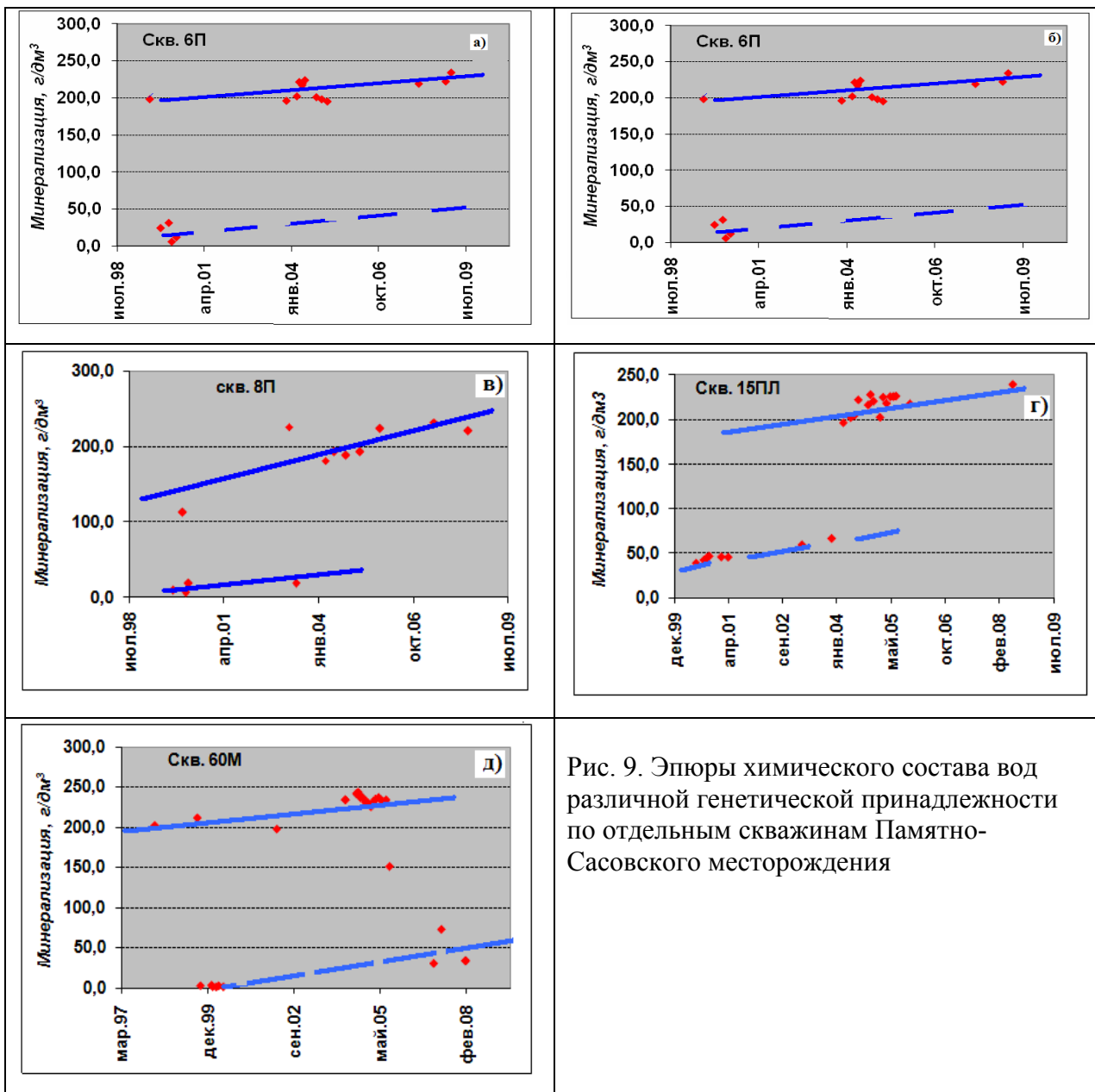


Рис. 9. Эпюры химического состава вод различной генетической принадлежности по отдельным скважинам Памятно-Сасовского месторождения

