

УДК 622.276.438:553.08(571.1)
DOI 10.17513/use.38396

РЕЗУЛЬТАТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СОВМЕСТИМОСТИ ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА

Сальникова Ю.И.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень;
Западно-Сибирский филиал Института геологии нефти и газа Сибирского отделения
Российской академии наук, Тюмень, e-mail: salnikovaji@tyuiu.ru

В статье представлены обобщенные и систематизированные данные физико-химического моделирования выпадения осадка кальцита при смешивании пластовых и закачиваемых вод, полученные в период геологического изучения на месторождениях углеводородов Западной Сибири по методике отраслевого стандарта с использованием программы «РОСА». Выполнена выборка максимального значения прогнозируемого выпадения карбоната кальция и соответствующего этому значению соотношения пластовой и закачиваемой воды в смеси. Анализовались данные, полученные при моделировании процессов заводнения нефтяных залежей минерализованными водами апт-альб-сеноманских отложений с целью поддержания пластового давления, а также при закачке излишков попутно добываемых вод в пласты-коллекторы поглощающего горизонта Западно-Сибирского мегабассейна. Установлено, что в подавляющем большинстве случаев наибольшие значения прогнозируемого образования карбоната кальция фиксируются при доле закачиваемой воды в пласте 9:1. Оценка прогнозных максимальных значений кальцита на рассматриваемой территории дана по нефтегазоносным областям. Выявлена приуроченность максимальных значений прогнозируемого осадка кальцита к центральным районам Западной Сибири (Среднеобская нефтегазоносная область) при заводнении неокомских и юрских горизонтов. Наименьшие его значения установлены для северных районов (Надым-Пурская и Пур-Тазовская нефтегазоносные области) при заводнении неокомских горизонтов.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн, пластовые воды, геохимическая совместимость вод, осадок карбоната кальция, попутные воды

RESULTS OF PHYSICOCHEMICAL MODELING OF COMPATIBILITY OF FORMATION AND INJECTED WATERS OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN

Salnikova Yu.I.

Industrial University of Tyumen, Tyumen;
Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk, Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, e-mail: salnikovaji@tyuiu.ru

The article presents generalized and systematized data on the physicochemical modeling of calcite precipitation during mixing of formation and injected waters, obtained during the geological study of hydrocarbon deposits in Western Siberia using the industry standard methodology and the ROSA program. A sample of the maximum value of the predicted precipitation of calcium carbonate and the ratio of formation and injected water in the mixture corresponding to this value was taken. The data obtained during modeling of the flooding processes of oil deposits with mineralized waters of Aptian-Albian-Cenomanian deposits in order to maintain reservoir pressure, as well as during the injection of excess produced water into the reservoir layers of the absorbing horizon of the West Siberian megabasin, were analyzed. It has been established that in the overwhelming majority of cases, the highest values of predicted formation of calcium carbonate are recorded with a proportion of injected water in the formation of 9:1. An assessment of the predicted maximum values of calcite in the territory under consideration is given for oil and gas bearing regions. The confinement of the maximum values of the predicted calcite sediment to the central regions of Western Siberia (the Middle Ob oil and gas region) during the flooding of Neocomian and Jurassic horizons was revealed. Its lowest values were established for the northern regions (Nadym-Pur and Pur-Taz oil and gas regions) during flooding of Neocomian horizons.

Keywords: West Siberian megabasin, formation waters, associated waters, geochemical compatibility of waters, calcium carbonate sediment

Введение

В Западной Сибири при разработке залежей углеводородов юрско-меловых отложений длительный период (более 55 лет) используются минерализованные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК) Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) для поддержания пластового давления (ППД). За этот период на ме-

сторождениях с организованной системой ППД накопленный объем добытой подземной воды превысил 7,4 млрд м³. На месторождениях, где объемы попутно добываемых с углеводородами вод превышают потребности систем заводнения, организованы участки размещения излишков этих вод в пласты-коллекторы ААС ВК. В настоящее время суммарный объем закачанной жидко-

сти в апт-альб-сеноманский поглощающий комплекс составляет 671 млн м³ [1]. При этом техногенная нагрузка, оказываемая на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс, характеризуется своими особенностями в зависимости от рассматриваемого нефтегазоносного района. К примеру, для северных районов Западной Сибири, при сохранении роли комплекса как объекта добычи технических вод для повышения нефтеотдачи пластов (накопленный объем превысил 480 млн м³), отмечается рост его целевого назначения как резервуара для размещения значительных объемов попутно добываемых вод и других флюидов (более 126,5 млн м³).

Очевидно, что такие внушительные объемы подземных вод, вовлеченные в технологические процессы на промыслах, имеют свои особенности при взаимодействии флюидов водоносных комплексов в разрезе мезозойских отложений ЗСМБ. Поэтому необходимость оценки геохимической совместимости пластовых и закачиваемых вод является актуальной задачей в промысловой гидрогеологии [2; 3]. Прогнозирование равновесия смешиваемых вод поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов и, как следствие, снижения нефтеотдачи [4, с. 97; 5, с. 39; 6, с. 10]. Решение вопросов осадкообразования в пластовых условиях нефтяных месторождений, моделирование процессов осаждения и пути их решения отражены в исследованиях многих ученых [7–9].

