

УДК 550.424:553.982.2(476.2)

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ «РАССОЛ – ПОРОДА – НЕФТЬ» В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ

Н. И. Кондратенко¹, Я. Г. Грибик²

¹Государственное предприятие «НПЦ по геологии»
ул. Ирининская, 1, 246000, Гомель, Беларусь
E-mail: nvkondratenko@mail.ru

²Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси
ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Беларусь

В статье приводятся результаты экспериментальных исследований процессов взаимосвязи гидрогеохимического состава в трехкомпонентной среде «рассол – порода – нефть». Установлены внешние факторы, влияющие на изменение макро- и микрокомпонентного состава рассола: плотность нефти, содержание нефтяных смол, литологический состав вмещающих пород, минерализация исходного рассола, период взаимодействия. Предложен коэффициент $(\text{HCO}_3 + \text{NH}_4) / \text{SO}_4$ в качестве локального критерия оценки перспектив нефтегазоносности в условиях Припятского прогиба.

Результаты исследования рекомендуются при изучении формирования состава и свойств пластовых вод, а также в поисковой и разведочной гидрогеохимии.

Ключевые слова: гидрогеохимическая миграция, геологическая среда, трехкомпонентная среда, керн, дегазированная нефть, пластовый рассол, контактный раствор, макро- и микрокомпонентный состав, ионы.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные месторождения и залежи не влияют на формирование гидрогеохимической зональности и обуславливают локальные изменения в химическом составе рассолов [2].

Локальные изменения химического состава пластовых рассолов обусловлены ионно-обменными процессами и окислительно-восстановительными реакциями в геологической среде «порода – органическое вещество – нефть – рассол». При длительном взаимодействии компонентов среды неизбежен процесс геохимической миграции вещества внутри среды.

Геологическая среда – это многокомпонентная система, в которой скелет горных пород – условно неподвижная форма, а жидкая, газообразная и биологическая – подвижные, так как в период геологического развития находились в процессе перемещения.

Массоперенос в пластовых водах в литературе принято называть миграцией пластовых вод, однако согласно термину миграция – это перемещение вещества в пределах земной коры [1]. С этих позиций физическое перемещение массы воды (без учета изменения ее компонентного состава), под которым понимается и фильтрация, также включается в понятие миграции. Согласно определению, которое ввел А. Е. Ферсман, геохимическая миграция –

это перемещение химических элементов в земной коре в результате различных геохимических процессов, приводящих к рассеянию или концентрации этих элементов [1]. Пластовые воды как компонент геологической среды принимают непосредственное участие в физико-химических процессах в горных породах и транспортируют химические и другие компоненты [7]. В связи с этим в данной работе принят термин *гидрогеохимическая миграция* – перемещение и трансформация растворенных компонентов в пластовых водах в результате гидрогеохимических процессов, приводящих к изменению минерализации, состава и свойств пластовых вод.

Гидрогеохимические процессы разделены на процессы гидродинамического переноса вещества и физико-химического переноса, связанного с межфазовыми взаимодействиями и химическими процессами.

Основными механизмами физического переноса вещества в пластовых водах являются конвективный, диффузионный переносы и гидродинамическая дисперсия. Физико-химические изменения обуславливают перемещение вещества между фазами геологической среды и внутри самой жидкой фазы. Между твердой и жидкой фазами они проявляются в виде обменных процессов – сорбции и десорбции, ионного обмена, гидратации и дегидратации минералов, растворения, осаждения, кристаллизации. Физико-химические

взаимодействия внутри жидкой фазы представлены процессами ассоциации и диссоциации молекул, комплексообразования, окислительно-восстановительными. Каждой совокупности процессов отвечает своя гидрогеохимическая обстановка, контролируемая определенным соотношением температуры, давления насыщения, химической активности раствора, содержания газов [5; 6].

Представленные экспериментальные работы основаны на процессах накопления и превращения мигрантов на пробах породы, нефти и рассола как элементах пластовой многокомпонентной среды. Процессы гидродинамического переноса вещества не принимаются во внимание, т. е. фактически проведены статические опыты, в которых порода и жидкость остаются в сосуде неподвижными. Процессы распространения внутри сосуда при статических опытах осуществляются путем диффузии. Для модели гидрогеохимической миграции в данных условиях получается один узловый элемент, включающий элементы накопления (ионы). Количественное изучение гидрогеохимической миграции решалось химическими методами анализа.

Цели экспериментальных работ: количественно изучить гидрогеохимическую миграцию ионов в трехкомпонентной среде «рассол – порода – нефть» методами химического анализа; установить влияние внешних факторов на гидрогеохимическую миграцию ионов (литологический состав пород, плотность нефти, содержание нефтяных смол, минерализация исходного рассола, период контактирования); обосновать локальные гидрогеохимические критерии для оценки перспектив нефтегазонасыщенности, геохимически связанные с процессами, протекающими на контакте «нефть – рассол».

Необходимость исследования гидрогеохимической миграции заключается в использовании количественных методов при изучении геологических проблем формирования состава и минерализации пластовых вод, а также в повышении достоверности поисково-разведочных работ на углеводороды, в первую очередь поисковой и разведочной гидрогеохимии.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ ИЗУЧАЕМОЙ СРЕДЫ

Суть эксперимента заключалась в количественном изучении гидрогеохимической миграции вещества в трехкомпонентной искусственно созданной среде «рассол – порода – нефть» по следующей методике.

1. Полноразмерный керн (твердая фаза), насыщенный дегазированной нефтью (жидкая фаза)

в вакуумной установке, помещен в сосуд, наполненный моделью рассола (жидкая фаза) в объемном соотношении «рассол – порода – нефть»: $1500 \text{ см}^3 - 500 \text{ см}^3 - 200 \text{ см}^3$. Физико-химический анализ исходного состава моделей рассола определен до начала эксперимента.

2. Для эксперимента использован полноразмерный керн различного литологического состава, дегазированная нефть – легкая, средняя и битуминозная, модель рассола с фоновыми характеристиками макро- и микрокомпонентного состава. Всего подготовлено 8 экспериментальных контактных растворов. Контактный раствор – раствор, полученный в результате физико-химических процессов, протекающих в искусственно созданной среде между ее фазами и внутри самой жидкой фазы. Для модели гидрогеохимической миграции в данных условиях получается один узловый элемент, включающий элементы накопления (ионы).

3. Опыт проводился при атмосферном давлении и температуре в статических условиях без перемешивания и дробления горных пород.

4. Длительность эксперимента – 150 суток: с отбором проб контактного раствора для химического анализа 30 суток и 150 суток от начала эксперимента в объеме 200 мл.