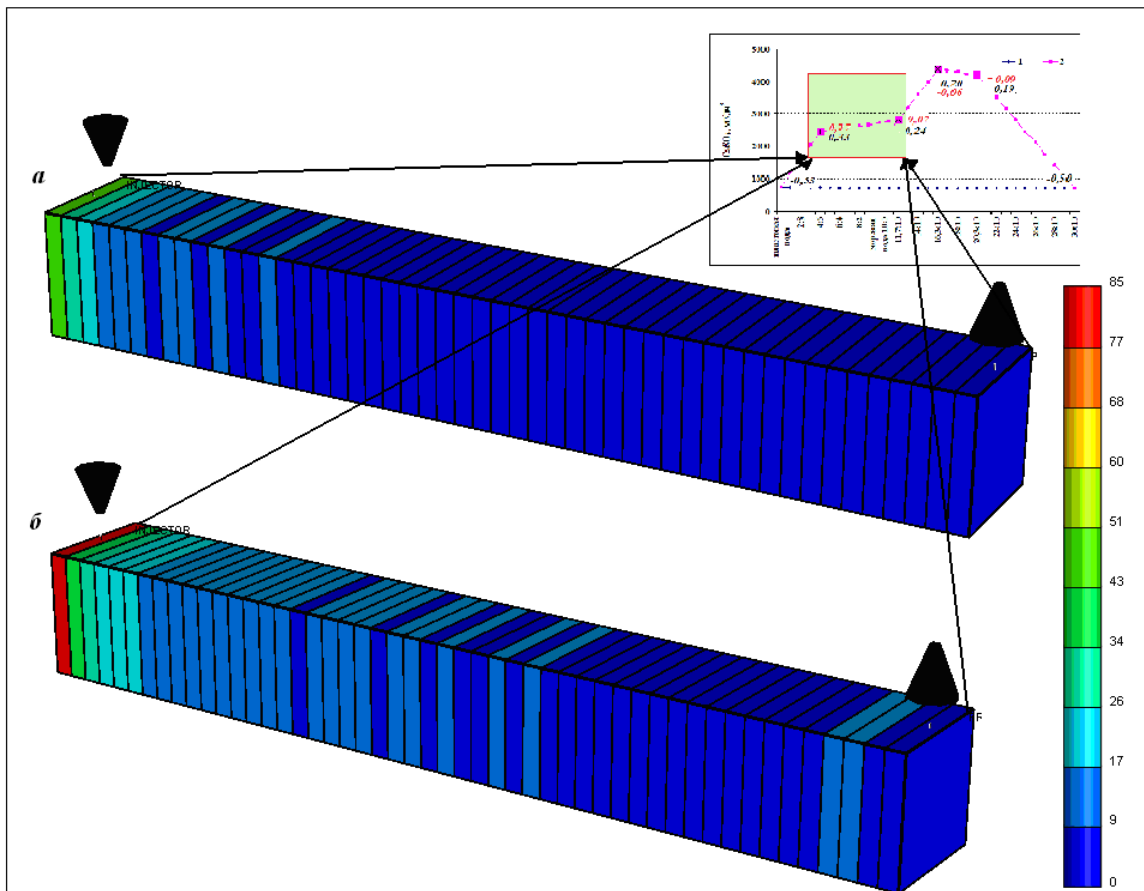


Рис.10. Модельное представление распределения концентрации твердой фазы ( $\text{г-моль/м}^3$ ) в виде сульфата кальция при смешении морских и пластовых вод (в пропорциях от 4:6 до 12:10)

