

УДК 001.8:536.123

А.Д. Гричук¹, Т.А. Киреева², В.К. Утопленников³

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСТВОРИМОСТИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В НЕФТИ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С ГАЗОВОЙ ФАЗОЙ СЛОЖНОГО СОСТАВА

На основе результатов ступенчатой сепарации нефти разработана термодинамическая методика определения растворимости смеси углекислого газа и углеводородных газов в нефти. Приведен способ расчета значений константы Генри для газов, растворенных в нефти, и их температурной экстраполяции. Оценены эффективные термодинамические свойства углекислого газа и углеводородных газов C_1-C_8 , растворенных в нефти. Создана термодинамическая модель, удовлетворительно описывающая процесс сепарации газа от нефти, которая может быть включена в более сложную модель расчета карбонатного солеотложения при эксплуатации нефтяных месторождений.

Ключевые слова: методика, растворимость газов в нефти, солеотложение, термодинамическое моделирование.

Was developed thermodynamical technique for determination of solubility of CO_2 and hydrocarbon gases, which is based on the results of stage separation of oil. Was submitted the calculation of Henry's constants for the gases dissolved in oil and a way of its temperature extrapolation. Was evaluated the effective thermodynamic properties of carbon dioxide and hydrocarbon gases C_1-C_8 dissolved in oil. The model, which is satisfactorily describing process of separation of oil was developed. This model can be included in more complex model of calculation of carbonate scaling in the operation of oil fields.

Key words: development of methods for determining the solubility of gases in oil, scaling, thermodynamical modeling.

Введение. Отложение неорганических солей в эксплуатационных скважинах — одна из основных проблем, осложняющих разработку залежей нефти. Везде, где добывающие скважины выносят попутные воды (смеси пластовых и закачиваемых вод), фиксируются факты солеотложения или существует угроза его проявления. Ситуация может усугубляться при применении технологий наиболее полного извлечения нефти из недр, особенно на основе использования растворов разных химических реагентов. Введение «чуждых» вод во внутрипластовую систему, а также нарушение термодинамического и газового режимов в процессе нефтеразработки неизбежно нарушает внутрипластовое гидрохимическое равновесие и приводит к возможности выпадения твердых осадков. Накапливаясь в колоннах эксплуатационных скважин, на поверхности глубинно-насосного оборудования и т.д., т.е. на всем пути извлечения и транспортировки нефти, солевые отложения приводят не только к большим материальным затратам для их удаления, но и к значительным потерям в добыче нефти.

Проблема солеотложения уже давно привлекает внимание многих исследователей. Задачам прогноза и своевременного предотвращения образования солей

посвящено много работ, обзоры которых приведены в недавних монографиях [Кашавцев, Мищенко, 2004; Гидрохимические методы..., 2007]. В этих и других публикациях, посвященных рассматриваемой проблеме, подробно разобраны разные случаи выпадения солей (преимущественно отложение карбонатов, сульфатов и галита) и подчеркивается, что наиболее оперативные методы прогноза — физико-химические расчеты.

Отметим, что физико-химические расчеты, в том числе их наиболее современный вариант — термодинамическое моделирование, имеют ряд ограничений. В частности, для них необходимы термодинамические характеристики веществ, участвующих в процессе. При сложном химическом и фазовом составе моделируемых объектов — вещества нефтегазоносных пластов и нефтегазоводяных смесей, движущихся в эксплуатационных скважинах, — имеющиеся базы данных не всегда удовлетворяют поставленным задачам.

Химический состав отлагающихся осадков зависит от состава пластовых и закачиваемых вод, а также от состава вмещающих пород и состава водорастворенных газов. Для нефтепромыслов Западной

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, кафедра гидрогеологии, магистрант; *e-mail:* sgrichuk@yandex.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, кафедра гидрогеологии, ст. науч. с., канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* ta_kireeva@mail.ru

³ ОАО «ТНК-Нягань», главный специалист по разработке месторождений отдела технологии и анализа разработки месторождений, канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* vkutoplennikov@tnk-bp.com

Сибири характерно выпадение кальцита, связанное прежде всего с закачкой вод хлоридно-кальциевого состава в горизонты, содержащие гидрокарбонатно-натриевые воды [Методы борьбы..., 1980], а также со смещением карбонатного равновесия из-за изменения термобарических условий при подъеме нефтегазодонной эмульсии.