Солеотложения, образующиеся в результате смешивания закачиваемых и пластовых вод на месторождениях Западной Сибири, представлены главным образом в виде карбоната кальция. Пластовые воды месторождений Западно-Сибирского мегабассейна практически не содержат сульфатов, поэтому сульфатное равновесие чаще всего не рассматривается. Совместимость вод в основном оценивается по результатам состояния карбонатной системы их смесей.

Лабораторные методы моделирования совместимости смешиваемых минерализованных вод для месторождений углеводородов Западной Сибири используются крайне редко. В опубликованной литературе такие исследования в основном охватывают месторождения углеводородов Восточной Сибири, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Приуральской НГО [10–12]. По Западной Сибири имеются экспериментальные данные по совместимости пресных

вод с водами продуктивных пластов Приобского месторождения, а также минерализованных вод апт-альб-сеноманского комплекса и нефтепродуктивного интервала (неокомский комплекс) Восточно-Янчинского месторождения [13]. Полученные результаты имеют условный характер, поскольку большая часть исследований проводилась без учета пластовых давлений и температур.

На практике более широко используются расчетные методы термодинамического моделирования смешения подземных вод разного состава по регламентированной методике отраслевого стандарта [14] с использованием различных программных продуктов.

Цель исследования – систематизировать данные прогнозных расчетов образования карбоната кальция при моделировании смешивания пластовых и закачиваемых вод на месторождениях углеводородов Западной Сибири.

Материалы и методы исследования

В работе обобщены результаты многолетних исследований (2014–2024 гг.) совместимости пластовых и закачиваемых вод Западно-Сибирского мегабассейна по фоновым отчетам (всего 199 отчетов) оценки запасов подземных вод с целью их использования в системах поддержания пластового давления залежей нефтяных месторождений, а также гидрогеологического обоснования размещения излишков попутно добываемых вод в поглощающий горизонт. В указанных материалах расчеты совместимости подземных вод с целью оценки выпадения осадка карбоната кальция выполнялись согласно методике отраслевого стандарта [14]. В основе расчетного метода определения совместимости смешиваемых вод по кальциту лежит зависимость растворимости солей кальция в многокомпонентной смеси от температуры, давления и парциального давления углекислого газа. Относительная погрешность метода – 15%. Полученные данные по оценке совместимости пластовых и закачиваемых флюидов признаны государственной комиссией по запасам достоверными.

Результаты исследования и их обсуждение

Месторождения углеводородов, по которым обобщены расчеты выпадения кальция, нанесены на картографическую основу гидрогеологического районирования территории Тюменской области по условиям размещения излишков образующихся на промыслах вод (рис. 1) [15].

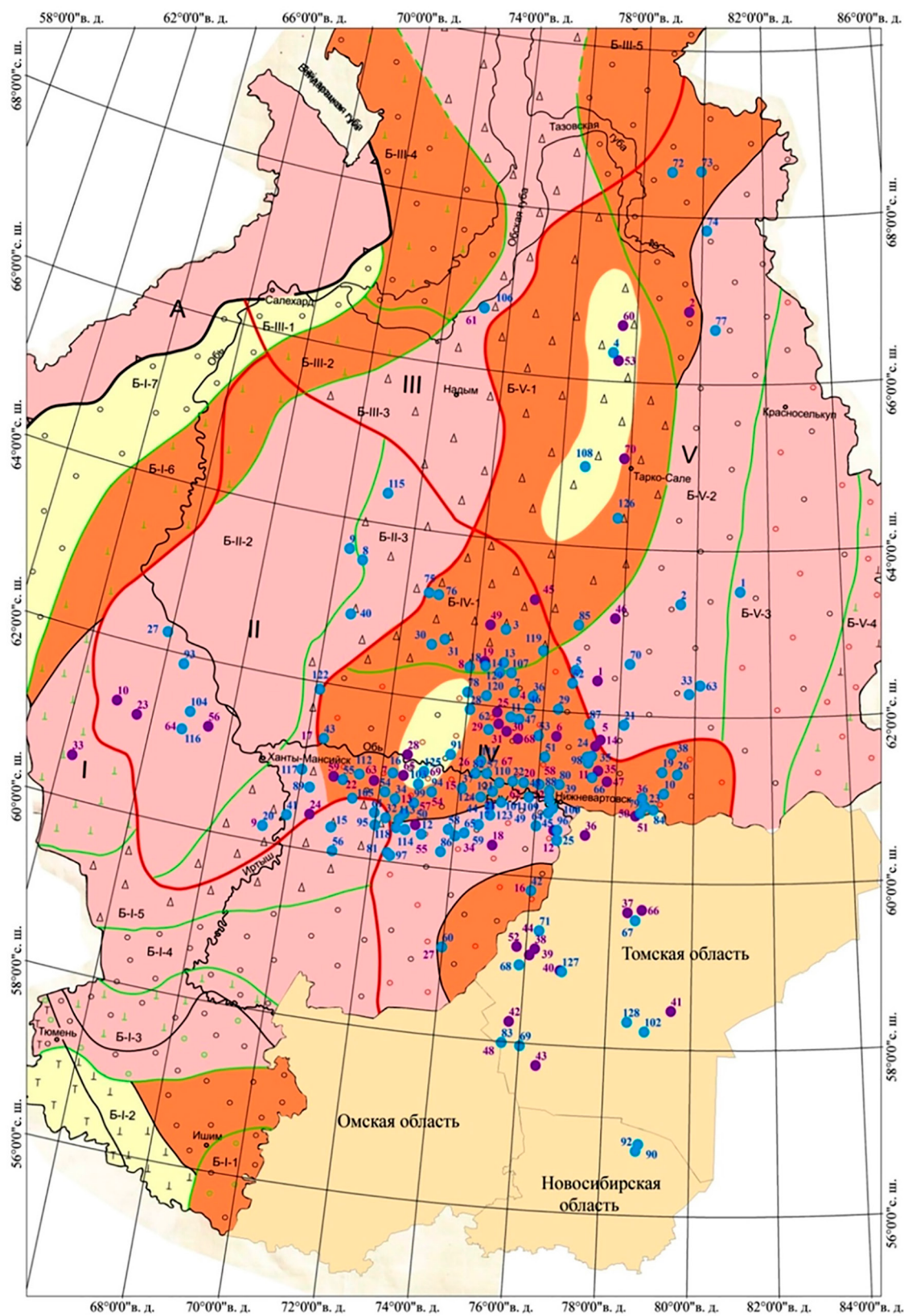
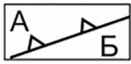
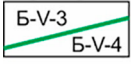
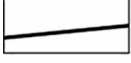
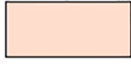