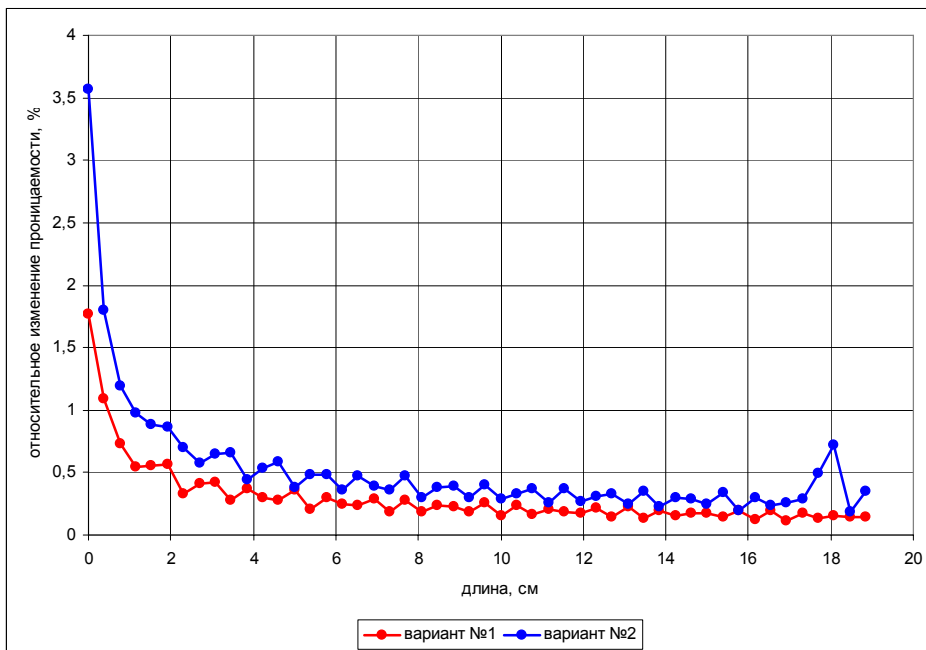


Рис.11. Относительное изменение проницаемости пород при солеотложении (вдоль моделируемого образца)

5.2. *Характеристика особенностей вытеснения пластовых вод морскими в моделях пласта с различной проницаемостью (по гидрохимическим индикаторам).* Результаты экспериментального моделирования процессов взаимодействия пластовых и морских вод в водонасыщенной среде показали, что в коллекторах с более низкой проницаемостью фронт вытеснения пластовых вод агентом заводнения более четкий, чем в породах с улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами (см. рис. 3, а, б). Это значит, что эффективность вытеснения в коллекторах с более низкой проницаемостью будет выше. В улучшенных коллекторах фронт вытеснения «размазан»; кроме того, «всплески» концентраций иона хлора в водах говорят о существенном выносе хлоридов, формировании техногенной пустотности, что чревато развитием языков обводнения и в любом случае снижает эффективность закачки вод.

На рис. 3 (а, б) представлены результаты экспериментов вытеснения пластовой воды при закачке морской водой в модель пласта с керном, имеющим различную проницаемость. Полученная зависимость дает возможность определять допрорывный ( $V_d$ ) и полный ( $V_e$ ) относительные объемы закачки, которые соответствуют допрорывному и полному коэффициентам замещения. Длина зоны ( $L_d$ ) смеси определялась как

$$L_d = V_v - V_d .$$

Сравнение полученных результатов вытеснения пластовых вод из модели пласта, сложенного карбонатно-алевритовыми разностями, показало, что существует определенная разница в характере вытеснения вод в исследуемых образцах. Для менее проницаемых отложений характерно поршневое вытеснение пластовых вод морскими, в то время как для более проницаемых отложений отмечались высокая дисперсность зоны смешения и явления прорыва закачиваемых вод.

Так, из рис. 3а из значений концентрации хлора на выходе из модели следует, что при более высокой проницаемости керна частичный прорыв морской воды произошел уже при закачке ее в количестве 0,15 объема пор, а после закачки 0,48 объема пор морской водой началось растянутое во времени смешение вод различного состава; минерализация воды постоянно снижалась. Всего было закачено морской водой 1,95 объема пор.

Начиная с того момента, когда морская вода заняла 1,65 объема пор, процесс стабилизировался, морская вода полностью заместила пластовую воду. Содержание хлор-иона в фильтрате приблизилось к его содержанию в исходной пробе морской воды. Зона "раз-

мазывания" здесь растягивается практически на весь процесс вытеснения, т.е. высокая проницаемость модели и значительная разница плотностей флюидов вызывают как фильтрационную, так и гравитационную дисперсии.

Рис. 3б отражает иной процесс: здесь видно, что при более низких значениях проницаемости превалирует поршневой характер вытеснения.

Допрорывной коэффициент замещения составляет 90 %, а зона смешения в этом случае в три раза меньше, чем в первом опыте (от 0,9 до 1,5). Всего было прокачано 2,06 объемов пор морской воды, после чего значение концентрации хлора в воде на выходе из системы установилось постоянным и опыт был прекращен. Таким образом, эффективность вытеснения в данном случае выше.