Ключевое значение в моделировании поведения карбонатного равновесия имеет перераспределение CO_2 между водой, нефтью и газовой фазой сложного состава (в которой преобладают углеводородные (УВ) газы). Растворимости CO_2 , смесей $\text{CO}_2 + \text{CH}_4$ и углеводородных газов в водных растворах к настоящему времени хорошо изучены [Намиот, 1991; Duan et al., 2003]. Однако общая физико-химическая теория поведения систем вода–нефть–газ–порода до настоящего времени не разработана, что в значительной степени связано с переменным составом нефти и отсутствием экспериментальной информации, характеризующей столь сложные системы. Применительно к прогнозу отложения кальцита учет содержания CO_2 , выделяющегося при разгазировании нефти, рассмотрен в работе [Намиот, 1976], в которой задача была достаточно сильно упрощена, в частности, не учитывался компонентный состав УВ газов, а также фракционный состав нефти. Можно заключить, что при физико-химических расчетах солеотложения процессам растворения/выделения углекислого газа в/из нефти до сих пор уделялось недостаточно внимания.

Постановка задачи. Задачей нашей работы было создание методики, позволяющей путем термодинамического моделирования определить растворимость CO_2 в нефти при взаимодействии ее с газовой фазой сложного состава. Решение такой задачи позволит при прогнозе солеотложения учесть перераспределение CO_2 в системе вода–нефть–газ.

Поскольку растворимость CO_2 и других газов зависит от состава нефти, задача решалась на примере конкретного объекта — нефтей Талинского месторождения (Западная Сибирь). Талинское месторождение расположено в пределах Красноленинского свода, геологический разрез представлен породами доюрского складчатого фундамента и перекрывающим его чехлом платформенных терригенных отложений юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Нефтеносны верхнеюрские и нижнемеловые песчаники с глинистым и карбонатным цементом в интервале глубины 2500–2850 м.

Нефти всех исследованных пластов легкие (плотность от 737 до 858 кг/м^3), малосернистые (содержание серы 0,04–0,44%), малосмолистые (содержание смол 0,37–5,26%), в основном парафинистые (содержание парафина от 1,60 до 4,09%), но иногда содержание парафина снижается до 0,33%. Нефти, исследованные методом определения фракционного

состава до 350 °С, имеют выход светлых фракций более 55 об.%. Разброс значений газосодержания очень велик — от 60 до 440 $\text{м}^3/\text{т}$. Увеличение газосодержания при одновременном резком уменьшении плотности нефтей в разных скважинах, особенно на глубине свыше 2600 м, указывает на наличие в залежах свободного газа.

Есть данные по ступенчатой сепарации нефтей Талинского месторождения (опыты по сепарации нефти обязательны при проведении оценки запасов нефтяного месторождения), которые использовались как исходная информация для термодинамических расчетов. Для проведения компьютерного моделирования использовался программный пакет NCh и входящий в этот пакет банк термодинамических данных Unitherm [Шваров, 1999].

Теоретическая основа расчета. Для термодинамического моделирования перераспределения углекислого газа между нефтяной и газовой фазой необходимо иметь эффективные термодинамические свойства (свободная энергия Гиббса — ΔG^*_{298} , энтропия — S^*_{298} , теплоемкость — C^*_{p298}) растворенных в нефти газов в стандартных условиях⁴.

Методика оценки необходимых параметров сводится к следующему: необходимо рассчитать константы Генри для каждого индивидуального газа в нефти по формуле

$$K_h = \frac{X_{oil}}{X_{gas}P}, \quad (1)$$

где K_h — константа Генри; X_{oil} — мольная доля газов, растворенных в нефти; X_{gas} — мольная доля газов, выделившихся в газовую фазу; P — давление, бар. Величины мольных долей определяются из эмпирических данных ступенчатой сепарации (дегазации) нефти по способу, описанному ниже.

Затем вычисляются свободные энергии Гиббса газов, растворенных в нефти, по формуле

$$\Delta G^*_{oil,T} = \Delta G^*_{gas,T} + 2,303RT \cdot pK_h, \quad (2)$$

где $\Delta G^*_{oil,T}$ — свободная энергия газа, растворенного в нефти; $\Delta G^*_{gas,T}$ — свободная энергия чистого газа; R — универсальная газовая постоянная; T — температура, К; pK_h — отрицательный десятичный логарифм константы Генри.

По данным ступенчатой сепарации, полученным для нескольких (двух) значений температуры, можно вычислить параметры S^*_{298} и C^*_{p298} , позволяющие описать температурную зависимость растворимости газов в нефти.

