

9. Обидин Н.И. Вечная мерзлота и подземные воды Западно-Сибирского мезозойского прогиба и Сибирской платформы севернее полярного круга. Тр. Ин-та геологии Арктики, т. 65, 1959
10. Острый Г.Б. Поиски и освоение нефтегазовых месторождений в Западной Сибири в связи с ее геокриологическими условиями. Тр. Запсибниги, выпуск 44, Тюмень, 1971.-343с.
11. Пономарев В.М. Подземные воды территории с мощной толщей многолетнемерзлых горных пород. АН СССР, 1960
12. Равдоникас О.В. Основные итоги гидрогеологических исследований нефтеносных районов севера Западной Сибири // Труды НИИГА, т.129, М., 1962, 194 с.
13. Розенбаум Г.Э., Шполянская Н.А. Позднекайнозойская история криолитозоны Арктики и тенденции ее будущего развития, М.: Научный мир, 2000, 103 с.
14. Фотиев С.М., Данилова Н.С., Шевелева Н.С. Геокриологические условия Средней Сибири. Москва, Наука, 1974, 147 с.
15. Шевелева Н. С. Хомичевская А. С. Геокриологические условия Енисейского севера. – М.: Изд-во «Наука», 1967. – 127 с.

СОВМЕСТИМОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПЕРВОМАЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ И ПОРОДОЙ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Н.С. Трифонов^{1,2}

¹ *Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Томск, Россия, E-mail: Trifonovnik@mail.ru*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Аннотация. приводятся результаты исследования совместимости подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного горизонта с пластовыми водами и породой продуктивных отложений пласта Ю1 Первомайского нефтяного месторождения.

Abstract. the results of groundwater compatibility studies the Aptian-Albian-Cenomanian aquifer with reservoir water and breed productive deposits of the stratum U1 Pervomaysky oil field.

Первомайское нефтяное месторождение расположено на территории двух субъектов Российской Федерации: большей (южной) частью месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, меньшей (северной) – в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Месторождение было открыто в 1969 году благодаря скважине номер 260, вскрывшей верхнеюрские отложения, а активная стадия разработки запущена в 1981 году. Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными верхнеюрскими отложениями васюганской свиты (пласт Ю1, представляющий из себя песчаники с прослоями алевролитов и глин) [1].

В настоящее время Первомайское месторождение находится на III стадии разработки, для которой характерно падение добычи нефти при росте обводнённости углеводородного сырья. С 1982 г. в южной части месторождения, а с 1990 г. – в северной, начато применение системы поддержания пластового давления (ППД) с использованием подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. Данный водоносный комплекс, представляющий собой верхнюю часть разреза нижнего гидрогеологического этажа Западно-Сибирского артезианского бассейна, содержит на территории Западной Сибири значительные запасы подземных вод, используемых для нужд ППД.

Согласно имеющимся нормативным документам, для вод, используемых в системе ППД, обязательно должна выполняться оценка совместимости с пластовой водой и породой коллектора. Для этой цели автором использованы методы численного физико-химического моделирования, реализованные в программном комплексе HydroGeo [2].

Для моделирования техногенных геохимических процессов применительно к системе «вода-порода» пласта Ю1 использовалась следующая методика.

На первом этапе работ в программный комплекс HydroGeo были внесены исходные данные лабораторных анализов пластовой воды отложений васюганской свиты (пласт Ю1) (табл. 1) Первомайского месторождения и проведены пересчеты для восстановления электронейтральности раствора при стандартных условиях: $t=22^{\circ}\text{C}$, $P=0,1$ МПа (восстановление электронейтральности осуществлялось по иону Cl^-). После этого состав вод Первомайского месторождения был переведен к термодинамическим условиям пласта ($90,7^{\circ}\text{C}$ и $25,8$ МПа) с учетом дополнительного растворения газов нефти, в первую очередь CO_2 , меняющего кислотно-щелочные свойства раствора (табл. 1), и приведен к равновесию с условной породой коллектора путем подбора значений стандартной свободной энергии Гиббса, отвечающих состоянию равновесия текущих составов раствора и породы.

Исходный состав породы принят по данным литологического описания пласта Ю1: кварц – 48 %, кальцит – 10,5 %, альбит и калиевый полевой шпат – по 10 %, анортит – 9 %, каолинит и моноклинный пироксен – по 6 %, сидерит – 0,3 %, хлорит – 0,2 %, помимо этих минералов он был дополнен некоторыми из акцессорных примесей (гиббсит, монтмориллонит, доломит, ангидрит и гипс), ожидаемых в соответствии с общими литологическими соображениями. Открытая пористость принята равной 16,5 %.