Рис. 1. Карта фактического материала
Источник: составлено автором на основе [15]

- А** Область неблагоприятная для захоронений промышленных стоков;
- Б** Область благоприятная для захоронений промышленных стоков;
-  граница областей;
-  границы зон благоприятных для захоронения промышленных стоков и их номера (зоны выделены по различным типам гидрогеологических разрезов);
- Зона I** Основной пласт-коллектор - верхне-альбско-сеноманская водонапорная толща (уватская свита);
- Зона II** Основной пласт-коллектор - верхне-аптско-нижнеальбская водонапорная толща (викуловская свита);
- Зона III** Основной пласт-коллектор - верхне-готеривско-нижнеальбская водонапорная толща (танопчинская свита);
- Зона IV** Основной пласт-коллектор - валанжин-готерив-барремская водонапорная толща (вартовская свита);
- Зона V** Основной пласт-коллектор - валанжин-сеноманская водонапорная толща (верхняя часть усть-тазовской серии, отвечающая сеноманскому ярусу);
-  Границы районов (районы выделены по различному количеству потенциальных пластов-коллекторов);
-  Границы участков (участки выделены по различным значениям проницаемости пластов-коллекторов).
- Проницаемость пород, мД
1. Апт-сеноманский водонапорный подкомплекс (верхнеальбско-сеноманская, верхнеаптско-нижнеальбская водонапорная толща)
-  > 1000
-  500-1000
-  100-500
2. Неокомский и юрский водонапорные подкомплексы (готерив-барремская, валанжинская, юрская водонапорные толщи. Соответствующие цвета крапа - черный, красный, зеленый)
-  > 1000
-  500-1000
-  100-500
-  неупорядоченная, преимущественно низкая (10-100);
-  ¹ данные совместимости пластовых вод ААС ВК с попутными водами продуктивных отложений (утилизация), номер месторождения;
-  ² данные совместимости пластовых вод ААС ВК с водами продуктивных отложений (система ППД), номер месторождения.