Результаты расчетов. Исходные данные для моделирования приведены в табл. 1. При подготовке исходных данных к расчетам они были перенормированы на 100%. Необходимые для расчета мольных долей (X) мольные количества вещества вычислялись: для нефти — через среднюю молярную массу

⁴ Под эффективными понимаются термодинамические свойства, относящиеся к нефти конкретного состава

Таблица 1

Компонентный состав УВ газов, выделившихся из нефти при ступенчатой сепарации

Наименование компонента/параметра	Единица измерения	Значение				
		выделившийся газ на ступенях разгазирования			общее количество выделившегося газа	количество газа, оставшегося в нефти после сепарации
		I	II	III		
CO ₂	% мол	1,99	2,66	0,87	1,85	0,01
Азот	% мол	1,18	0,29	0	1	0
Метан	% мол	74,38	54,12	6,33	63,71	0,03
Этан	% мол	8,75	15,02	10,86	9,3	0,28
Пропан	% мол	9,37	18,93	39,07	14,05	3,28
Бутаны	% мол	1,39	2,89	15,02	3,22	3,57
Пентаны	% мол	0,75	1,55	9,19	2	7,57
Гексаны	% мол	0,27	0,54	3,79	0,79	9,88
Гептаны	% мол	0,07	0,14	1,11	0,22	7,29
Октаны	% мол	0,02	0,03	0,29	0,06	4,87
Остаток	% мол	0	0	0	0	59,3
Давление	МПа	0,785	0,343	0,103		
Температура	°С	20	20	40		
Молярная масса	г/моль	22,64	28,46	49,75	26,8	172
Плотность	кг/м ³	0,941	1,183	2,068	1,114	827
Газовый фактор	м ³ /т	103,4	4,9	18,4	126,7	
Объемный коэффициент	ед.					1,353

(табл. 1) в 1 т нефти (10^6 г / 172 г/моль = 5813 моль), для газовой фазы — по идеальному газовому закону ($126,7 \text{ м}^3/\text{т} \cdot 10^3 / 22,4 \text{ дм}^3/\text{моль} = 5656$ моль). По данным сепарации и содержания газов в остаточной нефти вычислены молярные содержания газов, выделившихся на каждой стадии сепарации и оставшихся в нефти, результаты представлены в табл. 2 и 3.

Затем были вычислены молярные доли веществ в газовой фазе (табл. 4), а также молярные доли газов, оставшихся растворенными в нефти (табл. 5).

По давлению в сепараторе на каждой ступени (табл. 1) и молярным долям веществ в газовой и нефтяной фазах, рассчитанным по формуле (1), вычислены значения константы Генри для каждого газа на каждой ступени (табл. 6). Для азота константу Генри на III ступени сепарации нельзя вычислить, так как его содержание на этой ступени равно нулю (табл. 2). Поэтому из дальнейших расчетов азот был исключен, а его доля в общей газовой смеси распределена пропорционально между другими газами.

Наши конкретные данные ступенчатой сепарации позволяют вычислить константы Генри для

Таблица 2

Компоненты газовой фазы на каждой ступени сепарации, моль/т

Компонент	Ступени сепарации		
	I	II	III
CO ₂	93,572	6,050	8,259
Азот	55,485	0,660	0
Метан	3497,437	123,102	60,091
Этан	411,436	34,165	103,094
Пропан	440,589	43,059	370,891
Бутаны	65,359	6,574	142,585
Пентаны	35,266	3,526	87,241
Гексаны	12,696	1,228	35,978
Гептаны	3,291	0,318	10,537
Октаны	0,940	0,068	2,753
Остаток	0	0	0
Сумма газов	4616,071	218,750	821,429

Таблица 3

Содержание газов, растворенных в нефти, после каждой ступени сепарации, моль/т

Компонент	Ступени сепарации		
	I	II	III
CO ₂	15,807	9,756	1,498
Азот	3,312	2,652	2,652
Метан	250,321	127,219	67,128
Этан	152,318	118,153	15,059
Пропан	583,984	540,926	170,034
Бутаны	339,993	333,419	190,834
Пентаны	540,400	536,875	449,634
Гексаны	631,608	630,38	594,401
Гептаны	450,773	450,455	439,918
Октаны	297,279	297,211	294,458
Остаток	3588	3588	3588
Сумма газов	6854,132	6635,382	5813,953

Таблица 4

Молярные доли газов в газовой фазе на каждой ступени сепарации

Компонент	В исходной нефти	Ступени сепарации			В остаточной нефти
		I	II	III	
CO ₂	0,010	0,020	0,028	0,010	0,000
Азот	0,005	0,012	0,003	0,000	0,000
Метан	0,327	0,758	0,563	0,073	0,000
Этан	0,049	0,089	0,156	0,126	0,003
Пропан	0,089	0,095	0,197	0,452	0,034
Бутаны	0,035	0,014	0,030	0,174	0,037
Пентаны	0,050	0,008	0,016	0,106	0,079
Гексаны	0,056	0,003	0,006	0,044	0,103
Гептаны	0,040	0,001	0,001	0,013	0,076
Октаны	0,026	0,000	0,000	0,003	0,051
Остаток	0,313	0,000	0,000	0,000	0,617