5. Методами химического анализа установлен ионно-солевой состав контактных растворов (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , NH_4^+ , Fe^{2+} , Fe^{3+} , Br^- , I^-), общая жесткость, минерализация, плотность.

К объектам изучаемой трехкомпонентной среды относятся модель рассола – растворитель, горная порода (полноразмерный керн) и дегазированная нефть, которые содержат комплексные неорганические и органические соединения – мигранты-компоненты.

Для получения результатов, наиболее полно отвечающих целям эксперимента, использован керн, отобранный в скважинах, в которых получен приток нефти на площадях Южной структурной зоны Припятского прогиба либо с прямыми признаками нефтеносности из межсолевых и верхнесоленосных отложений, представленных терригенными и карбонатными породами. Модель нефти отобрана из этих же объектов, при отсутствии таковой модель нефти – выбрана со свойствами как можно более схожими с пластовой нефтью, полученной из этого объекта. Для полноты исследования один из образцов каждой площади насыщен моделью нефти с противоположными свойствами. К примеру, если на площади получен приток тяжелой высоковязкой нефти, один образец насыщен тяжелой высоковязкой моделью нефти, второй образец – легкой маловязкой моделью нефти. Модель рассола выбирается

с характеристиками состава, который соответствует гидрохимическому фону на выбранном объекте. Информация по гидрохимическому фону рас-
солов межсолевых и верхнесоленосных отложений приводится в [4]. Для оценки взаимодействия в среде «рассол – порода – нефть», исключая в составе исходного рассола микрокомпоненты, для одного образца использовалась модель рассола, полученная путем растворения каменной соли лебедянской соленосной толщи (Мозырский галитовой объект; интервал 961,9–962,1 м). Исходный раствор хлоридно-натриевого состава с минерализацией 253,1 г/дм³, общей жесткостью 27 мг-экв/дм³, HCO₃⁻ 12,2 мг/дм³, микрокомпоненты отсутствуют.

Для эксперимента отобран керн из Ново-Ельской скв. № 43 (4 образца), Валавской скв. № 5 (4 образца).

Ново-Ельская площадь

Керн № 16 скв. № 43 Н-Ельской интервал отбора 2322,6–2332,6 м (D₃el (dr)) представлен песчаником

коричневого цвета, крупно-среднезернистый, кварцевый на глинисто-карбонатном цементе, пропитан тяжелой нефтью темно-коричневого цвета.

Керн № 5 скв. № 43 Н-Ельской 2368,0–2379,4 м (D₃el (dr)) представлен мергелем глинистым доломитистым, плотным, тонкокристаллическим, массивным.

Керн № 14 скв. № 43 Н-Ельской интервал отбора 2467,3–2476,8 (D₃zd (vsh)) представлен глиной известковистой серого цвета, плотной, крепкой, тонкокристаллической, массивной.

При бурении скважины № 43 Ново-Ельская отмечались многочисленные нефтепроявления в керне. При испытании дроздовских отложений в эксплуатационной колонне в интервалах 2294–2297 м, 2301–2304 м и 2320–2324 м получены притоки нефти дебитом 0,56 м³/сут., 0,84 м³/сут. и 0,70 м³/сут. соответственно. Результаты физико-химического анализа нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химический анализ нефти скважины № 43 Ново-Ельского месторождения

№ п/п	Интервал отбора, м	ρ, г/см ³	Сод. воды, % об.	Парафины, % об.	Смолы, % об.	Асфальтены, % об.	Т застывания, °С
1	2320–2324	0,944	6,4	3,93	32,2	1,22	+33
2	2320–2324	0,978	3,4	3,03	35,3	2,27	+34
3	2301–2304	0,950	3,6	4,04	37,0	1,74	+32
4	2294–2297	0,948	2,8	5,32	38,2	1,17	+33
Среднее по елецким отложениям		0,955	4,05	4,08	35,7	1,60	+33

Моделью нефти для насыщения образца № 5 скв. № 43 Ново-Ельской принята проба дегазированной нефти, отобранной из интервала 2919,0–2974,8 м в скв. № 1 Морозовской (контактный раствор № 2), для насыщения образца № 14 скв. № 43 Ново-Ельской принята проба дегазированной нефти, полученной из интервала 1934,0–1950,0 м в скв. № 1 В-Доброгощанской (контактный раствор № 3).

Образец № 16 скв. № 43 Ново-Ельской пропитан тяжелой высоковязкой нефтью в пластовых условиях (контактный раствор № 1). Контактный раствор № 4 – образец керна № 14 скв. № 43 Ново-Ельской насыщен дегазированной нефтью, отобранной из интервала 2919,0–2974,8 м в скв. № 1 Морозовской.

Физико-химическая характеристика моделей нефти представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химическая характеристика моделей нефти, принятых для экспериментальных работ взаимодействия в среде «рассол – порода – нефть» для керна материала Ново-Ельской и Валавской площадей

Скв., №	Интервал отбора, м	ρ, г/см ³	Сод. воды, % об.	Парафины, % об.	Смолы, % об.	Асфальтены, % об.	Т застывания, °С
Морозовская, 1	2919,0–2924,8	0,958	14,0	3,1	17,6	1,0	+25
Восточно-Доброгощанская, 1	1943,0–1950,0	0,846	1,6	4,9	9,2	0,7	+13

По результатам химического анализа пробы флюида, полученные при испытании и освоении в скважине № 43 Ново-Ельской, представляют собой смесь фильтрата бурового раствора с пласто-

вым рассолом и смесь пластового рассола с технической жидкостью. В связи с этим физико-химическая характеристика пластового рассола взята по соседней скважине № 26 Ельской.

ГЕОХІМІЯ

Исходя их состава рассола, полученного при испытании пласта межсолевых отложений скв. № 26 Ельской, и гидрохимического фона [4], за модели пластовых рассолов приняты пробы, полученные из интервала 1721,0–1774,0 м в скв. № 47 Ю-Доброгощанской, из интервала 1963,2–1974,0 м в скв. № 1 В-Доброгощанская, из интервала 1815,0–1832,0 м в скв. № 1 Перелесенская с макро- и микрокомпонентным составом, представленным в результирующей таблице.

При выборе соотношения в объеме опытных образцов керна, модели рассола и нефти авторы придерживались опыта экспериментальных исследований, приведенных в статье [3]. Объем керна материала от 15 до 30 % объема сосуда (эксикатор 2500 см³), в котором проводится опыт. Объем нефти 200 см³.

Валавская площадь

При бурении скв. № 5 Валавская отмечались нефтепроявления (выпоты и выделения, примазки нефти) в кернах в интервалах 2761,3–2779,3 м, 2779,0–2791,0 м D₃lb–D₃or (nd).