В реальной геологической среде такие примеры не единичны. Например, на двух скважинах 60М и 61М Памятно-Сасовского месторождения, расположенных рядом, но отличающихся по проницаемости продуктивного карбонатного комплекса фиксируется различный характер гидрохимических критериев, указывающих на приближающийся подток к эксплуатационным скважинам пластовых вод: проницаемость продуктивных отложений по скв. 61 М, примерно в 10 раз выше, чем по скважине 60 М (как и в нашем случае между моделями 1 и 2).

Рис. 12 показывает, что для скважины 61 с более проницаемыми отложениями разброс значений генетического коэффициента  $\frac{r_{Na}}{r_{Cl}}$  существенно выше (рис. 12, а), чем для скважины 60 с менее проницаемыми отложениями (рис. 12, б). Пересечение областей наложения вод различной генетической принадлежности (скв. 61) говорит о наличии зоны дисперсии, в пределах которой эффективность вытеснения снижается. На скв. 60 более выражен поршневой характер: генетически различные воды продвигаются по пласту без сильного смешивания. Поршневой характер вытеснения может быть проиллюстрирован и на примерах других скважин, в которых сама форма кривой изменения минерализации свидетельствует об эффективном (без смешения) продвижении вытесняющего агента.

Таким образом, анализ изменения гидрохимических условий разработки дает возможность оценивать продвижения фронта вытеснения пластовых флюидов, прогнозировать направления развития языков заводнения.

В заключение следует отметить, что выполненные исследования продемонстрировали целесообразность сопряжения методов экспериментального и математического моде-

лирования при изучении взаимодействия вод различного состава и генезиса между собой и минеральной матрицей пород.

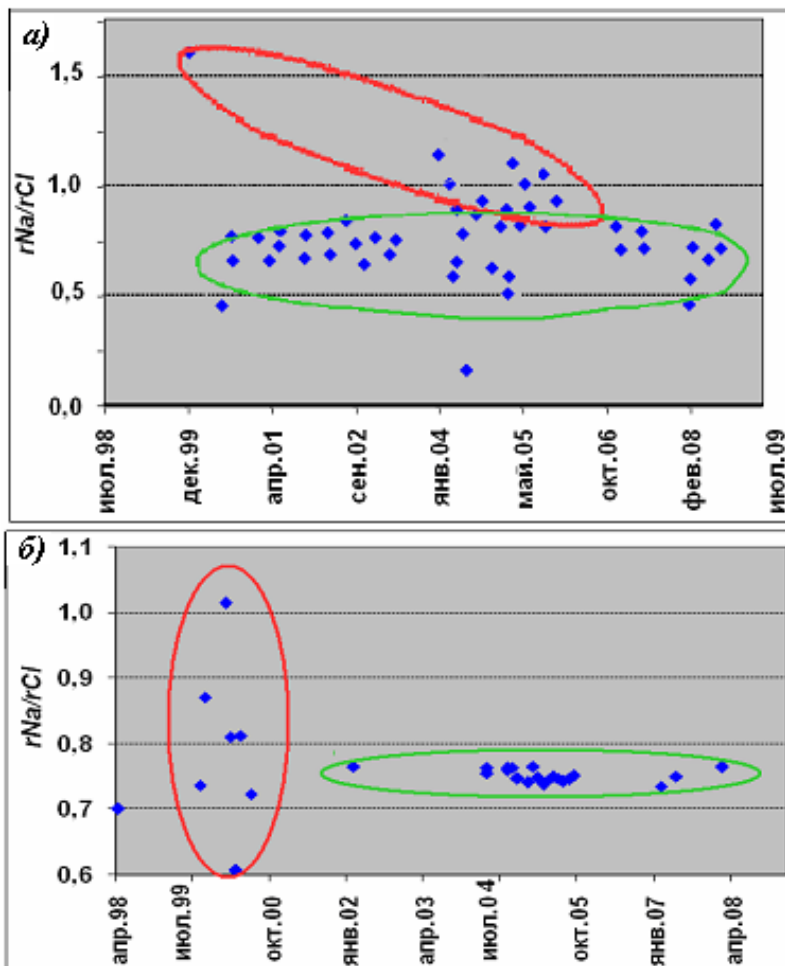


Рис. 12. Памятно-Сасовское месторождение: *а* – изменение натрий-хлорного коэффициента в процессе разработки скв. 61; *б* – то же по скв. 60. Красным овалом выделены зоны слабосоленых вод, зеленым – высокоминерализованных вод.