Таблица 5

Мольные доли газов, растворенных в нефти, после каждой ступени сепарации

Компонент	Ступени сепарации		
	I	II	III
CO ₂	0,002	0,001	0,000
Азот	0,000	0,000	0,000
Метан	0,037	0,019	0,012
Этан	0,022	0,018	0,003
Пропан	0,085	0,082	0,029
Бутаны	0,050	0,050	0,033
Пентаны	0,079	0,081	0,077
Гексаны	0,092	0,095	0,102
Гептаны	0,066	0,068	0,076
Октаны	0,043	0,045	0,051
Остаток	0,524	0,541	0,617

температуры 20 и 40 °С. Однако для моделирования солеотложения в условиях пласта необходимы термодинамические параметры веществ в более широком интервале температуры, поэтому требовалось оценить температурную зависимость этих величин.

Линейная аппроксимация константы Генри от температуры для разных газов приводит к тому, что ее значение для этана–октана становится отрицательным уже при температуре 50–65 °С (рис. 1), что физически невозможно. Была принята экспоненциальная аппроксимация значений константы Генри от температуры, что равносильно линейной аппроксимации свободной энергии Гиббса. Линейная зависимость ΔG реакций растворения газа в жидкости эквивалентна допущению, что для такой

Таблица 6

Величины констант Генри на разных ступенях сепарации

Компонент	Ступень		
	I (20 °С; 0,785 МПа)	II (20 °С; 0,343 МПа)	III (40 °С; 0,103 МПа)
CO ₂	0,014	0,015	0,025
Азот	0,005	0,039	—
Метан	0,006	0,010	0,153
Этан	0,032	0,033	0,020
Пропан	0,114	0,121	0,063
Бутаны	0,446	0,487	0,184
Пентаны	1,315	1,464	0,707
Гексаны	4,268	4,933	2,266
Гептаны	11,749	13,596	5,727

реакции ΔC_p равна нулю. Для реакций межфазного распределения это допущение широко используется в химической термодинамике [Борисов, Шваров, 1992], что позволяет провести экстраполяцию полученных термодинамических данных в широком интервале температуры (до 100–140 °С).

В соответствии с этим эффективные свободные энергии Гиббса реакций растворения газов в нефти описывались линейной функцией вида

$$G = f(T) = a + bT.$$

Коэффициент b численно равен и противоположен по знаку значению энтропии реакции растворения.

Для расчета эффективных свободных энергий Гиббса для газов, растворенных в нефти, необходимо знать термодинамические свойства веществ в газовой фазе (уравнение (2)). Были использованы данные с сайта-справочника Practical Science (табл. 7). К со-