Для экспериментальных лабораторных работ отобран керн из верхнесоленосных и межсолевых отложений: 2761,3–2779,3 м D₃lb–D₃or (nd) – образец № 1 (известняк глинистый); 2779,3–2791,3 м D₃lb–D₃or (nd) – образец № 2 (глина известковистая); 3106,1–3111,9 м D₃el (dr) – образец № 3 (мергель глинистый доломитистый), 3140,0–3143,4 м D₃el (dr) – образец № 4 (глина известковистая).

При испытании в открытом стволе верхнесоленосных отложений в интервале 2663,2–2798,0 м

в скв. № 5 Валавской приток не получен, межсолевых отложений в интервале 3562,0–3770,0 м получен приток пластового рассола с фильтратом бурового раствора (90 % и 10 % соответственно) с минерализацией 327,7 г/дм³, в макрокомпонентном составе преобладает анион хлора – 208504,8 мг/дм³, катионы Na + K – 42890,7 мг/дм³, Ca – 63827,4 мг/дм³, в микрокомпонентном – Br – 1820 мг/дм³, NH₄ – 197 мг/дм³, I – 12,9 мг/дм³. В скв. № 3 Валавской из интервала 4060,0–4108,0 м петриковских отложений получен приток пластового рассола с минерализацией 280,1 г/дм³, с преобладающим содержанием анионов Cl – 169181,6 мг/дм³, SO₄²⁻ – 2267,9 мг/дм³; катионов Na + K – 104374,0 мг/дм³, Ca – 4320,6 мг/дм³; в микрокомпонентном составе NH₄ – 130 мг/дм³.

Исходя их состава рассола, полученного при испытании межсолевых отложений скв. № 3 и 5 Валавских, и гидрохимического фона [4], моделями пластовых рассолов приняты пробы, полученные из интервала 1815,0–1832,0 м D₃lb (zl₂) в скв. № 1 Перелесенской, из интервала 1778,0–1790,0 м D₃lb (zl₂) в скв. № 1 Перелесенской, из интервала 2758,0–2767,0 м D₃zd (vsh) – D₃zd (trm) в скв. № 13 Ново-Кореневской с макро- и микрокомпонентным составом, представленным в результирующей таблице.

Физико-химическая характеристика моделей нефти, принятых для экспериментальных работ взаимодействия в системе «рассол – порода – нефть» для керна материала Валавской площади, приводится в таблицах 2, 3.

Таблица 3 – Физико-химическая характеристика моделей нефти, принятых для экспериментальных работ взаимодействия в системе «рассол – порода – нефть» для керна материала Валавской площади

Скв., №	Интервал отбора, м	ρ, г/см ³	Сод. воды, % об.	Парафины, % об.	Смолы, % об.	Асфальтены, % об.	Т застывания, °С
Морозовская, 1	2795,0–2810,0	0,902	7,0	3,3	13,4	0,8	+4
Южно-Шатилковская, 16	3059,0–3067,0	0,852	2,3	3,6	4,7	0,2	+9

Таким образом, моделью нефти для насыщения керна обр. № 1 скв. № 5 Валавская принята проба дегазированной нефти, отобранной из интервала 2919,0–2974,8 м в скв. № 1 Морозовской (контактный раствор № 5), для насыщения керна № 2 скв. № 5 Валавская принята проба дегазированной нефти, полученная из интервала 1934,0–1950,0 м в скв. № 1 В-Доброгощанской (контактный раствор № 6). Образец № 3 скв. № 5 Валавской насыщен дегазированной нефтью, полученной из интервала 2795,0–2810,0 м скв. № 1 Морозовская (контактный раствор № 7); образец керна № 4 скв. № 5 Валавская насыщен дегазированной нефтью, полученной

в скв. № 16 Ю-Шатилковской из интервала 3059,0–3067,0 м (контактный раствор № 8).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В результате проведенных экспериментальных работ получены 8 контактных растворов для химического анализа. Контактный раствор для химического анализа в целях установления гидрогеохимической миграции ионов в системе «рассол – порода – нефть» отбирался через 30 и 150 суток контакта. Химическими анализами установлены ионно-солевой состав растворов (Cl⁻, SO₄²⁻,

ГЕОХІМІЯ

HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , NH_4^+ , Fe^{2+} , Fe^{3+} , Br^- , I^-), **общая жесткость, минерализация, плотность** (табл. 4).

Ион аммония

Установлена зависимость обогащения контактного раствора аммонием от плотности нефти, содержания смолистых веществ в нефти и времени контакта. При плотности нефти 0,902–0,958 г/см³ раствор обогащается аммонием на 64–72 % от общего количества накопленного иона

аммония за 150 суток контакта, при плотности нефти 0,845–0,858 г/см³ наибольшее количество вещества накоплено за период 30 суток контакта (90–92 %) (№ № 3 и 8). В растворе № 6 обогащение аммонием незначительное – 36,10 мг/дм³ и 57,70 мг/дм³ соответственно за 30 и 150 суток контакта, что связано с низким содержанием смол в модели нефти – 4,7 % об. (рис. 1, 2). Не отмечено зависимости обогащения аммонием от минерализации рассола.

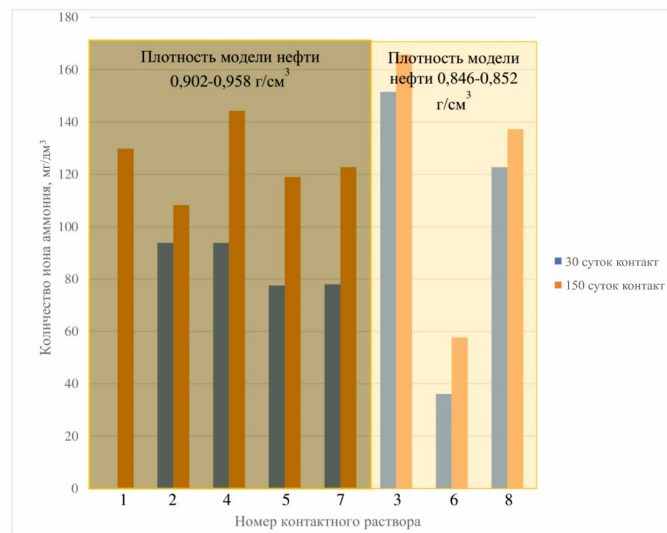


Рисунок 1 – Зависимость гидрогеохимической миграции иона аммония от времени контакта и плотности модели нефти