Таблица 1

Изменение состава подземных вод васюганской свиты (пласт Ю1) Первомайского месторождения в процессе подготовки к моделированию

Компонент	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	Fe^{2+}	Al^{3+}	$(\text{HCO}_3)^-$	Cl^-	$(\text{SO}_4)^{2-}$	SiO_2	$(\text{CO}_3)^{2-}$	CO_2	pH	M (г/л)	Плотн., (кг/м ³)	Ионная сила (моль/л)	t (град,С)	P (МПа)
исходный электронейтральный	1160,8	300,1	12961,9	12,8	54,5	$5,0\text{E}^{-05}$	319,8	23427,0	0,05	$3,0\text{E}^{-06}$	2,1	5,5	7,0	41,2	1027,7	0,7	22,0	0,1
уравновешено с CO_2 пласта	1169,4	317,2	13166,1	11,9	52,7	$5,0\text{E}^{-05}$	0,0	23999,2	0,04	$3,3\text{E}^{-05}$	0,0	6,5	3,1	40,2	1000,7	0,8	90,7	25,8

Вторым этапом работ стала подготовка к моделированию состава подземных вод апт-альб-сеноманских отложений по той же схеме, что и для пластовых вод.

На этапе пути движения подземных вод апт-альб-сеноманских отложений от устья водозаборной скважины до забоя нагнетательной, изменения, обуславливающие возможное техногенное изменение состава раствора, могут быть связаны только со сменой термодинамических условий. Ввиду отсутствия информации по соответствующим расходам потоков и скоростям течения закачиваемых вод, расчеты для трубопроводов и промыслового оборудования осуществлялись без учета времени взаимодействия, в связи с чем, их результаты характеризуют не действительное, а максимально возможное выпадение солей.

Изменения, происходящие с составом раствора, приведены в табл. 2. Полученные в ходе моделирования данные о возможных химических процессах, приводящих к техногенному минералообразованию как в наземном оборудовании, так и стволе нагнетательной скважины, свидетельствуют о малых изменениях состава раствора, даже учитывая выпадение кальцита из литра раствора до 18,4 мг в наземном оборудовании и 79,7 мг – в стволе нагнетательной скважины. Вместе с тем, постепенное накопление карбонатов в наземном оборудовании и стволе нагнетательной скважины, может привести к некоторому снижению производительности последних.

Таблица 2

**Изменение состава подземных вод апт-сеноманских отложений
Первомайского месторождения в процессе подготовки к моделированию**

Компонент, мг/дм ³	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Fe ²⁺	Al ³⁺	(HCO ₃) ⁻	Cl ⁻	(SO ₄) ²⁻	SiO ₂	(CO ₃) ²⁻	CO ₂	pH	M (г/л)	Плотн.(кг/м ³)	Ионная сила (моль/л)	t (°C)	P (МПа)
исходный электронейтраль- ный	549,7	89,6	6674,8	80,5	1,60	4,0E-06	109,2	11639,2	0,83	1,2E-06	1,3	0,5	7,6	19,9	1012,8	0,4	22,0	0,1
имитация отстоя и движения в наземном оборудовании	543,4	89,6	6675,7	80,5	1,61	1,3E-09	101,1	11639,1	0,83	1,8E-06	0,5	1,0	7,2	19,8	1012,2	0,4	22,0	0,1
на забое (приведение к пластовым условиям)	528,1	84,5	6794,9	78,8	1,65	3,2E-10	8,9	11870,1	0,86	2,2E-04	0,2	0,6	6,5	19,8	987,7	0,4	90,7	25,8

Третьим этапом стало моделирование непосредственно закачки в пластовые воды отложений васюганской свиты Первомайского месторождения подземных вод апт-альб-сеноманских отложений используемых для поддержания пластового давления. Поведение закачиваемых вод в условиях продуктивного пласта в геохимическом отношении имеет сложный характер. Свое действие здесь оказывает, во-первых, смешение нагнетаемых вод с пластовыми, во-вторых, в пласте смесь этих вод получает возможность взаимодействовать с минералами породы и газовой фазой, растворенной в остаточной нефти. Смесь пластовых (А) и закачиваемых (В) вод в пропорциях от 0,8:0,2 до 0,0:1,0 долей единиц (т. е. от 80:20 до 0:100 в процентном соотношении), имитирующих увеличение доли закачиваемых вод апт-альб-сеноманских отложений в общем объеме пластовых вод от 20 % до практически полного заполнения коллектора, по мере приближения к нагнетательной скважине, на каждом этапе смешения приводилась в равновесие с породой коллектора. Расчет взаимодействия в системе вода-порода выполнялся без учета времени, т. е. до установления полного равновесия (табл. 3). Для определения состава раствора, получающегося при смешении вод в указанных пропорциях, использовалась функция “Смешение/Испарение”, для расчета взаимодействия получаемой смеси с породой коллектора использовалась функция “Растворение-осаждение” модуля “Гидрогеохимия” программного комплекса HydroGeo.