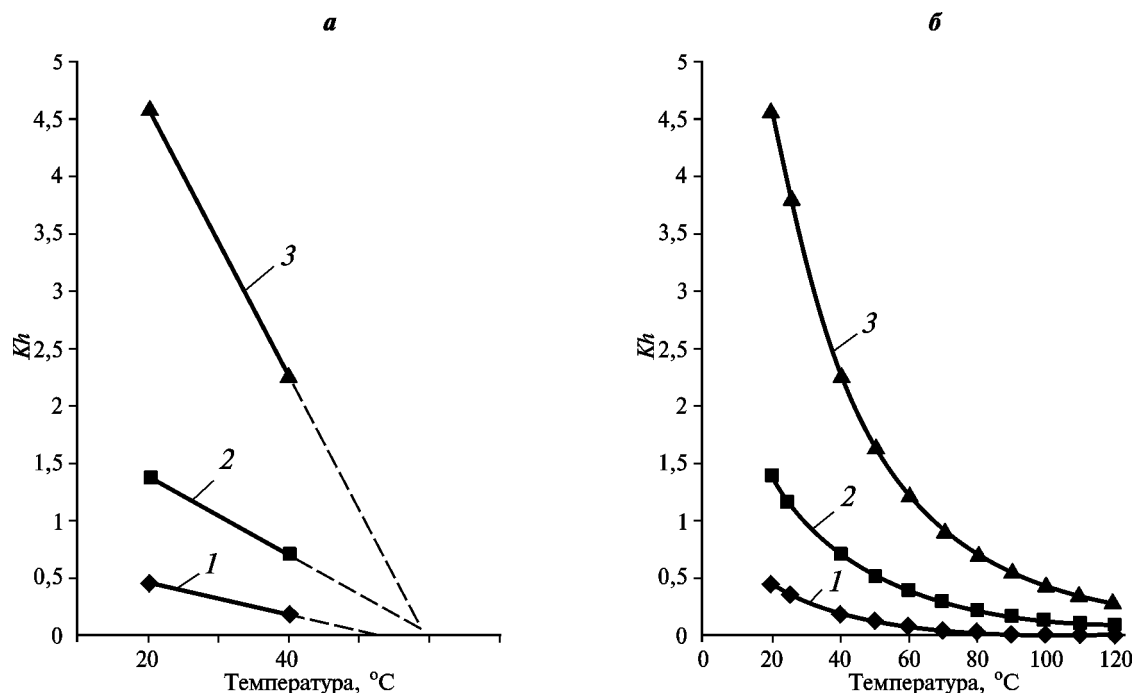


Рис. 1. Пример экстраполяции значений константы Генри (нефть–газ); а – линейная, б – экспоненциальная; 1 – бутан, 2 – пентан, 3 – гексан

Таблица 7
Термодинамические свойства углеводородных газов

Газ	$\Delta_f G$, Дж/моль	S° , Дж/моль К	ΔC_p° , Дж/моль К
Метан	-50720	186,26	35,31
Этан	-32820	229,60	52,63
Пропан	-23490	269,91	73,50
Бутан	-17030	310,23	97,45
Пентан	-8200	348,40	120,20
Гексан	-70	388,51	143,09
Гептан	8285	427,68	165,98
Октан	16640	466,84	188,87

Примечание: полужирным выделены расчетные величины.

жалению, данные о гептане в нем отсутствуют, поэтому термодинамические свойства гептана оценены по методу групповых вкладов, который используется в геохимии и термодинамике [Shock, 1995] и др. (рис. 2).

Затем были оценены эффективные термодинамические свойства газов, растворенных в нефти, полученные результаты приведены в табл. 8.

Введение в модель углерода в виде двух разных независимых компонентов («карбонатного» и «углеводородного») позволило избежать при моделировании проявления окислительно-восстановительных реакций. Такой подход не может привести к серьезным ошибкам, так как эти реакции в природе проходят несоизмеримо медленнее, чем процесс разработки месторождений, поэтому ими можно пренебречь [Крайнов и др., 1988]. Таким образом, рассчитанные в нашей работе равновесные состояния, строго говоря, являются метастабильными.

По результатам расчетов модифицирована база данных Unitherm, т.е. заданы следующие пользовательские элементы: Mt — метан; Et — этан; Pr — пропан; Bt — бутан; Pn — пентан; Gx — гексан; Gr — гептан; Oc — октан; Oi — нефтяной остаток, соответственно заданы соединения, характеризующие газы, растворенные в нефти.

Проверка полученных эффективных термодинамических данных с помощью компьютерного моделирования. Для проверки правильности выбранного метода расчета решена обратная задача. С помощью инструментария Unitherm были рассчитаны константы Генри для реакции растворения газов в нефти. Этот шаг призван проверить выбранный способ аппроксимации. Рассчитанные в Unitherm и полученные в ходе обработки сепарации константы Генри сходятся до 3 знака после запятой (рис. 3, табл. 9, 10). Значения приведены в отрицательных логарифмах (pK_h).

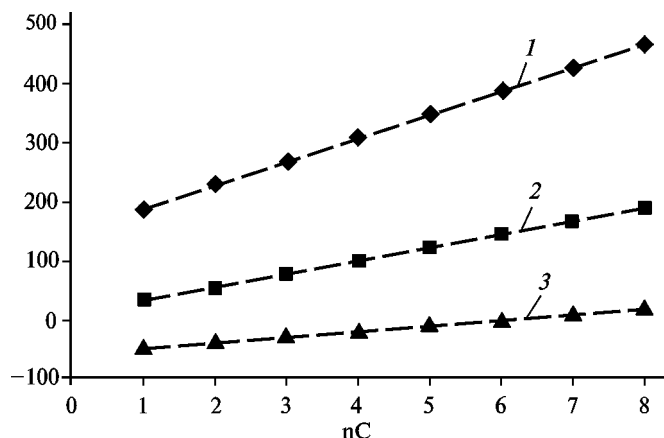


Рис. 2. Оценка термодинамических свойств гептана по методу групповых вкладов: 1 — S (Дж/моль·К); 2 — C_p (Дж/моль·К); 3 — G (Дж/моль)

Таблица 8

Эффективные термодинамические свойства углеводородных газов, растворенных в нефти

Газ	$\Delta_f G^*$, Дж/моль	S^* , Дж/моль·К	ΔC_p^* , Дж/моль·К
CO ₂	-384291	244,810	(полином)*
Метан	-40617	533,418	(полином)*
Этан	-24011	138,175	52,63
Пропан	-17770	171,062	73,5
Бутан	-14533	182,503	97,45
Пентан	-8572	263,378	120,2
Гексан	-3388	309,342	143,09
Гептан	2512	345,709	165,98
Октан	8462	387,850	188,87

* Значения теплоемкости газов, выраженные полиномами от T , взяты из базы данных Unitherm [Шваров, 1999].