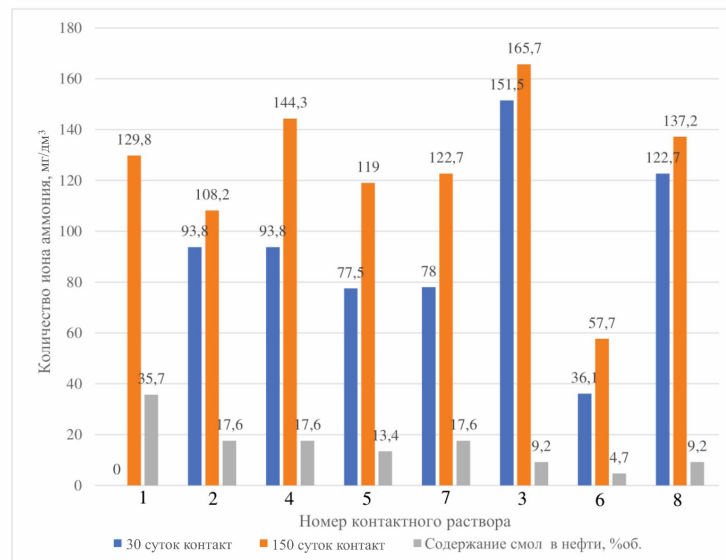


Рисунок 2 – Зависимость гидрогеохимической миграции иона аммония от времени контакта и содержания смол в модели нефти

Установлено влияние литологического состава на обогащение аммонием контактного раствора. Для каждого образца кернового материала

определено содержание кальцита (CaCO_3), доломита ($\text{CaCO}_3 \times \text{MgCO}_3$) и нерастворимого остатка (глинистая составляющая) в таблице 5.

ГЕАХІМІЯ

Таблица 4 – Химический состав контактных растворов №№ 8–1

№ конт. Р-ра	Период взаимодействия, суток	Макрокомпонентный состав, мг/дм ³								Микрокомпонентный состав, мг/дм ³				Минерализация, г/дм ³	Коэффициенты	
		Cl'	HCO ₃ '	SO ₄ ''	Na' + K'	Ca''	Mg''	NH ₄ '	Fe''	Fe'''	Br'	Γ'	$\frac{(\text{HCO}_3' + \text{NH}_4'')}{\text{SO}_4''}$		$\frac{\text{HCO}_3'}{\text{SO}_4''}$	
1	исходный	209279,1	146,4	1022,0	114706,6	16032,0	1702,0	129,9	0,0	0,0	575,4	5,7	343,5	0,27	0,14	
	30	213550,8	170,8	844,0	115227,7	18436,8	1459,2	36,1	0,0	0,0	587,4	6,7	350,3	0,25	0,20	
	150	240599,2	244,0	654,0	127882,8	18036,0	4134,0	259,8	0,0	0,0	779,2	7,6	392,6	0,77	0,37	
2	исходный	197889,0	122,0	824,0	98274,4	22044,0	2918,4	93,8	0,0	0,0	1318,7	12,4	323,5	0,26	0,15	
	30	202160,7	152,5	532,3	100358,2	22444,8	2918,4	187,6	0,0	0,0	1390,6	13,3	330,2	0,64	0,29	
	150	240599,2	195,2	634,0	127978,9	18837,6	3648,0	202,0	0,0	0,0	959,0	6,7	393,1	0,63	0,31	
3	исходный	201448,2	109,8	634,2	93129,3	25250,4	4620,8	483,5	0,0	0,0	1450,5	12,6	327,1	0,90	0,17	
	30	207857,5	146,4	589,3	94323,0	27655,2	4620,8	635,0	0,0	0,0	1438,6	17,1	337,3	1,33	0,25	
	150	247717,5	268,4	435,2	100773,6	38076,0	8512,0	649,4	0,0	0,0	1287,7	19,0	397,7	2,11	0,62	
4	исходный	153757,3	12,2	2023,0	99534,8	340,7	425,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	256,1	0,006	0,006	
	30	173687,3	48,8	1871,0	111892,5	741,5	401,3	93,8	0,0	0,0	65,9	5,3	288,8	0,08	0,03	
	150	203585,8	73,2	1823,0	130806,9	1462,9	182,4	144,3	0,0	0,0	88,1	7,6	338,2	0,12	0,04	
5	исходный	200739,2	170,8	745,0	94162,2	27254,4	2675,2	440,2	0,0	0,0	1390,6	16,2	327,6	0,82	0,23	
	30	203585,8	305,0	645,0	95418,5	28056,0	2432,0	517,7	0,0	0,0	1270,7	19,0	332,3	1,28	0,47	
	150	229212,6	366,0	606,0	90427,3	36072,0	8998,4	559,2	0,0	0,0	1438,6	20,9	367,7	1,53	0,60	
6	исходный	202160,7	0,0	600,2	98032,9	25651,2	1945,6	447,4	153,6	0,0	1378,6	9,5	330,4	0,74	0,00	
	30	205007,4	97,60	533,3	92466,9	28857,6	3981,2	483,5	97,7	0,0	1198,8	11,4	332,6	1,11	0,19	
	150	239177,6	219,6	434,0	104110,4	32064,0	7539,2	505,1	75,4	0,0	1402,6	12,4	385,5	1,67	0,50	
7	исходный	99657,0	24,4	1248,0	38890,2	18036,0	2918,4	202,0	0,0	0,0	359,6	5,7	161,3	0,18	0,02	
	30	105350,3	24,4	1124,0	41507,6	20040,0	2188,8	280,0	0,0	0,0	359,6	13,3	170,9	0,27	0,02	
	150	122437,2	85,4	1098,0	47494,1	21242,4	4134,4	324,7	0,0	0,0	381,0	15,0	197,2	0,37	0,08	
8	исходный	99657,0	24,4	1248,0	38890,2	18036,0	2918,4	202,0	0,0	0,0	359,6	5,7	161,3	0,18	0,02	
	30	101082,1	30,5	1056,0	39118,2	18436,8	2918,4	324,7	0,0	0,0	383,6	15,2	163,4	0,34	0,03	
	150	128130,5	79,3	965,0	50652,7	20440,8	4864,0	339,2	0,0	0,0	412,0	16,0	205,9	0,43	0,08	

Таблица 5 – Карбонатность образцов керна, используемых в экспериментальных лабораторных работах

№ конт. р-ра	Площадь скв. №, № образца керна	CaCO ₃ , %	CaCO ₃ MgCO ₃ , %	Нерастворимый остаток, %	Порода
1	Ново-Ельская скв. № 43, обр. № 16	0,0	5,0	95,0	Песчаник
2	Ново-Ельская скв. № 43, обр. № 5	31,5	10,2	58,3	Мергель глинистый доломитистый
3	Ново-Ельская скв. № 43, обр. № 14	18,9	2,1	79,0	Глина известковистая
4	Ново-Ельская скв. № 43, обр. № 14	20,0	2,0	78,0	Глина известковистая
5	Валавская скв. № 5, обр. № 1	73,5	0,0	26,5	Известняк сильно глинистый
6	Валавская скв. № 5, обр. № 2	28,6	0,0	71,4	Глина известковистая
7	Валавская скв. № 5, обр. № 3	3,0	39,6	57,4	Мергель глинистый доломитистый
8	Валавская скв. № 5, обр. № 4	23,8	0,0	76,2	Глина известковистая