Таблица 3

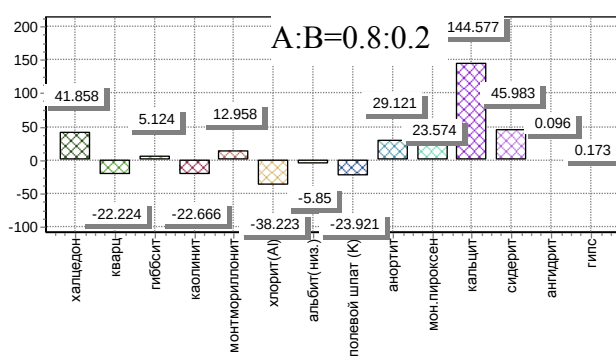
**Состав раствора на конец этапов моделирования, мг/л
(продуктивный пласт после взаимодействия с породой)**

Компонент	пласт Ю ₁	A:B=0,8:0,2	A:B=0,6:0,4	A:B=0,4:0,6	A:B=0,2:0,8	A:B=0,0:1,0	апт- сеноман
Ca ²⁺	1169,38	941,08	784,47	628,78	499,51	455,55	528,05
Mg ²⁺	317,18	259,57	218,56	175,16	131,92	90,22	94,52
Na ⁺	13166,10	11792,40	10538,50	9279,58	8019,41	6720,32	6794,90
K ⁺	11,88	27,47	38,92	49,95	63,67	76,92	78,81
Fe ²⁺	52,69	19,80	5,77	2,24	0,16	0,59	1,65
Al ³⁺	5,00E-05	8,06E-05	3,25E-06	4,74E-04	2,41E-05	2,45E-06	3,18E-10
(HCO ₃) ⁻	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,90
Cl ⁻	23999,20	21303,40	18931,10	16554,20	14172,10	11707,60	11870,10

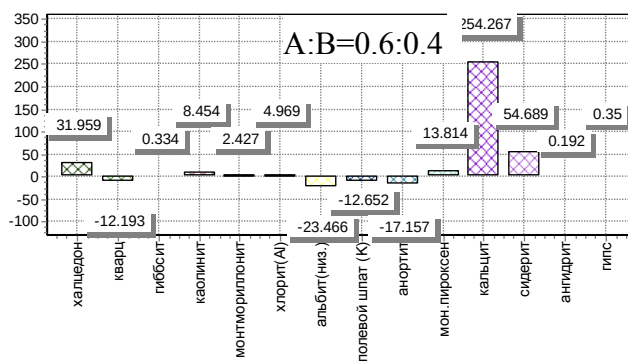
Компонент	пласт Ю ₁	A:B=0,8:0,2	A:B=0,6:0,4	A:B=0,4:0,6	A:B=0,2:0,8	A:B=0,0:1,0	апт-сеноман
(SO ₄) ²⁻	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,86
SiO ₂	3,33E-05	3,99E-12	2,11E-05	1,78E-05	1,92E-05	1,81E-05	0,00
(CO ₃) ²⁻	5,36E-07	7,84E-12	7,60E-12	7,28E-12	7,25E-12	5,54E-12	0,16
H ₂ CO ₃	427,14	0,12	0,23	0,39	0,46	0,05	36,60
CO ₂	6,50	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,55
pH	3,05	2,45	2,33	2,24	2,25	2,71	6,50
M(г/л)	40,20	35,19	31,20	27,21	23,26	19,27	19,76
Плотн.(кг/м ³)	1000,68	997,92	995,29	992,65	990,04	987,45	987,68
Ионная сила (моль/л)	0,76	0,66	0,59	0,51	0,43	0,36	0,36

Техногенные геохимические изменения состава вод и породы пласта, полученные по данным моделирования, свидетельствуют о преобладании процессов вторичного минералообразования над процессами растворения породы коллектора (из каждого литра раствора количество новообразованных минералов на 120–380 мг превышает количество растворенных), что указывает на возможность постепенного снижения фильтрационно-емкостных свойств пласта и приемистости нагнетательной скважины.

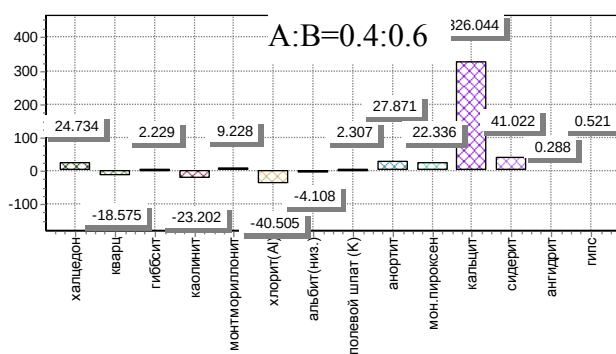
Техногенное изменение коллектора связано, в основном, с растворением полевых шпатов, хлорита, каолинита и кварца, и одновременным образованием вторичных сульфатов, глин (монтмориллонитовых) и карбонатов (кальцита и сидерита) (рис. 1). Каждый цикл промыва приводит к сравнительно небольшому изменению состава породы, но многократный её промыв может привести к довольно существенному преобразованию минерального состава и пористости, а последняя постепенно убывает, приводя к соответствующему изменению фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора.