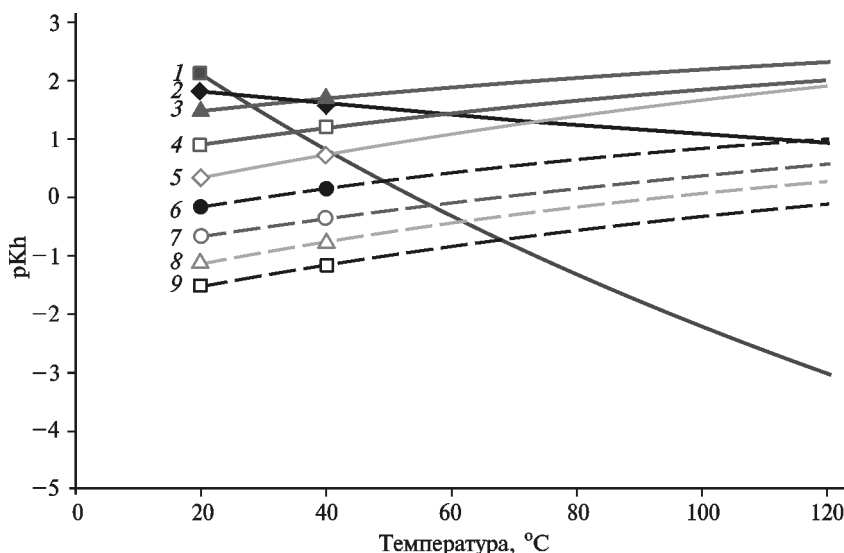


Рис. 3. Экспоненциальная аппроксимация отрицательных логарифмов значений константы Генри по температуре: 1 — CO₂, 2 — метан, 3 — этан, 4 — пропан, 5 — бутан, 6 — пентан; 7 — гексан, 8 — гептан, 9 — октан

Таблица 9

Результаты температурной экстраполяции констант Генри (pKh)

$t, ^\circ\text{C}$	CO_2	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Гексан	Гептан	Октан
20	1,8242	2,1073	1,4882	0,9311	0,3311	-0,142	-0,6617	-1,1017	-1,5275
25	1,7665	1,7679	1,5433	1,0021	0,4375	-0,0652	-0,5813	-1,0114	-1,4327
40	1,6042	0,8146	1,6981	1,2014	0,7361	0,1507	-0,3554	-0,7579	-1,1665
50	1,5045	0,2282	1,7933	1,324	0,9198	0,2834	-0,2164	-0,6019	-1,0027
60	1,4107	-0,3229	1,8828	1,4393	1,0924	0,4082	-0,0858	-0,4553	-0,8487
70	1,3223	-0,8419	1,9671	1,5478	1,255	0,5258	0,0372	-0,3173	-0,7038
80	1,239	-1,3316	2,0467	1,6502	1,4084	0,6366	0,1533	-0,1871	-0,567
90	1,1603	-1,7942	2,1218	1,7469	1,5533	0,7414	0,2629	-0,064	-0,4378
100	1,0857	-2,2321	2,1929	1,8385	1,6905	0,8405	0,3667	0,0524	-0,3155
110	1,0151	-2,6471	2,2603	1,9252	1,8205	0,9345	0,4651	0,1628	-0,1996
120	0,9481	-3,041	2,3243	2,0076	1,9439	1,0237	0,5584	0,2675	-0,0895
130	0,8844	-3,4154	2,3851	2,0859	2,0612	1,1085	0,6471	0,3671	0,015
140	0,8237	-3,7716	2,443	2,1603	2,1728	1,1891	0,7316	0,4619	0,1145
150	0,766	-4,111	2,4981	2,2313	2,2791	1,266	0,812	0,5521	0,2093

Примечание: полужирным выделены величины, соответствующие экспериментальным данным.