Влияние литологического состава на обогащение рассола аммонием установлено за период 30 суток контакта ($r = 0,63$), за период 150 суток контакта влияние литологического состава на обогащение рассола аммонием не установлено. В контактном растворе № 1 за период 30 суток контакта глинистой составляющей породы поглощена часть иона аммония до содержания его в рассоле $36,1 \text{ мг/дм}^3$. В контактных рассолах №№ 2 и 7 керн представлен мергелем глинистым доломитистым, рассол обогатился аммонием на $93,8$ и $78,0 \text{ мг/дм}^3$ соответственно. В контактных рассолах №№ 3, 4, 8, рассол обогатился на $93,8\text{--}151,5 \text{ мг/дм}^3$.

Таким образом, влияние литологического состава на гидрогеохимическую миграцию иона аммония в системе «рассол – порода – нефть» установлено для периода контактирования 30 суток, так как на начальном этапе происходят ионно-обменные процессы в системе порода – рассол, далее обогащение рассола аммонием в изучаемой трехкомпонентной среде зависит от третьей составляющей изучаемой среды – нефти, а именно

от плотности модели нефти, содержания нефтяных смол и времени контакта, и не зависит от литологии пород.

Гидрокарбонат-ион

Гидрогеохимическая миграция гидрокарбонат-иона в изучаемой трехкомпонентной среде зависит от литологии пород (содержания CaCO_3 в породе), минерализации исходной модели рассола, плотности нефти и времени контакта.

Установлена прямая зависимость гидрогеохимической миграции гидрокарбонат-иона за период 30 и 150 суток контакта в изучаемой системе от минерализации исходной модели рассола ($r = 0,65$ и $0,50$ соответственно) (рис. 3). В контактных растворах с минерализацией $161,34$ до $256,09 \text{ г/дм}^3$ гидрогеохимическая миграция иона HCO_3^- за 30 суток контакта составила $30,50\text{--}97,60 \text{ мг/дм}^3$, за 150 суток контакта – $73,20\text{--}85,40 \text{ мг/дм}^3$, в контактных растворах с минерализацией $323,5\text{--}343,5 \text{ г/дм}^3$ обогащение контактного раствора ионом HCO_3^- составило $146,4\text{--}488,0 \text{ мг/дм}^3$, за 150 суток – $192,5\text{--}268,4 \text{ мг/дм}^3$.

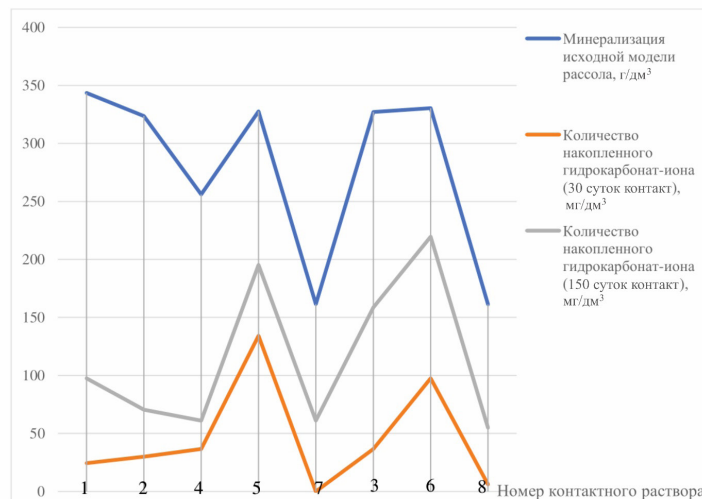


Рисунок 3 – Зависимость гидрогеохимической миграции гидрокарбонат-иона от минерализации исходной модели рассола

Также установлена прямая зависимость гидрогеохимической миграции гидрокарбонат-иона от содержания кальция в породе, так как гидрокарбонат-ион – компонент карбонатной равновесной системы. На первом этапе экспериментальных работ гидрогеохимическая миграция иона HCO_3^- зависит от содержания CaCO_3 в породе ($r(\text{CaCO}_3; \text{HCO}_3^-) = 0,83$), на втором этапе экспериментальных работ за период контакта 150 суток на гидрогеохимическую миграцию гидрокарбонат-иона влияет содержание кальция в породе в меньшей степени, чем на первом этапе ($r(\text{CaCO}_3; \text{HCO}_3^-) = 0,50$). Главную роль приобретают окислительно-восстановительные реакции на контакте «нефть – рассол», что приводит к обогащению контактного раствора ионом HCO_3^- , о чем свидетельствует прямая тесная корреляционная связь содержания гидрокарбонат-иона с ионом аммония и обратная тесная связь этих ионов с сульфат-ионами ($r(\text{HCO}_3^-; \text{NH}_4^+) = 0,88$; $r(\text{SO}_4^{2-}; \text{NH}_4^+) = -0,70$; $r(\text{HCO}_3^-; \text{SO}_4^{2-}) = -0,50$).

Установлена обратная зависимость гидрогеохимической миграции иона HCO_3^- от плот-

ности нефти. На втором этапе коэффициент корреляции между количеством накопленного гидрокарбонат-иона и плотностью нефти составил $-0,59$. Однако здесь оценить результат достаточно сложно, так как у трех экспериментальных образцов керна, насыщенных средней по плотности нефтью, повышенное содержание CaCO_3 в породе 18,9–28,6 % (контактные растворы № № 3, 6, 8). Также у экспериментального образца № 5, насыщенного битуминозной нефтью, содержание CaCO_3 73,5 %, гидрогеохимическая миграция гидрокарбонат-иона здесь максимальна в своей группе.

Гидрогеохимическая миграция иона HCO_3^- зависит от времени контакта и плотности нефти. При плотности нефти 0,902–0,958 г/см³ раствор обогащается ионом HCO_3^- на 25–68,8 % от общего количества накопленного иона HCO_3^- за 30 суток контакта, в то время как при плотности нефти 0,845–0,858 г/см³ за 30 суток контакта количество накопленного гидрокарбонат-иона составило 11,1–44,4 % (рис. 4).