Условные обозначения к рис. 1

Условный номер	Название месторождения с организованной системой ППД	Условный номер	Название месторождения с организованной системой ППД	Условный номер	Название месторождения с организованным полигоном закладки
1	ВОРГЕНСКОЕ	66	СОРОМИНСКОЕ	1	СЕВЕРО-ВАРЬЕГАНСКОЕ
2	РАВНИННОЕ	67	ЧКАЛОВСКОЕ	2	ЗАПОЛЯРНОЕ
3	ОТДЕЛЬНОЕ	68	ПЕРВОМАЙСКОЕ	3	АРИГОЛЬСКОЕ
4	УРЕНГОЙСКОЕ	69	ТАГАЙСКОЕ	4	ВАТЬЕГАНСКОЕ
5	ВАЛЮНИНСКОЕ	70	ТАГРИНСКОЕ	5	ГУНЬЕГАНСКОЕ
6	АРИГОЛЬСКОЕ	71	ОЛЕНЬЕ	6	ЕГУРЬЯХСКОЕ
7	ВАТЬЕГАНСКОЕ	72	ЗАПАДНО-МЕССОЯХСКОЕ	7	ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ
8	ВЕРХНЕКАЗЫМСКОЕ	73	ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ	8	КОГАЛЫМСКОЕ
9	ИМ.И.Н.ЛОГАЧЕВА	74	ПЯКЯХИНСКОЕ	9	КОНДИНСКОЕ
10	КОШИЛЬСКОЕ	75	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОЕ	10	ЛОВИНСКОЕ
11	МИШАЕВСКОЕ	76	ВЕРХЕНАДЫМСКОЕ	11	МЫХЛОРСКОЕ
12	ВСТРЕЧНОЕ	77	РУССКОЕ	12	ПОЛУДЕННОЕ
13	ГРИБНОЕ	78	ВОСТОЧНО-ИКИЛОРСКОЕ	13	ТЕПЛОВСКОЕ
14	ДРУЖНОЕ	79	ВОСТОЧНО-ОХТЕУРСКОЕ	14	ТЮМЕНСКОЕ
15	ЗАПАДНО-САЛЫМСКОЕ	80	САМОТЛОРСКОЕ	15	ФАИНСКОЕ
16	ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ	81	КУЗОВАТКИНСКОЕ	16	ЧИСТИННОЕ
17	КИНЯМИНСКОЕ	82	ЗАПАДНО-ПОКАМАСОВСКОЕ	17	ПРИБОЕСКОЕ
18	КОГАЛЫМСКОЕ	83	КРАПИВИНСКОЕ	18	ЮЖНО-КИНЯМИНСКОЕ
19	КОЛИК-ЕГАНСКОЕ	84	ВАХСКОЕ	19	ЮЖНО-ЯГУНСКОЕ
20	КОНДИНСКОЕ	85	ВЫНГАПУРОВСКОЕ	20	СЕВЕРО-ПОКУРСКОЕ
21	НОВО-АГАНСКОЕ	86	УНТЫГЕЙСКОЕ	21	КЕТОВСКОЕ
22	ЛУГОВОЕ	87	ВАН-ЕГАНСКОЕ	22	ПРАВДИНСКОЕ
23	МАКСИМИНСКОЕ	88	ВАТИНСКОЕ	23	ПОТНАЙ-КАРТОПЫНСКОЕ
24	МАЛОЧЕРНОГОРСКОЕ	89	ВЕРХНЕСАПШИНСКОЕ	24	НИЖНЕСАПШИНСКОЕ
25	МОХТИКОВСКОЕ	90	ВЕРХ-ТАРСКОЕ	25	ВОСТ-ПРИДОРЖНОЕ
26	ПЕРМЯКОВСКОЕ	91	ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОЕ	26	ПОКАМАСОВСКОЕ
27	ПЕСЧАНОЕ	92	ВОСТОЧНО-ТАРСКОЕ	27	ТАЙЛАКОВСКОЕ
28	РАВЕНСКОЕ	93	ЕМ-ЕГОВСКОЕ+ПАЛЪЯНОВСКОЕ	28	СОЛКИНСКОЕ
29	РОСЛАВЛЫНСКОЕ	94	ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОЕ	29	КЕЧИМОВСКОЕ
30	СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОЕ	95	ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОЕ	30	ПОКАЧЕВСКОЕ
31	СЕВЕРО-КОЧЕВСКОЕ	96	ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОЕ	31	КЛЮЧЕВОЕ
32	МАЛОБАЛЫКСКОЕ	97	ИМ. О.А. МОСКОВЦЕВА	32	ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОЕ
33	СУСЛИКОВСКОЕ	98	КЫСОМСКОЕ	33	УЗБЕКСКОЕ
34	ТЕПЛОВСКОЕ	99	МАМОНТОВСКОЕ	34	УГУТСКОЕ
35	УЗУНСКОЕ	100	МЕГИОНСКОЕ	35	СОРОМИНСКОЕ
36	УСТЬ-КОТУХТИНСКОЕ	101	МЫХПАЙСКОЕ	36	МАЛОРЕЧЕНСКОЕ
37	ФАИНСКОЕ	102	НИЖНЕЛУГИНЕЦКОЕ	37	ЧКАЛОВСКОЕ
38	ХОХРЯКОВСКОЕ	103	ОМБИНСКОЕ	38	КАТЫЛЬГИНСКОЕ
39	ЧЕХЛОНЕЙСКОЕ	104	ПОТТЫМСКО-ИНГИНСКОЕ	39	ЗАПАДНО-КАТЫЛЬГИНСКОЕ
40	ЖУМАЖАНОВСКОЕ	105	САЛЫМСКИЙ (ЛЕМПИНСКИЙ)	40	ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОЕ
41	ЧАПРОВСКОЕ	106	САНДИБИНСКОЕ	41	СОБОЛИНОЕ
42	ЧИСТИННОЕ	107	СВОБОДНОЕ	42	ДВУРЕЧЕНСКОЕ
43	ПРИБОЕСКОЕ	108	СЕВЕРО-ГУБКИНСКОЕ+ПРИСКЛО-	43	ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОЕ
44	ОСТРОВНОЕ	109	СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОЕ	44	ОЛЕНЬЕ
45	ЮЖНОЕ	110	СЕВЕРО-ОСТРОВНОЕ	45	СПОРЫШЕВСКОЕ
46	ЗАПАДНО-МОГУТЛОРСКОЕ	111	СЕВЕРО-ПОКАМАСОВСКОЕ	46	ЯРАЙНЕРСКОЕ
47	СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОЕ	112	СЕВЕРО-САЛЫМСКОЕ	47	ЕРШОВОЕ
48	СЕВЕРО-ПОКУРСКОЕ	113	СРЕДНЕБАЛЫКСКОЕ ОСН ЧАСТЬ	48	КРАПИВИНСКОЕ
49	КЕТОВСКОЕ	114	СРЕДНЕБАЛЫКСКОЕ ЮЖ ЧАСТЬ	49	ХОЛМОГОРСКОЕ
50	МАЙСКОЕ	115	СРЕДНЕХУЛЫМСКОЕ	50	СЕВЕРНОЕ
51	АГАНСКОЕ	116	ТАЛИНСКОЕ	51	ВАХСКОЕ
52	ЗАПАДНО-ВАРЬЕГАНСКОЕ	117	ПРИБОЕСКОЕ ЮЖ ЧАСТЬ	52	ПЕРВОМАЙСКОЕ
53	КУРРАГАНСКОЕ	118	ЮЖНО-БАЛЫКСКОЕ	53	ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОЕ
54	ВОСТ-ПРАВДИНСКОЕ	119	ЮЖНО-ВЫНТОЙСКОЕ	54	ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОЕ
55	ПРИАЗЛОМНОЕ	120	ЮЖНО-КУСТОВОЕ	55	ЕФРЕМОВСКОЕ
56	ВЕРХНЕСАЛЫМСКОЕ	121	ЮЖНО-ЛОКОСОВСКОЕ	56	КАМЕННОЕ
57	ПОКАМАСОВСКОЕ	122	ЮЖНО-ЛЯМИНСКОЕ	57	МАМОНТОВСКОЕ
58	ЗАПАДНО-УГУТСКОЕ	123	ЮЖНО-ОСТРОВНОЕ	58	МЕГИОНСКОЕ
59	СРЕДНЕУГУТСКОЕ	124	ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОЕ	59	ПРИАЗЛОМНОЕ
60	ТАЙЛАКОВСКОЕ	125	ЮЖНО-СУРГУТСКОЕ	60	САМБУРГСКОЕ
61	ПЕТЕЛИНСКОЕ	126	ЮЖНО-ТАРАСОВСКОЕ	61	САНДИБИНСКОЕ
62	КЕЧИМОВСКОЕ	127	ЮЖНО-ЧЕРЕМШАГСКОЕ	62	СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОЕ
63	ВЕРХНЕКОЛИК-ЕГАНСКОЕ	128	ЮЖНО-ШИНГИНСКОЕ	63	СЕВЕРО-САЛЫМСКОЕ
64	ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОЕ	129	ЮЖНО-ЯГУНСКОЕ	64	ТАЛИНСКОЕ
65	УГУТСКОЕ			65	УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ
				66	ЧКАЛОВСКОЕ
				67	ЮЖНО-ЛОКОСОВСКОЕ
				68	ЮЖНО-ПОКАЧЕВСКОЕ
				69	ЮЖНО-СУРГУТСКОЕ
				70	ПУРОВСКИЙ ЗПК