Для проверки полученных данных с помощью пакета NCh рассчитана термодинамическая задача, воспроизводящая процесс сепарации нефти. Система задавалась закрытой, ее начальный состав соответствовал составу, приведенному в табл. 1. Температура менялась от 20 °C на I и II шагах до 40 °C на III шаге, давление изменялось от 7,85 на I шаге до 3,43 на II и 1,03 бара на III шаге. Таким образом, условия модели полностью имитировали сепарацию газа. Результаты моделирования приведены на рис. 4, на графиках видно, что созданная модель показывает высокую сходимость экспериментальных и расчетных значений. Так, по экспериментальным данным на I и III ступенях из 1 т нефти выделилось 93,5 и 8,2 моль CO_2 соответственно, а по модельным данным — 92,4 и 6,6 моль CO_2 . По экспериментальным данным содержание CO_2 , оставшегося растворенным в нефти после I ступени сепарации, составило 15,8 моль/т, после III — 1,4 моль/т, а по модельным данным содержание CO_2 в нефти после I ступени составило 17,0 моль/т, после III ступени — 1,3 моль/т. Полученные результаты свидетельствуют о хорошей сходимости расчетных и экспериментальных данных.

Для проверки правильности выбранного метода температурной экстраполяции эффективных термодинамических параметров газов, растворенных в нефти, выполнен специальный расчет, который заключался в проверке давления насыщения нефти при пластовых условиях. Нефть, состав которой соответствовал исходной нефти из предыдущей задачи, подвергалась давлению с его постепенным снижением до появления свободной газовой фазы. Для исследуемой нефти есть данные о давлении насыщения в условиях пласта, оно равно 13,4 МПа при температуре 98 °C, рассчитанное же значение давления насыщения составило 15,6 МПа. Такая сходимость экспериментального и

рассчитанного значений доказывает правильность выбранной методики температурной экстраполяции.

Выводы. 1. Разработана методика расчета растворимости CO_2 в нефти, основанная на использовании данных о ступенчатой сепарации нефти. В основе методики лежит вычисление соотношения мольных долей газов, оставшихся растворенными в нефти, и газов, выделившихся из нефти в свободную фазу. По этим величинам вычисляются константы Генри для газов, участвующих в процессе сепарации; для значений температуры, соответствующих таковым на ступенях сепарации, приводится температурная экстраполяция значений константы Генри. Таким образом, представляется возможным вычислить эффективные термодинамические параметры газов и определить растворимость CO_2 в нефти при взаимодействии с газовой фазой сложного состава.

2. Методика апробирована на конкретных данных о нефтях Талинского месторождения (Западная Си-

Таблица 10

Сопоставление значений отрицательного логарифма констант Генри (pKh), полученных экспериментально и рассчитанных с помощью инструментария Unitherm

$t, ^\circ\text{C}$	20		40	
	Unitherm	Эксперимент	Unitherm	Эксперимент
CO_2	1,8242	1,8242	1,6042	1,6042
Метан	2,1073	2,1073	0,8146	0,8146
Этан	1,4882	1,4882	1,6981	1,6981
Пропан	0,9311	0,9311	1,2014	1,2014
Бутан	0,3311	0,3312	0,7361	0,7361
Пентан	-0,142	-0,142	0,1507	0,1505
Гексан	-0,6617	-0,6616	-0,3554	-0,3553
Гептан	-1,1017	-1,1017	-0,7579	-0,7579
Октан	-1,5275	-1,5275	-1,1665	-1,1664