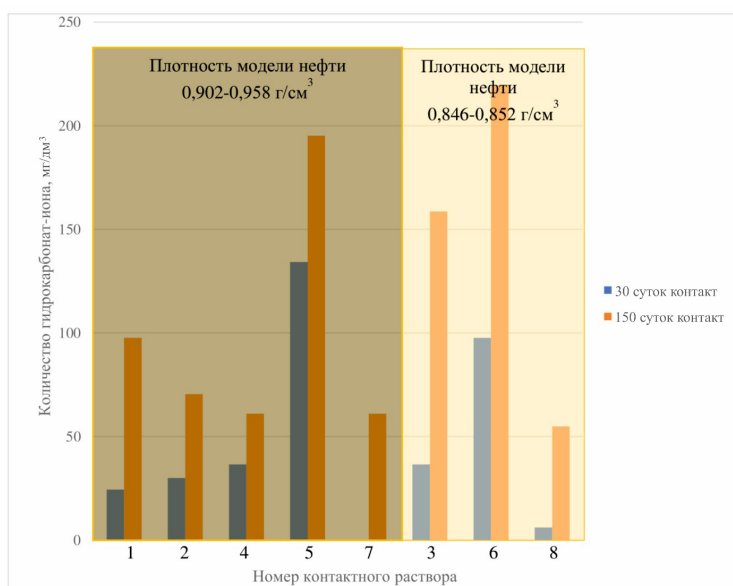


Рисунок 4 – Зависимость гидрогеохимической миграции гидрокарбонат-иона от времени контакта и плотности модели нефти

Сульфат-ион

При взаимодействии углеводородов с пластовыми водами происходит десульфирование последних с выделением сероводорода и гидрокарбонат-иона.

По результатам экспериментальных лабораторных работ установлено, что на процесс сульфатредукции влияет литологический состав пород, плотность нефти, содержание нефтяных смол, а также период контактирования.

Содержание сульфат-иона в рассолах Припятского прогиба определяется равновесием по отно-

шению к ангидриту (CaSO_4), поэтому влияние литологического состава пород на геохимическую миграцию сульфат-иона очевидно. Коэффициент корреляции между литологическим составом пород и количеством сульфат-иона составляет 0,61.

По результатам экспериментальных работ выявлена зависимость десульфирования контактных растворов от плотности нефти, содержания нефтяных смол и времени контактирования.

При плотности нефти 0,902–0,958 г/см³ в контактных растворах № № 1, 4, 5, 7 за 30 суток кон-

такта произошло десульфирование растворов на 48,4–82,7 % от общего значения десульфирования за 150 суток контакта. При плотности нефти 0,846–0,855 г/см³ за 30 суток контакта десульфирование растворов составляет 22,6–67,8 % (контактные

растворы № № 3, 6, 8) (рис. 5). Коэффициент корреляции между плотностью нефти и ΔSO_4^{2-} составил –0,55 для периода 30 суток контакта. Для периода 150 суток контакта связи между этими показателями не выявлено.

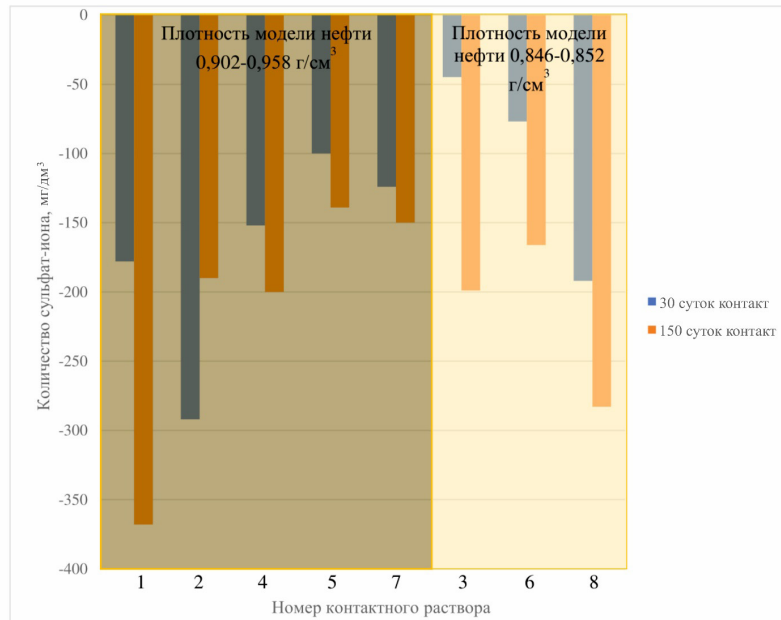


Рисунок 5 – Зависимость десульфирования растворов от плотности модели нефти

Еще один фактор, влияющий на процесс десульфирования контактных растворов, – это содержание смол в нефти (рис. 6). Причем влияние нефтяных смол увеличивается со временем контак-

тирования в среде «рассол – порода – нефть», так теснота связи увеличивается от –0,41 до –0,62 за период контактирования 30 суток и 150 суток соответственно.

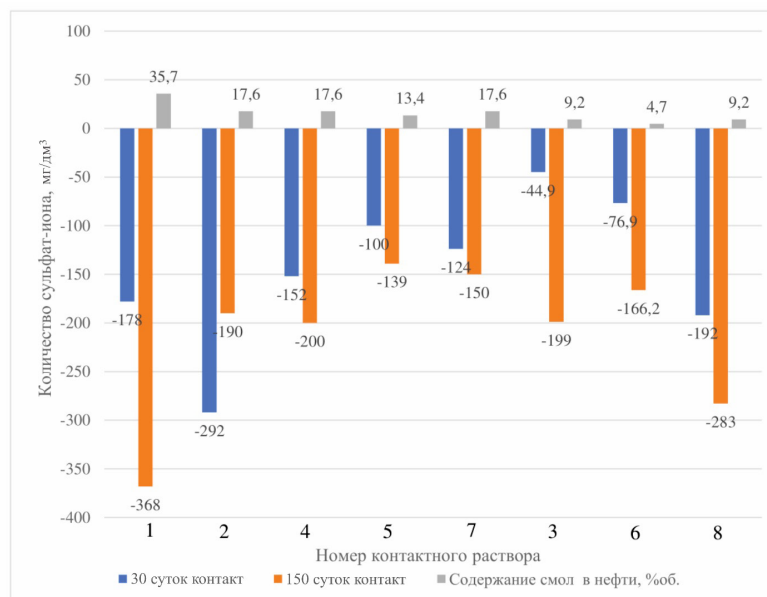


Рисунок 6 – Влияние нефтяных смол на процесс десульфирования контактных растворов

На процесс десульфирования оказывает влияние содержание нефтяных смол и продолжитель-

ность контакта в среде. Так, при контактировании 30 суток и содержании нефтяных смол в модели 4,7–

9,2 % об. ΔSO_4^{2-} составляет от –44,9 до –192,0 мг/дм³. В контактных растворах № № 1, 2, 4, 5, 7 содержание нефтяных смол 13,4–35,7 % об. ΔSO_4^{2-} составило от –100 до –292 мг/дм³. В контактных растворах № № 1, 2, 4, 5, 7 максимальные значения ΔSO_4^{2-} –368 мг/дм³ соответствуют содержанию нефтяных смол 35,7 % об., ΔSO_4^{2-} от –133,0 до –200 мг/дм³ соответствует содержанию смол 13,4–17,6 % об.; при содержании нефтяных смол 4,7–9,2 % ΔSO_4^{2-} составляет от –166,2 до –283 мг/дм³ (период контактирования 150 суток).