Окончание условных обозначений к рис. 1

Автором по каждому месторождению выполнена выборка максимального значения прогнозируемого выпадения карбоната кальция и соответствующего ему соотношения пластовой и закачиваемой воды в смеси. Количество проведенных моделирований по месторождению зависело от количества продуктивных горизонтов (неокомский, юрский).

Систематизация результатов моделирования производилась по нефтегазоносным областям (НГО) согласно нефтегеологическому районированию территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [16].

Сводные данные по результатам моделирования физико-химических процессов при смешивании вод ААС ВК с пластовыми водами продуктивных отложений (неокомские, юрские) для целей ППД на месторождениях Западно-Сибирского мегабассейна (более 200 определений) при оценке максимального осадкообразования (в знаменателе) и доля полученного максимального осадка при соответствующем соотношении смесей (в числителе) представлены в табл. 1.

Согласно проанализированным данным, в 68 % от всех проведенных определений ве-

роятные максимальные значения выпадения кальцита в осадок (до 558 мг/дм³) прогнозируются для условий, когда доля закачиваемой воды в пласт-коллектор составляет 9:1. Отсутствие осадка при любом соотношении смешиваемых вод получено в 15 % случаев моделирования, что наглядно представлено на рис. 2.

Приведенные средние данные по осадкообразованию в целом характерны для Среднеобской нефтегазоносной области, по которой выполнена преобладающая доля (127 определений) от общего количества исследований.

Для Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей наблюдается значимое отличие в результатах. В преобладающей массе проведенных расчетов (90 %) максимальные, до 151 мг/дм³, значения кальцита были получены при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1 для Надым-Пурской НГО, до 320 мг/дм³ – Пур-Тазовской НГО. Для Надым-Пурской нефтегазоносной области единичный случай максимального значения осадка карбоната кальция по расчетному моделированию (226 мг/дм³) зафиксирован при соотношении 7:3.