Дальнейшее развитие работ по изучению влияния закачки технических вод на гидродинамические параметры продуктивных пластов позволит более надежно обосновать количественные связи между проницаемостью пород, химическим составом пластовых и закачиваемых вод, скоростью заводнения. Эти сведения повысят обоснованность математических геолого-гидродинамических моделей эксплуатируемых месторождений УВ.

Работа выполнена по Программе №24 фундаментальных исследований президиума РАН. Научный руководитель проекта докт. геол.-мин. наук Абукова Л.А.



## ЛИТЕРАТУРА

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 разраб. нефт. и газовых месторождений. 2002. №5. – С. 90–94.
2. *Анисимов Л.А., Киляков В.Н., Чижов С.И., Боровик В.А.* Гидрохимический контроль процесса обводнения скважин Памятно-Сасовского месторождения // Проблемы освоения Прикаспия и шельфа Каспийского моря: Сб. ООО «Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть». Волгоград, 2004. Вып. 63. С. 111–121.
3. *Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш.* Предотвращение отложений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башкир. кн. изд-во, 1987. – 168 с.
4. *Ахундов А.Р., Буряковский Л.А.* Новый графический метод определения соотношения объемов и составов смешивающихся вод // Азерб. нефт. хоз. 1965. №8. С. 14–15.
5. *Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П.* Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 207 с.
6. *Гиматудинов Ш.К., Ибрагимов Л.Х., Гаттенбергер Ю.П.* и др. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними. Грозный: Изд-во Грознен. нефт. ин-та, 1985. 86 с.
7. *Карцев А.А., Никаноров А.М.* Нефтепромысловая гидрогеология. М.: Недра, 1983. 197 с.
8. *Кацавцев В.Е.* Итерационное моделирование комплексного солеобразования при добыче обводненной нефти // Нефт. хоз-во. 1999. №9. С.38–41.
9. *Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
10. *Киссин И.Г., Пахомов С.И.* Экспериментальные исследования процессов формирования состава подземных вод // Проблемы теоретической и региональной гидрогеологии. М.: Изд-во МГУ, 1979. С. 26–29.
11. *Люшин С.Ф., Ершов А.М., Гарипов Ф.П.* и др. О причинах отложения гипса в скважинах НГДУ "Чекмагушнефть" // Вопросы интенсификации добычи нефти на месторождениях Башкирии: сб. науч. тр./ БашНИПИнефть. 1973. Вып.34. С.79–90.
12. *Мархасин И.Л., Лейберт Б.М., Баширов Л.Х.* О влиянии осадкообразования при смешении закачиваемой воды с пластовой на проницаемость пласта // Вопросы бурения скважин и добычи нефти: сб. науч.тр. / Уфим. нефт. ин-т. 1972. Вып. 8. С.65–76.

13. *Мехтиев Ш.Ф., Ахундов А.Р., Ворошилов Е.А.* Практические вопросы нефтепромысловой гидрогеологии. Баку: ЭЛМ, 1975. 188 с.
14. *Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И.* Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.
15. *Муляк В.В.* Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным: автореф. дис. ... учен. степ. докт. техн. наук. М., 2008. 46 с.
16. *Никаноров А.М., Сокирко Л.Е.* Изучение процессов смешения вод нефтяных месторождений на модели пласта в условиях высоких давлений и температур // Нефт. хоз-во. 1973. №12. С. 36–40.
17. *Озябкин В.Н.* Математическая модель процессов эвапоритового осадконакопления // Проблемы морского и континентального галогенеза. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1991 С. 60–67.
18. *Рагулин В., Латыпов О., Михайлов А., Волошин А., Смолянец Е., Теплов В.* Моделирование солеобразования при нефтедобыче и технологии его предупреждения // Науч.-техн. вестн. ЮКОС. 2003. № 6. С. 42–47.
19. *Силич В.Е.* Особенности изменения химического состава попутных вод при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири // Управление гидродинамическими процессами при разведке и эксплуатации месторождений нефти: сб. науч. тр. /Главтюменьгеология, ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1986. С. 96–101.
20. *Соколов А.Ф.* Методы экспериментальных исследований при контроле ареала захоронения промстоков на подземных хранилищах газа // Защита окруж. среды в нефтегазовом комплексе. 2003. № 6. С. 25–33.
21. *Чистовский А.Н.* О причинах выпадения гипса при разработке нефтяных залежей // Геология нефти и газа. 1975. №2. С.69–74.