Г

Оценить результат по гидрогеохимической миграции йода в контактных растворах достаточно сложно. Очевидно обогащение йодом контактных растворов от 0,90 мг/дм³ до 9,50 мг/дм³ в контактных растворах № № 2, 8 за период 30 суток контакта, до 10,30 мг/дм³ за период 150 суток контакта. Связи между литологией пород, плотностью модели нефти не выявлены либо носят случайный характер. Содержание органического вещества в породе не определялось.

Cl^- , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$, Ca^{2+} , Mg^{2+} , Br^-

В ходе выполнения экспериментальных работ установлено, что в каждом контактном растворе с увеличением времени контактирования происходит накопление катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , однако увеличение общей жесткости контактного раствора не изменяет качественно солевую массу раствора. Концентрация брома в растворах увеличивается с повышением общей жесткости (суммы $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$) и зависит от литологии пород и времени контактирования.

В целом по результатам экспериментальных работ отмечено, что с увеличением периода контактирования в среде «рассол – порода – нефть» минерализация контактного раствора увеличивается от 2,02 г/дм³ до 32,71 г/дм³ (№ № 8 и 4 соответственно) при взаимодействии 30 суток, от 35,87 г/дм³ до 82,08 г/дм³ (№ № 7 и № 4 соответственно) при взаи-

модействии 150 суток. Повышение минерализации контактных растворов связано с увеличением содержания Cl^- и $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ в результате ионно-обменных процессов в системе «рассол – порода».

В результате проведенных экспериментальных исследований установлена прямая линейная зависимость между обогащением рассола ионами HCO_3^- и NH_4^+ и обратная линейная зависимость между ионами HCO_3^- ; NH_4^+ и ионами SO_4^{2-} ($r(\text{HCO}_3^-; \text{NH}_4^+) = 0,88$; $r(\text{SO}_4^{2-}; \text{NH}_4^+) = -0,70$; $r(\text{HCO}_3^-; \text{SO}_4^{2-}) = -0,50$, что является геохимическим подтверждением реальности процессов сульфатредукции на контакте «нефть – рассол», что обосновывает применение коэффициента $(\text{HCO}_3^- + \text{NH}_4^+) / \text{SO}_4^{2-}$ в качестве поискового критерия на нефть. В результате экспериментальных работ отношение $(\text{HCO}_3^- + \text{NH}_4^+) / \text{SO}_4^{2-}$ в каждом случае стремилось к единице или превышало ее с увеличением времени контакта, в то время как отношение $\text{HCO}_3^- / \text{SO}_4^{2-}$ соответствовало значениям меньше единицы (см. табл. 4).

При экспериментальном опробовании предложенного критерия в условиях Припятского прогиба использовались гидрохимические данные рассолов по следующим месторождениям нефти Припятского прогиба, приуроченным к межсоловым отложениям, с плотностью нефти от 0,845 до 0,899 г/см³ – Александровское, Березинское, Вишанское, Давыдовское, Осташковичское, Речицкое, С-Домановичское, Сосновское, Тишковское, а также гидрохимические данные рассолов В-Выступовичской, Ельской, Радомлянкой, Ю-Валавской площадей. Коэффициент $(\text{HCO}_3^- + \text{NH}_4^+) / \text{SO}_4^{2-}$ опробован на Сосновском месторождении нефти. В рассолах межсоловых отложений в скв. № № 13–17, 19, 21, 24, 25 коэффициент составил 1,30–6,50. Выявленная аномалия совпадает с контуром водонефтяного контакта (рис. 7).

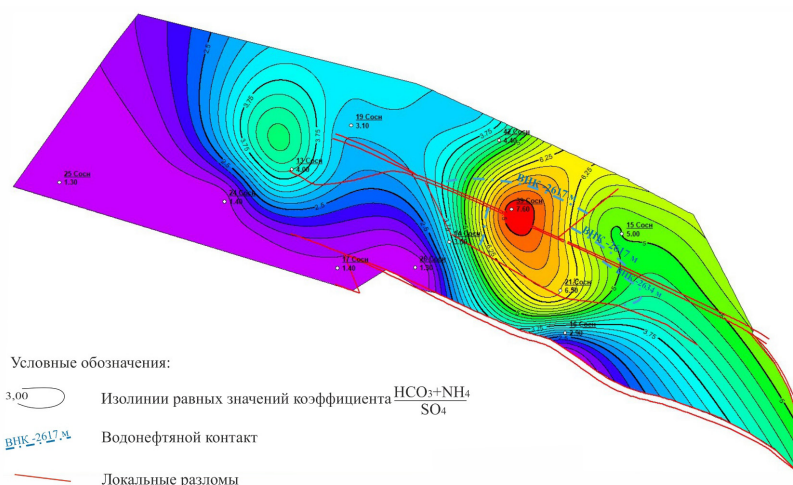


Рисунок 7 – Карта распределения значений коэффициента $(\text{HCO}_3 + \text{NH}_4) / \text{SO}_4$ в рассолах межсоловых отложений Сосновского месторождения нефти (масштаб 1 : 75 000)

Предложенный коэффициент показал эффективность на вышеназванных месторождениях Припятского прогиба, а также на выявленных залежах нефти Южной структурной зоны, хотя каждый из критериев в отдельности не указывал на наличие залежи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлена зависимость обогащения контактного раствора аммонием от плотности нефти, содержания смолистых веществ в нефти и времени контакта. При плотности нефти 0,902–0,958 г/см³ раствор обогащается аммонием на 64–72 % от общего количества накопленного иона аммония за 150 суток контакта, при плотности нефти 0,845–0,858 г/см³ наибольшее количество вещества накоплено за период 30 суток контакта (90–92 %) (№ № 3 и 8). В растворе № 6 обогащение аммонием незначительное – 36,10 мг/дм³ и 57,70 мг/дм³ соответственно за 30 и 150 суток контакта, что связано с низким содержанием смолистых веществ в модели нефти – 4,7 % об и высоким содержанием парафина – 3,6 % об.