Таблица 1

Максимальное количество осадка при смешении вод ААС ВК с водами продуктивных горизонтов

НГО	Продуктивные горизонты	Соотношение агента нагнетания в смеси с пластовой водой					Количество определений
		9:1	7:3	5:5	4:6	2:8	
Надым-Пурская	неоком, юра	90 % 12–151	10 % 226	–	–	–	10
Пур-Тазовская	ААС, неоком	100 % 47–320	–	–	–	–	7
Васюганская	неоком, юра-Pz	96 % 7–231	–	–	2 % 332	2 % 170	26
Каймысовская	неоком, юра	33 % 39	33 % 358	–	33 % 398	–	3
Красноленинская	ААС, неоком, юра	23 % 6–314	39 % 225–318	15 % 250–284	8 % 305	15 % 290–363	13
Среднеобская	неоком, юра	70 % 3–558	11 % 301–322	5 % 259–333	11 % 118–423	3 % 367–526	127
Фроловская	неоком, юра	48 % 112–408	26 % 117–344	18 % 315–555	4 % 68	4 % 442	23
всего		68 % 3–558	13 % 301–358	6 % 205–555	9 % 118–423	4 % 441–526	209

Примечание: при соотношениях 8:2, 6:4, 3:7 и 1:9 максимальных значений осадка не прогнозируется. Источник: составлено автором.

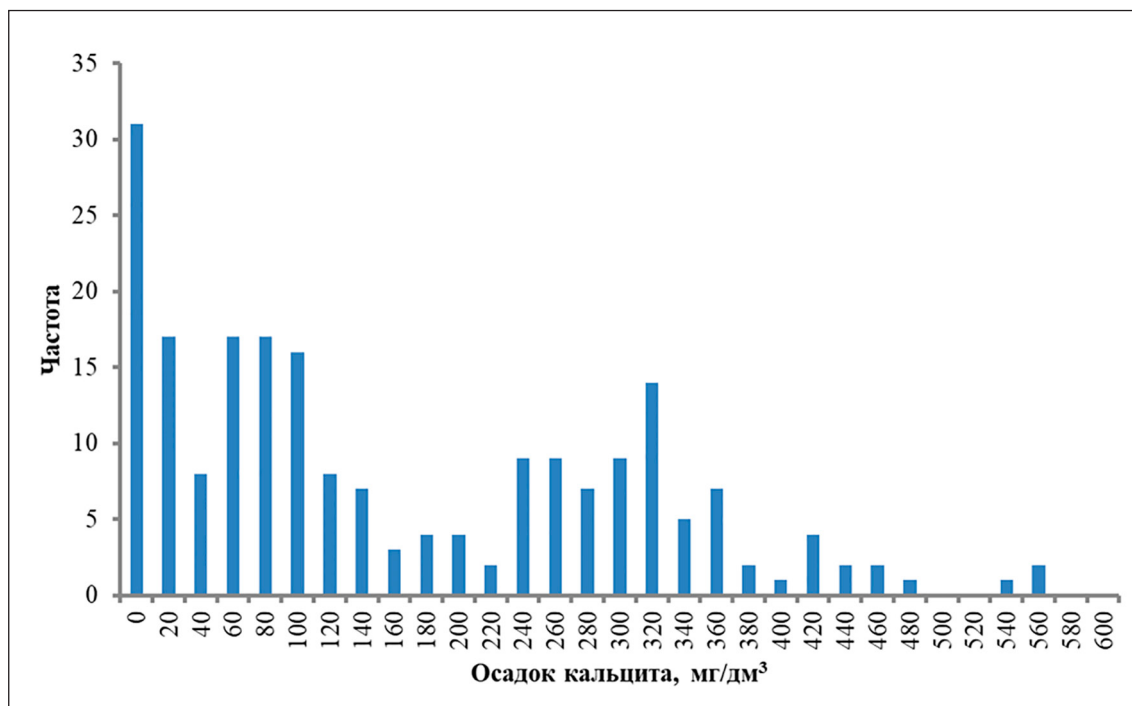


Рис. 2. Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении пластовых вод продуктивных отложений с закачиваемыми водами
Источник: составлено автором

Таблица 2

Максимальное количество осадка при смешении попутных и хозяйственно-бытовых вод с водами ААС ВК

НГО	Размещаемые воды в ААС ВК	Соотношение агента нагнетания в смеси с пластовой водой					Количество определений
		9:1	7:3	5:5	4:6	2:8	
Пур-Тазовская	хоз-быт. стоки	$\frac{67\%}{0}$	$\frac{33\%}{23}$				3
Надым-Пурская	хоз-быт. стоки	$\frac{100\%}{0-66}$					2
Васюганская	неоком/юра	$\frac{100\%}{53-411}$					13
Каймысовская	неоком/юра	$\frac{100\%}{54-243}$					3
Красноленинская	ААС/юра	$\frac{17\%}{70}$	$\frac{17\%}{89}$	$\frac{49\%}{145-255}$	$\frac{17\%}{173}$		6
Среднеобская	неоком/юра	$\frac{87\%}{22-627}$	$\frac{9\%}{265-484}$	$\frac{4\%}{369-486}$			46
Фроловская	неоком/юра	$\frac{38\%}{181-456}$	$\frac{50\%}{163-590}$			$\frac{12\%}{157-208}$	16
всего		$\frac{74\%}{0-627}$	$\frac{16\%}{23-590}$	$\frac{6\%}{145-486}$	$\frac{2\%}{173}$	$\frac{2\%}{157-208}$	89

Примечание: при соотношениях 8:2, 6:4, 3:7 и 1:9 максимальных значений осадка не прогнозируется.
Источник: составлено автором.