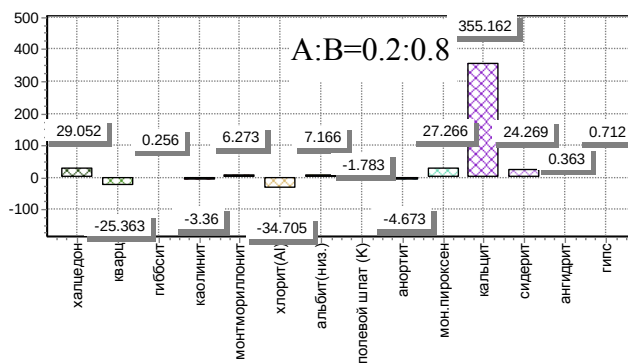
Высажено из раствора (мг/л)



Высажено из раствора (мг/л)



Высажено из раствора (мг/л)



Высажено из раствора (мг/л)

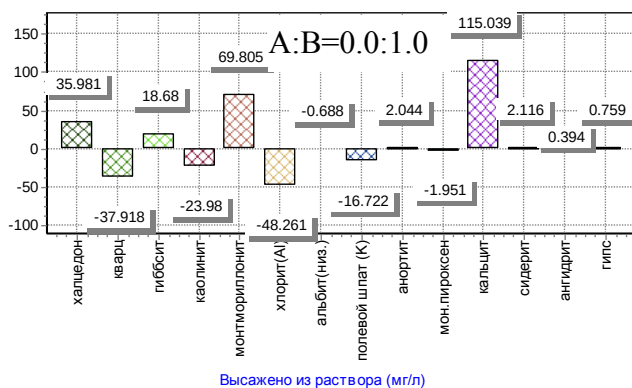


Рис. 1. Выпадение (положительные) и растворение (отрицательные значения) минералов в продуктивном пласте для разных пропорций смешения пластовых вод продуктивных отложений и подземных вод апт-сеноманских отложений используемых для поддержания пластового давления

Полученные в ходе моделирования закачки апт-альб-сеноманских вод в продуктивный пласт (горизонт Ю1) результаты указывают на достаточно хорошую совместимость данных типов вод. Следует ещё раз повториться, что количественные изменения составов раствора и породы – это максимально возможные изменения, которые в действительности (с учетом времени взаимодействия в системе вода-порода) будут более низкими.

Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Сурков В.С. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - Москва, 1975.
2. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач / М.Б. Букаты // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т.305. – №6. – С. 348 – 365.

МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАЛКИНСКОЕ (КАМЧАТКА): УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ СОСТАВА

Н.А. Харитонова^{1,2}, Г.А. Челноков², А.В. Асеева²

¹Московский государственный университет им.М.В.Ломоносова, г.Москва, Россия,
E-mail: tchenat@mail.ru

²Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, Владивосток, Россия

Аннотация. В работе приводятся новые данные по химическому и изотопному составу холодных углекислых минеральных вод месторождения Малкинское. Проведенные исследования показали, что все исследованные воды являются метеорными, а их химический состав формируется в результате сложных химических реакций в системе вода-водовмещающие породы-углекислый газ. Высокое парциальное давление CO₂ в данном случае увеличивает скорость и интенсивность реакций растворения водовмещающих пород.

Abstract. New data about chemical and isotopic composition of high pCO₂ groundwater from Malkinskoe spa is represented. According to the obtained results all studied waters are meteoric ones and their chemical composition was formed during the complex of chemical reactions in the water-bedrock-CO₂ system. The high content CO₂ in mineral groundwater enhances the rate of the dissolution reaction in bedrock and sometimes leads to spouting high pCO₂ groundwater.

В пределах полуострова Камчатка очень широко распространены минеральные воды различных геохимических типов: к настоящему моменту на территории полуострова известно более 100 групп термальных и около 40 холодных минеральных источников [2]. Источники холодных углекислых вод локализованы в основном по периферии Малкинского гидрогеологического массива и горных хребтов п-ова Озерный. Наиболее крупным и известным месторождением холодных минеральных вод полуострова является Малкинское месторождение, расположенное в Елизовском административном районе Камчатского края РФ. Месторождение было открыто в 60-десятых годах прошлого века и его площадь