2. Гидрогеохимическая миграция гидрокарбонат-иона в изучаемой трехкомпонентной среде зависит от литологии пород (содержания СаСО₃ в породе), минерализации исходной модели рассола, плотности нефти и времени контакта.

3. Установлена прямая линейная зависимость между обогащением раствора ионами НСО₃⁻ и NH₄⁺ и обратная линейная зави-

симость между ионами НСО₃⁻; NH₄⁺ и ионами SO₄²⁻ ($r(\text{HCO}_3^-; \text{NH}_4^+) = 0,88$; $r(\text{SO}_4^{2-}; \text{NH}_4^+) = -0,70$; $r(\text{HCO}_3^-; \text{SO}_4^{2-}) = -0,50$), что является геохимическим подтверждением реальности процессов сульфатредукции на контакте «нефть – рассол», что обосновывает применение коэффициента $(\text{HCO}_3^- + \text{NH}_4^+) / \text{SO}_4^{2-}$ в качестве поискового критерия на нефть. В результате экспериментальных работ отношение $(\text{HCO}_3^- + \text{NH}_4^+) / \text{SO}_4^{2-}$ в каждом случае стремилось к единице или превышало ее с увеличением времени контакта, в то время как отношение $\text{HCO}_3^- / \text{SO}_4^{2-}$ соответствовало значениям меньше единицы.

4. Установлено влияние нефти на изменение ионно-солевого состава рассолов, а именно на содержание ионов НСО₃⁻, NH₄⁺, SO₄²⁻, но третий компонент изучаемой среды – нефть – качественно солевой состав рассола не изменяет.

5. Предложен и апробирован коэффициент $(\text{HCO}_3^- + \text{NH}_4^+) / \text{SO}_4^{2-}$ более 1 в качестве поискового гидрогеохимического критерия на нефть. На месторождениях нефти Припятского прогиба, приуроченных к межсоловым отложениям, с плотностью нефти от 0,845 до 0,899 г/см³ – Александровское, Березинское, Вишанское, Давыдовское, Осташковичское, Речицкое, С-Домановичское, Сосновское, Тишковское, а также на залежах, выявленных в пределах южного района, – В-Выступовичская, Ельская, Радомлянская, Ю-Валавская, предложенный коэффициент подтверждает эффективность применения для оценки перспектив нефтегазоносности поисковых объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологический** словарь : в 2 т. / К. Н. Паффенгольц (отв. ред.) [и др.]. – М. : Недра, 1978 г. – Т. 1. – С. 464–465.
2. **Гидрогеохимическая** зональность и нефтегазоносность / В. М. Швец [и др.]. – М. : Наука, 1988. – С. 71–75.
3. **Грибик, Я. Г.** Оценка взаимосвязи в системе «порода – вода – нефть» в условиях Припятского прогиба / Я. Г. Грибик // Недропользование. – 2018. – № 1 (70). – С. 100–105.
4. **Кондратенко, Н. И.** Гидрогеохимическое районирование и оценка перспектив нефтегазоносности межсоловых и верхнесолоносных отложений Южной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба / Н. И. Кондратенко // Літасфера. – 2024. – № 1 (60). – С. 120–136.
5. **Лехов, А. В.** Физико-химическая гидрогеодинамика : учебник // А. В. Лехов. – М. : МГУ им. М. В. Ломоносова, 2010. – С. 180–190.
6. **Лукнер, Л.** Моделирование миграции подземных вод / Л. Лукнер, В. М. Шестаков. – М. : Недра, 1986. – С. 143–150.
7. **Экологическая** гидрогеология : учебник для вузов / А. П. Белоусова [и др.]. – М. : Академкнига, 2006. – С. 267.

Артыкул паступіў у рэдакцыю 14.02.2025

Рэцэнзент В. Д. Парошын

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЯ ЛАБАРАТОРНЫЯ ДАСЛЕДАВАННІ СІСТЭМЫ «РАСОЛ – ПАРОДА – НАФТА» Ў ПРЫПЯЦКАМ ПРАГІНЕ

Н. І. Кандраценка¹, Я. Г. Грыбік²

¹Дзяржаўнае прадпрыемства «НВЦ па геалогіі»
вул. Ірынінская, 1, 246000, Гомель, Беларусь
E-mail: nvkondratenko@mail.ru

²Інстытут прыродакарыстання Нацыянальнай акадэміі навук Беларусі
вул. Ф. Скарыны, 10, 220076, Мінск, Беларусь

У артыкуле прыводзяцца вынікі эксперыментальных даследаванняў геахімічнай міграцыі рэчыва ў трох-кампанентнай сістэме «расол – парода – нафта». Вызначаны знешнія фактары, якія ўплываюць на змяненне макра- і мікракампанентнага складу расолу: шчыльнасць нафты, канцэнтрацыя нафтавых смол, літалагічны склад умяшчальных парод, мінералізацыя зыходнага расолу, перыяд узаемадзеяння. Прапанаваны каэфіцыент $(\text{HCO}_3 + \text{NH}_4) / \text{SO}_4$ у якасці лакальнага крытэрыю ацэнкі перспектывы нафтагазанаоснасці.

Вынікі даследавання рэкамендуюцца пры вывучэнні ўмоў фарміравання складу і ўласцівасцей пластавых вод, а таксама ў пошукавай і разведчай гідрагеахіміі.

Ключавыя словы: гідрагеахімічная міграцыя, геалагічнае асяроддзе, kern, дэгазаваная нафта, пластавы расол, макра- і мікракампанентны склад, іоны.

EXPERIMENTAL LABORATORY STUDIES OF THE BRINE-ROCK-OIL SYSTEM IN THE PRIPYAT TROUGH

N. Kondratenko¹, Ya. Gribik²

¹State Enterprise “Research and Production Center for Geology”
1 Irininskaya St, 246000, Gomel, Belarus
E-mail: nvkondratenko@mail.ru

²Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus
10 F. Skaryna St, 220076, Minsk, Belarus

The article presents the results of experimental studies geochemical migration of matter in the three-component system “brine – rock – oil”. External factors influencing changes in the macro- and microcomponent composition of brine – oil density, content of oil resins, lithological composition of rocks, mineralization of the initial brine, interaction period. The coefficient $(\text{HCO}_3 + \text{NH}_4) / \text{SO}_4$ is proposed as a local criterion for assessing the prospects of oil and gas potential.

The results are recommended for studying the conditions of formation of the composition and properties of stratal water, as well as in prospecting and exploration hydrogeochemistry.

Keywords: gidrogeochemical migration, geological environment, core, degassed oil, formation brine, macro- and microcomponent composition, ions.