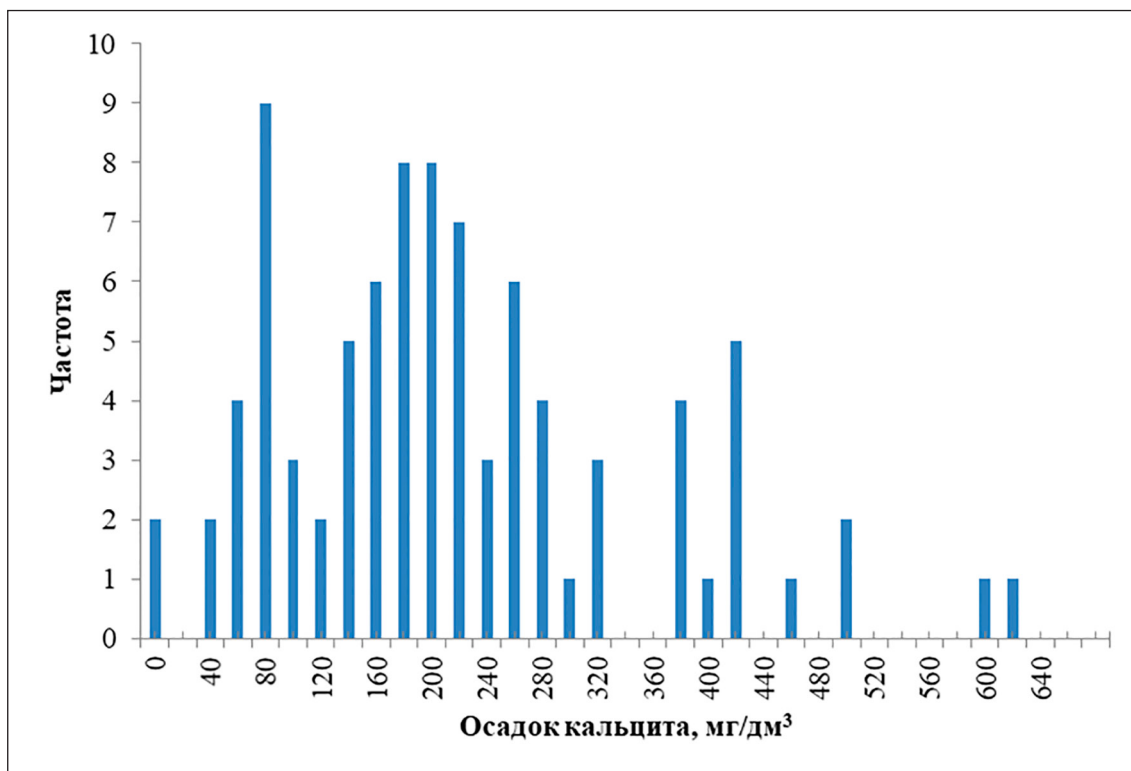


Рис. 3. Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении попутных вод продуктивных отложений с пластовыми водами ААС ВК
Источник: составлено автором

Сводные данные по результатам моделирования физико-химических процессов при смешивании попутных вод продуктивных отложений (неокомского и юрского комплексов) и очищенных хозяйственно-бытовых стоков с пластовыми водами ААС ВК на месторождениях Западно-Сибирского мегабассейна представлены в табл. 2. Для данного вида недропользования проанализировано около 90 определений совместимости вод (рис. 3).

Наиболее часто встречаемый вариант максимально возможного осадка карбоната кальция – до 265 мг/дм³. В единичных случаях прогнозировался максимальный осадок от 411 до 627 мг/дм³.

В целом по Западной Сибири полученные схожие прогнозные данные карбонатного осадкообразования – в 74 % определений совместимости вод максимальный осадок достигает 627 мг/дм³ (Среднеобская НГО) при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1. Но отмечается ряд особенностей.

По Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносным областям максимальный осадок также прогнозируется при соотно-

шении 9:1 закачиваемых и пластовых вод. Но количественные значения расчетного осадка кальцита существенно меньше – до 66 мг/дм³.

Для Красноленинской НГО преобладающее количество определений (49 %) получены максимальные значения кальцита при соотношении смешиваемых вод 5:5.

Заключение

По результатам физико-химического моделирования установлено, что в подавляющем большинстве случаев наибольшие значения прогнозируемого образования карбоната кальция фиксируются при доле закачиваемой воды в пласте 9:1, как при взаимодействии пластовых и закачиваемых вод как в системах поддержания пластового давления (68 % случаев), так и в пунктах размещения излишков попутно добываемых и хозяйственно-бытовых вод в поглощающий горизонт (74 % случаев). Такое соотношение смешиваемых вод характерно в основном для прифилтровой зоны скважин, при продвижении нагнетаемых вод по пласту доля пластовых вод будет увеличиваться.