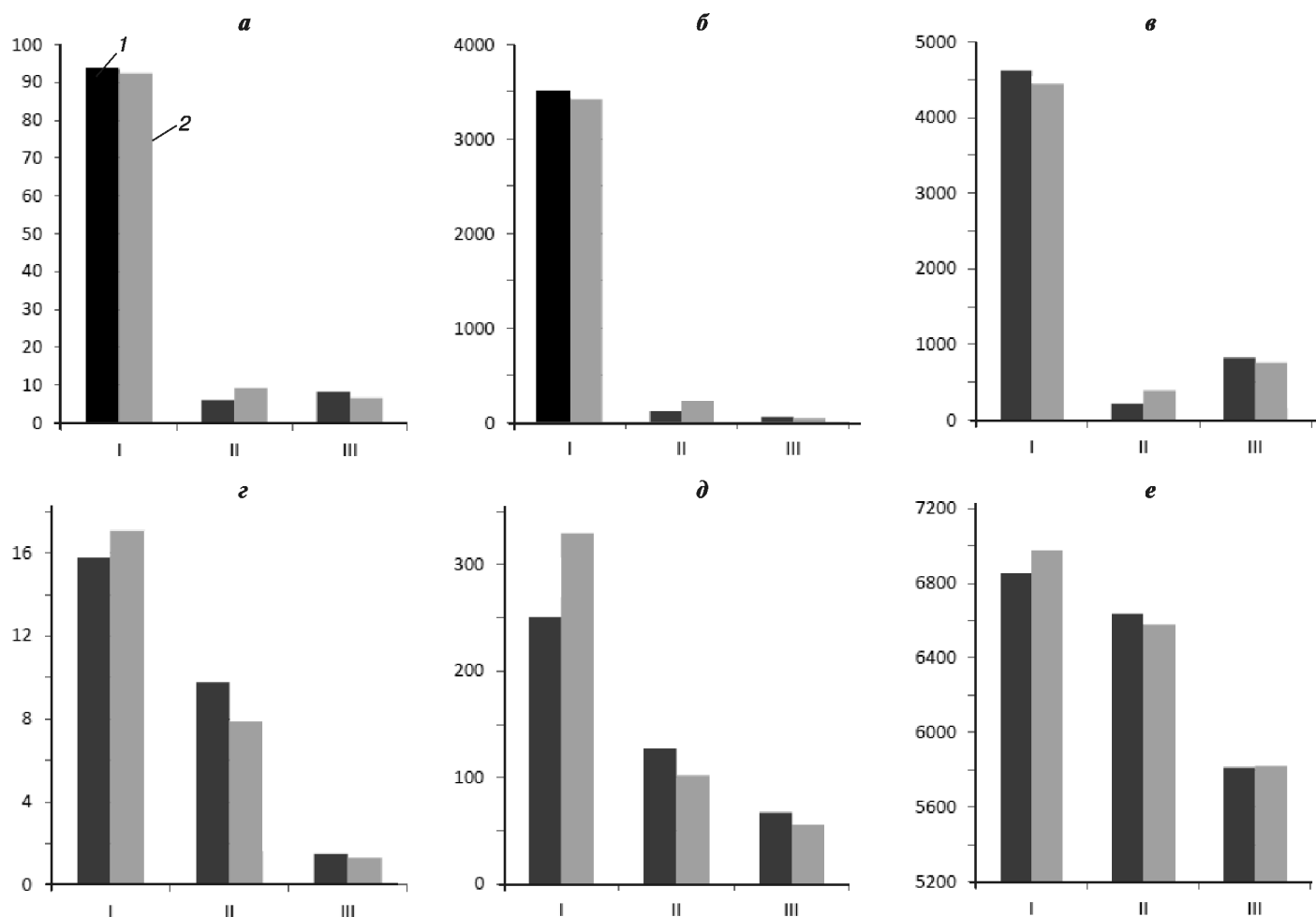


Рис. 4. Сравнение экспериментальных (1) и модельных (2) данных; а — содержание CO₂ в газовой фазе, моль; б — содержание метана в газовой фазе, моль; в — суммарное количество газов в газовой фазе, моль; г — содержание CO₂, растворенного в нефти, моль; д — содержание метана, растворенного в нефти, моль; е — суммарное количество газов, растворенных в нефти, моль; I, II, III — ступени сепарации

бирь), для которых определены эффективные термодинамические характеристики CO₂ и углеводородов (C₁–C₈), растворенных в нефти.

3. Создана модель, воспроизводящая процесс ступенчатой сепарации нефти, которая показывает хорошую сходимость с экспериментальными данными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Борисов М.В., Шваров Ю.В. Термодинамика геохимических процессов. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1992. 256 с.
 Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. С. 244.
 Кацавицев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита, 2004, 426 с.
 Крайнов С.Р., Шваров Ю.В., Гричук Д.В. и др. Методы геохимического моделирования и прогнозирования в гидрогеологии М.: Недра, 1988. 254 с.
 Методы борьбы с отложением солей. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 55 с.
 Намиот А.Ю. Растворимость газов в вод: Справочное пособие. М.: Недра, 1991. 167 с.

4. Построенная на этих данных термодинамическая модель удовлетворительно описывает процесс дегазации нефти и может быть использована как составляющая более сложной модели, описывающей состояние системы вода–нефть–газ в процессах карбонатного солеотложения при эксплуатации нефтяных месторождений.

Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М.: Недра, 1976. 184 с.
 Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. 1999. № 6. С. 646–652.
 Duan Z., Møller N., Weare J.H. Equations of state for the NaCl–H₂O–CH₄ system and the NaCl–H₂O–CO₂–CH₄ system. // Geochim. et Cosmochim. Acta. 2003. Vol. 67, N 4. P. 671–680.
 Shock E.L. Organic acids in hydrothermal solutions: standard molal thermodynamic properties of carboxylic acids, and estimates of dissociation constants at high temperatures and pressures // Amer. J. Sci. 1995. Vol. 295. P. 496–580.