Максимальные значения прогнозируемого осадка кальцита (при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1) получены для центральных районов Западно-Сибирского мегабассейна (Среднеобская нефтегазоносная область) при заводнении неокомских и юрских горизонтов. Наименьшие его значения при таком же соотношении смешиваемых вод установлены для северных районов (Надым-Пурская и Пур-Тазовская нефтегазоносные области) при заводнении неокомских горизонтов.

Список литературы

1. Плавник А.Г., Сальникова Ю.И., Бешенцев В.А., Семенова Т.В. Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Западной Сибири // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2025. № 2 (170). С. 39–53. DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53.
2. Семенова Т.В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2017. № 4 (124). С. 34–37. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37.
3. Илюшин П.Ю., Рудакова Л.В., Калинина Е.В., Сюзов А.В., Вяткин К.А., Белик Е.С., Rögener F. Снижение негативного воздействия нефтяных месторождений на объекты гидросферы при использовании подтоварной воды для поддержания пластового давления // *Экология и промышленность России*. 2022. № 26 (4). С. 56–61. DOI: 10.18412/1816-0395-2022-4-56-61.
4. 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. [Электронный ресурс]. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=19601432> (дата обращения: 23.05.2025). ISBN: 5-89118-390-3.
5. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с. Электронный ресурс. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=19600523> (дата обращения: 23.05.2025). ISBN: 5-85210-223-7.
6. Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство по борьбе с образованием солей. М.: Де Либри, 2018. 335 с. Электронный ресурс. URL: https://www.rogtectmagazine.com/wp-content/uploads/2019/05/Brikov_book_final.pdf (дата обращения: 23.05.2025). ISBN 978-5-4491-0139-6.
7. Gan H., Liu Z., Wang X., Zhang Y., Liao Y., Zhao G., Zhao J., Liu Z. Effect of Temperature and Acidification on Re-injection of Geothermal Water into Sandstone Geothermal Reservoirs: Laboratory Study // *Water* 2022. Vol. 14 (19). 2955. DOI: 10.3390/W14192955.
8. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of authigenic mineral formation in Upper Jurassic sediments (the Nadym-Taz interfluvial area, Arctic regions of Western Siberia) // *Applied Geochemistry*. 2020. Vol. 122. P. 104704. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104704.
9. Hamid S., De Jesús O., Jacinto C., Izetti R., Pinto H., Drogue E., Edwards C., Cassidy J., Zhang H., Dagenais P., M.A. Batocchio. A Practical Method of Predicting Calcium Carbonate Scale Formation in Well Completions // *SPE Prod & Oper*. 2016. № 31. P. 1–11. DOI: 10.2118/168087-PA.
10. Лавренчук В.А., Кильянов М.Ю., Ламбин Д.Н., Лавренчук А.И., Исаев Д.В. Особенности смешения различных типов воды для закачки в систему поддержания пластового давления // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2022. № 7 (355). С. 41–47. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-7(355)-41-47.
11. Ахметгареев В.В. Результаты лабораторного моделирования закачки низкоминерализованной воды в песчаники и известняки некоторых месторождений Татарстана // *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 6. С. 90–93. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=10636&art=228149 (дата обращения: 23.04.2025).
12. Крапивин В.Б., Истомин В.А., Квон В.Г., Сергеева Д.В., Герасимов Ю.А., Тройникова А.А. Анализ совместимости минерализованной пластовой воды газоконденсатных месторождений Восточной Сибири с водными растворами метанола // *Нефтегазохимия*. 2023. № 1. С. 33–39. DOI: 10.24412/2310-8266-2023-1-33-39.
13. Сальникова Ю.И. Результаты исследований совместимости пластовых и закачиваемых вод на месторождениях углеводородов в Западной Сибири // *Успехи современного естествознания*. 2024. № 2. С. 44–53. DOI: 10.17513/use.38217.
14. Отраслевой стандарт ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» (утв. приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 февраля 1989 г. № 100). Дата введения 1 июля 1990 г. Срок действия 1 января 1991 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/5369071/> (дата обращения: 23.04.2025).
15. Нестеров И.И., Шпильман А.В. Карта-схема. Схема нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Под ред. ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана». Тюмень, 2010. Лист 1, 2. [Электронный ресурс]. URL: <http://catalog.muzgeo.ru/entity/OBJECT/60054?person=313476&index=5> (дата обращения: 23.04.2025).
16. Красикова Г.А. Отчет по составлению карты гидрогеологического районирования территории Тюменской области по условиям захоронения промышленных стоков масштаба 1:2500000 в 1989–1991 гг. Тюменская КГРЭ. Гидрорежимная партия, Тюмень, 1994. 122 с. Приложение 14. ЗапСиб РГЦ Геологические фонды, Инв. № 11441. [Электронный ресурс]. URL: https://reports.geologyscience.ru/reports_full_list.php?npage=19857 (дата обращения: 23.04.2025).